

**EVALUACIÓN DE UN MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA EL  
MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA FORMACIÓN VILLETA DEL  
CAMPO ORITO**

**SAILEM LINEY URBINA GARRIDO  
LAURA MARÍA VELÁSQUEZ SALCEDO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018**

**EVALUACIÓN DE UN MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA EL  
MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA FORMACIÓN VILLETA DEL  
CAMPO ORITO**

**SAILEM LINEY URBINA GARRIDO  
LAURA MARÍA VELÁSQUEZ SALCEDO**

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

**Asesor  
IVAN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO  
Ingenieros de Petróleos**

**Asesor  
JORGE LUIS RAMOS RAMOS  
Ingenieros de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2018**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Iván Peñaloza

---

Ing. Adriangela Romero

---

Ing. Andrés Suárez

*Bogotá D.C, Febrero del 2018*

## **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 Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

*Dedicado exclusivamente a Dios quien me guio en los momentos difíciles, a mi familia, mi madre y mi padre quienes desde lejos creyeron en mí y en éste proyecto que el día de hoy finaliza exitosamente, GRACIAS; a mis hermanos Mathy Urbina Islem Urbina Y Nelson Urbina, quienes me motivaron seguir adelante frente a los obstáculos presentados, a mi compañera Laura María Velásquez quien fue mi amiga desde inicios de la carrera universitaria y con la que me siento muy agradecida por todo el apoyo y el cariño recibido.*

**Sailem L. Urbina**

## DEDICATORIA

*Quiero dedicar de manera muy especial éste logro a mi familia quien siempre estuvo dispuesta a ayudarme de la manera que fuera posible ante cada obstáculo, papá, mamá, Ximena y Johana gracias por todo, porque sé bien que éste fue un logro de todos juntos y me siento tremendamente feliz de que hoy los lleno de orgullo. Pido a Dios que de la misma manera que me ha ayudado hasta ahora en todo, lo siga haciendo para así darles lo mejor de mí con el amor infinito que les tengo. A mi gran amiga, quien ha sido como una tercera hermana Sailem Urbina por estar en todo momento, me da mucha alegría saber que conseguimos todo esto juntas amiga querida.*

**Laura M. Velásquez**

## **AGRADECIMIENTOS**

Le agradecemos a Dios principalmente por ayudarnos a conseguir éste gran logro, a nuestras familias y amistades que nos dieron soporte en los obstáculos presentados.

A nuestros orientadores Ing. Jorge Luis Ramos Ramos e Ing. Iván Peñaloza por todo su apoyo, conocimientos impartidos, paciencia y atención prioritaria en todo momento, sin ustedes esto no habría sido posible.

A los funcionarios y Directivas de la Fundación Universidad de América por ayudarnos a lograr materializar este gran sueño.

A la empresa CMG “COMPUTER MODELLING GROUP” por brindarnos su colaboración en momentos tan cruciales, a la Ing. Yessica Mateus por brindarnos su apoyo y atención.

## CONTENIDO

	pág
RESUMEN	24
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN DE CAMPO ORITO	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Formación Caballos. Edad: Cretácico Inferior (Aptiano superior – Albiano)	32
1.3.2.2 Formación Villeta. Edad: Cretácico Superior	32
1.3.2.3 Formación Rumiyaco. Edad: Paleoceno	32
1.3.2.4 Formación Pepino. Edad: Eoceno	33
1.3.2.5 Formación Orteguaza. Edad: Eoceno – Oligoceno	33
1.3.2.6 Grupo Orito. Formación Belén – Formación Ospína. Edad: Oligoceno – Plioceno	33
1.3.2.7 Formación Caimán. Edad: Plioceno – Pleistoceno	33
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del Petróleo	34
1.3.4.1 Roca Generadora	34
1.3.4.2 Migración	34
1.3.4.3 Roca Almacenadora	35
1.3.4.4 Roca Sello	35
1.3.4.5 Trampa	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
1.4.1 Método de producción	35
1.4.2 Tiempo de producción	36
1.4.3 Número de pozos	36
1.4.4 Gráficas de producciones acumuladas	38
1.4.5 Características del yacimiento	40
2. MARCO TEÓRICO	41
2.1 FASES DE PRODUCCIÓN	41
2.1.1 Fase primaria o mecanismo de producción primaria	41
2.1.1.1 Empuje hidráulico	42
2.1.1.2 Empuje por gas en solución	43
2.1.1.3 Empuje por expansión de roca y fluidos	43

2.1.1.4 Empuje por capa de gas	44
2.1.1.5 Drenaje por gravedad	44
2.1.2 Fase Secundaria o Métodos de recuperación secundaria	44
2.1.2.1 Inyección de gas	44
2.1.2.2 Inyección de Agua	45
2.1.3 Fase Terciaria o Recuperación mejorada de petróleo	47
2.3 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	48
3. METODOLOGÍA SCREENING	49
4. MODELO ESTÁTICO	50
5. MODELO DINÁMICO	99
5.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	99
5.1.1 Software Computer Modelling Group – CMG	99
5.2 DESARROLLO DEL MODELO DINÁMICO	100
5.2.1 Sección encabezado	101
5.2.2 Sección geometría del modelo y propiedades estáticas	101
5.2.3 Sección reservorio	104
5.2.4 Sección componentes	108
5.2.4 Sección Roca – Fluido	111
5.2.5 Sección condiciones iniciales	114
5.2.6 Sección de pozos y datos recurrentes	114
5.2.7 Control Numérico	114
5.2.8 Descripción de eventos de pozo	114
5.3. CASO BASE	121
5.3.1 Cotejo Histórico	122
5.4. ESQUEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA	138
5.4.1 Presión de fractura	138
5.4.2. Configuraciones de inyección	138
5.4.3. Análisis de inyección de agua	141
5.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	142
5.5.1. Resultados configuración 1 con producción de 500 BPD – 1000 BPD	142
5.5.2. Resultados configuración 2 con producción de 500 BPD – 1000 BPD	144
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	147
6.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	147
6.2. ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	149
6.3 . ANÁLISIS DE INGRESOS	151
6.4 . EVALUACIÓN FINANCIERA	152
6.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	152
6.5 CONCLUSIONES FINANCIERAS	153
7. CONCLUSIONES	154
8. RECOMENDACIONES	158

9. BIBLIOGRAFÍA

157

ANEXOS

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de relación de espesor de arenas netas productivas a espesor gross.	93
Ecuación 2. Cálculo de espesor gross de unidad a.	93
Ecuación 3. Cálculo de espesor gross de unidad b	93
Ecuación 4. Porosidad de la matriz.	96
Ecuación 5. Porosidad de la fractura.	96
Ecuación 6. Permeabilidad de la fractura.	97
Ecuación 7. Factor de intensidad de la fractura fii	97
Ecuación 8. Ancho de la fractura.	98
Ecuación 9. Espaciamiento de la fractura	98
Ecuación 10. Correlación de hall para determinar la compresibilidad de la roca.	105
Ecuación 11. Fórmula de newman para determinar la compresibilidad de la roca	105
Ecuación 12. Ecuación de holbrook.	138
Ecuación 13. Voidage replacement ratio, relación caudal de inyección/producción	141
Ecuación 14.valor presente neto	152

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de campo orito, colombia, cuenca putumayo, departamento putumayo, orito.	29
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de putumayo	31
Figura 3. Mecanismos de producción primaria	42
Figura 4. Diagrama de inyección en un arreglo de 5 pozos	46
Figura 5. Diagrama de la inyección de agua externa o periférica	47
Figura 6. Imágenes de mapas de topes estructurales disponibles formación villeta.	52
Figura 7. Contornos y mapa estructural tridimensional unidad n generados.	53
Figura 8. Contornos y mapa estructural tridimensional unidad a generados.	54
Figura 9. Contornos y mapa estructural tridimensional unidad u generados.	55
Figura 10. Contornos y mapa estructural tridimensional unidad b generados.	56
Figura 11. Contornos y mapa estructural tridimensional unidad t generados.	57
Figura 12. Planos de fallas presentes en la formación villeta.	58
Figura 13. Pozos perforados en campo orito	59
Figura 14. Modelo estratigráfico generado, capeado unidades n, a, u y b	60
Figura 15. Planos de fallas y pozos incorporados a los mapas estructurales generados.	61
Figura 16. Composición sedimentológica unidad n.	63
Figura 17. Composición sedimentológica unidad a.	64
Figura 18. Composición sedimentológica unidad u.	66
Figura 19. Composición sedimentológica unidad b.	67
Figura 20. Modelo sedimentológico formación villeta.	68
Figura 21. Imágenes de mapas de porosidad efectiva disponibles formación villeta.	70
Figura 22. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva unidad n.	71
Figura 23. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva unidad a.	72
Figura 24. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva unidad u.	73
Figura 25. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva unidad b.	74
Figura 26. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva unidad t.	75
Figura 27. Imágenes de mapas de saturación inicial de agua disponibles formación villeta.	77
Figura 28. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua unidad n.	78
Figura 29. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua unidad a.	79
Figura 30. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua unidad u.	80
Figura 31. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua unidad b.	81
Figura 32. Imágenes de mapas de espesor de arenas netas productoras formación villeta.	83
Figura 33. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras unidad n.	84

Figura 34. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras unidad a.	85
Figura 35. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras unidad u.	86
Figura 36. contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras unidad b.	87
Figura 37. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras unidad t.	88
Figura 38. Imágenes de mapas de saturación net to gross disponibles formación villeta	89
Figura 39. Contornos y mapa generados de espesor neto de arenas petrolíferas unidad n.	90
Figura 40. Contornos y mapa generados de espesor neto de arenas petrolíferas unidad u.	91
Figura 41. Contornos y mapa generados espesor neto de arenas petrolíferas unidad t.	92
Figura 42. Histograma de permeabilidad unidad n	95
Figura 43. Propiedades estáticas importadas al modelo	102
Figura 44. Cálculo de la compresibilidad de roca.	107
Figura 45. Valores ingresados para la compresibilidad de la matriz y la fractura de la roca.	108
Figura 46. Información general de las propiedades de los fluidos	110
Figura 47. Incorporación de la data del pvt para saturados al modelo dinámico.	110
Figura 48. Incorporación de la data del pvt para insaturados al modelo dinámico.	111
Figura 49. Estado mecánico del pozo productor orito-05	115
Figura 50. Datos de completamiento pozo orito-05.	116
Figura 51. Estado mecánico del pozo productor orito-10.	118
Figura 52. Datos de completamiento pozo orito-10.	119
Figura 53. Esquema caso base	121
Figura 54. Producción de líquido pozo orito – 01 sin ajustar.	122
Figura 55. Producción de líquido pozo orito – 02 sin ajustar.	123
Figura 56. Producción de líquido pozo orito – 05 sin ajustar.	123
Figura 57. Producción de líquido pozo orito – 10 sin ajustar.	124
Figura 58. Producción de líquido pozo orito – 22 sin ajustar.	124
Figura 59. Producción de petróleo pozo orito – 01 sin ajustar	125
Figura 60. Producción de petróleo pozo orito – 02 sin ajustar	125
Figura 61. Producción de petróleo pozo orito – 05 sin ajustar.	126
Figura 62. Producción de petróleo pozo orito – 10 sin ajustar.	126
Figura 64. Sensibilidades factor net to gross. Sensibilidad ntg15	128
Figura 65. Cotejo histórico líquido del caso base en el pozo orito – 02.	129
Figura 67. Cotejo histórico líquido del caso base en el pozo orito – 05.	130
Figura 68. Cotejo histórico líquido del caso base en el pozo orito – 10	130
Figura 69. Cotejo histórico líquido del caso base en el pozo orito – 22	131

Figura 70. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio de 2019 del pozo Orito – 01	132
Figura 71. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio de 2019 del pozo orito – 02.	132
Figura 72. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio del 2019 del pozo orito – 05.	133
Figura 73. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio del 2019 del pozo orito – 10.	133
Figura 74. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio del 2019 del pozo orito – 22.	134
Figura 75. Petróleo acumulado al 01 de julio de 2030 del pozo orito – 05.	134
Figura 76. Petróleo acumulado al 01 de julio de 2030 del pozo orito – 10.	135
Figura 77. Presión en el campo – caso base	135
Figura 78. Comportamiento de la presión en orito-10	136
Figura 79. Comportamiento de la presión en orito-10	136
Figura 80. Petróleo original insitú – caso base.	137
Figura 81. Petróleo móvil – caso base	137
Figura 83. Configuración de inyección de agua 1.	139
Figura 84. Configuración de inyección de agua 2.	140
Figura 85. Comportamiento de la presión con configuración 1	142
Figura 86. Petróleo producido con configuración 1	143
Figura 87. Factor de recobro para esquema 1	144
Figura 88. Comportamiento de la presión con configuración 2	145
Figura 89. Petróleo producido con configuración 2.	145
Figura 90. Factor de recobro para esquema 2	146

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de la formación villeta.	39
Gráfica 2.permeabilidades relativas de la matriz.	113
Gráfica 3. Permeabilidades relativas de la fractura	113
Gráfica 4.tasa de producción de petróleo por día en pozo orito – 05.	117
Gráfica 5. Tasa de producción de petróleo por día en pozo orito – 10.	120
Gráfica 6. Flujo de caja	153

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Número de pozos en campo orito	36
Tabla 2. Pozos en la formación villeta	37
Tabla 3. Propiedades del yacimiento en unidad n	40
Tabla 4. Criterios de inyección de agua aplicados a la formación villeta.	49
Tabla 5. Composición sedimentológica del modelo estático generado.	62
Tabla 6. Petróleo original in situ, permeabilidad de la matriz y permeabilidad de la fractura reportados en la tesis soporte	94
Tabla 7. Porosidad total, porosidad de la matriz y porosidad de fractura para las unidad n.	97
Tabla 8. Simuladores disponibles en el launcher del software cmg	100
Tabla 9. Información ingresada en la sección encabezado	101
Tabla 10. Pozos incorporados al modelo dinámico	103
Tabla 11. Propiedades petrofísicas.	104
Tabla 12 valores correspondientes a las constantes a, b, c de la correlación de newman.	106
Tabla 13. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la matriz vs saturación de agua.	112
Tabla 14. Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la fractura vs saturación de agua	112
Tabla 15. Condiciones iniciales – unidad n.	114
Tabla 16. Datos históricos de producción pozo orito – 05.	116
Tabla 17. Datos históricos de producción pozo orito – 1	119
Tabla 18. Tasas de inyección y producción evaluadas.	141
Tabla 19. Inversión inicial	148
Tabla 20. Costos de facilidades de superficie	148
Tabla 21. Costos conversión por pozo	148
Tabla 22. Costos cañoneo en n	149
Tabla 23. Producción incremental	149
Tabla 24. Costos de producción.	150
Tabla 25. Costos de operación de inyección de agua.	150
Tabla 26. Ingresos netos	151
Tabla 27. Flujo de caja neto	153

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Corte de Agua 500BOPD. Configuración 1	157
<b>Anexo B.</b> Corte de Agua 1000BOPD. Configuración 1	158
<b>Anexo C.</b> Corte de Agua 500BOPD. Configuración 2	159
<b>Anexo D.</b> Corte de Agua 1000BOPD. Configuración 2	160

## GLOSARIO

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** condiciones geográficas, físicas, químicas y biológicas, en las que se depositan los sedimentos en una cuenca.

**ANTICLINAL:** pliegue de tipo positivo en donde las rocas estratificadas presentan un buzamiento en sentido contrario al plano axial, su estructura es opuesta al sinclinal y presenta los estratos más antiguos en el núcleo.

**ARCILLA:** partícula mineral de grano fino menor a 1/256 mm, tipo de mineral de grupo de filosilicatos.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria, de textura detrítica, de grano menor a 0.039mm, compuesta por hidróxido de hierro y aluminio.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de tipo detrítico con tamaños de grano entre 2 mm y 1/16 mm, compuesta por cuarzo, pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. Los granos se mantienen unidos por un material cementante compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

**BACKTRUST:** tipo de cabalgamiento caracterizado en verger hacia las zonas internas de la cordillera, también llamado cabalgamientos retrovergentes.

**BASAMENTO:** conjunto de capas ubicadas en la base de la cuenca sedimentaria, conformada principalmente por rocas ígneas o metamórficas.

**CABALGAMIENTO:** conjunto de capas en las que las edades antiguas se superponen en las más modernas, producto de las presiones laterales.

**CALIZA:** roca sedimentaria, de origen químico o bioquímico, con tamaño de grano muy fino, y compuesto principalmente por carbonatos.

**CAMPO:** área ocupada por un solo yacimiento o varios yacimientos agrupadas o relacionados con la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica.

**CAPA:** unidad litoestratigráfica de menor rango que el de un estrato, varias capas hacen parte de una formación.

**CARBONATO:** sal de ácido carbónico, compuesto caracterizado por la presencia de un complejo anidónico.

**CEMENTO:** material de precipitación química utilizada para rellenar los poros de una roca, rellena los poros y permite que una roca sea compacta.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación gráfica de tipo vertical de las unidades litoestratigráficas que se encuentran presentes en el subsuelo de un área determinada.

**CONCORDANTE:** relación de dos unidades litoestratigráficas que se encuentran paralelas entre las capas que infrayacen y suprayacen el estrato.

**CONGLOMERADO:** se refiere a una roca sedimentaria que posee clastos mayores a 2mm, originada en un ambiente continental de alta energía y su principal componente es el cuarzo.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** área deprimida en donde se acumulan los sedimentos, para posteriormente por un proceso de diagénesis convertirse en roca. Ocasionado por la tectónica de las placas.

**CUARZOARENITAS:** arenisca madura, con un tamaño de grano medio de 0.063mm, compuesto por 95% de cuarzo y el 5% entre cemento carbonatado.

**DEPOSITACIÓN:** proceso en el que las partículas que son transportadas por el viento se agregan a un accidente geográfico o masa de tierra.

**DISCORDANTE:** relación de dos unidades litoestratigráficas que no se encuentran paralelas entre las capas que infrayacen y suprayacen el estrato.

**ESPESOR:** distancia en un punto dado, entre las superficies que limitan un estrato, conjunto de capas o estructuras.

**ESTRATIGRAFÍA:** ciencia de la geología que se encarga de estudiar las sucesiones de deposición de las capas o estratos en el tiempo geológico.

**FACIES:** características físicas, químicas y ambientales que representan la forma en cómo se depositó una unidad litoestratigráfica, reflejando su origen.

**FALLA:** desplazamiento de un estrato con respecto a otro colindante en un plano de falla, producto de esfuerzos tectónicos.

**FORMACIÓN:** secuencia de capas con características semejantes como facies ambientes de deposición y fuentes de aportes.

**GEOLOGIA ESTRUCTURAL:** rama de la geología encargada de estudiar los aspectos relacionados a la geotecnia de la corteza terrestre.

**GEOLOGIA DEL PETRÓLEO:** aplicación de la geología encargada del estudio de las formaciones de yacimientos petrolíferos.

**GRUPO:** término para designar conjuntos de capas con características litológicas y facies semejantes.

**KERÓGENO:** conjunto de materia orgánica contenida en sedimentos bituminosos.

**LIMOLITAS:** rocas sedimentarias con grandes cantidades de arcillas, producto de una compactación de limo.

**LODOLITA:** roca sedimentaria detrítica con grandes cantidades de arcilla, formado por mezcla entre limo y arcilla.

**LUTITAS:** roca sedimentaria detrítica, con un tamaño de grano de 1/256mm, compuesta por partículas finas de arcillas.

**MARCO GEOLÓGICO:** resumen de estudios geológicos en un lugar geográfico determinado, incluye estratigrafía, tipos de rocas presentes, entre otros.

**MADUREZ:** estabilidad de los componentes mineralógicos de una roca sedimentaria.

**MIEMBRO:** unidad litoestratigráfica de dos o más pisos con las mismas características litológicas a diferencia de las demás unidades en la formación.

**MIGRACIÓN:** movimiento de los hidrocarburos desde la roca madre hacia rocas reservorios.

**PERMEABILIDAD:** propiedad de la roca que indica la capacidad que posee la formación rocosa para permitir el paso de los fluidos que la ocupan a través de ella.

**POROSIDAD:** relación entre el volumen poroso existente que puede contener fluidos respecto al volumen total de la roca.

**POZO:** medio por el que los hidrocarburos se producen desde el subsuelo hasta la superficie.

**REGRESIÓN:** descenso de los océanos del continente.

**ROCA GENERADORA:** rocas que han dado origen a fases fluidas ricas en hidrocarburos, los cuales por un proceso de migración se han acumulado en rocas almacenadoras o reservorio, también llamada roca madre.

**ROCA RESERVORIO:** rocas que gracias a sus propiedades contienen las acumulaciones de hidrocarburos, también llamada roca almacenadora.

**ROCA SELLO:** capa de roca impermeable que impide la migración del hidrocarburo.

**TEXTURA:** característica de una roca en cuanto al tamaño de grano, forma y disposición de componentes mineralógicos.

**TRAMPAS:** estructura geológica capaz de retener los fluidos en el yacimiento, pueden ser estructurales o estratigráficas.

**TRANSGRESIÓN:** aumento de los océanos al continente.

**YACIMIENTO:** formación rocosa en el subsuelo capaz de acumular hidrocarburo movable, que está confinado por formaciones impermeables y se caracteriza por un sistema de una sola presión.

## ABREVIATURAS

<b>API:</b>	American Petroleum Institute
<b>BAPD:</b>	Barriles de agua por día
<b>Bbls/mes:</b>	Barriles por mes
<b>BFPD:</b>	Barriles de fluido por día
<b>BOPD:</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BS&amp;W:</b>	Basic sediment and water
<b>CAP:</b>	Contacto agua petróleo
<b>EOR:</b>	Enhanced Oil Recovery
<b>GOR:</b>	Relación gas petróleo
<b>INVIAS:</b>	Instituto Nacional de Vías
<b>IOR:</b>	Improved Oil Recovery
<b>Kr:</b>	Permeabilidad Relativa
<b>Kx:</b>	Permeabilidad en dirección x
<b>Ky:</b>	Permeabilidad en dirección y
<b>Kz:</b>	Permeabilidad en dirección z
<b>MD:</b>	Measure Depth
<b>OOIP:</b>	Petróleo original en sitio
<b>Pc:</b>	Presión Capilar
<b>PVT:</b>	Presión, volumen y temperatura
<b>SPE:</b>	Society of Petroleum Engineers
<b>TVD:</b>	True Vertical Dept
<b>VPN:</b>	Valor Presente Neto

## **RESUMEN**

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo principal evaluar un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la Formación Villeta del Campo Orito, para lo cual se procedió a realizar una descripción detallada con sobre las propiedades petrofísicas y las propiedades de los fluidos presentes en la formación, con ésta información se procedió a generar un modelo estático académico tomando como base el trabajo de grado titulado “Evaluación integral de yacimientos en la Formación Villeta de Campo Orito” publicada por Carlos Andres Cortes Daza y Nestor Oswaldo Leyva Meneses en 2005, de la cual se digitalizaron los mapas correspondientes a propiedades estáticas y todo tipo de gráfica relacionada con la producción y comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento. Posteriormente se procedió a realizar un modelo conceptual de simulación para determinar el comportamiento de la producción bajo el caso de predicción del campo, en el cual no se implementó inyección alguna, y bajo dos esquemas de inyección que serían valorados con tasas de producción de 500 BPD y 1000 BPD en cada uno de los pozos productores. Finalmente se determinó el mejor esquema para mantener y favorecer la producción, el cual fue valorado financieramente con base al indicador Valor Presente Neto.

### **PALABRAS CLAVE**

Formación Villeta  
Campo Orito  
Unidad N  
Inyección de agua  
Simulación de yacimientos

## **INTRODUCCIÓN**

A medida que un reservorio es producido declina de manera progresiva, esto debido a que sus condiciones iniciales son alteradas y la presión cae, debido al diferencial de presión existente entre la formación y el pozo se favorece la producción de fluidos del yacimiento, pero a medida que la presión cae y así mismo el diferencial de presión se reduce se hace más difícil para el reservorio entregar sus fluidos, para el caso de la presente investigación se evaluó un esquema de inyección de agua para favorecer la producción y la presión de Campo Orito en la Formación Villita – Unidad N mediante la simulación de dicho esquema de inyección.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar un modelo de inyección de agua para el mantenimiento de la producción en la Formación Villeta del Campo Orito.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo Orito, ubicado en la Cuenca Putumayo.
2. Generar un modelo estático académico que represente un sector del Campo Orito.
3. Construir el sector modelo conceptual de simulación del campo.
4. Determinar el comportamiento de producción del esquema de explotación actual del campo basado en el modelo construido.
5. Evaluar la implementación de un esquema de inyección de agua en el campo.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO

En este capítulo se describen las características del Campo Orito ubicado en la Cuenca Putumayo, realizando enfoque en su historia, localización geográfica, marco geológico e historia de producción.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Orito es operado por la compañía Frontera Energy y hace parte del Contrato de Producción Incremental (CPI), firmado entre Petrominerales Colombia y Ecopetrol S.A., siendo Petrominerales Colombia una de las empresas que componen a la compañía Frontera Energy, el contrato se firmó el día 20 de abril de 2001 con una duración de 22 años y posee un área comercializada a marzo de 2017 de 63000 m<sup>2</sup>. Los dos primeros pozos de exploración de Campo Orito fueron Orito-1 y Orito-2 evaluando las Formaciones Caballos y Villeta respectivamente, los cuales resultaron exitosos para la compañía Texas Petroleum Company quien operaba el campo para el año 1963<sup>1</sup>.

En el 1961 Campo Orito fue operado por la Compañía Texas Petroleum quien continuó el desarrollo del campo con la Compañía Gulf Oil Corporation con las perforaciones de 38 pozos hasta el año 1969. En 1973 la Compañía Gulf Oil Corporation vendió su participación a la Compañía Petrolera del Río. Finalmente Ecopetrol adquirió el control de la Compañía Petrolera del Río y en 1979 compró la participación de Texas Petroleum Company, y se dio inicio al contrato de producción incremental con Petrominerales Colombia en 2001<sup>2</sup>.

Para el año 2013 la empresa Petrominerales Colombia es absorbida por la compañía Pacific Exploration & Production Corporation, quien cambió su razón social a Frontera Energy en junio de 2017 y es quien en el presente año (2017) continúa con la producción del campo.

---

<sup>1</sup> PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017.

<sup>2</sup> PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017.

## 1.2 LOCALIZACIÓN DE CAMPO ORITO

El Campo Orito se encuentra localizado en la parte sur-occidental de Colombia cerca de los límites con Ecuador, en la Cuenca Putumayo, más exactamente en el Departamento del Putumayo - Municipio Orito, como se muestra en la Figura 1. El campo dista 748 Km de la Ciudad de Bogotá D.C. y limita con la Ciudad de Mocoa al norte, Río Acae al sur y con los Ríos Guames y Putumayo al oriente y occidente respectivamente.<sup>3</sup>

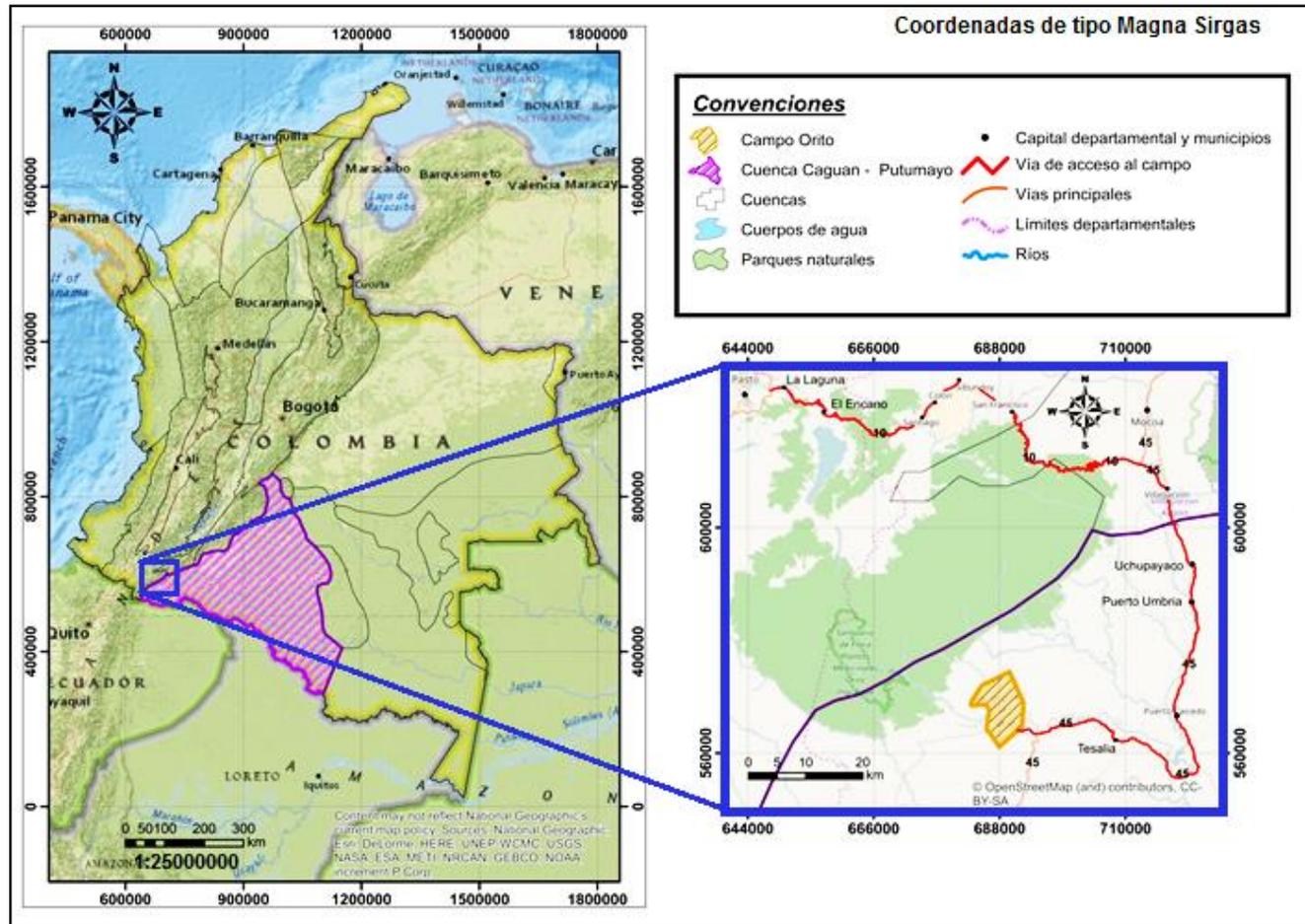
Para acceder al campo por vía terrestre desde la Ciudad de Pasto debe realizarse el recorrido que se describe a continuación, se toma la salida en dirección este de la ciudad, posteriormente se toma la Ruta 10 del INVIAS durante 105 km, la ruta pasa por los municipios de La Laguna, El Encano, Santiago, Colón, Sibundoy y San Francisco, a continuación se toma la Ruta 45 durante 99 Km, recorriendo los municipios de Villagarzón, Uchupayaco, Puerto Umbría, Puerto Caicedo, y Tesalia, finalmente se desvía hacia el occidente y se toma una vía secundaria recorriendo un trayecto de 3,77 Km hasta la entrada a los pozos del campo.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017.

<sup>4</sup> PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017.

**Figura 1.** Localización de Campo Orito, Colombia, Cuenca Putumayo, Departamento Putumayo, Orito.



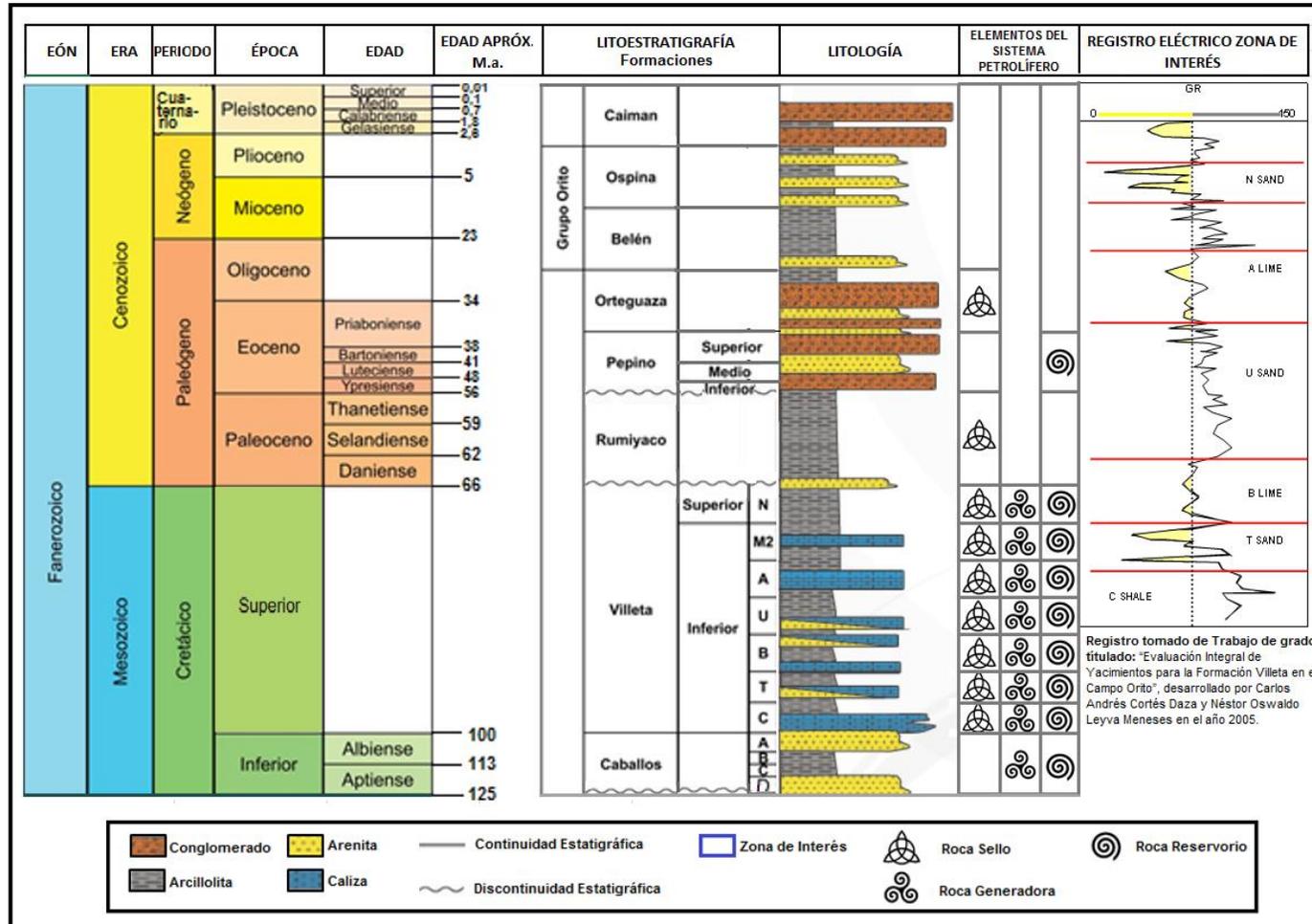
**Fuente:** ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <<http://www.esri.com>>. Modificado por los autores

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

A continuación, se describe la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo del campo en evaluación, el cual se ubica en la Cuenca Caguán - Putumayo.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Caguán – Putumayo es mostrada en la Figura 2, la cual presenta los aspectos representativos asociados a la cuenca y su sistema petrolífero.

**Figura 2.** Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de Putumayo



**Fuente:** ANH. Sistemas hidrocarbúferos y análisis de plays en la cuenca Caguán - Putumayo. 2009. 6-26. Bogotá: Modificado por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación son descritas las formaciones que componen la Cuenca Caguán - Putumayo respecto al momento en que se depositaron sus sedimentos, de la más antigua a la más reciente, con base a informes realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el léxico estratigráfico de JULIVERT.

**1.3.2.1 Formación Caballos. Edad: Cretácico Inferior (Aptiano superior – Albiano).** Se encuentra conformada por algunos conglomerados finos de cuarzo transparente en la base y a veces con cuarzoarenitas cuyo tamaño es de grano medio a grueso interlaminadas con carbón y arcillolitas carbonosas, hacia la parte media y superior se alternan calizas, pelitas grises oscuras y areniscas. Su espesor promedio es de 131 ft, sus sedimentos se depositaron en un ambiente fluvial<sup>5</sup>. Limitado de manera discordante con la Formación Saldaña que lo infrayace y con la Formación Villeta en forma concordante que lo suprayace.

**1.3.2.2 Formación Villeta. Edad: Cretácico Superior.** Se compone por lodolitas de color gris muy oscuro a negro, con estratificación fina y laminación plana paralela a ondulosa paralela, operacionalmente se divide en seis unidades siendo de la más antigua a la más reciente C correspondiente a calizas, T a areniscas, B a calizas, U a areniscas, A a calizas y N a calizas y areniscas, aunque en términos generales la formación se divide en los miembros Villeta Inferior con facies más gruesas, grainstone, packstone, packstone /wackstone, y Villeta Superior donde predominan facies arcillosas y limosas y en menor proporción calcáreas como wackestone y packstone de bioclastos. La formación posee un máximo espesor que oscila entre 1049 ft y 1246 ft, se depositó en un ambiente marino<sup>6</sup>. La Formación Villeta se encuentra en contacto de manera concordante con la Formación Caballos que lo infrayace y con la Formación Rumiyaco en forma discordante que lo suprayace.

**1.3.2.3 Formación Rumiyaco. Edad: Paleoceno.** Se compone por niveles arenosos intercalados con delgadas capas conglomeráticas en la base, en la parte central presenta una intercalación de delgadas capas de arenas arcillosas y limolíticas, y en la parte superior presenta arcillolitas, limolitas rojas y algunos niveles arenosos, su espesor se encuentra entre 1000 ft y 1500 ft, habiéndose depositado en un ambiente que varía de marino a continental<sup>7</sup>. La Formación Rumiyaco se encuentra en contacto de manera discordante con la Formación Villeta que lo infrayace y con la Formación Pepino en forma discordante que lo suprayace.

---

<sup>5</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; 2009. 36-41.

<sup>6</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; 2009. 36-41.

<sup>7</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup>

**1.3.2.4 Formación Pepino. Edad: Eoceno.** Se compone por conglomerados en su parte inferior, el siguiente miembro posee arcillolitas, limolitas rojas ocasionalmente calcáreas y el miembro más reciente presenta lentes de conglomerados gruesos intercalados con areniscas, arcillolitas duras y limolitas no calcáreas. El espesor máximo de la formación corresponde a 1600 ft. Se depositó en un ambiente continental – fluvial<sup>8</sup>. La Formación Pepino se encuentra en contacto de manera discordante con la Formación Rumiayaco que lo infrayace y con la Formación Orteguzza en forma discordante que lo suprayace.

**1.3.2.5 Formación Orteguzza. Edad: Eoceno – Oligoceno.** Consta litológicamente de una intercalación de arcillolitas, limolitas grises, areniscas finas y ferruginosas y delgadas capas carbonosas. El espesor varía alrededor de 700 ft. Prevalece un ambiente de salobre restringido<sup>9</sup>. La Formación Orteguzza se encuentra en contacto de manera concordante con la Formación Pepino que lo infrayace y con el Grupo Orito – Formación Belén en forma concordante que lo suprayace.

**1.3.2.6 Grupo Orito. Formación Belén – Formación Ospína. Edad: Oligoceno – Plioceno.** Conformado por arcillas intercaladas con limolitas con escasos lentes de arenisca arcillosa y abundantes intercalaciones de lignito. Adicionalmente presenta una variación de espesor alrededor de 2200 ft, y se depositó en un ambiente continental<sup>10</sup>. La Formación Ospina se encuentra en contacto de manera concordante con la Formación Orteguzza que lo infrayace y con la Formación Caiman en forma concordante que lo suprayace.

**1.3.2.7 Formación Caimán. Edad: Plioceno – Pleistoceno.** Esta formación se caracteriza por la presencia de intercalaciones de conglomerados con arcillolitas principalmente. La formación posee un espesor aún incierto, se ha depositado en un ambiente transicional aluvial<sup>11</sup>. La Formación Caimán se encuentra en contacto de manera concordante con el Grupo Orito – Formación Belén que lo infrayace.

---

con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; 2009. 36-41

<sup>8</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; 2009. 36-41

<sup>9</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; 2009. 36-41

<sup>10</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; 2009. 36-41

<sup>11</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup>

**1.3.3 Geología Estructural.** La Cuenca del Putumayo, posee altos y bajos estructurales con orientación Nor-occidente, limitando entre una falla de cabalgamiento y una falla marcando una dirección noreste-suroeste que realiza el entrampamiento, marcando una estructura de forma Backthrust en la que se evidencia como una secuencia Paleozoica rellena el graben con espesores mayores de 5000m. El campo de estudio se encuentra en una estructura de tipo anticlinal que fueron formadas debido a la reactivación de fallas normales como lo muestran los pozos que han sido explotados. Los modelos geológicos realizados confirman que las fallas son producidas por contrastes laterales de densidad entre el basamento cristalino precámbrico y los semigrábenes Jurásico-Paleozoicos afectados por tectónica de tipo tranpresión<sup>12</sup>.

**1.3.4 Geología del Petróleo.** En esta sección se encontrará información de los principales componentes de un sistema petrolífero relacionados a la Cuenca de Putumayo enfatizando en el Campo Orito, gracias a informes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** La principal roca generadora que se conoce en la Cuenca Putumayo corresponde a las cuarzoarenitas encontradas en la Formación Caballos<sup>13</sup>, la cual presenta un contenido de carbono mayor al 1% e incluye tanto kerógeno tipo II y III como bitumen<sup>14</sup>.

**1.3.4.2 Migración.** La posterior migración de los hidrocarburos ocurrió entre el Mioceno y Plioceno. Donde los hidrocarburos contenidos en la roca generadora migraron lateralmente a través de las zonas que se encontraban por fuera del límite, por debajo de la Cordillera Andina, el primer pulso de migración se presentó entre el Oligoceno – Mioceno y seguido por el segundo pulso de migración del hidrocarburo el cual sucedió del Mioceno Tardío al Plioceno. El hidrocarburo que se tiene hoy en la Cuenca Putumayo con respecto a los pulsos migratorios indicados, es producto de la ruta de migración en dirección Oeste para depositarse en rocas con buena porosidad y permeabilidad<sup>15</sup>.

---

con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; [0]:2009. p. 36-41

<sup>12</sup> ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio y HERNANDEZ, Cesar Mora. Cartografía geológica de 51267.45 km2 en la Cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km2 con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 Departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo&nbsp; [0]:2009. p. 36-41

<sup>13</sup> ANH. Sistemas hidrocarburiíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán - Putumayo. 2009. p. 6-26

<sup>14</sup> PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar y CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del Pozo 0224 en el Campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017. p. 8

<sup>15</sup> VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE LA ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FISICAS Y NATURALES. Mar 1, .vol. 33, no. 126, p. 25

**1.3.4.3 Roca Almacenadora.** Las rocas almacenadoras que ofrecieron las mejores condiciones fueron las areniscas de la Formación Caballos<sup>16</sup>, con una porosidad del 10% a 16%, y una permeabilidad promedio de 50 md<sup>17</sup> y la Formación Villeta que se dictamina como una roca almacenadora secundaria de la Cuenca Putumayo.

**1.3.4.4 Roca Sello.** El sello de estos reservorios lo constituyen los niveles cálcareos y shales de la Formación Villeta, las Formaciones Rumiayaco y Orteguzza hacia el pie de monte, y las fallas de cabalgamiento presentes en la Formación Caballos que se encuentran en contacto con sedimentos ígneo-metamórficos<sup>18</sup>.

**1.3.4.5 Trampa.** La trampa principal de la cuenca es de tipo estructural, como anticlinales asociados a fallamientos pero debido a cambios laterales de facies también se encuentran trampas estratigráficas. El hidrocarburo presente en la Cuenca Putumayo, se encuentra atrapado por fallas inversas de alto ángulo<sup>19</sup>.

## **1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN.**

A continuación se mostrará la historia de producción en el Campo Orito, número de pozos, métodos de producción, producción acumulada de los diferentes fluidos explotados desde sus inicios de producción con 1367.48 BPD.

**1.4.1 Método de producción.** La producción del Campo Orito ubicado en la cuenca Putumayo, proveniente de la Formación Villeta en la unidad N ha sido alrededor de 4,880,925 Bbls de petróleo, en la unidad B el petróleo producido ha sido de 134,983 Bbls y en la unidad T corresponden a 2,481,290 Bbls desde los inicios de su vida productiva hasta junio de 2014<sup>20</sup>.

El mecanismo de producción primaria del campo mantuvo la presión y la producción del yacimiento pero hasta el año 2003 se evidenció el fuerte depletamiento en la Arena N debido al desgaste de la energía natural del reservorio, por esta razón es de vital importancia evaluar alternativas que permitan un sostenimiento de la presión impidiendo que siga en declive y por ende afectando la producción del Campo Orito.

---

<sup>16</sup> VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE LA ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FISICAS Y NATURALES. Mar 1, vol. 33, no. 126, p. 25

<sup>17</sup> ANH. Estudios integrados y modelamiento. Noviembre 20, p. 2

<sup>18</sup> GALVIS, Jaime. MOJICA Diego. OBANDO, Ayerim.&nbsp; Informe preliminar Bloque PUT-5. p.6-7

<sup>19</sup> ANH. Estudios integrados y modelamiento. Noviembre 20, p. 3

<sup>20</sup> CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 104

**1.4.2 Tiempo de producción.** En la unidad N se inició producción con el pozo Orito 02 con el que se probó la rentabilidad al producir 4,400 Bbls de petróleo y fue cerrado en el año de 1969; luego el pozo Orito – 7 se completó debajo de N en 1995 y fue cerrado; el pozo Caldero-1 inició en Enero de 1967 produciendo a una tasa de 980 Bbl/d y 485 MScf pero en 1972 fue cerrado; por otra parte el Orito – 01 completado en 1975 produjo un total de 48,799 Bbl de petróleo y 3.547 Bbls de agua hasta Julio de; el Orito-22 por su parte fue puesto en producción en agosto 1970, y se cerró en febrero de 1995; El Orito-5 inició su producción en Marzo de 1989; en el Orito-10 inició su producción en agosto de 1971 por flujo natural hasta 1990.<sup>21</sup>

En la Caliza A comienza producción de petróleo únicamente en pozo Orito-22 como productor de petróleo, produciendo a una tasa de 1010 Bbl/d en febrero de 1966.<sup>22</sup>

En la Arena U, en Septiembre de 1980 se evidenció aporte de fluidos sólo en el Orito-19 con una producción de petróleo diaria de 72 Bbl/d<sup>23</sup>.

En la Caliza B, sólo se mostró potencial de producción para gas, en Abril de 1965 en el Orito -07 se produjo gas a una tasa de 969 MScf/d y 0.5 – 15 BBL de petróleo condensado<sup>24</sup>.

**1.4.3 Número de pozos** En la Tabla 1 se especifican los nombres de los 52 pozos con los que cuenta el Campo Orito el cual explota diferentes formaciones (Pepino, Villeta y Caballos).

**Tabla 1.** Número de pozos en Campo Orito

Nombre	TVD (ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado	Nombre	TVD (ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado
Orito-1	6.435	22/03/1963	Productor	Orito-8	6.670	22/11/1967	Productor
Orito-2	6.592	01/08/1963	Productor	Caldero-1	7.400	02/12/1967	Productor
Orito-3	6.887	05/01/1964	Productor	Orito-25	6.962	30/12/1967	Productor
Orito-4	6.576	13/05/1964	Productor	Orito-19	7.210	13/01/1968	Productor
Orito-7	6.362	10/08/1964	Productor	Orito-27	7.343	22/01/1968	Productor
Orito-5	6.534	14/08/1964	Productor	Orito-26	6.614	10/02/1968	Productor
Orito-9	6.848	17/10/1964	Productor	Orito-28	6.995	21/02/1968	Productor
Orito-6	ND	02/11/1964	Productor	Orito-29	6.650	03/03/1968	Productor
Orito-10	6.586	19/11/1964	Productor	Orito-34	6.680	23/03/1968	Productor

<sup>21</sup> CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 107-108

<sup>22</sup> CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 111

<sup>23</sup> CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 109

<sup>24</sup> CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 112

**Tabla 1. (Continuación)**

Nombre	TVD (ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado	Nombre	TVD (ft)	Fecha de inicio de perforación	Estado
Orito-11	6.532	30/01/1965	Productor	Orito-30	7.105	25/03/1968	Productor
Orito-14	6.654	14/02/1965	Productor	Orito-31	7.110	21/04/1968	Productor
Orito-13	7.134	17/03/1965	Productor	Orito-36	6.941	13/05/1968	Productor
Orito-18	7.505	12/08/1965	Productor	Orito-32	7.127	16/05/1968	Productor
Orito-16	6.574	14/10/1965	Productor	Orito-33	7.659	10/06/1968	Productor
Orito-17	4.944	01/12/1965	Productor	Orito-39	6.561	06/07/1968	Productor
Orito-22	6.273	10/01/1966	Productor	Orito-43	6.947	14/07/1968	Productor
Orito-21	7.278	02/08/1966	Productor	Orito-35	6.636	08/08/1968	Productor
Orito-20	7.0367	18/09/1966	Productor	Orito-41	6.392	12/08/1968	Productor
Orito-15	6.716	23/10/1966	Productor	Orito-37	7.025	03/09/1968	Productor
Orito-23	7.430	24/01/1967	Productor	Orito-24	7.420	25/09/1968	Productor

**Fuente:** ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]. Disponible en World Wide Web: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>

Por su parte la Formación Villeta como se ha mencionado anteriormente se conforma por las unidades N, A, U, B y T, en las cuales se ha evaluado el potencial de producción en 11 pozos del campo (al 2005, tesis de referencia). En la Tabla 2 se especifican los nombres respectivos a los pozos evaluados en la Formación Villeta del Campo Orito y sus coordenadas.

**Tabla 2. Pozos en la Formación Villeta**

Nombre	Unidad	Fecha inicio perforación	Clasificación inicial	Estado Actual	Profundidad alcanzada (ft)
Caldero-01	N	02/12/1967	Productor	Cerrado	7400
Orito-01	N	22/03/1963	Productor	Cerrado	6434.81
Orito-02	N	01/08/1963	Productor	Abandonado	6591.72
Orito-05	N	14/08/1964	Productor	Productor	6534
Orito-07	B	10/08/1964	Productor	Productor	6362
Orito-10	N	19/11/1964	Productor	Productor	6586
Orito-15	T	23/10/1966	Productor	Productor	6715.51
Orito-22	N	10/01/1966	Productor	Cerrado	6273
Orito-34	N	23/03/1968	Productor	Cerrado	6680
Orito-41	B y T	12/08/1968	Productor	Productor	6391.64
Orito-42	T	01/09/1968	Productor	Abandonado	N.D.

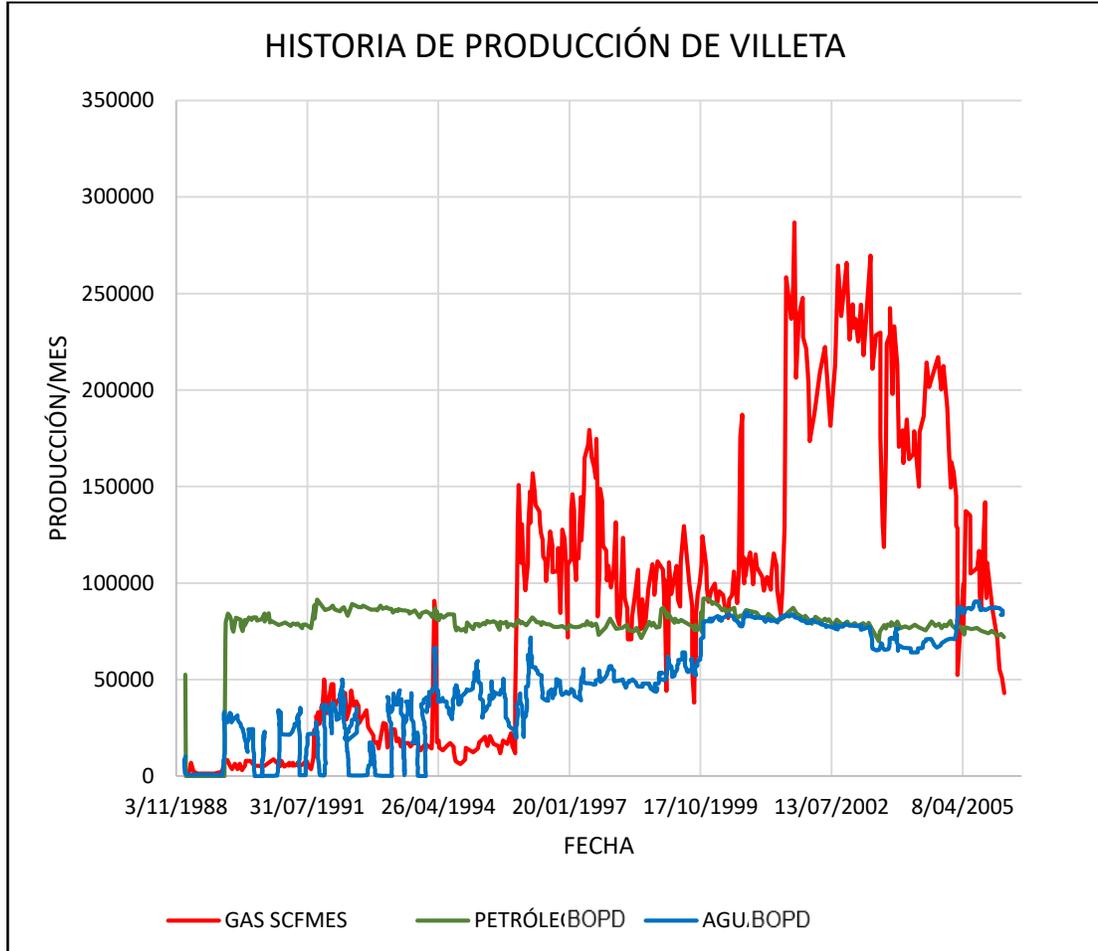
**Fuente:** ANH - AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de Tierras; Shapefiles de pozos [en línea]. Con acceso el 18/10/2016. [Colombia]. Disponible en World Wide Web: <http://www.anh.gov.co/Banco%20de%20informacion%20petrolera/EPIS/Paginas/Seleccion-de-datos.aspx>. Modificado por los autores.

**1.4.4 Gráficas de producciones acumuladas.** A continuación se representará por medio de la Gráfica 1 el comportamiento de la producción del Campo Orito desde que inició su vida productiva hasta el año 2005, en donde la línea roja simboliza la producción de gas en SCF/MES, mostrando una tendencia regular hasta 1995, punto en el cual existe un cambio en picos de 180000 SCF/MES a 50000 SCF/MES hasta el 2001, en éste año por otra parte se muestra un aumento sustancial de la producción en 253.986 SCF/MES.

En la producción acumulada de petróleo, (detallada como la línea verde en la gráfica) se muestra una producción constante en el tiempo y el punto más alto de producción se evidencia en el año 2000 con 90,379 Bbls/mes, esto traduce a que se ha realizado procedimientos exitosos para un mantenimiento de la presión, permitiendo que la declinación de la producción haya sido leve.

En el comportamiento de la producción acumulada del agua, (detallada en la gráfica como la línea azul), se evidencian picos cambiantes con una tendencia en aumento hasta finales del 2006, el cambio de producción más evidente se deduce que fue en 1999 donde la producción llegó a ser aproximadamente de 80,536 Bbls/mes.

**Gráfica 1. Producción Acumulada de la Formación Villeta.**



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 104. Modificado por los Autores.

**1.4.5 Características del yacimiento.** Las principales características de la Formación Villeta en la Unidad N son indicadas en la Tabla 3, la cual fue realizada con base a la información presentada en el trabajo de grado soporte.

**Tabla 3.** Propiedades del yacimiento en Unidad N

Propiedades del yacimiento (Unidad N)	
Gravedad API (° API)	28.4
Porosidad promedio (%)	10.3
Permeabilidad promedio (mD)	0.16
Temperatura (°F)	132
Presión inicial (Psig)	4045.2
Presión actual (Psig)	1450
Presión de burbuja (Psig)	1552
Producción acumulada de petróleo (Bbls)	4,880,925
Producción acumulada de agua (Bbls)	1,002,916
Producción acumulada de gas (mSCF)	4,989,049

**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 104. Modificado por los Autores.

## 2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se explican conceptos esenciales en el desarrollo de un proceso de inyección de agua y de una simulación numérica de yacimientos.

### 2.1 FASES DE PRODUCCIÓN

Las fases de producción son los distintos mecanismos por los cuales los fluidos que están en el yacimiento son llevados hacia los pozos productores para posteriormente ser producidos y comercializados. Se pueden dividir en 3 fases: **Fase Primaria o Mecanismo de producción primaria**; en esta primera etapa los fluidos son llevados a los pozos gracias a la energía propia del yacimiento, hay diferentes mecanismos de producción primaria, cómo lo son empuje por un acuífero existente o empuje hidráulico (dicho empuje es el que prima en el presente proyecto), por existencia de una capa de gas, por gas en solución, por expansión de roca y fluidos, o drenaje por gravedad. **Fase Secundaria o Mecanismo de producción secundaria**; la cual se puede considerar como un complemento de la fase primaria, se utiliza cuando existe una depresión en la energía natural del yacimiento, lo que trae consigo que los fluidos se produzcan en menor proporción, haciendo necesario realizar una inyección de agua o una inyección de gas para suplir esta caída, gracias a este mecanismo de recuperación se puede lograr un recobro adicional del petróleo in situ. **Fase Terciaria o Recuperación mejorada de Petróleo**; su principal característica es la obtención de un recobro adicional realizando inyecciones de sustancias ajenas a las que se encuentran en el yacimiento ya sea por inyección de químicos líquidos, inyección de químicos gaseosos, uso de energía térmica o utilización de microorganismos y/o vibración<sup>25</sup>.

A continuación, se explicará más al detalle cada una de las fases de los mecanismos de producción:

**2.1.1 Fase primaria o mecanismo de producción primaria.** Como se describió anteriormente, la fase primaria se caracteriza por la utilización de la energía natural que proviene del yacimiento, con el fin de llevar los fluidos hacia los pozos productores utilizando uno o más tipos de empujes, estos últimos se pueden clasificar en: empuje hidráulico, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, empuje por expansión de roca y fluidos y/o el drenaje por gravedad.

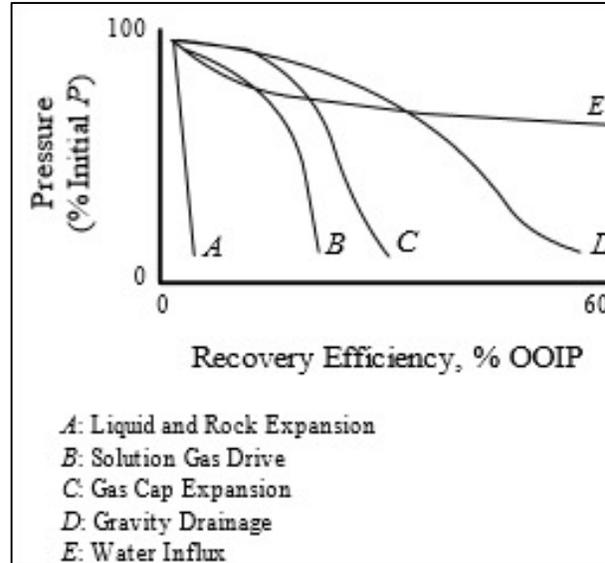
En la Figura 3 se muestra la eficiencia del recobro para mecanismos de producción primaria en términos de mantenimiento de la presión en el yacimiento, destacando que el empuje hidráulico es el mecanismo de empuje que mantiene en mayor proporción la presión en el yacimiento y por ende se generarán mayores tasas de recobro. Por el contrario la expansión de roca y fluidos muestra ser el empuje menos

---

<sup>25</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 1-3 p.

eficiente en términos de recuperación de petróleo, esto debido al agotamiento drástico de la energía natural del reservorio.

**Figura 3.** Mecanismos de producción primaria



**Fuente:** John Fanchi. Principles of Applied Reservoir Simulation. 3rd ed. ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006. 99 p.

A continuación, se describirá con mayor detalle las características de cada tipo de empuje.

**2.1.1.1 Empuje hidráulico.** En este tipo de empuje existe una roca porosa de agua en contacto con el yacimiento, al momento de la producción de los fluidos, la presión comienza a declinar, por ende el acuífero que se encontraba antes comprimido se empieza a expandir hasta que éste genera una intrusión en la zona de petróleo y por consiguiente un desplazamiento de los fluidos inmiscibles del yacimiento al pozo.<sup>26</sup>

Es importante el destacar que este tipo de empuje a diferencia de los otros mantiene en mayor proporción la presión en el yacimiento (dependiendo del tamaño del acuífero) principalmente porque el espacio vacío dejado por el petróleo producido es reemplazado parcialmente por el acuífero que se encuentra presente, generando una eficiencia en el recobro que puede llegar al 35% - 75% del petróleo original in situ.<sup>27</sup>

<sup>26</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 4-5 p.

<sup>27</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 4-5 p.

Al estar la presión por encima del punto de burbuja no se evidencia la presencia de gas disuelto, por lo que la relación gas – petróleo (RGP) será baja.<sup>28</sup>

En la Formación Villeta del Campo Orito se destaca la presencia de un acuífero, en la arena de estudio (N) se encuentran trazas de agua, que han ayudado a que los fluidos lleguen hasta superficie, pero debido al tiempo de producción de los pozos en el campo, la energía del acuífero se ha visto fuertemente afectada lo que ha llevado consigo un declinación en la producción, por lo anterior se evaluará la efectividad de la inyección de agua como un método para mantener la presión y por lo tanto la producción.

**2.1.1.2 Empuje por gas en solución.** En este tipo de empuje, el reservorio cuenta con una presión inicial por debajo del punto de burbuja, por lo que la presión declinará exponencialmente a medida que se produzcan los fluidos, en caso de existir una cantidad considerable de gas disuelto en el petróleo, características geológicas favorables y buenas propiedades de los fluidos, se puede generar un empuje efectivo de los fluidos del yacimiento al pozo. A medida que la presión declina, el gas tendrá mayor movilidad respecto al petróleo generando que la energía del yacimiento disminuya de forma exponencial<sup>29</sup>.

Es importante destacar que al caer la presión por debajo del punto de burbuja la eficiencia de recuperación del petróleo in situ puede ser aproximadamente del 5% - 35% dependiendo de la heterogeneidad de la formación, la gravedad API del hidrocarburo y el GOR de la solución<sup>30</sup>.

**2.1.1.3 Empuje por expansión de roca y fluidos.** En este empuje la presión inicial del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, almacenando su energía en la compresibilidad de la roca y fluidos. Es importante resaltar que se presenta un agotamiento rápido y exponencial de la presión, razón por la cual la eficiencia de recobro de petróleo que presenta este mecanismo es menor al 10%. Al disminuir la presión al punto de burbuja, el desplazamiento de los fluidos se logrará por el gas en solución que contenga el reservorio.<sup>31</sup>

---

<sup>28</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 4-5 p.

<sup>29</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 5 p.

<sup>30</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 6 p.

<sup>31</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 5 p.

**2.1.1.4 Empuje por capa de gas.** En este empuje existe una capa de gas y la presión inicial será igual a la presión de burbujeo, el comportamiento de la presión presenta una tendencia en declive con el tiempo la cual tiende a ser suave pero exponencial. La capa de gas aumenta su tamaño generando un empuje de los fluidos presentes en el reservorio hacia los pozos productores. Es importante resaltar que dependiendo del tamaño de la capa de gas se puede generar un mantenimiento considerable de la presión en el yacimiento. La eficiencia de recuperación de petróleo está entre un rango de 20% - 40%.<sup>32</sup>

**2.1.1.5 Drenaje por gravedad.** Sí el yacimiento cuenta con buenas permeabilidades verticales, espesores y buzamientos marcados, el presente tipo de empuje será efectivo en el recobro del hidrocarburo, lo anterior gracias a las fuerzas gravitacionales, es importante resaltar que el recobro es lento pero que dependiendo de las propiedades anteriormente mencionada puede generar altas eficiencias de recobro entre un 40% - 80 %<sup>33</sup>.

**2.1.2 Fase Secundaria o Métodos de recuperación secundaria.** Aquellos métodos en los cuales se interviene al yacimiento con el fin de aumentar su energía natural, utilizando sustancias propias del reservorio; estos pueden ser inyección de agua o inyección de gas.<sup>34</sup>

**2.1.2.1 Inyección de gas.** La inyección de gas es un método de recuperación secundaria utilizado para aumentar la presión, teniendo en cuenta las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre el reservorio<sup>35</sup>.

El gas se caracteriza por ser un hidrocarburo liviano, motivo por el que tiende a formar una capa de gas en la parte superior del reservorio, sí la producción se extrae de la parte más baja de la capa de petróleo, la inyección permitirá que la energía se conserve y por tanto la posibilidad de mantener tasas de producción relativamente elevadas<sup>36</sup>

La inyección de gas se puede dividir en inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

---

<sup>32</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 6 p.

<sup>33</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 9 p.

<sup>34</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 11 p.

<sup>35</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 15 p.

<sup>36</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 16 p.

**2.1.2.1 a. Inyección de gas interna o dispersa de gas.** En este tipo de inyección el gas es inyectado directamente en la zona de petróleo, es apta para yacimientos homogéneos, de espesor delgado y de buzamiento relativamente bajo, se requiere un mayor número de pozos inyectoros, los cuales toman la forma de arreglos geométricos. La eficiencia de este tipo de inyección en tema del barrido del petróleo es inferior al que se puede conseguir en la inyección de gas externa debido a la posición estructural<sup>37</sup>.

**2.1.2.1 b. Inyección de gas externa.** Consiste en inyectar gas en la el tope de la estructura del yacimiento en donde se encuentra la capa de gas inicial o una capa de gas secundaria, para garantizar la eficiencia en el recobro el yacimiento debe contar con buenas permeabilidades verticales y una estructura de alto relieve. A diferencia de la inyección interna garantiza un mejor barrido areal y vertical del hidrocarburo<sup>38</sup>

**2.1.2.2 Inyección de Agua.** Es un método de recuperación secundaria, cuyo objetivo principal es suplir la energía natural del yacimiento, la cual ha ido declinando en el tiempo como consecuencia de la producción de los fluidos, se divide en inyección periférica (externa) e inyección de arreglos (dispersa)<sup>39</sup>  
El primer patrón de flujo se denominó invasión circular, consistía en realizar la inyección de en un solo pozo y a medida que aumentaba la zona invadida por el acuífero los pozos productores se convertían en inyectoros, creando un frente circular de mayor amplitud<sup>40</sup>.

**2.1.2.2 a. Inyección de agua por arreglos.** En este tipo de inyección el procedimiento se realiza directamente en la zona de petróleo, cuando el agua invade la zona ocasiona el desplazamiento de los fluidos allí presente, permitiendo la recuperación del crudo remanente. Éste tipo de inyección también es conocida como inyección dispersa o interna, y requiere de mayor cantidad de pozos inyectoros para formar un arreglo geométrico con los pozos productores y de esta manera realizar un empuje más eficiente del fluido traduciéndose en una mayor inversión para la compañía. Se utiliza para yacimientos con poco buzamiento, bajas permeabilidades efectivas y una gran extensión areal, con el objetivo de hacer barrido areal del crudo remanente en el yacimiento.<sup>41</sup>

---

<sup>37</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 16 p.

<sup>38</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 6 p.

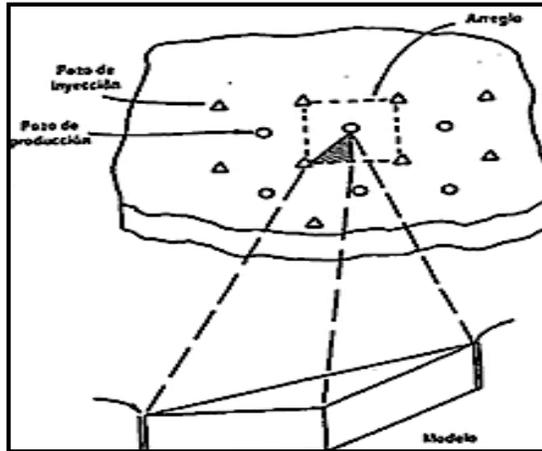
<sup>39</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 18 - 19 p.

<sup>40</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 15 p.

<sup>41</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 16 p.

A continuación, se muestra un ejemplo gráfico de la inyección por arreglos, en este ejemplo se muestra una inyección de agua por arreglos de 5 pozos, siendo el productor rodeado por 4 pozos inyectores

**Figura 4.** Diagrama de inyección en un arreglo de 5 pozos



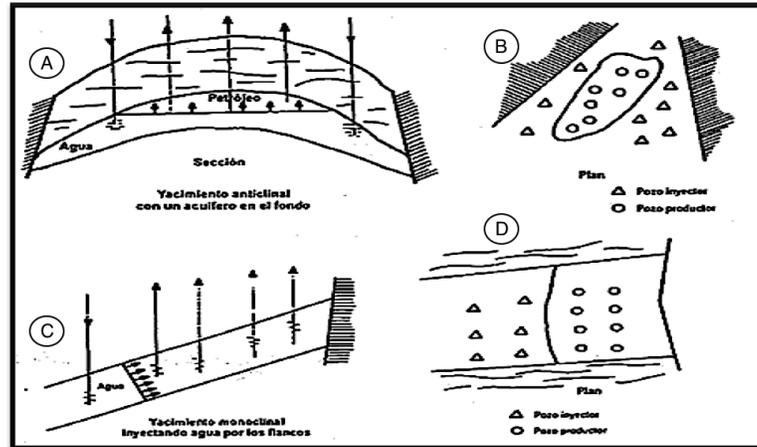
**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 1-3 p.

**2.1.2.2 b. Inyección de agua por flancos, periférica o externa.** En este tipo de inyección, el agua se inyecta directamente en el acuífero, cerca al contacto agua-petróleo, es utilizado principalmente para mantener la presión en el reservorio y de ésta manera lograr que los fluidos contenidos en el yacimiento puedan llegar a los pozos productores vecinos. Una ventaja representativa de esta inyección es el requerimiento de un menor número de pozos y la viabilidad de convertir pozos productores viejos en inyectores, lo cual lo hace atractivo económicamente al evitar una mayor inversión<sup>42</sup>.

En la Figura 05 puede observarse un claro ejemplo de como ocurre la inyección de agua por flancos, el punto **A** y **C**, representa la producción de los fluidos por medio de un anticlinal y monoclinal respectivamente, el anticlinal muestra la presencia de acuífero de fondo y el monoclinal la presencia de un acuífero lateral, a dichos acuíferos se les practica una inyección de agua cerca al contacto agua-petróleo, utilizando ciertos pozos inyectores los cuales les proporcionarán la energía necesaria al reservorio para llevar los fluidos hacia pozos productores para su posterior producción. En el punto **B** y **D** se muestra un ejemplo de la ubicación de los pozos inyectores respecto a los productores, dependiendo de la forma en la que se encuentre el acuífero, se puede destacar la forma irregular que pueden adoptar dichos pozos.

<sup>42</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 18 p.

**Figura 5. Diagrama de la inyección de agua externa o periférica**



**Fuente:** PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 1-3 p. Modificado por los autores.

En este proyecto se evaluará un esquema de inyección de agua periférica en la Unidad N de la Formación Villeta, teniendo en cuenta los pozos inyectoros que se evaluarán en los diferentes esquemas de producción, como lo son Orito-5, Orito-43, Orito-10, Orito-2, Orito-36 y Orito-114, cabe resaltar que el motivo por el que se usará este tipo de inyección es por la alta incertidumbre de las propiedades en el yacimiento, adicionalmente el proceso se realizará en un punto de poca extensión areal.

**2.1.3 Fase Terciaria o Recuperación mejorada de petróleo.** En este tipo de inyección se emplean sustancias ajenas a las presentes en el yacimiento y sus utilidades pueden ser ya sea para la reducción de la viscosidad del fluido, el hinchamiento del petróleo, o el comportamiento favorable de las fases, utilizando gases miscibles e inmiscibles, químicos, energía térmica y/o bacterias para la ejecución de sus procesos.<sup>43</sup>

<sup>43</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 2 p.

## 2.3 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Es el proceso de hacer la corrida de un modelo matemático que siga el comportamiento real del yacimiento, mediante el uso de un programa de computación que por medio de la ecuación de difusividad junto a métodos numéricos, permitirá determinar el flujo de los fluidos desde el yacimiento y en el interior del mismo, a lo largo del tiempo. Normalmente los simuladores se calibran utilizando datos históricos de presión y producción, mediante la realización de un ajuste histórico, una vez es calibrado y confiable el simulador pueden realizarse las predicciones de producción bajo diferentes esquemas de explotación potenciales como, perforación de nuevos pozos, tratamientos de estimulación, métodos de recuperación secundaria y terciaria, entre otros. El simulador utilizado en el proyecto de estudio fue el simulador de CMG mediante el procesador IMEX.<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> Schlumberger oilfield glossary. En: CHOICE REVIEWS ONLINE. Nov 1, vol. 41, no. 3, p. 1297

### 3. METODOLOGÍA SCREENING

Los screening consisten en guías técnicas basadas en pruebas de laboratorios, en las que se utilizan las propiedades del yacimiento (porosidad, permeabilidad, gravedad API, entre otros), con el fin último de evaluar la efectividad en un método de recuperación secundaria o recuperación mejorada en un proyecto de inyección, de no ser implementado se refleja en gastos y costos substanciales para el inversionista<sup>45</sup>.

Mediante las guías técnicas se analizó la viabilidad de la inyección de agua para la Unidad N en la Formación Villeta, en la Tabla 4 se puede evidenciar que ésta unidad cumple con la mayoría de los criterios para realizar dicho procedimiento.

**Tabla 4.** Criterios de inyección de agua aplicados a la Formación Villeta.

Screening inyección de agua en Unidad N de Formación Villeta			
Propiedad	Valor	Autor	Campo Orito
Gravedad API	> 15	E.C DONALSON 1985	28.4
Saturación de aceite inicial	> 40	GANESH C. THAKUR 1998	76.9
Saturación de agua	< 50	GANESH C. THAKUR 1998	23.1
Saturación de gas inicial	< 30	PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK 1987	0
Saturación de agua irreducible	< 50	GANESH C. THAKUR 1998	ND
Espesor Neto	NC	GANESH C. THAKUR 1998	-
Permeabilidad	NC	GANESH C. THAKUR 1998	-
Temperatura del Yacimiento	NC	GANESH C. THAKUR 1998	132.29 ° F
Porosidad	NC	GANESH C. THAKUR 1998	10.30%
Razón de movilidad agua con respecto al aceite	0.2 - 5	WILLIAM O BB 2001	1.064519748
Litología	Arenisca o Caliza	PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK 1987	ARENISCA
Acuífero	No	ECP - SYA - WF 2011	SI
Capa de Gas	No	ECP - SYA - WF 2011	NO

<sup>45</sup> AGUILLON DUARTE, Javier and GARCIA RIBERO, Fredy. SISTEMA EXPERTO PARA LA SELECCIÓN TÉCNICA DE UN MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO PARA UN CAMPO DE CRUDO. Universidad Industrial de Santander, 2004. p. 19.

#### 4. MODELO ESTÁTICO

Para dar inicio al desarrollo de éste trabajo de grado, fue necesario generar el modelo estático representativo del yacimiento, el cual es de tipo académico y ha tomado como base información pública como el trabajo de grado titulado “Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito”, desarrollado por Carlos Andrés Cortés Daza y Néstor Oswaldo Leyva Meneses en el año 2005.

Se le denomina modelo estático a la representación de un yacimiento en una determinada formación, teniendo en cuenta las propiedades estáticas de éste, algunas de éstas son la permeabilidad, la porosidad, el espesor de la formación, los límites de la formación, los fallamientos, el ambiente de depositación de los sedimentos, la litología, entre otros cuyo objetivo es caracterizar el yacimiento de manera precisa para que posteriormente sea la base para realizar simulaciones sobre el yacimiento.

La simulación de yacimientos permite evaluar el comportamiento del reservorio en el tiempo bajo ciertos esquemas de explotación, teniendo en cuenta las propiedades como la presión, la temperatura, las composiciones de los fluidos contenidos en el yacimiento y la forma en que varían estos en el tiempo, logrando planificar un desarrollo favorable sobre un campo, determinando esquemas de explotación óptimos que permitan que el campo sea producido de manera estable y rentable.

Para el modelo estático generado se tomó como base las imágenes de los mapas dispuestos en la tesis “Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito”, donde fue posible encontrar mapas isópacos correspondientes a la superficie estructural, porosidad efectiva – PHIE, saturación inicial de agua – Swi, espesor neto – NET y relación de espesor neto a espesor gross – NTG de las unidades N, A, U, B y T de la Formación Villeta.

Normalmente un modelo estático se genera a partir de diferentes modelos como un modelo estructural que indica las profundidades y las deformaciones de las capas que componen la formación, permitiendo crear los mapas estructurales y los planos de fallas. También se genera gracias a un modelo estratigráfico, cuyo objetivo es definir la arquitectura interna del yacimiento mediante las relaciones verticales y horizontales de las unidades que componen una formación. De la misma manera es requerido un modelo petrofísico con el cual se indiquen las propiedades de roca y la relación que poseen con los fluidos que contienen en estado estático, lo cual suele obtenerse del estudio de núcleos que permitan conocer éstas características del yacimiento. Para finalizar se requiere como base un modelo de fluidos, en el que se incorpora las propiedades de los fluidos, así como su distribución inicial en el reservorio, cuantificando volúmenes e indicando las propiedades físico – químicas de los fluidos mediante sus propiedades PVT.

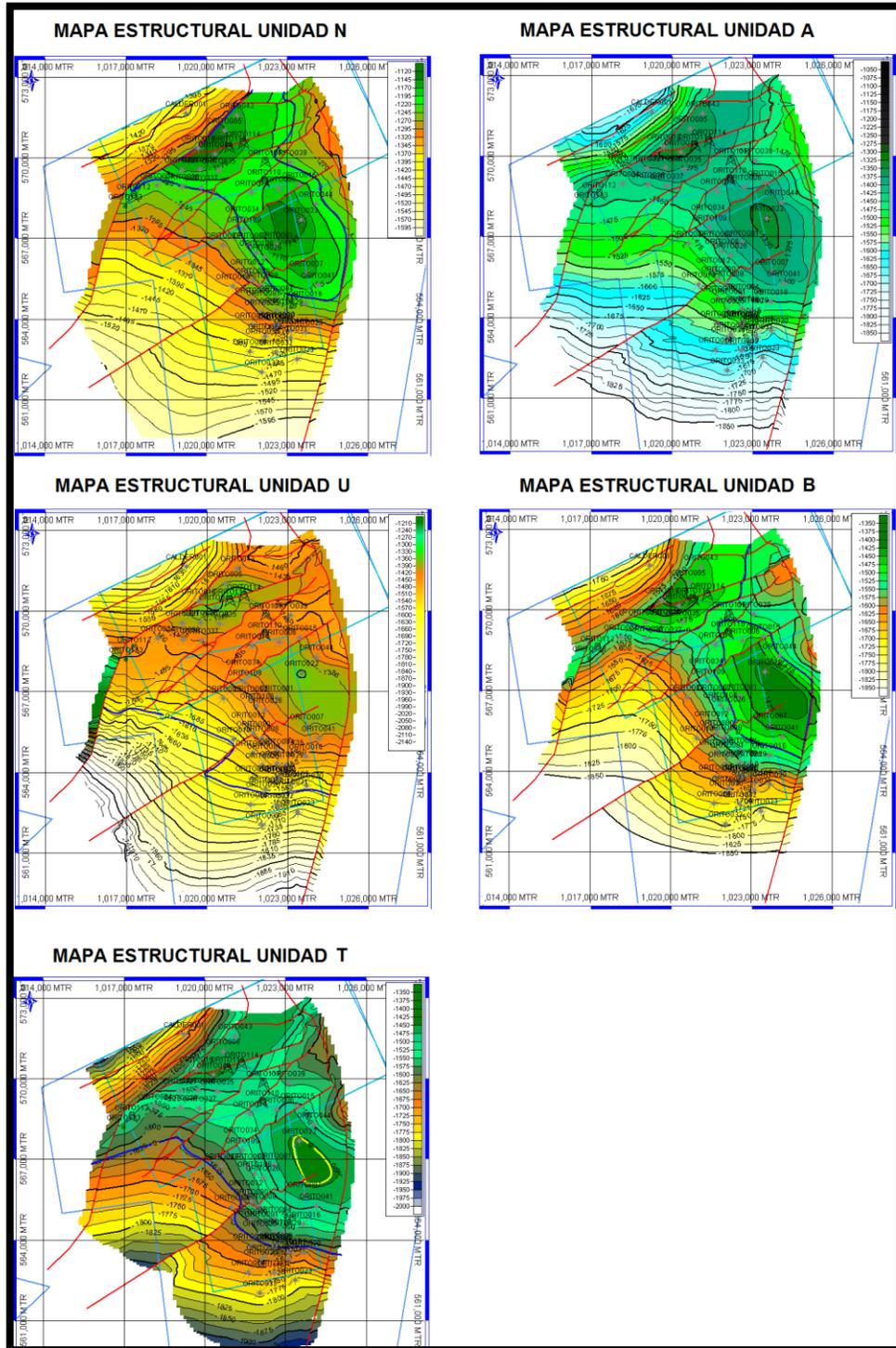
En el desarrollo de éste proyecto, como se indicaba previamente al tratarse de un modelo netamente académico, en el cuál fue necesario generar la simulación a partir de estudios previos realizados al yacimiento, no es posible generar un modelo estático de la manera que comúnmente se genera y en el orden específico con el que suelen generarse. En el caso del presente proyecto de grado fue necesario la digitalización de los contornos de los mapas previamente indicados, señalando el valor correspondiente a cada contorno, teniendo en cuenta las coordenadas de los mismos, a continuación se indicará de manera más detenida los mapas generados así como las imágenes de los mapas que sirvieron como base para lograr el desarrollo del modelo estático académico generado, así como la importancia de cada una de las propiedades tomadas para el modelo, utilizando para este fin un software especializado.

Para empezar se desarrollo el modelo estructural, para lo cual se requirio realizar la digitalización de los contornos de los mapas estructurales de las unidades que componen la Formación Villeta disponibles en la tesis soporte, éstos mapas pueden observarse en la Figura 06, con ésto fue posible darle la forma al modelo, indicando la profundidad de los topes y para así generar los mapas en tridimensionales para el modelo gracias a los contornos digitalizados, para las unidades N (Figura 7), A (Figura 8), U (Figura 09), B (Figura 10) y T (Figura 11).

En la imagen siguiente pueden apreciarse las imágenes de los mapas que se tomarón como base para la digitalización de los contornos de los mapas estructurales.

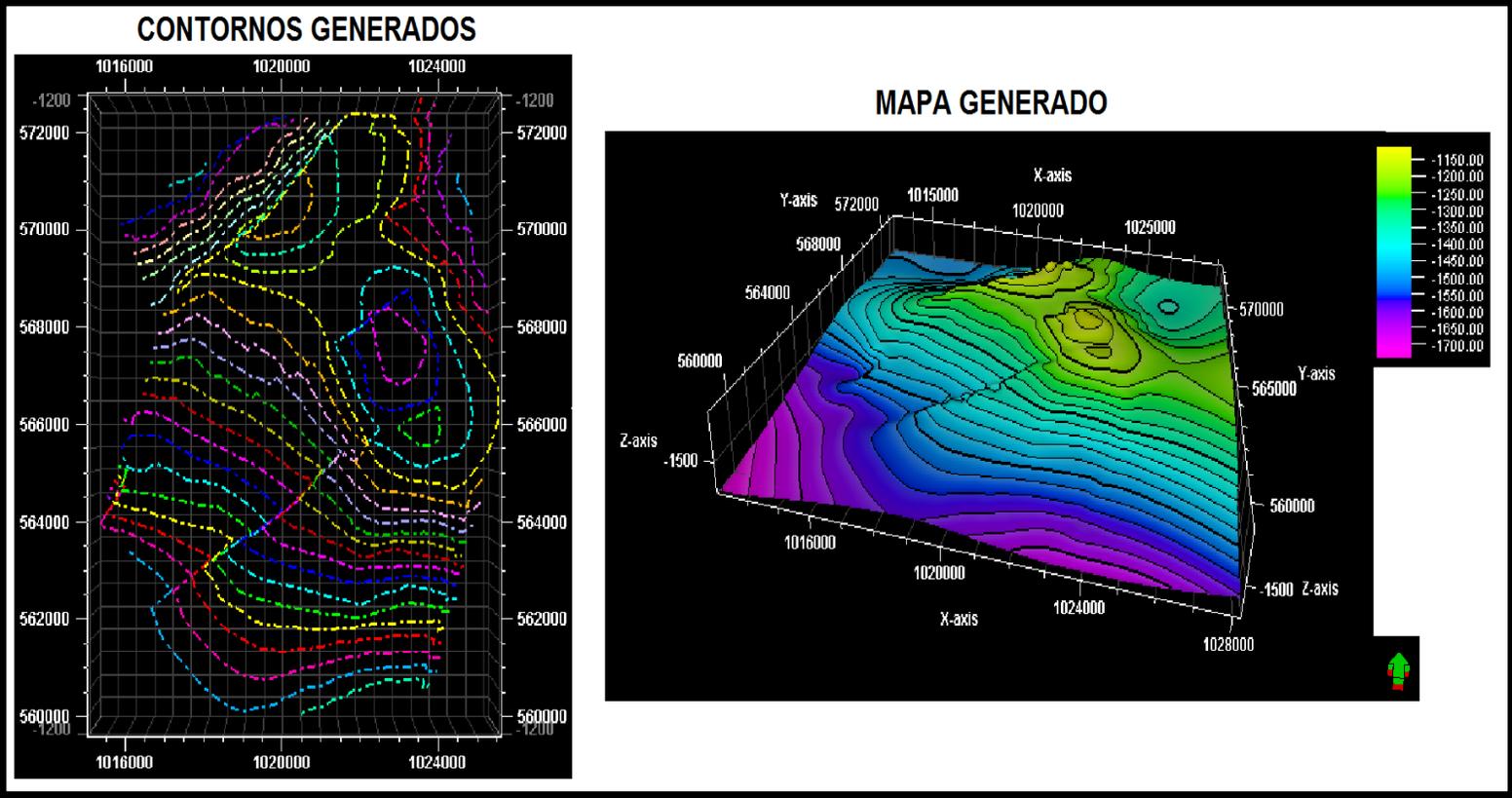
Por otra parte puede observarse de manera posterior el proceso de la digitalización a la generación del mapa estructural tridimensional de cada una de las unidades que componen la Formación Villeta, excepto la Unidad C que corresponde a la unidad más antigua de la formación de la cual no se dispone información suficiente para incorporar al modelo.

**Figura 6.** Imágenes de mapas de topes estructurales disponibles Formación Villeta.



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral e Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. Modificado por los Autores.

Figura 7. Contornos y mapa estructural tridimensional Unidad N generados.



**Figura 8.** Contornos y mapa estructural tridimensional Unidad A generados.

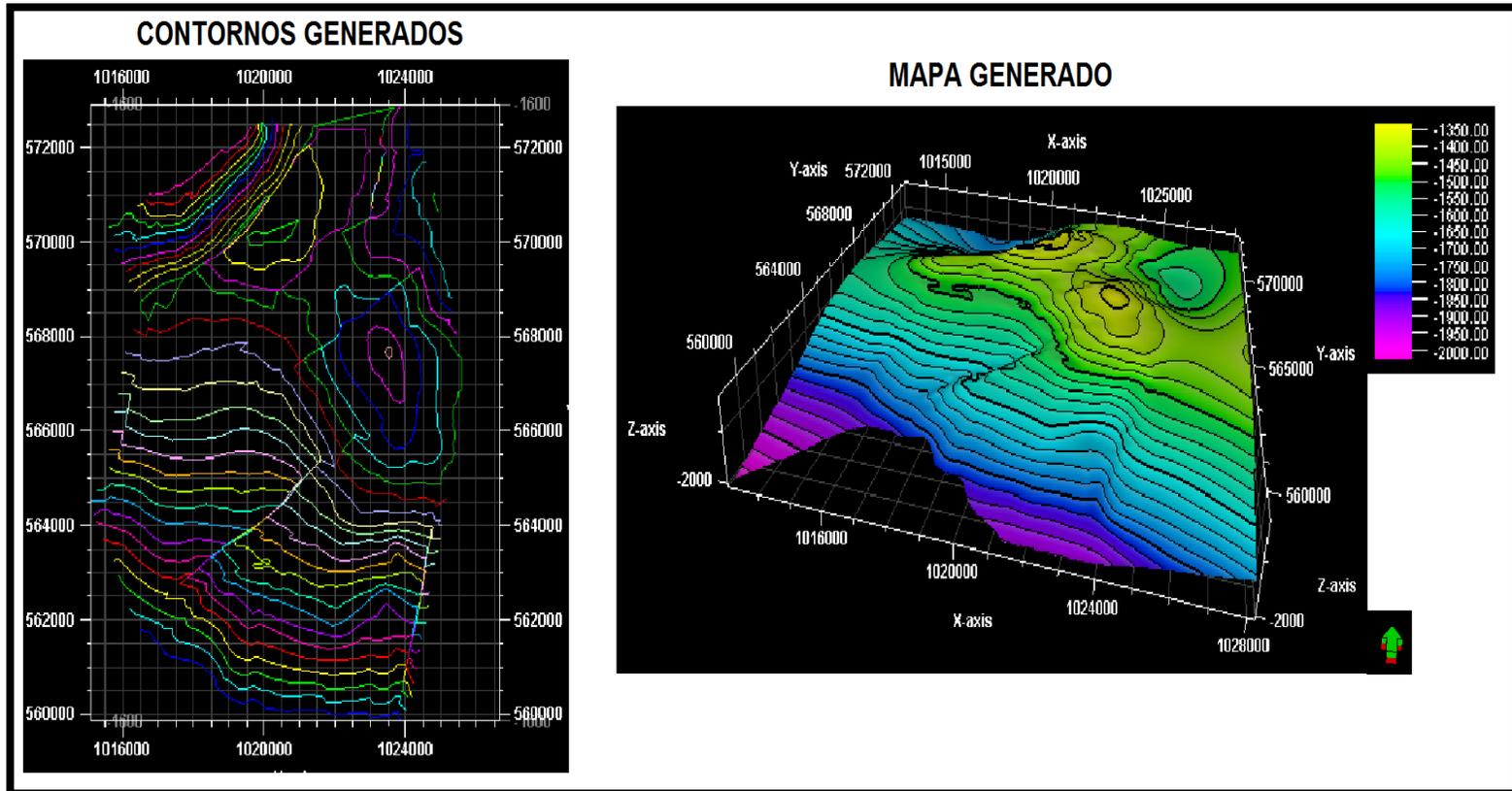


Figura 9. Contornos y mapa estructural tridimensional Unidad U generados.

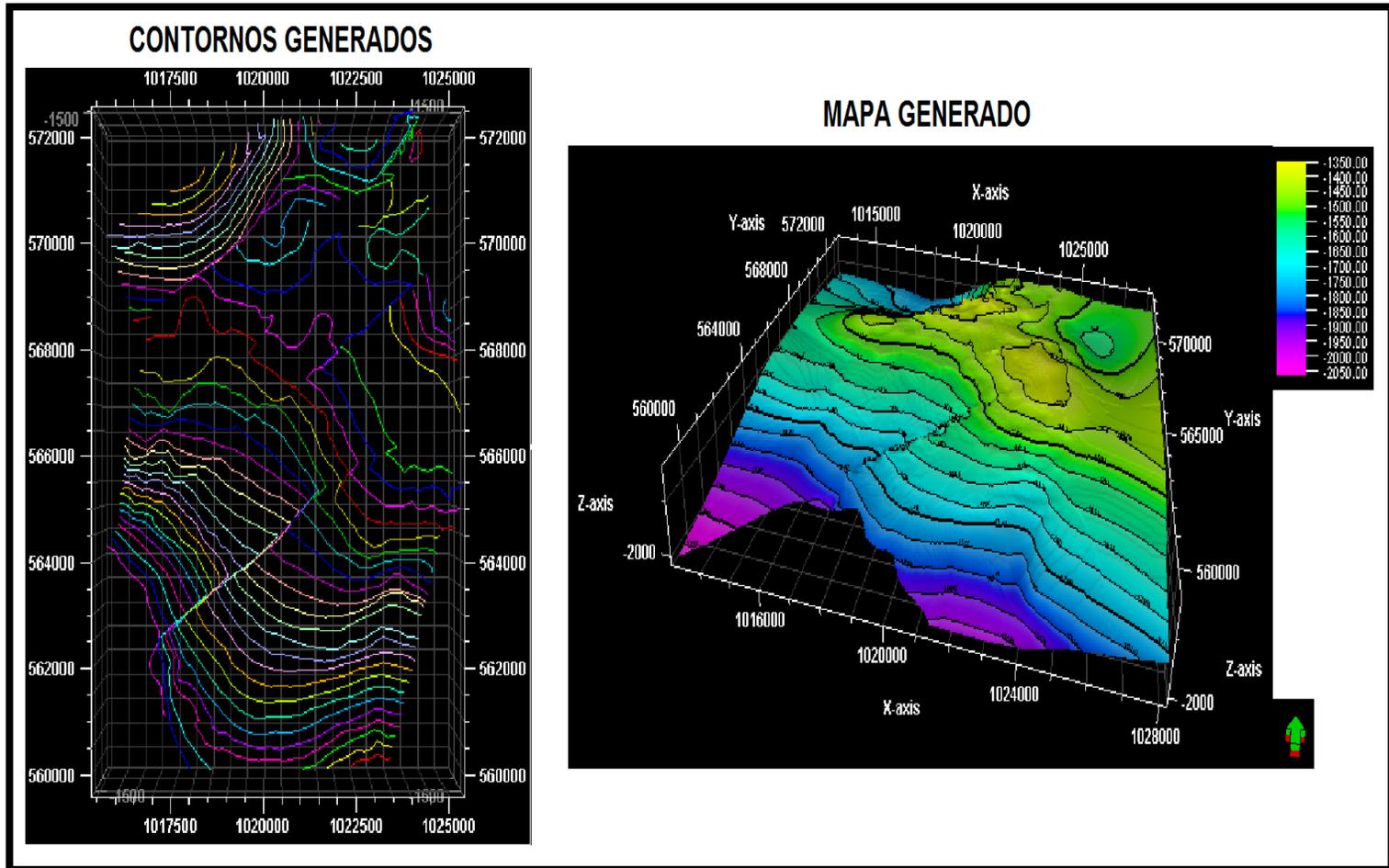


Figura 10. Contornos y mapa estructural tridimensional Unidad B generados.

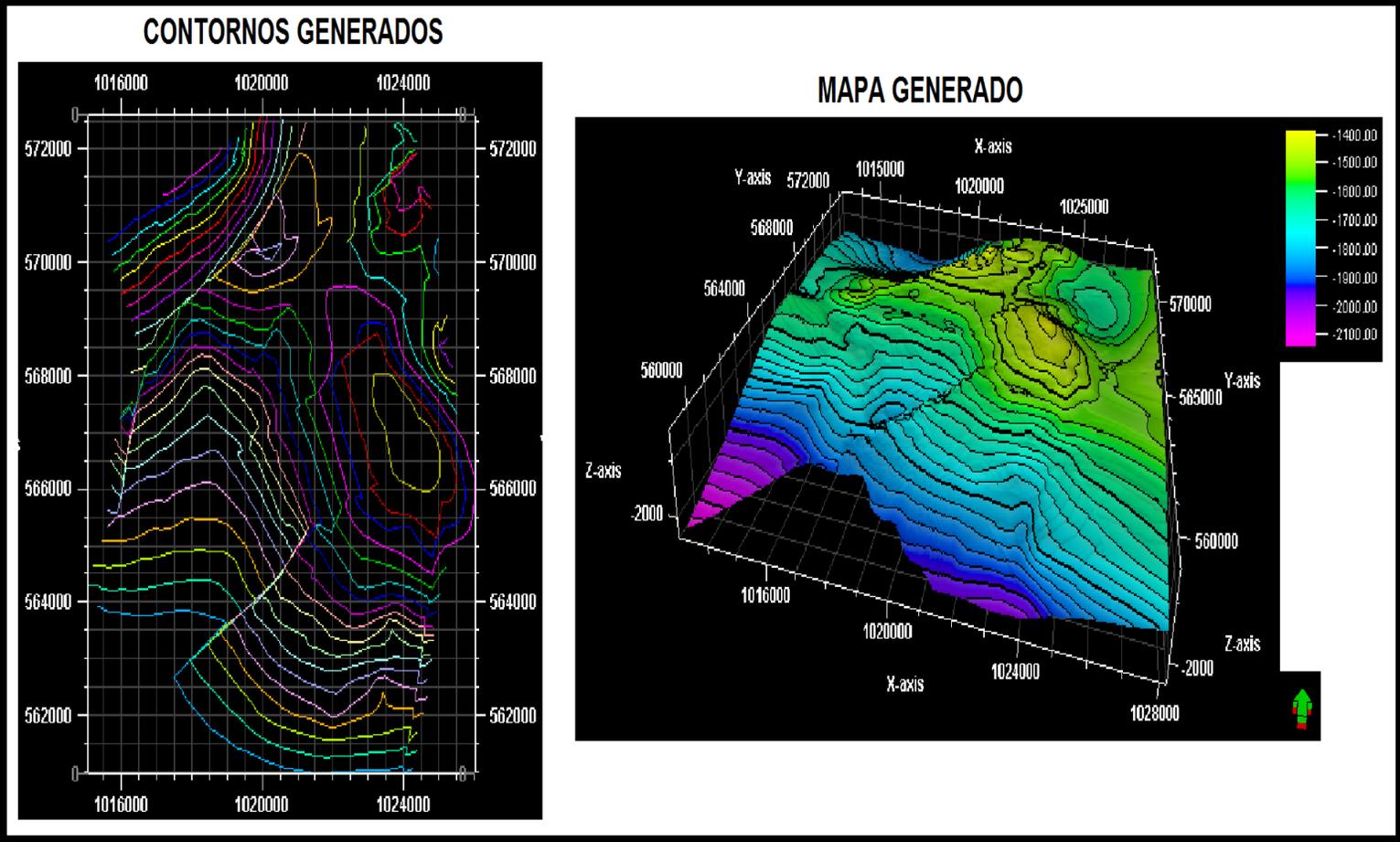
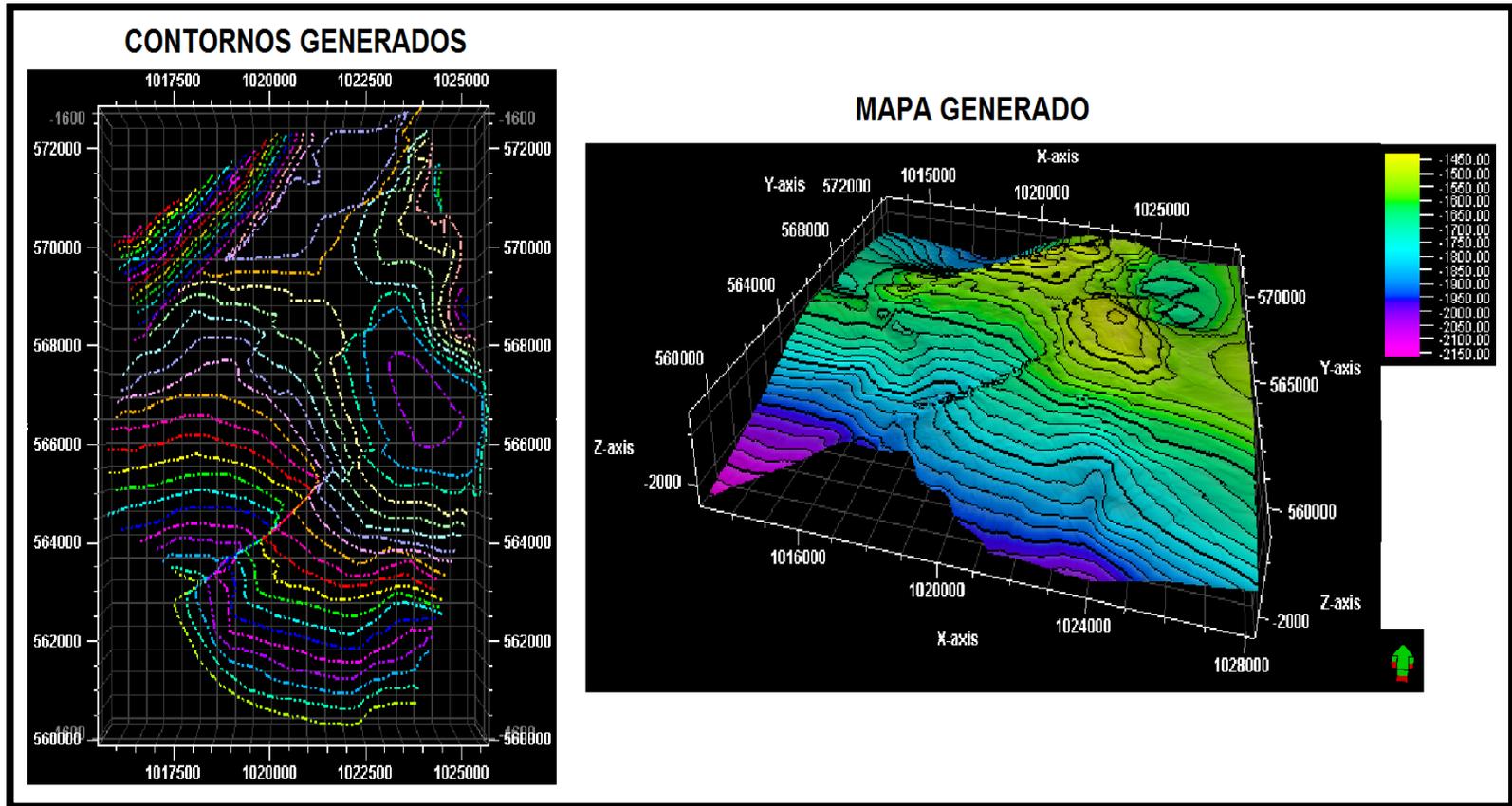
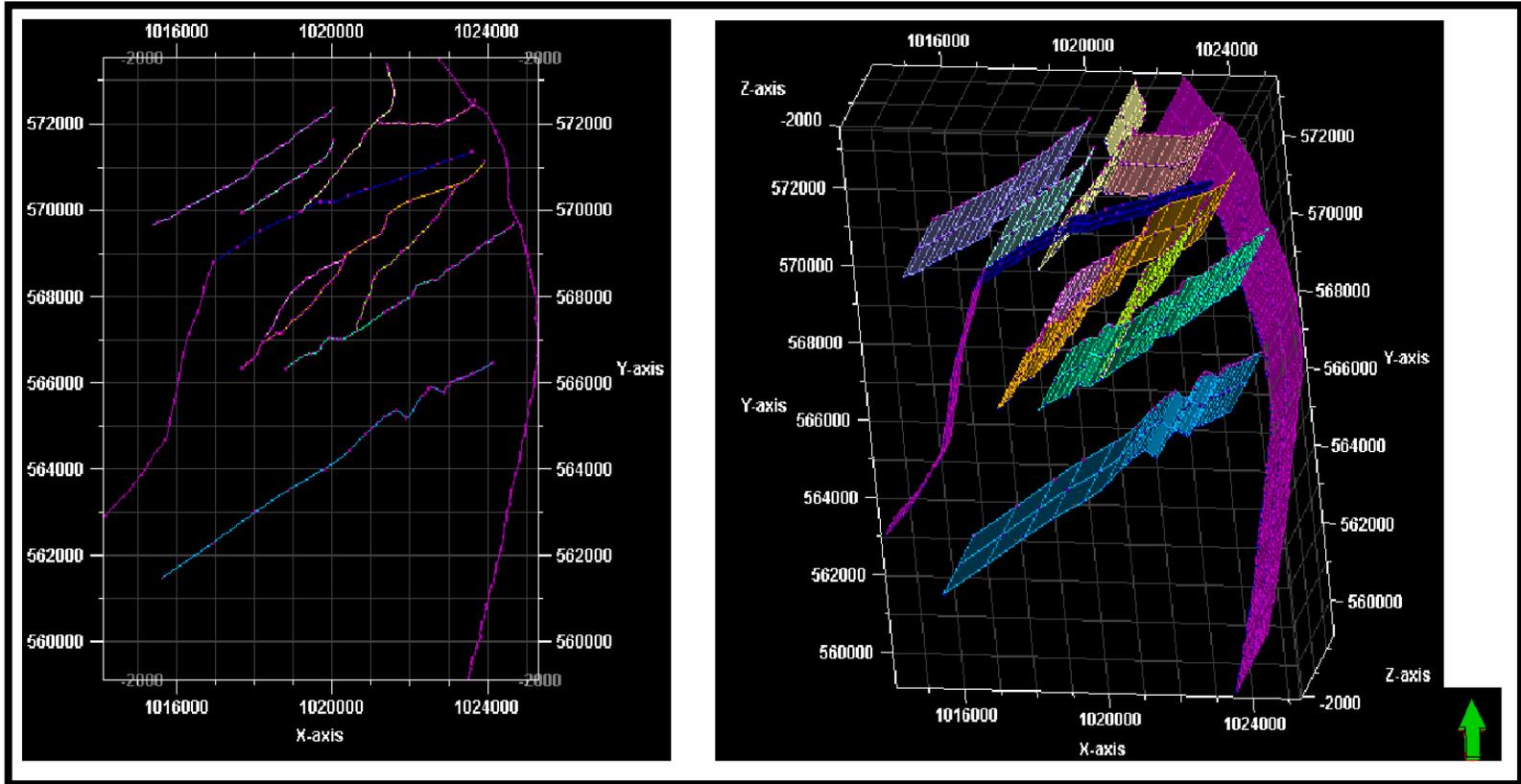


Figura 11. Contornos y mapa estructural tridimensional Unidad T generados.



Posteriormente se incorporó al modelo los planos de falla presentes en la Formación Villeta lo cuál puede evidenciarse en la Figura 12.

Figura 12. Planos de fallas presentes en la Formación Villeta.

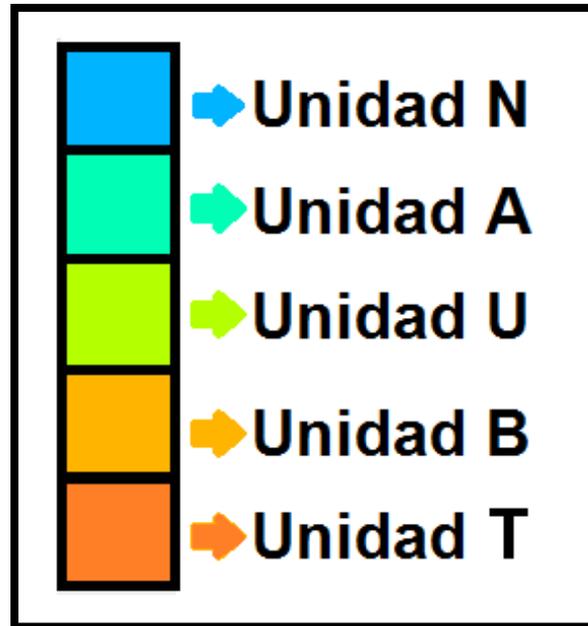


Así se incorporó la ubicación de los todos pozos perforados en Campo Orito, de quienes pudo verificarse que su trayectoria de perforación fue vertical, ya que al sobreponer sus coordenadas en las Unidades N, A, U, B y T se evidencio que éstas coincidían. Sin embargo finalmente solo se dejaron en el modelo los Pozos Orito-01, Orito-02,



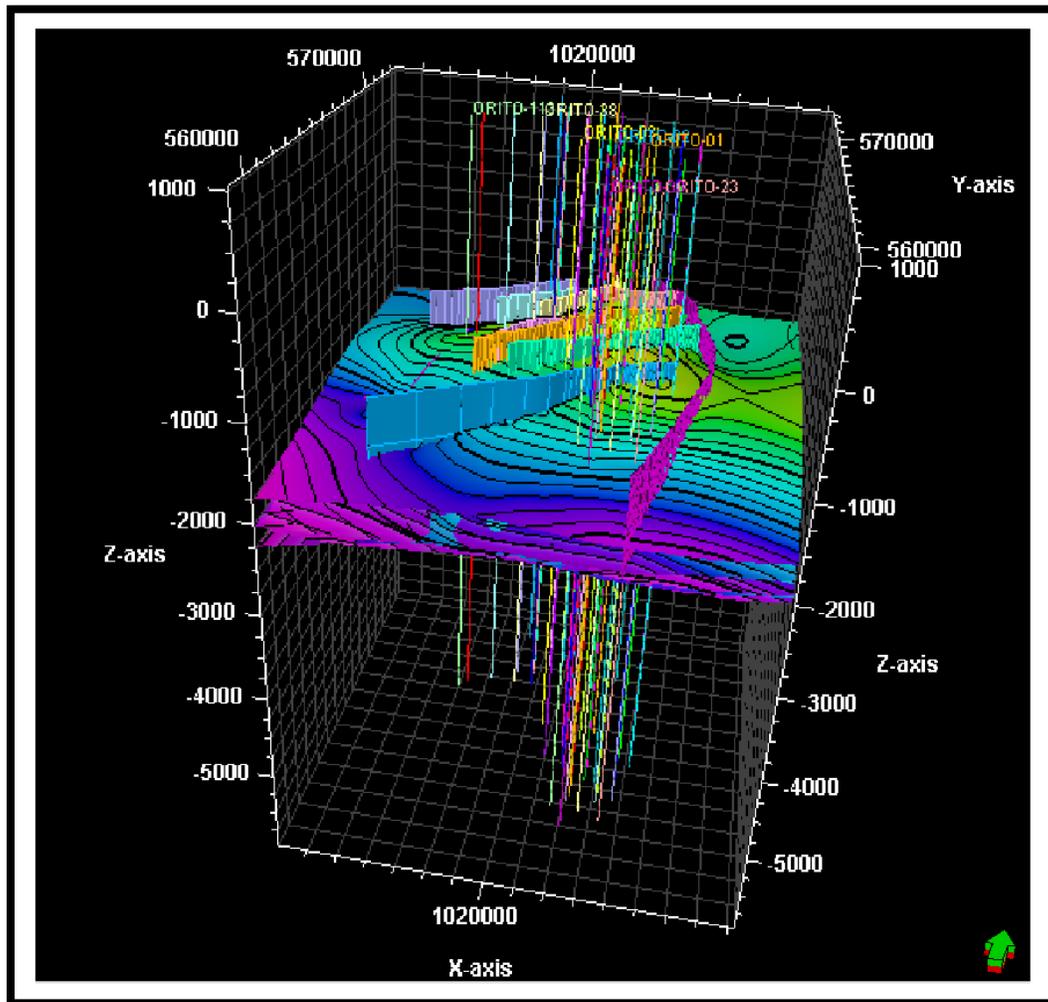
Como segunda fase del desarrollo del modelo estático se desarrolló el modelo estratigráfico, en la Figura 12 puede observarse el orden en que se depositaron las Unidades N, A, U, B y T, siendo T la unidad más antigua y N la capa que se depositó de manera más reciente, es importante resaltar que las Unidades A, U, B y T no se tomaron en cuenta en el modelado dinámico debido a que se delimitó la evaluación en la Unidad N en el proyecto de estudio, sin embargo se generaron sus respectivos mapas.

**Figura 14.** Modelo estratigráfico generado, capeado Unidades N, A, U y B



A continuación, puede observarse en la Figura 15 los planos de Falla junto a los pozos perforados en Campo Orito, incorporados a los mapas de los topes estructurales de la Formación Villeta, quienes se encuentran en su respectivo orden de depositación.

**Figura 15.** Planos de fallas y pozos incorporados a los mapas Estructurales generados.



La tercera fase para el desarrollo del modelo estático corresponde al modelo sedimentológico de la formación, para el cual se tuvo en cuenta el ambiente de deposición de los sedimentos, variando el porcentaje de mineralogía de las lutitas, los carbonatos y las arenas que componen la formación.

Se debe resaltar que el ambiente de deposición correspondiente es marino transicional, en el cual el mar entra de manera progresiva al continente, de acuerdo al trabajo de grado soporte el contenido de arcillas corresponde a 36%, 35%, 38%, 32% y 35% para las Unidades N, A, U, B y T respectivamente<sup>46</sup>, al incorporar ésta

<sup>46</sup> CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. Modificado por los Autores.

información al modelo se obtiene la composición sedimentológica de la formación como se indica en la Tabla 5 que se muestra a continuación.

**Tabla 5.** Composición sedimentológica del modelo estático generado.

Zona	Arena (%)	Arena fina (%)	Lutita (%)	Carbonato (%)
N – A	14,58	25,99	59,42	0,01
A – U	0	0	44,26	55,74
U – B	10,92	25,29	62,21	1,57
B – T	0	0	43,68	56,32

En la Figura 16, Figura 17, Figura 18 y Figura 19, es posible apreciar la composición sedimentológica de las Unidades N, A, U y B respectivamente.

Figura 16. Composición sedimentológica Unidad N.

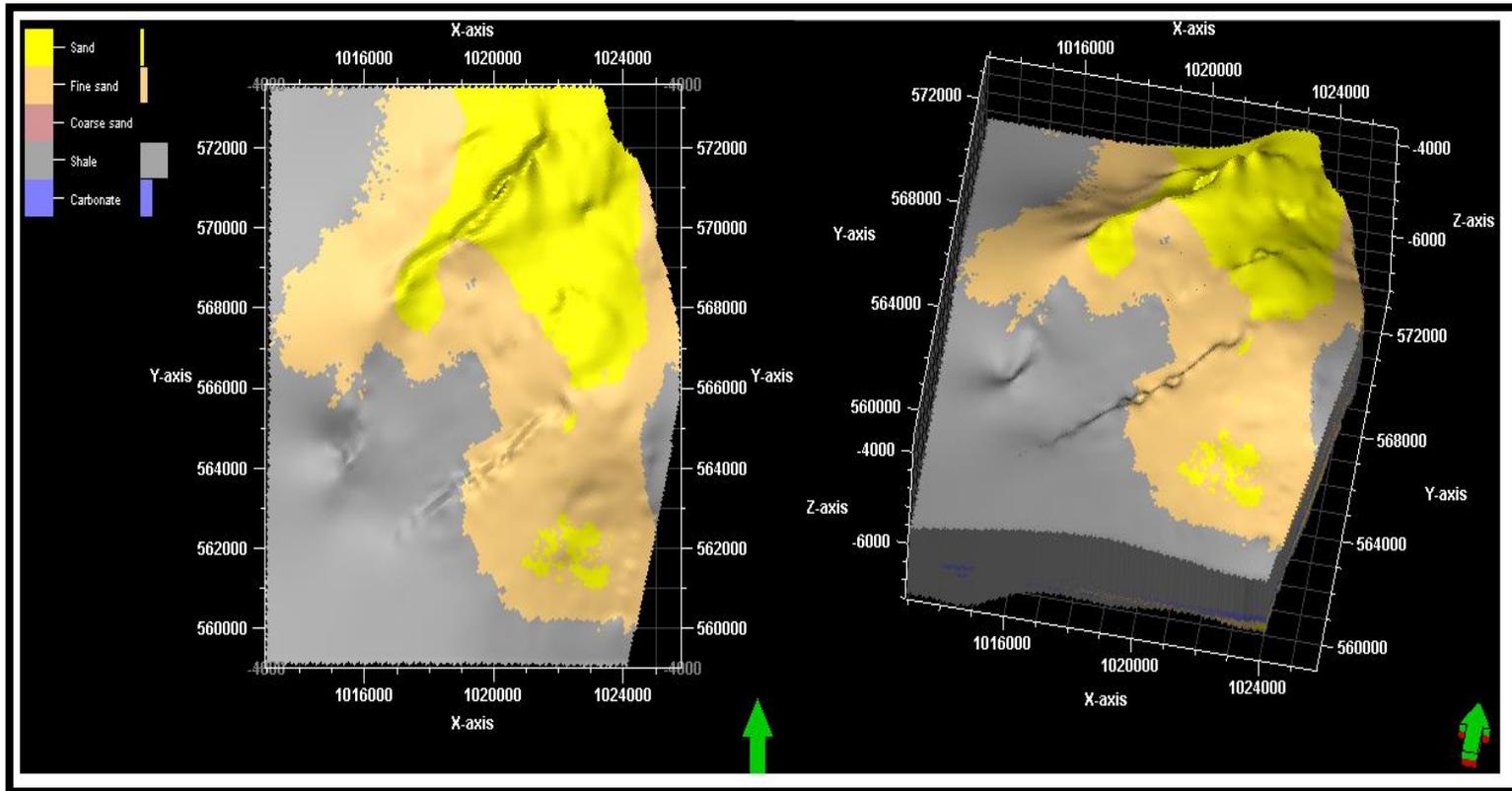


Figura 17. Composición sedimentológica Unidad A.

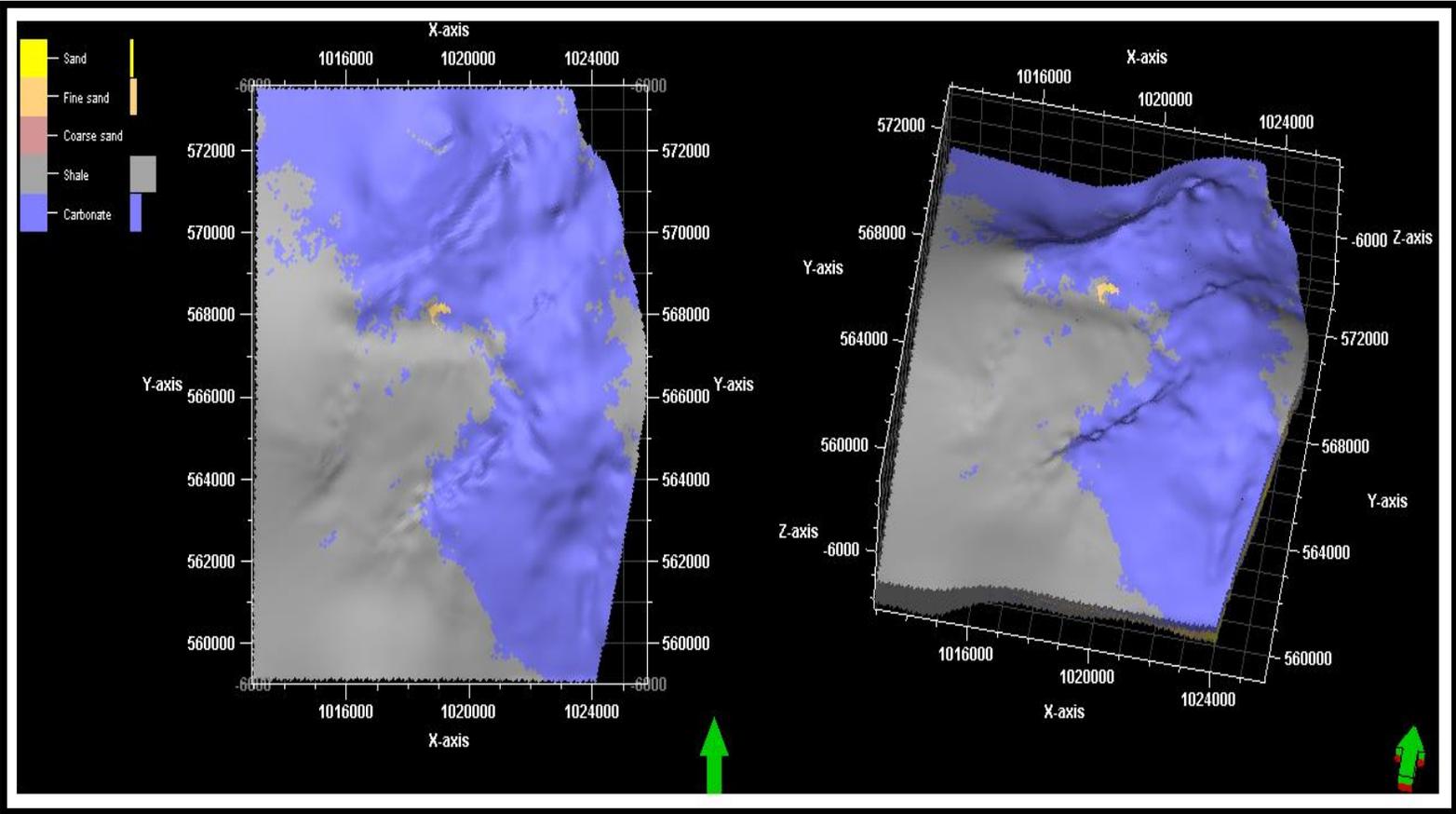
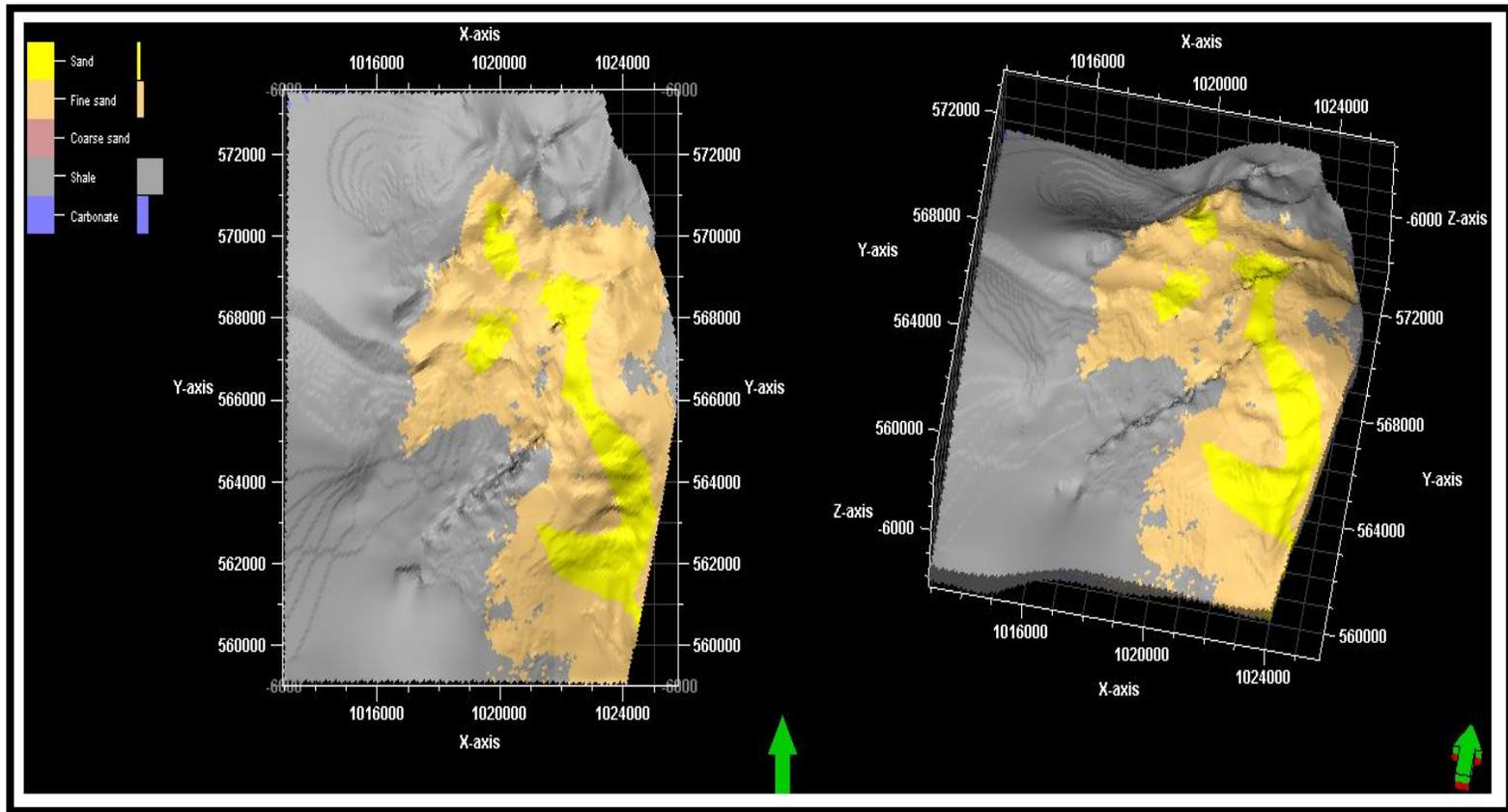
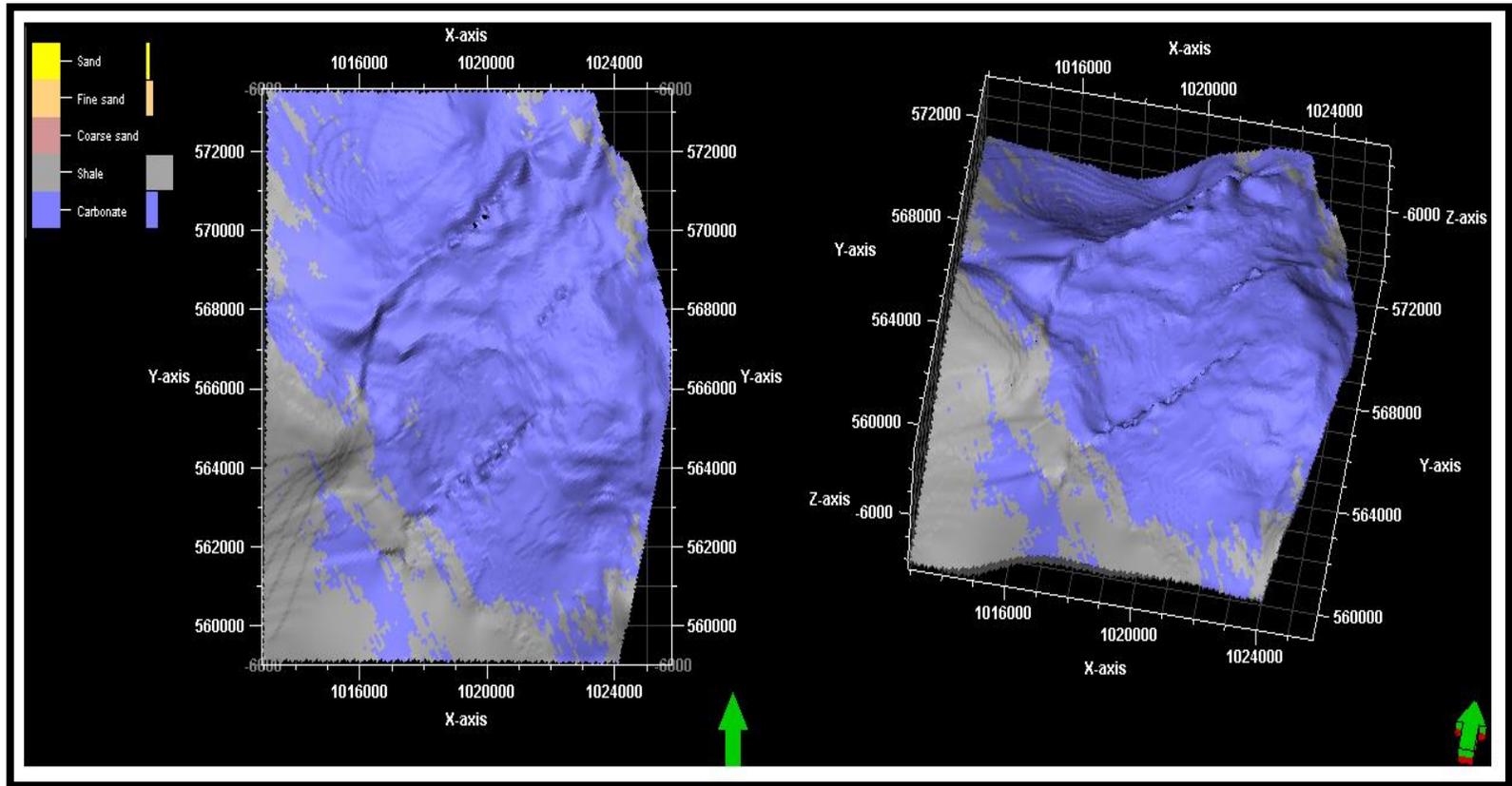




Figura 18. Composición sedimentológica Unidad U.

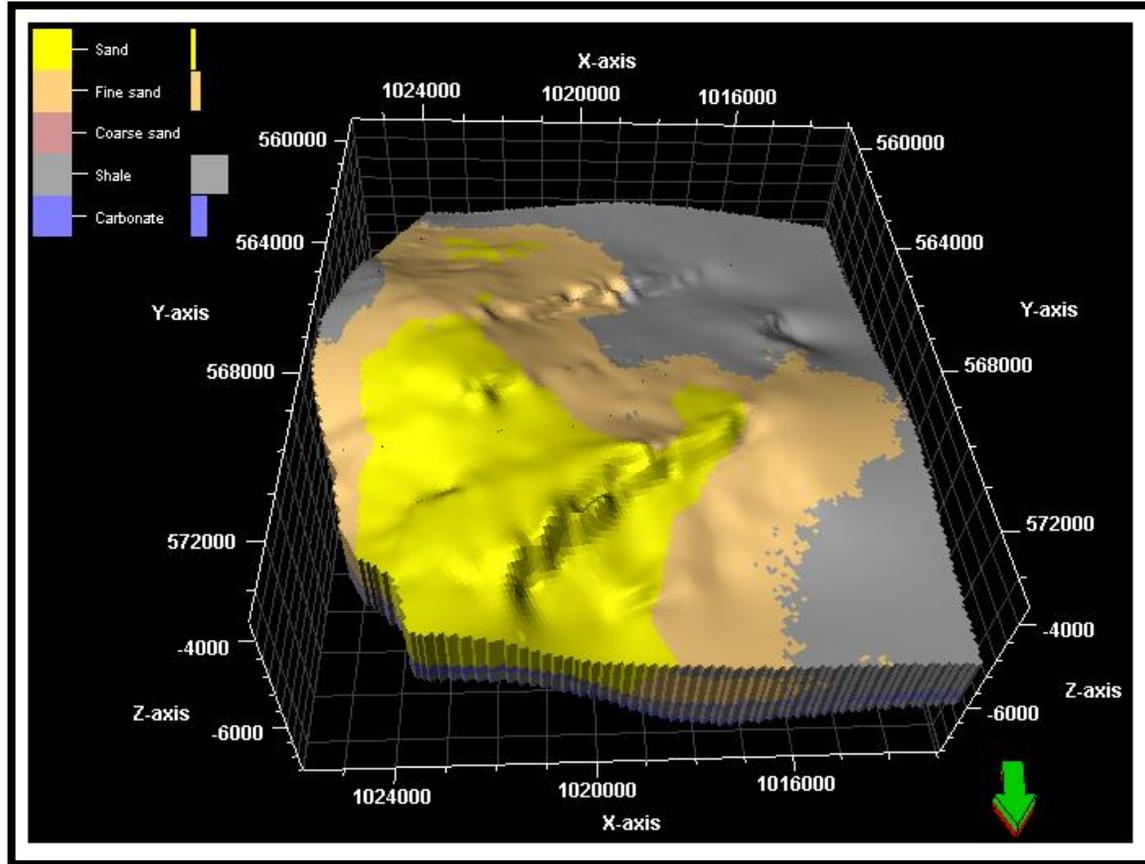


**Figura 19.** Composición sedimentológica Unidad B.



En la Figura 20 pueden observarse las facies de las Unidades N, A, U y B que componen la formación Villeta unificadas en el modelo estratigráfico, de las cuales fue posible adquirir suficiente información para su modelación a diferencia de la Unidad T.

Figura 20. Modelo sedimentológico Formación Villeta.

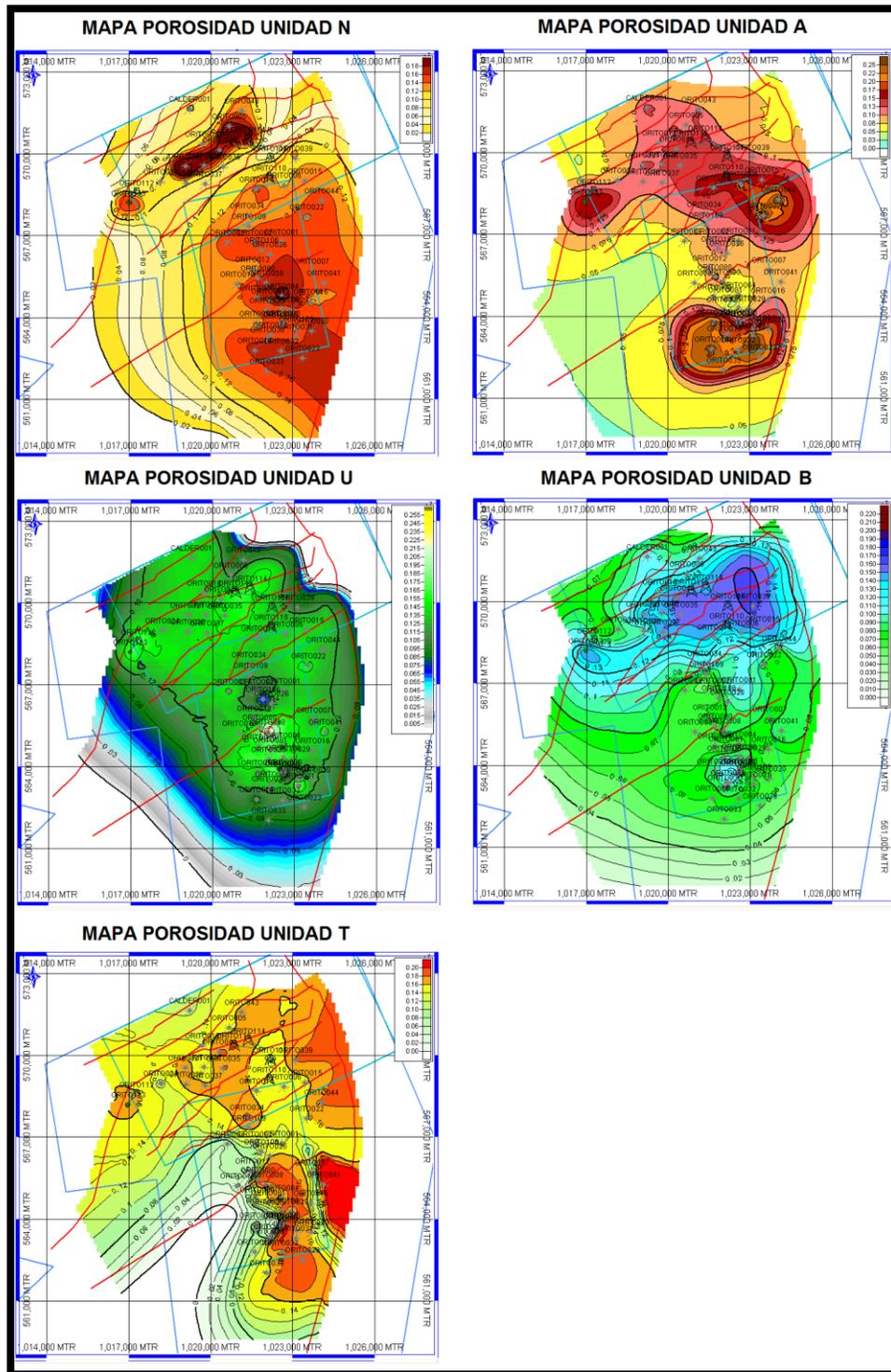


La cuarta fase del desarrollo del modelo estático consiste en la generación del modelo petrofísico, para lo cual se digitalizaron los contornos de la porosidad efectiva de las Unidades N, A, U, B y T.

Esta propiedad cumple un papel de gran importancia en la caracterización del reservorio por tener en cuenta la interconexión de los poros, permitiendo consecuentemente el paso de los fluidos a través de ellos, adicionalmente se relaciona directamente con las reservas remanentes del yacimiento que pueden ser recuperables.

A continuación se muestra en la Figura 21 las imágenes de los mapas de porosidad efectiva, que sirvieron como base para generar los mapas tridimensionales de esta propiedad mediante la digitalización de sus contornos, los cuales se generaron para la Unidad N (Figura 22), Unidad A (Figura 23), Unidad U (Figura 24), Unidad B (Figura 25) y para la Unidad T (Figura 26).

**Figura 21.** Imágenes de mapas de porosidad efectiva disponibles Formación Villeta.



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005 Modificado por los Autores.

Figura 22. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva Unidad N.

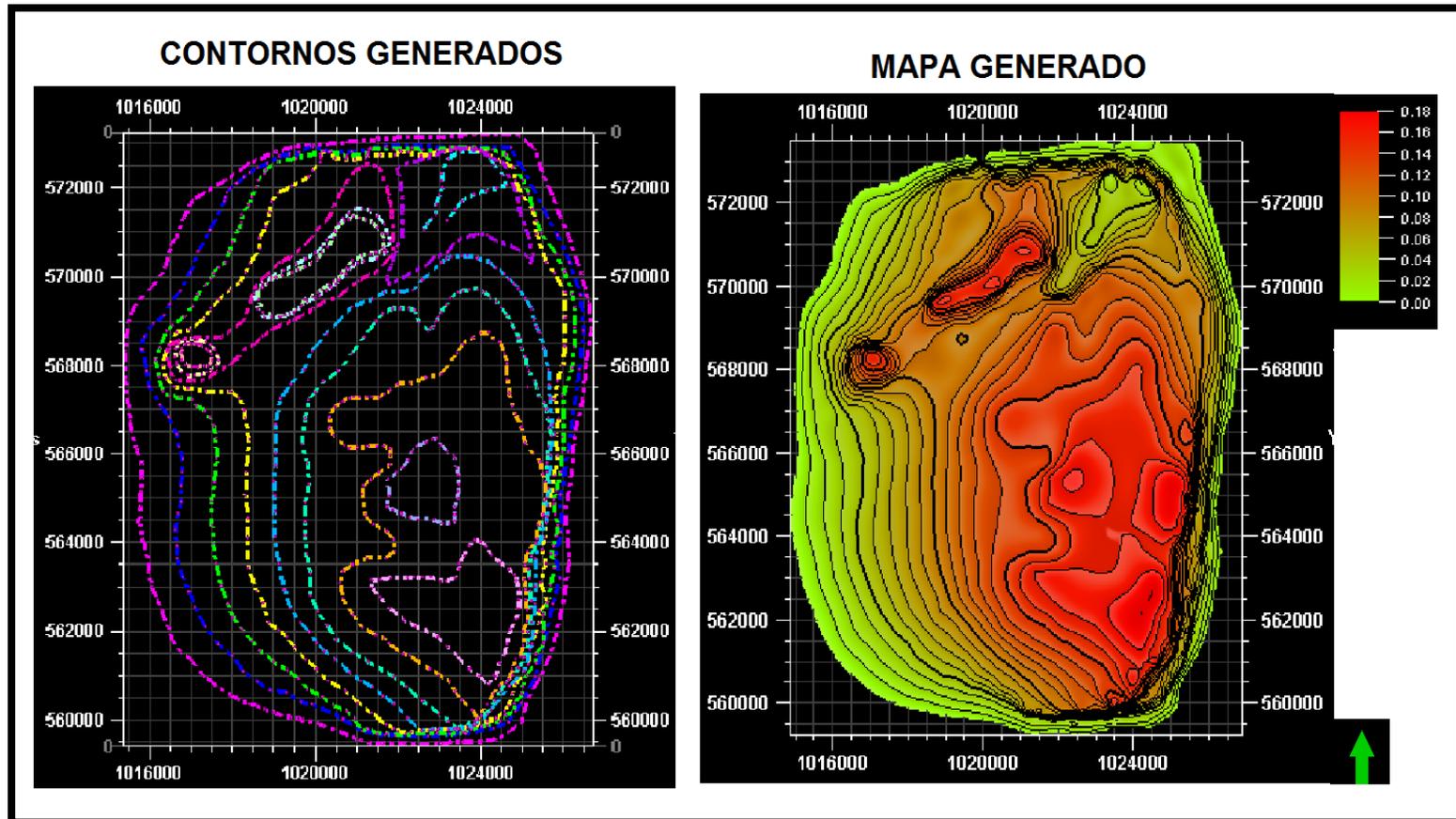


Figura 23. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva Unidad A.

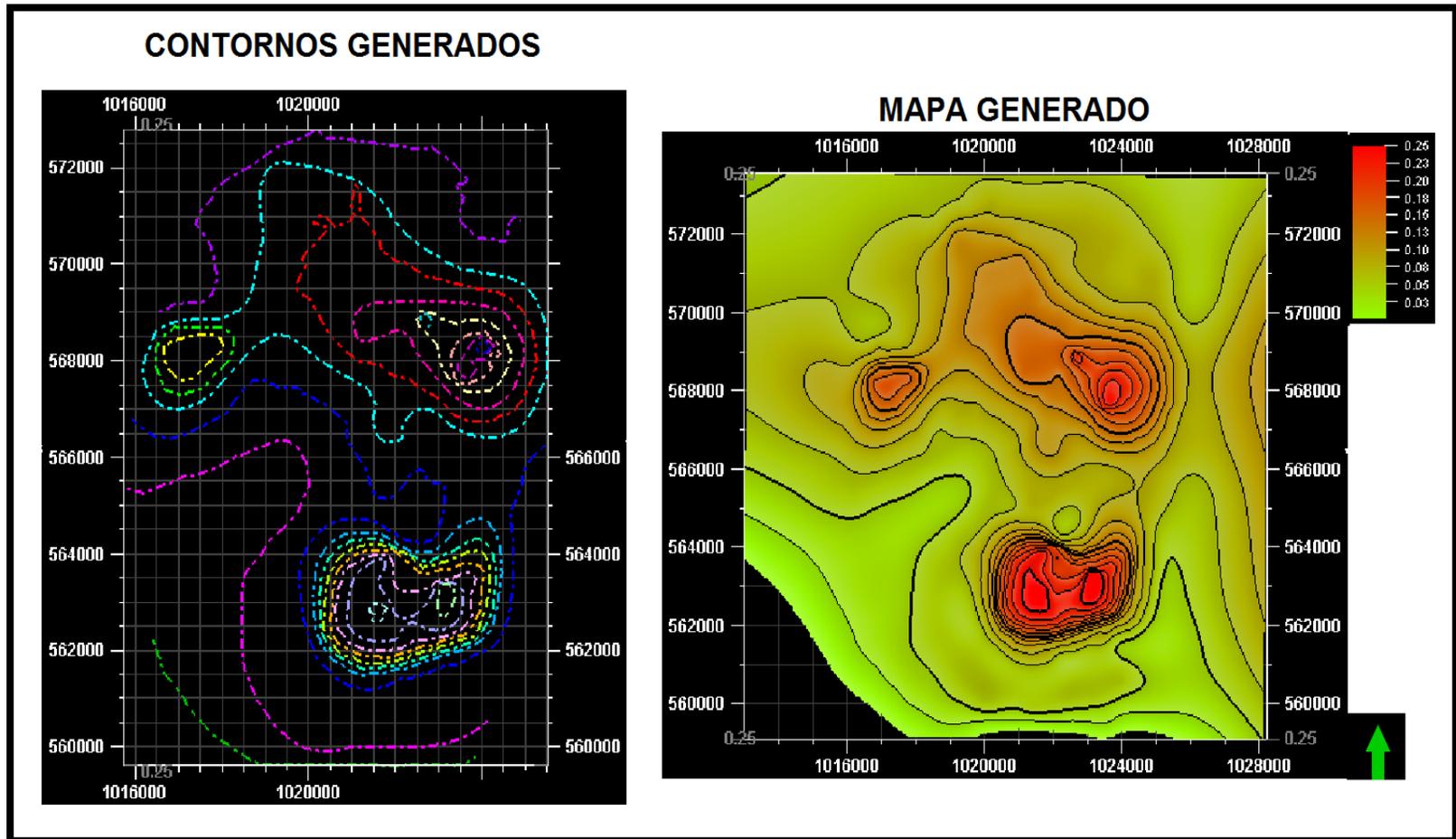


Figura 24. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva Unidad U.

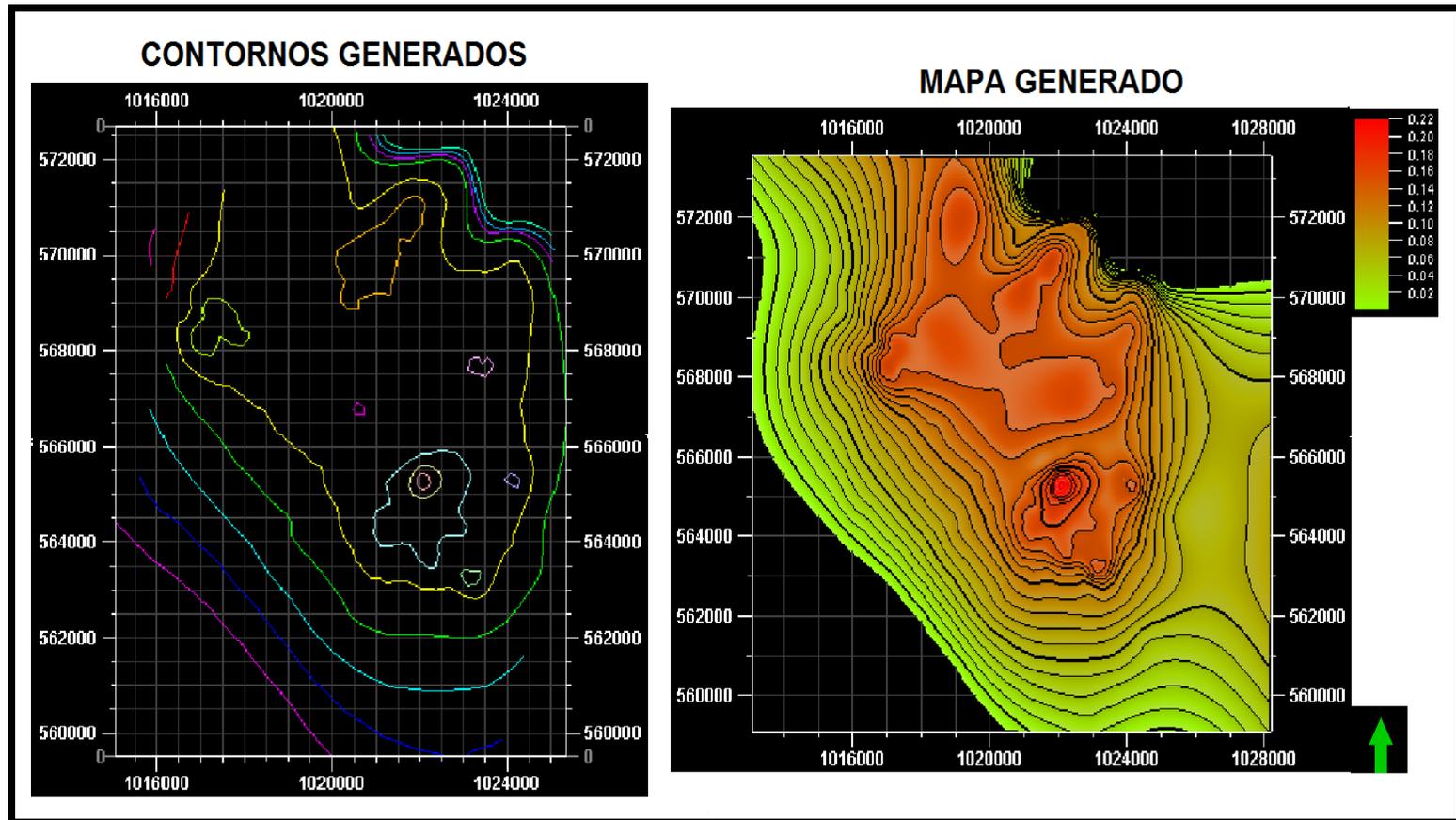
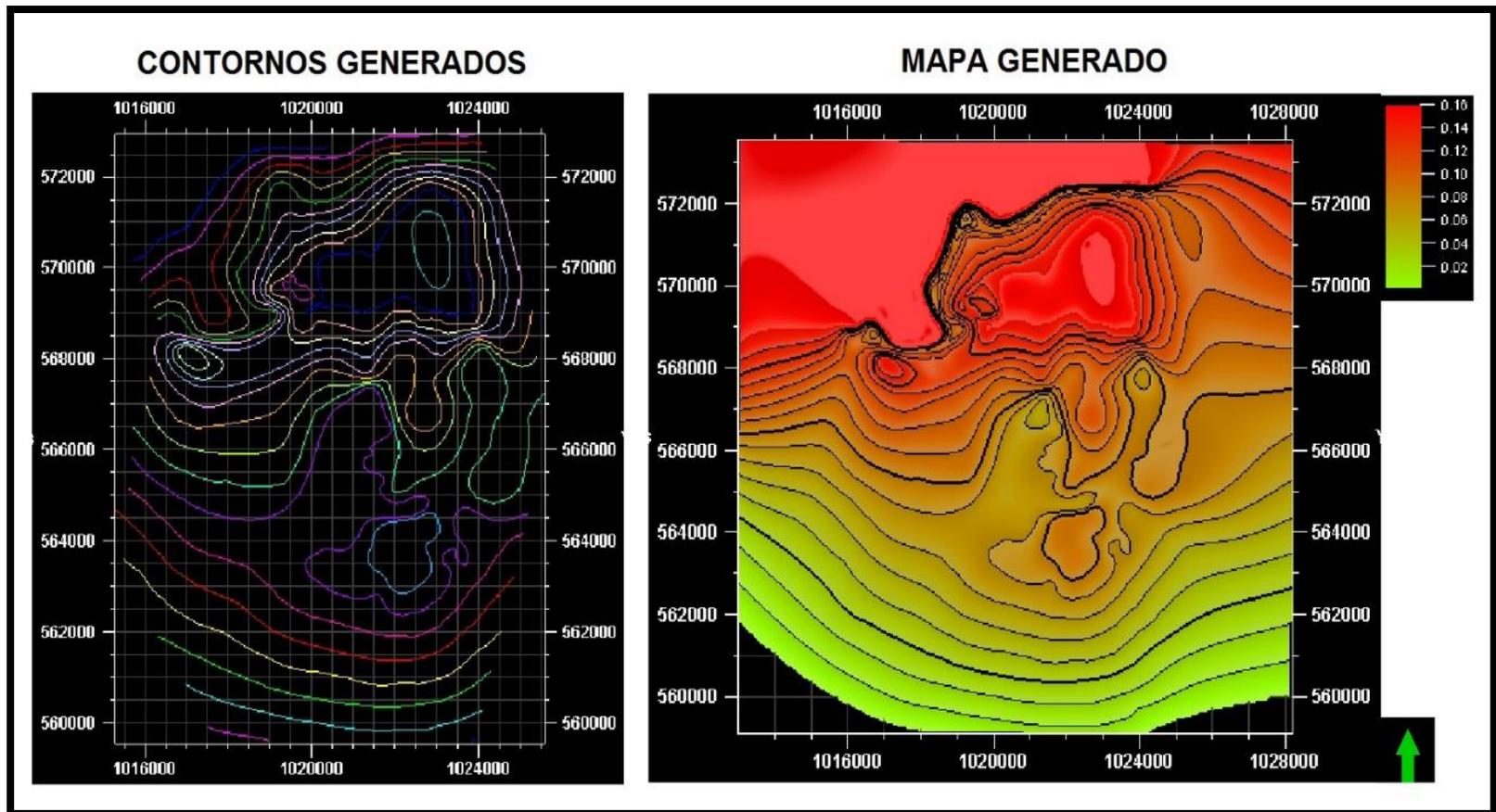
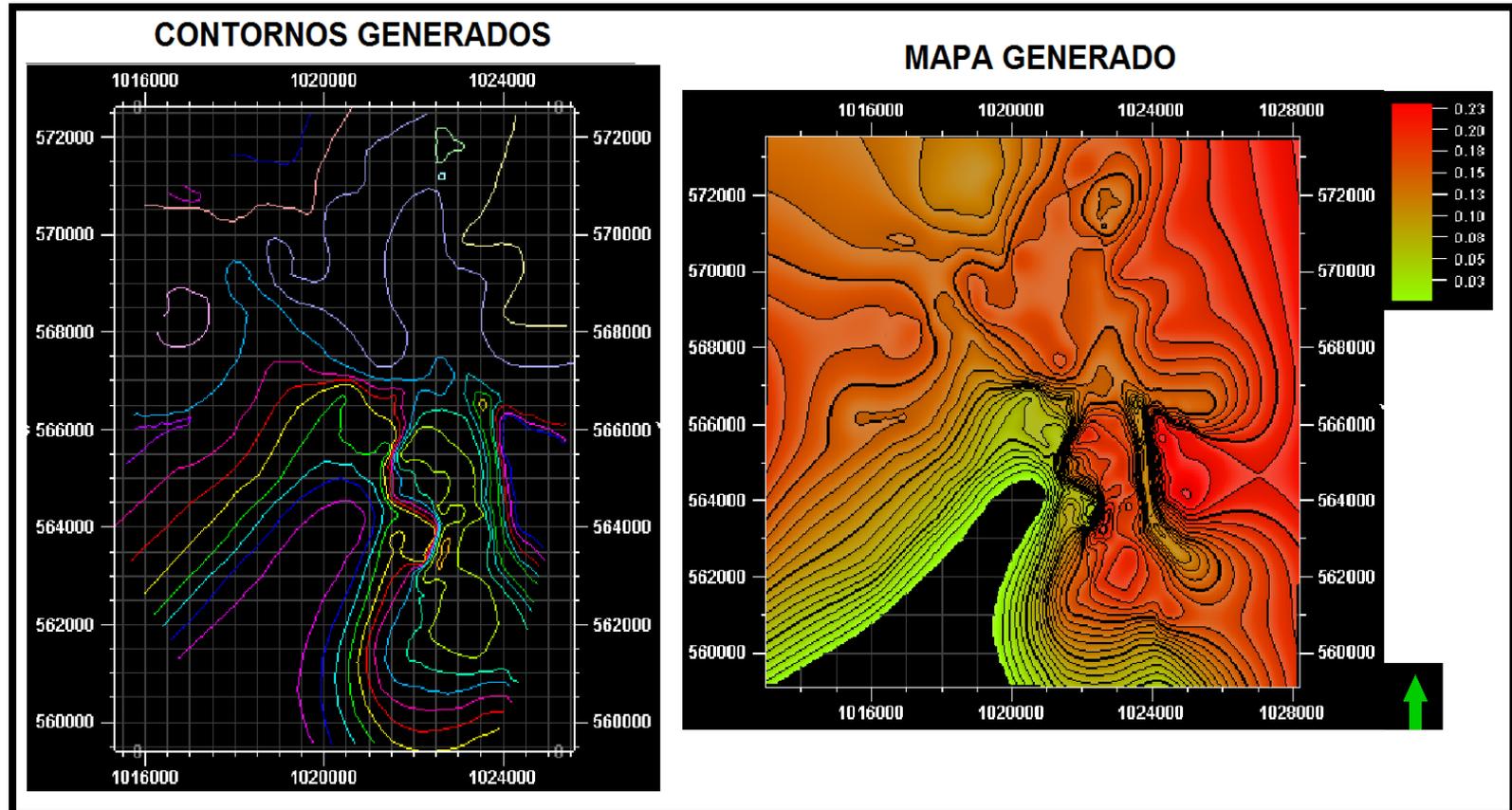


Figura 25. Contornos y mapa generados de porosidad efectiva Unidad B.

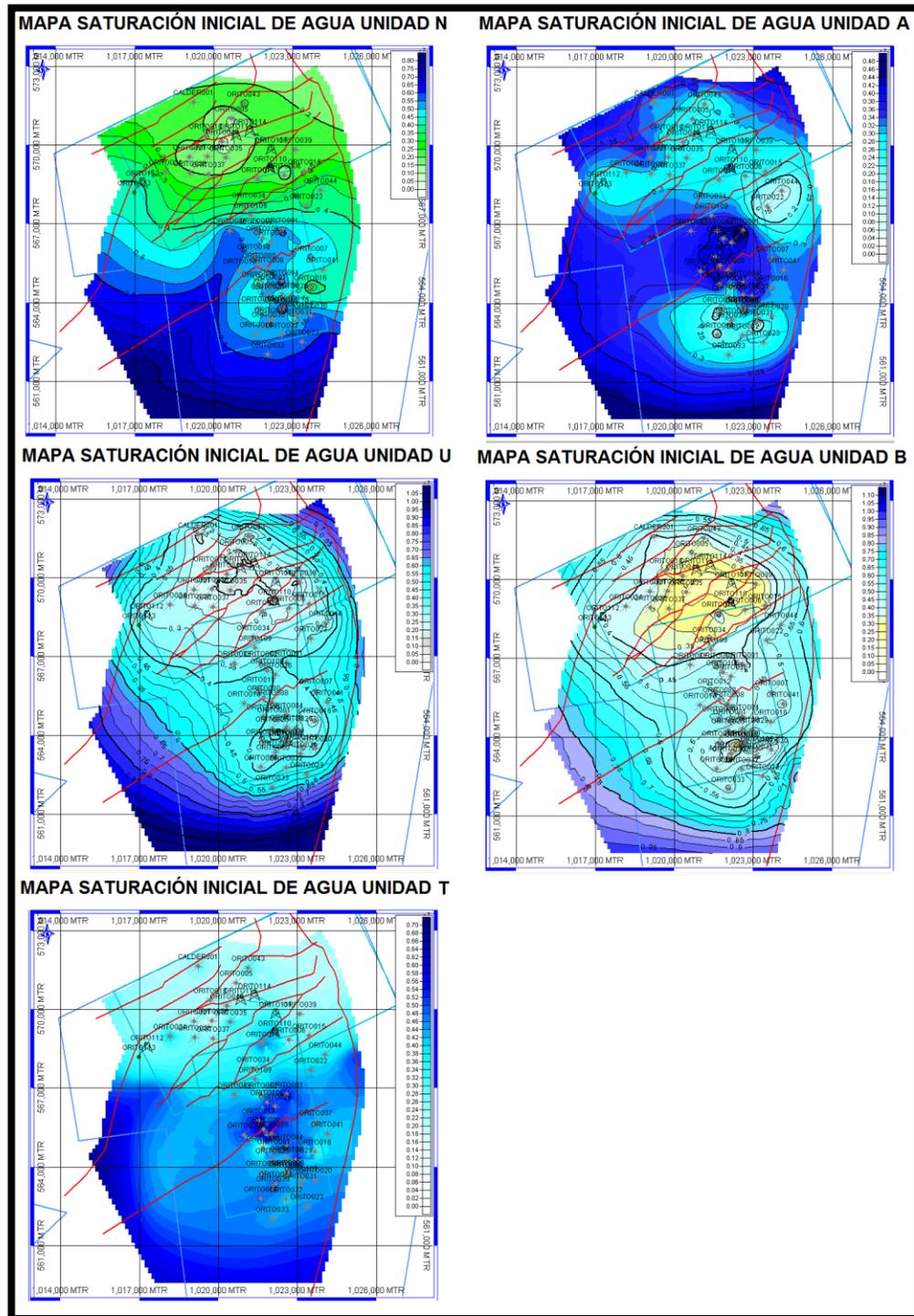


**Figura 26.** Contornos y mapa generados de porosidad efectiva Unidad T.



Posteriormente se digitalizarón los contornos de la saturación inicial de agua que indica la relación de la cantidad de agua inicial presente en los poros de la formación, lo anterior para las Unidades N, A, U y B, en cuanto a la Unidad T no fue posible realizar la digitalización de los contornos debido a que la imagen del mapa disponible no tenía claridad en los contornos para realizar su respectiva digitalización, como es posible observar en la Figura 27. Gracias a ésta propiedad es posible determinar el volúmen del fluido presente en cada una de las unidades, en la Figura 28 es posible visualizar los contornos y el mapa generado de saturación inicial de agua para la Unidad N (Figura 29), A (Figura 30) y U (Figura 31).

**Figura 27.** Imágenes de mapas de saturación inicial de agua disponibles Formación Villeta.



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

**Figura 28.** Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua Unidad N.

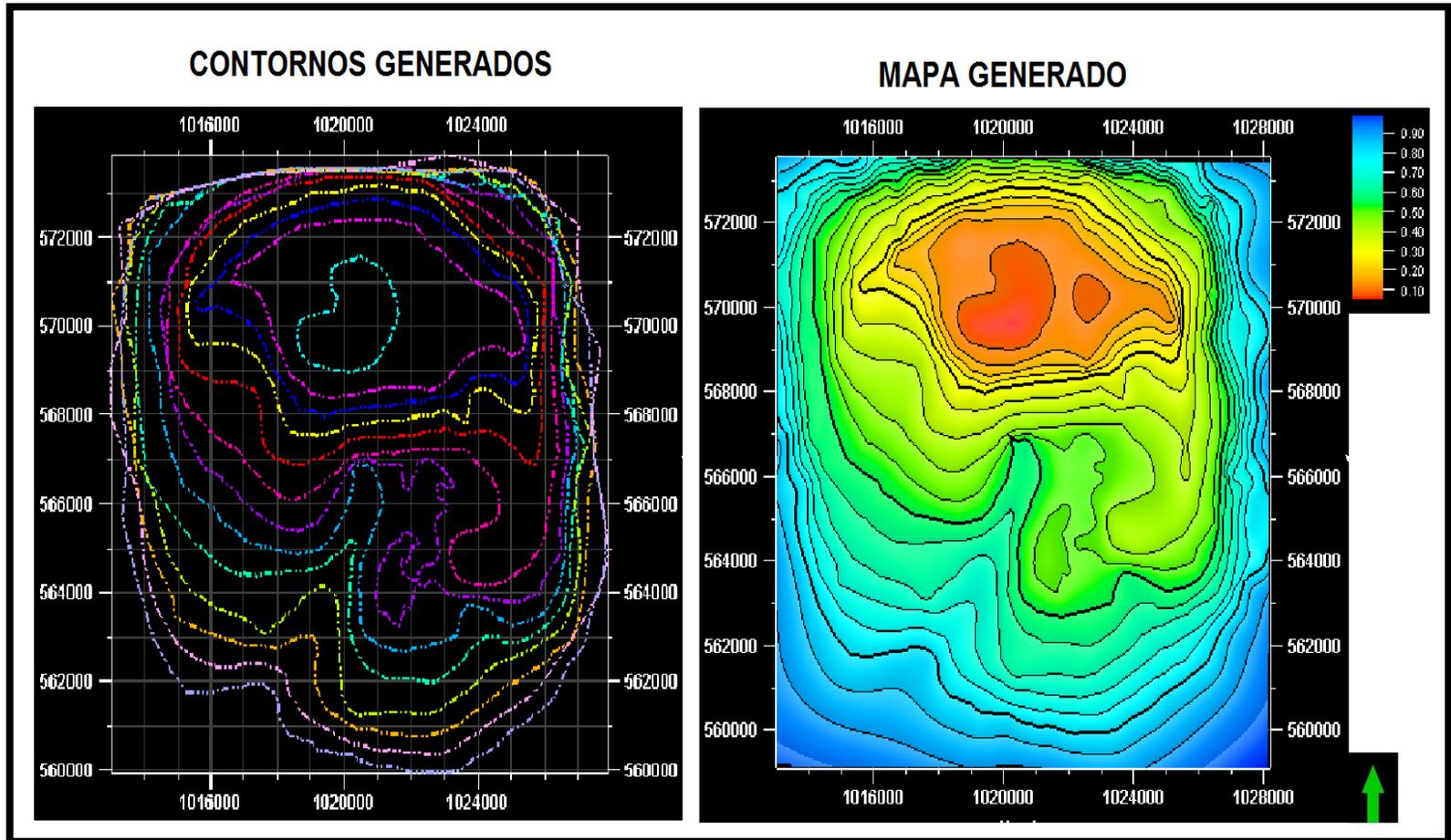


Figura 29. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua Unidad A.

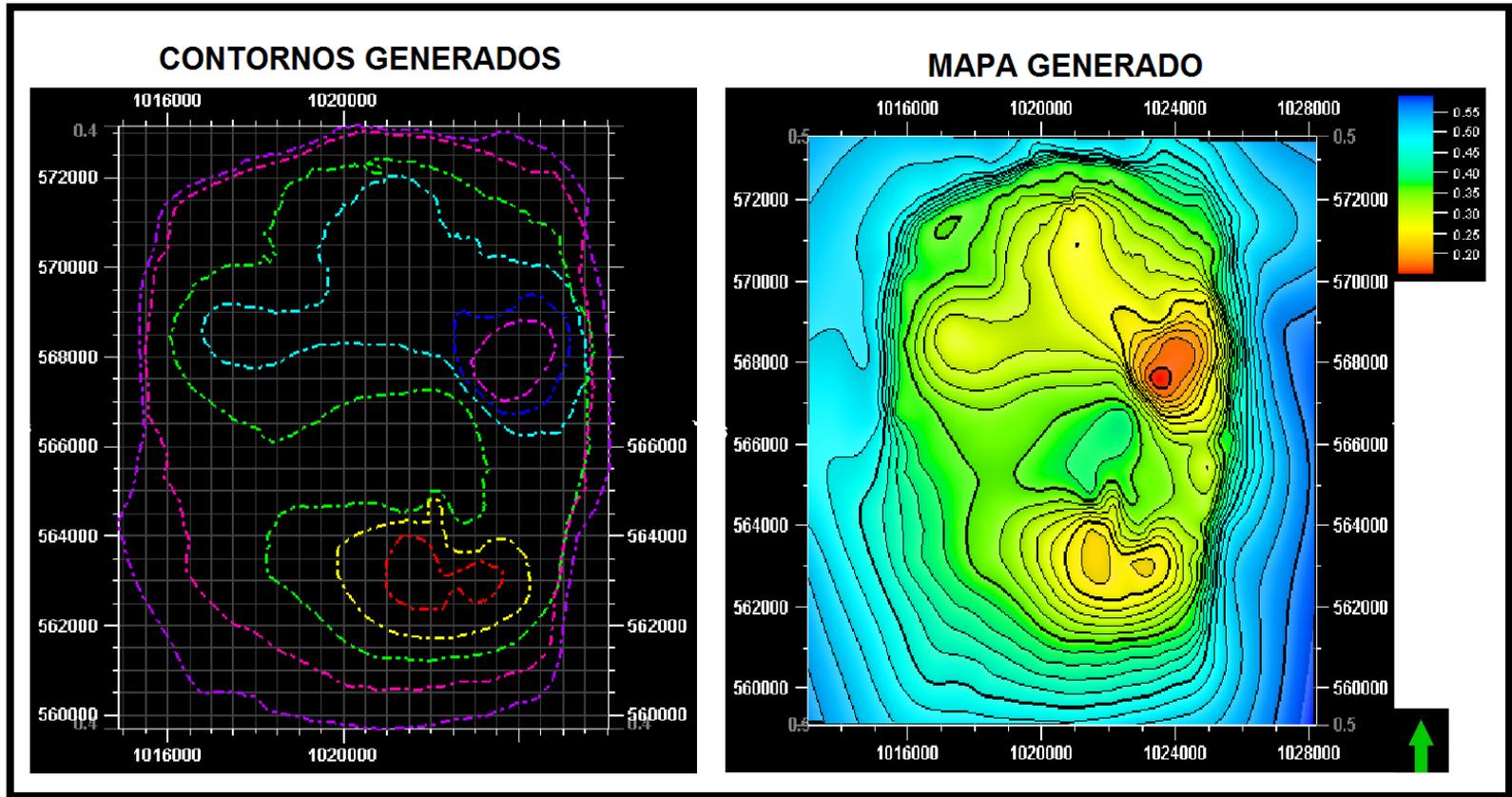


Figura 30. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua Unidad U.

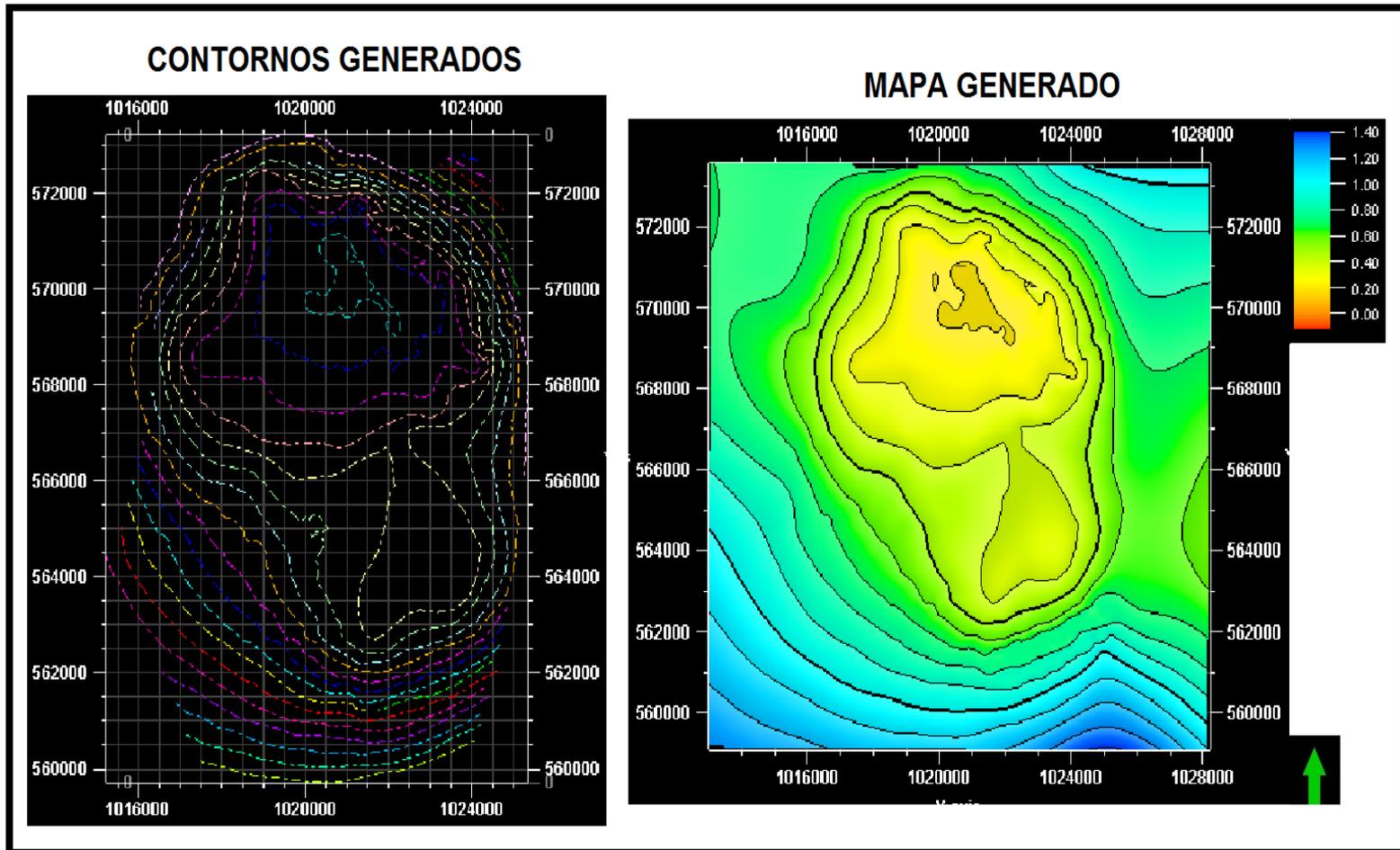
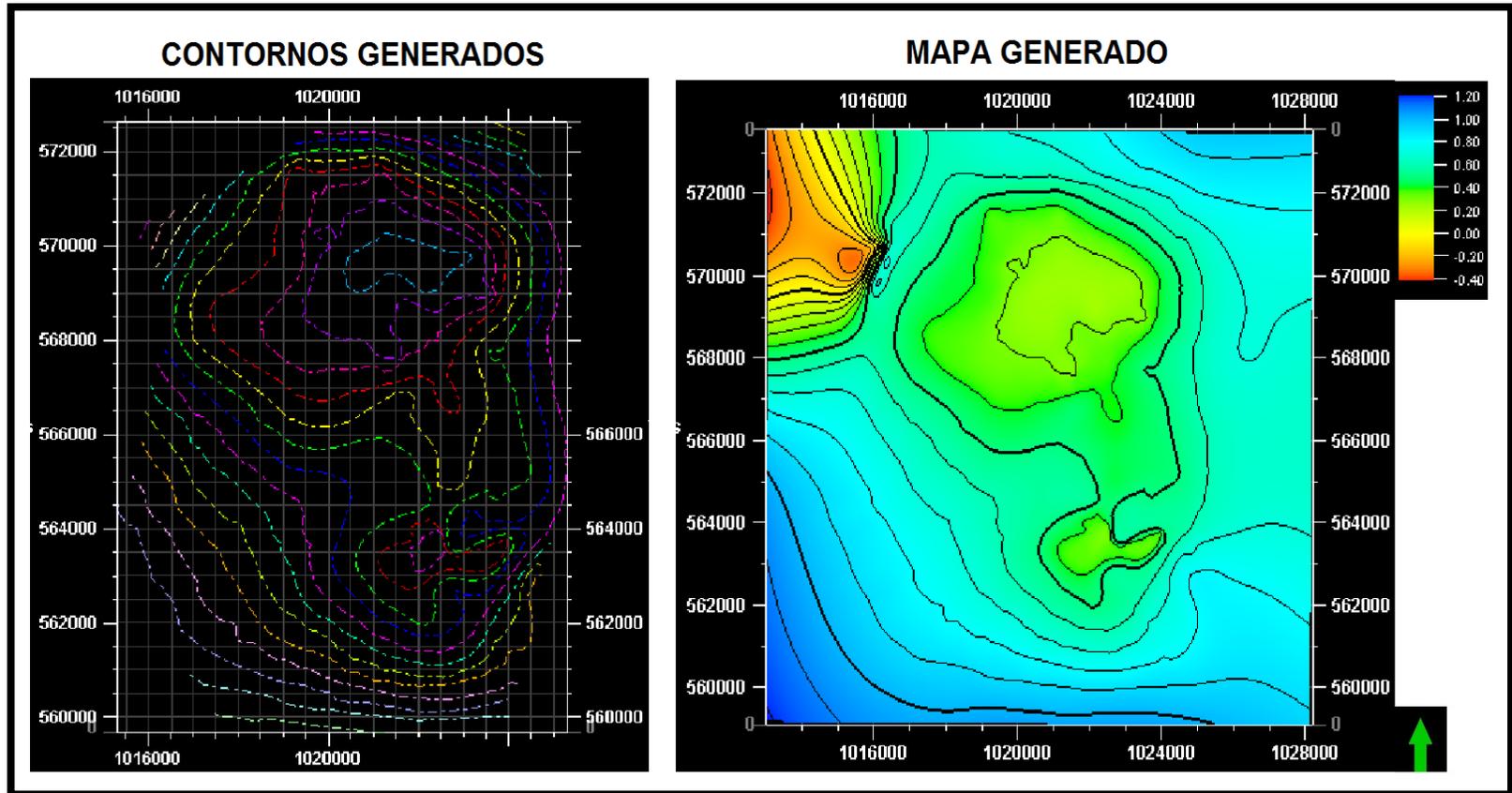
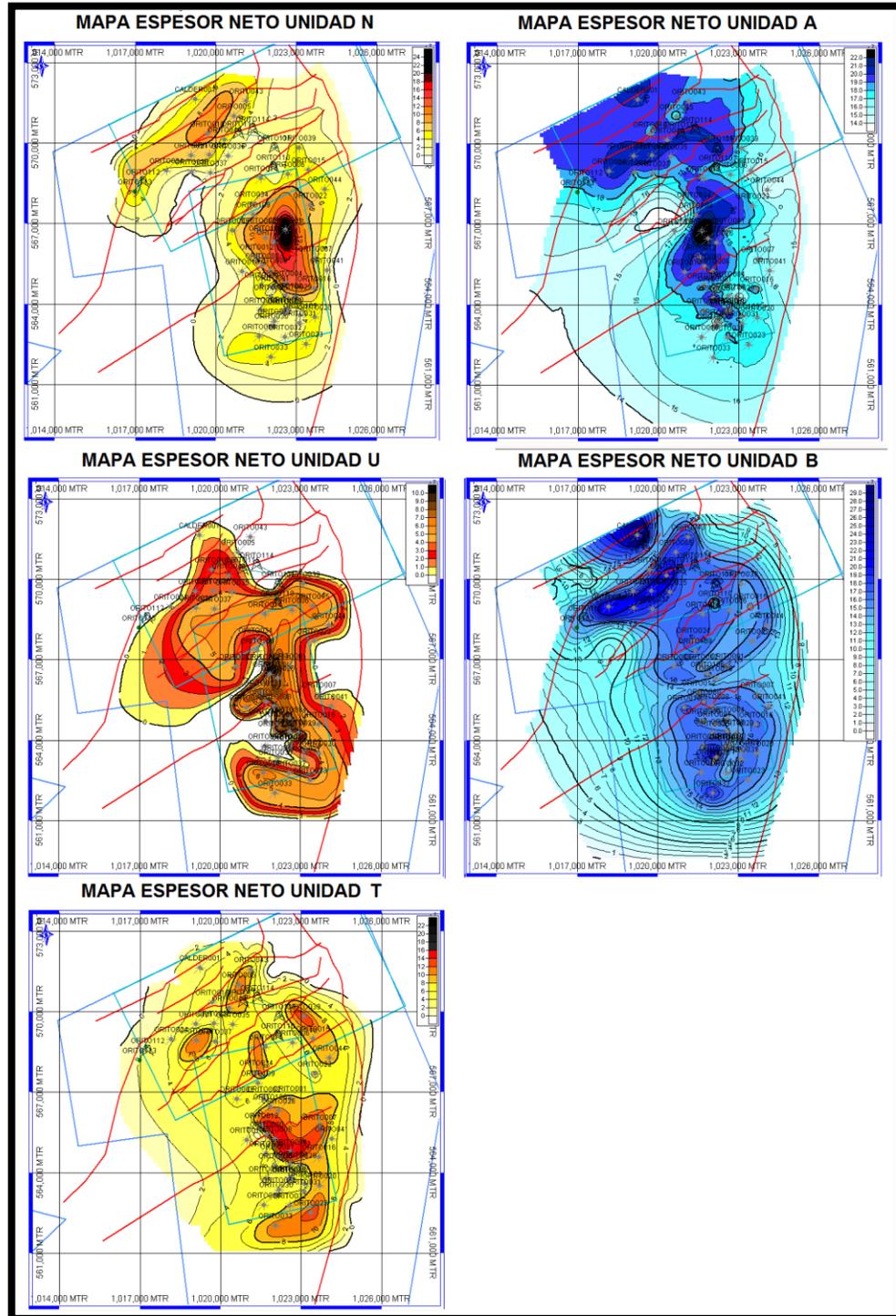


Figura 31. Contornos y mapa generados de saturación inicial de agua Unidad B.



También fueron digitalizados los contornos correspondientes al espesor de arenas netas productivas, ésta propiedad suele denominarse como NET, haciendo referencia al volumen de roca compuesto por arenas con potencial productivo en cada una de las unidades de la formación, ya que el interés sobre las zonas no productivas no es relevante, en la Figura 32 es posible observar las imágenes de los mapas de espesor neto productivo que sirvieron de base para la posterior digitalización de sus contornos y generación de los mapas correspondientes para la Formación Villeta, más específicamente para la Unidad N (Figura 33), A (Figura 34), U (Figura 35), B (Figura 36) y T(Figura 37).

**Figura 32.** Imágenes de mapas de espesor de arenas netas productoras Formación Villeta.



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

Figura 33. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras Unidad N.

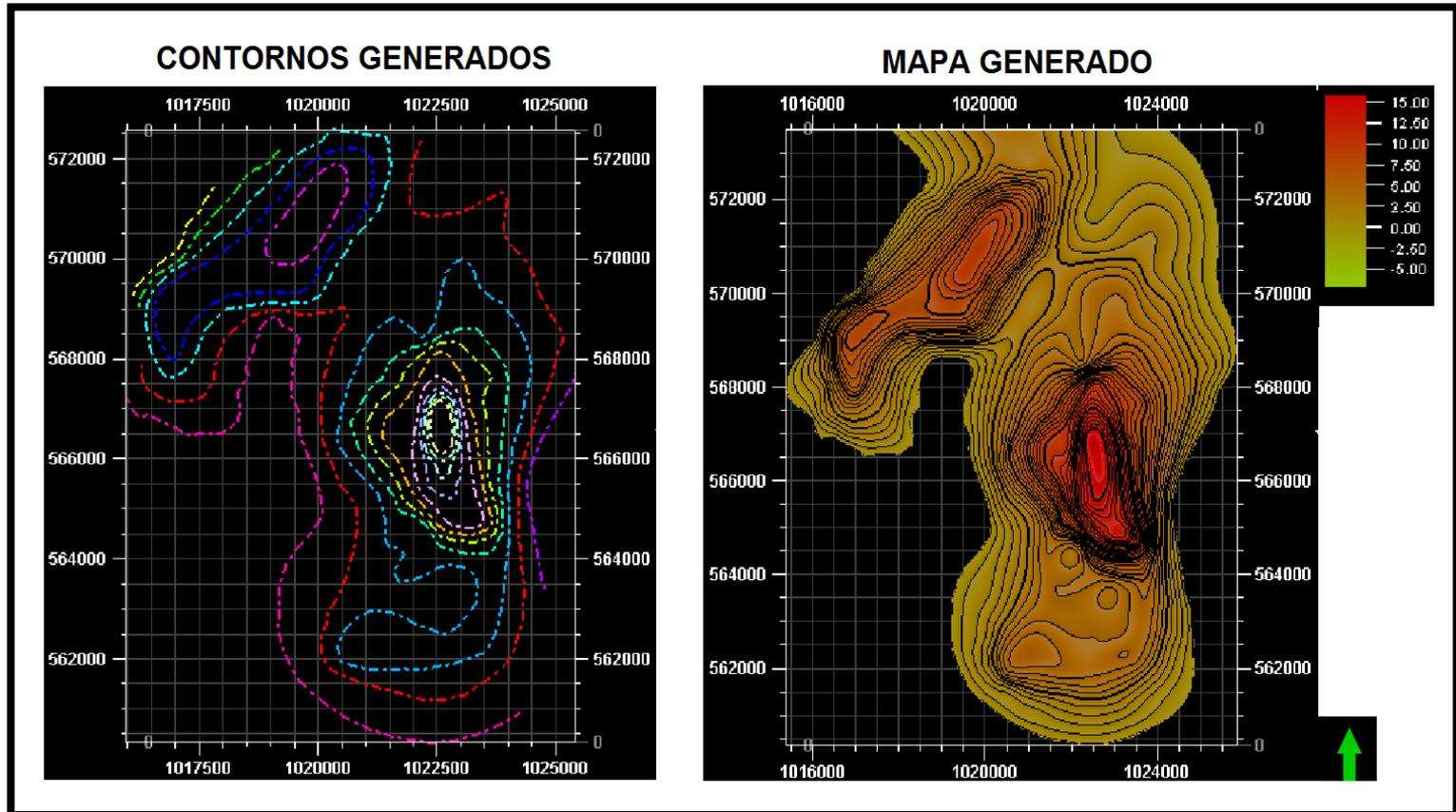


Figura 34. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras Unidad A.

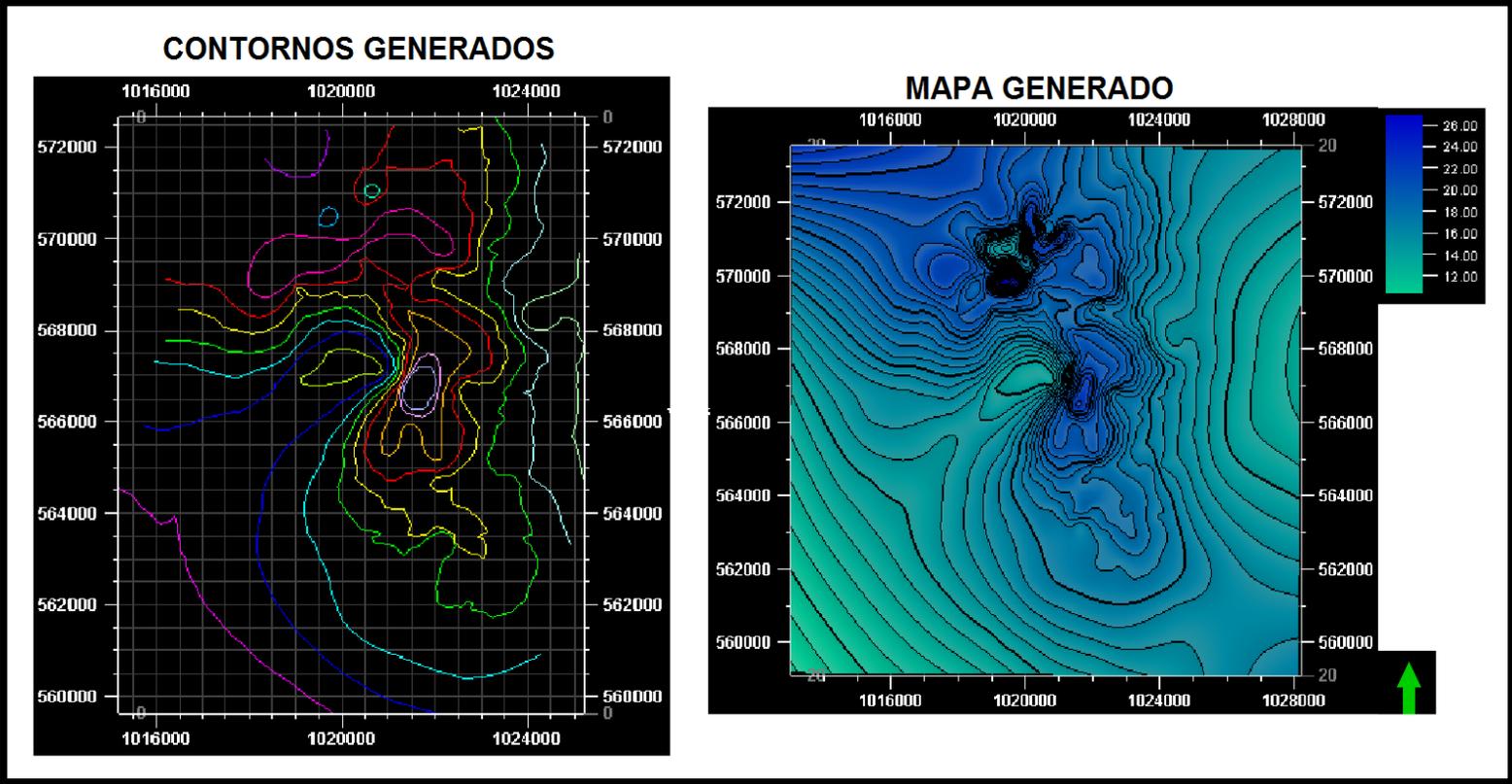
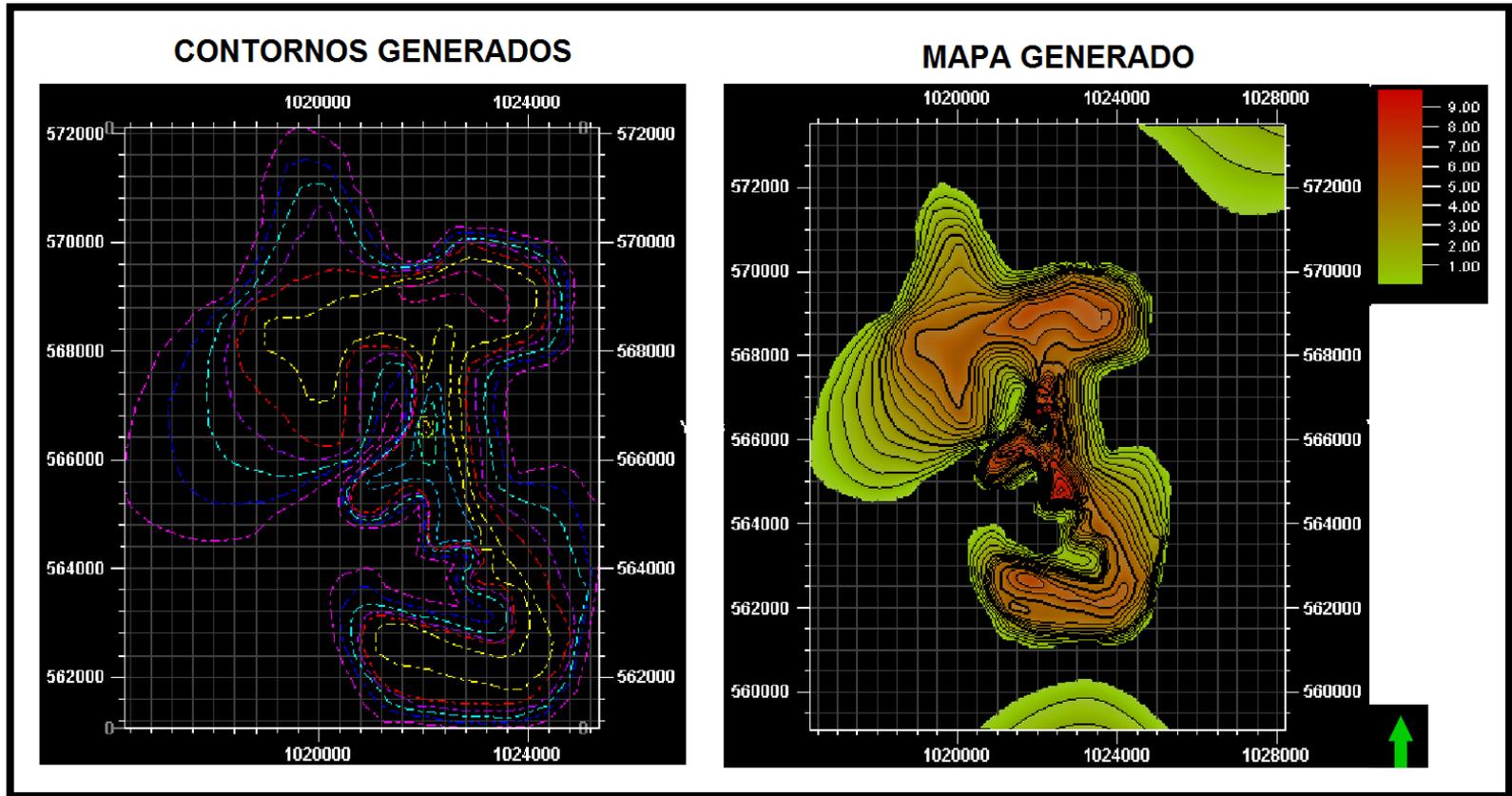


Figura 35. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras Unidad U.



**Figura 36.** Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras Unidad B.

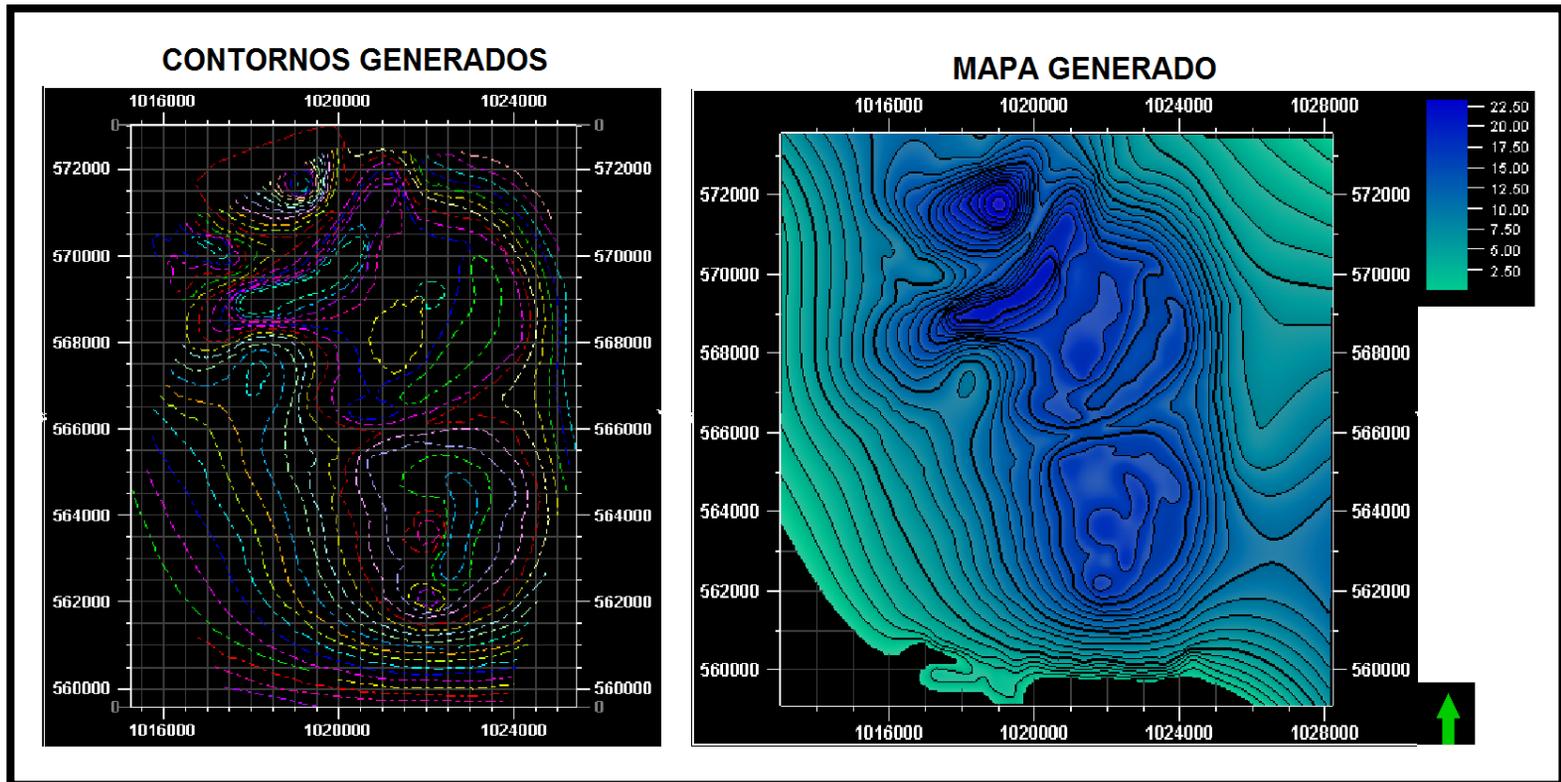
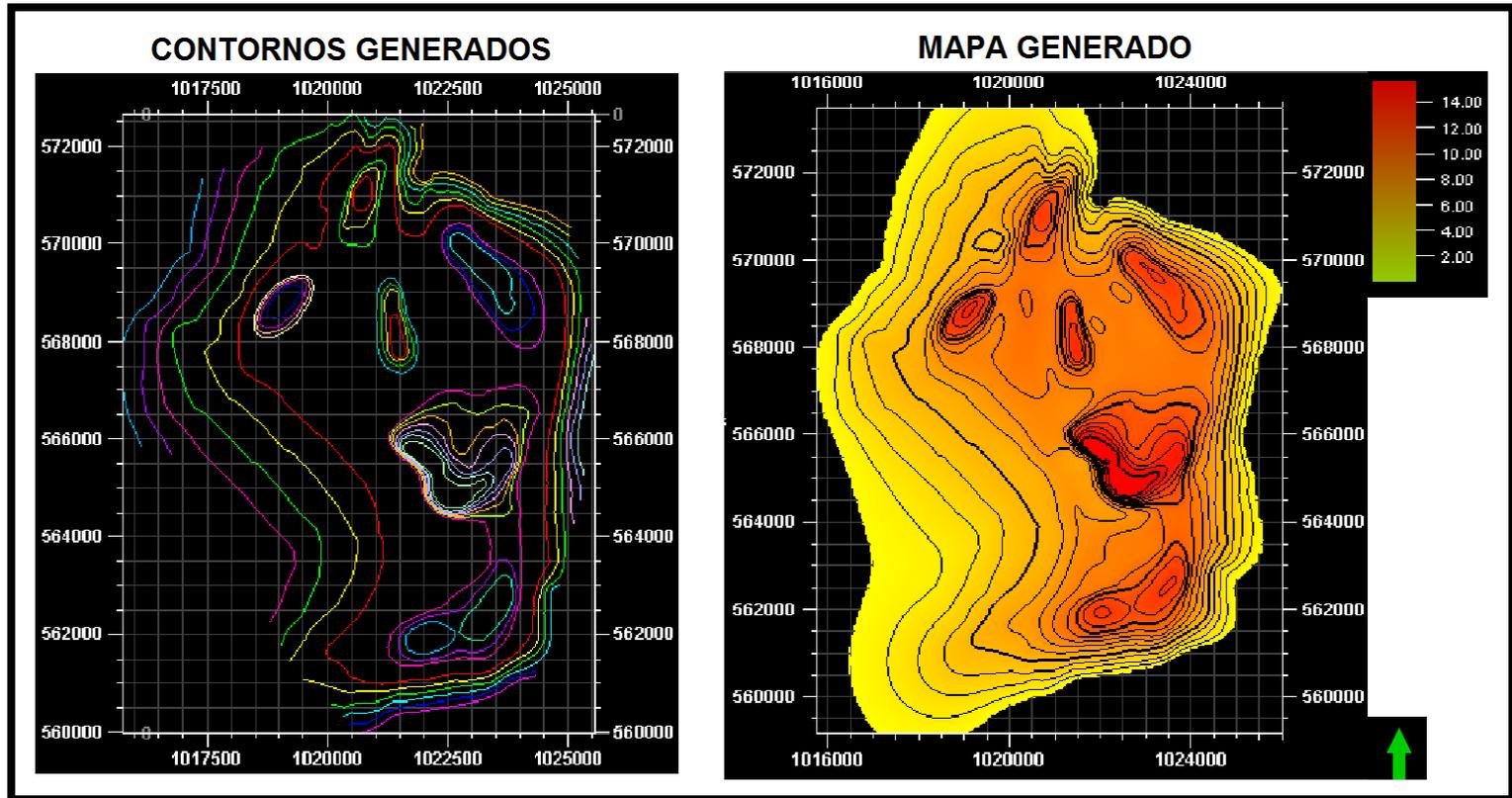


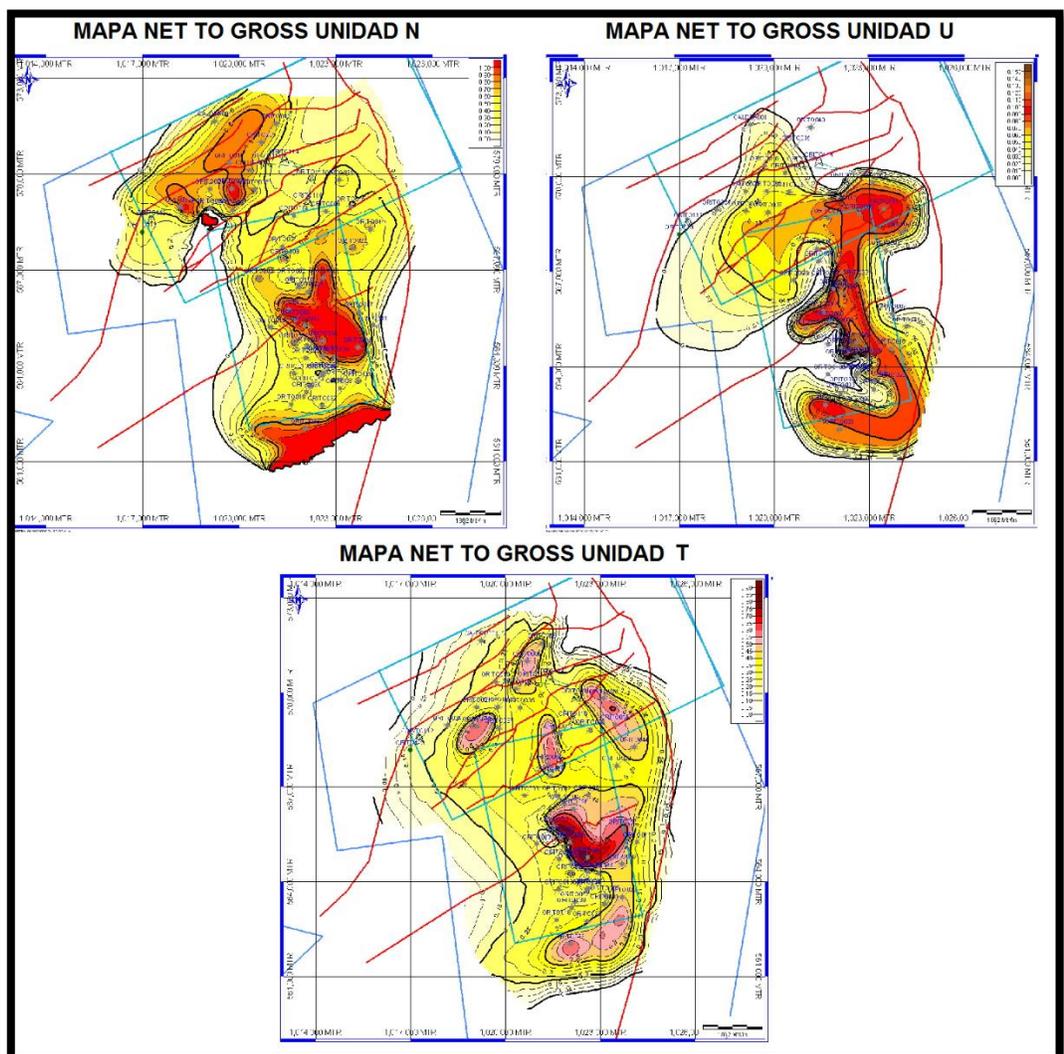
Figura 37. Contornos y mapa generados de espesor de arenas netas productoras Unidad T.



Finalmente se digitalizaron los contornos de la relación de espesor neto a gross, comúnmente conocido como NTG, que corresponde al volumen de las arenas productoras de cada unidad respecto al volumen total de la unidad, dando como resultado los mapas correspondientes a las Unidades N, U y T tomados con referencia la tesis guía “Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito” (Figura 38).

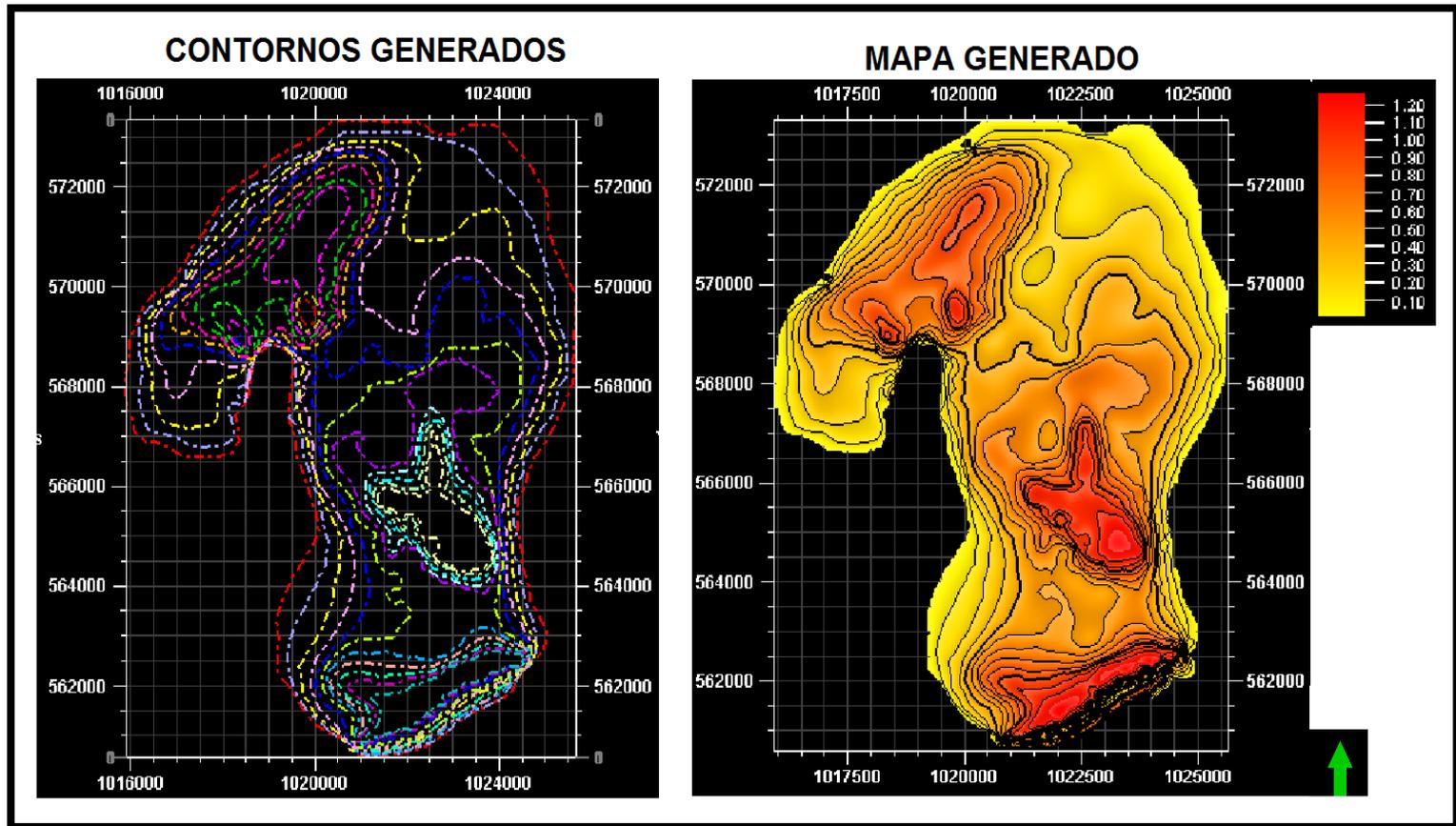
En la Figura 39, Figura 40, Figura 41, se pueden evidenciar los contornos generados a partir de las imágenes de los mapas de referencia, así como los mapas tridimensionales generados para las Unidades N, U y T respectivamente.

**Figura 38.** Imágenes de mapas de saturación net to gross disponibles Formación Villeta



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

**Figura 39.** Contornos y mapa generados de espesor neto de arenas petrolíferas Unidad N.



**Figura 40.** Contornos y mapa generados de espesor neto de arenas petrolíferas Unidad U.

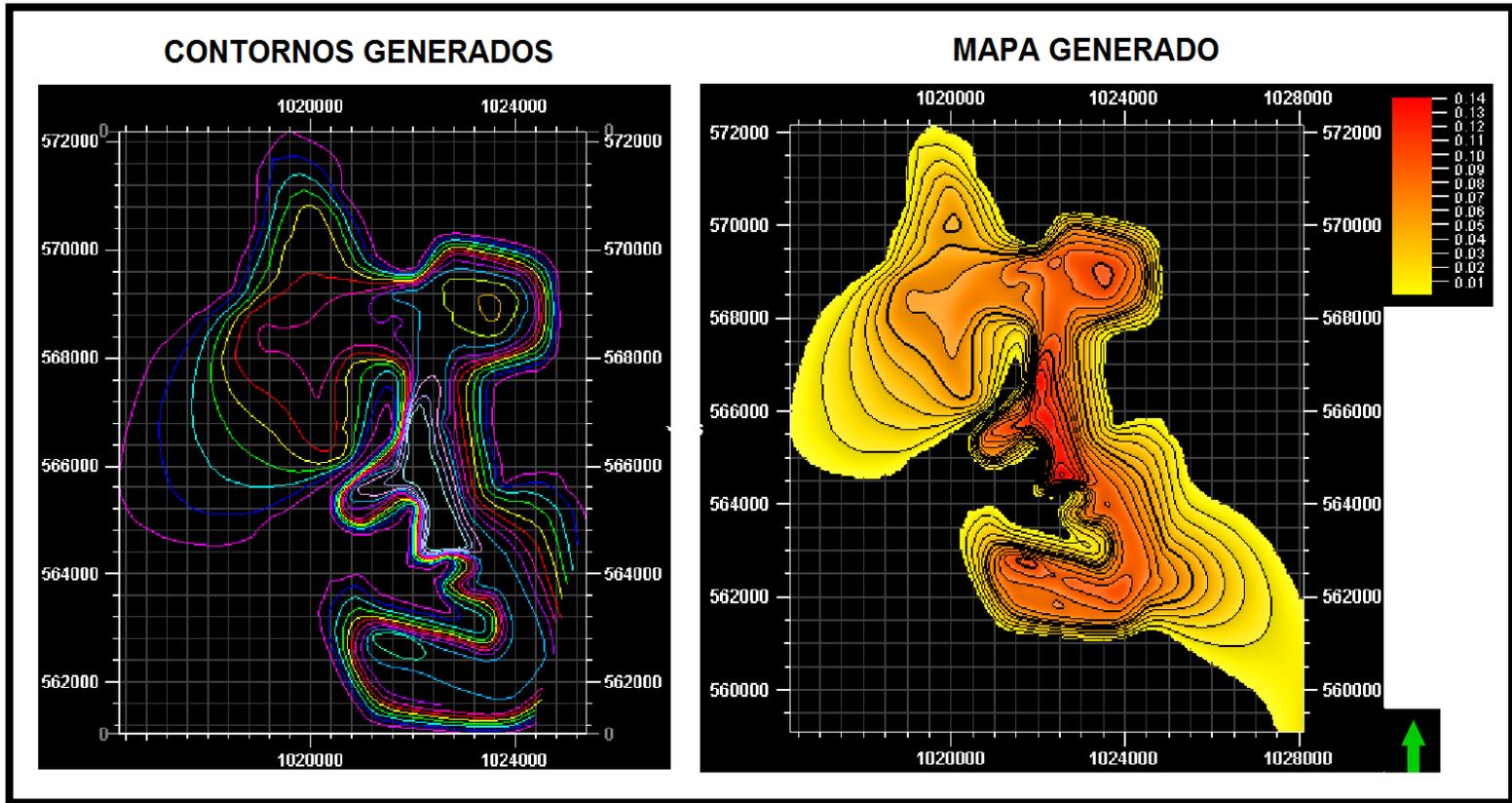
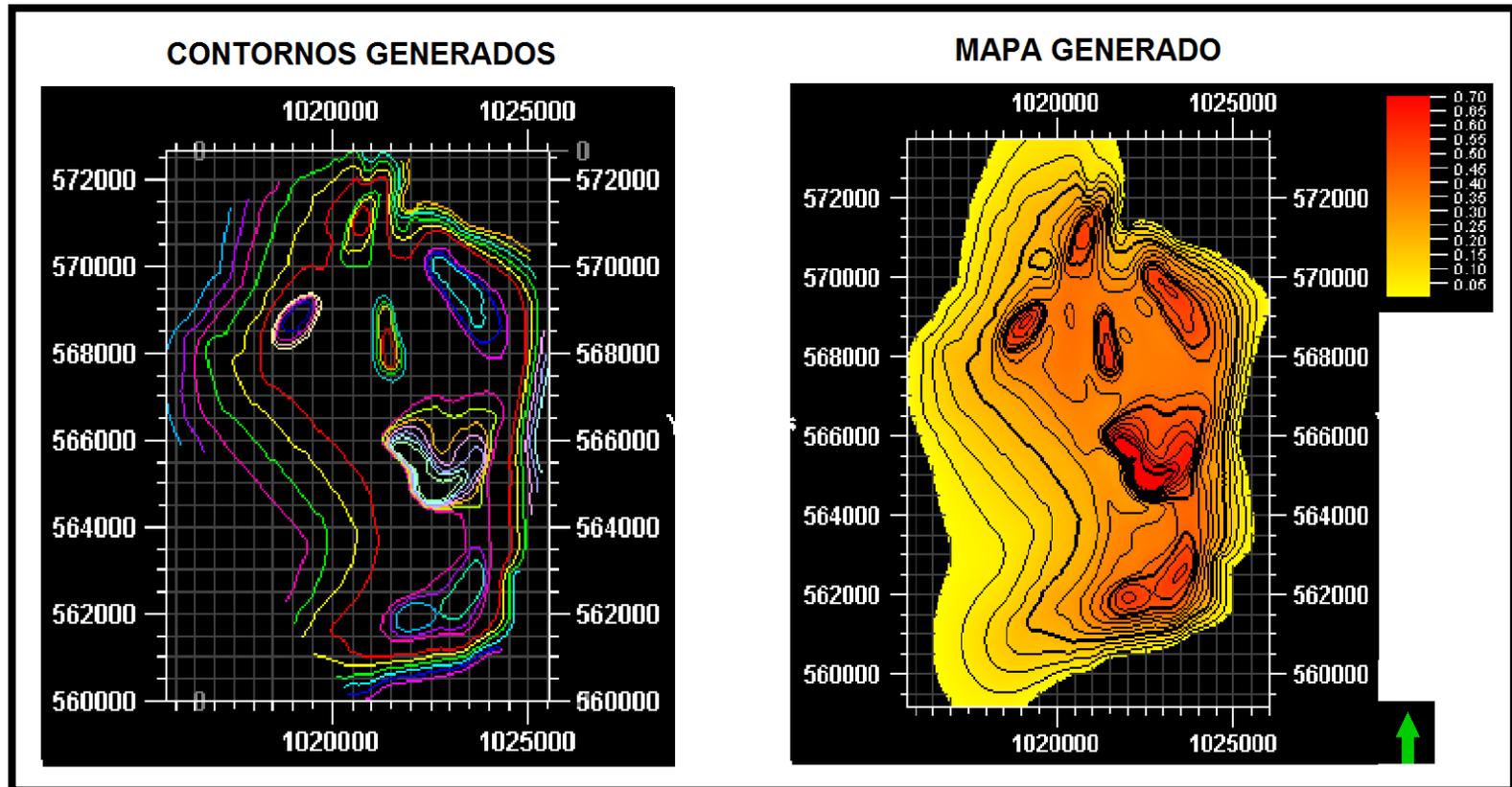


Figura 41. Contornos y mapa generados espesor neto de arenas petrolíferas Unidad T.



Para obtener una mayor confiabilidad de los mapas de NTG en las Unidades A y B se realizó un nuevo mapa mediante calculos obtenidos con la Ecuación 01, el cual permite conocer el NTG de éstas dos unidades con base a los mapas de espesor neto de arenas productoras y el mapa de gross.

**Ecuación 1.** Cálculo de relación de espesor de arenas netas productivas a espesor gross.

$$NTG = \frac{NET}{GROSS}$$

El mapa de gross de las Unidades A y B se obtuvo mediante el cálculo señalado en la Ecuación 02 y en la Ecuación 03 respectivamente, las cuales relacionan el tope estructural de la arena con su base permitiendo obtener el espesor total de cada una de las unidades.

**Ecuación 2.** Cálculo de espesor gross de Unidad A.

$$GROSS A = \text{Tope Estructural A} - \text{Tope Estructural U}$$

**Ecuación 3.** Cálculo de espesor gross de Unidad B

$$GROSS B = \text{Tope Estructural B} - \text{Tope Estructural T}$$

Gracias a las propiedades indicadas en los mapas digitalizados de la Formación Villeta fue posible proceder a generar el modelo estático del yacimiento, donde se tuvo en cuenta que el reservorio corresponde a un yacimiento naturalmente fracturado, sin embargo el modelo fue delimitado a la Unidad N.

Las fracturas en un reservorio son un indicativo fundamental del comportamiento de producción que tendrá el fluido en el yacimiento, teniendo un papel muy importante en la identificación del mejor esquema de explotación y la ubicación de los pozos a utilizar en un campo. Cabe resaltar que las fracturas son discontinuidades en las propiedades de la roca, que pueden evidenciarse como fisuras o brechas externas de kilómetros o de micro-metros, las cuales se generan usualmente por los movimientos tectónicos de la tierra<sup>47</sup>.

Una de las maneras en las que se pueden clasificar las fracturas es según la capacidad de almacenamiento que poseen, pueden ser de tipo I que se caracteriza por ser las fracturas las que proveen toda la capacidad de almacenamiento y permeabilidad para el yacimiento; la tipo II donde la matriz del reservorio cuenta

---

<sup>47</sup> TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 488 p.

inicialmente con cierta permeabilidad causando que las fracturas únicamente añadan más permeabilidad al reservorio; el yacimiento tipo III presenta permeabilidad casi nula en su matriz y las fracturas otorgan tan solo la permeabilidad esencial de la reserva; o tipo IV dónde las fracturas se encuentran llenas de minerales que impiden la migración de los fluidos<sup>48</sup>.

Para el caso de la Formación Villeta el yacimiento naturalmente fracturado es de tipo II, donde la matriz de la formación presenta valores de permeabilidad bajos (0.04 md a 0.16 md) y las fracturas presentan valores de permeabilidad de (0.63 md a 158 md), resaltando la producción por parte de las fracturas, como se mostrará en la simulación.

A continuación se indican en la Tabla 06 los valores registrados de petróleo original insitu (OOIP) y sus valores correspondientes de permeabilidad en la matriz y en la fractura, para las Unidades N, A, U y B en la tesis soporte de la presente investigación.

**Tabla 6.** Petróleo original in situ, permeabilidad de la matriz y permeabilidad de la fractura reportados en la tesis soporte

Zona	OOIP @ 1994 (MMBO)	K Matriz (md)	K Fracturas (md)
N	15.2	0.16	158
A	N.D.	0.16	0.63 - 10
U	3.7	0.16 - 10	10
B	N.D.	0.04	0.04

**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 104. Modificado por los Autores.

Las permeabilidades de la matriz y de la fractura para cada unidad fueron incorporarlas al modelo, a continuación en la Figura 40 se presenta el histograma de la permeabilidad en la matriz y en la fractura para la Unidad N.

Éstos histogramas representan la distribución de datos de la permeabilidad, donde cada barra representa un subconjunto de datos con un valor que tiende hacia la media, la cual representa el valor promedio o tendencia de la permeabilidad, es decir que cada histograma presenta la acumulación o tendencia, la variabilidad o dispersión y la forma de distribución de la propiedad respecto a la matriz y a la fractura de las arenas indicadas.<sup>49</sup>

Los histogramas poseen forma de campana indicando la tendencia de los datos, entre más angosta sea la figura de la campana la propiedad posee menor

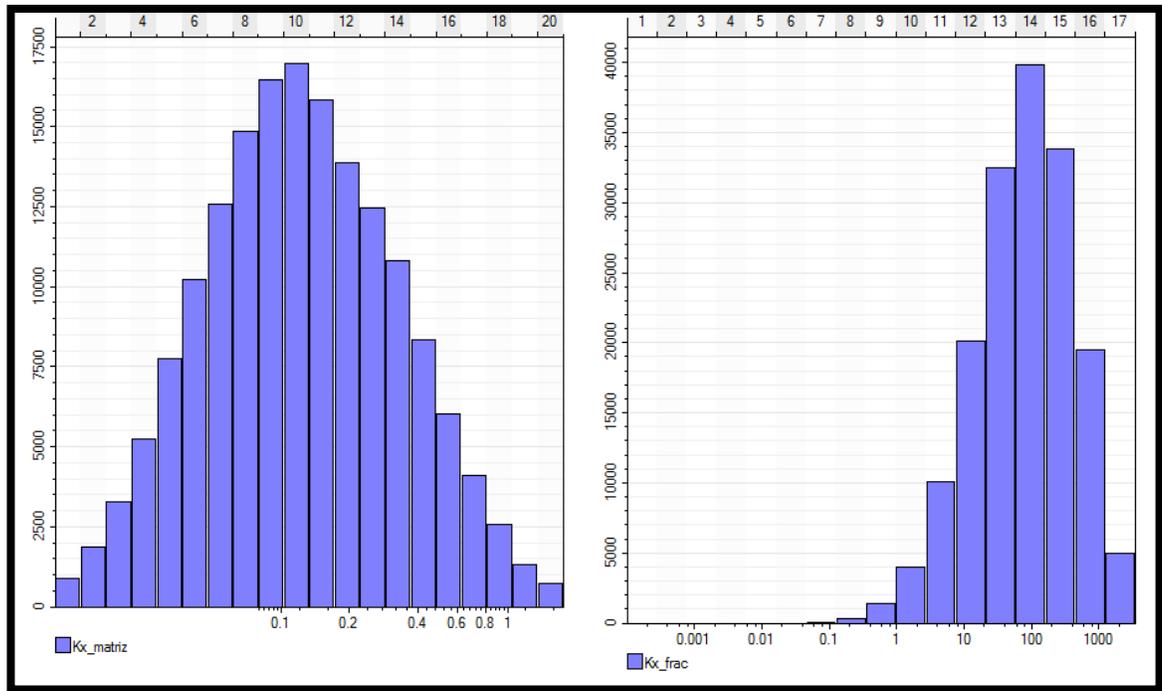
<sup>48</sup> TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 488 p.

<sup>49</sup>Universidad Nacional Autónoma de México. HISTOGRAMA P.

incertidumbre en sus datos, en otras palabras la varianza que estadísticamente se conoce como la desviación de los datos respecto a la media es menor entre más angosta sea la campana del mismo<sup>50</sup>, lo cual otorga mayor confiabilidad en los valores de la propiedad.

Cuando la campana posee una distribución normal, es visualmente simétrica, lo cual quiere decir que el subconjunto de datos que tienden hacia la media son valores favorables. Por otra parte si la campana estuviera sesgada a la izquierda se deduce a que los valores no tan exactos de la permeabilidad predominarían a través de la arena, lo contrario pasaría en caso de que la campana se encontrara sesgada a la derecha, representando que los valores favorables de permeabilidad serían quienes predominarían.

**Figura 42.** Histograma de permeabilidad Unidad N



Teniendo en cuenta las anteriores definiciones y los histogramas obtenidos para la permeabilidad en la matriz y en la fractura, es posible determinar que la permeabilidad en la matriz de la arena tiene una distribución log-normal. Es importante resaltar que los datos presentados en los histogramas se encuentran ligados a los valores para la permeabilidad en la matriz y en la fractura de la Tabla 7, sin embargo es posible observar en la distribución de la permeabilidad de la fractura una varianza muy baja, presentando valores favorables para la propiedad, ( sesgamiento de la campana hacia la izquierda).

<sup>50</sup> Universidad Nacional Autónoma de México. HISTOGRAMA P.

Como se mencionaba anteriormente uno de las características de un yacimiento naturalmente fracturado, es la presencia de una doble permeabilidad y una doble porosidad, en el yacimiento de estudio la porosidad de la fractura puede oscilar entre 0.1% - 5% dependiendo del ancho de la fractura (WF) y su espaciamiento<sup>51</sup>.

Para estimar la porosidad de la matriz se utilizó la Ecuación 04 donde el factor de partición (representa el repartimiento de la porosidad total entre la matriz y la fractura) equivale a 0,223, Por otra parte, para determinar la porosidad de la fractura se utilizó la Ecuación 05 que se presenta a continuación.

**Ecuación 4.** Porosidad de la matriz.

$$\Phi_M = \Phi_T(1 - v)$$

Donde:

$\Phi_M$  : Porosidad de la matriz, fracción

$\Phi_T$  : Porosidad total, fracción

$v$  : Factor de partición, fracción

**Fuente:** TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 509 p.

**Ecuación 5.** Porosidad de la fractura.

$$\Phi_F = \Phi_T - \Phi_M$$

Donde:

$\Phi_F$  : Porosidad de la fractura, fracción

$\Phi_T$  : Porosidad total, fracción

$\Phi_M$  : Porosidad de la matriz, fracción

**Fuente:** TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 509 p.

En la Tabla 7 se presentan los valores correspondientes a la porosidad total promedio de la Unidades N con base al reporte de obtenido de los mapas generados, así como el valor correspondiente a la porosidad de la matriz y a la fractura.

---

<sup>51</sup> TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 502 p.

**Tabla 7.** Porosidad total, porosidad de la matriz y porosidad de fractura para las Unidad N.

Zona	$\Phi_T$ (%)	$\Phi_M$ (%)	$\Phi_F$ (%)
N	14.16	11.00232	3.15768

Adicionalmente el ancho de la fractura depende del índice de intensidad de la fractura, que se conoce también como la frecuencia de ocurrencia y se cataloga con la abreviatura FII<sup>52</sup>, el FII se determinó con base a los histogramas presentes en la tesis soporte para la permeabilidad y la porosidad, tomando como base la Ecuación 6 presentada a continuación.

**Ecuación 6.** Permeabilidad de la fractura.

$$K_F = 1,5 * 10^7 * \Phi_T((1 - Swirr_{FRAC}) * FII)^{2,63}$$

Donde:

$K_F$  : Permeabilidad de la fractura, mD.

$\Phi_T$  : Porosidad total, fracción

$Swirr_{FRAC}$ : Saturación de agua irreducible en la fractura, fracción

$FII$  : Factor de intensidad de la fractura, fracción.

Fuente: TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 502 - 510 p.

Los valores leídos en las gráficas de los histogramas de permeabilidad de fractura y porosidad total, fueron reemplazados en la ecuación junto a la saturación de agua irreducible que se tomó como 23%, con lo anterior se generó una segunda fórmula para la determinación del FII que tomará en cuenta la variación de su resultado según los valores de las propiedades ingresadas, por lo cual se obtuvo la Ecuación 7 que se presenta a continuación.

**Ecuación 7.** Factor de intensidad de la fractura FII

$$FII = 1.2737 * 10^{-4} * e^{2.9521 * 10^{\Phi_F}}$$

Donde:

$FII$  : Factor de intensidad de la fractura, fracción

$\Phi_F$  : Porosidad de la fractura, fracción

Fuente: TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 502 - 510 p.

<sup>52</sup> TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 502 - 510 p.

A continuación se presenta la ecuación correspondiente al cálculo del ancho de la fractura en la Ecuación 8.

**Ecuación 8.** Ancho de la fractura.

$$WF = \frac{0,064}{\Phi_T} * ((1 - Swirr_{FRAC}) * FII)^{1,315}$$

Donde:

$WF$  : Ancho de la fractura, cm.

$\Phi_T$  : Porosidad total, fracción

$Swirr_{FRAC}$ : Saturación de agua irreducible en la fractura, fracción

$FII$  : Factor de intensidad de la fractura, fracción.

Fuente: TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 502 - 510 p.

Posteriormente se determinó el espaciamiento de fractura, lo cual se refiere a la distancia existente entre las fracturas, esto se calculó con base al ancho de fractura y a la permeabilidad de la fractura, lo cual se calculó mediante la Ecuación 9 presentada a continuación.

**Ecuación 9.** Espaciamiento de la fractura

$$D = \frac{W_F^3}{K_F} * 8.357 * 10^9$$

Donde:

$D$  : Espaciamiento de fractura, cm.

$WF$  : Ancho de la fractura, cm.

$K_F$  : Permeabilidad de la fractura, mD.

Fuente: TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. [with new and updated materials] ed. Amsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 502 - 510 p.

## 5. MODELO DINÁMICO

Después de haber generado el modelo estático, se procedió a generar la simulación de la inyección de agua utilizando el software de simulación CMG – Computer Modelling Group, caracterizado por permitir una simulación numérica mediante la predicción del comportamiento de un yacimiento en un tiempo determinado, tomando como referencia las propiedades petrofísicas del mismo, para éste caso se busca predecir el comportamiento de la Formación Villeta en la Unidad N del Campo Orito frente a un proceso de inyección de agua y encontrar el esquema de explotación con el que este recobro secundario llegue a tener mayor éxito.

Para dar inicio al desarrollo de éste capítulo es importante definir algunos conceptos previos, los cuales se especificarán a continuación.

### 5.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos se caracteriza por tomar como base métodos numéricos fundamentados en el balance de masa que junto a la ecuación de difusividad (la cual relaciona con la manera en la que fluyen los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo), puede aproximarse a un modelo matemático, permitiendo determinar cuál será el comportamiento de un reservorio en el tiempo y de la misma manera evaluar diferentes esquemas de explotación de un campo para elegir el más favorable según las propiedades petrofísicas del reservorio.<sup>53</sup>

Como se ha mencionado anteriormente el reservorio se caracteriza por ser naturalmente fracturado, por lo que a pesar de que las propiedades petrofísicas de la matriz no son lo suficientemente favorables para la producción del hidrocarburo, cuenta con fracturas que compensan éstas propiedades y permiten una mejor producción de los fluidos en el yacimiento.

Para el desarrollo de la simulación numérica en la Unidad N de la Formación Villeta del Campo Orito, se utilizó el software Computer Modelling Group – CMG, proceso que será descrito en mayor detalle a continuación.

**5.1.1 Software Computer Modelling Group – CMG.** El software CMG hace parte de la compañía Computer Modelling Group, éste software cuenta con el simulador IMEX, el cual se destaca por la utilización de un modelo Black Oil para la simulación. Es importante resaltar que los modelos Black Oil se caracterizan por tener en cuenta la existencia de tres fases en el reservorio, agua, petróleo y gas; y el comportamiento constante en las composiciones del fluido en la medida en la que existe un depletamiento en el reservorio.<sup>54</sup>

---

<sup>53</sup> RAMOS RAMOS, Jorge Luis. Simulación numérica de yacimientos. 2016.

<sup>54</sup> CARILLO, Lucio. Simulación de petróleo negro (BLACK OIL)&nbsp; Jul 30/.

El software CMG, cuenta con tres tipos de simuladores; pre-procesadores que se caracterizan por permitir la generación o adecuación de la información para la simulación, procesadores que toma la información generada por los pre-procesadores y mediante el uso de la ecuación de difusividad y métodos numéricos resuelven los cálculos requeridos por la simulación; y post-procesadores con los cuales es posible obtener un reporte de los resultados concretos de la simulación.<sup>55</sup>

A continuación, se indicará de manera sintetizada en la Tabla 8 los simuladores con los que cuenta el software.

**Tabla 8.** Simuladores disponibles en el Launcher del software CMG

Tipo	Simulador
Pre-procesador	Builder
	ECL 100
	Winprop
Procesador	GEM – Simulador Composicional
	IMEX – Simulador Black Oil
	STARS – Simulador Procesos Especiales
Post-procesador	Results Report
	Results Graph
	Results 3D

Para el desarrollo del modelo dinámico se utilizó el pre-procesador Builder y posteriormente se empleó el procesador IMEX quien realizó los cálculos pertinentes a la simulación, (el caso base se planteó desde el 1 de enero de 1969 hasta el 1 de julio de 2017 y el caso de inyección de agua se realizó desde el 1 de julio de 2017 hasta el 1 de enero de 2030). Finalmente se utilizó el post-procesador Results Graph para reportar gráficamente los resultados obtenidos de la simulación con respecto a las producciones de los pozos principalmente.

## 5.2 DESARROLLO DEL MODELO DINÁMICO

A continuación se explicará el proceso realizado para generar el modelo dinámico correspondiente a la Unidad N de la Formación Villeta, con base a las secciones que componen al Pre – procesador Builder.

<sup>55</sup> RAMOS RAMOS, Jorge Luis. Simulación numérica de yacimientos. 2016.

**5.2.1 Sección encabezado.** La primera sección del modelo corresponde a la sección encabezado, allí se ingresa la información básica para el desarrollo del modelo, para el caso del presentes proyecto ésta información corresponde a la información especificada en la Tabla 9 que se presenta a continuación.

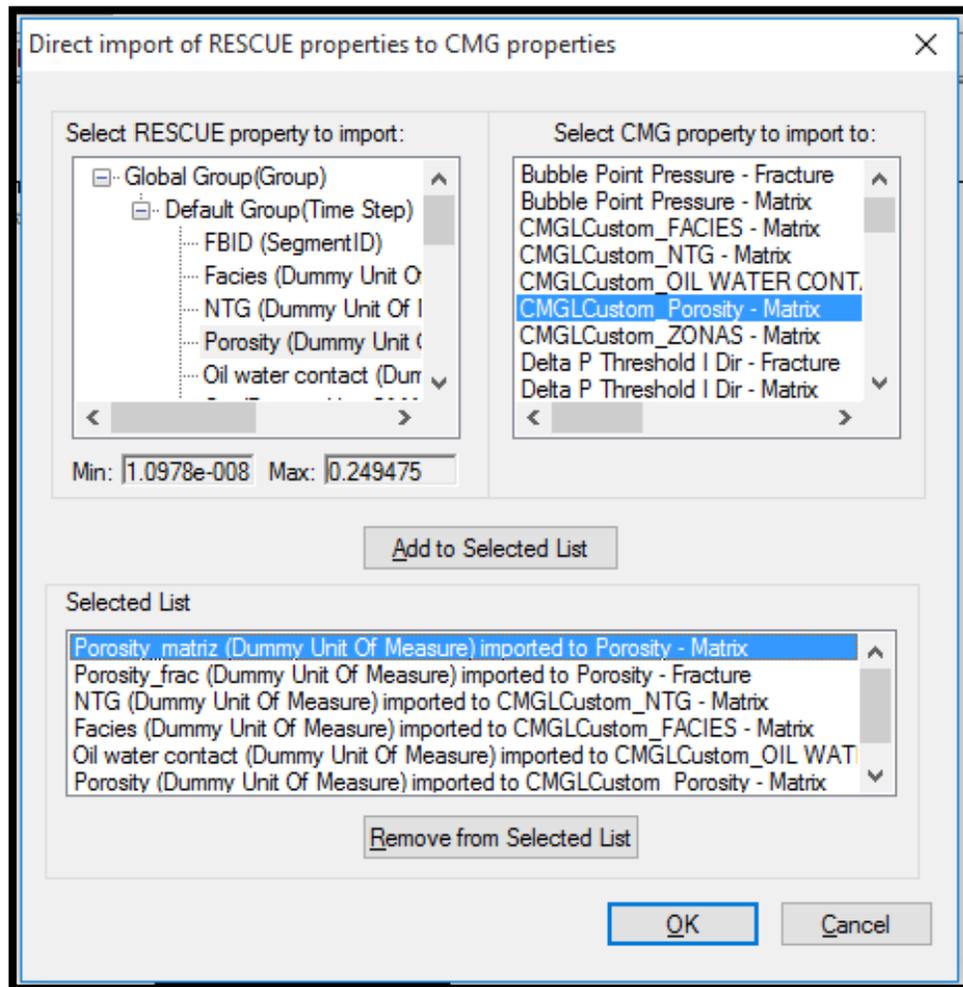
**Tabla 9.** Información ingresada en la sección encabezado

Item	Información ingresada	Descripción
Simulador	IMEX	Modelo de tipo Black - Oil
Unidades trabajadas	Field / Campo	Bbl / ft3 / °F
Porosidad	DUALPERM / Doble Permeabilidad	Yacimiento naturalmente fracturado
Inicio de la simulación	01/01/1968	Fecha de inicio de producción del campo

**5.2.2 Sección geometría del modelo y propiedades estáticas.** Posteriormente se desarrolló la segunda sección del modelo, es decir la sección de geometría del modelo y propiedades estáticas, en ésta sección se importan las propiedades generadas en el modelo estático, incorporando la malla, las fallas presentes en el reservorio, los pliegues, el tope y la base estructurales de la Unidad N, así como la porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, saturación inicial de agua, entre otros.

En la Figura 43 es posible observar la manera en que se importaron las propiedades del modelo estático al modelo dinámico, en la ventana “Direct import of RESCUE properties to CMG properties” se designó a cada propiedad proveniente del modelo estático su correspondiente propiedad en el modelo dinámico.

**Figura 43.** Propiedades estáticas importadas al modelo



Adicionalmente en ésta sección se procedió a incorporar los pozos que formarían parte del modelo dinámico mediante el uso de la herramienta “Import well trajectory wizard”, en la Tabla 10 presentada a continuación se especifican los pozos que por su localización fueron incorporados finalmente al modelo, así como una breve descripción de los mismos.

**Tabla 10.** Pozos incorporados al modelo dinámico

Pozos incorporados al modelo dinámico	
Pozo	Descripción
Orito-01	El pozo inicio producción el 01 de abril de 1975 y fue cerrado el 01 de enero de 2003
Orito-02	El pozo inicio producción el 07 de julio de 1968 y fue abandonado por bajo potencial el 13 de diciembre de 1968
Orito-05	El pozo inicio producción el 04 de octubre de 1988 y en la actualidad continúa produciéndose
Orito-10	El pozo inicio producción el 18 de enero de 1971 y en la actualidad continúa produciéndose
Orito-22	El pozo inicio producción el 25 de febrero de 1970 y se cerró por hundimiento el 07 de julio de 1999
Orito-34	El pozo inicio producción el 01 de enero de 2000 y fue cerrado por acuífero el 31 de enero de 2000
Orito-36	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018
Orito-40	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018
Orito-114	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018
Orito-115	Pozo planteado para esquemas de inyección a partir del 01 de julio de 2018

**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

Es importante destacar que el caso base fue planteado con los pozos Orito-01, Orito-02, Orito-34, Orito-05 y Orito-10 puesto que han hecho parte del desarrollo de Campo Orito en cuanto a la explotación de la Unidad N, siendo los pozos Orito-05 y Orito-10 quienes continuaban en producción al 01 de enero de 2004 según lo reportado en el trabajo de grado en el cual se fundamentó la presente investigación.

**5.2.3 Sección reservorio.** Una vez se importó del modelo estático al dinámico, la geometría del modelo y sus propiedades estáticas, se procedió a dar continuidad a la tercera fase, que corresponde a la sección reservorio, en ésta sección se le incorporaron al modelo las propiedades petrofísicas faltantes que no habían sido importadas desde el modelo estático, al tratarse de propiedades estáticas como la porosidad y el net to gross (NTG), por otra parte fue necesario hacer que el software calculara propiedades como la permeabilidad de fractura, la porosidad de la fractura, el factor de intensidad de la fractura (FII) y el ancho de fractura ( $W_F$ ), con base a las ecuaciones planteadas previamente para yacimientos naturalmente fracturado, éste procedimiento se realizó por medio de la ventana “Formula Manager” del pre-procesador Builder, para que posteriormente éstas ecuaciones fueran tomadas en los diferentes puntos de la malla por el simulador, en la Tabla 11 se presentan los valores promedio que se obtuvo mediante el cálculo de cada una de dichas propiedades.

**Tabla 11.** Propiedades petrofísicas.

Propiedad	Valor	Unidad
Porosidad de la matriz	0.10855	N
Factor de Partición	0.22745	N
Porosidad de la fractura	0.03221	N
Factor de intensidad de la fractura	0.03754	N
Ancho de la fractura	0.005054	N
Espaciamiento de fractura (i,j,k)	0.13055	N

Para completar el desarrollo de ésta sección se procedió a indicar el valor correspondiente a la compresibilidad de la roca, para dicho cálculo se tuvo en cuenta la friabilidad de la roca, para lo anterior se tomó como base el paper 26647-Application of variable formation compressibility for improved reservoir analysis, publicado por la SPE y la hoja de Excel formulada por el profesor Jorge Luis Ramos Ramos. Concluyendo que se contarán con rocas no consolidadas para la Unidad N de la Formación Villeta.

Más adelante se presenta en la Figura 42 la hoja de cálculo de Excel utilizada para la determinación de la compresibilidad, la cual fue otorgada por el profesor Jorge Luis Ramos Ramos, la cual permitió conocer el valor de dicha propiedad tomando en cuenta la friabilidad de la roca la cual corresponde a no consolidada como se indicó previamente, éstos cálculos se fundamentan en la publicación realizada por SPE en el paper 26647. Por otra parte, tomo en cuenta las correlaciones de Hall cuya fórmula se especifica en la Ecuación 10 así como sus variables y la correlación de Newman cuya fórmula se especifica en la Ecuación 11, con base a los criterios expuestos se encuentra planteada la hoja de Excel empleada para los cálculos pertinentes a la compresibilidad de la roca.

A continuación se presenta la Ecuación 10 para el cálculo de la compresibilidad con base a la correlación de Hall, la cual no tiene en cuenta la friabilidad de la formación.

**Ecuación 10.** Correlación de Hall para determinar la compresibilidad de la roca.

$$C_f = \left( \frac{1.728}{\phi^{0.438}} \right) * 10^{-6}$$

Cf: Compresibilidad de la formación  
 $\phi$ : Porosidad efectiva

**Fuente:** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3ra edición. USA: 2006. p.259

Así mismo se presenta en la Ecuación 11 la formula correspondiente para el cálculo de la compresibilidad con base a la correlación de Newman, quien tiene en cuenta la friabilidad de la formación por medio de las constantes a, b y c presentadas en la ecuación.

**Ecuación 11.** Fórmula de Newman para determinar la compresibilidad de la roca

$$C_f = \left( \frac{a}{1 + cb * \phi} \right)$$

Cf: Compresibilidad de la formación  
 $\phi$ : Porosidad efectiva

**Fuente:** MADRID, Marcelo. La compresibilidad de la roca (Cr). [0]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

Las constantes indicadas en la ecuación de Newman dependen del tipo de roca, a continuación en la Tabla 12 se especifican los valores correspondientes a éstas constantes.

**Tabla 12** Valores correspondientes a las constantes a, b, c de la Correlación de Newman.

Constante	Valor para formación consolidada	Valor para caliza
A	97,32xe-6	0,8585
B	0,699993	1,075
C	798,181	2.20e+09

**Fuente:** MADRID,Marcelo. La compresibilidad de la roca (Cr). [0]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

A continuación se presenta la hoja de cálculo empleada para la determinación del valor de compresibilidad indicada previamente.

Figura 44. Cálculo de la compresibilidad de roca.

RESUMEN PROPIEDADES BASICAS CAMPO					
NOMBRE CAMPO	ORITO				
PHIE	14.0%				
K					
S <sub>wi</sub>	23.0%				
S <sub>or</sub>					
H (ft)	213.3				
P <sub>i</sub> (psia)	3182.7				
Metodo Cr (lpc-1)	4				
Metodo 1 (Dato Ingresado)					
Metodo 2 (Correlacion de Hall)	4.216E-06				
Metodo 3 (Correlacion de Newman Areniscas Consolidadas)	4.339E-06				
Metodo 4 ( Comprensibilidad variable Areniscas Consolidadas)					
TIPO DE ARENA	1: NO CONSOLIDAD/	2: FRIABLE	3:CONSOLIDADA	CARBONA	Calizas
A	-2.805E-05	1.054E-04	-2.399E-05		0.8585
B	300.000	500.000	300.000		1
C	0.140	-0.225	0.062		2.20E+06
D	1.183E-04	-1.103E-05	4.308E-05		
K1	0.950	0.900	0.850		0.850
K2	0.950	0.900	0.800		0.850
K3	0.750	0.600	0.450		0.550
Razón de Poisson	0.406	0.333	0.256		0.320
Profundidad (TYD)	5600				
Deng	2.309				
Gradiente Sobrecarga	1.000				
Sobrecarga	5600				
TIPO DE ARENA	2				
Esfuerzo Vertical	2175.57				
Metodo 4 ( Comprensibilidad variable Areniscas )	8.80371E-06				
Biot	0.9				
Esfuerzo Vertical efectivo	2735.57				
Cr ( psi-1)	8.804E-06				
Cf = a/(1+cb PHI)	2.591E-06				

Fuente: RAMOS RAMOS, Jorge Luis. Dirección de trabajo de grado. Segundo semestre académico. Fundación Universidad de América. 2017.

Gracias a los resultados obtenidos para el cálculo de la compresibilidad se determinó que su valor corresponde a  $8.80371 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  en la Unidad N de la Formación Villeta, lo cual se ingresó al modelo para así completar en su totalidad la sección reservorio, éste valor se ingresó para la fractura y para la matriz como puede visualizarse en la Figura 45.

**Figura 45.** Valores ingresados para la compresibilidad de la matriz y la fractura de la roca.

Section	Matrix	Fracture
Pressure dependence of formation porosity / Rock Compressibility (CPOR)	8.80371E-06 1/psi	8.80371E-06 1/psi
Reference pressure for calculating the effect of rock compressibility (PRPOR)	3182.7 psi	3182.7 psi

Una vez se completó ésta sección se dio continuidad al desarrollo del modelo dinámico con la sección componentes que se explica a continuación.

**5.2.4 Sección componentes.** Ésta sección se refiere específicamente a las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, con el objetivo de determinar el comportamiento volumétrico que tendrán en el yacimiento y consecuentemente las propiedades del mismo.

El comportamiento del fluido depende en gran medida de la presión y de la temperatura por esta razón se realizan pruebas de PVT. Las pruebas de PVT se realizan en laboratorios con base a una muestra del yacimiento, existen diferentes tipos de prueba de acuerdo a la separación de fases como la prueba de liberación tipo diferencial, prueba de liberación instantánea o flash, pruebas de viscosidades y pruebas de composición constante; la prueba de liberación diferencial consiste en determinar el volumen de gas y petróleo que tiene la muestra llevándola a separadores en los cuales se simula la caída de presión desde un valor por encima del punto de burbuja, la presión en los separadores se va reduciendo hasta salir la

primera burbuja de gas en donde se refleja que ya se está en el punto de burbuja, y allí se retira de la celda el gas libre de la muestra mediante la inyección de mercurio a una presión constante para su análisis<sup>56</sup>.

En el Proyecto de estudio las propiedades obtenidas del PVT como la relación de gas en solución, viscosidad de los fluidos, factor volumétrico y factor de compresibilidad en función de la presión, se generaron con base a las propiedades del proyecto de grado “Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito”, donde éstas propiedades fueron especificadas en la Unidad N de la Formación Villeta tomando como referencia el pozo Orito – 02.

Se debe resaltar que la temperatura de fondo no fue proporcionada, por lo que tuvo que ser calculada mediante el gradiente geotérmico de la formación que corresponde a 0,0297 °F/ft encontrando que su valor corresponde a 132.29°F. A continuación en la Figura 46 se muestra en formato IMEX el PVT correspondiente a la Unidad N por debajo de la presión de burbuja, por otra parte en la la Figura 47 se muestran los valores del PVT por encima de la presión de burbuja, ingresados en el Builder, por lo cual fue necesario dirigirse a la sección denominada “Components” del software e ingresar inicialmente algunos valores generales como la temperatura del reservorio, la densidad de los fluidos presentes y la viscosidad, como puede observarse en la Figura 46 .

---

<sup>56</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009. 185-210 p

**Figura 46.** Información general de las propiedades de los fluidos

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			132.29 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		57.081 lb/ft3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		0.7939
5	Water phase density (DENSI...)			62.4 lb/ft3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.0048
10	Compressibility (CW)			2.87545e-006 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			3182.7 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.577845 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	0 cp/psi

A continuación se ingresó la data del PVT de saturados al modelo y la data del PVT de insaturados como puede visualizarse en la Figura 47 y en la Figura 48 respectivamente.

**Figura 47.** Incorporación de la data del PVT para saturados al modelo dinámico.

PVT Table General Undersaturated Data

PVT Table Type: Oil and gas (PVT) Table Uses: Gas compressibility factor (ZG)

Include Oil Compressibility in PVT Table

Include Gas-oil Interfacial Tension in PVT Table

Tools

Differential liberation table parameters

Bubble point pressure

Oil formation vol. factor

Solution gas-oil ratio

#	p psi	Rs ft3/bbl	Bo	z	viso cp	visg cp	Commen
1	144.0878482	68.70836575	1.089800669	0.984690391	3.803926067	0.011638198	
2	208.7837976	77.6980965	1.09329164	0.977600042	3.69772097	0.011713281	
3	273.479747	86.95783956	1.096887465	0.970420691	3.599141013	0.011798351	
4	338.1756964	96.48474029	1.100587034	0.963183456	3.507558664	0.011892517	
5	402.8716458	106.2760815	1.104389294	0.955918652	3.422396354	0.011995305	
6	467.5675952	116.3292718	1.108293237	0.948655667	3.343124233	0.012106461	
7	532.2635446	126.6418359	1.112297902	0.941422855	3.269257414	0.012225863	
8	596.959494	137.2114054	1.11640237	0.93424744	3.200352947	0.012353472	
9	661.6554434	148.0357109	1.12060576	0.927155428	3.1360067	0.012489305	
10	726.3513928	159.1125745	1.124907225	0.920171533	3.075850266	0.012633413	

**Figura 48.** Incorporación de la data del PVT para insaturados al modelo dinámico.

The screenshot shows a software window titled 'PVT Table' with a sub-tab 'Undersaturated Data'. On the left, there is a tree view with 'BOT Tables', 'COT Tables', and 'VOT Tables', each containing a 'Table:1'. Below the tree are buttons for 'New Table', 'Insert Table', 'Copy Table', and 'Delete Table', along with a small icon. The main area displays a table with the following data:

#	p	viso	Comments
	psi	cp	
1	1502.702786	2.608246203	
2	1567.398735	2.613696353	
3	1632.094684	2.619413826	
4	1696.790634	2.625390871	
5	1761.486583	2.63162036	
6	1826.182533	2.638095721	
7	1890.878482	2.644810876	
8	1955.574431	2.651760195	
9	2020.270381	2.658938442	
10	2084.96633	2.666340745	
11	2149.66228	2.673962551	
12	2214.358229	2.681799601	
13	2279.054178	2.689847898	
14	2343.750128	2.698103684	
15	2408.446077	2.706563416	

Una vez se realizó la carga de la data del PVT se procede a dar continuidad al desarrollo del modelo dinámico con la sección roca – fluido que se explicará a continuación.

**5.2.4 Sección Roca – Fluido.** En ésta sección fue posible definir la data correspondiente a la permeabilidad relativa del agua y a la permeabilidad relativa del petróleo a diferentes valores de saturación de agua, para la matriz y la fractura de la unidad. A continuación se presenta la data correspondiente a ésta sección, en la Tabla 13 se especifican las permeabilidades relativas para la matriz de la Unidad N.

**Tabla 13.** Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la matriz vs saturación de agua.

Sw	Krw	Krow
0.2	0	0.914393438
0.234375	0.002313057	0.745314467
0.26875	0.004740441	0.602327423
0.303125	0.007344254	0.482515222
0.3375	0.010209827	0.383115468
Sw	Krw	Krow
0.371875	0.013447313	0.301522655
0.40625	0.017193395	0.235290566
0.440625	0.021612992	0.182134911
0.475	0.026900903	0.13993626
0.509375	0.033283428	0.10674331
0.54375	0.041019927	0.080776604
0.578125	0.050404342	0.060432793
0.6125	0.061766679	0.044289628
0.646875	0.075474454	0.031111954
0.68125	0.091934104	0.019859131
0.715625	0.111592361	0.009694705
0.75	0.134937606	0
1	1	0

Por otra parte, en la Tabla 14 se especifican las permeabilidades relativas correspondientes a la fractura de la unidad evaluada.

**Tabla 14.** Permeabilidad relativa del agua y del petróleo en la fractura vs saturación de agua

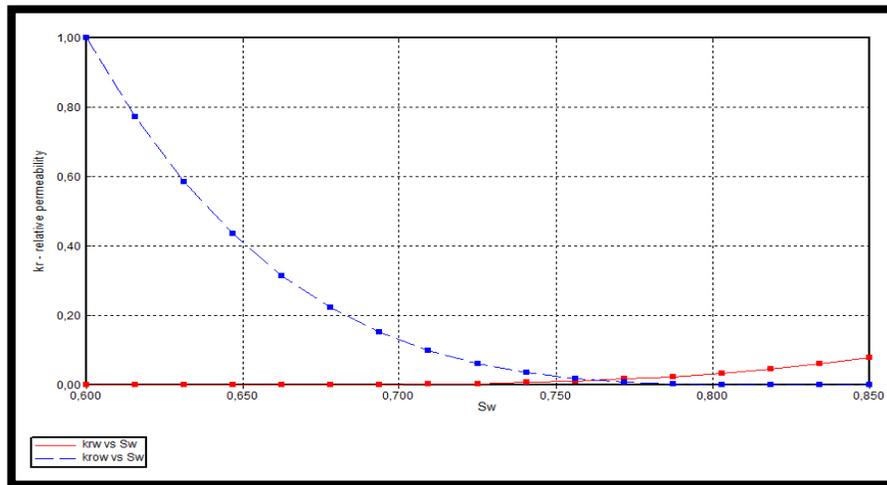
Sw	Krw	Krow
0.2	0	1
0.234375	0.0084336	0.9375
0.26875	0.0168672	0.875
0.303125	0.0253008	0.8125
0.3375	0.0337344	0.75
0.371875	0.042168	0.6875
0.40625	0.0506016	0.625
0.440625	0.0590352	0.5625
0.475	0.0674688	0.5
0.509375	0.0759024	0.4375
0.54375	0.084336	0.375
0.578125	0.0927696	0.3125

**Tabla 14.** (Continuación)

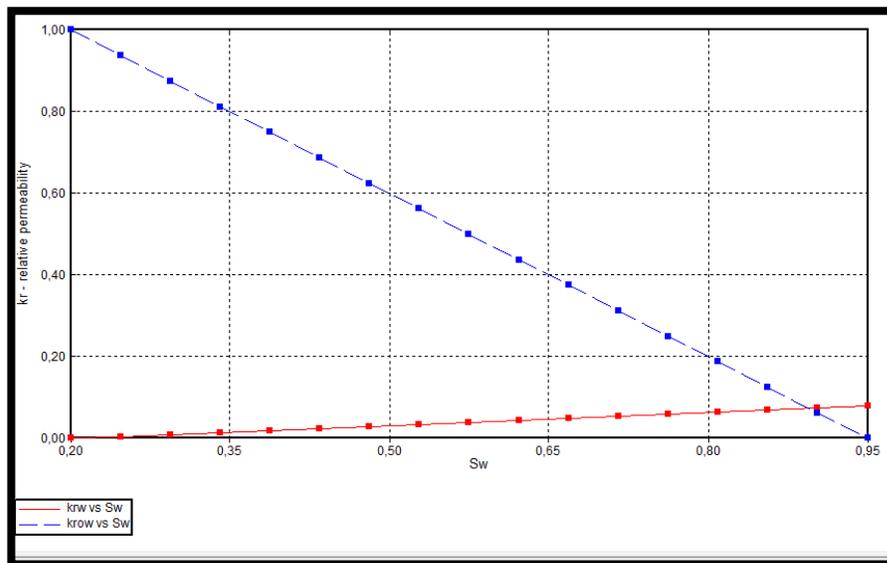
Sw	Krw	Krow
0.6125	0.101203	0.25
0.646875	0.109637	0.1875
0.68125	0.11807	0.125
0.715625	0.126504	0.0625
0.75	0.134938	0
1	1	0

A continuación, en la Gráfica 2 y en la Grafica 3, se muestra el comportamiento de las permeabilidades en la matriz y en la fractura (respectivamente), a los diferentes valores de saturaciones de agua, obtenidas por el simulador.

**Gráfica 2.** Permeabilidades relativas de la matriz.



**Gráfica 3.** Permeabilidades relativas de la fractura



Posteriormente se procedió a cargar la sección de condiciones iniciales al modelo, de la manera que se explica a continuación.

**5.2.5 Sección condiciones iniciales.** En ésta sección se incorporaron al modelo las condiciones iniciales del reservorio, teniendo en cuenta la presión de la unidad, su profundidad estructural, la profundidad a la que se encuentra el contacto agua – petróleo, así como la presión de burbuja, en la Tabla 15 presentada a continuación fueron descritas tales condiciones.

**Tabla 15.** Condiciones iniciales – Unidad N.

Condición inicial	Descripción / Valor
Sistema	Agua - Petróleo
Presión (psi)	4045,227599
Profundidad (ft)	4449
Profundidad contacto W-O (ft)	4007,8
Presión de burbuja (psi)	1502,7

Finalmente se incorporó al modelo la información correspondiente a la sección de pozos y datos recurrentes como se indica a continuación.

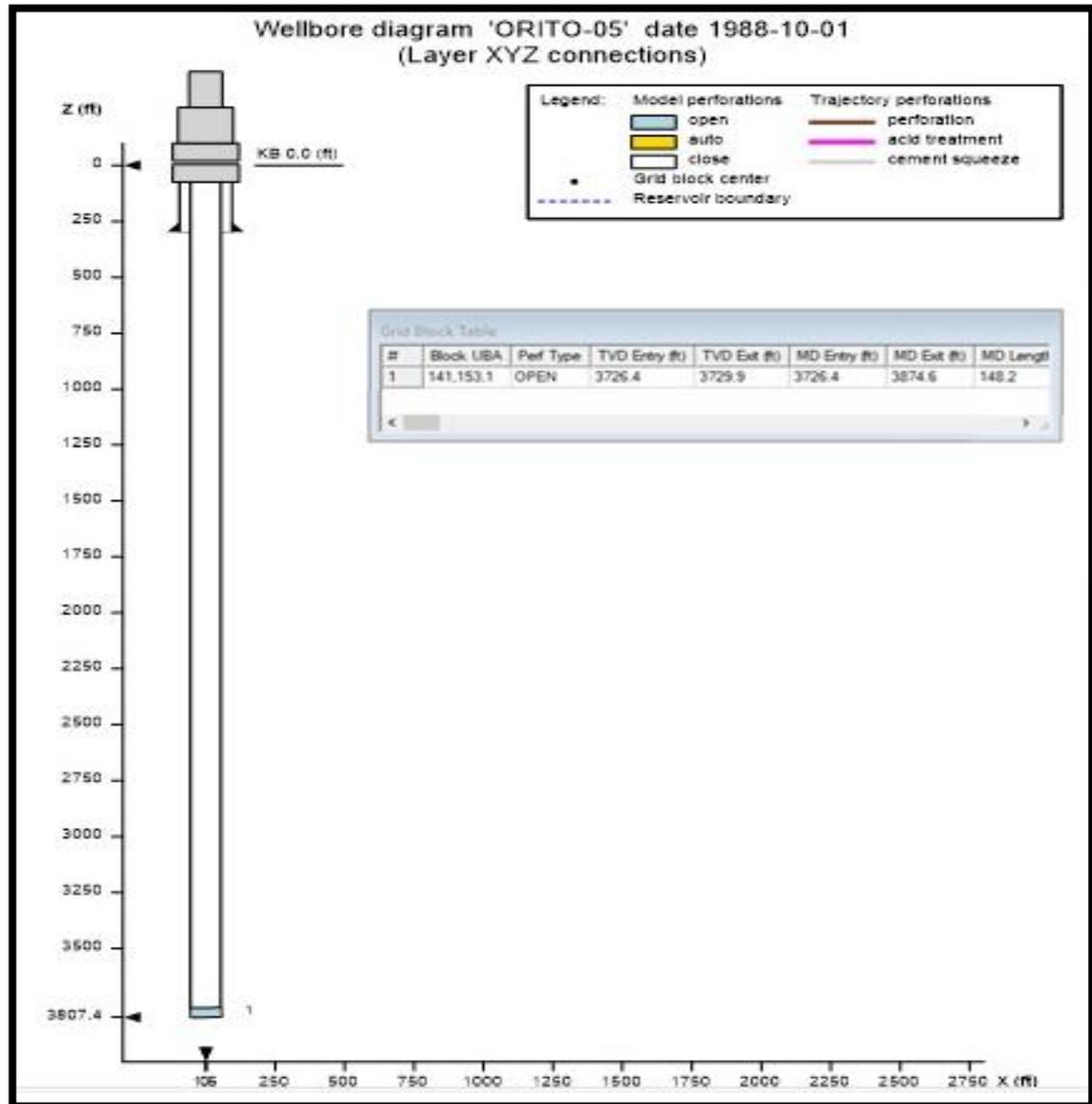
**5.2.6 Sección de pozos y datos recurrentes.** En ésta última sección del modelo se procede a incorporar las fechas de completamiento de los pozos incorporados al modelo, así mismo se incorpora la historia de producción de cada uno de ellos y se indica la fecha final de corrida para la valoración del modelo. Para el presente proyecto se iniciaron las corridas de la simulación el 01 de enero de 1968 y se finalizaron el 01 de julio de 2030, la evaluación de los esquemas de inyección se inició el 01 de julio de 2019 con un cierre de producción en los pozos que fueron convertidos a inyectoros el día 01 de junio de 2019.

**5.2.7 Control Numérico.** En éste módulo se indica al simulador cada cuanto tiempo serían realizados los cálculos correspondientes a la simulación, en el presente proyecto se utilizaron los máximos en cada step de 365 días y un mínimo de 0.001 día.

**5.2.8 Descripción de eventos de pozo.** El modelo actual cuenta con 2 pozos productores y ningún pozo inyector en la Unidad N de Formación Villeta. Sin embargo fueron analizados los pozos que en su trayectoria atraviesan la zona de interés a pesar de no haber sido completados en ésta unidad con el objetivo de establecer esquemas de inyección a evaluar mediante la simulación.

- **Pozo productor Orito-05.** En la Figura 49 se encuentra presentado el estado mecánico del pozo quien se completó el 01 de Octubre de 1988 y cuenta con una trayectoria vertical.

Figura 49. Estado mecánico del Pozo Productor Orito-05



Este pozo cuenta con un radio de 0.35417 ft y un daño correspondiente a -3.5 lo cual representa su estimulación como puede apreciarse en el Figura 50.

**Figura 50.** Datos de completamiento Pozo Orito-05.

Well index type	
Calculating well index method	Directional Weighting
Geometry:	
direction	K axis
radius (ft)	0.35417
geofac	N/A (computed)
wfrac	1
skin	-3.5
Use D for turbulent skin factor	<input type="checkbox"/> TURB
Use quadratic gas inflow	<input type="checkbox"/> QUAD
Use pseudo-pressure gas inflow	<input type="checkbox"/> PSEUDOP
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	LAYERXYZ apply only with GEOA

En la Tabla 16 se presenta la información correspondiente a la historia de producción de petróleo del pozo con base a la digitalización de las gráficas de producción diaria presentada en el trabajo de grado soporte.

**Tabla 26.** Datos históricos de producción Pozo Orito – 05.

Orito-05: Oil Rate					
Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
4/10/1988	4.06779661	11/01/1994	65.0847458	28/09/1997	87.4576271
5/11/1988	71.1864407	6/03/1994	2.03389831	2/11/1997	97.6271186
4/04/1989	50.8474576	31/10/1994	0	29/12/1997	67.1186441
17/05/1989	589.830508	31/01/1995	231.864407	1/04/1998	40.6779661
29/07/1989	309.152542	5/04/1995	154.576271	7/05/1998	58.9830508
9/09/1989	414.915254	9/06/1995	107.79661	23/09/1998	77.2881356
5/12/1989	162.711864	29/07/1995	122.033898	1/11/1998	38.6440678
7/05/1990	256.271186	6/09/1995	162.711864	9/03/1999	109.830508
23/09/1990	183.050847	29/10/1995	146.440678	3/06/1999	56.9491525
4/12/1990	120	2/01/1996	103.728814	21/03/2000	73.220339
27/02/1991	231.864407	13/02/1996	115.932203	9/09/2000	48.8135593

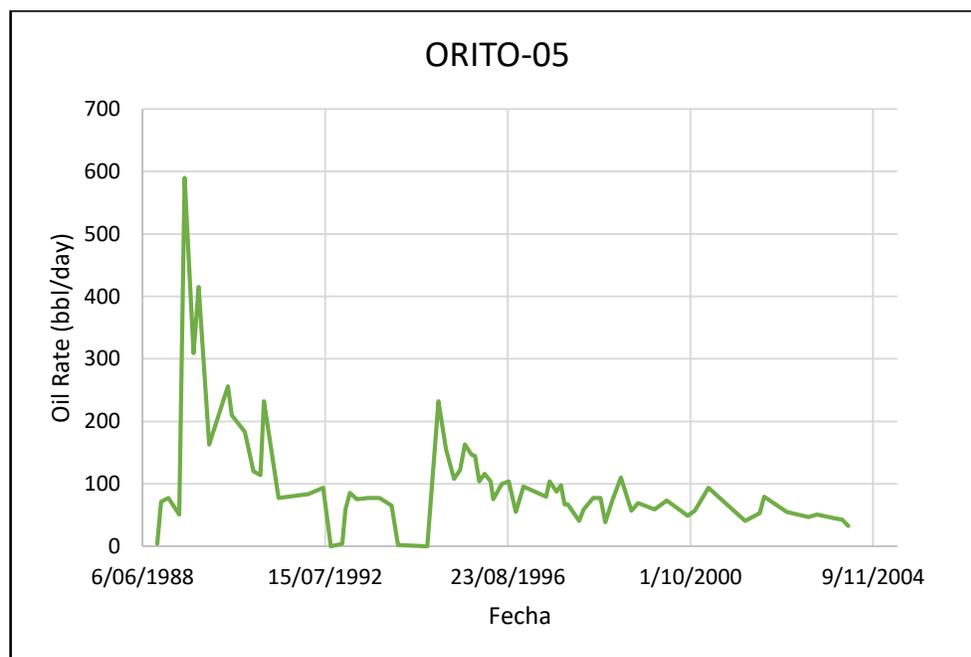
**Tabla 16.** (Continuación)

Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
29/06/1991	77.2881356	25/04/1996	75.2542373	27/02/2001	93.559322
27/06/1992	93.559322	5/07/1996	99.6610169	24/12/2001	40.6779661
31/08/1992	0	31/08/1996	103.728814	29/05/2002	79.3220339
1/12/1992	4.06779661	27/10/1996	54.9152542	28/05/2003	46.779661
29/12/1992	58.9830508	30/12/1996	95.5932203	8/08/2003	50.8474576
3/02/1993	85.4237288	4/07/1997	79.3220339	1/03/2004	42.7118644
3/10/1993	77.2881356	1/08/1997	103.728814	20/04/2004	32.5423729

**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

En la Gráfica 4 se presenta la tasa de producción diaria de petróleo del Pozo Orito – 05 desde el 04 de Octubre hasta el 20 de Abril de 2004, en donde se evidencia la declinación en la producción del pozo.

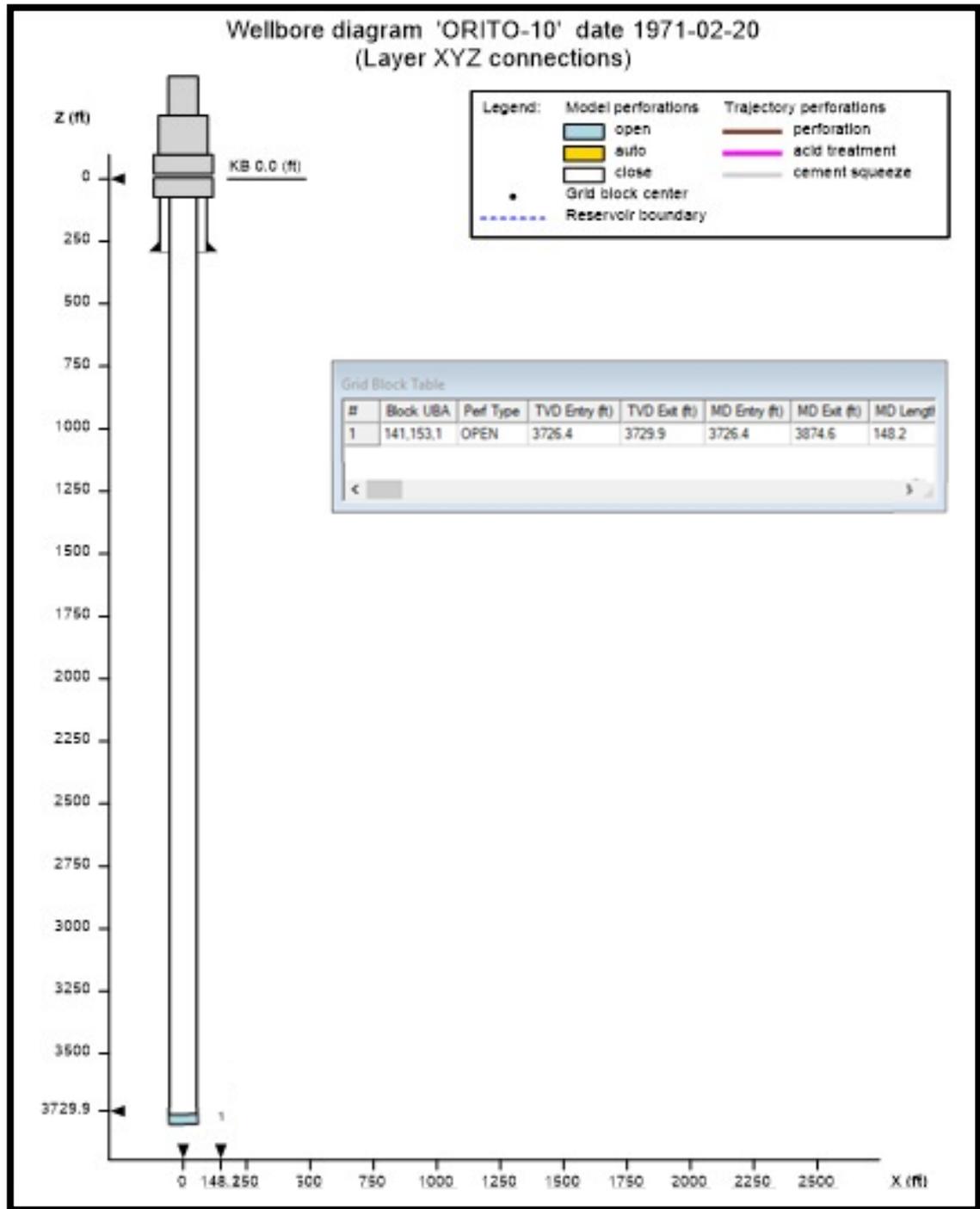
**Gráfica 4.** Tasa de producción de petróleo por día en Pozo Orito – 05.



**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

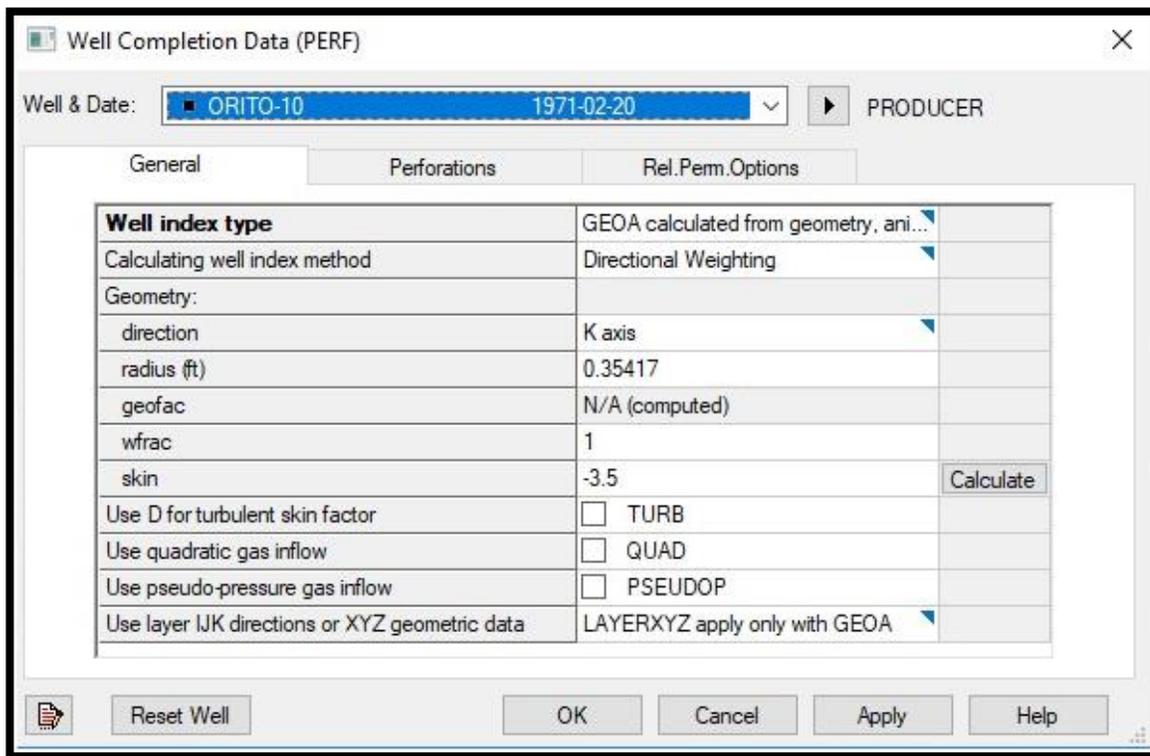
- **Pozo productor Orito-10.** En la Figura 51 se encuentra representado el estado mecánico del pozo quien se completó el 20 de Febrero de 1971, con una trayectoria vertical.

**Figura 51.** Estado mecánico del Pozo Productor Orito-10.



Éste pozo cuenta con un radio de 0.35417 ft y un daño correspondiente a -3.5 como puede apreciarse en el Figura 52

**Figura 52.** Datos de completamiento Pozo Orito-10.



En la Tabla 17 se presenta la información correspondiente a la historia de producción de petróleo que ha tenido el pozo, lo anterior con base a la digitalización de las gráficas de producción diaria.

**Tabla 17.** Datos históricos de producción Pozo Orito – 1

Orito-10: oil rate					
Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
18/01/1971	0	11/08/1986	64.9446494	10/07/1995	94.4649446
20/02/1971	135.793358	9/02/1987	97.4169742	22/12/1995	47.2324723
10/10/1971	112.177122	14/10/1987	109.225092	26/02/1996	109.225092
25/04/1972	115.129151	5/07/1988	79.704797	16/04/1996	70.8487085
7/10/1972	103.321033	20/07/1989	64.9446494	26/08/1996	85.6088561
13/07/1974	85.6088561	8/03/1990	2.95202952	31/10/1996	14.7601476
23/05/1975	153.505535	16/01/1991	2.95202952	22/01/1997	70.8487085
17/10/1976	73.800738	23/03/1991	374.907749	16/12/1998	35.4243542

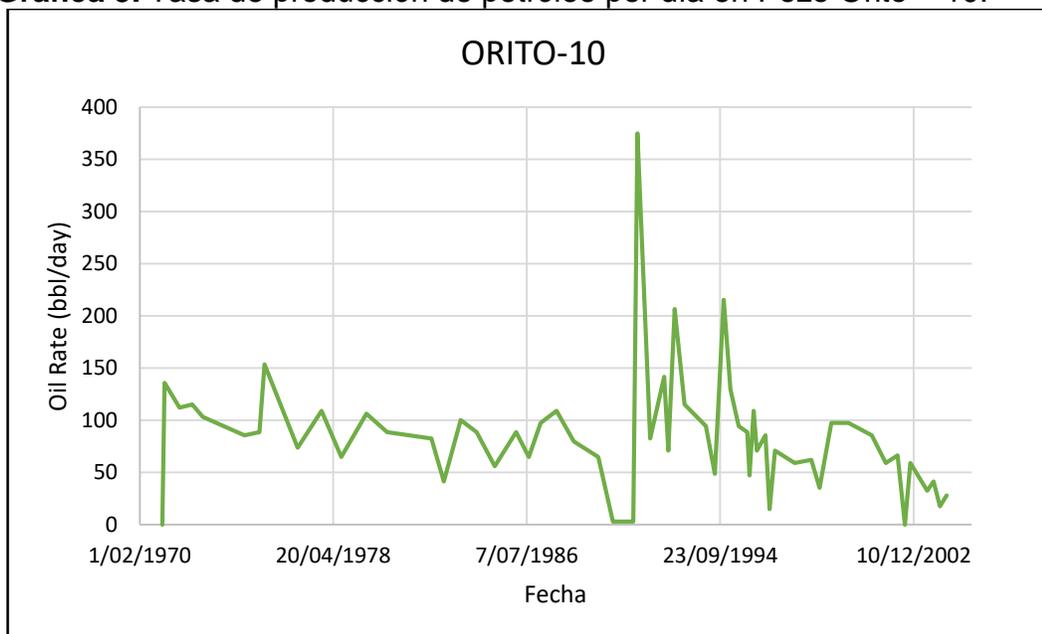
**Tabla 173.** (Continuación)

Date	Rate	Date	Rate	Date	Rate
23/10/1977	109.225092	7/10/1991	82.6568266	16/06/1999	97.4169742
25/08/1978	64.9446494	9/05/1992	141.697417	5/03/2001	85.6088561
17/09/1979	106.273063	14/07/1992	70.8487085	6/04/2002	66.4206642
4/08/1980	88.5608856	21/10/1992	206.642066	30/07/2002	0
28/12/1982	41.3284133	19/03/1993	115.129151	21/10/2002	59.0405904
18/09/1983	100.369004	13/02/1994	94.4649446	12/07/2003	32.4723247
23/05/1984	88.5608856	3/07/1994	48.7084871	19/10/2003	41.3284133
28/02/1985	56.0885609	20/11/1994	215.498155	26/01/2004	17.7121771
25/01/1986	88.5608856	28/02/1995	129.889299	5/05/2004	28.0442804

**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andrés. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. p. 100-120. Modificado por los Autores.

En la Gráfica 5 se presenta la tasa de producción diaria de petróleo del Pozo Orito – 10 desde el 20 de Febrero de 1971 hasta el 05 de Mayo de 2004, en donde también se evidencia la declinación en la producción del pozo, motivo por el cual se realizó la evaluación de un esquema de inyección que favoreciera la producción del pozo Orito – 10.

**Gráfica 5.** Tasa de producción de petróleo por día en Pozo Orito – 10.

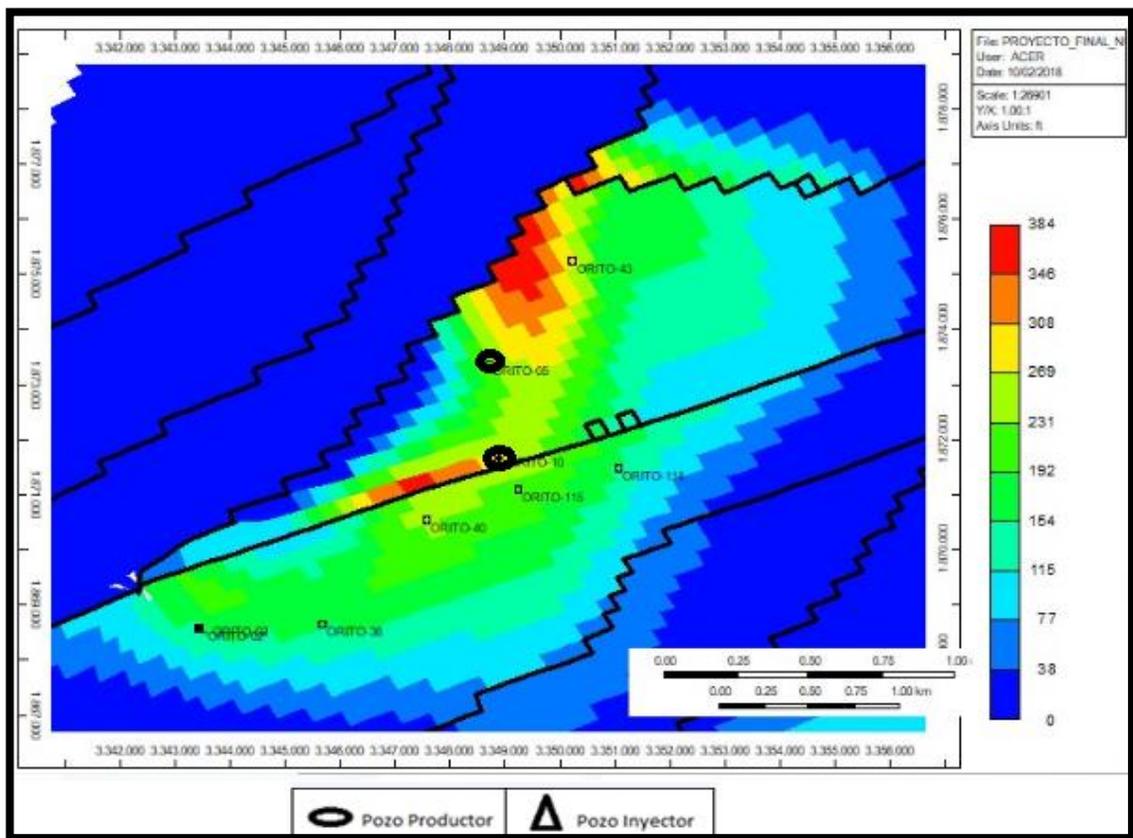


**Fuente:** CORTES DAZA, Carlos Andres. LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo. Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005. Modificado por los Autores.

### 5.3 CASO BASE

A continuación se describe el caso base del modelo dinámico evaluado mediante la simulación de inyección, en el cual los pozos Orito – 05 (abierto el 04 de Octubre de 1988 ) y Orito – 10 (abierto el 20 de Febrero de 1971) continuaban en producción al 05 de mayo de 2004, fecha límite además con la que se contó con historia de producción correspondiente a la producción de Campo Orito proveniente de la Formación Villeta en la Unidad N, por lo anterior se estimó que los pozos continuarían sin ser cerrados hasta el 01 de Julio de 2018. Para el caso base se determinó que la producción de éstos pozos continúo hasta el 01 de Julio de 2030 sin realizar inyección de agua. En la Figura 53 se presenta el esquema correspondiente al caso base.

**Figura 53.** Esquema caso base



Es importante resaltar que se debieron realizar algunos ajustes al modelo dinámico debido a la alta incertidumbre de los datos reportados en la tesis guía, como la historia de producción, de manera que se procedió a efectuar sensibilidades que ajustaran el modelo inicial como se especifica en el cotejo histórico guía.

**5.3.1 Cotejo Histórico.** A continuación, se presentan los resultados obtenidos por el simulador cuando se ingresa la data anteriormente mencionada, en la Figura 54, 55, 56 y 57 es posible observar que los resultados no se ajustan con respecto al histórico de producción de líquido de los pozos Orito-01, Orito-02, Orito-05, Orito-10 y Orito-22 respectivamente.

Es importante resaltar que el cotejo histórico correspondiente al caso base se realizó teniendo en cuenta la producción líquida de cada pozo, por otra parte, en la Figura 58, 59, 60 y 61 se presenta el resultado correspondiente a la producción de petróleo de los pozos indicados previamente en su mismo orden.

**Figura 54.** Producción de líquido Pozo Orito – 01 sin ajustar.

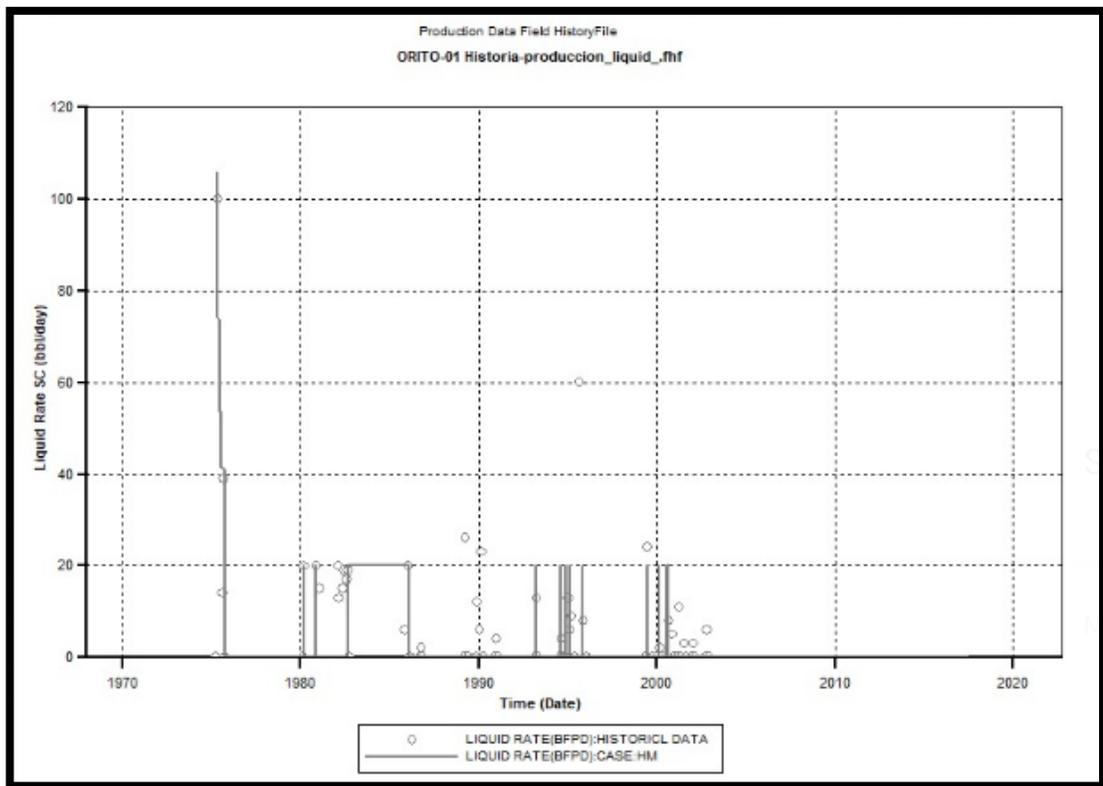


Figura 55. Producción de líquido Pozo Orito – 02 sin ajustar.

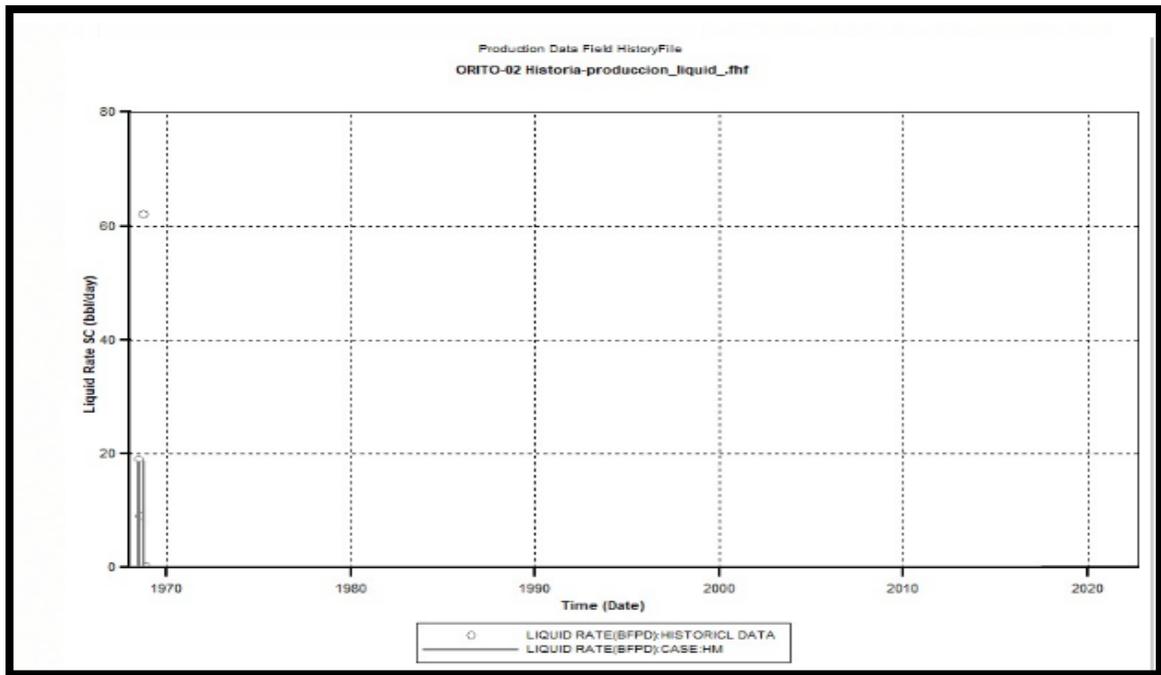


Figura 56. Producción de líquido Pozo Orito – 05 sin ajustar.

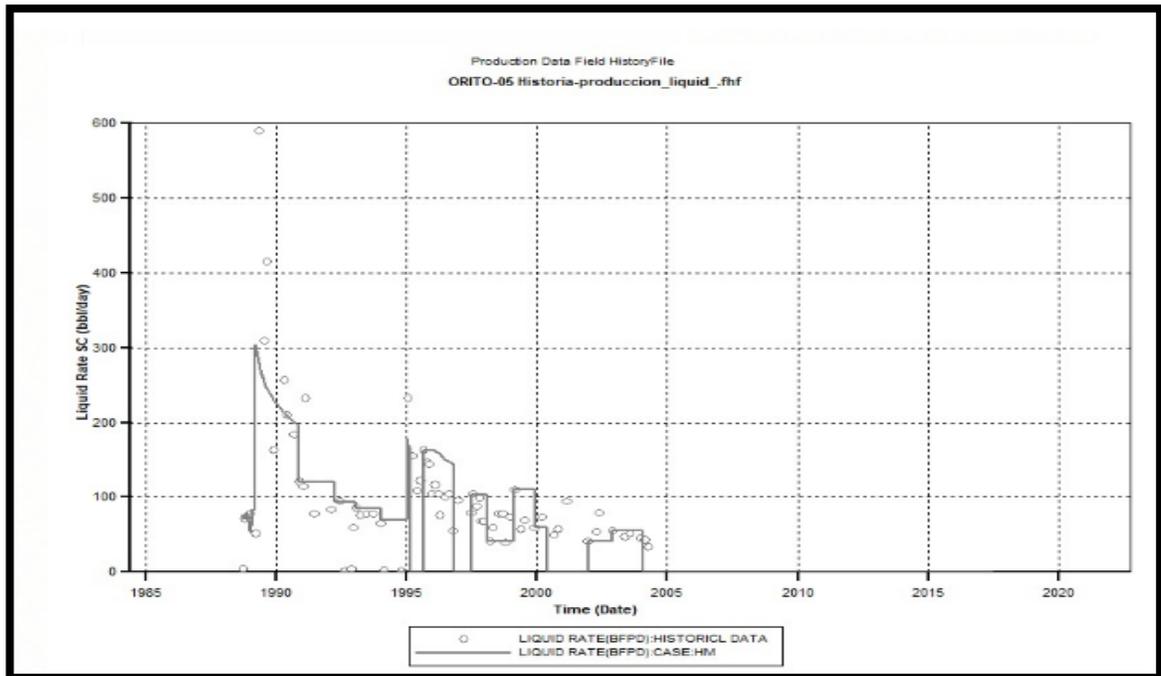


Figura 57. Producción de líquido Pozo Orito – 10 sin ajustar.

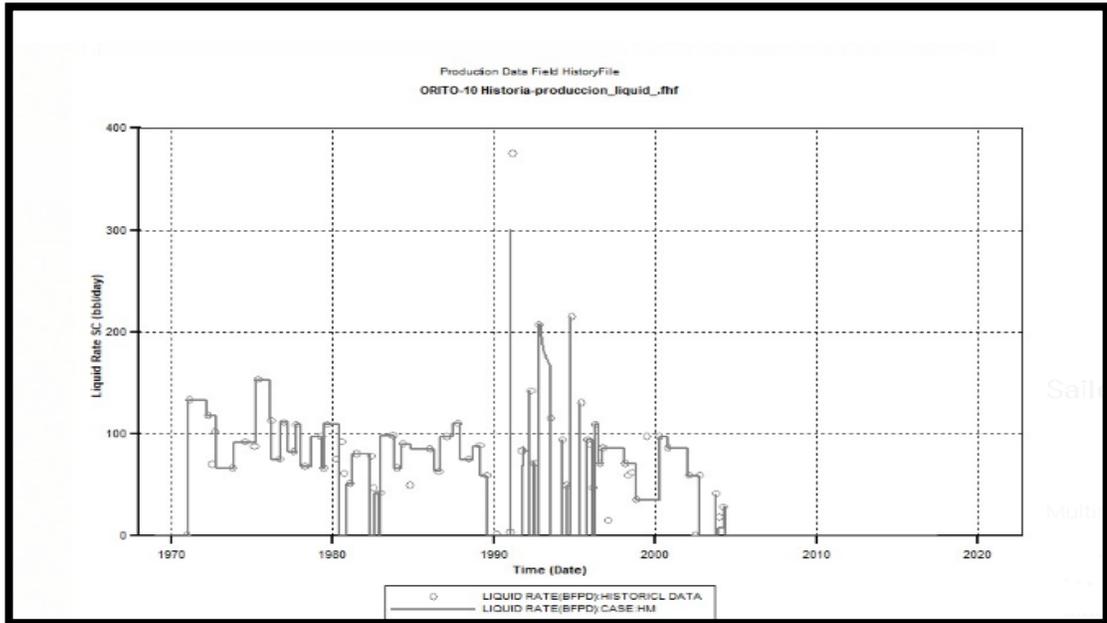


Figura 58. Producción de líquido Pozo Orito – 22 sin ajustar.

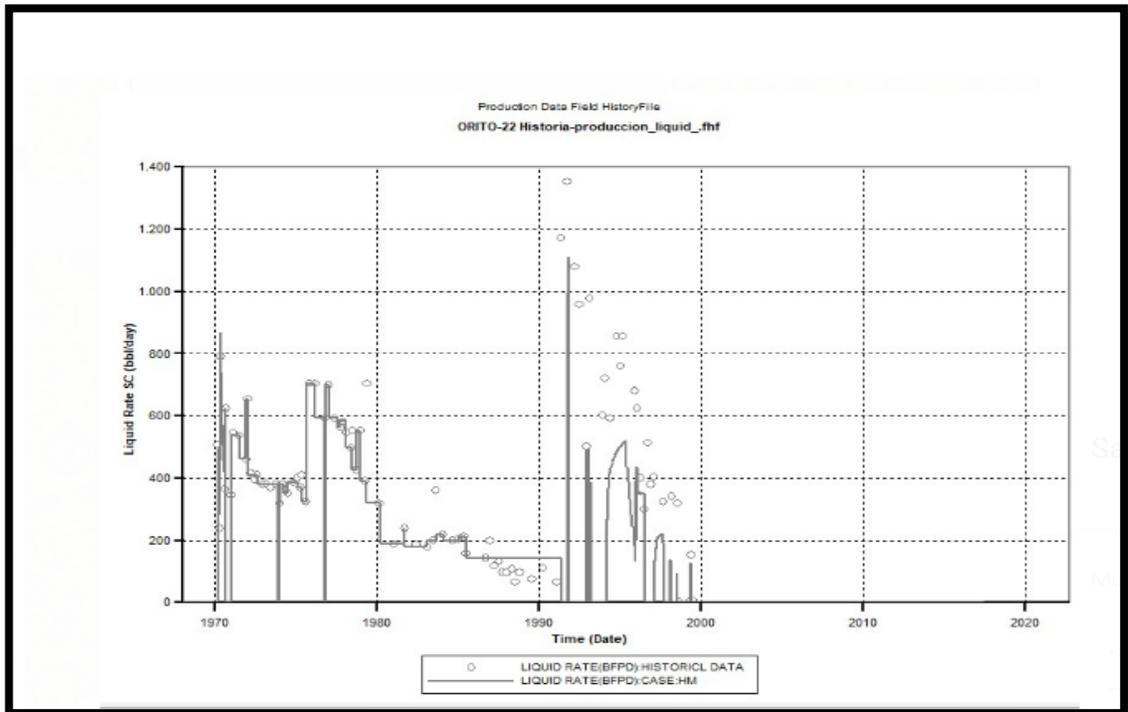


Figura 59. Producción de petróleo Pozo Orito – 01 sin ajustar

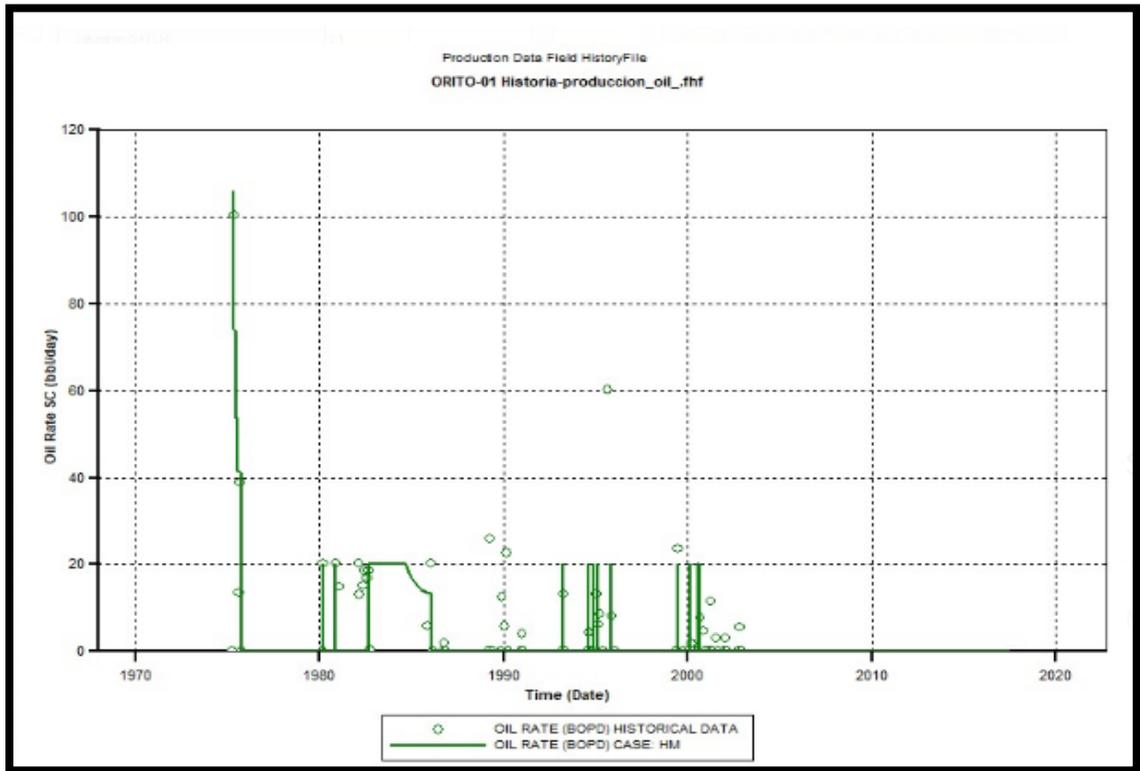


Figura 60. Producción de petróleo Pozo Orito – 02 sin ajustar

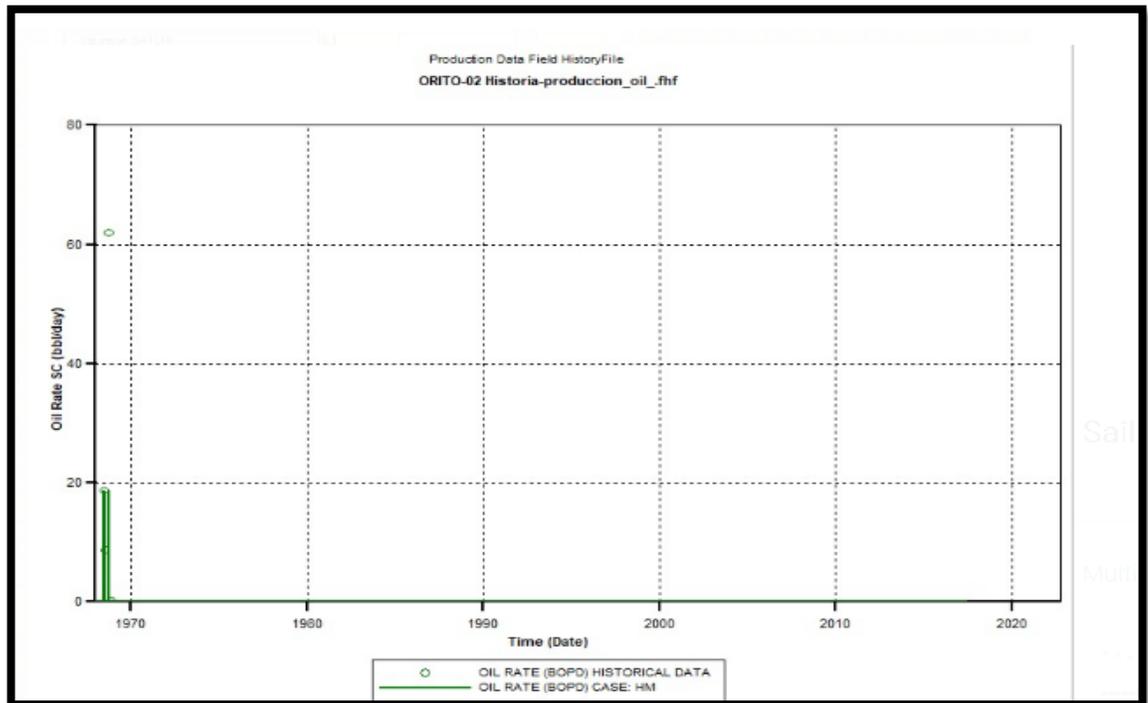


Figura 61. Producción de petróleo Pozo Orito – 05 sin ajustar.

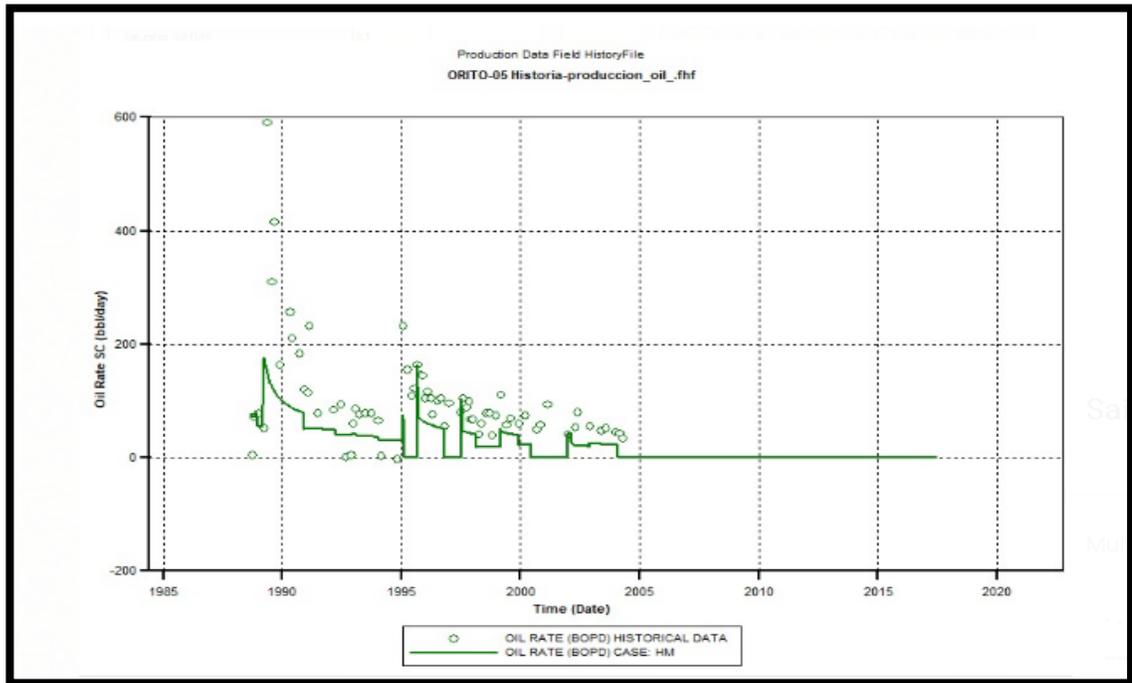
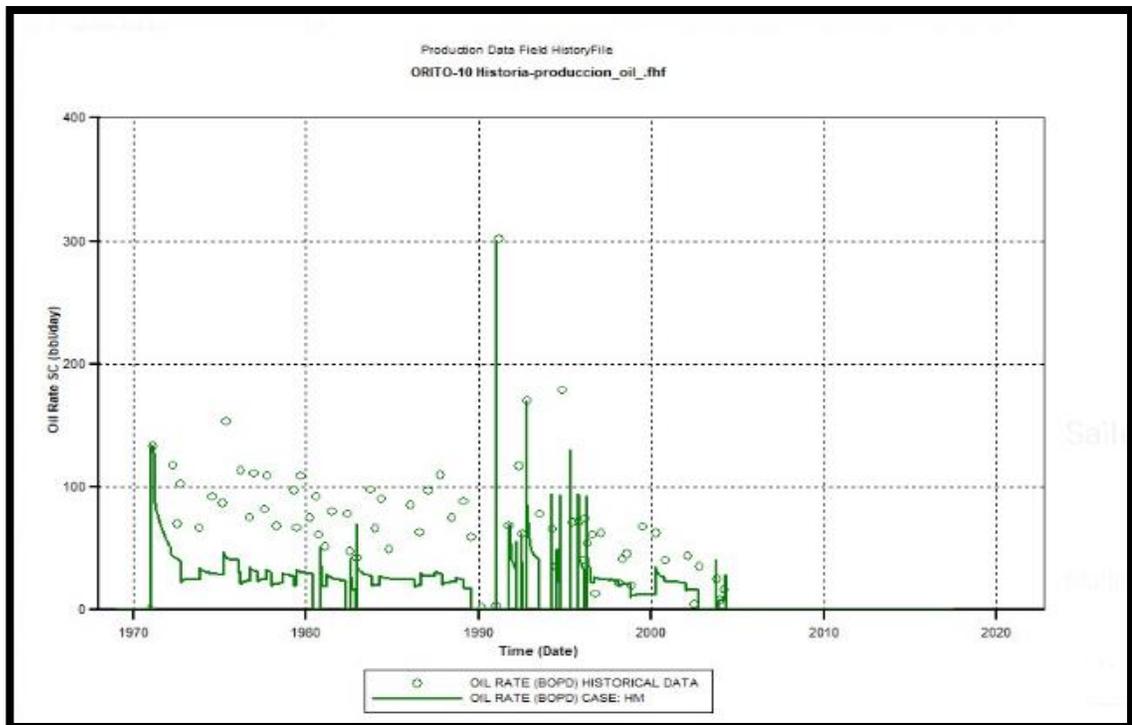
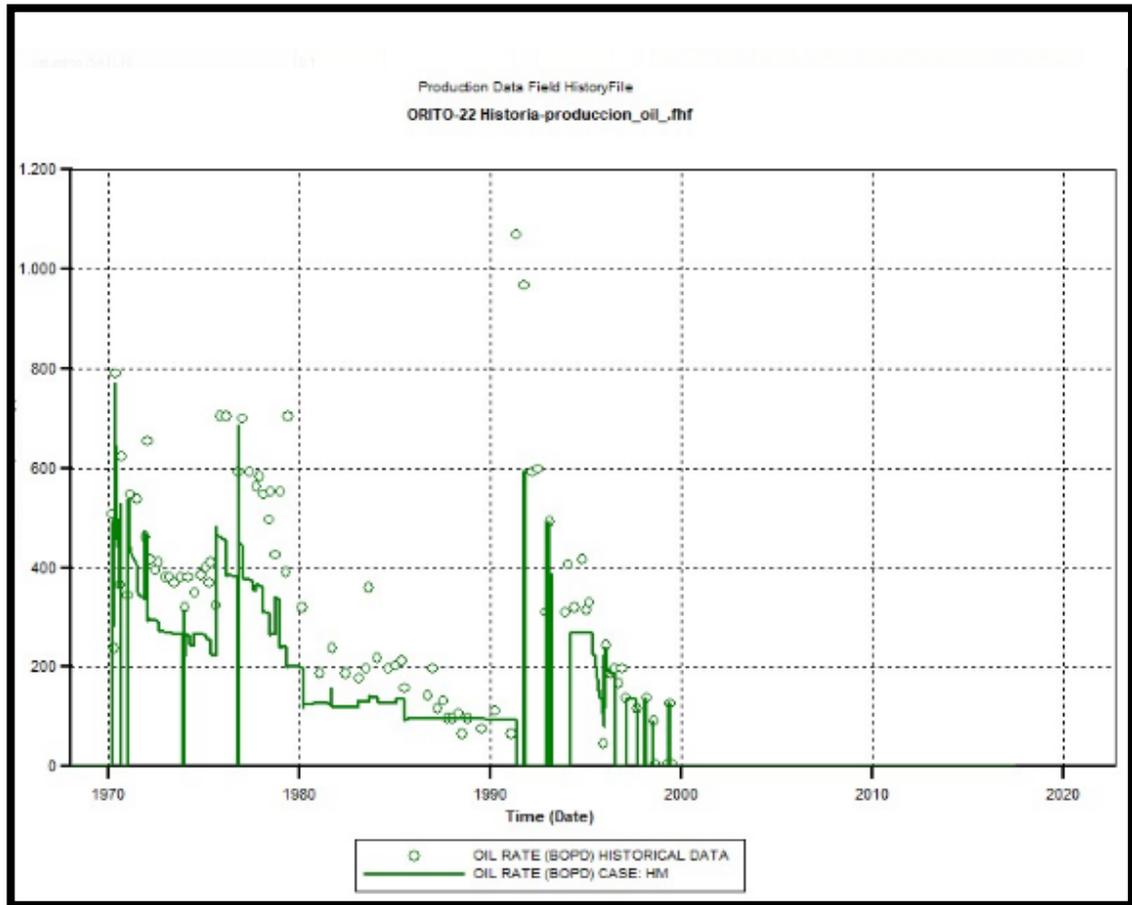


Figura 62. Producción de petróleo Pozo Orito – 10 sin ajustar.



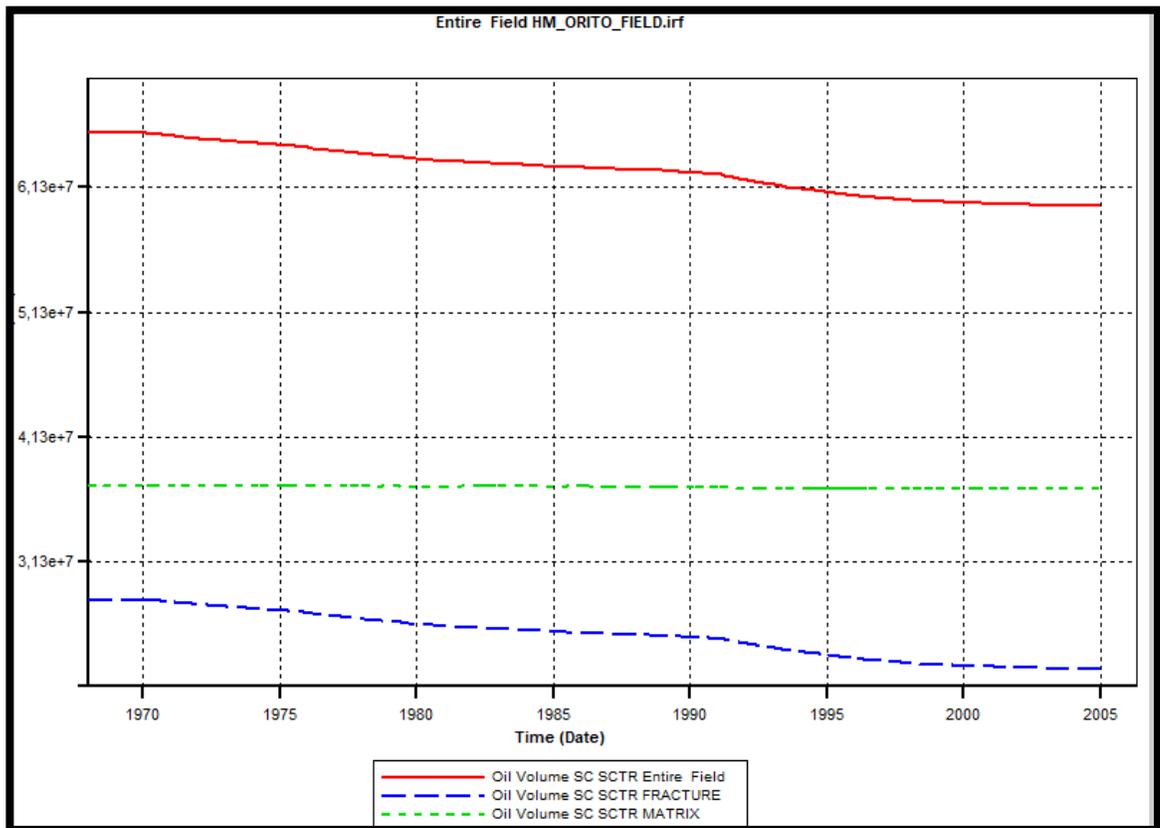
**Figura 63.** Producción de petróleo Pozo Orito – 22 sin ajustar



Adicionalmente para lograr el ajuste del modelo se procedió a modificar el OOIP debido a que el valor reportado en la tesis guía correspondía a 14,7 MMBbl sin tener en cuenta las fracturas del yacimiento en el modelo, mientras que en el presente proyecto utilizando las debidas fracturas, el valor del OOIP se encontraba cercanos a los 114,5 MMBbl. Razón por la cual se realizaron diferentes sensibilidades con el NTG (net to gross) para lograr el comportamiento requerido, utilizando un factor que multiplica la propiedad de la porosidad con  $(NTG/114,1)$ .

Después de varias sensibilidades realizadas con el NTG, se eligió el factor que mejor representaba el comportamiento del modelo guía en la Figura 64 se presenta el NTG de 15, en el que se evidencia el OOIP reportado en la matriz es de 21,7 MMBls y en la fractura 16,7 MMBls.

**Figura 63.** Sensibilidades factor Net to Gross. Sensibilidad NTG15

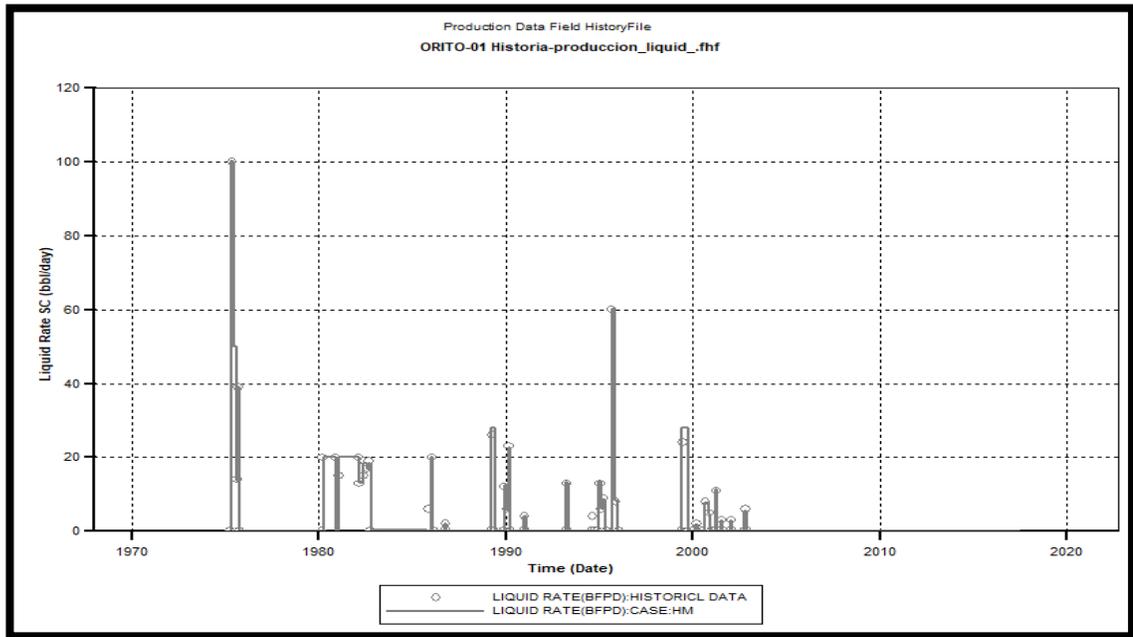


Cabe resaltar que la sensibilidad del NTG fue evaluada dependiendo al ajuste  $N_p$  (Petróleo Producido) por pozo que se reportaba con cada ajuste, ya que esta variable fue utilizada como guía en el ajuste del modelo.

Posteriormente se procedió a realizar un ajuste minucioso de los eventos de pozo revisando las fechas de cierre de producciones, así como las tasas de producción de líquido para luego proceder al ajuste de la tasa de producción de petróleo, éste último se realizó por medio de sensibilidades con la variable  $S_{or}$  (Saturación de petróleo) en la fractura y el  $K_{rw}$  (End Point de la permeabilidad relativa del agua) en la fractura. Después de múltiples sensibilidades realizadas el  $S_{or}$  se redujo hasta un 5% y el  $K_{rw}$  a 0.08, favoreciendo el movimiento del petróleo en las fracturas de la formación, por otra parte se redujo el valor correspondiente a la permeabilidad relativa del agua en las fracturas respecto a la matriz a un valor de 0.1349 debido a que la relación favorecería al movimiento de más petróleo que de agua en la matriz.

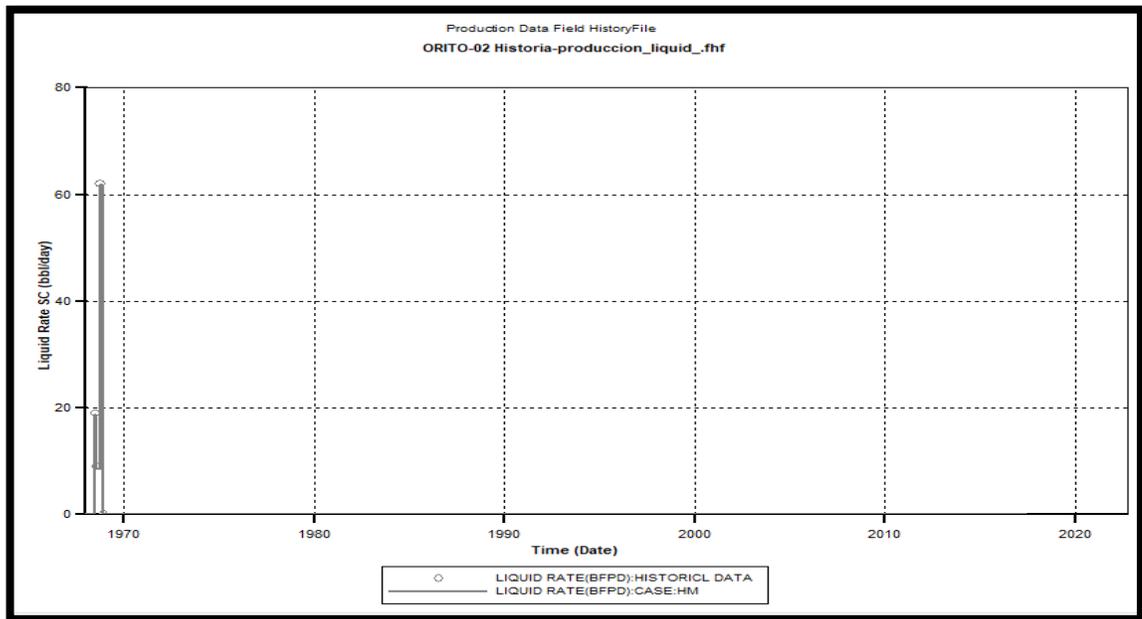
En la Figura 64 se presenta el cotejo correspondiente al Pozo Orito – 01 quien produjo del 30 de marzo de 1975 al 03 de diciembre de 2002.

**Figura 64.** Cotejo histórico líquido del caso base en el Pozo Orito – 01.



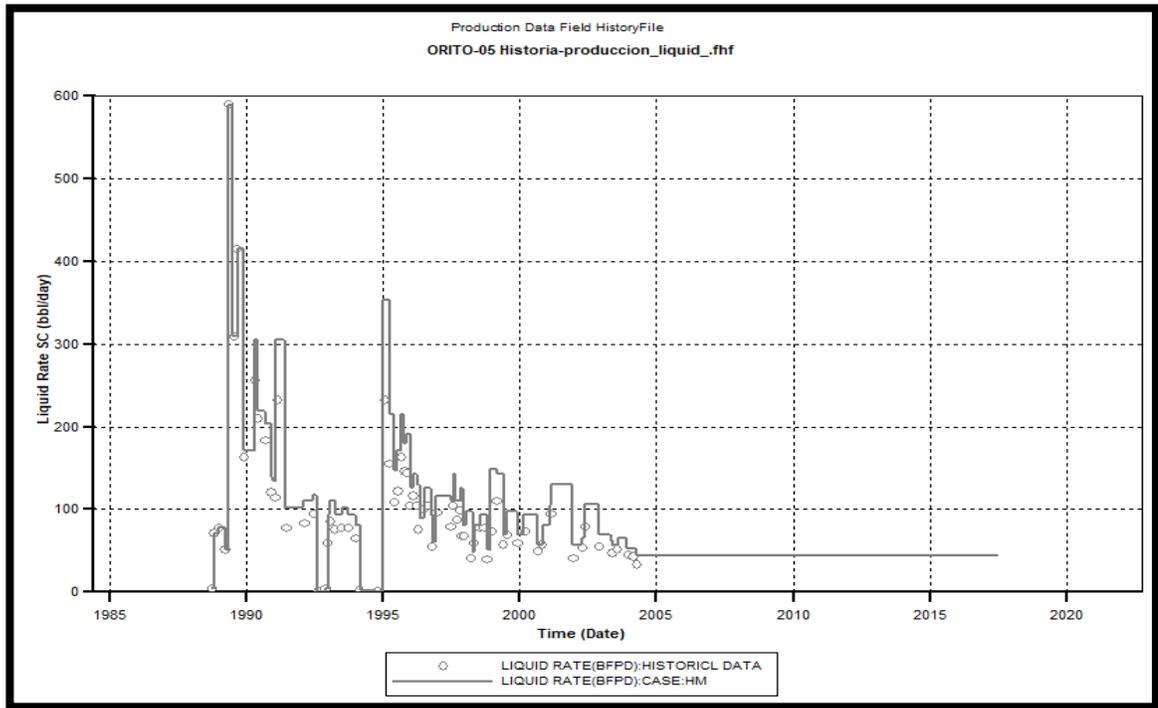
Posteriormente se presenta en la Figura 65 el cotejo histórico líquido del Pozo Orito – 02 quien produjo del 07 de Julio de 1968 al 13 de diciembre de 1968.

**Figura 645.** Cotejo histórico líquido del caso base en el Pozo Orito – 02.



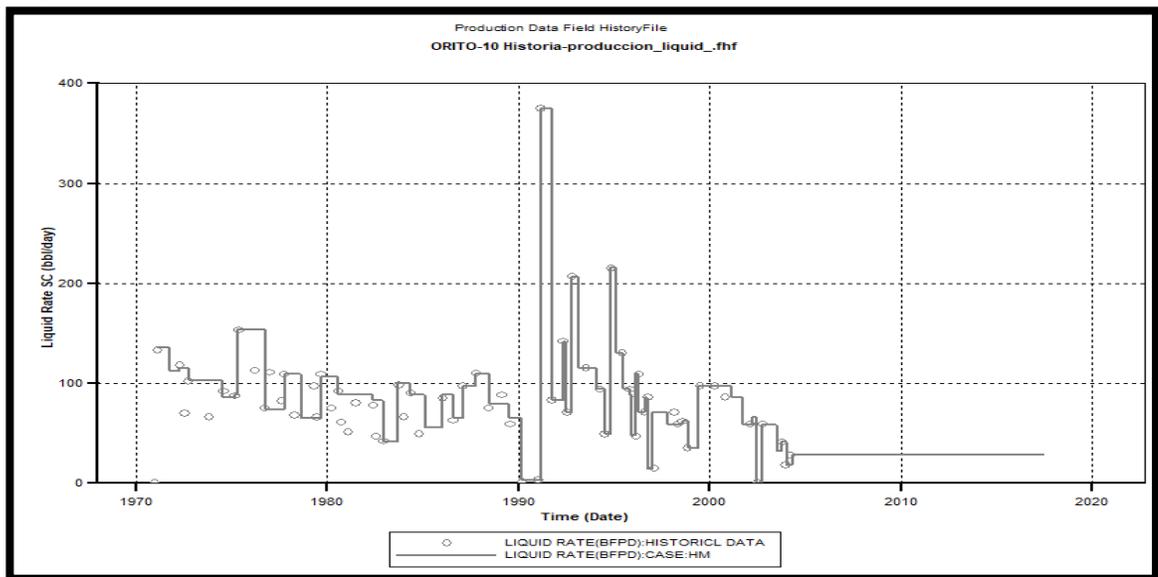
Por otra parte, en la Figura 566 se presenta el cotejo histórico líquido del Pozo Orito – 05 quien inicio su producción el 04 de Octubre de 1988.

**Figura 65.** Cotejo histórico líquido del caso base en el Pozo Orito – 05.



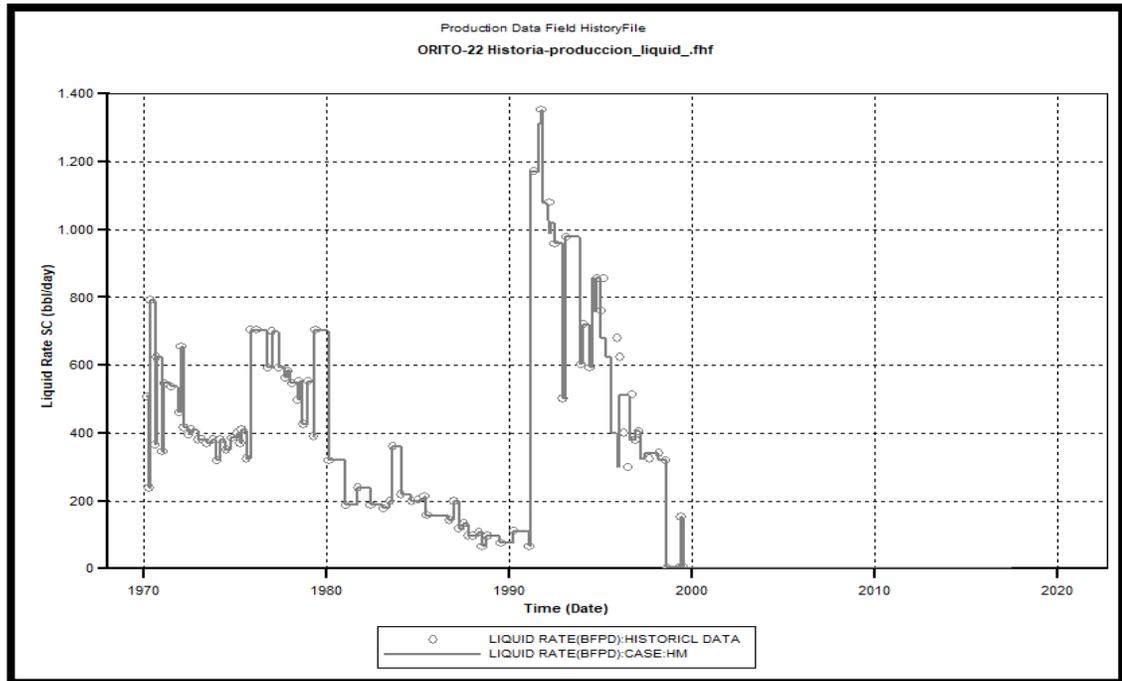
A continuación, se presenta en la Figura 68 el cotejo histórico líquido correspondiente al Pozo Orito – 10, quien inicio su producción el 20 de Febrero de 1971.

**Figura 66.** Cotejo histórico líquido del caso base en el Pozo Orito – 10



Finalmente, en la Figura 69 se presenta el cotejo histórico de la tasa de líquido correspondiente al Pozo Orito – 22 quien produjo desde el 25 de febrero de 1970 hasta el 23 de Julio de 1999.

**Figura 67.** Cotejo histórico líquido del caso base en el Pozo Orito – 22



Por otra parte se presenta en la Figura 69 el resultado correspondiente a la producción de petróleo acumulado para el pozo Orito-01, en la Figura 70 se presenta dicho resultado para el pozo Orito-02, así mismo en la Figura 71 es posible observar la producción de petróleo acumulado del pozo Orito-05 quien llegó a acumular 505.850 barriles de petróleo para el 01 de enero de 2004, por otra parte el petróleo acumulado a la misma fecha para el pozo Orito-10 corresponde a 884.040 barriles de petróleo como puede notarse en la Figura 72 finalmente en la Figura 73 se presenta el resultado correspondiente al petróleo acumulado del Pozo Orito-22.

Figura 68. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio de 2019 del Pozo Orito – 01

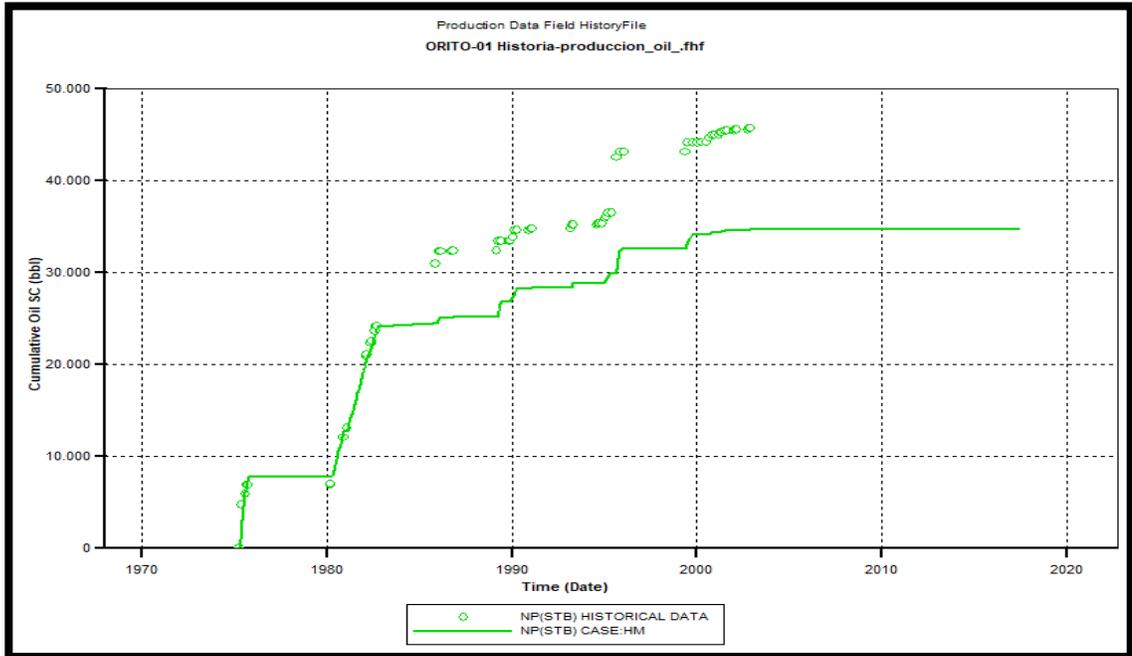


Figura 69. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio de 2019 del Pozo Orito – 02.

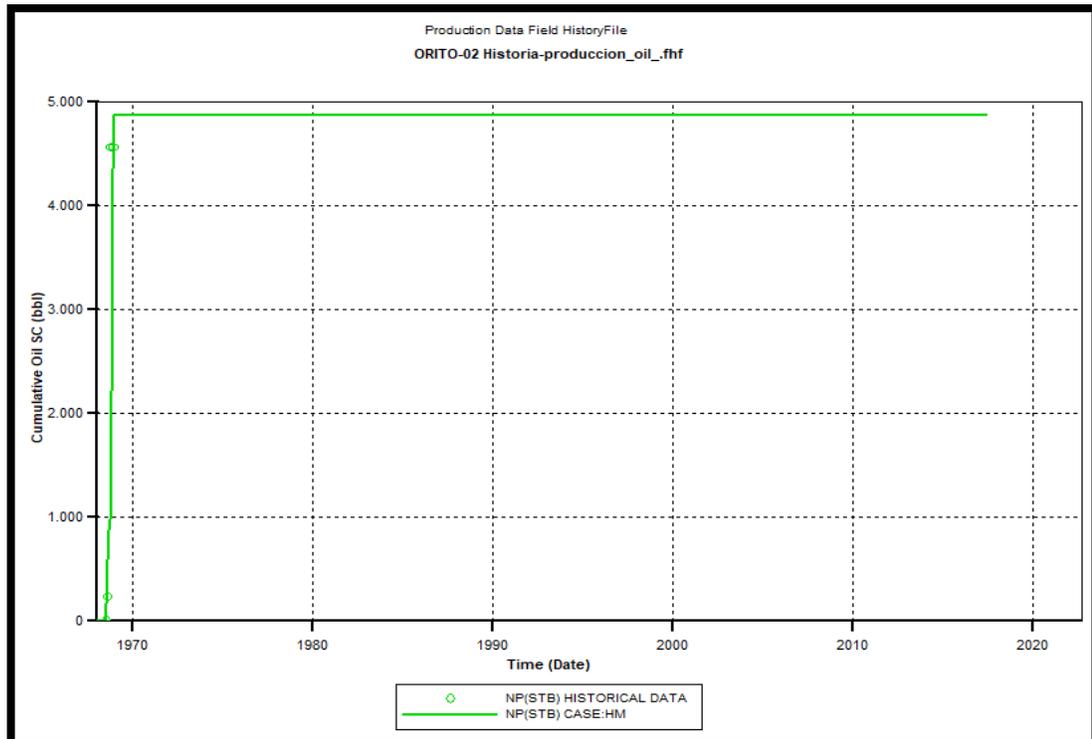


Figura 70. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio del 2019 del Pozo Orito – 05.

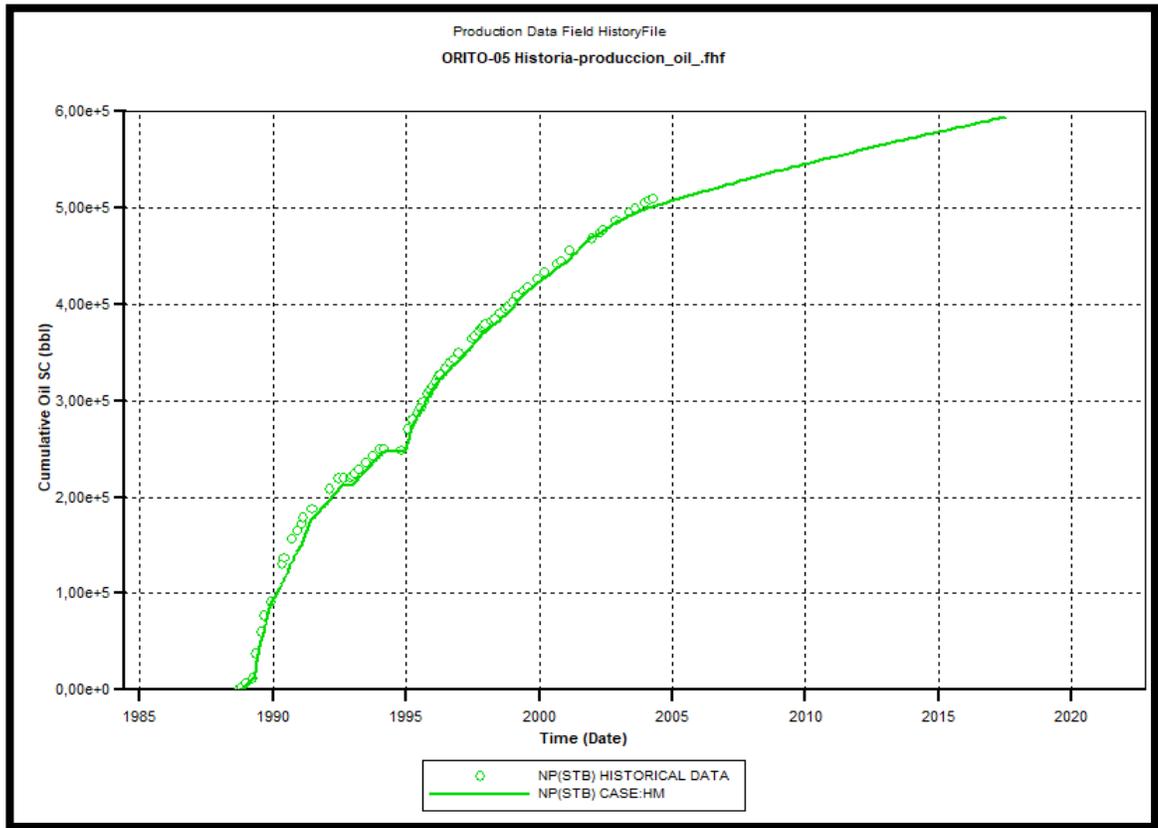
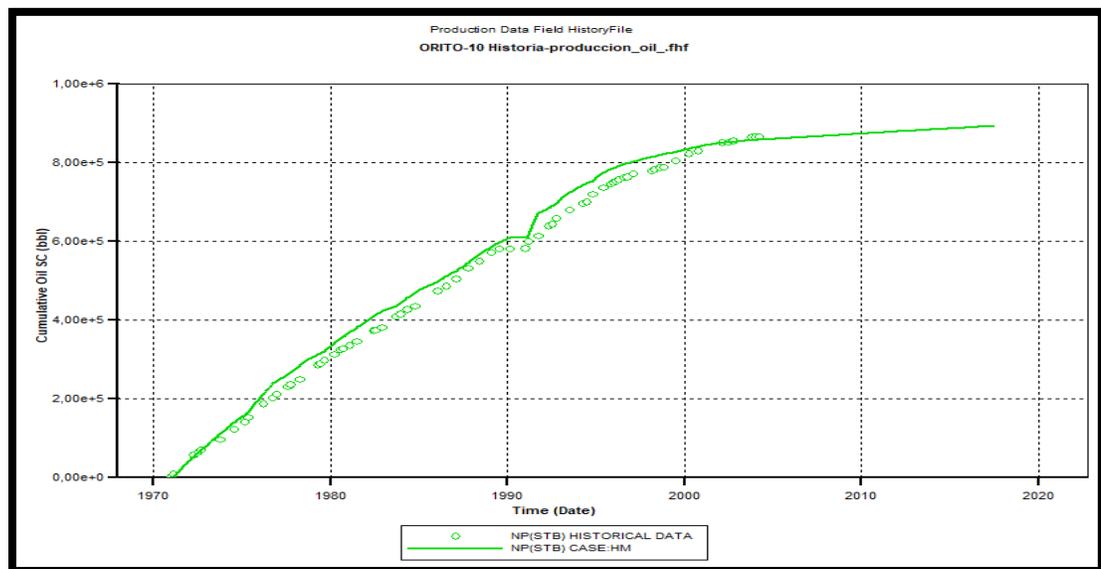
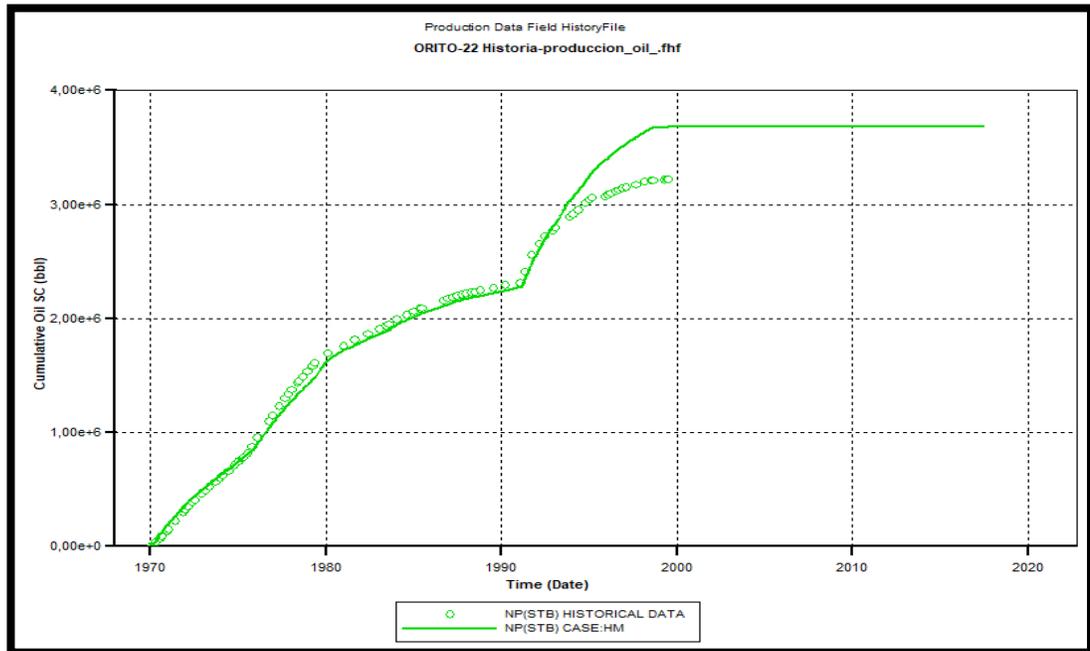


Figura 71. Petróleo acumulado hasta el 01 de julio del 2019 del Pozo Orito – 10.

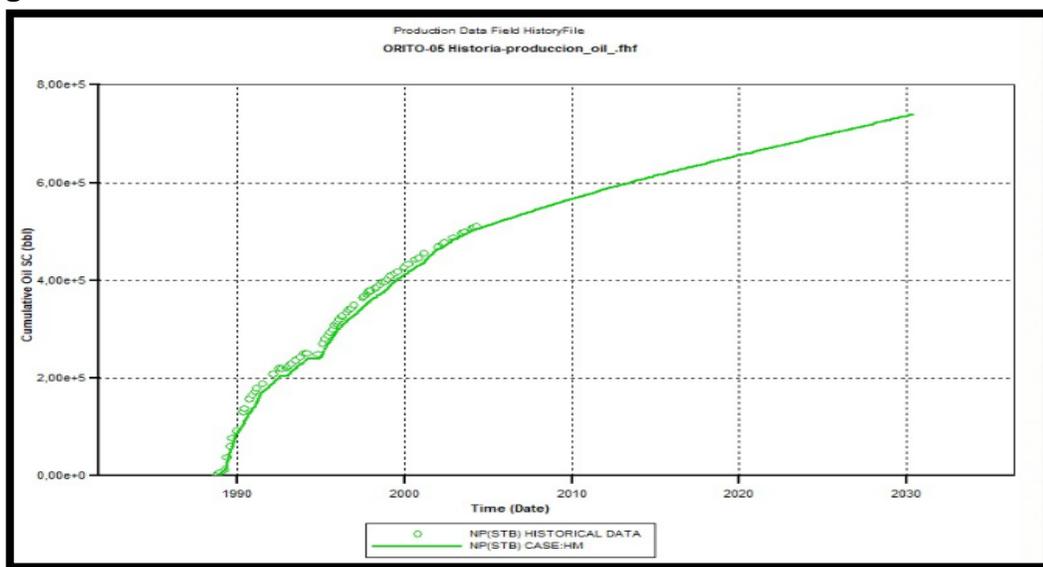


**Figura 72.** Petróleo acumulado hasta el 01 de julio del 2019 del Pozo Orito – 22.

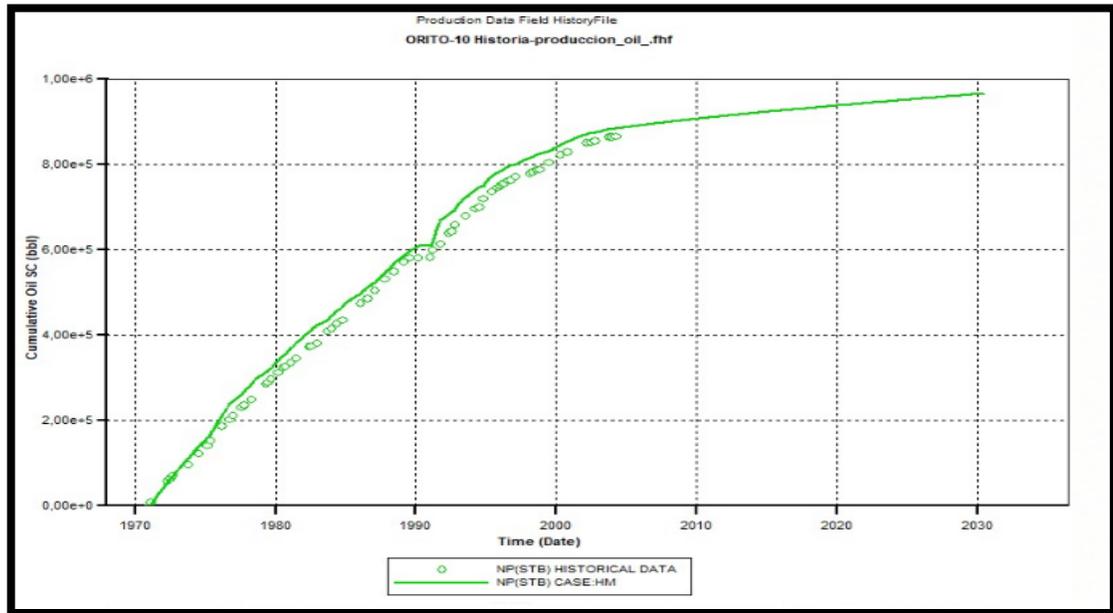


Con los anteriores ajustes se procedió a realizar la corrida del caso base hasta el 01 de Julio de 2030, obteniendo un total de 740.360 barriles de petróleo acumulado para dicha fecha en Orito-5 (Figura 74) y 967.315 barriles de petróleo acumulado para el Orito-10 (Figura 75), con una presión de yacimiento 3100 psi para el campo, se hace énfasis sobre la producción de éstos dos pozos debido a que fueron los únicos que permanecieron abiertos al último reporte de producción en 2004.

**Figura 73.** Petróleo acumulado al 01 de Julio de 2030 del Pozo Orito – 05.

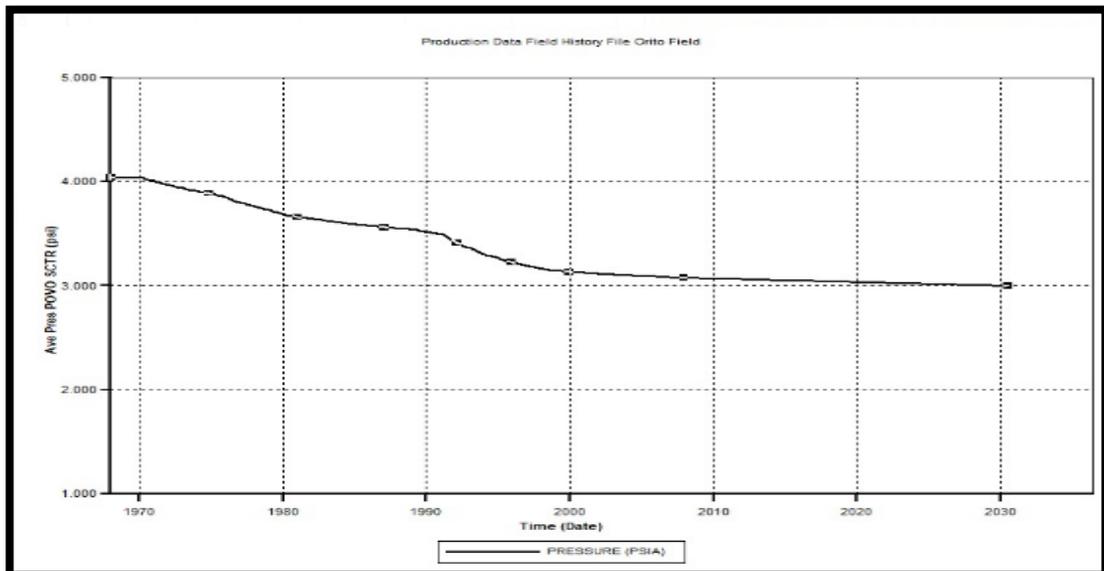


**Figura 74.** Petróleo acumulado al 01 de Julio de 2030 del Pozo Orito – 10.

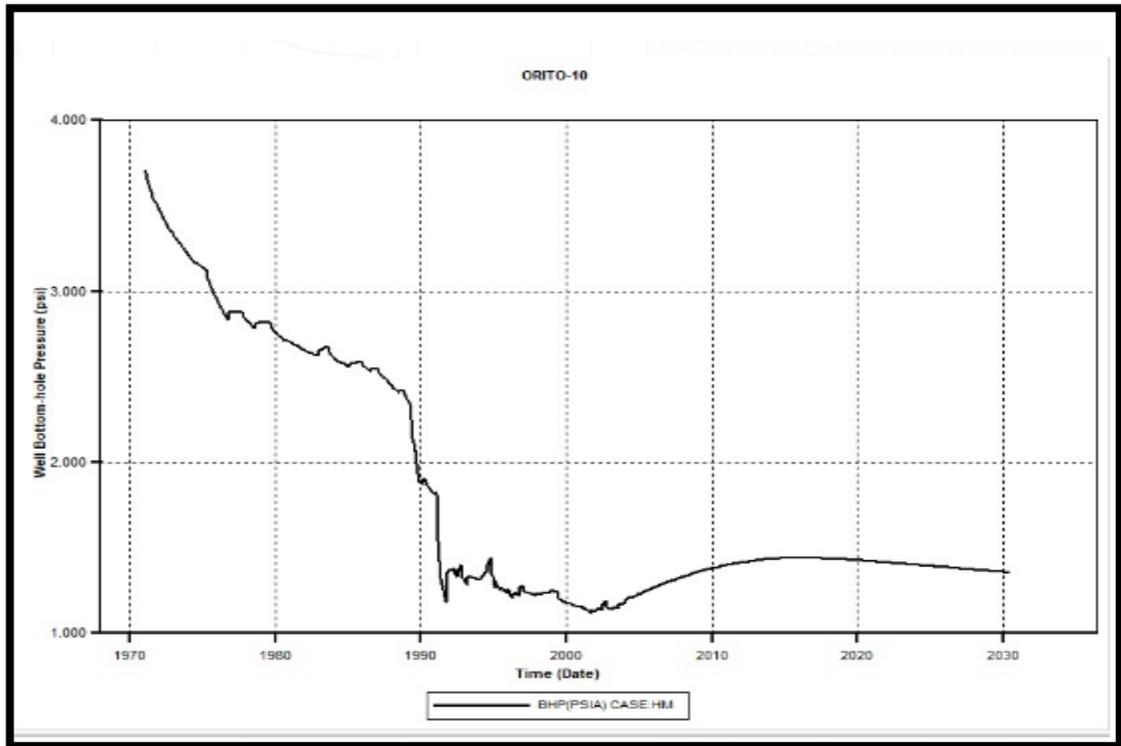


A continuación se presenta la grafica correspondiente a la presión del campo desde el inicio de producción del campo hasta Julio de 2030 (Figura 76), por otra parte en la Figura 77, se muestra el comportamiento de presión del Orito-10 evidenciando un depletamiento representativo hasta el 2030 de 1356 psi y en la Figura 78 se evidencia el comportamiento de la presión en el Orito – 05 desde el 2013 al 2030 a una presión de 1169 psi.

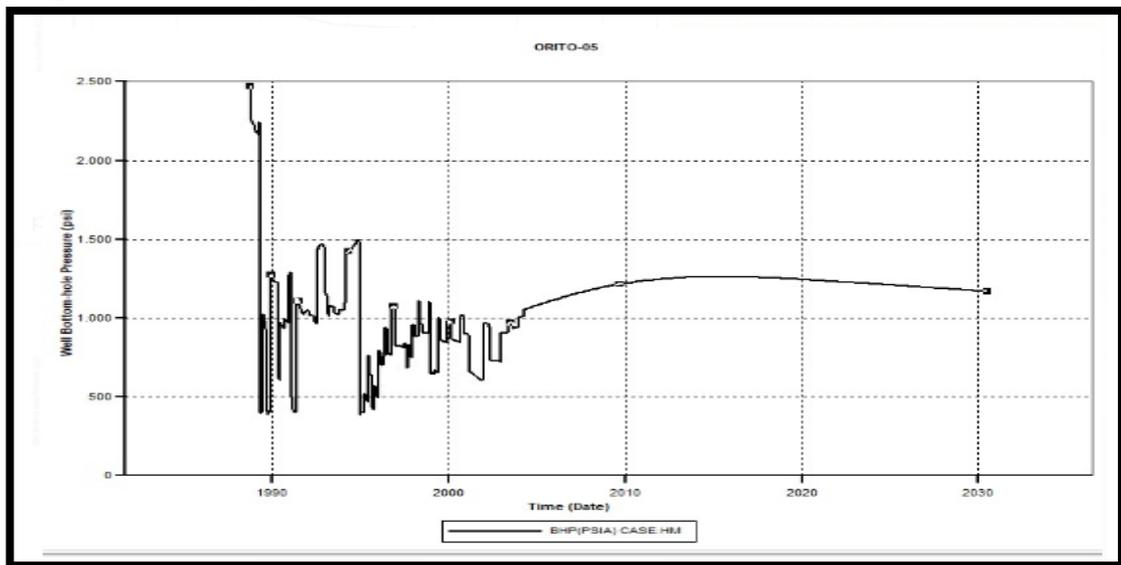
**Figura 75.** Presión en el campo – Caso base



**Figura 76.** Comportamiento de la Presión en Orito-10



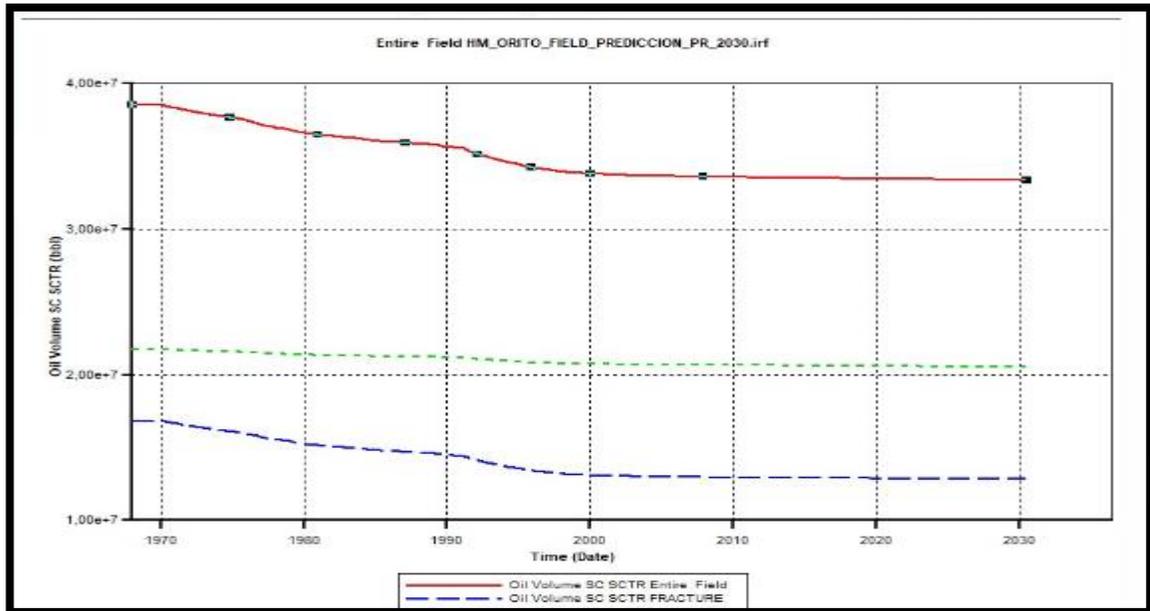
**Figura 77.** Comportamiento de la Presión en Orito-10



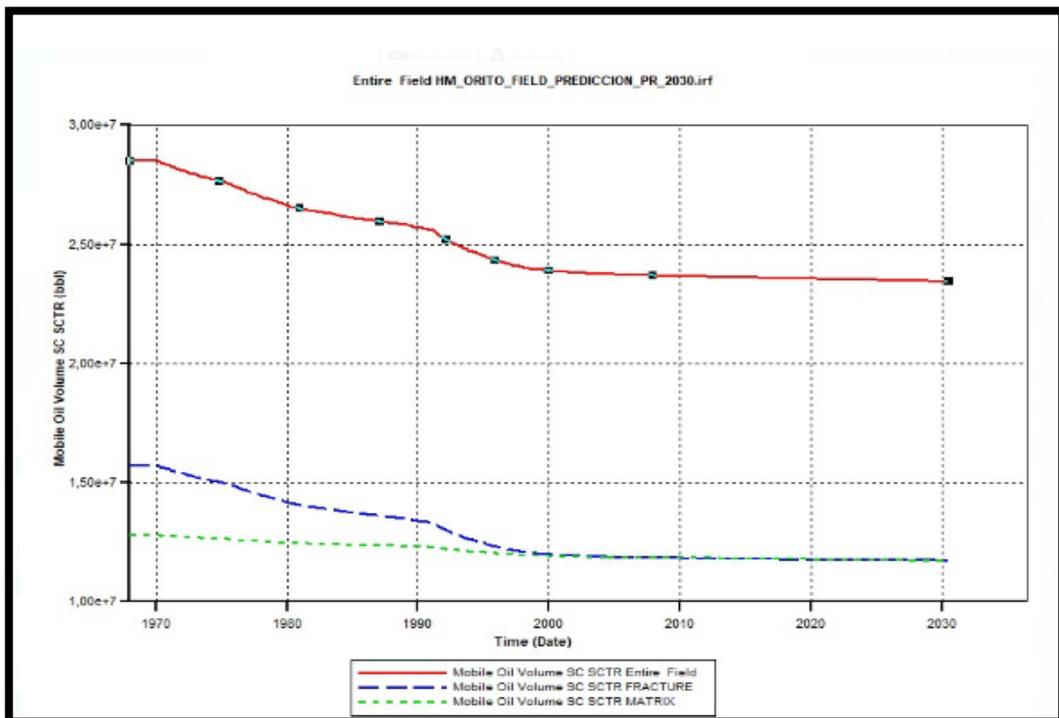
Por otra parte las gráficas de petróleo original in situ en la formación son presentadas a continuación en la Figura 79 y 80 respectivamente, allí es posible notar que la mayor parte de la producción proviene de las fracturas, donde el OOIP móvil en las fracturas es de 15,7MMBbl a diferencia del petróleo móvil en la matriz

de valores de 12,8 MMBbl los cuales no se producen en el tiempo, adicionalmente se reportan los valores de OOIP en la matriz con 27,9 MMBbl, en las fracturas con 16,8 MMBbl, para un total de 38.5MMBbl.

**Figura 78.** Petróleo original insitú – Caso base.



**Figura 79.** Petróleo móvil – Caso base



## 5.4. ESQUEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA

En la presente sección serán descritas las dos configuraciones de inyección de agua evaluadas en el modelo simulado.

**5.4.1 Presión de fractura.** Antes de especificar los esquemas de inyección de agua es importante determinar la presión máxima de inyección de agua para la formación, la cual se encuentra por encima de la presión inicial del yacimiento. La presente investigación se basó en la correlación de Holbrook para determinar dicho parámetro tomando en cuenta un factor de seguridad del 5%.

La correlación de Holbrook determina el estrés horizontal mínimo por medio de la Ecuación 12 presentada a continuación, la cual tuvo en cuenta la porosidad de la matriz de la formación, así como la presión de poro (4045.23 psi), arrojando como resultado que la presión de fractura corresponde a 4733.5 psi.

**Ecuación 12.** Ecuación de Holbrook.

$$Sh_{min} = (1 - \phi)(Sv - Pp) + Pp$$

Shmin: Estrés horizontal mínimo.

$\phi$  : Porosidad

Pp: Presión de poro

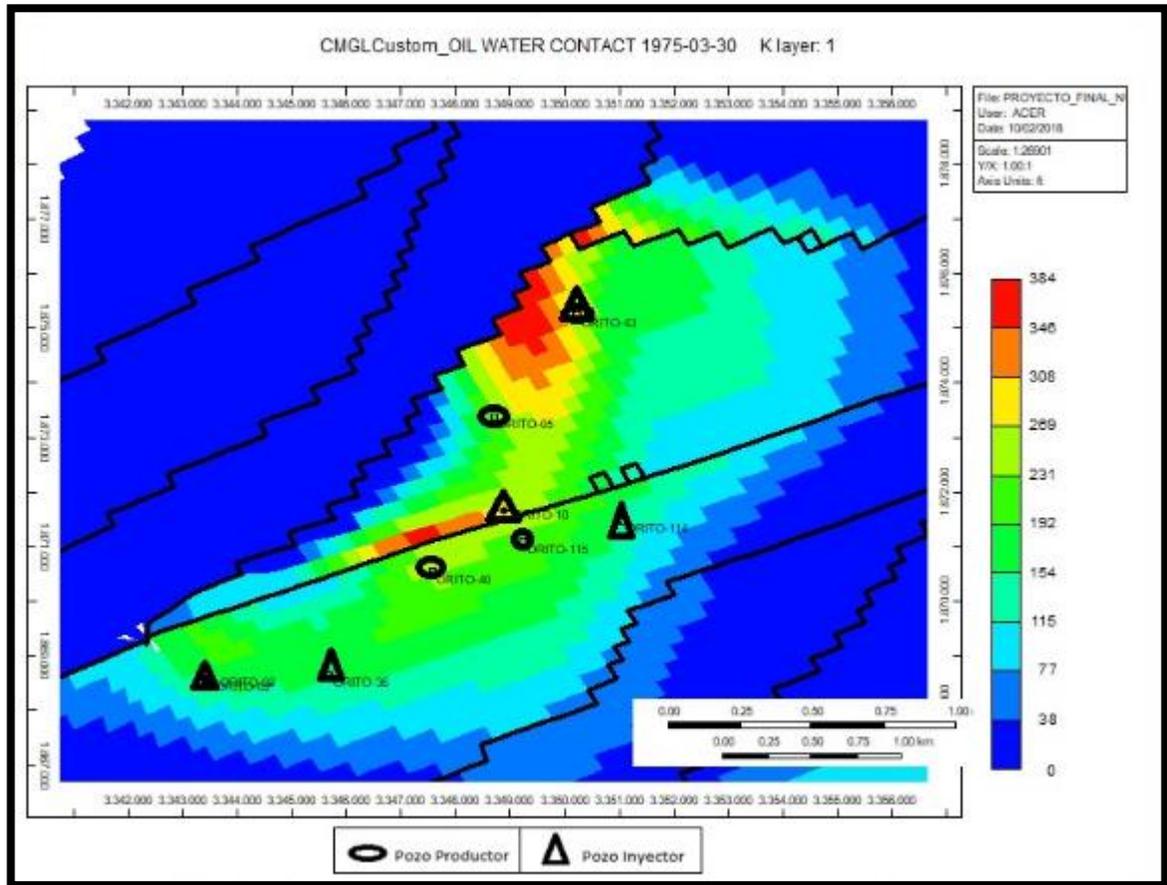
**Fuente:** ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p. 281

Al incorporar el factor de seguridad del 5% a la presión de fractura se obtuvo que la presión máxima de inyección es de 4497 psi en la matriz de la unidad evaluada de la Formación Villeta.

**5.4.2. Configuraciones de inyección.** A continuación son descritas las configuraciones de inyección propuestas para su correspondiente evaluación mediante la simulación, en las cuales se tuvo como esquema en común la evaluación del flanco sur de la zona de interés de la unidad, ubicado al sur de la falla que atraviesa la zona de interés, el cual propuso el completamiento de los Pozos Orito – 40 y Orito – 115 quienes no fueron completados en la Unidad N inicialmente, pero por su ubicación estratégica se propuso cañonear en ellos la unidad de interés en la zona productora, por otra parte los pozos Orito – 02, Orito - 36 y Orito – 114 quienes se no fueron completados inicialmente en la Unidad N se encunetran en la zona invadida por agua, por lo cual son propuestos para su conversión a inyectoras en la Unidad N con el objetivo de inyectar agua directamente en el acuífero.

**5.4.2 a. Configuración de inyección de agua 1.** El primer esquema de inyección propuesto se tuvo en cuenta también el flanco norte de la unidad como puede visualizarse en la Figura 82, éste esquema tomo en cuenta convertir dos pozos en inyector, éstos fueron el Pozo Orito – 43 y el Pozo Orito – 10, con el objetivo inyectar sobre el Pozo Orito – 05 favoreciendo la producción del mismo y consecuentemente la del campo proveniente de la unidad evaluada.

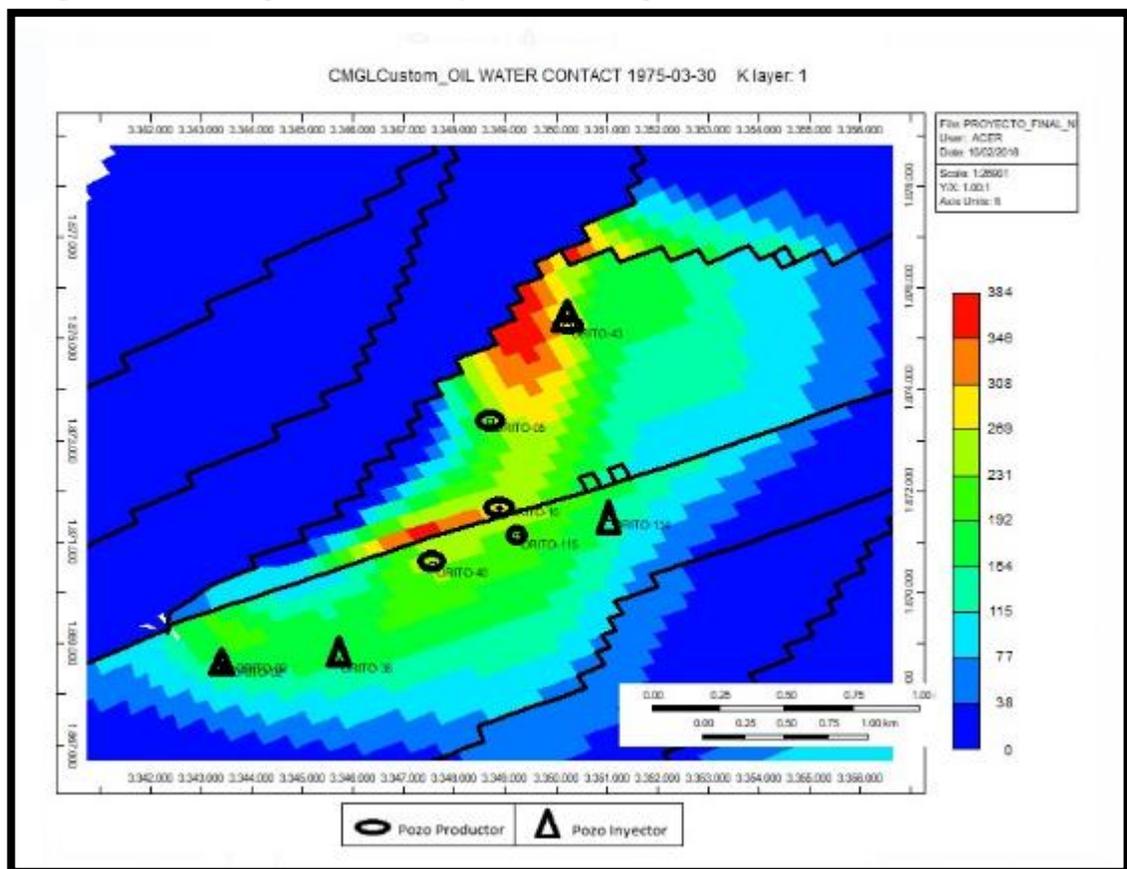
**Figura 80.** Configuración de inyección de agua 1.



El programa de inyección del presente esquema se planteó con inicio de inyección el 01 de Julio de 2019 para el Pozo Orito – 43, por otra el pozo productor Orito – 10 es cerrado el 01 de Junio de 2019 para producción y abierto el 01 de Julio de 2019 para inyección hasta el 01 de Julio de 2030, finalmente el Pozo Orito – 05 se mantiene abierto para su producción hasta el 01 de Julio de 2030.

**5.4.2 b. Configuración de inyección de agua 2.** El segundo esquema de inyección propuesto también evaluó el flanco norte de la unidad, como puede observarse en la Figura 84 se ubicó el esquema en la zona norte de la falla que se encuentra atravesando la zona de interés, éste esquema tomo en cuenta convertir los pozos Orito – 43, el cual no se encontraba completado en la Unidad N de la Formación Villeta pero posee una ubicación geográfica conveniente para evaluar un escenario de inyección mediante su conversión; en ésta configuración se evaluó el efecto del pozo inyector sobre los Pozos Orito- 10 y Orito – 05 quienes se mantuvieron como productores.

**Figura 81.** Configuración de inyección de agua 2.



La valoración del programa de inyección correspondiente a éste esquema se plantea a partir del 1 de Julio de 2019, fecha en la cual se dió inicio de inyección de agua al pozo Orito – 43 hasta el 01 de Julio de 2030, manteniendo los pozos Orito 10 y Orito – 05 abiertos para su producción desde 2004 hasta la fecha en la que se terminará la evaluación del presente esquema.

**5.4.3 Análisis de inyección de agua.** Las configuraciones de inyección de agua 1 y 2 fueron evaluadas con tasas de producción de 500 barriles y de 1000 barriles para cada uno de los pozos productores en su respectiva configuración de inyección y para definir las tasas de inyección se tomo en cuenta el VRR – Voidage Replacement Ratio es decir la relación de caudal de inyección por producción, a continuación se especifica la Ecuación 13 tomada como base para el calculo de la tasa de inyección correspondiente.

**Ecuación 13.** Voidage Replacement Ratio, Relación caudal de inyección/producción

$$RR = \frac{\text{injected reservoir volumes}}{\text{produced reservoir volumes}}$$

$$VRR = \frac{B_W * (i_w)}{(B_O Q_O) + (B_W Q_W) + (Q_O * (GOR - R_S) B_g)}$$

**Fuente:** BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.

En la Tabla 18 se especifican las tasas empleadas para los casos expuestos de manera más detallada, tomando como base para el cálculo un VRR de 0.95.

**Tabla 18.** Tasas de inyección y producción evaluadas.

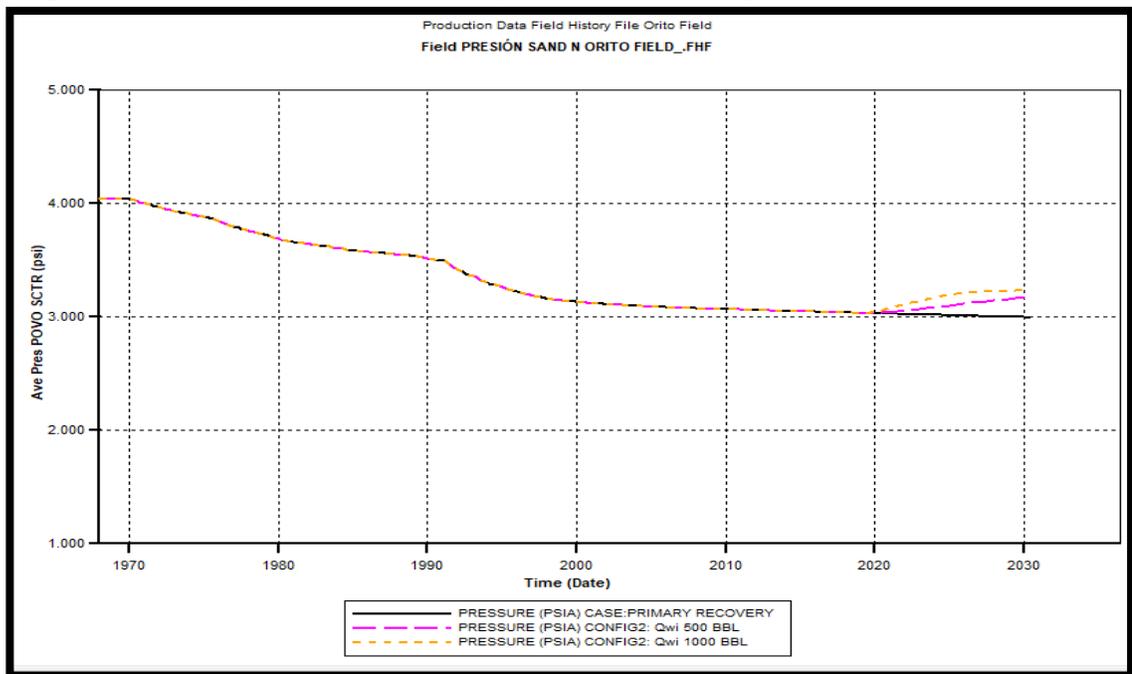
CONFIGURACIÓN	POZO	TIPO	TASA BPD	CONFIGURACIÓN	POZO	TIPO	TASA BPD
1 con producción de 500 BBL por	Orito-02	Inyector	317	2 con producción de 500 BBL por	Orito-02	Inyector	317
	Orito-05	Productor	500		Orito-05	Productor	500
	Orito-10	Inyector	238		Orito-10	Productor	500
	Orito-36	Inyector	317		Orito-36	Inyector	317
	Orito-40	Productor	500		Orito-40	Productor	500
	Orito-43	Inyector	238		Orito-43	Inyector	950
	Orito-114	Inyector	317		Orito-114	Inyector	317
	Orito-115	Productor	500		Orito-115	Productor	500
1 con producción de 1000 BBL por	Orito-02	Inyector	634	2 con producción de 1000 BBL por	Orito-02	Inyector	634
	Orito-05	Productor	1000		Orito-05	Productor	1000
	Orito-10	Inyector	475		Orito-10	Productor	1000
	Orito-36	Inyector	634		Orito-36	Inyector	634
	Orito-40	Productor	1000		Orito-40	Productor	1000
	Orito-43	Inyector	475		Orito-43	Inyector	1900
	Orito-114	Inyector	634		Orito-114	Inyector	634
	Orito-115	Productor	1000		Orito-115	Productor	1000

## 5.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

A continuación son presentados los resultados arrojados por el simulador al realizar la inyección de agua para la configuración 1 y 2 con tasas de producción de 500 BPD y 1000 BPD por pozo.

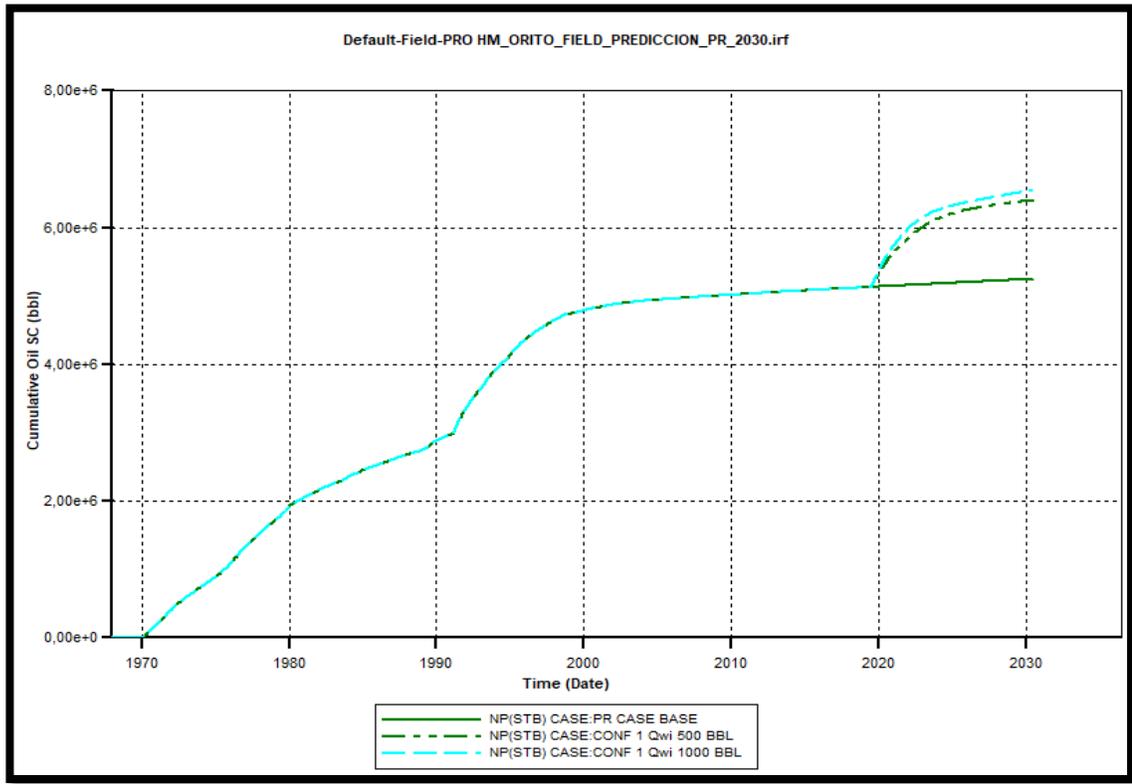
**5.5.1 Resultados configuración 1 con producción de 500 BPD – 1000 BPD.** Es posible observar en la Figura 85 el comportamiento de la presión en el campo, teniendo en cuenta el caso base, la inyección de agua a una tasa de 500 BPD y a una tasa de 1000 BPD, se puede destacar el incremento de la presión objeto de la inyección de agua, evidenciando un aumento significativo en la inyección a 1000BPD.

**Figura 82.** Comportamiento de la presión con configuración 1



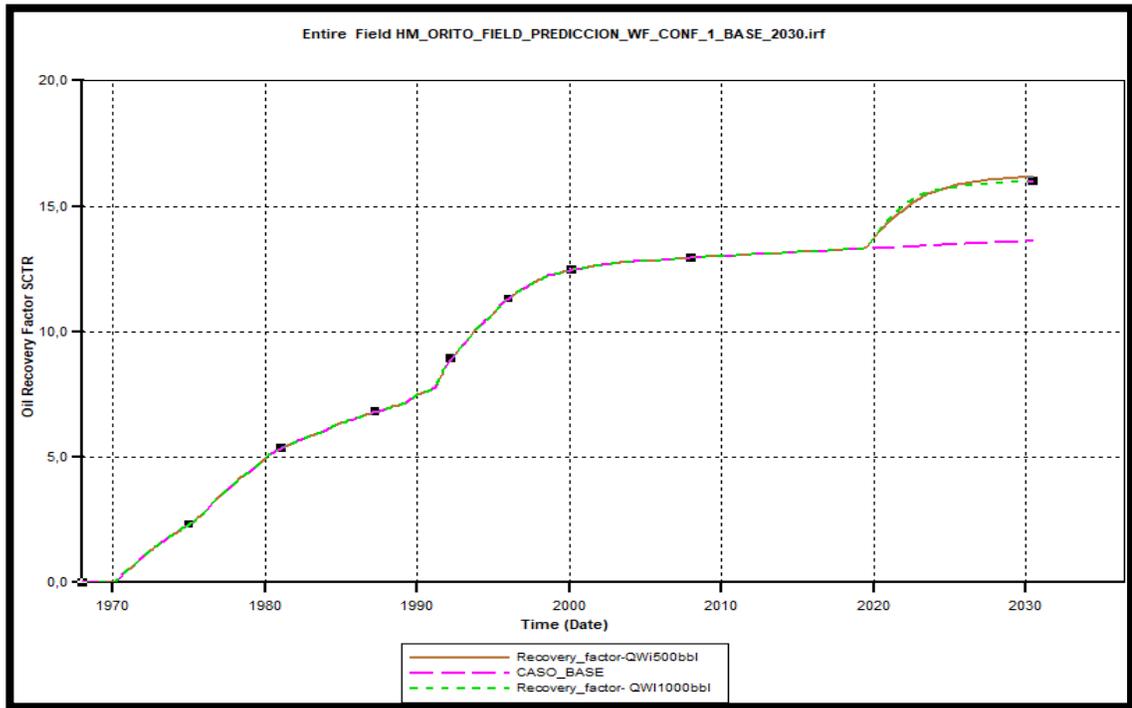
Adicionalmente en la Figura 86 se muestra la respuesta del campo en términos de producción, al implementar las inyecciones de 500 BPD o 1000 BPD, destacando que el petróleo producido a una tasa de 1000 BPD será mayor a la de 500 BPD y al caso base sin inyecciones.

**Figura 83.** Petróleo producido con configuración 1



Adicionalmente se realizó la evaluación de la factibilidad de la inyección teniendo en cuenta el factor de recobro, en la Figura 87 se pueden apreciar los incrementos en la tasa de recobro utilizando el metodo de recuperación secundaria a una tasa de 500 BPD y de 1000 BPD, concluyendo que la diferencia de tasas de inyección es muy mínima.

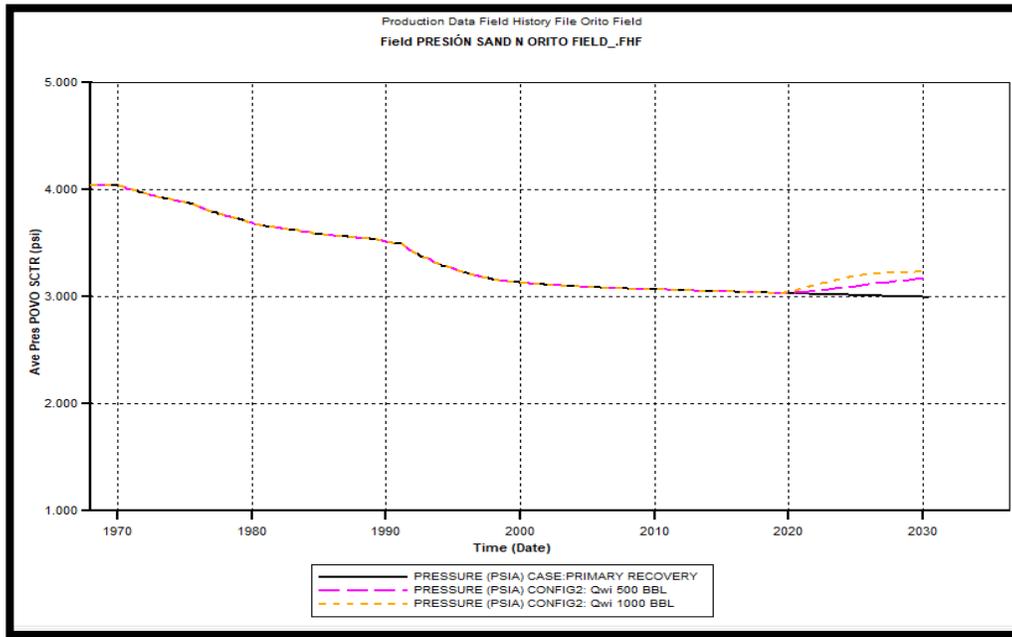
**Figura 84.** Factor de Recobro para esquema 1



En el Anexo 1 y Anexo 2 se muestra el comportamiento de los pozos productores con respecto al corte de agua al realizar el procedimiento de inyección de agua.

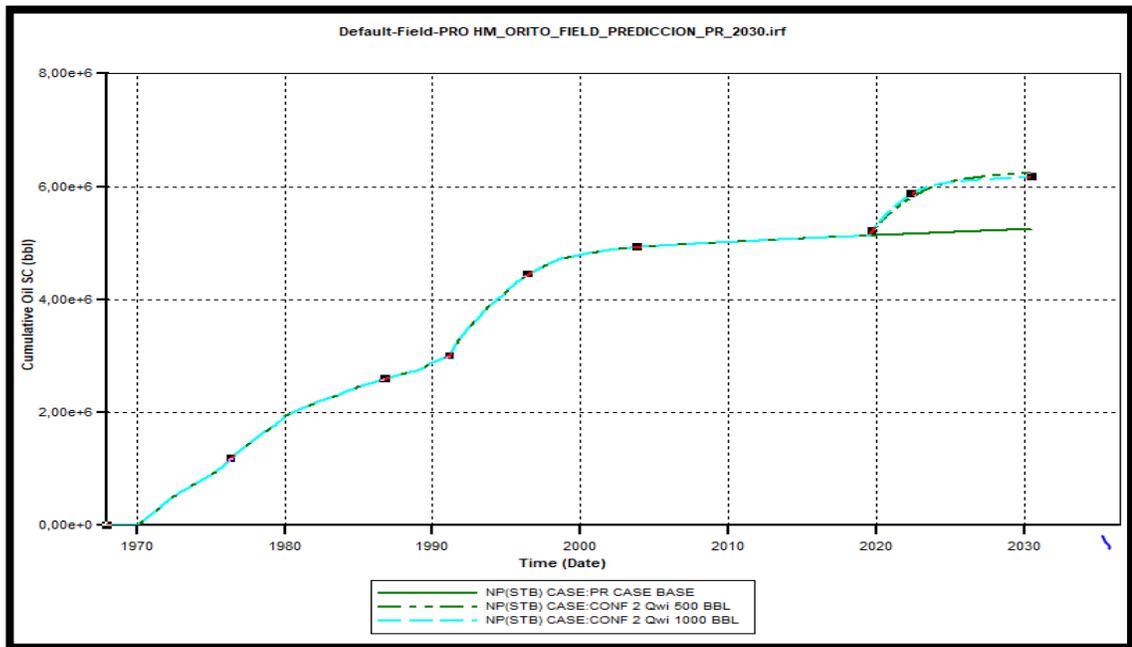
**5.5.2 Resultados configuración 2 con producción de 500 BPD – 1000 BPD:** En la Figura 88 se presenta el comportamiento de la presión en el campo, se puede deducir que la presión en el campo sigue teniendo un mejor comportamiento cuando se realiza la producción de 500 BPD y 1000BPD, cabe resaltar que su tendencia es muy similar al esquema 1.

**Figura 85.** Comportamiento de la presión con configuración 2



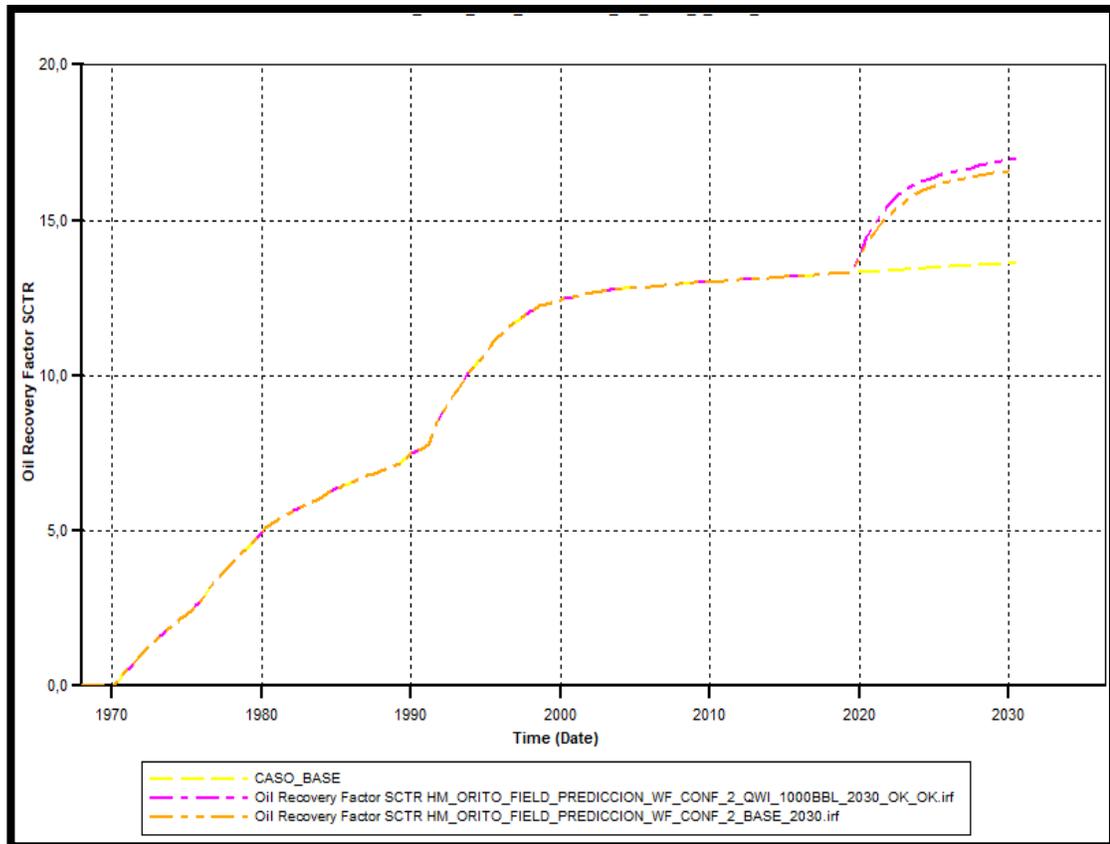
Adicionalmente en la Figura 89 se muestra el comportamiento de la producción del campo al implementar las tasas de 500 BPD o 1000 BPD, destacando que el petróleo producido a una tasa de 500 BPD será indiferente a la utilizada a una tasa de 1000 BPD.

**Figura 86.** Petróleo producido con configuración 2.



Por otra parte se realizó el análisis respectivo de éste esquema mediante el factor de recobro (Figura 90) concluyendo que sigue siendo viable la utilización de la inyección puesto el recobro tiende a aumentar a diferencia del de no realizar ningún tipo de procedimiento. Cabe resaltar que el mejor factor de recobro es dado por la tasa de producción de 1000 BPD, llegando a tener cerca de 16,9886 (el mayor recobro en esquemas y tasas) mientras la tasa de producción a 500 BPD nos muestra un recobro de 16,59.

**Figura 87.** Factor de Recobro para esquema 2



En el Anexo 3 y Anexo 4 se muestra el comportamiento de los pozos productores con respecto al corte de agua al realizar el procedimiento de inyección de agua.

Con base a los resultados se determinó que la configuración más favorable para el campo corresponde a la configuración 2 a una tasa de producción de 1000 BPD, debido a que representa el mayor factor de recobro y adicionalmente es el esquema que mejor mantiene la presión en el campo.

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA.

Actualmente en la Formación Villeta del Campo Orito se ha reflejado una declinación en la producción, principalmente a la caída de la presión del yacimiento, por ésta razón se busca una alternativa de recuperación secundaria que evite que la producción siga en declive, en el presente proyecto se evaluó el esquema de inyección de agua para lograr dicho propósito.

A continuación, se presenta la evaluación financiera del esquema que presentó el mejor comportamiento en la simulación con respecto al mantenimiento en la producción, representado en la producción incremental resultado del proceso de inyección.

La producción incremental según el Decreto 3176 de 2012 se refiere al volumen de hidrocarburos que se obtiene por encima de la curva básica de producción.<sup>57</sup>

La prospección de evaluación para la viabilidad financiera es realizada para 11 años tomando como evaluación el punto de vista de la empresa operadora desde la fecha de 1 de Julio del 2019 hasta el 1 de Julio del 2030 y empleando una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 12% anual<sup>58</sup>, dato que fue aportado la tesis “Viabilidad de la inyección de agua como recobro secundario en la formación pepino, del Campo Orito”, por otra parte se utilizará el dólar estadounidense (USD) como unidad monetaria de valor constante y la evaluación financiera con el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

Adicionalmente se hace un análisis de costos de inversión, costos de operación y de ingresos.

### 6.1 ANÁLISIS DE COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

Es importante recordar que el CAPEX hace referencia a todas aquellas inversiones que deberían realizarse al inicio de la operación evaluada, es decir el personal calificado en conversión de pozos, la maquinaria, y todas aquellas inversiones que deben realizarse en caso de materializarse el esquema favorable para el campo, para éste caso serán evaluados los costos que representa el proceso de conversión de pozos de producción para ser adecuados y destinados a la inyección de agua para el mantenimiento de la presión del reservorio y de la producción del Campo Orito, los costos del servicio prestado por personal calificado para supervisar dichas tareas, entre otros.

A continuación se presenta en la Tabla 1 la inversión inicial por parte de la empresa teniendo en cuenta los costos de facilidades para la inyección, los costos del

---

<sup>57</sup> Régimen Legal de Bogotá D.C. © Propiedad de la Secretaría Jurídica Distrital de la Alcaldía Mayor de Bogotá D.C. Decreto 3176 de 2002 Nivel Nacional (20/12/). 2002.

<sup>58</sup> TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGU, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Universidad de América, 2009. p. 93-94.

workover que incluyen trabajos de acondicionamiento, como cañoneos y procesos de conversión de un pozo productor a inyector. El anterior dato se promedió con base a los costos de acondicionamiento de pozos de la tesis “Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito” en la Tabla 19 se refleja la inversión inicial por parte de la empresa, producto de los costos de facilidades de superficie (Tabla 21) y los costos de acondicionamiento por pozo a intervenir en la (Tabla 22 y Tabla 23).

**Tabla 19.** Inversión inicial

COSTOS DE INVERSIÓN	
DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Costos de conversión de un pozo de productor	460,500
Costos de Workover por pozo	153,500,000
Costos de Facilidades de Superficie	5,431,409,840
<b>Total</b>	<b>5,431,870,340</b>

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 237. Modificado por los autores

**Tabla 20.** Costos de Facilidades de Superficie

COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE	
DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Bomba de agua de secado	34,291,804
Bomba de agua decantador	27,074,864
Bomba de Transferencia	63,319,804
Bombas de Inyección	1,275,304,000
Construcción Electrica total	610,299,376
Construcción Mecánica Total	533,289,713
Filtro	893,780,000
Instrumentación	290,696,000
Montaje de equipos	92,800,000
Obras Civiles para Facilidades	832,179,176
Tanque de Agua limpia	117,893,718
Tanque Decantador	27,074,864
Tanque Desnatador	136,325,412
Tubería, accesorios y valvulas	497,081,109
<b>TOTAL</b>	<b>5,431,409,840</b>

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 237. Modificado por los autores.

**Tabla 4.** Costos conversión por pozo

COSTOS WORKOVER PARA CONVERSIÓN	
POZOS	USD TOTAL
Orito-10	153500
Orito-43	153500
<b>TOTAL (USD)</b>	<b>307,000.00</b>

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 91. Modificado por los autores

**Tabla 22. Costos Cañoneo en N**

COSTOS WORKOVER PARA CAÑONEO N	
POZOS	USD TOTAL
Orito-43	153500
<b>TOTAL (USD)</b>	<b>153,500.00</b>

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 91. Modificado por los autores

## 6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX hace referencia a los costos periódicos que representa el proyecto evaluado, es decir el monto para lograr que la operación se mantenga en marcha continua, para el caso de la evaluación de inyección de agua el OPEX se refiere al costos asociados al proceso de tratamiento de agua destinada para la inyección, el mantenimiento de los equipos, el costo requerido para la adecuación del hidrocarburo en superficie mediante las facilidades de producción, entre otros. Con el fin de realizar el análisis de costos de la operación se tomará un valor de USD 7 por barril como Lifting Cost (costo asociado a llevar un barril de petróleo a superficie) basada en la tesis “Viabilidad de la inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito” y la proyección se evalúa tomando 365 días para cada año.

A continuación se presenta en la Tabla 24 los valores correspondientes a la producción y a su incremento producto de la inyección, por otra parte se presenta en la Tabla 17 los costos por producir cada barril a la superficie.

**Tabla 23. Producción Incremental**

PRODUCCIÓN INCREMENTAL			
PERIODO AÑO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CASO BASE BBL/DIA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ESTIMADA BBL/DIA	PRODUCCIÓN INCREMENTAL BBL/DIA
1	14082,19178	14874,41096	792
2	14109,58904	15487,61644	1.378
3	14136,9863	15956,30137	1.819
4	14164,38356	16337,80822	2.173
5	14191,78082	16580,73973	2.389
6	14263,0137	16737,9726	2.475
7	14293,15068	16852,87671	2.560
8	14328,76712	16937,9726	2.609
9	14328,76712	17005,12329	2.676
10	14350,68493	17056,19178	2.706
11	14380,82192	17097,53425	2.717

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 91. Modificado por los autores

**Tabla 24. Costos de Producción.**

COSTOS DE PRODUCCIÓN			
PERIODO AÑO	PRODUCCIÓN INCREMENTAL BBL/DIA	LIFTING COST (*) USD	USD
1	792	7	5.546
2	1.378	7	9.646
3	1.819	7	12.735
4	2.173	7	15.214
5	2.389	7	16.723
6	2.475	7	17.325
7	2.560	7	17.918
8	2.609	7	18.264
9	2.676	7	18.734
10	2.706	7	18.939
11	2.717	7	19.017

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEG0, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 91. Modificado por los autores.

En la Tabla 26 que se presenta a continuación, se muestran los valores referentes al proceso de inyección de agua, teniendo en cuenta que el valor de mantenimiento es un costo fijo en pro del sostenimiento de las facilidades de superficie la cual se prevé con un costo del 4% de la inversión por año, cercano a los USD 62,244<sup>59</sup> por año

**Tabla 25. Costos de operación de inyección de agua.**

COSTOS DE OPERACIÓN				
PERIODO AÑO	COSTOS DE PRODUCCIÓN USD	MANTENIMIENTO (*) USD	INYECCIÓN DE AGUA USD	USD
1	5.546	62.440	1.103	69.088
2	9.646	62.440	1.103	73.189
3	12.735	62.440	1.103	76.278
4	15.214	62.440	1.103	78.757
5	16.723	62.440	1.103	80.266
6	17.325	62.440	1.103	80.868
7	17.918	62.440	1.103	81.461
8	18.264	62.440	1.103	81.807
9	18.734	62.440	1.103	82.277
10	18.939	62.440	1.103	82.481
11	19.017	62.440	1.103	82.560

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEG0, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 91. Modificado por los autores

<sup>59</sup> TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEG0, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. P. 92.

### 6.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Para el análisis de ingresos se tuvo en cuenta el monto a recibir de ser posible la materialización del esquema de explotación de inyección de agua, siendo el precio de referencia de petróleo el WTI (West Texas Intermediate). Como valor de referencia se obtuvo el monto de \$60 USD basado en la tesis guía “Viabilidad de la inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito”.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta las regalías que deberían ser pagadas por cada barril de petróleo producido, y representan un impuesto que se paga al Estado colombiano por la explotación de recursos naturales no renovables, para el proyecto evaluado éste valor cobrado por las regalías corresponde al 30%<sup>60</sup> de la producción básica.

A continuación se presenta en la Tabla 27 los ingresos netos tomando en cuenta de la producción de petróleo, el precio de venta, el ingreso inicial y las regalías. (Anexo 1)

**Tabla 26. Ingresos Netos**

INGRESOS NETOS						
PERIODO AÑO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO BBL	PRECIO DE VENTA USD/BBL		INGRESO NETO USD	REGALIAS BBL	INGRESOS TOTALES USD
1	2,900,000	34		99,325,000	29,797,500	69,527,500
2	5,600,000	37		208,600,000	62,580,000	146,020,000
3	6,600,000	40		265,650,000	79,695,000	185,955,000
4	7,900,000	42		333,775,000	100,132,500	233,642,500
5	8,700,000	45		393,675,000	118,102,500	275,572,500
6	8,740,000	48		421,705,000	126,511,500	295,193,500
7	9,330,000	51		478,162,500	143,448,750	334,713,750
8	9,500,000	53		505,675,000	151,762,500	354,112,500
9	9,770,000	56		549,562,500	164,868,750	384,693,750
10	9,870,000	59		584,797,500	175,439,250	409,358,250
11	9,890,000	61		605,762,500	181,728,750	424,033,750

**Fuente:** TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. p. 91. Modificado por los autores.

<sup>60</sup> TELLEZ CASTRO, Julliceth y BOHORQUEZ GALLEGO, José. Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Anexo O. Universidad de América, 2009. P. 92.

## 6.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

A continuación, se evaluará la viabilidad financiera del proyecto utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

**6.4.1 Valor Presente Neto (VPN).** El Valor Presente Neto (VPN) es un indicador que permite determinar la viabilidad de un proyecto evaluando los ingresos, que se refieren al monto a favor que generará el proyecto de estudio al inversionista y los egresos que se refieren a los costos asumidos por el inversionista para la realización del proyecto para un tiempo determinado. Cuando el VPN es mayor a 0, es decir positivo, nos indica que los ingresos serán mayores a los egresos, resaltando la viabilidad del proyecto; cuando es menor a 0, es decir negativo, se traduce a que los egresos son mayores a los ingresos, por lo que el proyecto se deduce que no es viable y cuando es igual a 0 se traduce a que los ingresos serán igual a los egresos, mostrando ser un proyecto indiferente para el inversionista, por lo que no convendría su realización. En el presente trabajo de grado se tomó dicha tasa con un valor del 12% anual efectivo anual.

Para la evaluación del VPN se tiene en cuenta la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), que se refiere a la tasa más alta asumida por el inversionista con el fin de lograr el desarrollo de un proyecto.

### Ecuación 14. Valor Presente Neto

$$VPN(i) = \sum F_n (1 + i)^{-n}$$

**Fuente:** BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 197.

Donde:

**VPN:** Valor Presente Neto

**F:** Valor futuro

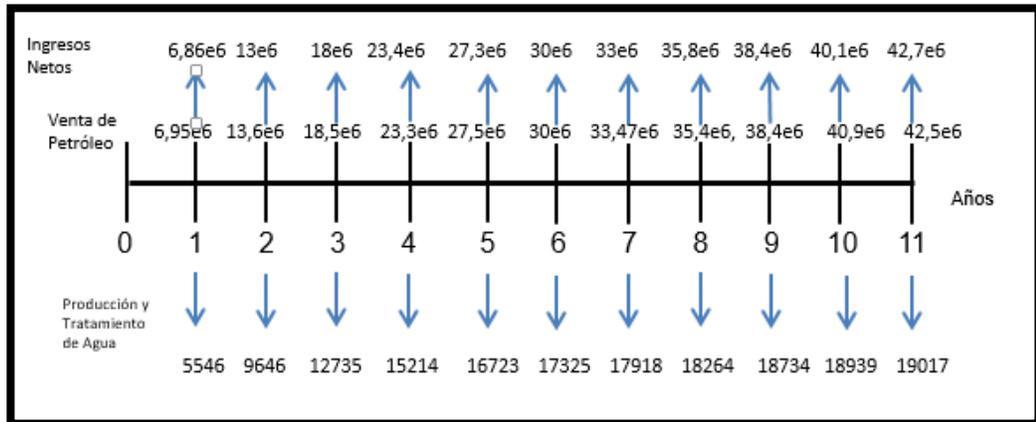
**N:** Periodo de tiempo

**I:** Interés o Tasa interna de interés de oportunidad.

**6.4.2 Flujo de Caja.** Metodología para representar gráficamente los ingresos y egresos de un determinado proyecto, en periodos de tiempo determinados, para el presente proyecto de investigación se tomará la evaluación para los periodos anuales durante 11 años.

En la Gráfica 6 es posible observar el flujo de caja correspondiente al esquema de inyección de agua que representa mayor beneficio para la explotación del campo.

**Gráfica 6. Flujo de Caja**



En la imagen siguiente, correspondiente a la Tabla 27 es posible encontrar el flujo de caja neto para cada periodo evaluado en el presente proyecto de grado.

**Tabla 27. Flujo de caja neto**

Interes		0,12	
1+i		1,12	
Ingreso Neto	(1+i)^n	ingreso/(1+i)^n	total
6.863.523	1,12	6128145,175	-5.287.549.351
13.042.014	1,2544	10397014,06	
18.633.331	1,404928	13262836,73	
23.383.091	1,57351936	14860376,84	
27.539.384	1,762341683	15626586,17	
30.430.116	1,973822685	15416844	
33.436.552	2,210681407	15124997,86	
35.417.412	2,475963176	14304498,56	
38.381.979	2,773078757	13840926,37	
40.874.496	3,105848208	13160493,72	
42.432.290	3,478549993	12198269,46	

## 6.5 CONCLUSIONES FINANCIERAS

Debido a que el indicador VPN arrojó el valor de -5.287.549.351 se deduce que el proyecto no es atractivo para el inversionista ya que no genera una ganancia sobre la tasa de interés de oportunidad y representa pérdidas para la compañía.

## 7. CONCLUSIONES

- Se evidenció que la Unidad N de la Formación Villeta en Campo Orito posee un mecanismo de producción primario por el empuje de un acuífero activo, el cual se ha ido debilitando a la fecha del 01 de enero de 2004, haciendo que la producción se vea afectada directamente.
- El modelo estático del sector modelo del campo se generó tomando en cuenta las Unidades N, A, U, B y T que conforman la formación, de las cuales las Unidades A y B corresponden a calizas almacenadoras de agua y las Unidades N, U y T corresponden a arenas prospectivas para la producción de hidrocarburos, sin embargo, el modelo sector fue delimitado a la Unidad N al tratarse de la unidad con la que se disponía de mayor información.
- Se construyó el modelo conceptual de simulación de simulación de Campo Orito con base al modelo estático generado de la Formación Villeta, específicamente de la Unidad N, en el cual se tuvo en cuenta que el yacimiento es fracturado tipo 2 debido a que la producción del mismo se da principalmente gracias a sus puntos fracturados, es importante destacar que éste tipo de modelos cuentan con doble porosidad y doble permeabilidad correspondientes a la matriz y a la fractura de la unidad.
- El modelo conceptual de la simulación fue ajustado con base al petróleo original in situ, a la historia de producción líquida de los pozos y a la historia de producción de petróleo de los pozos, en el orden indicado para obtener el ajuste histórico del caso y proceder a determinar el comportamiento de la producción del esquema de explotación actual en el cual producen únicamente los pozos Orito – 05 y Orito – 10, para dicho esquema de explotación actual se determinó que a la fecha de 01 de julio de 2030 habría producido un total de petróleo acumulado de 5.25 MMBbl alcanzando una presión de 2997 psi, con un factor de recobro de 13.62.
- Se evaluaron dos esquemas de inyección con tasas de producción de 500 BPD y 1000 BPD por pozo, de los cuales se determinó que al 01 de julio de 2030, la configuración 1 con 500 BPD tiene un factor de recobro de 16 y con una producción por pozo de 1000 BPD presenta también un factor de recobro de 16, por otra parte en el esquema 2 con 500 BPD evidencio un factor de recobro 16.59, finalmente se evidencia que el factor de recobro correspondiente a la configuración 2 con 1000 BPD es 16.98, por lo anterior se determinó que el esquema que mantiene de la mejor manera la producción proveniente de la Unidad N en la Formación Villeta de Campo Orito corresponde a la configuración 2 con 1000 Bbl quien permitiría recuperar un total de 6.55 MMBbl de petróleo al 01 de julio de 2030.

- La configuración 2 con una tasa de producción 1000 Bbl para los Pozos Orito – 05, Orito – 10, Orito – 40 y Orito – 115 fue evaluada financieramente con el indicador VPN al haberse seleccionado como el mejor esquema de inyección, sin embargo, se encontró que no es viable la implementación del proyecto debido a que no genera ganancia sobre la tasa de interés de oportunidad para la compañía operadora sino pérdidas alrededor de USD \$5,287'549,351.

## **8. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda realizar un ajuste del modelo estático y dinámico con base a información actualizada de Campo Orito e incorporar para una posterior evaluación las Unidades U y T.
- Incluir presiones capilares al modelo para así obtener información que posea menor incertidumbre en los resultados de la simulación.
- Realizar una evaluación de inyección de agua en la cual se tome en cuenta la perforación de nuevos pozos inyectores.
- Se recomienda evaluar métodos de recuperación diferentes a la inyección de agua con el objetivo de determinar el método de recuperación más favorable para la Unidad N de la Formación Villeta ubicada en Campo Orito.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

**AGUILLON DUARTE, Javier and GARCIA RIBERO, Fredy.** Sistema experto para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Universidad Industrial de Santander, 2004.

**ANH.** Estudios integrados y modelamiento. Noviembre 20.

**ANH.** Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la cuenca caguan - putumayo. 2009.

**ANH; RODRIGUEZ, Carlos Julio and HERNANDEZ, Cesar Mora.** Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la cuenca caguán – putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas igac 413 y 414 departamentos de meta, Caquetá, putumayo&nbsp; 2009.

**CARILLO, Lucio.** Simulación de petróleo negro (black oil) &nbsp; Jul 30/.

**COLORADO RÍOS, Mónica Mayerly.** Evaluación técnico – financiera del rendimiento de los motores de imanes permanente con bombas electro sumergibles de alta eficiencia del campo a ubicado en la Cuenca Llanos Orientales&nbsp; Fundación Universidad de América, 2016. p. 21.

**CORTES DAZA, Carlos Andrés and LEYVA MENESES, Nestor Oswaldo.** Evaluación Integral de Yacimientos para la Formación Villeta en el Campo Orito. Universidad de América, 2005.

**FANCHI, John.** Principles of Applied Reservoir Simulation. 3rd ed. ed. US: Gulf Professional Publishing, 2006b. 99 p.

**GALVIS, Jaime. MOJICA Diego. OBANDO, Ayerim.** &nbsp; Informe preliminar Bloque PUT-5. p. 6-7

**INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN.** Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008.110p.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: el Instituto, 2008, p.12.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: el Instituto, 1998, p.12.

**Jorge wald ed.** Diccionario De Química. España: Editorial Complutense, 1999. 53 p.

**MADRID, Marcelo.** La compresibilidad de la roca (Cr). [0]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2009/02/la-compresibilidad-de-la-roca-cr.html>

**MORENO Rosario, and FANJUL Eva.** Rocas Sedimentarias Arenitas. Arenisca&nbsp; Dic 27. Disponible en: <http://uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca>

**PARIS DE FERRER, Magdalena.** Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data, 2001. 1-185 p.

**PATIÑO GOMEZ, Alejandra, del Pilar and CASTILLO PATIÑO, Oscar Daniel.** Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo 0224 en el campo Orito. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2017.

**RAMOS RAMOS, Jorge Luis.** Simulación numérica de yacimientos. 2016.

**Real Academia. RACEFN** Glosario de Geología. Enero 26 -. Disponible en: [http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac\\_geologia/rac.htm](http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm)

**RÉGIMEN LEGAL DE BOGOTÁ D.C.** © propiedad de la secretaría jurídica distrital de la alcaldía mayor de Bogotá d.c. Decreto 3176 de 2002 Nivel Nacional (20/12/). 2002.

**RODRIGUEZ CH, Rafael.** Ambientes Sedimentarios&nbsp; 12 de noviembre del. Disponible en: <http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html>

**SCHLUMBERGER,** oilfield glossary. En: Choice reviews online. Nov 1.vol. 41, no. 3, p. 1297

**TELLEZ CASTRO, Julliceth and BOHORQUEZ GALLEGO, Jose.** Viabilidad de la Inyección de agua como recobro secundario en la Formación Pepino, del Campo Orito. Universidad de América, 2009. p. 93-94.

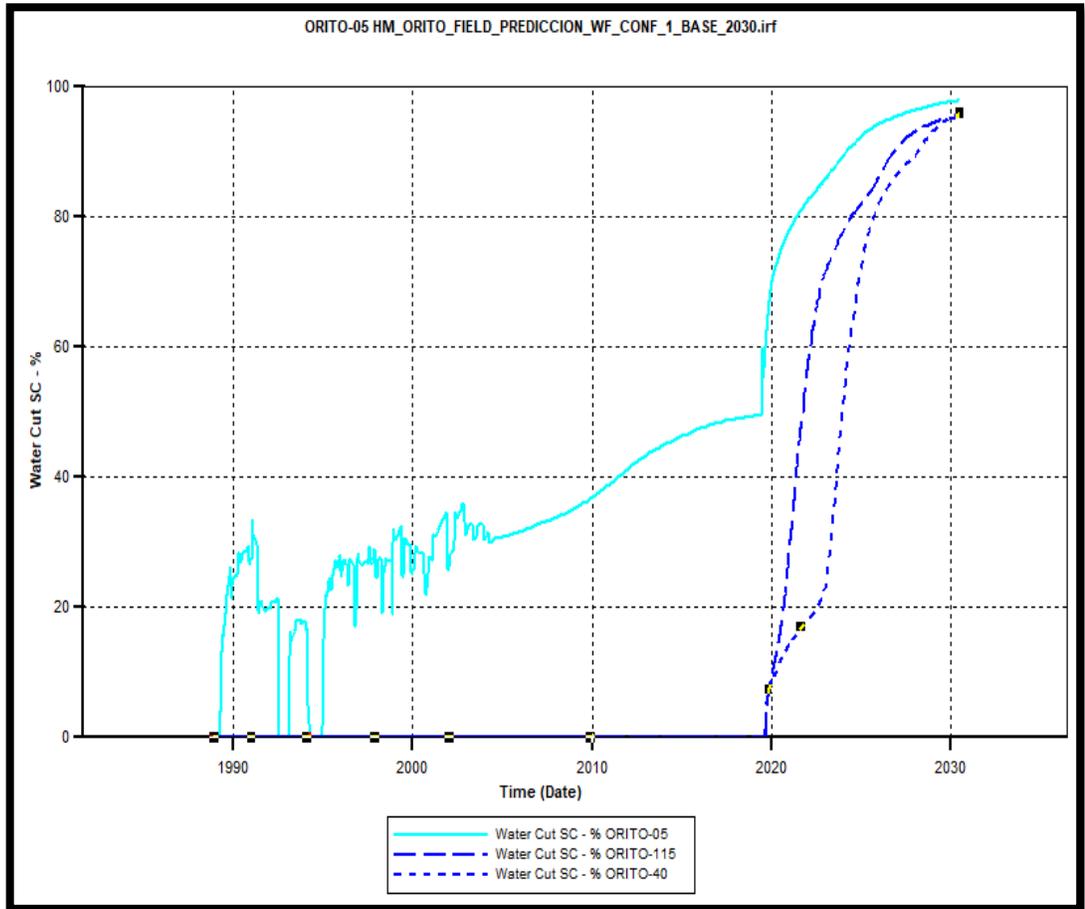
**TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C.** Petrophysics. 2. ed. ed. Ámsterdam [u.a.]: Gulf Professional Publ, Elsevier, 2004.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.** Histograma.

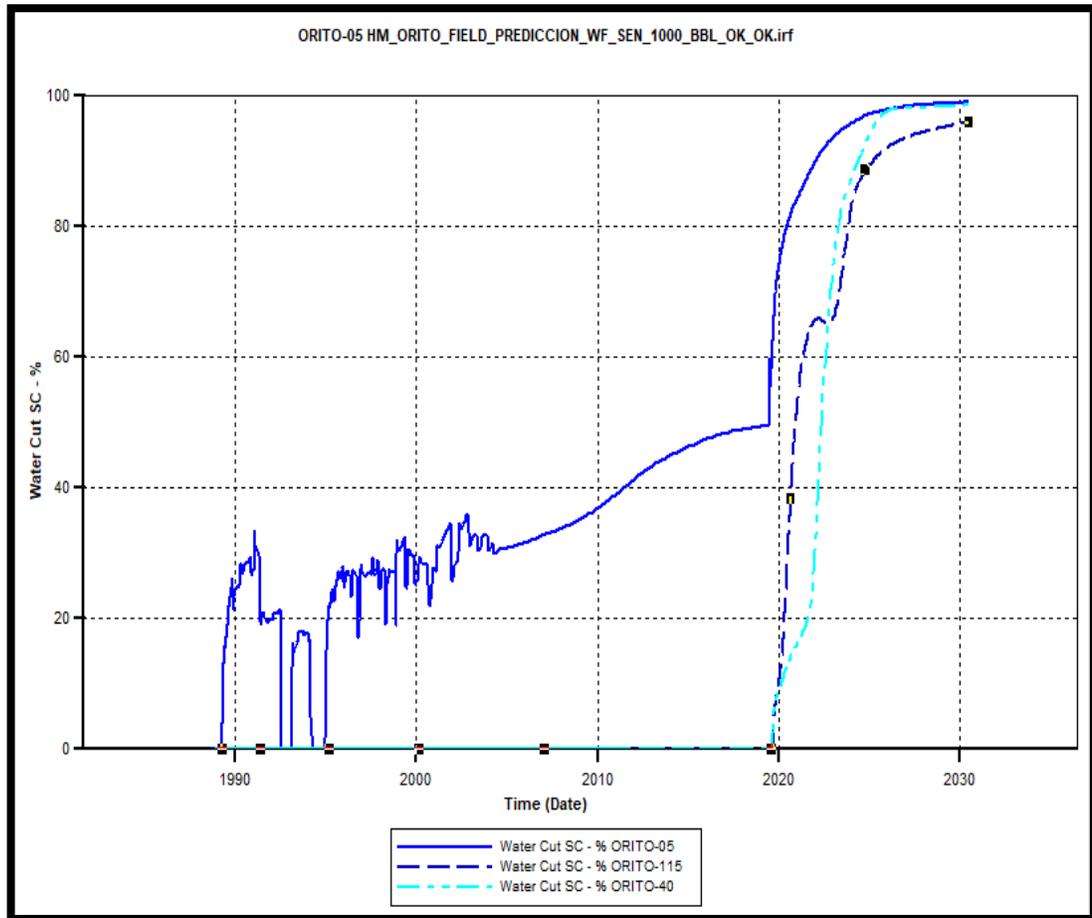
**VARGAS JIMENEZ, Carlos Alberto.** Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. En: revista de la academia colombiana de ciencias exactas, físicas y naturales. Mar 1. Vol. 33, no. 126.

## **ANEXOS**

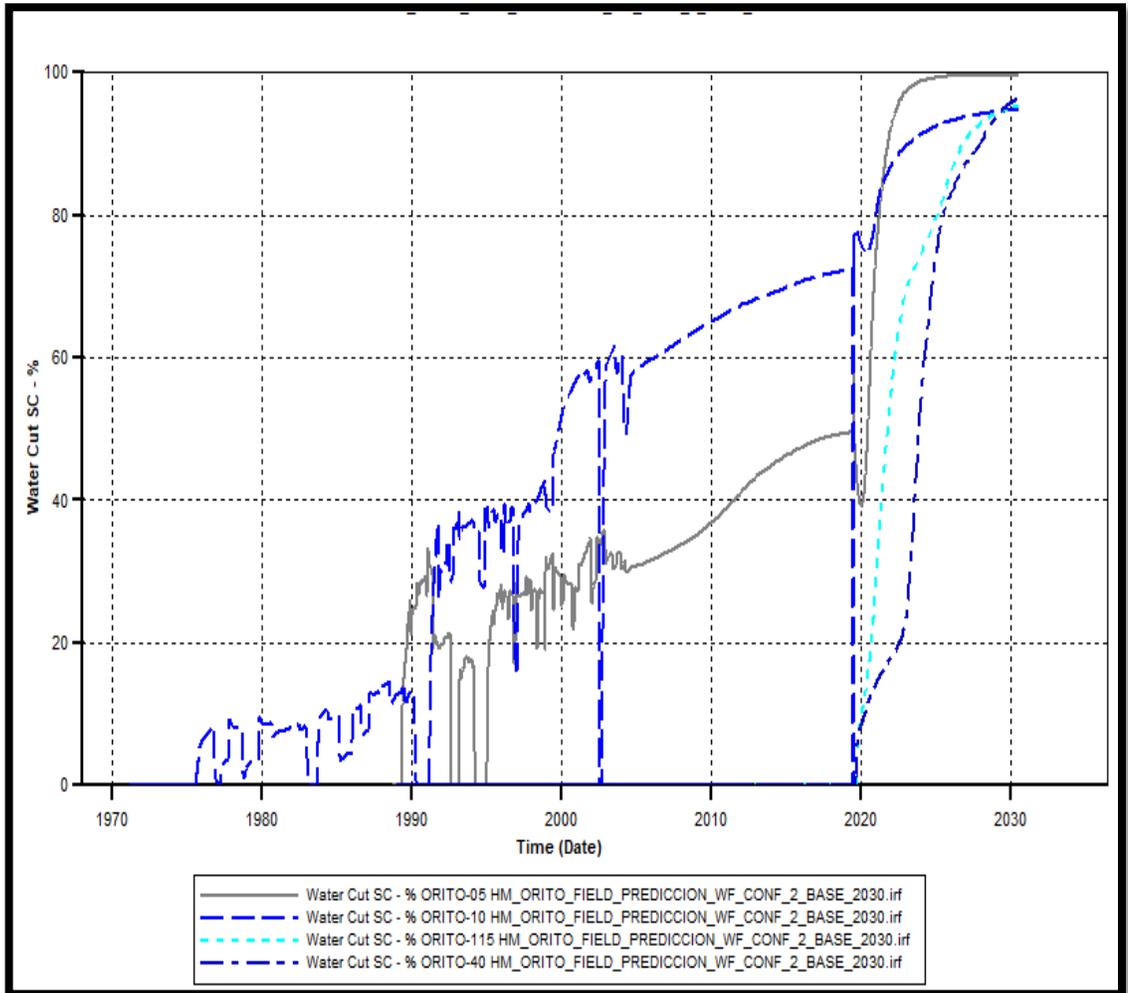
**Anexo A.**  
Corte de Agua 500BOPD. Configuración 1



## Anexo B. Corte de Agua 1000BOPD. Configuración 1



**Anexo C.**  
Corte de Agua 500BOPD. Configuración 2



**Anexo D.**  
Corte de Agua 1000BOPD. Configuración 2

