

**Evaluación mediante simulación numérica del uso de modificadores de permeabilidad
relativa para el control de la producción de agua: Aplicación campo maduro del Valle
Medio del Magdalena.**

Eudes Alfonso Diazgranados Avendaño

Trabajo de Grado para Optar el título de especialista en ingeniería de yacimientos

Director

Erika Trigos Becerra

Magister en ingeniería de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

Agradecimientos

Expreso mi más sincero agradecimiento a Dios principalmente, a mis padres, hermanos, a mis compañeros de estudio y de trabajo, y a todas aquellas personas por brindar su apoyo y la oportunidad de desarrollar este trabajo de monografía.

Agradezco especialmente:

Al director del departamento de Exploración y Desarrollo de la empresa Mansarovar Energy, EDUARDO LOZANO, por apoyarnos y brindarnos su conocimiento y profesionalismo a lo largo del desarrollo del proyecto.

A la MSc. ERIKA TRIGOS BECERRA, Magister en ingeniería de petróleos, por aceptar ser la directora del proyecto, brindándome su apoyo incondicional, tiempo y conocimiento valioso para la realización de este proyecto.

A la empresa MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA, por brindarnos la oportunidad y el apoyo para el desarrollo del proyecto.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por la formación profesional integra desarrollada durante la realización del programa de especialización en Ingeniería de Yacimientos.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. Generalidades del Campo de estudio	18
2.1 Marco Regional.....	18
2.2 Marco Estratigráfico	20
2.2.1 Guaduas – Tuné	20
2.2.2 Zorro – Diamante	21
2.2.3 Depósitos Cuaternarios	21
2.3 Geología Histórica	23
2.4 Geología del Petróleo.....	25
2.4.1 Roca Generadora.....	25
2.4.2 Roca Reservorio.....	25
2.4.3 Roca Sello	25
2.4.4 Rutas de migración del petróleo	26
2.4.5 Entrampamiento	26
2.5 Propiedades del yacimiento	26
2.5.1 Propiedades de la roca	26

2.6 Propiedades de los fluidos	27
2.6.1 Propiedades del crudo	28
2.6.2 Propiedades del agua.....	30
2.7 Historia de Producción.....	31
2.8 Descripción del problema de alta producción de agua	33
2.8.1 Métodos para identificar problemas asociados con alta producción de agua.	34
2.8.2 Generalidades del pozo de estudio.....	38
2.8.3 Historia de producción del Pozo-1.....	39
2.8.4 Metodología empleada para el diagnóstico de la producción de agua en el Pozo-1.....	41
3. Marco Teórico Conceptual	47
3.1 Permeabilidad relativa	48
3.2 Modificadores de permeabilidad relativa (MPR)	49
3.2.1 Descripción de los MPR	50
3.2.2 Mecanismos de funcionamiento de los MPR.....	51
3.2.3 Factores que afectan los MPR.....	56
4 Definición del modelo dinámico de simulación	58
4.1 Introducción	58
4.2 Modelo de Petróleo Negro (<i>Black Oil</i>)	60
4.3 Modelo completo del bloque de interés.	61
4.3.1 Distribución de porosidad.....	61
4.3.2 Distribución de permeabilidad.	62
4.3.3 Distribución de presión.	64
4.3.4 Curva de permeabilidad relativa del modelo de simulación.	65

4.4 Modelo sectorial del Pozo-1.	66
4.5 Ajuste histórico del modelo sectorial del Pozo-1.	69
5. Evaluación del uso de MPR en el modelo sectorial del Pozo-1.	74
5.1 Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa en el modelo dinámico.	76
5.2 Simulación de la implementación de MPR en el Pozo-1.....	77
5.3 Comparación de los resultados de la simulación del uso de MPR en el Pozo-1.	82
6. Metodología para la evaluación.	85
6.1 Metodología para la evaluación y selección de candidatos.	85
6.1.1 Análisis del comportamiento de producción.....	86
6.1.2 Curvas de diagnóstico de producción de agua.	86
6.1.3 Condición mecánica de los pozos.	86
6.1.4 Análisis de las propiedades petrofísicas.	86
6.1.5 Historial de eventos de pozos.	87
6.2 Metodología para la evaluación de la implementación de modificadores de permeabilidad relativa mediante simulación numérica de yacimientos.	87
7. Conclusiones	89
8. Recomendaciones	91
Referencias Bibliográficas	93

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Resumen de las principales propiedades de la roca presentes en el Campo de estudio.</i>	27
Tabla 2 <i>Resumen propiedades de los fluidos del Campo de estudio en las formaciones productoras Guaduas y Tune.</i>	30
Tabla 3 <i>Resumen propiedades del agua del campo de estudio.</i>	30
Tabla 4 <i>Registro histórico de intervenciones del Pozo-1.</i>	40
Tabla 5 <i>Dimensiones del modelo de simulación del campo.</i>	61
Tabla 6 <i>Dimensiones del modelo sectorial del Pozo-1.</i>	68
Tabla 7 <i>Resumen de datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento en un tapón de un núcleo del campo.</i>	74
Tabla 8 <i>Resumen de resultados del análisis de laboratorio.</i>	76

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1</i> Mapa de localización del Campo de estudio. Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Exploración y Desarrollo.....	19
<i>Figura 2</i> Sección estratigráfica típica del Campo de estudio. Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Exploración y Desarrollo.....	22
<i>Figura 3</i> Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Exploración y Desarrollo, Informe técnico anual presentado a la ANH.....	24
<i>Figura 4</i> Gráfico de la historia de producción.....	34
<i>Figura 5.</i> Gráfico de recuperación (Relación agua/petróleo Vs. Petróleo acumulado).....	35
<i>Figura 6</i> Gráfico de la curva de declinación.	36
<i>Figura 7</i> Estado mecánico del Pozo-1. Departamento de producción, Mansarovar Energy.....	38
<i>Figura 8</i> Historia de Producción del Pozo-1, Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.	39
<i>Figura 9</i> Gráfico de la historia de producción para el Pozo-1, Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.	42
<i>Figura 10</i> Gráfico de recuperación para el Pozo-1. Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.....	43

<i>Figura 11</i> Grafico para el análisis de la curva de declinación del Pozo-1. Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.	44
<i>Figura 12</i> Grafica de diagnóstico (Relación agua/petróleo Vs. Tiempo) para el Pozo-1. Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.	45
<i>Figura 13</i> Grafica de diagnóstico (Relación agua/petróleo, Derivada de la relación agua/petróleo Vs. Tiempo) empleando los datos de producción del Pozo-1 (Excel).	46
<i>Figura 14</i> Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite con mojabilidad preferente al agua.	49
<i>Figura 15</i> Esquema del comportamiento de MPR en el medio poroso.	51
<i>Figura 16</i> Medio poroso antes y después del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.	54
<i>Figura 17</i> Distribución de la porosidad en el bloque de interés del campo de estudio. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	62
<i>Figura 18</i> Distribución de la permeabilidad en el bloque de interés del campo de estudio. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	63
<i>Figura 19</i> Comportamiento de presión promedio del bloque de interés. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	64
<i>Figura 20</i> Curvas de permeabilidad relativa (Aceite/agua) para el modelo de simulación y datos obtenidos a partir de análisis de laboratorio de muestras representativas del campo.	65
<i>Figura 21</i> Modelo completo del Bloque de interés resaltando el modelo sectorial definido para la evaluación del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	66
<i>Figura 22</i> Modelo sectorial del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator. ..	68

<i>Figura 23</i> Ajuste histórico inicial del modelo sectorial del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	69
<i>Figura 24</i> Ajuste histórico final del modelo sectorial del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	71
<i>Figura 25</i> Producción acumulada de aceite, agua y fluido total. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	72
<i>Figura 26</i> Ajuste histórico del último periodo en el Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	73
<i>Figura 27</i> Curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el agua, antes y después del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.	77
<i>Figura 28.</i> Modelo sectorial de pozo para el Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	78
<i>Figura 29.</i> Sección transversal del sector de interés del campo. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	79
<i>Figura 30</i> Resultados de la corrida de simulación del Pozo-1 en modo predicción, posterior a la reactivación del pozo.	80
<i>Figura 31.</i> Comportamiento de producción del Pozo-1 posterior al tratamiento con MPR. Programa Oil Field Manager (OFM).....	81
<i>Figura 32</i> Comparación de los resultados de la simulación en modo predicción con respecto a los datos reales de producción, del uso de MPR en el Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.	83
<i>Figura 33</i> Producción total de aceite y agua al final del caso de predicción para el Pozo-1.	84

<i>Figura 34.</i> Procedimiento de evaluación para la selección de pozos candidatos a trabajos con Modificadores de Permeabilidad Relativa.	85
<i>Figura 35</i> Metodología para la evaluación de resultados de los trabajos con Modificadores de Permeabilidad relativa empleando simulación numérica de yacimientos.	88
<i>Figura 36</i> Metodología para la evaluación de pozos candidatos a trabajos con Modificadores de Permeabilidad relativa mediante simulación numérica de yacimientos.	89

Resumen

TITULO: EVALUACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL USO DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA: APLICACIÓN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

AUTOR: EUDES ALFONSO DIAZGRANADOS AVENDAÑO

PALABRAS CLAVES: Permeabilidad relativa, corte de agua, permeabilidad efectiva, producción de pozos, métodos químicos, simulación de yacimientos.

DESCRIPCION:

El objetivo general del presente trabajo de monografía es evaluar mediante simulación numérica el uso de modificadores de permeabilidad relativa para el control de la producción de agua. Durante el presente trabajo se utilizó el programa de simulación de yacimientos tNavigator y el programa *Oil Field Manager*, los cuales se encuentran licenciados por la empresa Mansarovar Energy, para la cual laboro actualmente. Se realizó una metodología analítica de diagnóstico utilizando los datos históricos de producción para diagnosticar la alta producción de agua. Se realiza una descripción de las principales características y los principales mecanismos que dominan la interacción en el medio poroso de los MPR. Posteriormente, se describe la realización del recorte del modelo sectorial a partir del modelo completo de interés, utilizando los módulos disponibles en la herramienta de simulación tNavigator. El ajuste histórico inicial del modelo sectorial tenía desviaciones importantes (mayor al 80% en agua, y 33% en fluido) se mejoró el ajuste histórico empleando una metodología para la identificación de fechas, eventos, parámetros y propiedades de mayor incertidumbre, logrando un mejor ajuste al final del proceso. Los datos de entrada para la actualización del modelo sectorial fueron los resultados obtenidos en pruebas de desplazamiento en un núcleo representativo del campo. Una vez cotejado históricamente y actualizado el modelo sectorial, fue posible reproducir los resultados obtenidos posterior al trabajo con MPR de manera adecuada, ya que, la desviación entre los datos obtenidos en la corrida de simulación en modo predicción y los datos reales de producción del pozo, fue inferior al 10% en la tasa de aceite y 15% en la tasa de agua. Se plantea una metodología de evaluación mediante simulación numérica de yacimientos, para analizar futuros trabajos previos a la ejecución con el objetivo de disminuir la incertidumbre e incrementar el factor de éxito.

Abstract

TITLE: EVALUATION THROUGH NUMERICAL SIMULATION OF THE USE OF RELATIVE PERMEABILITY MODIFIERS TO CONTROL WATER PRODUCTION. IMPLEMENTATION MIDDLE MAGDALENA VALLEY MATURE FIELD.

AUTHOR: EUDES ALFONSO DIAZGRANADOS AVENDAÑO

KEYWORDS: Relative permeability, water cut, effective permeability, well production, chemical treatments, reservoir simulation.

DESCRIPTION:

The general objective is to evaluate through numerical simulation the use of relative permeability modifier to control water production. During the monograph, was used the reservoir simulation software tNavigator and the software Oil Field Manager, which are licensed by the company Mansarovar Energy, for which I currently work. An analytical diagnostic methodology was performed using the production historical data, to diagnose the high water production. A description of the main features and mechanisms that domain the interaction of the RPM in the porous media was performed. Subsequently, was described the sectorial model splitting process from the full field model using the software tNavigator. The initial history match of the sectorial model had deviations (greater than 80% in water and 33% in total fluid), the HM was improved using a proposed methodology analyzing the main dates and events identification, high uncertainty properties and parameters, achieving an improved HM. The input data for the sectorial model update were the results of core displacing test using a representative core of the field. Once the history match stage and sectorial model update was completed, it was possible to reproduced properly the obtained after the RPM job, since, the deviation between the results in the simulation case (prediction mode) and the real production data of the well was less than 10% in oil rate and 15% in water rate. A methodology to evaluate through reservoir simulation was proposed, to analyze future jobs prior to job execution with the objective of diminish the uncertainty and increment the success factor.

Introducción

Actualmente uno de los principales retos a los cuales se enfrentan los campos maduros en Colombia, es el incremento en la producción de agua. Este es el caso de Campo de estudio el cual se halla localizada en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y forma parte de una estructura monoclinal fallada, cuyo rumbo tiene una dirección noreste – suroeste, que se inclina suavemente (5 a 7°) hacia el sureste. En el área del campo se halla presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor aproximado de 9000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre un basamento complejo. El Campo ha estado en producción por más de 70 años y actualmente presenta un corte de agua de alrededor del 90% en promedio. Mansarovar Energy Colombia, inició la operación del campo en el año 2006 con una fase de optimización de la producción de aceite con el objetivo de recuperar las reservas remanentes en las formaciones de interés. Sin embargo, en el Campo de estudio, la identificación de zonas drenadas con alta producción de agua es un reto que se debe abordar desde diferentes perspectivas debido al ambiente deposicional, la heterogeneidad del yacimiento y la falta de información detallada que permita identificar con exactitud las zonas con alto aporte de agua.

Actualmente, existen diferentes tipos de trabajos de reacondicionamiento de pozos enfocados al control y/o aislamiento de zonas productoras de agua; sin embargo, la mayoría de estos trabajos requiere de altas inversiones debido a los requerimientos operacionales y a la identificación con exactitud de las zonas con mayor aporte de agua, es por esto, que el uso de modificadores de permeabilidad relativa como método para el control de la producción de agua surge como una

alternativa técnica y económicamente viable debido a que provee un control selectivo en las zonas con alta contribución de agua.

La aplicación de modificadores de permeabilidad relativa en el campo de estudio en pozos productores con alto corte de agua surgió como una de las alternativas empleadas, con el objetivo de reducir la permeabilidad relativa del agua sin afectar la producción de crudo y de esta manera generar un control selectivo de la producción de agua con resultados satisfactorios.

Por consiguiente, es de gran interés para la compañía realizar la evaluación del uso de modificadores de permeabilidad relativa mediante simulación numérica de yacimientos que permita evaluar técnicamente la aplicación de este tipo de tratamientos y de esta manera poder estandarizar una metodología de evaluación que reduzca la incertidumbre e incrementar el porcentaje de éxito para los trabajos propuestos. Durante el presente trabajo se utilizó el programa de simulación de yacimientos tNavigator y el programa *Oil Field Manager* (OFM), los cuales se encuentran licenciados por la empresa Mansarovar Energy, para la cual laboro actualmente.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar mediante simulación numérica el efecto del uso de modificadores de permeabilidad relativa para el control de la producción de agua en un campo maduro del Valle Medio Del Magdalena.

1.2 Objetivos Específicos

- Definir el modelo sectorial de pozo de tipo *black oil* a partir del cual se realizará la evaluación del efecto de modificadores de permeabilidad relativa.
- Realizar el ajuste histórico del modelo de simulación numérica del sector de interés usando el programa de simulación tNavigator.
- Evaluar mediante simulación numérica en el modelo sectorial definido una prueba piloto de campo de aplicación de modificadores de permeabilidad relativa en el campo de estudio.
- Plantear una metodología que estandarice la evaluación de la implementación de modificadores de permeabilidad relativa usando simulación numérica de yacimientos.

2. Generalidades del Campo de estudio

El campo objeto de estudio de este trabajo de monografía se halla localizado en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El campo fue descubierto en 1947 por medio de la perforación del pozo 1 realizada por la compañía Texas Petroleum la cual fue la primera compañía operadora del campo, posteriormente la compañía Omimex de Colombia LTD adquirió el campo en el año 1994, y finalmente, Mansarovar Energy Colombia adquirió la operación del campo en el año 2006 y es la compañía operadora actualmente. Durante el presente capítulo se describirán las generalidades del campo, historia de producción, aspectos geológicos, propiedades generales de los fluidos y propiedades de la roca, entre otros aspectos relevantes del campo

2.1 Marco Regional

El área del campo objeto de estudio del presente trabajo se encuentra localizado en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 1) y forma parte de una estructura monoclinal fallada cuyo rumbo presenta una dirección noreste – suroeste, con una ligera inclinación (5° a 7°) hacia el sureste del Campo.

El basamento está constituido por un complejo de rocas ígneo – metamórfico, cubierto por una secuencia de sedimentos fluviales que comprende una serie monótona de areniscas y arcillolitas, la cual se adelgaza hacia el oeste y alcanza unos 8,000 pies de espesor al sureste del

área. El estilo tectónico de esta parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena está relacionado con eventos recientes correspondientes a la orogenia Andina (Mioceno Superior y posteriores).

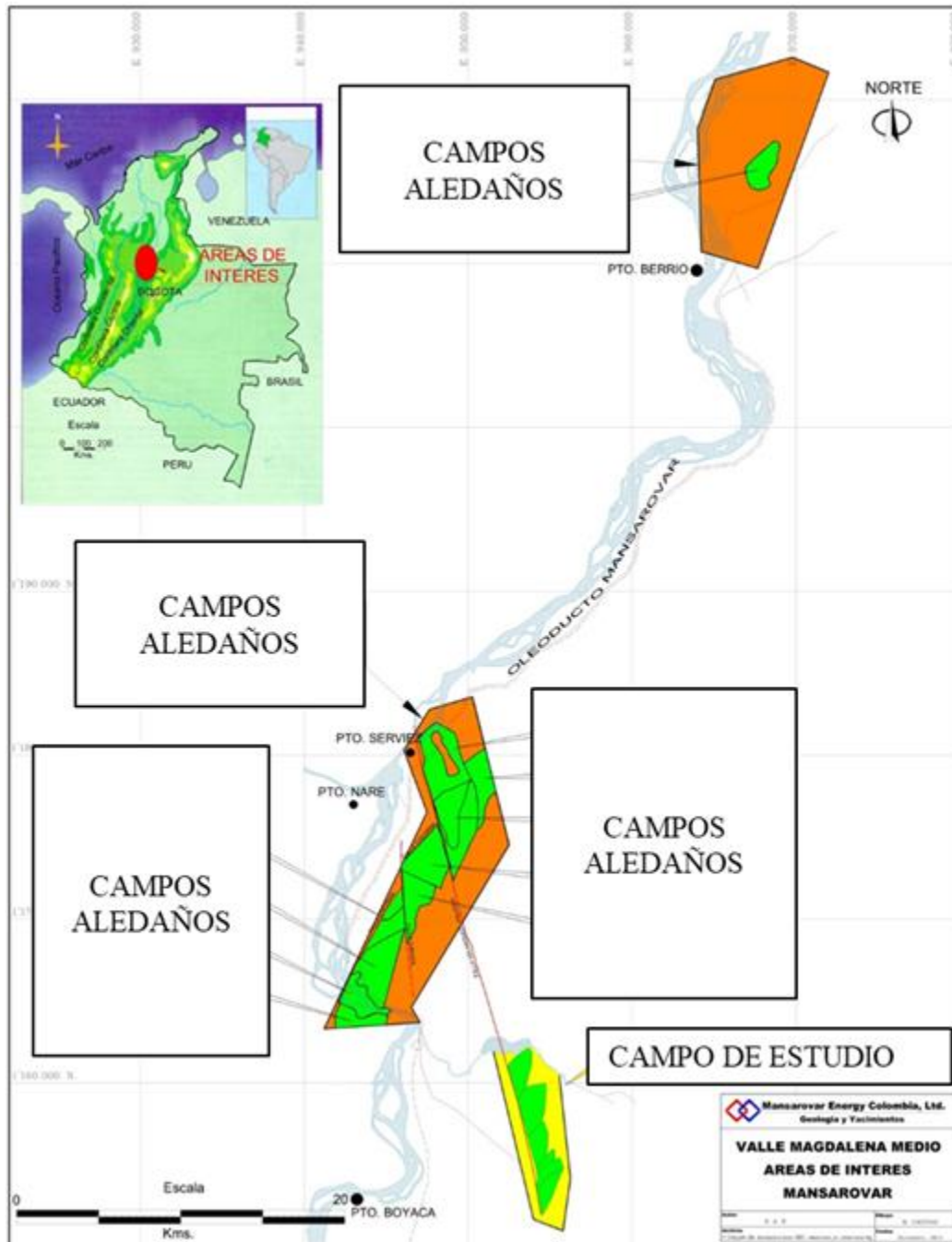


Figura 1 Mapa de localización del Campo de estudio. Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Exploración y Desarrollo.

2.2 Marco Estratigráfico

En el campo de estudio se halla presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor de aproximadamente 8000 pies en la sección sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre un basamento complejo, compuesto por rocas ígneas (granitos y grano dioritas) y metamórficas. Como puede observarse en la Columna Estratigráfica (Figura 2), la secuencia comprende las unidades Guaduas – Tune, Zorro – Diamante.

2.2.1 Guaduas – Tuné La Compañía Texas Petroleum, basados en la interpretación geológica de la época, denominó serie Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca, compuesta por una serie de areniscas y Arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de interés y se adelgaza hacia el noreste por pinchamiento en la base y por truncamiento en el techo. Como se muestra en la columna estratigráfica, esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro – Diamante.

Esta serie se caracteriza por la presencia de conglomerados y areniscas hacia la base con intercalaciones de estratos de arcillolitas; hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas blancas a grises de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limonitas verdes, azulosas, moteadas de rojo y azul, localmente calcáreas. La parte superior de la serie denominada Tuné presenta intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas los cuales son de color blanco, de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas de

colores grises verdes, café, moteadas de marrón, rojo y púrpura. Por correlación regional, a la serie Guaduas – Tuné en el área de Velásquez se le ha asignado una edad de Oligoceno indiferenciado.

2.2.2 Zorro – Diamante Reposando discordantemente sobre la serie anterior se encuentra presente una secuencia de sedimentos de origen fluvial, con espesor variable, llegando a más de 4000 pies en el sureste del área, compuesta principalmente por arenisca y conglomerado y en menor proporción por intercalaciones de Arcillolitas de color gris y gris verdoso.

Las Areniscas son friables, de grano grueso a conglomeráticas, subredondeadas, pobremente seleccionadas, compuestas primordialmente de fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, y en menor proporción cuarzo y Lidita, con matriz arcillosa y estratificación cruzada. Hacia el tope de la serie y formando terrazas se presentan importantes paquetes de areniscas y conglomerados friables, compuestos principalmente por fragmentos de rocas volcánicas, cuarzo y Lidita. El contacto superior de la serie descrita anteriormente es discordante. Por correlación regional se le ha asignado a la Serie Zorro – Diamante una edad de Mioceno Superior a Plioceno.

2.2.3 Depósitos Cuaternarios Sobre las unidades anteriormente descritas y de manera discordante se presentan depósitos recientes de gravas y arenas de origen aluvial, que pueden alcanzar en promedio unos 50 pies de espesor, los cuales fueron depositados por las corrientes actuales.

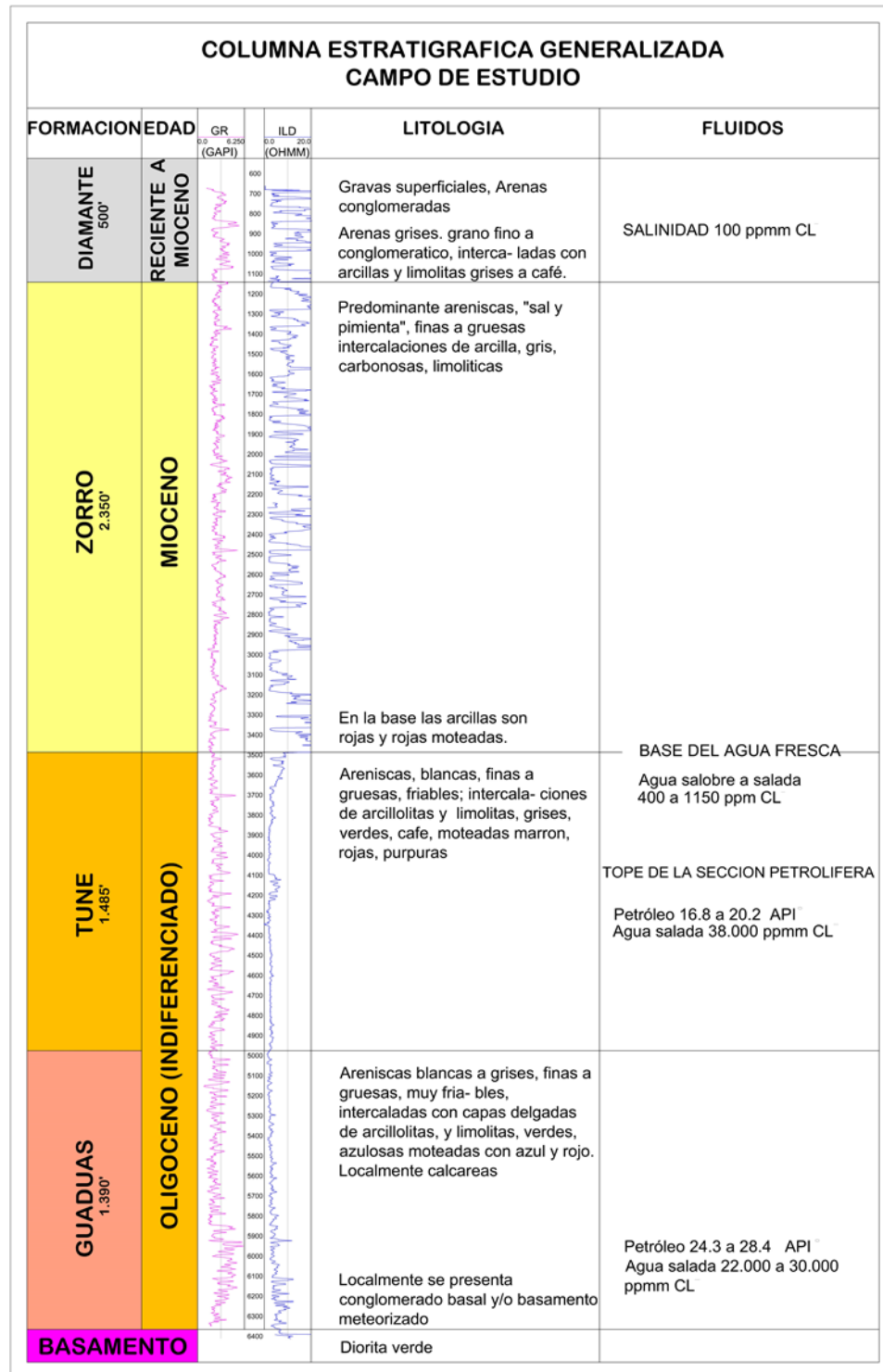


Figura 2 Sección estratigráfica típica del Campo de estudio. Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Exploración y Desarrollo.

2.3 Geología Histórica

La evolución geológica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en relación con la ocurrencia de los hidrocarburos conocidos hasta el momento, inicia con la conformación de una cuenca de origen distensivos a finales del Jurásico. Desde el Cretáceo inferior hasta el Paleoceno y como consecuencia de un gran ciclo transgresión - regresión se produjo el depósito de una mega secuencia sedimentaria con un espesor total de más de 6000 metros. Dicha secuencia está compuesta por areniscas, conglomerados y limolitas hacia la base; la parte media y superior, constituida principalmente de lutitas y calizas y finaliza con una intercalación de areniscas y Arcillolitas. Parte de la sección superior de lutitas y calizas corresponde a la formación La Luna, que contiene las rocas generadoras más importantes del país. Con posterioridad al depósito de los sedimentos del Paleoceno se produjo un gran evento erosivo, que ocasionó un período de no depositación que llegó hasta el Eoceno Superior. Desde este hasta el reciente, la sedimentación ha sido principalmente de tipo continental, con alguna pequeña influencia marina en algunos períodos. La Figura 3, presenta la ubicación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y su extensión.

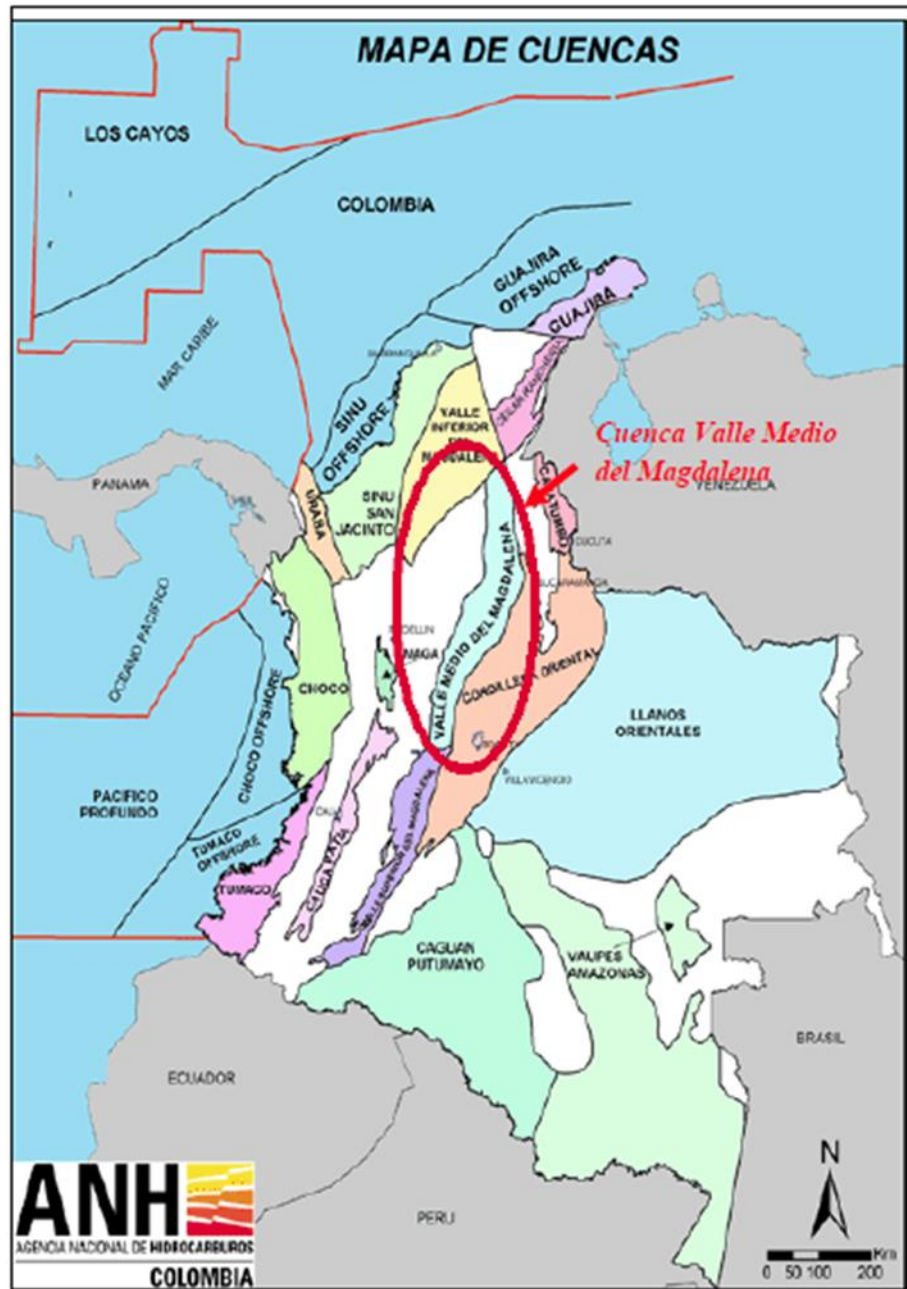


Figura 3 Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Exploración y Desarrollo, Informe técnico anual presentado a la ANH.

2.4 Geología del Petróleo

A continuación, se presentan los aspectos importantes y características del sistema petrolífero del campo de estudio, como lo son, roca generadora, roca reservorio, rutas de migración y entrapamiento encontrado en el área de interés.

2.4.1 Roca Generadora Las principales rocas generadoras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, son las lutitas y calizas de la Formación La Luna, las cuales se hallan presentes en la parte profunda de la cuenca, al este del campo de estudio. De acuerdo con estudios realizados por G. Pérez (1995), la Formación La Luna y las formaciones estratigráficamente equivalentes contienen las rocas generadoras más prolíficas del norte de Suramérica.

Los estudios geoquímicos han mostrado que en la cuenca del VMM, los kerógenos dominantes son de Tipo II y en menor proporción de Tipo I. Los valores de carbono orgánico total (TOC) en esta Formación pueden ser superiores a 3.0% aún después de haber generado hidrocarburos.

2.4.2 Roca Reservorio Dentro del área del campo de Estudio, los hidrocarburos se encuentran principalmente almacenados en los estratos arenosos de la denominada serie Guaduas – Tuné.

2.4.3 Roca Sello Los sellos en esta sección de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran conformados por los diferentes niveles arcillosos que se hallan intercalados dentro de las rocas reservorio Guaduas – Tuné.

2.4.4 Rutas de migración del petróleo Los hidrocarburos presentes en el área de interés han llegado desde el este (parte profunda de la cuenca) por migración buzamiento arriba, a través de los diferentes estratos arenosos de las unidades Terciarias.

Dentro de los principales procesos migratorios de los hidrocarburos en la zona de interés se destacan los siguientes: Migración vertical donde la formación La Luna divide la discordancia del Eoceno, migración lateral a lo largo de las arenas del Eoceno, y por último, migración vertical por medio de fallas.

2.4.5 Entrampamiento El principal mecanismo de entrampamiento en el área lo constituye la Falla de Velásquez y las Fallas satelitales de ésta, las cuales dividen el Campo en varios bloques y que han servido de barreras, impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el oeste a lo largo de la estructura monoclinal.

2.5 Propiedades del yacimiento

A continuación, se presentarán las principales características y valores de las propiedades de la roca y propiedades de los fluidos encontrados en el área de interés.

2.5.1 Propiedades de la roca Basado en las propiedades físicas determinadas en los análisis de núcleos adquiridos en diferentes pozos localizados a lo largo del campo de estudio, se determinó que la porosidad se encuentra en un rango del 18 a 23%, la permeabilidad en un rango de 50 md a 1500 md. Lo anterior representa un yacimiento de moderada porosidad y moderada permeabilidad.

Verticalmente, estas propiedades petrofísicas son de moderadamente buena a buena en la Formación Tune. En la formación Guaduas, estas propiedades son relativamente pobres, principalmente en los grupos IV y V, las cuales tienen porosidades promedio de 18.2% y 19.2%, y permeabilidades promedio de 83 md y 123 md respectivamente. En la Tabla 1, se presenta un breve resumen de las principales propiedades de la roca para ambos yacimientos.

Tabla 1

Resumen de las principales propiedades de la roca presentes en el Campo de estudio.

PROPIEDADES DE LA ROCA		
PARAMETRO	TUNE	GUADUAS
Profundidad, pies	4000-6200	6200-8200
Datum, Pies	4300	6500
Net Pay, pies	100	130
Porosidad, %	19-23	18-21
Permeabilidad, mD	700-1500	50-400

2.6 Propiedades de los fluidos

A continuación, se describen las principales características y propiedades del crudo como la viscosidad, gravedad API, relación gas aceite (GOR), presión de burbuja y factor volumétrico, por otra parte, se presentarán las principales características del agua de formación en el campo de estudio.

2.6.1 Propiedades del crudo

Viscosidad

De acuerdo con los análisis de PVT tomados en varios pozos del campo de estudio ubicados en el sur del campo, la viscosidad en esta formación en la sección sur del campo es de 2.3 – 3.5 Centipoise (cP) a condiciones de yacimiento, según la cual el crudo se encuentra en la clasificación de aceite liviano. Por otra parte, basados en el análisis PVT tomado en 2012 en un pozo recientemente perforado en el Campo de estudio, ubicado en uno de los bloques principales del campo, se obtuvo una viscosidad, a presión y temperatura de yacimiento, de 4.84 cP, extrapolado a condiciones originales. En cuanto a la Formación Tune, se realizó un análisis PVT recientemente, a partir del cual se estableció una viscosidad de 49.8 cP a condiciones originales de yacimiento.

Gravedad API

La gravedad API de la formación Guaduas, se encuentra en el orden de 18 a 28 API y para la Formación Tune entre 12 - 18 API. Así mismo, se puede apreciar que la gravedad API es más alta en el sur. De acuerdo con el Informe del operador (2017) y los estándares para clasificación de petróleo, el crudo de la formación Guaduas se encuentra clasificado como medio a ligero y el crudo de la formación Tune como crudo pesado a medio.

Relación Gas – Aceite (GOR)

De acuerdo con la información de producción inicial de los pozos y los análisis PVT realizados en toda la historia del campo, actualmente la relación gas – aceite se encuentra en un valor promedio de 360 scf/bbl para Guaduas y 120 scf/bl para Tune.

Presión de Burbuja

Basados en los resultados del análisis PVT de los primeros pozos muestreados en el campo en la formación Guaduas, se tiene un yacimiento saturado con presión de burbuja igual a la presión inicial. Esto fue corroborado en los tres PVT tomados recientemente en los cuales se observa un fluido saturado a condiciones de yacimiento. Para esto se tendría una presión de burbuja de 2900 psi al datum de la formación Guaduas que es 6500 ft TVDSS.

Para la formación Tune, se tiene igualmente un yacimiento saturado de acuerdo al análisis PVT de un pozo completado en esta formación, donde se encontró una presión de burbuja cercana a la presión original de yacimiento, la cual es de 2100 psi al datum de 4300 ft TVDSS.

Factor Volumétrico de Formación (Bo)

Según los análisis PVT de los tres pozos ubicados en el sur de campo de estudio a principios de la historia de explotación del campo (1947 a 1955), el factor volumétrico para la Formación Guaduas fue de 1.2 RB/STB. Posteriormente, en los PVT realizados en 2013 se encontró un factor volumétrico de formación extrapolado a condiciones originales de 1.179 RB/STB. Por otra parte, en el PVT de la formación Tune se encontró un Bo extrapolado a condiciones originales de yacimiento de 1.097 RB/STB.

En la

Tabla 2, se presenta un resumen de las principales propiedades de los fluidos del Campo de estudio.

Tabla 2

Resumen propiedades de los fluidos del Campo de estudio en las formaciones productoras Guaduas y Tune.

PROPIEDADES DEL FLUIDO		
PARAMETRO	TUNE	GUADUAS
Presión inicial @ datum, psi	2100	2900
Presión de yacimiento actual @ datum, psi	1750 - 2100	1400 - 2850
Temperatura del yacimiento, F	140	150
Presión de burbuja, psi	2100	2900
Rs Inicial, SCF/BLS	265	369
Viscosidad, cp @ Tyac	7	5
Gravedad API	13 - 20	16 - 28
Factor Volumétrico, Bo	1.15	1.18
Salinidad del agua de formación (TDS ppm)	55000	57000

2.6.2 Propiedades del agua En el campo de estudio se cuenta con estudios de análisis fisicoquímicos realizados al agua de producción de pozos ubicados en los diferentes bloques del campo, estos estudios incluyen análisis de la salinidad y densidad del agua, entre otros parámetros. A partir de esta información y del uso de correlaciones empíricas se estimaron las propiedades del agua de formación que se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3

Resumen propiedades del agua del campo de estudio.

PROPIEDADES DEL AGUA		
PARAMETRO	AREA CENTRAL	AREA NORTE
Salinidad del agua de formación (TDS ppm)	58000	48000
Cloruros (Cl-)	37000	30000
Gravedad Especifica	1.044	1.037

PROPIEDADES DEL AGUA		
PARAMETRO	AREA CENTRAL	AREA NORTE
Compresibilidad del Agua (1/psia)		3.9 e-6
Factor Volumétrico del agua, Bw		1.015

2.7 Historia de Producción

El campo de estudio ha estado en producción por más de 70 años, por lo cual es considerado un campo maduro, fue descubierto en 1947 por medio de la perforación del pozo 1 realizada por la compañía Texas Petroleum (compañía operadora del Campo), la cual inicio una campaña agresiva de perforación en la etapa de desarrollo del campo hasta el año 1952, durante este periodo el campo alcanzo un pico máximo de producción de crudo de aproximadamente 30.000 barriles de crudo por día.

Es posible resaltar diferentes etapas durante la extensa historia de producción del Campo, iniciando con una etapa de desarrollo la cual comprendió el periodo entre 1947 y 1958, durante este periodo se llevó a cabo una campaña agresiva de perforación, iniciando desde los bloques del sur hacia los bloques del norte del campo, durante esta etapa se alcanzó el pico máximo de producción de crudo del campo (30,000 Barriles de crudo por día). Posteriormente, el campo presento una etapa de estabilización de la producción, durante esta fase se perforaron pozos productores en diferentes zonas del campo. Seguida a la etapa de estabilización, se identificó una fase de declinación de la producción de aceite del campo, esta etapa se presentó durante el periodo entre el año 1968 a 2004. Durante esta etapa se realizaron diferentes tipos de trabajo de reacondicionamiento de pozos con el objetivo de incrementar la producción de aceite y el factor de recobro del campo, sin embargo, debido a diferentes problemas operacionales, una gran

cantidad de pozos productores fueron abandonados. Dentro de los principales problemas que se presentaron en el campo se encuentran, arenamiento severo, problemas mecánicos, alto corte de agua, zonas con baja productividad, depositación de material orgánico, entre otros. Posteriormente, en el año 1994 la compañía Omimex de Colombia LTD adquirió los derechos de explotación del campo de estudio y asumió la operación hasta el año 2006.

Posteriormente, la compañía Mansarovar Energy Colombia inicio la operación del Campo de estudio en el año 2006, a partir de esta fecha se dio inicio a una fase de optimización de la producción de aceite del campo en busca de recuperar las reservas remanentes en las formaciones de interés, incrementar el factor de recobro por medio de la generación de propuestas técnica y económicamente viables que permitan generar un valor agregado a la actividad de la compañía.

Actualmente, el campo ha estado por más de 70 años en producción y es considerado como un campo maduro, en total se han perforado un poco más de 300 pozos. En el presente, aproximadamente 120 son productores, de los cuales alrededor de 20 pozos se encuentran inactivos por diferentes motivos, entre los cuales se resaltan: daños mecánicos, problemas de arenamiento, alto corte de agua, baja productividad, entre otros. El factor de recobro actual del campo se encuentra en promedio en 30%, sin embargo, se considera que existe un alto potencial petrolífero en zonas no explotadas del campo, por tal razón, es importante la generación de propuestas innovadoras, eficientes y que permitan obtener el mayor beneficio al menor costo posible.

Durante el desarrollo de este trabajo, se hace énfasis en unos de los principales problemas que presenta el campo de estudio en la actualidad, el alto corte de agua en algunos pozos productores del campo. Como se mencionó anteriormente, el campo cuenta con una extensa historia de producción, por lo cual, es importante conocer, interpretar, analizar y aprovechar los recursos disponibles para mitigar esta condición en los pozos productores del campo.

2.8 Descripción del problema de alta producción de agua

El campo de estudio es un campo maduro el cual ha estado en producción por más de 70 años y presenta actualmente un corte de agua en promedio del 90%, sumado a esta condición, los pozos productores activos del campo presentan diferentes tipos de problemas dentro de los cuales podemos destacar: producción de arena, depositación de orgánicos, fallas en el sistema de levantamiento debido a tubería y varillas rotas, atascos en las bombas, incrementos abruptos en el corte de agua de algunos pozos, y diferentes tipos de fallas operativas en el sistema de producción.

En la actualidad, alrededor del 40% de los pozos activos en las Formaciones Guaduas y Tune, producen con un corte de agua igual o mayor al 90%, por lo cual se considera que esta condición es de gran importancia para garantizar la explotación eficiente de los recursos del campo. Resulta de gran interés para este trabajo, identificar, analizar y proponer alternativas que permitan mitigar o disminuir el corte de agua, incrementando simultáneamente la producción de crudo y de esta manera aumentando la vida productiva de los pozos productores.

El alto corte de agua en pozos productores puede darse debido a diferentes aspectos o condiciones como: cementación deficiente del revestimiento de producción, filtraciones detrás del revestimiento de producción, canalización de arenas con alta saturación de agua, desplazamiento del contacto agua – petróleo del yacimiento, problemas por conificación de agua, zonas petrolíferas drenadas con alta saturación de agua y mayor presión, canales preferenciales y conexión vertical entre estratos con alta saturación de agua móvil, daño a la formación por cambios en la mojabilidad y en las propiedades roca – fluido del yacimiento, entre otros.

2.8.1 Métodos para identificar problemas asociados con alta producción de agua. Con el objetivo principal de identificar la causa de la alta producción de agua en pozos productores, permitiendo definir el problema específico que se presenta, se emplean diferentes técnicas analíticas de diagnóstico utilizando los datos históricos de producción, comportamiento del corte de agua, relación agua/petróleo, y toda la información disponible con respecto al historial de intervenciones de los pozos, análisis del área del yacimiento, análisis del comportamiento de producción de pozos vecinos y correlaciones de registros, evaluación de la integridad del revestimiento, entre otros datos que pueden ayudar a la identificación específica de esta condición.

A continuación, se mencionan algunas de las técnicas propuestas por Bailey et al (2000):

- **Gráfico de la historia de producción (Tasa de aceite Vs Tasa de agua):** Es un gráfico generado a partir de los datos de producción históricos del pozo, en el cual se grafica en escala logarítmica las tasas de petróleo y agua en función del tiempo. A partir de este grafico es posible identificar y definir tendencias en el comportamiento de producción de agua y petróleo. (Figura 4)

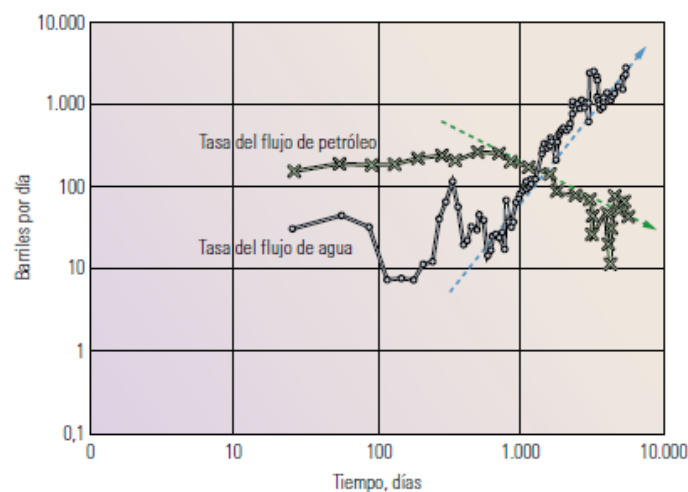


Figura 4 Gráfico de la historia de producción.

Nota. Adaptado de Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, 12(1), 32-53.

- **Gráfico de recuperación:** El grafico de recuperación es un gráfico semilogarítmico de la relación agua petróleo con respecto a la producción acumulada de crudo. Mediante el análisis de este grafico es posible determinar las reservas remanentes recuperables bajo las condiciones actuales del pozo extrapolando la tendencia y leyendo el valor de aceite acumulado a un determinado valor de relación agua – petróleo, y comparar con las reservas inicialmente esperadas para cada caso. De esta manera es posible establecer si el agua de producción se encuentra acorde al comportamiento normal de producción esperado del pozo o se tiene algún problema por alta producción de agua. (Figura 5)

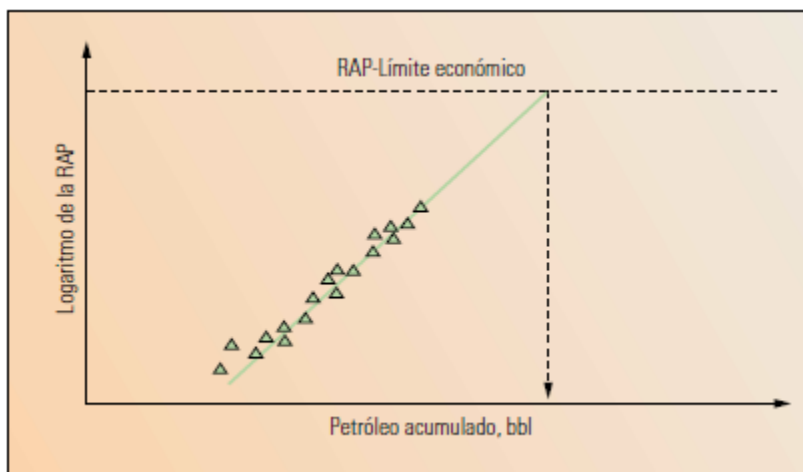


Figura 5. Gráfico de recuperación (Relación agua/petróleo Vs. Petróleo acumulado).

Nota. Adaptado de Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. Oilfield Review, 12(1), 32-53

- **Análisis de la curva de declinación:** El grafico del análisis e la curva de declinación es un gráfico semilogarítmico en el cual se grafica en escala logarítmica la tasa de petróleo en función del petróleo acumulado. Cuando el comportamiento de producción de aceite es normal, se debe presentar una tendencia recta en la curva de producción de aceite,

cuando esta presenta variaciones es probable que se estén presentando problemas relacionados con alta declinación, intrusión de agua no deseada, entre otros, los cuales afectan la producción de aceite. (Figura 6)

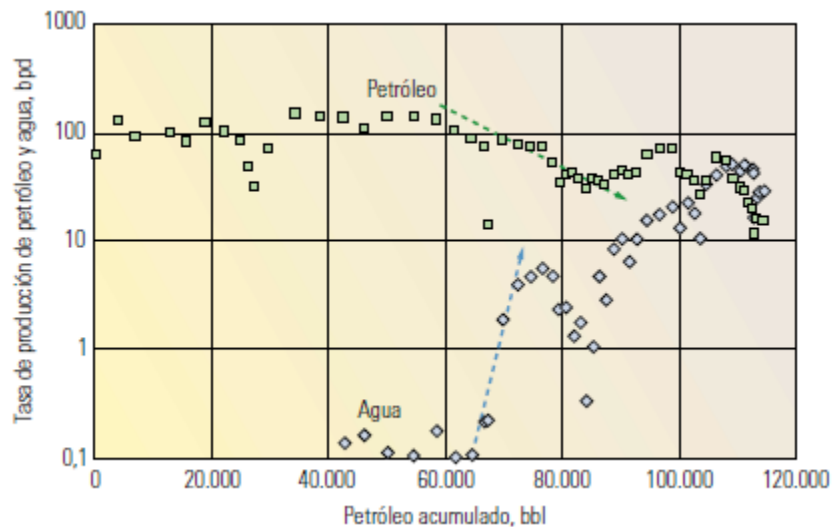


Figura 6 Gráfico de la curva de declinación.

Nota. Adaptado de Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, 12(1), 32-53.

- **Graficas de diagnóstico:** Por medio del análisis e interpretación de las gráficas de diagnóstico, es posible identificar específicamente que tipo de problema presenta el pozo asociado al incremento en el corte de agua. En este grafico se grafica en escala logarítmica la relación agua/petróleo en función del tiempo, adicionalmente es posible calcular la derivada de la relación agua/petróleo, a partir de la cual es posible realizar un análisis más detallado. Básicamente, esta grafica permite diferenciar entre tres principales mecanismos que promueven la alta producción de agua: Flujo por fracturas, fallas o por detrás del

revestimiento de producción debido a mala cementación, flujo marginal de agua, y problemas de conificación de agua.

A partir del análisis de la información disponible para pozos seleccionados en el campo de estudio y la realización de las curvas de diagnóstico descritas por Bailey et al (2000), se determinaron casos críticos de pozos con alta producción de agua. El presente trabajo de monografía tiene como propósito enfocarse en el caso de uno de los pozos que presentaron un problema de producción de agua crítico. A continuación, se describirán las condiciones y generalidades del pozo tratado, el Pozo-1.

2.8.2 Generalidades del pozo de estudio El Pozo-1 fue perforado y completado en el año 2008, se cañonearon en total 85 pies con una densidad de tiro de 6 Tiros por pie en la Formación Guaduas, específicamente en la arena correspondiente a Guaduas-V, la producción inicial reportada fue de aproximadamente 70 barriles diarios de aceite con 9% de corte de agua. En la Figura 7 se presenta el estado mecánico actual del pozo.

ESTADO MECANICO

INFORMACION DEL POZO

POZO:	1	ZONA PRODUCTORA:	Guaduas IV -V	RIG:	
-------	---	------------------	---------------	------	--

DATOS DE CASING

OD	PESO	GRADO	ROSCA	ID	DESDE	HASTA
9-5/8"	43.5 lbs/ft	N80	BTC	8.755"	0 ft	323 ft
7"	23 lb/ft	N80	BTC	6.437"	0 ft	6589 ft

EQUIPOS DE SUPERFICIE

CANT	DESCRIPCION
1	VSD DANFOSS
1	PUMPING TEE 11" R53 2000 PSI

SARTA DE TUBERIA

CANT	DESCRIPCION	OD	LONG	TMD
1	DIFERENCIA ROTARIA		13.0	13.0
1	TBG HANGER 7-1/16" x 2-7/8" EUE (0.9 ft)	0.90	0.9	13.9
179	JTS 2-7/8" EUE G: N-80 (5,630 ft)	2.88	5630.0	5643.
1	SEATING NIPPLE 2-7/8" EUE (1.1 ft), S/N: 203556	2.88	1.1	5645.
1	JT 2-7/8" EUE G: N-80 (31 ft)	2.88	31.0	5676.
1	GAS SEPARATOR, TYPE: CUPS (12.24 ft)	2.88	12.2	5688.
1	JT 2-7/8" EUE G: N-80 (31 ft)	2.88	31.0	5719.
1	BULL PLUG 2-7/8" EUE	2.88	0.5	5719.

SARTA DE VARILLA

CANT	DESCRIPCION	OD	LONG	TMD
1	POLISHED ROD 1-1/4" x 26 ft	1.25	26.0	39.0
1	PONY ROD 1" GRADE: D x 8 ft	1.00	8.0	47.0
68	SUCKER ROD 1" x 30 ft G: D (2040 ft)	1.00	2040.0	2087.
49	ROD GUIDES FOR TBG 2-7/8" x 1" PIN x 2.25 ft (109.76 ft)	2.34	109.8	2196.
55	SUCKER RODS 7/8" x 30 ft G: D (1650 ft)	0.88	1650.0	3846.
42	ROD GUIDES FOR TBG 2-7/8" x 7/8" PIN x 2.25 ft (94.8 ft)	2.34	94.8	3941.
55	SUCKER RODS 3/4" x 30 ft G: D (1650 ft)	1.00	1650.0	5591.
4	ROD GUIDES FOR TBG 2-7/8" x 3/4" PIN x 2.25 ft (8.96 ft)	2.34	9.0	5600.
1	INSERT PUMP, 25-200-RWAC-24-3-0, REC 231" S/N: MW1133V	2.25	27.0	5627.

DATOS DE FONDO

COLLAR FLOTADOR	6589 ft	TOPE PERFORADOS	6200 ft
TVD:	6495 ft	BASE PERFORADOS	6500 ft
MD:	6916 ft	TOPE DE ARENA:	
COORD FONDO:		ARENA EN FONDO:	

INTERVALOS CAÑONEADOS:	6200'-6208', 6228'-6238', 6350'-6357', 6363'-6369', 6374'-6382', 6396'-6412', 6424'-6438', 6462'-6466', 6488'-6500'
------------------------	---

Figura 7 Estado mecánico del Pozo-1. Departamento de producción, Mansarovar Energy.

2.8.3 Historia de producción del Pozo-1 El pozo inicio producción en enero del 2008, con una tasa aproximadamente de 70 barriles de aceite por día y bajo corte de agua (menor al 5%). En la Figura 8, se presenta la gráfica de producción del Pozo-1 durante el periodo comprendido entre Enero 2008 hasta Junio 2017 (Previo al tratamiento con Modificadores de Permeabilidad Relativa), en la cual la curva azul de la primera grafica representa la producción de agua, la curva negra la producción de aceite y la segunda grafica presenta el comportamiento del corte de agua, en esta grafica se observa una caída fuerte en la tasa de producción de aceite (BOPD), durante los primeros meses de producción pasando de 70 BOPD hasta aproximadamente 20 BOPD.

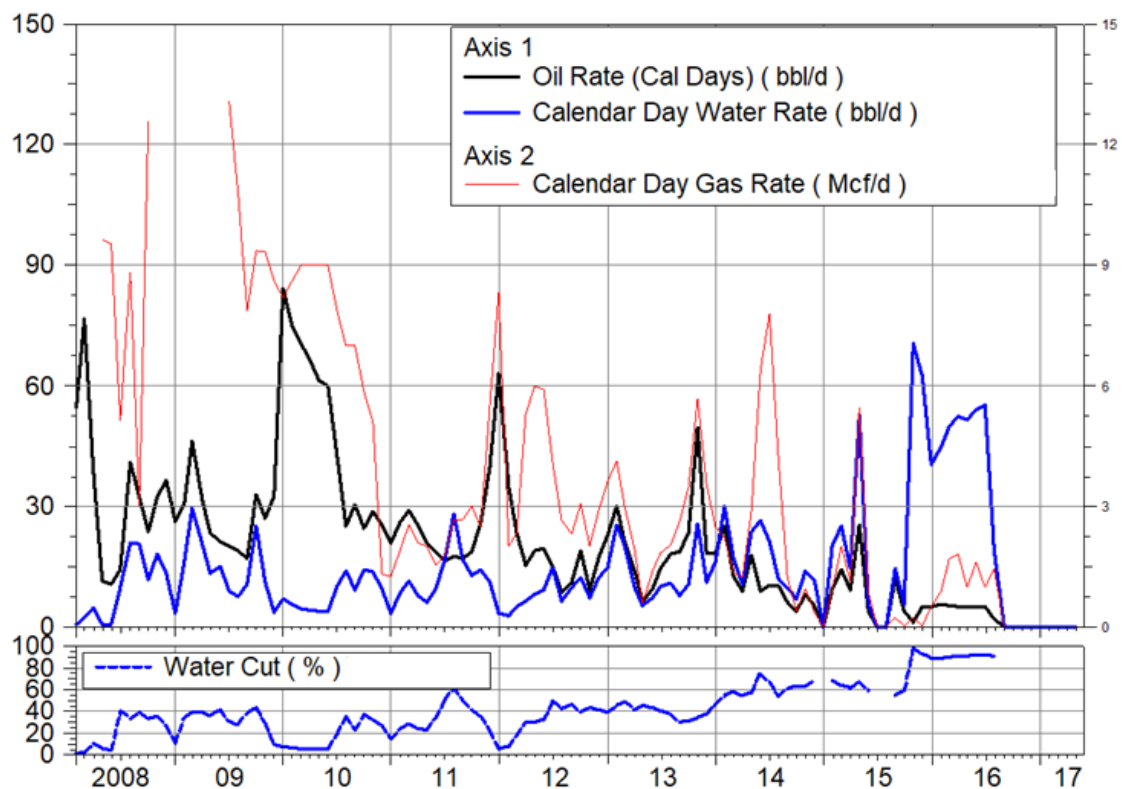


Figura 8 Historia de Producción del Pozo-1, Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.

La Figura 8, fue realizada utilizando el programa *Oil Field Manager* (OFM) el cual se encuentra licenciado por la empresa Mansarovar Energy. Posteriormente, se realizó trabajo de acidificación a mediados de 2008 con el propósito de estimular e incrementar la productividad de la formación, posterior a este trabajo se observa que el pozo presento un ligero incremento en la producción de aceite, alcanzando valores de 40 BOPD. El pozo presento un incremento temporal en la tasa de aceite a finales de 2009 como resultado de trabajo de optimización del sistema de levantamiento artificial, sin embargo, el pozo retorna a los valores promedio de producción. El corte de agua durante esta etapa se mantuvo entre el 20 y 40%.

En el registro histórico de intervenciones del pozo se observan principalmente servicios a pozo por fallas en la tubería de producción, fallas en la bomba y en la varilla como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4

Registro histórico de intervenciones del Pozo-1.

POZO	Fecha	Sistema	Motivo de servicio
POZO-1	Jan-08	PCP	Completamiento PCP
POZO-1	Jun-08	PCP	Tubería desconectada
POZO-1	Oct-08	PCP	Tubería desconectada
POZO-1	Jun-09	PCP	Limpieza del Completamiento
POZO-1	Jun-09	PCP	Varilla Partida
POZO-1	Mar-14	PCP	Cambio de bomba
POZO-1	Jun-15	BM	Cambio SLA
POZO-1	Aug-15	BM	RE-ESPACIAMIENTO
POZO-1	Sep-15	BM	Cambio de Bomba
POZO-1	Aug-17	BM	Workover
POZO-1	Nov-17	BM	Tubería rota

Como se puede observar en la Tabla 4, no se evidencian intervenciones mayores durante la historia del pozo hasta la intervención realizada en agosto del 2017, en esta fecha se realizó el trabajo de WorkOver con modificadores de permeabilidad Relativa al Pozo-1. Este trabajo es objeto de evaluación y validación mediante simulación numérica de yacimientos durante el presente trabajo de monografía.

En el año 2011, se observa un incremento gradual en el corte de agua del pozo. La producción de agua en el Pozo-1 incremento drásticamente hasta el punto de causar la inactividad del pozo debido a presentar un corte de agua superior al 95%; Por esta razón, se inició etapa de evaluación del comportamiento de producción del Pozo-1 con el fin de identificar y establecer las causas del incremento critico en el corte de agua del pozo. A continuación, se describirá el análisis realizado al Pozo-1.

2.8.4 Metodología empleada para el diagnóstico de la producción de agua en el Pozo-1.

Con base en las técnicas de evaluación y graficas de diagnóstico de la producción de agua descritas anteriormente y empleando la información disponible del Pozo-1, se realizó la siguiente evaluación:

- **Gráfico de la historia de producción:** Para el análisis del comportamiento de producción del Pozo-1 se realizó la evaluación mediante la construcción del grafico de la historia de producción. En la Figura 9 se presenta el resultado al graficar en escala logarítmica la tasa de aceite y agua en función del tiempo. A partir de este grafico es posible concluir que el pozo presenta inicialmente un comportamiento normal de la producción de agua, sin embargo, posterior a los 1,000 días de producción, el pozo presenta un incremento abrupto

en la tasa de agua y por ende la tasa de aceite disminuye, esto puede encontrarse relacionado con problemas de canalización de agua.

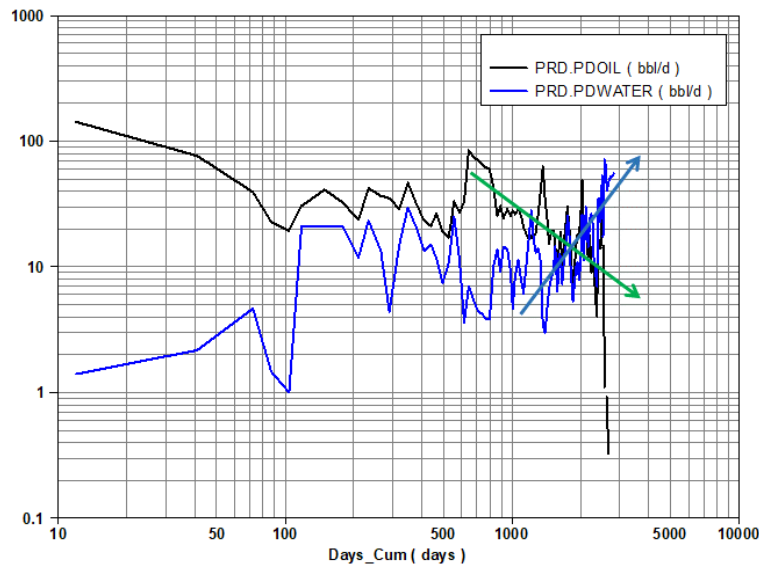


Figura 9 Gráfico de la historia de producción para el Pozo-1, Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.

- **Gráfico de recuperación:** Se realizó la construcción del gráfico de recuperación del Pozo-1 con el objetivo de identificar tendencias en el comportamiento de la relación agua/petróleo. En la Figura 10 se presentan los resultados de la gráfica construida para el Pozo-1.

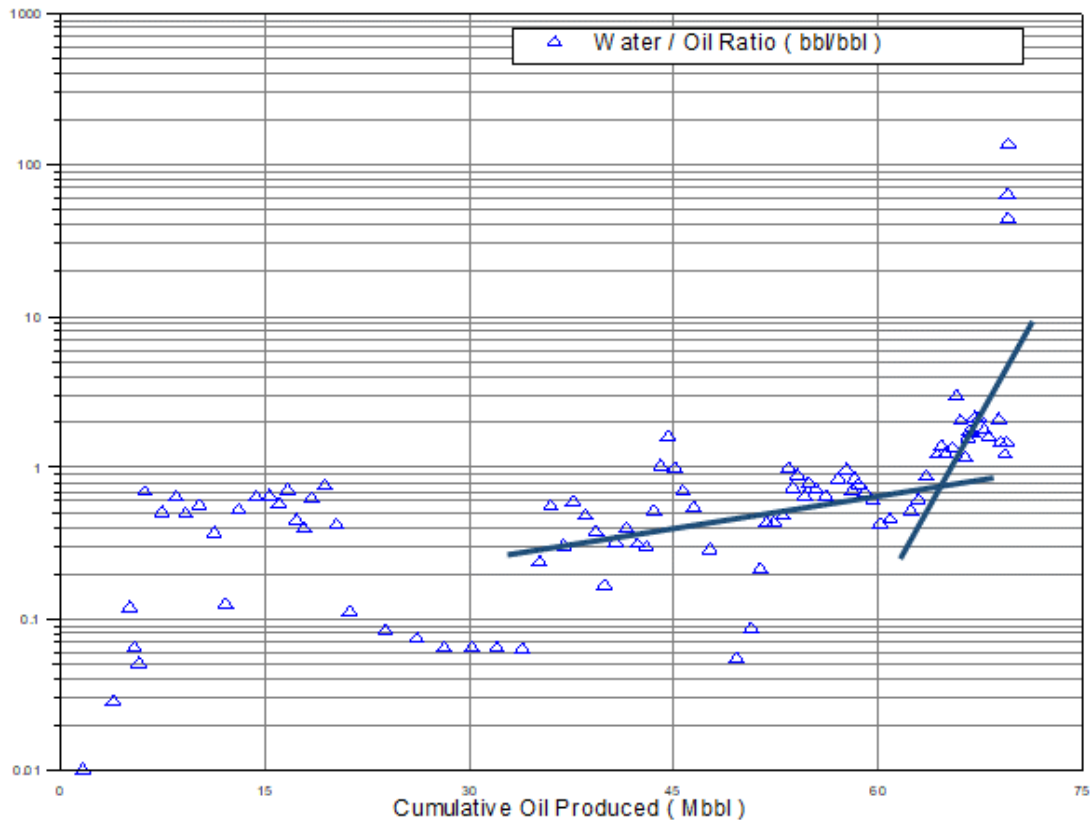


Figura 10 Gráfico de recuperación para el Pozo-1. Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.

A partir del análisis del gráfico de recuperación es posible concluir que el pozo presenta incremento abrupto en el corte de agua debido a que posterior a los 60,000 barriles de aceite producidos se observa un cambio en la tendencia de la relación agua/petróleo. Este incremento posiblemente se encuentre relacionado a la canalización de arenas con mayor permeabilidad y mayor saturación de agua.

- **Análisis de la curva de declinación:** De igual manera para el análisis del comportamiento de producción del Pozo-1 se realizó la evaluación mediante el análisis de la curva de declinación. En la Figura 11 se presenta el resultado al graficar en escala logarítmica la tasa de aceite y agua en función del aceite acumulado del Pozo-1.

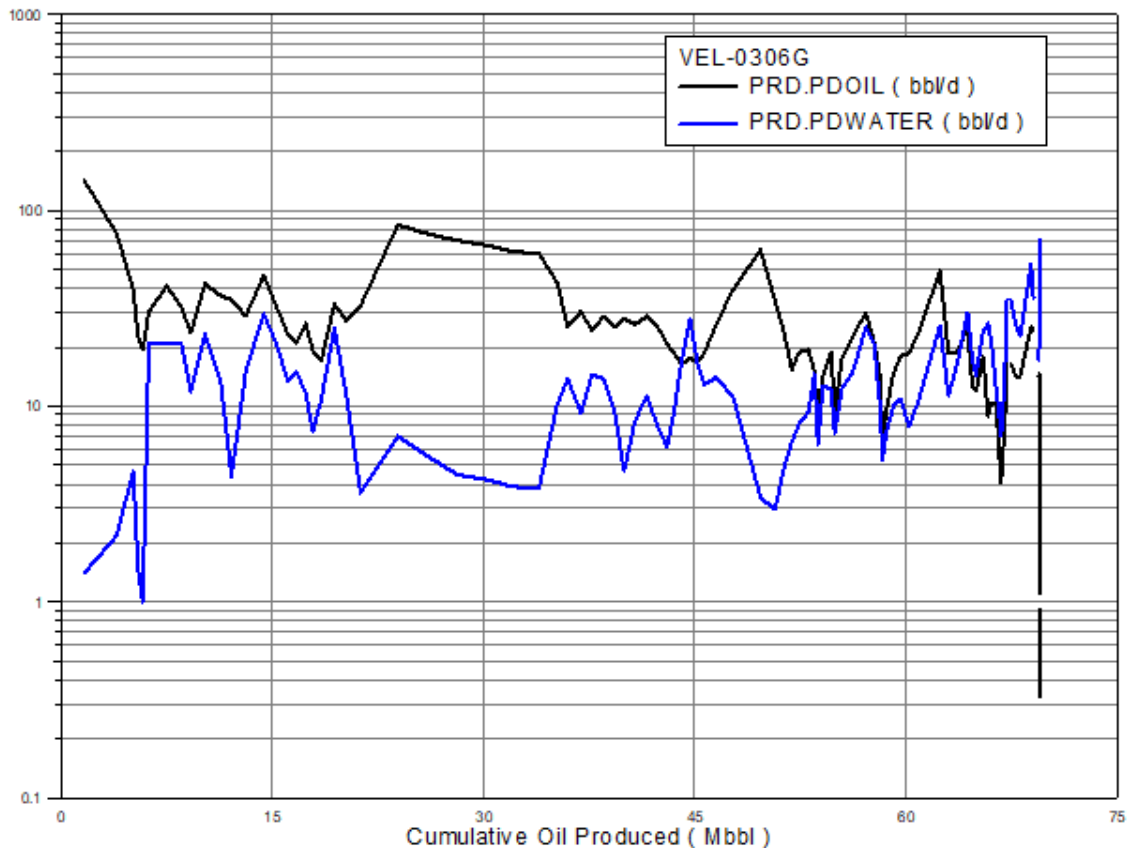


Figura 11 Grafico para el análisis de la curva de declinación del Pozo-1. Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.

Observando el grafico de la curva de declinación del pozo, es posible concluir que el pozo inicialmente presento una declinación normal asociada al soporte de presión por el mecanismo de producción del campo de estudio, sin embargo, confirmamos la tendencia a incrementar el corte de agua y de esta manera, la producción de agua del pozo hasta alcanzar el limite económico y ser cerrado.

- **Graficas de diagnóstico:** Como se mencionó anteriormente, por medio del análisis de las gráficas de diagnóstico es posible identificar específicamente que tipo de problema presenta el pozo asociado al incremento en el corte de agua, en las Figura 12 y Figura 13,

se presenta el resultado de las curvas de diagnóstico al graficar la relación agua/petróleo en escala logarítmica en función del tiempo, y la relación agua/petróleo más la derivada de esta relación en función del tiempo respectivamente.

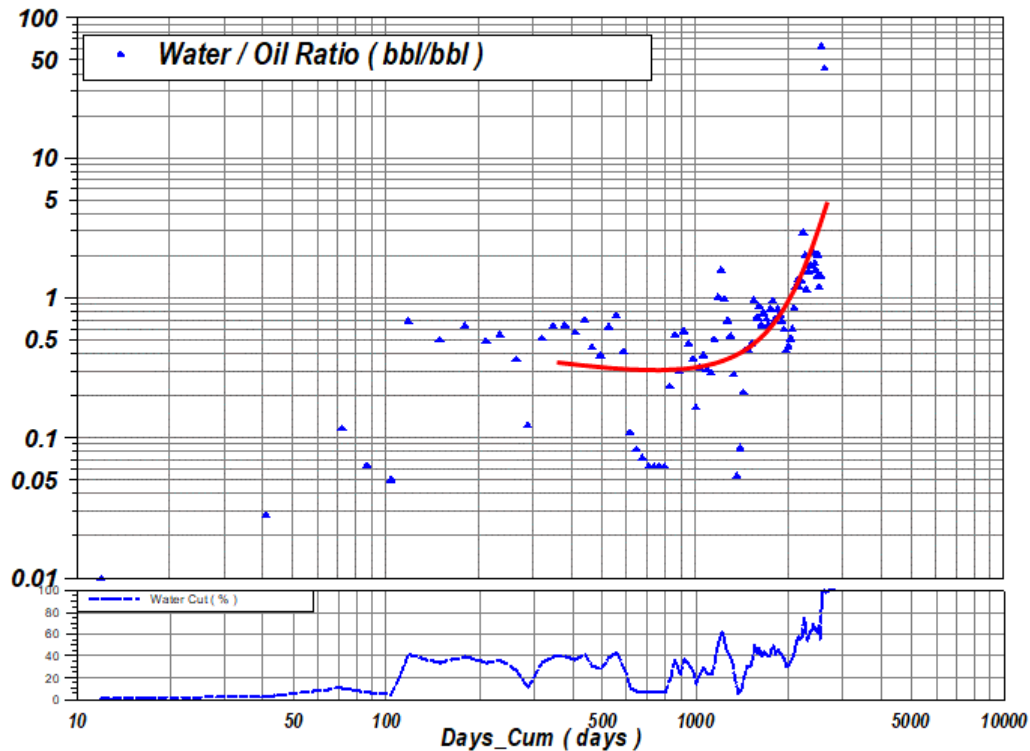


Figura 12 Grafica de diagnóstico (Relación agua/petróleo Vs. Tiempo) para el Pozo-1. Programa Oil Field Manager (OFM) Licenciado por la empresa Mansarovar Energy.

A partir del análisis de la gráfica de diagnóstico anterior en la cual adicionalmente se incluyeron los datos del corte de agua del Pozo-1, es posible analizar que el pozo posterior a los 1,000 días de producción presenta un incremento en la relación agua/petróleo. Este comportamiento posiblemente se encuentre asociado a problemas de canalización crítica de agua debido a la rapidez con la cual incrementa el corte de agua en este caso. Adicionalmente, es posible

descartar problemas en la cementación o flujo a través de fallas o fracturas de acuerdo a la información que se tiene del estado mecánico actual del Pozo-1.

A continuación, se presenta la gráfica de diagnóstico, la cual se construyó a partir de la relación agua/petróleo y la derivada de la misma en escala logarítmica en función del tiempo acumulado.

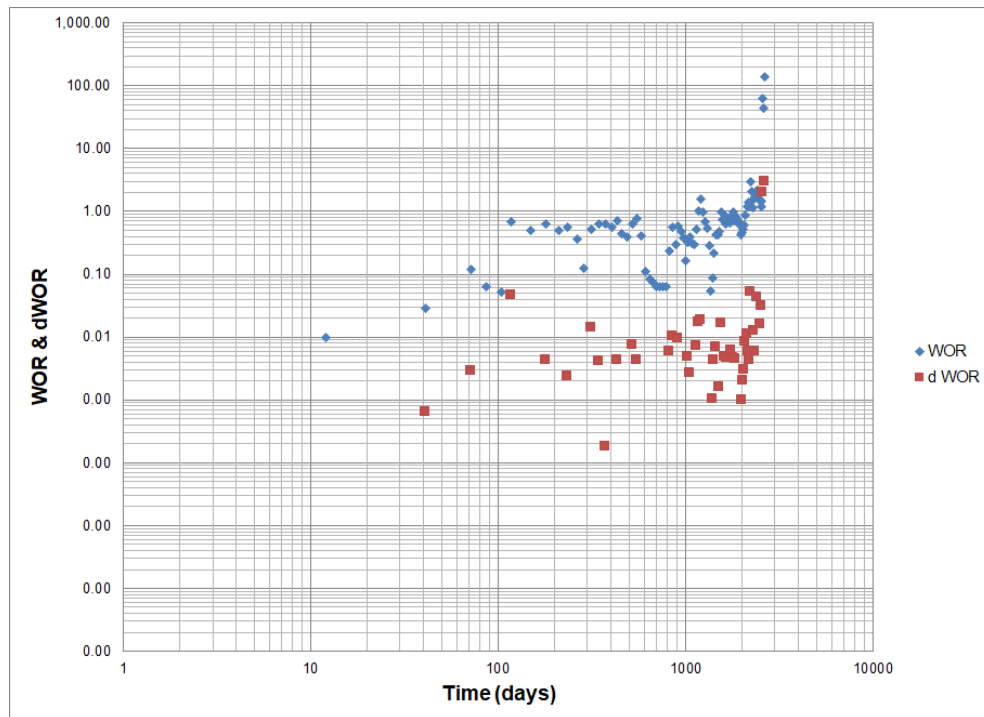


Figura 13 Grafica de diagnóstico (Relación agua/petróleo, Derivada de la relación agua/petróleo Vs. Tiempo) empleando los datos de producción del Pozo-1 (Excel).

Con base en el análisis de la curva del WOR y Derivada del WOR con respecto al tiempo, es posible identificar un tipo de comportamiento de producción en el Pozo-1. El pozo presenta problemas de canalización posterior a los 1000 días de producción debido a que la derivada del WOR presenta una pendiente positiva con incremento notable. Este comportamiento puede estar

relacionado con cambios en la mojabilidad de algunas zonas productoras, canalización de arenas con alta saturación de agua y buenas propiedades, y/o zonas de mayor presión.

Considerando estos resultados, se determinó que el pozo presenta una condición de alto corte de agua debido a la canalización multicapa en las zonas de producción. Dada esta condición, y teniendo en cuenta que no se cuenta con registros de producción, registros de saturación de fluidos o pruebas de producción selectivas que permita establecer los intervalos de mayor producción de agua, se decidió implementar una prueba piloto usando modificadores de permeabilidad relativa en toda la sección completada del pozo, realizando la inyección de manera selectiva para garantizar la estimulación de todos los intervalos productores, con el propósito de bloquear selectivamente las zonas con alta contribución de agua. En el siguiente capítulo se realizará la descripción de los principales aspectos relacionados a los modificadores de permeabilidad relativa.

3. Marco Teórico Conceptual

En la actualidad, el alto corte de agua que presentan algunos pozos del campo es un asunto de estudio de mucho interés ya que, en la mayoría de los casos, estos pozos alcanzan el límite técnico o se encuentra operando cerca del límite económico, por lo cual es necesario solicitar la suspensión temporal. Adicionalmente, las facilidades de superficie instaladas actualmente en el campo, están operando al límite de su capacidad, condición que acentúa el problema del alto corte de agua en algunos pozos productores del campo, precipitando su inactividad.

Actualmente, existen diferentes tipos de trabajos de reacondicionamiento de pozos enfocados al control y/o aislamiento de zonas productoras de agua, sin embargo, la mayoría de estos trabajos requiere de altas inversiones debido a los requerimientos operacionales, es por esto, que el uso de modificadores de permeabilidad relativa como método para el control de la producción de agua surge como una alternativa técnica y económicamente viable para las empresas operadoras de campos petroleros.

La aplicación de modificadores de permeabilidad relativa en pozos con alta tasa de producción de agua, es un trabajo realizado principalmente con el objetivo de reducir la permeabilidad relativa del agua sin afectar la producción de crudo. Adicionalmente, representa una alternativa técnica y económicamente atractiva debido a sus características operacionales y efectividad. Por esta razón, es importante describir los principales mecanismos que actúan durante la aplicación del tratamiento.

3.1 Permeabilidad relativa

Con base en la descripción realizada por Escobar (2000), el concepto de permeabilidad relativa puede ser descrito como la relación existente entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta del medio. La estimación de las curvas de permeabilidades relativas es de gran importancia debido a que estas describen el flujo de fluidos en el medio poroso y la facilidad con la cual se mueve un fluido en presencia de otro. En la Figura 14, se presenta una curva típica de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite, con mojabilidad preferente al agua.

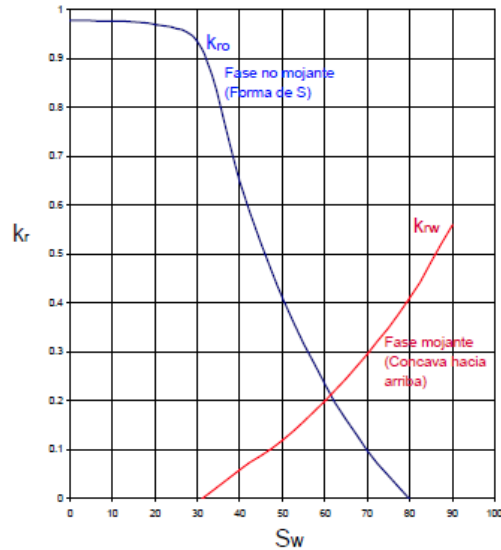


Figura 14 Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite con mojabilidad preferente al agua.

Nota. Adaptado de Escobar, F. (2000). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombiana.

La permeabilidad relativa de un fluido es función de su saturación, por lo tanto, a la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se tendrá la permeabilidad relativa máxima al aceite. Por el contrario, a la saturación irreducible de aceite (S_{or}) se tendrá la permeabilidad relativa máxima al agua, es decir, en este punto el agua se moverá con mayor velocidad en el medio poroso.

A continuación, se realizará la descripción de los modificadores de permeabilidad relativa, y su efecto en el medio poroso.

3.2 Modificadores de permeabilidad relativa (MPR)

La aplicación de modificadores de permeabilidad relativa en campos petroleros en los cuales existen pozos productores con alto corte de agua surge como una de las alternativas empleadas,

con el objetivo de reducir la permeabilidad relativa del agua sin afectar la producción de crudo y de esta manera generar un control selectivo de la producción de agua con resultados satisfactorios. Los modificadores de la permeabilidad relativa son sistemas de polímeros solubles en agua, los cuales una vez hidrolizados producen cadenas poliméricas que se ubican en los poros del yacimiento y restringen el flujo del agua.

3.2.1 Descripción de los MPR Según el estudio realizado por Parkhonyuk et al (2012), Los modificadores de permeabilidad relativa al agua, son una familia de polímeros de característica hidrofílica, los cuales son partículas que pueden crear un enlace temporal con el agua a través de un enlace hidrogeno, y son solubles en la fase acuosa. Una vez hidratados, la cadena larga de polímeros de los MPR, se adhieren al medio poroso ocupando una parte de este espacio, causando una reducción significativa en el espacio poroso.

Gracias a su naturaleza hidrofílica, los MPR tienden a tener mayor preferencia al agua que al crudo, y por esta razón modifican el patrón de flujo del agua sin afectar significativamente el flujo de aceite en el medio poroso, es por esto que, el uso de MPR es conocido como un tratamiento inteligente empleado para afectar selectivamente el flujo de agua en el medio poroso. La Figura 15, ilustra el comportamiento de los MPR en el medio poroso en presencia de crudo y de agua.

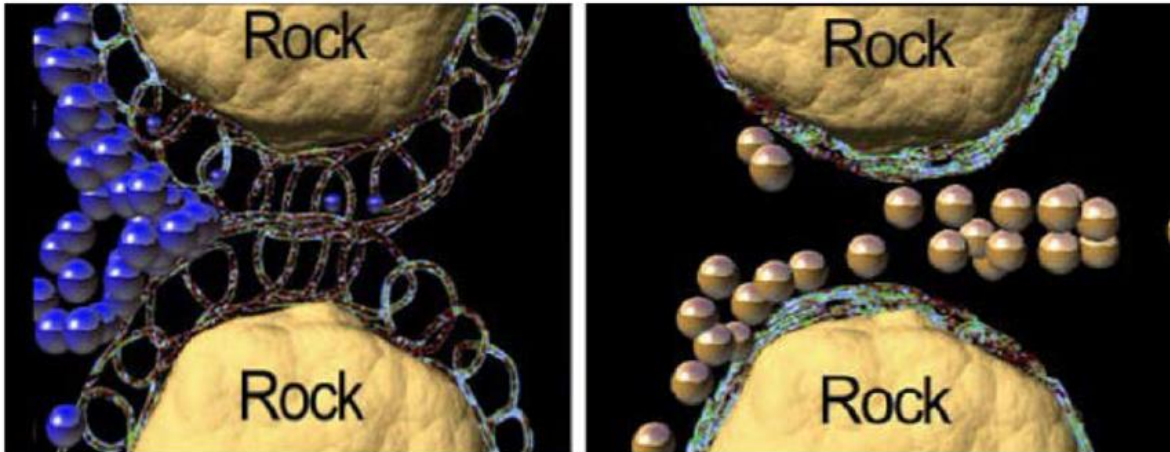


Figura 15 Esquema del comportamiento de MPR en el medio poroso.

Nota. Adaptado de Mendoza Montoya, J. R. (2013). Diseño y evaluación de modificadores de permeabilidad relativa como alternativa para el control de agua. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.

En la Figura 15, se ilustra el comportamiento de los MPR en el medio poroso. En el lado izquierdo de la figura se presenta el comportamiento en presencia de agua, y en el lado derecho el comportamiento de los MPR en presencia de aceite, como se observa en esta figura, el polímero afecta la movilidad del agua impidiendo su paso por el medio poroso, mientras que en presencia de aceite el polímero se deshidrata y se contrae facilitando el flujo de aceite en el medio poroso, es por esto que se considera que el polímero afecta la permeabilidad relativa al agua, con un efecto mínimo o nulo a la permeabilidad relativa al aceite.

3.2.2 Mecanismos de funcionamiento de los MPR. Con el objetivo de describir el mecanismo de funcionamiento de los MPR en el medio poroso, es necesario describir teorías propuestas por diferentes autores a lo largo de las investigaciones realizadas referente al uso de MPR para el control de la producción de agua no deseada en pozos con alto corte de agua.

A continuación, se describen dos teorías que describen los mecanismos que actúan a nivel de poro de la roca por efecto de la aplicación de este tipo de tecnología, el primero relacionado con el "partición del fluido" y el segundo el "efecto pared" según lo explicado por Zaitoun y Kohler (1999, 2-3).

La teoría del partición del fluido formula que existe caminos de flujo segregado para el agua y para el crudo en el medio poroso y los modificadores de permeabilidad relativa tienden a invadir los caminos de flujo de agua, por lo tanto reduce la movilidad preferencial del agua, por otra parte, en la teoría del efecto pared, la formulación básica es que posterior a la aplicación de los modificadores de permeabilidad relativa una película recubre las paredes del poro de la roca modificando las propiedades de flujo de dos fase por efecto de mojabilidad y lubricación. Debido a la hidratación del agua, la adsorción del polímero incrementa la saturación de agua irreducible, por lo tanto, para una formación productora de agua y aceite, una reducción en la permeabilidad del agua induce automáticamente a un incremento en la saturación de agua en la zona invadida por el tratamiento. La combinación de ambos efectos, provoca una reducción en la permeabilidad del aceite. Por esta condición, el uso de modificadores de permeabilidad relativa, y la reducción de las permeabilidades tanto para el crudo como el agua reduce el índice de productividad del pozo, según lo mencionado por Zaitoun y Kohler (1999, 2-3).

Por otra parte, Parkhonyuk et al (2012) realizaron una compilación de los principales mecanismos de los MPR en el medio poroso, propuesto por diferentes autores basados en estudios de pruebas de laboratorio y modelamiento matemático.

- Hinchamiento y reducción del hinchamiento, reportado por Mennella et al (1998). Los polímeros empleados como modificadores de permeabilidad relativa se hidratan e hinchan en presencia de agua y se contraen en presencia de hidrocarburos.

- Diferentes caminos de flujo para el agua y el aceite, propuesto por White et al (1973). La diferencia en la reducción de la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al aceite se da debido a caminos de flujo separados para el agua y el aceite.
- Hipótesis del efecto pared: Esta hipótesis es únicamente válida en un medio poroso mojado al agua y se basa en la idea que los polímeros de alto peso molecular se adhieren a la pared del medio poroso debido a cargas electrostáticas. La adhesión de una macro-molécula polimérica al medio poroso crea una película hidrofílica a lo largo de la garganta de poro, la cual restringe y disminuye el flujo de agua.
- Reducción en el diámetro del poro, propuesto por Liang et al (1992), Existe una reducción significativa en el diámetro de la garganta de poro debido a la absorción de la película polimérica en las paredes del medio poroso lo cual reduce significativamente la permeabilidad a ambas fases.
- Cambios en la mojabilidad: La absorción y la hidratación del polímero en el espacio poroso, causaría un incremento importante en la mojabilidad al agua del medio poroso. El resultado es una reducción en la permeabilidad relativa al agua, este efecto puede ser validado mediante el análisis de curvas de permeabilidad relativa.

La Figura 16 ilustra un medio poroso antes y después del uso de modificadores de permeabilidad relativa, representando el efecto del uso de MPR.

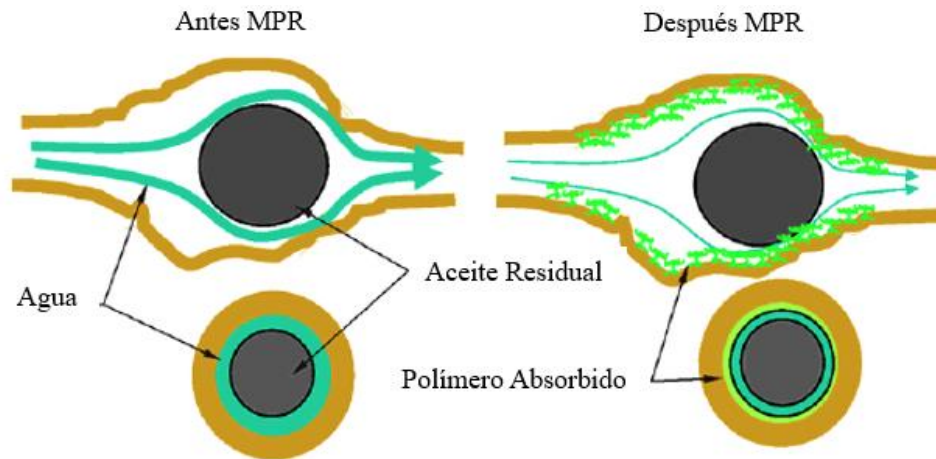


Figura 16 Medio poroso antes y después del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

Nota. Adaptado de Dalrymple, E. D., & Jaripatke, O. A. (2009, January). *Relative permeability modifiers in fracture stimulation applications*. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers.

Con base en el estudio realizado por Dalrymple, y Jaripatke, (2009), concluyeron que el mecanismo que gobierna el uso de MPR, es el flujo segregado de aceite y agua. Durante el tratamiento con MPR la garganta de poro presenta una restricción selectiva a la fase en la cual es soluble, por lo cual, en medios porosos mojados preferentemente al agua los caminos de flujo del agua se encuentran generalmente localizados cerca de la superficie del medio y en los poros pequeños.

Basados en las teorías propuestas por los diferentes autores, es posible concluir que los modificadores de permeabilidad relativa son polímeros hidrófilos los cuales interactúan con las moléculas de agua, presentando un hinchamiento y taponamiento del medio poroso saturado con agua, mientras que en presencia de aceite se contraen y permiten el flujo de aceite. Sin embargo, si el medio poroso se encuentra saturado tanto por agua como por aceite, es posible tener una reducción de la permeabilidad relativa tanto al agua como al aceite. Según Parkhonyuk et al (2012),

un tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa exitoso, incrementa la resistencia al flujo de agua entre 5 y 10 veces, y la resistencia al flujo de aceite menor a dos veces. Esta modificación en la resistencia al flujo de cualquier fase puede ser descrita matemáticamente por el factor de resistencia residual (RRF), el cual determina la efectividad del tratamiento y es definido como la relación de la permeabilidad relativa del fluido antes y después del tratamiento. Las siguientes ecuaciones pueden ser empleadas para calcular el factor de resistencia residual del agua y del crudo.

▪ **Calculo del factor de resistencia residual del agua:**

$$RRF_w = \frac{K_{rw} @Sor \text{ Antes de MPR}}{K_{rw} @Sor \text{ Despues de MPR}} \quad (1)$$

Donde,

RRF_w = Factor de resistencia residual del agua

$K_{rw} @Sor$ antes de MPR= Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite irreducible, antes del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

$K_{rw} @Sor$ después de MPR= Permeabilidad relativa del agua a la saturación de aceite irreducible, después del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

▪ **Calculo del factor de resistencia residual del aceite:**

$$RRF_o = \frac{K_{ro} @Swirr \text{ Antes de MPR}}{K_{ro} @Swirr \text{ Despues de MPR}} \quad (2)$$

Donde,

RRF_o = Factor de resistencia residual del aceite.

$K_{ro} @Swirr$ antes de MPR= Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible, antes del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

Kro @Swirr después de MPR= Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua irreducible, después del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

3.2.3 Factores que afectan los MPR Es importante describir brevemente algunos de los factores que pudiesen afectar la eficiencia del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

- **Temperatura:** Debido a que la temperatura de cada yacimiento en particular es un factor importante, es importante realizar pruebas de laboratorio sometiendo a los MPR a las condiciones del yacimiento con el fin de evaluar su estabilidad, eficiencia y perdurabilidad. Los polímeros pueden presentar modificaciones en su composición debido a la degradación térmica. Generalmente, cuando las soluciones poliméricas son sometidas a largos periodos a elevadas temperaturas, se presenta la degradación de las cadenas poliméricas. Por lo tanto,
- **Baja inyektividad:** Debido a la retención que se presenta en la roca y al tamaño de las moléculas de polímero las cuales son más grandes que las del agua, en algunos casos se puede presentar que el polímero no fluya de manera adecuada por el medio poroso ocasionando una pérdida de la inyektividad del tratamiento.
- **Mineralogía de la roca:** Dado que la composición mineralógica de cada tipo de yacimiento es variable, es importante conocer qué tipo de minerales componen el yacimiento de interés, con el fin de garantizar la correcta interacción roca – fluido de tratamiento y de esta manera asegurar la efectividad de los modificadores de permeabilidad relativa. Bajo ciertas condiciones, es posible encontrar que la fuerza de

atracción entre polímero y arcilla es mayor que la fuerza de atracción entre polímero y el mineral de la roca.

- **Daño de la formación:** Este factor es importante debido a que generalmente los radios de invasión del tratamiento son pequeños en comparación con el radio de drenaje del pozo, es por esto que la adsorción puede ser afectada por un daño de formación alto, impidiendo la formación de la cadena de polímeros en el medio poroso en presencia de agua.
- **Salinidad del agua de formación:** Generalmente los yacimientos se encuentran saturados con agua de formación que presenta alta salinidad, este tipo de condición puede afectar o degradar la cadena polimérica, causando inestabilidad del tratamiento y reduciendo el tiempo de acción de los modificadores de permeabilidad relativa. Para esto, es necesario realizar pruebas de compatibilidad entre los fluidos del yacimiento y las componentes del tratamiento químico para garantizar la compatibilidad y correcto funcionamiento de los modificadores de permeabilidad relativa a condiciones de yacimiento.

Es posible mitigar el efecto de algunos de estos factores que pudiesen afectar la eficiencia de un proceso con modificadores de permeabilidad relativa, mediante la realización de pruebas de laboratorio que permitan establecer compatibilidad fluido – fluido, roca – fluido, y de esta manera realizar un diseño adecuado del fluido de tratamiento.

4 Definición del modelo dinámico de simulación

4.1 Introducción

A continuación, se realiza una breve introducción al modelamiento de yacimientos, partiendo desde el modelo estructural y finalizando con el modelamiento dinámico del yacimiento. La caracterización de yacimientos es una herramienta que permite una mejor descripción del reservorio y, por tanto, plantear esquemas de desarrollo que se adapten a las características propias del mismo, maximizando el factor de recobro del campo. A continuación, se realiza una breve descripción del tipo de caracterización requerida para la generación de un modelo de yacimientos completo.

Inicialmente, es importante definir el tipo de estructura que será evaluada ya que de esto dependerá gran parte de la interpretación, en este punto se define el marco y su delimitación sobre el cual se trabajara el modelo estático del yacimiento, pueden encontrarse gran variedad de estructuras como por ejemplo anticlinales, sinclinales, monoclinales, fallas normales, inversas, estructuras de cabalgamiento y otras con un grado mayor de complejidad. El modelo estructural puede ser generado inicialmente, bajo el entendimiento de la geología regional que gobierna un sector específico, identificando diferentes eventos geológicos los cuales modificaron las diferentes estructuras, integrado con la interpretación de imágenes sísmicas. Una vez identificada la estructura, se continua con la generación del modelo estratigráfico el cual es básicamente la identificación de las diferentes formaciones o litologías que hacen parte de nuestro sistema

petrolífero, definir los topes y bases y por ende sus espesores, con el fin de delimitar litologías que nos permitan un mejor entendimiento del comportamiento del yacimiento, el modelo estratigráfico es de vital importancia ya que nos ayuda a comprender la continuidad de nuestras zonas de interés, identificando zonas de posible acumulación de hidrocarburos, adicionalmente, nos permite comprender mejor el ambiente de depositación y generación de canales, o diferentes tipos de geocuerpos los cuales pueden ser relacionados con zonas potencialmente petrolíferas.

Consiguientemente, el modelo petrofísico el cual hace referencia al cálculo y análisis de las principales propiedades petrofísicas de la roca (porosidad, permeabilidad, saturación de agua) las cuales determinaran finalmente el potencial petrolífero de las unidades o formaciones establecidas. Durante la generación de este modelo, es importante adquirir la mayor cantidad y calidad de información del yacimiento, que nos permita realizar un análisis de sensibilidades de las variables que integran este modelo, ya que una vez finalizado, se realizara el poblamiento geoestadístico del modelo estático de simulación, el cual será empleado para cálculos volumétricos y determinar potencialidad petrolífera de un área de interés. Adicionalmente, es posible caracterizar detalladamente el yacimiento, por medio de la interpretación sedimentológica de los diferentes tipos de arenas encontradas en nuestra zona de interés, esto es importante ya que, con base en esta información, podemos determinar diferentes eventos de depositación, y nuestras formaciones puede ser descritas con mayor detalle.

Posteriormente, se construye el modelo dinámico de simulación, en el cual se consideran los datos de producción histórica del campo, propiedades de los fluidos y los datos de presión de nuestro yacimiento, con el objetivo de poder reproducir las condiciones actuales del campo lo cual nos permita obtener un cotejo o ajuste histórico adecuado, logrando que los datos arrojados por la simulación representen, con un bajo porcentaje de error, los valores reales del campo para

finalmente tener la certeza y la seguridad de poder generar diferentes escenarios predictivos que nos permitan identificar la mejor estrategia de explotación y desarrollo de los campos, y tomar las decisiones requeridas para cada caso.

En el alcance de este trabajo, no se contempla la modificación masiva del modelo estático ni dinámico del yacimiento, se limita a la extracción de un modelo sectorial de pozo de tipo *black oil* a partir del cual se realizó la evaluación del efecto de modificadores de permeabilidad relativa. Por tal motivo no se abordarán los temas específicos para la construcción de los modelos que hacen parte de la caracterización de yacimientos.

4.2 Modelo de Petróleo Negro (*Black Oil*)

El modelo de yacimientos tipo petróleo negro o conocido también como *Black Oil*, es empleado para simular procesos de recuperación primaria y secundaria siempre y cuando la composición de los fluidos del yacimiento no presente variación o exista transferencia de calor. Dentro de los procesos que pueden ser modelados con este tipo de simulador podemos encontrar: inyección de agua, inyección inmiscible de gas, recuperación por mecanismos de producción primaria, entre otros.

Considerando que el fluido del yacimiento de interés es de tipo aceite negro, que no se presentan cambios composicionales significativos y que se simuló un proceso de estimulación matricial isotérmico, se empleó un modelo de simulación de tipo *Black Oil*.

4.3 Modelo completo del bloque de interés.

Se trabajó con un modelo de simulación numérica de yacimientos tipo Petróleo Negro (*Black Oil*) con el fin de representar y evaluar por medio de la simulación numérica de yacimientos el uso de modificadores de permeabilidad relativa en un sector de interés del Campo de estudio.

El programa de simulación numérica de yacimientos *tNavigator* el cual se encuentra licenciado por la empresa Mansarovar Energy, fue el utilizado durante el desarrollo del presente trabajo, este simulador de yacimientos es propiedad de la empresa desarrolladora de programas para la industria del petróleo *Rock Flow Dynamics*.

El campo de estudio se encuentra dividido en varios bloques debido a la presencia de fallas que aíslan los diferentes bloques productores del campo. El modelo de simulación a partir del cual se extrajo el modelo sectorial de pozo para la simulación del efecto de modificadores de permeabilidad relativa, corresponde al sector norte del campo de estudio y está compuesto por una grilla de simulación con las siguientes dimensiones (Tabla 5):

Tabla 5

Dimensiones del modelo de simulación del campo.

Dimensiones del modelo	
Celdas en X	107
Celdas en Y	234
Celdas en Z	294
Celdas Activas	625722

4.3.1 Distribución de porosidad En la Figura 17, se presenta la distribución de la porosidad en el modelo de simulación que se utilizó como base para la extracción del modelo sectorial.

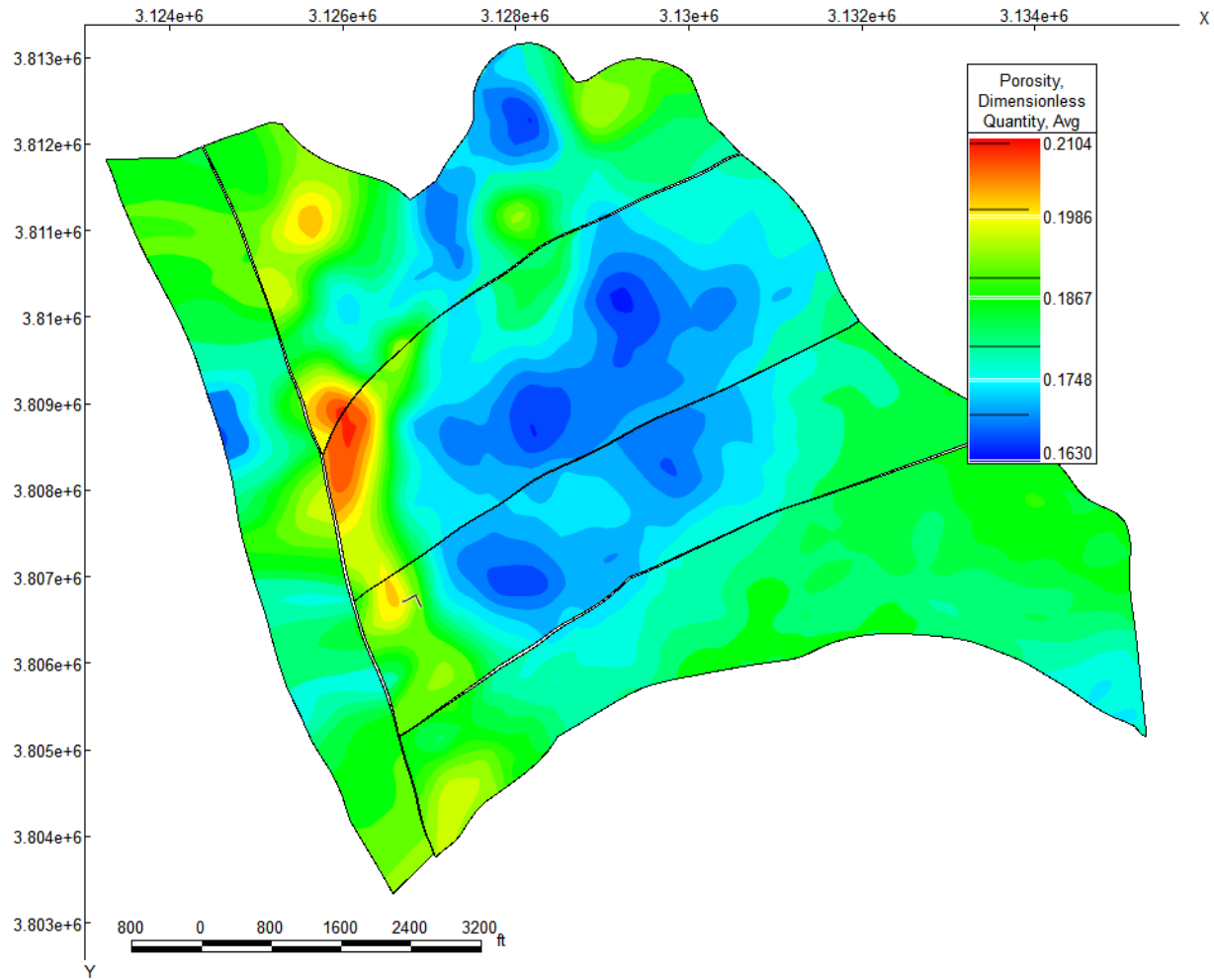


Figura 17 Distribución de la porosidad en el bloque de interés del campo de estudio. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Como se puede observar, el campo de estudio presenta una porosidad moderada la cual varía entre 16 y 21%, con un promedio de porosidad del 18%.

4.3.2 Distribución de permeabilidad. En la Figura 18, se presenta la distribución de la permeabilidad en el modelo de simulación, como se puede observar la permeabilidad presenta una variación entre 77 y 675 mD, representando un medio heterogéneo de permeabilidad moderada. El promedio de permeabilidad en este sector es de 230 mD.

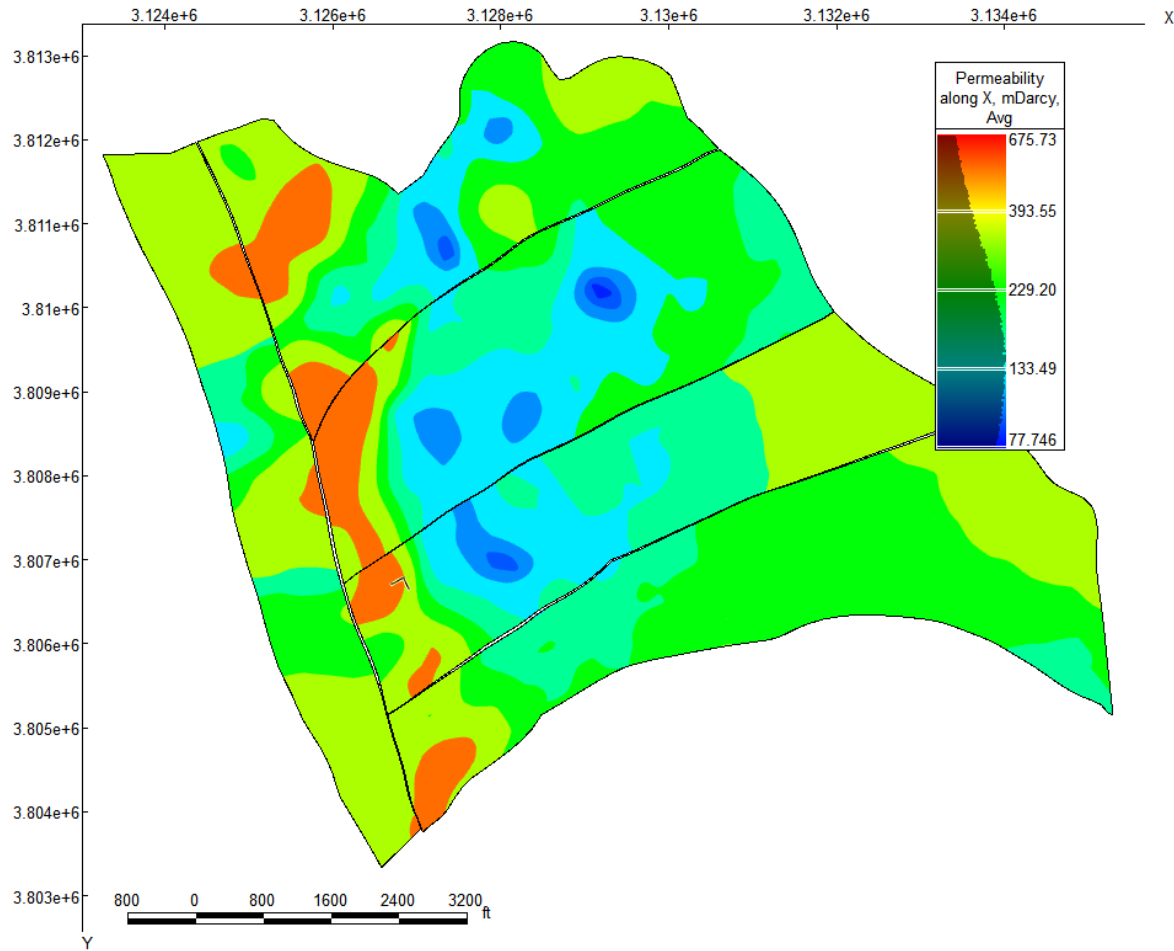


Figura 18 Distribución de la permeabilidad en el bloque de interés del campo de estudio. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

La permeabilidad es uno de los parámetros más importantes a la hora de modelar o simular procesos en el campo de estudio debido a que esta representa la capacidad de flujo de cada una de las zonas productoras presentes en la zona. Se observa que, esta propiedad presenta una variación lateral y vertical considerable lo largo del bloque, representando un sistema altamente heterogéneo característico de los ambientes continentales de tipo fluvial. En casos específicos, estas condiciones de variación en dicha propiedad, puede ocasionar la canalización de zonas productoras

con alta permeabilidad y alta saturación de agua, provocando el alto corte de agua en el pozo productor.

4.3.3 Distribución de presión. En la Figura 19, se presenta el comportamiento de presión promedio en el bloque de interés del campo. Se puede observar que la presión disminuye a medida que se sube en la estructura.

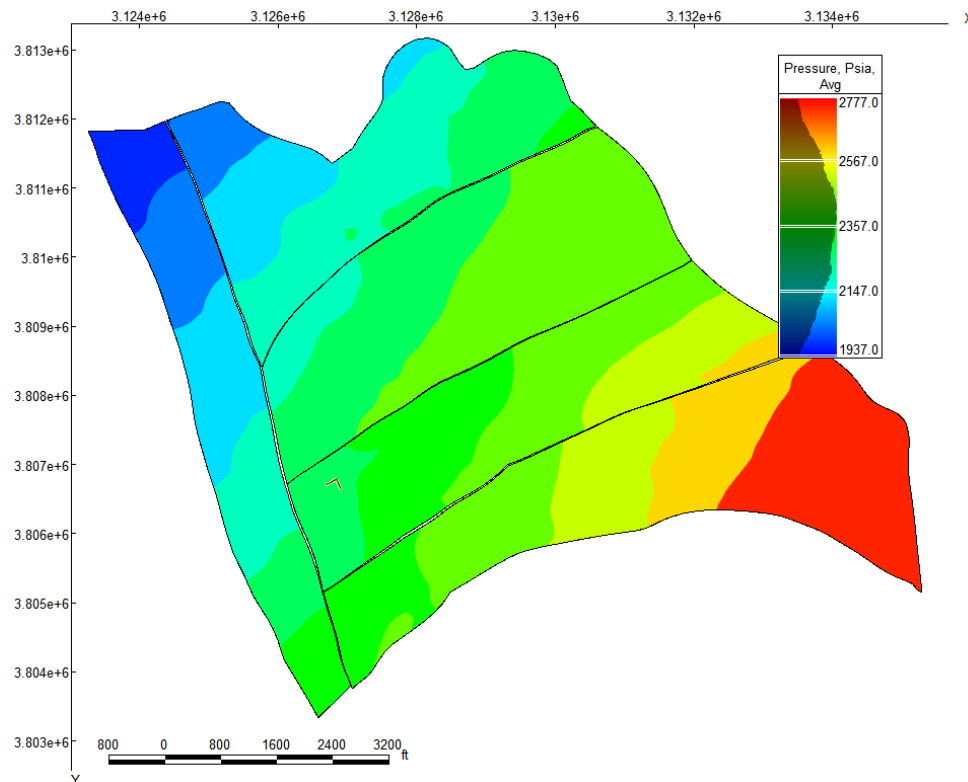


Figura 19 Comportamiento de presión promedio del bloque de interés. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

La presión en el bloque de interés varía entre 1600 y 2500 psi aproximadamente, el promedio es de 2000 psi en este sector del campo de estudio. Es importante resaltar que este bloque es el que presenta la menor presión en comparación con el resto de bloques que conforman el campo de

estudio, esta caracteriza puede estar relacionada con la posición estructural del bloque debido a que este es el más alto estructuralmente.

4.3.4 Curva de permeabilidad relativa del modelo de simulación. En la Figura 20, se presenta la curva de permeabilidad relativa para el aceite y el agua utilizada en el modelo de simulación del bloque de interés del campo de estudio, adicionalmente, se presentan los valores de permeabilidad relativa obtenidos a partir de análisis especiales en un núcleo representativo del campo.

Los datos de las permeabilidades relativas al agua y al aceite, fueron obtenidos inicialmente empleando la correlación de Corey, utilizando como datos de entrada los análisis especiales realizados en un núcleo del campo de estudio.

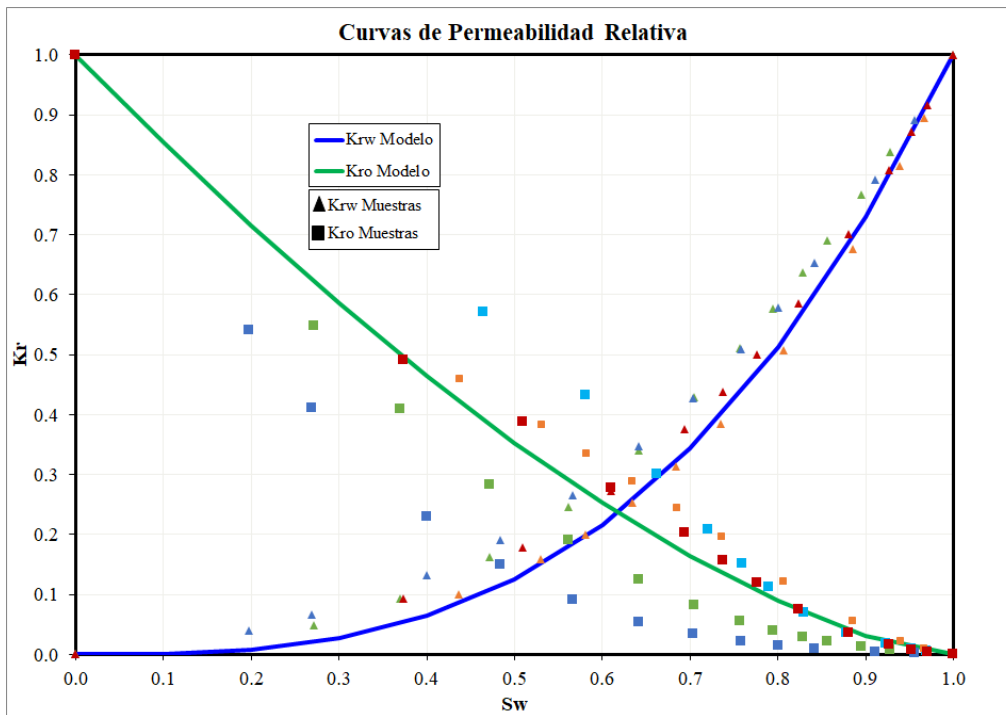


Figura 20 Curvas de permeabilidad relativa (Aceite/agua) para el modelo de simulación y datos obtenidos a partir de análisis de laboratorio de muestras representativas del campo.

4.4 Modelo sectorial del Pozo-1.

A partir del modelo completo de simulación del bloque de interés, se decidió trabajar con un recorte del bloque, con el fin de poder realizar la evaluación del uso de modificadores de permeabilidad relativa en el sector del pozo seleccionado. Algunas de las ventajas que proporciona trabajar con modelos sectoriales es que se puede trabajar modelos de diferentes sectores simultáneamente, es posible realizar un ajuste histórico detallado incluso a nivel de pozo, la simulación de diferentes trabajos de reacondicionamiento de pozos puede ser realizada con mejor precisión y la edición o mejoramiento del modelo se puede realizar de manera local.

Como primera medida, se identificó la ubicación del Pozo-1 en el modelo completo con el fin de establecer el recorte para el modelo sectorial. En la Figura 21, se observa la localización del Pozo-1 y la zona resaltada en color rojo corresponde al modelo sectorial definido.

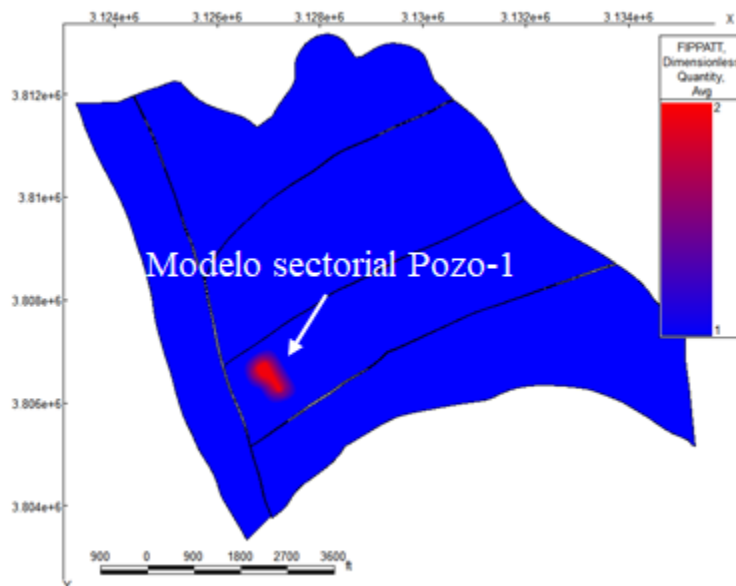


Figura 21 Modelo completo del Bloque de interés resaltando el modelo sectorial definido para la evaluación del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Como se puede observar, el pozo de estudio se encuentra localizado hacia la parte sur del bloque de interés. El recorte del modelo sectorial, fue realizado utilizando las herramientas del programa de simulación numérica de yacimientos tNavigator, mediante las cuales se garantiza que las condiciones de frontera del modelo sectorial correspondan con las condiciones del modelo completo. A continuación, se mencionan aspectos importantes durante la realización del recorte de modelo sectorial de pozo, empleando el programa de simulación tNavigator.

- **Definición de las condiciones de frontera:** Inicialmente, se debe correr el modelo completo para asegurar las condiciones de frontera, utilizando los *keywords* de simulación *FLOWO*, *FLOWG*, *FLOWW*, los cuales corresponden al flujo entre celdas acumulado de las fases aceite, gas y agua respectivamente.
- **Dividir el modelo y correr el modelo completo:** Una vez realizada la primera corrida, es importante seleccionar cuidadosamente la región o regiones en las cuales se dividirá el modelo completo para evitar inconsistencias durante la actualización del modelo, por lo tanto, se recomienda dividir el modelo en áreas con bajo flujo de fases. Una vez definidas las regiones, se realiza el recorte del modelo empleando diferentes opciones del simulador, generando de esta manera los diferentes modelos separados y un modelo completo del sector de interés.
- **Modelo sectorial:** Cada modelo sectorial generado puede ser modificado y corrido independientemente en el simulador, de esta manera, se reducen los tiempos de corrida y se mejora la optimización del modelo por sectores. Es importante mencionar que, todas las modificaciones o actualizaciones realizadas en los modelos separados, tendrán efecto sobre el modelo completo, es decir que, si se agrega un pozo nuevo en uno de los modelos sectoriales, este se verá reflejado en el modelo completo.

Realizando la anterior metodología para el recorte del modelo completo, se generó el modelo sectorial correspondiente al Pozo-1. (Figura 22)

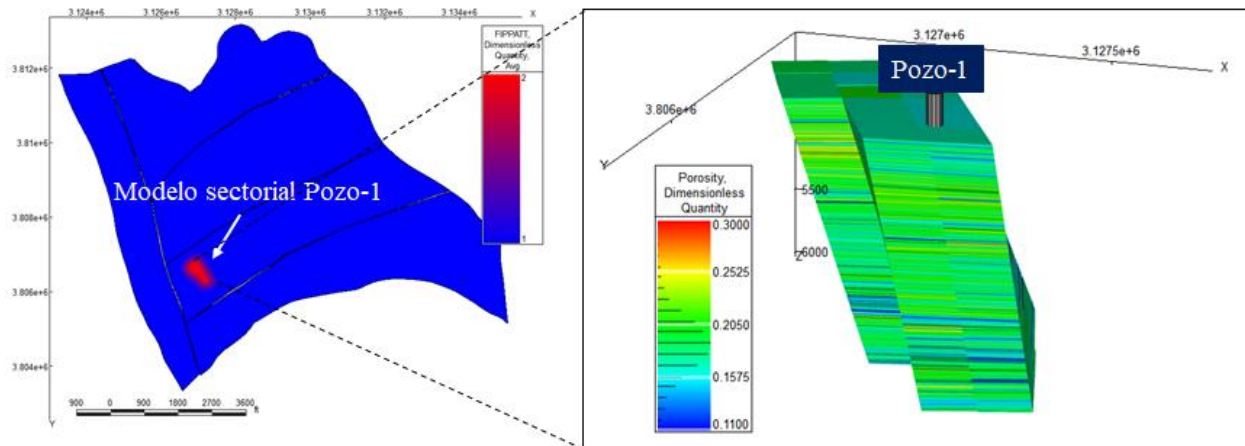


Figura 22 Modelo sectorial del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

El modelo sectorial del Pozo-1 está compuesto por una grilla de simulación con las siguientes dimensiones (Tabla 6):

Tabla 6

Dimensiones del modelo sectorial del Pozo-1.

Dimensiones del modelo	
Celdas en X	3
Celdas en Y	6
Celdas en Z	294
Celdas Activas	3733

Con este modelo sectorial de pozo, se garantizó que el Pozo-1 se encontrara completado en las celdas activas del modelo, asimismo, utilizando la herramienta de simulación de yacimientos

tNavigator se garantizaron las condiciones de frontera mediante el procedimiento descrito anteriormente. En la siguiente sección se presentará el ajuste histórico obtenido para el Pozo-1.

4.5 Ajuste histórico del modelo sectorial del Pozo-1.

Una vez realizado el recorte para la generación del modelo sectorial del Pozo-1, se realizó la primera corrida de simulación para observar el ajuste histórico del pozo en el modelo sectorial. Es importante realizar un correcto ajuste histórico que nos permita reproducir los datos históricos de producción del pozo, y de esta manera obtener los resultados esperados durante la evaluación del uso de modificadores de permeabilidad relativa en el pozo.

En la Figura 23, se observa el ajuste histórico inicial del Pozo-1.

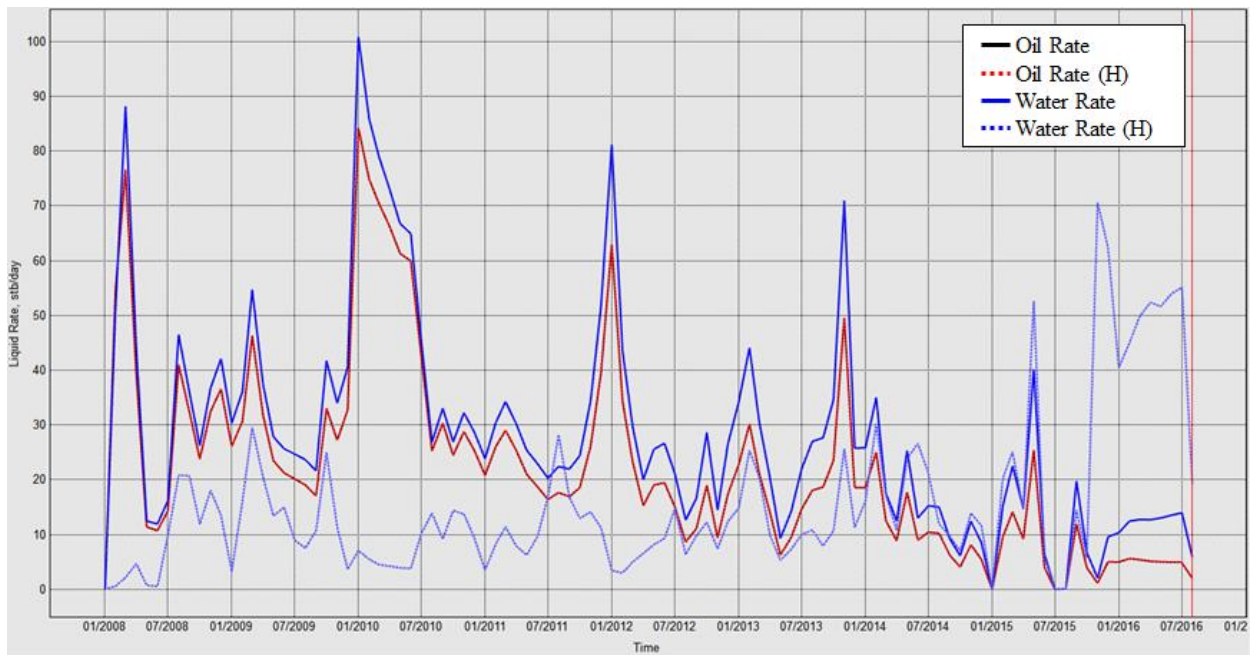


Figura 23 Ajuste histórico inicial del modelo sectorial del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Como se puede observar, la corrida inicial del ajuste histórico del modelo del Pozo-1, presentaba variaciones importantes en la tasa de agua durante la historia de producción, siendo la tasa de producción de agua simulada superior a la producción real, en cuanto a la tasa de producción de aceite, tuvo un ajuste aceptable. Esta primera corrida fue realizada controlada por tasa de producción de aceite.

Sin embargo, a lo largo de la simulación el modelo no reprodujo la producción de agua, por lo tanto, fue necesario realizar un análisis para establecer las causas de la desviación. La siguiente metodología fue empleada durante la realización de ajuste histórico del modelo sectorial del Pozo-1.

- Identificación de las fechas importantes con las mayores variaciones en las tasas de producción.
- Identificación y análisis de las variables de mayor incertidumbre en el modelo.
- Sensibilidad de la permeabilidad en dirección X, Y, Z. Debido a que no se cuenta con suficiente información de registros que permita un modelamiento de los valores de permeabilidad en el modelo, se considera esta propiedad como uno de los parámetros con mayor incertidumbre, y de mayor impacto sobre la producción de fluidos.
- Análisis del comportamiento del modelo sectorial de pozo bajo diferentes modificaciones en el control del pozo (Control por producción de líquido total, control por producción de aceite, Presión de fondo, entre otros).

Una vez finalizada la etapa de análisis y mejoramiento del ajuste histórico, se obtuvo un mejor ajuste histórico en agua y por ende en fluidos, para el modelo sectorial del Pozo-1. En la Figura 24 se presenta el ajuste obtenido.

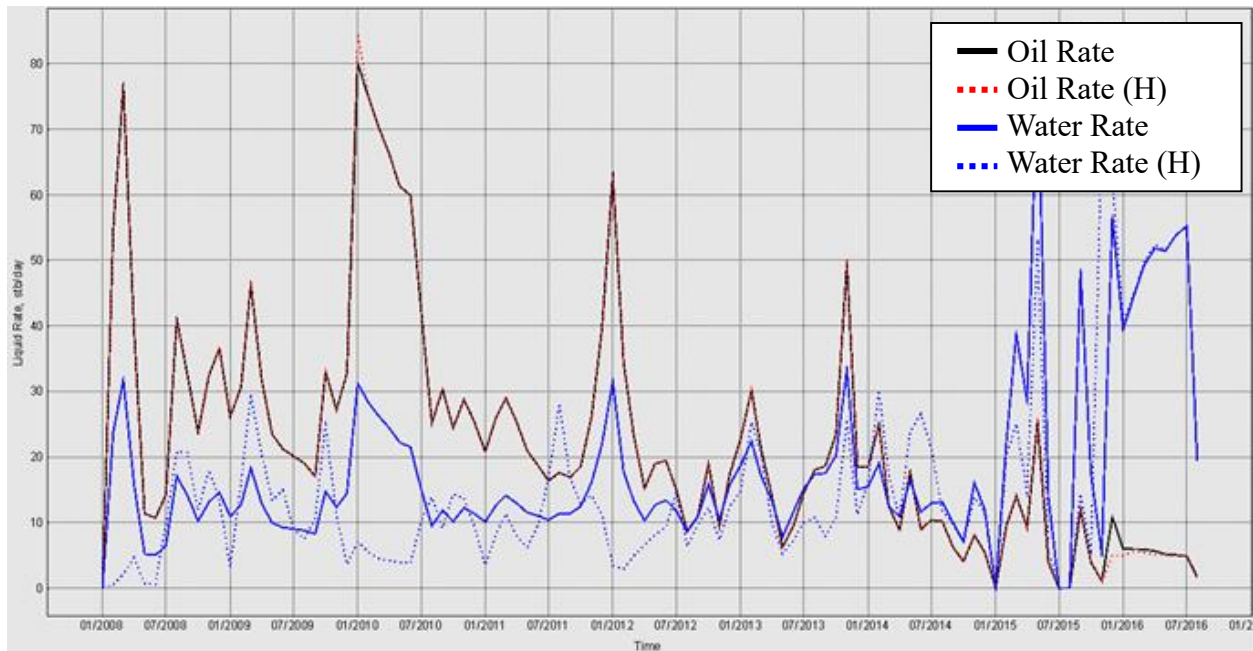


Figura 24 Ajuste histórico final del modelo sectorial del Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Posterior a la realización del análisis de los principales parámetros para mejorar el ajuste histórico del Pozo-1, se observa que el ajuste histórico fue notablemente mejorado, logrando reproducir el último periodo de producción de fluidos del pozo, el cual, para efectos del presente trabajo es de gran importancia. De esta manera, se garantiza que el modelo del Pozo-1, represente y reproduzca los datos históricos de producción.

En la Figura 25, se presenta la producción acumulada de aceite, agua y fluido total. A partir de estos resultados, se observa que, la desviación inicial en la producción total de agua se redujo del 83% al 15%, en la producción de fluido total del 33% al 7%. Y en la producción total de aceite se mantuvo el ajuste.

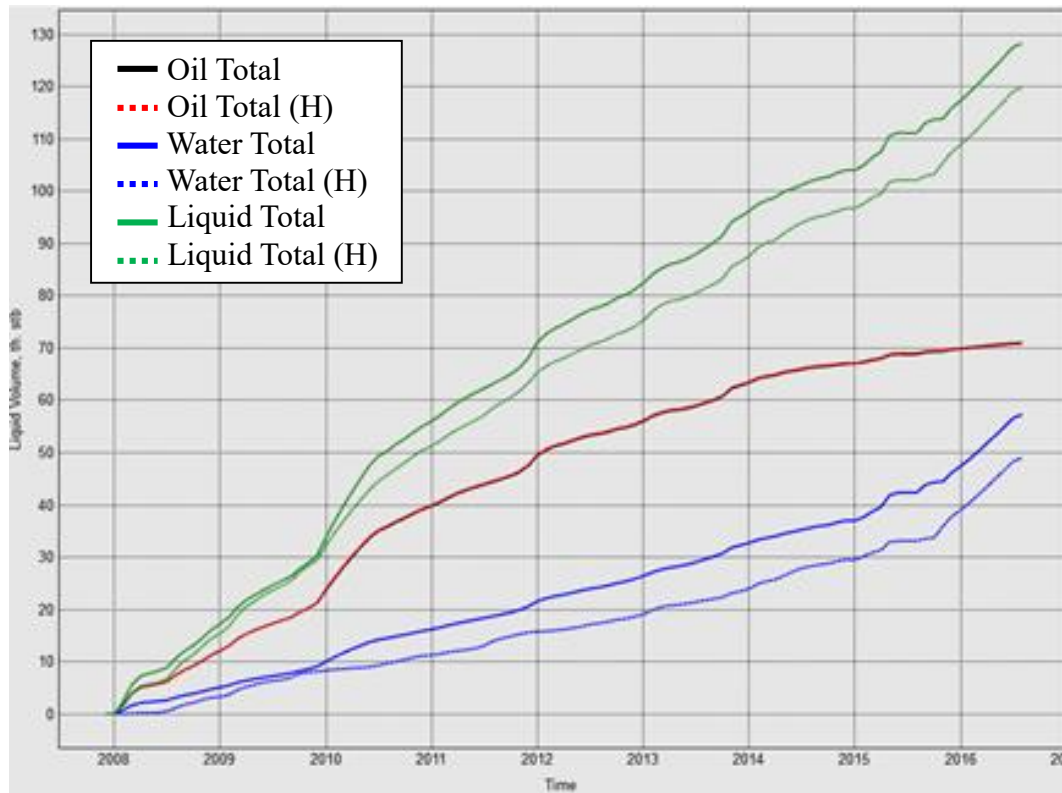


Figura 25 Producción acumulada de aceite, agua y fluido total. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Por otra parte, considerando que el objetivo del presente trabajo es evaluar el efecto del uso de modificadores de permeabilidad relativa en el Pozo-1, la Figura 26, presenta el último periodo de producción del Pozo-1 el cual es el de mayor importancia para efectos de la evaluación del presente trabajo.

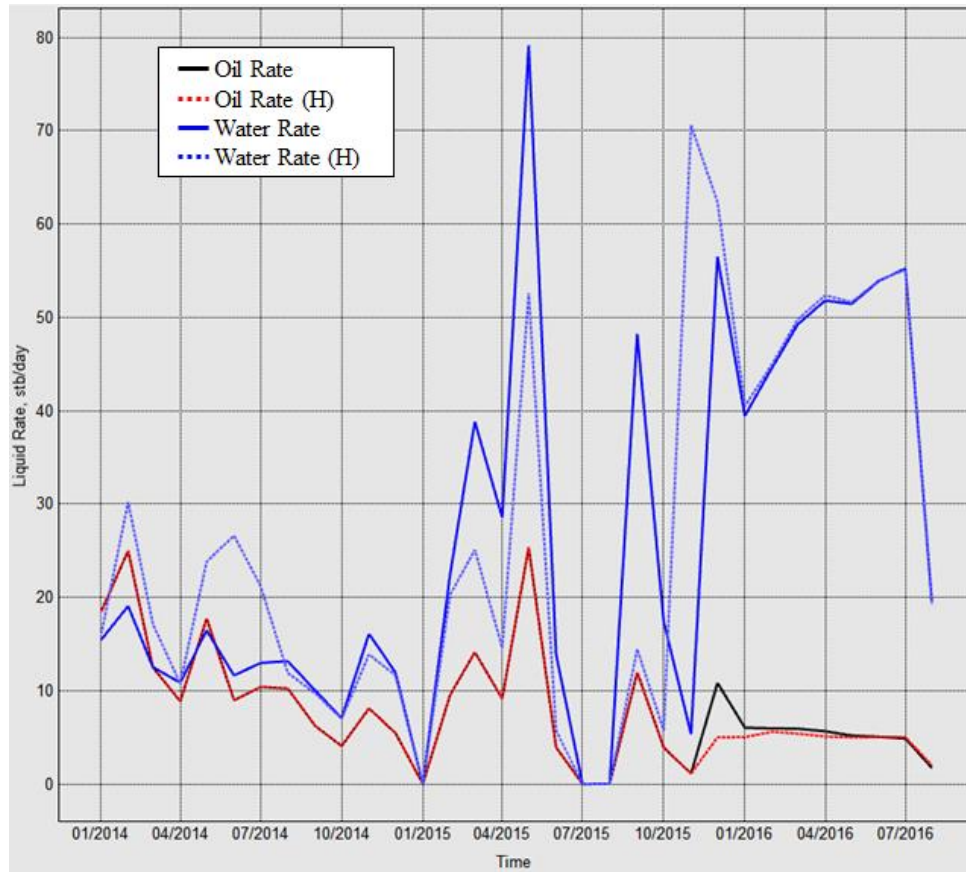


Figura 26 Ajuste histórico del último periodo en el Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Durante el periodo de producción de octubre del 2015 el pozo estuvo abierto solo 8 días, y considerando que se carga la historia de producción mensualizada, estos cierres inferiores a 30 días no son simulados, razón por la cual se encuentra una diferencia significativa entre la producción real de agua y la simulada con diferentes tendencias. En esta etapa de producción del Pozo-1, se puede observar el incremento drástico en el corte de agua pasando del 60% al 95% en promedio, afectando la tasa de producción de aceite. Dadas estas condiciones, se decidió realizar el trabajo con Modificadores de permeabilidad relativa, con el objetivo principal de disminuir el corte de agua del pozo y recuperar la tasa de producción de aceite.

5. Evaluación del uso de MPR en el modelo sectorial del Pozo-1.

Después de garantizar un ajuste histórico que permitiera reproducir las condiciones de producción histórica del Pozo-1, se realizó la evaluación del uso de modificadores de permeabilidad relativa en el Pozo-1 y su impacto en la producción de aceite y agua.

Para este trabajo, se consideraron como parámetros de entrada, los resultados de pruebas de desplazamiento con Modificadores de permeabilidad relativa, utilizando un tapón extraído de un núcleo obtenido de un pozo del campo de estudio, el cual se considera pozo análogo al Pozo-1 ya que ambos pozos se encuentran completados en la misma formación productora, con comportamiento y condiciones de producción similares.

En la Tabla 7, se presenta el resumen de resultados de las pruebas de desplazamiento realizadas en el tapón seleccionado para esta prueba.

Tabla 7

Resumen de datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento en un tapón de un núcleo del campo.

Parámetro	Antes de MPR	Después de MPR
Swirr	25.67	-
Sor	26.39	-
Kro Max	0.78	0.0707
Krw Max	0.4675	0.00701
RRFW		66.73
RRFO		11.04

Resultados obtenidos durante la ejecución de pruebas de desplazamiento en laboratorio, utilizando un núcleo del campo de estudio. Adaptado de Proyecto de evaluación RPM Clariant (Colombia) S.A, Laboratorio de pruebas especiales (LAPE), 2017.

Como se puede observar en la tabla anterior, el factor de resistencia residual del agua (RRFW) definido como la relación entre la permeabilidad relativa al agua antes del tratamiento con MPR, y la permeabilidad relativa al agua después del tratamiento con MPR medidas a la saturación de aceite residual, presento un valor de 66.7, equivalente a una reducción en la permeabilidad relativa del agua del 98.5%.

Por otra parte, el factor de resistencia residual del aceite, definido como la relación entre la permeabilidad relativa al aceite antes del tratamiento con MPR y la permeabilidad relativa del aceite después del tratamiento, medidas a la saturación de agua irreducible, presento un valor de 11.04 lo cual corresponde con una reducción del 90.9% de la permeabilidad relativa al aceite inicial, antes del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

Una vez analizados los resultados de las pruebas de desplazamiento en un tapón extraído de un núcleo del campo, se confirma que, tanto la permeabilidad relativa al agua, como la permeabilidad relativa al aceite, se ven afectadas por la implementación de modificadores de permeabilidad relativa, como tratamiento para el control selectivo de la producción de agua. Es por esto que, se debe realizar el ajuste en las curvas de permeabilidades relativas empleadas en el simulador, con el objetivo de evaluar el comportamiento de producción del pozo posterior a la realización de este ajuste, y comparar con los datos reales de producción para determinar el grado de incertidumbre de los datos arrojados durante el análisis de laboratorio.

5.1 Ajuste de las curvas de permeabilidad relativa en el modelo dinámico.

Con los datos anteriormente mencionados de RRFW, RRFO y los porcentajes de reducción de las permeabilidades relativas posterior al tratamiento, se realizó la modificación de las curvas de permeabilidad relativa en el modelo de simulación del sector del campo, definido para el presente estudio. Los siguientes parámetros fueron considerados para la modificación de las curvas de permeabilidad relativa en el modelo de simulación (Tabla 8).

Tabla 8

Resumen de resultados del análisis de laboratorio.

RRFW	66.73
RRFO	11.04
% Reducción K_{rw}	98.5
% Reducción K_{ro}	90.94

Con base en el resumen de resultados presentados en la Tabla 8, es posible cuantificar la afectación del comportamiento del movimiento de fluidos en el yacimiento, mediante la definición de las curvas ajustadas de permeabilidades relativas.

En la Figura 27, se presentan las curvas de permeabilidad relativa antes y después del uso de modificadores de permeabilidad relativa en el tapón extraído de un núcleo representativo de la zona de interés. La grafica fue construida en escala semilogarítmica con el propósito de visualizar mejor el cambio en el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento, a partir de la modificación de la permeabilidad relativa al agua y al aceite. En el eje Y se encuentra la permeabilidad relativa en escala logarítmica en función de la saturación de agua.

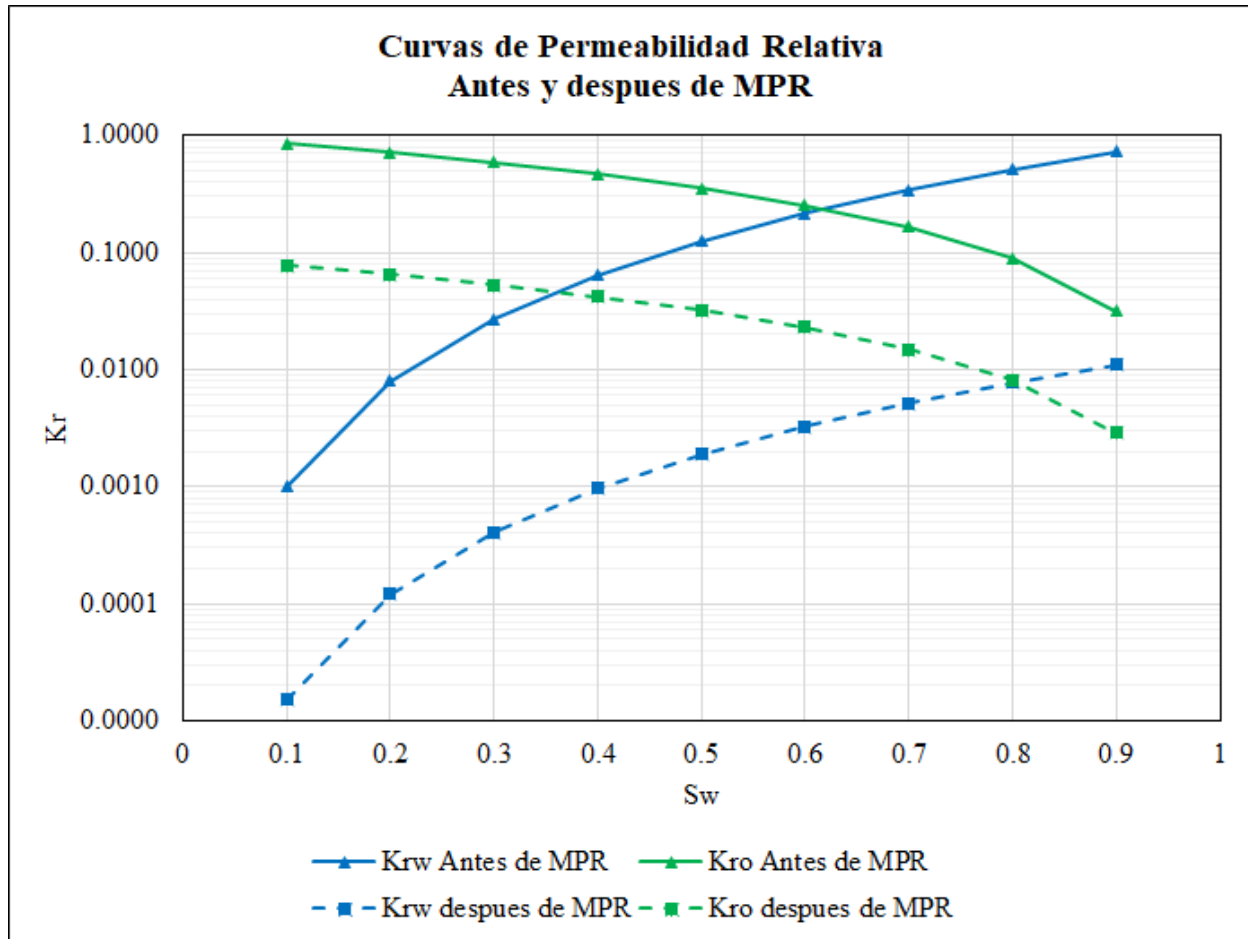


Figura 27 Curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el agua, antes y después del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa.

5.2 Simulación de la implementación de MPR en el Pozo-1.

Una vez definidos los datos para la construcción de las curvas ajustadas de permeabilidad relativa, estos datos fueron llevados al modelo de simulación con el objetivo de evaluar el efecto de esta modificación en la producción del Pozo-1, y evaluar de esta manera, la representatividad del modelo de simulación. Para esto, se realizó la modificación de la curva de permeabilidad relativa para el aceite y el agua con base en los datos previamente descritos. Estos cambios fueron generados a nivel del modelo sectorial de pozo definido anteriormente. En la Figura 28, se presenta

el modelo sectorial de pozo, seleccionado para la simulación de los modificadores de permeabilidad relativa.

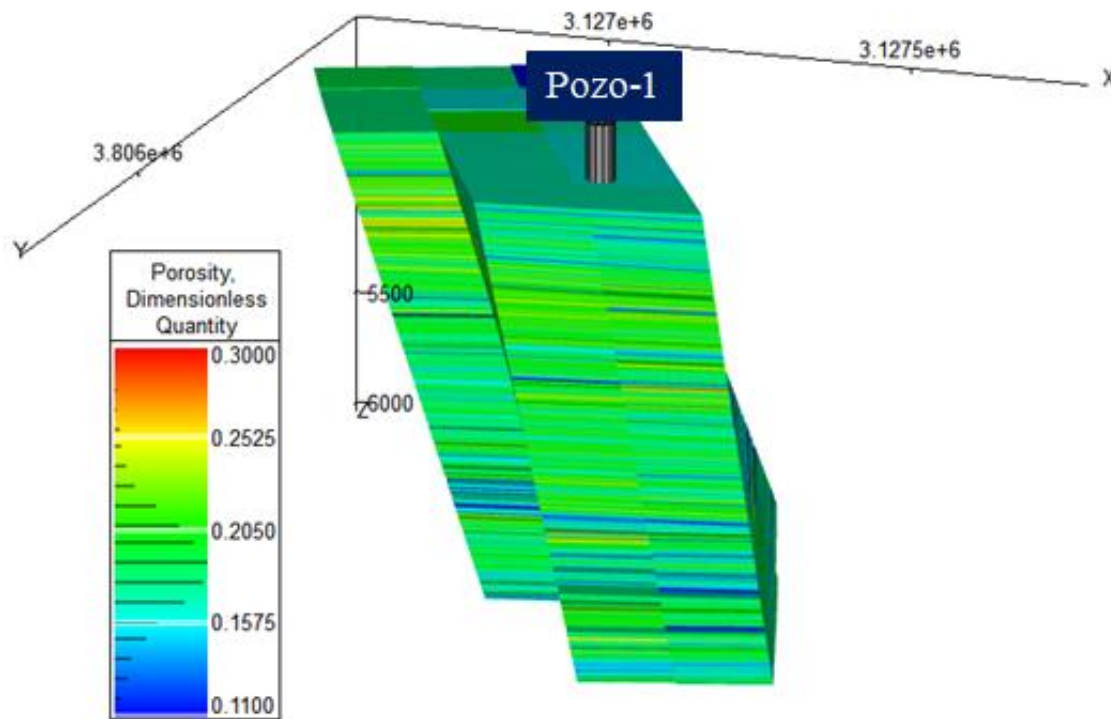


Figura 28. Modelo sectorial de pozo para el Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

En la Figura 29, se presenta un corte transversal realizado en la sección donde se encuentra completado el Pozo-1. En esta figura se puede observar la variación lateral y vertical de las propiedades del yacimiento, determinando así la heterogeneidad del modelo sectorial característico de los ambientes continentales de tipo fluvial.

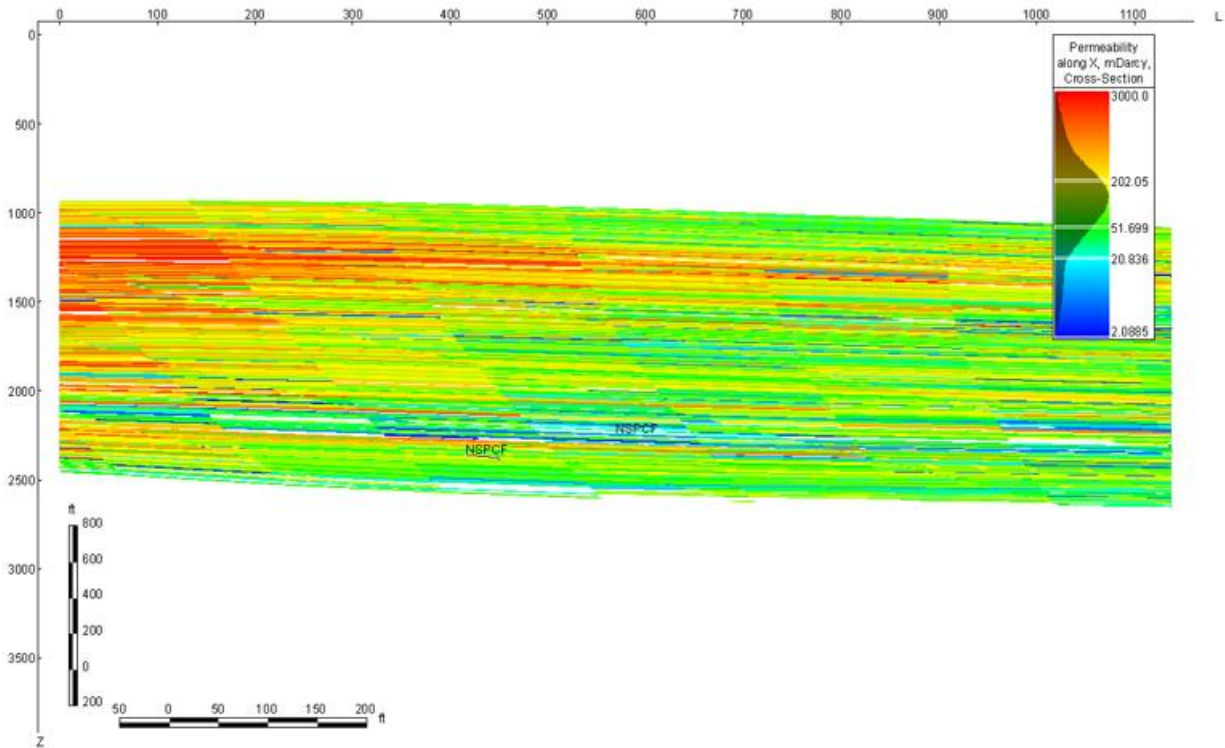


Figura 29. Sección transversal del sector de interés del campo. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

La Figura 29, presenta un corte transversal en la zona productora del Pozo-1. En esta imagen se observa que, hacia las arenas inferiores de la zona de interés, la permeabilidad en dirección X tiende a ser menor que hacia las arenas superiores. Adicionalmente, se presenta una intercalación entre arenas de buena permeabilidad (100 – 200 mD) a arenas de baja permeabilidad (20 – 70 mD) en la zona productora del Pozo-1, esta condición posiblemente se encuentre asociada a la canalización de arenas drenadas y con mejores propiedades que permitan una mayor capacidad de flujo de fluidos.

Una vez realizada la actualización de las curvas de permeabilidad relativa basados en los resultados de las pruebas especiales en un núcleo representativo del campo, se definió una corrida de simulación en modo predicción (sin control de aceite o fluido) por un periodo de 5 años, con el

propósito de evaluar y validar posteriormente los resultados obtenidos con el nuevo modelo sectorial actualizado. La Figura 30, presenta los resultados de la corrida del modelo de simulación del Pozo-1.

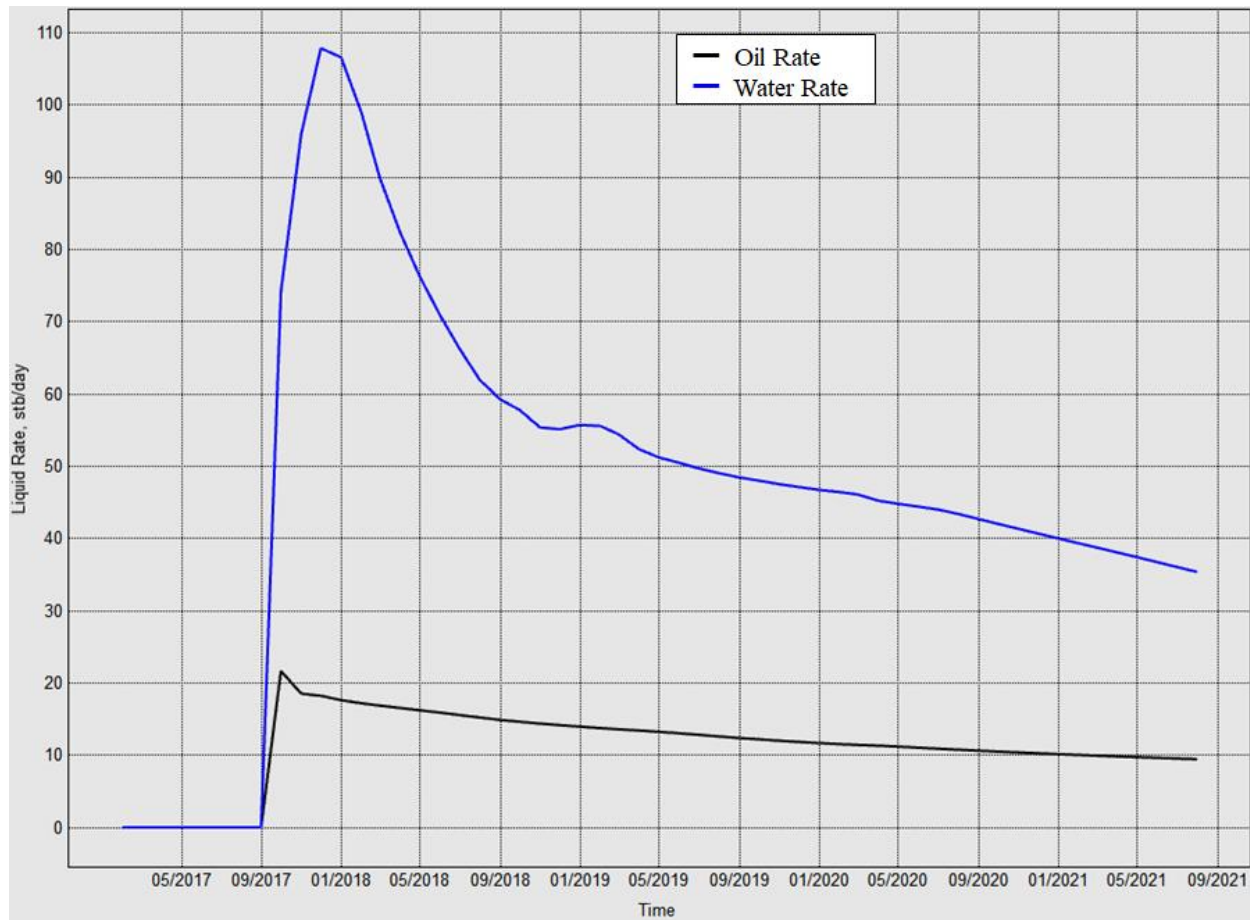


Figura 30 Resultados de la corrida de simulación del Pozo-1 en modo predicción, posterior a la reactivación del pozo.

Con base en los resultados arrojados por la corrida de simulación del Pozo-1, la producción inicial de aceite del Pozo-1 fue de aproximadamente 20 barriles de aceite por día, con una tasa de producción de agua de 100 barriles de agua por día. Esta corrida fue realizada en modo predicción

con el objetivo principal de evaluar los resultados que se obtendrían al implementar los MPR en el Pozo-1.

En cuanto a los resultados reales de la prueba en campo, la Figura 31 presenta el comportamiento de producción del pozo, posterior a la implementación de modificadores de permeabilidad relativa. Este trabajo fue realizado para reactivar el pozo en agosto del 2017, y se cuenta con la historia de producción del pozo hasta la fecha.

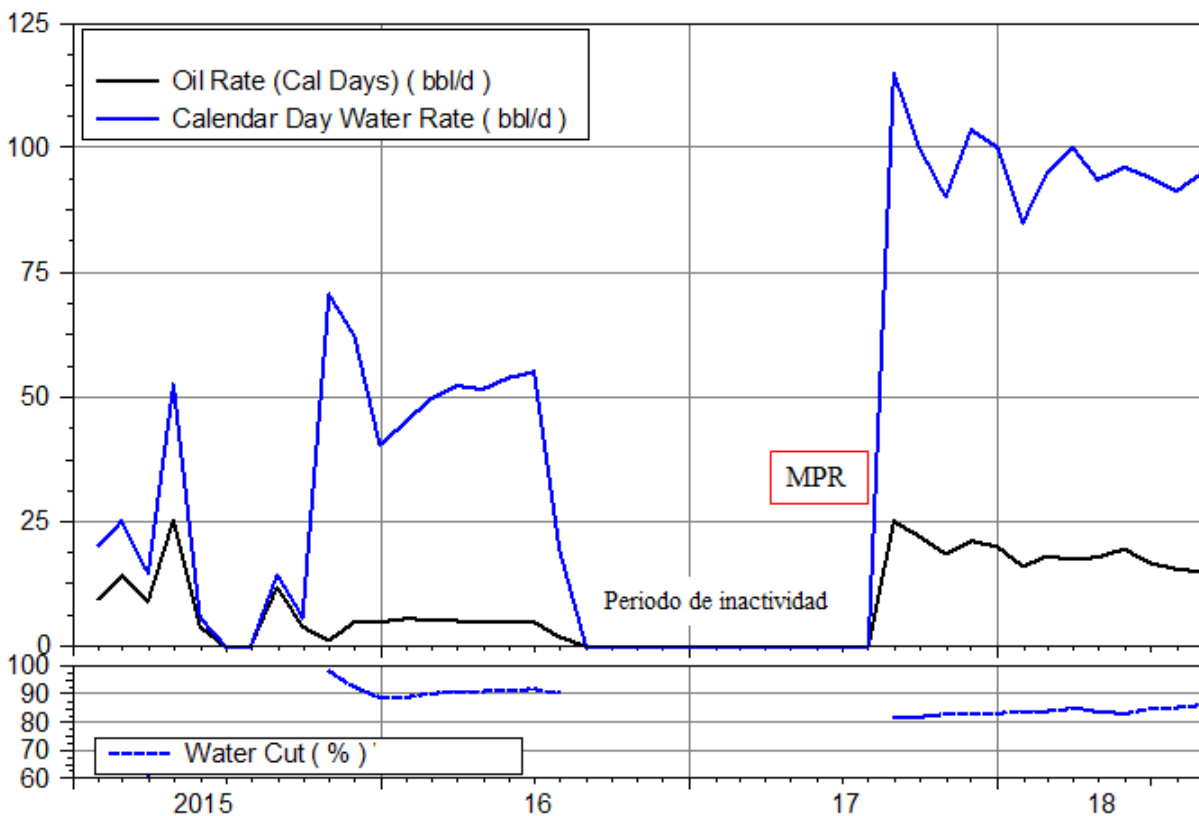


Figura 31. Comportamiento de producción del Pozo-1 posterior al tratamiento con MPR. Programa Oil Field Manager (OFM)

El pozo presento una reducción del corte de agua desde aproximadamente 95% hasta un 80% posterior al trabajo con MPR, significando una reducción del 15%. En cuanto a la tasa de

producción de aceite, el Pozo-1 presento una producción de aceite incremental de aproximadamente 15 BOPD, considerando que el pozo se encontraba produciendo menos de 5 BOPD antes de la implementación de los MPR, y fue reactivado en agosto de 2017 alcanzando un pico de producción de 20 BOPD. De esta manera, fue posible reactivar el Pozo-1 y recuperar la producción de aceite.

5.3 Comparación de los resultados de la simulación del uso de MPR en el Pozo-1.

Se realizó una comparación entre los resultados de la simulación de aplicar los MPR en el modelo sectorial del Pozo-1 y los resultados reales obtenidos en la prueba de campo (agosto de 2017 hasta la fecha). La comparación realizada se presenta en la Figura 32.

La Figura 32, presenta en líneas continuas los resultados de la corrida de simulación del Pozo-1 en modo predicción (en color negro la producción aceite y en color azul la producción de agua), y en línea punteada la historia de producción real posterior a la reactivación del Pozo-1.

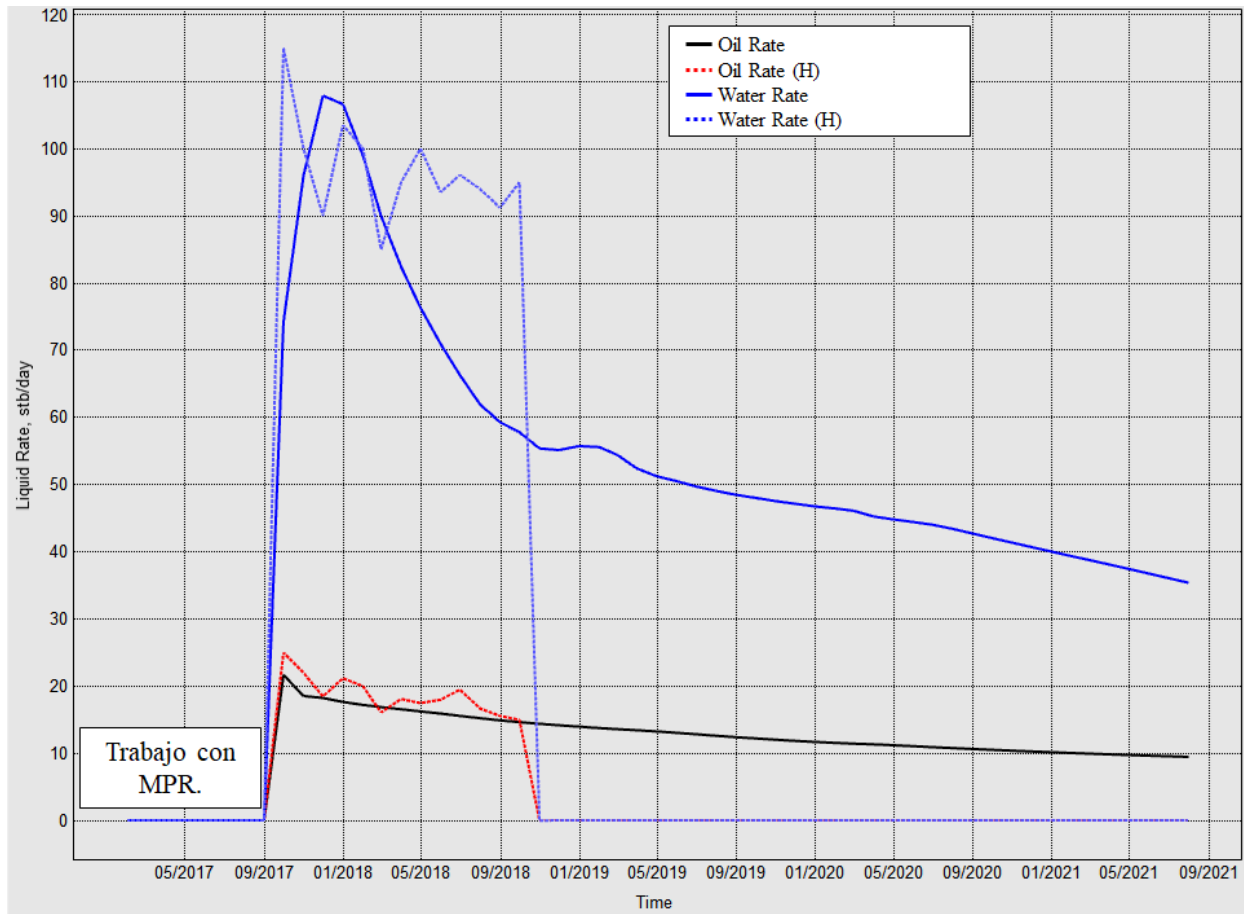


Figura 32 Comparación de los resultados de la simulación en modo predicción con respecto a los datos reales de producción, del uso de MPR en el Pozo-1. Programa de simulación de yacimientos tNavigator.

Con base en estos resultados, se puede concluir que el modelo presenta una correcta representación de los datos reales de producción del pozo, dado que la desviación entre los datos simulados y los datos reales de producción de aceite fue en promedio inferior al 10%, siguiendo la tendencia real de producción. En cuanto a la producción de agua, se observa que, al inicio de la corrida de simulación el modelo representa los datos reales, y posteriormente se presenta una leve caída en la tasa de producción de agua simulada, sin embargo, en promedio la desviación en la tasa fue inferior al 15%.

Adicionalmente, a partir del periodo que se consideró para la evaluación del modelo en modo predicción, es posible obtener el pronóstico de producción de aceite y agua para los próximos 5 años de producción del Pozo-1, en el cual, se espera obtener una tasa de producción promedio de 15 BOPD, con una producción total de aceite de 89,000 barriles. (Figura 33)

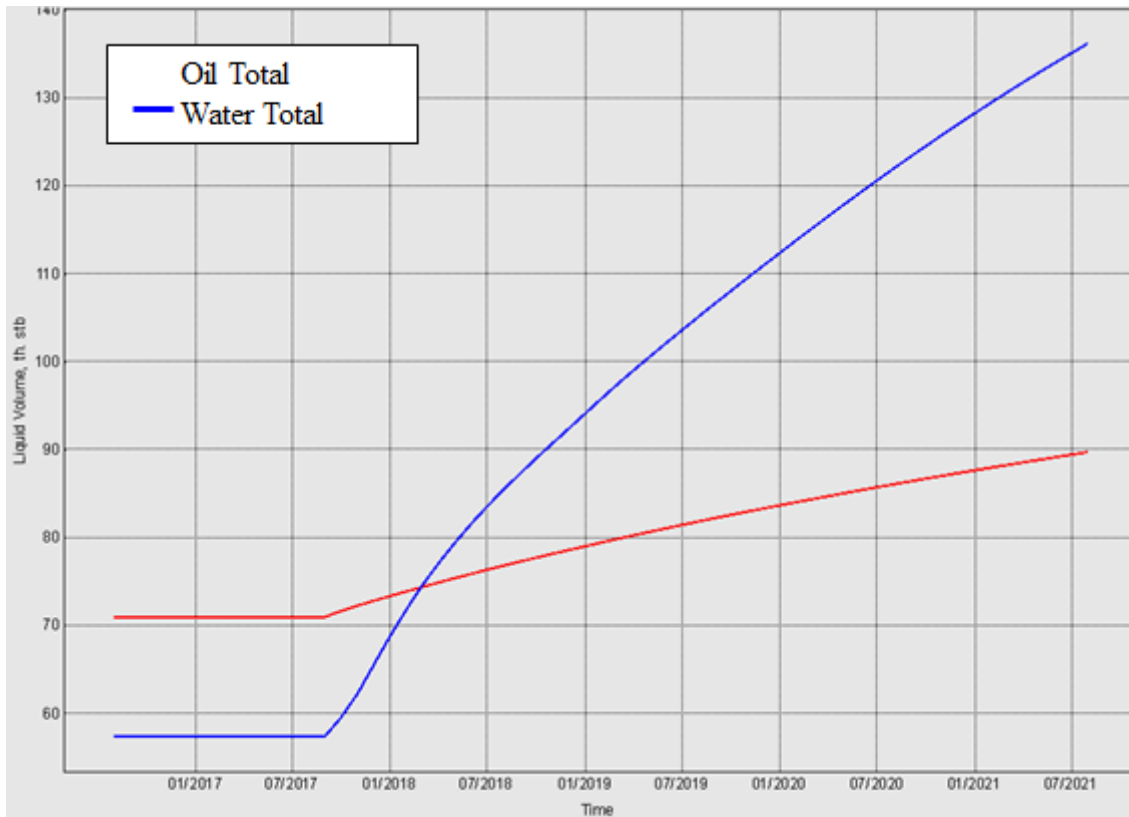


Figura 33 Producción total de aceite y agua al final del caso de predicción para el Pozo-1.

6. Metodología para la evaluación.

A continuación, se presenta la metodología propuesta inicialmente para la evaluación y selección de pozos candidatos a trabajos con Modificadores de permeabilidad relativa, y posteriormente se planteará la metodología para estandarizar la evaluación de modificadores de permeabilidad relativa mediante la simulación numérica de yacimientos en el campo de estudio.

6.1 Metodología para la evaluación y selección de candidatos.

Es importante definir inicialmente algunos criterios de selección para establecer los pozos candidatos para el tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa, con el propósito de seleccionar candidatos adecuados y de esta manera obtener resultados eficientes. En la Figura 34, se presenta la información que se debe tener en cuenta para la selección de pozos candidatos a trabajos con MPR.



Figura 34. Procedimiento de evaluación para la selección de pozos candidatos a trabajos con Modificadores de Permeabilidad Relativa.

6.1.1 Análisis del comportamiento de producción. Durante la etapa inicial de evaluación, se debe analizar el comportamiento histórico de producción de aceite, fluidos, corte de agua, sumergencia de los pozos, con el objetivo de establecer tendencias e identificar cambios en el comportamiento de producción. El enfoque inicial debe considerar pozos con alto corte de agua (preferiblemente mayor a 90%), pozos con incrementos abruptos en el corte de agua que no siguen la tendencia normal del campo debido a que estos casos pueden relacionarse con cambios de mojabilidad, y de esta manera filtrar el listado de candidatos iniciales.

6.1.2 Curvas de diagnóstico de producción de agua. Como se mencionó anteriormente, es necesario realizar la interpretación y análisis del comportamiento de producción de los pozos, empleando las curvas de diagnóstico de la producción de agua en pozos productores. Mediante el análisis de estas curvas, es posible determinar la causa que permita definir el problema específico que se presenta en el pozo productor. Para este análisis se utilizan los datos históricos de producción, corte de agua, relación agua/petróleo (RAP) de los pozos pre-seleccionados.

6.1.3 Condición mecánica de los pozos. La condición mecánica de los pozos, tipo de completamiento, entre otros aspectos relacionados con el estado mecánico, puede en algunos casos afectar el resultado del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa, por este motivo es importante garantizar una condición mecánica adecuada para poder desarrollar un buen trabajo de estimulación.

6.1.4 Análisis de las propiedades petrofísicas. Con base en la información de pozo disponible de campo, es posible realizar la evaluación petrofísica de los pozos candidatos con el

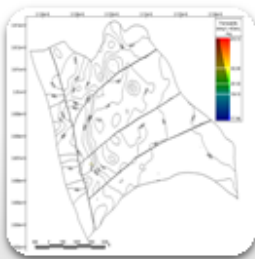
objetivo de determinar la distribución de propiedades tales como porosidad, permeabilidad y saturación de agua, de cada uno de los intervalos a estimular. Adicionalmente, por correlación con pozos cercanos y empleando el modelo petrofísico, es posible analizar la variación lateral y vertical de las propiedades del yacimiento.

6.1.5 Historial de eventos de pozos. El análisis de los registros históricos de intervenciones de cada pozo, nos permite establecer posibles causas de la excesiva producción de agua para algunos casos, ya que en algunos pozos se presentan incrementos abruptos en el corte de agua relacionados con daño mecánico del revestimiento de producción, problemas con la integridad mecánica del pozo, posible daño a la formación posterior a servicios por limpieza de arena, entre otros.

La anterior metodología, fue presentada con el objetivo de identificar, evaluar y definir candidatos para la implementación de trabajos con Modificadores de Permeabilidad Relativa, considerando los diferentes aspectos mencionados anteriormente.

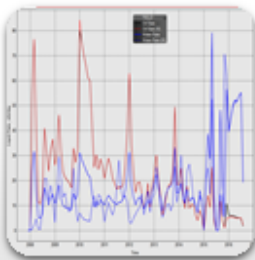
6.2 Metodología para la evaluación de la implementación de modificadores de permeabilidad relativa mediante simulación numérica de yacimientos.

A continuación, se presentará una metodología para estandarizar la evaluación de la implementación de modificadores de permeabilidad relativa usando simulación numérica de yacimientos. Con base en los resultados obtenidos durante el presente trabajo de monografía, se propone la siguiente metodología de evaluación (Figura 35):



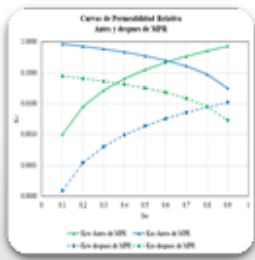
Selección del tipo de simulador y definición del modelo de simulación numérica.

- Dependiendo del tipo de yacimiento, seleccionar el simulador adecuado.
- Seleccionar y extraer el modelo sectorial para la realización de pruebas.
- Garantizar que el modelo reproduzca las condiciones de frontera del modelo completo.
- Realizar corridas de verificación del modelo sectorial.



Ajuste histórico del modelo sectorial.

- Ajuste histórico de condiciones iniciales (OOIP, Presiones, Temperatura)
- Garantizar que el modelo sectorial reproduzca la historia de producción de los pozos de interés.
- Realizar el análisis detallado de las variables de ajuste en el modelo de simulación.
- Identificar y mitigar las posibles causas de desviación durante la corrida del ajuste histórico.



Evaluación de los MPR en el modelo sectorial.

- Analizar las curvas de permeabilidad relativa.
- Analizar resultados de pruebas de laboratorio (RRFW, RFFO, reducción de $K_{ro\ max}$, $K_{rw\ max}$)
- Modificar las curvas de permeabilidad relativa en el simulador.
- En modo predicción, realizar la corrida de simulación para evaluar el comportamiento de producción bajo el efecto de los MPR.
- Definir el pronóstico de producción de fluidos del pozo después del tratamiento.

Figura 35 Metodología para la evaluación de resultados de los trabajos con Modificadores de Permeabilidad relativa empleando simulación numérica de yacimientos.

Adicionalmente, a partir de los resultados y la experiencia con la evaluación de modificadores de permeabilidad relativa en el modelo sectorial del Pozo-1. Es posible realizar en un futuro, la predicción del comportamiento de pozos seleccionados para el mismo tratamiento, y de esta manera poder predecir el comportamiento de producción de aceite y agua con el objetivo de reducir la incertidumbre y evaluar el efecto de este tipo de tratamientos. Adicionalmente, se pueden realizar sensibilidades en la reducción de la permeabilidad, variando los valores de RRFW y RRFO en función de la concentración y tipo de tratamiento empleado, evaluando de esta manera la

incertidumbre asociada a la implementación de MPR en el campo de estudio. En la Figura 36, se presenta de manera esquemática la metodología propuesta para la evaluación de nuevos candidatos previo a la ejecución de trabajos con MPR.

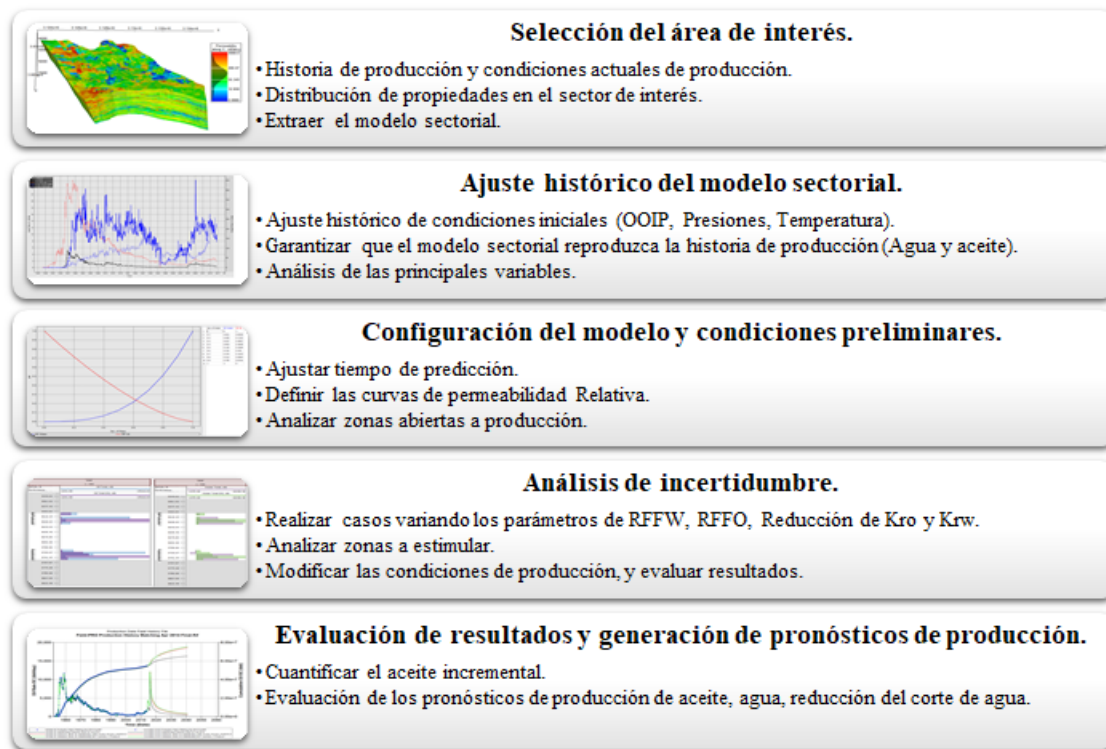


Figura 36 Metodología para la evaluación de pozos candidatos a trabajos con Modificadores de Permeabilidad relativa mediante simulación numérica de yacimientos.

7. Conclusiones

La aplicación del tratamiento con Modificadores de Permeabilidad relativa en el Campo de estudio, específicamente en el Pozo-1, presentó resultados favorables en reducción en el corte de

agua posterior al tratamiento debido a que se redujo en un 15% el corte de agua, significando un incremental de aceite de aproximadamente 15 BOPD (Figura 31).

Por medio de la definición de un modelo sectorial, el cual representa las condiciones actuales, condiciones de frontera y propiedades del medio en un sector determinado, es posible reducir los tiempos de simulación, optimizando recursos y permitiendo obtener resultados eficientes.

De la calidad del ajuste histórico dependerá la representatividad del modelo frente a las modificaciones en propiedades, características, completamientos, entre otros aspectos; requeridos para representar diferentes tipos de trabajos de pozo. Para el modelo sectorial seleccionado, se obtuvo un ajuste histórico aceptable, mejorando el ajuste inicial de la siguiente manera: la desviación inicial en la producción total de agua se redujo del 83% al 15%, en la producción de fluido total del 33% al 7%. Y en la producción total de aceite se mantuvo el ajuste.

Mediante la realización de pruebas de desplazamiento en tapones extraídos de núcleos representativos del campo y empleando los fluidos del yacimiento, se pueden estimar con mayor precisión aspectos importantes como: el factor de resistencia residual para el crudo y el agua, tiempo de perdurabilidad del tratamiento, porcentaje de reducción en la permeabilidad total del sistema, curvas de permeabilidad relativa modificadas, entre otros parámetros que permiten un mejor entendimiento de los MPR en el Campo de estudio y mejoran la calidad de los datos de entrada para el modelo de simulación.

Por medio de la evaluación de la aplicación de modificadores de permeabilidad relativa mediante simulación numérica de yacimientos utilizando un modelo sectorial de pozo para el Pozo-1, fue posible reproducir los resultados obtenidos posterior al trabajo con MPR de manera correcta, ya que la desviación entre los datos obtenidos en la corrida de simulación en modo

predicción y los datos reales de producción del pozo, fue inferior al 10% en la tasa de producción de aceite y del 15% en la tasa de producción de agua. (Figura 32).

Se obtuvo como resultado una metodología de evaluación estándar, la cual permitirá evaluar futuros trabajos previos a la ejecución realizando diferentes sensibilidades mediante corridas de simulación con el objetivo principal de disminuir la incertidumbre en los pronósticos de producción e incrementar el factor de éxito en próximos trabajos.

8. Recomendaciones

Para la evaluación de pozos candidatos a trabajos con modificadores de permeabilidad relativa, se recomienda emplear la metodología definida a partir de los estudios realizados durante la ejecución del presente trabajo de monografía, considerar diferentes aspectos tales como: estados mecánicos, propiedades petrofísicas, resumen de intervenciones a pozo, utilización de las curvas de diagnóstico de la producción de agua, evaluación de pozos cercanos y correlaciones. Nos permite mejorar la calidad de los pozos seleccionados para trabajos con modificadores de permeabilidad relativa, mejorando de esta manera el performance de este tipo de trabajos.

Identificar previamente las arenas o zonas con mayor capacidad de flujo con el objetivo de diseñar un tratamiento selectivo, permite estimular de manera eficiente las arenas objetivo, distribuyendo de manera homogénea el tratamiento y afectando el radio de interés. Es por esto que, se recomienda realizar previamente el análisis de las propiedades petrofísicas de la zona de interés y diseñar de manera adecuada la intervención del pozo.

Realizar pruebas de desplazamientos en tapones extraídos de núcleos representativos del área de interés, es una buena práctica que nos permite evaluar, a nivel de laboratorio, el efecto de los modificadores de permeabilidad relativa en el medio poroso, es por esto que, se recomienda realizar pruebas de desplazamiento previo a la ejecución de este tipo de trabajos.

Referencias Bibliográficas

- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, 12(1), 32-53.
- Dalrymple, E. D., & Jaripatke, O. A. (2009, January). Relative permeability modifiers in fracture stimulation applications. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Escobar, F. (2000). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. *Universidad Surcolombiana*.
- Liang, J., Sun, H., & Seright, R. S. (1992, January). Reduction of oil and water permeabilities using gels. In *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Mendoza Montoya, J. R. (2013). Diseño y evaluación de modificadores de permeabilidad relativa como alternativa para el control de agua, Lima, Perú.
- Mennella, A., Chiappa, L., Bryant, S. L., & Burrafato, G. (1998, January). Pore-scale mechanism for selective permeability reduction by polymer injection. In *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Mansarovar Energy Colombia, (2018, febrero) Informe Técnico Anual, Mansarovar Energy.
- Mansarovar Energy Colombia, (2017, diciembre) Informe del operador, evaluación de las reservas de petróleo y gas, Mansarovar Energy.
- Parkhonyuk, S., Gromakovskiy, D. S., Mauth, K. D., Sadykov, A., Mullen, K., Lungwitz, B. R., ... & Karpukhin, A. (2012, January). Implementation of Relative Permeability Modifiers in Krasnoleninskoe Oil Field: Case Histories. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.

Universidad Surcolombiana, Laboratorio de pruebas especiales (LAPE), Proyecto de evaluación RPM Clariant (Colombia) S.A, 2017.

White, J. L., Goddard, J. E., & Phillips, H. M. (1973). Use of polymers to control water production in oil wells. *Journal of Petroleum Technology*, 25(02), 143-150.

Zaitoun, A., Kohler, N., Bossie-Codreanu, D., & Denys, K. (1999, January). Water shutoff by relative permeability modifiers: lessons from several field applications. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.