

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACION DE UN MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA (MPR), EN EL MEDIO POROSO CON CRUDO EXTRAPESADO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Ortega R, Gleiver E  
Para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2015

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACION DE UN MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD RELATIVA (MPR), EN EL MEDIO POROSO CON CRUDO EXTRAPESADO**

Tutor Académico: Ing. Diego Manfre

Tutor Industrial: Ing. Oscar Vernaéz

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Ortega R, Gleiver E  
Para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2015

## **DEDICATORIA**

Especialmente a mis padres por su apoyo incondicional, por sus consejos que me permitieron ser la persona de hoy en día, a mis hermanos, Daniel O. y Betzabeth O, los cuales me inspiración para seguir adelante en busca de esos sueños anhelados. A Ángela Sánchez mi tesoro más preciado, mi gran admiración y ejemplo de lucha. A todas esas personas que de alguna manera colaboraron en mi investigación.

"La fuerza no proviene de la capacidad física sino de la voluntad indomable"

(Mahatma Gandhi)

## **AGRADECIMIENTOS**

A PDVSA-INTEVEP, principalmente a Oscar Vernaéz, por brindarme la oportunidad de formar parte de una investigación tan interesante y el compromiso mostrado durante el desarrollo del trabajo. Muchísimas Gracias.

A todas las personas que de alguna u otra manera estuvieron vinculadas al desarrollo de este proyecto, gracias a: Augusto García, Aníbal Ortega y Deivis Oliveros.

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras por brindarme la luz del conocimiento. A los profesores que en cada clase imparten conocimiento de una manera especial: Pedro Martorano, Pedro Díaz, Lisbeth Miranda y Diego Manfre.

A mi familia, que representan mi mayor motivación. Mis padres y mis hermanos los cuales siempre han estado a mi lado ayudándome para alcanzar mis sueños. Este merito también es de ustedes.

A mi novia Ángela Sánchez, por tanto apoyo, tanto amor, tanta paciencia. Te amo.

Gleiver E. Ortega

**ORTEGA R., GLEIVER E.**

**EVALUACION DE UN MODIFICADOR DE PERMEABILIDAD  
RELATIVA (MPR), EN EL MEDIO POROSO CON CRUDO  
EXTRAPESADO**

**Tutor Académico: Prof. Diego Manfre. Tutor Industrial: Ing. Oscar Vernaéz**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2015**

**Palabras Claves:** Modificadores de permeabilidad relativa, Pruebas de desplazamiento, Polímeros hidrofobicamente modificados, Exponentes de Corey, Simulación 1D a escala de laboratorio, simulador Stars.

Resumen. La inyección de modificadores de permeabilidad relativa en el medio poroso requiere de características especiales , que disminuyan el flujo de agua, sin afectar el de petróleo .En esta investigación, se realizaron pruebas de desplazamientos estacionarias en núcleos de arenas no consolidadas a condiciones de la FPOHC, donde se inyectó un agente modificador de permeabilidad relativa (MPR ) a tres caudales diferentes para evaluar el efecto de la velocidad de flujo en la reducción de la permeabilidad. Posteriormente se utilizó la simulación numérica con el simulador Stars para reproducir las caídas de presión, junto con las producciones acumuladas de crudo (NP) y Agua (WP) en el núcleo.

## ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS.....	xi
INTRODUCCIÓN.....	1-3
CAPÍTULO I.....	4
ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO.....	4
1.1 Planteamiento del problema.....	4-5
1.2 Objetivo general.....	4
1.2.1 Objetivos específicos.....	4-5
1.3 Justificación del problema.....	5
1.4 Alcances.....	6
1.5 Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. Alta Producción de Agua en Pozos Petroleros.....	7
2.2 Tecnologías para el control de agua.....	7-8
2.2.1 Sistemas químicos sellantes.....	8
2.2.2 Sistemas químicos no sellantes.....	8
3 Modificadores de permeabilidad relativa.....	8-9
3.1 Clasificación de los Modificadores de Permeabilidad.....	9
3.1.1 Microgeles.....	9
3.1.2. Sistemas poliméricos entrecruzados no Sellantes .....	9
3.1.3 Polimeros hidrofobicamente modificados.....	9
3.2 Antecedentes en Inyección de Modificadores de Permeabilidad Relativa.....	10-14
4 Medio poroso.....	14
4.1 Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso.....	14
4.1.1 Ecuación de Poiseuille.....	14
4.1.2 Ecuación de Darcy.....	15
4.2 Permeabilidad.....	15-16
4.3 Curvas de permeabilidad.....	16-18
4.4 Imbibición y Drenaje.....	18-19
4.5 Saturación de fluidos en el medio poroso.....	19-20
4.6 Movilidad.....	20

5 Mecanismos de los Modificadores de Permeabilidad Relativa.....	20
5.1 Hipótesis del efecto pared.....	21-22
6 Metodología en evaluación de MPR en núcleos de medio poroso.....	22-24
6.1 Efecto de la velocidad.....	24
6.2 Efecto del volumen de tratamiento.....	24
6.3 Retención de polímeros.....	24
6.4 Adsorción de polímeros Hidrofóbicamente modificados.....	24
6.5 Técnicas de evaluación.....	24
7 Modelaje en el Medio Poroso.....	25-26
7.1 Modelos de simulación.....	26
7.2 Herramienta Computacional.....	26
7.2.1 STARS (Steam, Thermal and Advanced processes Reservoir Simulator).....	26
7.2.2 Simulación MPR en el medio poroso .....	26
CAPÍTULO III METODOLOGIA.....	27
3.1 Materiales y reactivos.....	27
3.1.1 Agua de formación.....	27
3.1.2 Crudo.....	28
3.1.3 Polímero.....	28
3.1.4 Medio poroso.....	28
3.3 Procedimiento experimental.....	28-29
3.3.1 Determinación del Volumen Poroso y Porosidad.....	29
3.3.2 Medición de la permeabilidad absoluta de la roca.....	30
3.3.3 Pruebas de desplazamientos en el medio poroso.....	30
3.3.4 Inyección de crudo para alcanzar la saturación de agua irreducible (Swi).....	31-32
3.3.5 Inyección de agua para alcanzar saturación residual de crudo .....	32-33
3.3.6 Inyección de crudo y agua.....	33
3.3.7 Inyección de MPR.....	33
3.3.8 Inyección de agua para desorción .....	33
3.3.9 Cálculo del factor de resistencia.....	33
3.4 Simulación numérica en el medio poroso.....	34
3.4.1 Construcción del modelo de simulación.....	34-35

3.4.2 Dimensiones del mallado 1D .....	35
3.4.3 Propiedades de la roca.....	35
3.5 Módulos de Simulación.....	36
3.5.1 Modelo Builder.....	36
3.5.2 Módulo I/O Control (Control Entrada/Salida).....	36
3.5.3 Módulo Reservoir (Descripción del Yacimiento).....	36
3.5.4 Módulo Components (Propiedades de los Fluidos).....	36
3.5.5 Módulo Rock-Fluid (Propiedades de la Roca).....	36
3.5.6 Módulo Initial Conditions (Condiciones Iniciales).....	37
3.5.7 Módulo Numerical (Condiciones Numéricas) .....	38
3.5.8 Módulo Well & Recurrent.....	38
3.5.9 Cotejo histórico.....	39
CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS.....	40
4.1 Curvas de permeabilidad relativa con crudo extra pesado .....	40
4.1.1 Correlación de Corey.....	40
4.1.1.1 Proceso de drenaje .....	40
4.1.1.2 Proceso de imbibición.....	40
4.1.2 Saturaciones residuales.....	40-41
4.1.3 Histéresis.....	41-42
4.1.4 Presiones de inyección de agua .....	42-43
4.1.5 Presiones de inyección de crudo .....	43-44
4.2 Inyección de los modificadores de permeabilidad relativa.....	45-46
4.3 Desorción del MPR.....	47-48
4.4 Modificación de la permeabilidad relativa.....	48
4.4.1 Inyección de crudo después de la inyección del MPR.....	48-49
4.4.2 Inyección de agua después de la inyección del MPR .....	49
4.4.3 Curvas de permeabilidad relativa para una velocidad de 0,13 ml/min.....	49-50
4.4.4 Curvas de permeabilidad relativa para una velocidad de 0,26 cm/min.....	50-51
4.4.5 Curvas de permeabilidad relativa para una velocidad de 0,52 ml/min.....	52-53
4.5 Comportamiento del modificador de permeabilidad relativa a diferentes caudales..	53-54
4.5.1 Desplazamientos de los puntos de permeabilidad relativa al agua.....	54



4.5.2 Desplazamientos de los puntos de permeabilidad relativa al crudo.....	55
4.6 Simulaciones numérica.....	56-57
4.6.1 Inyección de crudo antes de la inyección del MPR.....	58
4.6.1.1 Producción acumulada de agua .....	58
4.6.2 Inyección de agua antes de la inyección del MPR .....	58
4.6.2.1 Producción acumulada de crudo .....	58-59
4.6.3 Inyección de crudo después de la inyección del MPR.....	59-60
4.6.3.1 Producción acumulada de agua .....	60
4.6.4 Inyección de agua después de la inyección del MPR.....	61
4.6.4.1 Producción acumulada de crudo.....	62-63
CONCLUSIONES.....	64
RECOMENDACIONES.....	65
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	66-68
APENDICES.....	69

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Curva de Permeabilidad Relativa.....	17
Figura 2.2 Proceso antes y después del tratamiento.....	26
Figura 3.1 Flujo de pruebas de desplazamientos.....	31
Figura 3.2 Modelos desimulación.....	35
Figura 3.3 Interfaz Builder.....	36
Figura 3.4 Módulo Rock-Fluid.....	37
Figura 3.5 Modulo numerical.....	38
Figura 3.6 Módulo Well & Recurrent.....	38
Figura 4.1 Permeabilidad Relativa al agua.....	42
Figura 4.2 Permeabilidad Relativa al crudo.....	42
Figura 4.3 Presiones de inyección de agua a diferentes velocidades.....	43
Figura 4.4 Presiones de inyección de crudo a diferentes velocidades.....	44
Figura 4.5 Inyección de polímero a diferentes velocidades.....	45
Figura 4.6. Figura 4.6 Presiones de inyección de crudo a diferentes velocidades.....	47
Figura 4.7. Figura 4.6 Presiones de inyección de agua a diferentes velocidades.....	48
Figura 4.8 Puntos finales de la curva de permeabilidad a una velocidad de 0,13cm/min....	49
Figura 4.9 Puntos finales de la curva de permeabilidad a una velocidad de 0,26 cm/min...	50
Figura 4.10 Puntos finales de la curva de permeabilidad a una velocidad de 0,52 cm/min..	51
Figura 4.11 Proceso pre-MPR.....	53
Figura 4.12 Proceso post-MPR.....	53
Figura 4.13 Proceso pre-MPR.....	54
Figura 4.14 Proceso post-MPR.....	54
Figura 4.15 Presiones experimentales vs presiones de simulación.....	56
Figura 4.16 Producción de agua Pre-MPR.....	57
Figura 4.17 Presiones experimentales vs presiones de simulación.....	58
Figura 4.18 Producción de crudo Pre-MPR.....	59
Figura 4.19 Presiones experimentales vs presiones de simulación.....	60
Figura 4.20 Producción de agua Post-MPR.....	61
Figura 4.21 Presiones experimentales vs presiones de simulación.....	62
Figura 4.22. Producción de crudo Post-MPR.....	63

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Composición iónica del agua de formación.....	27
Tabla 3.2 Condiciones de las pruebas y constantes de fluidos.....	31
Tabla 3.3 Dimensiones del mallado para los modelos.....	34
Tabla 3.4 Propiedades de la roca monofásicas.....	35
Tabla 4.1 Permeabilidades y saturaciones a diferentes velocidades.....	41
Tabla 4.2 Saturaciones de agua post MPR.....	45
Tabla 4.3 Factores de resistencia Post MPR.....	46
Tabla 4.4 Saturaciones y factores de resistencia residual.....	46
Tabla 4.5 Factores de resistencia residual.....	52
Tabla 4.6 Factores de desviación.....	56
Tabla 4.7 Factores de desviación.....	58
Tabla 4.8 Factor de desviación para cada velocidad de inyección.....	60
Tabla 4.9 Factor de desviación para cada velocidad de inyección.....	62
Tabla B.1 Velocidad 0,13 cm/min antes de la inyección de polímero.....	73
Tabla B.2 Velocidad 0,13 cm/min después de la inyección de polímero.....	73
Tabla B.3 Velocidad 0,26 cm/min antes de la inyección de polímero.....	74
Tabla B.4 Velocidad 0,26 cm/min después de la inyección de polímero.....	74
Tabla B.5 Velocidad 0,52 cm/min antes de la inyección de polímero.....	75
Tabla B.6 Velocidad 0,52 cm/min después de la inyección de polímero.....	75

## INTRODUCCIÓN

Las técnicas actuales empleadas para controlar la producción excesiva de agua en pozos de petróleo y gas, se clasifican en dos grupos: sistemas mecánicos y sistemas químicos. Los sistemas mecánicos se basan en la colocación de herramientas o dispositivos (empacaduras mecánicas o inflables, tapones, hidrociclones, etc.) que aíslan las zonas productoras de agua, o en su defecto evitan la producción de agua en superficie a diferencia de los tratamientos químicos los cuales se distinguen por su fácil y rápida implementación, su moderado costo y su inmediata respuesta al pozo tratado. Estos tratamientos químicos a su vez se clasifican en sistemas sellantes y sistemas no sellantes, los primeros bloquean totalmente el flujo de fluidos a través del medio poroso, por su parte, los no sellantes restringen pero no bloquean el paso de fluidos a través del medio poroso [1].

La mayor utilidad que presentan los sistemas no sellantes, es que reducen la permeabilidad efectiva al agua en una proporción mayor que al hidrocarburo, impidiendo de esta manera la producción de agua sin afectar el flujo de la fase oleica. Esta característica de selectividad permite calificar a algunos sistemas químicos no sellantes como Modificadores de Permeabilidad Relativa (MPR).

El comportamiento en el medio poroso de estos modificadores de permeabilidad relativa están influenciados por determinadas variables que definen un gran porcentaje de éxito al momento de su desplazamiento en el medio poroso, tales como el volumen de polímero a inyectar, tasa de bombeo, concentración de polímero, viscosidad, así como también las principales interacciones que sufre el polímero en su recorrido por el medio poroso es decir, retención, volumen poroso inaccesible y factor de resistencia (FR).

En lo que se refiere al efecto del variable volumen de bombeo en el tratamiento de los MPR, algunos autores [1], encontraron un volumen de tratamiento mínimo a partir del cual comienzan a observarse los efectos del MPR. Pero se debe evaluar la metodología y obtención de resultados utilizada en su investigación, y abordar mejoras en la generación de resultados que permitan sensibilizar los datos de entrada en el simulador y lograr conclusiones más confiables.

Además del efecto de los cambios en volumen de bombeo del fluido en el medio poroso, se ha demostrado en un gran número de trabajos experimentales que al fluir soluciones poliméricas a través de medios porosos consolidados y no consolidados, existe una reducción apreciable entre las concentraciones a la entrada y salida del medio poroso [2]. Esta reducción en la concentración del polímero se ha explicado por medio de la retención de las moléculas del polímero dentro del medio poroso, atribuida a mecanismos de adsorción, entrapamiento de macromoléculas poliméricas en los poros y retención hidrodinámica [3]. Existe una cierta porción del volumen poroso que no es contactado por la solución polimérica, conocido como volumen poroso inaccesible. Todo esto en conjunto altera la permeabilidad del medio poroso al paso de la fase acuosa, factor importante en el comportamiento del desplazamiento en el yacimiento. Por tal razón se ha observado la reducción de la permeabilidad con respecto al agua debido al polímero adsorbido en la superficie de medio poroso, así como también como el aumento de adsorción conduce al incremento de la saturación del agua irreducible. Todo este proceso parece depender del tipo de formación [4].

Tomando en cuenta cada una de estas variables en el medio poroso, se debe tener en cuenta que para la aplicación de los MPR, el éxito depende en gran parte de la identificación del problema. A pesar que se han realizado muchas pruebas de laboratorio en la aplicación de tratamientos MPR, su éxito en campo oscila entre 40 y 50% aproximadamente [5]. Sin embargo se ha logrado demostrar que su aplicación es efectiva y exitosa si se tienen en cuenta parámetros de yacimientos que cumplan condiciones como: múltiples intervalos de arena, ausencia de flujo cruzado entre capas y de agua móvil en la zona productora de hidrocarburos [1]. Este trabajo de investigación plantea la necesidad de evaluar la tecnología MPR mediante procedimientos experimentales en laboratorio con el fin de estudiar el efecto que ocurre en el medio poroso con el uso de crudo extra pesado, y de esta manera contribuir al desarrollo y aplicación de esta tecnología a condiciones de FPOHC para el control de agua en pozos petroleros.

La estructuración de este trabajo se encuentra dividida principalmente en capítulos, los cuales son descritos a continuación. El capítulo I comprende toda la información relevante relacionada con el planteamiento del problema, objetivos, justificaciones, alcances y las

limitaciones de la investigación. En relación al capítulo II, principalmente se encuentra la información teórica al momento del desarrollo y búsqueda de la información previa al procedimiento experimental relacionada con la tecnología MPR. La metodología de realización de las pruebas llevadas a cabo en laboratorio es descrita en el capítulo III. Para el análisis de los resultados obtenidos luego de las pruebas de laboratorio y la simulación numérica se utilizó el capítulo IV.

## **CAPÍTULO I**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La aplicación de los MPR en campo no cuenta aún con metodologías efectivas que permitan determinar variables de tratamiento como el volumen a inyectar, los caudales de inyección, la concentración óptima de polímero o incluso el tipo de polímero. Los simuladores numéricos se destacan por su capacidad predictiva en tratamientos químicos y a pesar de sus constantes actualizaciones, aún no cuentan con una herramienta capaz de incluir los cambios en la propiedad roca-fluido que generan los MPR, ni se tienen definidas las variables que afectan estos cambios. A pesar que existen comercialmente estos productos químicos se han aplicado en Venezuela solo en campos maduros y debido a la expansión de producción, las altas reservas de la faja, y la irrupción de agua en este tipo de yacimientos es muy difícil revertir. Por tal razón esta investigación pretende evaluar el potencial de aplicación de los modificadores de permeabilidad relativa (MPR), basado en estudios de pruebas de núcleos y comportamiento del flujo de los MPR en el medio poroso, permitiendo definir las variables de entrada para la simulación numérica de la inyección de un polímero modificador de permeabilidad relativa en el medio poroso a condiciones de la FPOHC.

### **1.2 OBJETIVO GENERAL**

Definir variables de entrada para el simulador Stars en la inyección de un polímero modificador de permeabilidad relativa en medios porosos a condiciones de la FPOHC a partir de ensayos de núcleo de medio poroso.

#### **1.3.1 Objetivos específicos**

1. Evaluar el efecto del MPR en núcleos de medio poroso a condiciones bifásicas con crudo, agua y arena del campo Zuata principal a tres velocidades de flujo distintas
2. Obtener las curvas de permeabilidad relativa antes y después del tratamiento de MPR a partir de los puntos de estado estacionario “end-points” experimentales.

3. Cotejar mediante un simulador numérico los procesos de imbibición y drenaje antes y después del tratamiento.
4. Identificar las variables experimentales que se utilicen como datos de entrada para el simulador numérico.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

Los volúmenes de agua asociados a la producción de hidrocarburos representan una problemática en ascenso para las compañías operadoras en el área de petróleo y gas. En el 2011, la industria petrolera gastó más de 50 mil millones de dólares en el manejo del agua producida, estos costos incluyen disposición, transporte, reinyección y tratamiento del agua que se produjo [6]. La producción de agua es tan usual que se estima que a escala mundial las compañías petroleras producen tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en explotación [7]. En Venezuela los datos de producción de agua corresponden a 5,3 barriles de agua por cada barril de petróleo, destacándose el corte de agua de la región Centro Sur (Barinas, Apure), donde el valor promedio alcanza 80% [8]. Estas cifras reflejan la necesidad de buscar soluciones óptimas a este problema.

La producción de agua puede reducir la vida productiva de los pozos de petróleo y gas, además de ocasionar problemas severos que incluyen la corrosión de tuberías, migración de partículas finas e incremento del peso de la columna producida o carga hidrostática.

Varias décadas de investigación en métodos químicos para el control de agua, han permitido el desarrollo de productos que pueden reducir la permeabilidad al agua sin modificar significativamente la permeabilidad del crudo. Los principales mecanismos de acción están relacionados con el aumento de la saturación de agua residual, al incremento de la humectabilidad al agua y a los diferentes valores de factor de resistencia residual (RRF) que se pueden obtener [1]. Estos sistemas son denominados modificadores de permeabilidad relativa (MPR), que consisten generalmente en soluciones poliméricas, también denominados Reductores Desproporcionados de Permeabilidad (en inglés, DPR) [9]. A su vez, presentan un gran potencial para solventar el problema de la producción excesiva de agua comportándose como un sistema inteligente.



#### **1.4 ALCANCES**

1. A través de esta investigación se lograra la obtención de las curvas de permeabilidad relativa para los procesos de inyección de MPR en el medio poroso a diferentes velocidades, además de los exponentes de Corey más eficientes en la reproducción de los datos experimentales.
2. La utilización de los modificadores de permeabilidad relativa en el medio poroso permitirá reducir los costos de producción de agua.
3. Actualización de la tecnología MPR en procesos de inyección a diferentes velocidades.

#### **1.5 LIMITACIONES**

1. El poco conocimiento de las principales funciones del simulador Stars podría reducir la eficiencia de la reproducción de los datos al momento de la simulación.
2. El tipo de crudo utilizado para las pruebas de desplazamiento como el extrapesado podría inferir en la precisión y manejo de los equipos de medio poroso.
3. La descalibración de los equipos de presión pudiese ocasionar lecturas incorrectas al momento del registro de datos experimentales.

## **CAPITULO II**

### **2.1 Alta Producción de Agua en Pozos Petroleros**

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, pasando respectivamente por todas las etapas, es decir; exploración, producción y abandono del pozo. Esta se encuentra presente en casi la totalidad de los yacimientos petroleros en nuestro país y es el flujo más abundante presente en ellos, es por esto que el agua que es transportada junto con el flujo de hidrocarburos mediante el pozo, acarrea problemas técnicos y operacionales, entre ellos [10], la reducción de la productividad del pozo, el aumento de la presión hidrostática y por lo tanto mayor requerimiento de presión para producir hidrocarburos, la aceleración de los procesos de corrosión en tubulares de producción, producción de arena en algunos casos (dependiendo la formación), capacidad de manejo y disposición, entre otros.

En algunos casos la producción de agua es aceptable y no afecta negativamente la productividad, por lo que se denomina agua buena. Si la producción de agua se encuentra fuera de los valores económicos aceptables para la operadora, y además presenta una desfavorable relación de movilidad que impide que el petróleo sea producido, se denomina agua mala [10].

### **2.2 Tecnologías para el Control de Agua**

Con la finalidad de mitigar la alta producción de agua se han desarrollado actualmente tecnologías de control de agua, para incrementar la vida productiva del pozo. Dependiendo del tipo de problema que se requiera solucionar, existen numerosas tecnologías de mitigación, con rangos específicos de aplicación. En términos generales estas tecnologías se pueden agrupar en dos clases: mecánicas y químicas [11], [12], [13].

Las soluciones mecánicas se caracterizan principalmente por el aislamiento de la zona utilizando medios mecánicos como los tapones y empacaduras, los cuales se localizan en el fondo del pozo.

Las soluciones químicas consisten en la inyección de alguna sustancia química en el intervalo productor de agua, sin la modificación en la terminación del pozo y ofreciendo la mayor penetración en la formación que los métodos mecánicos.. Entre las tecnologías para

el control del agua clasificadas como soluciones químicas, se pueden destacar los cementos (convencional, microfinos, fluidos), las resinas, sales, emulsiones y geles. Las soluciones químicas se clasifican a su vez en sellantes y no sellantes.

#### 2.2.1 Sistemas químicos sellantes

Permiten bloquear totalmente el flujo de cualquier fluido al pozo, reduciendo la permeabilidad efectiva tanto al agua como al petróleo cuando se coloca en el medio poroso. La ventaja de este tipo de geles es que pueden penetrar espacios muy pequeños en el medio poroso y son capaces de proporcionar mejor aislamiento que otros sistemas químicos.

#### 2.2.2 Sistemas químicos no sellantes

Son aquellos que poseen la facultad de reducir la permeabilidad efectiva al agua sin cambiar significativamente la permeabilidad efectiva al petróleo. Este efecto se conoce como efecto de reducción desproporcionada de permeabilidad (DPR) por sus siglas en inglés ("Disproportionate Permeability Reduction"). Los sistemas no sellantes también se denominan modificadores de permeabilidad relativa debido a que el efecto DPR afecta las curvas de permeabilidad relativa

### 3 Modificadores de Permeabilidad Relativa

La definición verdadera de lo que es un modificador de permeabilidad relativa, ha sido motivo de varios estudios y discusiones, en consecuencia se ha definido como un material que disminuye la permeabilidad relativa al agua más que la del petróleo mediante el cambio de la permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ ) y permeabilidad relativa al crudo ( $K_{ro}$ ). La colocación de los MPR en zonas homogéneas que producen agua y petróleo, pueden contribuir a la disminución de la permeabilidad de agua e hidrocarburo sustancialmente [14].

Los primeros polímeros modificadores de permeabilidad relativa usados con este fin, fueron las poliacrilamida de alto peso molecular. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio disminuyen su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio [15].

El sistema más simple involucra una poliacrilamida, la cual es inyectada al medio poroso

como una solución de baja viscosidad, en consecuencia las partículas poliméricas se adhieren en la superficie del medio poroso, produciendo así la reducción del espacio poral de la matriz afectando en mayor proporción el flujo de agua [16].

Actualmente también se han desarrollado sistemas de MPR de mayor efectividad, agregando radicales cargados a poliacrilamidas, formando así terpolímeros anfóteros (PoliDimetil-dialilcloruro de amonio) [15]. Estos sistemas incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto “negativo”) es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2 [15].

### **3.1 Clasificación de los Modificadores de Permeabilidad Relativa**

#### **3.1.1 Microgeles**

Son partículas coloidales de geles poliméricos entrecruzados, las cuales se encuentran en una fase continua que comúnmente es el agua, y se consideran como uno de los MPR más importantes. Los microgeles son sistemas coloidales poliméricos con tamaños inferiores a 1 micron [17].

#### **3.1.2 Sistemas poliméricos entrecruzados no Sellantes**

Consisten en copolímeros, generalmente de poliacrilamida entrecruzados ligeramente en medio acuoso, capaces de formar geles que permiten la reducción del corte de agua en pozos productores e inyectores. A condiciones de presión y temperatura de yacimiento, forman una red tridimensional que atrapa agua en su interior. El gel se forma dentro del yacimiento y una vez formado, reduce la permeabilidad [18].

#### **3.1.3 Polímeros hidrofóbicamente modificados**

Los polímeros hidrofóbicamente modificados son cadenas solubles en agua que consisten en un esqueleto hidrofílico, al cual se le han adjuntado grupos hidrofóbicos, de modo que cada molécula tenga al menos dos grupos hidrofóbicos que se distribuyen al azar en bloques a lo largo de la cadena polimérica [19].

### 3.2 Antecedentes en Inyección de Modificadores de Permeabilidad Relativa

A continuación se presentan una serie de trabajos previos que serán utilizados como referencia en el desarrollo del presente proyecto.

**James and Leonhardt** [20] ofrecen una actualización sobre el estado de la tecnología de inyección de polímeros, centrándose en aplicaciones tales como:

- ✓ Mecanismos de inundaciones polímero
- ✓ Los polímeros usados
- ✓ Estabilidad Polímero –solución
- ✓ Criterios de técnicos de selección
- ✓ Laboratorio de simulación y trabajo
- ✓ Resumen de los pilotos y aplicaciones a gran escala
- ✓ Inyección de polímeros en yacimientos de petróleo pesad
- ✓ Los problemas asociados con las inundaciones polímero y sus soluciones
- ✓ La evolución futura

**Sydansk, and Seright** [21] definen las principales características que deben ser tomadas en cuenta, para la inyección eficiente de un sistema MPR, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- ✓ La formación debe tener capas separadas, sin flujo cruzado.
- ✓ Se recomienda realizar pruebas de compatibilidad con los fluidos MPR y la formación.
- ✓ Los Tratamientos de MPR deben ser bombeados a tasas de matriz, nunca superior a la presión de fractura.
- ✓ La penetración radial de los tratamientos MPR, es recomendada alrededor de 7 a 10 pies en la matriz de la roca para garantizar su éxito.

**Mennella and Chiappa** [22] describen la elaboración de un conjunto de reglas para la selección y aplicación de esta tecnología. Las cuales se basan en un análisis de los principales problemas operativos y en estudios de simulación que exploran los mecanismos físicos y químicos que rige la eficacia del tratamiento. Entre las pautas para un mejor rendimiento de estos tratamientos se deben considerar los siguientes aspectos:

- ✓ La presencia de formaciones multicapas y con moderada permeabilidad.
- ✓ Aplicación de polímeros catiónicos en formaciones silíceas.
- ✓ La realización de pruebas de adsorción de polímeros proporcionan una evaluación útil del rendimiento de los diferentes sistemas.
- ✓ El peso molecular óptimo tiene que ser definido teniendo en cuenta las propiedades de infectividad de la solución de polímero.
- ✓ La presencia de cationes divalentes en la solución polimérica puede aumentar sustancialmente la adsorción de HPAM cargado negativamente.
- ✓ La presencia de petróleo puede reducir sustancialmente la tendencia de absorción en superficie de la roca.

**Vasquez and Eoff** [23] analizaron la aplicación de un sistema MPR único desarrollado para el control del agua. Este sistema de RPM se basa en un polímero soluble en agua hidrófobamente modificado (HRPM) que, una vez adsorbido a la superficie de la roca, reduce selectivamente agua permeabilidad efectiva con poco o ningún daño a la producción de petróleo. Los parámetros discutidos se relacionan con pruebas de rendimiento (HRPM), criterios de selección de candidatos, consideraciones de diseño e historias de casos.

**Rodríguez, Rousseau and Bekri** [24] estudiaron los mecanismos implicados durante las inyecciones de polímero para crudos extra-pesado con condiciones de la FPO. Entre los resultados obtenidos se puede resaltar, el aumento de la retención irreversible cuando la viscosidad se incrementa, el crecimiento del efecto de retención del polímero después de inyectar uno menos viscoso, así como también el adelgazamiento de la capa del polímero más marcado que el engrosamiento para alta viscosidad que para baja viscosidad, lo cual podría ser una visión positiva para aplicaciones de campo, pero debe tratarse con especial atención.

**Scott , Kalfayan and Rittenberry** [25] introducen un nuevo ter-polímero sintético modificador de permeabilidad relativa (MPR) que reduce la permeabilidad al agua sin afectar adversamente la permeabilidad del hidrocarburo el cual ha sido desarrollado y probado con éxito en el campo, incluyendo en la fracturamiento proporcionando un nuevo enfoque de tratamiento y simplicidad en aplicación. Es viable en una amplia gama

de yacimientos, litologías, y permeabilidades, así como también se puede emplear en diferentes tipos de trabajo como fracturación hidráulica.

**Nieves, Fernandez and Dalrymple** [26] describen el proceso de inyección de un MPR, el cual consta de un esqueleto polimérico injertado con metoxipolietilenglicol (MPEG). Estos resultados indican que el polímero RPM debe ser colocado con un enfoque sistemático para obtener resultados óptimos. El estudio de un caso de campo aplicado en Venezuela con un volumen de tratamiento de 7.500 gal (2000 ppm en agua salada filtrada a un pH ajustado de 5 a 6) se bombearon logrando reducir el corte de agua en un 13%, aumentando inicialmente la producción total de 90 a 285 barriles al día. Durante 31 días después del tratamiento 7.490 bbl de petróleo adicional fueron recuperados. Aunque el pozo regresó a su antigua tasa de producción después de este período, el éxito económico obtenido por el aumento temporal cubrió los costos del tratamiento.

**Wang and Asghari** [27] presentan una investigación sobre el efecto de la viscosidad del aceite en las curvas de permeabilidad relativa para los sistemas crudo-agua a través de pruebas de desplazamiento en núcleos de arena bajo un caudal de inyección. Una amplia gama de viscosidades fueron utilizadas en las mediciones y se encontró que, con el aumento de la viscosidad del aceite, la saturación de petróleo residual aumentó y las permeabilidades relativas de aceite y agua se redujeron en el rango de saturación de agua más alto. Así como también la saturación de agua irreducible tendió a disminuir con el aumento de la viscosidad del aceite.

**Smiith** [28] describe el flujo de soluciones poliméricas a través de medios porosos, considerando tres regímenes diferentes así como también la relación entre el radio de la partícula de polímero, es decir el radio hidrodinámico ( $R_h$ ) y el radio de poro ( $R_p$ ). Lo novedoso de esta investigación es que relaciona la retención del polímero con la permeabilidad de tal manera para mecanismos de baja permeabilidad rangos de  $R_p < 3R_h$ , alta permeabilidad  $R_p > 50R_h$  y permeabilidad intermedia  $3R_h < R_p < 50R_h$ .

**Ogunberu and Asghary** [29] analizan la adsorción de polímero en medios porosos en los cuales demuestran que existe un régimen de adsorción estática a bajas velocidades de inyección, lo cual resulta en una capa delgada de polímero cuya capacidad de reducir

permeabilidad al agua es marginal. Sin embargo, la inyección de polímero a velocidades de cizallamiento crecientes ha revelado un aumento en la adsorbida capa de polímero y, en consecuencia, la reducción de permeabilidad al agua. Este fenómeno se conoce como "adsorción inducida por el flujo".

**Vazquez, Singleton and Sorbie** [30] describen un estudio de sensibilidad sobre los principales factores que afectan a los modificadores de permeabilidad (MPR) en las cercanías del pozo. Estos factores incluyen los efectos de absorción y aún más la influencia de propiedades de tratamiento y del fluido en el reservorio. A partir de estos resultados de sensibilidad se concluye que los factores más influyentes en la reducción de corte de agua están relacionados con el tipo de adsorción, reversibilidad de adsorción y el método de aplicación de los factores de resistencia. Por lo tanto, es importante elegir valores físicamente realistas de estas cantidades para hacer predicciones de rendimiento precisa de tratamientos RPM en el campo.

**Stavland** [31] introduce el efecto en la reducción de la permeabilidad a través de la velocidad de inyección, donde los experimentos realizados demuestran la reducción de la permeabilidad a medida que la velocidad de flujo aumenta. Así como también para el diseño de un tratamiento MPR, se observó una reducción permanente en la productividad del agua y permeabilidad para volúmenes bajos de inyección, a diferencia del desplazamiento con volúmenes mayores con reducciones menores de la permeabilidad.

**Botermans, Diederik and Batenburg** [1] se centran en el estudio de los modificadores de permeabilidad relativa a partir de datos experimentales. Posteriormente, se usaron las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para evaluar e identificar condiciones donde los modificadores de la permeabilidad relativa pueden ser utilizados con potencial de éxito. También se simulaban inyecciones de MPR con la finalidad ver el efecto del volumen, logrando demostrar un impacto mínimo en el corte de agua cuando el volumen de tratamiento es cambiado.

**Cortez, Diego** [30] plantea la necesidad de evaluar la tecnología de microgeles mediante procedimientos experimentales en laboratorio con el fin de estudiar el efecto de la velocidad del flujo en la inyección en estos tratamientos, en los cambios de porosidad-permeabilidad que ocurren en el medio poroso y de esta manera contribuir al desarrollo y



mejoramiento de la tecnología de MPR como método de control de agua en pozos petroleros

#### **4 Medio Poroso**

Un medio poroso puede ser considerando equivalente a un sistema de partículas sólidas y espacios vacíos aleatoriamente dispersos en una manera que ambas fases, forman unos conductos continuos a través de la estructura de un elemento dado [28].

Particularmente en el caso de las areniscas los espacios poroso puede ser divididos en garganta de poro (el segmento más estrecho de los poros), y las cámaras de poros (el segmento más amplio de los poros [32]. Para efectos de estudio de flujo bifásico el medio poroso se constituye de: matriz sólida, el fluido mojante, el fluido no mojante y la interface entre los fluidos [33].

#### **4.1 Ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso**

El flujo en el medio poroso es descrito mediante el uso de dos ecuaciones, Poiseuille y Darcy, la primera sirve para el estudio a nivel microscópico, en tanto la segunda para hacerlo a nivel macroscópico [34]

##### **4.1.1 Ecuación de Poiseuille**

Esta ecuación gobierna el movimiento de fluidos a través de un tubo cilíndrico de sección circular constante. La ecuación tiene la siguiente forma [34]:

$$Q = \frac{N\pi R^4 \Delta P}{\mu L} \quad (2.1)$$

Q: Caudal ( $cm^3/s$ )

N: Número de tubos circulares

L: Longitud ( $cm$ )

$\mu$ : Viscosidad (cp)

$\Delta P$ : Caída de presión (dinas/  $cm$ )

#### 4.1.2 Ecuación de Darcy

Esta ecuación como se mencionó anteriormente servirá para estudiar el comportamiento macroscópico de los fluidos en el medio poroso. Esta ley sostiene que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional viscosidad. Las siguientes condiciones deben cumplirse para poder aplicar Ley de Darcy:

- ✓ Formación homogénea
- ✓ No existe interacción entre el fluido y la roca
- ✓ 100% saturado con una sola fase
- ✓ Fluido Newtoniano
- ✓ Flujo incompresible, laminar y continuo
- ✓ Temperatura constante

Para condiciones de flujo lineal, la ecuación toma la siguiente forma [35].

$$Q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \quad (2.2)$$

Q: Caudal ( $cm^3/min$ )

K: Permeabilidad

$\Delta P$ : caída de presión (atm)

L: longitud (cm)

$\mu$ : Viscosidad (cp)

A: área transversal ( $cm^2$ )

Es necesario tener las siguientes condiciones cuando se obtiene la medición de la permeabilidad:

- ✓ Flujo laminar.
- ✓ No debe existir reacción entre el fluido y la roca.
- ✓ Únicamente presente una fase que sature la roca al 100%.

#### 4.2 Permeabilidad

Esta propiedad es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Las características de flujo son el efecto

combinado de la geometría de los poros, la humectabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación [35]. De acuerdo a los fluidos que saturan dicho espacio poroso la permeabilidad puede clasificarse de la siguiente manera:

✓ Permeabilidad absoluta

Cuando la roca se satura al 100% con un fluido y que este no reaccione con la roca, a esta medición de la permeabilidad se le conoce como permeabilidad absoluta

✓ Permeabilidad efectiva

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. De esta manera se pueden obtener las siguientes ecuaciones: la permeabilidad efectiva al agua, aceite y gas:

$$K_w = \frac{Q_w \mu_w L}{A \Delta P} \quad (2.3)$$

$$K_o = \frac{Q_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad (2.4)$$

$$K_g = \frac{Q_g \mu_g L}{A \Delta P} \quad (2.5)$$

✓ Permeabilidad relativa

Se define como la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta. Obteniendo de esa forma las siguientes ecuaciones de permeabilidades relativas del agua, aceite y gas respectivamente.

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_{abs}} \quad (2.6)$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K_{abs}} \quad (2.7)$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K_{abs}} \quad (2.8)$$

### 4.3 Curvas de Permeabilidad Relativa

Considerando un medio poroso saturado con dos fluidos, a uno de ellos se le denomina humectante y al otro no humectante. Si el sistema está saturado con gas y

petróleo, la fase mojante será el petróleo, en cambio, en el caso de que existan petróleo y agua en el medio poroso, por lo general, se le considera al agua como fase mojante, aunque se conocen muchos casos de humectabilidad preferencial al petróleo o intermedia [36].

Las permeabilidades relativas son función únicamente de la saturación de uno de los fluidos, referido por lo general a la fase humectante. Luego, se determina la permeabilidad relativa mediante la medida de los parámetros básicos y la aplicación de la ecuación de Darcy a cada una de las fases a las saturaciones de la fase humectante. Los resultados se presentan gráficamente, obteniéndose curvas similares a las señaladas en la figura 2.1 Las cuales se denominan Curvas de permeabilidades relativas a las fases humectante y no humectante.

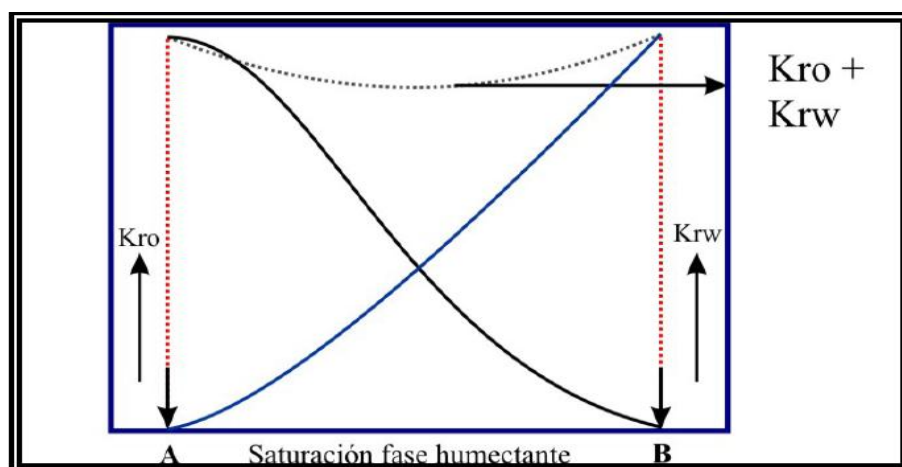


Figura 2.1 Curva de Permeabilidad Relativa [36]

Las curvas de permeabilidad relativa presentan una serie de características, las cuales son independientes del fluido que constituya la fase humectante, y son las siguientes:

- ✓ La permeabilidad relativa a la fase humectante se caracteriza por una declinación rápida en su valor para pequeñas reducciones de saturación a elevadas saturaciones de dicha fase.
- ✓ La Saturación a la cual, la fase humectante comienza a fluir o ser móvil, se denomina saturación irreducible o crítica o de equilibrio (punto A en la figura 2.1). Este valor generalmente oscila entre 5 y 30% cuando la fase humectante es agua.

- ✓ La saturación a la cual la fase no humectante comienza a fluir o ser móvil se llama saturación crítica o de equilibrio o residual, de la fase no humectante (punto B de la figura) y depende de la mayor o menor humectabilidad.
- ✓ La permeabilidad relativa de la fase no humectante es igual a uno para saturaciones de dicha fase menores a 100 %. Ello indica que parte del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos.
- ✓ El efecto que produce una variación de saturación, es disponer más poros o canales al flujo de la fase cuya saturación aumenta y lo contrario para la otra fase. De esta característica se supone que el flujo en el medio poroso es flujo por canales, es decir, que cada fase, humectante o no humectante, se desplaza por su propia red de canales selectos, pero todos ellos tienen el mismo fluido mojante.
- ✓ La curva suma de las permeabilidades relativas a ambas fases es menor o igual que la unidad y dicha curva representa la interacción mutua entre las fases”. Este hecho indica que cuando existen dos fases en un medio poroso, cierta porción del mismo no contribuye a la capacidad conductiva de los fluidos presentes, al menos a ciertas saturaciones.
- ✓ El punto de intersección de las dos curvas de permeabilidades relativas ocurre a cualquier valor de saturación. La ubicación de dicho punto indica cualitativamente los siguientes aspectos:
- ✓ Si la saturación de agua determinada por registros eléctricos es igual o mayor que la saturación correspondiente a dicho punto, la tasa de crudo del pozo será baja y con alta declinación, aumentando rápidamente el porcentaje de agua.
- ✓ Cuando se utilizan curvas de permeabilidades relativas para predecir el comportamiento del yacimiento, bien sea en un proceso de inyección de gas y/o agua o por agotamiento natural, es muy conveniente trabajar con la razón de permeabilidades relativas.

#### **4.4 Imbibición y Drenaje**

Luego de estudiar las curvas de permeabilidad relativa es importante resaltar los términos de imbibición y drenaje, ya que estos indican el sentido en el cual la saturación varía y por lo tanto permiten conocer la distribución de la fase que moja o de la que no moja dentro de

los espacios porosos. La inyección de agua en una roca de mojabilidad preferente al agua es un proceso de imbibición y la inyección en una roca preferente al petróleo es un proceso de drenaje [37].

✓ Imbibición

Es un proceso espontáneo donde la fase mojante desplaza a la fase no-mojante, aquí no se requiere la aplicación de fuerzas externas en el sistema reservorio fluidos. La saturación del fluido que moja se incrementa.

✓ Drenaje

Es el mecanismo por el cual la fase no-mojante desplaza a la fase mojante. Es un proceso forzado, contrario a la imbibición, pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar en el reservorio.

#### **4.5 Saturación de fluidos en el medio poroso**

La saturación de fluidos es la fracción o porcentaje del volumen de poros del yacimiento, que está llena por cada uno de los fluidos, es decir la saturación en fluido de una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros Vs el volumen total de los poros. La saturación se expresa como el porcentaje del volumen de los poros [37].

La distribución de los fluidos del yacimiento de acuerdo a sus características humectantes da como resultado diferentes permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante. De acuerdo al fluido que satura el medio poroso este se puede clasificar de la siguiente forma:

✓ Saturación de petróleo ( $S_o$ )

Corresponde a la relación de volumen poroso ocupado por el petróleo sobre el volumen poroso total de la roca, expresado en porcentaje se tiene:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100 \quad (2.9)$$

Dónde:

$S_o$ = saturación de petróleo

$V_o$ = volumen de petróleo

$V_p$ =volumen poroso

✓ Saturación de agua ( $S_w$ )

Corresponde a la relación de volumen poroso ocupado por el agua existente en los poros de la roca sobre el volumen poroso total, expresado en porcentaje se tiene:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100 \quad (2.10)$$

Dónde:

$S_w$ = saturación de agua

$V_w$ = volumen de agua

$V_p$ =volumen poroso

#### 4.6 Movilidad

La relación de movilidades, es un factor importante que afecta la eficiencia de desplazamiento de petróleo por agua, Cuando un fluido desplaza a otro, la notación normal de la razón de movilidades es la movilidad del fluido desplazante a la del fluido desplazado. Por ejemplo cuando se desplaza petróleo la ecuación queda de la siguiente forma [38].

$$\lambda_w = \frac{K_{rw}}{\mu_w} \quad (2.11)$$

$$\lambda_o = \frac{K_{ro}}{\mu_o} \quad (2.12)$$

$$M = \frac{K_{rw}\mu_o}{K_{ro}\mu_w} \quad (2.13)$$

Donde

$K_{rw}$ : Permeabilidad relativa del agua

$\mu_w$ : viscosidad del agua

$K_{ro}$ : Permeabilidad relativa del petróleo

$\mu_o$ : viscosidad del petróleo

$\lambda_w$ =Movilidad del agua

$\lambda_o$  = Movilidad del petróleo

M: relación de movilidad

### 5 Mecanismos de los Modificadores de Permeabilidad Relativa

Los modificadores de permeabilidad relativa afectan selectivamente la permeabilidad efectiva al agua sin causar daño en el flujo de petróleo o gas. Es importante mencionar que una vez que el polímero es adherido a la roca, solo restrinja el flujo de agua y no bloquee completamente el flujo como en el caso de los sistemas químicos sellantes [39].

La efectividad de los tratamientos de los MPR depende de que tan grande sea la reducción en la permeabilidad para los fluidos en el medio (mayor reducción al agua que al aceite). La película de fluido que se adsorbe en la formación es aquella que ejerce resistencia a la fase acuosa cuando esta pasa a través del poro, mientras el aceite viaja por el centro de los canales como lo es lo usual en medios de preferencia humectante al agua.

El fenómeno que describe los cambios en las características del medio debido a la presencia de una película de fluido que es absorbida por la roca es denominada “hipótesis del efecto pared”, y es explicado a continuación.

### **5.1 Hipótesis del efecto de Pared**

Esta hipótesis corresponde a la interacción existente entre la solución química y la roca, es decir al efecto de adsorción del polímero por la formación. El polímero adsorbido por la formación forma una capa hidrofílica a lo largo del poro que inhibe el flujo de agua y depende del número de puntos de adherencia que una macromolécula pueda tener sobre la superficie de un sólido. La adsorción del polímero por la superficie de la roca es inducida por los siguientes efectos.

#### **✓ Reducción de Área Transversal de Flujo**

Este efecto se debe a la presencia de una capa de polímero adsorbida en la superficie de la roca cuyo espesor es considerable comparado con el tamaño del poro [15].

#### **✓ Lubricación**

Aplica a núcleos mojados al agua donde una capa de polímero es adsorbida en las paredes del poro, la presencia de una interface polímero adsorbido/hidrocarburo efectivamente “lubrica” el flujo de petróleo o gas a través del centro de los poros, la creación de esta película de agua/polímero en las paredes de cada poro reduce el arrastre friccional del petróleo fluyendo sobre dicha película de agua [40, 41,42].



✓ **Modificación de la Humectabilidad del Medio**

La adsorción de polímeros hidrofílicos en rocas de humectabilidad fraccional, ya ha sido reportada en la literatura [43] y puede ser inducida gracias al cubrimiento de zonas submicrónicas preferenciales al aceite por una molécula de polímero de tamaño micrónico, que se adherirá a las zonas vecinas cuya naturaleza sea humectable al agua.

La adsorción e hidratación del polímero en los espacios porosos incrementará efectivamente la humectabilidad al agua en el medio poroso. El resultado es una disminución en la permeabilidad al agua y un posible incremento en la permeabilidad al petróleo [44].

✓ **Caminos Separados para el Agua y el Petróleo**

En medios porosos constituidos principalmente por cuarzo (areniscas) el camino al agua es más cercano a la superficie de la roca, mientras que los hidrocarburos tienden a fluir en el medio de los capilares, esto, producto de la preferencia de la roca a ser adherida por el agua y no por hidrocarburos. Por lo tanto, una vez los MPR se adhieran o entrapen, restringirán el flujo de agua en mayor proporción que el flujo de petróleo.

✓ **Hinchamiento y Encogimiento**

El polímero del agente MPR se hidrata e hincha en presencia de agua y se encoge en presencia de hidrocarburos. La suposición es que el polímero tiene la capacidad de hincharse y restringir el flujo de agua a través del espacio poroso, y en la presencia de hidrocarburos el polímero se encoge, disminuyendo el volumen del espacio poroso que ocupa [45], [46].

## **6 Metodología en evaluación de MPR en núcleos de medio poroso**

### **6.1 Efecto de la velocidad**

Los resultados obtenidos en investigaciones sobre el efecto del caudal de inyección a velocidades crecientes muestran una mejora en la capa adsorbida de polímero [36]. Los experimentos indican que por encima de una velocidad de cizallamiento crítica, hay un cambio en el mecanismo de reducción de la permeabilidad. En consecuencia todos los

resultados revelan una velocidad de cizallamiento crítica para el polímero en estudio, aproximadamente de unos 300 s<sup>-1</sup> en ausencia de la degradación mecánica, la cual contribuye en una mejor viabilidad económica del proceso.

Para las bajas tasas de producción de agua, se requiere una tasa de inyección de polímero mínimo de 22 m / día con el fin de maximizar el efecto de la capa de polímero inducida. Por lo tanto, el aumento en la reducción de la permeabilidad debe atribuirse a un aumento en el espesor de la capa adsorbida y está claramente relacionado las fuerzas hidrodinámicas aplicadas sobre las macromoléculas de polímero cerca de la pared del poro. A bajas velocidades de corte, el cambio no es significativo con fuerzas hidrodinámicas demasiado pequeñas, para afectar a la conformidad de las macromoléculas [29].

## 6.2 Efecto del volumen de tratamiento

Con el fin de ver el efecto del volumen de tratamiento, varias simulaciones fueron realizadas en trabajos anteriores con diferentes volúmenes de tratamiento [1]. Los resultados obtenidos posteriores a la simulación señalan un impacto mínimo para el corte de agua, cuando el volumen de tratamiento es cambiado. Hay por supuesto un volumen mínimo de tratamiento que puede dar lugar a una reducción efectiva de corte de agua, dicho volumen esta alrededor de los 250 bbl.

## 6.3 Retención de polímeros

Durante un proceso de inyección, la retención de polímero puede tener un impacto importante en la velocidad de propagación de polímero a través del medio poroso, y en consecuencia sobre la producción de fluidos. Desde 2008, un proyecto piloto de inyección de polímero, ha estado en marcha en el campo Tambaredjo en Surinam [37]. Los resultados demostraron que los minerales de hierro (por ejemplo, arcillas) tienen una mayor retención en rocas con permeabilidades mayores a 100 md. Así como también se revelo que el comportamiento del volumen de poros inaccesibles (IAPV) para un proceso de inyección de polímeros en arenas de alta permeabilidad ( $> 1$  darcy), suponen que IAPV es cero. Las mediciones de laboratorio utilizando fluidos y arenas asociados con la inyección del campo Tambaredjo sugirieron retención de polímero y valores IAPV cerca de cero [0,620 lg/g para la retención y el volumen de 0,610% de poro (PV) para IAPV]. Posteriormente un

procedimiento fue desarrollado utilizando la salinidad y las concentraciones del polímero como trazador los cuales indicaron valores de retención de polímero mucho más altos que los de las pruebas de laboratorio, con valores aproximadamente 50 a 250 lg/g. Debido a la importancia de la retención de polímero, hay un valor considerable en la obtención de retención de polímero a partir de los resultados de campo, de modo que la información se puede utilizar en el diseño de las expansiones del proyecto [47].

#### 6.4 Adsorción de polímeros Hidrofóbicamente modificados

En comparación con las poliacrilamidas mayormente utilizadas en los campos petrolíferos en tierra, una especie de polímero hidrofóbicamente modificado se introdujo en la primera prueba piloto de inyección de polímero realizado en campo petrolífero SZ36-1 ubicado en China. La prueba se aplicó con éxito, obteniendo 2500 m<sup>3</sup> de incremento en la producción de crudo y una reducción del corte de agua de 95% a 54%, demostrando así la viabilidad del polímero en alta mar para su posterior aplicación [48].

Trabajos anteriores relacionados con absorción de polímeros hidrofíbicamente modificados, para aplicaciones de control de agua en pozos productores de hidrocarburos. Indican un mecanismo de adhesión a la superficie de la roca inmediatamente cuando entra en la matriz de la formación por simple atracción electrostática y una vez que el polímero se une a la superficie de la roca, se reduce selectivamente la permeabilidad a los fluidos a base de agua con poco o ningún efecto a la permeabilidad de hidrocarburos [23].

La modificación hidrófoba del polímero soluble en agua permite que múltiples capas de polímero se acumulen a causa de la asociación de los grupos hidrófobos. Estos materiales ofrecen mejoras a los polímeros hidrófilos tradicionalmente utilizados para las modificaciones de permeabilidad [9].

#### 6.5 Técnicas de evaluación

Estudios realizados en técnicas de evaluación de procesos de inyección con modificadores de permeabilidad relativa a través de pruebas de núcleos, han demostrado que la naturaleza hidrófila de los polímeros causa, un marcado cambio en las curvas de permeabilidad relativa debido a una capa de polímero adsorbido en los granos de arena. El cambio de la permeabilidad relativa al agua es mayor que el cambio de la fase relativa no

humectante permeabilidad [4]. Los resultados obtenidos señalan que la cantidad de polímero adsorbida aumenta la saturación de agua irreducible es decir, una variación en los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa y este efecto se potencia cuando la concentración de polímero es aumentada.

## **7. Modelaje en el Medio Poroso**

A través de los simuladores numéricos, el yacimiento es caracterizado por una serie de celdas interconectadas. Estos simuladores calculan el flujo de fluidos a través de principios básicos de la ley de Conservación de la masa, ley de Darcy, y las ecuaciones de estado. Dichos principios son interpretados en forma de diferenciales parciales para cada fase de los fluidos presentes. Es decir el proceso de desplazamiento es dividido en espacio y tiempo. Los simuladores de procesos químicos incluyen la inyección de polímeros y estos a su vez involucran interacciones complicadas fluido-fluido y roca-fluido, tales como adsorción, y flujo de tres o más fases.

### **7.1 Modelos de Simulación**

Dependiendo del tipo de simulación a realizar existen diferentes modelos, para los que buscan estudiar fenómenos de desplazamientos tales como: [49].

- ✓ Modelo tipo tanque: El uso de este modelo implica un método clásico, los cálculos pueden hacerse de manera rápida y fácil, sin embargo, hay muchos programas que están disponibles con balance de materiales.
- ✓ Modelo en 1D: Es raramente usado para los estudios de yacimientos de un campo completo porque no consideran el barrido areal y vertical. A pesar de eso, los modelos unidimensionales pueden usarse eficientemente para indagar en la sensibilidad del comportamiento del yacimiento según variaciones en sus parámetros. Sirven para modelar pruebas de laboratorio como desplazamiento en núcleo.
- ✓ Modelo en 2D: Es usado cuando los patrones de flujo areal dominan el comportamiento del yacimiento. Los objetivos de estudios de todo un campo incluye predicciones de las tasa de producción de petróleo, agua y gas y de requerimientos para los pozos y facilidades de superficie.
- ✓ Modelos en 3D: Es necesario o conveniente usar este tipo de modelos por numerosas razones, la primera, si la geometría del yacimiento es muy compleja. Los yacimientos

que tienen lutitas y otras barreras de flujo que son extensas áreas continuas, pero con una ventana permeable donde ocurre el flujo cruzado, son difíciles de modelar solamente en dos dimensiones. La segunda, por la mecánica del fluido del yacimiento.

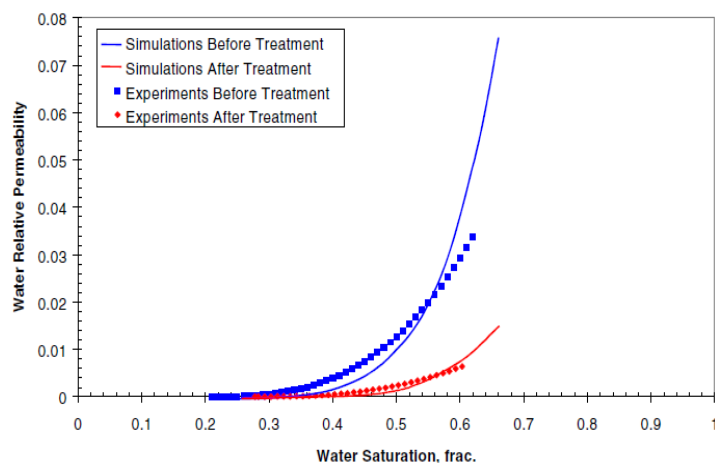
## 7.2 Herramienta Computacional

### 7.2.1. STARS (Steam, Thermal and Advanced processes Reservoir Simulator)

Es un simulador de yacimientos composicional, térmico, químico y geomecánico, usado para analizar yacimientos estimulados por químicos e ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implica la inyección de vapor, solventes, aire y químicos.[49] STARS es útil para el modelado de flujo trifásico y fluidos multicomponentes, fue creado por la compañía CMG (Computer Modelling Group).

### 7.2.2 Simulación de MPR en medio poroso

En relación a los trabajos de simulación para procesos de inyección de modificadores de permeabilidad relativa es importante resaltar los resultados obtenidos por los siguientes autores [1]. En este proceso utilizo una isoterma de adsorción para tener en cuenta el factor de resistencia residual, el cual sólo puede ser aplicado si el polímero se adsorbe. Las simulaciones completas se repitieron con la adsorción ajustada por las isothermas hasta lograr resultados satisfactorios en comparación con los datos experimentales. Luego de reproducir las pruebas de laboratorio, las simulaciones muestran una excelente aproximación entre los datos experimentales y los simulados a través de las curvas de permeabilidad relativa mostradas en la figura 2.2. Estos trabajos reflejan el proceso llevado a cabo para lograr reproducir los datos de laboratorio obtenidos en las pruebas de desplazamiento realizados en esta investigación.



Fuente [1]

Figura 2.2 proceso antes y después del tratamiento

## CAPITULO III

### METODOLOGÍA

El siguiente trabajo de investigación se caracteriza por ser experimental, debido a que somete a estudio un fenómeno físico-químico mediante manipulación de variables para observar los efectos que se producen [50].

#### 3.1 Materiales y Reactivos

A continuación se presentan las principales propiedades de los materiales y reactivos utilizados en las pruebas de desplazamientos.

##### 3.1.1 Agua de formación

La fase acuosa utilizada en las pruebas de desplazamientos corresponde a un agua de formación del yacimiento Zuata principal. Dicha composición salina está dispuesta para un volumen de (1) litro de agua en la siguiente tabla.

Tabla 3.1 Composición iónica del agua de formación

Compuestos	mg/L
------------	------

(Calcio (Ca))	9,56
(Potasio (K))	41
(Bario (Ba))	1,05
(Magnesio(Mg))	13
(Sodio (Na))	1547
(Azufre (S))	1,92
(Estroncio (Sr))	1,92
(Solidos totales)	5276
(Solidos disueltos)	5168
(Sólidos suspendidos)	108
(Cloruro(Cl <sup>-</sup> ))	1406
(Bromuro(Br <sup>-</sup> ))	5,03
Bicarbonato HCO <sub>3</sub>	2977
Alcalinidad	2440

### 3.1.2 Crudo

El crudo utilizado para las pruebas de desplazamiento corresponde a un crudo extra pesado de 9 API, del pozo HI2507 del campo Zuata principal. El crudo muerto fue separado por decantación y fue llevado a la viscosidad de yacimiento de 2300 cP a 60°C diluyendo con un solvente aromático (tolueno).

### 3.1.3 Polímero

El polímero a utilizar para las pruebas de desplazamiento corresponde a un terpolímero hidrofóbicamente modificado. Las propiedades del polímero se reservan por razones de confidencialidad. La viscosidad del sistema polimérico a 60°C fue de 2.53 cP a 700 s<sup>-1</sup>

### 3.1.4 Medio poroso

El medio poroso empleado para la realización de las pruebas corresponde a muestras de arena del pozo HI2507 del campo Zuata principal. Estas muestras son empacadas en forma cilíndrica a través de un tubo termo-encogible dentro de una manga de goma en la celda Hassler descrita a continuación con aproximadamente 1500 psi de presión radial de confinamiento.

## 3.2 Procedimiento experimental

A continuación se presenta el procedimiento utilizado junto con la descripción de los equipos para la realización de las pruebas de desplazamiento y la simulación numérica.

Los equipos utilizados para la caracterización de los fluidos son los siguientes:

- ✓ Transductores de presión: estos permiten medir los diferenciales de presión a la entrada y salida de la celda.
- ✓ Celda Hassler: consiste de un cilindro de metal donde se introduce la muestra de arena que a su vez se encuentra dentro de una manga de goma, para la realización de la prueba. Esta celda permite confinar el arena manteniendo una geometría cilíndrica mediante la aplicación de una presión radial.
- ✓ Horno NAPCO 501: este garantiza las condiciones de temperatura. En este horno se coloca la celda Hassler y los acumuladores de crudo, para garantizar que el crudo se mantenga en estado líquido.
- ✓ Sistema de adquisición de datos: comprende los elementos que permiten adquirir los datos en tiempo tales como: sensores de presión, la tarjeta de adquisición de datos, la computadora y el programa informático (Labview®).

Bombas ISCO 500D: se utilizan para la inyección de fluidos durante las pruebas de desplazamiento.

### 3.2.1 Determinación del Volumen Poroso y Porosidad

Las muestras utilizadas fueron empaques cilíndricos de arena del pozo HI2507 del campo Zuata principal, las dimensiones de la muestra tales como: diámetro y longitud fueron tomadas con la ayuda de un vernier. Conociendo las dimensiones, y utilizando la fórmula de un cilindro se determinó el volumen bruto de las muestras.

$$V_{bruto} = \pi r^2 L \quad (3.1)$$

L: Longitud (cm)

r: Radio (cm)

V bruto: Volumen bruto ( $cm^3$ )

Para calcular el volumen poroso de la muestra se realizó una prueba de vacío, colocándola previamente en la celda de confinamiento. Luego de extraer la totalidad del volumen de



aire contenido en el núcleo se procedió a inyectar agua a presión constante a través del espacio poroso. Una vez alcanzada la presión constante se registró la diferencia de volúmenes antes y después de la inyección en la bomba, resultando esta diferencia como el volumen poroso.

La porosidad, se determina dividiendo el volumen poroso entre el volumen bruto.

$$\phi = \frac{VP}{V \text{ bruto}} \quad (3.2)$$

$\phi$ : Porosidad

VP: Volumen Poroso ( $cm^3$ )

### 3.2.2 Medición de la permeabilidad absoluta de la roca

Para determinar la permeabilidad absoluta de la muestra, la celda Hassler se introdujo en la estufa previamente empacada el núcleo, donde se sometió a una temperatura de 60 ° C, y a presión de confinamiento de 1500 psi, para garantizar flujo lineal.

Luego se inyectó agua a un caudal constante, como fluido de referencia para el cálculo de la permeabilidad absoluta de la muestra, mediante la Ley de Darcy, luego de lograr un estado estacionario

$$Q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \quad (3.3)$$

Q: Caudal ( $cm^3/min$ )

K: Permeabilidad (md)

A: Área transversal ( $cm^2$ )

$\Delta P$ : Caída de presión (atm)

L: Longitud (cm)

$\mu$ : Viscosidad (cp.)

### 3.2.3 Pruebas de desplazamientos en el medio poroso

Esta fase se caracterizó por la realización de pruebas de desplazamiento en medios porosos en condiciones de flujo bifásico (presencia de agua y aceite), las cuales se describen en la figura 3.1. Las mediciones consisten en obtener la caída de presión entre la entrada y salida del núcleo y aplicando la ecuación de Darcy obtener la permeabilidad. Así como también los desplazamientos de los puntos finales de saturación (end points).

En la tabla 3.2 se describen las propiedades de los fluidos utilizados en el proceso de inyección.



Figura 3.1 Flujo de pruebas de desplazamientos

Tabla 3.2 Condiciones de las pruebas y constantes de fluidos

Condiciones y constantes de fluidos	Valor
Volúmenes porosos inyectados	5
Temperatura (°C)	60
Concentración del MPR (ppm)	800

Viscosidad del agua a 60°C (cp)	0,46
Viscosidad del MPR a 60°C (cp)	2,53
Presión a la salida del sistema (atm)	1
Presión de confinamiento (atm)	1500

### 3.2.4 Inyección de crudo para alcanzar la saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ )

Posterior a la medición de la permeabilidad absoluta, se inyectaron 5 volúmenes porosos de fase oleica en sentido producción, alcanzando el valor conocido como saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ), y la permeabilidad efectiva al aceite.

Para determinar la saturación de agua irreducible, se aplicó la siguiente ecuación.

$$S_{wi} = \frac{V_{aguanucleo} - V_{aguarecolectada}}{VP} \quad (3.4)$$

$S_{wi}$ : Saturación de agua irreducible (adimensional)

Vaguanúcleo: Volumen de agua en el núcleo ( $cm^3$ )

Vaguarecolectada: Volumen de agua en el efluente ( $cm^3$ )

VP: Volumen poroso

La permeabilidad efectiva al fluido se determinó con la siguiente ecuación.

$$K_{efeo} = \frac{QuL}{A\Delta P} \quad (3.5)$$

Q: Caudal ( $cm^3/min$ )

$K_{efeo}$ : Permeabilidad efectiva al crudo (md)

A: Área transversal ( $cm^2$ )

$\Delta P$ : Caída de presión (psi)

L: Longitud (cm)

$\mu$ : Viscosidad del aceite (cp)

### 3.2.5 Inyección de agua para alcanzar saturación residual de crudo

En este caso el fluido de inyección fue agua, con la finalidad de medir la permeabilidad efectiva al agua, y determinar la saturación de aceite residual. Se midieron los volúmenes de aceite en el efluente para llevar el balance de masa a través de la siguiente ecuación.

$$S_{or} = \frac{VP - V_{aguanucleo} - V_{aceiterecolectado}}{VP} \quad (3.6)$$

$S_{or}$ : Saturación de aceite residual (adimensional)

Vaceiterecolectado: Volumen de aceite en el efluente ( $cm^3$ )

La permeabilidad efectiva al fluido se determinó con la siguiente ecuación.

$$K_{efe} = \frac{QuL}{A\Delta P} \quad (3.7)$$

Q: Caudal ( $cm^3/min$ )

Kefew: Permeabilidad efectiva al agua (md)

A: Área transversal ( $cm^2$ )

$\Delta P$ : Caída de presión (psi)

L: Longitud (cm)

$\mu$ : Viscosidad del agua (cp)

### 3.2.6 Inyección de crudo y agua

Una vez finalizado el ciclo anterior se procede a repetir un ciclo de inyección de (aceite– agua) con las mismas condiciones descritas anteriormente.

### 3.3.7 Inyección del MPR

La inyección de MPR se realiza en sentido inyección a partir del Sor una vez finalizado los 2 ciclos descritos en los pasos anteriores.

### 3.2.8 Inyección de agua para desorción

Consiste en la inyección de agua posterior a la inyección del MPR pero en sentido producción, el objetivo es desorber las partículas de MPR que no se atraparon en las gargantas de poro.

### 3.2.9 cálculo del factor de resistencia

Los factores de resistencia (FR), se calcularon a partir de la siguiente ecuación :

$$FR = \frac{\Delta P \text{ inyeccion de polimero}}{\Delta P \text{ agua post polimero}} \quad (3.8)$$

### 3.2.10 Inyección de crudo y agua posterior a la inyección del MPR

Una vez colocado el tratamiento en el medio poroso, se procedió a la inyección de los mismos ciclos iniciales. El objetivo de esto fue determinar las nuevas permeabilidades

efectivas a cada una de las fases, con las partículas de MPR presentes en los poros de la roca y de esta manera se comparó con las permeabilidades efectivas antes del tratamiento. Los factores de resistencia residual (FRR), para cada uno de los fluidos, se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$FRR_{crudo} = \frac{\Delta P \text{ despues del MPR}}{\Delta P \text{ antes del MPR}} \quad (3.9)$$

$$FRR_{agua} = \frac{\Delta P \text{ despues del MPR}}{\Delta P \text{ antes del MPR}} \quad (3.10)$$

### 3.3 Simulación numérica en el medio poroso

Para el estudio del efecto de la velocidad de inyección en la aplicación del tratamiento MPR, se utilizó el simulador numérico CMG el cual es una herramienta basada en proporcionar al usuario el manejo de los módulos de simulación y realizar corridas a través del módulo STARS con el objetivo de reproducir el fenómeno físico-químico que ocurre en el medio poroso.

#### 3.3.1 Construcción del modelo de simulación

La construcción del modelo de simulación, involucra desde las dimensiones del mallado, las propiedades de la roca, de los fluidos, hasta los diferentes eventos que se llevan a cabo durante la prueba de desplazamiento.

#### 3.3.2 Dimensiones del mallado 1D

Se construyeron tres modelo 1D a escala de laboratorio, para modelar las pruebas de desplazamiento realizadas en condiciones de flujo bifásico, el modelo 1 representa la prueba con una velocidad de 0,13 cm/min, el modelo 2 representa la prueba de 0,26 cm/min y el modelo 3 representa la prueba de 0,52 cm/min. Las dimensiones del elemento rectangular, para cada una de las pruebas están descritas en la tabla 3.3

Tabla 3.3 Dimensiones del mallado para los modelos

Dimensiones	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
X (Longitud)	10,4	10,45	10,5

Y (Ancho)	3,27	3,27	3,27
Z (Espesor)	3,27	3,27	3,27
N# Celdas en X	40	40	40

En las figura 3.2, se encuentra el mallado construido para el Modelo 1, Modelo 2 y Modelo 3 respectivamente.

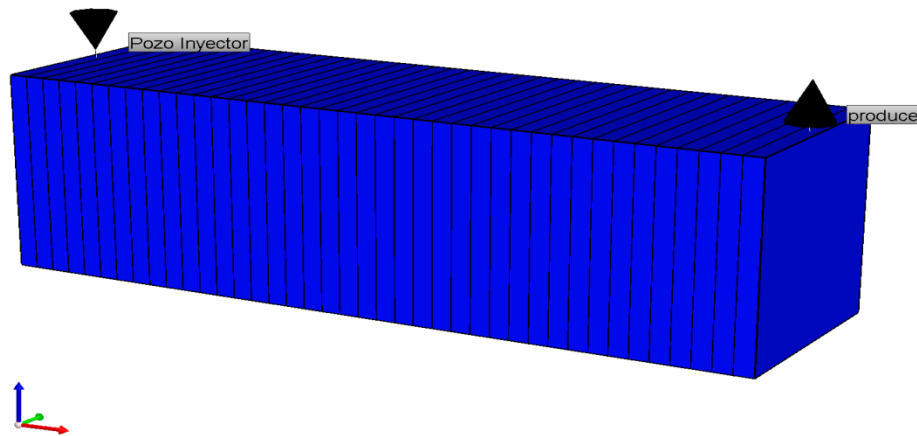


Figura 3.2 Modelos de simulación

Para cada caso de simulación el área transversal del núcleo debe coincidir con el área transversal del modelo 1D, es decir:

$$\text{Área de la muestra} = \pi r^2 L \quad (3.11)$$

$$\text{Área del modelo 1D} = L^2 \quad (3.12)$$

$$A = \pi r^2 = L^2 \quad (3.13)$$

R: Radio de la muestra de roca ( $cm^2$ )

L: Longitud del mallado ( $cm$ )

### 3.3.3 Propiedades de la roca

Se establecieron en la tabla 3.4, las propiedades físicas de la roca (porosidad, permeabilidad) basados en las propiedades de los respectivos núcleos en lo que se llevaron a cabo las pruebas de desplazamientos.

Tabla 3.4 Propiedades de la roca

Modelo	Porosidad	Permeabilidad (Md)
1	0,363	5000
2	0,368	5000
3	0,365	5000

### 3.4 Módulos de Simulación

Los módulos de simulación corresponden a las principales secciones del modelo builder donde la información experimental es cargada.

#### 3.4.1 Modelo Builder

Este módulo corresponde a la principal interfaz utilizada por el usuario y es usado como pre-procesador para la construcción del modelo de simulación el cual puede ser observado en la figura 3.3.

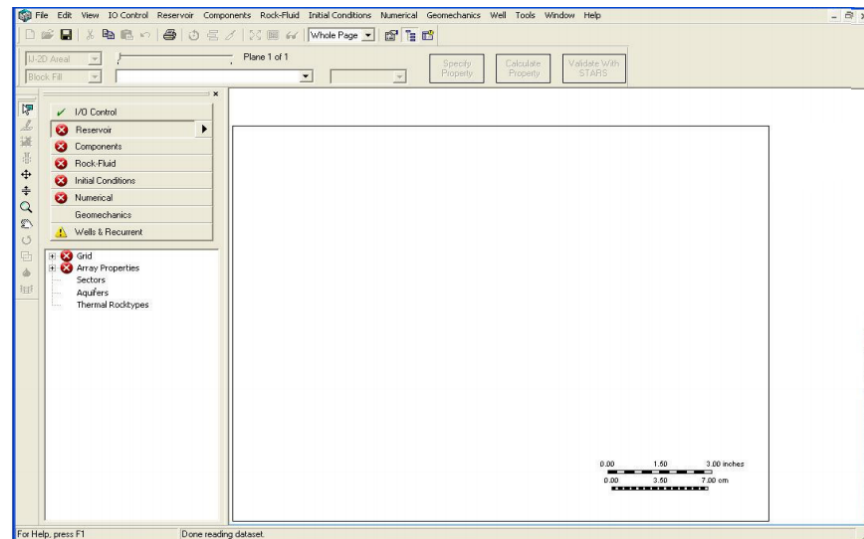


Figura 3.3 interfaz builder

#### 3.4.2 Módulo I/O Control (Control Entrada/Salida)

Representa el primer módulo del Builder y permite definir variables de entrada y salida del simulador, así como también el dimensionamiento del tiempo de la corrida.

### 3.4.3 Módulo Reservoir (Descripción del Yacimiento)

En esta sección se pueden crear una serie de propiedades de las cuales algunas son opcionales y otras necesarias para crear el modelo, entre estas propiedades se tienen: Permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, presiones, regiones del mallado, topes y espesores.

### 3.4.4 Módulo Components (Propiedades de los Fluidos)

En este módulo se cargan las propiedades de los fluidos que se encuentren presentes en el yacimiento (petróleo, agua y/o gas) como lo son la entalpía, factor volumétrico de los fluidos, variación de la viscosidad con respecto a la temperatura, peso molecular y propiedades críticas.

### 3.4.5 Módulo Rock-Fluid (Propiedades de la Roca)

El siguiente módulo se especifican las permeabilidades relativas, puntos finales de saturación y presiones capilares. Esta sección es muy importante ya que es donde se ingresan los valores obtenidos en el laboratorio, en nuestro caso los (end point) puntos finales, de igual forma los coeficientes o exponentes de Corey, para lograr obtener resultados más ajustados, dicho módulo puede ser observado en la figura 3.4.

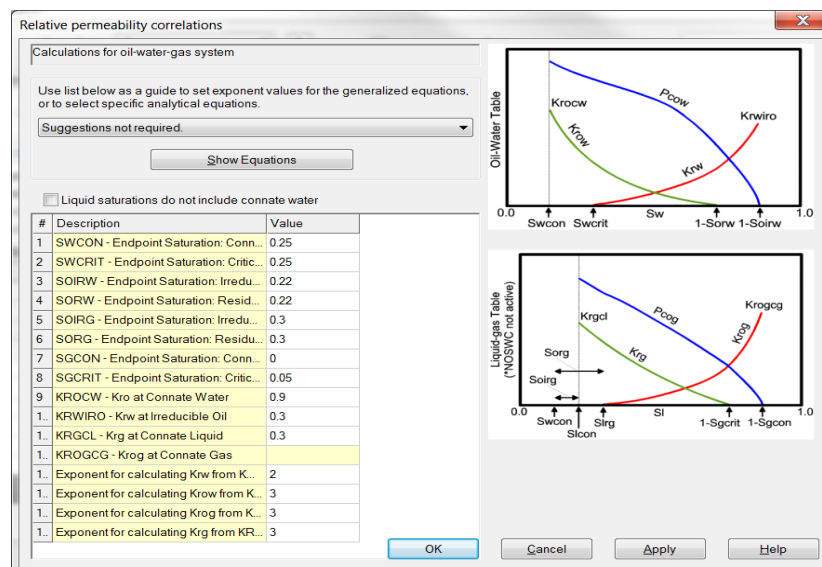




Figura 3.4 Módulo Rock-Fluid

### 3.4.6 Módulo Initial Conditions (Condiciones Iniciales)

Este módulo permite introducir la información referente al yacimiento en sus condiciones iniciales. La información introducida en esta sección incluye, presión y profundidad de referencia, así como también profundidad de los contactos entre las fases presentes en el yacimiento.

### 3.4.7 Módulo Numerical (Condiciones Numéricas)

A través de la figura 3.5 se puede visualizar el módulo donde definen los parámetros que controlan las operaciones numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineal y la solución de ecuaciones lineales.

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
<b>Timestep Control Keywords</b>			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)	9999		
Maximum Time Step Size (DTMAX)	1e+020 day		
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)		0.1 day	
Normal Variation per Time Step (NORM)			
Pressure (PRESS)	72.5189 psi		
Saturation (SATUR)	0.2		
Temperature (TEMP)	54 F		
Gas Mole Fraction (Y)	0.2		
Oil Mole Fraction (X)	0.2		
Water Mole Fraction (w)	0.2		
Oleic Component Global Mole Fraction (ZO)	0.2		
Noncondensable Gas Global Mole Fraction (ZNCG)	0.2		
Aqueous Component Global Mole Fraction (ZAQ)	0.2		
Fluid Enthalpy (FLUIDH)	1074.81 Btu/L...		

Comments for

OK Cancel Apply Help

Figura 3.5 Módulo Numerical

### 3.4.8 Módulo Well & Recurrent

La figura 3.6 permite identificar el modulo donde se definen los parámetros de los pozos, el tipo de completación, estatus de los pozos, datos operacionales y parámetros de fluidos inyectados.

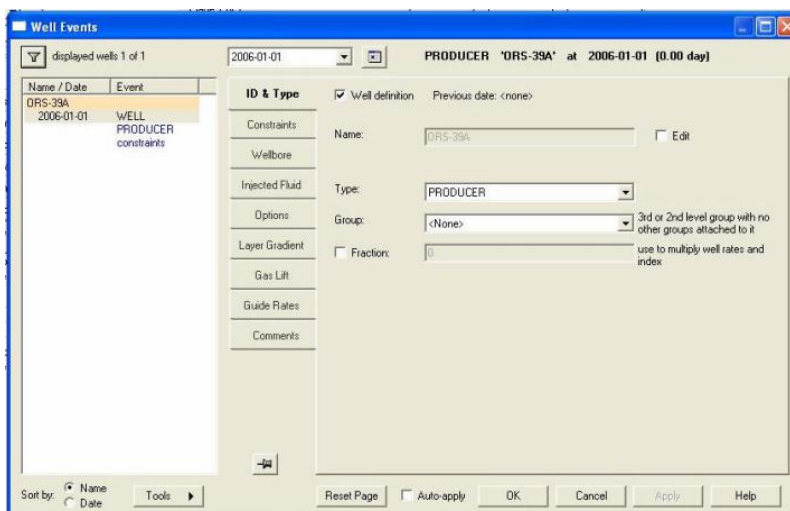


Figura 3.6 Módulo Well & Recurrent

### 3.4.9 Cotejo histórico

Después que el modelo simulación ha sido construido a través del builder, se reproducirán los datos experimentales. La descripción usada en los modelos es validada mediante corridas en el simulador con el histórico de producción, data de inyección y mediante la comparación de presiones calculadas y desplazamientos de fluidos.

### 3.4.10 Gráficos de Resultados “Results Graph”

Este módulo permite evaluar, mediante gráficos, las propiedades de los pozos que varían con el tiempo, como por ejemplo: Volumen de petróleo acumulado, volumen de agua y gas.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIONES DE RESULTADOS**

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en cada una de las pruebas realizadas a nivel de laboratorio, usando la metodología descrita en el Capítulo III.

#### **4.1 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA CON CRUDO EXTRAPESADO**

En esta sección se analizan las curvas de permeabilidad relativa obtenidas para cada velocidad de inyección durante las pruebas de desplazamientos.

##### **4.1.1 Correlacion de Corey**

Luego de realizar las pruebas experimentales de laboratorio y obtenidos los resultados para la construcción de las curvas de permeabilidad se observó una amplia dispersión de los puntos intermedios de saturación y permeabilidad, posiblemente asociado al tipo de crudo utilizado, en este caso extra pesado. Los puntos finales (end points) no parecen presentar tal variación debido a que son puntos medidos en estado estacionario, por tal razón se decidió construir las curvas de permeabilidad relativa a partir de las correlaciones de Corey, las cuales permiten conservar los valores finales de saturación y permeabilidad, así como

también ajustar a través de los coeficientes  $n_w$  y  $n_o$ , la aproximación de los puntos intermedios.

A continuación se muestran la correlación de Corey utilizada para el cálculo y la construcción de las curvas de permeabilidad relativa.

$$K_{rw} = k_{wro} * \left( \frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{N_w} \quad (4.1)$$

$$K_{ro} = k_{rocw} * \left( \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}} \quad (4.2)$$

#### 4.1.2 Saturaciones residuales

Partiendo de la correlación mencionada anteriormente, se presenta una tabla resumen de los valores obtenidos en las curvas de permeabilidad relativa para cada velocidad de inyección de fluidos. Estos valores corresponden a los ciclos crudo –agua, antes del desplazamiento del modificador de permeabilidad relativa a través del medio poroso. También es posible observar el desplazamiento de los puntos finales (end points), para cada uno de las velocidades en estudio.

Tabla 4.1 Permeabilidades y saturaciones a diferentes velocidades

Permeabilidades y Saturaciones	0,13cm/min	0,26cm/min	0,52cm/min
Permeabilidad absoluta (K absoluta, md)	5000	5000	5000
Saturación de Agua irreducible (1 ciclo)	25%	18%	19%
Permeabilidad efectiva al aceite ( md)	3291	3800	4649
Saturación de agua @ Sor	67%	75%	67%
Permeabilidad efectiva al agua (md)	7,031	2,911	12
Saturación de Agua irreducible (2 ciclo)	27%	26%	21%
Permeabilidad efectiva al aceite ( md)	3007	3210	3603
Saturación de agua @ Sor (2 ciclo)	59%	59%	52%
Permeabilidad efectiva al agua (md)	11	16	28

Luego de analizar los puntos finales obtenidos para cada velocidad de inyección, es posible evidenciar el aumento de las permeabilidades efectivas al aceite, así como también la

disminución de la saturación de agua irreducible. Este patrón ha sido referenciado previamente en estudios similares, donde se han utilizado altas viscosidades de crudo y se han obtenido tendencias en el desplazamiento de los puntos finales de saturación (end points) [1],[39]. Las conclusiones de los trabajos mencionados anteriormente son coherentes con los resultados obtenidos experimentalmente a través de las pruebas de desplazamiento.

#### 4.1.3 Histéresis

Una vez finalizado los ciclos iniciales de inyección crudo-agua, fue posible observar la variación en los puntos finales para los procesos de imbibición y drenaje. Este fenómeno en la literatura es conocido como histéresis y es producido por diversos factores los cuales han sido documentados en trabajos anteriores [46]. En relación a esto algunos autores han desarrollado trabajos con la finalidad de estudiar dicho comportamiento [14], logrando observar el entrapamiento gradual de la fase no mojante, durante un proceso de imbibición, en sistemas fuertemente mojados por una fase, así como también las consecuencias en los procesos de imbibición y disminución de la permeabilidad relativa de la fase no mojante.

Los resultados gráficos obtenidos durante la inyección del segundo ciclo crudo-agua se muestra en las figuras 4.1 y 4.2, donde se observan las diferencias en las curvas de permeabilidad relativa para cada velocidad de inyección de crudo, así como también para el agua. Es evidente el efecto producido por la velocidad de inyección de 0,52 cm/min, el cual obtuvo valores de permeabilidad relativa de 0,72 para el crudo y 0,025 para el agua el cual es mayor por dos décadas aproximadamente que las permeabilidades registradas para los menores caudales.

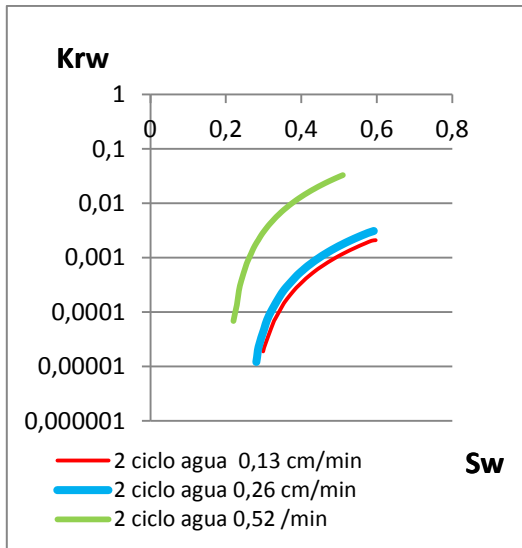


Figura 4.1 Permeabilidad Relativa al agua

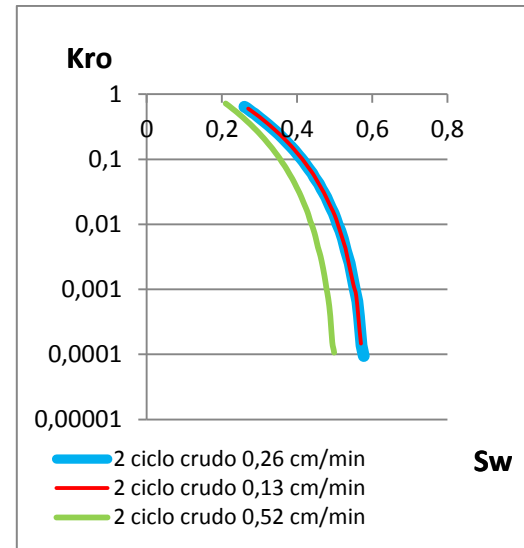


Figura 4.2 Permeabilidad Relativa al crudo

#### 4.1.4 Presiones de inyección de agua

En la figura 4.3 se observa el comportamiento de la presión de inyección de agua para cada una de las velocidades en estudio, de igual manera se aprecia un comportamiento inestable durante el desplazamiento de agua a través del medio poroso el cual se estabiliza luego de 5 volúmenes porosos. Los valores de presión más significativos corresponden a la velocidad de 0,52 cm/min de aproximadamente 13 psi, y mediante la aplicación de la ley de Darcy, una permeabilidad de 28 md.

Gráficamente se pueden observar los picos producidos por los cambios bruscos de presión durante el proceso de imbibición, tales efectos parecen estar asociados con la formación de tapones de crudo a lo largo del medio poroso los cuales originan acumulación de presión durante el desplazamiento.

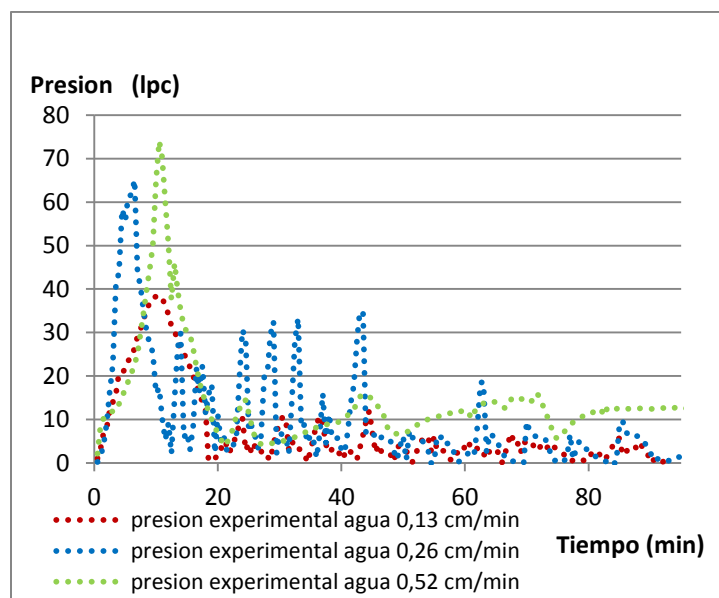


Figura 4.3 Presiones de inyección de agua a diferentes velocidades

#### 4.1.5 Presiones de inyección de crudo

La figura 4.4 permite visualizar el comportamiento de presión durante la inyección de crudo y en comparación con el proceso de inyección de agua descrito anteriormente se puede diferenciar un comportamiento creciente al comienzo y estabilización temprana de presión. Los resultados obtenidos muestran una tendencia significativa para la velocidad de 0,52 cm/min con valores de presión aproximadamente de 600 psi, se puede suponer que este crecimiento de presión este asociado a la formación de un flujo tipo pistón el cual logra acumular mayores presiones que el proceso de imbibición descrito anteriormente.

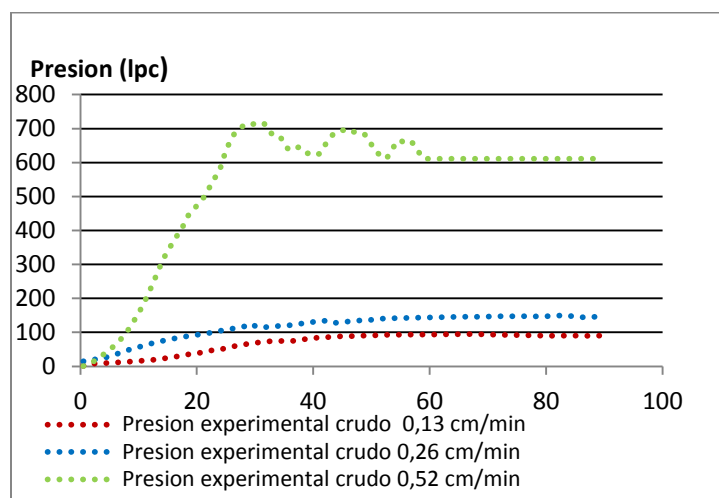


Figura 4.4 Presiones de inyección de crudo a diferentes velocidades

## 4.2 Inyección de los modificadores de permeabilidad relativa

Los resultados obtenidos para la inyección de MPR en el medio poroso a diferentes velocidades de flujo se muestran en la figura 4.5 donde se observa un incremento de presión a medida que aumenta la velocidad de inyección, sin embargo logran alcanzar un estado estacionario con diferencias de presión marcadas al finalizar las pruebas. Para la velocidad de inyección de 0,52 cm/min se aprecia un comportamiento con presiones aproximadamente de 45 psi después de la estabilización del flujo a través del medio poroso, lo cual puede relacionarse con la hipótesis del efecto pared el cual podría estar disminuyendo el área transversal de flujo a medida que aumenta la velocidad de flujo.

Por otra parte las diferencias observadas entre las 3 velocidades parecen estar asociadas a fenómenos de taponamiento en el medio poroso, donde las partículas del MPR no penetran a profundidad en la roca sino que se adsorben o entrapan en las gargantas de poros que se encuentran más cercanas a la cara por donde se lleva a cabo la inyección. Este patrón de la presión de inyección en relación al tiempo o la cantidad de volúmenes porosos inyectados ha sido referenciado previamente en estudios similares [30].

Los estudios mencionados anteriormente con modificadores de permeabilidad relativa señalan un aumento lineal de la presión al comienzo de la inyección hasta cierto volumen de poro, donde la presión no cambia más y muestra un plateau logrando un estado estable, dicho comportamiento se ha definido como un patrón de inyección de "tapón", el cual es coherente con los resultados obtenidos durante las pruebas de desplazamientos.



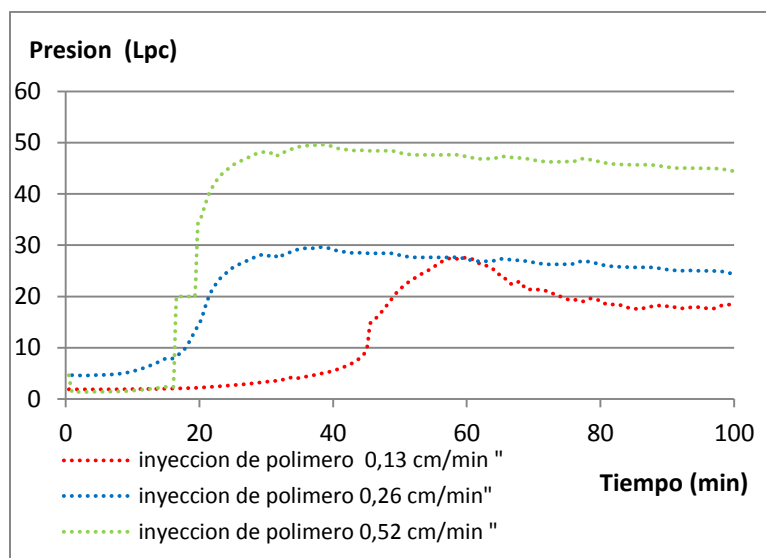


Figura 4.5 Inyección de polímero a diferentes velocidades

La inyección del MPR a diferentes velocidades refleja un desplazamiento en los puntos finales de saturación aproximadamente de 5 % y puede ser analizado en la tabla 4.2.

Analizando el desplazamiento de los puntos de saturación se puede inferir una adsorción de polímero inducida por el flujo señalada por autores anteriormente [29], lo cual podría explicar a pesar del incremento de la velocidad de inyección un comportamiento constante del 5% de saturación de agua al Sor.

Tabla 4.2 Saturaciones de agua post MPR

Saturaciones	0,13 cm/min	0,26 cm/min	0,52 cm/min
Saturación de Agua @ Sor	59%	59%	52%
Saturación de Agua luego de la inyección del MPR	65%	65%	57%

Una vez finalizado el proceso de inyección se obtuvieron los factores de resistencia (FR) señalados en la Tabla 4.3. La velocidad de 0,26 cm/min, resulto con el mayor factor de resistencia, seguida por la velocidad de 0,13 cm/min.

Tabla 4.3 Factores de resistencia Post MPR

Velocidades	Factor de resistencia
0,13 cm/min	6
0,26 cm/min	8
0,52 cm/min	3,4

### 4.3 Desorción del MPR

El proceso de desorción se inició una vez finalizada la inyección del MPR, con la finalidad de retirar el exceso de polímero y alcanzar la adsorción residual en las paredes del núcleo logrando estudiar el desplazamiento de los puntos finales de saturación. Los valores de saturación obtenidos se muestran en la tabla 4.4, así como también los factores de resistencia residual.

Es importante resaltar que los factores de resistencia residual fueron calculados a diferentes puntos de saturación de crudo residual.

Tabla 4.4 Saturaciones y factores de resistencia residual

Saturaciones y FRR	0,13 cm/min	0,26 cm/min	0,52 cm/min
Saturación de Agua luego de la inyección del MPR	65%	65%	57%
Saturación de agua luego de la desorción	66%	66%	58%
Factor de resistencia residual luego de la desorción	2	1,6	0,30

De acuerdo a los resultados obtenidos es posible concluir que, para una velocidad de 0,13 cm/min, se observó una mayor restricción al flujo de agua post-tratamiento, en comparación con las demás velocidades en estudio. La adsorción residual es mucho mayor para menores velocidades, pues las fuerzas de arrastre no son suficientes para remover las capas adsorbidas. Partiendo de los resultados obtenidos con la velocidad de 0,13 cm/min se puede inferir un comportamiento similar al régimen de flujo dominante en las lejanías del pozo, el cual contribuye con la formación de una capa de polímero con mayor capacidad de hidratación al momento del flujo de agua a través del medio poroso. Tales resultados no corresponden con los obtenidos por algunos autores [29], donde señalan valores crecientes de factores de resistencia residual proporcionales a la velocidad de inyección.

## 4.4 Modificación de la permeabilidad relativa

### 4.4.1 Inyección de crudo después de la inyección del MPR

Esta etapa corresponde a la inyección de crudo a diferentes velocidades posterior a la colocación del MPR en el medio poroso y puede apreciarse en la figura 4.6. El comportamiento de la presión para la velocidad de 0,52 ml/min es notable en comparación con las velocidades restantes, logrando obtener valores de presión aproximadamente de 547 psi.

Los resultados de presión obtenidos luego del tratamiento MPR, indican una disminución de la presión de inyección en comparación con las presiones registradas antes del proceso de inyección del modificador de permeabilidad relativa, tales resultados posiblemente están relacionados con efectos de lubricación a la fase oleica los cuales influyen en las diferencias de presiones. El MPR se ubicaría en la roca, mejorando la mojabilidad al agua permitiendo que la fricción entre el crudo y la interface sólida disminuya.

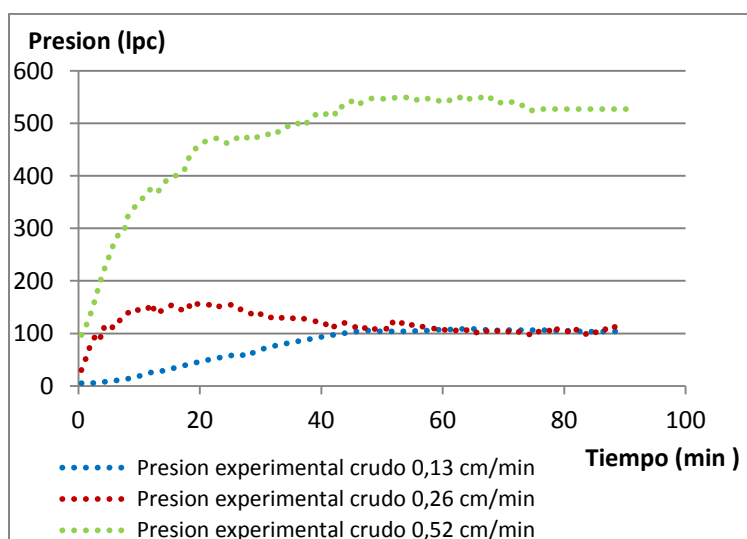


Figura 4.6 Presiones de inyección de crudo a diferentes velocidades

### 4.4.2 Inyección de agua después de la inyección del MPR

La figura 4.7 corresponde al proceso post-MPR de inyección de agua para cada una de las velocidades, donde se muestra un aumento brusco y el decrecimiento de las presiones en comparación al comportamiento antes del tratamiento pre- MPR. Para la velocidad de 0,52 cm/min la presión resultó diferente al 2 ciclo de inyección de agua, ya que se observan las

fluctuaciones a lo largo de un periodo significativo de tiempo. En comparación con las presiones producidas antes de la inyección del tratamiento se puede evidenciar picos de presión más pronunciados y extensos a comienzos de la prueba, lo cual permite visualizar el efecto del MPR en el medio poroso.

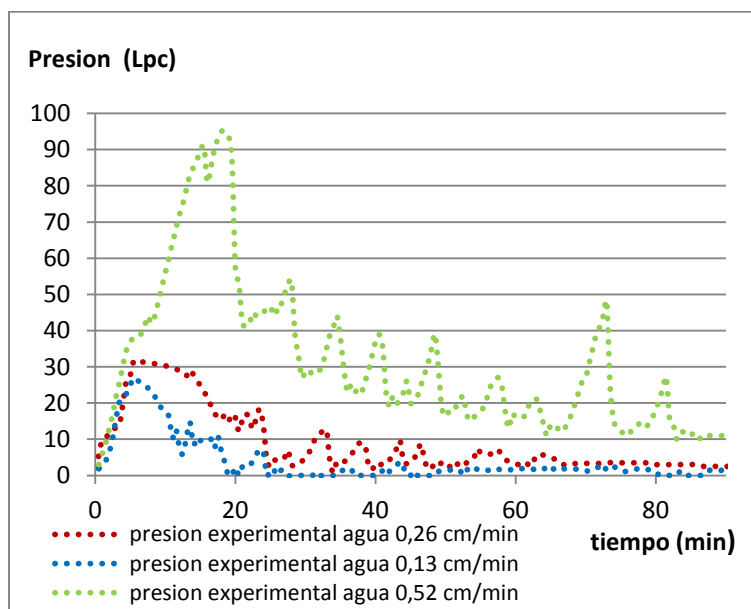


Figura 4.7 Presiones de inyección de agua a diferentes velocidades

Luego de culminar los ciclos de inyección crudo-agua post- MPR, se procedió al análisis en el desplazamiento de los puntos finales permeabilidad y saturación, así como también el cambio en los factores de resistencia residual para el crudo y el agua.

#### 4.4.3 Curvas de permeabilidad relativa para una velocidad de 0,13 ml/min

Los movimientos obtenidos en los puntos finales (end points) de la curva de permeabilidad relativa para el ciclo antes y después de la inyección del MPR pueden ser evidenciados en la figura 4.8, donde la saturación de agua irreducible obtenida luego de la inyección de crudo fue de 44%, dicha saturación es mayor al 27% obtenido antes de inyectar el MPR, se puede observar un aumento del 17% en la saturación de agua en el núcleo y un aumento del 25% en la permeabilidad relativa a la fase oleica. También es importante resaltar un aumento del 5% de agua a condiciones de saturación de crudo residual, así como también una disminución de la permeabilidad efectiva al agua del 31 %. Tales resultados permiten evidenciar la selectividad de MPR en relación a la disminución de la permeabilidad relativa al agua. Existe una diferencia importante en relación con los FRR obtenidos para el ciclo

de desorción. Esto implica que durante el ciclo de inyección de crudo post-tratamiento, se modificó la adsorción residual. Sin embargo, aún se observa un desplazamiento de los endpoints de saturación hacia mayores valores de saturación de agua. Esto puede deberse a la ocupación del polímero en espacios porosos que antes estaban ocupados por crudo. Este desplazamiento es coherente con el cambio de saturación residual durante la inyección de MPR.

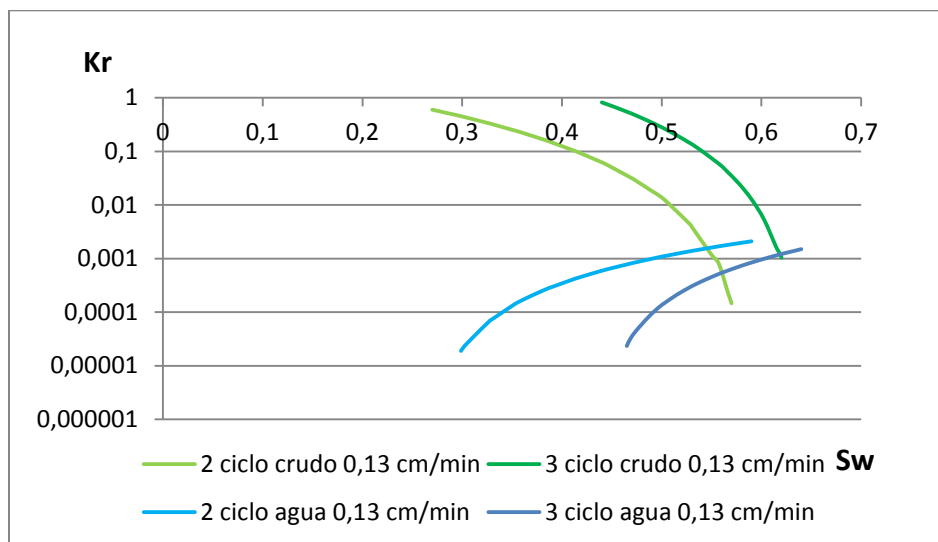


Figura 4.8 Puntos finales de la curva de permeabilidad a una velocidad de 0,13 cm/min

#### 4.4.4 Curvas de permeabilidad relativa para una velocidad de 0,26 cm/min

El desplazamiento de los puntos finales de saturación y permeabilidad para la velocidad son claramente analizados en la figura 4.9, estos resultados señalan un incremento del 13% en la saturación de agua irreductible y una disminución del 4 % en relación a la velocidad anterior, con respecto a la permeabilidad efectiva al crudo se observa un aumento del 6%. La etapa de inyección de agua arroja un aumento del 7 % de agua en núcleo, a diferencia de la prueba anterior donde se obtuvo un aumento del 5%. También se puede observar gráficamente la disminución de la permeabilidad efectiva al agua en un 63%, dicha disminución ha sido estudiada anteriormente en investigaciones similares [1], donde la mayoría de los experimentos realizados muestran que la permeabilidad relativa al petróleo es también reducida. La principal causa de este efecto es señalada por la presencia de un modificador de permeabilidad el cual incrementan la humectabilidad al agua y

disminuye en mayor proporción la permeabilidad al agua. El incremento de saturación de agua es ligeramente mayor al observado para una menor velocidad de flujo, lo cual es coherente con lo obtenido en los ciclos de desorción.

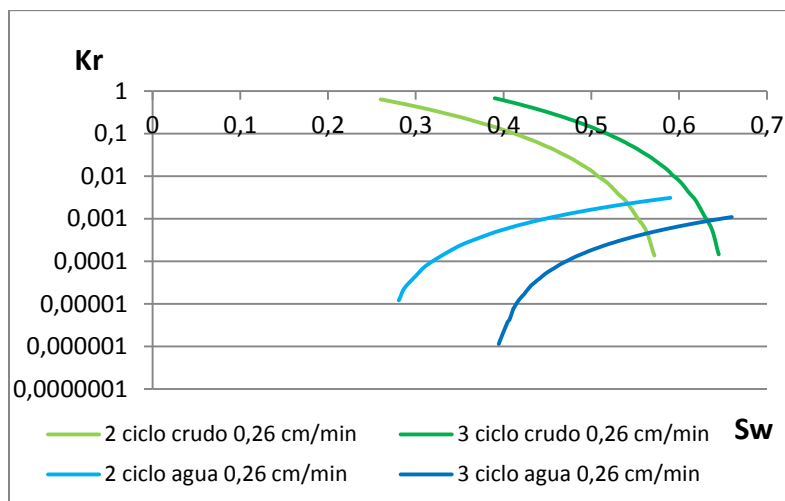


Figura 4.9 Puntos finales de la curva de permeabilidad a una velocidad de 0,26 ml/min

#### 4.4.5 Curvas de permeabilidad relativa para una velocidad de 0,52 ml/min

A través de la figura 4.10 se resume el proceso inicial y posterior al tratamiento MPR, donde se muestra movimiento de los puntos finales (end point), para la velocidad de inyección de 0,52 cm/min. Los valores obtenidos en saturación de agua irreducible antes del tratamiento arrojan un 21% de agua en el núcleo, y una vez finalizado dicho proceso se obtuvo un valor de saturación del 30%.

La inyección de agua post-MPR, luego de un estado estable, alcanza un valor de saturación de agua a la condición de aceite residual de 61%, si se compara con la saturación de agua a la condición residual de aceite antes de MPR se obtuvo un 52%. Basado en lo anterior, la explicación parece estar relacionada con efecto de velocidad de flujo debido a que la reducción de la permeabilidad disminuye a medida que la velocidad de flujo aumenta según estudios realizados anteriormente, dichos resultados difieren con los valores obtenidos durante las pruebas de desplazamiento [42]. Comparando con las saturaciones de agua a condiciones de crudo residual de los ensayos a otras velocidades, se puede decir que las altas velocidades permitieron la incorporación de más crudo en espacios porosos a

pesar de tener el MPR. Esto implica que en las cercanías del pozo, donde la velocidad es mayor, se pueden alcanzar mayores saturaciones de crudo, lo cual es beneficioso para efectos productivos.

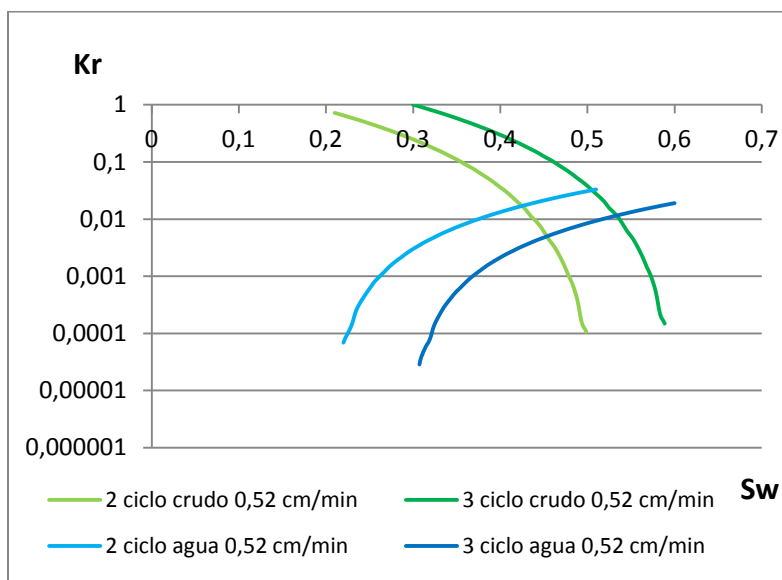


Figura 4.10 Puntos finales de la curva de permeabilidad a una velocidad de 0,52 cm/min

Luego de finalizar el proceso de inyección a diferentes velocidades, se calcularon los factores de resistencia residual tanto para el crudo como para el agua, los cuales pueden observarse en la tabla 4.5.

Es importante analizar el cambio producido entre los factores de resistencia residual mostrados en la tabla 4.4, correspondiente al proceso de desorción del modificador de permeabilidad relativa y el tercer ciclo de inyección de agua mostrado en la tabla 4.5, donde se observa una diferencia de factores posiblemente relacionada con la cantidad de polímero en el medio poroso ocasionando la variación de las presiones. Claramente se aprecia un crecimiento significativo de los FRR, seguidamente con un decrecimiento al aumentar la velocidad a 0,52 cm/min. Este fenómeno ha sido estudiado anteriormente y posiblemente está relacionado con la velocidad crítica de inyección [29]. Estas investigaciones demuestran que a partir de una velocidad específica de inyección los factores de resistencia residual comienzan a disminuir muy similar a los datos obtenidos.

El efecto producido en la reducción de los factores de resistencia residual al crudo observada en la tabla 4.5, señalan una disminución gradual en comparación con los

factores obtenidos para el agua. Es evidente que los modificadores de permeabilidad relativa afectan en menor grado la permeabilidad al crudo en relación a la del agua, dichos resultados han sido documentados en la literatura por diversos autores [1], [23], [25].

La diferencia marcada de los factores de resistencia residual según las investigaciones mencionadas anteriormente pueden asociarse a una menor productividad del corte de agua originada por la capa de polímero formada en el medio poroso la cual ofrece mayor resistencia al flujo de agua.

Tabla 4.5 Factores de resistencia residual

Velocidades	FRR crudo 3ciclo	FRR agua 3 ciclo
0,13 cm/min	1,20	1,5
0,26 cm/min	0,90	2,5
0,52 cm/min	0,80	1

#### 4.5 Comportamiento del modificador de permeabilidad relativa a diferentes caudales

##### 4.5.1 desplazamientos de los puntos de permeabilidad relativa al agua

A continuación se presentan las figuras 4.11 y 4.12, las cuales permiten observar gráficamente las curvas de permeabilidad relativa al agua antes y después del proceso de inyección del MPR.

En las figuras mencionadas anteriormente se puede identificar el desplazamiento de los puntos de saturación para cada uno de los caudales en estudio. Con respecto a las velocidades 0,13 y 0,26 cm/min su comportamiento parece ser muy similar, antes de la inyección del modificador de permeabilidad relativa la saturación de agua se encuentra por debajo del 60% y luego del proceso de inyección el contenido de agua en el medio poroso aumento aproximadamente un 7%, así como también es posible visualizar la disminución de la permeabilidad relativa al agua para la velocidad de 0,26 cm/min aproximadamente en un 60 % resultando la mayor reducción de permeabilidad .

La velocidad de 0,52 cm/min tiene un comportamiento muy particular en el desplazamiento de los puntos finales de saturación de agua, logrando una retención de agua



alrededor del 9%, junto a una disminución del 42% de la permeabilidad relativa al agua a condiciones de saturación de crudo residual.

Analizando el aporte de cada una de las velocidades es posible indicar una mayor eficiencia en la reducción de permeabilidad para la velocidad de 0,26 cm/min tomando en cuenta los porcentajes de reducción de permeabilidad, de igual forma es importante resaltar los factores de resistencia residual obtenidos para 0,13 y 0,26 cm/min los cuales difieren en un 30 % en comparación con los datos registrados.

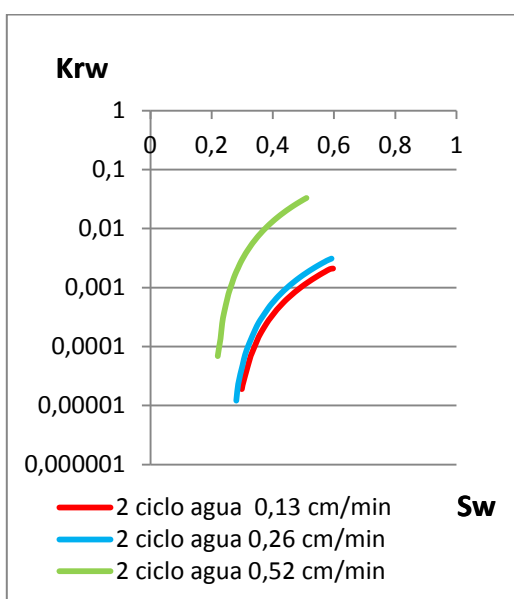


Figura 4.11 proceso pre-MPR

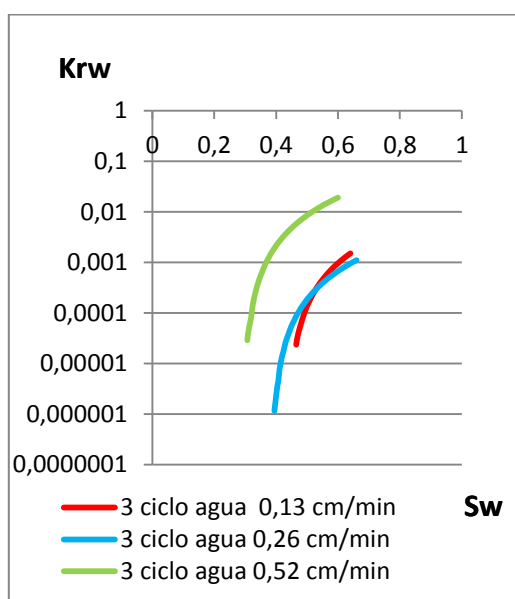


Figura 4.12 proceso post-MPR

#### 4.5.2 Desplazamientos de los puntos de permeabilidad relativa al crudo

Las figuras 4.13 y 4.14, permiten observar gráficamente las curvas de permeabilidad relativa al crudo antes y después del proceso de inyección del modificador de permeabilidad relativa (MPR).

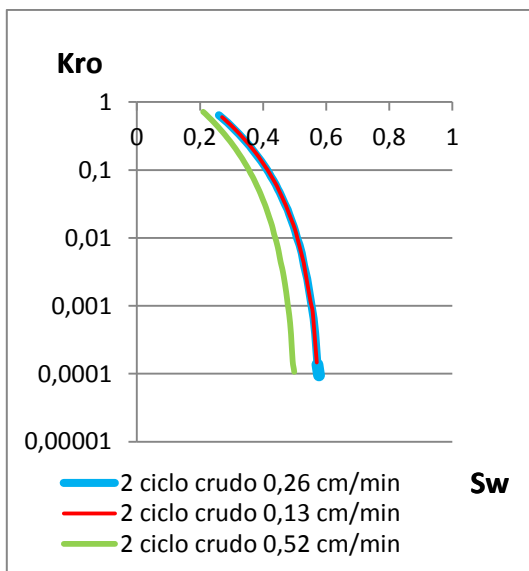


Figura 4.13 proceso pre-MPR

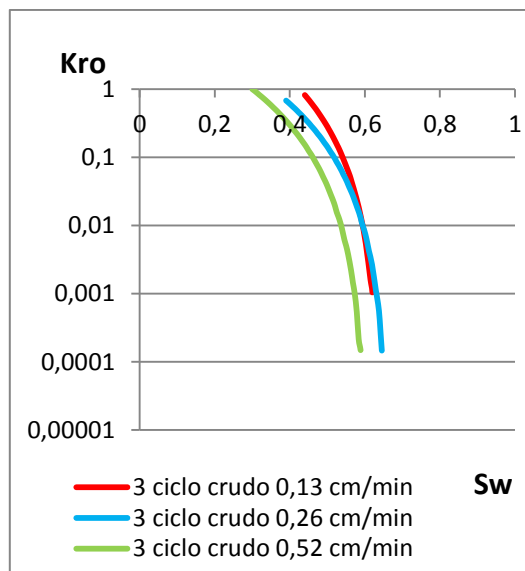


Figura 4.14 proceso post-MPR

El comportamiento de los ciclos de inyección de crudo a 0,13 y 0,26 cm/min, permiten observar un aumento en la saturación de agua irreducible en el medio poroso en mayor proporción que la velocidad de 0,52 cm/min. Para para la velocidad de 0,13 cm/min después del tratamiento MPR el aumento de la saturación de agua irreducible fue de 17%, sucesivamente para la velocidad de 0,26 cm/min el incremento fue de 13% y finalmente para la velocidad de 0,52 cm/min un 9%. Por tal razón puede afirmarse un efecto de disminución del agua en el núcleo a medida que aumenta la velocidad de inyección de crudo, para nuestro caso en las cercanías del pozo donde se observan tales caudales y el espesor de la capa de polímero se ve afectado en relación a la retención de agua.

La permeabilidad efectiva al crudo para la velocidad de 0,13 ml/min post-MPR presentó un aumento significativo alrededor del 28 %, resultando la velocidad con mayor efecto de estimulación sobre el desplazamiento de crudo a través del medio poroso. Equiparando las velocidades posteriores, estos resultaron con 6% para el caudal de 0,26 cm/min y 8% para la velocidad de 0,52 cm/min.

Analizando los resultados de permeabilidad y puntos de saturación obtenidos durante la inyección de crudo, se puede afirmar un aumento en la saturación de agua irreducible junto a la permeabilidad efectiva a medida que disminuye la velocidad de inyección.

## 4.6 Simulaciones numéricas

La simulación numérica se llevó a cabo con los datos de las pruebas de desplazamientos realizadas experimentalmente en laboratorio. Durante el desarrollo de estas pruebas se establecieron 2 etapas de análisis: antes de la inyección del tratamiento, y después de la inyección del MPR. El principal objetivo de la simulación numérica está directamente vinculado con la utilización de la correlación de Corey y el ajuste de las curvas de permeabilidad obtenidas experimentalmente a través de los exponentes  $n_w$  y  $n_{ow}$ , con el objetivo de disminuir el factor de desviación.

Los exponentes de corey se utilizaron como un parámetro de ajuste de acuerdo al factor de desviación  $X^2$  obtenido en la reproducción de las pruebas de desplazamientos. Las principales variables simuladas a partir de los datos de laboratorio arrojaron resultados tales como: presiones de inyección para los ciclo crudo-agua y producciones acumuladas.

### 4.6.1 Inyección de crudo antes de la inyección del MPR

La primera etapa de inyección de crudo puede observarse en la figura 4.15, la cual muestra para cada una de las velocidades en estudio las presiones de inyección junto al proceso de simulación. La desviación de los valores de presión para cada velocidad construida en relación a los datos experimentales se presenta en la tabla 4.6, en la cual la velocidad de 0,13 cm/min, es la que arroja la menor desviación, seguida por la velocidad de 0,26 cm/min.

Es importante acotar los valores de los exponentes  $n_{ow}$ , obtenidos para cada prueba de presión, ya que estos son los que reproducen con mayor aproximación las curvas de permeabilidad experimentales y en consecuencia las presiones de inyección. Con la finalidad de mantener la concavidad de las curvas se decidió utilizar los exponentes de Corey con valores mayores a uno.

Para la simulación, se dejó fija la presión en estado estacionario, de modo que el simulador calculara el aumento de presión para llegar a esos valores de presión. Se observa en la figura que a pesar de fijar la presión final para la máxima velocidad, el simulador permite cierta desviación.

Tabla 4.6 factores de desviación

Velocidades	Exponente $n_{ow}$ ,	Desviación $X^2$
0,13 cm/min	1	253.20500
0,26 cm/min	1	1084.29737
0,52 cm/min	1,5	7490.5660

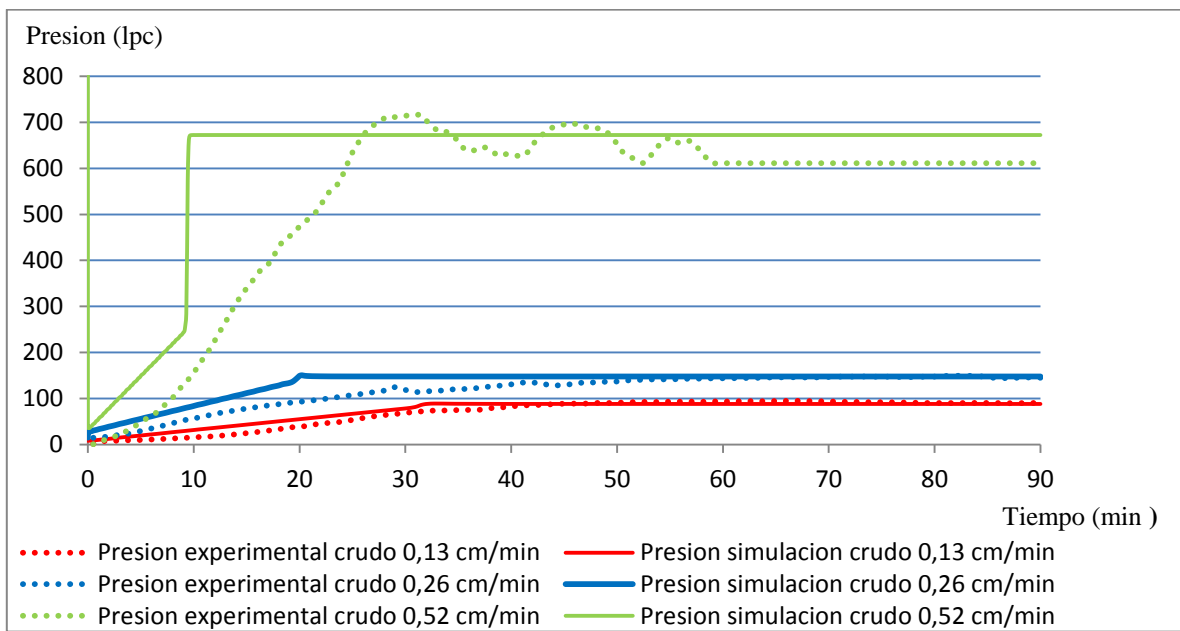


Figura 4.15 presiones experimentales vs presiones de simulación

#### 4.6.1.1 Producción acumulada de agua

La figura 4.16 permite identificar el proceso de producción de agua antes del tratamiento del MPR, resultando una mayor producción para una velocidad de 0,26 cm/min con 25 ml, seguidamente por la velocidad de 0,52 cm/min con un valor de 23,6 ml. De acuerdo a los datos obtenidos la velocidad con menor producción de agua es la que obtuvo un valor de  $n_{ow}$  igual a 1, con la menor desviación señalada en la tabla 4.6.

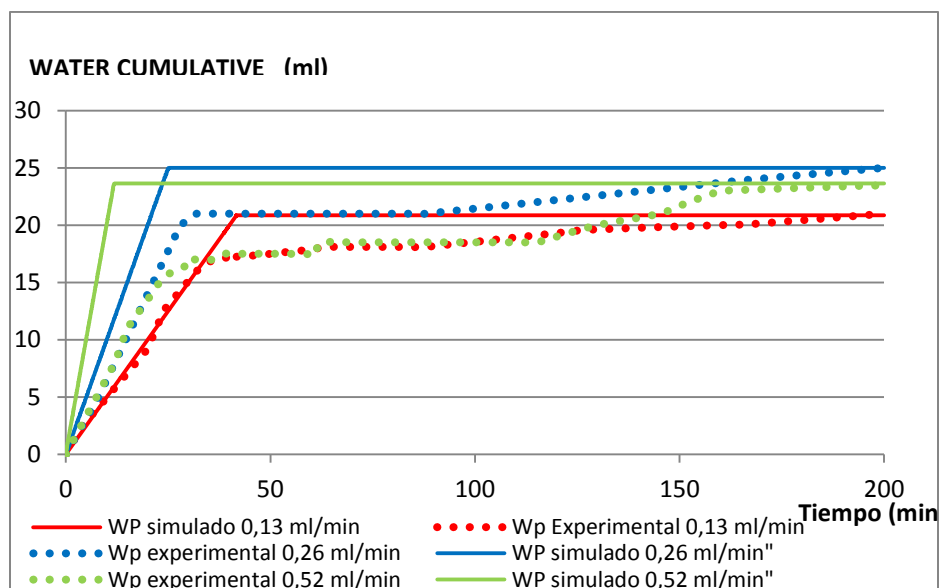


Figura 4.16 Producción de agua Pre-MPR

#### 4.6.2 Inyección de agua antes de la inyección del MPR

Una vez finalizado el proceso de drenaje descrito anteriormente, se inició el proceso de inyección de agua antes del tratamiento MPR denominado imbibición, el cual es analizado a través de la figura 4.17 para cada velocidad en estudio, igualmente es posible evidenciar las fluctuaciones de presión provocadas por las acumulaciones de crudo extra pesado en el medio poroso al momento de su desplazamiento hasta alcanzar el estado estacionario. Naturalmente este proceso no es reproducido por el simulador, pues considera un perfil de velocidad continuo y suave a lo largo del núcleo sin considerar desplazamientos abruptos en caudal producto de adedamientos de fases.

Los coeficientes de Corey utilizados para cada uno de los modelos simulados junto con las desviaciones  $X^2$  se resumen en la tabla 4.7, donde obtuvieron los mínimos valores  $n_w$  como parámetros de ajuste para las curvas de presión.

Tabla 4.7 factores de desviación

Velocidades	Exponente $n_w$	Desviación $X^2$
0,13 cm/min	1	697.732308
0,26 cm/min	1	786.961121
0,52 cm/min	1	786.141231

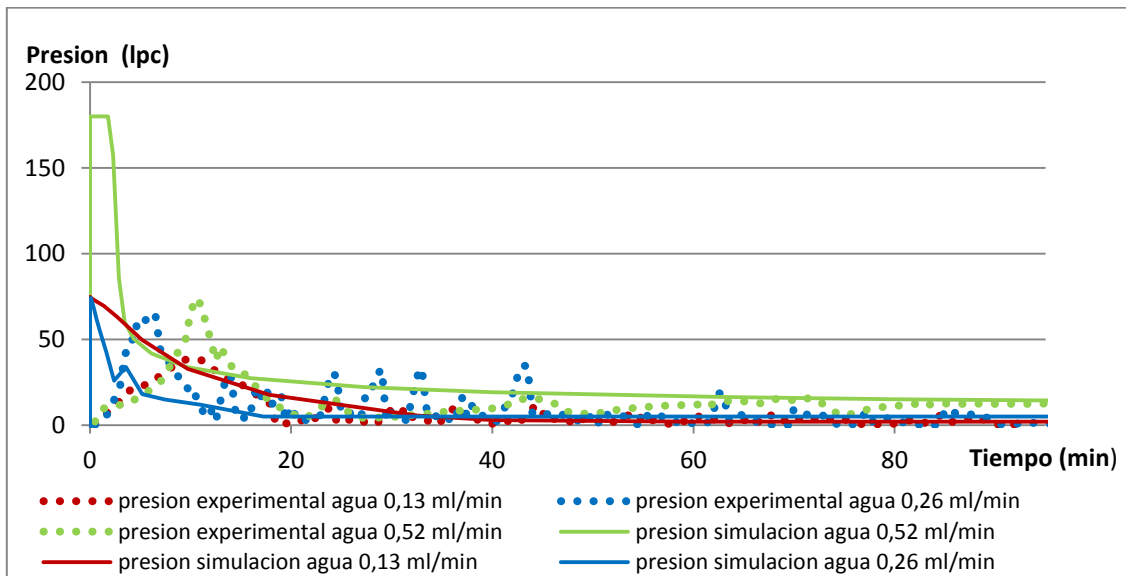


Figura 4.17 presiones experimentales vs presiones de simulación

#### 4.6.2.1 Producción acumulada de crudo

El proceso de imbibición mencionado anteriormente permitió estudiar los resultados obtenidos en relación a la producción acumulada de crudo indicada en la figura 4.18. Analizando los valores experimentales obtenidos es posible observar la diferencia con los datos de simulación, posiblemente asociados a la etapa de estabilización del crudo en el medio poroso.

En esta prueba resulto importante el efecto producido por la velocidad de 0,26 cm/min, logrando un NP de 16,7 ml, con el factor de desviación y exponente de corey mencionado en la tabla 4.7 y en comparación con los datos de producción de agua (WP), luego del proceso de drenaje se puede validar la disminución de aproximadamente un 10 % en la

producción , este fenómeno pudiese estar relacionado con una posible canalización del agua, la cual evita la formación de un fluido pistón a lo largo del núcleo.

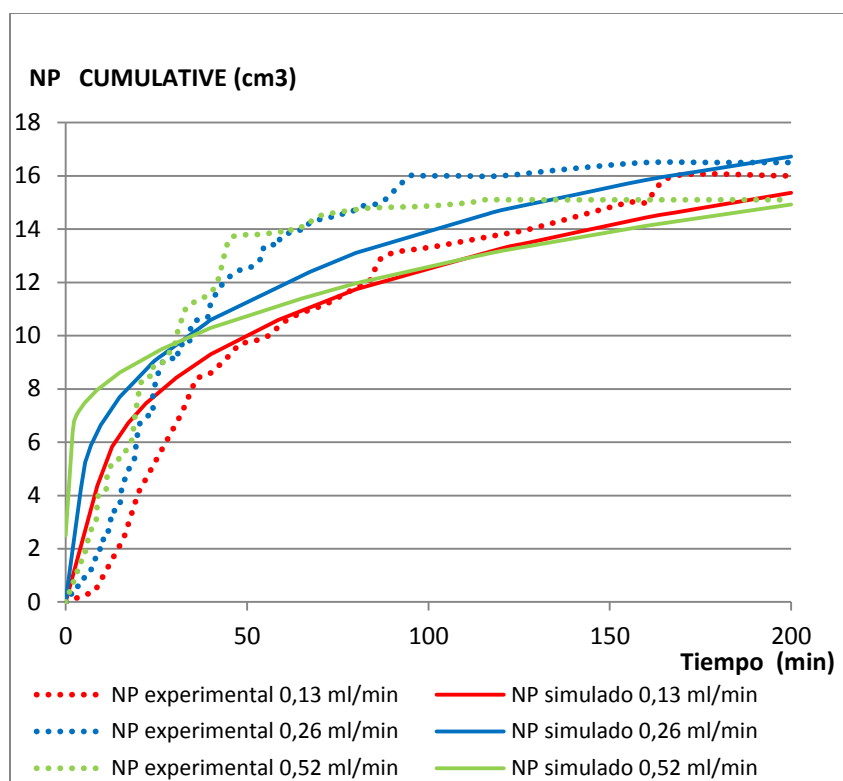


Figura 4.18 Producción de crudo Pre-MPR

#### 4.6.3 Inyección de crudo después de la inyección del MPR

Posteriormente a la colocación del MPR en el medio poroso se inició el proceso de drenaje para cada velocidad de inyección, donde los mayores rangos de presión parecen mantenerse a velocidades de 0,52 cm/min según la figura 4.19. El uso de las correlaciones de Corey utilizadas en el modelo de simulación permitió sensibilizar el proceso de inyección de crudo, así como también un ajuste de las presiones a través de las desviaciones  $X^2$  indicadas en la tabla 4.8.

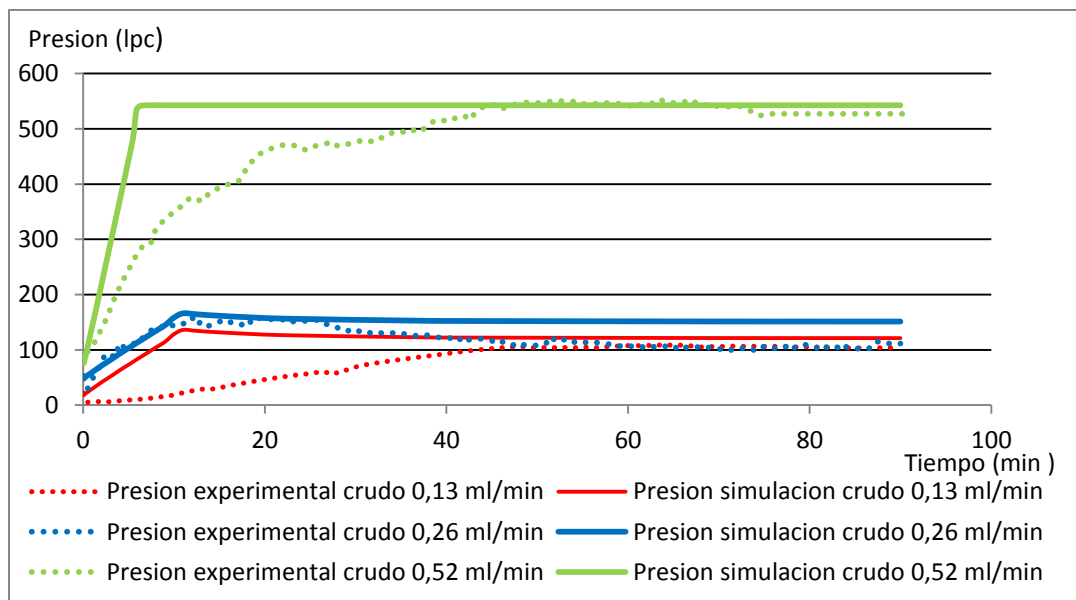


Figura 4.19 presiones experimentales vs presiones de simulación

Comparando los datos logrados antes del tratamiento MPR, se puede afirmar un cambio significativo en los parámetros de ajuste para la velocidad de 0,52 cm/min resultando con el menor valor de desviación y now señalados a continuación.

Tabla 4.8 factor de desviación para cada velocidad de inyección

Velocidades	Exponente $n_{ow}$	Factor de desviación $X^2$
0,13 ml/min	1,5	413.570231
0,26 ml/min	1,5	3087.33252
0,52 ml/min	1	326.449338

#### 4.6.3.1 Producción acumulada de agua

Luego del proceso de drenaje la velocidad con el mayor aporte en producción de agua resulto para la velocidad de 0,52 cm/min, seguidamente por la velocidad de 0,26 cm/min según la figura 4.20. Es importante resaltar para efectos de ajuste el aporte de la velocidad de 0,13 cm/min, la cual obtuvo la menor desviación  $X^2$  en comparación al resto de las pruebas, es decir el comportamiento más aproximado a los datos experimentales.



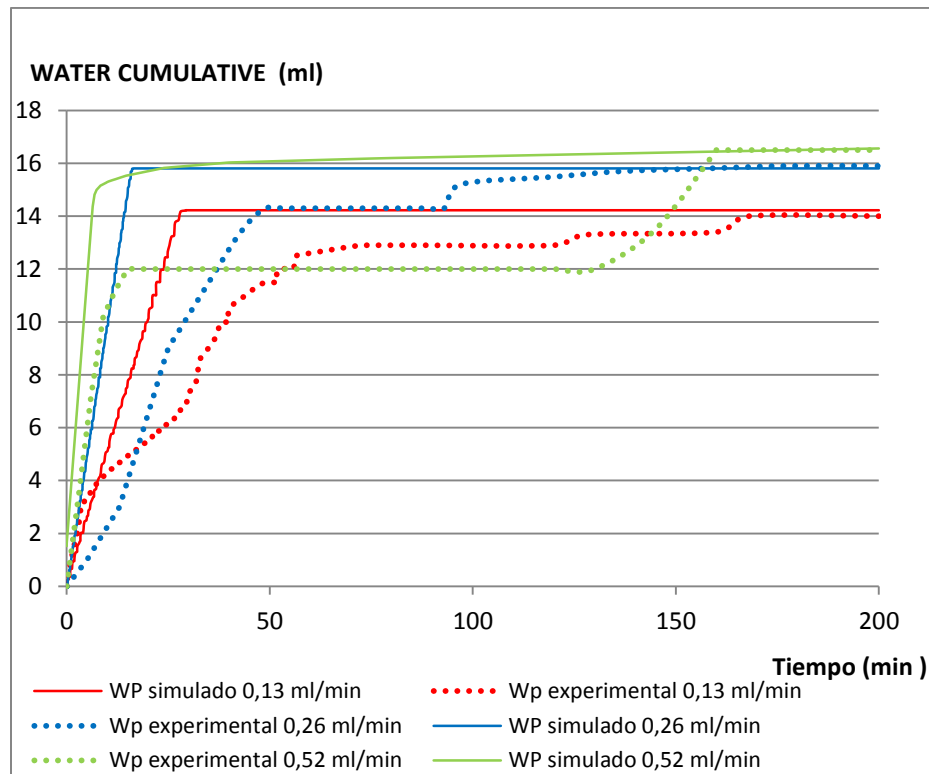


Figura 4.20 Producción de agua Post-MPR

#### 4.6.4 Inyección de agua después de la inyección del MPR

El proceso de inyección de agua post-MPR para cada una de las velocidades es analizado en la figura 4.21, a diferencia de los resultados obtenidos antes del tratamiento se logró evidenciar el incremento significativo de la presión para la velocidad de 0,52 cm/min antes de alcanzar el estado estacionario, posiblemente originado a las altas velocidades de flujo. Los valores de los exponentes de Corey para la inyección de agua antes y después del tratamiento MPR no resultaron con mayor diferencia, en comparación con las desviaciones  $X^2$  obtenidas para el ajuste de las curvas de presión. La velocidad de 0,13 cm/min obtuvo la menor desviación en las simulaciones numéricas realizadas según los datos reflejados en la tabla 4.8.

Tabla 4.9 factor de desviación para cada velocidad de inyección

Velocidades	Exponente $n_w$	Factor de desviación $X^2$
0,13 cm/min	1	53.205448
0,26 cm/min	1,25	377.901773
0,52 cm/min	1	2211.364512

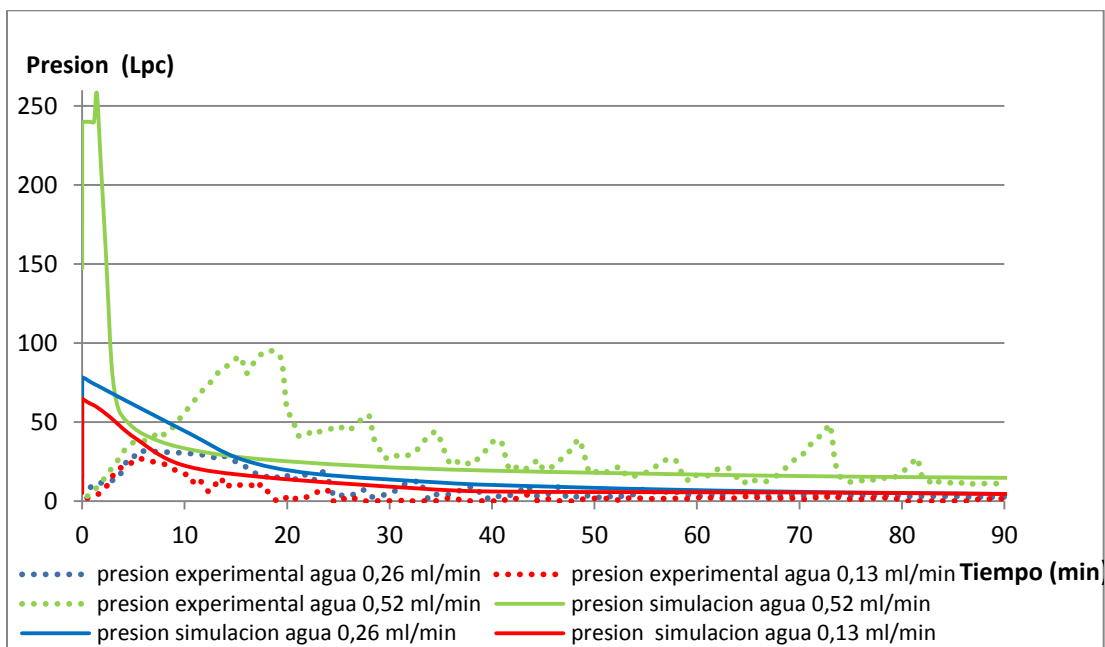


Figura 4.21 presiones experimentales vs presiones de simulación

#### 4.6.4.1 Producción acumulada de crudo

El modelo de simulación construido para la reproducción de la producción acumulada de crudo (NP) luego del tratamiento MPR puede ser apreciado en la figura 4.22, donde se aprecia un ajuste más confiable para la velocidad de 0,13 cm/min de acuerdo a los valores de desviación de la tabla 4.9.

La presencia del modificador de permeabilidad relativa en el medio poroso tuvo un efecto reductor en el factor de desviación  $X^2$  para las velocidades menores a 0,26 cm/min, lo cual influye directamente en un mayor ajuste de los datos experimentales.

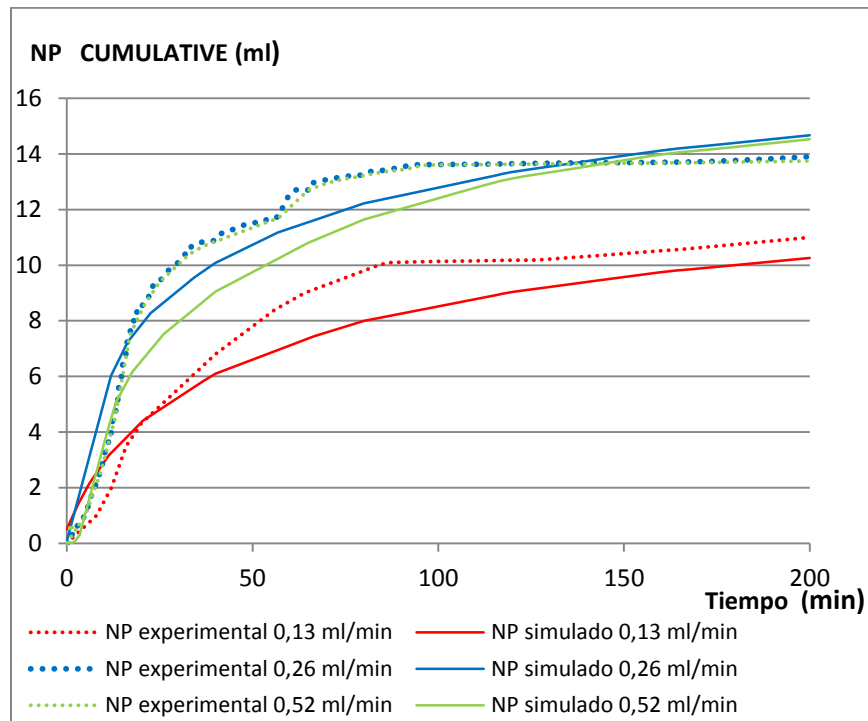


Figura 4.22 Producción de crudo Post-MPR

A pesar de las diferencias significativas que pueden observarse en el proceso de simulación con respecto a los valores de producción de crudo y agua y a los valores de presión, se observaron los cambios relativos antes y después del tratamiento. Los valores de los índices de Corey cercanos o iguales a 1 también indicarían que es posible que la concavidad natural de las curvas de permeabilidad relativa y que debieron considerarse para que pudiesen obtenerse coeficientes menores a 1. La ventaja de utilizar la correlación de Corey es que se cuenta con dos exponentes que pueden ser ajustados para mejorar los cotejos, y que, aunque las curvas de permeabilidad relativa difieran de la realidad, manifiestan cambios de comportamientos que podrían ser escalados para simulaciones en la cercanía del pozo. Sin embargo, es necesario realizar aún más ensayos y simulaciones para cubrir todas las variables.

## CONCLUSIONES

1. Debe existir una velocidad crítica en donde se observen los mayores cambios de saturación de agua irreducible luego de la inyección de un MPR. Esta velocidad crítica afectaría de igual modo la saturación de agua en condiciones de crudo residual. Esto genera un mayor efecto selectivo del modificador de permeabilidad relativa. Para las condiciones evaluadas en este trabajo, se puede decir que la velocidad crítica está alrededor de los 0,26 cm/min.
2. Luego del tratamiento MPR se observa un crecimiento significativo de los factores de resistencia residual (FRR), a medida que aumenta la velocidad de inyección, seguidamente con un decrecimiento al alcanzar la velocidad crítica de inyección de 0,52 cm/min.
3. El modelo de simulación construido para la reproducción de la producción acumulada de crudo (NP) y agua (WP), presenta un ajuste más confiable y preciso para la velocidad de 0,13 ml/min de acuerdo a los valores de desviación  $\chi^2$  obtenidos y los exponentes de Corey utilizados.
4. Para los procesos de imbibición y drenaje realizados se observó una tendencia para los valores de  $n_w$  y  $n_{ow}$ , con líneas rectas logrando una aproximación de los datos experimentales más eficiente y menores valores de desviación, lo que permite asumir que el comportamiento natural de las curvas de permeabilidad relativa posiblemente tenga concavidades diferentes e índices menores a 1.
5. Luego de analizar los factores de resistencia residual obtenidos para el agua se puede identificar una reducción de la permeabilidad relativa junto con los costos de producción.

## **RECOMENDACIONES**

1. Evaluar el comportamiento de la inyección del modificador de permeabilidad relativa en condiciones de flujo bifásico para velocidades menores a 0,52 cm/min y mayores a 0,26 cm/min, ya que entre estas velocidades se observan cambios muy importantes los cuales se observaron durante el estudio de las pruebas de desplazamientos.
2. realizar las pruebas de desplazamiento con diferentes concentraciones de polímero con la finalidad de estudiar el movimiento de los puntos finales de saturación y analizar los procesos de histéresis.

## **Referencias Bibliográficas**

- [1] C. W. Botermans and J. B. Diederik W. van Batenburg, "Relative Permeability Modifiers Myth or reality," SPE 68973, 2001.
- [2] Domnguez, J. G. and Willhite, G. P "Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media" SPE 166265 ,1977.
- [3] Sorbie K.S "Polimer improved oil ",1991.
- [4] M. Ali, "Modification of Relative Permeability Curves by Polymer Adsorption," SPE 27015, 1994i
- [5] Julio Vasquez, "Laboratory Evaluation of a Relative Permeability Modifier for Profile Modification in Injection Wells," SPE 120669, 2009.
- [6] F. Hill, S. Monroe and M. Reshmy, "Water Management- An increasing trend in the Oil and Gas Industries.," SPE 154720, 2012.
- [7] DI Lillo, G.; Rae, P. New Insight in to Water Control - A review. SPE 77963 presented at SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia. 8-10 October, 2002.
- [8] Producción de Agua en Venezuela, 2012.
- [9] Eoff y Dalrymple, Development of a Hydrophobically Modified Water-Soluble Polymer as a Selective Bullhead System for Water Production Problems 2003).
- [10] Bailey Bill, "Water Control," Oilfield Review Schlumberger, 2000.
- [11] O. Jaripatke and D. Dalrymple, "Water-Control Managment Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades," SPE 127806, 2010.
- [12] R Reddy, "A Natural Polymer-Based Cross-Linker System for Conformance Gel Systems," SPE-84937, 2003.
- [13] R. Seright, R. Lane and R. Sydanks, "A Strategy for Attacking Excess Water

Production," SPE Production and Facilities, pp. 158-169, August, 2003.

[14] Ivan Andres Villegas “estudio de factibilidad tecnica para el control de agua en el yacimiento “u” inferior del campo pindo “2013

[15] Augusto Zubillaga (Chevron San Jorge SRL); Mariana Cortona, Manuel Veiga y Norberto Briggiler (BJ Services S.A.) Revista Petrotecnia 2004 “Aplicación de nuevas técnicas y productos para control de agua, II Congreso de Hidrocarburos

[16] M. Lastre, "A Solids-Free Permeability Modifier for Application in Producing and Injection Wells," SPE-151836, 2012.

[17] Celine Cozic, "Novel Insight Into Microgel Systems for Water Control," SPE 115974, 2009.

[18] PDVSA, Intevep. Gerencia del Agua en Producción: una visión integral. Manual. Los Teques, Venezuela. Julio 2005.

[19] Dualeh y Steiner "Journal of rheology vol 46 p. 1445 2002.

[20] James and Leonhardt 2015”Status of Polymer Flooding Technology”

[21] Sydansk, and Seright “When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied”.

[22] Aniello Mennella., Luisa Chiappa., y Thomas P. Lockhart., 2001” Candidate and Chemical Selection Guidelines for Relative Permeability Modification (RPM) Treatments”

[23] Julio Vasquez y Larry Eoff., 2013 “A Relative Permeability Modifier for Water Control: Candidate Selection, Case Histories, and Lessons Learned after more than 3,000 Well Interventions”.

[24] F. Rodríguez., D. Rousseau, y S. Bekri., 2014 “Polymer Flooding for Extra-Heavy Oil: New Insights on the Key Polymer Transport Properties in Porous Media”.

[25] Scott G. Nelson., Leonard J. Kalfayan and William M. Rittenberry., 2003 “The Application of a New and Unique Relative Permeability Modifier in Selectively Reducing Water Production”.

[26] Gustavo Nieves., Jenny Fernandez, E., Dwyann Dalrymple., 2002 “Field Application of Relative Permeability Modifier in Venezuela “.

- [27] J. Wang., M. Dong and K. Asghari., 2006 "Effect of Oil Viscosity on Heavy-Oil/Water Relative Permeability Curves.
- [28] J . Smith "Flow of polymer Solutions Through Porous Media"
- [29] A.L. Ogunberu y Asghari., 2005 "Water Permeability Reduction Under Flow-Induced Polymer Adsorption "
- [30] ] B. Bai, Y. Liu, J. Coste and L. Li, "Preformed Particle Gel for Conformance Control: Transport Mechanism Through Porous Media," SPE 89468, 2007.
- [31] Arne Stavland., 2010 "How To Apply the Flow Velocity as a Design Criterion in RPM Treatments
- [32] T. F. Binshan Ju, "Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticle Transport in Porous Media," Powder Technology 192 (2009), pp. 195-202, 2009.
- [33] F. Civan, Reservoir Formation Damage, Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2000
- [34] C. Haro, "Permeability Modeling in Porous Media: Setting Archie and Carman-Kozeny Right," SPE-100200, 2006.
- [35] M. P. d. Ferrer, Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos, Maracaibo, 2009.
- [36] Graterol N. Jenny C. Rincones G. Mazaruny D "TEG "OPTIMIZACIÓN DE LA
- [37] Diego Ivan Sanchez Lugaña, TEG "estudio de completaciones de fondo para recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas basal tena y "u" superior del campo libertador" 2013.
- [38] Ivan Andres Villegas "estudio de factibilidad tecnica para el control de agua en el yacimiento "u" inferior del campo pindo "2013
- [39] Julio Vasquez, "Laboratory Evaluation of a Relative Permeability Modifier for Profile Modification in Injection Wells," SPE 120669, 2009.
- [40] A. Zaitoun, "Two-phase flow property modifications by polymer adsorption.," SPE 39631, 1998.
- [41] Jenn Tain Liang Haiwang Sun, "Why do Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability," 1995.
- [42] Al-Sharji, "Disproportionate Permeability Reduction Due to Polymer Adsorption



Entanglement," SPE-68972, 2001.

[43] [Daniel Broseta](#) , [Fatiha Medjahed](#) ,[Jacqueline Lecourtier](#) , Michel Robin “Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability on Residual Oil” SPE-24149 1995

[44] J. Liang, H. Sun and R. Seright, "Reduction of oil and water permeabilities using gels," SPE 24195, 1992

[45] P. Krishan, "Dehydration and Permeability of Gels Used in In-Situ Permeability Modification Treatments," SPE 59347, 2000

[46] G. Mennella, "Pore-Scale Mechanism for Selective Permeability Reduction by Polymer Injection," SPE-39634, 1998.

[47] R.N. Manichand and R.S. Seright, “Field vs. Laboratory Polymer-Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo” SPE 169027, 2014

[48] Zhou Wei.,Zhang Jian., Han Ming.,Xiang Wentao., Feng Guozhi., Jiang Wei, Sun Fujie., and Zhou Shouwei, “Application of Hydrophobically Associating Water-Soluble Polymer for Polymer Flooding in China Offshore Heavy Oilfield” IPTC 11635 ,2007.

[49] Camacho P.,Paola B.“Evaluación de los simuladores de yacimientos “Stars” y “utchem” para el modelaje de procesos químicos “2013

[50] F. Arias, "El Proyecto de Investogacion, Guia para su elaboracion," (3ra Edicion), 1999.

[51] Cortez Diego “Efectos de la velocidad de flujo en la inyeccion de modificadores de permeabilidad relativa (MPR) en medios porosos”2013.

## **APÉNDICE A. CÁLCULOS TIPO**

### **A.1 Determinación de la desviación $X^2$**

Para determinar la curva que mejor se adapta se calculó el factor de desviación  $X^2$ , la curva con el valor más cercano a cero proporciona un ajuste más similar a los datos experimentales.

$$X^2 = \sum \frac{(xi - xo)^2}{xo}$$

$$X^2 = \frac{(14.2-14)^2}{14} = 0,0028$$

$X^2$ : Factor de desviación

$Xi$ : Dato simulado

$Xo$ : Dato experimental

### **A.2 Determinación del volumen poroso y porosidad.**

$$L = 10,5 \text{ cm}$$

$$r = 1,9 \text{ cm}$$

$$V_{bruto} = \pi 1.9cm^2 * 10,5 \text{ cm}$$

$$V_{bruto} = 119,02cm^3$$

$$VP = 41 \text{ cc}$$

$$\phi = \frac{41cc}{119.02cc} = 0,35\%$$

## **APÉNDICE B.**

### **TABLAS**

Tabla B.1 velocidad 0,13 cm/min antes de la inyección de polímero

Sw	krw	kro
0.27	0	0.6
0.29	0.001	0.544638
0.31	0.002	0.491093
0.33	0.003	0.439427
0.35	0.004	0.389711
0.37	0.005	0.342027
0.39	0.006	0.296464
0.41	0.007	0.253125
0.43	0.008	0.212132
0.45	0.009	0.173627
0.47	0.01	0.137784
0.49	0.011	0.104816
0.51	0.012	0.075
0.53	0.013	0.0487139
0.55	0.014	0.0265165
0.57	0.015	0.009375
0.59	0.016	0

Tabla B.2 velocidad 0,13 cm/min después de la inyección de polímero

Sw	krw	kro
0.44	0	0.82
0.45375	9.38E-05	0.744339
0.4675	0.0001875	0.67116
0.48125	0.00028125	0.60055
0.495	0.000375	0.532606
0.50875	0.00046875	0.467437
0.5225	0.0005625	0.405167
0.53625	0.00065625	0.345937
0.55	0.00075	0.289914
0.56375	0.00084375	0.237291
0.5775	0.0009375	0.188305
0.59125	0.00103125	0.143248
0.605	0.001125	0.1025
0.61875	0.00121875	0.0665757
0.6325	0.0013125	0.0362392
0.64625	0.00140625	0.0128125
0.66	0.0015	0

Tabla B.3 velocidad 0,26 cm/min antes de la inyección de polímero

Sw	krw	kro
0.26	0	0.64
0.280625	0.00019375	0.580948
0.30125	0.0003875	0.523832
0.321875	0.00058125	0.468722
0.3425	0.000775	0.415692
0.363125	0.00096875	0.364829
0.38375	0.0011625	0.316228
0.404375	0.00135625	0.27
0.425	0.00155	0.226274
0.445625	0.00174375	0.185203
0.46625	0.0019375	0.146969
0.486875	0.00213125	0.111803
0.5075	0.002325	0.08
0.528125	0.00251875	0.0519615
0.54875	0.0027125	0.0282843
0.569375	0.00290625	0.01
0.59	0.0031	0

Tabla B.4 velocidad 0,26 cm/min después de la inyección de polímero

Sw	krw	kro
0.39	0	0.68
0.406875	3.74E-05	0.617257
0.42375	8.90E-05	0.556572
0.440625	0.000147688	0.498017
0.4575	0.000211602	0.441673
0.474375	0.000279677	0.387631
0.49125	0.000351264	0.335992
0.508125	0.000425909	0.286875
0.525	0.000503277	0.240416
0.541875	0.000583106	0.196778
0.55875	0.000665188	0.156155
0.575625	0.000749351	0.118791
0.5925	0.000835451	0.085
0.609375	0.000923365	0.0552091
0.62625	0.00101299	0.030052
0.643125	0.00110423	0.010625
0.66	0.001197	0

Tabla B.5 velocidad 0,52 cm/min antes de la inyección de polímero

Sw	krw	kro
0.21	0	0.72
0.22875	2.06E-03	0.653566
0.2475	4.13E-03	0.589311
0.26625	0.0061875	0.527312
0.285	0.00825	0.467654
0.30375	0.0103125	0.410432
0.3225	0.012375	0.355756
0.34125	0.0144375	0.30375
0.36	0.0165	0.254558
0.37875	0.0185625	0.208353
0.3975	0.020625	0.165341
0.41625	0.0226875	0.125779
0.435	0.02475	0.09
0.45375	0.0268125	0.0584567
0.4725	0.028875	0.0318198
0.49125	0.0309375	0.01125
0.51	0.033	0

Tabla B.6 velocidad Prueba 0,52 cm/min después de la inyección de polímero

Sw	krw	kro
0.3	0	1
0.31875	1.19E-03	0.9375
0.3375	2.38E-03	0.875
0.35625	0.0035625	0.8125
0.375	0.00475	0.75
0.39375	0.0059375	0.6875
0.4125	0.007125	0.625
0.43125	0.0083125	0.5625
0.45	0.0095	0.5
0.46875	0.0106875	0.4375
0.4875	0.011875	0.375
0.50625	0.0130625	0.3125
0.525	0.01425	0.25
0.54375	0.0154375	0.1875
0.5625	0.016625	0.125
0.58125	0.0178125	0.0625
0.6	0.019	0



## **APÉNDICE C**

### **FIGURAS**

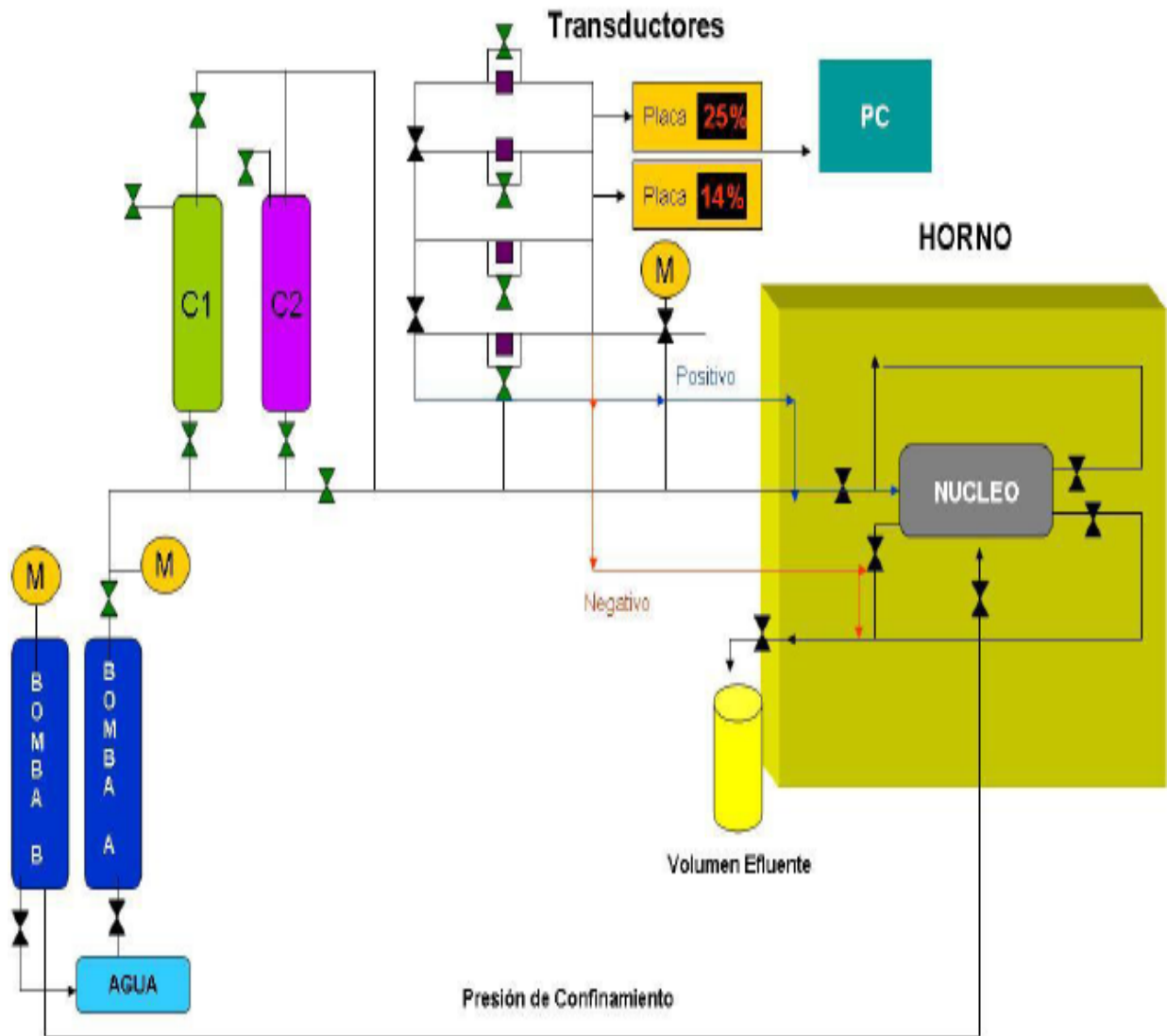


Figura C.1 Diagrama equipo de medio poroso

