

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA-POLÍMERO COMO METODO
DE RECOBRO MEJORADO EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO CON BAJA
PERMEABILIDAD MEDIANTE LA HERRAMIENTA CMG**

SANTIAGO HERNAN ZAMBRANO PEDRAZA

GERARDO ANDRES PEREZ SANTANA

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director y Codirectora

FERNANDO WILSON LONDOÑO GALVIS

ADRIANGELA CHIQUINQUIRA ROMERO SANCHEZ

Ingeniero de Petróleos

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre

Firma del Director

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. Febrero del 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro Dr.

MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. JAIME POSADA GARCIA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dr. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PENARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano de la Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

Le dedico de todo corazón esta tesis a mis ángeles en el cielo; a Flore por su amor y sabiduría infinita; al tío Enrique, mi padrino, quien siempre soñó verme triunfando y a mi abuelito César que siempre nos brindó todo su cariño.

También le dedico este trabajo a mi abuelita Chin que siempre me ha acompañado en la vida y me forjó como persona y a mis abuelitos Jorge y Mélida que, aunque en la distancia, siempre están pendientes de mí.

Santiago Hernán Zambrano Pedraza

A mi familia, mis abuelos, mis padres, mi hermana, mis tíos y mis primos. Quienes en todo momento me ayudaron a crecer y estarían orgullosos de verme siempre ir más adelante cumpliendo cada uno de los logros que me propongo.

Gerardo Andrés Pérez Santana

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres Susi y Jairo por ser mi pilar de vida; por ser los principales promotores de mis sueños; gracias a ellos por su dedicación, confianza y apoyo incondicional a lo largo de mi vida. Agradezco a mis hermanos Ana María y Diego quienes también contribuyeron de manera anímica y constituyen para mí un modelo a seguir.

Agradezco a los profesores directores de esta tesis Adriangela Chiquinquirá Romero Y Fernando Wilson Londoño por la dirección, colaboración y el conocimiento brindado; agradezco a nuestro tutor Sebastián Gómez que siempre estuvo atento y brindándonos su ayuda en todo momento, al profesor Jorge Tovar por brindar la idea e información de este trabajo de grado y al profesor Jorge Romero por su ayuda en la realización de unas simulaciones.

Agradezco a CMG por la información, modelo y software proporcionados

Muchas gracias a los ingenieros de petróleos Sara Verján y Daniel Hincapié por las asesorías sobre las simulaciones, a mis compañeros de carrera que siempre conté con el apoyo de ellos para la realización del proyecto, a la ingeniera de petróleos María Camila Alfonso por el apoyo brindado en cada etapa de esta experiencia y por último a mi compañero Gerardo Andrés Pérez que además de tener su valiosa amistad me brindó su paciencia y entrega para este proyecto.

Santiago Hernán Zambrano Pedraza

Agradezco a mis padres Jasminy Santana y Gerardo Pérez por haberme hecho la persona que soy en este momento y ayudarme a llegar tan lejos en estos instantes de mi vida, a mi hermana María Paula Pérez por acompañarme en todo momento siendo mi más grande confidente y a mi más grande apoyo incondicional y pareja de vida a Valentina Reyes.

Agradezco a mis profesores Adriangela Chiquinquirá por ayudarme a mejorar como persona y como estudiante, por su compañía y por su tiempo. A Fernando Londoño por todo su apoyo y dedicación cuando lo necesitábamos, por ser un amigo. A mi tutor Sebastián Gómez por su paciencia y gran dedicación, quien nos instruyó satisfactoriamente en este trabajo.

Agradezco a la universidad por los grandes momentos que me dejó, a mis compañeros y otros profesores que me ayudaran a llegar aquí.

Por último, a mi compañero Santiago Zambrano que me ha brindado los mejores años de amistad, quien me acompañó en todo momento.

Gerardo Andrés Pérez Santana

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag
RESUMEN	7
INTRODUCCIÓN	8
1.MARCO TEÓRICO	11
1.1 Recuperación de hidrocarburos	11
1.1.1 Factor de recobro	11
1.1.2 Mecanismos de producción	11
1.1.3 Recuperacion primaria	12
1.1.4 Recuperación secundaria	12
1.1.5 Recuperación terciaria	13
1.2 Métodos de Recuperación mejorada	13
1.2.1 Inyección de Agua	13
1.1.2 Inyección de agua por medio de ciclos	14
1.2.3. Inyección de Polímeros	15
1.2.4. Inyección Alternada Agua-Polímero	16
1.3 Conceptos básicos de la inyección de polímeros	16
1.3.1. Que es un polímero y su estructura	16
1.3.2. Aplicación de los polímeros en la Industria petrolera	16
1.4 Inyección de polímeros como método de recobro	17
1.4.1. Descripción del proceso	17
1.4.2. Tipos de polímeros empleados en la inyección del proceso	17
1.4.3. PHPA	17
1.4.4. Goma Xantica	17
1.5. Propiedades de la solución polimérica	18
1.5.1. Peso molecular	18
1.5.2. Viscosidad	18

1.5.3. Factor de resistencia	18
1.5.4. Factor de Resistencia residual	18
1.5.5. Retención de polímero	19
1.5.6. Adsorción	19
1.5.7. Degradación del polímero	19
1.6 Método de predicción por medio de software	20
1.6.1. Simulación numérica	20
1.6.2. Modelo sintético de un yacimiento	20
2.METODOLOGIA Y DATOS	21
2.1 Etapa 1. Identificación de canales de flujo	21
2.2 Etapa 2. Proponer escenarios de inyección	22
2.3 Etapa 3. Simulación de escenarios	24
2.4 Etapa 4. Evaluar la inyección alternada de agua-polímero	26
3.ANALISIS Y RESULTADOS	27
4. CONCLUSIONES	76
BIBLIOGRAFIA	79
ANEXOS	81

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura.1 Eficiencia de mecanismos de producción de un yacimiento (Porcentaje presión del yacimiento vs porcentaje eficiencia de recobro del petróleo original in situ)	12
Figura.2 Esquema del desplazamiento de petróleo por el agua en un canal de flujo	14
Figura.3 Representación gráfica de la inyección cíclica de agua	15
Figura.4 Representación gráfica de la inyección de polímeros (Dirección de flujo del polímero hacia la zona de agua/petróleo)	16
Figura.5 CMG Diseño de un modelo sintético de yacimiento	20
Figura.6 Descripción detallada de la metodología	21
Figura.7 Ejemplo de la gráfica de campo RAP Y RGP	25
Figura.8 Ejemplo grafica de campo Factor de Recobro	25
Figura.9 Ajuste histórico R1 vs el caso base	30
Figura.10 Ajuste histórico R2 vs el caso base	30
Figura.11 Ajuste histórico R2 vs el caso base	32
Figura.12 División de las 20 capas del modelo sintético	34
Figura.13 Hoja probabilística del modelo sintético (Permeabilidad vs Probabilidad acumulada (% mayores que))	36
Figura.14 Modelación en 2D de la saturación de agua (Observación de los canales, a través del flujo de agua en el año 2018)	37
Figura.15 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 1	38
Figura.16 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 7	39
Figura.17 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 8	40
Figura.18 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 9	41
Figura.19 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 10	42

Figura.20 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 12	43
Figura.21 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 14	44
Figura.22 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 15	45
Figura.23 Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 19	46
Figura.24 Curvas de chan (Conificación)	47
Figura.25 Curvas de chan (Comunicación Mecánica)	47
Figura.26 Curvas de Chan (Canalización)	48
Figura.27 Modelación 3D de la distribución de pozos en zoom	49
Figura.28 Mapa estructural de profundidad del modelo	50
Figura.29 Modelación en 2D Saturación de aceite (Capa 1)	52
Figura.30 Grafica de RGP y RAP vs el tiempo	55
Figura.31 Movilidad del agua dentro de la capa 10 desde el año 2010-2020 (Caso 4 de la inyección continua de agua)	56
Figura.32 Línea de tiempo del caso 1 de inyección de agua por pulsos	59
Figura.33 Grafica producción de aceite del campo caso 1 inyección de agua por pulsos, inyección de agua continua y caso base	60
Figura.34 Grafica del factor determinante del factor de recobro en el polímero	63
Figura.35 Descripción grafica del comportamiento de la Goma Xantica con respecto a la temperatura	66
Figura.36 Factor de recobro del análisis de sensibilidad (Inyección alternada agua-polímero)	68
Figura.37 Zoom de las curvas del análisis de sensibilidad entre el 2014-2020	69
Figura.38 Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua con respecto al RAP	70
Figura.39 Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua con respecto al RGP	71

Figura.40 Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua por pulsos con respecto al RAP	72
Figura.41 Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua por pulsos con respecto al RGP	73
Figura.42 Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de polímero con respecto al RAP	74
Figura.43 Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de polímero con respecto al RAP	75
Figura.44 Modelo lateral en 2D de la porosidad	81
Figura.45 Modelamiento en 3D de la porosidad	82
Figura.46 Modelo lateral en 2D de la permeabilidad	83
Figura.47 Modelamiento en 3D de la permeabilidad	84
Figura.48 Modelo 2D de la saturación de agua	85

LISTADO DE TABLAS

	Pag
Tabla. 1 Condiciones variables inyección de agua	22
Tabla. 2 Condiciones variables inyección de agua por pulsos	23
Tabla. 3 Condiciones variables inyección de polímero	23
Tabla. 4 Compresibilidad variable del ajuste histórico	27
Tabla. 5 Correlaciones relativas de permeabilidad	27
Tabla. 6 Parámetros entre los rangos permitidos del ajuste histórico	28
Tabla. 7 Datos del modelo base	32
Tabla. 8 Columna 1 y 2 Valores de permeabilidad y espesor, Columna 3,4 y 5 Delta y probabilidad de espesores	34
Tabla. 9 Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de agua (Ideal, intermedios y pesimista)	52
Tabla. 10 Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de agua por pulsos (Ideal, intermedios y pesimista)	56
Tabla. 11 Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de polímero PHPA (Ideal, intermedios y pesimista)	61
Tabla. 12 Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de polímero Goma Xantica (Ideal, intermedios y pesimista)	63
Tabla. 13 Descripción del proceso de selección de parámetros en el análisis de sensibilidad de la inyección alternada de agua-polímero	66

RESUMEN

A lo largo de la historia la implementación de un sistema de inyección (recobro secundario) se utiliza para mejorar la eficiencia de producción de un pozo cuando los sistemas de producción primarios se vuelven obsoletos, esto con el fin de mejorar la eficiencia de barrido del aceite que queda atrapado en la formación. Este proyecto de grado busca evaluar el potencial de la inyección alternada de agua-polímero como método de recobro mejorado, usando un modelo sintético y proponiendo diversos escenarios de inyección. El software utilizado para la obtención del modelo y la ejecución de los escenarios fue CMG (Computer Modelling Group). El modelo corresponde a un medio de baja permeabilidad, altamente heterogéneo, baja producción, alto porcentaje de aceite remanente y residual. Se encontró que el máximo factor de recobro por inyección alternada de agua-polímero fue de 23,34%, superando por tan solo 0,81% al segundo mejor escenario correspondiente a la inyección de agua continua. Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad de la inyección alternada agua-polímero, estableciendo que los parámetros óptimos son un caudal de inyección 5000 m³/día, concentración polimérica de 1500ppm, viscosidad polimérica de 10 cp, alternancia en los periodos de inyección entre 2 meses y 3 meses.

Palabras claves: Factor de recobro, modelo sintético, simulación de yacimientos, recobro mejorado, polímero.

INTRODUCCIÓN

La recuperación primaria de hidrocarburos alcanza su límite máximo cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicamente rentables a raíz de las altas proporciones de gas o agua en la corriente de producción de crudo. Las operaciones de recuperación de hidrocarburos involucran tecnologías que faciliten incrementar la movilidad de las fracciones de aceite que no se puede mover en la formación (aceite remanente). Los aspectos que se tienen en cuenta para diseñar e implementar estas operaciones son el daño de Formación, la saturación de aceite residual, la movilidad, el caudal de inyección y respuesta de la formación con respecto al volumen de inyección.

Con el pasar de los años muchos de los recursos de “fácil acceso” se han ido agotando, y la industria ha tenido que enfocar sus esfuerzos a la explotación de recursos en formaciones con crudos pesados y bajas permeabilidades. En Colombia, 1.000.000 BD se producen diariamente, de los cuales cerca del 45% son de crudo pesado [1], correspondientes a hidrocarburos con Gravedades API menores a 21°. La permeabilidad por su parte es una propiedad petrofísica que determina en gran medida la facilidad de extracción, y, en consecuencia, tener una baja permeabilidad contribuye a una baja producción. Esta última propiedad de la roca no solo afecta a yacimientos de hidrocarburos convencionales que se explotan actualmente en el país, sino que es una propiedad característica de las fuentes no convencionales y que en Colombia se estiman en un potencial de reservas cercanas a los 37.000 millones barriles [1].

En los yacimientos es necesario determinar el desempeño del método de recobro mejorado terciario de petróleo que permitirá recuperar la capacidad de producción de hidrocarburos, una vez la capacidad natural del yacimiento ha disminuido a su mínimo nivel, o una vez métodos de recuperación secundarios sean ineficientes.

Actualmente la implementación de métodos de recuperación terciaria como la inyección de polímeros representa un 1% de los procesos de recuperación en Colombia [2]. A pesar de los beneficios que genera, una de las complicaciones que se presentan al momento de implementarlo tiene que ver con el porcentaje de polímero retenido en la superficie de la roca a medida que este fluye por el yacimiento, la salinidad, el taponamiento que se origina en la formación, la degradación bacteriana, los efectos de esfuerzo y las altas temperaturas. Estos problemas se deben a la capacidad de adsorción de la superficie del material poroso de la roca, y al entrapamiento mecánico de los poros que usualmente son más pequeños que el tamaño de las moléculas del polímero en solución [3]. El principal efecto de este problema tiene que ver con la baja tasa (tiempo

y volumen) de propagación de polímero, lo que ocasiona una afectación en la razón de movilidad de las fases de fluidos presentes en el yacimiento afectando directamente el factor de recobro de hidrocarburos.

Los diferentes mecanismos de inyección (agua, polímero) al paso del tiempo dejan de ser eficientes, incumpliendo con la producción estimada. Teniendo en cuenta los beneficios de la inyección de agua y de polímeros fortalecer el beneficio al paso del tiempo como es la inyección alternada de agua-polímero técnica de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés de enhanced oil recovery). Esto tiene como finalidad barrer el aceite remanente y el aceite residual que está en la formación. La importancia de este Trabajo de Grado recae en la implementación de modelos sintéticos que está basado en una reproducción artificial de un yacimiento como una alternativa a realizar en campo proporcionando un control en el costo de diseño, parámetros y tiempos mediante la herramienta CMG.

Las operaciones de inyección de fluidos en el subsuelo para incrementar los volúmenes extraídos de petróleo se remontan a 1860 en la costa este norteamericana. En 1930 se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar agua. Este método empezó a aplicarse industrialmente en 1949 por la empresa Stanolind Oil [4]. Por su parte los primeros tratamientos químicos datan a comienzos de los 80's [5].

García & Molina [6], en el 2019 analizaron la inyección de polímero mediante pruebas experimentales de inyección de polímero a un núcleo representativo de su área de estudio y la posterior simulación en el software CMG. Sus resultados arrojan que la selección de los parámetros adecuados para la inyección de polímero en el campo Palogrande Cebú el factor de recobro aumenta en 10,89%. Durante ese mismo año, Hincapié & Verján [7], expusieron un estudio de viabilidad técnica para la implementación de esta forma de inyección en su respectivo campo por medio del software CMG. Se logró evidenciar que cuando hacían la inyección cíclica por periodos de 2 meses de apertura y cierre lograban incrementar producción de petróleo en un 3,16%. Por su parte Botechia, Barreto, Lamas, & Schiozer [8], en el 2019, Evaluaron el impacto de parámetros alternativos de inyección de polímero de agua y analizaron la viabilidad de usar ciclos alternativos de polímero de agua para mejorar el rendimiento de la estrategia de inundación de polímero previamente utilizada en el banco de inyección continua.

El objetivo general del presente trabajo de grado es evaluar la inyección alternada de agua-polímero como método de recobro mejorado en un yacimiento de crudo pesado con baja permeabilidad mediante la herramienta de simulación CMG. Para la realización del proyecto, se deberán cumplir los siguientes objetivos específicos:

- Identificar los canales de flujo de agua en el modelo de simulación a partir de las propiedades petrofísicas y la heterogeneidad.
- Proponer escenarios de inyección de agua, agua por pulsos, inyección de polímeros e inyección alternada agua-polímero para la evaluación en el aumento del factor de recobro.
- Simular los escenarios propuestos de inyección en el modelo sintético en el software CMG.
- Evaluar técnicamente la inyección alternada agua-polímero respecto al volumen de petróleo producido realizando la comparación con la inyección de agua, agua por pulsos e inyección de polímeros.

Mediante la implementación de una simulación de inyección alternada agua-polímero en un modelo sintético en el software CMG, se comprobará que la eficiencia de barrido y por ende el factor de recobro será superior al 30% en comparación con otros métodos de recobro tales como la inyección continua de agua, de polímeros y por pulsos de agua.

1.MARCO TEÓRICO

1.1 Recuperación de hidrocarburos

1.1.1 *Factor de recobro*

Es la cantidad recuperable de hidrocarburos (aceite y gas) existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje [9] , esta variable es muy importante a la hora de tomar medidas relacionadas a costos económicos y la toma decisiones de un proyecto.

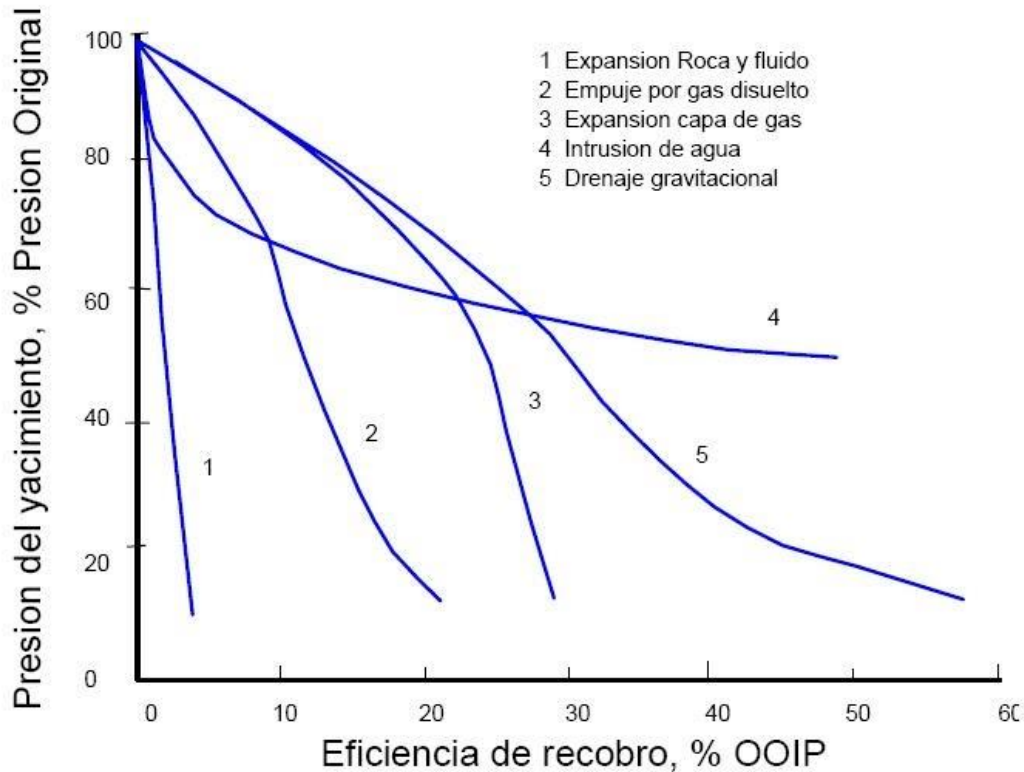
1.1.2 *Mecanismos de producción*

Los mecanismos de producción son aquellos que aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento fluyan o se desplacen hacia donde se encuentra una presión menor a la presión del yacimiento, en este caso los mecanismos de producción hacen que los fluidos se desplacen hacia el pozo, por medio del cual se trasladan a superficie. [10]. Normalmente existe más de un mecanismo de producción, pero solo uno será más representativo en un intervalo de tiempo, para mantener la energía del yacimiento y así su continua producción, se debe implementar el sistema de recobro necesario que cumpla obligatoriamente con los parámetros del yacimiento Fig. 1

La figura muestra de forma comparativa, el comportamiento del yacimiento sometido a diferentes mecanismos de producción. Expansión roca y fluido, empuje por gas disuelto, Expansión capa de gas, Intrusión de agua, Drenaje gravitacional.

Figura. 1

Eficiencia de mecanismos de producción de un yacimiento (Porcentaje presión del yacimiento vs porcentaje eficiencia de recobro del petróleo original in situ)



Nota. la figura muestra la efectividad de los diferentes mecanismos de producción (En el eje y la presión del yacimiento y en el eje x la eficiencia de recobro en %). Tomado de: El petroblog. (2008). “Mecanismos de producción”. [En línea]. <http://hbpetroleum.blogspot.com/2009/10/mecanismos-de-produccion.html>. [Acceso: Octubre, 2020]

1.1.3 Recuperación primaria

El recobro primario se divide en dos, el mecanismo de producción original que se encuentra en el yacimiento, generando energía para que los hidrocarburos se produzcan de forma natural y también la implementación de un mecanismo artificial como ayuda extra que tenga el yacimiento para mantener su presión y su producción.

1.1.4 Recuperación secundaria

El recobro secundario ocurre cuando la energía natural del yacimiento se agota y también el mecanismo artificial se vuelve ineficiente. Esta técnica se implementa para volver a proporcionar esa energía agotada en la producción del recobro primario manteniendo la presión del yacimiento. Además de restaurar la presión de la formación, también busca barrer el aceite que no pudo ser

desplazado a superficie de forma convencional. Para ello se utilizan fluidos con características similares del yacimiento (agua y gas) desde un pozo inyector a un pozo productor.

1.1.5 Recuperación terciaria

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía un estimado de 60-80% del OOIP. Numerosos métodos han sido estudiados para la recuperación, al menos parcial, de estas grandes cantidades de crudo remanente en los pozos.

Entre ellos se encuentran métodos consistentes en inyección de fluidos miscibles con el petróleo y de gases a altas presiones, bien sea en forma separada o combinada, todos ellos como parte de la tercera etapa de la recuperación de crudos. [11]

Los principales tipos son térmicos, gases, químicos, microorganismos y vibro sísmica).

1.2 Métodos de Recuperación mejorada

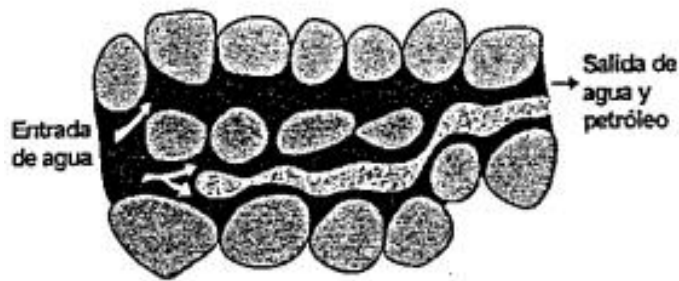
1.2.1 Inyección de Agua

La inyección de agua es el método más común para realizar recobro secundario cuando los mecanismos de producción primarios comienzan a decaer y se convierten casi nada apreciables, consiste en inyectar agua por medio de un pozo inyector haciendo que este fluido barra el aceite que queda atrapado hacia los pozos productores y no puede ser producido con un método convencional Fig. 2 Ilustra el desplazamiento del agua dentro de los poros a través de los canales de flujo más fáciles por su tamaño.

De acuerdo con la distribución de los fluidos del yacimiento y sus características se emplean dos tipos de inyección de agua externa e interna. La inyección de agua externa consiste en la inyección de agua en el área externa de la zona de petróleo a través de pozos inyectores cuya profundidad debe ser la adecuada para que el agua sea añadida al acuífero relacionado al yacimiento y de esta forma aumentar su influencia en la producción. Mientras que la inyección de agua interna consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo, generando así el desplazamiento de los fluidos presentes en el área hacia los pozos productores que están posicionados en arreglo geométrico con respecto a los inyectores.

Figura. 2

Esquema del desplazamiento de petróleo por el agua en un canal de flujo



Nota. La figura muestra el desplazamiento del petróleo al momento de formarse el canal de agua dentro de los poros de la formación. Tomado de: Ferrer, M. (2001). *Elementos de Ingeniería Petrolífera*. [En línea]. Disponible en:

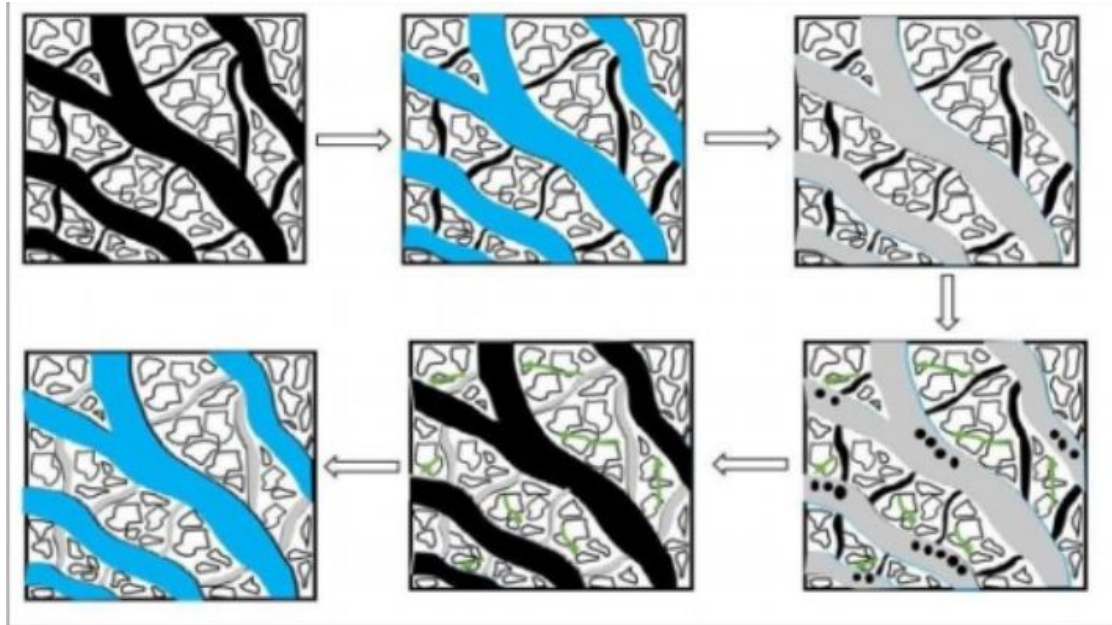
https://www.academia.edu/30063640/Fundamentos_de_Ingenier%C3%ADa_de_Yacimientos_Magdalena_Paris_de_Ferrer_pdf?auto=download

1.1.2 Inyección de agua por medio de ciclos

Es un proceso por el cual mejora la eficiencia de la inyección convencional de agua en yacimientos heterogéneos, la inyección cíclica se basa en el control del flujo por periodos de tiempo que pueden variar de días a meses. Fig. 3 Proceso de la inyección cíclica de agua a través del tiempo cuando desplaza el aceite y vuelve a repetirse continuamente.

Figura. 3

Representación gráfica de la inyección cíclica de agua



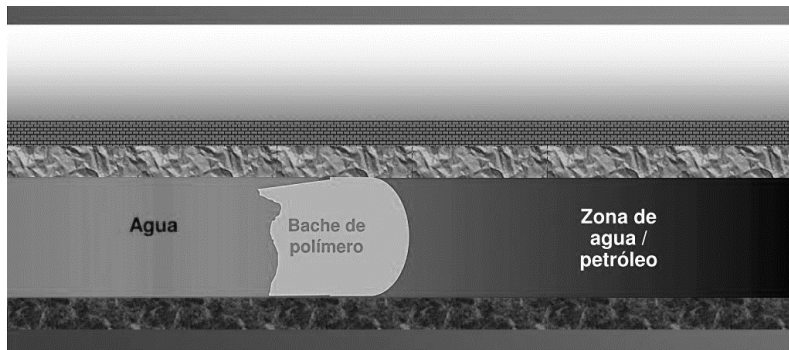
Nota. La figura representa cómo funciona la inyección de agua por pulsos a través del tiempo. Tomado de: Stirpe, M.T. Guzman, J. *Cyclic Water Injection Simulations for Evaluations of its Potential in Lagocinco Field*, Paper de investigación, Facultad de ingeniería, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela, 2004.

1.2.3. Inyección de Polímeros

La inyección de polímero se implementa en un yacimiento para poder recuperar la mayor parte de petróleo atrapado que no pudo ser extraído, consiste en inyectar un fluido base agua con polímero haciendo que incremente la energía natural del yacimiento y así se oriente el fluido por canales preferentes para poder barrer con una mejor eficiencia además de evitar problemas de depletamiento. [6]

Figura. 4

Representación gráfica de la inyección de polímeros (Dirección de flujo del polímero hacia la zona de agua/petróleo)



Nota. La figura representa cómo actúa un bache de polímero barriendo el agua y el petróleo. Tomado de: Vaca, P. Paz, F. *Evaluación de la opción “the polymer flood model” del simulador eclipse 100*, Tesis de pregrado, Facultad de ingeniería, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2003 Requisitos.<https://www.slideserve.com/ledell/universidad-central-de-venezuela-facultad-de-ingenier-a-escuela-de-petr-leo>

1.2.4. Inyección Alternada Agua-Polímero

En los últimos años se han caracterizado por el aumento de los estudios de los modelos analíticos para la inyección de polímeros como lo es la inyección alternada de agua-polímero técnica de recobro mejorado (EOR, por sus siglas en inglés de enhanced oil recovery) este método de inyección se realiza mediante tres tipos de inyección en diferentes periodos, comenzando con la inyección de agua continua, posteriormente con la inyección de polímero continuo y por último la inyección de agua por medio de pulsos. Tienen como finalidad barrer el aceite remanente y el aceite residual que está en la formación.

1.3 Conceptos básicos de la inyección de polímeros

1.3.1. Que es un polímero y su estructura

Los polímeros son unas macromoléculas compuestas por una o varias unidades químicas, se dividen por su origen ya sean de origen químico u orgánico, y se emplean en la recuperación avanzada de hidrocarburos como la recuperación terciaria así para mejorar las características del agua de inyección dándole mayor consistencia y mejorando otras propiedades físicas y químicas [6].

1.3.2. Aplicación de los polímeros en la Industria petrolera

La inyección de agua continua utilizada para el recobro secundario puede ser mejorada por medio de la adición de polímeros; estos logran reducir el radio de movilidad entre el fluido inyectado (una solución polimérica) y los fluidos en el yacimiento (agua, aceite y gas), también se afecta el

caudal relativo entre los dos fluidos en contacto, por lo cual se genera un mejor contacto entre el polímero inyectado y el petróleo, esto logra facilitar el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores [6].

1.4 Inyección de polímeros como método de recobro

1.4.1. Descripción del proceso

La solución polimérica tiene como principal objetivo poder desplazar el petróleo de un pozo inyector hacia un pozo producto, en la Fig. 4 es el proceso de la inyección de polímero comenzando con un periodo de inyección del polímero seguido de una inyección de agua para darle energía al proceso y finalmente lograr movilizar el petróleo sin necesidad de utilizar demasiados compuestos químicos. [6]

1.4.2. Tipos de polímeros empleados en la inyección del proceso

La selección del polímero y la concentración de este son vitales para el desarrollo de un proyecto de recobro mejorado, porque puede parecer un método sencillo y básico como si solo fuera inyección de agua, aunque el principio de este método es bastante simple, se necesita una gran información sobre las características geológicas del yacimiento (permeabilidad, porosidad, temperatura, etc.), además del comportamiento de los fluidos presentes en yacimiento. Los polímeros más utilizados en esta técnica son las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, copolímeros de acrilamidas y goma Xantica, estos son utilizados por su alta eficiencia en mejorar las propiedades de fisicoquímicas del agua [6].

1.4.3. PHPA

La poliacrilamida es un polímero sintético que posee una unidad monomérica llamada acrilamida y son los más empleados en la industria petrolera; debido que aumenta la viscosidad del agua y alteran la permeabilidad del yacimiento en las zonas invadidas, lo cual baja la movilidad efectiva del agua inyectada, produciendo así, una reducción en la razón de movilidad y en consecuencia el mejoramiento de la eficiencia del barrido. Obteniendo, así como resultado final un incremento en el recobro. [6]

1.4.4. Goma Xantica

La goma Xantica exhibe propiedades útiles como lo son subir la viscosidad con bajas concentraciones además del poco cambio a temperaturas variables haciéndolo un polímero muy bueno para las operaciones de inyección. [12]

1.5. Propiedades de la solución polimérica

1.5.1. *Peso molecular*

Los polímeros utilizados en la inyección son una mejora de la inyección de agua convencional, que consiste en una solución de agua y polímeros anteriormente mencionados de 200 a 1000 ppm de un alto peso molecular antes de prepararse para la inyección [13].

1.5.2. *Viscosidad*

La viscosidad del polímero inyectado se tiene en cuenta para que la orientación del fluido sea más controlada y además no se canalice en el yacimiento, también se necesita controlar esta propiedad al momento de inyectarse, porque se requiere una disminución de la viscosidad por medio de una reducción gradual de la concentración del polímero y así evitando turbulencias al momento de inyectarse [6].

1.5.3. *Factor de resistencia*

Jennings et al. (1971), define el factor de resistencia se define como una cantidad medida experimentalmente que representa el grado relativo de la fuerza requerida para mover un líquido a través del medio poroso. La definición de factor de resistencia está representada por medio de las ecuaciones 1 y 2

Ecuación 1

$$R = \frac{\left(\frac{\Delta P}{q}\right) \text{ fluido inyectado}}{\left(\frac{\Delta P}{q}\right) \text{ fluido base}}$$

Ecuación 2

$$R = \frac{\lambda \text{ fluido inyectado}}{\lambda \text{ fluido base}}$$

ΔP = Diferencia de presiones medida a través de la muestra

λ = Movilidad

q = Caudal

1.5.4. *Factor de Resistencia residual*

Jennings et al. (1971), define el factor de resistencia residual se define como la resistencia al flujo de agua inyectada detrás de una solución de polímero. La definición de factor de resistencia residual está representada por medio de las ecuaciones 3 y 4.

Ecuación 3

$$RRF = \frac{(\lambda w) \text{ inicial}}{(\lambda w) \text{ despues del flujo de polimero}}$$

Ecuacion 4

$$RRF = \frac{K_{wi}}{K_{wa}} * \frac{\mu_{wa}}{\mu_{wi}}$$

λ_w = Movilidad del agua

K_{wi} = Permeabilidad del agua inicial

K_{wa} = Permeabilidad del agua despues del flujo de polimero

μ_{wa} = Viscosidad del agua despies del flujo de polimero

μ_{wi} = Viscosidad del agua inicial

1.5.5. Retención de polímero

Al momento de realizar una inyección de polímero, el fluido que circula en el medio poroso por lo general se queda retenido una gran porción de este. Este fluido se queda atrapado principalmente por la adsorción generada por la superficie de los poros de la roca y también por los tamaños de los poros, los cuales son más pequeños que el tamaño de la partícula del polímero haciendo un atrapamiento mecánico. Por este motivo se realiza la inyección posteriormente de agua, para que pueda ser retirado la mayor cantidad de este polímero atrapado [6].

1.5.6. Adsorción

Es el fenómeno que se presenta cuando un sólido o líquido logra atraer en su superficie cuerpos disueltos u otros fluidos [14].

Cuando se inyecta un fluido polimérico la adsorción generada por el medio hace que disminuya su concentración y entre más alta sea esta concentración de polímero en solución generara una alta retención y alto factor de resistencia [6].

1.5.7. Degradación del polímero

La degradación del polímero sucede cuando diversos factores ocurren y el polímero comienza a reducir. A continuación, se muestran los tipos de degradación.

1.5.7.1. Degradación mecánica

La solución del polímero inyectado comienza a recibir esfuerzos de cizallamiento o de corte mientras fluye y como consecuencia las largas cadenas poliméricas comienzan a romperse.

Las soluciones poliméricas se comportan como un fluido pseudoplástico y este se caracteriza por disminuir su viscosidad y su esfuerzo cortante cuando la velocidad aumenta [6].

1.5.7.2. Degradación bacteriana

La degradación bacteriana se da normalmente en biopolímeros como los almidones, HEC (hidroxi etil celulosa), CMC (carboxi metil celulosa), entre otros. Las cadenas poliméricas son rotas por las bacterias que se encuentran en el yacimiento por medio de una degradación de los contenidos de carbohidratos presentes en el polímero [6].

1.5.7.3. Degradación oxidativa

La degradación oxidativa ocurre cuando hay presencia de oxígeno en los biopolímeros y poliacrilamidas generando una pérdida de viscosidad, esto ocurre cuando al agua de inyección no se le disminuye el oxígeno y se inyecta con la solución polimérica [6].

1.5.7.4. Degradación térmica

La degradación térmica ocurre cuando la temperatura del fluido inyectado es muy alta por lo cual siempre se intenta inyectar el fluido con una temperatura baja para disminuir el tiempo de la reacción de la degradación [6].

1.6 Método de predicción por medio de software

1.6.1. Simulación numérica

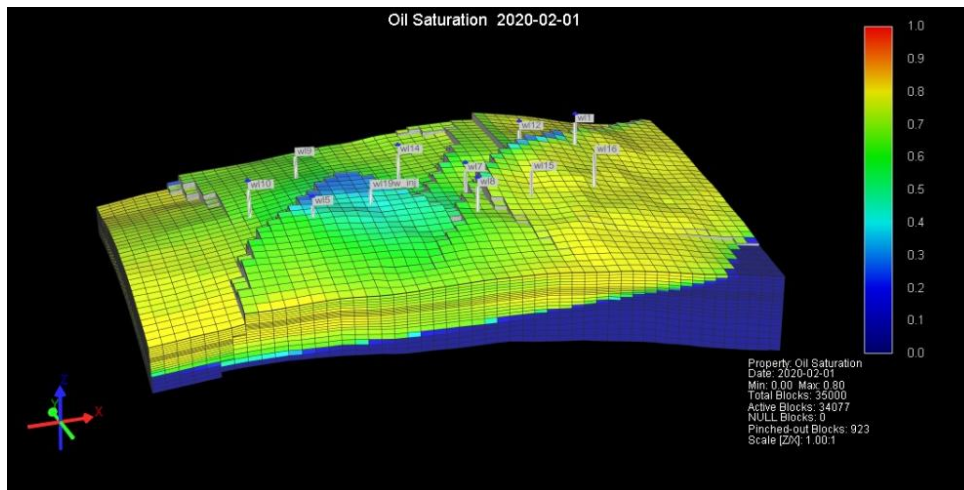
La simulación numérica es una herramienta integrada de ecuaciones numéricas que brinda la construcción de un modelo y predecir el comportamiento que este vaya a tener.

1.6.2. Modelo sintético de un yacimiento

Es la representación por medio de una simulación numérica de un modelo teórico de yacimiento utilizado para dar así una imagen con parámetros definidos y se conforma por información obtenida de propiedad petrofísicas y ecuaciones matemáticas.

Figura. 5

CMG Diseño de un modelo sintético de yacimiento.



Nota. Esta figura representa el diseño de un modelo de yacimiento sintético en una vista 3D.

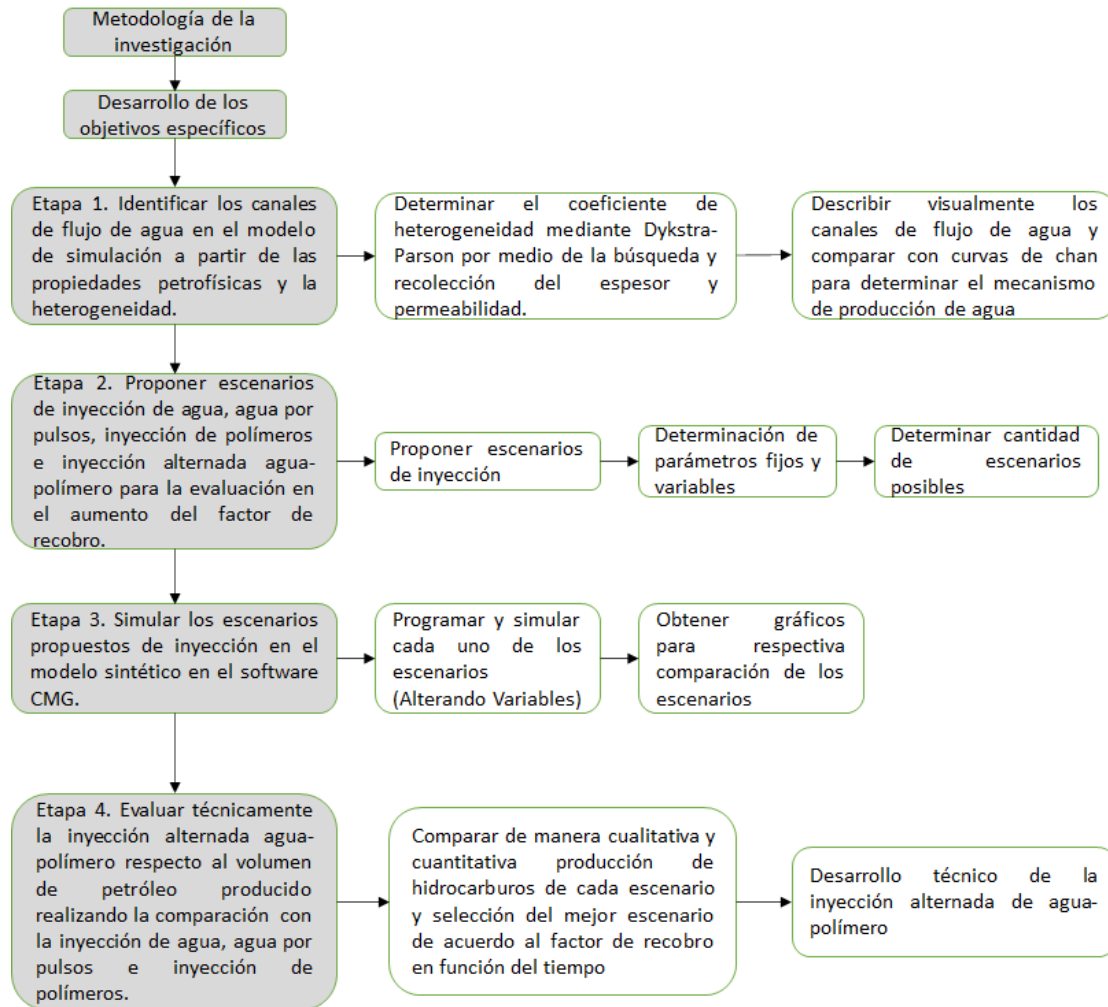
Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

2.METODOLOGIA Y DATOS

En esta sección del documento se presenta la metodología llevada a cabo para dar alcance a cada uno de los objetivos específicos. Igualmente se presentará la data de entrada que se utilizará para validar el alcance propuesto. La siguiente Figura resume la metodología general:

Figura. 6

Descripción detallada de la metodología



2.1 Etapa 1. Identificación de canales de flujo.

Se inicia con la realización del ajuste en la producción histórica de fluidos en el campo, una vez hecho esto el objetivo #1 se realiza en dos etapas:

- 1.Determinar el coeficiente de heterogeneidad de Dykstra-Parson, para ello se debe conocer la data del modelo de permeabilidad y espesor que se exportara, donde se calculara un ponderado por cada una de las 20 capas que se encuentren en el modelo teniendo en cuenta que por capa existen 1750 bloques. Una vez hecho esto, se organizarán los datos de mayor a menor con respecto a la

permeabilidad cada uno de los espesores, luego se determinará la probabilidad por medio de la fórmula de probabilidad con espesor variable.

Ecuación 5

$$probabilidad = \frac{\sum h_{n-1}}{\sum h_t}$$

Considerando los valores de probabilidad obtenidos se procede a graficar en una hoja probabilística, para determinar el % de heterogeneidad que se encuentra dentro del yacimiento a través de la fórmula del coeficiente de heterogeneidad.

Ecuación 6

$$V = \frac{K_{84,1} - K_{50}}{K_{50}}$$

2. Observar de manera visual la existencia de los canales de agua a través de una inyección de agua la cual permite la formación de los canales. Para comprobar esto de manera gráfica se utilizarán las curvas de chan las cuales permiten ver que mecanismo de producción de agua existe dentro del yacimiento y para cada uno de los pozos.

2.2 Etapa 2. Proponer escenarios de inyección

Como propuesta se realizará un mínimo de 4 simulaciones por inyección clasificados en un escenario pesimista, 2 intermedios y un escenario ideal. En total se realizaron alrededor de 58 simulaciones. Teniendo en cuenta los parámetros a variar y los diferentes tipos de inyección, en vista de que no son los mismos escenarios no se pueden alterar las mismas variables. Dado que para cada uno se alterarán estos parámetros.

1. **Inyección de agua;** Se tendrá en cuenta cantidad de pozos inyectoros y el caudal de inyección.

Tabla. 1

Condiciones variables inyección de agua

INYECCION DE AGUA	PROPUESTA
CANTIDAD DE POZOS INYECTORES	1-3 pozos

CAUDAL DE INYECCION	500- 2000m3/día
----------------------------	--------------------

Nota. Esta tabla muestra los parámetros a variar dentro de la inyección de agua.

A partir de los resultados observados por la inyección de agua se utilizarán los mismos pozos para los otros escenarios de inyección. Teniendo en cuenta los parámetros de **inyección de agua por pulsos, inyección de polímero, inyección alternada de agua-polímero.**

2. **Inyección de agua por pulsos;** Se tendrá en cuenta los tiempos de inyección y caudal de inyección.

Tabla. 2

Condiciones variables inyección de agua por pulsos

INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	PROPUESTA
TIEMPOS DE INYECCIÓN	2-5 meses
CAUDAL DE INYECCION	3000m3/día
ALTERNANCIA DE LOS PULSOS	Periodos a la par y periodos intercalados

Nota. Esta tabla muestra los parámetros a variar en la inyección de agua por pulsos.

3. **Inyección de polímero;** Se tendrá en cuenta las concentraciones a usar y viscosidad (PHPA-Goma Xantica)

Tabla. 3

Condiciones variables inyección de polímero

INYECCIÓN DE POLIMERO	PROPUESTA
CONCENTRACION	1000-2000 ppm

VISCOSIDAD	5-10 cP
-------------------	---------

Nota. Esta tabla muestra los parámetros a variar en la inyección de polímero de la Goma Xantica y del PHPA.

Teniendo en cuenta los parámetros variables de la propuesta en la herramienta de simulación CMG, igualmente se debe tener en cuenta unos criterios de entrada con respecto a la adsorción del polímero:

ADMEXT: Capacidad de adsorción máxima.

ADRT: Nivel de adsorción residual. El rango permitido es de 0 a admext. Un valor igual a cero implica que la adsorción es completamente reversible, mientras que adrt = admext denota una adsorción completamente irreversible.

4. **Inyección alternada de agua-polímero;** Se tendrá en cuenta los tiempos de inyección (Periodos del ciclo), caudal de inyección, Concentración del polímero que haya dado mejor resultado en la inyección de polímero.

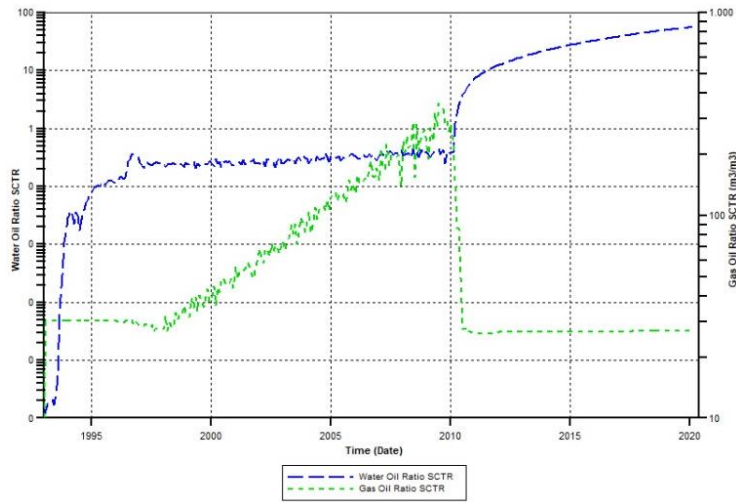
Dentro de las variables propuesta en el anteproyecto la presión de inyección no es un parámetro que afecte el factor de recobro teniendo en cuenta que el simulador por defecto arroja un valor que extrapola al valor más cercano a manejar. El estado del pozo, donde se hacía referencia a que estuviera abierto o cerrado. No fue determinante cerrar pozos porque los fluidos no se movían a través de toda la formación y se quedaban estáticos en las zonas donde fuese posible cerrar los pozos. Una vez realizado el procedimiento de simulación de cada uno de los escenarios de inyección en el software CMG con los diferentes escenarios propuestos para estimar la optimización de la inyección alternada de agua-polímero respecto a la inyección de agua convencional, agua por pulsos y polímero, se obtuvieron diversos resultados los cuales son objeto de discusión en la presente sección. Visualizando los resultados a través del software CMG. Los resultados con respecto al caso base para cada uno de los escenarios muestran un aumento en el factor de recobro, el cual declinaba al paso del tiempo dentro del modelo.

2.3 Etapa 3. Simulación de escenarios

Teniendo en consideración los escenarios propuestos, el resultado que otorga cada uno permite realizar una comparativa del factor de recobro, fluidos producidos, RAP, RGP en función del tiempo. Determinando cual es el más eficiente. Estos parámetros seleccionados repercuten directamente en el comportamiento del yacimiento, generando el mejor diseño de selección.

Figura. 7

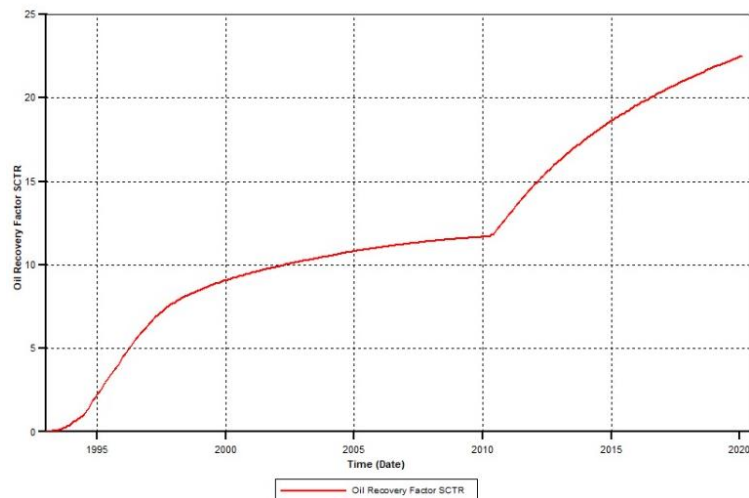
Ejemplo de la gráfica de campo RAP Y RGP



Nota. La figura representa el comportamiento de un yacimiento con respecto al RAP y el RGP. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 8

Ejemplo grafica de campo Factor de Recobro



Nota. La figura representa como se ve afectado un yacimiento luego de una inyección de agua continúa y como consecuencia un aumentando del factor de recobro. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Las figuras 7 y 8 de campo proporcionan un resultado compuesto del comportamiento ideal de cada una de las inyecciones a realizar.

2.4 Etapa 4. Evaluar la inyección alternada de agua-polímero

Finalmente, la cuarta etapa tiene como objetivo un análisis de sensibilidad para la inyección alternada de agua-polímero, mediante las simulaciones realizadas se estudiará la optimización del factor de recobro en relación con los volúmenes de agua y polímero inyectado desarrollando un cuadro de sensibilidad que tenga en cuenta los parámetros de volumen, tiempo y factor de recobro, indicando el mejor escenario de inyección en relación con los parámetros seleccionados.

3.ANALISIS Y RESULTADOS

Tomando en cuenta que llegar hasta este punto se hizo una corrección de la data del modelo original, esto es uno de los errores más importantes debido a que esto conlleva a una simulación errónea por que el simulador no puede asumir una data. Ya que este contaba con un desfase de datos de 3 años que toco modificar para el arreglo de fecha. De acuerdo con el comportamiento que presenta un yacimiento como en este caso que no es uno de tipo lineal, este puede variar sus propiedades. Como lo es la compresibilidad de la roca que en el caso base cuenta con un valor de $4,57 \text{ E-}7 \text{ 1/Kpa}$.

Tabla. 4

Compresibilidad variable del ajuste histórico

COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	ESCENARIO
2,90 E-6 1/KPA	R1
1,45 E-6 1/KPA	R2
7,25 E-7 1/KPA	R3

Nota. Esta tabla representa el valor a seleccionar de la variación de la compresibilidad en el ajuste histórico para 3 escenarios.

Tabla. 5

Correlaciones relativas de permeabilidad

PARAMETRO	VALOR INICIAL	RANGO
ENPOINT SATURATION CONNATE WATER	0,2	0,1-0,3
ENPOINT SATURATION CRITICAL WATER	0,2	0,1-0,3
ENPOINT SATURATION IRREDUCIBLE OIL FOR WATER -OIL TABLE	0,4	0,3-0,5

ENPOINT SATURATION RESIDUAL OIL FOR WATER- OIL TABLE	0,4	0,3-0,5
ENPOINT SATURATION CONNATE WATER IRREDUCIBLE OIL FOR GAS-LIQUID TABLE	0,2	0,1-0,3
ENPOINT SATURATION RESIUDAL OIL FOR GAS- LIQUID TABLE	0,2	0,1-0,3
ENPOINT SATURATION CONNATE GAS	0,05	0-0,1
ENPOINT SATURATION CRITICAL GAS	0,2	0-0,1
KRO AT CONNATE WATER	0,8	0,1-0,8
KRW AT IRREDUCIBLE OIL	0,8	0,1-0,8
KRG AT CONNATE LIQUID	0,2	0,1-0,8
KROG AT CONNATE GAS	2	0,1-0,8
EXPONENT FOR CALCULATING KRW FROM KRWIRO	4	1-4
EXPONENT FOR CALCULATING KROW FROM KROCW	4	1-4
EXPONENT FOR CALCULATING KROG FROM KROGOG	4	1-4
EXPONENT FOR CALCULATING KRG FROM KRGCL	4	1-4

Nota. Esta tabla muestra los rangos de variación del ajuste histórico

De acuerdo con los parámetros ya planteados para que esté presente una curva base y entender que factores de las correlaciones pueden generar variación en este, se tomaron como solución estos datos.

Tabla. 6

Parámetros entre los rangos permitidos del ajuste histórico

R1	R2	R3
0,25	0,3	0,15
0,25	0,3	0,15
0,5	0,4	0,35
0,5	0,4	0,35

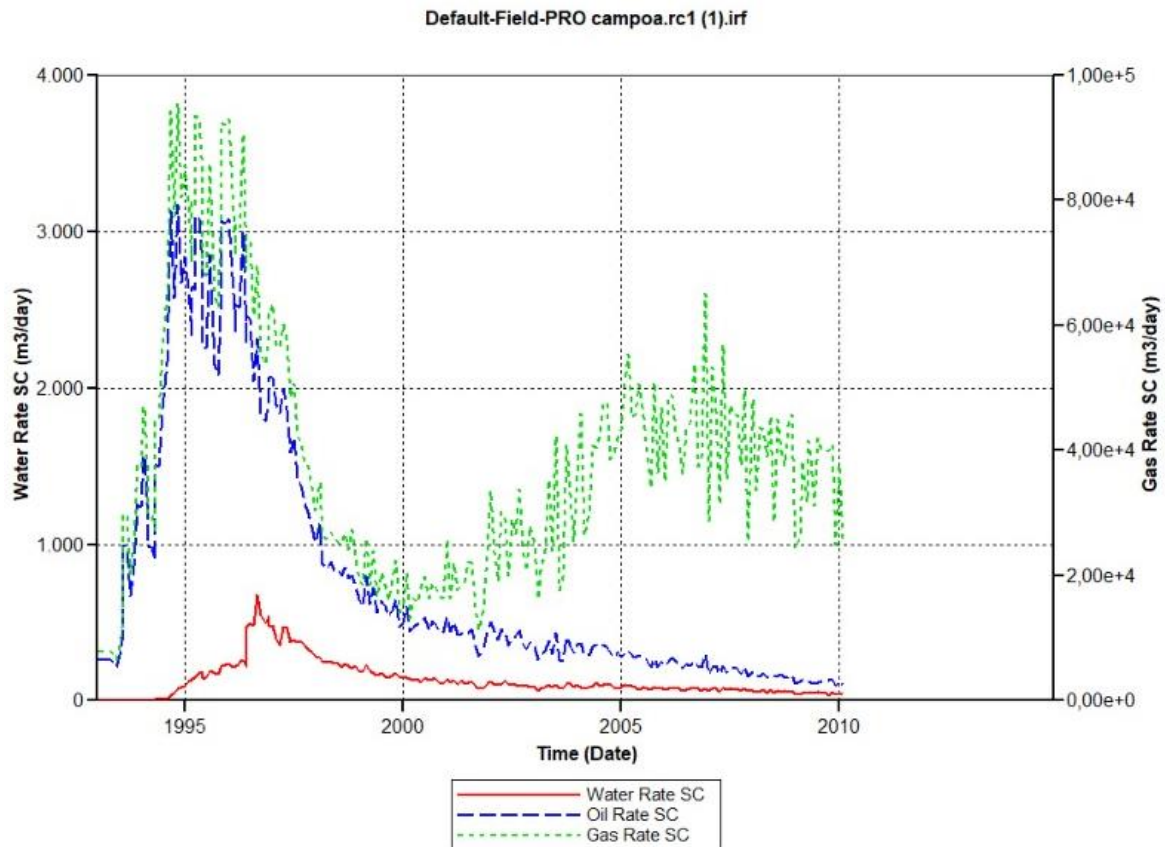
0,1	0,15	0,25
0,1	0,15	0,25
0,02	0,08	0,04
0,02	0,08	0,04
0,6	0,4	0,3
0,4	0,7	0,2
0,4	0,7	0,2
0,6	0,4	0,3
4	1,5	3,5
2	2,5	1,5
2	2,5	1,5
1	1,3	2,5

Nota. Esta tabla muestra los parámetros usados en las 3 simulaciones del ajuste histórico de acuerdo con los rangos planteados.

Para cada uno de los datos entregados en el mismo orden de la Tabla.6 el simulador arroja una curva base “IDEAL” la cual se debe acercar los datos lo más posible a ella, esto con el fin de mejorar la curva y presentar mejores datos de campo.

Figura. 9

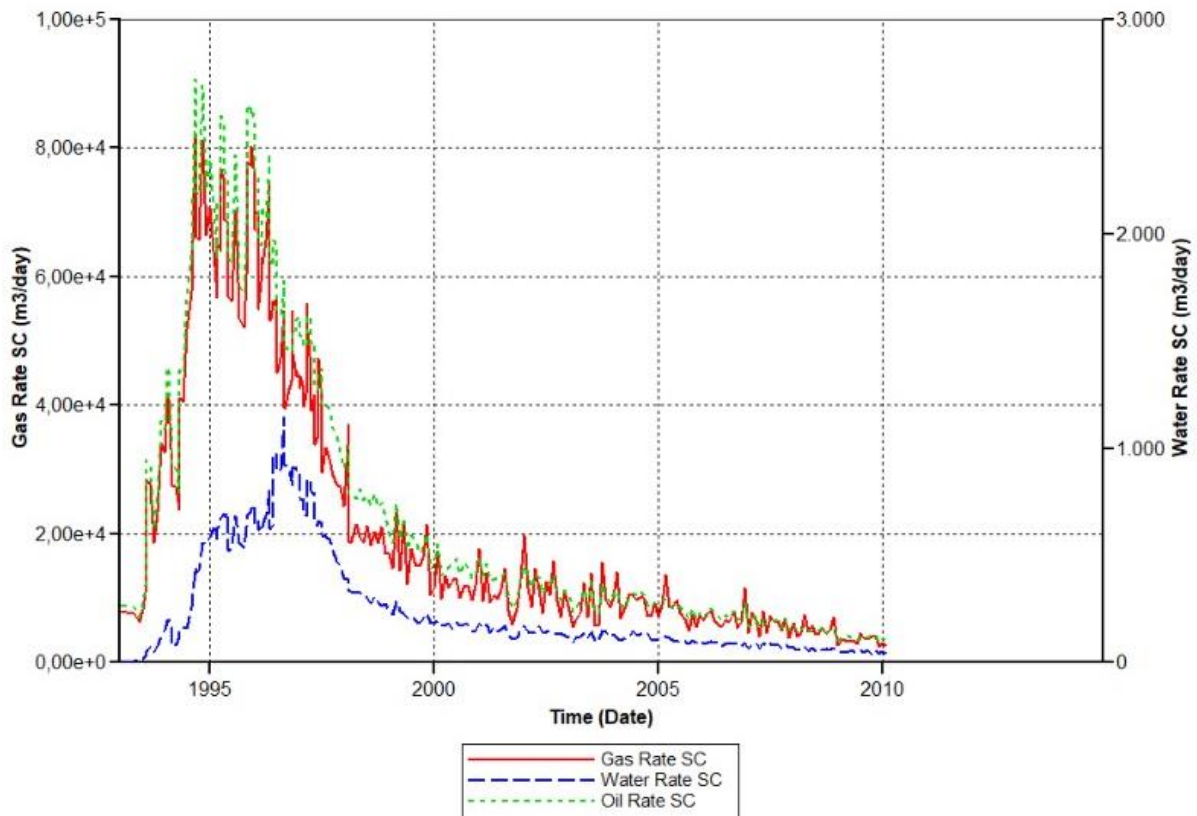
Ajuste histórico R1 vs el caso base



Nota. Esta figura representa el ajuste histórico para el escenario R1 con respecto a la producción de aceite. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 10

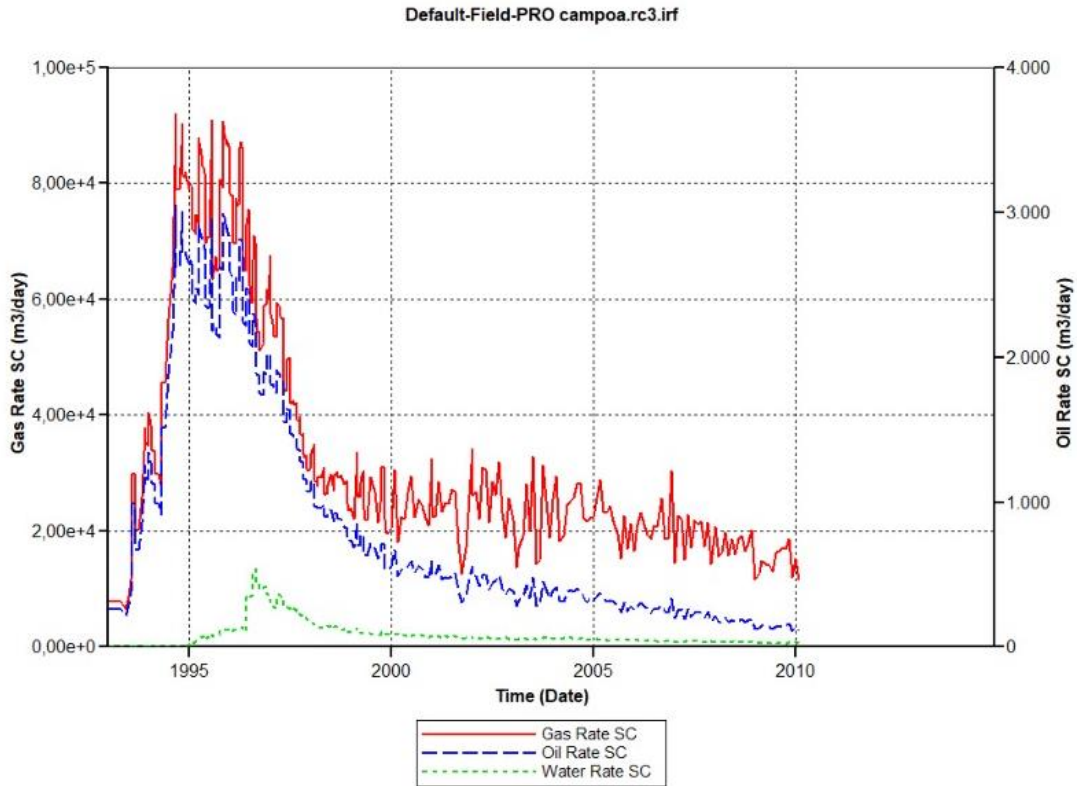
Ajuste histórico R2 vs el caso base



Nota. Esta figura representa el ajuste histórico para el escenario R2 con respecto a la producción de aceite. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 11

Ajuste histórico R2 vs el caso base



Nota. Esta figura representa el ajuste histórico para el escenario R3 con respecto a la producción de aceite. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

De acuerdo con las Figuras 9, 10 y 11 donde se observa el comportamiento de los parámetros ya indicados los cuales hacen que la curva se vuelva más plana o más alta, cada uno de estos parámetros en específico acerca la curva al modelo base, como conclusión los parámetros más ideales adecuados para el ejercicio son los del ajuste histórico R2.

Para llevar a cabo la primera etapa, el modelo sintético usado del yacimiento es suministrado por la compañía CMG. Este consiste en un modelo estático cuyas características se resumen en la siguiente tabla:

Tabla. 7

Datos del modelo base

Descripción	Valor
-------------	-------

Numero de bloques	3500
Dimensiones fundamentales en la grilla	NI=50; NJ=35; NK=20
Numero de bloques activos	34077
Numero de bloques nulos	0
Numero de bloques con pinchamiento	923
Temperatura de reservorio	50 °C
Tipo de crudo	Black Oil
Grados API°	18°
Densidad del aceite	59,03 lb/ft ³
Gravedad especifica	0,7
Densidad del agua	65,14 lb/ft ³
Compresibilidad	4,57e-07 1/Kpa
Viscosidad	0,61 cp
Presión del punto de burbuja	9000 Kpa

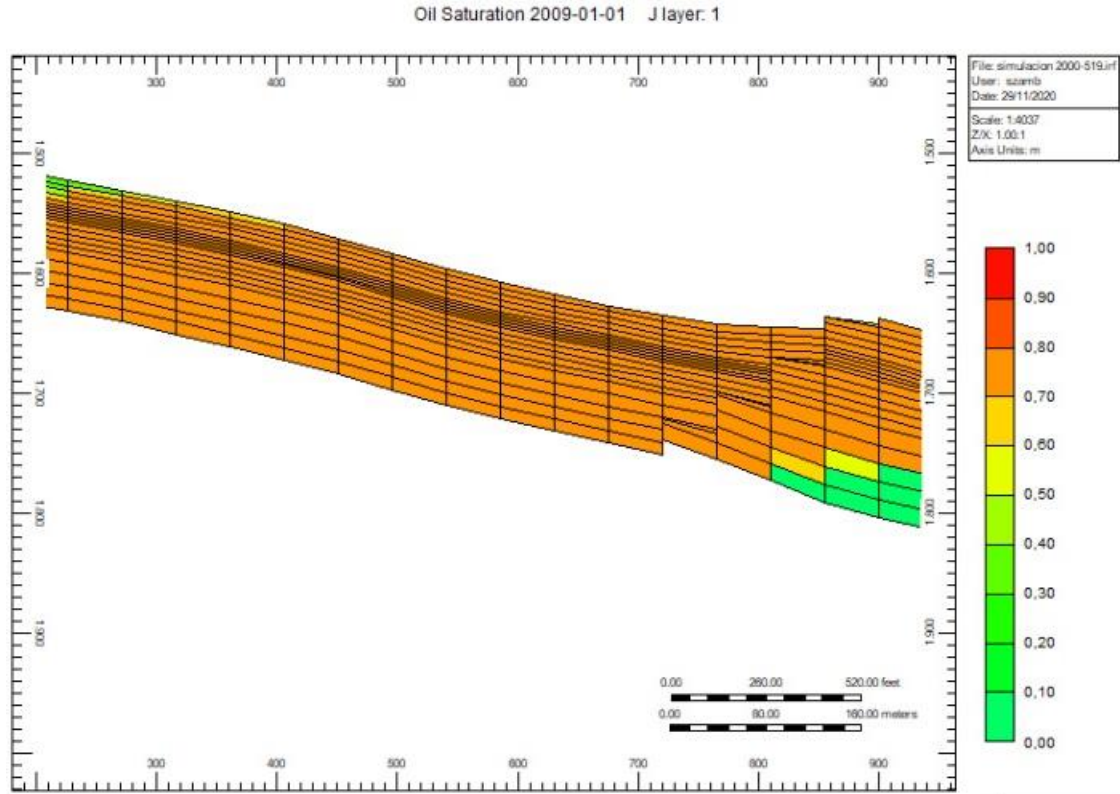
Nota: Esta tabla muestra la descripción del yacimiento en el caso base donde no ha sufrido ningún cambio.

Para la identificación de los canales de flujo se deben llevar a cabo dos etapas fundamentales: a. Estimación del Coeficiente de Heterogeneidad de Dykstra Parson, y b. Estimación de las Curvas de Chan.

Se requiere la construcción de un modelo dinámico. Se definió la fecha de inicio de producción de hidrocarburos y movimiento de fluidos dentro del modelo en el año 1993. Se procede a hacer la recolección de datos de permeabilidad y espesor del modelo base antes de que empiece su producción. Para ello se realizó la división del modelo en 20 capas horizontales Figura.12.

Figura. 12

División de las 20 capas del modelo sintético



Nota. La figura muestra la división de las 20 capas presentes del modelo en el plano K. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Con esta información se calculó el coeficiente de heterogeneidad de Dykstra-Parson mediante la siguiente ecuación:

$$V = \frac{K_{84,1} - K_{50}}{K_{50}}$$

Donde:

V: Coeficiente de heterogeneidad

K_{84,1}: Permeabilidad en el porcentaje 84,1

K₅₀: Permeabilidad en el porcentaje 50

Tabla. 8

Columna 1 y 2 Valores de permeabilidad y espesor, Columna 3,4 y 5 Delta y probabilidad de espesores

mD	M	Espesor (m)	Delta Espesor	Probabilidad
----	---	----------------	------------------	--------------

29,8473068	1743,99123	1743,99123	0	0
29,5009475	1720,78321	1720,78321	23,2080217	0,05244519
26,1981318	1711,34433	1711,34433	9,43887619	0,10419248
25,6200782	1678,95715	1678,95715	32,387176	0,15565591
23,4383827	1678,34955	1678,34955	0,60760421	0,20614541
22,0271892	1687,39375	1687,39375	9,04419626	0,25661663
21,9478685	1698,54843	1698,54843	11,1546873	0,30735983
19,4643936	1678,26331	1678,26331	20,2851257	0,35843847
19,2870056	1618,76485	1618,76485	59,4984548	0,40890709
18,6691747	1629,93985	1629,93985	11,1749946	0,55940833
18,4829721	1610,48428	1610,48428	19,4555707	0,50660194
18,4197594	1628,15076	1628,15076	17,666488	0,55503232
17,2904212	1674,26183	1674,26183	46,1110699	0,60399396
16,3343336	1638,43716	1638,43716	35,8246705	0,65434226
15,9502987	1664,22392	1664,22392	25,7867522	0,70361324
15,6136954	1644,42029	1644,42029	19,8036274	0,75365967
15,3589121	1599,29429	1599,29429	45,1260029	0,80311057
15,3017323	1653,63616	1653,63616	54,3418722	0,85120445
15,1305014	1648,90849	1648,90849	4,72767163	0,90093249
15,1080452	1645,44231	1645,44231	3,46617246	0,95051836

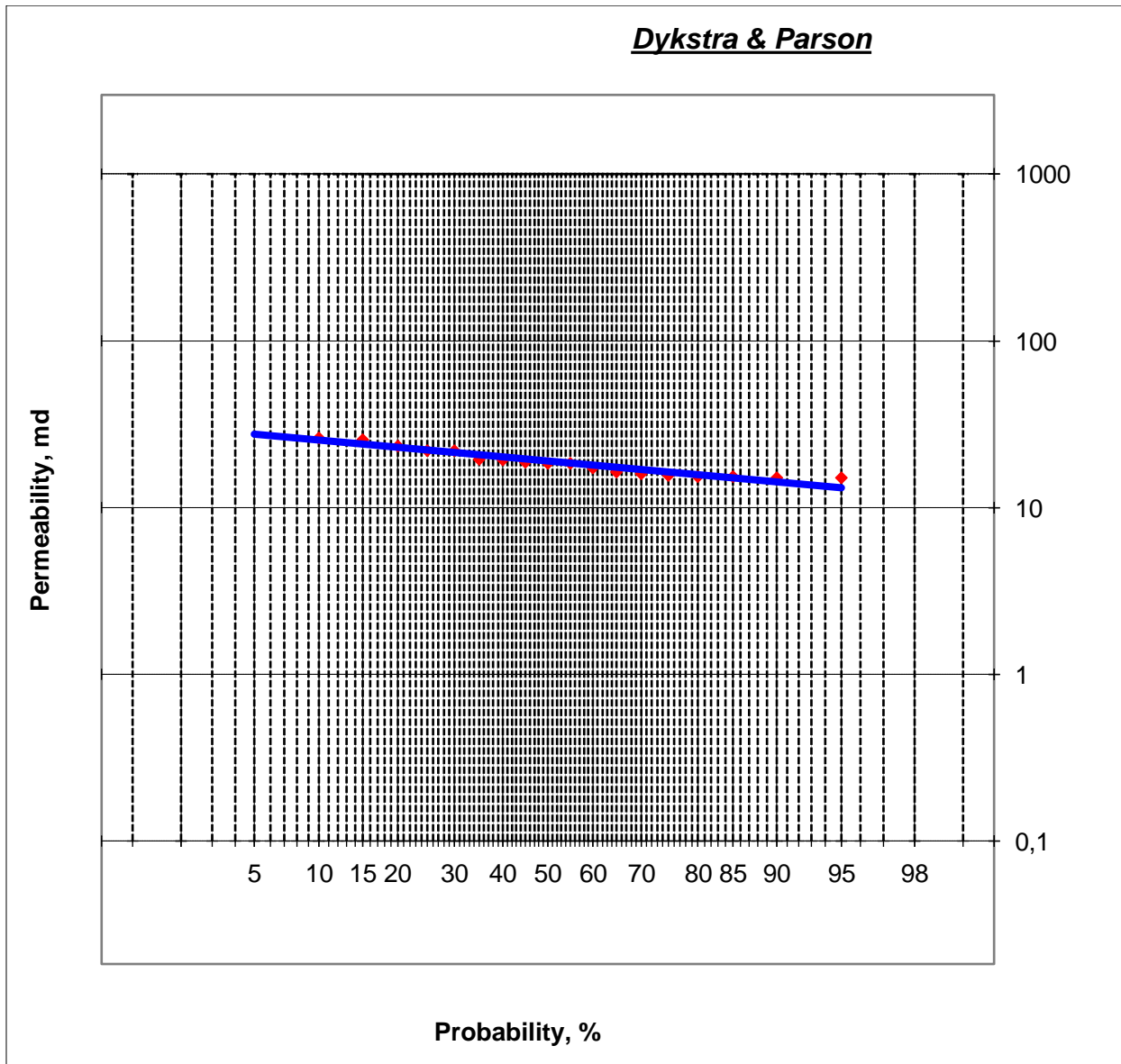
Nota. La tabla muestra los valores de permeabilidad y espesor exportados para determinar el coeficiente de heterogeneidad de Dykstra-Parson.

Inicialmente deben organizarse los datos de mayor a menor con respecto a la permeabilidad para hacer una distribución ponderada de los valores de permeabilidad. Se obtiene la columna 5 de porcentajes mayores que (probabilidad), tomando el espesor acumulado de arriba, dividiéndolo por la sumatoria total de espesores y multiplicándolo por 100.

Se procede a graficar Figura 12. En una hoja probabilística, donde en el eje X se ubican las permeabilidades (mD) y en el eje Y se ubican los datos de probabilidad (de %>), y luego se traza una línea a la tendencia de puntos.

Figura. 13

Hoja probabilística del modelo sintético (Permeabilidad vs Probabilidad acumulada (% mayores que))



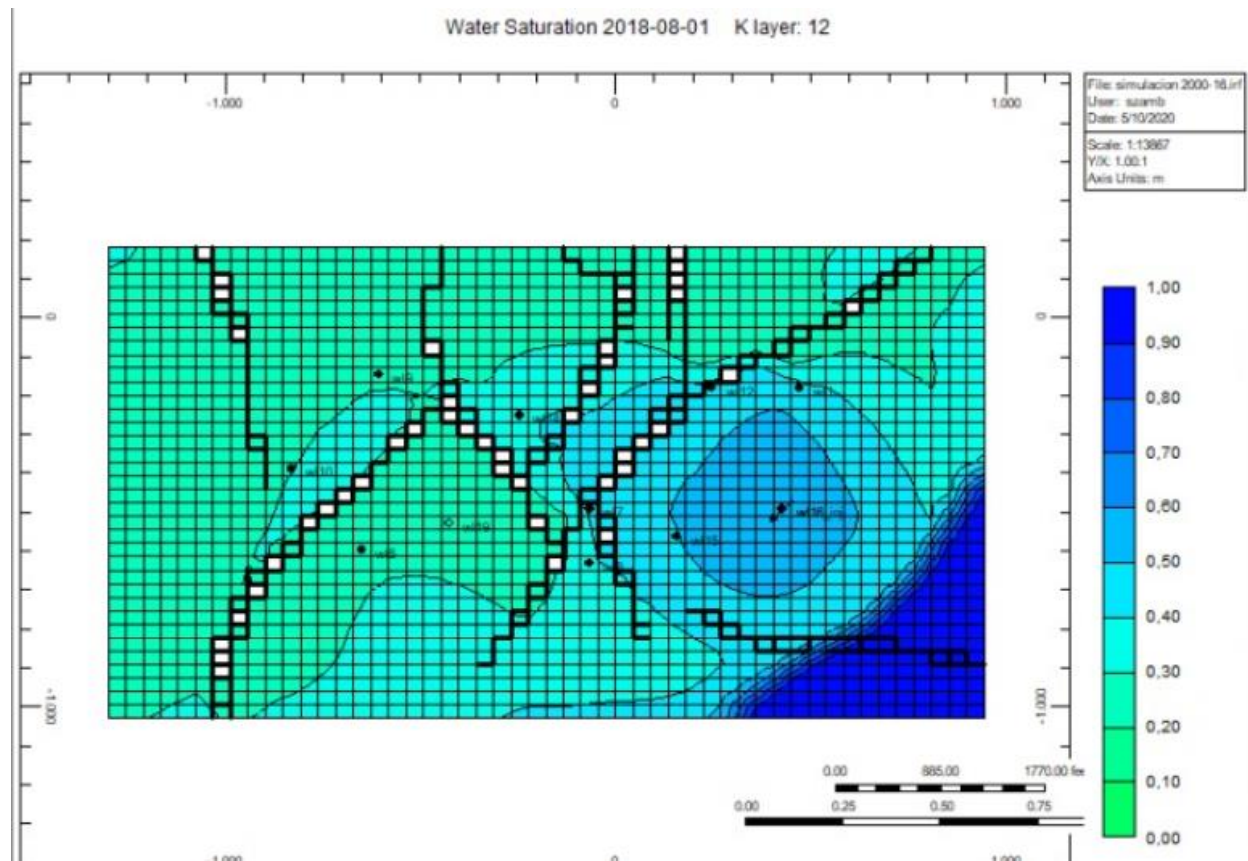
Nota. La figura muestra el resultado gráfico de la permeabilidad vs la probabilidad con su respectiva línea de tendencia.

De acuerdo con los datos obtenidos por la figura 13, los cuales se usaron en la ecuación del coeficiente de heterogeneidad. Donde se leen los valores de permeabilidad en $K_{84,1}$ y K_{50} . Que en nuestro caso $K_{84,1}=15$ y $K_{50}=19$ lo que genero un coeficiente de heterogeneidad del 21,05 % que se encuentra en un rango de heterogeneidad bajo.

Una vez finalizada esta sección se estimaron las curvas de chan para determinar el mecanismo de producción de agua. Para ello se llevó a cabo una simulación de inyección de agua para observar el flujo de saturación de agua.

Figura. 14

Modelación en 2D de la saturación de agua (Observación de los canales, a través del flujo de agua en el año 2018)

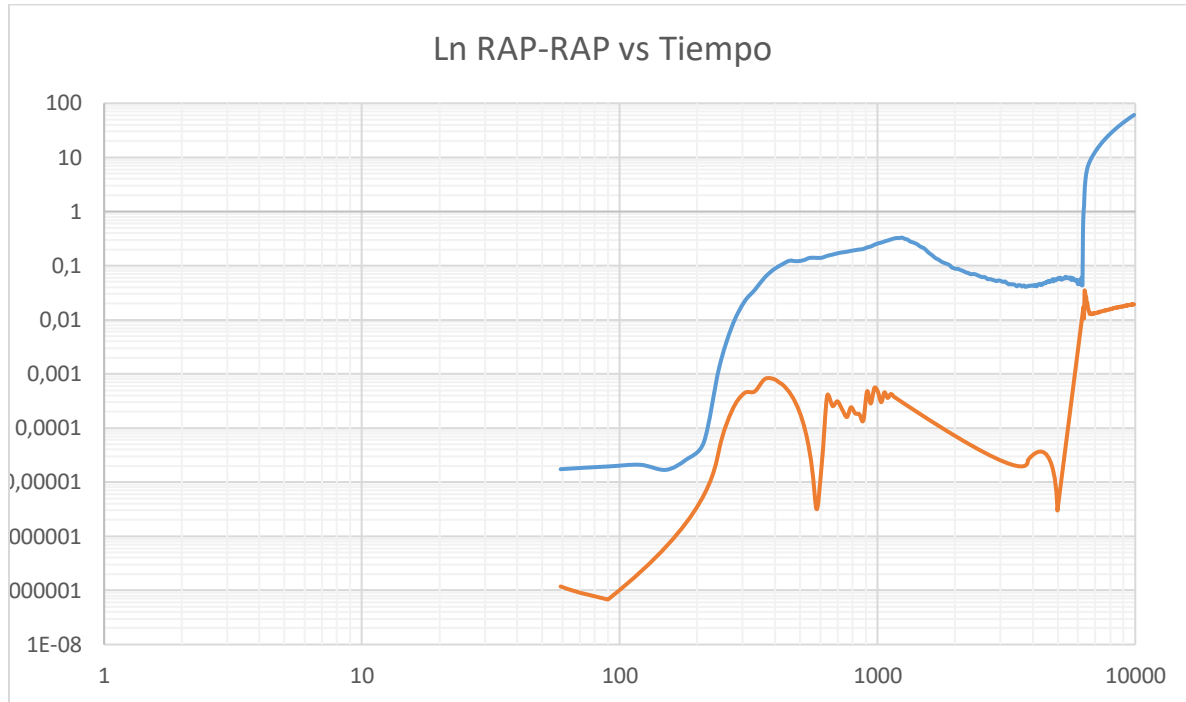


Nota. La figura representa la saturación presente en el año 2018 donde se puede ver en 2D el barrido de agua en el pozo 16. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

En la Fig.14 se aprecia el flujo de agua y observa la existencia de los canales en el año 2018, una vez hecho esto y encontrado la dirección de flujo en el yacimiento, se busca entender la procedencia del agua en los pozos productores. El método seleccionado para determinar de manera gráfica la existencia de canales dentro de un yacimiento fue a través de las curvas de Chan. Dicha técnica se basa en la construcción de gráficos doble logarítmicos donde se representa la relación Agua – Petróleo (RAP), Logaritmo natural (Ln RAP) vs Tiempo (días).

Figura. 15

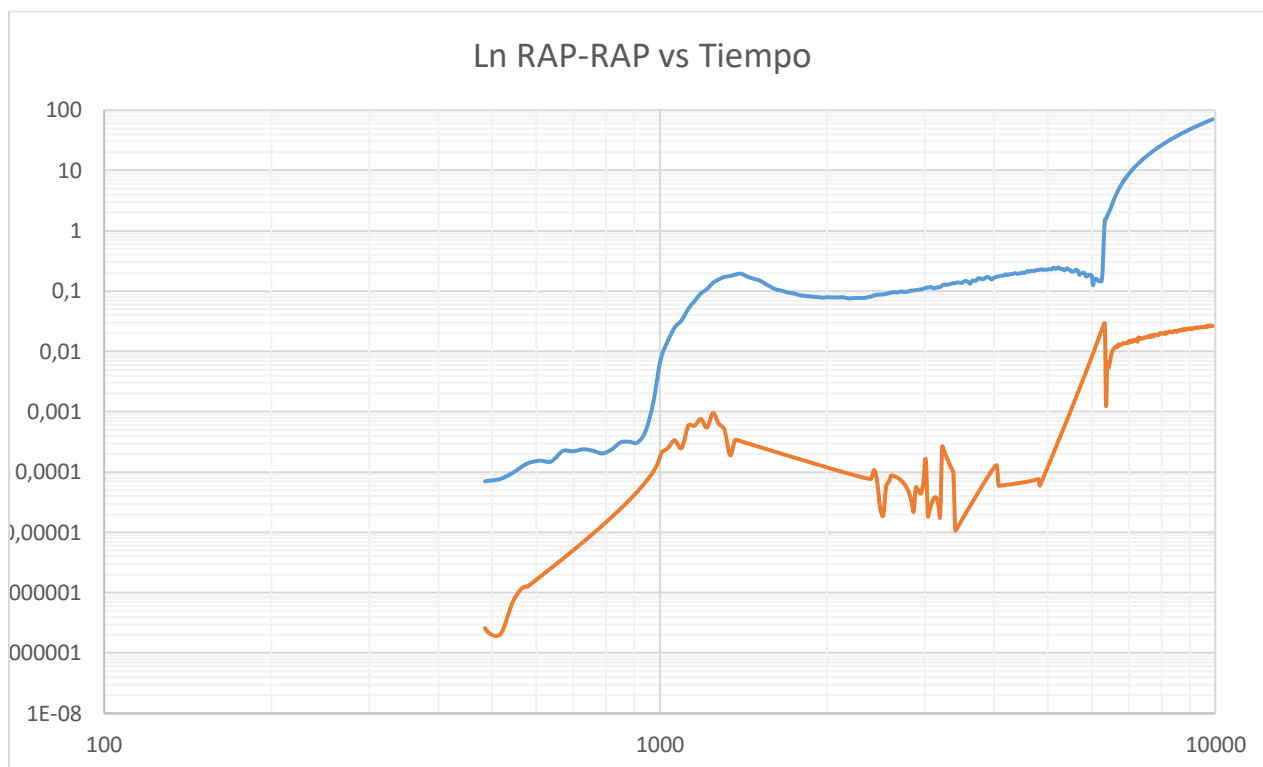
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 1



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 1 (comunicación mecánica) desde 1993-01-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 16

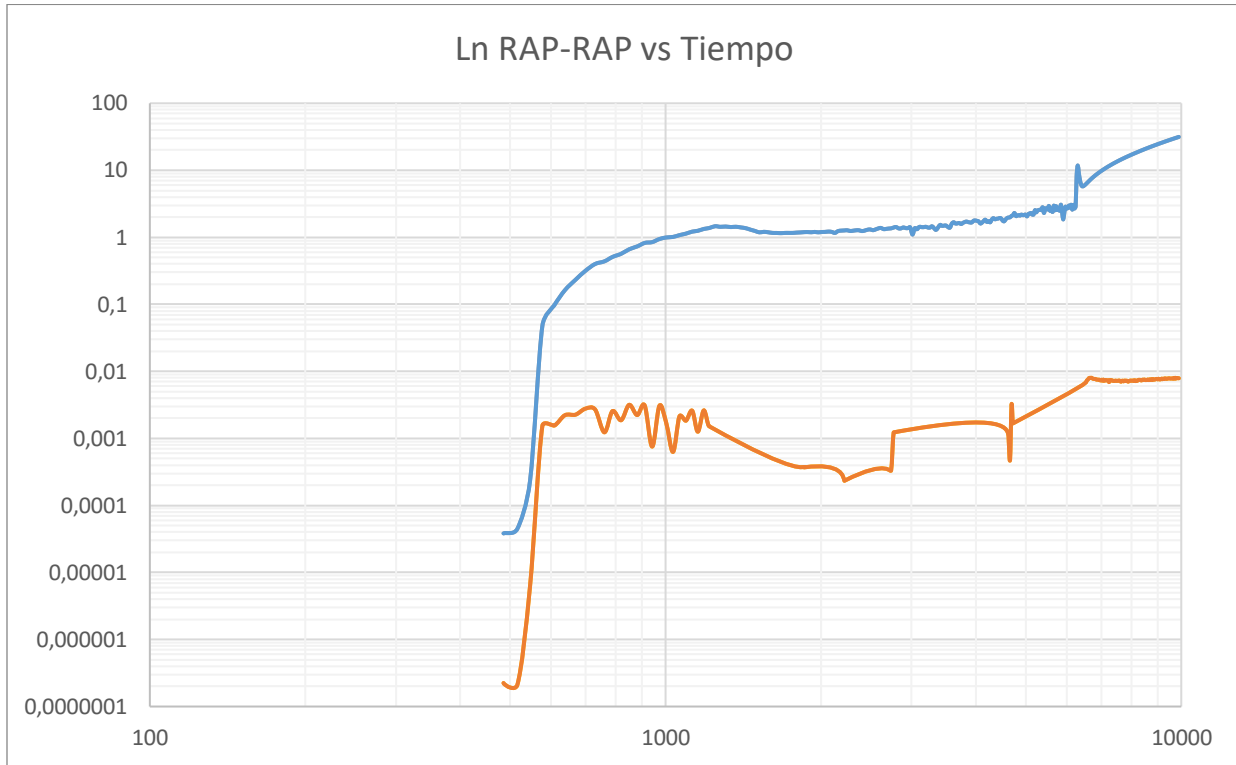
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 7



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 7 (comunicación mecánica) desde 1993-01-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 17

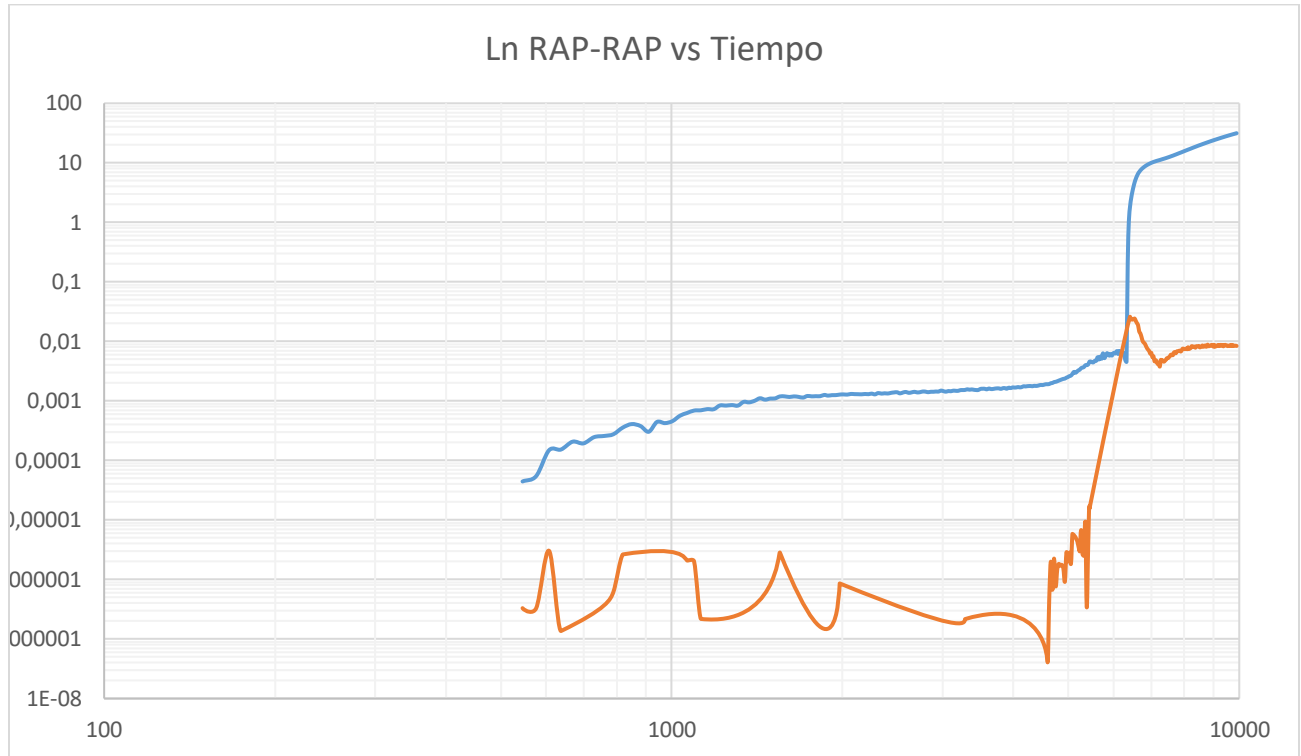
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 8



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 8 (canalización) desde 1993-01-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 18

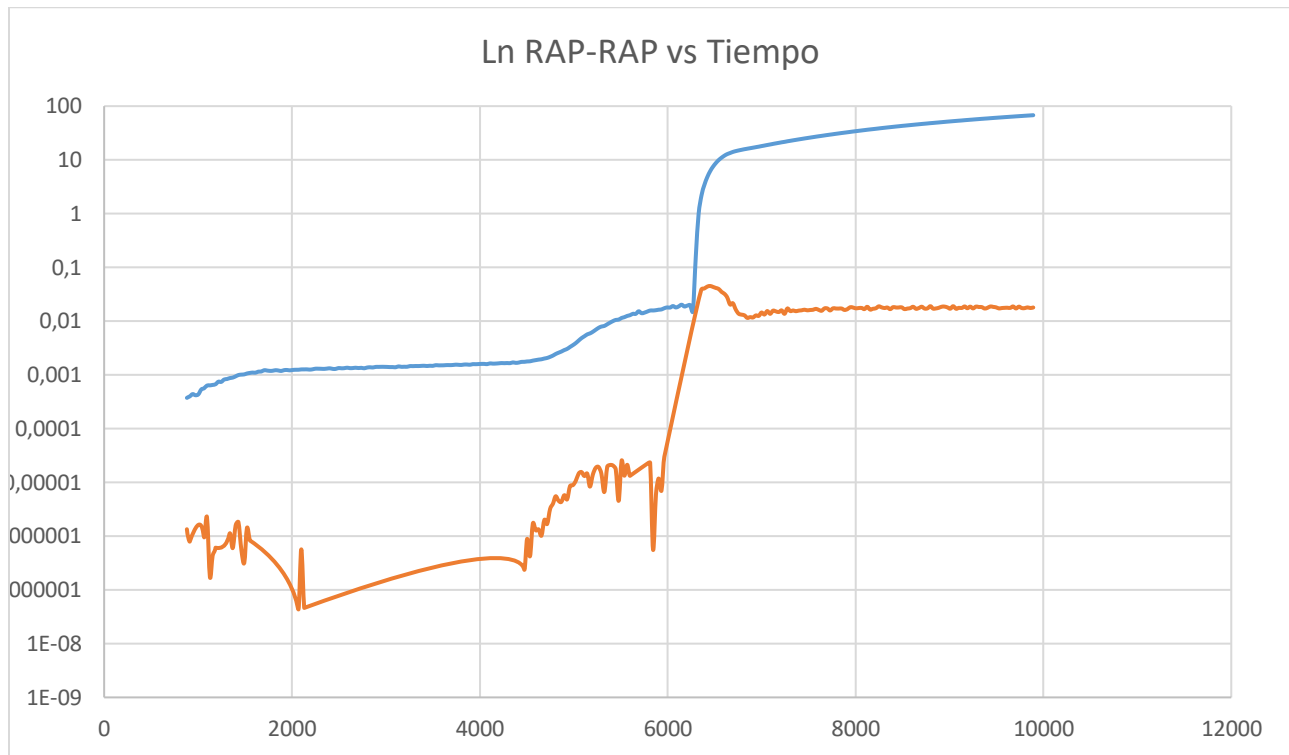
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 9



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 9 (canalización y comunicación mecánica) desde 1993-04-11 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 19

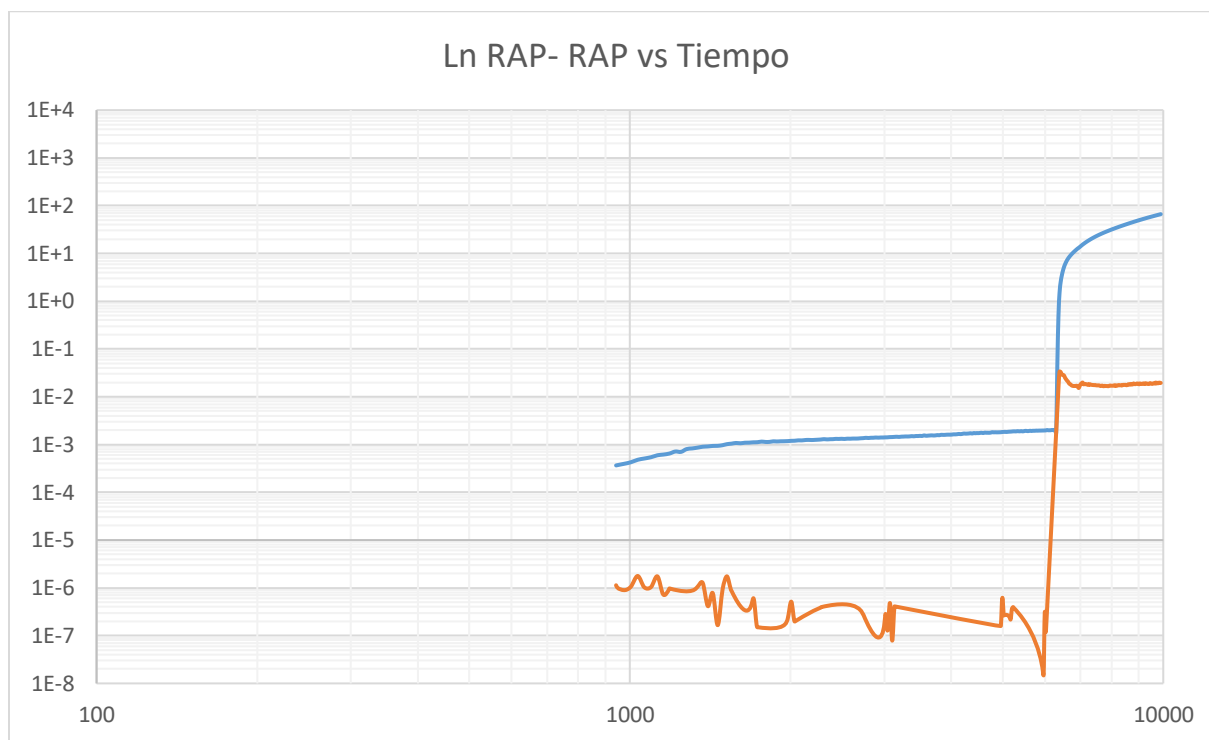
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 10



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 10 (canalización y comunicación mecánica) desde 1993-01-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 20

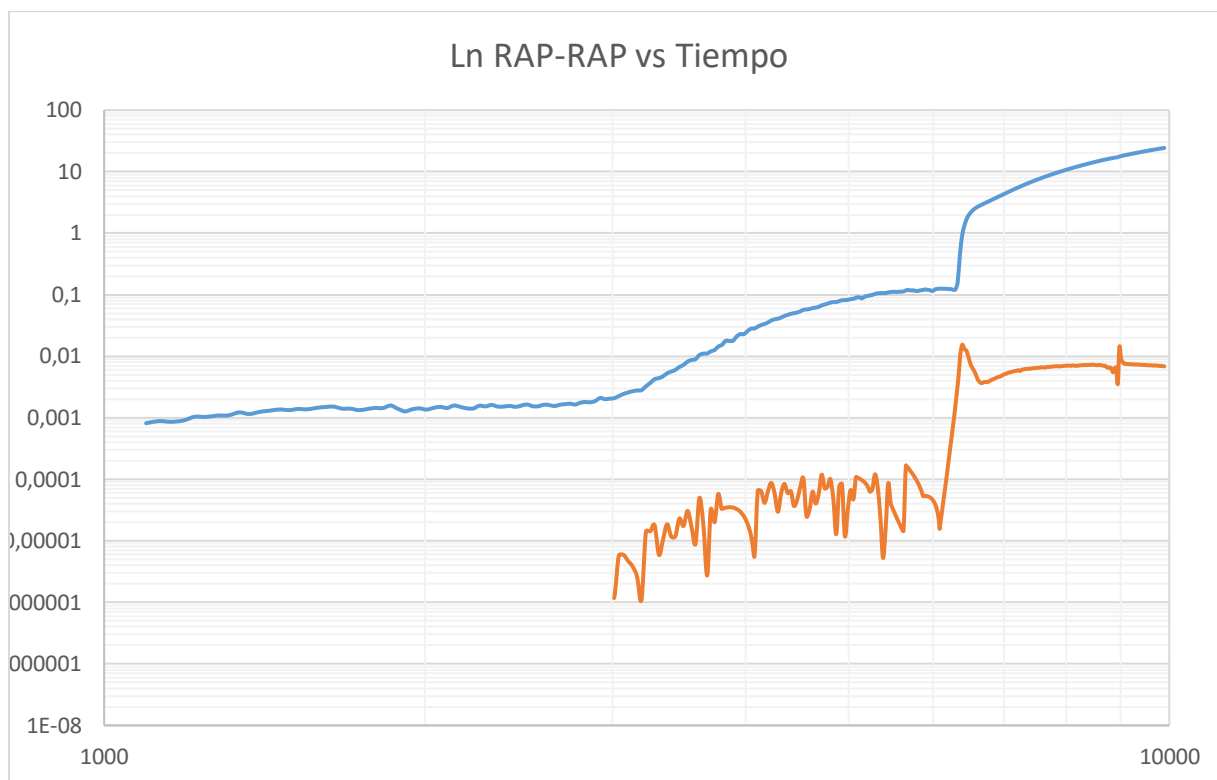
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 12



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 12 (comunicación mecánica) desde 1993-04-11 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 21

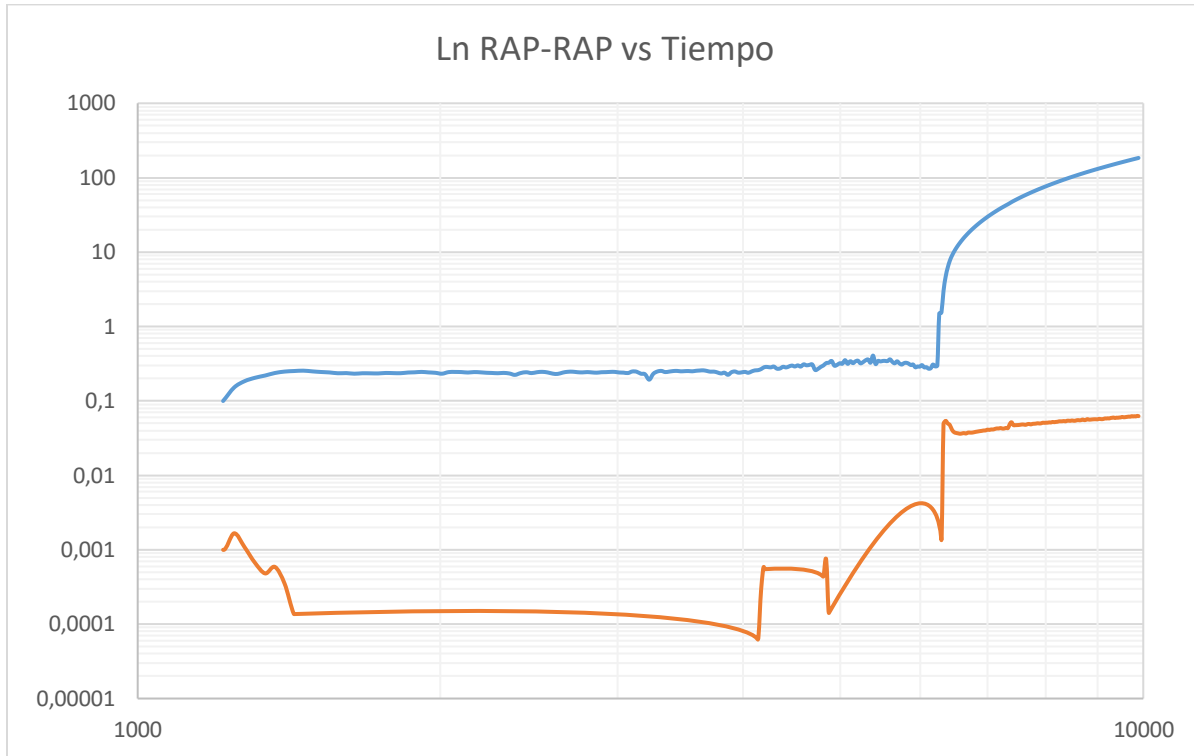
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 14



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 14 (conificación y canalización) desde 1995-07-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 22

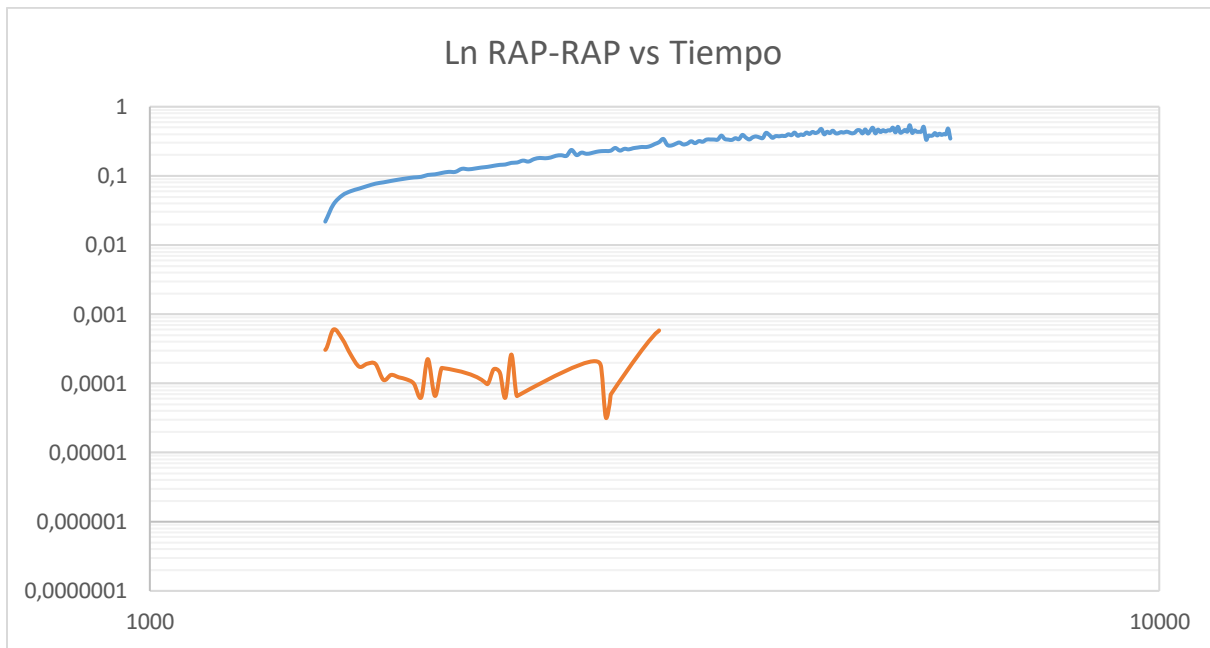
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 15



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 15 (conificación y canalización) desde 1995-07-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 23

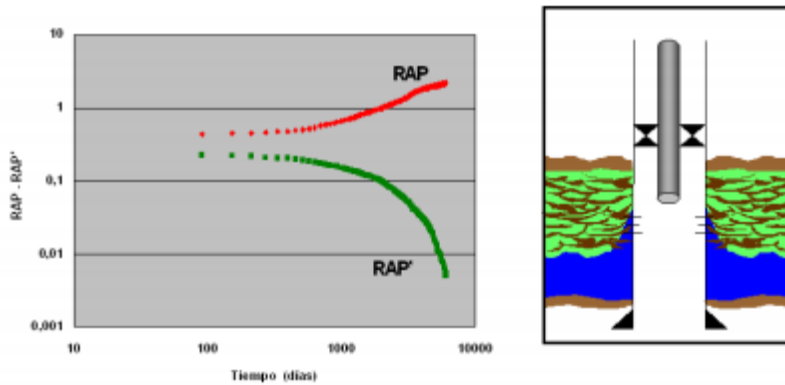
Logaritmo natural RAP-RAP vs Tiempo del pozo 19



Nota. La figura representa el comportamiento del mecanismo de producción de agua presente en el pozo 19 (canalización) desde 1995-07-01 hasta el 2020-01-01 donde la curva azul es el RAP y la naranja el Ln RAP.

Figura. 24

Curvas de chan (Conificación)

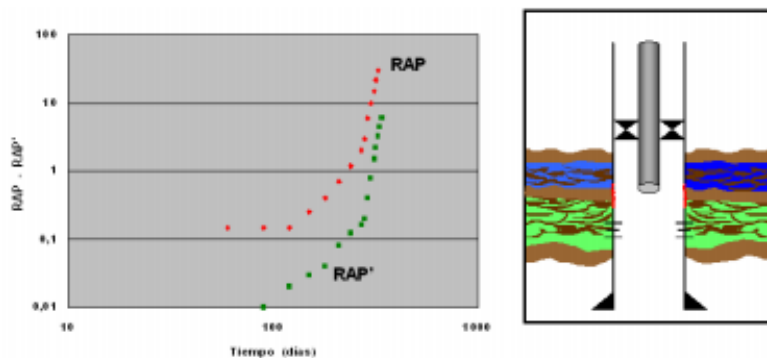


Nota. La figura representa el comportamiento habitual dentro de las curvas de chan de la conificación. Tomado de: J,Moreno. *Metodología integral para el control del agua en fondo en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales*, Facultad de ingeniería, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019. Requisitos.

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7447/1/5132703-2019-2-IP.pdf>

Figura. 25

Curvas de chan (Comunicación Mecánica)

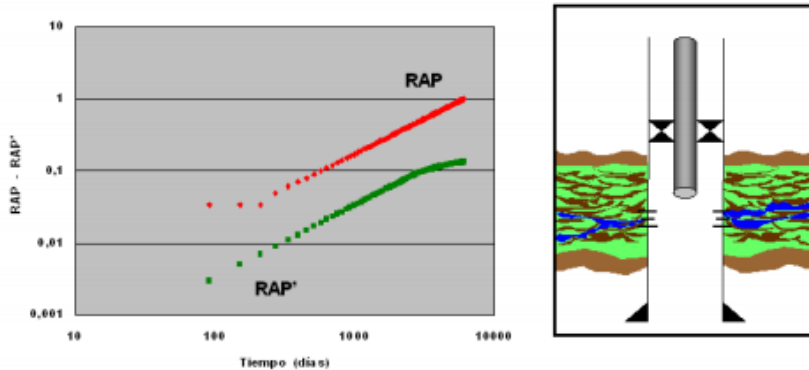


Nota. La figura representa el comportamiento habitual dentro de las curvas de chan de la comunicación mecánica. Tomado de: J,Moreno. *Metodología integral para el control del agua en fondo en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales*, Facultad de ingeniería, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019. Requisitos.

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7447/1/5132703-2019-2-IP.pdf>

Figura. 26

Curvas de Chan (Canalización)



Nota. La figura representa el comportamiento habitual dentro de las curvas de Chan de la canalización. Tomado de: J,Moreno. *Metodología integral para el control del agua en fondo en un campo de crudo pesado de la cuenca de los llanos orientales*, Facultad de ingeniería, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019. Requisitos.

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7447/1/5132703-2019-2-IP.pdf>

Se puede observar la conificación en el modelo reflejado en las curvas de Chan de las Fig.21 y Fig.22 cuando existe un incremento gradual en el RAP y una disminución en la derivada del RAP, esto puede generarse por la reducción de la presión de fondo fluyente, causando que las zonas donde se encuentra el agua fluya hacia las perforaciones, un efecto de la conificación puede ser por las altas permeabilidades verticales presentes en ambos pozos, teniendo en cuenta que el yacimiento tiene un rango de 3-81 mD de permeabilidad vertical, y que el pozo 14 tiene una permeabilidad vertical de 50 mD y el pozo 15 una permeabilidad vertical de 66 mD. Además de esto otra razón presente puede ser el contacto agua petróleo que se encuentra más cercano en estos dos pozos que en los otros.

Otro comportamiento presente en las Fig.20, Fig.19, Fig.18, Fig.16 y Fig.15 es la comunicación mecánica la cual se presenta cuando se genera un rápido aumento en la pendiente del RAP y la derivada del RAP, regularmente la comunicación mecánica o comunicación de yacimiento se debe a problemas de perforación, a pesar de que sea un modelo sintético este se asemeja a la realidad donde posiblemente puede haber entrada de agua en cañoneos o incluso muy poca data.

Y por último se presenta en las Fig.23, Fig.22, Fig.21, Fig.19, Fig.18 y Fig.17 la canalización de agua, estas figuras presentan un rápido incremento en la curva del RAP en un periodo corto. La canalización se provoca en estos pozos debido a que se encuentran cerca de los pozos inyectoros o porque ya se encontraban con capas de agua inundada. Cabe resaltar que al existir canalización la formación de estos canales permite el flujo de agua continuo en estos pozos permitiendo una mayor facilidad a la hora de realizar el barrido. Al paso del tiempo los 3 mecanismo de producción de agua se vuelven fundamentales para determinar el comportamiento de los pozos a futuro, ya que puede existir un momento en el que el yacimiento en algunos pozos deje de producir aceite y únicamente produzca agua, cercana a la misma cantidad de agua que se estará inyectando en dicho momento.

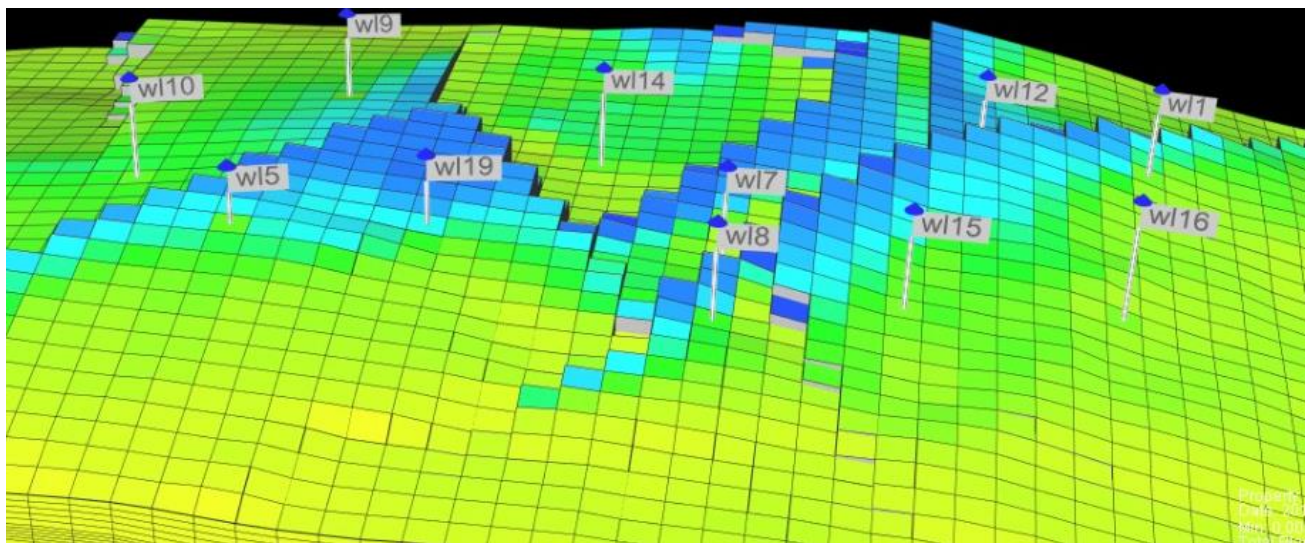
Definir la existencia de los canales de agua y la dirección de flujo será importante dentro del siguiente objetivo, teniendo cuenta que la dirección se presenta de derecha a izquierda por la selección de pozos que dieron un mayor porcentaje al momento de realizar el barrido.

Durante la etapa 1 del proyecto el cual se ve afectado por la heterogeneidad del yacimiento, se encuentra con un valor de 21,05% que indica que es un valor bajo de heterogeneidad, en otras palabras, es decir que el modelo es un 78,05% homogéneo. El valor de heterogeneidad dentro del campo depende de la depositación de los estratos. Como se ve en la Tabla.2 donde se encuentra un rango de permeabilidades de 29,84-25,10 mD.

La etapa #2 tiene como objetivo proponer una variedad de escenarios de inyección con respecto a la inyección de agua, polímero, agua por pulsos, alternada de agua-polímero.

Figura. 27

Modelación 3D de la distribución de pozos en zoom

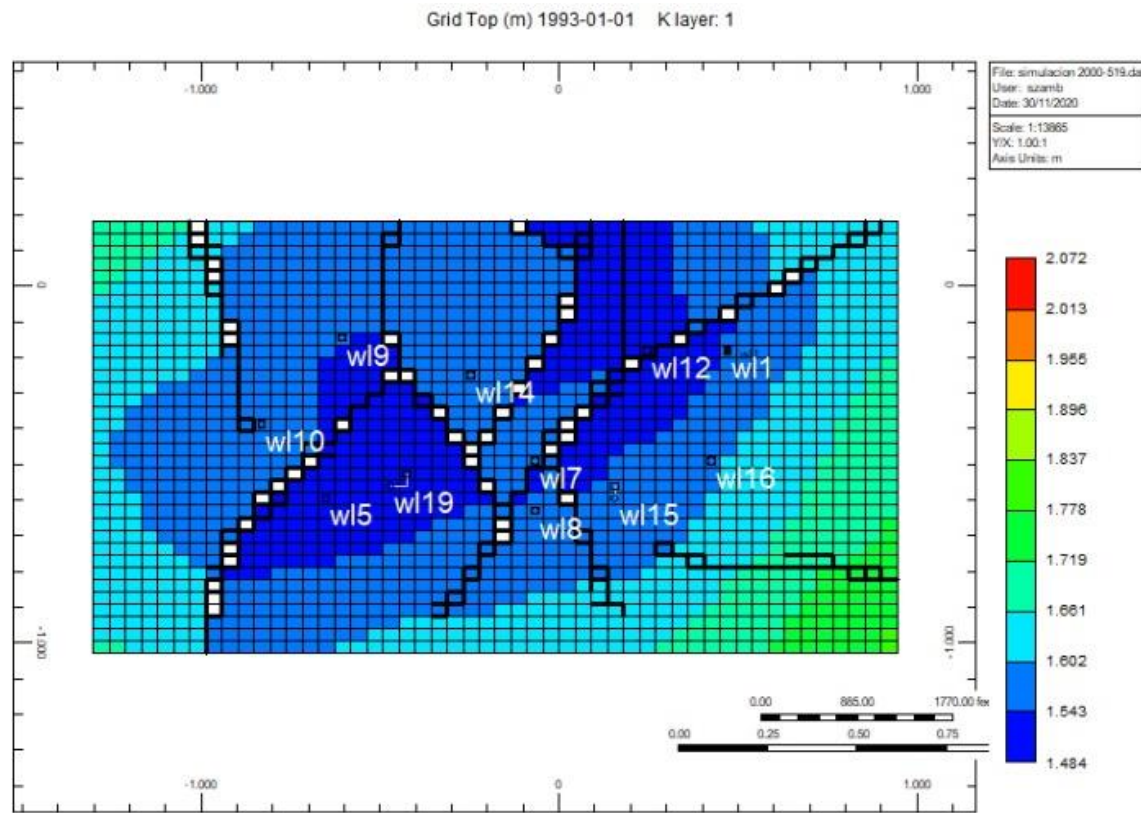


Nota. La figura representa la distribución de los pozos con su respectiva enumeración, todos los pozos son productores antes de la fecha 2010-02-01 donde se vuelven inyectores los pozos seleccionados en cada inyección. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Inicialmente se realiza un análisis de la distribución de los pozos productores en el modelo Fig.27. Esta distribución viene definida en el modelo descargado de CMG. Del total de 11 pozos, 2 corresponden a una geometría de pozo desviado y 8 son de geometría vertical. El pozo sobrante se encuentra indefinido por el paso de la fractura. El rango promedio de TVD de los pozos es 1678,57 m. Teniendo en cuenta la ubicación de los pozos, se crearon y aplicaron escenarios óptimos de acuerdo con su ubicación, distancia entre pozos y fallas geológicas que se encuentran de por medio.

Figura. 28

Mapa estructural de profundidad del modelo



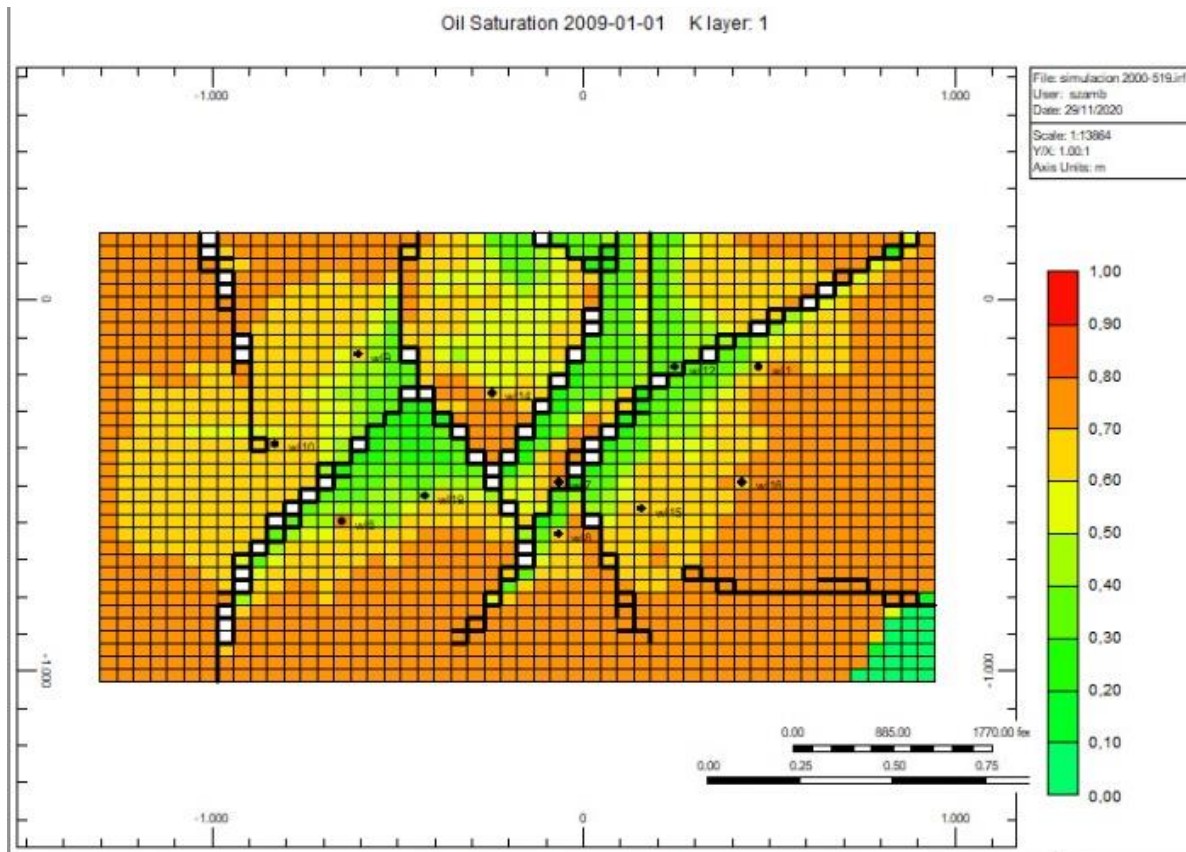
Nota. La figura representa la altura y profundidad del modelo, además del nombre de cada pozo con su ubicación en una vista de planta. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Otro parámetro de selección son las zonas altas o bajas del modelo. De acuerdo con la Figura 28, se puede observar que todos los pozos productores del modelo se localizan en un bajo estructural (1543m-1484m). Hacia los costados laterales se evidencia un incremento en la profundidad,

alcanzando en algunos casos profundidades cercanas a 1837 m. La máxima distancia entre pozos es cercana a 1,3 km. La ubicación de las fallas respecto a los pozos muestra que únicamente el pozo 12 es el único que atraviesa la falla, los demás se encuentran a la periferia. Los cuadros blancos que se muestran en la Fig.28 representan espacios de incertidumbre en la distribución de las fallas. En las zonas altas se puede construir pozos de producción y en las bajas construir pozos de inyección. De igual manera, los pozos de producción que ya se encontraban en el modelo base, se evaluaron para que se conviertan en pozos inyectoros. Asimismo, se evaluó la propuesta de crear nuevos pozos de producción.

Figura. 29

Modelación en 2D Saturación de aceite (Capa 1)



Nota. La figura representa la distribución de la saturación de aceite en la fecha 2009-01-01 donde no se ha aplicado ningún método de inyección y el yacimiento se encuentra en producción por mecanismo natural. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Las saturaciones de aceite dentro del modelo indican las zonas en donde se aplicará el barrido para cualquiera de los métodos de inyección. El barrido de inyección que se observó para cada uno de los escenarios mide la efectividad de un proceso de recuperación de petróleo, de acuerdo con el volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado.

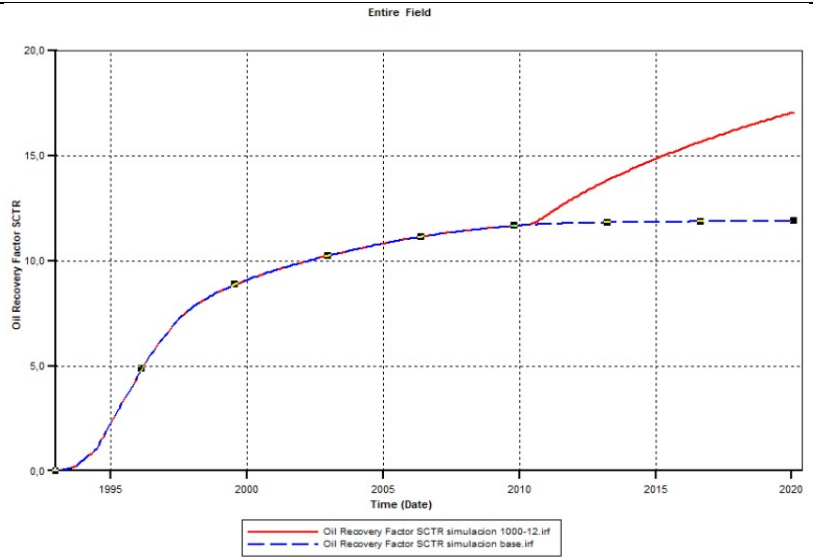
Tabla. 9

Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de agua (Ideal, intermedios y pesimista)

Escenario Inyección de agua	Resultado de graficas (FR vs Tiempo)
-----------------------------	--------------------------------------

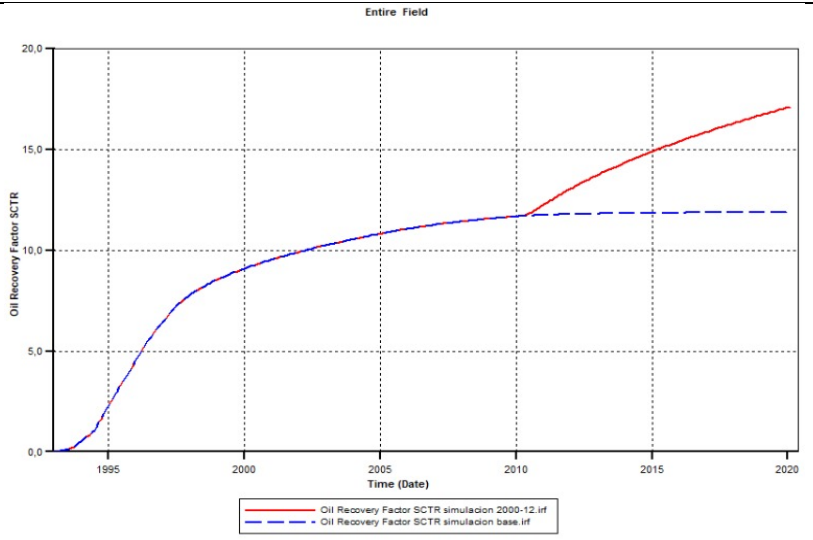
Pozo inyector 12 (Caudal de inyección **1000 m³/día** – Presión máxima de inyección **20000Kpa**)

Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



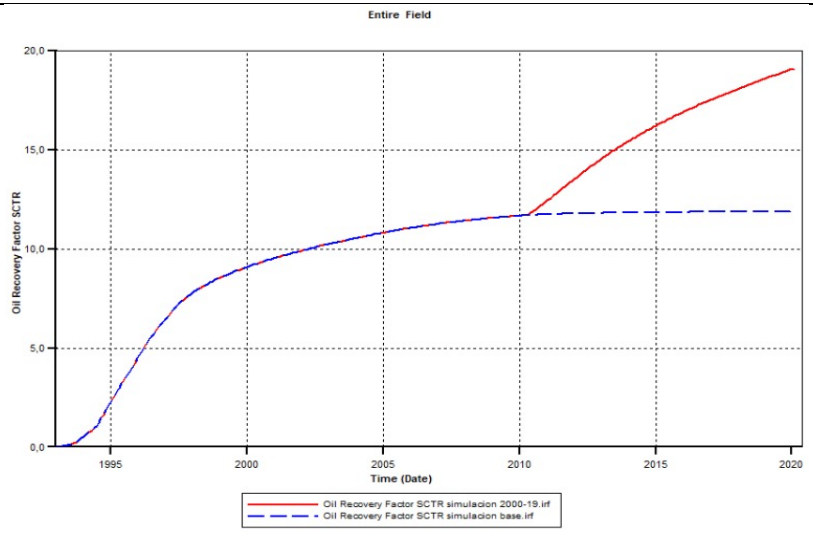
Pozo inyector 12 (Caudal de inyección **2000 m³/día** – Presión máxima de inyección **20000Kpa**)

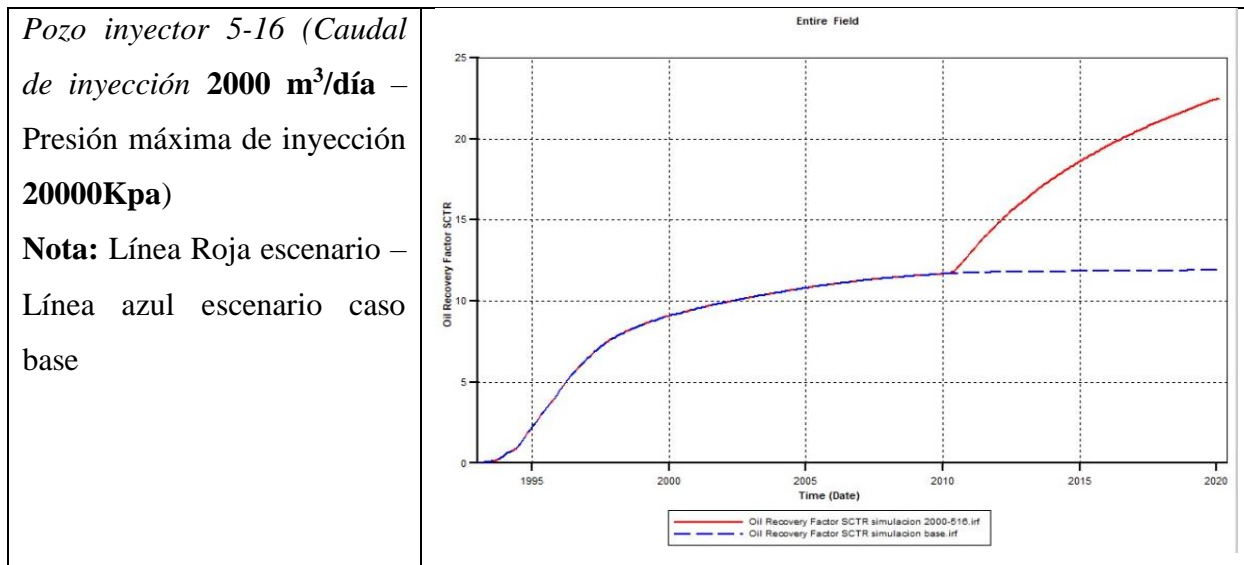
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



Pozo inyector 19 (Caudal de inyección **2000 m³/día** – Presión máxima de inyección **20000Kpa**)

Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



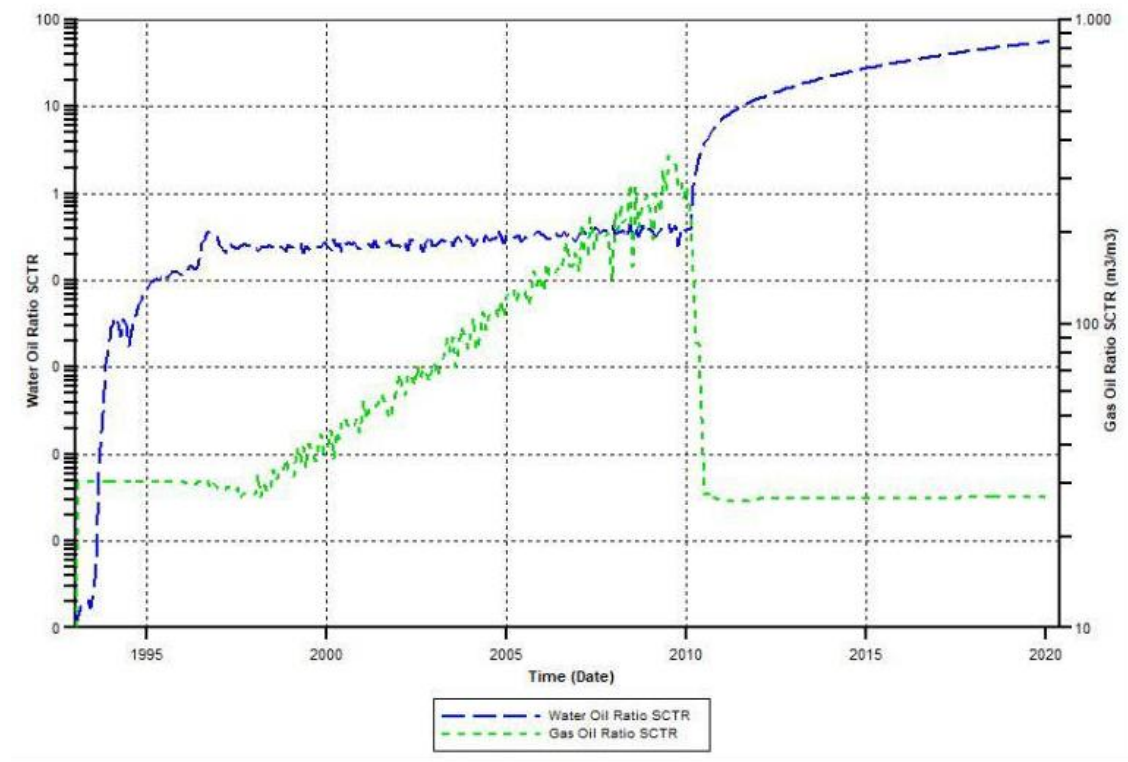


Nota. La tabla muestra los parámetros dentro de cada uno de los escenarios de la inyección de agua con su respectivo resultado de factor de recobro de manera gráfica.

De acuerdo con la Tabla.9 donde se observa la producción del yacimiento en función del factor de recobro vs el tiempo, desde la fecha de inicio 1993-01-01 hasta el 2020-01-01 tomando en cuenta que el yacimiento no pasa por ninguno de los escenarios de inyección este aumenta hasta un valor de 11,91% el cual se vuelve constante al paso del tiempo donde más adelante pasa por diferentes escenarios de inyección para ver un aumento en él. El caso #1 de inyección de agua dio como resultado un factor de recobro de 17,07%, caso #2 de inyección de agua dio como resultado un factor de recobro de 17,11%, caso #3 de inyección de agua dio como resultado un factor de recobro de 19,11%, caso #4 de inyección de agua dio como resultado un factor de recobro de 22,53%. En los primeros escenarios donde existe una variación del caudal de 1000 m³/día solo genera un aumento del 0,04% el cual no es valor representativo ni ideal. En el escenario 3 de inyección de agua donde existe el mismo caudal de 2000 m³/día pero una ubicación de pozo diferente muestra un aumento del 2,04% con respecto al escenario pesimista. Durante las simulaciones de la inyección de agua se toma en cuenta la presión de inyección como un parámetro fijo y no variable, de acuerdo a que en los otros escenarios intermedios no presenta ninguna alteración, haciendo así como parámetro determinante el caudal de inyección el cual se tomó en cuenta desde 500 hasta 2000 m³/día. Teniendo en cuenta los parámetros de la etapa.2, el mejor resultado en términos de producción de líquidos RAP y RGP es cuando hay 2 pozos inyectoros y el máximo caudal inyectado en la inyección continua de agua.

Figura. 30

Grafica de RGP y RAP vs el tiempo



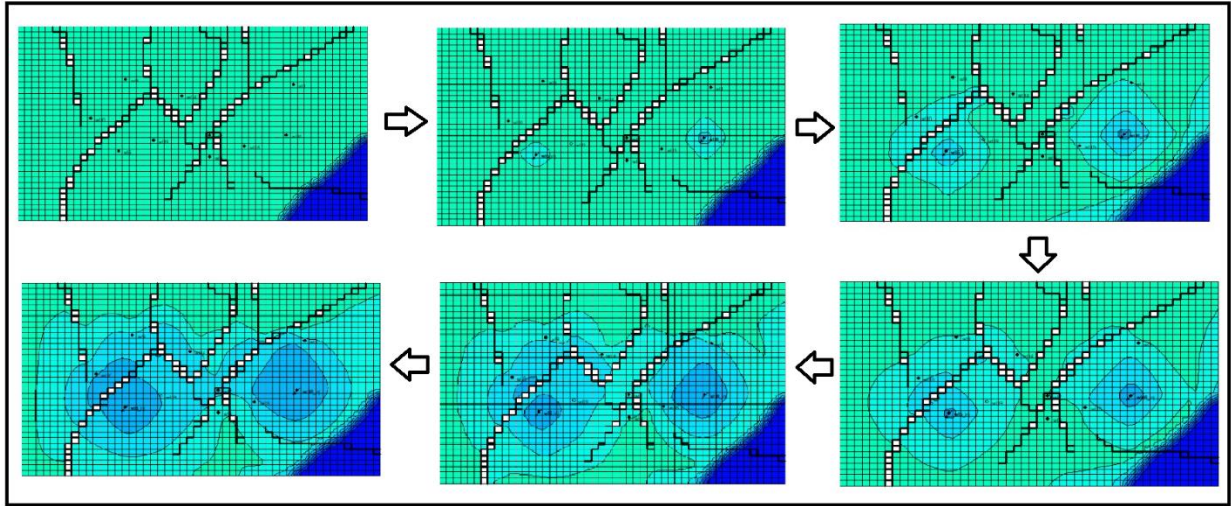
Nota. La figura muestra el resultado del RAP y RGP en el escenario ideal de inyección de agua. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

El aumento en la relación agua-petróleo en la Fig.30 es directamente proporcional con el factor de recobro donde en el caso base el factor de recobro se encuentra en un valor de 11,91%, mientras que el escenario ideal de inyección es un 22,53%. Generando un aumento de 10,62%, durante cada uno de los casos se evidencia un aumento del factor de recobro. Sin embargo, es más eficiente donde se ocupe una mayor área de barrido, teniendo en cuenta la Fig.27 donde la posición de los pozos indica como ocupan la mayor cantidad áreal del yacimiento. Estos resultados fueron determinados por la experiencia de simulación en el modelo sintético.

La heterogeneidad del yacimiento define la movilidad que existe dentro de este, recordando que la movilidad se define como la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de este. En la Fig.31 donde el fluido desplazante es el agua, se visualiza que tiene buena movilidad a través del tiempo.

Figura. 31

Movilidad del agua dentro de la capa 10 desde el año 2010-2020 (Caso 4 de la inyección continua de agua)



Nota. La figura muestra el barrido en los pozos 5 y 16 del caso ideal de la inyección continua de agua a través del tiempo.

La movilidad de la Fig.31 es utilizado como punto de referencia, teniendo en cuenta el buen desempeño de la inyección de agua con los parámetros seleccionados previos en la etapa.2. Esto lleva a seleccionar los mismos pozos inyectoras para cada uno de los escenarios, teniendo en cuenta que cada escenario maneja parámetros distintos.

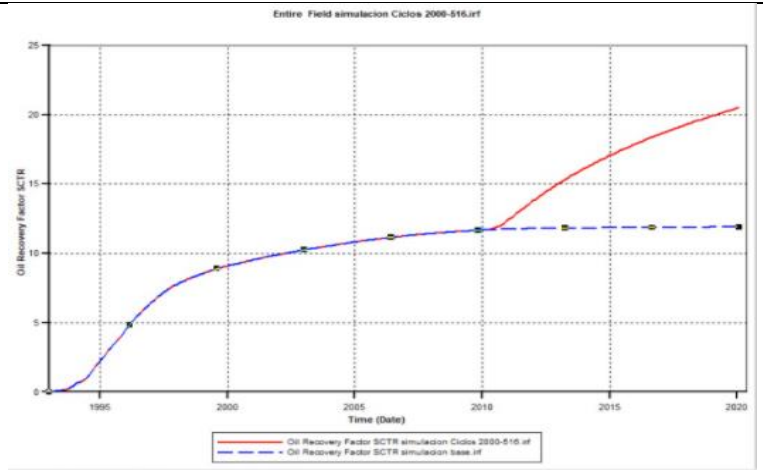
Tabla. 10

Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de agua por pulsos (Ideal, intermedios y pesimista)

<i>Escenario inyección de agua por pulsos</i>	<i>Resultado de graficas (FR vs Tiempo)</i>
<i>Pozo inyector 5-16 (Caudal de inyección 3000 m³/día – Presión máxima de inyección 20000Kpa, tiempos de inyección intercalado)</i>	

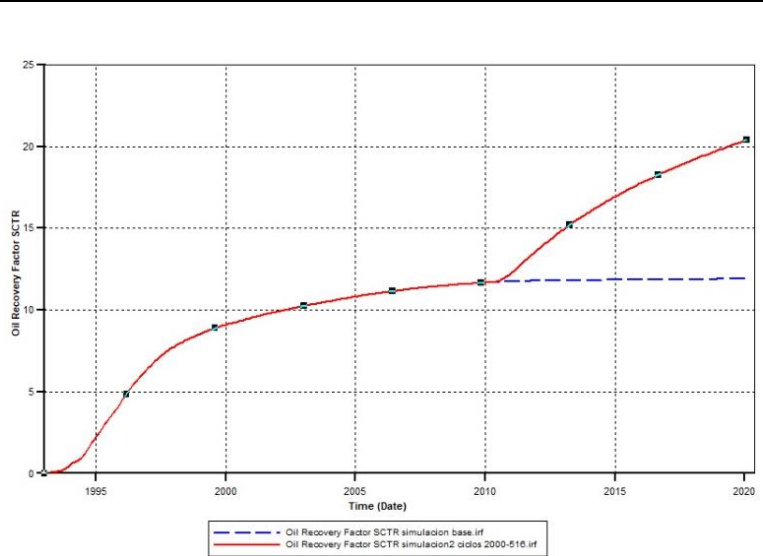
entre 2 meses para el pozo 5 y 3 meses para el pozo 16)

Nota: Línea azul escenario – Línea roja escenario caso base



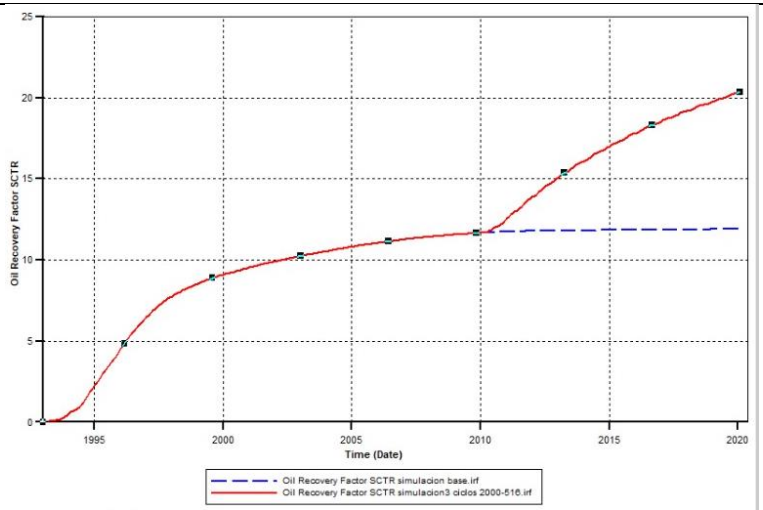
Pozo inyector 5-16 (Caudal de inyección 3000 m³/día – Presión máxima de inyección 20000Kpa, tiempos de inyección intercalado entre 4 meses para el pozo 5 y 4 meses para el pozo 16)

Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



Pozo inyector 5-16 (Caudal de inyección 3000 m³/día – Presión máxima de inyección 20000Kpa, tiempos de inyección a la par entre 4 meses para el pozo 5 y 4 meses para el pozo 16)

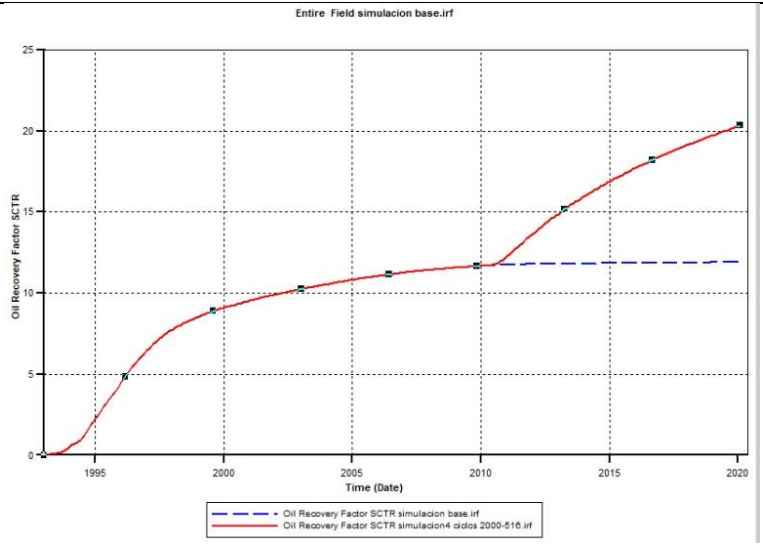
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



Pozo inyector 5-16 (Caudal de inyección 3000 m³/día – Presión máxima de inyección 20000Kpa, tiempos de inyección alternada entre

5 meses para el pozo 5 y 5 meses para el pozo 16)

Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



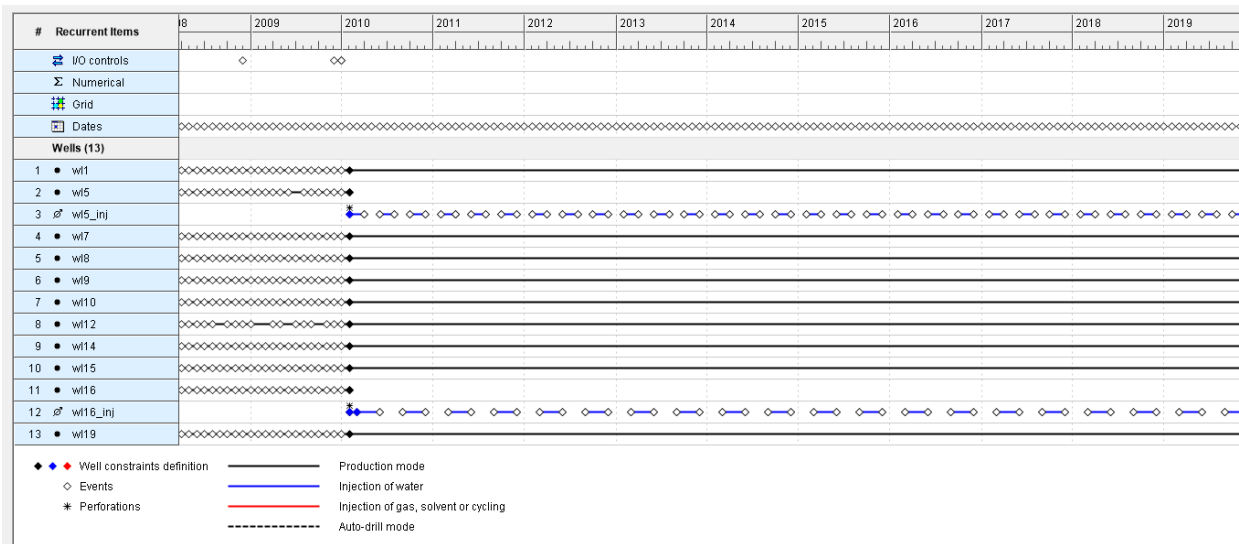
Nota. La tabla muestra los parámetros dentro de cada uno de los escenarios de la inyección de agua por pulsos con su respectivo resultado de factor de recobro de manera gráfica.

De acuerdo con la Tabla.10 donde se observa la producción del yacimiento en función del factor de recobro vs el tiempo, desde la fecha de inicio 1993-01-01 hasta el 2020-01-01 tomando en cuenta que el yacimiento no pasa por ninguno de los escenarios de inyección este aumenta hasta un valor de 11,91% el cual se vuelve constante al paso del tiempo. Teniendo en cuenta que la inyección de agua por pulsos tuvo parámetros variables diferentes a los de la inyección de agua estos se encuentran un poco cercanos a la inyección de agua ya que los volúmenes de agua inyectados son cercanos al volumen total de agua inyectada. El caso #1 inyección de agua por pulsos dio como resultado un factor de recobro de 20,5%, el caso #2 inyección de agua por pulsos dio como resultado un factor de recobro de 20,34% comparado con el caso #1 inyección de agua por pulsos donde se encuentra por debajo en un 0,16% debido a que los tiempos de inyección en el primer caso son más cortos acumulando un mayor porcentaje de volumen inyectado en el caso #1 inyección de agua por pulsos que en el caso #2 inyección de agua por pulsos , el caso #3 inyección de agua por pulsos dio como resultado un factor de recobro de 20,4% donde a diferencia del caso ideal caso #1 inyección de agua por pulsos los tiempos de inyección en este son en simultaneo mientras que en el caso #1 inyección de agua por pulsos son alternados en diferentes periodos conllevando a 0,1% de diferencia, mientras que en el caso #3 inyección de agua por pulsos se barre diferentes cantidades de petróleo pero al mismo tiempo, en el caso #1 inyección de agua por pulsos los barridos al ser alternados puede que genere lapsos pequeños de acumulación de petróleo que no se forman mientras se realiza en simultaneo, el caso #4 inyección de agua por pulsos dio como resultado un factor de recobro de 20,3%, A pesar de que el caso #4 inyección de

agua por pulsos sea el escenario pesimista está por encima de los escenarios de inyección de agua exceptuando el escenario ideal, el bajo porcentaje de cada uno de los escenarios planteados se debe a los largos tiempos de inyección y los largos tiempos de detención de la inyección de agua, mientras se presenten cortos intervalos de pulsos será cercano al caso ideal de la inyección de agua. Teniendo en cuenta con los parámetros de la etapa.2, el mejor resultado es cuando se encuentran intercalados los pulsos en los pozos inyectoros para mantener la presión y energía del yacimiento, además de que los pulsos más cortos generan mayor cantidad de agua inyectada con respecto a los otros escenarios.

Figura. 32

Línea de tiempo del caso 1 de inyección de agua por pulsos



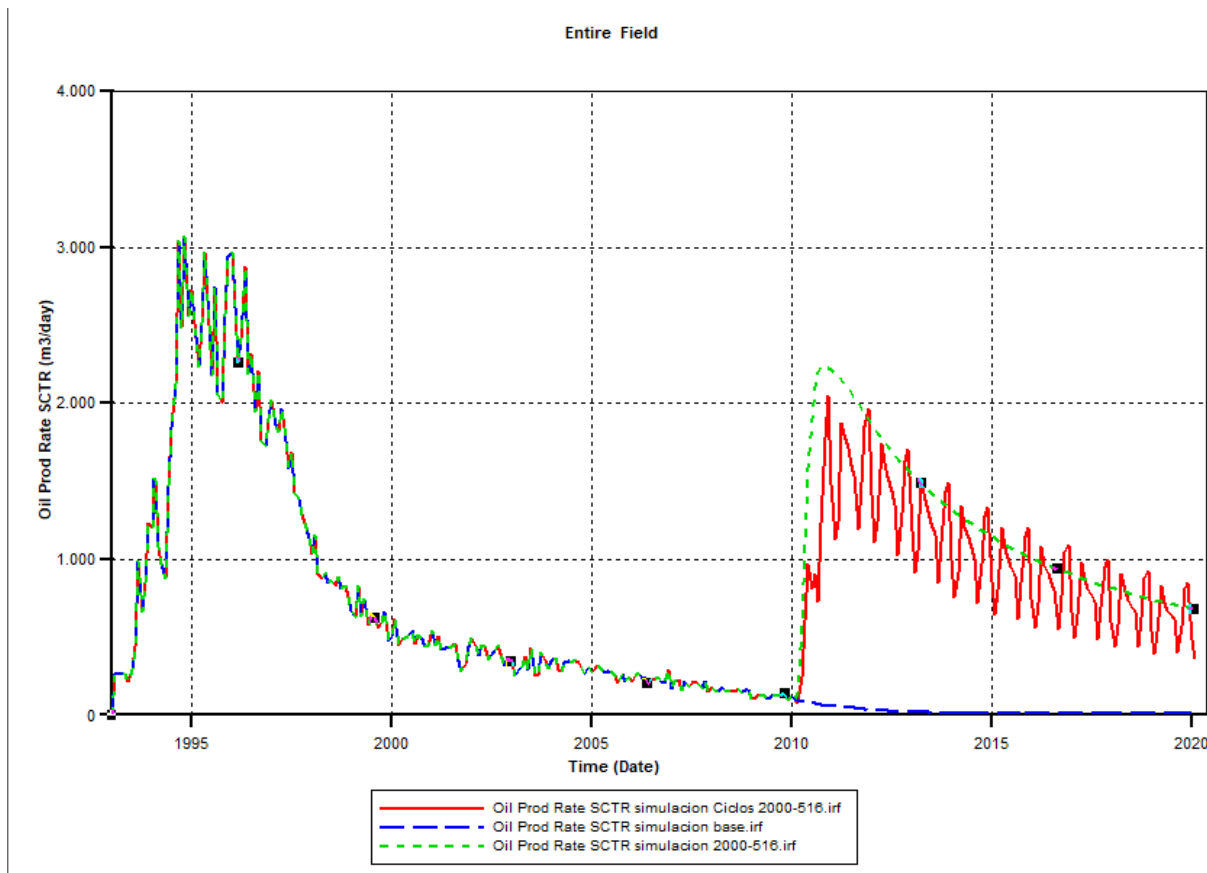
Nota. La figura representa periodos de inyección de agua en ciclos de 2 y 3 meses dentro de las simulaciones. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Los ciclos generados en la Fig.32 evidencian que los dos pozos seleccionados para la implementación de esta inyección generan ciclos de apertura y cierre de los mismos periodos de tiempo, mientras en un ciclo en el pozo cerrado los fluidos de yacimiento cercanos a este se reacomodan, el otro pozo hace el desplazamiento de los fluidos, haciendo una permanencia constante de un pozo en función por ciclo.

Con respecto a la inyección de agua, este escenario es menor porque la implementación de esta técnica es utilizada para optimizar la inyección de agua continua y en estos escenarios simulados no hay presencia antes de esta inyección.

Figura. 33

Grafica producción de aceite del campo caso 1 inyección de agua por pulsos, inyección de agua continua y caso base.



Nota. La figura representa una comparativa de la producción de aceite con respecto al caso base, la inyección de agua y la inyección de agua por pulsos. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

También se puede observar en la Fig.33 que, aunque hay ciclos que sobrepasen la producción de petróleo de la inyección continua de agua, en los tiempos no productivos de los ciclos genera picos de producción muy bajos lo cual demuestra que sus niveles de petróleo producido acumulado van a ser significativamente menores.

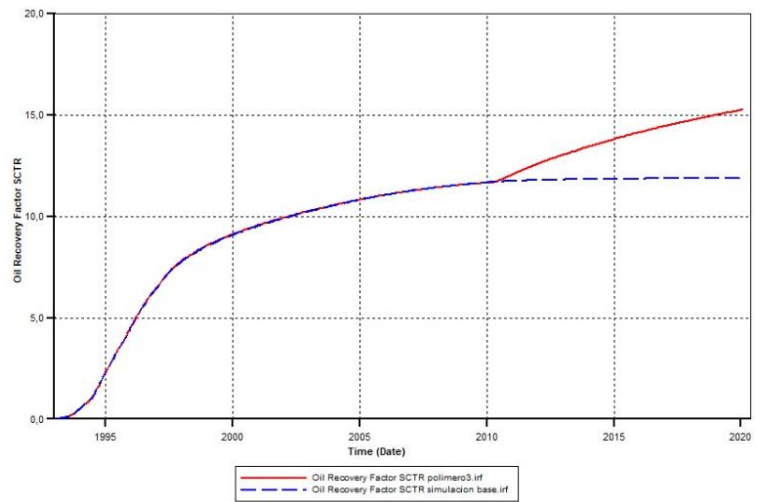
Luego de realizar la simulación de inyección de polímero para diferentes escenarios, a continuación, en la Tabla.7 se presentan los resultados obtenidos en función del factor de recobro a través del tiempo.

Tabla. 11

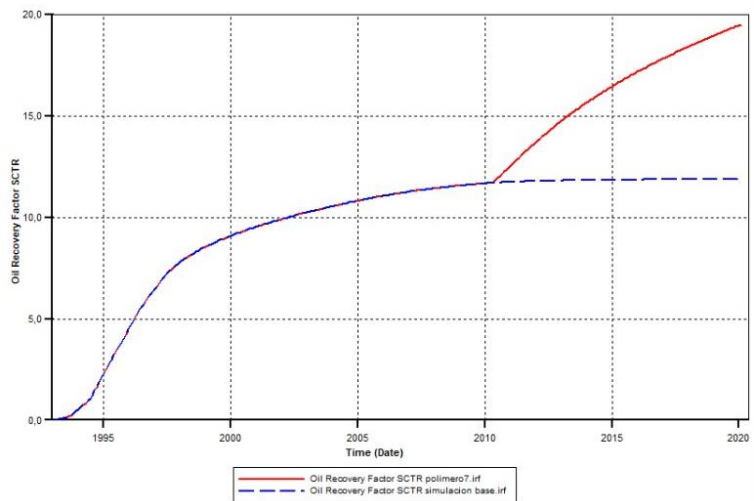
Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de polímero PHPA (Ideal, intermedios y pesimista)

<i>Escenario inyección de polímero</i>	<i>Resultado de graficas (FR vs Tiempo)</i>
<p><i>Pozo inyector 5-16</i> <i>(concentración del polímero 1000 ppm – Viscosidad 5 cP, tiempo de inyección 5 años)</i> Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base</p>	
<p><i>Pozo inyector 5-16</i> <i>(concentración del polímero 1200 ppm – Viscosidad 5 cP, tiempo de inyección 10 años)</i> Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base</p>	

Pozo inyector 5-16
(concentración del polímero 2000 ppm – Viscosidad 7 cP tiempo de inyección 10 años)
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



Pozo inyector 5-16
(concentración del polímero 1500 ppm – Viscosidad 10 cP tiempo de inyección 10 años)
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



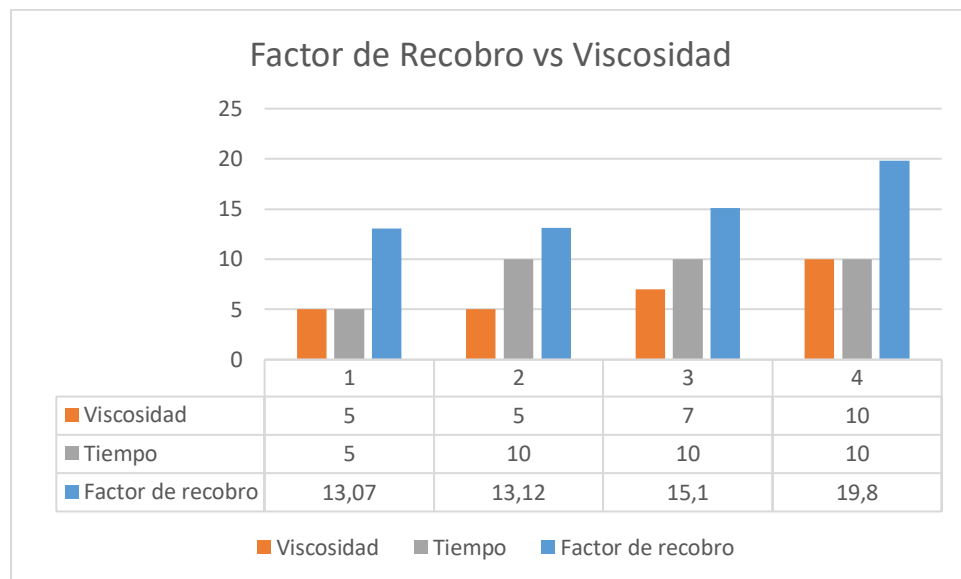
Nota. La tabla muestra los parámetros dentro de cada uno de los escenarios de la inyección de polímero del PHPA con su respectivo resultado de factor de recobro de manera gráfica.

A pesar de las variaciones de concentración del polímero presentes en los escenarios de inyección, El caso #1 inyección de polímero del PHPA dio como resultado un factor de recobro de 13,07%, caso #2 inyección de polímero del PHPA dio como resultado un factor de recobro de 13,12%, caso #3 inyección de polímero del PHPA dio como resultado un factor de recobro de 15,1%, caso #4 inyección de polímero del PHPA dio como resultado un factor de recobro de 19,8%. se puede concluir que la concentración de polímero no es un factor determinante en el factor de recobro en el caso #1 inyección de polímero del PHPA y #2 inyección de polímero del PHPA donde existe un aumento de la concentración, pero una estabilidad en la viscosidad a pesar de encontrar un 0,05% de diferencia este valor es mínimo, mientras que el caso #4 inyección de polímero del PHPA

que tiene una diferencia de 200ppm con respecto al caso #2 inyección de polímero del PHPA pero una mayor variación en la viscosidad presenta un aumento en el factor de recobro de 6,68%.

Figura. 34

Grafica del factor determinante del factor de recobro en el polímero



Nota. La figura representa un gráfico de barras donde se puede observar el efecto de las variables sobre el factor de recobro exceptuando la concentración.

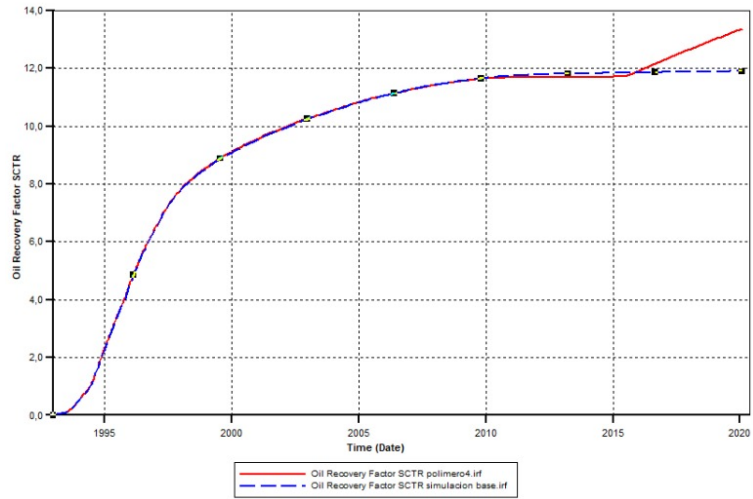
Durante el procedimiento se utilizaron unos tiempos de inyección de polímero entre 5-10 años. Sin importar el termino de tiempo un parámetro muy importante es el RRFT (factor de resistencia residual) que, aunque se mantuvo constante durante todas las propuestas. En un estudio **“análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante simulación en el campo palogrande-cebú”** donde explica que si el factor de resistencia residual no es significativo o que no se encuentra cercano a las condiciones reales del comportamiento del polímero. Puede llegarse a obtener aumentos en el factor de recobro no superiores a un 15% con respecto al caso base.

Tabla. 12

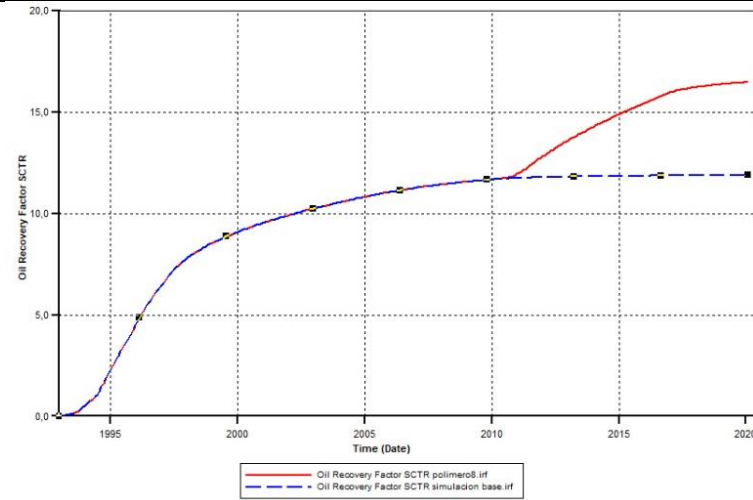
Resultados del factor de recobro en los 4 escenarios de inyección de polímero Goma Xantica (Ideal, intermedios y pesimista)

<i>Escenario inyección de polímero</i>	<i>Resultado de graficas (FR vs Tiempo)</i>
--	---

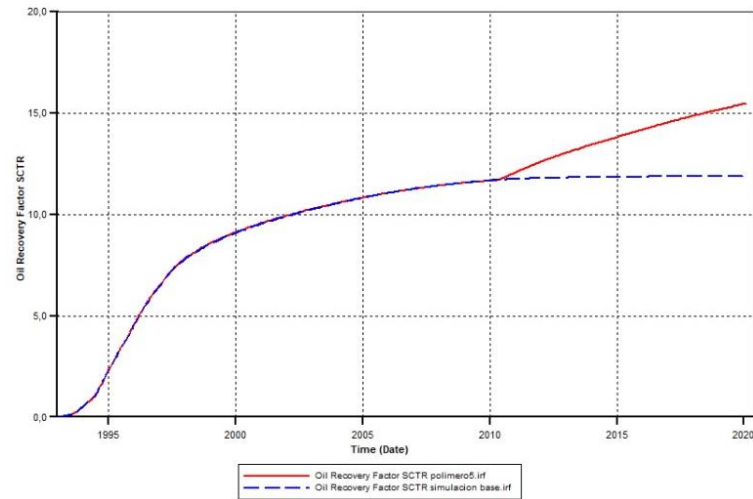
Pozo inyector 5-16
 (concentración del polímero 2000 ppm – Viscosidad 5 cP, tiempo de inyección 5 años)
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



Pozo inyector 5-16
 (concentración del polímero 1000 ppm – Viscosidad 5 cP, tiempo de inyección 10 años)
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base

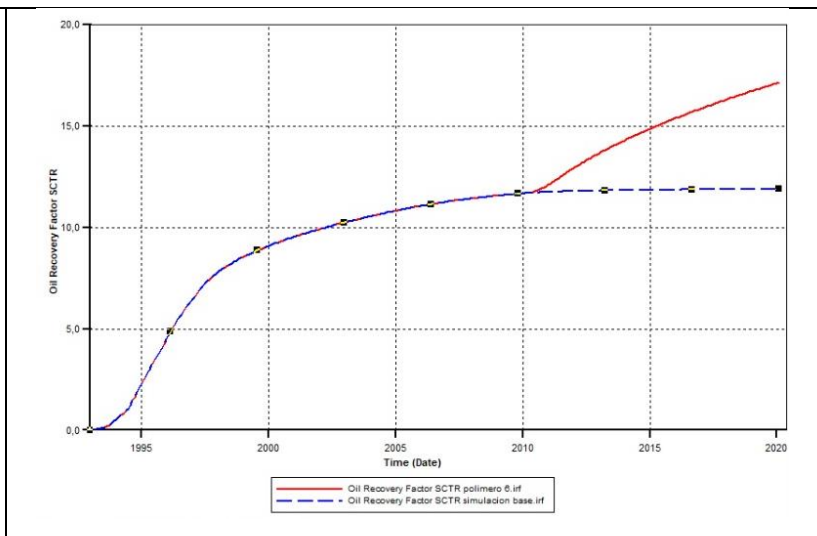


Pozo inyector 5-16
 (concentración del polímero 1500 ppm – Viscosidad 10 cP tiempo de inyección 10 años)
Nota: Línea Roja escenario – Línea azul escenario caso base



Pozo inyector 5-16
 (concentración del polímero

1000 ppm – Viscosidad **10 cP**,
 tiempo de inyección 10 años)
Nota: Línea Roja escenario –
 Línea azul escenario caso base

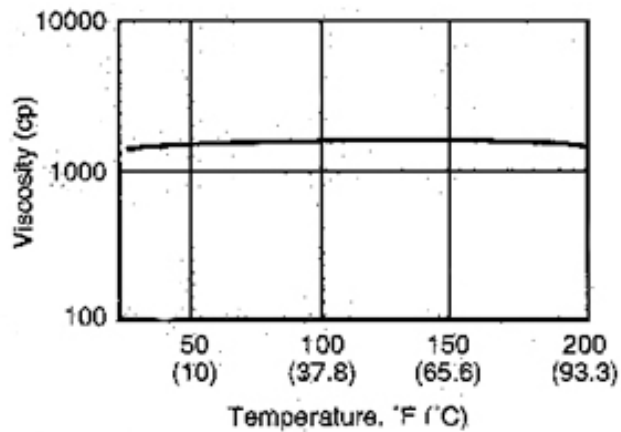


Nota. La tabla muestra los parámetros dentro de cada uno de los escenarios de la inyección de polímero de la Goma Xantica con su respectivo resultado de factor de recobro de manera gráfica. Como se observa en la Tabla.12, El caso #1 de la inyección de polímero de la Goma Xantica dio como resultado un factor de recobro de 13,72%, el caso #2 de la inyección de polímero de la Goma Xantica dio como resultado un factor de recobro de 16,3%, el caso #3 de la inyección de polímero de la Goma Xantica dio como resultado un factor de recobro de 16%, el caso #4 de la inyección de polímero de la Goma Xantica dio como resultado un factor de recobro de 17,34%. El caso #1 de la inyección de polímero de la Goma Xantica tiene la concentración máxima realizada en los escenarios, sin embargo, esta no muestra un gran aumento en el factor de recobro con el caso base, mientras que el caso #2 de la inyección de polímero de la Goma Xantica manteniendo estable la viscosidad y disminuyendo la concentración presenta un aumento en el factor de recobro. Mediante el resultado del caso #2 de la inyección de polímero de la Goma Xantica se debe tomar en cuenta que tan influyente es la viscosidad para los próximos casos, en el caso #3 de la inyección de polímero de la Goma Xantica donde existe un aumento de la concentración y de la viscosidad puede deberse a ambos parámetros en aumento comparado con el caso #4 donde tiene una concentración más baja y mayor viscosidad. Determinando así una relación entre ambos con respecto al factor de recobro, para la Goma Xantica la viscosidad es directamente proporcional al factor de recobro y la concentración es inversamente proporcional. El comportamiento de los 2 polímeros presenta resultados cercanos sin embargo durante las pruebas de simulación se puede concluir que el PHPA solo aumenta su valor cuando se ve afectado la viscosidad del polímero. Mientras que la Goma Xantica tiene una relación entre la concentración y la viscosidad, En un estudio **“Estudio del comportamiento reológico de la goma de celulosa, goma xantana y goma guar y sus interacciones en mezclas binarias y ternarias en disoluciones acuosas a diferentes**

condiciones del medio” donde en concentraciones bajas aporta a la mezcla pseudoplasticidad y estabilidad de los parámetros reológicos ante la temperatura, según Fabian Ernesto Álvarez en el año 2011 en el estudio **“Determinación de las condiciones de uso del almidón modificado en el mejoramiento de fórmulas alimenticias”** demuestra como la Fig.35 mediante el cambio de la temperatura se mantiene estable la viscosidad del polímero lo cual me permite una mejoría en la movilidad del yacimiento, estableciendo un aumento del factor de recobro.

Figura. 35

Descripción grafica del comportamiento de la Goma Xantica con respecto a la temperatura



Nota. La figura representa el efecto de la temperatura vs la viscosidad en la Goma Xantica.

Tomado de: Álvarez, V. (2015). Requisitos.

<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/31417>

Por otro lado, se observa que, aunque la Goma Xantica es un polisacárido natural. En comparación con la Poliacrilamida que es un polímero artificial. Los mejores escenarios presentan una variación en el factor de recobro de 2,23%. En consecuencia, para la próxima simulación de inyección alternada agua-polímero se optará por realizar el análisis de sensibilidad con la poliacrilamida.

Tabla. 13

Descripción del proceso de selección de parámetros en el análisis de sensibilidad de la inyección alternada de agua-polímero

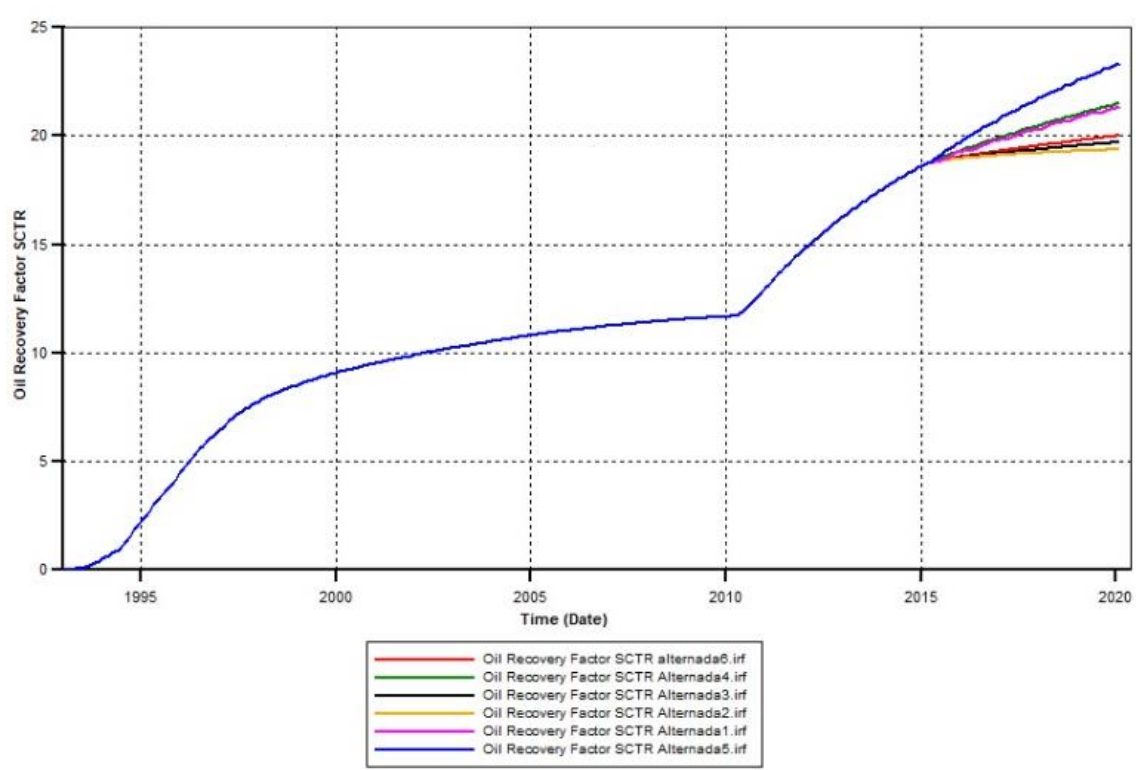
	Concentración y Viscosidad Ideal	Periodo del Ciclo	Caudal de Inyección
Caso 1	1500 ppm – 10 cP	5 meses en el pozo 5 y 5 meses en el 16 (Alternada)	5000 m3/día
Caso 2	1500 ppm– 10 cP	4 meses en el pozo 5 y 4 meses en el 16 (Alternada)	5000 m3/día
Caso 3	1500 ppm– 10 cP	5 meses en el pozo 5 y 5 meses en el 16 (Alternada)	3000 m3/día
Caso 4	1500 ppm– 10 cP	5 meses en el pozo 5 y 5 meses en el 16 (A la par)	3000 m3/día
Caso 5	1500 ppm– 10 cP	4 meses en el pozo 5 y 4 meses en el 16 (A la par)	3000 m3/día
Caso 6	1500 ppm– 10 cP	2 meses en el pozo 5 y 3 meses en el 16 (Alternado)	5000 m3/día

Nota. La tabla muestra los parámetros del análisis de sensibilidad dentro de cada uno de los escenarios de la inyección alternada de agua-polímero.

El análisis de sensibilidad sugiere que el mejor caso es el #6 de la inyección alternada de agua-polímero. Debido a que ofrece un factor de recobro de 23,34% comparado con la inyección de agua donde el escenario ideal se obtuvo un valor de 22,53%. A pesar de que visualmente si las dos curvas se superpusieran no se alcanzaría a detallar visualmente la superposición de una curva con respecto a la otra. Contando con una diferencia de 0,81%.

Figura. 36

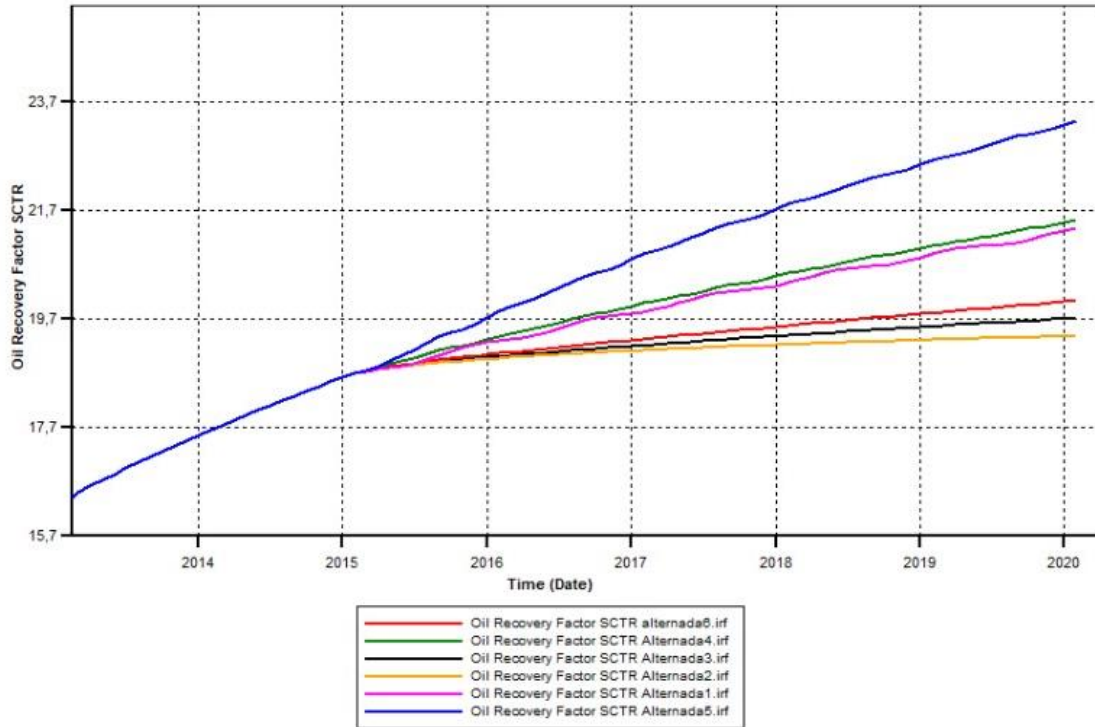
Factor de recobro del análisis de sensibilidad (Inyección alternada agua-polímero)



Nota. La figura muestra el resultado del factor de recobro de cada uno de los escenarios simulados en la inyección alternada de agua-polímero. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 37

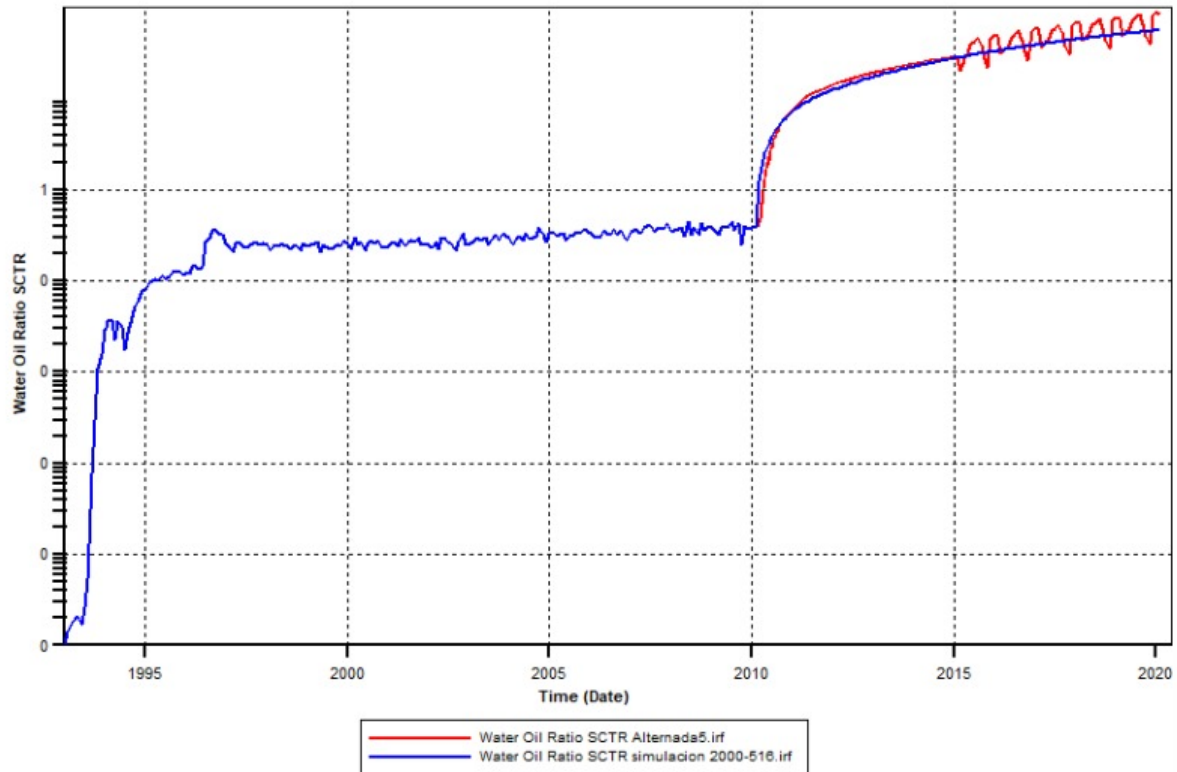
Zoom de las curvas del análisis de sensibilidad entre el 2014-2020



Nota. La figura muestra el resultado del factor de recobro de cada uno de los escenarios planteados en la inyección alternada de agua-polímero desde el año 2014 al 2020 donde el color azul es el caso 5, el verde el caso 4, el morado el caso 1, el rojo el caso 6, el negro el caso 3 y el amarillo el caso 2. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 38

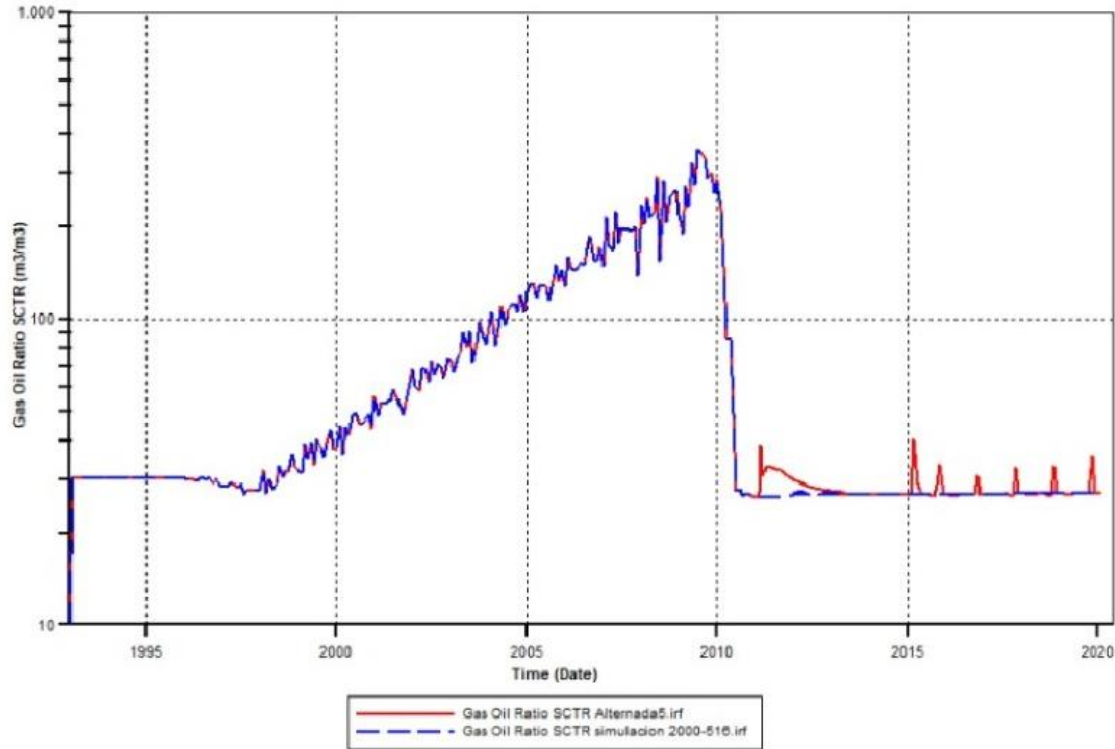
Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua con respecto al RAP



Nota. La figura representa los resultados obtenidos del RAP la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 39

Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua con respecto al RGP

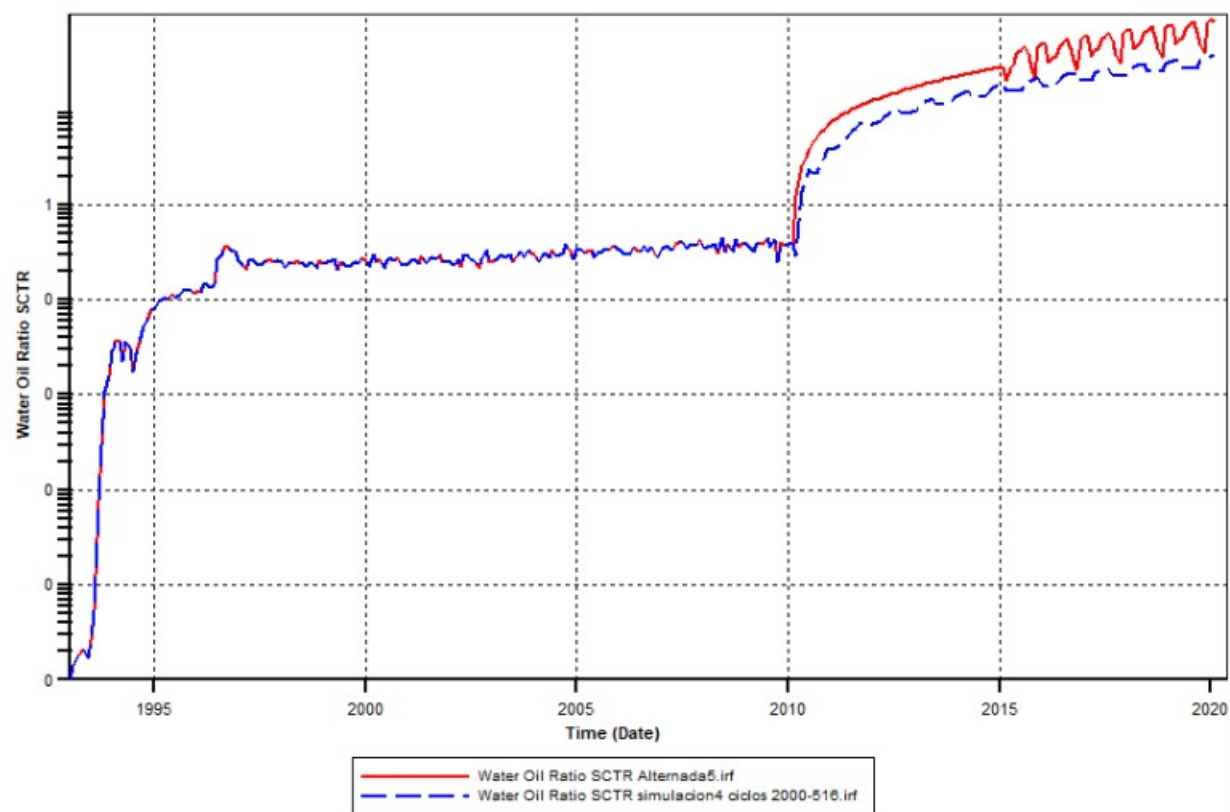


Nota. La figura representa los resultados obtenidos del RGP la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Para el último análisis, se puede observar la Fig.36, Fig.37 y Fig.38 en las cuales se presenta el comportamiento del factor de recobro y producción de líquidos. Donde se puede observar que existe una tortuosidad en las curvas de la Fig.36, debido a la variación de los ciclos en los últimos años de la simulación y en la producción de líquidos de la Fig.38 las dos curvas se presentan de igual manera hasta el 01-02-2010, durante el intervalo de tiempo de 01-02-2010 al 01-02-2015 el comportamiento del polímero tiene una tendencia parecida a la del agua y en la Fig.38 de este mismo intervalo de tiempo solo se ve un pico pequeño en la producción de gas concluyendo que la movilidad del polímero hizo que se desplazara una parte del gas atrapado en la formación redireccionándolo al pozo productor.

Figura. 40

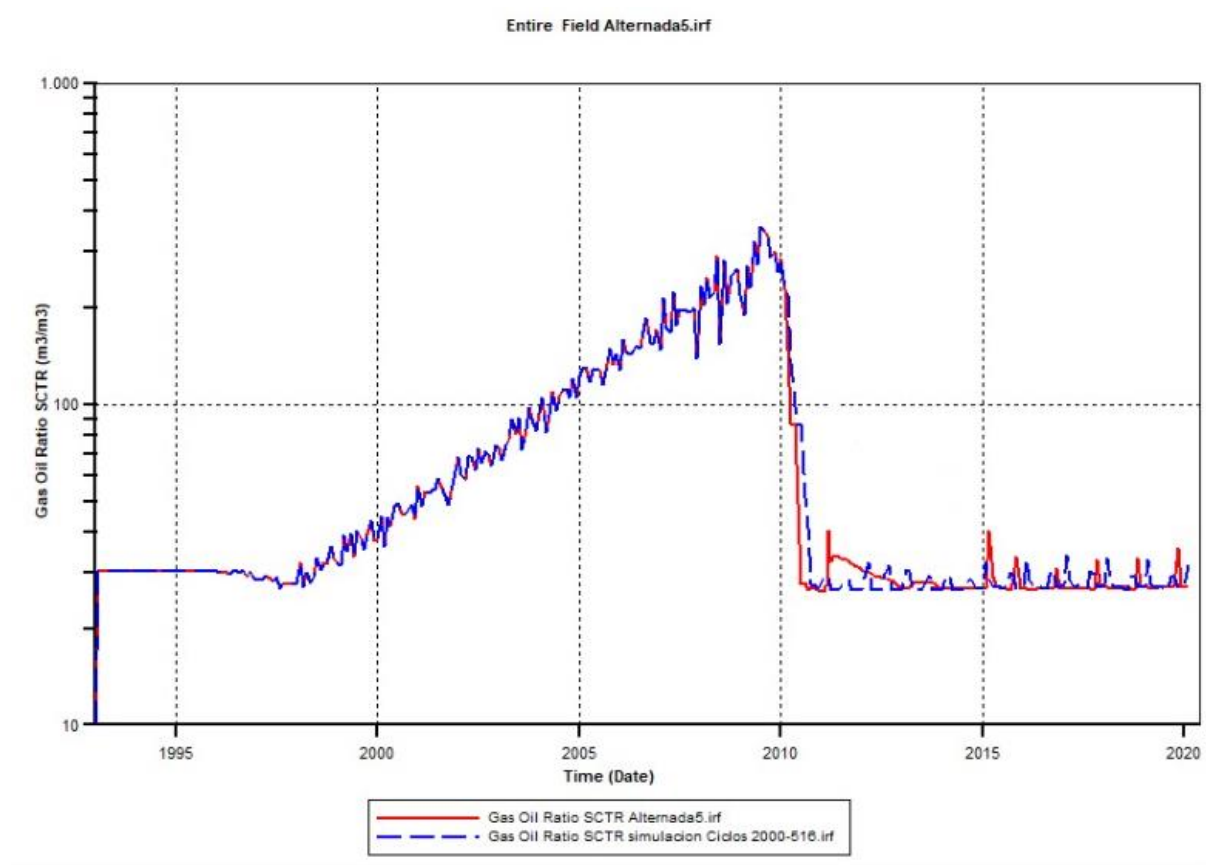
Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua por pulsos con respecto al RAP



Nota. La figura representa los resultados obtenidos del RAP la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua por pulsos. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 41

Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua por pulsos con respecto al RGP

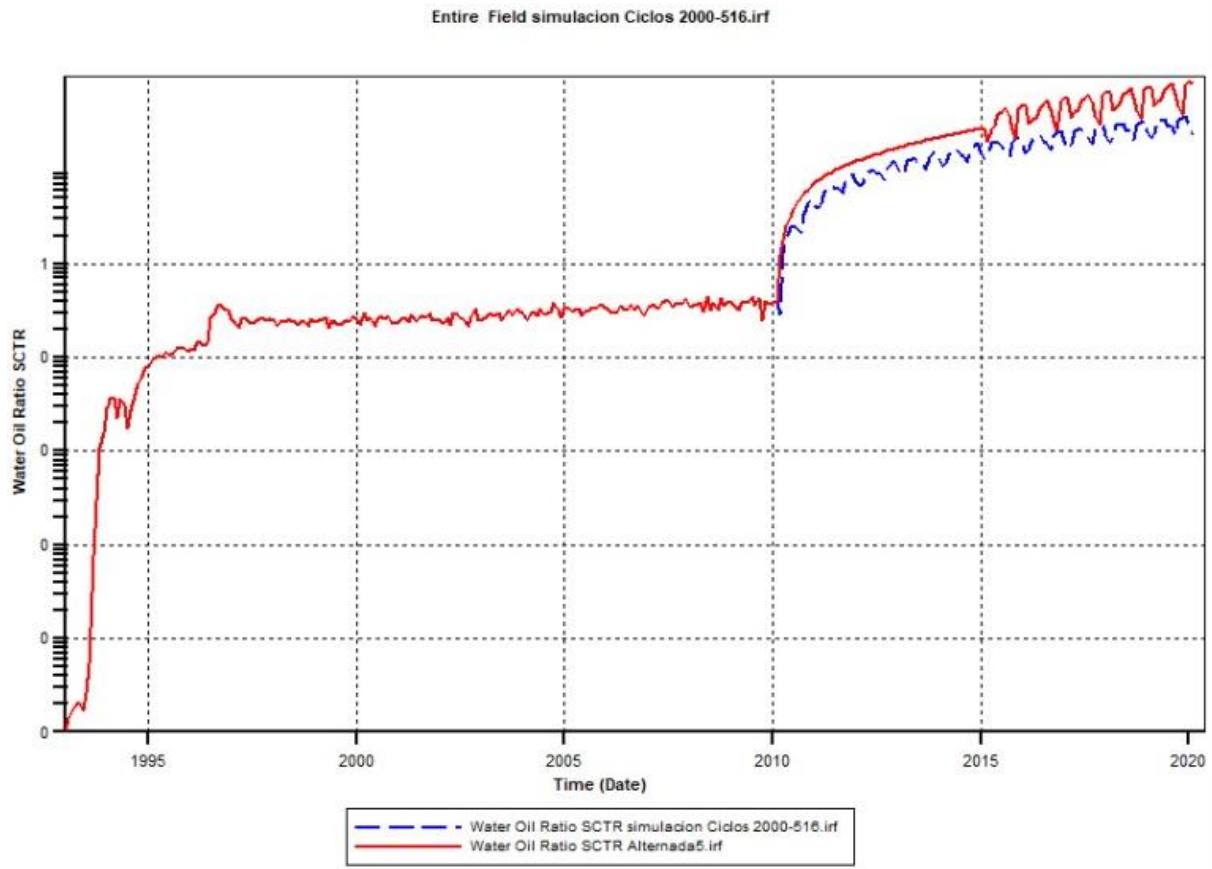


Nota. La figura representa los resultados obtenidos del RGP la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de agua por pulsos. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

En las Fig.39 y Fig.40 se observa que, desde la realización de la inyección de ciclos hasta el periodo de la finalización de la simulación, las oscilaciones de los ciclos son irregulares, esto se debe a que los pozos utilizados para esta técnica tienen diferentes periodos en los cuales se hace la inyección, esto se puede observar en la Fig 32. También se puede identificar que la inyección alternada en los periodos de 01-02-2010 hasta 01-01-2015 la producción de fluidos es mucho mayor con respecto a la inyección de ciclos, indicando que el polímero que se utilizó en esta simulación (poliacrilamida) genera mayor movilidad de los fluidos de yacimiento y del barrido.

Figura. 42

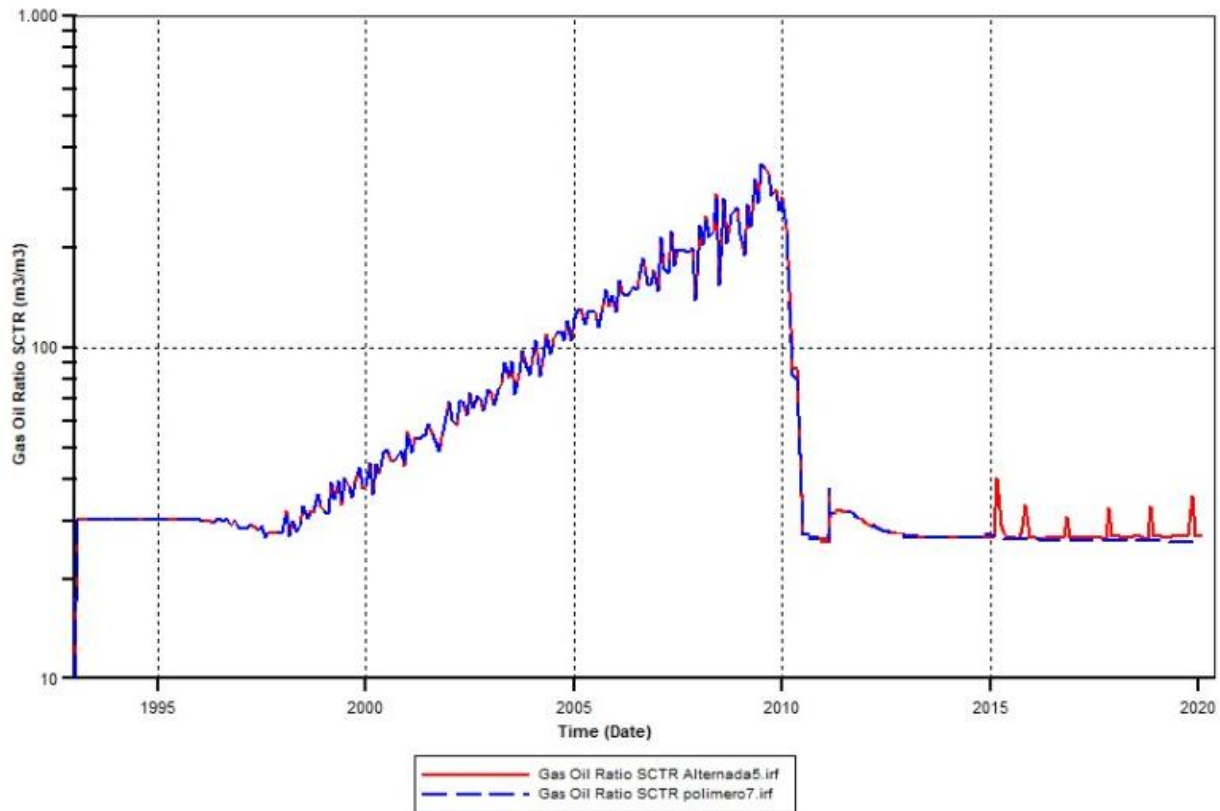
Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de polímero con respecto al RAP



Nota. La figura representa los resultados obtenidos del RAP la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de polímero del PHPA. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 43

Comparativa de los escenarios de ideales de la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de polímero con respecto al RAP



Nota. La figura representa los resultados obtenidos del RGP la inyección alternada de agua-polímero vs inyección de polímero del PHPA. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

En las Fig.42 y Fig.43 se puede observar que el comportamiento de la inyección alternada y la inyección del polímero son iguales hasta 01-01-2015 existiendo anteriormente una inyección del 01-02-2010, esto se debe a que se realizó la misma inyección de polímero en ese intervalo de tiempo para ambos casos, pero una vez terminado este tiempo, en la inyección alternada comienza a realizarse una inyección de pulsos de agua donde se evidencia una creciente producción de fluidos, las oscilaciones que este genera por sus altos caudales y periodos de operación de la inyección. Esto demuestra que la energía que suministra los ciclos brinda una nueva ayuda y permite que se re acomoden los fluidos de formación para que luego puedan ser barridos.

4. CONCLUSIONES

- El mecanismo de producción de agua más representativo del yacimiento es la canalización de agua puesto que se observa en 6 de los pozos productores, los canales de agua se forman cuando la curva de RAP es igual o superior 3. En general, se evidencia que el flujo de agua dentro del yacimiento está en constante cambio a través del tiempo, alcanzando un máximo de producción de agua equivalente a $1,15289E+8 \text{ m}^3$.
- Haciendo el análisis con el factor de recobro el porcentaje asociado a la inyección de agua continua la cual presenta un valor de 22,53% (Caso#4). Dado por unos parámetros ideales los cuales fueron un caudal de inyección de $2000 \text{ m}^3/\text{día}$ y una presión de 20000Kpa en los pozos 5 y 16.
- En el escenario de inyección de agua por pulsos genera como resultado un factor de recobro de 20,5% (Caso#1). El resultado corresponde a tiempos de inyección intercalados entre 2 meses para el pozo 5, y 3 meses para el pozo 16, ambos con un caudal de inyección de $3000 \text{ m}^3/\text{día}$ y una presión de 20000 Kpa. Este resultado sugiere que entre más pequeños sean los tiempos de inyección y estos no se realicen en simultaneo, la presión de yacimiento se mantiene y el barrido de petróleo se realiza de manera constante.
- En el escenario de inyección de polímero del PHPA el resultado del factor de recobro más alto alcanzado fue de 19,8% (Caso#4). Dicho escenario cuenta con una concentración de 1500ppm, una inyección de 10 años y una viscosidad de 10 cP. Lo que demuestra que el factor predominante en la inyección de polímero del PHPA con respecto al factor de recobro es la viscosidad más alta planteada en este trabajo con respecto a los otros escenarios de inyección de polímero del PHPA.
- En el escenario de inyección de polímero de la Goma Xantica el máximo valor del factor de recobro arrojado fue de 17,34% (Caso#4). Dicho escenario cuenta con una concentración de 1000ppm, una viscosidad de 10 cP y un tiempo de inyección de 10 años. A diferencia de la inyección de polímero del PHPA donde el mejor escenario es cuando se encuentra con una concentración de 1000ppm, una viscosidad de 10 cP y una inyección de 10 años, lo que lleva a inferir que existe una relación entre la concentración y la viscosidad, que para la concentración entre más bajo sea mejor para el factor de recobro y la viscosidad sigue siendo directamente proporcional con el factor de recobro.

- Para el análisis de sensibilidad de la inyección alternada agua-polímero se logra un factor de recobro 23,34% (Caso #5). El máximo factor de recobro se obtuvo debido a que se combinaron las variables de los casos ideales de la inyección de agua por pulsos y de polímero. Cuando se simuló la inyección con los siguientes parámetros una concentración polimérica de 1500ppm, una viscosidad 10 cP, un caudal de inyección de 5000m³/día, una presión de inyección de 20000 Kpa, periodos de inyección de 2 meses en el pozo 5, y 3 meses en el pozo 16 con alternancia.
- Para la inyección alternada agua-polímero el mayor factor de recobro fue equivalente a 23,34% (Caso #5). Para la inyección de agua, el mayor factor de recobro alcanzado fue de 22,53% (Caso#4). Estos valores se deben a la suspensión de inyección por un periodo de 2 meses en el pozo 5, y 3 meses en el pozo 16, para ambos casos. Dicha suspensión, genera una nueva redistribución de los fluidos presentes mientras actúa el mecanismo de flujo cruzado.
- Si bien la inyección alternada agua-polímero mostró el mayor factor de recobro, la hipótesis de trabajo no fue corroborada. Ésta establecía, que dicho método de inyección superaría el factor de recobro en un 30% con respecto a otros métodos de inyección. La diferencia obtenida en nuestros resultados es de tan solo 0,81%.

5.RECOMENDACIONES

- Se sugiere que el valor del coeficiente de heterogeneidad estimado mediante la correlación de Dykstra-Parson, sea usado para realizar la curva de flujo fraccional, calcular la llegada del frente de agua y la producción de agua y aceite.
- El factor de recobro más alto que se obtuvo en el análisis de sensibilidad donde arrojó un valor de 23,34%, sin embargo, se recomienda que para futuros proyectos semejantes a este se debe dejar un periodo largo de inyección continua de agua para que la formación de los canales sea más prominente y el polímero tenga mejor movilidad. Teniendo en cuenta que no se hizo previamente una inyección de agua continua.
- Se sugiere simular escenarios con concentraciones de polímero más baja que las implementadas en el presente trabajo. Lo anterior para descartar posibles tapones en la cara de la formación.
- A pesar de que sea un modelo sintético de yacimiento y las correlaciones no efectúan un coeficiente de heterogeneidad alto, se recomienda que, para disminuir la incertidumbre del coeficiente encontrado, es visualizando las propiedades de permeabilidad y porosidad de un campo real que cuente con las mismas propiedades en el cual se pueda realizar pruebas de laboratorio.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ANH, «<http://www.anh.gov.co/>,» [En línea]. Available: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/Colombia%20Petrolera/Paginas/default.aspx>. [Ultimo acceso: 2020].
- [2] A. D. Acosta, «El recobro mejorado: la tabla de salvación,» La republica, 2017.
- [3] J. S. G.-. M. Molina, «análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante simulación en el campo Palogrande-Cebú,» Bogotá D.C, 2019, p. 126.
- [4] A. C. d. I. d. Petroleos, «portafolio.co,» 3 10 2018. [En línea]. Available: <https://www.portafolio.co/economia/infraestructura/infraestructura-el-pais-debe-mantener-ritmo-en-gestion-de-proyectos-538221>. [Ultimo acceso: 2020].
- [5] G. Maya, R. Castro, A. Lobo, A. Ordóñez, J. Sandoval, D. Mercado, M. Trujillo, C. Soto y H. H. Perez, «<http://oilproduction.net/>,» 22 Diciembre 2010. [En línea]. Available: http://oilproduction.net/files/eor_ecopetrol.pdf.
- [6] J. S. Garcia y A. M. Molina, «Análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante la simulación en el campo Palo grande.Cebu,» Bogotá D.C, 2019, p. 126.
- [7] D. F. Hincapié y S. M. Verján, «Evaluación técnica de la inyección cíclica de agua en la formación K1 inferior del campo Castillamediante simulación numérica,» Bogotá D.C., 2019, p. 78.
- [8] V. E. Botechia, C. E. A. G. Barreto, L. F. Lamas y D. J. Schiozer, «Evaluation of alternative water-polimer injection parameters using numerical simulation,» 2019, p. 10.
- [9] Shlumberger, «www.glossary.oilfield.slb.com,» [En línea]. Available: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx. [Ultimo acceso: 2020]
- [10] A. Da-Silva, «lacomunidadpetrolera.com/,» 3 Octubre 2008. [En línea]. Available: <https://lacomunidadpetrolera.com/2008/10/mecanismos-de-produccion.html#:~:text=Los%20mecanismos%20de%20producci%C3%B3n%20son,desplac%20hacia%20el%20pozo%2C%20por>. [Ultimo acceso: 2020].
- [11] A. C. Romero, «Conceptos básicos e introducción al recobro mejorado,» Bogotá D.C..
- [12] Brenntag, «connect.brenntag.com,» [En línea]. Available: <https://connect.brenntag.com/es-ar/productos/goma-xantana>. [Ultimo acceso: 2020].

[13] M. P. d. Ferrer, «Fundamentos de Ingeniería de yacimientos,» Venezuela, 2001, p. 391.

[14] O. Languages, «Oxford Languages,» [En línea]. Available:

<https://languages.oup.com/google-dictionary-es/>. [Ultimo acceso: 2020].

[15] Computer Modelling Group CMG, CMG2019. [CMG-Linea]. Calgary, Computer Modelling Group Ltda.

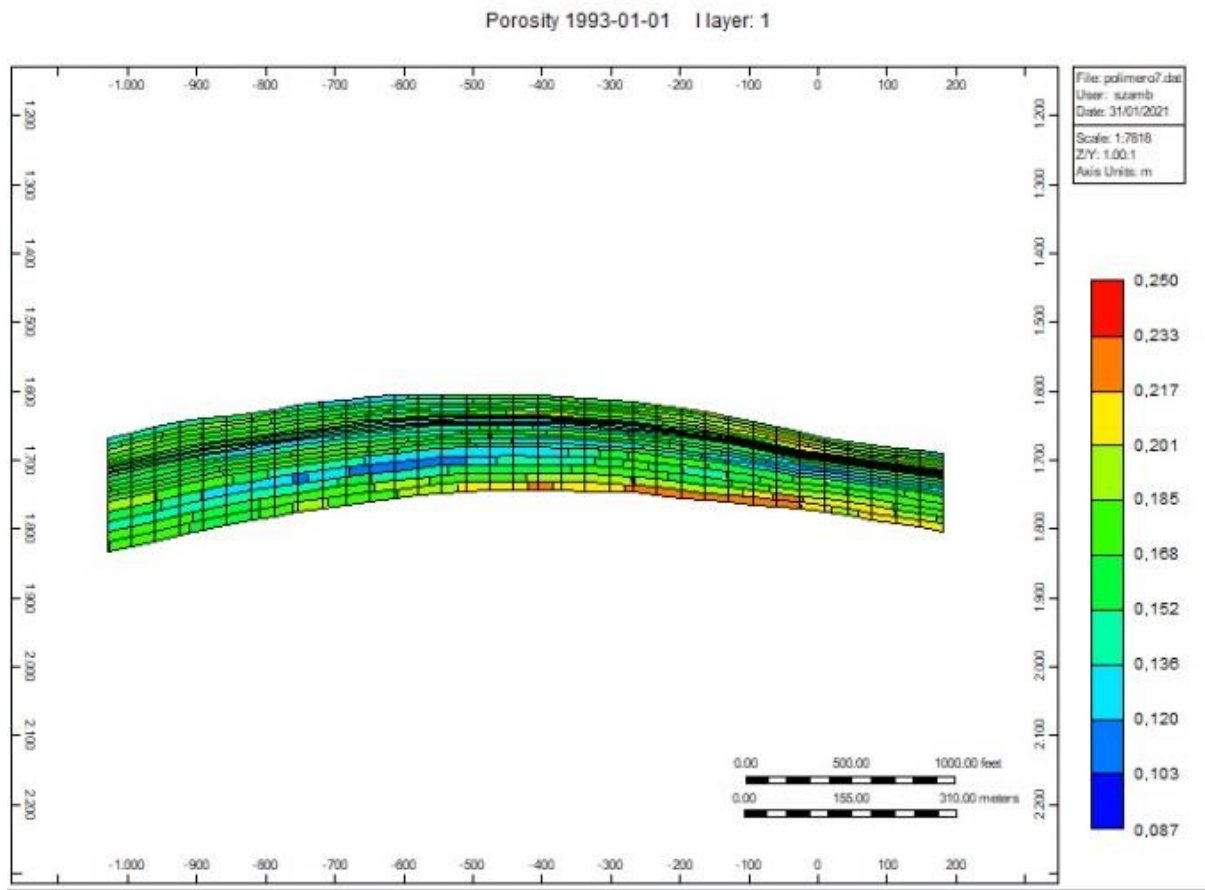
ANEXOS

ANEXO A.

FIGURAS DEL MODELO PETROFISICO

Figura. 44

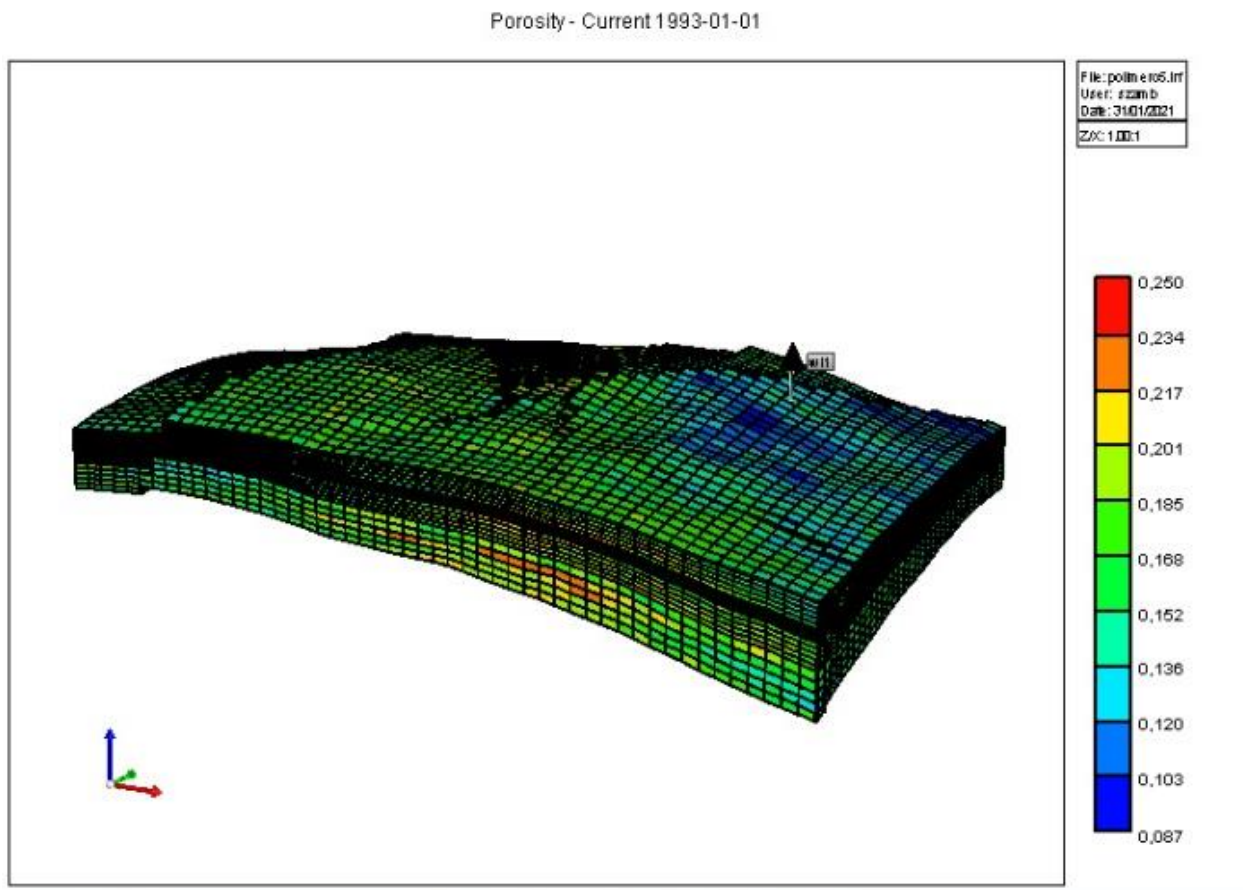
Modelo lateral en 2D de la porosidad



Nota. La figura muestra los rangos (0.087-0.250) de porosidad en fracción existentes en el plano JK en el año 1993-01-01. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 45

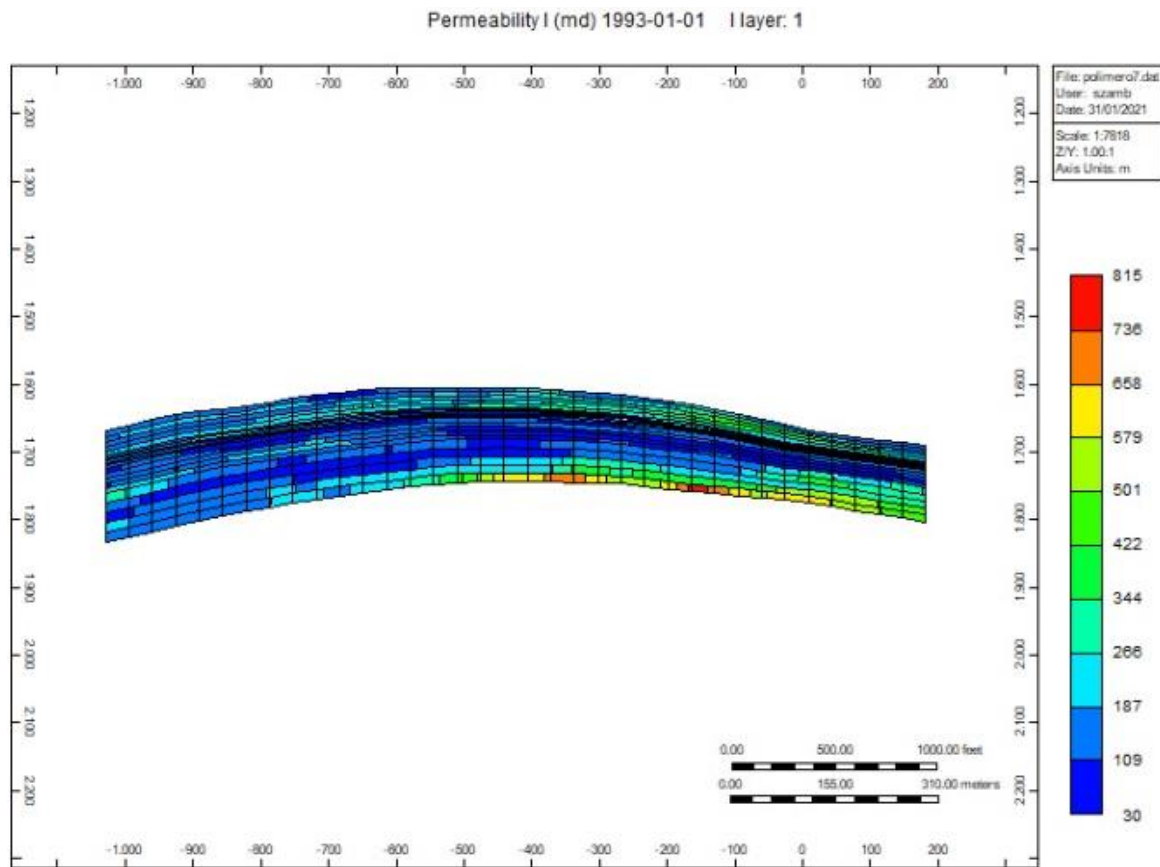
Modelamiento en 3D de la porosidad



Nota. La figura muestra los rangos (0.087-0.250) de la porosidad en fracción existentes en el plano IJK en el año 1993-01-01. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 46

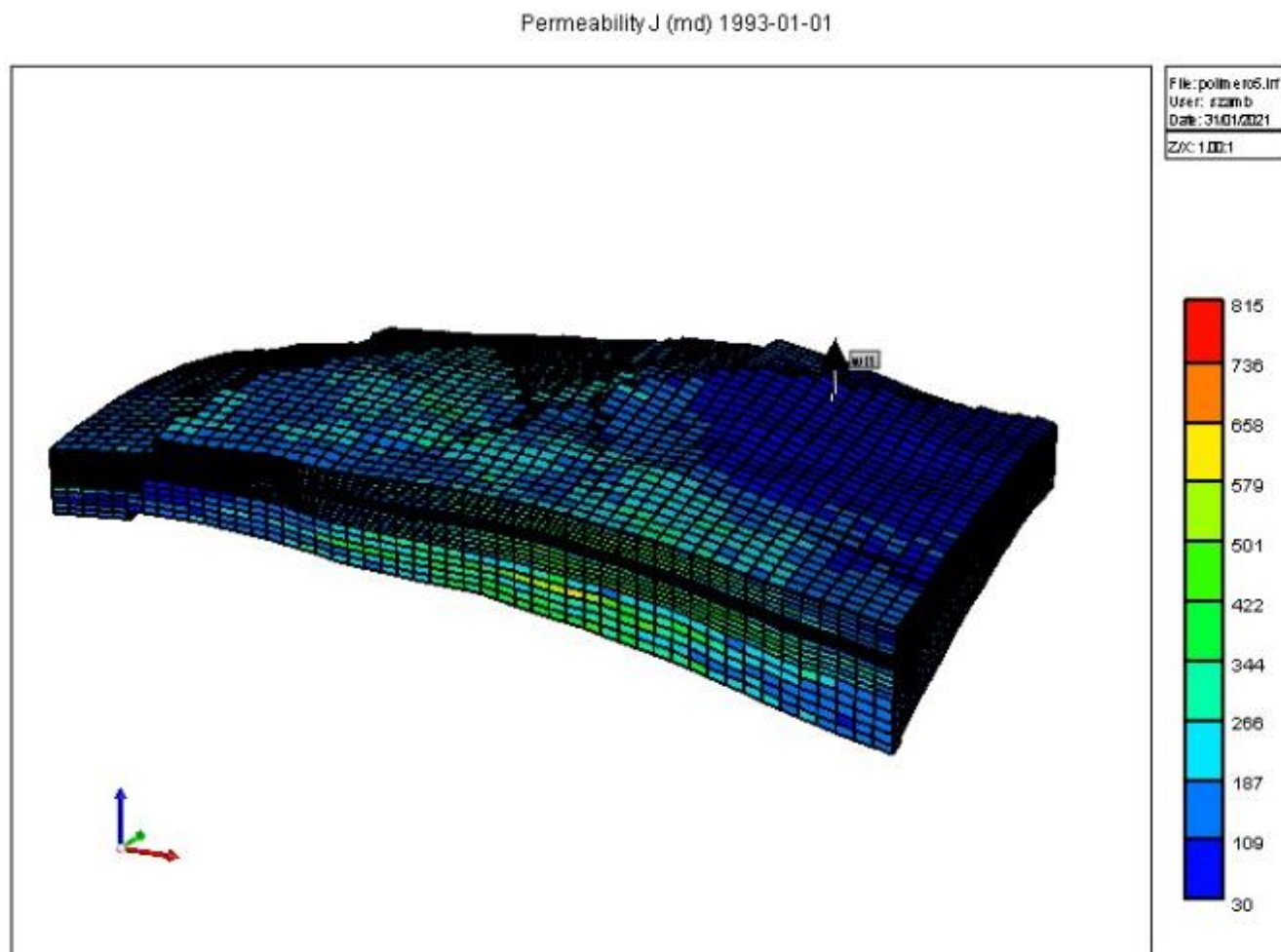
Modelo lateral en 2D de la permeabilidad



Nota. La figura muestra los rangos (30-815) de permeabilidad en mD existentes en el plano JK en el año 1993-01-01. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 47

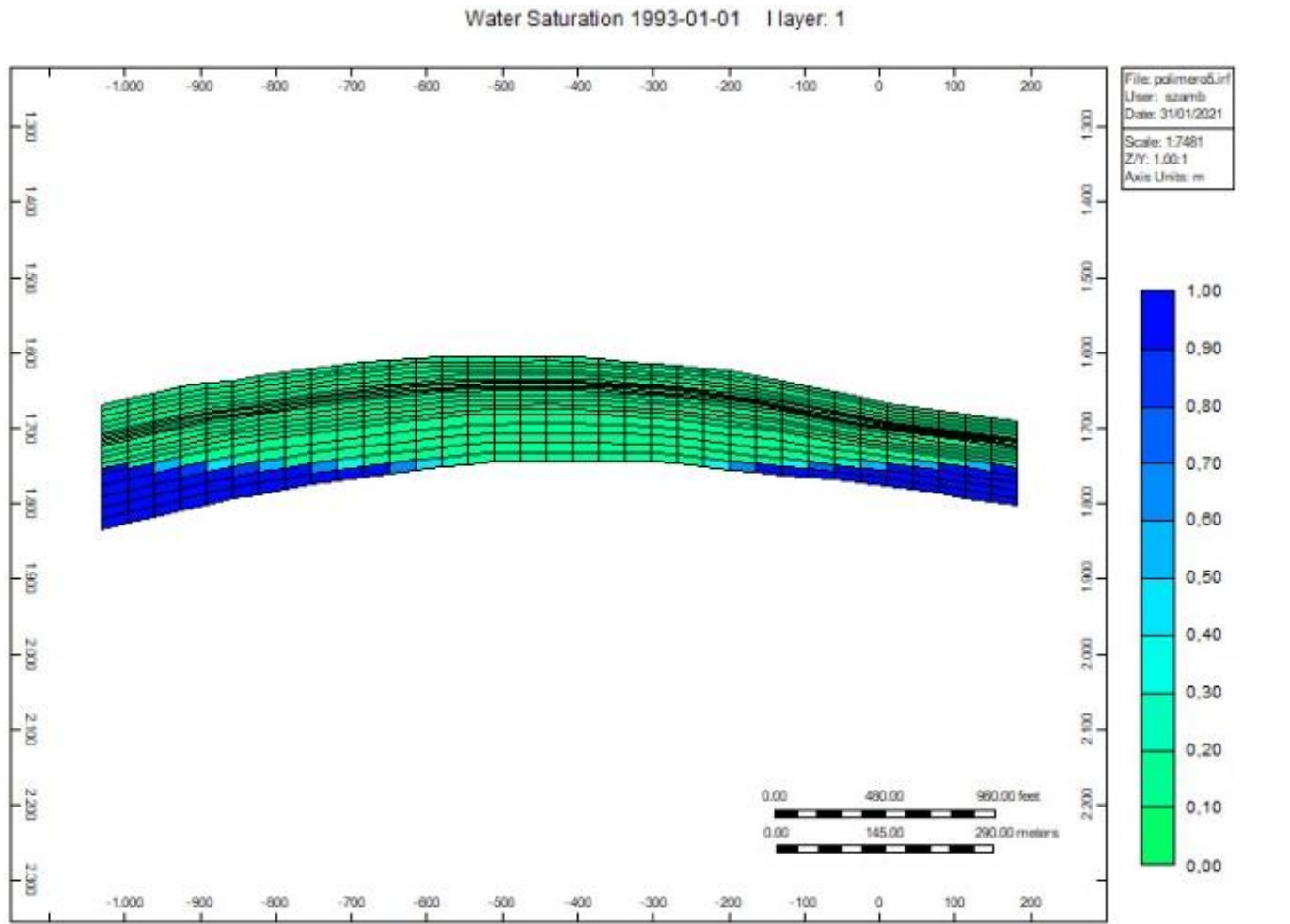
Modelamiento en 3D de la permeabilidad



Nota. La figura muestra los rangos (30-815) de permeabilidad en mD existentes en el plano IJK en el año 1993-01-01. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

Figura. 48

Modelo 2D de la saturación de agua



Nota. La figura muestra los rangos (0-1) de la saturación de agua en fracción existentes en el plano IJK en el año 1993-01-01. Tomado de: Computer Modelling Group (CMG), 2020.

