

**ESTUDIO EXPERIMENTAL Y NUMÉRICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE  
AGUA EN EL MODELO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL**

**YAMIT ALEXIS IBARRA SUÁREZ  
JONATHAN ORLANDO CELIS ARIAS**

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

**2011**

**ESTUDIO EXPERIMENTAL Y NUMÉRICO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE  
AGUA EN EL MODELO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL**

**YAMIT ALEXIS IBARRA SUÁREZ  
JONATHAN ORLANDO CELIS ARIAS**

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

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

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. M. Sc.**

**Director**

**CARLOS EDUARDO NARANJO. M. Sc.**

**FERNANDO WILSON LONDOÑO G. Ing.**

**Codirectores**

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

**2011**

## DEDICATORIA

*A DIOS, MI AMIGO INCONDICIONAL*

*A MI MADRE, EL MEJOR REGALO QUE ME HA DADO LA VIDA*

*A MI HERMANO*

*A MI FAMILIA*

*A LA SEÑORA AMPARO BASTO*

*A MIS AMIGOS MARÍA, JHON, LAURA, MONO, ZORA, JORGE, ADRIANA, YESSICA, JONATHAN, TAVO,  
PACHO, DIEGO, DIANA, THOMAS Y STEPHANIE.*

*YAMIT*

**DEDICATORIA**

*A DIOS, INGENIERO DE INGENIEROS*

*A MIS PADRES POR SU APOYO INCONDICIONAL Y CONSEJOS ÚTILES PARA MI DESARROLLO  
PROFESIONAL*

*GRACIAS POR TENERME PACIENCIA*

*A MIS FAMILIARES Y AMIGOS POR LOS BUENOS MOMENTOS.*

*A MIS COLEGAS Y AMIGOS, YAMIT, CARLOS, TATIANA, STEFANN, YAIR, SERGIO, LAURA Y A LOS  
MUCHOS QUE FALTARON POR NOMBRAR, GRACIAS POR SU COMPAÑÍA Y APOYO.*

*JONATHAN*

## AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M.Sc., M.E Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por su apoyo, conocimiento y orientación.

Ingeniero Fernando Wilson Londoño Galvis, codirector del proyecto, por su apoyo constante, paciencia y por su amistad.

M.Sc., M.E Carlos Eduardo Naranjo Suárez, codirector del proyecto, por su apoyo en la gestión de actividades ante el ICP.

Ingenieros Jorge Alberto Rojas Plata, Pedro Juan Rojas Medina, Julio César Ilián Rendón y Oscar Eduardo Bolaños Alonso por la capacitación y soporte técnico en el laboratorio de análisis petrofísicos especiales del ICP.

Tecnólogo Edwin Alberto Herrera Camacho, Química Carolina Palacio Carreño, Ingenieras Leidy Sánchez Vallejo y Atala Buendía, por su apoyo, amistad y por ser facilitadores durante el desarrollo de las actividades en los laboratorios de la Universidad Industrial de Santander, sede Guatiguará.

Ingeniero William Navarro, por su asesoría en la construcción del modelo de simulación.

Al Grupo de investigación en Recobro Mejorado, GRM, por ser el creador de este gran proyecto y por darnos la oportunidad de desarrollarnos como profesionales de la industria de los hidrocarburos.

Instituto Colombiano del Petróleo, ICP.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y sus profesores, por brindarnos la formación como ingenieros.

Departamento Administrativo de la Ciencia, Tecnología e Innovación, COLCIENCIAS porque con su apoyo económico hizo realidad el desarrollo del proyecto.

## CONTENIDO

	Pág
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>22</b>
<b>1. EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (EDR).....</b>	<b>23</b>
1.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL.....	23
1.1.1 Generalidades. ....	23
1.1.2 Componentes del equipo (EDR) .....	24
1.1.2.1 Sistema de inyección.....	24
1.1.2.2 Sistema de control. ....	25
1.1.2.3 Sistema electrónico: .....	25
1.1.2.4 Sistema hidráulico. ....	26
1.1.2.5 Sistema de seguridad. ....	29
1.1.2.6 Sistema de recolección de datos. ....	30
1.1.3 Instalación del equipo (EDR). ....	31
1.2 MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS .....	32
1.2.1 Propiedades petrofísicas básicas. ....	33
1.2.1.1 Porosidad.....	33
1.2.1.2 Permeabilidad absoluta. ....	34
1.2.1.3 Mojabilidad.....	34
1.2.1.4 Saturación de fluidos. ....	35
1.2.1.5 Permeabilidad relativa. ....	35
1.2.2 Construcción de medios porosos sintéticos.....	36
1.2.2.1 Materiales.: .....	36
1.2.2.2 Procedimiento para la construcción de medios porosos.....	37
<b>2. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EDR .....</b>	<b>44</b>
2.1 GENERALIDADES .....	44

2.2	CÁLCULO DE PARÁMETROS DURANTE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO.....	45
2.2.1	Determinación de la permeabilidad absoluta.....	46
2.2.2	Determinación del volumen poroso..	47
2.2.3	Determinación de la saturación de agua irreducible..	48
2.2.4	Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite..	50
2.2.5	Determinación de la saturación de aceite residual..	50
2.2.6	Determinación de la permeabilidad efectiva al agua..	51
2.3	PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO PRELIMINARES EN EL EDR.....	51
2.3.1	Diseño experimental.....	52
2.3.2	Procedimiento Experimental.....	53
2.3.2.1	Condiciones iniciales a las pruebas de desplazamiento:.....	54
2.3.2.2	Purga de líneas de flujo y cálculo de volúmenes muertos.....	56
2.3.2.3	Saturación inicial del medio poroso con agua.....	57
2.3.2.4	Saturación del medio poroso con aceite.....	59
2.3.2.5	Inicio de la inyección de agua.....	60
2.3.2.6	Extracción del medio poroso del porta medio poroso.....	60
2.3.3	Resultados de las pruebas preliminares.....	62
2.3.3.1	Primera prueba preliminar..	62
2.3.3.2	Segunda prueba preliminar.....	63
2.3.4	Ajustes y calibración del modelo de desplazamiento radial.....	67
2.4	PRUEBAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL EDR.....	69
2.4.1	Primera prueba de inyección de agua..	70
2.4.1.1	Resultados de la primera prueba de inyección de agua.....	71
2.4.2	Segunda prueba de inyección de agua..	72
2.4.2.1	Resultados de la segunda prueba de inyección de agua.....	73
<b>3.</b>	<b>MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO.....</b>	<b>75</b>
3.1	SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	75
3.1.1	Descripción del simulador IMEX.....	75

3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO.....	76
3.2.1 Grid de simulación.....	76
3.2.2 Propiedades básicas del medio poroso. ....	78
3.2.3 Propiedades de los fluidos.....	79
3.2.4 Propiedades de flujo.. ....	83
3.2.4.1 Ajuste histórico.. ....	83
3.2.5 Condiciones iniciales. ....	92
3.2.6 Construcción y restricciones de los pozo.....	92
<b>4. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>94</b>
4.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SATURACIÓN DE AGUA.....	94
4.2 ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SATURACIÓN DE ACEITE.....	95
4.3 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE EL DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE .....	98
4.3.1 Tasas de producción de aceite y agua .....	98
4.3.2 Tiempo de ruptura.. ....	103
4.3.3 Permeabilidad relativa del agua y el aceite.....	105
4.3.4 Factor de recobro.. ....	109
4.3.6 Fluidos acumulados producidos.. ....	113
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>115</b>
<b>6. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>116</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>118</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>121</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág</b>
Figura 1. Equipo de desplazamiento radial (EDR) .....	23
Figura 2. Sistemas que conforman el equipo.....	24
Figura 3. Bomba de desplazamiento positivo. ....	25
Figura 4. Computador encargado de operar el equipo. ....	26
Figura 5. Sistema electrónico del equipo de desplazamiento radial. ....	26
Figura 6. Sistema hidráulico del equipo de desplazamiento radial. ....	27
Figura 7. Electroválvulas del sistema hidráulico. ....	27
Figura 8. Cilindros para el almacenamiento de agua y de aceite.....	28
Figura 9. Manómetros de presión de entrada. ....	28
Figura 10. Transductor de presión. ....	29
Figura 11. Sistemas de seguridad. ....	29
Figura 12. Sistema de recolección de datos .....	30
Figura 13. Porta núcleo del modelo radial. ....	30
Figura 14. Pozo del modelo radial. ....	31
Figura 15. Pasos para la instalación del EDR.....	32
Figura 16. Procedimiento para la construcción de medios porosos sintéticos .....	38
Figura 17. Solución Epoxi. ....	39
Figura 18. Color uniforme en la mezcla de arena y solución epoxi.....	40
Figura 19. Empaquetamiento del porta medio poroso .....	41
Figura 20. Metodología para realizar una prueba de inyección de agua en el EDR .....	44
Figura 21. Medición del diferencial de presión.....	47
Figura 22. Saturación del modelo radial con agua.....	49
Figura 23. Configuración experimental para la determinación del aceite residual. ....	51
Figura 24. Conexión entre un tubing y un fitting.....	54
Figura 25. Modelo de desplazamiento radial preparado para la saturación de agua. .....	59

Figura 26. Modelo de desplazamiento radial en posición horizontal para inyección de agua. ....	60
Figura 27. Tapa de acero instalada en el equipo. ....	62
Figura 28. Fuga en las tuercas de la tapa del modelo. ....	63
Figura 29. Canalización del aceite a través del medio poroso. ....	65
Figura 30. Producción acumulada de aceite y agua con el tiempo. ....	66
Figura 31. Canalización de fluido entre el empaque y la tapa del modelo. ....	66
Figura 32. Tapa de acrílico diseñada para el modelo de desplazamiento radial. ..	67
Figura 33. Bomba de desplazamiento, ELDEX. ....	70
Figura 34. Volúmenes acumulados de agua y de aceite versus el tiempo durante la primera prueba de inyección de agua. ....	71
Figura 35. Volúmenes acumulados de agua y de aceite con el tiempo para la segunda prueba de inyección de agua. ....	74
Figura 36. Grid de simulación. ....	76
Figura 37. $R_s$ y $B_o$ versus presión. ....	81
Figura 38. Expansión del gas vs. Presión. ....	81
Figura 39. Viscosidad del aceite y del gas vs. Presión. ....	82
Figura 40. Curvas de permeabilidad relativa normalizadas en los modelos de simulación. ....	84
Figura 41. Ajuste histórico para la tasa de producción de agua. ....	85
Figura 42. Ajuste histórico para la producción acumulada de aceite en la primera prueba. ....	86
Figura 43. Ajuste histórico para la producción acumulada de aceite en la segunda prueba. ....	87
Figura 44. Curvas de permeabilidad relativa reales en los modelos de simulación. ....	88
Figura 45. Comparación de ajustes históricos para la tasa de agua en los casos de curvas de permeabilidad relativa normalizada y real. ....	89
Figura 46. Refinamiento del grid de simulación. ....	90
Figura 47. Efecto del refinamiento sobre el tiempo de ruptura. ....	91

Figura 48. Perforaciones en los pozos.....	92
Figura 49. Comparación de fluidos inyectado y producidos contra tiempo .....	96
Figura 50. Saturación de agua irreducible versus tiempo .....	97
Figura 51. Tasas de producción de aceite y agua versus tiempo .....	99
Figura 52. Presión de la bomba versus tiempo.....	100
Figura 53. Flujo de agua en el modelo para diferentes etapas del desplazamiento. .....	101
Figura 54. Flujo de agua en el modelo para diferentes etapas del desplazamiento. .....	102
Figura 55. Efecto del espesor sobre el tiempo de ruptura. ....	104
Figura 56. Curvas de permeabilidad relativa obtenidas en el modelo numérico. .	107
Figura 57. Factor de recobro versus volúmenes porosos inyectados. ....	110
Figura 58. Factor de recobro alcanzado en las pruebas de desplazamiento. ....	111
Figura 59. Corte de agua durante las pruebas de desplazamiento.....	113
Figura 60. Fluidos acumulados producidos. ....	114

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág</b>
Tabla 1 Accesorios necesarios para la instalación del EDR .....	31
Tabla 2. Preparación del porta núcleo. ....	37
Tabla 3. Cantidad de arena en cada recipiente .....	38
Tabla 4. Cantidad de arena, resina y endurecedor para la construcción de un medio poroso sintético para un modelo de desplazamiento radial .....	39
Tabla 5. Descripción de la muestra de control. ....	45
Tabla 6. Diseño experimental para una prueba de desplazamiento en el EDR. ....	53
Tabla 7. Procedimiento para la extracción del medio poroso. ....	61
Tabla 8. Permeabilidades efectivas y viscosidades para el agua y el aceite mineral. ....	69
Tabla 9. Permeabilidades efectivas y viscosidades para el agua y ACPM. ....	72
Tabla 10. Dimensiones del grid de simulación. ....	77
Tabla 11. Mediciones del espesor de los medios porosos después de las pruebas. ....	78
Tabla 12. Propiedades del medio poroso. ....	79
Tabla 13. Datos de entrada para el modelamiento PVT del ACPM. ....	80
Tabla 14. Propiedades del agua .....	82
Tabla 15. End points para las curvas normalizadas de permeabilidad relativa. ....	84
Tabla 16. End points para las curvas de permeabilidad relativa. ....	87
Tabla 17. End points para las curvas reales de permeabilidad relativa. ....	88
Tabla 18. Volúmenes porosos obtenidos .....	94
Tabla 19. Tiempo de ruptura. ....	103
Tabla 20. Efecto del espesor sobre el tiempo de ruptura. ....	105
Tabla 21. Exponentes de saturación para diferentes medios porosos. ....	106
Tabla 22. Criterios para la mojabilidad de un medio poroso según Craig .....	108
Tabla 23. Criterios para la mojabilidad de un medio poroso según la regla modificada de Craig. ....	109

Tabla 24. Resultados de las pruebas.....112

## LISTA DE ANEXOS

	Pág
<b>ANEXO A</b> INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL .....	<b>120</b>
<b>ANEXO B</b> PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE ENSAYO EN EL EDR.....	<b>131</b>
<b>ANEXO C</b> GUÍA DE CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL EDR.....	<b>162</b>
<b>ANEXO D</b> PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LA MUESTRA SISNTÉTICA UIS - 01 INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, ICP .....	<b>178</b>
<b>ANEXO E</b> RESULTADOS EXPERIMENTALES EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO .....	<b>179</b>

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO EXPERIMENTAL Y NUMERICO DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA EN EL MODELO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL.\*

**AUTORES:** JONATHAN ORLANDO CELIS ARIAS y YAMIT ALEXIS IBARRA SUAREZ.\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Inyección de agua, Desplazamiento radial, Simulación numérica, Equipo de laboratorio, Propiedades petrofísicas.

### DESCRIPCIÓN.

Como objetivo general de este trabajo se evaluó el desempeño del proceso de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial, mediante la realización de pruebas de laboratorio y simulación numérica. Con la evaluación se determinó la congruencia entre los resultados obtenidos, lo que permitió identificar y dar explicación a los distintos fenómenos que ocurren en un desplazamiento inmisible.

A su vez, se desarrollaron procedimientos técnicos de ensayo que permitieron la realización de pruebas de desplazamiento radial en el modelo, asegurando la repetitividad en los resultados. Para ello se realizaron ajustes en el equipo que permitieron reproducir el proceso de inyección de agua de forma representativa.

Los datos como las propiedades petrofísicas de los medios porosos empleados en las pruebas fueron obtenidos mediante pruebas de laboratorio a una muestra de control, permitiendo de esta manera, la construcción del modelo numérico en el simulador IMEX de la compañía CMG Ltd. Posteriormente, los datos de los fluidos producidos obtenidos en el laboratorio fueron ingresados a la herramienta Results Graph – CMG y mediante la variación de los end points de las curvas de permeabilidad relativa se realizó el ajuste histórico, el cual permitió determinar el modelo roca – fluido que mejor representó el proceso de inyección durante las pruebas.

Los resultados obtenidos y analizados en este trabajo posibilitaron, comparados con la simulación numérica, reconocer fenómenos que no eran esperados en un medio poroso de laboratorio, lo que facultó a su vez de una mayor comprensión de lo que puede ocurrir en un yacimiento real.

---

\* Proyecto de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Programa de Ingeniería de Petróleos, Ing. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo, Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis.

## ABSTRACT

**TITLE:** EXPERIMENTAL AND NUMERICAL STUDY OF THE WATER INJECTION PROCESS IN A RADIAL DISPLACEMENT MODEL.\*

**AUTHORS:** JONATHAN ORLANDO CELIS ARIAS and YAMIT ALEXIS IBARRA SUAREZ.\*\*

**KEYWORDS:** Water Injection, Radial Displacement, Numerical Simulation, Laboratory Equipment, Petrophysical properties.

### DESCRIPTION.

The main goal of this dissertation was to evaluate the performance of the water injection process in the radial displacement equipment, by using laboratory tests and numerical simulation. With this evaluation the congruence between the obtained results was determined, which allowed to identify and explain the different phenomena that occur in an immiscible displacement.

In turn, technical rehearsal procedures were developed that allowed the implementation of radial displacement tests in the model, ensuring repetitiveness in the results. Therefore some adjustments were made in the equipment that allowed it to reproduce the water injection process representatively.

Data such as the petro-physical properties of porous media used in tests were obtained from laboratory tests using control samples, thus allowing the construction of the numerical model in the IMEX simulator of CMG Ltd. Subsequently, the data of the produced fluids obtained in the laboratory were admitted to the Results Graph - CMG tool and by varying the end points of the relative permeability curves, history matching was made. This determined the rock-fluid model that best represented injection process during testing.

The analyzed and obtained results of this dissertation, compared with numerical simulation, allow the recognition of phenomena that were not expected in a laboratory porous media, which in turn enables a more ample comprehension of what can happen in a realistic situation in the field.

---

\* Under-graduated Project.

\*\*Faculty of Physics and Chemistry Engineering, Petroleum Engineering Program, Ing. M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M. Sc. Carlos Eduardo Naranjo, Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis.

## INTRODUCCIÓN

El proceso de inyección de agua ha sido aplicado con éxito a nivel mundial como método de recuperación secundaria en los yacimientos de crudo convencional. Sin embargo, ante los retos de ingeniería que se avecinan para el futuro en la explotación de yacimientos más complejos, es necesario el entendimiento en detalle de los fenómenos involucrados en este proceso.

Comprometidos con el desarrollo científico y tecnológico de Colombia, el Grupo de investigación en Recobro Mejorado (GRM -UIS) con el apoyo de COLCIENCIAS y ECOPETROL, diseñó y construyó el “Equipo de Desplazamiento Radial, EDR”, llamado así porque permite simular físicamente procesos de desplazamiento de diferente índole.

En aras a dar continuidad con el convenio que dio origen a su construcción y promover el desarrollo de proyectos de investigación relacionados con el trabajo de laboratorio, es de vital importancia la obtención de resultados representativos para procesos de recuperación de hidrocarburos como lo es la inyección de agua mediante el uso del equipo. Lo anterior, requiere de la realización de pruebas que junto con el modelamiento numérico del proceso permitan el ajuste y la calibración del EDR lo cual posibilitará dejar una herramienta confiable para evaluar la implementación de procesos de recobro.

En el trabajo presentado a continuación se describen los procedimientos planteados para la realización de pruebas de laboratorio y la construcción de un modelo de simulación numérico que reproduce el proceso de inyección en el EDR así como los resultados obtenidos durante esta primera etapa de evaluación.

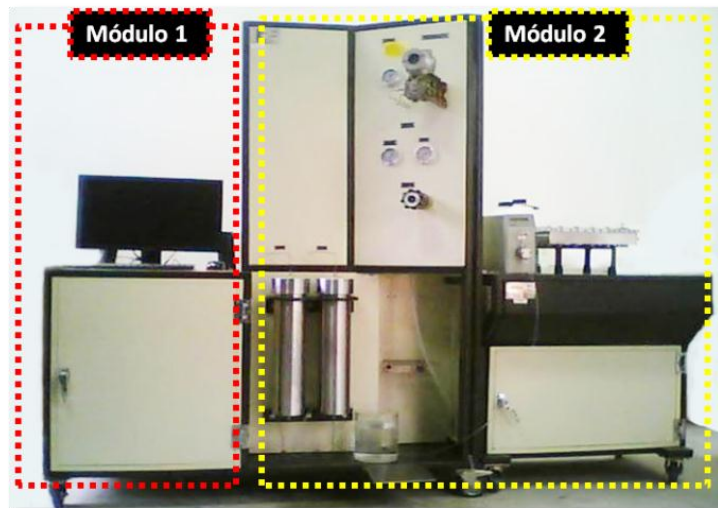
## 1. EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL (EDR)

El Grupo de investigación en Recobro Mejorado (GRM) de la Universidad Industrial de Santander (UIS) en conjunto con COLCIENCIAS y ECOPETROL, desarrolló un equipo de laboratorio para simular físicamente, en un cuarto de patrón de cinco puntos, procesos de recobro como la inyección de agua permitiendo así el estudio y análisis de los factores que los afectan. El equipo descrito anteriormente se denomina “**Equipo de Desplazamiento Radial (EDR)**”.

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL.

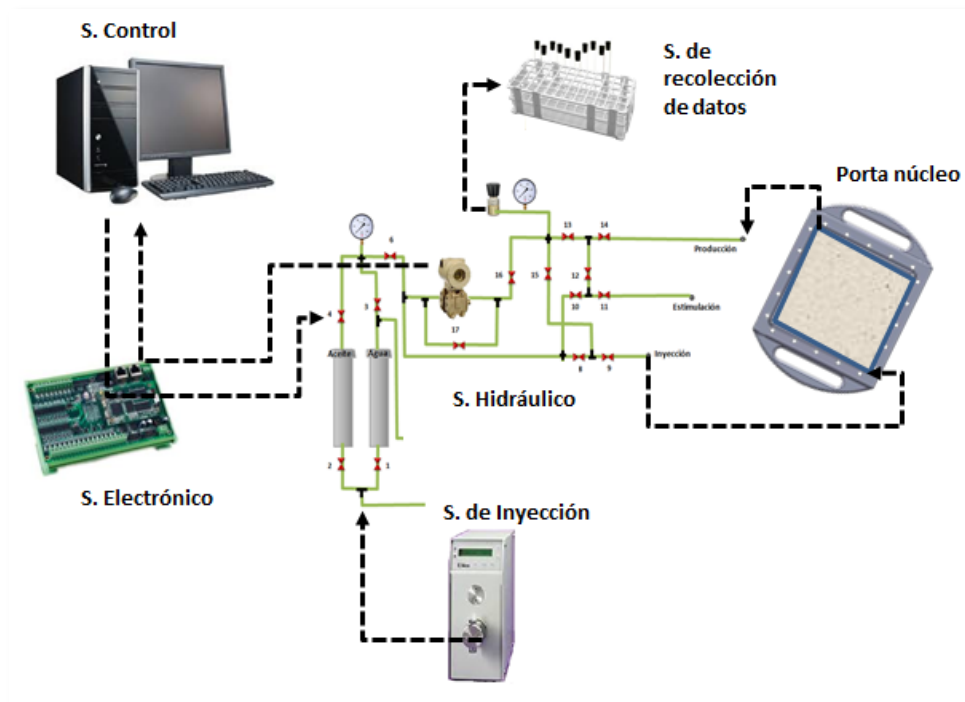
**1.1.1 Generalidades** El equipo de desplazamiento radial (figura 1) se usa para la simulación física de procesos de inyección de agua, mediante pruebas de desplazamiento. Estas posibilitan conocer los fenómenos involucrados en dicho proceso, por ello, el EDR es una herramienta útil en la prestación de servicios a la industria petrolera.

**Figura 1.** Equipo de desplazamiento radial (EDR)



**1.1.2 Componentes del equipo (EDR)** El equipo está integrado por siete sistemas, los cuales son: Sistema de inyección, sistema de control, sistema electrónico, sistema hidráulico, sistema de seguridad, sistema de recolección de datos y el porta núcleo los cuales están interconectados entre sí como se ilustra en la figura 2.

**Figura 2.** Sistemas que conforman el equipo



**1.1.2.1 Sistema de inyección.** El sistema de inyección consta de una bomba de desplazamiento positivo (figura 3), que posee dos cilindros para la inyección de aceite que se conectan al sistema hidráulico del equipo. El caudal mínimo de inyección es 0.01 cc/min y el caudal máximo es 10 cc/min.

**Figura 3.** Bomba de desplazamiento positivo.

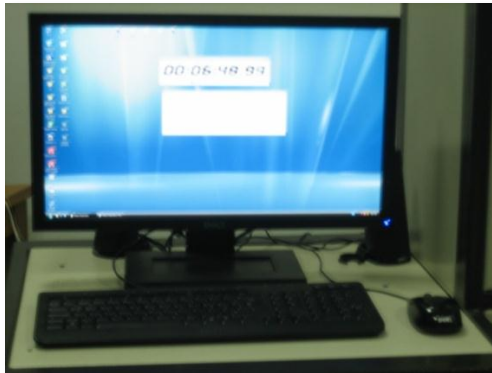


**1.1.2.2 Sistema de control.** Está compuesto por el computador desde el cual se opera el equipo mediante un software programado en Labview 8.6, el cual permite el manejo automático del sentido de desplazamiento de los fluidos y el registro de datos en archivos (figura 4), además cuenta con el software “Measurement and Automation” mediante el cual se controlan las tarjetas “National Instruments” del sistema electrónico.

**1.1.2.3 Sistema electrónico.** El sistema electrónico está compuesto por:

- Las tarjetas “National instruments”(A).
- Los drivers (B).
- Los puertos (C).

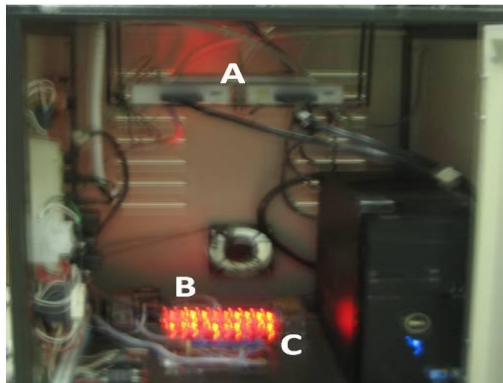
**Figura 4.** Computador encargado de operar el equipo.



En la figura 5 se muestran cada uno de los componentes principales del sistema.

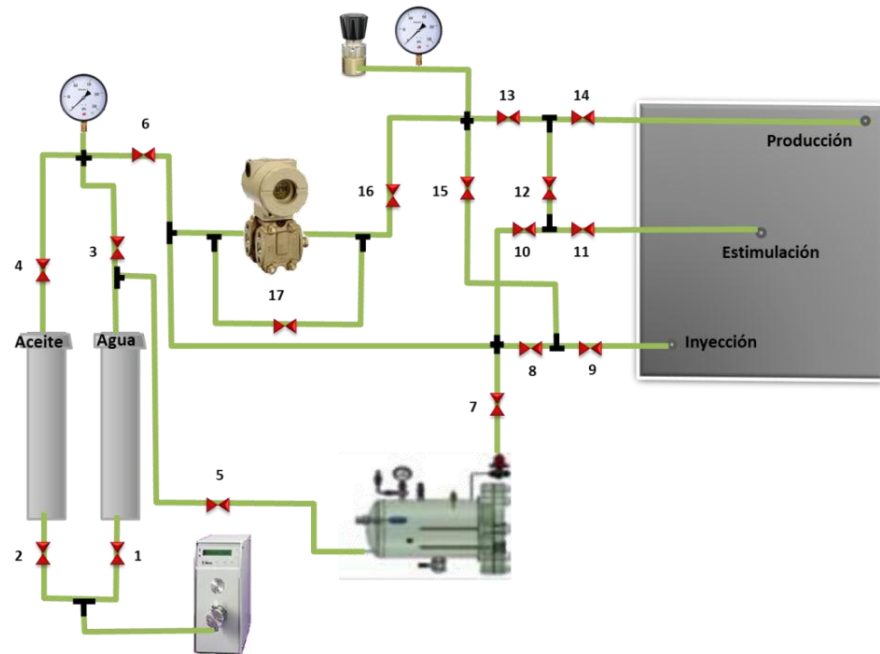
Los drivers se encargan de amplificar la corriente para el funcionamiento de las electroválvulas, mientras los puertos son el enlace entre la parte eléctrica y la electrónica, y las tarjetas “National instruments” son las que procesan las señales enviadas desde el sistema de control.

**Figura 5.** Sistema electrónico del equipo de desplazamiento radial.



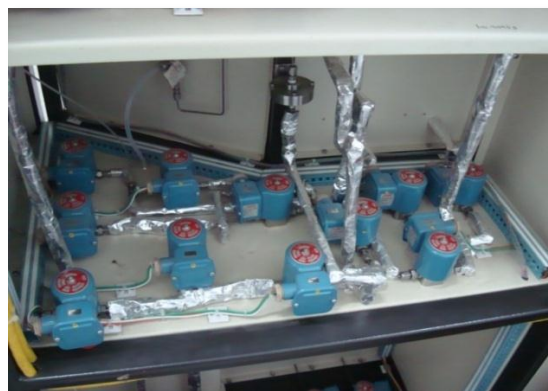
**1.1.2.4 Sistema hidráulico.** El sistema hidráulico es el encargado de permitir el paso de fluidos hacia el medio poroso en diferentes sentidos: Inyección-Producción y Producción-Inyección. En la figura 6 se ilustra el sistema.

**Figura 6.** Sistema hidráulico del equipo de desplazamiento radial.



El sistema se compone de una serie de las electroválvulas que se encuentran en la parte posterior del equipo (figura 7), las cuales se abren o se cierran de acuerdo a las señales enviadas por el sistema de control.

**Figura 7.** Electroválvulas del sistema hidráulico.



Los cilindros Free piston hacen parte también del sistema hidráulico y están diseñados para el almacenamiento del aceite y agua con que se satura el medio poroso (figura 8).

**Figura 8.** Cilindros para el almacenamiento de agua y de aceite.



Los manómetros indican la presión de entrada y salida de los fluidos (figura 9).

**Figura 9.** Manómetros de presión de entrada.



El transductor de presión, marca SMAR es una parte fundamental del sistema hidráulico, este permite medir el diferencial de presión entre la presión de inyección y de producción. Maneja un rango de 0 a 7.2 psi con sus respectivas válvulas de seguridad (BY PASS) FV 16 y FV 17.psi (figura 10).

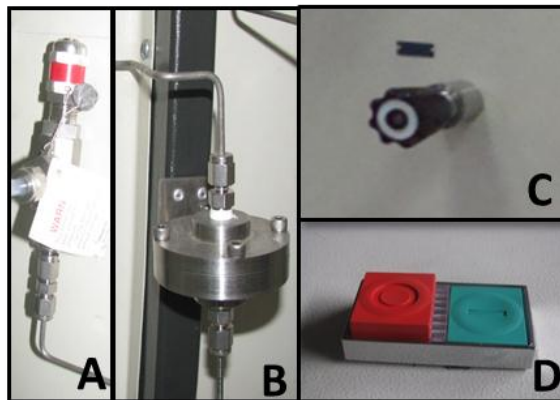
**Figura 10.** Transductor de presión.



**1.1.2.5 Sistema de seguridad.** Está integrado al sistema hidráulico y su función es liberar la presión en caso de que el sistema se sobre presione. En la figura 11 se muestran los componentes del sistema de seguridad.

- A. Válvula Relief.
- B. Porta filtro en línea para evitar la migración de finos de la salida del medio poroso hacia el Regulador de presión.
- C. Regulador de presión (Backpressure), que permite regular la presión de salida.
- D. Apagado de emergencia de la energía del equipo.

**Figura 11.** Sistemas de seguridad.



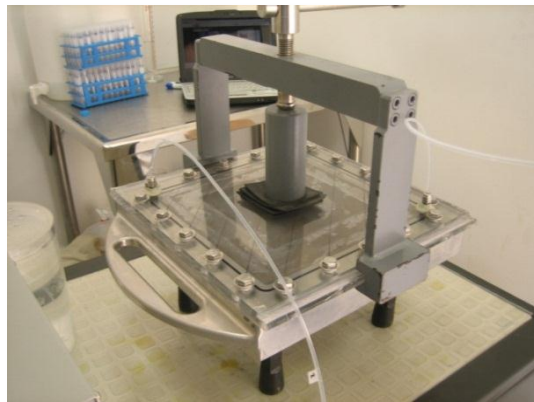
**1.1.2.6 Sistema de recolección de datos.** El sistema de recolección de datos consta de tubos de ensayo, soporte universal, gradilla, probetas y cronómetro como se ilustra en el montaje de la figura 12.

**Figura 12.** Sistema de recolección de datos



**1.1.2.7 Porta núcleo.** Fabricado en acero inoxidable y diseñado para el empaquetamiento del medio poroso (figura 13), lo integran 3 pozos, para la inyección, producción y estimulación respectivamente, de diámetro 1/8" los cuales se ubican en una de las diagonales de la base, cuyas dimensiones internas son: 25.5 x 25.5 x 3.6 cm de altura.

**Figura 13.** Porta núcleo del modelo radial.



Las conexiones de los pozos son tipo NPT y se encuentran unidas a la tapa del porta núcleo como se observa en la figura 14.

**Figura 14.** Pozo del modelo radial.



**1.1.3 Instalación del equipo (EDR).** La realización de pruebas en el equipo de desplazamiento radial (EDR) requiere de una instalación adecuada, que cuente con una fuente de energía que garantice el suministro constante de la misma; además se debe ubicar en un espacio amplio que permita trabajar cómodamente y que disponga de las herramientas necesarias para el desarrollo de las pruebas.

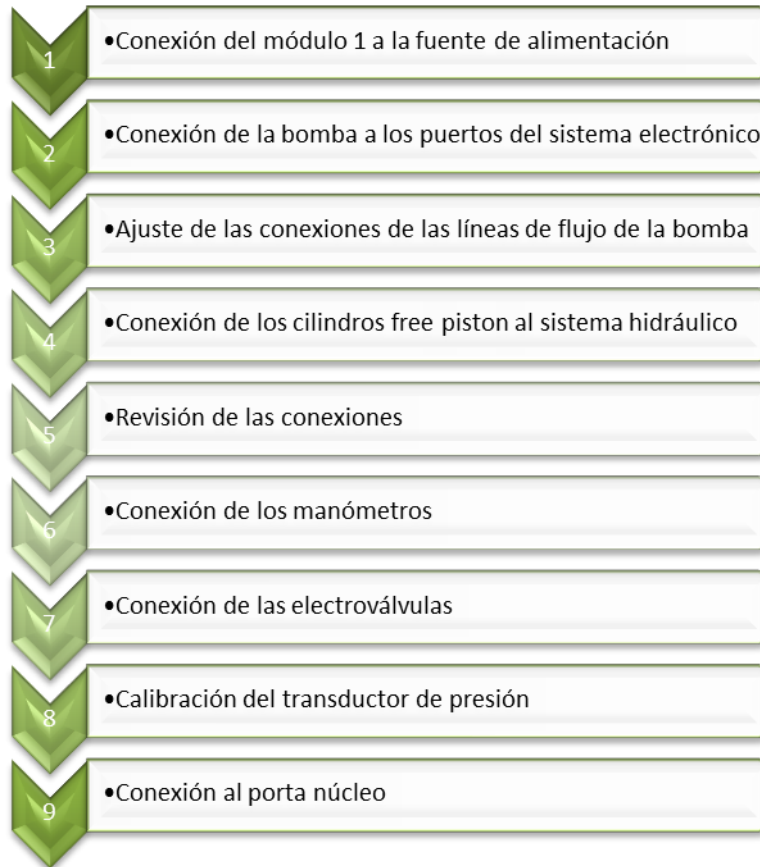
Para garantizar el correcto funcionamiento son necesarios los accesorios que se muestran en la tabla 1:

**Tabla 1** Accesorios necesarios para la instalación del EDR

ACCESORIOS
Fuente de alimentación de 220 VAC, 60 Hz, 2 Kw potencia requerida para el generador de vapor.
Fuente de alimentación de 120 VAC, 60 Hz, 0,5 Kw potencia requerida para el modelo radial.
Banco de trabajo para llenar los cilindros con los fluidos a desplazar.
Línea de aire comprimido para desplazar los pistones libres de los cilindros.
Conjunto de herramientas: Llaves inglesas (7/16", 9/16", 1/2" etc.), destornilladores, alicates, etc.
Bomba de vacío.

Una vez se ha verificado que se dispone de los accesorios necesarios para la instalación del EDR, se deben seguir los pasos de la figura 15.

**Figura 15.** Pasos para la instalación del EDR



En el Anexo A se describe detalladamente el procedimiento para la instalación del equipo de desplazamiento radial.

## **1.2 MEDIOS POROSOS SINTÉTICOS**

El EDR requiere de la construcción de medios porosos sintéticos para el desarrollo de las pruebas de desplazamiento. Un medio poroso sintético es un arreglo de

granos (de origen natural o sintético con propiedades específicas) unidos con un compuesto epoxídico (resina epoxi y endurecedor), el cual se usa como material cementante para la fabricación de plugs o medios porosos sintéticos empleados en pruebas de desplazamiento debido a su poder de adherencia, alta resistencia térmica y química<sup>1</sup>.

**1.2.1 Propiedades petrofísicas básicas.** Las propiedades petrofísicas descritas a continuación afectan el comportamiento de un proceso de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial (EDR).

**1.2.1.1 Porosidad.** La porosidad de una roca, es definida en dos formas: La primera hace referencia a la porosidad absoluta que cuantifica el vacío dentro de una roca que puede ser ocupado por fluidos que pueden estar interconectados o no, y la segunda se conoce como porosidad efectiva que representa los espacios comunicados que contienen fluidos dentro de la roca<sup>2</sup>.

La porosidad es cuantificada por la relación que existe entre el espacio de la roca que puede contener hidrocarburos y el volumen total de la roca incluyendo los espacios vacíos. La porosidad es expresada en porcentaje o fracción del volumen total (Ecuación 1).

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso de la roca}}{\text{Volumen total de la roca}} \dots\dots\dots(1)$$

---

<sup>1</sup> LONDOÑO GALVIS, F. W. “Manual de procedimientos en el equipo de desplazamiento radial” UIS, Bucaramanga 2010, pág 6.

<sup>2</sup> Norma RP – 40. Capítulo 5, pág 7.

De la anterior relación se deduce que la porosidad representa el volumen disponible para el almacenamiento de fluidos en el medio poroso. Esta propiedad puede ser manipulada en el laboratorio, si se varía el material y los equipos usados para la construcción del medio poroso sintético del modelo físico, la porosidad es afectada por el tamaño de grano, forma de empaquetamiento, forma de los granos. El medio poroso sintético que se construye para el equipo de desplazamiento radial se considera homogéneo, lo que significa que su porosidad es la misma en cualquier punto del modelo radial.

**1.2.1.2 Permeabilidad absoluta.** La permeabilidad mide la facilidad con que fluye un fluido en el medio poroso. Cuanto más permeable es el medio, menos tortuoso es el paso de los fluidos a través de él, también se considera una medida de la capacidad de flujo de un medio poroso cuando dentro de este, se encuentra un solo fluido, desplazándose a través del mismo<sup>3</sup>. La permeabilidad al igual que la porosidad depende del material usado en la construcción del medio poroso, así como del tamaño, forma de los granos y material cementante.

**1.2.1.3 Mojabilidad.** Cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto con un medio poroso, uno de ellos tenderá a adherirse con más fuerza a la superficie del sólido en presencia del otro. La mojabilidad es el término usado para referirse a este fenómeno. Dependiendo de la interacción del medio poroso con los fluidos, estos se clasifican en mojados por agua, mojados por aceite y mojabilidad intermedia<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Norma RP – 40. Capítulo 6, pág 8.

<sup>4</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001, pág 37.

La importancia de la mojabilidad radica en que es la propiedad de la roca responsable de los efectos capilares que se presentan dentro de un medio poroso. En los modelos físicos construidos en el laboratorio esta propiedad depende del material cementante con el que se construyen.

Un proceso de inyección de agua es más efectivo si el medio poroso está preferencialmente mojado por agua, debido a que el fluido no mojante se desplaza con mayor facilidad al encontrarse en fase móvil. Es por esto que los medios porosos sintéticos del EDR son saturados inicialmente con agua.

La mojabilidad es uno de los factores principales que determinan la distribución de los fluidos en el medio poroso y la facilidad con la cual se mueven éstos, por ende determina también el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

**1.2.1.4 Saturación de fluidos.** La saturación se define como la fracción de fluido que se encuentra en determinado punto del medio poroso, a determinado tiempo. La distribución de saturaciones de los fluidos en un medio poroso sintético depende de factores como el tamaño y distribución del tamaño de grano, la mojabilidad y las fuerzas que actúan sobre los fluidos<sup>5</sup>.

**1.2.1.5 Permeabilidad relativa.** Las curvas de permeabilidad relativa son importantes para determinar la facilidad con que los fluidos se mueven a través del medio poroso y determinan los límites de movilidad<sup>6</sup> o “End points”, permitiendo así determinar la cantidad de fluido que se puede extraer de determinado yacimiento que se encuentra bajo un proceso de inyección de agua.

---

<sup>5</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001, pág 47.

<sup>6</sup> Norma RP – 40. Capítulo 6, pág 14.

En el laboratorio esta propiedad no puede ser manipulada directamente ya que depende de las propiedades del medio poroso como la mojabilidad, estructura de poro, empaquetamiento de los granos que conforman el medio poroso y el fluido inyectado.

**1.2.2 Construcción de medios porosos sintéticos.** Para la fabricación adecuada de los medios porosos se trabajó en un procedimiento, de tal forma que puedan ser usados en el EDR.

A continuación se describen los materiales empleados y el proceso para la construcción de medios porosos.

**1.2.2.1 Materiales.** La construcción de medios porosos sintéticos requiere de determinados materiales, tales como:

- Arena 99,9% cuarzo, malla 80-100 fina.
- Espátulas.
- Pala pequeña.
- Recipiente para mezclar (500 ml) de volumen.
- Balde.
- Solución epóxica.
- Endurecedor.
- Balanza.
- Elementos de seguridad: Guantes de nitrilo, gafas de seguridad, bata y máscara protectora contra vapores.
- Pisón.
- Martillo.
- Teflón.

- Regla metálica.
- 2 Jeringas
- Hojilla.
- Acetato de vinilo.
- Regla metálica.

**1.2.2.2 Procedimiento para la construcción de medios porosos** Para la construcción de medios porosos sintéticos se sigue el procedimiento descrito a continuación:

**a. Preparación del porta medio poroso**

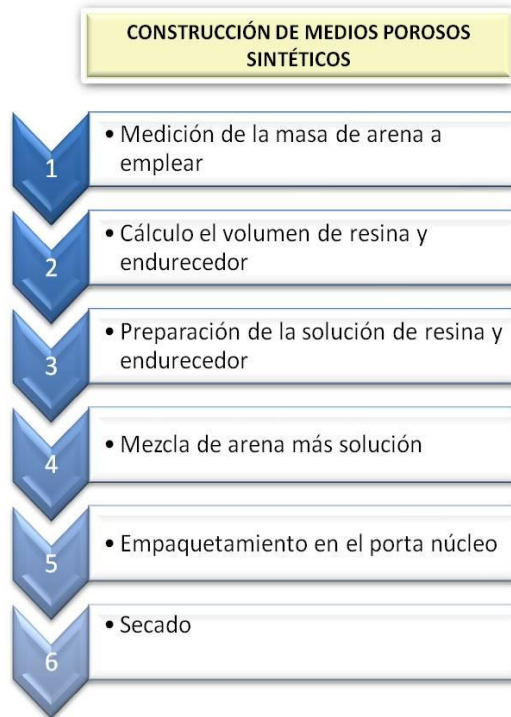
El proceso de preparación del porta núcleo se muestra en la tabla 2.

**Tabla 2.** Preparación del porta núcleo.

<b>BASE DEL PORTA NÚCLEO</b>	Se debe tener lista la base del modelo de desplazamiento radial. Luego se debe asegurar que las paredes no contengan partículas de suciedad que puedan ocasionar imprevistos durante la prueba.
<b>FIJACIÓN DE LOS EMPAQUES</b>	Se debe ubicar el empaque de la base primero asegurando que éste cubra la superficie en su totalidad. Luego, se ubica el empaque de los lados y se cortan las partes sobrantes de modo que quede a nivel con el borde del porta medio poroso, para ello se recomienda el uso de una hojilla.
<b>INSTALACIÓN DE LOS POZOS</b>	Se deben proteger con teflón en su interior para luego ser introducidos en las esquinas del porta medio, de tal forma que las perforaciones no estén dirigidas hacia el medio poroso evitando así la obstrucción de las mismas durante el llenado

**b. Preparación de la mezcla del medio poroso** Para la preparación de la mezcla se lleva a cabo el procedimiento de la figura 16.

**Figura 16.** Procedimiento para la construcción de medios porosos sintéticos



**Fuente:** Tomado y modificado de LONDOÑO GALVIS, F. W. "Manual de procedimientos en el equipo de desplazamiento radial" UIS, Bucaramanga 2010.

1. Se pesan en la balanza 4200 gramos de arena, dividiendo esta cantidad a su vez en cuatro recipientes de la forma que se indica en la tabla 3.

**Tabla 3.** Cantidad de arena en cada recipiente

Recipiente	Cantidad de arena
1	1050
2	1050
3	1050
5	1050

2. Se deben realizar los cálculos de la cantidad de resina y endurecedor requeridas en la fabricación del medio poroso sintético del equipo modelo radial, (la proporción de solución epoxi es de 1 cc por cada 20 gramos de arena y la relación resina, endurecedor es de 3/1) ver tabla 4.

**Tabla 4.** Cantidad de arena, resina y endurecedor para la construcción de un medio poroso sintético para un modelo de desplazamiento radial

Cantidad de arena	4200 gr
Cantidad de solución epoxi	210 cc
Cantidad de resina	157.5 cc
Cantidad de endurecedor	52.5 cc

3. En un recipiente se mezcla el endurecedor con la resina, hasta obtener una mezcla homogénea como la mostrada en la figura 17.

**Figura 17.** Solución Epoxi.



4. Una vez lista la solución epoxi, a continuación se debe mezclar con la arena (los 4200 gr) en cuatro etapas. Se agrega lentamente cada una de las

porciones de arena a la solución epoxi cuidando de no detener el mezclado. Se debe mantener el mezclado el tiempo necesario para que se observe uniformidad, consistencia y homogeneidad en la mezcla. NOTA: se debe lograr un color uniforme en la mezcla (figura 18).

5. Se agregan lentamente las porciones restantes de arena teniendo en cuenta el paso anterior, debe durar a lo sumo 40 minutos, debido a que exceder este tiempo causa dificultades en el empaquetamiento del porta medio poroso puesto que la mezcla empieza a fraguar.

**Figura 18.** Color uniforme en la mezcla de arena y solución epoxi

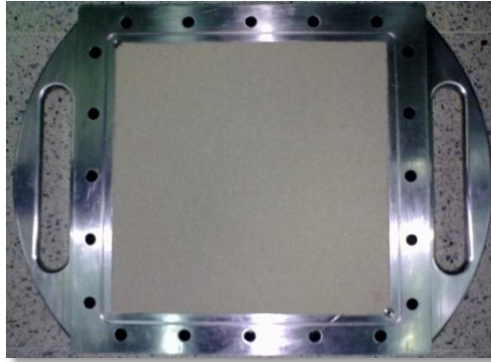


**Fuente:** Autores.

### **c. Empaquetamiento del porta medio poroso.**

1. Se procede a transferir mediante la pala la mezcla preparada anteriormente al porta medio poroso, llenándolo mediante capas que deben ser compactadas con un pisón, y con ayuda de un martillo.
2. El paso anterior debe ser repetido hasta que alcance el nivel del borde superior del porta medio poroso (figura 19).

**Figura 19.** Empaquetamiento del porta medio poroso



3. Una vez el porta medio poroso esté lleno se verifica el nivel con la regla metálica. Esto se hace con el fin de garantizar un buen sello con la tapa y así evitar fugas. Para cumplir con esta condición de debe retirar el exceso de la mezcla del medio poroso, del empaque y de la parte superior de los pozos.
4. Posteriormente se deben colocar los empaques de los pozos.
5. Colocar empaque de acetato de vinilo en la tapa.
6. Colocar la tapa superior del porta medio poroso.
7. Colocar los tornillos con sus respectivas arandelas y tuercas para realizar el sellado.
8. Llevar al horno a una temperatura de 40°C durante 3 días.
9. Una vez fragua el medio poroso, se retira la tapa y se aplica silicona en su superficie, a manera de sello para evitar la canalización.

10. Se procede a tapar nuevamente el porta medio poroso y se introduce en el horno a 40°C por 2 días, para que la silicona aplicada seque.

Durante la realización de las diferentes pruebas de construcción de medios porosos, se identificaron factores que afectan el proceso de curado de la resina epoxi<sup>7</sup>. A continuación se describen brevemente:

**1. Tiempo:** Para que el proceso de curado se debe dejar transcurrir un tiempo adecuado que depende de las condiciones a las cuales se fabrica la muestra. Si se desmolda la muestra a tiempos muy pequeños la reacción no habrá terminado y por tanto los resultados no serán los deseados.

**2. Temperatura:** A temperatura ambiente la reacción se lleva a cabo pero el tiempo que se tarda es considerablemente mayor que al realizarse en caliente, por ello se sugiere el uso de un horno.

**3. Agente de curado:** El agente endurecedor es parte clave en el proceso, dependiendo del uso que se vaya a dar a la resina se deben elegir y cada uno de ellos afecta de manera diferente el proceso.

**4. Relación resina-endurecedor:** La proporción usada depende de los fines que se tengan, entre mayor cantidad de endurecedor se aplique se obtendrá una mayor adherencia, pero un exceso de este puede ocasionar que el curado no sea el correcto y para este caso los poros que es lo que se desea conseguir se taponarían con la resina.

**5. Aditivo:** Estos son agentes modificadores que le confieren a la resina diferentes propiedades, entre ellos se encuentran:

---

LONDOÑO GALVIS, F. W. "Manual de procedimientos en el equipo de desplazamiento radial" UIS, Bucaramanga 2010, pág 12.

**Diluyentes:** Reductores de viscosidad.

**Flexibilizadores:** Reducen la rigidez, permitiendo así deformaciones bajo carga.

**Cargas:** Se utilizan para mejorar algunas propiedades de la formulación.

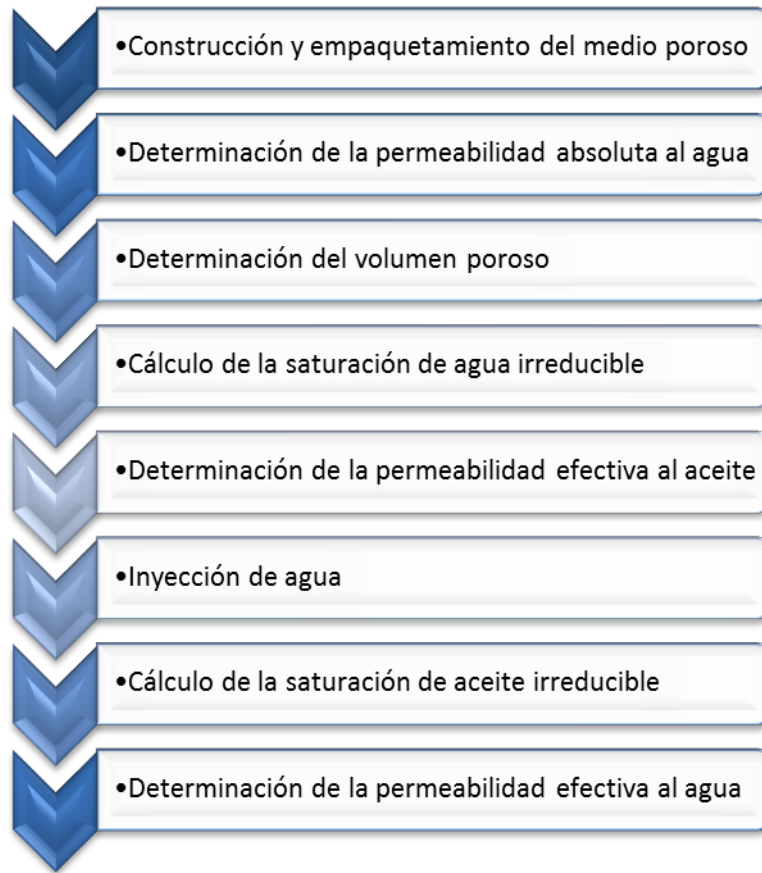
**Pigmentos:** Mejoramiento del aspecto de la resina.

## 2. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL EDR

### 2.1 GENERALIDADES

Las pruebas de desplazamiento realizadas en el EDR permiten identificar fenómenos que ocurren en un proceso de inyección de agua. Debido a que es un modelo escalado, estas permiten realizar un estudio del proceso en tiempos relativamente pequeños y de esta manera observar el comportamiento de los resultados, tales como las tasas de producción de los fluidos y el tiempo de ruptura de agua, así como el factor de recobro. La metodología para realizar una prueba de inyección de agua en el EDR es la mostrada en la figura 20.

**Figura 20.** Metodología para realizar una prueba de inyección de agua en el EDR



## 2.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS DURANTE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO.

El cálculo de los parámetros mostrados en la figura 20 es necesario para conocer el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa y de esta forma determinar la mojabilidad, el petróleo remanente y residual.

En la literatura no se encuentra un método que permita determinar las curvas de permeabilidad relativa para desplazamiento radial en el laboratorio, por ello mediante un modelo de simulación numérico y con los datos históricos de las pruebas realizadas es posible construir dichas curvas.

Puesto que el EDR se encuentra en un período de prueba y evaluación, se determinó qué parámetros eran posibles de obtener en el mismo y a su vez cuáles no. La porosidad y las permeabilidades absolutas y efectivas fueron determinadas mediante una prueba de permeabilidad relativa en estado no estable en una muestra sintética de control, tomada durante el empaquetamiento del medio poroso en el EDR. Dicha prueba fue realizada en el laboratorio de análisis petrofísicos del ICP y los resultados se muestran en el anexo D. En la tabla 5 se muestra la descripción de la muestra de control.

**Tabla 5.** Descripción de la muestra de control.

Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Volumen poroso (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad aire (mD)
6.166	3.773	24.162	35.5	15050

**Fuente:** Informe final prueba permeabilidad relativa agua aceite estado no estable, Laboratorio de análisis petrofísicos del ICP, 2 de septiembre de 2011.

**2.2.1 Determinación de la permeabilidad absoluta.** En el anexo B, sección B5 se encuentra el procedimiento técnico de ensayo para la determinación de la permeabilidad absoluta. Durante el desarrollo de las pruebas de desplazamiento se encontraron fallas en el sistema hidráulico y electrónico, por tal razón no se implementaron estos sistemas del equipo, sin embargo, el procedimiento realizado en el anexo, explica cómo determinar la permeabilidad absoluta de un medio poroso en el EDR. Este procedimiento se planteó de acuerdo a las capacitaciones ofrecidas por la empresa fabricante del equipo, ingenieros del ICP y del estudio y conocimiento adquirido del EDR durante el desarrollo del trabajo de grado.

Mediante la correlación de Muskat (expresión 2) es posible hallar la permeabilidad absoluta del medio poroso, que está en función del diferencial de presión entre los fluidos de inyección y producción. Para la medición de este diferencial de presión el EDR cuenta con un dispositivo, el cual presenta dos cámaras como se observa en la figura 21, las cuales están separadas por una celda capacitiva que detecta la variación de presión entre la línea de producción y la de inyección. Cuando hay una variación en la presión dicha celda se deforma y el sistema electrónico del dispositivo la cuantifica.

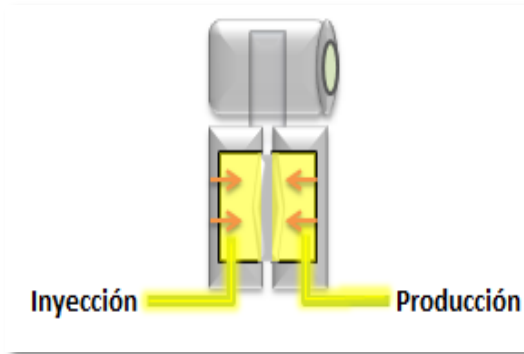
$$K = \frac{5588924.88 * \mu * Q * \left[ \ln \left( \frac{d}{r_w} - 0.619 \right) \right]}{\pi * h * \Delta P} \dots\dots\dots(2)$$

Dónde:

K= permeabilidad en md.  
 μ=viscosidad en cp.  
 Q= tasa en cm<sup>3</sup>/min.  
 h= espesor de la celda.

ΔP= delta de presión en psi.  
 d= distancia entre pozos en cm.  
 r<sub>w</sub>= radio entre pozos en cm.  
 5588924.88 factor de conversión.

**Figura 21.** Medición del diferencial de presión



Para la medición de la permeabilidad, se registra el diferencial de presión estabilizado para tres tasas de inyección, se toma un promedio de este y se reemplaza en la ecuación 2.

**2.2.2 Determinación del volumen poroso.** Para determinar el volumen poroso en el modelo de desplazamiento radial existen tres formas: la primera, se realiza durante la saturación con agua del medio poroso; así, conociendo el volumen de agua inyectado y el volumen de agua producido y mediante un balance de materia que resta estas dos cantidades se puede determinar el volumen de agua contenido en el medio poroso del modelo, que corresponde al volumen poroso. No obstante, este método tiene una gran limitación, dado que asume que el agua invade todo el espacio poroso del modelo, lo cual no es cierto causando que se subestime el volumen poroso total del modelo.

El segundo método para determinar el volumen poroso consiste en pesar el modelo cuando no se encuentra saturado por fluidos, y pesarlo posteriormente cuando se ha finalizado la saturación con agua. Esta diferencia de peso permite determinar el volumen poroso si se divide dicho peso por la densidad del agua. Sin embargo, este método plantea la misma limitación que el anterior, ya que continúa asumiendo que el agua sigue invadiendo todo el espacio poral, lo cual no es

cierto. No obstante este método puede ser utilizado si no se confía en los datos registrados para realizar el balance de materia, debido a fugas o problemas con la precisión de la tasa de inyección de la bomba, que causaría una mala determinación del volumen inyectado alterando así el volumen poroso calculado.

El método empleado durante las pruebas de desplazamiento inmisible en el EDR, para calcular el volumen poroso, fue desarrollado con base en el cálculo de la porosidad de un plug en el laboratorio de análisis petrofísicos del ICP. Dado que el plug analizado en las pruebas fue preparado con la mezcla arena – solución epóxica del medio poroso utilizado en las pruebas de desplazamiento se considera representativo. La porosidad calculada del plug sintético es multiplicada por las dimensiones del medio poroso del modelo radial para así determinar el volumen poroso total; por ello, este método es más acertado que los anteriores. Sin embargo, posee una limitación, ya que el plug es preparado de la mezcla del medio poroso antes del empaquetamiento en el porta núcleo y compactado por separado, lo que conlleva a cierta diferencia en la porosidad con respecto a la del medio poroso del modelo radial.

**2.2.3 Determinación de la saturación de agua irreducible.** La saturación de agua irreducible se calcula por medio de un balance de materia. Cuando el medio poroso se encuentra totalmente saturado con agua, se inicia la saturación con aceite y se mide el volumen de agua producida, hasta que solo se produzca aceite.

El modelo debe estar en posición vertical como se muestra en la figura 22, para aprovechar los efectos gravitacionales, y el aceite se debe inyectar por el pozo superior. Dado que la densidad del aceite es menor que la del agua, éste se mantendrá siempre en un frente uniforme en la parte superior del modelo e irá

barriendo progresivamente al agua hasta que se llegue a la saturación de agua irreducible.

La saturación irreducible de agua se calcula mediante la expresión 3.

$$S_{w_{irr}} = \frac{VP - (Wp_{w_{irr}} + VM_{w_{irr}})}{VP} \times 100 \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

$S_{w_{irr}}$  = Saturación de agua irreducible en fracción.

$Wp_{w_{irr}}$  = Agua producida durante la prueba de cálculo de  $S_{w_{irr}}$  en  $cm^3$ .

$VM_{w_{irr}}$  = Volumen muerto durante la prueba de cálculo de  $S_{w_{irr}}$  en  $cm^3$ .

$VP$  = Volumen poroso de la arena en  $cm^3$ .

El volumen muerto es la cantidad de agua producida que queda acumulada en la línea de producción.

**Figura 22.** Saturación del modelo radial con agua



**2.2.4 Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite.** En el anexo B, sección B5 se muestra el procedimiento técnico de ensayo para la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite en el EDR. El sistema hidráulico del equipo no estuvo habilitado durante el desarrollo del trabajo debido a problemas técnicos, por lo tanto, para el desarrollo del mismo se tomaron los datos reportados de la muestra de control.

**2.2.5 Determinación de la saturación de aceite residual.** El cálculo de la saturación de aceite residual se realiza mediante un balance de materia durante la inyección de agua en el modelo de desplazamiento radial. Para ello se recolecta y se mide la cantidad de aceite hasta que solo se produzca agua. La saturación de aceite residual se mide mediante la expresión 4.

$$S_{or} = \left[ 1 - \left( S_{wirr} + \left( \frac{AP_{sor} + VM_{sor}}{VP} \right) \right) \right] \times 100 \dots\dots\dots(4)$$

Dónde:

$S_{or}$  = Saturación de aceite residual en fracción.

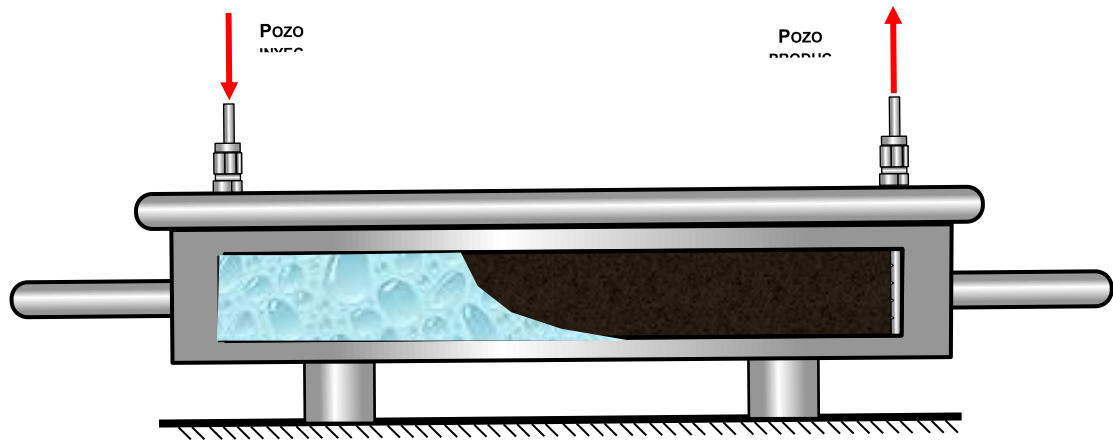
$S_{wirr}$  = Saturación de agua irreducible.

$AP_{sor}$  = Aceite producido en la determinación de saturación de aceite residual.

$VM_{sor}$  = Volumen muerto en la determinación de saturación de aceite residual.

La inyección de agua se realiza mediante la configuración experimental de la figura 23.

**Figura 23.** Configuración experimental para la determinación del aceite residual.



**Fuente:** Tomado y modificado de "Manual de procedimientos de ensayo en el equipo de desplazamiento radial", LONDOÑO GALVIS, F. W., Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2010.

**2.2.6 Determinación de la permeabilidad efectiva al agua.** La permeabilidad efectiva al agua se calcula de la misma manera como se calcula la permeabilidad efectiva al aceite, únicamente se diferencia en que ésta se empieza en el momento en que se alcanza la saturación de aceite irreducible, es decir, cuando solo se produce agua.

### **2.3 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO PRELIMINARES EN EL EDR.**

Con el fin de determinar si el EDR presentaba problemas durante las pruebas de desplazamiento, se realizaron pruebas preliminares para encontrar posibles fallas y debilidades en el equipo a fin de corregirlas y mejorarlas, permitiendo así una adecuada calibración. Las pruebas preliminares en el EDR, se realizan con el fin de garantizar la repetitividad de las pruebas de inyección de agua en el modelo. Entiéndase como repetitividad el hecho que si se realizan pruebas con el mismo procedimiento a un mismo proceso; ya sea con el mismo operador, en el mismo laboratorio, utilizando el mismo equipo; o con diferentes operadores y laboratorios,

utilizando equipos diferentes que cumplan con los requerimientos especificados, todas las mediciones generadas deberían ser idénticas numéricamente.

Sin embargo, la realización repetida del mismo procedimiento en el EDR, ya sea por el mismo operador, en el mismo laboratorio, con el mismo equipo o por diferentes operadores en diferentes laboratorios utilizando equipos de trabajo similares, no siempre dará resultados idénticos numéricamente. Existirán diferencias entre los resultados de las pruebas debido a las variaciones en los factores inherentes al procedimiento.

Durante el desarrollo de las pruebas de desplazamiento se identificaron los siguientes factores que influyen en la diferencia de los resultados de un proceso realizado mediante un mismo procedimiento.

**2.3.1 Diseño experimental** Debido a la importancia de conocer a cabalidad las variables involucradas en las pruebas de desplazamiento en el EDR, se realizó un diseño experimental en donde se definen los factores a continuación:

- **Variables de respuesta:** Es la característica del proceso o variable de salida cuyo valor interesa mejorar y es importante en el diseño de experimentos.
- **Factores controlables:** Son variables del proceso que se pueden fijar en un punto o en un nivel de operación.
- **Factores no controlables:** Son variables que no se pueden controlar durante la operación normal del proceso.
- **Factores estudiados:** Factores que se investigan en el experimento para observar cómo afectan o influyen en las variables respuesta. Pueden ser factores controlables o no controlables.

La tabla 6 muestra el diseño experimental para una prueba de desplazamiento en el EDR.

**Tabla 6.** Diseño experimental para una prueba de desplazamiento en el EDR.

Variables o factores	Tipo de factor o variable	Estrategia de monitoreo y manipulación	Estrategia de medición	Rango de la variable	N° de datos
Tasa de inyección	Controlable	Operador	Digital	0.5 cc/min	1
Distribución de saturación	No controlable	-	-	-	-
Factor de recobro	No controlable	Operador	Calculo empírico	0-100%	-
Diferencial de presión	No controlable	Registro del programa	Transductor de presión	0-7.2 psia	-
Permeabilidades absolutas	No controlable	Registro del programa	Calculo empírico	-	2
Presión de inyección	No controlable	Operador	Digital	0-100 psia	-

En la inyección de agua en el EDR, el parámetro de control es la tasa de inyección que permanece constante y no varía durante las pruebas de desplazamiento debido a que asegurará la repetitividad de la prueba. La presión de inyección de la bomba puede variar, debido a la contrapresión que se origina en el medio poroso durante el flujo de fluidos.

**2.3.2 Procedimiento Experimental.** Para llevar a cabo las pruebas de desplazamiento en el EDR se debe realizar un procedimiento experimental que permita obtener adecuadamente los resultados de un proceso de inyección de agua.

Para realizar una prueba de desplazamiento el medio poroso debe estar construido y empaquetado para posteriormente iniciar el proceso con la saturación de agua del medio poroso, a fin de asegurar que el agua sea el fluido mojante y de esta manera, simular las condiciones de un yacimiento donde se realiza un proceso de este tipo. Posteriormente se inicia la saturación de aceite en el modelo, que será el crudo in-situ. A medida que se satura el modelo con aceite, el agua es desplazada progresivamente hasta que ya no se produce más; sin embargo, queda un remanente de agua en el modelo, que corresponde a la saturación de agua irreducible.

Una vez saturado el modelo con aceite, se procede a realizar la inyección de agua y la recopilación de datos para estimar el factor de recobro.

**2.3.2.1 Condiciones iniciales a las pruebas de desplazamiento** Para realizar una prueba de desplazamiento, se debe asegurar inicialmente que las conexiones son confiables en los contactos entre:

- El tubing y los fitting (figura 24).
- Un fitting y una TEE.

**Figura 24.** Conexión entre un tubing y un fitting



Se debe revisar que las uniones o roscas de los conectores no presenten ningún tipo de suciedad ya que puede ocasionar daño a las roscas y/o taponamientos. Durante la revisión de las conexiones los conos no deben presentar ninguna marca. Cada una de las roscas cónicas NPT debe ser protegida con teflón para garantizar un buen sello. Cuando un conector se encuentra en mal estado se debe reemplazar para nuevas pruebas.

Es importante señalar que la reparación de los fittings no es posible. Si se observa algún daño deben ser reemplazados. En caso de que se encuentre algún daño en el tubing, se debe cortar una nueva sección de éste y realizar las conexiones de las copas. El tubing puede ser cortado con una segueta, pero se debe tener cuidado de limar los extremos del tubing cortado. Luego, con un conector en buen estado se monta la copa con férula y contra férula apropiadamente cuidando de dejar una longitud mínima para el movimiento de la copa de aproximadamente 2.5 cm. Posteriormente se debe conectar el tubing y la copa a fijar en el extremo del mismo, y se debe ajustar manualmente.

Es recomendable que cada vez que se vaya a iniciar una prueba de desplazamiento, se haga una respectiva prueba de fugas, para que no se presenten inconvenientes durante la prueba que puedan afectar el balance de masa. Inicialmente el tubing debe revisarse mediante una fuente de aire comprimido que permita presurizar el sistema. Cuando el sistema se encuentre presurizado se procede a revisar cada una de las conexiones, válvulas y fittings empapándolas con una solución de agua y jabón y observando dónde se forman burbujas. En caso que se encuentren fugas la conexión debe ser ajustada o reemplazada si se requiere.

La prueba de fugas se realiza de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Conecte el compresor de gas al conector libre ubicado en la parte superior de los cilindros.
2. Cierre las electroválvulas FV1, FV2, FV10, FV12 y FV15 en el programa de Labview que se encuentra en el computador.
3. Abra todas las electroválvulas restantes.
4. Ajuste el back pressure hacia un punto de presión.
5. Incremente lentamente la presión del compresor de gas hasta la presión que se empleará para probar el sistema.
6. Cuando haya llegado a la presión deseada, aisle el equipo de las fuentes de gas.
7. Observe las presiones indicadas en los manómetros del equipo y registre el dato.
8. La presión registrada debe ser constante por un tiempo determinado, si observa una caída de presión, revise las conexiones, válvulas y fittings, con la solución jabonosa, siguiendo la tubería del equipo, si encuentra una fuga, proceda a realizar la corrección necesaria.
9. Cuando la prueba sea satisfactoria, disminuya la presión del sistema mediante el regulador de presión.
10. Una vez finalizada la prueba de fugas, el equipo estará disponible para la realización de una prueba.

**2.3.2.2 Purga de líneas de flujo y cálculo de volúmenes muertos** Una vez realizada la prueba de fugas, se deben purgar las líneas de flujo con el fin de remover los fluidos presentes en las líneas que son diferentes a aquel con el cual se va a saturar el medio poroso.

Para el caso hipotético en que la línea a purgar contenga aceite, se sigue el siguiente procedimiento:

1. Detenga la bomba que está desplazando aceite.
2. Proceda a desconectar la línea del porta medio poroso.
3. De inmediato almacene el fluido que escurre por la línea desconectada en una probeta graduada, este volumen de fluido es importante para el cálculo de volúmenes muertos.
4. En el sistema de control del EDR, cambie el sentido de flujo; como la línea contiene aceite, se debe inyectar agua, entonces en el computador se debe seleccionar “agua/ producción-inyección”.
5. En el programa de control de la bomba, programe un caudal de 0.5 cc/min y actívelo a fin de desplazar el aceite contenido en la línea por medio del agua, almacene estos fluidos en la probeta graduada.
6. Continúe realizando el proceso hasta que no salga más aceite por la línea. En la probeta graduada queda determinada cantidad de aceite, este volumen corresponde al volumen muerto de la línea, importante para los cálculos en el balance de materia.
7. Finalmente conecte la línea al porta medio poroso y proceda a realizar la prueba.

En el anexo B, sección B2 se describe con más detalle el procedimiento para la purga de líneas.

**2.3.2.3 Saturación inicial del medio poroso con agua.** La saturación con agua en el EDR es un proceso esencial para la realización de una prueba de desplazamiento, debido a que saturar inicialmente el medio poroso con agua permite simular físicamente un yacimiento mojado por agua.

El EDR tiene forma cuadrada lo que exige que durante dicha saturación se tengan determinadas consideraciones para lograr saturar completamente el modelo. Las esquinas del modelo son regiones que requieren especial cuidado ya que de ser

saturadas a una tasa muy alta no serán invadidas efectivamente con agua, lo que conlleva a que en el modelo quede un remanente de aire, que alterará los resultados de la prueba.

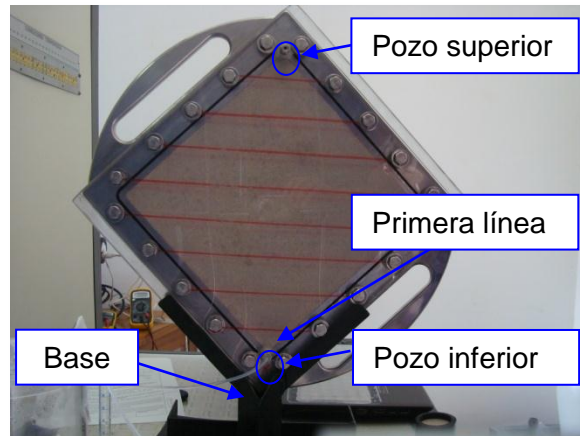
Esta alteración se manifiesta durante la inyección de agua, ya que cuando se inyecta agua en el modelo saturado con aceite, la producción se logra por una diferencia de presión entre el agua inyectada y el aceite en el modelo, entre mayor esta sea, mayor producción se logra (No obstante se debe tener en cuenta la restricción de tasa, ya que una tasa muy alta disminuye la eficiencia de barrido), sin embargo, si hay determinada cantidad de aire en el modelo en ese momento, la presión en el modelo no actuará con la misma eficiencia, debido a que la alta compresibilidad del aire “amortiguará” la presión que ejerce el agua sobre el aceite, permitiendo así que el modelo se siga saturando con agua pero no haya una respuesta de aceite inmediata y el agua que invade el modelo no desplace el aceite que hubiese podido ocupar ese espacio, reduciendo así el factor de recobro.

Por ello se desarrolló un procedimiento técnico de ensayo para la saturación de agua en el modelo físico del EDR (ver anexo B, sección B3) y así evitar problemas asociados a la saturación con agua del medio poroso que se puedan ver reflejados en el futuro.

La saturación de agua en el modelo de desplazamiento radial, requiere que se ubique el modelo verticalmente con ayuda de una base (figura 25), con el fin de obtener una mejor distribución de saturación gracias a las fuerzas gravitacionales. El agua se inyecta en el pozo que se encuentra en la esquina inferior del modelo. La tasa con la cual se realiza la saturación de agua es de 0.2 cc/min para las esquinas superior e inferior a fin de lograr un barrido uniforme en estas geometrías pequeñas, por ello cuando la saturación de agua supera la primera línea marcada en el modelo (figura 25) se cambia la tasa a 0.5 cc/min, puesto que el espacio de

desplazamiento va aumentando, cuando el modelo se encuentra saturado de agua en un 50% el espacio de desplazamiento empieza a decrecer, por lo tanto en la esquina superior se cambia nuevamente la tasa a 0.2 cc/min.

**Figura 25.** Modelo de desplazamiento radial preparado para la saturación de agua.

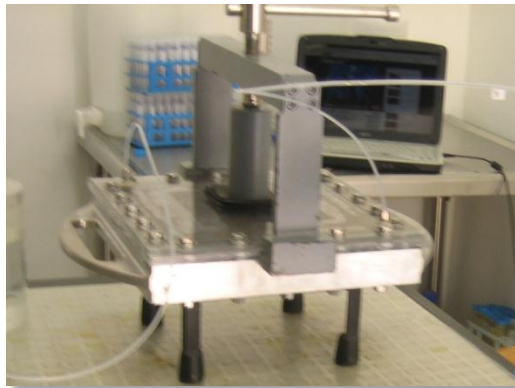


**2.3.2.4 Saturación del medio poroso con aceite.** Inmediatamente después de saturar el medio poroso con agua, se procede a la saturación de aceite del medio poroso. La saturación con aceite se realiza con el modelo en la misma posición en que fue saturado con agua, sin embargo se inyecta aceite en el pozo superior, debido a que el aceite es menos denso que el agua. En caso que se inyecte por el pozo inferior tenderá a ascender rápidamente hacia el pozo superior del modelo y el medio poroso no será saturado efectivamente.

La saturación de aceite simula el crudo in situ en el yacimiento, que posteriormente será recuperado por la inyección de agua con lo que se calculará el factor de recobro. Para ello es importante registrar el volumen de aceite producido y obtener el dato de la saturación de aceite del modelo mediante un balance de masa que se realiza durante la saturación.

**2.3.2.5 Inicio de la inyección de agua.** Una vez se ha saturado con aceite el modelo se procede a la inyección de agua con una tasa de 0.5 cc/min. Dado que el fluido inyectado se debe desplazar de forma radial desde el pozo inyector al pozo productor, el modelo debe estar en posición horizontal, como se muestra en la figura 26.

**Figura 26.** Modelo de desplazamiento radial en posición horizontal para inyección de agua.



En esta posición, el comportamiento del flujo de fluidos será diferente que en un modelo lineal, dado que la distribución de velocidades en el frente de desplazamiento ofrecerá una representación más cercana a la realidad de los procesos de recobro mediante la inyección de agua.

**2.3.2.6 Extracción del medio poroso del porta medio poroso.** Después de realizar la prueba de desplazamiento, el medio poroso usado no puede ser empleado en otras pruebas. Restaurar el medio poroso es complejo y a su vez no es recomendable debido a su tamaño y a que no se cuenta con equipos diseñados para tal fin. Por ello, debe ser extraído del porta núcleo cuidando que durante el proceso no se presenten daños en el mismo.

Por lo anterior se desarrolló un procedimiento para la extracción del medio poroso que se describe en la tabla 7:

**Tabla 7.** Procedimiento para la extracción del medio poroso.

<p>Se retira la prensa del porta medio poroso y se sueltan los tornillos del porta núcleo en forma de brida. Una vez la tapa es liberada, se levanta y se revisa el empaque, inspeccionando si existe canalización.</p>	
<p>Con un taladro, se perforan 5 o más huecos en dos esquinas del medio poroso.</p>	
<p>Con un cincel y un martillo se extrae la esquina del medio poroso.</p>	
<p>Con ayuda de una palanca se expulsa el medio poroso del porta medio poroso.</p>	
<p>Una vez retirado el medio poroso se inspecciona si el empaque de acetato de vinilo fue efectivo o hubo canalización.</p>	

**2.3.3 Resultados de las pruebas preliminares.** Con el objetivo de plantear procedimientos técnicos de ensayo para las pruebas de desplazamiento en el EDR, se realizaron dos pruebas preliminares para determinar qué clase de ajustes o mejoras eran necesarios para un adecuado funcionamiento y recopilación de datos en el equipo de desplazamiento radial.

**2.3.3.1 Primera prueba preliminar.** Se realizó el 23 de Febrero de 2011 en la cual el modelo fue sellado en su parte superior por medio de una tapa de acero como se muestra en la figura 27.

**Figura 27.** Tapa de acero instalada en el equipo.



La saturación de agua se inició cumpliendo con las condiciones iniciales anteriormente mencionadas, a una tasa de inyección de 0.5 cc/min. La saturación transcurrió sin ningún inconveniente hasta pasadas 7 horas, momento en que se evidenció una fuga de agua en algunas de las tuercas que ajustaban la tapa al modelo (figura 28). La prueba fue suspendida definitivamente, debido a que la fuga de agua no permitió la exactitud en el balance de materia para el posterior cálculo de la saturación de agua irreducible en el modelo.

**Figura 28.** Fuga en las tuercas de la tapa del modelo.



La fuga en la tapa del modelo ocurrió porque durante la inyección, el modelo se sobre presionó por la invasión de agua en el medio poroso. Además las tuercas no fueron ajustadas de manera uniforme por toda el área de la tapa, por lo tanto quedaron zonas por donde el agua logró filtrarse y salir. Por ello es importante el cierre en tipo brida, que ajusta uniformemente la tapa en todo el modelo.

Sin embargo se esperaba que el empaque que tenía la tapa no permitiera las fugas, lo que indicó que el diseño del empaque del modelo probablemente estaba fallando y no aseguraba la hermeticidad del medio poroso.

**2.3.3.2 Segunda prueba preliminar.** La segunda prueba preliminar se realizó el 9 de Marzo de 2011, cumpliendo con las respectivas condiciones iniciales y ajustando la tapa del modelo con un cierre tipo brida. El desplazamiento de agua inició con una tasa de inyección de 0.5 cc/min. Una hora después se cambió la tasa a 1 cc/min porque el área a invadir se hacía cada vez mayor.

No obstante una hora y veinte minutos después se detectó una fuga en la parte inferior del modelo, lo que conllevó a que la prueba se suspendiera temporalmente. La prueba debía ser terminada, sin embargo se continuó para observar el desempeño del modelo durante el desplazamiento inmiscible, por ello

15 minutos después se apretaron nuevamente las tuercas y se inició la inyección a una tasa de 0.5 cc/min, sin embargo la fuga continuó. Por ello se apretaron las tuercas y se dio continuidad a la prueba, pero las fugas prosiguieron.

Se ajustaron las tuercas nuevamente y la saturación continuó a una tasa de inyección de 0.5 cc/min. Un tiempo más tarde del mismo día se produjo la primera gota de agua y se registró la producción de agua durante nueve horas. Posteriormente se cambió el sentido a producción-inyección para iniciar la saturación de aceite. Esto se hizo con el fin de inyectar el aceite en el pozo superior a una tasa de 0.5 cc/min para aprovechar la segregación gravitacional debido a la diferencia de densidades entre el agua y el aceite de tal forma que el aceite se mantuviera en la parte superior y barriera el agua de manera uniforme a medida que se inyectara, saturando así el medio poroso eficientemente. Si el aceite se inyectara desde el pozo inferior este intentaría alcanzar la parte superior rápidamente, por ser menos denso que el agua y así se obtendría una rápida producción de aceite por la formación de un canal y no se saturaría el medio poroso efectivamente (Figura 29).

El aceite usado para la saturación del medio poroso fue aceite mineral con una viscosidad de 46.84 cp. La primera gota de aceite se produjo en el pozo inferior cinco horas después, y en este momento se cambió la tasa a 0.6 cc/min para que el sistema se presionara un poco más y así continuara invadiendo el medio poroso a pesar de ya haber tenido ruptura de aceite.

Por ello, una hora después nuevamente se cambió la tasa a 0,8 cc/min, y treinta minutos más tarde a 1 cc/min, tasa que se mantuvo durante doce horas, donde se cambió nuevamente a 0.5 cc/min para favorecer la invasión de aceite en las esquinas del modelo.

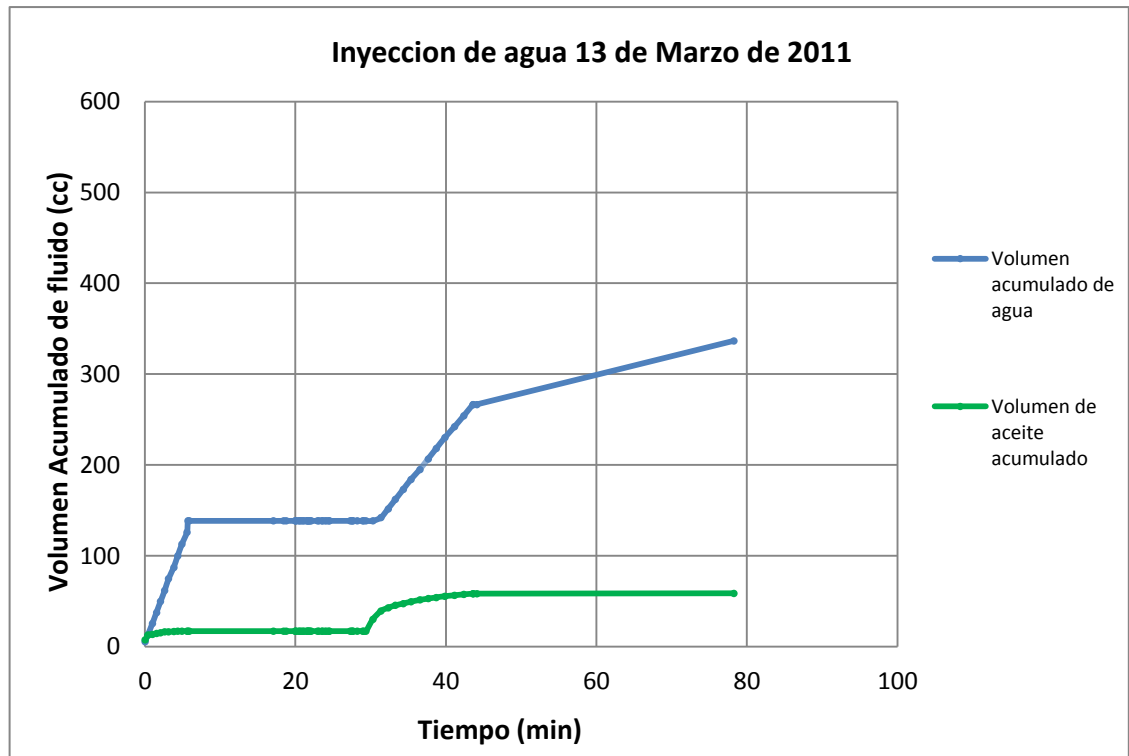
**Figura 29.** Canalización del aceite a través del medio poroso.



Dos horas después se detuvo la inyección de aceite y a los catorce minutos se detuvo la producción de agua, este lapso de tiempo fue ocasionado dado que la presión que el modelo adquirió, debió igualarse a la atmosférica mediante la producción de fluido.

Posteriormente se purgaron las líneas de inyección y producción y el 13 de Marzo se colocó el modelo en posición horizontal y se inició el proceso de inyección de agua a una tasa de 1 cc/min. Como se mencionó anteriormente, esta tasa era muy alta para el inicio de la inyección de agua, ya que la geometría del modelo es pequeña en este momento, pero al ser pruebas preliminares, parámetros como la inyección de agua eran los que se querían determinar. La figura 30 muestra una gráfica de la producción acumulada de agua y aceite durante el tiempo de la prueba de inyección de agua, donde el volumen acumulado de agua es 138.45 ml y el volumen acumulado de aceite es 17.05 ml. Posterior a estos resultados, se re inició la inyección pero como se observa la tendencia para el volumen acumulado de agua, su producción se elevó rápidamente.

**Figura 30.** Producción acumulada de aceite y agua con el tiempo.



A las 4:09 am se suspendió la prueba, debido a que solo se produjo agua, lo que indicó que hubo canalización en el modelo causando una ruptura de agua temprana. Una vez terminada la prueba se desmontó el medio poroso y se confirmó la canalización entre el empaque y la tapa del modelo (Figura 31).

**Figura 31.** Canalización de fluido entre el empaque y la tapa del modelo.



**2.3.4 Ajustes y calibración del modelo de desplazamiento radial.** Las pruebas preliminares realizadas permitieron determinar los ajustes necesarios para llevar a cabo pruebas de desplazamiento en el equipo de desplazamiento radial sin inconvenientes y con resultados verídicos. En la primera prueba preliminar se pudo notar que la tapa del modelo no estaba bien diseñada ya que no lograba hermeticidad en el modelo, y a su vez, el empaque no resultaba efectivo. Por ello se propuso una nueva tapa que no permitiera la fuga de agua y también permitiera visualizar el frente de avance de los fluidos, estas características se lograron mediante el diseño de una tapa de acrílico, creada con base en la tapa anterior (Figura 32).

No obstante esta tapa no contiene los ya mencionados orificios de las termocupas, ni la cavidad interior de la tapa de acero en donde se asienta el empaque, por ello el rediseño de la tapa trajo consecuentemente el uso de un nuevo empaque, esta vez de acetato de vinilo, material que tiene una alta adherencia a la tapa de acrílico, evitando así la canalización de fluidos entre el empaque y la tapa. También se consideró necesario la aplicación de una capa de silicona en la superficie del medio poroso para evitar la canalización de fluidos y asegurar la hermeticidad.

**Figura 32.** Tapa de acrílico diseñada para el modelo de desplazamiento radial.



En la segunda prueba preliminar también se presentaron fugas, sin embargo la inyección de agua se llevó a cabo con el fin de estudiar el desplazamiento inmisible, lo que permitió confirmar, basados en la pronta ruptura de agua, la canalización de fluidos en el modelo y a su vez se pudo determinar que el aceite era muy viscoso (46.84 cp) para un proceso de inyección de agua en el modelo, ya que un aceite de viscosidad como esta requiere más presión para ser desplazado, sobre presionando así al sistema y provocando una canalización entre el empaque y la tapa.

La tabla 8 muestra las permeabilidades efectivas del agua y del aceite obtenidas en el laboratorio de análisis petrofísicos del ICP, mediante pruebas de desplazamiento en un plug obtenido de la mezcla del medio poroso usado en la segunda prueba preliminar.

La relación de movilidad para una prueba de desplazamiento es muy importante para determinar qué tan eficiente será el barrido de aceite por parte del agua y puede ser calculada mediante la ecuación 4.

$$M_{w,o} = \frac{K_w * \mu_o}{\mu_w * K_o} \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

- $M_{w,o}$  = Es la relación de movilidad entre el agua y el aceite.
- $K_w$  = Permeabilidad efectiva del agua (md).
- $\mu_w$  = Viscosidad del agua (cp).
- $K_o$  = Permeabilidad efectiva del aceite (md).
- $\mu_o$  = Viscosidad del aceite (cp).

**Tabla 8.** Permeabilidades efectivas y viscosidades para el agua y el aceite mineral.

Permeabilidad efectiva al aceite (md)	Viscosidad del aceite (cp)	Permeabilidad efectiva al agua (md)	Viscosidad del agua (cp)
4559.2	46.84	34.5	1

**Fuente:** Prueba permeabilidad relativa agua aceite estado no estable, Laboratorio de análisis petrofísicos del ICP, 7 de abril de 2011

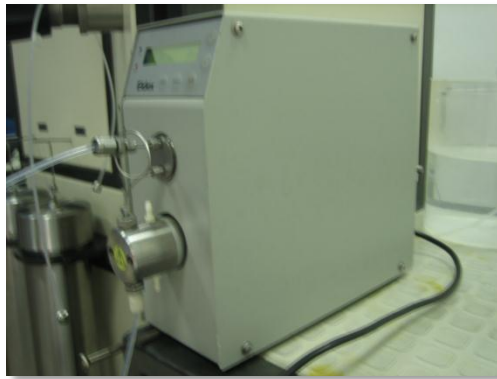
La relación de movilidad calculada para la prueba fue de 0.35, valor que de acuerdo a la literatura resulta bueno para un proceso de inyección de agua, sin embargo como el modelo está en su etapa de pruebas se deseó reducir la viscosidad del aceite para evitar que la presión interna alcanzara valores que pudieran provocar la canalización entre la tapa y el empaque y así se produjera el fracaso de la prueba. Por ello se decidió cambiar el aceite mineral por ACPM de viscosidad de 4.2 cp, que facilitara el desplazamiento inmisible a nivel del medio poroso logrando una mayor relación de movilidad y por ende un mayor factor de recobro.

## **2.4 PRUEBAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL EDR.**

Los ajustes anteriormente mencionados se realizaron en el EDR y permitieron el desarrollo efectivo de las pruebas de inyección de agua, ya que se determinaron las debilidades del modelo y se corrigieron con el fin de lograr pruebas de inyección de agua que arrojan resultados verídicos.

**2.4.1 Primera prueba de inyección de agua.** La primera prueba de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial se realizó el 2 de Mayo de 2011. Para su inicialización, se realizó el procedimiento establecido para la saturación de agua y aceite en el modelo. El aceite usado fue ACPM, sugerido durante las pruebas preliminares en el modelo, debido a que representa mayor facilidad de flujo, lo que evita la sobrepresión en el modelo. Dado que la bomba desplazamiento positivo no se encontraba disponible en ese momento, se implementó una bomba ELDEX (figura 33), El fluido de desplazamiento de la bomba ELDEX es agua; por lo tanto, la saturación con este fluido se realizó directamente desde la bomba al medio poroso sin utilizar el sistema hidráulico, que en su momento presentó problemas. A su vez, el aceite fue inyectado desde su respectivo cilindro que se conectó a la bomba ELDEX directamente para evitar el uso del sistema hidráulico.

**Figura 33.** Bomba de desplazamiento, ELDEX.



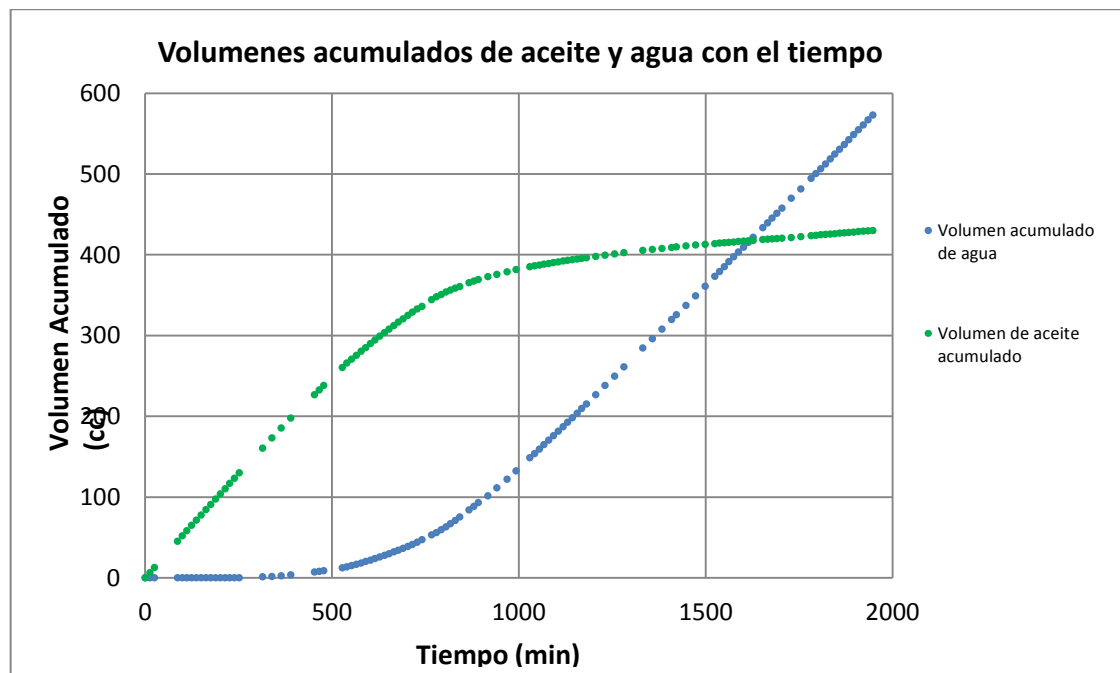
Durante la saturación con agua y aceite no ocurrieron irregularidades ni fugas, lo que comprobó que los ajustes realizados fueron efectivos y se pudo concluir que la etapa de pruebas preliminares fue exitosa.

Después de saturar el medio poroso con aceite, se inició el proceso de inyección de agua el día 6 de Mayo, dicho desplazamiento tuvo una duración de 32 horas

con 27 min, tiempo en que la bomba se detuvo debido a una falla eléctrica. Dicho evento no permitió continuar la prueba, sin embargo el caudal de aceite era mínimo en este momento ya que la inyección de agua se encontraba en su fase final. No obstante, después de reparada la bomba la prueba se continuó una semana después, pero no se obtuvo producción de aceite, lo que permitió afirmar que la dinámica que tenía el flujo durante el desarrollo de la prueba cambió, lo que no permitió recobro de aceite adicional.

**2.4.1.1 Resultados de la primera prueba de inyección de agua.** La figura 34 muestra los resultados obtenidos durante la prueba de desplazamiento, donde se puede apreciar el tiempo de ruptura de agua que ocurrió a las 4 horas con 24 minutos de iniciada la inyección. En la figura 34 se encuentran los volúmenes acumulados de agua y ACPM a través del tiempo.

**Figura 34.** Volúmenes acumulados de agua y de aceite versus el tiempo durante la primera prueba de inyección de agua.



Durante la primera prueba de inyección se obtuvo un volumen acumulado de ACPM de 430.1 cc y un volumen acumulado de agua de 573.15 cc. La nueva relación de movilidad obtenida con el ACPM se calculó con la ecuación 4 usando los datos de permeabilidad efectiva de la tabla 9 obtenidos en el laboratorio de análisis petrofísicos del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), mediante una prueba de desplazamiento en un plug construido a partir de la mezcla del medio poroso de la primera prueba de desplazamiento a condiciones de temperatura ambiente de 25°C.

La relación de movilidad obtenida fue de 1.41, que de acuerdo con la literatura es un valor muy bueno para procesos de inyección de agua, y a su vez la baja viscosidad del ACPM no sobre presiona el sistema.

**Tabla 9.** Permeabilidades efectivas y viscosidades para el agua y ACPM.

Permeabilidad efectiva al aceite (md)	Viscosidad del aceite (cp)	Permeabilidad efectiva al agua (md)	Viscosidad del agua (cp)
8334	4.2	2813	1

**Fuente:** Prueba permeabilidad relativa agua aceite estado no estable, Laboratorio de análisis petrofísicos del ICP, 2 de septiembre de 2011.

**2.4.2 Segunda prueba de inyección de agua.** La segunda prueba de inyección de agua en el EDR se realizó el 16 de Septiembre de 2011 con el fin de asegurar la repetitividad en los resultados obtenidos. El aceite usado fue ACPM, debido a las características anteriormente mencionadas y la bomba para inyección de fluidos fue la usada en la primera prueba de inyección de agua.

Para asegurar la repetitividad se tuvo cuidado de usar los mismo equipos y fluidos de trabajo e incluso se mantuvo el montaje de la inyección de aceite directamente

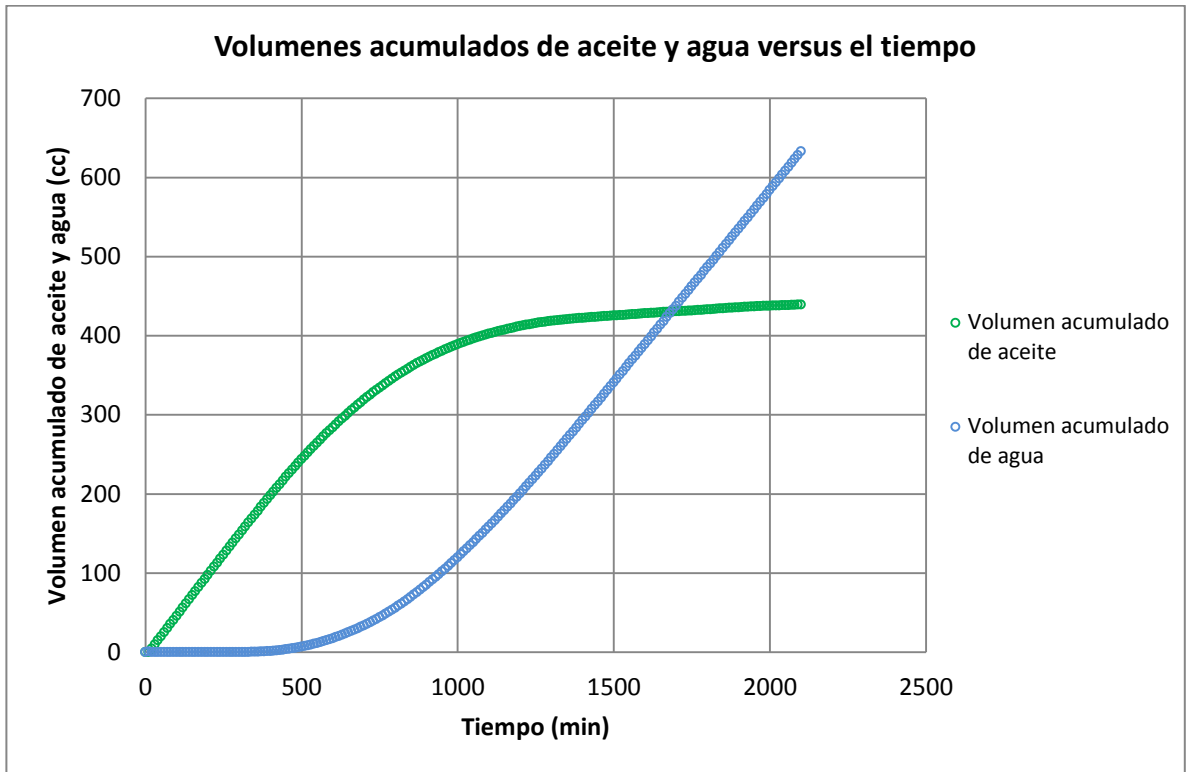
del cilindro sin usar el sistema hidráulico puesto que todavía no se encontraba habilitado.

Durante la saturación de agua y de aceite no se presentó ningún inconveniente. El desplazamiento tuvo una duración de 2 días y se detuvo antes de alcanzar la saturación de aceite irreducible dado que la escala de graduación de los tubos de ensayo no permitió la medición de fluidos de manera adecuada.

**2.4.2.1 Resultados de la segunda prueba de inyección de agua.** La figura 35 ilustra los resultados obtenidos durante la prueba de desplazamiento en una gráfica de volúmenes acumulados de agua y aceite contra tiempo, donde se puede ver el tiempo de ruptura de agua que ocurrió a las 5 horas con 12 minutos de iniciada la inyección. Este tiempo de ruptura es mayor que el de la prueba anterior, pero la diferencia no es muy representativa, de lo que se puede deducir que se presenta repetitividad en los resultados y que la diferencia del tiempo de ruptura se debe a factores inherentes a los procedimientos como el factor humano, es decir, que durante la construcción del medio poroso la compactación pudo haber sido realizada con más fuerza que el medio poroso anterior, haciéndolo ligeramente menos poroso y permeable, lo que se traduce en un tiempo de ruptura mayor respecto al anterior.

Durante la prueba se obtuvo un volumen acumulado de ACPM de 439.2 cc y un volumen acumulado de agua de 1052.7 cc, lo que muestra similitud con el volumen acumulado de aceite de la prueba anterior en la que la bomba se detuvo en la fase final, lo que conlleva a creer que de no haber fallado la bomba, el volumen acumulado de aceite hubiese sido aún más parecido, inclusive el comportamiento de la gráfica comprueba el fenómeno, ya que se observa similitud.

**Figura 35.** Volúmenes acumulados de agua y de aceite con el tiempo para la segunda prueba de inyección de agua.



Fuente: Autores.

### **3. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO.**

Para evaluar el proceso de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial (EDR), y verificar si el comportamiento del desplazamiento observado en el laboratorio es representativo de un proceso de inyección de agua, se construyó un modelo de simulación numérico que reprodujera el proceso de inyección en el EDR y que además permitiera obtener las curvas de permeabilidad relativa que representan el flujo de fluidos. A continuación, se describe el procedimiento y las condiciones asumidas para su construcción.

#### **3.1 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN.**

El software utilizado para simular el proceso de inyección de agua en el EDR fue el simulador IMEX (IMplicit EXplicit black oil simulator) de la familia de simuladores de CMG (Computer Modelling Group). La versatilidad de este simulador lo convierte en una herramienta sencilla de usar, permitiendo la observación y el análisis de los resultados de manera clara y fácil.

**3.1.1 Descripción del simulador IMEX.** IMEX es un simulador trifásico y/o bifásico de aceite negro 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.

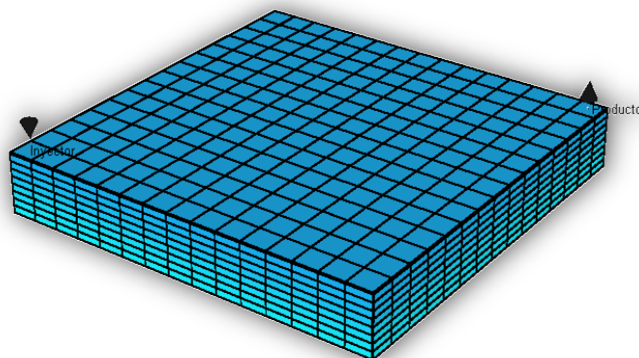
- Recobro mejorado, desplazamiento inmisible y pseudo-miscible tales como inyección de polímeros, gas, solventes y procesos WAG.

### 3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICO.

La simulación numérica en IMEX se inicia con la preparación del archivo de entrada (.dat), en el cual se incluyen los datos de la descripción del medio poroso, propiedades PVT del fluido y las características de los pozos. Este archivo de entrada puede ser construido por medio del procesador Builder de CMG, ver anexo C.

**3.2.1 Grid de simulación.** Antes de la construcción del grid de simulación es necesario establecer las condiciones y unidades con las cuales el simulador realiza los cálculos. Este aspecto es el que marca la diferencia entre la simulación de un prototipo de campo y un modelo de laboratorio. Para el caso de estudio en el EDR, se seleccionaron unidades de laboratorio, porosidad simple y se estableció como fecha de inicio Mayo 19 de 2011. Las unidades de laboratorio en el simulador son: tiempo (min), temperatura (°C), presión (KPa), permeabilidad (mD), longitud (cm), volumen (cm<sup>3</sup>), viscosidad (cP) y masa (g).

**Figura 36.** Grid de simulación.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

El modelo de simulación del EDR representa un cuarto de patrón de inyección de cinco puntos cuyo grid de simulación está compuesto de 1800 celdas (figura 36). Las características principales respectivas se resumen en la tabla 10.

Como se presentó en el capítulo 1, las dimensiones del porta núcleo diseñado para el EDR son 25.5 x 25.5 x 3.6 cm de altura, las cuales conforman un volumen total de 2340.9 cm<sup>3</sup>. Sin embargo, como se puede observar en la tabla 10, el espesor del grid de simulación equivale a 3.58 cm. Este valor corresponde al promedio de los espesores medidos mediante un calibrador vernier digital en los medios porosos extraídos después de ser utilizados en la primera y segunda prueba de laboratorio como se muestra en la tabla 11.

**Tabla 10.** Dimensiones del grid de simulación.

Característica	Descripción
Espesor	3.58 cm
Angulo de buzamiento	0°
Celdas en i	15
Celdas en j	15
Celdas en k	8
Longitud de celdas en i	1.7 cm
Longitud de celdas en j	1.7 cm
Longitud de celdas en k	0.4475 cm
Volumen neto	2327.9 cm <sup>3</sup>

La reducción en el espesor se debe a los acetatos de vitrílo y la capa de silicona empleados para el empaquetamiento y sellado del medio poroso. La primera medición corresponde al espesor del medio poroso con la capa de silicona y la segunda, al espesor de la capa de silicona solamente. Se tomó una medida por cada uno de los lados de los dos medios porosos para un total de ocho mediciones.

**Tabla 11.** Mediciones del espesor de los medios porosos después de las pruebas.

Medición	Espesor (mm)	Capa de silicona (mm)
1	36.64	0.81
2	36.61	0.85
3	36.62	0.84
4	36.63	0.82
5	36.64	0.82
6	36.63	0.83
7	36.63	0.84
8	36.64	0.83
Promedio	36.63	0.83
<b>Espesor promedio</b>		<b>3.58 (cm)</b>

**3.2.2 Propiedades básicas del medio poroso.** En la tabla 12 se presentan las propiedades del medio poroso, ingresadas en el procesador Builder 2010 en la sección “Reservoir”. Dichas propiedades son: porosidad, permeabilidad en las direcciones i, j, y k, la compresibilidad y el tope del grid. Mediante el análisis de las propiedades del medio poroso se destaca que los altos valores de porosidad y permeabilidad corresponden a medios porosos poco cementados como los encontrados en el laboratorio. Cabe resaltar que los medios porosos sintéticos para las pruebas en el EDR son fabricados a partir de arena seleccionada, sin presencia de arcilla y con solución epóxica como componente para el fraguado.

Las características de homogeneidad e isotropía asignadas a la permeabilidad se deben a las dimensiones tan pequeñas del modelo, las cuales reducen la posibilidad de la presencia de cambios direccionales en esta propiedad, sin embargo pueden ocurrir si la mezcla de los componentes del medio poroso y el empaquetamiento de la arena en el porta medio poroso no se realiza de la manera indicada. Los valores de porosidad y permeabilidad ingresados al simulador corresponden a los suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) de una prueba de propiedades petrofísicas básicas al plug “UIS-1” fabricado del mismo material del medio poroso sintético empleado en la prueba (anexo D). El tope del grid de simulación es 0, dado que el medio poroso se encuentra a

condiciones de superficie, lo que además justifica el valor tan pequeño de compresibilidad a una presión de referencia de 101.3 kPa equivalente a una atmósfera de presión.

**Tabla 12.** Propiedades del medio poroso.

Característica	Valor
Tope del grid	0 cm
Porosidad	35.5 %
Permeabilidad i	13613 mD
Permeabilidad j	13613 mD
Permeabilidad k	13613 mD
Compresibilidad	1e-9 1/kPa
P. referencia	101.3 kPa

**3.2.3 Propiedades de los fluidos.** Las propiedades de los fluidos como la viscosidad, el factor volumétrico de formación, el  $R_s$  y la expansión del gas son definidas en la sección “Components” de Builder 2010.

Antes de definir las propiedades de los fluidos es necesario seleccionar el modelo que mejor representa el proceso de inyección de agua en el EDR. Como el experimento ocurre a condiciones de superficie y el fluido empleado para la prueba es ACPM, el cual presenta baja o inconsiderable merma, el modelo seleccionado es de dos fases: **aceite-agua** (“Two Phase – Oil, Water”).

Una vez definido el modelo de fluidos, es posible generar el modelo PVT para el aceite (ACPM). Para ello, Builder 2010 cuenta con una herramienta con la cual se puede generar el modelo PVT de fluidos mediante correlaciones llamada “PVT Using Correlations”. En la tabla 13 se resumen los valores ingresados con los cuales se obtuvieron las gráficas mostradas en las figuras 37, 38, 39 las cuales describen el comportamiento PVT para el ACPM.

**Tabla 13.** Datos de entrada para el modelamiento PVT del ACPM.

Parámetro	Valor
Temperatura del yacimiento	30 °C
Máx. presión para la generación de datos	344.73 KPa
Presión del punto de burbuja	50.6625 KPa
Densidad del ACPM @ SC	0.845 g/ cm <sup>3</sup>
Gravedad específica @ SC / G.E Aire =1	1.6

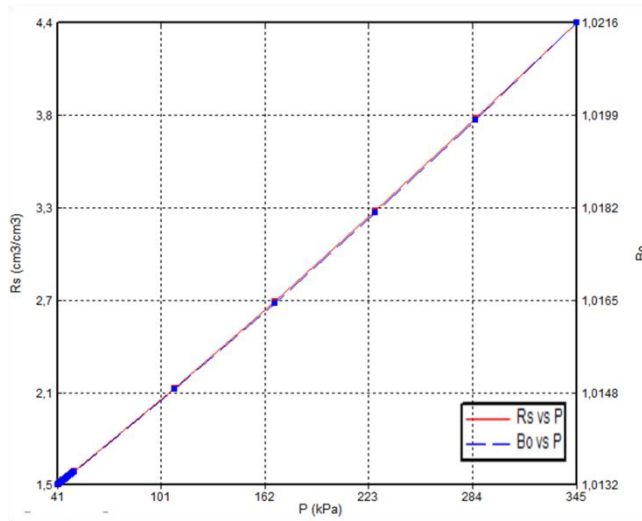
La correlación de Standing fue seleccionada para el cálculo del factor volumétrico de formación ( $B_o$ ), el gas disuelto en el aceite ( $R_s$ ) y el gas crítico; para la compresibilidad del aceite se seleccionó la correlación de Glasso; para la viscosidad del aceite muerto, Ng & Egbohah y para la viscosidad de aceite vivo Beggs & Robinson.

Cabe destacar que a pesar que el modelo de fluidos seleccionado es de dos fases (agua y aceite), el simulador requiere el modelamiento PVT. Como el aceite empleado es de baja merma (velocidad de evaporación menor que 0.1 tomando como referencia el acetato de butilo = 1)<sup>8</sup>, se desean obtener modelos para el  $R_s$  y el  $B_o$  que sean representativos; por tal razón, la presión en el punto de burbuja es muy baja, aproximadamente media atmósfera de presión; es decir, no se llegará al punto de burbuja y de esta manera se logra modelar el comportamiento real en el laboratorio, en el cual, no hay liberación de gas.

---

<sup>8</sup> ACGIH. Threshold Limit Values for Chemical Substances (TLVs). USA. 2003. Pág: 28.

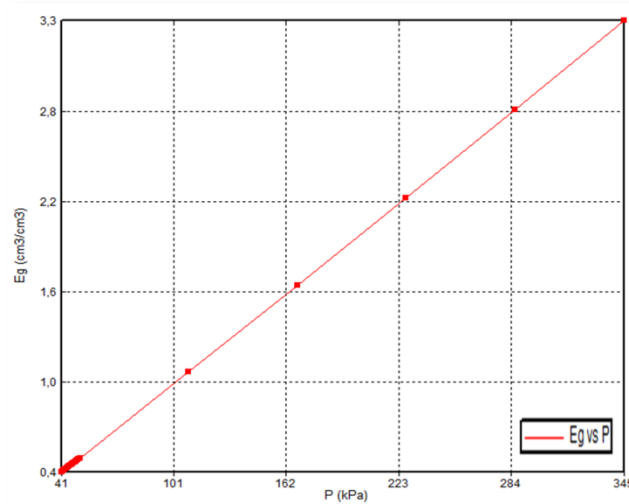
**Figura 37.** Rs y Bo versus presión



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Para el modelamiento de la viscosidad se requiere la densidad del ACPM, la gravedad específica del gas y la temperatura del medio poroso; como se desea obtener un comportamiento de la viscosidad del ACPM similar a la medida en el laboratorio, fue necesario modificar la temperatura del medio poroso y la gravedad específica del gas a 30°C y 1.6 respectivamente como se muestra en la tabla 13.

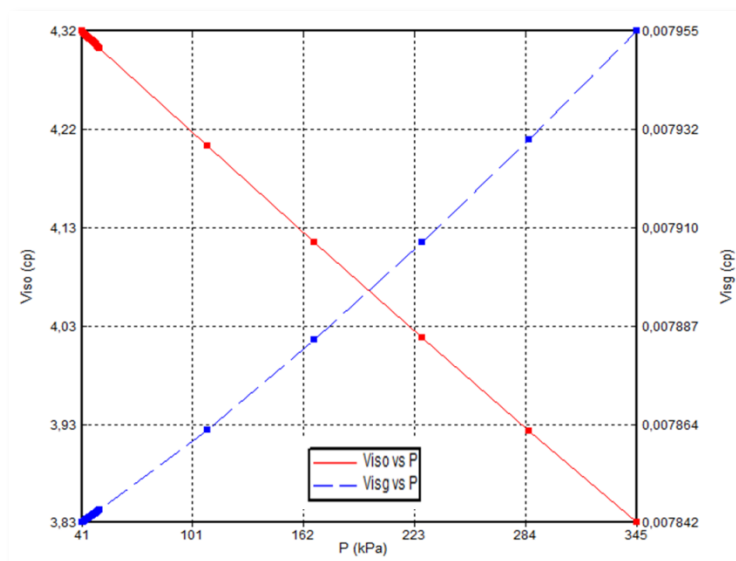
**Figura 38.** Expansión del gas vs. Presión



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

La gravedad específica del gas tomada de la literatura<sup>9</sup> presenta en un valor aproximado entre 3 y 4 con respecto al aire, sin embargo, no es posible ingresar estos valores en el simulador cuyo máximo permitido es 1.6; por tal razón, fue necesario incrementar la temperatura como se mencionó anteriormente para obtener valores de viscosidad alrededor de 4.2 cP la cual fue medida en el laboratorio mediante un hidrómetro.

**Figura 39.** Viscosidad del aceite y del gas vs. Presión



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Las propiedades del agua utilizadas en el modelo de simulación se resumen en la tabla 14.

**Tabla 14.** Propiedades del agua

Parámetro	Valor
Factor volumétrico de formación	1.00156 cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup>
Compresibilidad del agua	4.7638e-7 1/KPa
Densidad	1 g/ cm <sup>3</sup>
Viscosidad	1 cP

<sup>9</sup> ACGIH. Threshold Limit Values for Chemical Substances (TLVs). USA. 2003. Pág: 28.

**3.2.4 Propiedades de flujo.** Las propiedades de flujo en el medio poroso son definidas en la sección “Rock-Fluid” de Builder 2010. Dichas propiedades determinan la interacción de los fluidos con la roca y el movimiento de un fluido con respecto a otro a través del medio poroso. Las condiciones de flujo como función de la saturación de fluidos se representan mediante las curvas de permeabilidad relativa, las cuales fueron obtenidas mediante el ajuste histórico de fluidos producidos a partir de las correlaciones de Hirasaki en una herramienta habilitada en el simulador para tal propósito.

**3.2.4.1 Ajuste histórico.** Una vez conocidos los datos de la saturación de agua irreducible y producción de aceite y agua para la primera y segunda prueba de desplazamiento, se continuó con la construcción del modelo de simulación. Para tal fin, los datos anteriormente mencionados se ingresaron en el simulador y se realizaron una serie de corridas variando inicialmente el end point de la permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite irreducible, la saturación de aceite irreducible y los exponentes de las correlaciones de Hirasaki, consiguiendo de este modo el ajuste histórico de los datos experimentales con los calculados por el modelo de simulación para ambas pruebas. El valor del end point para la permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible se mantuvo constante en 1, tomando este valor como permeabilidad base para el ajuste durante todas las corridas en esta primera etapa. En la tabla 15 se muestran los datos ingresados en el simulador con los cuales se construyeron las curvas de permeabilidad relativa normalizadas que se ilustran en la figura 40 para la primera y segunda prueba de desplazamiento.

Los aspectos más importantes tenidos en cuenta para la selección del mejor caso en el ajuste histórico fueron:

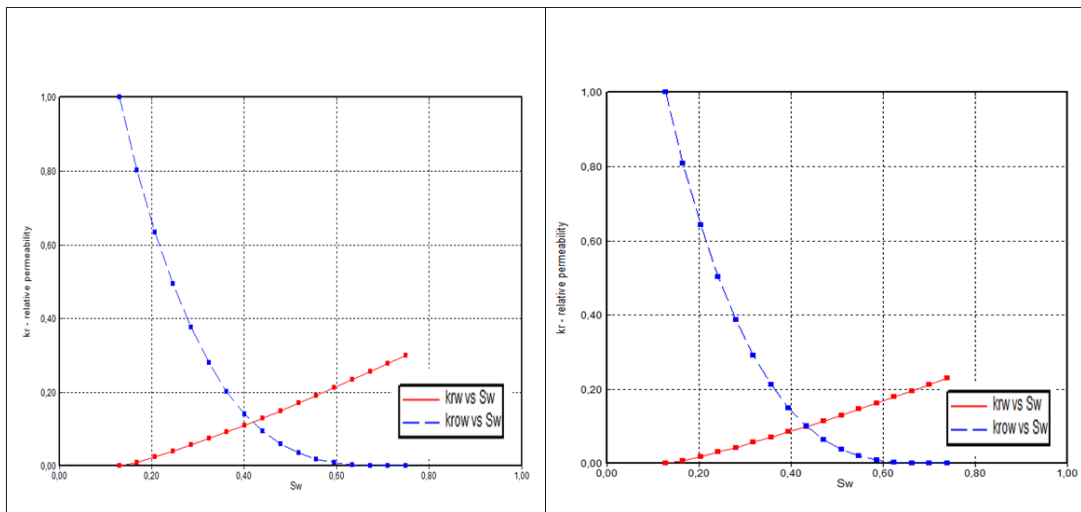
- Producción acumulada de agua.

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

**Tabla 15.** End points para las curvas normalizadas de permeabilidad relativa.

Parámetro	3a Prueba	4a Prueba
Saturación de agua crítica, SWCRIT	0.13	0.128
Saturación de agua connata, SWCON	0.13	0.128
Saturación de aceite irreducible, SOIRW	0.25	0.26
Saturación de aceite residual, SORW	0.25	0.26
Krw a la saturación de aceite irreducible, KRWIRO	0.3	0.23
Kro a la saturación de agua connata, KROCW	1	1
Exponente para el cálculo de Krw	1.2	1.2
Exponente para el cálculo de Krow	3.4	3.3

**Figura 40.** Curvas de permeabilidad relativa normalizadas en los modelos de simulación.

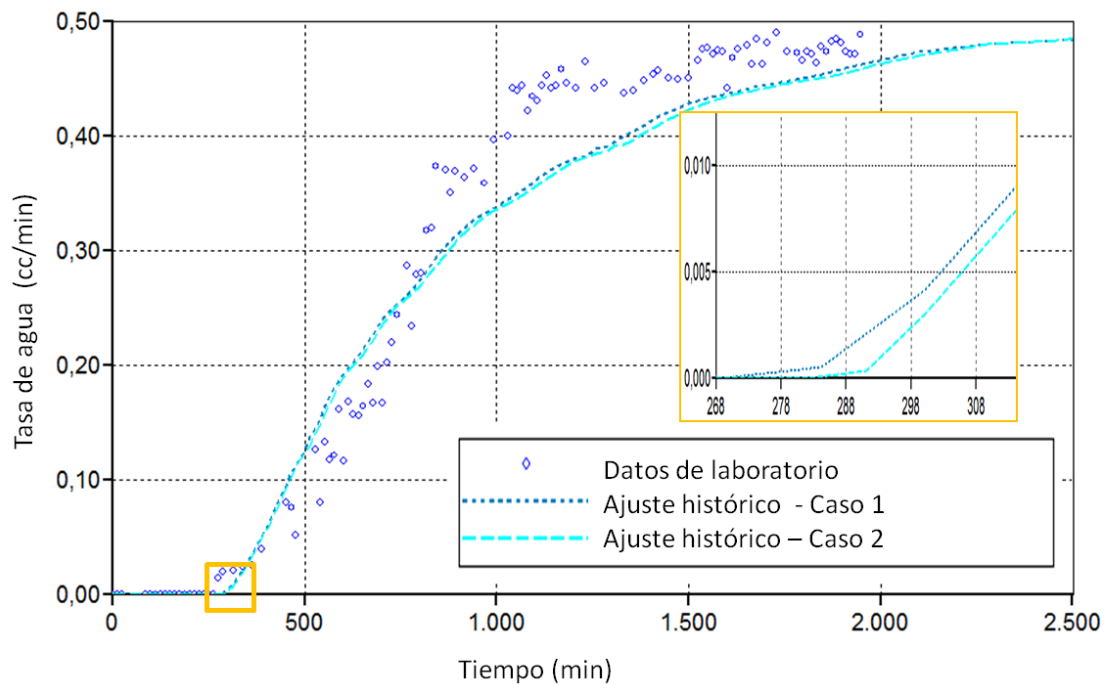


**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

En la figura 41 se muestran los ajustes históricos correspondientes a las corridas de simulación “caso 1” y “caso 2” para la primera prueba de desplazamiento. De esta figura se destaca el tiempo de ruptura para ambas corridas: en el caso 1, en color azul oscuro, se observa un mejor ajuste para la tasa de producción de agua en este tiempo; para el caso 2, el tiempo de ruptura obtenido en el modelo se

simulación se aleja del obtenido en la prueba de laboratorio que es equivalente a 264 minutos.

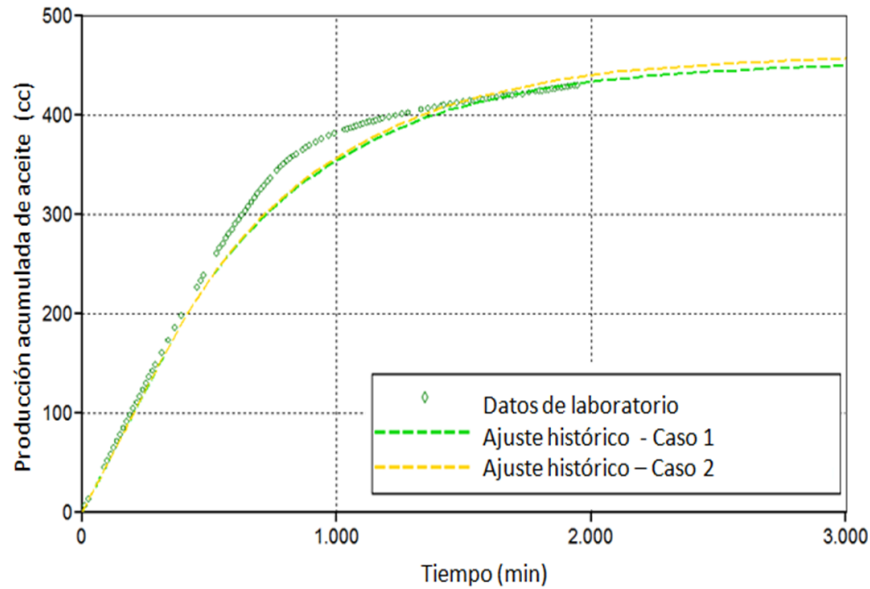
**Figura 41.** Ajuste histórico para la tasa de producción de agua.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Observando ambos casos es posible afirmar que los ajustes son muy similares entre sí, sin embargo, tal como se muestra en la figura 42 para la producción acumulada de aceite, el caso 1 presenta un mejor ajuste para tiempos posteriores en los cuales se alcanza la producción total acumulada al terminar la prueba. Comparando y tomando en cuenta los criterios mencionados anteriormente, se seleccionó el caso 1 como ajuste histórico para la primera prueba de desplazamiento. En la segunda prueba se presentó la misma situación y se aplicaron los mismos criterios expuestos para la selección del mejor ajuste.

**Figura 42.** Ajuste histórico para la producción acumulada de aceite en la primera prueba.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Dado que las curvas de permeabilidad relativa obtenidas en los ajustes históricos de la primera y segunda prueba están normalizadas, fue necesario multiplicar los end points por un factor que permitiera obtener las curvas reales. Este factor corresponde a la permeabilidad relativa del aceite que se tomó como valor base en la determinación de las curvas normalizadas y fue determinado de la permeabilidad efectiva al aceite y la permeabilidad absoluta al agua calculadas en las pruebas realizadas en el ICP al plug UIS – 01 como se muestra en la tabla 16.

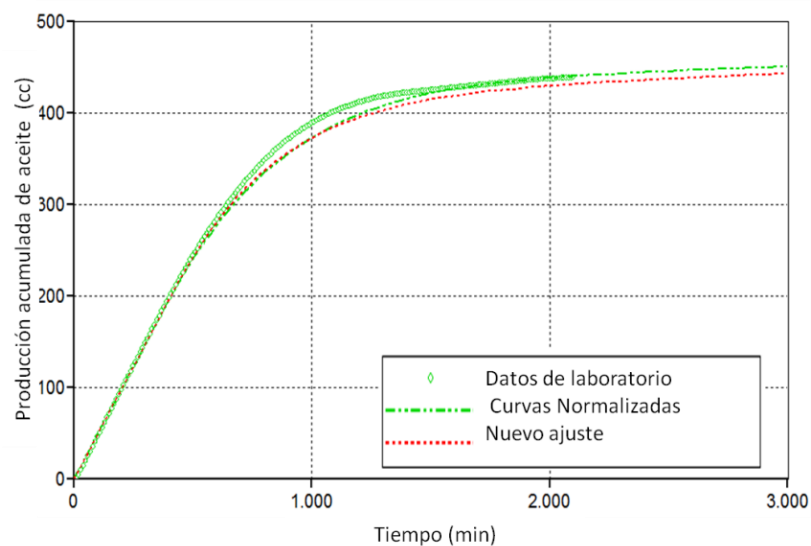
Cabe aclarar que las nuevas curvas también pueden ser obtenidas mediante la multiplicación del factor hallado por cada uno de los puntos calculados en las curvas normalizadas. Esta metodología fue aplicada para verificar que ambas fueran iguales y por ende válidas. Sin embargo, no fue implementada ya que por comodidad es más fácil trabajar con la herramienta que permite la construcción de las curvas mediante las correlaciones de Hirasaki.

**Tabla 16.** End points para las curvas de permeabilidad relativa.

Parámetro	Valor	
K (mD)	13613	
Ko (mD)	8334	
Factor (Ko/K)	0.612	
End points curvas normalizadas	1a Prueba	2a Prueba
Krw a la saturación de aceite irreducible	0.3	0.23
Kro a la saturación de agua connata	1	1
End points curvas reales	1a Prueba	2a Prueba
Krw a la saturación de aceite irreducible (Krw*Factor)	0.183	0.141
Kro a la saturación de agua connata (Kro*Factor)	0.612	0.612

Posteriormente se ingresaron los end points al simulador y se verificó el ajuste con los datos de laboratorio. No obstante, se encontró que hubo un desajuste tanto para el tiempo de ruptura como para las producciones acumuladas de agua y aceite en ambas pruebas. En la figura 43 se muestra un ejemplo de lo ocurrido para la producción acumulada de aceite en la segunda prueba.

**Figura 43.** Ajuste histórico para la producción acumulada de aceite en la segunda prueba.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

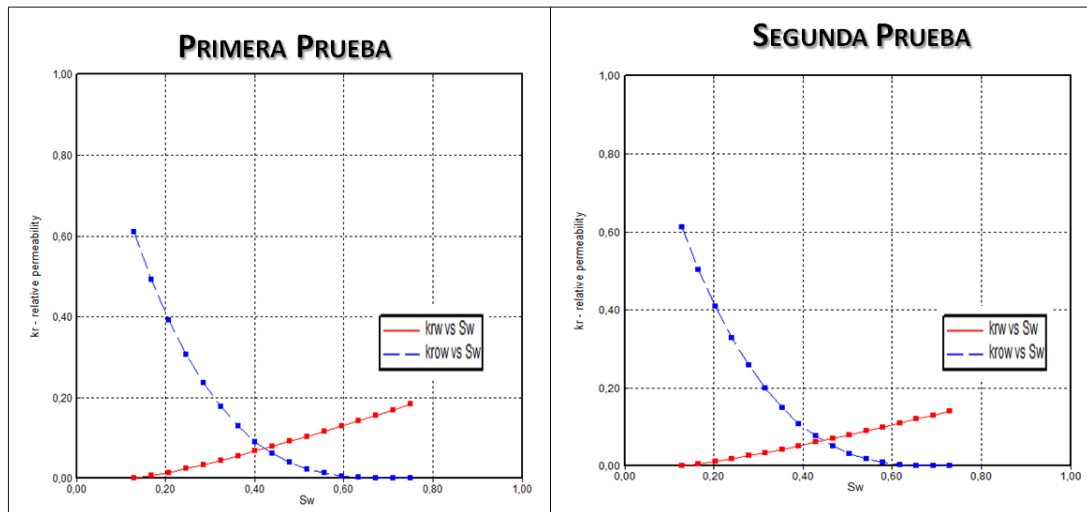
Por tal razón fue necesario variar los exponentes para el agua y el aceite de las correlaciones de Hirasaki y la saturación de aceite irreducible. En la tabla 17 se muestran los valores definitivos ingresados en el simulador para las curvas de permeabilidad relativa que mejor ajustaron con los datos experimentales.

**Tabla 17.** End points para las curvas reales de permeabilidad relativa.

Parámetro	1a Prueba	2a Prueba
Saturación de agua crítica, SWCRIT	0.13	0.128
Saturación de agua connata, SWCON	0.13	0.128
Saturación de aceite irreducible, SOIRW	0.25	0.27
Saturación de aceite residual, SORW	0.25	0.27
Krw a la saturación de aceite irreducible, KRWIRO	0.183	0.141
Kro a la saturación de agua connata, KROCW	0.612	0.612
Exponente para el cálculo de Krw	1.2	1.2
Exponente para el cálculo de Krow	3.3	3

En la figura 44 se muestran las curvas de permeabilidad definitivas para las pruebas.

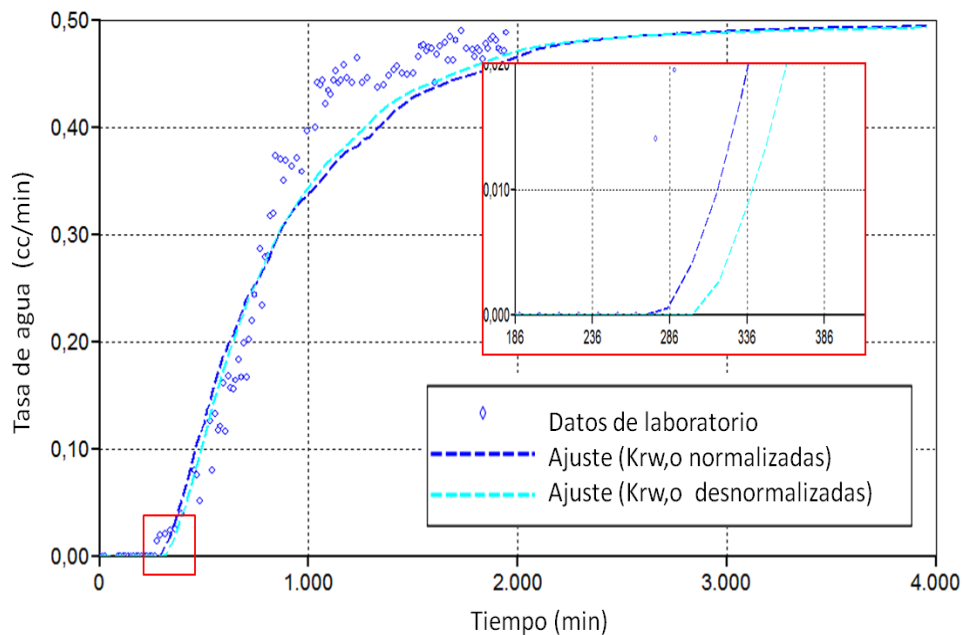
**Figura 44.** Curvas de permeabilidad relativa reales en los modelos de simulación.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Dado que se realizó un segundo ajuste después que se desnormalizaron las curvas de permeabilidad relativa para ambas pruebas, el tiempo de ruptura se alejó con respecto al calculado con las curvas normalizadas como se muestra en el ejemplo de la figura 45.

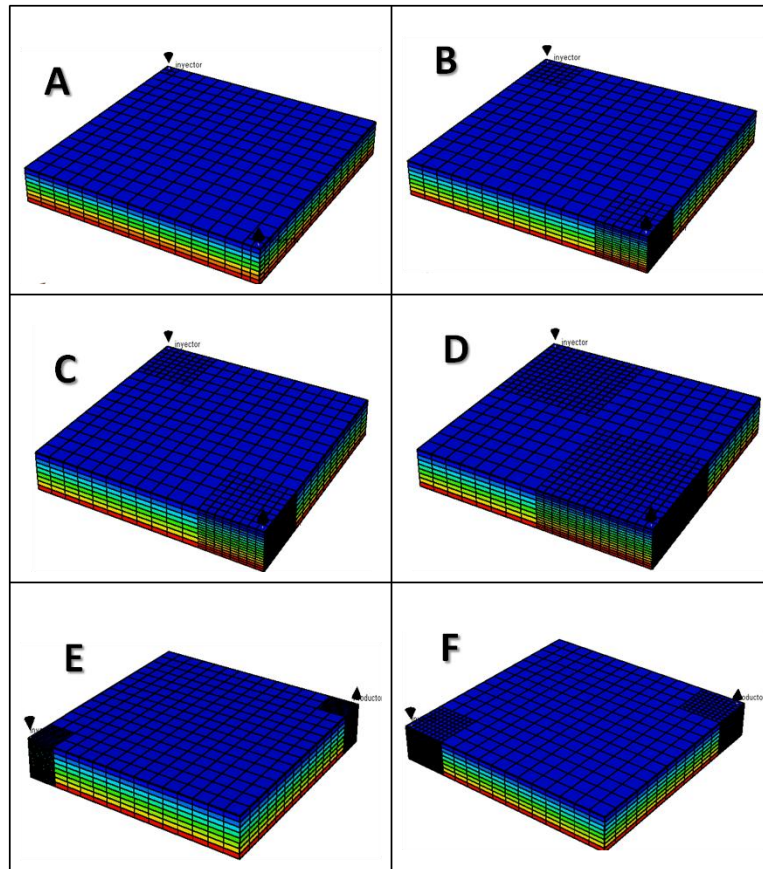
**Figura 45.** Comparación de ajustes históricos para la tasa de agua en los casos de curvas de permeabilidad relativa normalizada y real.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Como se observa en la figura anterior, el tiempo de ruptura calculado para la primera prueba mediante el ajuste con las curvas de permeabilidad relativa normalizadas fue de 269 minutos; cinco minutos después del tiempo de ruptura presentado en el laboratorio. No obstante después que se desnormalizaron las curvas, el tiempo de ruptura aumentó a 300 minutos. Por tal razón se intentó disminuir el tiempo calculado mediante el ajuste histórico haciendo un refinamiento cerca a los pozos en el grid de simulación, como se muestra en la figura 46, dado que cerca de estos el flujo podría ser afectado por la geometría del modelo.

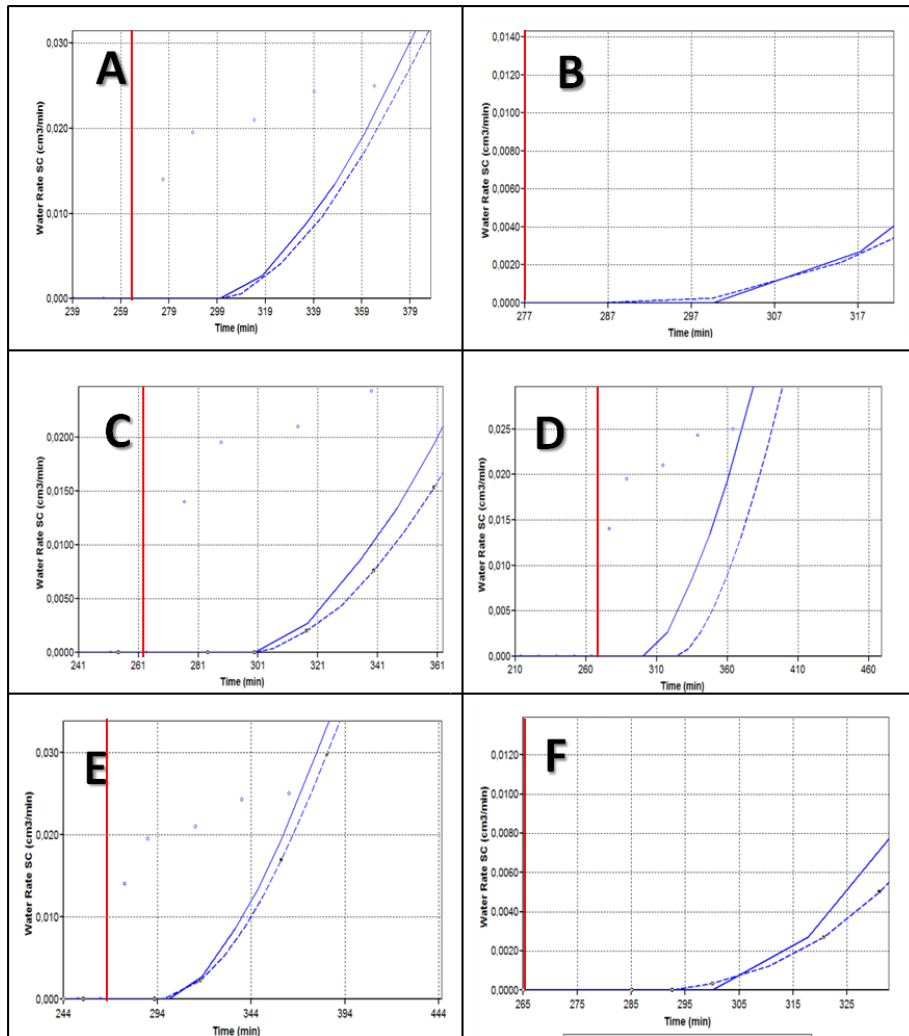
**Figura 46.** Refinamiento del grid de simulación.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

En las figuras 46 y 47, se presentan los casos A, B, C, D, E y F. En los cuatro primeros se incrementa el área refinada cerca a los pozos y en los dos últimos se incrementa el número de celdas manteniendo un área similar a los casos B y C. En la figura 47 se muestran las gráficas de tasa de agua producida versus tiempo y el efecto que tiene el refinamiento del grid cerca a los pozos sobre el tiempo de ruptura. Las líneas azules continuas representan la tasa de agua calculada para el ajuste histórico después de la desnormalización de las curvas de permeabilidad relativa y las líneas azules semi punteadas representan la tasa de agua que el simulador calcula para los casos en que el grid ha sido refinado. La línea roja representa el tiempo de ruptura tomado en el laboratorio.

Figura 47. Efecto del refinamiento sobre el tiempo de ruptura.



Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Del análisis de los resultados obtenidos para el refinamiento, se puede afirmar con certeza que no hay tendencias de disminución ni de aumento en el tiempo de ruptura a medida que se aumenta el área refinada y/o el número de celdas. Por lo tanto, no se puede tomar un caso específico como el mejor, dado que no se tiene certidumbre sobre el efecto del refinamiento en el tiempo de ruptura.

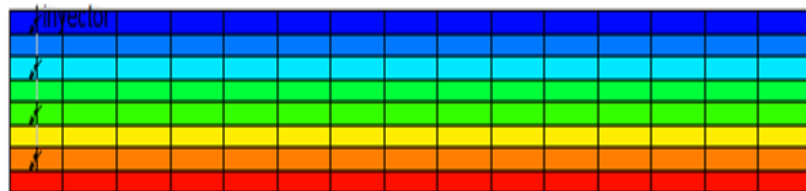
Para el refinamiento del grid fue necesaria la re ubicación de las perforaciones en las capas, de tal manera que fueran equidistantes para todos los casos y así dar validez a las comparaciones.

**3.2.5 Condiciones iniciales** Para realizar los cálculos de la saturación en cada bloque, el simulador necesita de la definición de las condiciones iniciales en la construcción del modelo. Los parámetros necesarios son ingresados en el módulo “Initial Conditions” en el Builder 2010. Dichos parámetros son: presión y profundidad de referencia y profundidad del contacto agua-aceite. De igual manera como se construyó el modelo PVT, la presión y profundidad de referencia fueron 101.325 KPa a 0 cm, que equivalen a la presión atmosférica a la cual se realiza la prueba de laboratorio. La profundidad del contacto agua-aceite fue de 10 cm, recordando que el espesor del medio poroso y del modelo de simulación es de 3.58 cm.

**3.2.6 Construcción y restricciones de los pozos** Como se desea reproducir la prueba de laboratorio en el modelo de simulación, es necesaria la construcción de los pozos en el modelo, el cual representa un patrón de cinco puntos. Por tal razón, se construyeron dos pozos, uno productor y otro inyector.

Para el caso presente, las perforaciones en los pozos inyector y productor se hicieron en las capas 1, 3, 5 y 7 como se observa en la figura 48.

**Figura 48.** Perforaciones en los pozos.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Para el equipo de desplazamiento radial EDR, se diseñaron dos tipos de pozos: uno, con 4 perforaciones que son los utilizados en las pruebas de laboratorio llevadas a cabo en este estudio, y el otro, con 8 perforaciones. Dado que se busca dar utilidad al modelo de simulación en trabajos posteriores, se construyó un grid de simulación con ocho capas, con las cuales se pueden reproducir las ocho perforaciones de los pozos tipo 2.

El pozo inyector se restringió a una tasa máxima de agua en superficie de 0.5 cm<sup>3</sup>/min y el productor a una tasa máxima de aceite en superficie de 0.5 cm<sup>3</sup>/min como se explica en el anexo C. El tiempo de simulación comienza el 19 de Mayo de 2011 a los 0.0 minutos y termina el 21 de Mayo de 2011 para un total de 2960 minutos de simulación en el modelo.

## 4. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

### 4.1 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SATURACIÓN DE AGUA.

Durante la saturación de agua en el EDR se obtuvieron datos que permitieron calcular el volumen poroso del modelo, dichos resultados se muestran en el anexo D junto con los demás obtenidos en las pruebas.

En la tabla 18 se muestran los resultados obtenidos durante la saturación de agua del medio poroso para las dos pruebas de desplazamiento.

**Tabla 18.** Volúmenes porosos obtenidos

Primera prueba de desplazamiento	Segunda prueba de desplazamiento	Modelo de simulación	Muestra representativa
785.6 cc	763.5 cc	826.4 cc	826.4 cc
4.9	7.6	% Error	

En la tabla se puede evidenciar que los volúmenes porosos calculados durante las dos pruebas de desplazamiento muestran una ligera diferencia. Esta se debe al factor humano presente en el empaquetamiento de los granos en el porta núcleo a pesar de que el tamaño de grano y la relación resina-endurecedor es la misma empleada para la fabricación de ambos medio porosos.

Una diferencia más notoria se presenta entre el volumen poroso calculado a través de la porosidad obtenida con la muestra representativa y los volúmenes porosos calculados mediante el balance de masa durante la saturación con agua. Esto se debe a que la porosidad de la muestra representativa es determinada mediante un método experimental diferente, que consiste en la saturación del medio poroso con Helio. Dado que es un gas, saturará zonas del medio poroso que el agua no podrá, y por ello el volumen poroso calculado con la saturación de agua será menor. El volumen poroso calculado por el modelo de simulación numérico es

igual al calculado con la muestra representativa debido a que los datos ingresados en el simulador, como porosidad y dimensiones son los mismos. Además, el valor de la compresibilidad de la roca ingresado para el modelo numérico es un valor que no afecta el cálculo debido a su baja magnitud, por lo tanto se puede afirmar que el volumen poroso calculado por el modelo de simulación es un valor esperado y representativo.

Los porcentajes de error fueron hallados tomando el volumen poroso de la muestra representativa como valor teórico. Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, el error calculado para la primera prueba es menor al 5%, el cual está en un rango de error aceptable, sin embargo para la segunda prueba aumenta al 7.6% dado que la porosidad puede oscilar entre 33-36% para los medios porosos fabricados debido a las diferencias en el empaquetamiento originadas por el factor humano. Por lo anterior se puede deducir que el valor determinado para esta propiedad del medio poroso utilizado en la segunda prueba es menor que el de la muestra representativa y también que el de la primera prueba.

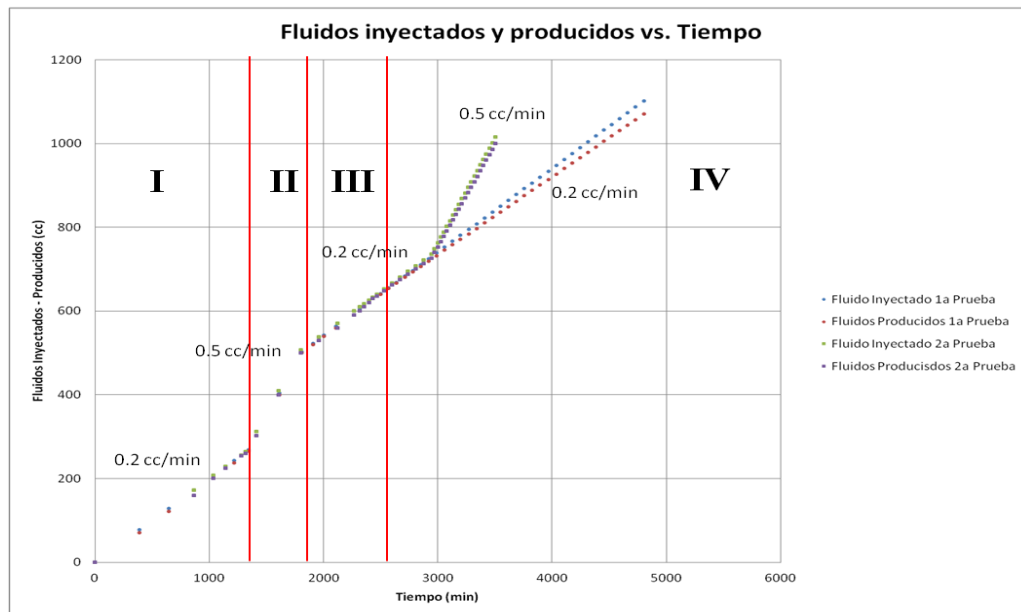
#### **4.2 ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SATURACIÓN DE ACEITE.**

En la figura 49 se muestra una comparación entre los fluidos inyectados y producidos durante la saturación de aceite en las dos pruebas de desplazamiento. Inicialmente en la saturación de la esquina superior del modelo a una tasa de 0.2 cc/min (región I de la figura), se observa una pequeña diferencia entre los fluidos inyectados y producidos para ambas pruebas. La diferencia se presenta porque durante la saturación con agua, se manifiesta el efecto de borde en esa región del modelo, dejando espacios sin saturar; por lo tanto, cuando se inicia la saturación con aceite no se producirá la misma cantidad de agua que la de aceite inyectado, dado que el aceite tendrá que saturar esa zona primero, antes de iniciar un

desplazamiento uniforme, en el cual la misma cantidad de aceite inyectado sea la que se produzca de agua. El comportamiento descrito anteriormente se puede observar claramente en la región III de la figura 49.

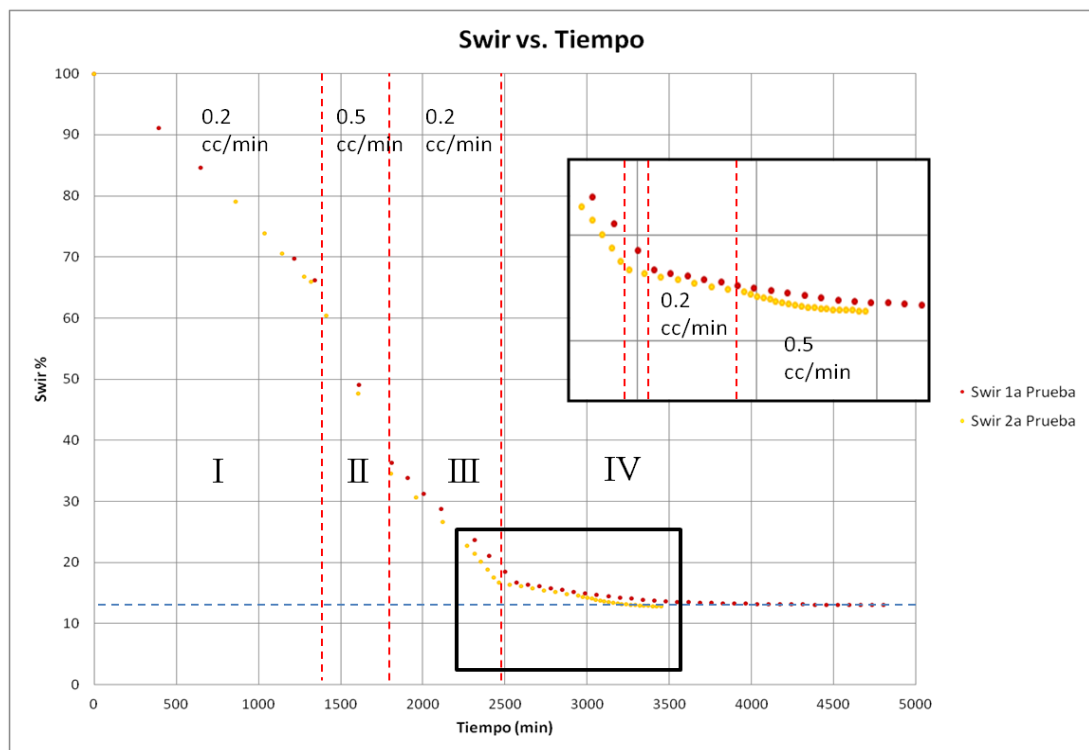
En la región IV de la figura se representa la inyección y producción de fluidos después que el aceite ha irrumpido en el pozo inferior, se observa una divergencia en el comportamiento de las tendencias de las dos pruebas. Esto se presenta dado que a partir de aproximadamente las cincuenta horas se cambió la tasa de inyección para la segunda prueba. Este cambio se realizó porque como se observa en la primera prueba, hubo una diferencia significativa entre el fluido inyectado y el producido ocasionada por el tiempo al que se extiende la prueba, en el cual la bomba se descalibra. Otra razón por la cual esto se presenta, es la graduación de los tubos de ensayo empleados para las mediciones de fluido, que no permite medir volúmenes por debajo de 1.5 cc, por lo tanto, las mediciones tienen un margen de error significativo.

**Figura 49.** Comparación de fluidos inyectado y producidos contra tiempo



En la figura 50 se muestra el comportamiento de la saturación de agua irreducible contra el tiempo para las dos pruebas. Las regiones I y III representan la disminución de la saturación de agua para las esquinas superior e inferior del modelo radial donde se observa que el tiempo de inyección para la esquina superior (región I) es mayor que en la inferior. El tiempo de inyección de aceite para la esquina superior fue tomado con base en el tiempo que tardó en saturarse la esquina inferior durante la inyección con agua previa a la saturación con aceite. Sin embargo, este tiempo disminuye en la esquina inferior (región III) debido a que a medida que el aceite se desplaza quedan espacios saturados con agua que el aceite no desplazará, por lo tanto el aceite irrumpe en el pozo inferior más rápido dado que no tendrá que inundar el volumen poroso ocupado por el agua (saturación de agua irreducible).

**Figura 50.** Saturación de agua irreducible versus tiempo



En la región 4 de la misma figura se observa el comportamiento después de que el aceite ha irrumpido en el pozo inferior. Como se mencionó anteriormente para la segunda prueba se cambió la tasa de inyección; dicho cambio permite que se llegue a la saturación de agua irreducible más rápido que en la primera prueba y además genere un aumento en la densidad de datos que corresponde al tiempo de llenado de cada uno de los tubos de ensayo (13 cc). El valor de la saturación de agua irreducible es muy similar para ambas pruebas, siendo de 13.03% para la primera y 12.81% para la segunda.

### **4.3 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DURANTE EL DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE**

Posterior al ajuste histórico de los datos experimentales con los calculados por el modelo de simulación se realizó un análisis y comparación que se presenta a continuación.

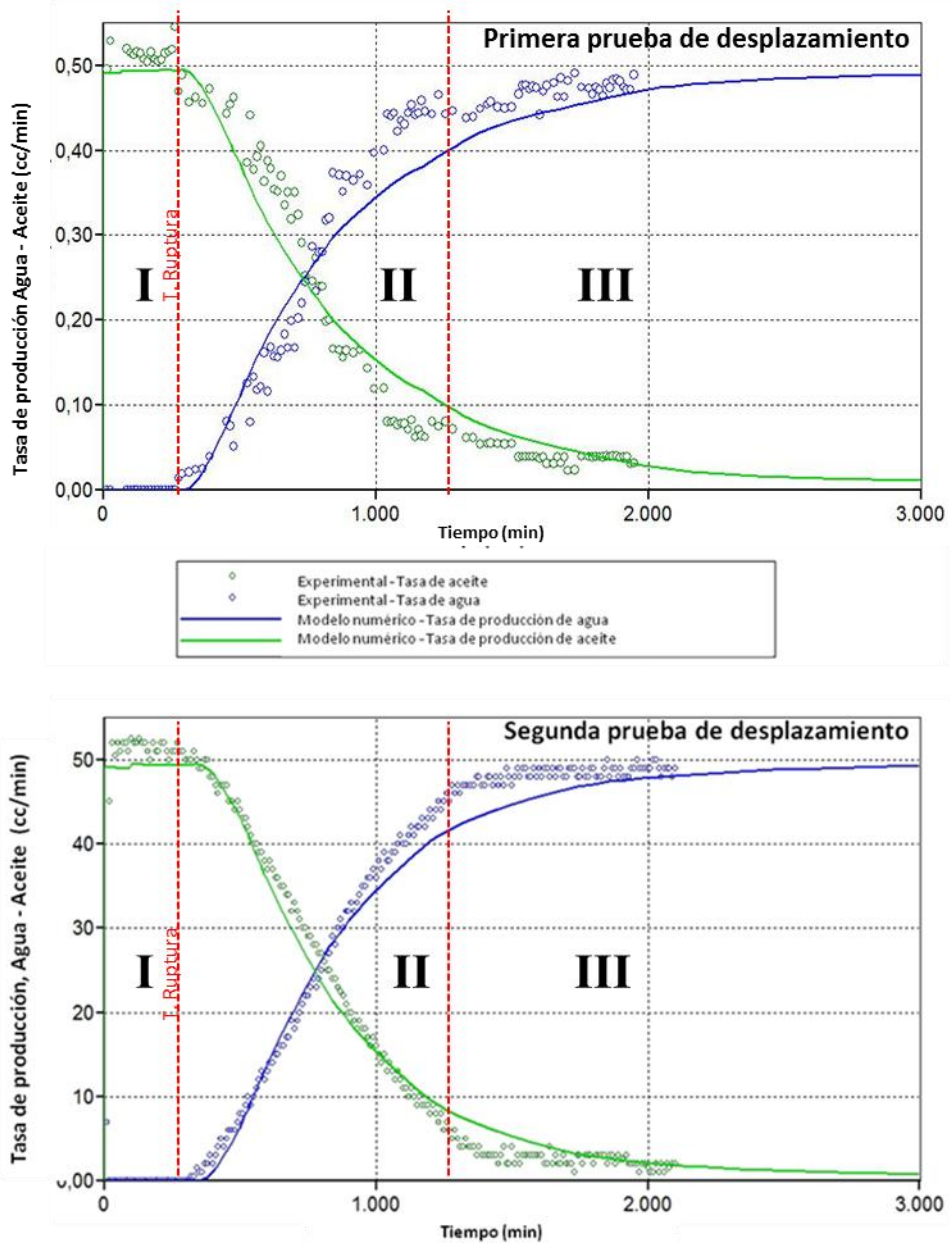
**4.3.1 Tasas de producción de aceite y agua.** Como se puede observar en la figura 51 para ambas pruebas la dispersión de los datos experimentales es diferente. Para la primera, se tomó el tiempo de llenado cada 6.5 cc, pero se observó que había una fuerte dispersión en los datos. A continuación se enumeran las razones por las cuales se presentó:

- 1 Discontinuidad en los datos debido a la cantidad de laboratoristas encargados de tomarlos (5).
- 2 No se definió claramente la forma para la lectura de datos en los tubos de ensayo. El nivel de fluidos en los tubos de ensayo forma un menisco que presenta una parte cóncava a nivel de la cual se debe tomar el dato; sin embargo, en ocasiones pudo haber sido tomado en la mitad o el otro extremo del menisco. Al no estar definido con claridad este procedimiento, el error de

lectura para cada medida fue aproximadamente de 1cc (que equivale al espesor del menisco).

- 3 Dado que la lectura se tomó cada 6.5cc, en ocasiones se sobrepasó este volumen.

Figura 51. Tasas de producción de aceite y agua versus tiempo

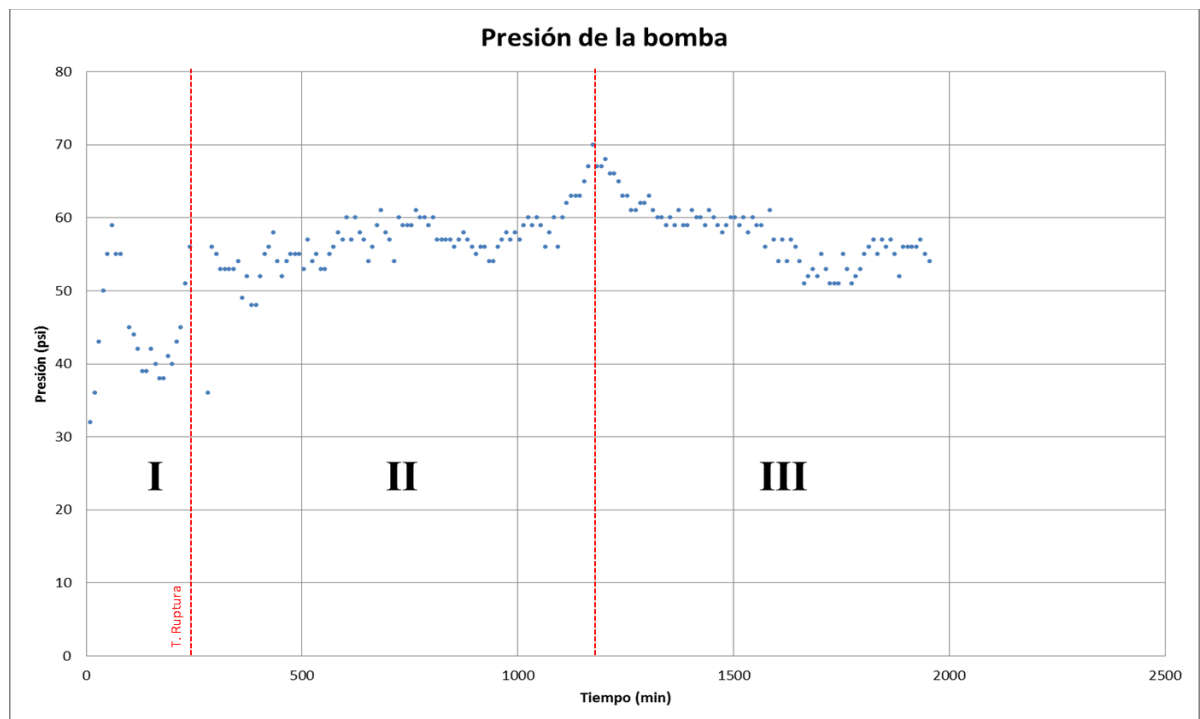


Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Debido a los factores anteriormente expuestos se decidió tomar los datos a un intervalo de tiempo constante de diez minutos durante la segunda prueba, para así reducir la discontinuidad. En el anexo B, sección B6 de los procedimientos técnicos de ensayo para el desplazamiento con agua se explica ampliamente el manejo de los cronómetros y la lectura de datos en los tubos de ensayo que fue implementado durante la segunda prueba.

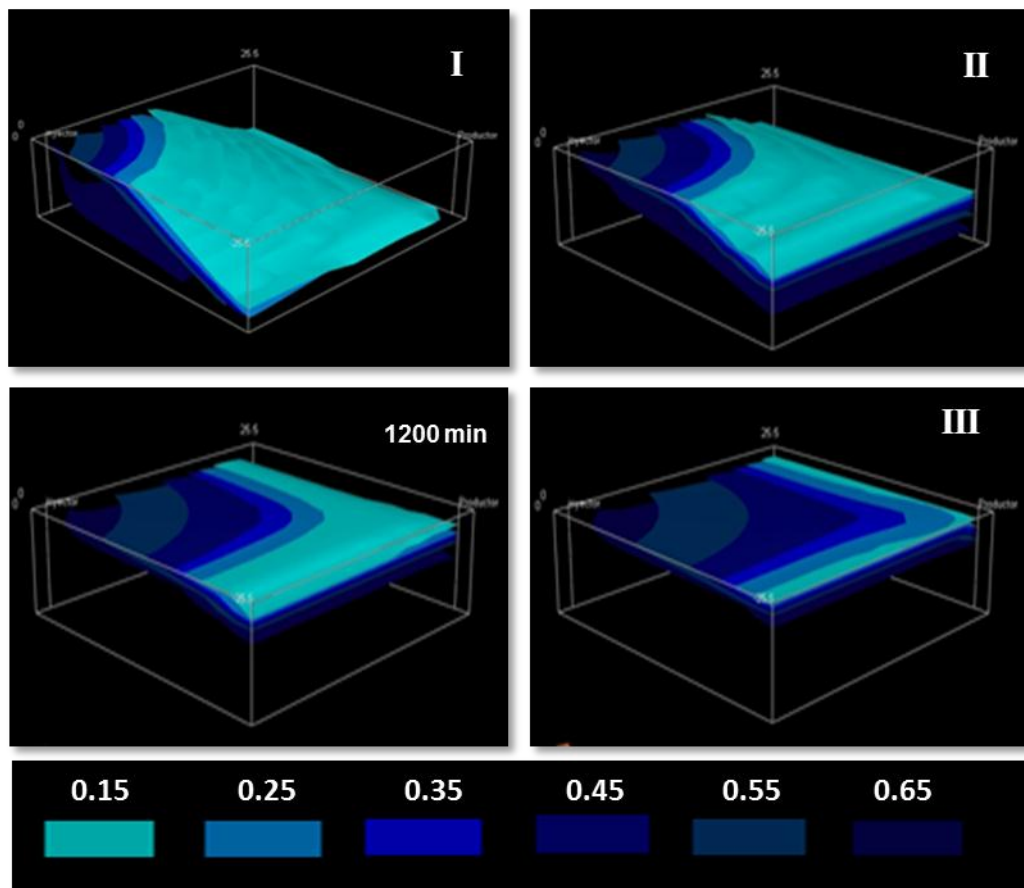
En la figura 51 se superponen los resultados experimentales con los obtenidos por medio del simulador numérico para ambas pruebas. Como se puede observar, los datos experimentales en el periodo de tiempo anterior a la ruptura son mayores. Este comportamiento se presenta porque el agua inyectada en el modelo adquiere un aumento en la presión que es proporcionada por la bomba tal que supera la del aceite en el medio poroso y empieza a desplazarlo. Este comportamiento de la presión se muestra en la región I de la figura 52.

**Figura 52.** Presión de la bomba versus tiempo



Durante este periodo, se pudo determinar también mediante la herramienta “Results 3D” del software CMG que se presenta el fenómeno de segregación gravitacional del agua. Dicho fenómeno ocurre por la alta permeabilidad del medio poroso que permite el flujo del agua hacia el fondo del modelo y luego empieza a desplazarlo verticalmente hacia arriba. El comportamiento del flujo de agua antes del tiempo de ruptura se muestra en la gráfica I de la figura 53.

**Figura 53.** Flujo de agua en el modelo para diferentes etapas del desplazamiento.

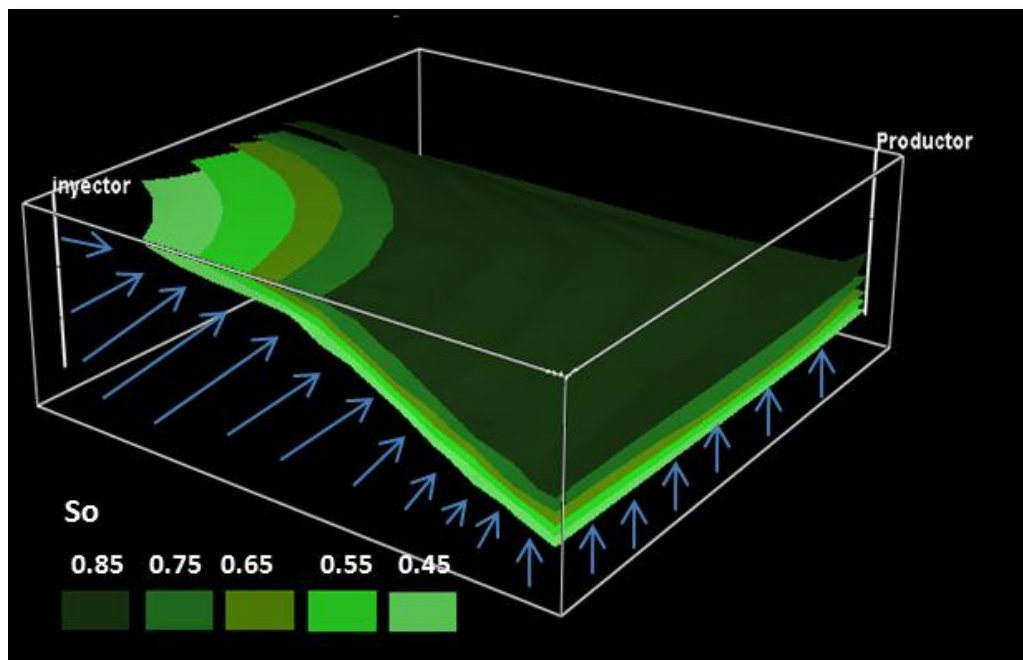


**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Después del tiempo de ruptura se observa un aumento progresivo de la presión hasta aproximadamente los 1200 minutos ocasionado por la fuerza vertical que debe ejercer el agua sobre el aceite para desplazarlo hacia la parte superior del

modelo (Ver región II, figura 52). Así mismo, este comportamiento de desplazamiento permite explicar la baja velocidad con la cual disminuye la tasa de producción de aceite y como aumenta la producción de agua (ver región II, figura 78), contrario a los procesos de inyección donde se presenta flujo pistón y el aumento de la producción de agua después del tiempo de ruptura es fuerte. Adicionalmente se muestra en la figura 54 el desplazamiento del aceite hacia la parte superior del modelo mediante iso superficies de saturación, en ella se puede observar también como el agua inunda gradualmente el pozo productor disminuyendo la tasa de producción de aceite.

**Figura 54.** Flujo de agua en el modelo para diferentes etapas del desplazamiento.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Como se observa al final de la región II de la figura 52, se presenta un pico en la presión debido a que el modelo está en gran parte saturado con agua, la cual es más densa que el aceite y por lo tanto requiere mayor presión para ser desplazada (Ver ilustración 3 de la figura 80 a los 1200 minutos de inyección).

A medida que el desplazamiento continúa, se produce menos aceite disminuyendo así la tensión interfacial entre ambos fluidos lo que se traduce en la disminución progresiva de la presión que se observa en la región III de la figura 52. Este comportamiento se presenta también porque la mayoría de aceite ha sido desplazado (ilustración III, figura 53) y por lo tanto las fuerzas viscosas que se oponen al desplazamiento disminuyen. De este modo, después de los 1200 minutos cuando el frente de agua ha hecho un barrido vertical y alcanza el tope del modelo, la producción de aceite y agua se empieza a estabilizar como se muestra en la región III de la figura 51.

**4.3.2 Tiempo de ruptura.** Durante el ajuste histórico presentado en el capítulo 3 se refinó el grid de simulación cerca a los pozos de diferentes maneras con el fin de observar el comportamiento del tiempo de ruptura. El propósito como tal fue reducir los valores calculados para ambas pruebas los cuales se listan en la tabla 19. Los tiempos mostrados son los obtenidos finalmente después que se concluyó que no se puede tomar un caso específico como el mejor, dado que no se tiene certidumbre sobre el efecto del refinamiento en el tiempo de ruptura. Otra manera de disminuir el tiempo fue mediante la variación de los end points de las curvas de Hirasaki para la permeabilidad relativa del agua y el aceite, sin embargo esto implicaba el desajuste de la producción acumulada de los fluidos que previamente ya se había realizado y por lo tanto este procedimiento no fue aplicado en la obtención de los resultados finales.

**Tabla 19.** Tiempo de ruptura.

Tiempo de ruptura (min)	1a Prueba	2a Prueba
Modelo de simulación numérico	300	344
Modelo de experimental	263.8	312

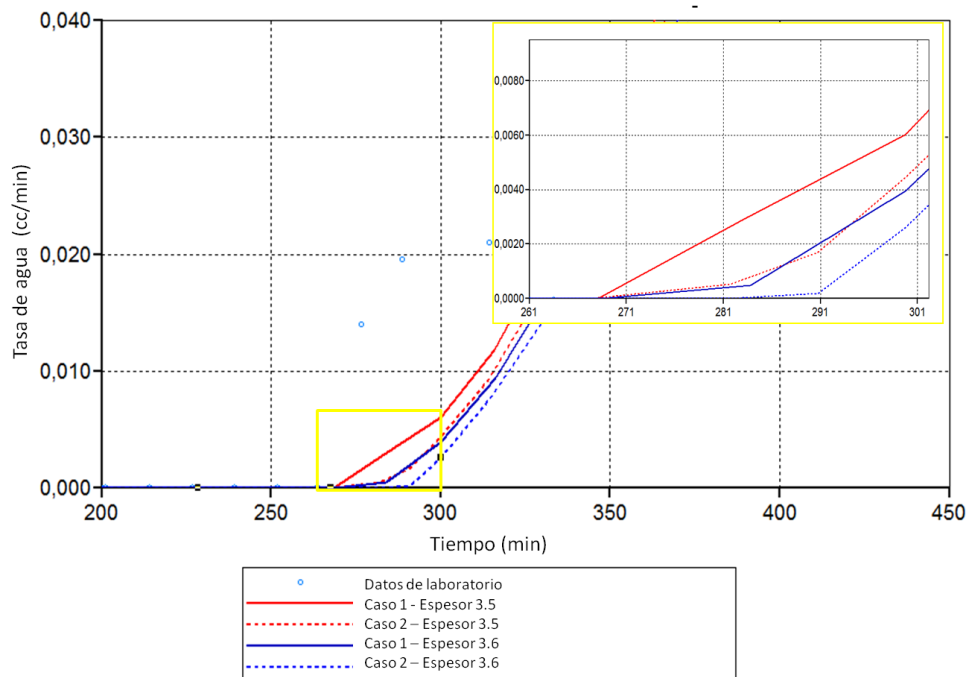
**Fuente:** Autores

La ruptura en el laboratorio se da en tiempos tempranos porque el frente de agua se segrega, desplazándose en forma de lengua por el fondo del modelo

irrumpiendo por la perforación inferior del pozo, sin embargo, el aceite recuperado es bastante porque después de la irrupción el agua empieza a desplazarlo verticalmente.

Dado que en el proceso de desplazamiento inmiscible se presentó el fenómeno de segregación gravitacional, se quiso observar el comportamiento del tiempo de ruptura si se reducía el espesor del medio poroso. Para ello, durante el ajuste histórico se trabajaron dos casos: “caso 1” y “caso 2”; con espesores de 3.5 y 3.6 cm para ambos como se presentan en la figura 55. Las curvas de permeabilidad relativa para los casos son normalizadas, las cuales permiten un ajuste óptimo de los datos experimentales, sin embargo no son las obtenidas en los resultados finales y se presentan solamente para efectos de análisis.

**Figura 55.** Efecto del espesor sobre el tiempo de ruptura.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

En la tabla 20 se muestran los tiempos de ruptura calculados para ambos casos con los dos espesores. En el caso 1 no existe una gran diferencia entre los dos tiempos; no obstante, no sucede lo mismo en el caso 2 donde la diferencia es notoria. Lo anterior muestra que un cambio en el espesor de un milímetro puede afectar en gran magnitud el valor calculado para el tiempo de ruptura dependiendo también de otros parámetros como los end points de las curvas de permeabilidad relativa. El resultado de este análisis es importante a tener en cuenta cuando se ingresa el espesor del medio poroso en el simulador. Este valor debe ser tomado después que se ha terminado la prueba de desplazamiento dado que para el sellado y empaquetamiento del medio poroso se emplea acetato de vinilo y silicona los cuales pueden reducir el espesor aproximadamente 1 mm dependiendo del calibre del acetato o del espesor de la capa de silicona.

**Tabla 20.** Efecto del espesor sobre el tiempo de ruptura

Caso	Tiempo de ruptura (min)
Caso 1 – Espesor 3.5	268
Caso 1 – Espesor 3.6	269
Caso 2 – Espesor 3.5	267
Caso 2 – Espesor 3.6	284

Fuente: Autores

**4.3.3 Permeabilidad relativa del agua y el aceite.** Las curvas de permeabilidad relativa determinadas para las pruebas de desplazamiento se construyeron con base en los los end points y los exponentes de permeabilidad relativa obtenidos en el capítulo 3 para las correlaciones de Hirasaki. Sin embargo, los exponentes de permeabilidad relativa para el agua y el aceite (respectivamente 1.2 y 3.3 para la primera prueba y 1.2 y 3 para la segunda) obtenidos en el ajuste histórico, sugieren descripciones opuestas del medio poroso como se muestra en la tabla 21.

El exponente de permeabilidad relativa al agua según Honarpour sugiere que hubo canalización de fluidos, sin embargo cuando se inspeccionaron cada uno de

los medios porosos después de la finalización de las pruebas de inyección de agua, se evidenció claramente que esta no se presentó en ninguna parte del modelo de desplazamiento radial.

**Tabla 21.** Exponentes de saturación para diferentes medios porosos.

no	nw	Descripción del medio poroso
<1.5	<2	Canalización
1.5 - 2	2 - 3	Arenas inconsolidadas, buen sorting
2 - 3	3 - 3.5	Arenas inconsolidadas, pobremente sorteadas
>3	3.5 - 4	Arenas cementadas

Fuente: HONARPOUR Medí.

No obstante, después de analizar los resultados y revisar detenidamente el proceso de construcción del medio poroso, se concluyó que el empaquetamiento se realiza sin ayuda de ningún dispositivo para compactar uniforme y debidamente la arena, lo que causa que la porosidad y la permeabilidad sean altas verticalmente, pudiendo así formarse canales de mayor permeabilidad debido a la baja compactación de algunas zonas que tendrían el comportamiento de fracturas y que los criterios de Honarpour describen como canalización. El análisis realizado está respaldado dado el fenómeno de segregación que se presenta, que posteriormente cuando alcanza el fondo del modelo obliga al agua a desplazarse horizontalmente hasta irrumpir por la parte inferior del pozo productor. Una vez ocurrido, el flujo de agua se da preferencialmente por este camino y luego, nuevamente empieza a subir desplazando verticalmente el aceite con facilidad.

Por ello se sugiere complementar la construcción del medio poroso con una prensa hidráulica que permita la compactación uniforme y así minimizar la formación de canales durante el empaquetamiento.

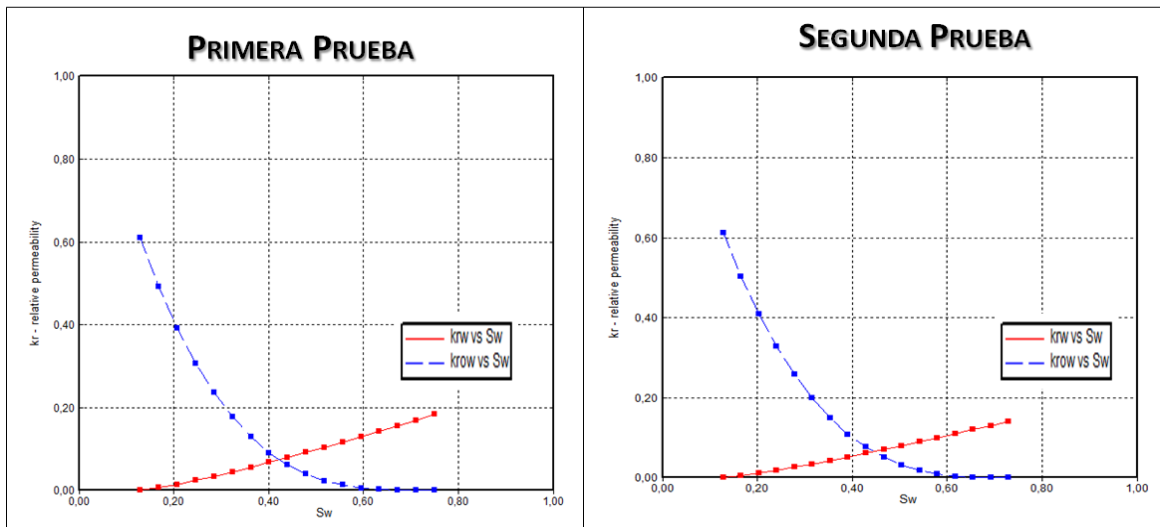
Por otra parte, el exponente de permeabilidad relativa para el aceite expresa que se trata de una arena bien cementada, que de acuerdo con el desarrollo de la prueba es real, debido a que no se presentaron problemas de arenamiento en

ninguno de los pozos y que además durante la extracción del medio poroso no se evidenció friabilidad, lo que respalda el análisis.

De lo expuesto anteriormente se deduce que mediante la aplicación de las correlaciones de Hirasaki para el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa y a través de la aplicación de los criterios de Honarpour para la descripción de medios porosos, se pudo evidenciar la presencia de fenómenos que difícilmente se hubiesen notado en caso de no haberse realizado la simulación de los procesos de desplazamiento mediante el modelo numérico.

Las curvas de permeabilidad relativa (figura 56) desarrolladas para ambas pruebas, exhiben un comportamiento interesante en lo que respecta a la mojabilidad, dado que los medios porosos fueron saturados inicialmente con agua y la resina usada como material cementante es hidrofílica, por lo tanto se esperaba encontrar que estuviera mojado por agua.

**Figura 56.** Curvas de permeabilidad relativa obtenidas en el modelo numérico.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Sin embargo mediante la revisión de los criterios de Craig para la determinación de la mojabilidad de un medio poroso presentes en la tabla 22, se encuentra que según la condición de saturación en la cual las permeabilidades relativas son iguales existe mojabilidad por aceite, no obstante, según la condición de permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite irreducible se encuentra mojado por agua, de lo que se deduce que el medio poroso posee mojabilidad intermedia.

**Tabla 22.** Criterios para la mojabilidad de un medio poroso según Craig

	Mojado por agua	Mojado por aceite
Saturación de agua Connata	>20 a 25%	<10%
Saturación a la cual son iguales las permeabilidades relativas al aceite y al agua.	>50% de saturación de agua	<50% de saturación de agua
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua.	Generalmente <30%	>50 % acercándose al 100%

**Fuente:** CRAIG, F. "The reservoir engineering aspects of waterflooding"

A su vez se comparó también la mojabilidad del medio poroso con las reglas modificadas de Craig del artículo titulado "Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model" por Mohamad Ibrahim & L. F. Koederitz, que se presentan en la tabla 23, las cuales indican que según la saturación de agua crítica del medio poroso, este tiene mojabilidad intermedia. Sin embargo, la saturación de agua cuando las permeabilidades relativas del agua y del aceite son iguales indica que el medio esta mojado por aceite. No obstante el criterio de mojabilidad intermedia se afianza con la permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite residual que es menor a 0.5, condición definitiva para afirmar que el medio poroso para ambas pruebas posee una mojabilidad intermedia.

**Tabla 23.** Criterios para la mojabilidad de un medio poroso según la regla modificada de Craig.

Mojabilidad	Swc	Swc @ Krw=Kro	Krw @ Sor
Fuertemente mojado por agua	>15%	>45%	<0.07
Mojado por agua	>10%	>45%	0.07 < Krw < 0.3
Mojado por aceite	<15%	<55%	>0.5
Mojabilidad intermedia	>10%	45% < Sw < 55%	>0.3
	<15%	45% < Sw < 55%	<0.5

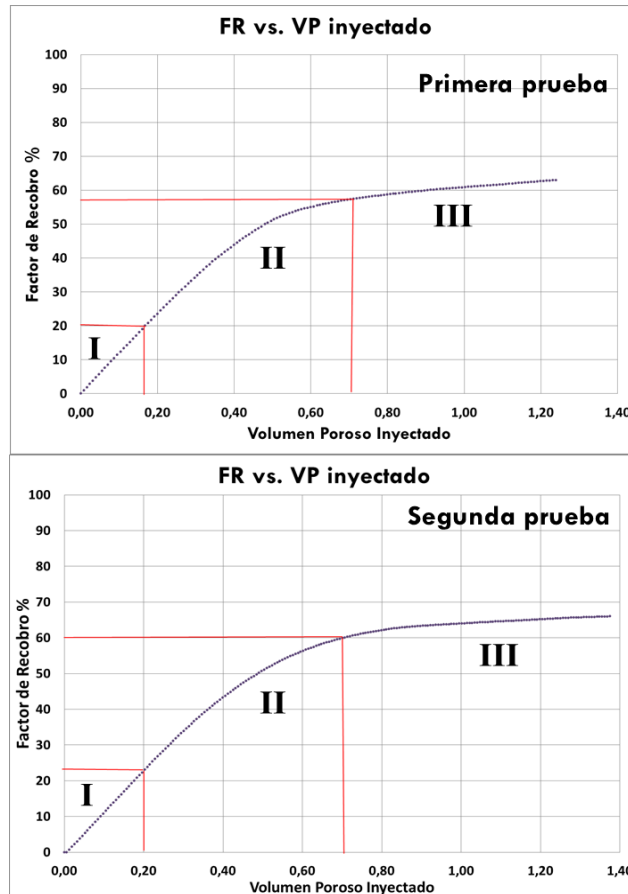
**Fuente:** M. N. Mohamad Ibrahim & L. F. Koederitz "Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model" SPE 65631

El comportamiento de la mojabilidad intermedia en el medio poroso se puede explicar dado que existen zonas mojadas por agua y otras por aceite. Esto se debe a que la saturación de agua y de aceite no se dio uniformemente a lo largo del medio, y probablemente el agua durante la saturación inicial no invadió algunas zonas que luego fueron invadidas durante la saturación con aceite, quedando mojadas preferiblemente con este fluido.

**4.3.4 Factor de recobro.** Como fue discutido anteriormente el medio poroso no es mojado por agua y la ruptura se da en tiempos tempranos en ambas pruebas, lo que en un proceso común de inyección de agua no permitiría una recuperación considerable de aceite. No obstante, el factor de recobro alcanzado fue alto y se debe a la forma de desplazamiento del aceite ya que la diferencia de densidad con el agua permite que sea desplazado hacia la parte superior del modelo después que ha ocurrido la ruptura. Además de las características ya mencionadas, el buen sorting de la arena y la ausencia de arcilla facilitan el barrido a través del medio poroso.

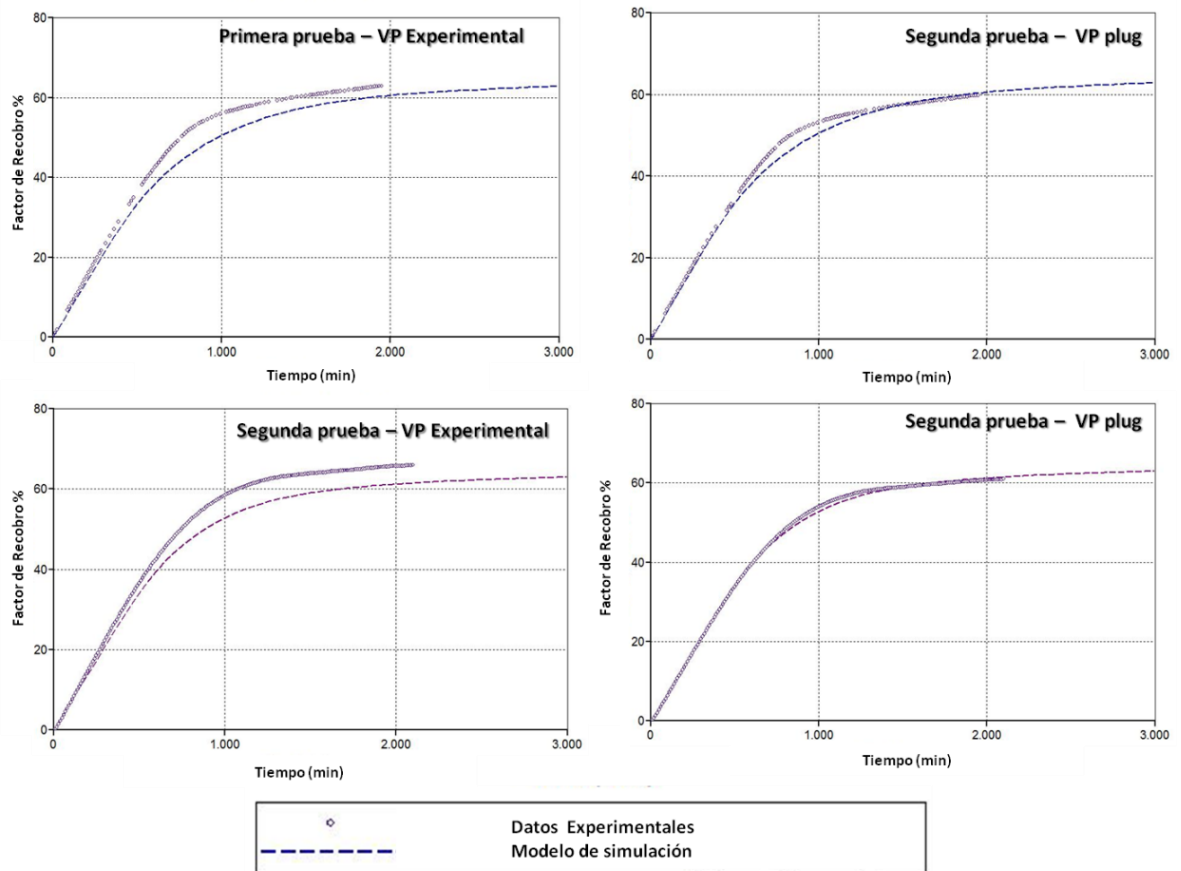
Como se observa en la figura 57, el volumen poroso inyectado antes de la ruptura (región I) es pequeño, sin embargo en la región II se puede ver claramente cómo el proceso de recuperación de aceite durante las pruebas es dominado por el empuje vertical que ejerce el agua hacia la parte superior. En la región III el aceite recuperado es bajo y es a partir de este punto cuando se debe analizar qué tan factible es continuar el proceso que de acuerdo a la figura, si se inyectaran los 0.5 volúmenes porosos de la región II sólo se lograría un recobro adicional de aproximadamente 7%

**Figura 57.** Factor de recobro versus volúmenes porosos inyectados.



En la figura 58 se presenta una comparación del factor de recobro calculado tomando el volumen poroso de las dos pruebas calculado mediante el balance de masa y la muestra representativa y también el calculado por el modelo numérico.

**Figura 58.** Factor de recobro alcanzado en las pruebas de desplazamiento.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

Como se observa, el factor de recobro calculado por el modelo numérico ajusta muy bien con el factor de recobro calculado con el valor de la porosidad de la muestra representativa dado que fue construido a partir de este dato. Sin embargo, los datos más representativos son los experimentales ya que sólo tienen en cuenta los fluidos in situ y no el espacio poroso que no fue invadido por el agua durante la saturación con este fluido.

En la tabla 24 se resumen los principales resultados de las pruebas obtenidos mediante el modelo de simulación numérico y el modelo físico de laboratorio. En ella se muestran los resultados para los tres periodos de la prueba que se han descrito durante el capítulo. Los valores experimentales para el aceite móvil total no se muestran ya que no se llegó a la saturación residual de aceite en la prueba de laboratorio, sin embargo este valor fue determinado mediante el modelo de simulación en el ajuste histórico.

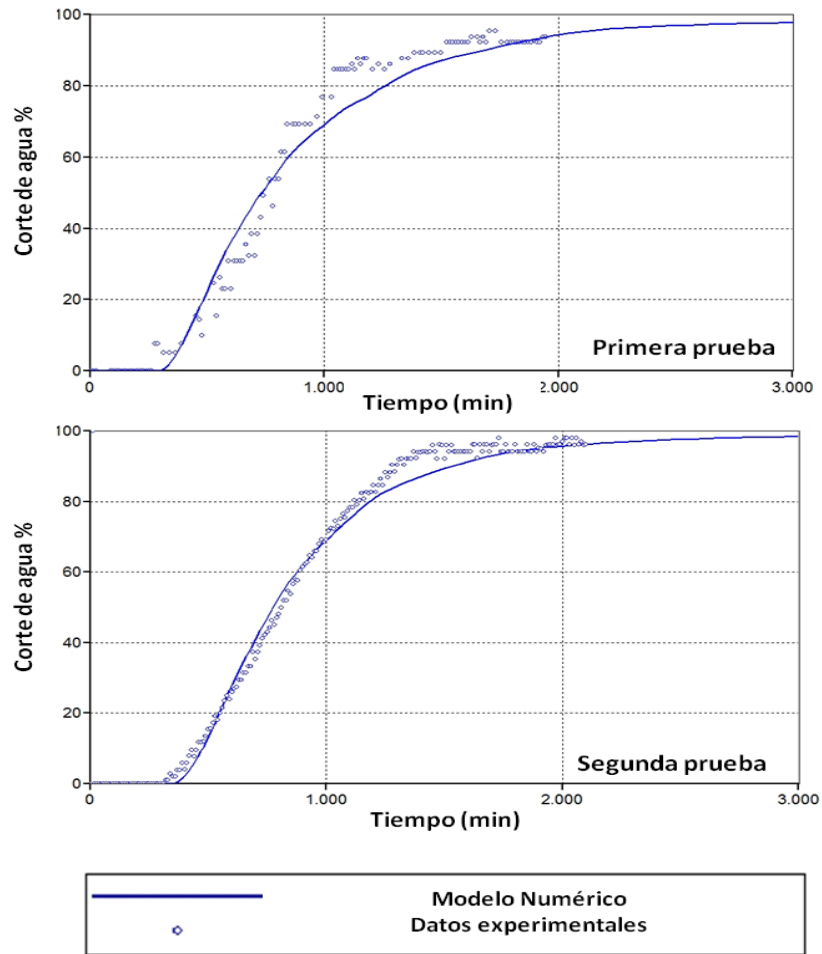
**Tabla 24.** Resultados de las pruebas.

Parámetro	Prueba 1		Prueba 2	
	Simulación	Experimental	Simulación	Experimental
Volumen poroso – VP (cc)	826.4	785.6	826.4	763.5
Aceite total in situ (cc)	718.97	683.23	720.62	665.7
Agua total in situ (cc)	107.27	102.37	105.78	97.8
Aceite móvil total (cc)	505.71	-	491.02	-
Tiempo de ruptura – Tr (min)	300	263	344.7	312
VP inyectados al Tr	0.18	0.17	0.21	0.2
Factor de recobro al Tr (%)	20.6	20	23.58	23.1
T presión máx en la bomba – Tm (min)	1175	1175	1250	1250
VP inyectados al Tm	0.71	0.75	0.76	0.82
Factor de recobro al Tm (%)	53	58	56.1	62.4
Tiempo final de la prueba - Tf (min)	1947	1947	2100	2100
VP inyectados al Tf	1.18	1.24	1.27	1.38
Factor de recobro al Tf (%)	59.7	63	60.8	66

Fuente: Autores

**4.3.5 Corte de agua.** El corte de agua es la razón de agua producida comparada al volumen de fluidos totales producidos. Como se muestra en la figura 59, el corte de agua después del tiempo de ruptura aumenta hasta los 1200 minutos donde empieza a estabilizarse. Durante ese periodo el agua se encuentra desplazando el aceite verticalmente y empieza a medida que pasa el tiempo, a producirse por las cuatro perforaciones del pozo, una después de la otra. Cuando el agua alcanza la parte superior, su tasa de producción se estabiliza y por lo tanto el corte de agua. Después de ese periodo la producción de agua es muy grande; mayor al 90% de los fluidos totales producidos tendiendo a incrementar hasta llegar al 100%. Durante las pruebas de laboratorio no se llegó hasta un corte de 100% dada la dificultad para medir los pequeños volúmenes de aceite que se producen.

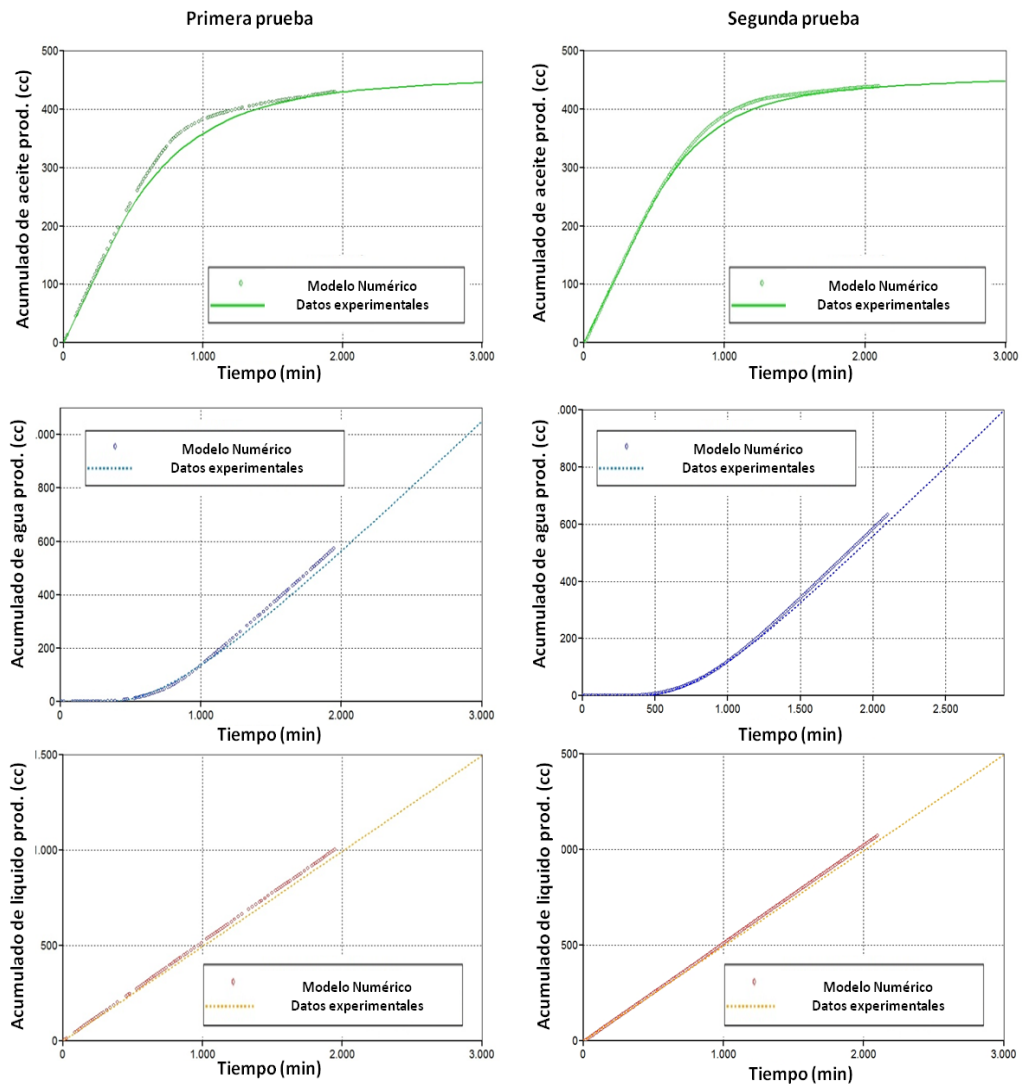
**Figura 59.** Corte de agua durante las pruebas de desplazamiento.



**Fuente:** Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

**4.3.6 Fluidos acumulados producidos.** En la figura 60 se muestran los resultados obtenidos en el modelo numérico y en las pruebas de laboratorio para el volumen acumulado de aceite, agua y líquido en orden descendente respectivamente. En ellos se observa una gran aproximación, que como se mencionó en el capítulo 3, fueron los criterios tenidos en cuenta para el ajuste histórico junto con el tiempo de ruptura.

Figura 60. Fluidos acumulados producidos.



Fuente: Simulador IMEX 2010, Computer Modelling Group, CMG

## 5. CONCLUSIONES

El proceso de inyección de agua en el EDR es fuertemente influenciado por las fuerzas gravitacionales, las cuales controlan el desplazamiento dando lugar al fenómeno de segregación gravitacional. Este comportamiento del flujo, además de la diferencia de densidades entre los fluidos, es favorecido por la alta permeabilidad vertical que permite la segregación del agua y posteriormente el desplazamiento del aceite hacia la parte superior del modelo.

El modelo de simulación numérico y el modelo físico de laboratorio son complementarios entre sí, permitiendo la obtención, procesamiento, análisis y comparación de resultados y la identificación de los fenómenos que ocurren durante el proceso de inyección de agua.

En la realización de las pruebas de laboratorio se identificaron las fallas presentes en el porta núcleo permitiendo plantear procedimientos técnicos para su corrección y de esta manera hacer los ajustes necesarios para la reproducción satisfactoria del proceso de inyección garantizando la hermeticidad en el sistema.

La comparación de los resultados obtenidos durante las dos pruebas de inyección de agua muestra la misma tendencia, lo que asegura la repetitividad de las pruebas realizadas en el modelo indicando así efectividad en la calibración y ajuste. La diferencia entre los resultados está sujeta a los factores inherentes del proceso como la variación en las propiedades petrofísicas de los medios porosos y el factor humano, a pesar de que se implementen los mismos procedimientos técnicos de ensayo.

## 6. RECOMENDACIONES

Desarrollar una metodología para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa para un proceso de desplazamiento radial a través de los datos de producción en el laboratorio.

Plantear procedimientos técnicos de ensayo para la realización de pruebas de desplazamiento en medios porosos estratificados.

Diseñar una metodología que permita medir la presión capilar en el modelo de desplazamiento radial para determinar la influencia de las fuerzas capilares durante el proceso de inyección.

Extender el estudio del proceso de inyección de agua mediante la adición de polímeros y surfactantes que permitan incrementar el factor de recobro.

Diseñar y construir un equipo que permita mezclar los componentes para la construcción del medio poroso, de tal forma que se reduzca el tiempo de preparación y así evitar el fraguado temprano durante el empaquetamiento.

Diseñar y construir una prensa hidráulica que permita la compactación uniforme del medio poroso y a su vez la obtención de un valor exacto de la presión aplicada para posteriores pruebas de repetitividad, de tal forma que se puedan fabricar medios porosos con propiedades petrofísicas similares.

Complementar el EDR con un separador bifásico que permita asegurar la estandarización en la medición de los fluidos producidos durante las pruebas.

Adquirir una bomba de desplazamiento positivo que esté diseñada para tiempos de inyección largos y que asegure la precisión en la tasa de inyección.

## BIBLIOGRAFÍA

ARAQUE, David y MONTAÑEZ, Ana. Habilitación del Equipo Modelo de Inyección de Cinco Puntos SCALA. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2005.

CALHOUN J. Fundamentals of Reservoir Engineering. University of Oklahoma Press. 1960.

COBB, William M y SMITH, James T. Waterflooding. Dallas Texas. 1990.

CRAIG, Forrest. F. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. SPE Serie Vol. 3. Millet the Printer Dallas, Texas United States of America, 1982.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L; HARVEY, A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. CRC Press. 2000.

LONDOÑO GALVIS, F. W. Manual de Procedimientos de Ensayo en el Equipo de Desplazamiento Radial. Piedecuesta, Santander. Diciembre de 2010.

MOHAMAD, M. N. y KOEDERITZ, L. F. "Two-Phase Relative Permeability Prediction Using a Linear Regression Model" SPE 65631.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. 2001.

PÉREZ, Julio; CABARCAS, Manuel y MONTAÑEZ, Ana M. Calentamiento Electromagnético en Fondo de Pozo para el Aumento del Factor de Recobro en el

Campo la Hocha. Modelo Físico Escalado – Diseño de Experimentos (CER-MFE-02). Informe. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2007.

RICHARDSON, J. G; KERVER, J. K.; HAFFORD, J. A y OSOBA J. S. Laboratory Determination of Relative Permeability. Petroleum Transactions, AIME 3375. Vol. 195, 1952.

SILVA, Néstor y TRUJILLO, Martha. Análisis de Sensibilidad de Parámetros de Escalamiento en un Patrón de Cinco Puntos Sometido a Inyección de Agua. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2006.

TRIGOS, Erika y JEREZ, Carlos. Análisis de Sensibilidad para Determinar el Efecto de las Propiedades Petrofísicas sobre el Escalamiento de un Proceso de Desplazamiento Inmisible. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2008.

## ANEXO A

### INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL

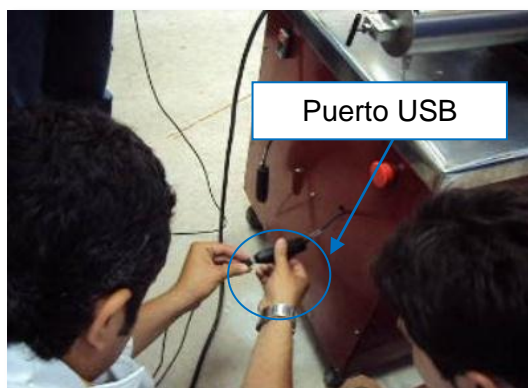
Inicialmente se debe instalar el módulo 1 del EDR que contiene el sistema de control (computador) a una fuente de alimentación de 110V. Se revisa el cableado y el sistema de apagado de emergencia como se muestra en la figura A1.

**Figura A1.** Conexión del módulo uno a la fuente de alimentación.



Se instala la bomba que desplaza los fluidos. Para ello se ubican los puertos USB del cableado y se conecta la bomba al módulo 1 como se muestra en la figura A2.

**Figura A2.** Conexión de la bomba al EDR.



Se instala en el computador el software de control de la bomba y se ubican en los puertos USB que la controlan. Se conectan las líneas de flujo de la bomba al EDR. Antes de conectarlas se debe asegurar el buen estado de las conexiones, de tal manera que no se presenten fugas más adelante (ver figura A3). Cabe resaltar que las conexiones tienen un tiempo de vida útil y que en determinado momento pueden fallar.

**Figura A3.** Revisión de las conexiones de las líneas de flujo de la bomba.



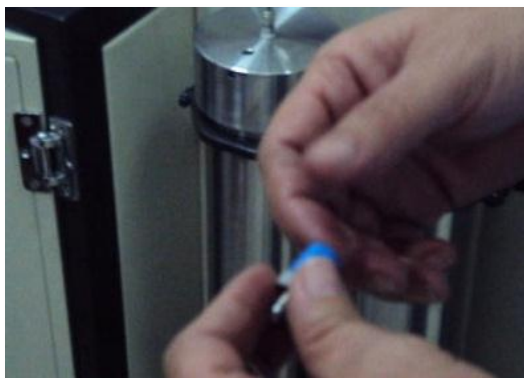
Para el ajuste de las conexiones se deben seguir las siguientes instrucciones: primero, se cubre la rosca macho con teflón para permitir una mejor conexión y así evitar las fugas. Después, se gira la rosca hembra manualmente sin ejercer gran torque hasta que ésta ya no gire más; en este punto, se debe dar 1/8 de giro utilizando un par de llaves como se observa en la figura A4. Este es el torque máximo recomendado para fijar las conexiones. Es importante resaltar que las conexiones de las líneas en buen estado, encajan unas con otras sin necesidad de ejercer presión. No se deben forzar, de lo contrario las conexiones se atrofiarán.

**Figura A4.** Ajuste de las conexiones de las líneas de flujo de la bomba.



Posteriormente, se deben conectar las líneas a los cilindros del EDR. La conexión es de tipo swagelon de 1/8" OD (diámetro externo) y se compone de una copa, una férula y una contra férula que se encuentran en el interior de la copa como se observa en la figura A5. Antes de realizar la conexión, se debe asegurar el buen estado de la copa, la férula y la contra férula. Se debe realizar el ajuste como en el paso anterior.

**Figura A5.** Conexión de las líneas de flujo a los cilindros del EDR.



La conexión al transductor de presión marca SMAR es una reducción de tipo NPT de 1/4 a 1/8" OD y se debe realizar de la siguiente forma: se debe enroscar la copa manualmente hasta que no gire más, después con la ayuda de una llave se

realiza un torque de una vuelta y un cuarto. Si se desea doblar un tubing o línea de flujo, se recomienda hacerlo a una distancia de 2.5 cm de cualquier conexión para que la copa tenga espacio suficiente para moverse cuando se desee desconectar la línea como se observa en la figura A6.

**Figura A6.** Doblaje de un tubing o línea de flujo.



Los cilindros free piston se deben instalar en el módulo 2 del EDR como se muestra en la figura A7, ubicando cada uno de ellos en el lugar correspondiente según los rótulos que se encuentran en el mismo módulo del equipo.

**Figura A7.** Cilindros free piston.



Los cilindros tienen una entrada ubicada en la parte inferior que permite el ingreso del fluido que entrega la bomba (generalmente aceite mineral), dos salidas en la parte superior: una por donde se desplazan los fluidos almacenados y la otra que es una salida rápida que se suelta con llave N° 5/8 cuando se desea recargar los cilindros.

**Figura A8.** Unión recta de 1/8" OD.



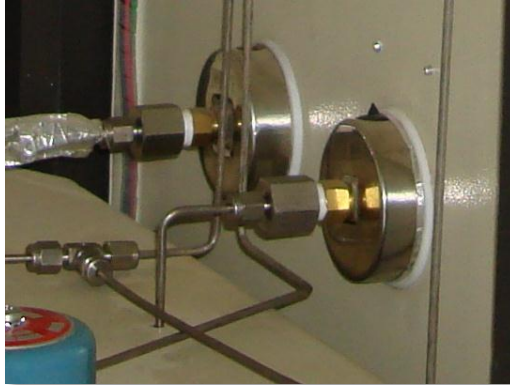
La conexión inferior que une la bomba y los cilindros se puede realizar mediante un codo o una unión recta de 1/8" OD (figura A8). Este tipo de conexiones siempre se deben hacer utilizando un par de llaves como se muestra en la figura A9.

**Figura A9.** Ajuste de un conector.



Los manómetros están conectados por la parte interna del módulo 2 del EDR mediante una unión NPT hembra de 1/8" OD a 1/8" OD macho, como se observa en la figura A10.

**Figura A10.** Conexión de los manómetros.



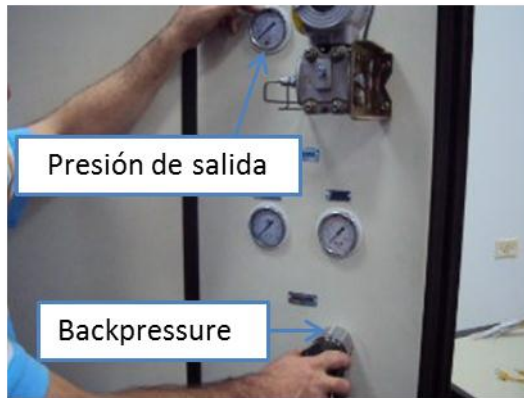
En la parte interna del mismo módulo se encuentra el sistema hidráulico, el cual se conforma de una serie de electroválvulas unidas mediante conexiones de tipo NPT de 1/8" OD como se observa en la figura A11.

**Figura A11.** Conexión de las electroválvulas.



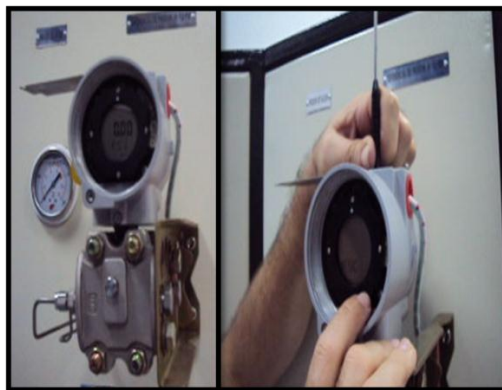
Hacia la parte exterior del módulo 2, se encuentran los tres manómetros y el back pressure o regulador de contra presión. El manómetro ubicado en la parte superior permite medir la presión fijada mediante el back pressure, como se observa en la figura A12. Para fijar la presión de salida del fluido, se debe girar la perilla del back pressure, tomando la medición en el manómetro indicado.

**Figura A12.** Configuración de la presión de salida mediante el back pressure.



Para calibrar el transductor de presión, primero se debe retirar la tapa de la parte frontal para acceder a las tarjetas como se observa en la figura A13.

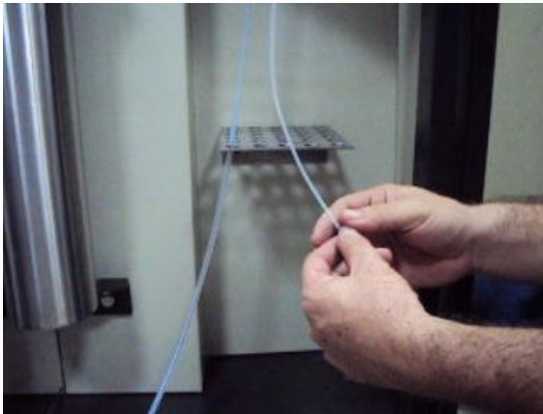
**Figura A13.** Calibración del transductor de presión marca SMAR.



Cuando se realiza la calibración, el transductor de presión cuenta con un dispositivo en forma de pequeñas lenguas, las cuales se deben poner de acuerdo a un pin como se indica en el manual del transductor de presión, en ese momento está listo para ser configurado con el destornillador magnético. El transductor de presión SMAR puede ser configurado en diferentes unidades dependiendo de la variable del proceso que se desee medir: corriente, temperatura, presión etc.

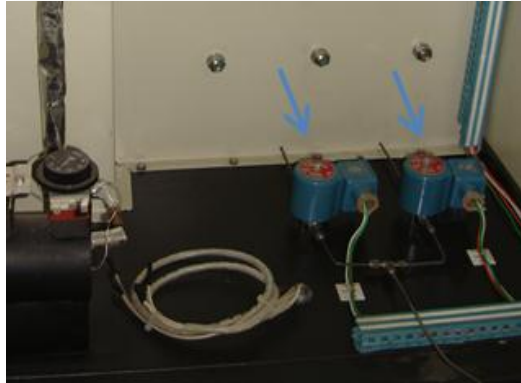
El EDR cuenta además con dos líneas de salida en plástico traslucido como se observa en la figura A14. La más gruesa, de ¼", es la línea de presión de seguridad, por donde salen los fluidos en caso de que el sistema se sobre presione debido a taponamientos u otras causas; la otra es de 1/8" por donde salen los fluidos producidos del medio poroso.

**Figura A14.** Líneas de salida.



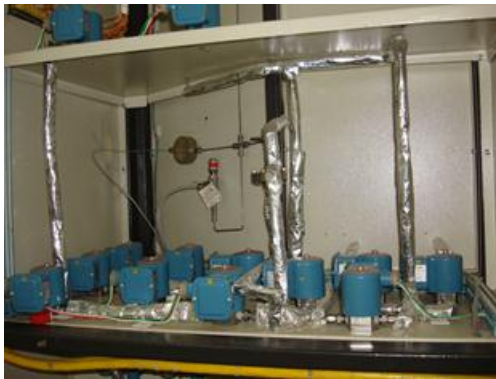
En la parte posterior del EDR se encuentran las electroválvulas y las líneas que componen el sistema hidráulico. En la base se encuentran dos electroválvulas que permiten el paso del aceite hacia los cilindros free piston inyectado por la bomba. La electroválvula a la izquierda permite el paso del aceite hacia el cilindro que contiene el agua y la de la derecha al que contiene aceite. Ver figura A15.

**Figura A15.** Electroválvulas reguladoras del flujo hacia los cilindros.



En la sección media del EDR se encuentran las electroválvulas que controlan el sentido de flujo de fluidos ya sea hacia la línea de estimulación, de inyección o de producción. Además, permiten el paso de fluidos hacia el transductor de presión y los manómetros como se observa en la figura A16.

**Figura A16.** Electroválvulas reguladoras del flujo hacia las líneas de salida.



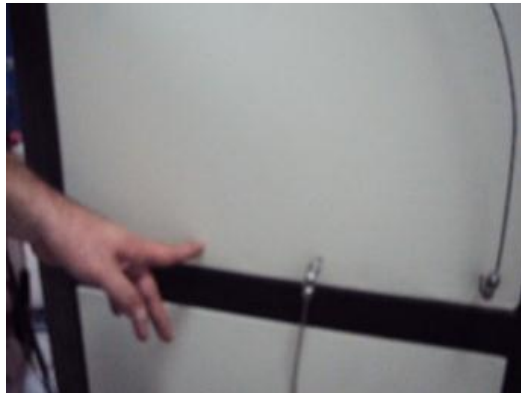
En la parte superior del EDR se encuentran dos electroválvulas que permiten realizar el by pass en el transductor de presión automáticamente cuando el diferencial de presión supera los 7.2 psi. Figura A17.

**Figura A17.** Electroválvulas reguladoras del flujo hacia el transductor de presión.



En la parte lateral derecha del equipo se encuentran tres líneas de salida que vienen del sistema hidráulico como se observa en la figura A18, a la izquierda, la salida hacia el pozo de inyección; en el medio, la línea de estimulación con vapor y a la derecha, la línea del pozo de producción.

**Figura A18.** Líneas de salida.



Los fluidos agua y aceite se pueden inyectar de tres maneras diferentes:

- En dirección inyección-producción.
- En dirección producción-inyección o contraflujo.

- En dirección estimulación-producción.

La apertura o cierre del conjunto de las electroválvulas responsables de la dirección de inyección de fluidos está preestablecido en el sistema de control del EDR; por lo tanto, si se desea cambiar el sentido de inyección, no es necesario abrir o cerrar válvula por válvula.

El porta medio poroso cuenta con veinte tornillos de cabeza hexagonal que permiten el cierre con llave N° 16. Además cuenta con los pozos de inyección y producción ubicados en esquinas opuestas, como se observa en la figura A19. La conexión de los pozos inyector y productor es 1/8 NPT a 1/8" OD y en los termopozos es 1/4 NPT a 1/4 OD.

**Figura A19.** Conexiones al porta núcleo.



## ANEXO B

### PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DE ENSAYO EN EL EDR

#### B1. REVISIÓN DE LAS ELECTROVÁLVULAS

En ocasiones el sistema electrónico del EDR puede sufrir daños debido a fluctuaciones en la corriente de alimento, por lo tanto, antes de purgar el sistema hidráulico se debe revisar el funcionamiento correcto de las electroválvulas mediante el procedimiento explicado a continuación.

- a. Se debe ingresar al programa Measurement & Automation desde el escritorio del equipo cuyo ícono se muestra en la figura B1.

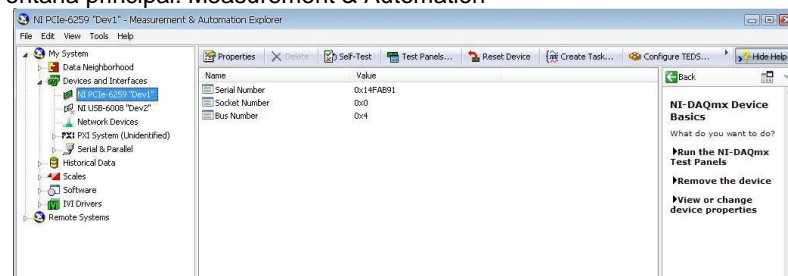
**Figura B1.** Acceso a Measurement & Automation.



**Fuente:** Software Measurement & Automation

- b. A continuación se despliega una ventana como la presentada en la figura B2.

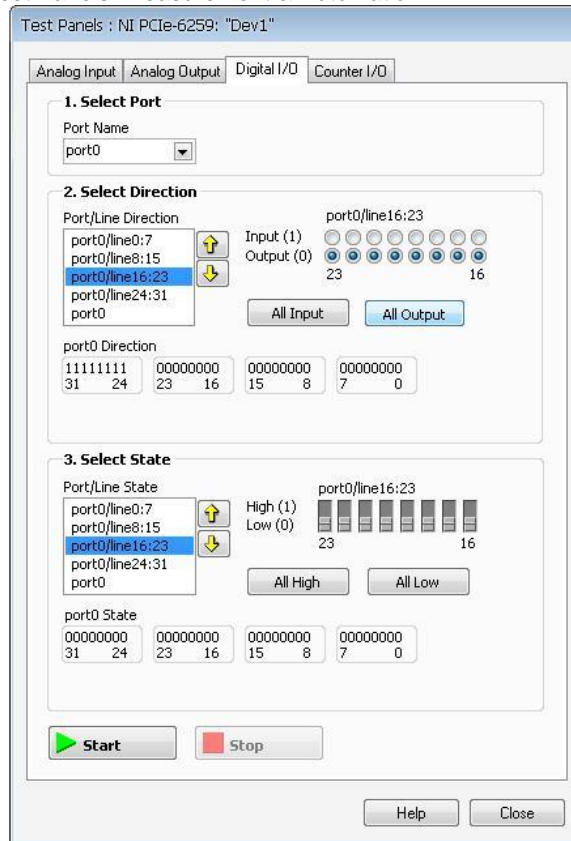
**Figura B2.** Ventana principal. Measurement & Automation



**Fuente:** Software Measurement & Automation

- c. Se ingresa a “Devices and Interfaces”, “NI PCIe – 6259 Dev1” y luego en la barra superior se hace clic sobre la pestaña “Test Panels” donde se abre una ventana como la mostrada en la figura B3. Posteriormente se hace clic sobre la pestaña “Digital I/O”

**Figura B3.** Ventana Test Panels. Measurement & Automation

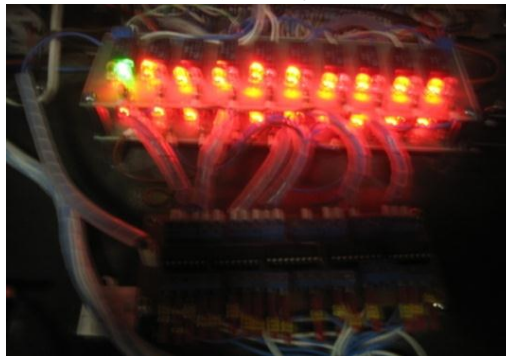


**Fuente:** Software Measurement & Automation

En la sección “Select Direction” se activan cada uno de los siguientes puertos: “port0/line8:15”, “port0/line16:23” y “port0/line24:31” haciendo clic sobre el botón “All Output”. La orden se activa cuando se hace clic sobre el botón “Start”. Luego, en la sección “Select State” se seleccionan nuevamente los puertos mencionados anteriormente mediante el botón “All Low”. En ese momento se cierran las electroválvulas conectadas a cada puerto. Solamente una electroválvula permanece abierta. Si se observa el sistema eléctrico, las

luces para cada electroválvula que se encuentran en las tarjetas A y B se ven como en la figura B4: en color rojo las válvulas cerradas y en verde las válvulas abiertas.

**Figura B4.** Revisión de las electroválvulas. Tarjetas A y B del sistema electrónico.



Si se abren todos los puertos mediante el botón “All high” de manera similar, una válvula permanece cerrada. Las luces 8, 9 y 10 de la tarjeta B permanecerán cerradas siempre, dado que se encuentran desconectadas de los puertos.

Para el chequeo individual de las electroválvulas se sube o se baja el switch que se desee. Los switches son los botones que se encuentran en la sección “Select State” que se muestra en la figura B3. Cuando el switch se sube a “High(1)” la electroválvula que está conectada a ese puerto se abre.

Con el propósito de revisar el funcionamiento de las electroválvulas se presenta en la figura B5 una tabla con el listado de los puertos y las electroválvulas correspondientes a las cuales están conectados. Cuando se sube el switch, se debe verificar en el sistema hidráulico (parte trasera del EDR) que se produzca un sonido de la electroválvula abierta, que además vibrará.

**Figura B5.** Puertos de conexión de las electroválvulas.

Puerto	Posición	Tarjeta	N° Válvula
8	1	A	FV13
9	4	B	FV12
10	4	A	FV6
11	2	B	FV11
12	3	A	FV15
13	Desconectado		
14	Desconectado		
15	1	B	FV14
16	Desconectado		
17	Desconectado		
18	Desconectado		
19	6	A	FV10
20	7	A	FV17
21	6	B	FV5
22	8	A	FV16
23	10	A	FV1
24	Desconectado		
25	Desconectado		
26	3	B	FV9
27	5	A	FV3
28	7	B	FV7
29	2	A	FV4
30	5	B	FV8
31	9	A	FV2

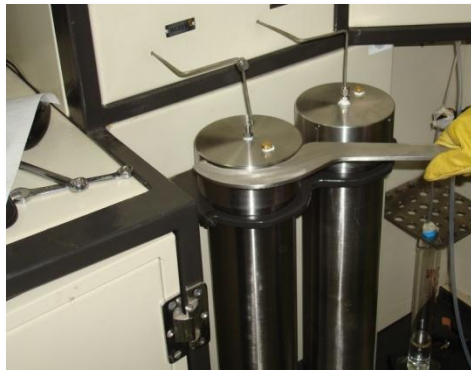
## B2. PURGA DE LÍNEAS

Para la realización de toda prueba en el EDR se deben purgar las líneas del sistema hidráulico. La purga consiste en el desplazamiento del fluido con el cual se va a saturar el medio poroso a través de las líneas, con el fin de garantizar que el fluido inyectado sea solamente uno y no haya mezcla con otros fluidos que probablemente hayan sido utilizados en pruebas anteriores. A continuación se describe el procedimiento para llevar a cabo una purga de líneas en el EDR para los sistemas de inyección-producción y producción-inyección que se emplean para el desplazamiento de aceite con agua en un medio poroso.

El primer fluido que se bombea en una prueba en el EDR es agua y se hace con el fin de saturar el medio poroso con éste. Sin embargo, suponiendo que todas las líneas del sistema hidráulico están vacías, se debe inyectar inicialmente aceite mineral ya que las cámaras internas del Smar, sus líneas de entrada (alta y baja) y las líneas que van a los manómetros siempre deben estar llenas con este fluido.

- a. Primero, se debe revisar el cilindro para el aceite; se sueltan las líneas que estén conectadas, y se destapa con la ayuda de la llave diseñada para tal fin (figura B6).

**Figura B6.** Herramienta para destapar los cilindros.



- b. Luego se desmonta el cilindro quitando los tornillos que lo sostienen mediante una llave bristol. Se debe verificar que el pistón se encuentre en el fondo, si no, con la ayuda de una bomba se inyecta aire por la parte superior del cilindro para desplazar el pistón hasta el fondo. Ver figura B7

**Figura B7.** Desmontaje de los cilindros.



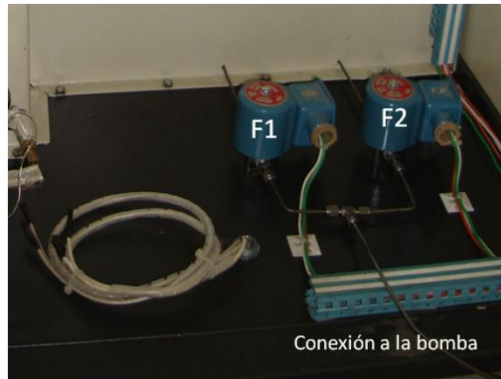
- c. Luego, se debe verificar que el interior del cilindro no contenga partículas o material que pueda obstruir las líneas en un futuro, si las tiene, se debe limpiar el interior del cilindro con un paño. Si el cilindro contiene otro fluido se vacía en un recipiente y se lava con agua y jabón. Se debe secar y asegurar que esté limpio. (Ver figura B8)

**Figura B8.** Limpieza del cilindro.



- d. Se debe llenar el cilindro con aceite mineral, se tapa y se conecta la bomba al sistema hidráulico por la parte trasera del equipo como se indica en la figura B9. Cabe recordar la forma como se realiza la conexión: la rosca debe estar limpia y al enroscarse se debe hacer suavemente sin forzar.

**Figura B9.** Conexión de la bomba al sistema hidráulico.



- e. Luego se debe encender la bomba a un caudal de 1 cc/min y abrir las válvulas desde la interfaz para el sistema de inyección de aceite con el fin de desplazarlo por el cilindro hasta que salga por el orificio de la tapa, una vez ocurra, se une inmediatamente la línea superior a la conexión de la tapa del cilindro. (Ver figura B10).

**Figura B10.** Interfaz de control – Fluido de inyección: aceite.



**Fuente:** Sistema de control EDR, GRM UIS

- f. Para realizar una purga y limpieza al sistema hidráulico de la mejor manera posible, se recomienda mediante el sistema de operación manual que se encuentra en la interfaz (figura B11). Este sistema permite al usuario abrir y

cerrar las válvulas que desee, por lo tanto permite purgar y limpiar las líneas cómodamente con mayor control de la operación.

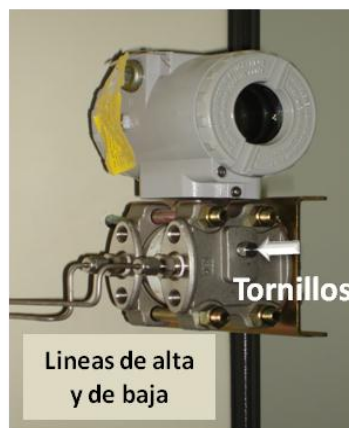
**Figura B11.** Interfaz de control – Operación manual de las electroválvulas.



**Fuente:** Sistema de control EDR, GRM UIS

- g. Antes de bombear el aceite por el sistema hidráulico se deben desconectar las líneas de baja y de alta del Smar (sabiendo con anterioridad que están vacías), y también, retirar los tornillos (frontal y posterior) del Smar que se señalan en la figura B12.

**Figura B12.** Conexiones del Smar.



**Nota:** Normalmente el aceite es extraído de las cámaras del Smar cuando se desea calibrar. El llenado de las cámaras del Smar con aceite mineral se hace siempre y cuando el Smar no lo contenga, de lo contrario no se debe realizar la operación explicada en el paso g.

- h. Luego, se deben abrir las válvulas como se muestra en la figura B13. Se debe realizar desde la interfaz, haciendo clic sobre cada una de ellas. El color cambiará de rojo a verde. La figura B13 es un esquema donde se muestra el recorrido que hace el aceite a través del sistema hidráulico y su salida.

**Nota:** Al abrirse una válvula normalmente hay un sonido del sistema hidráulico, que proviene de la válvula que se ha abierto y los bombillos que están instalados en las tarjetas A y B del sistema eléctrico cambian, de igual manera, de color rojo a verde. Se debe cerciorar que esto ocurra, de lo contrario es probable que el sistema no funcione de la manera correcta. Otro indicativo que las válvulas están abiertas es que se calientan, por lo tanto se recomienda tocarlas y verificar su funcionamiento de esta manera.

- i. Posteriormente, se enciende la bomba y se desplaza aceite mineral a una tasa de 2 cc/min y se espera a que el aceite salga por los puntos A, B, C, D y E que se muestran en la figura B13. Se debe permitir la salida de aceite por estos puntos durante un tiempo considerable, de manera que se arrastren posibles partículas que se encuentren en las líneas.



- j. Una vez las cámaras del Smar están llenas con aceite mineral se procede a bombear el agua destilada a través del sistema hidráulico. Como se mencionó al principio, el agua destilada es el fluido que satura el medio poroso inicialmente, por lo tanto, el flujo de este líquido debe hacerse durante un tiempo considerable hasta que se observe que no sale aceite mineral por los orificios C, E y D como se explica en los siguientes pasos.
- k. **Medición de los volúmenes de las líneas. (Inyección - Producción)** Para llevar a cabo esta operación se debe llenar el otro cilindro con agua destilada y se debe repetir el procedimiento que se explicó anteriormente para el caso del llenado del cilindro del aceite. El estado de las válvulas debe ser como el que se muestra en la figura B14, que corresponde a la dirección de flujo inyección – producción.

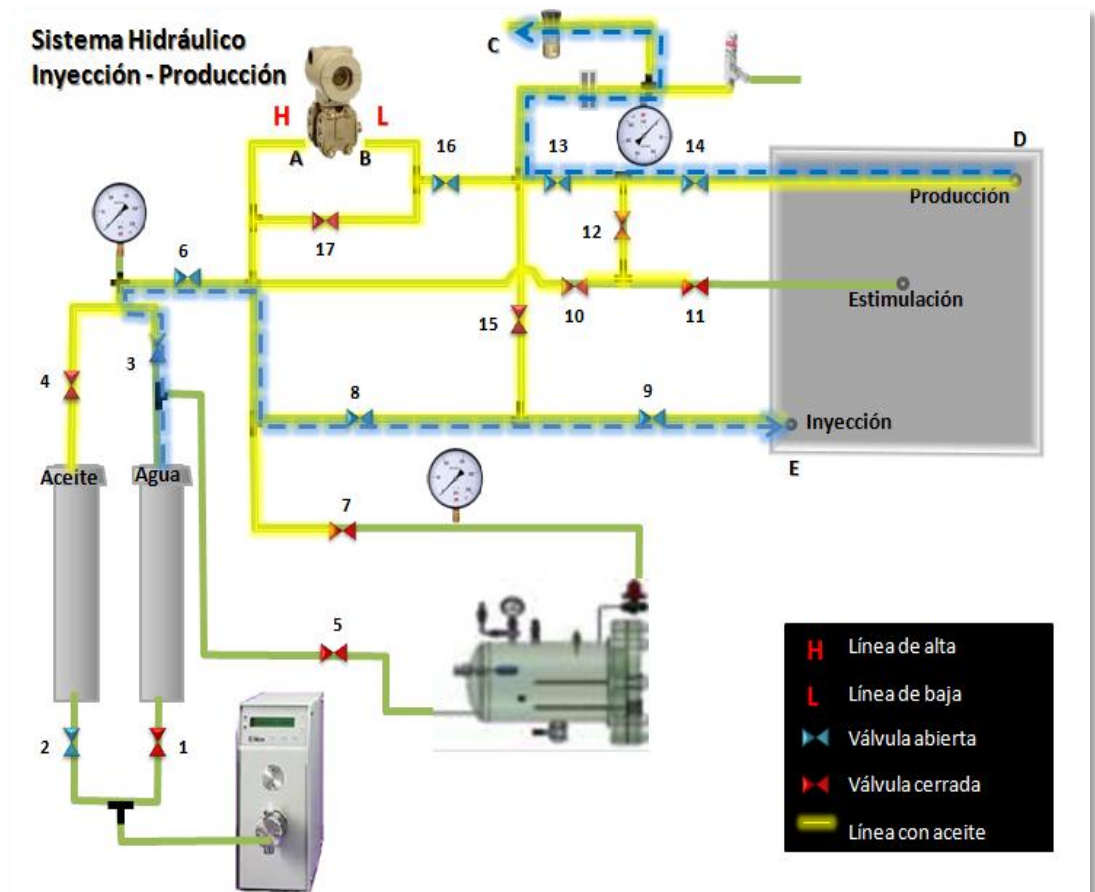
Una vez llenado el cilindro se bombea el agua a una tasa de 1cc/min a través de la línea 3, 6, 8, 9, E con el fin de desplazar el aceite que se encuentre en ellas y se debe realizar esta operación hasta que no salga aceite por la línea. Se debe tomar el volumen de aceite desplazado en una probeta y medirse. Adicionalmente, se debe medir el volumen que corresponde a la línea que va desde la salida del cilindro del agua hasta la válvula 3; para ello se debe desconectar esa línea de la válvula 3 y se desplaza agua desde el cilindro, se mide el volumen ocupado y se suma al volumen medido en la línea 3, 6, 8, 9, E. Este corresponde al **volumen de la línea de inyección**.

**Nota:** debe tenerse en cuenta que los tramos 9 – E y D - 14 de las figuras incluyen las líneas de teflón y/o metálicas que se conectan al porta medio poroso.

Posteriormente se debe desconectar la bomba del sistema hidráulico y conectarse en el punto D mostrado en la figura B14. Tenga en cuenta el volumen de la línea que sale de la bomba. Una vez conectada, se debe

bompear agua a través de la línea 14, 13, C a una tasa de 1 cc/min hasta que no salga aceite por el punto C. De la misma manera, se debe tomar el volumen desplazado de aceite en una probeta y medirse. Este corresponde al **volumen muerto (línea de producción)**.

**Figura B14.** Estado del sistema hidráulico, dirección de flujo inyección – producción.



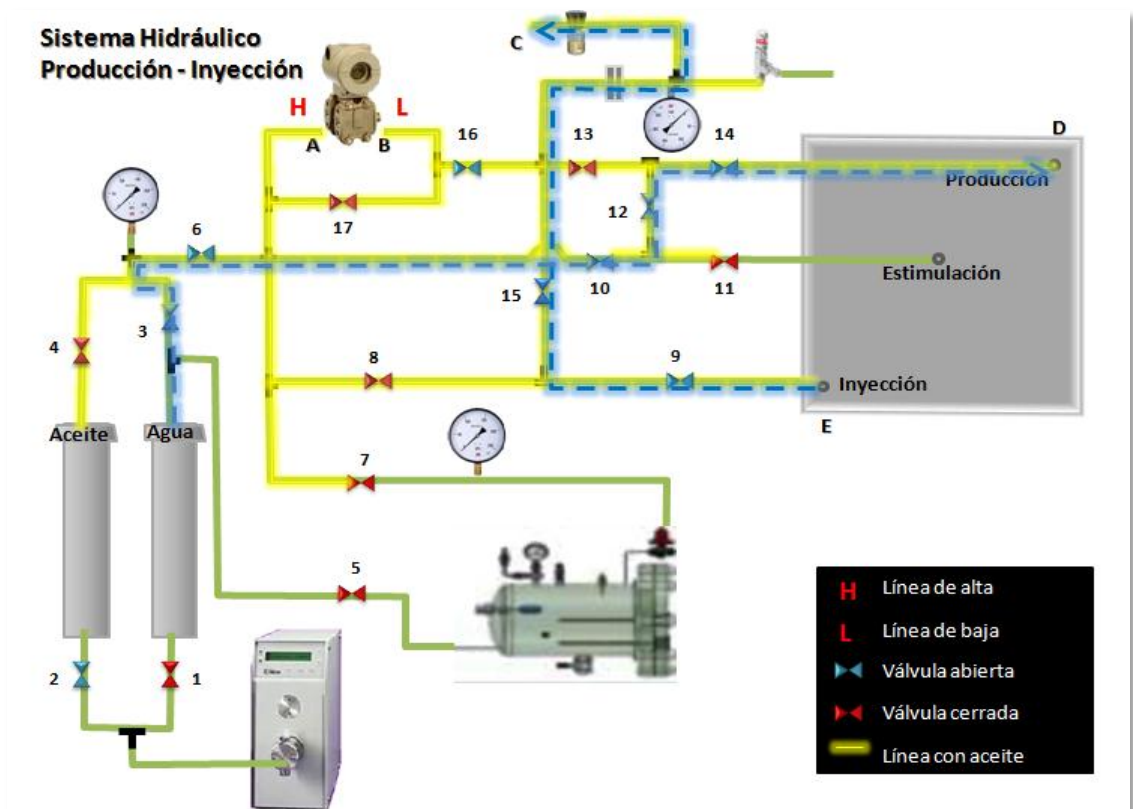
Fuente: Autores

- I. **Medición de los volúmenes de las líneas. (Producción - Inyección).** Para realizar esta operación se debe garantizar que el sistema hidráulico esté lleno de aceite como se muestra en la figura B13 y se explica en el paso h. Una vez el sistema cumple con estas condiciones, se debe cambiar la dirección de flujo a “producción – inyección” desde la interfaz gráfica de control. El estado

de las válvulas cambia entonces como se muestra en la figura B15. Posteriormente se bombea el agua a una tasa de 1cc/min a través de la línea 3, 6, 10, 12, 14, D como se muestra en la figura B15. De la misma manera que en el paso k, se mide en una probeta el volumen de aceite desplazado y se suma el volumen de la línea que va desde la salida del cilindro de agua hasta la válvula 3 como fue explicado al final del paso k. Este corresponde al **volumen de inyección** para esta dirección de flujo.

Luego, se conecta la bomba al punto E y se desplaza el aceite con agua que se encuentra en la línea 9, 15, C como se muestra en la figura B15. Se mide el volumen de aceite desplazado en una probeta que corresponde al **volumen muerto (para este sentido de flujo)**.

**Figura B15.** Estado del sistema hidráulico, dirección de flujo producción - inyección.



### B3. SATURACIÓN CON AGUA DEL MEDIO POROSO

Durante la saturación de agua del medio poroso empleado en una prueba de desplazamiento se debe seguir el procedimiento explicado a continuación:

- a. Para la saturación con agua es necesario que el modelo se encuentre en posición vertical (figura B16), y se inyecte el agua desde el pozo inferior, para aprovechar así los efectos gravitacionales y asegurar un barrido uniforme y efectivo a medida que el agua invada el medio poroso. La tasa con la que se inyecta el agua debe ser ajustada de acuerdo a la zona del modelo en que se encuentre el agua a medida que esta avanza con el fin de evitar que invada demasiado rápido geometrías pequeñas, dejando así espacios sin saturar.

**Figura B16.** Modelo de desplazamiento radial preparado para la saturación de agua.



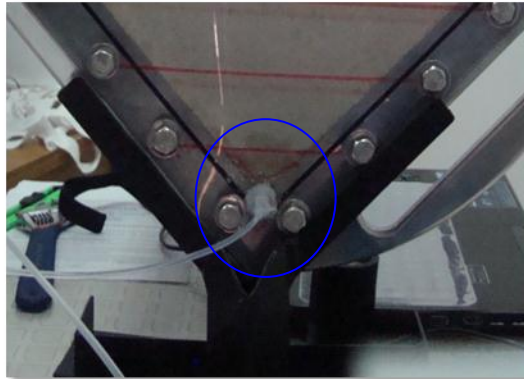
- b. Se debe Iniciar la inyección de agua en el pozo inferior, por medio del programa del EDR abriendo las electroválvulas que permiten la inyección de agua (Ver figura B17).

**Figura B17.** Interfaz del programa de control del EDR.



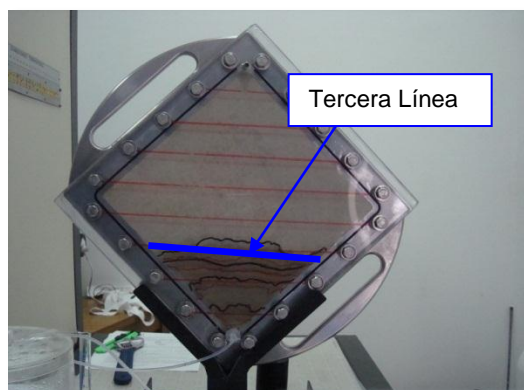
- c. Antes de encender la bomba se debe asegurar que contiene una fuente de agua suficiente para saturar el medio poroso.
- d. Posteriormente, se debe revisar que las conexiones entre la bomba y el EDR sean firmes y estén ajustadas, para prevenir que se presenten fugas.
- e. Luego, se enciende la bomba y se inicia la saturación a una tasa de 0.2 cc/min. Esta tasa se obtuvo con base en la experiencia durante las pruebas; si la saturación se realiza a una tasa mayor, el frente de agua no avanza uniformemente y quedan espacios sin ser saturados en la esquina.
- f. Mientras transcurre este proceso se debe registrar en la bitácora la hora a la que inicia la saturación, así como la tasa de inyección. Se debe utilizar un cronómetro que permita contabilizar el tiempo en horas, minutos y segundos similar al que se describe en la sección B6.
- g. Se debe inspeccionar en el modelo el comportamiento de la saturación de agua en la parte inferior (figura B18).

**Figura B18.** Inspección de la saturación de agua en la parte inferior del modelo.



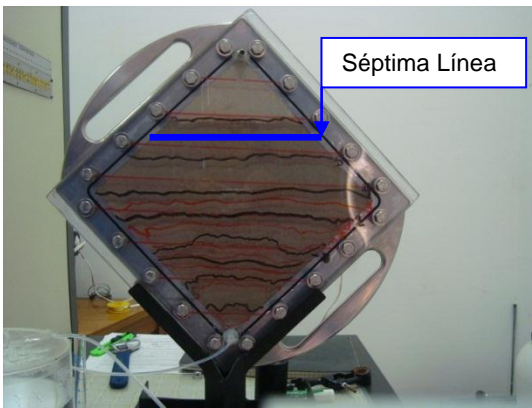
- h. Cuando la saturación de agua alcance la tercera línea trazada en el modelo (figura B19), se cambia la tasa a 0.5 cc/min, debido a que el área a invadir se hace cada vez más grande. Se puede mantener la tasa de 0.2 cc/min si se desea, pero esto conlleva a que la saturación de agua tarde demasiado tiempo. Para llevar un control en el proceso de saturación, y si se desea, se recomienda señalar con un marcador cada determinado tiempo el frente de saturación a fin de notar alguna irregularidad durante el proceso. No se debe olvidar registrar la hora a la que se realiza el cambio de tasa.

**Figura B19.** Cambio de tasa de inyección por cambio del área de invasión



- i. Se continúa la saturación con la tasa de 0.5 cc/min hasta que el frente de saturación llegue hasta la séptima línea marcada en el modelo (figura B20), una vez el frente de invasión llegue se debe cambiar la tasa de inyección a 0.2 cc/min, esto se debe realizar porque el área de invasión del agua empieza a decrecer. Se registra en la bitácora la hora a la que se cambió nuevamente la tasa, con el fin de poder determinar la cantidad de agua que se ha inyectado en el modelo para posteriormente poder realizar el balance de materia que permite determinar el volumen poroso saturado con agua en el modelo.

**Figura B20.** Cambio de tasa de inyección por cambio en el área de invasión.



- j. Si se continúa con la tasa de inyección de 0.5 cc/min, la esquina superior del modelo no se será saturada adecuadamente generando efectos de borde aun cuando el pozo superior esté produciendo agua (figura B21).
- k. Cuando se haya producido suficiente agua y se observe que el medio poroso ha sido saturado completamente, se determina el volumen poroso mediante la ecuación 1, teniendo en cuenta que para realizar este cálculo debe haberse calculado el volúmen muerto (Ver purga de líneas).

$$VP = V_{iny} - V_{prod} - V_{Li} - V_{mp} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

$V_P$  es el volumen poroso.

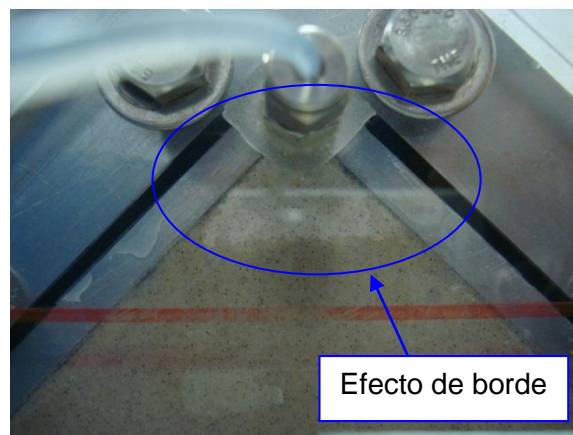
$V_{iny}$  es el volumen de agua inyectada.

$V_{prod}$  es el volumen de agua producida.

$V_{Li}$  es el volumen en la línea de inyección.

$V_{mp}$  es el volumen muerto en la línea de producción.

**Figura B21.** Efecto de borde durante la saturación de agua



**Nota:** Se debe despreciar el volumen de la línea de inyección si una vez iniciada la saturación esta ya se encuentra llena.

- I. Registrar el volumen poroso calculado en la bitácora.
- m. Durante la saturación con agua se calcula además la permeabilidad absoluta del medio poroso. Para medir la permeabilidad, el medio poroso debe ponerse en posición horizontal. Se debe permitir la producción de agua durante el tiempo necesario para que el transductor de presión marca smar estabilice una medida para tres tasas de inyección diferentes (Ver procedimiento para la determinación de la permeabilidad absoluta del agua en el EDR). No se debe

olvidar medir en tubos de ensayo o en una probeta, la cantidad de agua producida, durante toda la saturación.

#### **B4. DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA AL AGUA, EFECTIVA AL ACEITE Y EFECTIVA AL AGUA**

Como se mencionó en el paso m del procedimiento 3, durante la saturación con agua del medio poroso se calcula la permeabilidad absoluta al agua. Para ello se debe medir el diferencial de presión estabilizado a tres tasas al inyectar aproximadamente tres volúmenes porosos para cada una de las tasas. El procedimiento a continuación es el mismo para la medición de la permeabilidad efectiva al aceite y efectiva al agua, solamente que se hacen durante la saturación con aceite y después del desplazamiento con agua respectivamente.

- a. Para iniciar la prueba se debe poner el porta medio poroso en posición horizontal y se debe detener la bomba.
- b. En la interfaz gráfica se debe revisar que la dirección de flujo “inyección – producción” esté seleccionada (excepto para la medición de la permeabilidad efectiva al aceite donde se trabaja con el sentido de flujo producción - inyección). Además, se debe asegurar que la válvula 17 se encuentre cerrada. A continuación, se enciende nuevamente la bomba y se programa a un caudal de 5 cc/min
- c. En la interfaz gráfica de control, en la parte inferior derecha, se da clic sobre el botón rojo “salvar datos” como se muestra en la figura B22.

El botón cambia de color, de rojo a verde, y el sistema toma como dato actual la fecha y la hora del computador. A partir de ese momento el programa

empieza a almacenar los datos medidos e internamente realiza los cálculos de permeabilidad para cada valor de delta de presión medido.

**Figura B22.** Interfaz gráfica, guardando los datos del diferencial de presión.



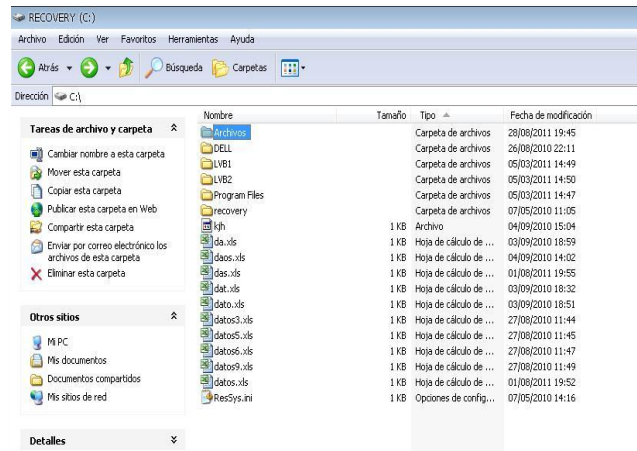
**Fuente:** Sistema de control EDR, GRM UIS

**Nota:** Es importante revisar el tiempo en el computador ya que el programa almacena los datos de acuerdo a este tiempo y si se cuenta con otros cronómetros es necesaria su sincronización antes de iniciar la prueba.

d. Durante la inyección se deben medir los volúmenes de agua producidos en tubos de ensayo, llevando la sumatoria del agua total inyectada. Se debe recordar que para cada tasa se inyectan tres volúmenes porosos de agua en los cuales se debe estabilizar el delta de presión medido por el transductor de presión smar. Esta sumatoria permite llevar un control del volumen de agua presente en el cilindro. Se debe tener listo el otro cilindro lleno con agua en caso de que se acabe.

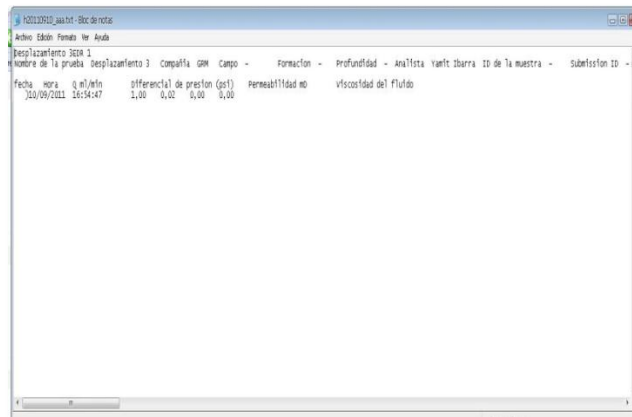
- e. El programa de control del EDR no grafica los datos en tiempo real, por lo tanto es necesario que el laboratorista se dirija a la carpeta C:/ del computador donde se almacenan. Como se observa en la figura B23.

**Figura B23.** Ubicación de los datos almacenados.



- f. En el disco C:/ se encuentra una carpeta llamada "Archivos", se hace clic sobre ella donde se mostrará un archivo con el formato de nombre: "h año mes día \_aaa.txt" donde están almacenados los datos tomados y los datos calculados por el programa como se muestra en la figura B24.

**Figura B24.** Archivo .txt de almacenamiento de datos



Para efectos de la prueba, es importante visualizar los datos mediante una gráfica, por lo tanto, el archivo “.txt” debe ser abierto en Microsoft Excel, haciendo clic derecho sobre el nombre del archivo y “abrir con – Microsoft Excel”. En este archivo se muestran los datos en el siguiente orden: Fecha, hora, caudal, diferencial de presión, permeabilidad y viscosidad. (Ver figura B25 )

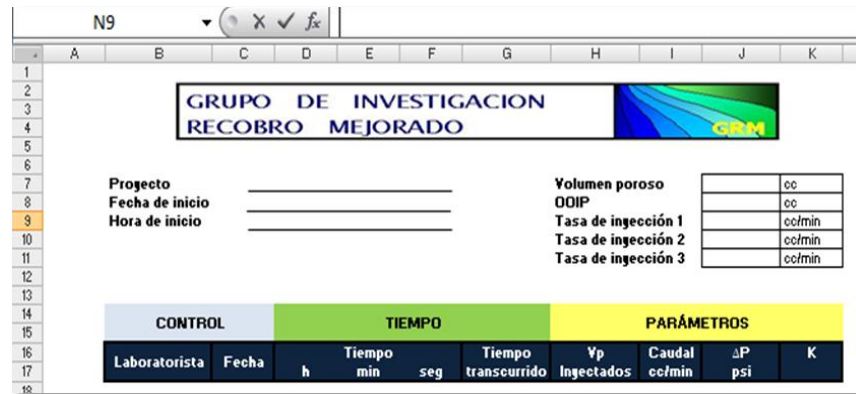
Figura B25. Datos mostrados en Microsoft Excel

1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7
4	5	6	7	8	9	10
10/09/2011	16:54:47	1	0,02	0	0	
10/09/2011	16:53:40	1	0,03	0	0	

- g. Se debe tener especial cuidado con el almacenamiento y manejo de los datos, el programa ha sido diseñado para generar un archivo “.txt” cada día. Por lo tanto, se deben copiar y pegar a parte, en un archivo de Excel (como el mostrado en la figura B26) los datos almacenados durante el día o de lo contrario, el programa re escribe los datos que toma el transductor de presión sobre los ya existentes.
- h. Para calcular la permeabilidad absoluta se debe graficar el delta de presión versus los volúmenes porosos inyectados como se muestra en la figura B27. Los volúmenes porosos inyectados por tasa son tres, sin embargo, si se lleva un control de los datos en tiempo real, se puede observar si el delta de presión medido se estabiliza. Si esto sucede antes de haber inyectado 3 volúmenes porosos se puede pasar a la medición de la permeabilidad con una tasa de 10

cc/min. Se vuelven a inyectar 3 volúmenes porosos más, se registran los datos y se calcula la permeabilidad para esta tasa. Una vez más se sube la tasa a 15 cc/min y se repite el procedimiento explicado anteriormente.

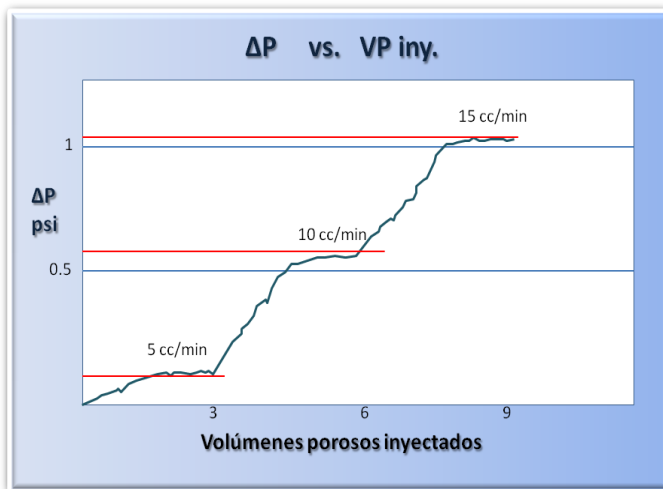
**Figura B26.** Manejo de la información en Microsoft Excel



- i. Para calcular la permeabilidad se debe tomar un delta de presión promedio de la zona estabilizada como se muestra en la figura B27. El delta estabilizado es simplemente una tendencia, no es un solo valor, ya que éste siempre va a oscilar, sin embargo, y para efectos del cálculo se toma un valor promedio para cada tasa. Los valores para el delta de presión se reemplazan en la ecuación de Muskat presentada en el capítulo 2, obteniéndose tres valores muy similares para la permeabilidad, el valor final es el promedio entre estos tres valores calculados.

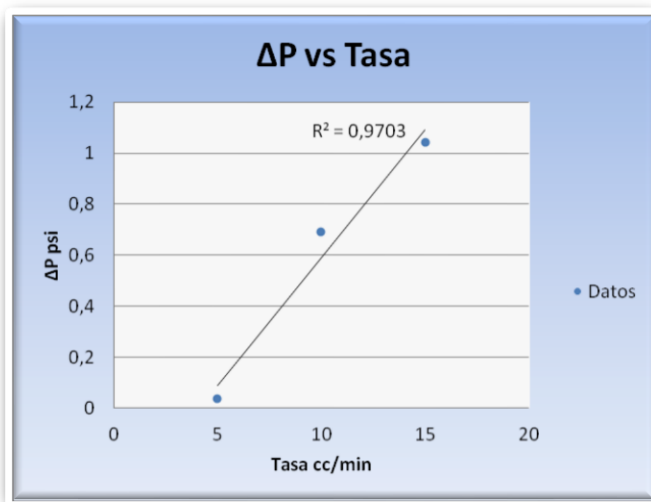
**Nota:** El programa internamente también calcula la permeabilidad para cada delta de presión, por lo tanto es posible hallar la permeabilidad del medio poroso tomando un promedio de todas las permeabilidades calculadas durante la región donde el delta de presión se comporta de manera estable.

**Figura B27.** Delta de presión versus volúmenes porosos inyectados.



- j. La permeabilidad calculada para las tres tasas debe ser muy similar, dado que a mayor caudal, mayor delta de presión existe entre el fluido de inyección y producción. Por tal razón y como un método para supervisar que los cálculos son coherentes y que el delta de presión promedio tomado para cada tasa son correctos, se debe hacer una regresión lineal de delta de presión versus tasa como se observa en la figura B28.

**Figura B28.** Regresión lineal en los diferenciales de presión.



El factor R debe ser aproximadamente 1, lo que significa que los deltas de presión tomados son correctos. Si el factor de regresión es malo, se deben revisar los deltas de presión tomados para las tres tasas y volver a realizar los cálculos.

## **B5. SATURACIÓN CON ACEITE DEL MEDIO POROSO**

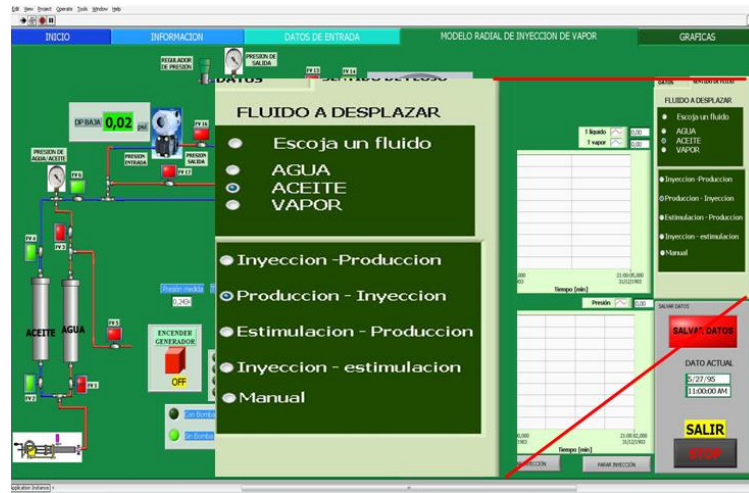
Una vez el medio poroso ha sido saturado con agua y se ha determinado la permeabilidad absoluta (procedimiento B4) se debe saturar con aceite. Aprovechando que el aceite es menos denso que el agua, la saturación a diferencia de la del agua, se debe realizar desde la parte superior del medio poroso en posición vertical hasta la parte inferior, de esta manera el barrido del aceite es más uniforme en el medio poroso durante la saturación. Para realizar esta operación se debe seguir el procedimiento explicado a continuación.

- a. Antes de iniciar la saturación con aceite se debe purgar el sistema hidráulico con el fin de extraer el agua que se encuentra en él. Para ello se deben realizar los pasos i y h del procedimiento B2 (purga de líneas) omitiendo el llenado de las cámaras del transductor de presión smar.

Luego, en la interfaz gráfica de control se selecciona la dirección de flujo “producción – inyección” dejando el aceite como fluido de inyección como se muestra en la figura B29. En este caso, y como se muestra en la figura B15 del procedimiento B2, se inyecta el aceite por la línea de producción y se recolecta el agua producida por la línea de inyección.

- b. Se conectan las líneas al porta medio poroso, colocando la de inyección en la parte inferior y la de producción en la parte superior.

**Figura B29.** Interfaz gráfica, dirección de flujo “producción – inyección”.



**Fuente:** Sistema de control EDR, GRM UIS

- c. Se inicia la saturación de aceite bombeándolo a una tasa inicial de 0.2 cc/min. Se debe recolectar el fluido producido, que probablemente es aceite inicialmente, que se encuentra en la línea de inyección remanente de la purga hecha al comienzo del procedimiento. Un poco tiempo después, sólo empezará a producir agua. El agua producida debe ser recolectada en tubos de ensayo o en una probeta sin olvidar anotar en la bitácora los volúmenes producidos y el tiempo en cual se cambia cada tubo. Luego se recomienda subir la tasa a 0.5 cc/min de manera similar como se saturó con agua en el procedimiento B3, luego, se baja la tasa a 0,2 cc/min cuando el aceite se aproxime al pozo inferior. Durante la saturación con aceite no se puede identificar donde se encuentra el frente, por tal razón se debe estimar el tiempo de cambio de tasa de acuerdo al tomado para la saturación con agua. Estos tiempos cambian dependiendo el medio poroso.
- d. Un tiempo más tarde el aceite debe irrumpir por la parte inferior, a partir de este momento se deben tomar los datos tanto de agua como aceite producidos. Se debe bombear aceite hasta que no se produzca agua o la

producción de esta sea mínima (0.1 cc aproximadamente). Para ello se recomienda subir la tasa nuevamente a 0.5 cc/min ya que este proceso toma bastante tiempo.

- e. Posteriormente se deben sumar los volúmenes de agua producidos durante todo el desplazamiento.
- f. Con la ecuación 2 se calcula la saturación de agua irreducible así:

$$S_{wir} = \left( \frac{VP - (V_{w_{prod}} + V_m)}{VP} \right) 100 \quad \text{Ec. 2}$$

Donde

$VP$  es Volumen poroso (Ec. 1).

$S_{wir}$  es Saturación de agua irreducible.

$V_{w_{prod}}$  Volumen de agua producida en el desplazamiento.

$V_m$  Volumen muerto (línea de producción)

- g. Finalizando este procedimiento se pone el porta medio poroso en posición horizontal y se continúa con el procedimiento B4 explicado anteriormente, teniendo en cuenta que el sentido de flujo seleccionado en el sistema de control del EDR debe ser producción - inyección.

## **B6. DESPLAZAMIENTO CON AGUA**

Una vez se ha saturado el medio poroso con agua y con aceite, y se ha calculado la saturación de agua irreducible es posible iniciar la prueba de desplazamiento. Para ello se explica un procedimiento a continuación:

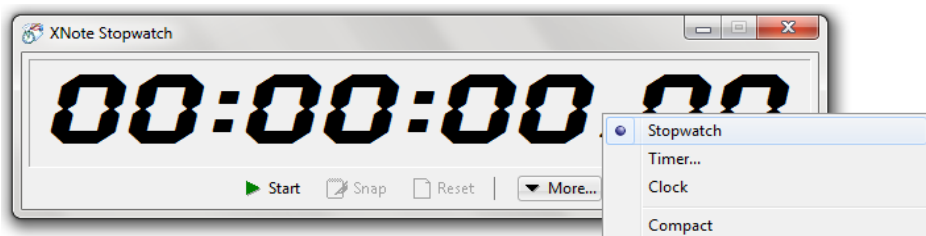
- a. Se debe purgar el sistema hidráulico como se explica en el procedimiento B2, exceptuando el llenado de las cámaras del smar. Se activa el sentido de flujo inyección – producción.

**Nota:** Las líneas de teflón y/o metálicas que van conectadas desde el sistema hidráulico hasta el porta medio poroso se incluyen en la purga.

- b. El porta medio poroso debe estar en posición horizontal, cuando se haya purgado el sistema hidráulico se conectan las líneas. La línea de inyección debe estar llena con agua, de esa manera se garantiza que no entre aire al medio poroso.
- c. Se bombea el agua a 0.5 cc/min e inmediatamente se activan los cronómetros.
- d. **Cronómetros:** Para la prueba de desplazamiento se debe contar con dos cronómetros. Se recomienda trabajar con el software “XNote Stopwatch” que presenta diferentes maneras de contabilizar el tiempo y facilita el control para la toma de datos durante la prueba de desplazamiento.

**Cronómetro A:** Debe llevarse para la contabilización del tiempo total, desde el inicio hasta el final del desplazamiento. Se debe activar la opción Stopwatch como se muestra en la figura B30.

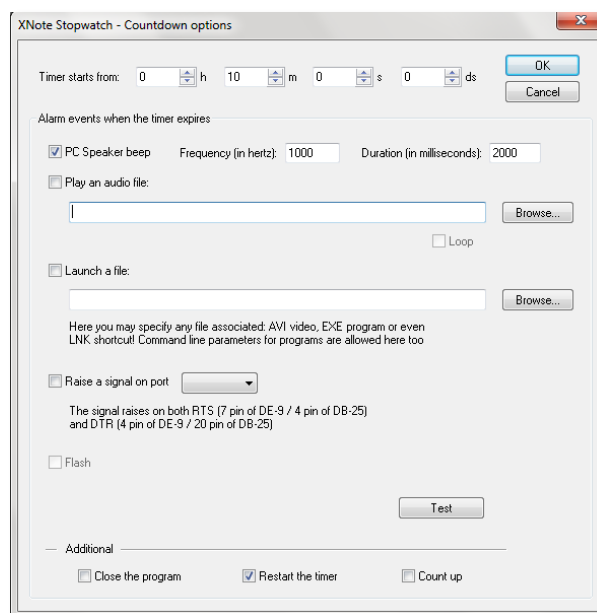
**Figura B30.** Configuración del cronómetro A.



**Fuente:** Software XNote Stopwatch.

**Cronómetro B:** Se debe llevar para contabilizar el tiempo cada diez minutos donde se toma el volumen de fluidos producidos en los tubos de ensayo. Para este cronómetro se debe activar la opción “Timer” que se muestra en la figura B30. Su configuración se debe hacer como se muestra en la figura B31.

**Figura B31.** Configuración del cronómetro B.



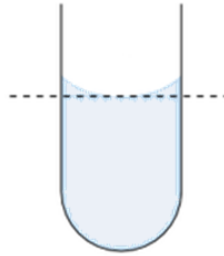
**Fuente:** Software XNote Stopwatch.

Se fija el cronómetro en diez minutos, se activa el “PC Speaker Beep” y se debe seleccionar “Restart the time”. Mediante esta configuración se activa la alarma cada 10 minutos. Ambos cronómetros deben ser activados al mismo tiempo que se inicia la inyección dando clic sobre el botón “Start” mostrado en la figura B30

- e. **Medición de los volúmenes:** Una prueba de desplazamiento requiere de dos o más técnicos de laboratorio dado que el tiempo de duración es extenso. Por lo tanto, los volúmenes producidos deben ser tomados mediante el procedimiento estándar que se describe a continuación.

El nivel de los fluidos producidos forma un menisco en el tubo de ensayo, por lo tanto, el volumen tomado debe ser la parte inferior de éste como se muestra en la figura B32.

**Figura B32.** Medición del volumen producido en el tubo de ensayo.



Como se mencionó anteriormente, se deben tomar datos cada 10 minutos, sin embargo, después del tiempo de ruptura se toman los datos cada 20 minutos y después de dejar reposar los fluidos producidos por un minuto, ya que se recién son producidos forman una emulsión entre ellos lo que hace confusa la lectura. Dado el extenso tiempo que toma la prueba, y de acuerdo a la figura B33, a partir de la línea roja se toman los datos cada 20 minutos en probetas de 20 ml dado que volúmenes tan pequeños menores a un mililitro son difíciles de leer en los tubos de ensayo de 13 ml. Por otra parte, cuando la prueba supere las 33 horas se recomienda usar una probeta de 500 ml para recolectar los fluidos producidos. Cuando el aceite producido disminuya hasta llegar a una tasa 0,1 cc/min se detiene la prueba y se calcula la saturación de aceite residual mediante la siguiente ecuación:

$$S_{or} = \left( 1 - \left( S_{wir} - \frac{V_{op} + V_m}{V_P} \right) \right) 100 \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

$S_{or}$  Es la saturación de aceite residual

$S_{wir}$  Es la saturación de agua irreducible

$V_{op}$  Volumen de aceite producido durante el desplazamiento

$V_m$  Volumen muerto

$VP$  Volumen poroso

- f. Para llevar un control del comportamiento de la prueba se deben graficar los datos obtenidos en una hoja de Excel en tiempo real.
- g. Una vez se alcanza la saturación de aceite residual se calcula la permeabilidad efectiva al agua manteniendo el porta medio poroso en posición horizontal de misma manera como se explica en el procedimiento B5.

**Figura B33.** Medición de volúmenes durante la prueba de desplazamiento.

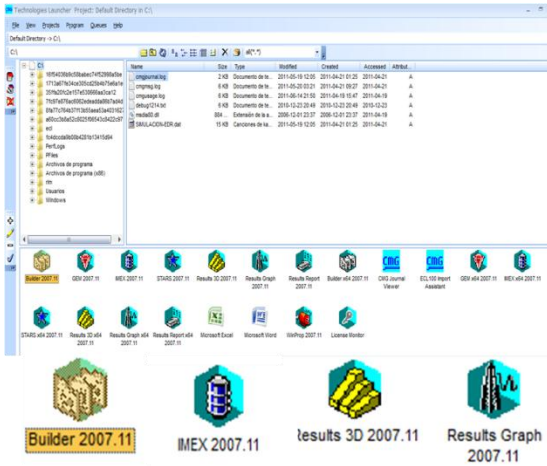


## ANEXO C

### GUÍA DE CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL EDR SIMULADOR IMEX – CMG

La construcción del modelo de simulación inicia con la creación del archivo “.dat”. Para ello se abre la herramienta builder que se encuentra junto con los demás programas en el launcher del simulador CMG. Para el caso de estudio se manejan las herramientas builder, results graph y results 3D y el simulador IMEX, cuyos íconos se muestran en la figura B1 junto con el launcher.

Figura C1. Launcher CMG 2010.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

El procesador Builder 2010 se compone de siete secciones: “I/O Control”, “Reservoir”, “Components”, “Rock-Fluid”, “Initial Conditions”, “Numerical”, y “Wells & Recurrents”, donde cada una de ellas agrupa un tipo de información específica para la construcción del modelo de simulación.

Para la construcción del modelo de simulación se siguió el orden de las siete secciones presentes en Builder 2010. A continuación se describe cada una de ellas brevemente.

**I/O Control:** En esta sección se ingresa la información que identifica la corrida de simulación y selecciona el tipo de información que debe aparecer en los archivos de salida.

**Reservoir:** En esta sección se ingresa la información correspondiente a las características del medio poroso y su estructura, de tal manera que tanto el grid de simulación como sus propiedades puedan ser definidas. En esta sección se definen propiedades como: porosidad, permeabilidad, espesor, topes, compresibilidad de la roca etc.

**Components:** contiene toda la información concerniente al número, tipo y características de los componentes que representan el comportamiento de los fluidos del medio poroso. En esta sección se ingresa información como: tipo de modelo (una, dos o tres fases), PVT, temperatura del yacimiento y densidad de los fluidos.

**Rock- Fluid:** Se ingresan los datos correspondientes a las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar mediante las cuales se representa la interacción entre los fluidos y la roca del yacimiento.

**Initial Conditions:** se selecciona el método de cálculo para las saturaciones de cada uno de los bloques del grid de simulación y se ingresan los parámetros necesarios para realizar dicho cálculo.

**Numerical:** se definen los parámetros que controlan los cálculos numéricos del simulador, tales como intervalos de tiempo, solución iterativa de ecuaciones de

flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce durante la simulación.

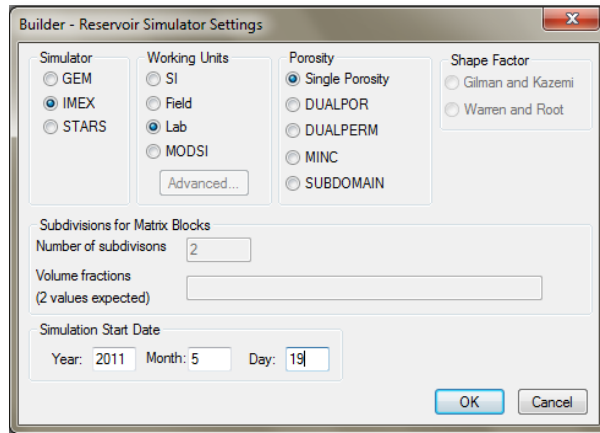
**Wells & Recurrents:** En esta sección se localizan los pozos existentes en el grid de simulación, asignándole a cada uno de ellos los intervalos perforados. Además, se define cada uno de los eventos establecidos dentro del programa de simulación. Un evento es una especificación de carácter operativo que depende del tiempo, por ejemplo, la producción o cierre de un pozo.

Una vez se ha ingresado toda la información necesaria para la construcción del modelo de simulación, éste es cargado al simulador IMEX, generándose de esta manera los archivos de salida que contienen los resultados de la simulación. Los resultados pueden ser observados para su análisis en los post procesadores Results Graph y Results 3D de CMG. El Results Graph permite al usuario acceder a los resultados de la simulación en forma de curvas, mientras que el Results 3D muestra los resultados de la simulación en gráficas en dos o tres dimensiones en las cuales se puede observar la variación de las propiedades del medio poroso durante el tiempo de simulación.

Una vez en builder, cuya imagen y descripción se encuentran en el capítulo 3, se debe realizar la configuración inicial del modelo de simulación; para ello, tal y como se muestra en la figura B2 se deben especificar la unidades de trabajo, el simulador que procesará la data creada, el tipo de porosidad y la fecha de inicio de la simulación. Estos datos iniciales no pueden ser cambiados posteriormente.

Una vez realizada la configuración inicial, se presenta la interface del procesador builder, en la cual se encuentran las secciones en las que se ingresa la información para la construcción del modelo.

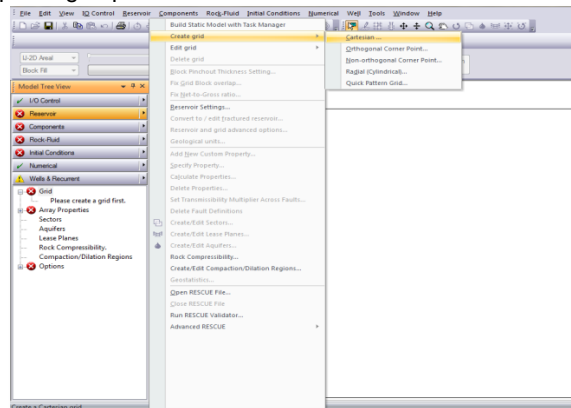
**Figura C2.** Configuración inicial del modelo de simulación.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

El primer procedimiento a seguir es la construcción del grid de simulación. Para ello en la sección “Reservoir” se encuentra un link que permite crear el grid como se muestra en la figura C3. Para el caso de estudio se implementó un grid cartesiano.

**Figura C3.** Selección del tipo de grid para el modelo de simulación.

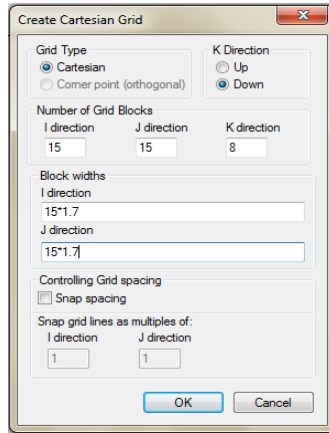


**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Una vez es seleccionado el tipo de grid se despliega una ventana como la que se muestra en la figura C4. En esta ventana se especifica la dirección en K, el número de celdas en las direcciones I, J, K y la longitud de las celdas en la

dirección J y K. Cuando las dimensiones del grid han sido definidas, aparece una imagen areal del grid de simulación, esta imagen es blanca y negra lo que significa que las propiedades del grid como porosidad, permeabilidad y espesor de la capas no han sido definidas.

**Figura C4.** Creación del grid de simulación.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Para la definición de las propiedades del grid se ingresa a la sección “Reservoir”, “Array Properties” donde se muestra una ventana como la figura C5.

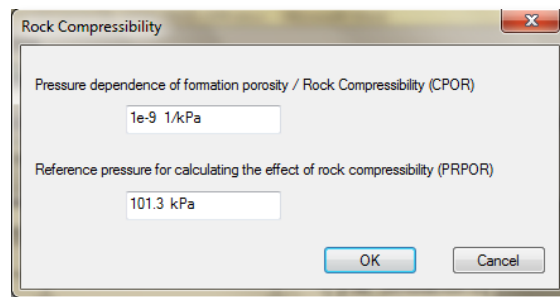
**Figura C5.** Propiedades del grid de simulación.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay
UNITS:	cm	cm		md	md	md	
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	
Whole Grid			0.345	6361	6361	6361	
Layer 1	0	0.45					
Layer 2		0.45					
Layer 3		0.45					
Layer 4		0.45					
Layer 5		0.45					
Layer 6		0.45					
Layer 7		0.45					
Layer 8		0.45					

**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

En la misma sección, en ícono “Rock Compresibility” se debe definir la compresibilidad de la roca y la presión de referencia como se muestra en la figura B6. Las propiedades en cada una de las secciones son válidas una vez los círculos rojos con una “x” blanca en el centro cambien por signo “visto bueno” en color verde.

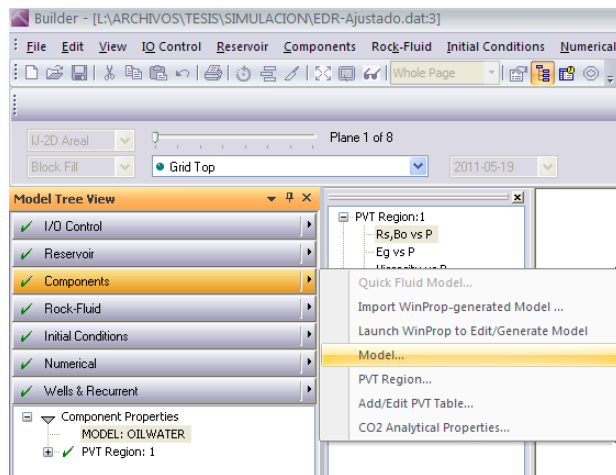
**Figura C6.** Definición de la compresibilidad de la roca.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Posteriormente, en la sección “Components” como se muestra en la figura C7 se selecciona el modelo de fluidos.

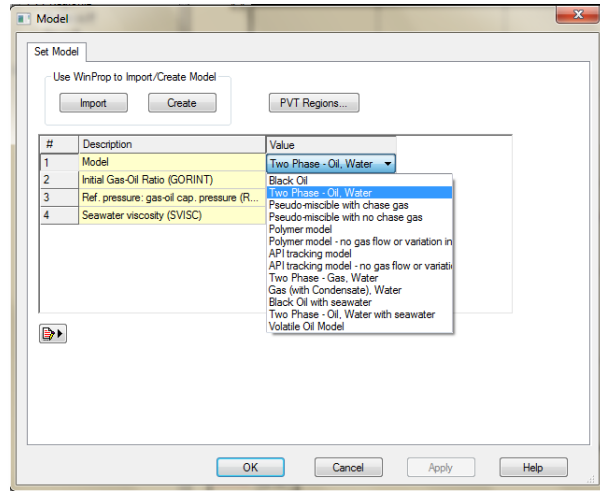
**Figura C7.** Sección “Components”, Builder 2010.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Inmediatamente se despliega una ventana como la que se muestra en la figura C8, en la cual se selecciona el modelo “Two Phase – Oil Water”, que aplica para el caso de estudio.

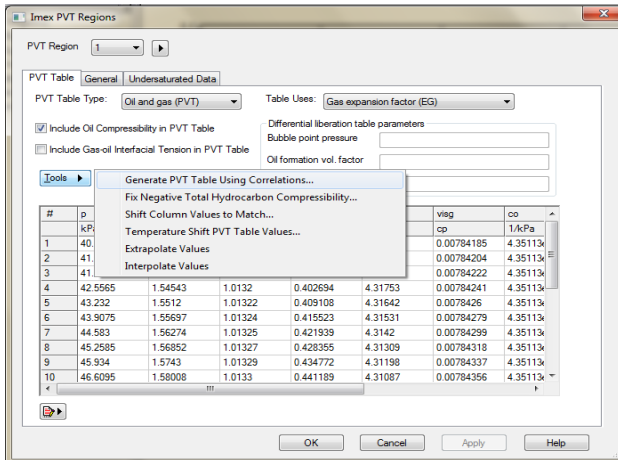
**Figura C8.** Selección del modelo de fluidos.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

En el mismo menú mostrado en la figura C7, se selcciona “PVT Regions” con el fin de crear la data con las propiedades PVT. Se debe desplegar una ventana como la mostrada en la figura C9.

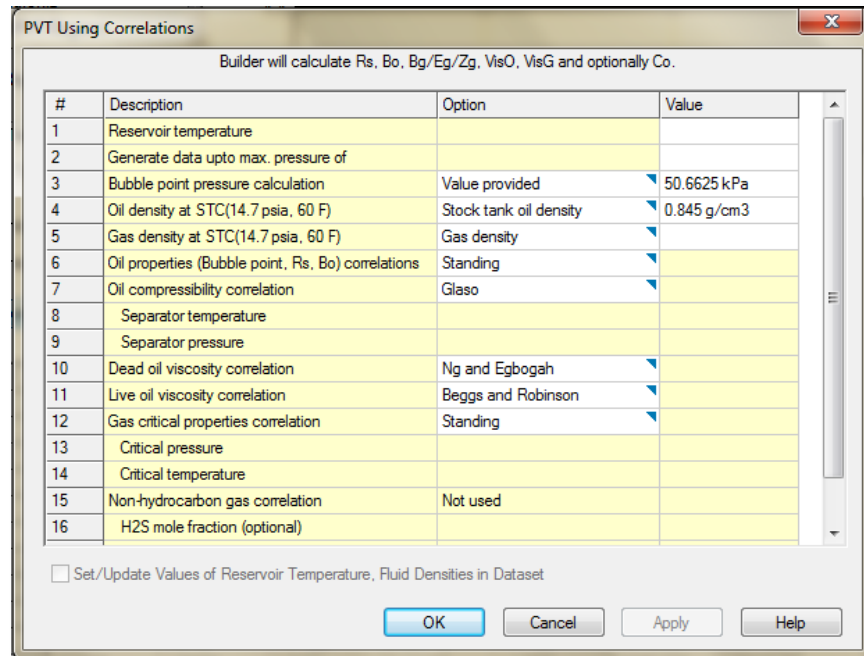
**Figura C9.** Generación de las propiedades PVT mediante correlaciones.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Luego se hace clic sobre “Tools”, “Create PVT Table Using Correlations” para desplegar la ventana mostrada en la figura C10. Ingresando los datos mostrados en la tablas 10 y 11 del capítulo 3 el modelo PVT es creado.

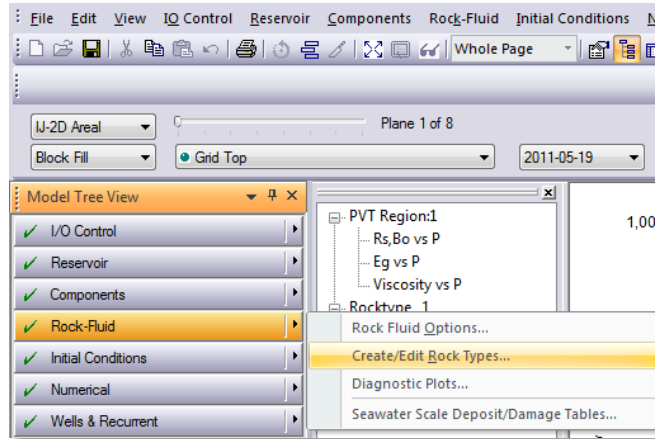
**Figura C10.** Ingreso de datos para la generación del modelo PVT mediante correlaciones.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Una vez creado del modelo PVT se deben crear las curvas de permeabilidad relativa. Para el caso de estudio se crearon mediante el ajuste histórico, en el cual se encontraron los end points que permitieron reproducir el comportamiento de producción de agua y aceite de la prueba experimental. Para iniciar el proceso se hace clic en la sección “Rock – Fluid” y se selecciona el ítem “Create/Edit Rock Types” como se muestra en la figura C11.

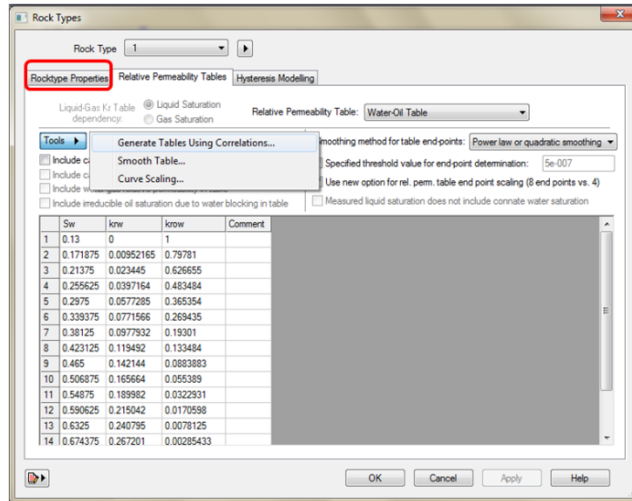
**Figura C11.** Sección Rock - Fluid



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Se debe desplegar una ventana como la mostrada en la figura C12. En la pestaña encerrada en rojo “Rocktype Properties” se selecciona “Water Wet”. Luego, en la pestaña “Relative Permeability Tables” se hace clic sobre “Tools”, “Generate Tables Using Correlations” como se muestra en la misma figura.

**Figura C12.** Generación de las curvas de permeabilidad relativa.

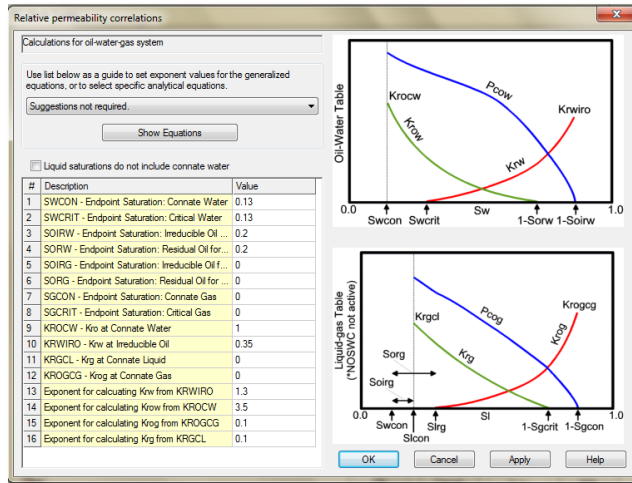


**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Al hacer clic debe aparecer una ventana como la mostrada en la figura C13, en la cual, son ingresados los diferentes parámetros necesarios para la generación de

las curvas. Para los modelos finales se ingresaron los datos mostrados en la tabla 17 del capítulo 3.

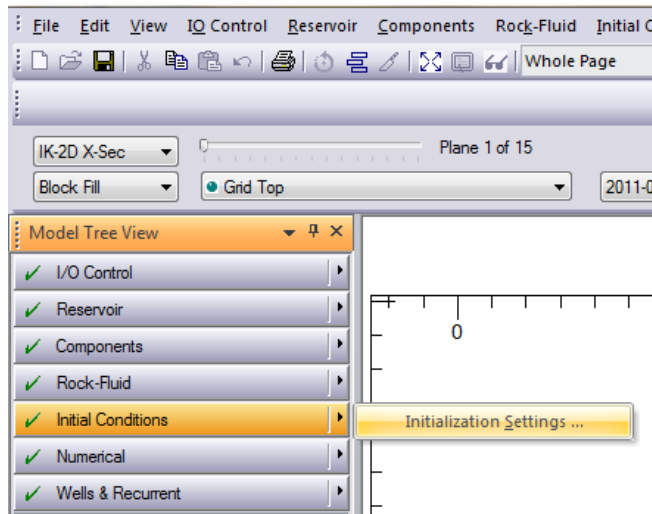
**Figura C13.** Generación de las curvas de permeabilidad relativa.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Para la realización de los cálculos el simulador requiere de la definición de las condiciones iniciales. Para ejecutar dicha tarea se debe hacer clic en la sección “Initial Conditions”, “Initialization Settings” como se muestra en la figura C14.

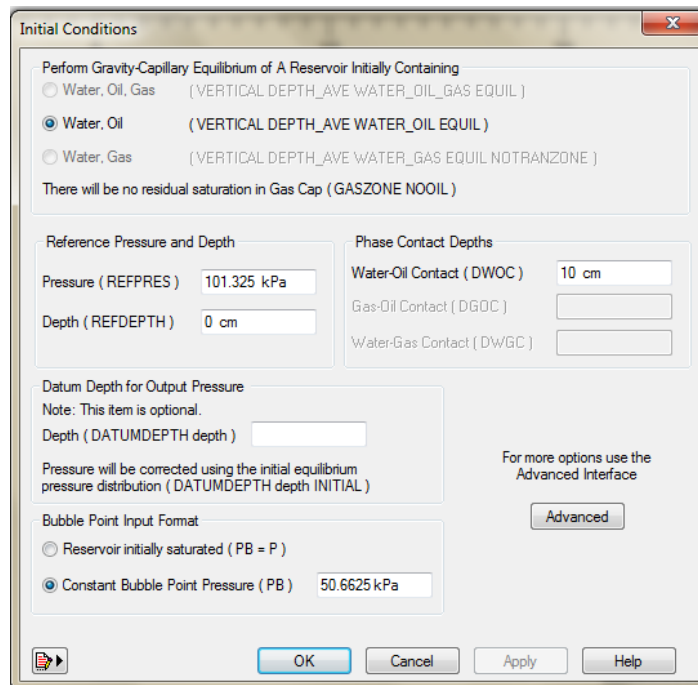
**Figura C14.** Condiciones Iniciales.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

La ventana mostrada en la figura C15 se despliega, en la cual se ingresa la presión y la profundidad de referencia, además se ingresa la profundidad del contacto agua petróleo, que como se mencionó en el capítulo 3, equivale a 10 cm lo cual representa la ausencia del contacto agua petróleo en el EDR.

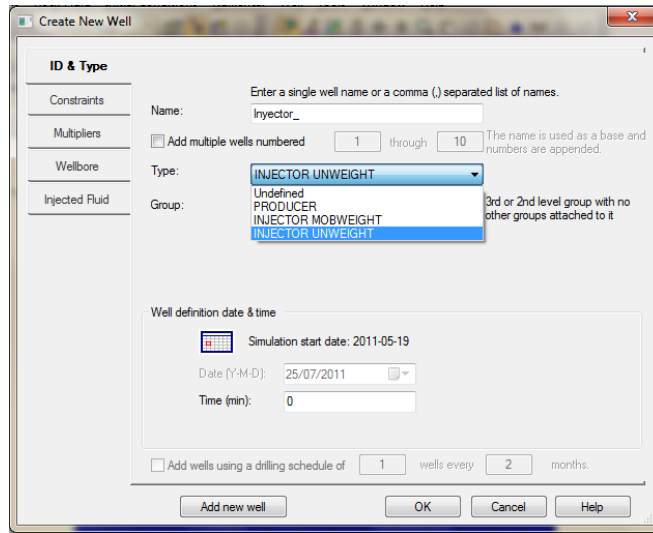
**Figura C15.** Ventana para la definición de las condiciones iniciales.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Finalmente se deben crear los pozos inyector y productor y las fechas para las cuales se realizan los cálculos en el simulador. Para ello se hace clic en la sección “Wells & Recurrent” y luego en “New Well” de manera similar como se muestra en la figura C14. Se debe desplegar una ventana similar a la mostrada en la figura C16. En este ejemplo se presenta la creación del pozo inyector, en el cual, se ingresa su nombre y el tipo de pozo. En esta misma ventana, en la pestaña “Injected Fluid” se selecciona “Water”. Para la construcción del pozo productor se hace de manera similar con la diferencia que el tipo de pozo es “PRODUCER” opción que también se muestra en la lista desplegada de la figura C16.

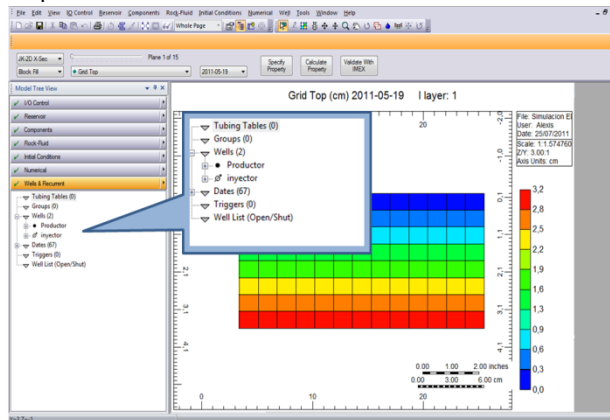
**Figura C16.** Creación de los pozos.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Cuando los pozos han sido creados aparecen unos íconos en la parte izquierda de la ventana como se muestra en la figura C17. Sin embargo, los pozos no han sido ubicados en el grid de simulación. Para realizar esta tarea se despliega la lista de cada pozo, haciendo clic en el cuadro con un “+” en su interior, ubicado a la izquierda de cada pozo. En esta lista se encuentra la sección para crear las perforaciones de cada pozo en el grid y las fechas en las cuales operan.

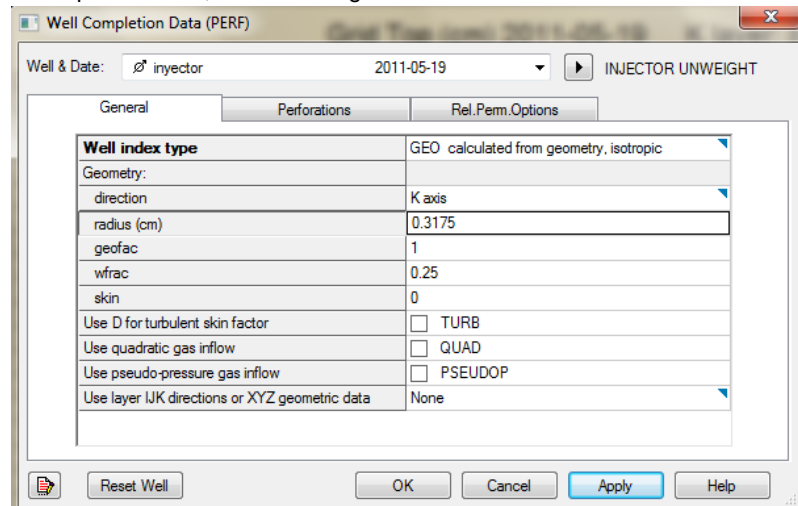
**Figura C17.** Creación de los pozos.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Posteriormente, en la lista desplegada, se hace clic en la sección “Fecha PERF”, allí se muestra una ventana como en la figura C18. Como se puede observar en dicha figura, hay dos secciones importantes que son “General” y “Perforations”

**Figura C18.** Well Completion Data, información general.

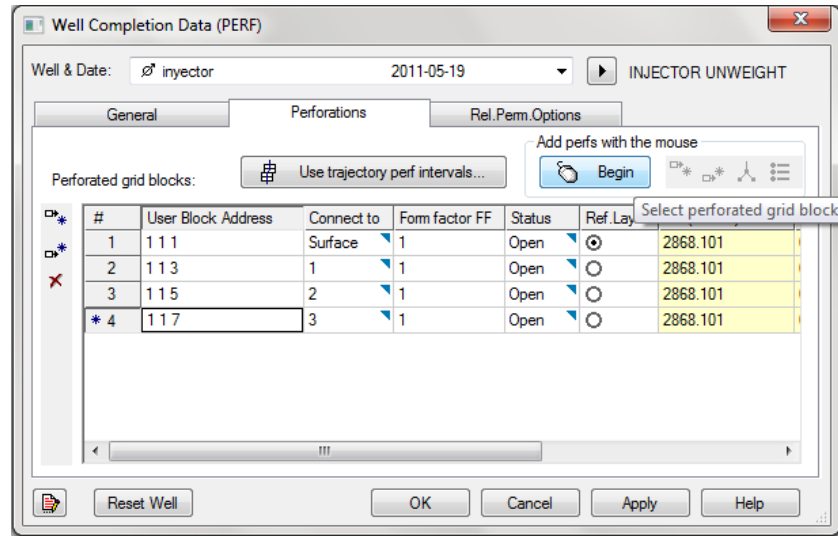


**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

El Well index type seleccionado fue “GEO calculated from geometry, isotropic” Debido a que las propiedades como porosidad y permeabilidad se toman como si no cambiasen en ninguna de las direcciones. El “wfrac” es igual a 0.25 lo que significa que el pozo está presente en un cuarto de su circunferencia total dentro del grid.

Posteriormente, en la pestaña “perforations” como se muestra en la figura C19, pueden hacerse las perforaciones en las capas del grid. Esta tarea se ejecuta haciendo clic sobre el botón “Begin” y marcando cada una de las celdas en donde se desee ubicar una perforación ó también puede hacerse escribiendo directamente en la ventana las coordenadas de las perforaciones a realizar.

**Figura C19.** Well Completion Data, creación de las perforaciones.

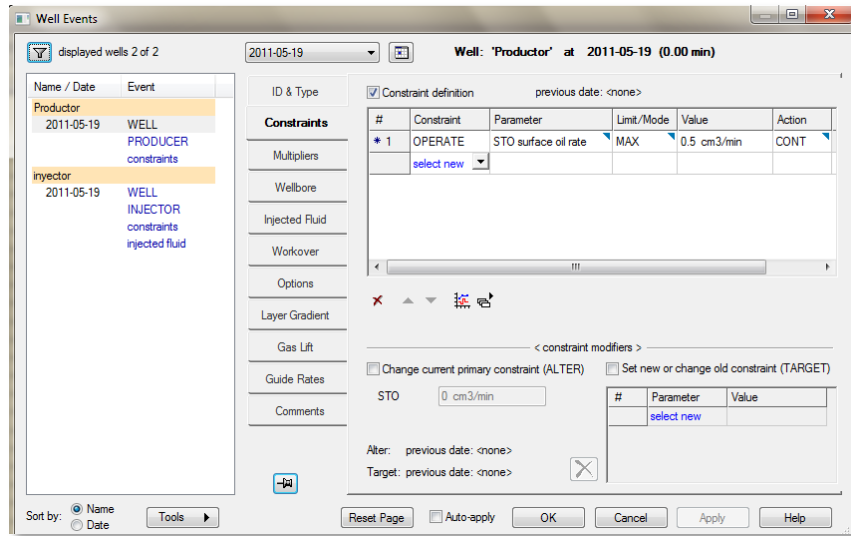


**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Una vez ha sido creado el completamiento de los pozos es necesario definir las condiciones y/o restricciones de operación de los mismos. Para tal fin, se hace clic en “Wells( )” que se encuentra en la lista señalada en la figura C17. Se debe desplegar una ventana como la que se observa en la figura C20. En esta ventana se hace clic en la pestaña “Constraints” donde se definen las condiciones de operación de los pozos.

En la figura C20 se muestra el ejemplo para las condiciones del pozo productor, el cual es de tipo operativo, el parámetro a controlar en el caso de estudio es la tasa de producción de aceite en superficie a 0.5 cm<sup>3</sup>/min. Para las restricciones en el pozo inyector se procede de manera similar, solamente que en este caso el parámetro controlado es la tasa de agua en superficie a 0.5 cm<sup>3</sup>/min.

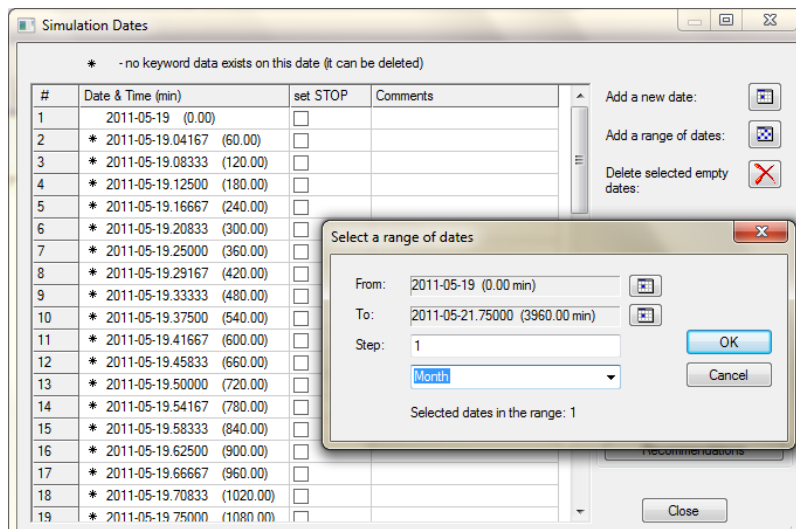
**Figura C20.** Restricciones en los pozos.



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Posteriormente, se deben crear los eventos, es decir, cuando un pozo es perforado, cuando entra en producción o en qué día se inicia la inyección del fluido. En el caso de estudio la creación de los eventos es sencilla porque todo ocurre en el mismo tiempo; al inicio de la prueba (0.0 min) Ver figura C21.

**Figura C21.** Eventos de la simulación.

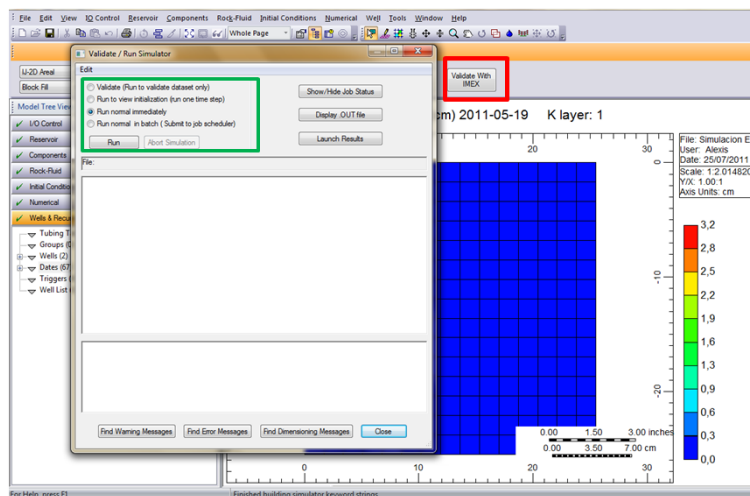


**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

Para crear los eventos se hace clic en la misma sección donde se crearon los pozos “Wells & Recurrent”, luego se hace clic en “Dates” para desplegar una ventana como la que se observa en la figura C21. Al lado derecho, en la opción “Add a range of dates” se pueden crear cada una de las fechas para las cuales el simulador realiza los cálculos. El paso de tiempo seleccionado fue una hora. No debe olvidarse que una vez creadas las fechas se debe hacer clic sobre la última, esto indica al simulador que es hasta ahí donde tiene que hacer los cálculos.

Finalmente se guarda el archivo .dat que ha sido creado y se corre en el simulador IMEX como se observa en la figura C22 de la siguiente manera: primero se hace clic sobre el botón “Validate with IMEX” resaltado en rojo; de inmediato se abre la ventana mostrada en la figura C22 en la cual se selecciona la opción “Run normal immediately” que se encuentra dentro de la opciones resaltadas en el cuadro verde y luego se hace clic sobre el botón “Run”. Se debe revisar que la corrida de simulación no presente errores, de lo contrario se debe corregir el archivo .dat en la herramienta Builder. En caso que la corrida sea exitosa, se crean automáticamente cuatro archivos de extensiones: .irf, .log, .mrf y .out en el respectivo orden escritos anteriormente.

**Figura B22.** Corrida del archivo .dat en el simulador IMEX .



**Fuente:** Builder 2010, Computer Modelling Group, CMG.

## ANEXO D

### PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LA MUESTRA SISNTÉTICA UIS - 01 INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, ICP

La Tabla D1, presenta el resumen de los datos obtenidos durante la medición de las propiedades petrofísicas de la muestra. Las propiedades fueron estimadas a partir de los datos de producción del desplazamiento con agua tipo 1 sobre la muestra sintética UIS-1 saturada con ACPM, a condiciones de saturación irreducible.

**Tabla D1.** Propiedades petrofísicas, muestra UIS 01

Longitud (cm)	Diámetro (cm)	$\Phi$ (%)	K Absoluta al agua (mD)	K Efectiva al aceite (mD)	K Efectiva al agua (mD)	Swirr (%)	Sor (%)	Recobro (%)
6.166	3.773	35.5	13613	8334	2813	10.15	33.11	56.7

**Fuente:** Informe Final prueba permeabilidad relativa agua aceite estado no estable, Laboratorio de análisis petrofísicos del ICP, 2 de septiembre de 2011.

Las pruebas fueron realizadas usando el método de desplazamiento en estado no estable a tasa constante. A la muestra se le midieron sus propiedades petrofísicas básicas en el laboratorio de análisis petrofísicos básicos.

La muestra de alta permeabilidad (Permeabilidad Klinkenberg =15 Darcys) se saturó 100% con salmuera para determinar la permeabilidad absoluta al agua (Kabs= 13613 mD). La reducción de Permeabilidad Klinkenberg fue del 10%, el cual se considera como un valor normal para esta clase de muestras. De igual forma el valor de permeabilidad efectiva al aceite fue del 8334 mD y el valor de permeabilidad efectiva final al agua fue del 2813 mD.

## ANEXO E

### RESULTADOS EXPERIMENTALES EN LAS PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

#### E1. SATURACIÓN CON AGUA, PRIMERA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

**Proyecto** Saturación del medio poroso con agua  
**Fecha de inicio** 3 de Mayo 2011  
**Hora de inicio** 09:05 a.m.

CONTROL		TIEMPO				PARÁMETROS		OBSERVACIONES
Laboratorista	Fecha	h	Tiempo min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado	
Jonathan Celis	03/05/2011	0	0	0	0	0,2	0	Se inicia la saturación a una tasa de inyección de 0,2 cc/min
	03/05/2011	4	55	0	295	0,2	59,0	
	03/0905/201	10	35	20	635,33	0,2	127,1	Se deja saturando durante la noche a una tasa de 0,2 cc/min
Laura Celis	04/05/2011	22	20	48	1340,80	0,2	268,2	Se detiene la bomba. Se cambia la tasa a 0,5 cc/min. El frente ha pasado la tercera línea
	04/05/2011	24	43	8	1483,13	0,5	339,3	
	04/05/2011	28	15	35	1695,58	0,5	445,6	El frente alcanza la mitad del medio poroso.
Yamid Ibarra	04/05/2011	30	4	51	1804,85	0,5	500,2	
	04/05/2011	34	10	1	2050,02	0,5	622,8	Se alcanza la sexta línea. Se detiene la bomba. Se baja la tasa a 0,2 cc/min
Jonathan Celis	05/05/2011	46	30	4	2790,07	0,2	770,78	Se observa que el frente se mueve por los bordes de la esquina, a punto de llegar al pozo productor
	05/05/2011	47	20	16	2840,27	0,2	780,82	Sale la primera gota de agua por el pozo superior. Se detiene la bomba. Se observa una zona que no se ha saturado bien. Efecto de borde superior
	05/05/2011	48	20	16	2900,27	0,2	792,82	Se conecta la línea de producción y se recoge el agua en una probeta. Volumen en la probeta: 10 cc
	05/05/2011						781,6	Volumen que queda al restar los 10 cc de la probeta y 1,22 de volumen muerto.
	05/05/2011						785,6	Se saca el aire con una jeringa. Volumen de agua extraído por la jeringa 1 cc. Se conecta la línea de inyección a una probeta con agua. Agua succionada de la probeta después de extraer el aire = 5cc

## E2. SATURACIÓN CON ACEITE, PRIMERA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

Proyecto Saturación del medio poroso con ACPM  
 Fecha de inicio 6 de Mayo 2011  
 Hora de inicio 08:35 a.m.

VP	785,6 cc
Swir	13,03 %

TIEMPO			PARÁMETROS								OBSERVACIONES
h	Tiempo min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado	VP Inyectado	V. Agua cc	V. Aceite cc	V. Total Producido	Swir	
0	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	100	Se dejó saturando durante la noche, mediante el montaje que
6	30	50	390,83	0,2	78,17	0,10	70	0	70	91,1	
10	45	11	645,18	0,2	129,0	0,16	121	0	121	84,6	Se deja saturando durante la noche
20	17	43	1217,72	0,2	243,5	0,31	238	0	238	69,7	
22	22	43	1342,72	0,2	268,5	0,34	266	0	266	66,1	Se cambia la tasa a 0,5 cc/min
26	51	44	1611,73	0,5	404,5	0,51	400	0	400	49,1	
30	8	20	1808,33	0,5	502,8	0,64	500	0	500	36,4	Se cambia la tasa a 0,2 cc/min
31	50	0	1910,00	0,2	523,16	0,67	520	0	520	33,8	
33	25	12	2005,20	0,2	542,195	0,69	540	0	540	31,3	
35	9	42	2109,70	0,2	563,095	0,72	560	0	560	28,7	
38	34	39	2314,65	0,2	604,085	0,77	600	0	600	23,6	
40	1	13	2401,22	0,2	621,40	0,79	620	0	620	21,1	
41	41	43	2501,72	0,2	641,50	0,82	640	0	640	18,5	
42	49	35	2569,58	0,2	655,07	0,83	654,5	0,05	654,55	16,7	Se produce la primera gota de ACPM
43	59	3	2639,05	0,2	668,97	0,85	656,8	10,55	667,35	16,4	Tubo de ensayo 1
45	10	22	2710,37	0,2	683,23	0,87	659,1	21,4	680,5	16,1	Tubo de ensayo 2
46	20	24	2780,40	0,2	697,24	0,89	661,4	32,1	693,5	15,8	Tubo de ensayo 3
47	29	54	2849,90	0,2	711,14	0,91	663,7	42,8	706,5	15,5	Tubo de ensayo 4
48	39	33	2919,55	0,2	725,07	0,92	666	53,5	719,5	15,2	Tubo de ensayo 5
49	48	10	2988,17	0,2	738,79	0,94	668	64,5	732,5	15,0	Tubo de ensayo 6
50	57	39	3057,65	0,2	752,69	0,96	670	75,5	745,5	14,7	Tubo de ensayo 7
52	8	58	3128,97	0,2	766,95	0,98	671,8	86,7	758,5	14,5	Tubo de ensayo 8

TIEMPO			PARÁMETROS								OBSERVACIONES
h	Tiempo min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado	VP Inyectado	V. Agua cc	V. Aceite cc	V. Total Producido	Swir	
53	19	0	3199,00	0,2	780,96	0,99	673,6	97,9	771,5	14,3	Tubo de ensayo 9
54	28	30	3268,50	0,2	794,86	1,01	675,2	109,3	784,5	14,1	Tubo de ensayo 10
55	38	9	3338,15	0,2	808,79	1,03	676,6	120,9	797,5	13,9	Tubo de ensayo 11
56	46	46	3406,77	0,2	822,51	1,05	677,6	132,9	810,5	13,7	Tubo de ensayo 12
57	56	15	3476,25	0,2	836,41	1,06	678,4	145,1	823,5	13,6	Tubo de ensayo 13
59	7	34	3547,57	0,2	850,67	1,08	679,2	157,3	836,5	13,5	Tubo de ensayo 14
60	17	36	3617,60	0,2	864,68	1,10	679,8	169,7	849,5	13,5	Tubo de ensayo 15
61	27	6	3687,10	0,2	878,58	1,12	680,3	182,2	862,5	13,4	Tubo de ensayo 16
62	36	45	3756,75	0,2	892,51	1,14	680,8	194,7	875,5	13,3	Tubo de ensayo 17
63	45	22	3825,37	0,2	906,23	1,15	681	207,5	888,5	13,3	Tubo de ensayo 18
64	54	51	3894,85	0,2	920,13	1,17	681,3	220,2	901,5	13,3	Tubo de ensayo 19
66	6	10	3966,17	0,2	934,39	1,19	681,6	232,9	914,5	13,2	Tubo de ensayo 20
67	16	12	4036,20	0,2	948,40	1,21	681,8	245,7	927,5	13,2	Tubo de ensayo 21
68	25	42	4105,70	0,2	962,30	1,22	682	258,5	940,5	13,2	Tubo de ensayo 22
69	35	21	4175,35	0,2	976,23	1,24	682,2	271,3	953,5	13,2	Tubo de ensayo 23
70	43	58	4243,97	0,2	989,95	1,26	682,4	284,1	966,5	13,1	Tubo de ensayo 24
71	53	27	4313,45	0,2	1003,85	1,28	682,6	296,9	979,5	13,1	Tubo de ensayo 25
73	4	46	4384,77	0,2	1018,11	1,30	682,8	309,7	992,5	13,1	Tubo de ensayo 26
74	14	48	4454,80	0,2	1032,12	1,31	682,9	322,6	1005,5	13,1	Tubo de ensayo 27
75	24	18	4524,30	0,2	1046,02	1,33	683	335,5	1018,5	13,1	Tubo de ensayo 28
76	33	57	4593,95	0,2	1059,95	1,35	683,1	348,4	1031,5	13,0	Tubo de ensayo 29
77	42	34	4662,57	0,2	1073,67	1,37	683,15	361,35	1044,5	13,0	Tubo de ensayo 30
78	52	3	4732,05	0,2	1087,57	1,38	683,2	374,3	1057,5	13,0	Tubo de ensayo 31
80	3	22	4803,37	0,2	1101,83	1,40	683,25	387,25	1070,5	13,0	Tubo de ensayo 32

### E3. PRODUCCIÓN DE FLUIDOS, PRIMERA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

Proyecto	Inyección de agua	Fluido inyectado	Agua	Tasa de inyección	0,5 cc/min
Fecha de inicio		Fluido desplazado	ACPM	Volumen poroso	785,6 cc
Hora de inicio				OOIP	683,24 cc

TIEMPO					PRODUCCIÓN											INYECCIÓN	
N° Tubo	Tiempo		Tiempo transcurrido	ΔT min	Vo cc	Vw cc	Vcumo cc	Vcumw cc	VcumL cc	qo cc/min	qw cc/min	qL cc/min	Wcut %	FR	Viny cc	Vp iny	
	h	min															seg
T1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0	0,00	#DIV/0!	0,0	0,000	0,00	
T1	0	13	8	13,1	13,1	6,5	0	6,5	0	6,5	0,49	0	0,49	0,00	1,0	7	0,01
T1	0	25	26	25,4	12,3	6,5	0	13	0	13	0,53	0	0,53	0,00	1,9	13	0,02
T2	0	37	27	37,5	12,0	6,5	0	19,5	0	19,5	0,54	0	0,54	0,00	2,9	19	0,02
T2	0	49	37	49,6	12,2	6,5	0	26	0	26	0,53	0	0,53	0,00	3,8	25	0,03
T3	1	1	46	61,8	12,2	6,5	0	32,5	0	32,5	0,53	0	0,53	0,00	4,8	31	0,04
T3	1	14	8	74,1	12,4	6,5	0	39	0	39	0,53	0	0,53	0,00	5,7	37	0,05
T4	1	26	39	86,7	12,5	6,5	0	45,5	0	45,5	0,52	0	0,52	0,00	6,7	43	0,06
T4	1	39	17	99,3	12,6	6,5	0	52	0	52	0,51	0	0,51	0,00	7,6	50	0,06
T5	1	51	58	112,0	12,7	6,5	0	58,5	0	58,5	0,51	0	0,51	0,00	8,6	56	0,07
T5	2	4	34	124,6	12,6	6,5	0	65	0	65	0,52	0	0,52	0,00	9,5	62	0,08
T6	2	17	13	137,2	12,7	6,5	0	71,5	0	71,5	0,51	0	0,51	0,00	10,5	69	0,09
T6	2	30	2	150,0	12,8	6,5	0	78	0	78	0,51	0	0,51	0,00	11,4	75	0,10
T7	2	42	56	162,9	12,9	6,5	0	84,5	0	84,5	0,50	0	0,50	0,00	12,4	81	0,10
T7	2	55	33	175,6	12,6	6,5	0	91	0	91	0,52	0	0,52	0,00	13,3	88	0,11
T8	3	8	22	188,4	12,8	6,5	0	97,5	0	97,5	0,51	0	0,51	0,00	14,3	94	0,12
T8	3	21	15	201,3	12,9	6,5	0	104	0	104	0,50	0	0,50	0,00	15,2	101	0,13
T9	3	34	5	214,1	12,8	6,5	0	110,5	0	110,5	0,51	0	0,51	0,00	16,2	107	0,14
T9	3	46	44	226,7	12,7	6,5	0	117	0	117	0,51	0	0,51	0,00	17,1	113	0,14
T10	3	59	20	239,3	12,6	6,5	0	123,5	0	123,5	0,52	0	0,52	0,00	18,1	120	0,15
T10	4	11	52	251,9	12,5	6,5	0	130	0	130	0,52	0	0,52	0,00	19,0	126	0,16
T11	4	23	47	263,8	11,9	6,5	0	136,5	0	136,5	0,55	0	0,55	0,00	20,0	132	0,17
T11	4	36	34	276,6	12,8	6	0,5	142,5	0,5	143	0,47	0,04	0,51	7,69	20,9	138	0,18
T12	4	48	50	288,8	12,3	6	0,5	148,5	1	149,5	0,49	0,04	0,53	7,69	21,7	144	0,18
T12	5	2	0	302,0	13,2	6,5	0	155	1	156	0,49	0,00	0,49	0,00	22,7	151	0,19

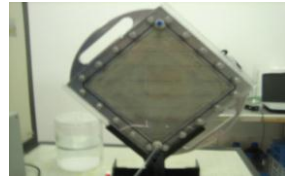
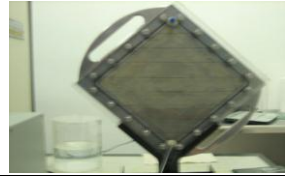
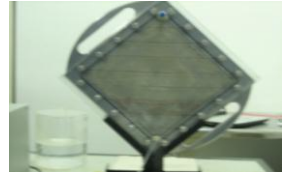
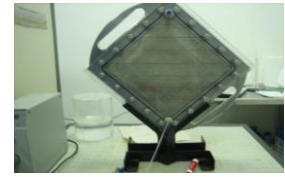
TIEMPO					PRODUCCIÓN										INYECCIÓN		
N° Tubo	h	Tiempo		Tiempo transcurrido	ΔT min	Vo cc	Vw cc	Vcumo cc	Vcumw cc	VcumL cc	qo cc/min	qw cc/min	qL cc/min	Wcut %	FR	Viny cc	Vp iny
		min	seg														
T13	5	14	29	314,5	12,5	5,7	0,3	160,7	1,3	162	0,46	0,02	0,48	5,00	23,5	157	0,20
T13	5	26	50	326,8	12,4	6,8	0,2	167,5	1,5	169	0,55	0,02	0,57	2,86	24,5	163	0,21
T14	5	39	10	339,2	12,3	5,7	0,3	173,2	1,8	175	0,46	0,02	0,49	5,00	25,3	170	0,22
T14	5	51	46	351,8	12,6	6,6	0,4	179,8	2,2	182	0,52	0,03	0,56	5,71	26,3	176	0,22
T15	6	4	17	364,3	12,5	5,7	0,3	185,5	2,5	188	0,46	0,02	0,48	5,00	27,2	182	0,23
T15	6	17	0	377,0	12,7	6,3	0,7	191,8	3,2	195	0,50	0,06	0,55	10,00	28,1	189	0,24
T16	6	29	42	389,7	12,7	6	0,5	197,8	3,7	201,5	0,47	0,04	0,51	7,69	29,0	195	0,25
T16	6	41	55	401,9	12,2	6	0,5	203,8	4,2	208	0,49	0,04	0,53	7,69	29,8	201	0,26
T17	6	54	17	414,3	12,4	6	0,5	209,8	4,7	214,5	0,49	0,04	0,53	7,69	30,7	207	0,26
T17	7	8	0	428,0	13,7	5,5	1	215,3	5,7	221	0,40	0,07	0,47	15,38	31,5	214	0,27
T18	7	20	33	440,6	12,6	6	0,5	221,3	6,2	227,5	0,48	0,04	0,52	7,69	32,4	220	0,28
T18	7	32	57	453,0	12,4	5,5	1	226,8	7,2	234	0,44	0,08	0,52	15,38	33,2	226	0,29
T19	7	46	10	466,2	13,2	6	1	232,8	8,2	241	0,45	0,08	0,53	14,29	34,1	233	0,30
T19	7	57	51	477,9	11,7	5,4	0,6	238,2	8,8	247	0,46	0,05	0,51	10,00	34,9	239	0,30
T20	8	9	0	489,0	11,2	5,5	1	243,7	9,8	253,5	0,49	0,09	0,58	15,38	35,7	245	0,31
T20	8	22	48	502,8	13,8	5,9	0,6	249,6	10,4	260	0,43	0,04	0,47	9,23	36,5	251	0,32
T21	8	34	53	514,9	12,1	5,9	0,6	255,5	11	266,5	0,49	0,05	0,54	9,23	37,4	257	0,33
T21	8	47	35	527,6	12,7	4,9	1,6	260,4	12,6	273	0,39	0,13	0,51	24,62	38,1	264	0,34
T22	9	0	3	540,1	12,5	5,5	1	265,9	13,6	279,5	0,44	0,08	0,52	15,38	38,9	270	0,34
T22	9	12	47	552,8	12,7	4,8	1,7	270,7	15,3	286	0,38	0,13	0,51	26,15	39,6	276	0,35
T23	9	25	31	565,5	12,7	5	1,5	275,7	16,8	292,5	0,39	0,12	0,51	23,08	40,4	283	0,36
T23	9	37	51	577,9	12,3	5	1,5	280,7	18,3	299	0,41	0,12	0,53	23,08	41,1	289	0,37
T24	9	50	14	590,2	12,4	4,5	2	285,2	20,3	305,5	0,36	0,16	0,52	30,77	41,7	295	0,38
T24	10	3	8	603,1	12,9	5	1,5	290,2	21,8	312	0,39	0,12	0,50	23,08	42,5	302	0,38
T25	10	15	2	615,0	11,9	4,5	2	294,7	23,8	318,5	0,38	0,17	0,55	30,77	43,1	308	0,39
T25	10	27	45	627,8	12,7	4,5	2	299,2	25,8	325	0,35	0,16	0,51	30,77	43,8	314	0,40
T26	10	40	33	640,6	12,8	4,5	2	303,7	27,8	331,5	0,35	0,16	0,51	30,77	44,4	320	0,41
T26	10	52	43	652,7	12,2	4,5	2	308,2	29,8	338	0,37	0,16	0,53	30,77	45,1	326	0,42
T27	11	5	15	665,3	12,5	4,2	2,3	312,4	32,1	344,5	0,34	0,18	0,52	35,38	45,7	333	0,42
T27	11	17	48	677,8	12,6	4,4	2,1	316,8	34,2	351	0,35	0,17	0,52	32,31	46,4	339	0,43
T28	11	30	21	690,4	12,6	4	2,5	320,8	36,7	357,5	0,32	0,20	0,52	38,46	47,0	345	0,44
T28	11	42	54	702,9	12,6	4,4	2,1	325,2	38,8	364	0,35	0,17	0,52	32,31	47,6	351	0,45
T29	11	55	15	715,3	12,4	4	2,5	329,2	41,3	370,5	0,32	0,20	0,53	38,46	48,2	358	0,46
T29	12	7	58	728,0	12,7	3,7	2,8	332,9	44,1	377	0,29	0,22	0,51	43,08	48,7	364	0,46

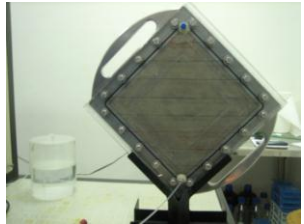

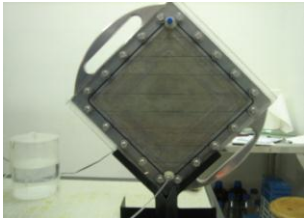
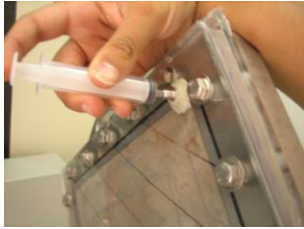
TIEMPO				PRODUCCIÓN											INYECCIÓN		
N° Tubo	Tiempo			Tiempo transcurrido	ΔT min	Vo cc	Vw cc	Vcumo cc	Vcumw cc	VcumL cc	qo cc/min	qw cc/min	qL cc/min	Wcut %	FR	Viny cc	Vp iny
	h	min	seg														
T30	12	21	3	741,1	13,1	3,3	3,2	336,2	47,3	383,5	0,25	0,24	0,50	49,23	49,2	371	0,47
T30	12	34	50	754,8	13,8	5,2	2,3	341,4	49,6	391	0,38	0,17	0,54	30,67	50,0	377	0,48
T31	12	47	2	767,0	12,2	3	3,5	344,4	53,1	397,5	0,25	0,29	0,53	53,85	50,4	384	0,49
T31	12	59	51	779,9	12,8	3,5	3	347,9	56,1	404	0,27	0,23	0,51	46,15	50,9	390	0,50
T32	13	12	22	792,4	12,5	3	3,5	350,9	59,6	410,5	0,24	0,28	0,52	53,85	51,4	396	0,50
T32	13	24	52	804,9	12,5	3	3,5	353,9	63,1	417	0,24	0,28	0,52	53,85	51,8	402	0,51
T33	13	37	28	817,5	12,6	2,5	4	356,4	67,1	423,5	0,20	0,32	0,52	61,54	52,2	409	0,52
T33	13	49	57	830,0	12,5	2,5	4	358,9	71,1	430	0,20	0,32	0,52	61,54	52,5	415	0,53
T34	14	2	0	842,0	12,1	2	4,5	360,9	75,6	436,5	0,17	0,37	0,54	69,23	52,8	421	0,54
T34	14	14	48	854,8	12,8	2,5	4	363,4	79,6	443	0,20	0,31	0,51	61,54	53,2	427	0,54
T35	14	26	56	866,9	12,1	2	4,5	365,4	84,1	449,5	0,16	0,37	0,54	69,23	53,5	433	0,55
T35	14	39	45	879,8	12,8	2	4,5	367,4	88,6	456	0,16	0,35	0,51	69,23	53,8	440	0,56
T36	14	51	56	891,9	12,2	2	4,5	369,4	93,1	462,5	0,16	0,37	0,53	69,23	54,1	446	0,57
T36	15	4	46	904,8	12,8	1,5	4	370,9	97,1	468	0,12	0,31	0,43	72,73	54,3	452	0,58
T37	15	17	7	917,1	12,4	2	4,5	372,9	101,6	474,5	0,16	0,36	0,53	69,23	54,6	459	0,58
T37	15	29	38	929,6	12,5	1	5,5	373,9	107,1	481	0,08	0,44	0,52	84,62	54,7	465	0,59
T38	15	41	45	941,8	12,1	2	4,5	375,9	111,6	487,5	0,17	0,37	0,54	69,23	55,0	471	0,60
T38	15	54	41	954,7	12,9	1	5,5	376,9	117,1	494	0,08	0,43	0,50	84,62	55,2	477	0,61
T39	16	8	37	968,6	13,9	2	5	378,9	122,1	501	0,14	0,36	0,50	71,43	55,5	484	0,62
T39	16	19	46	979,8	11,2	1,5	5,5	380,4	127,6	508	0,13	0,49	0,63	78,57	55,7	490	0,62
T40	16	32	22	992,4	12,6	1,5	5	381,9	132,6	514,5	0,12	0,40	0,52	76,92	55,9	496	0,63
T40	16	44	49	1004,8	12,5	1	5,5	382,9	138,1	521	0,08	0,44	0,52	84,62	56,0	502	0,64
T41	16	57	29	1017,5	12,7	1	5,5	383,9	143,6	527,5	0,08	0,43	0,51	84,62	56,2	509	0,65
T41	17	9	59	1030,0	12,5	1,5	5	385,4	148,6	534	0,12	0,40	0,52	76,92	56,4	515	0,66
T42	17	22	25	1042,4	12,4	1	5,5	386,4	154,1	540,5	0,08	0,44	0,52	84,62	56,6	521	0,66
T42	17	34	55	1054,9	12,5	1	5,5	387,4	159,6	547	0,08	0,44	0,52	84,62	56,7	527	0,67
T43	17	47	18	1067,3	12,4	1	5,5	388,4	165,1	553,5	0,08	0,44	0,52	84,62	56,8	534	0,68
T43	18	0	20	1080,3	13,0	1	5,5	389,4	170,6	560	0,08	0,42	0,50	84,62	57,0	540	0,69
T44	18	12	59	1093,0	12,7	1	5,5	390,4	176,1	566,5	0,08	0,43	0,51	84,62	57,1	546	0,70
T44	18	25	45	1105,8	12,8	1	5,5	391,4	181,6	573	0,08	0,43	0,51	84,62	57,3	553	0,70
T45	18	38	22	1118,4	12,6	0,9	5,6	392,3	187,2	579,5	0,07	0,44	0,52	86,15	57,4	559	0,71
T45	18	50	30	1130,5	12,1	1	5,5	393,3	192,7	586	0,08	0,45	0,54	84,62	57,6	565	0,72
T46	19	3	24	1143,4	12,9	0,8	5,7	394,1	198,4	592,5	0,06	0,44	0,50	87,69	57,7	572	0,73
T46	19	16	1	1156,0	12,6	0,9	5,6	395	204	599	0,07	0,44	0,52	86,15	57,8	578	0,74
T47	19	28	27	1168,5	12,4	0,8	5,7	395,8	209,7	605,5	0,06	0,46	0,52	87,69	57,9	584	0,74
T47	19	41	14	1181,2	12,8	0,8	5,7	396,6	215,4	612	0,06	0,45	0,51	87,69	58,0	591	0,75
T48	19	53	50	1193,8	12,6	0,6	5,9	397,2	221,3	618,5	0,05	0,47	0,52	90,77	58,1	597	0,76
T48	20	6	16	1206,3	12,4	1	5,5	398,2	226,8	625	0,08	0,44	0,52	84,62	58,3	603	0,77
T49	20	19	12	1219,2	12,9	0,6	5,9	398,8	232,7	631,5	0,05	0,46	0,50	90,77	58,4	610	0,78
T49	20	31	14	1231,2	12,0	0,9	5,6	399,7	238,3	638	0,07	0,47	0,54	86,15	58,5	616	0,78
T50	20	43	42	1243,7	12,5	0,5	6	400,2	244,3	644,5	0,04	0,48	0,52	92,31	58,6	622	0,79
T50	20	56	8	1256,1	12,4	1	5,5	401,2	249,8	651	0,08	0,44	0,52	84,62	58,7	628	0,80
T51	21	8	25	1268,4	12,3	0,6	5,9	401,8	255,7	657,5	0,05	0,48	0,53	90,77	58,8	634	0,81
T51	21	20	58	1281,0	12,6	0,9	5,6	402,7	261,3	664	0,07	0,45	0,52	86,15	58,9	640	0,82
T52	21	31	18	1291,3	10,3	0,5	6	403,2	267,3	670,5	0,05	0,58	0,63	92,31	59,0	646	0,82
T52	21	45	50	1305,8	14,5	0,9	5,6	404,1	272,9	677	0,06	0,39	0,45	86,15	59,1	653	0,83
T53	21	58	47	1318,8	13,0	0,5	6	404,6	278,9	683,5	0,04	0,46	0,50	92,31	59,2	659	0,84

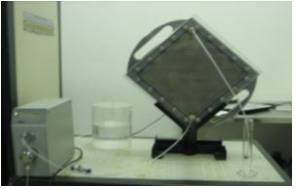
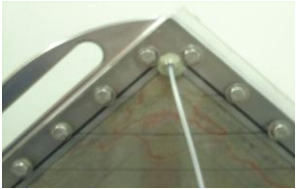

TIEMPO						PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
N° Tubo	h	min	seg	Tiempo transcurrido	ΔT min	Vo cc	Vw cc	Vcumo cc	Vcumw cc	VcumL cc	qo cc/min	qw cc/min	qL cc/min	Wcut %	FR	Viny cc	Vp iny
T53	22	11	48	1331,8	13,0	0,8	5,7	405,4	284,6	690	0,06	0,44	0,50	87,69	59,3	666	0,85
T54	22	24	46	1344,8	13,0	0,5	6	405,9	290,6	696,5	0,04	0,46	0,50	92,31	59,4	672	0,86
T54	22	37	44	1357,7	13,0	0,8	5,7	406,7	296,3	703	0,06	0,44	0,50	87,69	59,5	679	0,86
T55	22	50	27	1370,5	12,7	0,5	6	407,2	302,3	709,5	0,04	0,47	0,51	92,31	59,6	685	0,87
T55	23	3	22	1383,4	12,9	0,7	5,8	407,9	308,1	716	0,05	0,45	0,50	89,23	59,7	692	0,88
T56	23	15	56	1395,9	12,6	0,5	6	408,4	314,1	722,5	0,04	0,48	0,52	92,31	59,8	698	0,89
T56	23	28	43	1408,7	12,8	0,7	5,8	409,1	319,9	729	0,05	0,45	0,51	89,23	59,9	704	0,90
T57	23	41	24	1421,4	12,7	0,7	5,8	409,8	325,7	735,5	0,06	0,46	0,51	89,23	60,0	711	0,90
T57	23	54	20	1434,3	12,9	0,5	6	410,3	331,7	742	0,04	0,46	0,50	92,31	60,1	717	0,91
T58	24	7	12	1447,2	12,9	0,7	5,8	411	337,5	748,5	0,05	0,45	0,51	89,23	60,2	724	0,92
T58	24	20	9	1460,2	13,0	0,5	6	411,5	343,5	755	0,04	0,46	0,50	92,31	60,2	730	0,93
T59	24	33	3	1473,1	12,9	0,7	5,8	412,2	349,3	761,5	0,05	0,45	0,50	89,23	60,3	737	0,94
T59	24	46	7	1486,1	13,1	0,3	6,2	412,5	355,5	768	0,02	0,47	0,50	95,38	60,4	743	0,95
T60	24	58	59	1499,0	12,9	0,7	5,8	413,2	361,3	774,5	0,05	0,45	0,51	89,23	60,5	749	0,95
T60	25	11	50	1511,8	12,8	0,3	6,2	413,5	367,5	781	0,02	0,48	0,51	95,38	60,5	756	0,96
T61	25	24	43	1524,7	12,9	0,5	6	414	373,5	787,5	0,04	0,47	0,50	92,31	60,6	762	0,97
T61	25	37	19	1537,3	12,6	0,5	6	414,5	379,5	794	0,04	0,48	0,52	92,31	60,7	769	0,98
T62	25	49	54	1549,9	12,6	0,5	6	415	385,5	800,5	0,04	0,48	0,52	92,31	60,7	775	0,99
T62	26	2	37	1562,6	12,7	0,5	6	415,5	391,5	807	0,04	0,47	0,51	92,31	60,8	781	0,99
T63	26	15	15	1575,3	12,6	0,5	6	416	397,5	813,5	0,04	0,47	0,51	92,31	60,9	788	1,00
T63	26	27	55	1587,9	12,7	0,5	6	416,5	403,5	820	0,04	0,47	0,51	92,31	61,0	794	1,01
T64	26	41	30	1601,5	13,6	0,5	6	417	409,5	826,5	0,04	0,44	0,48	92,31	61,0	801	1,02
T64	26	54	18	1614,3	12,8	0,5	6	417,5	415,5	833	0,04	0,47	0,51	92,31	61,1	807	1,03
T65	27	7	7	1627,1	12,8	0,4	6,1	417,9	421,6	839,5	0,03	0,48	0,51	93,85	61,2	814	1,04
T65	27	19	51	1639,9	12,7	0,6	5,9	418,5	427,5	846	0,05	0,46	0,51	90,77	61,3	820	1,04
T66	27	32	35	1652,6	12,7	0,4	6,1	418,9	433,6	852,5	0,03	0,48	0,51	93,85	61,3	826	1,05
T66	27	45	33	1665,6	13,0	0,5	6	419,4	439,6	859	0,04	0,46	0,50	92,31	61,4	833	1,06
T67	27	58	8	1678,1	12,6	0,4	6,1	419,8	445,7	865,5	0,03	0,48	0,52	93,85	61,4	839	1,07
T67	28	11	6	1691,1	13,0	0,5	6	420,3	451,7	872	0,04	0,46	0,50	92,31	61,5	846	1,08
T68	28	23	58	1704,0	12,9	0,3	6,2	420,6	457,9	878,5	0,02	0,48	0,51	95,38	61,6	852	1,08
T68	28	36	52	1716,9	12,9	0,6	5,9	421,2	463,8	885	0,05	0,46	0,50	90,77	61,6	858	1,09
T69	28	49	30	1729,5	12,6	0,3	6,2	421,5	470	891,5	0,02	0,49	0,51	95,38	61,7	865	1,10
T69	29	2	16	1742,3	12,8	0,7	5,8	422,2	475,8	898	0,05	0,45	0,51	89,23	61,8	871	1,11
T70	29	14	55	1754,9	12,7	0,5	6	422,7	481,8	904,5	0,04	0,47	0,51	92,31	61,9	877	1,12
T70	29	29	30	1769,5	14,6	0,6	6,9	423,3	488,7	912	0,04	0,47	0,51	92,00	62,0	885	1,13
T71	29	42	11	1782,2	12,7	0,5	6	423,8	494,7	918,5	0,04	0,47	0,51	92,31	62,0	891	1,13
T71	29	55	3	1795,1	12,9	0,5	6	424,3	500,7	925	0,04	0,47	0,51	92,31	62,1	898	1,14
T72	30	7	42	1807,7	12,7	0,5	6	424,8	506,7	931,5	0,04	0,47	0,51	92,31	62,2	904	1,15
T72	30	20	26	1820,4	12,7	0,5	6	425,3	512,7	938	0,04	0,47	0,51	92,31	62,2	910	1,16
T73	30	33	22	1833,4	12,9	0,5	6	425,8	518,7	944,5	0,04	0,46	0,50	92,31	62,3	917	1,17
T73	30	45	54	1845,9	12,5	0,5	6	426,3	524,7	951	0,04	0,48	0,52	92,31	62,4	923	1,17
T74	30	58	34	1858,6	12,7	0,5	6	426,8	530,7	957,5	0,04	0,47	0,51	92,31	62,5	929	1,18
T74	31	11	0	1871,0	12,4	0,5	6	427,3	536,7	964	0,04	0,48	0,52	92,31	62,5	936	1,19
T75	31	23	23	1883,4	12,4	0,5	6	427,8	542,7	970,5	0,04	0,48	0,52	92,31	62,6	942	1,20
T75	31	36	22	1896,4	13,0	0,5	6,25	428,3	548,95	977,25	0,04	0,48	0,52	92,59	62,7	948	1,21
T76	31	49	1	1909,0	12,7	0,5	6	428,8	554,95	983,75	0,04	0,47	0,51	92,31	62,8	955	1,22
T76	32	1	45	1921,8	12,7	0,5	6	429,3	560,95	990,25	0,04	0,47	0,51	92,31	62,8	961	1,22
T77	32	14	41	1934,7	12,9	0,4	6,1	429,7	567,05	996,75	0,03	0,47	0,50	93,85	62,9	967	1,23
T77	32	27	10	1947,2	12,5	0,4	6,1	430,1	573,15	1003,25	0,03	0,49	0,52	93,85	63,0	974	1,24

## E4. SATURACIÓN CON AGUA, SEGUNDA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

Proyecto Saturación del medio poroso con agua  
 Fecha de inicio 16 de Septiembre 2011  
 Hora de inicio 06:31 p.m.

CONTROL		TIEMPO				PARÁMETROS		OBSERVACIONES	REGISTRO FOTOGRÁFICO
Laboratorista	Fecha	h	min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado		
Yamid Ibarra	16/09/2011	0	0	0	0	0,2	0	Se dejó saturando durante la noche	
Yamid Ibarra	17/09/2011	14	50	45	890,75	0,2	178,2	Avance del frente normal, se presentó una fuga en el tornillo del pozo inyector. Para cuantificar el volumen se pesó un papel secante, posteriormente se seco el agua de la fuga con el papel y se peso nuevamente. Peso del papel seco = 2,54 gr. Peso del papel mojado = 14,26 gr. Volumen de la fuga <b>11,72</b> cc. Este volumen se restará en el balance de masa. Causa de la fuga: el tornillo estaba desajustado	
	17/09/2011	20	12	58	1212,97	0,2	242,6	Avance del frente normal.	
	17/09/2011	22	13	34	1333,57	0,2	266,7	Se detuvo la bomba, el frente alcanzó la tercera línea. Cambio de tasa a 0.5 cc/min (5:00 pm)	
	17/09/2011	23	44	12	1424,20	0,5	312,0	Avance del frente normal	
	17/09/2011	24	20	27	1460,45	0,5	330,2	Se detuvo la bomba por contaminación del agua del cilindro. Se vació el cilindro, se lavó con agua y jabón y se llenó nuevamente con agua destilada limpia. Causa: se iba a depositar más agua en el cilindro y la probeta con la que se vació estaba contaminada con ACPM. 7:28 pm Se inicia la bomba. Caudal 0.5 cc/min	

CONTROL		TIEMPO			PARÁMETROS		OBSERVACIONES	REGISTRO FOTOGRÁFICO	
Laboratorista	Fecha	h	Tiempo min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min			Volumen Inyectado
Yamid Ibarra	18/09/2011	37	11	1	2231,02	0,5	715,44	Se observa una pequeña zona antes del frente que no está bien saturada. Se reduce la tasa a 0.2 cc/min. El pozo de producción se encuentra tapado. Observación: a pesar que la tasa fue alta para esa zona (líneas 6 y 7), el frente avanzó bien, lo que indica que mantener el pozo superior tapado durante la saturación es bueno.	
	18/09/2011	41	51	20	2511,33	0,2	771,50	Sale la primera gota de agua por el pozo superior. Se detiene la bomba.	
	18/09/2011						759,78	Fin de la saturación. Volumen poroso mediante la saturación con agua = <b>719,79</b> . Descuento del volumen de agua fugado al inicio de la prueba.	
Yamid Ibarra	18/09/2011						757,28	Debido a las zonas que se observaron donde no hubo una saturación adecuada, se extrajo aire del medio poroso mediante una jeringa. Al sacar el aire se observa como el frente de agua bajó. Junto con el aire se extrajeron 2,5 cc de agua que se restan en el volumen reportado anteriormente. Se dejó reposar el medio poroso saturado durante 5 horas.	

CONTROL		TIEMPO				PARÁMETROS		OBSERVACIONES	REGISTRO FOTOGRÁFICO
Laboratorista	Fecha	h	Tiempo min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado		
	18/09/2011	41	51	20	2511,33		757,28	Se colocó el montaje que se observa en la figura, con el fin de iniciar nuevamente la inyección de agua para saturar el medio poroso donde no se saturó. Tasa 0,2 cc/min. Se reinició el Xnote desde el tiempo donde se había parado la bomba.	
	18/09/2011	42	20	42	2540,70	0,2	763,15	El frente ha avanzado como se observa en la figura. No se ha producido agua.	
		42	26	0	2546,00	0,2	764,21	Se observa agua y aire en la línea de producción.	
		43	36	22	2616,37	0,2	778,29	Se toma el volumen del tubo + el muerto y se resta. Probeta = 13,5 Muerto= 1,222 Total producido = 14,725	
		43	36	22	2616,37	0,2	763,50	El volumen no aumenta, lo que se inyecta se esta produciendo y el medio poroso ya no retiene más agua. Se detiene la bomba.	

## E5. SATURACIÓN CON ACEITE, SEGUNDA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

**Proyecto** Saturación del medio poroso con ACPM  
**Fecha de inicio** 19 de Septiembre 2011  
**Hora de inicio** 06:41 p.m.

VP	763,5 cc
Swir	12,81 %

CONTROL		TIEMPO			PARÁMETROS								OBSERVACIONES
Laboratorista	Fecha	h	min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado	VP Inyectado	V. Agua cc	V. Aceite cc	V. Total Producido	Swir	
Yamid Ibarra	19/09/2011	0	0	0	0	0,2	0	0	0	0	0	100	Se dejó saturando durante la noche, mediante el montaje que
Yamid Ibarra	20/09/2011	14	22	38	862,63	0,2	172,53	0,23	160	0	160	79,0	Al día siguiente se observa que solamente se ha producido
	20/09/2011	17	17	50	1037,83	0,2	207,6	0,27	200	0	200	73,8	No se ha producido aceite
	20/09/2011	19	2	0	1142,00	0,2	228,4	0,30	225	0	225	70,5	
	20/09/2011	21	17	43	1277,72	0,2	255,5	0,33	254	0	254	66,7	
		21	59	41	1319,68	0,2	263,9	0,35	260	0	260	65,9	Se cambia la tasa a 0,5 cc/min
		23	32	44	1412,73	0,5	311,9	0,41	302	0	302	60,4	
		26	47	21	1607,35	0,5	409,2	0,54	400	0	400	47,6	
		30	4	5	1804,08	0,5	507,61	0,66	500	0	500	34,5	Se cambia la tasa a 0,2 cc/min
Yamid Ibarra	21/09/2011	32	40	21	1960,35	0,2	538,86	0,71	530	0	530	30,6	
Laura Celis		35	22	42	2122,70	0,2	571,33	0,75	560	0	560	26,7	
		37	48	48	2268,80	0,2	600,55	0,79	590	0	590	22,7	
		38	34	39	2314,65	0,2	609,72	0,80	600	0	600	21,4	
		39	14	37	2354,62	0,2	617,71	0,81	610	0	610	20,1	
		39	55	13	2395,22	0,2	625,83	0,82	620	0	620	18,8	
Yamid Ibarra		40	32	15	2432,25	0,2	633,24	0,83	630	0	630	17,5	
		41	5	54	2465,9	0,2	639,97	0,84	636	0,05	636,05	16,7	Se produce la primera gota de ACPM
		42	7	43	2527,72	0,2	652,33	0,85	638,5	10,55	649,05	16,4	Tubo de ensayo 1
		43	17	12	2597,20	0,2	666,23	0,87	640,8	21,25	662,05	16,1	Tubo de ensayo 2
		44	28	31	2668,52	0,2	680,49	0,89	643,1	31,95	675,05	15,8	Tubo de ensayo 3
		45	38	33	2738,55	0,2	694,50	0,91	645,6	42,45	688,05	15,4	Tubo de ensayo 4
		46	48	3	2808,05	0,2	708,40	0,93	647,9	53,15	701,05	15,1	Tubo de ensayo 5
		47	57	42	2877,70	0,2	722,33	0,95	650,2	63,85	714,05	14,8	Tubo de ensayo 6
		49	6	19	2946,32	0,2	736,05	0,96	652,2	74,65	726,85	14,6	Tubo de ensayo 7
		49	33	6	2973,10	0,5	749,45	0,98	653,7	86,15	739,85	14,4	Tubo de ensayo 8 (Aumento de tasa a 0,5 cc/min)

CONTROL		TIEMPO				PARÁMETROS							OBSERVACIONES
Laboratorista	Fecha	h	Tiempo min	seg	Tiempo transcurrido	Caudal cc/min	Volumen Inyectado	VP Inyectado	V. Agua cc	V. Aceite cc	V. Total Producido	Swir	
		50	0	0	3000,00	0,5	762,90	1,00	655	97,85	752,85	14,2	Tubo de ensayo 9
		50	27	1	3027,02	0,5	776,40	1,02	656,2	109,65	765,85	14,1	Tubo de ensayo 10
		50	52	18	3052,30	0,5	789,05	1,03	657,4	121,45	778,85	13,9	Tubo de ensayo 11
	22/09/2011	51	18	14	3078,23	0,5	802,01	1,05	658,6	133,25	791,85	13,7	Tubo de ensayo 12
		51	45	28	3105,47	0,5	815,63	1,07	659,6	145,25	804,85	13,6	Tubo de ensayo 13
		52	11	58	3131,97	0,5	828,88	1,09	660,5	157,35	817,85	13,5	Tubo de ensayo 14
		52	38	28	3158,47	0,5	842,13	1,10	661,3	169,55	830,85	13,4	Tubo de ensayo 15
		53	5	10	3185,17	0,5	855,48	1,12	662,1	181,75	843,85	13,3	Tubo de ensayo 16
		53	31	46	3211,77	0,5	868,78	1,14	662,8	194,05	856,85	13,2	Tubo de ensayo 17
		53	58	40	3238,67	0,5	882,23	1,16	663,3	206,55	869,85	13,1	Tubo de ensayo 18
		54	25	37	3265,62	0,5	895,71	1,17	663,8	219,05	882,85	13,1	Tubo de ensayo 19
		54	52	1	3292,02	0,5	908,91	1,19	664,2	231,65	895,85	13,0	Tubo de ensayo 20
		55	18	43	3318,72	0,5	922,26	1,21	664,6	244,25	908,85	13,0	Tubo de ensayo 21
		55	45	13	3345,22	0,5	935,51	1,23	664,9	256,95	921,85	12,9	Tubo de ensayo 22
		56	12	2	3372,02	0,5	948,91	1,24	665,2	269,65	934,85	12,9	Tubo de ensayo 23
		56	38	19	3398,32	0,5	962,06	1,26	665,4	282,45	947,85	12,8	Tubo de ensayo 24
		57	5	7	3425,12	0,5	975,46	1,28	665,6	295,25	960,85	12,8	Tubo de ensayo 25
		57	31	43	3451,72	0,5	988,76	1,30	665,7	308,15	973,85	12,8	Tubo de ensayo 26
		57	58	28	3478,47	0,5	1002,13	1,31	665,7	321,15	986,85		Tubo de ensayo 27
		58	24	52	3504,87	0,5	1015,33	1,33	665,7	334,1	999,8		Tubo de ensayo 28

## E6. PRODUCCIÓN DE FLUIDOS, SEGUNDA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO

**Proyecto**  
**Fecha de inicio**  
**Hora de inicio**

Inyección de agua  


---



---

**Fluido inyectado**  
**Fluido desplazado**

Agua  
 ACPM

**Tasa de inyección**  
**Volumen poroso**  
**OOIP**

0,5	cc/min
763,5	cc
665,7	cc

TIEMPO		PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
Tiempo transcurrido	ΔT min	V <sub>o</sub> cc	V <sub>w</sub> cc	V <sub>cumo</sub> cc	V <sub>cumw</sub> cc	V <sub>cumL</sub> cc	q <sub>o</sub> cc/min	q <sub>w</sub> cc/min	q <sub>L</sub> cc/min	W <sub>cut</sub> %	FR	V <sub>iny</sub> cc	V <sub>p iny</sub>
0	0	0	0	0	0	0	0,000	0	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00
10	10	0	0,7	0	0,7	0,7	0,00	0,07	0,07	100,00	0,0	5	0,01
20	10	4,5	0	4,5	0	4,5	0,45	0	0,45	0,00	0,7	10	0,01
30	10	5,2	0	9,7	0	9,7	0,52	0	0,52	0,00	1,5	15	0,02
40	10	5,05	0	14,75	0	14,75	0,51	0	0,51	0,00	2,2	20	0,03
50	10	5,2	0	19,95	0	19,95	0,52	0	0,52	0,00	3,0	25	0,03
60	10	5,1	0	25,05	0	25,05	0,51	0	0,51	0,00	3,8	30	0,04
70	10	5,2	0	30,25	0	30,25	0,52	0	0,52	0,00	4,5	35	0,05
80	10	5,2	0	35,45	0	35,45	0,52	0	0,52	0,00	5,3	40	0,05
90	10	5,1	0	40,55	0	40,55	0,51	0	0,51	0,00	6,1	45	0,06
100	10	5,25	0	45,8	0	45,8	0,53	0	0,53	0,00	6,9	50	0,07
110	10	5,2	0	51	0	51	0,52	0	0,52	0,00	7,7	55	0,07
120	10	5,2	0	56,2	0	56,2	0,52	0	0,52	0,00	8,4	60	0,08
130	10	5,25	0	61,45	0	61,45	0,53	0	0,53	0,00	9,2	65	0,09
140	10	5,2	0	66,65	0	66,65	0,52	0	0,52	0,00	10,0	70	0,09
150	10	5,2	0	71,85	0	71,85	0,52	0	0,52	0,00	10,8	75	0,10
160	10	5,1	0	76,95	0	76,95	0,51	0	0,51	0,00	11,6	80	0,10
170	10	5	0	81,95	0	81,95	0,50	0	0,50	0,00	12,3	85	0,11
180	10	5,2	0	87,15	0	87,15	0,52	0	0,52	0,00	13,1	90	0,12
190	10	5,1	0	92,25	0	92,25	0,51	0	0,51	0,00	13,9	95	0,12
200	10	5,1	0	97,35	0	97,35	0,51	0	0,51	0,00	14,6	100	0,13
210	10	5,2	0	102,55	0	102,55	0,52	0	0,52	0,00	15,4	105	0,14
220	10	5,2	0	107,75	0	107,75	0,52	0	0,52	0,00	16,2	110	0,14
230	10	5,1	0	112,85	0	112,85	0,51	0	0,51	0,00	17,0	115	0,15
240	10	5	0	117,85	0	117,85	0,50	0	0,50	0,00	17,7	120	0,16
250	10	5,1	0	122,95	0	122,95	0,51	0	0,51	0,00	18,5	125	0,16
260	10	5,1	0	128,05	0	128,05	0,51	0	0,51	0,00	19,2	130	0,17
270	10	5,2	0	133,25	0	133,25	0,52	0	0,52	0,00	20,0	135	0,18
280	10	5,1	0	138,35	0	138,35	0,51	0	0,51	0,00	20,8	140	0,18
290	10	5,1	0	143,45	0,0	143,45	0,51	0	0,51	0,00	21,5	145	0,19
300	10	5,0	0	148,45	0,0	148,45	0,50	0	0,50	0,00	22,3	150	0,20
310	10	5,0	0,0	153,45	0,0	153,45	0,50	0	0,50	0,00	23,1	155	0,20

TIEMPO		PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
Tiempo transcurrido	ΔT min	V <sub>o</sub> cc	V <sub>w</sub> cc	V <sub>cumo</sub> cc	V <sub>cumw</sub> cc	V <sub>cumL</sub> cc	q <sub>o</sub> cc/min	q <sub>w</sub> cc/min	q <sub>L</sub> cc/min	Wcut %	FR	V <sub>iny</sub> cc	V <sub>p</sub> iny
320	10	5,0	0,1	158,45	0,1	158,5	0,50	0,005	0,51	0,99	23,8	160	0,21
330	10	5,1	0,1	163,55	0,1	163,65	0,51	0,005	0,52	0,97	24,6	165	0,22
340	10	5,0	0,2	168,55	0,3	168,8	0,50	0,015	0,52	2,91	25,3	170	0,22
350	10	4,9	0,1	173,45	0,4	173,8	0,49	0,01	0,50	2,00	26,1	175	0,23
360	10	4,9	0,1	178,35	0,5	178,8	0,49	0,01	0,50	2,00	26,8	180	0,24
370	10	5,0	0,2	183,35	0,7	184	0,50	0,02	0,52	3,85	27,5	185	0,24
380	10	5,0	0,2	188,35	0,9	189,2	0,50	0,02	0,52	3,85	28,3	190	0,25
390	10	4,8	0,3	193,15	1,2	194,3	0,48	0,03	0,51	5,88	29,0	195	0,26
400	10	4,8	0,2	197,95	1,4	199,3	0,48	0,02	0,50	4,00	29,7	200	0,26
410	10	4,7	0,3	202,65	1,7	204,3	0,47	0,03	0,50	6,00	30,4	205	0,27
420	10	4,6	0,4	207,25	2,1	209,3	0,46	0,04	0,50	8,00	31,1	210	0,28
430	10	4,7	0,5	211,95	2,6	214,5	0,47	0,05	0,52	9,62	31,8	215	0,28
440	10	4,7	0,4	216,65	3,0	219,6	0,47	0,04	0,51	7,84	32,5	220	0,29
450	10	4,7	0,5	221,35	3,5	224,8	0,47	0,05	0,52	9,62	33,3	225	0,29
460	10	4,5	0,6	225,85	4,1	229,9	0,45	0,06	0,51	11,76	33,9	230	0,30
470	10	4,5	0,6	230,35	4,7	235	0,45	0,06	0,51	11,76	34,6	235	0,31
480	10	4,4	0,6	234,75	5,3	240	0,44	0,06	0,50	12,00	35,3	240	0,31
490	10	4,5	0,7	239,25	6,0	245,2	0,45	0,07	0,52	13,46	35,9	245	0,32
500	10	4,4	0,8	243,65	6,8	250,4	0,44	0,08	0,52	15,38	36,6	250	0,33
510	10	4,3	0,8	247,95	7,6	255,5	0,43	0,08	0,51	15,69	37,2	255	0,33
520	10	4,3	0,9	252,25	8,5	260,7	0,43	0,09	0,52	17,31	37,9	260	0,34
530	10	4,2	1,0	256,45	9,5	265,9	0,42	0,1	0,52	19,23	38,5	265	0,35
540	10	4,1	0,9	260,55	10,4	270,9	0,41	0,09	0,50	18,00	39,1	270	0,35
550	10	4,0	1,0	264,55	11,4	275,9	0,40	0,1	0,50	20,00	39,7	275	0,36
560	10	4,0	1,1	268,55	12,5	281	0,40	0,11	0,51	21,57	40,3	280	0,37
570	10	3,9	1,2	272,45	13,7	286,1	0,39	0,12	0,51	23,53	40,9	285	0,37
580	10	3,9	1,3	276,35	15,0	291,3	0,39	0,13	0,52	25,00	41,5	290	0,38
590	10	3,8	1,2	280,15	16,2	296,3	0,38	0,12	0,50	24,00	42,1	295	0,39
600	10	3,7	1,3	283,85	17,5	301,3	0,37	0,13	0,50	26,00	42,6	300	0,39
610	10	3,8	1,4	287,65	18,9	306,5	0,38	0,14	0,52	26,92	43,2	305	0,40
620	10	3,7	1,4	291,35	20,3	311,6	0,37	0,14	0,51	27,45	43,8	310	0,41
630	10	3,6	1,5	294,95	21,8	316,7	0,36	0,15	0,51	29,41	44,3	315	0,41
640	10	3,6	1,5	298,55	23,3	321,8	0,36	0,15	0,51	29,41	44,8	320	0,42
650	10	3,5	1,6	302,05	24,9	326,9	0,35	0,16	0,51	31,37	45,4	325	0,43
660	10	3,5	1,6	305,55	26,5	332	0,35	0,16	0,51	31,37	45,9	330	0,43
670	10	3,4	1,7	308,95	28,2	337,1	0,34	0,17	0,51	33,33	46,4	335	0,44
680	10	3,4	1,7	312,35	29,9	342,2	0,34	0,17	0,51	33,33	46,9	340	0,45
690	10	3,2	1,9	315,55	31,8	347,3	0,32	0,19	0,51	37,25	47,4	345	0,45
700	10	3,3	1,8	318,85	33,6	352,4	0,33	0,18	0,51	35,29	47,9	350	0,46
710	10	3,2	1,9	322,05	35,5	357,5	0,32	0,19	0,51	37,25	48,4	355	0,46

TIEMPO		PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
Tiempo transcurrido	ΔT min	Vo cc	Vw cc	Vcumo cc	Vcumw cc	VcumL cc	qo cc/min	qw cc/min	qL cc/min	Wcut %	FR	Viny cc	Vp iny
720	10	3,1	2,0	325,15	37,5	362,6	0,31	0,2	0,51	39,22	48,8	360	0,47
730	10	3,0	2,1	328,15	39,6	367,7	0,30	0,21	0,51	41,18	49,3	365	0,48
740	10	3,0	2,2	331,15	41,8	372,9	0,30	0,22	0,52	42,31	49,7	370	0,48
750	10	2,9	2,2	334,05	44,0	378	0,29	0,22	0,51	43,14	50,2	375	0,49
760	10	2,9	2,3	336,95	46,3	383,2	0,29	0,23	0,52	44,23	50,6	380	0,50
770	10	2,8	2,4	339,75	48,7	388,4	0,28	0,24	0,52	46,15	51,0	385	0,50
780	10	2,8	2,3	342,55	51,0	393,5	0,28	0,23	0,51	45,10	51,5	390	0,51
790	10	2,7	2,4	345,25	53,4	398,6	0,27	0,24	0,51	47,06	51,9	395	0,52
800	10	2,7	2,5	347,95	55,9	403,8	0,27	0,25	0,52	48,08	52,3	400	0,52
810	10	2,6	2,6	350,55	58,5	409	0,26	0,26	0,52	50,00	52,7	405	0,53
820	10	2,5	2,7	353,05	61,2	414,2	0,25	0,27	0,52	51,92	53,0	410	0,54
830	10	2,5	2,7	355,55	63,9	419,4	0,25	0,27	0,52	51,92	53,4	415	0,54
840	10	2,4	2,9	357,95	66,8	424,7	0,24	0,29	0,53	54,72	53,8	420	0,55
850	10	2,4	2,8	360,35	69,6	429,9	0,24	0,28	0,52	53,85	54,1	425	0,56
860	10	2,3	3,0	362,65	72,6	435,2	0,23	0,3	0,53	56,60	54,5	430	0,56
870	10	2,3	3,1	364,9	75,7	440,55	0,23	0,31	0,54	57,94	54,8	435	0,57
880	10	2,2	3,0	367,1	78,7	445,75	0,22	0,3	0,52	57,69	55,1	440	0,58
890	10	2,1	3,2	369,2	81,9	451,05	0,21	0,32	0,53	60,38	55,5	445	0,58
900	10	2,0	3,2	371,2	85,1	456,25	0,20	0,32	0,52	61,54	55,8	450	0,59
910	10	2,0	3,3	373,2	88,4	461,55	0,20	0,33	0,53	62,26	56,1	455	0,60
920	10	1,9	3,2	375,1	91,6	466,65	0,19	0,32	0,51	62,75	56,3	460	0,60
930	10	1,8	3,3	376,9	94,9	471,75	0,18	0,33	0,51	64,71	56,6	465	0,61
940	10	1,9	3,4	378,8	98,3	477,05	0,19	0,34	0,53	64,15	56,9	470	0,62
950	10	1,8	3,5	380,6	101,8	482,35	0,18	0,35	0,53	66,04	57,2	475	0,62
960	10	1,8	3,5	382,4	105,3	487,65	0,18	0,35	0,53	66,04	57,4	480	0,63
970	10	1,7	3,6	384,1	108,9	492,95	0,17	0,36	0,53	67,92	57,7	485	0,64
980	10	1,6	3,6	385,7	112,5	498,15	0,16	0,36	0,52	69,23	57,9	490	0,64
990	10	1,7	3,7	387,4	116,2	503,55	0,17	0,37	0,54	68,52	58,2	495	0,65
1000	10	1,6	3,6	389	119,8	508,75	0,16	0,36	0,52	69,23	58,4	500	0,65
1010	10	1,5	3,8	390,5	123,6	514,05	0,15	0,38	0,53	71,70	58,7	505	0,66
1020	10	1,4	3,7	391,9	127,3	519,15	0,14	0,37	0,51	72,55	58,9	510	0,67
1030	10	1,5	3,9	393,4	131,2	524,55	0,15	0,39	0,54	72,22	59,1	515	0,67
1040	10	1,3	3,8	394,7	135,0	529,65	0,13	0,38	0,51	74,51	59,3	520	0,68
1050	10	1,4	3,8	396,1	138,8	534,85	0,14	0,38	0,52	73,08	59,5	525	0,69
1060	10	1,3	3,9	397,4	142,7	540,05	0,13	0,39	0,52	75,00	59,7	530	0,69
1070	10	1,2	3,9	398,6	146,6	545,15	0,12	0,39	0,51	76,47	59,9	535	0,70
1080	10	1,3	4,0	399,9	150,6	550,45	0,13	0,4	0,53	75,47	60,1	540	0,71
1090	10	1,2	4,1	401,1	154,7	555,75	0,12	0,41	0,53	77,36	60,3	545	0,71
1100	10	1,1	4,0	402,2	158,7	560,85	0,11	0,4	0,51	78,43	60,4	550	0,72
1110	10	1,1	4,0	403,3	162,7	565,95	0,11	0,4	0,51	78,43	60,6	555	0,73
1120	10	1,0	4,1	404,3	166,8	571,05	0,10	0,41	0,51	80,39	60,7	560	0,73

TIEMPO		PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
Tiempo transcurrido	ΔT min	V <sub>o</sub> cc	V <sub>w</sub> cc	V <sub>cumo</sub> cc	V <sub>cumw</sub> cc	V <sub>cumL</sub> cc	q <sub>o</sub> cc/min	q <sub>w</sub> cc/min	q <sub>L</sub> cc/min	Wcut %	FR	V <sub>iny</sub> cc	V <sub>p</sub> iny
1130	10	1,1	4,2	405,4	171,0	576,35	0,11	0,42	0,53	79,25	60,9	565	0,74
1140	10	1,0	4,1	406,4	175,1	581,45	0,10	0,41	0,51	80,39	61,0	570	0,75
1150	10	0,9	4,2	407,3	179,3	586,55	0,09	0,42	0,51	82,35	61,2	575	0,75
1160	10	1,0	4,2	408,3	183,5	591,75	0,10	0,42	0,52	80,77	61,3	580	0,76
1170	10	0,9	4,3	409,2	187,8	596,95	0,09	0,43	0,52	82,69	61,5	585	0,77
1180	10	0,9	4,2	410,1	192,0	602,05	0,09	0,42	0,51	82,35	61,6	590	0,77
1190	10	0,9	4,3	411	196,3	607,25	0,09	0,43	0,52	82,69	61,7	595	0,78
1200	10	0,8	4,4	411,8	200,7	612,45	0,08	0,44	0,52	84,62	61,9	600	0,79
1210	10	0,9	4,3	412,7	205,0	617,65	0,09	0,43	0,52	82,69	62,0	605	0,79
1220	10	0,8	4,4	413,5	209,4	622,85	0,08	0,44	0,52	84,62	62,1	610	0,80
1230	10	0,7	4,5	414,2	213,9	628,05	0,07	0,45	0,52	86,54	62,2	615	0,81
1240	10	0,8	4,4	415	218,3	633,25	0,08	0,44	0,52	84,62	62,3	620	0,81
1250	10	0,6	4,5	415,6	222,8	638,35	0,06	0,45	0,51	88,24	62,4	625	0,82
1260	10	0,7	4,6	416,3	227,4	643,65	0,07	0,46	0,53	86,79	62,5	630	0,83
1270	10	0,6	4,5	416,9	231,9	648,75	0,06	0,45	0,51	88,24	62,6	635	0,83
1280	10	0,5	4,7	417,4	236,6	653,95	0,05	0,47	0,52	90,38	62,7	640	0,84
1290	10	0,6	4,6	418	241,2	659,15	0,06	0,46	0,52	88,46	62,8	645	0,84
1300	10	0,5	4,7	418,5	245,9	664,35	0,05	0,47	0,52	90,38	62,9	650	0,85
1310	10	0,4	4,6	418,9	250,5	669,35	0,04	0,46	0,50	92,00	62,9	655	0,86
1320	10	0,4	4,7	419,3	255,2	674,45	0,04	0,47	0,51	92,16	63,0	660	0,86
1330	10	0,5	4,7	419,8	259,9	679,65	0,05	0,47	0,52	90,38	63,1	665	0,87
1340	10	0,4	4,7	420,2	264,6	684,75	0,04	0,47	0,51	92,16	63,1	670	0,88
1350	10	0,4	4,7	420,6	269,3	689,85	0,04	0,47	0,51	92,16	63,2	675	0,88
1360	10	0,4	4,7	421	274,0	694,95	0,04	0,47	0,51	92,16	63,2	680	0,89
1370	10	0,3	4,8	421,3	278,8	700,05	0,03	0,48	0,51	94,12	63,3	685	0,90
1380	10	0,4	4,8	421,7	283,6	705,25	0,04	0,48	0,52	92,31	63,3	690	0,90
1390	10	0,3	4,7	422	288,3	710,25	0,03	0,47	0,50	94,00	63,4	695	0,91
1400	10	0,3	4,7	422,3	293,0	715,25	0,03	0,47	0,50	94,00	63,4	700	0,92
1410	10	0,3	4,8	422,6	297,8	720,35	0,03	0,48	0,51	94,12	63,5	705	0,92
1420	10	0,3	4,8	422,9	302,6	725,45	0,03	0,48	0,51	94,12	63,5	710	0,93
1430	10	0,3	4,7	423,2	307,3	730,45	0,03	0,47	0,50	94,00	63,6	715	0,94
1440	10	0,3	4,8	423,5	312,1	735,55	0,03	0,48	0,51	94,12	63,6	720	0,94
1450	10	0,2	4,7	423,7	316,8	740,45	0,02	0,47	0,49	95,92	63,6	725	0,95
1460	10	0,3	4,8	424	321,6	745,55	0,03	0,48	0,51	94,12	63,7	730	0,96
1470	10	0,4	4,7	424,4	326,3	750,65	0,04	0,47	0,51	92,16	63,8	735	0,96
1480	10	0,2	4,9	424,6	331,2	755,75	0,02	0,49	0,51	96,08	63,8	740	0,97
1490	10	0,2	4,8	424,8	336,0	760,75	0,02	0,48	0,50	96,00	63,8	745	0,98
1500	10	0,4	4,7	425,2	340,7	765,85	0,04	0,47	0,51	92,16	63,9	750	0,98
1510	10	0,2	4,8	425,4	345,5	770,85	0,02	0,48	0,50	96,00	63,9	755	0,99
1520	10	0,3	4,9	425,7	350,4	776,05	0,03	0,49	0,52	94,23	63,9	760	1,00
1530	10	0,2	4,8	425,9	355,2	781,05	0,02	0,48	0,50	96,00	64,0	765	1,00

TIEMPO		PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
Tiempo transcurrido	ΔT min	Vo cc	Vw cc	Vcumo cc	Vcumw cc	VcumL cc	qo cc/min	qw cc/min	qL cc/min	Wcut %	FR	Viny cc	Vp iny
1540	10	0,3	4,9	426,2	360,1	786,25	0,03	0,49	0,52	94,23	64,0	770	1,01
1550	10	0,3	4,9	426,5	365,0	791,45	0,03	0,49	0,52	94,23	64,1	775	1,02
1560	10	0,3	4,8	426,8	369,8	796,55	0,03	0,48	0,51	94,12	64,1	780	1,02
1570	10	0,3	4,8	427,1	374,6	801,65	0,03	0,48	0,51	94,12	64,2	785	1,03
1580	10	0,3	4,9	427,4	379,5	806,85	0,03	0,49	0,52	94,23	64,2	790	1,03
1590	10	0,3	4,8	427,7	384,3	811,95	0,03	0,48	0,51	94,12	64,2	795	1,04
1600	10	0,3	4,9	428	389,2	817,15	0,03	0,49	0,52	94,23	64,3	800	1,05
1610	10	0,3	4,8	428,3	394,0	822,25	0,03	0,48	0,51	94,12	64,3	805	1,05
1620	10	0,2	4,9	428,5	398,9	827,35	0,02	0,49	0,51	96,08	64,4	810	1,06
1630	10	0,2	4,9	428,7	403,8	832,45	0,02	0,49	0,51	96,08	64,4	815	1,07
1640	10	0,4	4,8	429,1	408,6	837,65	0,04	0,48	0,52	92,31	64,5	820	1,07
1650	10	0,2	4,9	429,3	413,5	842,75	0,02	0,49	0,51	96,08	64,5	825	1,08
1660	10	0,3	4,8	429,6	418,3	847,85	0,03	0,48	0,51	94,12	64,5	830	1,09
1670	10	0,2	4,9	429,8	423,2	852,95	0,02	0,49	0,51	96,08	64,6	835	1,09
1680	10	0,2	4,9	430	428,1	858,05	0,02	0,49	0,51	96,08	64,6	840	1,10
1690	10	0,3	4,8	430,3	432,9	863,15	0,03	0,48	0,51	94,12	64,6	845	1,11
1700	10	0,2	4,8	430,5	437,7	868,15	0,02	0,48	0,50	96,00	64,7	850	1,11
1710	10	0,2	4,9	430,7	442,6	873,25	0,02	0,49	0,51	96,08	64,7	855	1,12
1720	10	0,2	4,9	430,9	447,5	878,35	0,02	0,49	0,51	96,08	64,7	860	1,13
1730	10	0,1	4,9	431	452,4	883,35	0,01	0,49	0,50	98,00	64,7	865	1,13
1740	10	0,3	4,8	431,3	457,2	888,45	0,03	0,48	0,51	94,12	64,8	870	1,14
1750	10	0,3	4,8	431,6	462,0	893,55	0,03	0,48	0,51	94,12	64,8	875	1,15
1760	10	0,2	4,9	431,8	466,9	898,65	0,02	0,49	0,51	96,08	64,9	880	1,15
1770	10	0,3	4,8	432,1	471,7	903,75	0,03	0,48	0,51	94,12	64,9	885	1,16
1780	10	0,3	4,8	432,4	476,5	908,85	0,03	0,48	0,51	94,12	65,0	890	1,17
1790	10	0,3	4,9	432,7	481,4	914,05	0,03	0,49	0,52	94,23	65,0	895	1,17
1800	10	0,2	4,9	432,9	486,3	919,15	0,02	0,49	0,51	96,08	65,0	900	1,18
1810	10	0,3	4,8	433,2	491,1	924,25	0,03	0,48	0,51	94,12	65,1	905	1,19
1820	10	0,3	4,8	433,5	495,9	929,35	0,03	0,48	0,51	94,12	65,1	910	1,19
1830	10	0,3	4,8	433,8	500,7	934,45	0,03	0,48	0,51	94,12	65,2	915	1,20
1840	10	0,3	4,9	434,1	505,6	939,65	0,03	0,49	0,52	94,23	65,2	920	1,20
1850	10	0,2	5,0	434,3	510,6	944,85	0,02	0,5	0,52	96,15	65,2	925	1,21
1860	10	0,3	4,8	434,6	515,4	949,95	0,03	0,48	0,51	94,12	65,3	930	1,22
1870	10	0,3	4,9	434,9	520,3	955,15	0,03	0,49	0,52	94,23	65,3	935	1,22
1880	10	0,2	4,9	435,1	525,2	960,25	0,02	0,49	0,51	96,08	65,4	940	1,23
1890	10	0,3	4,8	435,4	530,0	965,35	0,03	0,48	0,51	94,12	65,4	945	1,24
1900	10	0,3	4,9	435,65	534,9	970,5	0,03	0,49	0,52	95,15	65,4	950	1,24
1910	10	0,3	4,8	435,9	539,7	975,55	0,03	0,48	0,51	95,05	65,5	955	1,25
1920	10	0,3	4,8	436,2	544,4	980,65	0,03	0,48	0,51	94,12	65,5	960	1,26
1930	10	0,2	4,8	436,4	549,2	985,65	0,02	0,48	0,50	96,00	65,6	965	1,26
1940	10	0,2	4,9	436,6	554,1	990,75	0,02	0,49	0,51	96,08	65,6	970	1,27

TIEMPO		PRODUCCIÓN										INYECCIÓN	
Tiempo transcurrido	$\Delta T$ min	$V_o$ cc	$V_w$ cc	$V_{cumo}$ cc	$V_{cumw}$ cc	$V_{cumL}$ cc	$q_o$ cc/min	$q_w$ cc/min	$q_L$ cc/min	$W_{cut}$ %	FR	$V_{iny}$ cc	$V_p$ iny
1950	10	0,2	4,9	436,8	559,0	995,85	0,02	0,49	0,51	96,08	65,6	975	1,28
1960	10	0,2	5	437	564,0	1001,05	0,02	0,5	0,52	96,15	65,6	980	1,28
1970	10	0,1	4,9	437,1	568,9	1006,05	0,01	0,49	0,50	98,00	65,7	985	1,29
1980	10	0,2	4,9	437,3	573,8	1011,15	0,02	0,49	0,51	96,08	65,7	990	1,30
1990	10	0,2	4,9	437,5	578,7	1016,25	0,02	0,49	0,51	96,08	65,7	995	1,30
2000	10	0,15	4,9	437,65	583,6	1021,3	0,02	0,49	0,51	97,03	65,7	1000	1,31
2010	10	0,1	4,9	437,75	588,5	1026,3	0,01	0,49	0,50	98,00	65,8	1005	1,32
2020	10	0,1	5	437,85	593,5	1031,4	0,01	0,5	0,51	98,04	65,8	1010	1,32
2030	10	0,2	5	438,05	598,5	1036,6	0,02	0,5	0,52	96,15	65,8	1015	1,33
2040	10	0,1	4,9	438,15	603,4	1041,6	0,01	0,49	0,50	98,00	65,8	1020	1,34
2050	10	0,2	4,8	438,35	608,2	1046,6	0,02	0,48	0,50	96,00	65,8	1025	1,34
2060	10	0,1	4,9	438,45	613,1	1051,6	0,01	0,49	0,50	98,00	65,9	1030	1,35
2070	10	0,2	4,9	438,65	618,0	1056,7	0,02	0,49	0,51	96,08	65,9	1035	1,36
2080	10	0,15	4,9	438,8	622,9	1061,75	0,02	0,49	0,51	97,03	65,9	1040	1,36
2090	10	0,2	4,8	439	627,7	1066,75	0,02	0,48	0,50	96,00	65,9	1045	1,37
2100	10	0,2	4,9	439,2	632,6	1071,85	0,02	0,49	0,51	96,08	66,0	1050	1,38