

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE  
VAPOR EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (E.D.R.) CON  
MEDIOS POROSOS HOMOGÉNEOS**

**LEONARDO ANDRÉS ALARCÓN GÓMEZ  
EMILIO ANDRÉS CAVANZO BALCAZAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE  
VAPOR EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (E.D.R.) CON  
MEDIOS POROSOS HOMOGÉNEOS**

**LEONARDO ANDRÉS ALARCÓN GÓMEZ  
EMILIO ANDRÉS CAVANZO BALCAZAR**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Avalado por el Grupo de Recobro Mejorado en el marco de cooperación  
tecnológica 004 de 2004 por la Universidad Industrial de Santander y  
ECOPETROL S.A, Instituto Colombiano del Petróleo**



**Director**

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
M. Sc. Ingeniero de Petróleos**

**Co-Directores**

**M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo Suarez  
Ing. María Mónica Rincón Cañas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

A mis padres por brindarme su apoyo incondicional durante toda la carrera

A mis hermanos, María José y Juan José Cavanzo, por representar gran parte de mi motivación para seguir adelante

A mi tía, Teresa Cavanzo, quien siempre me aconsejó y me mostró el mejor camino a seguir para crecer como persona

A todos mis compañeros del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, especialmente a mi novia María Carolina Ruiz y a Marcela Ruiz Guevara por su gran amistad

A todos mis profesores de pregrado, especialmente al ingeniero Samuel Muñoz, por compartirme su conocimiento y brindarme su apoyo durante el desarrollo del proyecto

*Emilio Andrés Cavanzo Balcazar*

## **DEDICATORIA**

A DIOS, por constituirse en el centro de mi vida, por guiar mi camino y ayudarme a superar cada obstáculo, por demostrarme que todo en él es posible, por llenar de bendiciones a mí y a toda mi familia.

A mi padre William Alarcón por conducirme en este empedrado camino, por enseñarme tantas cosas, por compartir todo su conocimiento, por ser mi ejemplo de vida y por enseñarme que a pesar de las circunstancias todos nuestros sueños y metas son posibles si ponemos todo nuestro empeño y dedicación.

A mi madre Olga Gómez por ser mi apoyo incondicional, por soportar todo mi estrés, desespero y rabietas, por ser mi consejera personal, por escucharme y entenderme, por cuidarme y enseñarme día a día que la vida es una montaña de subes y bajas en la cual DIOS siempre estará presente para evitar siempre la caída y para fortalecernos en la fe de que todo sueño es posible en él.

A mis hermanos William Alarcón y Wendy Alarcón que se constituyen en la fuente de energía para seguir con mi camino y lograr mis metas porque estoy seguro que mi felicidad y mis éxitos serán fuente de alegría para ellos.

A toda mi familia por creer en mí y por apoyar cada uno de mis pasos y decisiones.

A mis amigos más cercanos de la Universidad quienes me acompañaron semestre a semestre en momentos de arduo trabajo y estudio y que estuvieron presentes en cada uno de los buenos momentos de gozo y alegría.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz y a todo el Grupo de Recobro Mejorado por acompañar el desarrollo de este proyecto y por constituir un excelente grupo de trabajo y un buen lugar para mi crecimiento personal y profesional.

**Leonardo Andrés Alarcón Gómez**

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por haber dirigido este trabajo, por haber demostrado su apoyo y confianza con nosotros y por haber compartido su experiencia y conocimiento para la consecución de este proyecto.

Al Ingeniero Carlos Eduardo Naranjo quien constituyo el enlace técnico entre el Grupo de Recobro Mejorado y el ICP y quien apporto grandes ideas para hacer posible este trabajo de grado.

A la Ingeniera María Mónica Rincón Cañas quien con su incondicional apoyo y asesoría estuvo al tanto de cada decisión y cada paso que se dio para lograr el desarrollo del proyecto.

A todo el staff del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, desde sus directores de línea hasta cada uno de los estudiantes que hacen parte de esta familia en la cual se crece tanto como persona como profesional, ya que se consolidaron como una fuente de ideas y soluciones para cada uno de los obstáculos que se presentaron durante el desarrollo de este trabajo.

Al ingeniero Freddy Gómez quien con su asesoría técnica, su experiencia, sus grandes consejos y su buen humor, colaboro de manera incondicional en todo el proceso de este proyecto.

Al ingeniero Luis Cortes, por su gran apoyo, asesoría y dedicación, las cuales fueron importantes para alcanzar esta meta.

A la Universidad Industrial de Santander, específicamente a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y su grupo de profesores quienes aportaron todo su conocimiento y experiencia para la formación de los futuros Ingenieros.

A todas aquellas personas que de una u otra manera aportaron algo para el desarrollo de este logro.

## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>22</b>
<b>1. MARCO DE REFERENCIA</b>	<b>24</b>
1.1 MÉTODO CIENTÍFICO	24
1.2 DISEÑO EXPERIMENTAL	26
1.2.1 Terminología	27
1.2.2 Objetivos de un diseño experimental	28
1.2.3. Metodología del diseño experimental	29
1.3 INYECCIÓN DE VAPOR	31
1.3.1 Inyección continua de vapor	32
1.3.2 Propiedades térmicas de la roca	38
1.3.3 Predicción del comportamiento de la inyección continua de vapor en un sistema homogéneo.	39
1.4 ESCALAMIENTO	40
1.4.1 Simulación física	40
1.4.2 Modelos físicos	41
1.4.3 Fuerzas involucradas	44
1.4.4 Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R)	45
1.5 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	47
1.5.1 Clasificación de los simuladores de yacimientos	48
1.5.2 Simulador de recobro térmico.	49
<b>2. ANÁLISIS DEL PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DE PLUGS SINTÉTICOS Y EXPERIMENTACIÓN CON EL GENERADOR DE VAPOR</b>	<b>51</b>
2.1 PLUGS SINTÉTICOS	51
2.1.1 Procedimiento para la construcción de los plugs sintéticos	52
2.2 EXPERIMENTO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	61

2.3 EXPERIMENTO DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR A LA SALIDA DEL GENERADOR	64
2.3.1 Generador de vapor	64
2.4 EXPERIMENTO CAÍDA DE PRESION DEL GENERADOR	68
2.5 EXPERIMENTO EFECTO DEL VAPOR SOBRE LA RESINA EPÓXICA	70
<b>3. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR EN PLUGS SINTÉTICOS</b>	<b>75</b>
3.1 PROCESO DE RESTAURACIÓN	75
3.2 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ACEITE EN EL PLUG DESPUÉS DE LA RESTAURACIÓN	76
3.2.1 Medición del volumen de aceite en el recipiente antes y después de la restauración (únicamente para el proceso de imbibición natural).	76
3.2.2 Pesado de los plugs antes y después del proceso de restauración	77
3.3 TASA DE INYECCIÓN Y PRESIÓN DEL GENERADOR	79
3.4 PRESIÓN DE CONFINAMIENTO	80
3.5 RESULTADOS	81
3.6 ESTANDARIZACIÓN DEL PROCESO	85
3.6.1 Composición Estandarizada	85
3.6.2 Presión de Confinamiento Estandarizada	86
3.6.3 Método de Restauración Estandarizado	86
3.6.4 Tasa de Inyección Estandarizada	86
3.6.5 Resultados de la prueba de inyección de vapor en los plugs estandarizados	88
<b>4. CONSTRUCCIÓN DEL MEDIO POROSO HOMOGÉNEO</b>	<b>92</b>
4.1. PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DEL MEDIO POROSO	92
<b>5. PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR UTILIZANDO EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL EN EL MEDIO POROSO HOMOGÉNEO</b>	<b>108</b>
5.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL	108
5.1.1 Módulo 1: Sistema de control, adquisición de datos y sistema hidráulico	109
5.1.2 Módulo 2: Modelo Físico Radial	112
5.1.3 Módulo 3: Generador de vapor	113

5.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL EN MEDIOS POROSOS HOMOGÉNEOS	122
5.2.1. Construcción del medio poroso	122
5.2.2. Encender el equipo	123
5.2.3 Cargar los cilindros	124
5.2.4. Poner en marcha el generador de vapor	125
5.2.5. Ejecutar el software LABVIEW del E.D.R	125
5.2.6. Acondicionar el sistema hidráulico	127
5.2.7 Prueba de fugas del sistema hidráulico	129
5.2.8 Llenado de las cámaras del sensor de presión diferencial (SMART)	129
5.2.9. Purga de las líneas del sistema hidráulico	130
5.3 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL E.D.R	131
5.3.1 Proceso de saturación del medio poroso con agua	131
5.3.2 Proceso de saturación del medio poroso con aceite mineral	134
5.4 PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR	136
5.4.1 Resultados de la prueba de inyección de vapor utilizando el E.D.R	139
<b>6. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL MODELO FÍSICO, NUMÉRICO Y ANALÍTICO</b>	<b>142</b>
6.1 MODELO ANALÍTICO DE MARX & LANGENHEIM	143
6.2 MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	146
6.2.1 Construcción del modelo de simulación	146
6.2.2 Resultados de la simulación numérica	152
6.3 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS	153
<b>7. CONCLUSIONES</b>	<b>159</b>
<b>8. RECOMENDACIONES</b>	<b>161</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>163</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>165</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema de un sistema productivo	28
Figura 2. Principio de similitud geométrica	42
Figura 3. Clasificación de los modelos físicos	43
Figura 4. Módulos 1 y 2 - Equipo de Desplazamiento Radial	46
Figura 5. Módulo 3 - Equipo de Desplazamiento Radial	46
Figura 6. Ejemplo de Grid de Simulación	50
Figura 7. Plug Sintético	52
Figura 8. Tamiz.	53
Figura 9. Correlación de las propiedades petrofísicas en función de la relación arena – arcilla	54
Figura 10. Balanza digital utilizada para la medición de la masa de arena y caolín blanco	55
Figura 11. Correlación de la relación solución epóxica/masa de mezcla en función del %caolín	56
Figura 12. Mezcla en seco de la arena y el caolín - construcción de plugs sintéticos	57
Figura 13. Mezclado de los volúmenes de resina y endurecedor – construcción de plugs sintéticos	58
Figura 14. Mezcla de solución epóxica con la arena y el caolín - construcción de plugs sintéticos	59
Figura 15. Plugs construidos por el operador A	60
Figura 16. Plugs Sintéticos	61
Figura 17. Equipo Generador de Vapor	65
Figura 18. Interfaz gráfica del programa labVIEW del Equipo r Generador de Vapor	66
Figura 19. Core holder	72

Figura 20. Bomba Eldex	72
Figura 21. Retirado del plug sintético	73
Figura 22. Cortado del plug sintético	73
Figura 23. Plug sintético antes de la prueba de desplazamiento con vapor	74
Figura 24. Plug sintético después de la prueba de desplazamiento con vapor	74
Figura 25. Plug 1-3 en imbibición natural	77
Figura 26. Presión de confinamiento	81
Figura 27. Factor de recobro vs tiempo – pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos	82
Figura 28. Producción acumulada de aceite vs tiempo - pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos	82
Figura 29. Producción acumulada de agua vs tiempo - pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos	83
Figura 30. Plugs Estandarizados	86
Figura 31. Producción instantánea de aceite en el tiempo de los plugs estandarizados	90
Figura 32. Producción acumulada de aceite en el tiempo de los plugs estandarizados	90
Figura 33. Producción acumulada de agua en el tiempo de los plugs estandarizados	91
Figura 34. Factor de recobro en el tiempo de los plugs estandariza	91
Figura 35. Esquema del procedimiento de construcción del medio poroso	93
Figura 36. Distribución de la silicona en el modelo físico radial para el pegado del acetato	94
Figura 37. Porta medio poroso con los empaques de acetato	94
Figura 38. Mallas utilizadas para la selección del tamaño de grano fino del caolín	95
Figura 39. Masa de arena y caolín pesado	97
Figura 40. Recipientes de resina y endurecedor epóxico	97
Figura 41. Mezclado en seco de la arena y el caolín	98

Figura 42. Medición del volumen de resina con una jeringa	99
Figura 43. Mezclado de la solución epóxica	99
Figura 44. Mezclado inicial de la solución epoxica con la arena y el caolín	100
Figura 45. Mezclado inicial de la solución epoxica con la arena y el caolín	100
Figura 46. Distribución de la mezcla en el modelo físico radial	101
Figura 47. Herramientas utilizadas durante el proceso de vertimiento y compactación de la mezcla	102
Figura 48. Compactación inicial de la mezcla utilizando el pisón grande	102
Figura 49. Compactación de los bordes del medio poroso	103
Figura 50. Medio poroso completo	103
Figura 51. Aplicación de la silicona en el medio poroso	104
Figura 52. Capas de silicona en el medio poroso	105
Figura 53. Ubicación de los empaques “oring”	105
Figura 54. Pegado de las 3 capas de acetato en el modelo físico radial	106
Figure 55. Ubicación de la tapa metálica en el modelo físico radial	106
Figure 56. Ajuste de la tapa metálica al modelo físico radial	107
Figura 57. Sistema de control y adquisición de datos	110
Figura 58. Esquema de flujo del sistema hidráulico	111
Figura 59. Modelo físico radial	113
Figura 60. Equipo generador de vapor y sus componentes	114
Figura 61. Esquema de conexiones del equipo generador de vapor	116
Figura 62. Interfaz gráfica del software generador de vapor	117
Figura 63. Oprimir el icono RUN para iniciar el proceso de generación	117
Figura 64. Mensaje de advertencia en el software labVIEW 2010; “El nivel mínimo ya ha sido alcanzado”	118
Figura 65. Mensaje de advertencia en el software labVIEW 2010; “El nivel máximo ya ha sido alcanzado”	118
Figura 66. Interfaz de ingreso de datos	119
Figura 67. Advertencia sobre el inicio del calentamiento	120

Figura 68. Mensaje que indica que el equipo no está listo para iniciar la inyección de vapor	120
Figura 69. Mensaje que indica que el equipo generador de vapor puede iniciar la inyección de vapor	121
Figura 70. Construcción del medio poroso	123
Figura 71. Encendido del E.D.R	124
Figura 72. Cilindros del E.D.R	125
Figura 73. Interfaz gráfica de inicio del programa del E.D.R	126
Figura 74. Interfaz de control del sistema hidráulico	127
Figura 75. Verificación del estado de las electroválvulas	128
Figura 76. Bomba ELDEX	128
Figura 77. Orificios de la cámara del sensor de presión diferencial	130
Figura 78. Posición del modelo radial para saturación con agua	132
Figura 79. Tubos de ensayo para recolección de volúmenes producidos	138
Figura 80. Esquema del proceso de inyección continua de vapor en el modelo físico radial	139
Figura 81. Producciones instantáneas de aceite y agua – modelo físico	140
Figura 82. Producciones acumuladas de aceite y agua – modelo físico	140
Figura 83. Factor de recobro – modelo físico	141
Figura 84. Corte de agua – modelo físico	141
Figura 85. Grid de Simulación	147
Figura 86. Viscosidad del aceite en función de la temperatura	149
Figura 87. Curva de permeabilidad relativa	151
Figura 88. Ajuste de la producción acumulada de agua y aceite	153
Figura 89. Ajuste de la producción instantánea de agua	154
Figura 90. Ajuste de la producción instantánea de aceite	155
Figura 91. Ajuste del corte de agua	1552
Figura 92. Factor de recobro: modelos físico, numérico y analítico	157
Figura 93. Producción acumulada de aceite: modelos físico, numérico y analítico	157

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación de los simuladores numéricos de yacimientos	49
Tabla 2. Permeabilidad y porosidad de los plugs de acuerdo a la correlación 1	55
Tabla 3. Masa de arena y caolín blanco de cada grupo de plugs sintéticos	56
Tabla 4. Volumen de resina y endurecedor plugs sintéticos	56
Tabla 5. Resultados del experimento de las propiedades petrofísicas	63
Tabla 6. Relación entre la tasa de inyección a la salida del generador y el número de vueltas de la válvula automática	67
Tabla 7. Caída de presión a tasa de 5 cc/min	69
Tabla 8. Caída de presión a tasa de 6 cc/min	69
Tabla 9. Caída de presión a tasa de 7 cc/min	69
Tabla 10. Propiedades Petrofísicas de los plugs elegidos para las pruebas de desplazamiento con vapor	75
Tabla 11. Volumen de aceite retenido en los plugs midiendo el volumen de aceite en el recipiente antes y después del proceso de imbibición	78
Tabla 12. Volumen de aceite retenido en los plugs pesándolos antes y después del proceso de restauración	79
Tabla 13. Resultados de las pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos	84
Tabla 14. Composición plugs estandarizados	85
Tabla 15. Comparación de las propiedades petrofísicas reales de los plugs estandarizados con aquellas dadas por la correlación	87
Tabla 16. Variables Estandarizadas	87
Tabla 17. Resultados del volumen de aceite retenido en los plugs estandarizados	88
Tabla 18. Resultados del corte de agua y factor de recobro de las pruebas de inyección continua de vapor en los plugs estandarizados	89

Tabla 19. Propiedades del medio poroso	96
Tabla 20. Dimensiones del porta medio poroso	96
Tabla 21. Volúmenes obtenidos de resina y endurecedor para la construcción del medio poroso	98
Tabla 22. Resultados de la saturación con agua	133
Tabla 23. Propiedades del plug de la misma composición del medio poroso	134
Tabla 24. Resultados de la saturación de aceite	136
Tabla 25. Datos iniciales del medio poroso	136
Tabla 26. Condiciones de operación del equipo generador de vapor	137
Tabla 27. Resultados generales de la prueba de inyección de vapor	139
Tabla 28. Unidades de Laboratorio	142
Tabla 29. Parámetros del medio poroso necesarios para el desarrollo de los modelos analítico y numérico	143
Tabla 30. Resultados del modelo analítico de Marx & Langenheim	145
Tabla 31. Propiedades del Grid de Simulación	147
Tabla 32. Datos iniciales para la generación del modelo de fluidos	148
Tabla 33. End points finales luego del ajuste	150
Tabla 34. Resultados de la simulación numérica en el software STARS de CMG	152

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Datos de producción prueba de desplazamiento en laboratorio	165
ANEXO B. Metodología para el desarrollo del modelo analítico de MARX Langenheim	171

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (E.D.R.) CON MEDIOS POROSOS HOMOGÉNEOS\*.

**AUTORES:** Leonardo Andrés Alarcón Gómez  
Emilio Andrés Cavanzo Balcázar\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Inyección de vapor, Modelo físico, Modelo numérico, Modelo analítico, Recobro Mejorado.

### DESCRIPCIÓN

El objetivo de este trabajo de investigación es reproducir a escala de laboratorio el proceso de recobro térmico denominado inyección continua de vapor utilizando el equipo de desplazamiento radial E.D.R el cual fue desarrollado por el grupo de Recobro Mejorado (GRM) en convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y COLCIENCIAS.

Para el desarrollo de este proyecto se llevaron a cabo 4 fases de que integradas contribuyeron al desarrollo de la prueba de inyección continua de vapor a escala de laboratorio. En la primera parte de este trabajo se realizó la construcción de plugs sintéticos para el análisis y determinación de las variables más influyentes para su construcción, entre las cuales se encuentra el grado de compactación, la proporción de los materiales de construcción (arena, arcilla, resina y endurecedor), entre otras, y la posterior determinación de las propiedades petrofísicas básicas.

Posteriormente se desarrollaron una serie de pruebas preliminares de inyección de vapor utilizando los plugs construidos con el fin de identificar y seleccionar los parámetros operacionales óptimos del equipo generador de vapor. A continuación se procedió con la construcción del medio poroso homogéneo el cual representa un cuarto de patrón de cinco puntos y constituye el modelo físico en el que se realizara la prueba de desplazamiento utilizando vapor, también se añade un procedimiento técnico para la ejecución de pruebas de inyección continua de vapor utilizando el equipo de desplazamiento radial (E.D.R.) y se incluyen los resultados finales de la prueba realizada. Finalmente se presentan los resultados obtenidos a través del modelo analítico utilizado y del modelo numérico o de simulación los cuales representan la prueba de desplazamiento a nivel de laboratorio. De la misma manera se incluye la comparación y el análisis de los resultados de los tres modelos utilizados para el desarrollo de este proyecto

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo, Ing. María Mónica Rincón Cañas.

## ABSTRACT

**TITLE:** EXPERIMENTAL STUDY OF STEAMFLOODING PROCESS IN THE RADIAL DISPLACEMENT EQUIPMENT WITH HOMOGENEOUS POROUS MEDIA\*

**AUTHORS:** Leonardo Andrés Alarcón Gómez  
Emilio Andrés Cavanzo Balcázar\*\*

**KEYWORDS:** Steam flooding, Physical Model, Simulation Model, Analytical Model, Enhanced Recovery.

### DESCRIPTION

The objective of this research is to present a methodology to reproduce the thermal enhanced oil recovery process called steamflooding, at laboratory scale, using the radial displacement equipment, which was developed by the Enhanced Recovery Group in agreement with the Colombian Petroleum Institute and *COLCIENCIAS*.

For the development of this project were conducted four stages of experimentation; all of them integrated contribute to the design of the steamflooding test at laboratory scale. The first stage of the process consist on the construction of synthetic plugs for analyzing and determining the most important variables in the process and the basic petro physical properties determined later. Subsequently, were developed a series of preliminary steamflooding tests with the plugs previously built, with the purpose of determining the optimum operational parameters of the steam generator equipment.

Later, the homogeneous porous media was build; it represents the fourth part of a reservoir pattern, this constitute the physical model in which the displacement test with steam will be done, it is also presented the technical procedure for the steamflooding tests using the Radial Displacement Equipment (E.D.R) and the final results of the test developed. Finally is presented the development of the analytical model used for predicting and representing a steamflooding process and the subsequent execution of the numerical simulation model at laboratory conditions. Alike is included the results analysis and comparison between the three models used for the development of this project.

---

\* Graduate Project.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo, Ing. María Mónica Ruiz Cañas.

## INTRODUCCIÓN

El área de la investigación sobre el sector de los procesos de recobro mejorado tiene como finalidad el desarrollo de tecnologías que permitan la extracción de crudo no convencional con el fin de reducir la brecha entre la oferta y la demanda que se presenta actualmente y reducir la declinación en la producción de los hidrocarburos convencionales. Existen técnicas especializadas como la técnica de escalamiento que permiten realizar investigación a nivel de laboratorio, representando mediante modelos físicos a escala procesos como es la inyección continua de vapor. Mediante la construcción de estos modelos físicos se pueden representar físicamente los fenómenos que influyen dentro de este proceso de recobro térmico. Mediante el análisis de las pruebas desarrolladas a nivel de laboratorio se puede evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar este método de recobro a escala de campo.

Considerando la necesidad de un aumento en la producción de petróleo en nuestro país, los procesos de recobro térmico, específicamente el proceso de inyección continua de vapor, ha tenido un gran auge y se establece como una opción probable para alcanzar las metas propuestas. Por esta razón, el Grupo de Investigación Recobro Mejorado (G.R.M.) en convenio con Colciencias y el Instituto Colombiano del Petróleo (I.C.P.) han desarrollado el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R.) en el cual se pueden reproducir procesos de recobro mejorado tales como inyección de agua, inyección de vapor e inyección de productos químicos. Hasta el momento, el Grupo de Investigación Recobro Mejorado ha desarrollado a nivel de laboratorio procesos de desplazamiento radial mediante inyección de agua tanto en medios porosos homogéneos como estratificados.

Con el fin de ampliar el rango de aplicabilidad del Equipo de Desplazamiento Radial E.D.R., se busca reproducir a nivel de laboratorio el proceso de inyección continua de vapor en medios porosos homogéneos sintéticos, representando un yacimiento con propiedades petrofísicas convencionales que se encuentren dentro del screening del proceso térmico, con el propósito de estudiar los fenómenos que se presentan dentro de este proceso de ejecución de pruebas de desplazamiento utilizando el E.D.R. y analizando las producciones de fluidos como variables de salida.

Para el desarrollo de este proyecto de investigación fue necesario la realización de una serie de fases experimentales preliminares en las cuales se busca analizar el efecto del vapor en los materiales de construcción de los medios porosos sintéticos, al mismo tiempo, se desarrollaron pruebas de desplazamiento con vapor, utilizando plugs sintéticos homogéneos con diversas propiedades petrofísicas, para determinar los parámetros operacionales óptimos del equipo generador de vapor como presión de operación y tasa de inyección.

Posteriormente se construye el medio poroso que representa un cuarto de patrón de inyección de cinco puntos en el cual se desarrolla la prueba de desplazamiento con vapor. Asimismo se procede a la representación de la prueba de laboratorio mediante el uso del modelo analítico y a la construcción y ejecución del modelo de simulación numérica. Finalmente se presenta una comparación de resultados obtenidos mediante el uso de los tres modelos que fueron utilizados para representar el proceso de inyección continua de vapor.

# 1 MARCO DE REFERENCIA

## 1.1 MÉTODO CIENTÍFICO

El método científico es un proceso destinado a explicar fenómenos, establecer relaciones entre los hechos y enunciar leyes que expliquen los fenómenos físicos y permitan obtener, con estos conocimientos, aplicaciones útiles al hombre. Esta es una forma de planificar el trabajo la cual ha llevado a la humanidad al momento cultural actual.

Este es un método no dogmático, pues se basa en leyes deducidas por el hombre y no en principios revelados. Sus leyes son rechazadas en caso de que los hechos contradigan lo que estas afirman, básicamente es una herramienta usada para encontrar respuestas a los interrogantes planteados. Su validez la confirma la experiencia diaria. La matemática es parte fundamental del método pues sirve como herramienta para establecer una relación entre las variables<sup>1</sup>.

Los pasos para llevar a cabo el método científico son:

### ➤ **Observación**

Es el primer paso y consiste en fijar la atención en el sistema de estudio (porción del universo). En este paso es fundamental el uso del sentido común para identificar por medio de los sentidos diferentes variables o parámetros implicados en el sistema.

---

<sup>1</sup>Robert O. Kuehl, "Diseño de Experimentos, Principios Estadísticos de Diseño y Análisis de investigación", 2da edición, Pág. (4-7), Universidad del Estado de Arizona, 2001.

➤ **Pregunta**

Las preguntas surgen una vez hecha la observación gracias a la curiosidad del observador. Esta debe ser congruente con la realidad o el fenómeno observado y debe adherirse a la lógica. La pregunta o preguntas serán del planteamiento de la hipótesis y del desarrollo del experimento.

➤ **Hipótesis**

Las soluciones a las preguntas son planteadas por el observador. Cada respuesta es una introducción tentativa que puede servir como una guía para el resto de la investigación. A estas soluciones preliminares se les llama hipótesis. Esta es una declaración que puede ser cierta o falsa y debe ser sometida a comprobación (experimentación). Los resultados de la experimentación determinan la validez de la hipótesis.

➤ **Experimentación**

Consiste en someter a un sujeto o proceso a variables controladas. Esta puede realizarse de diversas maneras, pero la experimentación controlada es propia del método científico. Este tipo de experimentación contiene dos grupos de prueba: El grupo de control o grupo testigo y el grupo experimental, ambos son sometidos a las mismas condiciones, excluyendo la variable o variables que se han elegido para el estudio.

➤ **Conclusiones**

Al finalizar la experimentación, se evalúa la hipótesis original y se determina si es verdadera o falsa. También se evalúan los resultados con base en su alcance espacial y temporal. De acuerdo a esto se puede concluir si se ha llegado a una teoría o ley.

Los cinco pasos del método científico son de vital importancia y serán implementados, sin embargo el diseño experimental será el enfoque de este libro.

## 1.2 DISEÑO EXPERIMENTAL

La experimentación es una herramienta fundamental en todos los campos de la investigación y el desarrollo. Su objetivo es obtener información válida, la cual permita desarrollar nuevos productos y procesos, comprender de mejor manera un sistema y tomar decisiones acertadas acerca de cómo optimizarlo.

Un experimento diseñado es una prueba o serie de pruebas en las cuales se inducen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema, de manera que sea posible observar e identificar las causas de los cambios en la respuesta de salida. El diseño del experimento es una etapa fundamental de la experimentación, pues permite el suministro correcto de datos a posteriori, los que a su vez conducirán a un análisis objetivo y con deducciones válidas del problema.

La planificación de todo experimento debe considerar dos aspectos fundamentales:

- La experimentación normalmente es cara. La capacidad para realizar un experimento está limitada por el tiempo y los recursos (persona, materia prima, etc.). Es por esto que una organización óptima de la experimentación deberá contemplar el menor número de experimentos que permita obtener la información buscada.
- El resultado observado de un experimento ( $y$ ) tiene incertidumbre:

$$y = \eta + e$$

**Ecuación 1**

Donde  $\eta$  es el resultado “verdadero” (Desconocido) del experimento y  $e$  es una contribución aleatoria, que varía cada vez que se repite el experimento. El análisis de los resultados experimentales permitirá obtener conclusiones sobre el sistema en estudio y decidir actuaciones futuras. Tanto por la importancia de las decisiones que se pueden tomar, como por el coste elevado de la experimentación

no parece adecuado dejar la elección de los experimentos y la evaluación de los resultados a la mera intuición del experimentador<sup>2</sup>.

**1.2.1 Terminología.** Los términos más comunes e importantes empleados a lo hora de desarrollar un experimento son:

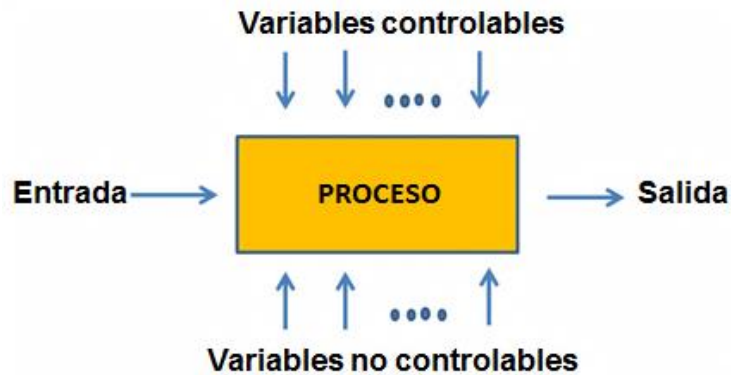
- **Factor:** Se trata de una de las variables dependientes que son estudiadas en el experimento. Esta puede ser cualitativa, como: material utilizado o métodos o cuantitativa, por ejemplo: el tiempo, la presión y la temperatura.
- **Nivel:** Son aquellos valores que puede tener el factor a estudiar.
- **Combinación:** Es la asignación de un solo nivel a un factor, o de varios niveles a todos los valores en una corrida experimental.
- **Variable de respuesta:** Es el resultado de un experimento. Se trata de la variable a estudiar
- **Efecto:** Es el cambio en la variable de respuesta por el cambio del nivel de un factor.
- **Interacción:** Cuando varios factores trabajar juntos para generar un efecto diferente que los producidos por aquellos factores de manera individual.
- **Corrida experimental:** Es la implementación de cada una de las combinaciones.
- **Bloque:** Agrupación planeada de factores o combinaciones. Se realiza con el objetivo de minimizar la variación no incluida en el diseño.
- **Replicación:** Repetición de la corrida experimental.

---

<sup>2</sup>Robert O. Kuehl, "Diseño de Experimentos, Principios Estadísticos de Diseño y Análisis de investigación", 2da edición, Pág. (10-12), Universidad del Estado de Arizona, 2001.

**1.2.2 Objetivos de un diseño experimental.** Cualquier proceso productivo se puede representar por medio del modelo mostrado en la figura 1:

**Figura 1. Esquema de un sistema productivo.**



**Fuente:** Modificado de Douglas C. Montgomery, "Design and Analysis of Experiments", Arizona State University, 2001.

Este sistema puede ser visualizado como una combinación de máquinas, métodos, personas y demás recursos que transforman una entrada en una salida, con varias respuestas observables. Las variables controlables se pueden fijar en un punto o en algún nivel de la operación mientras que las no controlables, como su nombre lo indica, no se pueden controlar durante el desarrollo de un proceso. Las variables de salida son la característica esencial y la razón de ser del proceso<sup>3</sup>.

Un experimento diseñado tiene por objetivo:

- Determinar las variables que tienen mayor influencia en la variable de respuesta.
- Determinar el mejor valor de las variables controlables que influyen en la respuesta, de tal manera que ésta tenga un valor cercano al valor nominal deseado,

---

<sup>3</sup> Douglas C. Montgomery, "Design and Analysis of Experiments", 5th edition, Pág. (7-10), Arizona State University, 2001.

- Determinar la mejor combinación de las variables controlables que ayuden a reducir la variabilidad de la respuesta.
- Establecer la mejor combinación de las variables controlables, con el objetivo de minimizar los efectos de las variables incontrolables.

De manera general, el propósito de un diseño experimental es proporcionar métodos que permitan obtener la mayor cantidad de información válida acerca de una investigación, teniendo en cuenta el factor costo y el uso adecuado del material disponible mediante métodos que permitan disminuir el error experimental.

**1.2.3 Metodología del diseño experimental.** *Montgomery (1991)*<sup>4</sup> plantea la siguiente metodología para el diseño de experimentos:

**a. Compresión y planteamiento del problema**

Este paso es importante para diseñar un planteamiento claro y aceptable del problema. Es necesario consultar todas las partes implicadas para en el experimento para resolver la mayor cantidad de dudas y comprender de la mejor manera el fenómeno de estudio.

**b. Elección de factores y niveles**

Este paso suele ser una combinación de experiencia y comprensión teórica. Las variables independientes deben ser elegidas por el experimentador, estas pueden ser cualitativas o cuantitativas. Se debe tener en cuenta cómo se van a controlar las variables cualitativas, además se debe seleccionar los rangos de variación de los factores y el número de niveles a considerar.

---

<sup>4</sup> Douglas C. Montgomery, "Design and Analysis of Experiments", 5th edition, Pág. (13-17), Arizona State University, 2001.

### **c. Selección de la variable de respuesta**

La selección de la variable/s de respuesta es fundamental pues se debe estar seguro de que realmente provea información sobre el proceso estudiado. Se debe tener claro la forma en la cual se medirá esta variable y de ser posible la probabilidad de ocurrencia de estas medidas.

### **d. Elección del diseño experimental**

Para la elección del diseño se debe indicar cuál será el tamaño muestral, es decir el número de veces que se realizará el experimento. Se debe indicar la diferencia admitida a la respuesta verdad, o en otras palabras que tan lejos se admite la realidad de lo observado en el experimento. Además, se debe señalar el orden de recolección de los datos y el método de aleatorización a emplearse en caso de ser empleado.

### **e. Realización del experimento**

Un monitoreo permanente del experimento es vital para asegurar que todo se haga conforme a lo planeado pues los errores en esta fase suelen anular la validez experimental. En esta etapa suelen surgir situaciones o imprevistos no considerados previamente, motivo por el cual se debe tener en cuenta si estos imprevistos alteran los resultados del experimento.

### **f. Análisis de datos**

De manera estricta, los resultados del experimento se deben analizar con métodos estadísticos. Las variables involucradas pueden relacionarse por medio de una expresión matemática, sin embargo se debe analizar que tanto reproduce esta expresión el comportamiento de la variable en la realidad, a través del comportamiento de otras.

### **g. Conclusiones y recomendaciones**

Luego de haber obtenido los datos del experimento, se deben obtener deducciones sobre los resultados. Las recomendaciones pertinentes deben

hacerse con base en los resultados obtenidos. De ser posible, la elaboración de gráficos y tablas simplificarían en gran medida esta etapa.

### **1.3 INYECCIÓN DE VAPOR**

Los métodos de recuperación térmica surgen o se desarrollan con el fin de explotar aquellos campos con recursos de hidrocarburos no convencionales como los crudos pesados. La recuperación térmica de hidrocarburos se define de la siguiente manera: proceso por el cual se introduce calor al medio poroso que almacena los fluidos de interés (hidrocarburo), con el propósito de aumentar las tasas de producción y el factor de recobro.

El mecanismo de recuperación más importante de los métodos de recobro térmico es la disminución de la viscosidad del crudo debido al aumento de temperatura del yacimiento, lo que permite que el petróleo fluya con mayor facilidad y además se obtenga una relación de movilidades más favorable.

Los procesos térmicos pueden ser clasificados en dos tipos: aquellos en los que se inyecta un fluido caliente al yacimiento y los que liberan el calor directamente en el yacimiento.

La inyección de fluidos calientes al yacimiento puede ser de dos tipos: Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los Desplazamientos Térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectoras, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. En los Tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores.

La inyección de vapor es un método de recobro térmico mediante el cual se suministra calor al yacimiento inyectando vapor húmedo con el fin de calentar los fluidos y la formación. El proceso de inyección puede ser de forma continua o alternada

### **1.3.1 Inyección continua de vapor**

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro térmico empleado en la extracción de crudos no convencionales como el crudo pesado, el cual tiene como fin específico el aumento de la temperatura de la formación. El aumento de esta temperatura es generada por la inyección de vapor de agua al yacimiento, lo que genera una disminución en la viscosidad del crudo, mejorando de esta manera el desplazamiento de fluidos hacia los pozos productores.

Al comienzo de un proceso de inyección continua de vapor, es común realizar varios ciclos de estimulación con el fin de disminuir los problemas debidos a la baja inyectividad de vapor en la zona de interés, y también para precalentar la formación y permitir una buena eficiencia de transferencia de calor cuando se inyecte el vapor de manera continua.

La diferencia que existe entre el método de inyección cíclica y el de inyección continua de vapor es que en este último el vapor es inyectado por un pozo diferente al que produce. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del crudo en este tipo de proceso son: reducción de la viscosidad del crudo, cambio en la mojabilidad de la roca y expansión térmica del petróleo, siendo la reducción de viscosidad el más significativo. A través de la implementación de este método de recuperación térmica se pueden obtener factores de recobro<sup>5</sup> de aproximadamente 40-50%.

#### **1.3.1.1 Mecanismos de extracción de petróleo presentes en un proceso de inyección continúa de vapor**

En un proceso de inyección continua de vapor, existen diversos mecanismos que aportan a la extracción del crudo, dentro de los más importantes están: mejoramiento de la movilidad del crudo, destilación de livianos y craqueo térmico,

---

<sup>5</sup> ALVARADO, Douglas, BANZER, Carlos. "Recuperación Térmica del petróleo"

sin embargo se encuentran presentes mecanismos secundarios que también ayudan a la extracción del crudo dentro de los cuales están: expansión del crudo, agotamiento de presión y drenaje gravitacional.

Los métodos o mecanismos anteriormente mencionados tienen un rol diferente dependiendo de los valores de API del crudo. Para valores de API más grandes el mecanismo más importante es la destilación, mientras que para valores de API menores el mejoramiento de la movilidad es el mecanismo más importante.

A continuación se describen los mecanismos más importantes presentes en un proceso de inyección.

- **Destilación de livianos:** Este fenómeno se basa en la evaporación o destilación de los componentes más livianos del hidrocarburo, los cuales son movilizados hacia el frente de vapor hasta que posteriormente se condensan en zonas de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, originándose de esta manera la extracción por solventes y desplazamiento miscible, obteniéndose así una producción adicional de petróleo.
- **Mejoramiento de la movilidad del crudo:** El calor inyectado al yacimiento es transferido hacia la roca y los fluidos que esta contiene, logrando una disminución en la viscosidad del crudo, lo cual hace que mejore la movilidad (M) del mismo.

Al inyectar vapor de forma continua, se forma un frente de vapor en el medio poroso, el cual se desplaza a lo largo del mismo, aumentando la temperatura delante del frente y disminuyendo la viscosidad del crudo.

- **Craqueo Térmico:** Como resultado del aumento de la temperatura dentro del medio poroso, las moléculas más pesadas son degradadas a moléculas más

simples, de esta manera el crudo liviano generado se combina con el más pesado<sup>6</sup> mejorando así la calidad del hidrocarburo.

### 1.3.1.2 Factores que afectan la inyección continua de vapor

Las condiciones del yacimiento y las condiciones operacionales afectan de manera directa la eficiencia del método de recuperación por inyección continua. Para mejorar los resultados obtenidos en un proceso de inyección continua de vapor, es necesario tener en cuenta la influencia de los parámetros tanto operacionales como aquellos inherentes al yacimiento en la eficiencia del proceso. De esta manera se busca encontrar las condiciones óptimas bajo las cuales el proceso de inyección continua de vapor muestra resultados viables y eficientes. A través de este estudio de los parámetros se busca determinar aquellas variables que influyen directamente en el proceso y permitirán un modelamiento a escala de laboratorio del proceso de inyección de vapor.

**1.3.1.3 Propiedades del yacimiento:** Existen ciertas propiedades del yacimiento que hacen viable o no la implementación de un proceso de inyección continua de vapor.

- **Presión del yacimiento:** La presión del yacimiento determina los rangos de presión de inyección de vapor. Para presiones de yacimiento bajas los requerimientos de presión de inyección disminuirán, lo que se traduce en una mayor eficiencia de desplazamiento.
- **Viscosidad del crudo:** La viscosidad del crudo es reducida debido al aumento de calor en la formación generado por el vapor inyectado. Cuanto más alta sea la viscosidad del crudo mayor será la reducción de esta debido al aumento de la temperatura.

---

<sup>6</sup> ALI, Farouq, JONES J.A, MELDAU R.F. "Practical Heavy Oil Recovery"

El requerimiento de viscosidad necesario para la aplicación de la inyección continua de vapor es de valores inferiores a 1500 cp, sin embargo aún valores por debajo de 2000 cp pueden ser utilizados para dicho propósito, ya que valores mas altos dificultan la inyección de vapor y el desempeño del proceso en general.

- **Profundidad del yacimiento:** A medida que aumenta la profundidad del yacimiento, la eficiencia de calentamiento disminuirá a causa de la baja calidad con la que llega el vapor inyectado, por otro lado, si la profundidad del yacimiento es baja, las pérdidas de calor hacia la superficie serán más altas. Se considera que para profundidades de más de 3000 ft no es viable inyectar vapor.
- **Espesor de la arena productora:** Si se tiene un espesor pequeño, menor a 20 pies, las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes influirán en la viabilidad técnica y económica del proyecto. Por otro lado, para espesores grandes de arena (>60 ft) el barrido dentro de la formación será menor.
- **Presencia de capa de gas:** La presencia de gas libre dentro del yacimiento se considera como un parámetro negativo, ya que esa capa de gas actúa como zona ladrona de calor robando la energía térmica que debe ser aplicada a la formación.
- **Presencia de acuífero:** Al igual que la capa de gas, la presencia de un acuífero no representa efectos positivos en la aplicación de la técnica, además de robarle energía al vapor, el acuífero actúa como un refrigerante que al entrar en contacto con el vapor lo condensa e impide el desarrollo de la zona de vapor, reduciendo la eficiencia térmica del proceso y el factor de recobro.
- **Estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad:** Se convierten en zonas ladronas por que el vapor tiende a irse por donde tenga menor resistencia al flujo, es decir por donde haya mayor permeabilidad. El efecto que se genera está ligado a la canalización del vapor por las zonas de

alta permeabilidad irrumpiendo en los pozos productores de manera rápida sin calentar de manera eficiente la formación.

- **Heterogeneidades del yacimiento:** Dentro de las heterogeneidades más comunes que afectan el proceso de inyección continua de vapor se pueden encontrar las intercalaciones de arcilla, la variación direccional de la permeabilidad y la falta de continuidad lateral del yacimiento; estas causan en el proceso efectos como la formación de canales preferenciales de flujo, pobres eficiencia de barrido en el patrón seleccionado debido a la pobre continuidad lateral del yacimiento, y pérdidas de calor hacia las arcillas, reduciendo la eficiencia térmica del proceso entre otros.
- **Propiedades térmicas de la roca:** El medio a través del cual es inyectado el vapor y por consiguiente la energía necesaria para generar una disminución de la viscosidad del crudo, es la roca, la cual posee diversas propiedades térmicas como la capacidad calórica volumétrica, la conductividad térmica y la difusividad térmica, propiedades que ayudan a comprender mejor el comportamiento que tiene la transferencia de calor cuando el vapor es inyectado en las formaciones productoras. Estas propiedades afectan directamente el desarrollo del proceso ya que determinan cuanto calor se transfiere y cuanto se almacena en cada una de las formaciones productoras y de aquellas que actúan como sello.<sup>7</sup>

#### **1.3.1.4 Parámetros operacionales.**

Los parámetros operacionales son aquellas condiciones que se establecen directamente para obtener mayores eficiencias en los procesos de producción/inyección, algunas de estas variables operaciones son el:

---

<sup>7</sup> Steamflood Reservoir Management: Thermal enhanced oil recovery, K.C. Hong

- **Caudal de inyección:** La tasa a la cual el vapor es inyectado al yacimiento está sujeta a dos factores principalmente, que son la capacidad del generador y la capacidad de la formación de recibir el fluido inyectado. Cuando se selecciona la tasa de inyección de vapor, debe tenerse en cuenta que altas tasas de inyección contribuyen a que se presente una menor tasa de pérdidas de calor. Sin embargo, en la medida en que las tasas de inyección son muy altas, las presiones requeridas aumentan; lo cual genera mayores pérdidas de calor en el pozo y mayor esfuerzo en el revestimiento.

Una aproximación o regla de la mano derecha para calcular la tasa de inyección, propuesta por Farouq Ali para el crudo pesado de California es emplear la relación de 1.5 Bls/acre-pie, sin embargo, este valor puede variar dependiendo de la viscosidad del crudo a recuperar, la disponibilidad y capacidad de los equipos para la generación del vapor.

- **Calidad del vapor:** La calidad del vapor es quizás una de las propiedades o parámetros más determinantes dentro de un proceso de inyección continua de vapor y está directamente relacionado con las propiedades del agua tales como la temperatura, presión de saturación, calor específico, calor sensible, y calor latente. Esta propiedad determina qué cantidad del agua inyectada permanece como vapor y cual ha pasado a fase líquida. Esta da un indicativo indirecto de cuanto calor estoy transfiriendo del fluido inyectado a la formación. Lo que se busca con esta calidad es que tengo el valor más alto posible técnica y económicamente a la salida del generador, para que luego de haber sufrido una serie de pérdidas al pasar por la línea de transporte y la tubería de inyección del pozo llegue a la cara de la formación con la más alta calidad posible y así conserve la mayor cantidad de calor transferible para calentar más el crudo dentro del yacimiento.
- **Espaciamiento entre pozos:** El espaciamiento entre pozos es un factor determinante en la implementación de un proceso de inyección continua de

vapor, ya que a menor espaciamento de pozos mayor será la eficiencia de barrido areal y vertical. En general se busca utilizar espaciamentos no mayores a 5 acres y no menores a 1.25 acres.

### 1.3.2 Propiedades térmicas de la roca

- **Capacidad calorífica:** ( $M = \text{Btu}/\text{pie}^3 - ^\circ\text{F}$ ): La capacidad calorífica de la roca se define como la cantidad de calor (BTU) que puede almacenar el medio poroso en función del aumento de temperatura.
- **Conductividad térmica** ( $K = \text{Btu}/\text{hr} - \text{pie} - ^\circ\text{F}$ ) La conductividad térmica de la roca se define como la capacidad que tiene el medio poroso de conducir el calor y generar la variación de temperatura para un medio poroso. Esta magnitud depende de múltiples factores: densidad, temperatura, saturación, tipo de fluidos que la saturan, movimiento de fluidos dentro de la roca, etc. La conductividad térmica disminuye con la temperatura y aumenta con la densidad de la roca, saturación de agua, presión y conductividad térmica de los fluidos que saturan el medio poroso.
- **Difusividad térmica** ( $D = \text{pie}^2/\text{hr}$ ): La difusividad térmica está relacionada con la respuesta temporal de una roca a cambios de temperatura. Está definida como la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica del medio poroso. Así, un material con un coeficiente de difusividad térmica grande indica que el medio es más apto para transmitir energía por conducción que para almacenarla. Por el contrario, un almacenador de energía (calor del vapor por ejemplo) debe tener un valor de difusividad pequeño.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup>Simplified heat calculations for steamfloods., J.V. Vogel

### **1.3.3 Predicción del comportamiento de la inyección continua de vapor en un sistema homogéneo**

Haciendo una revisión bibliográfica se pueden encontrar una gran cantidad de modelos que representan, a través de expresiones matemáticas, los fenómenos que ocurren en el yacimiento cuando un proceso de inyección continua de vapor es realizado en un medio poroso. Diversos autores se han dado a la tarea de analizar y estudiar este proceso de recobro mejorado con el fin de poder representar matemáticamente los fenómenos involucrados en este proceso. Los modelos analíticos permiten realizar un análisis preliminar de la confiabilidad o no de llevar a cabo un proyecto de estos. Los modelos que existen en la literatura son de diversa índole, algunos con más suposiciones que otros, otros muchos más fáciles de aplicar y otros con la capacidad de proveer resultados un poco más acertados.

Los modelos analíticos son ecuaciones matemáticas que permiten obtener una predicción estimada de la respuesta de un proceso de inyección continua de vapor sobre un determinado prototipo.

Los modelos más conocidos y utilizados en la industria para representar el método de inyección continua de vapor fueron formulados por Marx & Langenheim y Mandl & Volek, los cuales tienen un fundamento similar y predicen el recobro obtenido por la implementación de este método de recobro. Los modelos analíticos se presentan como herramientas útiles para validar la implementación de un proyecto antes de ser llevado a la práctica.

Los modelos anteriormente mencionados presentan las siguientes suposiciones, las cuales se realizan con el fin de simplificar el desarrollo de las ecuaciones matemáticas y poder encontrar una solución analítica al modelo:

- Sistema de flujo en una dimensión.
- La inyección del vapor se realiza en un solo punto concéntrico del sistema.

- La zona de inyección para el vapor es de espesor uniforme y homogéneo.
- Las propiedades petrofísicas y de fluidos son constantes.
- La saturación de aceite de la zona calentada es igual a la saturación residual de aceite al vapor.
- Se desprecia el efecto de las fuerzas gravitacionales y de boyanza.
- La inyección se realiza a través de todo el espesor productor.
- Se considera que en la zona de vapor la temperatura es constante.
- La tasa de inyección del vapor es constante.
- La distribución de temperatura en la zona calentada puede ser aproximada a una función escalonada que va desde la temperatura del vapor hasta la temperatura del yacimiento.
- No existe gradiente vertical de temperatura.
- Las formaciones adyacentes de la zona de interés son las mismas y de espesor finito.<sup>9</sup>

## **1.4 ESCALAMIENTO**

La técnica de escalamiento permite relacionar las variables involucradas en un proceso en estudio, su importancia radica en la posibilidad de determinar la equivalencia de variables de operación o de control entre el modelo físico de laboratorio y el prototipo o modelo base.

### **1.4.1 Simulación física**

El modelado físico o simulación física es una técnica que permite evaluar cierto proceso o fenómeno a escala de laboratorio, esta representación del fenómeno a escala permitirá determinar ciertos parámetros que son indicativos del éxito o no del proceso en estudio. La ventaja de analizar y evaluar ciertos procesos a nivel

---

<sup>9</sup>MERCADO D. "Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado".

de laboratorio, es el manejo de variables de control que se pueden manipular con el fin de obtener resultados más sobre el proceso en estudio.

La manera como se proceda a realizar la simulación física depende directamente del fenómeno o proceso que se desea reproducir en el laboratorio, ya que la construcción del modelo físico y las características y propiedades de este estarán directamente relacionadas con lo que se desea representar. Estos modelos físicos construidos en el laboratorio deberán representar los fenómenos más característicos del método o proceso a escalar.

#### **1.4.2 Modelos físicos<sup>10</sup>**

Para llevar a cabo una simulación física, es necesario construir un modelo físico que contenga o represente el prototipo que desea ser evaluado. Un modelo físico es la representación de un sistema bajo condiciones controladas en el cual se pretende o busca estudiar cierto proceso.

Antes de construir un modelo físico se deben tener en cuenta las variables y aspectos más relevantes que se encuentran involucrados en el proceso o método que se desea estudiar y evaluar, con el fin de poder denominar a este modelo como representativo. Para que el modelo físico construido sea representativo debe cumplir con los siguientes criterios de similaridad:

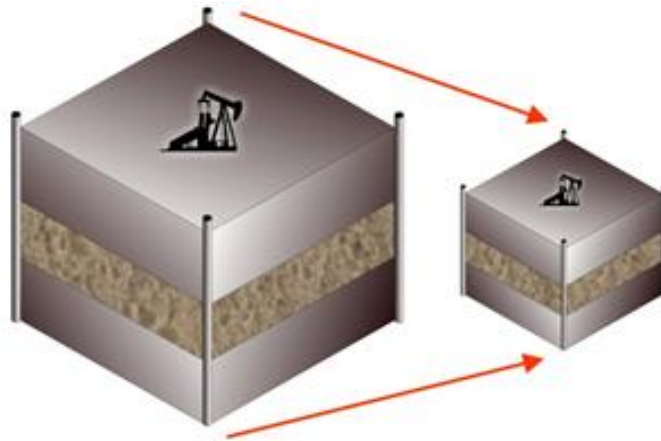
- **Similaridad Geométrica:** la forma geométrica, tanto del modelo como del prototipo, afecta directamente el desarrollo del proceso de recuperación de petróleo, ya que esta geometría define los límites del sistema y estos determinan la dirección de los fluidos dentro del modelo físico. Para que exista similaridad geométrica entre el modelo físico y el prototipo debe existir cierta semejanza entre la relación de longitudes del modelo y el prototipo, la cual será constante para cada punto característico del sistema. Por lo tanto, se conserva

---

<sup>10</sup> KIMBER, KD, FAROUQ ALI, PUTTAGUNTA. New scaling criteria and their relative merits for steam recovery experiments.

una relación constante entre las áreas y volúmenes entre los dos modelos en estudio. En la figura 2 se puede representar este principio.

**Figura 2. Principio de similaridad geométrica.**

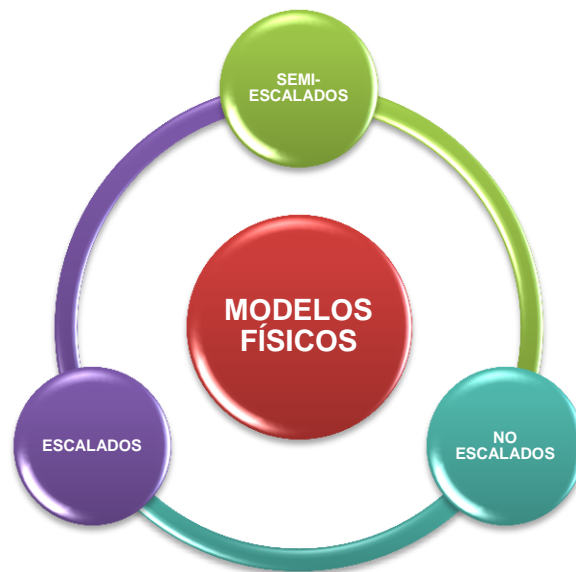


- **Similaridad Cinemática:** A partir de esta similaridad se busca relacionar la velocidad que se presenta entre modelo y la del prototipo, a partir de esta relación se puede determinar los tiempos esperados de la prueba y representarlos en los tiempos esperados en el proceso a nivel de prototipo.
- **Similaridad Dinámica:** Dentro del sistema  $q$  se representa en el modelo físico se intentan reproducir y representar las fuerzas que actúan en el yacimiento. Si las fuerzas son proporcionales para cada punto característico entre modelo y prototipo.

#### **1.4.2.1 Clasificación de los modelos físicos**

Los modelos físicos se puede clasificar a partir de los criterios de similaridad expuestos anteriormente, esta clasificación depende principalmente de la cantidad de criterios de similaridad cumplidos o satisfechos por el modelo físico construido. Los modelos físicos pueden ser clasificados como escalados, semiescalados y no escalados, tal cual se muestra en la figura 3.

**Figura 3. Clasificación de los modelos físicos.**



**Modelo físico escalado:** Este modelo es representativo ya que cumple con todos los criterios de similitud necesarios para estudiar un proceso. Por lo tanto se concluye que las diferentes relaciones de similitud son iguales a 1, esto solo se presenta cuando el modelo físico de laboratorio tiene o posee las mismas condiciones del modelo base o prototipo.

**Modelo físico semiescalado:** Son aquellos en los cuales las relaciones de similitud se presentan parcialmente. Es decir, se mantienen constantes los tipos de similitud necesarios para estudiar el proceso, pero, las dimensiones del modelo físico son diferentes a las del modelo base, lo cual hace imposible obtener o reproducir la similitud dinámica.

**Modelo físico no escalado:** este tipo de modelo se presenta cuando son pocos los criterios de similitud reproducidos en el modelo físico. Generalmente estos modelos se construyen bajo condiciones ideales de operación y constituyen la primera etapa para el desarrollo y entendimiento de un proceso determinado.

### 1.4.3 Fuerzas involucradas<sup>11</sup>

Es importante determinar qué tipo de fuerzas o fenómenos se desean, o se pueden reproducir en el modelo físico, ya que estas fuerzas son las que gobiernan el proceso de recobro mejorado en estudio, para ello es importante conocer de que se trata cada fuerza y determinar si es posible o no representarla en el modelo.

- **Fuerzas Viscosas:** Son aquellas que se reflejan en la magnitud de la caída de presión como resultado del flujo de fluidos a través del medio poroso. Estas fuerzas obstaculizan el flujo del fluido generando una caída de presión desfavorable. Los efectos viscosos pueden ser afectados por diversos parámetros como propiedades de la roca, ubicación y condiciones de operación de los pozos.
- **Fuerzas gravitacionales:** Son aquellas que actúan sobre los fluidos por la acción directa de su masa con la fuerza de la gravedad y el ángulo de inclinación del yacimiento. Es de gran importancia en yacimientos de gran espesor y con un ángulo de buzamiento considerable. Factores como la permeabilidad vertical y el tiempo de inyección favorecen los fenómenos gravitacionales. Por lo tanto si la permeabilidad vertical es más alta, mayor será la tendencia de los fluidos a ordenarse verticalmente dentro del medio poroso. Por otra parte a medida que el tiempo pasa, las fuerzas gravitacionales controlan el proceso favoreciendo la segregación gravitacional del fluido inyectado.
- **Fuerzas Capilares:** Estas fuerzas se deben a la presencia de dos fases inmiscibles dentro del medio poroso. En medios porosos homogéneos estos

---

<sup>11</sup> TRIGOS, Margarita., JEREZ, Carlos. “Análisis de sensibilidad para determinar el efecto de las propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de un proceso de desplazamiento miscible”. Tesis de Pregrado.

fenómenos no son tenidos en cuenta y en algunos casos se desprecia. Sin embargo este fenómeno determina la eficiencia microscópica del proceso.

#### **1.4.4 Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R)**

En el ámbito de los métodos de recobro, es común la reproducción en el laboratorio de procesos de desplazamiento con agua y con vapor. Para esto, el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, en alianza con Colciencias, ha construido el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R).

El Equipo de Desplazamiento Radial se utiliza para simular el comportamiento físico de procesos de inyección de agua o de vapor a través de pruebas de desplazamiento. Las pruebas de desplazamiento son pruebas de laboratorio, las cuales consisten en saturar inicialmente el medio poroso 100% con agua para representar la mojabilidad del yacimiento.

Posteriormente, se lleva a cabo la saturación con aceite para reproducir la migración de petróleo hacia el yacimiento; y por último, se realiza el proceso de inyección de agua o de vapor, donde se induce presión al medio poroso para aumentar la eficiencia de desplazamiento del aceite e incrementar el factor de recobro. El E.D.R está conformado por tres módulos:

- Módulo1: Sistema de control y adquisición de datos y sistema hidráulico
- Módulo2: Modelo físico radial
- Módulo3: Equipo Generador de Vapor

En la figura 4 se muestran los dos primeros módulos del equipo, la figura 5 muestra el tercer módulo (Equipo Generador de Vapor):

**Figura 4. Módulos 1 y 2 - Equipo de Desplazamiento Radial.**



**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 81

**Figura 5. Módulo 3 - Equipo de Desplazamiento Radial.**



**Fuente:** CASTIBLANCO, GABRIEL. MORANTES, DANNY. “Manual de Operación del Generador de Vapor”.

## 1.5 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es una disciplina muy importante utilizada en los procesos realizados por la ingeniería de petróleos; se encarga de reproducir el comportamiento del yacimiento por medio de modelos matemáticos que buscan representar los fenómenos involucrados en el flujo de fluidos a través del medio poroso. El objetivo de esta disciplina es reproducir el comportamiento actual del yacimiento y predecir su comportamiento.

La simulación numérica se basa en los principios de balance de materia, teniendo en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la dirección del flujo de fluidos. Este método involucra una serie de parámetros, tales como lugares y posiciones de los pozos productores e inyectores, además de las condiciones operacionales, que pueden ser manipuladas. También es muy utilizada en el desarrollo de planes de manejo de yacimientos, en el monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento, y en el recobro final de hidrocarburos.

Por otra parte, la simulación numérica permite representar las características propias del yacimiento, como la heterogeneidad y la anisotropía, la cual se reproduce al dividir el yacimiento en celdas pequeñas, cada una con propiedades únicas y diferentes. Este es el método de predicción de inyección de agua más utilizado, debido a la unión de múltiples fases, múltiples dimensiones, ecuaciones diferenciales parciales que gobiernan el flujo de fluidos en medio poroso. Para el desarrollo de este método de predicción se hace necesario utilizar los simuladores numéricos, que son herramientas software que permiten modelar numéricamente un fenómeno físico o un sistema que por su complejidad no puede ser modelado analíticamente.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup>GILDARDO O. "Simulación Numérica de Yacimientos". Pg 3.

Esta herramienta se basa en los siguientes modelos:

- **Modelo Diferencial:** Conformado por un conjunto de ecuaciones diferenciales que describen los procesos físico-químicos que ocurren en el yacimiento en función del espacio y del tiempo.
  
- **Modelo Numérico:** Permite dar solución al modelo diferencial, se utiliza para solucionar los sistemas de ecuaciones diferenciales, que generalmente son difíciles de solucionar de forma analítica. Existen tres formas de hacer este modelo:
  - Diferencias finitas (el más usado).
  - Elementos finitos (no se usa porque no permite la unión de la ecuación de masa y energía).
  - Volúmenes de control.
  
- **Modelo Computacional:** Facilita la solución a las ecuaciones, este requiere de un programa de computadora conocido como simulador. Este modelo necesita una serie de datos de entrada:
  - Geometría del yacimiento.
  - Tasa de flujo y ubicación de los pozos productores e inyectores.
  - Propiedades de la roca y del fluido en cada celda.
  - Distribución inicial de fluidos en el yacimiento.
  - Presión promedio inicial en cada nodo.

### 1.5.1 Clasificación de los simuladores de yacimientos

Los simuladores de yacimientos se clasifican acorde a las siguientes condiciones (tabla 1).

**Tabla 1. Clasificación de los simuladores numéricos de yacimientos.**

Clasificación de los Simuladores		
Número de Dimensiones	Dimensión cero	-
	Una dimensión	✓ Modelo Lineal ✓ Modelo Radial
	Dos dimensiones	✓ Geometría Horizontal ✓ Geometría Vertical ✓ Geometría Radial
	Tres dimensiones	✓ Modelo Cartesiano ✓ Modelo Cilíndrico
Tipo de Yacimiento	✓ Yacimiento de Gas ✓ Yacimiento de Petróleo ✓ Yacimiento de Condensado	-
Proceso de Recuperación	✓ Recuperación Primaria ✓ Simulación Térmica ✓ Inyección de Químicos y Polímeros. ✓ Desplazamiento Miscible	-

**Fuente:** Modificado de OSORIO, G. "Simulación Numérica de Yacimientos", Pág. 7.

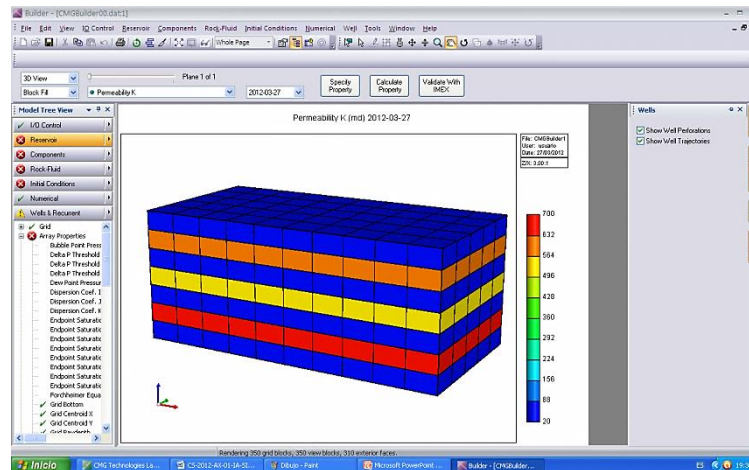
### 1.5.2 Simulador de recobro térmico

Los procesos de recobro térmico, incluyendo la estimulación con vapor, el desplazamiento con vapor y la combustión in situ han dado origen a modelos de yacimientos muy sofisticados que tratan de tener en cuenta todos los fenómenos físicos involucrados.

Para llevar a cabo una corrida de simulación utilizando el simulador térmico STARS de la compañía CMG, es necesario construir el modelo estático y dinámico por medio del "Builder" de simulación. Esta herramienta permite ingresar todos los datos conocidos del yacimiento. En primera instancia, se debe crear el

grid de simulación, en el cual se definen las permeabilidades, saturación de agua inicial porosidades, topes y espesores de cada grid block. La figura 6 muestra un ejemplo de un grid.

**Figura 6. Ejemplo de Grid de Simulación.**



**Fuente:** Builder de CMG

Posteriormente, se definen las propiedades de los fluidos de yacimiento, como son: Temperatura de yacimiento, presión de burbuja, densidad de las fases presentes y la presión de referencia. Luego, por medio de correlaciones se calculan las propiedades PVT.

Finalmente se ingresan las propiedades de interacción roca – fluido, se definen las condiciones iniciales, los pozos y la información recurrente. Al completar los datos anteriores correctamente, la información es guardada en un archivo .dat en el “launcher” de simulación, y se generaran tres archivos adicionales: .irf, .out y .mrf. Posteriormente y dependiendo del proceso que se quiera simular, para este caso un proceso de recobro térmico, se arrastra el archivo .irf hasta la aplicación que abre el simulador STARS, para así generar la corrida de simulación.

## **2 ANÁLISIS DEL PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DE PLUGS SINTÉTICOS Y EXPERIMENTACIÓN CON EL GENERADOR DE VAPOR**

En este capítulo se presentará los resultados obtenidos de una serie de experimentos desarrollados utilizando plugs sintéticos con el fin de reducir la incertidumbre a la hora de realizar la prueba de desplazamiento con vapor en el medio poroso. Para el desarrollo de estas pruebas preliminares, se construyeron en total 18 plugs sintéticos con ayuda de las correlaciones desarrolladas en la línea de escalamiento del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander.

Como se verá más adelante, estas correlaciones tan sólo representan una aproximación de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) que se desean obtener pues dependen en gran medida del grado de compactación que los operadores ejerzan sobre el plug en su construcción.

### **2.1 PLUGS SINTÉTICOS**

Uno de los métodos para la determinación de las propiedades petrofísicas de un yacimiento es a través de plugs, los cuales se obtienen mediante muestras de roca extraída del yacimiento denominadas corazones.

Los plugs sintéticos son muestras de roca fabricadas en el laboratorio con dimensiones específicas<sup>13</sup>. En la figura 7 se muestra un plug sintético, el cual fue construido en el laboratorio de desplazamiento radial.

---

<sup>13</sup>FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “*Estudio experimental de procesos de inyección de agua en medios porosos estratificados*”. 2012. Pg 81

**Figura 7. Plug Sintético.**



**Fuente:** Modificado por los autores, tomado de: Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Los plugs tienen dimensiones específicas para la medición de sus propiedades petrofísicas. Según la norma API RP 40, el diámetro del plug debe ser de una pulgada o de pulgada y media (1" - 1.5"), y la longitud del plug debe ser uno y medio veces mayor al diámetro, Esto con el fin de garantizar la representatividad de las mediciones.

### **2.1.1 Procedimiento para la construcción de los plugs sintéticos.**

Tanto los plugs sintéticos como el medio poroso, los cuales fueron fabricados en el presente estudio, están conformados por arena, caolín blanco tamizado, resina epóxica y endurecedor epóxico. En aras de observar el efecto del grado de compactación sobre las propiedades petrofísicas, nueve plugs fueron compactados por el operador A y los otro nueve por el operador B. Estos nueve plugs se dividieron en tres grupos, cada uno con composiciones idénticas. A continuación se muestra el procedimiento para su construcción:

#### **a. Tamizar el caolín blanco**

El caolín representa el agente reductor de porosidad y permeabilidad utilizado en la construcción del medio poroso, sin embargo este presenta tamaños de grano muy variados, por lo cual es necesario tamizarlo con el fin de obtener una mejor selectividad del tamaño de grano y así obtener propiedades petrofísicas definidas. Este se hace pasar a través de las diferentes mallas (utilizando un tamiz

electrónico) y únicamente se selecciona aquel que permanece en las mallas 100, 140 y 200.

El caolín obtenido al final del proceso presenta tamaño de grano fino, este deberá guardarse inmediatamente en recipientes herméticos. En la figura 8 se muestra el tamiz utilizado para llevar a cabo este paso.

**Figura 8. Tamiz.**

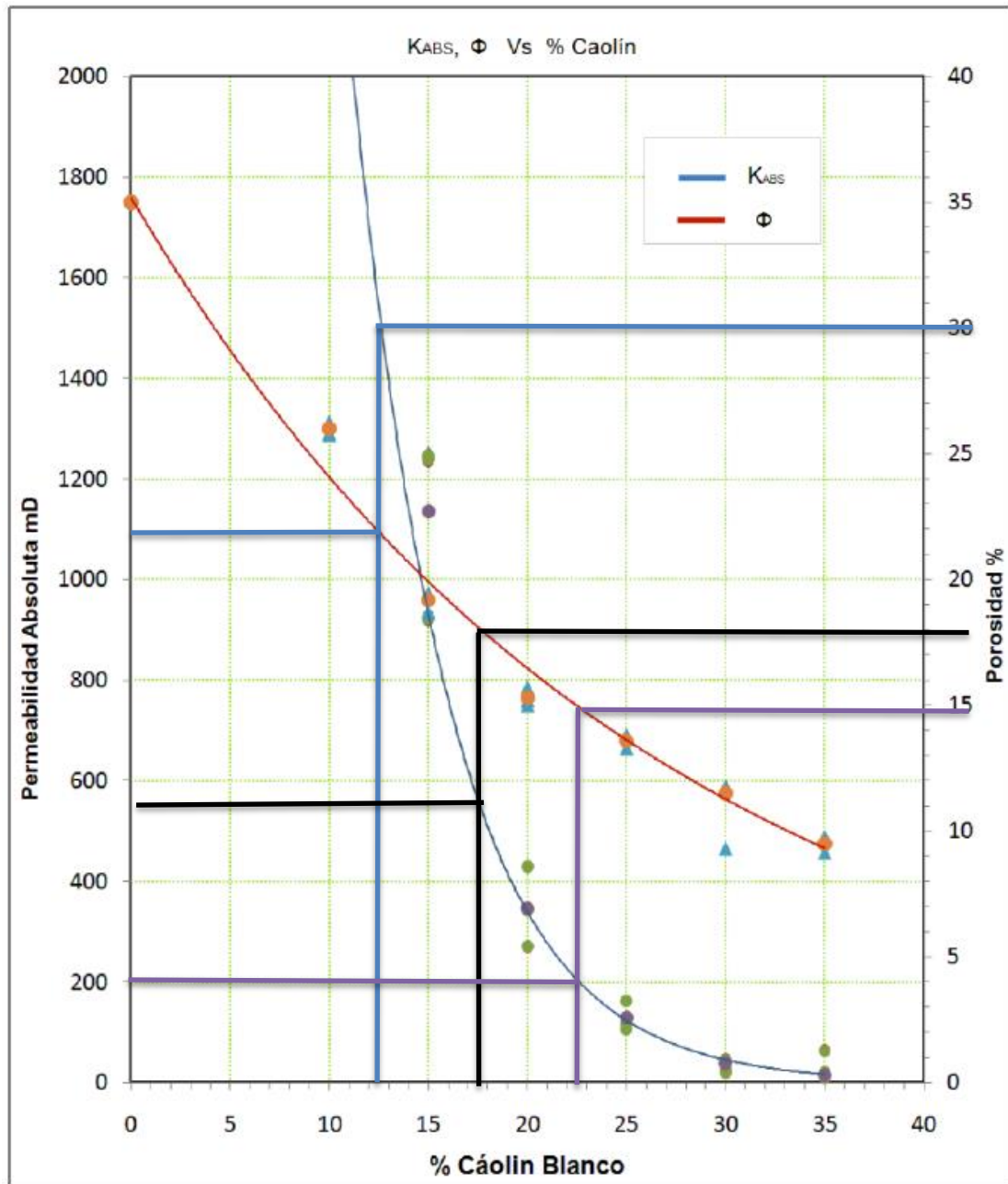


**Fuente:** Modificado de: FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 66

#### **b. Seleccionar la porosidad y permeabilidad absoluta de los plugs**

En base a la correlación 1 mostrada en la figura 9, la cual muestra la variación de las propiedades petrofísicas en función de la relación arena – arcilla, se determinaron las porosidades y permeabilidades absolutas de los plugs a partir de tres relaciones arena – arcilla diferentes. Estas se muestran en la tabla 2.

**Figura 9. Correlación de las propiedades petrofísicas en función de la relación arena – arcilla.**



**Fuente:** Tomado y modificado de FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 67

**Tabla 2. Permeabilidad y porosidad de los plugs de acuerdo a la correlación 1.**

Grupo de Plugs	Permeabilidad Absoluta, Kabs [mD]	Porosidad, $\Phi$ [%]	Relación Caolín, [%]	Relación Arena [%]
1	1090	30	12.5	87.5
2	550	18	17.5	82.5
3	200	15	22.5	77.5

**c. Medir la cantidad de arena y caolín a utilizar**

Para la medición de la masa de arena y caolín a utilizar se usó la balanza mostrada en la figura 10. En la tabla 3 se muestran las cantidades de arena y arcilla de cada grupo de plugs. La masa de arena y arcilla se deposita en dos recipientes diferentes y se procede a realizar la medición en la balanza digital.

**Figura 10. Balanza digital utilizada para la medición de la masa de arena y caolín blanco.**



**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 69

**Tabla 3. Masa de arena y caolín blanco de cada grupo de plugs sintéticos.**

Grupo de plugs	Masa de arena (g)	Masa de caolín blanco(g)	Masa de la Mezcla (g)
1	140	20	160
2	132	28	160
3	124	36	160

**d. Cálculo del volumen de resina y endurecedor epóxico**

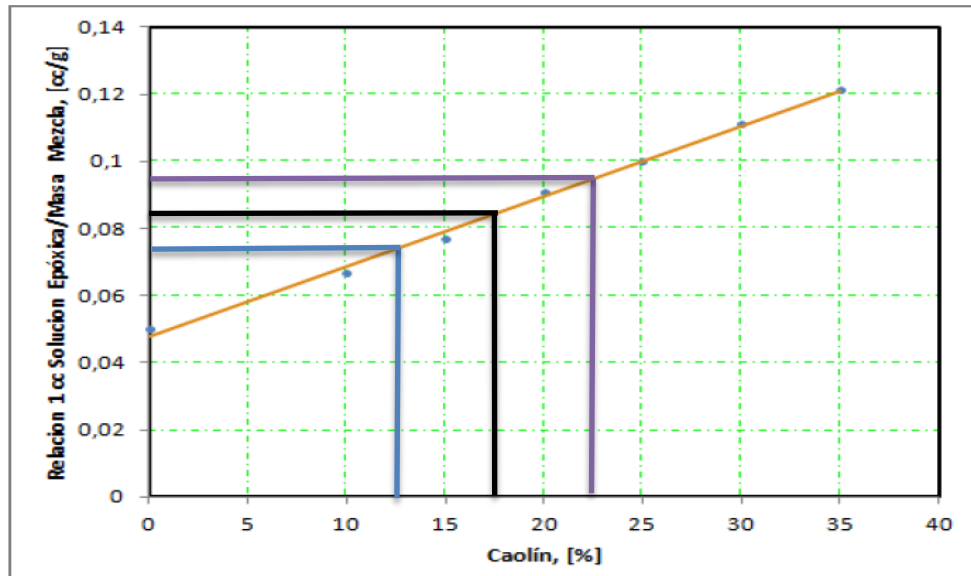
El volumen total de solución epóxica está conformado por tres cuartas partes de resina y la parte restante corresponde al endurecedor. La correlación 2 (figura 11) muestra la variación lineal de la relación  $1 \text{ cm}^3$  de solución epóxica/masa de mezcla en función de la relación arena-caolín.

El parámetro de entrada es la relación arena-caolín. Para el cálculo del volumen de solución epóxica se multiplica el valor obtenido en la correlación (eje-y), es decir la relación  $1 \text{ cm}^3$  de solución epóxica/masa de mezcla con la masa total de la mezcla. La tabla 4 muestra los volúmenes de resina y endurecedor epóxico de cada grupo de plugs.

**Tabla 4. Volumen de resina y endurecedor plugs sintéticos.**

Grupo de plugs	Relación $1 \text{ cm}^3$ solución epóxica/masa de mezcla [ $\text{cm}^3/\text{g}$ ]	Volumen de solución epóxica [ $\text{cm}^3$ ]	Volumen de resina [ $\text{cm}^3$ ]	Volumen de endurecedor [ $\text{cm}^3$ ]
1	0.072	10	7.5	2.5
2	0.085	13.6	10.2	3.4
3	0.095	15.29	11.49	3.8

Figura 11. Correlación de la relación solución epóxica/masa de mezcla en función del %caolín.



**Fuente:** Tomado y modificado de FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 71.

#### e. Mezclar en seco la arena y el caolín

Una vez calculadas las cantidades de cada componente, se procede a mezclar la arena y el caolín en un recipiente totalmente limpio con una varilla agitadora, hasta que se observe una mezcla uniforme y homogénea, tal cual se muestra en la figura 12. Este proceso puede durar entre 5 y 10 minutos aproximadamente.

Figura 12. Mezcla en seco de la arena y el caolín - construcción de plugs sintéticos.



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

**f. Mezclar la solución epóxica de resina y endurecedor**

Se miden los volúmenes de resina y endurecedor en jeringas diferentes, estos se vierten en un recipiente seco levemente inclinado y se mezclan suavemente con una espátula de forma circular durante aproximadamente 10 minutos hasta lograr una mezcla uniforme, de un color transparente y espumoso. La figura 13 muestra los recipientes de resina y endurecedor, y la forma en que los volúmenes de cada uno de ellos se mezclan. Es de vital importancia utilizar los elementos de protección personal en este paso del procedimiento.

**Figura 13. Mezclado de los volúmenes de resina y endurecedor – construcción de plugs sintéticos.**



**Figura 13 a**



**Figura 13 b**



**Figura 13 c**

**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

**g. Mezcla de la solución epóxica con la arena y el caolín**

A continuación se agrega la mezcla de arena y caolín blanco al recipiente en el

que se encuentra la mezcla de solución epóxica. Este proceso de mezclado se debe realizar con un objeto duro y resistente, como por ejemplo una cuchara, con el cual se tenga facilidad para mezclar y distribuir la mezcla; el objetivo es conseguir una masa completamente uniforme y sin grumos, en caso de que se formen estos deberán desintegrarse pues la resina se concentra en estas porciones de la mezcla. Al final todos los granos deberán estar mojados. La figura 14 muestra el proceso de mezclado con la cuchara metálica.

**Figura 14. Mezcla de solución epóxica con la arena y el caolín - construcción de plugs sintéticos.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

#### **h. Distribución y compactación de la mezcla en los tubos de PVC**

En este paso del procedimiento se cuenta con 18 tubos de PVC de 1'' de diámetro y 2.5'' de longitud, anteriormente cortado. Se utilizó el PVC pues es flexible y se puede cortar con relativa facilidad al finalizar la etapa de secado de los plugs.

Los 9 primeros plugs serán compactados por el operador A y los demás por el operador B. En primera instancia se distribuye con una cuchara una pequeña cantidad de mezcla dentro del tubo de PVC y posteriormente se compacta con la

ayuda de un martillo y un punzón. Esto se repite hasta acabar con toda la mezcla correspondiente al plug en construcción. En la figura 15 se muestran los 9 plugs construidos por el operador A en los tubos de PVC.

**Figura 15. Plugs construidos por el operador A.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatimar, Piedecuesta.

**i. Tiempo de curado**

Se proveen cinco días de secado a temperatura ambiente con el fin de que la resina se seque completamente y los plugs al finalizar esta etapa estén totalmente consolidados.

**j. Cortado del PVC**

Luego de que los plugs se encuentran completamente secos, se deben cortar los tubos de PVC con ayuda de una segueta, el tubo se corta por la mitad y se abre hasta que finalmente el plug pueda extraerse manualmente. Este proceso se debe realizar con cuidado pues se debe preservar la integridad del plug. Los plugs sin el PVC se pueden ver en la figura 16.

**Figura 16. Plugs Sintéticos.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

## **2.2 EXPERIMENTO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS**

El desarrollo de este experimento está ligado directamente a la construcción de los 18 plugs anteriormente mencionados. El objetivo, es determinar el grado de influencia de la compactación del operador en el proceso de construcción, es decir que tanto se alejan las propiedades petrofísicas de plugs con idéntica composición, pero compactados por dos operadores diferentes. Además se quiere determinar qué tan confiables son las propiedades petrofísicas arrojadas por la correlación 1 al compararlas con las propiedades reales medidas con el porosímetro y el permeámetro.

### **➤ Preguntas de Investigación**

Para el desarrollo de éste y los siguientes experimentos, se ha implementado el método científico. En primera instancia, a partir de la curiosidad y observación de los operadores, se han formulado las siguientes preguntas de investigación:

- ✓ ¿Cuál es el factor más influyente en las propiedades petrofísicas del plug?
- ✓ ¿Que tanto se diferencian la permeabilidad y la porosidad obtenidas a partir de la correlación generada en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado con aquellas medidas en el permeámetro y porosímetro?

### ➤ **Hipótesis**

La hipótesis corresponde a una solución preliminar y tentativa a las preguntas planteadas por el observador, estas son:

- El factor más influyente en las propiedades petrofísicas del plug es el grado de compactación del operador.
- Las propiedades petrofísicas obtenidas a partir de la correlación son significativamente diferentes a las medidas con el porosímetro y el permeámetro, pues la compactación de los que desarrollaron la correlación es diferente de los dos operadores que construyeron los plugs.

### ➤ **Desarrollo del experimento**

La base de este experimento se explicó en la primera parte de este capítulo. Utilizando el porosímetro y el permeámetro ubicados en el laboratorio de petrofísica en la sede de Guatiguará, Piedecuesta, se midió la porosidad de cada plug y se tomaron dos medidas de permeabilidad de cada uno de ellos, tomando como valor real el promedio.

Además, se determinó el porcentaje de desviación, tomando como valor real la propiedad medida con el equipo y como valor aproximado, la propiedad determinada a partir de la correlación 1. Los resultados se muestran en la tabla 5.

**Tabla 5. Resultados del experimento de las propiedades petrofísicas.**

<b>Plug</b>	<b>Permeabilidad promedio (Md)</b>	<b>Permeabilidad Correlación (mD)</b>	<b>% Desviación</b>	<b>Porosidad medida (%)</b>	<b>Porosidad correlación (%)</b>	<b>%Desviación</b>
1-1	1091,45	1090	0,13	20,83	30,00	30,55
1-1*	797,98	1090	26,79	21,25	30,00	29,16
1-2	1419,16	1090	30,19	22,59	30,00	24,70
1-2*	497,22	1090	54,38	18,82	30,00	37,25
1-3	1431,72	1090	31,35	23,02	30,00	23,28
1-3*	641,34	1090	41,16	19,75	30,00	34,18
2-1	125,02	550	77,27	11,72	18,00	34,87
2-1*	117,23	550	78,68	11,25	18,00	37,51
2-2	189,5	550	65,54	12,32	18,00	31,57
2-2*	117,038	550	78,72	11,23	18,00	37,59
2-3	148,85	550	72,93	12,48	18,00	30,69
2-3*	74,765	550	86,40	9,34	18,00	48,13
3-1	26,89	200	86,55	8,16	15,00	45,61
3-1*	628,15	200	214,07	16,57	15,00	10,50
3-2	27,19	200	86,40	9,12	15,00	39,18
3-2*	12,51	200	93,74	7,58	15,00	49,45
3-3	54,95	200	72,52	10,97	15,00	26,88
3-3*	26,65	200	86,67	9,02	15,00	39,84

### ➤ **Conclusiones del experimento**

Tal cual se había predicho, el grado de compactación es el factor más importante en las propiedades petrofísicas de los plugs, pues se observa en los resultados que plugs con la misma composición contruidos por operadores diferentes tienen porosidades y permeabilidades considerablemente diferentes.

Analizando los porcentajes de desviación obtenidos al comparar las propiedades petrofísicas medidas por los equipos de laboratorio y las mostradas por la correlación desarrollada en investigaciones pasadas, se puede determinar que es de vital importancia controlar todas las variables que influyen en el proceso de construcción, como la medición exacta tanto de arena y arcilla como de la resina y el endurecedor, el grado de compactación, aunque es difícil de medir ya que depende del operador que construya los plugs, debe controlarse para que los resultados sean los esperados.

## **2.3 EXPERIMENTO DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR A LA SALIDA DEL GENERADOR**

Uno de los módulos del Equipo de Desplazamiento Radial es el Equipo Generador de Vapor, el cual fue desarrollado para reproducir un proceso de inyección continua de vapor a escala de laboratorio. Este se puede apreciar con sus partes en la figura 17.

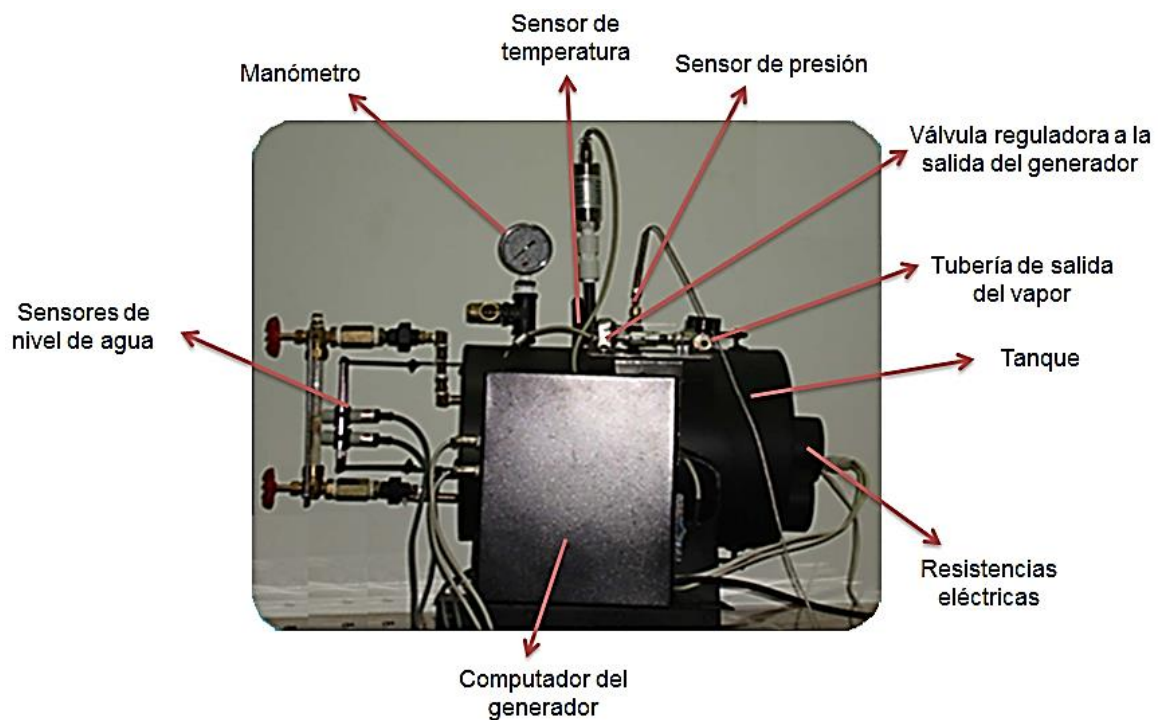
### **2.3.1 Generador de vapor**

Uno de los aspectos fundamentales a la hora de realizar una prueba con el Equipo generador de vapor es el control de la tasa de inyección a la salida del generador. Esta tasa se regula a través de una válvula reguladora a la salida del generador la cual a su vez es controlada automáticamente por el programa labVIEW 2010. Sin embargo, la interfaz gráfica del programa, la cual se muestra en la figura 18, únicamente permite visualizar tasas hasta  $4 \text{ cm}^3/\text{min}$ , pues el equipo está

diseñado para generar vapor a esta tasa, esto se debe a que la potencia de las resistencias eléctricas (las cuales son las que suministran la energía al agua) únicamente convierte el agua en vapor hasta una tasa máxima de  $4 \text{ cm}^3/\text{min}$ .

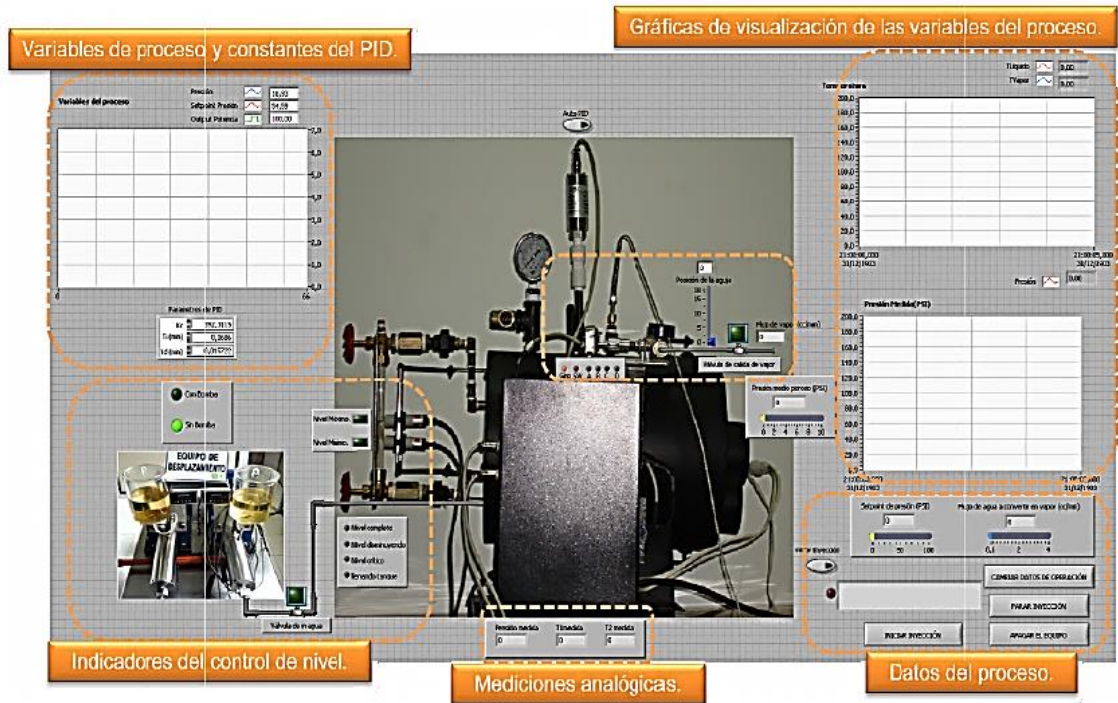
Es por esta razón que se desarrolló este experimento, el cual busca encontrar una relación entre la tasa y la abertura o rotación de la válvula reguladora, de tal forma que sea posible, para el desarrollo de otras pruebas, fijar y controlar tasas mayores a  $4 \text{ cm}^3/\text{min}$  conociendo la relación entre la abertura de la válvula reguladora y la tasa.

**Figura 17. Equipo Generador de Vapor.**



**Fuente:** Tomado y modificado de CASTIBLANCO, GABRIEL. MORANTES, DANNY. "Manual de Operación del Generador de Vapor". 2011.

Figura 18. Interfaz gráfica del programa labVIEW del Equipo Generador de Vapor.



Fuente: CASTIBLANCO, GABRIEL. MORANTES, DANNY. “Manual de Operación del Generador de Vapor”. 2011.

➤ **Preguntas de investigación**

¿Existe alguna manera de calcular la tasa o flujo de vapor a la salida del generador?

¿Hay algún tipo de relación entre la abertura de la válvula reguladora y la tasa de vapor a la salida del generador?

➤ **Hipótesis**

En el diseño del regulador automático se tuvo que tener en cuenta algún tipo de relación para determinar la tasa a partir del número de vueltas que se gira la válvula reguladora.

➤ **Desarrollo del experimento**

Para el desarrollo del experimento se fijaron diferentes tasas y se observó la rotación de la válvula automática para cada una de ellas. Los resultados de pueden ver en la tabla 6.

**Tabla 6. Relación entre la tasa de inyección a la salida del generador y el número de vueltas de la válvula automática.**

Numero de vueltas	Tasa (cm <sup>3</sup> /min)
0,25	2
0,5	4
0,75	6
1	8
1,125	9
1,25	10
1,375	11
1,5	12

Se puede observar una relación lineal entre el número de vueltas de la válvula reguladora y la tasa de flujo.

➤ **Conclusiones del experimento**

Según el diseño del generador, la relación del regulador automático y la tasa de flujo que pasa a través de él es lineal. Se determinó que una vuelta del regulador automático equivale a 8 cm<sup>3</sup>/min.

Con el regulador automático instalado se determinó que para una presión de 60 Psig en el generador, el vapor que sale a una vuelta de abertura, es decir a una tasa de flujo de 4 cm<sup>3</sup>/min era casi nulo ya que el vapor se condensaba.

Para una tasa de 7cc/min a las condiciones mencionadas anteriormente, el vapor que sale por el pozo inyector es considerable, y las gotas de agua que se encuentran son mínimas.

## **2.4 EXPERIMENTO CAÍDA DE PRESION DEL GENERADOR**

El planteamiento de este experimento radica en la necesidad de determinar la caída de presión dentro del generador cuando se trabaja a tasas por encima de la capacidad de conversión de agua a vapor del generador. Partiendo de las tasas analizadas anteriormente y teniendo en cuenta la tasa máxima de conversión, se pretende calcular el delta de presión que se genera dentro del generador.

### **➤ Pregunta de investigación**

¿Qué efecto tiene sobre la presión el manejar tasas de vapor por encima de la capacidad de conversión del equipo generador de vapor?

### **➤ Hipótesis**

Como el generador está diseñado para trabajar a un máximo permitido de conversión de 4 cm<sup>3</sup>/min, es probable que al manejar tasas (manuales) por encima de este máximo permitido, el generador sufra una caída de presión debido a que sale más vapor del que el generador puede convertir.

### **➤ Desarrollo del experimento**

Para este experimento se trabajó una presión dentro del generador de 60 Psig y se fijó la tasa a la que se pretendía analizar la caída de presión, se mantuvo la prueba por un tiempo de 20 min registrando la presión cada minuto. Los resultados para las tasas de 5, 6 y 7 cm<sup>3</sup>/min se presentan a continuación:

**Tabla 7. Caída de presión a tasa de 5 cm<sup>3</sup>/min.**

<b>Hora</b>	<b>P(Psi)</b>
11:56	67,5
11:58	66,5
12:00	65
12:02	64
12:04	62,5
12:06	61,4
12:08	60
12:10	58,7
12:12	57,7
12:14	56,3

**Gradiente de presión: 0.622 Psig / min**

**Tabla 8. Caída de presión a tasa de 6 cm<sup>3</sup>/min.**

<b>Hora</b>	<b>P(Psi)</b>
11:08	67
11:10	66,8
11:12	65,5
11:14	64,7
11:16	63,2
11:18	62,7
11:20	61

**Gradiente de presión: 0.5 Psig / min**

**Tabla 9. Caída de presión a tasa de 7 cm<sup>3</sup>/min.**

<b>Hora</b>	<b>P(Psi)</b>
12:43	57
12:46	51
12:49	50

12:52	49
12:55	48
12:58	47
1:01	45

**Gradiente de presión:** 0,5 Psig / min

➤ **Conclusiones del experimento**

Al operar el generador por encima del máximo de conversión de 4cc/min, este presenta una caída considerable de presión entre 0,5 hasta 0,7 Psig por minuto lo cual sería un mal indicativo para la prueba con el medio poroso cuadrado.

Al operar con tasas por encima de 4 cm<sup>3</sup>/min estaríamos incumpliendo con el criterio de similaridad cinemática que indica que la velocidad intersticial debe mantenerse igual tanto en campo como en laboratorio.

**2.5 EXPERIMENTO EFECTO DEL VAPOR SOBRE LA RESINA EPÓXICA**

Como se mencionó anteriormente, la resina es uno de los materiales de construcción de los plugs sintéticos y antes de realizar la prueba con el medio poroso es necesario determinar si la temperatura que el vapor cede a los fluidos y el medio poroso causa alguna alteración en la consistencia y propiedades físicas del plug. Por lo tanto se planteó el experimento en estudio para analizar las características físicas del plug sintético después de un desplazamiento con vapor. Para la determinación del efecto del vapor sobre la resina, se realizó un análisis visual del plug sintético antes y después de realizar la prueba, con el fin de determinar si hubo alguna alteración como taponamientos, obstrucción de poros, derretimiento o degradación de la resina, desintegración de los granos o friabilidad del plug entre otras.

➤ **Preguntas de investigación**

¿Sufrirán algún tipo de cambios los plugs sintéticos al ser sometidos a la acción del vapor?

¿Se degradará la resina al estar sometida a las altas temperaturas proporcionadas por el vapor inyectado, formando algún tipo de grumo u obstrucción dentro del plug sintético?

➤ **Hipótesis**

La resina según su ficha técnica soporta temperaturas de hasta 150°C, por lo tanto preliminarmente se puede afirmar que la resina soportará el efecto del vapor ya que las temperaturas que se manejan en el laboratorio están por debajo de esta temperatura establecida.

La hipótesis se plantea basada en la ficha técnica de la resina adquirida para la elaboración de los plug sintéticos, la cual indica las temperaturas de degradación mencionadas anteriormente.

➤ **Desarrollo del experimento**

Haciendo uso de un core holder para realizar confinamiento y obligar de esta manera a que el vapor inyectado atravesase el plug sintético, se realizó una prueba de inyección de vapor a una tasa de 4 cm<sup>3</sup>/min y presión del generado de 100 Psi (esta presión se escogió porque es la presión recomendada por diseño del generador). Se utilizó un plug sintético de alta permeabilidad (3 D) para favorecer el desplazamiento del vapor dentro del medio poroso.

**Figura 19. Core holder.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

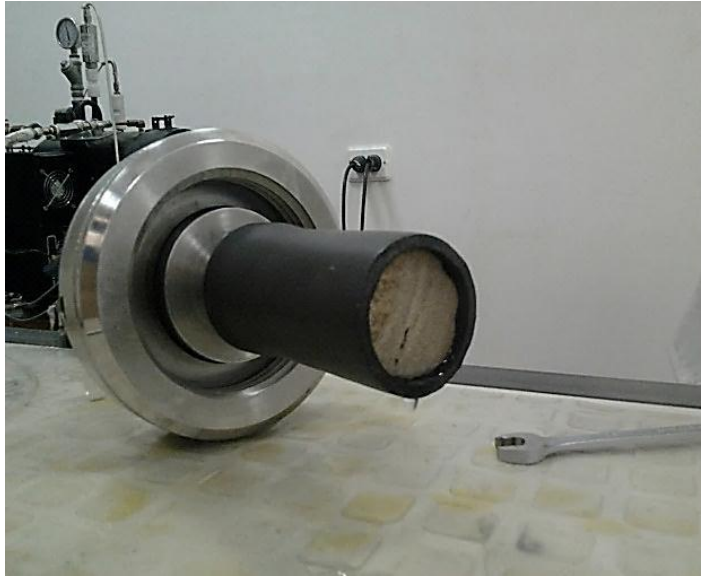
La prueba tuvo un tiempo de desarrollo de una hora realizando previamente un confinamiento con agua utilizando una bomba Eldex registrando una presión de 800 Psi dentro del core holder. Posteriormente el plug fue retirado del core holder y se procedió a hacer un análisis visual detallado de la consistencia y configuración de los granos, para posteriormente realizar un corte transversal al plug sintético y analizar el plug en su estructura.

**Figura 20. Bomba Eldex.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

**Figura 21. Retirado del plug sintético.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

**Figura 22. Cortado del plug sintético.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Como se mencionó anteriormente, para este experimento fue necesario realizar un análisis del plug antes y después de la prueba para determinar si había algún tipo de alteración en los materiales de construcción más específicamente la resina.

**Figura 23. Plug sintético antes de la prueba de desplazamiento con vapor.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

**Figura 24. Plug sintético después de la prueba de desplazamiento con vapor.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

### ➤ **Conclusiones del experimento**

Después de realizar un análisis visual detallado del plug antes y después de ser sometido a la prueba de inyección de vapor, se puede afirmar que el plug conserva la integridad en sus componentes o materiales de construcción y no se ve afectada su compactación y estructura. La resina no sufrió alteración alguna al ser sometida a la acción del vapor y altas temperaturas (temperatura máxima de 140°C), lo cual corrobora lo mostrado en la ficha técnica para este material. Se pudo comprobar entonces que la temperatura de degradación mencionada en la ficha técnica (150°C) de la resina es cierta y no se degrada a la temperatura de operación de la prueba de inyección de vapor.

### 3 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR EN PLUGS SINTÉTICOS

Antes de realizar la prueba de desplazamiento con vapor en el medio poroso cuadrado, es necesario determinar la composición del mismo a través de pruebas de desplazamiento con vapor, utilizando algunos de los plugs sintéticos contruidos previamente, además de esto es fundamental encontrar la presión y tasa óptima de inyección. El criterio para la elección de los plugs a utilizar en las prueba ha sido la permeabilidad; esta debe ser mayor a 1000 mD aproximadamente según el screening de un proceso de inyección continua de vapor, sin embargo se eligieron cinco plugs con permeabilidades que van desde 600 mD hasta 1400 mD. Las propiedades petrofísicas de los plugs elegidos se pueden ver en la tabla 10.

**Tabla 10. Propiedades Petrofísicas de los plugs elegidos para las pruebas de desplazamiento con vapor.**

Plug	Permeabilidad, mD	Porosidad, %
1-3	1431,72	23,02
1-2	1419,16	22,59
1-3*	641,34	19,75
1-2*	497,22	18,82
1-1*	797,98	21,25

#### 3.1 PROCESO DE RESTAURACIÓN

Para realizar las pruebas de desplazamiento satisfactoriamente, los plugs deben estar saturados con aceite, este proceso se puede realizar de dos maneras:

imbibición natural o imbibición forzada. Estos dos procesos se describen a continuación:

- **Imbibición natural:** Proceso mediante el cual el aceite entra de manera natural en los poros del medio poroso, al dejarlo imbibido en un recipiente con aceite durante cinco días.
- **Imbibición forzada:** Proceso mediante el cual el aceite es forzado a entrar a los poros del plug bajo presión. Se lleva a cabo utilizando una bomba y el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R). En este proceso la bomba se conecta al sistema hidráulico del E.D.R, el cual desplaza el pistón del cilindro que contiene el aceite mineral. El aceite será desplazado hasta llegar al coreholder (el cual se ha confinado previamente) con el plug en su interior.

### **3.2 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ACEITE EN EL PLUG DESPUÉS DE LA RESTAURACIÓN**

Para el cálculo del volumen de aceite en el plug después del proceso de restauración con aceite mineral, se implementaron dos métodos, los cuales se describen a continuación:

#### **3.2.1 Medición del volumen de aceite en el recipiente antes y después de la restauración (únicamente para el proceso de imbibición natural)**

Este método consiste en llenar un recipiente graduado con aceite mineral y registrar el volumen de aceite, posteriormente se deja el plug en imbibición durante cinco días. Al final de este periodo se retira el plug del recipiente y se registra el volumen de aceite en el mismo. La diferencia entre el volumen de aceite en el recipiente antes del proceso de imbibición y después será el volumen de aceite que ingresó al plug. Únicamente los plugs 1-2 y 1-3 se les aplicó este

procedimiento, los resultados se pueden ver en la tabla 11. En la figura 25 se puede ver el plug 1-3 en imbibición.

**Figura 25. Plug 1-3 en imbibición natural.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

### **3.2.2 Pesado de los plugs antes y después del proceso de restauración**

El procedimiento consiste en pesar el plug antes y después de realizar la restauración (ya sea natural o forzada). La diferencia entre ambos pesos corresponde a la masa de aceite que ha entrado a los poros del plug. El volumen corresponde a la masa dividida en la densidad del aceite, la cual es  $0,8275 \text{ g/cm}^3$ . Esta densidad se determinó pesando un determinado volumen de aceite en la balanza; la razón entre la masa y el volumen medido corresponde a la densidad.

**Tabla 11. Volumen de aceite retenido en los plugs midiendo el volumen de aceite en el recipiente antes y después del proceso de imbibición.**

<b>Plug</b>	<b>Porosidad</b>	<b>Permeabilidad promedio (mD)</b>	<b>Volumen total (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen poroso (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen antes (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen después (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen retenido (cm<sup>3</sup>)</b>
1-2	22,59	1419,165	66,69	15,06	600	588	12
1-3	23,02	1431,72	65,13	14,99	200	188	12

Este procedimiento se aplicó a los plugs 1-3\*, 1-2\* y 1-1\*. Los resultados se pueden observar en la tabla 12.

**Tabla 12. Volumen de aceite retenido en los plugs pesándolos antes y después del proceso de restauración.**

Plug	Método de restauración	Masa del plug seco, (g)	Masa del plug saturado, (g)	Masa del aceite en el plug, (g)	Volumen de aceite en el plug, (cm <sup>3</sup> )
1-1*	Imbibición natural	129.6	137.5	7.9	9.54
1-2*	Imbibición natural	125.9	132.3	6.4	7.73
1-3*	Imbibición forzada	128.5	137	8.5	10.27

**Nota:** No se ha realizado la restauración con agua en los plugs anterior a la restauración con aceite, pues en caso de hacerla, a la hora de realizar la prueba de desplazamiento con vapor, se confundiría la producción de agua de la condensación del vapor con aquella de la mojabilidad de la roca. Sin embargo, para el medio poroso cuadrado si se realizará el proceso de restauración con agua.

### 3.3 TASA DE INYECCIÓN Y PRESIÓN DEL GENERADOR

Tasas de 2 y 4 cm<sup>3</sup>/min han sido seleccionadas para realizar las pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos, las razones son las siguientes:

- El Equipo Generador de Vapor está diseñado para generar vapor a una tasa máxima de 4 cm<sup>3</sup>/min, razón por la cual no es conveniente operar a tasas mayores a esta, pues la cantidad de vapor que saldría del generador sería mayor a la generada dentro del mismo.

- Cumplir con el criterio de similaridad cinemática, el cual afirma que a tasas bajas es posible relacionar la velocidad intersticial del vapor en el prototipo con la del modelo real (en este caso no existe un modelo de comparación, sin embargo se busca adecuar el prototipo o medio poroso sintético a condiciones similares a las de un yacimiento sometido a un proceso de inyección continua de vapor).

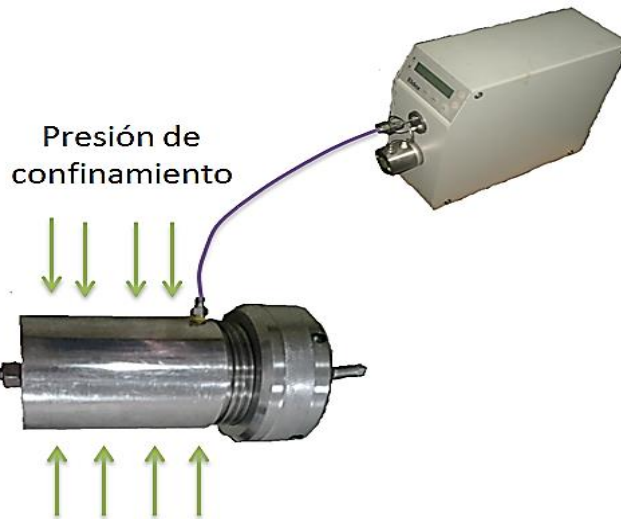
El diseño del Generador de Vapor indica que la presión óptima de trabajo es de 100 Psig, esto se ha corroborado produciendo vapor fijando presiones diferentes dentro del generador. A presiones iniciales menores a 100 Psig, esta se cae rápidamente y el vapor generado es de mala calidad, sin embargo a una presión de 100 Psig, el vapor generador es de buena calidad (se produce una cantidad casi despreciable de agua) y la presión se mantiene en el tiempo.

### **3.4 PRESIÓN DE CONFINAMIENTO**

Es muy importante asegurar la entrada de fluidos (vapor o aceite) al plug dentro del *coreholder* durante el proceso de imbibición forzada o desplazamiento con vapor, es decir, los fluidos deben atravesar el medio poroso, evitando el paso por los canales preferenciales.

Esto se logra estableciendo una presión de confinamiento en el *coreholder* utilizando la bomba *Eldex* del Laboratorio de Desplazamiento Radial y agua como fluido de confinamiento. La figura 26 muestra la bomba ejerciendo el confinamiento sobre el *coreholder*.

**Figura 26. Presión de confinamiento.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

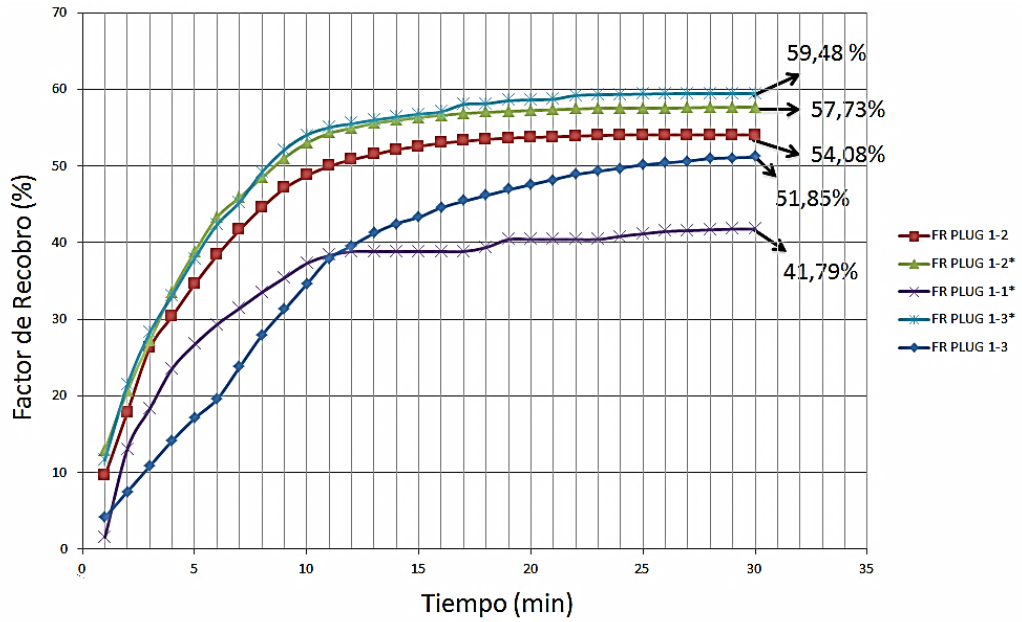
Las presiones de confinamiento para cada plug se pueden ver en la tabla de resultados (tabla 13).

### **3.5 RESULTADOS**

En la tabla 13 se encuentran los resultados del corte de agua y el factor de recobro para las cinco pruebas de desplazamiento con vapor realizadas. Cabe resaltar que la presión del generador para todos los casos es de 100 Psig. La figura 27 muestra la gráfica del factor de recobro en el tiempo para las cinco pruebas de desplazamiento, se obtuvieron factores de recobro entre 40 y 60% aproximadamente.

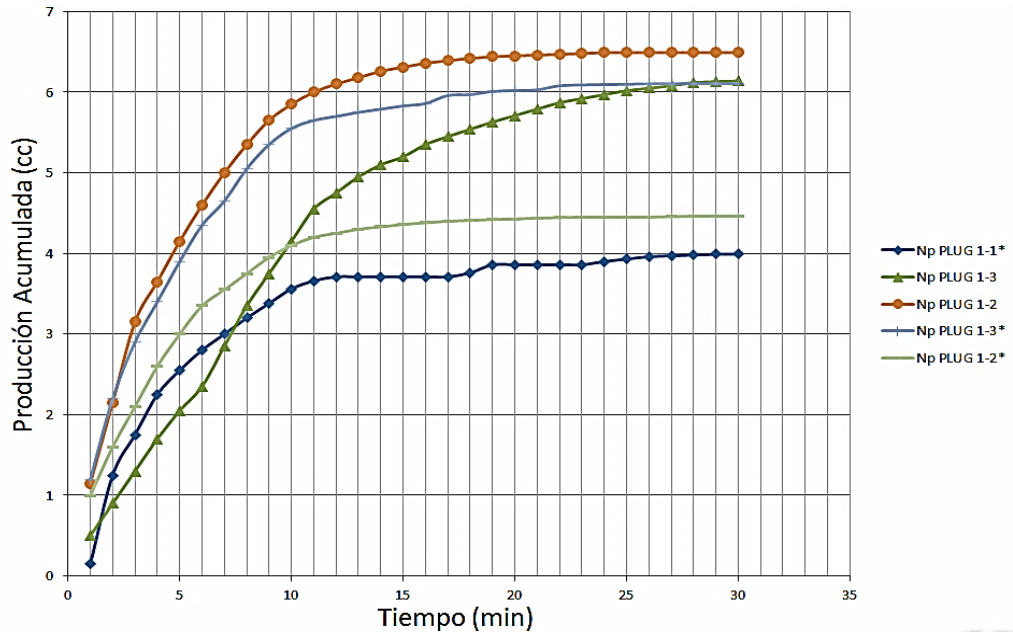
La figura 28 muestra la producción acumulada de aceite en el tiempo, las cuales variaron entre 4 y 6,5 cm<sup>3</sup> aproximadamente y la figura 29 muestra la producción acumulada de agua, las cuales estuvieron entre 48 y 75 cm<sup>3</sup>.

**Figura 27. Factor de recobro vs tiempo – pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos.**



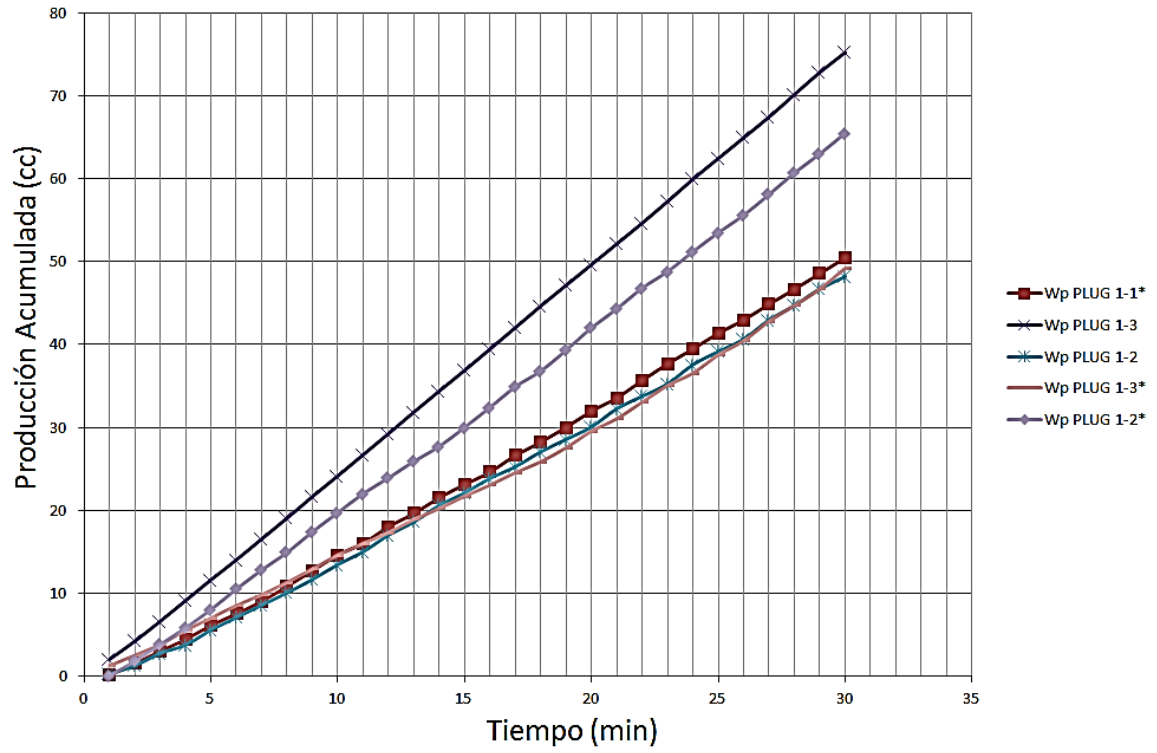
Fuente: Autores

**Figura 28. Producción acumulada de aceite vs tiempo - pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos.**



Fuente: Autores

Figura 29. Producción acumulada de agua vs tiempo - pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos.



Fuente: Autores

**Tabla 13. Resultados de las pruebas de desplazamiento con vapor en los plugs sintéticos.**

<b>Plug</b>	<b>K abs, (mD)</b>	<b>Porosidad, (%)</b>	<b>Método de restauración</b>	<b>Volumen Poroso, (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Volumen aceite plug, (cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Presión confinamiento, (Psig)</b>	<b>Q iny. (cm<sup>3</sup>/min)</b>	<b>Cw, (%)</b>	<b>FR, (%)</b>
1-3	1431,72	23,02	Imbibición natural	14,99	12	500	4	93,4	51,85
1-2	1419,16	22,59	Imbibición natural	15,06	12	250	2	92,2	54,08
1-3*	641,34	19,75	Imbibición forzada	13,147	10,265	900	2	88,9	59,48
1-2*	497,22	18,82	Imbibición natural	12,37	7,7341	550	4	95,3	57,73
1-1*	797,98	21,25	Imbibición natural	13,97	8,77	600	2	92,6	41,79

### 3.6 ESTANDARIZACIÓN DEL PROCESO

Como se puede observar en los resultados de las pruebas de desplazamiento con vapor, los factores de recobro y las producciones acumuladas de agua y aceite son muy variables, esto se debe a que las variables operacionales (tasa de inyección de vapor y presión de confinamiento) y petrofísicas (permeabilidad y porosidad) difieren en gran medida. Es por esto que no se tiene un punto de control sobre las variables de salida del experimento, ya que las variables de entrada no son las mismas para todos los plugs. Por las razones expuestas anteriormente, se ha realizado un nuevo experimento en el cual se pretende estandarizar el proceso, es decir fijar las variables de entrada controlables en valores estándares y las no controlables, como son la porosidad y permeabilidad en un rango determinado.

Para la elección de las variables de entrada, se ha seleccionado una de las pruebas realizadas, y la construcción de tres plugs con estas variables. Los criterios para la selección de estas variables son los siguientes:

#### 3.6.1 Composición Estandarizada

Permeabilidad entre 800 y 1000 mD y Porosidad entre 20 y 30% ya que estos rangos se encuentran en el screening de un proceso de inyección continua de vapor. Para la construcción de un plug con estas propiedades se hace uso de las correlaciones desarrolladas en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado (Figuras 9 y 10). De acuerdo a esto, la composición del plug es la siguiente:

**Tabla 14. Composición plugs estandarizados.**

COMPOSICIÓN PLUGS		
Peso Arena - Arcilla (g)	Resina (ml)	Endurecedor (ml)
140 - 20	7,5	2,5

### 3.6.2 Presión de Confinamiento Estandarizada

La presión de confinamiento debe ser alta para no permitir la canalización del vapor o el aceite (durante el proceso de imbibición forzada). Por esa razón se ha seleccionado una presión de 900 Psig para las pruebas con los plugs estandarizados.

### 3.6.3 Método de Restauración Estandarizado

El método de restauración será el de imbibición forzada para los tres plugs, de esta manera es posible asegurar la entrada de la mayor cantidad de aceite a los plugs en poco tiempo.

### 3.6.4 Tasa de Inyección Estandarizada

La tasa de inyección debe ser baja, razón por la cual se ha seleccionado una tasa de inyección de vapor de  $2 \text{ cm}^3/\text{min}$ . Como se puede observar en la tabla 13, las variables operacionales y petrofísicas seleccionadas son aquellas del plug 1-3\*, por lo cual se espera que al realizar las pruebas de desplazamiento con vapor en los tres plugs estandarizados, se obtengan resultados muy similares. En la figura 30 se pueden ver los tres plugs estandarizados.

**Figura 30. Plugs Estandarizados.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Posterior a la construcción de los plugs, se midieron sus propiedades petrofísicas reales utilizando el porosímetro y el permeámetro y se compararon con aquellas dadas por la correlación (figura 9). Los resultados y porcentajes de error (tomando como valor real aquel dado por los equipos y valor teórico aquel dado por la correlación) se muestran en la tabla 15.

**Tabla 15. Comparación de las propiedades petrofísicas reales de los plugs estandarizados con aquellas dadas por la correlación.**

Plug	Permeabilidad real, (mD)	Permeabilidad correlación, (mD)	Desviación, (%)	Porosidad real, (%)	Porosidad correlación, (%)	Desviación, (%)
1	990	1090	<b>9,17</b>	21,30	30,00	<b>29,00</b>
2	885	1090	<b>18,80</b>	20,81	30,00	<b>30,63</b>
3	925	1090	<b>15,13</b>	20,02	30,00	<b>33,27</b>

A continuación se procedió a realizar el proceso de imbibición forzada en los plugs. En total se inyectaron 10 volúmenes porosos de aceite en cada plug a una tasa de 2 cm<sup>3</sup>/min. El proceso para determinar la cantidad de aceite retenida en el plug es el pesado antes y después de la restauración (este se explica de mejor manera en el subcapítulo 2.6.2). En la tabla 16 se muestran de mejor manera las variables estandarizadas del proceso y en la tabla 17 los volúmenes de aceite retenido en cada plug y los tiempos de irrupción del aceite.

**Tabla 16. Variables Estandarizadas.**

VARIABLE	VALOR
Permeabilidad (mD)	800-1000
Porosidad (%)	20-22
VP aceite inyectados	10

Tasa de inyección aceite (cm <sup>3</sup> /min)	2
Presión de confinamiento (Psi)	800
Tasa de inyección vapor (cm <sup>3</sup> /min)	2
Presión del generador (Psi)	100

**Tabla 17. Resultados del volumen de aceite retenido en los plugs estandarizados.**

Plug	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Volumen poroso (cm <sup>3</sup> )	OOIP (cm <sup>3</sup> )	Tiempo de irrupción (min)
Plug 1	990	21,3	14,12	11,45	5.2
Plug 2	885	20,81	13,53	11,23	7
Plug 3	925	20,02	13,14	11,30	5.6

### **3.6.5 Resultados de la prueba de inyección de vapor en los plugs estandarizados**

Los resultados del corte de agua y el factor de recobro se pueden apreciar en la tabla 18. En total se inyectaron 4,4 volúmenes porosos de vapor para cada una de las pruebas. La salida del aceite se da casi simultánea con el comienzo de la inyección de vapor (aproximadamente entre 15 y 25 segundos después de iniciada la inyección). Las tres pruebas se prolongaron durante 30 minutos, básicamente hasta que la producción de agua era consecutiva y no se apreciaba salida de aceite, esto se dio entre el minuto 15 y 17.

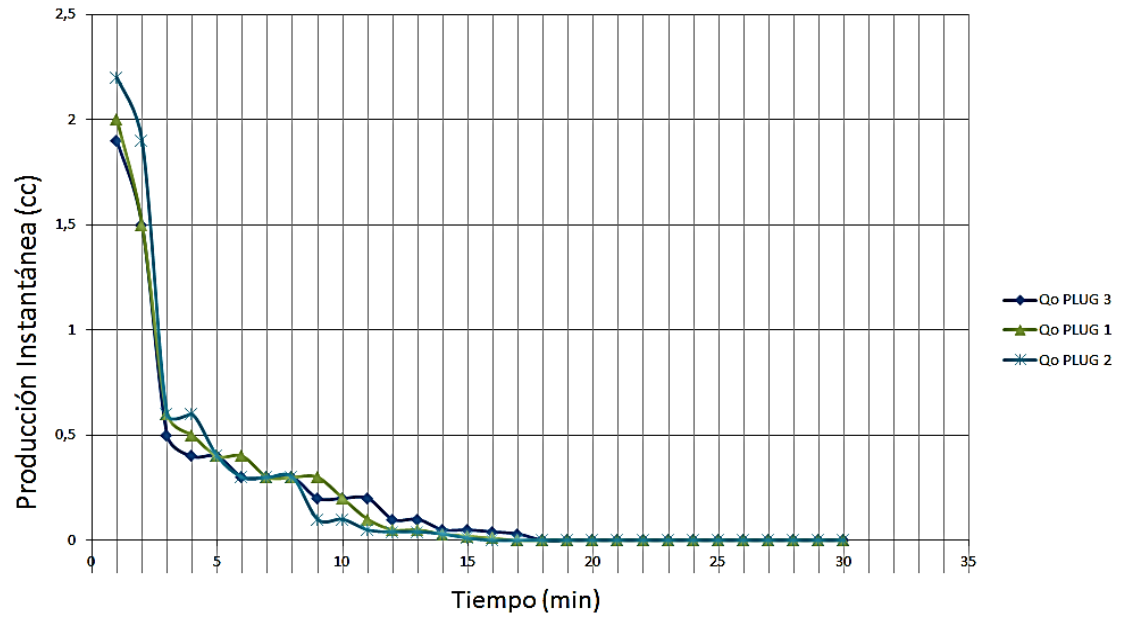
**Tabla 18. Resultados del corte de agua y factor de recobro de las pruebas de inyección continua de vapor en los plugs estandarizados.**

<b>Plug</b>	<b>Corte de agua (%)</b>	<b>Factor de Recobro (%)</b>
Plug 1	88,04	59,03
Plug 2	87,89	62,06
Plug 3	88,24	58,14

La figura 31 muestra la gráfica de producción instantánea de aceite en el tiempo. Las figura 32 y 33 muestran las producciones acumuladas de aceite y agua, respectivamente y la figura 34 muestra la gráfica del factor de recobro en el tiempo para las tres pruebas estandarizadas.

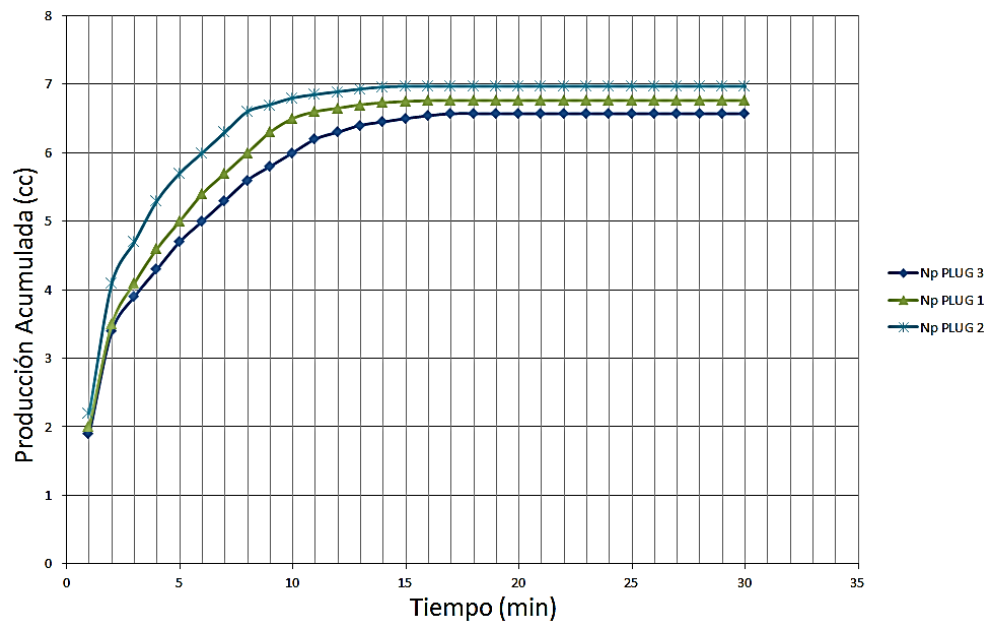
Como se puede observar en los resultados, el factor de recobro de los tres plugs es muy cercano a aquel obtenido en la prueba de desplazamiento con vapor en el plug 1-3\*, el cual había sido sometido a las mismas variables operacionales y con las mismas propiedades petrofísicas que los plugs estandarizados. Además se puede observar que la producción de aceite se detiene a partir del minuto 16 aproximadamente, la producción acumulada de aceite está entre 6,6 y 7 cm<sup>3</sup> y la de agua es de 50 cm<sup>3</sup>.

Figura 31. Producción instantánea de aceite en el tiempo de los plugs estandarizados.



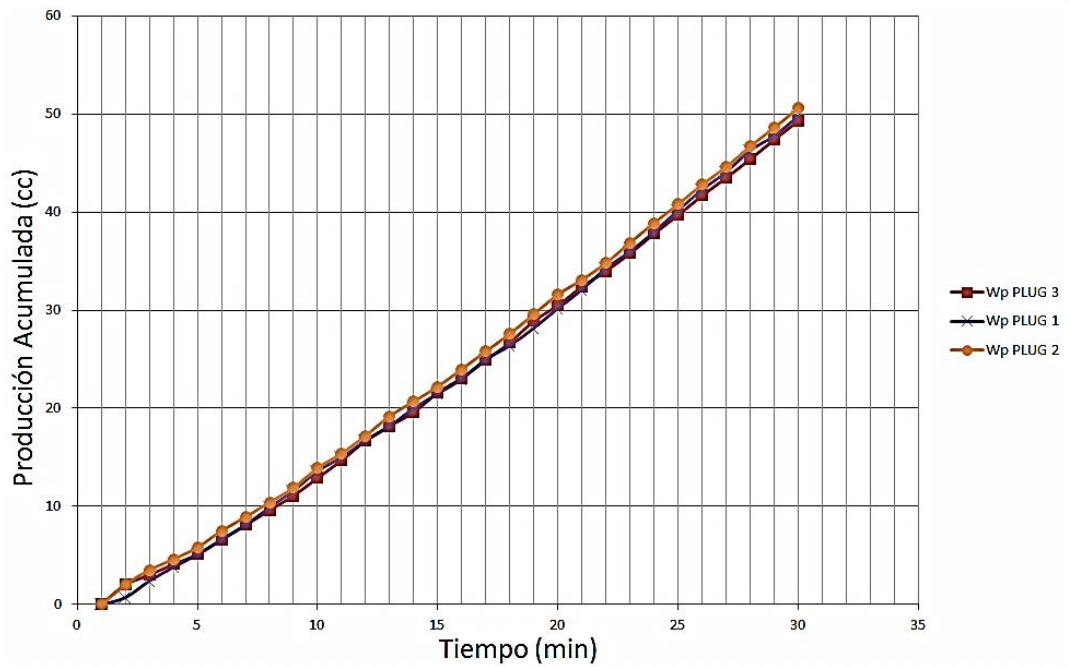
Fuente: Autores

Figura 32. Producción acumulada de aceite en el tiempo de los plugs estandarizados.



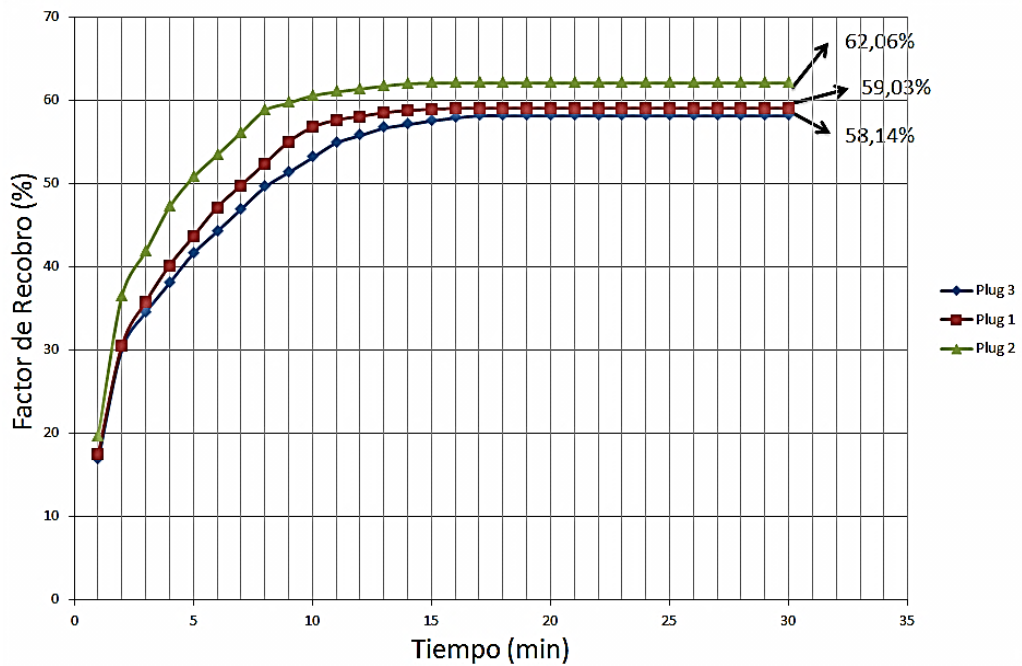
Fuente: Autores

Figura 33. Producción acumulada de agua en el tiempo de los plugs estandarizados.



Fuente: Autores

Figura 34. Factor de recobro en el tiempo de los plugs estandariza.



Fuente: Autores

## **4 CONSTRUCCIÓN DEL MEDIO POROSO HOMOGÉNEO**

En el capítulo anterior se explicó el proceso de estandarización en el cual se construyeron tres plugs con las mismas propiedades petrofísicas y éstos fueron sometidos a las mismas condiciones operacionales tanto en la saturación como en el proceso de inyección continua de vapor. Uno de los objetivos de esta estandarización (además de tener un punto de comparación de las variables de salida del proceso) ha sido establecer las variables de entrada para la construcción del medio poroso.

En el siguiente capítulo se describirá con detalle el procedimiento de construcción del medio poroso. Tal como se mencionó anteriormente, la proporción de los componentes es la misma que para los plugs estandarizados, ésta se obtiene a partir de las correlaciones mostradas en las figuras 9 y 11.

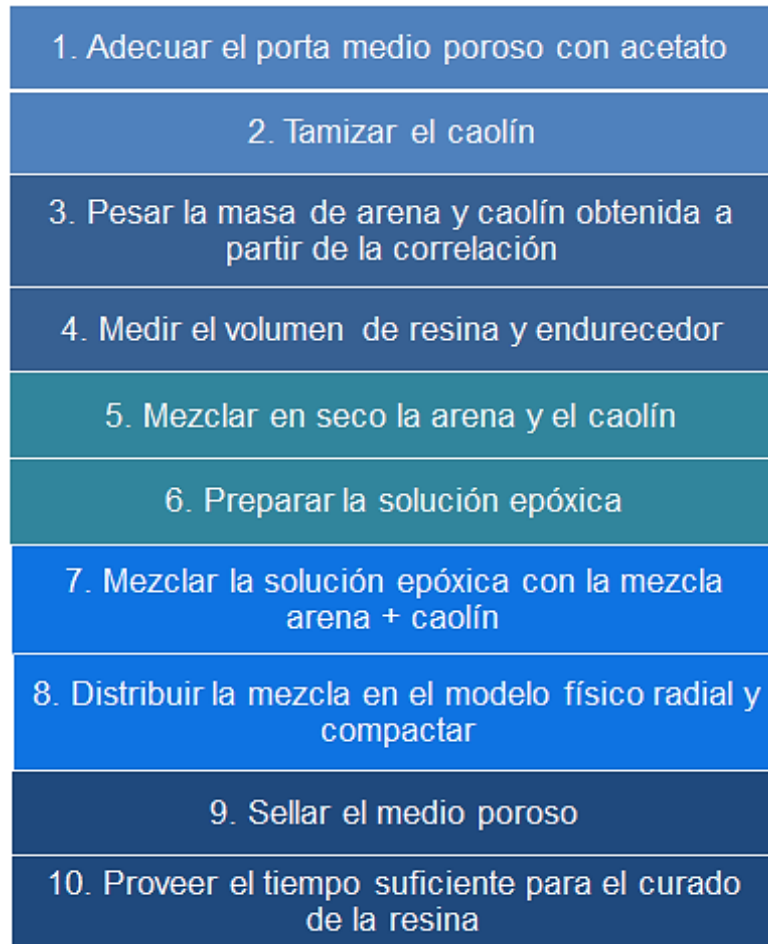
Es de saber que no se pueden medir las propiedades petrofísicas del medio poroso utilizando los equipos (permeámetro y porosímetro) pues estos únicamente funcionan para plugs, por lo cual se asumieron propiedades promedio obtenidas de los plugs estandarizados.

En el capítulo 5 se explicará el método para determinar la porosidad del medio poroso durante el proceso de saturación con agua.

### **4.1 PROCEDIMIENTO DE CONSTRUCCIÓN DEL MEDIO POROSO**

El esquema del procedimiento de construcción del medio poroso se puede ver en la figura 35. Es de gran importancia una adecuada planificación de este procedimiento pues se está trabajando con una gran cantidad de material y con cualquier tipo de equivocación se podría perder el medio poroso completo o podrían generarse fugas y otros problemas durante la saturación del medio y la prueba de desplazamiento con vapor.

**Figura 35. Esquema del procedimiento de construcción del medio poroso.**



**Fuente:** Autores

Antes de iniciar con el procedimiento, cabe aclarar que el modelo físico radial debe encontrarse totalmente limpio, en caso contrario este deberá lavarse con agua y jabón, además de todos los implementos a utilizar en la construcción del medio poroso, estos se darán a conocer más adelante.

### **1. Adecuar el porta medio poroso con acetato**

En necesario colocar empaques en el modelo físico radial antes de iniciar con el proceso de mezclado y construcción del medio poroso. Para esto se utiliza acetato de vitriolo. El proceso consiste en distribuir una fina capa de silicona en el fondo y

los lados del modelo para así pegar el acetato previamente cortado, tal cual se aprecia en la figura 36.

**Figura 36.** Distribución de la silicona en el modelo físico radial para el pegado del acetato.



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Es muy importante que el acetato esté muy bien pegado en los bordes y en la cercanía a los pozos, para evitar cualquier tipo de fuga o canalización. Al final, el modelo físico radial deberá quedar como se observa en la figura 37.

**Figura 37.** Porta medio poroso con los empaques de acetato.



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Este paso del procedimiento se realiza para tener mayor facilidad de remover el medio poroso al finalizar el proceso de construcción, saturación e inyección, sin necesidad de romperlo o dañarlo.

## 2. Tamizar el caolín

Este paso del procedimiento se describe en el capítulo 2. La figura 38 muestra las mallas 100, 140 y 200 utilizadas para seleccionar tamaño de gran fino.

**Figura 38. Mallas utilizadas para la selección del tamaño de grano fino del caolín.**



a) Caolín recuperado de la malla 100



b) Caolín recuperado de la malla 140



b) Caolín recuperado de la malla 200

**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 66

### 3. Pesar la masa de arena y caolín obtenida a partir de la correlación

Tal cual se explicó en el segundo paso del procedimiento de construcción de plugs sintéticos, el porcentaje de caolín se obtiene a partir de la propiedad petrofísica deseada de la correlación mostrada en la figura 9 del capítulo 2, en donde se muestra la porosidad y la permeabilidad en función del porcentaje de caolín; para el medio poroso la permeabilidad es de aproximadamente 900 mD (promedio de las permeabilidades de los plugs estandarizados).

En la tabla 19 se muestran las propiedades del medio poroso y la masa de arena y arcilla obtenidas a partir de la correlación.

**Tabla 19. Propiedades del medio poroso.**

Variable	Valor	Unidad
Permeabilidad	800 - 1000	mD
Porosidad	20 - 22	%
Porcentaje Caolín	15	%
Porcentaje Arena	85	%
Masa de la mezcla	4180	g
Masa de arena	3553	g
Masa de caolín	627	g

Utilizando una balanza electrónica, se pesaron las cantidades de arena y arcilla previamente determinadas. En la tabla 20 se pueden apreciar las dimensiones y el volumen total del modelo físico radial. En la figura 39 se pueden ver las bolsas plásticas con la arena y el caolín pesado.

**Tabla 20. Dimensiones del porta medio poroso.**

Variable	Valor	Unidad
Largo	25.5	cm
Ancho	25.5	cm
Alto	3.5	cm
Volumen	2275.875	cm <sup>3</sup>

**Figura 39. Masa de arena y caolín pesado.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

#### **4. Medir el volumen de resina y endurecedor**

A partir del porcentaje de caolín obtenido en el paso anterior y por medio de la correlación mostrada en la figura 11 del capítulo 2, en la cual se muestra la variación lineal de la relación  $1 \text{ cm}^3$  de solución epóxica/masa de mezcla en función del porcentaje de caolín. El producto de este valor con la masa total de la mezcla da como resultado el volumen de solución epóxica. En la figura 40 se muestran los recipientes de resina y endurecedor.

**Figura 40. Recipientes de resina y endurecedor epóxico.**



Figura 40 a) Resina



Figura 40 b) Endurecedor

**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

El volumen de solución epóxica está compuesto por tres partes de resina y una de endurecedor. En la tabla 21 se encuentran los volúmenes obtenidos.

**Tabla 21. Volúmenes obtenidos de resina y endurecedor para la construcción del medio poroso.**

Variable	Valor	Unidad
Relación 1cc solución epóxica/masa mezcla	0.08	cm <sup>3</sup> /g
Volumen resina	250.8	cm <sup>3</sup>
Volumen endurecedor	83.6	cm <sup>3</sup>

### 5. Mezclar en seco la arena y el caolín

A continuación se debe mezclar en un recipiente totalmente seco las cantidades de arena y caolín previamente pesadas. El mezclado se puede realizar con la ayuda de una espátula, una cuchara o una vara. Este paso del procedimiento se lleva a cabo hasta observar una mezcla homogénea. En la figura 41 se puede observar este proceso.

**Figura 41. Mezclado en seco de la arena y el caolín.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

## 6. Preparar la solución epóxica

Este paso se puede llevar a cabo simultáneamente con el anterior. Consiste en medir los volúmenes de resina y endurecedor utilizando jeringas graduadas, tal cual se muestra en la figura 42.

**Figura 42. Medición del volumen de resina con una jeringa.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Posterior a la medición de los volúmenes de resina y endurecedor, estos deben ser vertidos en un recipiente seco levemente inclinado para así proceder a la fase de mezclado. La mezcla de la solución epóxica se puede realizar con la ayuda de una espátula o una cuchara limpia; se debe hacer en forma circular durante aproximadamente 15 minutos. En la figura 43 se puede observar de mejor manera este proceso.

**Figura 43. Mezclado de la solución epóxica.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

## 7. Mezclar la solución epóxica con la mezcla arena + caolín

La calidad del medio poroso depende en gran medida de la mezcla final, es por esta razón que esta fase del procedimiento es fundamental. La mezcla seca (arena + caolín) se vierte en el recipiente que contiene la solución epóxica. Para mayor facilidad en el mezclado se utiliza una cuchara metálica, inicialmente se observara una mezcla grumosa y heterogénea, como se muestra en la figura 44, es en estos grumos donde se concentra la solución epóxica.

**Figura 44. Mezclado inicial de la solución epoxica con la arena y el caolín.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Este proceso culmina hasta obtener una mezcla sin grumos y totalmente homogénea. Esta se muestra en la figura 45.

**Figura 45. Mezclado inicial de la solución epoxica con la arena y el caolín.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

## 8. Distribuir la mezcla en el modelo físico radial y compactar

Finalizado el proceso de mezclado, la mezcla final debe ser vertida en el modelo físico radial y distribuida de manera uniforme en el mismo. En vista de que la masa total de la mezcla es muy grande, esta debe ser vertida por partes.

Es importante girar los pozos de tal manera que las perforaciones den en sentido contrario al medio poroso, para evitar que la mezcla entre en ellas. Además se debe colocar un poco de cinta en la parte superior de los pozos. (Figura 46 a y b).

**Figura 46. Distribución de la mezcla en el modelo físico radial.**



Figura 46 a



Figura 46 b

**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatimar, Piedecuesta.

Luego de que la primera parte de la mezcla ha sido vertida y distribuida en el modelo físico radial, esta debe ser compactada utilizando un pisón, un punzón y un martillo, además de otras herramientas, las cuales se pueden ver en la figura 47. El objetivo de la compactación es alcanzar el grado de consolidación y propiedades petrofísicas similares a las de un yacimiento real.

**Figura 47. Herramientas utilizadas durante el proceso de vertimiento y compactación de la mezcla.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Inicialmente se debe compactar la mezcla utilizando el pisón grande, el martillo y el punzón, la fuerza de compactación debe ser uniforme en todos los puntos. (Figura 48).

**Figura 48. Compactación inicial de la mezcla utilizando el pisón grande.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Posteriormente se deben compactar los bordes del medio poroso utilizando un objeto esquinado y de menor tamaño (figura 49). La compactación de los bordes y la mezcla cercana a los pozos es fundamental, pues en caso de que no se compacten de manera adecuada es posible que se presenten canalizaciones.

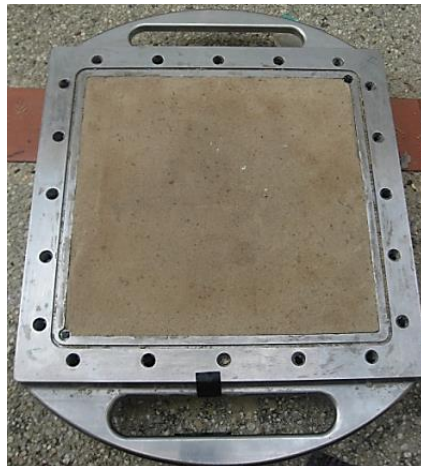
**Figura 49. Compactación de los bordes del medio poroso.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatimar, Piedecuesta.

El proceso de vertimiento y compactación se repite hasta que la mezcla se acabe por completo. Al final, el medio poroso debe estar totalmente plano y a ras con el modelo físico radial. En este momento se debe retirar la cinta de los pozos y girarlos de tal manera que las perforaciones den hacia el medio poroso.

**Figura 50. Medio poroso completo.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatimar, Piedecuesta.

## 9. Sellar el medio poroso

Culminada la construcción del medio poroso, este debe sellarse con el fin de evitar las fugas. Este es un proceso que consta de 3 etapas: la aplicación de la silicona, el pegado de los acetatos y el sellado final con la tapa metálica. Inicialmente se debe aplicar una capa de silicona, posteriormente se deja secar por aproximadamente 15 minutos.

Este proceso se repite hasta completa 3 capas de silicona. La figura 51 muestra la forma correcta de su aplicación en el medio poroso.

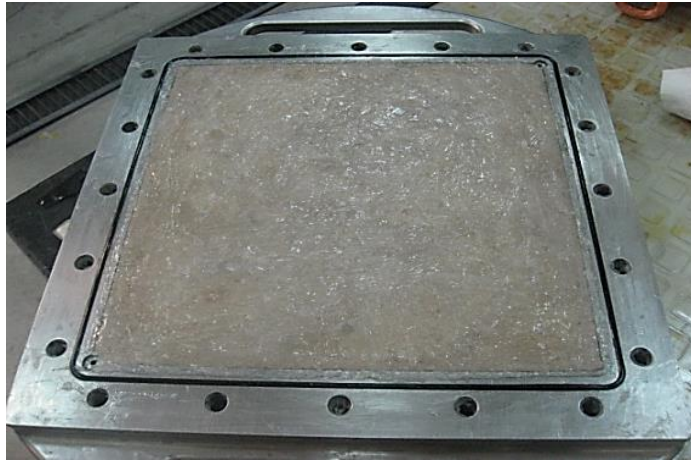
**Figura 51. Aplicación de la silicona en el medio poroso.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Luego de haber aplicado las tres capas de silicona, se verá una sola capa gruesa (figura 52), es muy importante distribuir la silicona de manera uniforme, además los bordes deberán quedar muy bien cubiertos, pues es a través de ellos donde existe mayor probabilidad de que se presenten fugas.

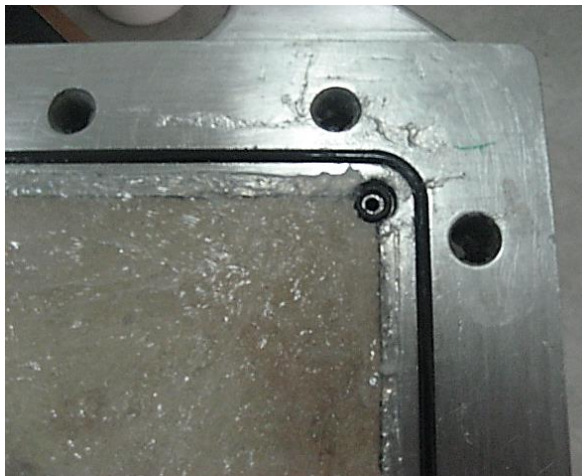
**Figura 52. Capas de silicona en el medio poroso.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Durante la aplicación de la silicona, se deben ubicar los empaques “oring” en los pozos y alrededor del modelo físico radial, tal cual se muestra en la figura 53.

**Figura 53. Ubicación de los empaques “oring”.**

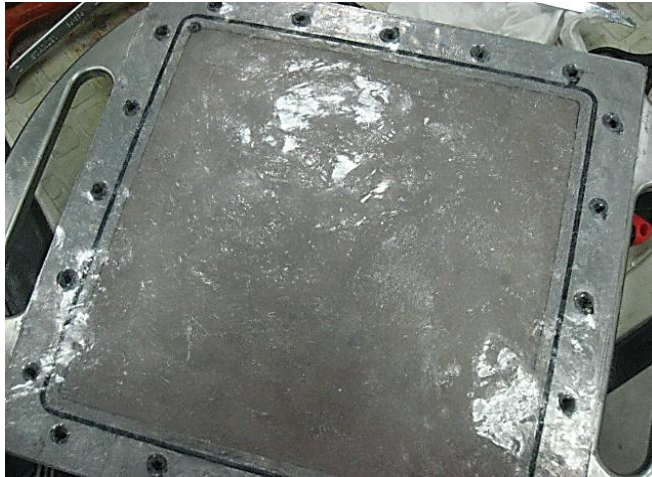


**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

La segunda etapa de este paso del procedimiento consiste en pegar tres capas de acetato de vitrilo previamente cortado y adaptado a las medidas del modelo físico radial. Para el pegado se debe aplicar una fina capa de silicona entre acetatos

consecutivos, al final de esta etapa el modelo deberá verse como se muestra en la figura 54.

**Figura 54. Pegado de las 3 capas de acetato en el modelo físico radial.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

La última etapa consiste en fijar la tapa metálica, está en primera instancia debe ubicarse de tal manera que los pozos y los tornillos se ajusten exactamente al modelo físico, tal cual se muestra en la figura 55.

**Figure 55. Ubicación de la tapa metálica en el modelo físico radial.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Ubicada la tapa correctamente, esta deberá atornillarse. En total son 20 tornillos los que deben ajustarse adecuadamente. El ajuste debe realizarse en tipo brida (figura 56).

**Figure 56. Ajuste de la tapa metálica al modelo físico radial.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

### **10. Proveer el tiempo suficiente para el curado de la resina**

Es necesario dejar el medio poroso sellado a temperatura ambiente durante 168 horas (aproximadamente 5 días) para el secado o curado de la resina y el medio poroso alcance el grado de consolidación deseado.

El modelo puede ubicarse de manera vertical u horizontal, esto no afecta en absoluto las propiedades del medio poroso ni el tiempo de secado, en este caso el modelo se ubicó de manera vertical.

## **5 PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR UTILIZANDO EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL EN EL MEDIO POROSO HOMOGÉNEO**

Este capítulo incluye una descripción del procedimiento que se debe llevar a cabo para reproducir a nivel de laboratorio un proceso de inyección continua de vapor utilizando el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R.) en el cual se pretenden evaluar ciertos parámetros de manera integral los cuales simulan o representan los fenómenos físicos que se encuentran presentes en el yacimiento. Algunos de los parámetros que serán evaluados en la elaboración de estas pruebas serán las tasas de producción de agua y aceite, tiempo de irrupción, tasa de inyección, temperatura entre otros.

Como se mencionó anteriormente en el capítulo 1, el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R.) cuenta con tres módulos de trabajo, que integrados permiten el desarrollo de las pruebas de desplazamiento.

- Módulo 1: Sistema de control, adquisición de datos y sistema hidráulico
- Módulo 2: Modelo físico radial
- Módulo 3: Equipo Generador de Vapor

### **5.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL**

El Equipo de Desplazamiento Radial se utiliza para representar o reproducir a nivel de laboratorio los fenómenos físicos que se encuentran involucrados en los métodos de recobro mejorado; como la inyección de agua e inyección de vapor entre otros, a través de las pruebas de desplazamiento.

### 5.1.1 Módulo 1: Sistema de control, adquisición de datos y sistema hidráulico

Este módulo está compuesto por tres sistemas principales los cuales se encargan de la parte operativa del equipo de desplazamiento radial:

- **Sistema de control y adquisición de datos:** el sistema está encargado de conectar el hardware del equipo con el software (LABVIEW) encargado del control de los dispositivos eléctricos y electrónicos. El software LABVIEW es el encargado de operar o controlar desde un computador de escritorio o PC todos los equipos de medición, control y dispositivos de seguridad que están involucrados en el E.D.R.

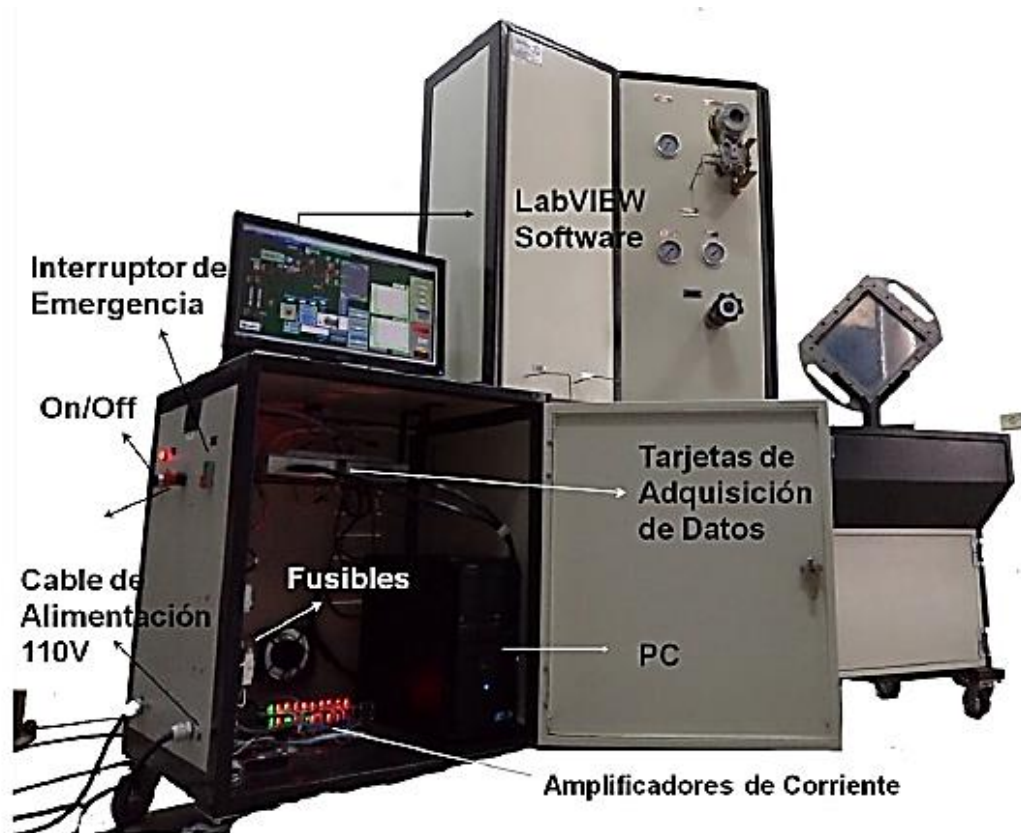
Entre estos dispositivos se encuentran las electroválvulas de control de flujo que se abren o cierran según el sentido de flujo elegido por el usuario, las válvulas de control de seguridad (relief) que se activan cuando la presión de operación supera los 200 Psi (presión máxima) y las válvulas de “bypass” que se activan para proteger el SMART o medidor de caída de presión el cual tiene un máximo de operación de 7,2 Psi. El software también es el encargado de monitorear, controlar, registrar y visualizar todas las variables operacionales con las que cuenta el E.D.R.

- **Sistema hidráulico:** Este sistema se encuentra integrado por dispositivos de medición tanto analógicos como digitales, y equipos mecánicos que se encargan de realizar las actividades o funciones elegidas por el usuario para llevar a cabo la prueba de desplazamiento.

Es importante hacer un análisis previo de todo el sistema hidráulico con el fin de tenerlo en óptimas condiciones y así realizar la prueba deseada. El sistema hidráulico permite al usuario elegir diferentes sentidos de flujo según las necesidades o la prueba a realizar:

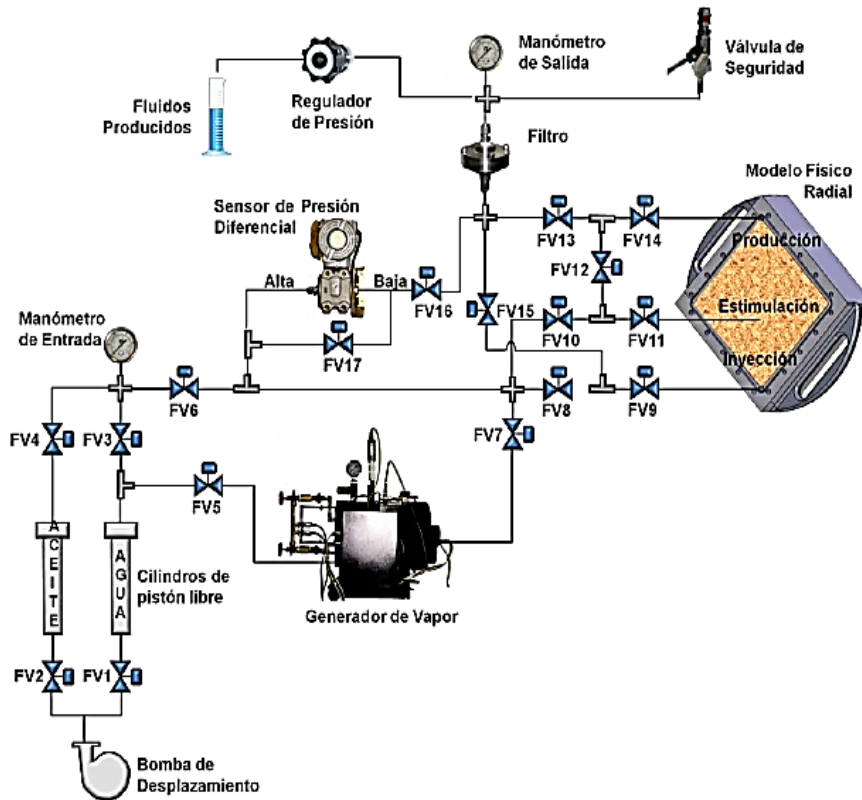
- Inyección - Producción
- Producción - Inyección
- Estimulación - Producción
- Inyección - Estimulación
- Manual

Figura 57. Sistema de control y adquisición de datos.



**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012. Pg 82

Figura 58. Esquema de flujo del sistema hidráulico.



**Fuente:** Modificado de Miguel. A. Manrique, “manual de operación modelo radial”. Universidad Industrial de Santander – ICP 2010.

El esquema mostrado en la figura anterior representa el sistema hidráulico del E.D.R. En el esquema se pueden identificar los principales dispositivos que integran el equipo y permiten realizar las pruebas de desplazamiento. En la parte inferior izquierda se encuentra la bomba de desplazamiento positivo la cual permite desplazar los fluidos (aceite o agua) hacia todo el sistema hidráulico, los cuales se encuentran almacenados en los cilindros que se encuentran arriba de la bomba en el esquema.

A través del software (LABVIEW) el usuario puede elegir el sentido de flujo a través de la activación o desactivación de las electroválvulas mostradas en la figura anterior, hacia la parte inferior de la figura se puede visualizar el generador de vapor y sus componentes, los cuales son los encargados de generar, controlar

y regular el vapor necesario para realizar la prueba de desplazamiento propuesta para representar el proceso de inyección de vapor, siguiendo el sentido se puede encontrar antes de la electroválvula FV6 el manómetro de entrada, el cual mide la presión de los fluidos que se van a desplazar.

En la parte central del esquema se encuentra el medidor del diferencial de presión o SMART, el cual se encarga de medir la caída de presión entre las líneas de alta y de baja; opera en un rango de 0 a 7,2 Psig.

En la parte derecha de la imagen se observa el modelo físico, el cual contiene el medio poroso que representa el yacimiento en el cual se reproducirá la prueba de inyección de vapor.

Hacia la parte superior de la imagen se puede visualizar el manómetro de salida el cual es utilizado para medir la presión de los fluidos producidos por la prueba de desplazamiento, los cuales son recolectados por tubos de ensayo para medir los volúmenes o tasas instantáneas de producción.

### **5.1.2 Módulo 2: Modelo Físico Radial**

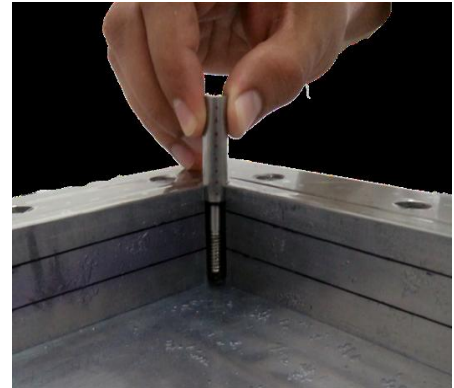
El modelo físico radial representa el yacimiento, está compuesto por un porta medio poroso construido en acero inoxidable con 20 orificios en los lados para ajustar la tapa, una tapa del mismo material para crear un cierre hermético y evitar la salida o filtración de los fluidos, dos pozos ubicados en dos esquinas opuestas; cada uno tiene ocho perforaciones de 1/36”.

El modelo físico radial representa un cuarto de patrón de cinco puntos a escala de yacimiento y tiene dimensiones de 25,5 X 26,5 X 3,5 cm donde es construido el medio poroso.

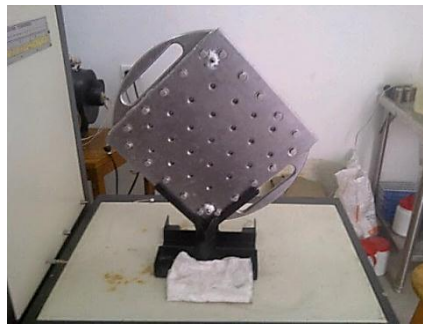
**Figura 59. Modelo físico radial.**



Porta Núcleos



Pozos



Modelo físico Radial

**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

### **5.1.3 Módulo 3: Generador de vapor**

El equipo generador de vapor es el dispositivo más importante para la realización de esta prueba, ya que es el encargado de generar, controlar, regular y proporcionar el vapor necesario para la prueba de desplazamiento que representa o reproduce un proceso de recobro mejorado por inyección continua de vapor a nivel de laboratorio.

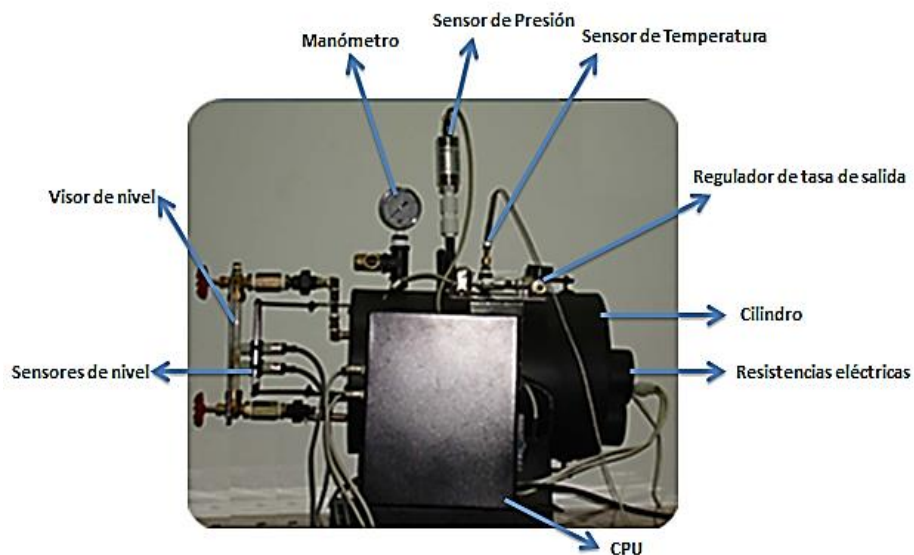
El generador de vapor cuenta con dos resistencias eléctricas que proporcionan la energía necesaria para la conversión de agua en fase líquida a vapor de agua dentro de un cilindro con capacidad de aproximadamente 11 Litros de agua los cuales pueden ser proporcionados de manera manual (sin bomba) o con ingreso constante de agua (con bomba), el nivel de agua es controlado a través de un

visor de vidrio el cual es controlado por el usuario, este contiene dos sensores los cuales indican el nivel mínimo de agua necesario para iniciar la conversión o calentamiento del agua y un sensor para indicar el nivel máximo de agua dentro del cilindro almacenador del generador de vapor.

En la parte superior cuenta con un manómetro análogo el cual indica la presión dentro del generador y también tiene incorporado un medidor o sensor de presión y un sensor de temperatura los cuales proveen las señales que son analizadas y convertidas por la CPU del generador de vapor para posteriormente ser enviadas al PC del E.D.R.

El generador también cuenta con un regulador automático de tasa de flujo de salida el cual es operado por el usuario a través del software del E.D.R, esta tasa puede estar en un rango de 0 hasta 4 cm<sup>3</sup>/min ya que esta es la tasa máxima de conversión del generador de vapor debido a la energía proporcionado por las dos resistencias eléctricas.

**Figura 60. Equipo generador de vapor y sus componentes.**



**Fuente:** Modificado por los autores, tomado de: Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

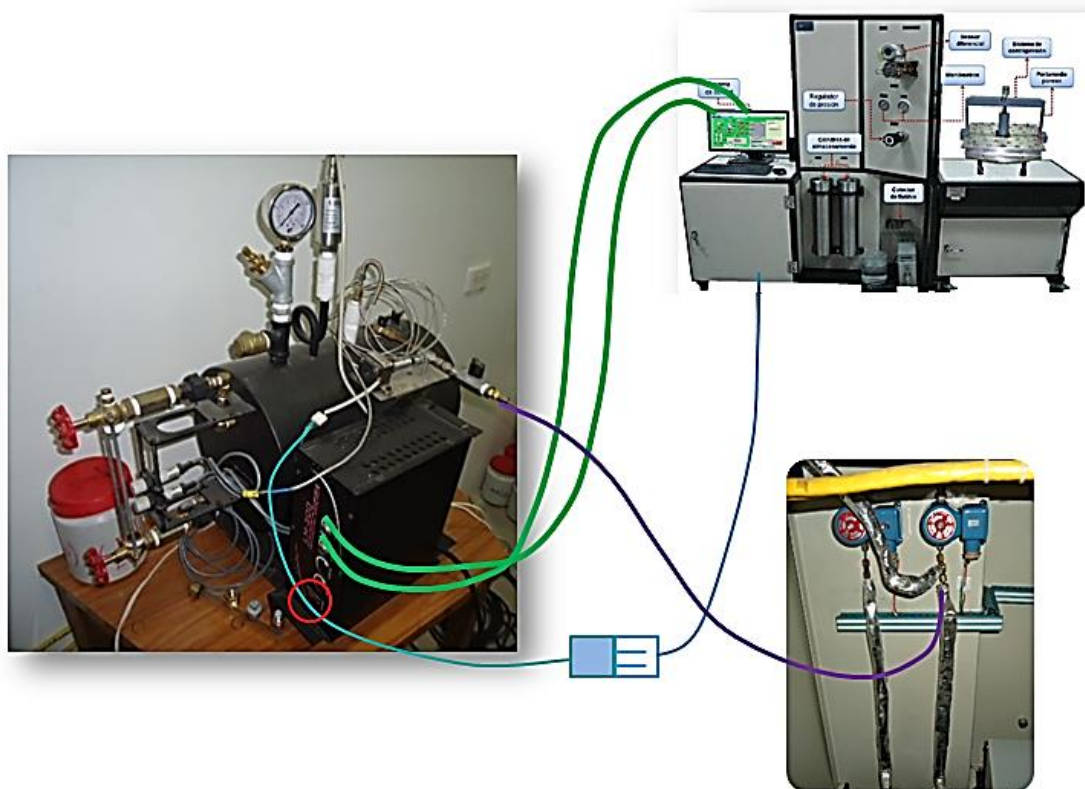
Para que el Equipo Generador de Vapor opere correctamente, es necesario realizar las conexiones adecuadas con el computador, pues el equipo será operado utilizando el software. Estas conexiones se muestran a continuación:

#### **5.1.3.1 Conexiones del equipo y encendido**

1. Conectar el equipo a la toma de corriente del laboratorio. (Ver figura 61 observar las conexiones).
2. Conectar el equipo generador de vapor al equipo de desplazamiento radial.
3. Conectar el equipo al computador, por medio de las dos líneas que se muestran en la figura 61.
4. Conectar la línea de salida del vapor a la electroválvula que conducirá el vapor generado al medio poroso.
5. Conectar las resistencias eléctricas del equipo a una toma de corriente. Estas serán las que calentaran el agua para generar el vapor.
6. Encender el equipo, oprimiendo el botón rojo ubicado en la parte inferior del mismo (este debe iluminarse).

**Nota:** El tanque debe estar limpio en su interior, de lo contrario se debe llenar con agua y desocuparlo, hasta que esta salga completamente limpia. Esto se hace antes de conectar el equipo a la toma de corriente. Además, el sistema hidráulico debe estar completamente limpio y libre de fugas.

**Figura 61. Esquema de conexiones del equipo generador de vapor.**



**Fuente:** Modificado por los autores, tomado de: Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

**Paso 2:** Conexión líneas naranja y azul

**Paso 3:** Líneas verdes

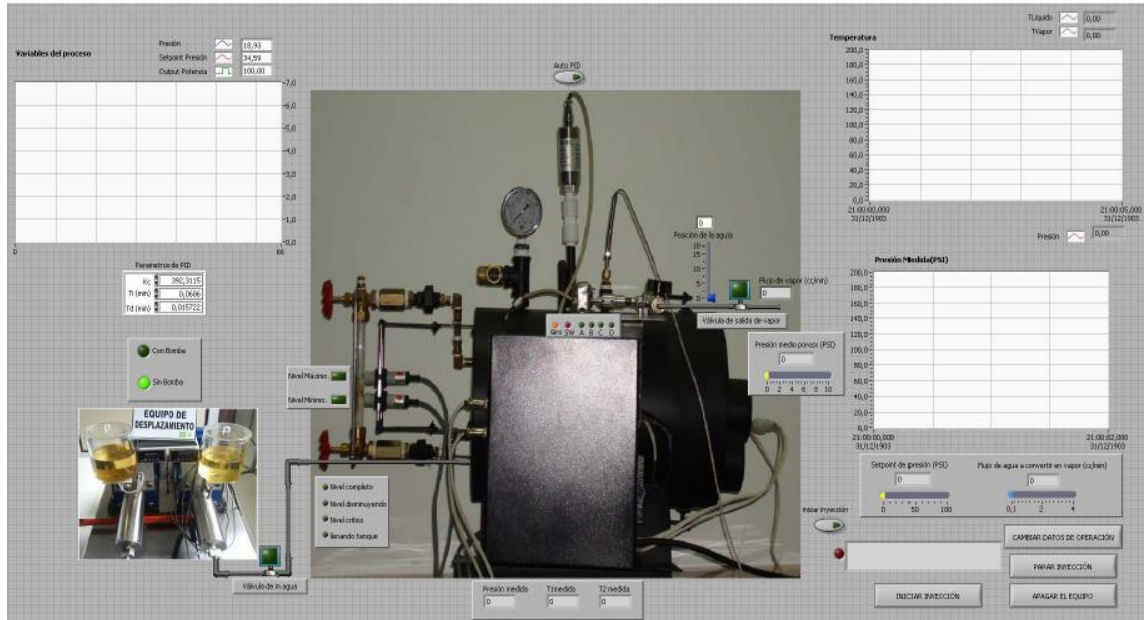
**Paso 4:** Línea morada

**Paso 6:** Círculo rojo

### 5.1.3.2 Ejecutar el software del generador de vapor

**Paso 1:** Ejecutar el programa del generador de vapor en el escritorio. Este software programado en LABVIEW cuenta con la interfaz gráfica que se muestra en la Figura 62.

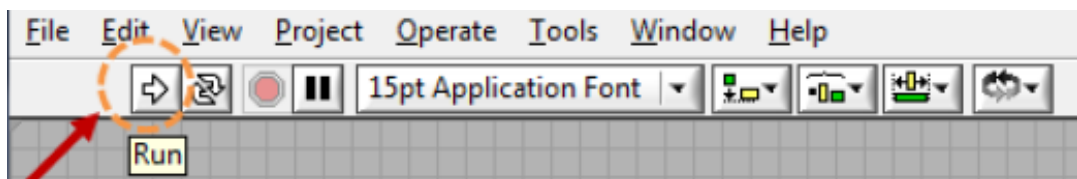
**Figura 62. Interfaz gráfica del software generador de vapor.**



**Fuente:** CASTIBLANCO, GABRIEL. MORANTES, DANNY. “Manual de Operación del Generador de Vapor”

**Paso 2:** Una vez se ha iniciado la aplicación se debe dar inicio con el botón de RUN en LABVIEW indicado en la Figura 63.

**Figura 63. Oprimir el icono RUN para iniciar el proceso de generación.**



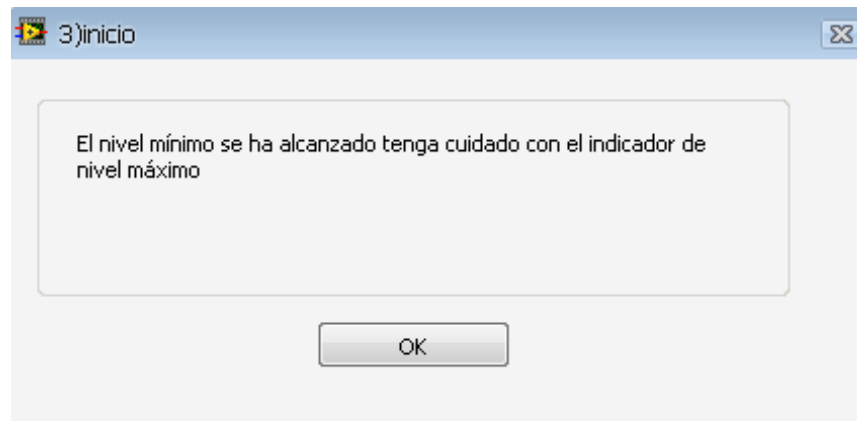
**Fuente:** CASTIBLANCO, GABRIEL. MORANTES, DANNY. “Manual de Operación del Generador de Vapor”

### 5.1.3.3 Llenar el tanque del equipo con agua

**Paso 1:** Llenar el tanque del equipo con agua destilada. El llenado del tanque puede realizarse de dos maneras diferentes, la primera y más recomendada es realizar el llenado utilizando la bomba de desplazamiento positivo o de lo contrario

puede realizarse este paso de manera manual utilizando probetas, jeringas, embudos, entre otros, hasta alcanzar el nivel requerido por el generador de vapor. El nivel mínimo de llenado se alcanzará cuando aparezca el mensaje mostrado en la figura 64.

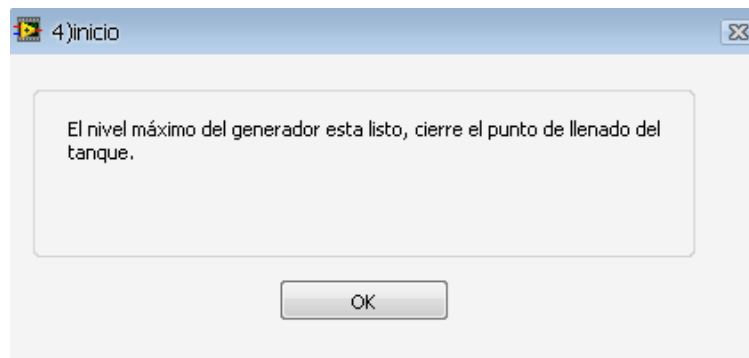
**Figura 64. Mensaje de advertencia en el software LABVIEW 2010; “El nivel mínimo ya ha sido alcanzado”.**



**Fuente:** LABVIEW 2010

**Paso 2:** Continuar llenando hasta alcanzar el nivel máximo, entonces se visualizará el mensaje mostrado en la figura 65.

**Figura 65. Mensaje de advertencia en el software LABVIEW 2010; “El nivel máximo ya ha sido alcanzado”.**



**Fuente:** LABVIEW 2010

#### 5.1.3.4 Selección de datos de operación e inicio del calentamiento

**Paso 1:** Ingresar los datos de operación del equipo: Los datos requeridos por el software son la presión máxima de operación del generador (la presión óptima de operación es de 100 Psi), la tasa de salida de vapor la cual es proporcionada a través del regulador automático, seleccionar si el llenado se realizará con o sin bomba y por último la presión del medio poroso, estos datos deben ser ingresados en la ventana mostrada en la figura 66.

**Figura 66.** Interfaz de ingreso de datos.



5) inicio

¿Ingrese los datos de operación del equipo?

Presión  
100

Flujo  
1

Con Bomba

Sin Bomba

Presión medio poroso  
6,3

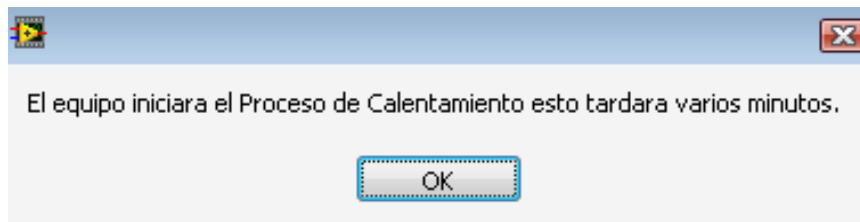
OK

**Fuente:** LABVIEW 2010

**Paso 2:** El equipo iniciará automáticamente el proceso de calentamiento del agua y enviará el mensaje mostrado en la figura 67. Este proceso puede durar entre 40

y 60 minutos aproximadamente, dependiendo de los datos de operación del equipo.

**Figura 67. Advertencia sobre el inicio del calentamiento.**

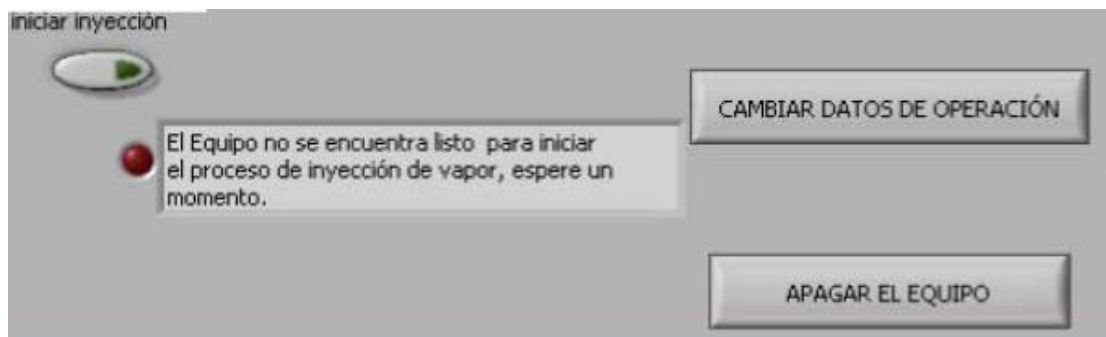


**Fuente:** LABVIEW 2010

### 5.1.3.5 Inyección de vapor

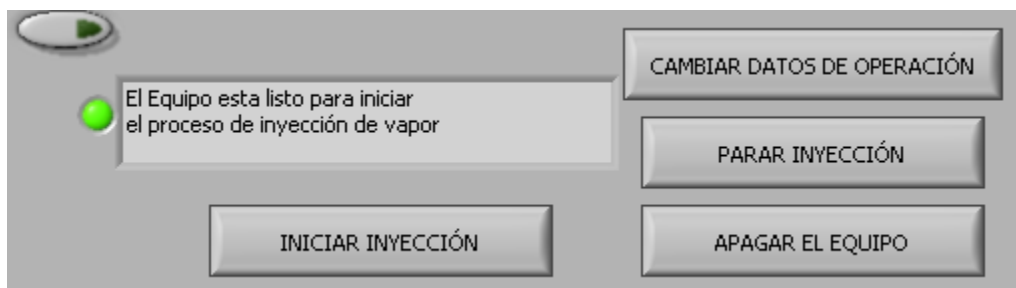
**Paso 1:** Durante el proceso de calentamiento, en la parte inferior derecha de la interfaz del software del LABVIEW se podrá visualizar un mensaje como el mostrado en la figura 68, este indica que el equipo aún no se encuentra en condiciones para iniciar el proceso de inyección, durante el periodo de calentamiento es posible cambiar o ajustar los datos de operación así como abortar o cancelar el calentamiento. Una vez el equipo esté listo para iniciar la inyección, la interfaz gráfica mostrará el mensaje de la figura 69. En este momento es necesario dar clic en el icono o botón "Iniciar inyección".

**Figura 68. Mensaje que indica que el equipo no está listo para iniciar la inyección de vapor.**



**Fuente:** LABVIEW 2010

**Figura 69. Mensaje que indica que el equipo generador de vapor puede iniciar la inyección de vapor.**



**Fuente:** LABVIEW 2010

**Paso 2:** Al finalizar el proceso por completo, se debe oprimir el botón “STOP” de LABVIEW y cerrar la aplicación.

**5.1.3.6 Mantenimiento del equipo generador de vapor:** Para el mantenimiento del Equipo Generador de Vapor, se deben seguir dos pasos muy importantes

**Paso 1. Enviar el equipo a revisión cada seis meses:** Cada seis meses, se debe enviar el equipo a revisión, para verificar el estado general del generador de vapor, en especial el interior del cilindro, el cual no debe presentar ningún signo de suciedad o corrosión. De encontrar indicios de corrosión o suciedad es necesario limpiar y remover cualquier partícula que pueda interrumpir con el óptimo funcionamiento del equipo y posteriormente se le debe aplicar una pintura especial para evitar la corrosión.

En caso contrario, los técnicos deberán limpiarlo hasta remover cualquier tipo de partícula ajena a la composición física del equipo y se le aplicará una capa de pintura para evitar la corrosión. Este proceso puede durar entre quince días y un mes, aproximadamente.

Es muy importante, durante la revisión técnica del equipo, que todas las uniones queden apretadas y muy bien ajustadas, esto con el fin de que no se presenten fugas a la hora de llenar el tanque con agua y cuando este inicie el proceso de generación de vapor. En caso de que se presenten fugas, se deben apretar las uniones, y si la fuga persiste, se debe recubrir las uniones con teflón en sentido contrario al que se aplica el torque para apretar.

**Paso 2. Limpiar el interior del equipo antes de iniciar la prueba:** Antes de iniciar el calentamiento del agua, para la generación del vapor, se debe llenar el tanque con agua y retirarla por una pequeña válvula que se encuentra en la parte inferior del equipo, esto con el fin de remover cualquier tipo de suciedad. Después de haber retirado toda el agua con las impurezas, se procede a inyectar el agua destilada al interior del tanque, la cual deberá ser calentará para de esta manera generar el vapor que posteriormente se utilizará en la prueba de desplazamiento.

## **5.2 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL EN MEDIOS POROSOS HOMOGÉNEOS**

Para realizar una prueba de desplazamiento con vapor utilizando el Equipo de Desplazamiento Radial es necesario seguir un procedimiento. Este procedimiento debe ser realizado con mucho cuidado y detalle con el fin de obtener buenos resultados de la prueba.

### **5.2.1 Construcción del medio poroso**

Antes de comenzar con la adecuación y puesta en marcha del E.D.R. para realizar la prueba de desplazamiento con vapor es necesario seguir el procedimiento descrito en el capítulo 4 para la construcción del medio poroso, el cual representa

1/4 de patrón del yacimiento en el cual se llevará a cabo la prueba de desplazamiento.

**Figura 70. Construcción del medio poroso.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

### **5.2.2 Encender el equipo**

En el laboratorio de desplazamiento radial se pueden encontrar diferentes fuentes de corriente eléctrica, de color naranja (120V AC), de color blanco 3\*50 (220V AC) y color blanco polarizado (110V AC) que pueden ser utilizados para proveer la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento del E.D.R. Se recomienda utilizar el toma corriente de color naranja ya que en caso de que la energía eléctrica falle, este toma corriente está conectado a una UPS que mantendrá los equipos en funcionamiento y encendidos. Luego de conectar el E.D.R a la fuente de corriente, es conveniente encender el equipo girando suavemente la manija de encendido On/off que se encuentra al costado izquierda del sistema de control.

**Figura 71. Encendido del E.D.R.**



**Fuente:** Modificado por los autores, tomado de: Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

### **5.2.3 Cargar los cilindros**

Como se mencionó anteriormente, el E.D.R. posee dos cilindros de pistón los cuales son los encargados de almacenar los fluidos (agua y aceite mineral) que serán utilizados para las pruebas de desplazamiento (ver figura 72). Es necesario antes de iniciar la prueba desmontar los cilindros, empujar los pistones hasta la base inferior con ayuda de un compresor de aire y limpiar muy cuidadosamente todo el interior para evitar la contaminación de los fluidos que serán utilizados para la prueba.

Si el cilindro contiene algún fluido es necesario verterlo en algún recipiente para poder realizar la limpieza. Después de encontrarse limpios y secos, los cilindros son montados nuevamente al equipo y se procede a llenarlos con los fluidos escogidos para realizar la prueba (en este caso agua y aceite mineral). Posterior al llenado se deben ajustar muy bien las conexiones con el fin de evitar cualquier tipo de fugas de fluidos.

**Figura 72. Cilindros del E.D.R.**



**Fuente:** Modificado por los autores, tomado de: Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

#### **5.2.4 Poner en marcha el generador de vapor**

Es necesario iniciar la generación de vapor en el equipo generador a la par con la adecuación del E.D.R. ya que el proceso de calentamiento demora alrededor de una hora, para ello es necesario seguir el procedimiento descrito anteriormente en el literal 5.1.3.

#### **5.2.5 Ejecutar el software LABVIEW del E.D.R**

El software encargado del control del E.D.R es el LABVIEW, el cual es desarrollado por la compañía NI (National Instruments), con licencia tipo académica versión 2010. La ruta que se debe seguir para la ejecución del

programa es Inicio/Todos los programas/National Instruments/LABVIEW 2012/LABVIEW. Al abrir el Software es necesario escoger el archivo que controla el E.D.R. el cual se denomina “Modelo Radial vapor Nov26.vi” el cual también puede ser ubicado en el escritorio del monitor. Al hacer clic en el icono del programa se abrirá la siguiente interfaz gráfica (figura 73).

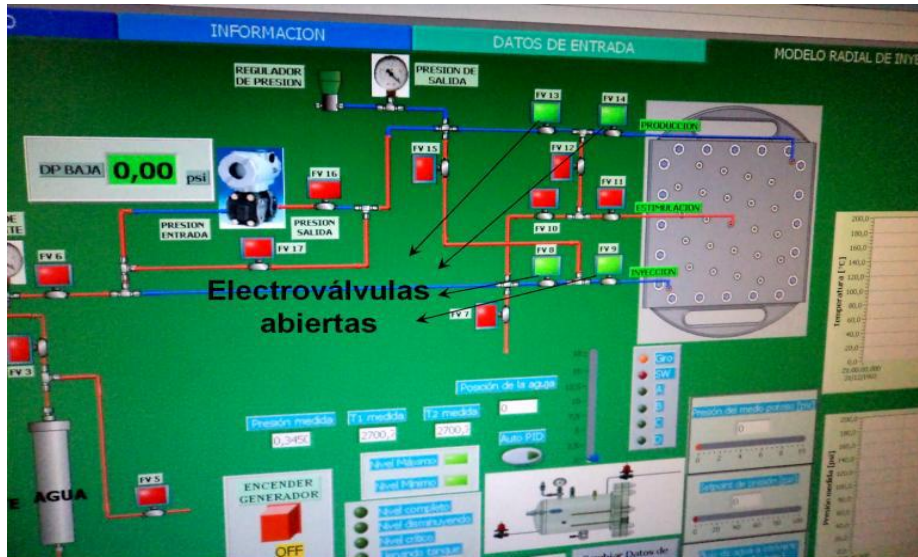
**Figura 73. Interfaz gráfica de inicio del programa del E.D.R.**



**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012.

Una vez la interfaz gráfica se encuentre abierta, el usuario debe dar clic en el botón RUN de la parte superior izquierda para poder ingresar los datos de entrada entre los cuales se encuentran: volumen poroso, distancia entre pozos, espesor, radio del pozo, etc., e iniciar con el control del E.D.R. Posteriormente se presiona el botón OK y luego el botón iniciar prueba para abrir la interfaz gráfica del sistema de control hidráulico (ver figura 74).

Figura 74. Interfaz de control del sistema hidráulico.



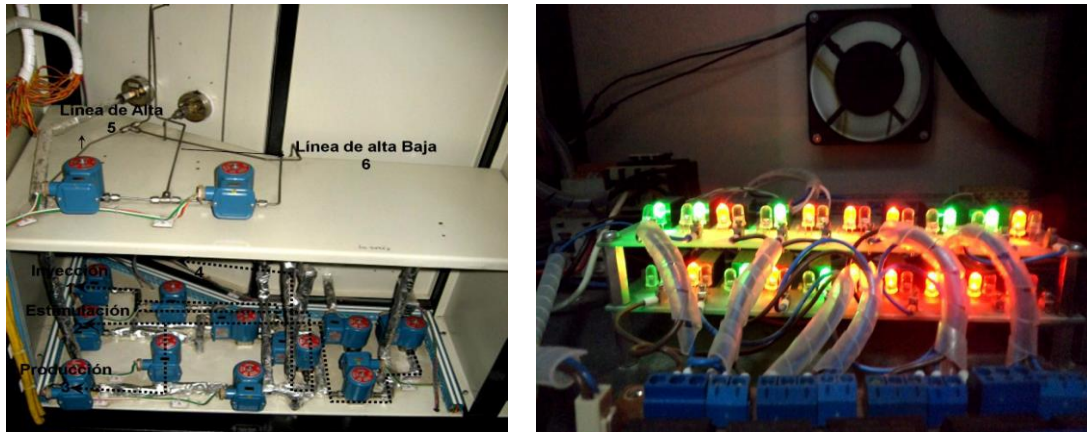
**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012.

### 5.2.6 Acondicionar el sistema hidráulico

Antes de comenzar con la prueba de desplazamiento es necesario acondicionar cada una de las partes, componentes o dispositivos que componen el sistema hidráulico. En primer paso consiste en verificar el estado de las electroválvulas que son las encargadas de regular y direccionar el flujo de los fluidos por el sistema hidráulico, este proceso debe realizarse observando la luz LED de cada electroválvula en el sistema de control (ver figura 75).

Este procedimiento puede realizarse escogiendo alguno de los sentidos de flujo que se mencionaron anteriormente o escogiendo la opción manual y probando cada una de las electroválvulas. También es importante reconocer el sonido característico que producen las electroválvulas al ser accionadas por el software. Todas las electroválvulas deben funcionar de manera correcta antes de comenzar con la prueba de desplazamiento.

**Figura 75. Verificación del estado de las electroválvulas.**



**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012

Posterior a esto, se debe proceder a conectar la bomba de desplazamiento positivo ELDEX, la cual se muestra en la figura 76, a las electroválvulas FV1 y FV2 de la parte inferior con el fin de conectarla al sistema hidráulico, ya que esta es la encargada de proporcionar el flujo de agua necesario para mover los pistones de los cilindros y de esta manera desplazar los fluidos por todo el sistema hidráulico y poder realizar la prueba. Es necesario recordar que esta bomba trabaja únicamente con agua destilada y tiene un rango de operación de 0 a 10 cm<sup>3</sup>/min de agua.

**Figura 76. Bomba ELDEX**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

En algunas ocasiones las líneas se llenan de partículas de polvo o suciedades que pueden intervenir de manera indeseada en la prueba, para ello es necesario cargar el cilindro de agua con alcohol industrial y desplazarlo por todo el sistema hidráulico a tasas bajas con el fin de remover todo tipo de impurezas.

### **5.2.7 Prueba de fugas del sistema hidráulico**

Para el desarrollo de la prueba de desplazamiento con vapor utilizando el E.D.R. es necesario garantizar que todos los fluidos que se desplazaran por el sistema hidráulico cumplan la función para la cual han sido seleccionados y para esto es imprescindible garantizar que no existan fugas por las líneas de flujo del sistema mencionado anteriormente. Para la prueba de fugas se debe presurizar el sistema hidráulico con un fluido (líquido o gaseoso) con el fin de determinar si la presión dentro del sistema se mantiene constante o disminuye.

Para ello se desplaza el fluido utilizando la bomba Eldex y colocando tapones en las líneas de salida para garantizar que el fluido no emerja del sistema hidráulico, posteriormente se espera a que los manómetros de entrada y de salida registren una presión de 50 psig, en este momento se apaga la bomba, durante veinte minutos la presión debe mantenerse constante para garantizar que no existan fugas, de lo contrario, en caso de que la presión disminuya (presencia de fugas dentro del sistema), se debe analizar e inspeccionar sección por sección del sistema hidráulico para identificarlas y corregirlas. Este procedimiento debe realizarse cuantas veces sea necesario para garantizar que no exista ningún tipo de fuga dentro del sistema hidráulico.

### **5.2.8 Llenado de las cámaras del sensor de presión diferencial (SMART)**

El SMART o sensor de diferencial de presión es el dispositivo encargado de medir el delta o caída de presión del medio poroso físico, esta medición la logra deformando una membrana ubicada en el interior de las cámaras de alta y de

baja. Las cámaras deben ser llenadas con un fluido no corrosivo el cual es el encargado de deformar la membrana cuando se presente algún cambio de presión dentro de las líneas de alta y de baja. Este dispositivo se puede observar en la figura 77.

**Figura 77. Orificios de la cámara del sensor de presión diferencial**

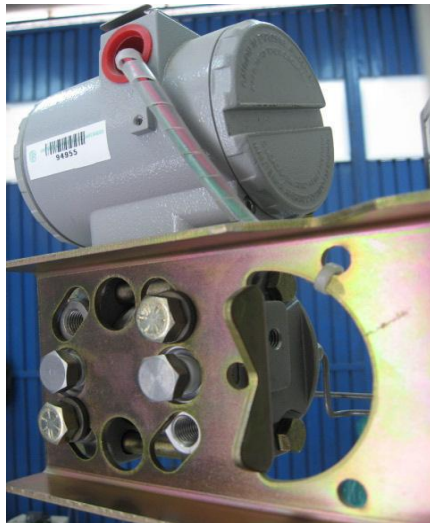
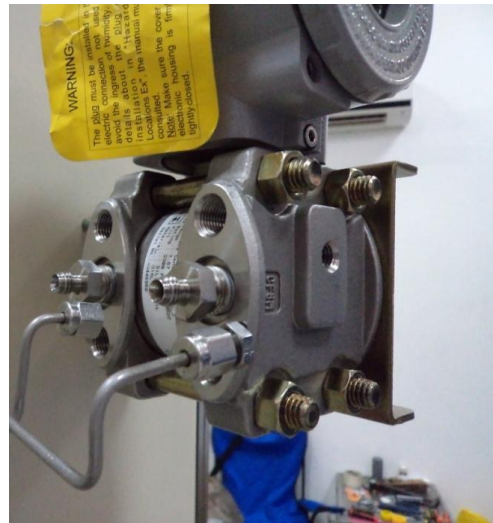


Figura 77 a



Orificio de la cámara de baja

Orificio de la cámara de alta

**Fuente:** FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. “Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados”. 2012

### 5.2.9 Purga de las líneas del sistema hidráulico

Es posible que durante el desarrollo de los procedimientos mencionados anteriormente las líneas de flujo tengan presencia de burbujas de aire las cuales son perjudiciales para el proceso y pueden contribuir a lecturas erróneas de presión dentro del sistema de hidráulico, por ello es importante retirar cualquier presencia de aire en dichas líneas. Para realizar esta purga es necesario desplazar un fluido líquido a una tasa baja (por debajo de 1cc/min) con el fin de saturar 100% las líneas con el fluido y retirar cualquier burbuja de aire dentro del sistema hidráulico.

Ahora que el equipo se encuentra en óptimas condiciones es posible comenzar con la prueba de desplazamiento utilizando el E.D.R.

### **5.3 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL E.D.R**

La simulación de una prueba de inyección continua de vapor utilizando el E.D.R. requiere inicialmente realizar un procedimiento de restauración o saturación con fluidos (agua y aceite) del medio poroso que representa un sector del yacimiento. Este proceso de restauración se desarrolla con el fin de reproducir la migración de los fluidos al yacimiento.

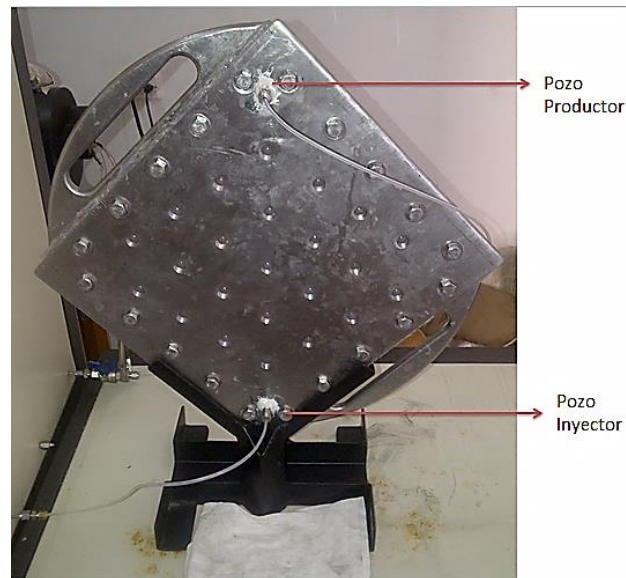
#### **5.3.1 Proceso de saturación del medio poroso con agua**

La restauración o saturación con agua se debe realizar con el fin de representar el proceso por el cual el agua inunda el medio poroso y lo llena. Este procedimiento permite garantizar que la roca presente una mojabilidad preferente al agua.

El objetivo de este procedimiento es desplazar cierto volumen de agua a través del sistema hidráulico para que pueda saturar de esta manera el medio poroso, el cual posee propiedades físicas y petrofísicas mostradas en el capítulo 4.

Con el fin de lograr un frente de saturación homogéneo y uniforme, el porta medio poroso debe ser colocado en forma vertical como se muestra en la figura 74 para aprovechar la segregación gravitacional que se genera al realizar un avance vertical ascendente del frente de agua. En el software LABVIEW es necesario colocar el sentido de flujo Inyección - Producción para que el agua sea inyectada a través del pozo inyector como se muestra en la figura 78.

**Figura 78. Posición del modelo radial para saturación con agua.**



**Fuente:** Modificado por los autores, tomado de: Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatiguará, Piedecuesta.

Para garantizar que el modelo físico radial quede totalmente saturado de agua se *deben desplazar 2,5 volúmenes porosos a una tasa baja (en este caso se utilizó una tasa de 0,25)* con el fin de evitar posibles filtraciones entre la tapa del porta medio poroso o canalizaciones dentro del medio poroso.

Uno de los parámetros más importantes que se pueden determinar con esta saturación es el volumen poroso del modelo físico, para ello es necesario registrar exactamente el tiempo en el cual se produce la primera gota de agua, es decir la irrupción del frente de agua en el pozo contrario al que se utilizó para realizar la inyección de agua. El volumen poroso se puede determinar mediante la ecuación 2:

$$VP = t_{irrup} * q_{inyw} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

**VP:** Volumen poroso, cm<sup>3</sup>.

$t_{irrup}$ : Tiempo en el cual se produce la primera gota de agua, min.

$q_{inyw}$ : Tasa de inyección de agua,  $cm^3/min$ .

Después de calcular el volumen poroso del modelo físico radial es posible calcular la porosidad del medio poroso utilizando la ecuación 3.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

$\phi$ : Porosidad.

$V_p$ : Volumen poroso,  $cm^3$ .

$V_t$ : Volumen total del medio poroso,  $cm^3$ .

Los resultados obtenidos mediante el desarrollo de la saturación del medio poroso con agua son presentados en la tabla 22.

**Tabla 22. Resultados de la saturación con agua.**

Datos Operacionales		
Tasa inyección	0,25	$cm^3/min$
VP inyección	2,5	-
Volumen Total	2275,875	$cm^3$
Tiempo de ruptura	2103	min
Volumen poroso	525,75	$cm^3$
Porosidad	23,10100	%
Tiempo de saturación	5257,5	min

En este paso es importante mencionar que en el proceso de construcción del medio poroso se construyó un plug con las mismas características y la misma mezcla con el fin de determinar aproximadamente las propiedades petrofísicas básicas del medio poroso las cuales se obtuvieron mediante el uso del porosímetro y el permeámetro. Es importante recalcar que estas son propiedades aproximadas ya que la fuerza de compactación utilizada en el medio poroso puede

diferir un poco de la utilizada para construir el plug. Los resultados obtenidos para este plug han sido los siguientes (tabla 23):

**Tabla 23. Propiedades del plug de la misma composición del medio poroso.**

Características		
Diámetro	3,8	cm
Longitud	5	cm
Porosidad	24,2	%
Permeabilidad	928	mD

Con los resultados de porosidad obtenidos mediante la prueba de saturación (23,1%) y el obtenido por el porosímetro del laboratorio de petrofísica (24,2%) se puede concluir que la porosidad es un parámetro del cual se tiene certeza.

### **5.3.2 Proceso de saturación del medio poroso con aceite mineral**

Al igual que con el agua, la saturación con aceite busca simular el proceso por el cual el petróleo migra hacia al medio poroso y se entrapa en él, en este caso el fluido que representa al petróleo es el aceite mineral el cual cuenta con una viscosidad de 52 cP y a escala de laboratorio representa el petróleo o crudo pesado al cual se le someterá a un proceso de inyección de vapor.

El procedimiento a seguir para realizar la saturación con aceite es el mismo que se utilizó para saturar el modelo físico radial con agua, el único cambio que se debe realizar es cambiar el sentido de flujo en el software LABVIEW indicando Producción – Inyección, de esta manera el aceite será inyectado al medio poroso a través del pozo productor, esto se realiza con el fin de aprovechar el efecto gravitacional, ya que el aceite es menos denso que el agua, de esta manera se garantiza que el avance descendente del frente de aceite se haga de manera homogénea y uniforme. La finalidad de este proceso es desplazar la mayor cantidad de agua que se encontraba depositada en los poros del modelo físico y obtener de esta manera una alta saturación de aceite dentro del medio poroso.

De la misma manera que se hace con el agua, con el aceite también es importante registrar el tiempo en el cual la primera gota de aceite es producida por el pozo contrario al cual se está inyectando (en este caso por el pozo inyector) ya que de esta manera es posible calcular el volumen de aceite presente en el medio poroso.

$$V_o = t_{irrup} * q_{inyo} \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

$V_o$ : Volumen de aceite presente en el medio poroso,  $\text{cm}^3$ .

$t_{irrup}$ : Tiempo en el cual se produce la primera gota de aceite, min.

$q_{inyo}$ : Tasa de inyección de aceite,  $\text{cm}^3/\text{min}$ .

Calculado el volumen de aceite dentro del medio poroso, es posible ahora calcular la saturación de aceite máxima y la saturación de agua irreducible:

$$S_{omax} = \frac{V_o}{V_P} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$S_{wirr} = 1 - S_{omax} \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde:

$S_{omax}$ : Saturación de aceite máxima, %.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, %.

Para la saturación con aceite se desplazaron nuevamente 2,5 volúmenes porosos a una tasa baja ( $0,25 \text{ cm}^3/\text{min}$ ) con el fin de obtener un frente uniforme y homogéneo, al finalizar la prueba de saturación se obtuvieron los siguientes resultados (ver tabla 24):

**Tabla 24. Resultados de la saturación de aceite.**

<b>Datos Operacionales</b>		
<b>Tasa inyección</b>	0,25	cm <sup>3</sup> /min
<b>VP inyección</b>	2,5	-
<b>Tiempo de ruptura</b>	1760	min
<b>Volumen de aceite</b>	440	cm <sup>3</sup>
<b>Saturación de aceite máxima</b>	0.8368	-
<b>Saturación de agua irreducible</b>	0.1631	-
<b>Tiempo de saturación</b>	5257,5	min

Finalizados los dos procesos de saturación con agua y aceite se obtuvieron los siguientes resultados (tabla 25):

**Tabla 25. Datos iniciales del medio poroso.**

<b>Propiedades Generales</b>		
<b>Porosidad</b>	23,101	%
<b>Permeabilidad</b>	900	Md
<b>Volumen Poroso</b>	525,75	cm <sup>3</sup>
<b>OOIP</b>	440	cm <sup>3</sup>
<b>Saturación aceite</b>	0.8368	-
<b>Saturación agua</b>	0.1631	-

Con la determinación de las condiciones iniciales del medio poroso es posible ahora proceder con el proceso de desplazamiento con vapor utilizando el equipo generador de vapor.

#### **5.4 PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR**

Concluidos los procesos para realizar la saturación con agua y aceite se da inicio al proceso de inyección continua de vapor. Ya se han calculado los parámetros de saturación de agua irreducible, saturación de agua máxima, volumen poroso, porosidad, entre otros los cuales son importantes para un posterior análisis de resultados. El proceso de inyección de vapor es un proceso inmiscible que busca reproducir el proceso a escala de laboratorio, para ello se utilizan tasas bajas de

inyección con el fin de cumplir con el criterio de similitud cinemática en el cual la velocidad intersticial utilizada en el laboratorio debe ser muy similar a la que se presenta a nivel de campo.

Para cumplir con este criterio el generador de vapor fue construido y diseñado con una tasa máxima de conversión de agua a vapor de 4cc/min. La tasa que se debe utilizar para esta prueba debe ser la más baja posible para garantizar que la velocidad intersticial cumpla con el criterio de similitud cinemática (esta se encuentra entre 0 y 2 cm<sup>3</sup>/min) y evitar de cierta manera que el vapor se canalice por los orillos y la tapa del porta medio poroso, además, utilizando una tasa baja garantizamos que el frente de barrido sea uniforme dentro del medio poroso.

Para iniciar con la prueba de inyección de vapor es necesario colocar el porta medio poroso en posición horizontal para evitar que las fuerzas gravitacionales tengan algún efecto durante el proceso y por otro lado para representar un yacimiento con buzamiento igual a cero. Posterior a esto se debe seleccionar la opción de vapor del software LABVIEW y cambiar el sentido de flujo a Inyección – Producción. El equipo generador de vapor debe tener las condiciones óptimas de trabajo y operación antes de iniciar el proceso de desplazamiento con vapor. Estas condiciones son la presión de operación y la temperatura del vapor. En la tabla 26 se presentan las condiciones de operación del equipo generador de vapor:

**Tabla 26. Condiciones de operación del equipo generador de vapor.**

<b>Datos Operacionales</b>		
<b>Tasa de Inyección</b>	1	cm <sup>3</sup> /min
<b>Presión de Generador</b>	100	Psig
<b>Presión de Inyección</b>	40	Psig
<b>Calidad (supuesta)</b>	0,6	Fracción
<b>Temperatura vapor</b>	140	°C

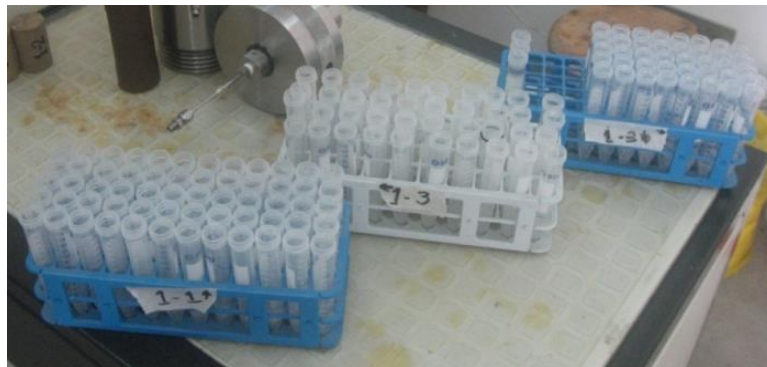
La calidad se asume de 0,6 ya que en el laboratorio es imposible medir de manera directa o indirecta la calidad del vapor. Es por esto que se asume un valor

pesimista como el mencionado anteriormente para la realización de esta prueba de desplazamiento.

Con esta prueba se busca recolectar los volúmenes producidos de aceite y de agua (ver figura 79) con el fin de analizar los resultados de la simulación física realizada en el laboratorio y compararlos con los obtenidos con la simulación numérica y el modelo analítico.

Para esta prueba de inyección de vapor se propuso recolectar los volúmenes producidos cada tres minutos, ya que al medir la producción cada minuto los errores en la medición de los volúmenes en los tubos de ensayo son altos. En el Anexo A se muestran los datos de producción instantánea y acumulada de agua y aceite, el corte de agua, el SOR y el Factor de recobro de la prueba de desplazamiento.

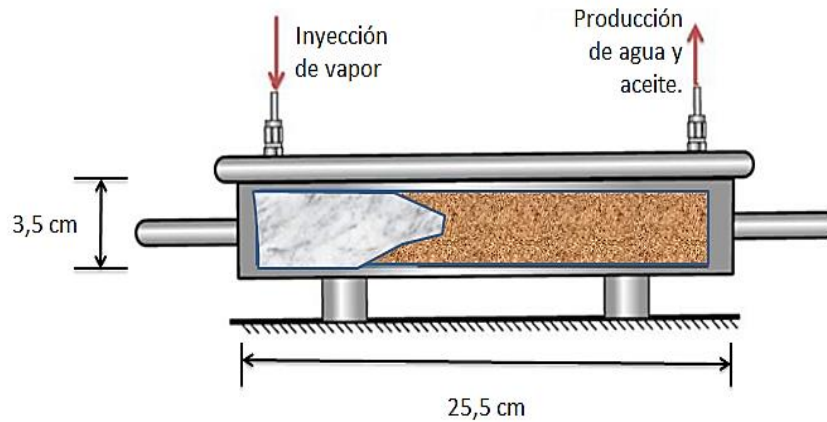
**Figura 79. Tubos de ensayo para recolección de volúmenes producidos.**



**Fuente:** Laboratorio de Desplazamiento Radial. Guatimar, Piedecuesta.

En la figura 80 se representa un esquema del proceso de inyección de vapor utilizando el equipo de desplazamiento radial E.D.R.

**Figura 80. Esquema del proceso de inyección continua de vapor en el modelo físico radial.**



**Fuente:** Modificado del “Manual de procedimientos de ensayo en el equipo de desplazamiento radial”. LONDOÑO GALVIS, F. W. Piedecuesta, Santander. Diciembre 2010.

#### 5.4.1 Resultados de la prueba de inyección de vapor utilizando el E.D.R

A través de la prueba realizada en el laboratorio inyectando vapor al medio poroso utilizando el equipo de desplazamiento radial se pudieron obtener los resultados mostrados en la tabla 27.

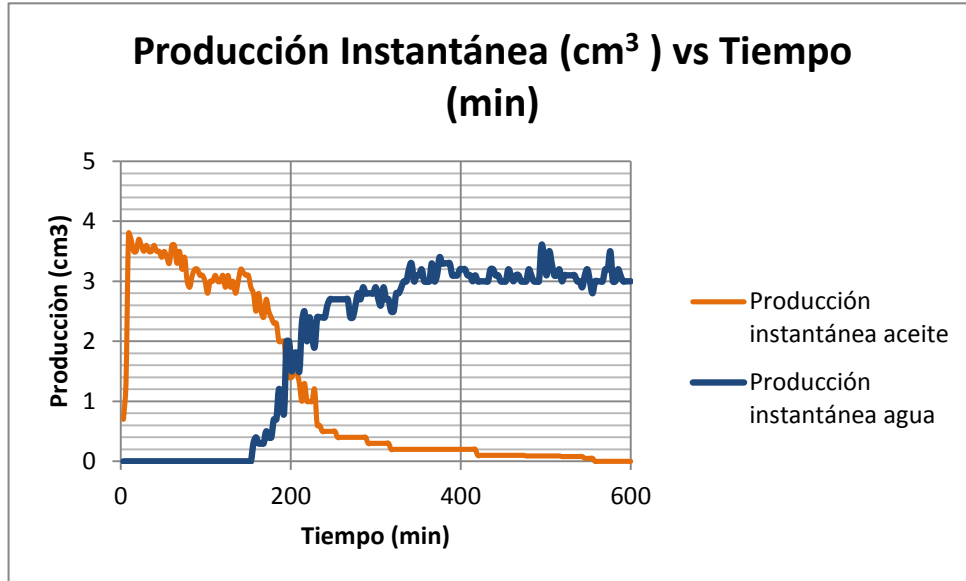
**Tabla 27. Resultados generales de la prueba de inyección de vapor.**

RESULTADOS		
FACTOR DE RECOBRO	52,35	%
Tiempo de irrupción	153,00	min
Tiempo de la prueba	600,00	min
Intervalo de medición	3,00	min
Volumen de agua producida	401,40	cm <sup>3</sup>
Corte de agua	63,54	%
Volumen vapor inyectado	600,00	cm <sup>3</sup>
Volumen aceite producido	230,33	cm <sup>3</sup>
SOR	2,60	

La prueba de inyección de vapor duro aproximadamente 600 minutos, lo cual permitió recolectar una producción acumulada de 230,33 cc, la ruptura del agua en

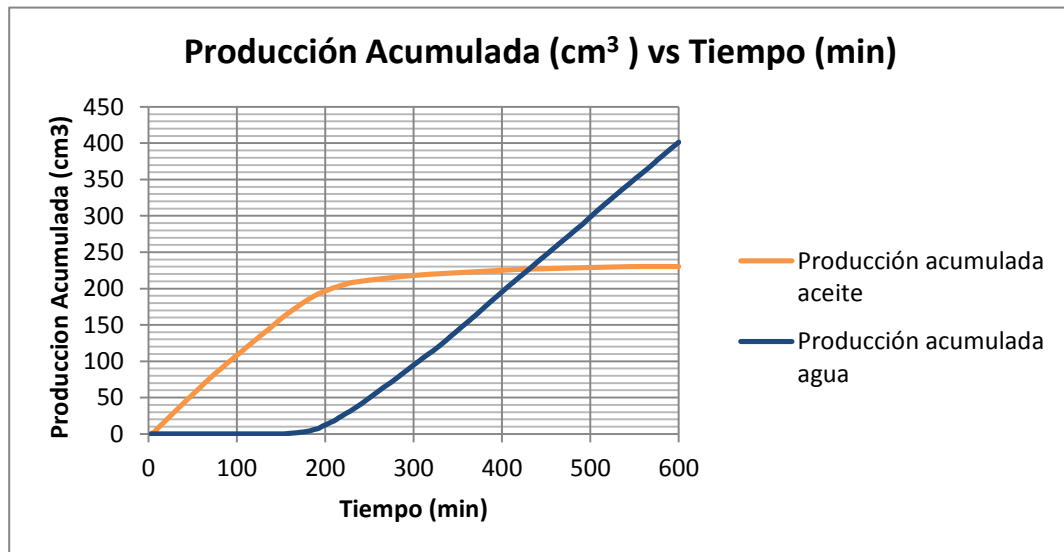
el pozo productor se registró a los 153 minutos de iniciada la prueba de desplazamiento (figuras de la 81 a la 84).

Figura 81. Producciones instantáneas de aceite y agua – modelo físico.



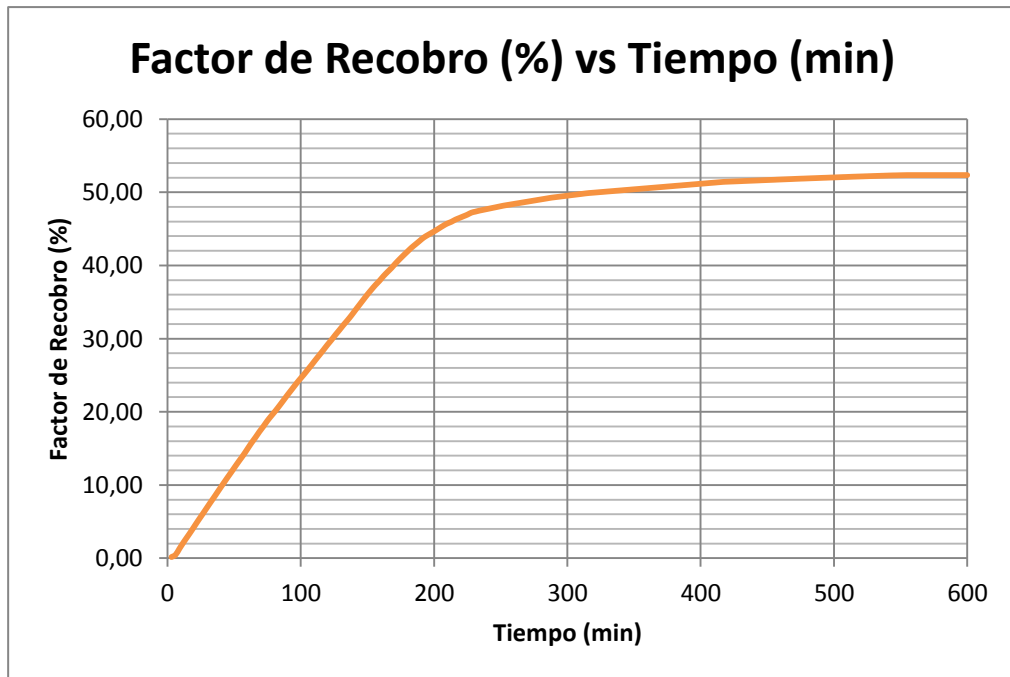
Fuente: Autores

Figura 82. Producciones acumuladas de aceite y agua – modelo físico.



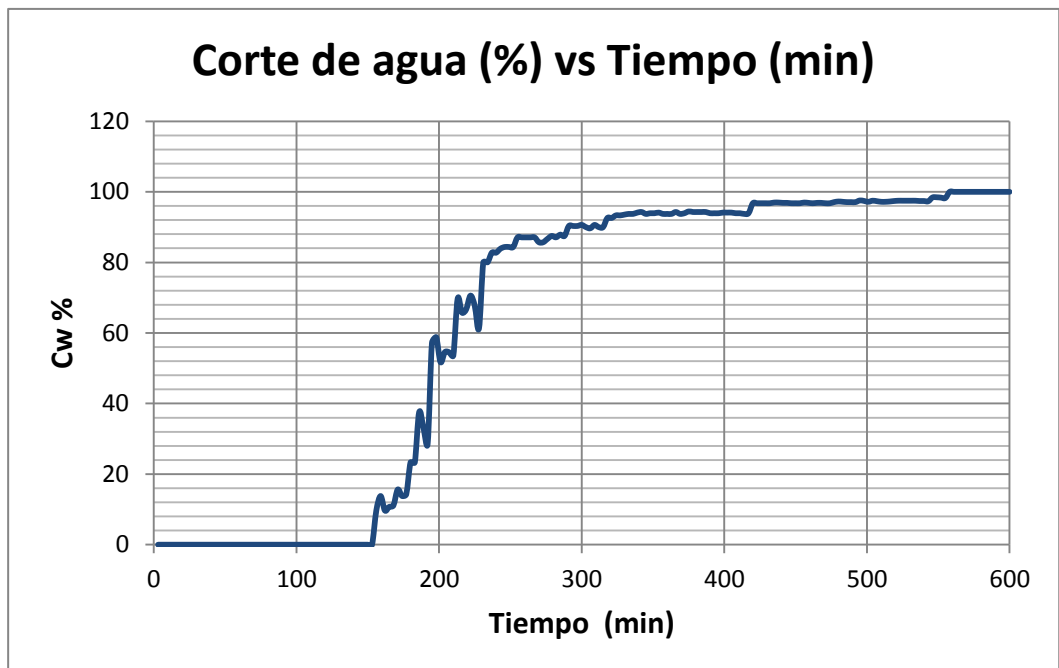
Fuente: Autores

Figura83. Factor de recobro – modelo físico.



Fuente: Autores

Figura 84. Corte de agua – modelo físico.



Fuente: Autores

## 6 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL MODELO FÍSICO, NUMÉRICO Y ANALÍTICO

En el siguiente capítulo se presenta el desarrollo de los modelos analítico y numérico implementados para la representación de un proceso de inyección continua de vapor en el medio poroso homogéneo a escala de laboratorio. El objetivo del desarrollo de estos modelos es analizar los resultados y compararlos con los obtenidos en la prueba de desplazamiento con vapor llevada a cabo en el laboratorio.

Para el desarrollo del modelo numérico, ha sido necesario ajustar el sistema de unidades a las implementadas en el laboratorio, esto con el fin de comparar los resultados de los tres modelos (físico, numérico y analítico) bajo las mismas condiciones. En la tabla 28 se muestran las unidades de laboratorio implementadas.

Por facilidad, para el desarrollo del modelo analítico se realizó la conversión de unidades de laboratorio a unidades inglesas, pues las ecuaciones están en función de estas unidades, y los resultados al final se convierten a unidades de laboratorio para así llevar a cabo la comparación.

**Tabla 28. Unidades de Laboratorio.**

Variable	Unidad
Permeabilidad	mD
Longitud	cm
Volumen	cm <sup>3</sup>
Caudal	cm <sup>3</sup> /min
Tiempo	min
Presión	KPa
Temperatura	°C
Viscosidad	cP

En la tabla 29 se presentan las propiedades del medio poroso necesarias para el desarrollo del modelo analítico de Marx & Langenheim y el modelo de simulación numérica desarrollado para la representación de un proceso de inyección continua de vapor a escala de laboratorio.

**Tabla 29. Parámetros del medio poroso necesarios para el desarrollo de los modelos analítico y numérico.**

Variable	Valor	Unidad
Permeabilidad Absoluta	900	mD
Porosidad	23.1010511	%
Espesor	3.5	cm
Longitud	25.5	cm
Saturación de agua irreducible	0.1631	-
Saturación de aceite residual	0.3269	-
Saturación de aceite inicial	0.8369	-
Viscosidad del agua	1	cP
Viscosidad del aceite	52	cP
Densidad aceite	0.8275	g/ cm <sup>3</sup>
Densidad agua	1	g/ cm <sup>3</sup>
Densidad roca	4.2926	g/ cm <sup>3</sup>

## 6.1 MODELO ANALÍTICO DE MARX & LANGENHEIM

Los modelos que existen para predecir un proceso de inyección continua de vapor se pueden clasificar, de acuerdo a parámetros operativos, en aquellos que trabajan a bajas presiones y los que modelan altas presiones.

Debido a las limitaciones del Equipo de Desplazamiento Radial, no es posible generar un confinamiento en el porta núcleos que permita manejar un modelo físico a altas presiones. Por esto no se puede escoger un modelo de alta presión. Los modelos de baja presión son menos exactos que los de alta, sin embargo

proporcionan una idea de la viabilidad o no de la implementación de un proyecto de inyección continua de vapor.

El propósito de todo método de recuperación térmica es aumentar la temperatura del yacimiento con el fin de permitir que el fluido pueda desplazarse más fácilmente por el medio poroso, sin embargo no todo el calor inyectado al yacimiento permanece en él debido a las pérdidas de calor.

A una temperatura de saturación el agua solo transporta calor sensible ( $H_w$ ), el vapor adicional contiene calor latente ( $L_v$ ). Cuando el vapor es inyectado, este desplaza al aceite y transmite calor a la matriz de la roca, a los fluidos in situ y a las formaciones supra y subyacentes hasta condensarse.

Con el fin de determinar analíticamente el volumen de la zona de vapor, deben considerarse algunas suposiciones:

- No hay segregación gravitacional
- Espesor constante y uniforme
- Inyección a través de todo el espesor
- No hay caída de presión.
- No hay caída de temperatura en la zona de vapor

Con el fin de determinar el volumen de la zona de vapor para el posterior cálculo del aceite producido, se implementó el modelo de Marx & Langenheim, cuyo procedimiento de desarrollo se explica en el anexo B. Los resultados del modelo analítico se pueden apreciar en la tabla 30.

**Tabla 30. Resultados del modelo analítico de Marx & Langenheim.**

Tiempo (h)	Tasa de inyección de calor	Tiempo adimensional	Función error F1	Volumen de la zona de vapor (ft3)	Aceite producido, Np (Bbl)	Aceite producido, Np (cc)	FR (%)
0	40,22	0	0	0	0	0	0
0,5	95,48	2,851	1,2	0,02290	0,000247	40,487	9,202
1	150,73	5,702	1,9	0,03625	0,000392	64,104	14,569
1,5	205,99	8,553	2,3	0,04389	0,000474	77,600	17,636
2	261,25	11,404	2,9	0,05533	0,000598	97,843	22,237
2,5	316,51	14,255	3,4	0,06487	0,000701	114,712	26,071
3	371,76	17,106	3,9	0,07441	0,000804	131,582	29,905
3,5	427,02	19,957	4,4	0,08395	0,000907	148,451	33,739
4	482,28	22,808	5	0,09540	0,001031	168,695	38,340
4,5	537,54	25,659	5,3	0,10113	0,001093	178,816	40,640
5	592,80	28,510	5,5	0,10494	0,001134	185,564	42,174
5,5	648,05	31,361	5,7	0,10876	0,001175	192,312	43,707
6	703,31	34,212	5,8	0,11067	0,001196	195,686	44,474
6,5	758,57	37,063	5,84	0,11143	0,001204	197,035	44,781
7	813,83	39,914	5,87	0,11200	0,001210	198,048	45,011
7,5	869,09	42,765	5,9	0,11257	0,001216	199,060	45,241
8	924,34	45,616	5,93	0,11315	0,001223	200,072	45,471
8,5	979,60	48,467	5,95	0,11353	0,001227	200,747	45,624
9	1034,86	51,318	5,97	0,11391	0,001231	201,421	45,778
9,5	1090,12	54,169	5,98	0,11410	0,001233	201,759	45,854
10	1145,38	57,020	6	0,11448	0,001237	202,434	46,008

Para el cálculo del factor de recobro se debe tener en cuenta que el aceite original en sitio es aquel calculado en el proceso de saturación del medio poroso con aceite (capítulo 5), es decir  $440 \text{ cm}^3$ .

En la tabla 32 se muestran los resultados del modelo analítico de Marx & Langenheim para diferentes intervalos de tiempo. El factor de recobro final, como se puede observar en la tabla es de 46% y el aceite total producido es de 202,434cc.

## **6.2 MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Además de los modelos físico y analítico, se desarrolló el modelo de simulación numérica para representar el proceso de inyección continua de vapor en el medio poroso a escala de laboratorio, esto con el objetivo de observar los resultados y compararlos con los obtenidos en la prueba de desplazamiento en el laboratorio y del modelo analítico. El software implementado fue el simulador STARS de la compañía CMG.

### **6.2.1 Construcción del modelo de simulación**

La elaboración del modelo de simulación comienza con la creación de un archivo .dat en el *Builder* de simulación, ubicado en el *Launcher* de CMG. Para la construcción del modelo se deben llenar una serie de secciones: grid de simulación, modelo de fluidos, características de los pozos, etc. Estas se describen a continuación:

#### **6.2.1.1 Grid de simulación**

En esta sección se definen las dimensiones del modelo físico y algunas propiedades como la porosidad, permeabilidad, tope, factor de compresibilidad, entre otros. En la tabla 31 se muestran estas propiedades y las dimensiones del grid de simulación implementado. Cabe resaltar que las dimensiones del modelo

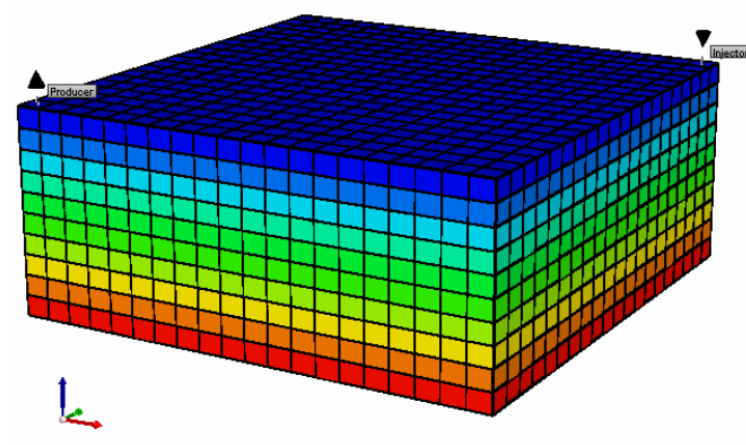
físico desarrollado en el laboratorio son muy pequeñas, por lo cual se asume que las propiedades del medio poroso son totalmente homogéneas e isotrópicas.

**Tabla 31. Propiedades del Grid de Simulación.**

Variable	Valor	Unidad
Grid	Cartesiano	
No Bloques x	20	
No Bloques y	20	
No Bloques z	10	
No total de bloques	4000	
Long Bloque x , y	1,27	cm
Espesor Bloque z	0,35	cm
Perm x	900	mD
Perm y	900	mD
Perm z	900	mD
Porosidad	0,23101	
Volumen total	2275.875	cm <sup>3</sup>
Tope	0	cm
Angulo de buzamiento	0	°
Factor de compresibilidad	0,000000001	Psi <sup>-1</sup>

En la figura 85 se muestra una representación del grid de simulación desarrollado.

**Figura85. Grid de Simulación.**



**Fuente:** Builder 2012, Computer Modeling Group, CMG.

### 6.2.1.2 Propiedades de los fluidos

Para la elaboración del modelo de fluidos, se seleccionó el modelo de dos fases agua y aceite, pues los fluidos con los que se trabajó en el laboratorio son agua destilada y aceite mineral. Cabe resaltar que no se presenta cambio en el volumen de aceite utilizado por su despreciable merma.

En la sección “components” del *builder* se construye el modelo de fluidos. Para la generación de las curvas que representan el comportamiento PVT de los fluidos, se deben ingresar previamente los datos mostrados en la tabla 32.

**Tabla 32. Datos iniciales para la generación del modelo de fluidos.**

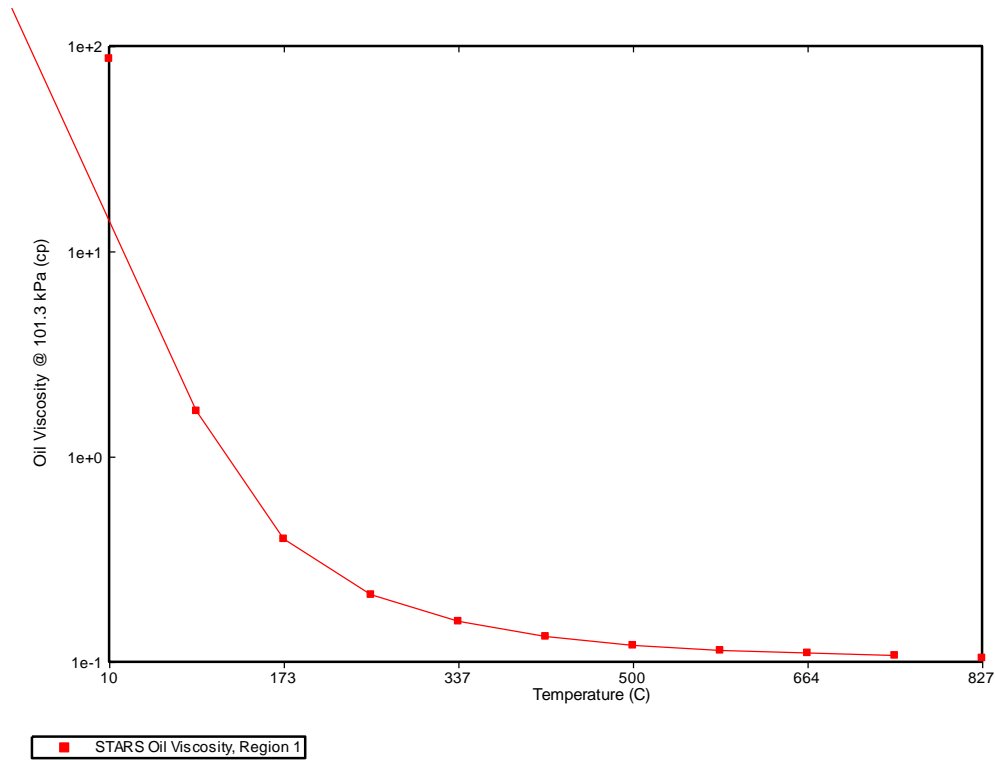
Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura del yacimiento	17	°C
Densidad del aceite mineral	0.8275	g/ cm <sup>3</sup>
Gravedad específica del gas @ SC Aire=1	0.6	
Presión máxima de generación de datos	700	KPa
Presión de Burbuja	30	KPa

Se escogió una presión de burbuja baja, pues el medio poroso no presenta saturación de gas y a esta presión éste no se genera, de esta manera se logra representar el comportamiento real del laboratorio. La correlación seleccionada para el cálculo de la tabla de viscosidades del aceite es la de Beggs & Robinson, debido a que con ella se logra obtener la viscosidad real del aceite mineral; 52 cp. El simulador permite ingresar una gravedad específica máxima del gas de 1.6, sin embargo al utilizar ésta no se logra el ajuste de la viscosidad del aceite, por lo cual se utilizó un valor de 0.6 para obtener el ajuste deseado.

El modelo de fluidos incluye las siguientes propiedades: Gas en solución, Factor volumétrico de formación, expansión del gas y viscosidad. En la figura 86 se

muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la temperatura.

**Figura 86. Viscosidad del aceite en función de la temperatura.**



**Fuente:** Builder 2012, Computer Modeling Group, CMG.

### 6.2.1.3 Interacción Roca – Fluido

Esta sección representa el movimiento de los fluidos entre sí a través del medio poroso. El flujo del agua y aceite se representa a través de las curvas de permeabilidad relativa; las cuales son construidas por el simulador utilizando las correlaciones de Hirasaky, ingresando previamente los *end points* en la sección *rock-fluid*.

Los *end points* corresponden a las saturaciones de aceite residual y agua irreducible; los cuales se conocen del proceso de saturación con agua y aceite mineral previo al desarrollo de la prueba de desplazamiento. También se incluyen

la permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual, la permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreducible y los exponentes para el cálculo de las permeabilidades relativas. Sin embargo estos últimos cuatro valores no se conocen, por lo tanto se han implementado como parámetros de ajuste al comportamiento observado en el laboratorio.

Para lograr este ajuste se tomaron como referencia los siguientes parámetros:

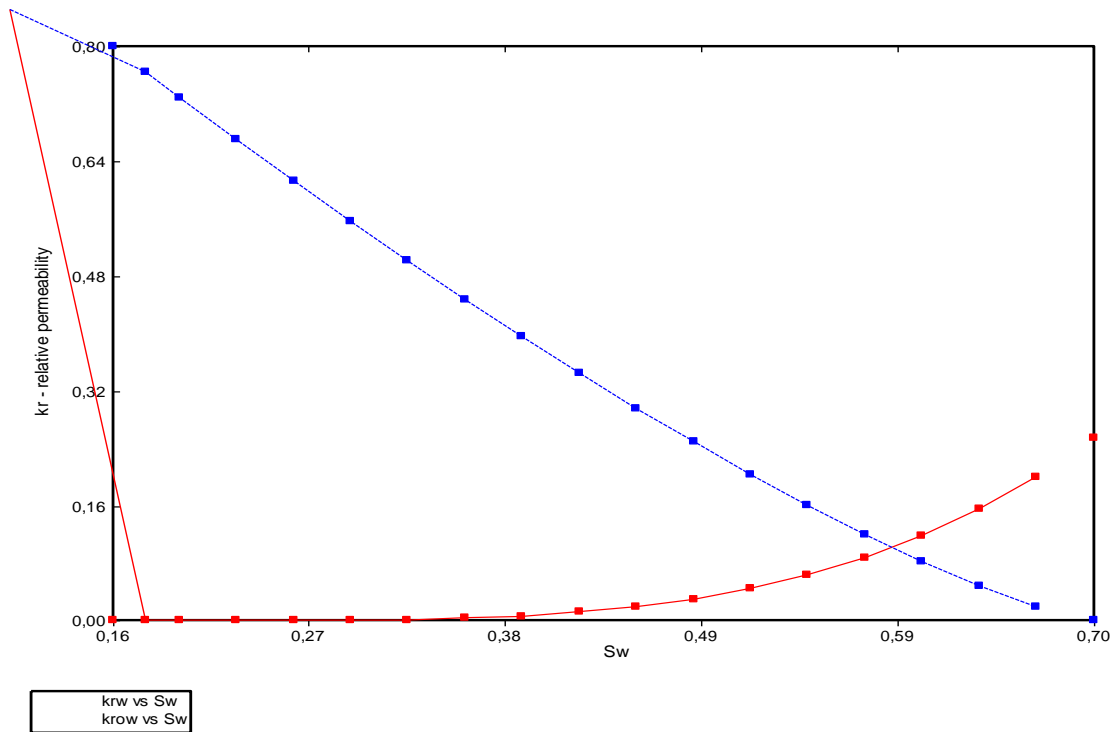
- Producciones acumuladas de agua y aceite.
- Producciones instantáneas de agua y aceite
- Corte de agua.

En la tabla 33 se pueden observar los end points finales luego de lograr el ajuste deseado. Las curvas de permeabilidad relativa se puede observar en la figura 87.

**Tabla 33. End points finales luego del ajuste.**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Sor	0.3269
Swirr	0.16348
Kro@Swirr	0.8
Krw@Sor	0.255
No	3.3
Nw	1.4

**Figura 87. Curva de permeabilidad relativa.**



**Fuente:** Builder 2012, Computer Modeling Group, CMG.

Como se puede observar en las curvas de permeabilidad relativa, el medio poroso presenta una mojabilidad preferencial hacia el agua, pues el punto de intersección de las curvas es superior a 0,55.

#### **6.2.1.4 Condiciones Iniciales**

En esta sección se ingresan, a través de la opción “Initial Conditions”, las condiciones a las cuales se encuentra el yacimiento inicialmente; como por ejemplo: la presión inicial, el contacto agua – aceite, entre otras.

Como presión de referencia se utilizó la presión atmosférica; 101.325 KPa a un *datum* de 0 cm. El contacto agua –aceite se estableció a una profundidad de 5 cm para garantizar que el medio poroso se encuentre en la región de aceite pues el espesor es de tan solo 3.5cm.

### 6.2.1.5 Construcción de los pozos

Se han construido dos pozos (inyector y productor) idénticos a los utilizados en el laboratorio para reproducir las condiciones del modelo físico. Cada pozo tiene ocho perforaciones. Al pozo inyector se le han asignado dos restricciones; una presión de fondo fluyente de 344 KPa y una tasa de inyección de 1 cm<sup>3</sup>/min, además se establecieron las propiedades del vapor; calidad del 60%, temperatura de 140°C y una presión de inyección de 420 KPa.

El pozo productor presenta las siguientes restricciones: Producción de aceite en superficie de 1.5 cm<sup>3</sup>/min y una producción de agua en superficie de 1 cm<sup>3</sup>/min. Se eligió un valor de 1.5 cm<sup>3</sup>/min como producción máxima de aceite pues en laboratorio se observaron picos de producción de aceite superiores a 1 cm<sup>3</sup>/min, de esta manera se está reproduciendo el comportamiento real de la producción de aceite. La simulación comienza el 12 de enero del 2013 a las 12:00 am y tiene una duración total de 600 minutos, siendo el paso de tiempo de 1 minuto.

### 6.2.2 Resultados de la simulación numérica

En la tabla 33 se pueden observar los resultados de la simulación del proceso de inyección continua de vapor en el software STARS de CMG.

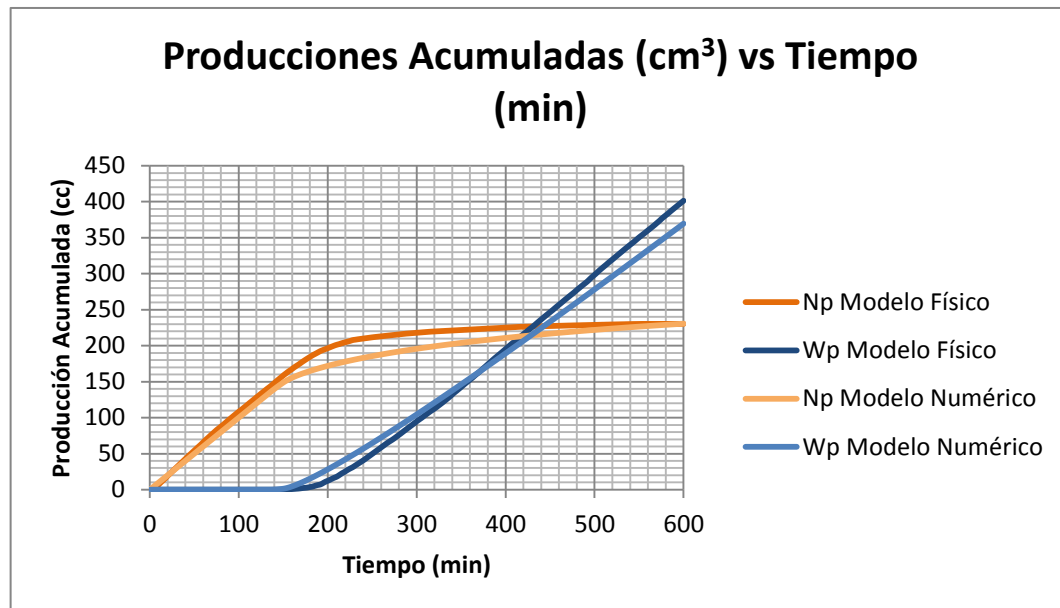
**Tabla 34. Resultados de la simulación numérica en el software STARS de CMG.**

Variable	Valor	Unidad
Factor de Recobro	52.75	%
Producción Acumulada de Aceite	230	cm <sup>3</sup>
Corte de Agua	92.14	%
SOR	2.58	-
Producción Acumulada de Agua	364.98	cm <sup>3</sup>
Tiempo de Irrupción	130	min

### 6.3 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

En las figuras de la 88 a la 91 se presentan las comparaciones de los resultados obtenidos por los modelos físico y numérico.

Figura 88. Ajuste de la producción acumulada de agua y aceite



Fuente: Autores

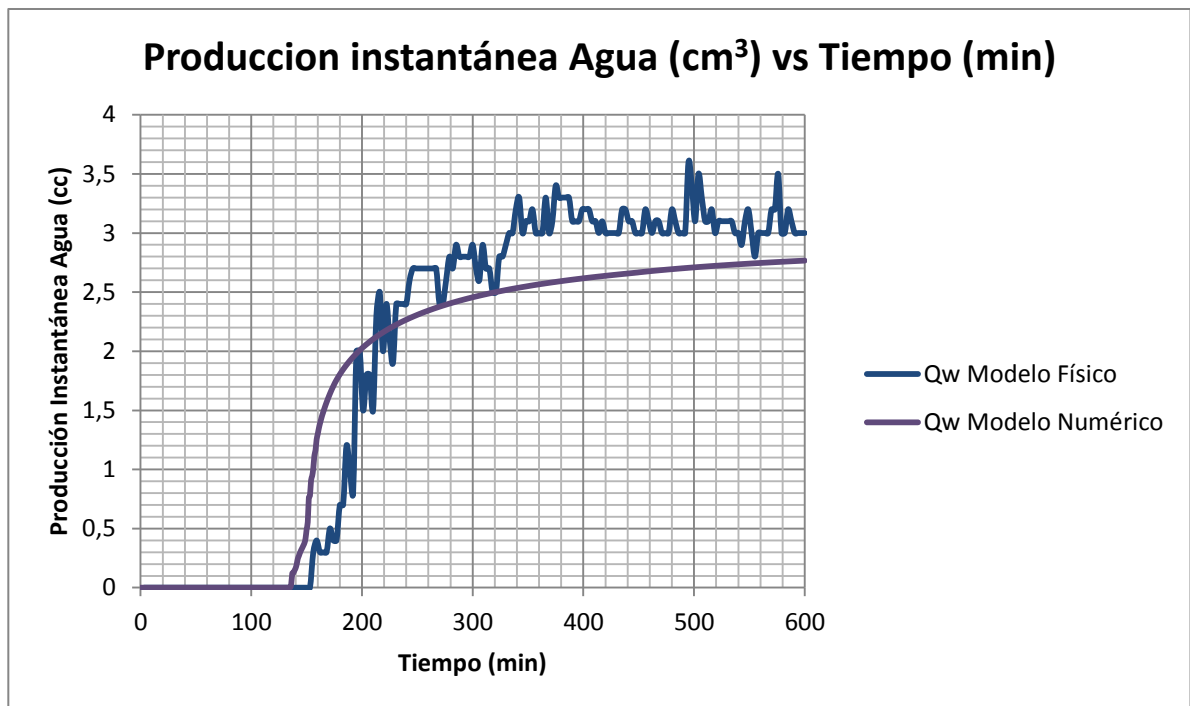
Como se puede observar en la figura anterior, las tendencias de las producciones acumuladas de agua y aceite tanto en el modelo físico como en el modelo numérico son similares. Con respecto al agua, la producción acumulada en el modelo físico es de aproximadamente 400 cm<sup>3</sup> al final de la prueba a diferencia de los 370 cm<sup>3</sup> obtenidos con el modelo de simulación numérica. Esto se debe específicamente a que al final de la prueba, las tasas de producción de agua en el modelo físico son ligeramente superiores a las presentadas por el modelo de simulación.

Así mismo, se puede observar que las curvas de producción acumulada de aceite, a pesar de presentar el mismo valor final, en los tiempos medios de la prueba las

curvas se separan levemente evidenciando una producción mayor para el modelo físico debido a que en el laboratorio las tasas de producción son variables y mayores a las que evidencia el modelo de simulación.

También se puede observar que a partir del tiempo de ruptura (150 minutos) se evidencia la producción de agua y se presenta una declinación en la producción de aceite.

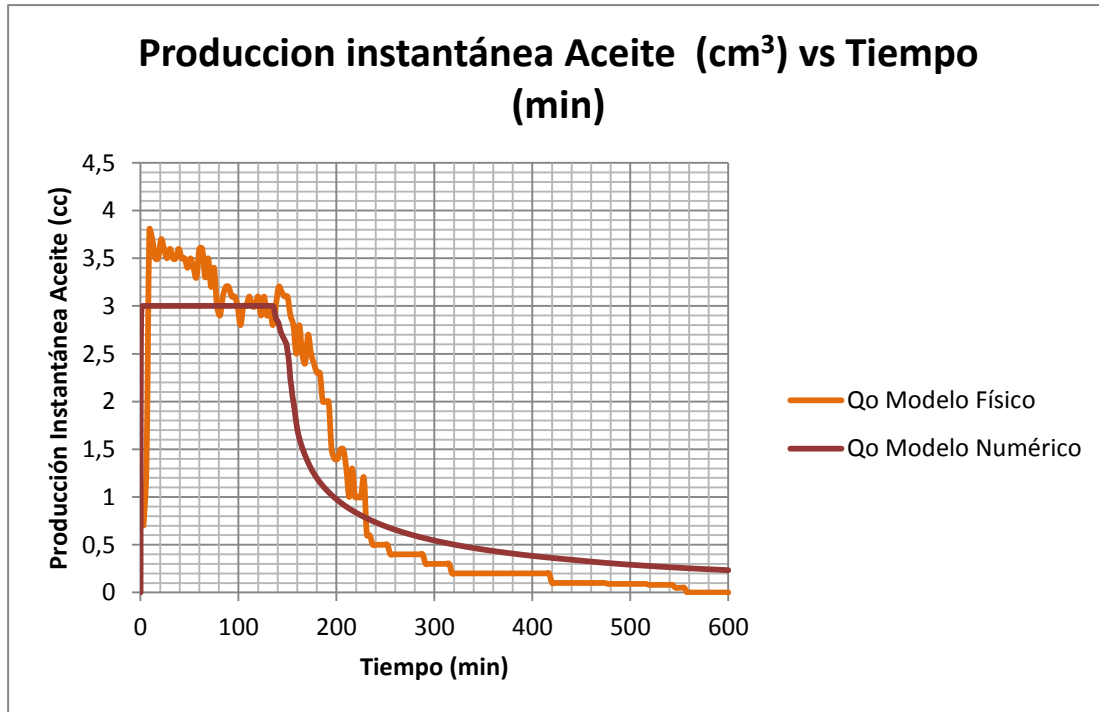
**Figura 89. Ajuste de la producción instantánea de agua**



**Fuente:** Autores

Como se mencionó anteriormente, la tasa de producción instantánea de agua en el laboratorio es mayor a partir del minuto 250. También se puede observar que a nivel del modelo físico las tasas de producción no son constantes, ya que se presentan alteraciones o picos en la producción a diferencia de una tendencia en la tasa de producción aproximadamente constante como la mostrada por el modelo numérico.

Figura 90. Ajuste de la producción instantánea de aceite.

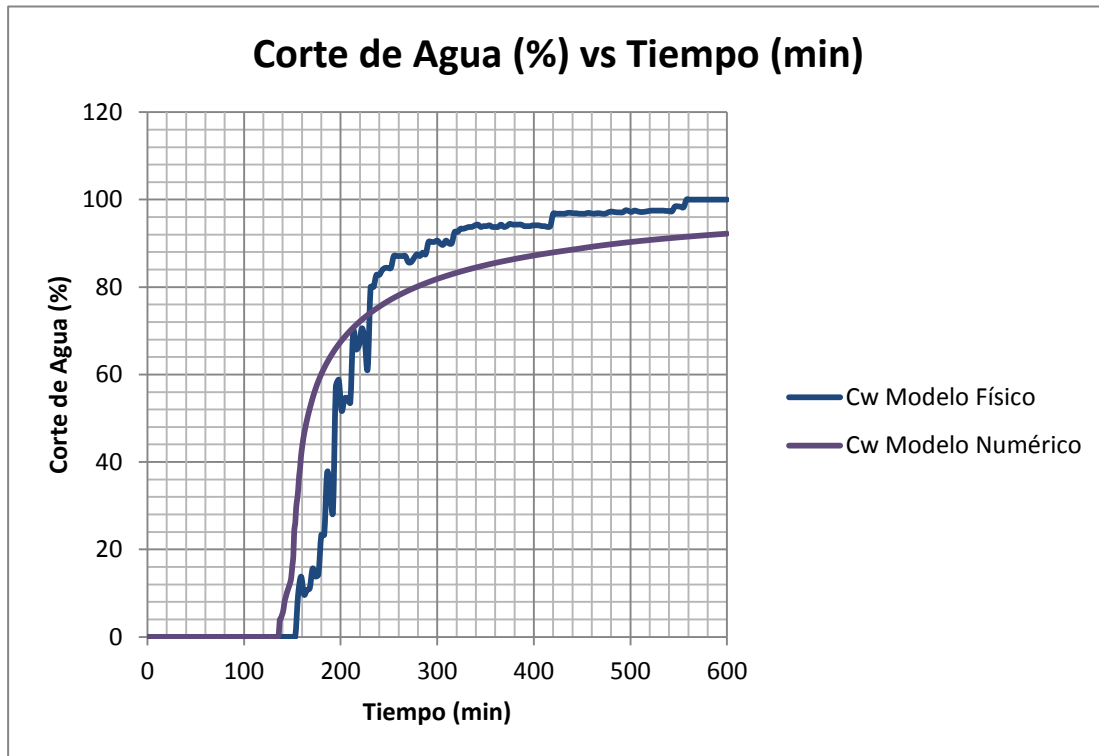


Fuente: Autores

Comparando la tasa de producción instantánea de aceite entre el modelo físico y el modelo numérico se puede observar que la producción de aceite es mayor en el modelo físico antes del minuto 250. Al igual que la producción instantánea de agua, en esta se presentan picos tal cual se exhibe en la etapa productiva de un campo.

A nivel de laboratorio podemos observar que las tasas de producción de aceite al inicio de la prueba (antes de ruptura) y las tasas de producción de agua al final de la prueba (después de ruptura) son mayores de  $3 \text{ cm}^3$  lo cual contrasta con la tasa de vapor inyectada ( $3 \text{ cm}^3$  en 3 minutos). Se esperaría un desplazamiento tipo pistón, es decir que la masa de entrada sea igual a la de salida, sin embargo esto no se presenta ya que la prueba del modelo físico representa algunos fenómenos físicos inherentes al proceso de inyección de vapor que tal vez no son representados por el modelo numérico.

Figura 91. Ajuste del corte de agua.



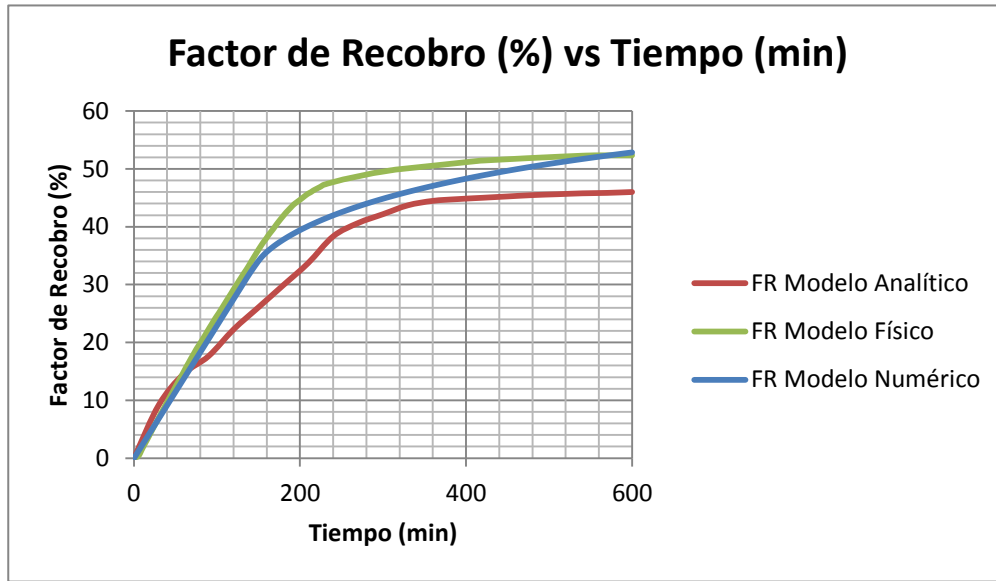
Fuente: Autores

El corte de agua presenta una tendencia proporcional a la de la producción instantánea de agua, por lo tanto el análisis para esta grafica es el mismo que el mencionado anteriormente. Se puede observar que el corte de agua final para el modelo físico es de 99% a diferencia del 92% del modelo numérico.

Como se puede observar en las figuras anteriores, los valores de los parámetros de ajuste para las curvas de permeabilidad mencionados anteriormente son muy similares a los obtenidos realmente durante la prueba de desplazamiento en el laboratorio, por lo cual se concluye que el ajuste realizado con los *end points* es satisfactorio.

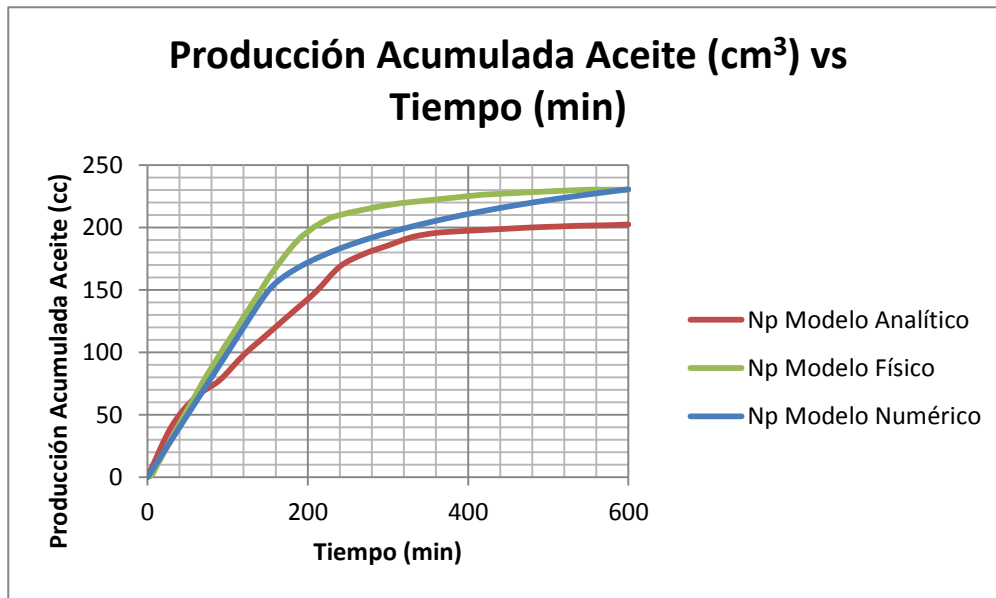
En las figuras 92 y 93 se encuentran las gráficas de factor de recobro y producción acumulada de aceite, respectivamente, para los tres modelos desarrollados: físico, numérico y analítico.

Figura 92. Factor de recobro: modelos físico, numérico y analítico.



Fuente: Autores

Figura 93. Producción acumulada de aceite: modelos físico, numérico y analítico.



Fuente: Autores

En las figuras anteriores se puede observar que las tendencias de las curvas tanto del factor de recobro como de la producción acumulada de aceite son similares para los tres modelos trabajados. Tanto el modelo físico como el modelo

numérico presentan un valor final del factor de recobro del 52% logrando un buen ajuste, a pesar de ello, se presenta una diferencia notoria en los tiempos medios de la prueba siendo la curva del modelo físico la que presenta unos valores más altos de Factor de recobro a partir del tiempo de ruptura (150 minutos) debido a que el modelo físico representa algunos fenómenos físicos propios del proceso de inyección de vapor como la destilación de livianos, el empuje inmisible del agua caliente, entre otros, que no se representan por el modelo numérico ya que este se basa en formulaciones matemáticas de balances de masa y energía. Esto también se puede explicar observando las tasas de producción instantánea de aceite ya que la tasa de declinación en el modelo de simulación numérica es más pronunciada después de ruptura en el modelo de simulación tal y como se explicó anteriormente.

Con respecto al modelo analítico se puede concluir que el factor de recobro final (FR=46%) es menor comparándolo con los otros dos modelos debido a las diversas suposiciones que se tienen en cuenta para representar el proceso mediante formulaciones matemáticas, es por esto que la tendencia a pesar de ser similar durante toda la prueba presenta una desviación con respecto a los otros dos modelos estudiados.

Observando la gráfica de producción acumulada de aceite (figura 93) se puede concluir que el análisis que se debe realizar es el mismo mencionado arriba ya que el parámetro que se tiene en cuenta en esta figura es el aceite original en sitio (OOIP) el cual es el mismo para los tres modelos, por lo tanto las gráficas son proporcionales a las del factor de recobro. El factor de recobro obtenido en la prueba de desplazamiento con vapor a nivel de laboratorio (FR=52%) es muy cercano al que se esperaría obtener al implementar este método de recobro térmico a nivel de campo.

## 7 CONCLUSIONES

- El procedimiento utilizado para la construcción de medios porosos sintéticos permite representar plugs y yacimientos (un cuarto de patrón de cinco puntos) a escala de laboratorio, con permeabilidades entre 1 mD y 2 D y porosidades entre 1 y 40%, en los cuales es posible representar físicamente métodos de recobro como el proceso de inyección continua de vapor.
- A partir de los resultados obtenidos del experimento de las propiedades petrofísicas con plugs sintéticos; se debe tener un control riguroso de las variables que influyen en el proceso de construcción de medios porosos sintéticos, pues el porcentaje de desviación de la permeabilidad y la porosidad real en relación con la determinada a partir de la correlación del GRM varía entre 10 y 200%, siendo el grado de compactación el parámetro más relevante.
- La solución epoxica (Resina y endurecedor) utilizada para la construcción del medio poroso sintético no presenta cambios físicos visibles en él, al someterse al efecto del vapor a temperaturas entre 120°C y 145°C.
- A partir de los experimentos preliminares realizados con el equipo generador de vapor se determinó que la presión interna óptima de trabajo del generador es de 100 Psig para evitar caídas de presión dentro del generador de vapor y una tasa de inyección de 1 cm<sup>3</sup>/min para evitar la formación de canales preferenciales de flujo y garantizar un desplazamiento homogéneo del vapor dentro del medio poroso.
- Los resultados obtenidos en el laboratorio al realizar la prueba de desplazamiento con vapor son representativos ya que el porcentaje de

desviación del factor de recobro que se presenta entre la prueba del modelo físico en comparación con el modelo de simulación (%Error: 0,75%) y con el modelo analítico (%Error: 13%) son relativamente bajos y aceptables.

- La diferencia que se evidencia en las tendencias de las tasas de producción tanto de aceite como de agua al comparar el modelo físico con el modelo de simulación, se debe a la capacidad que tiene el modelo físico de representar los fenómenos físicos inherentes al proceso de inyección de vapor a nivel de laboratorio, como son; la destilación de livianos, cambio de la movilidad de la roca, variación de la saturación entre pozo productor e inyector, empuje miscible, que no son representados por las formulaciones numéricas del modelo de simulación.
- Con este proyecto se logró reproducir un proceso de inyección continua de vapor a escala de laboratorio, con lo cual se ha ampliado la aplicación del Equipo de Desplazamiento Radial E.D.R.

## 8 RECOMENDACIONES

- Estandarizar el proceso de construcción de medios porosos mediante el uso de diversos equipos como por ejemplo un torcómetro y una prensa, con los cuales será posible establecer que la fuerza de compactación sea fija en las esquinas y el centro para obtener las propiedades petrofísicas deseadas, las cuales serán medidas a partir de un corazón tomado del medio poroso.
- Construir gráficas de la fuerza de compactación, el porcentaje de arena y caolín y los volúmenes de resina y endurecedor en función de la porosidad y la permeabilidad, realizando pruebas de construcción de medios porosos con el torcómetro y la prensa.
- Integrar el funcionamiento del software encargado del manejo del E.D.R y el encargado de la operación del equipo generador de vapor en un solo programa para facilitar las pruebas de desplazamiento de futuras investigaciones.
- Realizar una revisión y mantenimiento del software LabView con el fin de obtener una lectura del perfil de temperatura en el sistema de adquisición de datos y un análisis de las conexiones eléctricas y electrónicas del E.D.R. para garantizar el óptimo funcionamiento de las termocuplas ubicadas en la parte superior de la tapa del porta medio poroso para la lectura de dicha variable térmica.
- Instalar un tren de Smart (alta, media y baja presión) para obtener mediciones de la caída o delta de presión entre el pozo productor e inyector del medio poroso con el fin de analizar el flujo de fluidos en tiempo real.

- Instalar un calorímetro a la salida del Equipo Generador de Vapor, con el fin de obtener una medición directa de la calidad del vapor.
- Realizar un recubrimiento de aislante térmico de fibra de vidrio para la línea de acero que conduce el vapor desde el equipo generador de vapor hasta el E.D.R. para minimizar las pérdidas de calor en este trayecto y permitir que el vapor llegue a fondo de pozo inyector con la mayor calidad posible.
- Representar un proceso de inyección de químicos (surfactantes, álcali y/o polímeros) utilizando el E.D.R. con el fin de estudiar los fenómenos involucrados en este proceso y analizar la respuesta del medio poroso sintético al efecto de dichos químicos.
- Automatizar la recolección de los fluidos producidos (agua y aceite) a través del pozo productor para reducir el error humano que se produce al realizar este proceso de forma manual.
- Llevar a cabo una prueba de botella para los fluidos presentes en el medio poroso (agua y aceite) con el fin de determinar la mojabilidad del medio poroso.
- Realizar un mantenimiento semestral del equipo generador de vapor para revisar la pintura de recubrimiento interna del recipiente de agua y evitar la corrosión de las partes internas.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALVARADO, DOUGLAS, BANZER, CARLOS. “Recuperación Térmica del Petróleo”.345p. 1996.
- BELTRAN, JESÚS. “Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante Analogías”. Tesis de grado. 174 p.
- CENEGIZ SATIK, MRIDUL KUMAR, SAM DE FRANCISCO, VIEL HOANG Y MIKE BASHAM. “Important modeling parameters for predicting steamflood performance”. 2007.
- DONALDSON, ERLE C. “Enhanced Oil Recovery II, processes and operations”. Pg 317 – 397.1989.
- GONZALES, ANDRÉS. PINILLA, JAIME. “Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación campo Teca”. Tesis de grado. 178p. 2008
- H. J, RAMEY JR, (Stanford University, California, U.S.A.). “A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection”. Paper SPE. 6p. 1980.
- INSTITUTO DE DESARROLLO PROFESIONAL Y TECNICO, PDVSA. “Recobro Adicional de Petróleo Por Métodos Convencionales”. 1999.
- J.V. VOGEL. “Simplified heat calculations for steamfloods”. 1984
- K.C. HONG. “Steamflood Reservoir Management: Thermal enhanced oil recovery”. 1994.
- LATIL, MARCEL. “Enhanced Oil Recovery”. Pg 146 – 168. 1980.

- LONDOÑO, F. “Fabricación de Medios Porosos en Modelos Físicos Escalados Para Pruebas De Desplazamiento”.
- MONTGOMERY, D. “Design and Analysis of Experiments”. 1997.
- OSORIO, G. “Simulación Numérica de Yacimientos”. Pg 1 – 32.
- S. CHANDRA, D.D. MAMORA. “Improved steamflood analytical model”.1995.
- S.M, FAROUQ ALI, S.M.JONES AND MELDAU, R. F. “Practical Heavy Oil Recovery”, 434p. 1997.
- TRIGOS, MARGARITA. JEREZ, CARLOS. “Análisis de sensibilidad para determinar el efecto de las propiedades petrofísicas sobre el escalamiento de un proceso de desplazamiento inmiscible”. Tesis de grado. 143p. 2007.

## ANEXOS

### ANEXO A. Datos de producción prueba de desplazamiento en laboratorio

Tabla A-1. Resultados prueba de desplazamiento con vapor.

Datos de producción							
Tiempo (min)	Agua (cm <sup>3</sup> )	Aceite (cm <sup>3</sup> )	Aceite acumulado (cm <sup>3</sup> )	Agua acumulada (cm <sup>3</sup> )	Corte de agua (%)	SOR	FR (%)
3	0	0,7	0,7	0	0	4,286	0,16
6	0	1,3	2	0	0	3,000	0,45
9	0	3,8	5,8	0	0	1,552	1,32
12	0	3,7	9,5	0	0	1,263	2,16
15	0	3,5	13	0	0	1,154	2,95
18	0	3,5	16,5	0	0	1,091	3,75
21	0	3,7	20,2	0	0	1,040	4,59
24	0	3,6	23,8	0	0	1,008	5,41
27	0	3,5	27,3	0	0	0,989	6,20
30	0	3,6	30,9	0	0	0,971	7,02
33	0	3,5	34,4	0	0	0,959	7,82
36	0	3,5	37,9	0	0	0,950	8,61
39	0	3,6	41,5	0	0	0,940	9,43
42	0	3,5	45	0	0	0,933	10,23
45	0	3,5	48,5	0	0	0,928	11,02
48	0	3,4	51,9	0	0	0,925	11,80
51	0	3,5	55,4	0	0	0,921	12,59
54	0	3,4	58,8	0	0	0,918	13,36
57	0	3,3	62,1	0	0	0,918	14,11
60	0	3,6	65,7	0	0	0,913	14,93
63	0	3,6	69,3	0	0	0,909	15,75
66	0	3,3	72,6	0	0	0,909	16,50
69	0	3,5	76,1	0	0	0,907	17,30
72	0	3,2	79,3	0	0	0,908	18,02
75	0	3,4	82,7	0	0	0,907	18,80

78	0	3	85,7	0	0	0,910	19,48
81	0	2,9	88,6	0	0	0,914	20,14
84	0	3,1	91,7	0	0	0,916	20,84
87	0	3,2	94,9	0	0	0,917	21,57
90	0	3,2	98,1	0	0	0,917	22,30
93	0	3,1	101,2	0	0	0,919	23,00
96	0	3,1	104,3	0	0	0,920	23,70
99	0	3	107,3	0	0	0,923	24,39
102	0	2,8	110,1	0	0	0,926	25,02
105	0	3	113,1	0	0	0,928	25,70
108	0	3	116,1	0	0	0,930	26,39
111	0	3,1	119,2	0	0	0,931	27,09
114	0	3	122,2	0	0	0,933	27,77
117	0	3	125,2	0	0	0,935	28,45
120	0	3,1	128,3	0	0	0,935	29,16
123	0	2,9	131,2	0	0	0,938	29,82
126	0	3,1	134,3	0	0	0,938	30,52
129	0	2,9	137,2	0	0	0,940	31,18
132	0	3	140,2	0	0	0,942	31,86
135	0	2,8	143	0	0	0,944	32,50
138	0	3	146	0	0	0,945	33,18
141	0	3,2	149,2	0	0	0,945	33,91
144	0	3,15	152,35	0	0	0,945	34,63
147	0	3,1	155,45	0	0	0,946	35,33
150	0	3,1	158,55	0	0	0,946	36,03
<b>153</b>	<b>0</b>	<b>2,9</b>	<b>161,45</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	0,948	<b>36,69</b>
156	0,3	2,8	164,25	0,3	9,677	0,950	37,33
159	0,4	2,5	166,75	0,7	13,793	0,954	37,90
162	0,3	2,8	169,55	1	9,677	0,955	38,53
165	0,3	2,5	172,05	1,3	10,714	0,959	39,10
168	0,3	2,4	174,45	1,6	11,111	0,963	39,65
171	0,5	2,7	177,15	2,1	15,625	0,965	40,26
174	0,4	2,5	179,65	2,5	13,793	0,969	40,83
177	0,4	2,4	182,05	2,9	14,286	0,972	41,38
180	0,7	2,3	184,35	3,6	23,333	0,976	41,90

183	0,7	2,3	186,65	4,3	23,333	0,980	42,42
186	1,2	2	188,65	5,5	37,5	0,986	42,88
189	1	2	190,65	6,5	33,333	0,991	43,33
192	0,8	2	192,65	7,3	28,571	0,997	43,78
195	2	1,5	194,15	9,3	57,143	1,004	44,13
198	2	1,4	195,55	11,3	58,824	1,013	44,44
201	1,5	1,4	196,95	12,8	51,724	1,021	44,76
204	1,8	1,5	198,45	14,6	54,545	1,028	45,10
207	1,8	1,5	199,95	16,4	54,545	1,035	45,44
210	1,5	1,3	201,25	17,9	53,571	1,043	45,74
213	2,3	1	202,25	20,2	69,697	1,053	45,97
216	2,5	1,3	203,55	22,7	65,789	1,061	46,26
219	2	1	204,55	24,7	66,667	1,071	46,49
222	2,4	1	205,55	27,1	70,588	1,080	46,72
225	2,1	1	206,55	29,2	67,742	1,089	46,94
228	1,9	1,2	207,75	31,1	61,290	1,097	47,22
231	2,4	0,6	208,35	33,5	80	1,109	47,35
234	2,4	0,6	208,95	35,9	80	1,120	47,49
237	2,4	0,5	209,45	38,3	82,759	1,132	47,60
240	2,4	0,5	209,95	40,7	82,759	1,143	47,72
243	2,6	0,5	210,45	43,3	83,871	1,155	47,83
246	2,7	0,5	210,95	46	84,375	1,166	47,94
249	2,7	0,5	211,45	48,7	84,375	1,178	48,06
252	2,7	0,5	211,95	51,4	84,375	1,189	48,17
255	2,7	0,4	212,35	54,1	87,097	1,201	48,26
258	2,7	0,4	212,75	56,8	87,097	1,213	48,35
261	2,7	0,4	213,15	59,5	87,097	1,224	48,44
264	2,7	0,4	213,55	62,2	87,097	1,236	48,53
267	2,7	0,4	213,95	64,9	87,097	1,248	48,63
270	2,4	0,4	214,35	67,3	85,714	1,260	48,72
273	2,4	0,4	214,75	69,7	85,714	1,271	48,81
276	2,6	0,4	215,15	72,3	86,667	1,283	48,90
279	2,8	0,4	215,55	75,1	87,5	1,294	48,99
282	2,7	0,4	215,95	77,8	87,097	1,306	49,08
285	2,9	0,4	216,35	80,7	87,879	1,317	49,17

288	2,8	0,4	216,75	83,5	87,5	1,329	49,26
291	2,8	0,3	217,05	86,3	90,323	1,341	49,33
294	2,8	0,3	217,35	89,1	90,323	1,353	49,40
297	2,8	0,3	217,65	91,9	90,323	1,365	49,47
300	2,9	0,3	217,95	94,8	90,625	1,376	49,53
303	2,7	0,3	218,25	97,5	90	1,388	49,60
306	2,6	0,3	218,55	100,1	89,655	1,400	49,67
309	2,9	0,3	218,85	103	90,625	1,412	49,74
312	2,7	0,3	219,15	105,7	90	1,424	49,81
315	2,7	0,3	219,45	108,4	90	1,435	49,88
318	2,5	0,2	219,65	110,9	92,593	1,448	49,92
321	2,5	0,2	219,85	113,4	92,593	1,460	49,97
324	2,8	0,2	220,05	116,2	93,333	1,472	50,01
327	2,8	0,2	220,25	119	93,333	1,485	50,06
330	2,9	0,2	220,45	121,9	93,548	1,497	50,10
333	3	0,2	220,65	124,9	93,75	1,509	50,15
336	3	0,2	220,85	127,9	93,75	1,521	50,19
339	3,2	0,2	221,05	131,1	94,118	1,534	50,24
342	3,3	0,2	221,25	134,4	94,286	1,546	50,28
345	3	0,2	221,45	137,4	93,75	1,558	50,33
348	3,1	0,2	221,65	140,5	93,939	1,570	50,38
351	3,1	0,2	221,85	143,6	93,939	1,582	50,42
354	3,2	0,2	222,05	146,8	94,118	1,594	50,47
357	3	0,2	222,25	149,8	93,75	1,606	50,51
360	3	0,2	222,45	152,8	93,75	1,618	50,56
363	3	0,2	222,65	155,8	93,75	1,630	50,60
366	3,3	0,2	222,85	159,1	94,286	1,642	50,65
369	3	0,2	223,05	162,1	93,75	1,654	50,69
372	3,1	0,2	223,25	165,2	93,939	1,666	50,74
375	3,4	0,2	223,45	168,6	94,444	1,678	50,78
378	3,3	0,2	223,65	171,9	94,286	1,690	50,83
381	3,3	0,2	223,85	175,2	94,286	1,702	50,88
384	3,3	0,2	224,05	178,5	94,286	1,714	50,92
387	3,3	0,2	224,25	181,8	94,286	1,726	50,97
390	3,1	0,2	224,45	184,9	93,939	1,738	51,01

393	3,1	0,2	224,65	188	93,939	1,749	51,06
396	3,1	0,2	224,85	191,1	93,939	1,761	51,10
399	3,2	0,2	225,05	194,3	94,118	1,773	51,15
402	3,2	0,2	225,25	197,5	94,118	1,785	51,19
405	3,2	0,2	225,45	200,7	94,118	1,796	51,24
408	3,1	0,2	225,65	203,8	93,939	1,808	51,28
411	3,1	0,2	225,85	206,9	93,939	1,820	51,33
414	3	0,2	226,05	209,9	93,75	1,831	51,38
417	3,1	0,2	226,25	213	93,939	1,843	51,42
420	3	0,1	226,35	216	96,774	1,856	51,44
423	3	0,1	226,45	219	96,774	1,868	51,47
426	3	0,1	226,55	222	96,774	1,880	51,49
429	3	0,1	226,65	225	96,774	1,893	51,51
432	3	0,1	226,75	228	96,774	1,905	51,53
435	3,2	0,1	226,85	231,2	96,970	1,918	51,56
438	3,2	0,1	226,95	234,4	96,970	1,930	51,58
441	3,1	0,1	227,05	237,5	96,875	1,942	51,60
444	3,1	0,1	227,15	240,6	96,875	1,955	51,63
447	3	0,1	227,25	243,6	96,774	1,967	51,65
450	3	0,1	227,35	246,6	96,774	1,979	51,67
453	3	0,1	227,45	249,6	96,774	1,992	51,69
456	3,2	0,1	227,55	252,8	96,970	2,004	51,72
459	3,1	0,1	227,65	255,9	96,875	2,016	51,74
462	3	0,1	227,75	258,9	96,774	2,029	51,76
465	3,1	0,1	227,85	262	96,875	2,041	51,78
468	3,1	0,1	227,95	265,1	96,875	2,053	51,81
471	3	0,1	228,05	268,1	96,774	2,065	51,83
474	3	0,1	228,15	271,1	96,774	2,078	51,85
477	3	0,09	228,24	274,1	97,087	2,090	51,87
480	3,2	0,09	228,33	277,3	97,264	2,102	51,89
483	3,1	0,09	228,42	280,4	97,179	2,115	51,91
486	3	0,09	228,51	283,4	97,087	2,127	51,93
489	3	0,09	228,6	286,4	97,087	2,139	51,95
492	3	0,09	228,69	289,4	97,087	2,151	51,97
495	3,6	0,09	228,78	293	97,561	2,164	52,00

498	3,4	0,09	228,87	296,4	97,421	2,176	52,02
501	3,1	0,09	228,96	299,5	97,179	2,188	52,04
504	3,5	0,09	229,05	303	97,493	2,200	52,06
507	3,3	0,09	229,14	306,3	97,345	2,213	52,08
510	3,1	0,09	229,23	309,4	97,179	2,225	52,10
513	3,1	0,09	229,32	312,5	97,179	2,237	52,12
516	3,2	0,09	229,41	315,7	97,264	2,249	52,14
519	3	0,08	229,49	318,7	97,403	2,262	52,16
522	3,1	0,08	229,57	321,8	97,484	2,274	52,17
525	3,1	0,08	229,65	324,9	97,484	2,286	52,19
528	3,1	0,08	229,73	328	97,484	2,298	52,21
531	3,1	0,08	229,81	331,1	97,484	2,311	52,23
534	3,1	0,08	229,89	334,2	97,484	2,323	52,25
537	3	0,08	229,97	337,2	97,403	2,335	52,27
540	3	0,08	230,05	340,2	97,403	2,347	52,28
543	2,9	0,08	230,13	343,1	97,315	2,360	52,30
546	3,1	0,05	230,18	346,2	98,413	2,372	52,31
549	3,2	0,05	230,23	349,4	98,462	2,385	52,33
552	3	0,05	230,28	352,4	98,361	2,397	52,34
555	2,8	0,05	230,33	355,2	98,246	2,410	52,35
558	3	0	230,33	358,2	100	2,423	52,35
561	3	0	230,33	361,2	100	2,436	52,35
564	3	0	230,33	364,2	100	2,449	52,35
567	3	0	230,33	367,2	100	2,462	52,35
570	3,2	0	230,33	370,4	100	2,475	52,35
573	3,2	0	230,33	373,6	100	2,488	52,35
576	3,5	0	230,33	377,1	100	2,501	52,35
579	3	0	230,33	380,1	100	2,514	52,35
582	3	0	230,33	383,1	100	2,527	52,35
585	3,2	0	230,33	386,3	100	2,540	52,35
588	3,1	0	230,33	389,4	100	2,553	52,35
591	3	0	230,33	392,4	100	2,566	52,35
594	3	0	230,33	395,4	100	2,579	52,35
597	3	0	230,33	398,4	100	2,592	52,35
600	3	0	230,33	401,4	100	2,605	52,35

## ANEXO B. Metodología para el desarrollo del modelo analítico de Marx & Langenheim

### 1. Cálculo de la tasa de inyección de calor

Este modelo parte de la idea de realizar un balance de calor para un tiempo  $t$ , el cual se muestra a continuación:

$$Q_{oi} = Q_{ob} + Q_s \quad \text{Ecuación 7}$$

En donde:

$Q_{oi}$  = Tasa de inyección de calor, BTU/d

$Q_{ob}$  = Tasa de pérdidas de calor, BTU/d

$Q_s$  = Tasa de utilización de calor, BTU/d

Al resolver este balance se obtiene la siguiente expresión para el cálculo de la tasa de inyección de calor:

$$Q = \left( \frac{350}{24} \right) i_{st} \{ C_w(T_s - T_r) + X_{st}L_v \} \quad \text{Ecuación 8}$$

En donde:

$i_{st}$  = Tasa de inyección de vapor B/D

$X_s$  = Calidad del vapor, fracción.

$L_v$  = Calor latente de vaporización (BTU/lb)

$C_w$  = Calor específico promedio del agua (BTU/lb-°F)

$T_s$  = Temperatura del vapor °F

$T_r$  = Temperatura del yacimiento °F

**t** = Tiempo, h

Los valores de estas variables se pueden ver en la tabla B-1

**Tabla B-1. Variables para el cálculo de la tasa de inyección de calor.**

Variable	Valor
Tasa de inyección de vapor	0.012456 B/D
Calidad del vapor	0.6
Calor latente de vaporización	1014 BTU/lb
Calo específico promedio del agua	1 BTU/lb°F
Temperatura del vapor	284 °F
Temperatura del yacimiento	62.6 °F

**Nota:** Este cálculo se realiza para diferentes intervalos de tiempo

## Paso 2. Cálculo del tiempo adimensional

El cálculo del tiempo adimensional es necesario para la lectura de la función error (F1) en la correlación mostrada en la figura 78, la cual a su vez es necesaria para la determinación del volumen de la zona de vapor. La expresión para el cálculo del tiempo adimensional se muestra a continuación:

$$tD = \frac{4K_{hob}M_{ob}t}{M_s^2 h_t^2} \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde:

**t** = Tiempo, horas

**M<sub>ob</sub>**=Capacidad calorífica volumétrica del *overburden*, BTU/ft<sup>3</sup> -°F

**K<sub>ob</sub>** =Conductividad térmica del *overburden*, BTU/hr-ft-°F

**M<sub>s</sub>** = Capacidad calorífica volumétrica de la arena, BTU/ft<sup>3</sup> -°F

**H<sub>t</sub>** = Espesor total, ft

Cabe resaltar que para el cálculo del tiempo adimensional, se asumió como *overburden* la arcilla caolinita, por lo cual se tomaron las propiedades térmicas de esta, las cuales se muestran a continuación:

$$K_{ob} = 0.975 \frac{BTU}{hr - ft - ^\circ F}$$

$$M_{ob} = 40 \frac{BTU}{ft^3 - ^\circ F}$$

Para el cálculo de la capacidad calorífica volumétrica de la arena, se han tenido en cuenta las saturaciones, densidades y capacidades caloríficas de la roca, el agua y el aceite mineral (ver tabla B-2). La expresión para este cálculo se muestra a continuación:

$$M_s = \phi(C_o S_o \rho_o + C_w S_w \rho_w) + (1 - \phi)\rho_R C_R \quad \text{Ecuación 10}$$

**Tabla B-2. Variables para el cálculo de la capacidad calorífica de la arena.**

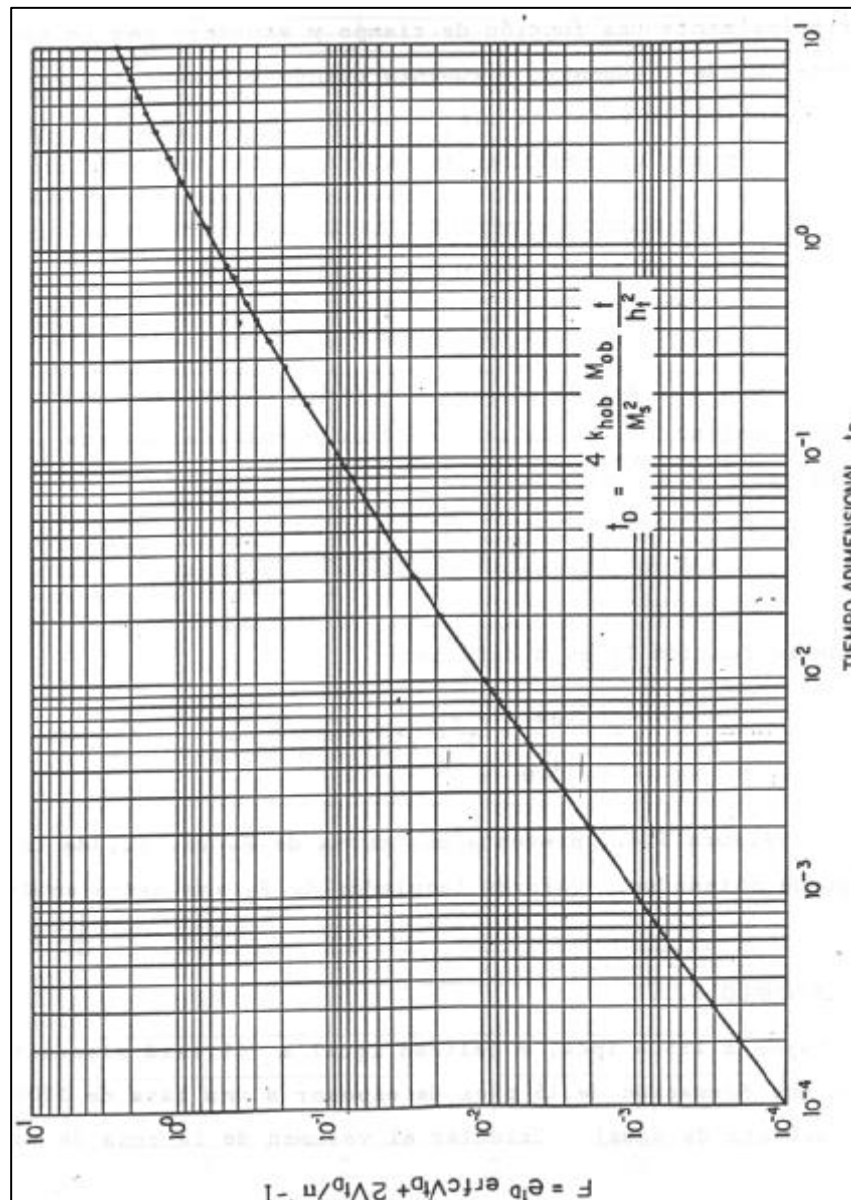
Símbolo	Valor	Unidad
$C_o$	0.4	BTU/lb-°F
$S_o$	0.8319	-
$\rho_o$	51.66	Lb/ft <sup>3</sup>
$C_w$	1	BTU/lb-°F
$S_w$	0.1631	-
$\rho_w$	62	Lb/ft <sup>3</sup>
$C_R$	0.2	BTU/lb-°F
$\rho_R$	267.98	Lb/ft <sup>3</sup>

Resolviendo la ecuación, se obtiene un valor para la capacidad calorífica volumétrica de la arena de **47,55 BTU/ft<sup>3</sup> -°F**.

### Paso 3. Lectura de la función error F1

En la figura B-1 se muestra la correlación para la determinación de la función error F1 a partir del tiempo adimensional previamente calculado.

Figura B-1. Correlación para la determinación de la función error F1.



Fuente: ALVARADO, Douglas, BANZER, Carlos. "Recuperación Térmica del petróleo" Pág. 171.

#### Paso 4. Cálculo del volumen de la zona de vapor

Con la función error y la tasa de inyección de calor para diferentes intervalos de tiempo, se calcula el volumen de la zona de vapor,  $V_s$  (ft<sup>3</sup>), a partir de la siguiente ecuación:

$$V_s = \frac{Q_i M_s h_t^2 F_1}{4K_{hob} M_{ob} (T_s - T_R)} \quad \text{Ecuación 11}$$

Las demás variables de la ecuación se muestran en los pasos 1 y 2 del procedimiento.

#### Paso 5. Cálculo del Aceite producido y el Factor de recobro

El último paso es el cálculo del aceite producido durante el proceso de inyección continua de vapor y con este el factor de recobro. Para el cálculo del aceite producido se utiliza la siguiente ecuación:

$$Np = \frac{\Phi V_s (S_{oi} - S_{orst})}{5,615} E_c \left( \frac{h_n}{h_t} \right) \quad \text{Ecuación 12}$$

De la ecuación 11,  $h_n$  y  $h_t$  representan el espesor neto y total respectivamente. El medio poroso es homogéneo, por lo cual estos valores son iguales. Las variables para el cálculo del aceite producido se muestran en la tabla B-3.

**Tabla B-3. Variables para el cálculo del aceite producido con el modelo analítico.**

Símbolo	Valor	Unidad
Soi	0.8319	-
Sorst	0.3259	-
Ec (Factor de captura)	0.6	-
Hn (Espesor neto)	0.11	ft
Ht (Espesor total)	0.11	ft

El volumen de la zona de vapor es variable para los diferentes intervalos de tiempo. El factor de captura hace referencia a la fracción de petróleo desplazado de la zona de vapor que se produce. En este caso es imposible conocer exactamente cuál es su valor, por lo cual se asume de 0,6.

Para el cálculo del factor de recobro se debe tener en cuenta que el aceite original en sitio es aquel calculado en el proceso de saturación del medio poroso con aceite (capítulo 5), es decir  $440 \text{ cm}^3$ .

En la tabla 32 se muestran los resultados del modelo analítico de Marx & Langenheim para diferentes intervalos de tiempo. El factor de recobro final, como se puede observar en la tabla es de 46% y el aceite total producido es de  $202,434 \text{ cm}^3$ .