

EVALUACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS CON TC

Evaluación del protocolo para la construcción de medios porosos sintéticos mediante tomografía computarizada para su aplicabilidad en el equipo de desplazamiento radial (EDR)

Carlos Mauricio Delgado Méndez

Diego Alexander Suárez Páez

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

María Isabel Sandoval Martínez

M. Sc. en Ingeniería de hidrocarburos

Codirector

Ana Paula Villaquirán Vargas

M. Sc. en Ingeniería de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Dedico este trabajo a Dios y los ángeles que me acompañan desde el cielo, quienes me han bendecido a lo largo de mi vida estudiantil y carrera profesional.

A mis padres Diego y Linda, por ustedes y para ustedes quienes día a día me dieron los ánimos para seguir adelante, quienes con amor incondicional a lo largo de mi vida me enseñaron a dar lo mejor de mí y nunca desfallecer.

A mi abuela y tías que estuvieron pendientes de mi cuando más lo necesitaba, y me animaron a ser la mejor versión de mí.

Para mis mejores amigos quienes llevaré por siempre en mi corazón y sin duda son uno de los pilares de mi vida hoy en día, Laura, Juanjo, Jeimy, Dani, John, Martha, Angela, Tatiana, Miranda, Aleja, gracias por brindarme la mejor etapa universitaria.

A mis padres adoptivos en el Socorro, quienes me acogieron como un hijo y me dieron un hogar cuando me sentía solo.

Finalmente, a quienes están por terminar su carrera, a todos aquellos que tienen poca oportunidad de educación y piensan que lograr un título es inalcanzable, a todos aquellos que tienen miedo de enfrentarse a la sociedad. Ánimo, sueñen, ¡nada es imposible y siempre vale la pena!

Diego Suárez

Agradecimiento

Quiero expresar mi gratitud a todas las personas, docentes y compañeros quienes a lo largo de este trabajo y mi carrera universitaria me brindaron apoyo y ánimo para seguir adelante.

Agradezco a mis padres por darme la oportunidad de obtener este título, por tantos sacrificios y su lucha diaria para darme educación, por darme amor ante todo y ser las bases de quien soy.

De manera especial, agradezco a María Isabel Sandoval y Ana Paula Villaquirán por la enseñanza, paciencia, confianza y guía que me brindaron para culminar esta investigación de la mejor manera, y ayudarme ser un mejor profesional.

A todo el personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos de Guatiguará, quienes nos colaboraron con los equipos, herramientas y conocimiento para el desarrollo de este trabajo, en especial al Ing. Hernando Buendía.

De igual manera, agradezco al Ing. Samuel Muñoz y al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, por darme la oportunidad de completar mi crecimiento profesional y formar parte de este grupo de tan alta excelencia.

Finalmente, agradezco a la vida universitaria por ayudarme a crecer personalmente y darme la oportunidad de ser feliz.

Diego Suárez

Agradecimiento

Doy gracias a Dios por guiarme e impulsarme en cada instante de mi vida.

A mis padres Jaime y Ofelia por su apoyo incondicional, por permitirme estudiar, por inculcarme que las cosas se deben hacer con honestidad, por enseñarme la importancia del trabajo duro, y porque espero llenar de orgullo sus corazones todos los días.

A mi hermano Jaime David por ser un ejemplo como persona y profesional que siempre estuvo ahí apoyándome, colaborándome y creyendo en mí.

A mis tías Helena y Emely que fueron una parte importante en el proceso de aprendizaje, pues estuvieron pendientes de mí cuando más lo necesitaba, y me animaron a dar lo mejor de mí.

A Kellita por ser el amor incondicional que siempre estuvo en los momentos difíciles compartiendo las experiencias más bonitas y enriquecedoras, siendo parte esencial en mi vida.

A mis amigos que fueron parte fundamental en esta experiencia universitaria y a quienes llevaré por siempre en mi mente y corazón a Sergio Andrey, Daniel Felipe, Luis Eduardo, Omar Yessid, Yurley Dayana, Paula Mercedes, Jenifer Yolima y a todos aquellos que no alcanzo a escribir.

Al Grupo de Recobro Mejorado, gracias al cual adquirí un gran aprendizaje y tengo el orgullo de decir que hice parte. A María Isabel por cada sugerencia, recomendación y acompañamiento durante el desarrollo de esta tesis y de la Auxiliatura de investigación en tomografía. De igual forma a Ana Paula, por su paciencia, comprensión y aportes en el proyecto.

Finalmente, un agradecimiento especial a los profesores Andrés Ortiz, Juan Badillo, Nicolas Santos, Samuel Muñoz y Hernando Buendía, quienes permitieron la realización experimental de este trabajo de investigación al facilitar el uso de los equipos y a sus asesorías de como enfocar el proyecto con sus experiencia profesionales, siempre con la amabilidad que los caracteriza.

Carlos Delgado

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO CONCEPTUAL	21
1.1. Medios porosos.....	21
1.2. Caracterización petrofísica	25
1.3. Escalamiento.....	35
1.4. Equipo de Desplazamiento Radial.....	37
1.5. Estadística.....	39
2. PROTOCOLO DE CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS CILÍNDRICOS	43
2.1. Antecedentes.....	43
2.2. Materiales	48
2.3. Protocolo de referencia.....	51
3. METODOLOGÍA.....	52
3.1. Diagrama de flujo para fabricación de <i>plugs</i> sintéticos	52
4. DESARROLLO EXPERIMENTAL	56
4.1. Fase 1: Validación del protocolo de construcción.	56
4.2. Fase 2: Modificación de los parámetros de construcción de medios porosos sintéticos.....	61
4.3. Análisis de resultados	77
4.4. Fase 3: Protocolo modificado para la construcción de medios porosos sintéticos.....	79
5. EVALUACIÓN DEL ESCALAMIENTO	86
5.1. Escalamiento de las variables de construcción de medios porosos.....	86

5.2. Construcción de medios porosos en forma de paralelepípedos	92
5.3. Extracción de núcleos de los medios porosos en forma de paralelepípedos.	97
5.4. Evaluación del escalamiento.....	106
6. CONCLUSIONES	110
7. RECOMENDACIONES.....	111
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112

Lista de Tablas

Tabla 1. Listado de fantasmas recomendados. Ortiz Meneses, A. F., Plata Chaves, J. M., Herrera Otero, E., y Santos Santos, N. (2015).	32
Tabla 2. Materiales para la construcción de medios porosos.....	51
Tabla 3. Análisis de Fuerza y Presión.....	54
Tabla 4. Nomenclatura para la identificación de los medios porosos sintéticos.	57
Tabla 5. Proporción de materiales muestras T-1200-A	58
Tabla 6. Resultados de los valores de permeabilidad primer fase de muestras T-1200-A	60
Tabla 7. Proporción de materiales muestras T-400-A	62
Tabla 8. Desviación estándar del número CT en las muestras T-400-A	65
Tabla 9. Proporción de materiales para la B-1200-B.....	66
Tabla 10. Resultados de permeabilidad segundo fase de muestras B-1200-B	67
Tabla 11. Desviación estándar del número CT muestras B-1200-B.....	70
Tabla 12. Proporciones muestras nueva curva, muestras T-400-B.....	72
Tabla 13. Resultados de permeabilidad muestras T-400-B	73
Tabla 14. Desviación estándar del número CT muestras T-400-B.....	76
Tabla 15. Desviación estándar del número CT tercera fase.....	77
Tabla 16. Adaptación de las Condiciones generales de construcción de plugs sintéticos.....	79
Tabla 17. Variables independientes en la construcción de medios porosos.	86
Tabla 18. Principio de similitud geométrica para escalamiento de plugs a paralelepípedos.....	89
Tabla 19. Fuerza en función del área superficial para presiones de 1.200 y 400 psia.....	91

Tabla 20. Principio de similitud geométrica para escalamiento de plugs a paralelepípedos.....	92
Tabla 21. Resultados del grado de heterogeneidad de paralelepípedos intermedios BT-7.4-(A) y T-7.4-(B).....	94
Tabla 22. Error relativo del escalamiento geométrico. T-3.5-(C) y T-3.5-M-(D).....	96
Tabla 23. Resultados del grado de heterogeneidad de los plugs A1-A2 extraídos del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A).	99
Tabla 24. Resultados de la permeabilidad de los plugs A1-A2 extraídos del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A).....	100
Tabla 25. Resultados del grado de heterogeneidad de los plugs B1-B2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-7.4-(B).	101
Tabla 26. Resultados de la permeabilidad de los plugs B1-B2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-7.4-(B).....	102
Tabla 27. Resultados del grado de heterogeneidad de los plugs C1 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(C).....	103
Tabla 28. Resultados permeabilidad plug C1 extraídos del paralelepípedo intermedio T3.5(C)	103
Tabla 29. Resultados del grado de heterogeneidad de los plugs D1-D2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(D)-M.....	104
Tabla 30. Resultados de la permeabilidad de los plugs D1-D2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(D)-M.....	105
Tabla 31. Error relativo del escalamiento geométrico entre plugs sintéticos fabricados y los plugs extraídos del medio poroso en forma de paralelepípedo	107
Tabla 32. Error relativo de la permeabilidad entre plugs sintéticos fabricados y los plugs extraídos del medio poroso en forma de paralelepípedo	108

Lista de Figuras

Figura 1. Composición de una roca o medio poroso.	22
Figura 2. Keyphi- Vinci Technologies. (2019).....	27
Figura 3. Generalidades de TC- esquema del funcionamiento del equipo.	29
Figura 4. Formación de los rayos X.....	30
Figura 5. Equipo de TC - Discretización de muestra en rebanadas y voxeles.....	31
Figura 6. Reconstrucción 3D con software de visualización Image J.	34
Figura 7. Número CT a lo largo del medio poroso con software Image J.....	34
Figura 8. Escalamiento de un sistema	35
Figura 9. Equipo de Desplazamiento Radial	38
Figura 10. Porta núcleos de acero inoxidable del Equipo de Desplazamiento Radial.....	39
Figura 11. Compactación manual del medio poroso.	44
Figura 12. Torquímetro - Lizcano, J. y Padrón, R. (2014).	45
Figura 13. Equipo electroneumático - Cáceres, J. y Porras, K. (2015).....	46
Figura 14. Sistema de montaje de núcleos no consolidados - Buitrago, H. y Suárez, R. (2016)..	47
Figura 15. Prensa Hidráulica – Equipo de Compactación de medios porosos en forma de Paralelepípedos.	53
Figura 16. Diagrama de flujo para la corroboración de la construcción de medios porosos	55
Figura 17. Corrección de curva de permeabilidad absoluta.....	56
Figura 18. Compactación de los núcleos a 1.200 psia.	57
Figura 19. Primer fase de plugs siguiendo protocolo propuesto en el Apéndice A.....	59

Figura 20. Validación de curvas de permeabilidad vs %Caolín muestras T-1200-A.....	60
Figura 21. Plugs contruidos compactando en el tope a 400 psia - alta solución epóxica.....	61
Figura 22. Curva de permeabilidad Vs %Caolín muestras T- 400 – A	62
Figura 23. Resultados TC de las muestras a T-400-A	63
Figura 24. Variación del número CT en el Plug T-1200-A-24.....	63
Figura 25. Variación del número CT en el Plug T-400-A-24.....	64
Figura 26. Muestras Fase 2 a 1.200 psi – Baja solución Epóxica.....	66
Figura 27. Gráfica comparativa Curva referencia Vs Muestras B-1200B.....	68
Figura 28. Resultados TC de las muestras B-1200-B	69
Figura 29. Variación del número CT en los plugs con nueva metodología, muestras B-1200-B.	70
Figura 30. Muestras a T-400-B.....	71
Figura 31. Nueva Curva de Permeabilidad vs % Caolín muestras T-400-B	74
Figura 32. Resultados TC de las muestras T-400-B	75
Figura 33. Resultados TC de las muestras T-400-B	75
Figura 34. Resultados TC de las muestras B-400-B.....	77
Figura 35. Resultados TC en la construcción de medios porosos cilíndricos.....	78
Figura 36. Curva de Permeabilidades Vs % Caolín a 1200Psi de compactación.....	80
Figura 37. Cálculo de proporciones y mezclado de arena Ottawa 80/100 y caolín.....	83
Figura 38. Mezclado y llenado de moldes.	84
Figura 39. Llevado al horno a 90°C para el curado de las muestras.....	84
Figura 40. Enfriamiento de los moldes y curado de las muestras.....	85
Figura 41. Principio de similitud geométrica.....	87
Figura 42. Diseño del molde intermedio.....	88

Figura 43. Principio de similitud geométrica para escalamiento de plugs a paralelepípedos.....	89
Figura 44. Molde de acero construcción de medios porosos en forma de paralelepípedos.....	90
Figura 45. Relación Área superficial vs Fuerza para muestras con área superficial.	91
Figura 46. Paralelepípedos intermedios a 400psia - BT-7.4-(A) y T-7.4-(B).....	93
Figura 47. Resultados de TC para los paralelepípedos intermedios BT-7.4-(A) y T-7.4-(B)	93
Figura 48. Paralelepípedos intermedios a 400 psi - T-3.5-(C) y T-3.5-M-(D)	95
Figura 49. Resultados de TC para los paralelepípedos intermedios T-3.5-(C) y T-3.5-M-(D)	95
Figura 50. Paralelepípedos intermedios a 400psia – BT-3.5-(E).....	96
Figura 51. Resultados TC de paralelepípedos a 400psia - BT-3.5-(E)	97
Figura 52. Broca de extracción de núcleos core-pet.	98
Figura 53. Muestras A1- A2 extraídas del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A).....	98
Figura 54. Resultados de TC plugs A1-A2 extraídos del paralelepípedo BT-7.4-(A).	99
Figura 55. Muestras B1- B2 extraídas del paralelepípedo intermedio T-7.4-(B)	100
Figura 56. Resultados de TC para los plugs B1-B2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-7.4-(B).	101
Figura 57. Muestras C1- D1-D2 extraídas de los paralelepípedos intermedios T-3.5-(C) y T-3.5-(D)-M.	102
Figura 58. Resultados de TC para los plugs C1 extraídos del paralelepípedo intermedio T3.5C	103
Figura 59. Resultados de TC para los plugs D1-D2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(D)-M.	104
Figura 60. Medio poroso en forma de paralelepípedo con tamaño de EDR.....	105
Figura 61. Variación del número CT en medios porosos paralelepípedos.	108

Lista de Apéndices

Apéndice A. Protocolo para la construcción de medios porosos sintéticos por Buitrago y Suárez (2016).....	116
Apéndice B. Protocolo modificado para la construcción de medios porosos sintéticos con forma de paralelepípedo.	122
Apéndice C. Determinación del grado heterogeneidad por medio de tomografía computarizada	126
Apéndice D. Hojas de seguridad Resina epóxica y endurecedor epóxico.....	129
Apéndice E. Densidad de grano de las muestras evaluadas.....	129

Resumen

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL PROTOCOLO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS MEDIANTE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA PARA SU APLICABILIDAD EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (EDR).*

AUTORES: Carlos Mauricio Delgado Méndez y Diego Alexander Suárez Páez**

PALABRAS CLAVE: Equipo de desplazamiento radial, medios porosos sintéticos, tomografía computarizada, grado de heterogeneidad.

Descripción:

El equipo de desplazamiento radial EDR del Grupo de Recobro Mejorado (GRM), representa una cuarta parte de un patrón de cinco puntos invertido, empleado principalmente para hacer desplazamientos de fluidos, este utiliza un modelo físico o medio poroso con forma de paralelepípedo cuya obtención presenta una gran dificultad, dado que en la actualidad, los equipos existentes para la extracción de muestras de yacimiento son de difícil acceso, poseen altos costos y están enfocados a obtener muestras cilíndricas. Por consiguiente, esta investigación se ha enfocado en la evaluación del escalamiento del protocolo de construcción de medios porosos sintéticos cilíndricos a paralelepípedos aplicando el principio de similitud geométrica. Para lo anterior, se validó un protocolo de referencia para la fabricación de muestras tipo plug, determinando cuantitativamente el grado de heterogeneidad mediante la técnica de tomografía computarizada y las propiedades petrofísicas del medio. Los resultados experimentales mostraron, que el protocolo de construcción evaluado no genera medios porosos homogéneos, por lo que, se estudiaron e implementaron cambios en la metodología propuesta evaluando diferentes parámetros de construcción como la presión, el tipo de compactación y la proporción de los materiales, y así, generar el menor grado de heterogeneidad posible; identificando que la compactación bidireccional base-tope y la reducción de la solución epóxica, disminuye la heterogeneidad de las muestras en un 67% y 19%, respectivamente. Finalmente, se estudió el escalamiento del protocolo cuantificando el porcentaje de error relativo entre los resultados de las propiedades de muestras, obteniendo que el protocolo modificado no es adecuado para la construcción de medios porosos con forma de paralelepípedo dado que los resultados de permeabilidad mostraron errores altos; sin embargo, se logró bajo grado de heterogeneidad en las muestras asociado a errores menores al 4%.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: M. Sc. María Isabel Sandoval Martínez. Codirector: Ana Paula Villaquirán Vargas.

Abstract

TITLE: PROTOCOL EVALUATION OF SYNTHETIC POROUS MEDIA CONSTRUCTION THROUGH COMPUTERIZED TOMOGRAPHY FOR HIS APPLICABILITY IN THE RADIAL DISPLACEMENT EQUIPMENT (EDR) *

AUTHOR: Carlos Mauricio Delgado Mendez y Diego Alexander Suarez Paez **

Keywords: Radial displacement equipment, synthetic porous media, Computed tomography, heterogeneity grade.

Description:

The EDR, Equipo de Desplazamiento Radial of the Grupo de Recobro Mejorado (GRM), represents a quarter of an inverted five-point pattern, mainly used to make fluid displacements, it uses a physical model or porous medium with parallelepiped form which is difficult to acquire; nowadays, the existing equipment for the extraction of reservoir samples has high costs, difficult availability and are concentrated to obtain cylindrical samples. Therefore, this research its focused on the evaluation of the escalation of the synthetic porous media construction procedure from cylindrical to parallelepipeds applying the principle of geometric similarity. For this, it was validated a referenced methodology for the manufacture of *plug*-type samples, determining the degree of heterogeneity using the computed tomography technique and the petrophysical properties of the medium. The experimental results showed that the evaluated construction procedure does not generate homogeneous porous media, therefore, the proposed methodology was studied and developed in this research, evaluating different construction parameters such as pressure, type of compaction and the proportion of materials, to achieve the least degree of heterogeneity; identifying that the bidirectional compaction top-base and the reduction of the epoxy solution, reduces the heterogeneity of the samples in 67% and 19%, respectively. Finally, the escalation of the procedure was studied by quantifying the percentage of relative error between the results of the properties of the samples, obtaining that the modified methodology is not suitable for the construction of porous media in the parallelepiped form, since the permeability results showed high errors; however, a low degree of heterogeneity was achieved in the samples associated with errors of less than 4%.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. María Isabel Sandoval Martínez. Co-Director: Ana Paula Villaquirán Vargas.

Introducción

El Equipo de Desplazamiento Radial (EDR) fue desarrollado por el Grupo de Recobro Mejorado (GRM) en convenio con Colciencias y el Instituto de Petróleo Colombiano (ICP), este representa una cuarta parte de un patrón de cinco puntos invertido y se usa para evaluar diferentes métodos de recuperación de hidrocarburos, mediante desplazamientos de fluidos a través de un medio poroso a escala, dichas pruebas permiten representar en laboratorio el comportamiento que pueden exhibir los fluidos en el yacimiento en un modelo físico radial (Alarcón y Cavanzo, 2013).

El EDR, utiliza muestras con geometría diferente a las convencionales debido a que posee un porta muestras con forma de paralelepípedo; no obstante, en la actualidad la extracción de muestras de yacimiento con estas características no es una técnica del todo asequible, ya que los equipos existentes para llevar a cabo esta extracción son de difícil acceso, poseen altos costos y están enfocados principalmente a obtener muestras cilíndricas.

Considerando la necesidad de obtener muestras con esta geometría, se plantea construir medios porosos sintéticos en forma de paralelepípedo como una técnica alternativa para obtener muestras con propiedades de permeabilidad y porosidad objetivo; sin embargo, las diferentes metodologías para la construcción de medios porosos sintéticos están enfocados principalmente en la elaboración de modelos físicos lineales en forma de núcleos cilíndricos (Cortes y Santoyo, 2016).

Por tal motivo, este trabajo presenta la evaluación de la aplicabilidad del protocolo de construcción de medios porosos sintéticos, llevando a cabo la construcción de *plugs* que permitan validar la metodología, proponiendo a su vez modificaciones y alternativas al protocolo, para de

esta manera, estudiar el escalamiento de la construcción de medios porosos de forma cilíndrica a paralelepípedos para su uso en el EDR apoyado con técnicas como la tomografía computarizada.

Finalmente, con el desarrollo de la presente investigación se obtiene como producto, un protocolo para la construcción de medios porosos sintéticos cilíndricos con bajo grado de heterogeneidad, y a su vez, se presenta la evaluación del escalamiento del protocolo, mediante la caracterización de los medios porosos con forma de paralelepípedo, contribuyendo de esta forma a la continuidad de la ruta de investigación para la obtención de medios porosos aplicables al EDR.

Cumplimiento de objetivos

Objetivo	Cumplimiento
<p>Analizar el estado de aplicación de la tomografía computarizada y de la construcción de medios porosos sintéticos a escala de laboratorio.</p>	<p>Ítem 1.1 Medios porosos. Ítem 1.2 Tomografía Computarizada.</p>
<p>Evaluar la metodología de construcción de medios porosos sintéticos en forma cilíndrica tipo <i>plug</i> para seleccionar los mejores parámetros de construcción, cuantificando el grado de heterogeneidad mediante la técnica de tomografía computarizada.</p>	<p>Ítem 4.1 Construcción de medios porosos tipo <i>plug</i>; Ítem 4.3 Parámetros de construcción de medios porosos sintéticos tipo <i>plug</i></p>
<p>Construir medios porosos sintéticos a una escala inferior a los requeridos por el EDR, evaluando el grado de heterogeneidad mediante tomografía computarizada.</p>	<p>Ítem 5.1 Construcción de medios porosos en forma de paralelepípedos.</p>
<p>Determinar la aplicabilidad de la metodología para la construcción de medios porosos sintéticos para su uso en el equipo de desplazamiento radial (EDR).</p>	<p>Ítem 5.4 Evaluación del escalamiento</p>

1. Marco Conceptual

En el presente marco conceptual se introducen los conceptos básicos de los medios porosos, las tecnologías de caracterización utilizadas para la determinación de sus propiedades físicas, el uso de la tomografía computarizada como técnica no intrusiva para evaluación del grado de heterogeneidad, la teoría de escalamiento de modelos físicos mencionando las generalidades del Equipo de Desplazamiento Radial y los conceptos básicos de la estadística descriptiva empleados en la presente investigación para la evaluación del escalamiento del protocolo de construcción de medios porosos sintéticos cilíndricos a paralelepípedos.

1.1. Medios porosos

Los medios porosos se definen como la roca, suelo o muestra que se distribuye de forma continua, tortuosa y que contiene poros interconectados, los cuales permiten el flujo de fluidos (líquidos y/o gaseosos) a través del medio (Rodríguez, 2012). Estos están compuestos por dos o tres fases diferenciadas sólida, líquida o gaseosa. La fase sólida, denominada matriz, está formada por granos o partículas minerales y orgánicas, que entre sí forman un volumen conocido como espacio poroso. Este es propenso a ser parcial o totalmente ocupado por granos más finos, denominados cemento de la roca o por los fluidos compuestos de la fase líquida (crudo y agua) o gaseosa.

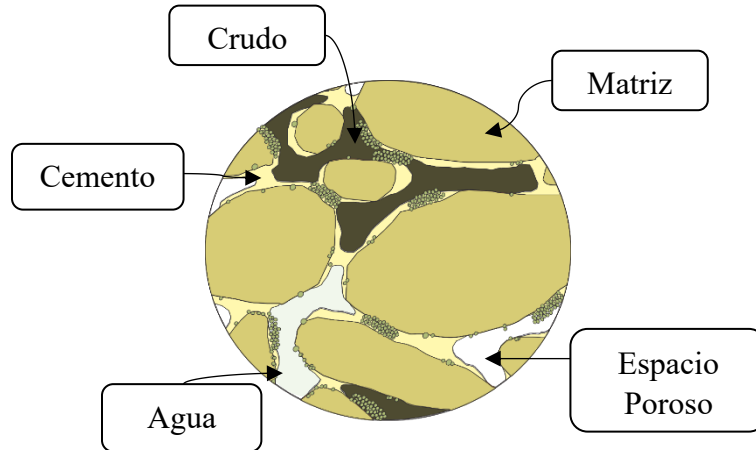


Figura 1. Composición de una roca o medio poroso. Modificado de: - Satter, Abdus y M. Iqbal, Ghulam. (2016). *Fundamentals of fluid flow through porous media*. Satter, Abdus y M. Recuperado de: <https://goo.gl/McbNBU>

Estos medios porosos son la representación a pequeña escala de un sistema físico más complejo denominado yacimiento de hidrocarburos, son utilizados en la rama de ingeniería para simular de forma simplificada los fenómenos que ocuparía un gran espacio físico temporal (Araque, 2005).

Históricamente, el uso de estos medios porosos ha permitido el estudio de las características de las rocas almacenadoras de petróleo, contribuyendo a deducciones como la planteada por Soeder (2019), indicando que “los yacimientos convencionales generalmente acumulan los hidrocarburos en rocas sedimentarias”.

Así mismo, se ha identificado que las areniscas representan un alto porcentaje de todas las rocas sedimentarias en la naturaleza, pues se encuentran en sistemas geológicos de todas las edades, en todos los continentes de la tierra y están formados principalmente por granos de silicato, generalmente cuarzo, el cual es un mineral abundante en la tierra (Boggs, 2014)

Estas rocas a su vez provienen de una gran variación litológica asociado a los procesos diagenéticos que intervinieron en su proceso de formación desde el inicio de su depositación, entre los cuales se destacan las condiciones de presión, temperatura, tiempo y los elementos cementantes individuales, (Dávila, 2011).

Es por esto, que se ha considerado el uso de los medios porosos como herramienta fundamental para la representación del yacimiento en laboratorio. Dependiendo de su método de obtención, se encuentran clasificados en medios porosos naturales y sintéticos como se presenta a continuación.

1.1.1. Medios porosos naturales. Son muestras de roca obtenidas directamente de la formación geológica de interés, y permiten obtener información para caracterizar el yacimiento ya que son una fuente confiable para determinar sus propiedades físicas; sin embargo, para conseguirlas se requiere de un proceso de extracción y preservación meticuloso como lo establece la norma (RP40.API., 1998).

Entre las técnicas utilizadas para el estudio del yacimiento mediante la adquisición de medios porosos físicos, esta:

- La extracción de ripios de perforación: Consiste en la selección y preservación de recortes de formación obtenidos al perforar; sin embargo, presenta como limitante que los ripios seleccionados representan solo un porcentaje de la muestra necesaria para la caracterización petrofísica, requiriendo registros adicionales para la interpretación de las propiedades de estos (Blandón, 2012)
- Técnica de corazonamiento: Radica en perforar con una broca especial el subsuelo para obtener roca corazonada de la formación de interés; no obstante, es una técnica muy

costosa debido a que el precio del corazonamiento está asociado al tiempo de perforación del proyecto. (Hegazy et al,2014).

- Extracción de núcleos en afloramientos: Existen comercialmente maquinas extractoras de núcleos con brocas de diamante y con diferentes diámetros de perforación; a pesar de ello, su uso se ve limitado por la dificultad de extracción, el conocimiento de la geología estructural para identificar las formaciones de interés, la adquisición de los equipos, los costos de transporte y la preservación de las muestras.

1.1.2. Medio porosos sintéticos. Son modelos físicos fabricados que permiten representar o escalar fenómenos físicos, químicos, procesos o comportamientos del yacimiento a nivel de laboratorio, bajo condiciones de presión y temperatura previamente determinadas, estos se usan normalmente cuando no es posible tener muestras nativas o representativas del yacimiento a estudiar, ya que poseen como ventajas su facilidad de obtención, rápida construcción, y bajos costos.

Sus usos en la industria pueden variar, pues estos permiten analizar el daño a la formación mediante la evaluación del efecto causado por precipitación de orgánicos e inorgánicos en el medio poroso o también funcionan como modelos para escalar procesos de recobro mejorado, como inyección de polímeros, surfactantes, álcalis, entre otros; mediante desplazamientos de fluidos a través del medio poroso (Cortes y Santoyo, 2016).

1.2. Caracterización petrofísica

La caracterización de medios porosos consiste en la identificación de las propiedades que influyen en el comportamiento del movimiento de un fluido en las rocas, con el objetivo de determinar la calidad de la formación y el potencial de explotación del yacimiento debido a sus propiedades físicas (Cabrejo et al, 2010).

1.2.1. Propiedades. En laboratorio se puede evaluar un yacimiento mediante la caracterización de *plugs* o muestras; sin embargo, el tipo de propiedades a determinar varía con respecto a la práctica a utilizar según Abtahi y Torsæter (2000), indicando que a todas las muestras se les puede determinar la permeabilidad, porosidad, saturación y litología, mediante el procedimiento denominado análisis de núcleo de rutina.

Entre las propiedades objetivo a determinar en esta investigación, se encuentra la permeabilidad absoluta y el grado de heterogeneidad. Para hallar esta última se requiere obtener la densidad de grano y estimar la porosidad total, y de este modo, evaluar su variación en el mismo medio poroso. A continuación, se presenta su definición como lo establece (Slb Oilfield Glossary, sf):

- Permeabilidad absoluta: Es la facilidad de una roca de permitir que pasen los fluidos, este tipo de permeabilidad se obtiene cuando sólo existe un fluido o fase presente en la roca, se mide en milidarcy (mD).
- Porosidad total: Es la relación existente entre el volumen de los intersticios porosos y el volumen de la roca, se mide en porcentaje.

- Densidad de grano: Es la densidad de todo el material sólido presente en la roca que representa el cociente entre peso medido en seco con el volumen de granos, se mide en g/cm^3 .
- Grado de Heterogeneidad: Es la variación de una propiedad petrofísica como densidad total o porosidad, al modificar la ubicación espacial del mismo medio poroso, se mide en porcentaje.

1.2.2. Tecnologías para caracterización en laboratorio. Entre estas técnicas se encuentran el método de la retorta, la destilación Deanstark, el porosímetro de helio, el permeámetro Ruska, el estereoscopio, el resistómetro, el Core Gamma, la tomografía computarizada, el Keyphi, entre otras, siendo estas dos últimas de gran interés porque permiten realizar caracterización estática y no son destructivos (no afectan la integridad de la muestra).

Las propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y densidad de grano mencionadas anteriormente fueron determinadas utilizando el equipo Keyphi, mientras que el análisis del grado de heterogeneidad se realizó utilizando tomografía computarizada.

1.2.3. Keyphi. Es un equipo completamente automatizado para medir la porosidad y permeabilidad al helio/nitrógeno de muestras tipo *plug* a múltiples presiones de confinamiento que van desde 400 psi a 10.000 psi.



Figura 2. Keyphi- Vinci Technologies. (2019)

El Keyphi tiene a su vez una computadora de adquisición y cálculo de datos. Las mediciones de permeabilidad se pueden realizar utilizando la permeabilidad al aire equivalente a una presión especificada por el usuario. Permite el cálculo de la densidad de grano y la porosidad o volumen de poros y, se realizan con el principio físico de la técnica de la ley de Boyle.

1.2.3.1. Procedimiento.

1. Tomar dimensiones de la muestra.
2. Llevar múltiples muestras al porta núcleos del Keyphi.

3. Definir la presión de confinamiento.
4. Iniciar evaluación de las muestras.
5. Exportar resultados de los cálculos proporcionados por el equipo.

1.2.1. Tomografía Computarizada (TC). Esta tecnología que utiliza rayos X ha constituido un avance en el campo de la medicina durante más de 30 años. También ha sido una herramienta valiosa para los geocientíficos ayudando a revelar los detalles de la estructura interna de los poros de la roca yacimiento y a comprender mejor las condiciones que afectan la producción de esta (Kayser et al., 2006).

La TC es una técnica de escaneo basada en rayos X, emitidos por una fuente posicionada en un gantry giratorio que permite evaluar la muestra al incidir los haces de luz a diferentes ángulos y atenuarlos por los materiales que componen el medio poroso evaluado como se ilustra en la Figura 3. Estos rayos X son recibidos por unos detectores, formando imágenes de cortes de la muestra en forma de rebanada o *slice*, y a su vez en pequeños cubos conocidos como voxels, los cuales componen cada *slice*. Consecutivamente, son correlacionados estadísticamente y extrapolados en la imagen completa del *plug* en 3D, la cual es analizada con el respectivo software de visualización (Hernando y Otero, 2016).

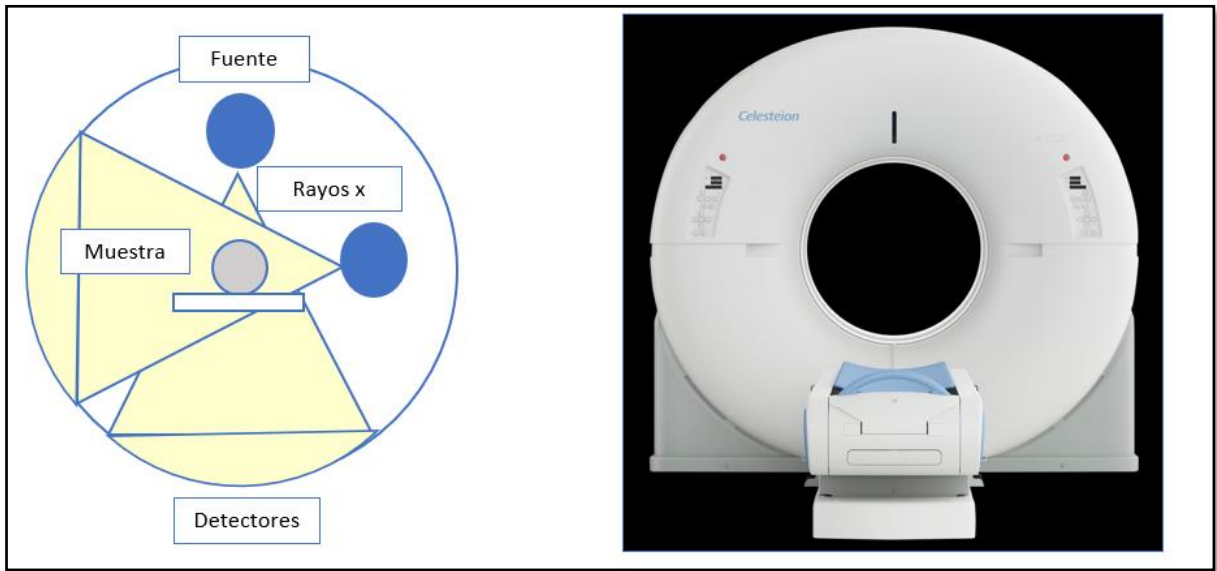


Figura 3. Generalidades de TC- esquema del funcionamiento del equipo. Modificado de: Ramírez, J. C., Arboleda, C., y McCollough, C. (2008). Tomografía computarizada por rayos x: fundamentos y actualidad. Revista Ingeniería Biomédica, 2(4), 54–72. Recuperado de: <http://repository.eia.edu.co/revistas/index.php/BME/article/view/54>

1.2.1.1. Principio físico de funcionamiento. Consiste en un tubo de rayos X compuesto por un cátodo conectado a una fuente de energía, que calienta el ánodo y libera los electrones que se dirigen a este, consiguiendo una cantidad de energía cinética y generando un fenómeno de radiación (la energía se transforma en un fotón) como se ilustra en la Figura 4, este a su vez, se dirige hacia la muestra evaluada donde sucede la atenuación de rayos X debido a dos efectos físicos, el primero conocido como fotoeléctrico que está asociado a la densidad del grano y al número atómico del material y el segundo, es el Compton que depende de la densidad y la energía. (Coles,1999).

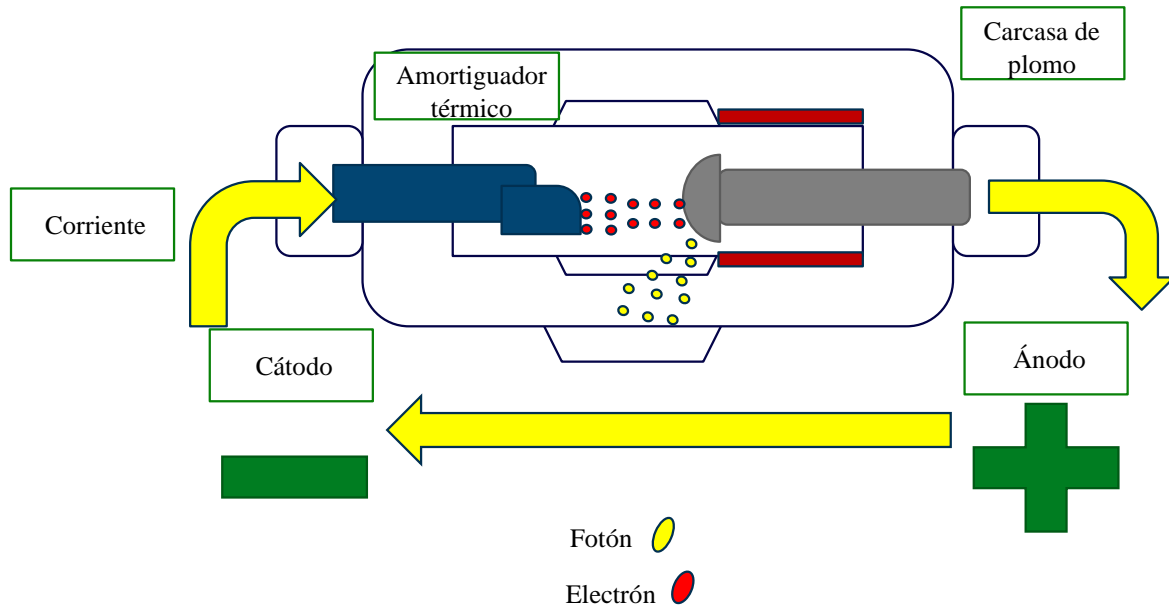


Figura 4. Formación de los rayos X. Modificado de: Docenciano. 2010. El tubo de rayos X. Universidad de los Andes. De <https://www.youtube.com/watch?v=AyInW42QIm8>

Una vez atenuado el rayo X, Beer identificó que a cada pixel le corresponde un valor de atenuación lineal en el proceso de barrido con el tomógrafo como se observa en la Figura 5, con lo cual planteó una relación entre la intensidad de incidencia de los rayos X, la intensidad remanente y el espesor de cada voxel, según lo indica en sus investigaciones con lo cual definió en la ley de Beer, que sirvió para la obtención de los resultados de la técnica de tomografía mejor conocidos como número CT, los cuales se presentan en unidades de escala internacional denominada Hounsfield, y tienen una relación directamente proporcional a la densidad total de la muestra. (Siddiqui S., and Khamees, A. 2004):

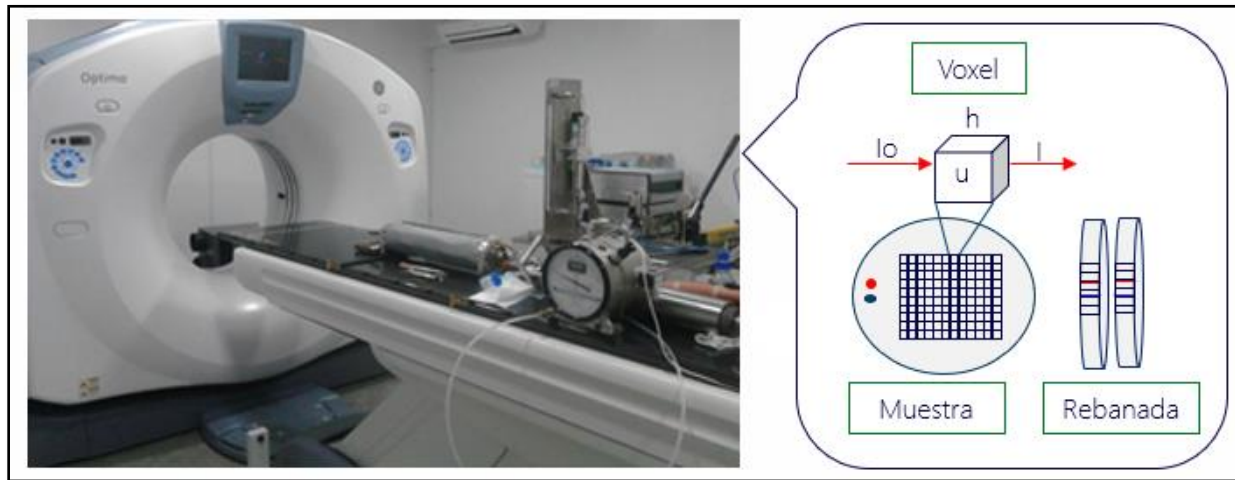


Figura 5. Equipo de TC - Discretización de muestra en rebanadas y voxeles. Modificado de: Ortiz Meneses, A. F., Plata Chaves, J. M., Herrera Otero, E., y Santos Santos, N. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. Revista Fuentes, 13(1), 57-63. [recurso electrónico]. Bucaramanga: UIS, 2011.

Para la caracterización estática de rocas utilizando TC, la muestra se posiciona con materiales de referencia denominados fantasmas que se caracterizan por tener propiedades físicas conocidas y tener forma cilíndrica, entre los cuales se conoce que los utilizados en el Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos (GMPH), son el agua, teflón, vidrio y aluminio puro, cuyas propiedades se presentan en la Tabla 1.

Estos materiales de referencias se utilizan con la finalidad de generar una curva de calibración de las densidades de los fantasmas en función de sus números CT para de esta manera, definir una línea tendencia que permite convertir cualquier número CT a un valor de densidad total, incluyendo el de muestras que no se tuvieron en cuenta para su elaboración, pero que fueron evaluadas en la misma prueba.

Tabla 1.

Listado de fantasmas recomendados.

Compuesto	Formula	Densidad (g/cm3)	Número atómico efectivo
Agua	H ₂ O	1,000	7,519
Teflón	CF ₂ =CF ₂	2,160	8,700
Vidrio	SiO ₂	2,200	11,784
Aluminio puro	Al	2,700	13,000

1.2.1.2. Usos:

- Caracterización estática de núcleos de roca con el fin de estimar propiedades petrofísicas.
- Descripción de manera cualitativa y cuantitativa de medios porosos.
- Visualización del flujo de fluidos en medios porosos en pruebas de desplazamiento.
- Inspección de rasgos internos de la roca tales como: (fracturas, planos de estratificación, etc.)

En el presente proyecto, la tomografía computarizada se utiliza para realizar una descripción de manera cualitativa y cuantitativa en medios porosos sintéticos en forma estática, analizando la heterogeneidad roca mediante la variación de la porosidad, utilizando la densidad de total proveniente del número CT.

1.2.1.3. Procedimiento.

1. Verificar condiciones del equipo.
2. Ubicar la muestra con el arreglo de materiales de referencia en la base o mesa del tomógrafo.
3. Definir el nivel de energía de la prueba, en este escenario (superior a 100kV)
4. Iniciar la medición asegurándose de capturar toda la muestra.
5. Determinar las propiedades utilizando un software de visualización.

1.2.1.4. Software de visualización. El programa de procesamiento de imágenes utilizado en este proyecto es el Image J, principalmente funciona como una herramienta que permite hacer operaciones sencillas como la importación de una gran secuencia de imágenes en simultáneo, la edición de las imágenes tanto individuales como grupales, el ajuste del contraste y balance del medio poroso, la selección de la zona de estudio y el recorte partes de interés; también, posibilita visualizar las muestras en 2D y 3D (Figura 6) con el reporte de resultados numéricos, permitiendo un análisis de los datos de forma cualitativa y cuantitativa (Castro et al.,2017).

Adicionalmente, el software Image J, permite el almacenamiento de resultados en diferentes tipos de formatos incluido el más comúnmente usado de Excel, para de esta manera facilitar el análisis de datos en dispositivos que no cuentan con el software de visualización aplicando, histogramas, perfiles (Figura 7) y medidas de desviación para agilizar el estudio del coeficiente de atenuación y su respectiva interpretación (Mendieta y Rincón,2017). De esta manera, con el software de visualización y la información de reconstrucción de imágenes, se determina la distribución del número CT a lo largo de la muestra.

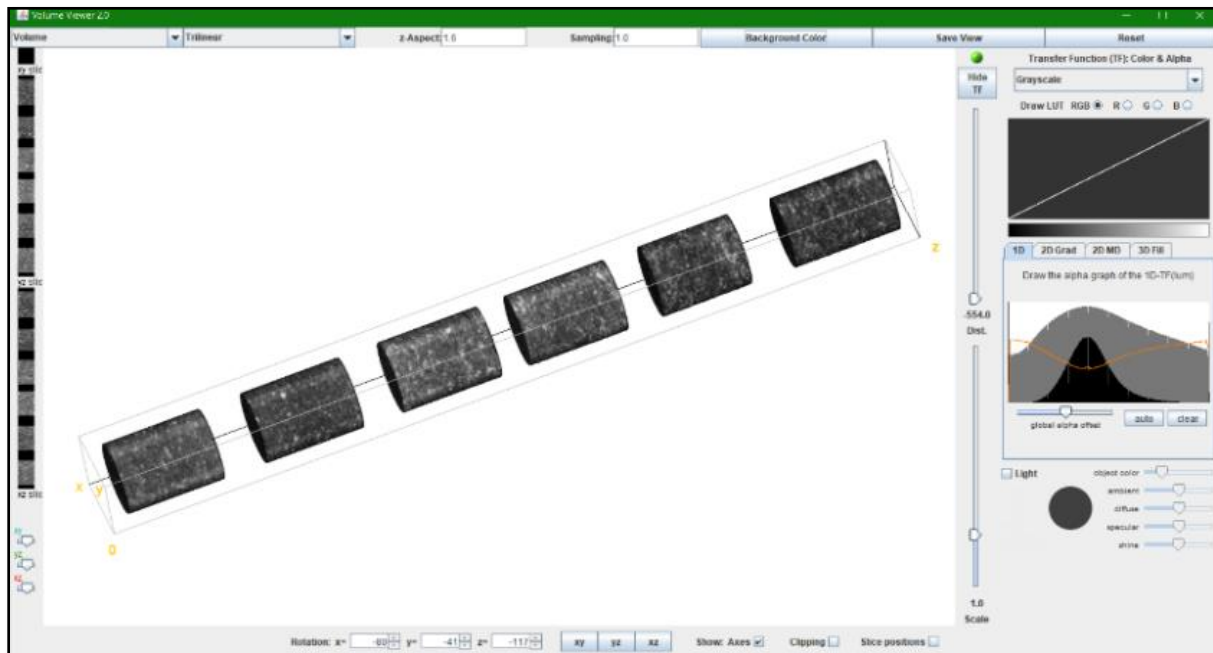


Figura 6. Reconstrucción 3D con software de visualización Image J.

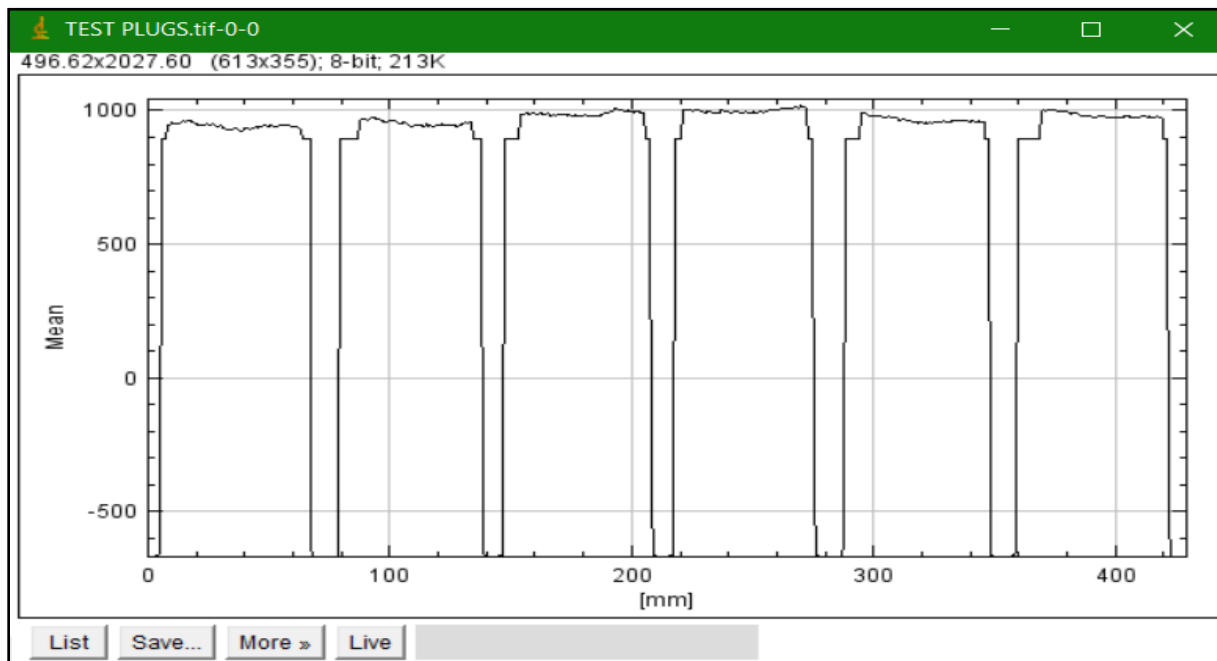


Figura 7. Número CT a lo largo del medio poroso con software Image J.

1.3. Escalamiento

Un sistema muy grande como lo es un yacimiento de hidrocarburos puede ser muy difícil de ser estudiado en su totalidad; sin embargo, apoyado de la ingeniería se puede lograr un entendimiento del comportamiento general por medio de analogías, simulación numérica, y el de un modelo a escala o prototipo, que representa de una manera simplificada los fenómenos físicos que ocurren en un proceso en particular como se observa en la Figura 8.

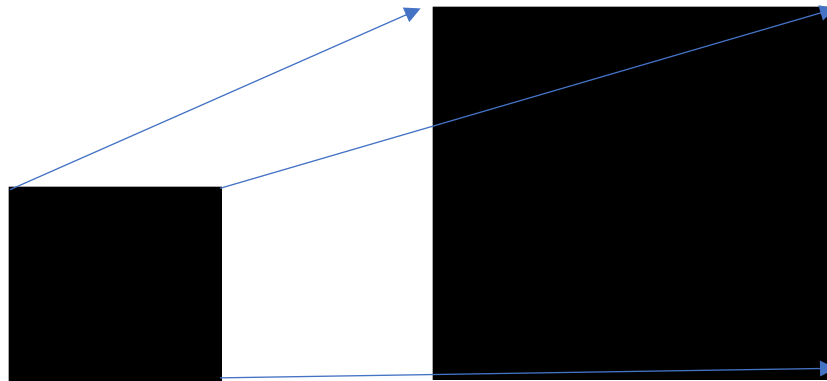


Figura 8. Escalamiento de un sistema - Lesmes Gomez, J. D., y Londoño Galvis, F. W. (2006). Diseño de un modelo físico de desplazamiento radial para simular procesos de recobro mejorado (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. Mecánica).

1.3.1. Principio de similitud. Los modelos a escala están basados en el principio de similitud primeramente enunciado por Newton como el principio de similaridad entre dos sistemas cuando cada punto de uno tiene su contraparte en el otro a pesar de que no sean iguales; este principio fue establecido por Johnstone y Thring de en 1957 así: “La configuración espacial y temporal de un sistema físico, está determinada por las relaciones de magnitud dentro del sistema, y no depende del tamaño o naturaleza de las unidades que se empelan para medir estas magnitudes” (Castro,2005).

Considerando lo anterior, hay similitud cuando dos sistemas tienen entre las propiedades físicas más relevantes una relación constante, independiente de la dimensión o unidades.

1.3.1.1. Similitud mecánica o geométrica. Se basa en que el objeto de estudio y el modelo a escala, tienen dimensiones lineales correspondientes, así como espesor, ancho, longitud, área, etc.

1.3.1.2. Similitud cinemática. Sucede cuando hay una velocidad correspondiente entre modelo y prototipo en forma de partícula o geometría similar

1.3.1.3. Similitud dinámica. Está asociado a las fuerzas que ambos sistemas guardan como relación en puntos semejantes a tiempos equivalentes, entre estas se encuentra las gravitacionales, viscosas y las capilares.

1.3.1.4. Similitud térmica. Consiste en la relación del cambio de temperaturas durante todo el proceso entre puntos equivalentes del modelo y del prototipo.

1.3.1.5. Similitud Química. Consiste en la afinidad química entre las sustancias empleadas y proporcionales entre los sistemas.

Considerando que para una evaluación cinemática, dinámica, térmica o química se requiere previamente que exista una relación entre las dimensiones del objeto de estudio y el modelo a escala, es necesario analizar inicialmente la similitud geométrica entre los sistemas.

Por consiguiente, en este proyecto se analizará la similitud mecánica o geométrica teniendo como base un área superficial en relación constante con respecto al espesor, haciendo así un escalamiento de la construcción de medios porosos tipo *plug* (11,34cm²; 8cm) a medios porosos en forma de paralelepípedos (650,25cm²; 3,5cm) siendo estos el objetivo del estudio.

1.4. Equipo de Desplazamiento Radial

El EDR es un modelo físico de desplazamiento construido por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado GRM en conjunto con Colciencias y Ecopetrol, diseñado con la finalidad de simular físicamente diferentes escenarios de inyección a nivel de laboratorio basado en el principio de escalamiento. El funcionamiento de este consiste en la saturación de los medios porosos con diferentes fluidos, para representar procesos de mojabilidad, migración, producción e inyección.



Figura 9. Equipo de Desplazamiento Radial – Grupo de Investigación de Recobro Mejorado UIS (2019). Equipo de Desplazamiento Radial (EDR). Recuperado de http://grmuis.net/?page_id=3930

1.4.1. Componentes básicos del EDR. El equipo de desplazamiento se encuentra integrado por 4 diferentes sistemas; control, hidráulico, recolección de datos y el modelo físico radial.

1.4.1.1. Sistema de control. Es un computador que opera el software Labview 8.6, permitiendo el manejo del desplazamiento de los fluidos y de las tarjetas electrónicas que regulan las electroválvulas.

1.4.1.2. Sistema hidráulico. Se fundamenta en la bomba de desplazamiento positivo, y es el encargado del movimiento de los fluidos hacia el medio poroso, incluyendo el paso a través de las líneas de flujo, de las electroválvulas, etc.

1.4.1.3. Sistema de recolección de datos. Está basado en tubos de ensayo, probetas, cronómetros, gradillas y la información obtenida en físico, lo cual es codificado para su posterior interpretación y análisis.

1.4.1.4. Sistema del modelo físico radial. Consiste en una porta núcleos (Figura 10) de acero inoxidable y representa 1/4 del patrón de 5 puntos a escala de yacimiento, en donde se deposita el medio poroso sintético y se ubican los pozos en esquinas opuestas de la base del porta-núcleo, está sellado herméticamente para evitar pérdidas del fluido y resultados erróneos, tiene dimensiones de 25,5cm de largo, 25,5 de ancho y 3,5cm de alto.



Figura 10. Porta núcleos de acero inoxidable del Equipo de Desplazamiento Radial

1.5. Estadística

En el presente trabajo se utilizan las medidas de centralización como la media para la formación de las curvas de permeabilidad en función del porcentaje de caolín de los medios porosos sintéticos construidos; mientras que, las medidas de dispersión como el coeficiente de variación se usa para la interpretación del grado de heterogeneidad de los medios porosos y el porcentaje de error

relativo como herramienta para la evaluación de la variación entre los resultados de las propiedades físicas obtenidos con respecto a las esperadas.

1.5.1. Generalidades. La estadística es la rama de la matemática que estudia la variabilidad de los datos, el conjunto de técnicas y métodos científicos que permiten al investigador interpretar la información numérica, elegir muestras, contrastar hipótesis, predecir mediante relaciones de causa-efecto y tomar decisiones (Alegría y Sáez, 2005).

El estudio estadístico puede ser inferencial, cuando se utiliza la información numérica para la generación de modelos y predicciones con el fin de lograr una deducción de la totalidad de observaciones hechas; o descriptiva cuando se visualiza y resumen los datos originados en forma de gráficas, histogramas, Tablas de resultados, resumen de las medidas de dispersión de forma informativa.

Entre los conceptos para tener en cuenta en un estudio estadístico:

- *Población*, se refiere a todo el conjunto de valores existentes en el estudio.
- *Muestra*, es un subconjunto que representa parte de la población.
- *Individuo*, se refiere a cada uno de los elementos que compone la población o muestra de estudio.

1.5.2. Conceptos básicos de estadística. El estudio de un conjunto de datos numéricos se puede organizar, resumir y presentar basados en la estadística descriptiva usando medidas de centralización y de dispersión (Alegría y Sáez, 2005). Las medidas de centralización más comúnmente utilizadas son:

- *Media o promedio*, corresponde a la suma de todos los valores de una muestra dividida por la cantidad de estos.
- *Mediana*, consiste en el valor que divide en dos a la serie de datos de una muestra ordenada de forma ascendente.
- *Moda*, es el valor más repetido de la distribución

Las medidas de dispersión son empleadas para informar el grado de dispersión, variabilidad o concentración de datos con respecto a una medida de centralización. Entre las más comúnmente utilizadas están:

- *Desviación estándar*, se conoce como desviación a la diferencia que hay entre cada valor de la variable y la media calculada, mientras la desviación media es básicamente la dividida por la cantidad del número total de valores de la muestra.
- *Coefficiente de variación*, es el cociente entre la desviación estándar y la media aritmética de la muestra de estudio y sirve para relacionar principalmente la media que es el promedio de los datos con el grado de dispersión.

1.5.3. Error experimental. Es la inexactitud cometida en un experimento por no tener control adecuado de la influencia de las variables presentes en el procedimiento de laboratorio o las tecnologías de medición, y se evidencia en la desviación del valor medido de una magnitud física respecto al valor real.

- *Error absoluto*, es la diferencia entre el valor medido y el valor real
- *Error relativo*, corresponde al error absoluto dividido en el valor real conocido y por efectos prácticos se coloca en forma porcentual.

$$\% \text{ Error relativo} = \left| \frac{\text{Valor teórico} - \text{Valor experimental}}{\text{Valor teórico}} \right| \times 100 \quad \text{Ecuación. 1.}$$

El error se determina principalmente cuando se está evaluando la reproducibilidad de la metodología, partiendo de la hipótesis de que los valores reportados en la literatura son los valores reales.

2. Protocolo de construcción de medios porosos sintéticos cilíndricos

Con base en diferentes estudios que han sido realizados por diversos autores enfocados en la construcción de medios porosos sintéticos tipo *plug*, se presenta a continuación un marco de referencia de los principales aportes al protocolo por cada uno, evaluando materiales, proporciones, equipos y otras variables del proceso.

2.1. Antecedentes.

Las investigaciones hechas acerca de la construcción de medios porosos sintéticos en la Universidad Industrial de Santander fueron iniciadas por Celis y Fernández de castro (2012), quienes para desarrollar los núcleos emplearon arena fina de malla 80 – 100, y en su tesis desarrollaron el análisis de distintos agentes reductores de porosidad y permeabilidad, para determinar cuál es el que mejor reproduce las características del yacimiento sin verse afectado con la presencia de agua o vapor.

Los ARPP usados en su investigación fueron bentonita, caolín blanco y amarillo, cemento gris y marmolinita, y de los cuales se concluyó que el caolín blanco y la marmolinita eran los que presentan mayor similitud a las propiedades petrofísicas de los yacimientos; sin embargo, por su bajo costo y mayor recuperación de material tamizado, el caolín blanco fue el seleccionado.

Como método de compactación del medio poroso se utilizó compresión manual (Figura 11), para esto se empleó un martillo para golpear la muestra y de esta manera compactar los granos depositados en el molde; sin embargo, esta medida no fue correcta puesto que no se tiene ningún control sobre la presión generada y, por lo tanto, no se tenía repetibilidad y reproducibilidad en las muestras generadas.



Figura 11. Compactación manual del medio poroso. Celis, L. y Fernández de castro, O. (2012). Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Alarcón y Cavanzo (2013), quienes construyeron muestras sintéticas para estudiar experimentalmente el proceso de inyección continua de vapor en el EDR, concluyeron que las correlaciones hechas por Celis y Fernández de Castro (2012) representaban solo una aproximación de las propiedades petrofísicas puesto que no se tenía en cuenta el grado de compactación.

Bajo esta premisa Lizcano y Padrón (2014) evaluaron experimental y cuantitativamente la deposición de asfáltenos de un crudo colombiano en pruebas de laboratorio mediante la

construcción de núcleos, utilizando una prensa mecánica y una llave dinamométrica, o torquímetro para la compactación de las muestras como se evidencia en la Figura 12. Este torque incorpora una fuerza, la cual representa una presión axial sobre el molde, y de esta manera, aplica una compresión más exacta y uniforme.



Figura 12. Torquímetro - Lizcano, J. y Padrón, R. (2014). Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Con los mismos materiales y metodologías se siguieron fabricando los medios porosos sintéticos, hasta que Cáceres y Porras (2015) se centraron en la construcción de un equipo electroneumático (Figura 13) que permitiera generar una compresión precisa a la muestra sintética y así realizar una metodología para estandarizar la fabricación de medios porosos sintéticos. Este equipo funciona mediante un compresor de aire, el cual eleva la presión sobre la muestra a un máximo de 115 psia. Para comprobar el funcionamiento de este, se llevó a cabo la fabricación de

medios porosos con arena de una peña ubicada en Girón- Santander, la cual quedó retenida en la malla 100-200 mesh; de la misma manera, se usó caolín blanco y solución epóxica.



Figura 13. Equipo electroneumático - Cáceres, J. y Porras, K. (2015). Construcción de equipo electroneumático para la fabricación de medios porosos sintéticos (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Sin embargo, al encontrarse a una presión de confinamiento tan baja (90 psia), las muestras se deformaron cuando fueron llevadas al permeámetro donde eran sometidas a presiones de aproximadamente 800 psia, por lo que tuvieron que utilizar otro equipo denominado Sistema de montaje de núcleos no consolidados (Figura 14). Este equipo, es capaz de generar presiones hasta 1.500 psia sobre la muestra y, por ende, permeabilidades y porosidades más bajas.

Fue diseñado y fabricado por el laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, su principio de operación es desplazar líquido a través de

un circuito para mover un pistón o cilindro hidráulico que comprime la muestra depositada en el molde de acero inoxidable. La bomba hidráulica manual soporta hasta 10.000 psia; sin embargo, el circuito está diseñado para soportar 1.500 psia de presión, la cual es la máxima presión de trabajo que el equipo puede ofrecer.

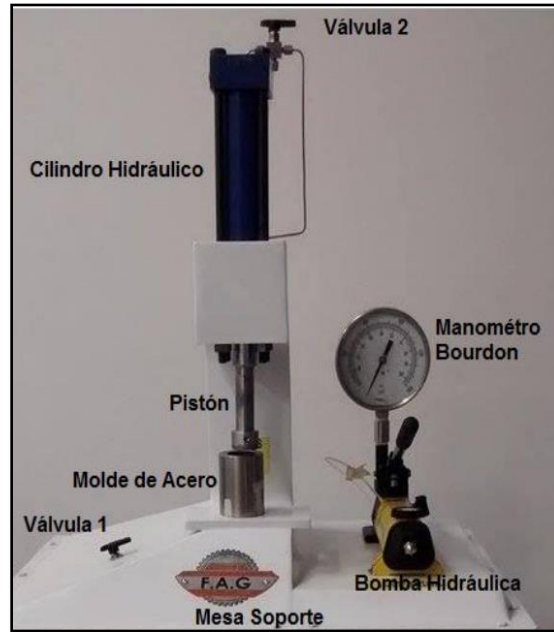


Figura 14. Sistema de montaje de núcleos no consolidados - Buitrago, H. y Suárez, R. (2016). Análisis experimental del desplazamiento de un crudo colombiano con una solución polimérica en medios porosos como método de recuperación mejorada (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Adicional a lo anteriormente mencionado, Cáceres y Porras (2015) añadieron a su metodología el uso de un horno para reducir el tiempo de curado de cada muestra. Para esto, realizaron una prueba donde analizaban el secado de la muestra a temperatura ambiente y a 90°C, dando como resultado que al cabo de 6 horas las muestras llevadas al horno presentaban un buen secado a comparación de las que se encontraban a temperatura ambiente las cuales se encontraban húmedas.

Dicha temperatura fue seleccionada dependiendo de las propiedades físicas de la solución epóxica, dado que a mayores valores se pueden alterar los componentes del agente cementante y degradarse.

Por lo tanto, el someter las muestras a una temperatura de 90°C por 6 horas permite reducir el tiempo curado de 5 días a 12 horas aproximadamente, puesto que los autores recomiendan dejar las muestras 6 horas en el horno y 6 horas adicionales a temperatura ambiente, con el fin de asegurar el secado del medio poroso.

En el año 2016, Buitrago y Suárez realizaron un desplazamiento lineal con solución polimérica en medios porosos sintéticos, para esto generaron una nueva metodología para la construcción de medios porosos en *plugs*, en la que sintetizan los trabajos previamente mencionados y aportan nuevos enfoques para garantizar la homogeneidad de las muestras. Los materiales involucrados en este estudio fueron, Arena Ottawa 80/100 con composición de cuarzo mayor al 90% (lo cual garantiza su nivel de pureza), caolín blanco marca Faraón y solución epóxica EpoThin marca Buehler.

2.2. Materiales

Los materiales en cada uno de los estudios presentados son similares, la principal diferencia entre los autores se basa en el objetivo de la prueba; sin embargo, los materiales básicos que necesitaron en cada estudio para la construcción de los núcleos sintéticos son los siguientes.

- Arena, es la matriz de la roca, y para su uso es de gran importancia tener en cuenta la pureza de la arena, el tamaño y selección de granos, pues esto influye significativamente en las propiedades petrofísicas resultantes del medio poroso (Archie, 2010). Para esta tesis se

utilizó Arena Ottawa 80/100, dado que es la arena utilizada en el protocolo que se quiere validar (Apéndice A) y presenta características similares a la matriz de una arenisca.

- Agente reductor de porosidad y permeabilidad (ARPP), como su nombre lo dice este se encarga de disminuir la porosidad y permeabilidad del medio poroso, puesto que se deposita entre los intersticios de la matriz. Como ejemplos de estos materiales, se tienen el carbonato de calcio, carbonato de magnesio, bentonita, marmolina silicato de aluminio o caolín blanco, entre otros. Las propiedades petrofísicas del medio poroso se ven directamente afectadas según el porcentaje usado de este material.

Celis y Fernández de Castro (2012), estudiaron experimentalmente los ARPP, determinando que el caolín blanco es el que presenta mayor grado de consolidación, manteniendo un comportamiento inerte ante la presencia de agua, exhibiendo propiedades petrofísicas similares a los yacimientos colombianos y, posee un bajo costo, lo cual lo hace económica viable.

Bartolomé (1997) define al caolín blanco como una arcilla en la cual predomina el mineral caolinita compuesto de silicato de aluminio hidratado, es un aislante eléctrico, moldeable, resistente a altas temperaturas, presenta inercia ante agentes químicos, no es tóxico ni abrasivo y es de fácil dispersión.

- Agente cementante, según Vallejo (2014) “Es el material en forma de solución que llega al medio poroso y llena los intersticios de este, consolidando el medio, y generando formaciones de areniscas, calizas y dolomías”. Con base en el estudio realizado por Celis y Fernández de Castro (2012) es seleccionada una solución epóxica como agente cementante compuesta por una resina y un endurecedor, y es el material encargado del

grado de consolidación de la muestra, que a su vez depende netamente de la relación volumétrica resina/endurecedor usada.

La resina epóxica es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador o un “endurecedor”. Se caracteriza por su alto brillo, dureza, alta resistencia a diferentes solventes y a la abrasión, por lo que producen muestras consolidadas. Además, presenta buena adherencia y compatibilidad con aditivos y ceras, bajos niveles de toxicidad y alta velocidad de curado (Cortés y Santoyo, 2016).

Por otro lado, el endurecedor epóxico es un agente catalizador o de curado cuya principal función es emulsionar la resina epóxica líquida, reaccionando con esta y convirtiéndola en un polímero irreversible; es decir, que no puede ser reciclado, ya que si se incrementa su temperatura el polímero no se funde, sino que alcanza la temperatura de degradación. Según su concentración ayudará a aumentar la velocidad de reacción disminuyendo el tiempo de curado (Buitrago y Suárez, 2012).

- Medidores, se utilizaron elementos de medición de masa y volumen.
- Moldes, estos son usados para formar y compactar los medios porosos; en un inicio Celis y Fernández de Castro (2012), usaron tubos PVC como moldes, los cuales se deformaban al aplicar presión y generaban un cambio en el diámetro de los núcleos causando resultados erróneos en las mediciones; posteriormente, Lopera y Zapata (2013) empezaron a usar mangas de caucho; sin embargo, las muestras no se podían sacar de estas porque tendían a fracturarse o romperse.

Actualmente, se utilizan moldes de acero inoxidable cilíndricos con una altura de 8cm y diámetro de 3,8 cm, los cuales permiten un proceso de compactación correcto y no presentan complicaciones en la extracción del núcleo.

2.3. Protocolo de referencia.

Después de analizar los avances y correcciones realizadas en cada estudio presentado, se selecciona la tesis de Buitrago y Suárez (2016) como el protocolo de referencia (Apéndice A) de esta investigación, puesto que contiene la metodología más completa para la construcción de medios porosos sintéticos de tipo *plug*, considerando factores esenciales para su fabricación como materiales, proporción de estos, presión de compactación, curado de las muestras, y propone alternativas para mejorar la homogeneidad de los *plugs*. Consecuentemente, los materiales seleccionados para esta investigación son presentados en la Tabla 2.

Tabla 2.

Materiales para la construcción de medios porosos.

Material	Especificación
Arena	Ottawa 80 -100
AARP	Caolín Blanco
Agente Cementante	Resina epóxica EpoKwick FC y endurecedor epóxico EpoThin 2, marca Buehler. (Ficha técnica – Apéndice D)

3. Metodología

3.1. Diagrama de flujo para fabricación de *plugs* sintéticos

La presente investigación evaluó experimentalmente el escalamiento del protocolo de construcción de medios porosos sintéticos en forma de *plugs* a paralelepípedos. A partir del marco de referencia presentado en el capítulo 2, la metodología planteada considera variables como presión y tipo de compactación y cantidad de materiales. El diagrama presentado en la Figura 16, muestra las fases de la metodología establecida.

La fase uno de reproducción del protocolo de referencia para la construcción de medios porosos (Apéndice A), se orientó a la elaboración de *plugs* sintéticos para validar la gráfica de Permeabilidad vs %Caolín, mediante la caracterización de las muestras con el equipo Keyphi, realizando un análisis comparativo de los resultados obtenidos con la gráfica de referencia.

Una vez se determinó que los resultados no eran lo esperado, se inició la fase dos, en donde se definieron e implementaron experimentalmente modificaciones del protocolo con base en recomendaciones propuestas en la literatura (Buitrago y Suárez, 2016), sensibilizando la cantidad de solución epóxica, el tipo y la presión compactación.

En esta fase, se identificó que la presión de compactación es un aspecto fundamental en la construcción de medios porosos sintéticos. Por lo cual, se requirió la fabricación y adquisición de un sistema de compactación para la construcción de muestras con forma de paralelepípedo (Figura 15), este consiste en una prensa hidráulica comercial de 20 toneladas adaptada para la compactación de medios porosos con esta forma, a la cual se le denominó el Equipo de Compactación de medios porosos en forma de Paralelepípedos.



Figura 15. Prensa Hidráulica – Equipo de Compactación de medios porosos en forma de Paralelepípedos.

Como se evidencia, el equipo adquirido por el Grupo de Recobro Mejorado (GRM) por cuestiones de seguridad y costos, genera fuerza máxima hasta 20Ton-f, por lo cual se hizo un análisis de fuerza y presión con el fin de determinar la máxima capacidad (psia) que se puede generar sobre las muestras construidas en el EDR, el cual se puede evidenciar brevemente en la Tabla 3. Se evidenció que para generar los 1.200 psia de compactación sobre el medio poroso en

el EDR es necesario aplicar 54,3 Ton-f; por lo que, se redujo la presión de compactación a 400 psia que tan solo requiere 18,29Ton-f.

Tabla 3.

Análisis de Fuerza y Presión

Medio Poroso	Área superficial	Presión de 1.200	Presión de 400
		(psia)	(psia)
		Fuerza (Ton)	Fuerza (Ton)
<i>Plug</i>	11,34	0,94	0,32
Paralelepípedo	650,25	54,9	18,29

En consecuencia, en la fase tres, se propuso un protocolo de construcción seleccionando los mejores parámetros para obtener muestras con bajo grado de heterogeneidad y errores de permeabilidad bajos.

El grado de heterogeneidad se determinó utilizando la metodología estadística presentada en el Apéndice B, y que consiste en el cálculo del coeficiente estadístico de heterogeneidad (CEH) propuesto por Mendieta y Rincón, (2017), utilizando tomografía computarizada mediante el software de visualización Image J.

Finalmente, se procedió a hacer la recopilación y análisis de los datos obtenidos en las mediciones, para determinar si el protocolo es adecuado para la construcción de medios porosos homogéneos con las dimensiones del equipo de desplazamiento radial (EDR), evaluando el escalamiento geométrico del proceso en medios porosos con dimensiones similares al equipo de desplazamiento a una escala inferior.

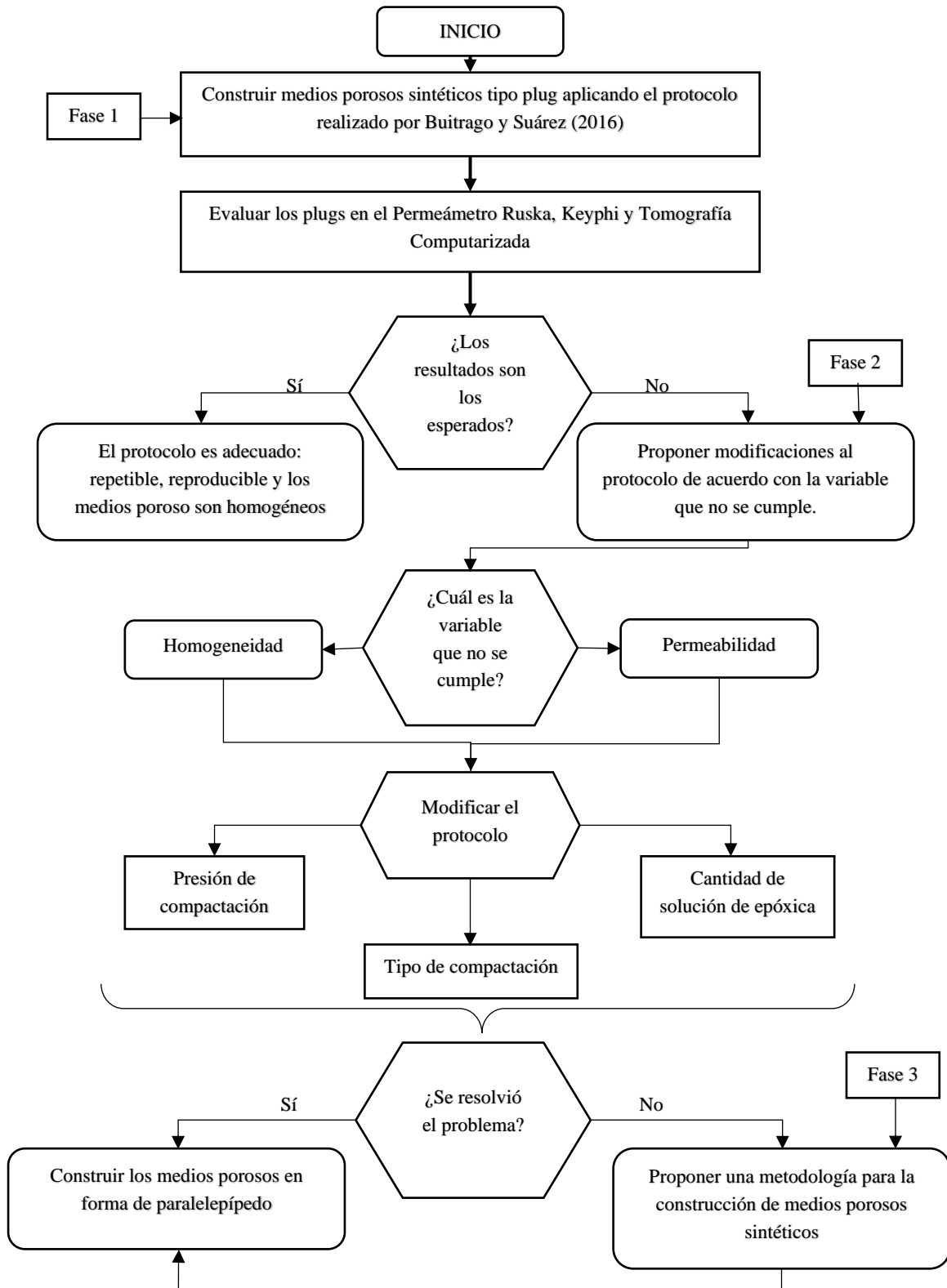


Figura 16. Diagrama de flujo para la corroboración de la construcción de medios porosos

4. Desarrollo experimental

4.1. Fase 1: Validación del protocolo de construcción.

A partir del protocolo presentado en el Apéndice A, en el cual se propone la curva de permeabilidad esperada con respecto al porcentaje de caolín de los medios porosos como se observa en la Figura 17, se inició la construcción de los medios porosos sintéticos para corroborar la metodología, y de esta manera, garantizar la reproducibilidad y veracidad de esta técnica en la construcción de los medios porosos sintéticos en forma de paralelepípedos.

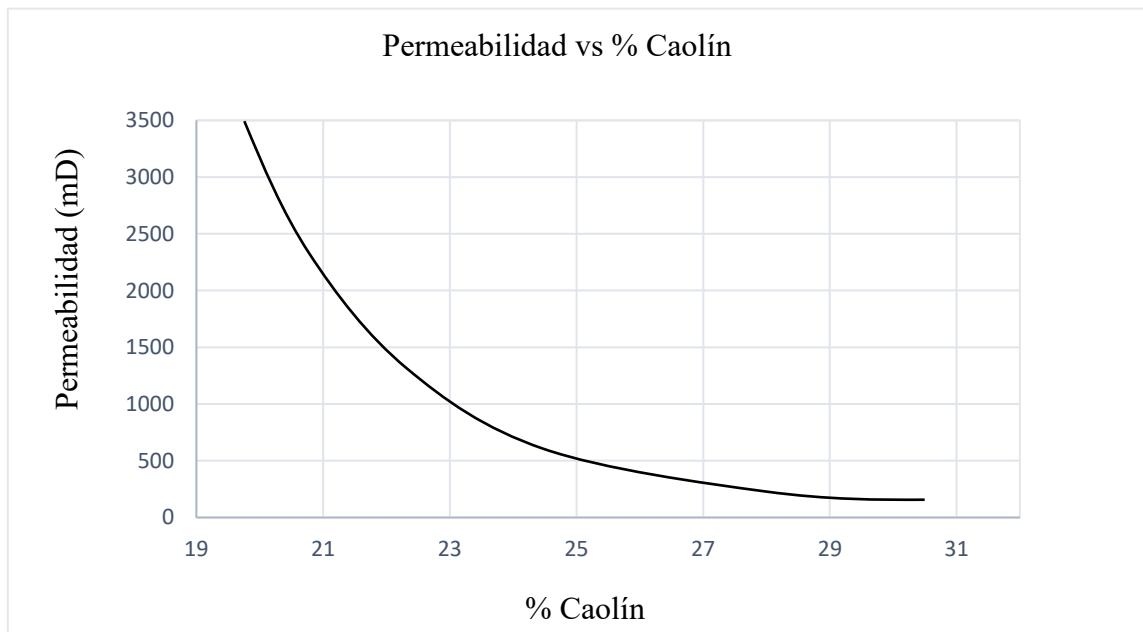


Figura 17. Corrección de curva de permeabilidad absoluta– Modificado de: Buitrago, H. y Suárez, R. (2016). Análisis experimental del desplazamiento de un crudo colombiano con una solución polimérica en medios porosos como método de recuperación mejorada (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Para esto se llevó a cabo la construcción de 6 *plugs* en el laboratorio del Grupo de Recobro Mejorado (GRM) en la sede de Piedecuesta de la Universidad Industrial de Santander – Guatiguará, dicha construcción contó con la elaboración de medios porosos con diferentes permeabilidades a una presión de compactación de 1.200 psia (Figura 18), siguiendo la nomenclatura presentada en la Tabla 4.

Tabla 4.

Nomenclatura para la identificación de los medios porosos sintéticos.

Nombre “Nomenclatura”	T-400-B-24-X
Tipo de compactación	Tope / Base-Tope
Presión de compactación (Psia)	400 / 1.200
Cantidad de solución epóxica	Baja / Alta
%Caolín	24

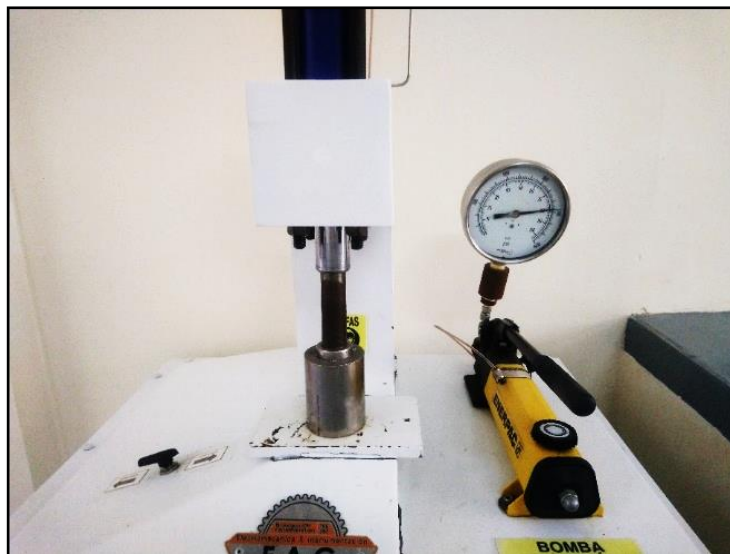


Figura 18. Compactación de los núcleos a 1.200 psia.

Siguiendo el procedimiento del protocolo presentado en el Apéndice A, se establecen las proporciones de los materiales para los 6 *plugs* de diferentes permeabilidades que se presentan en la Tabla 5; posteriormente, se llevó a cabo la construcción de los núcleos.

Tabla 5.

Proporción de materiales muestras T-1200-A

Plug	Nomenclatura	Solución		Masa	Masa	Vol	Vol
		Epóxica (ml)	Caolín %	caolín (g)	arena (g)	resina (ml)	endurecedor (ml)
1	T-1200-A-32	15,04	0,32	42,03	87,97	10,7	4,3
2	T-1200-A-27	13,51	0,27	34,75	95,25	9,7	3,9
3	T-1200-A-24	12,86	0,24	31,63	98,37	9,2	3,7
4	T-1200-A-23	12,46	0,23	29,73	100,27	8,9	3,6
5	T-1200-A-22	12,20	0,22	28,51	101,49	8,7	3,5
6	T-1200-A-20	11,80	0,20	26,6	103,4	8,4	3,4

Para poder validar la gráfica de referencia (Figura 17), se llevaron las muestras al laboratorio de análisis petrofísicos en la Universidad Industrial de Santander sede Guatiguará, para así poder establecer las permeabilidades de los *plugs*, mediante el permeámetro. Las muestras evaluadas en la primer fase se pueden observar en la Figura 19.



Figura 19. Primer fase de *plugs* siguiendo protocolo propuesto en el Apéndice A.

En la Figura 20, se puede evidenciar que la curva de permeabilidad a 1.200 psia tiene valores cercanos con respecto a los propuestos en la literatura; sin embargo, estos resultados no son del todo satisfactorios pues presentan una variación importante entre los datos teóricos y los resultados experimentales como se resume a continuación en la Tabla 6, en términos del error relativo.

Igualmente, los límites inferior y superior de la curva establecidos fueron 20 y 28% de caolín respectivamente, partiendo de los resultados obtenidos en la Figura 20, en la cual se puede evidenciar que a partir de estos puntos la curva se estabiliza, indicando que a mayores contenidos de caolín la permeabilidad tiende a ser la misma.

Estos resultados pueden ser indicadores, primero, de que la metodología aplicada requiere de un rigor procedimental bastante controlado para obtener los mismos resultados a los propuestos por los autores mencionados en la literatura, y segundo, que la aplicación de la metodología puede estar limitada para muestras de bajo contenido de caolín y, en consecuencia, ser aplicable

principalmente a muestras de altas permeabilidades, ya que como se ve en la tabla 6 al disminuir el porcentaje de caolín disminuyo el porcentaje de error.

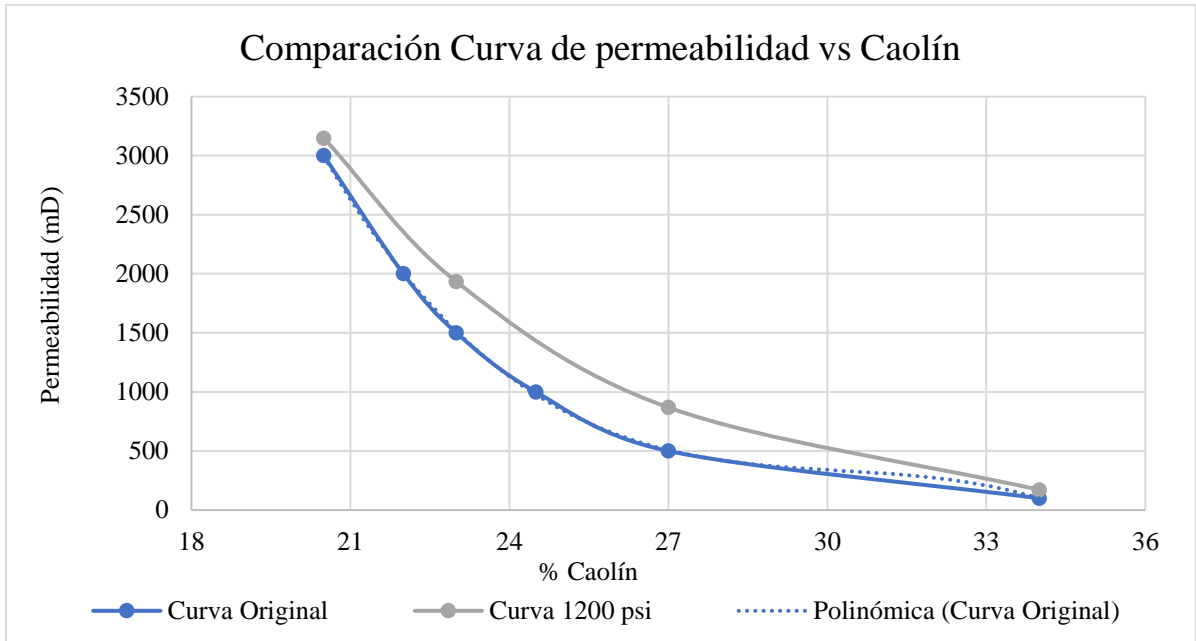


Figura 20. Validación de curvas de permeabilidad vs %Caolín muestras T-1200-A

Tabla 6.

Resultados de los valores de permeabilidad primer fase de muestras T-1200-A

Plug	Nomenclatura	K		Error %
		esperada (mD)	medida (mD)	
1	T-1200-A-32	100	171,4	71,4
2	T-1200-A-27	500	868,7	73,7
4	T-1200-A-23	1.500	1.933,7	28,9
6	T-1200-A-20	3.000	3.147,7	4,9

4.2. Fase 2: Modificación de los parámetros de construcción de medios porosos sintéticos.

4.2.1. Disminución de la presión de compactación con alta solución epóxica. Iniciando la fase 2, se procedió a estudiar la variación de la permeabilidad con un cambio en la presión de compactación de las muestras, para lo cual, se construyeron 6 muestras a 400 psia bajo la misma metodología (Figura 21), con las proporciones de los materiales que se presentan en la Tabla 7.



Figura 21. Fase de *plugs* construidos compactando en el tope a 400 psia y alta solución epóxica

Los resultados de las muestras construidas en la fase 2, se presentan en la Figura 22, donde se evidencia gráficamente que la presión de compactación es importante en la permeabilidad del medio, ya que esta aumenta en más del 200% con respecto a la curva original, por lo que se puede deducir que a diferentes presiones se requiere la construcción de nuevas curvas.

Tabla 7.

Proporción de materiales muestras T-400-A

Plug	Nomenclatura	Solución		Masa caolín (g)	Masa arena (g)	Vol resina (ml)	Vol endurecedor (ml)
		Epóxica (ml)	Caolín %				
7	T-400-A-33	15,11	0,33	42,38	87,62	10,8	4,3
8	T-400-A-27	13,56	0,27	34,97	95,03	9,7	3,9
9	T-400-A-24	12,88	0,24	31,72	98,28	9,2	3,7
10	T-400-A-23	12,49	0,23	29,91	100,12	8,9	3,6
11	T-400-A-22	12,22	0,22	28,62	101,44	8,7	3,5
12	T-400-A-21	11,84	0,21	26,78	103,22	8,9	3,6

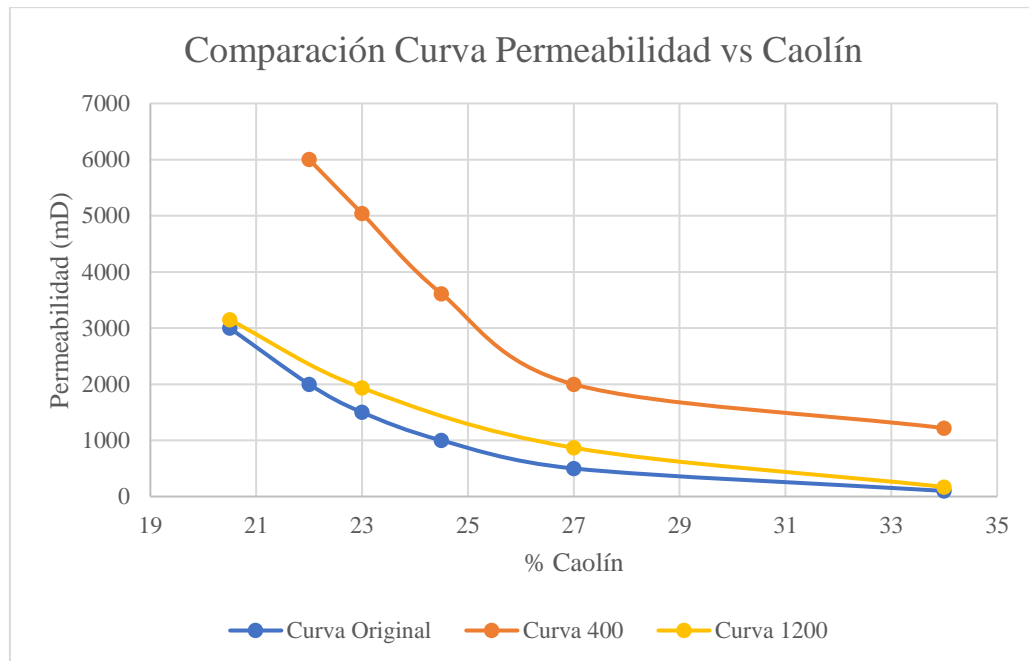


Figura 22. Curva de permeabilidad Vs %Caolín muestras T- 400 – A

En la Figura 23, se observa los resultados de tomografía computarizada, representados por el número CT, exhiben una variación con respecto a diferentes puntos de cada muestra, que se evidencia matemáticamente por el cambio del número CT en la Figura 24 y 25, siendo un indicador de que las propiedades varían significativamente con respecto a la longitud de la muestra (Mendieta y Rincón, 2017). Estas muestras presentaron una densidad de grano promedio de 2,5 g/cm³.

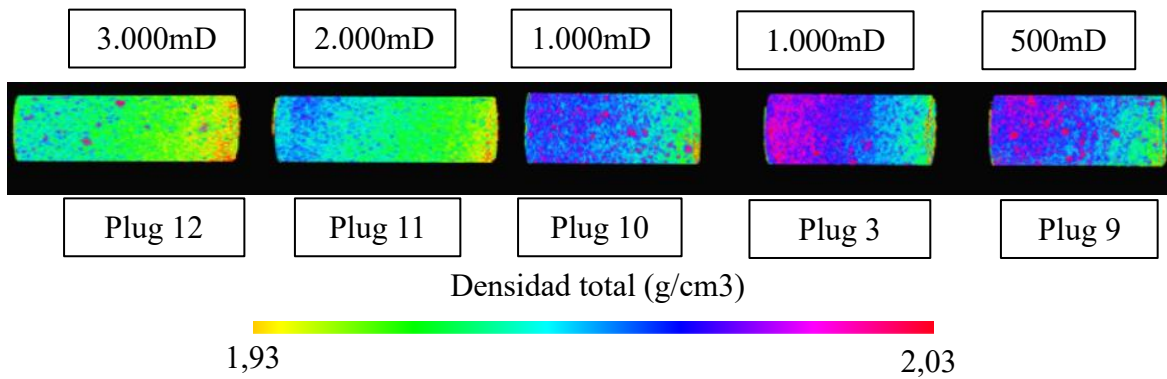


Figura 23. Resultados TC de las muestras a T-400-A

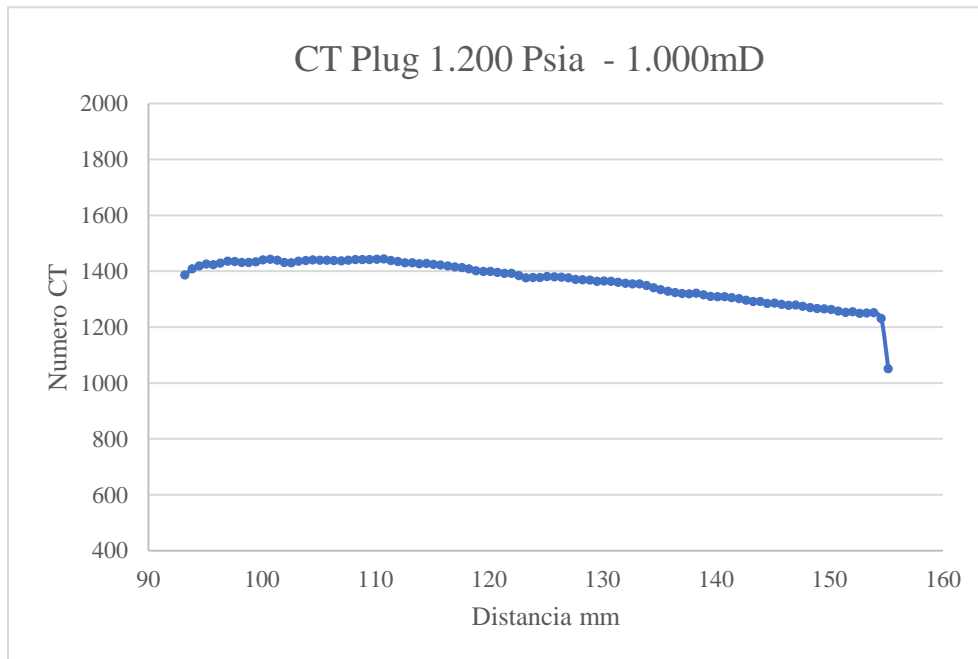


Figura 24. Variación del número CT en el Plug T-1200-A-24

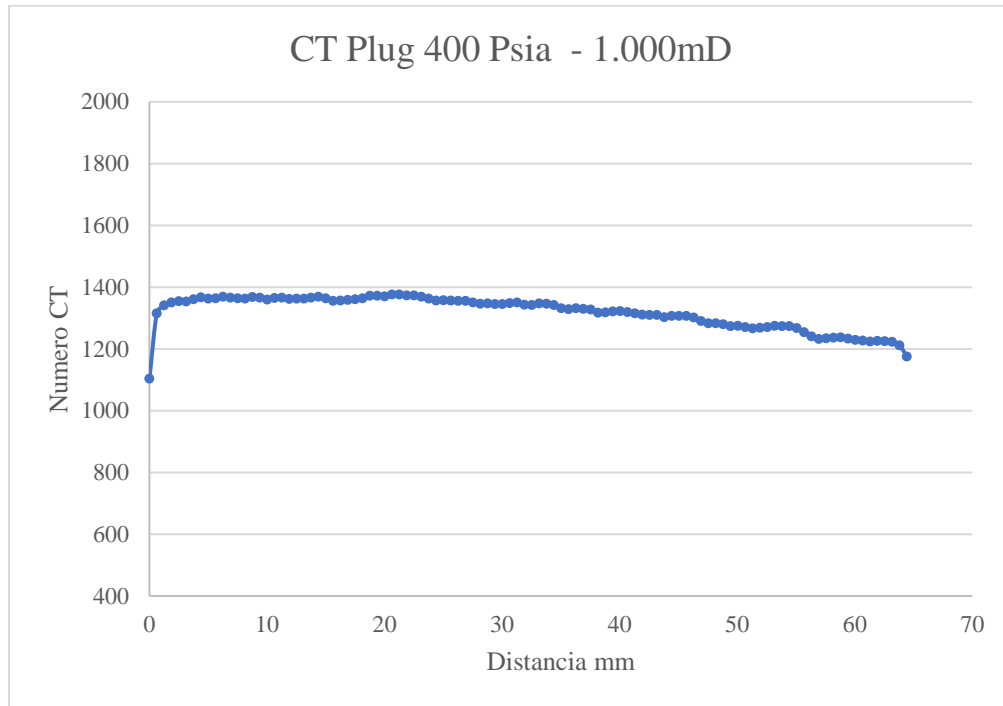


Figura 25. Variación del número CT en el Plug T-400-A-24

Los resultados de tomografía muestran que tanto a 1.200 psia como a 400 psia, el número CT fluctúa a lo largo de la muestra variando entre 1.100 y 1.400, lo cual representa un cambio de las propiedades de las muestras a lo largo de su longitud. Esta variación se puede evidenciar mejor en la Tabla 8, en donde se presenta el resumen de tomografía aplicando la metodología propuesta por Mendieta y Rincón (2017) de la evaluación del grado de heterogeneidad de muestras de roca, en el cual se evidencia una variación del número CT con valores entre 45 y 65, siendo el construido a 1.200 psia el de mayor cambio y por ende el más heterogéneo.

Tabla 8.

Desviación estándar del número CT en las muestras T-400-A

Plug	Nomenclatura	No CT	Variación	Porosidad	Variación	CEH	Clasificación
			CT	%	Porosidad	%	
3	T-1200-A-24	1.370,4	63,8	14,2	5,9	41,9	Heterogéneo
9	T-400-A-24	1.321,5	47,8	14,3	3,3	23,1	Heterogéneo
10	T-400-A-23	1.311,1	52,5	23,9	4,6	19,4	Heterogéneo
11	T-400-A-22	1.157,6	54,1	38,0	4,3	11,3	Heterogéneo
12	T-400-A-21	1.203,1	55,6	39,6	4,1	10,3	Heterogéneo

4.2.2. Disminución de solución epóxica y compactación Base/Tope. Las proporciones de los materiales se calcularon siguiendo el procedimiento planteado en el Apéndice A; sin embargo, acogiendo las alternativas planteadas en dicho Apéndice, se hizo una reducción de la solución epóxica de aproximadamente el 50% y una compactación bidireccional (Base/tope), obteniendo los resultados presentados en la Tabla 9.

Como se evidencia en la Tabla 9 se llevaron a cabo 3 permeabilidades distintas, no obstante, para garantizar y estudiar la reproducibilidad del proceso se hicieron 2 *plugs* por cada permeabilidad, para un total de 6 muestras.

Con el fin de evitar pérdidas de solución epóxica en los vasos de precipitado plástico y medidores volumétricos, se decidió utilizar un factor de seguridad (FS) del 10% en volumen y, de esta manera, garantizar la cantidad de solución epóxica propuesta por Celis y Fernández de Castro (2012). Este factor de seguridad se determinó respecto al proceso experimental realizado en la fase

1, en donde se evidenció que aproximadamente el 5% del material quedaba retenido en los elementos de medición.

Tabla 9.

Proporción de materiales para la B-1200-B

Plug	Nomenclatura	Solución	Caolín	Masa	Masa	Vol	Vol
		Epóxica (ml)	%	caolín (g)	arena (g)	resina (ml)	endurecedor (ml)
13-14	B-1200-B-23	6,28	0,23	29,9	100,1	4,9	2,0
15-16	B-1200-B-22	6,27	0,22	28,6	101,4	4,9	2,0
17-18	B-1200-B-21	6,27	0,206	26,78	103,22	4,9	2,0

Las muestras presentaron un buen grado de consolidación a pesar de su baja solución epóxica como se evidencia en la Figura 26, con lo que se puede asegurar que la cantidad de solución epóxica utilizada es la suficiente para actuar como agente cementante, sin embargo, se debe tener particular cuidado al extraer la muestra de los moldes de acero, para evitar daños de estos medios porosos.



Figura 26. Muestras Fase 2 a 1.200 psi – Baja solución Epóxica.

En la Tabla 10, se presentan los resultados de estas muestras, con un porcentaje de error asociado al promedio de permeabilidades obtenidas y el cual estar por debajo del 5% como se puede apreciar.

Tabla 10.

Resultados de permeabilidad segundo fase de muestras B-1200-B

Plug	Nomenclatura	K		
		esperada (mD)	K de lab	Error %
13	B-1200-B-23	645	671.6	3,89
14	B-1200-B-23	645	620.3	4,05
15	B-1200-B-22	838	785.8	6,65
16	B-1200-B-22	838	893.7	6,23
17	B-1200-B-21	1.530	1581.9	3,27
18	B-1200-B-21	1.530	1480.2	3,38
19	T-1200-B-23	618	637.0	2,98
29	T-1200-A-23	1.500	1.705,0	11,80

La comparación entre la gráfica de referencia y los nuevos resultados se presentan en la Figura 27, donde se evidencia que la permeabilidad de las nuevas 6 muestras construidas disminuye en un 45% a 49% con respecto a la curva original.

Según los resultados, se puede analizar que ante una reducción de la cantidad de solución epóxica (menor consolidación de la muestra) se presenta menor permeabilidad con respecto a una muestra con alta solución epóxica (mayor consolidación). Lo cual llevó a plantear la hipótesis de que la reducción de solución epóxica o la compactación base tope son los causantes de dicho cambio de permeabilidad.

Con intención de estudiar este fenómeno, se construyeron dos medios porosos, ambos a una presión de compactación solo tope de 1.200 psia, sin embargo, una de ellas contiene baja solución epóxica denominado *plug* 19.

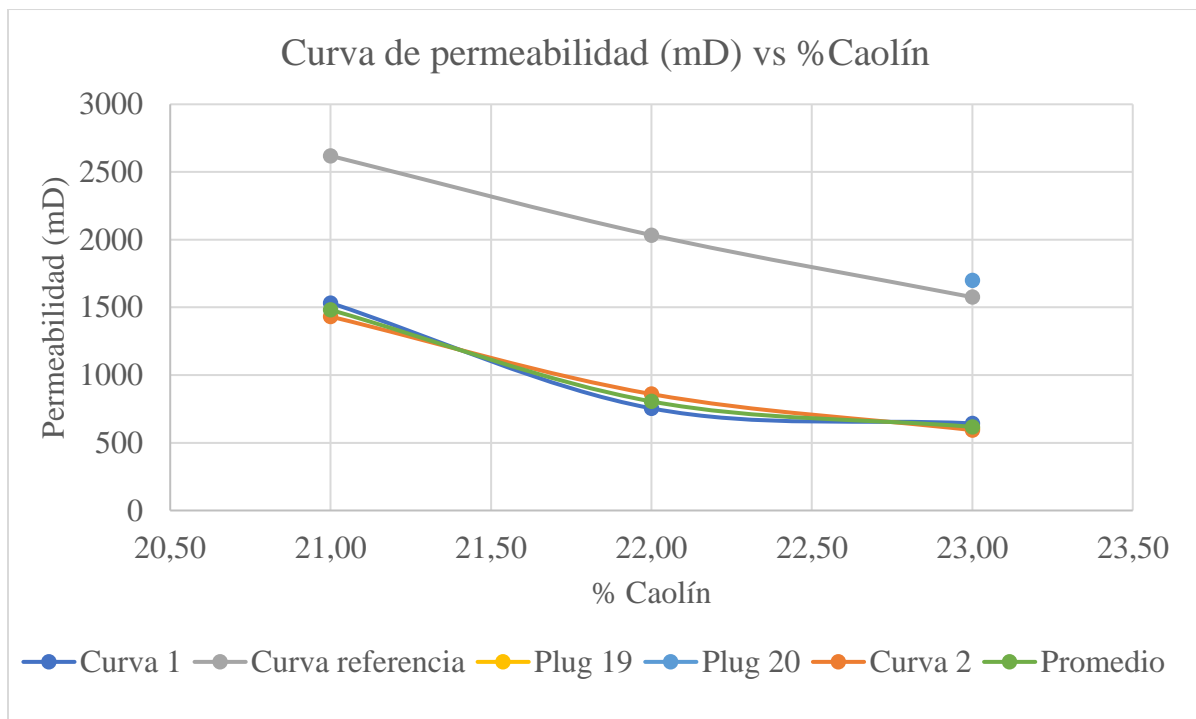


Figura 27. Gráfica comparativa entre permeabilidades Curva referencia Vs Muestras B-1200-B

Analizando los resultados presentados en la Figura 27, se determinó que la solución epóxica es un factor importante en el cambio de la permeabilidad de las muestras, puesto que a baja solución

epóxica (*plug* 19), se presentó una permeabilidad de 606 mD, mientras que a alta solución epóxica (*plug* 20) se presenta una permeabilidad de 1.705 mD.

Basados en estos resultados, se concluyó que a altas cantidades de solución epóxica, hay mayor conglomeración de granos en un solo punto y, por ende, se generan canales preferenciales en el medio generando una mayor permeabilidad; mientras que a bajas cantidades de solución epóxica, los granos están menos conglomerados, por lo tanto, hay una mejor acomodación de los granos en el medio, produciendo a su vez bajas permeabilidades.

Por último, en la Figura 28 se observa gráficamente como la repetibilidad del proceso posee un porcentaje de error bajo con respecto a las evaluadas, dado que ambas curvas (1 y 2) se encuentran relativamente cercanas entre sí.

Los resultados cualitativos de tomografía se presentan en la Figura 28, donde se puede observar que el número CT presenta una variación mínima de los colores con respecto a diferentes puntos de la misma muestra y la densidad de grano de la muestra estuvo en promedio en $2,45 \text{ g/cm}^3$.

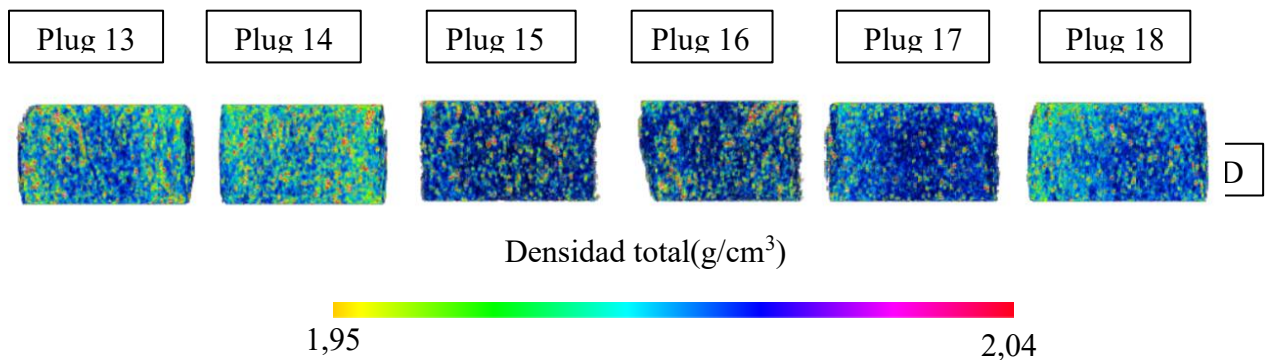


Figura 28. Resultados TC de las muestras B-1200-B

Cuantitativamente, en la Figura 29 se puede evidenciar el cambio del número CT en la longitud de cada núcleo donde se evidencia un comportamiento casi constante a lo largo de las muestras, presentando valores entre 1.050 y 1.150, con un coeficiente estadístico de variación entre 2,4 y 4,3

lo cual indica que el grado de heterogeneidad es bajo y, por ende, las muestras pueden ser consideradas de baja heterogeneidad y homogéneas como se observa en la Tabla 11.

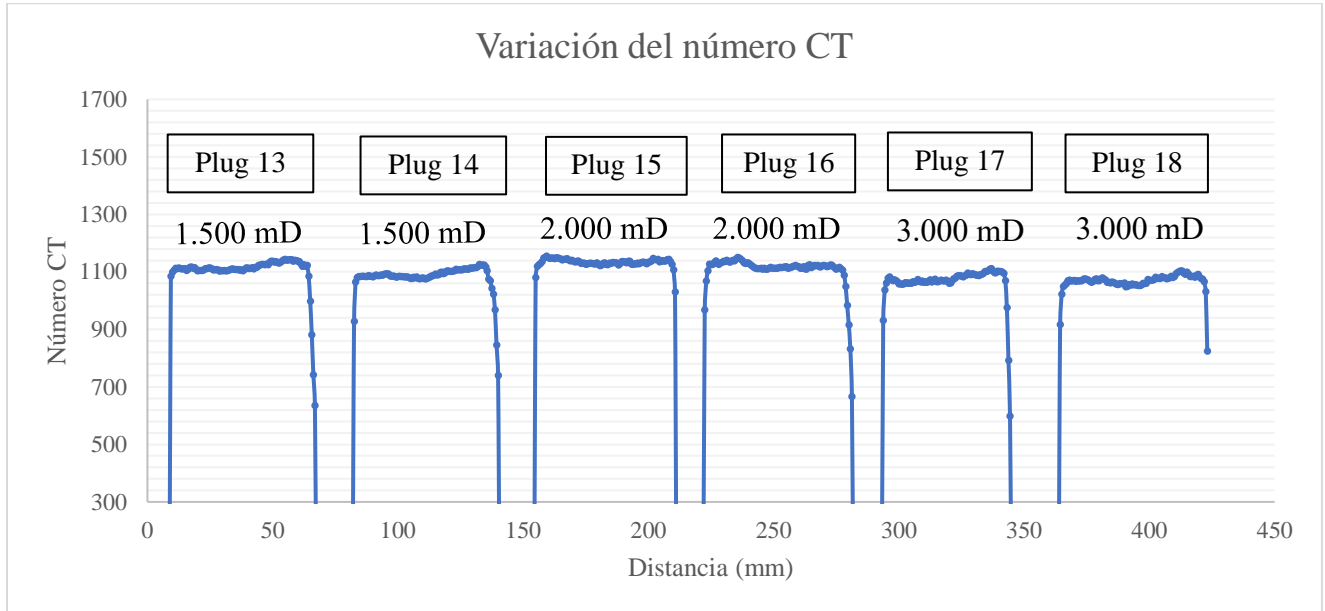


Figura 29. Variación del número CT en los *plugs* con nueva metodología, muestras B-1200-B.

Tabla 11.

Desviación estándar del número CT muestras B-1200-B

Plug	Nomenclatura	No CT	Variación	Porosidad	Variación	CEH	Clasificación
			CT	%	Porosidad	%	
13	B-1200-B-23	1.117,12	13,47	26,18	0,96	3,7	Baja heterogeneidad
14	B-1200-B-23	1.091,22	16,69	28,03	1,19	4,3	Baja heterogeneidad
15	B-1200-B-22	1.135,06	8,42	24,90	0,60	2,4	Homogénea
16	B-1200-B-22	1.121,88	10,52	25,84	0,75	2,9	Baja heterogeneidad
17	B-1200-B-21	1.077,73	15,59	29,00	1,12	3,8	Baja heterogeneidad
18	B-1200-B-21	1.072,23	13,04	29,39	0,93	3,2	Baja heterogeneidad

Tanto los resultados cualitativos como cuantitativos muestran que los *plugs* con reducción de la solución epóxica y compactados Base-Tope, poseen un menor grado de heterogeneidad con respecto a la primera fase, con lo cual, se puede concluir que las modificaciones realizadas en el protocolo producen un mejor empaquetamiento de los granos, haciendo que disminuya la variación de las propiedades significativamente y, por ende, a que el grado de heterogeneidad de la muestra disminuya a lo largo de esta.

4.2.3. Disminución de la compactación y baja solución epóxica. Considerando una compactación a 400psi y una reducción de la solución epóxica del 50%, se llevó a cabo la construcción de una nueva curva de Permeabilidad vs % Caolín con 9 nuevas muestras construidas, manteniendo el tipo de compactación unidireccional, cuya proporción se presenta en la Tabla 12.

Como se evidencia en la Tabla 12, se desarrollaron 3 puntos diferentes para crear la nueva curva, cada punto con 3 muestras para garantizar la repetibilidad y reproducibilidad del proceso. Las muestras resultantes se evidencian en la Figura 30, donde se observa una buena consolidación pese a la reducción de presión y agente cementante.



Figura 30. Muestras compactadas a 400 psi solo tope y baja solución epóxica

Tabla 12.

Proporciones muestras nueva curva, muestras T-400-B

Plug	Nomenclatura	Solución		Masa	Masa	Vol	Vol
		Epóxica (ml)	Caolín %	caolín (g)	arena (g)	resina (ml)	endurecedor (ml)
20	T-400-B-28	6,29	0,28	36,4	93,6	4,9	2,0
21	T-400-B-28	6,29	0,28	36,4	93,6	4,9	2,0
22	T-400-B-28	6,29	0,28	36,4	93,6	4,9	2,0
23	T-400-B-24	6,28	0,24	31,2	98,8	4,9	2,0
24	T-400-B-24	6,28	0,24	31,2	98,8	4,9	2,0
25	T-400-B-24	6,28	0,24	31,2	98,8	4,9	2,0
26	T-400-B-20	6,27	0,2	26	104,0	4,9	2,0
27	T-400-B-20	6,27	0,2	26	104,0	4,9	2,0
28	T-400-B-20	6,27	0,2	26	104,0	4,9	2,0

En la Tabla 13, se presenta los resultados de permeabilidad obtenidos mediante el equipo Keyphi, y en el cual se evidencia que:

- Las muestras T-400-B-24 y T-400-B-20, poseen errores relativos de 3% y 7% respectivamente, lo cual es relativamente bajo considerando la variación que puede presentar la permeabilidad en yacimiento como lo describe el estudio de (Cardenas,2008) y con lo cual se puede garantizar que el protocolo de construcción modificado presenta resultados adecuados.

- Las muestras T-400-B-28, al poseer un alto porcentaje de caolín presentaron un mayor error relativo, con lo cual se refuerza la hipótesis planteada en la primera fase de que la metodología está limitada para muestras de bajo contenido de caolín.

Tabla 13.

Resultados de permeabilidad muestras T-400-B

Plug	Nomenclatura	K esperada (mD)	K de lab	Error %
20	T-400-B-28	491	378,5	23,0
21	T-400-B-28	491	625,0	27,2
22	T-400-B-28	491	501,9	2,1
23	T-400-B-24	907	877,5	3,3
24	T-400-B-24	907	928,2	2,3
25	T-400-B-24	907	917,2	1,1
26	T-400-B-20	2.242	2.081	7,2
27	T-400-B-20	2.242	2.425	8,1
28	T-400-B-20	2.242	2.253	0,5

En la gráfica presentada en la Figura 31, se evidencia como el punto de la curva a 24% de caolín es el que presentó un bajo porcentaje de error, con un promedio de permeabilidad de 907,4 mD; la repetibilidad y reproducibilidad también exhibieron buenos resultados mostrando la misma tendencia en las tres curvas y, cuantitativamente, tuvieron errores relativos de 2% y 3%, respectivamente.

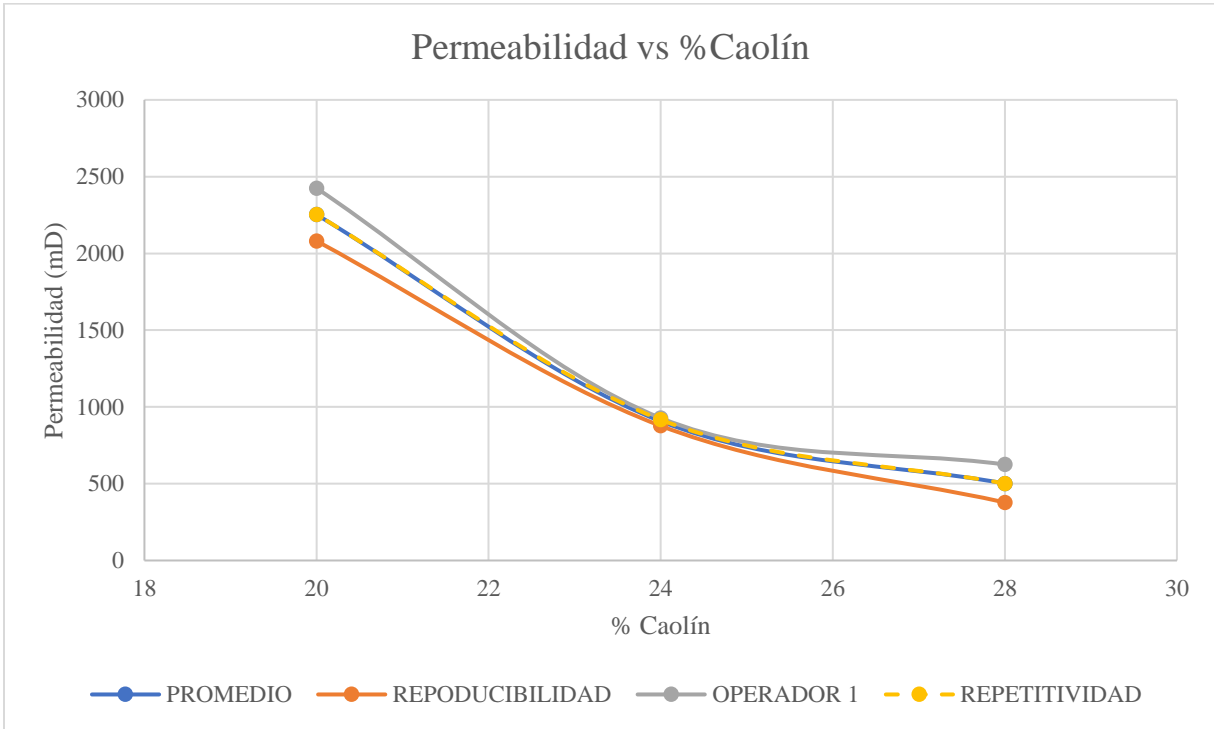


Figura 31. Nueva Curva de Permeabilidad vs % Caolín muestras T-400-B

En la Figura 32 y 33, se puede evidenciar cualitativamente el cambio de colores que representa la variación del número CT en la longitud de cada muestra, presentado valores entre 940 y 1.002 con una desviación estándar promedio de 40 (Tabla 14), lo cual significa que el grado de heterogeneidad es alto y las muestras pueden ser consideradas heterogéneas. Comprobando principalmente, que el tipo de compactación es la variable más influyente en el grado de heterogeneidad del medio poroso en forma de *plug*.

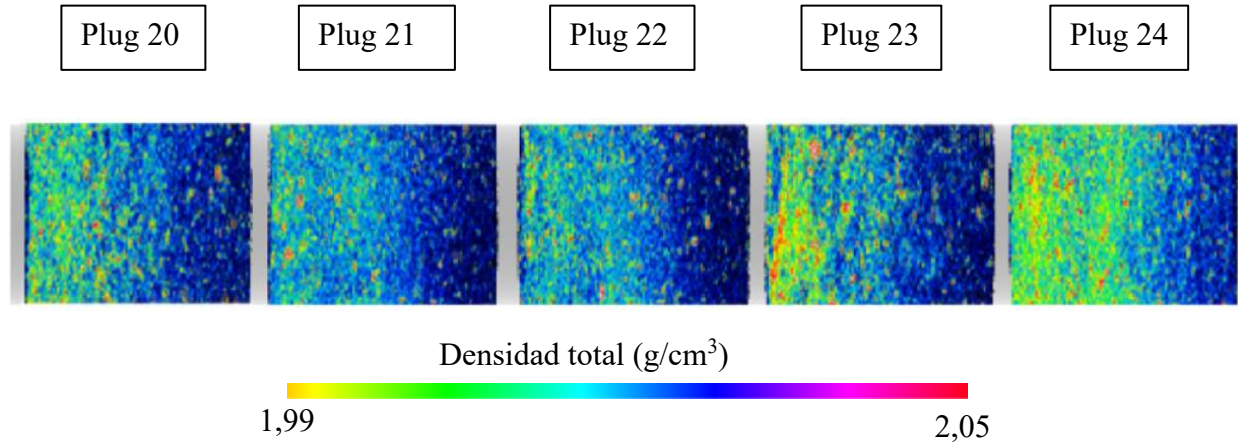


Figura 32. Resultados TC de las muestras T-400-B

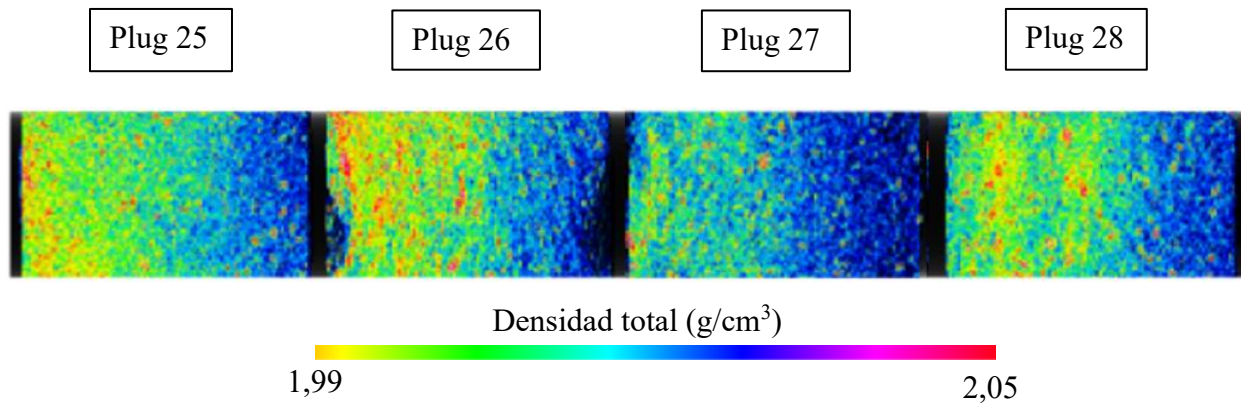


Figura 33. Resultados TC de las muestras T-400-B

Con el fin de corroborar si los medios porosos compactados en la base y el tope generan muestras de bajo grado de heterogeneidad, se construyeron a baja solución epóxica dos medios porosos a 400 psia, analizándolos con tomografía computarizada y presentando los resultados observados en la Tabla 15.

Tabla 14.

Desviación estándar del número CT muestras T-400-B

Plug	Nomenclatura	No CT	Variación	Porosidad	Variación	CEH	Clasificación
			CT	%	Porosidad	%	
20	T-400-B-28	961,2	35,1	32,1	2,6	8,22	Heterogénea
21	T-400-B-28	956,4	35,1	32,4	2,6	8,13	Heterogénea
22	T-400-B-28	956,4	40,4	32,4	3,0	9,35	Heterogénea
23	T-400-B-24	962,3	46,0	32,0	3,5	10,8	Heterogénea
24	T-400-B-24	996,8	39,7	32,0	3,5	10,8	Heterogénea
25	T-400-B-24	991,6	37,8	29,7	28,4	10,2	Heterogénea
26	T-400-B-20	1.002,3	45,5	29,9	27,6	12,6	Heterogénea
27	T-400-B-20	940,3	40,5	31,9	32,4	9,6	Heterogénea
28	T-400-B-20	975,0	42,6	31,9	29,7	11,0	Heterogénea

La Figura 34 muestra que el cambio del número CT en la longitud de cada muestra es bajo, presentado valores entre 1.174 y 1.175 con una desviación estándar promedio de 13 (Tabla 15), lo cual representa que el grado de heterogeneidad es bajo y que el tipo de compactación base-tope obtiene medios porosos con propiedades uniformes a lo largo de la muestra; esto debido principalmente, a que garantiza que los esfuerzos de compactación se distribuyan mejor a lo largo de esta.

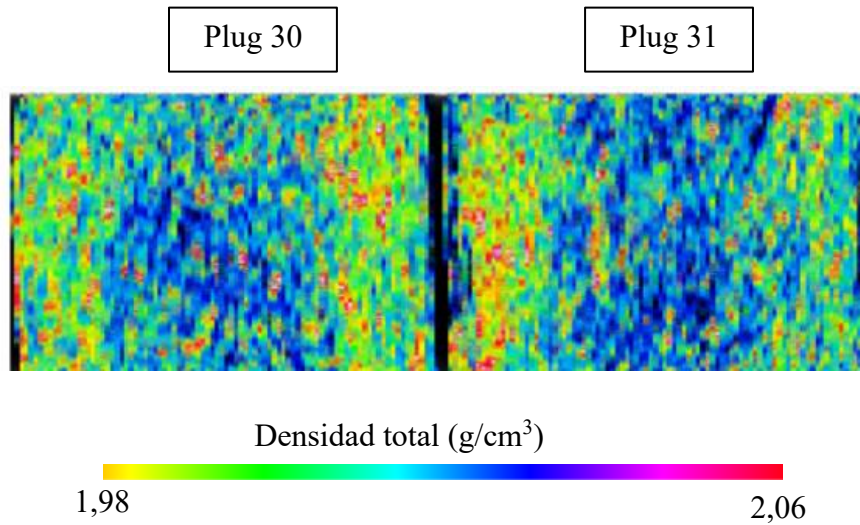


Figura 34. Resultados TC de las muestras B-400-B

Tabla 15.

Desviación estándar del número CT tercera fase

Plug	Nomenclatura	No CT	Variación	Porosidad	Variación	CEH	Clasificación
			CT	%	Porosidad	%	
30	B-400-B-24	1.174,8	12,0	25,8	0,8	3,2	Baja Heterogeneidad
31	B-400-B-24	1.174,3	14,4	25,8	1,0	3,6	Baja Heterogeneidad

4.3. Análisis de resultados

Después de estudiar los diferentes cambios en los parámetros de construcción, y validación del protocolo, se estableció que para construir medios porosos sintéticos homogéneos en forma cilíndrica es necesario realizar compactación base-tope, de esta forma la densidad a lo largo de la

muestra presentará un comportamiento casi constante, como se ve en la Figura 34. De la misma manera, la cantidad de solución epóxica es un parámetro relevante para generar bajos grados de heterogeneidad, pues a alta solución epóxica se presentaron mayores conglomeraciones de granos en ciertas zonas de las muestras como se evidencia en la muestra de 500mD en la Figura 23.

Esto se puede validar cuantitativamente en la Figura 35, donde se evidencia que las muestras B-400-B (Compactación Base-Tope) en comparación de las T-400-B (Compactación Tope), presentan una reducción de desviación estándar del 67%. Por otro lado, en cuanto a solución epóxica las muestras T-400-B (Baja solución epóxica) en comparación de las T-400-A (Alta solución epóxica), reducen la desviación estándar en un 19%.

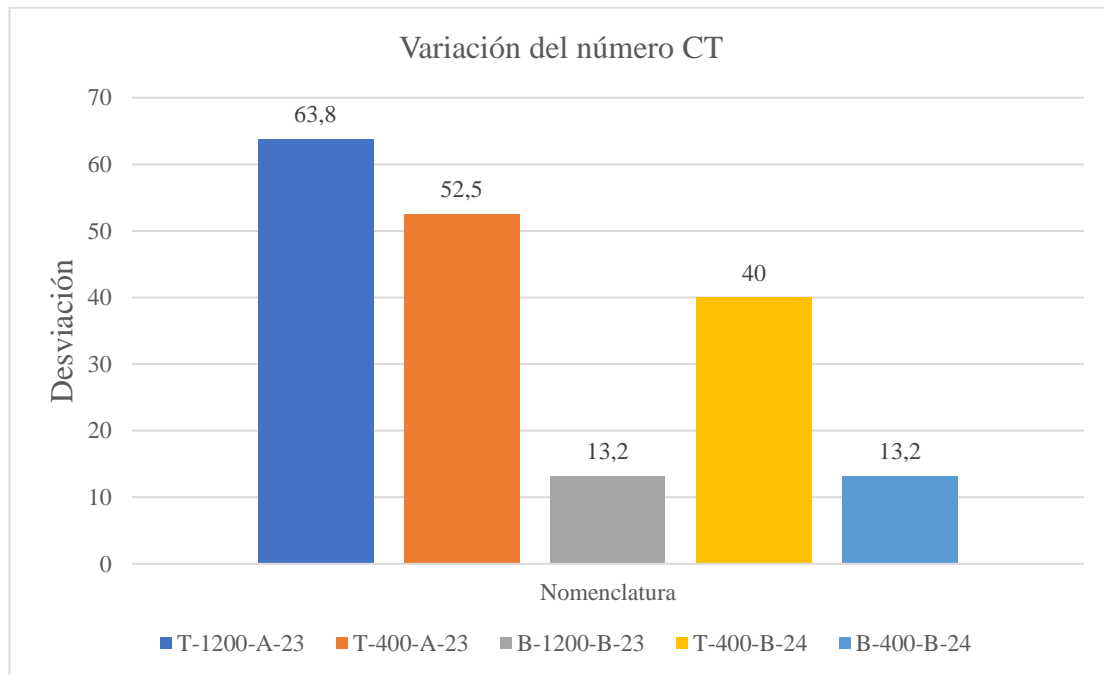


Figura 35. Resultados TC en la construcción de medios porosos cilíndricos.

En cuanto a la permeabilidad de las muestras, se logró evidenciar que los parámetros más importantes en el proceso de construcción es la presión de compactación y la cantidad de solución

epóxica, puesto que a mayor presión y menor cantidad de solución epóxica se reduce la permeabilidad como se presenta en la Figura 22 y 27, respectivamente. Además, se confirma que los cambios en la metodología presentan errores más bajos de repetibilidad y reproducibilidad, a pesar de la variación de presión, como se evidencia en la Figura 35.

4.4. Fase 3: Protocolo modificado para la construcción de medios porosos sintéticos.

En referencia a la fase 2, se establece en esta fase el protocolo modificado adecuado, seleccionando la reducción de solución epóxica y el cambio de compactación, como los mejores parámetros de construcción para obtener muestras cilíndricas con bajo grado de heterogeneidad y bajos errores de permeabilidad.

4.4.1. Condiciones generales

Tabla 16.

Adaptación de las Condiciones generales de construcción de plugs sintéticos.

Temperatura de secado	90°C
Presión de compactación	1200 psi
Relación resina/endurecedor	2.5:1
Tiempo mínimo de curado	6 horas
Equipo de compactación	Sistema de montaje de núcleos no consolidados Equipo de compactación EDR

4.4.2. Procedimiento para la construcción de *plugs* utilizando el Sistema de montaje de núcleos no consolidados

1. Definir el porcentaje de caolín respecto a la permeabilidad deseada según la gráfica en la Figura 36.

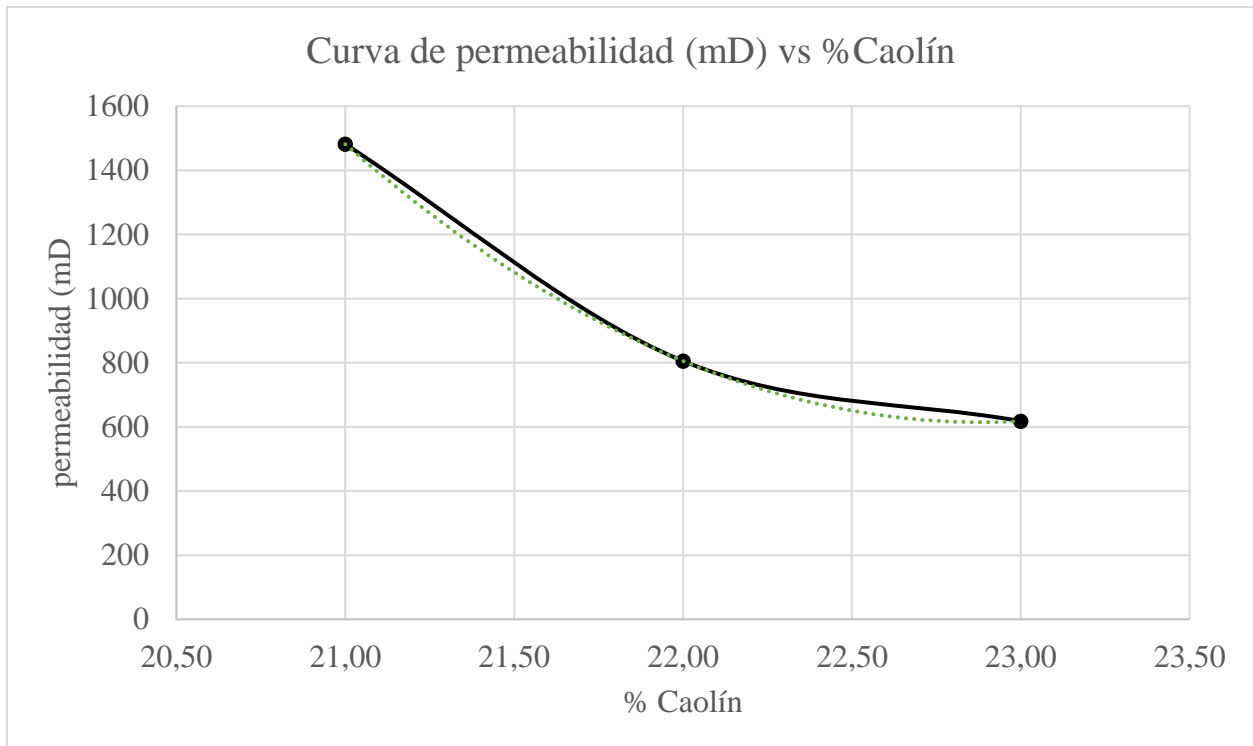


Figura 36. Curva de Permeabilidades Vs % Caolín a 1200Psi de compactación

2. A partir del porcentaje de caolín obtenido en el paso anterior, se debe determinar la masa de arena y la masa de caolín, teniendo en cuenta que, para cada núcleo a construir, se requiere una masa total de 130 gramos, estos han sido definidos a partir de las dimensiones de los moldes de acero usados para su construcción.

La masa de caolín (m_c) en gramos se puede determinar con la Ecuación 2, mientras que la masa de arena (m_a) se puede hallar a partir de la Ecuación 3.

$$m_c = \%Caolín * 130g \quad \text{Ecuación 2.}$$

$$m_a = 130 - m_c \quad \text{Ecuación 3.}$$

Una vez calculada la cantidad de arena y caolín, se debe medir las masas en la balanza analítica (Figura 37).

3. Mezclar la arena y el caolín en un recipiente limpio y seco con capacidad mínima de 500 cm³, hasta obtener homogeneidad entre los materiales durante 5 minutos. Es necesario tener especial cuidado en la mezcla, puesto que, debido al tamaño de grano muy fino del caolín, es posible que haya perdidas, lo que causaría un cambio en las propiedades esperadas.
4. Determinar el volumen de solución epóxica con el porcentaje de caolín estimado, a partir de la correlación de la Ecuación 4.

$$V_{Sol} = [(0,000021 * \%Caolín + 0,0478) * m_T * 0,1]\{\text{cm}^3\} \quad \text{Ecuación 4.}$$

$$V_{Res} = V_{Sol} * \left(\frac{2,5}{2,5 + 1} \right) = V_{Sol} * 0,7143 \{\text{cm}^3\} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Donde,

V_{Sol} es el Volumen de Solución Epóxica en cm³

V_{Res} es el Volumen de Resina en cm³

V_{End} es el Volumen de Endurecedor en cm³

m_T es la Masa Total de muestra en gramos

5. Medir el volumen de resina y volumen de endurecedor, a partir de las especificaciones determinadas en el paso anterior, seguidamente proceder a mezclar la resina y el endurecedor durante 4 minutos hasta lograr homogeneidad
6. Verter la solución epóxica obtenida a una tasa de 1 cc/min, correspondiente a una sexta parte del volumen total de la solución epóxica hasta obtener una mezcla homogénea con los materiales sólidos en su totalidad, lo cual sucede aproximadamente en 12 minutos, desintegrando las grandes acumulaciones de masa que se hayan formado.
7. Colocar un papel que aislé la base al equipo de compresión con el medio poroso para evitar su contaminación y adicionalmente para tener control de las pérdidas de arena, garantizando que el pistón este limpio para no contaminar la muestra.
8. Llenar los moldes de acero en la mesa de soporte del equipo de compresión *Sistema de compactación de núcleos no consolidados* con la mezcla final hasta el tope, asegurándose que los 120g queden dentro del mismo molde (Figura 38).
9. Compactar las muestra realizando compactación de base y tope, se compacta por el tope 5 minutos y luego otros 5 minutos por la base, a presión de 1200 psi.
10. Liberar presión de forma lenta y esperar a que se levante el pistón.
11. Una vez se haya comprimido la muestra, Con un bisturí limpiar los residuos de muestra que quedan en el acero, para evitar que se consolide y, de esta manera, evitar posterior trabajo al perfilar la muestra.
12. Marcar la muestra con la información técnica que la identifique para posteriormente llevarla al horno a una temperatura de 90°C por 6 horas (Figura 39) y, posteriormente, sacar el molde del horno para dejarlo reposar a temperatura ambiente durante 6 horas mínimo (Figura 40).

13. Manipular la muestra cuando la temperatura del núcleo sea adecuada y retirar el *plug* sintético del molde por medio del torquímetro, donde un tornillo hace las veces de pistón desplazando el *plug* dentro del molde de acero y así retirarlo causando el mínimo daño posible, o utilizar técnicas alternativas que garanticen su extracción adecuada.
14. Preservar la muestra con teflón y etiquetarla con la información técnica de fabricación, nombre, presión de compactación, porcentaje de caolín, tipo de compactación, contenido de solución epóxica y marcar el tope de esta.



Figura 37. Cálculo de proporciones y mezclado de arena Ottawa 80/100 y caolín.



Figura 38. Mezclado y llenado de moldes.



Figura 39. Llevado al horno a 90°C para el curado de las muestras



Figura 40. Enfriamiento de los moldes y curado de las muestras.

4.4.3. Protocolo para la construcción de medios porosos con la forma de paralelepípedos.

Según lo expuesto en el capítulo 3, se requiere una presión de compactación de 400psi en los medios porosos sintéticos con esta geometría; por lo que es necesario establecer un protocolo para la construcción de medios porosos con forma de paralelepípedos, el cual contenga los mejores parámetros posibles para alcanzar el menor grado de heterogeneidad. De este modo y considerando los resultados de la fase 2, se establece una presión de compactación de 400 psi, baja solución epóxica y compactación solo tope.

El protocolo se presenta en el Apéndice C, donde se establecen las condiciones, cálculo de proporciones y tiempos de mezclado.

5. Evaluación del escalamiento

5.1. Escalamiento de las variables de construcción de medios porosos

Teniendo en consideración las limitantes técnicas del equipo mencionadas y los resultados obtenidos en el capítulo anterior, se definieron los parámetros experimentales de construcción de medios porosos en forma de paralelepípedo, con los cuales, se prosiguió a la identificación de las variables independientes en el proceso de construcción de medios porosos que se ven modificadas en un proceso escalamiento (Tabla 17).

Tabla 17.

Variables independientes en la construcción de medios porosos.

Variables independientes en la construcción de medios porosos	Controlado	Medianamente controlado	Sin controlar
Masa de arena	x		
Masa de caolín	x		
Volumen de solución epóxica	x		
Tiempo de mezclado	x		
Intensidad de mezclado		x	
Presión de compactación	x		
Tipo de compactación	x		
Tiempo de secado	x		

El escalamiento del protocolo de construcción de medios porosos se basa en el principio de similitud mecánica (geométrica). Por consiguiente, se plantea relacionar los dos sistemas de estudio (el paralelepípedo y el cilindro) como se evidencia en la Figura 41, mediante la correlación de las dimensiones entre el área superficial y la longitud del medio poroso, para de esta manera garantizar un escalamiento adecuado. (Lesmes y Londoño, 2006).

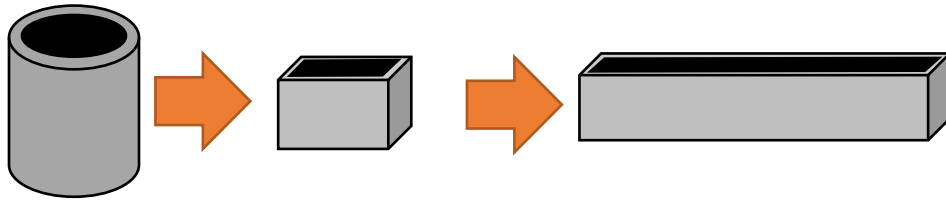


Figura 41. Principio de similitud geométrica

Así mismo, la evaluación del escalamiento se realiza analizando el grado de error entre el número CT promedio de los medios porosos obtenidos del paralelepípedos con respecto a los cilíndricos fabricados. Por lo cual, surgió la necesidad de la construcción de paralelepípedos con dimensiones inferiores al molde del Equipo de Desplazamiento Radial, para facilitar el cambio de geometría y de volumen, en el estudio de las muestras fabricadas.

5.1.1. Diseño del molde La construcción del medio poroso intermedio en forma de paralelepípedo a su vez requirió el diseño del molde que fue fabricado principalmente con tres características. Primero, que el tamaño fuese adecuado para su uso en el equipo de compactación; segundo, que se permitiera la extracción de la muestra para su respectiva evaluación en tomografía, y tercero, que cumpla el principio de similitud geométrica entre los moldes de los sistemas a evaluar.

Para obtener las características mencionadas anteriormente se diseñó un molde con dimensiones intermedias entre el del EDR y los *plugs* (Figura 42), propiciando implícitamente un tamaño adecuado de muestra para su uso en el equipo de compactación y cumpliendo a la vez el principio de similitud, relacionando el área superficial de los sistemas con el espesor (altura) como se presenta en la Figura 43 y se calcula en la Tabla 18.

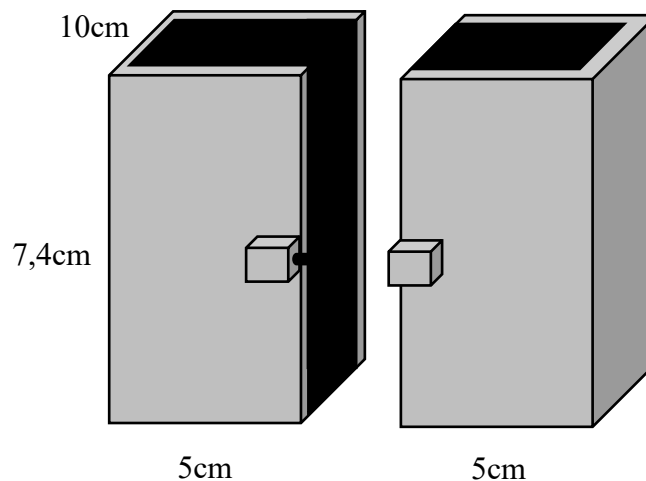


Figura 42. Diseño del molde intermedio

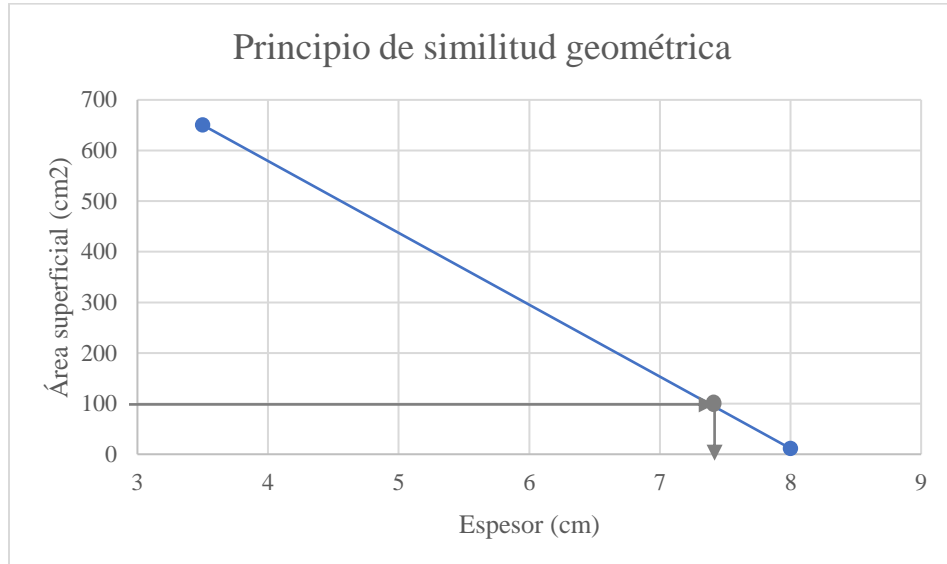


Figura 43. Principio de similitud geométrica para escalamiento de *plugs* a paralelepípedos.

Tabla 18.

Principio de similitud geométrica para escalamiento de plugs a paralelepípedos.

Molde	Área superficial (cm ²)	Altura (cm)
EDR	650,25	3,5
Cilíndrico	11,34	8
Intermedio	100	7,4

Este molde de tamaño intermedio se diseñó con dos piezas individuales iguales con una parte metálica tipo macho encajada a un tipo hembra, acoplados con un tornillo ajustable con doble función, la de asegurar un sellado hermético al compactar y la de facilitar la extracción del medio poroso separando las piezas como se observa en la Figura 44.



Figura 44. Molde de acero para la construcción de medios porosos en forma de paralelepípedos

Posterior al diseño y fabricación del molde intermedio, se procedió a la construcción de medios porosos en forma de paralelepípedo, utilizando los materiales presentados en la Tabla 2, proporciones, tipo de compactaciones y temperatura de secado.

Primordialmente, se modificaron las variables independientes que tenían una relación directamente proporcional al incremento volumétrico de las muestras a estudiar, como la fuerza de compactación, el tiempo de mezclado y la cantidad de material.

En la Figura 45, se puede contemplar gráficamente como para los *plugs*, los paralelepípedos intermedios y de tamaño EDR se ajustan bien a la tendencia de la recta que representa la presión de compactación de 400 psia y, por el contrario, como se sale del rango operacional (Línea Roja) el medio poroso de mayor tamaño en la línea de 1.200 psia, en la Tabla 19.

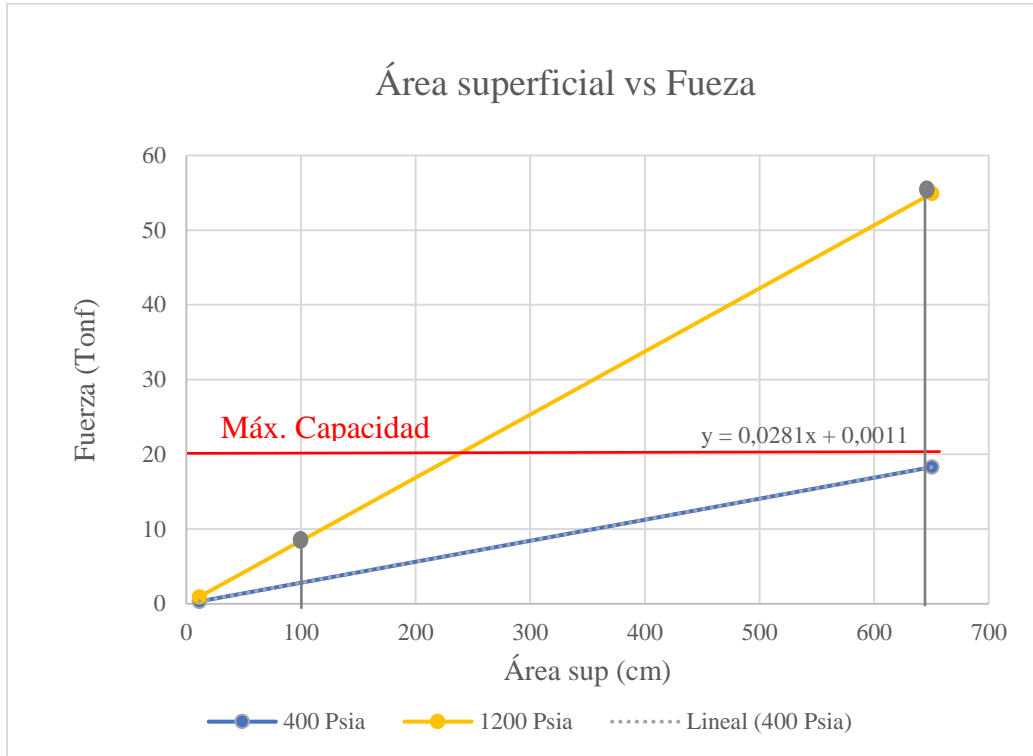


Figura 45. Relación Área superficial vs Fuerza para muestras con área superficial.

Tabla 19.

Fuerza en función del área superficial para presiones de 1.200 y 400 psia.

Molde	Área superficial	Fuerza (Ton) para	
	(cm ²)	1.200 psia	400 psia
Cilíndrico	11,34	0,94	0,32
Intermedio	100	8,44	2,8
EDR	650,25	54,9	18,29

El tiempo de mezclado como se mencionó anteriormente, se correlacionó directamente proporcional al volumen, por lo que para muestras en forma de paralelepípedo intermedio se empleó 8 veces el tiempo que el utilizado para los *plugs*.

5.2. Construcción de medios porosos en forma de paralelepípedos

Una vez definidos los parámetros de construcción a la escala correspondiente, se elaboraron los medios porosos utilizando el protocolo propuesto en el Apéndice C.

Generando así, 2 muestras (A y B) con altura de 7,4cm y proporciones presentadas en la Tabla 20. De la misma manera, se propuso fabricar las muestras C, D y E con una altura de 3,5 cm, de forma que se pueda estudiar el comportamiento del medio poroso al tener la misma altura del EDR.

Tabla 20.

Principio de similitud geométrica para escalamiento de plugs a paralelepípedos.

Paralelepípedo	Solución Epóxico (ml)	Caolín %	Masa caolín (g)	Masa arena (g)	Vol resina (ml)	Vol endurecedor (ml)
A – B	51,22	0,24	254,47	805,83	38,4	15,4
C – D – E	24,2	0,24	120,36	383,13	18,3	7,3

Las muestras A y B que se presentan en la Figura 46, fueron construidas con los materiales presentados en la Tabla 20, mismas proporciones y procedimiento, con la diferencia de que la muestra A tuvo una compactación base y tope, por lo que se denomina su nomenclatura como BT-

7.4-(A) y la muestra B con compactación unidireccional T-7.4-(B), ambas muestras tuvieron en promedio una densidad de grano de $2,4\text{g/cm}^3$.



Figura 46. Paralelepípedos intermedios a 400psia - BT-7.4-(A) y T-7.4-(B)

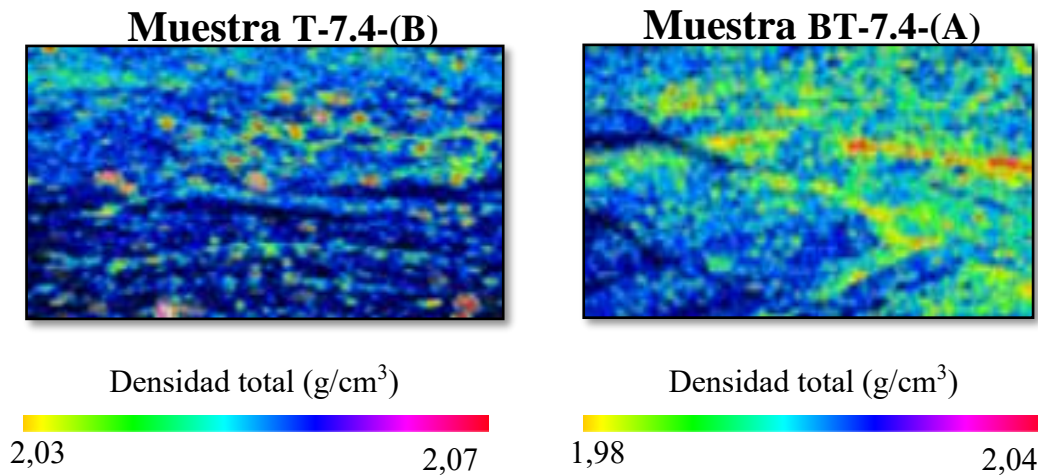


Figura 47. Resultados de TC para los paralelepípedos intermedios BT-7.4-(A) y T-7.4-(B)

Los resultados cualitativos de tomografía computarizada de las muestras BT-7.4-(A) y T-7.4-(B) presentados en la Figura 47, permiten evidenciar una baja variación de la tonalidad de los colores, indicando que las propiedades físicas son similares a lo largo de las muestras; sin embargo,

también se observa que hay partes del medio poroso que parecen estar fracturadas, este fenómeno puede deberse a la inadecuada extracción del núcleo por la fricción de los bordes del porta muestra y el medio poroso, que impidieron una fácil extracción sin daños.

Tabla 21.

Resultados del grado de heterogeneidad de paralelepípedos intermedios BT-7.4-(A) y T-7.4-(B)

Muestra	Tipo	No CT	Variación	Porosidad	Variación	CEH	Clasificación
			CT	%	Porosidad	%	
A	BT-7.4	1.028,11	12,14	29,2	0,91	3,1	Baja heterogeneidad
B	T-7.4	990,40	17,51	32,0	1,31	4,1	Mediana heterogeneidad

Cuantitativamente, en la Tabla 21 se puede evidenciar los resultados del análisis de tomografía asumiendo un comportamiento análogo al propuesto por la metodología de evaluación del grado de heterogeneidad Mendieta y Rincón (2017) y se evidencia que la muestra compactada en tope y base obtuvo menor grado de heterogeneidad con respecto a la compactada en el tope, tal como se presentó con las muestras de tipo *plug*.

Las muestras C y D mostradas en la Figura 48, al igual que las muestras A y B, , contienen los mismos materiales, proporciones y procedimiento; sin embargo, fueron compactadas solo en el tope y a la muestra D se le realizó un control de la intensidad de mezclado utilizando un recipiente sellado que permite generar un movimiento más constante y mecánico, por lo cual su nomenclatura es denominada T-3.5-(C) y T-3.5-(D)-M, respectivamente.

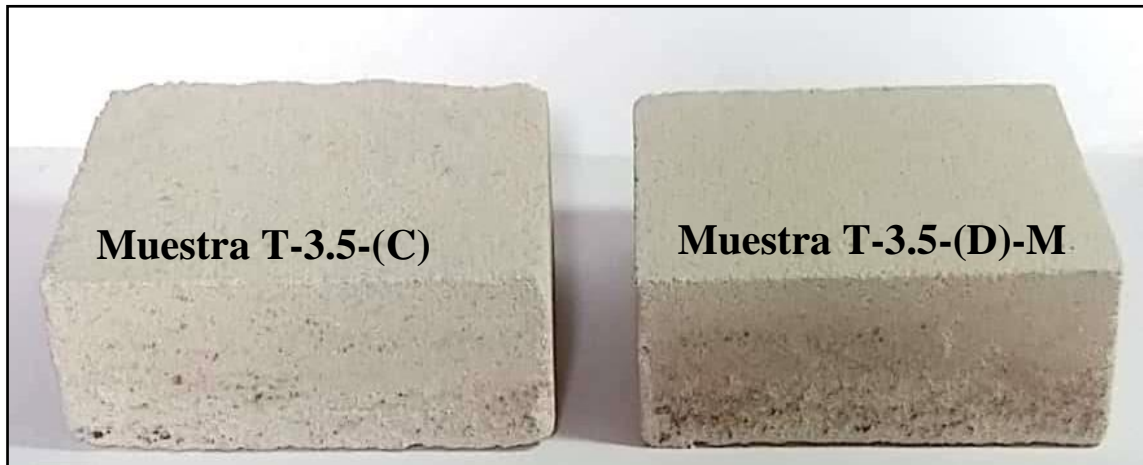


Figura 48. Paralelepípedos intermedios a 400 psi - T-3.5-(C) y T-3.5-M-(D)

Cualitativamente, en la Figura 49, se puede evidenciar que las muestras T-3.5-(C) y T-3.5-(D)-M, presentan un rango de colores pequeño con variaciones de la densidad total entre el $2,01 \text{ g/cm}^3$ y $2,06 \text{ g/cm}^3$, asociado a un bajo grado de heterogeneidad lo que se puede corroborar cuantitativamente en la Tabla 22. De igual manera, estas presentaron el mismo fenómeno de bordes con fracturas que se produjeron al extraer el medio poroso y, se puede observar que la muestra construida con mezclado manual (T-3.5-(C)) tiene zonas con alta densidad más definidas que indican acumulación de granos por la solución epóxica.

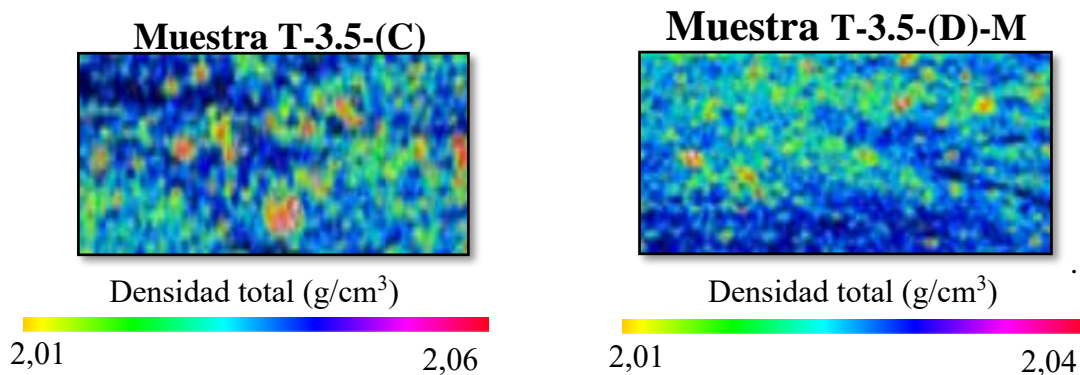


Figura 49. Resultados de TC para los paralelepípedos intermedios T-3.5-(C) y T-3.5-M-(D)

Tabla 22.

Error relativo del escalamiento geométrico. T-3.5-(C) y T-3.5-M-(D)

Muestra	Tipo	No CT	Variación CT	Porosidad %	Variación Porosidad	CEH %	Clasificación
C	T-3.5	1.017,99	9,21	29,4	0,69	2,3	Baja heterogeneidad
D	T-3.5-(M)	998,31	9,90	31,5	0,75	2,4	Baja heterogeneidad

A su vez, se fabricó la Muestra E (Figura 50), con compactación base-tope y altura de 3.5cm, con el objetivo de estudiar la mejor configuración para obtener una muestra homogénea con forma de paralelepípedo; sin embargo, esta resulto tener un comportamiento muy friable como se puede observar en la Figura 50 y 51, asociado al acomodamiento de los granos durante la compactación base-tope y a la longitud de la muestra. Indicando principalmente que la compactación base-tope no es viable para medios porosos de baja altura, pues no garantiza un grado de consolidación adecuada y el grado de heterogeneidad esperado.

*Figura 50. Paralelepípedos intermedios a 400psia – BT-3.5-(E)*

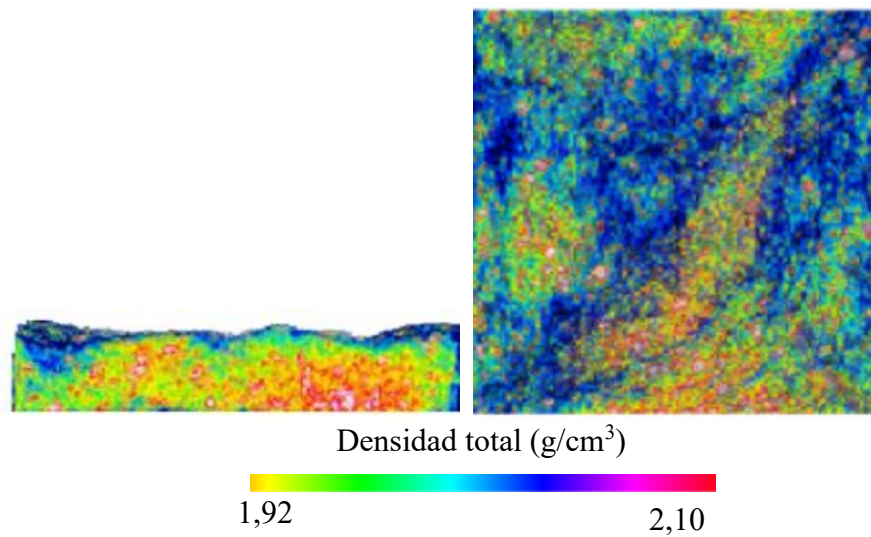


Figura 51. Resultados TC de paralelepípedos a 400psia - BT-3.5-(E)

5.3. Extracción de núcleos de los medios porosos en forma de paralelepípedos.

A partir de los resultados de tomografía de los medios porosos en forma de paralelepípedos, se optó por perforar las muestras como se evidencia en la Figura 52, utilizando el equipo de extracción de núcleos core pet del laboratorio de análisis petrofísicos, con el objetivo de estimar la permeabilidad y de evaluar el grado de heterogeneidad de las muestras en diferentes puntos de esta.



Figura 52. Broca de extracción de núcleos core-pet.

En la Figura 53, se pueden ver las muestras A1 y A2, las cuales son *plugs* extraídos del medio poroso con forma de paralelepípedo BT-7.4-(A). Estas muestras se evaluaron consecuentemente con el equipo de tomografía computarizada como se observa en la Figura 54, donde se evidencian una gama de colores principalmente verdes y azules a lo largo de la muestra, indicando una heterogeneidad moderada de los medios porosos.



Figura 53. Muestras A1- A2 extraídas del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A)

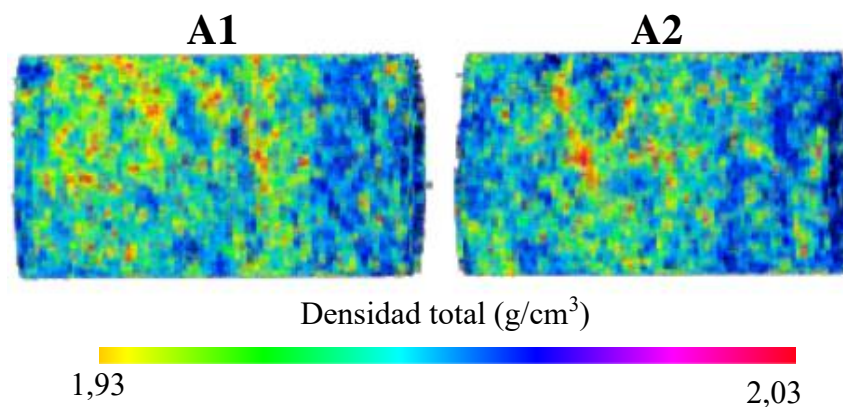


Figura 54. Resultados de TC para los *plugs* A1-A2 extraídos del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A).

Los resultados cuantitativos del análisis de tomografía se presentan en la Tabla 23, en donde se observa que la clasificación de ambas muestras es de mediana heterogeneidad, diferente a la determinada en la Tabla 21, en la cual la muestra exhibe un bajo grado de heterogeneidad correspondiente al medio poroso en forma de paralelepípedo BT-7.4-(A).

En la Tabla 24, los resultados de permeabilidad indican un alto valor de error relativo entre las muestras que se extrajeron del paralelepípedo con respecto a la permeabilidad de los *plugs* construidos con el mismo protocolo y proporciones, adicionalmente, se puede evidenciar que hay una desviación estándar de 204,5, indicando el grado de dispersión de los resultados entre sí.

Tabla 23.

Resultados del grado de heterogeneidad de los plugs A1-A2 extraídos del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A).

Muestra	Tipo	No CT	Variación CT	Porosidad %	Variación porosidad	CEH %	Clasificación
A1	BT-7.4	975,33	13,93	36,88	1,70	4,60	Mediana heterogeneidad
A2	BT-7.4	958,36	19,61	37,19	1,41	3,79	Mediana heterogeneidad

Tabla 24.

Resultados de la permeabilidad de los plugs A1-A2 extraídos del paralelepípedo intermedio BT-7.4-(A).

Plug	Tipo	K esperada (mD)	K obtenida	Error %	Variación
A1	BT-7.4	931	1.629,5	75,0	204,5
A2	BT-7.4	931	1.340,3	44,0	

De la misma manera, se extrajeron dos muestras (B1 y B2) del medio poroso con forma de paralelepípedo T-7.4-(B) como se pueden observar en la Figura 55, para su respectivo análisis del grado de heterogeneidad y permeabilidad.



Figura 55. Muestras B1- B2 extraídas del paralelepípedo intermedio T-7.4-(B)

Las muestras B1 y B2, se evaluaron en tomografía como se observan en la Figura 56, y presenta una variación de colores entre verde y azul en mayor proporción, junto con puntos rojos que indican alto contenido de solución epóxica asociados a alto número CT y, por ende, altas densidades.

se evidencia una desviación estándar de 176,5, indicando que la altura del medio poroso influye significativamente en las propiedades petrofísicas del medio poroso de tipo paralelepípedo.

Tabla 26.

Resultados de la permeabilidad de los plugs B1-B2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-7.4-(B).

Plug	Tipo	K esperada (mD)	K obtenida	Error %	Variación
B1	T-7.4	907,4	3.049,6	236,1	176,5
B2	T-7.4	907,4	2.800	208,6	

El procedimiento de extracción de núcleos se replicó para la obtención de tres muestras de los medios porosos con forma de paralelepípedo cuya altura es de 3,5cm (muestra C y D) correspondiente a la altura del E.D.R. La muestra C1 proviene del medio poroso construido con mezclado manual T-3.5-(C), mientras las muestras D1 y D2 son las obtenidas del medio poroso T-3.5-(D)-M, cuyo mezclado fue mecánico.



Figura 57. Muestras C1- D1-D2 extraídas de los paralelepípedos intermedios T-3.5-(C) y T-3.5-(D)-M.

La muestra C1 presentó un bajo grado de heterogeneidad cuantitativa y cualitativamente evidenciado en la Figura 57, con un bajo rango de variación, distribución de los colores azul y

verde a lo largo de la muestra, a pesar de presentar unos puntos con alta densidad de grano; sin embargo, el error relativo de permeabilidad con respecto a la permeabilidad esperada como se observa en la Tabla 28, indica que la altura del medio poroso efectivamente influye la permeabilidad de la muestra.

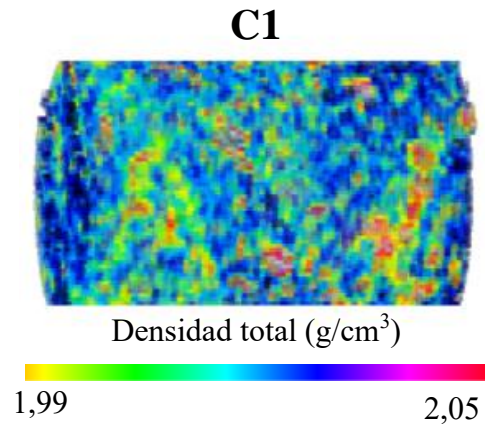


Figura 58. Resultados de TC para los *plugs* C1 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(C).

Tabla 27.

Resultados del grado de heterogeneidad de los plugs C1 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(C).

Muestra	Tipo	Promedio CT	Variación CT	Porosidad %	Variación porosidad	CEH %	Clasificación
C1	T-3.5	985,72	16,84	35,23	1,21	3,44	Baja heterogeneidad

Tabla 28.

Resultados de la permeabilidad del plug C1 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(C).

Plug	Tipo	K esperada (mD)	K obtenida	Error %
C1	T-3.5	907,4	1.546,3	70,4

Posteriormente, se evaluó el grado de heterogeneidad y la permeabilidad de los *plugs* extraídos del medio poroso T-3.5-(D)-M, como se observa en la Figura 59, indicando que las muestras tienen bajo y medio grado de heterogeneidad (Tabla 29), asociado a una variación de las propiedades físicas de la muestra a lo largo del medio poroso en forma de paralelepípedo.

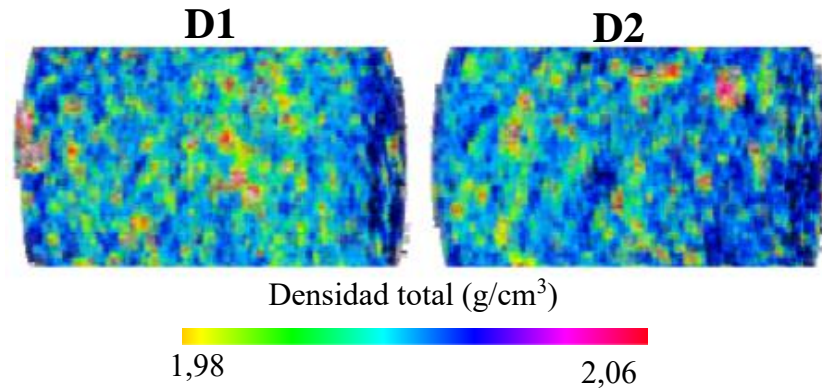


Figura 59. Resultados de TC para los *plugs* D1-D2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(D)-M.

Tabla 29.

Resultados del grado de heterogeneidad de los *plugs* D1-D2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(D)-M

Plug	Tipo	No CT	Variación CT	Porosidad %	Variación porosidad	CEH %	Clasificación
D1	T-3.5-M	1.001,85	18,66	34,07	1,34	3,94	Mediana heterogeneidad
D2	T-3.5-M	1.013,96	9,37	33,19	0,67	2,03	Baja heterogeneidad

La permeabilidad de los *plugs* extraídos presentaron menor porcentaje de error relativo con respecto a la esperada de los *plugs* sintéticos construidos; sin embargo, hay una variación significativa entre las permeabilidades obtenidas entre sí con una desviación estándar de 125,1, como se observa en la Tabla 30.

Tabla 30.

Resultados de la permeabilidad de los plugs D1-D2 extraídos del paralelepípedo intermedio T-3.5-(D)-M.

Plug	Tipo	K esperada (mD)	K obtenida	Error %	Variación
D1	T-3.5-M	907,4	1.051,6	15,9	125,1
D2	T-3.5-M	907,4	874,7	3,6	

Finalmente, aplicando el principio de similitud geométrica, al igual que en los medios porosos en forma de paralelepípedos intermedios correlacionando directamente proporcional con respecto al volumen la cantidad de material y los tiempos de fabricación; se construyó una muestra en forma de paralelepípedo con las dimensiones requeridas para el EDR (Figura 60), empleando 25 veces el tiempo que el utilizado para los *plugs*, determinando las cantidades de material empleado aplicando compactación tope de 400 psia y en términos generales utilizando de referencia el protocolo propuesto en el capítulo anterior.

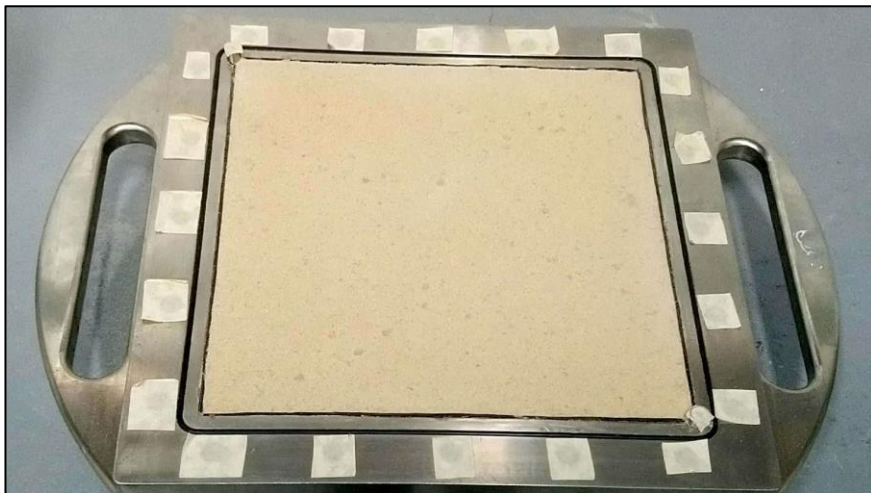


Figura 60. Medio poroso en forma de paralelepípedo con tamaño de EDR.

5.4. Evaluación del escalamiento

Teniendo en cuenta de que el número CT tiene una relación directamente proporcional a la densidad del objeto de estudio y esta a su vez, puede correlacionarse con las propiedades petrofísicas de un medio poroso (Ortiz, 2015), se determina como el parámetro de evaluación del escalamiento del protocolo de construcción de medios porosos sintéticos, para de esta manera, establecer si las muestras en forma de paralelepípedo cumplen el principio de similitud al modificar las dimensiones.

La forma de cuantificar el escalamiento fue determinando el porcentaje de error relativo entre el valor obtenido del número CT entre los *plugs* sintéticos con respecto a los extraídos del medio poroso en forma de paralelepípedos presentados en la Tabla 31, estos resultados indican que las muestras BT-7.4-(A), T-7.4-(B) y T-3.5-(D)-M, presentan un porcentaje de error bajo, sugiriendo que el medio poroso tiene una densidad de grano similar. De la misma forma, en la Figura 61 se evidencia que el protocolo para la construcción de medios porosos sintéticos con forma de paralelepípedo genera muestras con bajo grado de heterogeneidad a comparación con el mismo protocolo establecido para *plugs* en la fase 2 del proyecto, representado por la muestra T-400-B-24 en la gráfica.

El molde para la fabricación del medio poroso tuvo influencia en las propiedades de este, puesto que, al incrementar el volumen, se propició un mejor acomodamiento de los granos a lo largo de la muestra en el momento de la construcción, como se puede observar en la Figura 61, en la cual,

todas las muestras con forma de paralelepípedo muestran una reducción de la desviación estándar del 50%.

No obstante, al estudiar el comportamiento de la Tabla 32, se puede observar que todas las muestras en términos de permeabilidad tienen un error relativo alto con respecto a sus referencias cilíndricas y, por consiguiente, permite concluir que este protocolo no es adecuado para la construcción de medios porosos con forma de paralelepípedo para su uso en el equipo de desplazamiento radial, E.D.R.

Tabla 31.

Error relativo del escalamiento geométrico entre plugs sintéticos fabricados y los plugs extraídos del medio poroso en forma de paralelepípedo

Muestra paralelepípedo	Tipo	Valor CT	Plug extraídos	Valor CT	Error %
A	BT-7.4	990,40	A1 - A2	966,85	2,4
B	T-7.4	1.028,10	B1 - B2	967,63	5,9
C	T-3.5	1.017,98	C1	985,72	3,2
D	T-3.5-M	998,30	D1 – D2	1.007,9	1

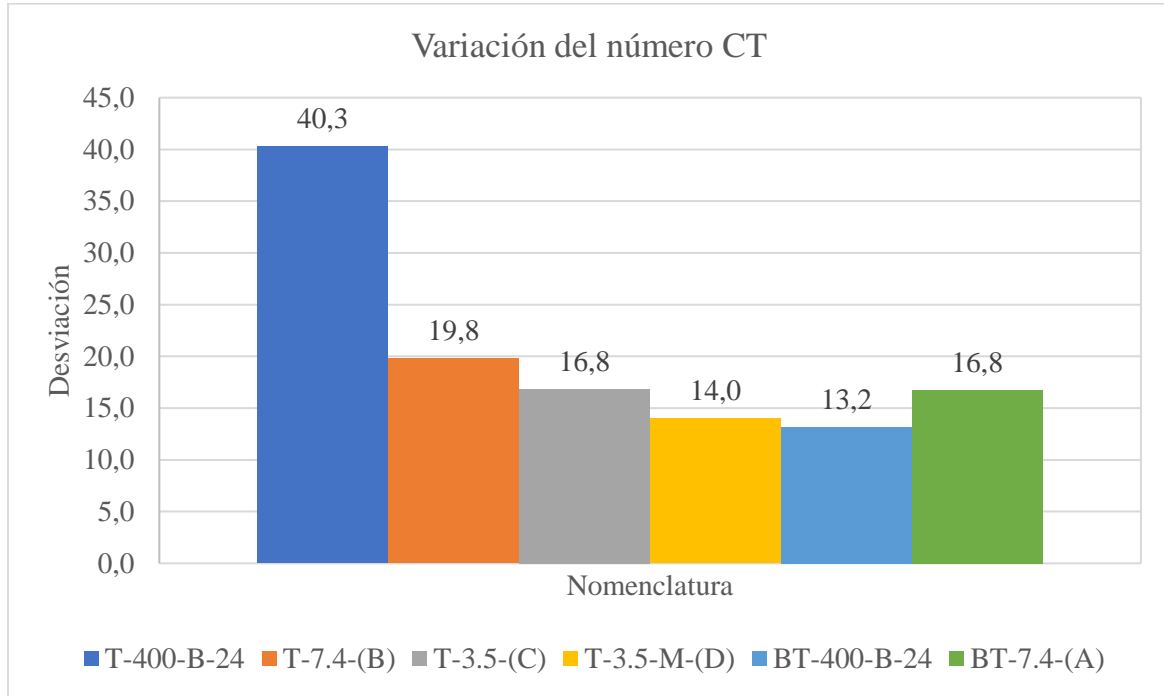


Figura 61. Variación del número CT en medios porosos paralelepípedos.

Tabla 32.

Error relativo de la permeabilidad entre plugs sintéticos fabricados y los plugs extraídos del medio poroso en forma de paralelepípedo

Muestra	Nomenclatura	K esperada construidos (mD)	K extraídos	Error %
A	B-400-B-7.4	931	1.629,5	75,0
B	T-400-B-7.4	907,4	3.049,6	236,1
C	T-400-B-3.5	907,4	1.546,3	70,4
D	T-400-B-3.5	907,4	1.051,6	15,9

Algunas de las razones por las cuales puede que este protocolo no sea el adecuado para escalar el proceso de construcción de medios porosos sintéticos a paralelepípedos, son:

- La altura del medio poroso, como se presenta en la Tabla 32, en la cual se evidencia que las muestras construidas a una altura de 3,5cm (T-3.5-(C) y T-3.5-(D)), se caracterizan por tener permeabilidades con menor error relativo y menor grado de heterogeneidad con respecto a los plugs extraídos. Por lo cual, se puede inferir que los medios porosos construidos a esta altura (Altura del EDR) pueden presentar resultados de permeabilidad con porcentajes de error bajo y de esta manera, mejores resultados de repetibilidad y reproducibilidad.
- El mezclado de la muestra, dado que el mezclado manual es un error humano y que puede variar dependiendo el operario, es uno de los errores más significativos en el proceso, como se puede ver en la Tabla 31 y 32, donde la muestra D (mezclada en un recipiente cerrado y con movimiento mecánico) presenta menores errores relativos de permeabilidad y de grado de heterogeneidad. Por lo tanto, si se llegaran a realizar muestras mediante este mezclado o incluso uno automatizado, se podrían generar muestras más homogéneas.

6. Conclusiones

Los resultados de tomografía computarizada de los *plugs* construidos aplicando el protocolo de referencia indican que esta metodología no garantiza medios porosos homogéneos, dado que presentan un grado de variación a lo largo de la muestra por encima del 60% y, por ende, se clasifican como heterogéneos.

Las adaptaciones a la metodología permiten la construcción de muestras con bajo grado de heterogeneidad, y mejores aproximaciones a las permeabilidades objetivo, puesto que con el cambio de tipo de compactación y disminución en la solución epóxica, reducen la desviación estándar en un 67% y 19%, respectivamente.

Los medios porosos sintéticos de tipo paralelepípedo presentaron menor grado de heterogeneidad con respecto a los de tipo *plug*, debido a que el molde de las muestras tiene mayor área superficial, permitiendo un mejor empaquetamiento de los granos en el espacio poroso.

Los medios porosos sintéticos de tipo paralelepípedo que mostraron el menor grado de heterogeneidad son los construidos aplicando la compactación en el tope y con una altura de 3,5 cm, puesto que los esfuerzos ejercidos en la muestra por la presión de compactación son mejor distribuidos dada la reducción de la altura de la muestra.

El uso de esta metodología para la construcción de medios porosos sintéticos no es idóneo para su aplicación en el EDR, dado que las propiedades de los medio poroso sintéticos con forma de paralelepípedo no presentaron los resultados esperados con respecto a las muestras construidas de tipo *plug*, evidenciado en los altos errores relativos entre los valores de permeabilidad.

7. Recomendaciones

Para el desarrollo de próximas investigaciones enfocadas en el uso de los medios porosos sintéticos, los autores recomiendan tener en cuenta las siguientes propuestas:

Diseñar y construir un equipo para el mezclado de los materiales empleados en la fabricación de medios porosos sintéticos aplicables en el EDR.

Evaluar experimentalmente el uso del EDR, para la determinación de las propiedades petrofísicas de las muestras construidas con el equipo de compactación de medios porosos en forma de paralelepípedo, al realizar desplazamiento de fluidos.

Desarrollar un estudio experimental para la construcción de muestras sintéticas con estratificación planar, utilizando el equipo de compactación de medios porosos en forma de paralelepípedo.

Referencias Bibliográficas

- Abtahi, M., y Torsæter, O. (2000). *Experimental Reservoir Engineering, Laboratory Work Book. Norwegian University of Science and Technology*, 54–56.
- Alarcón, L. y Cavanzo, E. (2013). Estudio experimental de un proceso de inyección continua de vapor en el equipo de desplazamiento radial (EDR) con medios porosos homogéneos (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Alegría, J. M. S., y Sáez, M. P. (2005). Curso básico de estadística para economía y administración de empresas (Vol. 4). Ed. Universidad de Cantabria.
- American Society for Testing and Materials. (2014). ASTM E1441- Standard Guide for Computed Tomography (CT) Imaging. ASTM International, 00(July), 1–33. <https://doi.org/10.1520/E1441-11>.
- Ardila, M., y Arenas, F. (2010). Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos de la escuela de ingeniería de petróleos, 130.
- Araque, D., Montañez A.: *Habilitación Del Equipo Modelo De Inyección De Cinco Puntos Scala* (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Blandón Montes, A. (2002). Principios de estratigrafía. *Facultad de Minas*.
- Boggs Jr, S. (2014). *Principles of sedimentology and stratigraphy*. Pearson Education.
- Buitrago, H. y Suárez, R. (2016). Análisis experimental del desplazamiento de un crudo colombiano con una solución polimérica en medios porosos como método de recuperación mejorada (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- Cáceres, J. y Porras, K. (2015). Construcción de equipo electroneumático para la fabricación de medios porosos sintéticos (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Castro, M. D. (2005). *Transporte de Momentum Y Calor. Teoría Y Aplicaciones a la Ingeniería de Proceso* (Vol. 6). UADY.
- Celis, L. y Fernández de castro, O. (2012). Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Cortés, C. y Santoyo, L. (2016). Evaluación del proceso de inyección de agua mediante pruebas de laboratorio en medios porosos como método de recobro (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia
- Cruz, L. y Caballero V. (2007). Descripción y clasificación de rocas terrígenas por su textura. Recuperado de <https://goo.gl/ujFKFz>
- Dávila, J. (2011). Diccionario Geológico. Instituto geológico, minero y metalúrgico (Perú).
- Jiménez, R., Castro, R., Maya, G., Pérez, R., Delgadillo, C., García, H.,... Cárdenas, F. (2017). Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. Bogotá D.C., Colombia.
- Kayser, A. (2006). Una observación más detallada de la geometría de los poros La tecnología de tomografía computada que utiliza rayos X ha constituido un avance. *Oilfield Review. Schlumberger*, 4–15.
- Hegazy, G. M., Ragab, A. S., Shedid, S. A., Aftab, M. N., Ali, M., Al Riyami, M. M., ... Ibrahim, M. F. (2014). Innovative and Cost-Effective Coring Technique “Extended Coring” for

- Long Intervals of Multiple Zones with World Record - Case Histories from the UAE. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. doi:10.2118/171852-ms
- Lesmes Gomez, J. D., y Londono Galvis, F. W. (2006). *Diseno De Un Modelo Fisico De Desplazamiento Radial Para Simular Procesos De Recobro Mejorado* (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. Mecanica).
- Lizcano, J. y Padrón, R. (2014). Evaluación del efecto de la depositación de asfáltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Lopera, S. y Zapata, F. (2013). Construcción de medios porosos artificiales para desplazamientos en medios porosos. Acipet.
- Mendieta, A. y Rincón, L. (2017). Metodología para la estimación cuantitativa de la heterogeneidad en muestras de roca tipo tapón por medio de imágenes de tomografía computarizada de rayos X (CT). (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Meneses, O., Chaves, J. M. P., y Otero, H. (2015). rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X tac, *13*, 57–63.
- Miquel-González, Lisset, Ortiz-Rabell, Gilbert, y Castro-Castiñeira, Olga. (2017). Aplicación de la técnica de tomografía axial computarizada para mejorar la caracterización de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (41), 72-79. <https://dx.doi.org/10.15446/rbct.n41.55046>
- Cárdenas Montes, J. C. (2008). Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fractura miento hidráulico Realizados En Los Campos Petroleros De

- Colombia (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos).
- Ortiz Meneses, A. F., Herrera Otero, E., y Santos Santos, N. (2017). Estimación de saturaciones insitu durante experimentos de inyección de fluidos usando tomografía computarizada de rayos X. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 15(2), 107-116. doi:10.18273/revfue.v15n2-2017009
- Ortiz Meneses, A. F., Plata Chaves, J. M., Herrera Otero, E., y Santos Santos, N. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 13(1), 57-63. doi:10.18273/revfue.v13n1-2015005 *oriental de Colombia [recurso electrónico]*. Bucaramanga: UIS, 2011.
- Ramírez, J. C., Arboleda, C., y McCollough, C. (2008). Tomografía computarizada por rayos x: fundamentos y actualidad. *Revista Ingeniería Biomédica*, 2(4), 54–72. Retrieved from <http://repository.eia.edu.co/revistas/index.php/BME/article/view/54>
- RP40, A. P. I. (1998). Recommended practices for core analysis. Feb.
- Sandoval M. (2018). Estudio experimental de un proceso de inyección cíclica de solvente líquido en un yacimiento de crudo pesado mediante pruebas de laboratorio apoyadas con tomografía computarizada y resonancia magnética nuclear. Bucaramanga: UIS, 2018
- Siddiqui, S., y Khamees, A. A. (2004, January). Dual-energy CT-scanning applications in rock characterization. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Soeder, D. J., y Borglum, S. J. (2019). Petroleum geology concepts. *The Fossil Fuel Revolution: Shale Gas and Tight Oil*, 15–29. doi:10.1016/b978-0-12-815397-0.00002-1

Apéndices

Apéndice A. Protocolo para la construcción de medios porosos sintéticos por Buitrago y Suárez (2016).

1. Condiciones Generales

Tabla 1.

Condiciones generales de construcción de plugs sintéticos – Buitrago, H. y Suárez, R. (2016).

Temperatura	90°C
Presión de compactación	1.200 psia
Relación resina/endurecedor	2,5:1
Tiempo mínimo de curado	12 horas
Equipo de compactación	Sistema de montaje de núcleos no consolidados
Correlación para permeabilidad	Figura 4
Correlación para cantidad de solución epóxica	Figura 5

2. Procedimiento.

1. Determinar el porcentaje de caolín necesario según la permeabilidad deseada a partir de la correlación generada por Buitrago y Suárez (2016) mostrada en la Figura 1.
2. A partir del porcentaje de caolín obtenido en el paso anterior, se debe determinar la masa de arena y la masa de caolín, teniendo en cuenta que, para cada núcleo a construir, se requiere una masa total de 130 gramos, estos han sido definidos a partir de las dimensiones de los moldes de acero usados para su construcción.

3. La masa de caolín (m_c) en gramos se puede determinar con la Ecuación 1, mientras que la masa de arena (m_a) se puede hallar a partir de la Ecuación 2.

$$m_c = \%Caolín * 130g \quad \text{Ecuación. 1.}$$

$$m_a = 130 - m_c \quad \text{Ecuación. 2.}$$

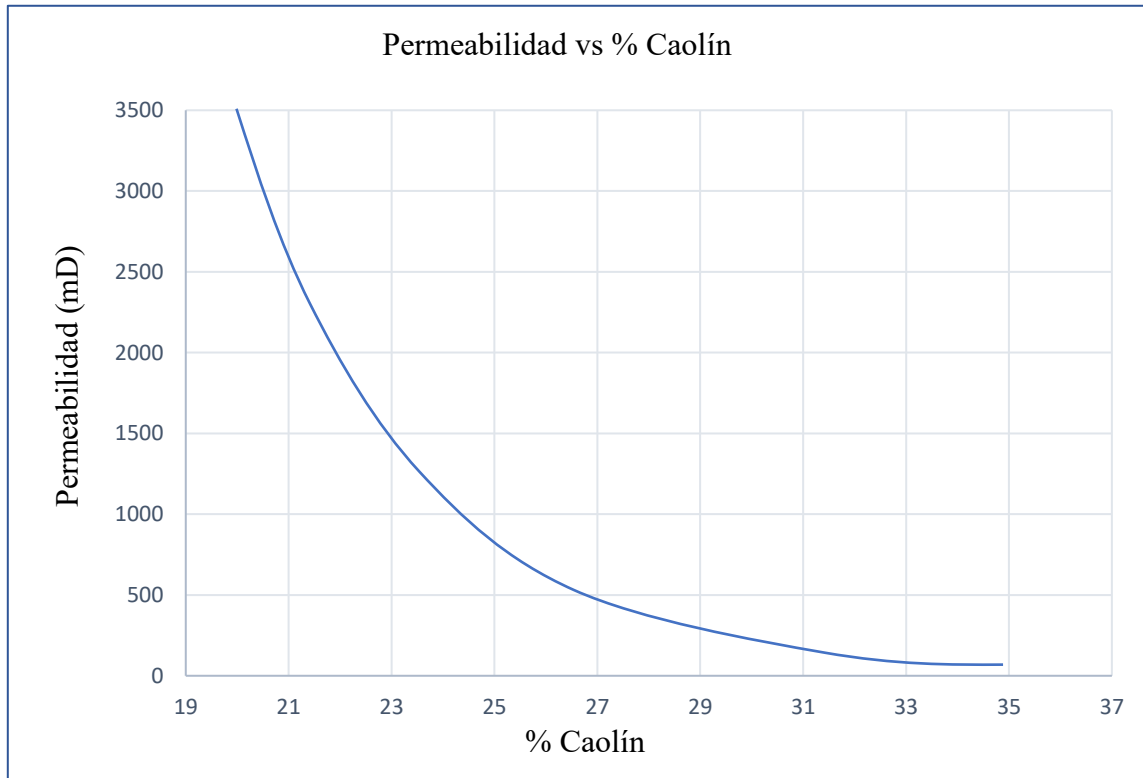


Figura 1. Corrección de curva de permeabilidad absoluta y porosidad en función de la proporción de caolín – Modificado de: Buitrago, H. y Suárez, R. (2016). Análisis experimental del desplazamiento de un crudo colombiano con una solución polimérica en medios porosos como método de recuperación mejorada (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

4. Una vez calculada la cantidad de arena y caolín, se deben medir las masas en la balanza analítica.

5. Mezclar la arena y el caolín en un recipiente limpio y seco, hasta obtener homogeneidad entre los materiales. Es necesario tener especial cuidado en la mezcla; puesto que, debido al tamaño de grano muy fino del caolín, es posible que haya pérdidas, lo que causaría un cambio en las propiedades esperadas.
6. Determinar el volumen de solución epóxica con el porcentaje de caolín estimado, a partir de la correlación de la Figura 5.

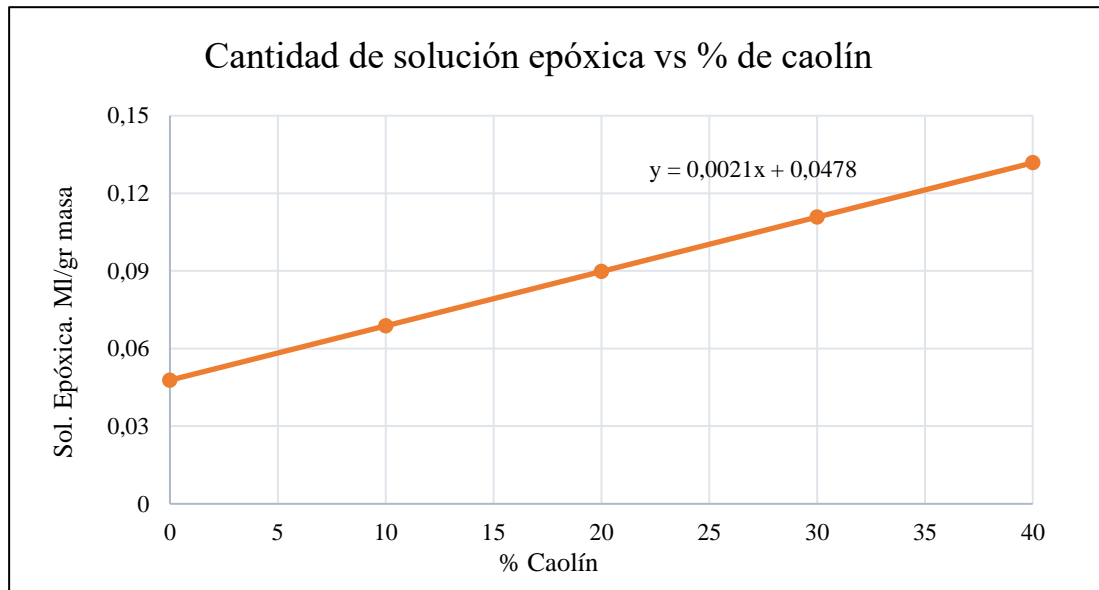


Figura 2. Correlación de cantidad de solución epóxica y porcentaje de caolín – Modificado de: Celis, L. y Fernández de castro, O. (2012). Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

7. Posteriormente, se debe estimar la cantidad de solución epóxica, a partir de la Ecuación 3, Ecuación 4 y Ecuación 5, respectivamente.

$$V_{Sol} = [(0,0021 * \%Caolín + 0,0478) * m_T] \{cm^3\} \quad Ecuación. 1$$

$$V_{Res} = V_{Sol} * \left(\frac{2,5}{2,5 + 1} \right) = V_{Sol} * 0,7143 \{cm^3\} \quad Ecuación. 2$$

$$V_{End} = V_{Sol} - V_{Res} \{\text{cm}^3\} \quad \text{Ecuación. 3}$$

Donde,

V_{Sol} es el Volumen de Solución Epóxica en cm^3

V_{Res} es el Volumen de Resina en cm^3

V_{End} es el Volumen de Endurecedor en cm^3

m_T es la Masa Total de muestra en gramos

8. Medir el volumen de resina y endurecedor, a partir de las especificaciones determinadas en el paso anterior, luego proceder a mezclarlos durante 5 minutos (en el recipiente donde serán mezclados todos los materiales con el fin de no perder solución) hasta obtener una mezcla homogénea.
9. Verter la mezcla de arena y caolín en el recipiente con solución epóxica, y asegurarse de que la mezcla quede cualitativamente lo más homogénea posible, desintegrando los grumos que se hayan formado.
10. Llenar los moldes de acero con la mezcla hasta el tope, asegurándose que los 130g queden dentro del mismo molde.
11. Llevar los moldes al equipo de compresión “Sistema de compactación de núcleos no consolidados”, en donde se le ejerce una presión de compactación de 1.200 psia, esta presión es escogida según Buitrago y Celis (2016) debido a que previene que se alteren las propiedades de la muestra prueba del permeámetro, en la cual se utiliza una presión de confinamiento de 800 psia; además, está en un rango de presión litostática real (Gretener, 1977), por lo cual se considera aceptable para la fabricación de medios porosos sintéticos.

12. Una vez se haya comprimido la muestra, se debe llevar al horno a una temperatura de 90°C por 6 horas, posteriormente se debe sacar el molde del horno para dejarlo reposar a temperatura ambiente.

Manipular la muestra cuando la temperatura de esta sea adecuada y retirar el *plug* sintético del molde por medio del torquímetro, donde un tornillo c mínimo daño posible.

3. Resultados

Luego de realizar los debidos análisis con tomografía los autores, determinaron que la muestra realizada mediante este procedimiento no logró la homogeneidad deseada, pues en el registro de densidad se observa un cambio de esta a lo largo de la muestra como se puede observar en la Figura 6.

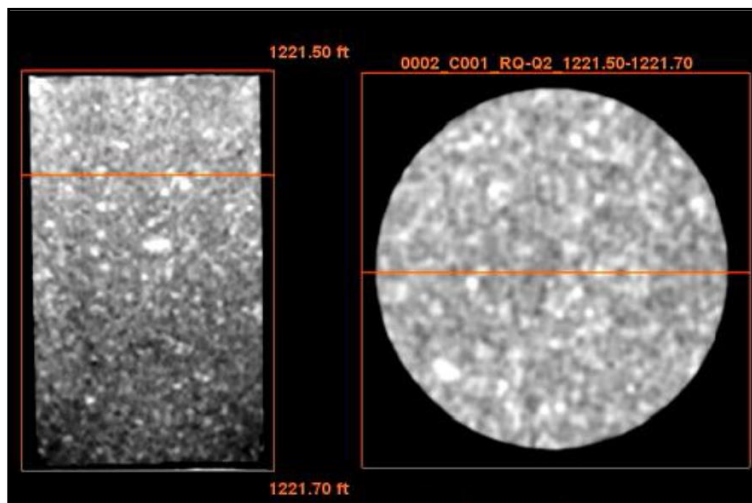


Figura 3. Registro de densidad- Buitrago, H. y Suárez, R. (2016). Análisis experimental del desplazamiento de un crudo colombiano con una solución polimérica en medios porosos como método de recuperación mejorada (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Debido a esto, los autores plantearon un cambio en el proceso de

compactación de la muestra para asegurar la homogeneidad de esta, a continuación, se plantean las alternativas realizadas por Buitrago y Suárez (2016).

4. Alternativas.

Buitrago y Suárez (2016), plantearon diferentes hipótesis para determinar el factor que tenía mayor influencia en el cambio de porosidad, para esto construyeron diferentes muestras de medios porosos sintéticos cada una con un enfoque diferente, y a las que se llevaron a un estudio de tomografía para analizar la homogeneidad de estas.

Al terminar la evaluación de tomografía computarizada de las cinco muestras sintéticas analizadas, los autores pudieron concluir que las que presentaron una mayor homogeneidad de densidad son la muestra 1 y 4, escogiendo ambas muestras como las mejores alternativas para generar una buena homogeneidad puesto que generaron una densidad de grano de 2,35 y $2,43 \frac{g}{cm^3}$, respectivamente, las cuales están por debajo del valor común de una arena ($2,65 \frac{g}{cm^3}$); sin embargo, a estas alternativas no se le desarrollo repetibilidad y reproducibilidad, por lo cual es importante estudiar dichas alternativas.

Apéndice B. Protocolo modificado para la construcción de medios porosos sintéticos con forma de paralelepípedo.

1. Condiciones generales

Tabla 1.

Adaptación de las Condiciones generales de construcción de plugs sintéticos.

Temperatura de secado	90°C
Presión de compactación	400 psi
Relación resina/endurecedor	2.5:1
Tiempo mínimo de curado	12 horas
Equipo de compactación	Equipo de compactación de medios porosos con forma de paralelepípedo

2. Procedimiento para la construcción de *plugs* utilizando el Sistema de montaje de núcleos no consolidados

1. Definir el porcentaje de caolín respecto a la permeabilidad deseada según la Figura 1.

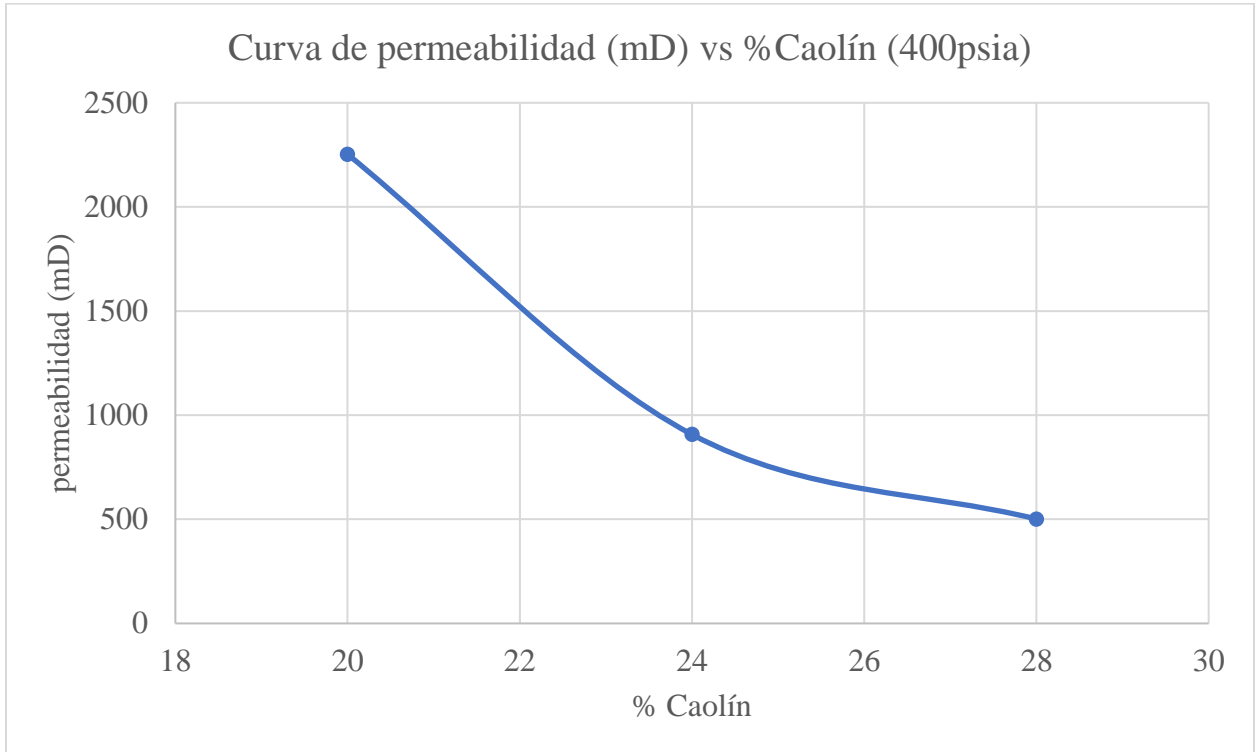


Figura 1. Curva de Permeabilidades Vs % Caolín a 1200Psi de compactación

2. A partir del porcentaje de caolín obtenido en el paso anterior, se debe determinar la masa de arena y la masa de caolín, teniendo en cuenta que, para cada núcleo a construir, se requiere una masa total de 500 gramos, estos han sido definidos a partir de las dimensiones de los moldes de acero usados para su construcción.

La masa de caolín (m_c) en gramos se puede determinar con la Ecuación 1, mientras que la masa de arena (m_a) se puede hallar a partir de la Ecuación 2.

$$m_c = \%Caolín * 500g \quad \text{Ecuación 1.}$$

$$m_a = 500 - m_c \quad \text{Ecuación 2.}$$

Una vez calculada la cantidad de arena y caolín, se debe medir las masas en la balanza analítica (Figura 27).

3. Mezclar la arena y el caolín en un recipiente limpio y seco con capacidad mínima de 500 cm³, hasta obtener homogeneidad entre los materiales durante 20 minutos. Es necesario tener especial cuidado en la mezcla, puesto que, debido al tamaño de grano muy fino del caolín, es posible que haya pérdidas, lo que causaría un cambio en las propiedades esperadas.
4. Determinar el volumen de solución epóxica con el porcentaje de caolín estimado, a partir de la correlación de la Ecuación 3.

$$V_{Sol} = [(0,000021 * \%Caolín + 0,0478) * m_T * 0,1] \{cm^3\} \quad \text{Ecuación 3.}$$

$$V_{Res} = V_{Sol} * \left(\frac{2,5}{2,5 + 1} \right) = V_{Sol} * 0,7143 \{cm^3\} \quad \text{Ecuación 4.}$$

5. Medir el volumen de resina y volumen de endurecedor, a partir de las especificaciones determinadas en el paso anterior, seguidamente proceder a mezclar la resina y el endurecedor durante 4 minutos hasta lograr homogeneidad
6. Verter la solución epóxica obtenida a una tasa de 4 ml por cada 30 seg, correspondiente a una sexta parte del volumen total de la solución epóxica hasta obtener una mezcla homogénea con los materiales sólidos en su totalidad, lo cual sucede aproximadamente en 12 minutos, desintegrando las grandes acumulaciones de masa que se hayan formado
7. Mezclar la fase sólida y líquida, por 45 minutos, asegurando de que la mezcla quede cualitativamente lo más homogénea posible, desintegrando los grumos que se hayan formado.

8. Colocar un papel que aislé la base al equipo de compresión con el medio poroso para evitar su contaminación y adicionalmente para tener control de las pérdidas de arena, garantizando que el pistón este limpio para no contaminar la muestra.
9. Llenar los moldes de acero en la mesa de soporte del equipo de compresión *Sistema de compactación de núcleos no consolidados* con la mezcla final hasta el tope, asegurándose que los 460g queden dentro del mismo molde.
10. Compactar la muestra por el tope por 5 minutos a una presión de 400 psi.
11. Liberar presión de forma lenta y esperar a que se levante el pistón.
12. Una vez se haya comprimido la muestra, Con un bisturí limpiar los residuos de muestra que quedan en el acero, para evitar que se consolide y, de esta manera, evitar posterior trabajo al perfilar la muestra.
13. Marcar la muestra con la información técnica que la identifique para posteriormente llevarla al horno a una temperatura de 90°C por 12 horas y, posteriormente, sacar el molde del horno para dejarlo reposar a temperatura ambiente durante 12 horas mínimo.
14. Manipular la muestra cuando la temperatura del núcleo sea adecuada y retirar el *plug* sintético del molde por medio del torquímetro, donde un tornillo hace las veces de pistón desplazando el *plug* dentro del molde de acero y así retirarlo causando el mínimo daño posible, o utilizar técnicas alternativas que garanticen su extracción adecuada.
15. Preservar la muestra con teflón y etiquetarla con la información técnica de fabricación, nombre, presión de compactación, porcentaje de caolín, tipo de compactación, contenido de solución epóxica y marcar el tope de esta.

*Apéndice C. Determinación del grado heterogeneidad por medio de tomografía computarizada***1. Metodología**

2. Recopilar toda la información posible de las muestras a evaluar.
3. Estimar las densidades totales.
4. Llevar a Excel las densidades totales promedio de cada corte y calcular el promedio para la muestra
5. Cargar la secuencia de imágenes de cada muestra.
6. Seleccionar el área de la muestra con la herramienta de selección.
7. Extrapolar los números CTn promedios de cada corte de la muestra por medio de la Tabla de perfil de números CTn.
8. Llevar a Excel los números CTn promedio de cada corte y calcular el promedio de la muestra.
9. Realizar graficas de calibración de densidad total vs número CT.

$$\rho = A \times CTN + B \quad \text{Ecuación. 1}$$

Donde:

A-B son coeficientes de ajuste por cada *slice*

ρ es la densidad total

CTN Coeficiente de atenuación lineal a alta energía

10. Determinar la densidad de grano, usando la porosidad de Boyle o la obtenida por el Keyphi.

$$\rho_r = \frac{\rho_b - \phi \rho_f}{1 - \phi} \quad \text{Ecuación. 2}$$

Donde:

ρ_b es la densidad bluk

ρ_f es la densidad fluido

ρ_r es la densidad del grano

ϕ es la porosidad

11. Calcular la porosidad a partir de las densidades totals promedio de cada corte de la muestra basándose en la siguiente Ecuación.

$$\phi = \frac{\rho_r - \rho_b}{\rho_r - \rho_f} \quad \text{Ecuación 3.}$$

12. Determinar la media o promedio de la porosidad promedio de toda la muestra.
13. Calcular los parámetros estadísticos y analizar (desviación estándar y coeficiente de variación).
14. Calcular el coeficiente estadístico de heterogeneidad CEH y clasificar el grado de heterogeneidad cualitativa y cuantitativamente como se propone en la escalen la Tabla 1.

Tabla 1.

Escala de la clasificación de la heterogeneidad para muestras tipo tapón. Mendieta, A. y Rincón, L. (2017).

ESCALA DE LA CLASIFICACIÓN DE LA HETEROGENEIDAD PARA MUESTRAS DE ROCA TIPO TAPÓN		
Intervalos del coeficiente estadístico de heterogeneidad	Grado de heterogeneidad	Clasificación cualitativa de la heterogeneidad
CEH<2,0%	1	Homogénea
2,0%<CEH<2,6%	2	
2,6%<CEH<3,2%	3	Baja heterogeneidad
3,2%<CEH<3,6%	4	
3,6%<CEH<4,0%	5	Mediana Heterogeneidad
4,0%<CEH<5,0%	6	
5,0%<CEH<6,0%	7	
6,0%<CEH<8,0%	8	Heterogénea
8,0%<CEH<10,0%	9	
10,0%<CEH	10	

Apéndice D. Hojas de seguridad Resina epóxica y endurecedor epóxico.



		HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD
Esta hoja de datos de seguridad fue preparada de conformidad con los requisitos de: Reglamento (CE) n°. 1907/2006 y Reglamento (CE) n°. 1272/2008		
Fecha de emisión 04-ene.-2017	Fecha de revisión 02-may.-2017	Número de revisión 2
EGHS / Español (Spanish)		
Sección 1: IDENTIFICACIÓN DE LA SUSTANCIA O LA MEZCLA Y DE LA SOCIEDAD O LA EMPRESA		
<u>1.1. Identificador del producto</u>		
Nombre del producto	EpoKwick FC Resin	
Código del producto	20-3453-128	
Número de FDS	1364504_E	
Nombre de la sustancia		
<u>1.2. Usos pertinentes identificados de la sustancia o de la mezcla y usos desaconsejados</u>		
Uso recomendado	Laboratory Use Only.	
Usos contraindicados	No hay información disponible.	
<u>1.3. Datos del proveedor de la ficha de datos de seguridad</u>		
Fabricante	ITW Test & Measurement GmbH	
Dirección del fabricante	Boschstraße 10 73734 Esslingen am Neckar / GERMANY www.buehler-met.de www.buehler.fr www.buehler.co.uk	
Número de teléfono	+49 (0) 711 4904690-0	
Dirección de correo electrónico	lab.eu@buehler.com	
<u>1.4. Teléfono de emergencia</u>		
Global Access Code: 334545	Europe: +1 760 476 3961	
Americas: +1 760 476 3962	Asia Pacific: +1 760 476 3960	
Middle East/Africa: +1 760 476 3959		
UK: +44 8 08 189 0979		
Europa	112	

Figura 1. Hoja de seguridad Resina Epóxica EpoKwick FC – Marca Buehler. Recuperado de: https://www.buehler.com/assets/SDS/Spanish/1364504_E_EpoKwick-FC-Resin_ES.PDF


LA HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD

Esta hoja de datos de seguridad fue preparada de conformidad con los requisitos de:
Reglamento (CE) n°. 1907/2006 y Reglamento (CE) n°. 1272/2008

Fecha de emisión No hay datos disponibles **Fecha de revisión** 10-ene.-2020 **Número de revisión** 3

EGHS / Español (Spanish)

Sección 1. IDENTIFICACIÓN DE LA SUSTANCIA QUÍMICA PELIGROSA O MEZCLA Y DEL PROVEEDOR O FABRICANTE

1.1. Identificador del producto

Nombre del producto EpoThin 2 Hardener
Código del producto 20-3442-016, 20-3442-064
Número de FDS 1501014_E

Nombre de la sustancia

1.2. Usos pertinentes identificados de la sustancia o de la mezcla y usos desaconsejados

Uso recomendado Laboratory Use Only.
Usos contraindicados No hay información disponible.

1.3. Datos del proveedor de la ficha de datos de seguridad

Fabricante ITW Test & Measurement GmbH
Dirección del fabricante Boschstraße 10
73734 Esslingen am Neckar / GERMANY
www.buehler-me1.de www.buehler.fr www.buehler.co.uk
Número de teléfono +49 (0) 711 4904690-0
Dirección de correo electrónico lab.eu@buehler.com

1.4. Teléfono de emergencia

Global Access Code: 334545
Americas: +1 760 476 3962 Europe: +1 760 476 3961
Middle East/Africa: +1 760 476 3959 Asia Pacific: +1 760 476 3960
UK: +44 8 08 189 0979

Figura 2. Hoja de seguridad Endurecedor Epóxico EpoThin 2 – Marca Buehler. Recuperado de: https://www.buehler.com/assets/SDS/Spanish/1501014_E_EpoThin-2-Hardener_ES.PDF

Apéndice E. Densidad de grano de las muestras evaluadas.

Tabla 2.

Resultados de la densidad de grano por cada muestra evaluada.

Plug	Nomenclatura	Densidad de grano (g/cm ³)
2	T-1200-A-27	2.495
9	T-400-A-24	2.49
10	T-400-A-23	2.491
11	T-400-A-22	2.490
12	T-400-A-21	2.490
13	B-1200-B-23	2.476
14	B-1200-B-23	2.459
15	B-1200-B-22	2.469
16	B-1200-B-22	2.476
17	B-1200-B-21	2.460
18	B-1200-B-21	2.463
19	T-1200-B-23	2.468
20	T-400-B-28	2.438
21	T-400-B-28	2.431
22	T-400-B-28	2.430
23	T-400-B-24	2.394
24	T-400-B-24	2.434
25	T-400-B-24	2.370
26	T-400-B-20	2.396
27	T-400-B-20	2.375
28	T-400-B-20	2.407
30	B-400-B-24	2.454
31	B-400-B-24	2.434
A1	T-400-B-24	2.460
A2	T-400-B-24	2.459
B1	T-400-B-24	2.394
B2	T-400-B-24	2.430
C1	T-400-B-24	2.434
D1	T-400-B-24	2.370
D2	T-400-B-24	2.390