Predicción del comportamiento de producción del plan de desarrollo para un sector de un Campo Maduro sometido a un proceso de inyección de agua del Valle Medio del Magdalena, mediante la creación de un modelo dinámico robusto.

Juan Pablo Falla Porras

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Maika Gambus Ordaz

PhD. en Ingenieria de Petroleos y Geosistemas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Primero quiero dar gracias a Dios por permitirme cumplir esta meta, a mi esposa Maria Alejandra Cabrera por ser siempre un soporte en mi vida, a mi hija Isabella Falla por ser el motor de mi vida y a mi madre Marisol Porras por estar siempre presente y apoyándome en cada etapa de mi vida.

Contenido

Pág.

Introducción 13

1. Objetivos 15

1.1 Objetivo General 15

1.2 Objetivos Específicos 15

2. Generalidades del Campo 16

2.1 Sector de Estudio 19

2.2 Plan de Desarrollo 21

3. Caracterización del Yacimiento 23

3.1 Geología 23

3.1.1 Modelo Estructural 23

3.1.2 Modelo Estratigráfico. 25

3.1.3 Modelo Sedimentológico. 26

3.2 Petrofísica 28

3.3 Modelo de Fluido 32

3.4 Modelo Roca-Fluido 33

4. Balance de Materia 36

5. Ajuste Histórico Mediante Simulación Numérica 41

5.1 Creación del Modelo Dinámico 42

5.1.1 Modelo Estático. 43

5.1.2 Modelo de Fluidos. 44

5.1.3 Modelo Roca – Fluido. 45

5.1.4 Pozos, Restricciones y Eventos 46

5.2 Ajuste histórico de la primera etapa..... 47

5.3 Ajuste histórico de la segunda etapa..... 50

6. Predicción Del Comportamiento De Producción y Análisis Del Plan De Desarrollo 58

7. Conclusiones..... 65

8. Recomendaciones 66

Referencias Bibliográficas..... 67

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1. Patronamiento actual del campo (Siete puntos invertidos) 17

Figura 2. Gráfico de IP vs RRI. 18

Figura 3. Diagrama ternario de saturación de las tres fases. 20

Figura 4. Historia de producción de la zona de estudio (CS01). 21

Figura 5. Pozos activos y de desarrollo. 22

Figura 6. Vista de planta de la geología estructural de CS01 24

Figura 7. Identificación de pérdidas de sección en registros eléctricos. 25

Figura 8. Registro tipo con el detalle de la subdivisión de la zona C (Mugrosa). 26

Figura 9. Mapa de Facies para la unidad hidráulica operativa C2-C. 27

Figura 10. “Cut off” de porosidad determinado para cada facie. Base de datos Occidental Colombia. 28

Figura 11. Gráfico de Porosidad VS Permeabilidad en cada facie y tipo de roca. 29

Figura 12. Gráfico de Porosidad VS Permeabilidad con “cut off” en cada facie y tipo de roca. . 30

Figura 13. Gráfico de altura sobre el contacto VS saturación de agua en cada tipo de roca. 31

Figura 14. Gráfico de permeabilidad relativa promedio normalizada. 34

Figura 15. Curva de flujo fraccional. 35

Figura 16. Gráfico de bloques identificados a partir de geología estructural 36

Figura 17. Distribución de producción para el bloque 7 de CS01 37

Figura 18. Histórico de presiones para el bloque 1 de CS01 recopilado a partir de niveles estáticos y presiones MDT's existentes. 38

Figura 19. Linealización de las extracciones y las expansiones para obtener el POES..... 39

Figura 20. Comparación entre las presines de yacimientos obtenidas por bloques de MBAL y la data real. 40

Figura 21. Presión de yacimiento en función del tiempo para cada bloque de CS01 de su etapa primaria. 41

Figura 22. Historia de producción e inyección de CS01 y las etapas establecidas en el proceso de ajuste histórico. 42

Figura 23. Modelo estático para el área de CS01 con el modelo de facies poblado. 43

Figura 24. Comportamiento de viscosidad en función de presión para el tope y la base del modelo..... 45

Figura 25. Modelo de permeabilidades relativas de 3 fases para el tipo de roca 1. 46

Figura 26. Volúmenes porosos inyectados por unidades a partir de trazadores 1. 47

Figura 27. Ajuste histórico de la primera etapa obtenido a partir de la simulación de yacimientos. 48

Figura 28. Ajuste histórico de aceite para la primera etapa obtenido a partir de la simulación de yacimientos por pozo. 48

Figura 29. Ajuste histórico de la presión promedio de yacimiento para la primera etapa obtenido a partir de la simulación. 49

Figura 30. Comparación de las presiones obtenidas con la data MDT obtenida en los pozos actuales. 50

Figura 31. Data de entrada obtenida de la primera etapa de simulación para la siguiente fase del proceso. 51

Figura 32. Valor óptimo encontrado del exponente de la curva de permeabilidad relativa para el aceite. 53

Figura 33. Valor óptimo encontrado del exponente de la curva de permeabilidad relativa para el agua. 54

Figura 34. Ajuste histórico óptimo para el acumulado de aceite generado en CMOST. 55

Figura 35. Ajuste histórico la producción global de aceite y líquido en CS01. 56

Figura 36. Ajuste histórico la producción de aceite por pozo 56

Figura 37. Ajuste histórico la presión de fondo fluyente por pozo. 57

Figura 38. Ajuste histórico de la presión promedio de yacimiento. 58

Figura 39. Producción incremental de aceite en las campañas de perforación del 2019 y 2020. . 59

Figura 40. Producción incremental de fluidos en las campañas de perforación del 2019 y 2020. 59

Figura 41. Producción real vs predicciones numérica y analítica. 60

Figura 42. Producción analítica vs numérica para el plan de desarrollo del 2019. 61

Figura 43. Producción analítica vs numérica para el plan de desarrollo del 2020. 62

Figura 44. Producción real del plan de desarrollo del año 2018. 63

Figura 45. IP VS RRI asumiendo los datos obtenidos en la simulación como la data real. 64

Lista de Tablas

Pág.

Tabla 1. Propiedades del fluido en función de la profundidad 32

Tabla 2. Data de permeabilidad relativa obtenida a partir de pruebas de desplazamiento en laboratorio 33

Tabla 3. Valores “End Point” para la curva de permeabilidad promedio”. 34

Resumen

Titulo. Predicción del comportamiento de producción del plan de desarrollo para un sector de un Campo Maduro sometido a un proceso de inyección de agua del Valle Medio del Magdalena, mediante la creación de un modelo dinámico robusto[*].

Autor. Juan Pablo Falla Porras[**]

Palabras Clave. Inyección de agua, simulación numérica, campo maduro, Plan de desarrollo, caracterización de yacimientos

Descripción

En esta monografía se presenta la construcción de un modelo dinámico robusto para un campo maduro sometido a un proceso de inyección de agua, en este se resume todos los pasos que se sugieren como metodología para tener un modelo confiable, desde el análisis de los diferentes modelos necesarios para la simulación numérica hasta el proceso de ajuste histórico, predicción y análisis de los resultados.

Este trabajo permitió entender y aterrizar mejor el comportamiento de producción de un yacimiento sometido a inyección de agua producto de la implementación de un plan de desarrollo para un sector del campo con lo cual se decidió acelerar las campañas de perforación para los pozos con mejor comportamiento de lo esperado y reevaluar los pozos de bajo rendimiento y tomar las respectivas acciones para poderlos llevar de la contingencia al desarrollo.

[*] Monografía

[**] Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Ingeniería de Yacimientos Director Maika Gambus Ordaz PhD. en Ingenieria de Petroleos y Geosistemas

Abstract

Title. Prediction of the production behavior of the development plan for a sector of a Maduro Field undergoing a water injection process of the Middle Magdalena Valley, by creating a robust dynamic model[*].

Author. Juan Pablo Falla Porras[**]

Keywords. Water injection, numerical simulation, mature field, Development plan, reservoir characterization

This monograph presents the construction of a robust dynamic model for a mature field undergoing a water injection process, this summarizes all the steps that are suggested as a methodology to have a reliable model, from the analysis of the different models necessary for numerical simulation until the process of historical adjustment, prediction and analysis of the results.

This work allowed us to better understand and land the production behavior of a reservoir under water injection resulting from the implementation of a development plan for a sector of the field with which it was decided to accelerate drilling campaigns for wells with better performance than expected and reassess the low performance wells to take the respective actions and take them from contingency to development.

[*] Monografía

[**] Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Ingeniería de Yacimientos Director Maika Gambus Ordaz PhD. en Ingenieria de Petroleos y Geosistemas

Introducción

En un campo maduro del valle medio del Magdalena sometido a un proceso de inyección de agua, la predicción del comportamiento de producción del plan de desarrollo, se ha hecho con base a modelos analíticos y analogías con pozos vecinos, teniendo como resultado en las últimas 2 campañas de perforación un porcentaje significativo de pozos que tienen un desempeño inferior o muy superior al de la curva tipo y en algunos casos se vuelven no económicos.

A la fecha, los pozos propuestos para su desarrollo se acercan a zonas de mayor incertidumbre y riesgo, asociados al comportamiento de los pozos por cercanía al contacto, mayores saturaciones de gas en la parte más alta de la estructura y al desconocimiento en las presiones actuales, teniendo en cuenta que se trata de un yacimiento multicapas (10 unidades de flujo) y saturaciones por los diferentes procesos de recobro a los cuales ha sido sometido el campo.

El portafolio de pozos de los años futuros aumenta el nivel de incertidumbre en los resultados esperados, para lo cual se hace necesario el tener un modelo de respuesta más robusto, adicional al análisis convencional que se realiza y una de las respuestas a este problema es la simulación numérica de yacimientos.

Con la generación del modelo dinámico se logran resolver incertidumbres que no se pueden obtener con la metodología actual, tales como: Saturaciones, presiones, eficiencias volumétricas, tasa de declinación. A partir de estas, generar un rango de probabilidad con el cual se pueda llegar a comportar la producción de cada pozo.

La investigación surge como una necesidad de poder tener un modelo de predicción más robusto, basado en simulación numérica, el cual ayudará en la toma de decisiones a la hora de generar un plan de trabajo de perforación para cada año. Con esto, el campo maduro a evaluar tendrá una campaña de perforación con mejor comportamiento de producción ajustado a lo esperado y con un mejor valor presente neto para la compañía operadora al realizar inversiones en campañas de perforación que sean de bajo riesgo e incertidumbre.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Predecir el comportamiento de producción para un sector de un campo maduro sometido a un proceso de inyección de agua del Valle Medio del Magdalena, mediante la creación de un modelo dinámico robusto.

1.2 Objetivos Específicos

Recopilar la información de producción-inyección, modelo de fluidos, data roca-fluido y condiciones de inicialización del sector a simular.

Construir un modelo dinámico que reproduzca el comportamiento histórico de presiones y saturaciones, honrando el balance de materia en el yacimiento objeto de estudio.

Ajustar el modelo dinámico, mediante un software comercial, al comportamiento real de producción y presión en el tiempo.

Predecir el comportamiento de producción de los pozos que se encuentran en el portafolio de trabajos del campo

2. Generalidades del Campo

El campo de estudio es un campo maduro, con más de 100 años de historia, sometido a varios procesos de recobro donde se incluye inyección de gas e inyección de agua.

El campo se inició con una producción por flujo natural para luego dar paso a la inyección con gas como mecanismo de mantenimiento de presiones hasta aproximadamente 1970, año en el cual se suspendió toda actividad para este tipo de recobro. Entre 1946 y 1949 se dió paso a la inyección de agua a través de siete pozos con el fin de presurizar el yacimiento, ya en 1957 se inició la ejecución de un proyecto de recobro secundario a través de inyección de agua para un área inicial de 180 acres, formada por 17 modelos de 5 puntos, 24 inyectores y 18 productores, para una tasa de inyección de 1000 BWIPD por cada pozo, este proyecto fue denominado "Primer Desarrollo" y dió pie para la ejecución de proyectos posteriores formados por patrones que rodeaban el área del primer programa (Ecopetrol, 1999, pág. 6).

En 1940 se alcanzó el máximo potencial del campo, con una producción de 62,000 BOPD, para luego caer hasta su mínimo alcanzado de 5,000 BOPD en el año 2006. A partir de este momento, mediante un contrato de asociación se unieron esfuerzos económicos y técnicos para incrementar la producción hasta un máximo de 45,000 BOPD, el 75% de la producción máxima alcanzada en 1940.

Los yacimientos, están divididos estratigráficamente por zonas, correspondientes a las zonas A, B, C y D; las cuales están subdivididas individualmente y caracterizadas de acuerdo a sus propiedades.

Actualmente el campo se enfoca en la producción e inyección a través de la zona C del campo, apoyado en diferentes desarrollos tecnológicos como la utilización de sartas selectivas en inyección para evitar los problemas de canalización que se venían presentando anteriormente. Se trabaja bajo el modelo de 7 puntos invertidos (Figura 1), indicando 6 pozos productores en relación a un pozo inyector, tal como se muestra en la siguiente figura:

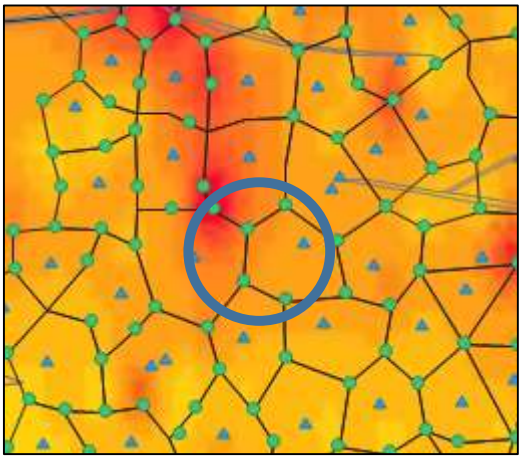

Figura 1. Patronamiento actual del campo (Siete puntos invertidos) Nota. Tomado de: Software Spotfire.

El campo en sus últimas campañas de perforación se ha concentrado en las partes más bajas y altas de la estructura, en las cuales la dispersión de resultados en el comportamiento de producción de los pozos con respecto a lo esperado es bastante grande, dejando un número significativo de pozos que llegan a ser no económicos. A continuación, se presentan los resultados de la última campaña mediante un gráfico de cuadrantes utilizando 2 variables denominadas IP "*Index Production*" (Ecuación 1) y RRI "*Reservoir Recovery Index*" (Ecuación 2), las cuales son variables internas con las que se evalúan el desempeño de un proyecto comparado con su promesa. En donde

los denominadores se sacan a partir de la curva tipo generada por pozo y se compara con los datos reales.

$$IP = \frac{Pico\ de\ produccion\ de\ aceite\ real\ mensualizada\ de\ los\ tres\ primeros\ meses}{Pico\ de\ produccion\ de\ aceite\ esperada\ de\ los\ tres\ primeros\ meses} \quad (1)$$

$$RRI = \frac{Acumulado\ real\ de\ aceite\ actual}{Acumulado\ esperado\ de\ aceite\ actual} \quad (2)$$

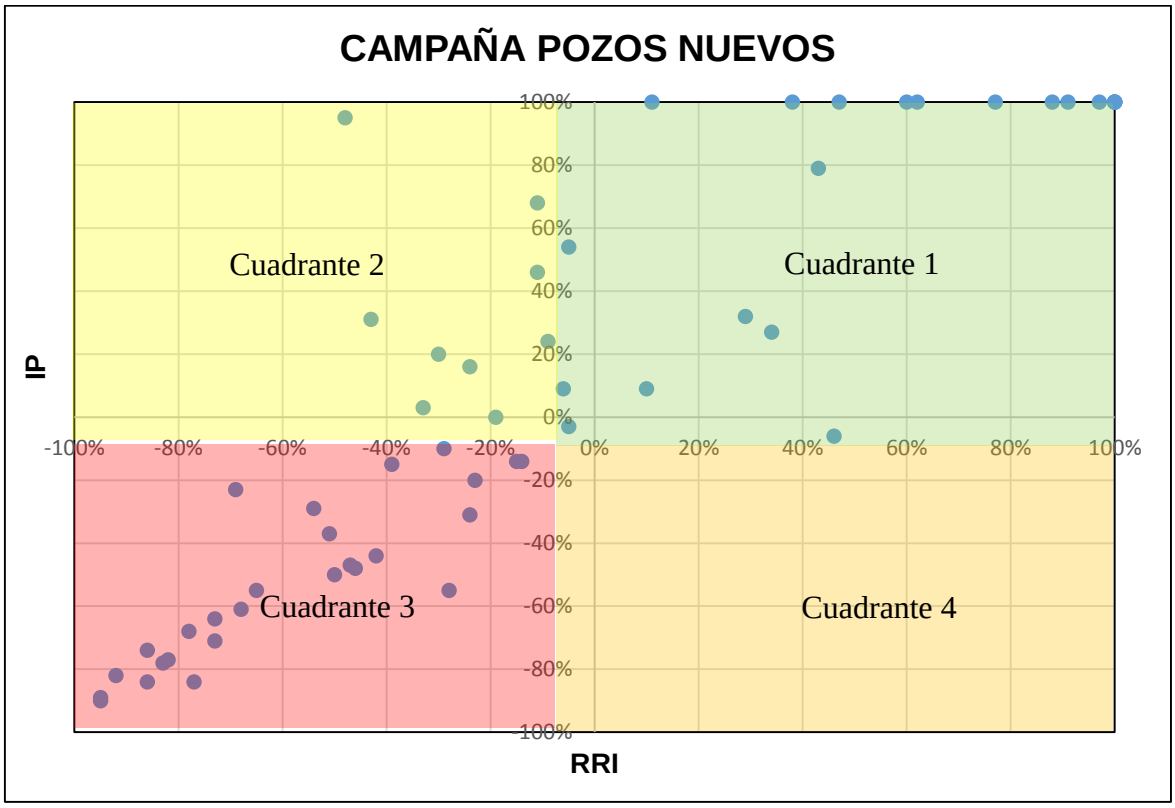

Figura 2. Gráfico de IP vs RRI. Adaptado de base de datos producción – inyección pozos nuevos.

Cuadrante 1: Son pozos que han entrado por encima del pico de producción esperado y además se han comportado en el tiempo por encima de lo pronosticado. Estos son los mejores pozos de la campaña de perforación, pero refleja una mala predicción ya que se están castigando al momento de evaluar su economía.

Cuadrante 2: Son pozos que entraron los primeros meses con el comportamiento de producción esperado, pero en el tiempo han tenido una declinación mayor a la esperada ya sea por falta de soporte o irrupción de agua prematura.

Cuadrante 3: Son pozos que tienen el comportamiento de producción siempre por debajo de lo esperado. Estos son los peores pozos de la campaña.

Cuadrante 4: Son pozos que no entraron con el comportamiento de producción esperado, pero con el tiempo gracias a la inyección se han podido mejorar.

Como se puede observar en la figura 2 hay una gran cantidad de pozos que se ubican en los cuadrantes 2 y 3, mostrando un mal desempeño entre la producción de la campaña y lo pronosticado, esto no quiere decir que los pozos no sean económicos, pero están teniendo una economía menor a la que se previó. Por este motivo, se hace necesario tener modelos de predicción con menor incertidumbre a los actuales y a esto surge como respuesta la simulación de yacimientos.

Los pozos ubicados en el cuadrante 1 reflejan que se está subestimando el desempeño real de los pozos y que en el caso de que se aterrizara mejor su potencial se podría tener una campaña más acelerada y con mejores resultados económicos al momento de realizar su evaluación.

2.1 Sector de Estudio

El campo se divide en 6 áreas operativas, el sector en el cual se va a concentrar el estudio lo llamaremos CS01. Es un subsector de una de las áreas operativas, el cual tiene el mayor número de pozos a perforar para los siguientes 2 años y muestra el mejor potencial tanto en reservas como en economía para la madurez del campo.

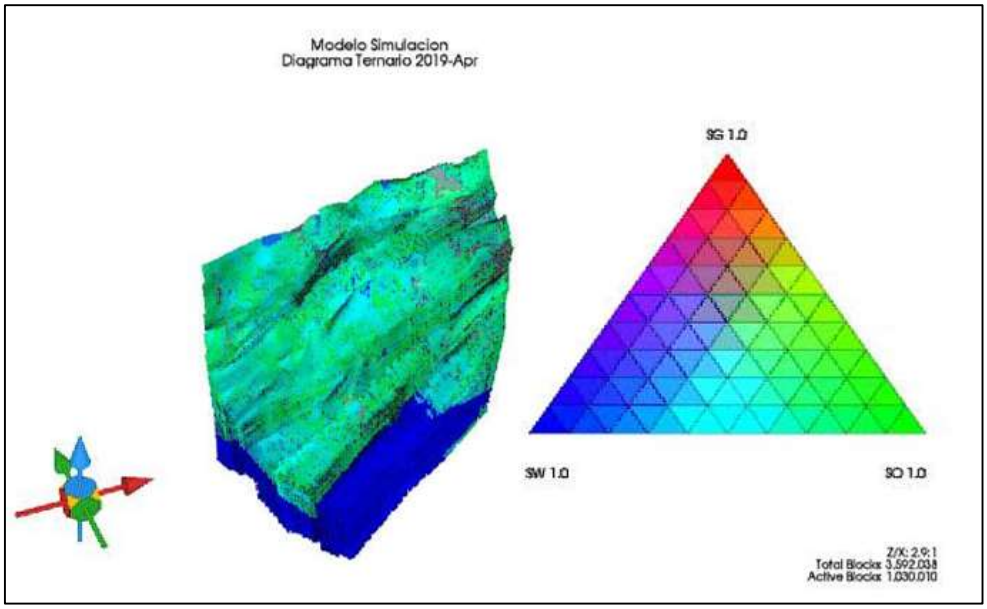

Figura 3. Diagrama ternario de saturación de las tres fases. Adaptado de: Modelo de Simulación numérica.

Como se puede observar en la figura 3 el sector todavía posee valores de saturación de aceite atractivos a desarrollar, este sector ha sido una de las áreas que no ha tenido mucho desarrollo con respecto a las demás áreas operativas debido a su complejidad estructural pero los resultados de las últimas campañas de perforación muestran que se tienen presiones altas comparadas con el promedio del campo, con valores de saturación de aceite muy prospectivos a desarrollar.

CS01 es un sector que se comenzó a producir desde el año 1927 bajo un proceso primario mediante la expansión roca-fluido y gas en solución, en 1970 se convierten a inyectores 4 pozos sin ningún patrón definido por aproximadamente 5 años sin buena respuesta de producción debido a una mala caracterización del yacimiento, debido a su bajo desarrollo en inyección comparado con los demás sectores del campo genera que se tenga una eficiencia de desplazamiento actual para el proyecto mayor; en el año 2005 empieza el proceso de inyección llegando actualmente a

un pico de producción aproximado de 6500 barriles de petróleo día el 65% de su pico máximo de producción como se puede apreciar en la figura 4.

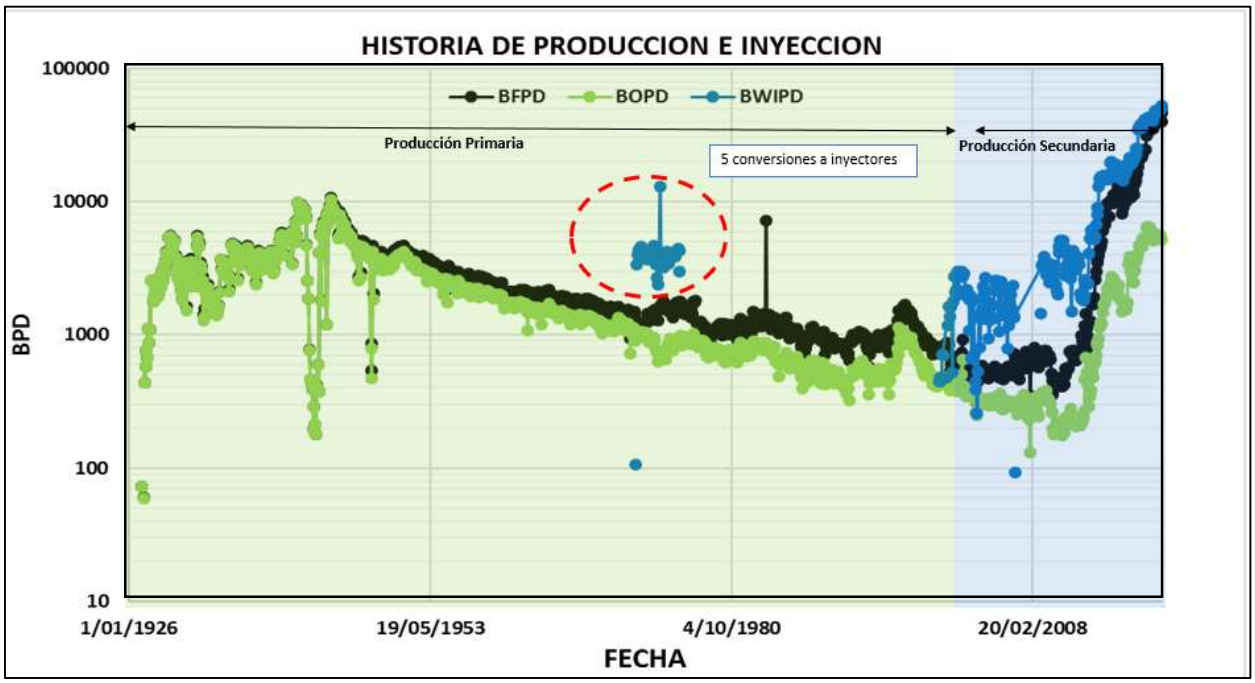

Figura 4. Historia de producción de la zona de estudio (CS01). : Base de datos DSS Occidental de Colombia.

2.2 Plan de Desarrollo

Actualmente el campo cuenta con 44 pozos productores y 27 pozos inyectores en patrones de 5 puntos invertidos o línea directa dependiendo de la geología estructural del sector. Se tiene todavía un potencial de más de 41 pozos productores y 23 pozos inyectores para perforar 2019+. A continuación, se muestra en la gráfica 5 la distribución areal de los pozos activos y por perforar planteados a la fecha.

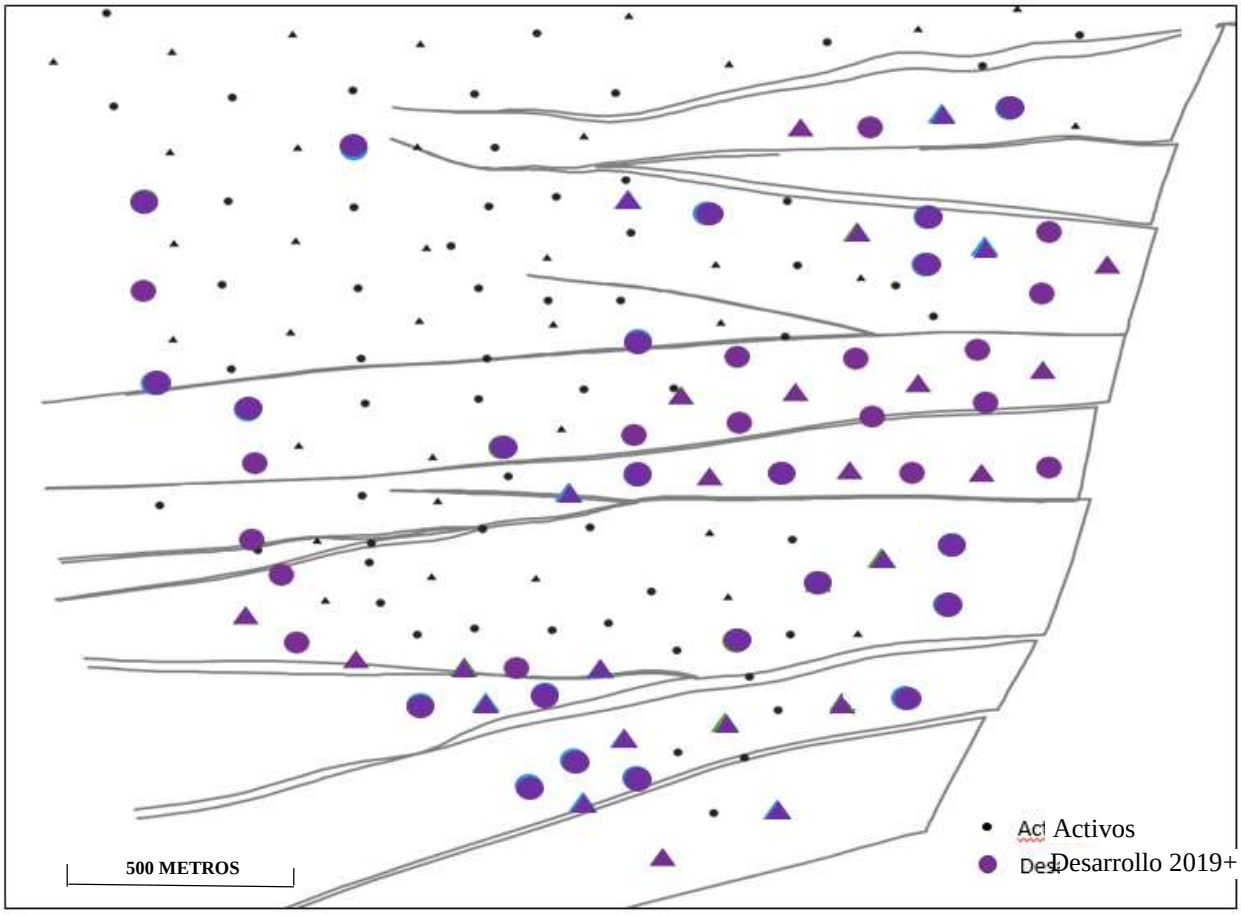

Figura 5. Pozos activos y de desarrollo. : Base de datos Occidental Colombia.

El Patronamiento definido para el desarrollo del sector es de 5 puntos invertido, esto con el objetivo de tener una relación productor/inyector de 1 ya que en algunos sectores la inyectividad no es alta y este desarrollo es muy utilizado en el mundo dejando eficiencias areales significativas >60%, adicionalmente se tienen también patrones de línea directa y línea alterna debido al desarrollo de la estructura donde se tienen fallas normales de carácter sellante que atraviesan de este a oeste la estructura e imposibilitan el desarrollo de 5 puntos invertidos.

3. Caracterización del Yacimiento

3.1 Geología

Se tiene la caracterización de tres modelos geológicos detallados: estructural, sedimentológico y estratigráfico, que se han construido y modificado a través de los años con la nueva adquisición de información de la perforación de pozos nuevos.

3.1.1 Modelo Estructural. CS01 es un anticlinal fallado por la falla principal de la Cira, la cual es una falla inversa y su principal trampa para la acumulación de hidrocarburos; perpendiculares a esta falla se tiene un sistema de fallas normales, de las cuales algunas presentan un carácter sellante separando hidráulicamente la estructura en varios bloques, ver figura 6. Cada bloque, dependiendo del depletamiento asociado a su producción primaria presenta actualmente condiciones de presión y saturación diferentes.

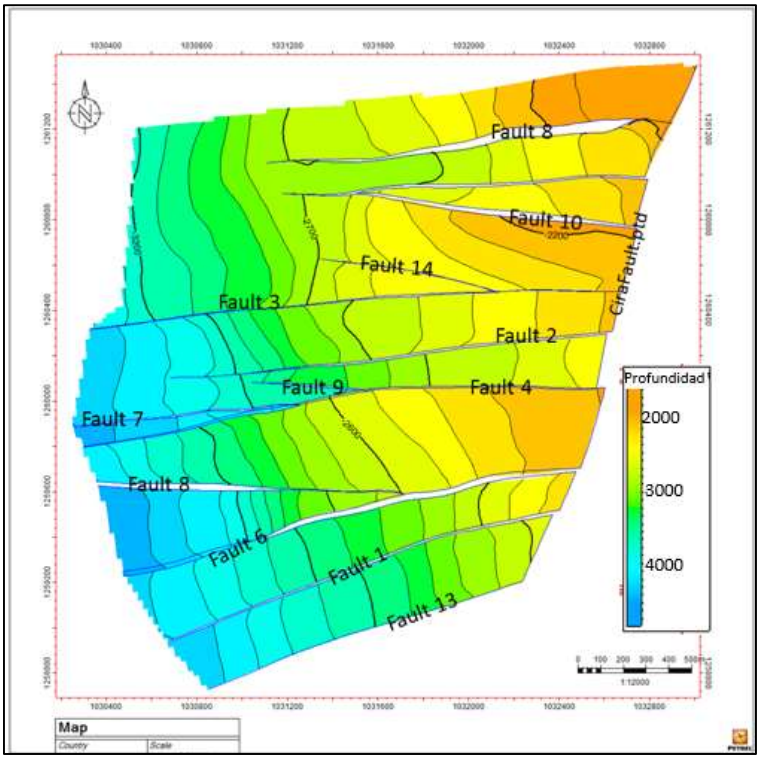

Figura 6. Vista de planta de la geología estructural de CS01 : Base de datos Occidental Colombia.

La creación del modelo se planteó soportado por la interpretación sísmica y pérdida o repetición de secciones de registros mediante correlaciones a partir de los pozos que se iban perforando a lo largo de los años, como se puede apreciar en el ejemplo de la figura 7 donde el pozo 3 omite la sección de lutitas asociadas a mugrosa fósil, identificando en este pozo por su trayectoria y perdida de sección una falla normal. Las integraciones de ambas variables permiten tener a la fecha una interpretación acorde a los esfuerzos principales del campo y que representa claramente las diferencias en producción de los pozos.

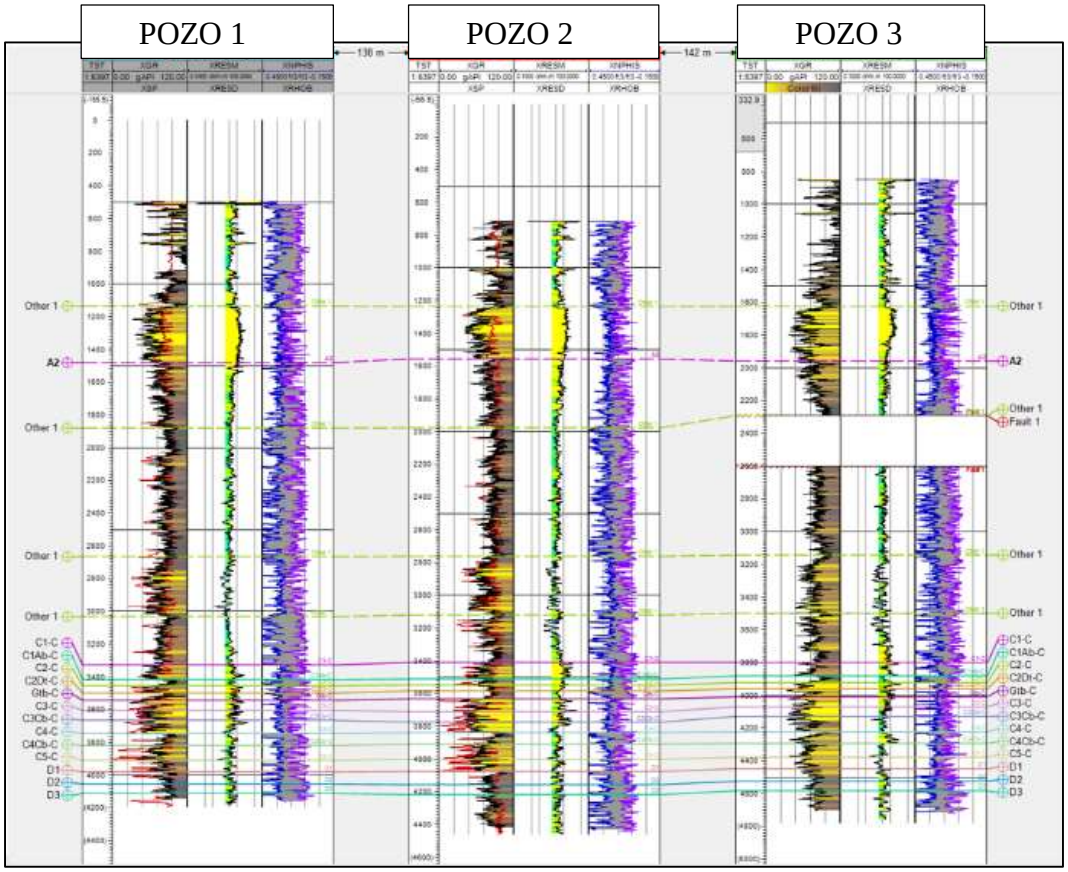

Figura 7. Identificación de pérdidas de sección en registros eléctricos. Base de datos Occidental Colombia.

3.1.2 Modelo Estratigráfico. En el campo La Cira Infantas, las formaciones Mugrosa y Colorado están subdivididas en 3 zonas o unidades operacionales mayores, las cuales a su vez se encuentran subdividas en unidades operacionales menores. Hacia la base la formación Mugrosa, se encuentra la zona C, la cual ha sido la más desarrollada a lo largo de la historia del campo, presenta un espesor bruto que alcanza los 600 ft. Se encuentra dividida en 9 unidades operacionales; continuando hacia el tope, se encuentra la zona B, con espesor de alrededor de 1200 ft; de esta hacen parte las arenas 47, La Cira, 13 y 244; ésta última es la base de la formación

Colorado. Suprayaciendo a la zona B, se encuentra la zona A, con un espesor total promedio de 800 ft; de la cual forman parte de base a tope, las arenas 157, arenas 116 y arenas 58. Figura 8.

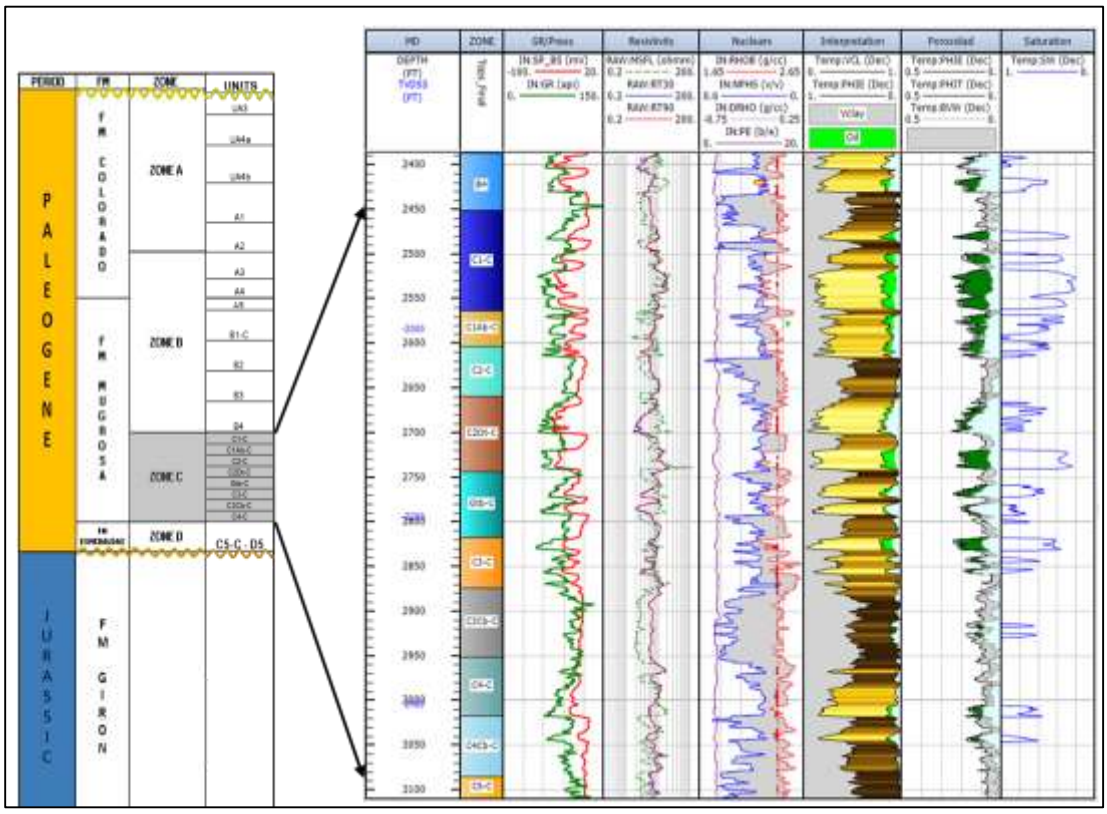

Figura 8. Registro tipo con el detalle de la subdivisión de la zona C (Mugrosa). Base de datos Occidental Colombia.

3.1.3 Modelo Sedimentológico. El yacimiento se presenta en un ambiente fluvial meándrico, caracterizado por tener una zona superior con mayor continuidad y canales más anchos y una zona inferior con un nivel de energía menor y presentar mayor discontinuidad. Se asociaron 4 facies asociados a este tipo de ambientes: facie 1 (barras de canal) estas son las arenas depositadas al borde de menor energía del rio, facie 2 (canal central) es acumulación de sedimentos de buena selección que se depositan en el centro del rio, estas dos primeras facies deben presentar las

mejores propiedades petrofísicas, facie 3 (desborde de canal) son sedimentos que se depositan cuando el rio se desborda de cauce natural y facie 4 (llanura de inundación) esta es la planicie por la cual el rio puede moverse, esta última facie se caracteriza por ser no reservorio debido a ser principalmente arcillas.

Las caracterizaciones de estas 4 facies se determinan a partir de la respuesta mostrada a partir de los registros eléctricos, principalmente *gamma ray* y potencial espontáneo, la forma en que estos se manifiestan permiten identificar la facie presente. A partir de esto se construyeron 9 mapas asociados a cada unidad hidráulica caracterizada previamente.

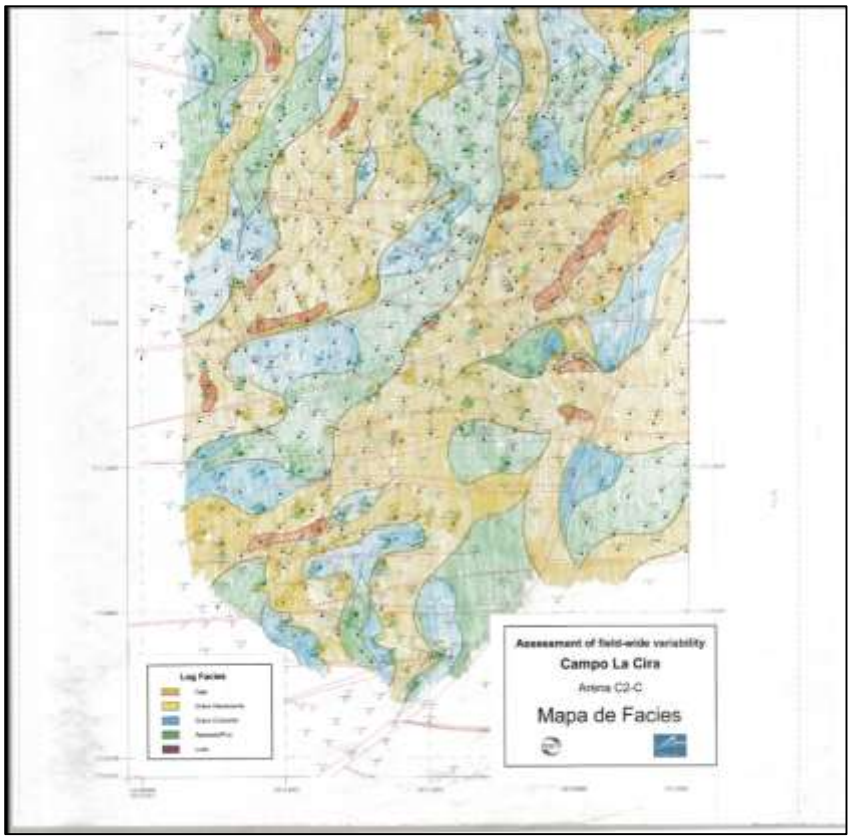

Figura 9. Mapa de Facies para la unidad hidráulica operativa C2-C. Base de datos Occidental Colombia.

3.2 Petrofísica

Para esta zona se ha logrado identificar 4 tipos de roca, siendo la roca tipo 1 las mejores propiedades petrofísicas y la 4 categorizada como no reservorio. A continuación, se resumen los "cut off" de porosidad aplicados por facies.

FACIES	PHIE Cut off
Point Bar	16%
Central Channel	14%
Crevasse Splay	11%
Flood Plain	No Reservoir

Figura 10. "Cut off" de porosidad determinado para cada facie. Base de datos Occidental Colombia.

Por la heterogeneidad presente en el yacimiento se tienen rangos de permeabilidad bastante grandes entre 1 md y 3000 md con un valor promedio de 400 md, en cuanto a porosidad se consideran valores por encima del 11% como roca yacimiento con un máximo de 36% y un valor promedio del 18%. En la figura 10 se puede apreciar el comportamiento de porosidad en función de la permeabilidad para cada facie y tipo de roca.

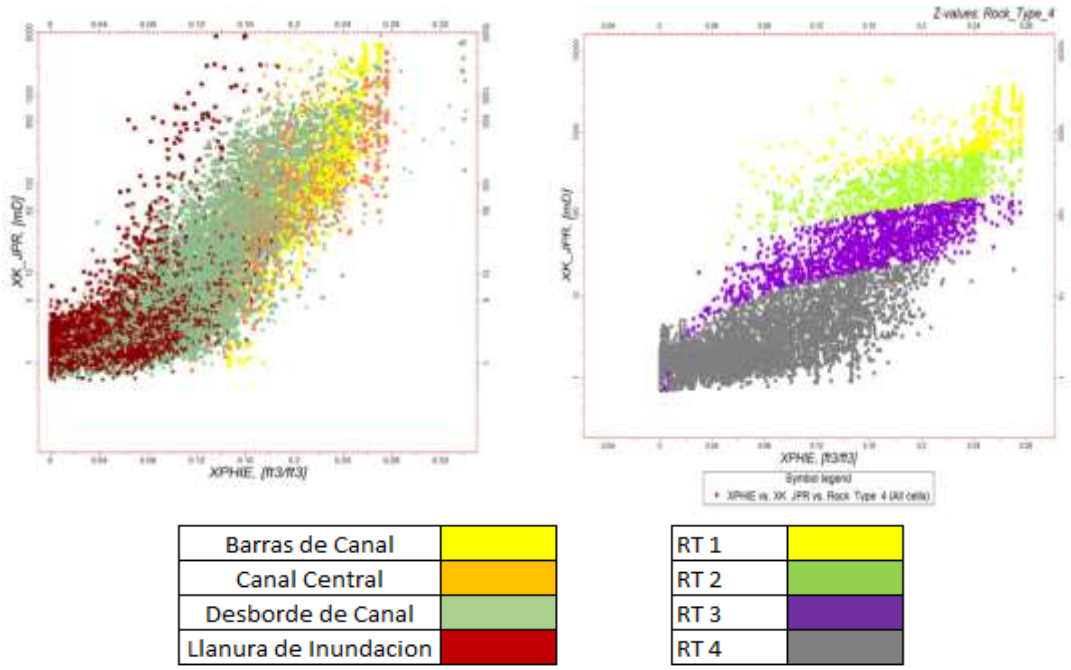

Figura 11. Gráfico de Porosidad VS Permeabilidad en cada facie y tipo de roca. Base de datos Occidental Colombia.

En la figura 11 se observan las mismas variables considerando solo las rocas yacimiento o almacén.

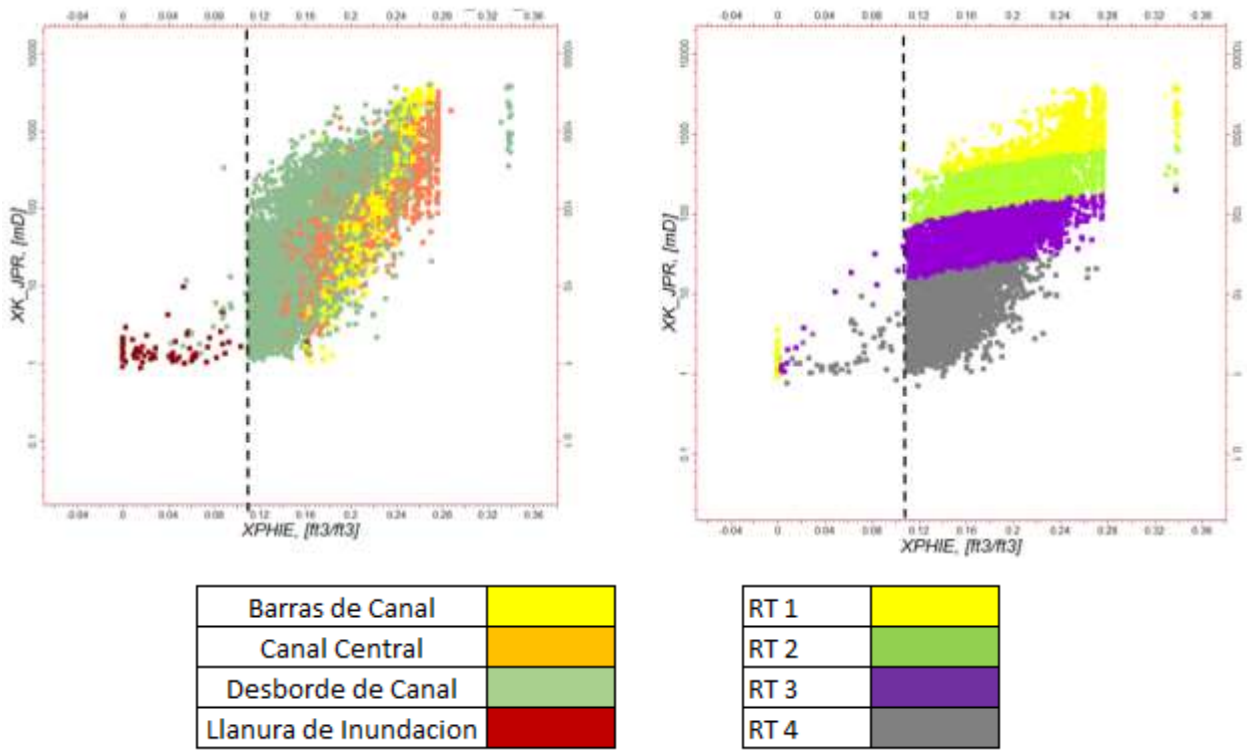

Figura 12. Gráfico de Porosidad VS Permeabilidad con "cut off" en cada facie y tipo de roca. Base de datos Occidental Colombia.

La saturación de agua por ser un yacimiento fluvial está bastante ligada a la permeabilidad y a la zona de transición que se tenga en cada tipo de roca, los valores de saturación de agua connata entre 0.14 hasta 0.38 son valores considerados para una roca reservorio y esto es directamente relacionado a la permeabilidad. Para generar la distribución vertical de saturación de agua se generó una función J de Leverett normalizada (ecuación 3) y para cada tipo de roca se generó una correlación para determinar la saturación de agua (ecuación 4, 5 y 6).

$$Funcion\ J = \frac{0.2166 * (h * grad) * \sqrt{\frac{k}{phi}}}{25.98} \quad (3)$$

Donde las constantes ya tienen incluidas la tensión interfacial, h que es la altura con respecto al contacto (ft), grad el gradiente de fluido (psi/ft), k la permeabilidad (md) y phi la porosidad (fracción).

$$Sw\ Rtype1 = (0.1917/J)^{(1/3.396)} \quad (4)$$

$$Sw\ Rtype2 = (0.1453/J)^{(1/3.68)} \quad (5)$$

$$Sw\ Rtype3 = (0.1667/J)^{(1/4.022)} \quad (6)$$

A partir de estas correlaciones se determinó la distribución vertical de saturación como se puede apreciar en la figura 12, la roca tipo 4 no se presenta ya que esta no fue tenida en cuenta por considerarse roca con baja capacidad de almacenamiento de fluidos. Esta propiedad es clave para el desarrollo del modelo dinámico ya que constituye la inicialización de fases, obteniendo una zona de transición bastante amplia de aproximadamente 400 ft.

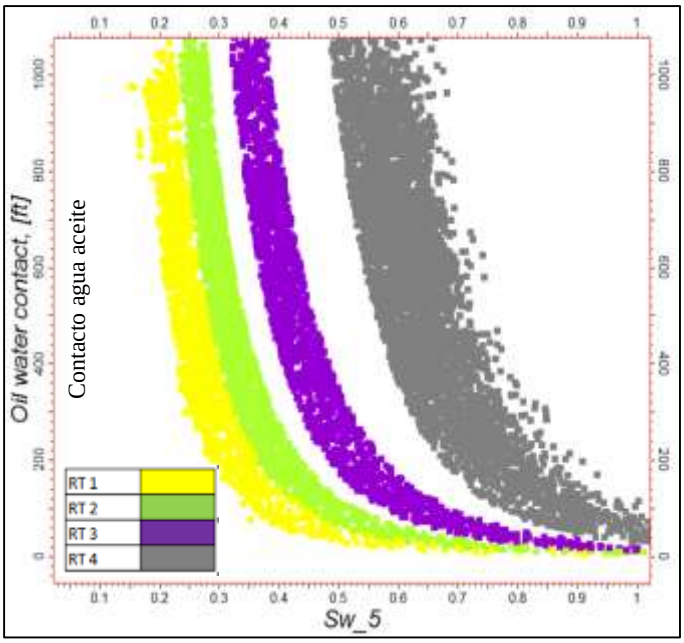

Figura 13. Gráfico de altura sobre el contacto VS saturación de agua en cada tipo de roca. Base de datos Occidental Colombia

3.3 Modelo de Fluido

El campo por tener una columna bruta de aceite muy extensa, aproximadamente 400-600 pies, las propiedades del fluido varían con respecto a la profundidad; sus cambios en presión de burbuja, solubilidad del gas y factor volumétrico son pequeños comparados con los cambios presentes en viscosidad del aceite donde en el fondo de la estructura puede presentar el doble al valor presente en el tope. A continuación, se presenta en la tabla 2 se resume las propiedades principales del fluido en función de la profundidad.

Tabla 1.

Propiedades del fluido en función de la profundidad

	Profundidad ft	**Presión de referencia Psi**	**Presión de Saturación Psi**	**Temperatura F**	**Gravedad API**
TOPE	-1700	1060	1057	109.5	26.6
	-1985	1165	1050	112.4	25.7
	-2271	1271	1044	115.2	24.8
REF	-2557	1378	1037	118.1	23.8
	-2750	1450	1033	120.0	23.2
	-2842	1485	1031	120.9	23.0
	-3128	1593	1024	123.8	22.1
	-3414	1702	1018	126.6	21.2
FONDO	-3700	1811	1011	129.5	20.4

Nota. base de datos Occidental Colombia.

3.4 Modelo Roca-Fluido

Para el modelo roca-fluido se tienen más de 12 pruebas de desplazamiento realizadas en laboratorio, a cada una de estas se les normalizó los puntos característicos de la prueba, permeabilidad del aceite máxima, permeabilidad del agua máxima, saturación de aceite residual y saturación de agua irreducible en función del RQI, con el objetivo de poder obtener una correlación de las diferentes variables en función de una sola. A continuación, en la tabla 3 se resumen las variables de cada prueba.

Tabla 2.

Data de permeabilidad relativa obtenida a partir de pruebas de desplazamiento en laboratorio

Facies	Profundidad ft	EsFUERZOpsig	K air mD	K Klink mD	Ko @ Swir mD	Temp, °F	Poro	Swir	Soi
Desborde	3,220	0	315	315	128	Std	0.28	0.340	0.66
Barra de canal	3,141	0	368	368	249	Std	0.282	0.286	0.71
Barra de canal	2,934	0	62	62	38	Std	0.21	0.381	0.62
Desborde	2,989	0	559	559	466	Std	0.273	0.329	0.67
Barra de canal	2,936	0	385	385	353	Std	0.275	0.370	0.63
Desborde	3,206	0	78	78	57	Std	0.253	0.304	0.70
Desborde	1,864	400	2,824	2,732	128	68	0.211	0.270	0.73
Canal central	1,897	400	1,155	1,106	51	68	0.254	0.279	0.72
Canal central	1,901	400	803	765	197	68	0.279	0.248	0.75
Canal central	1,902	400	3,372	3,267	118	68	0.27	0.204	0.80
Canal central	1,910	400	61	55	11	68	0.234	0.283	0.72
Desborde	2,051	400	39	34	3	68	0.184	0.309	0.69
Desborde	2,118	400	626	594	58	68	0.223	0.280	0.72
Desborde	2,118	400	2,085	2,011	227	68	0.251	0.235	0.77
Desborde	2,198	400	278	260	82	68	0.273	0.214	0.79
Desborde	2,224	400	71	64	9	68	0.138	0.286	0.71
Desborde	3,984	1,500	120	110	17	105	0.219	0.365	0.64

Facies	Profundidad ft	EsFUER ZOpsig	K air mD	K Klink mD	Ko @ Swir mD	Temp, °F	Poro	Swir	Soi
Barra de canal	3,991	1,500	503	476	320	105	0.210	0.367	0.63

Nota base de datos Occidental Colombia.

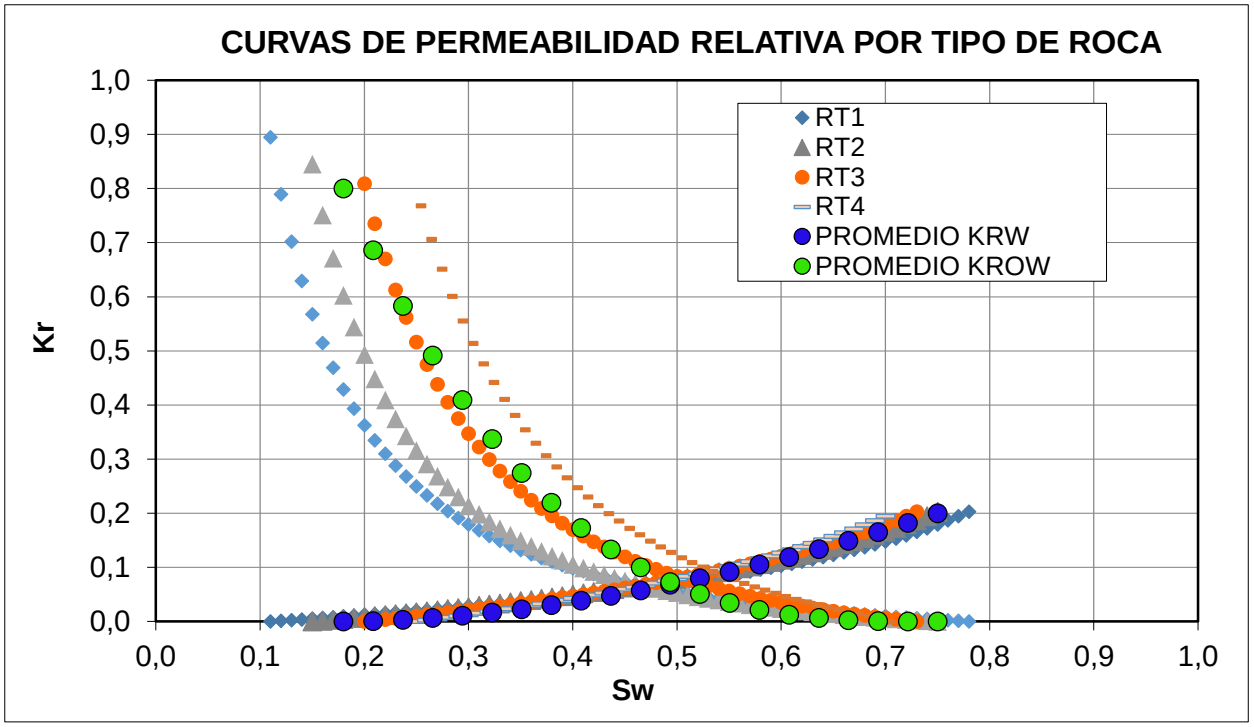

Figura 14. Gráfico de permeabilidad relativa promedio normalizada. Base de datos Occidental Colombia.

Tabla 3.

Valores "End Point" para la curva de permeabilidad promedio".

Swirr	**0.18**
Sor	0.25
Krw@Sor	0.2
Krow@Swirr	0.8
Nw	1.8
Now	3

Nota base de datos Occidental Colombia.

Como se puede apreciar en la figura 13 las curvas de permeabilidad relativa presentan una mojabilidad mixta, con los valores mostrados en la tabla 4 de *End Points* para la curva de permeabilidad relativa se puede estimar la relación de movilidad obteniendo un promedio del campo de 7, William Cobb, reconocido a nivel mundial por ser experto en inyección de agua menciona que es deseable una relación de movilidad menor a 3 para aplicar procesos de inyección de agua, sin embargo, el tipo de recobro empleado en el campo ya ha mostrado ser eficiente dejando una oportunidad a futuro de implementar algún recobro químico en busca de mejorar este parámetro y en consecuencia el factor de recobro.

En la figura 14 se muestra la curva de flujo fraccional para el promedio de las curvas de permeabilidad relativas dándonos como valores al momento del *breakthrough* una sw de 0.34 a un flujo fraccional de 0.68, con esto nuestra eficiencia de desplazamiento al *breakthrough* es del 29% y una eficiencia de desplazamiento máxima del 69.5%.

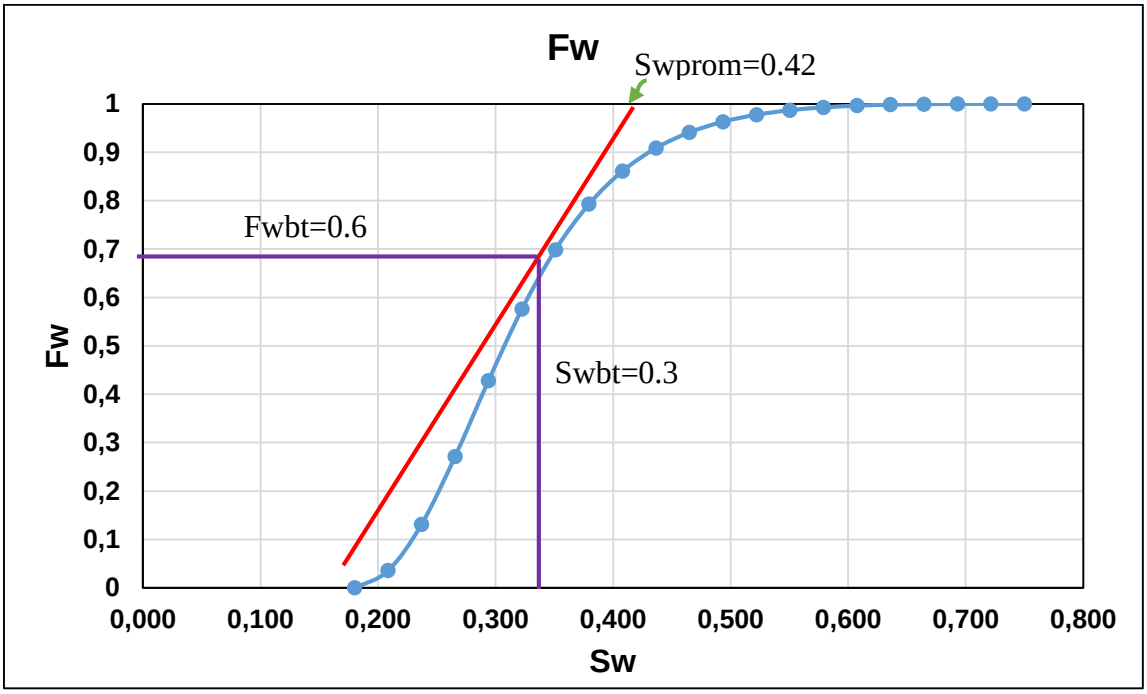

Figura 15. Curva de flujo fraccional. Nota: base de datos Occidental Colombia.

4. Balance de Materia

Se utilizó a partir de la data de producción e inyección, datos de presiones estáticos recopilados por pozo y data MDT, con el objetivo de reconstruir y tener un perfil de presiones en el tiempo como guía en la simulación numérica; este balance de materia se realizó para cada bloque independiente determinados a partir del modelo estructural obteniendo así un perfil de presiones y saturaciones por bloques en el tiempo.

A continuación, se listan y detallan los pasos realizados para el balance de materias:

- Identificación de los bloques a partir del modelo estructural y distribución de producción para cada sector.

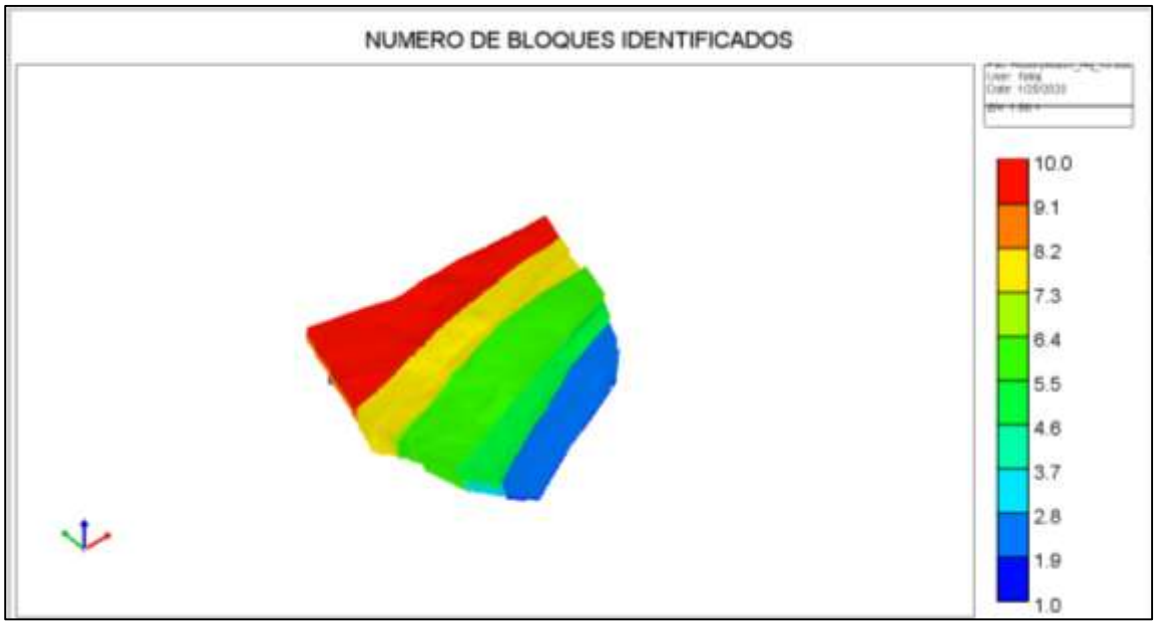

Figura 16. Gráfico de bloques identificados a partir de geología estructural

Modelo de simulación realizado en el software CMG.

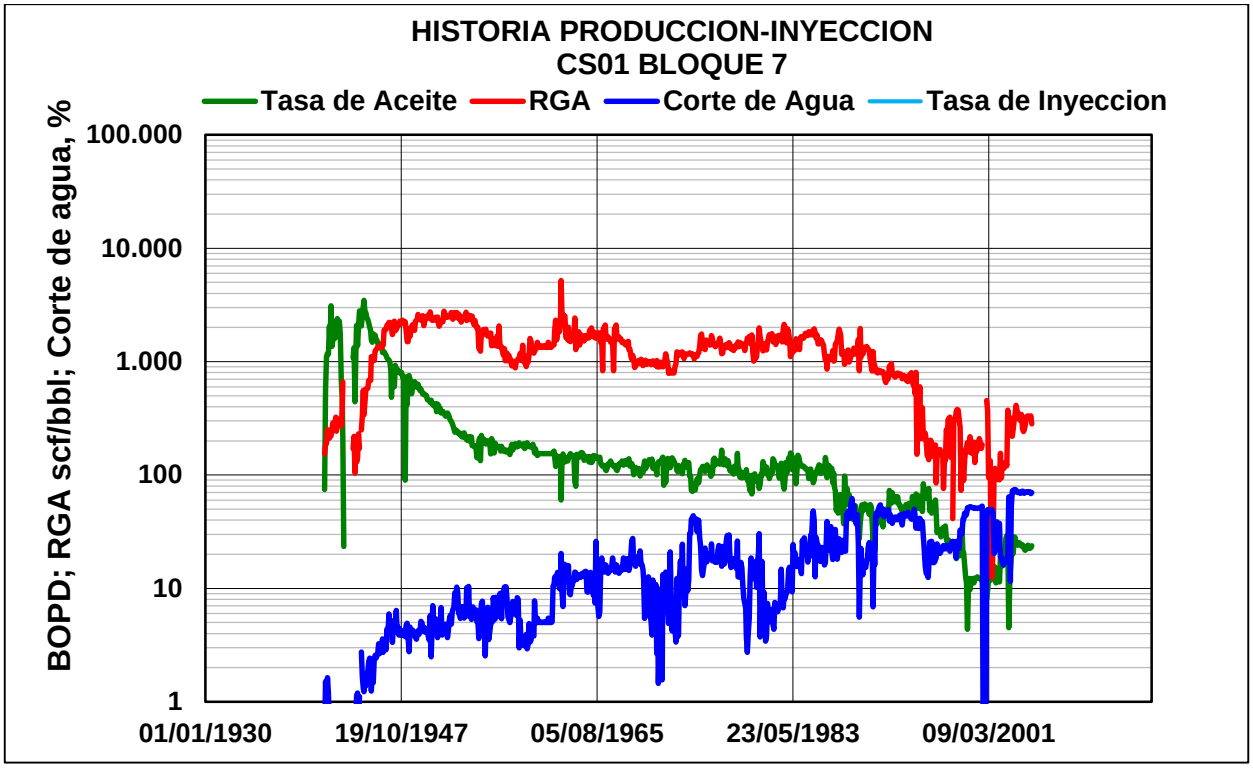

Figura 17. Distribución de producción para el bloque 7 de CS01 Adaptado de las bases de datos de DSS.

- Recopilación de las presiones estáticas existentes a partir de niveles estáticos y data MDT referenciándolas a un mismo datum para cada bloque.

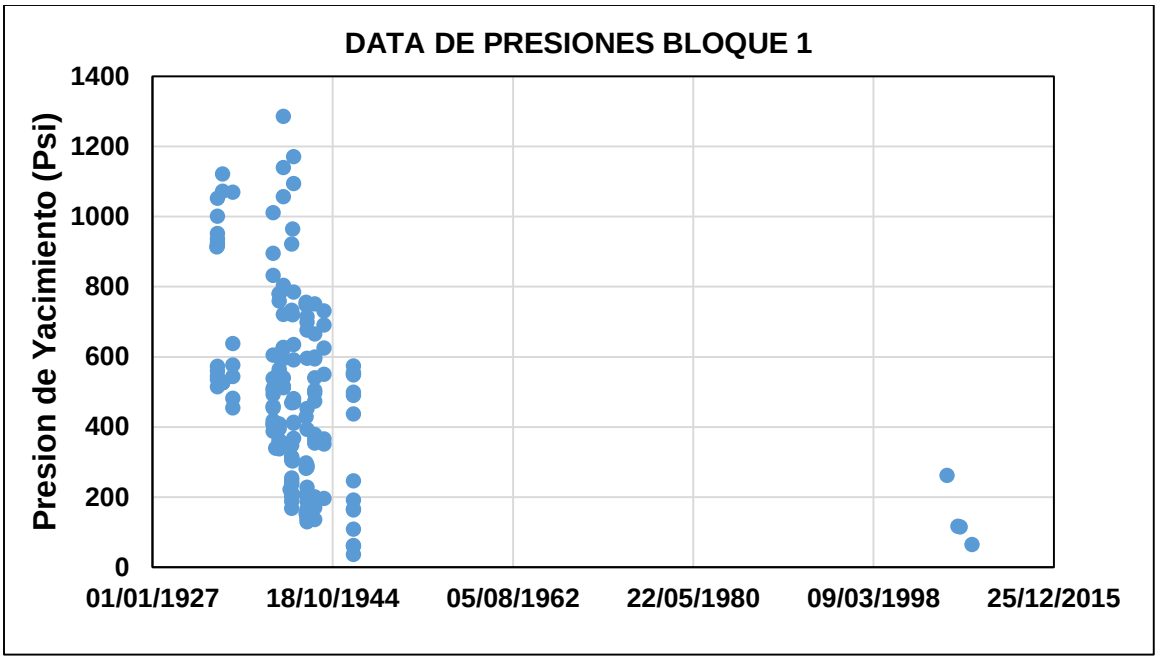

Figura 18. Histórico de presiones para el bloque 1 de CS01 recopilado a partir de niveles estáticos y presiones MDT's existentes. Base de datos DSS.

- Se utilizó el software ®Mbal para la realización del balance de materia y mediante la linealización de Havlena y Odeh se comenzó a ajustar parámetros con el fin de obtener la mejor línea recta, referirse a la figura 18 donde se muestra el balance de materia obteniendo un OOIP de 20 MMRB, de donde se obtuvieron las siguientes conclusiones:

  ✓ Todos los bloques requirieron el modelamiento de la intrusión de un acuífero de empuje limitado.

  ✓ Se tienen incertidumbres con respecto a la medición del gas por lo cual genera una incertidumbre al modelo.

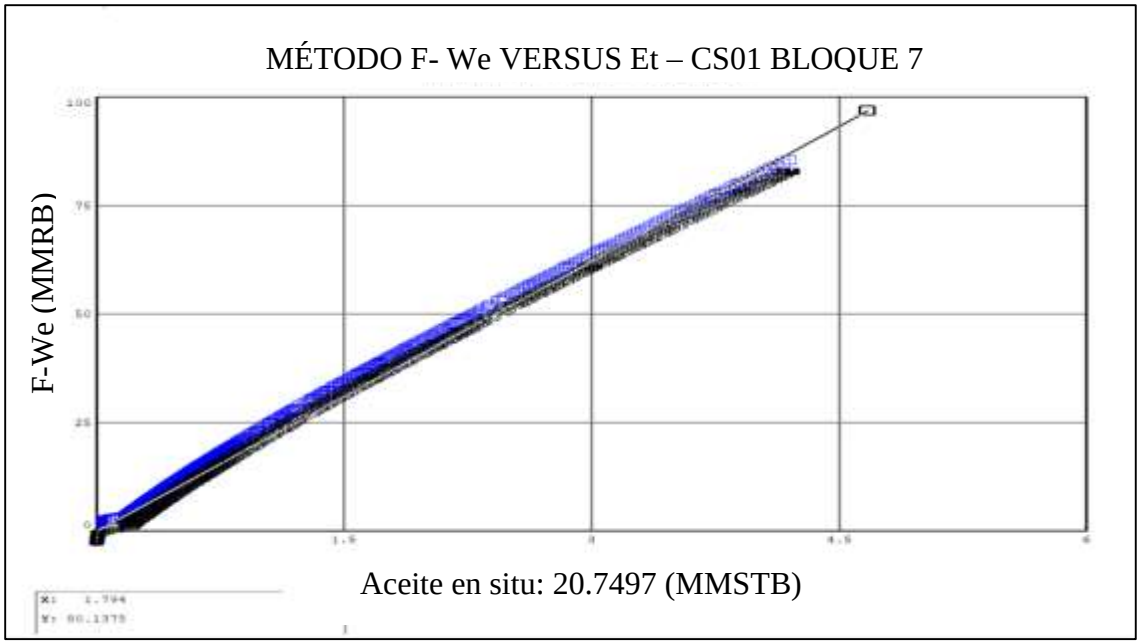

Figura 19. Linealización de las extracciones y las expansiones para obtener el POES

Resultados obtenidos a partir del software MBAL.

- Simulación analítica de las condiciones de cada pozo y ajuste con los datos reales de producción y de presión, tal como se muestra en la figura 19 donde se tiene la presión promedio de yacimiento calculada junto con las datas reales tomadas de presión para cada pozo, en esta se puede apreciar una buena representación de la tendencia del depletamiento del yacimiento.

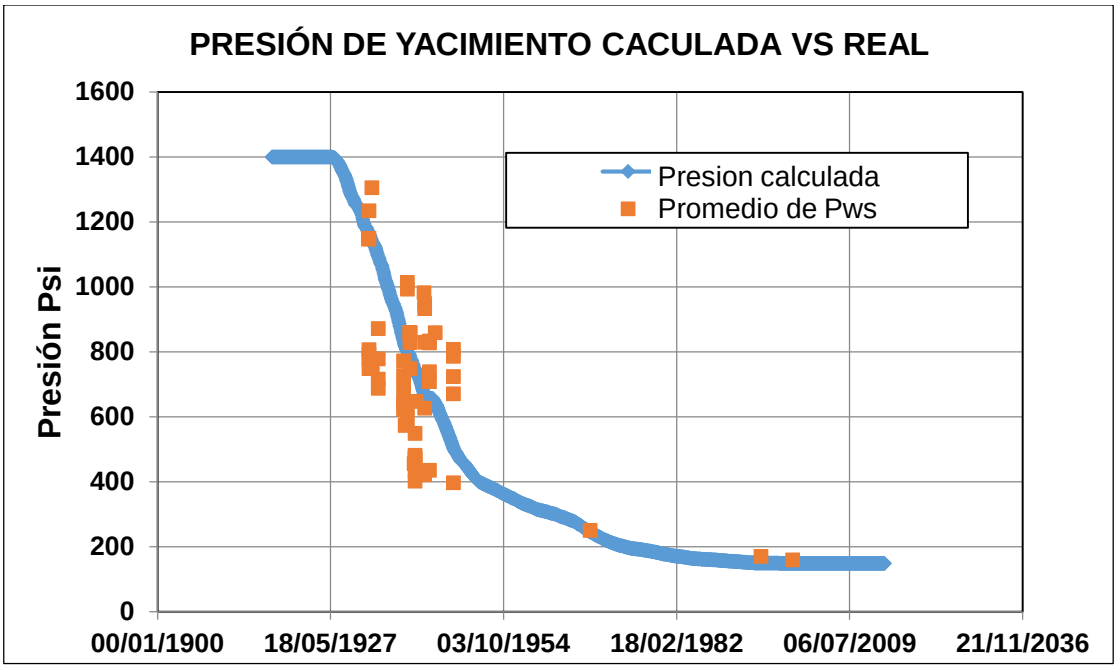

Figura 20. Comparación entre las presines de yacimientos obtenidas por bloques de MBAL y la data real. Resultados obtenidos a partir del software MBAL.

- Resumir y analizar las diferentes variables obtenidas a partir del balance de materia tales como: POES, Presiones de yacimiento por bloques, saturaciones e índices de empuje. Estas variables permiten tener un entendimiento más claro del yacimiento y sirven como guía al momento de comenzar a realizar la simulación numérica.

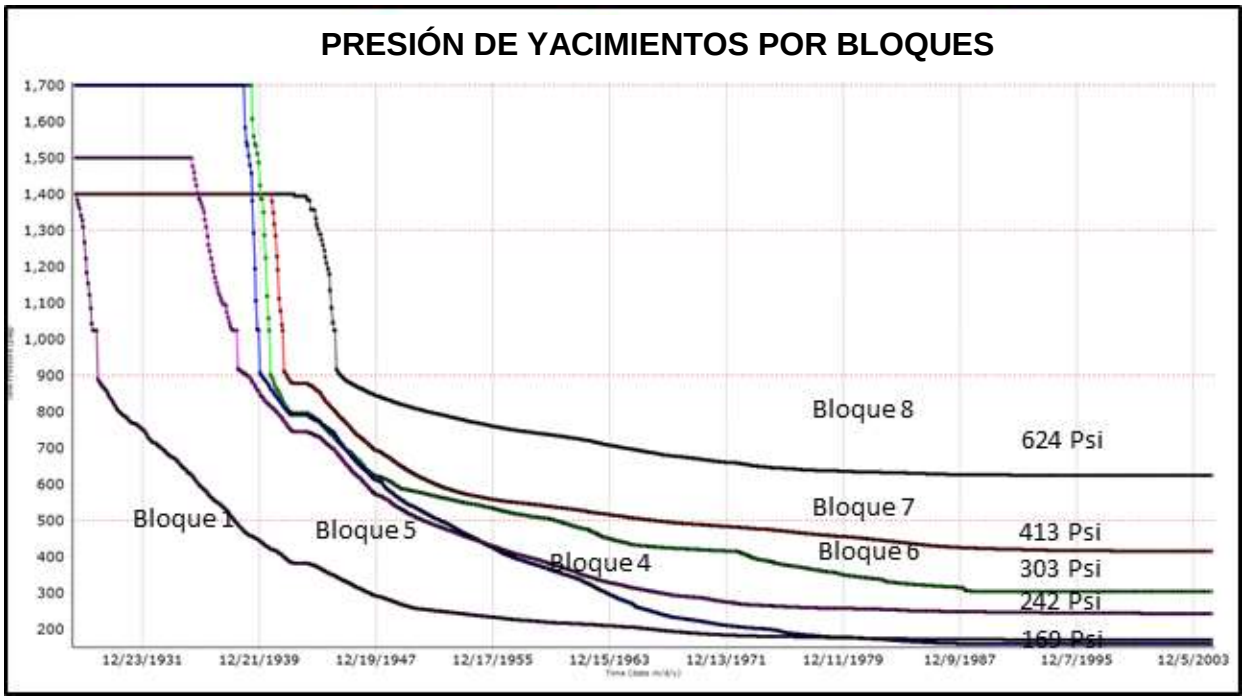

Figura 21. Presión de yacimiento en función del tiempo para cada bloque de CS01 de su etapa primaria. Resultados obtenidos a partir del software MBAL.

A partir de la data de presiones de yacimientos calculada para cada bloque, como se muestra en la figura 20, esta va a ser utilizada como referencia para el proceso de ajuste histórico a realizar en la simulación numérica para cada uno de los bloques.

5. Ajuste Histórico Mediante Simulación Numérica

Para la construcción y simulación del modelo dinámico se utilizó el software CMG con un modelo black oil; por el tiempo tan extenso a simular (desde 1927 hasta la actualidad, 92 años) se dividió la simulación en 2 etapas, la primera incluye el proceso primario de producción hasta el 2005, esta

primera etapa es la que cuenta con menor información y se utilizó el balance de materia para reconstruir el comportamiento de presión en el tiempo. Por otra parte, la segunda etapa arranca con la unión entre Oxy-Ecopetrol para iniciar nuevamente un proceso de recuperación secundaria en este periodo se cuenta con mayor información y detalle para mejorar el modelo dinámico.

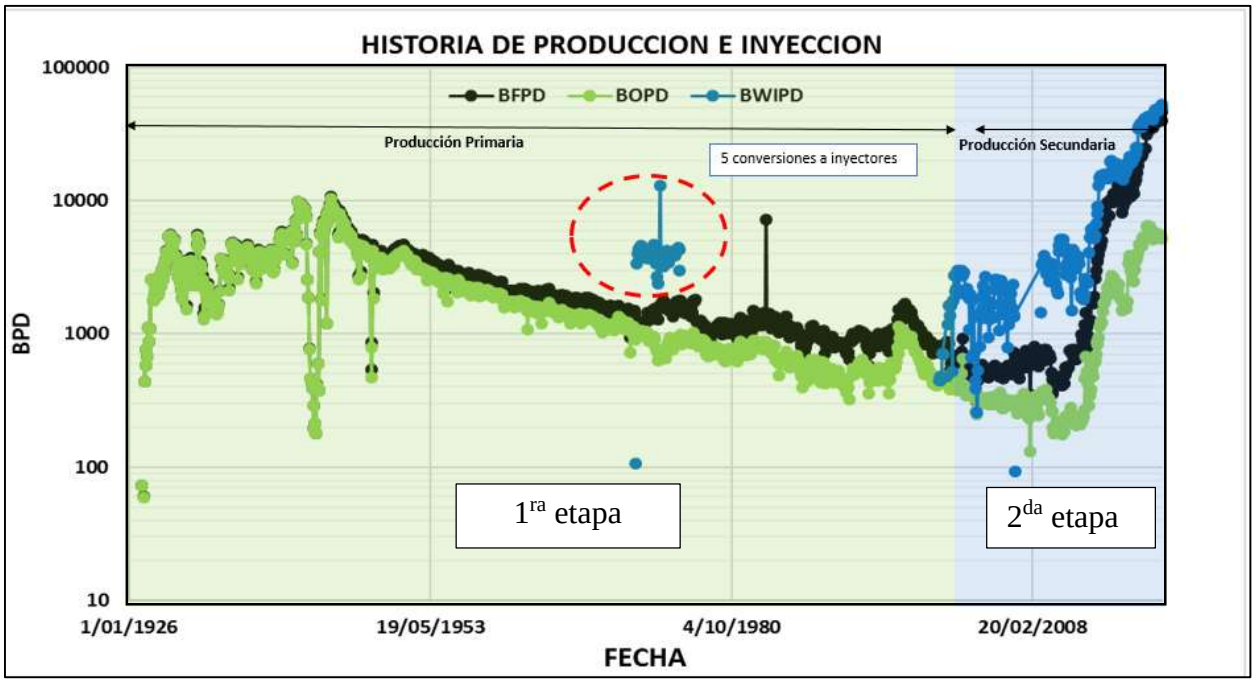

Figura 22. Historia de producción e inyección de CS01 y las etapas establecidas en el proceso de ajuste histórico. Nota: base de datos DSS Occidental de Colombia.

5.1 Creación del Modelo Dinámico

Para la creación del modelo dinámico se cargaron los modelos estáticos caracterizados por el geólogo y el petrofísico del área, modelo de fluidos, modelo roca-fluido, condiciones iniciales del equilibrio termodinámico y los pozos con sus respectivos eventos.

5.1.1 Modelo Estático. Para el modelo estático se cargaron los siguientes modelos y propiedades:

- Modelo estructural: 14 fallas existentes que generan 10 bloques sin conexión o movimiento de fluido entre ellos:
- Modelo de facies: 4 facies descritas donde 1 de ellas es no reservorio, este modelo ya fue descrito anteriormente.
- Modelo estratigráfico: 10 unidades hidráulicas operativas.
- Permeabilidad: Data poblada a partir de geoestadística.
- Porosidad: Data poblada a partir de geoestadística.

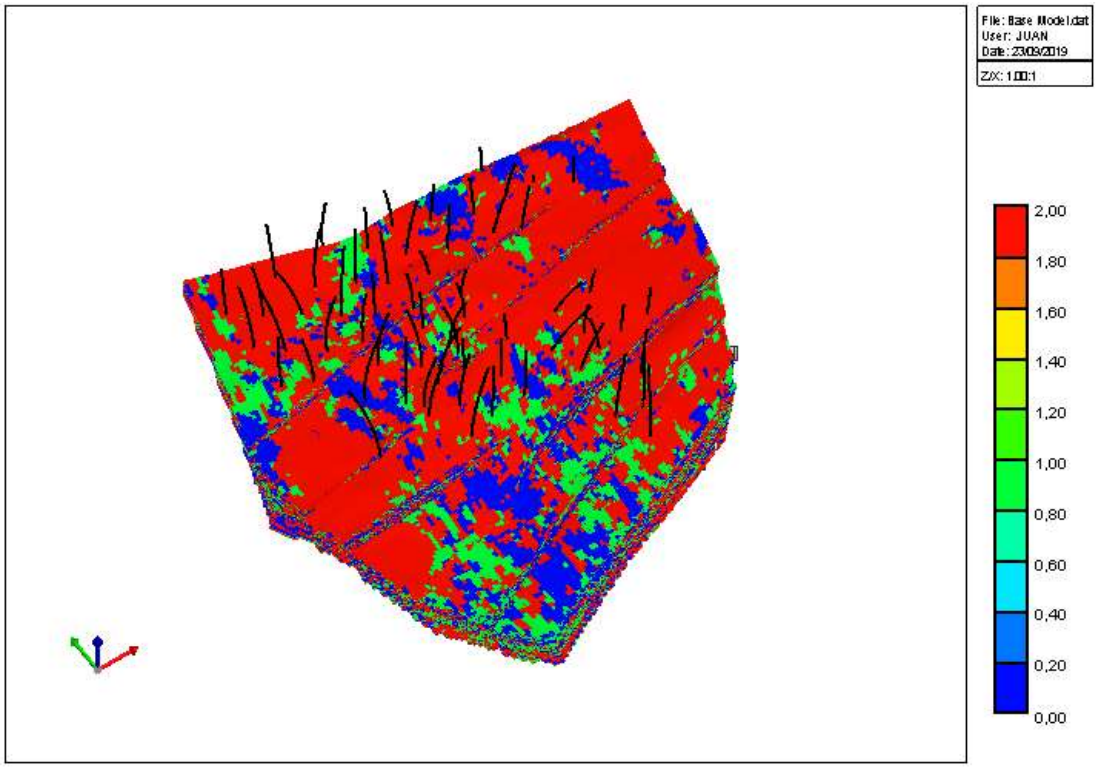

Figura 23. Modelo estático para el área de CS01 con el modelo de facies poblado. Modelo de simulación en CMG.

El modelo cuenta con un total de 3.592.038 celdas de las cuales se cuentan como celdas activas 1.545.437, con un promedio de dimensiones de 60x60x3 ft en X,Y y Z respectivamente, este tamaño se seleccionó teniendo en cuenta el tiempo de simulación, donde el tiempo de corrida fuera aceptable pero lo más discretizado posible en espacio, la metodología empleada fue comenzar con un modelo muy refinado de 20x20x1 ft obteniendo 24 horas de corrida, al ser esta muy alta se continuo con diferentes tamaños siendo el de 60x60x3 ft el más óptimo con un tiempo de corrida de 8 horas. Las celdas están orientadas en sentido de las fallas normales y para evitar problemas de convergencia cerca a estas se utilizó un *cut off* de volumen poroso para cada celda de 129 ft^3.

5.1.2 Modelo de Fluidos. Al tener una columna tan amplia (en promedio 400 ft de espesor total) y las propiedades del fluido varían dependiendo de la profundidad, se modelaron las propiedades ingresando 2 PVTs y referenciando la fracción más liviana en función de la profundidad y su composición, esto debido a que los cambios de viscosidad son la variable con mayor cambio en profundidad, ver figura 23, teniendo gran impacto en la relación de movilidad.

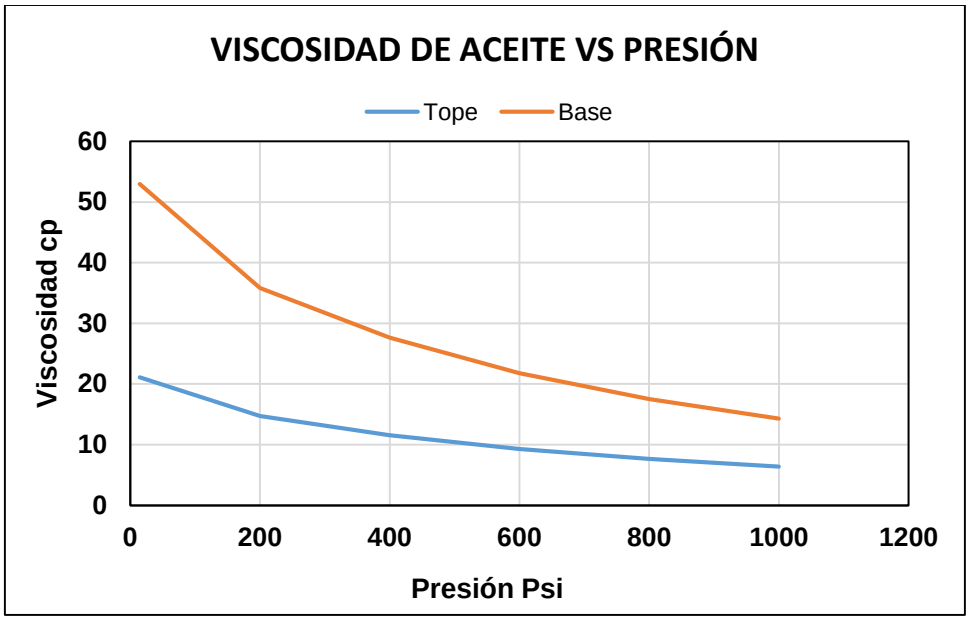

Figura 24. Comportamiento de viscosidad en función de presión para el tope y la base del modelo.: Modelo de simulación en CMG.

Se cargaron 2 tablas, una con las propiedades del fluido referenciadas a -1700 ft TVDSS y otra para la base con las propiedades referenciadas a -3700 ft TVDSS, la composición del crudo más liviano se referenció a estas 2 profundidades en donde la más somera representa un 100% de composición y en la base 0%.

5.1.3 Modelo Roca – Fluido. Se cargaron 4 tipos de roca identificados a partir de las pruebas de desplazamiento de corazones como se muestra en la figura 24.

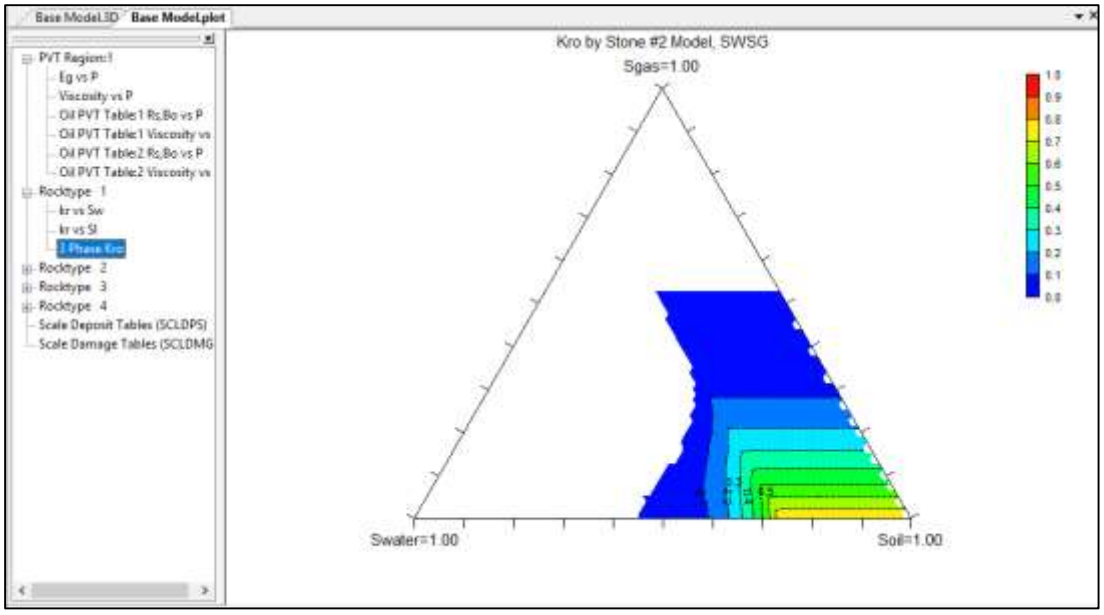

Figura 25. Modelo de permeabilidades relativas de 3 fases para el tipo de roca 1. Modelo de simulación en CMG.

5.1.4 Pozos, Restricciones y Eventos . Para la primera etapa de la simulación se tuvieron 40 pozos productores de los cuales 5 fueron convertidos a inyectores por un periodo de 5 años; para la segunda etapa se tuvieron 23 inyectores y 39 productores.

En los pozos productores se utilizó la restricción por producción de líquido mensualizada reportada para cada pozo. Para los inyectores con el objetivo de respetar los acumulados de inyección y de representar las sartas selectivas que se posee en el campo, el inyector se repitió en trayectoria para cada una de las diferentes unidades que estuviera abierta en cada pozo y se distribuyó la inyección en el tiempo a partir de los trazadores que se tienen por pozo.

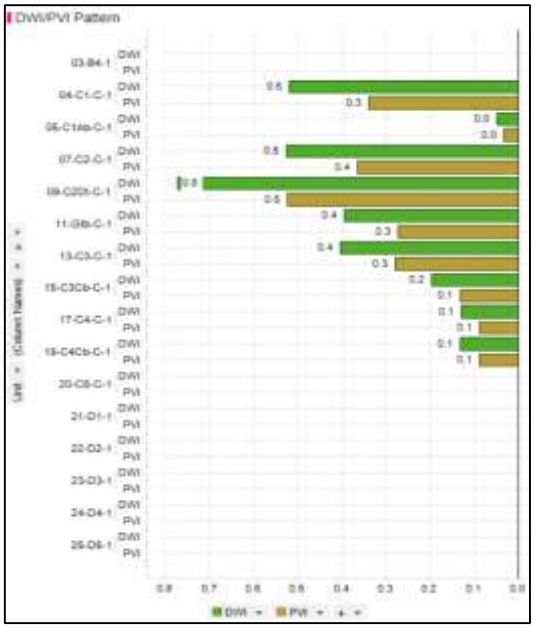

Figura 26. Volúmenes porosos inyectados por unidades a partir de trazadores 1. Proceso de surveillance del campo.

5.2 Ajuste histórico de la primera etapa

A partir del modelo dinámico descrito anteriormente para la primera etapa se varió principalmente 4 variables de las cuales se tiene incertidumbre:

- Contacto Agua-Aceite para cada región o bloque
- Compresibilidad de la roca
- Permeabilidad
- Índice de empuje del acuífero

Como *constraint* principal se tomó la tasa de líquido y a partir de este se ajustaron las otras variables, con todo esto se obtuvo el siguiente ajuste mostrado en las figuras 24, 25 y 26:

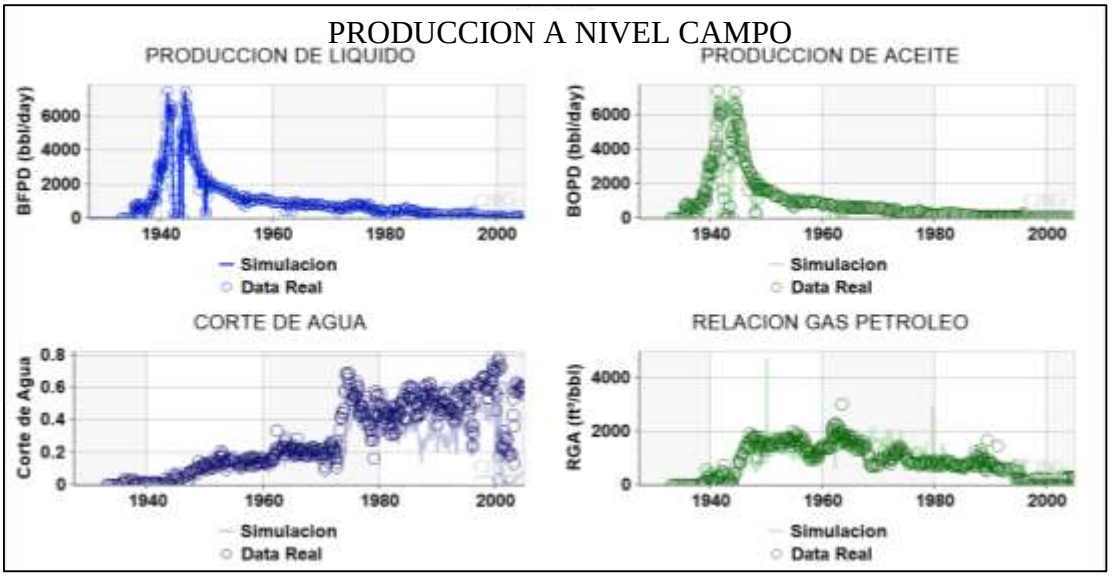

Figura 27. Ajuste histórico de la primera etapa obtenido a partir de la simulación de yacimientos. Resultados de la simulación de yacimientos en CMG. 43

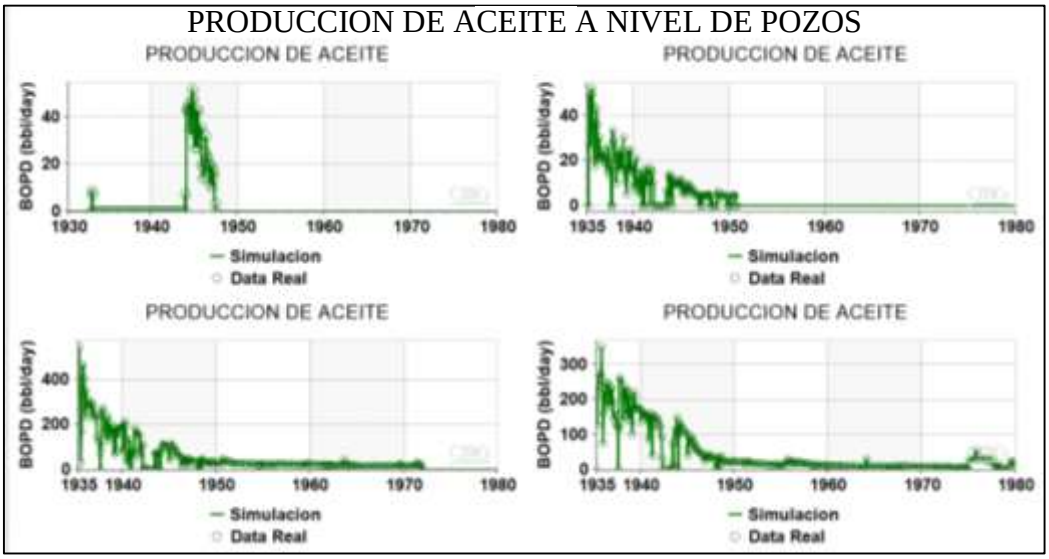

Figura 28. Ajuste histórico de aceite para la primera etapa obtenido a partir de la simulación de yacimientos por pozo. Resultados de la simulación de yacimientos en CMG.

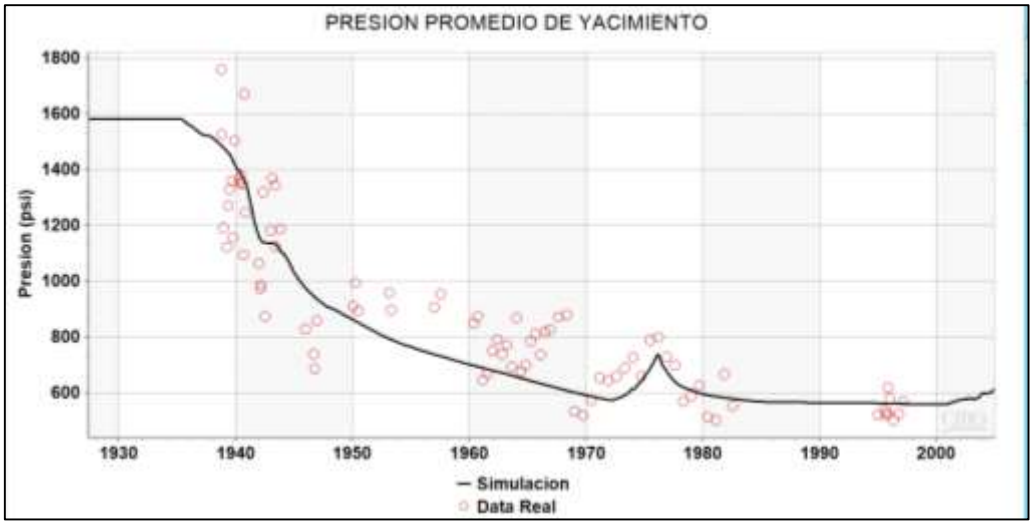

Figura 29. Ajuste histórico de la presión promedio de yacimiento para la primera etapa obtenido a partir de la simulación. Resultados de la simulación de yacimientos en CMG.

Para esta primera etapa no es posible ajustar la productividad de los pozos ya que no se cuenta con las presiones de fondo fluyendo por lo cual se ajustó una permeabilidad tal con la cual se alcanzará la tasa de líquido, esta propiedad va a ser retomada con más detalle en la segunda etapa donde se cuenta con más información. No hubo necesidad de modificar las permeabilidades relativas debido a que no se manejaban cortes de agua altos y con la modificación de los parámetros mencionados anteriormente se obtuvo un ajuste más que satisfactorio.

Los datos de presiones fueron comparados a la fecha que se tomó cada MDT para verificar el ajuste en términos de presiones.

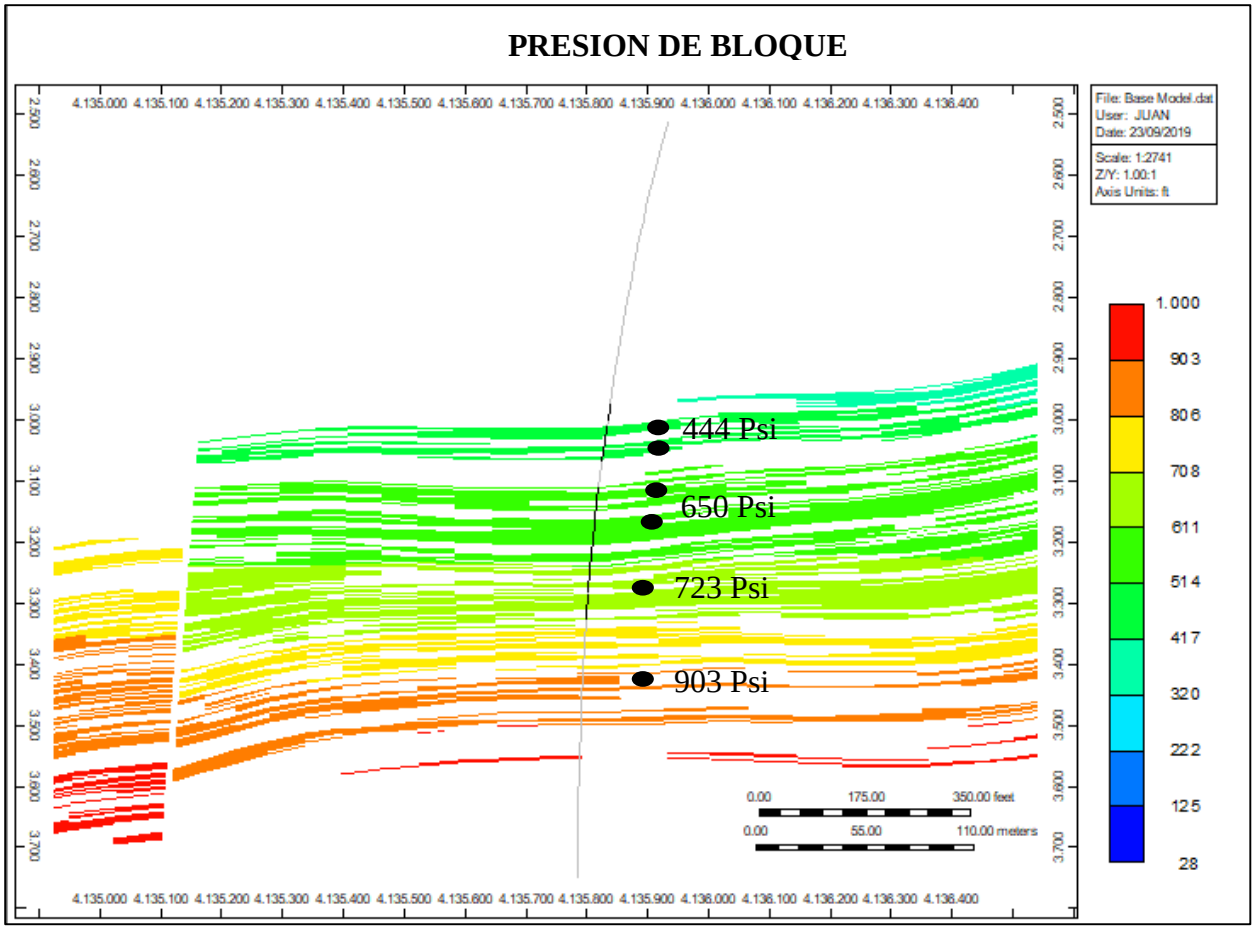

Figura 30. Comparación de las presiones obtenidas con la data MDT obtenida en los pozos actuales. Resultados de la simulación de yacimientos en CMG y base de datos de presiones.

5.3 Ajuste histórico de la segunda etapa

Para el inicio de la segunda etapa se extrajeron las cuatro variables necesarias de la primera etapa que permitirían continuar con el modelo de simulación, las cuales son presión de burbuja ya que las condiciones de fluido en las cuales comenzó el proyecto de inyección dependerán del drenaje de cada sector, la presión de cada bloque y saturaciones a la fecha del primero de enero del 2005.

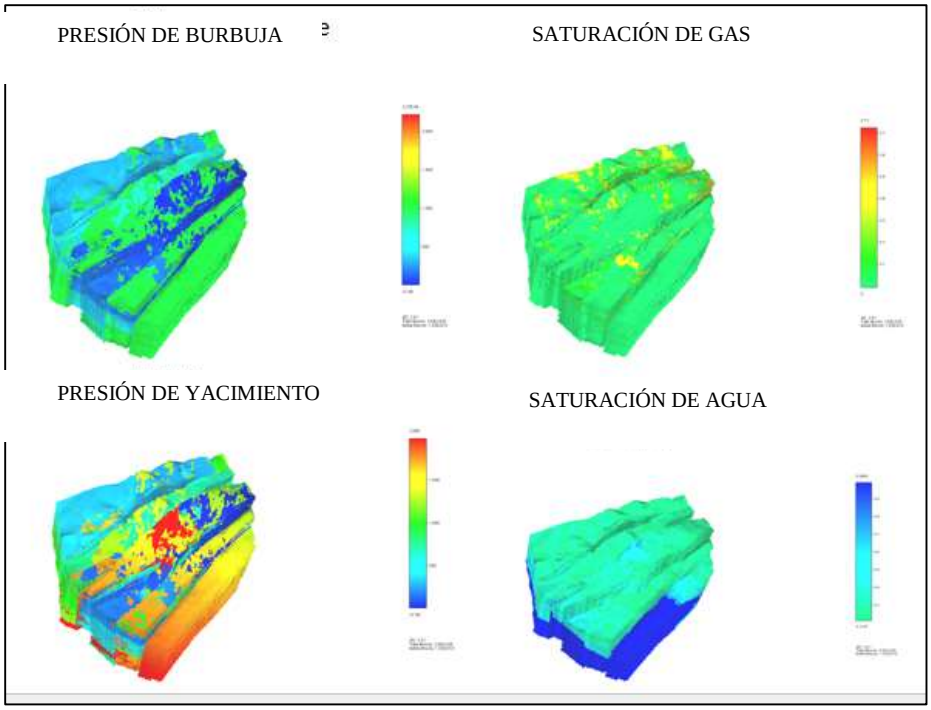

Figura 31. Data de entrada obtenida de la primera etapa de simulación para la siguiente fase del proceso. Resultados de la simulación de yacimientos en CMG.

Para el ajuste histórico de este periodo se creó en CMOST un ajuste histórico inteligente, mediante la modificación de curvas de permeabilidad relativa, se realizaron 500 corridas en las cuales se variaron los "*end points*" de las curvas agua-aceite y gas-liquido obteniendo un porcentaje de error global del 4.033%.

Para la creación de la variación de las curvas de permeabilidad relativa se crearon 19 parámetros y un código que permite modificar las tablas adjuntas al modelo, a continuación, se muestra el código desarrollado para la generación de la tabla agua-aceite:

```
swmin=Swcon;
swmax=1-Soirw;
kwlines="**$  Sw    krw     krow";
sw=swmin;
```

```
dsw=(swmax-swmin)/Math.round((swmax-swmin)/0.02);
krw, kro, Pcow;
while(sw<=swmax+0.000001)

  if(sw<=Swcrit)

    krw=0;

  else

    krw=Krwiro*Math.pow((sw-Swcrit)/(1-Soirw-Swcrit),nw);


  var nextSw=sw+dsw;
  if(sw>1-Sorw||nextSw>swmax+0.000001)

    kro=0;

  else

    kro=Krocw*Math.pow((1-Sorw-sw)/(1-Sorw-Swcon),no);

  kwlines+="\r\n"+"    "+sw.toFixed(3)+"  "+krw.toFixed(6)+"  "+kro.toFixed(6);
```

```
sw=sw+dsw;
   kwlines;
```

En las 500 corridas se cambiaron los diferentes 19 parámetros creados para la construcción de las tablas de permeabilidades relativas, creando así los valores mejores que el caso base, los cuales representan el mejor comportamiento de producción del campo, observar las gráficas 29 y 30, a partir de este ajuste histórico inteligente se logró el ajuste global de acumulado de producción de aceite y agua como se puede apreciar en la figura 31.

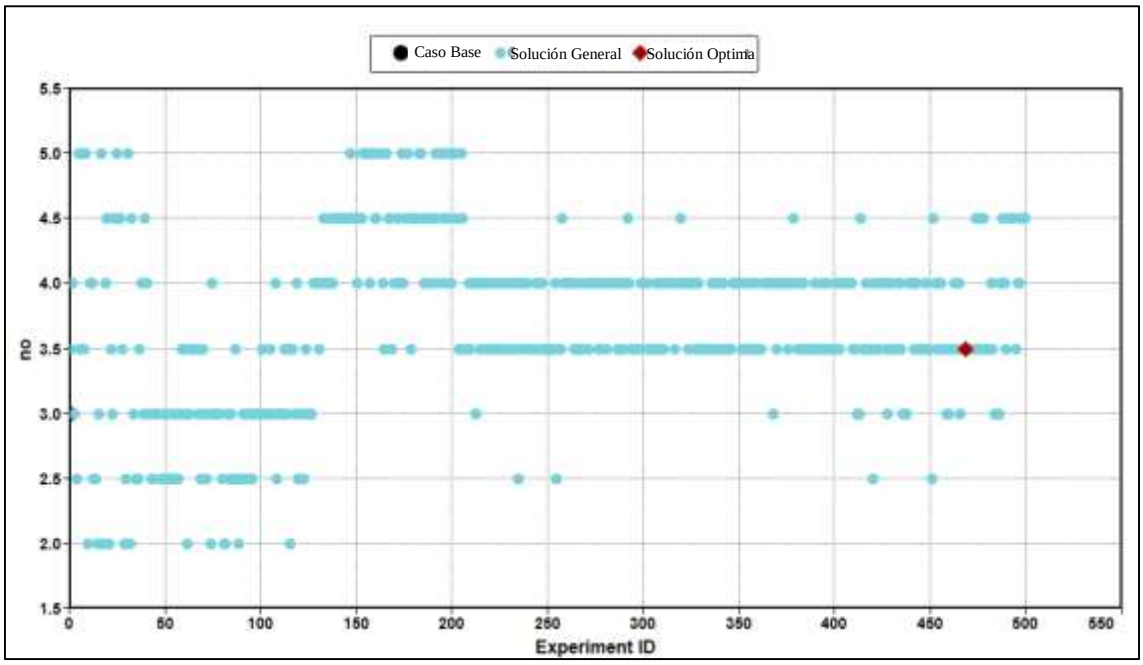

Figura 32. Valor óptimo encontrado del exponente de la curva de permeabilidad relativa para el aceite. Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

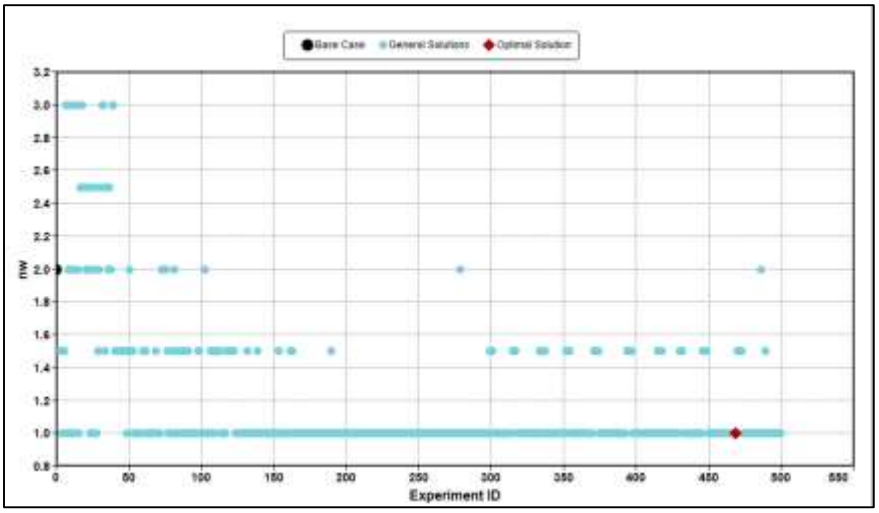

Figura 33. Valor óptimo encontrado del exponente de la curva de permeabilidad relativa para el agua. Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

Para obtener estos resultados mostrados en las figuras 31 y 32 se pusieron a variar todos los *end points* que modifican una curva de permeabilidad relativa tales como saturación de agua crítica, saturación de aceite residual, permeabilidad relativa al aceite máximo, permeabilidad relativa al agua máxima y en los ejemplos mostrados en las figuras los exponentes de permeabilidad relativa al agua y al aceite. En donde de las 500 corridas realizadas los valores óptimos que encontró para estos exponentes de no y nw son 3.5 y 1 en las correlaciones de Corey respectivamente, estos valores generan el menor porcentaje de error para el proceso de ajuste histórico.

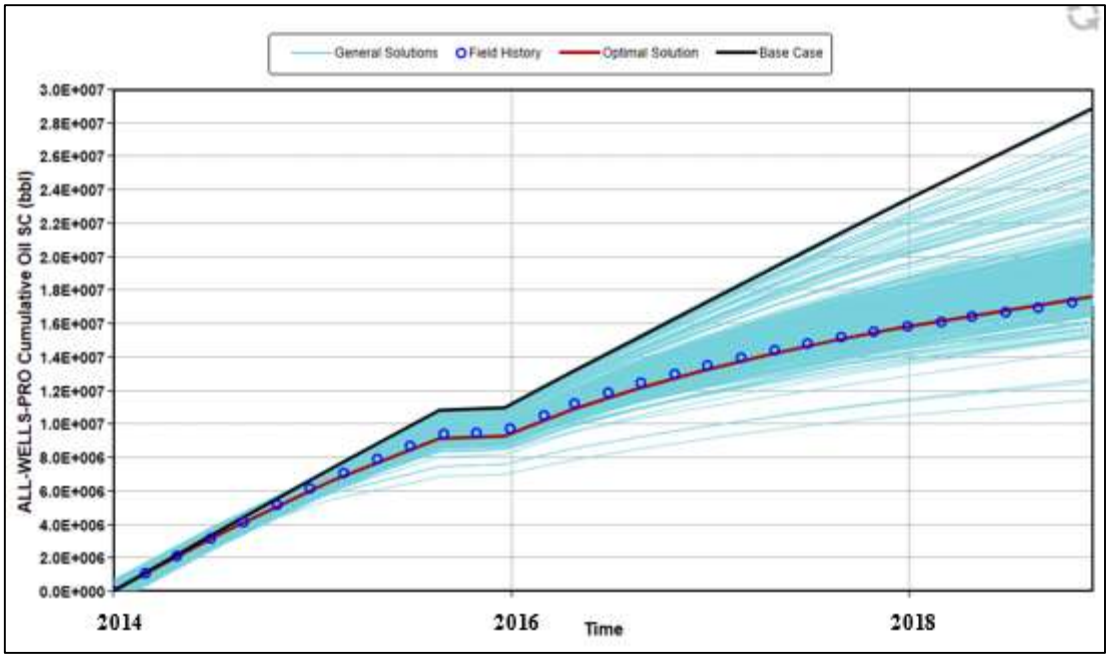

Figura 34. Ajuste histórico óptimo para el acumulado de aceite generado en CMOST. Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

Una vez se logró un ajuste histórico global, se revisó el ajuste histórico generado por pozo, a lo cual se comenzaron a modificar saturaciones iniciales locales y permeabilidades con el objetivo de ajustar producciones y presiones pozo a pozo. En la Figura 32 a la 34 se puede apreciar el ajuste global y el detallado pozo a pozo, este ejercicio se realizó para cada una de las variables: producción de agua, gas, aceite y presiones de fondo para verificar la confiabilidad del modelo generado.

Figura 35. Ajuste histórico la producción global de aceite y líquido en CS01. Nota: Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

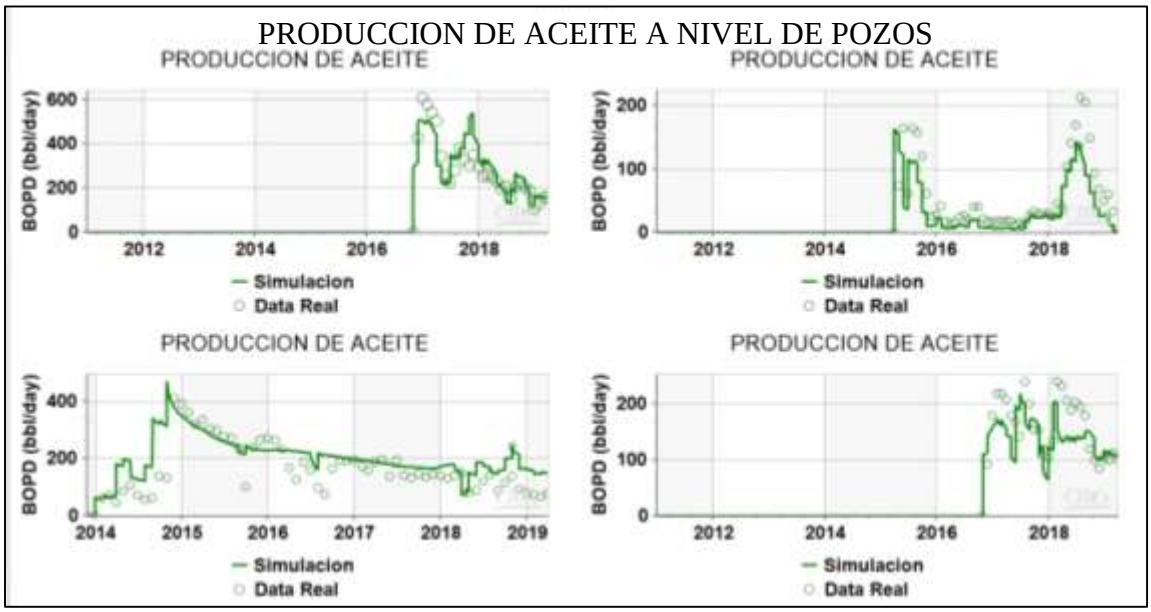

Figura 36. Ajuste histórico la producción de aceite por pozo. Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

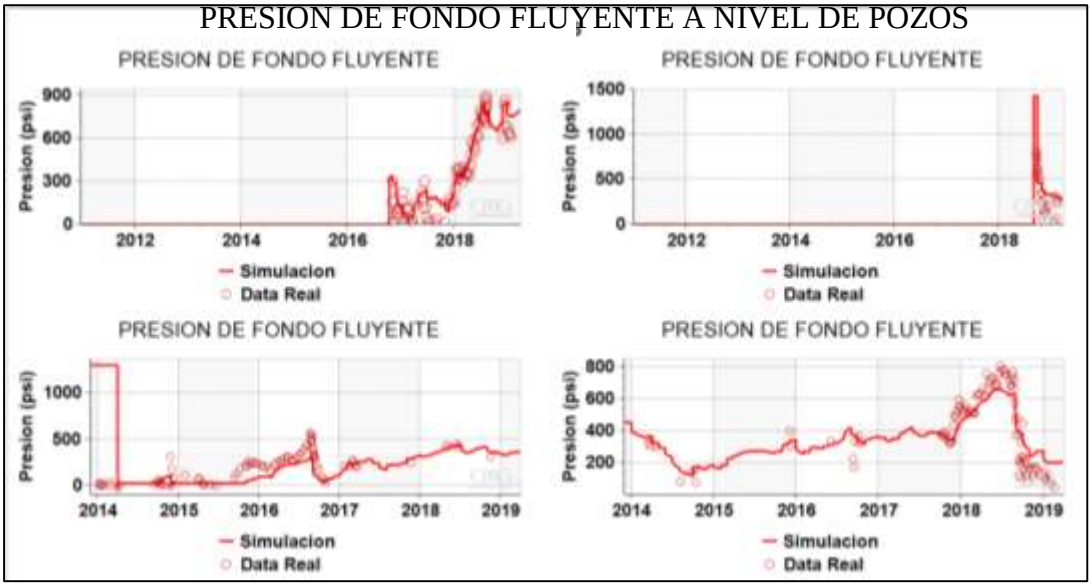

Figura 37. Ajuste histórico la presión de fondo fluyente por pozo. Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

Por último, se comparó la presión promedio de yacimiento obtenida a partir de niveles estáticos de todos los pozos y datos MDT llevados a un solo *datum*, obteniendo así los siguientes resultados mostrados en la figura 34.

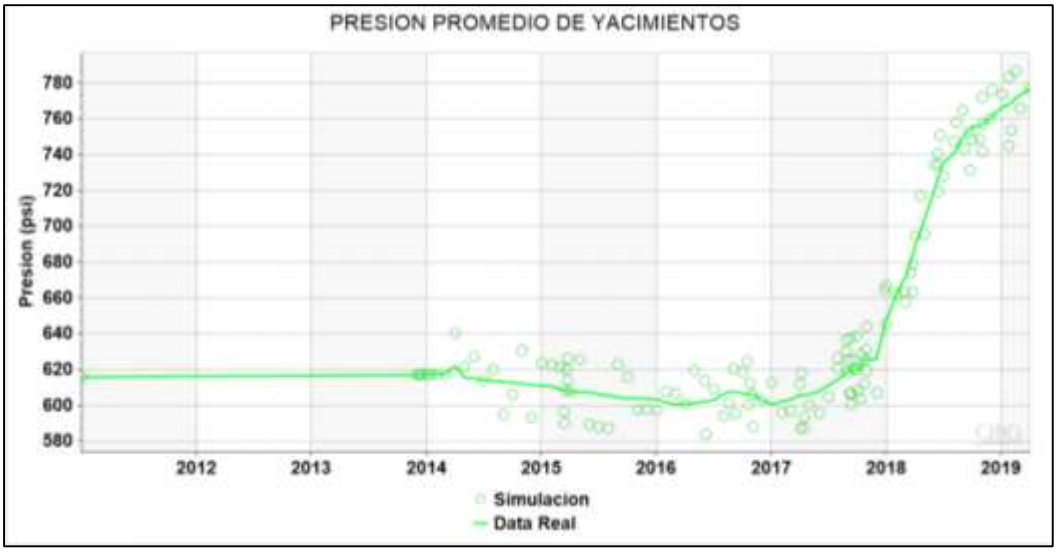

Figura 38. Ajuste histórico de la presión promedio de yacimiento. Resultados del ajuste histórico inteligente en CMG.

6. Predicción Del Comportamiento De Producción y Análisis Del Plan De Desarrollo

Para el año 2019 y 2020 del plan de desarrollo en el área de CS01 se tiene planeado la perforación de 47 pozos, 31 productores y 16 inyectores, para el 2019 se tienen planeados 19 productores y 10 inyectores perforando en el 2020 los pozos faltantes. A continuación, en las gráficas 35 y 36 se muestra el comportamiento de producción esperado para las campañas de perforación determinadas a partir del método convencional de curvas tipo utilizado a la fecha.

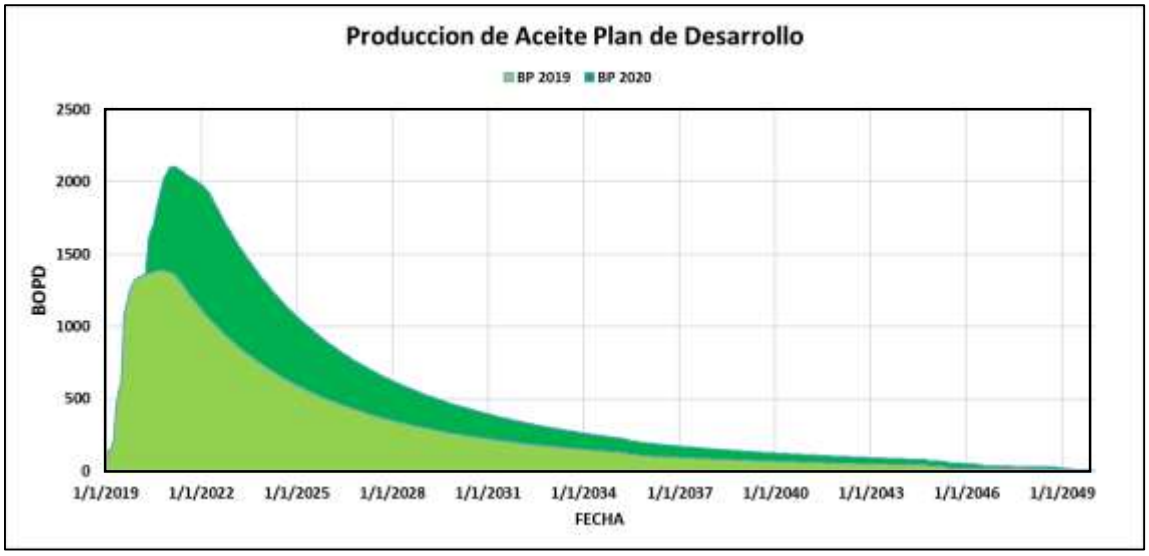

Figura 39. Producción incremental de aceite en las campañas de perforación del 2019 y 2020. Plan de desarrollo Occidental de Colombia.

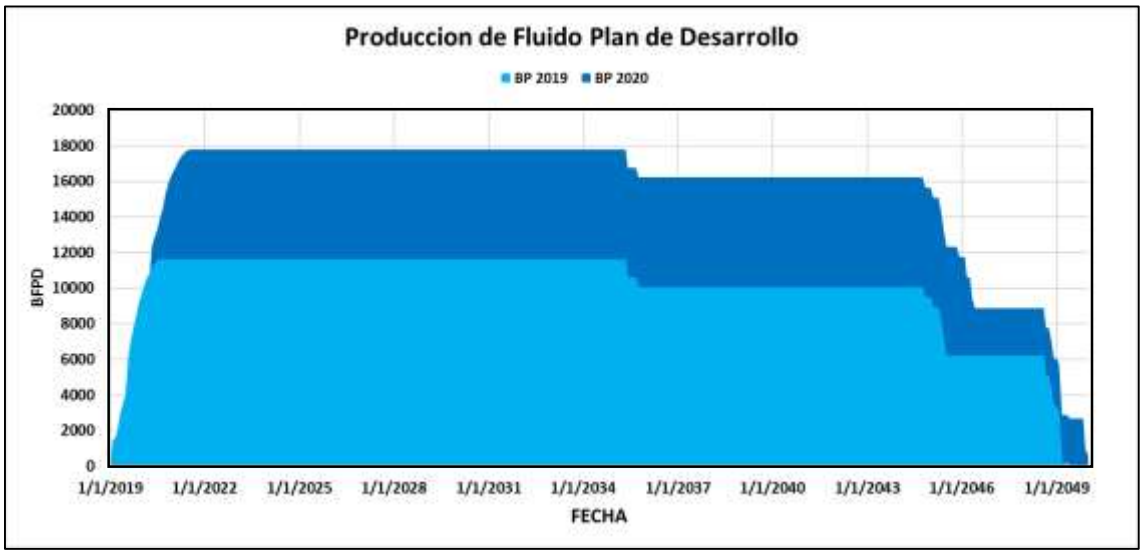

Figura 40. Producción incremental de fluidos en las campañas de perforación del 2019 y 2020. Plan de desarrollo Occidental de Colombia.

Para comprobar la robustez del modelo y verificar la confiabilidad de las predicciones hechas por el modelo dinámico creado, se realizó ajuste histórico hasta el mes de marzo del 2019,

permitiendo así que el modelo dinámico realizara las predicciones del comportamiento de producción hasta la salida a fin de año, en la figura 37 se realiza una comparación entre los datos de producción reales y las predicciones hechas por la simulación numérica y método analítico, demostrando así que el modelo dinámico representa a gran detalle el comportamiento de producción de la zona con un grado alto de confiabilidad.

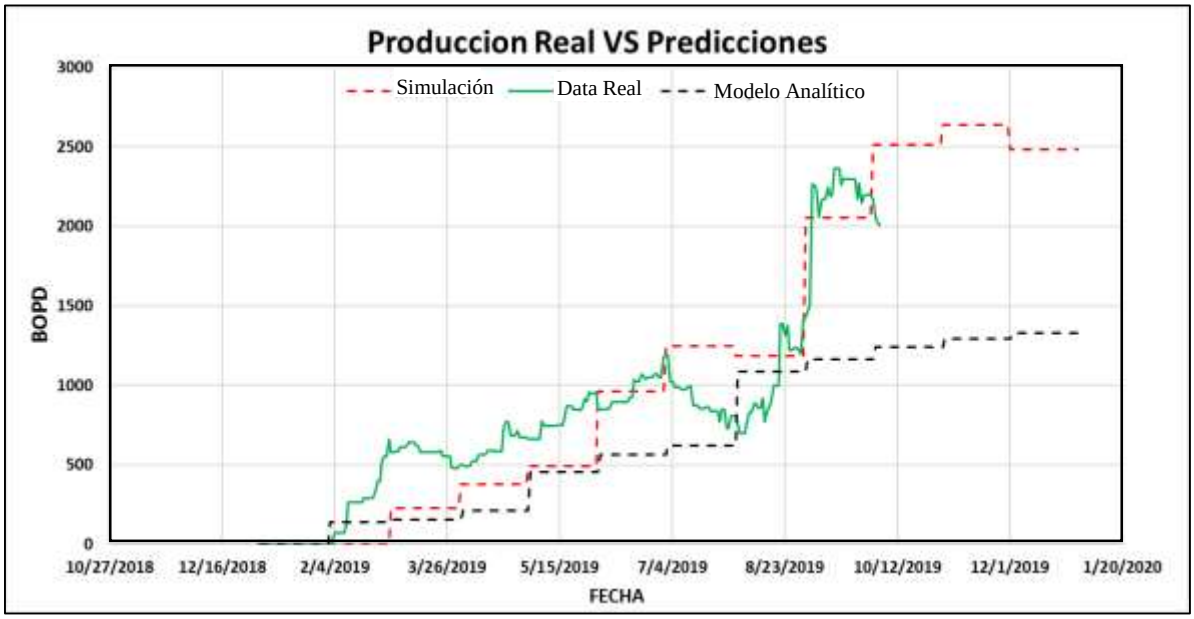

Figura 41. Producción real vs predicciones numérica y analítica. Resultados campaña 2019 y simulación numérica.

Una vez verificado la confiabilidad del modelo dinámico se realizó una comparación entre el modelo analítico aplicado a la fecha y la simulación numérica, con el objetivo de contrastar a nivel global y por pozo las tasas iniciales esperadas, picos de producción y producción acumulada de aceite para las 2 campañas de desarrollo.

Producción de aceite:

Se compararon los estimados de producción de las campañas de perforación del 2019 y 2020 tanto en aceite como en producción de líquido, encontrando cambios significativos a los volúmenes y comportamiento en el tiempo por el método analítico empleado en los últimos años. Las figuras 38 y 39 muestran el comportamiento en producción de aceite encontrando las siguientes conclusiones:

- Se alcanza una tasa de producción mayor a la esperada
- La declinación una vez se alcanza el pico de producción es muy alta debido a la irrupción más temprana a lo esperado del frente de inyección, y posteriormente se estabiliza dando un mejor comportamiento y acumulado de aceite en el tiempo.
- Es importante contar con esta declinación fuerte después de alcanzar el pico de producción ya que este no se tiene en cuenta y la proyección de la tasa de salida de aceite para el año inmediatamente posterior a la campaña se puede sobreestimar.

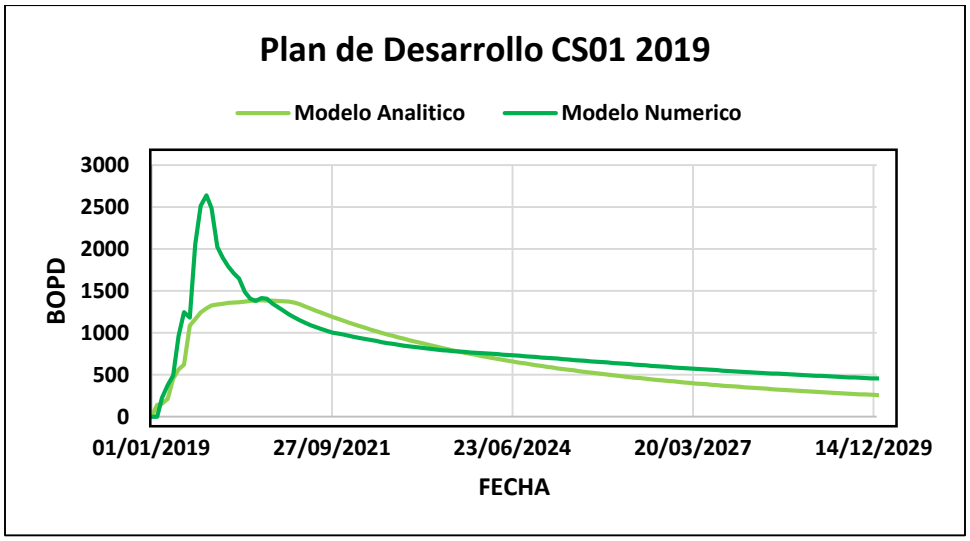

Figura 42. Producción analítica vs numérica para el plan de desarrollo del 2019. Resultados modelo dinámico y analítico.

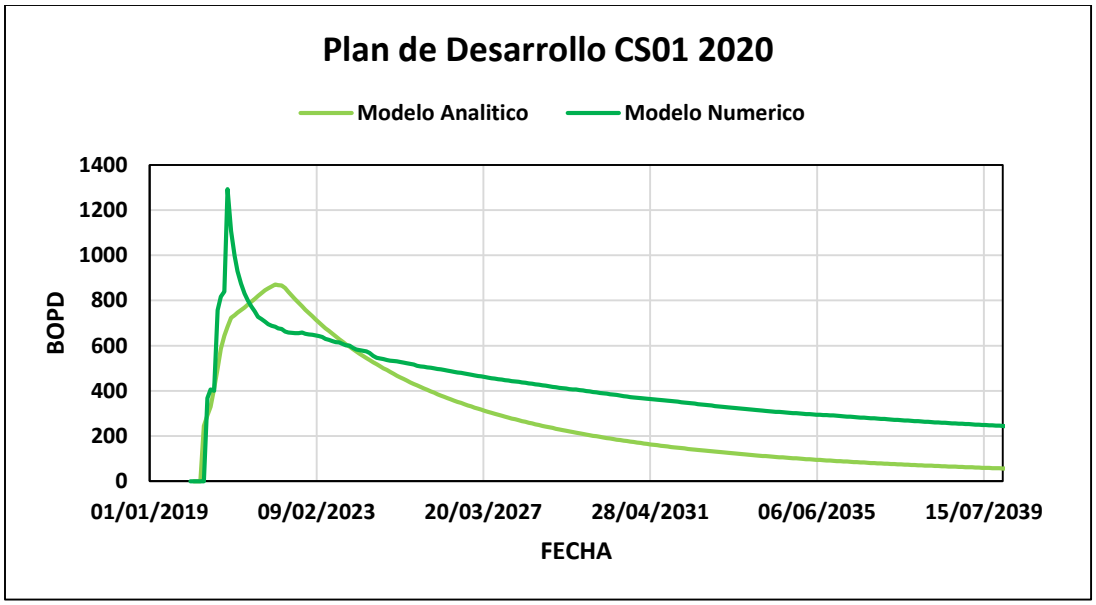

Figura 43. Producción analítica vs numérica para el plan de desarrollo del 2020. Resultados modelo dinámico y analítico.

A continuación, se muestra en la figura 40 el comportamiento de producción del plan de desarrollo para el año 2018, observando un comportamiento similar a los obtenidos por el modelo numérico con lo cual se valida nuevamente que el resultado obtenido por el modelo numérico es válido y robusto.

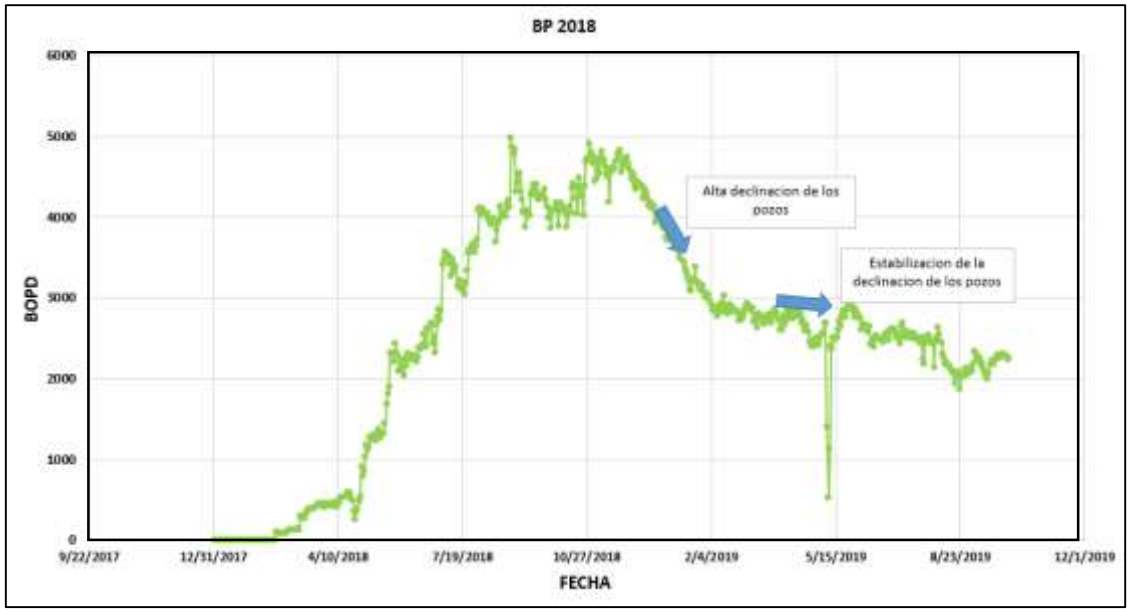

Figura 44. Producción real del plan de desarrollo del año 2018. Base de datos DSS Occidental de Colombia.

Como análisis final se presenta un comparativo igual al mostrado en la figura 43 donde se muestra un comparativo entre los datos reales y esperados para las variables de pico de aceite en los primeros 3 meses y el acumulado de aceite, para este ejercicio se asumieron los resultados obtenidos por la simulación como la data real y cómo se hubiera comportado si continuáramos con la metodología convencional aplicada a la fecha, los resultados se pueden apreciar en la figura 41.

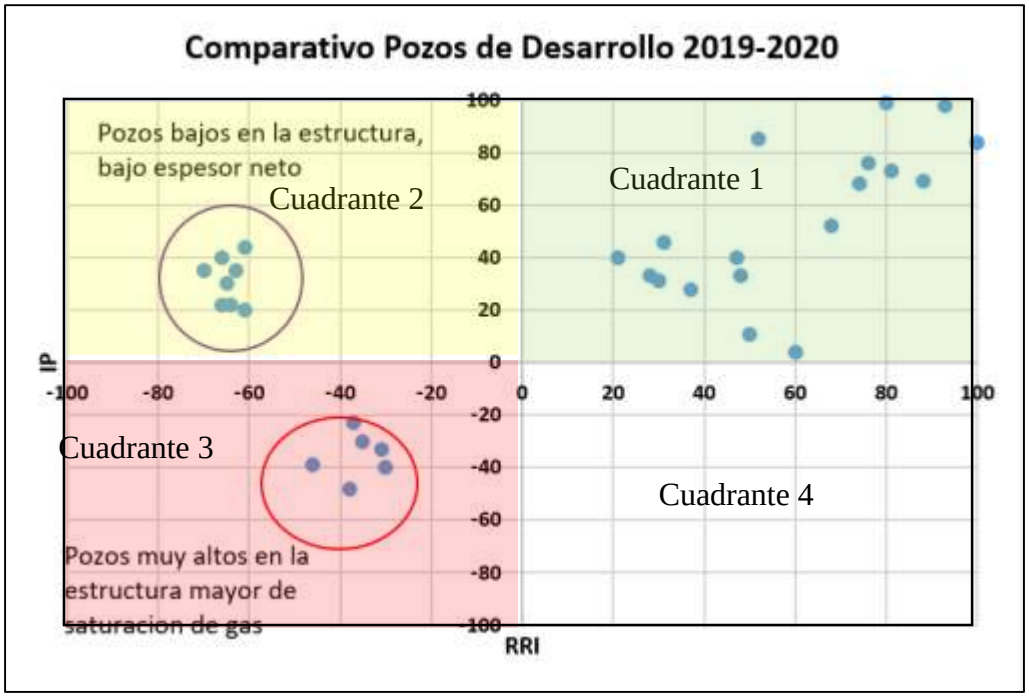

Figura 45. IP VS RRI asumiendo los datos obtenidos en la simulación como la data real. Resultados simulación analítica y numérica.

Como se puede apreciar se tiene un grupo de 6 pozos (cuadrante 3) los cuales no van a cumplir con las tasas ni los acumulados prometidos ya que son pozos que se encuentran altos en la estructura y su saturación de gas es muy alta por lo cual el tiempo de llenado y las eficiencias volumétricas son muy inferiores en comparación con los demás; los pozos ubicados en el cuadrante 2 van a cumplir las tasas de producción inicial ya que la presión de yacimientos es mayor a la esperada pero por su bajo espesor no van a tener el volumen de aceite prometido; estos pozos se recomiendan para ser reevaluados económicamente.

El grupo de pozos ubicados en el cuadrante 1 van a tener un comportamiento superior a lo esperado inicialmente por lo cual van a tener un comportamiento económico mejor a lo que se ha venido vendiendo con el método convencional.

7. Conclusiones

Se predijo el comportamiento de producción para el plan de desarrollo del sector de CS01 para los años 2019 y 2020 con un pico de producción de 2600 y 1300 BOPD respectivamente.

Con las campañas de perforación 2019 y 2020 se estima agregar un valor total de reservas de aproximadamente 5 MMBO, un 10% adicional de lo que se estimaba con los modelos analíticos, y representan un 2% adicional en factor de recobro.

Se identificaron 14 pozos que presentan un comportamiento muy por debajo de la curva tipo, los cuales deben replantearse y ajustarse a la producción del modelo dinámico.

Con el balance de materia se logró estimar un volumen de OOIP total del sector de 240 MMBO, con factor de recobro a la fecha del 18%.

La caracterización del yacimiento previo a la realización de un modelo dinámico es clave para el éxito de la confiabilidad de las predicciones realizadas.

8. Recomendaciones

A partir de este estudio se tienen las siguientes recomendaciones:

Seguir actualizando el modelo de simulación con los resultados obtenidos con la continuación de las campañas de perforación con el objetivo de seguir validando sus resultados.

Aplicar la misma metodología a los demás sectores en los cuales se encuentren un volumen importante de pozos en el plan de desarrollo del campo, y en áreas de bajo desarrollo con el objetivo de buscar nuevas oportunidades.

El modelo dinámico aplicado sirve para la identificación de oportunidades adicionales con la perforación de pozos "*infill*", o la evaluación de la aplicación de métodos de recobro mejorado como polímeros, *conformance* o ASP.

Referencias Bibliográficas

Basioni, M. A. (2012). A Case Study on Compositional Reservoir Simulation for a Large Tight Reservoir: A Detailed Road Map from Initialization and History Match to Prediction Simulation. *North Africa Technical Conference and Exhibitiom held.* Cairo, Egipto: Society of petroleum Engineers.

Bretenbaich, E. A. (1991). *Reservoir Simulation: State of the art.* SPE Distinguished Autor Series.

Carrero Suescun, E. J. (2009). *Selección de un escenario de optimización para un sector del campo Tibú mediante análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos* (tesis de postgrado). Bucaramanga, Santander, Colombia.

Cobb, W., & Smith, J. (1997). Waterflooding. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer COuncil.

Dang, C. T. (2009). Global and Local History Matching Optimization. The Successful Key of Reservoir Simulation: High Heterogeneous Field CaseStudy. *Canadian International petroleum Conference.* Calgary: Petroleum Society of Canada.

Ecopetrol. (1999). *Evaluación Integrada de Yacimientos del campo La Cira Infantas.* Santa Fe de Bogotá: Informe técnico.

Paris de Ferrer, M. (2001). Inyeccion de Agua y Gas en Yacimientos Petroliferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

SATTER, A. y THAKUR, G. Integrated waterflood asset management. Tulsa, Oklahoma 1998.

Sepulveda, J. A., & Escobar, F. H. (2005). Simulacion de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construccion de Mallas. Neiva, Huila: Universidad Surcolombiana.

Settari, A., & Khaldid, A. (2007). Petroleum Reservoir Simulation. University of Michigan.

Wallace, T. D. (1988). Jabiru Field Simulation: A Case History. *SPE International Meeting on Petroleum Engineering.* Tianjin, China: Society of petroleum Engineers.

Willhite, P. (1990). Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas.