

DESARROLLO DE LOS MODELOS ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA FORMACIÓN CARBONERA C7
DEL CAMPO UBICADO EN EL BLOQUE RÍO META – CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES

ZAMANDA LORENA GÓMEZ BABATIVA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016

DESARROLLO DE LOS MODELOS ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA FORMACIÓN CARBONERA C7
DEL CAMPO UBICADO EN EL BLOQUE RÍO META – CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES

ZAMANDA LORENA GÓMEZ BABATIVA

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JUAN MARIO AGUAS ARDILA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniero Iván Eduardo Peñaloza Cristancho
Orientador

Ingeniero Alex José Cuadrado Salazar
Jurado 1

Ingeniero Fredy Cárdenas González
Jurado 2

Bogotá, D.C. Julio, 10, 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

Dedicatoria

A mis padres *Ruth* y *Alfonso* por su apoyo incondicional, su amor, y enseñanzas en la vida y cada etapa de este proceso.

A mi abuela *Bertha* por su entereza, ayuda y aliento durante estos años.

Agradecimientos

A mi tía *Doris* por animarme a culminar este ciclo de mi vida y motivarme a seguir con mis proyectos.

A mi tío *Edgar* por su colaboración en la elaboración del capítulo financiero para este trabajo de grado.

A mi orientador *Ing. Iván Peñaloza* por su cooperación en la revisión de los capítulos y recomendaciones pertinentes.

A mi Director *Ing. Juan Mario Aguas* por brindarme la oportunidad de desarrollar este trabajo de grado como herramienta para el crecimiento de su empresa.

Al *Ing. Camilo Bocanegra* por su dedicación y orientación en la producción de este documento.

A mis compañeros de universidad, familiares y amigos por haber sido un apoyo en algunos momentos de mi vida y de mi tiempo como estudiante.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	28
1.1 ANTECEDENTES GENERALES	28
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Formación Une. Edad Cretácica, Albiano – Cenomaniano Inferior	31
1.3.2.2 Formación Gachetá. Edad Cretácica, Coniciano Superior	31
1.3.2.3 Formación Guadalupe. Edad Cretácica, Santoniano o Coniaciano Superior – Maestrichtiano Inferior	31
1.3.2.4 Formación Barco. Edad Paleógena, Paleoceno	31
1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Edad Paleógena, Paleoceno Superior – Eoceno Inferior	32
1.3.2.6 Formación Mirador. Edad Paleógena, Eoceno Inferior – Eoceno Medio	32
1.3.2.8 Formación León. Edad Neógena, Oligoceno Superior - Mioceno	33
1.3.2.9 Formación Guayabo. Edad Neógena, Mioceno	34
1.3.2.10 Formación Necesidad. Edad Neógena, Plioceno	34
1.3.3 Geología estructural	34
1.3.4 Geología del petróleo	35
1.3.4.1 Roca generadora	35
1.3.4.2 Roca reservorio	36
1.3.4.3 Migración	36
1.3.4.4 Roca sello	36
1.3.4.5 Trampa	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE RÍO META	36
2. ASPECTOS GENERALES DE LA SIMULACION DE YACIMIENTOS	40
2.1 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	40
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	40
2.2.1 Clasificación según la configuración de la trampa	40
2.2.1.1 Trampa estructural	40
2.2.1.2 Trampa estratigráfica	40
2.2.1.3 Trampa mixta	40
2.2.2 Clasificación según el diagrama de fases de presión y temperatura	41
2.2.2.1 Yacimiento saturado	41
2.2.2.2 Yacimiento subsaturado	41
2.2.2.3 Yacimiento de gas	41
2.2.2.4 Yacimiento retrógrado	41
2.2.3 Clasificación según el tipo de fluido	42

2.2.3.1	Petróleo Negro	42
2.2.3.2	Petróleo Volátil	43
2.2.3.3	Gas retrogrado	43
2.2.3.4	Gas húmedo	43
2.2.3.5	Gas seco	43
2.2.4	Clasificación según el tipo de empuje	44
2.2.4.1	Gas en solución	44
2.2.4.2	Empuje de agua	44
2.2.4.3	Capa de gas	44
2.2.4.4	Segregación gravitacional	44
2.2.4.5	Compactación	44
2.3	PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS	45
2.3.1	Propiedades de la roca	45
2.3.1.1	Porosidad	45
2.3.1.2	Permeabilidad	46
2.3.1.3	Saturación	47
2.3.1.4	Humectabilidad	48
2.3.1.5	Presión capilar	48
2.3.1.6	Compresibilidad de la roca	48
2.3.2	Propiedades de los hidrocarburos líquidos	49
2.3.2.1	Gravedad específica del petróleo	49
2.3.2.2	Factor volumétrico del aceite	49
2.3.2.3	Relación gas en solución	50
2.3.2.4	Viscosidad del petróleo	50
2.3.3	Propiedades del agua	50
2.3.3.1	Factor volumétrico del agua	50
2.3.3.2	Densidad del agua	51
2.3.3.3	Coefficiente de compresibilidad	51
2.3.3.4	Viscosidad del agua	51
2.4	SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	51
2.4.1	Clasificación de los simuladores	52
2.4.1.1	Simulador composicional	52
2.4.1.2	Simulador de recuperación térmica	52
2.4.1.3	Simulador <i>Black Oil</i> – Petróleo Negro	52
2.4.2	Etapas de la simulación de yacimientos	52
2.4.2.1	Modelo estático	52
2.4.2.2	Modelo dinámico	53
2.4.3	Descripción de las herramientas de trabajo	54
2.4.3.1	Plataforma PETREL	54
2.4.3.2	Plataforma PEOffice	55
2.5	CORRELACIONES NUMÉRICAS PVT	57
2.5.1	Presión de burbuja	58
2.5.2	Relación gas en solución	58
2.5.3	Factor volumétrico del petróleo	59
2.5.4	Viscosidad del petróleo	60

2.5.5 Compresibilidad del agua	63
2.5.6 Factor volumétrico del agua	64
2.5.7 Viscosidad del agua	64
3. REVISIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	66
3.1 GRID DE SIMULACIÓN	66
3.2 MODELO PETROFÍSICO	68
3.2.1 Volumen de arcilla	69
3.2.2 Porosidad	70
3.2.3 Saturación	73
3.2.4 Permeabilidad	74
3.3 MODELO ROCA – FLUIDO	76
3.4 MODELO DE FLUIDOS - PVT SINTÉTICO	78
3.4.1 Propiedades del petróleo	79
3.4.2 Propiedades del agua	81
4. MODELO DINÁMICO – SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO	82
4.1 DEFINICIÓN DEL MODELO	82
4.2 MODELO GEOLÓGICO	82
4.3 MODELO ROCA - FLUIDO	83
4.4 MODELO PVT	84
4.5 INICIALIZACIÓN	85
4.6 EVENTOS DEL YACIMIENTO	85
4.7 AJUSTE HISTÓRICO	86
5. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	98
5.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	98
5.2 PREDICCIONES	100
6. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO G3	102
6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	102
6.1.1 Capex	102
6.1.2 Opex	105
6.2 ANÁLISIS DE INGRESOS	107
6.2.1 Precio del barril de petróleo	107
6.3 TIEMPO	110
6.4 TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD - TIO	110
6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	110
6.5.1 Flujo de caja	110
6.5.2 Valor Presente Neto – VPN	113
6.6 VALOR PRESENTE DE LA SIMULACIÓN	114
7. CONCLUSIONES	116
8. RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFÍA	118
ANEXOS	122

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización Cuenca de los Llanos Orientales y campo objeto de estudio	29
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	30
Figura 3. Trampas estructurales y estratigráficas	41
Figura 4. Diagrama de fases generalizado para los hidrocarburos	42
Figura 5. Diagrama de fases característico de un petróleo negro	43
Figura 6. Curva típica de permeabilidades relativas	47
Figura 7. Distribución de la saturación de agua en el yacimiento	49
Figura 8. Secciones de un simulador Black Oil	54
Figura 9. Modelo del campo objeto de estudio	67
Figura 10. Distribución del volumen de shale o arcilla	70
Figura 11. Distribución de la porosidad al tope de la formación Carbonera C7	72
Figura 12. Definición del modelo de simulación en SimOn - Tope 6425ft	82
Figura 13. Modelo roca - fluido en SimOn	83
Figura 14. PVT del agua	84
Figura 15. Modelo PVT en SimOn	84
Figura 16. Pozo propuesto G3	86
Figura 17. Ajuste histórico sin acuífero	87
Figura 18. Ajuste histórico sin presión capilar	88
Figura 19. Modelo roca - fluido en SimOn	88
Figura 20. Ajuste histórico petróleo Pozo G1	89
Figura 21. Ajuste histórico agua Pozo G2	90
Figura 22. Ajuste histórico líquido Pozo G1	91
Figura 23. Ajuste histórico petróleo Pozo G2	92
Figura 24. Ajuste histórico agua Pozo G2	93
Figura 25. Ajuste histórico líquido Pozo G2	94
Figura 26. Ajuste histórico petróleo del Campo	95
Figura 27. Ajuste histórico agua del Campo	96
Figura 28. Ajuste histórico líquido del Campo	97
Figura 29. POES calculado en ProdForecast	99
Figura 30. Pronósticos de producción para el pozo G3	100
Figura 31. Producción acumulada para el pozo G3	101

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Producción acumulada del campo objeto de estudio	37
Tabla 2. Parámetros de selección para las correlaciones PVT	57
Tabla 3. Rangos de aplicabilidad para la correlación de Beal	61
Tabla 4. Rangos de aplicabilidad para la correlación de Bergman & Sutton	62
Tabla 5. Rangos de aplicabilidad para la correlación de Khan et. Al	63
Tabla 6. Número de celdas del modelo estático	67
Tabla 7. Registros eléctricos disponibles	68
Tabla 8. Valores mínimos y máximos del registro Gamma Ray	69
Tabla 9. Porosidad determinada a partir de registros	71
Tabla 10. Saturación de agua del yacimiento	74
Tabla 11. Permeabilidad del modelo	76
Tabla 12. Permeabilidades relativas del modelo	77
Tabla 13. Propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento	78
Tabla 14. Factor volumétrico y viscosidad del petróleo	79
Tabla 15. Propiedades del agua	81
Tabla 16. Características del acuífero	83
Tabla 17. Parámetros de inicialización en SimOn	85
Tabla 18. Profundidad de los perforados	86
Tabla 19. Pronostico de producción pozo G3	101
Tabla 20. Inversión facilidades de producción	103
Tabla 21. Inversión perforación pozo G3	104
Tabla 22. Costos operacionales perforación pozo G3	105
Tabla 23. OPEX - Costos fijos	106
Tabla 24. OPEX - Costos variables	107
Tabla 25. Pronostico precio barril WTI 2018 – 2028	109
Tabla 26. Flujo de caja del proyecto	111
Tabla 27. Valor Presente de la simulación	115

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de producción diaria del pozo G1	38
Gráfica 2. Historia de producción diaria del pozo G2	39
Gráfica 3. Eficiencia de los mecanismos primarios de producción	45
Gráfica 4. Curva de permeabilidad relativa para el modelo	78
Gráfica 5. Viscosidad del petróleo	80
Gráfica 6. Factor volumétrico del petróleo	80
Gráfica 7. Pronostico precio barril WTI por EIA	108
Gráfica 8. Pronostico precio barril WTI por Banco Mundial	109
Gráfica 9. Flujo de caja del proyecto	111
Gráfica 10. Flujo de caja NETO del proyecto	112

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad efectiva	46
Ecuación 2. Permeabilidad de la roca	46
Ecuación 3. Saturación de fluidos en el yacimiento	47
Ecuación 4. Gravedad API del petróleo	49
Ecuación 5. Factor volumétrico del petróleo	50
Ecuación 6. Relación gas en solución	50
Ecuación 7. Factor volumétrico del agua	51
Ecuación 8. Correlación de Standing para la presión de burbuja	58
Ecuación 9. Correlación de Standing para la relación gas en solución	59
Ecuación 10. Correlación de Standing para el factor volumétrico	59
Ecuación 11. Correlación Vázquez & Beggs - Petróleo subsaturado	60
Ecuación 12. Correlación de Beal para la viscosidad de petróleo muerto	61
Ecuación 13. Correlación de Bergman & Sutton para la viscosidad	62
Ecuación 14. Correlación de Khan et. Al para crudos subsaturados	62
Ecuación 15. Correlación de Dodson para la compresibilidad del agua	63
Ecuación 16. Correlación de McCain para el factor volumétrico del agua	64
Ecuación 17. Correlación de Mc Cain para la viscosidad del agua	64
Ecuación 18. Corrección de la viscosidad por efectos de presión	65
Ecuación 19. Correlación de Hall para la compresibilidad de la roca	65
Ecuación 20. Volumen de shale o arcilla a partir del registro Gamma Ray	69
Ecuación 21. Porosidad a partir del registro densidad	70
Ecuación 22. Porosidad a partir del registro sínico	71
Ecuación 23. Porosidad efectiva	72
Ecuación 24. Saturación de agua - Modelo Simandoux	73
Ecuación 25. Resistividad del agua de formación	74
Ecuación 26. Correlación de Coates – Denoo	75
Ecuación 27. Correlación de Timur	75
Ecuación 28. Correlación de Tixier	75
Ecuación 29. Correlación de Jones para la permeabilidad relativa al agua	76
Ecuación 30. Correlación de Jones para la permeabilidad relativa al petróleo	76
Ecuación 31. Cálculo volumétrico del Petróleo Original En Sitio	98
Ecuación 32. Correlación de Arps para el factor de recobro	99
Ecuación 33. Calculo de regalías entre 5000Bbl y 125000Bbl	108
Ecuación 34. Valor Presente Neto – VPN	113
Ecuación 35. Cálculo del Valor Presente Neto – VPN	113
Ecuación 36. Valor Presente Neto -VPN del proyecto	114

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Registros eléctricos para el pozo G1 y G2	123
Anexo B. Distribución de las propiedades petrofísicas en el grid	127
Anexo C. Permeabilidades relativas y PVT para el modelo	129
Anexo D. Ubicación del Pozo G3 propuesto	130
Anexo E. Mapa de contorno para la Formación Carbonera C7 (Tope y Base)	131

ABREVIATURAS

%	Tanto por Ciento
°	Grados
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
2D	2 Dimensiones
3D	3 Dimensiones
A.I.P SAS	Asesoría en Ingeniería de Petróleos SAS
API	American Petroleum Institute
atm	atmosfera
Bbl	Barril
BN	Barril Normal
BY	Barril de yacimiento
cm	Centímetro
cm²	Centímetro cuadrado
cm³	Centímetro cubico
cP	Centipoise
D	Darcy
ENE	East-North-East (Este-Norte-Este)
ft	Feet (Pie)
ft³	Cubic feet (Pie cubico)
FWKO	Free Water Knock Out (Separador agua - petróleo)
GOR	Gas Oil Ratio (Relación gas - petróleo)
gr	Gramo
HSEQ	Health, Safety, Environment & Quality (Salud, Seguridad, Ambiente & Calidad)
IPR	Inflow Performance Relationship (Relación comportamiento de la producción)
K	Permeabilidad
K_h	Permeabilidad vertical
Km	Kilómetro
Km²	Kilómetro cuadrado
K_v	Permeabilidad horizontal
lb	Libra
M.a	Millones de años
mD	miliDarcy
MD	Measured Depth (Profundidad medida)
N	North (Norte)
NE	North East (Noreste)
Np	Producción acumulada de petróleo

NW	North-West (Noroeste)
Ohm.m	Ohmio.metro
P	Presión
Pb	Presión de burbuja
PCN	Pie Cubico Normal
POES	Petróleo Original En Sitio
ppm	Partes por millón
P_{ref}	Presión de referencia
Psi	Pounds square inch (Libras por pulgada cuadrada)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
QA/QC	Quality Assurance/Quality Control (Aseguramiento de calidad/Control de calidad)
Rw	Resistividad del agua
S	South (Sur)
s	segundo
SE	South-East (Sureste)
SSW	South-South-West (Sud-Sud-Oeste)
STB	Stock Tank Barrel (Barril en tanque)
STC	Standard Test Condition (Condiciones de prueba estándar)
SW	South-West (Suroeste)
θ	Angulo de contacto
TIO	Tasa Interna de Oportunidad
TOC	Total Organic Carbon (Carbón Orgánico Total)
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical real)
TVDSS	True Vertical Depth SubSea (Profundidad vertical real por debajo del nivel del mar)
TWT	Two-Way-Time (Tiempo doble de viaje)
US\$	United States Dollar (Dólar de los Estados Unidos)
μseg	Microsegundo
v/v	Volumen/Volumen
VPN	Valor Presente Neto
Wp	Producción acumulada de agua
WSW	West-South-West (Oeste-Sud-Oeste)
WTI	West Texas Intermediate

GLOSARIO

ACRECIÓN: proceso mediante el cual un cuerpo rocoso o mineral incrementa su tamaño por la adición de partículas más pequeñas.

AMBIENTE: es el área y condiciones físicas bajo las cuales se depositaron los sedimentos, incluye los procesos depositacionales, fuente de los sedimentos, clima y localización.

AMBIENTE FLUVIAL: este ambiente se define por la acción del agua en movimiento y por la energía de la misma. El clima y factores como tipo de roca, precipitaciones y tipo de vegetación dominan la morfología de las regiones influenciadas por estos ambientes.

ANTEPAÍS: bloque de la corteza terrestre hacia el cual o sobre el cual se desplazan las estructuras de las cadenas montañosas. Las cuencas de tipo antepaís son depresiones donde se acumulan sedimentos procedentes de las cadenas montañosas.

ANTICLINAL: es un plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial, presenta los estratos más antiguos en su núcleo.

ÁRBOL DE NAVIDAD: conjunto de válvulas, estranguladores y medidores de presión fijado en el cabezal de un pozo completado con el objetivo de controlar la producción, se clasifican según su función y capacidad de resistencia.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria detrítica, caracterizada por ser físil. Tiene un tamaño menor a 0.004 mm y un alto contenido de arcilla, al menos un 50%.

ARENA: sedimento compuesto por granos minerales de tamaño entre 0.062 y 2 mm, que se origina por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Puede tener cualquier composición mineralógica.

ARENISCA CUARZOSA: es una roca sedimentaria clástica cuyo tamaño de grano varía entre 0.062 y 2 mm. Puede estar formada por cuarzo, feldespatos, fragmentos líticos y arcillas. Se clasifican según su textura en arenitas con un rango de 0 a 15% de lodo y wackas (areniscas sucias) con un rango de 15 a 75% de lodo.

BLOQUE: es una subdivisión en acres otorgada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH a compañías operadoras para su exploración y producción.

BUZAMIENTO: es el ángulo de inclinación comprendido entre el plano de la roca o estructura y el plano horizontal, siempre es perpendicular al rumbo o dirección.

CAMPO: es la superficie existente sobre una acumulación o grupo de acumulaciones subterráneas de hidrocarburos; está formado por un yacimiento relacionado a aspectos estructurales que permiten el entrapamiento de los mismos. Generalmente el término se refiere a un tamaño económico.

CELDA: es una unidad discreta que permite la subdivisión del yacimiento, a la cual le son asignadas propiedades petrofísicas para el modelamiento y simulación numérica del mismo.

COMPANY MAN: en la industria del petróleo y gas se refiere al representante de la compañía operadora en campo, responsable de las operaciones, eficiencia y seguridad.

CONCORDANTE: superficie que separa dos unidades litoestratigráficas, en las cuales existe paralelismo de la estratificación entre las capas que infrayacen y suprayacen el estrato.

CONGLOMERADO: se define como una roca sedimentaria, constituida en su mayoría por clastos con un diámetro mayor a 2 mm cementados en una matriz fina ya sea arena, limo o arcilla.

CONIFICACIÓN: se refiere a los cambios producidos en los perfiles de los contactos agua/petróleo como resultado de la caída de presión en el yacimiento durante la producción. Está influenciada por la dirección de los pozos y la permeabilidad vertical de la roca.

COTEJO HISTÓRICO: es un proceso dentro de la simulación de yacimientos que se realiza con la finalidad de verificar si el simulador reproduce la información histórica de producción, de tal forma que el modelo pueda ser calibrado.

CUENCA SEDIMENTARIA: región deprimida de la corteza terrestre limitada por arcos estructurales o cadenas montañosas, donde se produce la acumulación de materiales fragmentarios.

DEPOSITACIÓN: es un proceso geológico en el cual las partículas de minerales o rocas se agregan a un accidente geográfico o masa de tierra después de haber sido transportadas. Se ve afectada por el tamaño, la forma, densidad y velocidad de transporte de los granos.

DEPÓSITOS ALUVIALES: material depositado en las depresiones generalmente continentales transportados por las aguas de los ríos.

DEPRESIÓN: área del relieve terrestre situada por debajo del nivel de las regiones que la circundan o las regiones situadas por debajo del nivel del mar. Se pueden dar por deformaciones o remoción del material de la superficie.

DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE: consiste en el movimiento simultáneo de dos fluidos inmiscibles como el agua y el petróleo, a través del medio poroso hacia los pozos productores.

DISCORDANTE: superficie que separa dos unidades litoestratigráficas, en las cuales no existe paralelismo de la estratificación entre las capas infrayacentes y suprayacentes.

ESPESOR: distancia existente en un punto dado, entre las superficies que limitan un estrato, conjunto de capas o estructura, se mide perpendicularmente a la mayor dimensión.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que estudia e interpreta los procesos registrados en las sucesiones sedimentarias; permite conocer el origen, la composición y distribución de las rocas estratificadas mediante la relación de sucesos, materiales y tiempo.

EVENTOS: es una secuencia cronológica de actividades realizadas en los pozos que deben ser tenidas en cuenta en el momento de realizar una simulación numérica de yacimientos. Entre estos se encuentran la fecha de perforación, trabajos de reacondicionamiento, y completamiento del pozo.

FACIES: son las características que representan una unidad litoestratigráfica, reflejando su origen, generalmente se tienen en cuenta las propiedades petrofísicas que controlan el desplazamiento de los fluidos.

FALLA: desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a este a través de un plano denominado "plano de falla" cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de la roca.

FALLAS INVERSAS: se caracterizan por el desplazamiento del bloque encima de la falla hacia arriba respecto al bloque ubicado debajo de la falla, son producto de esfuerzos compresivos.

FALLAS NORMALES ANTITÉTICAS: es un tipo de falla caracterizadas por el desplazamiento del bloque o pared colgante encima de la falla por debajo del bloque fijo, generalmente son producto de esfuerzos de tensión.

FALLA TRANSCURRENTE: estas fallas también conocidas como fallas de rumbo, son verticales y su movimiento es horizontal, dependiendo del movimiento de los bloques se clasifican es dextrales (hacia la derecha) o sinestrales (hacia la izquierda).

FORMACIONES: unidad litoestratigráfica caracterizada por su litología, edad y fósiles presentes en ella; poseen facies, ambiente de depositación y fuente de aporte de materiales semejantes. Adicionalmente permiten la clasificación local y regional de las rocas.

FWKO: Free Water Knock Out, es un separador trifásico empleado en la producción de petróleo para su tratamiento, la separación se realiza por efectos de la gravedad y por la diferencia de densidades entre los fluidos.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una rama de la geología que estudia el origen, la formación y acumulación del petróleo en el subsuelo.

GRAVEDAD API: es una escala con valores entre 10° y 70° desarrollada por el American Petroleum Institute para medir la densidad relativa del petróleo.

GUN BARREL: es un tanque cilíndrico vertical que permite la separación del agua y el crudo por efectos gravitacionales, también conocido como tanque de lavado.

HIATO: ausencia de un estrato o de una secuencia estratigráfica en una serie normal por falta de deposición o por la erosión de los estratos.

HIDROCARBUROS: compuesto orgánico natural compuesto de carbono e hidrogeno, pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos; entre los más conocidos se encuentra en carbón, el petróleo y el gas natural.

INFRAYACE: hace referencia a una formación, estrato o unidad litológica que se encuentra debajo o cubierta por otra.

KERÓGENO: es la cantidad de materia orgánica insoluble presente en las rocas sedimentarias, precursor del petróleo basado en el contenido de carbono orgánico total (TOC).

LIMOLITA: es una roca sedimentaria clástica, constituida por fragmentos de limo consolidados y diagenizados; tiene un tamaño que oscila entre a 0.004 y 0.0625 mm.

LITOARENITAS: roca sedimentaria clástica clasificada dentro de las areniscas, tiene un tamaño de partícula entre 0.02 y 2mm. Está compuesta esencialmente por fragmentos de rocas y feldespatos con un contenido mayor al 25%.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, no presenta fisilidad; formada por la consolidación de partículas finas de arcillas de colores gris oscuro, a veces verdosos. Tiene un tamaño entre 1/16 y 1/500 mm; rica en feldespatos, areniscas y conglomerados de cuarzo, generalmente se forman en las desembocaduras de los ríos.

LUTITA: es una roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, físil y laminada también conocida como "shale" constituida por partículas de un tamaño de grano menor a 0.004 mm. Puede contener altos porcentajes de materia orgánica, siendo la roca fuente por excelencia.

MALLA: aproximación numérica que se realiza a los cuerpos de roca en el subsuelo mediante la subdivisión en unidades discretas o celdas, con la finalidad de representar la heterogeneidad del reservorio y su complejidad estructural.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos desde la roca fuente o madre hacia rocas almacenadoras o reservorio; se produce desde una estructura inferior hacia un área más alta, es crucial para la formación de un sistema petrolero.

MOLUSCOS: invertebrados marinos y terrestres, de cuerpo blando, protegidos por una concha o desnudos, son de gran interés por su larga historia geológica.

MONOCLINAL: son pliegues con forma de escalón cuyo buzamiento se mide a través del ángulo que forma el flanco del pliegue con la horizontal, tiene un buzamiento regional regular.

NÚCLEOS: son muestras cilíndricas de la formación geológica extraídas durante o después de la perforación, permite un estudio más detallado de las propiedades de la roca y los fluidos que conforman el yacimiento.

OPERADORA: son compañías que se dedican a la perforación de pozos y extracción de hidrocarburos de los campos, en algunas ocasiones se emplean contratistas para la perforación.

PERMEABILIDAD: es una propiedad de la roca relacionada a su capacidad para transmitir fluidos, medida en Darcies. Las formaciones como las areniscas tienen altos valores, con poros grandes y bien conectados.

PLATAFORMA: es una superficie más o menos plana con una pendiente suave que limita los continentes hasta una profundidad aproximada de 200m. En ella se depositan sedimentos gruesos hacia el continente que se van tornando más finos a medida que aumenta la profundidad.

POES: Petróleo Original En Sitio, en inglés Original Oil In Place (OOIP) es el volumen inicial de petróleo acumulado en los yacimientos, de este volumen solo se puede recuperar un porcentaje dependiendo de las características del reservorio.

POROSIDAD: es la relación entre el volumen poroso existente que puede contener fluidos respecto al volumen total de la roca; es una propiedad que determina la capacidad de almacenamiento de la misma.

PROCESOS DIAGENÉTICOS: son todos aquellos procesos involucrados en la formación de una roca sedimentaria relacionados a la variación de la temperatura y la presión en el subsuelo.

PROCESOS MISCIBLES: están relacionados a la recuperación secundaria de hidrocarburos, en donde el petróleo es desplazado por el gas inyectado a la formación; generalmente se emplea CO₂, ya que reduce notablemente la viscosidad del crudo.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: son propiedades que se refieren al comportamiento de los fluidos en el medio poroso, tal como la porosidad, la permeabilidad, la presión capilar y la saturación.

PUNTO CRÍTICO: condición de presión y temperatura en la que las condiciones intensivas de la fase líquida y la fase gaseosa son idénticas; es decir, las fases se encuentran en equilibrio.

PUNTO DE ROCÍO: es un punto de presión mínima a la cual se forma la primera gota de líquido en la región de la fase gaseosa.

REFLECTANCIA DE LA VITRINITA: es una medición de la madurez de la materia orgánica contenida en una roca, de tal forma que se pueda determinar si es una posible roca generadora.

RESERVAS: son fracciones de volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio que se anticipan producibles o recuperables. Pueden ser *posibles* con un porcentaje de certeza menor al 50%, *probables* con un porcentaje entre el 50% y el 90%, y *probadas* con un porcentaje mayor al 90% bajo condiciones operativas y económicas favorables.

REVESTIMIENTO: sección armada de tubería de acero bajada a través del pozo para posteriormente ser cementada con el objetivo de aislar las formaciones adyacentes a la zona de interés.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en materia orgánica que bajo condiciones de temperatura y presión favorables, sin degradación de la misma generará petróleo o gas.

ROCA RESERVORIO: es un elemento del sistema petrolífero con propiedades de porosidad y permeabilidad que permiten la acumulación de hidrocarburos que posteriormente permite su comercialidad.

ROCA SELLO: es una roca impermeable, con valores cercanos a 10^{-8} Darcies que limita el paso de los fluidos y contribuye al entrampamiento de los hidrocarburos de tal forma que no puedan migrar fuera del yacimiento.

RUMBO: dirección que sigue la línea de intersección formada entre el plano horizontal y el plano del estrato o estructura geológica, con respecto al norte o al sur.

SEDIMENTOS: material fragmentario originado por la erosión y/o alteración de las rocas pre-existentes susceptible a ser transportado y depositado en algún ambiente de depositación.

SINCLINAL: es un tipo de plegamiento en el cual los estratos buzan en sentido convergente hacia el centro o plano axial; en su núcleo se encuentran los materiales más recientes.

TEMPERATURA CRICONDENTÉRMICA: es la temperatura máxima a la cual coexisten la fase líquida y la fase gaseosa en el yacimiento.

TEA: es un equipo empleado en los campos petroleros para incinerar el gas producido y liberar presiones en los equipos de las facilidades de producción, adicionalmente se emplea cuando económicamente no es rentable su tratamiento para posteriormente ser comercializado.

TOC: es una medida del material orgánico presente en la roca madre o generadora, con valores que varían entre 0.5% y 2% como porcentaje en peso de carbono orgánico.

TRAMPAS: estructuras geológicas que permiten la acumulación de hidrocarburos sin posibilidad de que estos migren hacia otras formaciones. Se pueden clasificar en trampas estratigráficas asociadas a cambios en el tipo de roca o rasgos sedimentarios, y trampas estructurales asociadas a fallas o pliegues.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso del subsuelo con características de porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar los hidrocarburos, es sinónimo de roca reservorio.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES: son yacimientos que contienen hidrocarburos con propiedades que permiten el flujo de petróleo y gas con cierta facilidad hacia los pozos. Sus propiedades petrofísicas tienden a tener buenos valores y las reservas de estos pueden ser explotadas en pocos años.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: son yacimientos generalmente asociados a lutitas independientes a la presencia de trampas estructurales o estratigráficas. Sus propiedades petrofísicas tienden a tener valores pobres y su explotación requiere el uso de nuevas tecnologías.

RESUMEN

Este proyecto de grado presenta el desarrollo de los modelos estático y dinámico para la formación Carbonera C7 del campo ubicado en el bloque Río Meta – Cuenca de los Llanos Orientales mediante simulación numérica; para esto se emplearon los programas *PEOffice* de la compañía *Optimization Petroleum Technologies* y *Petrel* de *Schlumberger*.

El modelo estático del yacimiento se realizó mediante la caracterización de los fluidos presentes en el reservorio, la revisión de la información petrofísica suministrada por la compañía operadora, y el modelamiento geológico del campo.

Una vez validado el modelo estático se procedió a establecer las condiciones dinámicas y de equilibrio del yacimiento con la finalidad de realizar la corrida del simulador y determinar el Petróleo Original En Sitio; con el objetivo de comprobar la veracidad de las propiedades estimadas, se realizó un ajuste histórico entre la producción de los pozos y los resultados obtenidos, estableciendo la tasa de líquido como control primario.

Finalmente se propuso la ubicación de un nuevo pozo G3 para extraer las reservas existentes en el yacimiento; con el uso del simulador *SimOn* se pronosticó el caudal de petróleo y agua esperado. El proyecto se evaluó mediante el indicador Valor Presente Neto teniendo en cuenta los costos de inversión y las ganancias por barril producido.

Palabras clave: yacimientos, simulación, Carbonera C7, Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta que permite representar el flujo de los fluidos en el medio poroso con un mayor rango de certidumbre, con la finalidad de establecer escenarios de explotación para los campos petroleros.

Este trabajo de grado brinda una aproximación al verdadero potencial del campo ubicado en el bloque Río Meta mediante la generación de los modelos estático y dinámico de la formación Carbonera C7, productora de hidrocarburos en el campo.

Inicialmente se realizó una descripción de las generalidades del campo objeto de estudio, incluyendo un estudio geológico de la Cuenca de los Llanos Orientales partiendo de lo general a lo particular.

La información del yacimiento es limitada ya que únicamente se han perforado dos pozos (G1 y G2) distanciados aproximadamente un kilómetro y que en la actualidad se encuentran abandonados; por esta razón la caracterización de los fluidos y su interacción con la roca se realizó mediante correlaciones empíricas.

El modelo geológico suministrado por la empresa A.I.P SAS y las propiedades petrofísicas del reservorio fueron validados mediante la revisión de los registros eléctricos existentes, determinando el volumen de arcilla, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua de la formación Carbonera C7.

El simulador *SimOn* de la compañía *OPT* fue iniciado bajo condiciones de equilibrio teniendo en cuenta la profundidad del acuífero que proporciona la presión al yacimiento y otras características, que permitieron reproducir el comportamiento de la producción del campo entre el año 1994 y el 2000.

El Petróleo Original En Sitio fue determinado por el método volumétrico teniendo en cuenta las reservas recuperables por empuje hidráulico; a partir de lo anterior se pronosticó el comportamiento durante once años del yacimiento bajo la mejor ubicación de un nuevo pozo G3 con inicio de la producción en el 2018.

Finalmente esta opción fue evaluada financieramente determinando los costos asociados a la perforación de un pozo en Colombia y la construcción de facilidades de producción, así como los ingresos anuales por la venta de barriles producidos de petróleo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar los modelos estático y dinámico del yacimiento mediante simulación numérica para la formación carbonera C7 del campo ubicado en el Bloque Río Meta – Cuenca de los Llanos Orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del campo ubicado en el Bloque Río Meta.
2. Realizar un PVT sintético para la caracterización del agua y el petróleo mediante las correlaciones más apropiadas.
3. Validar el modelo estático del yacimiento mediante el uso de un software especializado.
4. Ejecutar la corrida del modelo de simulación para el yacimiento bajo las condiciones de equilibrio.
5. Realizar el cotejo histórico de producción del campo desde el año 1994 hasta el 2000.
6. Estimar los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio y reservas recuperables.
7. Predecir el comportamiento del yacimiento de acuerdo con la ubicación de un nuevo pozo G3.
8. Evaluar la viabilidad financiera de perforar el pozo G3 a través del indicador Valor Presente Neto – VPN.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

En este capítulo se recopila información básica del Campo ubicado en el Bloque Río Meta, los antecedentes generales del mismo, marco geológico e historia de producción asociada.

1.1 ANTECEDENTES GENERALES

El campo de estudio pertenece al contrato de asociación Río Meta suscrito por Petrobrás en 1987 con la participación de la compañía Texaco, en el 2006 fue adjudicado a la compañía Petroteking con un área de 3960.85 Hectáreas.

El primer pozo G1 inició operaciones el 14 de Mayo de 1988 y finalizó la perforación el 19 de Junio del mismo año, alcanzó una profundidad de 7284.00 ft con resultados positivos para hidrocarburos en la formación Carbonera C7; en el año 1989 se perforó un segundo pozo G2 que alcanzó una profundidad de 7410.00 ft, productor de la misma formación.

Desde el 2013 hasta Febrero de 2016 el campo ha sido operado bajo un convenio de explotación como Campo Descubierta no Desarrollado por otra compañía, el área actual del campo de estudio es de 394.92 Hectáreas y se encuentra en evaluación ya que los únicos dos pozos perforados fueron abandonados.

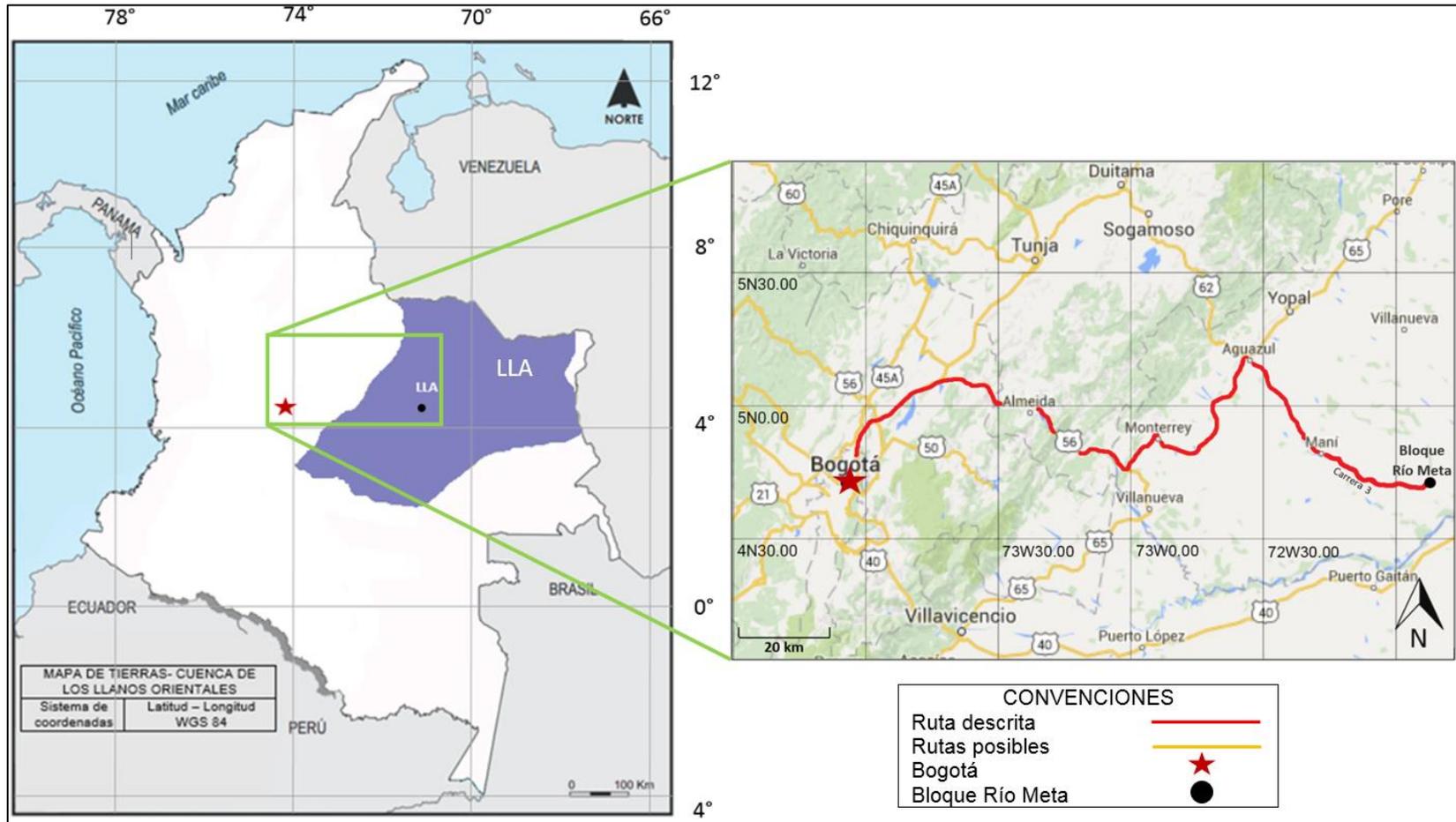
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo de estudio está localizado en el Bloque Río Meta 2249, Cuenca de los Llanos Orientales, departamento de Casanare, jurisdicción del municipio de Maní; dista 401 Km de Bogotá y 74 Km de Yopal.

Para llegar al municipio de Maní se puede acceder por diferentes vías terrestres saliendo desde Bogotá; a continuación se realiza una descripción de la ruta más corta para llegar al campo. Se debe tomar la Autopista Norte vía Tunja aproximadamente 20 km; luego seguir por la Carretera 56 en dirección este, pasando por el municipio de Almeida para posteriormente tomar la Carretera 65 vía Aguazul, una vez allí continuar por la Carrera 3^{ra} en dirección sureste hasta el municipio de Maní; la ubicación del campo se encuentra a 52 Km de dicho municipio con un tiempo de transito total igual a diez horas (ver Figura 1).

Igualmente se puede acceder por vía aérea desde Bogotá hasta el aeropuerto Alcaraván en el municipio de Yopal, tomar la Carretera 65 hasta Aguazul y posteriormente la Carrera 3 al municipio de Maní; hay una distancia promedio total desde Yopal igual a 130 Km con un tiempo de recorrido aproximado de cinco horas.

Figura 1. Mapa de localización Cuenca de los Llanos Orientales y campo objeto de estudio.



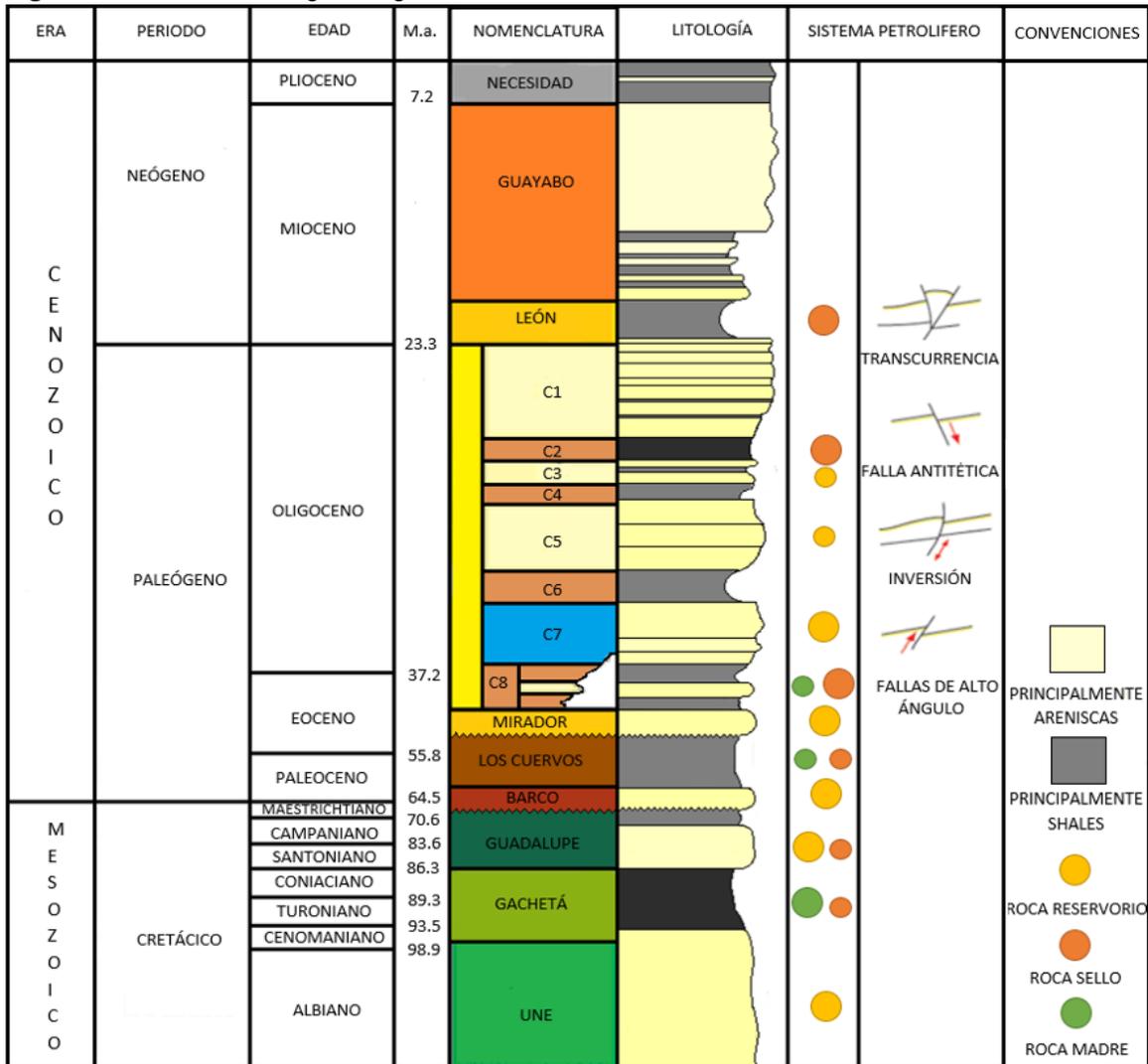
Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá – Colombia: 2007.p. 70. Modificado por el autor.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se presenta la información estratigráfica, geología estructural y del petróleo, relacionada con la cuenca de los Llanos Orientales en la cual se encuentra ubicado el Bloque Río Meta.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2** presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se pueden observar las formaciones presentes con rocas que van desde el Cretácico hasta el Cuaternario.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe final Llanos. Colombia. 2012. p. 46. Modificado por el autor.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones presentes en la cuenca de los Llanos Orientales desde la más antigua a la más reciente, haciendo énfasis en aquellos aspectos relevantes de acuerdo a la información suministrada por los pozos del campo.

1.3.2.1 Formación Une. Edad Cretácica, Albiano – Cenomaniano Inferior¹. Está compuesta por cuerpos masivos continuos de areniscas cuarzosas de grano fino a medio, de color blanco a gris con intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas; Su espesor varía desde 50 pies al Noroeste hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero, depositada en un ambiente marino de plataforma y fluvial. Está en contacto concordante con la secuencia paleozoica que la infrayace y con la formación Gachetá que la suprayace. En el campo de estudio, la formación Une se encuentra a 7020 pies aproximadamente.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Edad Cretácica, Coniciano Superior². Es una sucesión de arcillolitas y lutitas finas de color gris oscuro a negro intercaladas con areniscas cuarzosas de grano fino a medio. Esta formación se acuña hacia el este y sureste de la cuenca, los mayores valores registrados se encuentran alrededor de 600 pies, en la parte central su espesor varía de 150 a 300 pies; la formación Gachetá se depositó en un ambiente marino. Está en contacto concordante con la formación Guadalupe que la suprayace y con la formación Une que la infrayace. En el campo de estudio dicha formación se encuentra a 6980 pies aproximadamente.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Edad Cretácica, Santoniano o Coniaciano Superior – Maestrichtiano Inferior³. Se compone de areniscas masivas de grano medio a muy fino con intercalaciones delgadas de lutitas; su espesor puede ser superior a 600 pies en la parte oeste de la cuenca, mientras que hacia el sureste tiende a desaparecer. La deposición de esta formación se dio en un medio de sedimentación Marino – Continental de alta energía. La formación Guadalupe está en contacto discordante con la formación Barco que la suprayace y concordante con la formación Gachetá que la infrayace. En el campo de estudio la formación Guadalupe es delgada y discordante, se encuentra aproximadamente a 6700 pies.

1.3.2.4 Formación Barco. Edad Paleógena, Paleoceno⁴. En el sector de Casanare está compuesta por areniscas masivas con intercalaciones de lutitas gris a gris verdoso; en cuanto a su espesor, puede superar los 1000 pies hacia el Piedemonte Llanero y es discordante en algunas zonas de la cuenca. Estas areniscas fueron depositadas en un ambiente litoral, aunque también se

¹HUBACH (E.), 1931 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 460

²BÜRGL, (H.) 1957 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 273

³HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 266

⁴ NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 81

encuentran depósitos aluviales y de estuario. Dicha secuencia está en contacto discordante con la formación Guadalupe que la infrayace debido a un hiato erosivo, y en contacto concordante con la formación Los Cuervos que la suprayace. Esta formación no está presente en el área del campo de estudio.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Edad Paleógena, Paleoceno Superior – Eoceno Inferior⁵. Está compuesta por litoarenitas, en el piedemonte llanero puede alcanzar los 500 pies de espesor. Fue depositada en ambiente de llanura costera supramareal. La formación Los Cuervos está en contacto concordante con la formación Barco que la infrayace y en contacto discordante con la formación Mirador que la suprayace debido a un hiato depositacional. Esta formación se encuentra ausente en el área del campo de estudio.

1.3.2.6 Formación Mirador. Edad Paleógena, Eoceno Inferior – Eoceno Medio⁶.

Esta formación incluye cuerpos masivos de arena con intercalaciones de arcillas finas; es un conjunto de areniscas con granulometría decreciente de base a tope, compuesta en su mayoría por cuarzo. Puede alcanzar espesores de 950 pies en la parte oeste de la cuenca y se acuña hacia la parte este, dicha formación se depositó en un ambiente fluvial. Está en contacto concordante con la formación Carbonera - C8 que la suprayace y en contacto discordante con la formación Los Cuervos que la infrayace. Esta formación se encuentra ausente en el área del campo de estudio.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Edad Paleógena, Eoceno medio – Oligoceno⁷. Predomina la depositación de arcillolitas con intercalaciones de arena y lodolita; las arcillolitas son grises a grises verdosas con algunas intercalaciones de carbones, irregularmente estratificadas. Esta formación tiene amplios espesores en el oeste de la cuenca presentando un acuñamiento en dirección este. El medio de sedimentación es principalmente continental aunque en algunas zonas la presencia de moluscos permite inferir un ambiente marino, de acuerdo con Cooper et. Al. (1995), esta formación es el resultado de cuatro ciclos sedimentarios, iniciando con un paquete arcilloso a la base. Está dividida en ocho unidades operacionales, siendo las unidades pares (C2-C4-C6-C8) niveles arcillosos transgresivos y las unidades impares niveles arenosos regresivos (C3-C5-C7); dichas unidades están en contacto concordante a través de toda la cuenca. A continuación se definen las unidades que componen la formación Carbonera:

- *Unidad C8:* se caracteriza por una secuencia de lutitas gris a verde oscuro, limolitas y arcillolitas gris claro. Presenta un espesor variable desde 50 pies en el este hasta 400 pies en el Piedemonte Llanero.

⁵ *Ibíd.*, p. 333

⁶ GARNER (A.H.), 1926 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 366

⁷ NOTESTEIN. Op. Cit., p. 112

- *Unidad C7:* este nivel corresponde al paquete arenoso localizado al tope del primer ciclo sedimentario. Está conformada por areniscas cuarzosas, de grano fino a muy fino separadas por niveles de arcillolitas y lutitas. En la parte central se pueden tener espesores de 250 a 280 pies. Es el principal objetivo de estudio, fue depositada en un ambiente deltaico dominado por ríos; las areniscas que componen este reservorio son de color claro a café, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas y separadas por niveles de arcilla gris a verde. La porosidad en la formación Carbonera C7 disminuye de este a oeste, especialmente por efectos de cementación y compactación, ligados a eventos sedimentarios. Se encontró a 6440 pies aproximadamente.
- *Unidad C6:* es una secuencia homogénea de lutitas verde grisáceo en la base con algunas trazas de areniscas cuarzosas. Su espesor va desde los 600 pies en el oeste de la cuenca hasta 100 pies, ya que su espesor disminuye hacia el este.
- *Unidad C5:* tiene intercalaciones de areniscas de tamaño medio poco consolidadas con arcillolitas y considerables paquetes de limolitas, su espesor varía desde 50 hasta 300 pies en dirección hacia la Cordillera Oriental.
- *Unidad C4:* está compuesta por intercalaciones de lutitas, limolitas y areniscas en menor medida. Comprende espesores de 700 pies hasta 150 pies en el centro de la cuenca.
- *Unidad C3:* se caracteriza por importantes paquetes de areniscas cuarzosas de grano fino a medio intercalados con arcillolitas de color gris claro; en la parte central de la cuenca se pueden presentar niveles carbonosos. Tiene un espesor promedio de 150 pies que aumenta hacia la parte suroeste de la cuenca.
- *Unidad C2:* se encuentra compuesta principalmente por lutitas grises a verde claro, arcillolitas grisáceas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas; cuenta con un espesor promedio de 150 pies en la parte central de la cuenca.
- *Unidad C1:* está unidad es de carácter arenoso con algunas secciones de limolitas y lutitas, en la parte del piedemonte llanero puede alcanzar 2000 pies de espesor.

1.3.2.8 Formación León. Edad Neógena, Oligoceno Superior - Mioceno⁸. Su composición es de shales grises a pardos con arcillas limosas pero hacia la parte oeste se hace más arenosa; en algunos sectores de la cuenca alcanza 2000 pies de espesor. Esta formación se depositó en un ambiente transicional a marino. La formación León está en contacto concordante con la formación Guayabo que la suprayace y con la formación Carbonera – C1 que la infrayace. Esta formación se encuentra a 4390 pies aproximadamente en el área de estudio.

⁸ NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 324

1.3.2.9 Formación Guayabo. Edad Neógena, Mioceno⁹. Está compuesta por arcillolitas, lutitas pardas y grises con intercalaciones de arenas, en la parte central está compuesta por arcillolitas y areniscas de grano grueso. Es una secuencia con un espesor promedio de 4000 pies hacia la parte oeste en el Piedemonte Llanero tiene su mayor espesor mientras que se adelgaza hacia el sur de la cuenca, fue depositada en un ambiente continental. Está formación está en contacto concordante con la formación Necesidad que la suprayace y con la formación León que la infrayace.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Edad Neógena, Plioceno¹⁰. Es la formación más reciente presente en la cuenca de los Llanos Orientales, corresponde a arcillolitas con intercalaciones de areniscas finas provenientes de la Cordillera Oriental, tiene un espesor promedio de 700 pies, y fue depositada en un ambiente fluvial. Está en contacto concordante con la formación Guayabo que la infrayace.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales está clasificada como una cuenca de tipo antepaís; de acuerdo con Cooper et. Al. (1995), el desarrollo de la cuenca se da desde el Triásico hasta el Mioceno. Dicha cuenca está definida como un monoclinial con trampas asociadas a fallas normales antitéticas, estructuras de inversión, fallas inversas de alto ángulo, debido a los movimientos compresionales asociados a la orogenia de la Cordillera Oriental; todas las estructuras formadas en la cuenca son el resultado de dicha acreción, la cual permitió la acomodación de sedimentos.

La cuenca tiene como unidad estructural básica bloques delimitados por fallas de rumbo aproximadamente paralelas y de orientación general NW - SE. Tiene buzamientos regionales hacia el oeste y a grandes rasgos está dividida en un dominio estructural de Piedemonte y otro de los Llanos; sin embargo, Estrada (1982) reconoce tres unidades estructurales:

- Zona plegada: corresponde al Piedemonte Llanero, se encuentra limitada por dos fallas inversas dentro de las cuales se desarrollan sinclinales y anticlinales.
- Depresión: es el área de mayor espesor a lo largo de toda la cuenca sedimentaria.
- Plataforma: se extiende al piedemonte andino, donde los estratos se encuentran suavemente plegados e inclinados hacia el Oeste.

Por otra parte ECOPETROL (1995) diferencia cinco provincias estructurales:

- Arauca: está caracterizada por fallas que tienen desplazamiento horizontal en dirección ENE – WSW.
- Casanare: comprende un extenso monoclinial con predominio de fallas normales antitéticas de alto ángulo (mayor de 45°) con buzamientos contrarios a la pendiente estructural de la cuenca, hacia el noreste tiene una baja

⁹ Ibíd., p. 259

¹⁰ OLSSON, (A.) 1956 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 345

deformación estructural y, se desarrollan repliegues locales asociados a fallas del basamento.

- Vichada: la deformación estructural es mínima, corresponde a un monoclinial con buzamiento hacia el oeste, el número de fallas es menor y son más suaves en comparación con el área del Casanare.
- Meta: en el oeste se presentan fallas inversas en dirección NE – SSW y pliegues asociados a las mismas, en la parte este predominan las fallas normales e inversas de orientación N – S.
- Piedemonte Llanero: el Piedemonte Llanero está compuesto por un sistema de fallas de cabalgamiento proveniente de la Cordillera Oriental, los elementos de interés petrolero quedaron enterrados, definiendo este sector como el área de generación de los hidrocarburos que posteriormente migraron hacia la llanura de la cuenca. El sistema de fallas de Guaicáramo separa esta sección de la Cordillera Oriental, en conjunto con fallas inversas como la de Cusiana y Yopal.

El campo de estudio y sus alrededores se encuentran afectados por un único tren fallado, la deformación en esta zona es continua y localizada. Así mismo es muy difícil observar pliegues fuera de las zonas de fallas mayores. Todos los sistemas poseen un salto de falla mediano a reducido que varía en función del nivel estratigráfico; en cuanto a las direcciones de las mismas, tienden a ser paralelas a la Cordillera Oriental. Las pendientes de las capas, en contacto con las fallas cambian entre las formaciones León y Guayabo, Cretácico superior y Cenozoico basal.

La estructuración del Bloque Río Meta está ligada a los mecanismos clásicos de la parte central de la cuenca, se trata de un pliegue monoclinial fallado de elongación SW – NE, controlado por contrapendientes al NE, SW y oeste. La falla que controla el campo de estudio es de tipo “trap door”, en la cual la concavidad se encuentra en la vía de migración de los hidrocarburos; el campo no cuenta con un corte estructural que permita ilustrar dicho modelo de entrampamiento.

1.3.4 Geología del petróleo. La cuenca de los Llanos Orientales es una de las más importantes de Colombia por su potencial petrolífero, tiene una producción diaria de aproximadamente 753.000 Barriles de petróleo provenientes de 86 campos descubiertos entre los cuales están Caño Limón, Rubiales, Apiay y Castilla. El área de la cuenca es de 225.603 km² y actualmente tiene 94 áreas en producción. A continuación se describe el sistema petrolífero para yacimientos convencionales en la cuenca de los Llanos Orientales al cual se encuentra asociado el campo objeto de estudio.

1.3.4.1 Roca generadora. La zona de generación se encuentra localizada en la parte oeste de la cuenca, hacia el Piedemonte Llanero y bajo la Cordillera Oriental. La principal roca fuente es la formación Gachetá, la cual tiene un TOC promedio de 1.9 – 2 % que aumenta de este a oeste y de sureste a noroeste; predomina la materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo II y III, potencial generador de

hidrocarburos líquidos y gas correspondientemente. En cuanto a madurez térmica tiene una reflectancia de la vitrinita (R_o) entre 0.6 y 1%, con temperaturas entre 435 y 440 °C. También se consideran rocas generadoras las formaciones Los Cuervos y la unidad C8 de la formación Carbonera.

1.3.4.2 Roca reservorio. Los reservorios son unidades arenosas del Cretácico y el Eoceno principalmente; entre las rocas almacén se encuentran la Formación Carbonera (C3-C5-C7), Guadalupe, Barco, Une y Mirador, siendo esta última el reservorio más importante de la cuenca. El rango de porosidad varía de 10 a 30% en toda la cuenca; la formación Carbonera tiene porosidades entre el 25% y el 29% con crudos de gravedad API entre 33° y 37°. El campo objeto de estudio tiene una porosidad promedio de 15% con una gravedad API igual a 33.4, y los valores de permeabilidad oscilan entre los 200 y 300 mD; otras características del yacimiento serán descritas a lo largo del desarrollo de este proyecto.

1.3.4.3 Migración. La diferencia en la calidad del crudo a lo largo de la cuenca, indica diferentes pulsos de migración, la gravedad API generalmente aumenta hacia el frente de la montaña con crudos que varían entre 15° y 40° API; se han documentado dos pulsos de migración desde la parte central, uno en el Eoceno - Oligoceno y el segundo en el Mioceno después de la orogenia Andina, que continúa en la actualidad. Es posible atribuir a estos últimos movimientos, periodos de migración entre las estructuras y las trampas estratigráficas usando fallas como canales hacia rocas almacenadoras situadas en la parte superior. No obstante con base a sus dominios estructurales es posible tener áreas donde las propiedades petrofísicas no permiten la movilidad de los hidrocarburos, generalmente asociadas a yacimientos no convencionales.

1.3.4.4 Roca sello. Las lutitas y limolitas de la formación Carbonera (C2 - C4 - C6 y C8), especialmente las unidades C2 y C8 son consideradas el sello regional en conjunto con la formación León. Adicionalmente las lutitas de la formación Gachetá actúan como sello local y como sello intraformacional en el caso de la formación Guadalupe.

1.3.4.5 Trampa. El entrampamiento está relacionado con fallas normales antitéticas o pequeñas fallas de salto que proveen un sello lateral. Parte de los hidrocarburos se acumularon en trampas estratigráficas o en trampas estructurales asociadas a solevantamientos como es el caso del campo ubicado en el Bloque Río Meta.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE RÍO META

La historia de producción del campo todavía en estudio es muy limitada; sin embargo, a continuación se realiza una breve descripción de la misma. El campo de estudio ubicado en el Bloque Río Meta fue descubierto en el año 1982 y cuenta solo con dos pozos verticales que se encuentran abandonados por el momento. El campo produjo por flujo natural de la formación Carbonera C7 un acumulado de petróleo de 719.5 Mbbl, de los cuales 642Mbbl se extrajeron del pozo G1 y 77Mbbl

del pozo G2 con una gravedad API igual a 33.4 y un corte de agua de 89.42% debido a la presencia de un acuífero activo. A continuación se presentan los valores de producción acumulada de petróleo y agua para los pozos del campo entre Abril de 1994 y Agosto del 2000, siendo esta última la fecha en que fueron abandonados los pozos (ver **Tabla 1**):

Tabla 1. Producción acumulada del campo objeto de estudio.

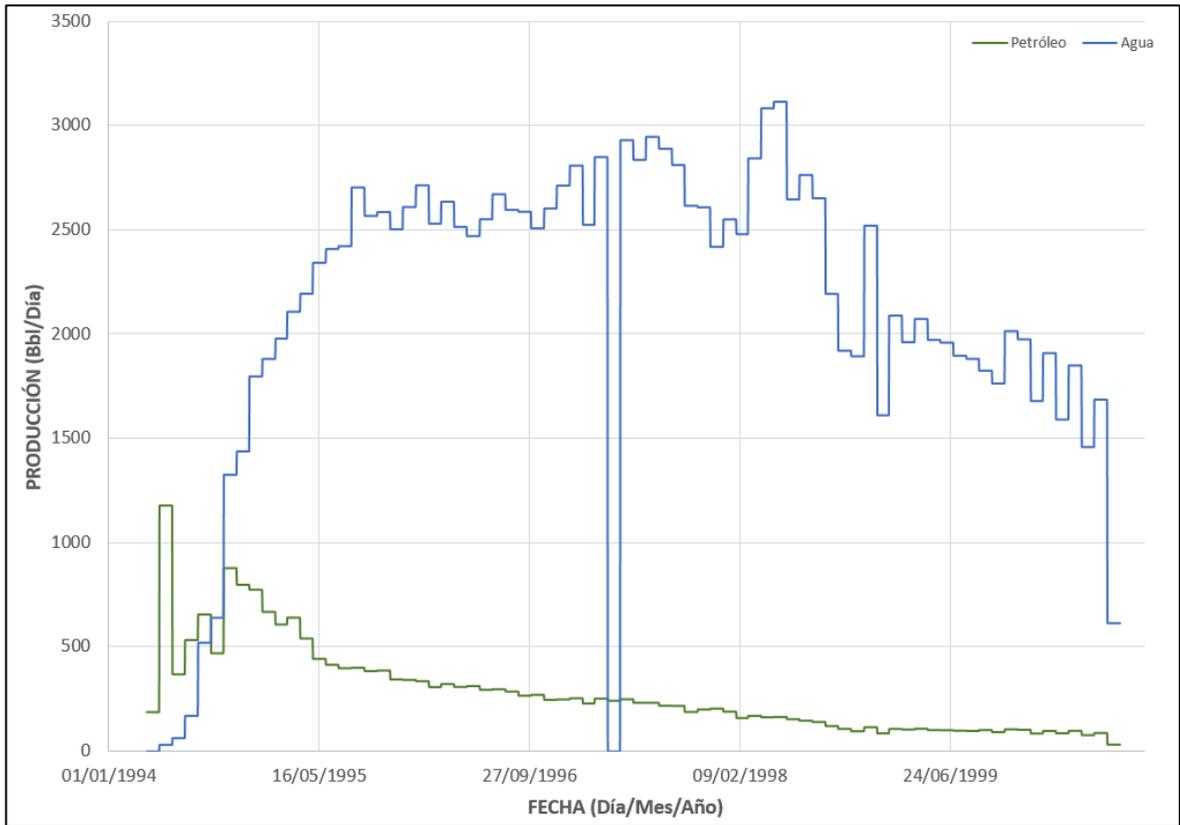
	<i>Pozo G1</i>	<i>Pozo G2</i>	<i>Total Campo</i>
Petróleo acumulado (MSTB)	642.53	77.02	719.56
Agua acumulada (MSTB)	4878.20	1207.37	6085.58
Corte de agua (%)	88.36	94.00	89.42

Fuente: A.I.P SAS. Información suministrada por la compañía operadora. 2016.

En la **Gráfica 1**, se muestra la producción diaria del pozo G1 ubicado en el Bloque Río Meta, desde el mes de abril de 1994 (01/04/1994) hasta agosto del año 2000 (31/08/2000). En el mes de mayo de 1994, el pozo alcanzó su máximo de producción con 1176 Bbl de petróleo con otro pico importante de producción en el mes de octubre del mismo año; a partir de esta fecha empezó a declinar al mismo tiempo que aumentó el corte de agua posiblemente debido a problemas de conificación, es decir, la elevación del contacto agua – petróleo hacia las perforaciones. El comportamiento de la producción de agua está directamente relacionada a los volúmenes de petróleo en donde picos elevados son el resultado de un aumento en la producción de petróleo.

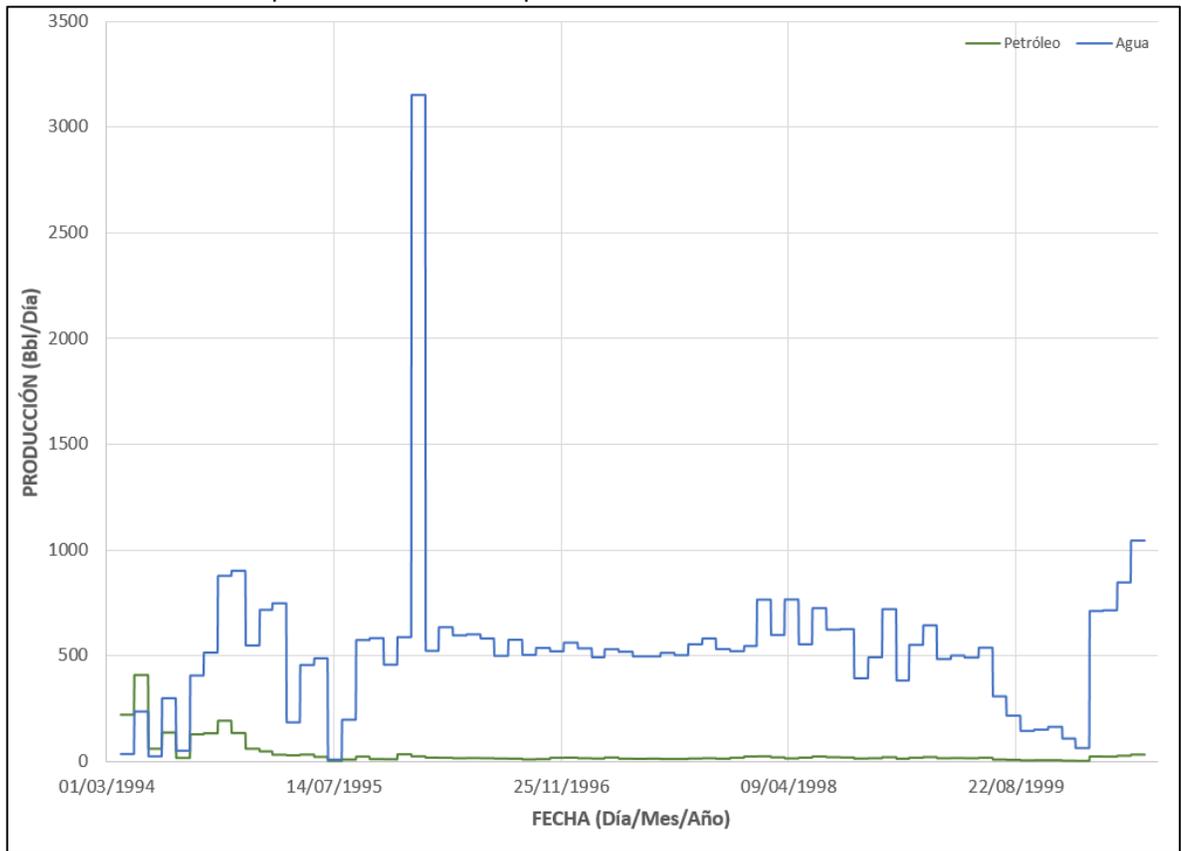
La **Grafica 2**, muestra los datos históricos del pozo G2 desde el mes de mayo de 1994 hasta el mes de junio del año 2000, la producción en este pozo comenzó con 220 Bbl de petróleo y 39 Bbl de agua; en julio el corte de agua comienza a incrementarse considerablemente y a comienzos del años 1996 el pozo G2 aumenta su producción de agua a un máximo de 3153 Bbl, la causa se desconoce debido a la antigüedad de los pozos. En general después de este pico la producción se mantiene constante en el tiempo y finaliza con una producción de petróleo igual a 32 Bbl y una producción de agua igual a 1048 Bbls. Los pozos fueron abandonados por el alto corte de agua lo cual confirma la presencia de un acuífero que sustenta la presión en el yacimiento y suministra la energía para que el petróleo se desplace hacia superficie.

Gráfica 1. Historia de producción diaria del pozo G1.



Fuente: A.I.P SAS. Información suministrada por la compañía operadora.

Gráfica 2. Historia de producción diaria del pozo G2.



2. ASPECTOS GENERALES DE LA SIMULACION DE YACIMIENTOS

En este capítulo se realiza una breve descripción de los yacimientos de petróleo, incluyendo su clasificación y las propiedades de la roca y los fluidos que afectan la recuperación de los hidrocarburos; así mismo se especifican las correlaciones empleadas en la caracterización de los fluidos presentes en el campo objeto de estudio. Adicionalmente se describen los aspectos más relevantes de la simulación numérica de yacimientos y las características principales de los simuladores a emplear.

2.1 YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Los yacimientos de hidrocarburos son estructuras geológicas complejas conformadas por rocas sedimentarias, porosas y permeables que permiten la acumulación de hidrocarburos ya sea en estado líquido o gaseoso. El sistema petrolífero está constituido por tres elementos que son: roca madre, roca reservorio y roca sello. La roca madre contiene material orgánico que por efectos de presión y temperatura genera los hidrocarburos, la roca reservorio es una unidad litológica permeable que acumula los mismos, y la roca sello e impermeable permite la retención del petróleo o el gas.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Los yacimientos se pueden clasificar según la configuración de las trampas geológicas, el tipo de fluido y los diagramas de fases de presión y temperatura.

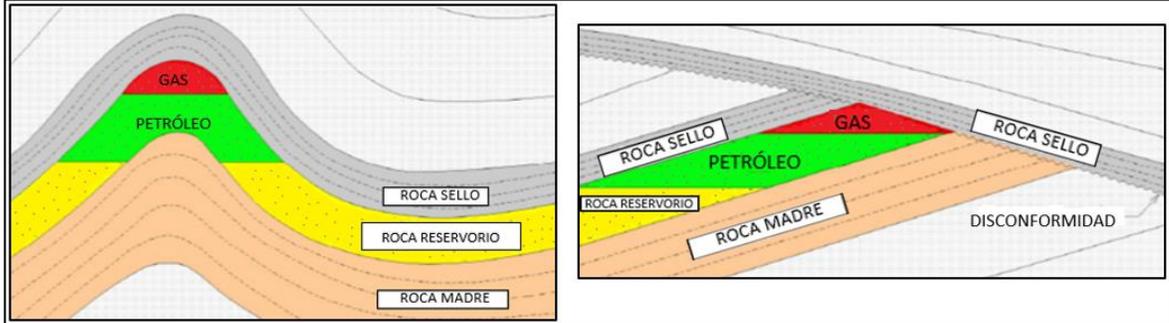
2.2.1 Clasificación según la configuración de la trampa.

2.2.1.1 Trampa estructural. Estos yacimientos se encuentran en presencia de fallas geológicas o plegamientos que permiten crear una estructura geológica sellada con capacidad para acumular hidrocarburos. Entre estas se encuentran los anticlinales (**ver Figura 3**), sinclinales y las trampas asociadas a domos salinos.

2.2.1.2 Trampa estratigráfica. Son formadas por cambios producidos en el tipo de roca, discordancias o variaciones en los rasgos sedimentarios que proporcionan las condiciones adecuadas para la acumulación de hidrocarburos como se puede evidenciar en la **Figura 3**.

2.2.1.3 Trampa mixta. Estas trampas son una combinación entre las anteriormente mencionadas, generalmente asociadas a pliegues y fallas con variaciones en las propiedades de la roca como porosidad y permeabilidad.

Figura 3. Trampas estructurales y estratigráficas.



Fuente: Alaska Energy Wiki. Disponible en: <http://energy-alaska.wikidot.com/natural-gas-as-a-resource>. Modificada por el autor.

2.2.2 Clasificación según el diagrama de fases de presión y temperatura.

En la **Figura 4** se puede observar la clasificación mencionada a continuación con base al punto crítico y a la temperatura cricondentérmica, en donde las líneas dentro de la envolvente representan la cantidad de líquido en porcentaje con respecto al volumen total.

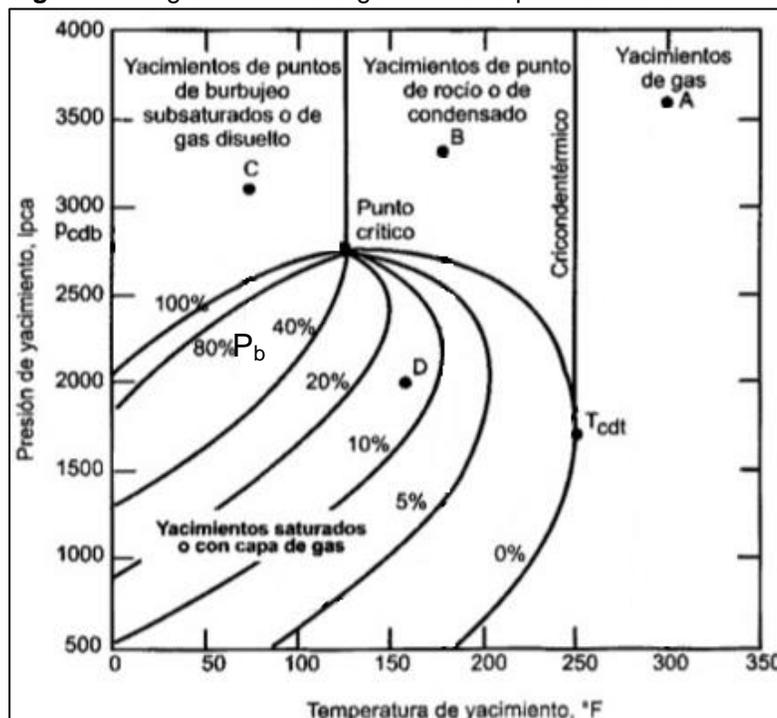
2.2.2.1 Yacimiento saturado. En estos yacimientos la presión es menor o igual a la presión de burbuja, la mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la cual están presentes la fase líquida y la fase gaseosa - *punto D*.

2.2.2.2 Yacimiento subsaturado. Son aquellos yacimientos en los cuales la presión inicial es mayor a la presión de burbuja, por ende solo hay presencia de una fase; en este caso la temperatura del yacimiento debe ser menor a la temperatura crítica - *punto C*. El campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta está clasificado dentro de estos reservorios ya que aún no ha alcanzado su punto de burbuja.

2.2.2.3 Yacimiento de gas. Está presente una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa y la temperatura del yacimiento se encuentra por encima de la temperatura cricondentérmica, se clasifican en yacimientos de gas condensado, gas seco y gas húmedo - *punto A*.

2.2.2.4 Yacimiento retrógrado. Los yacimientos de gas condensado o retrógrado producen líquidos con gravedades API por encima de 50° y dependiendo las condiciones de superficie se producirá un 15% como gas. La temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura cricondentérmica - *punto B*.

Figura 4. Diagrama de fases generalizado para los hidrocarburos.



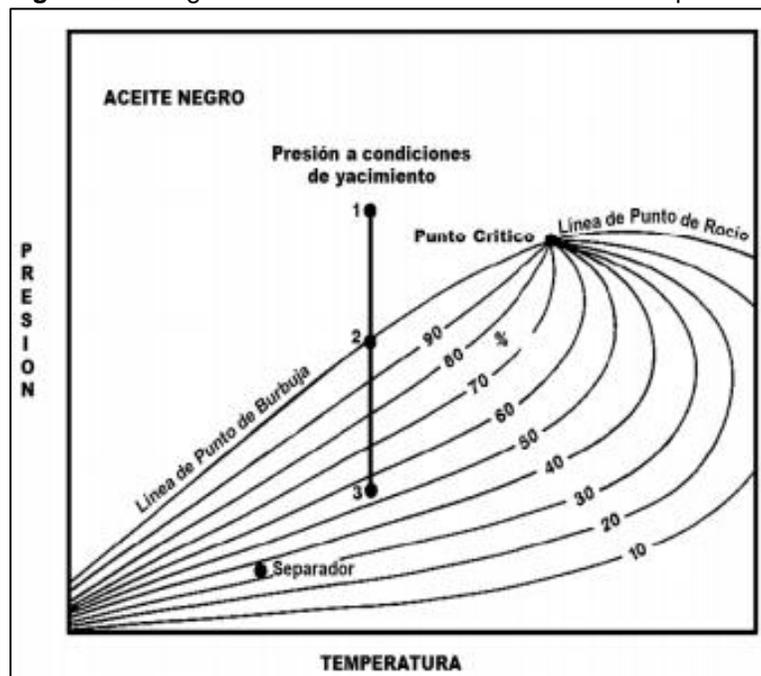
Fuente: PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela: Maracaibo, 2009. p. 62.

2.2.3 Clasificación según el tipo de fluido.

2.2.3.1 Petróleo Negro. Un petróleo negro o *Black Oil* se identifica principalmente por su relación gas – petróleo menor a 2000 ft³/Bbl durante la etapa de producción y un factor volumétrico menor a 2 Bbl/STB; adicionalmente tiene una gravedad API menor a 45° y un color oscuro debido a la presencia de hidrocarburos pesados. Relacionando la clasificación descrita anteriormente con el tipo de fluido, en la **Figura 5** se puede observar el diagrama típico de fases para un aceite negro en donde los puntos 1-2-3 representan lo ocurrido en el yacimiento sin considerar alguna variación en la temperatura; nótese que el reservorio inicialmente se encuentra a una presión por encima del punto de burbuja y a medida que la presión del mismo disminuye, la cantidad de líquido en el yacimiento se hace menor por la presencia de gas.

El fluido del campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta, tiene una gravedad API igual a 33.4°, por lo cual será modelado como un fluido *Black Oil* con una única fase presente en el yacimiento, así mismo la cantidad de gas producida es mínima y será descrita en el siguiente capítulo con otras características de los fluidos que serán determinadas mediante correlaciones empíricas.

Figura 5. Diagrama de fases característico de un petróleo



Fuente: McCAIN, William. The properties of Petroleum Fluids. Tulsa, Oklahoma, 1990. p. 150.

2.2.3.2 Petróleo Volátil. Son fluidos muy livianos con componente gaseosos, cuando la presión disminuye por debajo de la presión de burbuja el volumen de petróleo disminuye considerablemente, su gravedad API es superior a los 40 ° y tiene una relación gas – petróleo entre 2000 y 5000 ft³/Bbl.

2.2.3.3 Gas retrogrado. Es un fluido monofásico a condiciones de yacimiento originales, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura este fluido se separa en dos fases; la relación gas – petróleo en esta clase de fluido se encuentra por encima de los 8000 ft³/Bbl, adicionalmente la disminución continua en la presión del yacimiento incrementa la fase líquida hasta un punto en el cual comienza a reducirse.

2.2.3.4 Gas húmedo. Los yacimientos de gas húmedo están compuestos por una sola fase gaseosa, contienen hidrocarburos más pesados que con la disminución de temperatura y presión hacia superficie hacen que el gas se condense en el separador. Su gravedad API está por encima de 60° y la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondentérmica.

2.2.3.5 Gas seco. Los yacimientos de gas seco generalmente tienen relaciones gas – petróleo altas, por encima de 100.000 PCN/BN. Está compuesto principalmente de metano con un 90% y contiene algunas trazas de otros componentes más pesados; este tipo de fluido produce una cantidad escasa o

casi nula de condensados, es decir, que la disminución de presión desde el yacimiento hacia superficie no afecta el fluido.

2.2.4 Clasificación según el tipo de empuje.

Por otra parte los yacimientos en ocasiones pueden ser clasificados por el mecanismo de producción. En una primera etapa el desplazamiento de los fluidos se realiza por la presión inicial del yacimiento, es decir, por la energía natural del mismo. La etapa secundaria comienza cuando la presión disminuye y es necesario inyectar fluidos para proporcionar presión al yacimiento. Los mecanismos de producción primaria son: Gas en solución, empuje por agua, capa de gas, segregación gravitacional y compactación.

2.2.4.1 Gas en solución. El mecanismo por gas en solución se da cuando la presión del yacimiento está por encima del punto de burbuja, permitiendo que el gas disuelto se expanda empujando el fluido hacia los pozos productores.

2.2.4.2 Empuje de agua. El empuje por agua se produce cuando la presión del reservorio disminuye y permite que el acuífero invada el medio poroso, lo cual ayuda a mantener la presión y hace un desplazamiento inmisible del petróleo en la parte invadida, generalmente la presión del yacimiento permanece constante y se puede tener una eficiencia promedio de recobro igual al 50% (ver **Gráfica 3**). Los acuíferos pueden ser infinitos cuando la extensión del mismo es diez veces mayor a la del yacimiento, y finitos cuando el empuje es parcial, poco dinámico y la presión tiende a declinar. El campo ubicado en el Bloque Río meta tiene un alto corte de agua igual a 89.42%, por lo cual se puede inferir que su mecanismo de producción es hidráulico; los dos pozos presentes en el yacimiento produjeron por flujo natural, es decir, que la energía fue proporcionada por el acuífero.

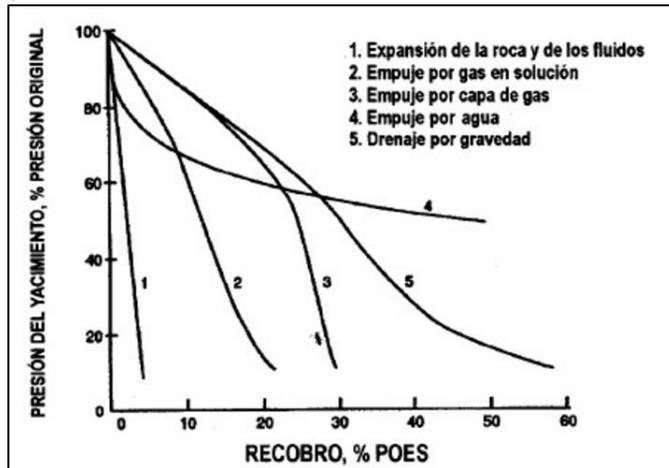
2.2.4.3 Capa de gas. El empuje producto de una capa de gas inicial en el reservorio se da por la expansión de la misma a medida que la presión del yacimiento disminuye. La presión inicial es menor a la presión de burbuja, el contacto gas – petróleo baja a medida que se produce de tal forma que los pozos ubicados en la parte más alta del yacimiento son los que primero aumentan su relación gas petróleo.

2.2.4.4 Segregación gravitacional. La segregación gravitacional se da cuando el gas libre se mueve hacia el tope del yacimiento y el petróleo se desplaza hacia la base por efecto de las fuerzas gravitacionales mayores a las fuerzas viscosas. Para que este mecanismo esté presente en el yacimiento, la permeabilidad vertical debe ser alta o el buzamiento de los estratos considerable para permitir el desplazamiento de los fluidos.

2.2.4.5 Compactación. El mecanismo de empuje por compactación causa una reducción en la presión de los fluidos dentro de los poros y consecuentemente un incremento en la presión de los granos. Este incremento en la presión hace que el yacimiento se compacte y expulse los fluidos hacia el pozo. La recuperación de petróleo será significativa únicamente si la compresibilidad de la formación es alta, generalmente en yacimientos pobremente consolidados y someros.

En la **Grafica 3** se evidencia la influencia de los diferentes mecanismos primarios de producción sobre la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos y la presión de los mismos.

Gráfica 3. Eficiencia de los mecanismos primarios de producción.



Fuente: SATTER, Abdus. THAKUR, Ganesh. Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach. Tulsa, Oklahoma, 1994. p. 102.

2.3 PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

En este aparte se describen las propiedades de la roca, del agua y del petróleo considerando un modelo *Black Oil* – Petróleo Negro en el cual la presencia de gas no es tenida en cuenta por su mínimo contenido en el yacimiento, como es el caso del yacimiento objeto de estudio.

2.3.1 Propiedades de la roca. El conocimiento de las propiedades de la roca es fundamental para comprender el comportamiento de los yacimientos. Para que una roca sea capaz de almacenar hidrocarburos, es necesario que cumpla con ciertas características que permitan la comercialidad de los mismos; a continuación se describen las propiedades más importantes de la roca en los yacimientos de petróleo.

2.3.1.1 Porosidad. Es una característica definida como la capacidad de almacenamiento de fluidos, es decir, la fracción de vacíos existentes en un volumen determinado de roca. También se define como el porcentaje de volumen poroso de roca que puede contener algún fluido; valores por encima del 15% se pueden considerar buenos y por encima del 20% muy buenos. Esta propiedad se puede ver afectada por efectos de carga y compactación, así como por procesos diagenéticos. El volumen de espacios total es conocido como porosidad absoluta y la relación entre los poros interconectados respecto al volumen total de la roca es conocida como porosidad efectiva (ver **Ecuación 1**).

Ecuación 1. Porosidad efectiva.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total de la roca}} * 100$$

Fuente: SATTER, Abdus. IQBAL, Ghulam. Reservoir Engineering: The fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries. USA, 2016. p. 31.

2.3.1.2 Permeabilidad. Es la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de los poros interconectados y matemáticamente se expresa mediante la *Ley de Darcy*. Puede estar influenciada por el tamaño, la redondez, y la clasificación de los granos. En la mayoría de las rocas este valor es menor a un Darcy y generalmente se expresa en miliDarcy (1mD = 0.001D), por encima de 50 mD la calidad de la roca es buena y si supera los 250 mD es muy buena. Se puede estimar matemáticamente con la siguiente expresión (ver **Ecuación 2**):

Ecuación 2. Permeabilidad de la roca.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Fuente: DARCY, Henry. Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon. Paris, 1856. p 50.

Donde:

K : Permeabilidad, Darcy.

q : Caudal, cm³/s.

μ : Viscosidad del fluido, Centipoise,

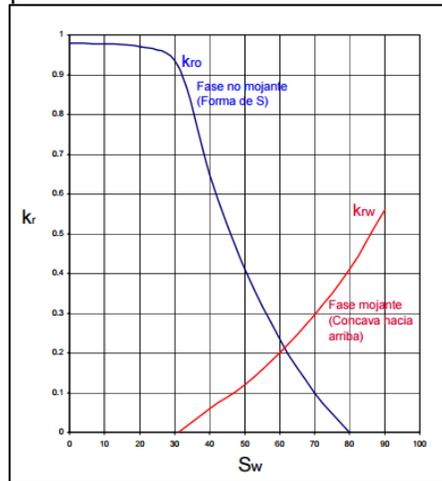
L : Es la distancia que recorre el fluido, cm.

A : Área total de la sección transversal, cm².

ΔP : Es la diferencia de presión en L , atm.

Cuando un fluido satura la roca 100% se habla de medir la permeabilidad absoluta, en presencia de varios fluidos que saturan la roca se mide la permeabilidad efectiva en relación a uno de los fluidos presentes, la relación entre las permeabilidades mencionadas anteriormente da una medida en la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso, dicha relación es conocida como permeabilidad relativa. A continuación se muestra el comportamiento típico de la curva de permeabilidades relativas en un sistema agua – petróleo donde la fase mojante es el agua y la fase no mojante el petróleo (ver **Figura 6**).

Figura 6. Curva típica de permeabilidades relativas.



Fuente: ESCOBAR. Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia, 2008. p. 81.

2.3.1.3 Saturación. Es la fracción o porcentaje del volumen poroso que es ocupado por un fluido determinado, ya sea agua, petróleo o gas. De tal manera que para estimar la cantidad de petróleo en el yacimiento, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. La sumatoria de todos los fluidos debe ser igual a uno, si se considera un medio poroso saturado por las tres fases (ver **Ecuación 3**):

Ecuación 3. Saturación de fluidos en el yacimiento.

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Fuente: PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela: Maracaibo, 2009. p. 237.

Donde:

S_o : Saturación de petróleo.

S_w : Saturación de agua.

S_g : Saturación de gas.

La saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, depositada con la formación es conocida como saturación de agua connata y está relacionada con la permeabilidad, el área superficial y el tamaño de los poros. Esta propiedad es importante porque reduce el espacio disponible para el petróleo y el gas, teniendo en cuenta que no están uniformemente distribuidos. Su determinación se puede efectuar por análisis de núcleos o a partir de registros eléctricos. La saturación residual de una fase corresponde a la saturación de

dicha fase que queda en el yacimiento después de un proceso de desplazamiento en la zona de barrido.

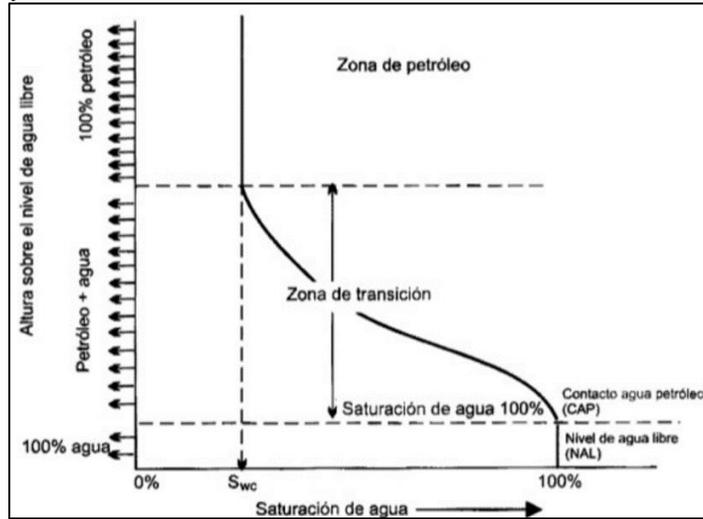
2.3.1.4 Humectabilidad. Es la tendencia de la roca a dejarse mojar preferencialmente por un fluido en presencia de otro fluido inmiscible y se determina mediante el ángulo de contacto θ . El fluido adherido a la roca se conoce como fase mojante ya sea agua o petróleo. Esta propiedad es importante ya que influencia la saturación y las permeabilidades relativas, generalmente es mejor que una roca se encuentre mojada por agua ($\theta < 90^\circ$) para que de esta forma el petróleo se pueda desplazar fácilmente por los canales de flujo más grandes; cuando los yacimientos son oleófilos, el petróleo es la fase mojante con un ángulo de contacto $\theta > 90^\circ$.

2.3.1.5 Presión capilar. Es el efecto combinado de la tensión superficial e interfacial de los fluidos con la roca y la geometría de los poros, ya que su tamaño influye considerablemente en la permeabilidad. Está definida como la diferencia de presión que se produce entre dos fases inmiscibles en las gargantas porales. En la simulación de yacimientos tiene aplicación en el cálculo de la zona de transición y de la saturación de agua irreducible. Las rocas de baja permeabilidad presentan altas presiones capilares y grandes zonas de transición; esta propiedad influye directamente en la distribución de las saturaciones de los fluidos y del agua connata ya que por más que se aumente la presión este valor no se reducirá. En la **Figura 7** se puede observar la distribución de los fluidos en el yacimiento en función de la curva de presión capilar convertida a profundidad a partir del nivel de agua libre.

Las curvas de presión capilar se pueden generar con base al desplazamiento de la fase mojante (agua) por la fase no mojante (petróleo) denominado proceso de drenaje, por el contrario cuando la fase no mojante (petróleo) es desplazada por la fase mojante (agua) el proceso se conoce como imbibición. La variación de la curva de presión capilar respecto a estos dos procesos es conocida como histéresis capilar; cada vez que el yacimiento es sometido a alguno de estos procesos queda una saturación de petróleo residual, parámetro fundamental en la recuperación de hidrocarburos.

2.3.1.6 Compresibilidad de la roca. Es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión. Esta propiedad es considerada como un mecanismo de expulsión de hidrocarburos como se mencionó anteriormente. Su valor depende de la composición de la roca y los procesos de sedimentación asociados. Para arenas consolidadas se emplean valores entre $4 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ y $5 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

Figura 7. Distribución de la saturación de agua en el yacimiento.



Fuente: PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela: Maracaibo, 2009. p. 279.

2.3.2 Propiedades de los hidrocarburos líquidos. A continuación se mencionan las propiedades físicas más relevantes del petróleo en la simulación numérica de yacimientos, estas se pueden determinar mediante datos de campo, análisis de laboratorio o con el uso de correlaciones.

2.3.2.1 Gravedad específica del petróleo. Está definida como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad de un fluido de referencia, es decir, el agua a las mismas condiciones de presión y temperatura. Generalmente la densidad del petróleo se expresa en grados, usando la escala API (*American Petroleum Institute*); cuando la gravedad específica del petróleo disminuye, su gravedad API aumenta, en la **Ecuación 4** se muestra la relación existente entre estas propiedades:

Ecuación 4. Gravedad API del petróleo.

$$API = \frac{141.5 - 131.5}{GE}$$

Fuente: ASTM. Manual on hydrocarbon analysis. Estados Unidos, 1998. p. 109.

Donde:

API: Grados API del petróleo.

GE: Gravedad específica del petróleo, adm.

2.3.2.2 Factor volumétrico del aceite. Es el volumen de petróleo en el yacimiento necesario para tener un barril de petróleo en superficie a condiciones atmosféricas. El volumen en superficie siempre será menor al volumen en el

yacimiento debido a la liberación del gas disuelto, la reducción de la presión y de la temperatura. Por encima de la presión de burbuja existe una única fase (petróleo) y por debajo de esta el petróleo se expande hasta pasar a una región bifásica (petróleo y gas). Se expresa mediante la **Ecuación 5**:

Ecuación 5. Factor volumétrico del petróleo.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo a condiciones de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones de superficie (BN)}}$$

Fuente: SATTER, Abdus. et Al. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software. USA, 2007. p. 137.

2.3.2.3 Relación gas en solución. Es la cantidad de pies cúbicos disueltos de gas en el petróleo a condiciones específicas de presión y temperatura (ver **Ecuación 6**). La cantidad de gas en solución incrementa con la presión, y a presión constante la cantidad disminuye conforme aumenta la temperatura. El R_s permanece constante antes de la presión de burbuja, una vez alcanzado dicho punto el gas comienza a liberarse y por ende este valor empieza a disminuir.

Ecuación 6. Relación gas en solución.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas en solución (PCN)}}{\text{Volumen de petróleo en superficie (BN)}}$$

Fuente: SATTER, Abdus. et Al. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software. USA, 2007. p. 137.

2.3.2.4 Viscosidad del petróleo. Es una propiedad que controla el flujo del aceite dentro del medio poroso. Está definida como la resistencia interna de un fluido a fluir, la viscosidad se ve influenciada por la temperatura, la presión, la composición de los hidrocarburos y la gravedad específica; con un aumento en la temperatura la viscosidad del petróleo disminuirá, en cambio con un aumento en la presión la viscosidad tiende a aumentar. En la simulación de yacimientos este parámetro es de gran importancia, ya que indicará cuán fácil fluirá el petróleo respecto a las variaciones de presión que se presenten.

2.3.3 Propiedades del agua.

2.3.3.1 Factor volumétrico del agua. Representa la variación en el volumen de agua conforme esta es transportada desde el yacimiento hasta la superficie (ver **Ecuación 7**). Está influenciada por la reducción de la presión, la temperatura y la liberación del gas. A medida que la producción aumenta y la presión del yacimiento disminuye se comienza a liberar gas, por lo cual el factor volumétrico del agua tiende a aumentar.

Ecuación 7. Factor volumétrico del agua.

$$\beta_w = \frac{\text{Volumen de agua + gas disuelto a condiciones de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de agua a condiciones de superficie (BN)}}$$

Fuente: PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela: Maracaibo, 2009. p. 154.

2.3.3.2 Densidad del agua. Es la relación entre el agua de formación con todas las sales disueltas y la densidad del agua pura bajo condiciones estándar de presión y temperatura; depende de la concentración de sal, la temperatura y la presión de la formación. Cuando la temperatura aumenta, la densidad del agua disminuye, mientras que el aumento en la presión y en el contenido de sal genera un aumento en la misma.

2.3.3.3 Coeficiente de compresibilidad. Es una propiedad del agua que se encuentra en el volumen poroso y está relacionada con la variación del volumen respecto a la presión; generalmente se encuentra el siguiente valor: $3 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Un aumento en la presión causa una reducción en la compresibilidad al igual que un aumento en la temperatura. La salinidad del agua puede afectar esta propiedad, disminuyendo con un aumento en la concentración de sales disueltas.

2.3.3.4 Viscosidad del agua. Es una medida de la resistencia del agua a fluir. Está disminuye conforme disminuye la presión cuando la temperatura se mantiene constante, dependerá también de la cantidad de solidos disueltos aumentando con un incremento en la concentración de los mismos. La viscosidad del agua afecta el desplazamiento de los fluidos dentro del yacimiento así como la presión de fondo fluyendo.

2.4 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Una herramienta clave en la toma de decisiones para el desarrollo y administración de yacimientos es la simulación numérica, ya que proporciona escenarios para cumplir óptimamente con los objetivos de las compañías y permite maximizar las utilidades. La simulación de yacimientos permite efectuar un estudio en detalle mediante modelos matemáticos de tal forma que se logre reproducir el reservorio con sus condiciones reales. La solución de las ecuaciones de flujo se puede realizar mediante un método directo o un método iterativo.

- *Método directo:* Se van eliminando las incógnitas de ecuaciones una por una hasta que la ecuación es resuelta.
- *Método iterativo:* Está solución es aproximada y reemplazada en la ecuación hasta que la respuesta converge con un error mínimo.

Entre los beneficios que tienen el uso de la simulación de yacimientos se tiene el incremento en la certidumbre de los planes de explotación, el aumento del recobro final, la disminución de la declinación de presión, entre otros; por otra parte las soluciones pueden ser muy aproximadas ya que dependen de los datos de entrada al simulador y se suele tener un alto grado de incertidumbre.

2.4.1 Clasificación de los simuladores. Existen diferentes tipos de simuladores en el mercado y se clasifican según el tipo de hidrocarburos y los procesos de recuperación mejorada aplicados, su selección dependerá de los objetivos que se quieran cumplir y los requerimientos del proyecto; seguidamente se describen los simuladores más empleados en la industria del petróleo y gas, haciendo énfasis en los simuladores *Black Oil*.

2.4.1.1 Simulador composicional. Esta clase de simuladores contempla una visión más detallada de los procesos en el yacimiento, teniendo en cuenta los cambios en las propiedades de los hidrocarburos cuando varía la presión y la temperatura. Los simuladores composicionales emplean ecuaciones de estado que modelan el comportamiento de cada fluido, considerando que hay transferencia de masa entre el gas y el petróleo. Es empleado en la simulación de fluidos complejos como petróleos volátiles y gases retrógrados; también en procesos miscibles asociados a recuperación secundaria, inyección de gases e inyección de polímeros. La elección de estos simuladores debe contemplar los parámetros que afectan el flujo de los fluidos en el yacimiento, así pues en el caso de variaciones considerables debido a cambios de temperatura en el yacimiento deberán ser modelados con simuladores térmicos.

2.4.1.2 Simulador de recuperación térmica. Estos simuladores son empleados cuando los hidrocarburos son muy pesados, con gravedades API por debajo de 22°; permiten evaluar procesos de combustión en sitio, inyección de vapor o calentamiento electromagnético. Los simuladores térmicos incorporan ecuaciones de energía que permiten evaluar el comportamiento de la viscosidad y la densidad de los fluidos respecto a la variación de la temperatura.

2.4.1.3 Simulador *Black Oil* – Petróleo Negro. Este simulador contempla un modelo de flujo de fluidos en el cual se asume que existen tres fluidos: petróleo, gas y agua; adicionalmente que el petróleo y el agua son inmiscibles y que no existe intercambio de masa, también se asume que el gas es soluble en el petróleo pero no en el agua. Es el simulador más usado y no contempla el cambio de composición del petróleo y el gas con la variación de la presión y la temperatura. Los reservorios son divididos en celdas identificadas con coordenadas en x, y, y z, a las cuales le son asignadas propiedades de la roca, distribución de los fluidos, geometría y propiedades de los fluidos. El flujo de los fluidos es descrito mediante la ecuación de balance de materiales – EBM para cada fase en una celda y la *Ley de Darcy* que describe la interacción entre celdas.

2.4.2 Etapas de la simulación de yacimientos. Entre las etapas del desarrollo del modelo numérico de un yacimiento se incluye la adquisición de datos, construcción del modelo estático, construcción del modelo dinámico, predicciones del comportamiento y finalmente el análisis de los resultados.

2.4.2.1 Modelo estático. Consiste en generar un modelo del yacimiento basado en la integración de la información geológica, sísmica, estratigráfica, sedimentológica, petrofísica y de ingeniería con el fin de calcular las reservas y

volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento. El primer paso es la construcción del mallado, en donde se definen las dimensiones, capas del yacimiento, contactos agua - petróleo y número de celdas. La construcción del modelo del yacimiento está compuesta por un número finito de celdas que deben ser suficientes para simular el adecuado comportamiento del reservorio.

La selección del mallado puede ser de tipo ortogonal *Corner Point*, el cual se encuentra compuesto de bloques que se definen por sus ocho puntos de esquina, empleando coordenadas (x, y, z) para su ubicación en el yacimiento. Otro tipo de malla es la denominada *Block Center*, la cual requiere para cada celda un tope y tamaño en dirección x, y, z , los parámetros son calculados en el centro del bloque.

Una vez se ha creado el *grid* o malla de simulación, es necesario poblar cada celda con propiedades petrofísicas como permeabilidad y porosidad, adicionalmente se deben integrar los datos PVT de los fluidos y parámetros como presiones capilares, saturaciones y permeabilidades relativas; en esta etapa se tiene en cuenta información de registros eléctricos, pruebas de laboratorio y análisis de núcleos.

La incorporación de datos de pozo e historia de producción es el siguiente paso para completar el modelo estático, será necesario incluir información de los eventos de cada pozo, su localización, la profundidad de los intervalos perforados en cada formación, y el índice de productividad.

2.4.2.2 Modelo dinámico. En esta etapa se analiza el comportamiento productivo del reservorio, con sus límites físicos y mecanismos de producción principales; permite simular el flujo de fluidos y la caída de presión a lo largo del yacimiento. La inicialización del modelo integra la información geológica con el modelo de fluido que permite estimar los volúmenes originales en sitio y establecer las condiciones iniciales del sistema; esta etapa se puede realizar por equilibrio o por recurrencia dependiendo de la información disponible.

El modelo dinámico debe ser ajustado por un proceso de ajuste histórico integrado, comparando la producción real con lo que logra reproducir el modelo, este proceso puede ser complejo ya que los yacimientos por sí mismos lo son, sin embargo, realizando el debido control a las propiedades de la roca, propiedades de los fluidos y los datos del pozo se logra una buena reproducción del comportamiento del yacimiento.

Generalmente la simulación de yacimientos debe fijar objetivos, lograr un modelo aproximado del yacimiento será de gran utilidad para la realización de las predicciones, evaluando diversos planes de desarrollo y realizando un análisis de sensibilidad que permita definir el mejor escenario para recuperar los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

2.4.3 Descripción de las herramientas de trabajo. En la industria del petróleo y gas existen compañías dedicadas al desarrollo de herramientas que permitan a los ingenieros de yacimientos realizar simulaciones numéricas en un tiempo mínimo; *Schlumberger*, *CMG (Computer Modelling Group)* y *OPT (Optimization Petroleum Technologies)* son algunas de las compañías dedicadas a esta labor. A continuación se realiza una breve descripción de las plataformas a emplear en este proyecto con el fin de brindar un acercamiento a dichas herramientas. La Figura 8 describe las secciones obligatorias que todo simulador de yacimientos deberá tener con el fin de obtener resultados aproximados al comportamiento real del reservorio.

Figura 8. Secciones de un simulador *Black Oil*.



2.4.3.1 Plataforma PETREL. *Petrel* es un software desarrollado por la compañía *Schlumberger* con módulos de geofísica, geología y modelamiento, ingeniería de yacimientos y producción, perforación, entre otros.

Petrel permite la importación de información sísmica para la construcción de modelos de yacimientos, así mismo en el área de geofísica provee un amplio flujo de trabajo para resolver retos relacionados con la estratigrafía y estructuras complejas de los yacimientos; adicionalmente incluye interpretación y análisis estructural, análisis de límites y fallas, entre otras funciones.

En cuanto a geología y modelamiento, la plataforma permite realizar interpretaciones estratigráficas, sísmica a través de fracturas, generación de facies, correlación de pozos y modelado de propiedades petrofísicas a nivel de celdas para la simulación de producción y ajuste histórico de la misma.

Es una herramienta importante en ingeniería de yacimientos ya que el software está diseñado para integrar todas las disciplinas, desde el modelado de estructuras hasta nuevos esquemas de perforación o explotación. Esta plataforma permite analizar la declinación de la producción, realizar pronósticos y ajuste del histórico de producción, revisar estadísticas, entre otras características.

A continuación se realiza una descripción a grandes rasgos de las características y funciones disponibles en Petrel.

- *Stratigraphy*: La sección de estratigrafía permite ingresar o editar topes de pozos, importar registros y realizar correlaciones de formaciones presentes en el yacimiento.
- *Geophysics*: Es la sección de geofísica que permite la interpretación de información sísmica de los yacimientos y de las superficies, permite crear modelos de velocidades para posteriormente generar mapas en tiempo y profundidad.
- *Structural Framework*: El marco estructural define la geometría del reservorio, permite realizar el modelamiento de fallas y crear los horizontes del yacimiento.
- *Corner Point Gridding*: En esta sección se define la geometría de la malla o *grid*, en cuanto a incrementos, fallas y límites. Adicionalmente permite la creación del modelo, horizontes, capas y contactos.
- *Property Modeling*: El modelamiento de las propiedades del yacimiento se realiza en esta sección, permite realizar análisis estructurales, modelamiento de facies, escalamiento de registros, y aspectos relacionados al modelamiento petrofísico.
- *Well Engineering*: Esta sección permite el diseño de pozos en el yacimiento, especificando su profundidad y coordenadas de localización, está enfocada hacia la ingeniería de pozos dependiendo los requerimientos del proyecto.
- *Simulation*: La información necesaria para la simulación de yacimientos está incluida en esta sección, permite realizar el modelamiento de los fluidos presentes en el yacimiento, incluir las propiedades físicas de la roca, especificar las propiedades de un acuífero en caso de estar presente en el reservorio, realizar el ajuste histórico de producción y un análisis detallado de la misma mediante mapas de burbujas y gráficas.

2.4.3.2 Plataforma PEOffice. La compañía OPT (*Optimization Petroleum Technologies*), con sede en Beijing y Houston ha estado trabajando desde el 2002 en el desarrollo del software PEOffice - *Petroleum Engineering Office* para la industria, actualmente cuenta con 18 módulos que permiten la visualización, caracterización y simulación de yacimientos, incluyendo la evaluación de producción, métodos de recobro mejorado como inyección de agua y un módulo específico para transporte y recolección de hidrocarburos. A continuación se enlistan los módulos disponibles en la plataforma a emplear en este proyecto:

- *WellInfo*: Este módulo provee una plataforma de ayuda en el manejo y edición de datos estáticos; permite relacionar los estratos entre un grupo de pozos, visualizar columnas estratigráficas, litología y registros eléctricos, entre otras funciones.

- *ReModel*: Es un visualizador que permite importar modelos geológicos complejos desde Petrel, CMG y VIP con atributos, distribución de cuerpos de arena, facies, etc. El módulo permite calcular las reservas presentes en el yacimiento, genera estadísticas para las propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y saturación; también permite la visualización de pozos, registros y trayectorias.
- *RockProperty*: Es una aplicación petrofísica empleada en el cálculo y verificación de propiedades como la compresibilidad de la roca, elasticidad, permeabilidades relativas y presiones capilares. Incluye un análisis de la heterogeneidad del yacimiento, parámetros mecánicos de la roca, creación de curvas de permeabilidad relativa mediante correlaciones y métodos experimentales.
- *FluidCalc*: Es un módulo que permite el cálculo de propiedades de los fluidos como densidad, viscosidad, factor volumétrico, relación gas en solución, entre otras. Esto se realiza mediante una variedad de correlaciones disponibles, adicionalmente permite realizar ajustes a análisis previamente realizados en el laboratorio.
- *ProdAna*: Este módulo permite realizar un análisis detallado del comportamiento de la producción en los campos, genera estadísticas, graficas de producción, mapas de burbuja, entre otros que sirven como herramientas para los ingenieros y el desarrollo de los campos. La plataforma cuenta con un módulo especialmente para análisis de la producción de gas denominado “*ProdAnaforGas*”.
- *ProdForecast*: Es un módulo que provee una variedad de aplicaciones para la estimación de reservas, pronósticos de producción, influjo de agua, análisis de IPR, curvas de declinación, entre otros. La plataforma incluye dos módulos adicionales para el pronóstico de producción en yacimientos no convencionales y yacimientos de gas, denominados “*PordForecastforUCG*” y “*ProdForecastforGas*” respectivamente.
- *SimOn*: Es un software de simulación numérica de yacimientos basado en un modelo *Black Oil* de tres fases. Es compatible con los softwares normales de modelamiento geológico y simulación de yacimientos. Incluye un programa principal (corazón de la simulación numérica), un pre – procesador (entrada de datos) y un post – procesador (visualización de resultados). *SimOn* puede simular y predecir el desarrollo del yacimiento bajo condiciones geológicas complejas, encontrar el potencial de petróleo residual, y proveer bases y garantías para el desarrollo de los campos.
Entre sus características principales se encuentra el modelo de coordenadas *Corner Point* o *Block Center*, método de Fetkovich para modelar acuíferos, modelo de cálculo de permeabilidades relativas Stone I y Stone II, inicialización por equilibrio y método de enumeración para el yacimiento. El modelo geológico debe ser importado, ya que no cuenta con un módulo de petrofísica. Las funciones post – procesador incluyen visualización 3D, histogramas, entre otras.

2.5 CORRELACIONES NUMÉRICAS PVT

Las propiedades mencionadas anteriormente se determinan mediante pruebas de laboratorio, sin embargo, el campo objeto de estudio ubicado en el Río Meta no cuenta con la suficiente información para modelar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Estas pruebas se realizan con la finalidad de analizar los factores que pueden afectar el desplazamiento de los fluidos y su recuperación; cuando no se dispone de datos confiables, es necesario determinar estas propiedades mediante el uso de correlaciones empíricas construyendo un PVT sintético.

Estas correlaciones son desarrolladas a partir de pruebas de laboratorio con datos obtenidos de varios campos y diferentes tipos de crudos que posteriormente se expresan mediante ecuaciones numéricas, por lo tanto su elección debe estar sustentada con argumentos sólidos de producción que adopte el modelo seleccionado. Las correlaciones de Standing, M.B., Vázquez, M.E. & Beggs, H.D., Lasater, J.A., Glaso, O. Al- Marhoun, M.A., y Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z. entre otras, son usadas a menudo dentro de unos rangos característicos que aproximan los valores de las propiedades a las condiciones reales del yacimiento. La **Tabla 2** muestra los rangos de los datos utilizados en el desarrollo de las correlaciones de Standing, M.B., Vázquez, M.E. & Beggs, H.D., Lasater, J.A., y Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z., siendo estas las correlaciones más usadas con rangos aplicables a los fluidos presentes en el yacimiento objeto de estudio.

Tabla 2. Parámetros de selección para las correlaciones PVT.

Parámetro	Standing	Lasater	Vázquez & Beggs	Kartoadmodjo
Presión de burbuja, psi	130 - 7000	48 - 5780	15 - 6055	14.7 - 6054.7
Temperatura, °F	100 - 258	82 - 272	180	75 - 320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.024 - 2.15	-----	1.028 - 2.226	1.007 - 2.144
Razón gas disuelto petróleo, PCN/BN	20 - 1425	3 - 2905	0 - 2199	0.0 - 2890
Gravedad API	16.5 - 63.8	17.9 - 51.1	30.6 - 59.5	14.4 - 58.9
Gravedad específica del gas	0.59 - 0.95	0.574 - 1.233	0.53 - 1.259	0.379 - 1.709

Fuente: BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo, 1996. p. 50-60.

2.5.1 Presión de burbuja. En un sistema *Black Oil* el primer parámetro a tener en cuenta es la presión de burbuja, definida como la presión a la cual la primera burbuja de gas comienza a liberarse del petróleo, está determinada en función de la temperatura, la gravedad específica del gas, la gravedad API del petróleo y la solubilidad del gas en el crudo. Generalmente su cálculo se realiza mediante la correlación de *Standing, M.B.* desarrollada con base a 105 puntos obtenidos experimentalmente de 22 crudos provenientes de California, reporta un error promedio de 4.8% para un amplio rango de tipos de crudo (ver **Tabla 2**).

La **Ecuación 8** muestra la correlación de *Standing M.B.*, para el cálculo de la presión de burbuja, se empleó para su determinación teniendo en cuenta que es la correlación más empleada por los simuladores y programas enfocados al cálculo de las propiedades de los fluidos.

Ecuación 8. Correlación de Standing para la presión de burbuja.

$$P_b = 18.2 (F - 1.4)$$

$$F = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{0.00091T - 0.0125\gamma_{API}}$$

Fuente: STANDING, M.B. A Pressure – Volume – Temperature correlation for mixtures of California oils and gases. 1947. p. 275 – 287.

Dónde:

P_b : Presión de burbuja o de saturación, psi.

F : Factor de correlación.

R_s : Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN.

γ_g : Gravedad específica del gas.

T : Temperatura del yacimiento, °F.

γ_{API} : Gravedad específica del petróleo, °API.

2.5.2 Relación gas en solución. Esta propiedad definida anteriormente se ve afectada por la presión, la temperatura, la gravedad específica del gas y la gravedad API. Cuando la presión es mayor o igual a la presión de burbuja en el yacimiento, se obtiene un R_s en el punto de burbuja R_{sb} , que se mantiene constante con el incremento de la presión. La razón gas disuelto – petróleo inicial (R_{si}) se estimó de las pruebas iniciales del pozo G1, en donde se reportaron valores de GOR de 6.5 PCN/BN. El módulo “*FluidCalc*” del software *PEOffice* tiene como opciones para el cálculo de esta propiedad las siguientes correlaciones: Standing, M.B., Lasater, J.A., Vázquez, M.E. & Beggs, H.D., Glaso, O., Al-Marhoun, M.A., Petrosky, G.E., Jr. & Farshad, F.F., y Dindoruk & Christman. Para la estimación del comportamiento de esta propiedad se empleó la correlación de

Standing M.B. (ver **Ecuación 9**) en el módulo anteriormente mencionado. Los rangos de aplicación de esta correlación se pueden evidenciar en la Tabla 2. El valor calculado será proporcionado en el siguiente capítulo con su respectivo análisis.

Ecuación 9. Correlación de Standing para la relación gas en solución.

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125\gamma_{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2084}$$

Fuente: STANDING, M.B. A Pressure – Volume – Temperature correlation for mixtures of California oils and gases. 1947. p. 275 – 287.

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto – petróleo a $P < P_b$, PCN/BN

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

P : Presión de interés, psi.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API.

T : Temperatura del yacimiento, °F.

2.5.3 Factor volumétrico del petróleo. El factor volumétrico del petróleo definido como la variación de volumen que presenta el aceite desde el yacimiento hasta la superficie por efectos de presión, es importante en la simulación de yacimientos ya que es un parámetro que influencia el cálculo del volumen de petróleo que puede ser recuperado del reservorio. Este valor alcanza su máximo en el punto de burbuja con la máxima cantidad de gas que se puede disolver en el petróleo. El módulo “*FluidCalc*” del software *PEOffice* tiene varias correlaciones que se pueden emplear en el cálculo de esta propiedad, las cuales se mencionan a continuación: Standing, M.B., Vázquez, M.E. & Beggs, H.D., Glaso, O., Al- Marhoun, M.A., y Ahmed, T. Para efectos de este yacimiento se empleó la correlación de *Standing M.B.* en la determinación del comportamiento del factor volumétrico del petróleo respecto a la variación de la presión como se puede evidenciar en la **Ecuación 10**. Los rangos de aplicabilidad son los mencionados anteriormente con base a información de crudos provenientes de California y el error promedio reportado es de 1.17%. Los valores obtenidos son proporcionados en el siguiente capítulo.

Ecuación 10. Correlación de Standing para el factor volumétrico.

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T$$

Fuente: STANDING, M.B. A Pressure – Volume – Temperature correlation for mixtures of California oils and gases. 1947. p. 275 – 287.

Donde:

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a P_b , BY/BN.

R_{sb} : Razón gas disuelto – petróleo a $P \geq P_b$, PCN/BN.

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1).

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1).

T : Temperatura del yacimiento, °F.

En la zona subsaturada, es decir, por encima de la presión de burbuja el factor volumétrico está expresado en función de la compresibilidad del petróleo C_o y B_{ob} , siendo este último el valor del factor volumétrico a la presión de burbuja. A continuación se muestra la **Ecuación 11** desarrollada por *Vázquez, M.E. & Beggs, H.D.* para esta región:

Ecuación 11. Correlación Vázquez & Beggs - Petróleo subsaturado.

$$B_o = B_{ob} e^{(C_o(P_b - P))}$$

Fuente: VÁZQUEZ, M. BEGGS, H.D. Correlations for fluid physical property prediction. SPE. USA, 1980. p. 970.

Donde:

B_o : Factor volumétrico del petróleo a $P > P_b$, BY/BN.

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a P_b , BY/BN.

C_o : Compresibilidad del petróleo, psi^{-1} .

P_b : Presión de burbuja o de saturación, psi.

P : Presión de interés, psi.

2.5.4 Viscosidad del petróleo. Esta propiedad presenta la mayor dificultad para ser obtenida mediante correlaciones, ya que depende de los datos del crudo que se tengan disponibles con precisión. Se pueden determinar tres clases de viscosidad como son la viscosidad de aceite muerto (no contiene gas en solución), viscosidad de aceite saturado cuando la presión es menor o igual a la presión de burbuja, y viscosidad de aceite subsaturado con la presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja; en esta región la viscosidad del petróleo aumenta con la presión debido a que no hay solubilidad del gas y solo actúa la compresibilidad del aceite. El módulo “*FluidCalc*” del software *PEOffice* presenta una variedad de correlaciones para el cálculo de las tres viscosidades, a continuación se mencionan algunas de estas:

- *Viscosidad de aceite muerto:* Beggs, H.D. & Robinson, J.R., Glaso, O., Beal, C., Al- Marhoun, M.A., De- Ghetto et Al., Elsharkawy, A.M. & Alikhan, A.A., Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z., Petrosky, G.E., Jr. & Farshad, F.F. y Dindoruk & Christman.

- *Viscosidad de aceite saturado*: Beggs, H.D. & Robinson, J.R., Khan et Al., Al-Khafaji et Al., Aziz et Al., Bergman, D.F. & Sutton, R.P., De- Ghetto et Al., Dindoruk & Christman, Elsharkawy, A.M. & Alikhan, A.A., Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z., Petrosky, G.E., Jr. & Farshad, F.F. y Standing, M.B.
- *Viscosidad de aceite subsaturado*: Vázquez, M.E. & Beggs, H.D., Khan et Al., Bergman, D.F. & Sutton, R.P., De- Ghetto et Al., Elsharkawy, A.M. & Alikhan, A.A., Hossain et Al., Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z., y Petrosky, G.E., Jr. & Farshad, F.F.

La correlación empleada para el cálculo de la viscosidad de petróleo libre de gas (muerto) es la de *Beal, C.*, se encuentra en función de la temperatura y de la gravedad API del petróleo (ver **Ecuación 12**); fue desarrollada a partir de 655 datos obtenidos de crudos en Estados Unidos principalmente, reporta un error promedio de 24.2% para un amplio rango de datos que se pueden observar en la **Tabla 3**.

Ecuación 12. Correlación de Beal para la viscosidad de petróleo muerto.

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^a$$

$$a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{\gamma_{API}} \right)$$

Fuente: BEAL, Carlton. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil-field temperatures and pressures. 1946. p. 103.

Donde:

μ_{od} : Viscosidad de petróleo muerto, cP.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API.

T : Temperatura del yacimiento, °F.

Tabla 3. Rangos de aplicabilidad para la correlación de Beal.

Parámetro	Beal, C.
Temperatura, °F	98 - 250
Gravedad del petróleo, °API	10 - 52.5
Viscosidad, cP	0.865 - 1.55

Fuente: BEAL, Carlton. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil-field temperatures and pressures. 1946. p. 103.

En cuanto a la viscosidad del petróleo saturado se empleó la correlación de *Bergman, D.F. & Sutton, R.P.*, desarrollada en el año 2007 con base a los datos utilizados por *Beggs, H.D. & Robinson, J.R.*, más algunos datos adicionales; en

total se emplearon 2048 puntos de viscosidades de crudos con gas disuelto de todo el mundo (ver **Ecuación 13**). Los rangos de aplicabilidad para esta correlación se pueden evidenciar en la **Tabla 4**.

Ecuación 13. Correlación de Bergman & Sutton para la viscosidad.

$$\mu_{ob} = a (\mu_{od})^b$$

$$a = e^{4.768 - 0.8359 \ln(R_s + 300)}$$

$$b = 0.555 + \frac{133.5}{R_s + 300}$$

Fuente: BERGMAN, David. SUTTON, Robert. An update to viscosity correlations for gas – saturated crude oils. SPE 110195. 2007. p. 6-9.

Donde:

μ_{ob} : Viscosidad de petróleo saturado, cP.

μ_{od} : Viscosidad de petróleo muerto, cP.

R_s : Relación gas disuelto – petróleo, PCN/BN.

Tabla 4. Rangos de aplicabilidad para la correlación de Bergman & Sutton.

Parámetro	Bergman & Sutton
Viscosidad en el punto de burbuja, cP	0.125 - 123
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	5 - 2890

Fuente: BERGMAN, David. SUTTON, Robert. An update to viscosity correlations for gas – saturated crude oils. SPE 110195. 2007. p. 6-9.

La viscosidad del crudo subsaturado fue calculada mediante la correlación de *Khan et Al.* (ver **Ecuación 14**) desarrollada en el año 1987 con base a 150 puntos obtenidos de 75 muestras de crudo tomadas, provenientes de 62 yacimientos en Arabia Saudita; tiene un amplio rango de aplicación como se puede evidenciar en la **Tabla 5**.

Los resultados obtenidos para el comportamiento de la viscosidad en la zona subsaturada se presentan en el siguiente capítulo, en conjunto con los valores de la viscosidad de petróleo muerto y la viscosidad de petróleo saturado.

Ecuación 14. Correlación de Khan et. Al para crudos subsaturados.

$$\mu_o = \mu_{ob} e^{9.6 \times 10^{-5} (P - P_b)}$$

Fuente: KHAN, S.A. et. Al. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oils. SPE 15720. USA, 1987. p. 252.

Donde:

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP.

μ_{ob} : Viscosidad del petróleo a P_b , cP.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de burbuja, psia.

Tabla 5. Rangos de aplicabilidad para la correlación de Khan et. Al.

Parámetro	Khan et Al.
Temperatura, °F	75 - 240
Gravedad del petróleo, °API	14.3 – 44.6
Presión del yacimiento, psia	14.7 – 5015
Viscosidad en el punto de burbuja, cP	0.13 – 17.9

Fuente: KHAN, S.A. et. Al. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oils. SPE 15720. USA, 1987. p. 252.

2.5.5 Compresibilidad del agua. Esta propiedad está en función de la salinidad del agua, la solubilidad del gas y la variación tanto de presión como de temperatura. La relación de la temperatura es directamente proporcional a la compresibilidad, mientras que la presión es inversamente proporcional a dicha propiedad. A continuación se presenta la correlación de *Dodson, C.R. & Standing M.B.* empleada en su cálculo (ver **Ecuación 15**).

Ecuación 15. Correlación de Dodson para la compresibilidad del agua.

$$C_w = \frac{A + BT + CT^2}{10^6}$$
$$A = 3.8546 - 1.34 \times 10^{-4}P$$
$$B = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7}P$$
$$C = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10}P$$

Fuente: DODSON, C.R. STANDING, M.B. Pressure, volume, temperature and solubility relations for natural gas – water mixtures. USA: Dallas, 1994. p. 150.

Donde:

C_w : Compresibilidad del agua, psi^{-1} .

P : Presión, psi.

T : Temperatura, °F.

2.5.6 Factor volumétrico del agua. En forma similar al aceite, el factor volumétrico del agua depende de la presión y la temperatura, adicional a esto la salinidad del agua es otro factor influyente ya que un aumento de esta genera una disminución de la solubilidad del gas en el agua. Por encima del punto de burbuja, el factor volumétrico aumenta debido a la expansión del agua en el yacimiento. A continuación se presenta la correlación de *McCain, W.D., Jr.* desarrollada en el año 1990 (ver **Ecuación 16**).

Ecuación 16. Correlación de McCain para el factor volumétrico del agua.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT})$$

$$\Delta V_{wP} = -1.95301 \times 10^{-9} PT - 1.72834 \times 10^{-13} P^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} P - 2.25341 \times 10^{-10} P^2$$

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

Fuente: McCAIN, William.Jr. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Oklahoma. 1990. p. 175.

Donde:

B_w : Factor volumétrico del agua, BY/BN.

P : Presión de referencia, psi.

T : Temperatura del yacimiento, °F.

2.5.7 Viscosidad del agua. Esta propiedad se ve influenciada por la temperatura, la presión y los sólidos disueltos en el agua como se mencionó anteriormente; tiene una relación directa con la presión y la salinidad e inversa con la temperatura. Para su determinación se empleó la correlación de *McCain, W.D., Jr.* (ver **Ecuación 17**), con un rango de aplicabilidad para temperaturas entre 86.5°F y 167°F y presiones hasta 14000 psi.

Ecuación 17. Correlación de Mc Cain para la viscosidad del agua.

$$\mu_{w1} = AT^B$$

$$A = 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 S^2 + 8.722313 \times 10^{-3} S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4$$

Fuente: McCAIN, William.Jr. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Oklahoma. 1990. p. 147.

Donde:

μ_{w1} : Viscosidad del agua de formación, cP.

T : Temperatura del yacimiento, °F.

S : Salinidad del agua, % por peso de sólidos disueltos.

Está correlación debe ser corregida por efectos de presión, como se muestra a continuación en la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Corrección de la viscosidad por efectos de presión.

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5}P + 3.1062 \times 10^{-9}P^2$$

Fuente: McCAIN, William.Jr. The properties of petroleum fluids. Tulsa: Oklahoma. 1990. p. 149.

Donde:

μ_{w1} : Viscosidad del agua sin corregir, cP.

μ_w : Viscosidad del agua corregida, cP.

P : Presión de referencia, psi.

2.5.8 Compresibilidad de la roca

Esta propiedad de la roca está relacionada con la variación del volumen poroso respecto a la presión, su valor se encuentra en el orden de 10^{-6}psi^{-1} . Existen diferentes correlaciones para su determinación, debido a que no se cuenta con muestras de núcleo, su cálculo se realizó empleando la correlación de *Hall* (1953), como una función de la porosidad.

Ecuación 19. Correlación de Hall para la compresibilidad de la roca.

$$C_f = 1.87 \times 10^{-6} * \phi^{-0.415}$$

Fuente: SATTER, Abdus. et Al. Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software. USA, 2007. p. 42.

3. REVISIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

En este capítulo se realiza la validación del modelo estático suministrado por la compañía operadora y A.I.P SAS con el fin de evaluar las características y los diferentes parámetros que afectan el flujo de los fluidos en el yacimiento. Los factores que se encuentran más influyentes están relacionados con la geología, las propiedades petrofísicas de la roca y las características de los fluidos; será necesario entonces realizar un control de calidad (QA/QC) al *grid* con base a la información sísmica y geológica tanto del reservorio como de la cuenca, a los registros eléctricos y a la información disponible de los fluidos. La calidad de los resultados está directamente relacionada con la calidad de los datos que se tienen para trabajar en la simulación, teniendo en cuenta que el modelo es una analogía usada para ayudar a visualizar algo que no puede ser directamente observado.

3.1 GRID DE SIMULACIÓN

El *grid* de simulación fue proporcionado por la compañía operadora y A.I.P. SAS en conjunto con el modelo petrofísico para su posterior control de calidad y validación. El campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta cuenta con 120 km de sísmica 2D representada en 13 líneas que fueron cargadas para la construcción del modelo.

La calidad de las imágenes se vio afectada por distorsiones en la amplitud de la señal, sin embargo, la interpretación estructural se realizó con base a dichas líneas sísmicas y a los registros eléctricos disponibles; el *grid* de simulación fue creado en el programa *Petrel*, en el cual se elaboró un mapa de superficies en tiempo (isócrono) TWT-Tiempo Sísmico Doble para cada formación presente que posteriormente se convirtió a un mapa de superficies en profundidad mediante una función de velocidad.

El modelo geológico proporcionado por el departamento de geología incluye el tope de la formación León, Carbonera C1, Carbonera C4, Carbonera C7, Guadalupe, Paleozoico y Basamento. El campo es un monoclinal fallado con dirección SW – NE, es necesario aclarar que el modelo de simulación contempla únicamente la estructura al noroeste de la falla del campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta y la formación de interés, Carbonera C7 (ver **Figura 9**). Debido a que el tope de dicha formación no se encuentra bien definido, el departamento de geología de la compañía operadora definió tres posibles profundidades a 6425 ft, 6433 ft y 6440 ft. A continuación se realiza una descripción del *grid* suministrado en el programa *Petrel* que posteriormente fue importado al simulador “*SimOn*”, en el cual se desarrolla la simulación numérica del yacimiento.

El modelo tiene un total de 51909 celdas (39 x 121 x 11), adicionalmente la arena C7 se encuentra dividida en tres capas para un mejor modelamiento (tope, medio y base); con la finalidad de agilizar el tiempo de computo de la simulación, se inactivaron las celdas por debajo del contacto regional agua – petróleo ya que se

encuentran saturadas 100% con agua, contemplando un total de 40932 celdas activas en el modelo final. Las estadísticas referentes al número de celdas del *grid* de simulación, se presentan a continuación para los diferentes topes, siendo 6433 ft un promedio entre los topes mencionados anteriormente (ver **Tabla 6**).

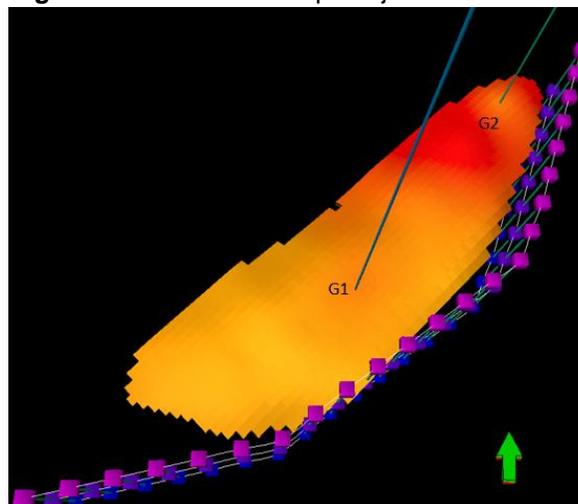
Tabla 6. Número de celdas del modelo estático.

Tope C7	6440 ft	6433 ft	6425 ft
Celdas en x	112	111	109
Celdas en y	19	36	36
Celdas en z	11	11	11
Celdas totales	23408	43956	43164
Celdas activas	17369	31790	31537

Fuente: A.I.P SAS. Modelo Petrel. 2016.

El modelo del yacimiento suministrado por la compañía operadora y A.I.P S.A.S, debió exportarse desde la plataforma de Petrel en formato “ECLIPSE *keywords (grid geometry and properties)* (ASCII)” y posteriormente importarse en el módulo “*ReModel*” del software *PEOffice* descrito en el Capítulo 2, para la visualización de las propiedades. El modelo está poblado con valores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla, y distribución de facies. En la **Figura 9** se puede observar el modelo del yacimiento proporcionado con los pozos G1 y G2, el modelo de la falla y el punto de referencia que indica la dirección Norte.

Figura 9. Modelo del campo objeto de estudio.



Fuente: A.I.P SAS. Modelo Petrel. 2016.

3.2 MODELO PETROFÍSICO

La clave para obtener un modelo realista del yacimiento es integrar la información geológica con las propiedades petrofísicas como son la porosidad, la permeabilidad y la saturación. Según Gus Archie (1950) todas estas propiedades están directamente relacionadas con la distribución del tamaño de los poros, que a su vez están ligadas con la historia estructural, diagenética y depositacional de los reservorios¹¹.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, registros geofísicos de pozos y pruebas de presión. Una correcta correlación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso, como son: la porosidad, la permeabilidad absoluta, la compresibilidad, así como también aspectos relacionados con la textura de la roca.

Los registros eléctricos realizados en el campo de estudio son la fuente de información para determinar los parámetros petrofísicos del modelo ya que no se cuenta con un análisis de núcleo detallado que brinde un mayor acercamiento a las condiciones del reservorio. A continuación se muestran los registros disponibles por cada pozo (ver **Tabla 7**):

Tabla 7. Registros eléctricos disponibles.

REGISTRO	POZO G1	POZO G2
Registro rayos gamma	X	X
Registro caliper	X	NO
Registro resistivo	X	X
Registro de porosidad neutrón	X	NO
Registro de densidad	X	NO
Registro sísmico	X	NO
Registro de temperatura	X	NO
Registro potencial espontaneo	X	NO

Fuente: A.I.P SAS. Modelo Petrel. 2016.

¹¹ LUCIA., F.J. Integración de la información petrofísica y geológica: una tarea para los petrofísicos. EUA, 2001. Disponible en línea: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/editorial.pdf

3.2.1 Volumen de arcilla. Las arcillas y las lutitas poseen valores de porosidad muy altos, sin embargo debido al tamaño de sus granos poseen muy baja permeabilidad, actuando como roca sello en los yacimientos. Este valor es estimado con base a los registros de rayos gamma que se tienen, siguiendo la relación entre los mayores volúmenes de arcilla y arena como se muestra en la **Ecuación 20**:

Ecuación 20. Volumen de shale o arcilla a partir del registro Gamma Ray.

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Fuente: FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. USA: NY, 2004. p. 161.

Donde:

V_{sh} : Índice de arcilla/shale.

GR : Es la lectura promedio de los rayos gamma en la zona de interés, unidades API.

GR_{min} : Es la lectura de los rayos gamma en la zona más limpia, unidades API.

GR_{max} : Es la lectura de los rayos gamma en la zona de arcillas, unidades API.

La **Tabla 8** presenta los valores de GR para la zona donde se reportan arenas limpias (GR_{min}) y donde el volumen de arcilla se estima igual a 1 ($GR_{máx}$); esta información se puede corroborar en el registro Gamma Ray para cada pozo (ver Anexo A). El registro SP (Potencial Espontaneo) se empleó para correlacionar la litología presente en la Formación Carbonera C7 y debido a que solo fue tomado en el pozo G1, el volumen de arcilla calculado con base a este registro no es representativo para el yacimiento; sin embargo, se determinó un valor igual a 31% en la zona de interés.

Tabla 8. Valores mínimos y máximos del registro Gamma Ray.

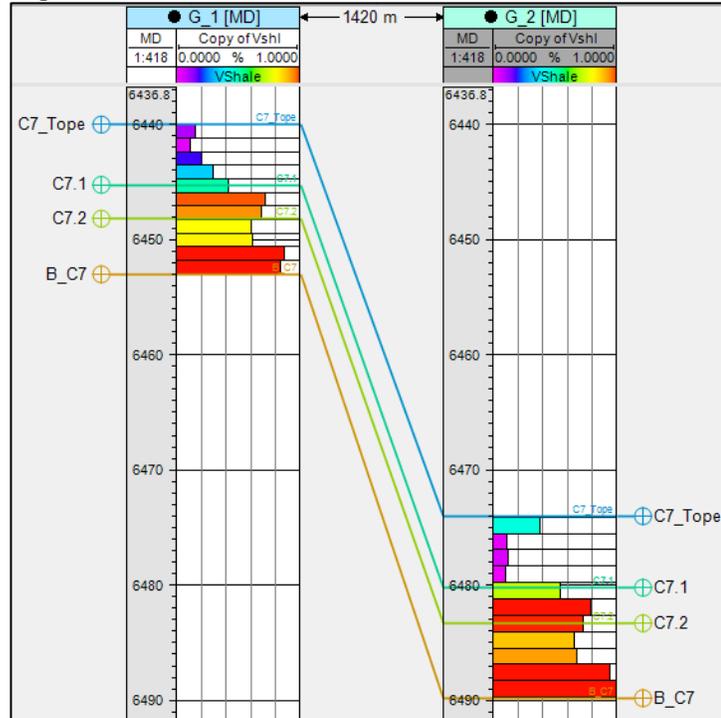
POZO	GR_{min} (API)	$GR_{máx}$ (API)
G1	33	127
G2	28	151

Fuente: A.I.P SAS. Modelo Petrel. 2016.

Para la formación Carbonera C7, objeto de estudio en el campo, se calculó un volumen de arcilla igual a 39.98% con base al registro Gamma Ray, valor que influencia posteriormente la determinación de la porosidad efectiva. A continuación se muestra la distribución del volumen de arcilla en la zona de interés aumentando notablemente hacia la base de la formación (ver **Figura 10**). Se puede observar la correlación entre las facies y el volumen de arcilla, donde en presencia de arenas los valores tienden a ser menores al 20% hacia el tope de la formación, lo cual se puede evidenciar mediante los tonos azules y morados; por

otra parte, el rojo y sus matices indican la presencia de arcilla en la formación Carbonera C7 con valores superiores al 50% a medida que aumenta la profundidad.

Figura 10. Distribución del volumen de shale o arcilla.



Fuente: A.I.P SAS. Modelo Petrel. 2016.

3.2.2 Porosidad. La porosidad es una propiedad que influye directamente en la recuperación total de los hidrocarburos. Esta propiedad se determina mediante registros eléctricos, generalmente el registro densidad es corrido conjuntamente con el registro neutrón y en algunas ocasiones con el sónico. La porosidad neutrón es leída directamente de los registros, mientras que la porosidad densidad (ver **Ecuación 21**) y neutrón se obtienen mediante ecuaciones; debido a la ausencia de los mismos en el pozo G2, el modelamiento de esta propiedad en el yacimiento se realizó con base a los registros disponibles tomados en el pozo G1.

Ecuación 21. Porosidad a partir del registro densidad.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Fuente: FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. USA: NY, 2004. p.

Donde:

ϕ_D : Porosidad densidad.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz principal (arenas 2.65 gr/cm³ - 2.68 gr/cm³).

ρ_{log} : Densidad total, lectura del registro, gr/cm³.

ρ_f : Densidad del filtrado de lodo dulce (1 gr/cm³).

El valor de porosidad obtenido mediante el registro de densidad para la zona objeto de estudio es igual a 21.5% con una densidad de la matriz principal (arenisca cuarzosa) igual a 2.65 gr/cm³ y los valores del registro para cada punto, que se encuentran alrededor de 2.29 gr/cm³ (ver **Anexo A**).

La siguiente ecuación de porosidad a partir de un perfil sónico, fue desarrollada por M.R.J. Wyllie para areniscas consolidadas y compactas (ver **Ecuación 22**):

Ecuación 22. Porosidad a partir del registro sónico.

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Fuente: WYLLIE, M.R. The fundamentals of well log interpretation. USA: NY, 1963. p. 83.

Donde:

ϕ_s : Porosidad registro sónico, $\mu\text{seg}/\text{ft}$.

Δt_{log} : Lectura del perfil sónico, $\mu\text{seg}/\text{ft}$.

Δt_f : Tiempo de transito del fluido (189 $\mu\text{seg}/\text{ft}$).

Δt_{ma} : Tiempo de tránsito en areniscas (53 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ – 56 $\mu\text{seg}/\text{ft}$)

La porosidad estimada con base al registro sónico tiene un valor igual a 26.18%, su determinación se realizó con base a la lectura del perfil sónico en la zona de interés con valores aproximados a 89.34 $\mu\text{seg}/\text{ft}$ (ver **Anexo A**) y un tiempo de tránsito para las areniscas cuarzosas de la Formación Carbonera C7 igual a 54 $\mu\text{seg}/\text{ft}$.

La **Tabla 9** muestra un resumen de los valores de porosidad determinados mediante los registros de densidad, sónico y neutrón tomados en el pozo G1. Los valores de porosidad basados en el registro neutrón se pueden evidenciar en el **Anexo A**.

Tabla 9. Porosidad determinada a partir de registros.

Nombre del Registro	Valor de porosidad
Neutrón	25.5%
Densidad	21.5%
Sónico	26.18%

Fuente: A.I.P SAS. Modelo Petrel. 2016.

El volumen de poros interconectados que contribuye al flujo de los fluidos es el más importante, excluyendo los poros aislados en donde no hay movimiento de los fluidos. Para calcular la porosidad efectiva de la formación, se tuvieron en cuenta los registros neutrón y densidad; teóricamente se emplea la siguiente ecuación:

Ecuación 23. Porosidad efectiva.

$$\phi_e = \phi_a(1 - V_{sh})$$

Fuente: Geographix- Prizm, 2013.

Donde:

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción.

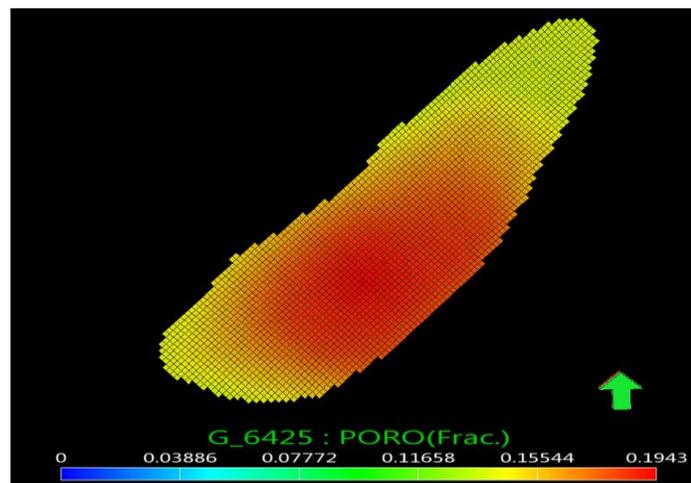
ϕ_a : Porosidad promedio (registro densidad y neutrón), fracción.

V_{sh} : Volumen de arcilla/shale, fracción.

El valor de porosidad efectiva para el yacimiento objeto de estudio es de 14.10%, sin embargo el modelo tiene porosidades efectivas mínimas de 6.8% y máximas de 19.43%.

La **Figura 11** muestra la distribución de la porosidad en el yacimiento para el tope de la formación Carbonera C7, la visualización de la misma se obtuvo mediante el módulo “*ReModel*” del software *PEOffice*. La flecha verde indica el Norte como punto de referencia y la barra inferior el rango de valores de porosidad presentes en el yacimiento; debido a que el yacimiento se encuentra dividido en tres capas, el **Anexo B** muestra la distribución de dicha propiedad en todo el yacimiento. Se puede evidenciar que hacia el tope del reservorio los valores de porosidad tienden a ser más altos (15% - 19%) mientras que en la base debido a la presencia de arcillas, los valores tienden a disminuir por debajo del 8%.

Figura 11. Distribución de la porosidad al tope de la formación Carbonera C7.



Fuente: PEOffice – Módulo ReModel. 2016.

3.2.3 Saturación. Esta propiedad es la fracción del volumen poroso de una roca ocupada por agua que debido a las fuerzas capilares no pudo ser desplazada del yacimiento cuando los hidrocarburos migraron. Existen diversos modelos para la determinación de la saturación como la ecuación de Archie (1942) para rocas con poca arcilla, alta salinidad y estructura regular de poros; otros como el modelo de Waxman – Smits, Indonesia y doble agua. Para la formación Carbonera C7, la saturación de agua fue determinada a partir del modelo planteado por Simandoux en el año 1963 (ver **Ecuación 24**) para arenas con alto contenido de arcilla y la presencia de agua con bajo contenido de sales:

Ecuación 24. Saturación de agua - Modelo Simandoux.

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{\phi_e^m R_t} \right) + \left(\frac{aR_w V_{sh}}{2 \phi_e^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left[\frac{a R_w V_{sh}}{2 \phi_e^m R_{sh}} \right]$$

Fuente: SIMANDOUX, P. Dielectric measurements on porous media application to the measurement of water saturation. Francia, 1963. p. 110.

Donde:

S_w : Saturación de agua, v/v.

a : Factor de tortuosidad, (igual a 0.62 para arenas).

R_w : Resistividad del agua de formación @ T_{fm} , ohm-m.

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción.

m : Exponente de cementación, (igual a 2.15 para arenas).

R_t : Resistividad de la formación, ohm-m.

V_{sh} : Volumen de shale en la formación, fracción.

R_{sh} : Resistividad de shale, ohm-m.

n : Exponente de saturación, (igual a 2 para arenas).

En la **Tabla 10** se muestra el valor promedio obtenido para la saturación de agua en el yacimiento, tomando un valor de R_w igual a 2.38 ohm.m @ 182 °F, con base a una salinidad del agua igual a 902.1 ppm NaCl y una temperatura de superficie de 72 °F (ver **Ecuación 25**), así como el volumen de arcilla calculado para la formación, el valor de R_t a partir del registro de resistividad profundo y el R_{sh} de la zona de interés.

Ecuación 25. Resistividad del agua de formación.

$$R_{w\ sup} = 0.0123 + \frac{3647.5}{CCL^{0.955}}$$

$$R_w = R_{w\ sup} * \left[\frac{(T_1 + 6.77)}{(T_2 + 6.77)} \right]$$

Fuente: FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. USA: NY, 2004. p. 153.

Donde:

$R_{w\ sup}$: Resistividad del agua en superficie, ohm.m.

CCL : Salinidad del agua de formación, ppm de NaCl.

R_w : Resistividad del agua de formación, ohm.m.

T_1 : Temperatura en superficie, °F.

T_2 : Temperatura del yacimiento, °F.

Tabla 10. Saturación de agua del yacimiento.

Saturación de agua	
<i>POZO G1</i>	0.4940
<i>POZO G2</i>	0.4539
<i>Saturación de agua promedio</i>	0.4771

En el **Anexo A** se presenta la distribución de la saturación de agua para cada pozo, en el diagrama del pozo G1 se puede observar que los mayores valores de saturación se encuentran hacia la base de la formación asociados a la presencia de un acuífero, esto se puede evidenciar mediante los tonos azules que indican una variación entre el 70% y el 95% en la saturación de agua. En el pozo G2 los valores se encuentran principalmente entre 0% y 40 % relacionados al color amarillo y sus matices, igualmente hacia la base se presenta la mayor saturación con valores entre 80% y 100%. Los registros de resistividad están relacionados al tipo de fluido presente en cada intervalo de la formación, por esta razón los valores por encima de 120 ohm.m están asociados a la presencia de hidrocarburos líquidos.

3.2.4 Permeabilidad. La permeabilidad es la capacidad de la roca para permitir el flujo a través de los poros interconectados; los estudios relacionados al modelado de yacimientos requieren mediciones de la permeabilidad horizontal y vertical, la falta de valores verticales confiables a menudo conduce al ajuste de esta última, utilizada como parámetro en el cotejo histórico durante la simulación de yacimientos. Para el modelo de simulación, se asume que la permeabilidad en la dirección X es igual que en la dirección Y, mientras que en la dirección Z se

emplea una relación K_v/K_h de 0.2. El cálculo de la permeabilidad, se realizó empleando tres correlaciones diferentes, ya que no se cuenta con análisis de núcleos. A continuación se listan dichas correlaciones que se basan en la porosidad efectiva y la saturación de agua irreducible:

- Correlación de Coates – Denoo (1981).

Ecuación 26. Correlación de Coates - Denoo.

$$K = 10\phi^4 * \left(\frac{1 - S_{w\ irr}}{S_{w\ irr}}\right)^2$$

Fuente: COATES, G.R. DENOO, S. The producibility answer product. USA: Houston, 1981. p. 55 - 63.

- Correlación de Timur (1968).

Ecuación 27. Correlación de Timur.

$$K = 0.135 \frac{\phi^{4.4}}{S_{w\ irr}^2}$$

Fuente: TIMUR, A. An investigation of permeability, porosity and residual water saturation relationship. USA: New Orleans, 1968. p. 3.

- Correlación de Tixier (1949).

Ecuación 28. Correlación de Tixier.

$$K = \left(250 \frac{\phi^3}{S_{w\ irr}}\right)^2$$

Fuente: TIXIER, M.P. Evaluation of permeability from electric – log resistivity gradients. USA, 1949. p. 51.

Donde:

K : Permeabilidad, Darcy.

$S_{w\ irr}$: Saturación de agua irreducible, parámetro tomado del modelo.

ϕ : Porosidad efectiva, fracción.

En el modelo de simulación se tomó un valor estimado de 0.15 V/V para la saturación de agua irreducible proporcionado por el departamento de geología, y la porosidad efectiva en la zona de interés. En la **Tabla 11** se muestran los valores promedio obtenidos de permeabilidad con base a los datos proporcionados por los pozos presentes en el yacimiento, las zonas que reportan mayores valores de permeabilidad corresponden a las de mayor saturación en las arenas más limpias.

Tabla 11. Permeabilidad del modelo.

	K_Coates	K_Timur	K_Tixier
POZO G1	277.12	287.03	126.86
POZO G2	248.37	253.85	108.05

3.3 MODELO ROCA – FLUIDO

Debido a que los yacimientos están integrados por la roca y los fluidos contenidos en ella, es necesario caracterizar la interacción entre los mismos; esto se debe realizar mediante correlaciones ya que no se cuenta con muestras de núcleos que permitan determinar parámetros como saturación y permeabilidades. Las permeabilidades relativas al petróleo K_{ro} (ver **Ecuación 29**) y al agua K_{rw} (ver **Ecuación 30**) fueron determinadas mediante el módulo “RockProperty” del software *PEOffice*; el módulo cuenta con las siguientes correlaciones para el cálculo de las Permeabilidades relativas vs. Saturación de agua: Pirson, Jones, Chen Yuanqian, Wylie, Hanarpour & Koederitz. Las curvas se construyeron con una saturación de agua connata igual a 47.71% (modelo de Simandoux) y una saturación de petróleo residual igual a 12%, valor proporcionado por la compañía operadora del campo teniendo en cuenta que no se cuenta con análisis de núcleos, y asumiendo que el aporte de agua será mayor debido a que la saturación de agua connata calculada por el método de Simandoux es superior y diferente a la saturación de agua irreducible. A continuación se muestran las correlaciones de *Jones* para areniscas y areniscas arcillosas empleadas en la determinación de dichas propiedades:

Ecuación 29. Correlación de Jones para la permeabilidad relativa al agua.

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^3$$

Fuente: JONES,S.C. ROSZELLE, W.O. Graphical Techniques for determining relative permeability from displacement experiments. USA, 1978. p. 3.

Ecuación 30. Correlación de Jones para la permeabilidad relativa al petróleo.

$$K_{ro} = \left(\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wc}} \right)^2$$

Fuente: JONES,S.C. ROSZELLE, W.O. Graphical Techniques for determining relative permeability from displacement experiments. USA, 1978. p. 4.

Donde:

K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua.

K_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite.

S_w : Saturación de agua.

S_{wc} : Saturación de agua connata.

En la **Tabla 12** se pueden observar los valores obtenidos para las permeabilidades relativas al petróleo (K_{ro}) y al agua (K_{rw}) empleando el método de Jones, en función de la saturación de agua. En los sistemas agua petróleo, la permeabilidad relativa del crudo es mínima cuando la permeabilidad relativa del agua alcanza su máximo valor, con bajas saturaciones de crudo.

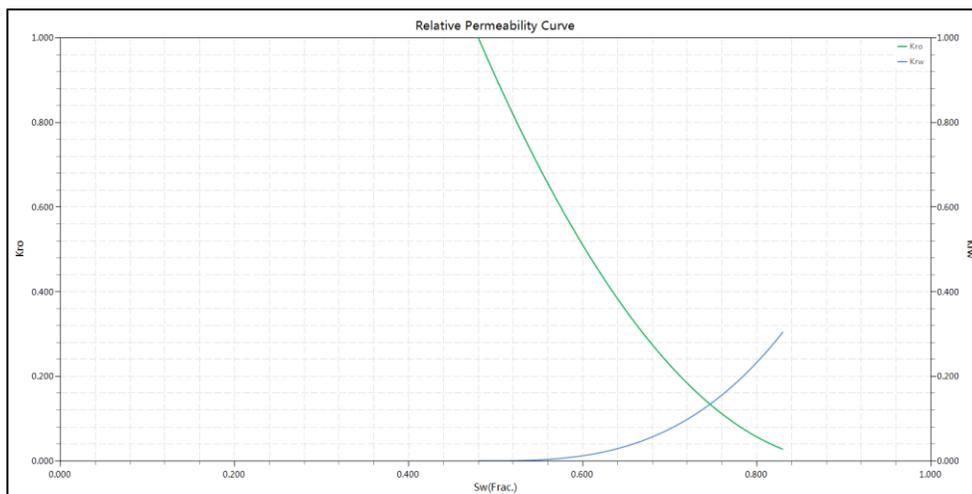
La **Gráfica 4** muestra como la permeabilidad relativa del agua permanece baja hasta una saturación aproximada de 0.56, punto en el cual crece rápidamente hasta alcanzar una saturación igual a 0.88; en términos de producción, valores de saturación de crudo por debajo de 0.44 aumentarán la cantidad de agua extraída por barril de petróleo, hasta un punto en el que solamente se producirá agua o no será rentable económicamente. Adicionalmente la curva se encuentra desplazada por encima del 50% de saturación de agua, de lo cual se puede inferir que la roca se encuentra mojada por este fluido.

Tabla 12. Permeabilidades relativas del modelo.

S_w (Frac.)	K_{ro}	K_{rw}
0.4800	1.0000	0.0000
0.5244	0.7996	0.0006
0.5689	0.6215	0.0050
0.6133	0.4659	0.0169
0.6578	0.3326	0.0400
0.7022	0.2217	0.0780
0.7467	0.1333	0.1349
0.7911	0.0672	0.2142
0.8356	0.0235	0.3197
0.8800	0.0023	0.4552

Fuente: PEOffice – Módulo RockProperty. 2016.

Gráfica 4. Curva de permeabilidad relativa para el modelo.



Fuente: PEOffice – Módulo RockProperty. 2016.

3.4 MODELO DE FLUIDOS - PVT SINTÉTICO

La caracterización de los fluidos del campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta fue generada a través de correlaciones, ya que el yacimiento no cuenta con un análisis completo, ni con una muestra representativa que relacione presión, volumen y temperatura. Se definió un modelo *Black Oil*, es decir, que el gas presente en el yacimiento se encuentra disuelto en el petróleo y que no existe ninguna variación en sus propiedades a causa de la presión o la temperatura.

En la **Tabla 13** se pueden observar las propiedades obtenidas de dos pruebas básicas realizadas para el pozo G1 y el pozo G2. Dada la importancia de caracterizar adecuadamente los fluidos, se seleccionaron correlaciones para cada propiedad desconocida como se describió en el Capítulo 2.

Tabla 13. Propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento.

Propiedades de los fluidos	Valor	Unidades
Temperatura del yacimiento	185	°F
Densidad del petróleo @ STC	53.033	lb/ft ³
Gravedad del petróleo	33.4	°API
Gravedad específica del petróleo	0.858	----
Densidad del agua @ STC	61.087	lb/ft ³
Gravedad específica del gas	0.6	----
Relación gas disuelto – petróleo @ P _b	6.5	PCN/BN

Fuente: A.I.P SAS. Información suministrada por la operadora. 2016.

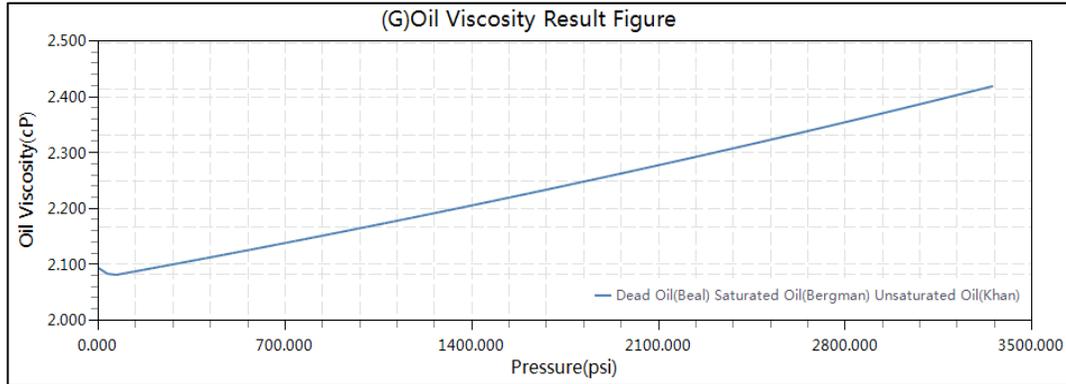
3.4.1 Propiedades del petróleo. La presión de burbuja fue determinada mediante la correlación de *Standing*, M.B. (ver **Ecuación 8**), de la cual se obtuvo un valor igual a 48.61 psia. Por otro lado la **Tabla 14** muestra las variaciones del factor volumétrico y la viscosidad del petróleo que se obtuvieron empleando el módulo “*FluidCalc*” del software *PEOffice – Petroleum Engineering Office* con base a los parámetros mencionados anteriormente.

La **Grafica 5** muestra el comportamiento de la viscosidad respecto a la variación de presión en el yacimiento con una temperatura igual a 185°F. Para su cálculo se empleó la correlación de *Khan et Al.* (ver **Ecuación 14**), una viscosidad de petróleo muerto igual a 1.8664 cP empleando la correlación de *Beal, C.* (ver **Ecuación 12**), y una viscosidad de petróleo saturado igual a 2.0861 cP calculada con la correlación de *Bergman, D.F. & Sutton, R.P.* (ver **Ecuación 13**). Se puede observar la relación directa que existe entre el aumento de la presión y el aumento de la viscosidad, debido a la disminución de la distancia entre las moléculas, incrementando la resistencia del petróleo a desplazarse.

Tabla 14. Factor volumétrico y viscosidad del petróleo.

Presión (psi)	$B_o \left(\frac{BY}{BN} \right)$	μ_o (cP)
48.61	1.06065	2.0861
298.61	1.05942	2.1037
548.61	1.05819	2.1260
798.61	1.05696	2.1488
1048.61	1.05573	2.1721
1298.61	1.05451	2.1960
1548.61	1.05328	2.2208
1798.61	1.05206	2.2460
2048.61	1.05008	2.2717
2298.61	1.04961	2.2981
2548.61	1.04839	2.3252
2798.61	1.04718	2.3529

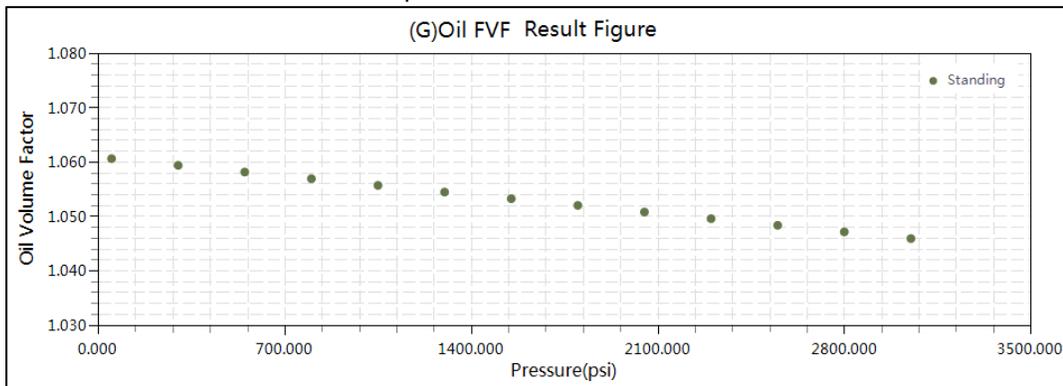
Gráfica 5. Viscosidad del petróleo.



Fuente: PEOffice – Módulo FluidCalc. 2016.

La **Gráfica 6** presenta la variación del factor volumétrico en la zona subsaturada a una temperatura de 185°F, fue determinada a partir de la correlación de *Standing, M.B.* (ver **Ecuación 10**) y *Vásquez, M.E. & Beggs, H.D.* (ver **Ecuación 11**), en función del factor volumétrico @ P_b igual a 1.0606 BY/BN y la compresibilidad del petróleo igual a $4.6506^{-0.6} \text{ psi}^{-1}$ parámetro suministrado por la compañía operadora. Esta propiedad alcanza su máximo valor en este punto, se puede observar que el factor volumétrico decrece conforme aumenta la presión, esto se debe a que todo el gas disuelto está presente en el petróleo, es decir, que en esta zona solo hay presencia de una fase; por debajo del punto de burbuja el gas se expande y la cantidad de petróleo disminuye.

Gráfica 6. Factor volumétrico del petróleo.



Fuente: PEOffice – Módulo FluidCalc. 2016.

3.4.2 Propiedades del agua. La **Tabla 15** muestra los valores obtenidos para las propiedades del agua mediante las correlaciones de *McCain, W.D., Jr.* (ver **Ecuación 16**) y *Dodson, C.R. & Standing M.B.* (ver Ecuación 15). Estas propiedades fueron calculadas a parte del módulo “*FluidCal*” del software *PEOffice* ya que no cuenta con correlaciones que permitan calcular las propiedades del agua. El factor volumétrico y la compresibilidad del agua se calcularon con base a la temperatura del yacimiento y la presión de referencia; en cuanto a la viscosidad del agua se calculó con una salinidad igual al 1% y la temperatura del yacimiento reportada.

Tabla 15. Propiedades del agua.

Propiedad	Valor
Presión de referencia, psi	2704
Factor volumétrico del agua @ P_{ref} , BY/BN	1.03158
Viscosidad del agua sin corregir @ P_{ref} , cP	0.3140
Viscosidad del agua corregida @ P_{ref} , cP	1.1310
Compresibilidad del agua, psi^{-1}	3.04×10^{-6}

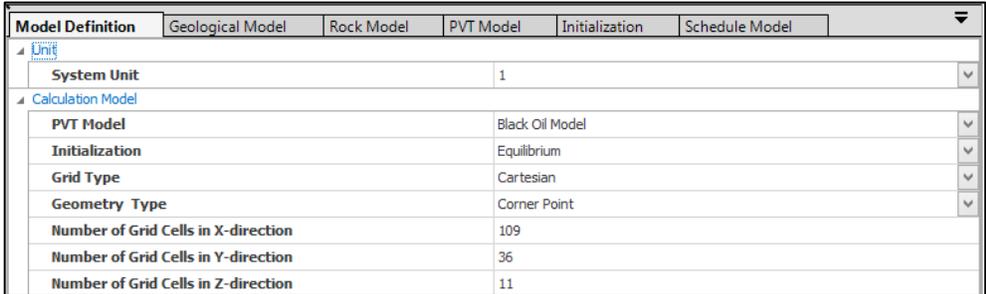
4. MODELO DINÁMICO – SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL YACIMIENTO

En este capítulo se presentan los datos ingresados en el módulo de simulación *SimOn* del software PEOffice, incluyendo la inicialización del modelo con base a la presión y profundidad de referencia. Adicionalmente se presenta el ajuste histórico de la producción del campo desde el año 1994 hasta el 2000 con base a los diferentes topes estimados para la formación Carbonera C7 (6425ft, 6433ft, y 6440ft).

4.1 DEFINICIÓN DEL MODELO

Se definió un modelo *Black Oil* – Petróleo Negro, con sistema de unidades inglés, inicialización por equilibrio, tipo de malla cartesiana, geometría *Corner Point*, es decir, coordenadas de cada esquina para cada bloque y el número de celdas en la dirección X, Y y Z, como se muestra en la **Figura 12**.

Figura 12. Definición del modelo de simulación en SimOn - Tope 6425ft.



Model Definition	
Geological Model	
Rock Model	
PVT Model	
Initialization	
Schedule Model	
Unit	
System Unit	1
Calculation Model	
PVT Model	Black Oil Model
Initialization	Equilibrium
Grid Type	Cartesian
Geometry Type	Corner Point
Number of Grid Cells in X-direction	109
Number of Grid Cells in Y-direction	36
Number of Grid Cells in Z-direction	11

Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

4.2 MODELO GEOLÓGICO

El modelo del yacimiento fue importado desde la plataforma de Petrel al simulador “SimOn” del software PEOffice en coordenadas globales como se describió anteriormente en el capítulo 3. Este incluye la permeabilidad en dirección X, Y y Z, porosidad para las tres capas del reservorio (tope, mitad, y base), caracterización del acuífero, y generación de la falla ubicada en el yacimiento exportada desde Petrel en formato “Petrel fault model (ASCII)”.

El reservorio objeto de estudio tiene como fuente de energía un acuífero asociado, que actúa lateralmente lo cual se puede evidenciar en el alto corte de agua, aproximadamente 89%. Para efectos de esta simulación el acuífero fue implementado con base al modelo desarrollado por Fetcho (1971) disponible en *SimOn*, para acuíferos con condiciones de límites finitos y geometría de flujo radial. Este modelo está basado en que la caída de presión entre el acuífero y los límites yacimiento – acuífero es directamente proporcional al influjo de agua, adicionalmente la caída de presión se transmite en todo el yacimiento y el acuífero

reacciona en forma gradual a esta. Las características del acuífero presente en el yacimiento objeto de estudio fueron proporcionadas por el departamento de geología de la compañía operadora y se definen en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Características del acuífero.

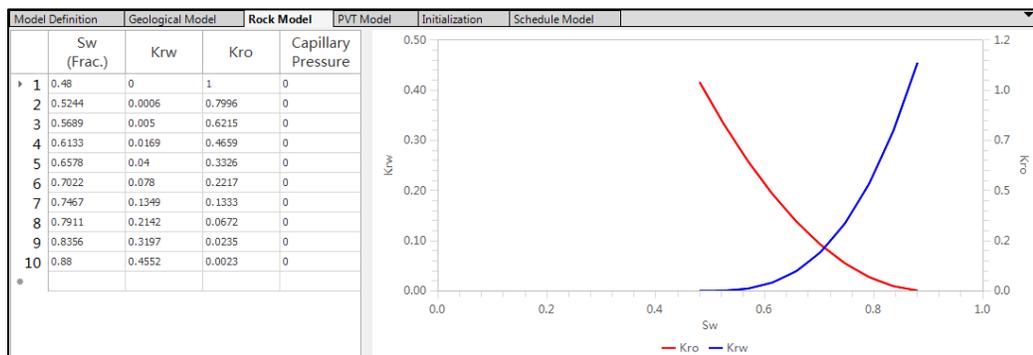
Parámetro	Valor
Profundidad de referencia TVDSS, ft	-5980
Presión inicial, psi	2704
Radio del acuífero, ft	480000
Espesor del acuífero, ft	100
Índice de productividad, bbl/d.psi	11.5

Fuente: A.I.P SAS. Informe suministrado por la compañía operadora. 2016.

4.3 MODELO ROCA - FLUIDO

Esta sección del simulador requiere incorporar los datos de saturación de agua, permeabilidades relativas y presión capilar, los datos ingresados se obtuvieron mediante el módulo “*RockProperty*” como se mencionó en el Capítulo 3. En la **Figura 13** se pueden evidenciar los datos empleados para la simulación, igualmente esta sección requiere el valor de compresibilidad de la roca y una presión de referencia, siendo estas $4.10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ y 2704 psi , respectivamente. Para la corrida del simulador *SimOn* fue necesario adicionar una curva de permeabilidades relativas para el gas y el aceite (ver **Anexo C**), esto se realizó mediante la función *Relative Permeability Empirical Calculation* con una saturación de gas inicial igual a 0.50 y una saturación máxima de 0.83; para este caso estos parámetros son necesarios pero no relevantes, ya que la presión de burbuja del yacimiento es baja respecto a la presión inicial y no se espera alcanzar la región saturada.

Figura 13. Modelo roca - fluido en SimOn.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

4.4 MODELO PVT

El módulo se encuentra dividido en tres secciones para las propiedades del agua, el petróleo y el gas. En la **Figura 14** se presentan los datos PVT para el agua, ingresados en el simulador.

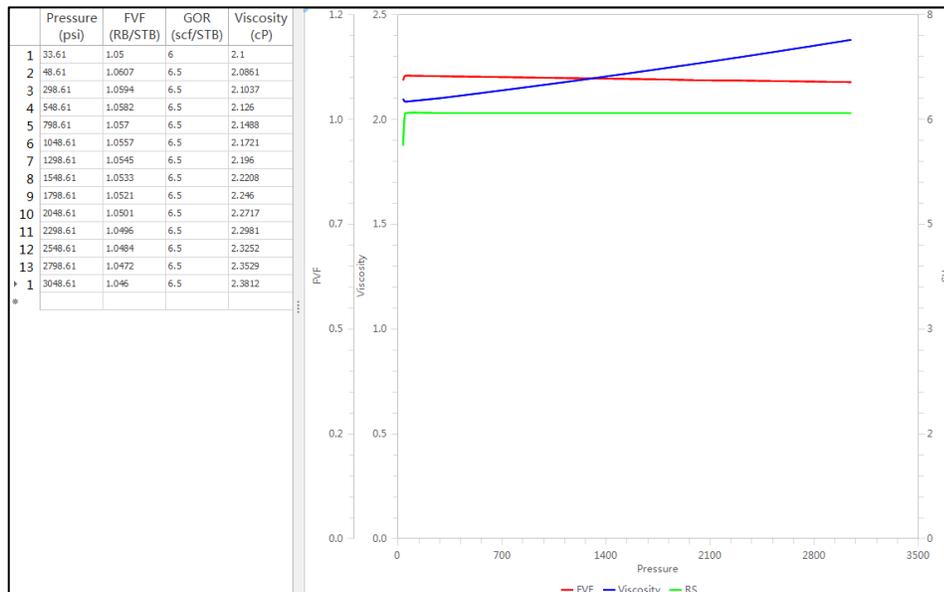
Figura 14. PVT del agua.

Model Definition	Geological Model	Rock Model	PVT Model	Initialization
Water PVT				
Water Density			61.087	lbm/ft ³
Reference Pressure			2704.000	psi
Water Viscosity			0.3140	cP
Water Viscosity Compressibility			0.000000	1/psi
WaterCompressibility			0.0000030	1/psi
WaterVolumeFactor			1.031580	RB/STB

Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

Los valores PVT del petróleo se ingresaron para la zona subsaturada, por encima de 48.61 psi hasta una presión máxima igual a 3048.61 psi; se puede observar la variación del factor volumétrico y la viscosidad en esta región, en la cual el R_s es constante e igual a 6.5 scf/STB. El simulador requiere agregar datos de la zona saturada por debajo de la presión de burbuja, en donde el factor volumétrico y el R_s comienzan a disminuir mientras que la viscosidad comienza a aumentar.

Figura 15. Modelo PVT en SimOn.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

De igual manera fue necesario agregar la variación del factor volumétrico y la viscosidad para el gas, estos valores se obtuvieron empleando el software KAPPA ya que PEOffice no cuenta con un módulo para el modelamiento de estas propiedades (ver **Anexo C**).

4.5 INICIALIZACIÓN

Esta etapa de la simulación consiste en establecer la distribución inicial de saturación y presión en el reservorio. Para el modelo de la formación Carbonera C7 se emplearon saturaciones asignadas a cada celda según las permeabilidades relativas. La inicialización del modelo se realizó por equilibrio, en la **Tabla 17** se muestran los datos de presión inicial del yacimiento a una profundidad de referencia, y el contacto regional agua – petróleo definido por el departamento de geología de la compañía operadora, ingresados en el simulador “*SimOn*”.

Tabla 17. Parámetros de inicialización en SimOn.

Parámetros de inicialización	
Presión de burbuja, psi	48.61
Presión inicial, psi	2704
Profundidad de referencia TVDSS, ft	-5933
Contacto regional agua – petróleo TVDSS, ft	-5980

4.6 EVENTOS DEL YACIMIENTO

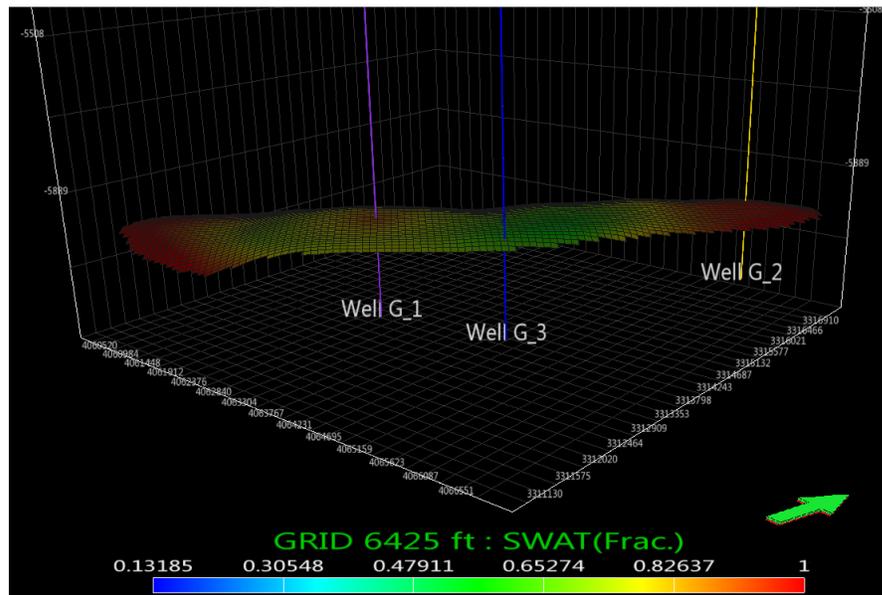
Esta sección incluye la ubicación de los pozos productores de petróleo en el yacimiento, el pozo propuesto G3 (ver **Figura 16**) fue creado en el módulo *ReModel* del software PEOffice, los pozos G1 y G2 fueron exportados en formato “*ECLIPSE well connection data (ASCII)*” al simulador *SimOn*.

La ubicación del pozo G3 se realizó teniendo en cuenta tres factores fundamentales entre los cuales se encuentra la distribución de la saturación de agua y aceite, la distancia al contacto agua – petróleo y el espesor de la formación Carbonera C7. El pozo G2 es más bajo estructuralmente y la producción de agua fue mucho mayor respecto al pozo G1, es decir, que está ubicado más cerca al contacto agua – petróleo (ver **Anexo D**). Debido a que el acuífero actúa lateralmente, el pozo propuesto G3 con orientación vertical, se ubicó lo más cerca a la falla y distante del pozo G2 esperando que los fluidos se hayan segregado con el tiempo y la saturación de aceite sea mayor; en la **Figura 16** se puede evidenciar la acción del empuje hidráulico en la base del yacimiento en donde la saturación de agua es aproximada al 100% en los límites del mismo y va disminuyendo en dirección a la falla. Por otra parte el pozo G3 fue ubicado en la parte más alta del yacimiento con la finalidad de que el agua irrumpa en el pozo tardíamente. En la **Tabla 18** se presenta la profundidad de los perforados para los tres pozos.

Tabla 18. Profundidad de los perforados.

	TOPE TVDss (ft)	BASE TVDss (ft)
Pozo G1	-5934.041	-5939.91
Pozo G2	-5968.855	-5975.946
Pozo G3	-5934.872	-5942.778

Figura 16. Pozo propuesto G3.



Fuente: PEOffice – Módulo ReModel. 2016.

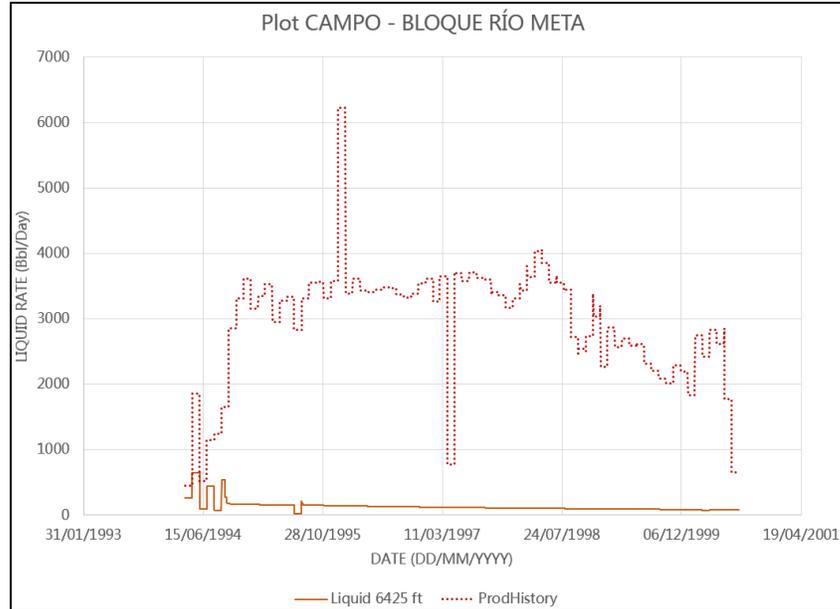
Además de esta información, se ingresó la fecha en la que se completaron los pozos, y otros parámetros como diámetro del hoyo igual a 0.25 ft y daño de formación, valor con el que no se cuenta en la actualidad. Igualmente se incluyó la historia de producción asociada a los pozos G1 y G2, es decir, el caudal de petróleo diario, el caudal de agua producida por día y el total del caudal de líquido diario, así como las fechas de comienzo (01/04/1994) y fin de la producción (01/08/2000) para el ajuste histórico.

4.7 AJUSTE HISTÓRICO

Para el ajuste histórico se emplearon los datos ingresados en la sección *Schedule o Eventos* del módulo “SimOn”. Esta etapa se realizó con la información de producción proporcionada por la compañía operadora, se tuvo en cuenta la tasa de líquido como parámetro de control primario; inicialmente el simulador se corrió sin tener en cuenta la presión aportada por el acuífero, en la **Figura 17** se

presenta el ajuste histórico para el campo, el cual no logró reproducir el comportamiento real de la producción entre el año 1994 y el año 2000.

Figura 17. Ajuste histórico sin acuífero.



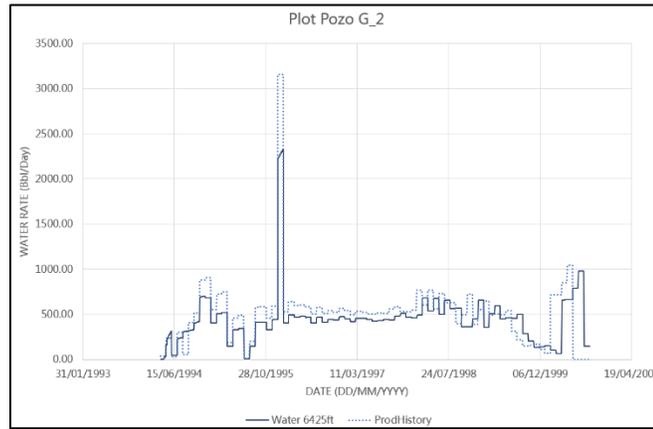
Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

La segunda corrida se realizó ingresando los datos del acuífero mencionados en la **Tabla 16** y demás propiedades definidas a lo largo del desarrollo de este proyecto, como son porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla para cada celda. Adicionalmente se incluyeron los parámetros PVT de los fluidos y las permeabilidades relativas del petróleo, el gas y el agua. En la **Figura 18** se presentan los datos obtenidos mediante la simulación numérica para la producción del pozo G2, ya que este es el más influenciado por el empuje hidráulico. El porcentaje de ajuste fue de 63%, por lo cual se debió modificar la saturación de agua inicial y las permeabilidades relativas.

Inicialmente las curvas se construyeron con una saturación de agua connata igual a 47.71% (parámetro estimado mediante la correlación de Simandoux) y una saturación de petróleo residual igual a 12%; estos valores debieron ser modificados para lograr un mejor ajuste empleando una saturación de agua connata S_{wc} igual a 21% y una saturación de petróleo residual S_{or} igual a 25%, estos son parámetros de incertidumbre en el yacimiento ya que no se cuenta con los análisis necesarios y los datos de registros disponibles son del momento del descubrimiento del campo; las permeabilidades relativas fueron calculadas por el método de Jones empleando los valores de saturación mencionados anteriormente. Finalmente fue necesario incluir una curva de presión capilar agregando una zona de transición al yacimiento, de tal forma que el incremento en

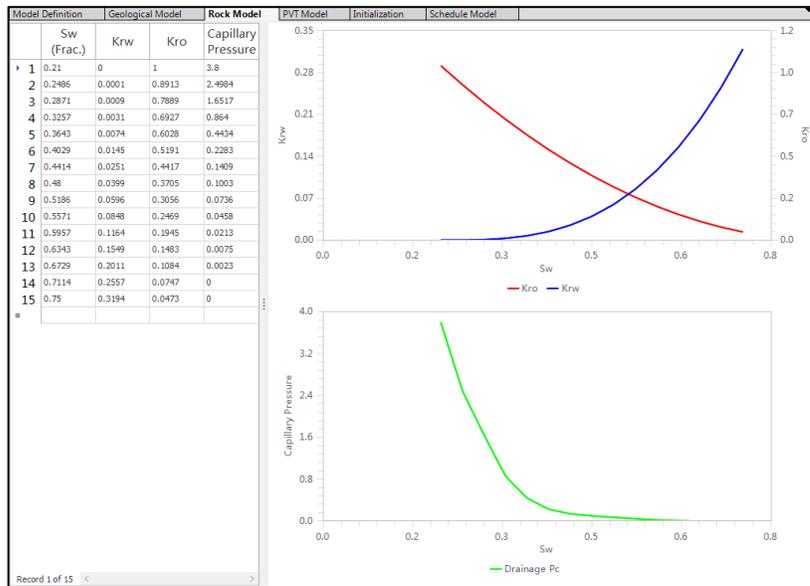
la producción de agua fuera ajustado con un buen porcentaje; estos datos fueron proporcionados por A.I.P SAS tomados de análisis de un campo cercano (ver **Figura 19**).

Figura 18. Ajuste histórico sin presión capilar.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

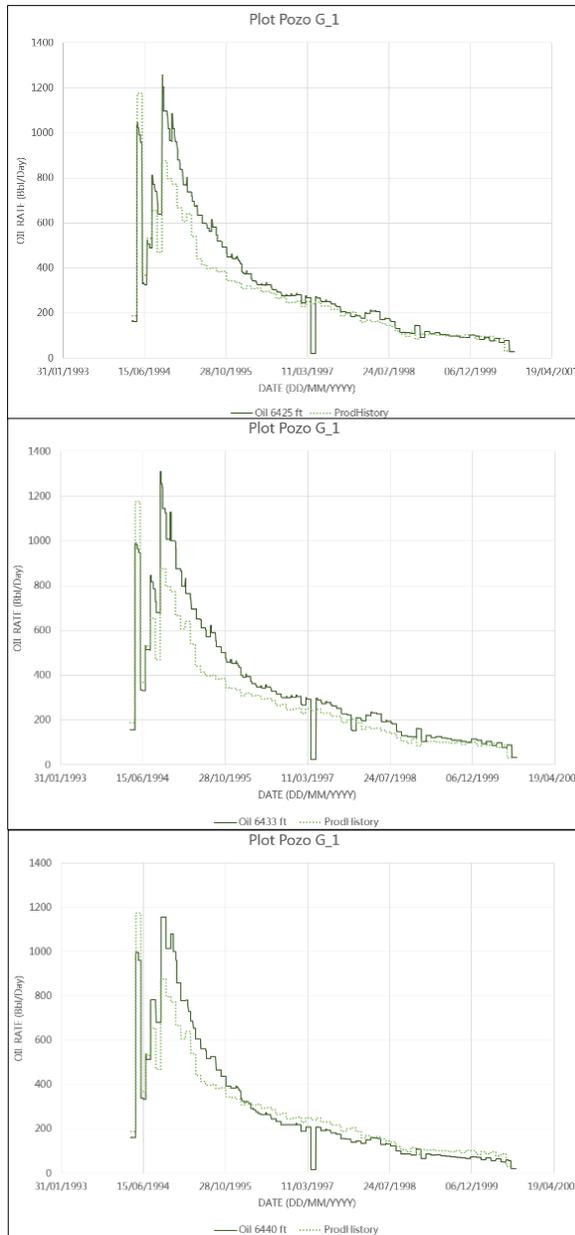
Figura 19. Modelo roca - fluido en SimOn.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

A continuación se presenta el ajuste histórico de petróleo para el pozo G1 con diferentes profundidades del tope de la formación Carbonera C7 (6425ft, 6433ft, y 6440ft). El ajuste para este fluido fue del 80% (ver **Figura 20**), aun cuando presenta picos sobresalientes en los primeros años de producción y una caída de la misma hacia el año 1997, el *grid* con el tope del yacimiento a 6440ft es el que mejor representa la historia de producción de petróleo del pozo G1.

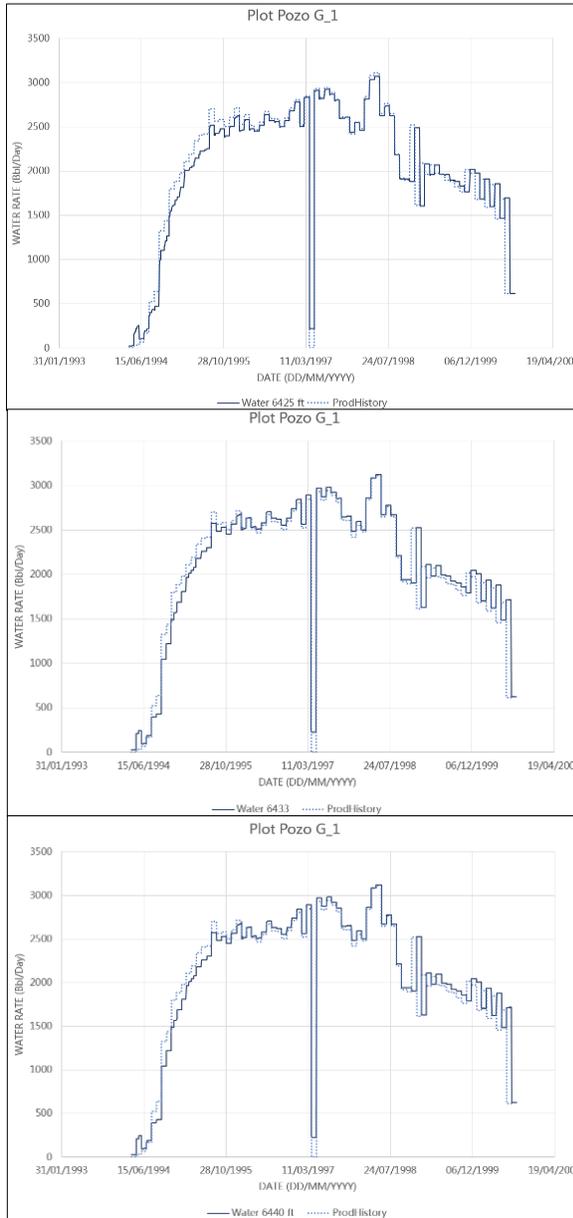
Figura 20. Ajuste histórico petróleo Pozo G1.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

En la **Figura 21** se evidencia el ajuste histórico para la producción de agua en el pozo G1 a las profundidades del tope de la formación Carbonera C7 mencionados anteriormente. Para este fluido se logró un ajuste del 82%, mayor al del agua ya que el resultado de la simulación presenta un comportamiento similar al histórico sin picos anormales, con pequeñas variaciones debido a la incertidumbre en algunas propiedades.

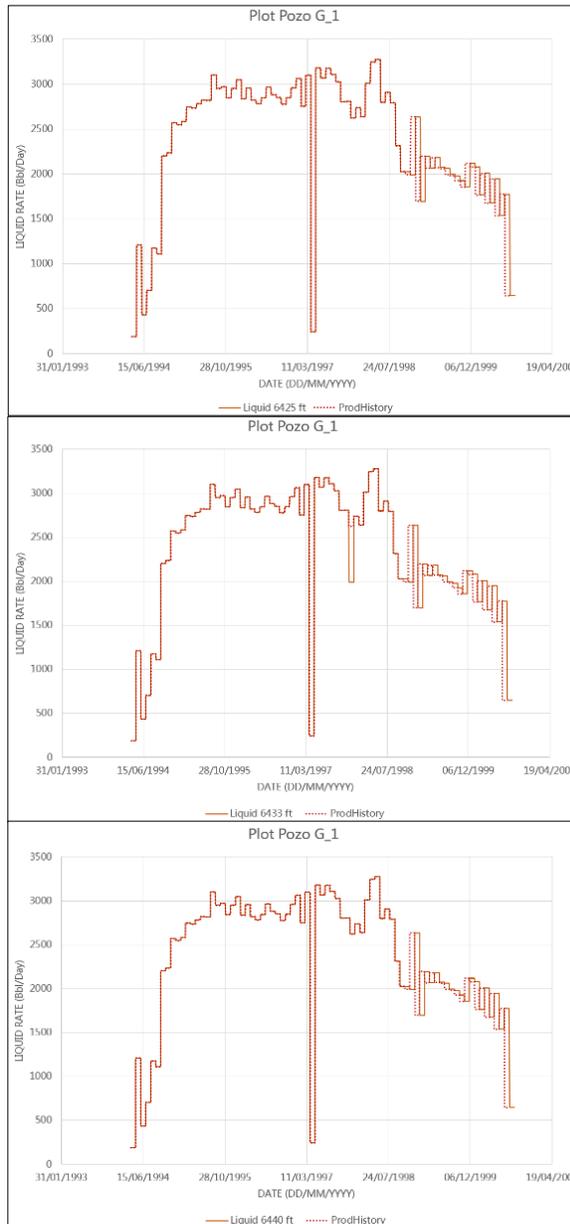
Figura 21. Ajuste histórico agua Pozo G2.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

La **Figura 22** presenta el ajuste histórico para el pozo G1 en relación a los volúmenes de líquido producidos entre el año 1994 y el 2000. Se puede observar que los primeros años de producción el ajuste es prácticamente del 100%, a partir del año 1988 se dan variaciones entre los resultados de la simulación y la historia de producción, sin embargo el porcentaje de ajuste durante estos años es del 80%.

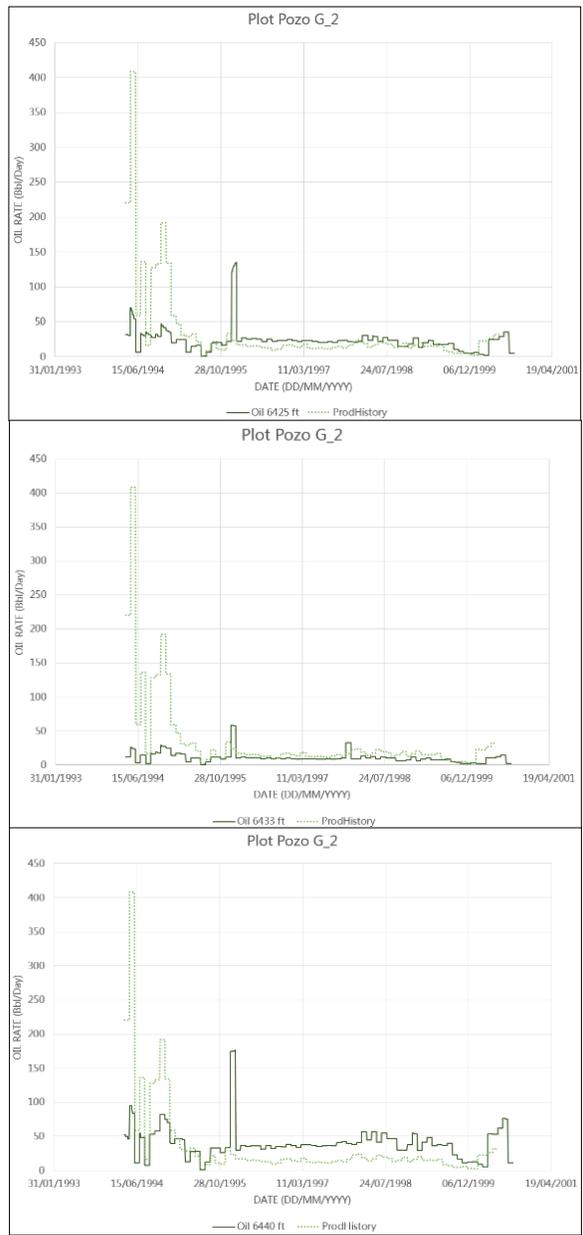
Figura 22. Ajuste histórico líquido Pozo G1.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

El ajuste histórico para la producción de petróleo del pozo G2 tiene un comportamiento diferente a los anteriores, debido a que este pozo es el más influenciado por la presencia del acuífero. En la **Figura 23** se puede observar que los datos arrojados por el simulador no logran reproducir en su totalidad el comportamiento de la producción, ya que los picos asociados a los primeros años no son alcanzados. Para este caso el mejor ajuste lo presenta el *grid* con el tope de la formación Carbonera C7 a 6433ft con un porcentaje de ajuste menor al 50%.

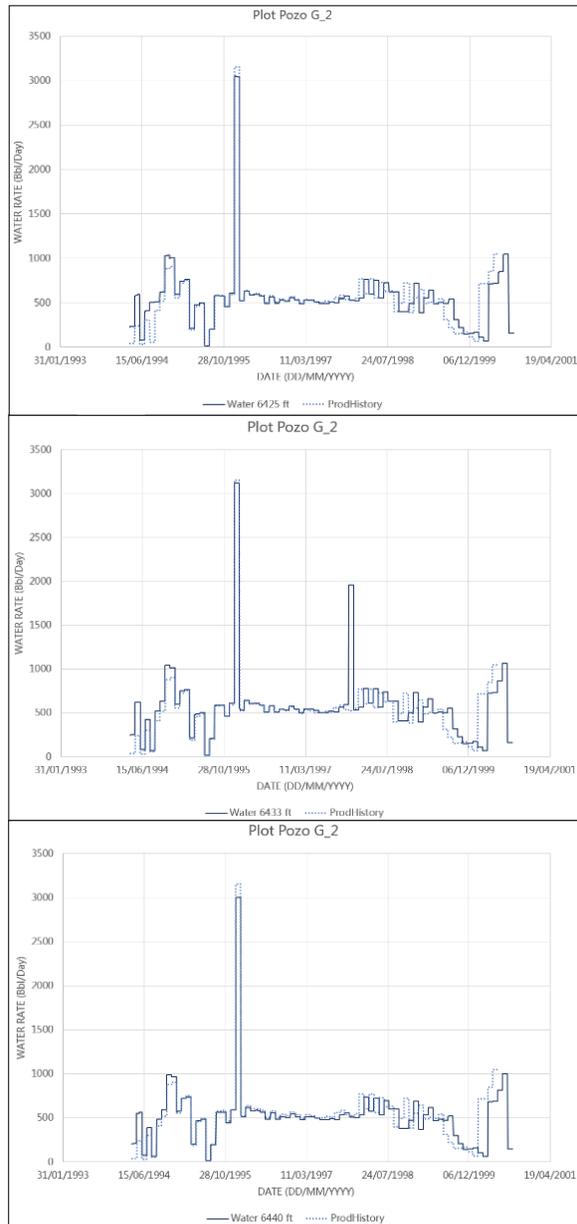
Figura 23. Ajuste histórico petróleo Pozo G2.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

La **Figura 24** presenta el cotejo histórico de la producción de agua para el pozo G2, en donde el mayor porcentaje de ajuste es de 70% para el tope de la formación Carbonera C7 a 6440ft, ya que los resultados con los otros toques de la formación muestran mayores variaciones a lo largo de la historia de producción.

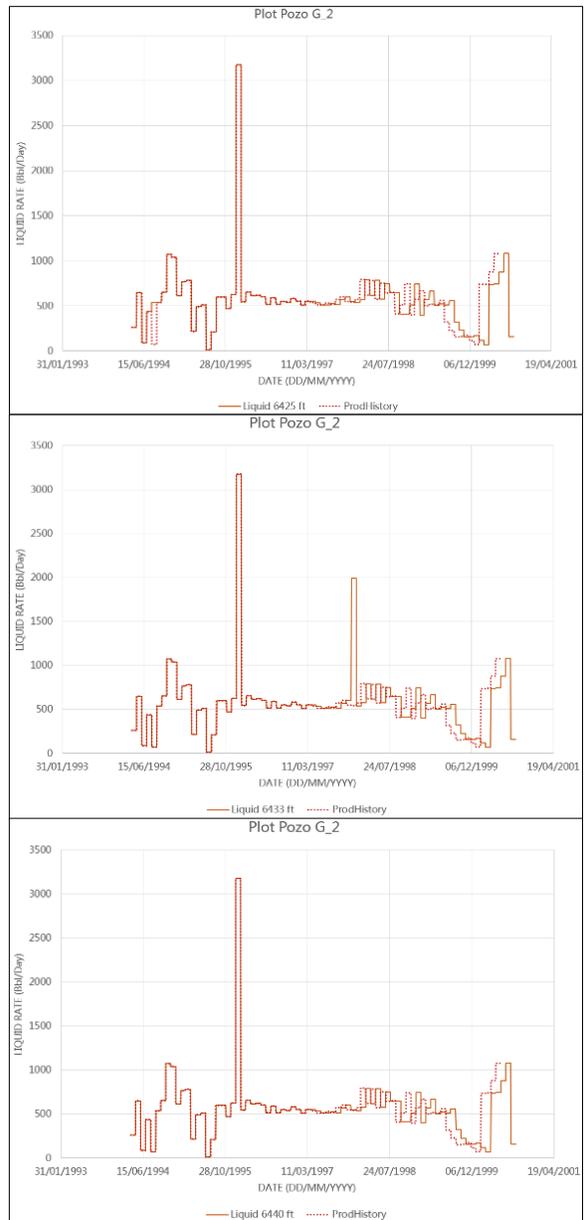
Figura 24. Ajuste histórico agua Pozo G2.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

Los datos obtenidos mediante la simulación numérica presentan un ajuste de 75% y 84% para los topes de la formación Carbonera C7 a 6425ft y 6556ft, respectivamente; sin embargo, presentan variaciones importantes a inicios del año 1998 hasta el año 2000. El cotejo histórico para el *grid* con un tope a 6433 ft presenta un ajuste de 80% para la producción del pozo a pesar del pico registrado entre el año 1997 y 1998 (ver **Figura 25**).

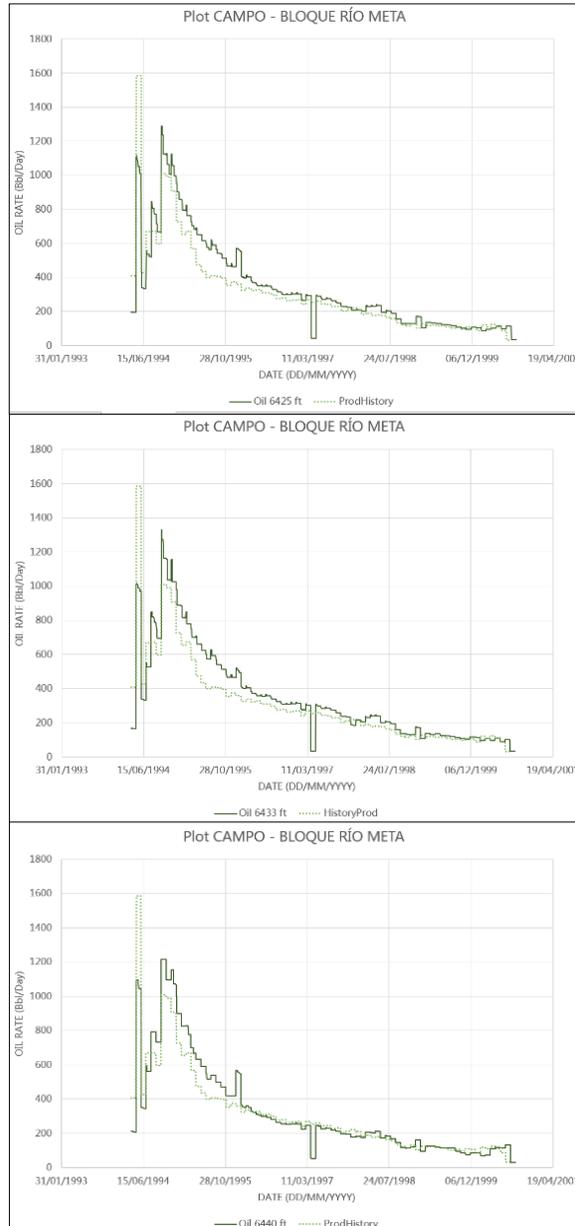
Figura 25. Ajuste histórico liquido Pozo G2.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

A continuación se presenta el ajuste histórico realizado mediante la simulación numérica para el total de la producción de petróleo del campo objeto de estudio, entre el año 1994 y el 2000 (ver **Figura 26**). El *grid* con tope a 6440ft presentó un porcentaje mayor de ajuste respecto a los demás, con un valor igual a 80% por encima de 75% para el *grid* con tope a 6425ft y 76% para el *grid* con tope a 6433ft.

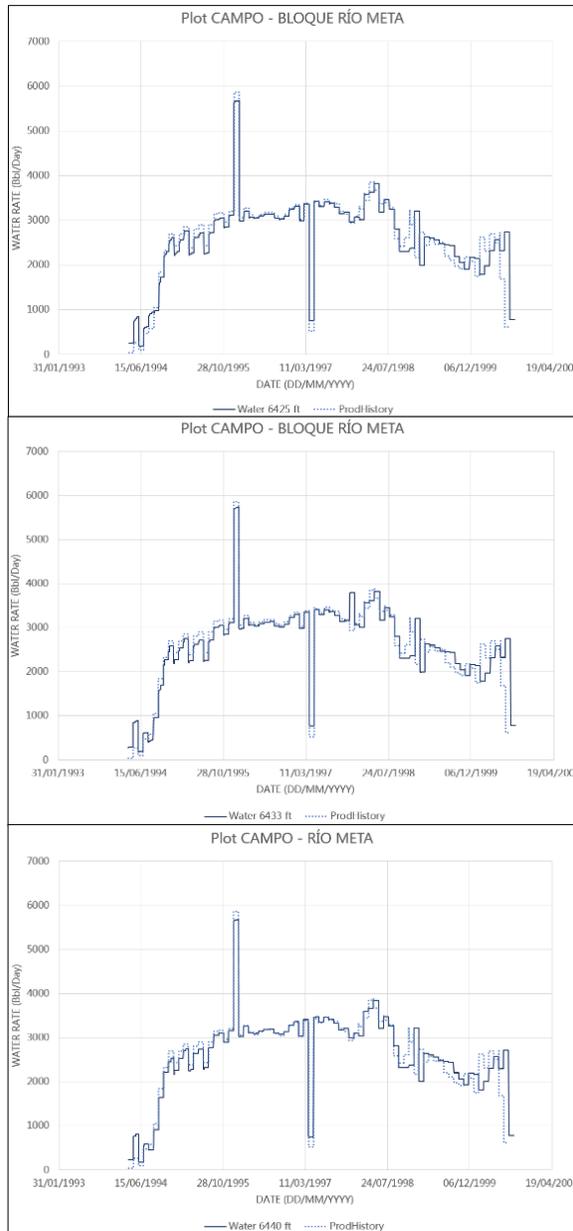
Figura 26. Ajuste histórico petróleo del Campo.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

El cotejo histórico del agua se presenta en la **Figura 27** para los diferentes topes estimados del yacimiento. Se puede observar que los datos de simulación son muy aproximados a la historia de producción de agua del campo, el *grid* con tope de 6440ft presentó un ajuste de 78%, por encima de 75% para el tope de la formación Carbonera C7 a 6433ft y 76% para el *grid* con tope de la formación a 6425ft.

Figura 27. Ajuste histórico agua del Campo.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

Finalmente se presenta el ajuste histórico para el total de líquido producido entre el año 1994 y el año 2000 (ver **Figura 28**). Se evidencia que el comportamiento del yacimiento fue reproducido en un 100% hasta el año 1997, fecha en la cual los resultados de la simulación no fueron los mismos reportados por la compañía operadora; sin embargo, el mejor ajuste igual a 90% se logró con el tope del yacimiento a 6440ft. El cotejo de la historia de producción para los otros topes de la formación fue aceptable con un valor de 87% para el grid con tope a 6425ft y 89% para el tope a 6433ft.

Figura 28. Ajuste histórico líquido del Campo.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

5. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos para el volumen de Petróleo Original En sitio y reservas recuperables con base al factor de recobro esperado por el acuífero presente en el yacimiento, igualmente se incluyen las predicciones de producción de agua y petróleo entre el año 2018 y 2028 para el pozo vertical G3 propuesto.

5.1 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El Petróleo Original En Sitio (POES), se determinó empleando el módulo “*ProdForecast*” del software *PEOffice*, mediante un análisis volumétrico (ver **Ecuación 31**). En la **Figura 29** se evidencian los datos empleados en la estimación del POES, la función permite incluir valores constantes o una distribución uniforme con valores máximos y mínimos.

Ecuación 31. Cálculo volumétrico del Petróleo Original En Sitio.

$$POES = \frac{7758 * V_b * \emptyset * (1 - S_{wc})}{B_{oi}}$$

Fuente: PEOffice – Manual módulo ProdForecast. 2016.

Donde:

POES: Petróleo Original En Sitio, STB.

V_b : Volumen bruto, acres.

\emptyset : Porosidad, adimensional.

S_{wc} : Saturación de agua inicial, adimensional.

B_{oi} : Factor volumétrico del petróleo, RB/STB.

El área del yacimiento se determinó con base a los mapas de contorno (ver **Anexo E**) para la formación Carbonera C7 en el software Petrel, mediante la construcción de un polígono. El *Net Pay* fue estimado respecto a los registros eléctricos de los pozos G1 y G2; se tuvo en cuenta un valor máximo y mínimo debido al distanciamiento de los pozos con un tope del yacimiento a 6440ft, ya que fue el modelo que presento un mejor ajuste histórico; en el **Anexo A** se puede observar la presencia de una arena con valores altos de resistividad hacia el tope de la formación, es importante resaltar que la misma fue probada y evaluada con alto potencial aportando la producción del campo. Para el cálculo del espesor neto petrolífero se emplearon como valores de corte una saturación de agua (S_w) menor a 60%, un valor de porosidad efectiva (\emptyset_e) por encima de 12% y un volumen de arcilla (V_{sh}) menor a 45%; con un espesor neto petrolífero mínimo igual a 5 ft y máximo de 8 ft. En la porosidad se empleó el rango establecido anteriormente para las arenas de la formación Carbonera C7, así como la

saturación de agua inicial y el factor volumétrico del petróleo. Finalmente se estimó un volumen de petróleo original en sitio igual a 2.883.130 STB.

Figura 29. POES calculado en ProdForecast.

Results Table				
Input Parameters				
NO.	Parameters	Distribution	Values	Units
1	Area	Constant	452.00	acres
2	Net Pay	Min	5.00	ft
3		Max	8.00	ft
4	Porosity	Min	0.14	Frac.
5		Max	0.19	Frac.
6	Water Saturation	Constant	0.2100	Frac.
7	Oil Volume Factor	Constant	1.04	RB/STB
Output Parameters				
NO.	Parameters	Distribution	Values	Units
1	OOIP	Expected Value	2883.1300	MSTB
2		StdDev	6396.7500	MSTB

Fuente: PEOffice – Módulo ProdForecast. 2016.

El factor de recobro se estableció teniendo en cuenta al alto corte de agua presente en el yacimiento, deduciendo un mecanismo de producción relacionado a un empuje de agua activo. Con base a estadísticas de campos de todo el mundo el factor de recobro por empuje de agua puede estar entre 10% y 75%, para el yacimiento objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta se empleó la correlación de Arps (1945) para su determinación (ver **Ecuación 32**).

Ecuación 32. Correlación de Arps para el factor de recobro.

$$FR = 54.898 \left[\phi \left(\frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}} \right) \right]^{0.0422} \left(\frac{K \mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0.077} S_{wi}^{-0.1903} \left(\frac{P_i}{P_a} \right)^{-0.2159}$$

Fuente: ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia, 2008. p. 189.

Donde:

FR : Factor de recobro, %.

ϕ : Porosidad, %.

S_{wi} : Saturación de agua inicial, %.

B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo, BY/BN.

K : Permeabilidad al petróleo, D.

μ_{wi} : Viscosidad inicial del agua, cP.

μ_{oi} : Viscosidad inicial del petróleo, Cp.

P_i : Presión inicial del yacimiento, psi.

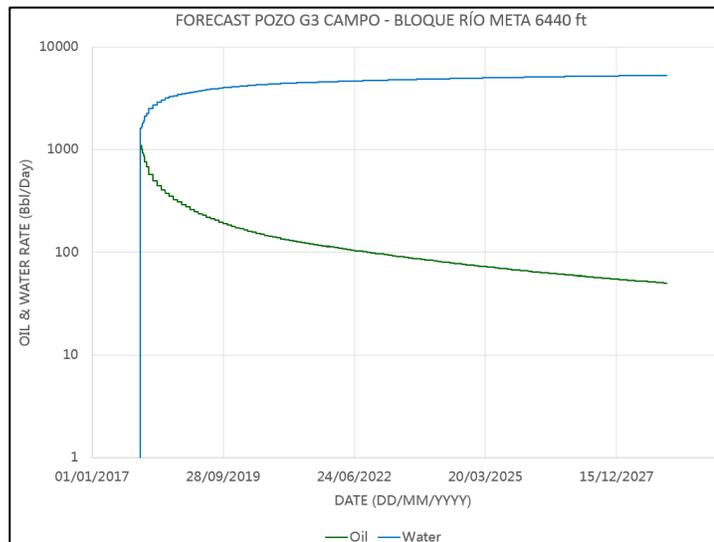
P_a : Presión de abandono, psi.

Los datos empleados son el resultado de la validación del modelo estático y petrofísico, con una presión de abandono igual a 70 psi, una saturación de agua inicial igual a 21% y una presión inicial del yacimiento igual a 2704 psi. El factor de recobro teórico esperado para el yacimiento objeto de estudio, formación Carbonera C7 es igual a 49.1%. Esto influye directamente en el volumen total a recuperar, siendo este 1.415.616,83 STB, de los cuales se han recuperado 719.56 MSTB entre Abril de 1994 y Agosto del 2000; es decir, que restan 696,055 STB por recuperar.

5.2 PREDICCIONES

El pronóstico de producción se realizó durante once años a partir de la perforación del pozo vertical G3 en el año 2017 e inició de la producción el año 2018, con el tope de la formación Carbonera C7 a 6440ft (ver **Figura 30**).

Figura 30. Pronósticos de producción para el pozo G3.



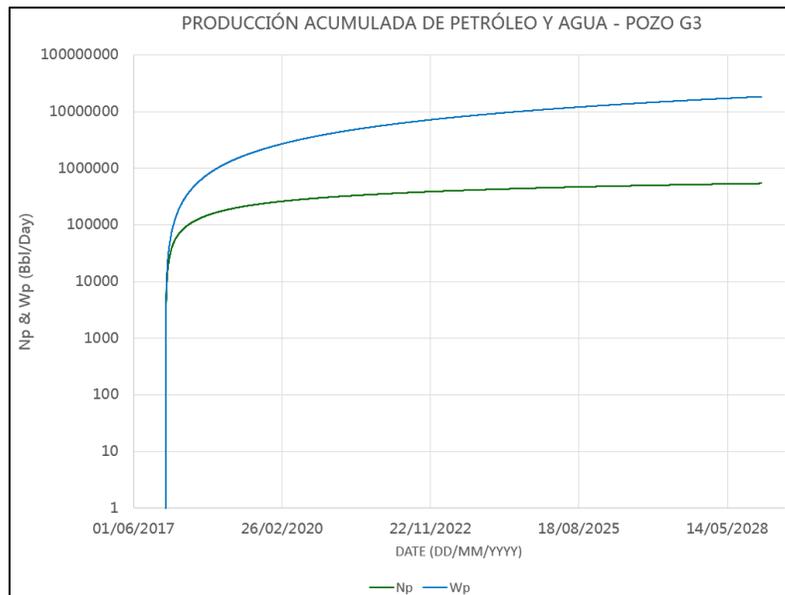
Fuente: PEOffice – Módulo ProdForecast. 2016.

En la **Tabla 19** se puede observar el caudal inicial de petróleo y agua, así como el caudal final de producción para ambos fluidos. El corte de agua para el pozo G3 es considerablemente alto y se incrementa conforme aumenta la producción de petróleo; con la perforación de este pozo se logran drenar las reservas existentes hasta el límite económico del campo. El volumen de petróleo producido es igual a 541,607.06 Bbl y el agua acumulada hasta el año 2028 es igual a 18, 454,070.42 Bbl (ver **Figura 31**).

Tabla 19. Pronostico de producción pozo G3.

AÑO	2018	2028
Q_o (STB/day)	1128	48
Q_w (STB/day)	60	5320
Corte de agua (%)	85.26	99.02
N_p (MSTB)	172.32	541.60
Volumen por recuperar @ 2028 (MSTB)	154.44	

Figura 31. Producción acumulada para el pozo G3.



Fuente: PEOffice – Módulo ProdForecast. 2016.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO G3

En el presente capítulo se determina la viabilidad financiera de perforar un nuevo pozo (G3) en el campo objeto de estudio, de tal forma que se logren drenar las reservas existentes. Esta evaluación se realiza mediante el indicador Valor Presente Neto - VPN, elaborando un flujo de caja en el cual se comparan los costos de inversión con la recuperación de la misma e ingresos por barriles producidos; debido a que la empresa A.I.P SAS financiadora del proyecto es una compañía prestadora de servicios, no se cuenta con información suficiente para el desarrollo del capítulo; sin embargo, los datos proporcionados se aproximaron a las condiciones reales. Adicionalmente se realiza una breve descripción del costo financiero de realizar la simulación de yacimientos y un análisis cualitativo de los beneficios obtenidos con este proyecto.

6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

La inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán la puesta en marcha del proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

6.1.1 Capex. *Capital Expenditure* por sus siglas en inglés, son todos aquellas erogaciones en los que se incurre para crear un beneficio futuro, ya sea en la adquisición de activos con una vida útil o en la mejora de instalaciones y bienes existentes. El campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta – Cuenca de los Llanos Orientales, no cuenta actualmente con facilidades para el recibo de la producción, tratamiento y transporte de los fluidos; por ende se requiere la construcción de la misma, lo que representa inversiones de 1.775.000 US\$ aproximadamente, teniendo en cuenta los aspectos mencionados en la **Tabla 20**.

Estos costos se establecieron con base a los equipos básicos necesarios para la separación agua – petróleo, se incluyeron dos bombas para la transferencia de crudo y dos bombas para la inyección de agua; es importante tener en cuenta que el número de bombas necesarias puede variar según requerimientos, así como los costos de los demás equipos dependiendo de su dimensionamiento y diseño. En cuanto a las tuberías también se estimó un valor que puede variar en relación al diámetro y la longitud necesaria para el transporte hacia el pozo G2, las facilidades o la estación de recibo. El quemador o TEA se contempló debido a la baja cantidad de gas que se pueda llegar a producir teniendo en cuenta que el yacimiento es altamente subsaturado. Finalmente el costo de la planta de tratamiento de agua se determinó para una producción inicial de 2.000.000 de barriles, debido al aumento de esta tasa los costos de tratamiento pueden alterarse si se requiere una ampliación de la misma; en el campo objeto de estudio existe una piscina de oxidación y sedimentación que debe ser reacondicionada.

Tabla 20. Inversión facilidades de producción.

INVERSIÓN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	\$US
<i>FWKO</i>	280,000.00
<i>Gun Barrel</i>	210,000.00
Tanque de almacenamiento (2 unidades)	360,000.00
Bomba de transferencia (2 unidades)	160,000.00
Bomba de inyección de agua (2 unidades)	205,000.00
Separador API	60,000.00
Tubería de inyección, tendido y conexión	161,000.00
Tubería de flujo, tendido y conexión	42,000.00
Tubería de transferencia, tendido y conexión	40,000.00
TEA	15,000.00
Planta de tratamiento de agua	197,000.00
TOTAL INVERSIÓN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	1,730,000.00

En cuanto a costos relacionados al personal calificado para a la construcción de las facilidades de producción se estimó un costo de 45,000.00 \$US incluyendo ingenieros de producción, ingenieros civiles, ingenieros mecánicos, personal técnico y de mantenimiento, personal administrativo, y costos diarios de operación como alimentación, hospedaje, salud y seguridad.

Adicionalmente uno de los objetivos principales con este proyecto es evaluar la viabilidad financiera de perforar un nuevo pozo vertical G3 de desarrollo en el campo objeto de estudio, considerando que los pozos existentes se encuentran abandonados. Según una publicación realizada por Campetrol – Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros, el costo promedio de perforar un pozo en Colombia se encuentra alrededor de los 10 millones de US\$ para una profundidad de 11.000 ft, tiempo de perforación igual a 61 días, costos diarios de operación, comidas y staff¹². A continuación se presentan los costos asociados a la perforación del pozo G3 (ver **Tabla 21**) y otros gastos como personal, transporte y logística, obteniendo una inversión total de 6.0 millones de US\$ para una profundidad de 8000 ft y un tiempo de perforación de 45 días; debido al alto corte

¹² LANGER, José. Costos de perforación de pozos en Latinoamérica. En: CAMPETROL, Grafico de la semana [online]. Mayo, 2015. [citado 4, mayo, 2016] Disponible en: <http://campetrol.org/costos-de-perforacion-de-pozos-en-latinoamerica/>

de agua se estimó un valor de inversión aproximado a 1.5 millones de US\$ para la reactivación de pozo G2 como disposal, incluyendo reacondicionamiento, perforación, personal calificado y gastos operativos.

Tabla 21. Inversión perforación pozo G3.

PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO POZO G3	\$US
Alquiler taladro de perforación	698,982.00
Broca	45,000.00
Tubería de perforación (<i>Drill Pipe/ Drill Collar</i>)	542,000.00
Fluidos de perforación, químicos (lodo)	350,000.00
Tratamiento de fluidos y cortes	450,000.00
Accesorios y herramientas de fondo	227,500.00
Tubería de producción	419,000.00
Tubería de revestimiento	377,000.00
Corrida de tubería	325,000.00
Cementación de tubería de producción	129,289.00
Válvulas, accesorios, otros	420,000.00
Árbol de navidad	67,000.00
Adquisición de registros	450,000.00
<i>TOTAL PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO POZO G3</i>	4,500,771.00

La **Tabla 22** presenta los gastos a grandes rasgos, asociados a la perforación del pozo G3 en el campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta en cuanto a personal, transporte y logística refiere.

Tabla 22. Costos operacionales perforación pozo G3.

COSTOS OPERACIONALES	\$US
Company man	14,953.00
Asistente de Company man	7,476.50
Geólogo	6,723.00
Supervisor HSEQ	2,423.00
Mantenimiento y administración	19,432.00
Ingeniero de fluidos	2,572.01
Movilización y desmovilización taladro	960,875.00
Transporte de personal	18,970.00
Instalaciones de apoyo	30,080.00
Generadores de energía	160,820.00
Seguridad, comunidades y medio ambiente	15,560.00
Comunicaciones	6,690.00
Adecuación y mantenimiento de vías	255,000.00
TOTAL GASTOS OPERACIONALES	1,501,574.51

El costo total de la inversión inicial incluyendo la construcción de las facilidades, la reactivación del pozo G2 y la perforación del pozo G3 es igual a 9,277,345.00 US\$.

6.1.2 Opex. *Operating Expenses* por sus siglas en inglés, son todos aquellos costos operativos necesarios para el funcionamiento diario del negocio, ya sea salarios, servicios, mantenimiento y reparaciones; incluyen la depreciación de los bienes empleados en los procesos de producción. Estos se pueden clasificar en costos fijos independientes de la producción de hidrocarburos y costos variables que se encuentran relacionados a los barriles producidos.

Según una publicación realizada por Campetrol¹³, Colombia es el séptimo país más costoso para producir petróleo con un promedio de 35.30 US\$/Bbl, por debajo de Reino Unido, Brasil y Canadá. Por otro lado, Pacific Exploration & Production

¹³ CAMPETROL. Colombia, el séptimo país con mayores costos para la producción por barril en 2016. En: CAMPETROL, Grafico de la semana [online]. Enero, 2016. [citado 5, mayo, 2016] Disponible en: <http://campetrol.org/colombia-el-septimo-pais-con-mayores-costos-para-la-produccion-por-barril-en-2016/>

reportó un costo entre 20 y 22 US\$/Bbl en el tercer trimestre del año 2015¹⁴. Ecopetrol, petrolera estatal ocupa el segundo puesto en Suramérica con un costo de levantamiento promedio igual a 19.5 US\$/Bbl; la refinación, el transporte, los conflictos sociales y el licenciamiento ambiental son parámetros que aumentan el costo de producción en Colombia¹⁵.

Para este trabajo de grado se estimó un costo fijo de 9.8 US\$/Bbl incluyendo los salarios del personal del campo y administrativos, alojamiento y alimentación en campo, regalías, depreciación de los bienes, costos de abandono y amortización de la inversión. Igualmente se determinó un costo variable de 11.59 US\$/Bbl que incluye energía, combustibles y transporte, mantenimiento (pozo, facilidades y campo), seguridad y comunidades, consultorio médico, y manejo de desechos. Se definió un costo de 0.94 US\$/Bbl de agua producida, ya que debido a su cantidad debe ser tratada y posteriormente inyectada al yacimiento.

En la **Tabla 23** se incluyen los costos fijos para el año uno, estos valores pueden cambiar cada periodo dependiendo de las necesidades de la compañía; se realizó una estimación de 0.2 US\$/Bbl para la variación anual de estos costos.

Tabla 23. OPEX - Costos fijos.

Costos fijos	US\$/Año
Sueldos de personal administrativo	345,000.00
Sueldos de personal en campo	462,700.00
Alojamiento y alimentación	193,800.00
Regalías	996,328.94
Depreciación (+)	800,000.00
Costos de abandono	63,345.00
Amortización de la inversión (+)	200,000.00
<i>Total costos fijos anuales</i>	3,061,173.94

En la **Tabla 24** se pueden observar los costos variables relacionados al campo objeto de estudio, se estimó un valor superior a los costos fijos principalmente por

¹⁴ PORTAFOLIO. Colombia ya vende crudo por debajo de los costos de producción. En: El Tiempo, sección economía [online]. Enero, 2016. [citado 5, mayo, 2016] Disponible en: <http://www.eltiempo.com/economia/sectores/precio-del-petroleo-colombia-vende-crudo-por-debajo-de-los-costos/16488054>

¹⁵ ESPINOSA, Lilian. Costo de producir un barril en Ecopetrol es de US\$19.5, el segundo más alto de la región. En: La Republica, sección economía [online]. Junio, 2015. [citado 5, mayo, 2016] Disponible en: http://www.larepublica.co/costo-de-producir-un-barril-en-ecopetrol-es-de-us195-el-segundo-m%C3%A1s-alto-de-la-regi%C3%B3n_268916

el mantenimiento que requieran las instalaciones durante el tiempo del proyecto; se estimó una variación anual de aproximadamente 0.1 US\$/Bbl.

Tabla 24. OPEX - Costos variables.

Costos variables	US\$/Año
Energía	360,000.00
Combustibles y transporte	84,00.00
Mantenimiento del campo	276,000.00
Mantenimiento de las facilidades	864,000.00
Mantenimiento de los pozos	636,000.00
Seguridad y comunidades	24,000.00
Consultorio medico	36,000.00
Manejo de desechos	156,000.00
<i>Total costos variables</i>	2,592,000.00

6.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Son todos aquellos flujos que se generan por la venta o el alquiler de un producto, en el caso de este proyecto los ingresos provienen de la venta del crudo. El precio del crudo será el de liquidación de regalías, ya que el estudio realizado no tiene en cuenta los costos de transporte. La producción estimada del campo proviene del estudio de simulación realizado con la ubicación de un tercer pozo G3 para drenar las reservas existentes.

6.2.1 Precio del barril de petróleo. El precio de referencia es la variable que mayor impacto tiene en el resultado del proyecto, ya sea en el éxito o fracaso, adicional a esto conlleva el mayor riesgo asociado. Es importante aclarar que la variación del precio del barril de petróleo es inherente a factores como la demanda, la oferta, aspectos técnicos, políticos y económicos; por lo cual este valor es aproximado y se estimó según el pronóstico anual realizado por *U.S Energy Information Administration* (ver **Gráfica 7**) para el precio del petróleo y derivados, así como las estadísticas presentadas por el Banco Mundial hasta el año 2025 (ver **Gráfica 8**).

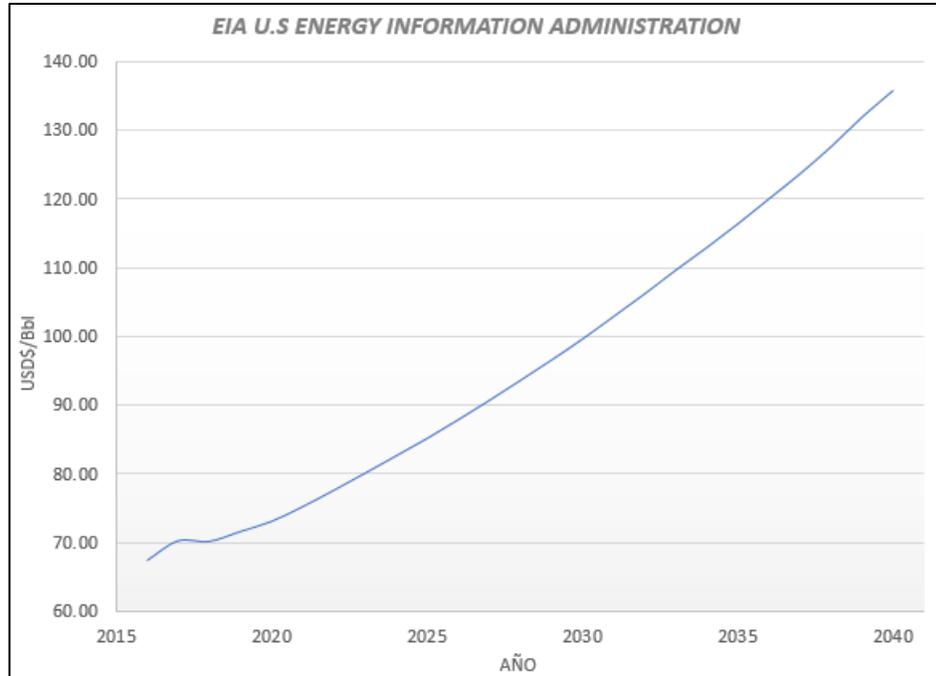
El precio de venta del petróleo para el campo está ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en US\$/Bbl, cuyas características son 39.6°API y 0.24% de azufre. En cuanto a regalías, la Ley 756 de 2002, establece en su Artículo 16 un valor del 20% para una producción entre 125,000Bbl y 400,000Bbl en boca de pozo, y el uso de la **Ecuación 33** para una producción entre 5,000Bbl y 125,000Bbl aplicable a los campos descubiertos no desarrollados; este valor es descontado del total de los ingresos por la venta de petróleo.

Ecuación 33. Calculo de regalías entre 5000Bbl y 125000Bbl.

$$Regalias (\%) = 8 + \left(Prod \frac{MBbl}{día} - 5 \frac{MBbl}{Día} \right) * 0.10$$

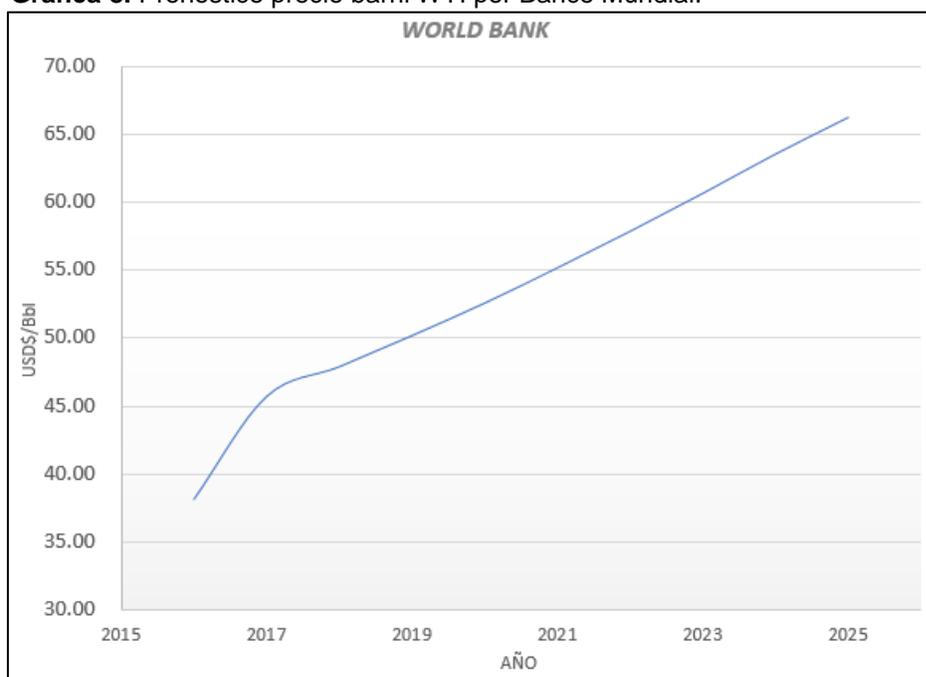
Fuente: COLOMBIA. FONDO NACIONAL DE REGALIAS. Ley 756. (23, Julio, 2002). Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994. Diario Oficial BOGOTÁ D.C., 2002. p. 20.

Gráfica 7. Pronostico precio barril WTI por EIA.



Fuente: EIA. Anual Energy Outlook 2015. Disponible en: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/data/browser>. Modificado por el autor.

Gráfica 8. Pronostico precio barril WTI por Banco Mundial.



Fuente: World Bank. World Bank commodities price forecast 2015. Disponible en: <http://www.worldbank.org/content/dam.pdf>. Modificado por el autor.

En la **Tabla 25** se presenta el pronóstico del precio del barril WTI empleado para la determinación de los ingresos. Debido a que las proyecciones realizadas por EIA U.S Energy Information Administration se estimaron respecto al comportamiento del precio del barril en el año 2013, tienden a ser altas en comparación al precio del último año (ver **Anexo F**), por otro lado las proyecciones del Banco Mundial son más aproximadas a la realidad actual; con base a lo anteriormente mencionado se determinó un precio WTI promedio entre el Banco Mundial y la EIA para el comportamiento del precio del barril en los próximos años, aclarando que este puede variar considerablemente según el comportamiento de la economía y demás factores mencionados.

Tabla 25. Pronostico precio barril WTI 2018 - 2028.

AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
EIA (US\$)	70.06	71.50	72.96	75.10	77.48	79.95	82.48	85.02	87.73	90.55	93.46
BANCO MUNDIAL (US\$)	47.90	50.20	52.60	55.20	57.90	60.70	63.60	66.30	69.47	72.31	75.15
PROMEDIO (US\$)	58.98	60.85	62.78	65.15	67.69	70.32	73.04	75.66	78.60	81.43	84.30

6.3 TIEMPO

Es un factor influyente en la tasa interna de retorno, ya que a mayor tiempo el riesgo aumenta debido a que las condiciones bajo las cuales se fijó tienden a variar. Está representado por la letra n y su unidad se especifica por año. El tiempo de este proyecto está relacionado a la recuperación de la inversión realizada y al número de años que sea viable económicamente la producción de hidrocarburos respecto al aumento del corte de agua; inicialmente el tiempo estimado para la producción es de once (11) años.

6.4 TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD - TIO

La tasa interna de oportunidad – TIO corresponde a la tasa de interés mínima que el inversionista le exige al proyecto para que este le sea atractivo frente a otros. Esta tasa es de carácter subjetivo, para este proyecto se empleó una tasa igual al 12% Efectivo Anual utilizada en los proyectos de A.I.P SAS, ya que la tasa empleada por la compañía operadora no se conoce.

6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

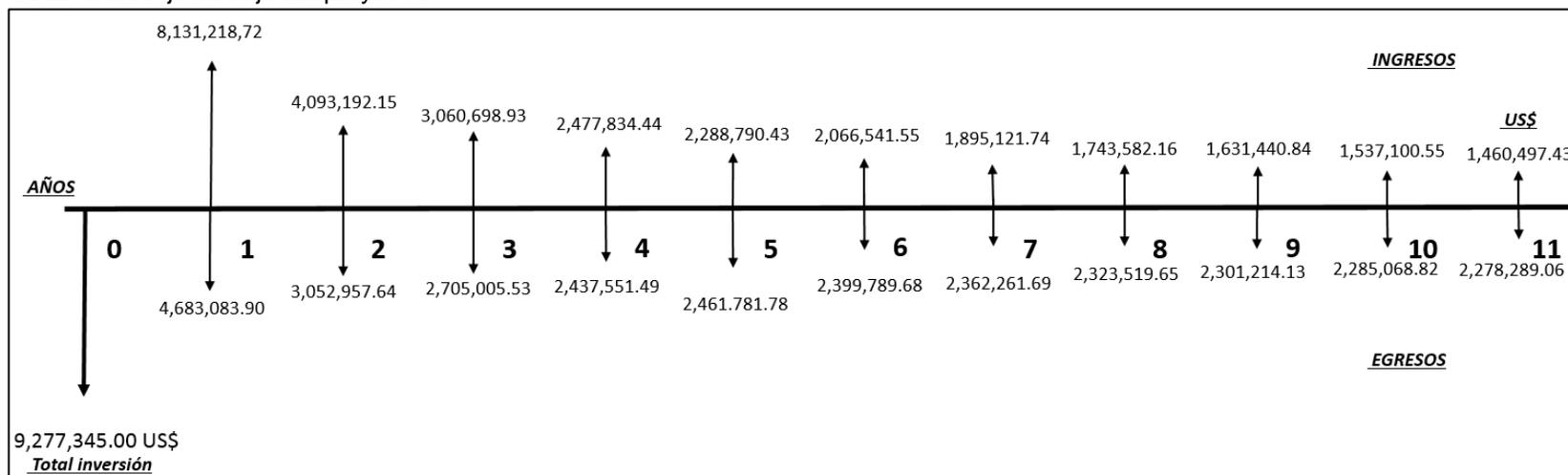
En esta sección se realiza la evaluación financiera mediante el indicador económico Valor Presente Neto (VPN) con el propósito de evaluar la viabilidad financiera de perforar el pozo G3 en el campo objeto de estudio y construir las facilidades de producción necesarias para la separación y tratamiento de los fluidos provenientes del pozo. El tiempo de evaluación es de once años con una tasa interna de retorno igual al 12%.

6.5.1 Flujo de caja. En la **Tabla 26** se presenta el flujo de caja correspondiente a los once años de duración del proyecto con una inversión inicial de 9,277,345.00 US\$ en el año cero; la **Gráfica 9** ilustra los resultados de los ingresos por producción después de regalías y los egresos totales por periodo teniendo en cuenta los costos fijos y variables determinados anteriormente; se puede observar que después del cuarto año los egresos superan los ingresos estimados. La **Gráfica 10** presenta el resultado final del flujo de caja para el proyecto; los primeros cuatro años el flujo neto es positivo, después de este los flujos se tornan negativos hasta el año once (2028).

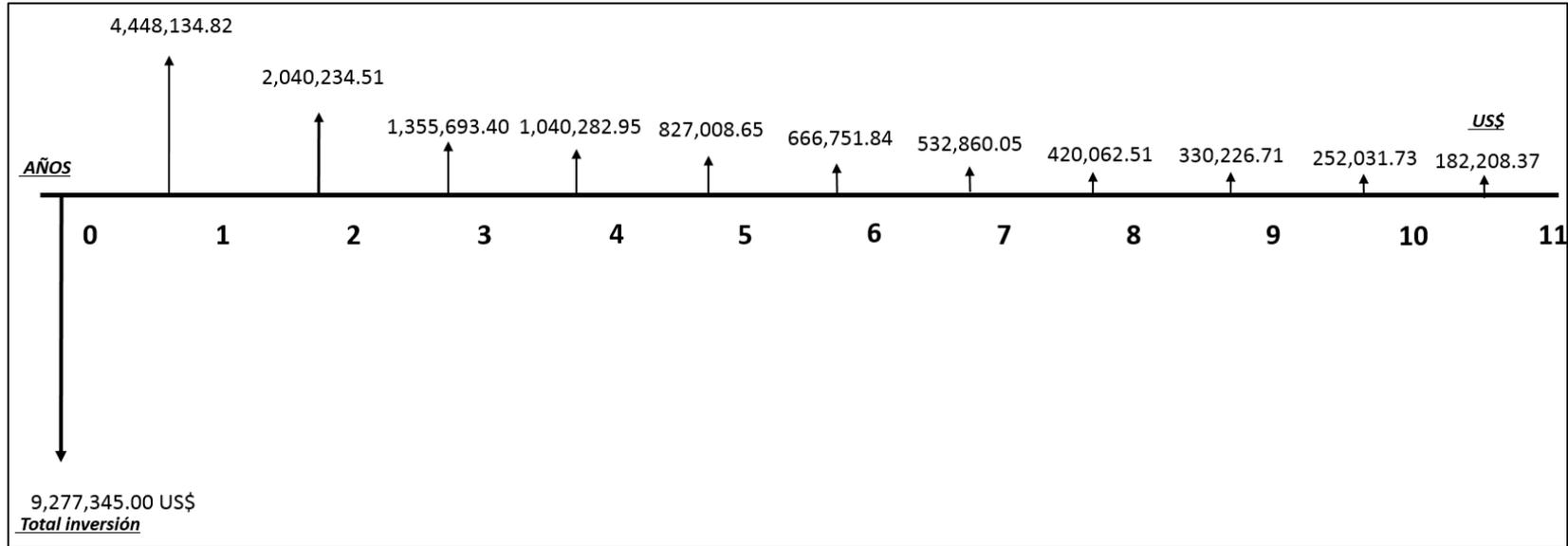
Tabla 26. Flujo de caja del proyecto.

AÑO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
INGRESOS												
Producción Anual de Petróleo(Bbl)	0	172,330	79,568	56,109	43,129	38,126	32,942	28,957	25,623	23,011	20,878	19,124
Producción Anual de Agua (Bbl)	0	1,060,580	1,411,838	1,565,073	1,570,432	1,702,676	1,750,795	1,798,669	1,831,527	1,865,726	1,895,870	1,927,505
Regalías (Bbl)	0	34,466	12,299	7,356	5,095	4,313	3,556	3,010	2,578	2,255	2,002	1,800
Producción después de regalías (Bbl)	0	137,864	67,269	48,753	38,034	33,813	29,386	25,947	23,045	20,756	18,876	17,324
Precio (US\$/Bbl)	-	58.98	60.85	62.78	65.15	67.69	70.32	73.04	75.66	78.60	81.43	84.30
Pago de regalías (US\$)	-	2,032,804.68	748,347.03	461,836.04	331,912.61	291,948.69	250,058.44	219,867.99	195,073.33	177,273.94	163,002.48	151,751.30
Ingresos después de regalías (US\$)	9,277,345.00	8,131,218.72	4,093,192.15	3,060,698.93	2,477,834.44	2,288,790.43	2,066,541.55	1,895,121.74	1,743,582.16	1,631,440.84	1,537,100.55	1,460,497.43
EGRESOS												
Inversiones y gastos de operación (US\$)	9,277,345.00											
Costos fijos (US\$)	-	1,688,834.00	795,680.00	572,311.80	448,541.60	404,135.60	355,773.60	318,527.00	286,977.60	262,325.40	242,184.80	225,663.20
Costos variables (US\$)	-	2,994,249.90	2,257,277.64	2,132,693.73	1,989,009.89	2,057,646.18	2,044,016.08	2,043,734.69	2,036,542.05	2,038,888.73	2,042,884.02	2,052,625.86
Total egresos (US\$)	-	4,683,083.90	3,052,957.64	2,705,005.53	2,437,551.49	2,461,781.78	2,399,789.68	2,362,261.69	2,323,519.65	2,301,214.13	2,285,068.82	2,278,289.06
BALANCE												
Flujo Neto del Periodo (US\$)	-	3,448,134.82	1,040,234.51	355,693.40	40,282.95	(172,991.35)	(333,248.13)	(467,139.95)	(579,937.49)	(669,773.29)	(747,968.27)	(817,791.63)
Depreciación (US\$)	-	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00	800,000.00
Amortización (US\$)	-	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00	200,000.00
Flujo Neto (US\$)	(9,277,345.00)	4,448,134.82	2,040,234.51	1,355,693.40	1,040,282.95	827,008.65	666,751.87	532,860.05	420,062.51	330,226.71	252,031.73	182,208.37

Gráfica 9. Flujo de caja del proyecto.



Gráfica 10. Flujo de caja NETO del proyecto.



6.5.2 Valor Presente Neto – VPN. Es el indicador más utilizado en la industria petrolera, con la ventaja de que transforma todos los flujos de efectivo (ingresos y egresos), permitiendo conocer la ganancia extraordinaria que genera el proyecto dada en valores monetarios actuales. La toma de decisiones está basada en su valor como se muestra a continuación:

- VPN > 0: El proyecto es atractivo y puede ser realizado. El rendimiento del proyecto es superior a la tasa de interés de oportunidad
- VPN = 0: Es indiferente, los beneficios alcanzan solo a compensar el capital invertido.
- VPN < 0: El proyecto no es rentable y se pueden tener otras alternativas con mayores beneficios.

En la **Ecuación 34** se presenta la ecuación para el cálculo de Valor Presente Neto - VPN utilizada en la evaluación financiera de este proyecto.

Ecuación 34. Valor Presente Neto - VPN.

$$VPN = S_o + \sum_{n=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^n}$$

Fuente: COSS, Raúl. Análisis y evaluación de proyectos de inversión. México: Limusa, 2005. p.62.

Donde:

VPN: Valor Presente Neto.

S_o: Inversión inicial.

S_t: Flujo de efectivo neto del periodo.

i: Tasa de recuperación mínima atractiva o TIO.

n: Número de periodos de vida del proyecto.

Ecuación 35. Cálculo del Valor Presente Neto - VPN.

$$\begin{aligned} VPN_{10} = & -9,277,345 + \left[\frac{4,448,134}{(1+0.12)^1} \right] + \left[\frac{2,040,234}{(1+0.12)^2} \right] + \left[\frac{1,355,693}{(1+0.12)^3} \right] \\ & + \left[\frac{1,040,282}{(1+0.12)^4} \right] + \left[\frac{827,008}{(1+0.12)^5} \right] + \left[\frac{666,751}{(1+0.12)^6} \right] + \left[\frac{532,860}{(1+0.12)^7} \right] \\ & + \left[\frac{420,062}{(1+0.12)^8} \right] + \left[\frac{330,226}{(1+0.12)^9} \right] + \left[\frac{252,031}{(1+0.12)^{10}} \right] + \left[\frac{182,208}{(1+0.12)^{11}} \right] \end{aligned}$$

Ecuación 36. Valor Presente Neto -VPN del proyecto.

$$VPN_{10} = -9,277,345 + [(3,971,548) + (1,626,462) + (964,955) + (661,118) + (469,266) + (337,797) + (241,038) + (169,656) + (119,083) + (81,174) + (52,380)]$$

$$VPN_{10} = -582,888 \text{ US\$}$$

El Valor Presente Neto - VPN para este trabajo de grado se determinó con base al flujo de caja realizado, incluyendo los ingresos esperados por la producción de petróleo resultado de la simulación de yacimientos, la inversión inicial necesaria y los costos operativos tanto fijos como variables relacionados a la producción de un barril de petróleo. En la **Ecuación 35** se evidencia la aplicación del indicador económico Valor Presente Neto – VPN, con un resultado igual a – 582,888 US\$ (ver **Ecuación 36**).

Debido a que los volúmenes de producción no son los suficientemente altos para compensar el valor total de la inversión inicial calculada. Es importante resaltar que el precio del petróleo estimado es un factor independiente que puede variar e influenciar la realización del proyecto, la compañía operadora en conjunto con A.I.P SAS decidirá la ejecución del mismo con base a los datos suministrados.

6.6 VALOR PRESENTE DE LA SIMULACIÓN

A continuación se presentan los recursos necesarios para la realización de la simulación numérica del campo ubicado en el Bloque Río Meta con el fin de suministrar a la compañía A.I.P SAS el costo de inversión asociado al proyecto y a partir de esto se decida el valor a ofertar. En la **Tabla 27** se realiza una descripción detallada de los costos involucrados en el desarrollo de los modelos estático y dinámico del yacimiento objeto de estudio.

La duración del proyecto es de 180 días, se tuvo en cuenta el personal requerido para la simulación y el licenciamiento de los programas durante este tiempo; sin embargo, es importante aclarar que las licencias son otorgadas anualmente. El Valor Presente de la simulación es igual a *21,340.00 US\$*.

La realización de este proyecto conlleva ciertos beneficios, principalmente relacionados a la reducción del riesgo asociado a la perforación; sin embargo, es necesario tener en cuenta que el yacimiento requiere estudios más detallados para actualizar el modelo acorde a la realidad en el subsuelo. El modelo estático y dinámico permite construir diversos escenarios de desarrollo del campo con la menor incertidumbre posible, en un tiempo moderado. La empresa operadora podrá tomar decisiones con base a los resultados de la simulación y el pronóstico de la producción; sin estos modelos es difícil realizar una estimación de las utilidades o establecer la viabilidad de realizar algún proyecto en el área del campo objeto de estudio ubicado en el Bloque Río Meta.

Igualmente tener el modelo de simulación actualizado permite incrementar el nivel de confianza en futuros proyectos ya sea en métodos de recobro mejorado o en la perforación de nuevos pozos.

Tabla 27. Valor Presente de la simulación.

Descripción	Unidad	Tiempo (días)	Total (US\$)
Ingeniero de yacimientos	1	90	2,800.00
Investigador	1	180	600.00
Gerente A.I.P SAS	1	15	1,700.00
Geólogo	1	30	1,500.00
Computador	2	-	2,300.00
Licencia PETREL	1	365	100,000.00
Licencia PEOffice	1	365	50,000.00
Total	-	180	21,340.00

La empresa A.I.P SAS en función de prestadora de servicios, se ve directamente involucrada en el desarrollo del campo objeto de estudio, ya que cualquier decisión que tome la compañía operadora le será consultada; adicionalmente le permite ofrecer otros servicios en el área de yacimientos o suministro de herramientas. Como valor agregado el software *PEOffice* empleado en el desarrollo de los modelos es visto como una oportunidad para entrar a complementar los otros programas en el mercado y prestar un servicio adicional con el que actualmente no se cuenta; igualmente esto puede representar una disminución en los gastos de la compañía, teniendo en cuenta que el licenciamiento de programas como Petrel y CMG, es considerablemente alto.

7. CONCLUSIONES

- El yacimiento es un monoclinal fallado con un porcentaje de arcilla igual a 39.98%, porosidad efectiva de 14.10%, y permeabilidades entre 200mD y 300mD. La saturación de agua aproximada es de 47%, sin embargo, este parámetro debió ser ajustado para el cotejo histórico y las predicciones.
- Para la simulación numérica del reservorio, se estableció un modelo Black Oil, sin variaciones en la composición del petróleo respecto a la presión y la temperatura; el yacimiento objeto de estudio es altamente subsaturado debido a su baja presión de burbuja igual a 48.61 psi.
- El corte de agua por encima del 80% refleja que la presión del yacimiento es proporcionada por un acuífero activo que se encuentra a una profundidad de - 5980 ft TVDss, las presiones capilares lograron reproducir el comportamiento del reservorio, adicionando una zona de transición entre el petróleo y el agua.
- La simulación numérica del yacimiento objeto de estudio logró replicar el comportamiento de la producción en un 90%, teniendo en cuenta la incertidumbre existente en algunas de las propiedades de los fluidos y la roca.
- El Petróleo Original En Sitio es igual a 2883.13 *MSTB* para las arenas de la formación Carbonera C7, el campo produjo 719.56 *MSTB* entre abril de 1994 y agosto del 2000, se espera recuperar un 49 % del volumen restante.
- Las predicciones para el pozo propuesto G3 proporcionaron un caudal inicial de 1128 Bbl/d, la declinación de la producción de petróleo tiene un comportamiento exponencial y finaliza con una tasa de 48 Bbl/día después de once años, con un corte de agua por encima del 90%.
- El proyecto de perforar un tercer pozo G3 en el área del campo ubicado en el Bloque Río Meta hasta la formación Carbonera C7 no es viable, con un Valor Presente Neto para el proyecto igual a -582,888.91 US\$.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar los análisis necesarios a los fluidos para una correcta caracterización de los mismos, teniendo en cuenta que en este proyecto se emplearon correlaciones para tal fin.
- Realizar pruebas que permitan evaluar la presión actual del yacimiento, así como tomar un set de registros de tal modo que se pueda tener una mayor certeza en las propiedades petrofísicas del yacimiento.
- Revisar las condiciones reales de la piscina de oxidación y el estado mecánico del pozo G2 para garantizar la seguridad en las operaciones y definir la inversión necesaria para las facilidades.
- Realizar una revisión más exhaustiva a los montos de inversión, ya que este trabajo proporcionó un indicio de dichos valores con base a estadísticas y otros documentos.
- Verificar el factor de recobro ya que se proporcionó un valor teórico y es importante la determinación del factor de recobro actual teniendo en cuenta nuevas tecnologías y ampliando la información relacionada con el yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Colombia. 2012. 46 p.

ALASKA ENERGY WIKI. Natural gas as a resource [en línea]. <<http://energy-alaska.wikidot.com/natural-gas-as-a-resource>> [citado el 02 de abril de 2016].

BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 29 - 131.

BEAL, Carlton. The viscosity of air, wáter, natural gas, crude oil and its associated gases at oil – field temperatures and pressures. En: OnePetro [en línea]. SPE – 946094 - G, (diciembre, 1946). Disponible en: <<https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-946094>> [citado el 19 de abril de 2016]. p. 103.

BERGMAN, David. SUTTON, Robert. An update to viscosity correlations for gas – saturated crude oils. En: OnePetro [en línea]. SPE – 110195 - MS, (2007). Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-110195>> [citado el 21 de abril de 2016]. p. 6-9.

COATES, G.R. DENO, S. The producibility answer product. Houston: Schlumberger, 1981. p. 55 - 63.

COOPER, M.A., et Al. Basin development and tectonic history of the Llanos basin, eastern cordillera, and middle Magdalena Valle, Colombia.

DARCY, Henry. Les fontaines publiques de la Ville de Dijon. Paris: Victor Dalmont, 1856. p. 639.

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International: Amérique Latine Colombie. Volume V. Paris : Centre National Recherche Scientifique. 1974. 412 p

DODSON, C.R. STANDING, M.B. Pressure, volume, temperature and solubility relations for natural gas – water mixtures. En: OnePetro [en línea]. API-44-173, (1944). Disponible en: < <https://www.onepetro.org/conference-paper/API-44>> [citado el 22 de abril de 2016]. p. 150.

ESCOBAR. Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Primera edición. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2008. p. 81 - 189.

FAKHRY, A. et. Al. Field methods for geologist and hydrogeologist. New York: Springer, 2004. p. 161.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008. 110p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998. 12 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 1998. 8 p.

JONES,S.C. ROSZELLE, W.O. Graphical Techniques for determining relative permeability from displacement experiments. USA, 1978. p. 3.

JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International: Amérique Latine Colombie. Volume V. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique. 1968. 45 p.

KHAN, S.A. et Al. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oils. En: OnePetro [en línea]. SPE – 15720 - MS, (1987). Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-15720-MS>> [citado el 21 de abril de 2016]. p. 252.

McCAIN, William. The properties of Petroleum Fluids. Second edition. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1990. p. 150 - 175.

PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Primera edición. Maracaibo: Ediciones Astro Data SA, 2009. p. 62 - 279.

SATTER, Abdus. THAKUR, Ganesh. Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach. Tulsa; PennWell Publishing Company, 1994. p. 102.

SATTER, Abdus. IQBAL, Ghulam. Reservoir Engineering: The fundamentals, simulation and management of conventional and unconventional recoveries. First edition. Waltham: Elsevier science & technology, 2016. p. 31.

SATTER, Abdus. et Al. Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software. Tulsa: PennWell Corporation, 2007. p. 42 - 137.

SIMANDOUX, P. Dielectric measurements on porous media application to the measurement of water saturation. Francia: Instituto francés del petróleo. 1963. p. 110.

STANDING, M.B. A pressure – volumen – temperatura correlation for mixtures of California oils and gases. En: OnePetro [en línea]. API – 47 -275, (1947). Disponible en: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/API-47-275>> [citado el 15 de abril de 2016]. p.

TIMUR, A. An investigation of permeability, porosity and residual water. En: OnePetro [en línea]. SPWLA-1968- vIXn4a2 (julio, 1968). Disponible en: <<https://www.onepetro.org/journal-paper/SPWLA-1968-vIXn4a2>> [citado el 28 de abril de 2016]. p. 3.

TIXIER, M.P. Evaluation of permeability from electric – log resistivity gradients. USA: Oil and gas journal, 1949. p. 51.

VÁZQUEZ, M. BEGGS, H.D. Correlations for fluid physical property prediction. En: OnePetro [en línea]. SPE – 6719 - PA, (junio, 1980). Disponible en: <<https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-6719-PA>> [citado el 19 de abril de 2016]. p. 3 – 7.

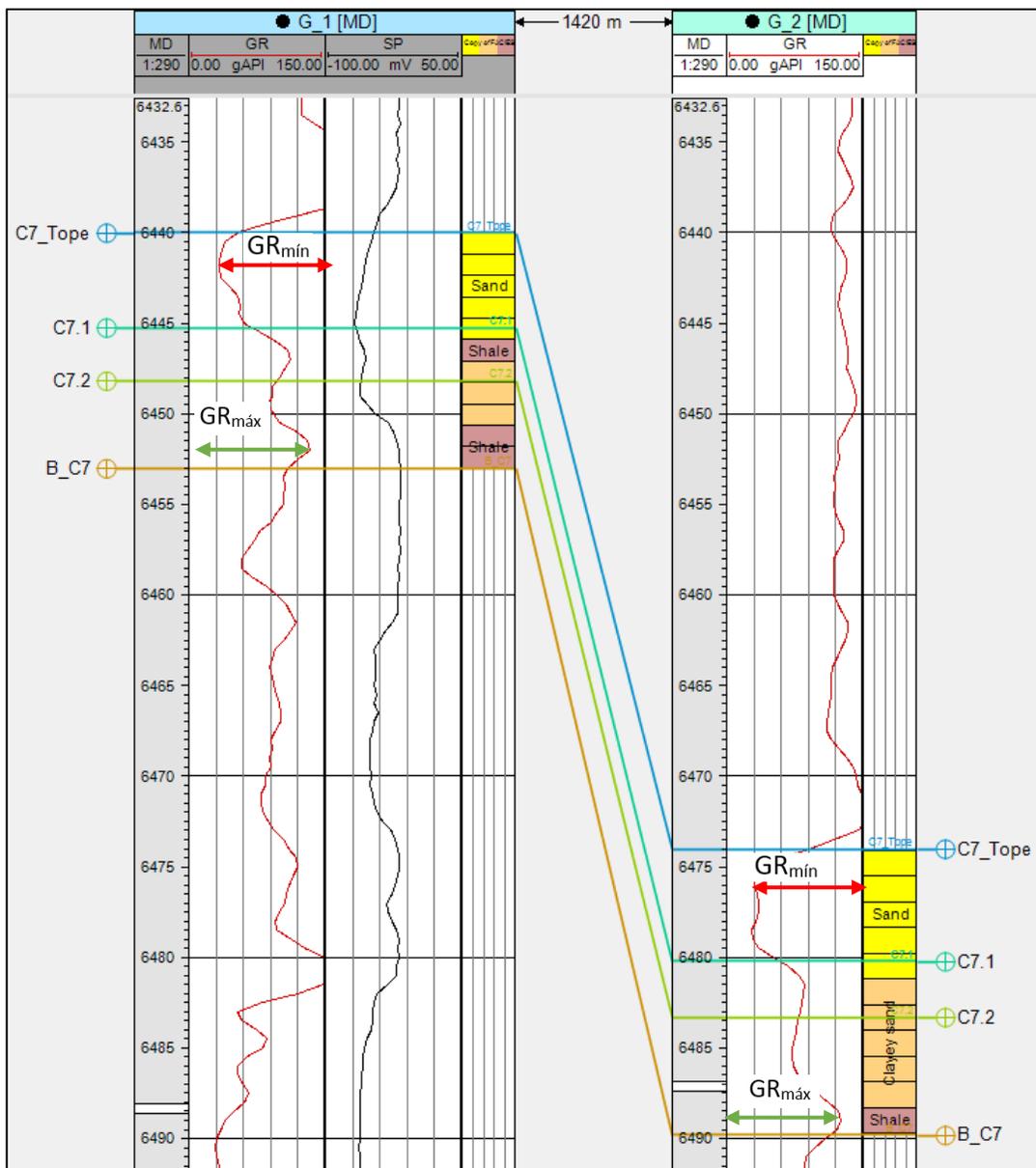
WYLLIE, M.R. The fundamentals of well log interpretation. Third edition. New York: Academic Press, 1963. p. 83.

ANEXOS

ANEXO A

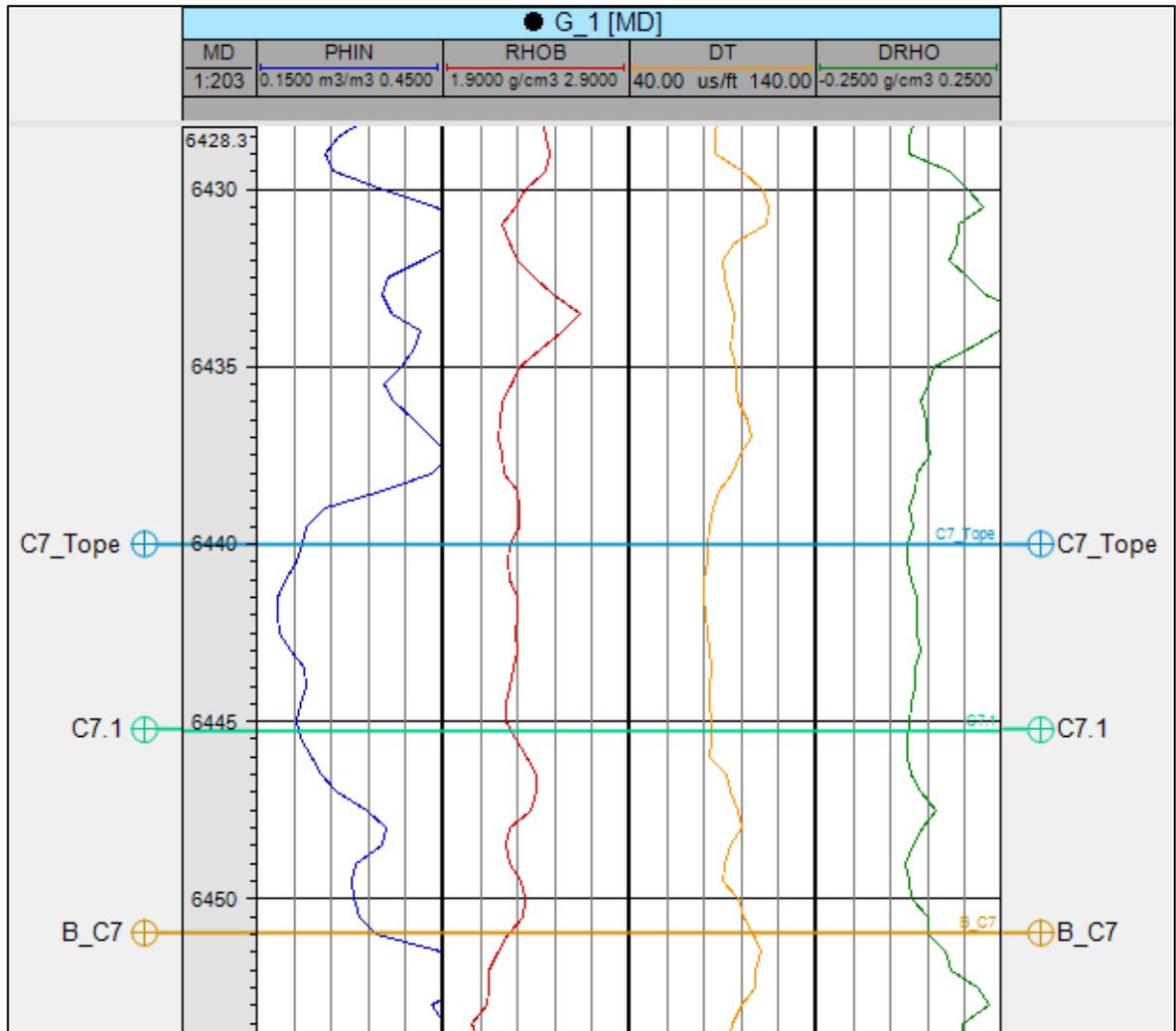
REGISTROS ELÉCTRICOS PARA EL POZO G1 Y G2

REGISTRO GAMMA RAY Y SP (POTENCIAL ESPONTANEO) PARA EL POZO G1 Y G2.



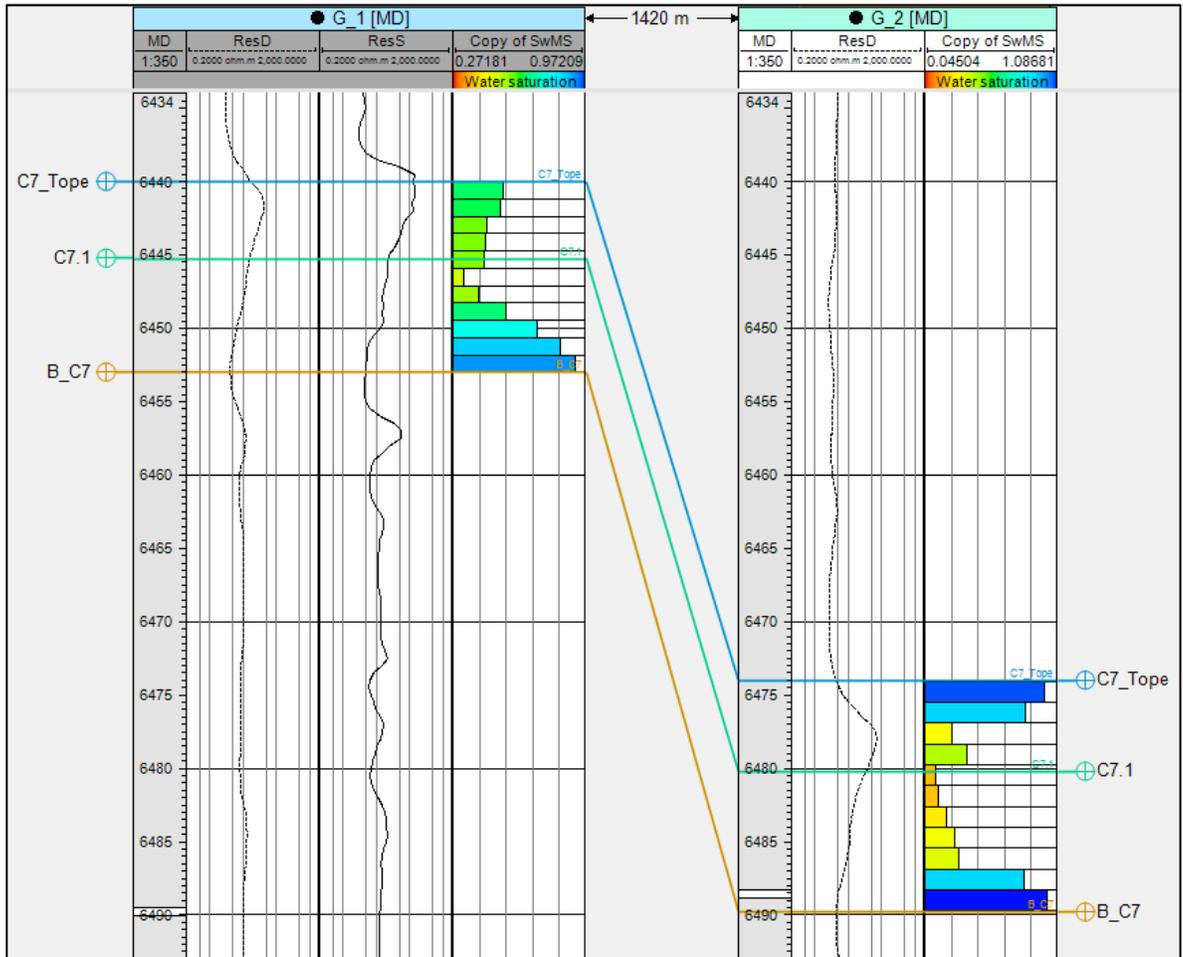
Fuente: A.I.P SAS. Información suministrada por la operadora. Petrel. 2016.

REGISTROS DE POROSIDAD PARA EL POZO G1 (NEUTRÓN, DENSIDAD, SÓNICO).



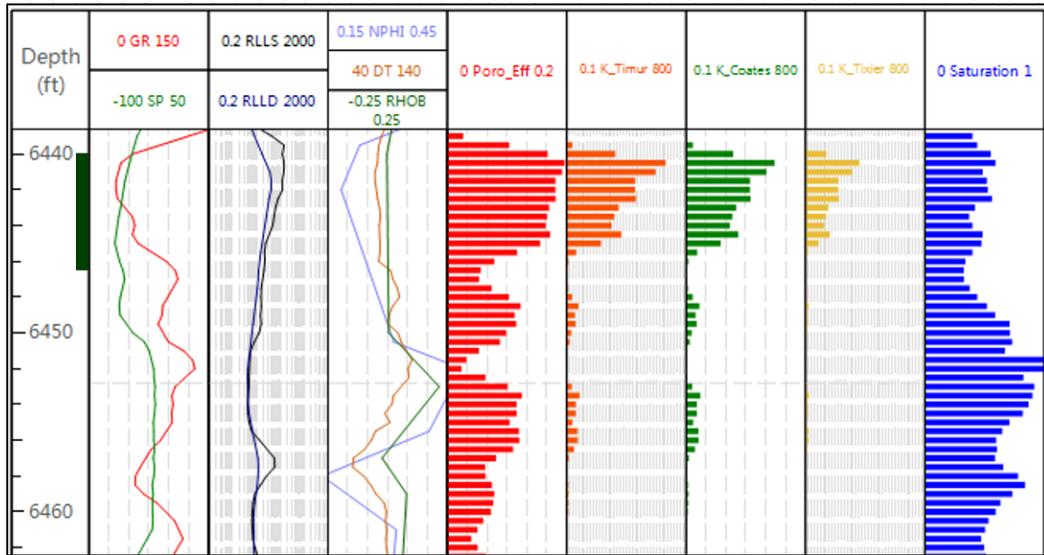
Fuente: A.I.P SAS. Información suministrada por la operadora. Petrel. 2016.

DISTRIBUCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO PARA LOS POZOS G1 Y G2.



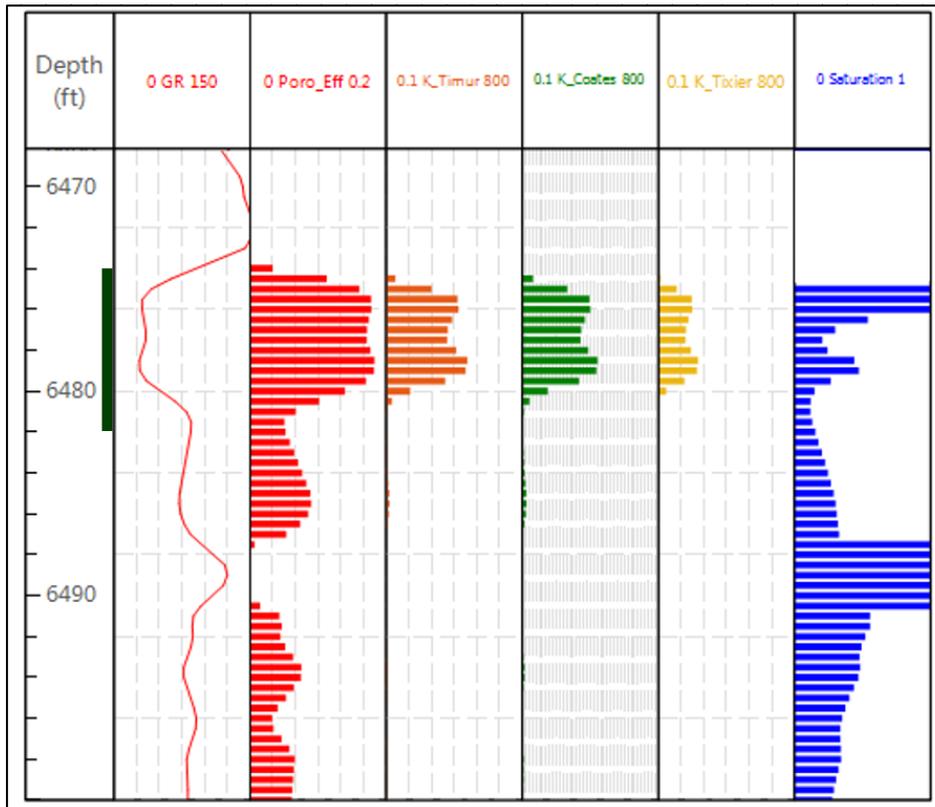
Fuente: A.I.P SAS. Información suministrada por la operadora. Petrel. 2016.

REGISTROS DISPONIBLES POZO G_1.



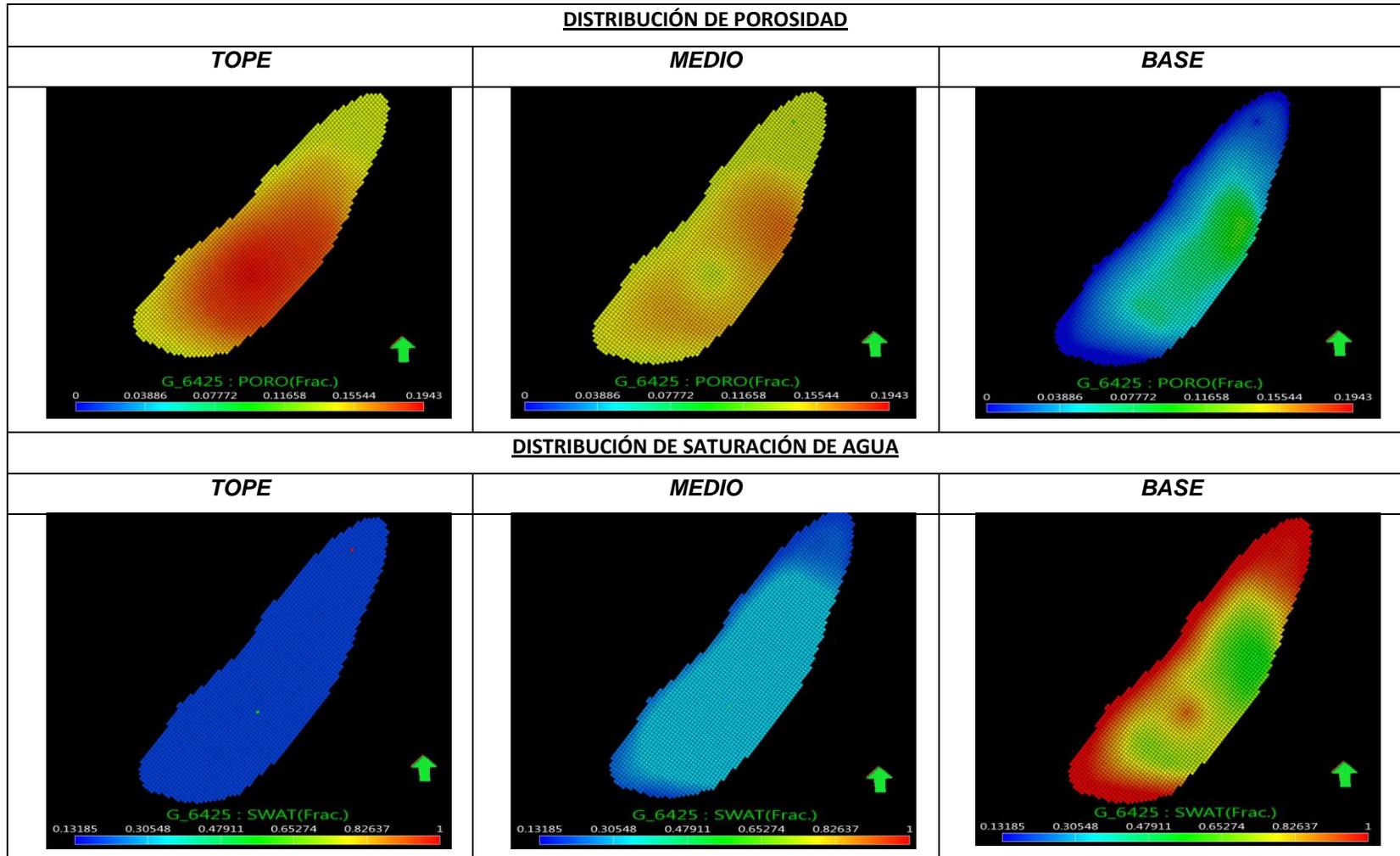
Fuente: PEOffice – Módulo WellInfo. 2016.

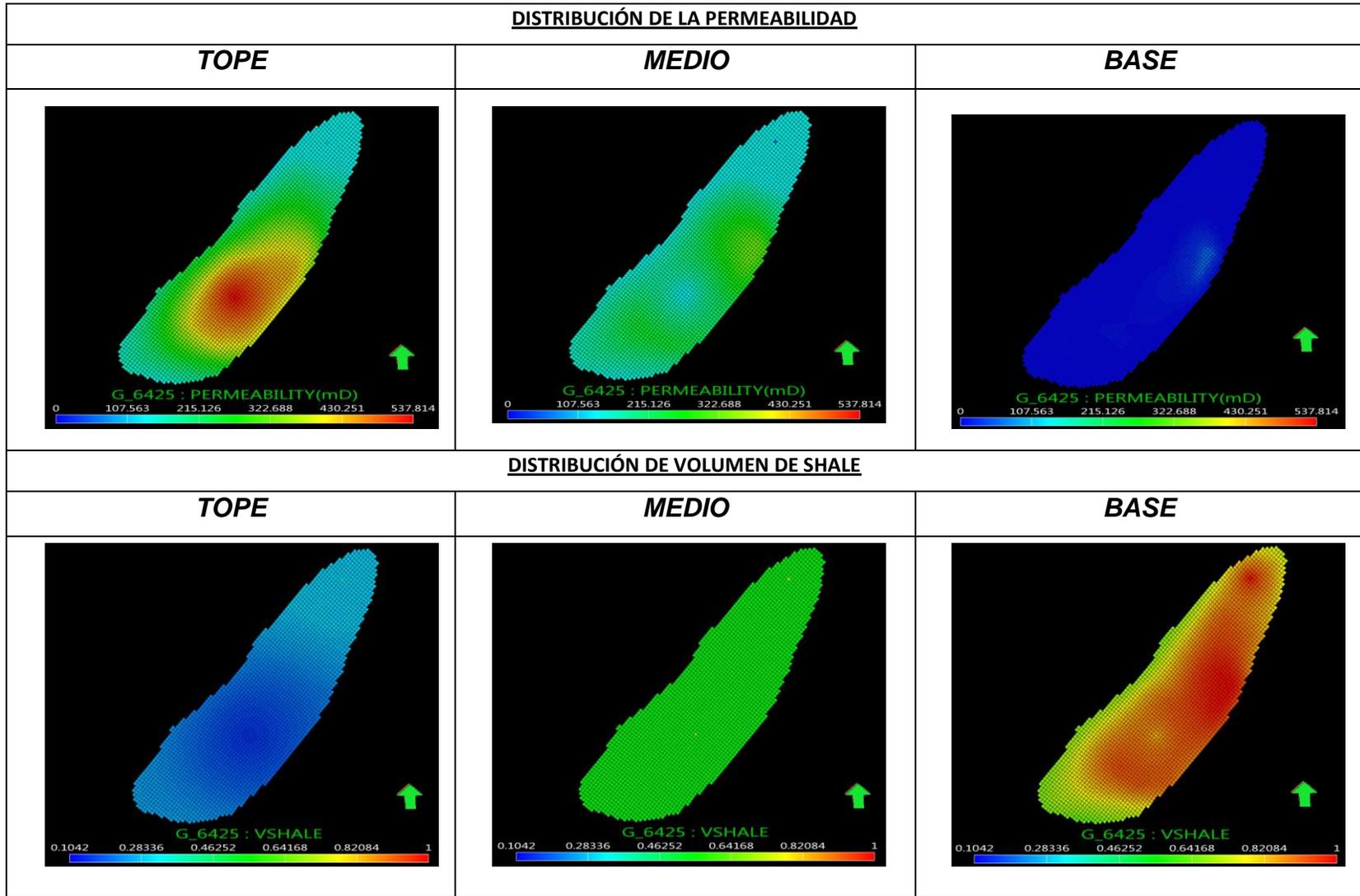
REGISTROS DISPONIBLES POZO G_2.



Fuente: PEOffice – Módulo WellInfo. 2016.

ANEXO B
DISTRIBUCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN EL GRID

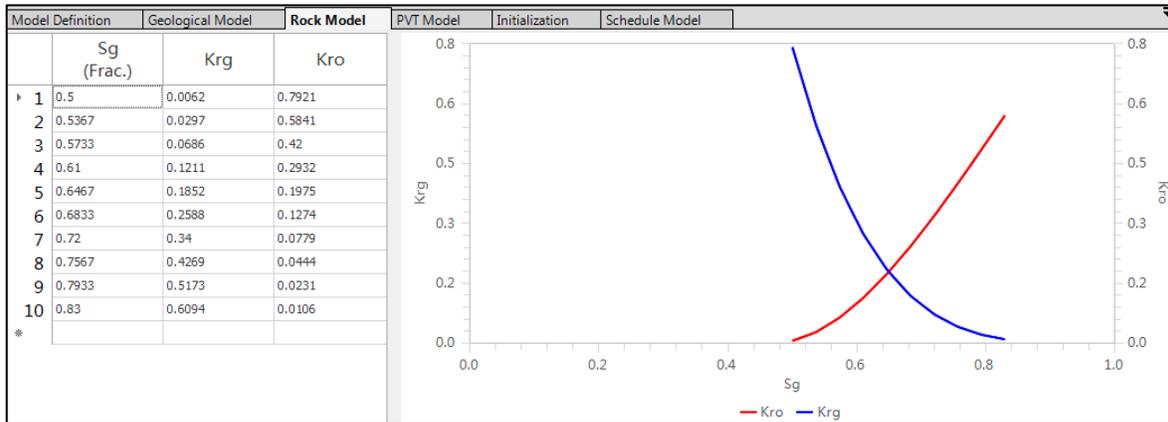




Fuente: PEOffice – Módulo ReModel. 2016.

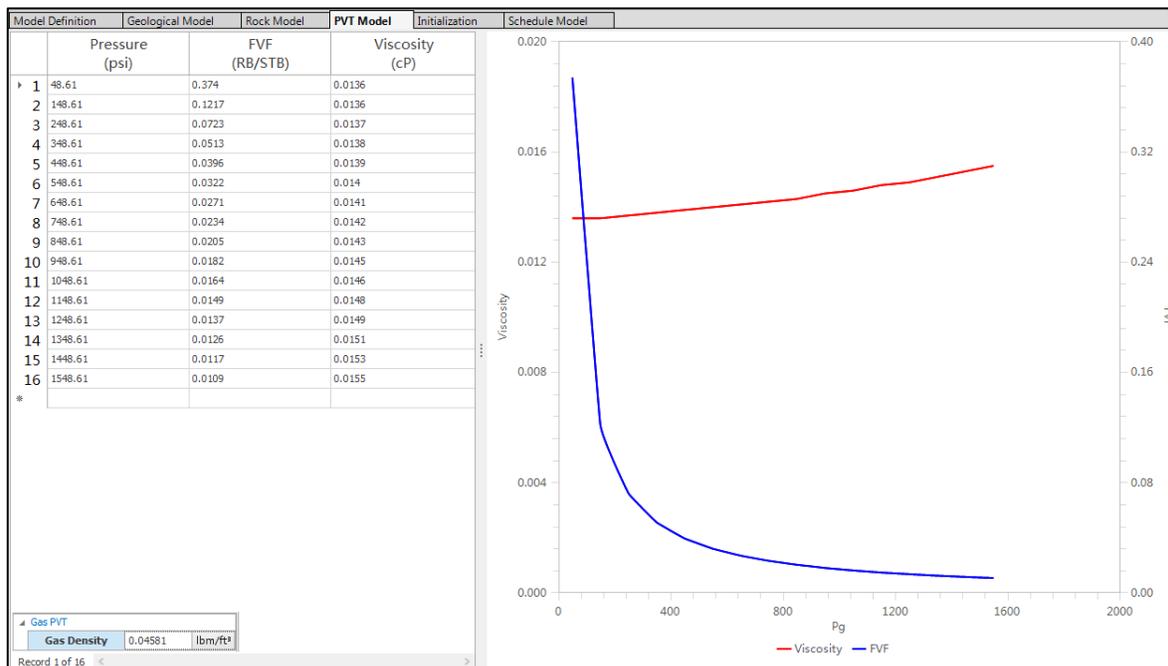
ANEXO C PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PVT PARA EL MODELO

PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS EN SIMON.



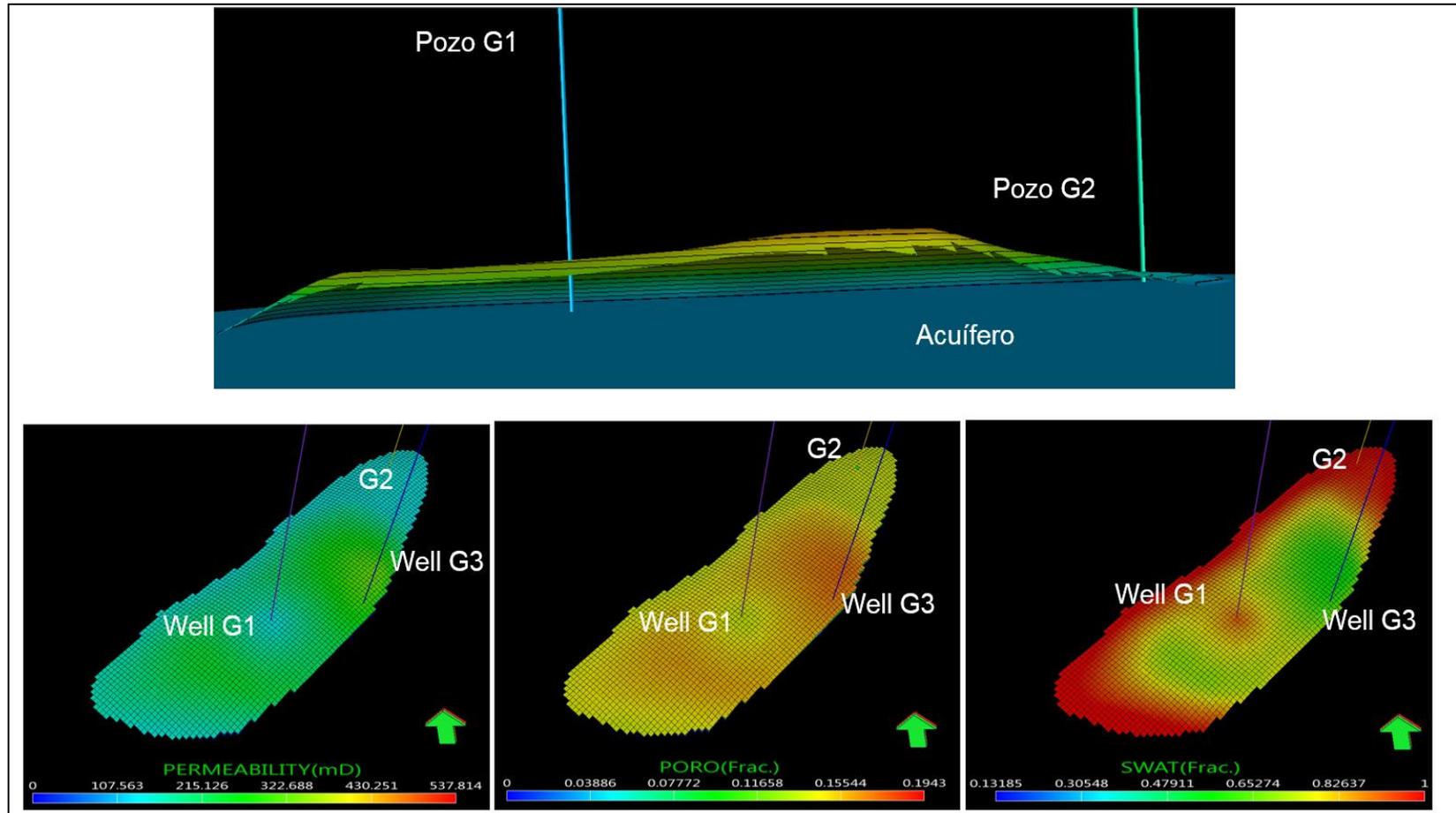
Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

PVT DEL GAS EN KAPPA.



Fuente: PEOffice – Módulo SimOn. 2016.

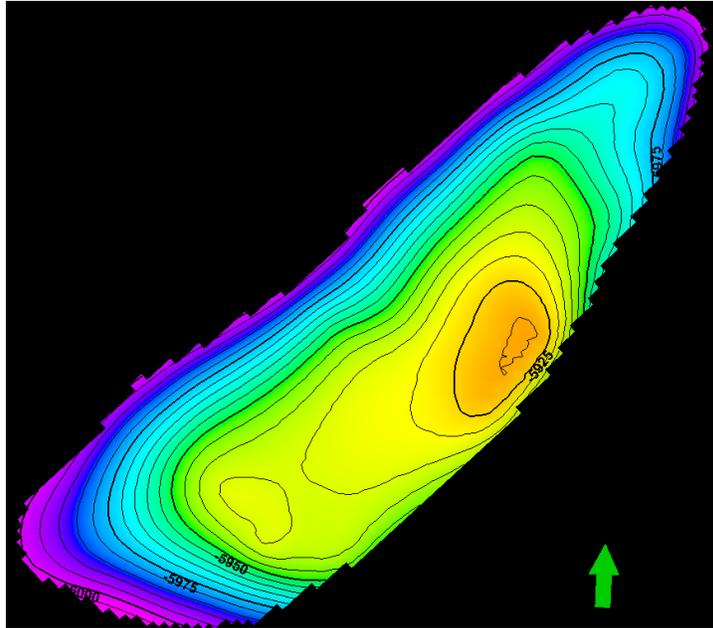
ANEXO D
UBICACIÓN DEL POZO G3 PROPUESTO



Fuente: PEOffice – Módulo ReModel. 2016.

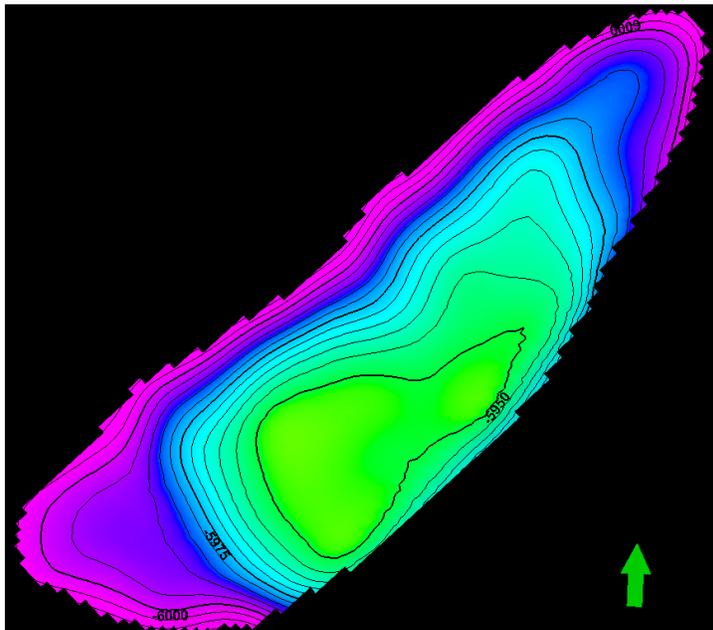
ANEXO E
MAPA DE CONTORNO PARA LA FORMACIÓN CARBONERA C7 (TOPE Y BASE)

MAPA DE CONTORNO PARA LA FORMACIÓN CARBONERA C7, TOPE.



Fuente: A.I.P SAS. Modelo geológico. Petrel. 2016.

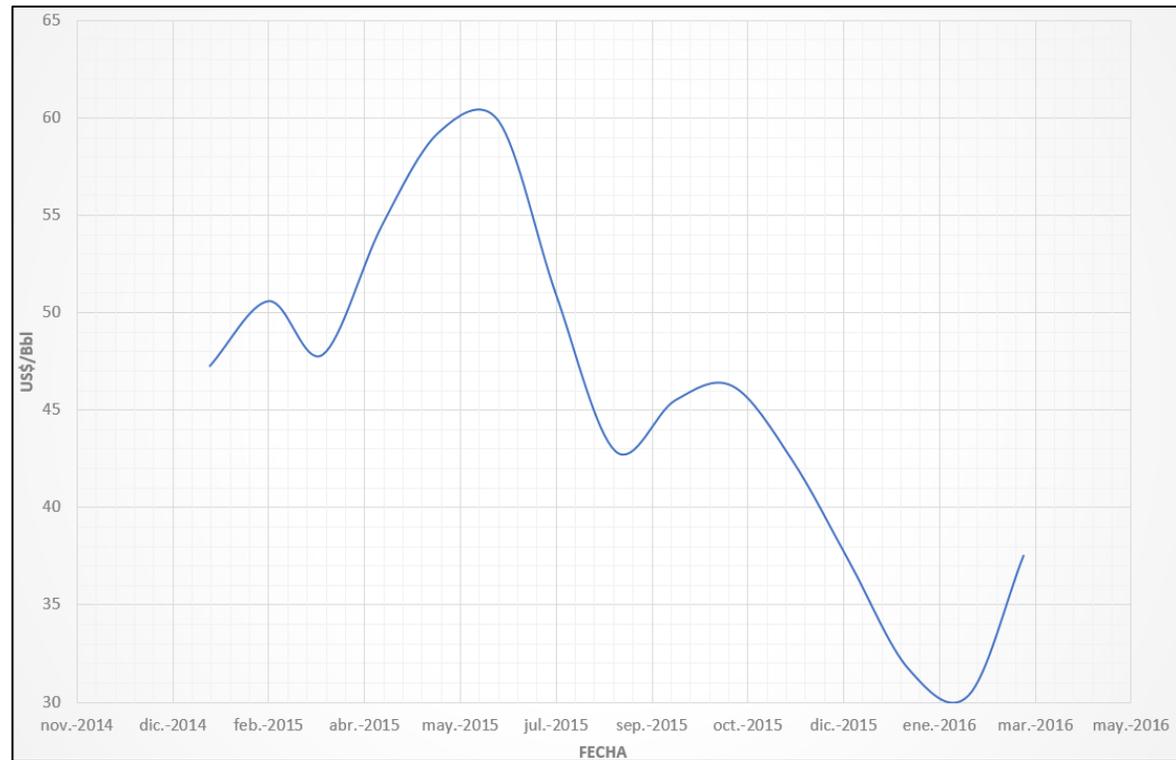
MAPA DE CONTORNO PARA LA FORMACIÓN CARBONERA C7, BASE.



Fuente: A.I.P SAS. Modelo geológico. Petrel. 2016.

ANEXO F
COMPORTAMIENTO PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO WTI ÚLTIMO AÑO

Histórico EIA (mes)	US\$/Bbl
ene-2015	47.22
feb-2015	50.58
mar-2015	47.82
abr-2015	54.45
may-2015	59.27
jun-2015	59.82
jul-2015	50.9
ago-2015	42.87
sep-2015	45.48
oct-2015	46.22
nov-2015	42.44
dic-2015	37.19
ene-2016	31.68
feb-2016	30.32
mar-2016	37.55



Fuente: U.S Energy Information Administration - EIA. Spot prices for Crude Oil and Petroleum Products. Disponible en: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=D>. Modificado por el autor.