

Modelo de simulación numérica que represente y ajuste históricamente con la producción de los Campos Mn, Ro Tq.

Alejandra Forero Gómez

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Maika Karen Gambús Ordaz

Ph.D. en Ingeniería de Petróleos y Geosistemas

Co-Director

Luis Alfonso Esteban Mogollón

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

Dedico esta Monografía a mi mamá Gloria Nancy Gómez Cano, mi papá Juan Alfonso Forero Quintero, a Nicolás Gaitán Pinzón y a mi tesoro Fito. Gracias por su apoyo constante y su comprensión durante todos estos años.

Agradecimientos

Agradezco la ayuda de las personas e instituciones que contribuyeron significativamente en el desarrollo del trabajo, la toma de datos, préstamo de literatura y equipo, asistencia en la preparación de tablas, ilustraciones, lectura crítica y corrección del documento.

A Interoil Colombia Exploration and Production

A Leandro Carbone

A Luis Alfonso Esteban Mogollón

A Nicolás Gaitán Pinzón

A la Universidad Industrial de Santander

A los docentes de la Especialización en Ingeniería de Yacimientos.

A mis compañeros

Tabla de Contenido

1.	Objetivos	19
1.1.	Objetivo General	19
1.2.	Objetivos Específicos	19
2.	Cuerpo del Trabajo	20
2.1.	Marco Referencial	20
2.1.1.	Historia de la simulación.	20
2.1.2.	Propiedades de los fluidos.	23
2.1.2.1.	La viscosidad del aceite (μO)	23
2.1.2.2.	Factor volumétrico de formación del aceite (Bo)	24
2.1.2.3.	Relación de solubilidad (Rs).	24
2.1.2.4.	Compresibilidad isotérmica del aceite (co).....	24
2.2.	Marco teórico- conceptual.....	25
2.2.1.	Modelo de simulación numérica.....	25
2.2.2.	Modelo Estructural	27
2.2.3.	Marco Geológico Regional.....	29
2.2.4.	Estratigrafía.....	30
2.2.4.1.	Basamento.	32

2.2.4.2. Unidad Operacional C (Pre-tabla).....	33
2.2.4.3. Unidad Operacional B.....	34
2.2.4.4. Unidad Operacional A (Guaduala).....	35
2.2.4.5. Formación Chicoral.....	37
2.2.4.6. Formación Potrerillo.	38
2.2.4.7. Formación Doima.....	39
2.2.4.8. Formación Barzalosa.....	41
2.2.4.9. Formación Honda.....	43
2.2.4.10. Formación Mesa.....	45
2.2.5. Geología Estructural de los Campos de estudio	46
2.2.6. Geología del petróleo.....	47
2.2.7. Sistema Petrolífero.....	50
2.2.7.1. Sistema petrolífero Villeta-Chicoral	51
2.2.7.2. Sistema petrolífero Villeta-Doima	51
2.2.8. Caracterización geoquímica.....	52
2.2.8.1. Contenido orgánico (COT %)	53
2.2.8.2. Composición y Clasificación Genética.	53
2.2.8.3. Clasificación del Crudo.....	54
2.2.8.4. Clasificación Genética	55
2.2.8.5. Evaluación Geoquímica de Crudos Formación Doima y Formación UOB.....	57

2.2.8.6. Calidad Geoquímica del crudo	59
2.2.8.7. Gravedad API del Crudo	59
2.2.9. Historia de Producción de los Campos.	60
2.3. Método.	61
2.3.1. Fase 1. Representación de la interacción roca-fluidos, las características y condiciones del fluido presente en el yacimiento.	61
2.3.1.1. Modelo de Fluidos.	61
2.3.1.1.1. Prueba de Desigualdad.....	62
2.3.1.1.2. Prueba de densidad.....	63
2.3.1.1.3. Balance de Masas.....	64
2.3.1.1.4. Función Y	66
2.3.1.1.5. Corrección a condiciones de separador.....	68
2.3.1.2. Modelo de Interacción Roca-Fluidos.....	77
2.3.2. Fase 2. Estimación de volúmenes de fluidos en sitio y volúmenes recuperables, empleando el modelo de simulación numérico a desarrollar.....	79
2.3.2.1. Inicialización de Modelo de Simulación	80
2.3.3. Fase 3. Realización el ajuste histórico de la producción y las presiones del yacimiento para comprender de manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso.	82
2.3.3.1. Análisis de Sensibilidad para el ajuste histórico	82
2.3.3.2. Análisis de Incertidumbre para el ajuste histórico.....	87

2.3.3.3. Análisis de optimización para el ajuste histórico 88

2.3.4. Fase 4. Desarrollo de un escenario base de predicción para el desarrollo de los campos hasta el límite contractual. 97

2.3.4.1. Caso Base 97

3. Conclusiones 100

4. Recomendaciones 103

Referencias Bibliografica.....104

Tabla de Figuras

Figura 1. Columna estratigráfica de los Campos de estudio. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (2020)..... 31

Figura 2. Sección Estructural del Campo de estudio. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (2020)..... 46

Figura 3. Eventos Tectono – Estratigráficos del yacimiento de estudio. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (2020)..... 47

Figura 4. Clasificación del Crudo Assets de Producción. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (1996)..... 55

Figura 5. Diagrama Ternario (Oil-Oil-Link) – Formación Doima. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (1996)..... 56

Figura 6. Diagrama Estrella de los crudos de los pozos MN-18, MN-6SH and MN-18 (Repetido). Información de InterOil Colombia Exploration and Production (2008)..... 58

Figura 7. Comportamiento de Producción Campos de estudio. InterOil Colombia Exploration and Production 2019..... 61

Figura 8. Prueba de Balance de Masas AMB-3. InterOil Colombia Exploration and Production 2020..... 66

Figura 9. Función Y AMB-3. 67

Figura 10. Bo corregido a condiciones de separador, AMB-3..... 69

Figura 11. Rs corregido a condiciones de separador, AMB-3. 70

Figura 12. Información de Oil, PVT Sintético, AMB-3..... 72

<i>Figura 13.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MN-6SH	73
<i>Figura 14.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MN-7.....	73
<i>Figura 15.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MN-11.....	74
<i>Figura 16.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MN-15.....	74
<i>Figura 17.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MNS-1	75
<i>Figura 18.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, RO-1	75
<i>Figura 19.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, TC-9.....	76
<i>Figura 20.</i> Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MNS-3	76
<i>Figura 21.</i> Contactos de fluidos Doima y Chicoral.....	77
<i>Figura 22.</i> Curva de permeabilidad relativa ajustada mediante Corey en Excel.....	78
<i>Figura 23.</i> Curvas de Kr suavizadas mediante Corey en Petrel.	78
<i>Figura 24.</i> Curvas de Kr Escaladas a Sw por tipo de roca	79
<i>Figura 25.</i> Distribución de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y presiones de Doima	81
<i>Figura 26.</i> Distribución de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y presiones de yacimientos Chicoral	81
<i>Figura 27.</i> Resultados de Corrida Base para análisis de sensibilidades.	84
<i>Figura 28.</i> Gráfico tornado, análisis de sensibilidad sobre el Petróleo	85
<i>Figura 29.</i> Gráfico tornado análisis de sensibilidad sobre el gas	85
<i>Figura 30.</i> Gráfico tornado análisis de sensibilidad sobre función objetivo	86
<i>Figura 31.</i> Corridas de sensibilidad, tasas y acumulado de petróleo y gas	87
<i>Figura 32.</i> Corridas incertidumbre, tasas y acumulado de petróleo y gas.....	88
<i>Figura 33.</i> Flujo del método de evolución estratégica.	89

Figura 34. Corridas de optimización del ajuste histórico de producción 90

Figura 35. Ajuste histórico de producción de petróleo, Full Field..... 91

Figura 36. Ajuste histórico de producción de gas, Full Field 92

Figura 37. Ajuste histórico de producción de agua, Full Field 93

Figura 38. Ajuste histórico de producción de Muestra Tq Chicoral 94

Figura 39. Ajuste histórico de producción de Muestra Tq Doimal 94

Figura 40. Ajuste histórico de producción de Muestra Amb Doima 95

Figura 41. Ajuste histórico de producción de Muestra 2 Amb Doima 95

Figura 42. Ajuste histórico de producción de Muestra Mn Chicoral 96

Figura 43. Ajuste histórico de producción de Muestra 2 Mn Chicoral 96

Figura 44. Predicciones para producción convencional con Análisis de Incertidumbre. Caso Base
Predicciones. 97

Figura 45. Predicciones para producción convencional con Análisis de Incertidumbre. P10, P50 y
P90. 98

Tabla de tablas

Tabla 1. <i>Análisis geoquímicos realizados al sector norte y sur del yacimiento.</i>	49
Tabla 2. <i>Caracterización geoquímica de muestras de las Formaciones Doima y Chicoral</i>	53
Tabla 3. <i>Análisis Tipo SARA Crudos Formación Doima y Chicoral.</i>	54
Tabla 4 <i>Análisis de Biomarcadores Crudos Formación Doima.</i>	55
Tabla 5. <i>Calidad geoquímica del crudo.</i>	59
Tabla 6. <i>Gravedad API</i>	60
Tabla 7. <i>Análisis PVT considerados</i>	62
Tabla 8. <i>Prueba de desigualdad AMB-3</i>	63
Tabla 9. <i>Prueba de densidad AMB-3</i>	64
Tabla 10. <i>Datos de entrada del petróleo</i>	71
Tabla 11. <i>Datos de entrada del gas</i>	71
Tabla 12. <i>Datos de entrada del agua.</i>	72
Tabla 13. <i>Distribución de celdas en el modelo.</i>	80
Tabla 14. <i>Comparación de Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.)</i>	82
Tabla 15. <i>Parámetros sensibilizados</i>	83
Tabla 16. <i>Resultados de escenarios</i>	98

Glosario

Azimuth del variograma: dirección de mayor correlación entre las muestras, está fuertemente ligado a la dirección de sedimentación del campo.

Boundary Definition: definición de un límite a partir de un punto origen, orientación (medida al contra las agujas del reloj), ancho y largo.

Escalamiento de registros: proceso mediante el cual se promedia el registro de un pozo dentro de celdas de una malla. También conocido como bloqueo de pozos.

Fault Framework: modelado de las fallas como superficies suavizadas.

GIIP: Gas Initial In Place (Gas Original En Sitio). Volumen de gas en un yacimiento antes del inicio de la fase de producción.

Grilla 3D: conjunto de horizontes que conforman zonas representados por celdas cubicas. Existen diferentes tipos de grillas 3D, en Petrel se manejan: Grillas Corner Point, cuya construcción es basada en pilares. Grillas StairStep, provienen de un modelo de triangulación, y como su nombre lo indica en las zonas de falla construye el plano en forma de escalones, lo que evita la deformación de la celda en estructuras complejas.

Horizon model: modelado de horizontes dentro de proceso de Structural Framework, proceso donde trata de respetarse una correspondencia pseudo crono estratigráfica para la generación de superficies trianguladas que respeten estructuras complejas

Interpretacion MultiZ: interpretación sísmica que permite manejar repetición de estratos.

Nugget: valor de la varianza a una distancia $X=0$, teóricamente supone un valor muy cercano a 0

mas no 0.

Rango de variograma: rango de mayor correlación que existe entre pares de punto, gráficamente, corresponde al punto donde la curva se hace asintótica.

Seed: punto de referencia dentro de una malla desde el cual comienza la población de la propiedad, al cambiar este punto cambia el resultado.

Simulación gaussiana: método geoestadístico estocástico basado en Krigging que permite obtener valores desconocidos a partir de datos de entrada y parámetros de variograma.

STOIP: Stock Tank Oil Initially In Place, volumen de petróleo en un yacimiento antes del inicio de la fase de producción.

Structural Model: proceso estructural que permite construir modelos complejos basados en superficies trianguladas.

Tipos de variograma: existe gran cantidad de tipos de variograma, sin embargo en Petrel contamos con 3 tipos: Exponencial (Resultados que muestran más heterogeneidad por la pendiente fuerte de la curva), esférico (pendiente suavizada que permite resultados un pozo más suavizados pero conservando la heterogeneidad) y Gaussiano (variograma ideal de curva gaussiana cuyos resultados serían muy suavizados).

Variograma: representación gráfica de la disimilitud entre pares de puntos.

Resumen en español

Título: MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA QUE REPRESENTA Y AJUSTE HISTÓRICAMENTE CON LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS MN, RO TQ*

Autor: Alejandra Forero Gómez**

Palabras claves: modelo de simulación numérica, ajuste histórico.

Descripción:

Los modelos de simulación numérica de yacimientos son una herramienta valiosa que permite a la compañía que gerencia varios campos, tener una idea más clara sobre la predicción del comportamiento de los campos y yacimientos en cuanto a la producción de hidrocarburos y el plan de explotación que se ajuste a las necesidades de este.

Bajo esta premisa y teniendo en cuenta que para los campos Mn, Ro y Tq no se había desarrollado antes un estudio dinámico, se planteó el modelo de simulación numérica que represente y ajuste históricamente con la producción de los campos anteriormente mencionados.

A partir de la previa construcción del modelo estático se representó entonces la interacción roca fluido, se estimaron los volúmenes originales en sitio y los volúmenes recuperables, se realizó el ajuste histórico de los fluidos de los campos y se desarrolló un escenario base de predicción de estos fluidos de los campos de estudio.

Los resultados obtenidos son de gran utilidad para la compañía para la toma de decisiones y de inversiones en el campo para su desarrollo.

* Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa académico de especialización en ingeniería de yacimientos. Director Maika Karen Gambús Ordaz. Co-Director Luis Alfonso Esteban Mogollón.

Summary

Title: NUMERICAL SIMULATION MODEL THAT HISTORY MATCHES THE PRODUCTION OF MN, RO TQ FIELDS*

Author: Alejandra Forero Gómez**

Key words: numerical simulation model, history match.

Description:

Numerical reservoir simulation models are a valuable tool that allows the company that manages various fields to have a clearer idea about predicting the behavior of fields and reservoirs in terms of hydrocarbon production and the exploitation plan that fits the needs of this.

Under this premise and taking into account that for the Mn, Ro and Tq fields a dynamic study had not been developed before, a numerical simulation model that history matches the production of the aforementioned fields was proposed.

Based on the static model, the fluid rock interaction was represented, the original volumes on site and the recoverable volumes were estimated, the history match of the fluids of the fields was achieved and a base case scenario of prediction was developed from the fields of study.

The results obtained are valuable for the company for the decision making regarding investments in the field for development.

* Bachelor thesis.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa académico de especialización en ingeniería de yacimientos. Director Maika Karen Gambús Ordaz. Co-Director Luis Alfonso Esteban Mogollón.

Introducción

El yacimiento seleccionado para el desarrollo de este estudio se extiende hacia los campos Mn, Ro y Tq cuyos límites se sustentan en el inicio de exploración del Bloque en el año 1983, cuando se constituyó el contrato del Bloque, y se inició la interpretación sísmica y la perforación de los primeros pozos. Debido a que los diferentes pozos fueron evidenciando acumulaciones de hidrocarburos, se establecieron los diferentes contratos Mn, Ro y Tq delimitados por fallas que si bien enmarcan los tres diferentes contratos, permiten la continuidad del yacimiento, según los estudios geológicos.

Este es un yacimiento maduro y complejo a nivel estructural y estratigráfico, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia, el cual tiene una caracterización integrada a partir de estudios geológico, geofísico, petrofísico y de fluidos; de las Formaciones productoras que lo componen.

Para la caracterización del área, se realizó un análisis a detalle de la sedimentología, detallando los ambientes depositacionales, así como el desarrollo de un modelo estructural sobre la geometría del yacimiento, identificando las características petrofísicas y la distribución de los fluidos en las Formaciones productoras.

Se han perforado en el área un total de 104 pozos, de los cuales se han podido obtener núcleos, puntos de presiones en hueco abierto (RFT, MFT, SFT), muestras PVT de fondo y registros eléctricos.

Se han ejecutado trabajos de perforación y workover que no han dado los resultados esperados, llevando a la compañía a invertir recursos económicos valiosos, con los cuales se hubiesen podido realizar estudios especializados de yacimientos que redujeran el riesgo al disponer de un mejor modelo detallado del yacimiento. Estos resultados mostraron la necesidad de realizar una mejor y más detallada caracterización dinámica, para lo cual se cuenta con: una larga historia de producción, desde 1986; de cual se puede evaluar aspectos como la alta heterogeneidad areal; alta relación gas-petróleo, GOR de 4400 scf/stb; bajo corte de agua, del 6.9%; el uso de diferentes métodos de producción y completamientos con bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas, con cañoneos masivos de las arenas objetivo en la mayoría de pozos; la caracterización de un crudo liviano de 27° API; y un yacimiento saturado, debido a que se encuentra por debajo de la presión inicial que fue 2016 psi, y por debajo de la presión de burbuja que es 908 psi, pues la presión actual registrada es de 525 psi; con un volumen de reservas remanentes de 1.7 MMBoe con un yacimiento desarrollado únicamente con un proceso de recuperación primario.

La falta de implementación de metodologías de seguimiento, de generación del modelo de rocas-fluidos del yacimiento, y su adecuado análisis e interpretación, (modelo estático), han limitado las acciones o planes de la compañía para la generación de un plan de explotación coherente para la producción de los fluidos o maximización de la extracción de estos del

yacimiento; o lo que hoy en día se conoce como el gerenciamiento de yacimiento, lo que involucra aplicación de recursos innovadores, del tal manera que se hubiese podido reducir el impacto que hoy presenta el agotamiento de la energía del yacimiento, comparado el factor de recobro, que el mismo presenta a las condiciones o parámetros operativos actuales, factor crítico en manejo del yacimiento actualmente.

La aplicación de los modelos matemáticos sirve para representar la interacción de la roca, los fluidos, las características o condiciones de presión y producción del yacimiento, además, comprender de una manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso, estimar los volúmenes de fluidos en sitio y los volúmenes recuperables.

Con el desarrollo de este modelo de simulación numérica se reduce la incertidumbre del comportamiento del yacimiento y con el ajuste histórico se permite representar la evolución del yacimiento y visualizar los diferentes escenarios de desarrollo y explotación del mismo que conlleven la maximización desde el punto de vista volumétrico y económico.

El enfoque de este trabajo es proporcionarle a la compañía, las herramientas para el análisis de su plan de desarrollo de este yacimiento, fundamentado en la predicción del comportamiento de presión y producción, bajo varios escenarios los cuales serán cambiantes, en el tiempo en función de factores exógenos, como son las condiciones socioeconómicas de la industria.

1. Objetivos

1.1.Objetivo General

Desarrollar un modelo de simulación numérica que represente y ajuste históricamente con la producción de los Campos Mn, Ro y Tq.

1.2.Objetivos Específicos

1.2.1.Representar la interacción roca-fluidos, las características y condiciones del fluido presente en el yacimiento.

1.2.2.Estimar volúmenes de fluidos en sitio y volúmenes recuperables, empleando el modelo de simulación numérico a desarrollar.

1.2.3.Realizar el ajuste histórico de la producción y las presiones del yacimiento para comprender de manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso.

1.2.4.Desarrollar un escenario base de predicción para el desarrollo de los campos hasta el límite contractual.

2. Cuerpo del Trabajo

2.1.Marco Referencial

2.1.1.Historia de la simulación. La Simulación de Yacimientos ha sido practicada desde el inicio de la Ingeniería de Petróleos en los años 40, en donde el potencial de la simulación de yacimientos fue reconocido y muchas compañías iniciaron el desarrollo de modelos analógicos y numéricos con la finalidad de mejorar las soluciones analíticas existentes de cálculo de balance de materiales y desplazamiento en una dimensión “1-D” de Buckley-Leverett.

En la década de los años 50, las investigaciones se enfocaron en la solución numérica de ecuaciones de flujo y se obtuvieron programas sencillos de computador para simulación de yacimientos que usaron la solución de un conjunto de ecuaciones de diferencias finitas para describir el flujo multifásico en dos y tres dimensiones “2-D” y “3-D” en medios porosos heterogéneos, siendo así la primera vez que los Ingenieros de Yacimientos lograron resolver problemas complejos.

En la década de los años 60 la Simulación de Yacimientos estuvo dirigida a resolver problemas de yacimientos de petróleo en tres fases. Los métodos de recuperación que fueron simulados incluían el agotamiento de presión y varias formas de mantenimiento de presión. Los programas desarrollados operaban en grandes computadores (Mainframe) y usaban tarjetas para el ingreso de datos.

Durante la década de los años 70, se potencializó el número de investigaciones en procesos de recobro mejorado, avances en técnicas de simulación numérica y la disminución del tamaño e incremento de velocidad, de los computadores. Los simuladores de yacimientos fueron desarrollados para procesos de inyección química, inyección de vapor, inyección de miscibles y combustión in situ. La investigación durante este período se expandió a la caracterización de la física del hidrocarburo, el desplazamiento bajo la influencia de la temperatura, los agentes químicos y comportamiento de fases multicomponentes.

Durante la década de los años 80, la descripción de yacimientos avanzó hacia el uso de la Geostatística para describir heterogeneidades y proporcionar una mejor definición del reservorio, desarrollando tecnología para modelar yacimientos naturalmente fracturados, incluyendo los efectos composicionales, el fracturamiento hidráulico y pozos horizontales y su aplicación al monitoreo del yacimiento.

Al inicio de la década de los 90, las aplicaciones fueron hechas en grandes computadores; al final de la década se empezaron a usar microcomputadores con avance del desarrollo de la industria de hardware y la implementación de nuevas técnicas de solución a sistemas complejos de estructuras matemáticas simultáneos, y en la actualidad se emplean computadores personales.

En la actualidad el objetivo es afinar los avances que se han adquirido y generar un simulador general aplicable a todos o a la mayoría de los procesos de recuperación de interés. Se requiere del desarrollo de ecuaciones de estado que representen el comportamiento PVT de los componentes de un sistema de fluidos en tres fases bajo un rango de presiones y temperaturas bastante amplio.

Por lo cual se han desarrollado métodos de enmallado, como el refinamiento de mallas convencionales para describir mejor el pozo dentro del yacimiento, o las nuevas mallas PEBI – Bisección Perpendicular- que permiten modelar más realísticamente los procesos intrincados de flujo dentro de una fractura, pozo horizontal, o la caracterización adecuada de fallas, lentes, y discontinuidades, permitiendo capturar con más exactitud los detalles locales del medio poroso y de heterogeneidades normalmente halladas en un yacimiento.

Existe una gran cantidad de sistemas de simulación de yacimientos que proporcionan al Ingeniero una herramienta eficiente para resolver complejos problemas de Ingeniería de Yacimientos.

Este trabajo se desarrolló con el Software Petrel RE y el simulador Interset.

Petrel RE es el software de la compañía Schlumberger que permite representar la estructura geológica del yacimiento, interpretar los cubos sísmicos, construir los modelos estáticos detallados para representar la interacción roca – fluido y determinar bajo diferentes escenarios, los volúmenes – *In Situ* -.

Mediante este software se pueden unificar los datos geológicos, geofísicos, sedimentológicos petrofísicos, y así generar el modelo estático detallado. A partir de este, se pasa a poblar con los datos del modelo estructural, estratigráfico, porosidad, permeabilidad, la relación roca-fluido, de fluidos, los contactos, la historia de producción y las presiones, para generar el modelo dinámico,

simulado con Intersect para potencia la tecnología de modelado 3D para estructuras complejas y lo cual requerirá más de diez millones de celdas con un detalle fino para su modelamiento.

2.1.2. Propiedades de los fluidos. Las siguientes propiedades de los fluidos fueron evaluadas de los estudios PVT realizados a los Campos Mn, Ro y Tq. Se describe a continuación:

2.1.2.1. La viscosidad del aceite (μO): es afectada por la condición de presión y temperatura; para una fase líquida, un incremento en la temperatura a condición isobárica causa una disminución de la viscosidad, así mismo, al disminuir la presión en un sistema a condición isotérmica, la viscosidad del fluido incrementará; la liberación del gas disuelto en el aceite, generará un incremento en la viscosidad del mismo, por supuesto, la cantidad de gas en solución es una función directa de la presión (Muñoz, 2007, p.70).

A temperatura constante, para presiones mayores a la presión de burbuja, la viscosidad del aceite disminuye casi linealmente conforme la presión lo hace, sin embargo, conforme la presión en el yacimiento disminuye por debajo del punto de burbuja, la composición del líquido cambia por la liberación del gas en solución, dando lugar al incremento de la viscosidad (Muñoz, 2007, p.70).

2.1.2.2. Factor volumétrico de formación del aceite (B_o): Para un yacimiento sub-saturado, el FVF del aceite incrementa conforme la presión se acerca a la presión de burbuja, esto se debe a la expansión del gas disuelto en el aceite. Cuando la presión del yacimiento alcanza la presión de saturación, el gas disuelto comienza a liberarse, lo que genera un incremento de gas libre, y consecuentemente, menos gas en solución, disminuyendo el valor del FVF del aceite (Muñoz, 2007, p.72).

2.1.2.3. Relación de solubilidad (R_s): Cantidad de gas disuelto en la fase líquida a condiciones de yacimiento. El aceite está sub-saturado cuando la presión del mismo está por arriba del punto de burbuja, a esta condición todo el gas está disuelto en el aceite. Cuando la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación se presenta un caso especial de saturación, en el cual la primera burbuja de gas se libera de una masa de aceite, cuando la presión está por debajo del punto de burbuja se dice que el aceite se encuentra en estado saturado, donde un ligero agotamiento de la energía del yacimiento (presión) permitirá liberar el gas disuelto en diferentes proporciones (Muñoz, 2007, p.73).

2.1.2.4. Compresibilidad isotérmica del aceite (c_o): Se genera el cambio fraccional del volumen cuando la presión cambia a temperatura constante. Este puede determinarse para un aceite sub-saturado o para un aceite saturado (Muñoz, 2007, p.74).

Para el gas se tienen en cuenta el Factor Z, el factor volumétrico del gas, la compresibilidad y la viscosidad del gas. Para el agua se tienen en cuenta propiedades como la salinidad, factor de formación viscosidad y compresibilidad.

Para los campos del presente modelo se tienen los siguientes estudios de PVT:

- MN NORTE, MN 6SH, 14/02/2009, Doima, 2492-2790, SP.RECOMB
- MN NORTE, MN11, 16/08/2008, Uob, 5110-5494, SP.RECOMB
- MN NORTE, MN 15, 16/08/2008, Uob, 4404-4676, SP.RECOMB
- SUR, RO 1,2/04/2004, Uob, 3779-4355, SP.RECOMB
- MN SUR, MN 7, 1/02/2007, Uob, 3506-4146, FONDO
- MN SUR, MNS-1, 13/11/2010, Uob, 2806-3390, SP.RECOMB
- MN SUR, MNS-3, 13/11/2010, Uob, 2978-3740, SP.RECOMB
- AMB,AMB-3, 13/03/2005, Doima, 2736-3008, FONDO
- TQ, TC-9, 1/11/1997, Uob, 3806-4060, FONDO
- TQ, TT-5, 3/06/1987, Doima, SP.RECOMB.

2.2.Marco teórico- conceptual

2.2.1.Modelo de simulación numérica. Beltrán (2002) concluye que el objetivo de la ingeniería de yacimientos es adquirir un mejor conocimiento de las características del yacimiento de tal manera que el ingeniero esté en capacidad de estimar las reservas recuperables, definir el mejor esquema de explotación que permita recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos a un bajo costo y predecir el comportamiento futuro del yacimiento. Esto se logra partiendo del hecho de que las condiciones reales del yacimiento se pueden representar a través de un modelo (p.1).

Un modelo numérico permite describir de manera teórica el comportamiento de un yacimiento y fue la necesidad de trabajar los yacimientos con un grado de exactitud lo que dio origen a la simulación de yacimientos, cuyas soluciones son aplicables a nivel global y también en el estudio de fenómenos locales alrededor de la cara del pozo (Beltrán, 2002, p.3).

Un modelo matemático se basa en un concepto físico fundamental, que se expresa en forma matemática, bajo las limitaciones de suposiciones arbitrarias que constituyen el modelo, y, que varía a medida que se re-definen las suposiciones inherentes en la ecuación porque se aproxima aún más a las condiciones reales del yacimiento (Beltrán, 2002, p.3).

Un modelo de computador se desarrolla por elementos de volumen de control. Para este propósito se divide el yacimiento en una serie de pequeños bloques, de acuerdo con la geometría del yacimiento, a los que se les puede asignar un valor único para las propiedades de la roca, de este modo se pueden tener en cuenta las heterogeneidades y la anisotropía del yacimiento. La variación espacial de las propiedades del fluido también se puede asignar por bloques o zonas a través de todo el sistema (Beltrán, 2002, p.3).

Beltrán (2002) expresa que: para reflejar la existencia de pozos, se asignan tasas de producción y/o inyección a la celda en donde se encuentren. Una vez se han ubicado los pozos y se han definido las propiedades a cada bloque se plantean las ecuaciones fundamentales en cada nodo del sistema a diferentes niveles de tiempo.

De esta forma se obtiene el modelo numérico del simulador constituido por un alto número de ecuaciones discretas. Con el fin de dar solución a este gran número de ecuaciones se requiere la elaboración de un programa de computador conocido como el modelo de computador del simulador. La información básica que se requiere para ejecutar el modelo de computador es la siguiente:

- Geometría del yacimiento
- Ubicación de pozos productores e inyectores con sus respectivas tasas de flujo.
- Propiedades de la roca y del fluido en cada bloque
- Distribución inicial de fluidos en el yacimiento
- Presión promedio en cada nodo en el tiempo cero (p.4).

Con esto se busca estudiar el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción, de ubicación de pozos y para diferentes tasas de producción e inyección.

2.2.2.Modelo Estructural. Es la representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas en subsuelo. Es la mejor interpretación del estilo de deformación respetando el marco tectónico regional del área en estudio. Esto permitirá construir mapas y secciones estructurales con el fin de estimar volúmenes de hidrocarburos in situ y seleccionar las áreas estructuralmente más propicias para la perforación de los pozos (Barrera Arrieta, R. J., Moreno Soler, M. A., & Perez Castellanos, L. O., 2013, p.114).

Ello se simula refinando y obteniendo la siguiente información:

•Información Geofísica: La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información geofísica existente, evaluando la necesidad de contar con información geofísica adicional, incluyendo aparte de la sísmica de reflexión (2D, 3D o 4D), sísmica de pozo (VSP), perfiles sísmicos en todo el pozo y cualquier otro método: gravimetría, magnetometría, magnetotelúrica e imágenes de sensores remotos, etc. (Barrera Arrieta, R. J., et al., 2013, p.115).

•Información Geológica de Subsuelo: La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información de geología de subsuelo existente. La calidad de los datos de pozo dependerá entre otras cosas de: condiciones de los pozos, tipos de perfiles realizados, calidad de los mismos, antigüedad tecnológica, y cantidad de registros. En caso de no resultar satisfactoria, se puede solicitar su reprocesamiento o evaluar una nueva adquisición. Una información de subsuelo de baja calidad impacta directamente en la certidumbre del modelo (Barrera Arrieta, R. J., et al., 2013, p.115).

•Información Geológica de Superficie: La actividad comprende la recopilación, carga y validación de la información geológica de superficie existente para tener un conocimiento general del estilo estructural y la cronoestratigrafía del área de estudio y áreas adyacentes. Se recopila la información del marco geológico regional, la cual comprende: Mapa geológico, Informes y estudios geológicos de superficie, Publicaciones referentes a la geología regional del área de estudio (Barrera Arrieta, R. J., et al., 2013, p.115).

- Modelos Estructurales Análogos: Puede resultar útil basarse en estructuras análogas para la generación del Modelo Estructural. Para este fin se deberá buscar y seleccionar modelos estructurales que tengan características en común con el área en estudio, de la cual se asume que existe un conocimiento estructural previo, por tratarse de un área de desarrollo. La identificación de un modelo análogo involucra la comparación, entre otras cosas de: ambientes tectónicos, estilo estructural, tipo y grado de deformación, reología implicada, dimensión de estructuras (Barrera Arrieta, R. J., et al., 2013, p.115).

2.2.3.Marco Geológico Regional. Los Campos de estudios se localizan en las inmediaciones del Valle Superior y el Valle Medio del Magdalena, depresión morfológica correspondiente a una cuenca alargada en dirección NNE-SSO, limitada por la Cordillera Central al Oeste, la Cordillera Oriental al Este. Esta configuración de la cuenca ha sido el resultado de una gran variedad de procesos tectónicos que han afectado el extremo norte de Suramérica, los cuales han llevado al desarrollo de dos prominentes cordilleras cuya altitud ha sido alcanzada hace relativamente poco tiempo (Plioceno-Mioceno).

La zona de interacción de los Valles Medio y Superior del Magdalena (subcuenca de Girardot), corresponde geográficamente al área donde se localizan las acumulaciones comerciales de petróleo y gas, asociadas a los campos Mn, Tq, y Ro. Esta zona de acumulación de hidrocarburos, geológicamente se encuentra limitada hacia el Oeste por el complejo ígneo-metamórfico del Batolito de Ibagué (Cordillera Central), y al Oriente el límite lo constituye el trazo de las fallas de Bituima. Los límites norte y sur están definidos por los trazos del sistema de fallas de desplazamiento de rumbo tipo dextral de Alvarado e Ibagué respectivamente (Cooper, M. A.,

Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J., Taborda, A., 1995, p.1421).

Básicamente el diseño geométrico del área, corresponde a un bloque monoclinal, buzando hacia el Este, el cual se profundiza por fallamiento de tipo normal a nivel del basamento, en una dirección Oeste-Este, por debajo del sistema de fallas de cabalgamiento (Bituima, Cambao etc.), que están asociadas al flanco occidental de la Cordillera Oriental, conformando de esta manera una compleja cuenca, la cual se caracteriza por una deformación múltiple y periodos de subsidencia y erosión alternantes, desde el Maastrichtiano hasta el presente. Esta área está conformada principalmente por anticlinales fallados (Corrigan, H. T., 1967, p.57).

2.2.4.Estratigrafía. Como resultado del Taller de Integración Estratigráfica llevado a cabo en el año 2010, Interoil Colombia E&P y Ecopetrol definieron como secuencia estratigráfica perforada en los activos de asociación y en áreas vecinas exploratorias la siguiente, que pueden apreciarse en la Figura 1:

Grupo Honda

Formación Barzalosa

Formación Doima

Formación Potrerillo

Formación Chicoral

Unidad Operacional A (UOA)

Unidad Operacional B (UOB)

Unidad Operacional C (UOC)

Basamento Económico

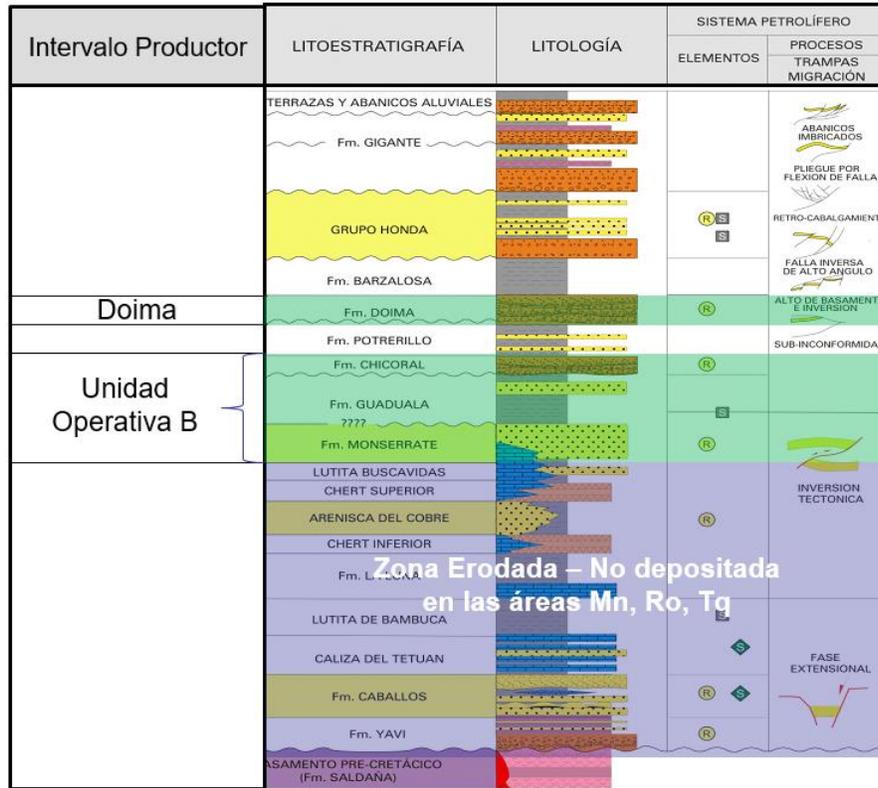


Figura 1. Columna estratigráfica de los Campos de estudio. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (2020).

Para efectos del Inicio de la Explotación, el Ministerio de Minas y Energía con una Resolución otorgada en 2011, sugiere se continúe con esta denominación estratigráfica. De tal forma que las formaciones atravesadas durante las actividades de perforación hacen parte de una secuencia de edad cretácica, terciaria y cuaternaria, conformada por las Formaciones Mesa, Honda, Barzalosa, Doima, Potrerillo, Chicoral y, las Unidades Operacionales A, B y C. Por último, un basamento económico aparentemente cristalino es definido en la base de la secuencia estratigráfica.

Las Formaciones encontradas que componen el yacimiento de los Campos Mn, Ro y Tq, se definen por cambios litológicos, tasa de perforación y correlación de registros eléctricos durante la perforación.

A continuación, se describen de base a tope las Formaciones presentes en los campos de estudio:

2.2.4.1. Basamento. El Basamento fue determinado principalmente por la aparición de rocas de origen ígneo y metamórfico, así Como por la disminución de la rata de perforación. El Basamento es de color blanco moteado de verde medio, verde medio a oscuro, gris medio a oscuro, negro, menor rosado; fractura angulosa; duro a muy duro. Compuesto predominantemente por feldespatos, plagioclasas, anfíboles y clorita. Las muestras colectadas en este intervalo se presentaron altamente contaminadas con arenas provenientes probablemente de derrumbe de la Unidad Operacional B y C.

El estudio petrográfico realizado indica que es basamento es de tipo metamórfico de alto grado; se clasifica como gneises cuarzo-feldespáticos compuestos predominantemente por cuarzo, plagioclasa y clorita. La plagioclasa se encuentra levemente alterada y el bandeamiento del gneis es irregular y discontinuo (Interoil, 2006, p.12).

2.2.4.2.Unidad Operacional C (Pre-tabla). Unidad infrayacente a la Unidad Operacional B y definida recientemente en el Bloque Maná. De manera general, esta unidad consiste de areniscas conglomeráticas líticas y niveles de conglomerados polimícticos. El tope de la unidad está marcado durante la perforación por la disminución de la rata de penetración a alrededor de 15 ft/h.

Las areniscas conglomeráticas son líticas de color gris claro, blanca, translúcida, menor gris oscuro a verdoso, grano medio a grueso, menor grano muy grueso, pobre selección. Hacia la base, los niveles conglomeráticos aumentan; tienen un tamaño de grano de gránulos a guijarros, subangulares a angulares, localmente redondeados, pobre selección, compuestos por fragmentos líticos de rocas ígneas de color verdoso y metamórficas (esquistos). Se presentan fragmentos blancos alterados a arcilla ligeramente calcárea. Este nivel conglomerático se caracteriza en esta área por la gran cantidad de líticos que le dan un color verdoso.

Los shows de hidrocarburos para esta formación están marcados por una cromatografía desde C1 hasta C5. Las manifestaciones de aceite son generalmente muy pobres con fluorescencias alrededor del 20% y manchamiento en trazas.

Espesor: 100 pies. Edad: Coniaciano. Contacto: Normal bajo la Unidad Operacional B; contacto inferior discordante sobre Basamento. Correlación: Con la Formación Umir en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Ambiente: Fluvial de corrientes entrelazadas (Interoil, 2006, p.13).

2.2.4.3. Unidad Operacional B. Corresponde al objetivo principal de los pozos perforados en el área de Ambrosía; se compone en general por areniscas conglomeráticas de gránulos y guijos finos, localmente alternando con delgados niveles de arcillolitas grises y pardas rojizas, que pasan a arcillolitas verdes hacia la base de la unidad.

Las areniscas conglomeráticas en general son de composición lítica (60% cuarzo y 40% de líticos metamórficos y volcánicos), con un tamaño de grano grueso a muy grueso, con abundantes gránulos y localmente fragmentos de guijos finos; se presentan subredondeados a subangulares y localmente concoides, subesféricos y mal a regularmente seleccionados. Se postula que fueron depositadas en un ambiente de sedimentación en ambientes de playa, cercana a un frente montañoso dado su notable contenido conglomerático, y no de cordones litorales en donde existe una mayor energía y una consecuente mejor selección de grano.

Se observa en toda la unidad manifestación de aceite en trazas a 10% de manchamiento pardo claro en parches y 30% a 60% fluorescencia natural amarilla brillante a opaca, fuerte a regular en parches, de corte rápido a lento, fuerte en ramificaciones y blanco lechoso, con anillo residual amarillo pálido (UVL) pardo claro (NL); en general presenta una manifestación regular a pobre de aceite. De igual manera, en general, se registra gas a lo largo de toda la formación, presentando en la cromatografía desde Metano (C1) hasta Pentano (C5).

Los niveles arcillosos, aunque escasos, se presentan determinando en general la cercanía del basamento cuando éste pasa de pardo rojizo y gris claro en el tope a verdoso y gris oscuro hacia la base y el contacto con el basamento económico (conglomerado polimíctico), en general se

presenta hacia la base de la unidad de color gris media, gris clara, verde oscura a verde media, menor parda rojiza media, moderadamente firme a firme, de partición blocosa y menor sublocosa, de afinidad no calcárea.

Espesor: 400 - 700 pies. Edad: Maastrichtiano. Contacto: Normal bajo la Unidad Operacional A (Formación Guaduala); el contacto inferior no se conoce en los pozos. Correlación: Parte superior del Nivel de Lutitas y Arenas, Formación La Tabla. Formación Umir en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, formaciones Arenisca de Labor y Tierna en la Cordillera Oriental y en la cuenca de los Llanos Orientales. Ambiente: Ambiente de ríos trezados a meandriformes (Interoil, 2006, p.13).

2.2.4.4. Unidad Operacional A (Guaduala). La Unidad Operacional A está conformada, en esta área de estudio, principalmente por arenitas delgadas, poco consolidadas, localmente conglomeráticas, con frecuente presencia de fragmentos máficos de rocas volcánicas, metamórficas delgadas y frecuentes intercalaciones de arcillolitas y limolitas.

Las areniscas son muy limpias (posiblemente depositadas en un frente de playa, como resultado de un descenso rápido del nivel del mar durante el Maastrichtiano Superior); cuarzosas a sublíticas, blancas subtranslúcidas a blanco-amarillentas; con ocasionales niveles de arenita blanca, gris clara, verdosa, pardo amarillenta; localmente presenta abundantes fragmentos líticos de rocas volcánicas y metamórficas (esquistos cloríticos), ocasionalmente se encuentran fragmentos de chert negro; el tamaño de grano varía de medio a fino, en menor proporción grueso, subredondeado a subangular, subesférico y de pobre selección. Algunas de estas arenitas se

encontraron saturadas con hidrocarburos, presentando fluorescencia natural no visible, corte lento a moderadamente fuerte, en corrientes a ocasionalmente nuboso y anillo residual no visible a la luz natural.

La limolita es gris claro a oscura, pardo rojizo, pardo amarillento; moderadamente consolidada, localmente arenosa, en ocasiones grada a arenita de grano muy fino, raras veces con granos de cuarzo y líticos oscuros, no calcárea.

El ambiente del depósito de esta formación, corresponde a extensas llanuras de inundación, donde se generaron suelos tropicales. La mayoría de las arenitas, asociadas mientras que las arenitas de cuarzo, pueden deberse a la progradación de deltas.

Espesor: 200 – 350 pies aprox. Edad: Maastrichtiano tardío-Paleoceno. Contacto: Discordante con la Formación Chicoral en su tope y normal con la infrayacente Unidad Operacional B. Correlación: Formación Guaduas, Formación Seca. Formaciones Umir y Lisama en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y Formación Guaduas en la cuenca de la Sabana de Bogotá (Cooper et al. 1995). Ambiente: Parálisis, bahías someras, lagunas y pantanos costeros de un ambiente estuarino (Interoil, 2006, p.14).

2.2.4.5. Formación Chicoral. Corresponde a la base y al segmento clásticamente más grueso del Grupo Gualanday. La localidad tipo de esta unidad se encuentra en los alrededores de la población de Chicoral, de la cual toma su nombre. Según Chenevart (1963, en De Porta 1974), la Formación Chicoral se constituye de areniscas y conglomerados con un espesor que oscila entre los 250 y los 320 m.

Esta unidad está compuesta por un conjunto de areniscas de grano grueso y conglomerados polimícticos, con cantos rodados de cuarzo lechoso y chert; y en menor proporción, areniscas cuarzosas, rocas ígneas y metamórficas, en una matriz arenosa-arcillosa, formando bancos masivos y capas frecuentemente lenticulares. Ocasionalmente, se presentan limolitas y arcillolitas abigarradas.

De acuerdo a sus características eléctricas y litológicas, la Formación Chicoral se ha dividido en tres unidades de base a tope: a) Inferior: Secuencia compuesta por conglomerados polimícticos con intercalaciones de bancos de areniscas y algunos niveles de arcillolitas; b) Paquete de arenas con delgadas intercalaciones de arcillolitas. Las arenas son conglomeráticas, cuarzosas, translúcidas, con algunos fragmentos de chert, las arcillolitas son color rojo parduzco claro, gris claro, púrpura claro; muy blando, limosas, no calcáreas, hidratables y solubles; c) Superior: está caracterizado por intercalaciones de areniscas conglomeráticas y arcillolitas.

Espesor: 600 – 700 pies aprox. Edad: Eoceno Tardío. Contactos: Con la infrayacente Unidad Operacional A es discordante; con la suprayacente Formación Potrerillo es discordante. Correlación: Formación La Paz del Grupo Chorro en la cuenca del Valle Medio del Magdalena,

Formación Picacho en la Cordillera Oriental, y Formación Mirador en la cuenca de los Llanos (Cooper et al., 1995). Ambiente: Continental, sintectónico, con espesos aluviones depositados sobre una llanura aluvial, los cuales son luego dispersados por corrientes de alta energía (Interoil, 2006, p.15).

2.2.4.6. Formación Potrerillo. Esta unidad corresponde a la formación intermedia del Grupo Gualanday. Según Chenevart (1963, en De Porta 1974), la Formación Potrerillo consta principalmente de arcillolitas rojas que en la base de la unidad alternan con areniscas gruesas. Ascendiendo en la sucesión estratigráfica las areniscas son cada vez de grano más fino y las arcillolitas aumentan su espesor. En la parte superior de la unidad existen solamente arcillolitas.

Se encuentra caracterizado por intercalaciones de arcillolitas con areniscas conglomeráticas, en las que existe muy pobre presencia de hidrocarburos. Esta formación presenta al tope, intercalaciones de chert amarillo, ocre, gris, gris rojizo; muy duro, de fractura angulosa y ocasionalmente con superficies redondeadas.

Las arcillolitas son varicoloreadas púrpura muy claro, gris claro, gris verdoso, amarillo, ocre, pardo, pardo amarillo, pardo rojizo; homogéneas, moderadamente firmes, consolidadas a blandas, homogéneas, algo limosas, no calcáreas, solubles, gomosas, pegajosas e hidratables.

Las areniscas son cuarzosas, de color blanco, blanco translúcido, amarillo, hialino; con grano medio a grueso, ocasionalmente muy grueso a conglomerático, subangulares a subredondeadas,

subesféricas, de pobre selección, sueltas y con raros granos manchados de aceite pardo claro. Presentan muy pobre manifestación de hidrocarburos.

Espesor: 200 – 300 pies aprox. Edad: Eoceno Tardío a Oligoceno Temprano. Contacto: Discordante con la suprayacente Formación Doima y la infrayacente Formación Chicoral. Correlación: Formación Esmeralda del Grupo Chorro en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y Formación Mirador en la cuenca de los Llanos. Ambiente: Continental – Fluvial (Interoil, 2006, p.16).

2.2.4.7. Formación Doima. Esta unidad corresponde al tope del Grupo Gualanday, y constituye uno de los reservorios paleógenos más prolíficos del Valle Superior del Magdalena. El nombre de esta unidad deriva de la localidad de Doima situada al N del municipio de Gualanday (Departamento de Tolima). Chenevart (1963, en De Porta 1974), define la Formación Doima como una unidad formada por areniscas conglomeráticas y conglomerados con un espesor que varía entre los 350 y los 700 m.

Espesor: 600 – 700 pies aprox. (250 - 300 pies corresponden al nivel arenas petrolíferas). Edad: Oligoceno. Contacto: Discordante en su base con la Formación Potrerillo y discordante al tope en su contacto con la Formación Barzalosa. Correlación: Grupo Chuspas (formaciones Mugrosa y Colorado) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Formación Concentración en la Cordillera Oriental, y la Formación Carbonera en la cuenca de los Llanos. Ambiente: Fluvial, meandriforme, arenas de baja energía. Se han reconocido depósitos de canal de alta sinuosidad asociados con ríos meandriformes y canales de baja sinuosidad en un ambiente de ríos trenzados. Estos canales se

encuentran cortando depósitos de llanura de inundación. Canales de alta sinuosidad son asociados a ambientes de muy baja energía. Las arenas originadas por estos canales forman cuerpos lenticulares cuya continuidad lateral depende de la acreción lateral. Las arenas son sublíticas, compuestas de cuarzo feldespato (alterados) y mica, con matriz arcillosa. Estas arenas presentan, en general, buena continuidad lateral.

Por motivos operacionales, se ha dividido esta unidad en dos miembros: un miembro inferior arenoso y un miembro superior lodoso:

Arenas Productoras de la Formación Doima: En general, el Miembro Inferior de la Formación Doima se compone por una intercalación de arcillolitas y areniscas cuarzosas. Las arcillolitas son varicoloreadas, moderadamente consolidadas a blandas, no calcáreas, muy solubles, con algunas inclusiones de anhidrita y yeso, pegajosas, plásticas, hidratables y solubles. Las arenas son cuarzosas, de color blanco, blanco translúcido, hialino, subtranslúcido; de grano fino a medio, subredondeadas a subangulares, pobremente seleccionadas, sueltas, limpias, en las que se presentan algunos granos manchados de aceite. La manifestación de hidrocarburos es pobre.

El Miembro Superior se trata principalmente de un paquete homogéneo de arcillolitas con delgadas intercalaciones de arenas. Las arcillolitas son varicoloreadas, consolidadas a blandas, de textura terrosa, soluble, gomosa, pegajosa, plástica, localmente limosa, no calcárea e hidratable. Las areniscas son cuarzosas, blancas, blancas translúcidas, hialinas, subtranslúcidas; predominantemente de grano medio a fino, menor grueso, localmente muy grueso a conglomerático, subredondeadas a subangulares, subesféricas, de pobre selección, sueltas,

bastante arcillosas, las cuales no presentan manchamiento de aceite ni manifestaciones de hidrocarburos. Localmente cambian a lodolitas arenosas.

Las limolitas son color gris claro, gris verdoso, amarillo, pardo amarillento oscuro; moderadamente consolidadas a blandas, friables, homogéneas, de texturas terrosas y arcillosas, no calcáreas, hidratables y solubles (Interoil, 2006, p.16).

2.2.4.8. Formación Barzalosa. El nombre procede del Caserío Barzalosa al NW de Girardot (Departamento de Cundinamarca), donde se encuentra su localidad tipo. Scheibe (1934, en De Porta 1974), propone el nombre de Piso de Barzalosa. Lleras Codazzi (1934 en De Porta 1974), introduce los nombres de “zona de conglomerados”, “zona de yeso” y “zona de las capas distintas” refiriéndose respectivamente al conjunto inferior, medio y superior de Scheibe. Weiske (1938, en De Porta 1974) señala que al N de Girardot la Formación Barzalosa infrayace discordante a las Capas de Girardot que contienen cantos de rocas efusivas y efectivamente las Capas de Girardot corresponden al Grupo Honda.

Esta formación es predominantemente blanda, compuesta por areniscas con intercalaciones medias de arcillolitas y esporádicas y delgadas intercalaciones de limolitas. El tope se define por cambio en la velocidad de perforación (R.O.P) y la presencia de arena cuarzosa, hialina y translúcida.

Las areniscas halladas son sublíticas, compuestas principalmente por cuarzo blanco, blanco translúcido, hialino, subtranslúcido; con abundantes fragmentos líticos verde oscuro, negro,

parduzco oscuro a negro, gris oscuro; predominantemente de grano medio a fino, ocasionalmente grueso, subredondeadas a subangulares, subesféricas, de buena a regular selección, sueltas, sin manchamiento de aceite ni manifestaciones de hidrocarburos.

Las arcillolitas son varicoloreadas pardo amarillento claro, pardo rojizo, menor gris verdoso oscuro, gris oscuro, localmente gris muy claro a blanco (muy soluble), localmente pardo grisáceo a pálido (muy limosa), ocasionalmente púrpura a púrpura claro; blandas, menor moderadamente firmes a firmes, textura sedosa, menor textura terrosa, localmente limosas, localmente muy solubles, no calcáreas, no a ligeramente hidratables.

Se presentan esporádicas y delgadas intercalaciones de limolitas gris oscuro, gris medio, menor pardo amarillento; homogéneas, moderadamente firmes a firmes, localmente gradan a arenisca de grano muy fino, no calcáreas y no a ligeramente hidratables.

Además, presentan trazas de arena sublíticas – cuarzosa de grano fino a medio.

Espesor: 200 – 350 pies aprox. Edad: Oligoceno. Contactos: Discordante con la Formación Honda al tope y la Formación Doima que la infrayace. Correlación: Formación La Cira del Valle Medio del Magdalena, que además varios autores también utilizan en el Valle Superior (e.g. Van der Hammen 1960; Van Houten & Travis 1968; Wellman 1970; Van Houten 1976; Van der Wiel 1991). Ambiente: Continental, en ambiente de baja a moderada energía, principalmente asociado a ambiente de llanura aluvial a lacustre. Las sucesiones de facies son granodecrecientes hacia el techo (Interoil, 2006, p.17).

2.2.4.9. Formación Honda: Formación redefinida por Wellman (1970) quien la eleva al rango de Grupo. Esta formación presenta dos ambientes fluviales de depositación, uno de bajo gradiente-alta sinuosidad correspondiente a ríos meándricos y desarrollado durante una época de baja actividad tectónica y/o volcánica en el área fuente, caracterizada por una facies de lodolitas rojizas con subordinadas areniscas, arcosas a subarcosas, color canela, no conglomeráticas, granodecipientes; el segundo ambiente, de alto gradiente-baja sinuosidad probablemente correspondiente a ríos trezados y desarrollado durante una época de moderada a alta actividad tectónica y/o volcánica, con una facies de areniscas grises, conglomeráticas, arcósicas, sin granodecrecimiento, con intercalaciones monótonas de lodolitas.

Para esta Formación, se pueden identificar tres miembros en las zonas aledañas:

a) Inferior: sección predominantemente arcillolítica con intercalaciones de areniscas y algunas trazas de limolita. Las arcillolitas son varicoloreadas, consolidadas a blandas, con textura suave, localmente con textura terrosa, ocasionalmente limosas, solubles, hidratables, plásticas y no calcáreas. Las areniscas presentes son cuarzosas de color blanco, blanco translúcido, hialino, subtranslúcido; de grano fino a muy fino, subredondeadas a subangulares, subesféricas y sueltas. Estas no presentan manifestaciones de aceite ni hidrocarburos. Se pueden presentar trazas de limonita verde oscuro a gris.

b) Medio: sección compuesta por areniscas intercaladas con niveles de limolitas y arcillolitas. Las areniscas son sublíticas y están compuestas principalmente de cuarzo blanco, blanco

translúcido, hialino, subtranslúcido; abundantes fragmentos líticos de rocas andesíticas y metamórficas de color verde oscuro, negro, parduzco oscuro a negro, gris oscuro; las cuales son predominantemente de grano fino a medio, subredondeadas a redondeadas, subesféricas, de regular a pobre selección y sueltas. A lo largo de este intervalo se hallan delgadas intercalaciones de limolitas pardo grisáceo. Las arcillolitas se presentan varicoloreadas, consolidadas a blandas, de textura suave, algo limosa, con algunos fragmentos de yeso y anhidrita diseminados, no calcáreos, pegajosos, plásticos, hidratables y solubles. Hacia la base se presentan intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano medio a fino, sueltas, las cuales no presentan manifestaciones de aceite.

C) Superior: conformada por potentes paquetes homogéneos de arcillolita pardo amarillenta oscura, localmente rojiza, pardo rojizo, localmente gris verdosa, ocasionalmente rojo ladrillo; homogénea, moderadamente consolidada a blanda, textura terrosa, menor textura sedosa, localmente limosa, no calcárea, soluble e hidratable. Con delgados y esporádicos niveles de areniscas sublíticas compuestas por fragmentos líticos. De grano grueso, menor grano medio, ocasionalmente grano fino, subangulares a subredondeadas, de pobres a regular selección, sueltas, limpias y sin manifestación de aceite visible.

Espesor: 900 – 1000 pies aprox. Edad: Mioceno. Contactos: Discordante con la Formación Mesa (ausente en la zona a perforar) en su tope, y la infrayacente Formación Barzalosa. Correlación: Grupo Real de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y las Formaciones. León y Guayabo de la Cuenca de los Llanos (Interoil, 2006, p.18).

2.2.4.10. Formación Mesa: El nombre de Mesa no corresponde a ninguna localidad ni accidente geográfico. Simplemente hace referencia al carácter morfológico que presentan estos sedimentos tabulares y que por efectos de la erosión destacan sobre la planicie con el aspecto de grandes mesas (De Porta 1974).

Hettner (1892) fue el primero que se refirió a los depósitos que actualmente se conocen como Formación Mesa, conformada por tres unidades: (1) una “unidad conglomerática inferior” con clastos volcánicos y no volcánicos; (2) una “unidad volcánica media”; y (3) una “unidad conglomerática superior” con abundantes clastos claros, no volcánicos, y escasos clastos volcánicos presentes sólo en el costado oriental de la Subcuenca de Neiva.

En el área sur, esta secuencia vulcanoclástica está constituida por fragmentos granulares heterogéneos. Se presentan principalmente clastos de rocas ígneas, metamórficas y tobas volcánicas, abundantes arenas sublíticas ricas en cuarzo translúcido, abundantes líticos oscuros, pardos oscuros a negros de grano medio a fino y localmente muy grueso a conglomerático.

Hacia la base de esta formación el grano decrece hasta muy fino a fino, de forma subredondeada a subangular, pobremente seleccionada, con abundantes inclusiones de fragmentos líticos, granos sueltos, limpios y sin manifestaciones de aceite ni hidrocarburos.

Espesor: 200 – 300 pies aprox. Edad: Plioceno. Contactos: Inferior normal con la Formación Honda. Correlaciones. Formación Gigante en el extremo sur del Valle Superior del Magdalena, Formación Tilatá en la cuenca de la Sabana de Bogotá, y Formación Guayabo en la cuenca de los Llanos (Cooper et al., 1995). Ambiente: Continental de abanico, depositado en ambiente de

llanura aluvial. Son materiales pobremente seleccionados, en su mayoría angulares con algún contenido de subredondeados, depositados por ríos que transportaban materiales de la Cordillera Central (Interoil, 2006, p.20).

2.2.5. Geología Estructural de los Campos de estudio. El área de estudio, se asocia a un alto estructural, originado por la convergencia oblicua de las fallas de Ibagué y Alvarado contra el Batolito de Ibagué, lo que origina una disminución del “espacio disponible” ocasionando el levantamiento del bloque, por el efecto de “cuña estructural”, definiendo condiciones de sedimentación variables al sur, al norte y en el bloque mismo, de modo particular creando un “Sinforme” en el bloque Central, como se muestra en la Figura 2.

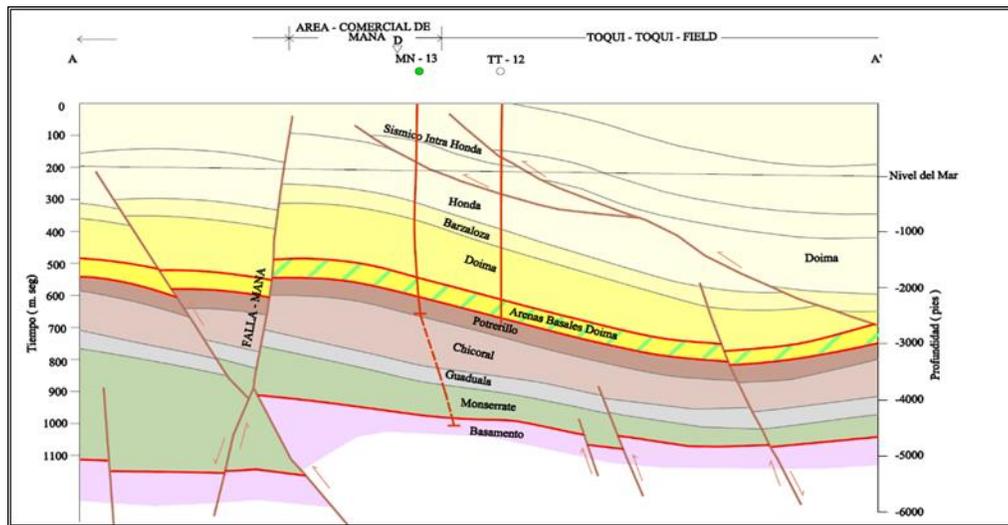


Figura 2. Sección Estructural del Campo de estudio. Información de Interoil Colombia Exploration and Production (2020).

El llenado de este “Sinforme” se interpreta que está relacionado con la evolución tectónica de las Cordilleras Central y Oriental (Sarmiento 2001, Cooper et al 1995). Ver la Figura 3

CARTA DE CORRELACION EVENTOS TECTONO ESTRATIGRAFICOS								
S						N		
EPOCA		NEVA	GIRARDOT	CAMPO DE ESTUDIO	MWB SUR	EVENTO		
TERCIARIO	RECIENTE	GRUPO HONDA	GRUPO HONDA	GRUPO HONDA	GRUPO REAL	TU - 3		
						L	HIATUS	SB - 3
						M		
	E							
	EOCENO OLIG.	BARZALOSA	BARZALOSA	BARZALOSA	SANTA TERESA	TU - 2		
							L	
							E	
	E	DOIMA POTRERILLO CHICORAL	GUALANDAY	DOIMA POTRERILLO CHICORAL	SAN JUAN DE RIO SECO	TU - 2		
							L	
							E	
PALEO.	HIATUS	HIATUS	HIATUS	HIATUS	HIATUS	SB - 2		
						L		
						E		
CRETACEO	GUADUALA	GUADUAS	SECA (GUADUALA)	SECA HOYON	TU - 1			
						L		
						E		
MAESTR.	F. MONSERRATE	F. MONSERRATE	F. TABLA (MONSERRATE)	F. CIMARRONA	SB - 1			
CAMPANIAN								

Figura 3. Eventos Tectono – Estratigráficos del yacimiento de estudio. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (2020).

2.2.6. Geología del petróleo. Los sedimentos del Grupo Villeta son considerados como las rocas generadoras por excelencia en la cuenca del Valle del Magdalena. Corrigan (1967) mantiene el nombre de Villeta para definir la unidad litológica que se encuentra entre las areniscas del Caballos y las areniscas del Cretácico Superior, Unidad Operativa B (Interoil, 2006, p.18).

Con el levantamiento y retrabajamiento de la Cordillera Central durante el Cretácico Tardío y el Terciario, fueron originados los depósitos de las arenas productoras en el Contrato Maná. A lo largo de todo este periodo, los eventos tectónicos tensionales se incrementaron, produciendo fallas normales que afectaron el Basamento. Más tarde, un segundo y fuerte evento tectónico

compresional post – cretáceo, desarrollaría las fallas inversas que han afectado gran parte de la cobertura sedimentaria hasta épocas recientes, dando paso al levantamiento de las cordilleras (Interoil, 2006, p.19).

Es posible que los hidrocarburos encontrados en los yacimientos del campo hayan migrado a las arenas de Unidad Operacional B y Formación Doima con antelación a los últimos eventos tectónicos que afectaron las estructuras, a través de capas permeables que permitieron la movilización del petróleo lateralmente y las discordancias terciarias o las fallas que hicieron posible la migración en sentido vertical, permitiendo el entrapamiento de los mismos (Interoil, 2006, p.19).

La trampa a prospectar es de carácter estratigráfico y estructural. El entrapamiento de hidrocarburos líquidos en el área de estudio está directamente relacionado a la existencia de estructuras presentes durante los tiempos del Mioceno medio, algunas de ellas se preservaron durante la fase tectónica del gran levantamiento de la Cordillera Oriental ocurrida durante el Mioceno Tardío y Plioceno, cuando se generaron grandes pliegues y fallamiento de cabalgamiento procedente del área de antepaís ubicado al Oriente. Durante este evento tectónico, muchas de estas estructuras sobrevivieron al acortamiento de la cuenca del Valle del Magdalena, otras fueron cortadas por nuevas fallas de cabalgamiento con vergencia en sentido general oeste y sus crudos expulsados en su mayor parte (Interoil, 2006, p.19).

El entrapamiento estructural se asocia principalmente a la acumulación de hidrocarburos en la Unidad Operacional B y en las Formaciones Chicoral y Doima. Mientras que el entrapamiento

estratigráfico, se caracteriza por cambios faciales asociados a su ambiente de depositación continental fluvial de ríos meandriformes, en la Formación Doima. La migración de los fluidos es controlado por macro y micro fracturas de origen tectónico (Interoil, 2006, p.19).

Análisis geoquímicos de carácter regional efectuados al norte y sur del área indican la siguiente variación en función de parámetros geoquímicos, ver *Tabla 1*:

Tabla 1.

Análisis geoquímicos realizados al sector norte y sur del yacimiento.

ITEM	Sección Norte	SECCIÓN SUR
Toc	3 – 6%	3 – 4%
Tipo M.O.	Kerogeno II	Kerogeno II – III
I H	300-650 mg HC/gr TOC	300-650 mg HC/gr TOC
SPI	16 Ton HC/m131	-
RO	1.2 – 1.6%	-

Nota: Información de Interoil Colombia Exploration and Production (1996).

Con base a la variación de la gravedad API y el tipo de fluido asociado al reservorio se puede concluir:

En esta área, el sistema petrolífero es de alta impedancia; es un sistema lateral, asociado a la rampa y verticalmente drenado, asociado al sistema de fallas de cabalgamiento, donde este afecta el depocentro en función del bajo ángulo y genera una migración de tipo lateral; el mecanismo de

migración, permite la focalización del hidrocarburo, cuando el plano de la falla se inclina y origina una acumulación de hidrocarburos asociado a un sistema de fallas, las cuales presentan un sello lateral continuo y sellos verticales con alta ductibilidad, que permiten el mantenimiento de la integridad del sistema petrolífero, en este orden de elementos esenciales del sistema petrolífero, la estructura de estos campos los cumple, de ahí la comprobada acumulación de hidrocarburos con gravedades variando entre 26 y 28° API (Interoil, 2006, p.20).

La variación en la gravedad del hidrocarburo necesariamente implica dos condiciones: La primera es relacionada con la mayor distancia de migración, en la cual las características geoquímicas y de calidad del hidrocarburo, disminuyen, la segunda condición estriba, en diferencias geoquímicas en la calidad de la roca generadora, en función del ambiente de depósito y la madurez termal (Interoil, 2006, p.21).

2.2.7.Sistema Petrolífero. Las acumulaciones de crudo convencional y pesado en el área, se relacionan con una serie de subsistemas petrolíferos, los cuales involucran la relación genética, entre las facies orgánicas generadoras de la Formación Villeta (covalente, a la Formación La Luna) y las acumulaciones de hidrocarburos en el Cretácico Superior y rocas terciarias, los cuales se identifican así:

- Sistema Petrolífero Villeta-Monserrate
- Sistema Petrolífero Villeta-Doima

2.2.7.1. Sistema petrolífero Villeta-Chicoral. La Unidad Operacional B aporta el 17% de la producción de petróleo en el área.

Su potencialidad se encuentra determinada por la capacidad de almacenamiento definida por un net pay que presenta un rango de 180 a 560' pies de espesor, en el cual las propiedades inherentes de la roca almacén, presentan porosidades similares en toda la sección productora, en promedio 15% y la capacidad sellante de la Unidad Operacional A (Formación Guaduala), que produce un sello con recubrimiento efectivo y a la integridad mecánica del mismo.

Las acumulaciones de petróleo en este sistema, se generaron durante el final del 2º evento tectono-estratigráfico, debido a la entrada de la “ventana de generación” del Grupo Villeta, definida por el incremento de la presión litostática (por depositación de adicionales unidades estratigráficas) y la migración hacia el este del eje axial de la cuenca (Villamil 2003), lo cual ocasiona el requerido cambio de presión para el desplazamiento del hidrocarburo, hacia el oeste y a lo largo de preferenciales rutas de migración y conductos preferenciales, la variabilidad en el rango de calidad de los hidrocarburos en zona de generación en función del “input” de material terrígeno Vs. Orgánico (Interoil, 2006, p.29).

2.2.7.2. Sistema petrolífero Villeta-Doima. La sección basal de la Formación Doima, se constituye en la roca focalizadora de hidrocarburos; esta unidad representa el 49% del volumen de hidrocarburos producidos en el área en los campos de estudio.

La calidad de hidrocarburo está relacionado a un sistema de baja impedancia; la carga de hidrocarburos, se realiza a través de capa conductora (carrier bed) asociada a la inconformidad del Mioceno medio, que pone en contacto a la infrayacente secuencia arcillosa de la Formación Potrerillo y la permeable Formación Doima (arenas C) subyacente; esta acumulación de hidrocarburos se debe a:

- La porosidad de la roca reservorio es mayor a lo largo de la superficie de meteorización.
- La unidad infrayacente a la inconformidad, es una roca impermeable, la cual garantiza la continuidad hidráulica del flujo de hidrocarburos y actúa como conductor poroso hasta el sitio de acumulación (Interoil, 2006, p.30).

2.2.8.Caracterización geoquímica. Se realizó la caracterización de geoquímica de los crudos asociados a la Formación Doima y a la Formación Chicoral. La misma se basó en:

- Características geoquímicas, análisis de Pirolisis y evaluación de a roca.
- Análisis tipo SARA, para definir su composición y clasificación genética.
- Análisis de biomarcadores, particularmente la relación pristano/fitano (PR/PH) y relación isotópica C27, C28 y C99 para determinar la fuente.

Se realizó a los pozos MN-6SH, TT-7 y TT-33. Se efectuó con base en la cuantificación del contenido orgánico (COT%), el potencial de hidrocarburos (S1 mg TOC/mg Trock), el potencial de hidrógeno y la temperatura máxima (T_{máx}) de pirolisis, ver la Tabla 2 (Interoil, 2006, p.31).

Tabla 2.

Caracterización geoquímica de muestras de las Formaciones Doima y Chicoral

Pozo	TOC%	S1	IH	Tmax °C
Muestra 1 Doima Mn	> 0.5	0.1-0.5	100	300°
Muestra 2 Doima Tq	> 0.5	0.1-0.5	120	310°
Muestra 3 Doima Tq	> 0.5	0.1-0.5	100	300
Muestra 4 Chicoral Mn	0.1 – 0.02	0.25 0.50	113	350°-400°
Muestra 5 Chicoral Mn	0.02-0.07	0.5-1	188	350°-370°

Nota: Información de InterOil Colombia Exploration and Production (1996).

2.2.8.1. Contenido orgánico (COT %) de materia orgánica dentro de la Formación Doima: es clasificado como pobre con máximos valores de 0.5%. El potencial generador de hidrocarburos (S1) varía entre 0.1 – 0.5 mg TOC/gr roca, éste se considera extremadamente bajo para permitir la transformación de materia orgánica en kerógeno. La madurez (T_{máx} °C) presenta un valor promedio de 305°C la cual indica que el hidrocarburo almacenado dentro de la Formación Doima es “migrado” dado que los valores de T_{máx} (calculados por la pirólisis) sugieren que las muestras analizadas no alcanzan los valores mínimos requeridos para entrar en ventana de generación. (T_{máx}=435°) (InterOil, 2006, p.35).

2.2.8.2. Composición y Clasificación Genética. La composición y clasificación genética fue definida en función de los parámetros geoquímicas tipo SARA, ver la tabla Tabla 3.

Tabla 3.

Análisis Tipo SARA Crudos Formación Doima y Chicoral.

POZO	EDAD	% SATURADO	% AROMATICO	% RESINA	% ASFALTENA
Muestra 1 Doima Mn	Mioceno	22,30	37,30	17,21	5,90
Muestra 2 Doima Tq	Mioceno	28,32	37,74	29,29	4,65
Muestra 3 Doima Tq	Mioceno	24,08	38,02	32,31	5,59
Muestra 4 Doima Tq	Mioceno	27,26	39,02	28,46	5,23
Muestra 5 Chicoral Tq	Mioceno	25,34	36,80	31,97	5,89

Nota: InterOil Colombia Exploration and Production 2007-2008. Caracterización geoquímica de muestras de crudos de los Campos.

2.2.8.3. Clasificación del Crudo. Con base al análisis de cromatografía líquida y empleando la metodología de Tissot (diagrama de Tissot-Welte, 1978) se presenta una conformidad con las muestras del crudo asociado a la Formación Doima y Chicoral en diferentes pozos, los cuales clasifican al crudo como “Parafínico-Nafténico” sugiriendo una misma base común, ver Figura 4.

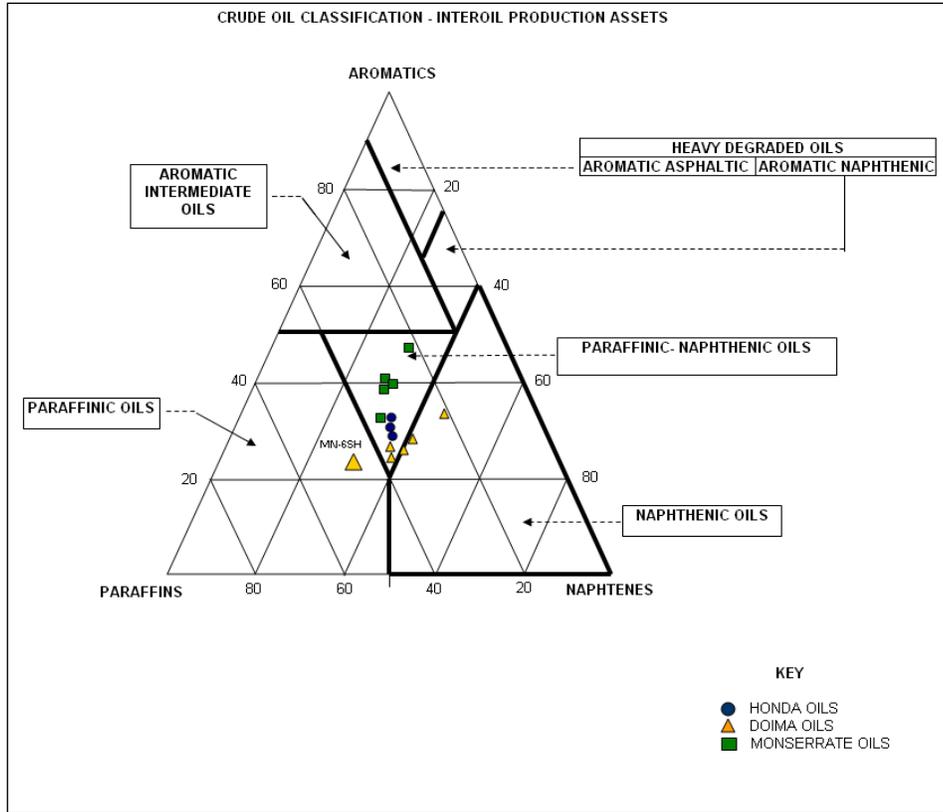


Figura 4. Clasificación del Crudo Assets de Producción. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (1996).

2.2.8.4. Clasificación Genética. La clasificación genética fue definida en función del análisis de biomarcadores (C27, C28 y C29) (tabla 5) y relaciones esterano/hocono, esta permite deducir que el área de dominio de un ambiente lacustre a marino somero, ver Tabla 4.

Tabla 4.

Análisis de Biomarcadores Crudos Formación Doima.

POZO	C27 / C29	% C27	% C28	% C29	ESTERANO/IFOP
Muestra 1 Tq	1.22	29.8	30.3	39.8	0.51
Doima					

Muestra 2 Tq Doima	1.24	29.9	30.8	39.2	0.49
Muestra 3 Tq Doima	1.28	30.4	29.7	39.7	0.52
Muestra 4 Tq Doima	1.28	28.5	31.2	40.3	0.53

Nota: InterOil Colombia Exploration and Production 2008.

Mediante la representación Ternaria de los esteranos (C27/C28/C29) y de la correlación crudo-crudo (oil-oil link) se visualiza que los crudos asociados a la Formación Doima presentan un origen genético común, localizándose en un ambiente marino de plataforma a lacustre, el dominio de los crudos se encuentra definido dentro del sistema ternario en el área límite entre la plataforma marina y un ambiente lacustrino.

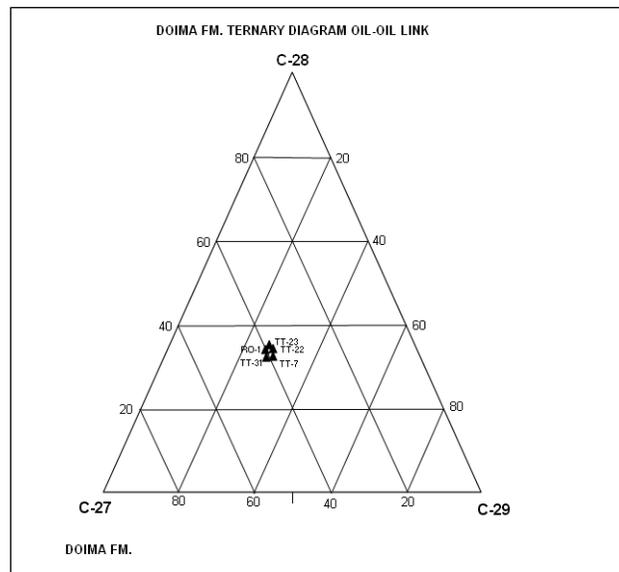


Figura 5. Diagrama Ternario (Oil-Oil-Link) – Formación Doima. Información de InterOil Colombia Exploration and Production (1996).

2.2.8.5. Evaluación Geoquímica de Crudos Formación Doima y Formación UOB. Esta evaluación fue desarrollada con el objeto de determinar la continuidad del fluido en los reservorios de la Formación Doima y Chicoral, por análisis comparativo de la cromatografía de gases en función de los finger-prints.

Los crudos producidos de yacimientos que tienen comunicación de fluidos tienen virtualmente la misma composición molecular, la cual es resaltada por la cromatografía de alta resolución de gases (HRGC), lo cual es comprobado para reservorios que inicialmente recibieron diferentes cargas de hidrocarburos de diferentes rocas generadoras o diferentes etapas de generación de la misma fuente a causa de que la “mezcla de hidrocarburos” y la acumulación ocurren en función del tiempo geológico (Interoil, 2006, p.41).

En contraste, para yacimientos que no presentan comunicación de fluidos entre sí, en general los fluidos almacenados no son idénticos, esto es debido a que los reservorios no almacenan exactamente la misma carga de crudo debido a la diferencia en rutas de migración y de áreas de migración y tiempos de expulsión. Estas diferencias en la alteración del crudo en diferentes compartimientos se traducen en variaciones composicionales (variaciones en las condiciones de PVT entre reservorios se traducen en diferencias composicionales), estas pueden ser analizadas y visualizadas en función de la cromatografía de gases y la comparación de los fingers prints (Interoil, 2006, p.41).

Los cromatogramas (GGS) de crudo de Doima y Chicoral indican que los crudos son degradados. La cromatografía de la muestra de la Fm. Chicoral que los pisos de hidrocarburos

entre nC4 a nC41 tienen una distribución bimodal con un valle en Nc12. Esta tendencia del cromatograma de gases (CG) es indicativo de un “aceite moderadamente degradado en una mezcla de gas y condensado” (Interoil, 2006, p.41).

El hidrocarburo de la Formación Doima, según la CG tiene un rango de nC4 hasta nC14 y que los hidrocarburos a partir de nC14 fueron removidos por degradación (tiempo de tránsito y distancia de migración). El CG indica que es una mezcla de hidrocarburos altamente degradada en gas y condensado (Interoil, 2006, p.41).

La comparación de los “starsplots” para el rango nC7-nC11 indica que los crudos presentan una cromatografía diferente, en amplias divergencias en el análisis cuantitativo (peak heigh ratios) mayores del 30%, lo que permite concluir que los reservorios no presentan una continuidad de fluidos y sugiriendo diferentes tiempos de generación, expulsión y carga e hidrocarburos provenientes de diferente roca generadora (Interoil, 2006, p.41), ver Figura 6

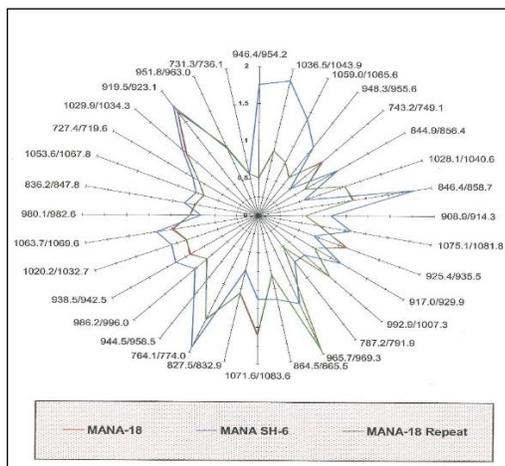


Figura 6. Diagrama Estrella de los crudos de los pozos MN-18, MN-6SH and MN-18 (Repetido). Información de Interoil Colombia Exploration and Production (2008).

2.2.8.6. Calidad Geoquímica del crudo. La calidad geoquímica del crudo presenta un amplio rango en el contenido de azufre (%S) 0.776-1.258 sugiriendo un efecto reductor en la roca fuente y la variación en el contenido de azufre es una función de la facies orgánica asociada a la roca generadora. En función del contenido de azufre este crudo se clasifica como “sweet crude”, ver Tabla 5.

Tabla 5.

Calidad geoquímica del crudo

POZO	AZUFRE (%PESO)	V (MG/KG)	FE (MG/KG)	NI (MG/KG)	GRAVEDAD API°
Muestra 1 Tq Doima	1,044	56,66	8,61	42,07	22
Muestra 2 Tq Doima	1,258	71,31	2,85	50,9	22
Muestra 3 Tq Doima	0,776	54,52	2,78	39,27	21,3
Muestra 4 Tq Doima	1,227	75,01	3,71	51,63	25

Nota: InterOil Colombia Exploration and Production 2008.

2.2.8.7. Gravedad API del Crudo. Con base a las determinaciones de la gravedad API del crudo de la Formación Doima dentro de la estructura de los Campos, la gravedad promedio es de 25.3° API, y el API para la Formación Chicoral es 27°, esta diferencia se relaciona con el “efecto termal” originado por el calor cortical del stock de piedras, el cual en función de la difusibilidad térmica dentro de los reservorios, y asociado al mecanismo de callamiento, disminuye el efecto de degradación del hidrocarburo, ver Tabla 6.

Tabla 6.

Gravedad API

POZO	PROFUNDIDAD TVD (Ft)	GRAVEDAD API	GRADIENTE GEOTERMICO °F/100 ft
Muestra Doima Mn	2356	23.5°	0,78
Muestra Doima Mn	2419	24.0°	0,59
Muestra Doima Mn	2520	26.7°	0,40
Muestra Doima Mn	1950	26.2°	0,56
Muestra Doima Mn	1630	26.2°	0,46
Muestra Chicoral Mn	4500	27.0°	0.45

Nota: InterOil Colombia Exploration and Production 2008.

2.2.9.Historia de Producción de los Campos. Se presenta a continuación el comportamiento de producción de petróleo, gas y agua y la gráfica de acumulado, correspondiente a los Campos Mn, Ro y Tq durante toda su vida productiva. Estos campos iniciaron producción en 1987, 2004 y 2006, por métodos primarios con bombeo mecánico y cavidades progresivas. Este yacimiento tiene un mecanismo de gas en solución y se encuentra por debajo del punto de burbuja para ambas formaciones, ver Figura 7.

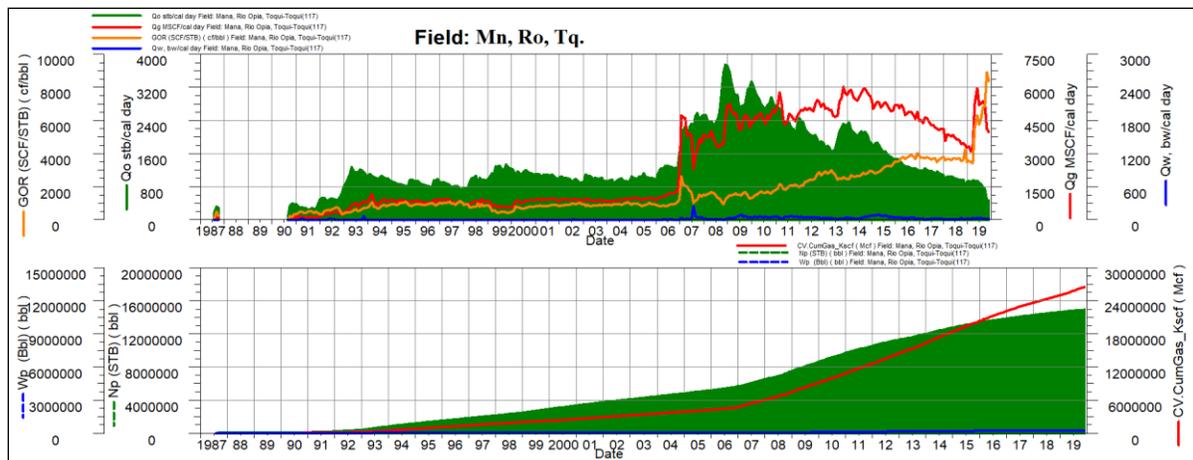


Figura 7. Comportamiento de Producción Campos de estudio. InterOil Colombia Exploration and Production 2019.

2.3.Método.

2.3.1.Fase 1. Representación de la interacción roca-fluidos, las características y condiciones del fluido presente en el yacimiento.

2.3.1.1.Modelo de Fluidos: Debido que existen una gran cantidad de análisis PVT en los campos de estudio, se tomaron los 10 estudios que según el análisis previo presentan mayor confiabilidad como base para la generación de PVT basados en correlaciones para las Formaciones Doima y UOB.

Previo a su carga en Petrel los resultados del PVT ya mencionado fueron validados por consistencia: Prueba de desigualdad, Prueba de densidad, Balance de masas y Función Y, además corregidos a condiciones de separador, ver Tabla 7.

Tabla 7.

Análisis PVT considerados

AREA	POZO	FECHA	FORMACION	INTERVALO	TIPO DE MUESTRA	TEST date;oil;gas;gor)
MN NORTE	MN 6SH	14/02/2009	Doima	2492-2790	SP.RECOMB	14/02/2009; 98,67 bopd; 66,67 kscf; 676 scf/bbl
MN NORTE	MN11	16/08/2008	Uob	5110-5494	SP.RECOMB	16/08/2008; 32 bopd; 76 kscf; 2375 scf/bbl
MN NORTE	MN 15	16/08/2008	Uob	4404-4676	SP.RECOMB	17/08/2008; 12 bopd; 359 kscf; 29917 scf/bbl
RO SUR	RO 1	2/04/2004	Uob	3779-4355	SP.RECOMB	23/03/2004; 148 bopd; 248 kscf; 1676 scf/bbl
MN SUR	MN 7	1/02/2007	Uob	3506-4146	Fondo	31/01/2007; 388 bopd; 106 kscf; 273 scf/bbl
MN SUR	MNS-1	13/11/2010	Uob	2806-3390	SP.RECOMB	13/11/2010; 59 bopd; 22 kscf; 373 scf/bbl
MN SUR	MNS-3	13/11/2010	Uob	2978-3740	SP.RECOMB	13/11/2010; 282 bopd; 230 kscf; 816 scf/bbl
AMB	AMB-3	13/03/2005	DOIMA	2736-3008	FONDO	21/03/2005; 105 bopd; 42 kscf; 400 scf/bbl

Nota: Interoil Colombia Exploration and Production 2006.

2.3.1.1.1. *Prueba de Desigualdad*: En esta prueba se debe cumplir que la derivada del factor volumétrico con respecto a la presión debe ser menor al producto del factor volumétrico del gas y la derivada del Rs con respecto a la presión, ver la Tabla 8. En resumen, se debe cumplir la siguiente relación, ver Ecuación (1):

$$\frac{dBo}{dP} < Bg \frac{dRs}{dP} \tag{Ecuación (1)}$$

Donde:

Bo = Factor volumétrico del Petróleo a una presión P, BY/BN

Bg = Factor volumétrico del Gas a una presión P, PCY/PCN

Rs = Solubilidad del Petróleo saturado a una presión P, PCN/BN

En el caso del análisis del AMB-3 resulto consistente en todos los niveles de presión de la prueba, ver Tabla 8.

Tabla 8.

Prueba de desigualdad AMB-3

DB _{ob} /DP < B _g DR _{sd} /DP		
A	B	A<B
8.963E-05	0.002	Consistente
5.657E-05	0.0029	Consistente
5.986E-05	0.006	Consistente
6.492E-05	0.025	Consistente
1.004E-04	1.294	Consistente

2.3.1.1.2.*Prueba de densidad:* Esta prueba simple consiste en comparar que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbuja durante la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos obtenidos a las condiciones de separación. Esta prueba se considera consistente cuando la diferencia de ambos valores obtenidos no exceda de un 5%, ver Ecuación (2).

$$\rho_{obf} = \frac{\gamma_o \rho_w}{B_{obf}} + \frac{0,0763277}{B_{obf}} [(\gamma_g R_s)_{sep} + (\gamma_g R_s)_{tan}] \frac{lb}{BY} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

ρ_{obf} =Densidad del aceite saturado a Pb y T de la prueba de lib. Dif., (gr/cc).

ρ_g =Densidad recombinada a partir de las pruebas de separadores, (gr/cc).

γ_o =Gravedad especifica del aceite de tanque (agua =1)

γ_g =Gravedad especifica del gas separado (aire =1)

ρ_w =Densidad del agua lb/STB

R_s =Relación de solubilidad, (PCN/STB)

B_{obf} =Factor de volumen del aceite en la prueba del separador @Pb/STB (bl/STB)

En el caso del análisis del AMB-3 resulto consistente por la prueba de densidad con una diferencia menor a 2%, ver Tabla 9:

Tabla 9.

Prueba de densidad AMB-3

Densidad de liberación diferencial	0.8495	gr/cc
Densidad de Flash	0.8358	gr/cc
% Error	1.6071	Consistente < 5%

2.3.1.1.3. *Balance de Masas*: Conocida también como prueba de balance de materiales, esta prueba consiste en revisar si el Rs hallado experimentalmente en la prueba de liberación diferencial es igual al Rs calculado haciendo un balance de materia. Para que la prueba tenga validez, estos valores no deben diferir en más de un 5 %. Para hacer un balance de materia se toma como base un litro de aceite residual a condiciones estándar (60 °F y 14.7 psi), ver Ecuación (3) y Ecuación (4).

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 V_{gi} PCN / BN \tag{Ecuación (3)}$$

$$V_{gi} = 0,02881 \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}}, PCN \tag{Ecuación (4)}$$

Donde:

Masa de aceite= $m_o=(\gamma_o \cdot \rho_w)$, g/cm³ · 1000 cm³

Masa de gas en solución= $m_{gi} = 0$

Volumen de gas en solución= $V_{gi} = 0$

Relación gas-aceite en solución= $R_{si} = 0$

A 14.7 psia y T (temperatura de la prueba):

Masa de aceite= $m_{o2} = m_{o1}$ (no varía)

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas aceite en solución sigue siendo cero.

A la presión inicial y T:

Masa de aceite= $m_{oi} = \rho_{odl} \cdot B_{odl} \cdot 1.000$, [g]

Subíndices:

d=diferencial

i=nivel de presión i.

El incremento de la masa de gas en solución entre las presiones P_i y P_{i-1} está dado por:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1}$$

Para el análisis del AMB-3 resultado no consistente por la prueba de Balance de Masas con una diferencia mayor a 5%, sin embargo, se utilizó como base para la generación del PVT para Doima dado que el resto de las pruebas si resultaron consistentes, ver

Figura 8.

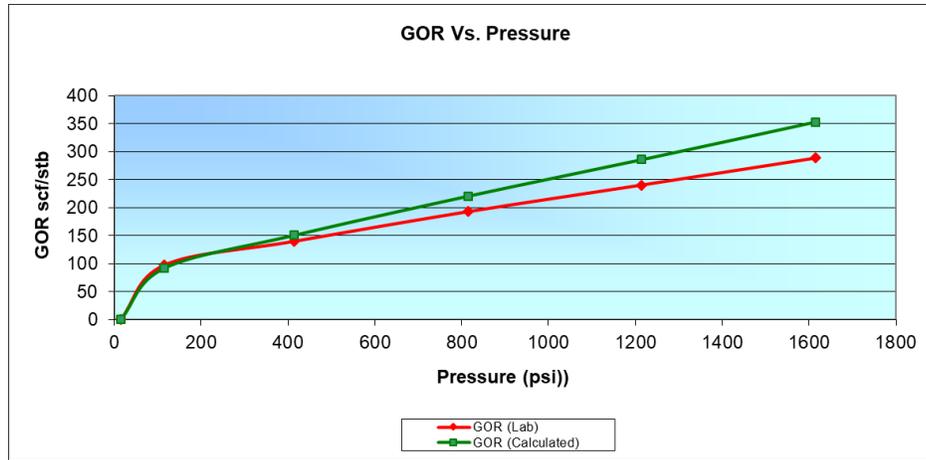


Figura 8. Prueba de Balance de Masas AMB-3. Interoil Colombia Exploration and Production 2020.

2.3.1.1.4. *Función Y*: Frecuentemente los datos de volumen relativo obtenidos en las pruebas de laboratorio requieren una normalización debido a la inexactitud en la medición del volumen total de hidrocarburo cuando este se encuentra por debajo de la presión de saturación y bajas presiones. Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada Función Y es usada para suavizar los valores de volumen relativo. La forma matemática de esta función se utiliza solamente por debajo de la presión de saturación y viene dada por la siguiente ecuación, ver Ecuación (5):

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)} \tag{Ecuación (5)}$$

Los sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos muestran una relación lineal de Y contra la presión. Si el crudo presenta alto contenido de componentes no hidrocarburos, la función Y se aleja del comportamiento lineal. El comportamiento de la función Y cerca del punto de

burbujeo permite conocer si la presión de burbuja en el laboratorio ha sido sobre o subestimada en relación a la presión de burbuja real del yacimiento.

Si la presión de burbuja medida es superior a la real, los puntos de la función Y cerca de la presión de burbuja se alejan por encima de la recta. En cambio, si la presión de burbuja medida es inferior a la real, los puntos cerca de P_b se alejan por debajo de la línea recta. La función Y sirve para suavizar la gráfica y para corregir los valores de los volúmenes relativos.

En el caso particular del análisis realizado con la muestra de Fluido tomada en el pozo AMB-3 resultó consistente de acuerdo con la Función Y, ver Figura 9.

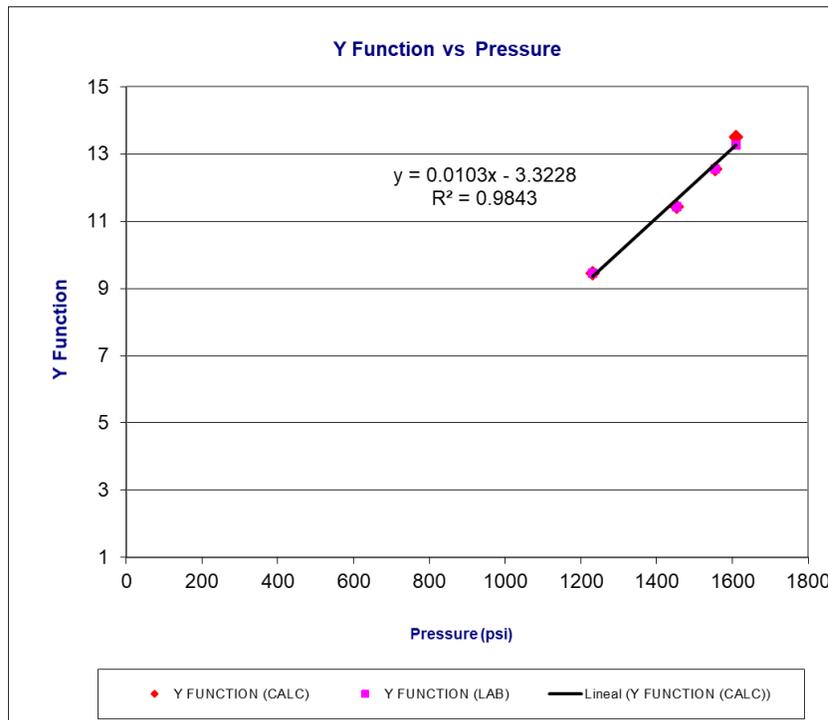


Figura 9. Función Y AMB-3.

Finalmente se realizó la corrección de los valores de R_s y B_o de la prueba de liberación diferencial a condiciones de separador.

2.3.1.1.5. *Corrección a condiciones de separador*: Frecuentemente los datos de volumen relativo obtenidos en las pruebas de laboratorio requieren una normalización debido a la inexactitud en la medición del volumen total de hidrocarburo cuando este se encuentra por debajo de la presión de saturación y bajas presiones. Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada Función Y es usada para suavizar los valores de volumen relativo. La forma matemática de esta función se utiliza solamente por debajo de la presión de saturación y viene dada por la siguiente ecuación:

A una $P > P_b$, la corrección se realiza aplicando las siguientes ecuaciones Ecuación (6):

$$R_s = R_{sbf}, \frac{PCN}{BN}; B_o = B_{obf}, \frac{BY}{BN} \quad \text{Ecuación (6)}$$

A una $P < P_b$, la corrección se realiza aplicando las siguientes ecuaciones Ecuación (7):

$$R_s = R_{sd} * \frac{R_{sbf}}{R_{sbd}}, \left(\frac{PCN}{R_{sbd}} \right); B_o = R_{sd} * \frac{B_{obf}}{B_{obd}}, \left(\frac{BY}{BN} \right); \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

R_s = Solubilidad del petróleo a una presión P [PCN/BN]

R_{sbf} = Solubilidad del petróleo instantánea a P_b [PCN/BN]

B_o = Factor volumétrico del petróleo a una presión P [BY/BN]

Bobf = Factor volumétrico del petróleo instantánea a Pb [BY/BN]

Rsd = Solubilidad del petróleo diferencial a una presión P [PCN/BN]

Rsbd = Solubilidad del petróleo diferencial a Pb [PCN/BN]

Bod = Factor volumétrico del petróleo diferencial a una presión P [BY/BN]

Bobd = Factor volumétrico del petróleo diferencial a Pb [BY/BN]

Quedando como se muestra a continuación, ver Figura 10 y Figura 11:

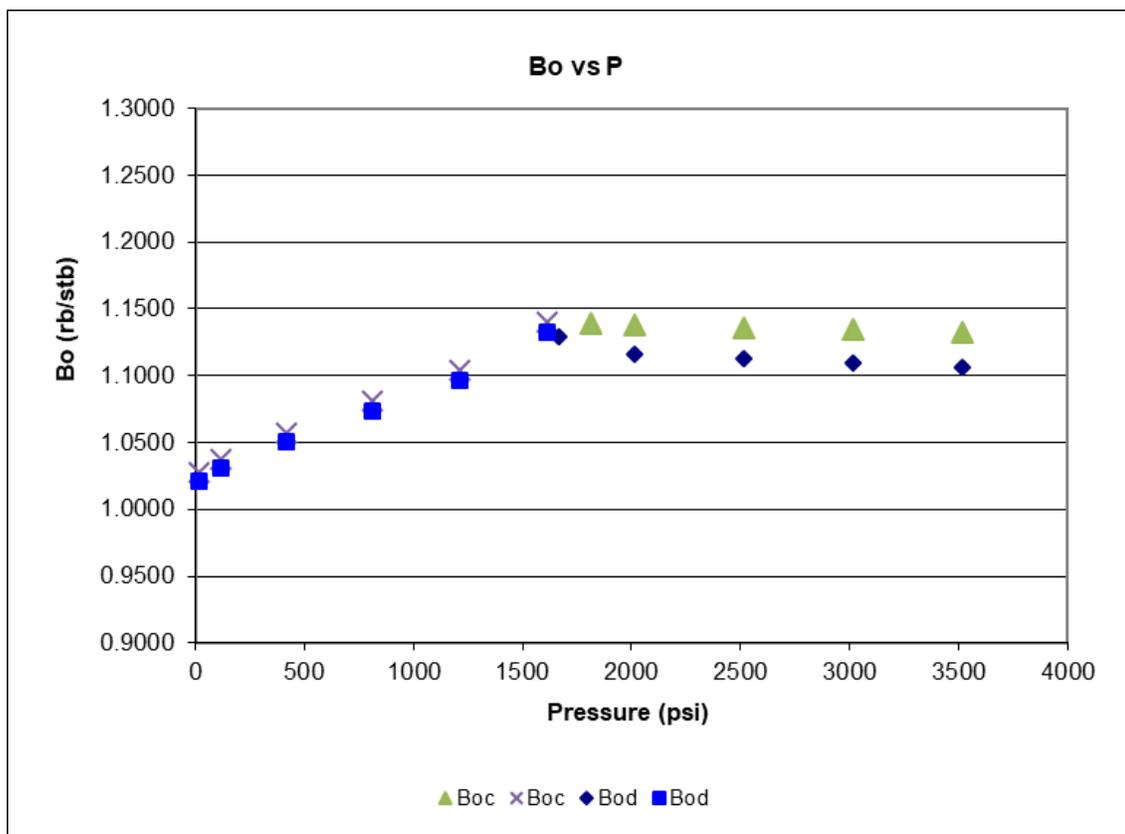


Figura 10. Bo corregido a condiciones de separador, AMB-3.

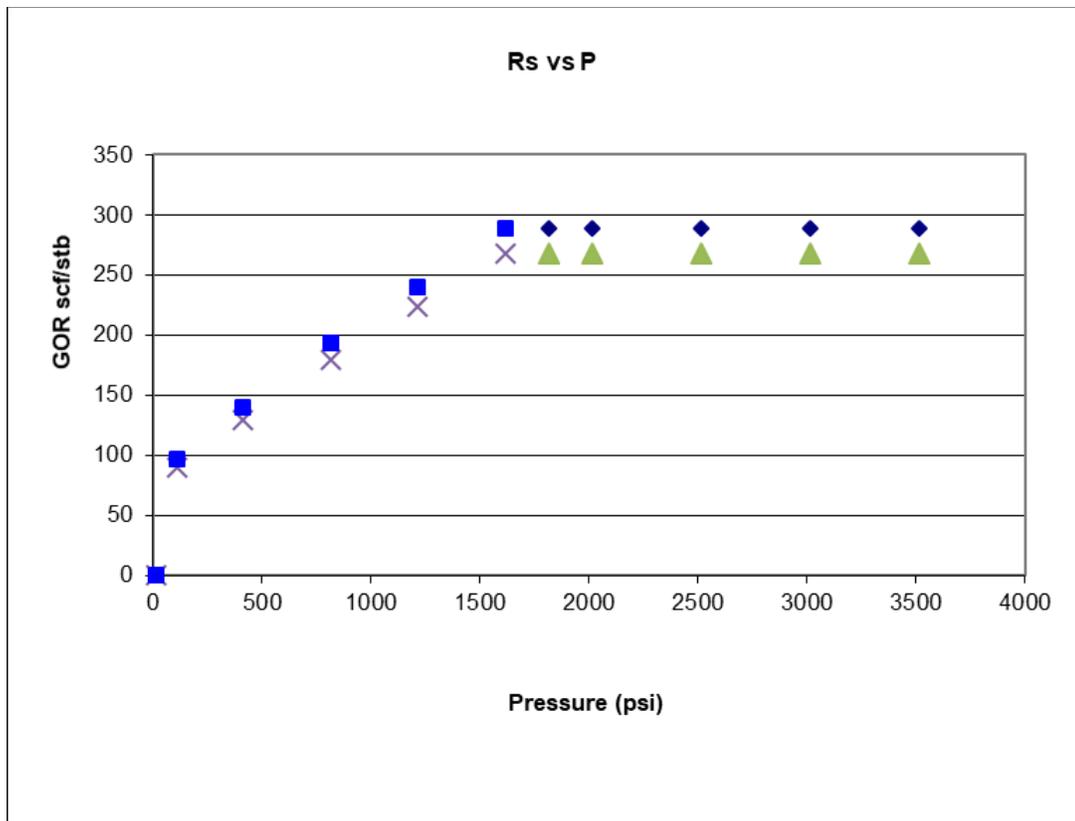


Figura 11. Rs corregido a condiciones de separador, AMB-3.

Una vez que el PVT fue validado y corregido a condiciones de separador se cargó en Petrel RE y se trató de reproducir con las correlaciones existentes en el software creando un PVT sintético desde el proceso de Make fluid model, se muestran los datos de entrada para cada fluido.

Para el petróleo se consideraron los siguientes valores de entrada, ver Tabla 10:

Tabla 10.

Datos de entrada del petróleo

PETRÓLEO		
Formación	Doima	Chicoral
Gravedad API °	24.77	26.2
Presión de burbuja psi	1615	2000
CORRELACIONES		
Presión de burbuja psi	Valkó and McCain 2003	Vasquez and Beggs 1980
Rs	Standing 1947	Vasquez and Beggs 1980
Bo	Casey and Cronquist 1992	Vasquez and Beggs 1980
Densidad	McCain 1990	McCain 1990
Viscosidad de crudo en tanque	Beal 1946	Beal 1946
Viscosidad a saturación	Khan 1987	Khan 1987
Viscosidad subsaturación	Khan 1987	Kouzel 1965

Para el gas se consideraron los siguientes valores de entrada, ver Tabla 11:

Tabla 11.

Datos de entrada del gas

GAS		
Formación	Doima	Chicoral
Gravedad específica	0.684	0.698
Z factor	Hall and Yarborough 1973	Hall and Yarborough 1973
Propiedades Pseudocriticas	Piper, McCain and Corredor 1993	Piper, McCain and Corredor 1993
Viscosidad	Lee Gonzalez & Eakin 1966	Lee Gonzalez & Eakin 1966

Para el agua se consideraron los siguientes valores de entrada, ver Tabla 12:

Tabla 12.

Datos de entrada del agua

AGUA		
Formación	Doima	Chicoral
Salinidad ppm	30,000	30,000
Factor de formación	Meehan1980	Meehan1980
Viscosidad	Kestin, Khalifa, Correia	Kestin, Khalifa, Correia
Compresibilidad	Meehan1980	Meehan1980

La información cargada se visualiza de la siguiente manera, ver Figura 12

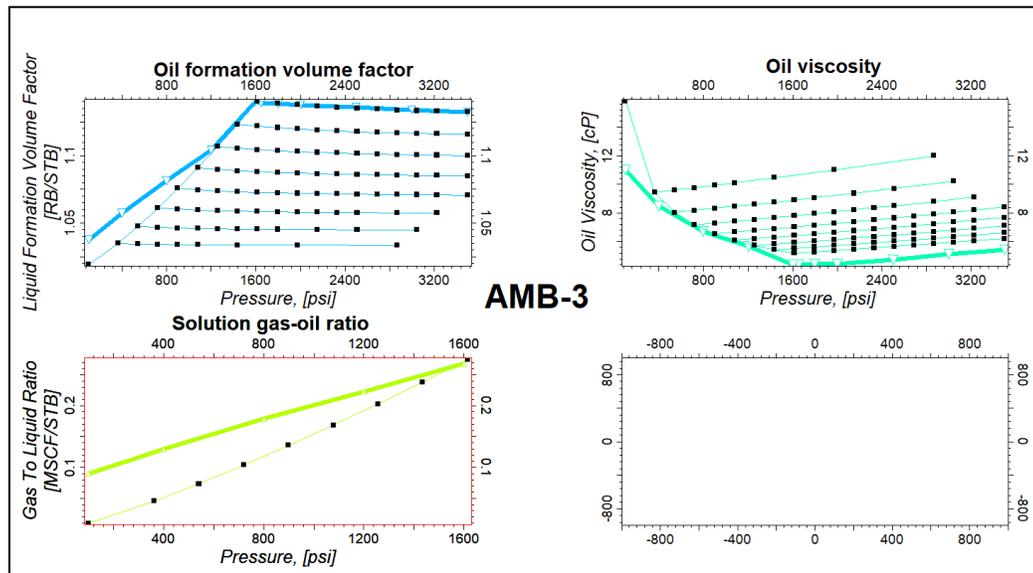


Figura 12. Información de Oil, PVT Sintético, AMB-3

Un procedimiento similar se aplicó para los otros 8 PVT (el TT-2 presento muchas inconsistencias por lo cual fue descartado de antemano) para finalmente cargarlos de igual modo

a Petrel y crear sus respectivos PVT mediante correlaciones que se ajustaran de la mejor manera posible al análisis de laboratorio, ver *Figura 13*, *Figura 14*, *Figura 15*, *Figura 16*, *Figura 17*, *Figura 18*, *Figura 19*, *Figura 20*.

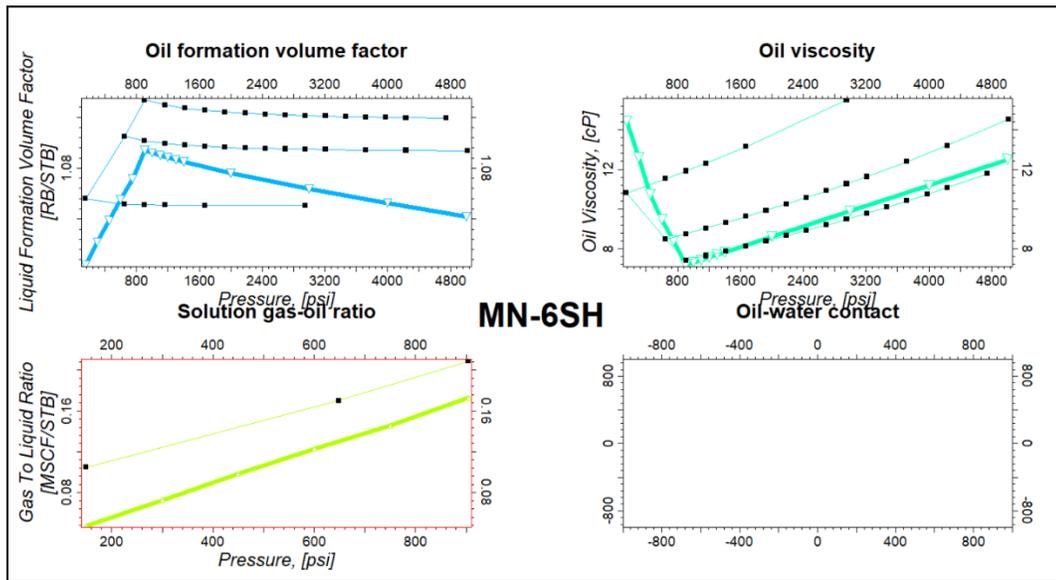


Figura 13. Ajuste de B_o , U_o y R_s con correlaciones, MN-6SH

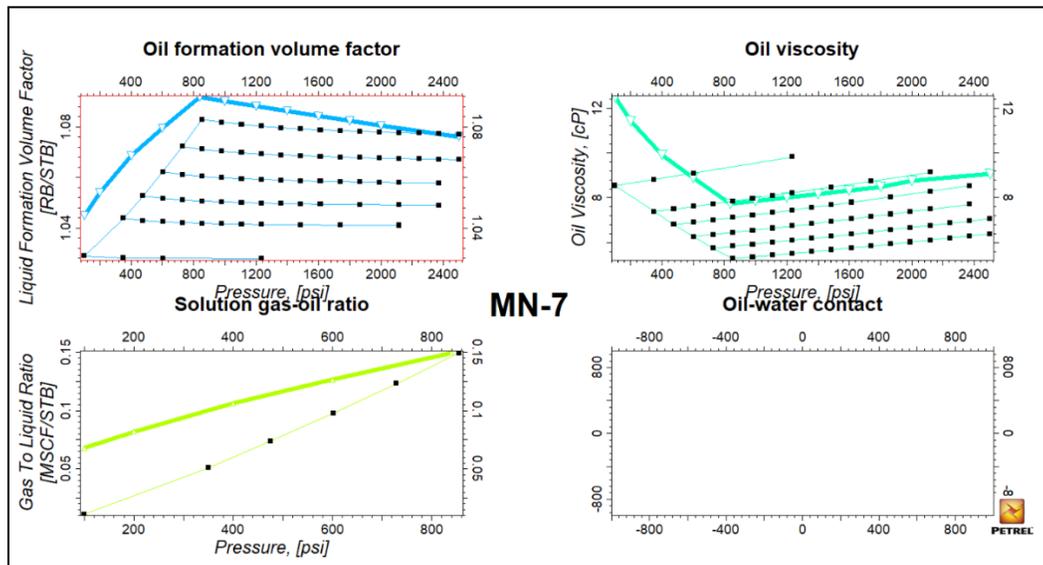


Figura 14. Ajuste de B_o , U_o y R_s con correlaciones, MN-7

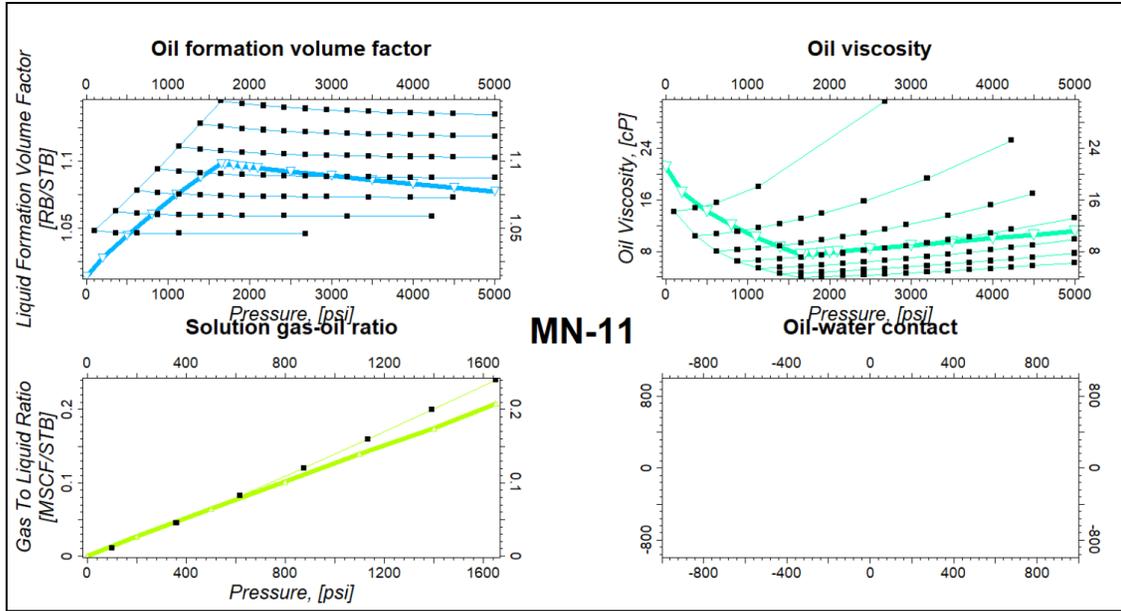


Figura 15. Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MN-11.

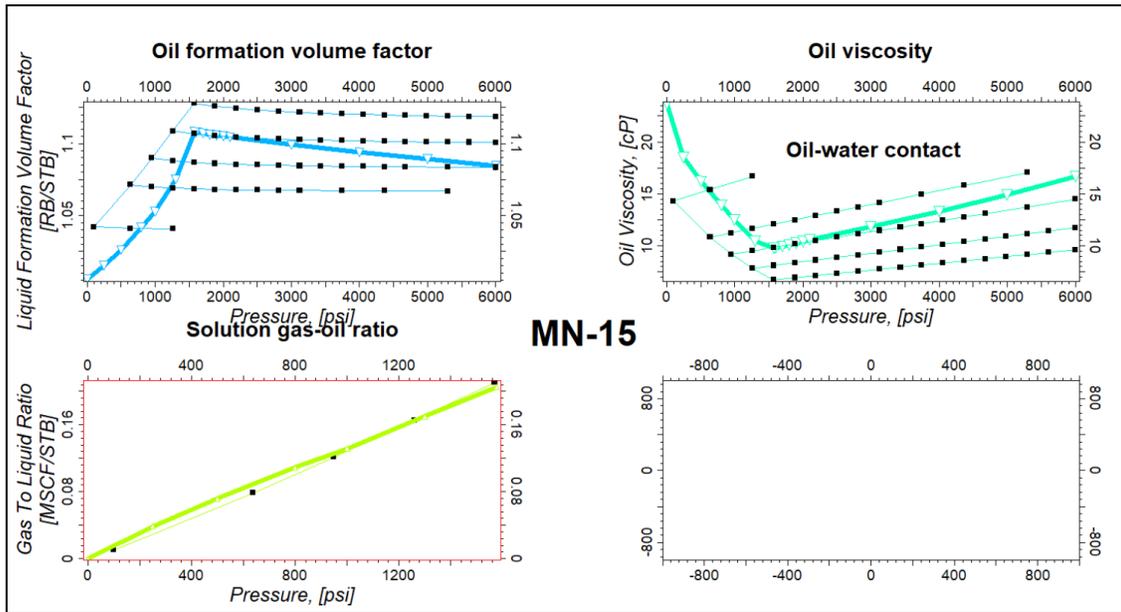


Figura 16. Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MN-15

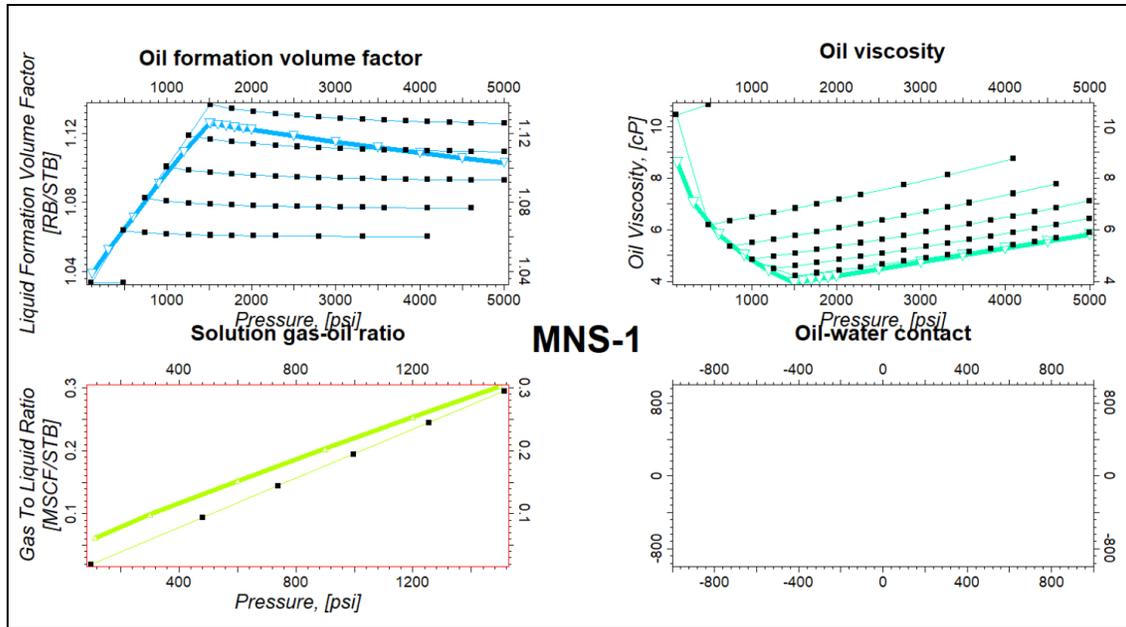


Figura 17. Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, MNS-1

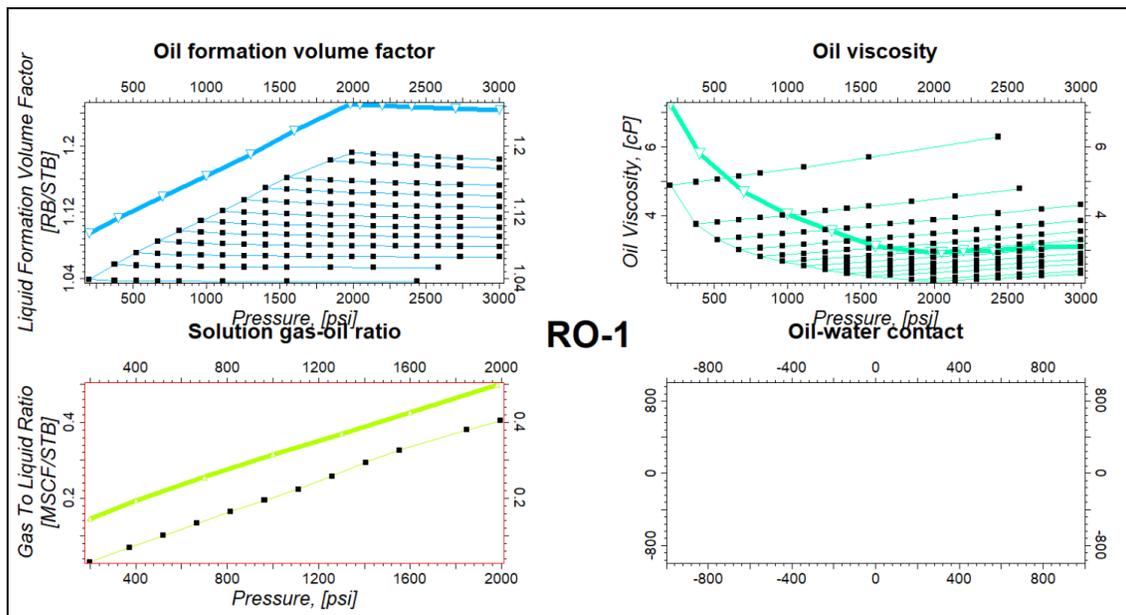


Figura 18. Ajuste de Bo, Uo y Rs con correlaciones, RO-1

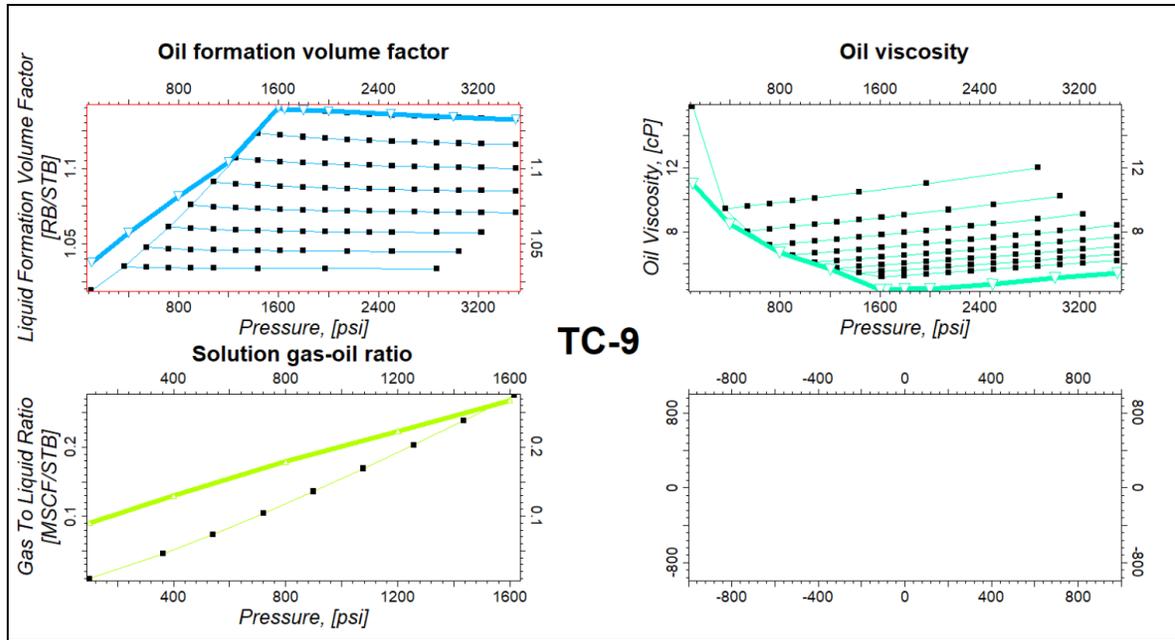


Figura 19. Ajuste de B_o , U_o y R_s con correlaciones, TC-9

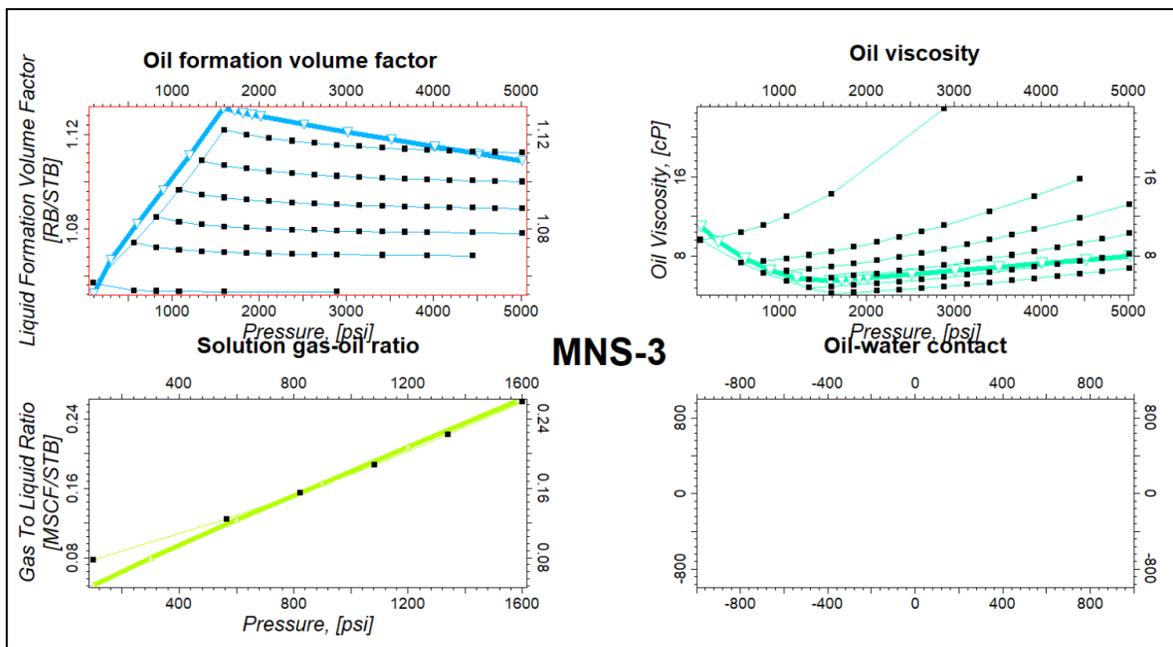


Figura 20. Ajuste de B_o , U_o y R_s con correlaciones, MNS-3

Una vez realizado este análisis y considerando, representatividad, consistencia y ajuste con las correlaciones se decidió utilizar como punto de partida para las sensibilidades los resultados de los análisis correspondientes a los fluidos de los pozos AMB-3 (Doima) y TC -9 (Chicoral), con los contactos de fluidos determinado por la producción de agua presentada por los pozos Amb-2 y Mn-13, para los correspondientes yacimientos, ver *Figura 21*.

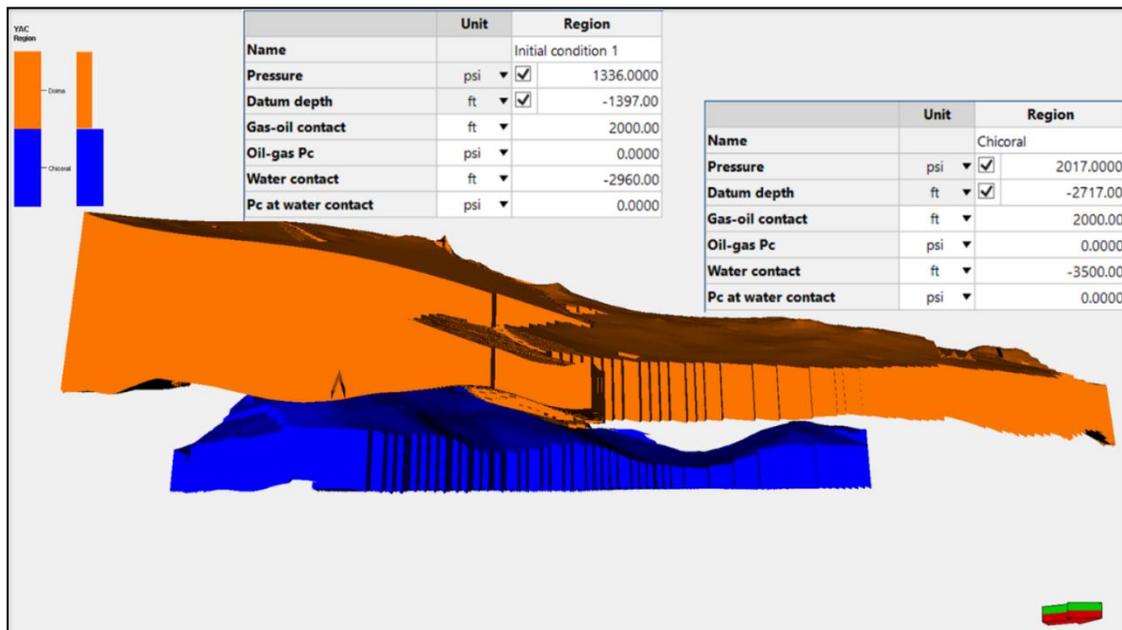


Figura 21. Contactos de fluidos Doima y Chicoral.

2.3.1.2. Modelo de Interacción Roca-Fluidos. Debido a que solo se contaba con una curva de permeabilidad relativa para toda el área se procedió a ajustar esta mediante las correlaciones de Corey para obtener los correspondientes exponentes para agua y petróleo, ver *Figura 22*.

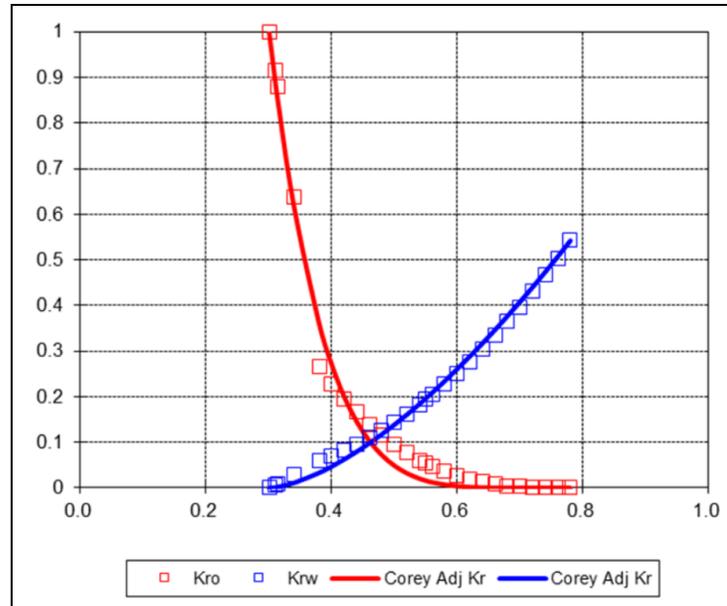


Figura 22. Curva de permeabilidad relativa ajustada mediante Corey en Excel.

Basado en lo anterior, estas curvas fueron cargadas en Petrel, mediante el uso del módulo Make rock physics functions, ver *Figura 23* y *Figura 24* y posteriormente llevadas a las saturaciones de agua correspondientes a cada tipo de roca:

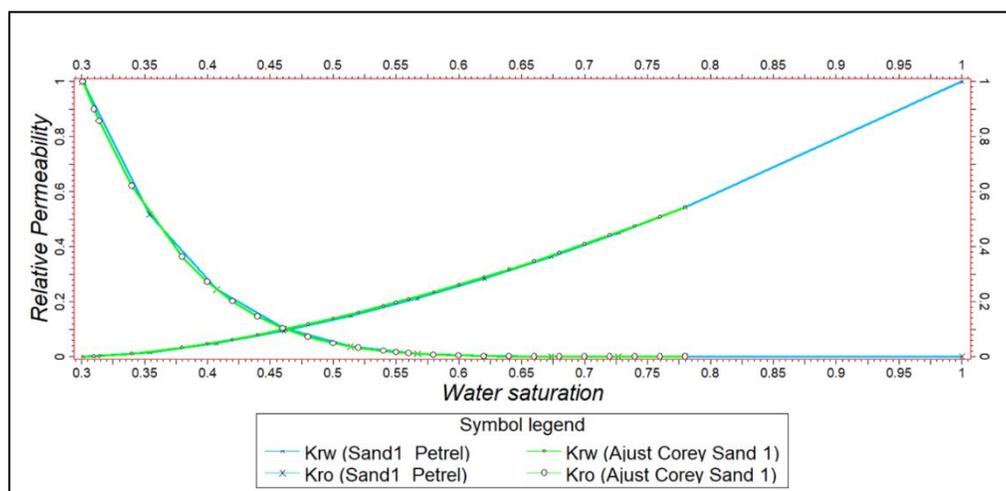


Figura 23. Curvas de Kr suavizadas mediante Corey en Petrel.

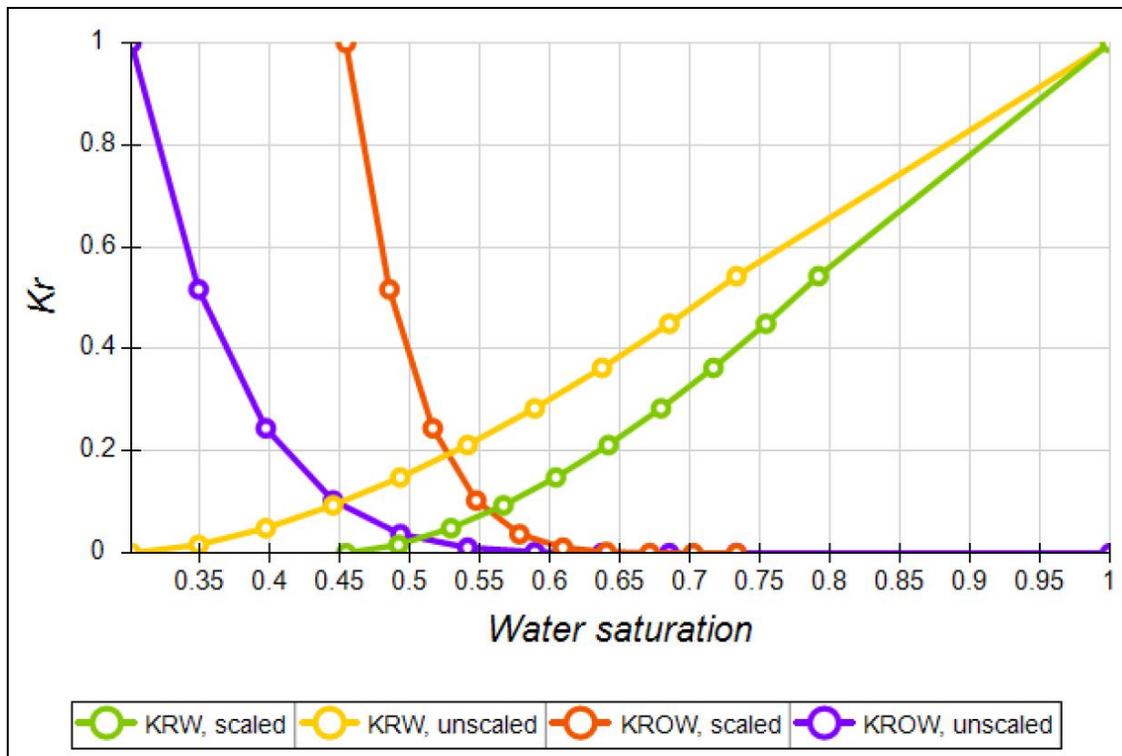


Figura 24. Curvas de Kr Escaladas a Sw por tipo de roca

Más adelante estos valores fueron utilizados dentro del análisis de sensibilidad previo a las corridas de incertidumbre para mirar el impacto de su variación en los resultados obtenidos. Para el valor de compresibilidad de la roca se utilizó la ecuación de Hall para determinar el valor base que luego fue utilizado en el análisis de incertidumbre.

2.3.2.Fase 2. Estimación de volúmenes de fluidos en sitio y volúmenes recuperables, empleando el modelo de simulación numérico a desarrollar.

Enmallado: se aplicó el proceso Structural Gridding en Petrel con el que el modelo de Structural Framework se convierte a un modelo geocelular, el cual es utilizado para la población de

propiedades. Este tipo de mallas se les denomina Grids StairSteps, donde las fallas se muestran como escaleras.

Debido al área del bloque y la cercanía de los pozos fue necesario realizar un modelo con tamaño de celda no mayor a 50 mts en XY, por lo que el resultado fue una malla de millones de celdas que dificultan los procesos de modelado y simulación en tiempo de ejecución, ver Tabla 13.

Tabla 13.

Distribución de celdas en el modelo.

Modelo Dinámico	
Número celdas	155 I x 179 J x 918 K
Celdas totales	25469910
Celdas activas	6636962
Longitud promedio	50 m
Ancho promedio	50 m
Espesor promedio	1 m

2.3.2.1. Inicialización de Modelo de Simulación: Finalizadas todas las fases anteriormente descritas se integra el modelo tridimensional con los modelos de fluidos, interacción roca-fluidos con la información de pozos y producción, constituyéndose lo que en definitiva es el modelo de dinámico, que en este caso está distribuido en 2 regiones de equilibrio, Doima y Chicoral.

Para inicializar dicho modelo, se procede a ejecutar las primeras corridas de simulación en un solo paso de tiempo (TimeStep = 1), esta corrida de inicialización calcula, a partir de las condiciones iniciales definidas en el modelo de simulación, las saturaciones K y presiones iniciales. El proceso de inicialización del modelo sirve para validar la distribución de los fluidos y la presión inicial, ver *Figura 25* y *Figura 26*.

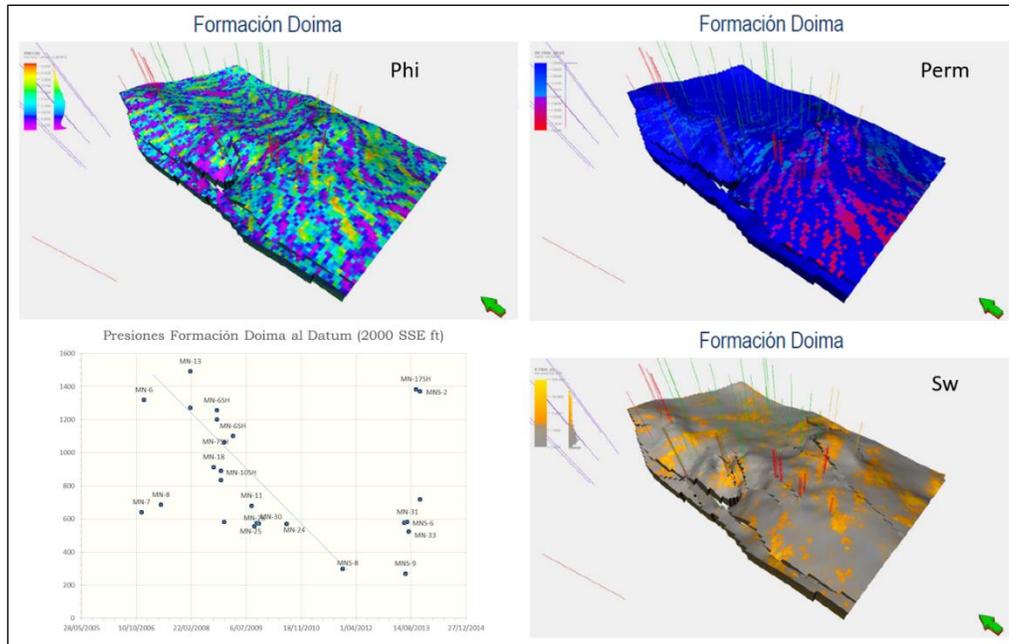


Figura 25. Distribución de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y presiones de Doima

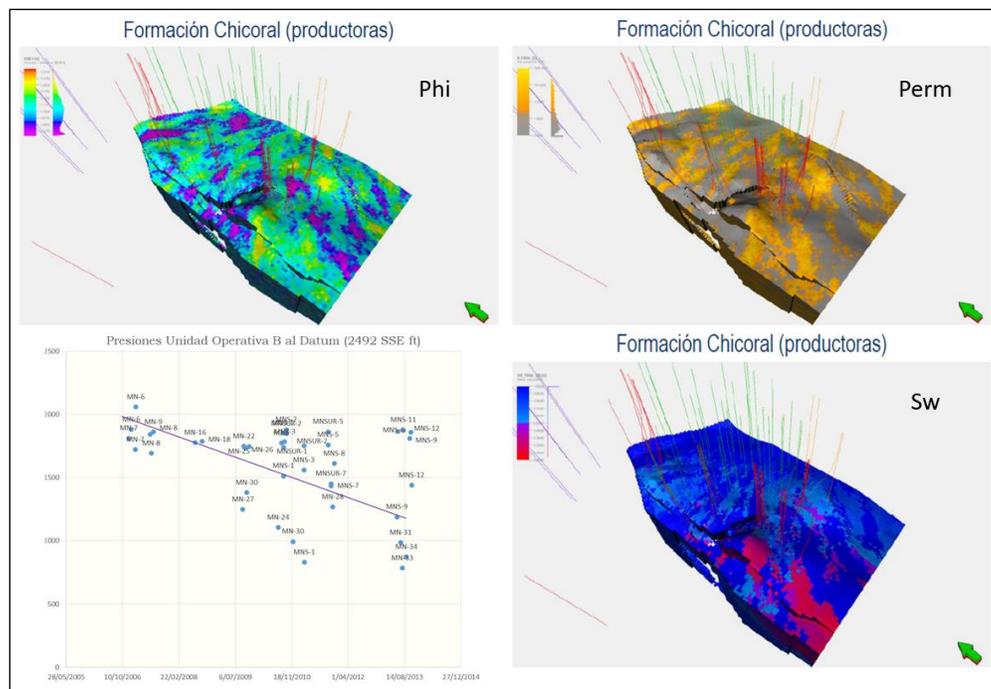


Figura 26. Distribución de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y presiones de yacimientos Chicoral

Adicionalmente, este proceso arroja como resultado el reporte de balance de materiales del yacimiento con lo que se puede corroborar los volúmenes iniciales de petróleo estimados para el yacimiento en el modelo estático. De esta manera se constató el volumen de petróleo original en sitio (P.O.E.S.) y se puede apreciar el valor muy cercano al arrojado por el modelo estático, ver Tabla 14, lo cual valida el modelo para continuar a la siguiente fase (Ajuste histórico).

Tabla 14.

Comparación de Petróleo Original en Sitio (P.O.E.S.)

Yacimiento	OOIP Modelo Dinámico (MMBO)	OOIP Modelo Estático MMBO	Diferencia
Doima	51.15	50.47	1.64%
Chicoral	186.18	182.56	1.98%
Total	237.33	233.03	1.81%

2.3.3.Fase 3. Realización el ajuste histórico de la producción y las presiones del yacimiento para comprender de manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso.

2.3.3.1.Análisis de Sensibilidad para el ajuste histórico (Sensitivity workflow). En primer lugar, se realizó un análisis de la sensibilidad de los parámetros que presentan mayor incertidumbre, con el fin de identificar aquellos que causan el mayor impacto en la respuesta del modelo para lograr el ajuste histórico de la producción.

Los rangos de variación de los valores (valor mínimo y el valor máximo) considerado para cada parámetro se seleccionaron de la información de las estadísticas del modelo estático, la literatura e información de la compañía.

A continuación, en la Tabla 15 la lista de parámetros sensibilizados y sus respectivos rangos.

Tabla 15. *Parámetros sensibilizados*

Modelo	Variables	Nombre	Valor base	Distribución	Argumentos			
Presiones PVT	PbD	\$PbD	1615	Uniforme	Mínimo	800	Máximo	1955
	RsCh	\$RsCh	0.257	Uniforme	Mínimo	0.122	Máximo	0.3297
	GOCCh	\$GOCCh	-2910	Uniforme	Mínimo	-2950	Máximo	-2880
	GOCD	\$GOCD	-1450	Uniforme	Mínimo	-1600	Máximo	-1400
	PrefCh	\$PrefCh	2017	Uniforme	Mínimo	1950	Máximo	2100
	PrefD	\$PrefD	1336	Uniforme	Mínimo	1250	Máximo	1400
	CfD	\$CfD	0.00001	Uniforme	Mínimo	5.0E-06	Máximo	2.0E-05
	CfCh	\$CfCh	0.00001	Uniforme	Mínimo	5.0E-06	Máximo	2.0E-05
Interacción Roca Fluido	Krg	\$Krg	0.4	Uniforme	Mínimo	0.1	Máximo	0.6
	Kro	\$Kro	0.6	Uniforme	Mínimo	0.6	Máximo	1
	ng	\$ng	1.5	Uniforme	Mínimo	1.5	Máximo	5
	Nog	\$Nog	3	Uniforme	Mínimo	1.5	Máximo	3
	Sgcr	\$Sgcr	0.02	Uniforme	Mínimo	0	Máximo	0.1
	Sor	\$Sor	0.22	Uniforme	Mínimo	0.2	Máximo	0.3
G&G	MULTxy	\$MULTxy	0.5	Uniforme	Mínimo	0.5	Máximo	1
	TM	\$TM	0	Uniforme	Mínimo	0	Máximo	1
	KvKh	\$KvKh	0.5	Uniforme	Mínimo	0.25	Máximo	1
	Intra	\$Intra	10	Uniforme	Mínimo	8	Máximo	10

Para ello se realizaron corridas para lograr un caso base y además optimizar el número de procesadores óptimo para este modelo, resultando en este caso 32 procesadores, garantizando de esta manera que el modelo fuera útil y rápido para la realización de 36 corridas de simulación con sensibilidades de los puntos extremos mediante el método de una variable a la vez y con ello obtener el impacto de cada variable, ver *Figura 27*.

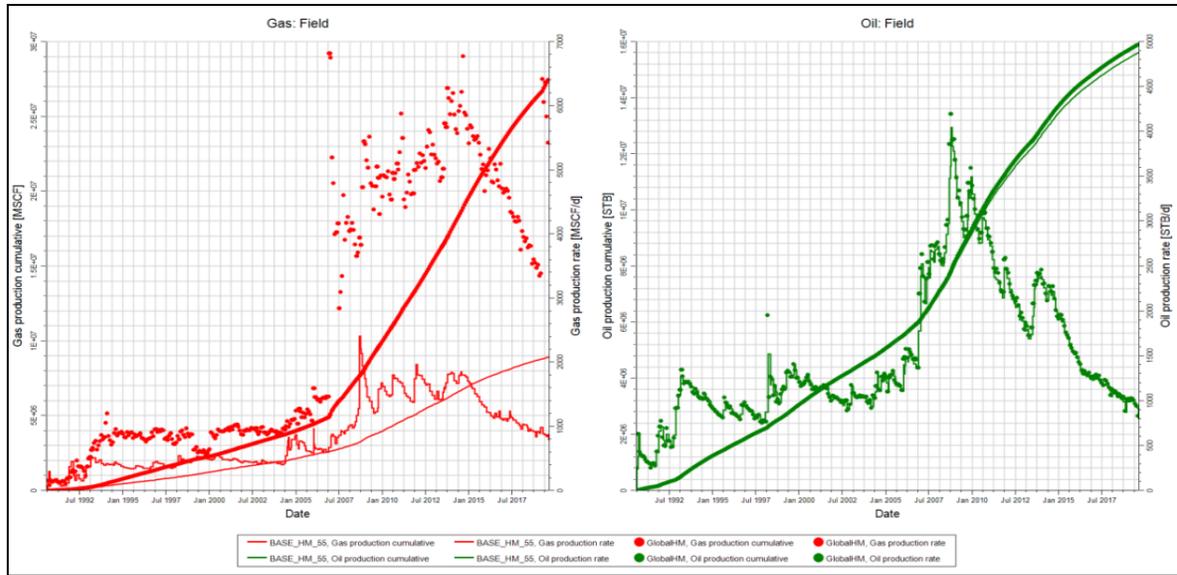


Figura 27. Resultados de Corrida Base para análisis de sensibilidades.

A continuación se puede apreciar los diagramas de tornado mediante los cuales se analiza el impacto de las variables en la producción de petróleo, gas y combinadas en la función objetivo, resaltadas las que poseen mayor impacto.

Para la producción de petróleo se evidencia que las variables más sensibles son la saturación crítica del gas S_{gcr} , la curvatura del exponente de Corey n_g , la transmisibilidad entre fallas T_M , la permeabilidad relativa al gas K_{rg} , la permeabilidad relativa al crudo, la saturación de petróleo residual S_{or} , la compresibilidad de la formación Doima C_{fD} y la curvatura de la curva de aceite vs. Gas N_{og} , ver Figura 28.

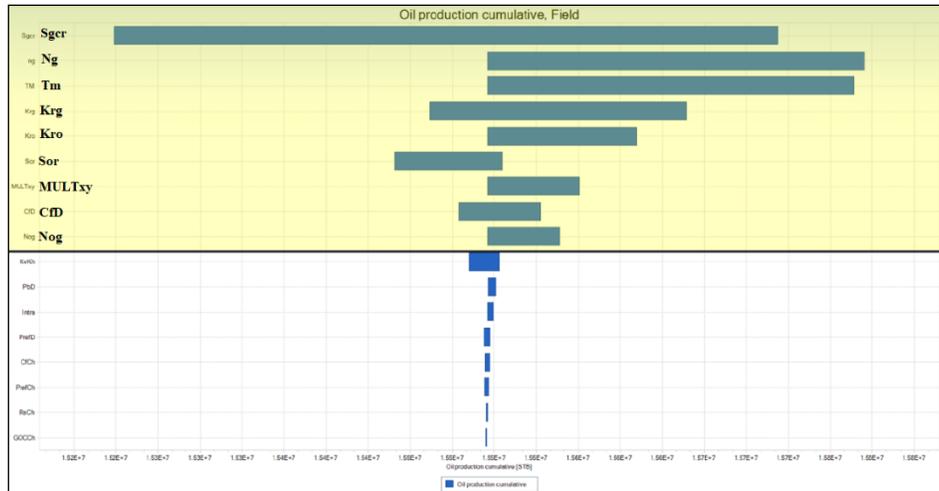


Figura 28. Gráfico tornado, análisis de sensibilidad sobre el Petróleo

Para la producción de gas se evidencia que las variables más sensibles son la saturación crítica del gas Sgr, la permeabilidad al gas Krg, la curvatura del exponente de Corey ng, la saturación de petróleo residual Sor, la compresibilidad de la formación Chicoral CfCh, la transmisibilidad entre fallas TM, la permeabilidad relativa al petróleo Kro, ver Figura 29.

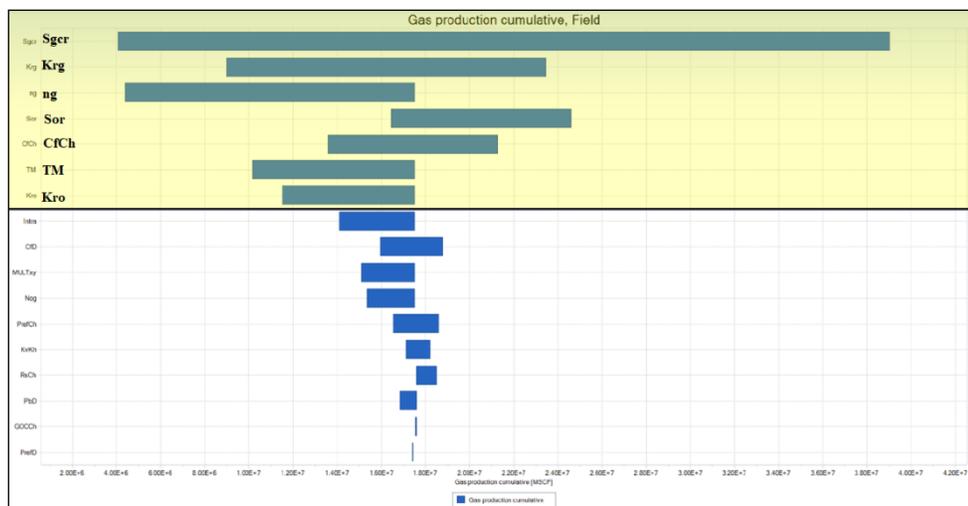


Figura 29. Gráfico tornado análisis de sensibilidad sobre el gas

Para la función objetivo que se programó para optimizar el ajuste histórico de petróleo y gas, se evidencia que las variables más sensibles son la saturación crítica del gas S_{gcr} , la saturación de petróleo residual S_{or} , la compresibilidad de la formación Chicoral C_{fCh} , la transmisibilidad entre fallas TM , la curvatura del exponente de Corey n_g , la P_{wf} de Chicoral P_{wfCh} , la permeabilidad relativa al petróleo K_{ro} , ver *Figura 30*.

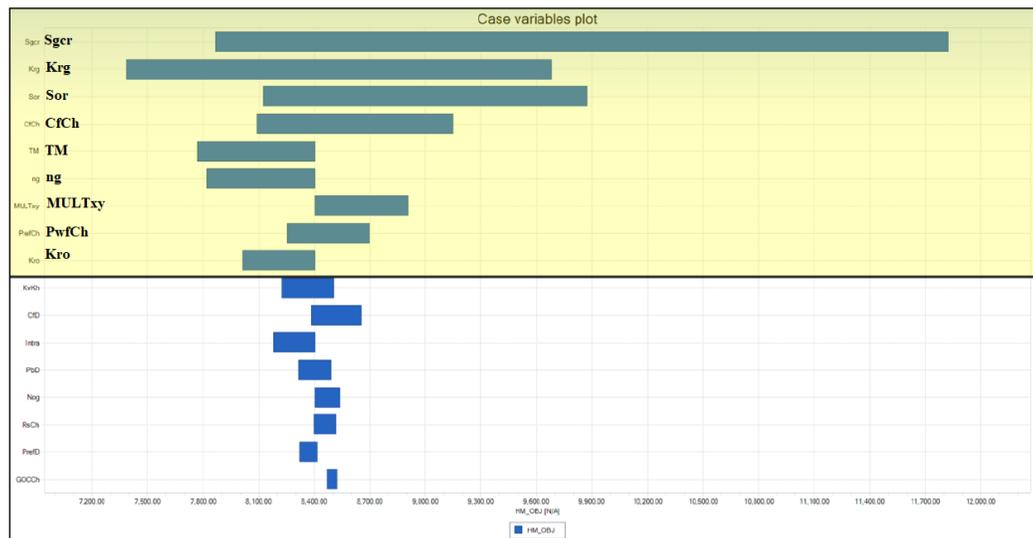


Figura 30. Gráfico tornado análisis de sensibilidad sobre función objetivo

En la siguiente figura se pueden apreciar además los resultados para tasas de petróleo y gas de las mencionadas corridas, ver *Figura 31*.

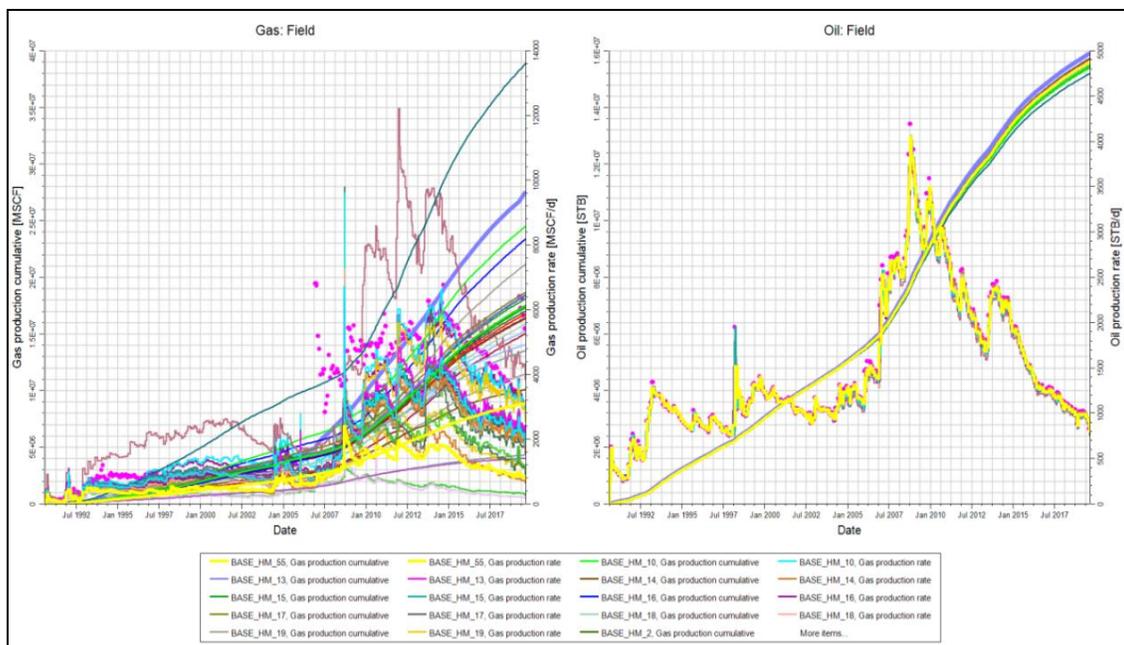


Figura 31. Corridas de sensibilidad, tasas y acumulado de petróleo y gas

El análisis paramétrico de sensibilidad fue útil en la siguiente etapa de cotejo histórico (incertidumbre) ya que permitió en primer lugar, identificar los parámetros de cotejo efectivos (con mayor impacto) para este modelo de simulación y descartar aquellos que poseen menor impacto, logrando así el ajuste del gas.

2.3.3.2. Análisis de Incertidumbre para el ajuste histórico (Uncertainty workflow): Con lo descrito anteriormente se optimizó el flujo de trabajo y se realizaron 105 corridas de incertidumbre para cubrir todo el espectro de posibles soluciones, los resultados para producción acumulada de petróleo y gas se aprecian a continuación, esto sirvió además para acotar los rangos y definir las distribuciones de las diferentes variables para proseguir con el ajuste histórico mediante el método de optimización (evolución estratégica), ver Figura 32.

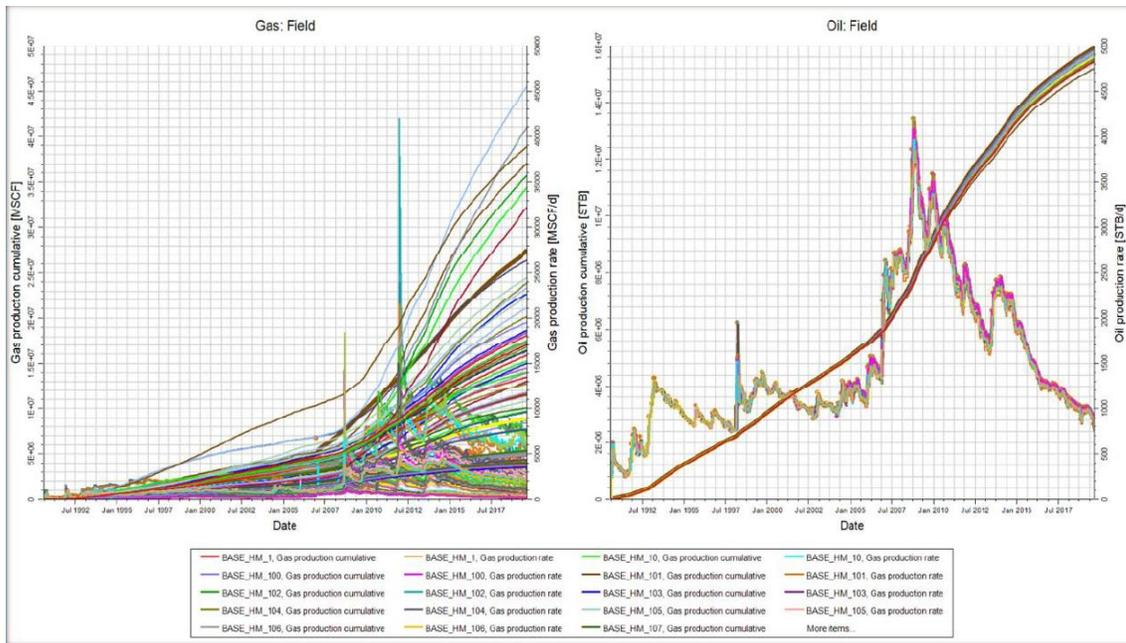


Figura 32. Corridas incertidumbre, tasas y acumulado de petróleo y gas

Una vez logrado representar los rangos de la historia de producción mediante un modelo de incertidumbre se procede a realizar un procedimiento similar obtener el ajuste histórico definitivo y que pueda ser utilizado más adelante para predecir el comportamiento del yacimiento al ser sometido a diferentes estrategias de explotación.

2.3.3.3. Análisis de optimización para el ajuste histórico: para continuar con el proceso de ajuste histórico de producción se realizaron 162 corridas adicionales a las ya mencionadas utilizando el método de evolución estratégica, el cual está inspirado en principios biológicos (evolución Darwiniana) e implementa sus procesos fundamentales para imitar el comportamiento evolutivo, donde los operadores de variación generan nuevos conjuntos de parámetros a utilizar y los operadores de selección eligen las mejores soluciones.

Los optimizadores estocásticos utilizados aquí se basan en los principios evolutivos de búsqueda y prueba. A menudo se utilizan dos implementaciones de un optimizador evolutivo:

- Estrategia de evolución: Esto aprovecha un punto de inicio determinado (caso base) y se mueve gradualmente a través del espacio de búsqueda, potencialmente utilizando un pequeño número de simulaciones a la vez.
- Algoritmo genético: Esto explora todo el espacio de búsqueda desde el principio y evoluciona a un conjunto de mejores soluciones mediante la evaluación continua de un mayor número de simulaciones.

A continuación, se describe en una forma muy general el flujo del método de evolución estratégica, ver *Figura 33*.

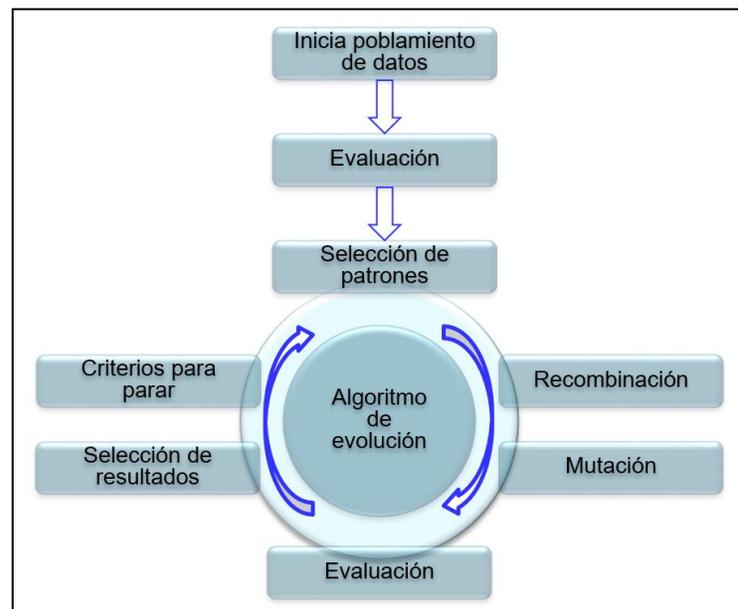


Figura 33. Flujo del método de evolución estratégica.

Como resultado de estas corridas y algunos ajustes mínimos puntuales en parámetros específicos correspondientes al movimiento de los fluidos en el yacimiento como las curvas de permeabilidad relativa y los contactos gas petróleo del yacimiento modelado, se obtuvo un ajuste histórico para petróleo, gas y presión que cumple con las diferencias mínimas con respecto a la data observada y es apto para continuar con la fase de predicciones, ver *Figura 34*.

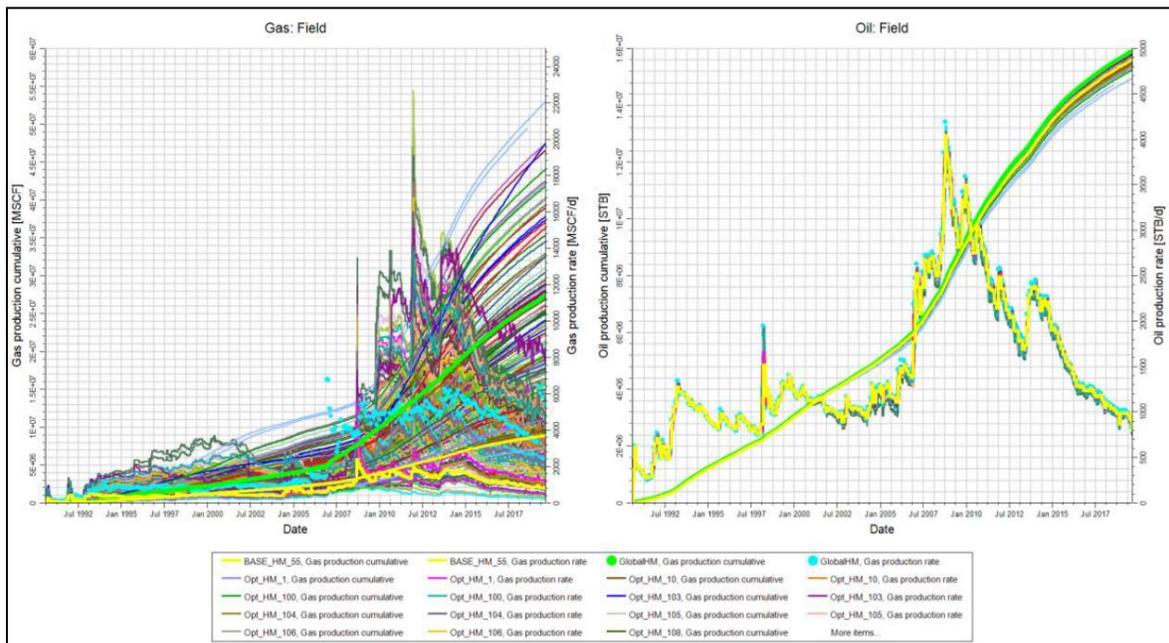


Figura 34. Corridas de optimización del ajuste histórico de producción

La producción de petróleo acumulada obtenida tras el ajuste es del 99.7% cómo se puede evidenciar en la gráfica, ver *Figura 35*.

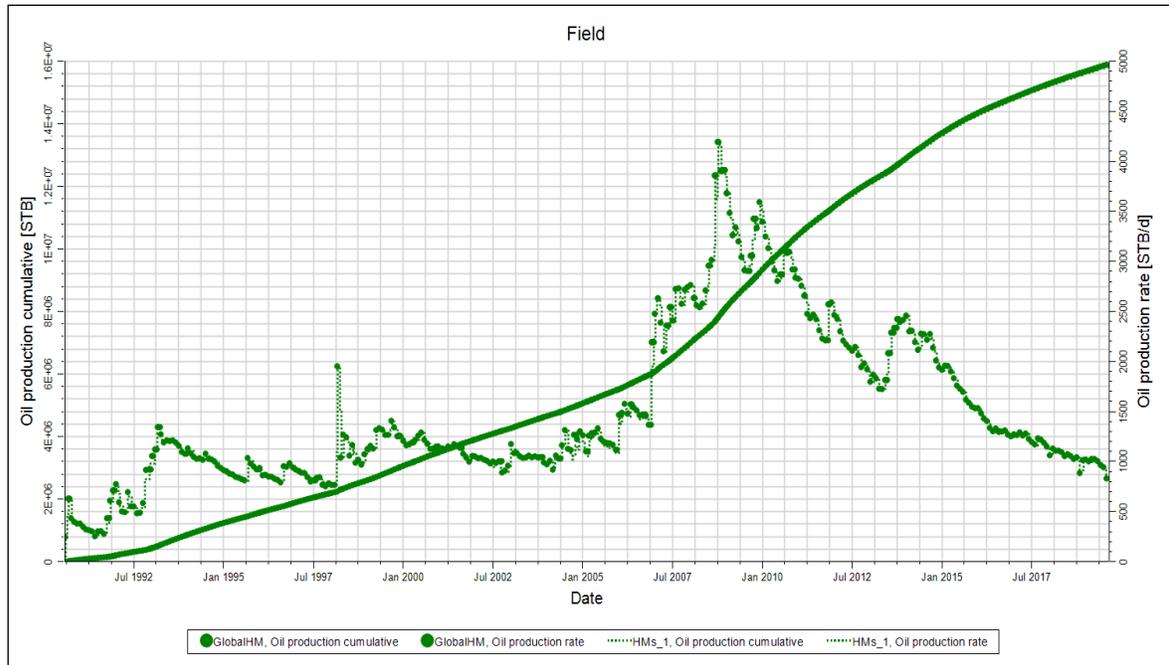


Figura 35. Ajuste histórico de producción de petróleo, Full Field

Para el ajuste de gas, y debido a la incertidumbre en cuanto a la medición de este fluido, se hizo un ajuste global teniendo en cuenta la sensibilidad de las variables como la Saturación de gas crítico S_{gcr} , Permeabilidad relativa del gas K_{rg} , exponente de Corey n_g . Posteriormente se validó un ajuste fino al realizar el análisis pozo a pozo en esa área, obteniendo así un ajuste apropiado.

La producción de gas acumulada obtenida tras el ajuste es del 99% cómo se puede evidenciar en la gráfica, ver *Figura 36*.

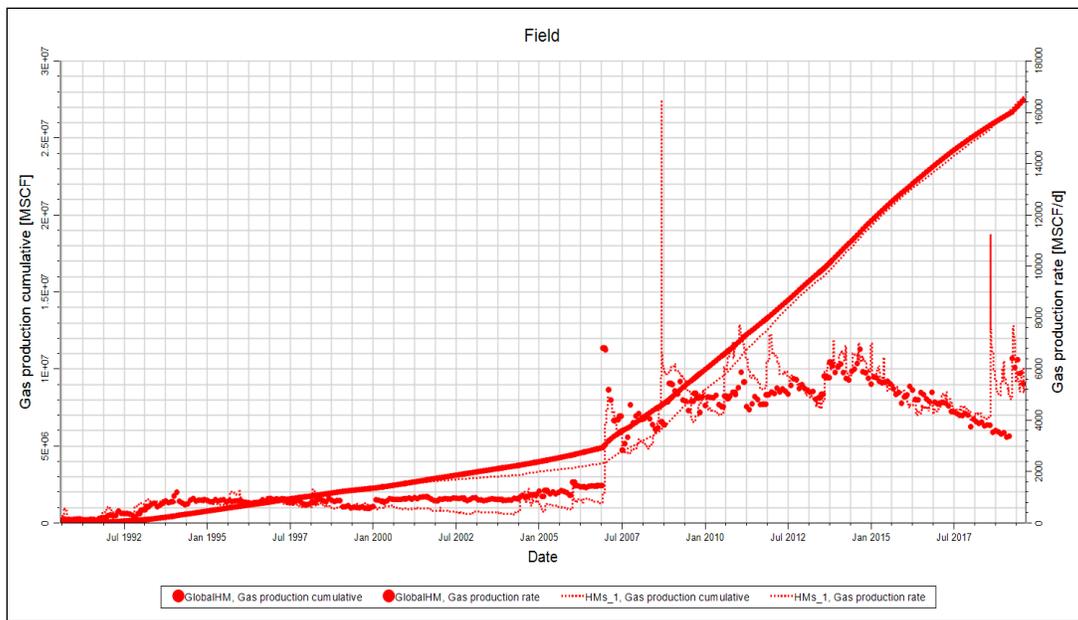


Figura 36. Ajuste histórico de producción de gas, Full Field

Para el ajuste de la tasa de agua se tuvo en cuenta que la producción es muy baja y debido a este volumen marginal, no se tiene confiabilidad en el volumen de producción debido a su medición e incertidumbre en el acumulado final reportado. Debido al agotamiento de la presión del yacimiento, se evidencia que no existe un acuífero activo que de sostenimiento a la presión.

Por otra parte, la saturación de agua no es una variable que se pueda ver afectada de forma importante para los resultados del caso base de simulación numérica, pues para algunas áreas el bsw% es del 0% y para otras es de máximo 6%.

La gráfica a continuación muestra la tasa de agua de producción y su acumulado. Se evidencia que no hay un ajuste fino de este fluido. Los Campos Mn, Ro y Tq producen en conjunto al día, 35 barriles de agua y el acumulado en 37 años de historia es de 252,000 barriles. El ajuste del modelo respecto al agua presenta una tasa de agua mucho más baja, de 5 barriles por día, y un

acumulado de 19,000 barriles de agua por día, esto debido a que se estableció un rango de profundidad del contacto agua-aceite, entre 3325 ft y 3500 ft de profundidad, y en las zonas de contacto de los 6 pozos que más producen agua, las celdas quedaron en su mayoría desactivadas por la mala calidad establecida por la distribución de facies establecido en el modelo petrofísico.

Se considera que esta no es una variable que afecte de forma relevante el ajuste del modelo y las potenciales predicciones, pues la producción de agua es muy baja, ver *Figura 37*.

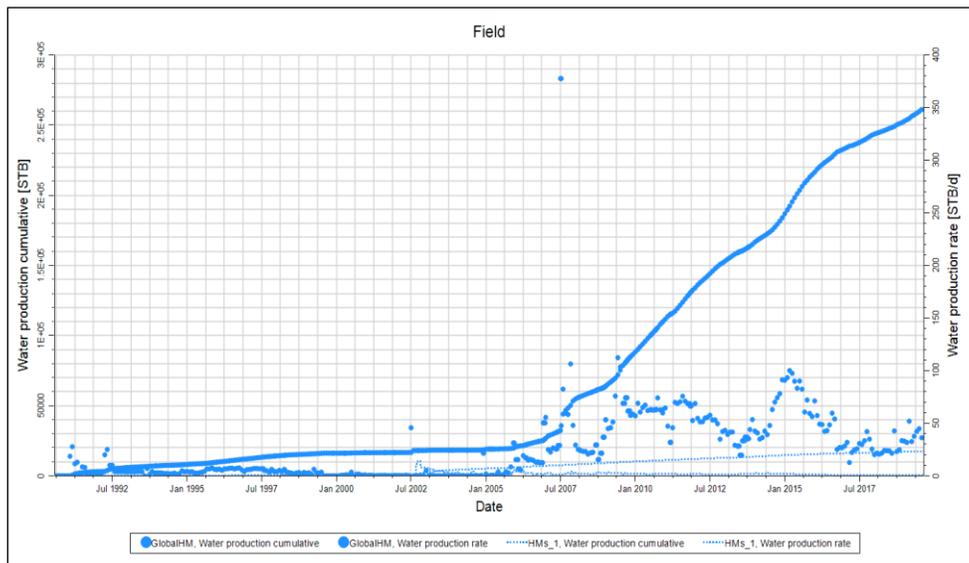


Figura 37. Ajuste histórico de producción de agua, Full Field

Además del ajuste a nivel full field, el análisis pozo a pozo permitió evidenciar el cotejo del petróleo, el gas, el agua y la presión, tal como se observa en las gráficas que se presentan a continuación, ver *Figura 38*, *Figura 39*, *Figura 40*, *Figura 41*, *Figura 42* y *Figura 43*:

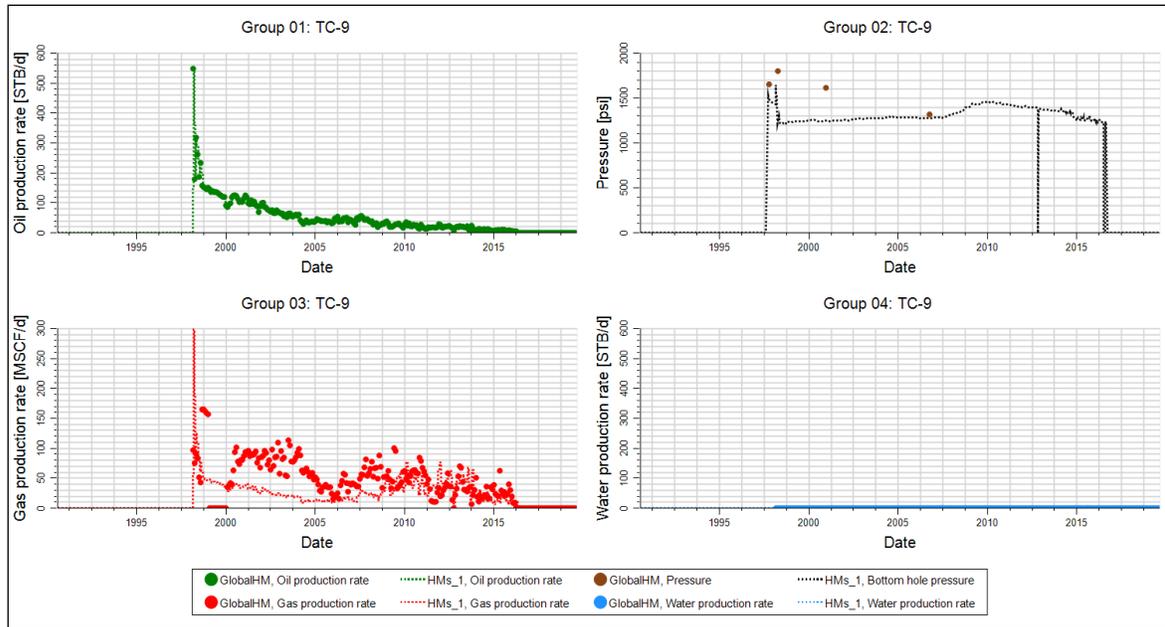


Figura 38. Ajuste histórico de producción de Muestra Tq Chicoral

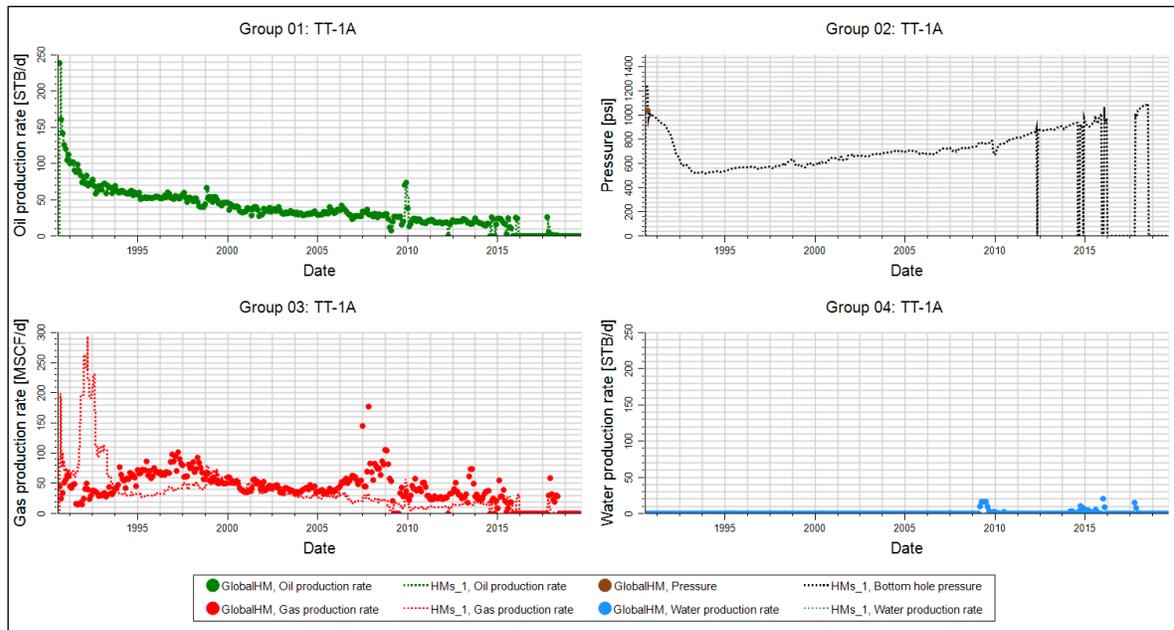


Figura 39. Ajuste histórico de producción de Muestra Tq Doimal

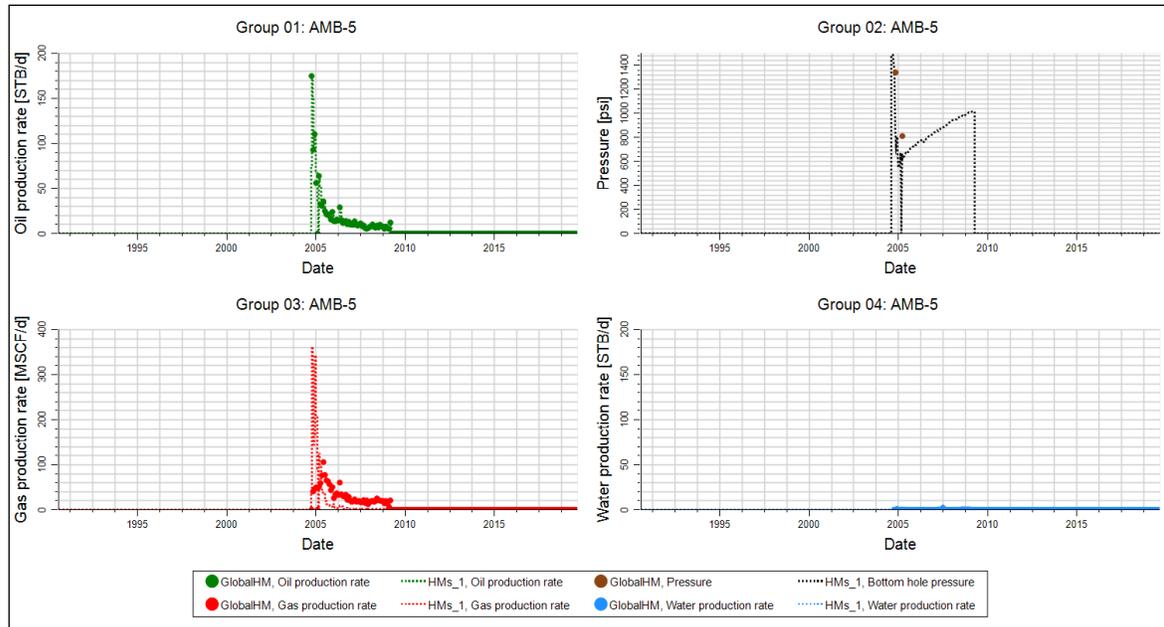


Figura 40. Ajuste histórico de producción de Muestra Amb Doima

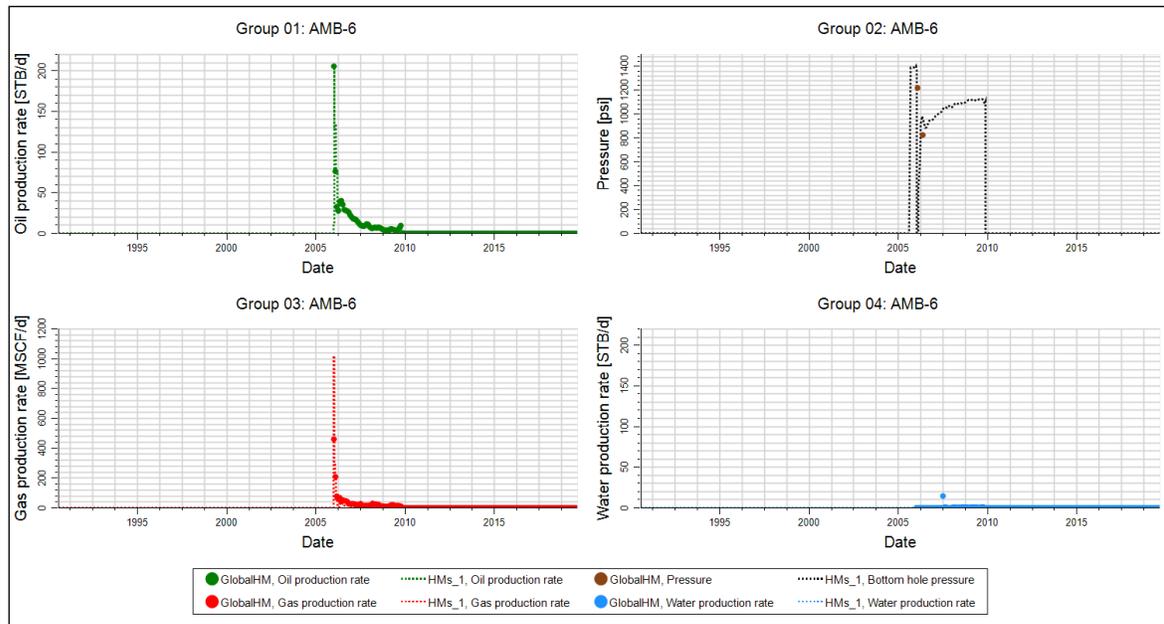


Figura 41. Ajuste histórico de producción de Muestra 2 Amb Doima

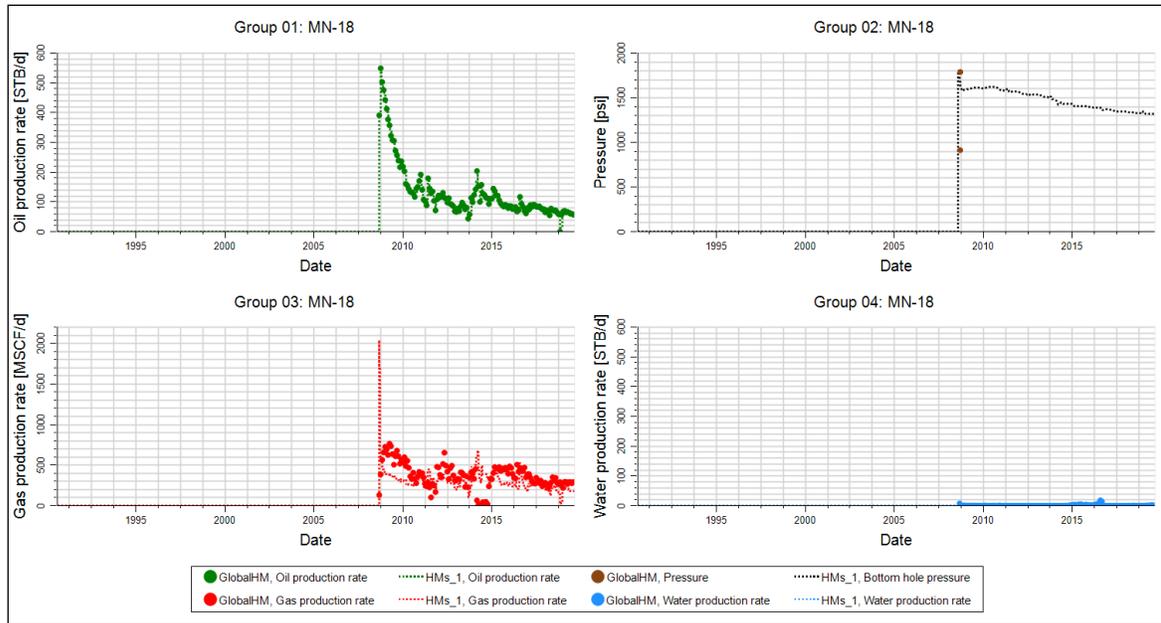


Figura 42. Ajuste histórico de producción de Muestra Mn Chicoral

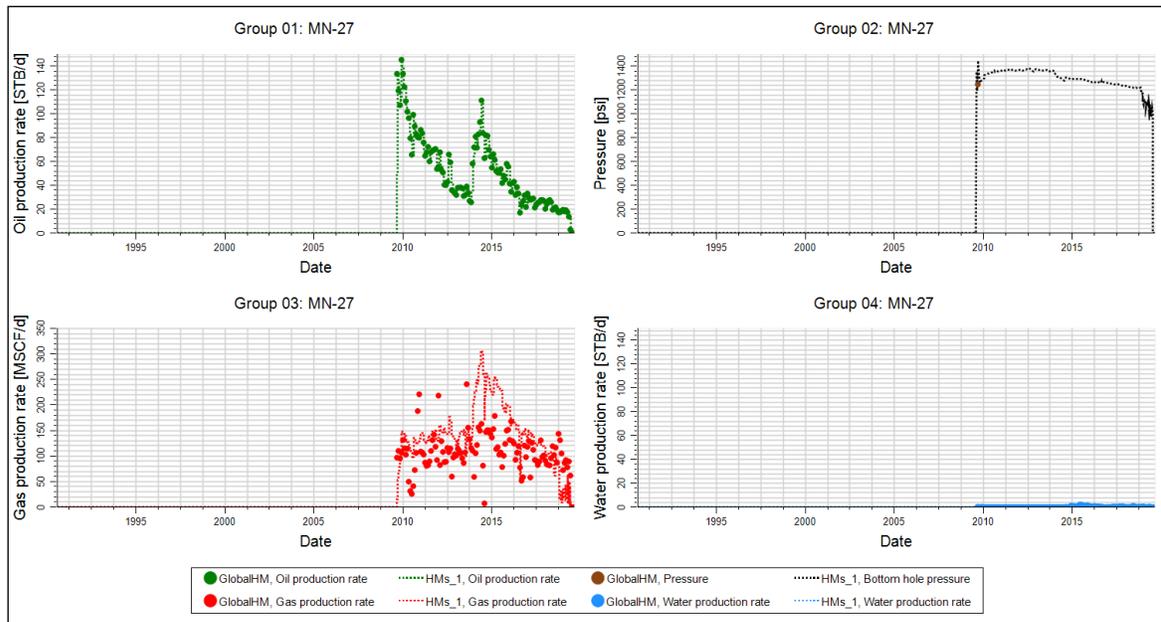


Figura 43. Ajuste histórico de producción de Muestra 2 Mn Chicoral

2.3.4.Fase 4. Desarrollo de un escenario base de predicción para el desarrollo de los campos hasta el límite contractual.

2.3.4.1.Caso Base (BaseCase_PRED workflow). Una vez culminada la fase de ajuste histórico de producción y presión del yacimiento se procedió a evaluar su comportamiento futuro bajo diferentes escenarios de producción convencional.

Del mismo modo que para el ajuste histórico fue necesario realizar diferentes corridas, para lograr un caso base que represente el comportamiento futuro del yacimiento sin realizar actividades adicionales de workover o perforación, para esto se realizó un análisis de incertidumbre con las presiones de fondo fluyente mínimas en los pozos activos que permitió obtener probabilísticamente escenarios P10, P50 y P90, ver *Figura 44*.

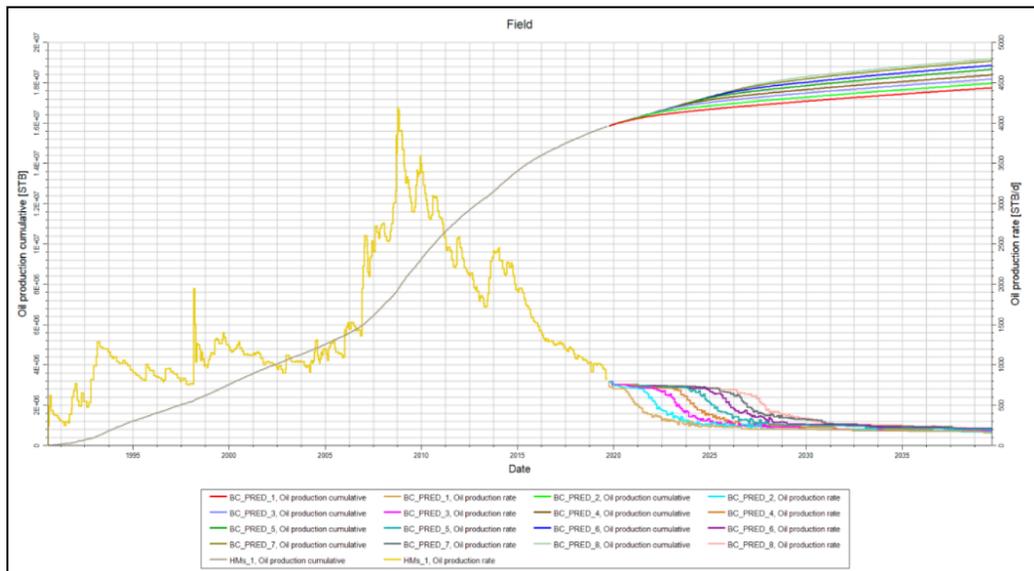


Figura 44. Predicciones para producción convencional con Análisis de Incertidumbre. Caso Base Predicciones.

Se presentan los escenarios seleccionados P10, P50 y P90, los resultados para el campo fueron, ver *Figura 45* y *Tabla 16*:

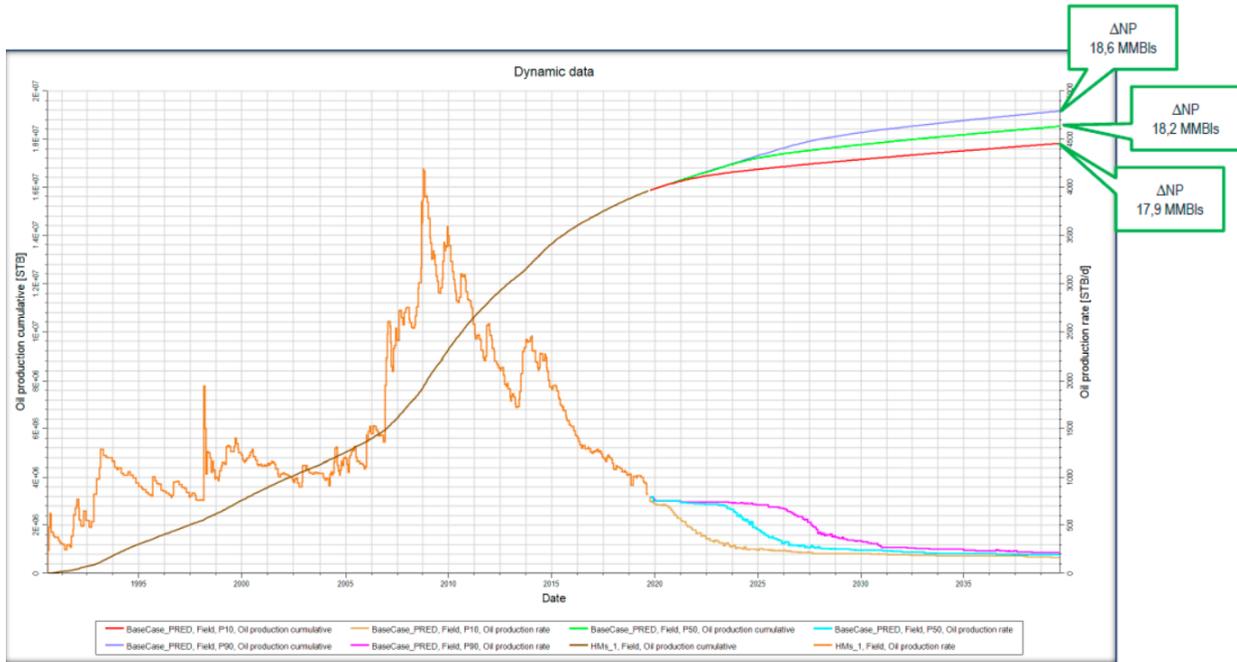


Figura 45. Predicciones para producción convencional con Análisis de Incertidumbre. P10, P50 y P90.

Tabla 16.

Resultados de escenarios

Escenarios de resultados					
Percentil	OOIP MMbbls	Np obtenido MMbbls	FR actual	Np esperado MMbbls	FR esperado
P10	237.33	16	6.74%	18.6	7.84%
P50	237.33	16	6.74%	18.2	7.67%
P90	237.33	16	6.74%	17.9	7.54%

La Tabla 16 presenta los escenarios P10, P50 y P90 e indica que por los resultados obtenidos del Factor de Recobro tan bajos, el campo es candidato a implementar mecanismos de recuperación secundaria y terciaria.

3. Conclusiones

Tal como se planteó en la necesidad, con el modelo dinámico se logró representar el yacimiento, su ajuste histórico y el caso base de predicción.

Se logró representar con éxito la interacción roca-fluidos, las características y condiciones del fluido a partir del control de calidad y la validación de la información que se integró en el modelo dinámico de los Campos Mn, Ro y Tq. Las curvas de permeabilidad relativa, los datos PVT, combinados con los datos petrofísicos y las condiciones del modelo estático, evidenciaron la representación acorde de estos rasgos.

Se estimaron satisfactoriamente los volúmenes de fluido en sitio pues al comparar el volumen de petróleo en sitio del modelo estático (233.03 MMbo) respecto al volumen de petróleo en sitio del modelo dinámico (237.33 MMbo) se tiene sólo un 1.81% de diferencia que se encuentra dentro del rango normal de ajuste; adicional que comparándolo con análisis de balance de materia y análisis volumétrico tradicional, a los campos de estudio, se obtiene también un volumen casi idéntico lo que disminuye la incertidumbre asociada a este estudio.

Se realizó el ajuste histórico de los fluidos presentes en el yacimiento en mayor proporción que son petróleo, ajuste del 99.7% que no presentó mayor inconveniente; y gas, ajuste del 99%, el ajuste del agua no se logró como se esperaba y este resultado está asociado al rango establecido para el contacto agua-petróleo y la distribución de facies en el área de los seis pozos identificados como productores de agua. Es importante resaltar que la producción del agua es muy baja para los Campos Mn, Ro y Tq, por tanto por el momento no es un resultado relevante.

Para el ajuste de gas, y debido a la incertidumbre en cuanto a la medición de este fluido, se hizo un ajuste global teniendo en cuenta la sensibilidad de las variables como la saturación crítica del gas S_{gcr} , la permeabilidad relativa al gas K_{rg} , la curvatura del exponente de Corey n_g , la saturación de petróleo residual S_{or} , la compresibilidad de la formación Chicoral C_{fCh} , la transmisibilidad entre fallas T_M , la permeabilidad relativa al petróleo K_{ro} , obteniendo así un ajuste apropiado. La saturación crítica de gas es la variable de mayor influencia mientras que el contacto de gas de Chicoral, la de menor contribución.

El ajuste histórico con evolución estratégica (162 corridas de simulación) permitió obtener diferentes combinaciones de modelos ajustados (Petróleo, Gas y Presión) con la confiabilidad necesaria para realizar predicciones. El caso final de ajuste histórico (HMs_1) presentó tan sólo 1.8% de diferencia en producción de petróleo y 1% en producción de gas que obedece a la alta incertidumbre en la medición del gas considerando el total de los pozos.

Se desarrolló, tras el ajuste histórico de los fluidos, un caso base de predicción de los Campos Mn, Ro y Tq hasta el límite contractual, mostrando los escenarios por percentiles P10, P50 y P90, los cuales indican que, dados los resultados obtenidos del Factor de Recobro tan bajo, el campo es candidato a implementar mecanismos de recuperación secundaria y terciaria.

4. Recomendaciones

Realizar captura de información (núcleos, presiones, fluidos) en los pozos nuevos a perforar en el campo, con las cuales se realicen los correspondientes análisis de laboratorio y se logre captar de mejor manera las heterogeneidades presentes en cada uno de los yacimientos, además de una mejor caracterización de los fluidos (Capas de gas primarias y secundarias).

Realizar pruebas de desplazamiento con diferentes agentes de EOR a nivel de núcleo que permita determinar la eficiencia a nivel de poro y posterior análisis detallado de dichos procesos en modelos de simulación 1D (escalamiento de pruebas de laboratorio) hasta llevar a escala Macro/full field, que permita diseñar pruebas pilotos, implementar dichas pruebas pilotos (métodos con mejor recobro) y realizar un plan de implementación/masificación más certera.

Con base en los datos/análisis mencionados anteriormente actualizar y poner en práctica el plan de explotación resultado del estudio y actualizar el modelo estático del yacimiento con los resultados de los pozos nuevos perforados en el yacimiento, y la nueva información de análisis de laboratorio anteriormente mencionados.

Generar escenarios de optimización de producción convencional y con EOR que incluya variables económicas.

Referencias Bibliográficas

- Barrera, R. J., Moreno, M. A., y Perez , L. O. (2013). Seminario de investigación en integración multidisciplinaria para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos. *Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología, 1(1)*, 114-115.
- Beltran, C. (2002). Introducción a la simulación numérica de yacimientos. *Academia, 1(1)*, 1-27. Medellín, Colombia. [HTTP://WWW.ACADEMIA.EDU/14557109/INTRODUCCI%C3%93N_A_LA_SIMULACI%C3%93N_NUM%C3%89RICA_DE_YACIMIENTOS](http://www.academia.edu/14557109/introducci%C3%93n_a_la_simulaci%C3%93n_num%C3%89rica_de_yacimientos)
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J. y Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia, *A.A.P.G. Bull, Vol. 79 (10)*, pp. 1421-1443.
- Corrigan, H. T., (1967). Geology of the Upper Magdalena Basin (Northern Portion). 8th. Ann. Field Conf, May 1967, Colombian Soc. Petrol. Geol. Geoph. In. Geol. Field Trip Colombia 1959-1978. Ed. Geotec, 1979, Bogotá.
- De Porta, J., (1974). Lexique Stratigraphique international. *Amerique Latine, fasc.4b*, 690.

Gaona, J. A. S., Macualo, F. H. E. Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas.

Herrera, L. F., Sarmiento, G., Romero, F., Botero, P. J., y Berrío, J. C. (2001). Evolución Ambiental de la Depresión Momposina (Colombia) desde el Pleistoceno tardío a los paisajes actuales. *Geología Colombiana*, 26(1), 95-121.

Hettner, A. (1892). Die Kordillere von Bogotá. *Patern. Mitt. Erg(104)*, 22.

Interoil Colombia Exploration and Production. Información Técnica.

Muñoz, S. F. (2017). *Ingeniería de yacimientos*. Universidad Industrial de Santander.

Peaceman, D. (1977). *Fundamentals of numerical reservoir simulation*. Houston, Texas, USA: Elsevier Scientific Publishing Company.

Tissot, W. (1984) Petroleum formation and occurrence. *Second edition* 2(1), 4-11.