



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Efecto de la Temperatura en las Propiedades Mecánicas y Petrofísicas de Formaciones de Crudo Pesado.**

**Juan Alejandro Arias Buitrago**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia  
2015



# **Efecto de la Temperatura en las Propiedades Mecánicas y Petrofísicas de Formaciones de Crudo Pesado.**

**Juan Alejandro Arias Buitrago**

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:  
**Magíster en Ingeniería de Petróleos**

Director:

Guillermo Arturo Alzate Espinosa

Geomecánica de Yacimientos:

Grupo de Investigación en Geomecánica Aplicada GIGA

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2015



**A Jaime Arias**

*Fuente infinita de inspiración y admiración.*



## Agradecimientos

Agradecimientos especiales a mi familia por su aliento, amor, apoyo y confianza indelebles. Infinitas gracias por su fe férrea en mí y en mis capacidades para cumplir mis metas y sueños.

Expreso mis más sinceros agradecimientos al profesor Guillermo Alzate, director del presente trabajo por el inmenso apoyo y orientación para concluir el mismo. A la profesora Alejandra Arbeláez, por su compromiso, apoyo y ánimo incondicional para que este trabajo llegara a un buen fin.

Al Profesor de la Universidad de Alberta Rick Chalaturnyk, por abrirme las puertas del laboratorio GeoREF para “jugar” con rocas, además de los valiosos consejos técnicos y el tiempo dedicado a las “*Colombian Oil Sands*”. Mil gracias al científico Gonzalo Zambrano, por el apoyo absoluto para realizar mi pasantía en Canadá y tomar este proyecto como si fuese propio.

Al grupo GIGA, agradezco a cada uno de sus integrantes por todas las enseñanzas, especialmente a los estudiantes de posgrado Edson Araújo, Jhon Uribe y Juan Sepúlveda; las horas de conversaciones de geomecánica fueron fundamentales para comprender los problemas y conceptos de esta ciencia.

A Gilbert Wong y Keivan Khaleghi técnicos del laboratorio GeoREF, muchas gracias por toda la paciencia y dedicación para explicarme cada uno de los procedimientos, y equipos utilizados durante el desarrollo de este trabajo; muchísimas gracias también por aceptar la “maratón de ensayos triaxiales”.

Finalmente, expreso verdaderos agradecimientos a todas las personas que me han brindado su amistad o una cerveza durante el tiempo de mis estudios de posgrado, su ayuda ha sido invaluable.

A Ecopetrol y Colciencias por financiar este proyecto.



## Resumen

Las operaciones de inyección de calor en yacimientos de crudos pesados se han convertido en una herramienta fundamental para la explotación de las reservas que estos representan. El calor disminuye la viscosidad del crudo y permite así que este fluya desde la formación hasta el pozo. En los últimos años se han presentado avances tecnológicos que han permitido que este tipo de operaciones sean seguras y eficientes. Tener un correcto entendimiento de lo que le sucede a la formación yacimiento, así como a las formaciones circundantes se ha convertido en un tema de amplio interés para la comunidad científica y la industria, con el objetivo de disminuir el impacto ambiental de estas operaciones, así como generar modelos que permitan predecir la producción y el factor de recobro de una forma precisa y confiable.

Entender el comportamiento geomecánico de este tipo de formaciones bajo diferentes escenarios de esfuerzo y temperatura es fundamental para modelar este tipo de operaciones ya que son estos los posibles escenarios a los que se someten las formaciones durante los procesos de recobro térmico. En este trabajo se muestran los resultados de una serie de pruebas experimentales a diferentes condiciones para encontrar el efecto de la temperatura en el comportamiento de las propiedades de una formación de crudo pesado en Colombia.

**Palabras clave:** 1) Geomecánica. 2) Recobro Térmico. 3) Crudo Pesado. 4) Propiedades Mecánicas. 5) Propiedades Petrofísicas.



## Abstract

Heat injection operations in heavy oil reservoirs have become an essential tool for the exploitation of the reserves they represent. The heat reduces the oil viscosity and thus allows it to flow from the formation to the well. In recent years there have been technological advances that have allowed such operations to be safe and efficient. Having a right understanding of what happens to the reservoir and the surrounding formations has become a topic of interest to the scientific community and industry in order to reduce the environmental impact of these operations and generate models to predict production and recovery factor accurately and reliably.

Understanding the geomechanical behavior of this type of formations under different scenarios of stress and temperature is crucial to model this kind of operations because these are the possible scenarios that formations can be subjected to during thermal recovery. Several experimental procedures were conducted aiming to find the effect of temperature in the behavior of the properties of a Colombian heavy oil formation.

**Keywords:** 1) Geomechanics. 2) Thermal Recovery. 3) Heavy Oil. 4) Mechanical Properties. 5) Petrophysics



# Contenido

	Pág.
Contenido	
<b>Resumen</b> .....	<b>IX</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>XI</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>25</b>
<b>1 Marco Teórico</b> .....	<b>29</b>
1.1 Métodos de Recobro Térmico con Vapor .....	29
1.1.1 <i>Cyclic Steam Stimulation (CSS)</i> .....	29
1.1.2 <i>Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)</i> .....	31
1.2 Propiedades Mecánicas .....	33
1.2.1 Elasticidad .....	33
1.2.2 Esfuerzo efectivo .....	39
1.2.3 Compresibilidad .....	40
1.3 Termoelasticidad .....	43
1.3.1 Expansión térmica .....	43
1.3.2 Esfuerzo térmico.....	45
1.4 Propiedades Petrofísicas.....	46
1.4.1 Porosidad .....	46
1.4.2 Permeabilidad.....	47
1.5 Revisión Bibliográfica .....	49
1.6 Discusión .....	58
<b>2 Metodología</b> .....	<b>61</b>
2.1 Diseño Experimental de Pruebas Triaxiales usando Muestras Reconstituidas .	63
2.1.1 Celda triaxial .....	65
2.1.2 Marco de carga.....	67
2.1.3 Horno.....	68
2.1.4 Bomba de presión de poro.....	69
2.1.5 Bomba de presión de confinamiento.....	70
2.1.6 Bomba de presión pedestal inferior.....	70
2.1.7 Receptor de datos .....	71
2.2 Caracterización del Material .....	72
2.2.1 Extracción de bitumen .....	72
2.2.2 Gravedad específica.....	74
2.2.3 Distribución de tamaño de grano .....	75
2.2.4 Mineralogía.....	76
2.2.5 Microscopio electrónico de barrido.....	76

XIV **Efecto de la Temperatura en las Propiedades Mecánicas  
y Petrofísicas de Formaciones de Crudo Pesado**

---

2.3	Preparación de Muestras .....	77
2.3.1	Reconstitución de muestras sintéticas.....	77
2.3.2	Corte de muestras.....	79
2.4	Prueba Triaxial.....	80
2.4.1	Montaje de la muestra .....	83
2.4.2	Montaje de la celda .....	83
2.4.3	Saturación de la muestra.....	84
2.4.4	Prueba de saturación (Parámetro B) .....	85
2.4.5	Consolidación de la muestra .....	86
2.4.6	Calentamiento del sistema .....	87
2.4.7	Compresión triaxial.....	89
2.5	Propiedades Petrofísicas .....	90
2.5.1	Porosidad.....	90
2.5.2	Permeabilidad .....	94
<b>3</b>	<b>Análisis de Resultados.....</b>	<b>97</b>
3.1	Caracterización del Material.....	97
3.1.1	Extracción de bitumen .....	97
3.1.2	Gravedad específica .....	98
3.1.3	Distribución de tamaño de grano.....	98
3.1.4	Mineralogía .....	101
3.1.5	Imágenes SEM.....	102
3.1.6	Discusión.....	104
3.2	Reconstitución de Muestras.....	105
3.3	Propiedades Petrofísicas .....	107
3.3.1	Porosidad.....	107
3.3.2	Permeabilidad .....	113
3.3.3	Discusión.....	117
3.4	Compresibilidad Isotrópa de las Muestras .....	119
3.5	Ensayos Triaxiales.....	121
3.5.1	Programación.....	121
3.5.2	Resultados isotérmicos .....	124
3.5.3	Resultados no isotérmicos .....	135
3.5.4	Discusión.....	143
<b>4</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>153</b>
4.1	Conclusiones .....	153
4.2	Recomendaciones .....	155
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>157</b>
<b>Anexo 1.</b>	<b>Reconstitución de Muestras de Arena .....</b>	<b>161</b>
A1.1.	Procedimiento .....	161
A1.1.1.	Medición de volumen .....	161
A1.2.	Preparación de Muestras Sintéticas de Arenas .....	163
A1.2.1.	Compactación de arena .....	163
<b>Anexo 2.</b>	<b>Procedimiento de Prueba Triaxial Drenada .....</b>	<b>167</b>
A2.1.	Montaje de la Muestra .....	167

---

A2.2.	Preparación Celda Triaxial.....	168
A2.3.	Saturación de la Muestra .....	169
A2.4.	Consolidación de la Muestra.....	171
A2.5.	Calentamiento del Sistema .....	171
A2.6.	Mediciones de Permeabilidad del Empaque de Arena .....	172
A2.7.	Compresión Triaxial.....	172
A2.8.	Terminación de la Prueba Triaxial .....	173
<b>Anexo 3.</b>	<b>Cálculos Realizados en los Ensayos Triaxiales.....</b>	<b>175</b>
A3.1.	Instrumentos de medición utilizados: .....	175
A3.2.	Cálculos durante la Consolidación.....	176
A3.3.	Cálculos durante la Compresión Triaxial Drenada .....	177
<b>Anexo 4.</b>	<b>Resultados de la Caracterización del Material.....</b>	<b>179</b>
A4.1.	Distribución de Tamaño de Partícula de la Muestra .....	179
A4.1.1.	Muestra 1 .....	180
A4.1.2.	Muestra 2 .....	181
A4.2.	Gravedad Específica .....	183
A4.3.	Difracción de Rayos X .....	184
<b>Anexo 5.</b>	<b>Imágenes SEM de las Muestras después de la Compresión Triaxial.</b>	<b>187</b>



## Lista de figuras

Figura I-1 Demanda de energía mundial (EIA, 2014) .....	26
Figura 1-1 Etapas del método CSS. ....	30
Figura 1-2 Falla de la roca sello por la inyección de calor. ....	31
Figura 1-3 Arreglo de pozos SAGD. ....	32
Figura 1-4 Esquema cámara de vapor durante SAGD.....	33
Figura 1-5 Deformación bidimensional de un cuerpo.....	35
Figura 1-6 Envolvente de falla de Mohr-Coulomb.....	39
Figura 1-7 Diagrama de fases del cuarzo. ....	55
Figura 1-8 Cambio de porosidad por expansión del sólido durante procesos de calentamiento en condiciones confinadas. ....	60
Figura 2-1 Foto equipo utilizado en los experimentos.....	64
Figura 2-2 Esquema configuración de laboratorio utilizada. ....	65
Figura 2-3 Esquema del ensamblaje al interior de la celda triaxial.....	67
Figura 2-4 Marco de carga servocontrolado. ....	68
Figura 2-5 Horno ensamblado en el marco de carga.....	69
Figura 2-6 Bomba Isco® serie D, presión de poro. ....	69
Figura 2-7 Bomba Quizx serie 5000, presión de confinamiento.....	70
Figura 2-8 Bomba Quizx D QX1500, presión de poro permeabilidad.....	71
Figura 2-9 Receptor de datos Agilent®.....	71
Figura 2-10 Foto Dean Stark GeoREF. ....	73
Figura 2-11 Equipo utilizado para realizar <i>Bitumen Flushing</i> . ....	74
Figura 2-12 Instrumentos utilizados para hallar la distribución de tamaño de partícula... 76	
Figura 2-13 Reconstitución de muestras. a) cuarteador de suelos para lograr mezcla homogénea. b) cilindro de reconstitución. c) muestra reconstituida.....	78
Figura 2-14 muestra ensablada en celda triaxial. a) muestra con manga de plomo para altas temperaturas. b) muestra con ambas mangas y ensamblada en la celda. ....	83
Figura 2-15 Fotografía de celda triaxial en el marco de carga y horno. ....	84

XVIII **Efecto de la Temperatura en las Propiedades Mecánicas  
y Petrofísicas de Formaciones de Crudo Pesado**

---

Figura 2-16 Corroboración de la saturación (Parámetro B). .....	85
Figura 2-17 Comportamiento del cambio de volumen con la raíz cuadrada del tiempo durante la consolidación. ....	86
Figura 2-18 Esquema Horno-celda-muestra. ....	88
Figura 2-19 Esquema compresión triaxial de la muestra. ....	90
Figura 2-20 Esquema medición cambio de porosidad utilizando el volumen de la bomba de presión de poro. ....	92
Figura 2-21 Esquema prueba de permeabilidad.....	95
Figura 2-22 Comportamiento de la viscosidad con la temperatura a 5.5 MPa. ....	96
Figura 3-1 Histograma contenido de fluido en las muestras de formación Picacho .....	98
Figura 3-2 Curvas de distribución de tamaño de partículas obtenidas a partir del hidrómetro y del tamiz húmedo para las ambas muestras. ....	100
Figura 3-3 Clasificación por granulometría FOLK 1974.....	101
Figura 3-4 Composición mineralógica de la formación obtenida a partir de difracción de rayos X.....	102
Figura 3-5 Imágenes SEM muestra reconstituida intacta con acercamientos de 50X, 100X, 1000X, 2500X, 5000X y 10000X. ....	103
Figura 3-6 Histograma porosidad final de 20 muestras reconstituidas saturadas de salmuera.....	106
Figura 3-7 Comportamiento térmico de la celda y de la bomba, y cambio de volumen de la bomba durante el calentamiento del sistema triaxial. ....	107
Figura 3-8 Comportamiento presión de confinamiento, temperatura y deformación radial durante la prueba de compresión triaxial con esfuerzo de confinamiento de $\sigma'=8.2$ MPa. ....	111
Figura 3-9 Comportamiento de presión de confinamiento, temperatura y deformación radial durante la Prueba de compresión triaxial a esfuerzo de confinamiento $\sigma'=0.4$ MPa.....	112
Figura 3-10 Comportamiento de la porosidad con la temperatura calculada a partir de la deformación volumétrica. ....	113
Figura 3-11 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 180 °C) con confinamiento constante de $\sigma'= 8.2$ MPa. ....	114
Figura 3-12 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 120 °C) con confinamiento constante de $\sigma'= 8.2$ MPa. ....	115

---

Figura 3-13 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 120 °C) con confinamiento constante de $\sigma' = 4.0$ MPa. ....	116
Figura 3-14 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 180 °C) con confinamiento constante de $\sigma' = 0.4$ MPa. ....	117
Figura 3-15 Comportamiento de la movilidad con la temperatura teniendo en cuenta los cambios de permeabilidad y viscosidad con temperatura. ....	119
Figura 3-16 Curvas de consolidación de las muestras durante la etapa de consolidación primaria y la descarga de la presión de confinamiento. ....	121
Figura 3-17 Curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrico para pruebas realizadas a 50 °C y confinamiento de 8.2, 4, 0.4 MPa.....	128
Figura 3-18 Línea de falla en el espacio de esfuerzos principales para una temperatura de 50 °C.....	129
Figura 3-19 Círculos de Mohr obtenidos a partir de las pruebas realizadas a 50 °C y la envolvente de falla de Mohr-Coulomb encontrada.....	129
Figura 3-20 Curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrico para pruebas realizadas a 120 °C y confinamiento de 8.2, 4, 0.4 MPa.....	131
Figura 3-21 Línea de falla en el espacio de esfuerzos principales a temperatura de 120 °C.....	132
Figura 3-22 Círculos de Mohr obtenidos a partir de las pruebas realizadas a 120 °C y la envolvente de falla de Mohr-Coulomb encontrada.....	132
Figura 3-23 Curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrica y radial para pruebas realizadas a 180 °C y confinamiento de 8.2, 4, 0.4 MPa.....	134
Figura 3-24 Línea de falla en el espacio de esfuerzos principales para una temperatura de 180 °C.....	135
Figura 3-25 Círculos de Mohr obtenidos a partir de las pruebas realizadas a 180 °C y la envolvente de falla de Mohr-Coulomb encontrada.....	135
Figura 3-26 Curvas- esfuerzo deformación radial-deformación axial y volumétrica con confinamiento de 8.2 MPa y temperaturas de 50 °C, 120 °C y 180 °C. ....	137
Figura 3-27 Curvas- esfuerzo deformación radial-deformación axial y volumétrica con confinamiento de 4 MPa y temperaturas de 50 °C, 120 °C y 180 °C. ....	139
Figura 3-28 Curvas- esfuerzo deformación radial-deformación axial y volumétrica con confinamiento de 4 MPa y temperaturas de 50 °C, 120 °C y 180 °C. ....	142

Figura 3-29 Envolturas de falla obtenidas a 50 °C, 120 °C y 180 °C en el espacio del círculo de Mohr. ....	143
Figura 3-30 Fotos de muestra de arena antes y después de un ensayo de compresión triaxial. ....	144
Figura 3-31 Comportamiento de la cohesión con la temperatura. ....	146
Figura 3-32 Comportamiento del ángulo de fricción interna con la temperatura. ....	147
Figura 3-33 Comportamiento del módulo de Young con la temperatura para cada prueba. Se incluyen los tres esfuerzos de confinamiento realizados. ....	148
Figura 3-34 Comportamiento del módulo de <i>Bulk</i> con la temperatura para cada prueba. Se incluyen los tres esfuerzos de confinamiento realizados. ....	149
Figura 3-35 Comportamiento del punto de cedencia con la temperatura para cada prueba. Se incluyen los tres esfuerzos de confinamiento realizados. ....	150
Figura A 1-1. Pedestal inferior cilindro de reconstitución de muestras. ....	161
Figura A 1-2. Ensamblaje pedestal inferior cilindro de reconstitución. ....	162
Figura A 1-3 Pedestal inferior y cilindro. ....	164
Figura A 1-4 Ensamblaje final cilindro de reconstitución. ....	165
Figura A 2-1 Montaje celda triaxial, a) muestra ensamblada con las mangas y sensores, b) cierre de la celda triaxial c) celda ensamblada en el marco de carga. ....	169
Figura A 2-2 Ensayo para hallar el parámetro B. ....	170
Figura A 4-1 Curva granulométrica obtenida a partir del hidrómetro y el tamiz húmedo para la Muestra 1. ....	181
Figura A 4-2 Curva granulométrica obtenida a partir del hidrómetro y el tamiz húmedo para la Muestra 2. ....	183
Figura A 4-3 Resultados difracción rayos X. concentración de elementos en las muestras analizadas. ....	185
Figura A 5-1 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 1 (8.2 MPa, 50 °C) ....	188
Figura A 5-2 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 2 (4 MPa, 50 °C) ....	189
Figura A 5-3 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 3 (0.4 MPa, 50 °C) ....	190

Figura A 5-4 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 4 (8.2 MPa, 180 °C).....191

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1-1 Equivalencia de constantes elásticas para materiales isotrópos y homogéneos. ....	37
Tabla 2-1 Listado de muestras SEM y su relación con ensayos geomecánicos. ....	77
Tabla 2-2 Condiciones de ensayos triaxiales realizados. ....	82
Tabla 3-1 Resumen muestras reconstituidas con porosidad final, relación de vacíos final y peso de la arena en seco. ....	106
Tabla 3-2 Cambio de volumen poroso de la muestra durante el calentamiento medido con la bomba para cada ensayo. ....	109
Tabla 3-3 Expansión volumétrica del sólido durante cada ensayo calculada a partir de la ecuación de expansión térmica de un cuerpo. ....	110
Tabla 3-4 Resumen pruebas triaxiales y muestras utilizadas en cada prueba. ....	122
Tabla 3-5 Etapas y condiciones generales seguidas durante cada prueba. ....	123
Tabla 3-6 Resumen de las propiedades elásticas y punto de cedencia obtenidas en cada uno de los ensayos realizados. ....	145
Tabla 3-7 Propiedades mecánicas de la formación para las diferentes temperaturas analizadas con confinamiento efectivo de 8.2 MPa. ....	150
Tabla A 4-1 Resultados hidrómetro y tamiz húmedo de la muestra 1. ....	180
Tabla A 4-2 Resultados hidrómetro y tamiz húmedo de la muestra 2. ....	182
Tabla A 4-3 Resultados gravedad específica de ambas muestras utilizando el método del picnómetro. ....	184

## Lista de Símbolos y abreviaturas

### Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$A$	Área transversal	$m^2$	----
$C$	Cohesión	$N/m^2$	-----
$c_T$	Compresibilidad total	$m^2/N$	-----
$c_s$	Compresibilidad del sólido	$m^2/N$	-----
$c_p$	Compresibilidad de poro	$m^2/N$	-----
$k$	Permeabilidad	$m^2$	Ec. 32
$B$	Parámetro B de saturación	-----	-----
$h$	Altura de la muestra	m	-----
$H$	Profundidad	m	-----
$P_p$	Presión de poro	$N/m^2$	-----
$P_c$	Presión de confinamiento	$N/m^2$	-----
$Q$	Tasa de flujo	$m^3/s$	-----
$E$	Módulo de Young	$N/m^2$	Ec. 1
$K$	Módulo <i>Bulk</i>	$N/m^2$	-----
$v$	Velocidad del fluido	m/s	-----
$V_p$	Volumen poroso	$m^3$	-----
$V_T$	Volumen total	$m^3$	-----
$V_s$	Volumen sólido	$m^3$	-----
$G$	Módulo de cizalladura	$N/m^2$	$\tau/\gamma$

### Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$\alpha$	Constante de Biot	-----	-----
$\beta$	Coefficiente de expansión térmica lineal	1/°C	-----
$\varepsilon$	Deformación unitaria	-----	$\Delta L/L$
$\nu$	Razón de Poisson	-----	-----
$\mu$	Viscosidad	N.s/m <sup>2</sup>	-----
$\rho$	Densidad	kg/m <sup>3</sup>	m/L <sup>3</sup>
$\rho_f$	Densidad del fluido	kg/m <sup>3</sup>	m/L <sup>3</sup>
$\rho_s$	Densidad del sólido	kg/m <sup>3</sup>	m/L <sup>3</sup>
$\sigma'$	Esfuerzo efectivo	N/m <sup>2</sup>	Ec. 6
$\sigma_H$	Esfuerzo horizontal máximo	N/m <sup>2</sup>	-----
$\sigma_h$	Esfuerzo horizontal mínimo	N/m <sup>2</sup>	-----
$\sigma_n$	Esfuerzo normal	N/m <sup>2</sup>	-----
$\sigma_v$	Esfuerzo vertical	N/m <sup>2</sup>	-----
$\tau$	Esfuerzo de cizalla	N/m <sup>2</sup>	-----
$\phi$	Porosidad	-----	-----
$\varphi$	Ángulo de fricción interna	-----	-----
$\gamma$	Deformación angular	-----	$\Delta x/L$
$\lambda$	Primer parámetro de Lamé	N/m <sup>2</sup>	$K - 2G/3$

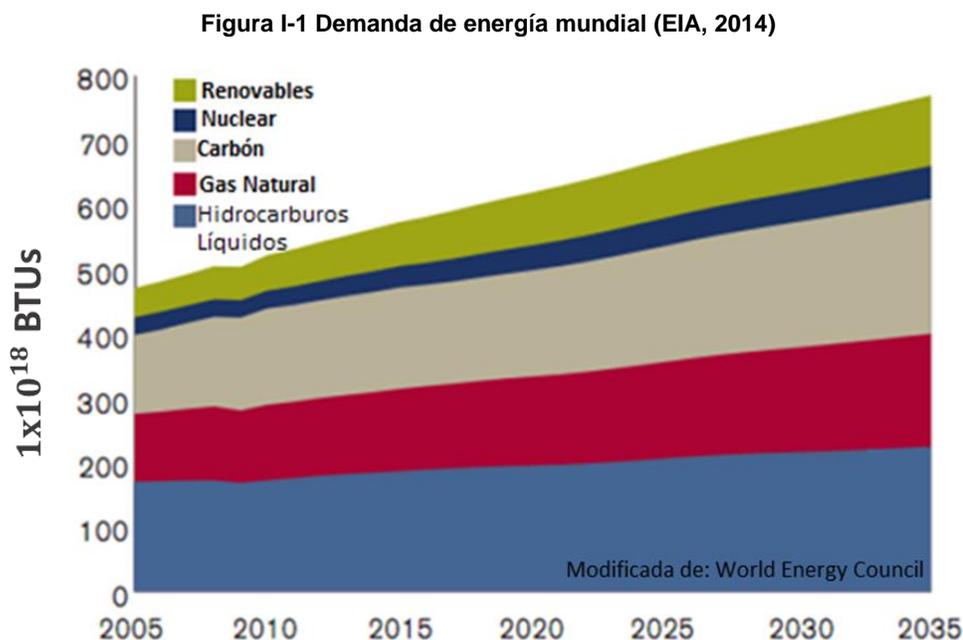
# Introducción

Desde sus inicios en el siglo XIX, la industria de los hidrocarburos siempre se ha enfrentado a grandes retos tecnológicos y científicos. El crecimiento poblacional e industrial en el planeta ha significado un incremento en el consumo mundial de combustibles fósiles. Debido a esta alta demanda mundial, los yacimientos convencionales de petróleo y gas se empiezan a agotar generando un interés en nuevos yacimientos, los cuales se caracterizan por ser de difícil acceso y manejo.

Actualmente, organizaciones estatales y privadas se han enfocado en el desarrollo científico y tecnológico para extraer hidrocarburos de formaciones que por sus características físicas y geológicas no habían sido de interés como formaciones productoras; este tipo de yacimientos se conocen como yacimientos no convencionales, entre los cuales se encuentran, el *shale gas*, los crudos pesados y extra pesados, los hidratos de metano, entre otros.

Estos desarrollos tecnológicos se ven reflejados en la producción mundial actual de hidrocarburos y el porcentaje que estos representan de las reservas de combustibles fósiles en el mundo. Según (M B Dusseault, 2001), 70 % de las reservas de petróleo en el mundo tiene una gravedad específica menor a 20 °API y está presente en arenas no consolidadas a profundidades someras, que no sobrepasan los 1000 m. Las reservas de crudo pesado en el mundo han permitido que el panorama energético haya cambiado de

forma significativa en los últimos 20 años, especialmente con los aportes de Venezuela y Canadá, ambos aportes son reservas de crudo pesado y extrapesado (EIA, 2014)



La producción de petróleo ha suplido la creciente demanda de energía en el mundo en los últimos 5 años de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía como lo muestra la Figura I-1. Según esta misma gráfica, el crudo tendrá un papel fundamental como fuente de energía en los próximos 20 años. Particularmente en Colombia, la producción de crudo pesado representa más del 50 % de la producción total de crudo de acuerdo con las últimas cifras reveladas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2014).

Debido a la alta viscosidad que caracteriza a los hidrocarburos clasificados como crudo pesado, su movilidad en el medio poroso es limitada; para mejorar esta condición y aumentar el factor de recobro en estos yacimientos, países como Canadá y Venezuela han adelantado grandes avances tecnológicos, los cuales permiten aumentar la producción diaria y el factor de recobro de los campos petrolíferos.

En Venezuela, la producción se ha llevado a cabo en frío, drenando los yacimientos utilizando pozos horizontales y multilaterales con completamiento parcial, para obtener así

una mayor área de contacto con la formación. Por su parte Canadá, debido a las bajas temperaturas y al comportamiento exponencial que presenta la viscosidad en función de la temperatura, ha desarrollado tecnologías que involucran la inyección de calor con el objetivo de reducir la viscosidad del fluido y mejorar su movilidad desde el yacimiento hasta el pozo, entre estas técnicas, se encuentra la inyección de vapor de agua y la inyección de aire, siendo actualmente los métodos de inyección de vapor más utilizados debido a su alto desarrollo tecnológico.

Entre las técnicas que involucran la inyección de vapor de agua, se encuentran SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) y el CSS (*Cyclic Steam Stimulation*); estas consisten en inyectar vapor de agua para aumentar la temperatura del fluido y reducir su viscosidad; la técnica CSS usualmente también aumenta presión a la que se encuentran los fluidos en la formación con la intención de generar un mayor gradiente respecto a la presión de fondo de pozo.

Los cambios de temperatura en la formación alteran el estado de esfuerzos al cual se encuentra sujeta debido al efecto del esfuerzo térmico, por lo anterior es imperativo modelar la producción/inyección de estos yacimientos teniendo en cuenta su componente geomecánico; para esto es necesario acoplar los procesos de flujo de fluidos en medios porosos con la deformación del medio. Ambos fenómenos ocurren simultáneamente en el yacimiento cuando éste es sometido a cambios en la presión de poro o en la temperatura del mismo.

Con el objetivo de tener una simulación que describa de forma confiable los procesos que ocurren en el yacimiento, es necesario encontrar el comportamiento de las variables que intervienen en el acople de dichos procesos. El acople se realiza hallando la distribución de presión y de esfuerzo efectivo que hay en el medio poroso, la cual es causada por el flujo de fluidos y por la deformación del medio.

En el caso del flujo de fluido, la distribución de presión es gobernada por la permeabilidad del medio; mientras que la distribución de esfuerzos está gobernada por las propiedades mecánicas tal como constantes elásticas y comportamiento de falla.

Debido a esto, el comportamiento de dichas variables bajo diferentes condiciones de esfuerzo y temperatura es de gran interés para darle una óptima solución al problema de simulación, además de entender lo que realmente está ocurriendo en el yacimiento y los posibles problemas o eventos relacionados con la producción/inyección de fluidos.

En este trabajo de investigación se busca obtener a partir de pruebas experimentales la relación que existe entre la temperatura y el comportamiento mecánico de la roca; para esto se propone realizar una serie de ensayos de laboratorio que permitan observar como este comportamiento es influenciado por la condiciones de esfuerzo y temperatura que se puedan registrar en las diferentes etapas de los procesos de inyección de calor.

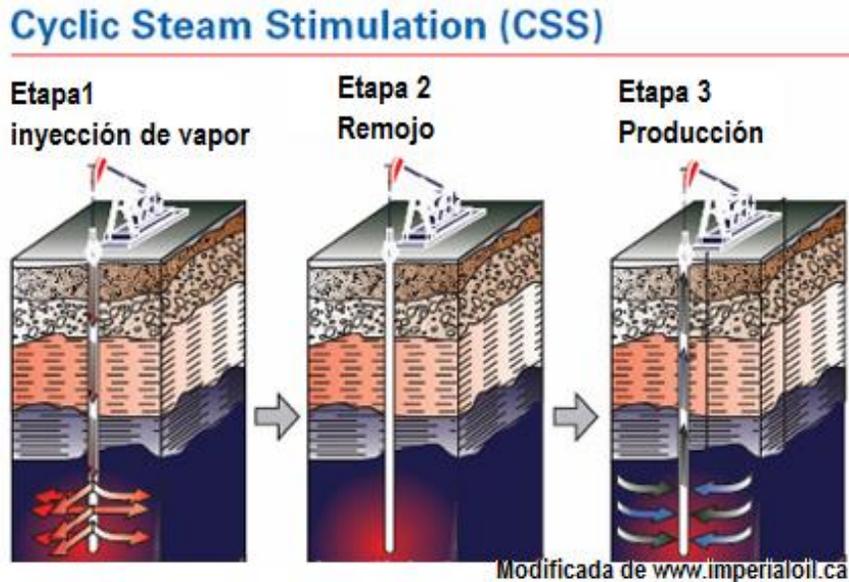
# 1 Marco Teórico

## 1.1 Métodos de Recobro Térmico con Vapor

### 1.1.1 *Cyclic Steam Stimulation (CSS)*

La inyección cíclica de vapor conocida como CSS por sus siglas en inglés, es utilizada exitosamente desde mediados del siglo pasado en campos petrolíferos de crudo pesado en California, Canadá y Venezuela. La inyección cíclica de vapor consiste en tres fases; en la primera se inyecta vapor de agua durante un periodo de tiempo que puede variar su duración de días a una pocas semanas en el yacimiento con el propósito de calentar el crudo para así disminuir la viscosidad; la segunda fase consiste en realizar un proceso de “remojo”, en el cual el calor se disipa a través del yacimiento llegando a zonas alejadas del pozo; esta etapa generalmente es del orden de semanas. Finalmente, en la última fase se abre el pozo a producción durante periodos que pueden llegar al orden de meses (ver Figura 1-1). En este proceso, el yacimiento suele alcanzar temperaturas de hasta 350°C, y es utilizado en formaciones de espesor considerable.

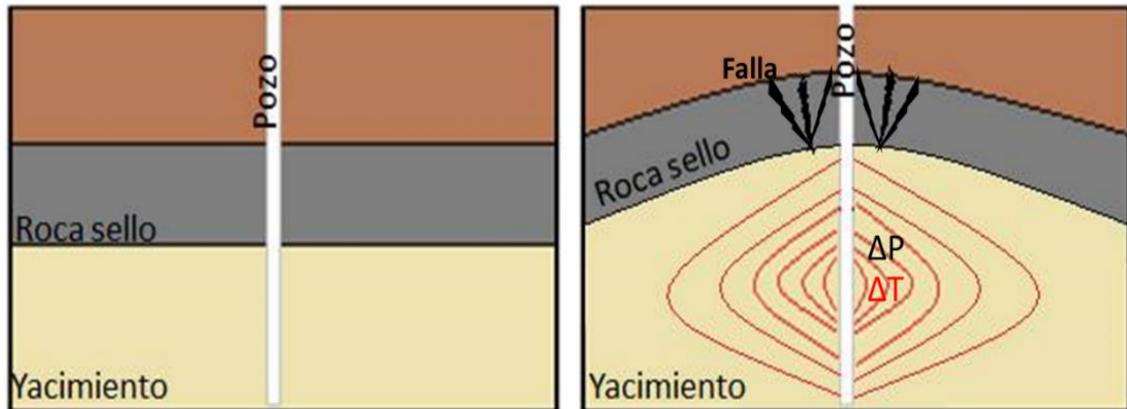
Figura 1-1 Etapas del método CSS.



Esta técnica es ampliamente utilizada en campos de crudos pesados, ya que alcanza un alto factor de recobro, inclusive mayor al alcanzado por otros métodos térmicos como el SAGD, sin embargo ha perdido popularidad en los últimos años y ha sido fuertemente criticado por los impactos ambientales que tiene asociado, como el incidente ocurrido en julio de 2013 donde 5975 barriles de bitumen fueron esparcidos en la superficie de *Primrose and Wolf Lake facility*, acabando de esta manera con vida silvestre de la región y obligando a incorporar nuevas medidas regulatorias donde se requiere mayor monitoreo a los procesos de inyección como lo reporta el informe de la Regulación Ambiental de Alberta (Regulator, 2014). Este tipo de eventos son atribuidos a la combinación la alta presión que alcanzan los fluidos en los yacimientos durante la inyección de vapor y al debilitamiento de la roca sello causado por el incremento en temperatura (ver Figura 1-2) Estos dos procesos simultáneos pueden ocasionar la falla de la roca sello, y por consiguiente, la conexión hidráulica entre el yacimiento y la superficie y/o acuíferos superficiales.

Este tipo de eventos son una muestra más de la necesidad que existe de una buena caracterización geomecánica tanto de la roca yacimiento como de las rocas adyacentes para predecir su falla y así prevenir impactos ambientales.

Figura 1-2 Falla de la roca sello por la inyección de calor.

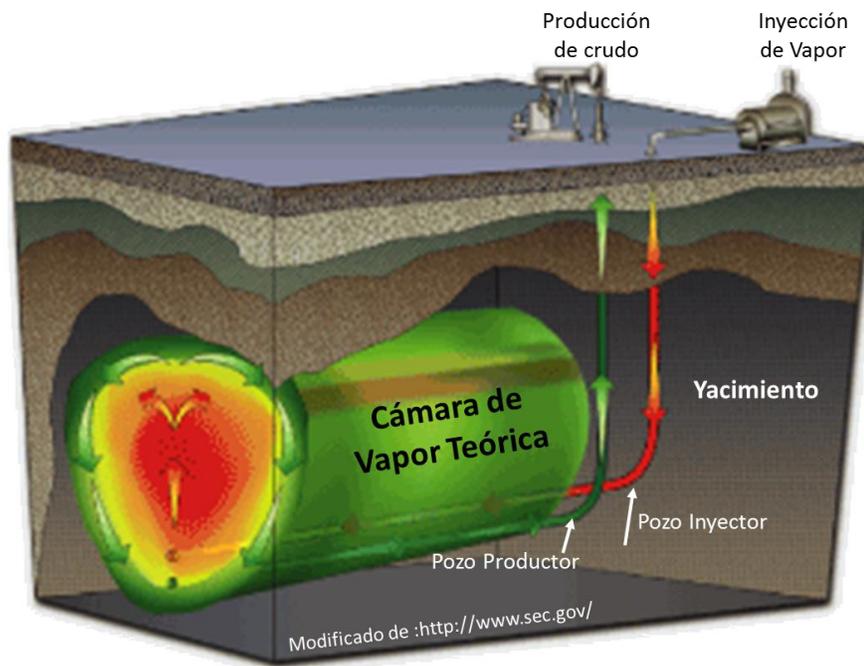


### 1.1.2 Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)

Este método de recobro consiste en la inyección continua de vapor de agua el cual calienta el crudo disminuyendo su viscosidad para mejorar su movilidad. La inyección se lleva a cabo de forma simultánea con el drenado con la ayuda de la fuerza gravitacional.

Este método de recobro térmico consiste en un arreglo de dos pozos horizontales en la formación de interés separados uno del otro aproximadamente nueve metros. El pozo inferior se perfora cerca al piso de la formación para tener mayor eficiencia en la recolección del crudo calentado ya que el pozo inferior cumple el rol de pozo productor (verde), mientras el pozo superior corresponde al pozo inyector (ver Figura 1-3).

Figura 1-3 Arreglo de pozos SAGD.



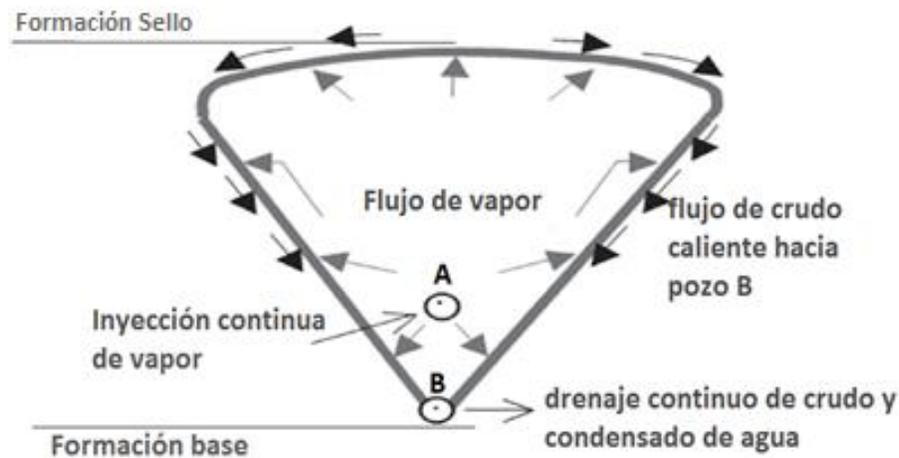
El vapor de agua es inyectado por medio del pozo superior generando así una región de alta temperatura, la cual es conocida como cámara de vapor (Figura 1-4). El tamaño de esta cámara define la cantidad de crudo al cual se le reduce la viscosidad, y por lo tanto la cantidad del mismo que alcanza la movilidad suficiente para migrar al pozo productor. El tamaño de la cámara depende de las condiciones operacionales (presión y caudal) así como de parámetros de la roca y del fluido que determinan la velocidad y la eficiencia de la propagación del calor.

El mecanismo de producción de esta técnica es la gravedad, por esto el pozo productor se perfora en la parte inferior de la formación; una vez el crudo es calentado y su viscosidad se reduce, debido a su propio peso el fluido cae a la parte inferior de la formación.

Debido a que el yacimiento es constantemente drenado, la inyección de fluido no causa un incremento significativo en la presión de poro lo cual genera que la técnica de SAGD no sea considerada una técnica peligrosa para el medio ambiente como lo es el método CSS.

La cámara de vapor puede llegar a presentar temperaturas de 250°C. En Canadá es usada ampliamente para yacimientos que se encuentran a profundidades someras pero no pueden ser explotados por medio de métodos de minería superficiales. Actualmente, gran parte de los planes de desarrollo energético de Canadá toman esta técnica como el principal método para aumentar y optimizar la producción.

Figura 1-4 Esquema cámara de vapor durante SAGD.



## 1.2 Propiedades Mecánicas

### 1.2.1 Elasticidad

La mayoría de materiales tienen una capacidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas ejercidas sobre ellos, Esta capacidad se denomina elasticidad (Fjaer, Holt, Raaen, Risnes, & Horsrud, 1996). Se dice que un sólido se comporta de forma elástica cuando este puede recuperar su volumen y forma inicial después de haber sufrido una deformación causada por una fuerza. Cuando el cuerpo no tiene dicha capacidad de recuperar su forma inicial, se dice entonces que el cuerpo ha superado su límite elástico y se comporta plásticamente.

El tipo más simple de elasticidad se da cuando la relación entre las fuerzas que actúan sobre el material y la correspondiente deformación presenta un comportamiento lineal. En general, cuando se tienen fuerzas de baja magnitud se puede asumir que la relación entre la fuerza y la deformación es lineal. Las rocas sedimentarias que presentan alto grado de consolidación y litificación describen este comportamiento frecuentemente, en especial cuando se evalúa su comportamiento mecánico en periodos de tiempo cortos, los cuales no involucran escalas de tiempo geológico.

Cuando las rocas no tienen dicho grado de litificación, usualmente describen un comportamiento elástico no lineal; en este caso el material recupera su forma inicial una vez se retira el esfuerzo; sin embargo, la relación que existe entre el esfuerzo aplicado y la deformación asociada no es lineal.

### 1.2.1.1 Ley de Hooke

El físico inglés Robert Hooke luego de realizar varios experimentos en los cuales somete materiales a diferentes fuerzas normales, encontró que la relación de las deformaciones producidas era directamente proporcional a dichas fuerzas. Si se considera inicialmente un caso unidimensional para darle simplicidad al problema, las conclusiones hechas por Hooke durante sus experimentos pueden ser resumidas utilizando las siguientes ecuaciones las cuales relacionan la carga y la deformación resultante.

$$\sigma = E\varepsilon \quad (1)$$

$$\varepsilon = \frac{L_f - L_i}{L_i} \quad (2)$$

Donde:

$\sigma$ : Esfuerzo normal.

$E$ : Módulo de Young.

$\varepsilon$ : Deformación unitaria.

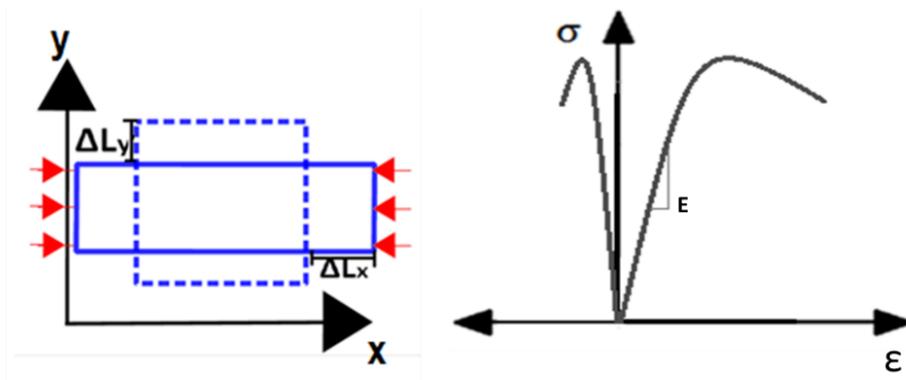
$L_f$ : Longitud final.

$L_i$ : Longitud inicial.

Las ecuaciones anteriores muestran la proporcionalidad existente entre los esfuerzos y las deformaciones generadas por dichos esfuerzos; en este caso el factor de proporcionalidad es conocido como el módulo de Young o módulo de elasticidad y relaciona la deformación del cuerpo en una dirección asociada a una fuerza aplicada en la misma dirección.

Sin embargo, pocas veces se encuentran problemas en la vida cotidiana que se puedan describir utilizando una sola dimensión, por esto la ley de Hooke se ha generalizado para casos tridimensionales apareciendo así el tensor de esfuerzos y de deformaciones. En este caso, se han incluido algunos parámetros que describen el comportamiento elásticos del material. En el caso bidimensional, se puede observar que cuando el objeto es sometido a un esfuerzo bien sea de compresión o de extensión, este se deforma tanto en la dirección paralela al esfuerzo como en la dirección perpendicular a este como lo muestra la Figura 1-5. Así pues, la relación de *Poisson* es la variable elástica que relaciona estas dos deformaciones y es calculada como se muestra en la ecuación (3).

Figura 1-5 Deformación bidimensional de un cuerpo.



$$\nu = -\frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{xx}} \quad (3)$$

Donde:

$\nu$ : Relación de *Poisson*.

$\varepsilon_{yy}$ : Deformación unitaria perpendicular a la fuerza aplicada.

$\varepsilon_{xx}$ : Deformación unitaria paralela a la fuerza aplicada.

La ley de Hooke generalizada es escrita comúnmente utilizando notación inicial para darle simplicidad al manejo de las ecuaciones; el tensor de cuarto orden  $C_{ijkl}$  es conocido como el tensor de rigidez y está compuesto por las 16 constantes elásticas que relacionan las deformaciones en una dirección dada en un plano, con un esfuerzo en el espacio.

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl}\varepsilon_{kl} \quad (4)$$

A pesar de que los geomateriales se caracterizan por ser materiales poco homogéneos e isotrópos, debido a su naturaleza composicional y a los procesos geológicos que han sufrido durante su conformación, a menudo se asumen como materiales homogéneos e isotrópos debido a la poca disponibilidad de muestras, a los altos costos para hacer pruebas de caracterización mecánica y a la simplicidad matemática que toma la ley de Hooke para este tipo de materiales. En geomecánica de yacimientos, se busca generar modelos que acoplen el flujo de fluidos en medios porosos, la deformación geomecánica y en algunos casos otros fenómenos involucrados tales como el comportamiento composicional de los fluidos y la transferencia de calor en la formación; por tal motivo es de gran utilidad contar con un modelo constitutivo geomecánico que le dé simplicidad al problema. El tensor de rigidez se reduce a dos constantes y la ecuación que describe la deformación del material en 3D toma su forma más simple cuando se asume que el material es homogéneo e isotrópo como se muestra a continuación:

$$\sigma_{ij} = \frac{E}{1+\nu} \varepsilon_{ij} + \frac{\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \varepsilon_{kk} \delta_{ij} \quad (5)$$

Donde:

$\sigma_{ij}$ : Tensor de esfuerzos,

$\varepsilon_{ij}$ : Tensor de deformaciones,

$\delta_{ij}$ : Delta de Kronecker.

De igual manera, se puede escribir la ecuación (5) en función de cualesquiera dos constantes elásticas para darle mayor simplicidad a la ley de Hooke. Para materiales isotrópicos y homogéneos, todas las constantes elásticas se pueden hallar a partir de dos de ellas, como lo muestra la Tabla 1-1.

**Tabla 1-1 Equivalencia de constantes elásticas para materiales isotrópicos y homogéneos.**

	$E$	$G$	$K$	$\lambda$	$\nu$
$E, \nu$	-	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	$\frac{E}{3(1+2\nu)}$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	-
$G, \nu$	$2G(1+\nu)$	-	$G\frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)}$	$\frac{2G\nu}{1-2\nu}$	-
$K, \nu$	$3K(1-2\nu)$	$K\frac{3(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$	-	$\frac{2K\nu}{(1+2)}$	-
$\lambda, \nu$	$\lambda\frac{(1+\nu)(1-\nu)}{\nu}$	$\lambda\frac{1-2\nu}{2\nu}$	$\lambda\frac{1+\nu}{3\nu}$	-	-
$E, G$	-	-	$\frac{GE}{3(3G-E)}$	$\frac{G(E-2G)}{3G-E}$	$\frac{E}{2G} - 1$
$E, K$	-	$\frac{3KE}{9K-E}$	-	$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$	$\frac{1}{2} - \frac{E}{6K}$
$G, K$	$\frac{9GK}{G+3K}$	-	-	$K - \frac{2G}{3}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$
$G, \lambda$	$G\frac{3\lambda+2G}{\lambda+G}$	-	$\lambda\frac{2G}{3}$	-	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$
$K, \lambda$	$\frac{9K(K-\lambda)}{3K-\lambda}$	$\frac{3}{2}(K-\lambda)$	-	-	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$

**1.2.1.2 Teoría de falla de Mohr Coulomb**

Si bien la teoría de la elasticidad describe el comportamiento del material; existe un punto de deformación en el cual material deja de comportarse de forma elástica, es decir el material presenta deformaciones irreversibles. Este punto es conocido como punto de cedencia y es fundamental para delimitar la región elástica del material.

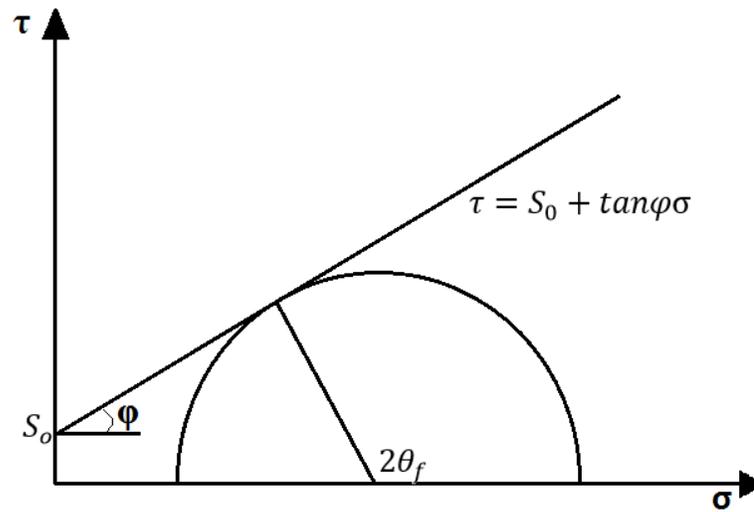
El criterio de Mohr-Coulomb es ampliamente utilizado para predecir la falla por cizalla en materiales granulados tales como el cemento, el suelo y las rocas. Este criterio es

representado por una línea recta en el espacio  $(\sigma, \tau)$ , en el cual el estado de esfuerzos para cualquier plano que atraviesa el material es representado por un punto de un círculo, que es comúnmente conocido como el círculo de Mohr. Como cualquier recta, la envolvente de falla de Mohr-Coulomb tiene un intersección en el eje  $\tau$ , el cual es conocido como cohesión y hace alusión a las fuerzas que mantienen a las partículas del material juntas; en caso de rocas sedimentarias, el concepto de cohesión está fuertemente ligado con la cantidad y calidad del cemento de la roca. La pendiente de la recta (envolvente) se conoce como el ángulo de fricción interna y hace referencia a la fricción entre los bloques que se desplazan en el plano de falla.

La Figura 1-6 muestra cómo se representa este criterio gráficamente. Según esta teoría, el material falla cuando el círculo de Mohr obtenido a partir del estado de esfuerzos al que se encuentre el material toca la envolvente de falla de Mohr-Coulomb. De esta forma, se puede observar la dependencia que tiene la cedencia con la amplitud del círculo, el cual da una idea de la diferencia en la magnitud de esfuerzos o deviatorico de esfuerzos, así como el valor del esfuerzo mínimo ( $\sigma_3$ ), pues si este aumenta, también lo hará la resistencia del material a fallar.

Los parámetros de cohesión y ángulo de fricción interna son hallados a partir de pruebas experimentales. Se requieren mínimo tres pruebas triaxiales a diferentes esfuerzos de confinamiento, posteriormente se grafica el círculo de Mohr correspondiente al estado de falla de cada prueba y la envolvente de falla es una línea tangente a dichos círculos.

Figura 1-6 Envolvente de falla de Mohr-Coulomb.



Donde:

$\sigma$ : Esfuerzo normal al plano,

$\tau$ : Esfuerzo de cizalla que actúa sobre el plano,

$\sigma_1$ : Esfuerzo principal máximo,

$\sigma_3$ : Esfuerzo principal mínimo,

$\theta_f$ : Orientación del plano de falla,

$S_0$ : Cohesión del material,

$\varphi$ : Ángulo de fricción interna.

### 1.2.2 Esfuerzo efectivo

El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido inicialmente por Karl Terzaghi (1923). Este concepto describe el esfuerzo al cual se encuentra sometida la parte sólida del medio. Considerando que el sistema (poros y sólido) está sometido a un esfuerzo total, se puede concluir que parte de este esfuerzo es soportado por la matriz sólida y el restante es soportado por el fluido que se encuentra alojado en los poros del medio.

Con la intención de darle simplicidad al sistema de ecuaciones, en geomecánica usualmente se utiliza la convención de tener esfuerzos compresivos positivos debido a que son estos los más abundantes en el subsuelo. Ahora si se asume que el medio poroso

está completamente saturado de un fluido, este ejercerá una fuerza opuesta al esfuerzo compresivo total; esta diferencia se conoce como esfuerzo efectivo de acuerdo a la teoría propuesta por Terzaghi como se muestra en la ecuación ( 6). Posteriormente, (Biot, 1941) propuso una teoría para materiales poroelásticos, donde la presión tiene un coeficiente llamado coeficiente de Biot en su honor como lo muestra la ecuación ( 7). Dicho coeficiente asume que la matriz sólida de la roca también cambia su volumen cuando esta es sometida a cambio de esfuerzos.

La presión de poro se define como la presión de los fluidos que se encuentran alojados en los poros del medio.

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (6)$$

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (7)$$

Donde:

$\sigma'$ : Esfuerzo efectivo,

$\sigma$ : Esfuerzo total,

$P_p$ : Presión de poro,

$\alpha$ : Coeficiente de Biot.

### 1.2.3 Compresibilidad

La compresibilidad se define como la respuesta en cambio de volumen relativo que tiene un medio cuando se somete a un cambio de presión como se define en la ecuación ( 8). Esta propiedad es ampliamente utilizada en termodinámica y se cumple para condiciones isotérmicas; dicha propiedad es utilizada bajo condiciones de presión hidrostática, sin embargo, en sólidos es común encontrarla en función de los cambios de esfuerzos promedios. Como se muestra en la Tabla 1-1, una de las constantes de elasticidad utilizadas en el estudio del comportamiento mecánico de sólidos es el módulo total o *Bulk*, el cual muestra la proporción de cambio de volumen con un cambio de esfuerzos. De esta manera el módulo *Bulk* se define como el inverso de la compresibilidad.

$$c = -\frac{1}{V_0} \left( \frac{\Delta V}{\Delta P} \right) \quad (8)$$

$$K = \frac{V_0}{\Delta V} \Delta P = \frac{1}{c} \quad (9)$$

Donde:

$c$ : Compresibilidad,

$K$ : Módulo *Bulk*,

$V_0$ : Volumen inicial del cuerpo,

$\Delta V$ : Cambio de volumen,

$\Delta P$ : Cambio de presión hidrostática.

En medios porosos, se tienen tres (3) volúmenes conjuntos los cuales pueden ser expresados en términos de los otros, así el volumen total se define como la suma del volumen poroso y el volumen del sólido según la ecuación ( 10).

$$V_T = V_p + V_s \quad (10)$$

Donde

$V_T$ : Volumen total,

$V_p$ : Volumen poroso,

$V_s$ : Volumen de la matriz sólida.

De esta manera para describir la compresibilidad de arenas, Zimmerman (Zimmerman, Somerton, & King, 1986) proponen una serie de ecuaciones que describen el comportamiento de las compresibilidades de los tres volúmenes involucrados en el medio cuando este se somete a cambio de presión de confinamiento y a cambios de presión de poro. Las ecuaciones propuestas en dicho trabajo se muestran a continuación.

$$c_{pp} = \frac{1}{V_p} \left. \frac{\partial V_p}{\partial P} \right|_{\sigma_m} \quad (11)$$

$$c_{pc} = -\frac{1}{V_p} \left. \frac{\partial V_p}{\partial \sigma_m} \right|_P \quad (12)$$

$$c_{Tp} = \frac{1}{V_T} \left. \frac{\partial V_T}{\partial P} \right|_{\sigma_m} \quad (13)$$

$$c_{Tc} = -\frac{1}{V_T} \left. \frac{\partial V_T}{\partial \sigma_m} \right|_P \quad (14)$$

Donde:

$c_{pp}$ : Compresibilidad de poro por cambios de presión de poro,

$c_{pc}$ : Compresibilidad de poro por cambios presión de confinamiento,

$c_{Tp}$ : Compresibilidad total por cambios de presión de poro,

$c_{Tc}$ : Compresibilidad total por cambios de presión de confinamiento,

$P$ : Presión,

$\sigma_m$ : Esfuerzo promedio de confinamiento.

Cuando se utiliza la teoría de Zimmerman en arenas poco consolidadas usualmente la compresibilidad del sólido se desprecia debido a que la compresibilidad del mineral (generalmente cuarzo) es mucho menor que la compresibilidad total del medio. Lo anterior permite asumir que el cambio de volumen poroso y el cambio de volumen total son iguales. Teniendo en cuenta dicha suposición, las compresibilidades pueden ser simplificadas como se muestra a continuación.

$$c_p = \frac{1}{V_{p0}} \frac{\Delta V_p}{\Delta \sigma'} \quad (15)$$

$$c_T = \frac{1}{V_{T0}} \frac{\Delta V_T}{\Delta \sigma'} \quad (16)$$

$$\Delta V_T = \Delta V_p \quad (17)$$

Despejando  $\Delta V_T$  de ( 16) y reemplazando en ( 15) se obtiene

$$c_p = \frac{1}{V_{p0}} \frac{V_{T0} c_T \Delta\sigma'}{\Delta\sigma'} \quad (18)$$

$$c_p = \frac{V_{T0}}{V_{p0}} c_T \quad (19)$$

De acuerdo con la definición de porosidad,

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (20)$$

Finalmente, la compresibilidad de poro puede expresarse en función de la compresibilidad total como se muestra a continuación,

$$c_p = \frac{1}{\phi_0} c_T \quad (21)$$

Donde:

$\phi_0$ : Porosidad inicial.

## 1.3 Termoelasticidad

### 1.3.1 Expansión térmica

Se conoce como expansión térmica a la tendencia que tienen los materiales a aumentar su volumen cuando se someten a un incremento en la temperatura y a contraerse cuando se reduce su temperatura. Dicha expansión o contracción del material está gobernada por la energía cinética de las moléculas que componen el material. Cuando el material se somete a calentamiento, la energía cinética de las moléculas aumenta generando así un incremento en la velocidad de las moléculas, las cuales mantienen una distancia mayor entre ellas.

El cambio de volumen con los cambios de temperatura se calcula utilizando una propiedad del material que se conoce como el coeficiente de expansión térmica. Este puede ser lineal o volumétrico. El coeficiente de expansión térmica lineal es el grado de expansión de un

material en una dimensión cuando es sometido a un cambio de temperatura ( $\Delta T$ ) como lo muestra la siguiente ecuación.

$$\beta = \frac{1}{L_0} \frac{\Delta L}{\Delta T} \quad (22)$$

Donde:

$\beta$ : Coeficiente de expansión térmica lineal,

$L_0$ : Longitud inicial,

$\Delta L$ : Cambio de longitud,

$\Delta T$ : Cambio en la temperatura.

De forma similar, el coeficiente de expansión térmica volumétrico es el grado de cambio de volumen de un material cuando este es sometido a cambios de temperatura como lo muestra la siguiente ecuación

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta T} \quad (23)$$

Donde:

$\alpha$ : Coeficiente de expansión térmica volumétrico,

$V_0$ : Volumen inicial,

$\Delta V$ : Cambio de volumen,

$\Delta T$ : Cambio en la temperatura.

El coeficiente de expansión térmica volumétrico puede ser calculado como la suma de los coeficientes de expansión térmica lineales de cada dirección. Cuando el material es isótropo, el coeficiente de expansión térmica volumétrico se puede expresar de la siguiente forma:

$$\alpha = 3 \beta \quad (24)$$

### 1.3.2 Esfuerzo térmico

Como se mencionó anteriormente, los materiales tienden a aumentar su volumen cuando son sometidos a procesos de calentamiento. Como se explica en la sección de la ley de Hooke, la deformación de un material es directamente proporcional a un esfuerzo ejercido sobre el material; de esta forma, con la ayuda de la ley de Hooke, los cambios de volumen generados por los cambios de temperatura en un material determinado pueden ser expresados en términos de esfuerzo como lo muestran las ecuaciones ( 25)( 11) - ( 30)( 18). De esta forma el esfuerzo térmico se puede calcular como lo muestra la ecuación ( 30). Este término es frecuentemente utilizado en los problemas mecánicos donde se involucra el efecto térmico, en el caso particular de geomecánica de yacimientos, se puede modelar la alteración del estado de esfuerzos cuando el yacimiento es sometido a cambios de temperatura.

$$\Delta L = \beta L_0 \Delta T \quad ( 25)$$

$$\Delta L/L_0 = \beta \Delta T \quad ( 26)$$

$$\varepsilon = \beta \Delta T \quad ( 27)$$

$$E = \sigma / \varepsilon \quad ( 28)$$

$$\sigma = E \varepsilon \quad ( 29)$$

$$\sigma = E \beta \Delta T \quad ( 30)$$

Donde:

$E$ : Módulo de Young,

$\sigma$  : Esfuerzo,

$\varepsilon$ : Deformación unitaria,

$\alpha$ : Coeficiente de expansión térmica,

$\Delta T$ :Incremento de temperatura.

## 1.4 Propiedades Petrofísicas

### 1.4.1 Porosidad

La porosidad se define como la fracción de volumen del cuerpo que no es ocupado por la matriz sólida, y en el cuál la roca tiene la capacidad de almacenar fluidos. La porosidad generalmente evoluciona con la historia de la roca y es resultado de la compactación y la litificación de la misma en rocas sedimentarias. La porosidad se puede clasificar de diferentes maneras, según el origen de los poros como porosidad primaria y secundaria y según la interconexión entre poros se suele clasificar como porosidad absoluta y porosidad efectiva.

Según su origen:

**Porosidad primaria:** Se conoce como porosidad primaria a la relación del espacio libre entre granos y el volumen total de la roca. Cuando se habla al espacio entre granos, se hace referencia al espacio que queda libre por la forma y características de los granos tales como esfericidad y redondez.

**Porosidad secundaria:** Es la relación entre los espacios vacíos no intergranulares y el volumen total. Los espacios vacíos no intergranulares hacen referencia a los espacios generados por fenómenos como fracturas o disolución del cemento.

Según la interconexión de poros:

**Porosidad absoluta:** Es el porcentaje del total de espacios libres de la roca con respecto al volumen total sin tener en cuenta si hay interconexión entre ellos.

**Porosidad efectiva:** Se conoce como porosidad efectiva, a la relación entre el volumen de los poros interconectados con el volumen total de la roca. Esta porosidad está relacionado con la conductividad de fluidos aunque no es una medida de esta.

Matemáticamente, la porosidad se define como el cociente entre el volumen poroso y el volumen total (ecuación 6); la porosidad es normalmente reportada en fracción, en decimal o en porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{1 - V_s}{V_T} \quad (31)$$

Donde:

$V_p$ : Volumen poroso,

$V_T$ : Volumen total,

$V_s$ : Volumen de sólidos.

### 1.4.2 Permeabilidad

Si bien la porosidad da una idea de cuánto fluido puede ser almacenado en el medio poroso, no dice que tan fácil se puede mover el fluido a través de este, por esto se introduce el término de permeabilidad; la permeabilidad se define como la capacidad que tiene un medio poroso para que fluyan a través de él. La permeabilidad absoluta es una propiedad intrínseca del medio, y se define como la capacidad de que un fluido fluya a través del medio cuando el medio está 100% saturado de dicho fluido. La permeabilidad está gobernada por parámetros de la roca tales como distribución de tamaño de granos, así como la cementación y grado de consolidación.

El término permeabilidad fue introducido por el científico Henry Darcy, luego de realizar experimentos en empaques de arena, donde descubrió que velocidad de flujo en un medio poroso era directamente proporcional a la caída de presión entre los dos extremos e inversamente proporcional a la distancia recorrida; el factor de proporcionalidad depende de la viscosidad del fluido y de una propiedad propia de cada material la cual se conoce como permeabilidad (ver ecuación 7)

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (32)$$

Donde:

$v$ : Velocidad de flujo,

$k$ : Permeabilidad del medio,

$\mu$ : Viscosidad del fluido,

$\Delta P$ : Caída de presión,

$\Delta L$ : Distancia recorrida.

Frecuentemente tanto en casos de campo como en pruebas de laboratorio, no es práctico expresar la velocidad de flujo en términos unidades de velocidad (distancia/tiempo) sino en términos de caudal (volumen/tiempo), por lo tanto usualmente se encuentra la ecuación de la ley de Darcy de la siguiente manera:

$$q = \frac{Ak}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (33)$$

Donde:

$q$ : caudal de fluido,

$A$ : área transversal al flujo.

## 1.5 Revisión Bibliográfica

Los estudios encontrados en la literatura acerca de los temas de investigación del presente trabajo se basan en pruebas experimentales a diferentes tipos de rocas como granito, mármol, arena Berea, entre otros. Las propiedades mecánicas de los materiales pueden ser medidas de dos formas, por medio de experimentos triaxiales, donde se controlan los esfuerzos máximo y mínimo y se mide el estado de esfuerzos necesario para generar una deformación determinada. El segundo método corresponde a ensayos no destructivos utilizando ondas ultrasónicas; la velocidad de estas son función de las constantes elásticas del material.

**(Campanella & Mitchell, 1968)** llevaron a cabo un experimento en arcillas bajo condiciones drenadas encontrando cambios de volumen durante ciclos de calentamiento y enfriamiento de las muestras, la cual no recuperaba su volumen inicial. Los ciclos de calentamiento iban de 40 °C hasta 140 °C. Finalmente, asocian este fenómeno de irreversibilidad a cambios fisicoquímicos de la estructura del material.

**(Mobarack & Somerton, 1974)** estudian la variación volumétrica, la resistencia a la compresión y las variables elásticas tales como módulo de *Young* y relación de *Poisson*, usando muestras de arenas genéricas como Berea, Boise y Bandera. Estas muestras se sometieron a pruebas de esfuerzo deformación en un rango de temperatura de 300 °C a 1000 °C. En dicho trabajo se obtienen los primeros acercamientos a la relación que tiene el comportamiento mecánico de las rocas con la temperatura. En general se encuentra que tanto la resistencia a la tensión como el módulo de *Young* presentan una importante disminución a temperaturas superiores a los 500 °C. En este mismo año, el mismo autor acompañado de otros investigadores (Mobarack & Somerton, 1974) publican un trabajo donde reportan un incremento promedio entre 14 % y 23 % en el módulo total (*bulk*) para el mismo tipo de muestras, que en el caso anterior y analizan un rango de temperaturas que va desde los 20 °C hasta los 200 °C a condiciones de confinamiento de 110 MPa.

**(Sanyal, Marsden, & Ramey, 1974)** presentan una recopilación de la información disponible hasta el momento de los cambios que sufren las propiedades petrofísicas con la temperatura. En este trabajo se incluyen propiedades como la porosidad, la permeabilidad, la resistividad eléctrica y la presión capilar. Encuentran que entre los

trabajos disponibles para la época, determinan que existen similitudes y contradicciones. Finalmente basado en la revisión hecha, encuentra que las propiedades petrofísicas son altamente afectadas en cambios de temperatura de hasta 400 °C; recomienda que estos cambios no sean obviados en la evaluación de formaciones y en los cálculos de ingeniería de yacimientos.

**(Agar, 1984)** reporta en su tesis doctoral diferentes comportamientos dependiendo del tipo de roca, así como la transición que presenta el cuarzo por encima de 573 °C, donde el cuarzo  $\alpha$  se convierte en  $\beta$  seguido por la fusión del mismo, estos cambios también dependen del fluido de saturación, pues el cuarzo húmedo tiende a fundirse a temperaturas más bajas que el cuarzo seco. Entre las rocas estudiadas, se encuentran muestras de rocas intactas y de suelo no consolidado. Para las rocas intactas, se encuentra que a presión atmosférica, el calor genera microfracturas, lo cual aumenta la porosidad y la permeabilidad, estas microfracturas son generadas por las fuerzas de cizalla que se generan debido a la expansión de los granos, los cuales tienen contactos aleatorios entre sí. Mientras que el suelo tiende a compactarse cuando es sometido a calentamiento, lo cual se atribuye a una reorganización de los granos cuando estos se expanden.

A pesar de que este trabajo es ampliamente citado, cabe mencionar que la diferenciación que hace entre rocas intactas y suelo, no cumple un criterio objetivo, ya que en el caso del suelo las muestras se suponen bajo confinamiento mientras que en el caso de la roca se supone presión atmosférica, lo cual permite el cambio de volumen total del sistema, esto genera un aumento en las microfracturas debido a la expansión del fluido alojado en dichas microfracturas como lo explicó (Campanella & Mitchell, 1968). Finalmente, (Agar, 1984) concluye en su trabajo que las muestras utilizadas de la formación *Saline Creek Oil Sand* no muestran una dependencia significativa de las propiedades mecánicas en el rango de temperatura analizado (90 °C – 300 °C), y explica lo anterior basándose en la mineralogía limpia, en este caso una cuarzoarenita.

Después de los estudios adelantados por **(Agar, 1984)**, aparecen **(Wang & Nur, 1988)** donde evalúan los cambios de velocidades de ondas para diferentes medios porosos saturados con diferentes fluidos. Utilizan muestras de arena de Ottawa, Boise y Massilon, las cuales presentan una mineralogía uniforme y están compuestas principalmente por cuarzo. En el experimento fueron utilizados cuatro tipos de fluidos diferentes, crudo

pesado, agua, aire y bitumen. Primero realizaron un análisis de las velocidades de onda en los fluidos más viscosos, y se encontró que a diferencia de los fluidos tradicionales como el agua o como el aceite liviano, estos pueden propagar ondas de tipo transversal o cizalla. Además se muestra una fuerte influencia de la velocidad de onda en estos fluidos cuando son sometidos a procesos de calentamiento. Luego realizaron los experimentos de ultrasonido con las muestras saturadas al interior de una celda triaxial con una presión de confinamiento constante de 15 MPa; de estos resultados se puede concluir la fuerte influencia que tiene el fluido en las mediciones dinámicas; se encuentra una dependencia más significativa en las muestras saturadas con fluidos viscosos que en las muestras secas y saturadas con agua; esta dependencia se encontró tanto para la onda compresional como para la onda de cizalla. En este trabajo se concluye que a partir de los resultados se puede construir una herramienta de monitoreo de los procesos de inyección con el objetivo de tener un seguimiento del frente de inyección.

**(Kosar, 1989)** lleva a cabo una serie de pruebas triaxiales a muestras obtenidas de las formaciones que se encuentran en las columnas estratigráficas de los dos yacimientos de arenas bituminosas más representativos de Canadá, los depósitos de Athabasca y Cold Lake. En el programa de pruebas se incluyen pruebas a las formaciones yacimiento así como a las formaciones circundantes; el programa de ensayos se compone de pruebas a condiciones drenadas y no drenadas. Se realizaron ensayos drenados a condición de temperatura ambiente y ensayos no drenados a altas temperaturas (225 °C). Encuentran que la temperatura tiene una alta influencia en comportamiento mecánico de las formaciones de shale tal como la formación *Clearwater* la cual corresponde a una lutita que sirve como roca sello de la formación McMurry en el depósito de Athabasca. En este caso, la resistencia a la compresión no aumento hasta un 50 % y el módulo de *Young* también tuvo un incremento de 100 % después de que la muestra fue sometida a calentamiento. Este comportamiento se explica por la consolidación térmica generada durante el calentamiento ya que el volumen poroso de la muestra disminuye durante el calentamiento.

**(Lau, Jackson, & Gorski, 1991)** publican un artículo en el cual estudian los cambios de las propiedades mecánicas en una roca ígnea (*Lac du Bonnet grey granite*). Este estudio se llevó a cabo en un rango de temperaturas de 75 °C a 125 °C y en un rango de presiones de confinamiento de 0 a 17 MPa. Los resultados muestran una escasa dependencia de las

propiedades mecánicas con la temperatura; sin embargo se encontró que en general al calentarse el granito, la resistencia del mismo disminuía. Se encontraron unas leves variaciones en el módulo de Young lo cual se explica por la variabilidad de las muestras. Debido a que las pruebas se hicieron sin saturar las muestras, se puede confirmar lo expuesto anteriormente por (Wang & Nur, 1988) y por (Agar, 1984) donde se expone la fuerte influencia que tienen los fluidos que se encuentran alojados en los poros en el comportamiento mecánico de las rocas y en los cambios que dicho comportamiento puede presentar con la temperatura. También se comprueba lo planteado por (Agar, 1984) con relación al microfracturamiento especialmente en rocas donde la porosidad es muy baja lo cual implica un área de contacto mayor entre los granos que componen la roca.

**(Jizba, 1991)** desarrolló su tesis doctoral en la cual intentaba encontrar la relación la relación que tiene el comportamiento mecánico de las arenas con la porosidad y el contenido de *shale*, así como el nivel de diagénesis de la roca. En este trabajo se encuentra una alta relación entre el nivel de diagénesis y las velocidades de onda, demostrando una vez más la fuerte influencia que tiene la porosidad o los espacios vacíos en el comportamiento mecánico global de las rocas.

**(Batzle & Wang, 1992)** presentan un trabajo donde se calcula las velocidades de ondas para diferentes fluidos que se encuentran típicamente en los poros de las rocas yacimiento. También se muestra la dependencia de estas velocidades con las condiciones de presión y temperatura. La velocidad de onda es calculada partir de los cambios en densidad y compresibilidad de cada fluido para las condiciones dadas.

**(Scott, Proskin & Adhikary, 1994)** presentan un estudio de los cambios volumétricos y en permeabilidad con la inyección de vapor para arenas bituminosas. En este trabajo se presentan los resultados obtenidos por los autores comparados con resultados de estudios previos. Los autores concluyen que el cambio de la permeabilidad con la temperatura es altamente influenciado por las condiciones de confinamiento que se tengan durante la pruebas. Así pues, para casos donde el confinamiento es alto, la permeabilidad del medio disminuye, mientras en casos de bajo confinamiento, la permeabilidad aumenta con la temperatura.

**(Chalaturnyk & Scott, 1995)** presentan en su tesis doctoral un estudio de la relación

existente entre la deformación volumétrica y el cambio de permeabilidad que sufre la formación debido a la inyección de vapor de agua en procesos de *SAGD*, en este trabajo se encuentra un aumento significativo de permeabilidad, el cual alcanza hasta un incremento del 30 %.

**(De Bruyn & Thimus, 1996)** llevaron a cabo pruebas triaxiales a diferentes temperaturas a muestras de arcillas de la formación Boom para ser utilizado como depósito de residuos nucleares. Los experimentos se realizaron a 20, 50 y 80 °C y a dos (2) condiciones de confinamiento diferentes. En este trabajo se ve una influencia de la temperatura en el punto de cedencia, pero no se ve una tendencia clara de variación del módulo de Young con la temperatura.

**(Tanaka, Graham, & Crilly, 1997)** realizaron un programa de pruebas de laboratorio en muestras de arcillas con contenido de ilita. El programa de pruebas incluye tanto pruebas drenadas como no drenadas, las pruebas drenada se llevaron a cabo a 36, 72, 96 y 100 °C y un confinamiento efectivo de 0.5 MPa. En el estudio se encuentra una alta dependencia del punto de cedencia con la temperatura, los experimentos a bajas temperaturas mostraron mayor tendencia a la dilatación y el punto de cedencia decrece con los incrementos de temperatura.

**(Araújo, Sousa, & Bloch, 1997)** presentan los resultados de curvas de esfuerzo-deformación obtenidos para rocas yacimiento a tres diferentes temperaturas, 24 °C, 80 °C y 150 °C, y las pruebas se llevaron a cabo en una celda triaxial. En general, se encontró una importante disminución en el módulo de *Young* y en el módulo *Bulk* cuando la roca es sometida a calentamiento; además de una reducción en la resistencia de la roca.

**(Batzle, Hofmann, & Han, 2006)** adicional a los trabajos presentados anteriormente por estos autores, esta vez realizan un estudio del comportamiento sísmico solamente para crudos pesados. Encuentran una alta dependencia en la velocidad de onda de la temperatura, así como de propiedades del fluido de poro tales como la gravedad API, GOR y el punto de burbuja entre otras. Nuevamente, se evidencia la propagación de ondas de cizalla en el crudo a bajas temperatura; sin embargo se encuentra una relación entre este fenómeno y la frecuencia de las ondas.

**(Zou, Bentley, Lines, & Coombe, 2006)** desarrolla su tesis doctoral integrando un simulador de yacimientos con el monitoreo sísmico de un proceso de inyección de vapor

en el campo *Pikes Peak* en Canadá, presenta modelos de los cambios del módulo de *Bulk* y de cizalla con temperatura y esfuerzo efectivo; estas relaciones fueron halladas a partir de pruebas dinámicas y son utilizadas para calcular el comportamiento mecánico de la formación durante el proceso de inyección de vapor.

**(De-hua Han, Zhao, & Yao, 2007)** nuevamente presentan un trabajo donde analizan muestras de arenas poco consolidadas en Canadá; las muestras son saturadas con crudo pesado y con agua, nuevamente se observa la fuerte influencia que tiene el fluido alojado en los poros en el comportamiento mecánico de medios porosos; el estudio se realizó en un rango de temperatura de 0 °C a 140 °C. Este trabajo aporta información valiosa en cuanto a la temperatura, en la cual las muestras de crudo pesado cambian su comportamiento mecánico de *cuasi-sólido* a fluidos (50 °C); este punto de transición representa la temperatura a la cual es apropiado utilizar las ecuaciones de Gassmann.

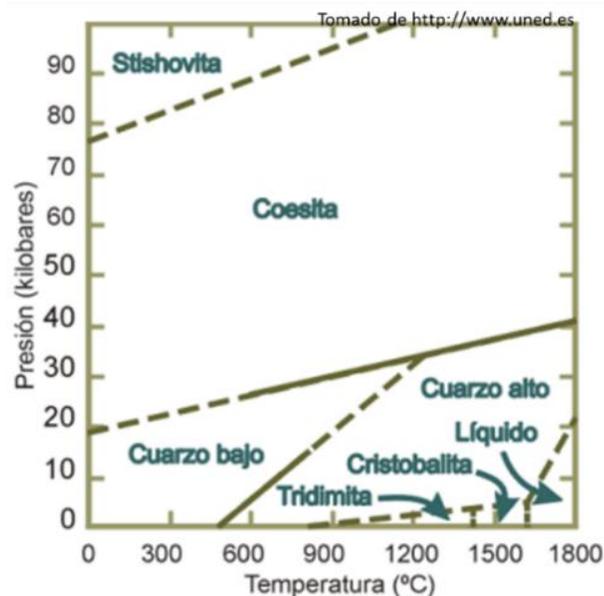
**(Kato, Onozuka, & Nakayama, 2008)** llevan a cabo una serie de experimentos para determinar los cambios de las velocidades de onda con la temperatura, utilizaron muestras de yacimientos de crudo pesado en Japón, los cuales son estimulados con inyección de calor; en general, eran muestras de arenas limpias con bajo contenido de arcillas y de alta porosidad. Las pruebas se llevaron a cabo en un rango de temperaturas de 10 °C a 140 °C. Este trabajo reporta que el comportamiento de las velocidades de ondas normalizadas con la temperatura es lineal y que se puede dividir en dos regiones, una línea recta describe el comportamiento para temperaturas por debajo de 30 °C y otra línea recta de pendiente diferente define el comportamiento para temperaturas mayores a 30 °C. Este trabajo se compara con el trabajo presentado en el 2006 por (D Han & Batzle, 2004).

**(Moustafa, Malek, & Jianfu, 2008)** llevaron a cabo pruebas estáticas a muestras de *shale*, cuyos principales componentes son la caolinita y el cuarzo; esta roca presenta un permeabilidad muy baja. Las pruebas se realizaron en un rango de 20 °C a 250 °C y utilizaron empaques cortados paralelos y perpendiculares a los planos de estratificación, con el objetivo de encontrar anisotropías en los módulos elásticos, lo cual es característico en rocas como el *shale* debido a la forma lenticular de los granos. En general, se encuentra una fuerte influencia de la temperatura en las variables mecánicas; cuando la temperatura incrementa, el módulo de *Young* disminuye y la resistencia a la compresión también.

(Tran *et al.*, 2008a) presentan un trabajo donde muestran cómo cambia la porosidad simulada del yacimiento cuando este es sometido a procesos de recobro térmico; encuentran una gran dependencia de este cambio con las condiciones de frontera; si el yacimiento se encuentra totalmente confinado, la porosidad del medio disminuye ya que el volumen total no se puede expandir, por lo tanto la expansión de los granos genera una disminución en el espacio poroso. Adicionalmente, muestran diferentes escenarios para cada una de las fronteras del yacimiento, tomando el yacimiento como un cuadrado.

(Zhang, Mao, & Lu, 2009) llevan a cabo pruebas de laboratorio para medir el UCS a tres tipos de rocas diferentes; areniscas, lutita y mármol, se consideró un rango de temperatura desde 25 °C hasta 800 °C. Para la arenisca se observa que tanto el módulo de Young como la resistencia a la compresión de las muestras disminuye con la temperatura, sin embargo hay un cambio de tendencia en este comportamiento en temperaturas alrededor de los 500 °C (cambio de cuarzo  $\alpha$  a cuarzo  $\beta$ , ver Figura 1-7) donde el módulo de *Young* no sigue un comportamiento regular ante los cambios de temperatura; a 800 °C, el material se comporta de forma plástica y no se alcanza la ruptura, lo cual puede ser causado por el cambio de fase de la muestra, pues a esta temperatura el cuarzo se puede empezar a comportarse como un fluido.

Figura 1-7 Diagrama de fases del cuarzo.



**(Benzagouta & Amro, 2009)** realizaron múltiples ensayos de permeabilidad a diferentes condiciones de esfuerzo efectivo y temperatura en muestras de carbonatos del medio oriente. El rango de esfuerzo efectivo analizado es de 725 a 4000 psi, por su parte la temperatura se evalúa en un rango de 25 a 100 °C. En este trabajo, se encuentra que la permeabilidad disminuye hasta un 65 % con la temperatura en el intervalo analizado, dicho comportamiento tuvo una región de mayor pendiente al inicio del calentamiento; posteriormente se comporta de forma más constante. Los esfuerzos de confinamiento utilizados en este trabajo son altos a comparación de trabajos anteriores, por esto se puede prever la reducción de la permeabilidad que se presenta en el trabajo.

**(Doan, Nauroy, & Baroni, 2010)** muestran cómo cambia la velocidad de onda con la temperatura para núcleos de yacimientos de crudo pesado en su estado natural y reconstituidas; estas rocas son cuarzoarenitas de porosidades que varían entre 37 % y 40 % y de alta permeabilidad (de 3 a 4 Darcy). Las pruebas son realizadas con las muestras secas y saturadas de petróleo; las propiedades del crudo como la viscosidad y la densidad son previamente evaluadas para encontrar su dependencia con la temperatura; la comparación de los resultados de las muestras secas y saturadas permite observar el efecto que tiene el fluido en el comportamiento mecánico de las muestras, como ya ha sido expuesto anteriormente. También comparan los resultados obtenidos experimentalmente con los resultados modelados por medio de las ecuaciones generalizadas de Gassmann propuestas por **(Ciz & Shapiro, 2007)**, encontrando un alto nivel de ajuste entre ambas curvas.

**(Luo & Wang, 2011)** llevaron a cabo pruebas experimentales de resistencia a la compresión uniaxial en muestras de lodolita. Alcanzan temperaturas de 750 °C. En contraste con los estudios analizados en este estudio se encuentra que tanto el módulo de Young como la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) aumentan con la temperatura. Dicho aumento es más pronunciado al inicio del calentamiento cuando la muestra pasa de 20 °C a 100 °C, seguido por una región donde el cambio no es significativo (100 °C – 600 °C) y finalmente se tiene un aumento pronunciado nuevamente por encima de 600 °C.

**(S. Zhang, Leng, Zhang, & Xiong, 2012)** presentaron una forma analítica para encontrar los cambios que las propiedades mecánicas de la roca sufre con la temperatura. Este modelo es desarrollado a partir de leyes termodinámicas y utilizando cálculo tensorial. El

modelo muestra un buen ajuste con datos experimentales hasta 90 °C y predice el comportamiento del material tanto en la región elástica como en la región plástica.

**(Carvajal, Quintero, Perez, & Carreño, 2014)** llevan a cabo pruebas de compresión con el objetivo de encontrar la resistencia a la compresión uniaxial UCS a diferentes temperaturas de muestras de yacimiento (arenisca) como en muestras de roca de sello (lutita). Las muestras son calentadas en hornos a 500 °C durante un periodo de 15 días con el objetivo de simular las condiciones dadas durante procesos de combustión in-situ. En este trabajo se encuentra que para la arenisca, el UCS disminuye considerablemente pasando de 7150 psi a 1194 psi, el módulo de Young también disminuye considerablemente cayendo de  $1.38 \times 10^6$  psi a  $0.24 \times 10^6$  psi; la relación de Poisson por su parte aumentó de 0.25 a 0.28; estos resultados sugieren que la roca toma características mucho más dúctiles después del calentamiento. Sin embargo la roca sello describe un comportamiento diferente aumentando su valor de UCS después del proceso de calentamiento de 9185 psi a 12055 psi, el módulo de Young no sufrió un cambio drástico disminuyendo de  $1.46 \times 10^6$  a  $1.38 \times 10^6$ ; la relación de Poisson por su parte disminuye casi a la mitad pasando de 0.21 a 0.12; estos resultados sugieren que en el caso de las lutitas se presenta un comportamiento más frágil después del proceso de calentamiento; estos resultados concuerdan con resultados anteriormente presentados donde se considera que el calentamiento de la roca es análogo a un proceso de consolidación. En este estudio se deben tener en cuenta dos condiciones: 1) el calentamiento se hizo con el cuerpo libre, sin ningún confinamiento lo cual genera que el material se pueda expandir libremente y 2) se alcanzó una temperatura de 500 °C con lo cual muchos de los minerales de tamaño fino experimentan una transformación química y un consecuente cambio en el comportamiento mecánico del material.

**(Hassanzadegan, Blo, Milsch, & Urpi, 2014)** presentan un trabajo donde analizan el cambio en la porosidad para una arenisca (Fm Flechtinger). El estudio se realiza en un rango de temperaturas de 25 °C a 140 °C y esfuerzos de confinamiento de 2 a 55 MPa. En este trabajo se llevaron a cabo pruebas usando celdas triaxiales en condiciones drenadas y pruebas dinámicas. Los cambios en la porosidad causados por los cambios de temperatura son hallados mediante dos métodos, el primero tiene en cuenta el cambio de las propiedades mecánicas como el módulo *Bulk* y la teoría de poroelasticidad planteada por **(Biot, 1941)** y el segundo presenta una teoría de cierre de fracturas. En este trabajo

se concluye que la porosidad es directamente proporcional a la temperatura a estado de esfuerzos bajos, mientras que a estados de esfuerzos altos, la porosidad disminuye con la temperatura; esto se encuentra en concordancia con los resultados obtenidos por **(Tran et al., 2008a)** para diferentes condiciones de fronteras en simulación.

**(Yu, Chen, Chen, Zhang, & Cai, 2015)** realizaron pruebas triaxiales a cuatro estados de confinamiento diferentes, 0 MPa, 5 MPa, 10 MPa y 20 MPa utilizando muestras de arenisca previamente calentadas a temperaturas diferentes 20 °C, 200 °C, 400 °C y 600 °C; antes de realizar las pruebas triaxiales se llevaron a cabo pruebas de permeabilidad. Los resultados de la compresión triaxial, muestran un aumento en el módulo de *Young* para todos los confinamientos cuando la muestra pasa de 20 °C a 200 °C sin embargo de esta temperatura en adelante se presenta una disminución del módulo de *Young* llegando a valores considerables para las muestras calentadas a 600 °C. Por su parte la razón de Poisson aumenta en el primer intervalo de temperaturas estudiadas seguido de una disminución alcanzando de igual forma una disminución considerable para la última temperatura analizada 600°C. Estos resultados muestran que la roca se comporta de forma más frágil cuando pasa de 20 °C a 200 °C seguido de un comportamiento más dúctil para temperaturas elevadas. Con respecto a la permeabilidad, inicialmente se evidencia una disminución de permeabilidad con la temperatura hasta 200 °C siendo está más evidente para el caso de menor confinamiento (5 MPa); a partir de los 200 °C la permeabilidad aumenta con la temperatura siendo este incremento mucho más significativo en el rango 400 °C a 600°C para todos los estados de confinamiento. En este trabajo se observa una diferencia significativa del comportamiento de todas las variables analizadas cuando la muestra se calienta por encima de 400°C; estos cambios pueden estar relacionados como en otros casos anteriores con el cambio de fase del cuarzo el cual se da a 573 °C.

## 1.6 Discusión

De acuerdo con los conceptos teóricos presentados y la revisión bibliográfica cubierta, se encuentra la posible dependencia de las propiedades mecánicas y petrofísicas cuando el medio poroso es sometido a cambios de temperatura. También se evidencia una significativa falta de información disponible con respecto a los cambios del comportamiento

mecánico con la temperatura; varios de los estudios mencionados en este trabajo son realizados para aplicaciones diferentes a la industria de los hidrocarburos, sin embargo sirven para contextualizar los posibles escenarios que se presentan en el presente trabajo de investigación. Se encuentra además que si bien el cambio de variables como la porosidad ha sido estudiado teóricamente, dichos estudios no tienen una evidencia de casos experimentales o de campo que los confirme. Se puede concluir que el cuarzo, el cual es el mineral más común en la arenas, cambia su comportamiento drásticamente cuando pasa de fase alfa a beta, en la cual se puede observar el diagrama de fases del cuarzo, donde se identifica el cambio de fase alfa a beta a aproximadamente.

En este trabajo, se busca cubrir los posibles escenarios bajo métodos de recobro que involucran la inyección de vapor de agua; en estos casos, la mayor temperatura en superficie es de aproximadamente 350°C en el caso del método CSS. Teniendo en cuenta que en el pozo hay pérdidas de calor, se puede asumir que la formación en ningún momento alcanza una temperatura superior a la del vapor en superficie. A partir de lo planteado en trabajos anteriores, se puede concluir que el cambio de las propiedades petrofísicas con la temperatura ha sido un tema que ha inquietado profesionales desde hace varias décadas y que ha tomado mayor popularidad en la comunidad científica en los últimos 20 años, con el desarrollo tecnológico que ha presentado la industria energética en Canadá. A pesar de esto, no se presenta un comportamiento claro de la evolución de variables como porosidad y permeabilidad cuando el yacimiento es sometido a cambios de temperatura. Estudios recientes consideran el estado de confinamiento para evaluar dicha evolución, encontrando una gran influencia de este y mostrando por qué en estudios pasados, se encontraban discrepancia y contradicciones en resultados experimentales.

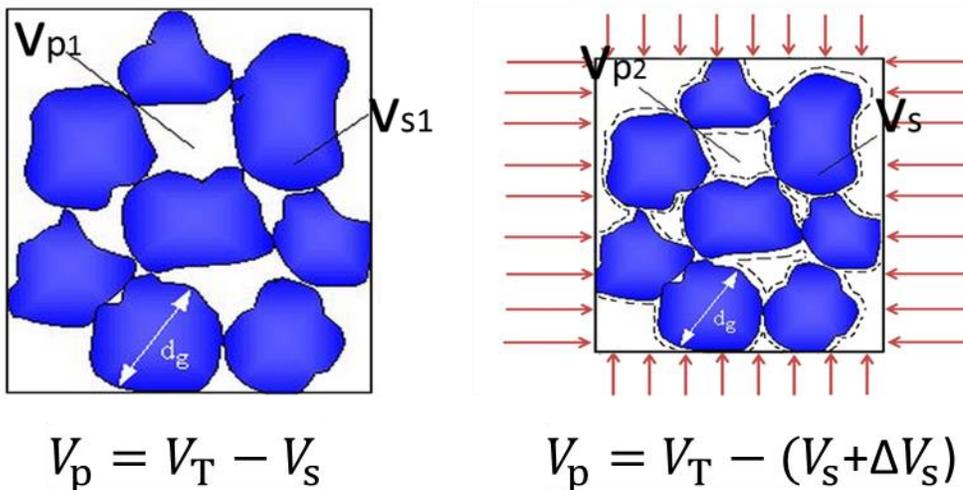
Lo anterior plantea la necesidad de evaluar los procesos de recobro térmico de forma acoplada con la deformación geomecánica; y la correcta definición de las condiciones frontera para las simulaciones numéricas de yacimientos. En Colombia en particular, los yacimientos de crudo pesado que son actualmente explotados con técnicas térmicas se encuentran a profundidades significativas (aproximadamente 600 m), por lo tanto se espera un comportamiento diferente al observado en yacimientos de Alberta en la formación McMurry, la cual se encuentra a profundidades someras (80 m - 450 m). En las pruebas hechas a núcleos obtenidos de la formación McMurry, se encuentra un proceso de dilatación durante el calentamiento, sin embargo trabajos como lo presentados por

(Tran et al., 2008) sugieren un comportamiento diferente cuando el material se encuentra bajo confinamiento.

Como se explicó en la sección de esfuerzo térmico, cuando un material es sometido a un incremento de temperatura, este tiende a aumentar su volumen; tal es el caso de los granos de arena, los fluidos alojados en los poros y por ende el volumen total del medio. Suponiendo un proceso en el cual se aumenta la temperatura de un medio poroso a condiciones drenadas (presión de poro constante), cuando el sistema se encuentra poco confinado, este tendrá la libertad de aumentar su volumen lo cual puede generar un incremento de porosidad o que esta permanezca constante. De otra manera si el medio se encuentra totalmente confinado impidiendo su libre expansión, el volumen total permanece constante sin embargo la matriz sólida de la roca se expande, generando una reducción del espacio poroso como se observa en la Figura 1-8.

Teniendo en cuenta que en general, la porosidad es directamente proporcional a la permeabilidad, se podría esperar también una disminución de la permeabilidad como se presenta en algunos trabajos experimentales, en los cuales utilizaron presiones de confinamiento altas.

**Figura 1-8 Cambio de porosidad por expansión del sólido durante procesos de calentamiento en condiciones confinadas.**



## 2 Metodología

Para cumplir el objetivo de la presente investigación, se propone llevar a cabo un programa de pruebas experimentales de compresión triaxial. Este tipo de pruebas son ampliamente aplicadas en mecánica de suelos y rocas. Con las pruebas se pretende reproducir las condiciones *in-situ* utilizando una celda triaxial de forma cilíndrica, donde se puede controlar el esfuerzo axial y el esfuerzo radial que actúan sobre la muestra de formación. Con dicha celda se pueden encontrar las constantes elásticas y la resistencia a la compresión a diferentes estados de confinamiento.

Las pruebas triaxiales se pueden realizar de forma drenada o no drenada; la condición drenada es usada en materiales de alta permeabilidad, es esta se mantiene la válvula del fluido de poro abierta durante la compresión triaxial, permitiendo el ingreso o la expulsión de fluido al interior de la muestra para mantener la presión de los fluidos en los poros constante. La condición no drenada consiste en cerrar la válvula de fluidos de poro y de esta manera impedir el flujo de fluidos desde y hacia la muestra; esta condición involucra un aumento de la presión de poro durante la compresión triaxial.

Generalmente, las pruebas triaxiales se llevan a cabo manteniendo el esfuerzo radial constante y realizando un desplazamiento axial a una tasa determinada hasta alcanzar la falla del material. Una vez se alcanza la falla, la prueba puede continuar para encontrar el comportamiento plástico del material y sus deformaciones residuales.

Los ensayos se realizan a tres temperaturas diferentes para encontrar el efecto que esta tiene en el comportamiento mecánico de la formación. Los ensayos triaxiales se realizan de forma drenada, de tal manera que la presión de poro se mantiene constante durante la compresión triaxial, permitiendo la entrada y salida de fluido alojado en los poros. Este tipo de ensayos cuentan con un estándar propuesto por parte de la ASTM (ASTM, 2013), el cual fue seguido para poder hacer una posterior comparación con los resultados obtenidos

en estudios previos. Sin embargo, el estándar no considera variables que son del interés de este estudio como la temperatura, la permeabilidad y la compresibilidad de poro.

La muestra fue consolidada de forma isótropa con la ayuda de una celda de pedestal superior flotante. El esfuerzo de confinamiento final fue calculado a partir de posibles escenarios de profundidad para yacimientos de crudo pesado en Colombia, donde actualmente se adelantan procesos de recobro térmico.

Las mediciones de permeabilidad se realizaron a caudal constante, midiendo la diferencia de presión entre los dos extremos de la muestra y conociendo previamente la longitud de la misma. La permeabilidad es calculada asumiendo que la presión se encuentra en estado estable, y por ende se puede utilizar la ley de Darcy para la misma. El estado estable de la presión se da cuando la presión es constante con el tiempo como lo muestra la ecuación ( 34).

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = 0 \quad (34)$$

Los ensayos se llevaron a cabo utilizando muestras reconstituidas del material obtenido de formaciones de arenas bituminosas colombianas en afloramientos de la cordillera oriental. El bitumen contenido en las arenas fue retirado en su totalidad utilizando un disolvente de hidrocarburos; para dicho procesos se utilizaron dos técnicas, *Dean Stark* y *Bitumen Flushing*. Adicionalmente, muestras representativas del material fueron tomadas para llevar a cabo análisis de caracterización de suelo los cuales permiten encontrar propiedades del suelo como gravedad específica, distribución de tamaño de grano y contenido de fluidos.

Las muestras fueron reconstituidas utilizando una técnica desarrollada en la Universidad de Alberta, la cual utiliza la arena limpia y 100% saturada de salmuera para representar las condiciones *insitu*; una vez reconstituidos los cilindros, las muestras fueron preservadas en un refrigerador a -18 °C.

En este capítulo se describe el equipo utilizado, así como el programa de ensayos y el procedimiento seguido durante las pruebas. Información adicional de protocolos de cada prueba puede ser encontrada en los apéndices.

## 2.1 Diseño Experimental de Pruebas Triaxiales usando Muestras Reconstituidas

Las pruebas experimentales se llevaron a cabo en un equipo localizado en el laboratorio GeoREF (*Geomechanical Reservoir Engineering Facility*) de la Universidad de Alberta, el cual se encuentra adscrito al departamento de ingeniería civil. El equipo se compone de: un marco de carga electro-hidráulico servocontrolado; una celda triaxial con canales internos para conectar sensores internos; una bomba Quizx® de alta capacidad, la cual controla la presión de confinamiento; una bomba tipo jeringa para controlar la presión de poro; una bomba tipo Quizx® para realizar mediciones de permeabilidad; un recolector de datos marca Agilent®, el cual recibe datos de los equipos utilizados durante el ensayo con una frecuencia establecida. Como fluido de confinamiento se utiliza aceite blanco de silicona conocido como “*white oil*” (aceite blanco), fabricado por la empresa Chandler®, este aceite resiste condiciones de alta presión y temperatura. Para saturar la muestra, se utiliza una mezcla ligera de salmuera NaCl (3000 ppm) para simular las condiciones yacimiento. La celda se dispone al interior de un horno para alcanzar las condiciones de temperatura planeadas en el programa de ensayos.

Como instrumentos de medición interna se utilizan dos sensores de desplazamiento axial y un sensor de desplazamiento radial; dichos sensores son del tipo LVDT (*linear variable differential transformer*). Adicionalmente, se instalan cristales piezoeléctricos en los pedestales de la celda, los cuales permiten hacer mediciones de velocidad de onda compresional y de cizalla. La temperatura es constantemente monitoreada utilizando un termocupla al interior de la celda. Adicionalmente, se instala una segunda termocupla en la bomba de fluido de poro para monitorear la expansión del fluido al interior del cilindro. Para tener una lectura más precisa de las presiones y evitar pérdidas de presión en las líneas, se instalan transductores de presión a la entrada de la celda triaxial.

La Figura 2-1 muestra de forma esquemática la distribución y localización de los diferentes equipos utilizados en los ensayos.

Las válvulas y líneas utilizadas son de acero resistentes a condiciones de altas presiones y temperaturas. Para el fluido de poro se utiliza una línea de 1/8 pulg de diámetro y para el fluido de confinamiento la línea utilizada tiene un diámetro de 1/4 pulg.

Los datos obtenidos de los equipos son administrados por dos software, el primero corresponde al del marco de carga utilizado, el cual por defecto utiliza el software *Bluehill3*, dicho software también es desarrollado por el fabricante del marco; el otro software corresponde a *Georef Data Logger*, el cual fue desarrollado por el personal de GeoREF, este software permite visualizar y monitorear todos los equipos durante la ejecución del ensayo.

**Figura 2-1 Foto equipo utilizado en los experimentos.**

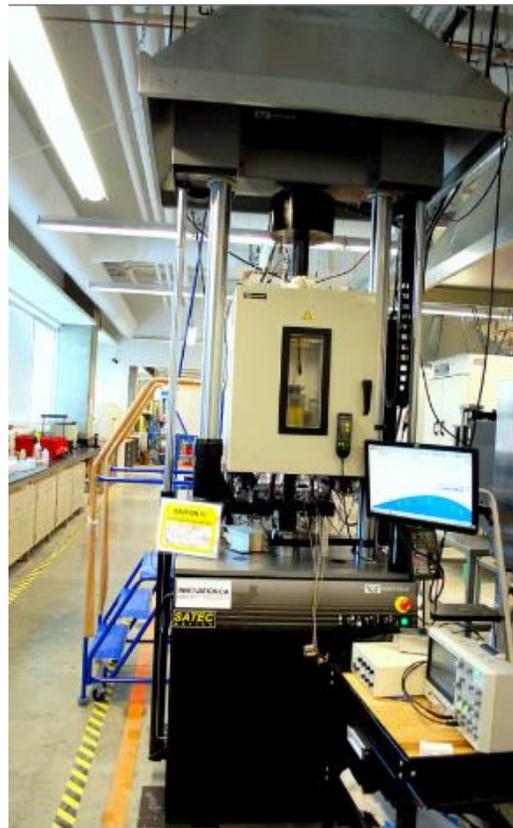
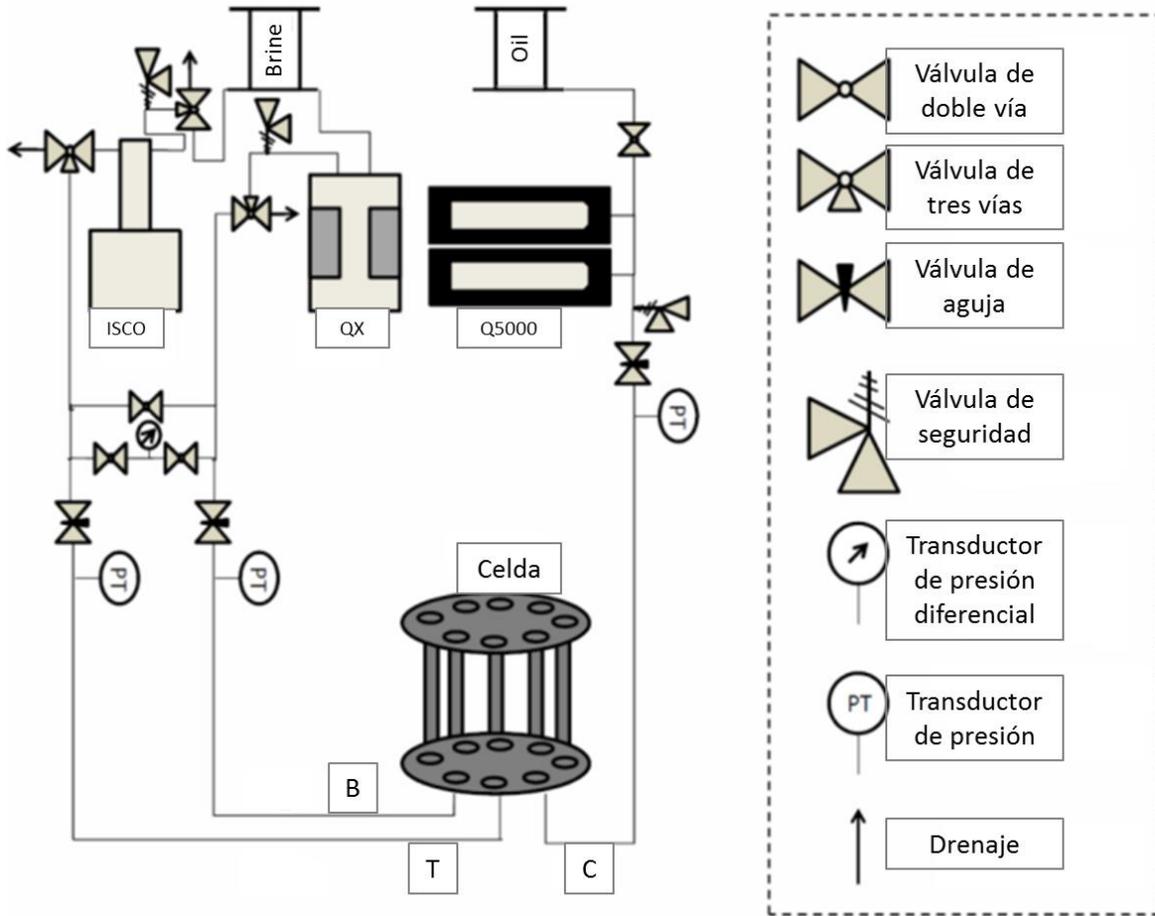


Figura 2-2 Esquema configuración de laboratorio utilizada.



### 2.1.1 Celda triaxial

La celda triaxial (Figura 2-3) utilizada en los experimentos es una celda marca SBEL® de acero, la cual resiste condiciones de alta presión y temperatura; la celda es emplazada en el marco de carga y con la ayuda de un pistón y un espaciador (de ser necesario) se hace contacto entre el marco y la muestra. La celda cuenta con pedestal superior e inferior de igual diámetro al diámetro inicial de la muestra ( $D=2.5$  pulg), además ambos pedestales cuentan con orificios por donde entra/sale fluido para llevar a cabo el drenaje de la muestra durante la consolidación y la compresión triaxial. Dichos orificios también son utilizados en la medición de permeabilidad. El pedestal superior es flotante como se muestra en la Figura 2-3, esta condición permite un estado de esfuerzos isotrópico durante la etapa de

consolidación de la muestra donde la presión de confinamiento actúa tanto en las paredes de la muestra como en la parte superior.

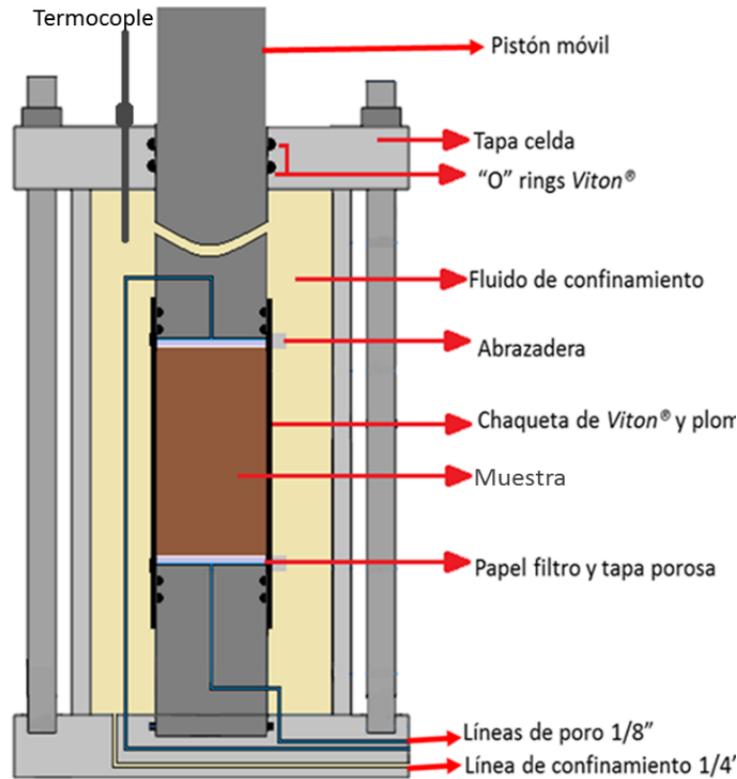
La celda cuenta también con tres válvulas de entrada/salida de fluido; la primera corresponde al fluido de confinamiento, la segunda es para el fluido de poro en la parte superior, y finalmente, una última válvula para el fluido de poro en la parte inferior.

La muestra es envuelta totalmente por dos mangas, una de plomo y una de Viton®, dichas mangas permiten un aislamiento hidráulico total entre el fluido de poro y el fluido de confinamiento al igual que la libre deformación en la dirección radial.

La muestra se sujeta a los pedestales con la ayuda de abrazaderas para tubo como lo muestra la Figura 2-3. Dicha abrazadera debe cubrir totalmente los puntos de los pedestales donde se encuentran los "O" rings para garantizar un sello efectivo. Viton® es una marca registrada de caucho sintético y elastómero fluoropolímero el cual tiene la propiedades de resistir altas presiones y temperatura.

Debido a la presencia de finos en estas muestras en particular, se ubica un papel filtro en cada extremo de la muestra para evitar la migración de partículas finas desde la muestra hacia las líneas del sistema, y posteriormente a los equipos, lo cual puede traer un sinnúmero de problemas tales como el taponamiento o la abrasión, también se ubicaron discos porosos de bajo espesor para lograr una mejor distribución del fluido al salir/entrar a la muestra permitiendo así medir la permeabilidad real de la misma y evitando la generación de canales de mayor movilidad.

Figura 2-3 Esquema del ensamblaje al interior de la celda triaxial.



### 2.1.2 Marco de carga

El equipo utilizado es un marco de carga fabricado por INSTRON® con capacidad máxima de 600kN. El equipo es un marco de carga servocontrolado, el cual puede ser operado manualmente o programado a través del software Bluehill® que permite diseñar diferentes tipos de ensayos y ciclos. El marco es accionado por un motor hidráulico que se encuentra en la parte inferior. Una vez empieza el ensayo, la parte inferior se desplaza hacia arriba o hacia abajo dependiendo si es un ensayo de compresión o de extensión mientras el pistón de la parte superior permanece estático y registra la fuerza actuante. El marco puede ser programado para que funcione a condición desplazamiento constante o esfuerzo constante según el tipo del experimento.

El equipo tiene una precisión de  $\pm 0.001$  mm en la medición del desplazamiento y de  $\pm 0.001$  kN en la medición de la fuerza sobre el pistón, la rigidez del equipo es de 650 MPa. El

marco cuenta con un amplio espacio vertical en el cual se puede fijar el cabezote dependiendo del tamaño de la muestra cómo se puede observar en la Figura 2-4.

**Figura 2-4 Marco de carga servocontrolado.**



### 2.1.3 Horno

Dado que las pruebas realizadas en esta investigación se llevaron a cabo a diferentes temperaturas, la celda debía ser calentada para evaluar el comportamiento mecánico a dichas temperaturas. Para esto se utiliza un horno que permita controlar la temperatura, además de mantenerla constante durante la prueba. La Figura 2-5 muestra el horno utilizado, en este caso se utiliza un horno manufacturado por el mismo fabricante del marco de carga INSTRON®, el cual viene instalado ensamblado con el marco de carga. Dicho horno cuenta con espacio suficiente para ubicar la celda triaxial utilizada y las líneas de flujo garantizando un aislamiento efectivo para evitar pérdidas de temperatura.

El horno, alcanza una temperatura máxima de 350 °C, también permite controlar la tasa de incremento de la temperatura así como los puntos de control que se deseen programar.

Figura 2-5 Horno ensamblado en el marco de carga.



### 2.1.4 Bomba de presión de poro

La presión de poro se mantiene constante durante el ensayo (condición drenada), para mantener esta condición se utilizó una bomba tipo jeringa de marca ISCO® como la que se muestra la Figura 2-6. El volumen del cilindro es de 260 ml y tiene una capacidad máxima de 30 MPa, y un caudal máximo de operación de 150 ml/min. La bomba cuenta con una precisión de  $\pm 0.001$  MPa y  $\pm 0.001$  ml/min.

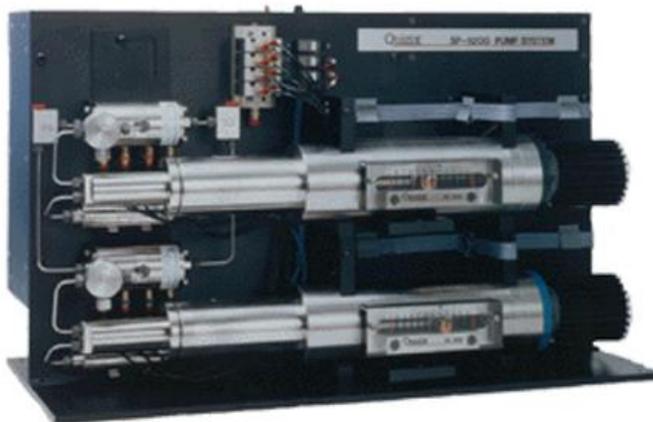
Figura 2-6 Bomba Isco® serie D, presión de poro.



### 2.1.5 Bomba de presión de confinamiento

Para controlar la presión de confinamiento, se utiliza una bomba tipo jeringa marca Quizx®, la cual cuenta con dos cilindros los cuales pueden inyectar fluidos de forma constante y autónoma haciendo el llenado de los pistones de forma automática; esta bomba cuenta con 18 modos diferentes de operación, lo cual brinda una ventaja con respecto a las bombas ISCO®. La bomba de serie 5000 tiene una capacidad máxima de 69 MPa y 15 ml/min con alta precisión en la medición del caudal. La bomba es operada a través del software *Quizx pumpworks*.

Figura 2-7 Bomba Quizx serie 5000, presión de confinamiento.



### 2.1.6 Bomba de presión pedestal inferior.

Esta bomba se utiliza solamente en las mediciones de permeabilidad. En este caso se utiliza una bomba tipo jeringa de doble cilindro marca Quizx®, serie D modelo QX 1500 la cual tiene una capacidad de 1500 psi (10 MPa) y 200 ml/min; debido al bajo volumen de los cilindros, esta bomba cuenta con alta precisión en la medición de los caudales de operación. Esta bomba permanece inactiva durante gran parte del ensayo, se activa para realizar mediciones de permeabilidad.

Figura 2-8 Bomba Quizx D QX1500, presión de poro permeabilidad.



### 2.1.7 Receptor de datos

Los datos de los equipos utilizados y de los sensores instalados en el sistema son recolectados por un receptor de datos marca Agilent®. El receptor cuenta con más de 30 canales de entrada, los cuales incluyen temperatura; el receptor recolecta los datos de los sensores las termocuplas y los transductores de presión. Los equipos generalmente leen voltaje, el cual debe ser procesado por el software GeoREF *datalogger* para obtener en las unidades deseadas por medio de las curvas de calibración halladas durante el montaje de las pruebas. El receptor de datos se muestra en la Figura 2-9.

Figura 2-9 Receptor de datos Agilent®.



## 2.2 Caracterización del Material

### 2.2.1 Extracción de bitumen

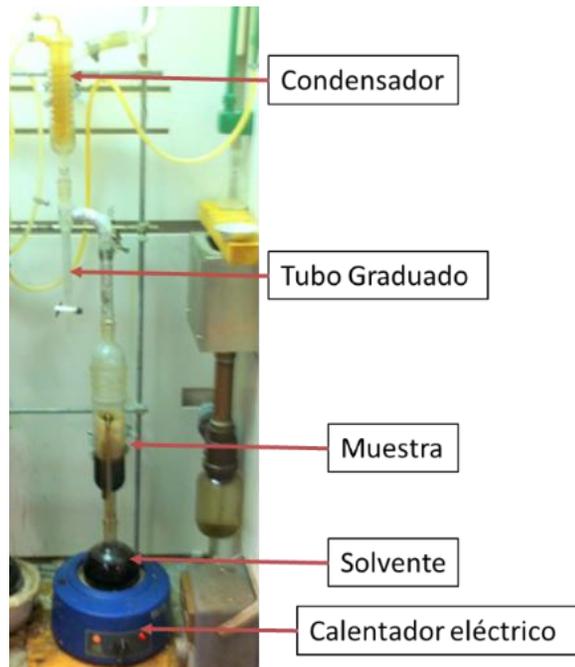
La extracción de bitumen de la muestra se realiza por medio de dos técnicas diferentes, la primera es la técnica conocida como *Dean Stark*, la cual es ampliamente usada en química para separar compuestos, la segunda técnica corresponde un método desarrollado por el laboratorio GeoREF, el cual se utiliza en núcleos intactos extraídos de pozos y pretende mantener las condiciones *in situ* mientras se extrae el bitumen para generar el menor disturbio posible a las muestras. Ambas técnicas utilizan tolueno para disolver el bitumen y así poder ser extraído de la arena.

- ***Dean Stark***

El montaje *Dean Stark* fue inventado por los científicos Dean y Stark, el montaje consiste en un recipiente resistente al calor, un condensador y un colector de fluido (ver Figura 2-10). En este caso, se ubica la muestra de arena bituminosa saturada en un cartucho, luego se dispone tolueno como solvente en un balón volumétrico resistente al calor. Cuando el tolueno se calienta este sube por un capilar que cae sobre la muestra, de esta forma pasa a través de ella disolviendo el bitumen presente en la muestra hasta la parte inferior del tubo donde se encuentra el cartucho donde se encuentra una salida por la cual sale la mezcla de tolueno y bitumen; dicha mezcla cae nuevamente en el recipiente caliente y se repite el ciclo.

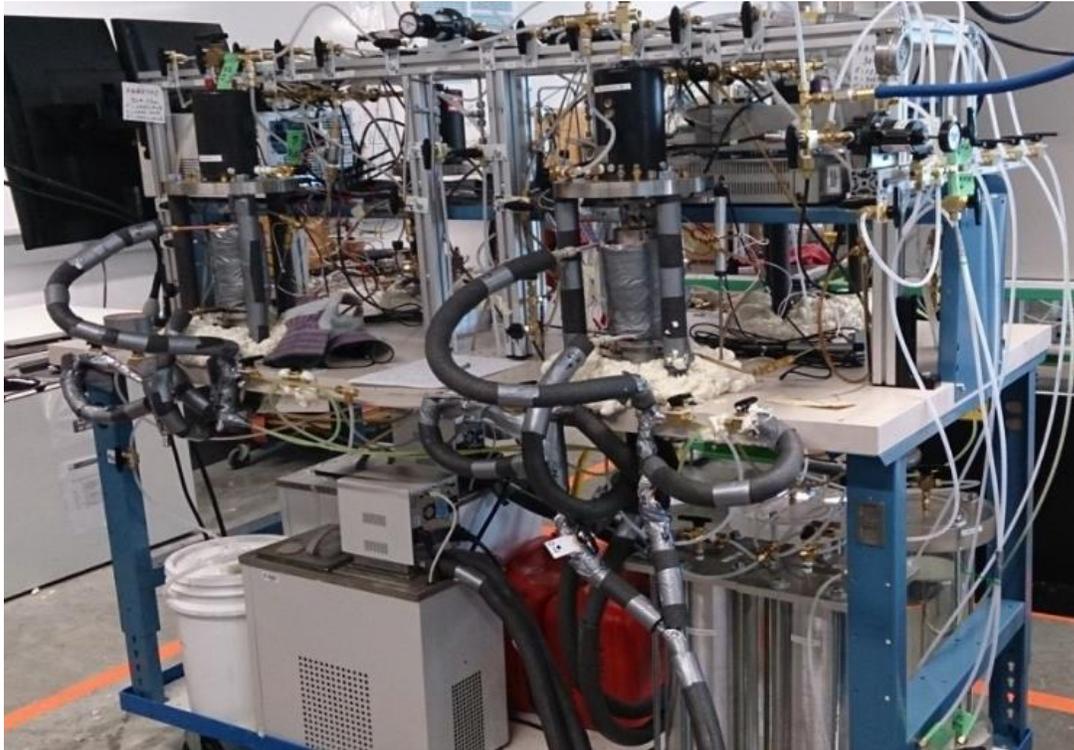
Debido a que el punto de ebullición del tolueno es cercano al del agua (111 °C), una mezcla de vapor de agua y tolueno sube a la parte superior del sistema donde es condensado como se muestra en Figura 2-10. Una vez condensada la mezcla tolueno - agua esta cae en el tubo graduado, y finalmente se separa por densidad ya que el agua es más densa que el tolueno. Para asegurar una total remoción del bitumen, el procedimiento se realiza por aproximadamente 24 horas. Esta prueba permite obtener tanto el contenido de bitumen en la muestra como el contenido de agua.

Figura 2-10 Foto Dean Stark GeoREF.



- ***Bitumen Flushing***

Esta técnica fue desarrollada por el laboratorio GeoREF y tiene la ventaja de mantener los núcleos intactos mientras se extrae el bitumen de la muestra. La técnica consiste en dejar la muestra saturada de bitumen por un periodo determinado en remojo con tolueno (usualmente 2-3 días). Una vez el bitumen es disuelto por el tolueno, se fluye tolueno a través de la muestra a muy bajo caudal permitiendo así que pueda ser retirado todo el bitumen que se encuentra en el espacio poroso, el equipo también permite saturar la muestra con el fluido final para realizar la prueba. El equipo se muestra en la Figura 2-11.

Figura 2-11 Equipo utilizado para realizar *Bitumen Flushing*.

## 2.2.2 Gravedad específica

Con este procedimiento se pretende encontrar la gravedad de las partículas sólidas del material. Esta propiedad tiene diferentes usos en la ingeniería de suelos como la relación de fase. Para el caso particular de este trabajo, esta propiedad es fundamental para hallar la porosidad de la muestra después de la reconstitución de muestras sintéticas.

Para medir la gravedad específica de la arena se utiliza el método conocido como el picnómetro, el cual es propuesto en la norma ASTM D854-14 (ASTM, 2014). El método consiste en utilizar un recipiente de volumen conocido, al cual se le mide su peso vacío, posteriormente se llena de agua hasta la señal indicada y se pesa nuevamente; finalmente, se compara el peso del picnómetro lleno de agua con el picnómetro lleno de una masa conocida de suelo y agua.

A pesar de que en la norma ASTM se recomienda secar la arena en horno, en este caso fue secada a temperatura ambiente durante un par de días con el objetivo de evitar cambios químicos en los componentes especialmente en las partículas finas. Una vez seco el suelo, se procede a retirar el aire utilizando una bomba de vacío, finalmente se le añade agua destilada hasta la línea de medición y se pesó. Adicionalmente, se realizaron las respectivas correcciones por temperatura.

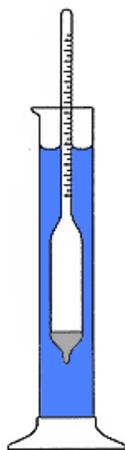
Para este ensayo, se tomaron dos muestras representativas aleatoriamente de la totalidad de material suministrado; el bitumen de las muestras fue extraído por medio de la técnica de *Dean Stark*.

### **2.2.3 Distribución de tamaño de grano**

La distribución de tamaño de grano se realiza de acuerdo a las normas y ASTM D6913 (ASTM, 2004). La primera se utiliza en suelos que contienen granos de diámetro menor a 75  $\mu\text{m}$ , el método es conocido como el método del hidrómetro y se lleva a cabo mezclando el suelo por un par de minutos en un litro de agua, seguido de mediciones periódicas del nivel del hidrómetro como se muestra en la Figura 2-12a, el nivel del hidrómetro depende de la concentración de sólidos en el agua debido a que esto modifica la capacidad de flotar del hidrómetro en el agua.

La segunda norma, plantea un procedimiento para suelos cuyas partículas se encuentran entre 75  $\mu\text{m}$  y 4.75 mm de diámetro; el ensayo se conoce como el tamizaje húmedo y consiste en hacer pasar una cantidad de masa conocida de suelo por tamices de diferentes tamaños; al final del ensayo, se pesa el material retenido en cada uno de los tamices y se encuentra la distribución en peso de tamaño de grano del total de la muestra. La Figura 2-12b muestra un arreglo de tamices utilizados para hallar la distribución de tamaño de partícula.

Figura 2-12 Instrumentos utilizados para hallar la distribución de tamaño de partícula.



a)



b)

## 2.2.4 Mineralogía

El análisis mineralógico del material se llevó a cabo en dos ocasiones diferentes, la primera corresponde a un estudio hecho por los laboratorios AGAT en Calgary, Canadá; posteriormente, se repitieron los análisis en instalaciones de los laboratorios de la facultad de ciencias de la Universidad de Alberta. En ambas ocasiones se utiliza la técnica de difracción de rayos X, la cual permite identificar la composición química de los componentes del suelo. De esta forma se pueden identificar los minerales que conforman el suelo.

## 2.2.5 Microscopio electrónico de barrido

Esta técnica facilita tomar fotografías de alta resolución, esto permite capturar detalles de los granos más pequeños y los poros que componen la muestra de arena. El procedimiento se realiza capturando un haz de electrones en lugar de un haz de luz para formar una imagen. Debido a que se trata de un material no consolidado, la arena debe estar a  $-140^{\circ}\text{C}$  por lo tanto se utiliza hidrógeno líquido con un pequeño revestimiento de oro para darle mayor conductividad al material.

Estas fotografías permiten observar que le sucede a los granos de arena después de que fueron sometidos a compresión triaxial, para esto se toma una muestra de referencia de la arena, la cual se mantiene intacta, y se tomaron muestras de los planos de falla de las muestras después de las pruebas de los ensayos compresión triaxial. En total se obtuvieron fotografías de cinco muestras las cuales se resumen en la Tabla 2-1.

**Tabla 2-1 Listado de muestras SEM y su relación con ensayos geomecánicos.**

<b>Muestra</b>	<b>Ensayo</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Confinamiento efectivo</b>
1	1	50 °C	8.2 MPa
2	2	50 °C	4.0 MPa
3	3	50 °C	0.4 MPa
4	Referencia	-	-
5	4	180 °C	8.2 MPa

## 2.3 Preparación de Muestras

### 2.3.1 Reconstitución de muestras sintéticas

Una vez el bitumen fue extraído en su totalidad de la cantidad de material deseado, se procede a reconstituir las muestras de yacimiento utilizando una técnica de compactación desarrollada en la Universidad de Alberta, el método consiste en compactar las muestras tanto como sea posible para alcanzar una mínima porosidad.

Antes de reconstituir las muestras, el material es mezclado pasándolo varias veces por un cuarteador de suelos ( Figura 2-13a) para lograr tener una mezcla homogénea que incluya todos los tamaños de partícula presentes.

Una vez mezclada la arena, se continúa tomando una cantidad de material previamente pesada y saturándola completamente de salmuera, la saturación se realiza inicialmente mezclando con la ayuda de una espátula seguido por someter la mezcla a vibración

constante utilizando una bandeja vibradora a 600 RPM y por un periodo de una hora. Una vez saturada la arena, se procede a compactar la mezcla en un cilindro de acero como el que se muestra en la figura Figura 2-13b; este cilindro tiene las siguientes dimensiones: diámetro de 2.5 pulgadas y una altura de 6 pulgadas. La compactación se realiza con la ayuda de un martillo golpeando suavemente las paredes del cilindro para obtener una óptima distribución de la mezcla en el área transversal del cilindro. Se recomienda verter en el cilindro la mayor cantidad de material posible para obtener la mínima porosidad. Se debe tener un estricto control de la masa de material que finalmente es introducido dentro del cilindro para obtener un valor preciso de porosidad.

La porosidad final del cilindro se puede calcular utilizando la ecuación ( 36), donde la densidad del sólido corresponde a la calculada de acuerdo a la norma ASTM D854-14.

Una vez compactada la mayor cantidad de material posible, se tapa el cilindro con las válvulas abiertas permitiendo la expulsión del fluido. Posteriormente, se cubre el cilindro por completo con hielo seco y un aislante térmico y se deja enfriar por 30 minutos. Finalmente, se extrae el cilindro de arena reconstituido con la ayuda de un marco de carga y con la ayuda de una pistola de aire caliente para calentar las paredes del cilindro y de esta manera reducir la fricción entre la muestra y el cilindro. Figura 2-13c presenta una muestra congelada después de la reconstitución. El Anexo 1 presenta el procedimiento detallado de reconstitución.

**Figura 2-13 Reconstitución de muestras. a) cuarteador de suelos para lograr mezcla homogénea. b) cilindro de reconstitución. c) muestra reconstituida**



**a)**



**b)**



**c)**

$$\phi = \frac{V_T - V_s}{V_T} \quad (35)$$

$$\phi = \frac{V_T - m_s/\rho_s}{V_T} \quad (36)$$

Donde:

$\phi$ : Porosidad,

$V_T$ : Volumen total del cilindro,

$V_s$ : Volumen de sólido,

$m_s$ : Masa de sólido,

$\rho_s$ : Densidad de sólido.

### 2.3.2 Corte de muestras

De acuerdo con la norma ASTM D7181, la razón entre el diámetro y la altura de la muestra debe ser de 2 a 2.5; como se menciona en el numeral anterior, los cilindros obtenidos de la reconstitución de muestras tiene dimensiones de 2.5 pulgadas de diámetro y 6 pulgadas de altura, por tal motivo se procede a cortar las muestras de tal forma que estas tuvieran una altura final de 5 pulgadas y de esta manera cumplir con la razón recomendada por la norma.

Para realizar dicho corte se utiliza una sierra diamantada. Las muestras son puestas previamente por un periodo de 30 minutos en hielo seco con la intención de mantener el cilindro intacto durante el proceso de cortado ya que este genera calor por la fricción entre la muestra y la sierra. Los cortes se deben hacer de forma paralela para garantizar una adecuada distribución de carga durante los ensayos triaxiales. Una vez cortada la muestra, esta es dispuesta en hielo seco para el transporte hasta el refrigerador donde la muestra permanece a -18 °C.

## 2.4 Prueba Triaxial

Las pruebas triaxiales se llevan a cabo a muestras de dimensiones 2.5 pulg x 5 pulg con sus dos extremos totalmente paralelos. La muestra se sitúa entre dos pedestales de acero utilizando discos porosos y papel filtro entre ellas. La muestra se aísla hidráulicamente de sus alrededores utilizando una membrana de Viton® y de plomo. La presión de poro al interior de la muestra conocida como la presión de poro es controlada por una bomba y se mantiene constante durante todo el proceso, la presión de confinamiento incrementa gradualmente hasta alcanzar la presión final de consolidación final. La consolidación se realiza de forma isotrópa de tal manera que toda la muestra esté sujeta al mismo esfuerzo de confinamiento. Una vez consolidada la muestra, se realiza el ensayo del parámetro B como lo recomienda la norma ASTM D7181 para comprobar que la muestra se encontraba 100 % saturada de salmuera.

Una vez la muestra está sujeta a la presión de confinamiento deseada y totalmente saturada, se procede a aumentar la carga axial utilizando una tasa de desplazamiento constante, generando un esfuerzo deviatórico (diferencia entre los dos esfuerzos principales); el proceso de compresión se lleva a cabo hasta alcanzar una deformación axial final de aproximadamente 8 %, con la cual se garantiza la falla del material y una porción significativa de la región plástica para análisis futuros. El proceso se repite para cada uno de los confinamientos planeados.

La deformación axial es medida utilizando el marco de carga y los LVDT (*linear variable differential transformer*) axiales, la deformación radial se mide con la ayuda de una cadena con un LVDT en su extremo. La deformación volumétrica se realiza utilizando los cambios de volumen de la bomba de poro.

Las condiciones de las pruebas como la presión de poro y el esfuerzo de confinamiento se determinan asumiendo una profundidad de yacimiento de 2000 pies (600 m), el cual representa los casos de algunos yacimientos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia, los cuales son actualmente explotados utilizando métodos de recobro térmico según información suministrada por Ecopetrol. Las ecuaciones utilizadas para hallar dichas condiciones se muestran a continuación. La ecuación ( 37) corresponde al

gradiente hidrostático de la presión de poro el cual se considera un gradiente típico de fluidos; la ecuación ( 38) se utiliza para calcular la presión de confinamiento utilizando la presión litostática; para este caso se utiliza un gradiente típico para regiones sin actividad tectónica y formaciones normalmente consolidadas. Por su parte la ecuación ( 40) es utilizada para hallar la temperatura al interior de la corteza terrestre en zonas geológicas con gradientes térmicos normales (Zoback, 2007).

$$P_p = 0.433 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} H \rightarrow P_p = 0.433 \times 2000 \sim 800 \text{ psi} \rightarrow 5.5 \text{ MPa} \quad (37)$$

$$P_c = 1 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} H \rightarrow P_c = 1 \times 2000 \sim 2000 \text{ psi} \rightarrow 13.7 \text{ MPa} \quad (38)$$

$$P'_c = P_c - P_p = 13.7 - 5.5 = 8.2 \text{ MPa} \quad (1200 \text{ psi}) \quad (39)$$

$$T_y = \frac{1 \text{ }^\circ\text{C}}{100 \text{ pies}} H + T_0 = \frac{1}{100} \times 2000 + 30 = 50 \text{ }^\circ\text{C} \quad (40)$$

Donde:

$P_p$ : Presión de poro,

$P_c$ : Presión de confinamiento,

$P'_c$ : Presión de confinamiento efectiva,

$T_y$ : Temperatura yacimiento,

$T_0$ : Temperatura superficie.

$H$ : Profundidad.

Además se tiene en cuenta el comportamiento de fases del agua para garantizar que la presión de poro fuera suficiente para mantener la salmuera en estado líquido a las temperaturas planeadas. La demás condiciones de temperatura y esfuerzo, son seleccionadas estratégicamente para poder realizar un análisis amplio de lo que le sucede a la formación bajo diferentes escenarios de esfuerzo y temperatura.

Una vez la muestra se encuentra sometida al estado de confinamiento deseado, esta es calentada por etapas, finalmente se realiza la compresión triaxial a las condiciones de presión y temperaturas determinadas.

El Anexo 2 presenta el protocolo detallado de las pruebas realizadas; este protocolo es modificado de ensayos realizados previamente por el laboratorio.

En total se realizaron nueve pruebas triaxiales; La Tabla 2-2 muestra las condiciones de cada prueba. Dichas condiciones fueron seleccionadas teniendo en cuenta los objetivos del proyecto; se seleccionó un confinamiento bajo de 0.4 MPa (58 psi) y un punto intermedio entre este y el confinamiento de 8.2 MPa. Las temperaturas también fueron programadas de tal forma que quedarán equitativamente espaciadas para un mejor análisis.

**Tabla 2-2 Condiciones de ensayos triaxiales realizados.**

<b>Prueba</b>	<b>Presión de Confinamiento Efectiva [MPa (psi)]</b>	<b>Temperatura [°C (°F)]</b>
<b>1</b>	8.2 (1200)	50 (122)
<b>2</b>	4.0 (580)	50 (122)
<b>3</b>	0.4 (58)	50 (122)
<b>4</b>	8.2 (1200)	180 (356)
<b>5</b>	4.0 (580)	180 (356)
<b>6</b>	0.4 (58)	180 (356)
<b>7</b>	8.2 (1200)	120 (248)
<b>8</b>	4.0 (580)	120 (248)
<b>9</b>	0.4 (58)	120 (248)

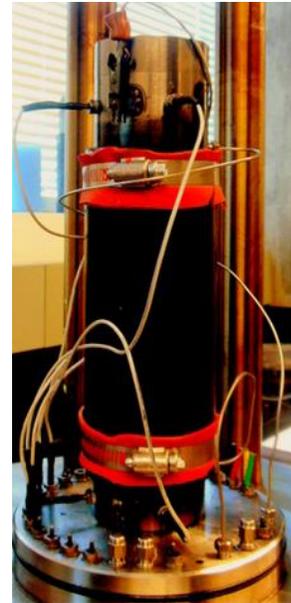
### 2.4.1 Montaje de la muestra

Debido a la alta temperatura (230 °C) de algunas pruebas que se realizarán posteriores a este trabajo, se debe utilizar una manga de plomo para asegurar un completo aislamiento entre la muestra y el fluido de confinamiento (Figura 2-14a); encima de dicha manga también se utiliza una manga de Viton®. Ambas mangas deben cubrir totalmente los “O” rings que se encuentran en los pedestales de la celda; la muestra se sujeta de los pedestales utilizando una abrazadera de tubo como lo muestra la Figura 2-14. Esta abrazadera debe ejercer presión sobre los “O” rings para garantizar el aislamiento. Una vez asegurada la muestra, se conectan las líneas de fluido de poro en su respectivo pedestal.

Figura 2-14 muestra ensamblada en celda triaxial. a) muestra con manga de plomo para altas temperaturas. b) muestra con ambas mangas y ensamblada en la celda.



a)



b)

### 2.4.2 Montaje de la celda

Una vez montada la muestra, se cierra la celda y se llena con el fluido de confinamiento completamente y se desliza el pistón al interior de la celda. Luego se transporta la celda con la ayuda de dos grúas debido al tamaño y peso de la celda. Una vez empotrada la

celda en el marco, se debe ajustar el marco para asegurarse que el pistón no se desplace hacia arriba. Con la ayuda de la bomba de confinamiento se termina de saturar la celda con el fluido de confinamiento en caso de que haya presencia de burbujas de aire.

Finalmente, se incrementan la presión de poro y la presión de confinamiento simultáneamente asegurándose de que la presión de poro no supere en ningún momento la presión de confinamiento hasta alcanzar las condiciones de saturación planeadas. La Figura 2-15 muestra la celda triaxial lista para iniciar el ensayo.

**Figura 2-15 Fotografía de celda triaxial en el marco de carga y horno.**



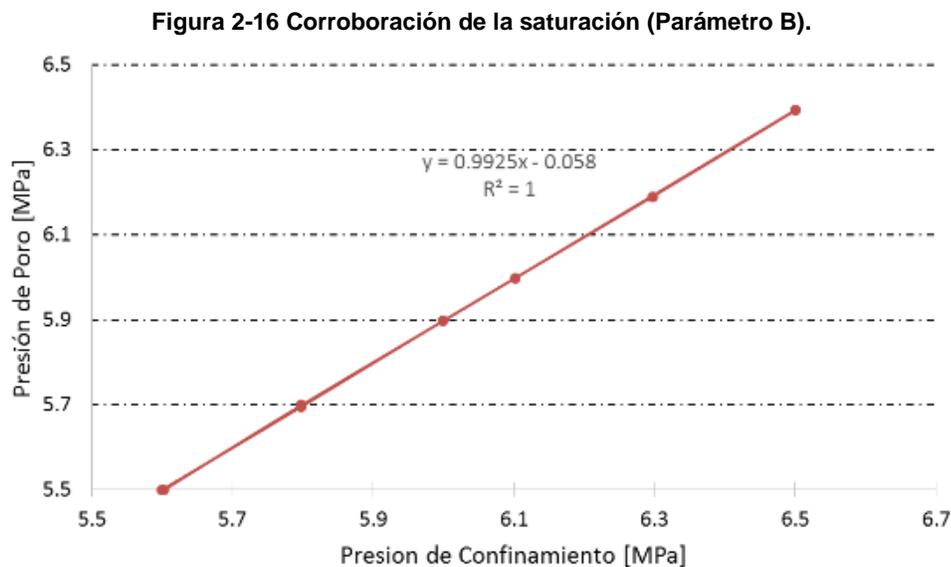
### **2.4.3 Saturación de la muestra**

La muestra se somete a un periodo de saturación para garantizar que la muestra se encuentre 100% saturada del fluido de poro diseñado por aproximadamente 24 horas. Durante este tiempo la bomba de poro se mantiene a la presión de poro deseada (5.5 MPa)

y la presión de confinamiento fue fijada en un valor levemente más alto de 0.1 a 0.2 MPa más. Esta etapa se realiza con el objetivo de desplazar las burbujas de aire de la muestra.

#### 2.4.4 Prueba de saturación (Parámetro B)

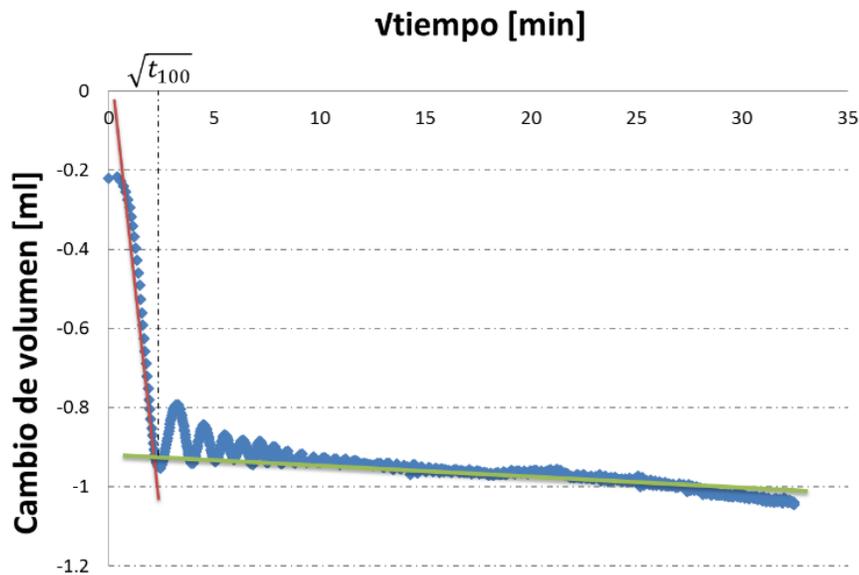
Esta prueba se realiza con el objetivo de confirmar que la muestra se encuentra 100% saturada de un fluido incompresible. Para realizar la prueba se cierra la válvula de poro generando condiciones no drenadas a la prueba, luego se incrementa la presión de confinamiento un valor determinado y se registra la variación de la presión de poro resultante del incremento de confinamiento. Posteriormente, se grafican los cambios de ambas presiones como se muestra en la gráfica Figura 2-16. Finalmente, se halla la pendiente de dicho gráfico, la cual se conoce como el parámetro B. Se dice que la arena esta 100% saturada cuando el valor de dicha pendiente es igual 1. Esta condición solo se cumple para arenas no consolidadas en las cuales se asume que la compresibilidad del esqueleto sólido de la roca es despreciable.



### 2.4.5 Consolidación de la muestra

La consolidación es fundamental para hallar la tasa de desplazamiento aplicada durante la compresión triaxial para ensayos drenados, en los cuales no se deben presentar incremento en la presión de poro durante el ensayo para mantener la condición drenada. La tasa de desplazamiento se encuentra teniendo en cuenta el tiempo que tarda la presión de poro en disiparse durante la consolidación de la muestra como se muestra en la Figura 2-17. Las ecuaciones ( 41) y ( 42) son utilizadas para calcular la velocidad del desplazamiento axial. La intersección de las líneas roja y verde representa el tiempo  $t_{100}$  el cual se utiliza en la ecuación ( 41) para hallar el tiempo final. Esta ecuación depende si la muestra es drenada y las condiciones de drenaje; en este caso, la muestra es drenada por los extremos ya que en su periferia se encuentran las camisas. De acuerdo a la norma ASTM, si el valor de la deformación es desconocido, se puede utilizar un valor tentativo de 4% para encontrar la tasa de desplazamiento.

Figura 2-17 Comportamiento del cambio de volumen con la raíz cuadrada del tiempo durante la consolidación.



$$t_f = 14 \times t_{100} \quad (41)$$

$$\frac{\varepsilon L}{100 t_{100}} \text{ mm/min} \quad (42)$$

Donde:

$L$ : Longitud de la muestra,

$\varepsilon$ : Máxima deformación antes de la falla.

La consolidación se lleva a cabo por etapas, y todas las muestras se llevan hasta un estado de confinamiento efectivo de 8.2 MPa. La presión de confinamiento se incrementa primero hasta 1 MPa seguido de 2 MPa, 4 MPa, y finalmente, se llega a la presión final de confinamiento de 8.2 MPa. Debido a la presencia de finos en la matriz de la muestra, cada etapa de consolidación toma alrededor de 12 horas para estabilizar la presión de poro. Si las condiciones del ensayo incluyen un esfuerzo de confinamiento menor al esfuerzo final de consolidación, la presión de confinamiento se disminuye también por etapas; sin embargo, la presión se estabiliza más rápido cuando se descarga la muestra por lo tanto dichas etapas suelen ser de menor duración.

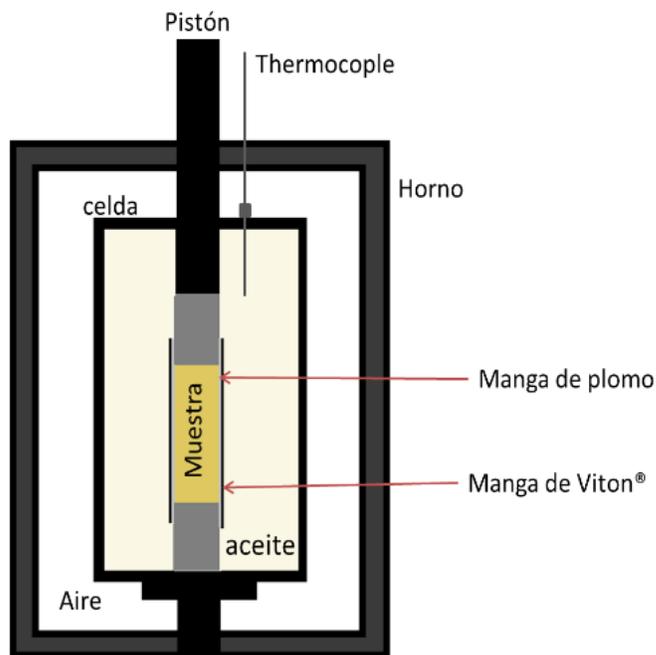
En la descarga se puede obtener la curva de cambios de volumen poroso para diferentes esfuerzos de confinamientos isotrópos, esta curva corresponde a la curva de consolidación secundaria la cual representa la compresibilidad total de la muestra a condicione *in situ*; de acuerdo a lo expuesto en el capítulo anterior, a partir de la compresibilidad total se puede calcular la compresibilidad del poro para arenas poco consolidadas.

#### **2.4.6 Calentamiento del sistema**

El calentamiento se lleva a cabo por etapas con la intención de hacer diferentes mediciones de propiedades a diferentes temperaturas para encontrar así el efecto de esta variable en las mismas. Todos los pasos explicados anteriormente se realizan a temperatura laboratorio, la cual es de aproximadamente 20 °C. Una vez los pasos anteriores están completos, se calienta la celda hasta alcanzar la temperatura yacimiento, la cual se calcula previamente (50 °C). Las siguientes temperaturas diseñadas fueron 80 °C, 120 °C, y finalmente la temperatura más alta en este set de ensayos es de 180 °C. La tasa de incremento se fija en aproximadamente 10 °C/min, sin embargo cabe anotar que la tasa de incremento programada en el horno no resulta ser la tasa de calentamiento de la

muestra debido a que la transferencia de calor en el sistema se da por los medios que separan la muestra de la cámara de temperatura; estos medios son, la celda triaxial (acero), el fluido de confinamiento (aceite) y las mangas (Viton® y plomo). A pesar de esta incertidumbre, la tasa de incremento de temperatura de la muestra puede ser calculada utilizando la termocupla ubicada al interior de la celda. Esta tasa generalmente no es constante debido a los factores ya expuestos. Sin embargo, la tasa de calentamiento de la muestra es menor a la tasa configurada en el horno por ende se puede garantizar que la muestra no sufre choques térmicos durante el calentamiento. La Figura 2-18 muestra un esquema del sistema completo; en esta figura se pueden ver los diferentes componentes que deben ser calentados antes de que el calor llegue a la muestra.

Figura 2-18 Esquema Horno-celda-muestra.

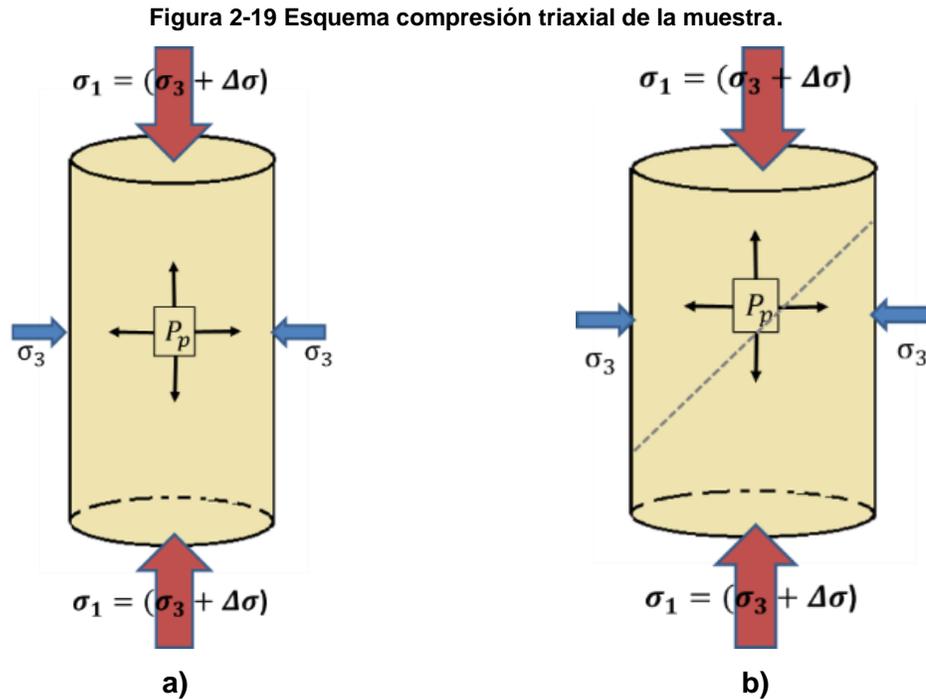


### 2.4.7 Compresión triaxial

Una vez la muestra se encuentra a las condiciones de presión y temperatura deseadas para el ensayo, se procede a realizar la compresión triaxial a la muestra. Al inicio de esta la muestra se encuentra en condiciones de esfuerzo isotrópico como se ha mencionado antes; la compresión se realiza aumentando el esfuerzo axial para generar un deviatórico de esfuerzo como se muestra en la Figura 2-19a. De esta manera se genera la falla en la muestra con su respectivo plano como se muestra en la Figura 2-19b.

La compresión triaxial se realiza de forma drenada por dos motivos. El primero corresponde a que este tipo de ensayo representa las condiciones reales de las formaciones de crudo pesado bajo procesos térmicos debido a la alta permeabilidad de la formación, generalmente el fluido es libre de moverse a los alrededores cuando hay un incremento de presión de poro, en el caso de la técnica CSS que involucra el cierre del pozo. En los casos de recobro con SAGD, la condición drenada se garantiza ya que siempre hay un pozo productor que se encarga de que haya una libre difusión de la presión de poro. El segundo motivo corresponde las mediciones de permeabilidad; Algunos autores han planteado que la permeabilidad es altamente afectada por el valor de presión de poro, debido a que el objetivo del presente trabajo es encontrar la influencia de la temperatura en la permeabilidad, se evita tener factores extras que no permitieran realizar un análisis objetivo de la variable temperatura.

La prueba se realiza programada a un desplazamiento constante con el tiempo (5 % de la altura/día) y se fija dicha tasa para todas las pruebas y de esta forma poder hacer un análisis objetivo, después del primer ensayo y luego de calcular la tasa recomendada por la norma ASTM se fija una tasa de 5% por día para realizar la compresión triaxial. Las pruebas se realizan hasta alcanzar una deformación de aproximadamente 7.5 %, por ende cada prueba de compresión triaxial toma alrededor 36 horas.



## 2.5 Propiedades Petrofísicas

Con el objetivo de medir el efecto de la temperatura en las propiedades petrofísicas de la muestra, el volumen poroso y la permeabilidad fueron evaluadas para cada etapa de calentamiento. Para medir el efecto de la temperatura en la porosidad se propone un método novedoso, el cual calcula el cambio que sufre el volumen poroso con los incrementos de temperatura. Para medir la permeabilidad se utiliza un caudal constante y se mide el cambio de presión entre ambos extremos de la muestra utilizando la ley de Darcy.

### 2.5.1 Porosidad

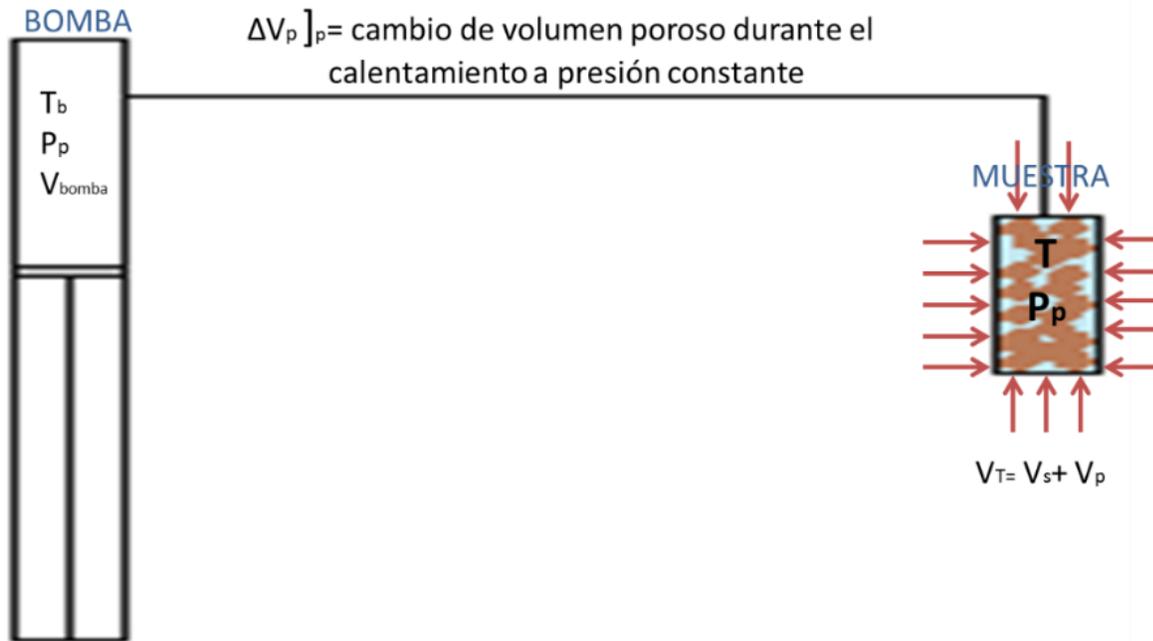
Como se mencionó en la discusión final del primer capítulo del presente trabajo, el efecto de la temperatura en la porosidad de la formación continúa siendo un tema de interés entre la comunidad científica. Este problema es considerado un vacío investigativo, ya que no se cuenta con evidencia exacta de los cambios que sufre la porosidad cuando el medio es

sometido a cambios de temperatura. En este trabajo de investigación se proponen dos métodos para evaluar este efecto.

La primera metodología asume dos sistemas diferentes que se encuentran conectados entre sí, el primer sistema es la muestra la cual se encuentra bajo unas condiciones determinadas de esfuerzo efectivo y temperatura; el segundo sistema corresponde a la bomba de poro la cual a su vez se encuentra bajo condiciones conocidas de presión y temperatura. En este caso en particular se cuenta con la ventaja de condición drenada del ensayo, la cual permite tener la presión de la muestra y presión de la bomba iguales y constante durante todo el ensayo.

Como se expuso en el capítulo anterior, cuando un cuerpo es sometido a calentamiento, este experimenta un incremento de volumen, por tal motivo es de esperarse que cuando se caliente la muestra, el fluido que se encuentra alojado en el espacio porosos se expanda y este cambio de volumen se pueda registrar en la bomba. Ahora si la temperatura en la bomba también incrementa, el fluido alojado en el pistón de la bomba se expandirá registrando así un incremento en el volumen. Por lo anterior, es fundamental tener un estricto control del volumen registrado por la bomba así como la temperatura tanto en la muestra como en la bomba como se muestra en la Figura 2-20.

Figura 2-20 Esquema medición cambio de porosidad utilizando el volumen de la bomba de presión de poro.



Utilizando las ecuaciones de expansión térmica isobárica del fluido, se puede calcular el cambio de volumen del fluido alojado en los poros debido al calentamiento de la muestra como lo muestra la ecuación ( 43)

$$\Delta V_{fp} = \beta V_{fp0} \Delta T \quad (43)$$

Donde:

$\Delta V_{fp}$ : Expansión del fluido en los poros,

$\beta$ : Coeficiente de expansión de térmica del fluido,

$V_{fp0}$ : Volumen inicial del fluido en los poros,

$\Delta T$ : Incremento de temperatura.

Ahora, el cambio de volumen total registrado en la bomba se puede expresar como se muestra en la ecuación ( 44)

$$\Delta V_{bomba} = \Delta V_{poroso} + \Delta V_{fbomba} + \Delta V_{fporo} \quad (44)$$

Donde:

$\Delta V_{\text{bomba}}$ : Cambio de volumen registrado en la bomba,

$\Delta V_{\text{poroso}}$ : Cambio del volumen poroso,

$\Delta V_{\text{fbomba}}$ : Expansión térmica del fluido de la bomba,

$\Delta V_{\text{fporo}}$ : Expansión térmica del fluido de poro.

Si se despeja el término  $\Delta V_{\text{poroso}}$  de la ecuación ( 44), se puede encontrar el cambio del volumen poroso causado por el calentamiento.

La segunda metodología utilizada para encontrar los cambios de porosidad durante el calentamiento, se basa en asumir que la expansión del grano es despreciable debido a su bajo coeficiente de expansión térmica, de forma análoga al procedimiento seguido con las compresibilidades en arenas pocos consolidadas el cual se explica en el primer capítulo de este trabajo en la ecuaciones ( 15)-( 17); dicha suposición es válida cuando el coeficiente expansión térmica de la roca es mucho mayor al coeficiente de expansión del grano sólido. A partir de los sensores internos de deformación se puede calcular la deformación volumétrica de la muestra y a partir de ella, se puede calcular el nuevo valor de porosidad como lo muestra la ecuación ( A 7).

Si bien en el presente trabajo se propone esta metodología para medir el cambio de volumen poroso causado por los cambios de temperatura en la muestra, la porosidad es una propiedad que relaciona el volumen poroso con el volumen total; es lógico pensar que el volumen total también sufre cambios durante el calentamiento del medio; sin embargo, la medición del cambio de volumen total de la muestra depende de la localización de los sensores internos tipo LVDT los cuales deben estar en posición tal que registren fenómenos de contracción y expansión de la muestra. En el presente trabajo se hace un análisis del comportamiento del volumen poroso y el volumen total de la muestra los cuales buscan describir lo que le sucede al medio cuando se calienta; el volumen total es monitoreado con la ayuda de los sensores LVDT y la porosidad resultante de la deformación total puede ser calculada con la ayuda de la ecuación ( A 7). Ambos resultados son comparados y cotejados con el posterior comportamiento de la

permeabilidad; sin embargo, no se llega a valores precisos de porosidad debido a la incertidumbre de los equipos.

### **2.5.2 Permeabilidad**

Para realizar el ensayo de permeabilidad se utiliza la bomba conectada al pedestal inferior; el flujo se hace de forma ascendente para evitar afectar las mediciones por efectos gravitacionales como lo muestra la Figura 2-21. Antes de empezar el ensayo, se debe cerrar la válvula “bypass”, con lo cual se aísla la bomba conectada al pedestal superior con la bomba conectada al pedestal inferior. Una vez cerrada la válvula, se espera hasta que la lectura de presiones se estabilice. Las mediciones de permeabilidad se realizan a caudal constante, en general se utiliza un caudal de 2 ml/min, este valor es fijado teniendo en cuenta la presencia de finos en la muestra y con el objetivo de evitar la migración de estos al interior de la muestra la cual puede causar taponamiento de garganta de poro, y por ende cambios en la permeabilidad. A modo de calibración, y para asegurarse que con dicho caudal se evita el fenómeno de migración de finos, se realiza una prueba en la cual se fluye salmuera por la muestra a caudal constante (2 ml/min) por periodo de seis horas, lo cual corresponde a aproximadamente 7 volúmenes porosos; se hace un análisis del cambio de permeabilidad durante este tiempo y se encuentra un comportamiento constante.

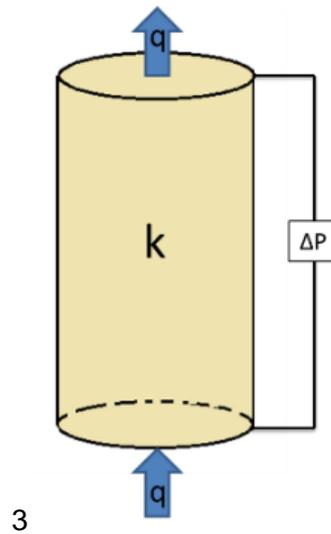
A pesar de lo anterior, en algunos fue necesario cambiar el caudal para lograr la condición de estado estable, en el cual es válido utilizar la ley de Darcy.

Para la medición de la caída de presión entre los dos extremos, se utiliza el promedio de los diferentes instrumentos instalados; estos instrumentos incluyen: los valores registrados por las bombas, los traductores de presión conectados a cada línea y un transductor diferencia de presión tipo diafragma. En general, el comportamiento de los diferentes instrumentos era similar por lo que usar el promedio no genera error significativo.

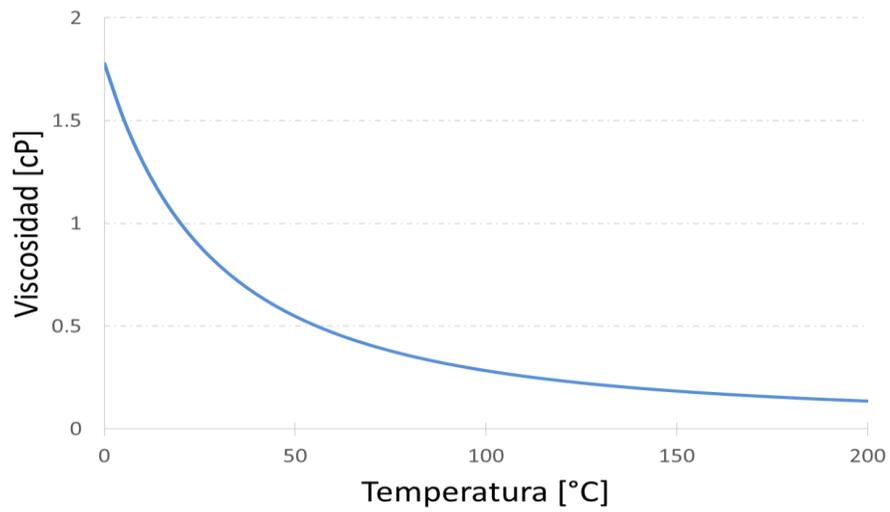
Los ensayos de permeabilidad se realizan a cada una de las etapas de calentamiento, el análisis se hace para el valor de la permeabilidad normalizado para comparar entre las

muestras y con estudios previos al presente trabajo. Una vez la presión muestra un comportamiento constante con el tiempo (estado estable) se fluye salmuera por el medio hasta alcanzar un acumulado de inyección igual o superior a un volumen poroso para cada temperatura, con el objetivo de obtener un valor confiable a partir del experimento.

Figura 2-21 Esquema prueba de permeabilidad.



Como se observa en la ecuación ( 33), en el cálculo de la permeabilidad se involucra la viscosidad del fluido, por tal motivo se calcula la viscosidad de la salmuera utilizada en las pruebas de permeabilidad para cada temperatura utilizada. La Figura 2-22 muestra el comportamiento de la viscosidad versus la temperatura a presión constante (5.5 MPa), esta curva se construye con datos obtenidos de (Kestin, Sokolov, & Wakeham, 1978)

**Figura 2-22 Comportamiento de la viscosidad con la temperatura a 5.5 MPa.**

## **3 Análisis de Resultados**

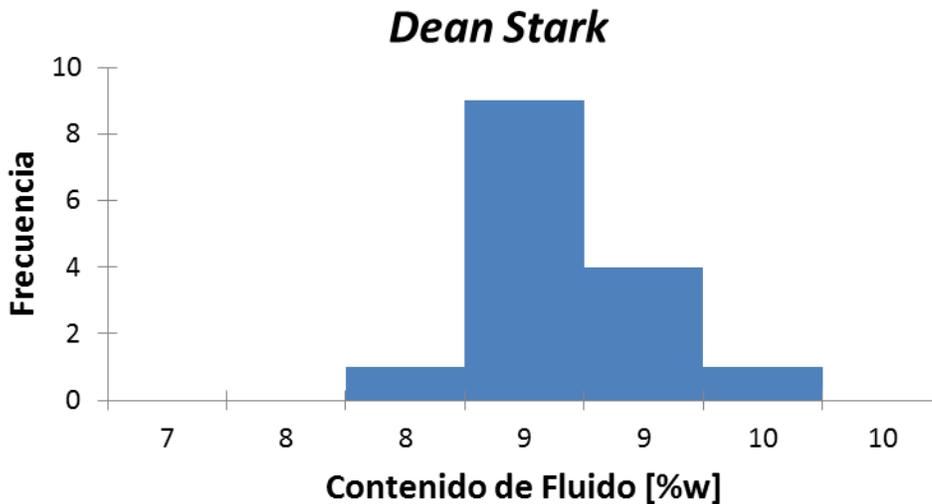
### **3.1 Caracterización del Material**

#### **3.1.1 Extracción de bitumen**

De acuerdo con el programa de pruebas experimentales, los ensayos triaxiales son diseñados para llevarse a cabo en muestras de arena limpia, por lo tanto todo el líquido (bitumen y agua) es extraído de la arena bituminosa proporcionada por parte de Ecopetrol. En total se obtienen aproximadamente 40 kg de material, los cuales fueron cuidadosamente empacados y enviados a la Universidad de Alberta en dos grupos de 20 kg cada uno. Los 20 kg se empacaron en cuatro bolsas cerradas herméticamente.

Se utiliza un disolvente de petróleo (tolueno) para limpiar las muestras de arena y retirar el bitumen de la matriz. La Figura 3-1 resume los resultados de contenido de fluido obtenido de 18 muestras del material, a las cuales se les hizo un seguimiento estricto de su contenido tanto de agua como de bitumen durante el proceso de *Dean Stark*. El otro procedimiento utilizado para extraer el bitumen de la muestra no permite llevar un control sobre las relaciones de peso presentes en las arenas bituminosas. Estas relaciones de pesos dan muestras el contenido de fluido presente en las arenas. El ensayo de *Dean Stark* también es llevado a cabo por un laboratorio privado en la ciudad de Calgary arrojando un resultado similar al obtenido en este trabajo. En general, el comportamiento del contenido de fluido fue constante presentando un promedio de 8.5%; sin embargo, se encuentra una pequeña variación con la zona específica de la muestra ensayada; para muestras tomadas de una bolsa en específico, se encuentra un mayor contenido de fluido las cuales representan los datos que se salen de la distribución normal en el histograma.

Figura 3-1 Histograma contenido de fluido en las muestras de formación Picacho



### 3.1.2 Gravedad específica

Luego de realizar el procedimiento del picnómetro en dos muestras representativas limpias (sin fluido), se obtiene una gravedad específica promedio de 2.66, la cual se encuentra entre los valores típicos de dicha propiedad para arenas. Los resultados se encuentran de forma detallada en el ANEXO 3 del presente trabajo.

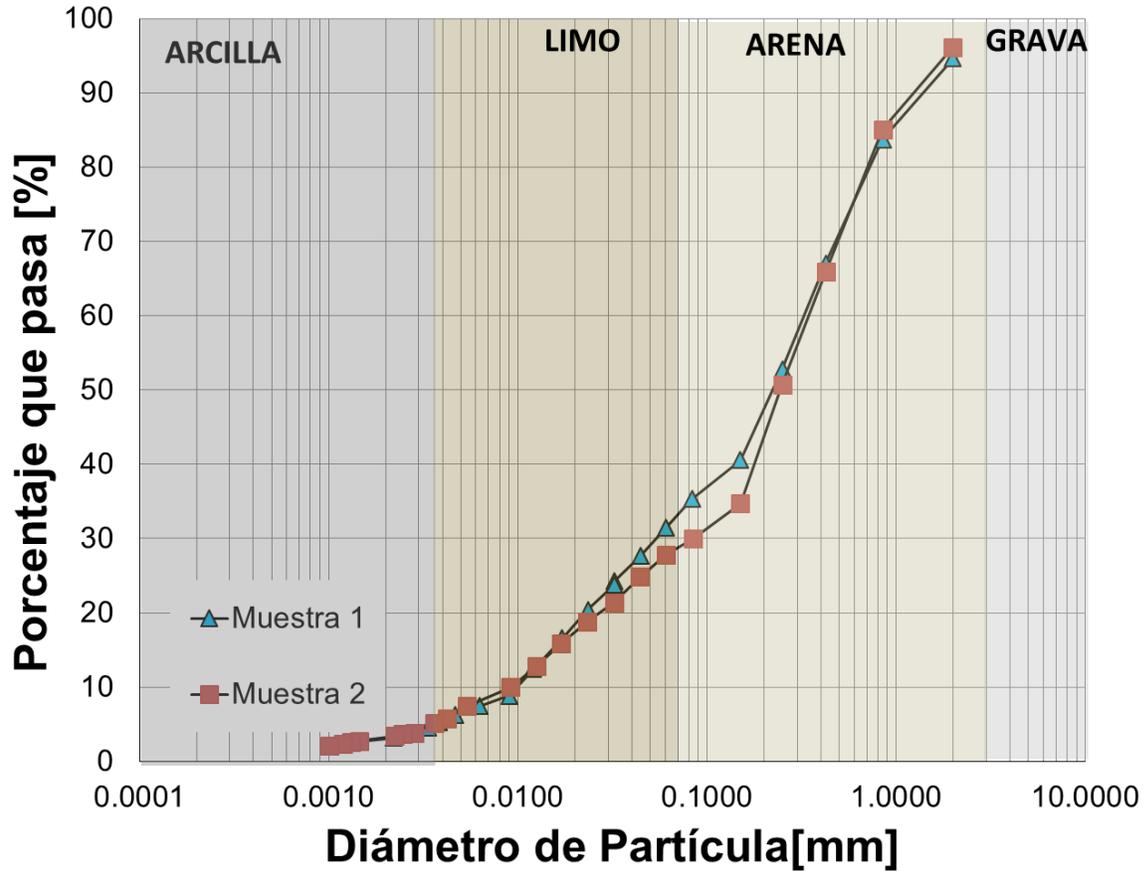
### 3.1.3 Distribución de tamaño de grano

Esta prueba se realiza con el fin de encontrar el tamaño (diámetro) de los granos que forman parte de la arena y su respectiva proporción con respecto al peso total de la muestra. Para esta prueba se toman dos muestras representativas al azar del material. El bitumen se extrae de ambas muestras usando un montaje tipo *Dean Stark*; seguido de un secado de las muestras a temperatura ambiente para evitar la transformación de los finos. Finalmente, la distribución del tamaño de partícula se encuentra en conformidad con el estándar ASTM D422 (ASTM, 2004), esto implica el uso de un hidrómetro y tamices húmedos.

La Figura 3-2 muestra la distribución de tamaño de partícula para las muestras analizadas. La distribución del tamaño de partícula da una idea acerca de la composición de esta clase de materiales basados en el tamaño promedio de partículas. La distribución de tamaño de partícula es una manera conveniente de categorizar el material sobre la base de los tamaños de las partículas constituyentes. Una vez que se obtienen las propiedades mecánicas de un material en particular, la curva de la distribución de tamaño de partícula puede estar relacionada con las propiedades, y para una estimación futura de propiedades mecánicas de una curva similar distribución de tamaño de partícula del material puede servir como una referencia común. De las pruebas realizadas de tamaño de grano, se encuentra que esta arena tiene una distribución de grano mal seleccionado, presentando entre 25 % y 30 % de material fino (arcilla y limo). Este comportamiento contrasta con la mayoría de trabajos de investigación realizados hasta ahora, donde por lo general utilizaron arenas bien seleccionadas de grano uniforme. Los yacimientos de crudo pesado de Alberta, los cuales representan un referente mundial en este tipo de yacimientos, presentan una distribución uniforme donde la mayoría de sus componentes se encuentran en la región que representa el tamaño arena (recuadro rosa).

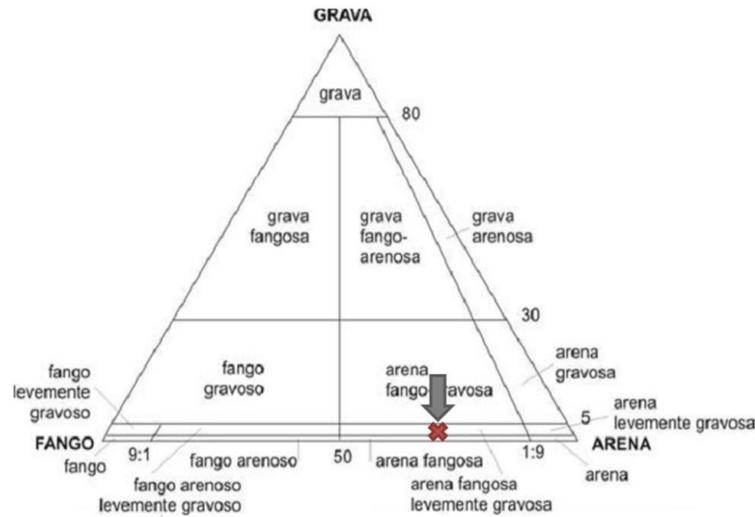
La distribución de tamaño de grano del material se encuentra fuertemente relacionada con el ambiente de sedimentación del mismo. Ya que el tamaño es una representación de la energía del medio de transporte y de lo constante que este es. En este caso se puede concluir que la formación corresponde a un ambiente de deposición fluvial debido la poca homogeneidad del tamaño, la cual se puede explicar por variaciones de corrientes y lluvias durante la sedimentación, este ambiente también ha sido descritos por otros estudios realizado en la región de la cordillera Oriental (Geoestudios, 2006).

Figura 3-2 Curvas de distribución de tamaño de partículas obtenidas a partir del hidrómetro y del tamiz húmedo para las ambas muestras.



De acuerdo con los resultados obtenidos a partir de los ensayos de distribución de tamaño de partícula, se puede clasificar la arena como una arena fangosa de acuerdo a la clasificación propuesta por Folk 1974 (Folk, 1980). Esta clasificación se realiza con la ayuda de la Figura 3-3, en la cual se utilizan los porcentajes de cada tamaño para clasificar el material. En la Figura 3-3 se resalta el punto que representa la distribución de grano la muestra utilizada en el presente trabajo con una equis roja.

Figura 3-3 Clasificación por granulometría FOLK 1974.



### 3.1.4 Mineralogía

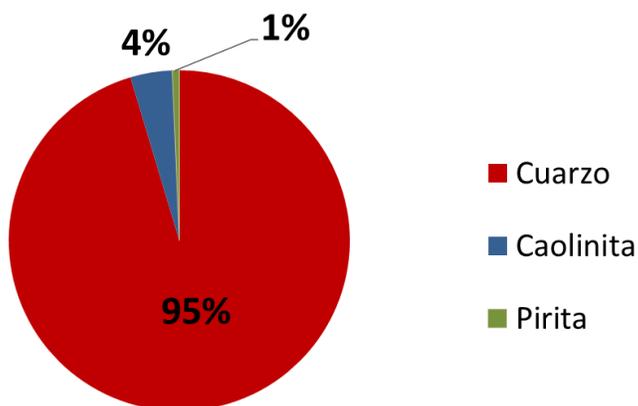
Se tomaron tres muestras aleatorias del total de material enviado a la Universidad de Alberta, dos de estas muestras corresponden a arenas 100% saturadas de bitumen, la tercera muestra correspondía a fragmentos de material que a simple vista lucían diferente, tenían un tono grisáceo y se identificaba un tamaño de grano menor. A una de las muestras de arenas 100% saturadas se le extrajo el bitumen antes de hacer el análisis mineralógico por medio de un montaje tipo *Dean Stark*.

El análisis mineralógico se lleva a cabo en el laboratorio Agat de la ciudad de Calgary, utilizando técnicas de difracción de rayos X. La Figura 3-4 muestra la composición mineralógica de las muestras analizadas, esta incluye tanto el contenido denominado como *clay fraction* (partículas de diámetro < 3 µm) como el contenido de partículas tamaño mayor. En general, las tres muestras evaluadas mostraron una mineralogía muy similar.

Como se puede observar en la Figura 3-4, el mineral con mayor presencia es el cuarzo con un 95%, el contenido de arcilla tiene una fuerte presencia de caolinita (4%) y en menor medida pirita (1%), también se encuentran algunas trazas de Illita y Nahpoite.

La caracterización es repetida a cuatro muestras diferentes en las instalaciones de la Universidad de Alberta, obteniendo resultados concordantes con los presentados por el laboratorio Agat como lo muestra el ANEXO 3.

**Figura 3-4 Composición mineralógica de la formación obtenida a partir de difracción de rayos X.**



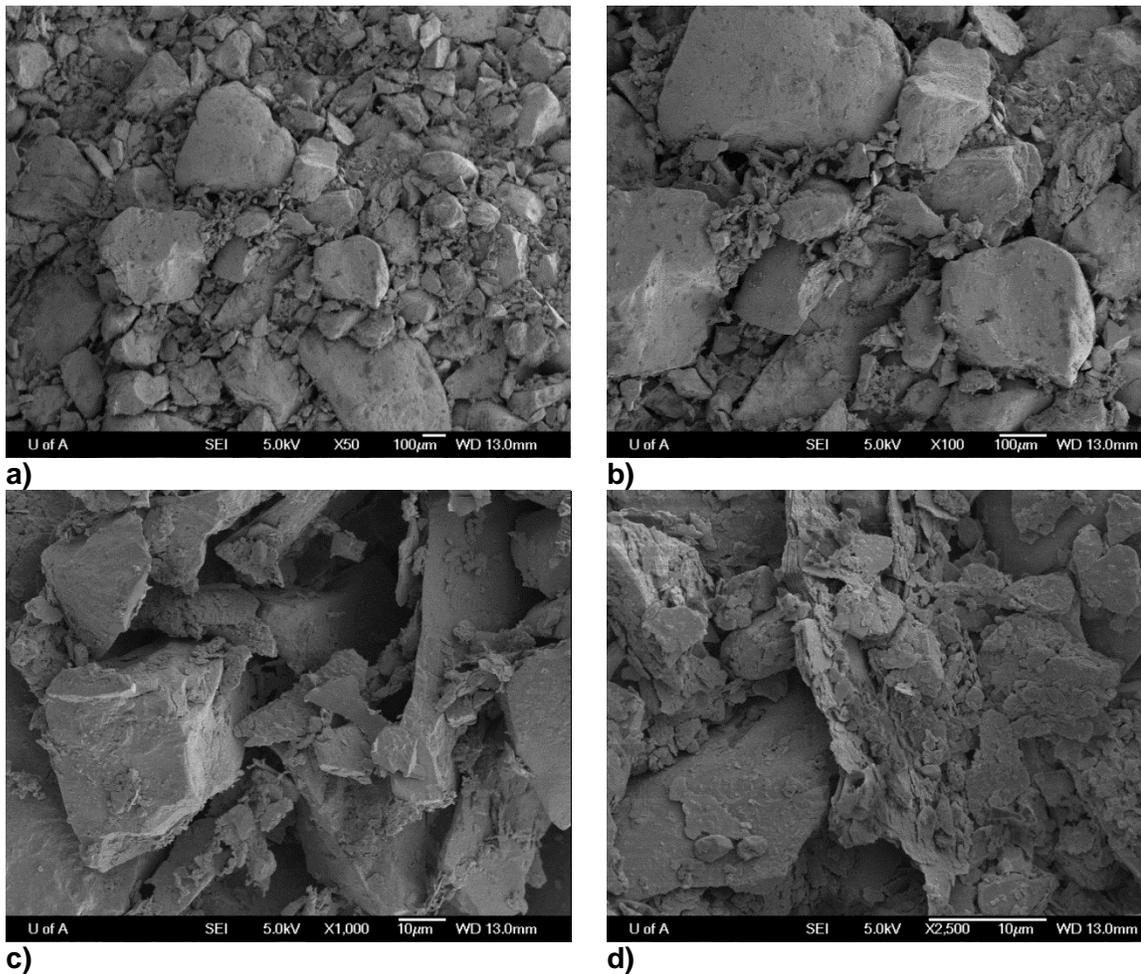
### 3.1.5 Imágenes SEM

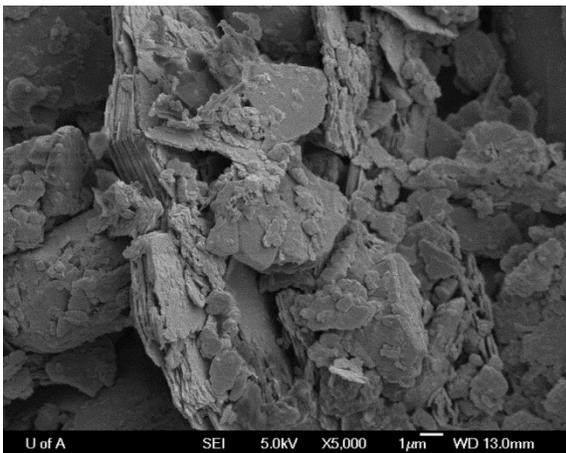
Estas imágenes de alta resolución se obtienen utilizando un microscopio electromagnético de barrido. La Figura 3-5 muestra seis fotografías de la muestra que se identifica como referencia; esta muestra representa una muestra de arena limpia reconstituida completamente congelada sin alteración alguna. En la Figura 3-5a se puede observar la muestra con un acercamiento de 50X, en esta se pueden identificar los granos de cuarzo de diferentes tamaños; estos granos presentan una baja redondez y una esfericidad media, por lo tanto se pueden clasificar como granos sub-angulosos según (Folk, 1980). El contacto entre granos es de tipo cóncavo, lo cual explica los valores bajos de porosidad alcanzados en la reconstitución, este comportamiento está influenciado por la distribución de tamaño de partícula, la cual no es uniforme.

En las fotos se puede observar presencia de granos fracturados; estas características afectan el comportamiento mecánico global de la muestra.

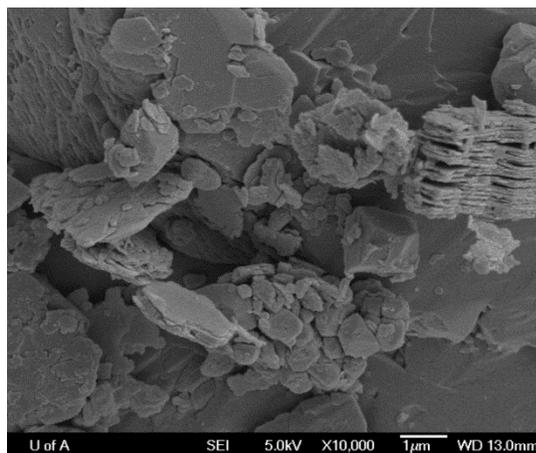
La Figura 3-5f muestra una foto con un alto nivel de detalle 10000X, debido a esto, las partículas que se pueden observar corresponden a partículas de tamaño fino, se puede observar la presencia de caolinita, la cual se reconoce por su forma de planos apilados; como se encuentra en el análisis mineralógico, También se observa la presencia de pirita en menor proporción.

**Figura 3-5 Imágenes SEM muestra reconstituida intacta con acercamientos de 50X, 100X, 1000X, 2500X, 5000X y 10000X.**





e)



f)

### 3.1.6 Discusión

En general, el material recibido se puede separar a simple vista en dos tipos, el primero corresponde a una arena cuarzosa no consolidada totalmente saturada de bitumen, con mala selección de tamaño grano, se pueden distinguir granos tipo grava de cuarzo y de lodolitas así como granos más finos. El segundo tipo, corresponde a bloques poco consolidados de color grisáceo, los cuales no se encuentran saturados de bitumen, y de tamaño de grano regular. Para los experimentos realizados en el presente trabajo, se seleccionó el material del primer tipo el cual corresponde a las arenas que se encuentran saturadas de bitumen.

Los resultados obtenidos de la caracterización del material muestran una arena de composición principalmente cuarzosa con presencia menor de caolinita y piritita. La distribución de tamaño de grano de la arena muestra un comportamiento poco homogéneo, en la cual la presencia de material fino es significativa; en estudios anteriores se ha concluido que la formación Picacho se depositó en un “ambiente de canales fluviales de ríos meandrificados, lo cual es determinante en el comportamiento de las propiedades petrofísicas de la formación (Geoestudios, 2006).

La caracterización del material es fundamental para entender el comportamiento de las propiedades mecánicas y petrofísicas de la formación, los resultados obtenidos muestran

grandes diferencias con otras arenas bituminosas del mundo como las canadienses, las cuales presentan un tamaño de grano más uniforme el cual se encuentra en el rango arena, sin embargo la composición mineralógica es similar con un contenido principalmente de cuarzo.

### **3.2 Reconstitución de Muestras**

Después de usar la técnica desarrollada en la Universidad de Alberta para compactar muestras utilizando aproximadamente 20 kg de material, se reconstituyeron un total de 20 cilindros. Las dimensiones de los cilindros resultantes fueron 2.5 pulgadas de diámetro y 6 pulgadas de altura. La Tabla 3-1 muestra un resumen de las principales propiedades de todas las muestras reconstituidas; se puede observar que para la mayoría de los casos la porosidad mínima alcanzada fue entre 26 y 27 % (véase Figura 3-6). Este valor es relativamente bajo en comparación con otros depósitos de arenas bituminosas, como los que se encuentran en Alberta, Canadá. Por ejemplo, muestras reconstituidas del depósito Athabasca muestran una porosidad mínima de alrededor de 33 % según los estudios realizados por diferentes autores (Tahar, 2012).

Este comportamiento de la porosidad final de las muestras está fuertemente relacionado con la distribución del tamaño de grano que las arenas bituminosas de la formación Picacho presenta, como se mencionó anteriormente, esta arena se clasifica como una arena mal seleccionada lo cual significa que hay una cantidad significativa de limo y arcilla (finos) en la muestra (30 %), de igual manera hay presencia de partículas tamaño grava en la muestra (5 %). Esta distribución de tamaño de grano, permite que las partículas finas puedan llenar los espacios vacíos existentes entre los granos más grandes, lo cual reduce significativamente la porosidad.

Figura 3-6 Histograma porosidad final de 20 muestras reconstituidas saturadas de salmuera.

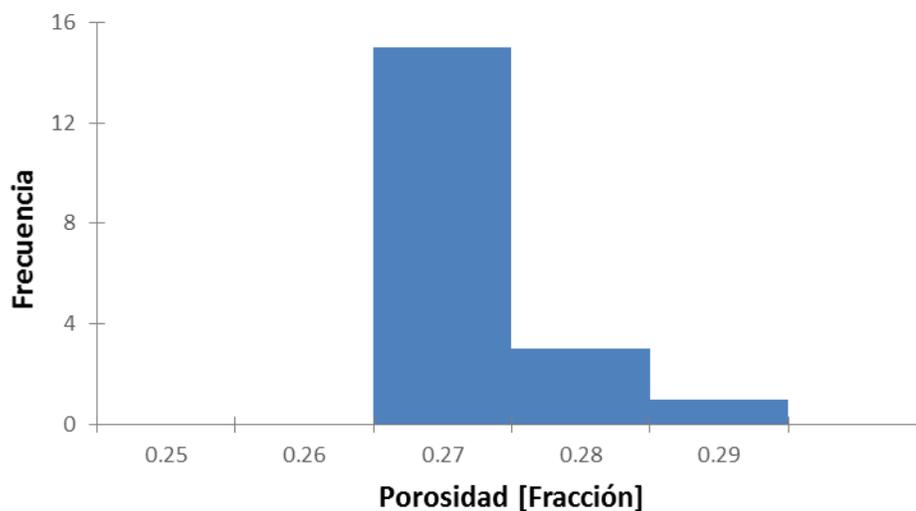


Tabla 3-1 Resumen muestras reconstituidas con porosidad final, relación de vacíos final y peso de la arena en seco.

Muestra	Porosidad	Relación de Vacíos	Peso Seco [gr]
1	0.27	0.36	980.4
2	0.28	0.38	919.8
3	0.27	0.36	934.5
4	0.27	0.36	934.1
5	0.27	0.36	934.3
6	0.27	0.37	927.7
7	0.27	0.36	933.6
8	0.28	0.39	934.8
9	0.27	0.36	933.6
10	0.27	0.36	933.9
11	0.27	0.37	920.0
12	0.27	0.37	930.9
13	0.27	0.36	932.6
14	0.27	0.36	932.3
15	0.27	0.36	932.3
16	0.27	0.36	932.6
17	0.27	0.36	932.5
18	0.27	0.37	928.4
19	0.27	0.37	928.5
20	0.27	0.36	935.6

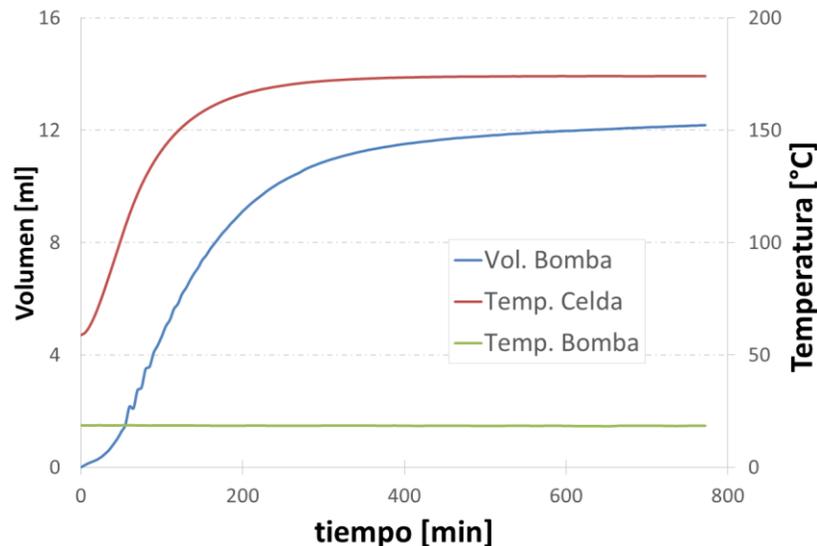
## 3.3 Propiedades Petrofísicas

### 3.3.1 Porosidad

Medir los cambios de porosidad durante el calentamiento de un medio poroso continúa siendo un tema que captura la atención de científicos alrededor del mundo. Durante el desarrollo de este trabajo de investigación se utilizan dos metodologías diferentes para medir los cambios que sufre la porosidad causados por la temperatura como se explica en el capítulo anterior.

La Figura 3-7 muestra el comportamiento de tres variables que son medidas con los equipos utilizado en el montaje experimental usado durante el desarrollo del trabajo de investigación. La curva roja muestra el comportamiento de la temperatura registrada por la termocupla que se encuentra al interior de la celda triaxial; tener un estricto seguimiento de esta variable es de suma importancia para encontrar el momento en el cual se estabiliza la temperatura al interior de la celda, así como la tasa de calentamiento de la muestra, como se explica anteriormente la tasa de calentamiento del horno no representa la tasa que realmente experimenta la muestra debido a las pérdidas de calor en los medios que se encuentran entre el horno y la muestra propiamente.

**Figura 3-7 Comportamiento térmico de la celda y de la bomba, y cambio de volumen de la bomba durante el calentamiento del sistema triaxial.**



La curva azul en la Figura 3-7 describe el comportamiento del volumen de la bomba que mantiene la presión de poro constante. La diferencia entre el volumen una vez se estabiliza con la curva con el volumen inicial, muestra el cambio de volumen registrado en la bomba durante el calentamiento, el cual se utiliza en la ecuación ( 44). En el caso particular del ensayo correspondiente a la Figura 3-7, se puede observar un incremento del volumen de la bomba de aproximadamente 12 ml, el cual representa un porcentaje significativo del volumen poroso ya que este oscila alrededor de 100 ml para todas las muestras.

La curva verde que se muestra en la Figura 3-7 representa el comportamiento de la temperatura al interior de la bomba; esta variable es importante para no sobrestimar los cambios de volumen de la bomba debido a la expansión del fluido en su interior. En este caso como en todos los demás, se puede observar que la temperatura al interior de la bomba se mantuvo constante durante todo el proceso de calentamiento debido a la distancia que existe entre esta y la celda (2 m), y a que en las líneas hay disipación de calor generada por el pequeño diámetro. De esta manera se puede decir que el valor de cambio de volumen registrado por la bomba no se encuentra afectado por variaciones de temperatura al interior de la bomba.

La Tabla 3-2 resume el comportamiento del volumen poroso en los ensayos realizados; para calcular el porcentaje de cambio de volumen se toma en cuenta el volumen ocupado por el fluido en las líneas de flujo al interior del horno el cual no hace parte del volumen poroso pero si está sujeto a expansión debido al incremento de la temperatura al interior del horno.

En general, se puede observar que para un mismo cambio de temperatura, la reducción de volumen poroso es mayor para confinamientos altos, lo cual se debe a que la expansión de la matriz sólida de la muestra se da hacia el espacio poroso debido a la resistencia del confinamiento como se explica en la Figura 1-8.

También se puede observar en la Tabla 3-2 que la reducción del volumen poroso es mayor para incrementos mayores de temperatura lo cual es de esperarse debido a que hay mayor expansión del sólido.

**Tabla 3-2 Cambio de volumen poroso de la muestra durante el calentamiento medido con la bomba para cada ensayo**

Test	$P_p$ [MPa]	$P_c$ [MPa]	$\sigma'$ [MPa]	$T$ [°C]	$V_{pi}$ [ml]	$\Delta V_p$ [ml]	$\Delta V_p$ [%]
1	5.5	13.7	8.2	55	109.06	3.11	2.70
2	5.5	9.5	4.0	55	104.04	2.08	1.89
3	5.5	5.9	0.4	55	107.15	0.41	0.36
4	5.5	13.7	8.2	180	101.14	11.01	10.27
5	5.5	9.5	4.0	180	-----	-----	-----
6	5.5	5.9	0.4	180	104.33	6.71	6.08
7	5.5	13.7	8.2	120	98.17	6.23	5.98
8	5.5	9.5	4.0	120	92.79	5.09	5.15
9	5.5	5.9	0.4	120	-----	-----	-----

Cabe resaltar que la tabla 3-2 muestra los cambios de los volúmenes porosos después de hacer las correcciones respectivas por expansión térmica de fluido. Sin embargo, este comportamiento no es necesariamente el comportamiento de la porosidad pues la porosidad se define como la relación entre volumen poroso y el volumen total. Basándose en la teoría presentada en el capítulo 1 del presente trabajo, los materiales tienden a aumentar su volumen cuando se incrementa su temperatura por lo tanto se puede esperar que el volumen total incremente o se mantenga constante y por ende el cambio de volumen poroso puede ser un buen indicativo del comportamiento de la porosidad.

Adicionalmente, se lleva a cabo un análisis del cambio de volumen del sólido debido a la expansión térmica asumiendo que la matriz está 100 % compuesta por cuarzo utilizando las ecuaciones ( 45) y ( 46); sin embargo, el análisis no es concluyente ya que la expansión del sólido es mucho menor a la reducción del volumen poroso como lo muestra la Tabla 3-3. Lo anterior puede estar influenciado por el hecho de que los granos de la matriz no se encuentran de forma libre, existen fuerzas que se generan en los contactos de de los granos cuando estos se expanden, las cuales pueden causar desplazamientos y deformaciones de cizalla que no pueden ser calculadas fácilmente.

$$V_s = V_T - V_P \quad (45)$$

$$\Delta V_s = 3 \beta V_{s0} \Delta T \quad (46)$$

**Tabla 3-3 Expansión volumétrica del sólido durante cada ensayo calculada a partir de la ecuación de expansión térmica de un cuerpo**

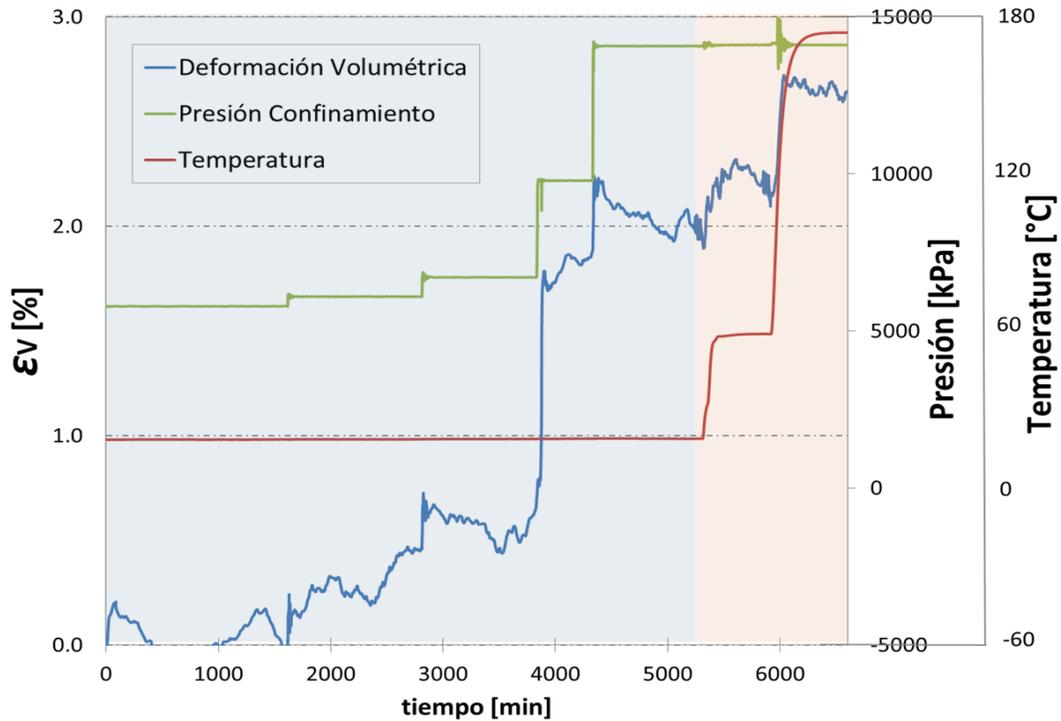
Prueba	Muestra	Volumen [ml]	Porosidad [%]	Volumen sólido [ml]	$\Delta T$ [°C]	$\Delta V_s$ [ml]
1	1	426.2	26.7	312.40	35	0.01
2	2	406.6	27.7	293.97	35	0.01
3	3	393.5	26.5	289.22	35	0.01
4	5	416.0	26.5	305.76	160	0.05
5	12	410.8	26.8	300.71	160	0.05
6	6	404.8	27.1	295.10	160	0.05
7	7	403.1	26.6	295.88	100	0.03
8	9	402.4	26.6	295.36	100	0.03
9	11	407.2	26.9	297.66	100	0.03

La Figura 3-8 y Figura 3-9, muestran el comportamiento de la deformación volumétrica, la temperatura y la presión de confinamiento con el objetivo de analizar que le sucede al volumen total de la muestra durante las pruebas. La región sombreada de color azul representa el proceso de consolidación, en este proceso el volumen total de la muestra disminuye debido a la compactación de la misma, en la gráfica se puede observar como los cambios de volumen coinciden exactamente con los incrementos de presión de confinamiento. La región sombreada roja corresponde a la etapa de calentamiento en la cual se tienen diferentes comportamientos. Finalmente, la región verde corresponde a la etapa de compresión triaxial.

En la Figura 3-8 se muestra el comportamiento de algunas variables durante una prueba triaxial con presión de confinamiento efectiva de 8.2 MPa, durante la consolidación, se observa la disminución de volumen de la muestra en la región azul. Durante el calentamiento (región roja), se puede ver que inicialmente la muestra intenta contraerse, lo cual es causado por la expansión del aceite de confinamiento, y luego el desplazamiento radial se mantiene constante, por lo tanto se podría concluir que el volumen total de la muestra no cambia durante el calentamiento, esto se debe al alto esfuerzo de

confinamiento, el cual impide que la muestra se expanda libremente generando una disminución en la porosidad.

**Figura 3-8 Comportamiento presión de confinamiento, temperatura y deformación radial durante la prueba de compresión triaxial con esfuerzo de confinamiento de  $\sigma'_c=8.2$  MPa.**

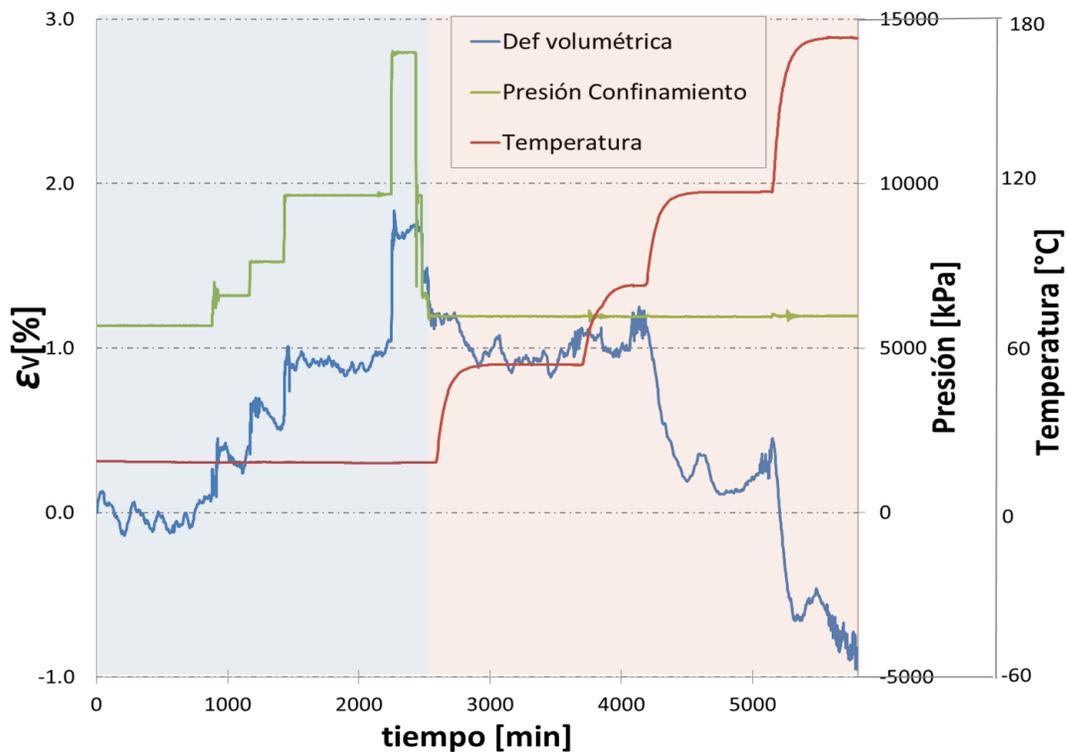


La Figura 3-9 muestra también el comportamiento de las mismas variables durante una prueba a esfuerzo de confinamiento efectivo de 0.4 MPa; en este caso se puede observar una deformación volumétrica significativa durante el calentamiento la cual muestra como aumenta el volumen total de la muestra causada por la expansión térmica.

El esfuerzo efectivo de confinamiento es muy bajo para este caso, por lo tanto la muestra no encuentra oposición a la expansión. Este resultado contrasta con el mostrado en la Figura 3-8 donde debido al alto confinamiento, la muestra no se puede expandir. Este comportamiento ya había sido mencionado por varios autores, como se mostró en el primer capítulo de este trabajo. Estos resultados sugieren una importante influencia del confinamiento en el comportamiento que presenta la porosidad con la temperatura pues de acuerdo con la teoría de compresibilidades desarrollada en el capítulo 1 del presente

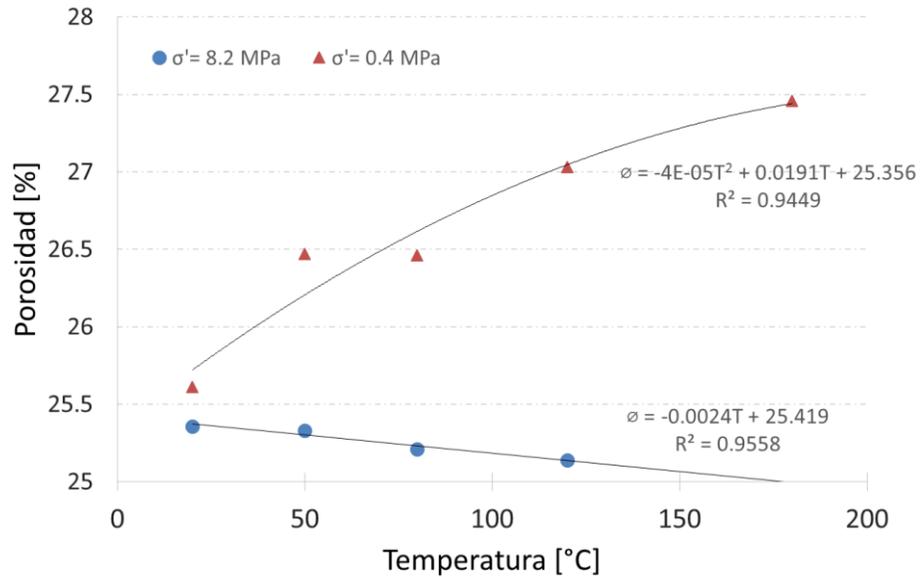
trabajo, el volumen total y el volumen poroso tienen un comportamiento proporcional, por lo tanto si el volumen total de la muestra aumenta, la porosidad también debe aumentar.

**Figura 3-9 Comportamiento de presión de confinamiento, temperatura y deformación radial durante la Prueba de compresión triaxial a esfuerzo de confinamiento  $\sigma'_3=0.4$  MPa.**



La Figura 3-10 muestra el comportamiento de la porosidad con la temperatura para un caso de alto y confinamiento y uno de bajo confinamiento. Este valor de porosidad fue calculado a partir de la segunda metodología mencionada la cual involucra la deformación volumétrica de la muestra; que como se dijo anteriormente muestra una alta tendencia de la muestra a bajo confinamiento a aumentar su volumen durante el calentamiento. La porosidad se calcula utilizando la ecuación ( A 7), la cual asume que no hay deformación del sólido. Para el caso de confinamiento, los datos se ajustan a una regresión de tipo lineal, mientras que para el caso de confinamiento bajo, la porosidad presenta un comportamiento cuadrático con la temperatura.

**Figura 3-10 Comportamiento de la porosidad con la temperatura calculada a partir de la deformación volumétrica.**



### 3.3.2 Permeabilidad

Como parte de la metodología propuesta, se realizan mediciones de permeabilidad durante el proceso de calentamiento. Para esto se eligieron temperaturas de medición las cuales están distribuidas equitativamente entre el incremento total de temperatura de cada experimento. El proceso de calentamiento se detiene a dicha temperatura, y una vez que la temperatura y el volumen de la bomba de poro se estabilizan, se mide la permeabilidad absoluta de la muestra.

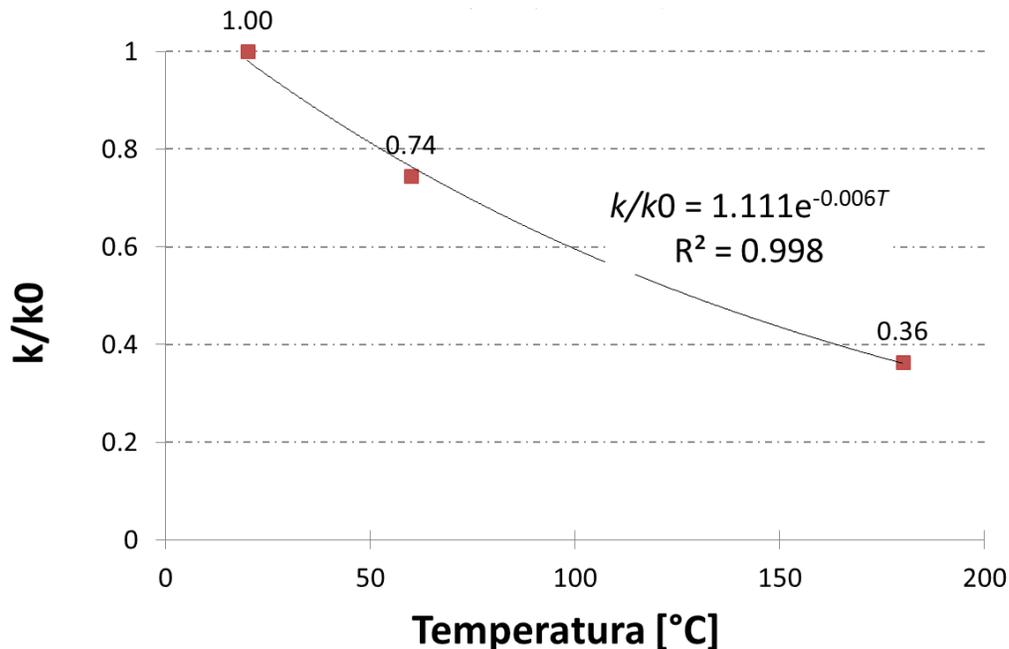
Para las mediciones de permeabilidad se utiliza un caudal de 2 ml/min en todos los ensayos; este caudal fue seleccionado teniendo en cuenta la presencia de finos en la muestra. Con este caudal se evita la migración de material fino la cual puede generar el taponamiento de las gargantas de poro generando así una disminución de la permeabilidad, lo cual encubriría el verdadero efecto de la temperatura en la permeabilidad.

Las Figura 3-11 - Figura 3-14 muestran el comportamiento de las muestras durante el calentamiento. Los resultados se muestran utilizando la permeabilidad normalizada ( $k/k_0$ )

en el eje de las abscisas con el fin de comparar los cambios generados por el calentamiento en todos los casos evaluados.

La Figura 3-11 muestra el comportamiento de la permeabilidad normalizada para un confinamiento efectivo de 8.2 MPa, en la gráfica se puede ver una disminución significativa de la permeabilidad con un incremento de temperatura de 160 °C; la permeabilidad de la muestra a 180 °C es aproximadamente 65 % menor a la permeabilidad inicial de la muestra. Estos resultados son concordantes con lo observado en el análisis de porosidad para el mismo ensayo ya que se presentó una notable disminución del espacio poroso.

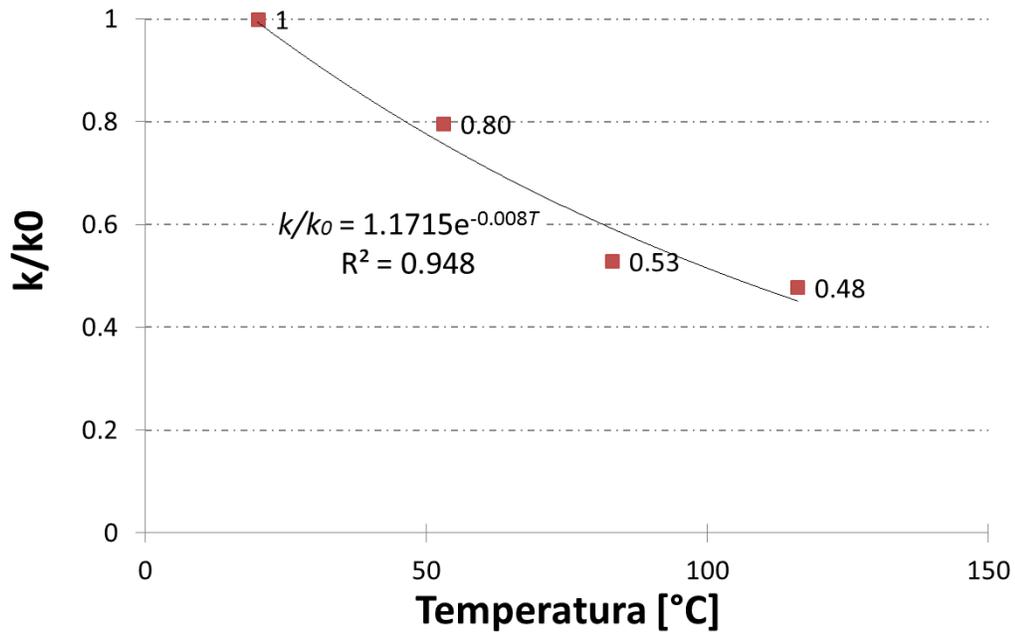
**Figura 3-11 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 180 °C) con confinamiento constante de  $\sigma' = 8.2$  MPa.**



En la Figura 3-12 se muestra nuevamente el comportamiento de la permeabilidad normalizada para un ensayo con confinamiento efectivo de 8.2 MPa. En este caso, la muestra se somete a un incremento de temperatura menor 100 °C; sin embargo, se tomaron más datos de permeabilidad para tener información más detallada que pueda ser concluyente. Nuevamente, se encuentra una significativa disminución de la permeabilidad absoluta cuando se calienta la muestra de la temperatura del laboratorio hasta 120 °C se

registra una disminución de permeabilidad de aproximadamente 50 %. Los datos obtenidos en este caso son similares a los expuestos en la figura anterior. En este caso se puede observar que el comportamiento de la temperatura no es lineal con la temperatura, los puntos describen una trayectoria exponencial, comportamiento que se asemeja al comportamiento que se le atribuye a la permeabilidad normalizada bajo diferentes estados de confinamiento efectivo, esto sugiere una afectación de las propiedades petrofísicas debidos al esfuerzo térmico asociado a los incrementos de temperatura a los que se encuentra sujeta el empaque de arena.

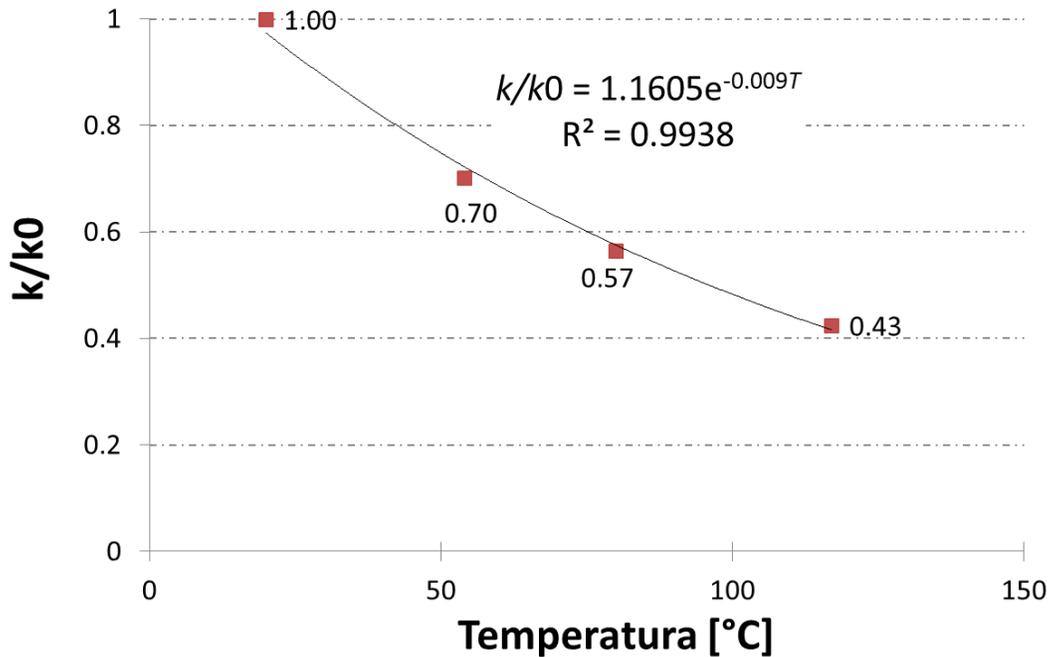
**Figura 3-12 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 120 °C) con confinamiento constante de  $\sigma' = 8.2$  MPa.**



La Figura 3-13 presenta el comportamiento de la permeabilidad normalizada con la temperatura para un esfuerzo de confinamiento efectivo de 4 MPa, en este caso el incremento de temperatura fue de 100 °C. En la gráfica se observa una reducción de permeabilidad significativa en el rango de temperatura analizado (aproximadamente 67 %). La reducción de permeabilidad en este caso presenta un comportamiento similar a las dos figuras anteriores, a pesar de que el esfuerzo de confinamiento es menor. Sin embargo, un esfuerzo de confinamiento de 4 MPa puede ser suficiente para impedir la libre

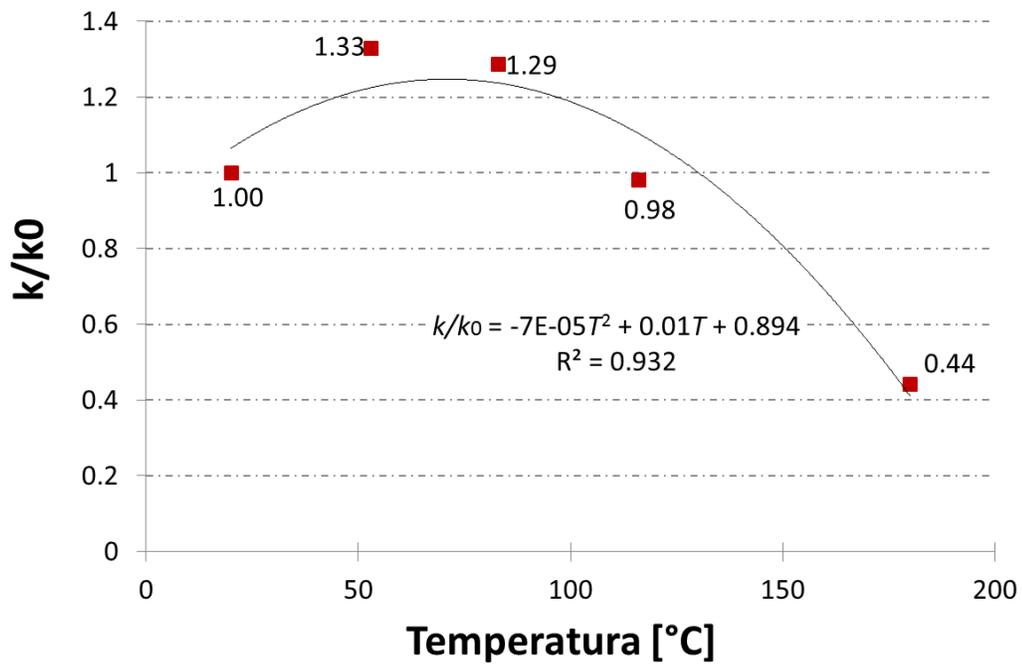
expansión de la muestra cómo se analizó en la sección de la porosidad. Nuevamente, el comportamiento de la permeabilidad no es lineal con los incrementos de temperatura.

**Figura 3-13 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 120 °C) con confinamiento constante de  $\sigma' = 4.0$  MPa.**



En la Figura 3-14 se muestra el comportamiento de la permeabilidad normalizada con la temperatura para un esfuerzo de confinamiento efectivo de 0.4 MPa. En este ensayo, la temperatura presenta un incremento de 160 °C. En contraste con el comportamiento observado anteriormente, en este caso la permeabilidad presenta un incremento relevante en las primeras etapas de calentamiento llegando a aumentar hasta un 33 % con respecto a la permeabilidad inicial. Sin embargo, a medida que se incrementa la temperatura el empaque retorna a su permeabilidad original y posteriormente muestra una reducción de 55% con respecto a la presentada a la temperatura ambiente. Este aumento en la permeabilidad se presenta debido al bajo estado de confinamiento, lo cual permite que tanto el volumen total como el volumen poroso del empaque se expandan libremente, por lo tanto se genera un aumento en la porosidad.

Figura 3-14 Comportamiento de permeabilidad normalizada a diferentes temperaturas (20 °C – 180 °C) con confinamiento constante de  $\sigma' = 0.4$  MPa.



### 3.3.3 Discusión

De acuerdo a las mediciones realizadas del volumen poroso durante el calentamiento utilizando los cambios del volumen en la bomba que mantiene la presión de poro, se observa que en todos los casos se tiene una disminución del volumen poroso cuando la roca es sometida a incrementos de temperatura. Sin embargo, en algunos casos el incremento fue de un orden muy bajo como el caso de la Figura 3-8 en los cuales el incremento puede estar dentro del error de lectura de equipos.

Como se expuso en el primer capítulo de este trabajo, en general, se considera que la permeabilidad es una variable directamente proporcional a la porosidad, por lo tanto si se presenta una disminución en la porosidad, se esperaría también una disminución en la permeabilidad; esto se puede comprobar en las gráficas de permeabilidad normalizadas presentadas, en las cuales se observa una alta influencia de la temperatura en el comportamiento de la permeabilidad llegando ésta a disminuir hasta un 64 %.

El incremento observado en la Tabla 3-3 (teórico) discrepa del comportamiento real exhibido por el cambio de volumen poroso en donde se presenta una disminución del volumen de hasta aproximadamente 5%. Sin embargo, se observa que el incremento de la permeabilidad se da en las primeras etapas de calentamiento. Además de la permeabilidad, el comportamiento de la deformación volumétrica también se puede considerar como un indicio de un aumento de porosidad durante el calentamiento para ensayos a bajos estados de confinamiento generando un aumento de permeabilidad hasta de 33 % en la etapa 20-55 °C. El valor de la permeabilidad regresa a su punto inicial después de calentar hasta 120 °C aproximadamente.

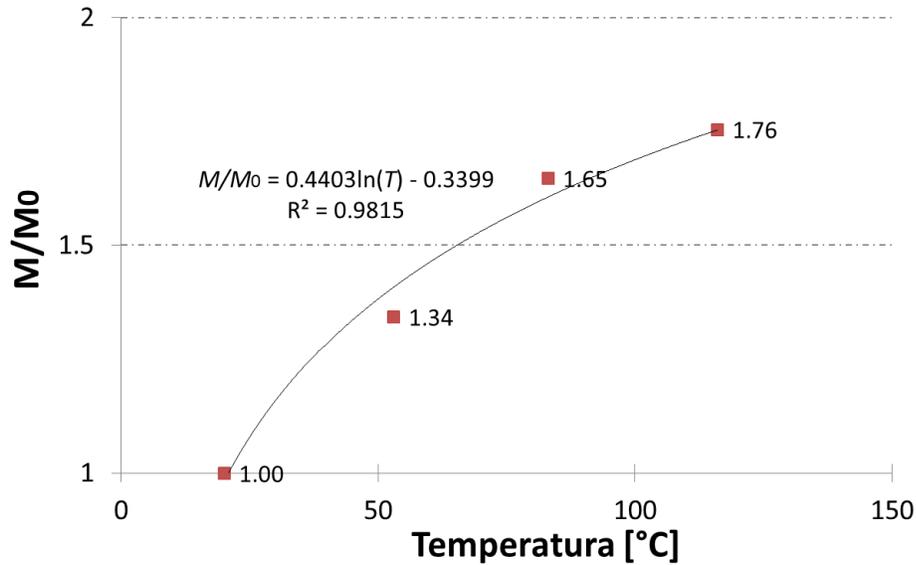
En la mayoría de los casos se observa que la disminución de permeabilidad con los incrementos de temperatura no es lineal, por el contrario esta presenta un comportamiento de tipo exponencial invertido como lo muestran las curvas de regresión donde se obtiene un coeficiente de determinación cercano a uno. Este comportamiento sugiere que la permeabilidad se ve más afectada al inicio del calentamiento alcanzando un valor constante (asíntota) a partir de cierto valor de temperatura. Este comportamiento es similar al comportamiento que exhiben las muestras cuando se incrementa el esfuerzo de confinamiento efectivo de forma isotrópa. Lo anterior sugiere que de acuerdo a lo mencionado en la teoría de la termoelasticidad, los cambios de temperatura del medio pueden ser representados por medio de cambios de esfuerzo efectivo de confinamiento alterando así la trayectoria de esfuerzos como ha sido expuesto por diferentes autores (Abdallah, 2013; M. B. Dusseault, 1993; Farrukh, 2012; Tahar, 2012) los cuales buscaban encontrar el efecto de en la permeabilidad absoluta y relativa de muestras de arena poco consolidadas a confinamientos bajos.

Finalmente, a partir de los resultados expuestos surge el cuestionamiento ¿por qué se inyecta calor si este genera reducción en la permeabilidad? Para responder este interrogante, se debe tener presente que el objetivo fundamental por el cual se inyecta calor en un yacimiento de crudo pesado es reducir la viscosidad del fluido para que este pueda fluir con mayor facilidad. En ingeniería de yacimientos usualmente se trabaja la ecuación de Darcy con un parámetro que es conocido como “movilidad” (ver ecuación (47)), el cual relaciona la permeabilidad del medio con la viscosidad del fluido. La viscosidad también presenta un comportamiento exponencial con la temperatura como lo muestra la

Figura 2-22 con lo anterior, se calcula el comportamiento de la movilidad con la temperatura el cual es presentado en la Figura 3-15; en esta figura se observa como la movilidad de aumenta con la temperatura describiendo un comportamiento logarítmico con un coeficiente de determinación cercano a uno. El comportamiento de la movilidad fue evidenciado durante el programa de pruebas experimentales en el cual se planeó realizar todas las pruebas de permeabilidad utilizando un caudal de 2 ml/min como se mencionó anteriormente. En todos los ensayos realizados se evidencia una disminución del diferencial de presión  $\Delta P$  entre los extremos de la muestra (ver Figura 2-21) Esto demuestra que la movilidad aumenta cuando se presentan incrementos de temperatura, y por lo tanto la productividad del yacimiento será mayor.

$$M = \frac{k}{\mu} \tag{47}$$

**Figura 3-15 Comportamiento de la movilidad con la temperatura teniendo en cuenta los cambios de permeabilidad y viscosidad con temperatura.**



### 3.4 Compresibilidad Isotrópa de las Muestras

Luego de la etapa de saturación, la presión de confinamiento se incrementa por intervalos, en cada intervalo se mide el cambio de volumen de la bomba de poro para así calcular los cambios que sufre el volumen poroso cuando se aplica un esfuerzo de confinamiento isotrópico. Todas las muestras se llevan a una presión de confinamiento de 13.7 MPa y luego se descarga la presión si la presión deseada durante el ensayo es diferente a esta.

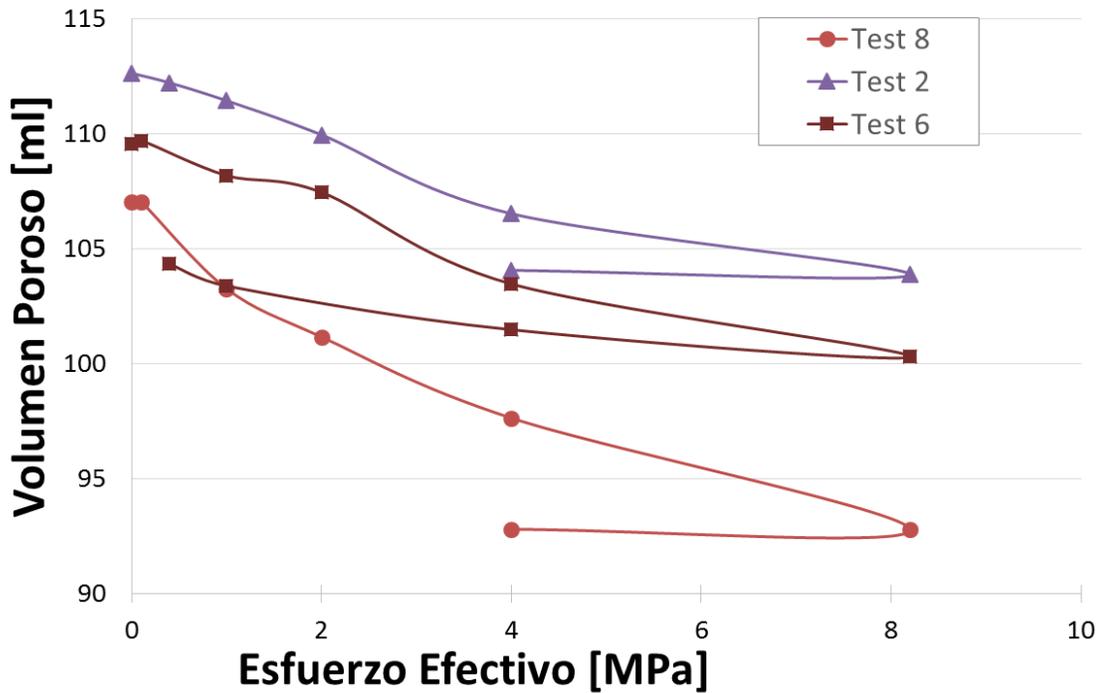
La Figura 3-16 muestra las curvas de compactación de tres muestras; en esta se puede observar la curva de consolidación primaria, la cual se da mientras la muestra es llevada al estado de confinamiento efectivo de 8.2 MPa. Las curvas parten de volúmenes porosos diferentes pero cercanos debido a la diferencias en los volúmenes totales de las muestras y a la variabilidad de la porosidad entre las muestras reconstituidas; sin embargo las curvas muestran comportamientos similares en la consolidación primaria.

Una vez las muestras están sujetas a la presión de confinamiento final de consolidación, se disminuye la presión de confinamiento hasta alcanzar las condiciones diseñadas para cada prueba; el cambio del volumen poroso describe una trayectoria diferente cuando se disminuye la presión de confinamiento. La pendiente de esta trayectoria representa la compresibilidad del poro por el volumen poroso inicial como lo muestra la ecuación ( 48).

$$\Delta V_p = c V_{p0} \Delta P \quad (48)$$

A partir de los resultados obtenidos en los ensayos realizados, se obtiene una compresibilidad de poro promedio de 0.0004 1/MPa ( $3 \times 10^{-7}$  psi) y una compresibilidad total promedio igual a 0.0001 1/MPa ( $7 \times 10^{-7}$  psi).

Figura 3-16 Curvas de consolidación de las muestras durante la etapa de consolidación primaria y la descarga de la presión de confinamiento.



### 3.5 Ensayos Triaxiales

#### 3.5.1 Programación

De acuerdo con los objetivos planteados, se propone un programa de nueve ensayos triaxiales, los cuales incluyen tres temperaturas diferentes y tres presiones de confinamiento. En la Tabla 3-4 se resumen los pasos seguidos en la etapa de consolidación, la temperatura de la prueba, así como algunas características de las muestras utilizadas en cada ensayo tales como el volumen total, porosidad y relación de vacíos.

Tabla 3-4 Resumen pruebas triaxiales y muestras utilizadas en cada prueba

Prueba	Muestra	Volumen [ml]	Porosidad [%]	Relación de vacíos [fracción]	Temp. (°C)	Consolidación (MPa)
1	1	426.2	26.7	0.36	50	0.4, 1.0, 2.0, 4.0, 8.2
2	2	406.6	27.7	0.38	50	0.4, 1.0, 2.0, 4.0, 8.2, 4.0,
3	3	393.5	26.5	0.37	50	0.4, 1.0, 2.0, 4.0, 8.2, 4.0, 2.0, 1.0, 0.5, 0.4
4	5	416.0	26.5	0.36	180	0.4, 1.0, 4.0, 8.2,
5	12	410.8	26.8	0.37	180	1.0, 2.0, 4.0, 8.2, 4.0
6	6	404.8	27.1	0.37	180	1.0, 2.0, 4.0, 8.2, 4.0, 2.0, 1.0, 0.4
7	7	403.1	26.6	0.36	120	1.0, 2.0, 4.0, 8.2,
8	9	402.4	26.6	0.36	120	1.0, 2.0, 4.0, 8.2, 4.0
9	11	407.2	26.9	0.37	120	1.0, 2.0, 4.0, 8.2, 4.0, 2.0, 1.0, 0.4

La Tabla 3-5 resume las etapas de forma general que fueron seguidas en cada uno de los ensayos. La Tabla 3-5 muestra los detalles de las etapas e incluye los valores utilizados durante las pruebas.

Tabla 3-5 Etapas y condiciones generales seguidas durante cada prueba.

Etapa	Condiciones
<b>Saturación</b>	$\sigma' = 0.1$ MPa ( $P_c = 5.6$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa)
<b>Consolidación</b>	$\sigma' = 1$ MPa ( $P_c = 6.5$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa) $\sigma' = 2$ MPa ( $P_c = 7.5$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa) $\sigma' = 4$ MPa ( $P_c = 9.5$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa) $\sigma' = 8.2$ MPa ( $P_c = 13.7$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa) <u>Descarga (si es necesario)</u> $\sigma' = 4$ MPa ( $P_c = 9.5$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa) $\sigma' = 1$ MPa ( $P_c = 6.5$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa) $\sigma' = 0.4$ MPa ( $P_c = 5.9$ MPa, $P_p = 5.5$ MPa)
<b>Calentamiento</b>	$T_1 =$ temperatura ambiente $T_2 = 55$ °C $T_3 = 80$ °C $T_4 = 120$ °C $T_5 = 180$ °C
<b>Permeabilidad</b>	Realizar mediciones de permeabilidad en cada etapa de calentamiento a caudal constante de 2 ml/min.
<b>Compresión Triaxial</b>	Desplazamiento constante 5 %/día hasta aproximadamente 8 %

### 3.5.2 Resultados isotérmicos

A continuación se muestran los resultados obtenidos durante la compresión triaxial en los nueve ensayos realizados en el presente trabajo. Los resultados se han dividido en dos grupos, el primero corresponde al comportamiento de las muestras a la misma temperatura (isotérmicos), y el segundo corresponde un análisis hecho a los resultados obtenidos bajo el mismo esfuerzo de confinamiento pero a diferente temperatura (no isotérmico).

#### 3.5.2.1 Temperatura de yacimiento, $T=50\text{ }^{\circ}\text{C}$

La Figura 3-17 muestra las curvas obtenidas para los tres primeros ensayos realizados, los cuales incluían una temperatura que corresponde a la temperatura del yacimiento, y tres estados de confinamiento diferentes. La gráfica muestra un comportamiento típico, en el cual se alcanza el punto de cedencia primero en los ensayos de menor confinamiento.

En la Figura 3-17 se observa como los ensayos realizados a confinamiento efectivo de 4 Mpa (azul) y 8.2 MPa (violeta) describen un claro comportamiento de *hardening* mientras el ensayo a bajo confinamiento 0.4 MPa (naranja) describe una curva de plasticidad pura donde el deviatórico de esfuerzo se mantiene constante durante el desplazamiento axial. Adicionalmente, se observa una fuerte dependencia del módulo de Young con el esfuerzo de confinamiento ya que la curva naranja presenta un módulo de Young menor; este efecto no es tan evidente en los estados de confinamiento altos ya que las curvas moradas y azules se superponen al inicio de la compresión triaxial.

En la parte inferior de la gráfica, donde se presenta el comportamiento de la deformación volumétrica con la deformación se puede observar un comportamiento totalmente diferente para la curva que representa el estado de confinamiento de 0.4 MPa, ya que este describe un proceso de compactación seguido de un proceso de dilatación. Este efecto se debe a que el bajo confinamiento permite más desplazamiento lateral que los otros dos esfuerzos, y por tanto, se genera la dilatación de la muestra.

Finalmente, cabe aclarar que el comportamiento de la curva azul es causado por la posible filtración de fluido de confinamiento al interior de la muestra, el cual fue de baja intensidad y no logra alterar las presiones de las bombas.

Finalmente, la Figura 3-19 presenta los círculos de Mohr obtenidos para cada estado de confinamiento; la construcción del círculo de Mohr se realiza en el punto de cedencia donde el material se deja de comportar elásticamente y empieza su comportamiento plástico. Adicionalmente, se traza la envolvente de Mohr realizando una regresión lineal en el

espacio  $\sigma_1$ ,  $\sigma_3$  como lo muestra la

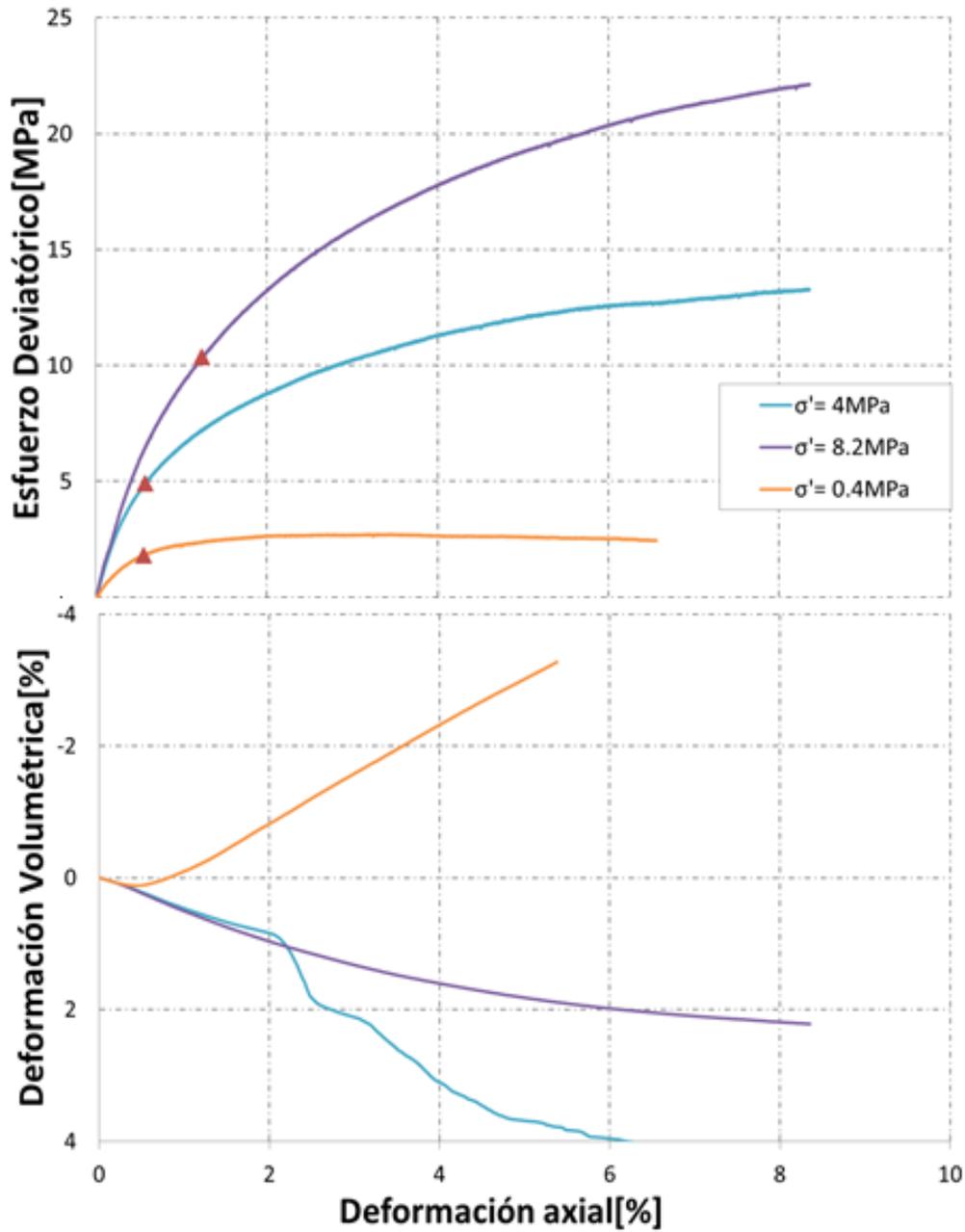


Figura 3-18, en esta figura se puede ver que la regresión lineal muestra un coeficiente de determinación muy cercano a la unidad; sin embargo, como se observa en la Figura 3-17, la envolvente obtenida por este método no toca todos los círculos. La envolvente presentada tiene un intersepto de 0.4 MPa (58 psi), el cual corresponde a la cohesión del

---

material y un ángulo de fricción interna de  $22^\circ$ . La formación presenta una envolvente típica de arenas no consolidadas o levemente consolidadas la cuales tienen poca o ninguna cohesión; por otro lado el ángulo de fricción interna presenta un valor bajo el cual puede estar afectado por la presencia de finos en la muestra; en general se puede decir que las arcillas presentan un ángulo de fricción más bajo que las arenas (Zoback, 2007).

Figura 3-17 Curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrica para pruebas realizadas a 50 °C y confinamiento de 8.2, 4, 0.4 MPa.

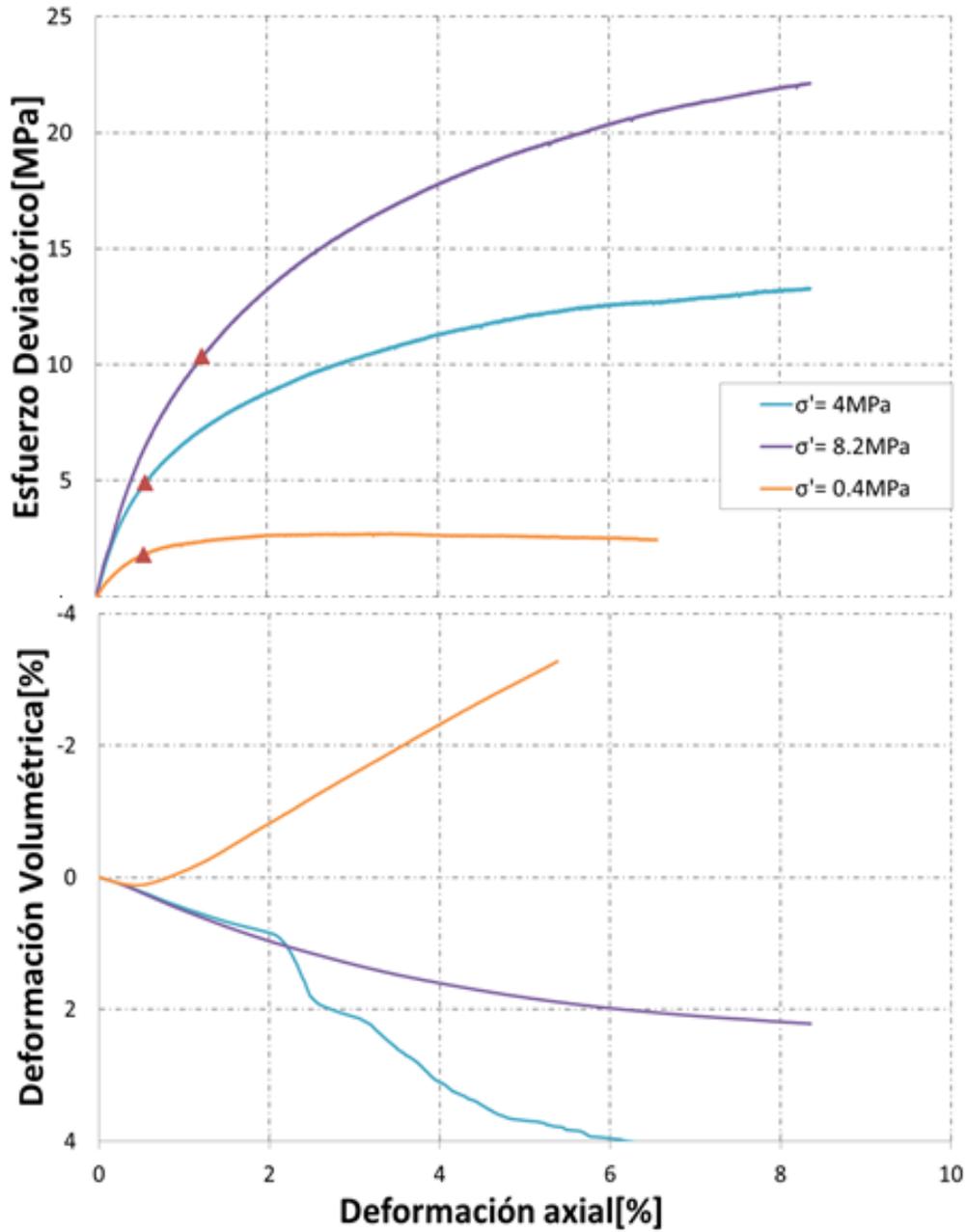


Figura 3-18 Línea de falla en el espacio de esfuerzos principales para una temperatura de 50 °C

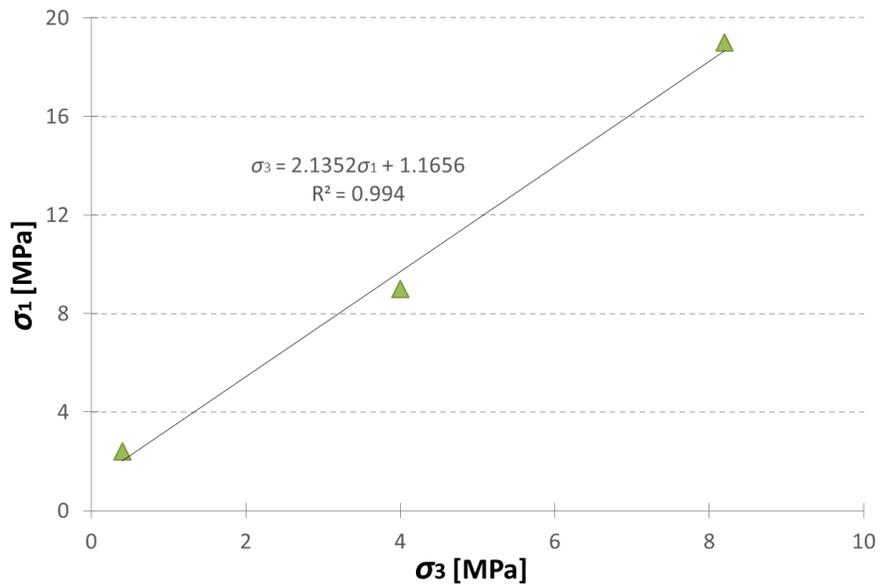
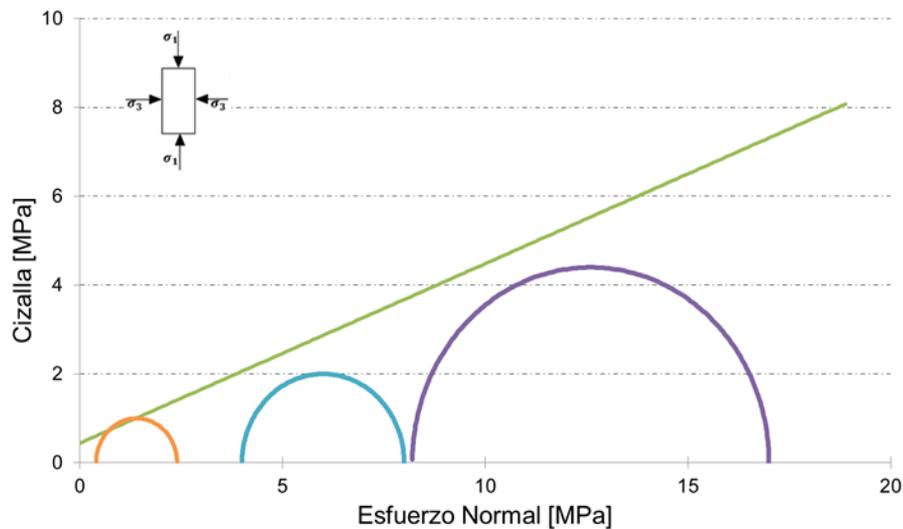


Figura 3-19 Círculos de Mohr obtenidos a partir de las pruebas realizadas a 50 °C y la envolvente de falla de Mohr-Coulomb encontrada.



### 3.5.2.2 Temperatura de yacimiento, T= 120 °C

La Figura 3-20 muestra las curvas obtenidas para los las pruebas realizadas a 120 °C a tres esfuerzos de confinamiento diferentes. Al igual que en el caso anterior, los experimentos realizados a presión de confinamiento efectiva igual a 4 MPa y 8.2 MPa

describen un claro comportamiento de *hardening* mientras el ensayo a bajo confinamiento describe una curva de plasticidad pura donde el deviatórico de esfuerzo se mantiene constante con los desplazamientos axiales. Nuevamente, se observa una dependencia del módulo de Young con el esfuerzo de confinamiento, el cual aumenta con el aumento de la presión de confinamiento; en este caso, las curvas de 4 y 8.2 MPa no se superponen por lo tanto se puede esperar que los módulos de Young sean diferentes.

Nuevamente, se observa un comportamiento diferente de deformación volumétrica para la curva de color naranja la cual representa el estado de confinamiento de 0.4 MPa, ya que este describe inicialmente un proceso de compactación seguido de un proceso de dilatación. Como se explicó anteriormente, este efecto se debe a que el bajo confinamiento permite más desplazamiento lateral que los otros dos esfuerzos y por tanto se genera la dilatación de la muestra.

Aparentemente, en estas pruebas también hubo filtración en la prueba a 4 MPa, ya que la curva de consolidación presenta un comportamiento atípico y se encontró presencia de aceite utilizado como fluido de confinamiento en los discos porosos utilizados en los extremos de la muestra.

Finalmente, la Figura 3-22 muestra los círculos de Mohr obtenidos para cada estado de confinamiento. Nuevamente, la envolvente de falla fue hallada a partir de una regresión en el espacio de esfuerzos donde principales donde cada punto corresponde al esfuerzo de confinamiento  $\sigma_3$  y al esfuerzo de cedencia  $\sigma_1$ ; como en el caso anterior, esta vez se obtuvo un coeficiente de determinación  $R^2$  cercano a la unidad. La envolvente obtenida no toca todos los círculos totalmente; sin embargo, se ajusta muy bien a los círculos. La envolvente calculada tiene un intersección de 0.3 MPa (44 psi), el cual corresponde a la cohesión del material y un ángulo de fricción interna de 19 °C.

Figura 3-20 Curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrica para pruebas realizadas a 120 °C y confinamiento de 8.2, 4, 0.4 MPa.

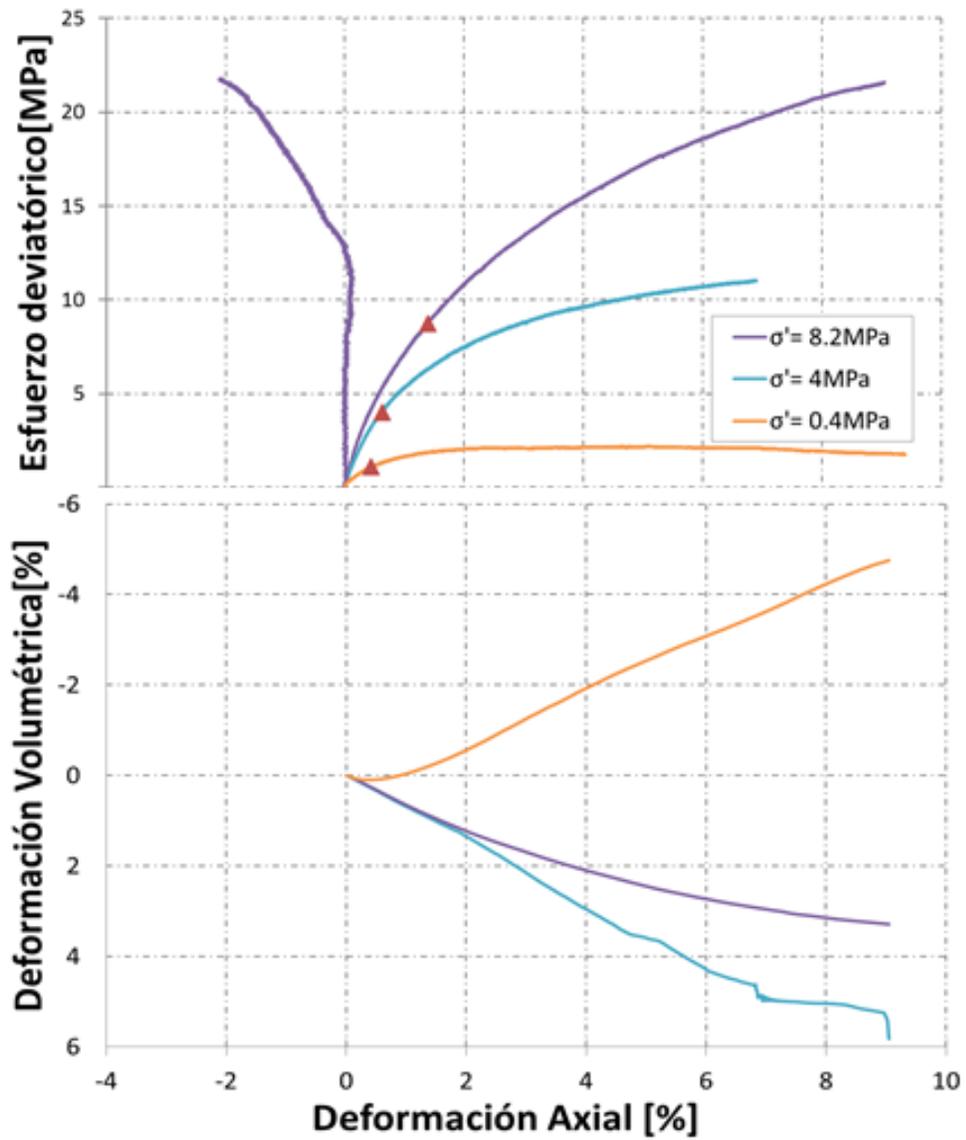


Figura 3-21 Línea de falla en el espacio de esfuerzos principales a temperatura de 120 °C

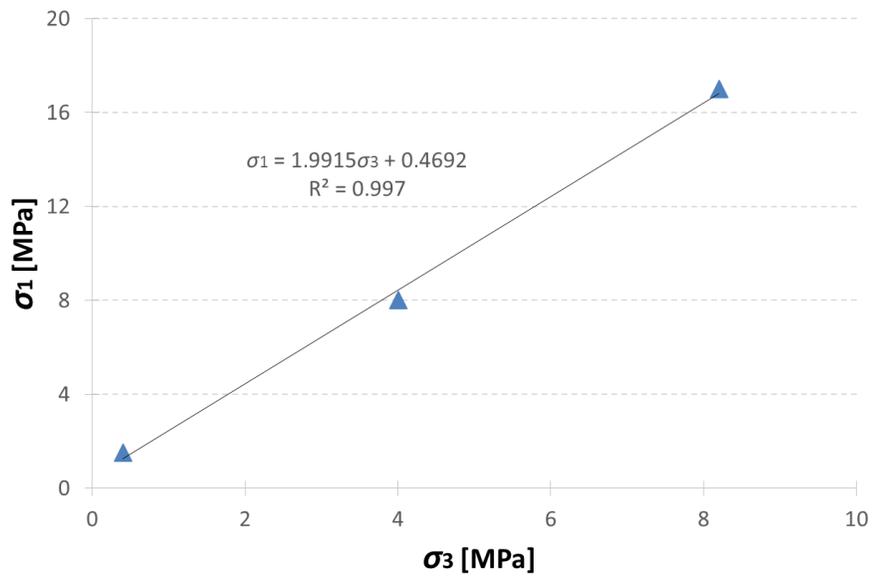
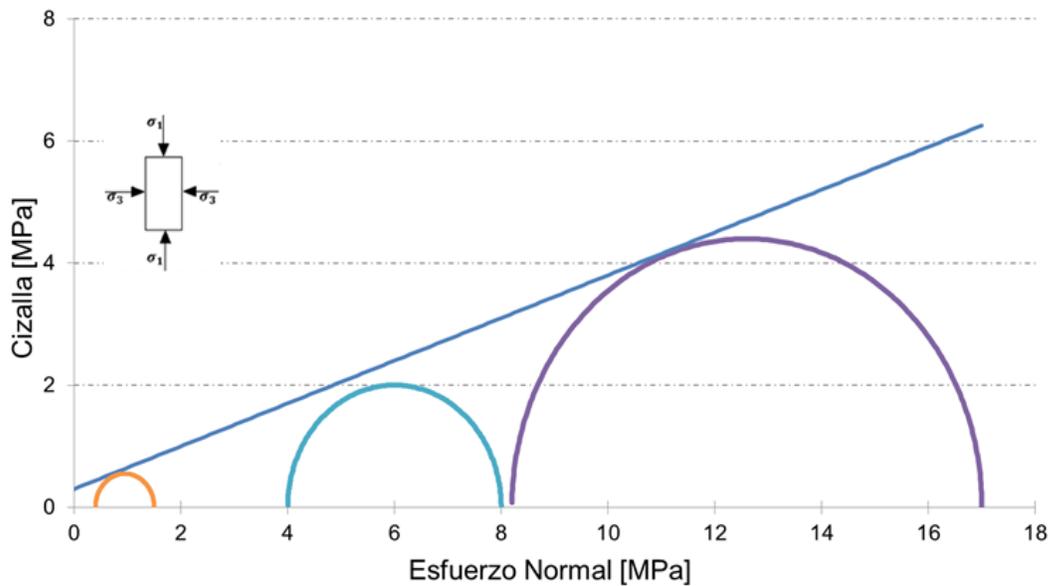


Figura 3-22 Círculos de Mohr obtenidos a partir de las pruebas realizadas a 120 °C y la envolvente de falla de Mohr-Coulomb encontrada.



.3

### 3.5.2.3 Temperatura de yacimiento, T= 180 °C

En la figura la Figura 3-23 se muestran las curvas esfuerzo – deformación axial – deformación volumétrica obtenidas en los ensayos realizados a una temperatura de 180

°C. Una vez más, se observa como los ensayos realizados a confinamiento efectivo de 4 y 8.2 MPa describen un claro comportamiento de *hardening* mientras el ensayo a bajo confinamiento describe una curva de plasticidad pura. Con respecto al módulo de Young no se observa una tendencia clara pues se puede ver que para el caso de menor presión de confinamiento, el módulo de Young es el mayor. Sin embargo, para los otros dos ensayos si se tiene el comportamiento que han descrito los análisis previos.

La parte inferior de la Figura 3-23 se presenta el comportamiento de la deformación volumétrica con la deformación axial. Nuevamente, el comportamiento de la curva naranja que representa el caso de menor confinamiento es muy diferente a las otras dos; en este caso, la curva naranja tiene una región de compactación muy pequeña comparada con los casos anteriores, pues se observa un cambio a la dilatación muy temprano en la prueba. La curva azul, que representa el comportamiento para el estado de confinamiento efectivo de 4 MPa, muestra un comportamiento asintótico, el cual es típico en procesos de *hardening*.

Por último, la Figura 3-25 muestra los círculos de Mohr obtenidos para cada uno de los ensayos realizados a esta temperatura y la envolvente calculada a partir de la regresión lineal en el espacio de esfuerzos principales Figura 3-24. Nuevamente, la envolvente no es tangente a todos los círculos, sin embargo presenta un muy buen ajuste para el círculo pequeño y grande. La envolvente encontrada tiene un intersección de 0.2 MPa (29 psi), el cual corresponde a la cohesión del material y un ángulo de fricción interna de 18 °C.

Figura 3-23 Curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrica y radial para pruebas realizadas a 180 °C y confinamiento de 8.2, 4, 0.4 MPa.

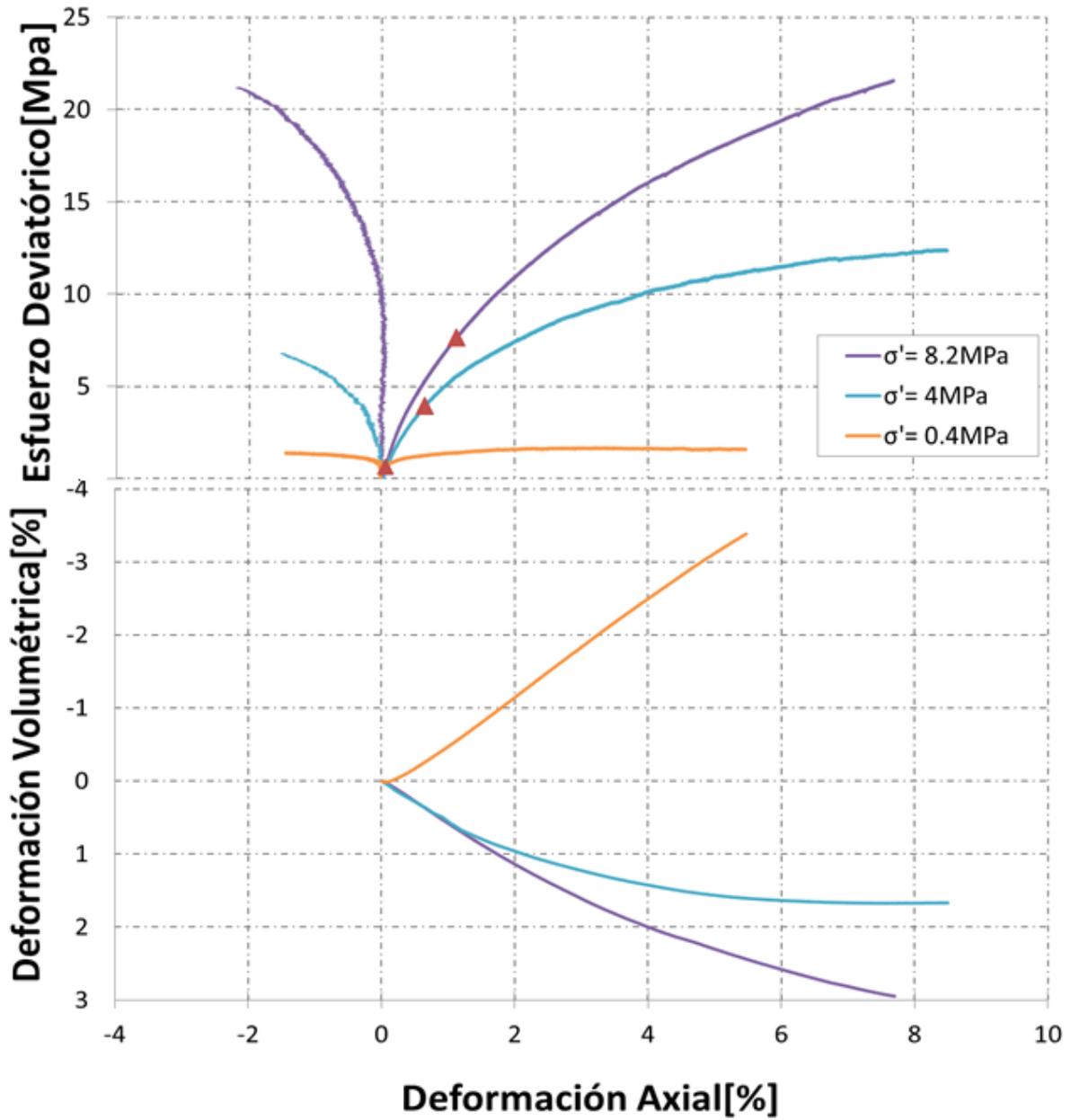


Figura 3-24 Línea de falla en el espacio de esfuerzos principales para una temperatura de 180 °C.

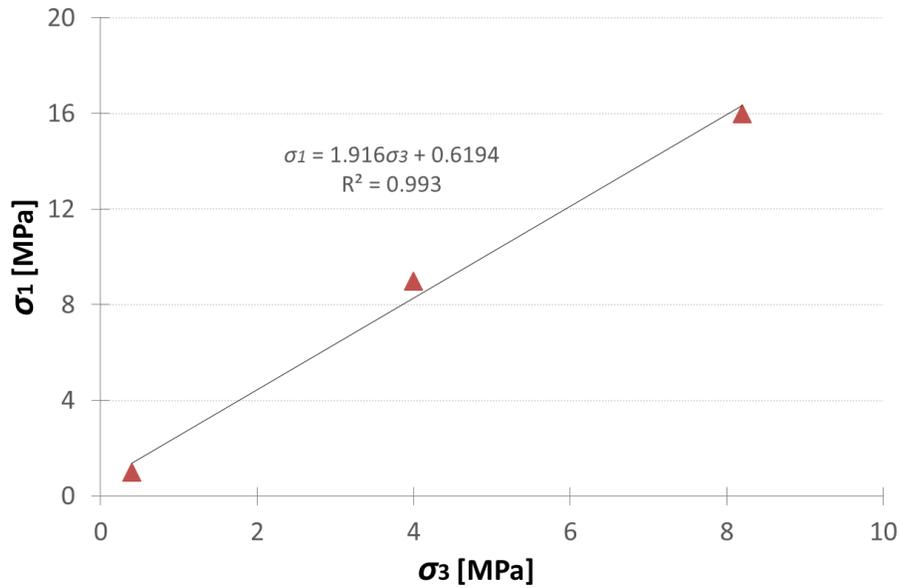
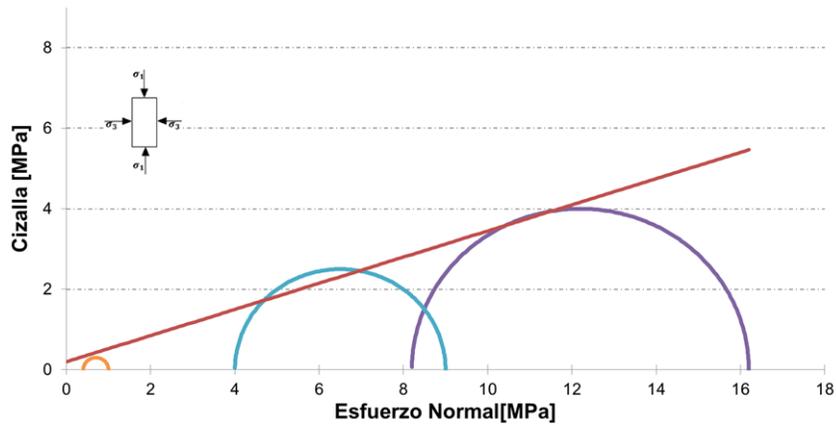


Figura 3-25 Círculos de Mohr obtenidos a partir de las pruebas realizadas a 180 °C y la envolvente de falla de Mohr-Coulomb encontrada.



### 3.5.3 Resultados no isotérmicos

#### 3.5.3.1 Esfuerzo efectivo de confinamiento $\sigma'_3=8.2$ MPa

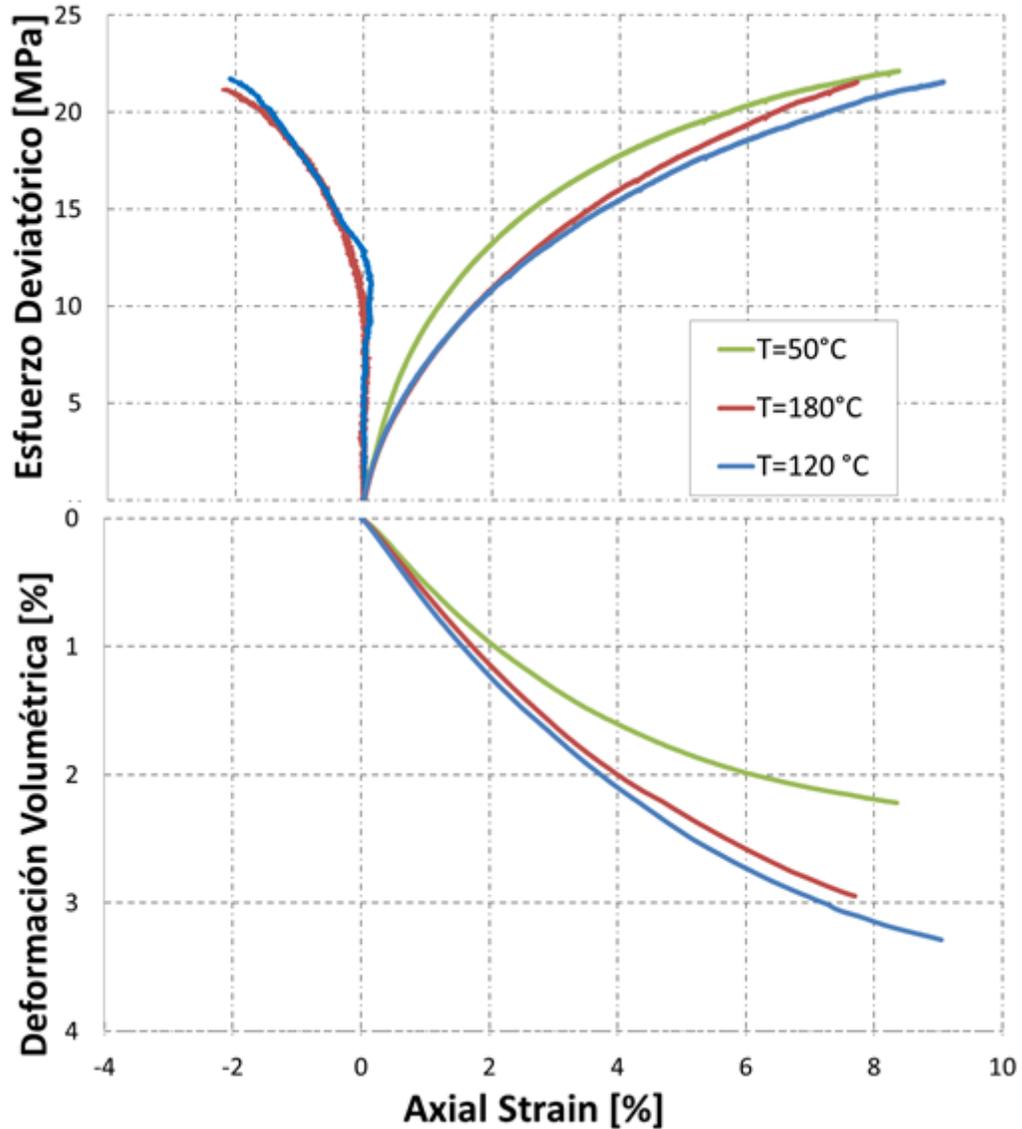
En la Figura 3-26 se presentan los resultados obtenidos en tres pruebas diferentes (1, 4 y 7), todas estas pruebas se realizaron a una presión de confinamiento efectivo de 8.2 MPa;

cada prueba se realiza a una temperatura diferente (50 °C, 120 °C y 180 °C). El gráfico incluye deformación axial, radial y volumétrica durante la compresión triaxial. Se puede observar en general que en todos los casos el material describe un comportamiento de endurecimiento o *hardening*. En la figura se puede observar también que las pruebas realizadas a 120 °C y 180 °C (líneas roja y azul) describen prácticamente la misma curva, tanto para el esfuerzo axial como la deformación lateral; al comienzo de las pruebas, las curvas incluso se sobreponen entre sí al inicio de las pruebas; lo cual sugiere que las propiedades mecánicas del material no cambian significativamente entre estas dos temperaturas.

La prueba realizada a temperatura yacimiento de 50 °C describe también un comportamiento de endurecimiento; sin embargo, en este caso tanto el punto de cedencia como el módulo de Young son mayores separándola de esta manera de las otras dos curvas a temperaturas elevadas (líneas roja y azul). A partir de lo anterior se puede concluir que la muestra presenta una región elástica más grande que las descritas por las demás temperaturas.

Los resultados de deformación volumétrica de estos especímenes muestran mayor contracción a altas temperaturas. Nuevamente, no hay diferencia significativa en la respuesta de deformación volumétrica entre el espécimen a 180 °C y 120 °C. En este caso, la prueba realizada a 50 °C se deforma menos lo cual significa que el material se vuelve más blando cuando se somete a proceso de calentamiento; se debe tener en cuenta que este comportamiento es evidente entre 50 °C y 120 °C, pero no entre 120 °C y 180 °C.

Figura 3-26 Curvas- esfuerzo deformación radial-deformación axial y volumétrica con confinamiento de 8.2 MPa y temperaturas de 50 °C, 120 °C y 180 °C.



### 3.5.3.2 Esfuerzo efectivo de confinamiento $\sigma'_3 = 4$ MPa

La Figura 3-27 muestra los resultados obtenidos en tres pruebas triaxiales a tres temperaturas diferentes y una presión de confinamiento de 4 MPa; los ensayos presentados corresponden a las pruebas 2, 5 y 8 presentadas en la tabla Tabla 3-4. El gráfico muestra las curvas de esfuerzo-deformación, axial-deformación volumétrica durante la compresión triaxial. Se puede observar en general, que en todos los casos el

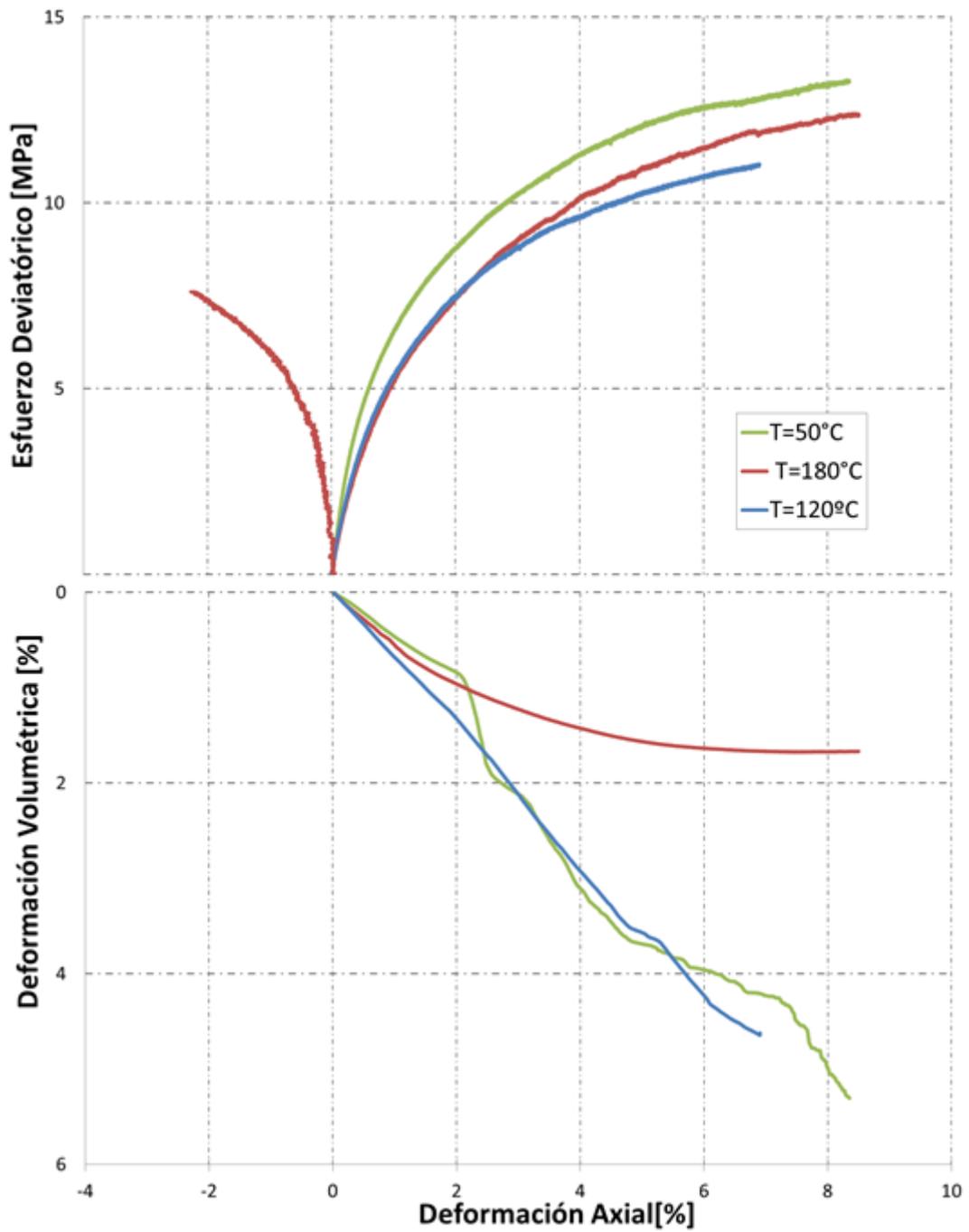
material describe un comportamiento de endurecimiento o *hardening* similar al presentado en el gráfico anterior. En la figura se observa que las pruebas realizadas a 120 °C y 180 °C (líneas roja y azul) siguen las mismas trayectorias. Al comienzo de las pruebas, las curvas incluso se sobreponen entre sí; esto significa que las propiedades mecánicas del material son constantes en este rango de temperaturas.

La curva verde (temperatura yacimiento) muestra también un proceso de endurecimiento, presentando sin embargo un mayor módulo de Young y una mayor resistencia a la compresión, por lo tanto se separa de las otras dos curvas a altas temperaturas (líneas roja y azul). Nuevamente, como en el caso anterior se puede ver que la región elástica de la formación es mayor a la temperatura yacimiento (50 °C); esto significa que los incrementos de temperatura a los que se sujeta la formación durante procesos de recobro térmico la debilitan causando de esta forma que se llegue al punto de falla con mayor facilidad.

Los resultados de deformación volumétrica de estos especímenes muestran mayor contracción a altas temperaturas en concordancia con el comportamiento expuesto en la temperatura anterior. Las curvas de deformación volumétrica se construyen a partir del volumen recibido en la bomba que mantiene la presión de poro constante; en los casos de 50 °C y 120 °C, las curvas se ven afectadas por una posible comunicación entre el fluido de confinamiento y el interior de la muestra. La comunicación no pudo ser evidenciada en el comportamiento de las presiones de las bombas, sin embargo se encontraron rastros de aceite (confinamiento) en los discos porosos dispuestos en los extremos de las muestras.

En el caso de la curva verde, se puede observar que la fuga después de 2 % de la deformación, por lo tanto, los datos anteriores son confiables. En el caso de la curva azul ( $T= 120$  °C) no se puede determinar en qué momento de la prueba comienza la comunicación.

Figura 3-27 Curvas- esfuerzo deformación radial-deformación axial y volumétrica con confinamiento de 4 MPa y temperaturas de 50 °C, 120 °C y 180 °C.



### 3.5.3.3 Esfuerzo efectivo de confinamiento $\sigma'_3 = 0.4 \text{ MPa}$

En la Figura 3-28 se muestran las curvas obtenidas en las pruebas triaxiales realizadas a bajo esfuerzo de confinamiento. Los ensayos se llevaron a cabo con una presión de confinamiento efectivo de 0.4 MPa para representar el caso de yacimientos someros donde se espera que el comportamiento mecánico sea diferente a los casos estudiados anteriormente. Cada prueba se realizó a una temperatura diferente (50 °C, 120 °C y 180 °C). El gráfico muestra las curvas esfuerzo-deformación axial-deformación volumétrica durante la compresión triaxial. Se puede observar en general que en los tres casos el material tiende a describir comportamiento elasto-plástico de ablandamiento o *softening* en contraste con los casos anteriores donde el material presenta un comportamiento típico de *hardening*. De cualquier manera, en el caso de alta temperatura se puede observar que después de la cedencia el esfuerzo se estabiliza por lo tanto se podría también decir que es un comportamiento plástico puro.

El módulo de Young presenta un comportamiento inesperado en este set de gráficas ya que el caso de mayor temperatura (curva roja) muestra el mayor módulo de Young mientras que en los casos anteriores el módulo de Young tiende a disminuir con la temperatura.

En este caso se pueden diferenciar con mayor claridad los puntos de cedencia entre temperaturas que en los casos anteriores, de esta forma es claro que la roca sufre un debilitamiento importante cuando se somete a incrementos de temperatura siendo la resistencia a la compresión para el caso de 180 °C casi 50 % menor que para el caso de la temperatura de 50 °C.

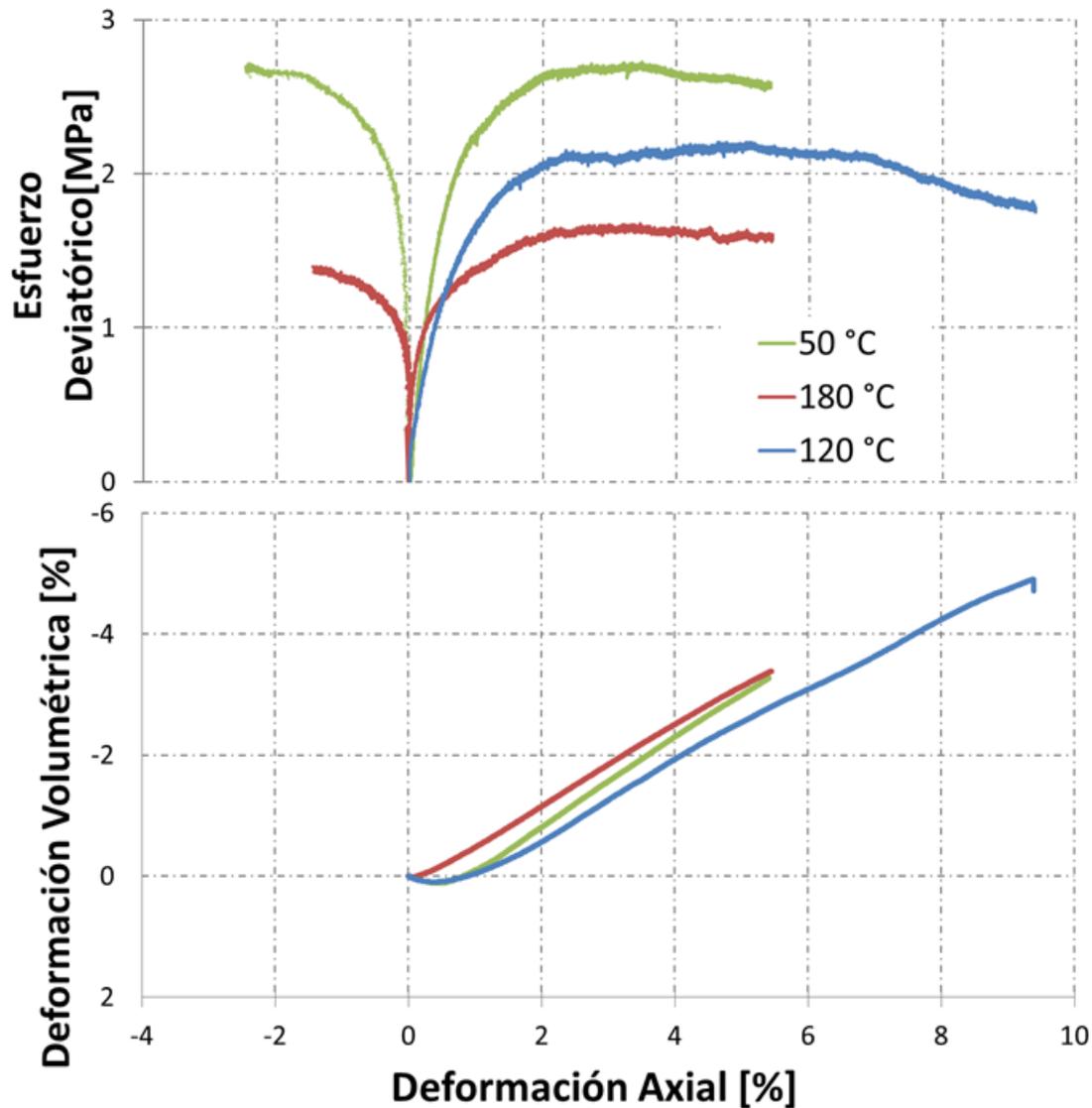
Finalmente, los resultados de deformación volumétrica de estos especímenes muestran una etapa de contracción seguida de dilatación contrario a los casos anteriores donde el confinamiento era alto; esto es típico en arenas consolidadas bajo estados bajo de confinamiento pues la muestra es libre de aumentar su volumen cuando se aumenta el esfuerzo axial. Las gráficas de deformación volumétrica también muestran que para el caso de alta temperatura, se alcanza el punto de cedencia a una deformación menor que en el

---

caso de 50 °C; en este caso se toma como punto de cedencia el punto donde el volumen pasa de un proceso de contracción a eun proceso de dilatación.

La Figura 3-28 muestra cómo se mencionó anteriormente la diferencia significativa en el comportamiento mecánico de yacimientos dependiendo del confinamiento. En Canadá por ejemplo, los yacimientos de crudos pesados han sido referente mundial, sin embargo se debe tener en cuenta que muchos de estos campos especialmente los del depósito de Athabasca se encuentran a profundidades someras. Mientras que en Colombia, la mayoría de yacimientos de crudo pesado se encuentra a profundidades mayores de 1500 pies (500 m).

Figura 3-28 Curvas- esfuerzo deformación radial-deformación axial y volumétrica con confinamiento de 4 MPa y temperaturas de 50 °C, 120 °C y 180 °C.

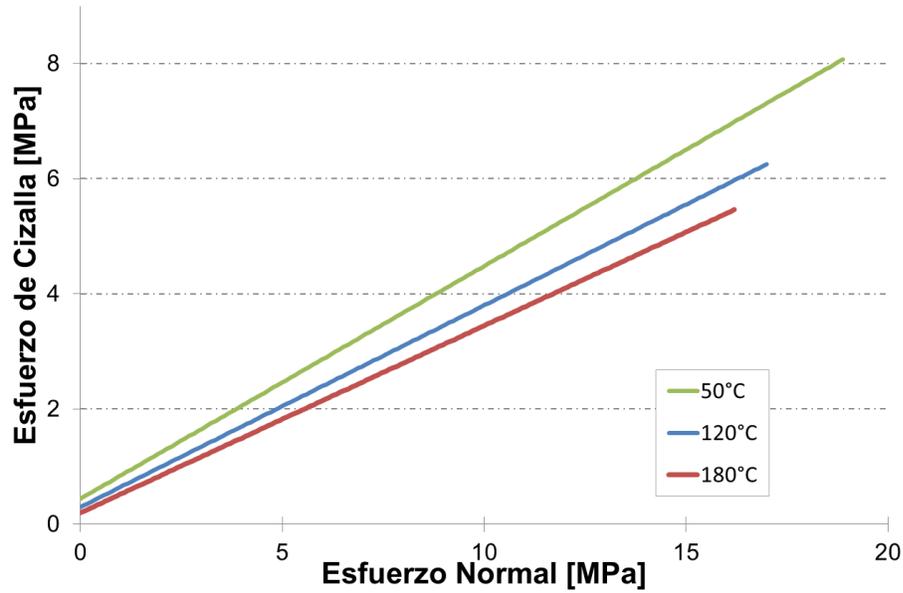


#### 3.5.3.4 Efecto de la temperatura en la envolvente de falla

La Figura 3-29 muestra el comportamiento de las tres envolventes de falla encontradas en esta investigación; como ya se observó en cada una de las curvas del comportamiento no isotérmico de las tres temperaturas analizadas, se puede concluir que existe una diferencia

significativa entre la temperatura yacimiento y 120 °C mientras que la diferencia entre 120 y 180 °C es muy poca.

Figura 3-29 Envolventes de falla obtenidas a 50 °C, 120 °C y 180 °C en el espacio del círculo de Mohr.



### 3.5.4 Discusión

La Figura 3-30 muestra el tipo de deformación que presentan las muestras en todos los ensayos realizados en este trabajo; este tipo de deformación se conoce como embarrilamiento y suele presentarse en muestras de arenas densas (U.S. Army Engineer Waterways Experiment Station, 1971). Como se observa en la figura, este tipo de deformación no permite identificar un plano de falla; sin embargo, se pueden observar los cambios de volumen que sufre la muestra durante la compresión triaxial.

**Figura 3-30 Fotos de muestra de arena antes y después de un ensayo de compresión triaxial.**



a)



b)

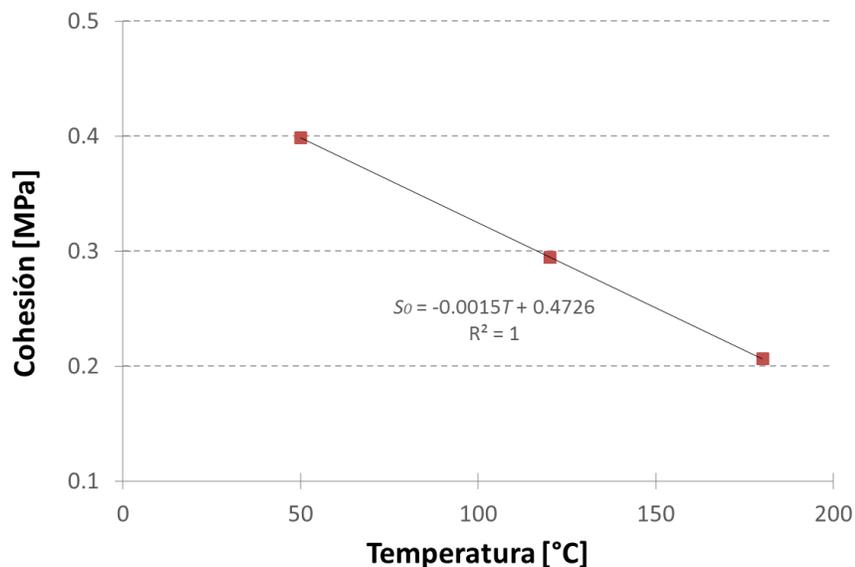
Luego de analizar los resultados obtenidos a partir del set de pruebas realizadas, se puede observar que las propiedades elásticas no siguen una tendencia definida con los cambios de la temperatura. La Tabla 3-6 muestra de forma resumida las constantes elásticas halladas en cada ensayo así como el punto de cedencia calculado.

Tabla 3-6 Resumen de las propiedades elásticas y punto de cedencia obtenidas en cada uno de los ensayos realizados.

Prueba	Esfuerzo Efectivo de Confinamiento [MPa]	Esfuerzo Efectivo de Confinamiento [psi]	Temperatura [°C]	Módulo de Young [MPa]	Módulo de Young [10 <sup>5</sup> psi]	Punto de cedencia [MPa]	Punto de cedencia [psi]	Módulo Bulk [MPa]	Módulo Bulk [10 <sup>5</sup> psi]
1	8.2	1200	50	1268	1.84	19	2755	5504	7.98
4	8.2	1200	180	840	1.22	16.2	2350	2973	4.31
7	8.2	1200	120	878	1.27	17	2465	2761	4.00
2	4	580	50	889.1	1.29	10	1450	2148	3.11
5	4	580	180	708.8	1.03	9.5	1377	-----	-----
8	4	580	120	684	0.99	9	1305	1971	2.86
3	0.4	58	50	310	0.45	2.4	348	1056	1.53
6	0.4	58	180	583.6	0.85	1.5	217	773	1.12
9	0.4	58	120	208.3	0.3	1	145	985	1.43

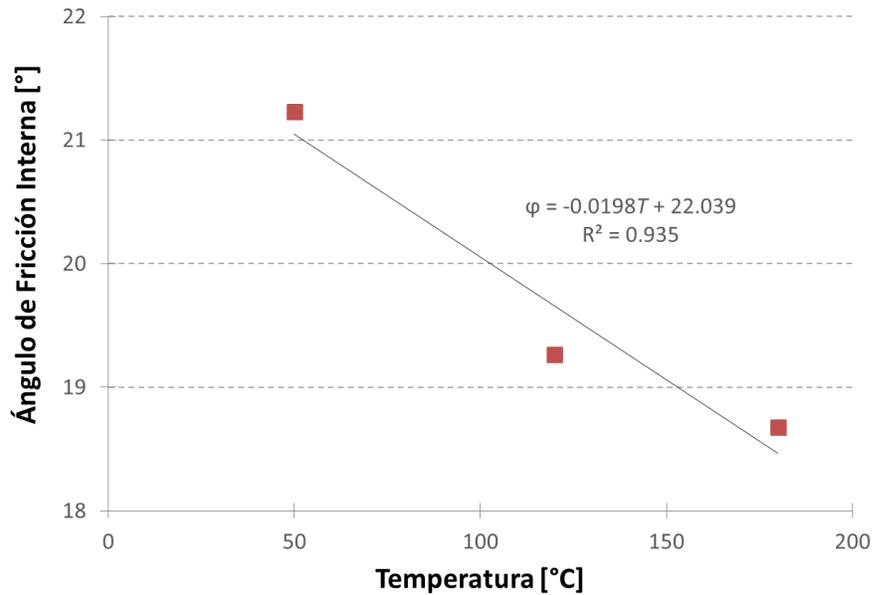
La Figura 3-31 muestra el comportamiento de la cohesión en función de la temperatura; en general se observa una disminución de la cohesión con la temperatura de forma lineal alcanzando un coeficiente de determinación igual a uno. Sin embargo, los valores de cohesión de este tipo de material suelen ser de muy bajo orden debido a la poca consolidación de la formación por lo tanto, la diferencia entre los tres valores reportados no es significativa.

**Figura 3-31 Comportamiento de la cohesión con la temperatura.**



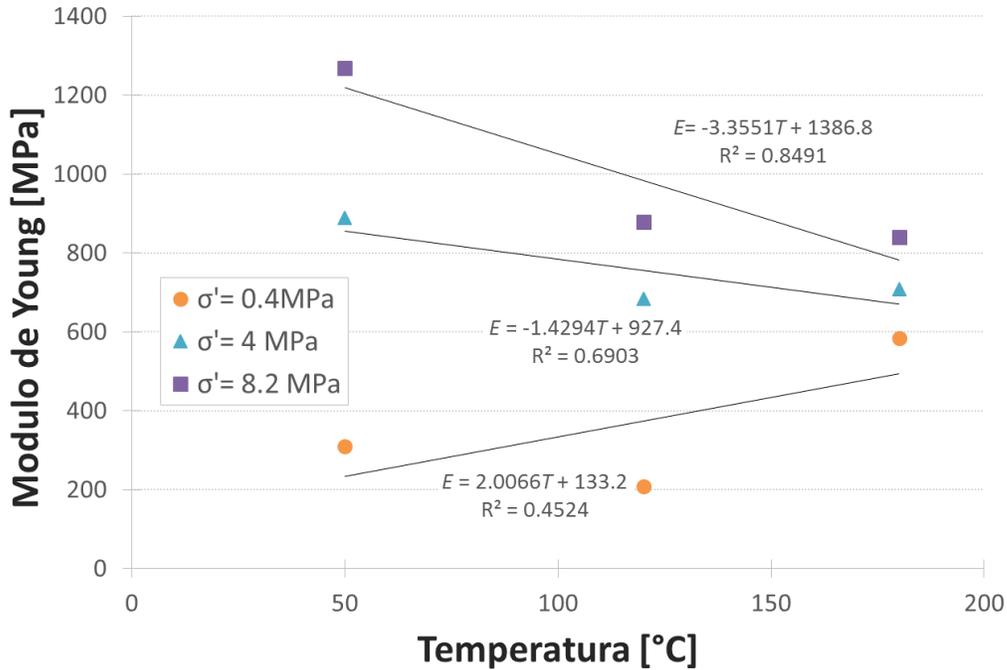
En la Figura 3-32 se muestran los resultados obtenidos por el ángulo de fricción interna en las tres temperaturas analizadas. En la gráfica se puede ver que la disminución del ángulo de fricción interna con la temperatura no es lineal; en este caso se utilizó una regresión de tipo polifónica grado 2 alcanzando un coeficiente e de determinación óptimo.

Figura 3-32 Comportamiento del ángulo de fricción interna con la temperatura.



La Figura 3-33 muestra el comportamiento del módulo de Young con la temperatura, en esta se observa que en el intervalo de 50 °C a 120 °C se presenta una importante variación del módulo de Young mientras que en el intervalo 120 °C a 180 °C, la variación del módulo de Young es mínima para los casos de alto confinamiento (violeta y azul), incluso para el caso de confinamiento efectivo de 8.2 MPa (cuadros morados), el cambio en el módulo de Young es cero pues como se observa en la Figura 3-26, las curvas de 120 °C y 180 °C (azul y roja) son idénticas en la región elástica. De forma similar el efecto que se encuentra en relación al confinamiento, se presentan los cambios de las propiedades petrofísicas, en los cambios del módulo de Young se puede observar un comportamiento a confinamientos bajos en los cuales el modulo primero disminuye y luego aumenta como lo muestran los círculos naranjas. Para el caso de confinamiento de 4 MPa (triángulos azules), el módulo de Young también muestra un pequeño incremento cuando se pasa de 120 °C a 180 °C posterior a una disminución cuando se pasa de 50 °C a 120 °C.

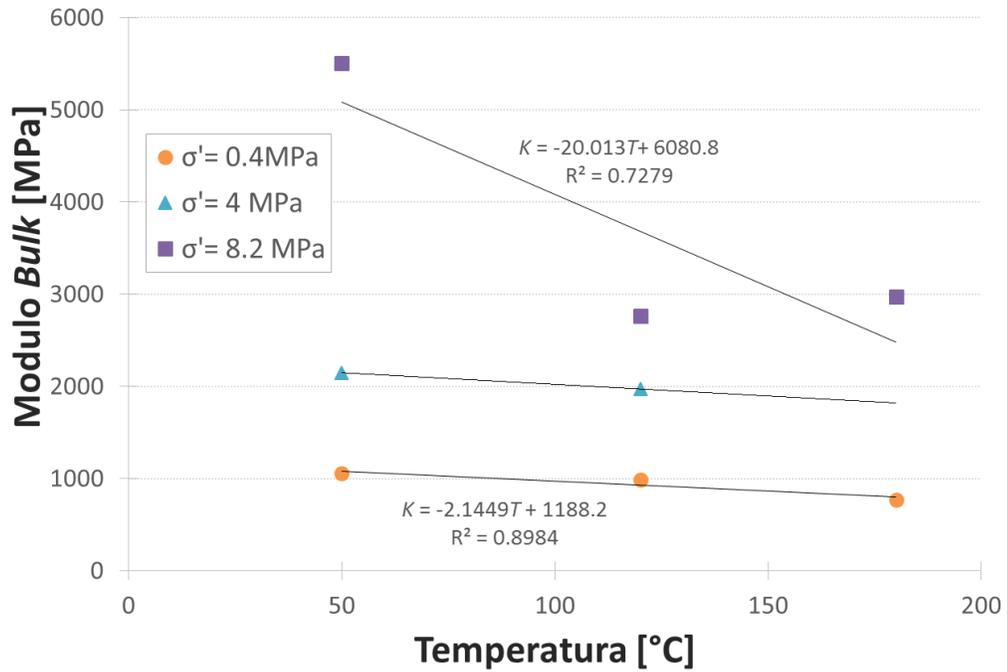
Figura 3-33 Comportamiento del módulo de Young con la temperatura para cada prueba. Se incluyen los tres esfuerzos de confinamiento realizados.



La Figura 3-34 muestra cómo cambia el módulo *Bulk* con la temperatura para los ensayos realizados, como en el caso del módulo de Young, los ensayos se agrupan teniendo en cuenta la presión de confinamiento. En este se puede ver una tendencia un poco más definida que para el caso del módulo de Young, sin embargo para el confinamiento de 8.2 MPa (cuadros morados), se observa un leve aumento del módulo en el intervalo 120 °C a 180 °C, no obstante, este tipo de cambios pueden estar asociados a incertidumbres de los equipos o a que las muestras no son 100 % idénticas.

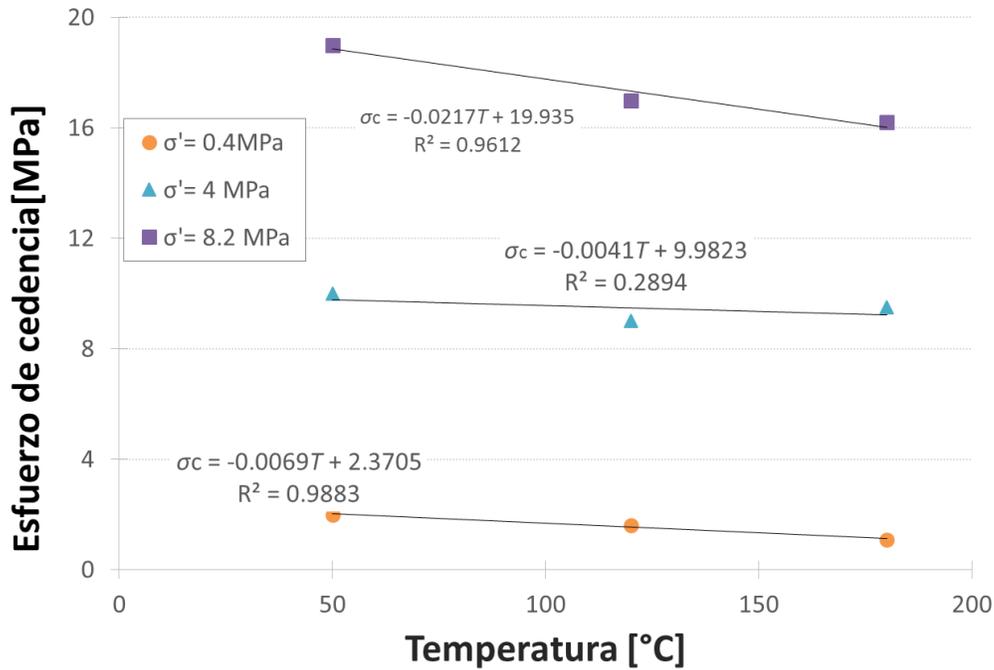
La disminución del módulo *Bulk* con la temperatura sugiere que la muestra se vuelve más dúctil que se necesita un esfuerzo menor para deformarla volumétricamente.

Figura 3-34 Comportamiento del módulo de *Bulk* con la temperatura para cada prueba. Se incluyen los tres esfuerzos de confinamiento realizados.



En la Figura 3-35 se muestra el comportamiento de los puntos de cedencia donde las muestras dejan de comportarse elásticamente y se comportan de forma plástica. En este caso se puede observar que la tendencia es más clara que en las propiedades analizadas anteriormente. En general, se puede concluir que el punto de cedencia de la formación disminuye cuando es sometida a incrementos de temperatura siendo nuevamente este efecto más evidente en los ensayos realizados a bajo nivel de confinamiento. Nuevamente, se encuentra que los puntos de cedencia de las muestras evaluadas a 120 °C y 180 °C no cambian mucho si se compara con los cambios que se evidencia entre 50 °C y 120 °C.

Figura 3-35 Comportamiento del punto de cedencia con la temperatura para cada prueba. Se incluyen los tres esfuerzos de confinamiento realizados.



La Tabla 3-7 muestra el resultado de los parámetros geomecánicos medidos para tres temperaturas diferentes en el caso de presión efectiva de confinamiento máxima la cual representa una profundidad típica de los yacimientos sometidos a métodos de recobro térmico en la cuenca del Magdalena medio. Los parámetros que se presentan en la tabla, son necesarios para realizar un análisis del tipo poroelásticos del comportamiento geomecánico del medio.

Tabla 3-7 Propiedades mecánicas de la formación para las diferentes temperaturas analizadas con confinamiento efectivo de 8.2 MPa.

T [°C]	E [MPa]	E [10 <sup>5</sup> psi]	K [MPa]	K [10 <sup>5</sup> psi]	$\varphi$ [°]	S <sub>0</sub> [MPa]	S <sub>0</sub> [psi]
50	1268	1.8	5504	8.0	22	0.4	58
120	878	1.3	2761	4.0	19	0.3	44
180	840	1.2	2973	4.3	18	0.2	29

Los resultados del presente trabajo de investigación, evidencian la necesidad de separar el análisis del efecto de la temperatura tanto en las propiedades mecánicas como

petrofísicas en por lo menos dos grupos; el primero corresponde a un grupo con presiones de confinamiento bajas y otro con presiones de confinamiento altas. Esta condición juega un papel fundamental ya que es la que determina el comportamiento del volumen total de la muestra cuando es sometida a compresión triaxial y/o calentamiento.



## 4 Conclusiones y Recomendaciones

### 4.1 Conclusiones

- El efecto de la temperatura en las variables mecánicas y petrofísicas debe ser considerado en el modelamiento de los procesos de recobro térmico.
- No se encuentra un comportamiento constante que permita correlacionar las propiedades mecánicas como los módulos de elasticidad y envolvente de falla con la temperatura.
- La temperatura afecta significativamente las propiedades petrofísicas.
- El estado de confinamiento del medio tiene una alta influencia en los cambios que sufren las propiedades mecánicas del medio con la temperatura. En general, a partir de este trabajo, se puede decir que la temperatura tiene mayor efecto a bajos estados de confinamiento en las propiedades mecánicas de la formación.
- En yacimientos poco profundos, se le debe dar mayor importancia a los cambios tanto de propiedades petrofísicas como mecánicas que en yacimientos profundos.
- La discrepancia que se encuentra frecuentemente en la literatura de las propiedades petrofísicas con la temperatura puede ser resuelta si se toma en cuenta las condiciones de confinamiento del medio.
- Existe un cambio significativo de las propiedades mecánicas del yacimiento en las primeras etapas de calentamiento (de 50 ° C a 120 ° C), sin embargo dicho cambio es despreciable a temperaturas mayores.
- Cuando se tienen estados de confinamiento bajos, la temperatura tiene una alta influencia en la máxima resistencia a la compresión de la muestra este valor puede disminuir hasta 50 % cuando se presenta un incremento de temperatura de 130 °C.

- De acuerdo con los resultados obtenidos en esta investigación, la permeabilidad disminuye con la temperatura por encima de 100 °C para cualquier condición de confinamiento.
- Los incrementos de temperatura en el yacimiento generan disminución de permeabilidad cuando el confinamiento efectivo es alto.
- La formación presenta un aumento de la porosidad y de la permeabilidad cuando se calienta por debajo de 100 °C a confinamientos bajos.
- Se debe tener en cuenta que el recobro térmico se realiza con el objetivo de disminuir viscosidad, por tal motivo generalmente a pesar de que la permeabilidad absoluta del medio disminuye, la relación conocida como movilidad aumenta.

## 4.2 Recomendaciones

- Llevar a cabo un programa de pruebas utilizando núcleos extraídos de pozos que incluya más ensayos a presiones de confinamiento bajas que permitan identificar una tendencia de las propiedades con la temperatura.
- Debido a la naturaleza de los yacimientos de crudo pesado en Colombia, se debería realizar un estudio exhaustivo de la influencia de la presencia de finos en el comportamiento mecánico de los yacimientos ya que el comportamiento mecánico de arcillas es diferente al de arenas especialmente los parámetros de falla como cohesión y ángulo de fricción interna.
- Revisar el efecto de la presencia de caolinita en los cambios de permeabilidad con temperatura.
- Comparar los resultados obtenidos de forma estática con resultados de registro de pozos como registro sísmico para calibrar las mediciones dinámicas.
- Para futuros ensayos de laboratorio, se recomienda realizar ciclos de calentamiento y enfriamiento para garantizar que los cambios que sufre la muestra durante los cambios de temperatura sean reversibles.
- Realizar modelos analíticos basados en la teoría de poroelasticidad y en los resultados experimentales que permitan describir el cambio de las propiedades petrofísicas con la temperatura.
- Llevar los resultados obtenidos en el presente trabajo a un simulador numérico y analizar el efecto que tiene considerar estos cambios en los problemas típicos de simulación de yacimiento, estabilidad de roca sello, fractura miento hidráulico durante la inyección; Subsistencia de la superficie, factor de recobro, ajuste histórico y localización de nuevos pozos para un campo colombiano.
- Realizar análisis similares a la roca sello de los yacimientos para evaluar su estabilidad durante las operaciones térmicas de tal forma que se puedan modelar ambas formaciones con la ayuda de simuladores numéricos.



## Bibliografía

- Abdallah, K. Ben. (2013). *Steam Assisted Gravity(SAGD): Influence of Geomechanical Processes on Absolute Permeability*. University of Alberta.
- Agar, J. G. (1984). *Geotechnical behavior of oil sand at elevated temperatures*. University of Alberta.
- ANH. (2014). *Producción fiscalizada de petróleo por campo (Barriles promedio por día calendario - BPDC)*.
- Araújo, R., Sousa, J., & Bloch, M. (1997). Experimental investigation on the influence of temperature on the mechanical properties of reservoir rocks. *International Journal of Rock Mechanics*, 34(298), 3–4.
- ASTM. (2004). Standard Test Methods for Particle-Size Distribution ( Gradation ) of Soils Using Sieve Analysis. *ASTM International, West Conshohocken, PA, 04*(Reapproved 2009), 1–35.
- ASTM. (2013). Standard Test Method for Consolidated Undrained Triaxial Compression Test for Soils, (August 2011), 1–14.
- ASTM. (2014). ASTM D854-14 Standard Test Methods for Specific Gravity of Soil Solids by Water Pycnometer..
- Batzle, M., Hofmann, R., & Han, D. (2006). Heavy oils—seismic properties. *The Leading Edge*, 5–10.
- Batzle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57(11), 1396–1408.
- Benzagouta, M. S., & Amro, M. M. (2009). Pressure and Temperature Effect on Petrophysical characteristics: Carbonate Reservoirs Case. *Oil Gas European Magazine*, 35(2), 74–78.
- Biot, M. (1941). General Theory of Three-Dimensional Consolidation\*. *Journal of Applied Physics*, 12, 155–164.
- Campanella, R. G., & Mitchell, J. K. (1968). Influence of temperature variations on soil behavior. *Journal of Soil Mechanics & Foundations Div, ASCE*, 94(3), 709–734.

- 
- Carvajal, J. M., Quintero, Y., Perez, M., & Carreño, A. M. (2014). Effect Of Temperature In The Rock Mechanics Behavior. In *Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure*. Goiania.
- Chalaturnyk, R., & Scott, J. (1995). Geomechanics Issues of Steam Assisted Gravity Drainage. *Proceedings of SPE International Heavy Oil Symposium*, 1–15.
- Ciz, R., & Shapiro, S. A. (2007). Gneralization of Gassmann Equations for Porous Media saturated with a solid material. *Geophysics*, 72(6), 75–79.
- De Bruyn, D., & Thimus, J.-F. (1996). The influence of temperature on mechanical characteristics of Boom clay: The results of an initial laboratory programme. *Engineering Geology*, 41(1-4), 117–126.
- Doan, D., Nauroy, J., & Baroni, A. (2010). Effect of temperature on ultrasonic velocities of unconsolidated sandstones reservoirs during the SAGD recovery process. *44th US Rock*, 1–4.
- Dusseault, M. B. (1993). Stress Changes in Thermal Operations. *Society of Petroleum Engineers*, (2).
- Dusseault, M. B. (2001). Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. *Canadian International Petroleum Conference*, (June), 1–20.
- EIA, U. S. (2014). *Annual Energy Outlook 2014. Doe/Eia* (Vol. 0383).
- Farrukh, S. (2012). *Shear-enhanced permeability and poroelastic deformation in unconsolidated sands*. The University of Texas at Austin.
- Fjaer, E., Holt, R., Raaen, A., Risnes, R., & Horsrud, P. (1996). *Petroleum related rock mechanics* (2nd ed.). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier B.V.
- Folk, R. (1980). *Petrology of the sedimentary rocks* (2nd ed.). Hemphill Publishing.
- Geoestudios. (2006). *Cartografía Geológica Cuenca Cordillera Oriental-Sector Soapaga*.
- Han, D., & Batzle, M. (2004). Gassmann's equation and fluid-saturation effects on seismic velocities. *Geophysics*.
- Han, D., Zhao, H., & Yao, Q. (2007). Velocity of Heavy oils Sand. *SEG 2007 Annual Meeting*, 1619–1623.
- Hassanzadegan, A., Blo, G., Milsch, H., & Urpi, L. (2014). The Effects of Temperature and Pressure on the Porosity Evolution of Flechtinger Sandstone. *Rock Mech Rock Eng*, 47, 421–434.

- Jizba, D. L. (1991). *Mechanical and acoustical properties of sandstones and shales*. Stanford.
- Kato, A., Onozuka, S., & Nakayama, T. (2008). Elastic property changes in a bitumen reservoir during steam injection. *The Leading Edge*, 1709–1713.
- Kestin, J., Sokolov, M., & Wakeham, W. a. (1978). viscosity of liquid water in the range of -8C to 150C. *J. Phys. Chem.*
- Kosar, K. M. (1989). *Geotechnical Properties of Oil Sands and Related Strata*. University of Alberta.
- Lau, J., Jackson, R., & Gorski, B. (1991). The effects of temperature and pressure on the mechanical properties of Lac du Bonnet grey granite, 313–324.
- Luo, J., & Wang, L. (2011). High-temperature mechanical properties of mudstone in the process of underground coal gasification. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 44(6), 749–754.
- Mobarack, S. A., & Somerton, W. H. (1974). The Effect of Temperature and Pressure on Wave Velocities in Porous Rocks.
- Moustafa, M., Malek, S., & Jianfu, S. (2008). Experimental Study of the Thermomechanical Behavior of the Petroleum Reservoir. *Paper SPE 116953*
- Regulator, A. E. (2014). Regulatory Approach for Shallow Thermal In Situ Oil Sands Applications in the Wabiskaw-McMurry Deposit of the Athabasca Oil Sands Area, 0–2.
- Sanyal, S., Marsden, S., & Ramey, H. (1974). Effect of temperature on petrophysical properties of reservoir rocks. *SPE California Regional Meeting*.
- Tahar, M. (2012). *Influence of Geomechanical Processes on Relative Permeability*. University of Alberta.
- Tanaka, N., Graham, J., & Crilly, T. (1997). Stress-strain behaviour of reconstituted illitic clay at different temperatures. *Engineering Geology*, 47(4), 339–350.
- Tran, D., Nghiem, L., Buchanan, L., Geilikman, M., Leshchyshyn, T., Hannan, S., & Wong, S. (2008a). Modelling Thermal Geomechanical Effects on Simulation Porosity (Vol. 0).
- Tran, D., Nghiem, L., Buchanan, L., Geilikman, M., Leshchyshyn, T., Hannan, S., & Wong, S. (2008b). Modelling Thermal Geomechanical Effects on Simulation Porosity. *American Rock Mechanics Association*, 0(2).
- U.S. Army Engineer Waterways Experiment Station. (1971). Calculation of stress and strain from triaxial test data on undrained soil specimens. *Journal of Terramechanics*, 8(4), 73.

- Wang, Z., & Nur, A. (1988). Effect of Temperature on Wave Velocities in Sands and Sandstones with Heavy Hydrocarbons. *SPE Reservoir Engineering*.
- Yu, J., Chen, S., Chen, X., Zhang, Y., & Cai, Y. (2015). Experimental investigation on mechanical properties and permeability evolution of red sandstone after heat treatments. *Journal of Zhejiang University SCIENCE A*, 16(9), 749–759.
- Zhang, L., Mao, X., & Lu, A. (2009). Experimental study on the mechanical properties of rocks at high temperature. *Science in China Series E: Technological Sciences*, 52(3), 641–646.
- Zhang, S., Leng, W., Zhang, F., & Xiong, Y. (2012). A simple thermo-elastoplastic model for geomaterials. *International Journal of Plasticity*, 34, 93–113.
- Zimmerman, W., Somerton, W. H., & King, M. S. (1986). Compressibility of Porous Rocks, 91(6), 765–777.
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*. *Geophysics*. Cambridge University Press.
- Zou, Y., Bentley, L. R., Lines, L. R., & Coombe, D. (2006, June). *Integration of seismic methods with reservoir simulation, Pikes Peak heavy-oil field, Saskatchewan. The Leading Edge*. University of Calgary.

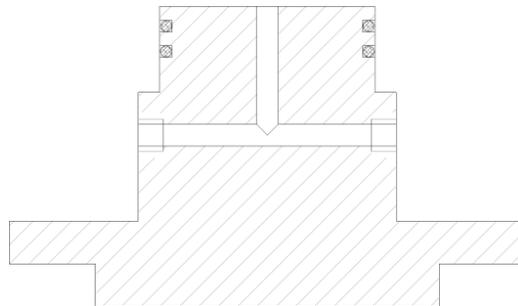
# Anexo 1. Reconstitución de Muestras de Arena

## A1.1. Procedimiento

### A1.1.1. Medición de volumen

- 1) Hervir dos discos porosos.
- 2) Cortar dos circunferencias de diámetro 2.5 pulgadas.
- 3) Aplicar *vacuum grease* en las superficies de los "O" rings (#228) y poner dos de estos en cada pedestal del cilindro como se muestra en la Figura A 1-1.

Figura A 1-1. Pedestal inferior cilindro de reconstitución de muestras.

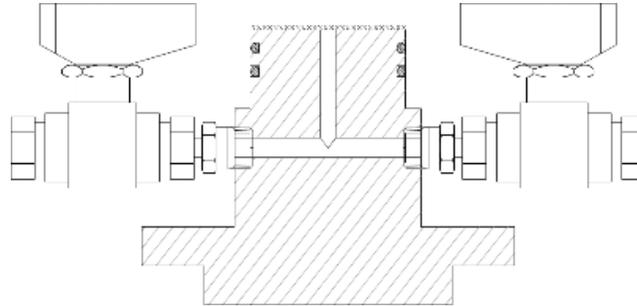


- 4) Ensamblar el pedestal incluyendo un pedestal y dos conexiones tipo NPT con cinta teflón, dos válvulas, y dos "O" rings como se muestra en la figura.
- 5) Limpiar el pedestal y los discos porosos con aire comprimido asegurándose de que no quede agua remanente en los componentes.
- 6) Pesar el pedestal seco incluyendo las dos válvulas, dos conexiones de 1/4" NPT y un disco poroso para obtener  $W_{dry\_cap}$ . Pesarlo nuevamente después de saturar completamente los canales y el disco poroso con agua destilada. De esta

forma se puede obtener el valor del peso muerto como lo muestra la ecuación ( A 1).

$$W_{w\_dead} = W_{wet\_cap} - W_{dry\_cap} \quad (A 1)$$

**Figura A 1-2. Ensamblaje pedestal inferior cilindro de reconstitución.**



- 7) El volumen muerto (*dead volume*) del pedestal y del disco poroso se puede determinar ya que la densidad del agua es conocida a la temperatura laboratorio para obtener

$$V_{cap} = \frac{W_{wet\_cap} - W_{dry\_cap}}{\rho_w} \quad (A 2)$$

- 8) Retirar toda el agua remanente del pedestal antes de continuar al siguiente paso.
- 9) Ensamblar el cilindro de preparación de muestras incluyendo dos pedestales idénticos, dos discos porosos, cuatro arreglos de tornillos, tuercas y arandelas como se muestra en la figura, cuatro piezas de conexiones NPT y 4 válvulas. Pesar todo el arreglo para obtener  $W_{dry\_cell}$
- 10) Después de limpiar el ensamblaje utilizando aire comprimido, se inyecta agua destilada a través de las válvulas del pedestal inferior controlando el flujo en las válvulas del pedestal superior. Una vez aparezca agua en las válvulas superiores, se debe cerrar todo el sistema. Limpiar con aire comprimido el exceso de agua afuera del arreglo y pesar de nuevo para obtener  $W_{wet\_cell}$  y finalmente obtener la diferencia  $W_{w\_cell} = W_{wet\_cell} - W_{dry\_cell}$  la cual representa toda el agua contenida en el cilindro.

- 11) Determinar el peso total de agua en la todo el arreglo  $W_{w\_chamber} = W_{w\_cell} - 2W_{w\_dead}$ , el volumen tota del arreglo de preparación de muestras se calcula como lo muestra la ecuación ( A 3).

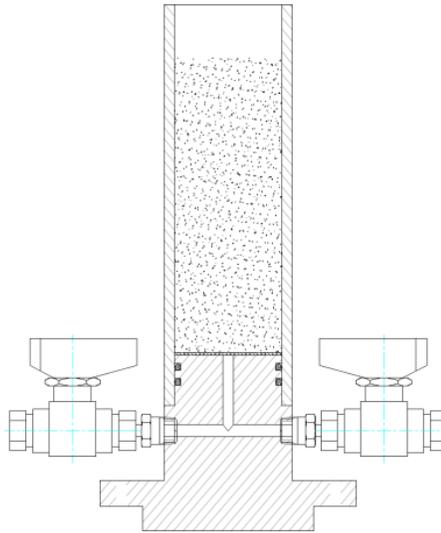
$$\begin{aligned}
 V_{chamber} &= (W_{(w\_chamber)} - 2W_{(w\_dead)})/\rho_w \\
 &= \frac{[(W_{(wet\_cell)} - W_{(dry\_cell)}) - 2 \\
 &\quad * (W_{(wet\_cap)} - W_{(dry\_cap)})]}{\rho_w} \quad (A\ 3)
 \end{aligned}$$

## A1.2.Preparación de Muestras Sintéticas de Arenas

### A1.2.1. Compactación de arena

- 1) Preparar los siguientes elementos: 1 pedestal, 2 "O" rings, dos válvulas con conexiones, 1 cilindro, 1 disco poroso y un papel filtro.
- 2) Colocar cinta tipo Teflón en las conexiones tipo NPT y conectarlas válvulas con el pedestal; aplicar *vacuum grease* a la superficie de los "O" rings (#228) y poner dos "O" rings (#228) en las ranuras de cada pedestal.
- 3) Deslizar el cilindro en el pedestal, ensamblar la base del cilindro como se muestra en la Figura A 1-3.

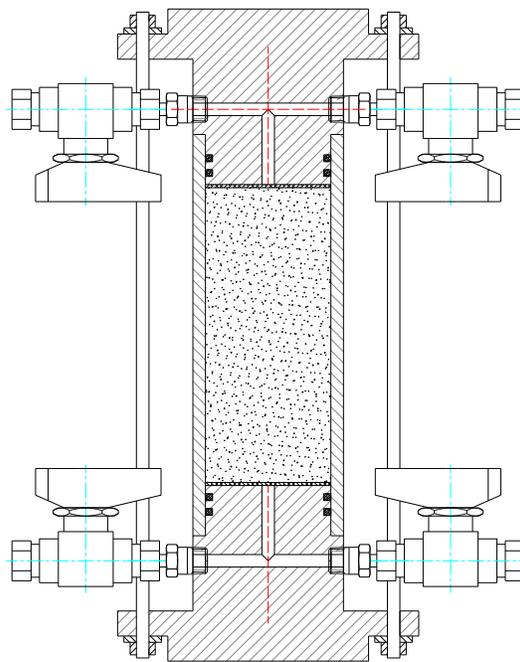
Figura A 1-3 Pedestal inferior y cilindro



- 4) Montar la base en la mesa vibratoria colocando recolectores de agua al final de las válvulas.
- 5) Poner un disco poroso y un papel filtro de 2½" en el pedestal, el disco debe quedar en contacto con el pedestal y el papel con la arena para evitar taponamiento del disco con finos de la muestra.
- 6) Pesar el total de arena que se quiere compactar para obtener  $W_{s\_container}$ .
- 7) Saturar la arena con agua, mezclar inicialmente con la ayuda de una espátula hasta lograr una mezcla homogénea de arena y agua; poner la mezcla en una bandeja vibratoria a 600 RPM por 60 minutos.
- 8) Despacio y continuamente, verter la mezcla en el cilindro hasta llegar al nivel superior del cilindro.
- 9) A medida que se vierte la mezcla en el cilindro, golpear el cilindro suavemente las paredes del cilindro para lograr que la mezcla ocupe todos los espacios vacíos.
- 10) Colocar un papel filtro y un disco poroso en la parte superior de la mezcla aplicando carga axial para compactar la mezcla.
- 11) Golpear la pared del cilindro suavemente y continuamente con un martillo.
- 12) El nivel superior de la arena bajará. Retirar la carga y añadir más arena.  
Repetir el paso anterior

- 13) Repetir los dos pasos anteriores hasta que el nivel de la superficie de la mezcla esté en la marca deseada.
- 14) Cerrar las válvulas conectadas al pedestal inferior.
- 15) Colocar el pedestal superior con dos "O" rings (#228) sobre el disco poroso, asegurarse que el cilindro cubre totalmente el cuello del pedestal. El pedestal debe tener las válvulas abiertas para permitir el drenaje del exceso de agua.
- 16) Ajustar los tornillos desde el pedestal superior hasta el pedestal inferior y apretar completamente las tuercas como se muestra en la Figura A 1-4.

**Figura A 1-4 Ensamblaje final cilindro de reconstitución**



- 17) Cubrir completamente con material aislantes introduciendo hielo seco entre ambas superficies.
- 18) Dejar enfriar por aproximadamente 1 hora para garantizar que el agua de la muestra se congele completamente.
- 19) Retirar el pedestal superior e inferior con la ayuda de un martillo y una pistola de aire caliente fijando el cilindro a la mesa.

- 20) Deslizar la muestra del cilindro con la ayuda de un marco de carga sin superar una fuerza de 20 kN y calentando constantemente las paredes del cilindro para lubricar el contacto muestra cilindro.
- 21) Congelar de nuevo la muestra.
- 22) Retirar los discos porosos con la ayuda de una pistola de aire caliente.
- 23) Guardar la muestra en el refrigerador.
- 24) Llevar la mezcla de agua y arena que quedó remanente al horno a 70 °C por un par de días.
- 25) Una vez retirada toda la humedad de la arena, pesar de nuevo el recipiente y la arena remanente para calcular el total de arena compactada  $W_{s\_used} = W_{s\_container} - W_{s\_remain}$ .
- 26) Calcular la porosidad final de la muestra sintética de arena.

*Nota: Para generar muestras de arenas aproximadamente idénticas, la misma masa de arena debe ser usada y compactada en cilindro cada vez que se compacta una nueva muestra.*

# Anexo 2. Procedimiento de Prueba Triaxial Drenada

## A2.1. Montaje de la Muestra

- Cortar un rectángulo de plomo de altura 6.5 pulgs y 9.5 pulgs de ancho.
- Martillar suave y constantemente los extremos del rectángulo que corresponden al lado mayor para disminuir el espesor del plomo. se debe utilizar un martillo de acero y una superficie de acero para facilitar la deformación del plomo.
- Envolver la muestra de 5 pulg en el rectángulo de plomo dejando aproximadamente 0.75 pulg libre en cada extremo. Fijar los extremos de menor espesor utilizando silicona de alta temperatura.
- Refrigerar por al menos 48 horas asegurándose que la silicona seque completamente.
- Hervir la manga de Viton® AAA 2.5 pulg por 20 minutos para aumentar la flexibilidad.
- Deslizar la muestra envuelta en plomo dentro de la manga de Viton®.
- Colocar un papel filtro y un disco saturado en uno de los extremos de la muestra.
- Colocar la muestra en el pedestal inferior asegurándose que ambas membranas cubran totalmente los “O” rings.
- Cortar dos anillos de membrana de Viton® de aproximadamente una pulgada para evitar el contacto de la abrazadera con la membrana.
- Colocar Un papel filtro y un disco saturado en la parte superior de la muestra. el papel filtro siempre debe ir entre el disco y la muestra para evitar flujo de finos.
- Deslizar el pedestal superior entre ambas mangas hasta que haga contacto con el disco poroso asegurándose que los “O” rings queden totalmente cubiertos por las mangas.

- Ajustar las abrazaderas de tubo sobre los anillos de Viton previamente cortados para evitar el contacto directo con la manga de Viton® para preservar su integridad. Las abrazaderas deben ser apretadas tanto como sea posible asegurándose que están a la misma altura de los “O” rings.
- Ubicar los LVDT’s axiales y radial, asegurándose que hay suficiente espacio en el housing para registrar deformaciones en ambas direcciones.
- Conectar las líneas de fluido de poro en los pedestales; las líneas deben ser saturadas previamente.

*Nota: La manga de plomo es utilizada basados en la experiencia que tiene el laboratorio en ensayos a alta temperatura. El Viton® se comporta como un material poroso a temperaturas superiores a 200 °C permitiendo comunicación hidráulica entre el confinamiento y la muestra. El plomo es un material con alta densidad ya que sus moléculas se encuentran muy juntas, por tal motivo mantiene su condición impermeable a altas temperaturas.*

## **A2.2. Preparación Celda Triaxial**

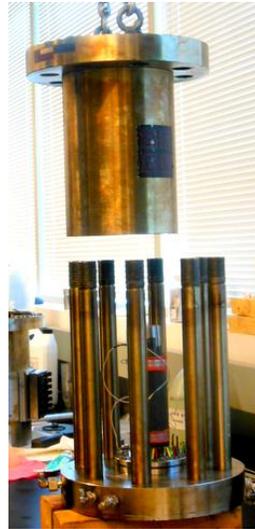
- Reemplazar todos los “O” rings cada vez que se realice un ensayo a alta temperatura para evitar fugas en el sistema.
- Una vez emplazada la muestra en los pedestales, se debe ajustar los pernos de la celda triaxial en la base de la misma. Asegurarse de usar grasa de níquel para evitar la corrosión.
- Deslizar la tapa de la celda con la ayuda de grúa como se muestra en la figura. Asegurarse de preservar la integridad de los cables internos.
- Apretar las tuercas de la celda en la parte superior.
- Verter aceite blanco al interior de la celda hasta saturar completamente.
- Conectar una línea de drenaje en el puerto que se encuentra en la tapa superior de la celda el cual también es utilizado para la termocupla.
- Desplazar el pistón dentro de la celda con la ayuda de un martillo golpeando suavemente hasta que el pistón se encuentre la más cerca de la muestra posible. Tener cuidado de no martillar la muestra.

- Llevar la celda hasta el marco de carga con la ayuda de una grúa.

Figura A 2-1 Montaje celda triaxial, a) muestra ensamblada con las mangas y sensores, b) cierre de la celda triaxial c) celda ensamblada en el marco de carga



a)



b)



c)

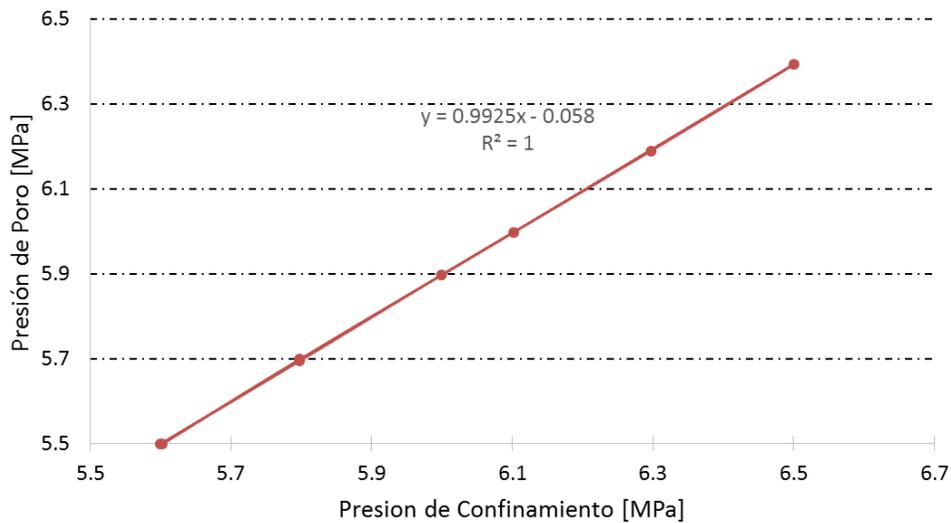
### A2.3. Saturación de la Muestra

- Conectar las líneas de poro y la línea de confinamiento a la celda triaxial, las líneas deben ser previamente saturadas.
- Desplazar el marco de carga hasta que toque el extremo del pistón sin permitir que se incremente la carga. (Utilizar un espaciador de acero si es necesario).
- Activar la bomba de confinamiento caudal constante hasta que en la línea de drenaje de la celda salga aceite continuo sin burbujas de aire.
- Desconectar la línea de drenaje de la celda y conectar la termocupla en este orificio.
- Aumentar la presión de confinamiento hasta alcanzar una presión de aproximadamente 1 MPa.
- Aumentar la presión de confinamiento y la presión de poro simultáneamente asegurándose de mantener en todo momento la presión de confinamiento mayor a la presión de poro. Las presiones se deben aumentar hasta alcanzar

la presión de poro deseada. La presión de confinamiento debe ser levemente mayor que la presión de poro durante la saturación. Para estas pruebas se realizó la saturación a una presión efectiva de 100 a 200 kPa.

- Dejar saturar la muestra por al menos 24 horas para garantizar que no hay presencia de aire en los poros.
- Realizar la prueba de corroboración de saturación hallando el parámetro B.
- Cerrar la válvula que comunica la bomba de poro con el sistema, y esperar unos cuantos minutos hasta que la presión se estabilice.
- Aumentar la presión de confinamiento un valor determinado y esperar a que la presión de poro se estabilice.
- Registrar el incremento de la presión de poro.
- Repetir el test para al menos cuatro valores de presión de confinamiento diferentes.
- Registrar los cambios de presión de poro disminuyendo la presión de confinamiento hasta volver a la presión de confinamiento de saturación.

**Figura A 2-2 Ensayo para hallar el parámetro B.**



## A2.4.Consolidación de la Muestra

- Desactivar la bomba de poro y esperar hasta que la presión de poro se estabilice.
- Aumentar la presión de confinamiento hasta el esfuerzo efectivo deseado. Esperar hasta que la presión de confinamiento se estabilice. Al aumentar la presión de confinamiento también aumentará la presión de poro.
- Activar la bomba de la presión de poro. Se recomienda aumentar la frecuencia de lectura del recolector de datos para tener mayor resolución de datos en esta etapa.
- Dejar consolidar por 12 horas aproximadamente.
- Repetir los pasos anteriores hasta lograr la presión final de consolidación (8.2 MPa).

*Nota: En los ensayos en los cuales se necesita hacer descarga de la consolidación, se repiten los pasos anteriores pero en lugar de aumentar el confinamiento, se debe disminuir. Sin embargo el tiempo de descarga se puede realizar más rápido que la carga (aproximadamente 4 horas).*

## A2.5.Calentamiento del Sistema

- Cerrar la el horno aislando la parte superior e inferior para evitar pérdidas de calor.
- Ajustar el control del horno para definir la tasa de incremento de temperatura. Esta no debe ser mayor a 10 °C/hora. (según recomendación de ASTM) debe calentarse a 1 °C/min).
- Programar el horno para que mantenga la temperatura constante en las temperaturas de control.
- Una vez se ha estabilizado la lectura de la temperatura y la lectura del volumen de la bomba de poro, se pueden hacer las mediciones planeadas a dicha condición (permeabilidad y velocidades ultrasónicas).

## A2.6. Mediciones de Permeabilidad del Empaque de Arena

- Cerrar la válvula “bypass” la cual conecta la bomba inferior con la bomba superior. Esperar a que se estabilice la presión en ambas bombas y que el transductor de presión diferencial muestre un valor constante.
- Comprobar que la bomba de la parte superior (ISCO) tenga suficiente espacio en el pistón para recibir el fluido durante la prueba. Si es necesario drenar dicha bomba antes de iniciar el ensayo.
- Activar la bomba de la parte inferior (Quisx) operando a tasa de flujo constante. Se recomienda manejar tasas de flujo bajas para evitar la migración de finos.
- Fluir a caudal constante hasta que la presión diferencial se estabilice y a partir de este punto fluir a través de la muestra al menos un volumen poroso.
- Desactivar la bomba del pedestal inferior y abrir la válvula “bypass”.
- Drenar la bomba del pedestal superior si es necesario para continuar al siguiente paso.

## A2.7. Compresión Triaxial

- Calcular la tasa de desplazamiento utilizando las recomendaciones de propuestas por ASTM.
- Programar el marco de carga para que se desplace a la tasa calculada.
- Ajustar la frecuencia de lectura del software Bluehill® con la del datalogger para poder combinar luego la información (15 segundos).
- Sincronizar el reloj de ambos computadores para que las mediciones se hagan simultáneamente.
- Tomar registro manual de al menos 10 valores al inicio de la prueba. estas lecturas servirán de guía para realizar el análisis de resultados conjunto.
- Realizar la prueba hasta que la deformación alcance un valor de aproximadamente 8 %.
- Terminar la prueba.

## A2.8. Terminación de la Prueba Triaxial

- Finalizar el ciclo programado en el software Bluehill® asegurándose de que se guarden los datos de la prueba.
- Programar la temperatura del horno a temperatura ambiente (20 °C) y esperar hasta que la termocupla que está al interior de la celda muestre esta temperatura.
- Disminuir la presión de confinamiento hasta que esta alcance un valor 1 MPa por encima de la presión de poro.
- Disminuir la presión de confinamiento y la presión de poro simultáneamente asegurándose de que la presión de confinamiento sea siempre superior que la presión de poro.
- Desactivar la bomba de confinamiento cuando esta alcance un valor de aproximadamente 1.5 MPa.
- Llevar la presión de poro hasta la presión atmosférica y abrir las válvulas para igualar la presión al interior de la muestra con la presión atmosférica.
- Disminuir la presión de funcionamiento hasta alcanzar la presión atmosférica.
- Desconectar la termocupla del interior de la celda y conectar la línea de aire comprimido para drenar la muestra.
- Desconectar la línea de la presión de confinamiento y conecta la línea de drenado.
- Drenar el fluido de confinamiento.
- Desplazar el marco de carga hacia arriba para permitir retirar la celda.
- Retirar la celda triaxial con la ayuda de la grúa.
- Desensamblar todas las partes de la celda y sensores internos.
- Cubrir la muestra con hielo seco por al menos 30 minutos para evitar que la muestra se desmorone al retirar las mangas.
- Desconectar las líneas de poro.
- Desapretar las abrazaderas y retiras la muestra de los pedestales.
- Retirar las mangas con la ayuda de un cuchillo para cortar las superficies congeladas.
- Tomar fotografías y guardar la muestra debidamente identificada en el refrigerador a -18 °C.

*Nota: Se recomienda ajustar la frecuencia de lectura al inicio de cada etapa para tener un mayor nivel de detalle cuando se haga un cambio en el sistema, la frecuencia se debe disminuir paulatinamente hasta alcanzar la frecuencia deseada para las etapas donde se requiere menor análisis.*

## Anexo 3. Cálculos Realizados en los Ensayos Triaxiales

Durante las diferentes etapas de los ensayos triaxiales, se monitorearon diferentes variables involucradas en el desarrollo de las pruebas utilizando la lectura propia de los diferentes equipos empleados así como instrumentos de medición externos con el objetivo de obtener datos más confiables; a continuación se enumeran cada uno de los instrumentos externos utilizados seguido de las ecuaciones usadas para calcular las variables de análisis que fueron finalmente reportadas en el documento principal del presente trabajo.

### A3.1. Instrumentos de medición utilizados:

- Un (1) transductor de presión diferencial instalado en la línea entre la presión del pedestal superior e inferior.
- Tres (3) transductores de presión sujetos a las líneas de poro y confinamiento justo a la entrada de las mismas en el horno. Cada transductor está conectado a una línea diferente (superior, inferior y celda).
- Dos (2) termocuplas, una ubicada al interior de la celda y la segunda ubicada al interior de la bomba de poro.
- Dos (2) *linear variable displacement transformers* (LVDTs) axiales ubicados a cada lado de la muestra instalados al interior de la celda para tener una mayor precisión de los desplazamientos axiales.
- Un (1) *linear variable displacement transformer* (LVDT) radial ubicado alrededor de la muestra el cual mide la deformación circunferencial de la muestra.

### A3.2. Cálculos durante la Consolidación.

A continuación se muestra las ecuaciones utilizadas para hallar las variables analizadas en el presente trabajo; se incluyen las correcciones respectivas a cada una de las variables.

$$\Delta Vol = Vol_{ISCO} - Vol_{ISCO}i \quad (A 4)$$

Donde:

$\Delta Vol$ : Cambio de volumen de la muestra,

$Vol_{ISCO}$ : Volumen bomba ISCO,

$Vol_{ISCO}i$ : Volumen bomba ISCO inicial.

$$h = h_0 \left[ 1 - \frac{1}{3} \left( \frac{\varepsilon_v}{100} \right) \right] \left[ 1 - \frac{1}{3} \left( \frac{\varepsilon_v}{100} \right) \right] \quad (A 5)$$

Donde:

$h$ : Altura de la muestra,

$h_0$ : Altura inicial de la muestra,

$\varepsilon_v$ : Deformación volumétrica en %.

$$A_c = A_0 \left[ 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{\varepsilon_v}{100} \right) \right] \left[ 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{\varepsilon_v}{100} \right) \right] \quad (A 6)$$

Donde:

$A_c$ : Área transversal de la muestra corregida,

$A_0$ : Área transversal inicial de la muestra.

$$\phi = \frac{\varepsilon_v + \phi_0}{1 + \varepsilon_v} \frac{\varepsilon_v + \phi_0}{1 + \varepsilon_v} \quad (A 7)$$

Donde:

$\phi_0$ : Porosidad inicial.

### A3.3. Cálculos durante la Compresión Triaxial Drenada

En esta sección se muestran las ecuaciones utilizadas para hallar las variables de análisis durante la compresión triaxial; para encontrar dichas variables se utilizaron tanto medidas obtenidas por los equipos como por los instrumentos en algunos casos se comparan ambas mediciones para confirmar los resultados. Algunas variables se hallan siguiendo el mismo procedimiento de la consolidación; tal es el caso de los cambios de volúmenes de la muestra.

$$h = h_{fc} \pm \Delta LP \quad (\text{A } 8)$$

Donde:

$h_{fc}$ : Altura de la muestra después de la consolidación

$$\sigma_{dev} = \frac{LOAD}{A_c} \quad (\text{A } 9)$$

Donde:

$\sigma_{dev}$ : Deviatórico de esfuerzos,

$LOAD$ : Carga ejercida por el marco sobre el pistón.

$$\sigma_3 = P_c \quad (\text{A } 10)$$

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \sigma_{dev} \quad (\text{A } 11)$$



## **Anexo 4.Resultados de la Caracterización del Material.**

### **A4.1.Distribución de Tamaño de Partícula de la Muestra**

Después del proceso de extracción de bitumen y de secado de la arena proveniente de la formación Picacho, se sometió este material a análisis de distribución de tamaño de partícula de acuerdo con el estándar ASTM D422. Se tomaron dos muestras representativas del material suministrado por parte de ECOPETROL. A la arena se le extrajo el bitumen en su totalidad antes de realizar el análisis A continuación se muestran los resultados de cada una de las muestras representativas.

Los resultados muestran un suelo con presencia de diferentes tamaños de partícula los cuales van desde tamaño arcillo hasta grava. Se puede observar que la mayoría de las partículas se encuentran en la región correspondiente a tamaño arena sin embargo el suelo muestra un porcentaje representativo de fino el cual es de aproximadamente 30 %.

Las muestras fueron inicialmente caracterizadas utilizando el método del hidrómetro el cual consiste en leer el nivel en la mezcla agua-suelo de una herramienta que se conoce como hidrómetro; dicho nivel depende de la densidad de la mezcla. La velocidad de depositación de las partículas es directamente proporcional al tamaño de las mismas, por lo tanto, las partículas más grandes se depositan primero que las partículas pequeñas.

Cada vez que se depositan las partículas la densidad de la mezcla disminuye por lo tanto el hidrómetro flota menos. El nivel del hidrómetro se mide a tiempos determinados hallando así la concentración de diferentes tamaños de partículas presentes la muestra.

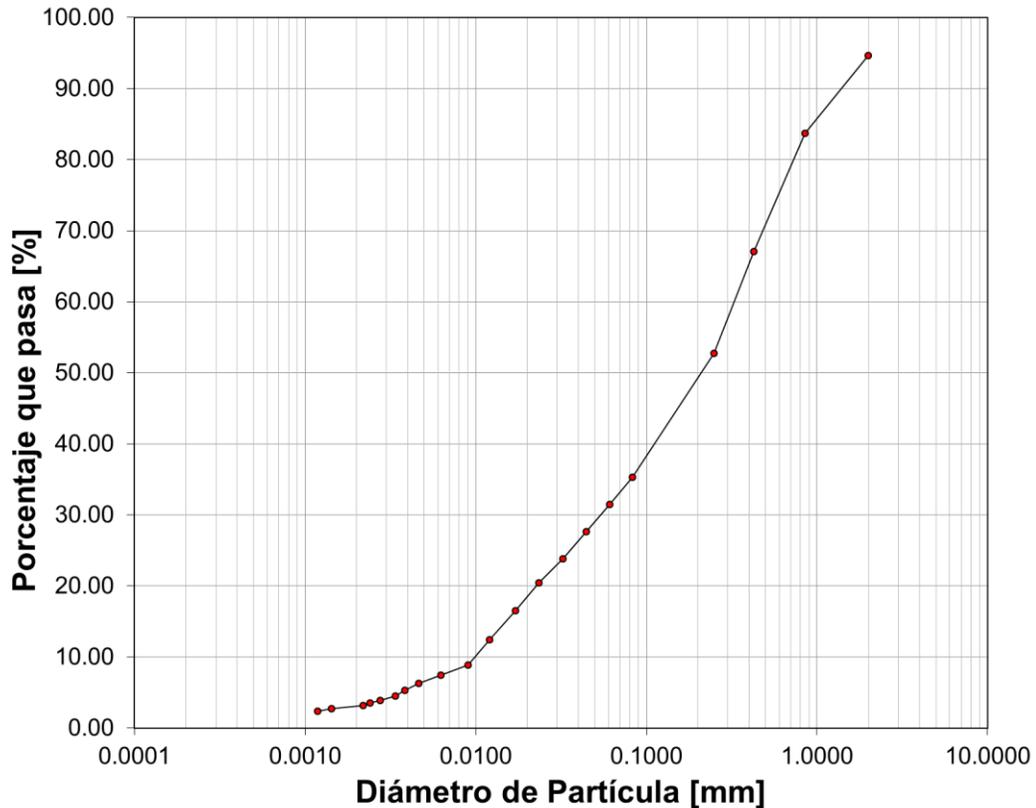
**A4.1.1.Muestra 1**

La Tabla A 4-1 muestra los resultados tanto del tamiz húmedo como del hidrómetro para la primera muestra analizada. En total se analizaron 104.81 gramos de material. Del material analizado aproximadamente 6 % corresponde a tamaños de partículas mayores a 2 mm los cuales se conocen como grava. Aproximadamente 70 % de las partículas del material se encuentra en la región correspondiente a tamaño arena. Finalmente, el material muestra una alta presencia de finos (aproximadamente 24 %).

Tabla A 4-1 Resultados hidrómetro y tamiz húmedo de la muestra 1

Hydrometer & Sieve Analysis											Mass of Soil (dry) :		104.81	
Date Tested:	02/12/2014		Sample Number:	1		Sieve	Mass	% Passing						
By:	Juan		Sample Description:	EC-UNAL		# 10	5.59	94.62						
Hydrometer Type :	152 H		Zero Correction :	6		Meniscus Correction :	1							
Dispersing Agent :	Na6(PO3)6		Amount used :	5g		Bitumen Content b % = Mb/Ms :	0							
Specific Gravity Gs :	2.66		CF a =	1.00		# 60	14.86	52.76						
			% Finer than # Sieve :	100.0		# 100	12.69	40.54						
						# 200	10.52	30.41						
						# 325	6.14	24.50						
						-- #325	25.45							
Date	Hour:min	Time (min)	Hydrometer Reading	Temp (°C)	Ct	Reading br meniscu	Corr. Hyd.	d. Corr.	Eff. Depth L (cm)	L/t	K	% Finer	Adjusted % Finer	Diameter (mm)
02-dic	10:40	0												
02-dic	10:40	0.25	43.0	19.0	-0.30	36.7	44.0	9.1	36.3184	0.0138	35.33	35.33	0.0832	
02-dic	10:40	0.5	39.0	19.0	-0.30	32.7	40.0	9.7	19.4720	0.0138	31.48	31.48	0.0609	
02-dic	10:41	1	35.0	19.0	-0.30	28.7	36.0	10.4	10.3924	0.0138	27.63	27.63	0.0445	
02-dic	10:42	2	31.5	19.0	-0.30	25.2	32.5	11.0	5.4834	0.0138	24.26	24.26	0.0323	
02-dic	10:42	2	31.0	19.0	-0.30	24.7	32.0	11.0	5.5244	0.0138	23.78	23.78	0.0324	
02-dic	10:44	4	27.5	19.0	-0.30	21.2	28.5	11.6	2.9058	0.0138	20.41	20.41	0.0235	
02-dic	10:48	8	23.5	19.0	-0.30	17.2	24.5	12.3	1.5349	0.0138	16.56	16.56	0.0171	
02-dic	10:57	17	19.2	19.0	-0.30	12.9	20.2	13.0	0.7638	0.0138	12.42	12.42	0.0121	
02-dic	11:12	32	15.5	19.0	-0.30	9.2	16.5	13.6	0.4248	0.0138	8.86	8.86	0.0090	
02-dic	11:47	67	14.0	19.0	-0.30	7.7	15.0	13.8	0.2065	0.0138	7.41	7.41	0.0063	
02-dic	12:47	127	13.0	18.0	-0.50	6.5	14.0	14.0	0.1103	0.0140	6.26	6.26	0.0046	
02-dic	13:48	188	12.0	18.0	-0.50	5.5	13.0	14.2	0.0754	0.0140	5.30	5.30	0.0038	
02-dic	14:47	247	11.2	18.0	-0.50	4.7	12.2	14.3	0.0579	0.0140	4.52	4.52	0.0034	
02-dic	17:05	385	10.7	17.5	-0.70	4.0	11.7	14.4	0.0374	0.0142	3.85	3.85	0.0027	
02-dic	19:00	500	10.4	17.5	-0.70	3.7	11.4	14.4	0.0289	0.0142	3.56	3.56	0.0024	
02-dic	20:46	606	10.0	17.5	-0.70	3.3	11.0	14.5	0.0239	0.0142	3.18	3.18	0.0022	
03-dic	9:52	1392	9.3	18.0	-0.50	2.8	10.3	14.6	0.0105	0.0140	2.70	2.70	0.0014	
03-dic	20:44	2044	9.0	18.0	-0.50	2.5	10.0	14.7	0.0072	0.0140	2.41	2.41	0.0012	
04-dic	10:10	2850	8.8	18.0	-0.50	2.3	9.8	14.7	0.0052	0.0140	2.21	2.21	0.0010	

**Figura A 4-1 Curva granulométrica obtenida a partir del hidrómetro y el tamiz húmedo para la Muestra 1**



### A4.1.2.Muestra 2

La Tabla A 4-2 muestra los resultados tanto del tamiz húmedo como del hidrómetro para la segunda muestra analizada. En total se analizaron 116.83 gramos de material. Del total de suelo analizado en esta ocasión, aproximadamente 4 % corresponde a partículas con diámetro mayor a 2 mm las cuales se conocen como grava. Aproximadamente 73 % de las partículas del material se encuentra en la región correspondiente a tamaño arena. Finalmente, el material muestra una alta presencia de finos (aproximadamente 22 %).

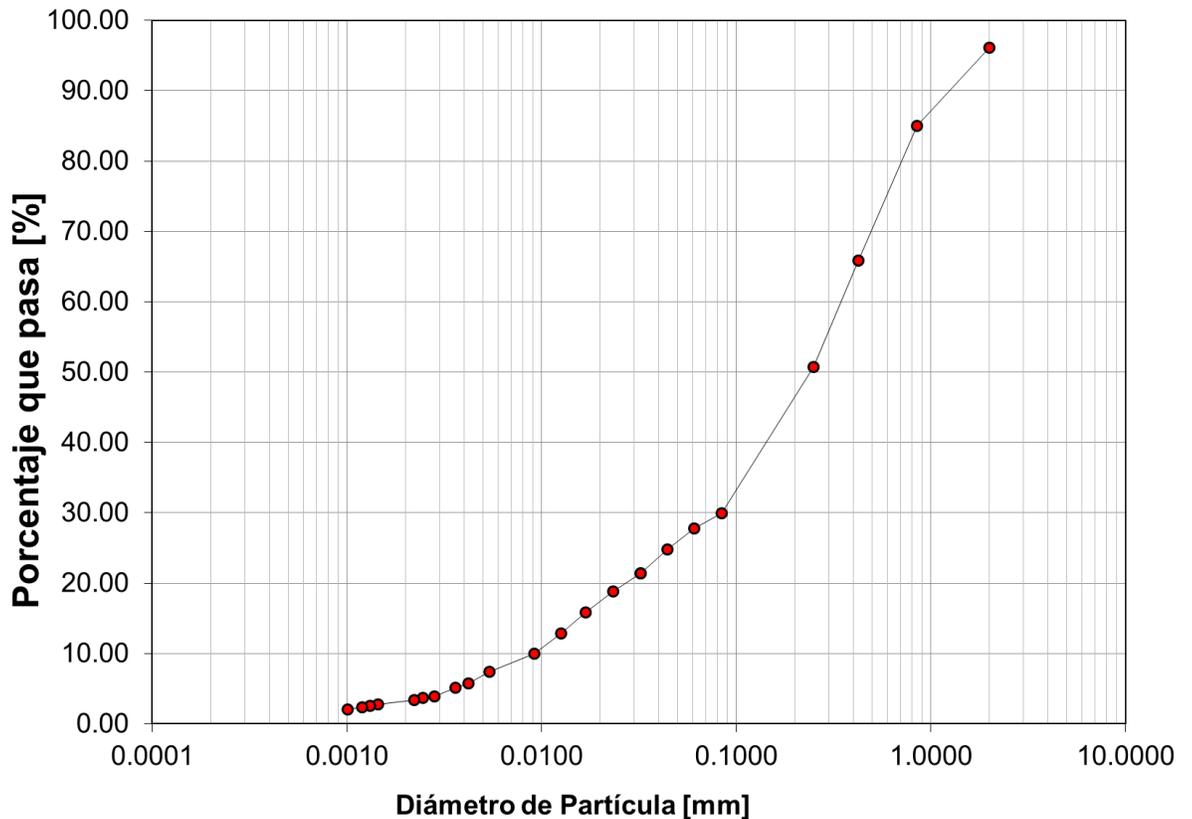
Tabla A 4-2 Resultados hidrómetro y tamiz húmedo de la muestra 2

Hydrometer & Sieve Analysis											Mass of Soil (dry) :		116.83
Date Tested:	02/12/2014	Sample Number:	2								Sieve	Mass	% Passing
By:	Juan	Sample Description:	EC-UNAL								# 10	4.54	96.11
Hydrometer Type :	152 H	Zero Correction :	6								# 20	12.93	85.05
Dispersing Agent :	Na6(PO3)6	Amount used :	5g	Bitumen Content b % = Mb/Ms :	0						# 40	22.40	65.87
Specific Gravity Gs :	2.66	CF a =	1.00								# 60	17.73	50.70
		% Finer than # Sieve :	100.0								# 100	18.65	34.73
											# 200	9.16	26.89
											# 325	5.38	22.29
											--#325	26.04	

Date	Hour:min	Elapsed Time (min)	Hydrometer Reading	Temp (°C)	Corr. Ct	Hyd. Reading	Id. Corr. or meniscu	Eff. Depth L (cm)	L/t	K	% Finer	Adjusted % Finer	Diameter (mm)
02-dic	11:15	0											
02-dic	12:15	0.25	41.0	20.0	0.00	35.0	42.0	9.4	37.6312	0.0137	29.96	29.96	0.0840
02-dic	13:15	0.5	38.5	20.0	0.00	32.5	39.5	9.8	19.6361	0.0137	27.82	27.82	0.0607
02-dic	11:16	1	35.0	20.0	0.00	29.0	36.0	10.4	10.3924	0.0137	24.82	24.82	0.0442
02-dic	11:17	2	31.0	20.0	0.00	25.0	32.0	11.0	5.5244	0.0137	21.40	21.40	0.0322
02-dic	11:17	2	31.0	20.0	0.00	25.0	32.0	11.0	5.5244	0.0137	21.40	21.40	0.0322
02-dic	11:19	4	28.0	20.0	0.00	22.0	29.0	11.5	2.8853	0.0137	18.83	18.83	0.0233
02-dic	11:23	8	24.5	20.0	0.00	18.5	25.5	12.1	1.5144	0.0137	15.83	15.83	0.0169
02-dic	11:30	15	21.0	20.0	0.00	15.0	22.0	12.7	0.8460	0.0137	12.84	12.84	0.0126
02-dic	11:45	30	18.0	19.0	-0.30	11.7	19.0	13.2	0.4394	0.0138	10.01	10.01	0.0091
02-dic	12:45	90	15.0	19.0	-0.30	8.7	16.0	13.7	0.1519	0.0138	7.45	7.45	0.0054
02-dic	13:46	151	13.0	19.0	-0.30	6.7	14.0	14.0	0.0927	0.0138	5.73	5.73	0.0042
02-dic	14:45	210	12.5	18.0	-0.50	6.0	13.5	14.1	0.0671	0.0140	5.14	5.14	0.0036
02-dic	17:06	351	11.0	18.0	-0.50	4.5	12.0	14.3	0.0408	0.0140	3.85	3.85	0.0028
02-dic	19:02	467	10.8	18.0	-0.50	4.3	11.8	14.4	0.0308	0.0140	3.68	3.68	0.0025
02-dic	20:45	570	10.5	18.0	-0.50	4.0	11.5	14.4	0.0253	0.0140	3.42	3.42	0.0022
03-dic	9:50	1355	9.7	18.0	-0.50	3.2	10.7	14.5	0.0107	0.0140	2.74	2.74	0.0015
03-dic	14:50	1655	9.5	18.0	-0.50	3.0	10.5	14.6	0.0088	0.0140	2.57	2.57	0.0013
03-dic	20:42	2007	9.2	18.0	-0.50	2.7	10.2	14.6	0.0073	0.0140	2.31	2.31	0.0012
04-dic	10:08	2813	8.9	18.0	-0.50	2.4	9.9	14.7	0.0052	0.0140	2.05	2.05	0.0010
Total Dry Mass (g):		116.83			% Fines (<74um) :	26.89%							
Total Mass used (g) :		117.50			% solids	99.43%							

Figura A 4-2 Curva granulométrica obtenida a partir del hidrómetro y el tamiz húmedo para la Muestra 2



## A4.2.Gravedad Específica

De igual forma que en el ensayo de distribución de tamaño de particular, dos muestras representativas del material sin bitumen y secas fueron tomadas para encontrar la gravedad específica del sólido. Para esto se realizó una prueba de acuerdo con el estándar ASTM D854-14 en cual se utiliza un picnómetro para medir el peso de un volumen conocido de suelo y compararlo con el peso del mismo volumen de agua.

Los resultados muestran una gravedad específica promedio de 2.66 la cual se encuentra dentro de los valores típicos para arenas cuarzosas. La Tabla A 4-3 muestra un resumen de los resultados obtenidos para esta prueba.

**Tabla A 4-3 Resultados gravedad específica de ambas muestras utilizando el método del picnómetro**

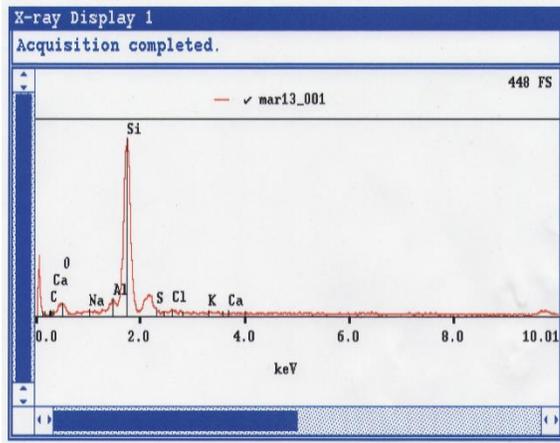
UNIVERSITY OF ALBERTA		Project:	Ecopetrol		
DEPT. OF CIVIL ENGINEERING		Site:			
		Sample	outcop		
		Location			
Specific Gravity	Hole			Depth	
	Tested by		Juan	Date	01/12/2014
Sample No.	1	2			
Flask No.	A	B			
Method of Air Removal	Heat + Vacuum	Heat + Vacuum			
W(b+w+s)	742.06	750.35			
Temperature T (°C)	23	24			
W (b+w)	670.38	672.07			
Evaporating Dish No.	P1	P3			
Wt. sample dry + Dish	659.90	718.96			
Tare Dish (empty pan)	545.76	593.1			
W <sub>s</sub>	114.14	125.86			
α (temperature correction)	0.9993	0.9991			
G <sub>s</sub>	2.69	2.64			
Note :					
W ( b+w+s) = Weight of flask + water + sample at T					
W (b+w) = weight of flask + water at T					
W <sub>s</sub> = weight of dry soil					
G <sub>s</sub> = Specific Gravity					

### A4.3. Difracción de Rayos X

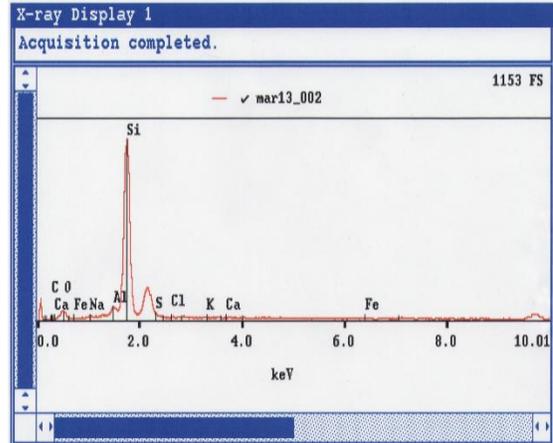
También se llevó a cabo de rayos X en las muestras utilizadas para las imágenes de SEM; la difracción muestra una presencia dominante de moléculas de sílice, con un poco de aluminio, azufre y calcio. Estos resultados están en concordancia con los resultados presentados por el laboratorio *Agat*. Como también puede verse en las imágenes SEM, la arena está compuesta principalmente por minerales de cuarzo, con una importante presencia de caolinita y una pequeña cantidad de pirita. A continuación se muestran los resultados para las muestras 1-4 respectivamente.

Figura A 4-3 Resultados difracción rayos X. concentración de elementos en las muestras analizadas

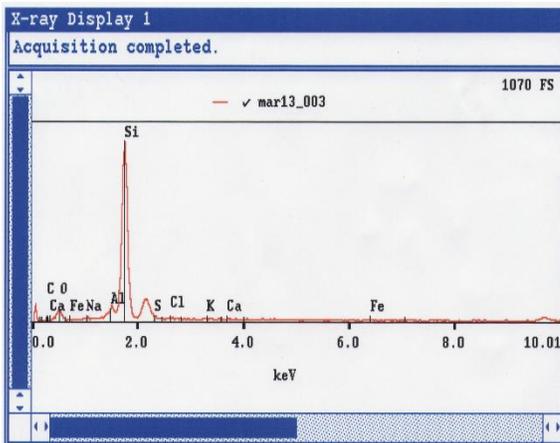
**Muestra 1**



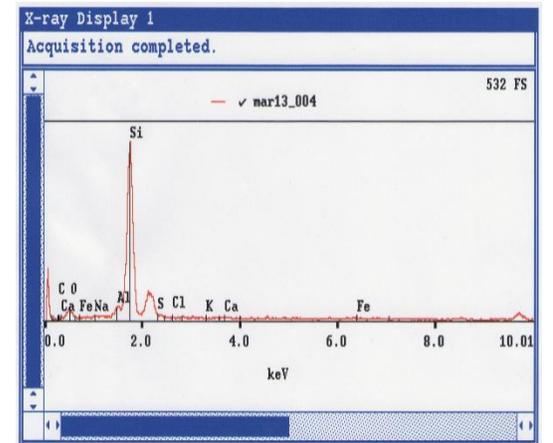
**Muestra 2**



**Muestra 3**



**Muestra 4**





**Anexo 5. Imágenes SEM de las Muestras después de la Compresión Triaxial.**

Figura A 5-1 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 1 (8.2 MPa, 50 °C)

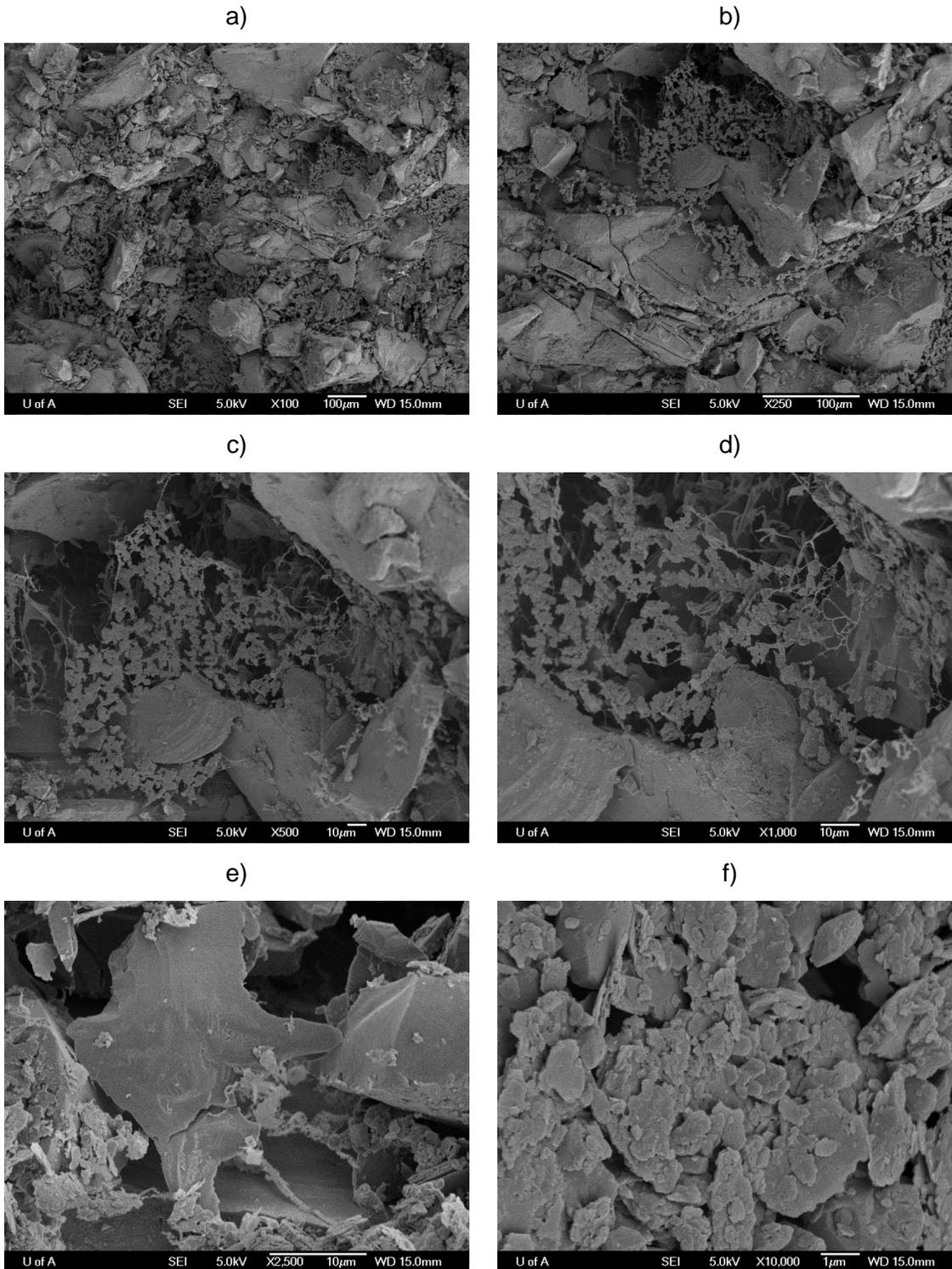
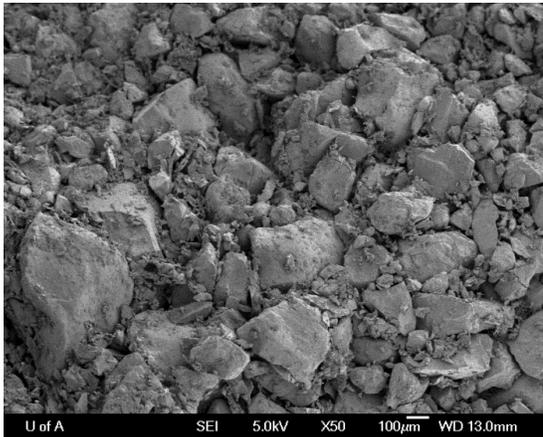
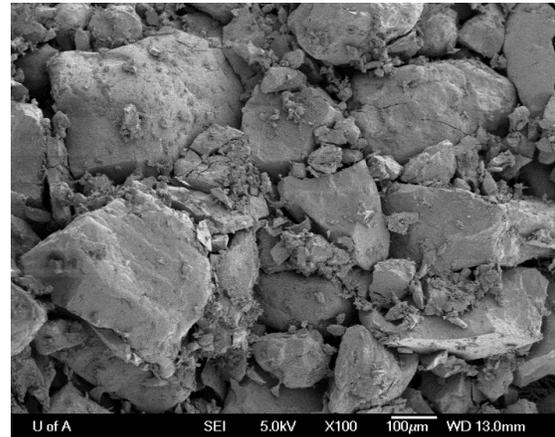


Figura A 5-2 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 2 (4 MPa, 50 °C)

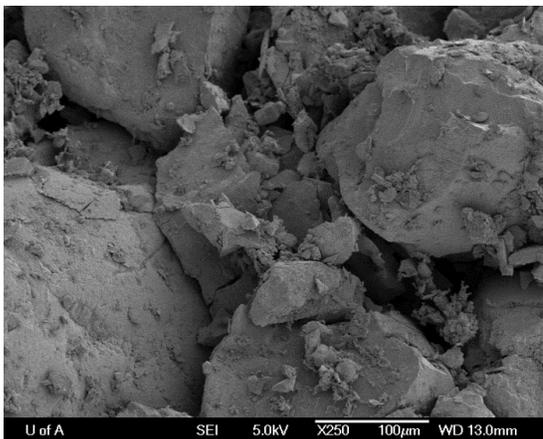
a)



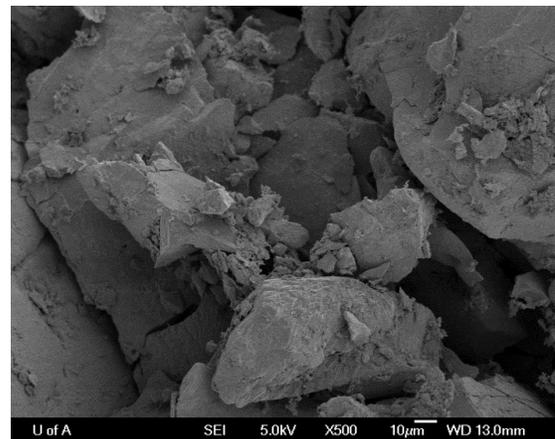
b)



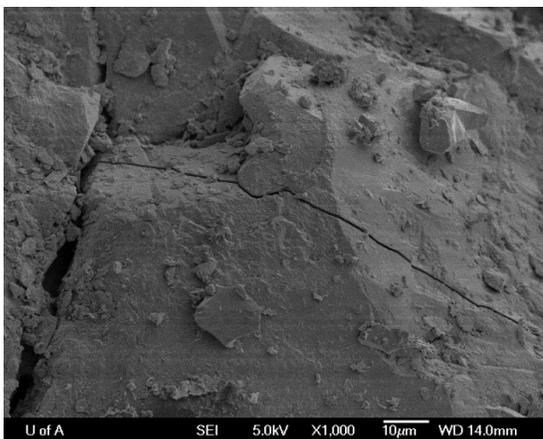
c)



d)



e)



f)

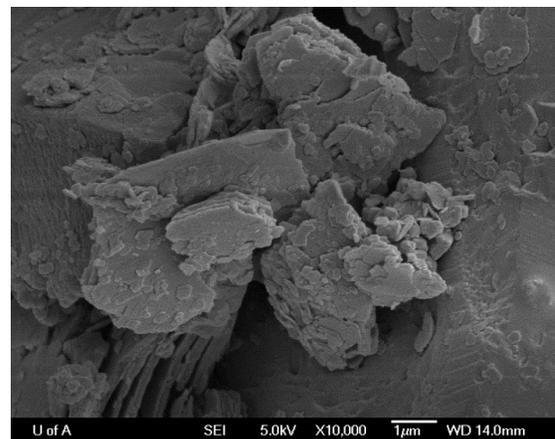


Figura A 5-3 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 3  
(0.4 MPa, 50 °C)

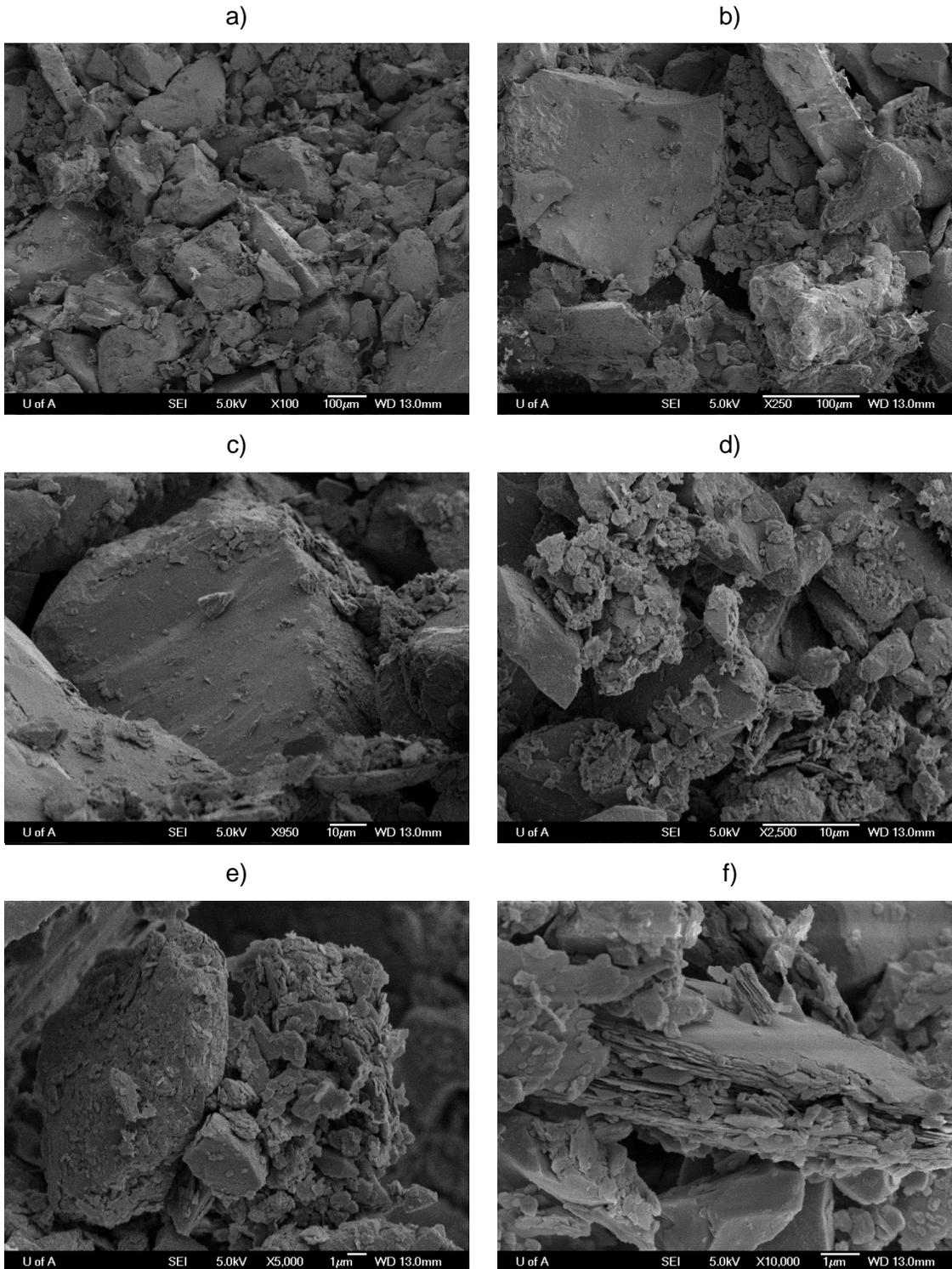


Figura A 5-4 Imágenes SEM tomadas del plano de falla de la muestra utilizada en el ensayo 4 (8.2 MPa, 180 °C)

