

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL
EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL CON MEDIOS POROSOS
ESTRATIFICADOS**

**LAURA ANDREA CELIS APARICIO
OMAR DAVID FERNÁNDEZ DE CASTRO ROVIRA**

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

2012

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL
EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL CON MEDIOS POROSOS
ESTRATIFICADOS**

**LAURA ANDREA CELIS APARICIO
OMAR DAVID FERNÁNDEZ DE CASTRO ROVIRA**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

M. Sc. Ingeniero de Petróleos

M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

CO-DIRECTORES

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

2012

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en mi vida diaria,

A mis padres, Yolanda y Diego por su apoyo y cariño incondicional,

A mis hermanas, Aleja, Naty y Rake por tolerarme y compartir tantos momentos
hermosos,

A mis Abuelitas, Ofelia y Marina por su sabiduría,

A toda mi familia por siempre creer en mis capacidades,

A mis amigos, Val, Feli, Estefauna, Calo y Chucho por su amistad incondicional,

Al profesor Samuel por el gran conocimiento y oportunidades brindadas,

A mis compañeros del grupo de investigación recobro mejorado.

Laura Andrea Celis Aparicio

DEDICATORIA

A mi mama por brindarme su apoyo, su confianza y sobre todo su amor,

A mi padre que desde el cielo siempre me brindo apoyo
y me lleno de fuerzas para salir adelante.

A mi familia por estar pendiente de mí
durante estos años de estudio.

A mis hermanos por soportar esos
días en que no pude estar con ellos.

Omar Fernández de Castro Rovira

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su dirección y asesoría, durante todo el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Carlos Eduardo Naranjo, quien constituye el enlace con el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, para hacer posible este trabajo de grado.

Al Ingeniero Fernando Wilson Londoño Galvis, por su asesoría en el desarrollo de este trabajo.

A Edwin Alberto Ayala Camacho integrante del Laboratorio de Petrofísica de la sede de Guatiguará, por su apoyo, asesoría y amistad, que ayudó al desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	22
1. MARCO DE REFERENCIA	24
1.1. PRINCIPIOS DEL DISEÑO DE EXPERIMENTOS	24
1.1.1. Método Científico	26
1.1.2. Recomendaciones para Abordar un Estudio Experimental	28
1.2. INYECCIÓN DE AGUA	30
1.2.1. Propiedades de la Roca y de los Fluidos	32
1.2.2. Factores que Afectan la Inyección de Agua	34
1.3. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	35
1.3.1. Modelo Analítico de Dykstra-Parsons	37
1.4. SIMULACIÓN FÍSICA	39
1.4.1. Modelos Físicos	39
1.4.2. Fenómenos Presentes en Procesos de Inyección de Agua	40
1.4.2.1. Fenómenos Viscosos.....	40
1.4.2.2. Fenómenos Gravitacionales	41
1.4.2.3. Fenómenos Capilares.....	41
1.4.3. Variables Involucradas en Procesos de Inyección de Agua	41
1.4.4. Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R)	42
1.5. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	46
1.5.1. Software de Simulación Numérica	46
1.5.2. Modelo de Aceite Negro (Black Oil)	47
2. ANÁLISIS DE AGENTES REDUCTORES DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN PLUGS SINTÉTICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS.	49
2.1. PLUGS SINTÉTICOS	49
2.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	50
2.2.1. Nuevas Alternativas de ARPP.....	57
2.3. CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS EN EL MODELO FÍSICO RADIAL PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	64
3. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL CON MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS.....	80

3.1.	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL.....	80
3.1.1.	Sistema de Control y Adquisición de Datos.	81
3.1.2.	Sistema Hidráulico.	82
3.1.3.	Modelo Físico Radial.....	85
3.2.	MANEJO OPERACIONAL DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS ESTRATIFICADOS.	86
3.2.1.	Encender el E.D.R.....	87
3.2.2.	Cargar los Cilindros.....	88
3.2.3.	Ejecutar el programa del E.D.R.....	90
3.2.4.	Acondicionamiento del Sistema Hidráulico.	93
3.2.4.1.	Verificar el Estado Actual de las Electroválvulas.	94
3.2.4.2.	Conectar la Bomba de Desplazamiento al E.D.R.	96
3.2.4.3.	Limpiar la Tubería del Sistema Hidráulico.....	97
3.2.4.4.	Prueba de Fugas en el Sistema Hidráulico.....	100
3.2.4.5.	Llenar las Cámaras del Sensor de Presión Diferencial y Purgar la Tubería del Equipo.	103
3.3.	PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL E.D.R.	106
3.3.1.	Saturación del medio poroso con agua.....	106
3.3.2.	Saturación del medio poroso con aceite (ACPM).....	108
3.3.3.	Proceso de inyección de agua.....	111
4.	MODELO ANALÍTICO DE DYKSTRA PARSONS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADO.....	115
4.1.	MODELO ANALÍTICO DE DYKSTRA-PARSONS	116
4.2.	MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	120
4.2.1.	Construcción del modelo de simulación numérica	121
4.2.1.1.	Grid de simulación	121
4.2.1.2.	Propiedades del medio poroso	122
4.2.1.3.	Propiedades de los fluidos	123
4.2.1.4.	Propiedades del flujo	127
4.2.1.5.	Condiciones Iniciales	132
4.2.1.6.	Construcción de los Pozos.....	133
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	134
5.1.	PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO.....	134
5.2.	SATURACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	135

5.3. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.	139
CONCLUSIONES	143
RECOMENDACIONES	144
BIBLIOGRAFÍA	145
ANEXO A	146
ANEXO B	152

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo general de un proceso o sistema.	25
Figura 2. Esquema de un proceso de inyección de agua.	31
Figura 3. Porosidad efectiva del medio poroso.....	33
Figura 4. Representación de la Estratificación.....	35
Figura 5. Flujo Cruzado en yacimientos Estratificados.	36
Figura 6. Equipo de Desplazamiento Radial.....	43
Figura 7. Sistema de control y adquisición de datos del E.D.R	44
Figura 8. Sistema Hidráulico del E.D.R.....	45
Figura 9. Modelo Radial.....	45
Figura 10. Dimensiones de un plug sintético	50
Figura 11. Resultados del primer ensayo experimental.	53
Figura 12. Resultados del segundo ensayo experimental.	55
Figura 13. Comportamiento del plug sintético N°2 con bentonita en presencia de agua.	57
Figura 14. Esquema de los posibles ARPP.	57
Figura 15. Caolín	58
Figura 16. Marmolina.....	58
Figura 17. Cemento gris.	59
Figura 18. Resultados del tercer ensayo experimental.	60
Figura 19. Vista microscópica del Plug con caolín blanco.	61
Figura 20. Correlación 1.	62
Figura 21. Resultados del cuarto ensayo experimental.	63

Figura 22. Correlación 2.	64
Figura 23. Procedimiento para la construcción de medios porosos estratificados.	65
Figura 24. Tamizado de caolín Blanco.....	66
Figura 25. Correlación de permeabilidad absoluta y porosidad en función de la proporción de caolín.....	67
Figura 26. Medición de la cantidad de arena y caolín del primer estrato.	69
Figura 27. Resina epóxica y endurecedor.	70
Figura 28. Correlación de la relación solución epóxica/masa de mezcla en función del %caolín.....	71
Figura 29. Mezcla en seco de arena y caolín.	72
Figura 30. Preparación de la solución epóxica.	72
Figura 31. Mezcla de la arena y el caolín más la solución epóxica.....	74
Figura 32. Construcción del primer estrato del modelo físico radial.....	75
Figura 33. Empaque para el primer estrato del modelo radial.	76
Figura 34. Medio poroso estratificado después del curado de la resina.	76
Figura 35. Acondicionamiento del modelo radial para el sello.	77
Figura 36. Acondicionamiento de la tapa.....	78
Figura 37. Ajuste de los tornillos de la tapa del modelo radial.	79
Figura 38. Equipo de Desplazamiento Radial.....	81
Figura 39. Sistema de control y adquisición de datos.....	82
Figura 40. Esquema del sistema hidráulico.....	83
Figura 41. Porta núcleos.....	85
Figura 42. Procedimiento para manejar operacionalmente el E.D.R.....	86
Figura 43. Manija de encendido del E.D.R.....	87
Figura 44. Procedimiento para desmontar los cilindros.	88

Figura 45. Pistón del cilindro de ACPM	89
Figura 46. Cilindros cargados	90
Figura 47. Ruta para ingresar a LabVIEW	90
Figura 48. Ruta para ingresar al programa del E.D.R.....	91
Figura 49. Panel frontal del E.D.R y pestaña datos de entrada	92
Figura 50. Ejecutar programa del E.D.R	92
Figura 51. Pestaña modelo radial de inyección de vapor o Sistema Hidráulico....	93
Figura 52. Opciones de la pestaña sentido de flujo	94
Figura 53. Verificación de las electroválvulas	95
Figura 54. Conexión entre la bomba de desplazamiento y los cilindros del E.D.R	96
Figura 55. Electroválvulas abiertas de la Opción ACPM.....	97
Figura 56. Líneas de alta y de baja desconectadas de las cámaras del sensor	98
Figura 57. Sentidos de flujo del sistema hidráulico	99
Figura 58. Tapon en la línea de alta y de baja presión del sensor.....	100
Figura 59. Conexión para taponar la línea de producción	101
Figura 60. Sistema hidráulico presurizado.....	102
Figura 61. Fuga por conexión en el manómetro de entrada	103
Figura 62. Orificios de las cámaras del sensor de presión diferencial	104
Figura 63. Modelo radial en posición para saturación con agua.....	106
Figura 64. Modelo radial en posición para la saturación del medio con aceite. ...	109
Figura 65. Producción de agua al saturar el medio poroso con aceite.	110
Figura 66. Proceso de inyección de agua.....	112
Figura 67. Frente del agua en el medio poroso estratificado.	112

Figura 68. Volúmenes de fluidos producidos en el proceso de inyección de agua.	113
Figura 69. Volúmenes producidos acumulados en función del tiempo.	113
Figura 70. Ruptura del proceso de inyección de agua.....	114
Figura 71. Comportamiento de los resultados del Modelo Analítico.	119
Figura 72. Grid de simulación.	122
Figura 73. Comportamiento del R_s y B_o en función de la Presión.....	125
Figura 74. Expansión de gas en función de la presión.	125
Figura 75. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión.	126
Figura 76. Curvas de permeabilidades relativas sin ajustar.....	128
Figura 77. Ajuste histórico de la producción acumulada del agua.	129
Figura 78. Ajuste histórico de la producción acumulada de aceite.	130
Figura 79. Comparación de la producción acumulada de agua.	131
Figura 80. Perforaciones en los pozos.....	133
Figura 81. Visualización de los fenómenos presentes en el proceso de la inyección de agua.	135
Figura 82. Saturación de agua durante el proceso de la inyección de agua.....	137
Figura 83. Saturación de aceite durante el proceso de la inyección de agua.	138
Figura 84. Comparación de la producción acumulada de aceite en función del tiempo.....	139
Figura 85. Comparación del factor de recobro en función del tiempo.....	140
Figura 86. Comparación del volumen acumulado del agua en función del tiempo.	141

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Aplicación de procesos de inyección de agua en campos colombianos. .	32
Tabla 2. Características de las principales cuencas productoras de petróleo de Colombia.	37
Tabla 3. Variables del proceso de inyección de agua.	42
Tabla 4. Selección de las variables independientes del proceso de construcción. .	51
Tabla 5. Selección de las variables de salida del proceso de construcción.	51
Tabla 6. Variables de entrada del primer ensayo experimental.	52
Tabla 7. Resumen del primer ensayo experimental.	53
Tabla 8. Modificación de la relación de solución epóxica/masa Arena.	54
Tabla 9. Propiedades petrofísicas de los plugs con bentonita del segundo ensayo experimental.	55
Tabla 10. Eficiencia reductora de la bentonita.	56
Tabla 11. Propiedades petrofísicas de los plugs del tercer ensayo experimental. .	60
Tabla 12. Análisis económico general para los dos agentes reductores seleccionados.	61
Tabla 13. Propiedades petrofísicas básicas de los estratos.	68
Tabla 14. Dimensiones y cantidad de arena y caolín de cada estrato.	70
Tabla 15. Volumen de resina y endurecedor.	71
Tabla 16. Comparación de las variables del proceso de construcción.	73
Tabla 17. Parámetros de la saturación del medio poroso con agua.	108
Tabla 18. Parámetros de la saturación del medio poroso con aceite.	111
Tabla 19. Unidades de laboratorio.	115
Tabla 20. Propiedades del Modelo Físico Estratificado.	116

Tabla 21. Estratificación del modelo físico.....	116
Tabla 22. Parámetros Iniciales del Modelo Analítico.	117
Tabla 23. Resultados del Modelo Analítico de Dykstra-Parsons.....	118
Tabla 24. Características del grid de simulación.....	121
Tabla 25. Propiedades del medio poroso estratificado.	123
Tabla 26. Datos iniciales para la generación del PVT.....	124
Tabla 27. Propiedades del agua de inyección.	126
Tabla 28. End point de las curvas proporcionadas por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.....	127
Tabla 29. Propiedades de flujo del modelo de simulación inicial y el ajustado. ...	131
Tabla 30. Criterios para la mojabilidad de un medio poroso según la regla modificada por Craig.	132
Tabla 31. Características de las prueba de desplazamiento	134
Tabla 32. Comparación de la porosidad del medio poroso.....	135
Tabla 33. Resultados de la producción de aceite mediante los modelos desarrollados.....	142

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A.....	146
ANEXO B.....	152

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO EXPERIMENTAL DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (E.D.R) CON MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS¹.

AUTORES: Laura Andrea Celis Aparicio y Omar Fernández de Castro Rovira**

PALABRAS CLAVE: Estratificados, Inyección de Agua, Modelo, Dykstra-Parsons, Simulación numérica.

DESCRIPCIÓN.

Este proyecto presenta los conceptos básicos del proceso de inyección de agua en medios porosos estratificados a escala de laboratorio, así como el análisis del efecto del agente reductor de porosidad y permeabilidad sobre el medio poroso.

Se realizó experimentalmente el estudio del proceso de inyección de agua en medios porosos estratificados, para el cual se hizo necesario realizar un análisis del efecto de agentes reductores sobre las propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad para la construcción de medios porosos estratificados.

Para llevar a cabo este trabajo, se desarrollaron tres fases, en la primera se determinó el agente reductor de porosidad y permeabilidad, además se analizó el comportamiento generado sobre el medio poroso, de esta manera se desarrolló el procedimiento técnico de ensayo para la construcción de medios porosos estratificados. Luego de la construcción del medio poroso, se desarrolló la segunda fase, en la cual se realizaron pruebas de desplazamiento en el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R), para modelar físicamente el proceso de inyección de agua a escala de laboratorio y de esta manera identificar los fenómenos que ocurren en este tipo de procesos que pueden generar problemas cuando se aplique a nivel de campo. Por otra parte, en la tercera fase se realizó el modelo de simulación a condiciones de laboratorio, el cual se comparó con el modelo analítico de Dykstra- Parsons y el modelo físico para complementar el estudio del proceso de inyección de agua realizado a escala de laboratorio. Como resultado de este trabajo, se determinaron correlaciones de porosidad y permeabilidad permitiendo así construir medios porosos estratificados con propiedades petrofísicas específicas, esto extenderá el rango de aplicación del Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R) para la simulación física de procesos de inyección de agua

¹Trabajo de Grado

** Faculta de Ingenierías Físico-Química, Escuela de Ingeniería de Petróleos, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo, Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL STUDY OF WATERFLOODING PROCESS IN THE RADIAL DISPLACEMENT EQUIPMENT WITH STRATIFIED POROUS MEDIA*.

AUTHORS: Laura Andrea Celis Aparicio y Omar Fernández de Castro Rovira**

KEYWORDS: Stratified, Waterflooding, Dykstra-ParsonsModel, Numeric Simulation.

DESCRIPTION.

This Project presents basic concepts of waterflooding in stratified porous media to laboratory scale and the analysis of the effect of the porosity and reducing permeability agent in the porous media.

The waterflooding process studies in stratified porous media were experimentally realized and it was necessary realize an analysis of the reducing agents effects in the petrophysical properties as porosity and permeability for stratified porous media.

To implement this work it was developed in three phases, in the first one were determined the porosity and reducing permeability agent, in addition, it was analyzed the behavior generated in the stratified porous media, thus it was developed the essay technical procedure for the construction of stratified porous media. In the second phase, were realized displacement tests in the physical model of radial displacement to physic modelling of the waterflooding process to laboratory scale and in this way, identify the phenomena for this type of process that can generate problems to field scale. Otherwise, in the third phase were realized the simulation model to laboratory conditions which was compared with the Dykstra-Parsons analytic model and the physic model to complement the waterflooding process study realized to laboratory scale. As a result of this work, it was determined porosity and permeability correlations enabling to construct stratified porous media with specifically petrophysical properties, this will extend the range of application of the physical model of radial displacement for the physic simulation of waterflooding process.

* Graduate Project

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo, Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

INTRODUCCIÓN

El escalamiento es una técnica utilizada para representar a escala de campo, los resultados obtenidos a partir de un modelo físico, siempre que sea posible determinar, la equivalencia entre los parámetros de operación a nivel de campo y laboratorio. Los modelos físicos a escala de laboratorio, permiten simular el comportamiento de procesos de recobro de hidrocarburos, realizando pruebas de desplazamiento en medios porosos sintéticos, para estudiar a menor escala los fenómenos físicos, que se presentan en un yacimiento. La descripción de estos fenómenos físicos debe ser representativa de la realidad, de tal manera, que se pueda evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar estos procesos a escala de campo.

En la línea de escalamiento del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, se han desarrollado procesos de inyección de agua en el Equipo de Desplazamiento Radial, E.D.R con medios porosos homogéneos.

A nivel de laboratorio, el comportamiento de procesos de inyección de agua en medios porosos compuestos por estratos no se ha estudiado. Por esta razón, se busca construir medios porosos estratificados con propiedades petrofísicas similares a las de un yacimiento convencional, con el fin de estudiar los fenómenos que ocurren durante las pruebas de desplazamiento en el E.D.R.

Para desarrollar este proyecto, primero se analizan diferentes tipos de agentes reductores de porosidad y permeabilidad en plugs sintéticos, con el fin de determinar dos correlaciones, que permitan obtener la porosidad, la permeabilidad absoluta y la relación de solución epóxica/masa de mezcla de cada estrato. Posteriormente, se aplican los procedimientos técnicos de ensayo para construir medios porosos estratificados en el modelo físico radial; y después, se realizan pruebas de desplazamiento en el E.D.R, con el fin de obtener datos y tendencias

de los procesos de inyección de agua a escala de laboratorio. Al finalizar las pruebas de desplazamiento, se desarrollan el modelo analítico de Dykstra-Parsons y el modelo de simulación numérica para comparar los resultados obtenidos con la simulación física y ajustar el modelo de simulación con los resultados experimentales.

1. MARCO DE REFERENCIA

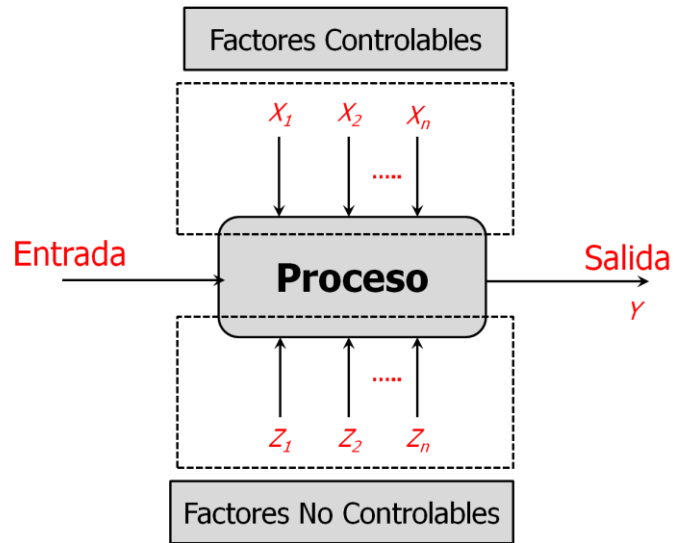
1.1. PRINCIPIOS DEL DISEÑO DE EXPERIMENTOS

Investigadores de todos los campos de estudio llevan a cabo experimentos, por lo general para descubrir algo acerca de un proceso o sistema en particular. El diseño de experimentos se define como una prueba o una serie de pruebas en las cuales se busca caracterizar las variables de entrada o factores X_i en un proceso de interés; evaluado a través de diferentes variables de respuesta, las cuales pueden ocasionar cambios controlados en las variables de entrada del proceso, siempre que sea posible observar o cuantificar los cambios que éstas generan en las variables de respuesta, de tal manera que los datos resultantes se pueden analizar estadísticamente para obtener conclusiones válidas y objetivas acerca del proceso.

En la ingeniería, la experimentación desempeña un papel muy importante en el diseño de productos nuevos, el desarrollo de procesos de fabricación, y la optimización de procesos. El objetivo en la mayoría de los casos es desarrollar un proceso robusto, es decir, un proceso afectado mínimamente por fuentes de variabilidad externas. Generalmente, los experimentos se utilizan para estudiar el desempeño de los procesos o sistemas, los resultados y conclusiones que se pueden obtener del proceso, dependen en gran medida de la forma en la cual se colectan los datos. En la Figura 1, se muestra el modelo de un sistema o proceso, el cual se puede interpretar como una combinación de máquinas, métodos, personas y otros recursos que transforman cierta entrada en una salida que tiene una o más respuestas observables. Algunas de las variables del proceso son controlables (X_1, X_2, \dots, X_n), mientras otras variables son no controlables (Z_1, Z_2, \dots, Z_n)³.

³ Douglas C. Montgomery, "Design and Analysis of Experiments", 5th edition, Pág. (1-2), Arizona State University, 2001.

Figura 1. Modelo general de un proceso o sistema.



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

Los objetivos de un experimento comprenden las siguientes fases:

- i. Determinar cuáles son las variables que tienen mayor influencia sobre la respuesta y .
- ii. Determinar cuál es el ajuste de las x que tiene mayor influencia para que y esté casi siempre cerca del valor nominal deseado.
- iii. Determinar cuál es el ajuste de las x que tiene mayor influencia para que la variabilidad de y sea reducida.
- iv. Determinar cuál es el ajuste de las x que tiene mayor influencia para que los efectos de las variables no controlables z sean mínimos.

Las variables del proceso pueden ser **controlables**, es decir, se pueden fijar en un punto o en un nivel de operación, y **no controlables**, las cuales no se pueden controlar durante el desarrollo de un proceso. Las **variables de respuesta** o

salida, son la característica esencial del proceso y su valor es muy importante en el diseño de experimentos⁴.

Para la aplicación de la estadística en el diseño y análisis de un experimento, se requiere de un claro entendimiento del problema objeto de estudio, un amplio conocimiento del material experimental a usar, las formas existentes para coleccionar los datos, además de poseer un conocimiento estadístico necesario para direccionar e interpretar adecuadamente los resultados del experimento.

1.1.1. Método Científico

El método científico se define como la aplicación de la lógica y la objetividad para entender los fenómenos naturales. Este requiere del estudio de lo que se conoce; a partir de este conocimiento se formulan las hipótesis, las cuales se ponen a prueba partiendo de situaciones experimentales. Estas hipótesis son la parte crucial de todo el proceso, ya que cualquier pregunta que no pueda resolverse a partir de la investigación no puede aceptarse como parte del método científico.

El método científico no es estático, es de naturaleza circulante. De acuerdo con *Kemphorne (1952)*, la primera etapa es la observación del fenómeno en estudio, donde se colectan los elementos básicos en términos abstractos a partir de los cuales, se establecen las bases lógicas de una teoría, siendo ésta la segunda etapa del método. En la tercera etapa, se lleva a cabo el desarrollo propiamente dicho de esta teoría, de tal forma que en la cuarta etapa se puede llegar a la predicción de eventos futuros. Una vez termina este ciclo, el proceso vuelve a repetirse, consolidando los fundamentos teóricos, buscando siempre una mayor precisión en la etapa de la predicción.

⁴ Julio C. Pérez; Manuel E. Cabarcas; Ana M. Montañez, "Calentamiento Electromagnético en Fondo de Pozo Para el Aumento del Factor de Recobro en el Campo la Hocha", Pág. (9-15), Universidad Industrial de Santander, 2007.

La estadística juega un papel importante en la fundamentación del método científico, donde de acuerdo con *Cramer (1960)*, tiene tres funciones fundamentales que son la descripción, el análisis y la predicción.

En la investigación científica, es común la formulación de la hipótesis, la cual para su aprobación o rechazo, debe estar sustentada por un conjunto de observaciones, las cuales deben seleccionarse a través de un patrón bien definido. Este patrón se conoce como ***diseño experimental***.

Los aspectos esenciales del método científico son los siguientes:

- i. Examen crítico de resultados experimentales previos basados en el conocimiento corriente, con el fin de formular nuevas hipótesis para ser probadas por medio de la experimentación.
- ii. Diseño de experimentos recomendados por el estudio experimental del problema con el propósito de proveer mayor información para posibles soluciones.

Estos dos aspectos implican una naturaleza interactiva para la experimentación práctica. *Box (1957)* ha establecido cuatro etapas básicas, estas son⁵:

1. Conjeturas, donde las investigaciones experimentales de resultados iniciales son tenidas en cuenta para plantear nuevas hipótesis a ser probadas.
2. Diseño del experimento, donde se desarrollan formas para probar una nueva hipótesis.
3. Desarrollo del experimento.
4. Análisis, donde los datos experimentales son examinados cuidadosamente para determinar que evidencia tienen en relación con la hipótesis de estudio.

⁵ 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.

Una vez se alcanza la última etapa, el ciclo comienza nuevamente con la formulación de nuevas hipótesis. De esta manera los conceptos originales son modificados y un mejor entendimiento del problema y las posibles soluciones van evolucionando lentamente.

1.1.2. Recomendaciones para Abordar un Estudio Experimental

Para garantizar que el experimento sea exitoso, se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones de acuerdo con Hinkelmann y Kempthorne (1994)⁶:

- 1. Conocimiento claro del material experimental.** Es necesario abordar todas las ideas sobre los objetivos del trabajo. Un claro estado del problema frecuentemente contribuye a un mejor entendimiento del fenómeno y a una solución del problema.
- 2. Escogencia de los factores y niveles.** El experimentador debe seleccionar las variables independientes o factores a ser estudiados, estos pueden ser cuantitativos o cualitativos. En el caso cualitativo hay que tener en cuenta como se controlaran estos valores en los valores de referencia y como van a ser medidos. Es importante seleccionar los rangos de variación de los factores y el número de niveles a considerar, los cuales pueden ser predeterminados o escogidos aleatoriamente del conjunto de los posibles niveles.
- 3. Selección de las variables de respuesta según los objetivos.** En la escogencia de la variable de respuesta o variable dependiente, el experimentador debe estar seguro que la respuesta a medir realmente provee información sobre el problema de interés. Es necesario suministrar la forma

⁶ Douglas C. Montgomery, "Design and Analysis of Experiments", 5th edition, Pág. (13-17), Arizona State University, 2001.

como se mide esta variable y de ser posible la probabilidad de ocurrencia de estas medidas.

- 4. Selección del diseño experimental.** Este paso es de suma importancia en el proceso de investigación. Se debe indicar la diferencia a la respuesta verdadera (que tan lejos se admite la realidad de lo observado), que se desea detectar y la magnitud de los riesgos tolerados (grado de confiabilidad), en el orden a escoger un tamaño de muestra apropiado (replicaciones); es importante señalar el orden de recolección de los datos y el método de aleatorización a emplearse.

- 5. Conducción del experimento.** Es el proceso de muestreo de recolección de datos. En la mayoría de las veces, la realización de un experimento no es lo suficientemente fiel al proyecto de investigación, porque surgen situaciones no consideradas previamente, es decir, la aparición de una característica no determinada. Por tal razón, se debe tener en cuenta si estos imprevistos alteran los propósitos del ensayo; de otra forma hay que tenerlos en cuenta en el análisis de los resultados.

- 6. Análisis de datos.** Las variables que intervienen o que se consideran en un ensayo, pueden relacionarse matemáticamente de alguna forma. El problema no está en la obtención de una expresión matemática sino en que tanto expone la realidad dicha expresión. En esta etapa se busca una tendencia o fórmula matemática que explique el comportamiento de una(s) variable(s) a través del comportamiento de otras.

- 7. Conclusiones y recomendaciones.** Luego del análisis de los datos, se debe obtener deducciones sobre los resultados. Las recomendaciones deben de hacerse con base en los resultados. La elaboración de gráficos y tablas, evita la redacción de resultados y recomendaciones extensas y confusas.

1.2. INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es el proceso de recobro secundario más implementado a nivel mundial, puesto permite aumentar la energía del yacimiento y por ende el factor de recobro. Las principales razones por las que esta tecnología es uno de los procesos más utilizados en la recuperación de petróleo, son⁷:

- ✓ La disponibilidad del agua.
- ✓ El bajo costo comparado con otros líquidos de inyección.
- ✓ La facilidad para inyectar el agua en la formación.
- ✓ La alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite.

La inyección de agua se utiliza generalmente en yacimientos depletados y con empuje de gas en solución, que generan una saturación de gas libre por la caída de presión. Este proceso de recuperación se basa en la restauración de la presión del yacimiento y en el aumento de la eficiencia de desplazamiento.

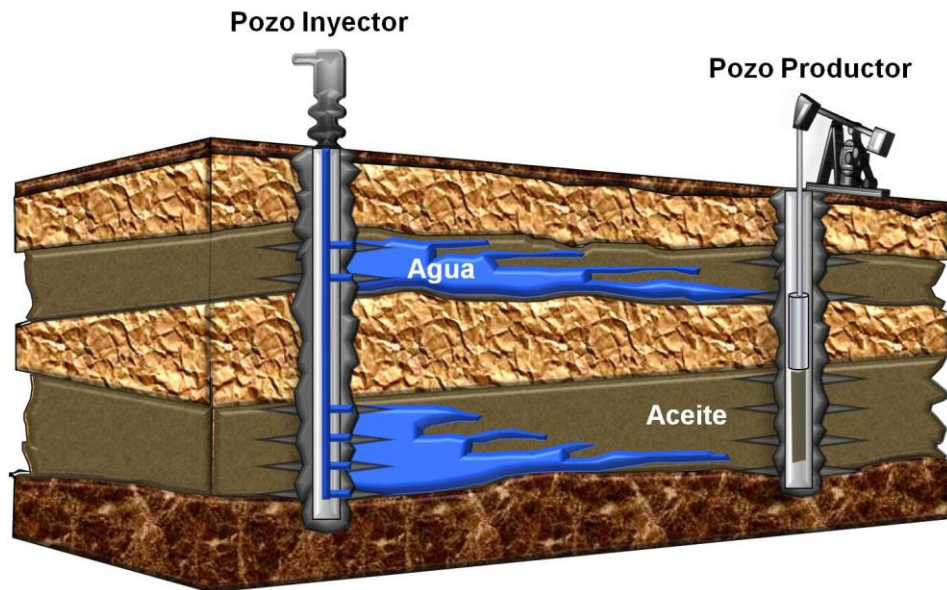
La restauración de la presión ocurre por la disolución del gas libre en el aceite debido al empuje del agua inyectada, que ocupa el espacio liberado por el gas; el tiempo que tarda esta restauración se denomina tiempo de llenado. El aumento de la eficiencia de desplazamiento, se produce por el avance del frente de agua, que desplaza el banco de aceite después del llenado (fillap), generando el incremento del factor de recobro y la producción⁸.

La Figura 2, muestra el esquema de un proceso de inyección de agua, donde el agua inyectada genera el avance del frente de agua, el cual desplazará el banco de aceite hacia el pozo productor y posteriormente a superficie.

⁷ Forrest, F., Craig, J., "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Pág. 01.

⁸ Rodríguez, E., "Evaluación Técnica de la Implementación de un Proceso de Inyección de Agua en el Campo Lisama mediante Simulación Numérica de Yacimientos", Pág. 5-6.

Figura 2. Esquema de un proceso de inyección de agua.



La eficiencia de este proceso depende de las propiedades petrofísicas básicas del yacimiento, tales como la porosidad, la permeabilidad, la distribución del tamaño de poro, el área superficial y de las propiedades de interacción roca - fluido, como la presión capilar y las permeabilidades relativas. Los parámetros del proceso de inyección de agua, tales como el tiempo de respuesta del aceite, el tiempo de ruptura y las tasas de producción de agua y aceite, se ven afectados por las propiedades del yacimiento y los parámetros operacionales.

En Colombia se está aplicando procesos de inyección de agua a escala comercial en 19 campos petrolíferos, como se muestra en la Tabla 1⁹.

⁹ Maya, G.; Castro, R.; Lobo, A.; Ordoñez, A.; Sandoval, J.; Mercado, D.; Trujillo, M.; Soto, C.; Pérez, H., "Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia" **ECOPETROL S.A.**

Tabla 1. Aplicación de procesos de inyección de agua en campos colombianos.

Cantidad	Cuenca	Campos
5	Valle Medio del Magdalena (VMM)	La Cira, Galán, Casabe, Yariguí e Infantas.
10	Valle Superior del Magdalena (VSM)	Palogrande-Cebú, Andalucía Sur, Yaguará, Tello, Río Ceibas, San Francisco, Balcón, Dina Cretáceo, Guando y Matachín Norte.
1	Catatumbo	Tibú
3	Llanos Orientales	Cusiana, Río Chitamena y Matanegra.

1.2.1. Propiedades de la Roca y de los Fluidos

Para entender el comportamiento de la inyección de agua en un yacimiento, es necesario conocer las siguientes propiedades petrofísicas¹⁰:

Porosidad: es la fracción que relaciona el volumen que ocupan los poros de la roca, respecto al volumen total de la roca

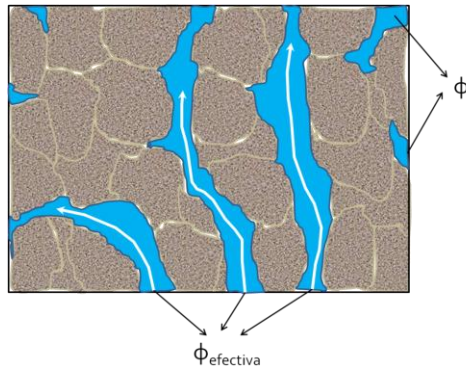
- ✓ **Porosidad efectiva:** se refiere a la fracción del volumen poroso que se encuentra interconectado, como se muestra en la Figura 3.

Permeabilidad: es la capacidad que tiene la roca en dejar fluir los fluidos a través de los poros interconectados. Esta se clasifica en:

- ✓ **Permeabilidad Absoluta:** se refiere a la permeabilidad de la roca cuando el medio poroso está saturado con un solo fluido.
- ✓ **Permeabilidad Efectiva:** representa la permeabilidad del medio poroso a una fase cuando está saturado con dos o más fluidos.
- ✓ **Permeabilidad Relativa:** es la relación de las permeabilidades efectiva y absoluta.

¹⁰ Forrest, F; Craig, J. "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Pág. 3-5.

Figura 3. Porosidad efectiva del medio poroso



Fuente: Tomado y modificado de www.cenit-del-petroleo.com/Porosidad

Mojabilidad: tendencia de un fluido en adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otro fluido. Esto se observa cuando a una saturación específica de uno de los fluidos, la permeabilidad relativa es mayor, indicando que este se moverá más y el otro tenderá a mojar la superficie de la roca, es decir, si a una saturación particular de agua, la permeabilidad del aceite k_{ro} es mayor, indicará que el aceite se moverá más y el agua tenderá a mojar a la roca¹¹.

Presión Capilar: es la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, esta presión se evita cuando se elimina la tensión interfacial que existe entre el agua y el aceite.

Saturación: fracción de fluido presente en el volumen poroso de la roca.

- ✓ **Saturación de Aceite (S_o):** fracción de aceite presente en el yacimiento.
- ✓ **Saturación de Agua inicial (S_{wi}):** fracción de agua presente inicialmente en el yacimiento.
- ✓ **Saturación de Aceite Residual (S_{or}):** fracción de aceite que no puede ser extraída del yacimiento.

¹¹ Paris, M., "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos", Pág. 48-50.

- ✓ **Saturación de Agua Irreducible (S_{wirr}):** es la mínima cantidad de agua presente en el yacimiento.

1.2.2. Factores que Afectan la Inyección de Agua

Una de las principales razones por la cual el proceso de inyección de agua llega a ser poco exitoso es la baja eficiencia de barrido volumétrica. Esta se ve afectada por tres factores que se describen a continuación¹²:

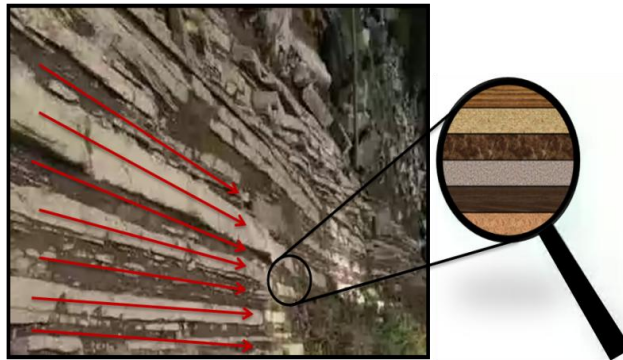
- a. **Heterogeneidad del yacimiento:** fenómeno que afecta la eficiencia areal y vertical en un proceso de inyección de agua, puesto en la mayoría de los casos el agua inyectada se canaliza o fluye por sitios de mayor permeabilidad, irrumpiendo rápidamente en los pozos productores sin haber desplazado gran parte del crudo. Este fenómeno ocurre principalmente por la naturaleza de la sedimentación, el origen de las partículas que componen el sedimento y por los eventos posteriores.
- b. **Segregación Gravitacional:** fenómeno que afecta la eficiencia de barrido vertical, se debe básicamente a la diferencia de gravedad entre el crudo y el agua, y además a una alta permeabilidad vertical. Esto genera que el agua se segregue por gravedad y barra principalmente la parte inferior de la formación irrumpiendo rápidamente en el pozo productor.
- c. **Desfavorable Relación de Movilidades:** en yacimientos donde la viscosidad del petróleo es mucho mayor a la viscosidad del agua, la permeabilidad del agua será mayor que la permeabilidad del aceite, en este caso, se presenta un fenómeno conocido como digitación viscosa, el cual causa inestabilidad en el frente de invasión del agua de inyección.

¹² Villamizar, I.; Yatte, F., "Aplicación de Pozos Horizontales en Procesos de Inyección de Agua mediante Simulación Numérica", Pág. 06-09.

1.3. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Un yacimiento es una acumulación de hidrocarburos que se genera de forma natural en el subsuelo, y se encuentran contenidos en rocas porosas o fracturadas llamadas rocas almacén. Los yacimientos estratificados están compuestos por estratos de diferentes propiedades petrofísicas, donde se destacan la porosidad, la permeabilidad, la distribución del tamaño de poro, la mojabilidad etc. En la Figura 4, se representa el esquema de la estratificación de una roca, la cual difiere por la variación de la naturaleza de la partícula, que compone el sedimento; además de diferentes procesos que ocurren durante y después de la sedimentación, tales como la compactación, cementación, dolomitización, disolución, recristalización, etc.

Figura 4. Representación de la Estratificación.



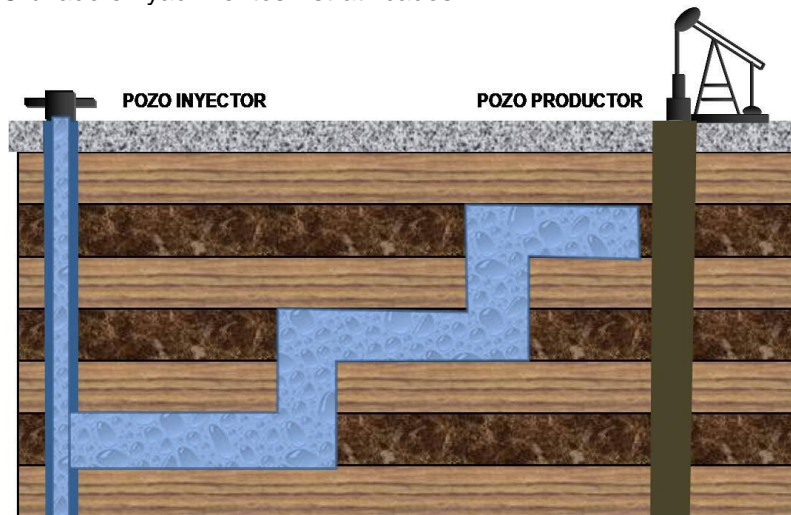
Fuente: Modificado de www.cenit-del-petroleo.com/Porosidad

Cuando se aplica un proceso de inyección de agua en yacimientos estratificados, se presentan los siguientes fenómenos:

Flujo Cruzado: es un fenómeno que se presenta debido a la variación vertical de la permeabilidad y consiste en que el fluido inyectado por un estrato busca zonas con menor restricción al flujo, generando el desplazamiento del fluido hacia las capas adyacentes, como se muestra en la Figura 5.

Irrupción temprana del frente de agua en el pozo Productor: se presenta debido a que el fluido busca el estrato con mayor permeabilidad, ocasionando, que el fluido desplazante (Agua) llegue de manera anticipada al pozo productor sin hacer un barrido eficiente en el yacimiento.

Figura 5. Flujo Cruzado en yacimientos Estratificados.



En Colombia existen 23 cuencas sedimentarias, de las cuales 7 de ellas actualmente son productoras de hidrocarburos. Los yacimientos encontrados en estas áreas presentan características estratigráficas, debido a los diferentes ambientes sedimentarios en los que se formaron¹³.

La Guajira, el Valle Inferior del Magdalena, el Valle Medio del Magdalena, el Valle Superior del Magdalena, el Caguan-Putumayo, el Catatumbo y los llanos Orientales, son las cuencas productoras de hidrocarburos de Colombia. En la Tabla 2, se presentan las principales cuencas productoras de hidrocarburos del país.

¹³ ANH, "Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombian Sedimentary Basin".

Tabla 2. Características de las principales cuencas productoras de petróleo de Colombia.

Cuenca Productora	Formaciones Productoras	Principales Campos
Valle Medio del Magdalena	La Luna, Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado.	La Cira Infantas, La Salina, Aguas blancas, Colorado, conde, Cristalina, Lisama, Llanito, Peñas Blancas, Casabe, Yarigui-Cantagallo, Palagua, Opón.
Valle Superior del Magdalena	Caballos, Villeta	Yaguará, Rio Ceibas y Matachín.
Ilanos Orientales	Carbonera, Mirador	Apiay, Cusiana, Cupiagua, Caño Limón, Castilla.

1.3.1. Modelo Analítico de Dykstra-Parsons

El modelo analítico de Dykstra-Parsons se utiliza frecuentemente para estudiar el desplazamiento de aceite mediante un fluido desplazante, tal como agua o gas en yacimientos estratificados. Este modelo supone que los estratos tienen permeabilidades diferentes y continuidad lateral a través del yacimiento y además propone, que los estratos son bloques con diferente transmisibilidad y volumen poroso.

Dykstra y Parsons asumen, que el fluido desplazante barre más rápido a través de zonas más permeables y por lo tanto, la mayor parte del aceite de la capa menos permeable se produce durante un largo periodo de tiempo a una relación alta de aceite/agua (WOR). Estudios demuestran que esto no es necesariamente verdadero, puesto depende de las características de la roca de cada estrato, además de la relación de movilidad entre los fluidos del yacimiento.

La predicción del comportamiento de procesos de inyección de agua en yacimientos estratificados, ha llamado la atención de varios investigadores, tal

como Stiles, quien presenta una propuesta para predecir el recobro de aceite y el corte de agua, suponiendo que la relación de movilidad es igual a uno, el desplazamiento es de tipo pistón, y los estratos tienen la misma porosidad y permeabilidad relativa al agua antes de la inundación y la misma permeabilidad relativa al aceite después de la inundación. Los investigadores Dykstra y Parsons realizan un tratamiento semi-empírico para calcular el recobro de aceite en procesos de inyección de agua, utilizando correlaciones en las cuales se puede observar el efecto de la saturación inicial de los fluidos, la relación de movilidad y la variación de permeabilidad de los estratos¹⁴.

El modelo analítico de Dykstra-Parsons considera un yacimiento en el cual el ancho y largo de los estratos es el mismo para cada uno de estos, la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor es la misma para todos sus estratos y las propiedades, tales como porosidad, permeabilidad y espesor son diferentes para cada estrato. El modelo asume que durante la producción, el agua avanza en el sistema a una velocidad variable para cada estrato en tiempos diferentes, y además, la cantidad de agua que fluye por los estratos es variable para cada uno de estos en tiempos diferentes. A continuación se mencionan las suposiciones consideradas para este modelo¹⁵:

1. Aunque las dimensiones y propiedades varían de un estrato a otro y de una región a otra, en este caso, para una región específica y un estrato en particular se supone, que es homogéneo e isotrópico y saturado con fluidos incompresibles, $Z=1$.
2. El yacimiento tiene una geometría horizontal y lineal.
3. Todos los estratos están separados por zonas impermeables; es decir, no se permite flujo vertical o flujo cruzado entre estratos permeables.

¹⁵ TIAB, D., OSMAN M.E., Extension of the Dykstra-Parsons Method to Layered-Composite Reservoirs. SPE 15020, Pág. 1-3, 1986.

4. El aceite es producido por un desplazamiento tipo pistón; por lo tanto, la producción de cualquier estrato en el tiempo de ruptura de ese estrato, cambia repentinamente de aceite a agua.
5. En cualquier tiempo de la inyección de agua, la caída de presión en un estrato es igual para el resto de las capas.
6. Las fuerzas gravitacionales y capilares son despreciables.
7. La posición de los estratos están en orden ascendente respecto a sus tiempos de ruptura.
8. La saturación de agua inicial es igual a su saturación de agua irreducible (no hay agua móvil en el yacimiento).
9. El frente de agua deja tras de sí aceite a su saturación irreducible.
10. La permeabilidad relativa al agua detrás del frente es la misma para todos los sectores barridos del yacimiento. Además, la permeabilidad relativa al aceite es la misma para todos los sectores no barridos del sistema.

1.4. SIMULACIÓN FÍSICA

La simulación física, se basa en resultados y observaciones obtenidas mediante modelos físicos, para representar un proceso o fenómeno, con el fin de desarrollar un modelo a escala de campo.

1.4.1. Modelos Físicos

Los modelos físicos, se realizan a escala de laboratorio y buscan dar a conocer un proceso y/o evaluar su implementación en campo. Un modelo físico, es la representación de un sistema bajo condiciones controladas en el cual se estudia un fenómeno o proceso.

Las características del modelo y el procedimiento para realizar la simulación física, depende de la construcción del modelo físico y del proceso en estudio. Este

modelo debe involucrar las variables y aspectos más importantes del fenómeno en estudio; y por lo tanto, su construcción y funcionamiento cumplen con la naturaleza del proceso a estudiar. Para representar el proceso es necesario aplicar la teoría de los modelos, realizando una metodología de construcción del modelo físico con el fin de implementar el proceso en campo.

Para utilizar modelos físicos en el estudio de la inyección de agua u otro proceso, es necesario conocer los fenómenos involucrados y analizar que tan determinantes son en el proceso¹⁶.

1.4.2. Fenómenos Presentes en Procesos de Inyección de Agua

La finalidad del proceso de inyección de agua, es realizar un mejor barrido de la formación generando un aumento en el factor de recobro. Este proceso es influenciado por fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales que inciden en la distribución de los fluidos. Debido a las condiciones del sistema y a las fuerzas antes mencionadas, en el proceso de inyección de agua se producen tres principales fenómenos conocidos como, fenómeno viscoso, fenómeno gravitacional y fenómeno capilar.

1.4.2.1. Fenómenos Viscosos

Estos fenómenos se presentan debido a la diferencia de viscosidad que existe entre los fluidos involucrados, ocasionando una disminución en la eficiencia de barrido, es decir, una porción de aceite que se encuentra inicialmente en la zona barrida no es desplazada. Esto ocurre generalmente en las cercanías al pozo inyector.

Algunos parámetros, tales como las propiedades de la roca, la ubicación y condiciones operacionales de los pozos utilizados en la inyección de agua, inciden sobre el efecto viscoso.

¹⁶ Trigos, E; Jerez, C. "Análisis de Sensibilidad para Determinar el Efecto de las Propiedades Petrofísicas sobre el Escalamiento de un Proceso de Desplazamiento Inmiscible" Pág. 17-18.

1.4.2.2. Fenómenos Gravitacionales

El fluido inyectado por lo general es más denso que el aceite, esto genera una distribución no uniforme del frente de agua, es decir, el frente de invasión ó agua tiende a irse a la parte inferior; debido a esto el aceite ubicado en la parte superior no es desplazado, disminuyendo de esta manera la eficiencia vertical. Los fenómenos gravitacionales son favorecidos por algunos factores, tales como la permeabilidad vertical y el tiempo de inyección, de estos factores depende que el proceso de inyección de agua sea exitoso.

La importancia de este fenómeno, radica en la dificultad de recuperar el aceite en un proceso de inyección de agua, una vez el agua inyectada irrumpa en el pozo productor.

1.4.2.3. Fenómenos Capilares

Estos fenómenos son propios del medio poroso de la roca, debido a que sus propiedades varían, especialmente el tamaño de poro y la mojabilidad. Los fenómenos capilares se producen cuando la fuerza de empuje del fluido desplazante, no supera la fuerza capilar que se opone al desplazamiento de los fluidos; debido a esto, los fluidos que se encuentran en estas zonas quedaran atrapados, y el flujo de agua se dará en los lugares donde se presente menor resistencia¹⁷.

1.4.3. Variables Involucradas en Procesos de Inyección de Agua

Las variables involucradas en un proceso de inyección de agua, pueden clasificarse de acuerdo al control que se tenga sobre cada una de ellas una vez se inicie el proceso. Estas variables se clasifican a continuación en:

- ✓ Variables Operacionales.

¹⁷ Trigos, E; Jerez, C. "Análisis de Sensibilidad para Determinar el Efecto de las Propiedades Petrofísicas sobre el Escalamiento de un Proceso de Desplazamiento Inmiscible" Pág. 27-33.

- ✓ Variables Independientes.
- ✓ Variables Dependientes.

En la Tabla 3, se presentan las variables involucradas en un proceso de inyección de agua.

Tabla 3. Variables del proceso de inyección de agua.

Variable	Nomenclatura
Saturación de aceite	So
Saturación residual	Sor
Saturación de agua	Sw
Saturación de gas libre	Sg
Volumen poroso inundable	Vpi
Viscosidad del agua y del aceite	μ_o y μ_w
Permeabilidad efectiva al aceite	Ko
Permeabilidad relativa del agua y del aceite	Kro y Krw
Estratificación del yacimiento	
Patrón de inyección de agua	Arreglo
Distribución de presión	
Tasa de inyección	Q
Factor volumétrico de formación del aceite	Bo
Viabilidad económica	

1.4.4. 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 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. Luego, 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, donde se induce presión al medio poroso para

aumentar la eficiencia de desplazamiento del aceite e incrementar el factor de recobro. En la Figura 6, se muestra el Equipo de Desplazamiento Radial.

Figura 6. Equipo de Desplazamiento Radial



El Equipo de Desplazamiento Radial está compuesto por dos módulos independientes en los cuales se encuentran tres componentes básicos:

- ✓ El sistemas de control y adquisición de datos
- ✓ El sistema hidráulico
- ✓ El modelo físico radial

El sistema de control y adquisición de datos consta de múltiples componentes electrónicos, los cuales se encargan de conectar el hardware con el software del equipo, como se muestra en la Figura 7. El manejo operacional del Equipo de Desplazamiento Radial, se realiza mediante un software llamado LabVIEW, donde se busca usar el PC como instrumento de medición y control de las variables presentes en las pruebas de desplazamiento. Este sistema se encarga de dirigir y monitorear las diferentes aplicaciones requeridas por el usuario, tales como, la adquisición y visualización de datos, la purga de las líneas de flujo, llenado de las cámaras del sensor de presión diferencial, etc.

Figura 7. Sistema de control y adquisición de datos del E.D.R

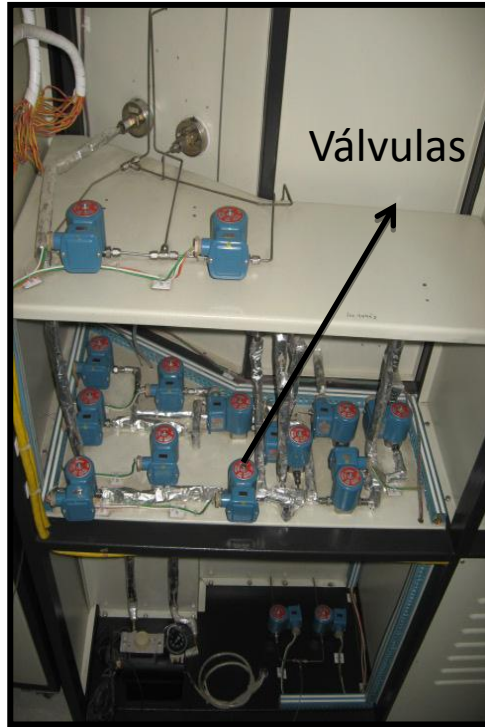


El Sistema Hidráulico se compone de un conjunto de medidores analógicos y digitales e instrumentos mecánicos, los cuales se encargan de ejecutar las funciones ordenadas por el sistema de control. En este sistema se pueden realizar diferentes acciones, tales como, el desplazamiento de los fluidos hacia el medio poroso a través de las líneas de flujo y algunas electroválvulas, que permiten definir un sentido de flujo. También, es posible medir la caída de presión del medio poroso mediante el sensor de presión diferencial, con el fin de determinar las permeabilidades absolutas, efectivas y relativas. En la Figura 8, se presenta el sistema hidráulico.

Figura 8. Sistema Hidráulico del E.D.R



a) Vista Frontal



b) Vista Posterior

El Modelo Físico Radial es la representación a escala del yacimiento, el cual está compuesto de un porta núcleo de acero inoxidable, una tapa de acrílico, un pozo inyector, un pozo productor. En la Figura 9, se muestra el porta medio poroso del modelo físico radial, el cual permite simular procesos de inyección de agua.

Figura 9. Modelo Radial



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, puesto 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 y predecir el comportamiento del yacimiento. Además, es utilizada para el desarrollo de planes de manejo, monitoreo y evaluación del yacimiento, y principalmente en el recobro final de hidrocarburos.

Por otra parte, la simulación numérica es la herramienta que 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 analíticamente¹⁸.

1.5.1. Software de Simulación Numérica

El software utilizado para simular el proceso de inyección de agua en el EDR es el simulador IMEX (IMplicit EXplicit black oil simulator) de la familia de simuladores de CMG (Computer Modelling Group). La versatilidad de este simulador lo

¹⁸ Rodríguez, E. "Evaluación Técnica de la Implementación de un Proceso de Inyección de Agua en el Campo Lisama. mediante Simulación Numérica de Yacimientos", Pág. 14.

convierte en una herramienta sencilla de usar, permitiendo la observación y el análisis de los resultados de manera clara y fácil¹⁹.

Descripción del Simulador IMEX. IMEX es un simulador trifásico y/o bifásico de aceite negro o Black Oil que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-petróleo o agua-petróleo-gas; desarrollado por la compañía canadiense CMG. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable. Algunas de las aplicaciones de IMEX son:

- ✓ Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos que se encuentran debajo del punto de burbuja.
- ✓ Estudios de conificación.
- ✓ Desarrollo de yacimientos bajo condiciones de superficie.
- ✓ Recobro secundario; inyección de agua e inyección de gas.
- ✓ Recobro mejorado, desplazamiento inmiscible y pseudo-miscible tales como inyección de polímeros, gas, solventes y procesos WAG.

1.5.2. Modelo de Aceite Negro (Black Oil)

Es conocido como el modelo β , capaz de reproducir sistemas donde hay presencia de tres fluidos diferentes como el agua, el aceite y el gas, teniendo en cuenta que el gas es soluble en el petróleo y no en el agua, por lo cual la transferencia de fases se lleva a cabo entre el gas y el aceite; no tiene en cuenta cambios en la composición de estas fases.

En este modelo, el fluido del yacimiento es aproximado por 2 componentes: Un componente no volátil (crudo) y un componente volátil (gas) soluble en la fase de petróleo. Este modelo asume las siguientes condiciones²⁰:

¹⁹ Ibarra, Y; Celis, J. "Estudio Experimental y Numérico del Proceso de Inyección de Agua en el Modelo de Desplazamiento Radial", Pág. 75.

²⁰ Osorio, G. "Simulación Numérica de Yacimientos", Pág. 2-12.

- a. Agua y crudo son inmiscibles.
- b. El gas es soluble en el aceite, pero no en el agua.
- c. A condiciones de yacimiento, el aceite está formado por dos componentes: aceite a condiciones de superficie y gas a condiciones normales.
- d. En el yacimiento los fluidos se encuentran en equilibrio termodinámico.

2. ANÁLISIS DE AGENTES REDUCTORES DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN PLUGS SINTÉTICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS.

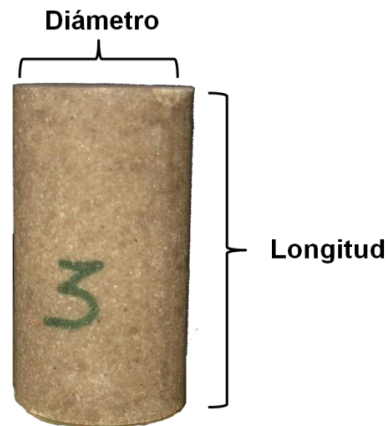
En este capítulo se analizará el efecto que genera un agente reductor de porosidad y permeabilidad, ARPP en plugs sintéticos, con el fin de determinar cual agente es el más apropiado para construir medios porosos sintéticos estratificados con propiedades petrofísicas similares a las de un yacimiento de hidrocarburos Colombiano.

El diseño de experimentos para la construcción de plugs sintéticos, se realiza a través de las variables petrofísicas que se buscan obtener, en este caso son la porosidad y la permeabilidad, las cuales pueden ocasionar cambios controlados en las variables de entrada del proceso de construcción, como la masa de arena, el ARPP, el volumen de solución epóxica, etc., siempre que sea posible observar o cuantificar los cambios que éstas generan sobre las variables petrofísicas. El diseño de experimentos, que se propone a continuación se basa en los procedimientos técnicos de ensayo llevados a cabo para la construcción de medios porosos homogéneos.

2.1. PLUGS SINTÉTICOS

Las propiedades petrofísicas de un yacimiento se miden 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, donde la representatividad de sus propiedades petrofísicas depende del tamaño de la muestra. En la Figura 10, se muestra un plug sintético con sus respectivas dimensiones.

Figura 10. Dimensiones de un plug sintético



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.

2.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Mediante los procedimientos técnicos de ensayo llevados a cabo para la construcción de medios porosos homogéneos, se plantea la primera hipótesis:

“La bentonita reduce las propiedades petrofísicas de los plugs sintéticos”.

En busca de solucionar esta hipótesis, se plantea construir plugs sintéticos de una pulgada de diámetro con bentonita como Agente Reductor de Porosidad y Permeabilidad, ARPP.

Con el fin de construir los plugs sintéticos, se deben estudiar las variables de entrada o factores de mayor influencia, en las variables de salida del proceso de construcción. En la Tabla 4, se muestran las variables de entrada, las cuales se clasifican en dos grupos: controlables y no controlables.

Tabla 4. Selección de las variables independientes del proceso de construcción.

Variables	Controlables	No Controlables
Masa de Arena	X	
Masa de Agente Reductor	X	
Volumen de Resina	X	
Volumen de Endurecedor	X	
Tamaño de grano del Agente reductor	X	
Tamaño de grano de la Arena	X	
Temperatura	X	
Compactación		X

A continuación, se seleccionan las variables de respuesta o salida a medir, las cuales dependen de la necesidad del experimentador y deben suministrar información confiable sobre el problema de interés. En la Tabla 5, se muestran las variables de salida con su respectiva forma de medición.

Tabla 5. Selección de las variables de salida del proceso de construcción.

VARIABLES DE SALIDA	FORMA DE MEDICIÓN
Porosidad [Φ]	Porosímetro CorePet
Permeabilidad Absoluta [K_{abs}]	Permeámetro CorePet
Grado de Compactación	Visual

Para desarrollar la hipótesis planteada anteriormente, surge la necesidad de estudiar el comportamiento de las variables de salida, con el fin de obtener un procedimiento experimental, que permita construir plugs sintéticos con propiedades petrofísicas definidas.

El desarrollo de esta hipótesis, parte del procedimiento establecido para la construcción de medios porosos homogéneos²¹, donde se utiliza arena malla (80-100 y la siguiente relación:

$$\frac{1 \text{ cc de Solución Epóxica}}{20 \text{ g de Arena}} \left[\frac{\text{cc}}{\text{gr}} \right]$$

El volumen de solución epóxica está compuesto por tres partes de resina y una parte de endurecedor.

En este ensayo experimental, se plantea construir tres plugs de 120g de mezcla con diferentes proporciones de arena y bentonita, para analizar el comportamiento de las variables de salida en función del Agente Reductor de Porosidad y Permeabilidad, ARPP. El volumen de solución epóxica es constante para todos los plugs de acuerdo con la relación mostrada anteriormente. En la Tabla 6, se muestran las proporciones de arena, bentonita y el volumen de solución epóxica a utilizar.

Tabla 6. Variables de entrada del primer ensayo experimental.

Proporción % Arena - % bentonita	Masa de arena [g]	Masa de bentonita [g]	Vol. Solución Epóxica [cc]
Plug 1 (90%-10%)	108	12	6
Plug 2 (70%-30%)	84	36	6
Plug 3 (50%-50%)	60	60	6

En la Figura 11, se muestran los resultados obtenidos durante la construcción de los plugs con bentonita. El tiempo de curado de la resina epóxica es aproximadamente dos días a temperatura de 55°C. En este primer ensayo

²¹ Fernando W. Londoño, “Manual de Procedimientos de Ensayo en el Equipo de Desplazamiento Radial”, Pág. 7, Universidad Industrial de Santander – ICP, 2010.

experimental, la bentonita presenta menor afinidad con la solución epóxica en comparación con la arena, puesto el tamaño de grano de la bentonita es mucho menor, y por lo tanto, es más difícil que la solución epóxica penetre y moje totalmente la mezcla. Por otro lado, se observan plugs inconsolidados o friables, lo cual da un indicio del inadecuado uso del volumen de solución epóxica. En la Tabla 7, se muestra un resumen del primer ensayo experimental.

Figura 11. Resultados del primer ensayo experimental.



Tabla 7. Resumen del primer ensayo experimental.

Plug 1	Plug 2	Plug 3
90% Arena – 10% bentonita	70% Arena – 30% bentonita	50% Arena – 50% bentonita
Medianamente consolidada	Inconsolidada	Inconsolidada

Una vez se analiza el primer ensayo experimental, surge una situación no considerada previamente, puesto no se suponían muestras inconsolidadas. Por esta razón, se busca abordar el problema planteando una segunda hipótesis:

“Se obtienen plugs sintéticos consolidados al modificar la relación de solución epóxica/masa de mezcla”.

La modificación de la relación solución epóxica/masa de mezcla, se realiza alterando la masa de mezcla para obtener diferente volumen de solución epóxica.

En este caso, como se observó que a mayor cantidad de bentonita, mayor debe ser el volumen de solución epóxica para consolidar la mezcla, se determina el volumen de solución epóxica en relación con la cantidad de arena y bentonita.

Teniendo en cuenta la consideración anterior, aumentar el volumen de solución epóxica indica disminuir el denominador de la relación en función de la cantidad de mezcla (arena y bentonita). En la Tabla 8, se muestran los valores modificados de la relación, los cuales se determinaron cuantitativamente para cada una de las relaciones de arena y bentonita de acuerdo a lo observado en el experimento 1.

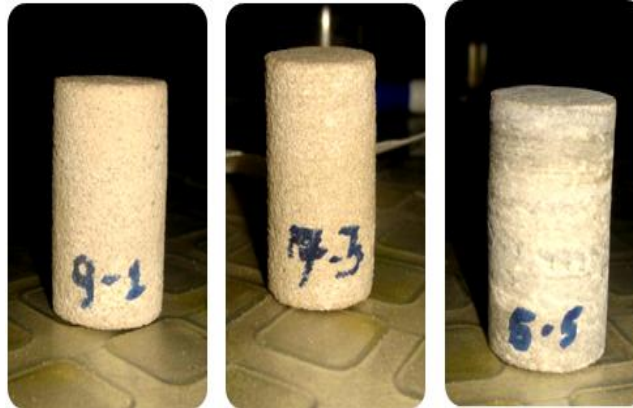
$$\frac{1 \text{ cc de Solución Epóxica}}{\text{Masa de Mezcla}} \left[\frac{\text{cc}}{\text{gr}} \right]$$

Tabla 8. Modificación de la relación de solución epóxica/masa Arena.

Relación % Arena- % bentonita	Relación Sln Epóxica Establecida	Relación Sln Epóxica Modificada
90%-10%	1cc Sln / 20gr Mezcla	1cc Sln / 13gr Mezcla
70%-30%	1cc Sln / 20gr Mezcla	1cc Sln / 8gr Mezcla
50%-50%	1cc Sln / 20gr Mezcla	1cc Sln / 6gr Mezcla

De acuerdo con la modificación de la relación solución epóxica/masa de mezcla, se realiza el segundo ensayo experimental para construir nuevos plugs sintéticos de 120gr de mezcla utilizando la misma relación de arena y bentonita del primer ensayo experimental. En la Figura 12, se observan plugs sintéticos consolidados, lo cual permite inferir que la modificación de la relación solución epóxica/masa de mezcla es buena. Sin embargo, no es posible decir, si esta relación es la óptima.

Figura 12. Resultados del segundo ensayo experimental.



Las muestras sintéticas presentan un grado de consolidación muy alto, por lo tanto, es posible medir la porosidad y la permeabilidad absoluta. En la Tabla 9, se muestran las propiedades petrofísicas, del segundo ensayo experimental con bentonita como ARPP. En la Tabla 10, se muestra la eficiencia reductora de la bentonita, donde se observa la disminución de la permeabilidad y porosidad al aumentar el porcentaje de bentonita, solo un 10% de bentonita genera una disminución de 10000 mD, lo que representa la efectividad de este agente reductor.

Tabla 9. Propiedades petrofísicas de los plugs con bentonita del segundo ensayo experimental.

Plugs 1		Plugs 2		Plugs 3	
90% Arena – 10% bentonita		70% Arena – 30% bentonita		50% Arena – 50% bentonita	
Φ	31,3%	Φ	25,2%	Φ	0,85%
K_{Abs}	3503 mD	K_{Abs}	603,0 mD	K_{Abs}	0,1 mD
Consolidada		Consolidada		Consolidada	

Tabla 10. Eficiencia reductora de la bentonita.

Relación %Arena - %bentonita	Φ [%]	K_{Abs} [mD]	Reducción Φ [%]	Reducción K_{Abs} [%]
100%- 0%	34,5	13500	-	-
90%-10%	31,3	3503	9,3	74,1
70%-30%	25,2	603	20,0	82,8
50%-50%	0,85	0,1	96,6	99,9

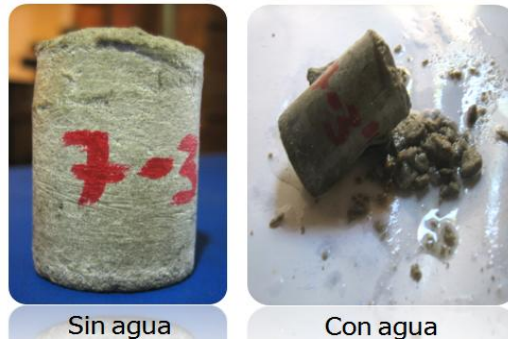
El segundo experimento no presentó mayores inconvenientes y la bentonita es el agente reductor seleccionado para construir medios porosos estratificados. Sin embargo, como estos medios porosos serán sometidos a pruebas de desplazamiento, es necesario analizar el comportamiento de la bentonita en presencia del agua. Por esta razón, se plantea la tercera hipótesis:

“Los plugs sintéticos con bentonita, se pueden utilizar para pruebas de desplazamiento”.

Con el fin de solucionar esta nueva hipótesis, se decide sumergir durante dos días en agua destilada el plug 2 del segundo ensayo experimental. En la Figura 13, se muestra el hinchamiento de la bentonita del plug en presencia de agua, alterando las propiedades petrofísicas iniciales del mismo.

El hinchamiento impide el flujo de fluidos a través de los plugs durante las pruebas de desplazamiento, y su comportamiento friable permite el desprendimiento de partículas de grano fino, las cuales pueden generar problemas operacionales, tales como el taponamiento de los pozos.

Figura 13. Comportamiento del plug sintético N°2 con bentonita en presencia de agua.



De acuerdo con los resultados anteriores, es necesario plantear otros tipos de ARPP, que no reaccionen en presencia de agua.

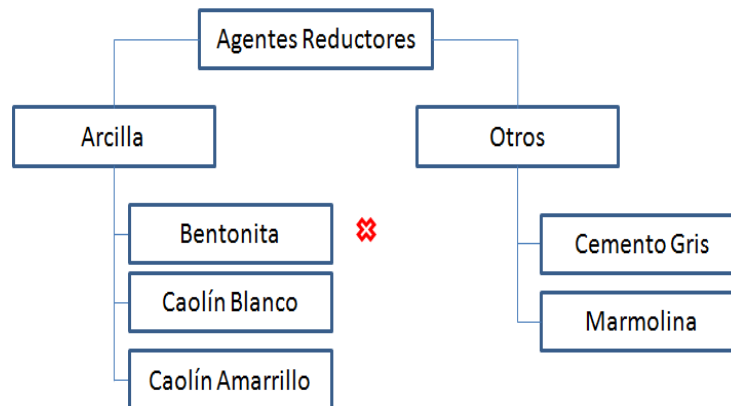
2.2.1. Nuevas Alternativas de ARPP

Con el fin de buscar nuevos ARPP, se plantea una cuarta hipótesis:

“Existen materiales con tamaño de grano similares a la bentonita, que no reaccionen en presencia de agua”.

Para el desarrollo de esta hipótesis se realiza una búsqueda en el mercado, donde se encuentran materiales de construcción con tamaños de grano finos y medios. En la Figura 14, se muestra un esquema donde se reúnen estos materiales como nuevas alternativas de ARPP.

Figura 14. Esquema de los posibles ARPP.



A continuación se describe cada uno de los ARPP:

- ✓ *Caolín*: es una arcilla blanca o amarilla, compuesta de silicato de alúmina hidratada producto de la descomposición del feldespato, ver Figura 15.

Figura 15. Caolín



a. Blanco



b. Amarillo

- ✓ *Marmolina*: es llamada mármol artificial, está conformado de estuco de cal y polvo de mármol. Este presenta variedad de su tamaño de grano, ver Figura 16.

Figura 16. Marmolina



Cemento gris: es una mezcla de arcilla molida y material calcáreo muy fino, compuesto de silicato de calcio. El color gris es generado por el óxido de hierro, ver Figura 17.

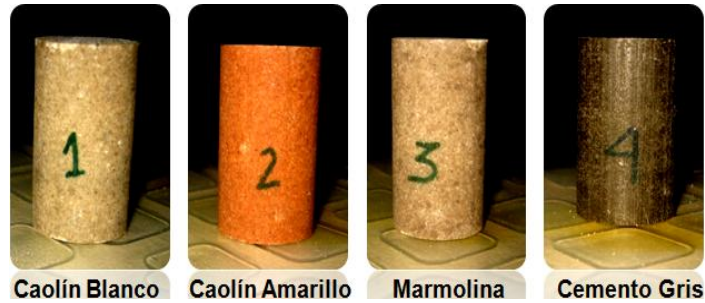
Figura 17. Cemento gris.



Como se observa gran variedad en el tamaño de grano de la marmolina, se hace pasar por un tamiz, con el fin de seleccionar tamaños de grano finos de malla (140, 100 y 200) para el tercer ensayo experimental.

Para desarrollar este ensayo, se busca construir un plug de 50gr de mezcla con una relación de 70%arena – 30% agente reductor, con cada agente reductor encontrado. Las dimensiones de la muestra sintética, se seleccionan de acuerdo al core holder utilizado para medir la permeabilidad absoluta. La relación se elige del segundo ensayo, puesto se presentan propiedades petrofísicas similares a las de un yacimiento, ver Tabla 9. El volumen de solución epóxica para este ensayo experimental se determina mediante la modificación de la relación del segundo ensayo, ver Tabla 8. En la Figura 18, se muestran los plugs sintéticos fuertemente consolidados para diferentes agentes reductores, donde todos conservan la misma proporción de arena y ARPP. El grado de consolidación de los plugs es excesivamente alto, debido al intenso olor de la resina después de curada. Esto permite inferir, que aún la modificación de la relación de solución epóxica está sobreestimada, y por lo tanto, se está utilizando más volumen de solución epóxica.

Figura 18. Resultados del tercer ensayo experimental.



En la Tabla 11, se describen las propiedades petrofísicas más representativas, tales como la porosidad y la permeabilidad absoluta para cada una de las muestras sintéticas con diferentes ARPP para el tercer ensayo experimental.

Tabla 11. Propiedades petrofísicas de los plugs del tercer ensayo experimental.

Plug 1		Plug 2		Plug 3		Plug 4	
70% Arena – 30% Agente Reductor							
Caolín Blanco		Caolín Amarillo		Marmolina		Cemento Gris	
Φ	13.8%	Φ	8.5%	Φ	13.8%	Φ	1.3%
K	398 mD	K	134 mD	K	516 mD	K	0.13 mD
Consolidada		Consolidada		Consolidada		Consolidad	

Los resultados mostrados en la Tabla 11, presentan porosidades y permeabilidades cercanas a las propiedades petrofísicas de los yacimientos de hidrocarburos, a excepción de los valores entregados por el cemento gris, puesto se presentan características impermeables. Por otro lado, cabe resaltar que las muestras sintéticas presentan un comportamiento inerte en presencia de agua.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el tercer ensayo experimental, se selecciona el caolín blanco y la marmolina como posibles agentes reductores para la construcción de medios porosos estratificados, debido a que presentan propiedades petrofísicas muy similares en comparación con las propiedades petrofísicas de los yacimientos colombianos; el caolín amarillo y el cemento gris se

descartan, puesto son impermeables. En la Tabla 12, se presenta un análisis económico general para estos dos agentes reductores, con el fin de seleccionar cuál de los dos es el más apropiado para la construcción de medios porosos estratificados.

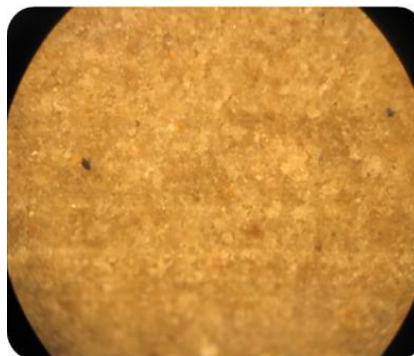
Tabla 12. Análisis económico general para los dos agentes reductores seleccionados.

Características	Caolín Blanco	Marmolina
Costo	Bajo	Bajo
Heterogeneidad del tamaño de grano	Medio	Alto
Recuperación tamizado utilizando mallas 100, 140 y 200	60%	30%

De acuerdo al análisis presentado en la tabla anterior, se selecciona el caolín blanco, puesto se recupera la mayor parte de este material después del tamizado y como tiene un bajo costo es económico para el proyecto.

En la Figura 19, se muestra una fotografía microscópica del plug con caolín blanco, donde se observa la distribución del tamaño de grano en presencia de la resina.

Figura 19. Vista microscópica del Plug con caolín blanco.



Luego de seleccionar el caolín blanco como ARPP para la construcción de medios porosos estratificados, se realiza el cuarto ensayo experimental.

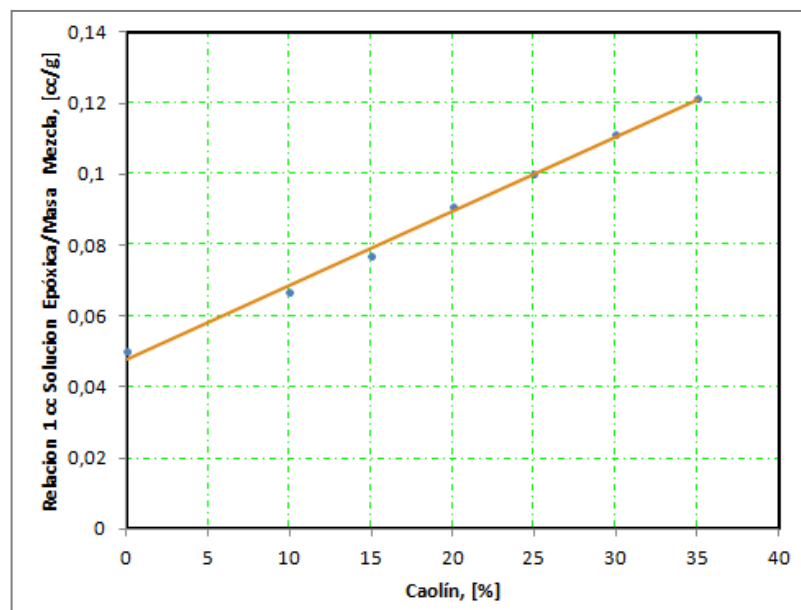
Este ensayo consiste en construir 18 plugs de 60g de mezcla para diferentes relaciones de arena y caolín blanco. La finalidad de este último experimento, es determinar las propiedades petrofísicas de los plugs, con el fin de establecer una correlación para la porosidad y la permeabilidad absoluta en función del porcentaje de caolín blanco.

Debido a que los plugs del tercer experimento presentaron una excesiva consolidación y un intenso olor de la resina después de curada, fue necesario modificar nuevamente la relación:

$$\frac{1 \text{ cc de Solución Epóxica} \left[\frac{\text{cc}}{\text{gr}} \right]}{\text{Masa de Mezcla}}$$

La modificación se presenta en la Figura 20, donde se genera una correlación lineal a partir de la relación de la ecuación 2 en función del porcentaje de caolín blanco. Los valores modificados de la relación, se determinaron cuantitativamente para cada relación de arena y caolín blanco, la cual permite el desarrollo del cuarto ensayo experimental.

Figura 20. Correlación 1.



De acuerdo con la correlación 1 se construyen 18 plugs sintéticos con caolín, como se muestra en la Figura 21.

Figura 21. Resultados del cuarto ensayo experimental.

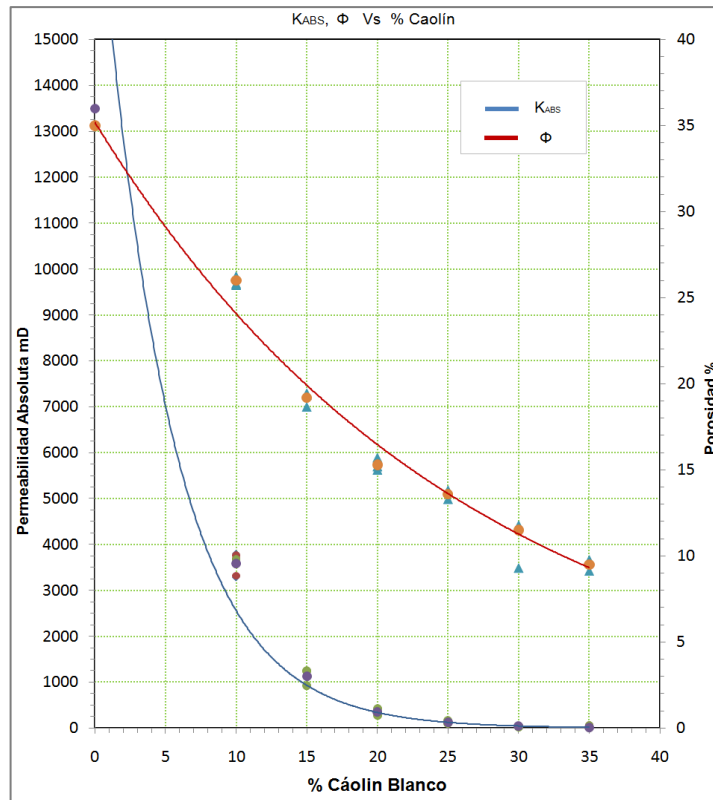


En la Figura 22, se muestra la correlación 2 planteada a partir de las propiedades petrofísicas de las muestras sintéticas en función del porcentaje de caolín. Para ajustar la correlación 2, se depuran algunos datos que no obedecen a la tendencia de la gráfica, puesto se observó cierta incertidumbre generada quizá durante la compactación (variable no controlable) en el proceso de construcción de los plugs.

Este último ensayo experimental, es un refinamiento de los ensayos anteriores, y fue posible mediante el planteamiento de diferentes hipótesis, las cuales buscan proponer y desarrollar cuatro experimentos.

Luego del desarrollo de las pruebas experimentales presentadas anteriormente, se realizó un aporte adicional que fueron las correlaciones 1 y 2, las cuales permitirán la continuación de estudios en medios porosos con propiedades definidas, es decir, se podrá estudiar este tipo de procesos de desplazamientos en medios porosos con propiedades iguales a las de un campo real.

Figura 22. Correlación 2.



2.3. CONSTRUCCIÓN DE MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS EN EL MODELO FÍSICO RADIAL PARA PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

La Figura 23, muestra un resumen del procedimiento técnico de ensayo a seguir para fabricar medios porosos estratificados en el modelo radial. Para realizar este procedimiento, se debe contar con diferentes equipos, materiales e insumos, tales como una balanza, arena, caolín, resina y endurecedor, espátulas, recipientes para mezclar, guantes, careta, gafas, etc.

Figura 23. Procedimiento para la construcción de medios porosos estratificados.



1. Tamizar el Caolín. Para construir medios porosos sintéticos estratificados, se utilizó caolín como agente reductor de porosidad y permeabilidad absoluta, ARPP. Este material presenta gran variedad en el tamaño de grano, lo cual impide obtener estratos con propiedades petrofísicas definidas. Debido a su heterogeneidad, es necesario tamizar el caolín para seleccionar tamaños de grano menores al de la arena, con el fin de analizar el efecto reductor del caolín en las propiedades petrofísicas del medio poroso estratificado. En la Figura 24, se muestran las mallas 100, 140 y 200 utilizadas para seleccionar tamaños de grano fino. El caolín recuperado de cada una de las mallas, se almacena en un recipiente limpio y hermético.

Figura 24. Tamizado de caolín Blanco.



a) Tamiz



b) Caolín recuperado de la malla 100



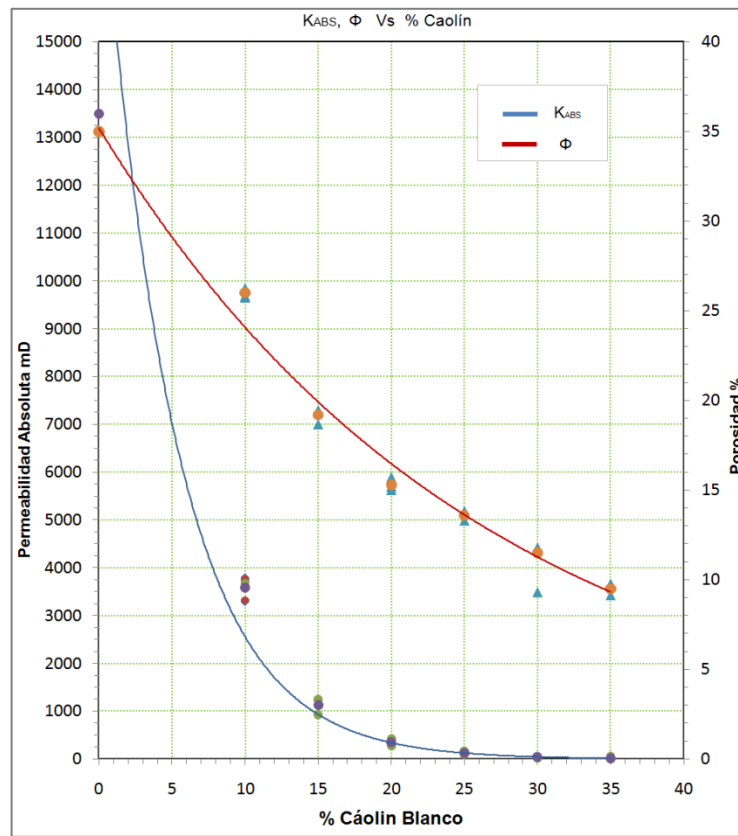
c) Caolín recuperado de la malla 140



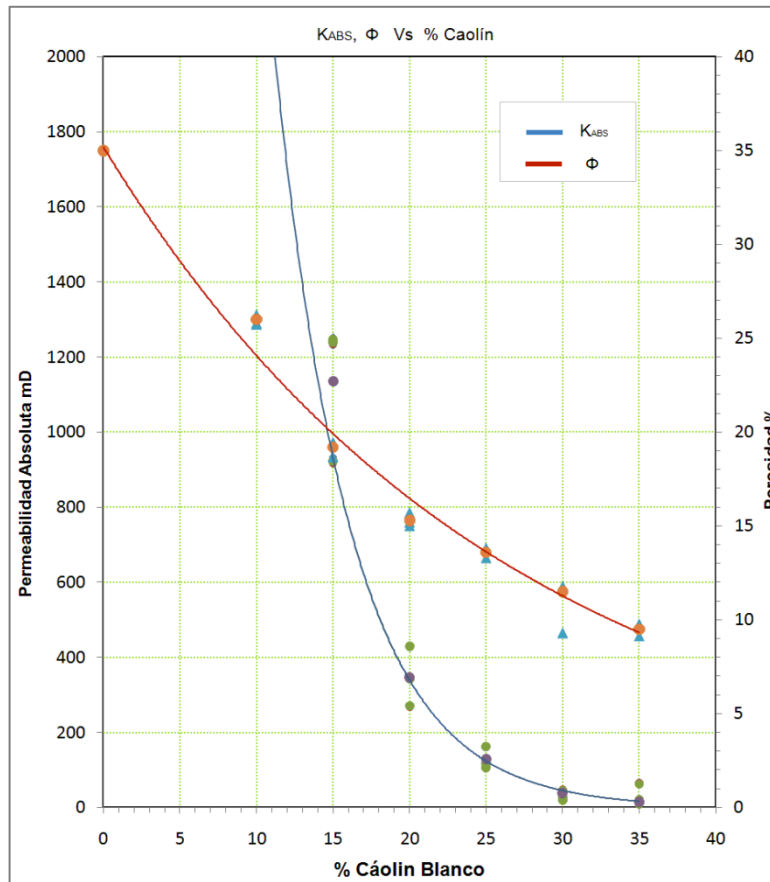
d) Caolín recuperado de la malla 200

2. Seleccionar Permeabilidad Absoluta y Porosidad de cada estrato. De acuerdo con la correlación 2, se muestra la variación de la porosidad y la permeabilidad absoluta del medio poroso, en función de la relación arena-caolín. En este caso, como se busca construir un medio poroso con tres estratos y una diferencia de permeabilidad absoluta de 500 mD entre estratos, se utiliza esta variable como parámetro de entrada para determinar la relación arena y caolín, además de la porosidad de cada estrato. En la Figura 25, se muestra la correlación 2 para altas y bajas permeabilidades. A partir de la gráfica b, se obtienen datos de las propiedades petrofísicas básicas y la relación arena-caolín para cada uno de los estratos, ver Tabla 13.

Figura 25. Correlación de permeabilidad absoluta y porosidad en función de la proporción de caolín.



a) Altas Permeabilidades



b) Bajas Permeabilidades

Tabla 13. Propiedades petrofísicas básicas de los estratos.

N° Estratos	K_{Abs} [mD]	Φ [%]	Relación Caolín [%]	Relación Arena [%]
1	1700	22,40	12,00	88,00
2	1200	20,90	13,80	86,20
3	700	18,75	16,30	83,70

3. Medir la cantidad de arena y caolín a utilizar. El porta núcleo del modelo físico radial tiene aproximadamente 36 mm de espesor, el cual se divide en tres partes no necesariamente iguales para formar los estratos del medio poroso. Para construir medios porosos estratificados, es necesario conocer la

cantidad de arena y caolín de cada estrato utilizando una balanza. En la Figura 26, se muestra la balanza empleada para medir la masa de arena y caolín de los estratos. La masa de arena y caolín de cada estrato se deposita en diferentes recipientes, los cuales se deben identificar de acuerdo con el estrato. En la Tabla 14, se muestran las dimensiones de los estratos y la cantidad de arena y caolín requerida para cada uno de estos.

Figura 26. Medición de la cantidad de arena y caolín del primer estrato.



a) Medición de la masa de arena.



b) Medición de la masa de Caolín.

Tabla 14. Dimensiones y cantidad de arena y caolín de cada estrato.

N° Estratos	Dimensiones X,Y,Z [mm]	Masa Mezcla [g]	Masa Arena [g]	Masa Caolín [g]
1	255 * 255 * 10,0	1380	1214,4	165,6
2	255 * 255 * 12,5	1400	1206,8	193,2
3	255 * 255 * 12,5	1400	1171,8	228,2

4. Calcular el volumen de resina y endurecedor. El volumen de solución epóxica está compuesto por tres partes de resina más una parte endurecedor (3 de resina /1 de endurecedor), ver Figura 27. Este volumen se puede determinar mediante la correlación 1, donde se muestra la variación lineal de la relación 1 cc de solución epóxica/masa de mezcla en función de la relación arena-caolín. En la Figura 28, se muestra la correlación 1, el parámetro de entrada para determinar la relación 1 cc de solución epóxica/masa de mezcla de cada estrato es la relación arena-caolín. El volumen de solución epóxica, se calcula multiplicando los valores de la relación 1 cc de solución epóxica/masa de mezcla de cada estrato con la masa total del estrato. En la Tabla 15, se muestra el volumen de solución epóxica y los volúmenes de resina y endurecedor de cada estrato.

Figura 27. Resina epóxica y endurecedor.



Figura 28. Correlación de la relación solución epóxica/masa de mezcla en función del %caolín.

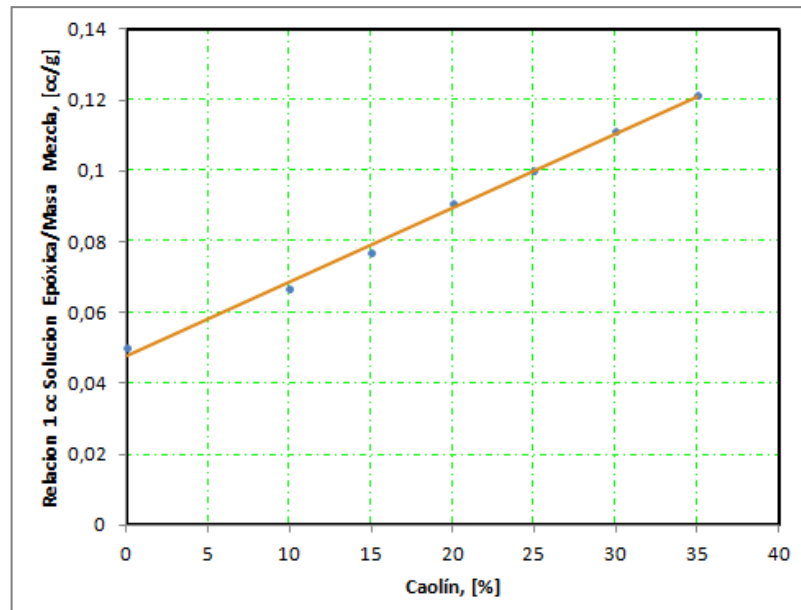


Tabla 15. Volumen de resina y endurecedor.

N° Estratos	Relación 1 cc solución epóxica/masa de mezcla [cc/g]	Volumen de solución epóxica [cc]	Volumen de resina [cc]	Volumen de endurecedor [cc]
1	0,0707	97,6	73,2	24,4
2	0,07466	104,52	78,4	26,1
3	0,08016	122,22	84,2	28,0

- Mezclar en seco arena y caolín.** Una vez medida la cantidad de arena y caolín del primer estrato, se toman los recipientes correspondientes a este y se mezclan ambas cantidades con una varilla agitadora en un recipiente limpio y seco, ver Figura 29.

Figura 29. Mezcla en seco de arena y caolín.



6. Preparar la solución epóxica de resina y endurecedor. Conocido el volumen de resina y endurecedor del primer estrato, se elabora la solución epóxica de la siguiente forma. Los volúmenes de resina y endurecedor se miden en jeringas diferentes y se depositan en un recipiente seco y levemente inclinado. La Figura 30, muestra la medición de ambos volúmenes, los cuales se mezclan suavemente con una espátula en forma circular durante quince minutos hasta obtener una mezcla totalmente unida de color traslucido y textura espumosa. En la Tabla 16, se comparan algunas de las variables más comunes para construir plugs, medios porosos homogéneos y estratificados.

Figura 30. Preparación de la solución epóxica.



a) Medición del volumen de resina y endurecedor.



b) Mezcla de la resina y el endurecedor.

Nota: Recuerde utilizar siempre los elementos de protección adecuadamente antes de preparar la solución epóxica.

Tabla 16. Comparación de las variables del proceso de construcción.

Variable	Medio poroso homogéneo	Plug con caolín	Medio poroso estratificado
Arena, [g]	6000		3600
Caolín, [g]	0		587
Volumen solución epóxica, [cc]	300		325
Volumen resina, [cc]	225		236
Volumen endurecedor, [cc]	75		78
Tiempo de mezcla de la solución epóxica, [min]	2-3	2-3	10-15
Tiempo de mezcla masa más la solución epóxica, [min]	50-55	3-5	25-30
Tiempo de construcción, [min]	12-18	5-7	15-20

7. Mezclar la solución epóxica con la arena y el caolín. Después de mezclar la solución epóxica, se agrega al mismo recipiente la masa de arena y caolín del primer estrato. En la Figura 31, se muestra la mezcla de arena y caolín más la solución epóxica. Durante el proceso de mezclado, se observa la

formación de grumos de caolín, los cuales se deben desintegrar con una cuchara metálica hasta obtener una mezcla homogénea. En la Tabla 16, se presenta un estimado del tiempo de mezcla de la masa y la solución epóxica. Este tiempo debe ser suficiente para obtener los granos de la mezcla totalmente mojados.

Figura 31. Mezcla de la arena y el caolín más la solución epóxica.



- 8. Distribución de la mezcla en el modelo físico Radial.** Antes de construir el primer estrato del medio poroso en el modelo físico radial, se debe ubicar un empaque en la base y cuatro en las paredes laterales del porta-núcleos, con el fin de reducir los problemas de canalización que se puedan presentar durante la realización de las pruebas de desplazamiento; además, desmontar del medio poroso es más fácil y no compromete la integridad del modelo radial debido a la adherencia entre la mezcla y el acero del modelo.

La Figura 32 a, presenta el porta-núcleos del modelo físico radial utilizado para la construcción de medios porosos estratificados en el cual se llevara a cabo la simulación física de procesos de inyección de agua. En la Figura 32 b, se muestra la distribución de la mezcla de arena más solución epóxica en el porta-núcleos. A medida que se va llenando el primer estrato en delgadas capas de 5 mm de espesor, se va compactando fuertemente la mezcla con un pisón para consolidar el medio poroso. Durante la compactación se

recomienda tener mucho cuidado para evitar levantar los empaques y taponar las perforaciones de los pozos de inyección y producción.

Figura 32. Construcción del primer estrato del modelo físico radial.



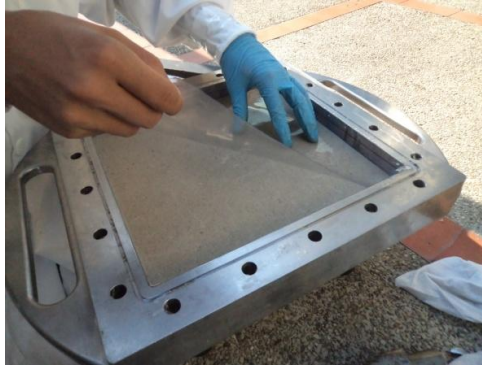
a) Porta-núcleos.



b) Distribución de la mezcla para el primer estrato.

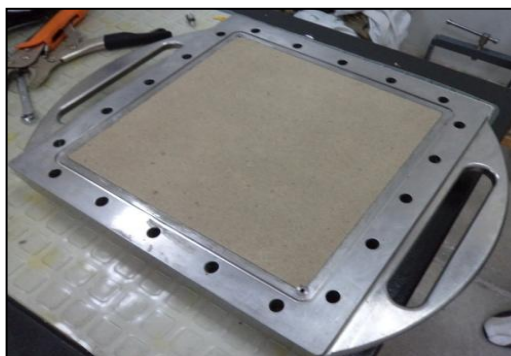
9. Separar cada estrato mediante un empaque. Construido el primer estrato es necesario colocar un empaque sobre este para evitar el flujo cruzado entre la primera y segunda capa del modelo radial. En la Figura 33, se muestra el empaque del primer estrato del modelo radial. Antes de adherir el empaque, es necesario verificar que este se encuentre a la medida del estrato para evitar bolsas de aire y posterior deterioro de los demás estratos. El empaque se adhiere, colocando silicona por todos los bordes del modelo tanto por debajo como por encima del empaque.

Figura 33. Empaque para el primer estrato del modelo radial.



10. Proveer el tiempo suficiente para secar los estratos. El tiempo de curado de la resina epoxi no es un valor exacto, puesto se ve afectado por la naturaleza del molde (acero), por el volumen de la resina empleado, por el volumen y la naturaleza del material a encapsular (arena y caolín), por la temperatura de la mezcla, por la temperatura ambiente y por la edad de la resina y el endurecedor. El tiempo de curado de la resina para el medio poroso estratificado, se realiza a temperatura ambiente y es aproximadamente 168 horas. Los pasos anteriores, se realizan para construir dos estratos restantes para obtener el medio poroso estratificado, que se muestra en la Figura 34.

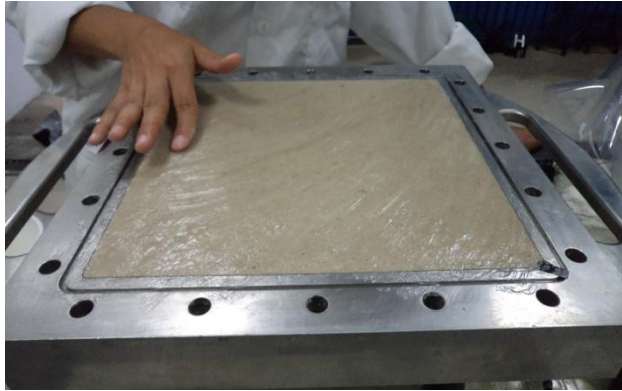
Figura 34. Medio poroso estratificado después del curado de la resina.



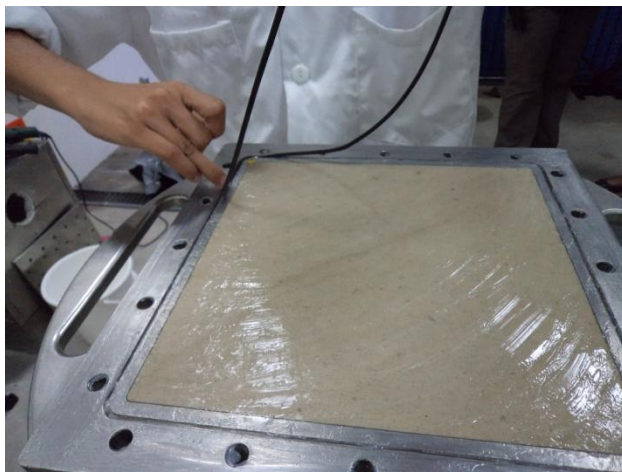
11. Acondicionamiento del modelo radial para el sello. En esta etapa inicialmente se giran los pozos situándolos en la dirección correcta, la cual es donde las perforaciones estén direccionadas hacia el medio poroso, luego se

aplican dos capas gruesa de silicona sobre el medio porosos y se dejan secar durante 20 minutos, mientras se seca la silicona se colocan los empaques llamados oring en la parte superior de los pozos y en el modelo radial como se muestra en la Figura 35.

Figura 35. Acondicionamiento del modelo radial para el sello.



a) Aplicación de la silicona



b) Ubicación de los empaques "Oring"

12. Acondicionamiento de la tapa de acrílico para el sello. En este paso del procedimiento se acondiciona la tapa mediante la aplicación de tres láminas de acetato de vitriolo, el cual evitará la canalización del agua por la tapa y ayudará a controlar las fugas mediante el cierre hermético que le proporciona el acetato, además se revisan y se sellan los conectores de los pozos. En la

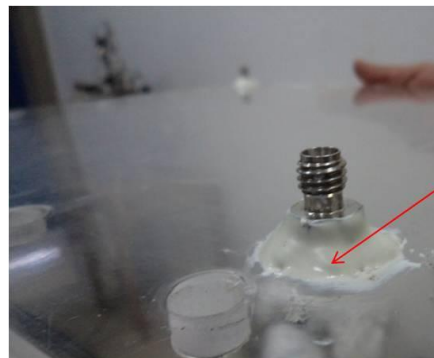
Figura 36 a, b, se muestra el acondicionamiento realizado a la tapa del modelo radial.

Figura 36. Acondicionamiento de la tapa.



Lamina de
Acetato de
Vitrilo

a) Postura del Acetato

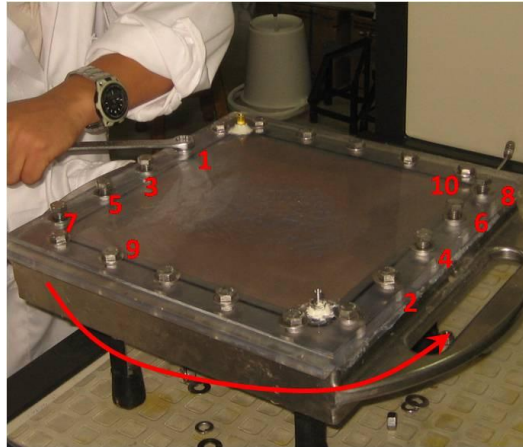


Recubrimiento de
los conectores de
los pozos.

b) Recubrimiento en los conectores de los pozos (Cabezales)

13. Sello del Modelo Radial: Luego de acondicionar las partes del modelo radial, se realiza el respectivo sello, para el cual se le aplica al medio poroso una tercera capa y en húmedo se coloca la tapa previamente acondicionada, ajustando los tornillos, como se muestra en la Figura 37. Cabe resaltar que la mejor manera de ajustar los tornillos es mediante un cierre o ajuste en brida, para equilibrar las fuerzas a las que está expuesta la tapa y no se fracture.

Figura 37. Ajuste de los tornillos de la tapa del modelo radial.



Luego de realizar la construcción del medio poroso estratificado mediante el procedimiento técnico de ensayo propuesto, se puede dar inicio a la prueba de desplazamiento en el E.D.R.

3. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL CON MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADOS.

En este capítulo se presenta una breve descripción del Equipo de Desplazamiento Radial, E.D.R y su manejo operacional para simular el comportamiento de procesos de recobro de hidrocarburos. El equipo está compuesto de un modelo físico radial, mediante el cual se busca desarrollar pruebas de desplazamiento en medios porosos estratificados, con el fin de estudiar determinados fenómenos físicos que ocurren en un yacimiento de petróleo, sometido a un proceso de inyección de agua. Las pruebas de desplazamiento a nivel de laboratorio se utilizan para evaluar cualitativa y cuantitativamente diferentes parámetros, tales como, la tasa de inyección, la caída de presión, el volumen producido de los fluidos (agua y aceite), la temperatura, el tiempo de ruptura, entre otros.

3.1. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL

El E.D.R está compuesto por dos módulos independientes en los cuales se encuentran tres componentes básicos:

- ✓ El Sistema de Control y Adquisición de datos
- ✓ El Sistema Hidráulico
- ✓ El Modelo Físico Radial

En la Figura 38, muestra el Equipo de Desplazamiento Radial y sus dos módulos. En el primer módulo se encuentran tanto el sistema de control y adquisición de datos como el sistema hidráulico, y en el segundo módulo el modelo físico radial. A continuación se describen los tres componentes del equipo.

Figura 38. Equipo de Desplazamiento Radial

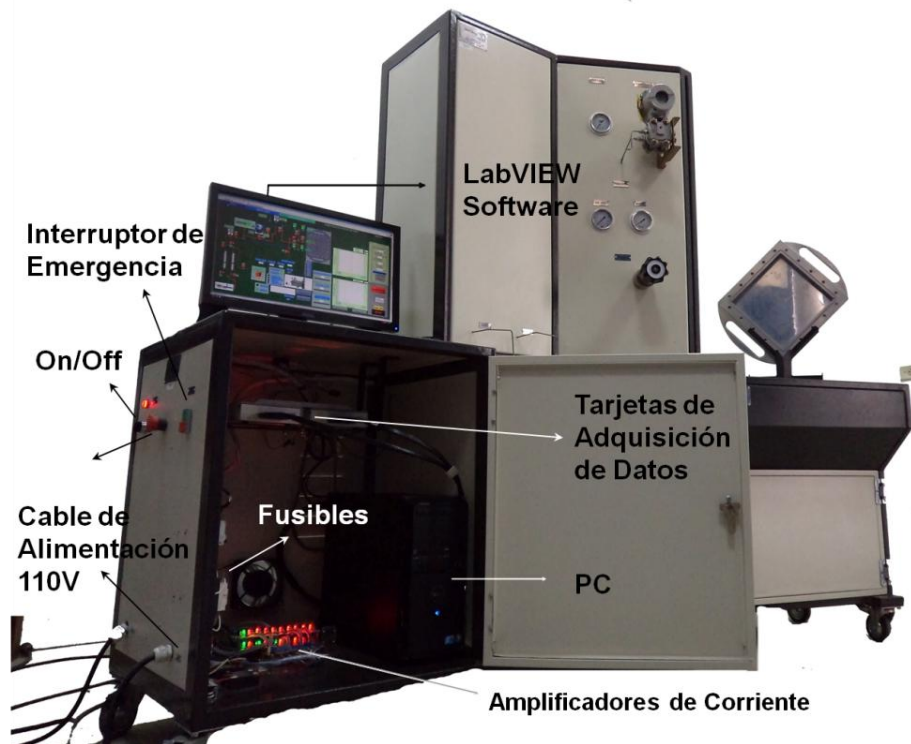


3.1.1. Sistema de Control y Adquisición de Datos.

El sistema está compuesto por múltiples dispositivos eléctricos y electrónicos, los cuales se encargan de conectar el hardware del equipo con el software, llamado LabVIEW. Este software se encarga de manejar operativamente el equipo utilizando el PC como instrumento de medición y control de las variables involucradas en las pruebas de desplazamiento. En la Figura 39, se muestra el gabinete de control con sus dispositivos, los cuales dirigen y monitorean las diferentes aplicaciones requeridas por el usuario, tales como, la apertura y cierre de las electroválvulas del sistema hidráulico, la adquisición, registro y visualización de los datos, etc.

En caso tal, que el equipo supere la presión de seguridad (200 psi) durante una prueba de desplazamiento, el sistema de control está programado para disminuir la sobrepresión del sistema hidráulico mediante una válvula de seguridad (relief). Además, si se presenta una caída de presión mayor a 7,2 psi, el sistema de control activa automáticamente dos electroválvulas para “bypasear” el sensor de presión diferencial del sistema hidráulico y proteger su integridad. Un aumento de energía eléctrica en el E.D.R, se puede restringir mediante el interruptor de emergencia del sistema de control.

Figura 39. Sistema de control y adquisición de datos

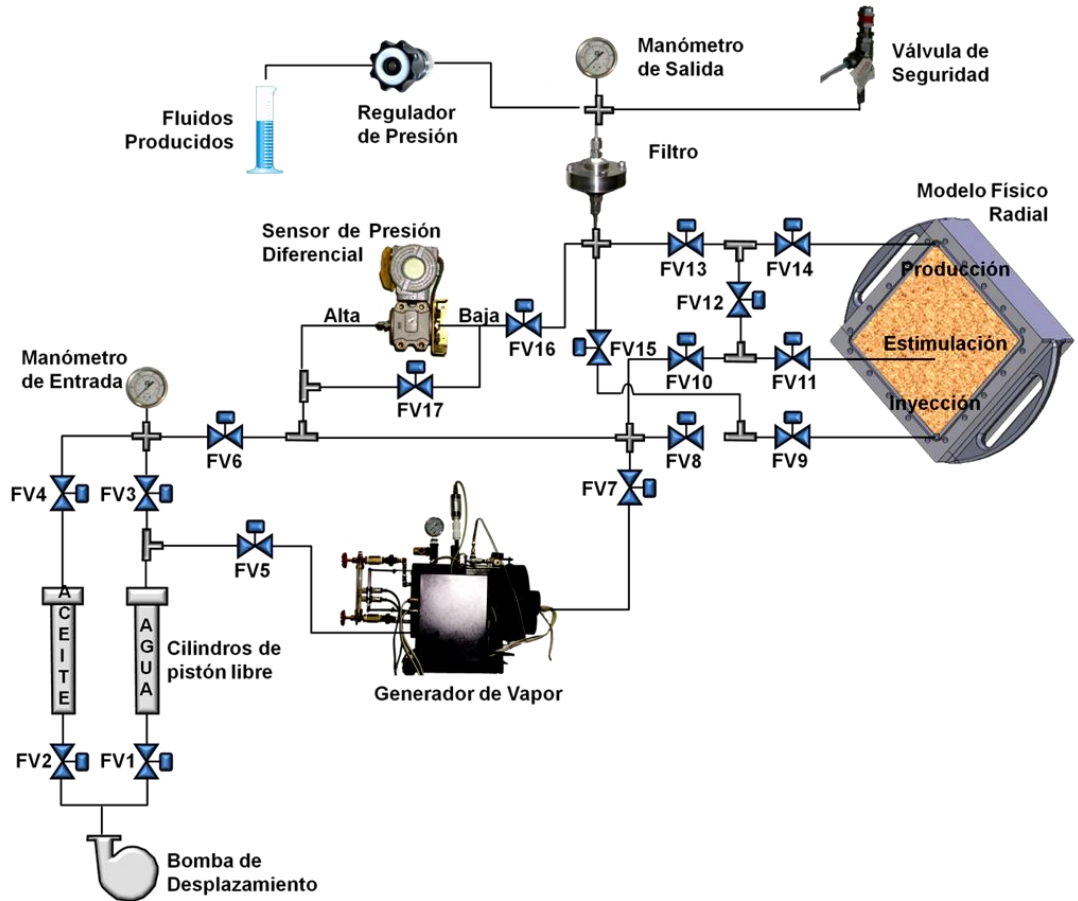


3.1.2. Sistema Hidráulico.

Este sistema se encuentra compuesto por medidores analógicos y digitales, racores y dispositivos mecánicos, los cuales se encargan de ejecutar las funciones requeridas por el usuario desde el sistema de control y adquisición de datos. Antes

de realizar cualquier prueba de desplazamiento, es necesario verificar el estado actual del equipo, mediante el esquema de flujo del sistema hidráulico, que se presenta en la Figura 40.

Figura 40. Esquema del sistema hidráulico



Fuente: Modificado de Miguel A. Manrique, "Manual de operación modelo radial", Universidad Industrial de Santander – ICP, 2010.

En la parte inferior del esquema, se muestra la bomba de desplazamiento positivo que se utiliza para desplazar los fluidos almacenados (agua y ACPM) en los cilindros de pistón libre (free piston). Estos fluidos se desplazan hacia el modelo físico radial a través de las líneas de $\frac{1}{8}$ " por diferentes sentidos de flujo, de acuerdo con la apertura o cierre de las electroválvulas (FV#). Entre las

electroválvulas FV5 y FV7, está conectado el equipo generador de vapor con sus diferentes componentes para la generación, control y regulación del vapor; y antes de la electroválvula FV6, se encuentra el manómetro de entrada de 0 a 200 psi para medir la presión de los fluidos a desplazar.

En la parte central del esquema se observa el sensor de presión diferencial, el cual se encarga de medir la caída de presión entre las líneas de alta y baja, que conectan el medio poroso a través de los siguientes sentidos de flujo:

- ✓ Inyección-Producción
- ✓ Producción-inyección
- ✓ Estimulación-Producción
- ✓ Inyección-Estimulación
- ✓ Manual

El Sensor opera para diferenciales de presión entre 0 y 7,2 psi, y cuenta con dos electroválvulas de seguridad (FV16 y FV17) para “bypasear” el sensor, en caso tal, se presente una caída de presión mayor a 7,2 psi.

Al lado derecho del esquema se presenta el modelo físico radial, el cual contiene el medio poroso, donde se realizan las pruebas de desplazamiento, mediante los diferentes sentidos de flujo.

En la parte superior del esquema, se encuentra el manómetro de salida de 0 a 100 psi, utilizado para medir la presión de los fluidos producidos. Esta presión se puede controlar a través del regulador de presión, el cual se manipula manualmente para seleccionar la presión de salida. El regulador de presión no tiene especificaciones, aunque se dice, que funciona para presiones mayores o iguales a 1000 psi.

Durante el desarrollo de las pruebas de desplazamiento, es necesario recolectar los fluidos producidos en tubos de ensayo y probetas, con el fin de cuantificar los volúmenes instantáneos y determinar algunas variables de las pruebas, tales como, el factor de recobro, las tasa de producción, el corte de agua y aceite, etc.

3.1.3. Modelo Físico Radial.

Representa $\frac{1}{4}$ de patrón de 5 puntos a escala de un yacimiento y está compuesto por un porta núcleos con una base de acero inoxidable, una tapa de acrílico y dos pozos, como se muestra en la Figura 41. La base tiene forma rectangular con dimensiones 25,6*25,6*3,6 cm, donde se fabrica el medio poroso estratificado. Los pozos se ubican en dos esquinas opuestas de la base y cada uno tiene ocho perforaciones de $\frac{1}{36}$ ".

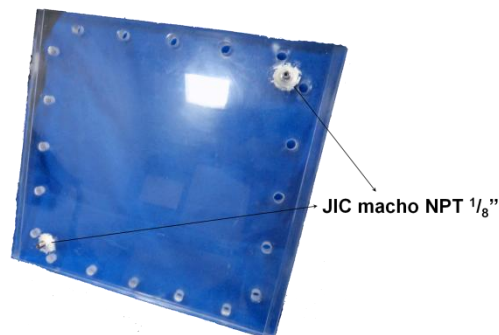
Figura 41. Porta núcleos



a) Base



b) Pozos



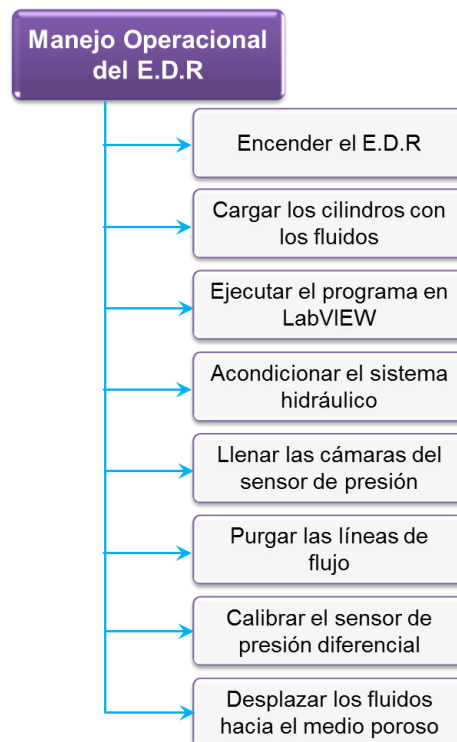
c) Tapa

La tapa es una lámina de acrílico con dos JIC macho NPT de $\frac{1}{8}$ " para conectar las líneas de inyección y producción; adicionalmente, cuenta con 20 orificios para ajustar la base con el fin de sellar herméticamente el medio poroso²².

3.2. MANEJO OPERACIONAL DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS ESTRATIFICADOS.

En la Figura 42, se muestra un resumen del procedimiento para manejar operativamente el Equipo de Desplazamiento Radial, E.D.R, con el fin de desarrollar pruebas de desplazamiento. Necesariamente, se debe contar con el software LabVIEW y los fluidos a desplazar.

Figura 42. Procedimiento para manejar operativamente el E.D.R



²² Fernando W. Londoño, “Manual de Procedimientos de Ensayo en el Equipo de Desplazamiento Radial”, Pág. 41, Universidad Industrial de Santander – ICP, 2010.

3.2.1. Encender el E.D.R.

El laboratorio de Desplazamiento Radial cuenta con tres clases de toma corriente, los de color naranja polarizados entregan 120V AC, los de color blanco 3*50 tipo europeo entregan 220V AC y los de color blanco polarizados entregan 110V AC. Los toma corrientes de color naranja se encuentran conectados a la UPS del centro de investigación y no es recomendable conectarles equipos que puedan inducir corriente eléctrica, tales como, la bomba de desplazamiento positivo y el generador de vapor.

Como el E.D.R no induce corriente eléctrica, se debe conectar al toma corriente de color naranja. La diferencia entre un toma corriente de color naranja y uno de color blanco, radica en que la UPS conserva los equipos encendidos, en caso tal, falte la energía eléctrica.

Después de conectar el equipo a su respectiva fuente de alimentación, se procede a encender el E.D.R girando suavemente la manija On/Off del lado lateral izquierdo del sistema de control, ver Figura 43.

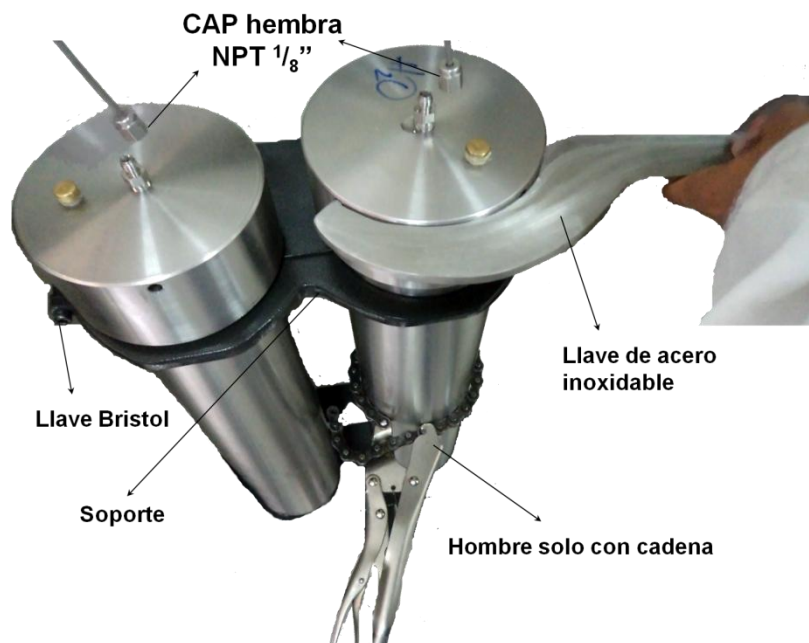
Figura 43. Manija de encendido del E.D.R



3.2.2. Cargar los Cilindros.

El E.D.R cuenta con dos cilindros de pistón para almacenar los fluidos, que serán utilizados en las pruebas de desplazamiento; en este caso, un cilindro será cargado con agua y el otro con ACPM. Antes de almacenar los fluidos, es necesario desmontar los cilindros y desplazar sus pistones hacia la base. En la Figura 44, se muestra el procedimiento para desmontar los cilindros.

Figura 44. Procedimiento para desmontar los cilindros.



Inicialmente, el usuario debe desconectar con una llave inglesa de $7/16$ " el CAP hembra de $1/8$ " NPT de la línea, que conecta la tapa, y a su vez, el CAP hembra de $1/8$ " NPT de la línea, que conecta la base del cilindro. Posteriormente, se retira la tapa del cilindro utilizando una llave de acero inoxidable y un hombre solo con cadena; luego, se desajusta el soporte con una llave brístol milimétrica, y finalmente, se retira el cilindro.

Si el cilindro contiene algún fluido, se debe verter en un recipiente limpio. Al vaciar el cilindro, se observa en su interior un pistón que evita el contacto entre el fluido

almacenado y el agua desplazada desde la bomba de desplazamiento. En la Figura 45, se muestra el pistón del cilindro de ACPM.

El procedimiento consiste en ajustar la unión macho de $\frac{1}{8}$ " NPT de la tapa a un extremo de una línea de teflón, y por el otro extremo de la línea un compresor de aire. Antes de encender el compresor, se recomienda colocar un recipiente por debajo de la base del cilindro, para recolectar el agua drenada por el empuje del pistón. Posteriormente, el compresor se enciende y se desplaza aire a tasas bajas hasta que el pistón llegue a la base del cilindro. Este procedimiento se utiliza en los laboratorios de desplazamiento, para drenar el agua suministrada por la bomba de desplazamiento sin necesidad de sacar el pistón del cilindro.

Figura 45. Pistón del cilindro de ACPM

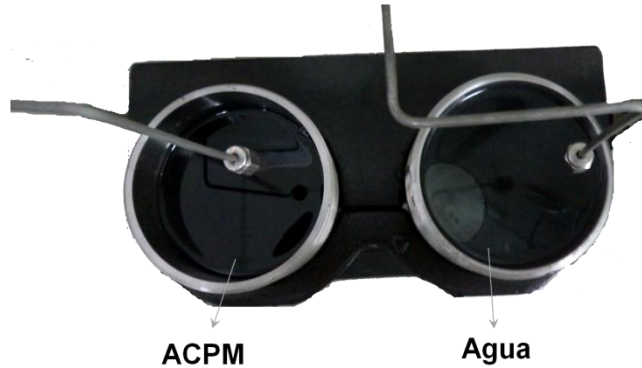


a) Antes de desmontar el cilindro

b) Después de desmontar el cilindro

Una vez, se encuentre el pistón en la base, el cilindro se limpia con agua y jabón; y luego se seca para evitar contaminar los fluidos que serán almacenados. Antes de almacenar cualquier fluido, se monta el cilindro en el equipo. En la Figura 46, se muestran los cilindros del equipo previamente cargados con los fluidos de las pruebas de desplazamiento. Recuerde ajustar la tapa con la llave de acero y conectar los CAP hembra de $\frac{1}{8}$ " NPT del tope y la base de los cilindros.

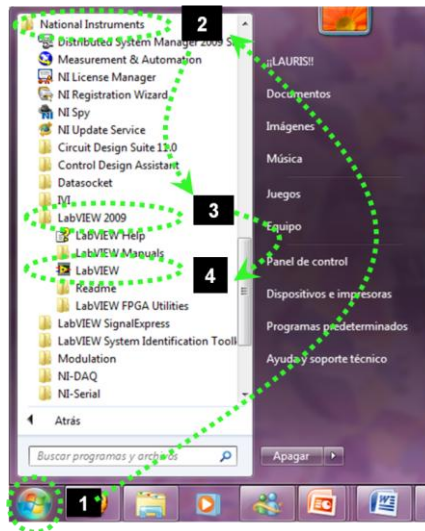
Figura 46. Cilindros cargados



3.2.3. Ejecutar el programa del E.D.R.

El programa de aplicación del E.D.R está diseñado en un software llamado LabVIEW, el cual es desarrollado por la compañía National Instruments, NI con licencia de tipo académica versión 2010. En la Figura 47, se indican los pasos a seguir para ingresar a LabVIEW.

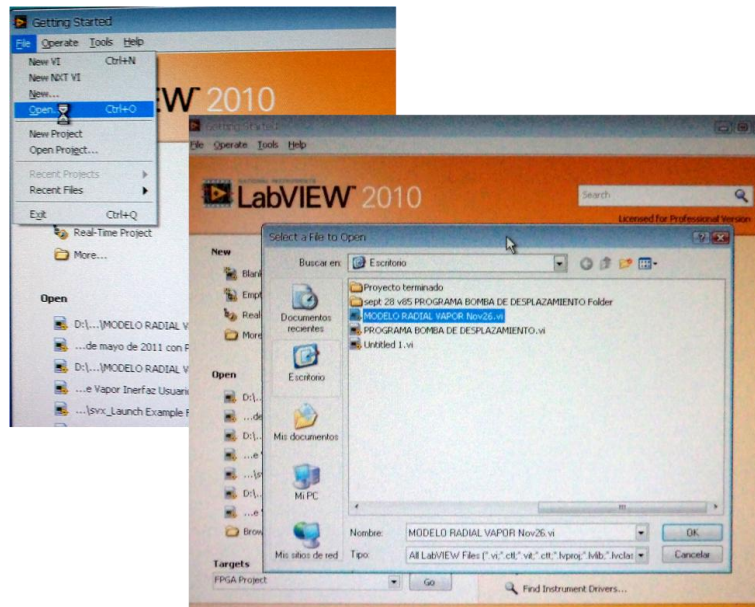
Figura 47. Ruta para ingresar a LabVIEW



Inicio / Todos los programas / National Instruments / LabVIEW 2010 / LabVIEW.

En la pantalla de presentación de LabVIEW, el usuario debe seleccionar la ubicación, donde está guardado el archivo o programa de aplicación del E.D.R. La forma más fácil de identificar un programa desarrollado en LabVIEW es por su extensión (.vi). En la Figura 48, se muestra los pasos a seguir para ingresar al programa del equipo.

Figura 48. Ruta para ingresar al programa del E.D.R



Launch LabVIEW / File / Open / Escritorio / Modelo Radial vapor Nov26.vi / O.K

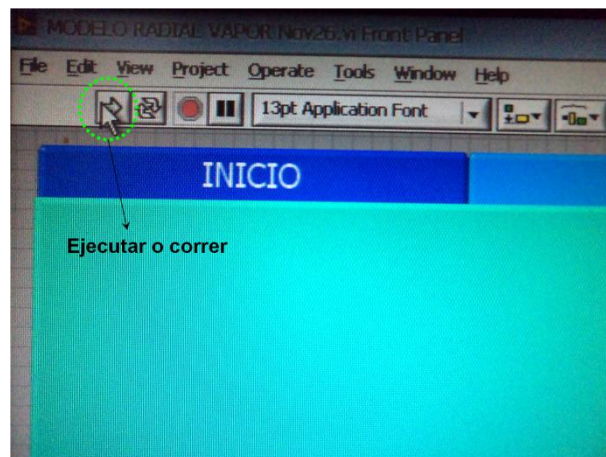
Después de abrir el programa de aplicación del E.D.R aparece la ventana del panel frontal, que representa la interacción entre el usuario y la interfaz grafica del programa. En la Figura 49, se muestra el panel frontal del equipo, donde se observa la barra de herramientas y la pestaña datos de entrada. A excepción de la pestaña modelo radial de inyección, las demás pestañas no realizan ninguna operación de control.

Figura 49. Panel frontal del E.D.R y pestaña datos de entrada



Una vez, el usuario se encuentra en la pestaña datos de entrada, debe ejecutar el programa del equipo haciendo click en el botón Run de la barra de herramientas, ver Figura 50.

Figura 50. Ejecutar programa del E.D.R

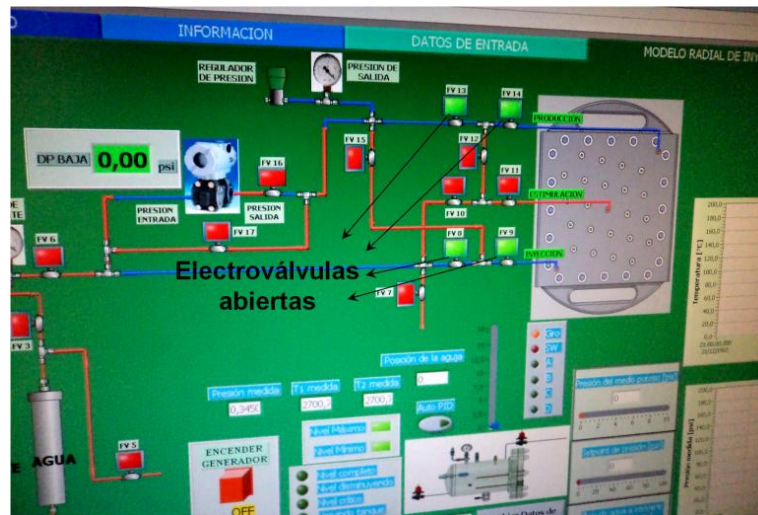


En la pestaña datos de entrada se ingresan datos de la prueba de desplazamiento, tales como, volumen poroso, distancia entre pozos, espesor, radio del pozo, etc. El parámetro presión máxima de trabajo de 100 psi, se encuentra por defecto para procesos de inyección de agua y se puede modificar solo para presiones mayores a 100 psi. Si los datos de entrada son los correctos,

se presiona el botón O.K, y luego el botón Iniciar Prueba para avanzar a la siguiente pestaña del programa.

En la pestaña modelo radial de inyección, se encuentra el programa del sistema hidráulico del E.D.R. cuando el programa pasa a esta pestaña, inmediatamente se abren cuatro electroválvulas, como se muestra en la Figura 51.

Figura 51. Pestaña modelo radial de inyección de vapor o Sistema Hidráulico



En este caso, como se requiere acondicionar el sistema hidráulico para la prueba de desplazamiento, no es necesario ingresar los datos de entrada.

3.2.4. Acondicionamiento del Sistema Hidráulico.

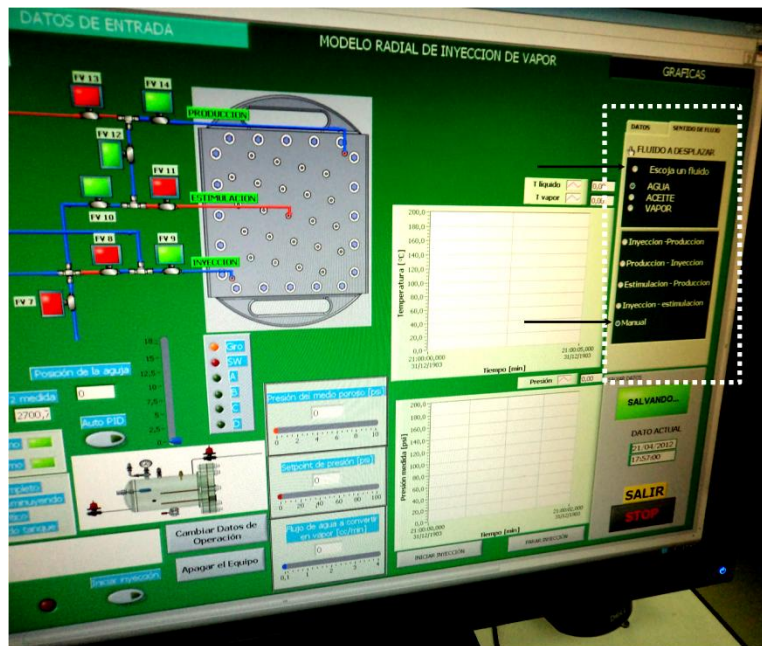
Antes de realizar una prueba de desplazamiento, es necesario acondicionar cada uno de los componentes del sistema hidráulico, con el fin de obtener resultados favorables durante el desempeño de las pruebas. A continuación, se realiza una breve descripción del procedimiento a seguir para realizar el acondicionamiento del sistema hidráulico del equipo.

3.2.4.1. Verificar el Estado Actual de las Electroválvulas.

Este procedimiento consiste en activar cada una de las electroválvulas desde el programa del sistema hidráulico y verificar si efectivamente están funcionando. El procedimiento requiere dos usuarios, uno para operar el programa y el otro para revisar físicamente las electroválvulas del equipo.

La persona a cargo de operar el programa, inicialmente debe seleccionar las opciones escoja un fluido y manual de la pestaña sentido de flujo del programa. La opción escoja un fluido dirige las electroválvulas FV1 a FV6 y la opción manual las electroválvulas FV7 a FV17 del sistema hidráulico. En la Figura 52, se muestran las opciones de la pestaña sentido de flujo y los fluidos que pueden ser desplazados.

Figura 52. Opciones de la pestaña sentido de flujo

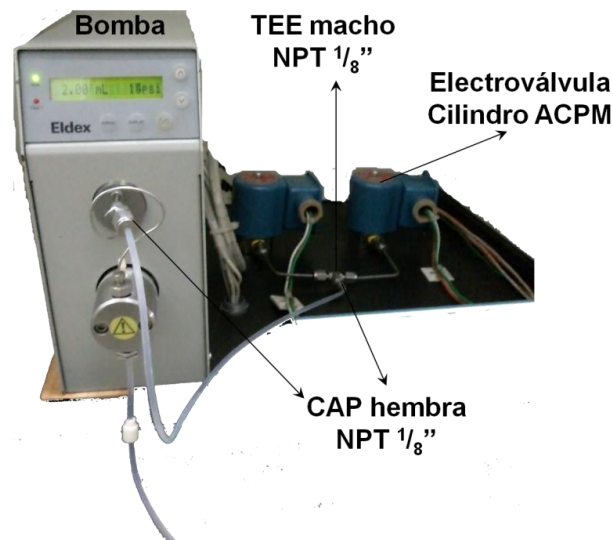


El mal estado de las electroválvulas limita el desarrollo de la prueba de desplazamiento. Todas las electroválvulas deben funcionar correctamente para continuar acondicionando el equipo.

3.2.4.2. Conectar la Bomba de Desplazamiento al E.D.R.

La bomba de desplazamiento ELDEX, se utiliza para desplazar los fluidos almacenados en los cilindros hacia el medio poroso. En la Figura 54, se muestra la línea de teflón que transporta el agua suministrada por la bomba de desplazamiento, hacia los cilindros del equipo.

Figura 54. Conexión entre la bomba de desplazamiento y los cilindros del E.D.R



El usuario requiere utilizar una llave inglesa de $\frac{7}{16}$ " para conectar el CAP hembra de $\frac{1}{8}$ " NPT del extremo de la línea, con la salida de la bomba y por el otro extremo de la línea, el CAP hembra $\frac{1}{8}$ " NPT a la entrada de una TEE macho $\frac{1}{8}$ " NPT del equipo. La TEE es la conexión encargada de unir la bomba con las electroválvulas FV1 y FV2 del equipo, que permiten o restringen el flujo de agua desde la bomba hasta los cilindros.

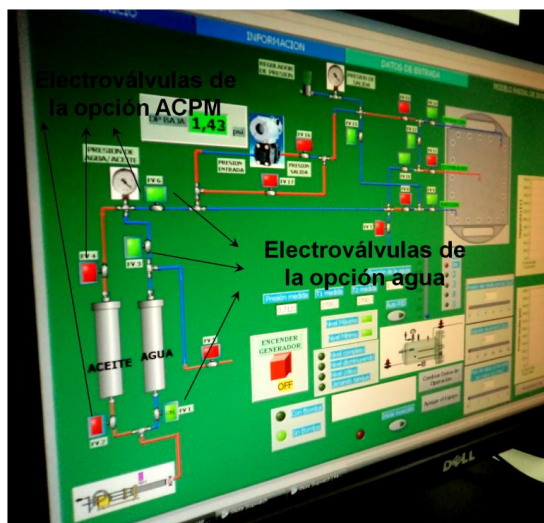
La bomba de desplazamiento cuenta con un tanque para almacenar únicamente agua destilada; antes de encender la bomba y empezar a limpiar la tubería del equipo, se verifica que el nivel del tanque se encuentre lleno de agua.

3.2.4.3. Limpiar la Tubería del Sistema Hidráulico.

La tubería del equipo en muchas ocasiones contiene suciedades, tales como, óxido en las conexiones y partículas finas de arena, las cuales podrían taponar los pozos del modelo físico radial durante una prueba de desplazamiento. La limpieza del sistema hidráulico consiste en inyectar alcohol industrial por la tubería, eligiendo manualmente el sentido de flujo mediante la apertura o cierre de las electroválvulas. A continuación, se describe el procedimiento para limpiar la tubería:

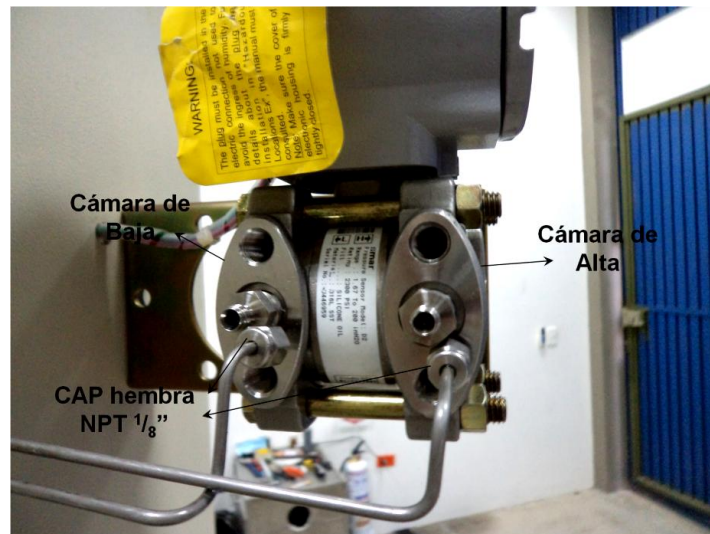
El usuario debe cargar el cilindro de agua con alcohol industrial, y luego, conectar la bomba de desplazamiento al equipo. Desde la pestaña sentido de flujo del programa del sistema hidráulico, se seleccionan las opciones manual y agua. Obsérvese que las electroválvulas FV1, FV3 y FV6 se abren inmediatamente al seleccionar la opción agua, ver Figura 55.

Figura 55. Electroválvulas abiertas de la Opción ACPM



A continuación, con una llave inglesa de $\frac{7}{16}$ " se descuentan los CAP hembra de $\frac{1}{8}$ " NPT de las líneas de alta y de baja del sensor de presión diferencial. En la Figura 56, se muestran desconectadas las cámaras de alta y de baja del sensor de presión diferencial. Este procedimiento se realiza para preservar la integridad del sensor de presión, evitando que ingrese alcohol a las cámaras del sensor.

Figura 56. Líneas de alta y de baja desconectadas de las cámaras del sensor

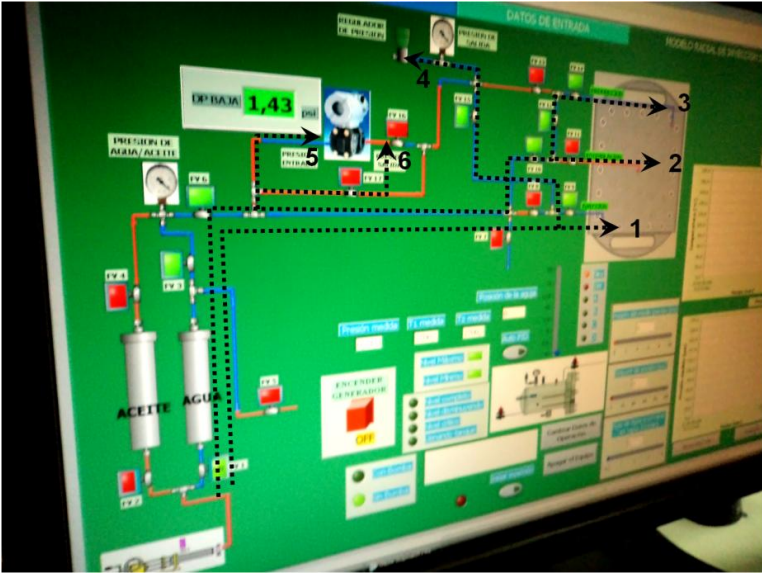


El usuario debe encender la bomba a tasas bajas, para remover la mayor cantidad de impurezas posibles, y luego, abrir las electroválvulas en el sentido de flujo correspondiente a la tubería que busca limpiar, ver esquema del sistema hidráulico. En la Figura 57, se muestran los principales sentidos de flujo del sistema hidráulico para el equipo y el programa. Recuerde colocar un recipiente para recolectar el alcohol de las diferentes tuberías.

Figura 57. Sentidos de flujo del sistema hidráulico



a) Equipo



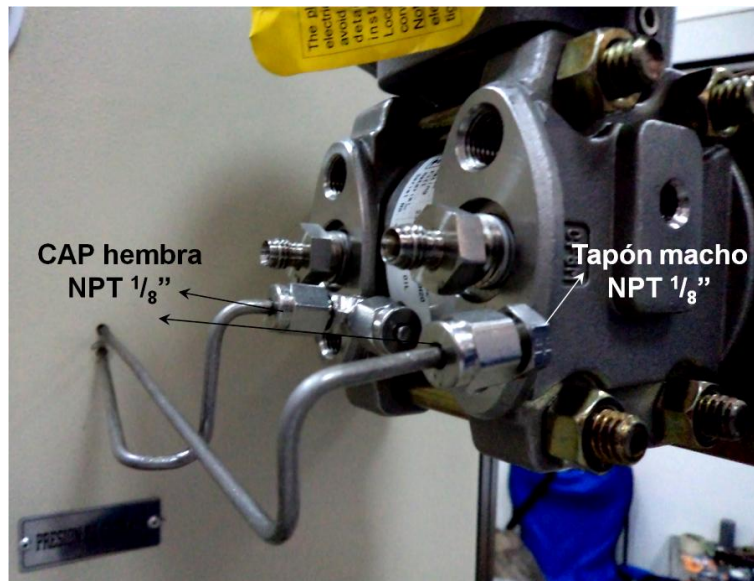
b) Programa

3.2.4.4. Prueba de Fugas en el Sistema Hidráulico.

Las fugas en el equipo se prueban presurizando el sistema hidráulico con un fluido (líquido o gaseoso), para observar si la presión del equipo se mantiene constante o disminuye. Dado el caso, donde la presión disminuye, se deduce que hay presencia de fugas; y por lo tanto, se realiza una inspección sección por sección de la tubería, con el fin de descubrir el lugar de la fuga y reparar la conexión. A continuación, se describe el procedimiento a seguir, en este caso, se decide utilizar el cilindro cargado anteriormente con alcohol industrial para presurizar la tubería.

Inicialmente, el usuario debe conectar la bomba de desplazamiento al equipo y en el programa del sistema hidráulico seleccionar las opciones manual y agua. Posteriormente, con una llave inglesa de $\frac{7}{16}$ " se conecta un Tapón macho de $\frac{1}{8}$ " NPT en la línea de alta y de baja, con el fin de obstruir el flujo y presurizar el sistema hidráulico más adelante, ver Figura 58.

Figura 58. Tapon en la línea de alta y de baja presión del sensor.



El usuario debe abrir todas las electroválvulas del sistema hidráulico a excepción de las electroválvulas FV2, FV4, FV5, FV7, FV9, FV11 y FV14.

El regulador de presión se debe ajustar para presiones por encima de la presión de producción. En este caso, como el regulador de presión funciona para presiones mayores a 1000 psi, no es posible utilizar este dispositivo; y por lo tanto, el regulador se desmonta y en su lugar se conecta un Tapón macho de $\frac{1}{8}$ " NPT a la salida de la línea de producción, ver Figura 59.

Figura 59. Conexión para taponar la línea de producción



A continuación, se enciende la bomba de desplazamiento a una tasa de 2 cc/min; después de cierto tiempo se debe observar un incremento de presión en el equipo mediante los manómetros de entrada y de salida, ver Figura 60. Apague la bomba cuando la presión del sistema alcance aproximadamente 50 psi.

Figura 60. Sistema hidráulico presurizado



Para realizar la prueba de fugas, tenga en cuenta lo siguiente:

Si, el sistema se encuentra presurizado la presión no debe caer, y por lo tanto, permanece constante durante determinado tiempo (20 min). De lo contrario, el sistema hidráulico presenta fugas y se deben revisar cada una de las conexiones y electroválvulas sección por sección siguiendo la tubería del equipo, hasta identificar el lugar de la fuga. Una vez, se detecta la fuga se ajusta la conexión con cinta teflón o quizá se reemplaza la pieza, en caso tal, se encuentra deteriorada, ver Figura 61.

Figura 61. Fuga por conexión en el manómetro de entrada



El sistema hidráulico se debe despresurizar mediante el regulador de presión, pero en este caso, como el regulador no se utiliza, el sistema se despresuriza desconectando el Tapón macho de $\frac{1}{8}$ " NPT de la línea de producción.

El procedimiento anterior se realiza las veces que sea necesario hasta que no se presenten fugas, con el fin de obtener resultados favorables en la prueba de desplazamiento.

3.2.4.5. Llenar las Cámaras del Sensor de Presión Diferencial y Purgar la Tubería del Equipo.

El sensor de presión diferencial se encarga de medir la caída de presión del medio poroso, deformando una membrana al interior de las cámaras de alta y de baja. Estas cámaras contienen un fluido no corrosivo como el ACPM, el cual deforma la membrana cuando se presentan cambios de presión en las líneas de alta y de baja, que están conectadas al medio poroso a través de diferentes sentidos de flujo.

Simultáneamente, con el procedimiento para llenar las cámaras del sensor, se purga la tubería del equipo. La purga consiste en retirar la mayor cantidad de aire de las líneas, con el fin de obtener diferenciales de presión estables. El aire en las líneas enmascara la lectura verdadera del diferencial de presión. A continuación, se describen ambos procedimientos:

Actualmente, las líneas de alta y de baja contienen alcohol de las prueba de fugas. Como necesariamente se deben conectar estas líneas para llenar las cámaras del sensor, este fluido se debe remover desplazando ACPM por las líneas.

Para comenzar, el usuario debe retirar los tornillos de las cámaras de alta y de baja del sensor de presión, mediante una llave inglesa de $\frac{3}{8}$ " , ver Figura 62.

Figura 62. Orificios de las cámaras del sensor de presión diferencial



a) Orificio de la cámara de baja.

3.3. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL E.D.R.

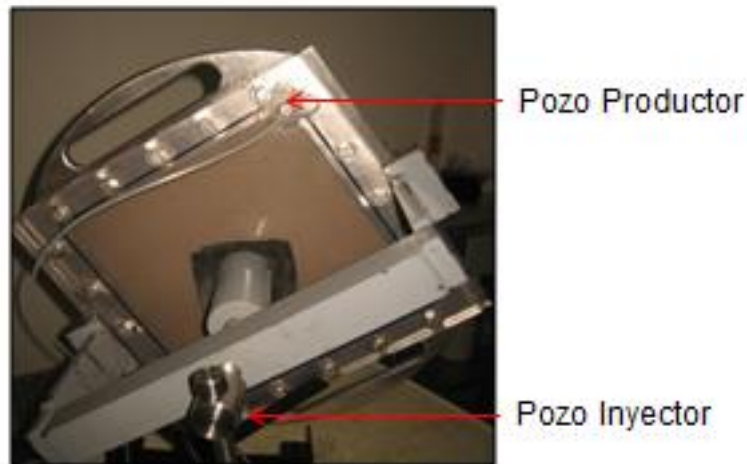
El desarrollo de procesos de inyección de agua a escala de laboratorio, requiere inicialmente de la saturación del medio poroso con agua y con aceite, con el fin de reproducir la migración de estos fluidos al yacimiento.

3.3.1. Saturación del medio poroso con agua

La saturación de agua es un proceso mediante el cual se reproduce la migración del agua al yacimiento, esto permite garantizar que el medio poroso presente mojabilidad al agua.

Para realizar la saturación del medio poroso, se ubica el modelo radial de forma vertical como se muestra en la Figura 63.

Figura 63. Modelo radial en posición para saturación con agua.



La finalidad de colocar el modelo radial en la posición mostrada en la Figura 63, es aprovechar la segregación gravitacional que se genera por el avance vertical ascendente del frente de agua, lo cual genera una saturación uniforme del medio poroso. Por otra parte, para garantizar que el medio sea saturado totalmente teniendo en cuenta que el medio poroso es estratificado, se inyectó 2.5 volúmenes porosos a tasa baja para evitar canalización entre estratos.

El parámetro importante en la saturación del medio poroso es el tiempo en el cual se produce la primera gota de agua, la cual permite determinar el volumen poroso que presenta el medio poroso mediante la ecuación 1.

$$V_P = t_{rup} * q_w \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde,

V_P : Volumen poroso, cc.

t_{rup} : Tiempo en que se produce la primera gota de agua, min.

q_w : Tasa de inyección de agua, cc/min.

Al determinar el volumen poroso del medio, se calcula la porosidad del medio poroso del modelo radial mediante la ecuación 2.

$$\frac{V_P}{V_t} = \Phi \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde

V_t : Volumen total del medio poroso, cc.

V_p : Volumen poroso, cc.

Φ : Porosidad

De acuerdo a la prueba de desplazamiento desarrollada en el E.D.R, se obtuvieron los siguientes parámetros, como se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Parámetros de la saturación del medio poroso con agua.

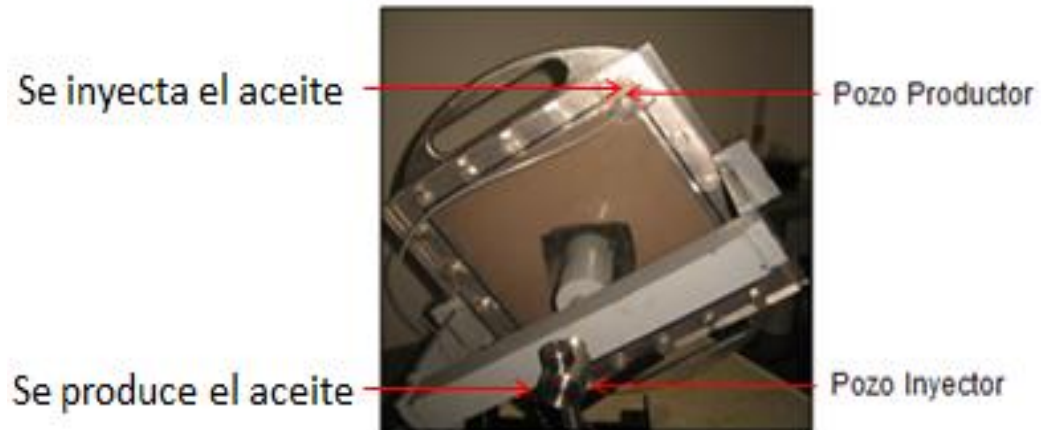
Características	Prueba
Volumen total del medio Poroso, cc	2322,5
Tasa de inyección, cc/min	0,12
Tiempo de Ruptura, min	4150
Volumen Poroso, cc	498
Porosidad, %	21,44

En el desarrollo de la saturación del medio poroso con agua, no presentó mayor inconveniente, es decir que no se presentaron fugas ni canalización en el medio poroso. Por otra parte, el volumen poroso obtenido en la saturación con agua permitió determinar la porosidad a partir de la ecuación 2.

3.3.2. Saturación del medio poroso con aceite (ACPM)

La saturación con aceite se realiza con el fin de reproducir la migración del petróleo al yacimiento; a escala de laboratorio el aceite que se utiliza es el ACPM. Por otra parte, el procedimiento para la saturación con aceite tiene el mismo principio que el de la saturación con agua presentada anteriormente, pero con una modificación; se deja el modelo radial de forma vertical y se inyecta el aceite por el pozo productor, esto se realiza puesto que el aceite tiene menor densidad que la del agua lo cual el barrido avanza de forma descendente, obteniéndose un desplazamiento uniforme del agua y por ende una saturación mayor con aceite del medio poroso, como se muestra en la Figura 64.

Figura 64. Modelo radial en posición para la saturación del medio con aceite.



De igual manera que en la saturación del medio con agua, en el proceso de saturación con aceite es importante medir el tiempo en el cual se produce la primera gota de aceite (tiempo de ruptura del aceite) para determinar la cantidad de aceite que se inyectó al medio poroso, aunque existe otra forma de calcular la cantidad de aceite que saturó el medio poroso y es realizando un balance de materia.

Al iniciar la saturación del medio poroso con aceite, el medio poroso se encuentra saturado completamente con agua, es decir que el volumen de agua desplazada por el aceite inyectado para saturar el medio poroso es igual al volumen de aceite que se saturó el medio poroso.

De acuerdo a lo obtenido mediante el proceso de saturación con aceite en la prueba de laboratorio, se determinó el volumen de aceite en el medio poroso, la saturación de aceite máximo y la saturación de agua irreducible mediante las ecuaciones 3, 4 y 5.

$$V_o = t_{rup} * q_o \quad \text{Ecuación 3.}$$

Donde,

V_o : Volumen de aceite en el medio poroso, cc.

t_{rup} : Tiempo en que se produce la primera gota de aceite, min.

q_o : Tasa de inyección de aceite, cc/min.

$$S_{omax} = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde,

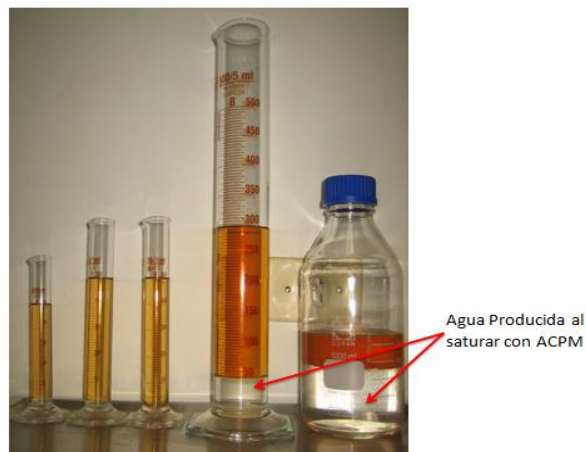
S_{omax} : Saturación de aceite máxima, %.

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

$$S_{wirr} = 1 - S_{omax} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Dado que en el proceso de la saturación del medio con aceite no se tiene el tiempo en el cual se produjo la primera gota de aceite, se realizó el balance de materia para determinar el volumen de aceite que saturó al medio poroso. De igual manera como se realizó en la saturación con agua, se inyectaron 2.5 volúmenes poroso de aceite para garantizar una buena saturación de aceite en el medio poroso. En la Figura 65, se observan los volúmenes de fluidos producidos después de la saturación con aceite.

Figura 65. Producción de agua al saturar el medio poroso con aceite.



La Figura 65, muestra el volumen de agua producida durante el proceso de saturación de aceite, el cual representa el volumen de aceite que saturó el medio poroso, esto se determina mediante un balance de materia, el cual expone que el espacio dejado por el agua producida es reemplazado por el aceite. En la Tabla 18, se presentan los datos obtenidos mediante las ecuaciones 3, 4 y 5 del proceso de saturación con aceite realizado en el E.D.R.

Tabla 18. Parámetros de la saturación del medio poroso con aceite.

Parámetros	Prueba
Volumen poroso del medio, cc	498
Volumen de aceite, cc	412
Somax	0,827
Swirr	0,173

Los resultados obtenidos en el proceso de saturación del medio poroso con el aceite fueron buenos, ya que se pudieron obtener datos de saturaciones aproximadas a las encontradas en la realidad, a pesar de que el medio poroso es estratificado.

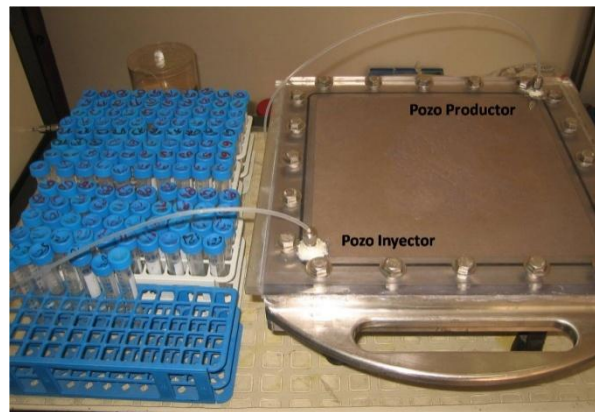
Luego de saturar el medio poroso estratificado del modelo radial con agua y aceite, se procede a realizar el proceso de inyección de agua, para analizar el su comportamiento.

3.3.3. Proceso de inyección de agua

Una vez saturado el medio poroso con aceite y agua, y calculados los parámetros de saturación de agua irreducible, saturación de aceite máxima, volumen poroso, etc., se procede a iniciar el proceso de inyección de agua. En el proceso de desplazamiento inmisible se utilizaron bajas tasas de inyección para generar un frente de agua uniforme y de esta manera obtener un buen barrido del medio poroso estratificado.

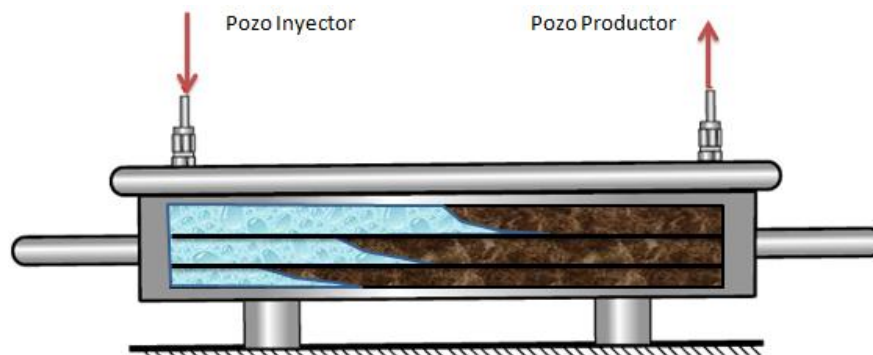
Para el proceso de la inyección de agua, a diferencia de los procesos de saturación, el medio poroso se coloca de forma horizontal para evitar que las fuerzas gravitacionales sean las que rijan el proceso de desplazamiento inmiscible, además se busca reproducir un yacimiento horizontal, es decir con buzamiento igual a cero. En la Figura 66, se muestra el medio poroso en el proceso de la inyección de agua.

Figura 66. Proceso de inyección de agua.



Debido a que el medio poroso es estratificado, el frente de agua irá más rápido en el estrato que presente menor restricción el cual será el que tenga más permeabilidad, en este caso será el estrato #1 el cual presenta una permeabilidad de 1700 mD. Este comportamiento se muestra en la Figura 67.

Figura 67. Frente del agua en el medio poroso estratificado.



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

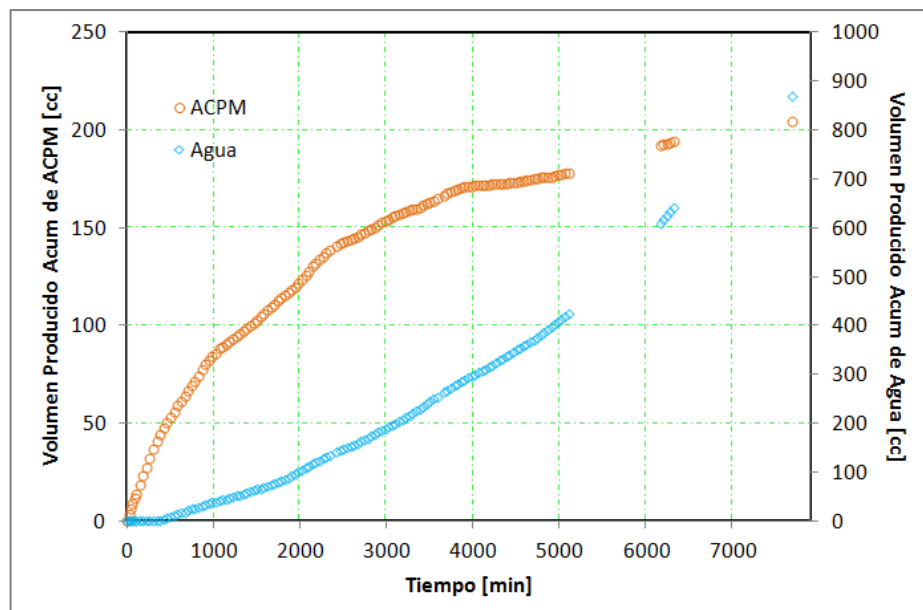
Inicialmente para el desarrollo del proceso de inyección de agua se propuso medir volúmenes de fluidos cada 20 minutos, pero a este tiempo no se obtenían volúmenes representativos lo cual hacía más difícil su medición y se aumentaba el error de la medición. Por esta razón, se aumentó el tiempo a 40 minutos. En la Figura 68, se presenta los volúmenes de fluidos producidos debido a la inyección de agua.

Figura 68. Volúmenes de fluidos producidos en el proceso de inyección de agua.



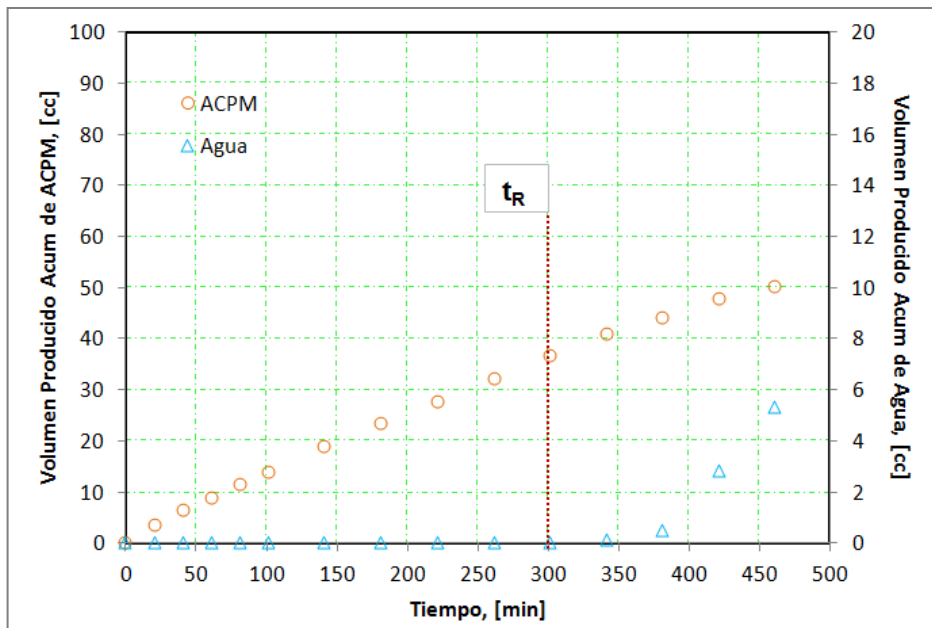
El desarrollo del proceso de inyección de agua en el E.D.R. permitió obtener el comportamiento del desplazamiento inmisible, el cual se presenta en la Figura 69.

Figura 69. Volúmenes producidos acumulados en función del tiempo.



El proceso de inyección de agua duro aproximadamente 7700 minutos, aproximadamente cinco días y medio continuos, lo cual permitió la producción de un volumen total de aceite de 200 cc. Por otra parte, hubo ruptura a los 301 minutos después de iniciada la prueba, es decir que después de este tiempo comenzó la producción de agua. Este comportamiento se puede apreciar al acercarse la Figura 69, como se presenta en la Figura 70.

Figura 70. Ruptura del proceso de inyección de agua.



4. MODELO ANALÍTICO DE DYKSTRA PARSONS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN MEDIOS POROSOS ESTRATIFICADO.

En este capítulo se presenta el desarrollo del modelo analítico y numérico, los cuales complementan el estudio del comportamiento del proceso de inyección de agua realizado a escala de laboratorio. Además, a través de estos modelos, se analizaron los resultados obtenidos mediante el modelo experimental y los fenómenos presentes en el desarrollo del proceso de desplazamiento con agua.

Para el desarrollo de los modelos mencionados, fue necesario realizar un ajuste del sistema de unidades con el fin de comparar los resultados de los modelos a las mismas condiciones. Las unidades utilizadas para el desarrollo de los modelos son las de laboratorio, las cuales se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19. Unidades de laboratorio.

Variable	Unidades
Tiempo	min
Caudal	cc/min
Presión	Kpa
Temperatura	°C
Volumen	cc
Longitud	cm
Viscosidad	cp
Permeabilidad	mD

Los parámetros necesarios para desarrollar el modelo analítico de Dykstra Parsons y el modelo de simulación para complementar el proceso de inyección de agua realizado a escala de laboratorio, son mostrados en la Tabla 20.

Tabla 20. Propiedades del Modelo Físico Estratificado.

Variables	Valores
Permeabilidad Abs K1 (mD)	700
Permeabilidad Abs K2 (mD)	1200
Permeabilidad Abs K3 (mD)	1700
K _{rw} @ S _{wmax}	0,4
K _{ro} @ S _o _{max}	0,68
μ _w (cp)	1
μ _o (cp)	4,2
S _{oi}	0,827
S _{or}	0,417
S _{wi}	0,173
Porosidad	0,2214
Espesor (cm)	3,6

4.1. MODELO ANALÍTICO DE DYKSTRA-PARSONS

El modelo analítico de Dykstra-Parsons permite predecir el comportamiento de la inyección de agua en yacimientos estratificados, el cual fue desarrollado para tener como referencia al analizar el proceso de inyección de agua realizado en el laboratorio.

El modelo analítico se desarrolla mediante la metodología presentada en el Anexo A, la que inicia con el ordenamiento de los estratos del yacimiento de mayor a menor permeabilidad, como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Estratificación del modelo físico.

Intervalo cm	Permeabilidad mD	Mayor %
1	1700	0
1,3	1200	33,3
1,3	700	66,6

Al graficar los datos mostrados en la Tabla 21 en un papel probabilístico como se muestra en la Figura A - 1, se determina el coeficiente de variación de la permeabilidad mediante la ecuación 9, dando un valor de ($V = 0.340$). Asimismo, siguiendo con la metodología se determinan los parámetros mostrados en la Tabla 22 por medio de las ecuaciones mostradas en el ANEXO A, los cuales son necesarios para iniciar el desarrollo del modelo analítico de Dykstra-Parsons.

Tabla 22. Parámetros Iniciales del Modelo Analítico.

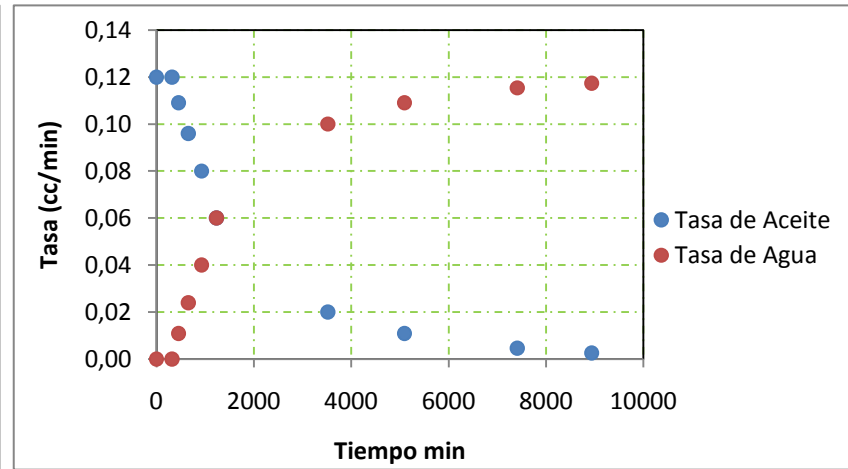
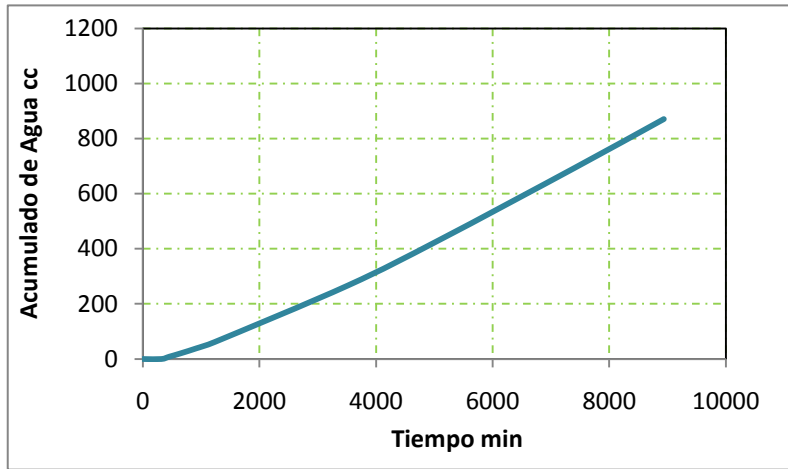
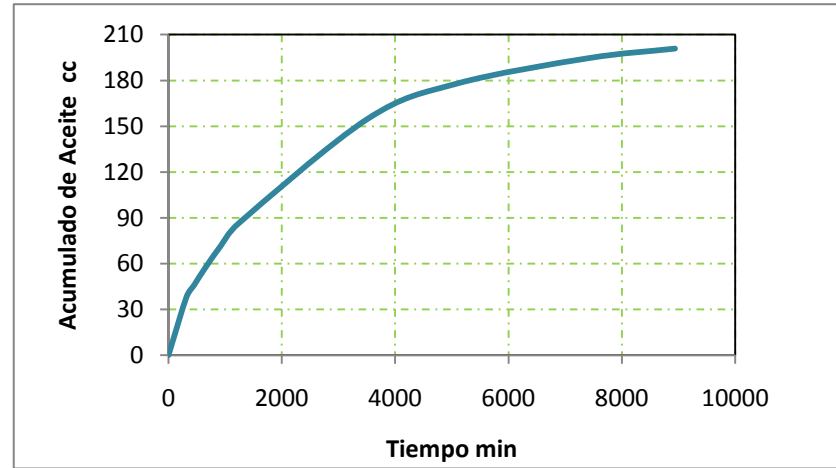
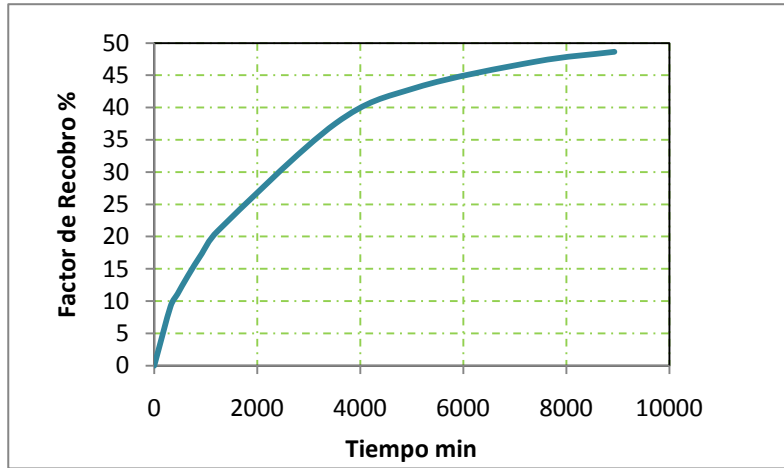
Mwo	2,471
Ni(cc)	412
ED	0,496

Al determinar los parámetros iniciales del modelo analítico, se procede a realizar una serie de cálculos de acuerdo a la metodología presentada en el ANEXO A, que permiten reproducir el comportamiento de la inyección de agua. Estos datos son presentados de forma resumida en la Tabla 23, y de igual manera se presentan las tendencias en la Figura 71.

Tabla 23. Resultados del Modelo Analítico de Dykstra-Parsons.

RAP	EI	fw	EA	NP (cc)	Wp (cc)	Wd (cc)	Wi(cc)	t (min)	Qw (cc/min)	Qo (cc/min)	%WOC	%FR
0,00	-	0,00	-	38,00	0,00	38,00	38,00	316,67	0,00	0,12	0,0	9,20
0,10	0,39	0,09	0,58	45,91	8,41	45,91	54,32	452,71	0,01	0,11	9,09	11,12
0,25	0,46	0,20	0,61	57,45	20,84	57,45	78,29	652,40	0,02	0,10	20,00	13,91
0,50	0,54	0,33	0,65	71,87	39,35	71,87	111,22	926,80	0,04	0,08	33,33	17,40
1,00	0,61	0,50	0,69	86,18	61,61	86,18	147,79	1231,57	0,06	0,06	50,00	20,87
5,00	0,86	0,83	0,88	154,95	267,05	154,95	422,01	3516,73	0,10	0,02	83,33	37,52
10,00	0,94	0,91	0,93	178,03	433,07	178,03	611,09	5092,45	0,11	0,01	90,91	43,11
25,00	0,97	0,96	0,98	194,63	694,16	194,63	888,79	7406,61	0,12	0,00	96,15	47,13
45,00		0,98		200,93	871,35	200,93	1072,28	8935,63	0,12	0,00	97,83	48,65
50,00	0,99	0,98	1,00	202,50	1038,87	202,50	1241,37	10344,73	0,12	0,00	98,04	49,03

Figura 71. Comportamiento de los resultados del Modelo Analítico.



Para el análisis del modelo analítico de Dykstra Parsons se determina el límite económico en una relación de Agua-Petróleo de 45, debido a que a partir de este punto no es viable económicamente un proceso de inyección de agua, por la alta producción de agua y los tratamientos que se deban realizarse para su disposición.

Los resultados presentados en la Tabla 23, muestran el buen comportamiento que presenta el proceso de inyección de agua, ya que se alcanzan factores de recobro hasta del 48,65% aproximadamente en su límite económico. Aunque este modelo presenta una serie de suposiciones que hace que el comportamiento sea ideal, los resultados obtenidos no presentan mayor divergencia con los resultados obtenidos en el modelo físico desarrollado en el laboratorio.

4.2. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

El modelo de simulación numérica, permite evaluar el proceso de inyección de agua y verificar si el comportamiento observado en el laboratorio es característico de un proceso de inyección de agua. Por tal razón, se construyó un modelo de simulación que reprodujera el proceso de inyección agua realizado en el E.D.R. Para su construcción se utilizó el software IMEX (Implicit Explicit black oil simulator) de la familia de simuladores de CMG (Computer Modelling Group), y la metodología presentada en el ANEXO C²³. Sin embargo, fue necesario realizar cambios en el grid de simulación, debido a que el modelo a construir es estratificado.

²³ IBARRA, Y; CELIS, J. "Estudio Experimental y Numérico del Proceso de Inyección de Agua en el Modelo de Desplazamiento Radial", Pág. 162

4.2.1. Construcción del modelo de simulación numérica

La construcción del modelo de simulación numérica, inicia mediante la creación de un archivo de entrada “.dat” por medio del procesador Builder de CMG, el cual contiene todos los datos que describen el medio poroso, las propiedades PVT del fluido, las propiedades del flujo, las características de los pozos, etc.

Por otra parte, debido a que el modelo simular es el modelo físico estratificado del E.D.R, es necesario realizar un cambio de unidades a las de laboratorio antes de crear el archivo .data, como se mostró en la Tabla 19.

4.2.1.1. Grid de simulación

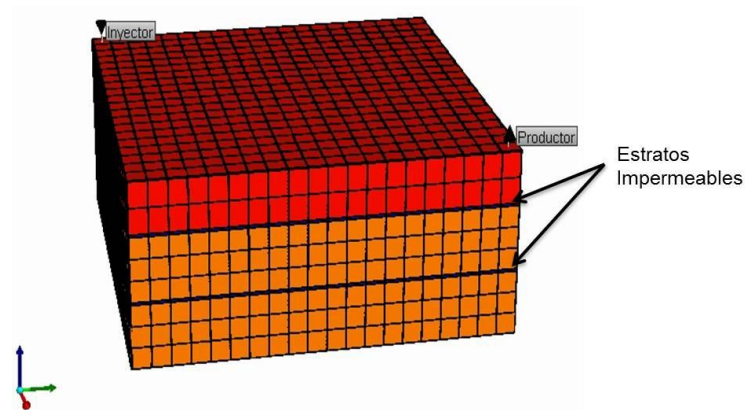
El grid de simulación representa el dimensionamiento del modelo físico estratificado presentado en el capítulo 3, el cual tiene una longitud de 25,4 cm en cada lado y una altura de 3,6 cm. En el grid se incluyen las características mostradas en la Tabla 24.

Tabla 24. Características del grid de simulación.

Característica	Valor
Espesor (cm)	3,6
Angulo de buzamiento	0°
Celdas en i	20
Celdas en j	20
Celdas k	10
Longitud de celda en i (cm)	1.27
Longitud de celda en j (cm)	1.27
Longitud de celda en k_{1-2} (cm)	0.5
Longitud de celda en k_3 (cm)	0.05
Longitud de celda en k_{4-5-6} (cm)	0.4166
Longitud de celda en k_7 (cm)	0,05
Longitud de celda en k_{8-9-10} (cm)	0.4166
Volumen total (cc)	2322.6

El grid de simulación presenta las características mostrada en la Tabla 24, debido a que es un modelo estratificado. Además, se crearon dos celdas k_3 y k_7 las cuales simulan la funcionalidad del acetato de vitriolo que es garantizar que no exista flujo cruzado durante el proceso de inyección de agua. El grid es mostrado en la Figura 72.

Figura 72. Grid de simulación.



Fuente: Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

1.2.1.2. Propiedades del medio poroso

En la sección Reservoir del procesador BUILDER 2010, se incluyen los datos del medio poroso, como la porosidad y la permeabilidad en todas las direcciones, la compresibilidad y el tope del grid, como se muestra en la Tabla 25.

El modelo físico estratificado construido en el laboratorio presenta dimensiones pequeñas, lo que reduce la posibilidad de cambio de las propiedades del estrato en la misma dirección. De acuerdo a lo anterior, se puede asumir que las propiedades de los estratos del medio poroso son homogéneas e isotrópicas. Esta condición se garantiza si se utiliza de forma adecuada la metodología propuesta en el capítulo 2, la cual permite obtener estratos con propiedades uniformes.

Tabla 25. Propiedades del medio poroso estratificado.

Propiedades	Valor
Tope del Grid	0 cm
Porosidad Primer Estrato k_{1-2}	22.4%
Porosidad k_3	0%
Porosidad Segundo Estrato k_{4-5-6}	20.9%
Porosidad k_7	0%
Porosidad Tercer Estrato k_{8-9-10}	18.75%
Permeabilidad Primer Estrato k_{1-2}	1700mD
Permeabilidad k_3	0 mD
Permeabilidad Segundo Estrato k_{4-5-6}	1200mD
Permeabilidad k_7	0 mD
Permeabilidad Tercer Estrato k_{8-9-10}	700mD
Compresibilidad	1e-9 1/Kpa
Presión de Referencia.	101.35 Kpa

La Tabla 25, muestra las propiedades del medio poroso, cabe resaltar que las celdas k_3 y k_7 presentan propiedades nulas ya que son la representación del acetato de vitrilo utilizado en el laboratorio para evitar el flujo cruzado.

Luego de especificar las propiedades del modelo de simulación como se mostró en la Tabla 25, se registran las propiedades de los fluidos, para esto se hace necesario escoger el modelo de fluido a utilizar.

1.2.1.3. Propiedades de los fluidos

Los fluidos utilizados en el laboratorio para el desarrollo de los procesos de inyección de agua son el Agua destilada y el ACPM, y las condiciones de trabajo en el laboratorio son las ambientales. Por otra parte, debido a que no se presenta cambio en el volumen del aceite utilizado por su despreciable merma, es seleccionado el modelo de dos fases agua y aceite (Two Phase, Oil, Water).

Las propiedades de los fluidos, tales como la viscosidad, el Factor volumétrico de formación, la Expansión del gas y la relación gas en solución, son ingresadas mediante el procesador BUILDER 2010 en la sección Components. Luego de ingresar las propiedades antes mencionadas, se genera el PVT mediante una herramienta proporcionada por el procesador llamada PVT Using Correlations, la cual necesita los siguientes datos iniciales para su generación, como se muestra en la Tabla 26.

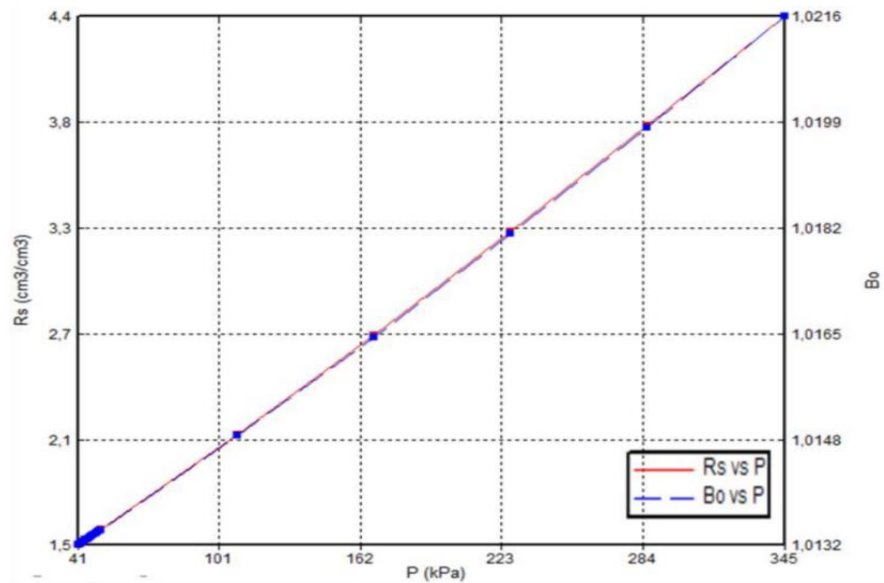
Tabla 26. Datos iniciales para la generación del PVT.

Parámetros	Valor
Temperatura del Yacimiento	25°C
Max. Presión de Generación de Datos	344.73 Kpa
Presión del punto de Burbuja	50.663 Kpa
Densidad del ACPM @ sc	0.845 gr/cc
Gravedad especifica gas @ sc Aire=1	1.6

Los datos mostrados en la Tabla 26, son los utilizados para la construcción del PVT. Cabe resaltar que aunque no se presenta gas en el modelo, es necesario ingresar este parámetro en el simulador ya que se presenta como requisito indispensable para su construcción. Por otra parte, se ingresa un valor bajo de la presión de burbuja con el fin de garantizar que la presión del sistema no alcance este valor y por ende no se produzca gas en el modelo.

Los modelos para el R_s y el B_o fueron obtenidos de acuerdo a lo mencionado anteriormente, es decir mediante la aplicación de una presión del punto de burbuja baja que impidiera la liberación de gas. De esta manera se logra obtener modelos que representen el comportamiento real del laboratorio, el cual se presenta en la Figura 73.

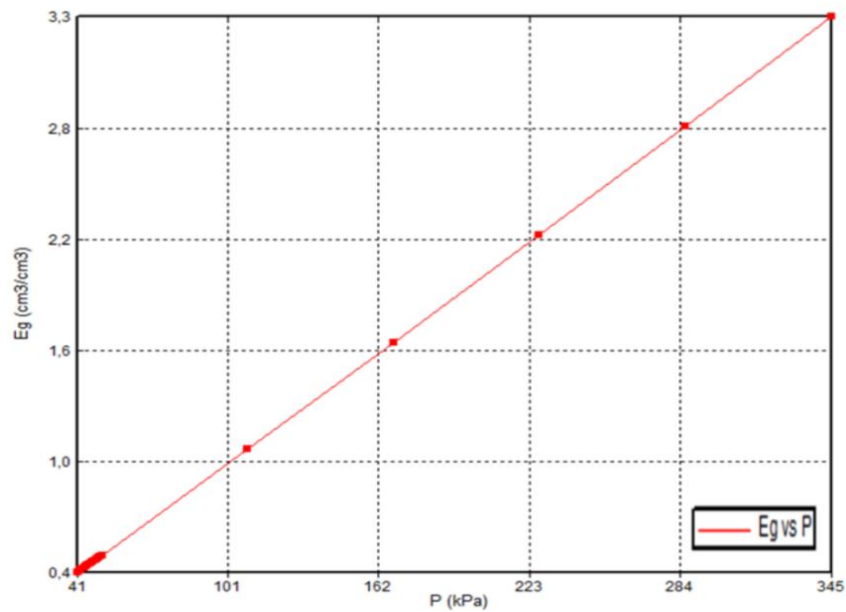
Figura 73. Comportamiento del R_s y B_o en función de la Presión.



Fuente: Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

De igual manera se obtiene el comportamiento de E_g Expansión del gas mediante el procesador Builder 2010, como se muestra en la Figura 74.

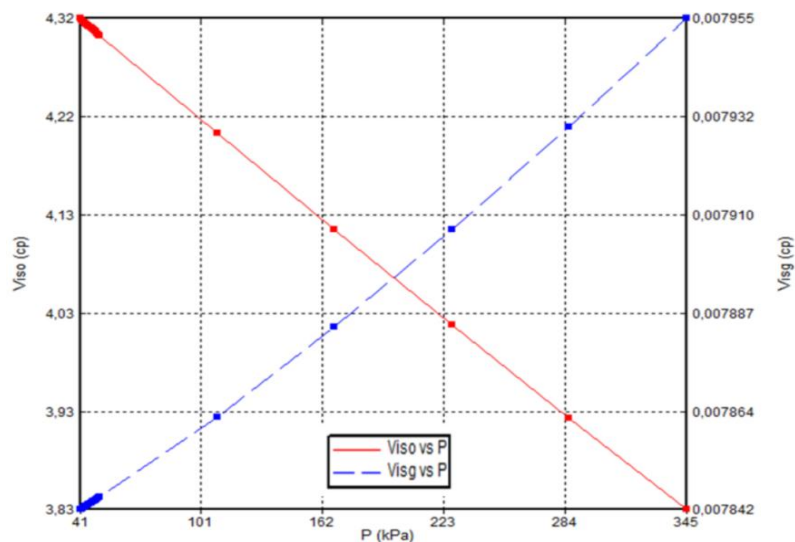
Figura 74. Expansión de gas en función de la presión.



Fuente: Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

La gravedad específica del gas según la literatura²⁴ es aproximadamente entre 3 y 4, el cual no es un valor permitido en el simulador ya que el valor máximo puede ser 1.6; de acuerdo a esta condicionalidad se utilizó este valor de gravedad específica y para obtener valores de viscosidad alrededor del 4.2 cp el cual fue determinado en el laboratorio mediante un hidrómetro para el ACPM, se incrementó la temperatura a 30°C para poder obtener el comportamiento de la viscosidad como se presenta en la Figura 75.

Figura 75. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión.



Fuente: Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Por otra parte, para el desarrollo del proceso de inyección de agua es necesario especificar las propiedades del agua a inyectar, las cuales son presentadas en la Tabla 27.

Tabla 27. Propiedades del agua de inyección.

Propiedades	Valor
Factor Volumétrico de Formación	1.00156 cc/cc
Compresibilidad del agua	4.7638e-7 1/Kpa
Densidad	1 gr/cc
Viscosidad	1 cp

²⁴ ACGIH. Threshold Limit Values for Chemical Substances (TLVs). USA. 2003. Pág. 28.

1.2.1.4. Propiedades del flujo

Las propiedades del flujo representa la interacción de los fluidos con la roca y el movimiento de los fluidos entre sí a través del medio poroso. Las condiciones de flujo se dan en función de la saturación de fluidos y se representan mediante las curvas de permeabilidades relativas, las cuales fueron obtenidas mediante las correlaciones de Hirasaky, la cual es proporcionada por el simulador. Estas propiedades son ingresadas en la sección Rock- Fluid del procesador Builder 2010.

Dado que el equipo de desplazamiento radial no permitió determinar las presiones del medio poroso estratificado, no fue posible determinar las curvas de permeabilidades relativas, por lo tanto se hizo necesario trabajar con las obtenidas mediante pruebas de desplazamiento realizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo **ICP** para medios porosos homogéneos, como se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28. End point de las curvas proporcionadas por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

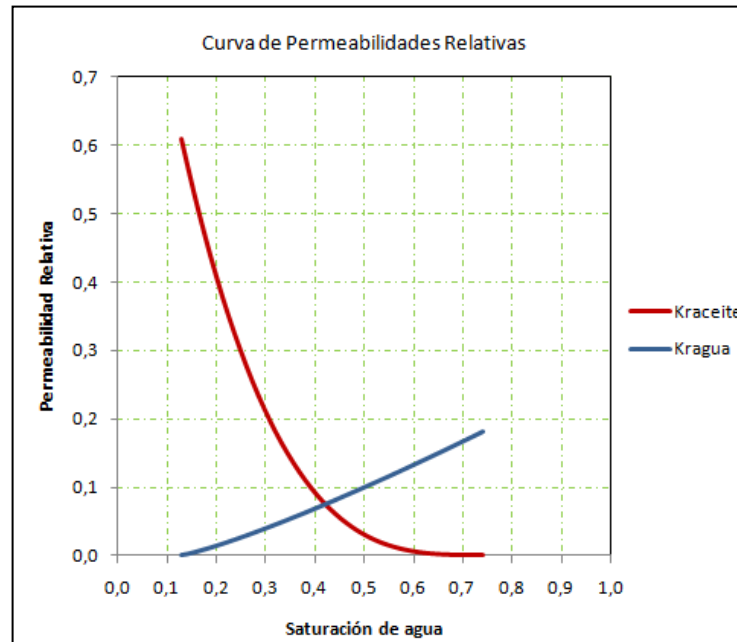
Parámetro	Prueba Plug
Saturación de agua irreducible, Sw_{irr}	0,13
Saturación de aceite residual, S_{or}	0,25
K_{rw} a la saturación de aceite residual mD	0,184
K_{ro} a la saturación de agua irreducible mD	0,61
Exponente para el cálculo de K_{rw}	1,2
Exponente para el cálculo de K_{ro}	3,3

Las curvas obtenidas mediante las pruebas desarrolladas en el ICP requieren de un ajuste al comportamiento presentado en el laboratorio para medios porosos estratificados, para este ajuste se tomó como referencia el comportamiento de los siguientes parámetros:

- Producción acumulada de agua.
- Producción acumulada de aceite.
- Tiempo de irrupción del agua en el pozo productor.

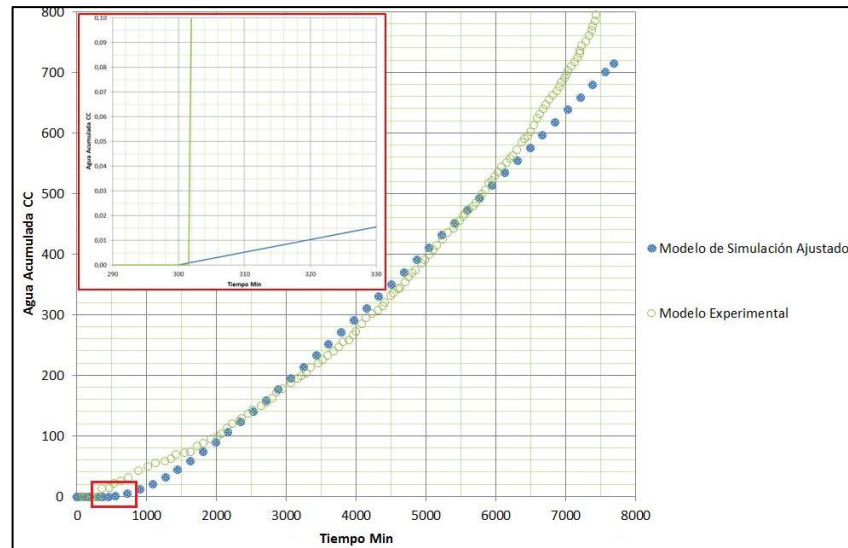
Los datos mostrados en la Tabla 28, se utilizaron para construir las curvas de permeabilidades relativas, ver Figura 76; por medio del cual se construyó un modelo de simulación el que se ajustó a los resultados obtenidos en el laboratorio mediante la modificación de los End Point.

Figura 76. Curvas de permeabilidades relativas sin ajustar.



Para el análisis del modelo de simulación se realizó una comparación de los resultados obtenidos mediante el modelo de laboratorio y el modelo de simulación ajustado, como se presenta en la Figura 77.

Figura 77. Ajuste histórico de la producción acumulada del agua.

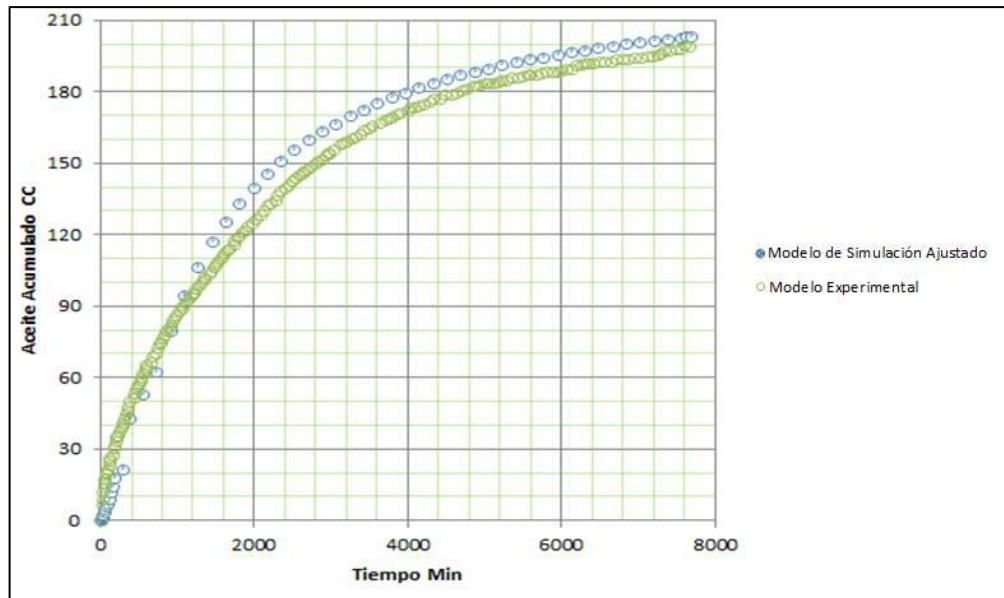


Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la Figura 77, se mostró la producción acumulada de agua que presenta el modelo de simulación ajustado, en el cual se observa que para tiempos específicos los valores obtenidos mediante el modelo físico realizado en el laboratorio y el modelo de simulación presentan similitud, lo que indica que el ajuste realizado a las curvas de permeabilidades relativas fue bueno. Además se observa que además de ajustar el comportamiento de la producción acumulada de agua se ajustó el tiempo de irrupción del agua en el pozo productor el cual fue de 299.9 minutos, 1 minutos de diferencia en comparación al modelo experimental.

Para el modelo de simulación ajustado, se evaluó de igual manera la producción acumulada de aceite, con el fin de verificar si este parámetro también se ajustó a los resultados obtenidos en el laboratorio, el cual es presentado en la Figura 78.

Figura 78. Ajuste histórico de la producción acumulada de aceite.

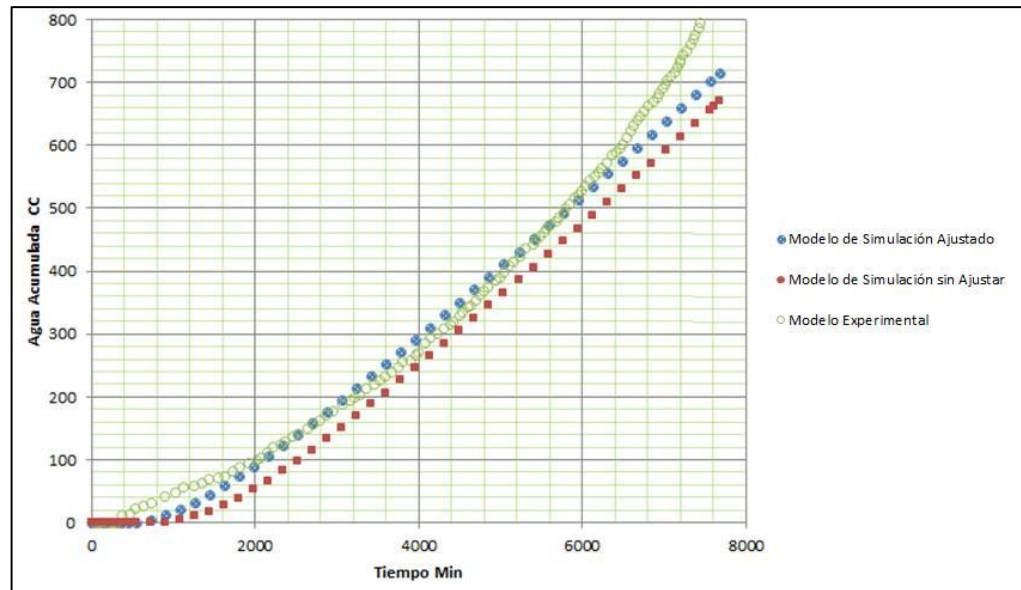


Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la Figura 78, se mostró el comportamiento de la producción acumulada de aceite para el modelo de simulación ajustado, donde se observa la similitud que tiene con el comportamiento presentado por el modelo experimental. Esto indica que las propiedades de flujo determinadas mediante el ajuste son una buena aproximación a las reales.

Por otra parte, con el fin de visualizar la modificación de los End Point de las curvas de permeabilidades relativas para el ajuste, se presenta el comportamiento de la producción acumulada de aceite para el modelo de simulación inicial, el modelo simulación ajustado y el modelo experimental en la Figura 79.

Figura 79. Comparación de la producción acumulada de agua.



Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la Figura 79, se pudo observar la variación del comportamiento que presenta el modelo de simulación al modificar las curvas de permeabilidades relativas, en el cual evidencia el ajuste realizado para obtener el comportamiento requerido.

En la Tabla 29, se describen los “End Point” definitivos después de ajustar el modelo de simulación.

Tabla 29. Propiedades de flujo del modelo de simulación inicial y el ajustado.

Parámetro	Modelo Sin Ajustar	Modelo Ajustado
Saturación de agua irreducible, Swirr	0,13	0,16
Saturación de aceite residual, SOR	0,25	0,32
Krw a la saturación de aceite residual mD	0,184	0,4
Kro a la saturación de agua irreducible mD	0,61	0,68
Exponente para el cálculo de Krw	1,2	1,2
Exponente para el cálculo de Krow	3,3	3.3

Para el análisis de las curvas de permeabilidades relativas obtenidas mediante el ajuste del modelo de simulación, se buscó un criterio de validación de la mojabilidad para el modelo según End Point obtenidos, el cual se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30. Criterios para la mojabilidad de un medio poroso según la regla modificada por Craig.

Mojabilidad	Swc	Swc @ K _{rw} =K _{ro}	K _{rw} @ Sor
Fuertemente Mojado por Agua	>15%	>45%	0.07
Mojado por Agua	>10%	>45%	0.07 < K _{rw} < 0.3
Mojado por Aceite	<15%	<55%	>0.5
Mojabilidad Intermedia	>10%	45% < Sw < 55%	>0.3
	<15%	45% < Sw < 55%	<0.5

Fuente: M. N. Mohamad Ibrahim & L. F. Koederitz "Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model" SPE 65631.

Los End Point de las curvas de permeabilidades obtenidas mediante el ajuste del modelo de simulación mostrado en la Tabla 29, presentan característica de mojabilidad intermedia de acuerdo a lo observado en la Tabla 30. Esto se puede explicar partiendo de que el modelo es estratificado y por esta característica se pudo presentar zonas mojadas por aceite y otras zonas mojadas por agua debido a la variación de las propiedades petrofísicas entre los estratos.

1.2.1.5. Condiciones Iniciales

En esta sección se define las condiciones a las cuales se encuentra inicialmente el yacimiento, como la presión del yacimiento, las profundidades del contacto agua-aceite, profundidad de referencia, entre otras. Estos parámetros son ingresados en el módulo "initial Condition" en Builder 2010.

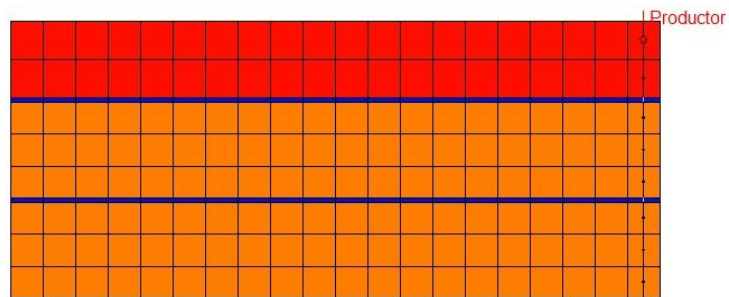
Al igual que en la construcción del modelo PVT, se utilizó como presión de referencia 101.325 Kpa a un datum de 0 cm, además se ingreso la profundidad de

contacto agua-aceite de 10 cm, para garantizar que siempre se encuentre en la zona de aceite, partiendo de que el modelo tiene 3.6 cm de espesor.

1.2.1.6. Construcción de los Pozos

El modelo de simulación reproduce las condiciones del laboratorio, para esto es necesario construir dos pozos, uno inyector y otro productor, y para reproducir las condiciones del laboratorio se realizan 8 perforaciones a cada uno de ellos, los cuales son repartidos como se puede observar en la Figura 80.

Figura 80. Perforaciones en los pozos.



Fuente: Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Al pozo inyector se le asignó una restricción de una tasa máxima de agua en superficie de 0.12 cc/min y al productor una tasa máxima de aceite en superficie de 0.12 cc/min. Además, el tiempo de simulación inicia el 20 de Abril del 2012 a los 0.0 minutos y termina el 25 de Abril del 2012 para un total de 7660 minutos de simulación en el modelo, esto se asigna con el fin de reproducir lo desarrollado en el laboratorio.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos mediante el modelo experimental, el modelo de simulación y el modelo analítico de Dykstra-Parsons, son presentados con el objetivo de analizar sus comportamientos y compararlos para obtener un mejor entendimiento del proceso de inyección de agua desarrollado a escala de laboratorio.

5.1. PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

La prueba desarrollada a nivel de laboratorio presentó un comportamiento bueno y aproximado a lo esperado, esto se dio debido a que la construcción de medio poroso estratificado se realizó a partir de la metodología propuesta. En la Tabla 31, se presenta las características principales de la prueba de desplazamiento desarrollada en el E.D.R

Tabla 31. Características de las prueba de desplazamiento

Características	Prueba E.D.R
Volumen Poroso (cc)	498
So max	0,827
Swi	0,173
So residual	0,41
Tiempo de Ruptura (min)	301
Fr (%)	49,6

Los resultados obtenidos mediante la prueba de desplazamiento permitieron confirmar que la metodología utilizada para la construcción de medios porosos estratificados es buena, y con el fin de comprobar cuantitativamente este buen comportamiento se realizó la comparación de la porosidad obtenida mediante el volumen poroso obtenido de la saturación de agua y el determinado mediante la correlación propuesta, la cual se presenta en la Tabla 32.

Tabla 32. Comparación de la porosidad del medio poroso.

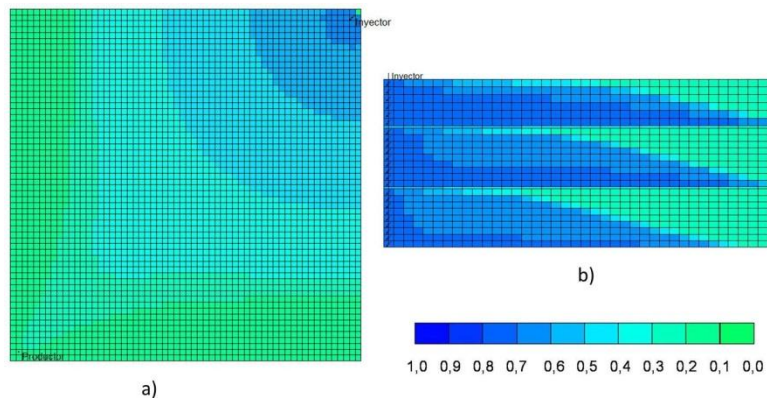
Características	Prueba E.D.R	Correlación
Porosidad estrato 1	N/A	22.4%
Porosidad estrato 2	N/A	20.9%
Porosidad estrato 3	N/A	18.75%
Porosidad promedio	21.44%	20.54%

En la Tabla 32, se puede evidenciar una diferencia del 4,2% en la porosidad, la cual se presenta por la compactación dado que no hay una herramienta que permita compactar los estratos de manera uniforme y evitar la desviación de los resultados.

5.2. SATURACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de simulación, permitió analizar los fenómenos que se presentaron durante el proceso de inyección de agua, como la segregación gravitacional del agua y la canalización entre los estratos, los cuales afectan el factor de recobro generando una declinación en su valor. Estos fenómenos se visualizan por medio de la herramienta “Results 3D” del software CMG. En la Figura 81, se muestra los fenómenos mencionados anteriormente.

Figura 81. Visualización de los fenómenos presentes en el proceso de la inyección de agua.

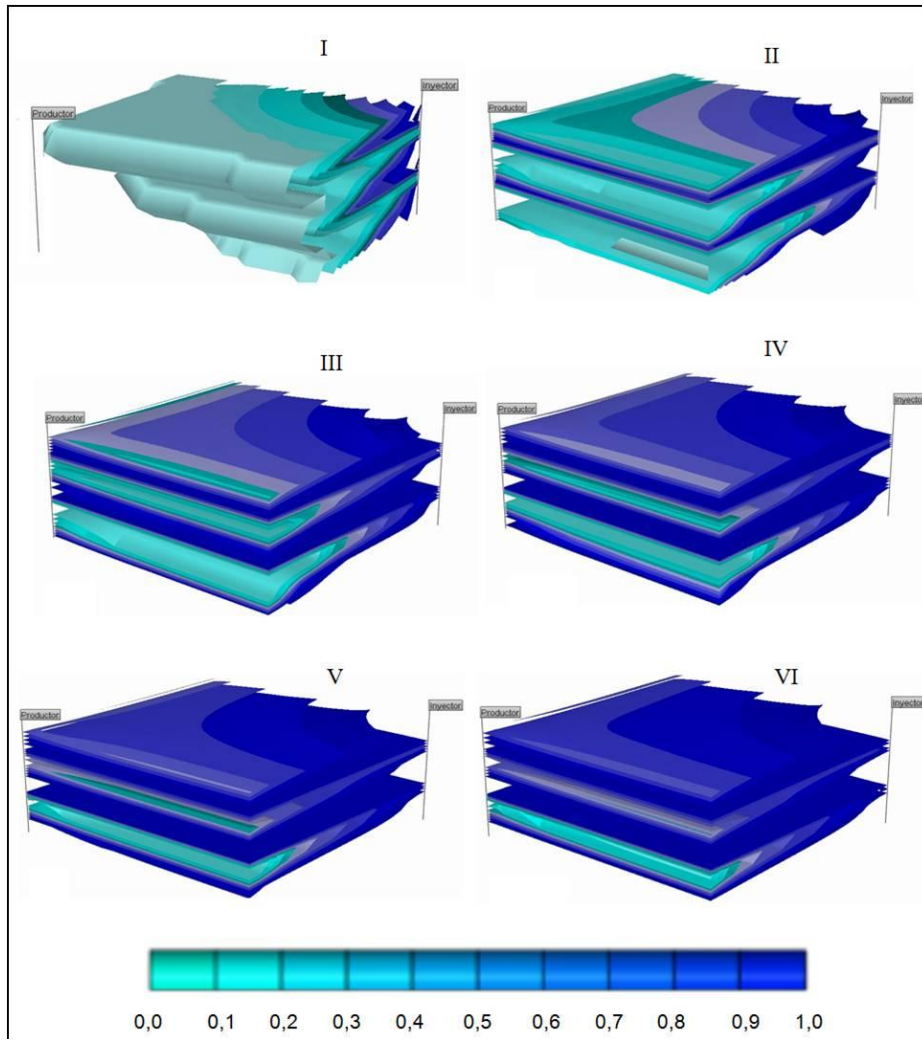


Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la Figura 81 a, se observa un avance normal del frente de agua en el primer estrato mostrando un barrido uniforme, aunque presenta un cambio al aproximarse al pozo productor debido a la caída de presión a la que está expuesta esta zona lo que genera que la eficiencia de desplazamiento disminuya. Además, al observar la vista lateral mostrada en la Figura 81 b, se visualiza dos fenómenos, la *segregación gravitacional* que genera que el frente del agua no sea uniforme avanzando más rápido por la parte de abajo del estrato sin barrer todo el modelo, el cual se origina por la densidad del agua que al ser mayor que la del aceite tiende a irse hacia abajo por las fuerzas gravitacionales, y la *canalización* entre estratos, es decir, avanza más rápido el frente de agua por un estrato específico, esto se genera por la diferencia de las propiedades petrofísicas de los estratos en especial la diferencia de la permeabilidad.

Por otra parte, para un mejor estudio del proceso de desplazamiento inmisible, se analiza el comportamiento de la saturación de agua durante el proceso de inyección en el modelo de simulación, la cual incrementa debido a la inyección de agua a la que está sometido el modelo, como se muestra en la Figura 82.

Figura 82. Saturación de agua durante el proceso de la inyección de agua.

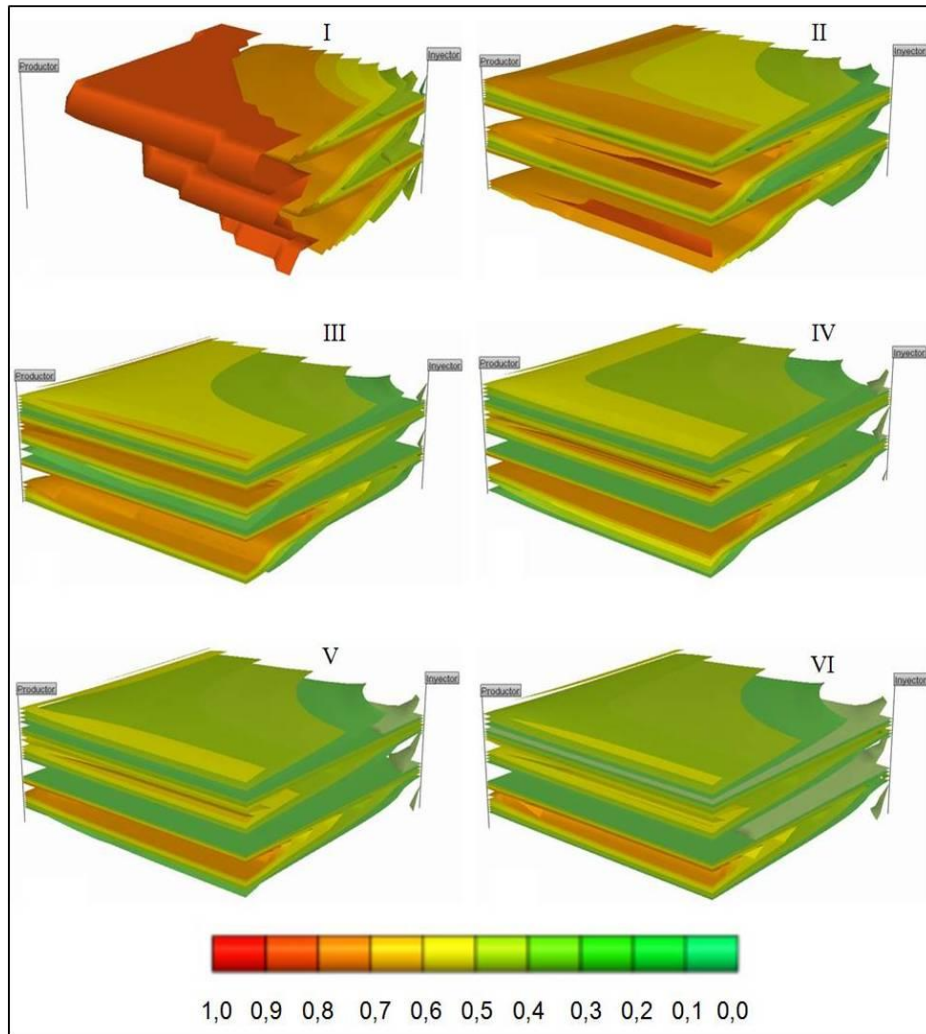


Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la Figura 82, se muestra el perfil de saturación de agua a través del proceso de la inyección de agua, donde en la primera etapa, se observa la ruptura del agua en el pozo productor, en el cual todavía no se ha realizado un barrido total del modelo debido a que el frente del agua no es uniforme, es decir presenta variación entre los estratos. En las demás etapas del proceso, se observa un incremento de la saturación de agua a través del tiempo, que se ve reflejado por el aumento del color azul oscuro, de acuerdo a la convención mostrada.

De igual manera, se realiza el análisis del comportamiento de la saturación de aceite del modelo durante el proceso de la inyección de agua, como se muestra en la Figura 83.

Figura 83. Saturación de aceite durante el proceso de la inyección de agua.



Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la Figura 83, se muestra el perfil de la saturación de aceite durante el proceso de desplazamiento con agua, en el cual se observa que al iniciar el proceso existe una máxima saturación de aceite debido a que no se ha producido. Además, se visualiza que a medida que avanza el proceso de desplazamiento con agua se

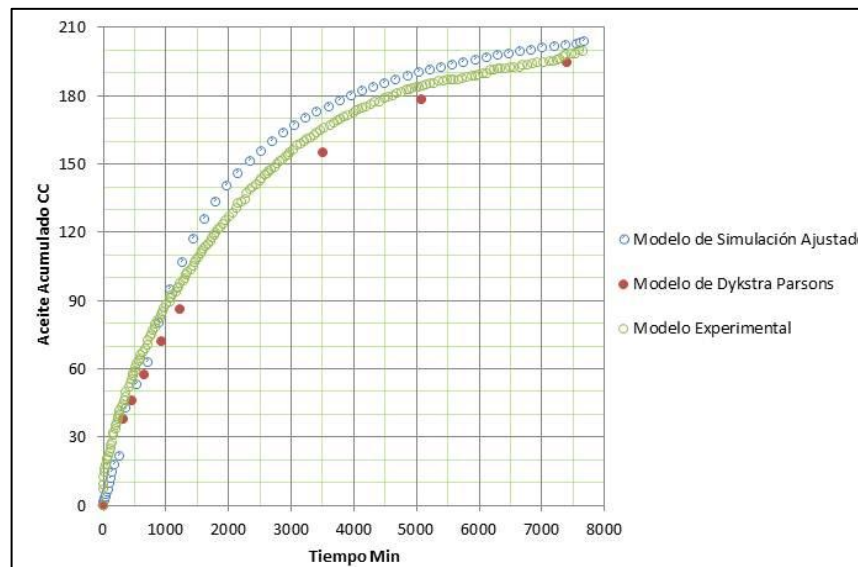
genera un barrido del modelo originando la producción de aceite y por lo tanto, una declinación gradual de la saturación de aceite en el modelo.

5.3. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.

Los modelos desarrollados en el capítulo 3 y 4, presentan características similares, lo que indica que el proceso desarrollado a escala de laboratorio es representativo. La producción acumulada de aceite, la producción acumulada de agua, el factor de recobro y el tiempo de ruptura, son los parámetros utilizados para el análisis comparativo realizado para estudiar el proceso de inyección de agua realizado mediante el E.D.R.

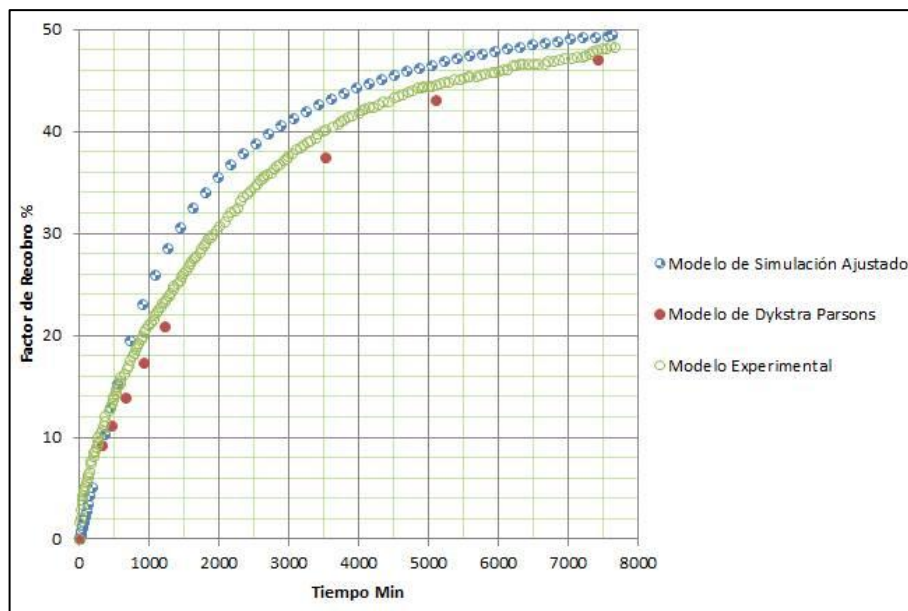
El modelo de simulación, el modelo analítico de Dykstra Parsons y el modelo experimental permitieron reproducir el comportamiento de un proceso de inyección de agua, y con el fin de analizar sus comportamiento en la Figura 84, se muestra la producción acumulada de aceite en función del tiempo de cada uno de los tres modelos desarrollados.

Figura 84. Comparación de la producción acumulada de aceite en función del tiempo



En la Figura 84, se comparan las tendencias de los diferentes modelos desarrollados, los cuales presentan un comportamiento similar, lo que evidencia que lo desarrollado a escala de laboratorio es característico de un proceso de inyección de agua en yacimientos estratificados. Cabe resaltar que aunque el comportamiento del modelo analítico es ideal presenta un comportamiento muy aproximado a lo obtenido experimentalmente, lo que muestra que a pesar que cada modelo tiene condiciones o suposición diferentes, no afectan de manera drástica sus resultados, ya que se tiene como desviación estándar entre los resultados un volumen acumulado de 1.7 cc que representa solo un 0.8%. Asimismo, se obtiene el comportamiento del factor de recobro teniendo en cuenta que el original Oil In Place es aproximadamente 412 cc, estas tendencias son mostradas en la Figura 85.

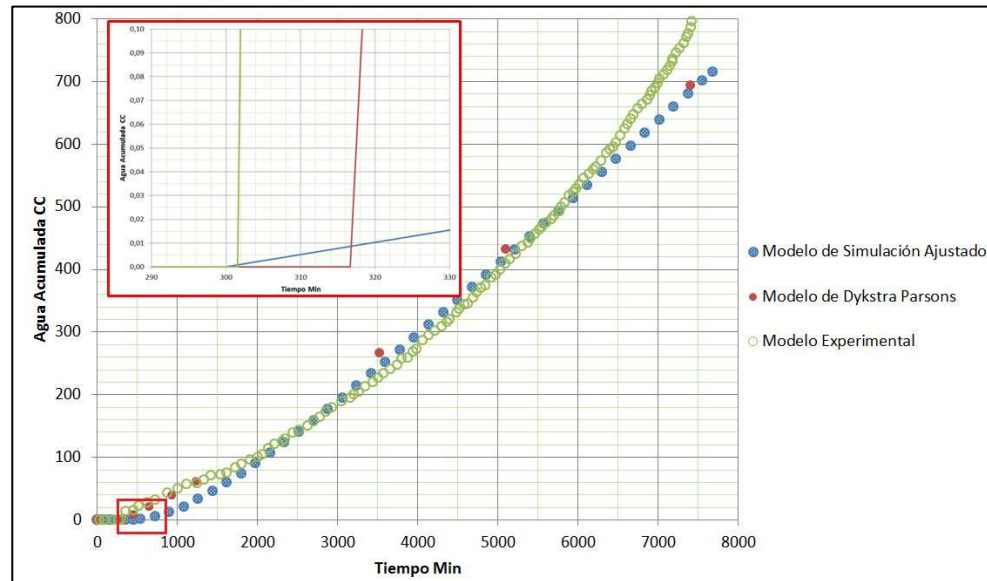
Figura 85. Comparación del factor de recobro en función del tiempo.



En la Figura 85, se observa que a pesar de que en el modelo experimental se pudo presentar fenómenos no visibles y no controlables, el comportamiento es muy similar al obtenido con los demás modelos, obteniéndose un factor de recobro aproximadamente del 49,3% con una desviación del 0,45% entre los modelos.

Por otra parte, continuando con el análisis de los resultados de los modelos, se presenta el comportamiento de la producción del agua acumulada en función del tiempo con el fin de analizar su comportamiento y analizar el tiempo de la ruptura del agua en el pozo productor, como se muestra en la Figura 86.

Figura 86. Comparación del volumen acumulado del agua en función del tiempo.



Como se muestra en la Figura 86, los tiempos de ruptura del proceso de inyección de agua obtenidos mediante los diferentes modelos no difieren mucho. En el modelo de simulación se presenta una ruptura igual lo que permite inferir que el frente tiene el mismo comportamiento al obtenido con las pruebas de desplazamiento desarrolladas a escala de laboratorio.

Por otra parte, para obtener el tiempo de ruptura del modelo analítico de Dykstra-Parsons se realizó una extrapolación de la tendencia del RAP vs N_p hasta un valor de RAP igual a cero, y conociendo el agua producida, desplazada e inyectada en ese instante se determinó un tiempo de ruptura de 316 minutos mediante la ecuación 15, lo que permite inferir que el frente de desplazamiento es más uniforme que en los demás modelos debido a que se tarda un poco más en llegar a ruptura. Cabe resaltar que aunque mediante el modelo analítico se obtuvo

una desviación de 15 minutos en el tiempo de ruptura, este valor es aproximado a lo alcanzado por los demás modelos.

Luego de la comparación de los comportamientos presentados por los diferentes modelos desarrollados en esta investigación, se presenta de manera resumida los resultados en la Tabla 33.

Tabla 33. Resultados de la producción de aceite mediante los modelos desarrollados.

Parámetros	Modelo Experimental	Modelo de Simulación	Modelo Dykstra-Parsons	Desviación estándar
Aceite Producido cc	204	203,8	200,93	1,7
FR %	49,7	49,6	48,65	0,57
Agua Producida cc	880	715,6	871,35	92,52
Tiempo Inyección min	7660	7660	8935	736,12
Tiempo Ruptura min	301	299,9	316	8,9

CONCLUSIONES

- ❖ El caolín blanco como agente reductor de porosidad y permeabilidad, permitió la construcción de plugs sintéticos con propiedades petrofísicas diferentes, facilitando el desarrollo de las correlaciones de porosidad, permeabilidad y relación de solución epóxica/Masa de Mezcla en función del porcentaje del caolín, que permitieron la construcción de medios porosos estratificados.
- ❖ La metodología propuesta para la construcción de medios porosos estratificados, permitió de manera exitosa la reproducción de yacimientos estratificados para el estudio de procesos de inyección de agua.
- ❖ Los resultados del proceso de inyección de agua realizado a escala de laboratorio fueron representativos, puesto que presentaron un comportamiento similar al obtenido mediante el modelo de simulación numérica y el modelo analítico de Dykstra Parsons.
- ❖ El estudio del proceso de inyección de agua en medios porosos estratificados realizado a escala de laboratorio, ampliará el rango de aplicación del equipo de desplazamiento radial, mediante el cual, se podrá desarrollar y evaluar la aplicación de procesos de inyección de agua a escala de campo en formaciones estratificadas.
- ❖ Los procedimientos realizados, como la calibración del sensor, corrección de las ecuaciones programadas, permitieron el buen funcionamiento del equipo de desplazamiento radial, dejándolo en óptimas condiciones para el desarrollo de próximos estudios de desplazamiento.

RECOMENDACIONES

- ❖ Desarrollar un estudio experimental para analizar el efecto reductor de otros agentes reductores de porosidad y permeabilidad absoluta, con el fin de obtener otras correlaciones que permita la construcción de medios porosos estratificados con propiedades diferentes.
- ❖ Realizar estudios de procesos de inyección de químicos, como polímeros y surfactantes en medios porosos estratificados, por medio del equipo de desplazamiento radial.
- ❖ Optimizar el equipo de desplazamiento radial adicionándole medidores de presión digitales, con el fin de aumentar la exactitud en las medidas.
- ❖ Realizar un estudio de las variables operacionales como la tasa de inyección para optimizar este parámetro y reducir el tiempo de la prueba.

BIBLIOGRAFÍA

1. FORREST, F; CRAIG, J. “Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua”
2. RODRÍGUEZ, E. “Evaluación Técnica de la Implementación de un Proceso de Inyección de Agua en el Campo Lisama. Mediante Simulación Numérica de Yacimientos”.
3. MAYA, G; CASTRO, R; LOBO, A; ORDOÑEZ, A; SANDOVAL, JORGE; MERCADO, D; TRUJILLO, M; SOTO, C; PÉREZ, HUGO. “Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia” Ecopetrol S.A.
4. PARIS, M. “Inyección de Agua Y Gas en Yacimientos Petrolíferos”.
5. VILLAMIZAR, I; YATTE, F. “Aplicación de Pozos Horizontales en Procesos de Inyección de Agua Mediante Simulación Numérica”.
6. ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos “Colombian Sedimentary Basin”
7. TRIGOS, E; JEREZ, C. “Análisis de Sensibilidad para Determinar el Efecto de las Propiedades Petrofísicas Sobre el Escalamiento de un Proceso de Desplazamiento Inmiscible”.
8. IBARRA, Y; CELIS, J. “Estudio Experimental y Numérico del Proceso de Inyección de Agua en el Modelo de Desplazamiento Radial”.
9. OSORIO, G. “Simulación Numérica de Yacimientos”.
10. CÉSAR, J; CABARCAS, M; MONTAÑEZ, A. “Modelo Físico Escalado - Diseño de Experimentos (CER-MFE-02).
11. DOUGLAS C. MONTGOMERY, “Design and Analysis of Experiments”, 5ta edition, Arizona State University, January 2001.

ANEXO A

METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL MODELO ANALÍTICO DE DYKSTRA-PARSONS.

El desarrollo del modelo analítico se basa en el siguiente procedimiento, el cual permite analizar el comportamiento del proceso de inyección de agua en yacimientos estratificados.

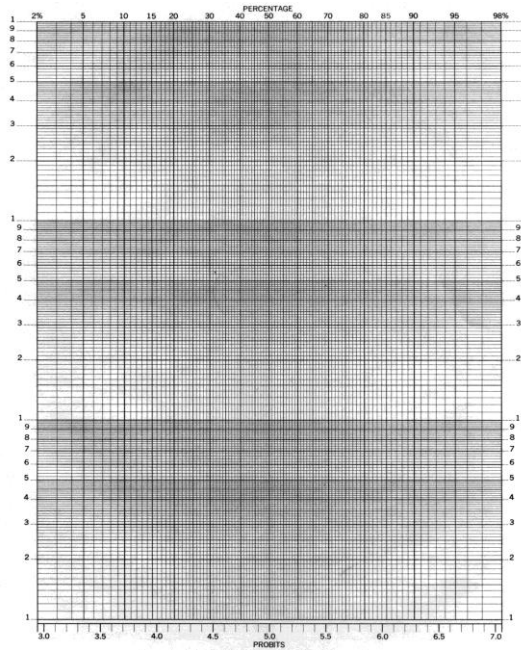
1. Dado que es un modelo estratificado, es necesario determinar el coeficiente de variación de la permeabilidad (V). Este coeficiente mide o cuantifica la estratificación de la permeabilidad y su efecto en el comportamiento de la inyección de agua. Su rango varía entre 0 y 1, entre más alto sea el valor presentará más estratificación el yacimiento. Se determina de la siguiente manera:

- ❖ Las permeabilidades de las capas se colocan en orden decreciente.
- ❖ Se determina para cada una de ellas el porcentaje del número total de permeabilidades que son mayores que cada una en particular.
- ❖ En un papel probabilístico se construye la tendencia, graficando cada permeabilidad en función del porcentaje calculado en el paso anterior (Ver Figura A - 1).
- ❖ Mediante la tendencia obtenida en el paso anterior, se determina las permeabilidades correspondientes a 50% y 84.1%, llamadas respectivamente $K_{50\%}$ y $K_{84.1\%}$. Las cuales permiten determinar "V" utilizando la ecuación 6.

$$V = \frac{(K_{50\%} - K_{84.1\%})}{K_{50\%}}$$

Ecuación 6.

Figura A - 1. Papel Probabilístico.



2. Determinar la relación de movilidades mediante la ecuación 7:

$$M_{w,o} = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} * \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad \text{Ecuación 7.}$$

3. Mediante la ecuación 8, se determina la eficiencia de desplazamiento:

$$E_D = \frac{(S_{oi} - S_{or})}{S_{oi}} \quad \text{Ecuación 8.}$$

4. Se calcula el petróleo inicial en el modelo a unidades de laboratorio.

$$N_i = \frac{A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{Ecuación 9.}$$

Donde:

N_i : Aceite inicial en el modelo físico, (cc)

A: Área del modelo físico, (cm²)

h : Espesor neto promedio del modelo físico, (cm)

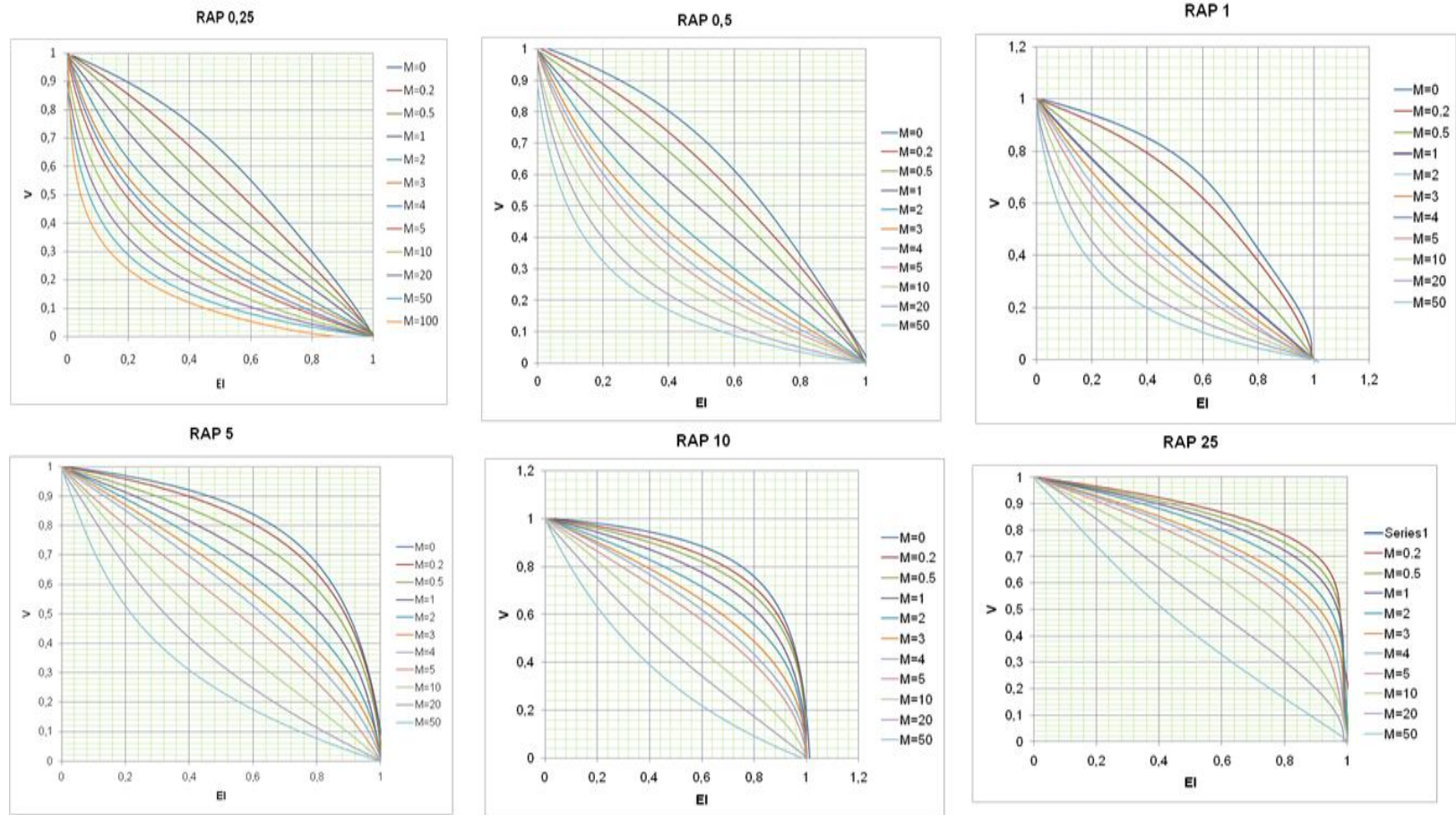
ϕ : Porosidad promedio, fracción

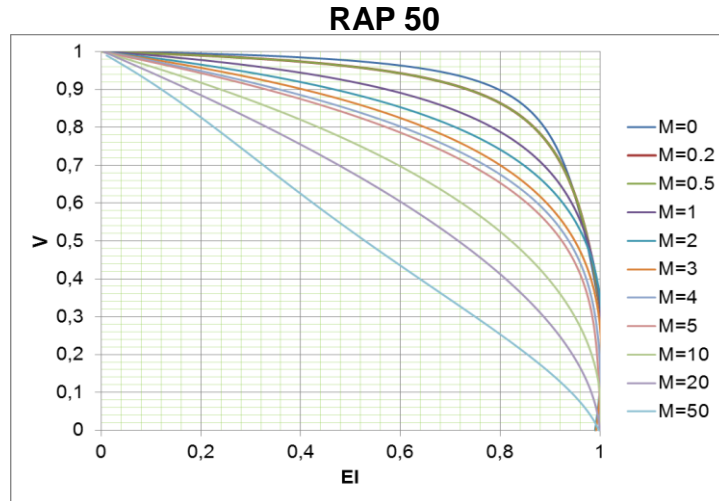
S_{wi} : Saturación de agua inicial, fracción

B_{oi} : Factor volumétrico del aceite (1)

5. Se determinan la eficiencia vertical (E_i) utilizando los gráficos de DYKSTRA-PARSONS. Los gráficos son de Coeficiente de variación de permeabilidad en función de la eficiencia vertical para varias razones de movilidades, como se muestran en la Figura A - 2.

Figura A - 2. Correlaciones de DYKSTRA-PARSONS para el cálculo de E_i .



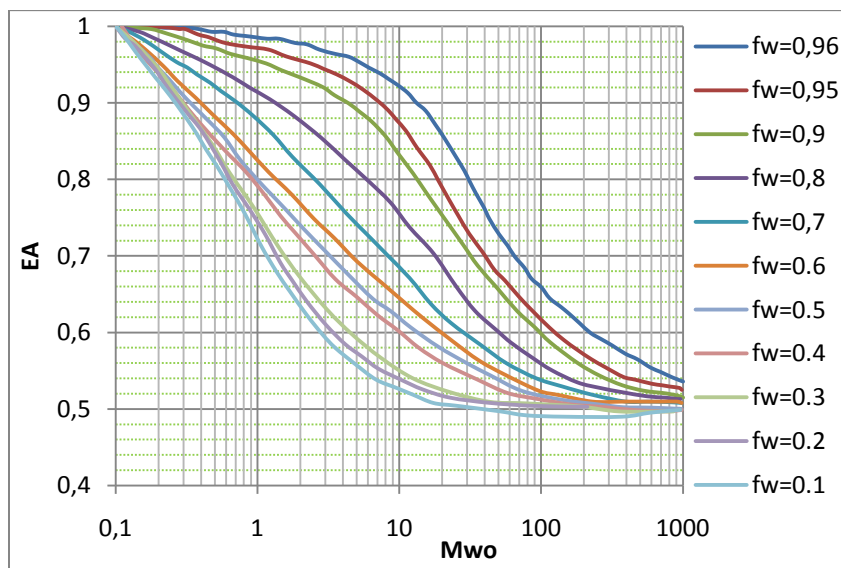


6. Para determinar el flujo fraccional se utiliza la ecuación 10., dada para cada RAP utilizado:

$$f_w = \frac{RAP}{B_o + RAP} \quad \text{Ecuación 10.}$$

7. De igual manera se determina la eficiencia areal por medio del gráfico de DYKSTRA-PARSONS, ver Figura A - 3. El gráfico es de eficiencia areal en función de la relación de movilidades para cada valor de flujo fraccional.

Figura A - 3. Correlación de DYKSTRA-PARSONS para el cálculo de EA.



8. Mediante la siguiente expresión se obtiene el petróleo producido acumulado.

$$N_p = N_i * E_D * E_a * E_i \quad \text{Ecuación 11.}$$

9. Dada la inyección de agua, es necesario determinar la cantidad de agua para desplazar el petróleo con la siguiente ecuación:

$$W_D = N_p * B_o = [cc] \quad \text{Ecuación 12.}$$

10. Por otra parte, se calcula el agua producida determinando el área bajo la curva de la gráfica de RAP vs. N_p mediante integración numérica.

$$W_p = \int RAP dN_p = [cc] \quad \text{Ecuación 13.}$$

11. El Agua inyectada " W_i " es la suma del agua producida y el agua necesaria para desplazar el petróleo medidas a un determinado RAP.

$$W_i = W_D + W_p \quad \text{Ecuación 14.}$$

12. El tiempo es determinado por medio de la siguiente expresión:

$$t = \frac{W_i}{Q_{iny}} = [\text{min}] \quad \text{Ecuación 15.}$$

13. El caudal del petróleo y del agua se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$q_o = \frac{[(1 - f_w) * q_t]}{B_o} \quad \text{Ecuación 16.}$$

$$q_w = \frac{f_w * q_t}{B_w} \quad \text{Ecuación 17.}$$

14. Se determina el factor de recobro aplicando la siguiente expresión:

$$\%FR = \frac{N_p}{N_i} * 100 \quad \text{Ecuación 18.}$$

15. El límite de económico de un proceso de inyección de agua se determina realizando los pasos del 8 al 14a un RAP de 45.

16. Se construyen las tendencias del comportamiento de la inyección de agua.

ANEXO B

RESULTADOS EXPERIMENTALES DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO


	Grupo de Investigación Recobro Mejorado	
	Prueba de Desplazamiento en el Modelo Físico Radial Estratificado	
	N° 1	Fecha Inicio: 09/04/2012

Tabla B - 1. Propiedades Petrofísicas de los Estratos.

N° Estratos	h [cm]	Φ [%]	K_{abs} [mD]
1	1,25	18,75	700
2	1,25	20,9	1200
3	1	22,4	1700

Tabla B - 2. Datos de Entrada.

Datos de entrada		
Longitud entre pozos [L_p]	35,92	cm
Radio del pozo [r_p]	0,3175	cm
Viscosidad Agua [μ_{Agua}]	1	cp
Viscosidad ACPM [μ_{ACPM}]	4,4	cp
Tasa de Inyección [q]	0,12	cc/min
Volumen Poroso [V_p]	498	cc
ACPM in Situ [$OOIP$]	412	cc
Dimensiones Modelo Radial	25,4*25,4*3,6	cm

Tabla B - 3. Resultados de la Prueba de Desplazamiento

TIEMPO				PRODUCCIÓN							INYECCIÓN						
Tasa iny	Tubo	Tiempo	Tiempo	Vo	Vw	Vcumo	Vcumw	VcumL	qo	qw	qL	RAP	Corte	Corte	Wi	Vp iny	FR
cc/min	N°	Trans min	Iny Agua	cc	cc	cc	cc	cc	cc/min	cc/min	cc/min	%	Agua	ACPM	cc	%	%
0,12	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,12	-	4151,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,12	-	5581,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

0,12	-	9863,7	-	145	355	-	-	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,12	-	11343	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,12	-	14563	-	517	412	-	-	929	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,12	-	14876	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	0	0	0
0,120	1	14897	20,87	3,500	0,000	3,500	0,000	3,500	0,168	0,000	0,168	0	0,000	100,000	2,504	0,005	0,850

0,120	2	14917	41,07	2,900	0,000	6,400	0,000	6,400	0,144	0,000	0,144	0	0,000	100,000	4,929	0,010	1,553
0,120	3	14937	61,05	2,600	0,000	9,000	0,000	9,000	0,130	0,000	0,130	0	0,000	100,000	7,326	0,015	2,184
0,120	4	14957	81,06	2,500	0,000	11,500	0,000	11,500	0,125	0,000	0,125	0	0,000	100,000	9,727	0,020	2,791
0,120	5	14977	101,2	2,500	0,000	14,000	0,000	14,000	0,124	0,000	0,124	0	0,000	100,000	12,138	0,024	3,398
0,120	6	15017	141,3	4,850	0,000	18,850	0,000	18,850	0,121	0,000	0,121	0	0,000	100,000	16,958	0,034	4,575
0,120	7	15058	181,5	4,700	0,000	23,550	0,000	23,550	0,117	0,000	0,117	0	0,000	100,000	21,780	0,044	5,716
0,120	8	15097	221,4	4,100	0,000	27,650	0,000	27,650	0,103	0,000	0,103	0	0,000	100,000	26,571	0,053	6,711
0,120	9	15137	261,5	4,500	0,000	32,150	0,000	32,150	0,112	0,000	0,112	0	0,000	100,000	31,376	0,063	7,803
0,120	10	15177	301,4	4,500	0,000	36,650	0,000	36,650	0,113	0,000	0,113	0	0,000	100,000	36,166	0,073	8,896
0,120	11	15217	341,3	4,375	0,125	41,025	0,125	41,150	0,110	0,003	0,113	0,0030	0,304	99,696	40,951	0,082	9,958
0,120	12	15257	381,2	3,200	0,400	44,225	0,525	44,750	0,080	0,010	0,090	0,0118	1,173	98,827	45,742	0,092	10,734
0,120	13	15297	421,2	3,500	2,300	47,725	2,825	50,550	0,087	0,057	0,145	0,0591	5,589	94,411	50,547	0,102	11,584
0,120	14	15337	461,2	2,500	2,500	50,225	5,325	55,550	0,062	0,062	0,125	0,1060	9,586	90,414	55,349	0,111	12,191
0,120	15	15378	501,5	3,100	3,100	53,325	8,425	61,750	0,077	0,077	0,154	0,1579	13,644	86,356	60,183	0,121	12,943
0,120	16	15417	541,3	2,800	2,500	56,125	10,925	67,050	0,070	0,063	0,133	0,1946	16,294	83,706	64,957	0,130	13,623
0,120	17	15457	581,2	2,900	2,900	59,025	13,825	72,850	0,073	0,073	0,145	0,2342	18,977	81,023	69,746	0,140	14,326
0,120	18	15497	621,2	2,500	2,200	61,525	16,025	77,550	0,062	0,055	0,117	0,2604	20,664	79,336	74,549	0,150	14,933
0,120	19	15537	661,2	2,700	2,600	64,225	18,625	82,850	0,067	0,065	0,132	0,2899	22,480	77,520	79,350	0,159	15,589

0,120	20	15577	701,2	2,850	3,000	67,075	21,625	88,700	0,071	0,075	0,146	0,3224	24,380	75,620	84,149	0,169	16,280
0,120	21	15617	741,2	2,400	2,800	69,475	24,425	93,900	0,060	0,070	0,130	0,3515	26,012	73,988	88,946	0,179	16,863
0,120	22	15657	781,1	2,250	2,000	71,725	26,425	98,150	0,056	0,050	0,106	0,3684	26,923	73,077	93,736	0,188	17,409
0,120	23	15697	821,2	2,750	2,600	74,475	29,025	103,500	0,069	0,065	0,133	0,3897	28,043	71,957	98,548	0,198	18,076
0,120	24	15737	861,4	3,250	1,900	77,725	30,925	108,650	0,081	0,047	0,128	0,3978	28,463	71,537	103,372	0,208	18,865
0,120	25	15778	901,5	2,650	2,600	80,375	33,525	113,900	0,066	0,065	0,131	0,4171	29,434	70,566	108,180	0,217	19,508
0,120	26	15817	941,5	2,000	2,500	82,375	36,025	118,400	0,050	0,063	0,113	0,4373	30,427	69,573	112,977	0,227	19,994
0,120	27	15858	981,5	2,000	2,000	84,375	38,025	122,400	0,050	0,050	0,100	0,4506	31,066	68,934	117,782	0,237	20,479
0,120	28	15898	1022	1,700	2,300	86,075	40,325	126,400	0,042	0,057	0,100	0,4684	31,903	68,097	122,597	0,246	20,892
0,120	29	15938	1062	2,200	2,000	88,275	42,325	130,600	0,055	0,050	0,105	0,4794	32,408	67,592	127,395	0,256	21,426
0,120	30	15978	1102	1,200	1,800	89,475	44,125	133,600	0,030	0,045	0,075	0,4931	33,028	66,972	132,189	0,265	21,717
0,120	31	16018	1142	1,400	1,600	90,875	45,725	136,600	0,035	0,040	0,075	0,5031	33,474	66,526	136,992	0,275	22,057
0,120	32	16057	1181	1,400	1,700	92,275	47,425	139,700	0,035	0,043	0,078	0,5139	33,948	66,052	141,771	0,285	22,397
0,120	33	16098	1222	1,100	1,900	93,375	49,325	142,700	0,027	0,047	0,075	0,5282	34,566	65,434	146,582	0,294	22,664
0,120	34	16138	1261	1,600	2,100	94,975	51,425	146,400	0,040	0,053	0,093	0,5414	35,126	64,874	151,379	0,304	23,052
0,120	35	16178	1302	1,200	2,400	96,175	53,825	150,000	0,030	0,060	0,090	0,5596	35,883	64,117	156,184	0,314	23,343
0,120	36	16218	1342	1,200	2,200	97,375	56,025	153,400	0,030	0,055	0,085	0,5753	36,522	63,478	161,006	0,323	23,635
0,120	37	16257	1381	1,500	2,100	98,875	58,125	157,000	0,038	0,053	0,091	0,5878	37,022	62,978	165,776	0,333	23,999

0,120	38	16298	1421	1,400	2,400	100,275	60,525	160,800	0,035	0,060	0,095	0,6035	37,640	62,360	170,579	0,343	24,339
0,120	39	16338	1462	1,350	2,400	101,625	62,925	164,550	0,034	0,060	0,093	0,6191	38,241	61,759	175,404	0,352	24,666
0,120	40	16378	1502	1,500	2,100	103,125	65,025	168,150	0,038	0,053	0,090	0,6305	38,671	61,329	180,197	0,362	25,030
0,120	41	16418	1542	1,900	2,100	105,025	67,125	172,150	0,048	0,053	0,100	0,6391	38,992	61,008	184,997	0,371	25,492
0,120	42	16458	1582	1,400	2,000	106,425	69,125	175,550	0,035	0,050	0,085	0,6495	39,376	60,624	189,797	0,381	25,831
0,120	43	16498	1622	2,000	2,000	108,425	71,125	179,550	0,050	0,050	0,099	0,6559	39,613	60,387	194,632	0,391	26,317
0,120	44	16538	1662	1,400	2,700	109,825	73,825	183,650	0,035	0,068	0,103	0,6722	40,199	59,801	199,398	0,400	26,657
0,120	45	16578	1702	1,450	2,700	111,275	76,525	187,800	0,036	0,067	0,104	0,6877	40,748	59,252	204,200	0,410	27,008
0,120	46	16618	1742	1,450	2,700	112,725	79,225	191,950	0,036	0,068	0,104	0,7028	41,274	58,726	208,996	0,420	27,360
0,120	47	16658	1782	1,400	2,900	114,125	82,125	196,250	0,035	0,072	0,107	0,7196	41,847	58,153	213,797	0,429	27,700
0,120	48	16698	1822	1,300	2,700	115,425	84,825	200,250	0,032	0,067	0,100	0,7348	42,360	57,640	218,620	0,439	28,016
0,120	49	16738	1862	1,400	3,500	116,825	88,325	205,150	0,035	0,088	0,123	0,7560	43,054	56,946	223,396	0,449	28,356
0,120	50	16778	1902	1,850	4,000	118,675	92,325	211,000	0,046	0,100	0,146	0,7779	43,756	56,244	228,190	0,458	28,805
0,120	51	16818	1942	1,400	3,700	120,075	96,025	216,100	0,035	0,093	0,128	0,7997	44,435	55,565	232,984	0,468	29,144
0,120	52	16858	1982	2,000	4,400	122,075	100,425	222,500	0,050	0,110	0,160	0,8226	45,135	54,865	237,782	0,477	29,630
0,120	53	16898	2022	2,000	4,500	124,075	104,925	229,000	0,050	0,112	0,162	0,8456	45,819	54,181	242,602	0,487	30,115
0,120	54	16938	2062	2,000	4,100	126,075	109,025	235,100	0,050	0,103	0,153	0,8647	46,374	53,626	247,393	0,497	30,601
0,120	55	16978	2102	2,000	4,400	128,075	113,425	241,500	0,050	0,110	0,160	0,8856	46,967	53,033	252,188	0,506	31,086

0,120	56	17018	2142	2,350	4,000	130,425	117,425	247,850	0,059	0,100	0,159	0,9003	47,377	52,623	256,983	0,516	31,657
0,120	57	17058	2182	1,900	3,900	132,325	121,325	253,650	0,047	0,097	0,145	0,9168	47,832	52,168	261,783	0,526	32,118
0,120	58	17098	2222	2,000	3,250	134,325	124,575	258,900	0,050	0,081	0,131	0,9274	48,117	51,883	266,599	0,535	32,603
0,120	59	17138	2262	1,300	3,800	135,625	128,375	264,000	0,033	0,095	0,128	0,9465	48,627	51,373	271,383	0,545	32,919
0,120	60	17177	2301	1,500	2,900	137,125	131,275	268,400	0,038	0,073	0,110	0,9573	48,910	51,090	276,177	0,555	33,283
0,120	61	17218	2342	1,340	3,900	138,465	135,175	273,640	0,033	0,097	0,131	0,9762	49,399	50,601	280,981	0,564	33,608
0,120	62	17298	2422	2,550	6,650	141,015	141,825	282,840	0,032	0,083	0,115	1,0057	50,143	49,857	290,591	0,584	34,227
0,120	63	17338	2462	1,050	3,350	142,065	145,175	287,240	0,026	0,084	0,110	1,0218	50,541	49,459	295,399	0,593	34,482
0,120	64	17378	2502	0,900	2,600	142,965	147,775	290,740	0,023	0,065	0,088	1,0336	50,827	49,173	300,190	0,603	34,700
0,120	65	17418	2542	0,900	2,600	143,865	150,375	294,240	0,022	0,065	0,087	1,0452	51,106	48,894	305,011	0,612	34,919
0,120	66	17462	2586	0,650	3,200	144,515	153,575	298,090	0,015	0,073	0,087	1,0626	51,520	48,480	310,294	0,623	35,076
0,120	67	17498	2622	0,400	2,700	144,915	156,275	301,190	0,011	0,075	0,087	1,0783	51,886	48,114	314,588	0,632	35,174
0,120	68	17538	2662	0,950	3,000	145,865	159,275	305,140	0,024	0,075	0,099	1,0919	52,197	47,803	319,397	0,641	35,404
0,120	69	17578	2702	0,750	3,600	146,615	162,875	309,490	0,019	0,090	0,109	1,1109	52,627	47,373	324,199	0,651	35,586
0,120	70	17618	2742	1,150	3,750	147,765	166,625	314,390	0,029	0,094	0,123	1,1276	52,999	47,001	328,992	0,661	35,865
0,120	71	17658	2782	1,000	3,700	148,765	170,325	319,090	0,025	0,092	0,116	1,1449	53,378	46,622	333,842	0,670	36,108
0,120	72	17698	2822	0,900	3,700	149,665	174,025	323,690	0,023	0,093	0,115	1,1627	53,763	46,237	338,623	0,680	36,326
0,120	73	17739	2863	0,900	3,900	150,565	177,925	328,490	0,022	0,096	0,118	1,1817	54,165	45,835	343,519	0,690	36,545

0,120	74	17778	2902	0,800	3,850	151,365	181,775	333,140	0,020	0,099	0,119	1,2009	54,564	45,436	348,207	0,699	36,739
0,120	75	17818	2942	1,400	3,400	152,765	185,175	337,940	0,035	0,085	0,120	1,2121	54,795	45,205	353,002	0,709	37,079
0,120	76	17858	2982	1,100	3,900	153,865	189,075	342,940	0,027	0,097	0,125	1,2288	55,134	44,866	357,817	0,719	37,346
0,120	77	17898	3022	0,750	4,050	154,615	193,125	347,740	0,019	0,101	0,120	1,2490	55,537	44,463	362,620	0,728	37,528
0,120	78	17938	3062	0,850	3,850	155,465	196,975	352,440	0,021	0,096	0,118	1,2670	55,889	44,111	367,411	0,738	37,734
0,120	79	17978	3102	0,850	3,650	156,315	200,625	356,940	0,021	0,091	0,112	1,2834	56,207	43,793	372,213	0,747	37,941
0,120	80	18018	3142	0,700	4,000	157,015	204,625	361,640	0,018	0,100	0,118	1,3032	56,583	43,417	377,012	0,757	38,110
0,120	81	18058	3182	0,800	3,900	157,815	208,525	366,340	0,020	0,097	0,117	1,3213	56,921	43,079	381,820	0,767	38,305
0,120	82	18098	3222	0,600	4,200	158,415	212,725	371,140	0,015	0,105	0,120	1,3428	57,317	42,683	386,605	0,776	38,450
0,120	83	18138	3262	0,600	4,200	159,015	216,925	375,940	0,015	0,105	0,120	1,3641	57,702	42,298	391,416	0,786	38,596
0,120	84	18178	3302	0,550	4,350	159,565	221,275	380,840	0,014	0,109	0,123	1,3867	58,102	41,898	396,211	0,796	38,729
0,120	85	18218	3342	0,550	4,450	160,115	225,725	385,840	0,014	0,111	0,125	1,4097	58,502	41,498	401,012	0,805	38,863
0,120	86	18258	3382	0,750	4,700	160,865	230,425	391,290	0,019	0,118	0,136	1,4324	58,889	41,111	405,811	0,815	39,045
0,120	87	18298	3422	0,750	4,600	161,615	235,025	396,640	0,019	0,115	0,134	1,4542	59,254	40,746	410,611	0,825	39,227
0,120	88	18338	3462	1,050	4,900	162,665	239,925	402,590	0,026	0,122	0,149	1,4749	59,595	40,405	415,413	0,834	39,482
0,120	89	18378	3502	0,850	4,900	163,515	244,825	408,340	0,021	0,122	0,143	1,4972	59,956	40,044	420,222	0,844	39,688
0,120	90	18418	3542	0,650	4,800	164,165	249,625	413,790	0,016	0,120	0,136	1,5205	60,326	39,674	425,018	0,853	39,846
0,120	91	18458	3582	0,850	4,900	165,015	254,525	419,540	0,021	0,123	0,145	1,5424	60,668	39,332	429,788	0,863	40,052

0,120	92	18538	3662	1,650	9,000	166,665	263,525	430,190	0,021	0,112	0,133	1,5811	61,258	38,742	439,397	0,882	40,453
0,120	93	18578	3702	1,050	4,900	167,715	268,425	436,140	0,026	0,122	0,149	1,6004	61,546	38,454	444,200	0,892	40,708
0,120	94	18618	3742	0,800	3,900	168,515	272,325	440,840	0,020	0,098	0,118	1,6160	61,774	38,226	448,993	0,902	40,902
0,120	95	18658	3782	0,700	5,000	169,215	277,325	446,540	0,017	0,125	0,142	1,6388	62,105	37,895	453,800	0,911	41,072
0,120	96	18698	3822	0,800	4,300	170,015	281,625	451,640	0,020	0,108	0,128	1,6564	62,356	37,644	458,598	0,921	41,266
0,120	97	18738	3862	0,800	4,000	170,815	285,625	456,440	0,020	0,100	0,120	1,6721	62,577	37,423	463,388	0,930	41,460
0,120	98	18778	3902	0,300	3,800	171,115	289,425	460,540	0,007	0,095	0,102	1,6914	62,845	37,155	468,189	0,940	41,533
0,120	99	18818	3942	0,400	4,000	171,515	293,425	464,940	0,010	0,100	0,110	1,7107	63,110	36,890	472,986	0,950	41,630
0,120	100	18858	3982	0,200	3,800	171,715	297,225	468,940	0,005	0,095	0,100	1,7309	63,382	36,618	477,788	0,959	41,678
0,120	101	18898	4022	0,100	3,900	171,815	301,125	472,940	0,002	0,097	0,100	1,7526	63,671	36,329	482,591	0,969	41,703
0,120	102	18938	4062	0,100	3,900	171,915	305,025	476,940	0,002	0,097	0,100	1,7742	63,955	36,045	487,397	0,979	41,727
0,120	103	18978	4102	0,000	3,800	171,915	308,825	480,740	0,000	0,095	0,095	1,7963	64,240	35,760	492,187	0,988	41,727
0,120	104	19018	4142	0,400	3,000	172,315	311,825	484,140	0,010	0,075	0,085	1,8096	64,408	35,592	496,996	0,998	41,824
0,120	105	19058	4182	0,000	4,000	172,315	315,825	488,140	0,000	0,100	0,100	1,8328	64,700	35,300	501,788	1,008	41,824
0,120	106	19098	4222	0,100	4,000	172,415	319,825	492,240	0,002	0,100	0,102	1,8549	64,973	35,027	506,590	1,017	41,848
0,120	107	19138	4262	0,050	4,500	172,465	324,325	496,790	0,001	0,112	0,114	1,8805	65,284	34,716	511,399	1,027	41,860
0,120	108	19178	4302	0,100	4,400	172,565	328,725	501,290	0,002	0,110	0,112	1,9049	65,576	34,424	516,213	1,037	41,885
0,120	109	19218	4342	0,200	4,500	172,765	333,225	505,990	0,005	0,112	0,117	1,9287	65,856	34,144	521,031	1,046	41,933

0,120	110	19258	4382	0,200	4,500	172,965	337,725	510,690	0,005	0,113	0,118	1,9525	66,131	33,869	525,819	1,056	41,982
0,120	111	19298	4422	0,500	4,200	173,465	341,925	515,390	0,012	0,105	0,117	1,9711	66,343	33,657	530,622	1,066	42,103
0,120	112	19338	4462	0,150	4,600	173,615	346,525	520,140	0,004	0,115	0,119	1,9959	66,621	33,379	535,429	1,075	42,140
0,120	113	19378	4502	0,150	4,400	173,765	350,925	524,690	0,004	0,109	0,113	2,0195	66,882	33,118	540,275	1,085	42,176
0,120	115	19418	4542	0,300	4,000	174,065	354,925	528,990	0,008	0,101	0,108	2,0390	67,095	32,905	545,031	1,094	42,249
0,120	116	19458	4582	0,300	4,100	174,365	359,025	533,390	0,008	0,103	0,110	2,0590	67,310	32,690	549,823	1,104	42,322
0,120	117	19498	4622	0,200	4,600	174,565	363,625	538,190	0,005	0,115	0,120	2,0830	67,564	32,436	554,621	1,114	42,370
0,120	118	19538	4662	0,400	4,200	174,965	367,825	542,790	0,010	0,105	0,115	2,1022	67,766	32,234	559,421	1,123	42,467
0,120	119	19578	4702	0,250	4,000	175,215	371,825	547,040	0,006	0,100	0,106	2,1221	67,970	32,030	564,224	1,133	42,528
0,120	120	19618	4742	0,100	5,200	175,315	377,025	552,340	0,003	0,130	0,133	2,1505	68,260	31,740	569,016	1,143	42,552
0,120	121	19658	4782	0,600	5,000	175,915	382,025	557,940	0,015	0,125	0,140	2,1716	68,471	31,529	573,803	1,152	42,698
0,120	122	19698	4822	0,100	5,100	176,015	387,125	563,140	0,003	0,128	0,130	2,1993	68,744	31,256	578,603	1,162	42,722
0,120	123	19738	4862	0,000	5,100	176,015	392,225	568,240	0,000	0,128	0,128	2,2283	69,025	30,975	583,397	1,171	42,722
0,120	124	19778	4902	0,400	5,500	176,415	397,725	574,140	0,010	0,138	0,148	2,2544	69,273	30,727	588,196	1,181	42,819
0,120	125	19818	4942	0,300	5,800	176,715	403,525	580,240	0,007	0,144	0,152	2,2834	69,544	30,456	593,018	1,191	42,892
0,120	126	19858	4982	0,700	5,000	177,415	408,525	585,940	0,018	0,126	0,143	2,3026	69,721	30,279	597,794	1,200	43,062
0,120	127	19898	5022	0,200	6,000	177,615	414,525	592,140	0,005	0,149	0,154	2,3338	70,005	29,995	602,619	1,210	43,110
0,120	128	19938	5062	0,500	5,300	178,115	419,825	597,940	0,013	0,133	0,146	2,3570	70,212	29,788	607,394	1,220	43,232

0,120	129	19978	5102	0,400	5,500	178,515	425,325	603,840	0,010	0,137	0,147	2,3825	70,437	29,563	612,209	1,229	43,329
0,200	Prob. 250 ml	21038	6162	14,000	184,000	192,515	609,325	801,840	0,013	0,174	0,187	3,1650	75,991	24,009	1232,35	2,475	46,727
0,200	130	21077	6201	0,600	7,900	193,115	617,225	810,340	0,015	0,200	0,216	3,1961	76,169	23,831	1240,24	2,490	46,873
0,200	131	21118	6242	0,300	7,700	193,415	624,925	818,340	0,007	0,191	0,198	3,2310	76,365	23,635	1248,31	2,507	46,945
0,200	132	21157	6281	0,600	8,300	194,015	633,225	827,240	0,015	0,209	0,224	3,2637	76,547	23,453	1256,24	2,523	47,091
0,200	133	21197	6321	0,600	8,400	194,615	641,625	836,240	0,015	0,210	0,225	3,2968	76,727	23,273	1264,25	2,539	47,237
0,200	Prob. 500 ml	22558	7681	10	228	204,615	869,625	1074,24	0,007	0,168	0,175	4,2500	80,953	19,047	1536,29	3,085	49,664