

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE LAS ARENISCAS T  
DEL CAMPO A DE ECOPETROL S.A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**JUAN DIEGO DUMEZ GARCÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE LAS ARENISCAS T  
DEL CAMPO A DE ECOPETROL S.A MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**JUAN DIEGO DUMEZ GARCÍA**

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

**Director**

**FABIÁN RICARDO FERNANDEZ BEDOYA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis

---

Ing. Jorge Mario Palma Bustamante

Bogotá D.C., Septiembre de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vice-rectora Académica y de posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VERGAS**

Decano Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Dr. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA**

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.

## **AGRADECIMIENTOS**

*El autor expresa sus más profundos agradecimientos a:*

*La Fundación Universidad de América y a todo su personal que formaron parte de esta etapa de mi vida, formándome no solamente como un buen profesional sino también como persona.*

*A mi director, Fabián Ricardo Fernández por haberme brindado su guía, su apoyo, y por también haberme dado la oportunidad de llevar a cabo este trabajo de grado.*

*A Leonardo Toro, a Laura Milena Meléndez y a Camilo Ortega, por toda su paciencia y enseñanzas en el desarrollo de este trabajo de grado.*

## **DEDICATORIA**

*A mis Padres, Juan Manuel y Martha Soledad, a mi hermana, Ana María, y a Laura, quienes han estado a mi lado siendo el motor para el desarrollo de mi vida personal y profesional.*

## CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	23
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO A	26
1.1 HISTORIA DEL ÁREA DE ESTUDIO	26
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía del campo	31
1.3.2.1 Formación Motema.	34
1.3.2.2 Formación Caballos.	34
1.3.2.3 Formación Villeta Miembro C	34
1.3.2.4 Formación Villeta Areniscas T Inferior.	34
1.3.2.5 Formación Villeta Areniscas T Superior	34
1.3.2.6 Formación Villeta Caliza B	35
1.3.2.7 Formación Villeta Areniscas U	35
1.3.2.8 Formación Villeta Caliza A	35
1.3.2.9 Formación Villeta Miembro M	35
1.3.2.10 Formación Villeta Miembro N	35
1.3.2.11 Formación Rumiyaco	36
1.3.2.12 Formación Pepino	36
1.3.2.13 Formación Orteguaza	36
1.3.2.14 Formación Orito-Belén	36
1.3.3 Geología estructural del campo.	36
1.4 SISTEMA PETROLÍFERO	37
1.4.1 Roca generadora	37
1.4.2 Roca reservorio	37
1.4.3 Roca sello	38
1.4.4 Migración y entrapamiento:.	38
2. GENERALIDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO A Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	39
2.1 GENERALIDADES DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	39
2.1.1 Volumen de arcilla	39
2.1.2 Porosidad	39
2.1.3 Porosidad efectiva	40
2.1.4 Saturación de agua.	41
2.1.5 Permeabilidad	42

2.1.5.1 Permeabilidad absoluta	42
2.1.5.2 Permeabilidad efectiva	43
2.1.5.3 Permeabilidad relativa	43
2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENISCAS T EN EL CAMPO DE ESTUDIO	43
2.2.1 Descripción Pozo 1	45
2.2.2 Descripción Pozo 2	45
2.2.3 Descripción Pozo 3	45
2.2.4 Descripción Pozo 4	46
2.2.5 Descripción Pozo 7ST	46
2.2.6 Descripción Pozo 8	46
2.3 GENERALIDADES DE LA GEOESTADÍSTICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	55
2.3.1 Modelo estático y geoestadística	55
2.3.2 Variograma.	56
2.3.3 Método de Krigging	56
2.3.4 Simulación Gaussiana Secuencial	58
2.3.5 Método de Co-Krigging y su combinación con la Simulación Gaussiana Secuencial .....	58
2.4 MODELO ESTÁTICO DE LAS ARENISCAS T EN EL CAMPO DE ESTUDIO	59
2.4.1 Modelo estructural	59
2.4.1.1 Superficies estructurales de T Superior y T Inferior	60
2.4.1.2 Fallas en los yacimientos T Superior y T Inferior	63
2.4.1.3 Creación del layering y de la grilla.	63
2.4.2 Modelo de facies	67
2.4.2.1 Mapas de espesores de arena neta	67
2.4.2.2 Mapas de facies del campo	70
2.4.2.3 Poblamiento de facies y metodología general	74
2.4.3 Modelo petrofísico	76
2.4.3.1 Modelo de Volumen de arcilla.	77
2.4.3.2 Modelo de Net to gross	79
2.4.3.3 Modelo de porosidad efectiva	81
2.4.3.4 Modelo de permeabilidad	82
3. METODOLOGÍA: CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO DE LAS ARENISCAS T Y ELABORACIÓN DE ESCENARIOS	85
3.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	86
3.1.1 Pasos básicos de un simulador	86
3.1.1.1 Formulación	87
3.1.1.2 Discretización	87
3.1.1.3 Representación de pozos	88
3.1.1.4 Linealización	88
3.1.1.5 Solución	89
3.1.1.6 Validación e interpretación	89

3.1.2 Tipos de simuladores	90
3.1.2.1 Simuladores según el tipo de fluido	90
3.1.2.2 Simuladores según el tipo de proceso	90
3.2 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE ENCABEZADO	90
3.3 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE GEOMETRÍA DEL MODELO Y PROPIEDADES ESTÁTICAS	91
3.3.1 Importación del modelo estático	91
3.3.2 Determinación de la permeabilidad vertical	94
3.3.3 Cálculo de la compresibilidad.	96
3.4 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDO	100
3.4.1 Determinación de las propiedades del petróleo	102
3.4.1.1 Determinación de la presión de burbuja.	102
3.4.1.2 Determinación del gas en solución	103
3.4.1.3 Determinación del factor volumétrico del petróleo	104
3.4.1.4 Determinación de la viscosidad del petróleo	105
3.4.2 Determinación de las propiedades del gas	106
3.4.2.1 Determinación del factor de compresibilidad del gas	106
3.4.2.2 Determinación de la viscosidad del gas	107
3.4.3 Propiedades del agua.	108
3.5 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	112
3.5.1 Estimación de la saturación residual del petróleo, la saturación de agua irreducible y la saturación crítica de gas	113
3.5.2 Determinación de las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo	114
3.5.3 Determinación de permeabilidades relativas para un sistema líquido-gas	116
3.5.4 Construcción de la Curva de Presión Capilar	118
3.5.5 Cargue de datos.	120
3.6 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE CONDICIONES INICIALES	123
3.7 VALIDACIÓN Y PRIMERA CORRIDA	125
3.8 ELABORACIÓN DEL ESCENARIO BASE	125
3.8.1 Selección de pozos e intervalos cañonear	127
3.8.2 Determinación de la presión de fondo	134
3.8.3 Simulación del caso base.	140
3.9 ELABORACIÓN DE NUEVOS ESCENARIOS	143
3.9.1 Escenarios 1-3	145
3.9.2 Escenarios 4-6.	147
3.9.3 Escenarios 7-9	148
4. OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	150
4.1 RESULTADOS BLOQUE 1	150
4.2 RESULTADOS BLOQUE 2	156
4.3 RESULTADOS BLOQUE 3	162
4.4 COMPARACIÓN DE ESCENARIOS Y ELECCIÓN DEL MEJOR BLOQUE..	168
4.5 PROPUESTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS ESCENARIOS 10-13	175

4.6 DISCUSIÓN CURVAS DE DECLINACIÓN DEL POZO TIPO Y COMPARACIÓN CON LAS PREDICCIONES	184
5. CONCLUSIONES	187
6. RECOMENDACIONES	189
BIBLIOGRAFÍA	191
ANEXO A	195

## ÍNDICE DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de la localización del Campo A.	28
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Caguán-Putumayo.	30
Figura 3. Columna estratigráfica del campo	31
Figura 4. Sísmica del área de estudio	37
Figura 5. Ubicación de los pozos en el campo de estudio	43
Figura 6. Propiedades petrofísicas Pozo 1	48
Figura 7. Propiedades petrofísicas Pozo 2	49
Figura 8. Propiedades petrofísicas Pozo 3	50
Figura 9. Propiedades petrofísicas Pozo 4	51
Figura 10. Propiedades petrofísicas Pozo 7ST	52
Figura 11. Propiedades petrofísicas Pozo 8	53
Figura 12. Esquema de interpolación para el método de Krigging.	57
Figura 13. Composición básica del modelo estático	59
Figura 14. Mapa estructural Arena T Superior	61
Figura 15. Mapa estructural Arena T Inferior	62
Figura 16. Ubicación de las fallas en el Campo A	63
Figura 17. Distribución de las fallas a lo largo de la zona en estudio.	64
Figura 18. Determinación del layering	65
Figura 19. Grillado para la Arenisca T Superior y T Inferior	66
Figura 20. Mapa de espesor de arena neta. T Superior	68
Figura 21. Mapa de espesor de arena neta. T Superior	69
Figura 22. Electrofacies a partir del registro GR	70
Figura 23. Mapa de facies para T Superior	71
Figura 24. Mapa de facies para T Inferior	72
Figura 25. Análisis de facies para cada pozo	73
Figura 26. Modelo de facies T Superior.	75
Figura 27. Modelo de facies T Inferior.	76
Figura 28. Modelo de volumen de Arcilla T Superior	77

Figura 29. Modelo de volumen de Arcilla T Inferior	78
Figura 30. Modelo de Volumen de net to gross T Superior	79
Figura 31. Modelo de volumen de net to gross T Inferior	80
Figura 32. Modelo de porosidad efectiva T Superior	81
Figura 33. Modelo de porosidad efectiva T Inferior	82
Figura 34. Modelo de permeabilidad T Superior	83
Figura 35. Modelo de permeabilidad T Inferior	84
Figura 36. Secciones básicas que conforman un modelo dinámico.	86
Figura 37. Construcción de la sección de encabezado	91
Figura 38. Importación de poblamiento de propiedades petrofísicas	92
Figura 39. Modelo estático importado en CMG	93
Figura 40. Modelo de permeabilidad vertical	95
Figura 41. Resumen propiedades de los fluidos	109
Figura 42. Tabla PVT	110
Figura 43. Tabla de datos subsaturados	111
Figura 44. Cargue y presentación de los datos de interacción roca-fluido	120
Figura 45. Permeabilidad relativa al petróleo para un sistema trifásico	122
Figura 46. Contacto agua-petróleo	123
Figura 47. Interfaz sección de condiciones iniciales	124
Figura 48. Resultados validación y primera corrida	125
Figura 49. Trayectorias de los pozos del Campo A.	126
Figura 50. Simulación inicial para la determinación del valor del radio de drenaje	138
Figura 51. Determinación de los bloques del yacimiento	144
Figura 52. Ubicación de pozos escenario 1-3	146
Figura 53. Ubicación de pozos escenario 4-6	148
Figura 54. Ubicación de pozos escenarios 7-9	149
Figura 55. Distribución de pozos Escenarios 10 y 11	176
Figura 56. Distribución de pozos horizontales Escenarios 12 y 13	177

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Gas en solución vs presión	103
Gráfico 2. Factor volumétrico vs Presión	104
Gráfico 3. Viscosidad del petróleo vs presión	106
Gráfico 4. Factor de compresibilidad del gas vs presión	107
Gráfico 5. Viscosidad del gas vs presión	108
Gráfico 6. Permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo para un proceso de imbibición.	116
Gráfico 7. Curva de permeabilidades relativas sistema gas-líquido	117
Gráfico 8. Curva de presión capilar para un proceso de drenaje.	119
Gráfico 9. Distribución de saturación inicial según la profundidad	129
Gráfico 10. Determinación de los valores de corte de saturación de agua	131
Gráfico 11. Determinación de los valores base de profundidad para cañoneo según los valores cut-off de saturación de agua.	132
Gráfico 12. Comportamiento de producción pozo tipo	135
Gráfico 13. Predicción del escenario base	141
Gráfico 14. Estimación de $N_p$ y $W_p$ para el escenario base	142
Gráfico 15. Petróleo acumulado Pozos 9-11	150
Gráfico 16. Agua acumulada Pozos 9-11	151
Gráfico 17. Corte de agua Pozos 9-11	152
Gráfico 18. Comportamiento de producción Escenarios 1-3	153
Gráfico 19. Comportamiento del corte de agua. Escenarios 1-3	154
Gráfico 20. Comparación de Producción acumulada, Factor de recobro, Agua acumulada y Presión de yacimiento Escenarios 1-3 al finalizar los 20 años de la predicción.	155
Gráfico 21. Petróleo acumulado Pozos 12-14	156
Gráfico 22. Agua acumulada Pozos 12-14	157
Gráfico 23. Corte de agua Pozos 12-14	158
Gráfico 24. Comportamiento de producción Escenarios 4-6	159
Gráfico 25. Comportamiento del corte de agua. Escenarios 4-6	160

Gráfico 26. Comparación de Producción acumulada, Factor de recobro, Agua acumulada y Presión de yacimiento Escenarios 4-6 al finalizar los 20 años de la predicción.	161
Gráfico 27. Petróleo acumulados Pozos 15-17	162
Gráfico 28. Agua acumulada Pozos 15-17	163
Gráfico 29. Corte de agua Pozos 15-17	164
Gráfico 30. Comportamiento de producción Escenarios 7-9	165
Gráfico 31. Comportamiento del corte de agua. Escenarios 7-9	166
Gráfico 32. Comparación de Producción acumulada, Factor de recobro, Agua acumulada y Presión de yacimiento Escenarios 7-9 al finalizar los 20 años de la predicción.	167
Gráfico 33. Caudal de petróleo Escenarios 1-9 y Escenario Base	169
Gráfico 34. Comportamiento del corte de agua Escenarios 1-9 y Escenario Base	170
Gráfico 35. Petróleo acumulado Escenarios 1-9 y Escenario Base	171
Gráfico 36. Factor de recobro Escenarios 1-9 y Escenario Base	172
Gráfico 37. Producción de agua acumulada Escenarios 1-9	173
Gráfico 38. Presión promedio del yacimiento Escenarios 1-9 y Escenario Base	174
Gráfico 39. Petróleo acumulado Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.	178
Gráfico 40. Factor de recobro Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.	179
Gráfico 41. Agua acumulado Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.	180
Gráfico 42. Presión promedio del yacimiento Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.	181
Gráfico 43. Producción de los pozos 1H-4H para el Escenario 13.	182
Gráfico 44. Producción de petróleo. Escenarios 1 y 10-13	183
Gráfico 45. Declinación pozo tipo	184
Gráfico 46. Comparación estimaciones con las curvas de declinación	186
Gráfico 47. Predicción petróleo acumulado	195
Gráfico 48. Predicción presión promedio del yacimiento	196

Gráfico 49. Predicción del factor de recobro	197
Gráfico 50. Predicción agua acumulada	198

## ÍNDICE DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen de registros por pozo	44
Tabla 2. Resumen de propiedades petrofísicas. Caso de cut off de $S_w = 85\%$	54
Tabla 3. Determinación de la compresibilidad de la formación	99
Tabla 4. Datos PVT	100
Tabla 5. Determinación Rango de aplicabilidad correlaciones PVT	101
Tabla 6. Determinación de la presión de burbuja	102
Tabla 7. Cálculo del índice de distribución de tamaño de poro	113
Tabla 8. Determinación de los endpoints de saturación	114
Tabla 9. Coordenadas iniciales y finales sin incluir trayectorias de los pozos del Campo A	126
Tabla 10. Cálculo del nivel de agua libre	128
Tabla 11. Profundidades según los valores de corte	133
Tabla 12. Selección de perforaciones caso base	133
Tabla 13. Valores base para la determinación de la presión de fondo	136
Tabla 14. Determinación del daño de formación	137
Tabla 15. Recopilación de parámetros para el cálculo de la $P_{wf}$	139
Tabla 16. Cálculo de la presión de fondo	140
Tabla 17. Planteamiento de escenarios y ubicación de pozos	145
Tabla 18. Cañoneos para los escenarios 1-3	145
Tabla 19. Cañoneos para los escenarios 4-6	147
Tabla 20. Cañoneos escenarios 7-9	148
Tabla 21. Nuevas ubicaciones de los pozos. Escenarios 1-9	190
Tabla 22. Nuevas ubicaciones pozos horizontales	190

## ÍNDICE DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Determinación del volumen de arcilla.	39
Ecuación 2. Ecuación de porosidad	40
Ecuación 3. Ecuación de porosidad efectiva a partir del registro sísmico	40
Ecuación 4: Saturación de agua modificada a partir del Vsh.	41
Ecuación 5. Determinación del factor A para el cálculo de Saturación de agua	41
Ecuación 6: Determinación del factor B para el cálculo de Saturación de agua	42
Ecuación 7. Determinación de la permeabilidad absoluta.	42
Ecuación 8. Ecuación de variograma	56
Ecuación 9. Ecuación método de Krigging	57
Ecuación 10. Ecuación de Co-Krigging	58
Ecuación 11. Permeabilidad vertical para rocas arcillosas con igual contenido de Illita y Caolinita	94
Ecuación 12. Ecuación de compresibilidad de la formación	96
Ecuación 13. Cálculo del esfuerzo efectivo	96
Ecuación 14. Cálculo del esfuerzo de la columna litoestática.	97
Ecuación 15. Cálculo de la presión de yacimiento	97
Ecuación 16. Determinación del datum	98
Ecuación 17. Determinación de la presión de fractura	98
Ecuación 18. Ecuación para la presión de burbuja.	102
Ecuación 19. Determinación del gas en solución.	103
Ecuación 20. Cálculo del factor volumétrico del petróleo	104
Ecuación 21. Viscosidad del petróleo con gas en solución	105
Ecuación 22. Viscosidad del petróleo muerto	105
Ecuación 23. Determinación del factor x	105
Ecuación 24. Determinación del factor de compresibilidad	106
Ecuación 25. Determinación de la viscosidad del gas.	107
Ecuación 26. Índice de distribución de tamaño de poro	112
Ecuación 27. Saturación de agua irreducible	113

Ecuación 28. Saturación de petróleo residual	113
Ecuación 29. Saturación de gas crítica	114
Ecuación 30. Permeabilidad relativa al aceite para un proceso de imbibición	114
Ecuación 31. Permeabilidad relativa al agua para un proceso de imbibición	115
Ecuación 32. Permeabilidad relativa al gas	116
Ecuación 33. Permeabilidad relativa al petróleo	117
Ecuación 34. Presión capilar sistema agua-petróleo	118
Ecuación 35. Presión de desplazamiento sistema agua-petróleo	118
Ecuación 36. Determinación de la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema trifásico	121
Ecuación 37. Determinación de la altura sobre el nivel de agua libre	127
Ecuación 38. Determinación del nivel de agua libre	128
Ecuación 39. Porcentaje de la columna de hidrocarburos	130
Ecuación 40. Determinación de la presión de fondo	134
Ecuación 41. Determinación del índice de productividad	136
Ecuación 42. Ecuación de declinación exponencial	185
Ecuación 43. Determinación de la tasa inicial de declinación	185

## GLOSARIO

**COMPRESIBILIDAD:** la compresibilidad es una propiedad de roca que puede ser definida de manera isotérmica o no. En el caso de estudio es isotérmica y se considera como una medida del cambio de volumen normalizado con respecto a la presión.

**CORRELACIÓN:** es una herramienta matemática que permite obtener de manera aproximada una variable en función de otras independientes. Esta herramienta se obtiene como una aproximación a resultados experimentales.

**DAÑO DE FORMACIÓN:** el daño de formación es una medida de la alteración que sufre la cara del pozo debido a distintas actividades asociadas a la extracción de hidrocarburos.

**FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN:** es una propiedad de los fluidos del yacimiento que determina cómo es la relación volumétrica entre un el volumen de fluido en el yacimiento con respecto al volumen de superficie.

**GAS EN SOLUCIÓN:** el gas en solución hace referencia a la cantidad de gas disuelto en el petróleo en el yacimiento.

**GRAVEDAD API:** la gravedad API es una medida directa de la densidad que tiene el petróleo a condiciones estándar.

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** la gravedad específica es una medida adimensional que compara la densidad de un fluido determinado (en este caso petróleo) con la densidad del agua a condiciones estándar.

**MODELO DINÁMICO:** un modelo dinámico es una aproximación numérica que toma en cuenta las variables que cambian con el tiempo en el yacimiento. Este modelo es construido a partir de un modelo estático.

**MODELO ESTÁTICO:** un modelo estático es un modelo discreto del yacimiento que incluye la interpretación de las propiedades del yacimiento que no cambian con el tiempo, así como la estructura y estratigrafía de éste.

**MOJABILIDAD:** la mojabilidad es una propiedad de la roca que se define como la afinidad que tiene ésta a un fluido determinado cuando este se encuentra en presencia de otro fluido inmiscible.

**PERMEABILIDAD:** la permeabilidad es una propiedad de la roca y se define como la capacidad que tiene esta para que un fluido pase a través de ella. Esta definición pertenece al término conocido como permeabilidad absoluta.

**POROSIDAD:** la porosidad es una propiedad de la roca que habla de la fracción de volumen poroso con respecto al volumen total del yacimiento.

**PRESIÓN CAPILAR:** la presión capilar es la presión que se presenta entre dos fases inmiscibles; más exactamente, es la diferencia de presión entre la fase no mojante y la fase mojante.

**PRESIÓN DE YACIMIENTO:** la presión de yacimiento es la presión de poro que se encuentra presente en la roca y es gracias a ella que se obtiene la energía del yacimiento.

**SALINIDAD:** es la cantidad de sales (cloruros y sodios principalmente) disueltas en un fluido. Esta medida se usa especialmente en el agua.

**SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE:** es la saturación remanente de agua después de un proceso de drenaje por parte del petróleo.

**SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL:** es la saturación de petróleo que queda después de un proceso de desplazamiento.

**SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS:** la simulación de yacimientos es el procedimiento matemático que permite obtener una predicción de la explotación de un yacimiento bajo distintos escenarios.

**RESERVAS:** las reservas son la cantidad de hidrocarburos que se pueden extraer de una manera económicamente viable bajo escenarios determinados. Las reservas se dividen en reservas probables, posibles, y probadas.

**VISCOSIDAD:** la viscosidad es una propiedad de los fluidos que dice cómo estos se oponen a un esfuerzo de cizalla.

**YACIMIENTO:** es una roca que tiene las capacidades económicas para que sea explotada para obtener un recurso natural (por ejemplo, petróleo, gas o minerales).

## RESUMEN

El presente trabajo de grado determina el potencial de producción de las Areniscas T del Campo A de Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Para ello, se ha hecho la construcción de un modelo dinámico y se ha evaluado un total de 14 escenarios, simulando en primer lugar un Escenario Base y a partir de los resultados de dicho escenario, se ha llevado a cabo la elaboración y la predicción de otros 13 escenarios.

En general el Campo A cuenta con una cantidad de petróleo original in situ de 4 millones de barriles de petróleo. Por medio de las simulaciones de los escenarios planteados con anterioridad y para un periodo de tiempo de 20 años, se ha estimado que el Escenario 13 permite obtener un factor de recobro del 6.52%, o lo que equivale a un total de 264.115 STB.

La simulación de todos estos escenarios permite llegar a la conclusión de que las Areniscas T pueden llegar a ser producidas mediante pozos horizontales, sin embargo, las altas saturaciones de agua y las bajas permeabilidades del yacimiento será un factor que provocará la rápida declinación de estos pozos.

**PALABRAS CLAVE:** propiedades petrofísicas, modelo estático, areniscas T, factor de recobro, simulación numérica.

## INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de campos petrolíferos se procede a extraer petróleo de los yacimientos con menor riesgo de fracaso económico. Lo anterior, debido a que un campo puede contener uno o más yacimientos asociados a éste y es decisión de la compañía operadora cuáles yacimientos explotar y cuáles no. Tal es el caso del Campo A que a la fecha cuenta con la explotación de la formación Caballos, dejando de lado la explotación de los otros yacimientos que posee como lo son las Areniscas T.

Las Areniscas T son un miembro de la Formación Villeta que se encuentra comprendida a lo largo del sur occidente de la Cuenca del Caguán-Putumayo y que se extiende hasta la Cuenca de Oriente de Ecuador. Dichas Areniscas no han sido aún explotadas en Colombia por parte de Ecopetrol pues la calidad de la roca es bastante regular y debido a que se tiene yacimientos con mejores condiciones de explotación, estas Areniscas se han dejado de lado. No obstante, y en lo que concierne al Ecuador, dichos yacimientos han sido explotados ampliamente, llegando a ser unos de los yacimientos de mayor relevancia para el país.

Ahora bien, debido a los problemas de orden público y a la crisis petrolera que ha afectado de manera negativa la actividad exploratoria y extractiva de la Cuenca Caguán-Putumayo, las reservas de los campos de Ecopetrol que se encuentran en dicha Cuenca no superan los 5 años. Esto ha llevado a que sea necesario la evaluación de nuevos proyectos de recobro mejorado y así se determine el potencial petrolífero de otros yacimientos.

Siguiendo este orden de ideas, en actividades previas de evaluación de desarrollo del Campo A, Ecopetrol determinó la presencia de hidrocarburos en las Areniscas T en dicho campo. No obstante, aún no se ha llevado a cabo la determinación del potencial de producción de las Areniscas T en el Campo A, por lo que este proyecto plantea predice mediante simulación numérica dicho potencial.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el potencial de producción de las Areniscas T en el Campo A mediante simulación numérica.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1.** Describir las características generales y geológicas de las Areniscas T del Campo A.
- 2.** Describir el modelo estático de las Areniscas T del campo A.
- 3.** Construir un modelo dinámico que permita la caracterización del yacimiento en estudio.
- 4.** Identificar los puntos de drenaje para la implementación de nuevos pozos según distintos escenarios de reservas.
- 5.** Estimar el potencial de las Areniscas T mediante simulación numérica a partir de datos de yacimientos análogos y haciendo uso de las curvas de declinación.

## 1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO A

Este capítulo tiene como objetivo brindar al lector la información general sobre el área de estudio y la descripción de los aspectos geológicos más relevantes del Campo A.

Se debe señalar que debido a que este proyecto se trata de la evaluación de un potencial de producción de un yacimiento que aún no ha sido explotado, este capítulo no contendrá curvas de producción ni tampoco el mecanismo de producción con el que cuenta el campo pues esto será algo a evaluarse a lo largo del proyecto.

### 1.1 HISTORIA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo A se encuentra ubicado en la subcuenca del Putumayo que se caracteriza por sus áreas prospectivas que son el área sur y el área de occidente. En general, estas áreas son algunas de las más prolíferas de la Cuenca del Caguán-Putumayo.

La Cuenca del Caguán-Putumayo empezó a ser explorada desde el año 1941 por la compañía norteamericana Texas Petroleum Company la cual descubrió en 1963 hidrocarburos y a partir de esto llevó a cabo una amplia exploración en todo el sur de la Cuenca.<sup>1</sup> En los años siguientes dicha compañía encontró yacimientos con a lo largo de la Cuenca luego de una campaña de perforación de 60 pozos exploratorios. A finales del año 1971, la compañía de Texas Petroleum Company declara comercialmente exitoso el Campo A gracias a que se encontró petróleo con la perforación del Pozo 1 en la Formación Caballos.

En el año de 1980, la Texas Petroleum Company entregó el 100% de los contratos de exploración y explotación de los campos del Putumayo a la Sociedad Petrolera del Río de Panamá, la cual renunciaría y entregaría dichos contratos a Ecopetrol para el año de 1981.<sup>2</sup> A partir de este año, Ecopetrol llevó a cabo la implementación y expansión de los planes de desarrollo elaborados por la Texas Petroleum Company, esto lo llevó a incrementar el número de pozos de desarrollo que se encuentran en la zona.

Siguiendo este orden de ideas, hoy en día Ecopetrol se encuentra extrayendo hidrocarburos en el Campo A por medio de un total de 8 pozos. Dicha extracción se está haciendo en la Formación Caballos. No obstante, desde el año 2018, Ecopetrol ha despertado un interés especial en lo que es la evaluación de yacimientos que antes no eran muy prospectivos como lo son las Areniscas T. En el caso del Campo A, dichas Areniscas se dividen en lo que son las Areniscas T Superior y las

---

<sup>1</sup> DEVIA ACOSTA, Claudia. "Orito y la explotación petrolera. Un caso de colonización en el medio Putumayo 1963-1985". Tesis de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia, 2004. p. 75.

<sup>2</sup> *Ibíd.*, p.81.

Areniscas T Inferior, yacimientos que como se dijo anteriormente, se estudiarán a lo largo de este trabajo.

## 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo A se encuentra ubicado en la Cuenca del Caguán-Putumayo en Colombia (Ver **Figura 1**). Dicha cuenca limita al sur con la Cuenca de Oriente de Ecuador, al occidente con la Cordillera Oriental, al norte con la Serranía de la Macarena y al oriente con el Escudo de la Guyana<sup>3</sup>. Asimismo, el pozo 1 se encuentra con las coordenadas 0°37'25.1237"N y 76°59'58.8934"W.

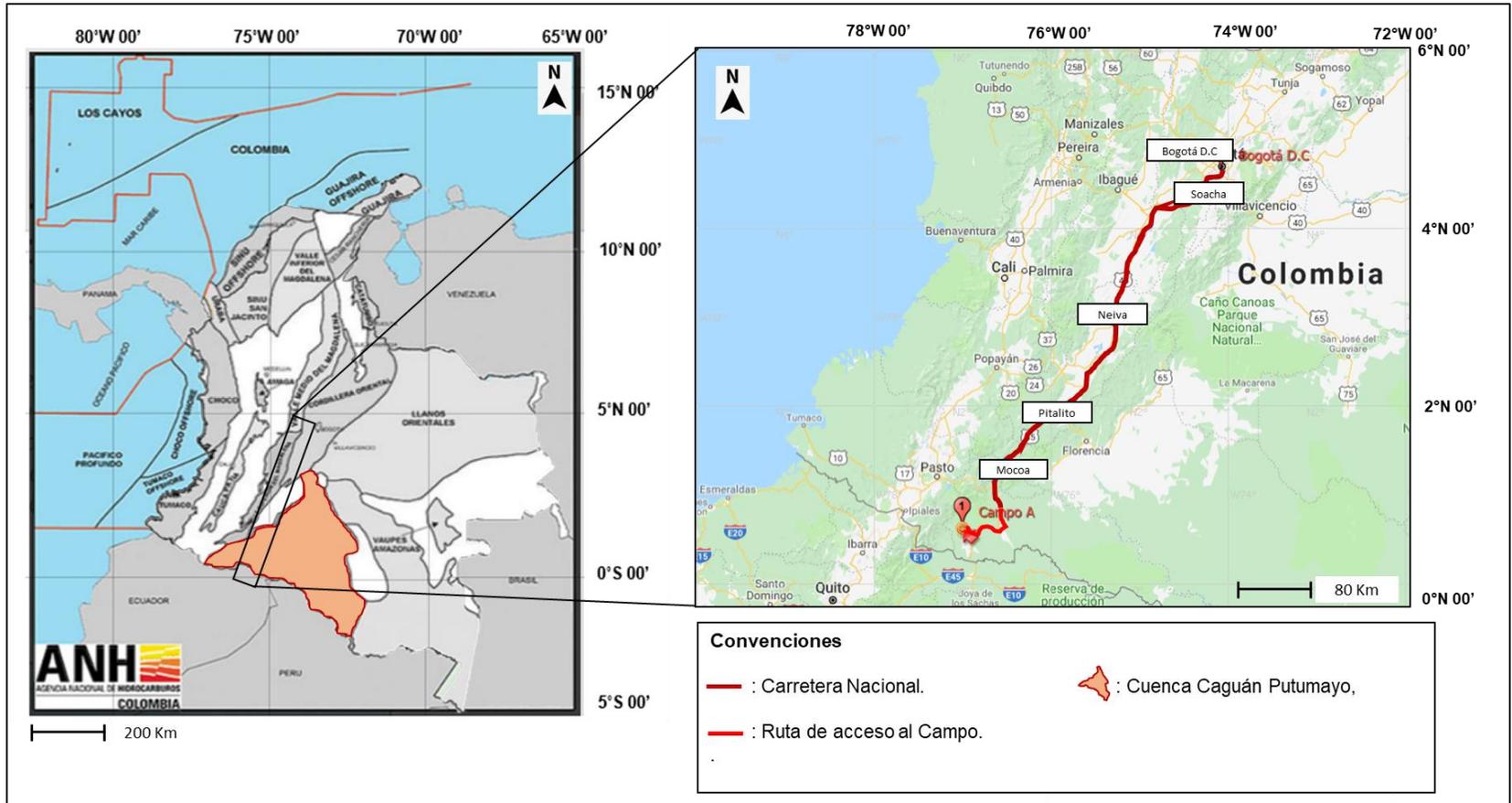
El acceso al Campo A se puede realizar por vía terrestre o bien por vía aérea. La trayectoria terrestre inicia con un recorrido de distancia total de 756 kilómetros con una duración aproximada de 15 horas. Dicho recorrido empieza tomando la Autopista Sur de la ciudad de Bogotá, para luego seguir por la carretera Sylvania-Granada pasando por los municipios de Fusagasugá. Al avanzar casi 50 km se debe continuar por la vía principal Bogotá / Girardot / Melgar-Boquerón para después de 35 km de recorrido proseguir por la carretera 45 vía Neiva-Espinal/Saldana-Guamo en un recorrido de 228 km. Al llegar a Neiva se procede a tomar la vía Neiva-San Agustín para que después de avanzado 120 km se toma la vía Mocoa-Pitalito la cual luego de un recorrido de 164 km se conecta con la ruta de Puerto Caicedo-Villagarzon. Al seguir un recorrido de casi 97 km se llega a Puerto Asís para finalizar tomando la ruta Hormiga-Orito por medio de un recorrido aproximado de 29 km.

Para la trayectoria aérea desde Bogotá a la zona de estudio se toma un vuelo desde el Aeropuerto Internacional el Dorado hasta el Aeropuerto de Villagarzón realizando un recorrido de aproximadamente 500 kilómetros. Una vez en el Aeropuerto de Villagazón se debe tomar un transporte vehicular por medio de la ruta Hormiga-Orito para así llegar al área de estudio.

---

<sup>3</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán-Putumayo. Bogotá D.C. 2009.

**Figura 1.** Mapa de la localización del Campo A.



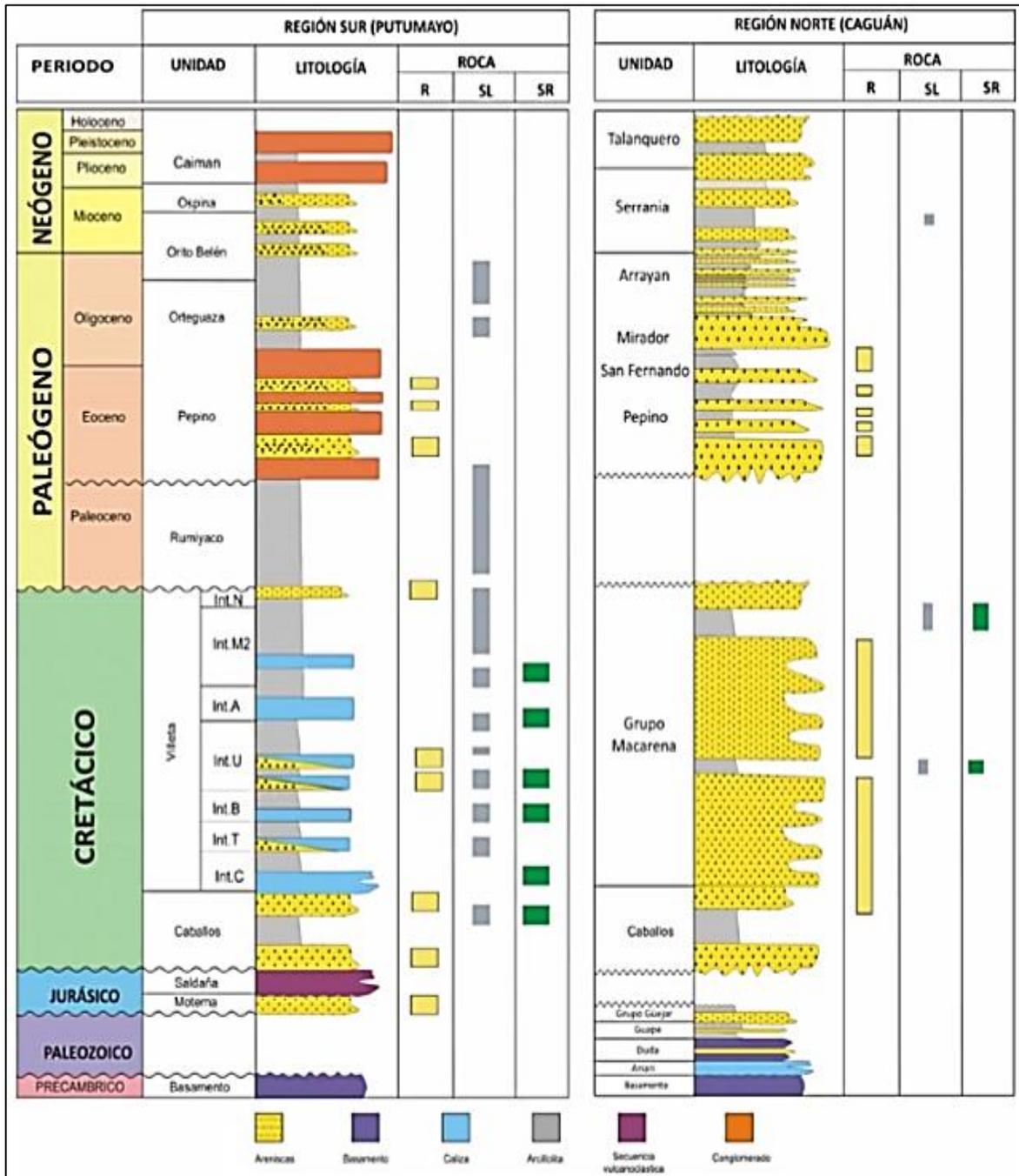
**Fuente:** elaboración propia, con base en: GOOGLE MAPS [sitio web]. Mapa de ubicaciones y georeferenciamiento. [Consulta 25 de julio 2019]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/dir/>.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

Esta sección tiene como objetivo discutir la estratigrafía general del área de estudio; así como también, llevar a cabo una breve descripción de lo que es la geología estructural del Campo A y así mismo su estratigrafía, explicando las formaciones y los miembros con los que cuenta el campo.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** La Cuenca del Caguán Putumayo se puede dividir estratigráficamente en dos regiones principalmente que son: la región sur y la región norte. La región sur es conocida como la subcuenca del Putumayo; mientras que, la región norte es conocida como la subcuenca del Caguán. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la presencia de dos subcuencas indica que se está teniendo dos sistemas petrolíferos distintos. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada de estas dos subcuencas; y, asimismo, indica el sistema petrolífero en cada una.

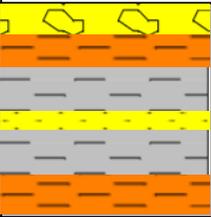
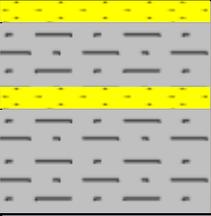
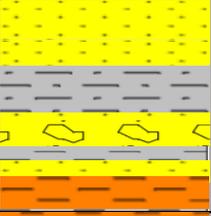
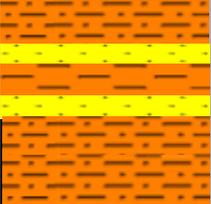
**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Caguán-Putumayo.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán-Putumayo. Bogotá D.C. 2009.

**1.3.2 Estratigrafía del campo.** En esta sección se describe cada una de las formaciones que conforman el campo de estudio desde superficie empezando por la Formación Orito-Belén y finalizando en la Formación Motema. Se debe resaltar, que debajo de esta última Formación se tiene lo que se conoce como Basamento; que en general, son rocas metamórficas con alto contenido en sílice y que son consideradas como cuarcitas altamente exfoliadas. La descripción se hará desde lo más profundo hasta lo más somero ayudándose de la Figura 3 la cual presenta una columna estratigráfica específica del área de estudio y basándose en los registros de Mud Logging entregados por Ecopetrol.

**Figura 3. Columna estratigráfica del campo**

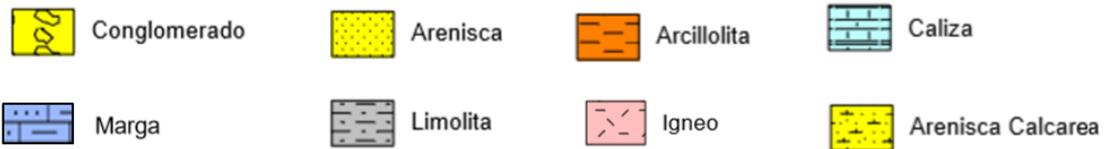
Tope (ft)	Base (ft)	Periodo	Época	Formación	Litología
0	2180	Neógeno	Mioceno	Orito-Belén	
2180	2660		Oligoceno	Orteguaza	
2660	3848		Eoceno	Pepino	
3848	6520		Paleoceno	Rumiyaco	

**Figura 3. (Continuación)**

Tope (ft)	Base (ft)	Periodo	Época	Formación	Litología
6520	6814	<b>Cretácico</b>	<b>Superior</b>	<b>Villeta</b>	Miembro N
6814	7109				Miembro M
7109	7222				Miembro Caliza A
7222	7396				Miembro U
7396	7476				Miembro Caliza B

**Figura 3. (Continuación)**

Tope (ft)	Base (ft)	Periodo	Época	Formación	Litología
7476	7512	Cretácico	Inferior	Villeta	Miembro Arena T Superior
7512	7600				Miembro Arena T Inferior
7600	7632				Miembro C
7632	7940	Jurásico	Superior	Caballos	
7940	8010				Motema



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**1.3.2.1 Formación Motema.** La Formación Motema es una formación considerada como el inicio del basamento de la cuenca. En general, se trata de rocas ígneas principalmente granitos. No obstante, a la base, se tiene un aumento de temperatura que sugiere la posible formación de rocas metamórficas.

En general, es la última formación que alcanzan los pozos que son perforados en la subcuenca del Putumayo. Esta formación pertenece al Jurásico Superior.

**1.3.2.2 Formación Caballos.** La Formación Caballos es posiblemente la formación con mayor prospectividad de la Cuenca de Caguán Putumayo. Esta formación hace parte del último periodo de depositación del Cretácico Inferior y se relaciona con un ciclo regresivo que permitió la depositación de grandes cuerpos de arena.

Esta arena se caracteriza por ser de grano medio y contar con bajas proporciones de arcilla. Además, se cuenta con algunas intercalaciones de limolitas que hacen un ligero sello entre los cuerpos de arena.

**1.3.2.3 Formación Villeta Miembro C.** El miembro C de la formación Villeta puede ser considerado como el miembro más importante en términos de poder ser roca sello y al mismo tiempo ser roca generadora para lo que sería el sistema petrolífero de la Formación Villeta, específicamente, el sistema de las rocas almacén Areniscas T y Calizas A y B.

Este miembro fue también depositado en el Cretácico Inferior y se caracteriza por tener ligeras intercalaciones de limolitas con arcillolitas grisáceas hacia la base y arcillolitas hacia el tope. La formación evidencia una depositación de un ambiente marino somero en un periodo de transgresión.

**1.3.2.4 Formación Villeta Areniscas T Inferior.** Las Areniscas T Inferior son las Areniscas de menor espesor de arena en la Formación Villeta pero que aun así puede llegar a ser prospectivo. Sumado a ello, la formación presenta intercalaciones con limolitas y arcillolitas; no obstante, tienen algunas partes calcáreas con mineralogías de distintos tipos de arcilla, incluyendo la glauconita. Este mineral es más abundante en el miembro de las Areniscas T Superior.

**1.3.2.5 Formación Villeta Areniscas T Superior.** La Formación Villeta T Superior o también conocida como el Miembro de Areniscas T Superior, es un miembro que se caracteriza por una mayor proporción de cuerpos de arena a comparación del miembro explicado anteriormente.

**1.3.2.6 Formación Villeta Caliza B.** El miembro Caliza B es el primer miembro en depositarse en el Cretácico Superior. La litología de esta Caliza se caracteriza por tener en su base una presencia de limolitas y arcillolitas que efectúan un sello para las Areniscas T.

Asimismo, hacia el tope se cuenta con la presencia de margas fracturadas que también permiten la acumulación de hidrocarburos en este miembro, haciendo que este se tenga en cuenta para la explotación o desarrollo de futuros proyectos. La depositación de esta Caliza B se evidencia que fue en un ambiente de muy baja energía a otro de baja energía que permitió la acumulación de carbonatos hacia el tope de la formación.

**1.3.2.7 Formación Villeta Areniscas U.** Las Areniscas U son un miembro de poca calidad de roca. En general, se trata de intercalaciones de estratos delgados de areniscas con limolitas. Es un miembro poco prospectivo que incluso se considera sello para las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en la Caliza B.

**1.3.2.8 Formación Villeta Caliza A.** Al igual que la Caliza B, la Caliza A es un miembro característico por la presencia de margas y limolitas principalmente. Sin embargo, no es considerado tan prospectivo debido a que no tiene espesores de marga fracturada tan grandes como los tiene la Caliza B. La depositación de estas rocas indican un ambiente transgresivo de baja energía, pero cercano a la línea de costa para permitir la depositación de carbonatos.

**1.3.2.9 Formación Villeta Miembro M.** Esta formación se caracteriza por seguir un ciclo transgresivo desde su base hacia el tope. Desde la base inicia con una depositación de areniscas calcáreas con algunas alteraciones muy ligeras de limolitas.

Hacia el tope se cuenta con una depositación de material calcáreo el cual pierde su calidad matricial al llegar al tope de la formación. La matriz de las calizas se vuelve lodosa, haciendo que se presente un alto periodo de depositación de margas para finalizar con una depositación de arcillolitas. Este Miembro junto con el Miembro N son los intervalos menos prospectivos de esta formación.

**1.3.2.10 Formación Villeta Miembro N.** El miembro N de la Formación Villeta es el último miembro de la formación proveniente del Cretácico Superior. La depositación de este miembro muestra un ambiente profundo que permitió la depositación de las arcillolitas y las limolitas a la base de este miembro. Pese a ello, se evidencia que hay una disminución en el nivel del mar que permite la depositación de margas, areniscas calcáreas y posteriormente calizas.

**1.3.2.11 Formación Rumiyo.** La Formación Rumiyo indica el inicio de un nuevo ciclo transgresivo en la región del Campo; dado que, se muestra tiene una gran cantidad de arcillolita rojiza característica de una alta oxidación durante y después del periodo de deposición. Se debe señalar que, también se cuenta con presencia de limolitas rojizas y algunas areniscas sucias o de baja calidad de grano. Esta formación se depositó en el Paleoceno seguido a la depositación de la Formación Villeta.

**1.3.2.12 Formación Pepino.** La Formación Pepino es una formación que data de la edad del Eoceno. Y, a pesar de ser una unidad litoestratigráfica joven es una de las formaciones con mayor capacidad de conformar un sistema petrolífero; puesto que, el espesor total que tiene en su gran mayoría se tiene una presencia de areniscas y conglomerados polimícticos. Esta formación cuenta con pequeñas intercalaciones de limolita grisáceas y poco hinchables.

**1.3.2.13 Formación Ortegua.** La Formación Ortegua es una formación del Oligoceno característica principalmente por ser en su mayoría de limolita lo que indica claramente una deposición en un ambiente somero. La presencia de areniscas indica pequeños ciclos de regresión; no obstante, se puede decir que se cuenta con un ambiente transgresivo principalmente.

**1.3.2.14 Formación Orito-Belén.** Esta formación se caracteriza por tener en su tope conglomerados polimícticos de alta esfericidad. Además, presenta una intercalación de arcillolitas cafés y grises. Dichas arcillolitas se caracterizan por ser altamente hinchables. Asimismo, se tiene la presencia de arenisca ligeramente sucia entre los estratos de arcillolitas hinchables. Esta formación es de las más jóvenes de la cuenca pues se depositó en Época del Mioceno.

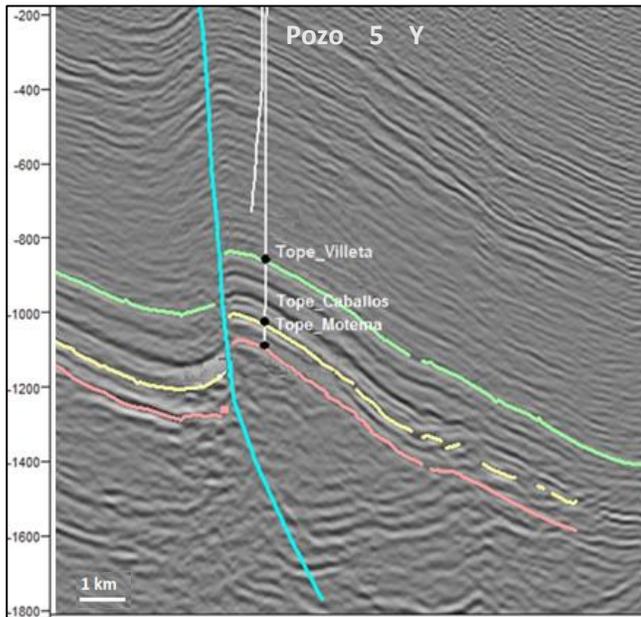
**1.3.3 Geología estructural del campo.** Según Barrero<sup>4</sup> et al, la Cuenca en estudio se puede definir como una Cuenca tipo Foreland la cual cuenta con dos plays estructurales que la caracterizan. Dichos plays son (1) fallas inversas de alto ángulo y (2) pliegues anticlinales siendo estos últimos las estructuras más comunes en almacenar petróleo.

Ahora bien, como se observa en la **Figura 4**, con respecto a la geología estructural del área de estudio se puede decir que los yacimientos se encuentran plegados gracias a la presencia de una falla inversa lo que conforma una trampa petrolífera mixta.

---

<sup>4</sup> BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C. A. y MARTINEZ, J. F. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2007. ISBN: 978-958-98237-0-5.

**Figura 4.** Sísmica del área de estudio



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Ecopetrol S.A.

## 1.4 SISTEMA PETROLÍFERO

La Cuenca del Caguán-Putumayo cuenta con 19 campos petrolíferos que juntos abarcan unas cantidades de 370 Millones de Barriles de Petróleo y 310 Giga Pies Cúbicos de Gas.<sup>5</sup> Ahora bien, así mismo esta cuenca puede ser dividida en dos sistema petrolíferos que abarca la subcuenca de Caguán y la subcuenca del Putumayo<sup>6</sup>. A continuación, se describe la subcuenca del Putumayo:

**1.4.1 Roca generadora.** Las rocas generadoras de esta Cuenca provienen de los shales de la Formación Caballos que tienen una Edad del Aptiano Medio. Así mismo las calizas en la base de la Formación Villeta y sus intercalaciones con algunos shales de Edad Campaniano son consideradas también como rocas generadoras<sup>7</sup>.

**1.4.2 Roca reservorio.** Las Formaciones Caballos, Villeta y Pepino son consideradas como las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos. Por otro

---

<sup>5</sup> BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C. A. y MARTINEZ, J. F. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2007. ISBN: 978-958-98237-0-5. p.20

<sup>6</sup> GARCIA, M., MIER, R., CRUZ, L. y VÁSQUEZ, M. Evaluación del potencial hidrocarburiífero de las cuencas colombianas. Bogotá: Universidad Industrial de Santander-Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2009. P.8

<sup>7</sup> MONTENEGRO, G., BARRAGÁN, M. Petroleum Geology of Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). 2011. p.91.

lado, la Formación Rumiyaco tiene en ciertas regiones de la Cuenca potencial de roca almacenadora<sup>8</sup>.

**1.4.3 Roca sello.** Existen principalmente dos tipos de rocas sellos que son en primer lugar la Formación Villeta, en específico los shales en el tope de esta Formación, así como las calizas y las margas presentes en los topes de los miembros T y U. Así mismo el shale C es sello característico para la Formación Caballos. Por otro lado, la Formación Rumiyaco y Orteguzza son sellos característicos para las Formación Pepino<sup>9</sup>.

**1.4.4 Migración y entrapamiento.** La migración se presentó de manera lateral en toda la Cuenca donde los hidrocarburos provienen principalmente del sistema petrolífero de la Cuenca de Oriente del Ecuador. Esta migración se dio entre el Mioceno y el Plioceno donde los hidrocarburos se entraparon en estructuras como lo son fallas inversas de alto ángulo y anticlinales relacionados a fallas inversas<sup>10</sup>.

---

<sup>8</sup> Ibíd. p.91.

<sup>9</sup> POSADA, C. Geología del Petróleo: Cuenca Caguán-Putumayo. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Open Round Colombia. 2010. p.16.

<sup>10</sup> Ibíd p.16.

## 2. GENERALIDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO A Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

Este capítulo tiene como objetivo describir las propiedades petrofísicas y el modelo estático de las Areniscas T del Campo A. Para ello, se explicará en primer lugar las propiedades petrofísicas para cada uno de los pozos del campo de estudio. Y, seguidamente, se explicará el modelo estático del Campo. Se debe señalar que se accedió al Software de Techlog y Petrel haciendo uso de los computadores de Ecopetrol S.A en el tiempo de la elaboración de dicho capítulo.

### 2.1 GENERALIDADES DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Esta sección tiene como objetivo presentar los conceptos básicos de las propiedades petrofísicas a explicar de los pozos del Campo en estudio. Sumado a ello, se presentan las fórmulas con las que se calcularon dichas propiedades.

**2.1.1 Volumen de arcilla.** El volumen de arcilla se define como una fracción que mide el volumen de arcilla que tiene una roca con respecto al volumen total de dicha roca. Según Schlumberger (2015)<sup>11</sup>, el volumen de arcilla se puede determinar haciendo uso de la **ecuación 1**:

**Ecuación 1.** Determinación del volumen de arcilla.

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

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Techlog Fundamentals (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2015. p.10.

Donde:

GR: Lectura de Gamma Ray a una profundidad dada, API.

GR<sub>min</sub>: Lectura de Gamma Ray mínima (en este caso se asume que es la lectura en zona de 100% arena), API.

GR<sub>shale</sub>: Lectura de Gamma Ray máxima (en este caso se asume que es la lectura en zona de 100% shale), API.

Vsh: Volumen de arcilla, fracción.

**2.1.2 Porosidad.** La porosidad ( $\emptyset$ ) es una propiedad intrínseca de las rocas y se representa por una fracción. Dicha fracción es la razón entre volumen poroso (o

---

<sup>11</sup> SCHLUMBERGER, Techlog Fundamentals (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2015. p.10.

libre) de una muestra de roca con respecto al volumen total de dicha muestra<sup>12</sup>. Dicha propiedad viene definida por medio de la **ecuación 2** de la siguiente forma:

**Ecuación 2.** Ecuación de porosidad

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen total de roca} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total de roca}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p.100.

**2.1.3 Porosidad efectiva.** Uno de los inconvenientes de la definición de porosidad es que dicha fracción no diferencia los poros interconectados, por este motivo, Ahmed <sup>13</sup> añade el concepto de porosidad efectiva que es la fracción de volumen poroso interconectado con respecto al volumen total.

Dicha fracción es la que en verdad importa en cualquier cálculo de ingeniería o geología de yacimientos puesto que representa el espacio interconectado que puede almacenar hidrocarburos. Ahora bien, la porosidad efectiva se determina por lo general con experimentos de laboratorio.

No obstante, debido a que el Campo de estudio no presenta núcleo, esta propiedad puede ser estimada haciendo uso de datos de registros eléctricos. Como la mayoría de los pozos del campo tiene registro sísmico en las zonas de estudio, la porosidad efectiva puede estimarse mediante la siguiente **ecuación 3**<sup>14</sup>:

**Ecuación 3.** Ecuación de porosidad efectiva a partir del registro sísmico

$$\emptyset_e = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh}$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010. p. 15.

Donde:

$\emptyset_e$  : Porosidad efectiva obtenida de la interpretación del registro sísmico.

---

<sup>12</sup> AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p.100

<sup>13</sup> Ibíd. p.100

<sup>14</sup> SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010. p. 15.

$\Delta t$ : Tiempo de viaje en la zona de interés,  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

$\Delta t_{\text{ma}}$ : Tiempo de viaje en la matriz de la roca,  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

$\Delta t_f$ : Tiempo de viaje en el fluido de perforación,  $\mu\text{s}/\text{ft}$ .

**2.1.4 Saturación de agua.** La saturación es una fracción del volumen de fluido, ya sea agua, petróleo o gas que se encuentra ocupando el volumen poroso de una roca. Según Schlumberger (2010)<sup>15</sup>, la saturación de agua puede calcularse ya sea para formaciones limpias usando la ecuación de Archie; o bien, haciendo modificaciones si dicha formación es arcillosa. Debido a que el yacimiento de estudio es arcilloso, es necesario entonces hacer uso de un método modificado a partir del volumen de arcilla. Dicho método se describe a continuación en las **ecuaciones 4, 5 y 6**.

**Ecuación 4:** Saturación de agua modificada a partir del  $V_{\text{sh}}$ .

$$S_w = (A + B^2)^{0.5} - B$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010. p. 21.

Donde:

$S_w$ : Saturación de agua.

A y B: Constantes que se calculan en las **ecuaciones 5 y 6**.

**Ecuación 5.** Determinación del factor A para el cálculo de Saturación de agua

$$A = \frac{R_o * (1 - V_{\text{sh}})}{R_t}$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010. p. 21.

Donde:

$R_o$ : Resistividad de la roca leída en zona 100% de agua, ohm-m.

$V_{\text{sh}}$ : Volumen de arcilla, fracción.

$R_t$ : Resistividad de la roca leída en la zona de interés, ohm-m.

A: Factor de correlación, fracción.

---

<sup>15</sup> SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010. p. 21.

**Ecuación 6:** Determinación del factor B para el cálculo de Saturación de agua

$$B = \frac{V_{sh} * (1 - V_{sh}) * R_o}{2 * R_{sh}}$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010. p. 21.

Donde:

$R_o$ : Resistividad de la roca leída en zona 100% de agua, ohm-m.

$V_{sh}$ : Volumen de arcilla, fracción.

$R_{sh}$ : Resistividad de la roca leída en zona de 100% arcilla, ohm-m.

B: Factor de correlación, fracción.

**2.1.5 Permeabilidad.** El concepto de permeabilidad se divide en tres partes que se describen brevemente a continuación.

**2.1.5.1 Permeabilidad absoluta.** Descrita como la habilidad que tiene una roca a que un fluido se mueva a través de sus poros cuando dicha roca está saturada 100% de este fluido. Toda permeabilidad se determina mediante pruebas de flujo de fluidos a través de la roca; no obstante, y debido a que no se tienen núcleos, la permeabilidad puede entonces ser estimada a partir del análisis de registros eléctricos. Schlumberger (2015)<sup>16</sup> afirma que uno de los mejores métodos para calcular la permeabilidad es el de Wyllie-Rose, el cual viene dado por la **ecuación 7**:

**Ecuación 7.** Determinación de la permeabilidad absoluta.

$$K = 65000 * \frac{\phi_e^{6.0}}{S_{wirr}^{2.0}}$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Techlog Fundamentals (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2015. p.24.

Donde:

K: Permeabilidad absoluta, mD.

$\phi_e$ : Porosidad efectiva, fracción.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

---

<sup>16</sup> SCHLUMBERGER, Techlog Fundamentals (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2015. p.24.

**2.1.5.2 Permeabilidad efectiva.** Definida como la habilidad que tiene una roca a que un fluido se mueva a través de ella cuando dicha roca está saturada de 2 o más fluidos inmiscibles entre sí.

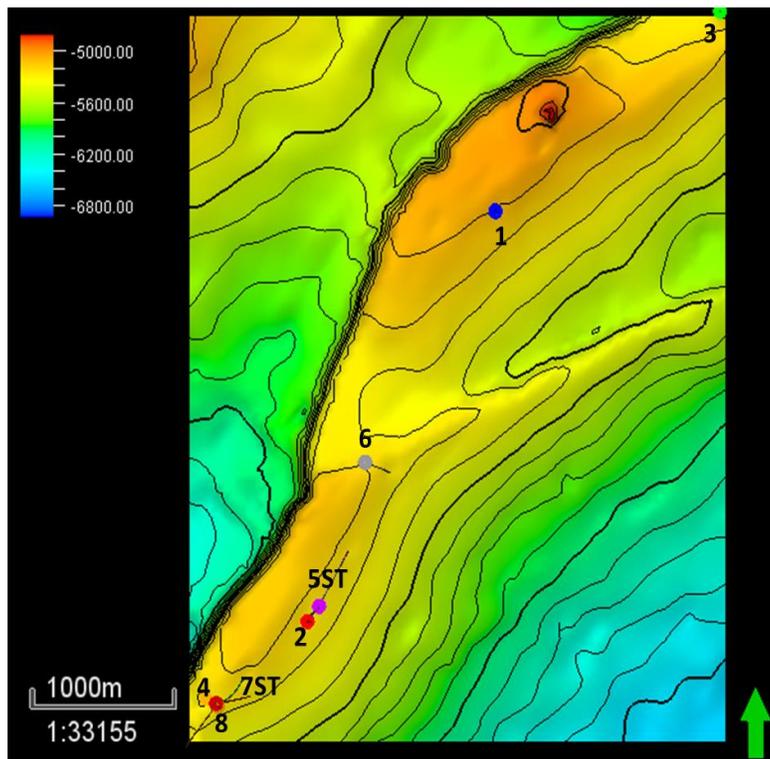
**2.1.5.3 Permeabilidad relativa.** Es una fracción que se define para cada fluido inmiscible que satura una roca y viene dada por la razón entre la permeabilidad efectiva de dicho fluido dividido la permeabilidad absoluta.

Para el estudio de las propiedades petrofísicas y el análisis y construcción del modelo estático, no fue necesario hacer uso de las curvas de permeabilidad relativa. No obstante, el capítulo 3 presenta la elaboración de dichas curvas y con ellas la construcción del modelo dinámico.

## 2.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ARENISCAS T EN EL CAMPO DE ESTUDIO

El Campo de estudio cuenta con un total de 8 pozos. La **Figura 5** muestra la ubicación de los pozos a lo largo del campo.

**Figura 5.** Ubicación de los pozos en el campo de estudio



**Fuente:** elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A.

Ahora bien, estos 8 pozos fueron perforados con el objetivo de llegar a la Formación Caballos, formación que se encuentra a aproximadamente 100 pies por debajo de las Areniscas T. Teniendo esto en cuenta y al no ser las Areniscas T el yacimiento principal del Campo de estudio, no todos los pozos cuentan con registros en dichas rocas. De hecho, solamente los Pozos 1 al 4 y los Pozos 7ST y 8 cuentan con ellos.

La especificación de los registros eléctricos para cada uno de los pozos del Campo de estudio se hace con el fin de señalar que las propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos se han calculado a partir de solamente la interpretación de los registros de pozo pues los yacimientos de estudio no cuentan con un núcleo en alguno de los pozos.

Siguiendo este orden de ideas, la **Tabla 1** presenta un resumen de los registros con los que cuenta cada pozo en el área de interés. El término “INCP T INF” se especifica para los pozos 7ST y 8, los cuales tienen de manera parcial el set de registros en la Areniscas T Inferior haciendo que las propiedades petrofísicas en estos dos pozos estén calculadas de manera incompleta.

**Tabla 1.** Resumen de registros por pozo

Pozo \ Nemónico	GR	SP	RESD	RESM	RESS	RHOB	NPHI	DTC	PEF
POZO-1	NO	SI	SI	NO	NO	NO	NO	SI	NO
POZO-2	SI	SI	SI	NO	NO	NO	SI	SI	NO
POZO-3	SI	SI	HUECOS	NO	NO	NO	SI	SI	NO
POZO-4	SI	SI	HUECOS	NO	NO	NO	SI	SI	NO
POZO-5	NO	NO	NO	NO	NO	FALTA U	FALTA U	NO	NO
POZO-5ST	FALTA U	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
POZO-6	HUECOS	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO
POZO-7	SOLO N	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
POZO-7ST	FALTA T	SI	FALTA T	FALTA T	FALTA T	CALIZA B	FALTA T	NO	SI
POZO-8	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

**Fuente:** elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A.

Con los registros que se contaba para cada uno de los pozos, se logró obtener en general modelos de arcillosidad, porosidad total, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad. A continuación, se mostrará las propiedades petrofísicas para cada uno de los pozos.

Se debe señalar que, los cálculos de dichas propiedades, así como los métodos utilizados para la determinación de los espesores netos y los valores de corte no son del alcance de este trabajo por lo que solamente se presentarán las propiedades petrofísicas y los espesores ya calculados. Las **Figuras 6 a 11** muestran las propiedades petrofísicas para cada uno de los pozos del área de estudio.

De la misma manera, es necesario resaltar que en cada una de las figuras se podrá observar un espesor de net sand (resaltada en color amarillo), un espesor de net

reservoir (resaltado en color verde) y 3 espesores de net pay (resaltados con color rojo). Los espesores se encuentran calculados de la siguiente forma:

- Net Sand: Calculado con el valor de corte de volumen de arcilla (Vshale) igual al 51%.
- Net Reservoir: Calculado con el valor de corte de porosidad efectiva (PHIE) igual al 6%.
- Net Pay: Calculado con 3 valores de cortes para 3 escenarios distintos de saturación de agua (Sw). En este caso son saturaciones del 85, 77 y 70%.

**2.2.1 Descripción Pozo 1.** El Pozo 1 es uno de los mejores pozos en términos de calidad de roca puesto que cuenta con un espesor de arena neta de 43 pies para T Superior y de 34 pies para T inferior. No obstante, para T Superior, se tiene que la saturación de agua supera en su mayoría los valores de corte incluso del primer escenario haciendo que solo se tenga 8 pies de espesor neto para dicho caso.

Esto cambia claramente para T inferior pues como se observa en la **Figura 6**, se llegan a obtener intervalos de espesor neto de hasta 15 pies consecutivos. La alta calidad de la roca puede ser un factor negativo ya que debido a las altas saturaciones de agua se tienen condiciones desfavorables con respecto a una buena razón de movilidad.

**2.2.2 Descripción Pozo 2.** A diferencia del Pozo 1, el Pozo 2 es un pozo que tiene mayor prospectividad en el yacimiento T Superior que en el yacimiento T Inferior pues las saturaciones de agua son bajas en casi todo el espesor de roca.

Según la Figura 7, el Pozo 2 tiene un espesor de arena neta igual a 24 y 17 pies tanto para T Superior como para T Inferior respectivamente. Con respecto a T Superior, se tiene que dicho espesor de arena neta es relativamente bajo pues casi el 50% del espesor gross tiene un volumen de arcilla promedio de 70%. El net pay en este yacimiento llega a ser igual a 16 pies con valores de porosidad promedio del 13% y permeabilidad promedio de 182 mD.

Ahora bien, para T inferior se tiene que la calidad de la roca es bastante mala lo que muestra que solamente hay 11 pies de net reservoir de los cuales solo 9 son considerados net pay. No obstante, de este net pay solamente 3 pies son los que en verdad se toman en cuenta pues los 6 pies que se muestran en la parte inferior del yacimiento están abarcando una zona de transición que cumple con el cut off de saturación de agua pero que claramente indica que no debería hacerse un completamiento en estas zonas.

**2.2.3 Descripción Pozo 3.** El Pozo 3 es uno de los pozos con mayor net reservoir; sin embargo, sus altas saturaciones de agua disminuyen la prospectividad de este pozo. En general, se tiene un net reservoir de 52 pies para T superior y 16 pies para T inferior. Haciendo un énfasis en T Superior, se tiene que casi la mitad del net

reservoir pasa a ser net pay en el mejor escenario dando valores de porosidad promedio del 12% y permeabilidades promedio de 70 mD. La calidad de la roca para este yacimiento es bastante buena desde los 5355 ft TVDss a los 5415 ft TVDss lo que explica los buenos valores de porosidad efectiva. Pese a ello, dicha calidad se pierde desde los 5415 ft TVDss a la base de estas arenas, provocando un aumento en la saturación de agua y disminuyendo la porosidad efectiva.

Ahora bien, como se observa en la **Figura 8**, los valores de saturación de agua superan el 85% en casi todo el intervalo de T Inferior y en general la calidad de la roca muestra valores de permeabilidad menores incluso a 10 mD. En general, esta es una de las zonas con menor prospectividad del yacimiento T Inferior.

**2.2.4 Descripción Pozo 4.** El Pozo 4 cuenta con un net reservoir de 40 pies para T Superior y de 13 pies para T Inferior. Con respecto a lo que es T Superior, se tiene una roca que disminuye su calidad desde el tope hacia la base. Asimismo, se tiene bajas saturaciones de agua que aumenta la prospectividad de este pozo; se debe señalar que la zona que aparece con menor saturación de agua y que se encuentra ubicada entre los 5300 ft y 5310 ft TVDss, no aparece como net pay debido a su bajo valor de porosidad efectiva, no obstante, no se descarta del todo a que pueda contarse como un espesor net pay.

Como se puede observar en la **Figura 9**, al igual que con el Pozo 3, la calidad de la roca en T Inferior es mala lo que hace que se tenga volúmenes de arcilla superiores al 60%, porosidades efectivas menores al 10% y saturaciones de agua mayores al 90% lo que hace que la prospectividad en este yacimiento sea nula.

**2.2.5 Descripción Pozo 7ST.** El pozo 7ST es uno de los mejores pozos en términos de net pay para el yacimiento T Superior. En general, tiene un net reservoir de 29 pies y un net pay de 9 pies, de este net pay se tiene una porosidad efectiva promedio del 8% pero una permeabilidad bastante baja que no supera los 12 mD promedio. En adición, su saturación en la zona de net pay tiene un valor promedio del 35%, valor bastante superior a las saturaciones vistas en los anteriores pozos.

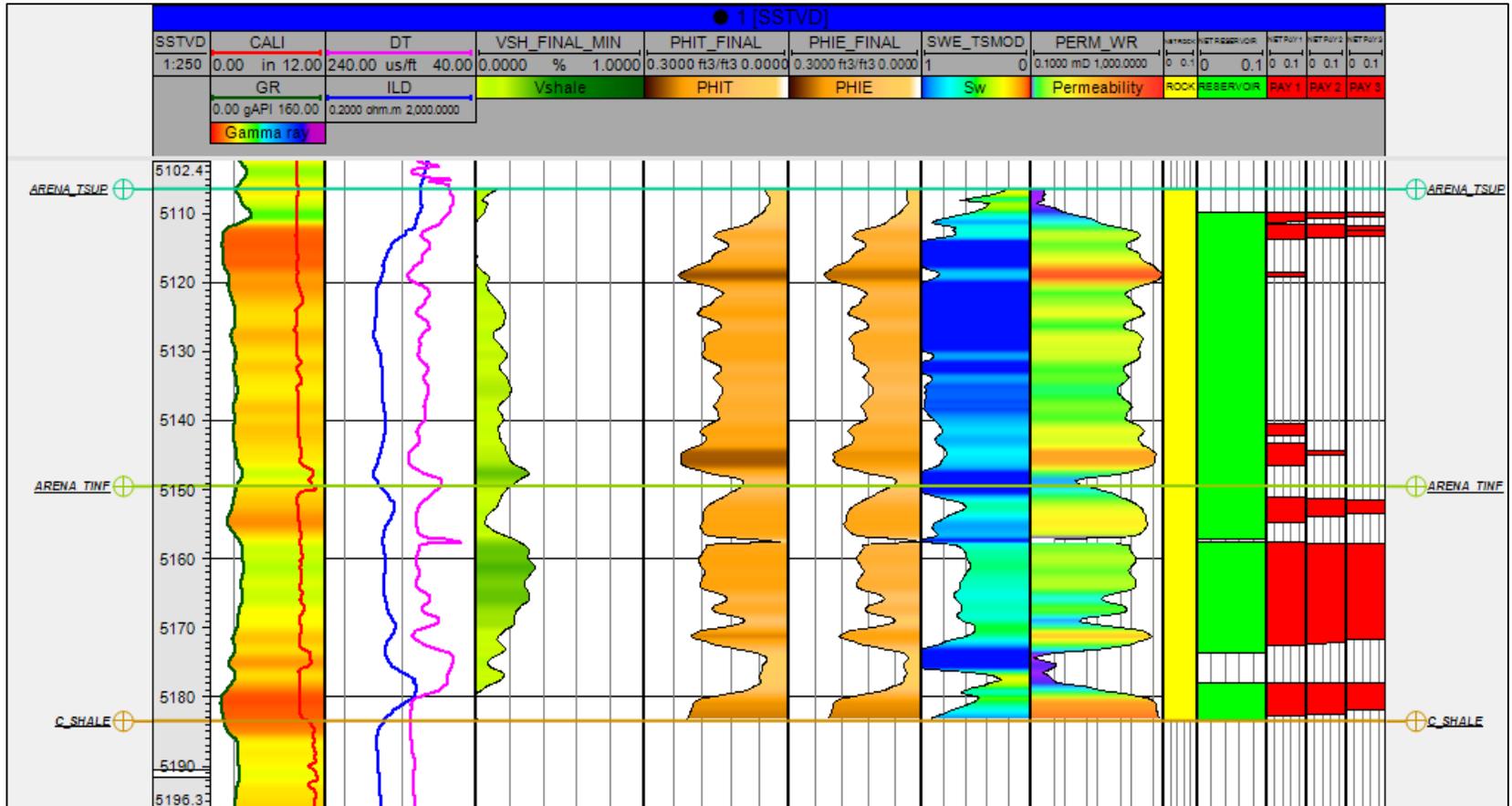
Debido a la falta de información que se tiene con respecto a T Inferior, no se puede determinar la prospectividad de esta zona. La **Figura 10** muestra la sección parcialmente completa de T Inferior; sin embargo, esta zona muestra que no tiene prospectividad alguna pues los espesores de net pay no superan el valor a 1 pie.

**2.2.6 Descripción Pozo 8.** Al igual que el Pozo 7ST, el Pozo 8 es uno de los mejores pozos prospectivos para T Superior. Este pozo cuenta con un net reservoir de 25 pies de los cuales 16 pies cuentan como net pay teniendo valores de permeabilidad promedio de 90 mD con porosidades efectivas del 11% y valores de saturación de agua promedio del 49%. En general, la calidad de la roca en este

yacimiento disminuye desde el tope hacia su base lo que hace que solamente haya una prospectividad de este yacimiento en sus primeros 30 pies.

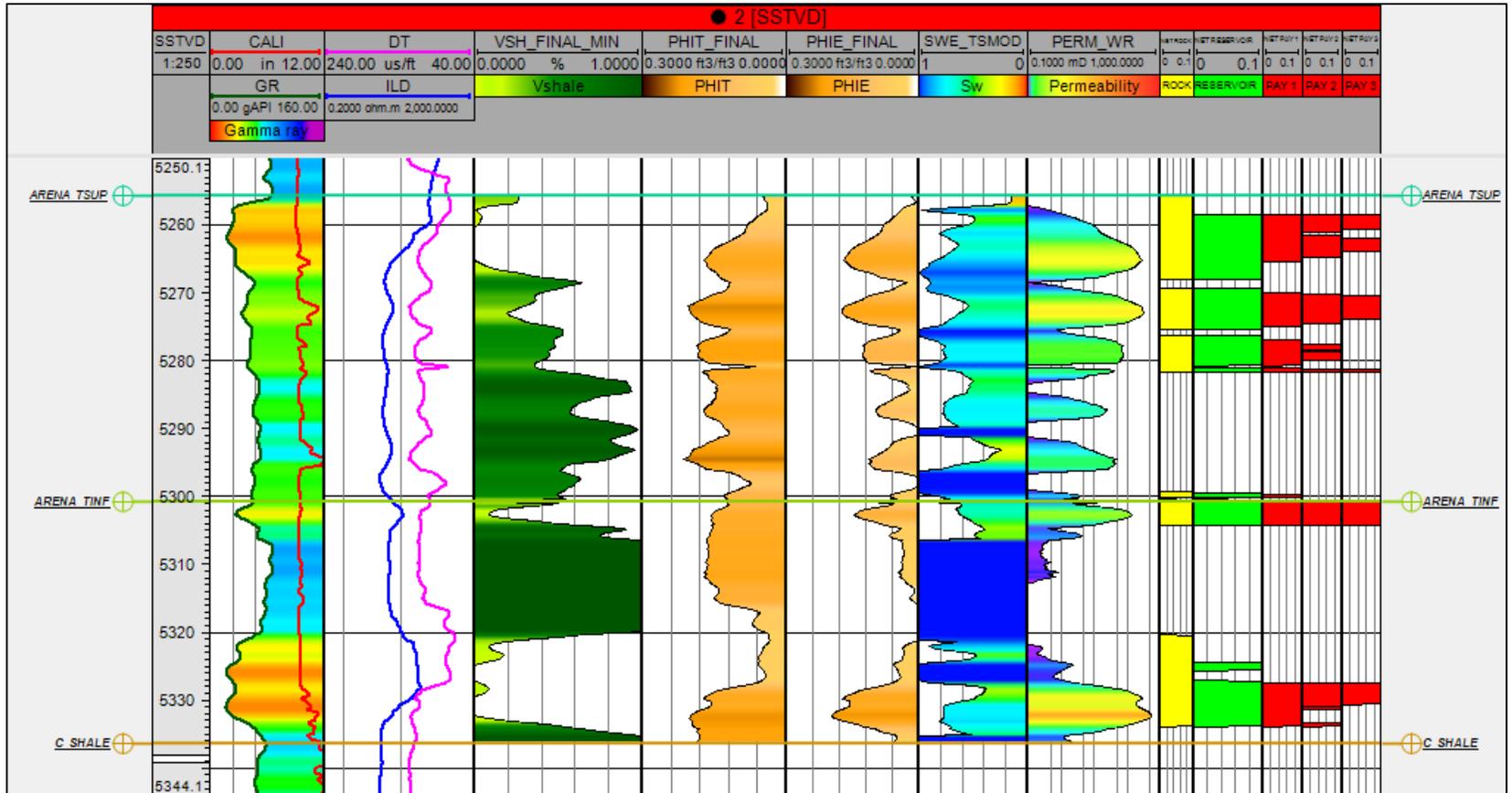
Con respecto a T Inferior y tal y como se observa en la Figura 11 este pozo no tiene la información suficiente para evaluar por completo este yacimiento, aunque, de la información que se tiene, se puede observar que la prospectividad en los primeros 18 pies es nula debido al alto volumen de arcilla en la zona. No obstante, al parecer desde los 5418 ft TVDss se observa una significativa mejora en la calidad de roca; es necesario obtener el intervalo faltante para determinar o no la prospectividad de esta zona

**Figura 6. Propiedades petrofísicas Pozo 1**



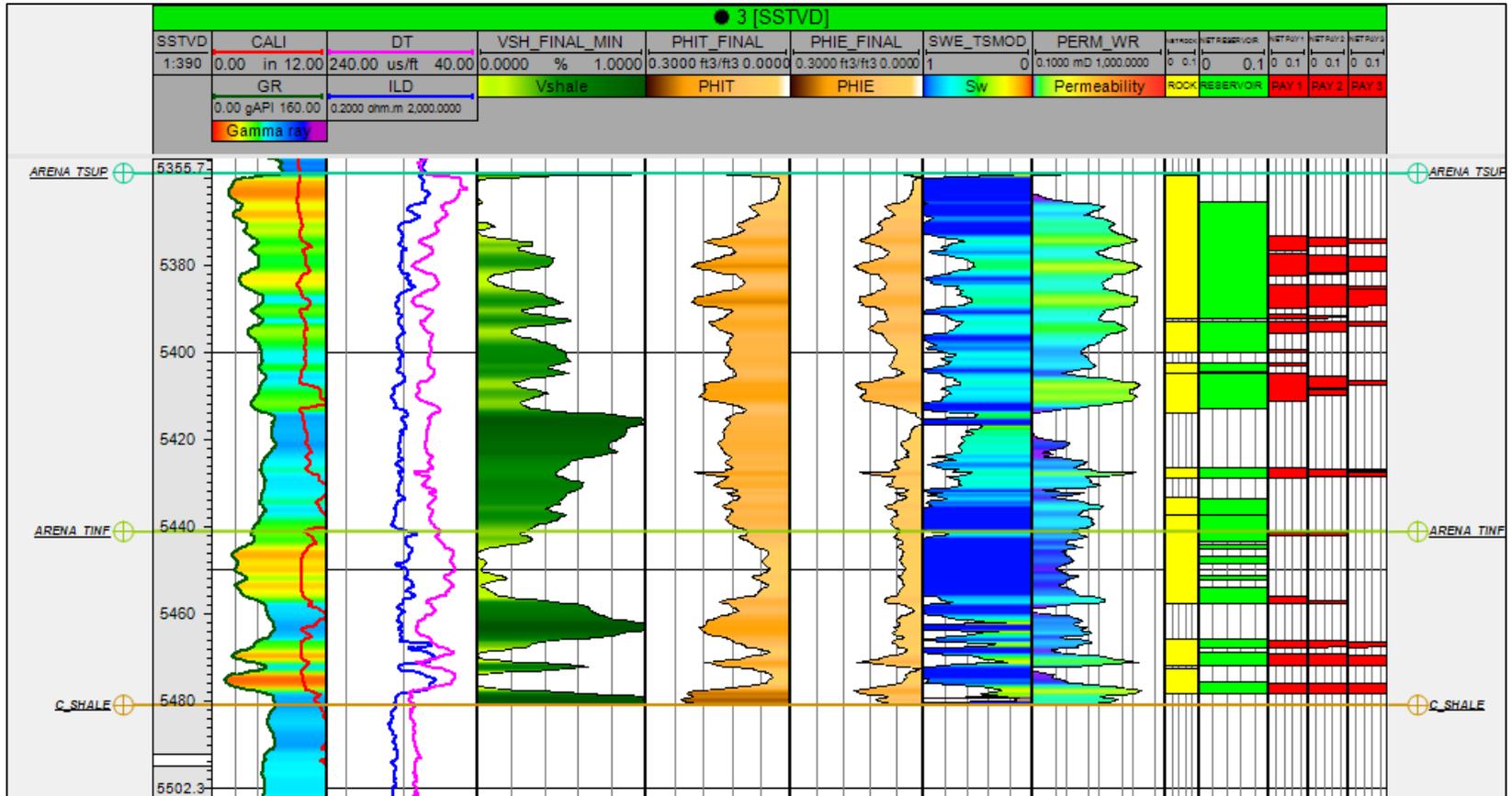
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 7. Propiedades petrofísicas Pozo 2**



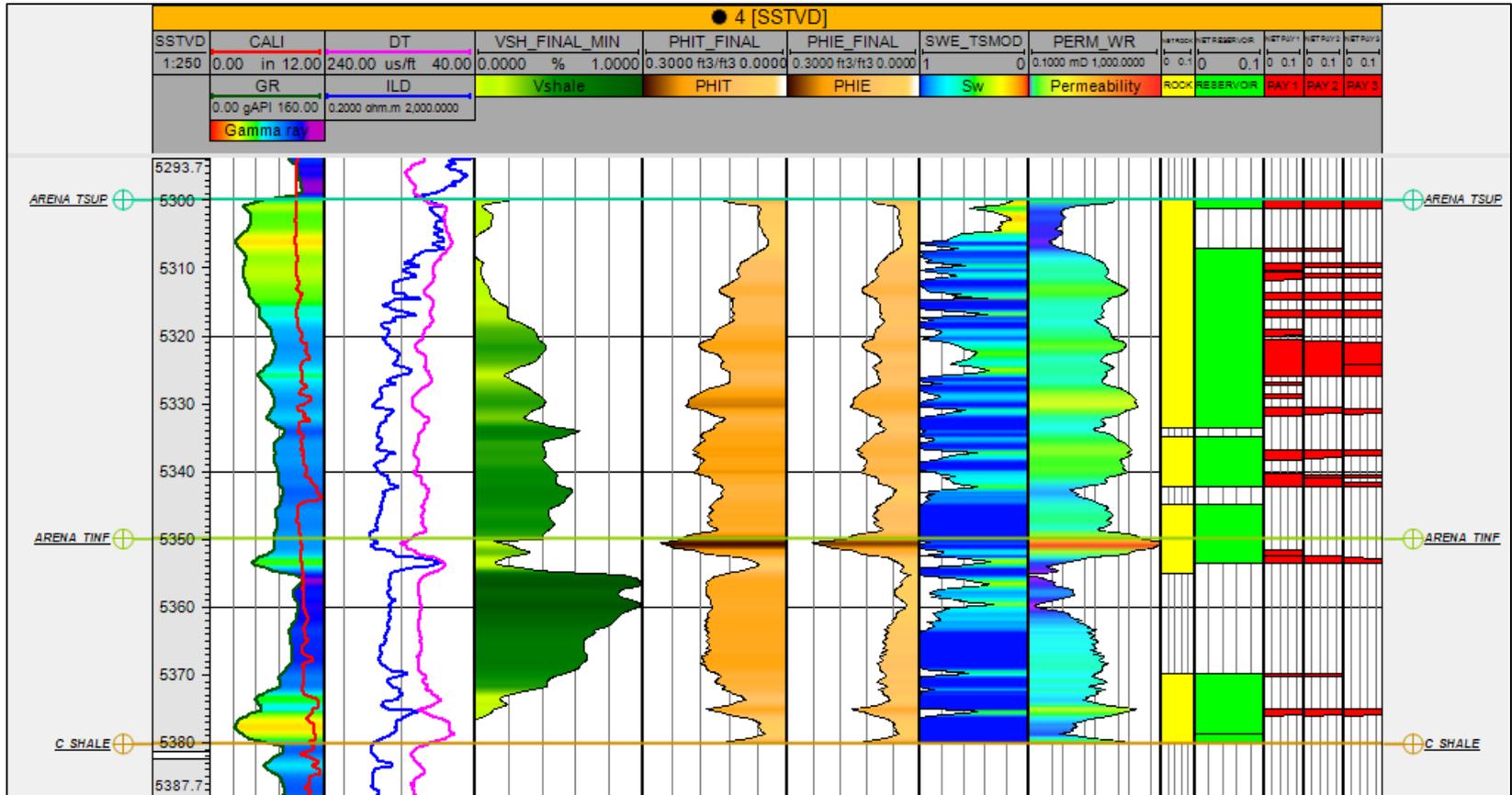
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 8.** Propiedades petrofísicas Pozo 3



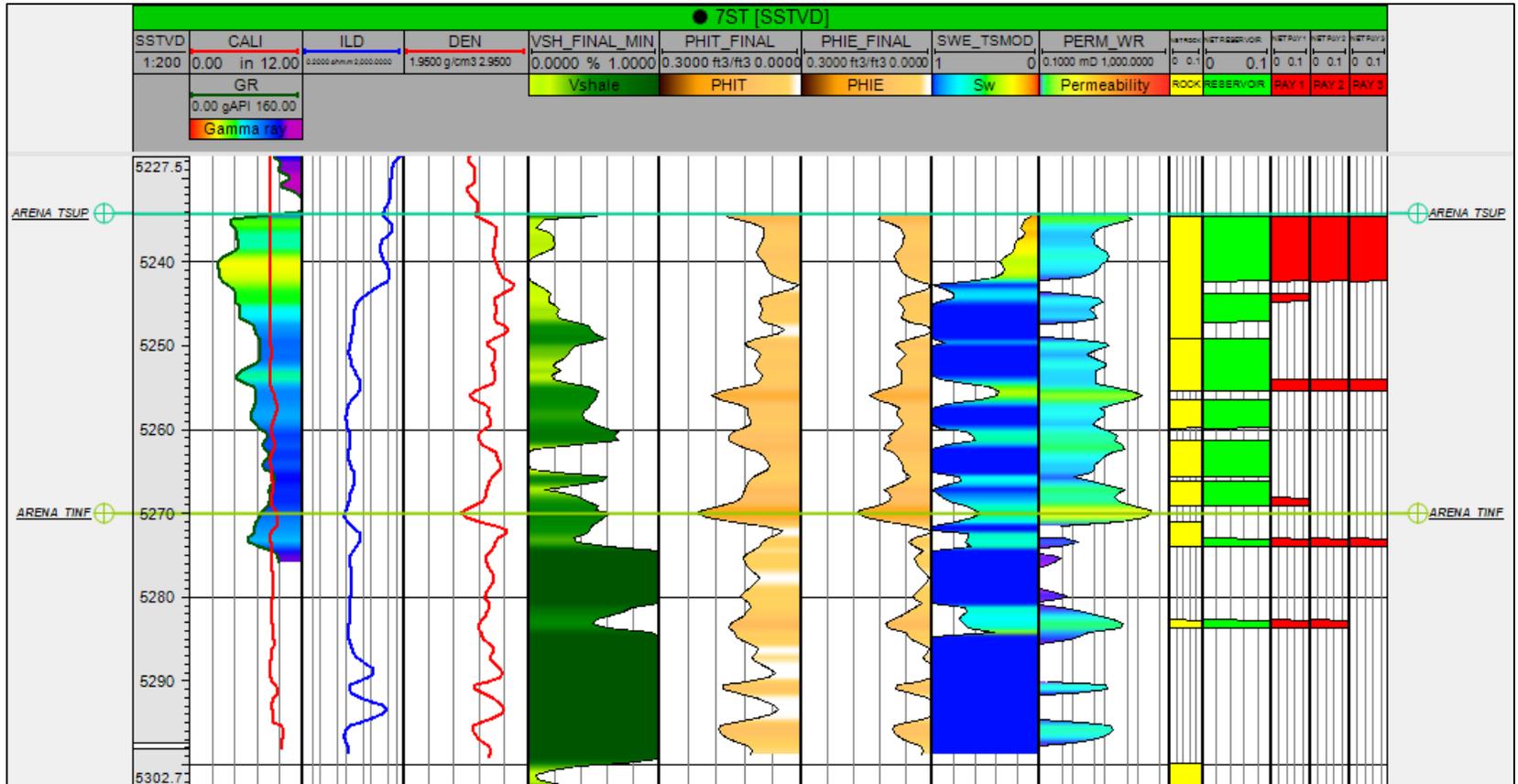
Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 9.** Propiedades petrofísicas Pozo 4



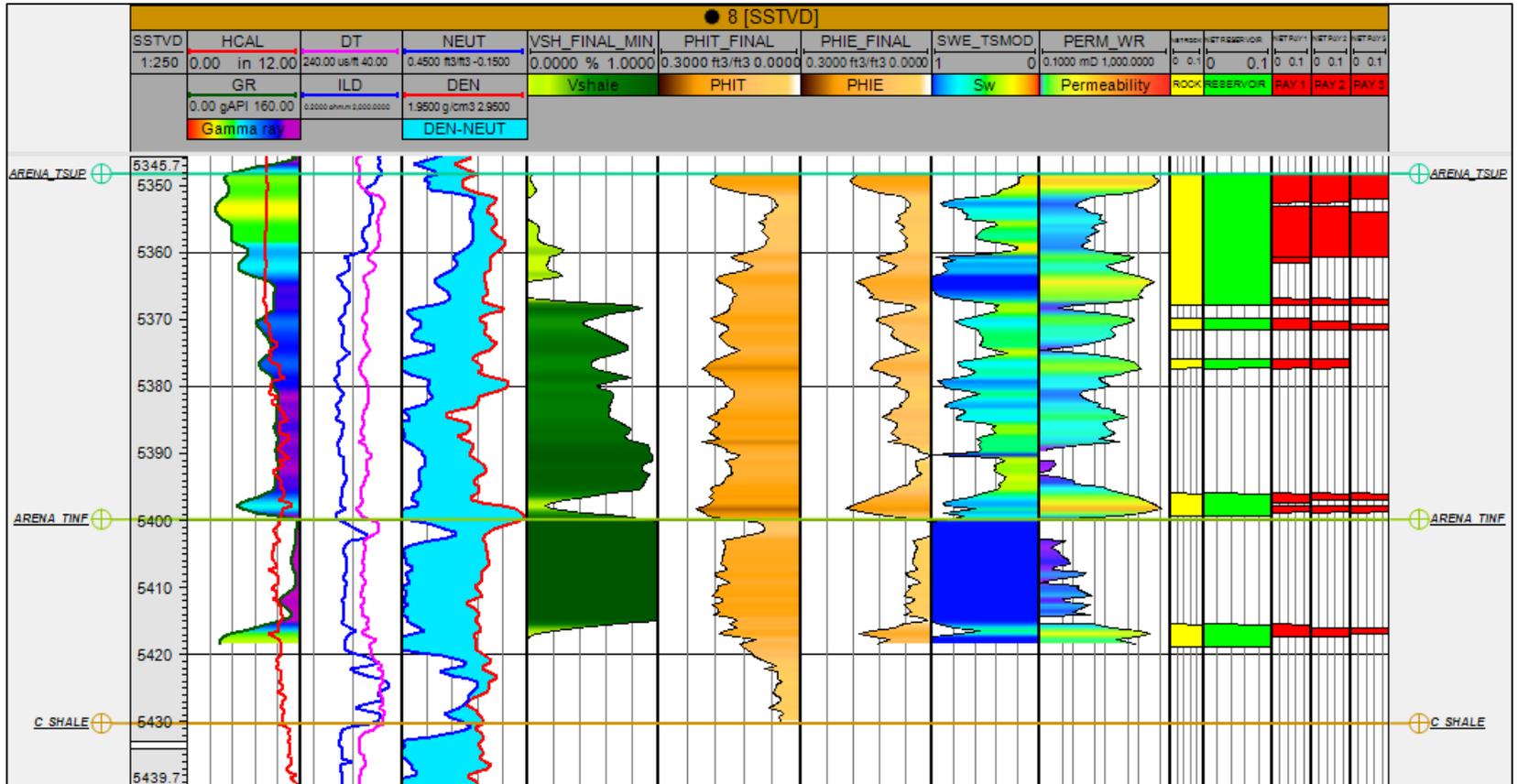
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 10.** Propiedades petrofísicas Pozo 7ST



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 11. Propiedades petrofísicas Pozo 8**



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A.

La **Tabla 2** presenta un resumen de las propiedades petrofísicas para caso de valor de corte de saturación de agua del 85%. Dicha tabla sintetiza lo discutido en los anteriores numerales, así como también lo visto en las **Figuras 6 a 11**.

**Tabla 2.** Resumen de propiedades petrofísicas. Caso de cut off de Sw = 85%

Well	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Gross (ft)	Net Sand (ft)	Net Reservoir (ft)	Net Pay (ft)	Net Reservoir to Gross	Net Pay to Gross	Vsh (frac)	Effective Porosity (frac)	Water saturation (frac)	Permeability (mD)
Pozo-1	ARENA_T_SUP	7256	7298	43	43	39	8	0.92	0.19	0.10	0.15	0.79	295.73
Pozo-1	ARENA_T_INF	7298	7332	34	34	29	23	0.85	0.67	0.19	0.14	0.64	168.96
Pozo-2	ARENA_T_SUP	7406	7451	45	24	20	16	0.45	0.35	0.21	0.12	0.70	107.94
Pozo-2	ARENA_T_INF	7451	7486	36	17	11	9	0.31	0.27	0.13	0.14	0.64	182.63
Pozo-3	ARENA_T_SUP	7362	7444	82	59	52	26	0.63	0.31	0.34	0.12	0.70	70.50
Pozo-3	ARENA_T_INF	7444	7484	40	28	16	8	0.40	0.20	0.22	0.09	0.51	41.54
Pozo-4	ARENA_T_SUP	7383	7433	50	46	40	16	0.79	0.31	0.28	0.11	0.63	44.28
Pozo-4	ARENA_T_INF	7433	7463	30	15	13	3	0.45	0.08	0.22	0.11	0.65	64.33
Pozo-7ST	ARENA_T_SUP	7347	7382	36	29	25	9	0.71	0.26	0.14	0.08	0.35	12.61
Pozo-7ST	ARENA_T_INF	7382	7500	117	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozo-8	ARENA_T_SUP	7421	7472	51	25	25	16	0.48	0.31	0.16	0.11	0.49	94.89
Pozo-8	ARENA_T_INF	7472	7502	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

## 2.3 GENERALIDADES DE LA GEOESTADÍSTICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

Esta sección presenta las generalidades y los conceptos básicos necesarios para entender el análisis y la descripción del modelo estático a discutirse en la sección 2.4.

**2.3.1 Modelo estático y geoestadística.** Un modelo estático puede ser definido como la aglomeración de varios modelos los cuales en conjunto describen aquellas propiedades que no cambian con el tiempo. Como se verá en la sección 2.4. un modelo estático se conforma entonces de tres modelos que son el modelo estructural, el modelo de facies y el modelo petrofísico.

El modelo estructural se encarga de presentar la grilla del yacimiento. Dicha grilla representa las fallas geológicas en yacimiento; así como también, los horizontes de la línea sísmica que pueden verse traducidos en superficies de topes y bases para cada arena prospectiva.

Por otro lado, el modelo de facies representa los distintos tipos de facies que hay en el yacimiento y se encuentran representados en valores a través de la grilla. Finalmente, el modelo petrofísico abarca el poblamiento de las propiedades petrofísicas de los pozos (volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad, net to gross) a lo largo de la grilla.

El poblamiento de cada propiedad se realiza haciendo uso de la geoestadística, que puede definirse como la ciencia encargada del análisis del comportamiento estadístico de distintos parámetros geológicos en una región determinada.

La herramienta base de la geoestadística es el variograma y su aplicabilidad se da a partir de simulaciones que se encargan de interpolar y extrapolar valores base ya conocidos.

A continuación, se presenta una breve definición de lo que es un variograma y su aplicabilidad para los distintos métodos de interpolación.

**2.3.2 Variograma.** Un variograma es una medida cualitativa de la variabilidad de un conjunto de N datos que se encuentran separados a una distancia h entre sí.<sup>17</sup> Matemáticamente un variograma se puede describir por medio de la **ecuación 8**.

**Ecuación 8.** Ecuación de variograma

$$2\gamma(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{N(h)} [z(u) - z(u + h)]^2$$

**Fuente:** GRIGARTEN, E., DEUTSCH, C. Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers (SPE). 56654-MS. 1999. p.2.

Donde:

2 $\gamma$ (h): Variograma dado, adimensional

z(u): Función geológica dependiente de u.

u: Variable independiente, definida por lo general como una distancia, ft.

h: Distancia entre dos valores de la función geológica z(u), ft.

N: Número de datos.

Por el alcance de esta tesis, solamente es necesario tener presente que el variograma es la base de toda simulación geoestadística, el diseño de los variogramas usados para la construcción del modelo estático, así como las incertidumbres no serán presentados en este trabajo.

De esta manera, exclusivamente se presentarán los resultados que posteriormente se utilizarán en la construcción del modelo dinámico.

**2.3.3 Método de Krigging.** El método de interpolación de Krigging es un método de interpolación determinístico que asume los datos como estacionarios y toma una distribución probabilística hacia un modo de interpolación, dando como resultado un solo output<sup>18</sup>. Este método se determina a partir de la ecuación 9.

---

<sup>17</sup> GRIGARTEN, E., DEUTSCH, C. Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers (SPE). 1999. p.2

<sup>18</sup> SCHLUMBERGER. Petrel Property Modelling Course. Next- A Schlumberger Company. 2012. p.10.

### Ecuación 9. Ecuación método de Krigging

$$Z(u_0) = \sum_i^n \lambda_i Z(u_i)$$

**Fuente:** SCHLUMBERGER. Petrel Property Modelling Course. Next- A Schlumberger Company. 2012. p.10.

Donde:

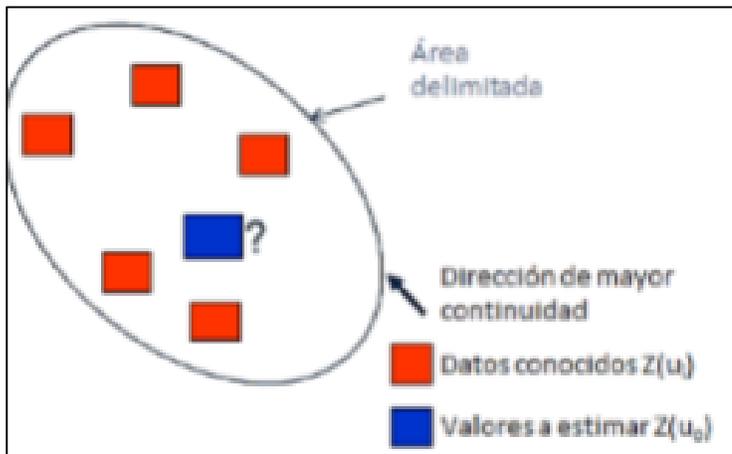
$Z(u_0)$ : Función geológica Z desconocida en la posición  $u_0$ .

$\lambda_i$ : Pesos ponderados calculados a partir del modelo de variograma.

$Z(u_i)$ : Función geológica Z conocida en la posición  $u_i$ .

Este tipo de interpolación es usada cuando se tiene una amplia cantidad de input de datos. En caso contrario, se recomienda hacer uso de un método estocástico encargado de modelar una baja densidad de datos. En este caso, un método estocástico se basa en escenarios de misma probabilidad de ocurrencia en donde a cada ocurrencia se le asigna un output determinado, las probabilidades de ocurrencia dependen de cada caso, pero a diferencia del método determinístico, una simulación estocástica puede dar como resultado más de un output distinto<sup>19</sup>. La **Figura 12** presenta el esquema de interpolación para el método de Krigging.

**Figura 12.** Esquema de interpolación para el método de Krigging.



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Petrel Property Modelling Course. Next- A Schlumberger Company. 2012. p.19.

<sup>19</sup> SCHLUMBERGER. Petrel Property Modelling Course. Next- A Schlumberger Company. 2012. p.19.

**2.3.4 Simulación Gaussiana Secuencial.** La Simulación Gaussiana Secuencial es una simulación que interpola los datos determinados basándose en una dirección de mayor continuidad (dada por el variograma) y asumiendo que los datos están asociados entre sí por medio de una distribución normal<sup>20</sup>, esto último es lo que la diferencia de la interpolación de Krigging.

Así mismo toda Simulación Gaussiana Secuencial parte de la idea de que se tiene el valor de una semilla determinada. Dicha semilla es un conjunto de números aleatorios que permiten modificar los distintos escenarios probabilísticos que darán distintos escenarios de output.

**2.3.5 Método de Co-Krigging y su combinación con la Simulación Gaussiana Secuencial.** El método de Co-Krigging es un método que permite realizar una interpolación a partir de dos variables ya conocidas en un espacio determinado. Bahar<sup>21</sup> señala que este método se define de manera analítica por medio de la **ecuación 10**.

**Ecuación 10.** Ecuación de Co-Krigging

$$Z(u_0) = \sum_i^n \lambda_i Z(u_i) + \sum_j^n \mu_j Y(u_j)$$

**Fuente:** BAHAR, A. Applied Geostatistics for Integrated Reservoir Modeling. Kelkar and Associates Incorporation. Oklahoma, USA. 2009.

Donde

$Z(u_0)$ : Variable geológica Z desconocida en la posición  $u_0$

$Z(u_i)$ : Variable geológica Z conocida en la posición  $u_i$

$Y(u_j)$ : Variable geológica Y conocida en la posición  $u_j$

Como se observa en la **ecuación 10** se puede hacer uso entonces de dos modelos geológicos generados con Simulación Gaussiana Secuencial, o bien, tomar uno generado con una Simulación Gaussiana Secuencial y otro como aquel sin Simulación Gaussiana para así obtener un nuevo modelo haciendo uso de la estimación del método de Co-Krigging.

---

<sup>20</sup> Ibíd. p.23.

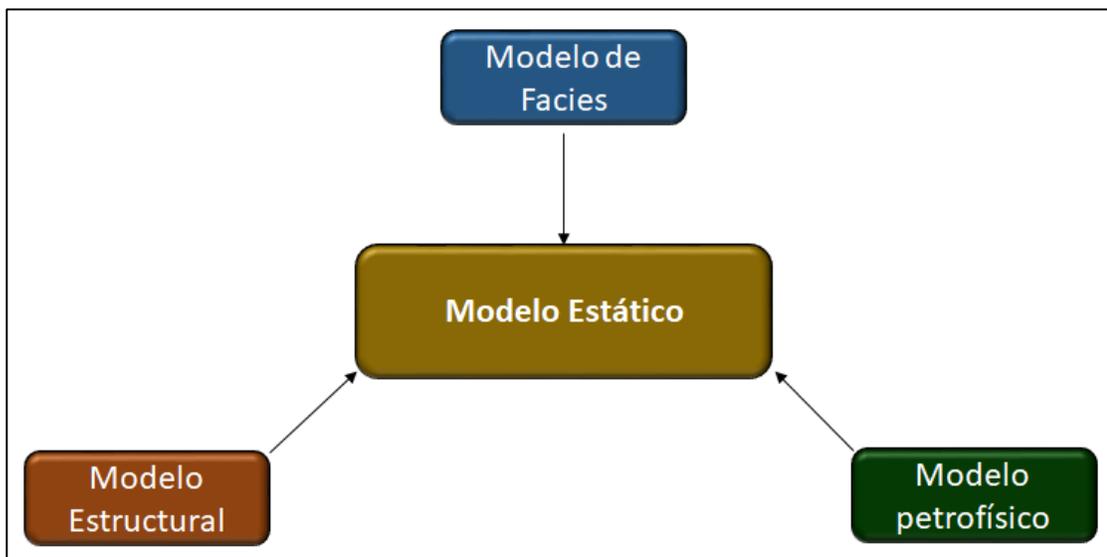
<sup>21</sup> BAHAR, A. Applied Geostatistics for Integrated Reservoir Modeling. Kelkar and Associates Incorporation. Oklahoma, USA. 2009.

## 2.4 MODELO ESTÁTICO DE LAS ARENISCAS T EN EL CAMPO DE ESTUDIO

El modelo estático es un modelo que describe la geología de las areniscas T y las propiedades del yacimiento que no cambian con el tiempo de la explotación de éste tal como la porosidad efectiva, el volumen de arcilla, el net to gross y la permeabilidad. Paralelamente, este modelo tiene la capacidad de describir la ubicación regional de las facies sedimentarias y la estructura del yacimiento mismo.

Tomando esto en cuenta, todo modelo estático se conforma de 3 modelos: el modelo estructural, el modelo de facies y finalmente el modelo petrofísico (**ver Figura 13**). A continuación, se describe cada uno de estos modelos.

**Figura 13.** Composición básica del modelo estático



**Fuente:** elaboración propia.

**2.4.1 Modelo estructural.** Un modelo estructural tiene como objetivo caracterizar estructuralmente al yacimiento de estudio. Dicho modelo se construye en tres pasos:

1. Construcción de la superficie estructural: la cual es obtenida por medio de la interpretación del horizonte sísmico del área de estudio.
2. Construcción de fallas: son aquellas que se encuentran en el yacimiento y pueden ser obtenidas por medio de la interpretación de una línea sísmica.
3. Creación del layering: este layering se hace dependiendo de los aumentos o las disminuciones repentinas de alguna propiedad petrofísica, lo que permite indicar un cambio significativo en la calidad de roca; y, por lo tanto, permitiéndola identificar como un nuevo estrato.

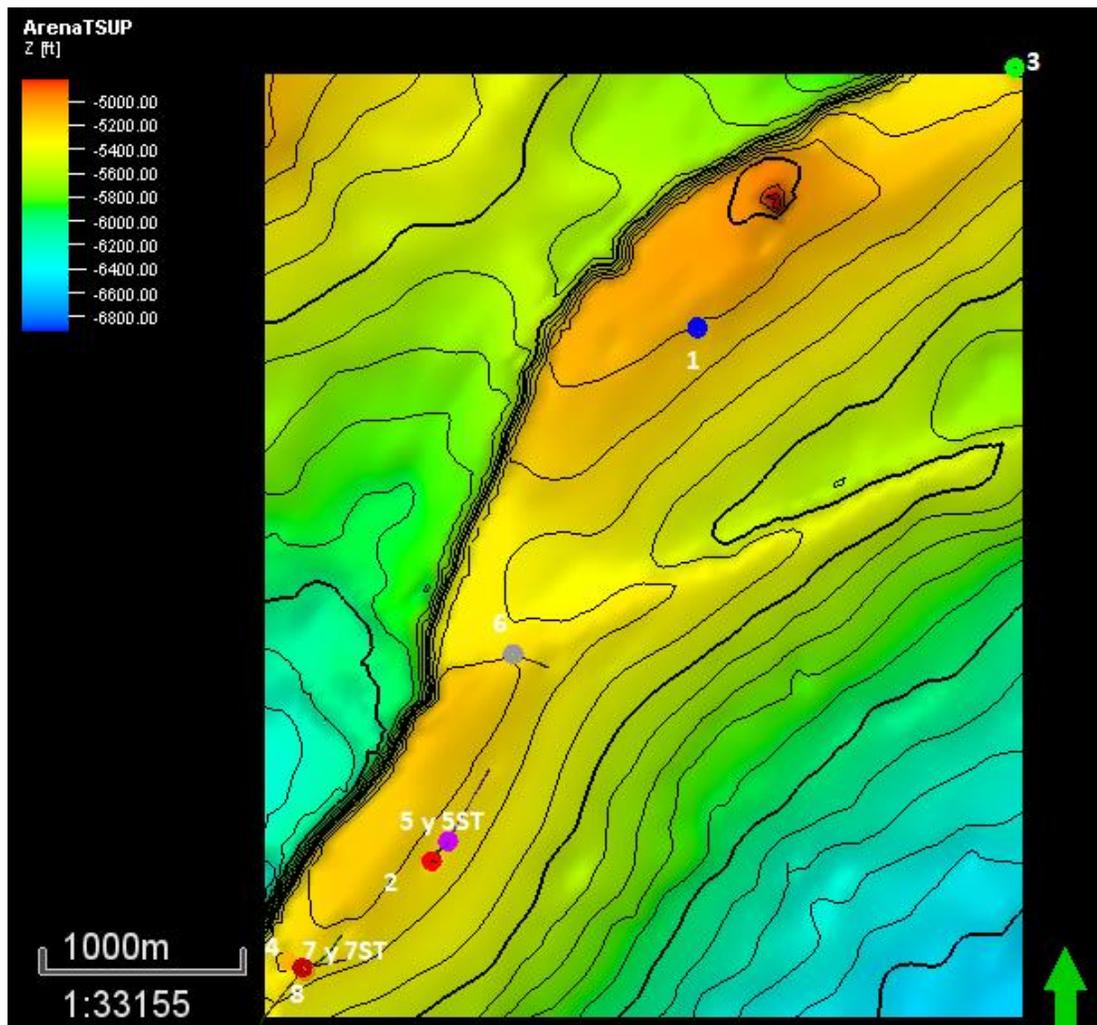
Una vez obtenido las superficies estructurales, las fallas del campo y el layering de cada yacimiento, se obtiene finalmente la grilla característica de los yacimientos a analizar que es simplemente un modelo tridimensional que incluye las características mencionadas con anterioridad.

**2.4.1.1 Superficies estructurales de T Superior y T Inferior.** Como se mencionó anteriormente, la generación de cualquier superficie estructural debe hacerse por medio de la interpretación de horizontes sísmicos donde con esta interpretación se tiene como output una superficie que se ajusta a los topes de los pozos en donde corta la superficie deseada. No obstante, existen casos en los que el horizonte sísmico para un yacimiento dado no es del todo claro. Por lo que, es necesario realizar la interpretación de una superficie de otro yacimiento en estudio y reajustarla a los topes del yacimiento deseado.

Como se observa en la sísmica del campo (ver **Figura 4**) todos los yacimientos tienen buzamiento y orientación similar lo que hace válido el poder interpretar un horizonte sísmico para un yacimiento que no es el de estudio para después ajustarlo a los topes deseados.

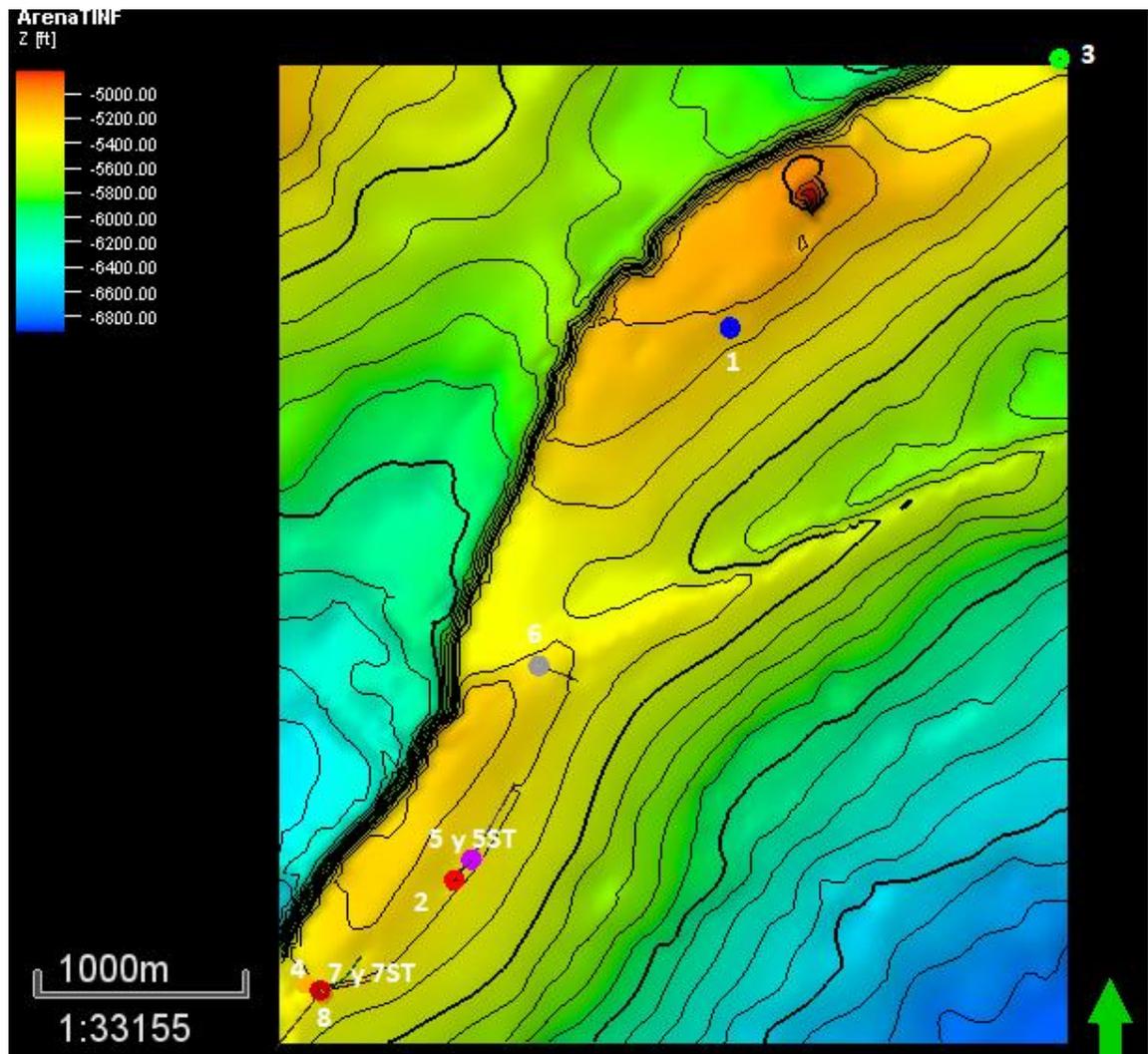
Esta metodología se encuentra implementada en las Areniscas T, pues el horizonte sísmico de dichas Arenas no es del todo claro, pero sí el de una formación a 100 pies por debajo de éstas que es la Formación Caballos. Con esto, la creación de la superficie de dichas Arenas (T Superior y T Inferior) se ha hecho con el reajuste de la superficie de la Formación Caballos a los topes de estas. Las **Figuras 14** y **15** muestran los mapas estructurales tanto para T superior como para T Inferior.

Figura 14. Mapa estructural Arena T Superior



Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

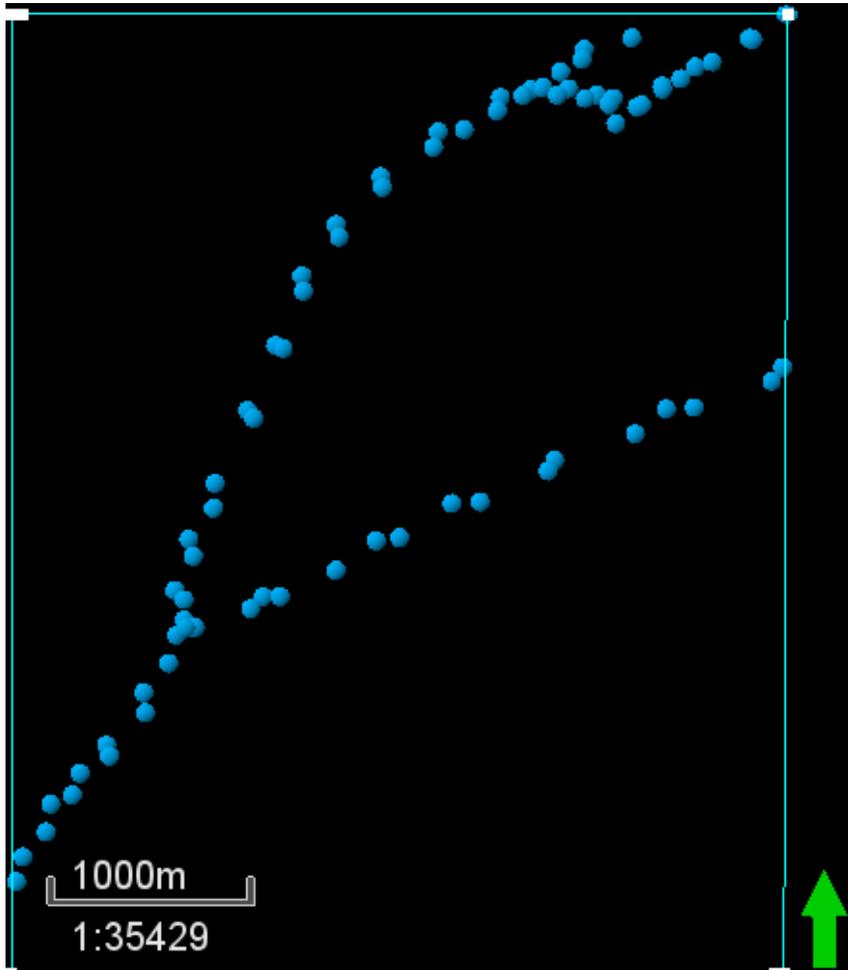
**Figura 15.** Mapa estructural Arena T Inferior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**2.4.1.2 Fallas en los yacimientos T Superior y T Inferior.** Las fallas de estos yacimientos se extienden desde la base de la Formación Caballos hasta el tope de la Formación Villeta lo que afecta claramente a los yacimientos T Superior y T Inferior. La **Figura 16** muestra la ubicación de estas fallas en el Campo de estudio vistas en planta mientras que la **Figura 17** presenta estas fallas ubicadas tridimensionalmente.

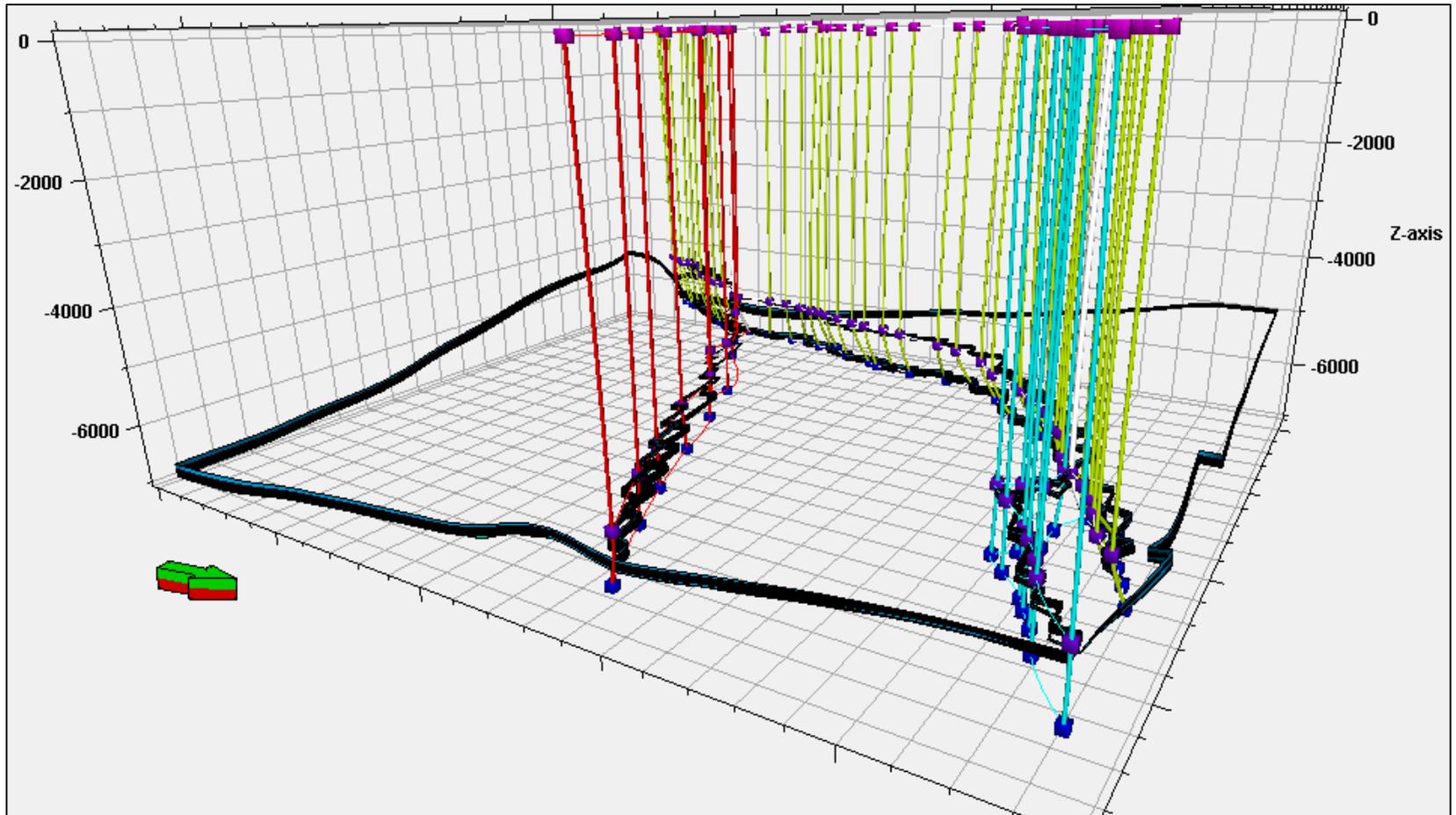
**Figura 16.** Ubicación de las fallas en el Campo A



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

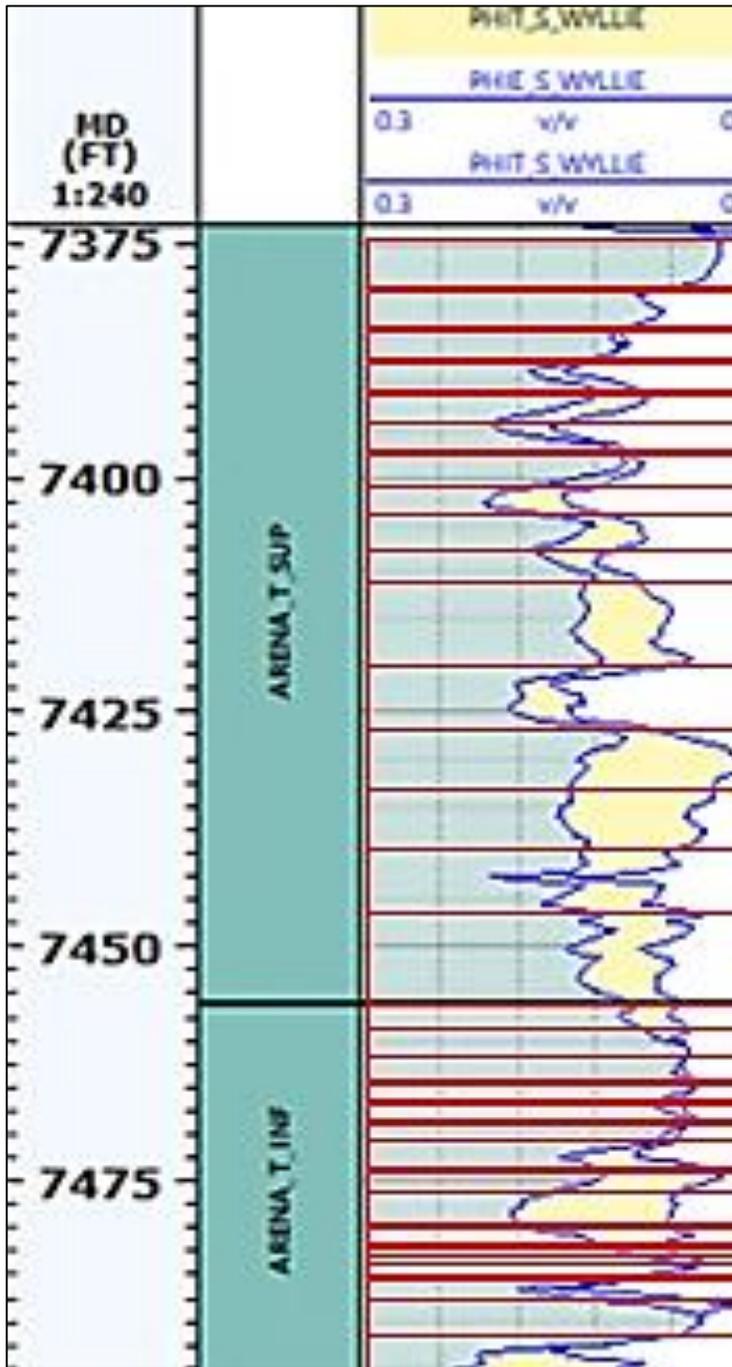
**2.4.1.3 Creación del layering y de la grilla.** La **Figura 18** muestra el layering para las areniscas T. En este caso, la determinación que se hizo del layering fue hecha basándose en el análisis de la porosidad efectiva en el pozo 3. La elección de dicha propiedad se realizó debido a que se encontraba en función del volumen de arcilla la cual daba una idea de la cantidad de arcilla en cada estrato, pero, conjugando también la calidad de la roca para diferenciar mejor dicho estrato. En este caso, y como se muestra en la **Figura 18**, se tiene un total de 32 layers.

**Figura 17.** Distribución de las fallas a lo largo de la zona en estudio.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

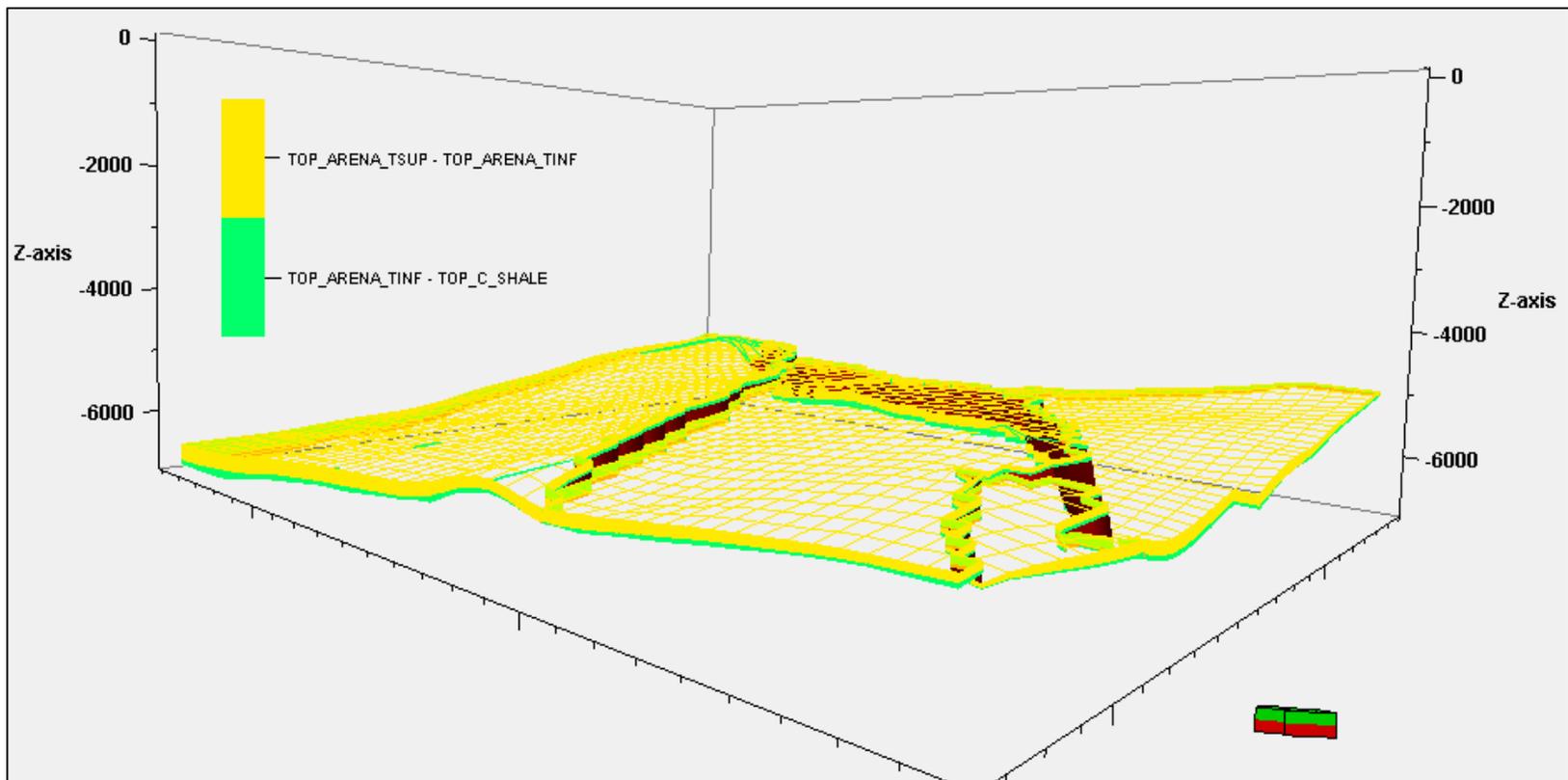
Figura 18. Determinación del layering



Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A.

Ahora bien, una vez obtenido el layering y con las superficies estructurales y las fallas del Campo de estudio, se puede generar entonces la grilla que caracteriza cada uno de los yacimientos. Dicha grilla se presenta para ambos yacimientos en la **Figura 19**. Esta grilla cuenta con un total de 57.152 celdas de orden (i,j,k) igual a 38x47x32 con un tamaño de celda 328ft en X, 329ft en Y y 17ft en Z.

**Figura 19.** Grillado para la Arenisca T Superior y T Inferior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**2.4.2 Modelo de facies.** El modelo de facies se basa en plasmar cada una de las facies con las que cuenta el yacimiento a lo largo de la grilla de éste. En general, las facies de un yacimiento pueden ser obtenidas de dos formas, la primera se hace con la integración de información de campos cercanos y la interpretación de los registros de pozos para determinar las distintas electrofacies del yacimiento; la segunda, y más precisa, es por medio de la interpretación de un núcleo del yacimiento en estudio.

Debido a que el yacimiento en estudio no poseía un núcleo, las facies que se presentarán a continuación han sido determinadas por medio del primer método. Asimismo, todo modelo de facies puede ser complementado por medio de la elaboración de mapas de espesor de arena neta que permite determinar en qué regiones se tiene un mayor intervalo neto de arena.

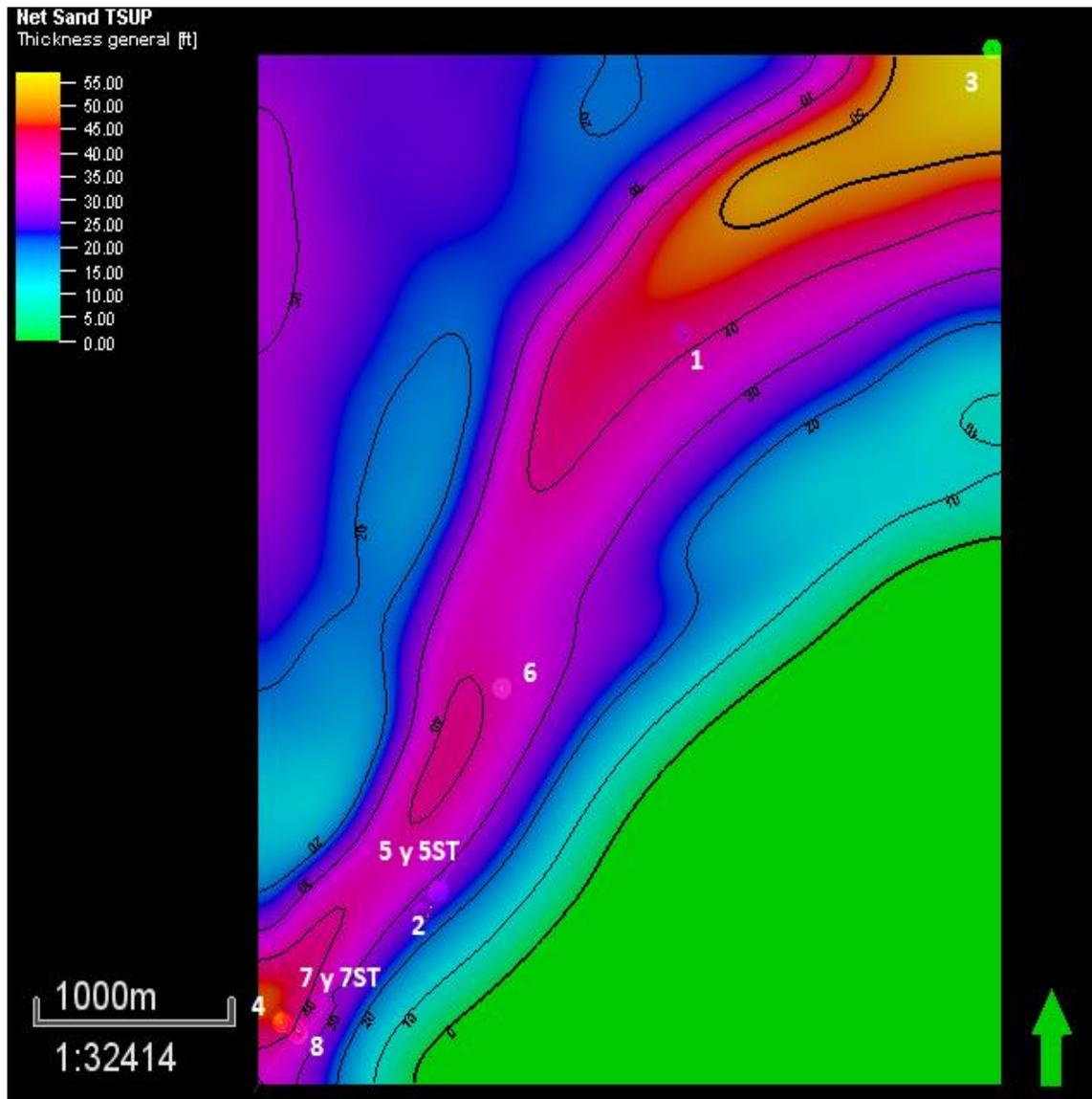
Siguiendo con este orden de ideas, a continuación, se presentarán los mapas de arena neta, las facies con las que cuenta el campo, los mapas de facies para cada yacimiento, la interpretación de los registros para la elección de las electrofacies y finalmente el poblamiento de dichas facies.

**2.4.2.1 Mapas de espesores de arena neta.** Los mapas de arena neta son mapas elaborados a partir de la interpretación de los registros de gamma ray y de volumen de arcilla. En general, estos mapas se elaboran una vez ya se ha determinado el valor de corte para el volumen de arcilla, que, como se mencionó en la sección de propiedades petrofísicas, dicho valor de corte fue igual al 51% para cada uno de los pozos.

Tomando el valor de corte de volumen de arcilla y determinando las secciones de espesores de arena neta para cada uno de los pozos, se puede elaborar entonces un mapa de espesor de arena neta para cada yacimiento; es decir, un mapa de espesores para T Superior y otro mapa de espesores para T Inferior.

El método por el cual se hace la elaboración de dichos mapas es un método basado en la geoestadística que se quiera manejar; no obstante, dicho tema está fuera del alcance de este proyecto y basta solamente con decir que los mapas de espesor de arena neta fueron elaborados por medio del método de simulación gaussiana. Las **Figuras 20 y 21** muestran los mapas de espesor de arena neta tanto para T Superior como para T Inferior respectivamente.

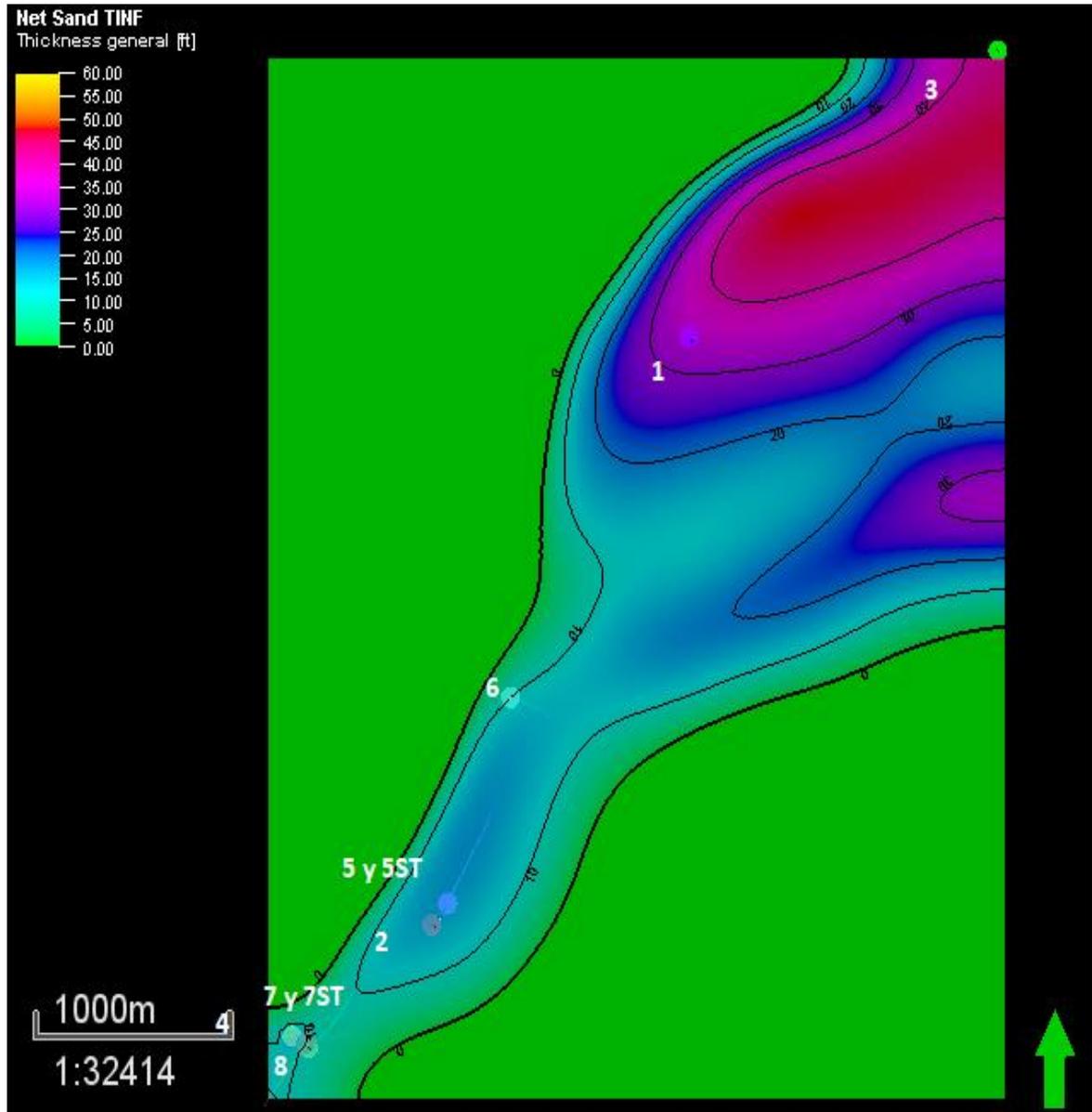
**Figura 20.** Mapa de espesor de arena neta. T Superior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Se debe señalar que, dichos mapas presentan una amplia incertidumbre en el sentido de que no se encuentran validados por medio de la información de un núcleo; de igual modo, los espesores en algunas zonas como el que se observa en la región SW de la **Figura 20** no ajustan específicamente con lo que en la realidad se tiene pues como se observa se exagera un valor de espesor de arena neta en el pozo 4 cuando la tendencia es tener un valor de arena neta bajo, como se observa en el comportamiento del resto de los pozos.

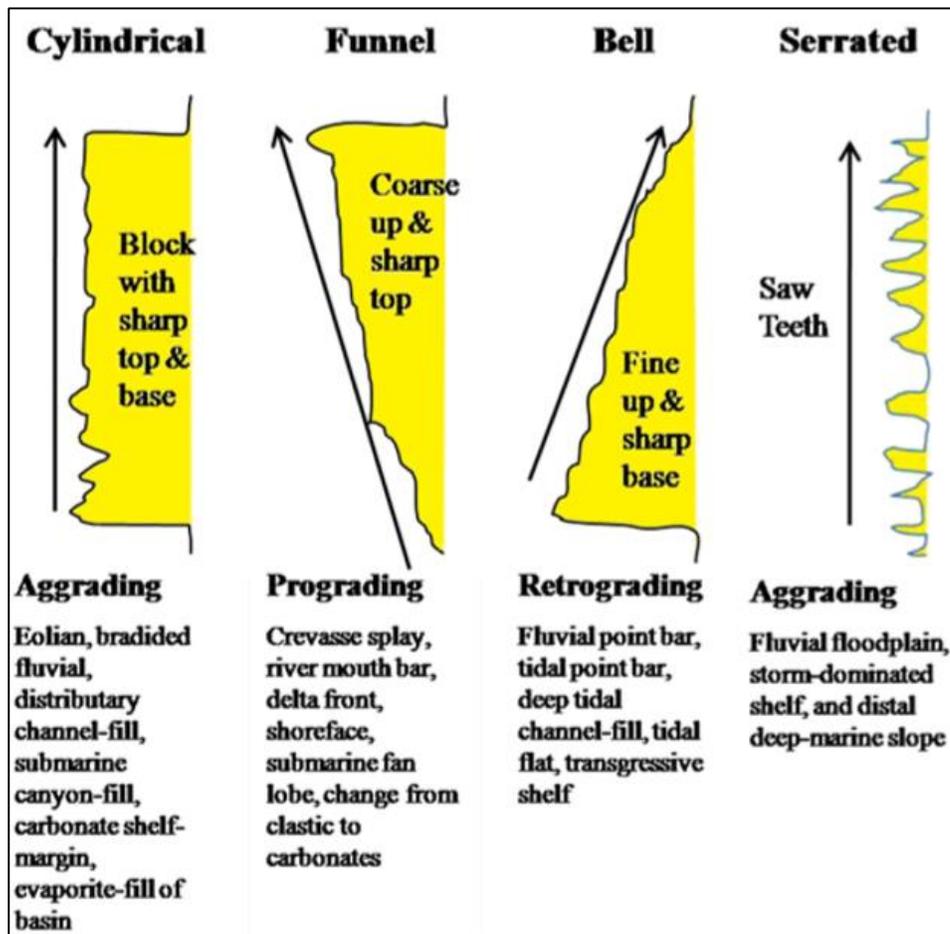
**Figura 21.** Mapa de espesor de arena neta. T Superior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**2.4.2.2 Mapas de facies del campo.** Los mapas de facies del campo han sido contruidos basándose en la información de las facies existentes en otros campos y por medio de la interpretación de las electroformas de los registros eléctricos. Dichas electrofacies pueden ser leídas claramente de los registros gamma ray o, con mayor incertidumbre, del registro SP. La **Figura 22** muestra un ejemplo de las principales electrofacies que se pueden observar.

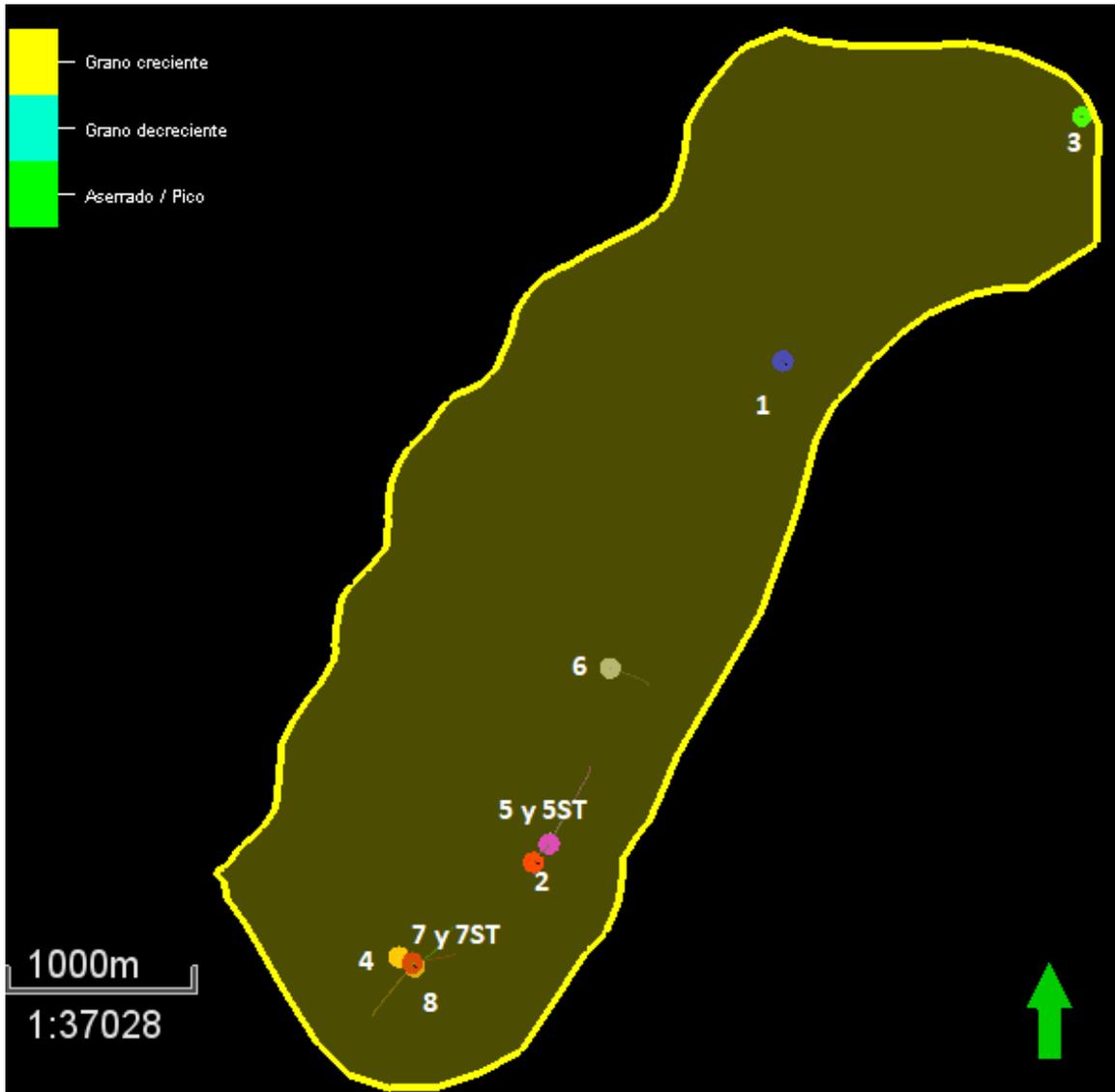
**Figura 22.** Electrofacies a partir del registro GR



**Fuente:** EMERY, D. MYERS, K.J. Sequence Stratigraphy. Victoria, Australia Blackwell Science Ltd, 1996.

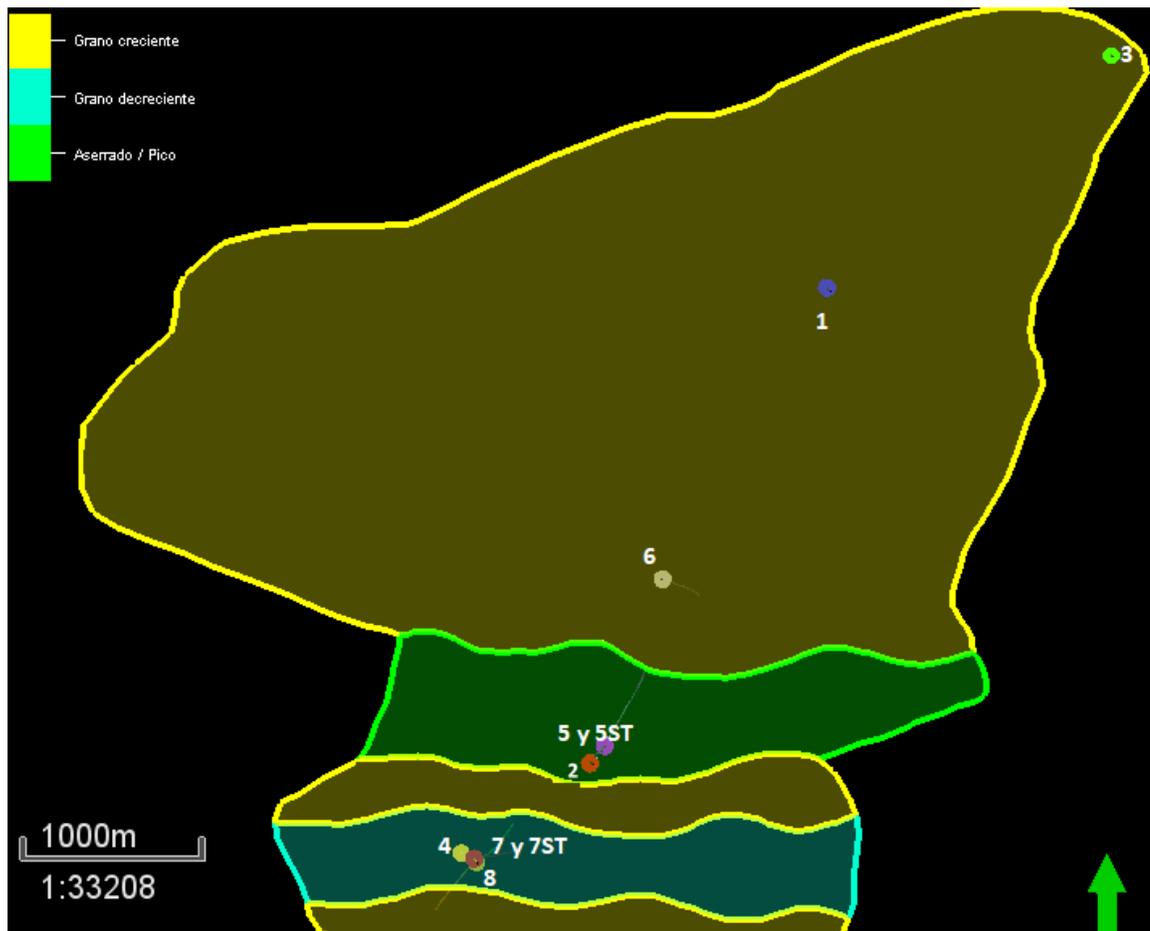
En el caso de los yacimientos de estudio se han determinado en general 4 facies, grano creciente, grano decreciente, aserrado o en pico y finalmente shale. Las **Figuras 23** y **24** muestran los mapas de facies para cada uno de los yacimientos de estudio, se debe indicar que por simplicidad no se encuentra señalado la parte de shale que si vendrá a ser mostrada cuando se presente el poblamiento de las facies.

**Figura 23.** Mapa de facies para T Superior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A.

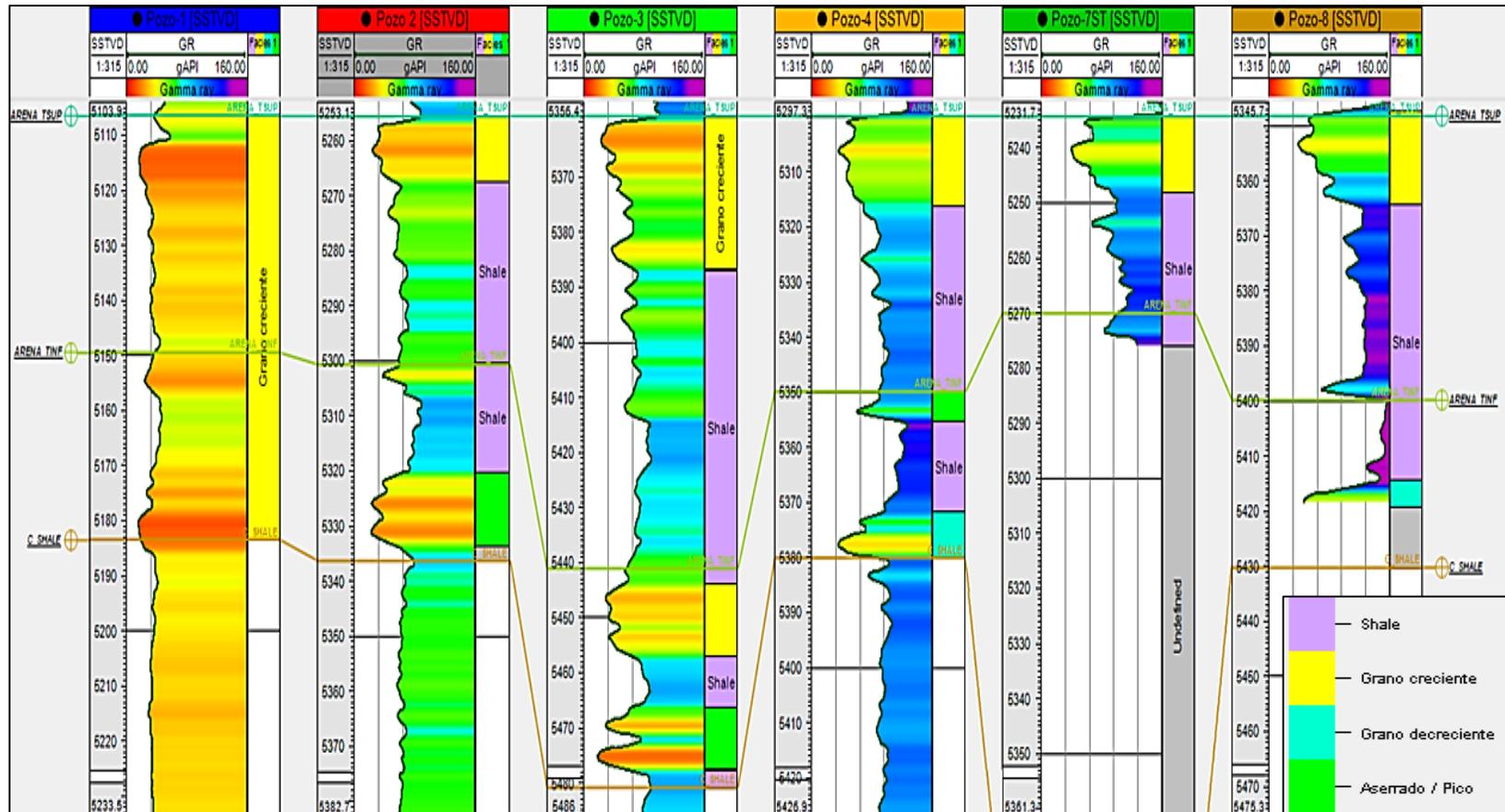
**Figura 24.** Mapa de facies para T Inferior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Ahora bien, con el conocimiento de las facies que ya se habían determinado por la recopilación de campos cercanos que contienen las areniscas T, se puede entonces obtener las electrofacies para cada uno de los pozos. Esta interpretación se ha hecho basándose en la **Figura 22** y los resultados para cada una de las profundidades de los 6 pozos de estudio se muestran en la **Figura 25**.

**Figura 25.** Análisis de facies para cada pozo



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**2.4.2.3 Poblamiento de facies y metodología general.** El poblamiento de las facies es un método en el cual se hace uso de la geoestadística para dar un valor de facie a cada celda de la grilla del modelo estructural. En general, dicho poblamiento hace uso de un variograma y de un método geoestadístico que puede ser o bien determinístico o bien estocástico.

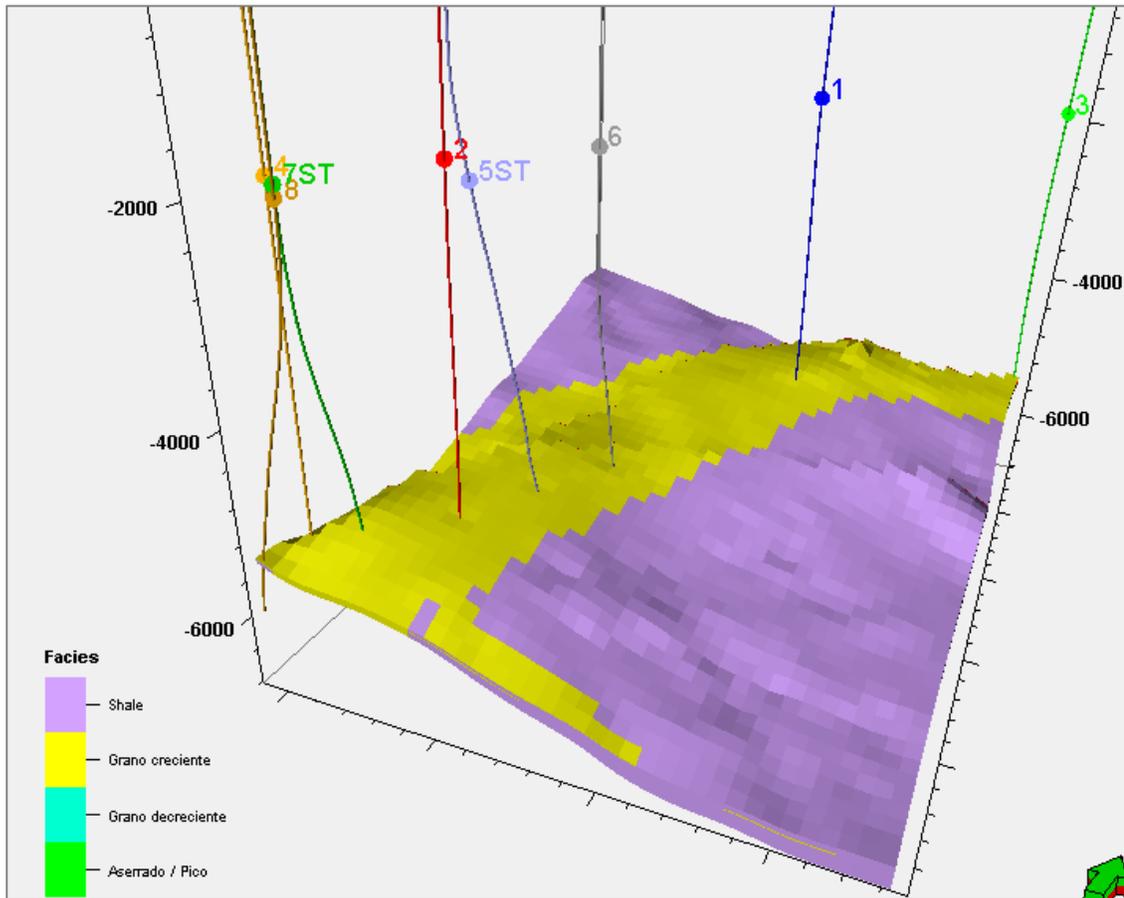
Debido a que esto va más allá del entendimiento y de los objetivos de este proyecto de grado, esta sección explicará brevemente cómo se encuentra el poblamiento de las facies tanto para T Superior como para T Inferior explicando brevemente la metodología implementada para la construcción de estos modelos. Esta metodología puede ser en general implementada para el poblamiento de cualquier propiedad ya sea petrofísica o bien de facies. Los siguientes párrafos detallan la metodología ya mencionada.

En primer lugar, se debe hacer un upscaling de los registros de pozos; o, en este caso, de los registros de facies. Un upscaling (también conocido como scale up) consiste solamente en promediar ya sea de manera aritmética, armónica o bien por conteo, una determinada propiedad en un intervalo de profundidad definido correspondiente. Dicho intervalo será el tamaño de una celda determinada. Es decir, si una celda dada tiene un espesor 15 pies y para cada pie se tiene un valor de porosidad, entonces el valor de porosidad de esta celda será el resultado del promedio de los 15 valores de porosidad de ésta. En el caso de las facies, solamente se hace por conteo, es decir se cuenta la mayoría de profundidades que tengan definidas una facie dada.

Tomando esto en cuenta, una vez hecho el scale up de los registros, se procede a realizar un variograma según el número de pozos y por medio de un método geoestadístico, se hace la estimación de propiedades para cada una de las celdas del yacimiento de estudio. En este caso el método geoestadístico implementado fue un método estocástico conocido como una simulación gaussiana secuencial.

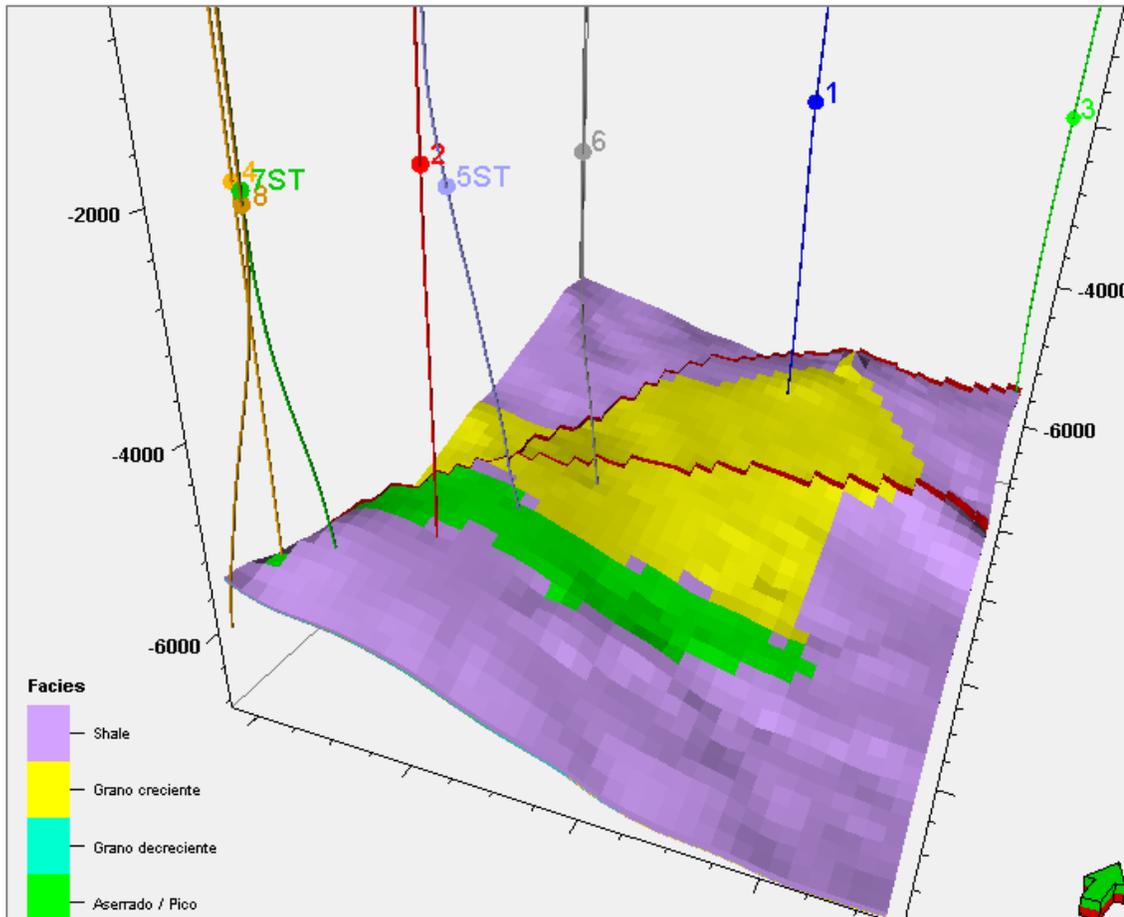
Dicho poblamiento puede ser ayudado por otros parámetros como mapas o poblamientos hechos con anterioridad que permiten dar tendencia a las interpolaciones a realizar. En el caso del modelo de facies se usó como ayuda mapas de probabilidad hechos a partir de los mapas facies que se muestran en las **Figuras 26** y **27**. Esto dio como resultado la obtención del poblamiento de dichas facies, poblamiento que puede observarse en las **Figuras 26** y **27** tanto para T Superior como para T Inferior.

**Figura 26.** Modelo de facies T Superior.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 27.** Modelo de facies T Inferior.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

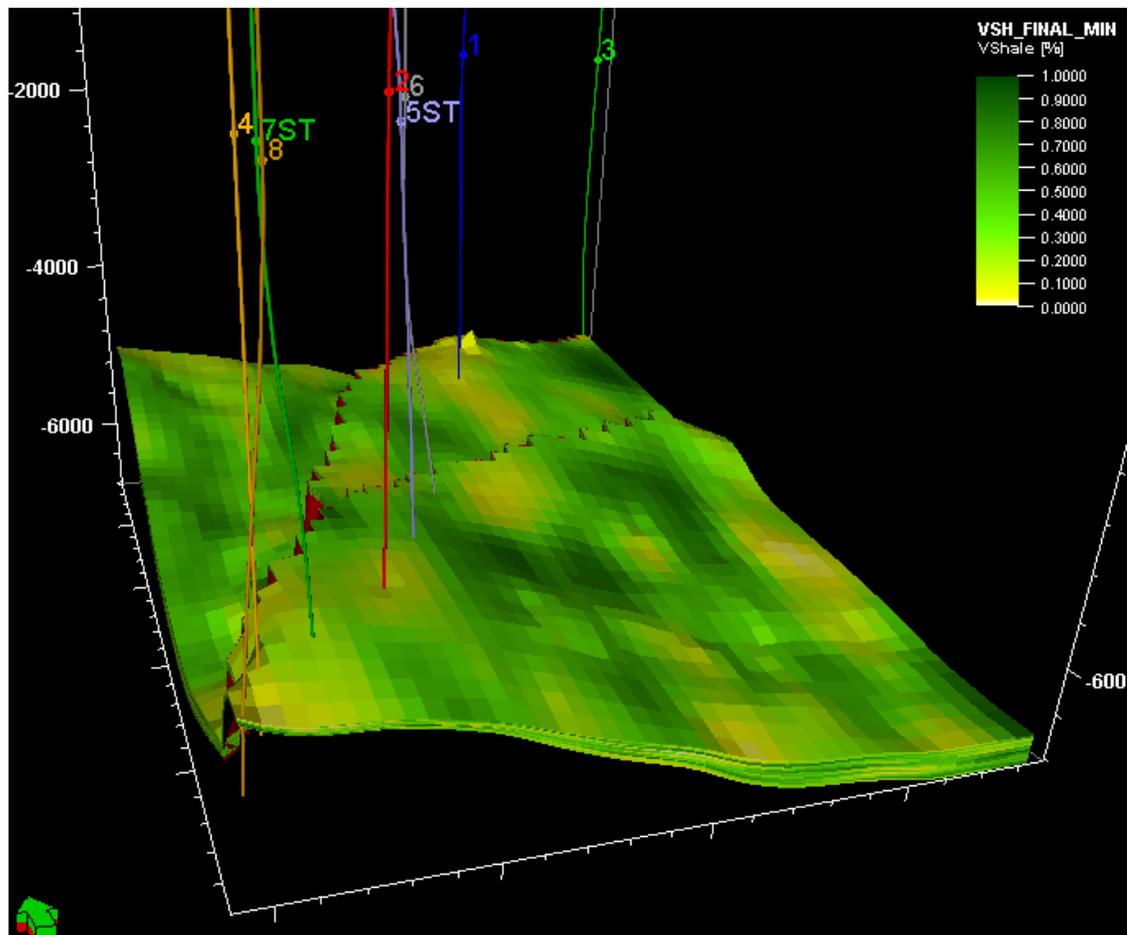
**2.4.3 Modelo petrofísico.** El modelo petrofísico presenta el poblamiento de las propiedades petrofísicas presentadas anteriormente en este trabajo (...véase numeral 2.2...). Al igual que con el modelo de facies, para poder hacer dicho modelo petrofísico es necesario hacer un escalamiento de pozos y llevar a cabo un método geoestadístico para el poblamiento de todas las propiedades. Con respecto a las propiedades petrofísicas modeladas, dichas propiedades fueron el volumen de arcilla, el net to gross, la porosidad total, la porosidad efectiva y la permeabilidad.

Se debe señalar, que no es correcto hacer un poblamiento de la saturación de agua, pues las curvas de registros eléctricos dan algo cualitativo de la presencia de hidrocarburos, pero no permiten como tal estimar con exactitud cuánta cantidad hay de estos. En general el modelo de saturación es algo que se construye en el modelo dinámico a partir de las curvas de presión capilar, curvas que no han sido tomadas en cuenta en la elaboración del modelo estático. Además, el hecho de que se tenga tan poca información (en términos de densidad de pozos) no permite realizar una buena interpolación de saturación de agua entre celdas lo que haría que en caso de

que se hicieran dichas interpolaciones, se obtuviesen zonas de agua en lugares donde no se tiene este fluido.

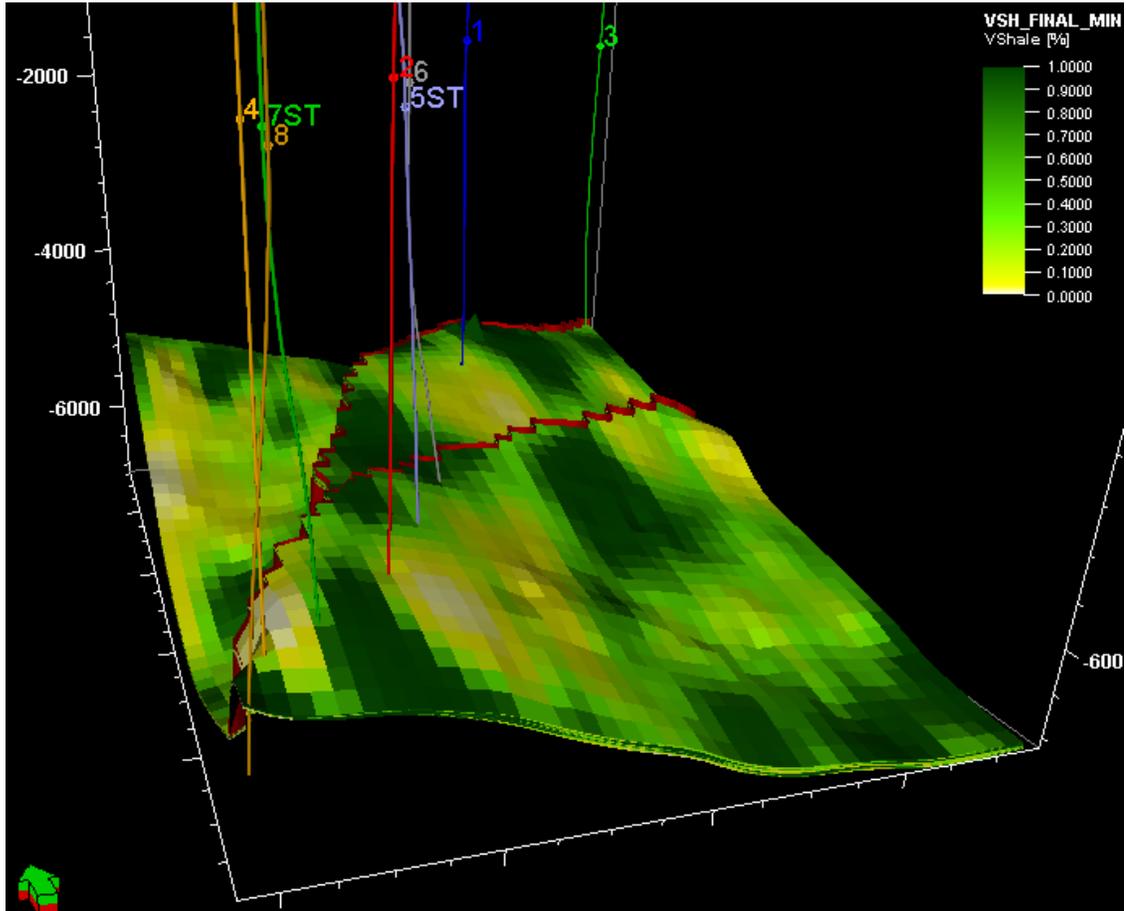
**2.4.3.1 Modelo de volumen de arcilla.** El escalamiento de los pozos para el volumen de arcilla se hizo mediante el método aritmético mientras que el método geoestadístico utilizado para el poblamiento fue el método de simulación gaussiana secuencial. El modelo de V Shale tanto para T Superior como para T Inferior se muestra en las **Figuras 28 y 29**.

**Figura 28.** Modelo de volumen de Arcilla T Superior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 29.** Modelo de volumen de Arcilla T Inferior

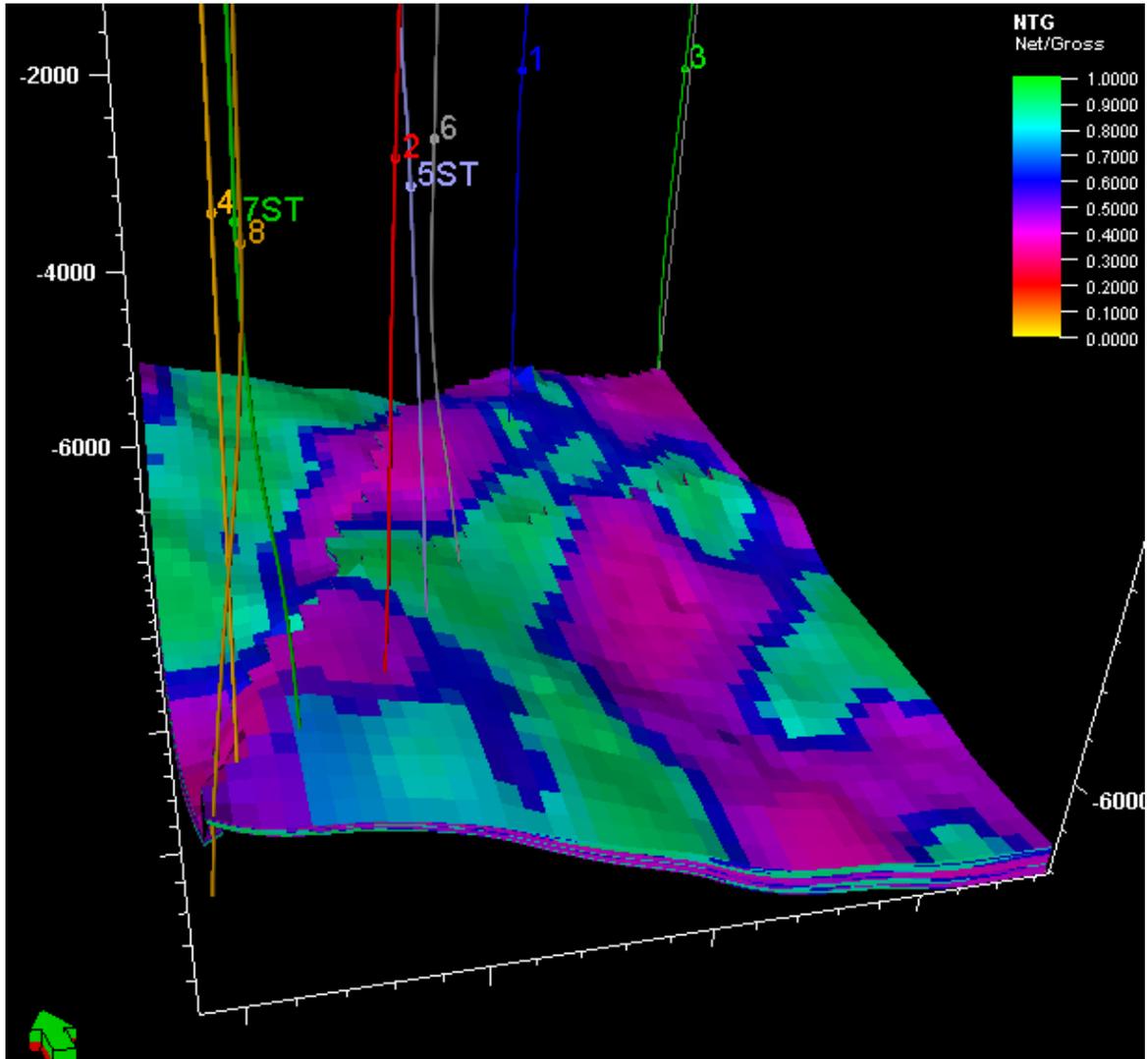


**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Las **Figuras 28 y 29** muestran que la mejor calidad de roca en términos únicamente de volumen de arcilla se encuentra en las partes más altas de la estructura; aun así, también dan un indicativo cualitativo de la alta heterogeneidad del yacimiento pues varias de estas zonas presentan valores de Vsh superiores al valor de cut-off del 51% (...véase numeral 2.2...) lo cual muestra las amplias zonas que no se consideran como arena neta.

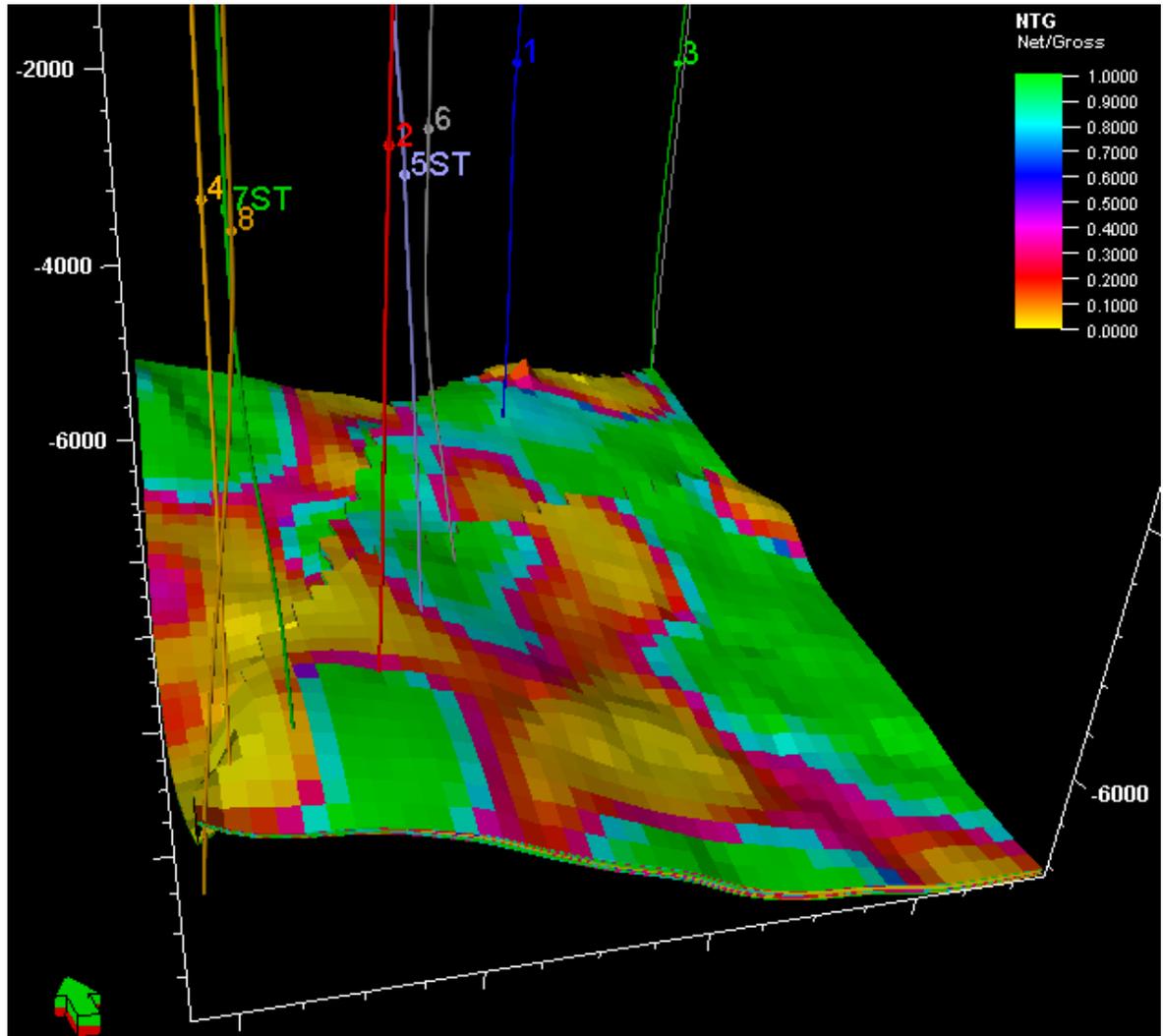
**2.4.3.2 Modelo de net to gross.** Para el net to gross se hizo el mismo escalamiento implementado en el volumen de arcilla; y, conjuntamente, una simulación gaussiana secuencial como método geoestadístico para el poblamiento de la grilla. Las **Figuras 30** y **31** presentan el modelo para los dos yacimientos en estudio.

**Figura 30.** Modelo de Volumen de net to gross T Superior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

**Figura 31.** Modelo de volumen de net to gross T Inferior



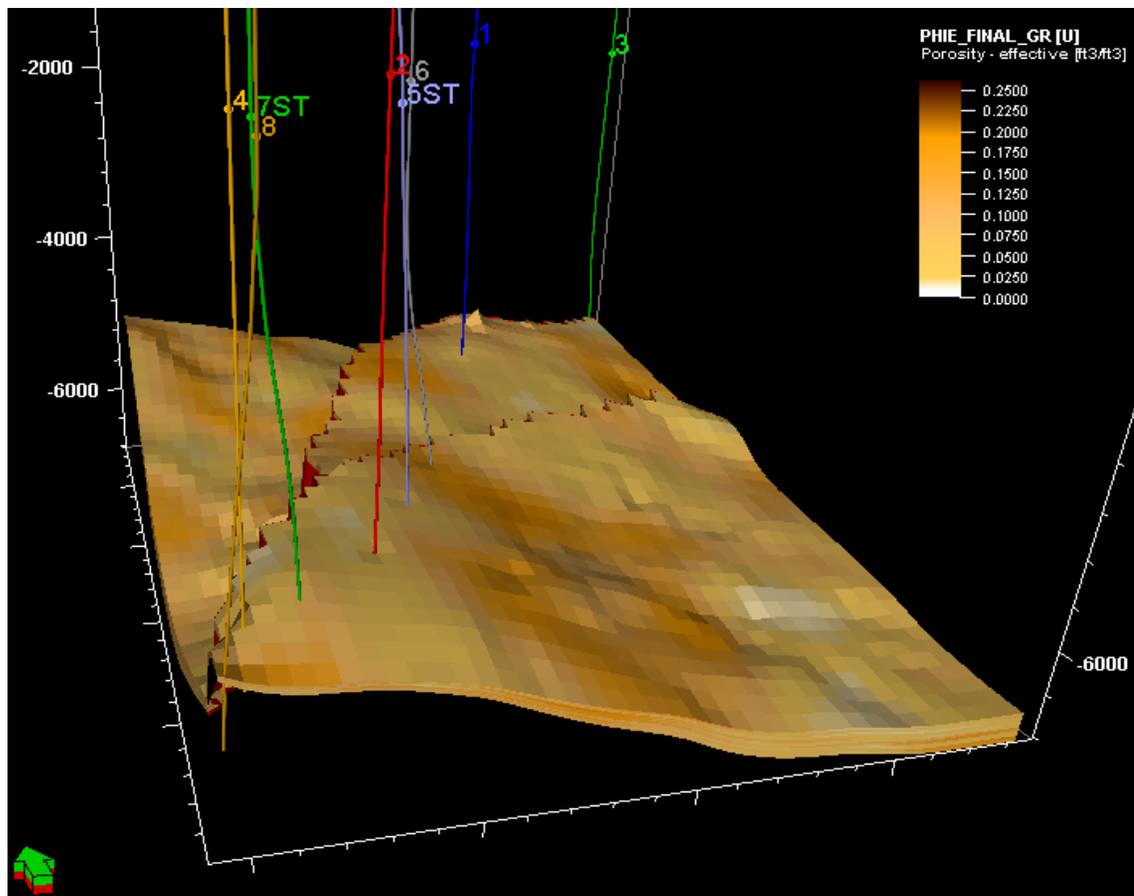
**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Al igual que con las **Figuras 28 y 29**, las **Figuras 30 y 31** son evidencia de la alta heterogeneidad que se encuentra en el yacimiento especialmente en la Arenisca T Inferior, donde los bajos valores de net to gross (es decir, valores menores a 0.20) se presentan en la mayoría del yacimiento, lo que evidencia la baja calidad de roca.

**2.4.3.3 Modelo de porosidad efectiva.** El modelo de porosidad efectiva está hecho para 4 escenarios distintos. El primer escenario fue un poblamiento usando una simulación gaussiana secuencial y el resto fue llevando a cabo el mismo poblamiento junto con un Co Krigging de anteriores poblamientos. En este caso, fue del modelo de facies, del modelo gamma ray y de los mapas de arena neta. Paralelamente, los mejores resultados fueron los generados por medio del Co Krigging de Gamma Ray y el Co Krigging de facies.

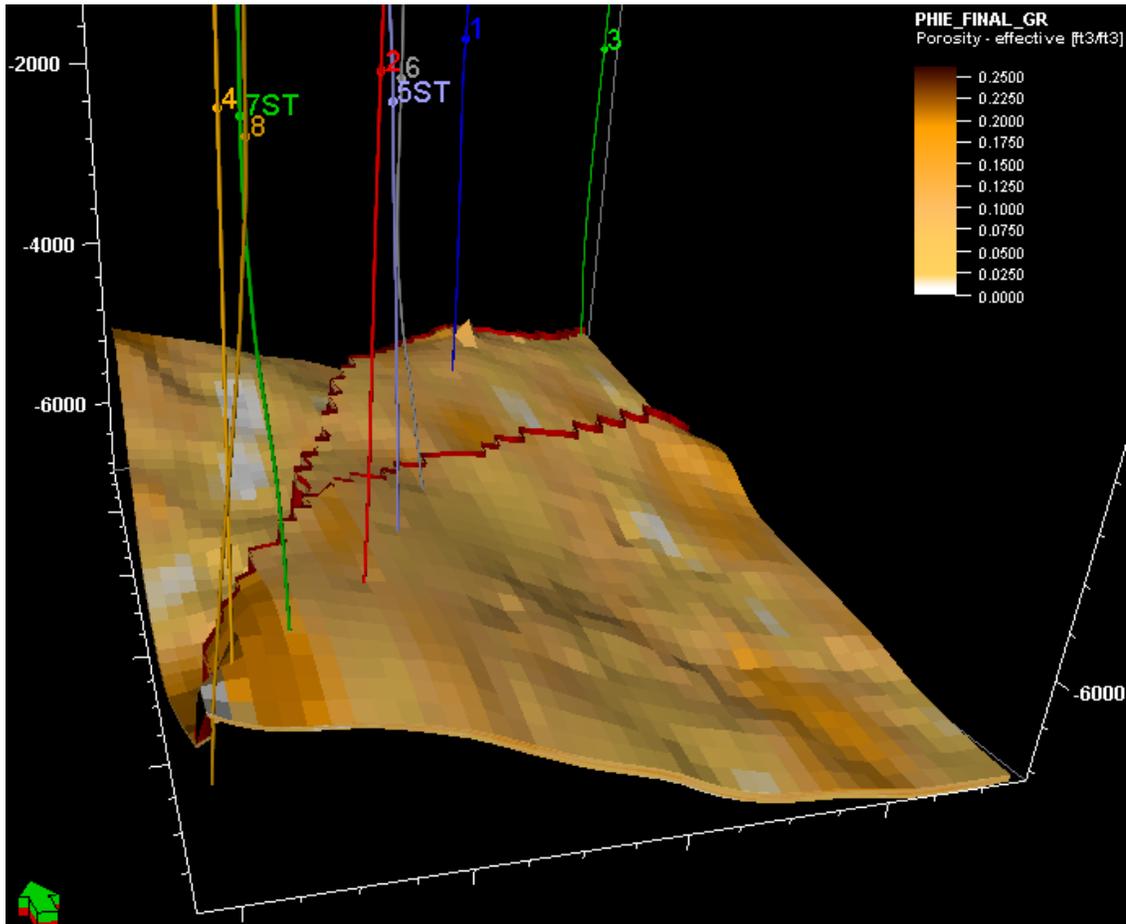
Esto se debe, a que los registros de Gamma Ray eran intrínsecos para cada pozo y no habían sido generados por ningún método analítico; sino que por el contrario, los datos eran resultados de mediciones reales. Asimismo, el mapa de Facies era un mapa creado a partir de la interpretación de las electrofacies del registro Gamma Ray lo cual le da de nuevo su validez como inputs para el Co Krigging. Con el ánimo de que no se genere una propagación de errores, se decidió tomar como caso base (es decir, el modelo para la construcción del modelo dinámico) el modelo obtenido con Co Krigging de GR. Este modelo se presenta en las **Figuras 32 y 33**.

**Figura 32.** Modelo de porosidad efectiva T Superior



**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

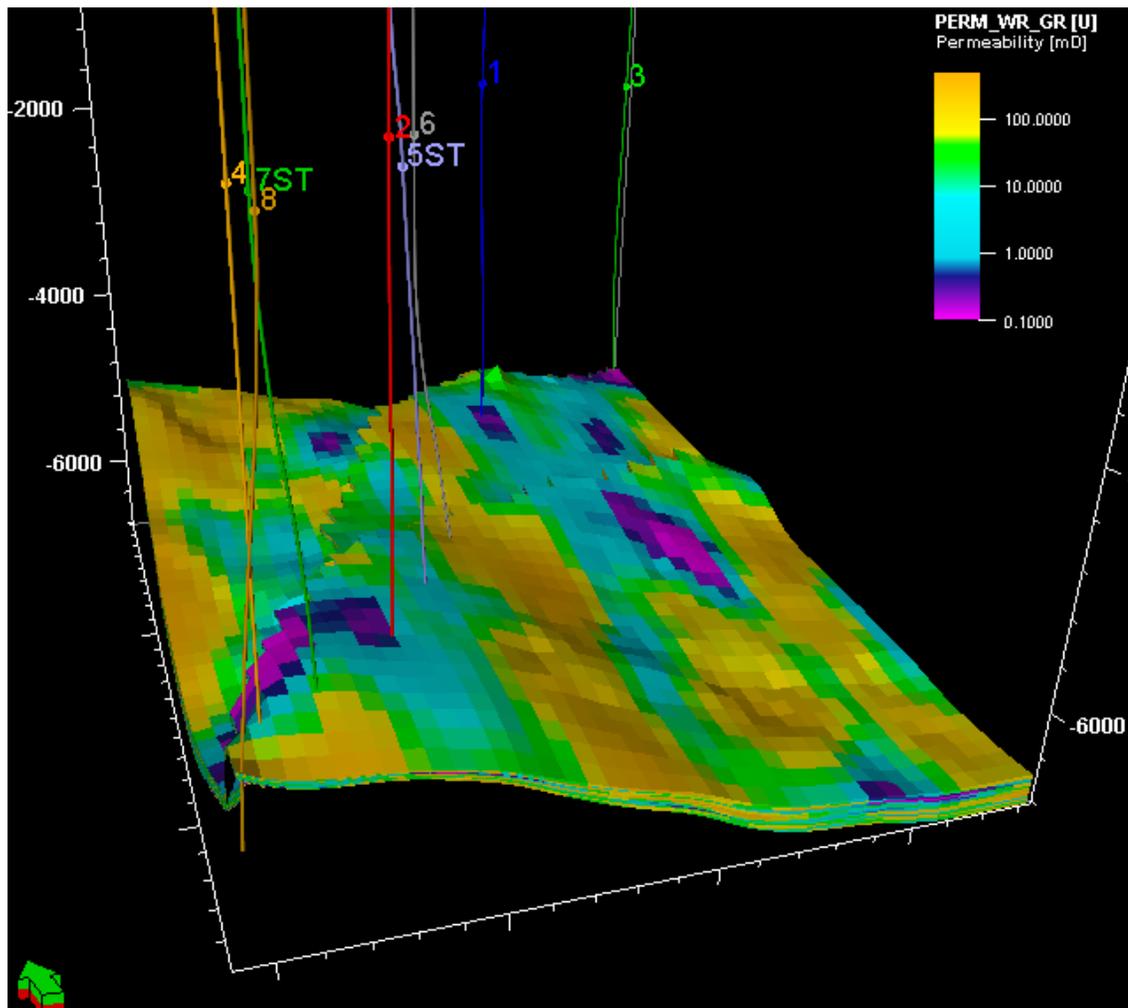
Figura 33. Modelo de porosidad efectiva T Inferior



Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

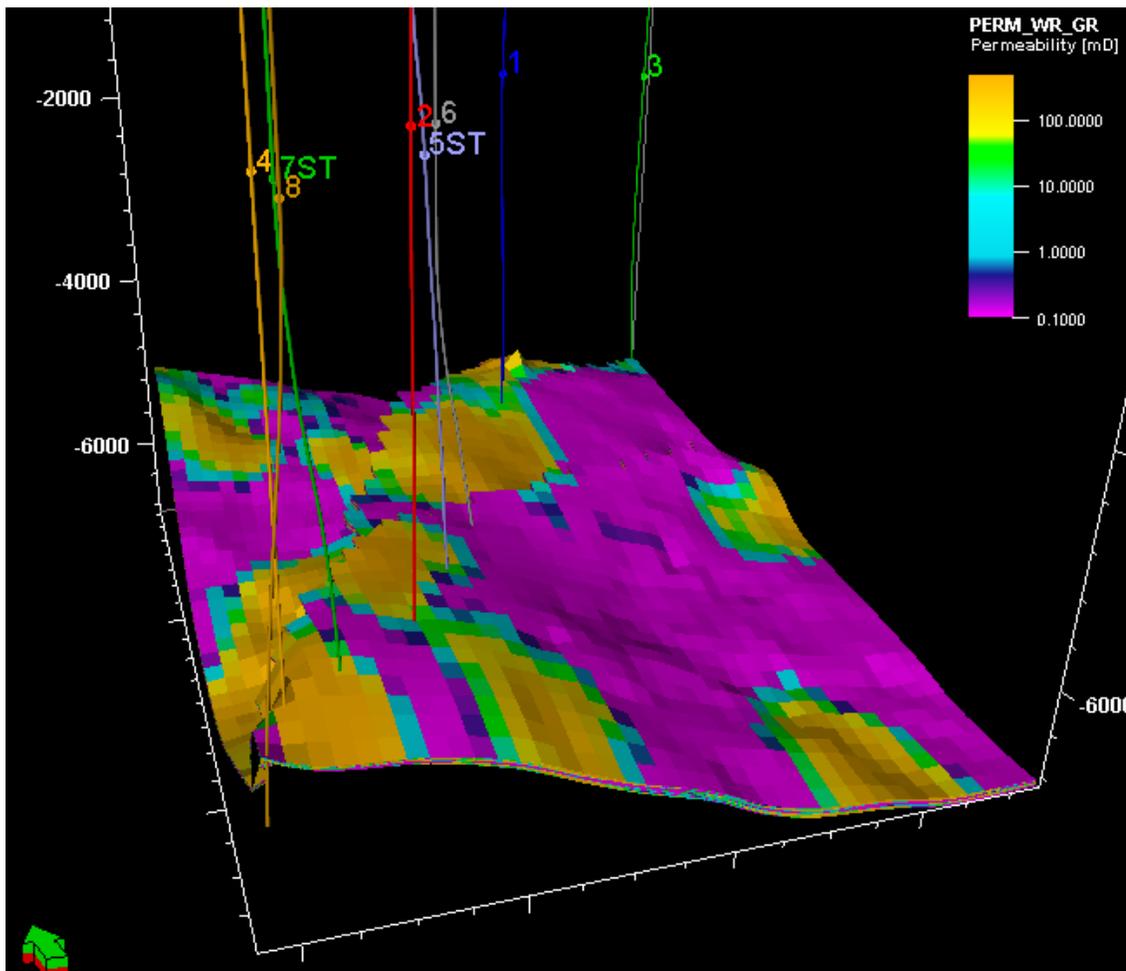
**2.4.3.4 Modelo de permeabilidad.** Al igual que con el modelo de porosidad efectiva, el modelo de permeabilidad se ha hecho con 4 escenarios distintos los cuales siempre hicieron uso del Co Krigging de los 4 poblamientos del modelo de porosidad efectiva. Esto se hizo debido a que, como se mencionó en la sección 2.1 la permeabilidad fue calculada a partir de la porosidad efectiva. Como es de esperar, el mejor escenario fue el obtenido del poblamiento de porosidad efectiva usando Co Krigging de facies. Dicho modelo se presenta en las **Figuras 34 y 35**.

Figura 34. Modelo de permeabilidad T Superior



Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Figura 35. Modelo de permeabilidad T Inferior



Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A.

### 3. METODOLOGÍA: CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO DE LAS ARENISCAS T Y ELABORACIÓN DE ESCENARIOS

Este capítulo tiene como objetivo presentar la metodología que se llevó a cabo en este proyecto y que abarca la construcción del modelo dinámico y el planteamiento y elaboración de los escenarios a simular.

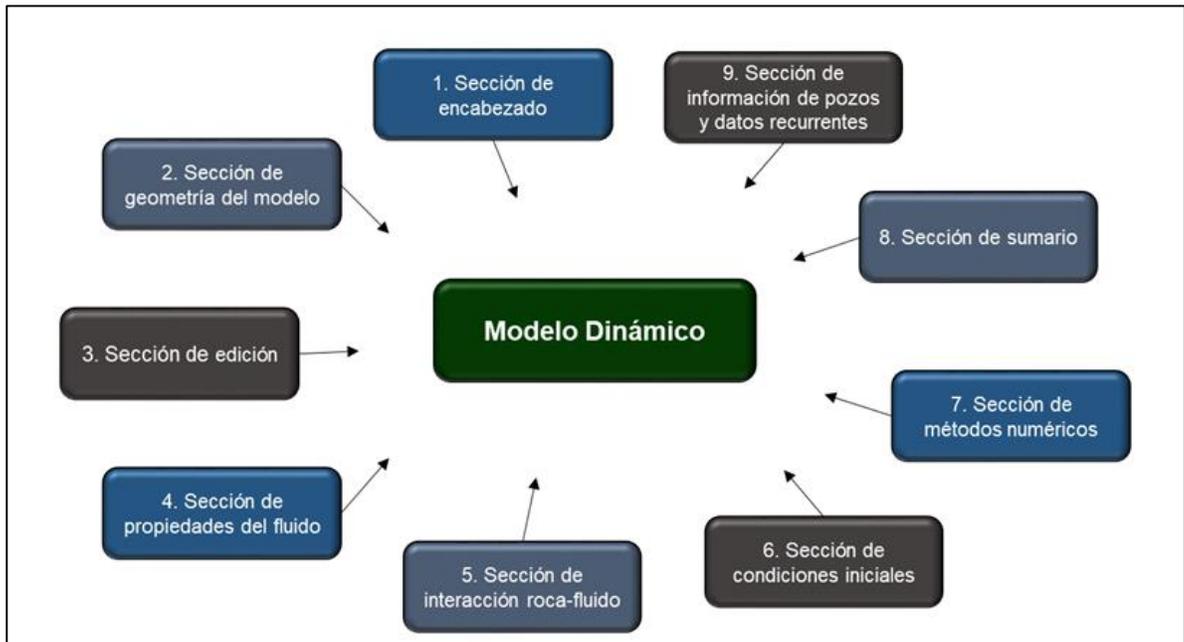
La metodología que se llevará a cabo en este proyecto se explica a continuación: en primer lugar, se hará una recopilación de datos del Modelo Estático ya presentado en el capítulo anterior, después de ello se llevará a cabo la construcción del modelo dinámico y junto a este la determinación de la distribución de las saturaciones presentes en el yacimiento de estudio. Con estas saturaciones se procederá a llevar a cabo la elaboración de los escenarios para después llevar finalmente a cabo la predicción de la explotación de estos.

Así mismo debe resaltarse que la construcción de dicho modelo se hizo haciendo uso del software CMG, el acceso a este programa se hizo gracias a la licencia estudiantil solicitada y proveída por parte de CMG y con número único de log: 20190715131710.lic.

Todo modelo dinámico consta de nueve secciones (ver **Figura 36**) las cuales en conjunto conforman toda la información básica necesaria para llevar a cabo las simulaciones de yacimientos y evaluar distintos escenarios. Siguiendo este orden de ideas, los siguientes numerales darán a conocer al lector la construcción de cada sección a excepción de las secciones de edición y de métodos numéricos las cuales se han dejado como estándar por parte del simulador.

Se debe señalar que la sección 9 de información de pozos y datos recurrentes será tratada en el numeral 3.8 para la discusión de los distintos escenarios elaborados. Asimismo, la sección 8 de sumario será tratada en el capítulo 4 para la elaboración de análisis de resultados.

**Figura 36.** Secciones básicas que conforman un modelo dinámico.



**Fuente:** elaboración propia

Se debe resaltar que, antes de dar inicio con la explicación de la construcción del modelo, se tratarán los conceptos básicos de un simulador de yacimientos, haciendo énfasis especialmente en la metodología y el funcionamiento de cualquier tipo de simulador de yacimientos. Esto con el ánimo de que se dé a entender no solamente los pasos necesarios para una construcción de un modelo de simulación, sino también la metodología que sigue cada simulador.

### **3.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

La simulación de yacimientos es un procedimiento matemático ampliamente utilizado en la industria del petróleo que permite predecir el comportamiento de la explotación de un yacimiento bajo uno o más escenarios dados.

**3.1.1 Pasos básicos de un simulador.** Según Abou-Kassem et al<sup>22</sup>, todo simulador de yacimientos tiene intrínseco 6 pasos para llevar a cabo la predicción de la explotación. Estos seis pasos se llevan a cabo una vez se ha especificado y creado

---

<sup>22</sup> ABOU-KASSEM, J., FAROUQ ALI, S.M. y RAFIQUI, I. Petroleum Reservoir Simulation: A basic approach. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. USA. 2006. ISBN-13: 978-0-9765113-6-6.p.1.

las secciones básicas de un simulador. Los pasos mencionados anteriormente se describen a continuación:

**3.1.1.1 Formulación.** La formulación se basa en describir matemáticamente lo que sucede en una región determinada del yacimiento. Para ello, la formulación toma en cuenta determinadas leyes físicas dependiendo del simulador para modelar así el cambio que sucede en el yacimiento:

- Ley de la conservación de la masa: Descrita a través de la Ecuación de continuidad.
- Ley del movimiento en medios porosos: Descrita a través de la Ecuación de Darcy para una o más fases (dependiendo del yacimiento en estudio).
- Leyes de la termodinámica: Descritas a través de las ecuaciones de Estado.
- Ley de Fick: Descrita por medio de las ecuaciones de difusividad
- Ley de Hooke.

Por lo general, estas fórmulas llevan al final a la formulación de ecuaciones diferenciales parciales que dependerán de variables como la presión, la saturación y el tiempo. Se debe señalar que, un simulador básico de yacimientos cuenta con la aplicación de tres leyes fundamentales que son la ley de continuidad, la ley de Darcy la ecuación de Estado. La aglomeración de estas leyes en el análisis de una porción de roca determinada da como resultado la ecuación base de simulación de yacimientos, también conocida como ecuación de difusividad.

**3.1.1.2 Discretización.** La discretización es el procedimiento por el cual se pasa de un dominio continuo a un dominio discreto. Toda ecuación diferencial parcial que en general necesita métodos analíticos complejos para su resolución puede ser considerada como una ecuación de dominio continuo. A su vez, todo yacimiento que no ha sido aún modelado también puede considerarse de dominio continuo. La discretización tiene como objetivo dar valores concretos a porciones concretas del espacio, lo que se traduce en la creación de una grilla en la simulación de yacimientos, o bien, traducir las ecuaciones diferenciales parciales a ecuaciones algebraicas para intervalos de tiempo concretos.

La forma en la que se realiza la discretización de estas ecuaciones se hace mediante la aplicación de diferencias finitas (método más usado por los simuladores) o bien haciendo uso de la formulación de integrales numéricas, las cuales deben haber sido planteadas como discretización de ecuaciones integro diferenciales parciales.<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> ABOU-KASSEM, J., FAROUQ ALI, S.M. y RAFIQUI, I. Petroleum Reservoir Simulation: A basic approach. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. USA. 2006. ISBN-13: 978-0-9765113-6-6.p.2.

**3.1.1.3 Representación de pozos.** La representación de pozos se puede considerar en conjunto con la discretización y se basa en representar las zonas de drenaje en el yacimiento (en el caso de pozos productores) y las zonas de inyección (para pozos inyectoros). Las representaciones de dichas zonas de drenaje agregan nuevos términos a la ecuación de difusividad puesto que afectan factores como el comportamiento de la presión y de la saturación del yacimiento.

La razón por la cual la representación de pozos es considerada a parte de la discretización es debido a que dicha representación variará dependiendo del escenario a evaluar, con lo cual cada representación distinta de pozos hará referencia a un escenario distinto que el Ingeniero de yacimientos desea evaluar.

Se debe señalar que la representación de pozos no se basa únicamente en agregar puntos de drenaje o de inyección; sino también, es necesario especificar parámetros más característicos de cada pozo, como su ángulo de drenaje, el daño asociado, la presión de fondo, el caudal a manejar, etc.

**3.1.1.4 Linealización.** La linealización es la siguiente etapa fundamental en todo proceso de simulación de yacimientos y es aquella etapa que se convierte las ecuaciones algebraicas en ecuaciones lineales que dependan únicamente de parámetros como la presión, la saturación y el tiempo. Dichas ecuaciones tienen la ventaja de poderse solucionar por medio de la aplicación de métodos numéricos.

Por lo general, cada linealización dependerá del tipo de proceso a simular y de las incertidumbres que se quieran manejar; así como, también de los tiempos necesarios para llevar a cabo estas simulaciones. La linealización se aplica en general para resolver dos conjuntos de ecuaciones de manera simultánea. El primer conjunto se refiere a las presiones y su comportamiento en el yacimiento con el tiempo. El segundo conjunto hace referencia al comportamiento de las saturaciones a lo largo del yacimiento. Cuando se obtienen estos datos con el tiempo es posible describir a detalle cualquier escenario de explotación del yacimiento.

En general, cualquier linealización se puede hacer de dos formas que son la forma explícita y la forma implícita. La manera explícita hace referencia a que todas las incógnitas se encuentran a resolver para el tiempo actual, mientras que la formulación implícita se formula para las incógnitas en un tiempo posterior o como tal distinto al tiempo actual. La diferencia radica en que los tiempos computacionales son muchos más largos para la formulación implícita no obstante este método presenta propagaciones de error mucho más bajas que la formulación explícita y no presenta problemas de estabilidad. Esto hace la preferencia de manejar las formulaciones implícitas.

Aziz et al.<sup>24</sup> explica que los métodos de linealización más utilizados son:

- Método de Simulación Simultánea: Método que deja de manera explícita tanto la presión como la saturación.
- Método IMPES: Método que deja implícita la presión y explícita la saturación.
- Método de Solución Secuencia Simultánea: Método que deja de manera implícita la presión y la saturación.

**3.1.1.5 Solución.** El proceso de solución es uno de los procesos más complejos de los simuladores y allí radica junto con la linealización el éxito de estos. La solución se basa en obtener el comportamiento de las presiones y de las saturaciones con el tiempo para cada una de las celdas del modelo.

Todo simulador basa sus soluciones en términos de soluciones iterativas, esto con el ánimo de optimizar tiempo y no desgastarse buscando una solución exacta al sistema de ecuaciones planteadas. Además, esto resulta práctico a la hora de resolver en conjunto dos sistemas de ecuaciones que se diferencia entre sí. Los principales métodos para obtener las soluciones son<sup>25</sup>:

- Método de Jacobi: Es un método iterativo que se basa en construir una serie convergente donde el límite de esta serie es la solución del sistema. En este caso, la solución inicial elegida es intrínseca del propio sistema.
- Método de Gauss-Seidel: Es el método de Jacobi simplificado pero aplicable únicamente a matrices diagonalmente dominantes o simétricas. Se basa en asumir una solución inicial y aplicarla para el nuevo sistema de ecuaciones.
- Método de Gauss-Seidel por relajación: Es un método de Jacobi mejorado que incluye un factor de relajación propio de cada sistema de ecuaciones y que permite reducir el tiempo en la iteración y los errores asociados a esta.

**3.1.1.6 Validación e interpretación.** La validación de la simulación y la interpretación de esta es la última etapa que depende de la manera en cómo el simulador presenta los resultados y cómo el Ingeniero de yacimientos los interpreta. En este caso, se debe analizar que se haya hecho la corrida en su totalidad, que los datos simulados ajusten con el histórico de producción, que no se presenten errores en la simulación y que los datos usados como input sean válidos.

---

<sup>24</sup> AZIZ, K. y SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London. England. 1979. ISBN 0-85334-787-5, p.125.

<sup>25</sup> CHAPRA, S.C., CANALE, R. P. Métodos numéricos para ingenieros. McGraw-Hill. 2007. p. 315

**3.1.2 Tipos de simuladores.** Todo simulador puede ser clasificado en dos grupos, el primer grupo se da según el tipo de fluido que se tiene en el yacimiento y el segundo grupo según el proceso de recuperación a implementar<sup>26</sup>. A continuación, se explica brevemente cada grupo:

**3.1.2.1 Simuladores según el tipo de fluido.** Este grupo abarca los simuladores que se adecuan para manejar distintos tipos de fluidos que se encuentran en la siguiente lista:

- Simuladores de gas
- Simuladores de aceite negro
- Simuladores de aceite negro modificados.
- Simuladores de aceite volátil y de gas condensado (también conocidos como simuladores composicionales).

**3.1.2.2 Simuladores según el tipo de proceso.** Este grupo hace referencia al tipo de recuperación que se simula y son los simuladores que se encuentran en la siguiente lista:

- Simuladores de procesos primarios e inyección de agua
- Simuladores de recuperación química
- Simuladores de recuperación con sustancias miscibles
- Simuladores de recuperación térmica

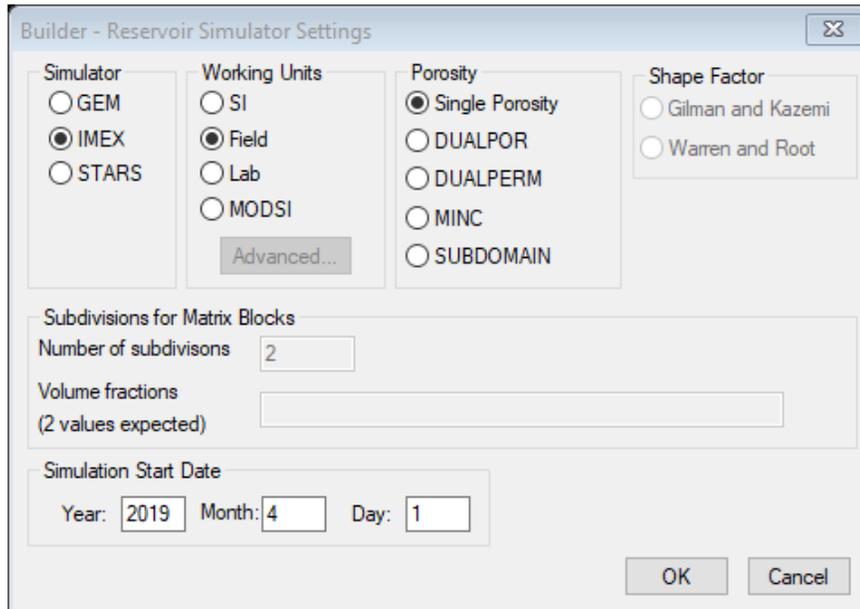
## **3.2 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE ENCABEZADO**

En esta sección se hace la especificación de parámetros como la fecha de inicio de la corrida, las unidades de trabajo, el tipo de modelo de fluido y el modelo de porosidad a manejar. En este caso, estos parámetros fueron introducidos en Builder tal y como se observa en la **Figura 37**.

---

<sup>26</sup> SEPULVEDA, J.A. y ESCOBAR, F.H. Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Universidad Surcolombiana. 1996. p. 32.

**Figura 37.** Construcción de la sección de encabezado



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, Builder.

Ahora bien, como se observa en la **Figura 37**, el tipo de simulador que se manejó fue el simulador de IMEX pues se trata de un fluido tipo black oil. Paralelamente, las unidades de trabajo se escogieron como unidades estándar de campo las cuales se refieren prácticamente al sistema inglés. El modelo de porosidad es un modelo de porosidad único pues se consideró que las fallas del yacimiento no poseen ningún tipo de transmisibilidad, y solo se tomará en cuenta el flujo de la matriz. Finalmente, la fecha de la corrida se especificó como el 4 de abril de 2019 puesto que los yacimientos a investigar nunca se han puesto a producir.

### **3.3 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE GEOMETRÍA DEL MODELO Y PROPIEDADES ESTÁTICAS**

Como su nombre lo indica, la sección de geometría del modelo y de las propiedades estáticas es una sección que aglomera el modelo estático y en conjunto adiciona nuevos parámetros petrofísicos como la permeabilidad vertical y la compresibilidad de la roca. Para esta sección se utilizó el modelo estático explicado con anterioridad...véase sección 2.4...así como también el conjunto de una serie de ecuaciones obtenidas de la literatura debido a que no se tenía la información de laboratorio

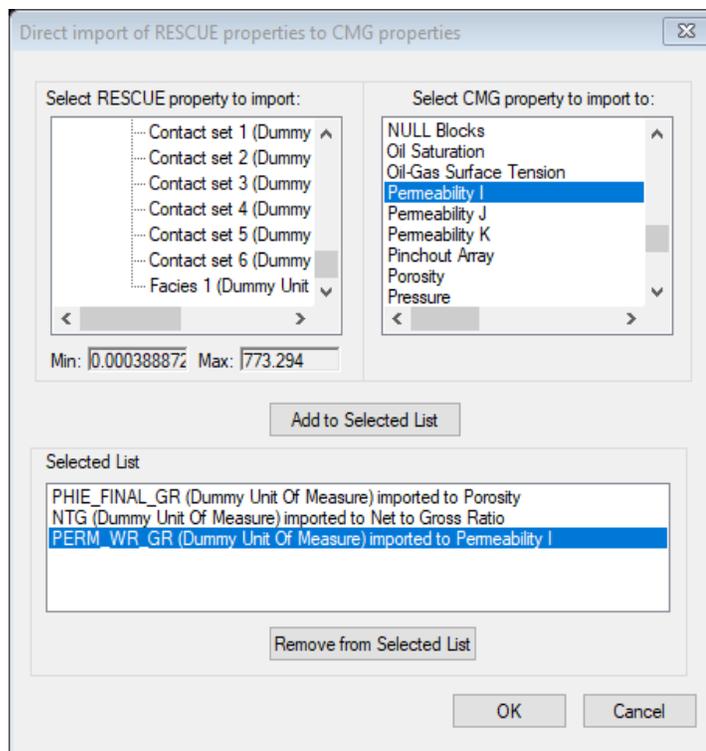
**3.3.1 Importación del modelo estático.** Lo primero que se hizo para la construcción de la geometría del modelo fue la importación del modelo estático. En general el modelo estático se encontraba en un archivo RESCUE ideal para hacer la importación. Una vez importado el modelo se seleccionó la importación de las dos

unidades tratadas con anterioridad; es decir, las Areniscas T superior y T inferior. Con el ánimo de evaluar la producción de dichas rocas en conjunto, se importó ambas para ser tratadas como un solo yacimiento puesto que como se presenta en los registros, el contenido de arcilla no es lo suficientemente alto como considerar una producción individual de las Arenas T Superior y de las Arenas T Inferior.

Una vez finalizado este paso se procedió a importar las propiedades estáticas que fueron pobladas en el modelo estático. En este caso, se importó las propiedades de porosidad, permeabilidad y net to gross. Se debe señalar que, debido a que se había hecho una construcción de 4 modelos de porosidad, así como 4 modelos de permeabilidad, CMG solamente permitía importar un único modelo para la grilla seleccionada, motivo por el cual se decidió importar el mejor modelo de cada propiedad.

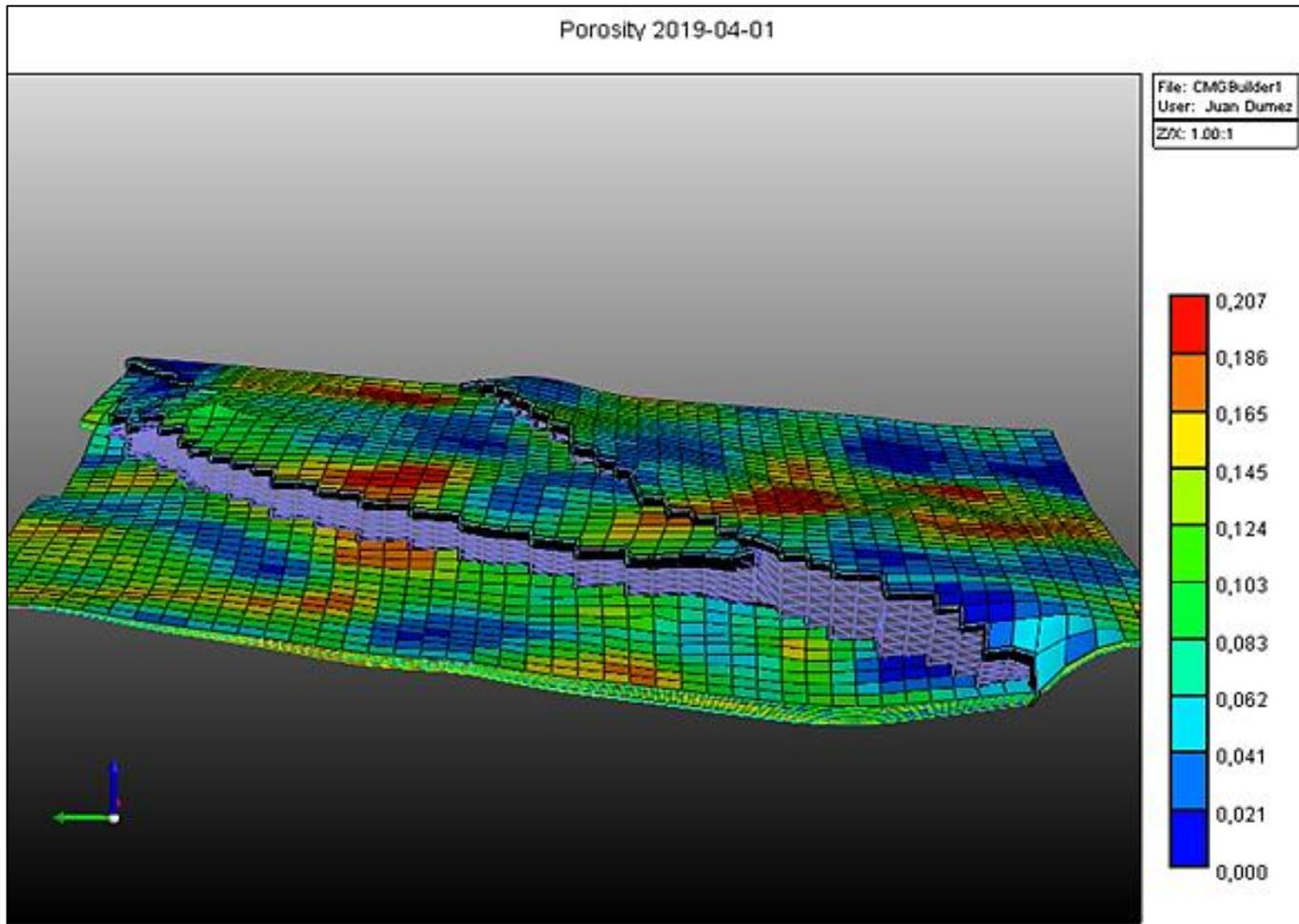
Siguiendo con lo anterior y como se mencionó con anterioridad...véase sección 2.4...se importó el modelo de porosidad generado con Simulación Gaussiana Secuencial y Co-Krigging de Gamma Ray, así como el modelo de permeabilidad generada por Simulación Gaussiana Secuencial y con Co-Krigging del modelo de porosidad antes mencionado. La **Figura 38** muestra la importación de las propiedades petrofísicas mientras que la **Figura 39** muestra la grilla 3D de porosidad ya importada.

**Figura 38.** Importación de poblamiento de propiedades petrofísicas



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, Builder.

**Figura 39.** Modelo estático importado en CMG



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, Builder.

**3.3.2 Determinación de la permeabilidad vertical.** Debido a que se tenía la permeabilidad horizontal del yacimiento (pues se asumió que la permeabilidad en la dirección I era la misma que en la dirección J) y ya que no se contaba con datos de núcleo, se procedió a calcular la permeabilidad vertical.

Ahora bien, debido a que el yacimiento de estudio tiene un alto contenido de arcilla, se decidió buscar en la literatura ecuaciones que permitieran obtener la permeabilidad vertical en función de la permeabilidad horizontal y tomando en cuenta a su vez la presencia de arcilla. Debido a que no se tiene muestra de ripios no se puede determinar qué tipo de mineral de arcilla se tiene por lo cual se decidió tomar en cuenta la ecuación propuesta por Tiab<sup>27</sup> para rocas arcillosas (ver **ecuación 11**), asumiendo que la roca en estudio tenía igual contenido de Illita y Caolinita, siendo estos los minerales de arcilla más comunes en las rocas sedimentarias.

**Ecuación 11.** Permeabilidad vertical para rocas arcillosas con igual contenido de Illita y Caolinita

$$k_v = 0.0535 * \left[ \sqrt{\frac{k_H}{\phi}} \right]^{2.1675}$$

**Fuente:** TIAB, D., DONALDSON, E. C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf professional publishing, 2004. p. 154.

Donde:

$k_v$ : Permeabilidad vertical, mD.

$k_H$ : Permeabilidad horizontal, mD.

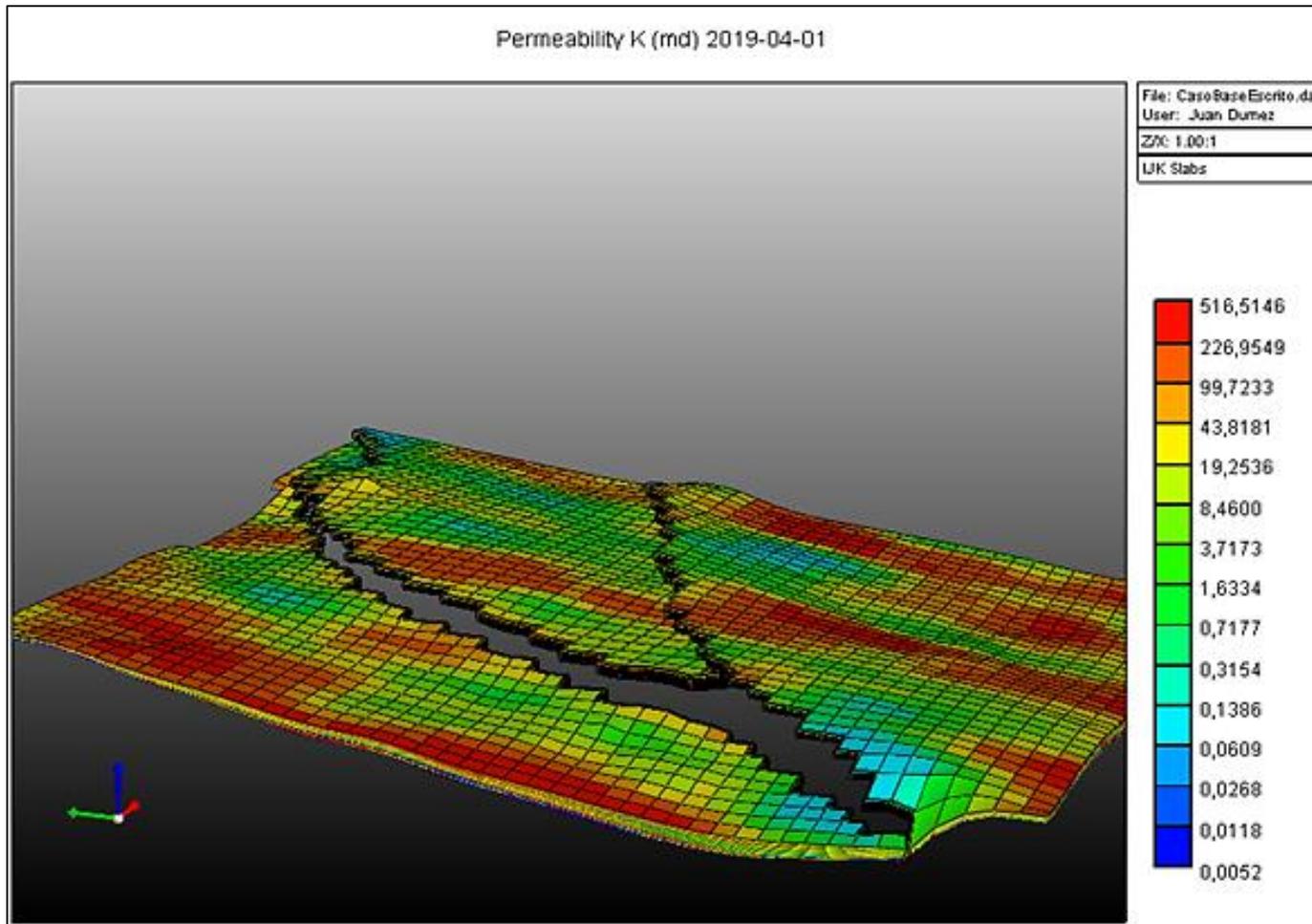
$\phi$ : Porosidad efectiva, fracción.

La **Figura 40** presenta el modelo de permeabilidad vertical obtenido aplicando la **ecuación 11**.

---

<sup>27</sup> TIAB, D., DONALDSON, E. C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf professional publishing, 2004. p. 154.

**Figura 40.** Modelo de permeabilidad vertical



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, Builder.

**3.3.3 Cálculo de la compresibilidad.** Al igual que con la permeabilidad vertical y debido a la falta de datos, el cálculo de la compresibilidad se basó en lo propuesto por Yale et al<sup>28</sup>. Siguiendo este orden de ideas, y asumiendo debido a la profundidad que el yacimiento de estudio es consolidado, el cálculo de esta propiedad se hizo aplicando las **ecuaciones 12, 13, 14, 15 y 16.**

**Ecuación 12.** Ecuación de compresibilidad de la formación

$$C_f = A * (\sigma - B)^C + D$$

**Fuente:** YALE, D. P., NABOR, G. W., RUSSELL, J. A., PHAM, H. D., & YOUSEF, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26647-MS. 1993. p.438.

Donde:

$C_f$ : Compresibilidad de la formación,  $\text{psi}^{-1}$ .

$\sigma$ : Esfuerzo efectivo (determinado haciendo uso de la **ecuación 13**),  $\text{psi}$ .

A:  $-2.399 \times 10^{-5}$ , valor estándar para rocas consolidadas.

B: 300, valor estándar para rocas consolidadas.

C: 0.06230, valor estándar para rocas consolidadas.

D:  $4.308 \times 10^{-5}$ , valor estándar para rocas consolidadas.

**Ecuación 13.** Cálculo del esfuerzo efectivo

$$\sigma = K_1 * (\text{Overburden Stress}) - K_2 * P_i + K_3 * (P_i - P)$$

**Fuente:** YALE, D. P., NABOR, G. W., RUSSELL, J. A., PHAM, H. D., & YOUSEF, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26647-MS. 1993. p.438.

Donde:

$\sigma$ : Esfuerzo efectivo,  $\text{psi}$ .

$K_1$ : 0.85, valor estándar para rocas consolidadas.

$K_2$ : 0.80, valor estándar para rocas consolidadas.

$K_3$ : 0.45, valor estándar para rocas consolidadas.

---

<sup>28</sup> YALE, D. P., NABOR, G. W., RUSSELL, J. A., PHAM, H. D., & YOUSEF, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26647-MS. 1993. p.438.

Overburden Stress: Esfuerzo de la columna litoestática (determinado haciendo uso de la **ecuación 14**), psi.

$P_i$ : Presión inicial del yacimiento (determinada haciendo uso de la **ecuación 15**), psi.

$P$ : Presión actual del yacimiento, psi.

**Ecuación 14.** Cálculo del esfuerzo de la columna litoestática.

$$\text{Overburden stress} = L_G * Datum$$

**Fuente:** CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook. [Sitio Web]. Spectrum 2000 Mindware Limited [consulta: 10 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.spec2000.net/>.

Donde:

*Overburden Stress*: Esfuerzo de la columna litoestática, psi.

$L_G$ : Gradiente litoestático, psi/ft.

*Datum*: Datum de referencia (determinado haciendo uso de la **ecuación 16**), ft.

**Ecuación 15.** Cálculo de la presión de yacimiento

$$P_i = P_{pg} * Datum$$

**Fuente:** CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook. [Sitio Web]. Spectrum 2000 Mindware Limited [consulta: 10 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.spec2000.net/>.

Donde:

$P_i$ : Presión inicial de yacimiento, psi.

$P_{pg}$ : Gradiente de presión de poro, psi/ft.

*Datum*: Datum de referencia (determinado haciendo uso de la **ecuación 16**), ft.

El Datum hace referencia a la profundidad que divide a un yacimiento en dos unidades hidráulicas de mismo volumen. CMG permite obtener dicho valor por medio del promedio del volumen poroso según un set de profundidades dadas. En este caso, debido a que se tiene el set de profundidades tope y el set de profundidades base se debe obtener dos valores de datum y dichos valores promediarlos. Adicional a eso, una vez hecho este promedio, se debe sumar la altura de la kelly bushing al datum pues las profundidades dadas por CMG se encuentran en TVDss. Este procedimiento se puede resumir en la **ecuación 16**. Se debe señalar que, la altura de la kelly bushing se tomó como el promedio de alturas de kelly bushing para los 8 pozos ya perforados.

### Ecuación 16. Determinación del datum

$$Datum = KB + \frac{Datum_{top} + Datum_{base}}{2}$$

**Fuente:** CMG.

Donde:

*KB*: Kelly bushing, ft.

*Datum<sub>top</sub>*: Datum obtenido con el set de datos del tope de cada celda, ft.

*Datum<sub>base</sub>*: Datum obtenido con el set de datos de la base de cada celda, ft.

Adicional a esto y con el ánimo de tener un análisis completo, se realizó el cálculo de la presión de fractura por medio del método de Eaton<sup>29</sup>. Este método se puede ver traducido en la **ecuación 17**.

### Ecuación 17. Determinación de la presión de fractura

$$P_f = (Overburden\ stress - P) * \frac{\nu}{1 - \nu} + P$$

**Fuente:** EATON, B. A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2163-PA. 1969.

Donde:

*P<sub>f</sub>*: Presión de fractura, psi.

*Overburden stress*: Esfuerzo litoestático, psi.

*ν*: Razón de Poisson, adimensional.

*P*: Presión del yacimiento, psi.

En este caso y debido a que las areniscas contienen material arcilloso, pero son de tipo consolidado, se decidió optar por el valor sugerido por Crain<sup>30</sup> de razón de Poisson igual a 0.26.

---

<sup>29</sup> EATON, B. A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2163-PA. 1969.

<sup>30</sup> CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook. [Sitio Web]. Spectrum 2000 Mindware Limited [consulta: 10 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.spec2000.net/>.

La **tabla 3** presenta el cálculo de la compresibilidad de la roca haciendo uso de **las ecuaciones 12 a 16**, así como la presión de fractura calculada con la **ecuación 17**. El resultado obtenido fue de una compresibilidad igual a  $3.052 \times 10^{-6}$  psi la cual fue introducida en el simulador; para así, finalizar el proceso de construcción de la sección geometría del modelo. Como también se muestra en la **tabla 3**, la presión de fractura obtenida tiene un valor de 5030 psi.

**Tabla 3.** Determinación de la compresibilidad de la formación

KB (ft)	2112.4
Datum_top (ft)	5837.93
Datum_base (ft)	5845.66
Datum (ft)	7954.2
Ppg (psi/ft)	0.4333
Pi (psi)	3446.6
Lg (psi/ft)	1
Overburden stress (psi)	7954.2
P (psi)	3446.6
$\sigma$ (psi)	4003.8
v	0.26
Cf (1/psi)	3.05E-06
Pf (psi)	5030.28887

**Fuente:** elaboración propia.

### 3.4 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDO

La sección de propiedades del fluido es la sección que almacena toda la información de las propiedades PVT de los fluidos que se encuentran en el yacimiento. La construcción de esta sección se hará por medio de la combinación de datos de laboratorio y haciendo uso de las correlaciones PVT. Es necesario enfatizar que, los datos de laboratorio tomados no son de este yacimiento, sino que por el contrario son datos de un fluido de un yacimiento de las Arenas T pero de otro campo perteneciente a Ecopetrol. Los datos que se tienen de dicho fluido se resumen en la **tabla 4**, adicional a esto, se presentan también los valores de temperatura y presión para el yacimiento en estudio.

**Tabla 4.** Datos PVT

Parámetros	Valores
API	25.98
Gravedad específica del gas	1.00
GOR (SCF/STB)	224.30
Temperatura crítica (R)	477.14
Presión crítica (psi)	649.07
Temperatura del yacimiento (°F)	176.00
Presión del yacimiento (psi)	3446.53
Temperatura pseudoreducida	1.32
Presión psudoreducida	5.31

**Fuente:** elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A.

Ahora bien, la determinación de las propiedades del petróleo y del gas se llevó a cabo por medio del uso de correlaciones numéricas. Paralelamente, para determinar cuál correlación se iba a utilizar, se hizo una comparación de aplicabilidad con respecto a cada correlación. Además, se tomó en cuenta que en general el cálculo de las propiedades de los fluidos de las Arenas T de los campos de Ecuador (Auca, Cononaco, Yuca, Yulebra y Cuyabeno) se ha hecho a partir de las correlaciones de Beggs and Brill y de Vasquez y Beggs<sup>31</sup>, por lo que, de ser posible y de contar con la aplicabilidad, se elegiría alguna de estas correlaciones, tomando en cuenta claramente el error asociado a cada correlación. Dichos rangos de aplicabilidad se obtuvieron del libro “Correlaciones Numéricas P.V.T” de Carlos Bánzer la selección de cada correlación se llevó a cabo eligiendo la correlación de menor error. Los rangos de aplicabilidad de las correlaciones tanto para gas como para el petróleo se presentan en la **tabla 5**.

---

<sup>31</sup> TORRES, A., TORRES J.L. Estudio para la optimización de producción mediante los sistemas de completación inteligente en pozos del área Auca y Cuyabeno. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2014. p. 127.

**Tabla 5. Determinación Rango de aplicabilidad correlaciones PVT**

Parámetros									
T yac (°F)	P yac (psi)	API	G.E Gas	GOR (SCF/STB)	Pb (psi)	Tc (R)	Pc (psi)	Tsr	Psr
230	4123	25.98469672	1.0015	224.3	1188.000	477.140	649.070	1.446	6.352
176	2294.9	25.98469672	1.0015	224.3	1205.000	477.140	649.070	1.333	3.536
TABLA DE CORRELACIONES ESTADISTICAS PARA PETRÓLEO Y GAS									
AUTOR	TIPO DE FLUIDO	PROPIEDAD	RANGO DE T (°F)	RANGO DE P (psia)	RANGO DE API	RANGO DE Grave Esp Gas	ERROR ABSOLUTO (%)	DESVIACIÓN ESTANDAR (%)	APLICABILIDAD
Dranchuk and Robinson	Gas	Z	1.05 - 3.0 (Tr)	0.2 - 30.0 (Pr)	ND	ND	0.54	0.445	APLICA
Beggs and Brill	Gas	Z	1.3 - 1.7 (Tr)	0.0 - 5.0 (Pr)	ND	ND	0.19 ⊕	0.96	APLICA
Beggs and Brill	Gas	Z	1.2 - 2.4 (Tr)	0.0 - 13.0 (Tr)	ND	ND	0.02 ⊕	1.18	APLICA
Hall-Yarborough	Gas	Z	1.2 - 3.0 (Tr)	0.1 - 24.0 (Pr)	ND	ND	-0.518	ND	APLICA
Standing	Gas	Z	40 - 300	154 - 7026	ND	ND	0.97	6.59	APLICA
Papay	Gas	Z	1.2 - 3.0 (Tr)	0.2 - 15.0 (Pr)	ND	ND	-4.873	ND	APLICA
Dranchuk and Kassem	Gas	Z	1.0 - 3.0 (Tr)	0.2 - 30.0 (Pr)	ND	ND	0.307	0.378	APLICA
Sarem	Gas	Z	0.1 - 14.9 (Pr)	1.05 - 2.95 (Tr)	ND	ND	0.40%	ND	APLICA
Lee et al.	Gas	Mug	100 - 340	100 - 8000	ND	ND		2.69	APLICA
Carr et al.	Gas	Mug	100 - 300	ND	ND	0.55 - 1.55	0.38	0.46	APLICA
Lasater	Petroleo	Rs	82 - 272	48 - 5780	17.9 - 51.1	0.574 - 1.233	3.8	ND	APLICA
Standing	Petroleo	Rs	100 - 258	130 - 7000	16.5 - 63.8	0.59 - 0.95	10	ND	APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Rs	162 (T prom)	15 - 4572 (Pb)	5.3 - 30	0.511 - 1.351	-0.7	ND	APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Rs	180 (T prom)	15 - 6055 (Pb)	30.6 - 59.5	0.53 - 1.259	-0.7	ND	NO APLICA
Glaso O	Petroleo	Rs	80 - 280	165 - 7142 (Pb)	22.3 - 48.1	0.65 - 1.276	1.28	6.98	APLICA
Petrosky and Farshad	Petroleo	Rs	114 - 288	1700 - 10692 (P) 1574 - 6523 (Pb)	16.3 - 45.0	0.5781 - 0.8519	(-) 0.05 *	4.79	APLICA
Standing	Petroleo	Bo	150 - 1880	130 - 7000 (Pb)	16.5 - 63.8	0.59 - 0.95	0.01	0.34	APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Bo	162 prom	15 - 4572 (Pb)	5.3 - 30.0	0.511 - 1.351	4.7	ND	NO APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Bo	180 prom	15 - 6055 (Pb)	30.6 - 59.5	0.53 - 1.259	4.7	ND	APLICA
Glaso	Petroleo	Bo	80 - 280	165 - 7142 (Pb)	22.3 - 48.1	0.65 - 1.276	-0.43	2.18	APLICA
Petrosky and Farshad	Petroleo	Bo	114 - 288	1700 - 10692 (P) 1574 - 6523 (Pb)	16.3 - 45.0	0.5781 - 0.8519	-0.01	0.86	APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Co	141 - 9515	15.3 - 59.5	0.511 - 59.5	ND	ND	ND	APLICA
Petrosky and Farshad	Petroleo	Co	114 - 288	1700 - 10692 (P) 1574 - 6523 (Pb)	16.3 - 45.0	0.5781 - 0.8519	-0.17	11.32	APLICA
Beggs and Robinson	Petroleo	Muo	70 - 295	15 - 5265	16 - 58	ND	-0.64	13.53	APLICA
Beal	Petroleo	Muo	98 - 250	ND	10 - 52.5	ND	-1.58	9.4	APLICA
Glaso (dead oil)	Petroleo	Muo	50 - 300	ND	20.1 - 48.1	ND	ND	ND	APLICA
Lasater	Petroleo	Pb	82 - 272	48 - 5780	17.9 - 51.1	0.574 - 1.233	3.8	ND	APLICA
Standing	Petroleo	Pb	100 - 258	130 - 7000	16.5 - 63.8	0.59 - 0.95	10	ND	APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Pb	162 (T prom)	15 - 4572 (Pb)	5.3 - 30	0.511 - 1.351	-0.7	ND	APLICA
Vasquez and Beggs	Petroleo	Pb	180 (T prom)	15 - 6055 (Pb)	30.6 - 59.5	0.53 - 1.259	-0.7	ND	NO APLICA
Glaso O	Petroleo	Pb	80 - 280	165 - 7142 (Pb)	22.3 - 48.1	0.65 - 1.276	1.28	6.98	APLICA
Petrosky and Farshad	Petroleo	Pb	114 - 288	1700 - 10692 (P) 1574 - 6523 (Pb)	16.3 - 45.0	0.5781 - 0.8519	(-) 0.05 *	4.79	APLICA

Fuente: elaboración propia.

**3.4.1 Determinación de las propiedades del petróleo.** Las propiedades del petróleo que se calcularon fueron la presión de burbuja, el factor volumétrico del petróleo, el gas en solución y la viscosidad. Dichas propiedades se calcularon en función de la presión a partir de un valor de 30 psi hasta un valor de 5000 psi. Es decir, 30 psi menos que el valor de la presión de fractura. A continuación, se explica el cálculo de cada propiedad con su respectiva correlación.

**3.4.1.1 Determinación de la presión de burbuja:** La presión de burbuja se determinó por medio de la correlación de Vásquez and Beggs. Esta correlación viene dada por la **ecuación 18**.

**Ecuación 18.** Ecuación para la presión de burbuja.

$$P_b = \left[ \frac{R_{sb}}{0.0362 * \gamma_{gc} * \exp\left(\frac{25.724 * \text{°API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{1.0937}}$$

**Fuente:** BANZER C, “Correlaciones Numéricas P.V.T” Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 54.

Donde:

$P_b$ : Presión de burbuja, psi.

$R_{sb}$ : Gas en solución inicial, SCF/STB.

$\text{°API}$ : Gravedad API.

$T$ : Temperatura, °F.

La **tabla 6** presenta los resultados obtenidos aplicando la **ecuación 18**, como se puede observar en esta tabla la presión de burbuja que se determinó tuvo un valor de 1205 psi.

**Tabla 6.** Determinación de la presión de burbuja

<b>Rsb (SCF/STB)</b>	224.3
$\gamma_{gc}$	1.0015
$\text{°API}$	25.9846
<b>Tyac (°F)</b>	176
<b>Pb (psi)</b>	1205

**Fuente:** elaboración propia.

**3.4.1.2 Determinación del gas en solución.** La determinación del gas en solución se determinó por medio de la correlación de Vásquez and Beggs. Esta correlación viene dada en la **ecuación 19**.

**Ecuación 19.** Determinación del gas en solución.

$$R_s = 0.0362 * \gamma_{gc} * P^{1.0937} * \exp\left(\frac{25.724 * \text{°API}}{T + 460}\right)$$

**Fuente:** BANZER C, “Correlaciones Numéricas P.V.T” Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 66.

Donde:

$R_s$ : Gas en solución, SCF/STB.

$\gamma_{gc}$ : Gravedad específica del gas, adimensional.

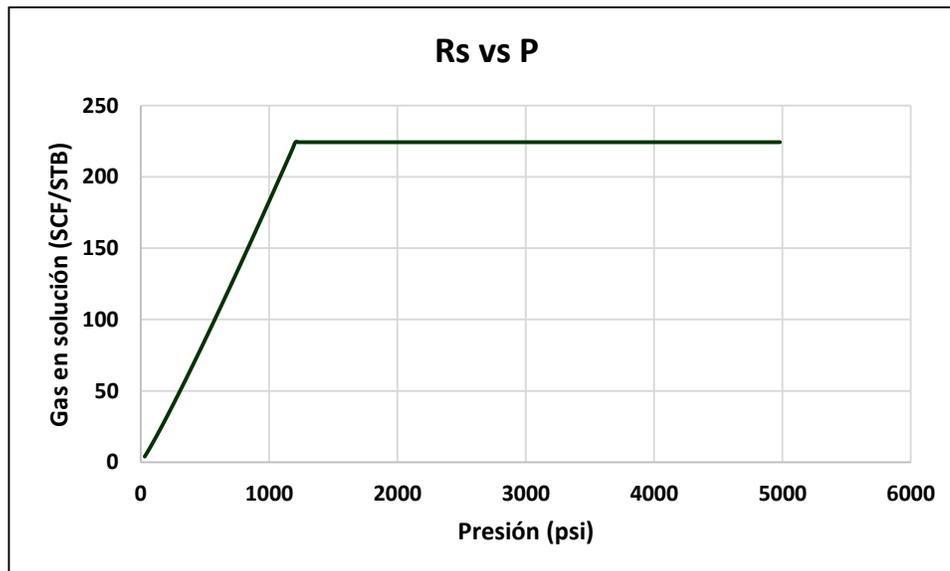
$P$ : Presión, psi.

$\text{°API}$ : Gravedad API.

$T$ : Temperatura, °F.

Como se mencionó con anterioridad, esta ecuación se aplicó para un amplio rango de presión que va desde los 30 psi hasta los 5000 psi. El comportamiento del gas en solución en función de la presión se puede observar en el **Gráfico 1**.

**Gráfico 1.** Gas en solución vs presión



**Fuente:** elaboración propia.

**3.4.1.3 Determinación del factor volumétrico del petróleo.** El factor volumétrico del petróleo se determinó por medio de la correlación de Vásquez and Beggs y que se presenta en la **ecuación 20**.

**Ecuación 20.** Cálculo del factor volumétrico del petróleo

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \left( \frac{^\circ API}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_s (T - 60) \left( \frac{^\circ API}{\gamma_{gc}} \right)$$

**Fuente:** BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 66.

Donde:

$$C_1 = 4.677 * 10^{-4}$$

$$C_2 = 1.751 * 10^{-5}$$

$$C_3 = -1.8106 * 10^{-8}$$

$T$ : Temperatura, °F.

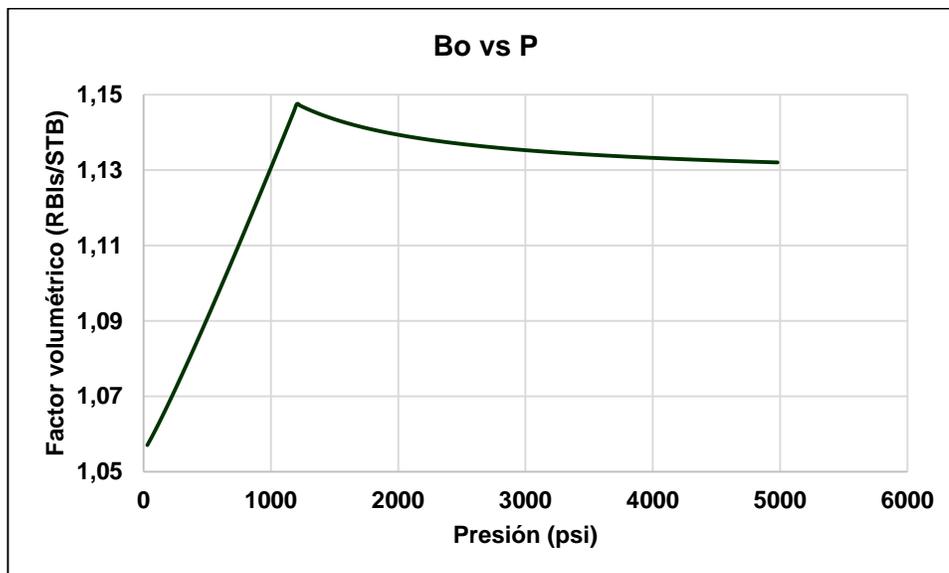
$R_s$ : Gas en solución, SCF/STB

$^\circ API$ : Gravedad API, °API.

$\gamma_{gc}$ : Gravedad específica del gas

Los resultados obtenidos con la **ecuación 20** pueden apreciarse en el **Gráfico 2** que presenta el comportamiento del factor volumétrico en función de la presión.

**Gráfico 2.** Factor volumétrico vs Presión



**Fuente:** elaboración propia.

**3.4.1.4 Determinación de la viscosidad del petróleo.** La viscosidad del petróleo se determinó haciendo uso de las correlaciones de Beggs and Robinson para determinar la viscosidad del petróleo con gas disuelto y la del petróleo muerto, propiedades que se determinaron usando las **ecuaciones 21 y 22** respectivamente.

**Ecuación 21.** Viscosidad del petróleo con gas en solución

$$\mu_o = 10,715 * (R_s + 100)^{-0.515} * (\mu_{od})^{5.44*(R_s+150)^{-0.388}} - 1$$

**Fuente:** BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 102.

Donde:

$R_s$ : Gas en solución, SCF/STB.

$\mu_{od}$ : Viscosidad del petróleo muerto (determinada a partir de la **ecuación 22**), cP.

**Ecuación 22.** Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

**Fuente:** BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 99.

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del petróleo muerto, cP.

$x$ : Factor x (determinado a partir de la **ecuación 23**), adimensional.

**Ecuación 23.** Determinación del factor x

$$x = T^{-1.163} * 10^{3.0324-0.02023*°API}$$

**Fuente:** BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 99.

Donde

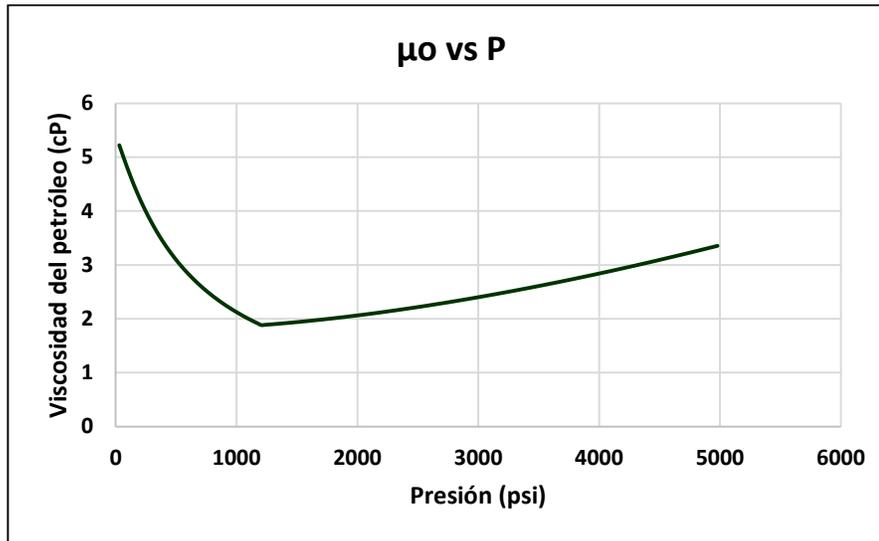
$x$ : Factor x, adimensional.

$T$ : Temperatura, °F.

$°API$ : Gravedad API, °API.

Los resultados obtenidos de la viscosidad del petróleo con gas en solución (correspondiente a la viscosidad que se tiene en el yacimiento) se presentan en el **Gráfico 3**.

**Gráfico 3.** Viscosidad del petróleo vs presión



**Fuente:** elaboración propia.

**3.4.2 Determinación de las propiedades del gas.** Las propiedades del gas que se calcularon fueron el factor de compresibilidad y la viscosidad. Los siguientes numerales explican y presentan los cálculos hechos para la determinación de estas propiedades junto con las correlaciones elegidas a partir de la **tabla 5**.

**3.4.2.1 Determinación del factor de compresibilidad del gas.** La compresibilidad del gas se determinó por medio de la correlación de Beggs and Brill que se detalla en la **ecuación 24**.

**Ecuación 24.** Determinación del factor de compresibilidad

$$z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + Cp_{sr}^D$$

$$A = 1.39 (T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 T_{sr} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23 T_{sr}) p_{sr} + \left[ \frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] p_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} p_{sr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49 T_{sr} + 0.1824 T_{sr}^2)$$

**Fuente:** BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 20.

Donde:

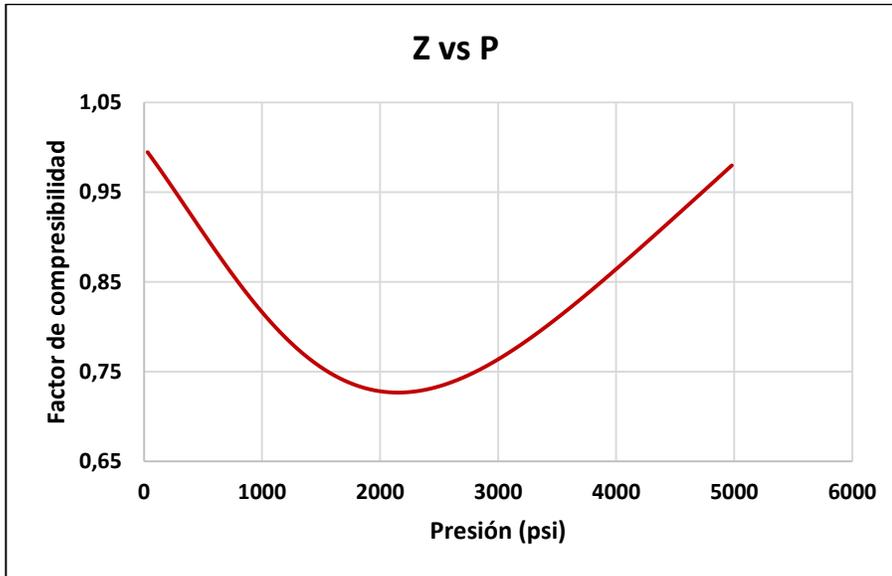
z: Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

$P_{SR}$ : Presión pseudoreducida, adimensional.

$T_{SR}$ : Temperatura pseudoreducida, adimensional.

Se debe recordar que, la temperatura pseudoreducida se mantuvo constante pues se modeló un proceso isotérmico donde lo único que cambiaba era la presión pseudoreducida. El comportamiento del factor de compresibilidad del gas versus la presión se puede observar en el **Gráfico 4**.

**Gráfico 4.** Factor de compresibilidad del gas vs presión



**Fuente:** elaboración propia.

**3.4.2.2 Determinación de la viscosidad del gas.** La viscosidad de gas se calculó por medio de la correlación de Lee et al., la **ecuación 25** presenta esta correlación.

**Ecuación 25.** Determinación de la viscosidad del gas.

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4}$$
$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}}{209 + 19 M + T}$$
$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M$$
$$Y = 2.4 - 0.2 X$$
$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

**Fuente:** BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996. p. 20.

Donde:

$\mu_g$ : Viscosidad del gas a  $P$  y  $T$ , cP.

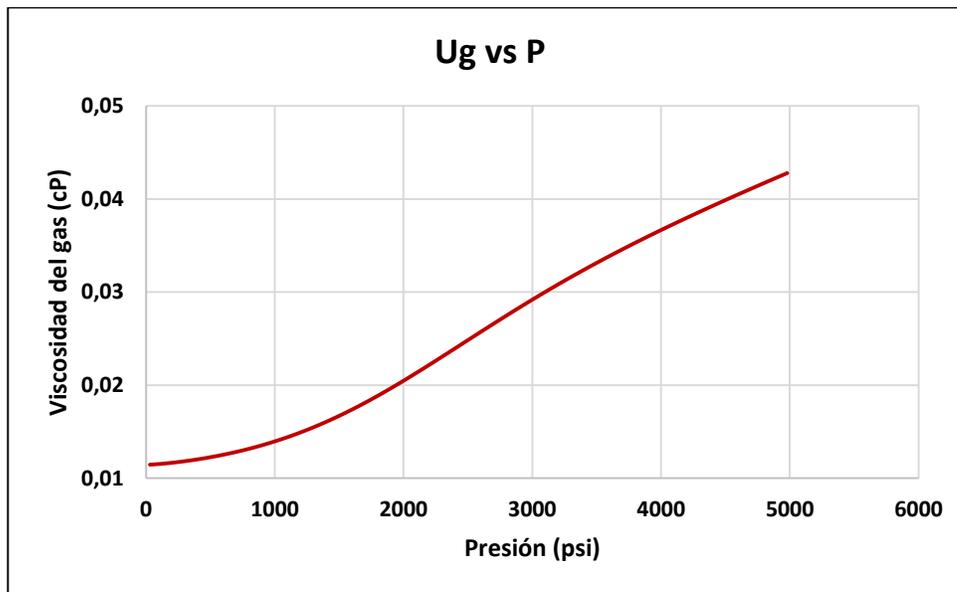
$\rho_g$ : Densidad del gas, g/cc.

$M$ : Masa molecular del gas, lb/lb-mol.

$z$ : Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

Los resultados obtenidos de la viscosidad del gas versus la presión se pueden observar en el **Gráfico 5**.

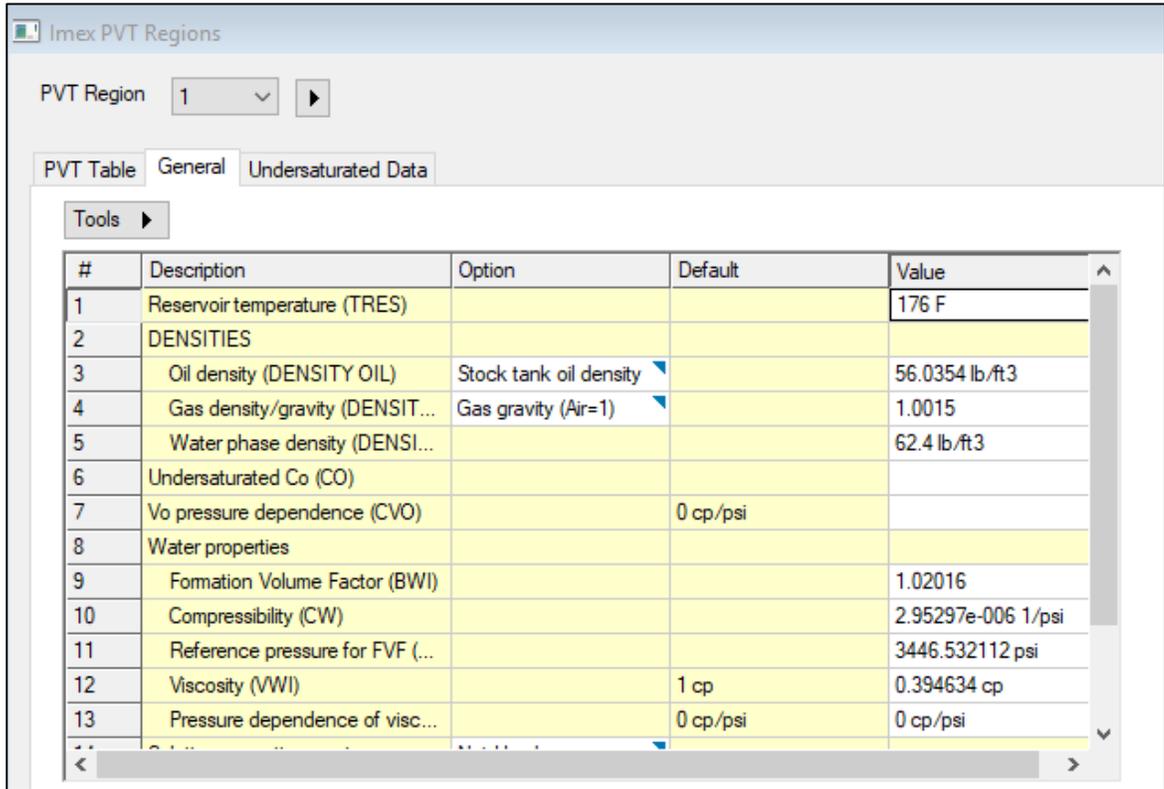
**Gráfico 5.** Viscosidad del gas vs presión



**Fuente:** elaboración propia.

**3.4.3 Propiedades del agua.** Las propiedades del agua se asumieron como las propiedades estándar que calcula el simulador. Lo anterior, debido a que no se tenía información sobre este fluido. El resumen de estas propiedades, así como los parámetros estándar de las propiedades de los fluidos, se puede observar en la **Figura 41**.

**Figura 41.** Resumen propiedades de los fluidos



#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			176 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		56.0354 lb/ft3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		1.0015
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)			1.02016
10	Compressibility (CW)			2.95297e-006 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			3446.532112 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.394634 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	0 cp/psi

**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Una vez hecha la determinación de las propiedades de los fluidos en función de la presión, se procedió a hacer el llenado de la tabla PVT y la tabla de subsaturados requeridos por el simulador. La **Figura 42** muestra el resumen de la tabla PVT la cual se llenó con la información del gas en solución, el factor volumétrico del petróleo, el factor de compresibilidad del gas, la viscosidad del petróleo y la viscosidad del gas. Dicha tabla contiene el llenado de propiedades de los datos saturados; es decir, desde la presión base, tomada como 30 psi, hasta la presión de burbuja calculada anteriormente y que es igual a 1205 psi.

**Figura 42.** Tabla PVT

PVT Region: 1

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	30	3.951318317	1.057064048	0.994660892	5.223117196	0.011450206	
2	55	7.667418616	1.058589093	0.990148577	5.061038761	0.011470927	
3	80	11.551118	1.060182918	0.985583581	4.902415958	0.011495422	
4	105	15.55210708	1.061824877	0.980970245	4.749433703	0.011522978	
5	130	19.64419994	1.063504225	0.976312885	4.602895302	0.011553215	
6	155	23.811145	1.065214291	0.971615795	4.463036555	0.011585901	
7	180	28.04180986	1.066950506	0.966883236	4.32981744	0.01162088	
8	205	32.32806415	1.068709535	0.962119438	4.203054658	0.011658049	
9	230	36.66369536	1.070488828	0.957328593	4.082490102	0.011697334	
10	255	41.04379377	1.07228637	0.95251485	3.967828993	0.011738686	

Buttons: OK, Cancel, Apply, Help

**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

La **Figura 43** muestra el llenado de los datos insaturados; en otras palabras, indica los datos por encima de la presión de burbuja. En este caso, solamente fue necesario hacer el llenado de las tablas de factor volumétrico y viscosidad del petróleo. Debido a que no se va a hacer una inyección de agua y debido a la falta de un valor de gradiente de fractura, no se calculó la presión de fractura y se asumió un valor de rango final igual a 5000 psi.

**Figura 43.** Tabla de datos subsaturados

Imex PVT Regions

PVT Region: 1

PVT Table: General Undersaturated Data

EG/BG/ZGUST table uses: [Dropdown]

#	p	viso	Comments
	psi	cp	
1	1230	1.887795768	
2	1255	1.892096714	
3	1280	1.896503032	
4	1305	1.901013231	
5	1330	1.905625882	
6	1355	1.91033961	
7	1380	1.91515309	
8	1405	1.920065051	
9	1430	1.925074268	
10	1455	1.930179561	
11	1480	1.935379793	
12	1505	1.940673867	
13	1530	1.946060727	
14	1555	1.951539351	
15	1580	1.957108756	

Buttons: New Table, Insert Table, Copy Table, Delete Table, OK, Cancel, Apply, Help

**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

### 3.5 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La sección de interacción roca-fluido es la sección encargada de recopilar toda la información del sistema roca-fluido. La información esencial del sistema roca-fluido incluye los end points de saturación, las curvas de permeabilidad relativa y la presión capilar para un tipo de roca determinado.

En general, las curvas de permeabilidad relativa se modelan para dos sistemas bifásicos para que después el simulador junte dichos sistemas y lo acople en un sistema trifásico haciendo uso del método de Stone II...véase numeral 3.5.5... Por otro lado, los datos de presión capilar permiten definir la distribución de saturaciones del modelo.

Se debe señalar que, en este caso, no se tenía información del sistema roca-fluido por lo que se hizo uso de ecuaciones numéricas para el cálculo de los endpoints de saturación, las permeabilidades relativas y de la presión capilar. El método que contiene dichas ecuaciones fue el método de Brooks y Corey de 1966. Este es una mejora del método de Corey; y además, toma en cuenta la distribución del tamaño de poro<sup>32</sup>. De esta manera, es el método ideal para el presente caso de estudio, pues las Arenas T son un yacimiento de alto contenido de arcilla lo que genera una alta heterogeneidad del medio poroso.

El método de Brooks y Corey se basa en el cálculo del índice de distribución de tamaño de poro ( $\lambda$ ) el cual permite describir la heterogeneidad del medio en función de la permeabilidad promedio y la porosidad efectiva promedio del yacimiento. Este índice se puede calcular por medio de la **ecuación 26**.

**Ecuación 26.** Índice de distribución de tamaño de poro

$$\lambda = 0.9651 * \exp(0.0029 * \bar{k} * \bar{\phi})$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 254.

Donde:

$\lambda$ : Índice de distribución de tamaño de poro, fracción.

$\bar{\phi}$ : Porosidad efectiva promedio de la formación, fracción.

$\bar{k}$ : Permeabilidad promedio de la formación, mD.

---

<sup>32</sup> AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 246.

En este caso, la permeabilidad promedio de la formación y la porosidad efectiva promedio se pueden obtener haciendo uso del simulador CMG en la sección de estadísticas. La **tabla 7** presenta los valores de estas propiedades junto con el cálculo del índice de distribución de tamaño de poro.

**Tabla 7.** Cálculo del índice de distribución de tamaño de poro

$\bar{\phi}$	0.08617288
$\bar{k}$	88
$\lambda$	0.9866

**Fuente:** elaboración propia.

Las siguientes secciones presentan el cálculo de los endpoints de saturación, las permeabilidades relativas y la presión capilar para el yacimiento. Se debe señalar que, se asumió que el yacimiento cuenta con un único rock type, al cual se le harán todos estos cálculos.

**3.5.1 Estimación de la saturación residual del petróleo, la saturación de agua irreducible y la saturación crítica de gas.** Las **ecuaciones 27, 28 y 29** presentan los cálculos de los endpoints de saturación, es decir la saturación de agua irreducible, la saturación de petróleo residual y la saturación de gas crítica.

**Ecuación 27.** Saturación de agua irreducible

$$S_{wirr} = \frac{4.1443 * \bar{\phi}}{[\bar{k} - 0.01665 * \exp(31.9304 * \bar{\phi})]^{0.283}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

$\bar{k}$ : Permeabilidad promedio de la formación, mD.

$\bar{\phi}$ : Porosidad promedio de la formación, fracción.

**Ecuación 28.** Saturación de petróleo residual

$$S_{orw} = \frac{0.26018}{\bar{k}^{0.04704}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

Donde:

$S_{orw}$ : Saturación de petróleo residual, fracción.

$\bar{k}$ : Permeabilidad promedio de la formación, mD.

**Ecuación 29.** Saturación de gas crítica

$$S_{gc} = 0.15 - 0.05 * \log(\bar{k})$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

Donde:

$S_{gc}$ : Saturación de gas crítica, fracción.

$\bar{k}$ : Permeabilidad promedio de la formación, mD.

La **tabla 8** presenta los valores de saturación calculados haciendo uso del método de Brooks y Corey.

**Tabla 8.** Determinación de los endpoints de saturación

Swirr	0.1072
Sorw	0.2108
Sgc	0.0527

**Fuente:** elaboración propia.

**3.5.2 Determinación de las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.** La determinación de las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo se hizo por medio de la aplicación del método de Brooks y Corey. Cabe resaltar que, el yacimiento de estudio fue considerado como un yacimiento mojado por agua debido a la alta saturación de agua inicial que se observó en los registros eléctricos.

Siguiendo este orden de ideas, las curvas de permeabilidad relativa que se usaron fueron las curvas para un proceso de imbibición donde la fase mojante (agua) desplaza a la fase no mojante (petróleo). Las ecuaciones 30 y 31 presentan la determinación de la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa agua respectivamente.

**Ecuación 30.** Permeabilidad relativa al aceite para un proceso de imbibición

$$k_{row} = (1.31 - 2.62 * S_{wirr} + 1.1 + S_{wirr}^2) * \left(1 - \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr} - S_{orw}}\right)^2 * \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr} - S_{orw}}\right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right]$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

Donde:

$k_{row}$ : Permeabilidad relativa al petróleo en un sistema petróleo-agua.

$S_w$ : Saturación de agua, fracción.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

$S_{orw}$ : Saturación de petróleo residual, fracción.

$\lambda$ : Índice de distribución de tamaño de poro, fracción.

**Ecuación 31.** Permeabilidad relativa al agua para un proceso de imbibición

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

Donde:

$k_{rw}$ : Permeabilidad relativa al agua en un sistema petróleo-agua.

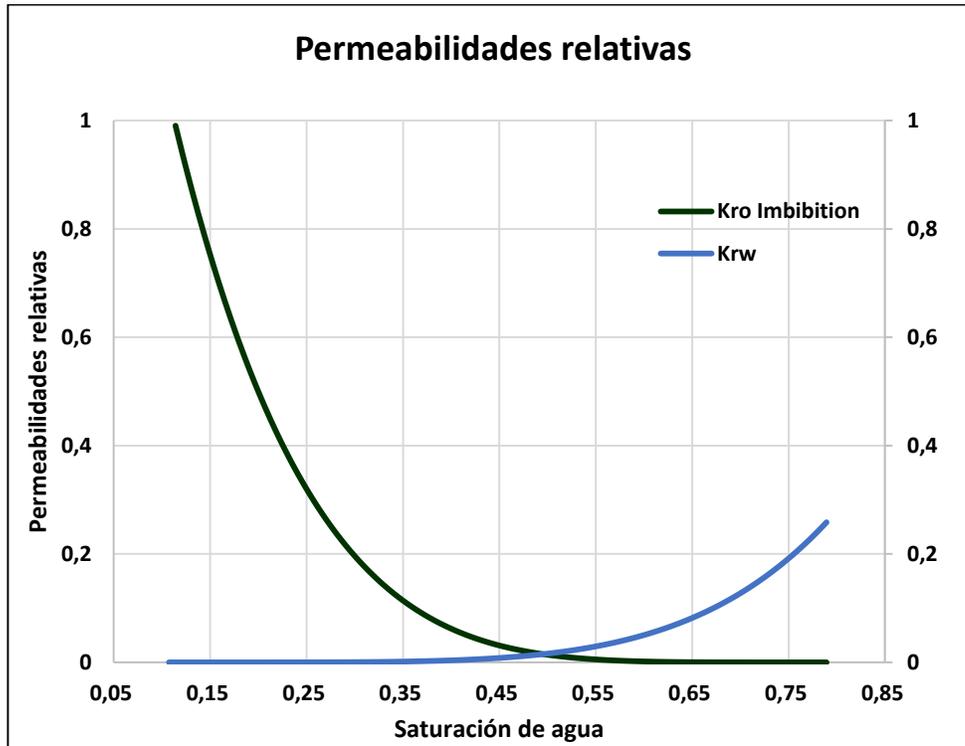
$S_w$ : Saturación de agua, fracción.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

$\lambda$ : Índice de distribución de tamaño de poro, fracción.

El **Gráfico 6** muestra las curvas de permeabilidad relativa obtenidas. Se debe observar que, la permeabilidad relativa al petróleo es casi nula para valores de saturación de agua superiores al 50%. Seguido a ello, el punto de equilibrio en estas curvas corresponde a una saturación de agua del 50% lo que podría indicar una preferencia de roca de mojabilidad neutra. No obstante, y por mantener la simplicidad en el modelo, aún se seguirá asumiendo una roca mojada por agua.

**Gráfico 6.** Permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo para un proceso de imbibición.



**Fuente:** elaboración propia.

### 3.5.3 Determinación de permeabilidades relativas para un sistema líquido-gas.

Las **ecuaciones 32** y **33** presentan la determinación de las permeabilidades relativas al gas y al petróleo en un sistema líquido-gas respectivamente.

**Ecuación 32.** Permeabilidad relativa al gas

$$k_{rg} = (1.31 - 2.62 * S_{wirr} + 1.1 + S_{wirr}^2) * \left( \frac{1 - S_g - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right)^2 * \left[ 1 - \left( \frac{1 - S_g - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right]$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

Donde:

$k_{rg}$ : Permeabilidad relativa al gas en un sistema gas-líquido, adimensional.

$S_g$ : Saturación de gas, fracción.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

$\lambda$ : Índice de distribución de tamaño de poro, fracción.

**Ecuación 33.** Permeabilidad relativa al petróleo

$$k_{rog} = \left( \frac{1 - S_g - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 300.

Donde:

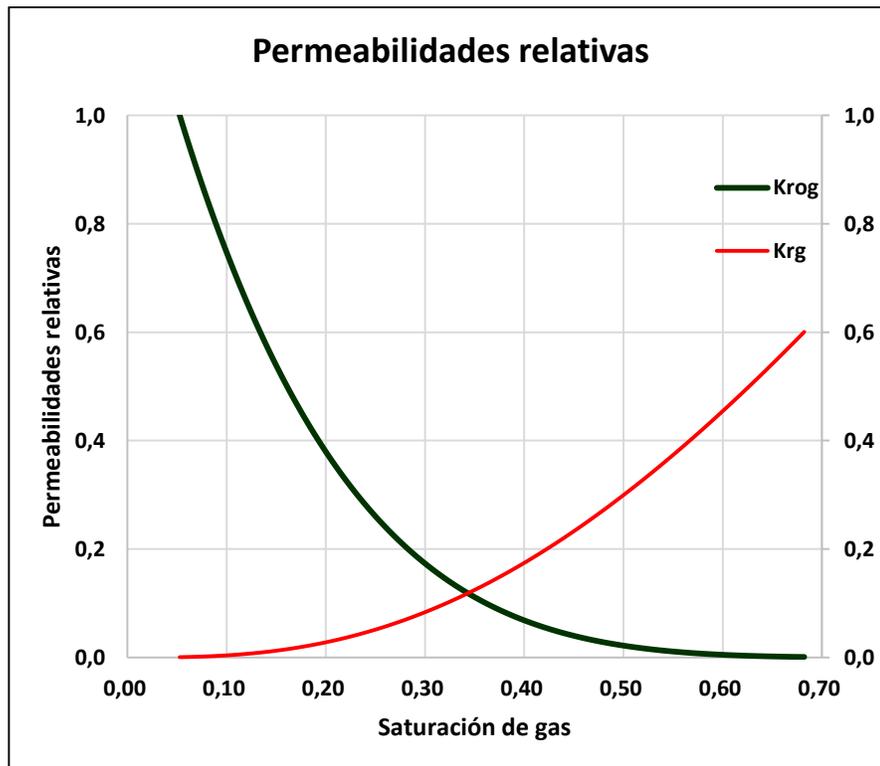
$k_{rog}$ : Permeabilidad relativa al petróleo en un sistema gas-líquido, adimensional.

$S_g$ : Saturación de gas, fracción.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

$\lambda$ : Índice de distribución de tamaño de poro, fracción.

**Gráfico 7.** Curva de permeabilidades relativas sistema gas-líquido



**Fuente:** elaboración propia.

**3.5.4 Construcción de la Curva de Presión Capilar.** Una vez finalizada la elaboración de las curvas de permeabilidad relativa, se procedió a realizar el cálculo de la curva de presión capilar. Se debe señalar que, esta curva permite obtener la distribución inicial de los fluidos por lo que, asumiendo que el crudo presente en el yacimiento proviene de un proceso de migración donde inicialmente la roca estaba saturada por agua. Posteriormente, se debe calcular la curva de presión capilar para un proceso de drenaje donde la fase no mojante (petróleo) desplaza a la fase mojante (agua). El cálculo de esta curva se hizo por medio de las ecuaciones 34 y 35.

**Ecuación 34.** Presión capilar sistema agua-petróleo para un proceso de drenaje.

$$P_{co-w} = Pd * \left( \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr} - S_{orw}} \right)^{-\frac{1}{\lambda}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 247.

Donde:

$P_{co-w}$ : Presión capilar para un sistema agua-petróleo.

$Pd$ : Presión de desplazamiento (determinada a partir de la **ecuación 34**).

$S_w$ : Saturación de agua, fracción.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, fracción.

$S_{orw}$ : Saturación de petróleo residual, fracción.

$\lambda$ : Índice de distribución de tamaño de poro, fracción.

**Ecuación 35.** Presión de desplazamiento sistema agua-petróleo

$$Pd = \frac{50.86}{(\bar{\phi} * \bar{k})^{0.3785}}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2. p. 247.

Donde:

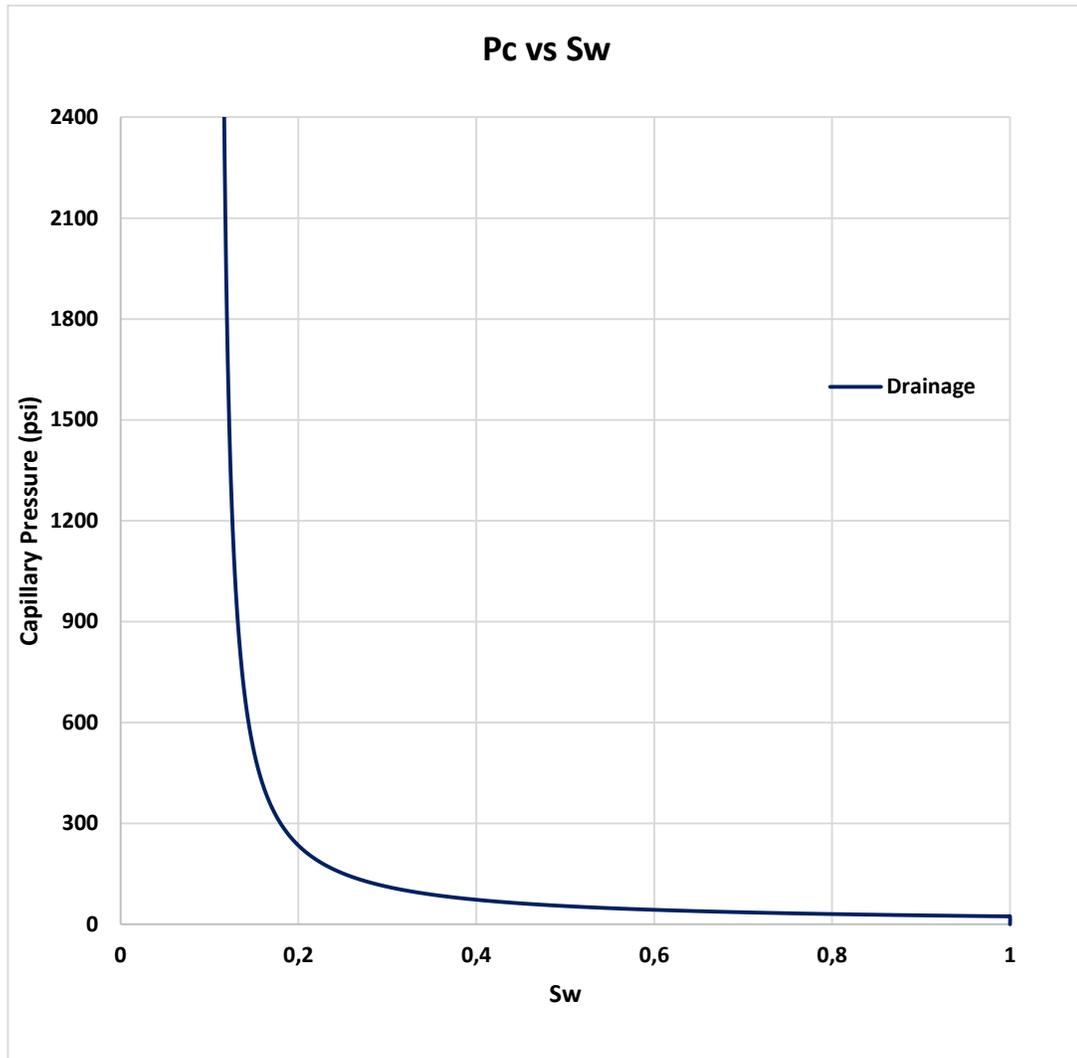
$Pd$ : Presión de desplazamiento, psi.

$\bar{\phi}$ : Porosidad promedio de la formación, fracción.

$\bar{k}$ : Permeabilidad promedio de la formación, mD.

Los resultados obtenidos con el uso de las **ecuaciones 34 y 35** se pueden observar en el **Gráfico 8**. La discusión de las distribuciones de saturaciones iniciales y su aplicabilidad para los escenarios de estudio se llevará a cabo en la sección 3.8.

**Gráfico 8.** Curva de presión capilar para un proceso de drenaje.



**Fuente:** elaboración propia.

**3.5.5 Cargue de datos.** Una vez finalizada la construcción de las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar, se procedió a hacer el cargue de dichas curvas en la sección de interacción roca-fluido para un solo tipo de rock type.

Al mismo tiempo, dicho cargue se hizo tanto para la sección de interacción agua-petróleo y gas-líquido. La plantilla de cargue junto con la tabla que contiene los datos de presión capilar y de permeabilidad relativa se puede observar en la **Figura 44**.

**Figura 44.** Cargue y presentación de los datos de interacción roca-fluido

The screenshot shows the 'Rock Types' software window. The 'Relative Permeability Tables' tab is active. The 'Relative Permeability Table' is set to 'Water-Oil Table'. The table below contains the following data:

	Sw	krw	krow	Pcow	Comment
				psi	
1	0.1071	0	1	600	
2	0.149738	3.3348e-008	0.821241	517.150787	
3	0.192375	1.10591e-006	0.665331	255.7573745	
4	0.235013	8.57524e-006	0.530672	169.4787804	
5	0.27765	3.66753e-005	0.415671	126.580204	
6	0.320288	0.000113218	0.318741	100.9411472	
7	0.362925	0.00028438	0.238302	83.9006108	
8	0.405563	0.000619555	0.172782	71.75860497	
9	0.4482	0.00121626	0.120617	62.67135028	
10	0.490838	0.00220507	0.0802501	55.61611694	
11	0.533475	0.00375463	0.0501369	49.98107977	
12	0.576113	0.00607662	0.0287433	45.37707603	
13	0.61875	0.00943085	0.0145484	41.54545817	
14	0.661388	0.0141303	0.00604735	38.3070723	
15	0.704025	0.0205462	0.00175478	35.53439407	
16	0.746663	0.0291133	0.000211656	33.13376753	
17	0.7893	0.0403347	0	31.0352365	
18	1	1	0	23.62391598	

**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Ahora bien, ya habiendo cargado los datos de interacción roca-fluido, el simulador se encarga de generar un sistema trifásico de permeabilidades relativas. La generación de este sistema lo hace por el método de Stones II.

Este método asume que la permeabilidad relativa al agua, así como la permeabilidad relativa al gas, no cambian. Y que lo único que si lo hace es la permeabilidad relativa al petróleo<sup>33</sup>. Tomando lo anterior en cuenta, la permeabilidad al petróleo se obtiene por medio de la combinación de las otras dos permeabilidades. La manera en que se calcula esta permeabilidad se expresa en la **ecuación 36**.

**Ecuación 36.** Determinación de la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema trifásico

$$k_{ro} = (k_{row})_{S_{wirr}} * \left[ \left( \frac{k_{row}}{(k_{row})_{S_{wirr}}} + k_{rw} \right) * \left( \frac{k_{rog}}{(k_{row})_{S_{wirr}}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right]$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 326.

Donde:

$k_{ro}$ : Permeabilidad relativa al petróleo para un sistema trifásico, adimensional.

$(k_{row})_{S_{wirr}}$ : Permeabilidad relativa al petróleo leída en la saturación de agua irreducible, adimensional.

$k_{row}$ : Permeabilidad relativa al petróleo en un sistema agua-petróleo, adimensional.

$k_{rog}$ : Permeabilidad relativa al petróleo en un sistema gas-líquido, adimensional.

$k_{rw}$ : Permeabilidad relativa al agua en un sistema petróleo-agua.

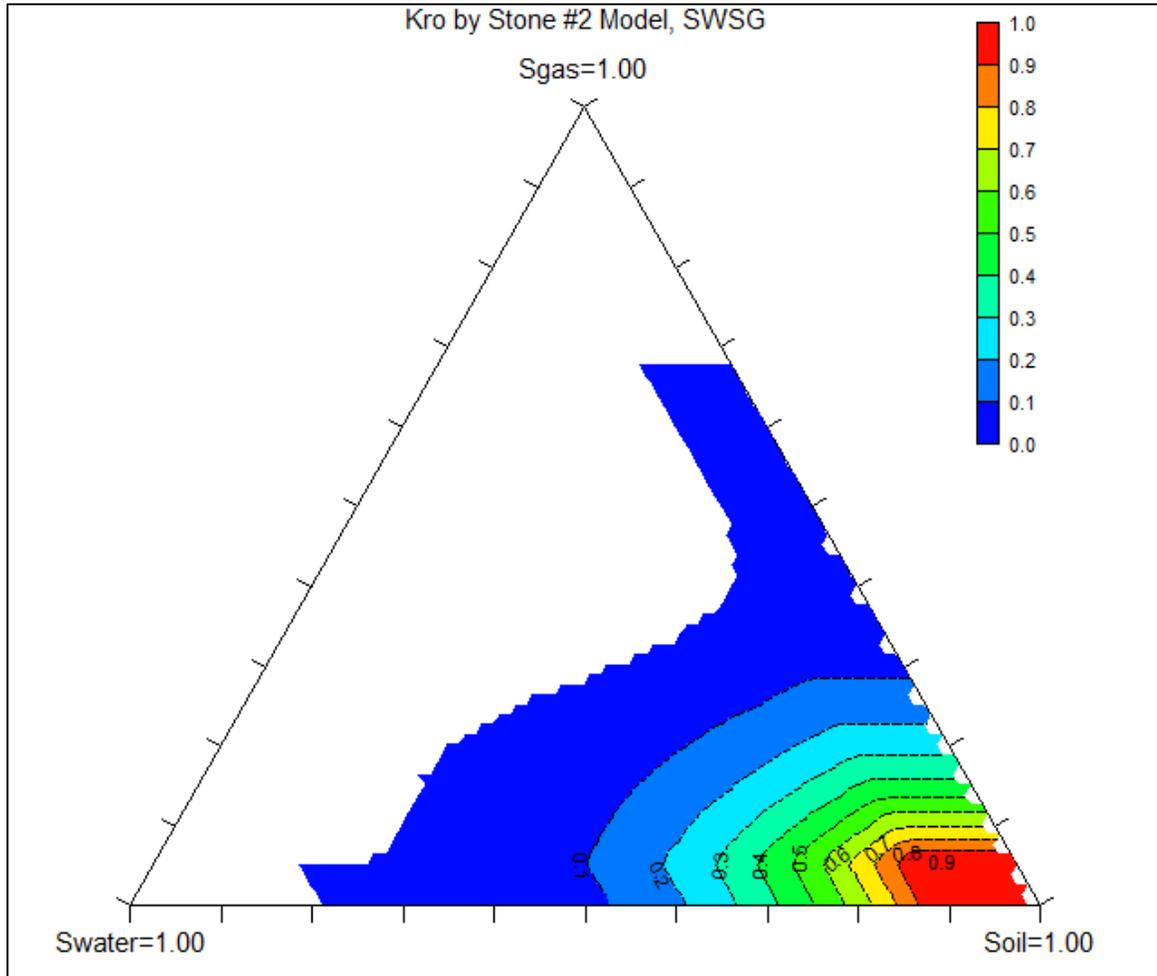
$k_{rg}$ : Permeabilidad relativa al gas en un sistema gas-líquido, adimensional.

La **Figura 45** presenta la gráfica de la permeabilidad relativa al petróleo para un sistema trifásico.

---

<sup>33</sup>AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 326.

**Figura 45.** Permeabilidad relativa al petróleo para un sistema trifásico



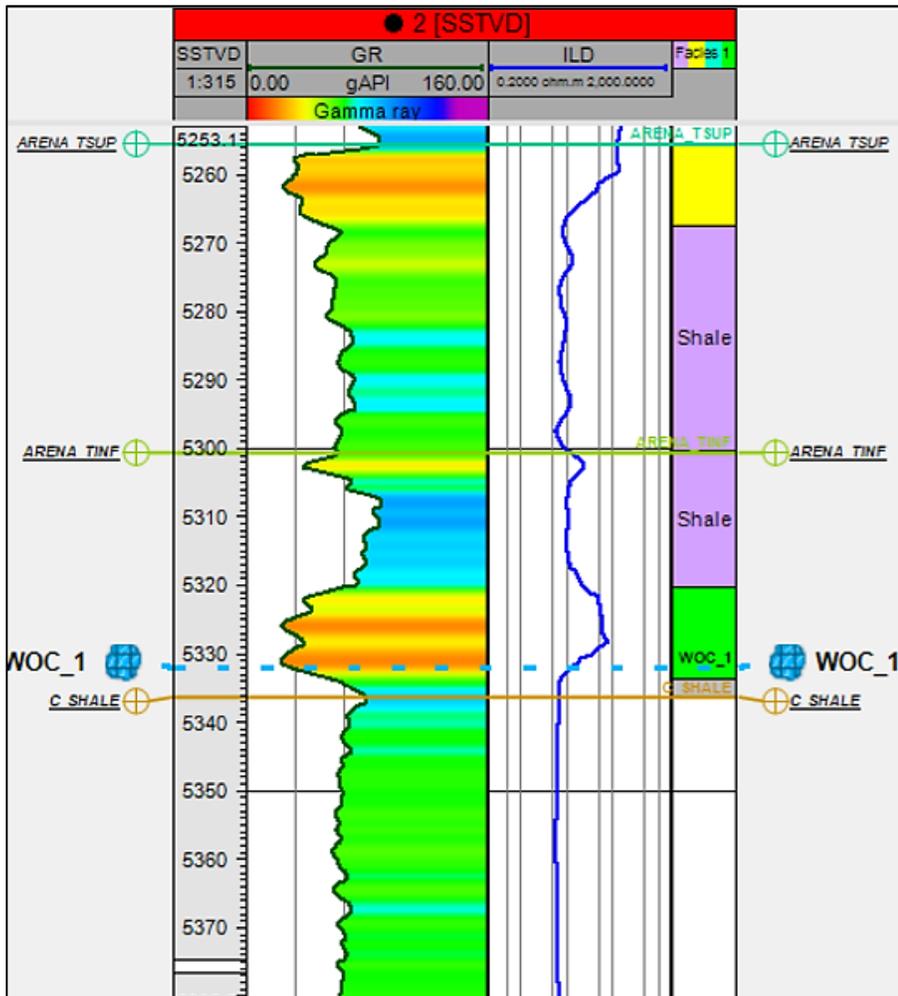
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

### 3.6 CONSTRUCCIÓN DE LA SECCIÓN DE CONDICIONES INICIALES

La sección de condiciones iniciales es donde se estable los parámetros iniciales de la corrida como son: el tipo de equilibrio de los fluidos que se tienen, la presión de yacimiento, el datum, el contacto agua-petróleo y la presión de burbuja. La importancia de estos parámetros determina la distribución inicial de fluidos que se tiene en el yacimiento a la fecha de inicio de la simulación.

Algo que se debe señalar antes de presentar la construcción de esta sección es que el contacto agua-petróleo fue determinado por medio de la interpretación de los registros eléctricos, en este caso, dicho contacto se obtuvo por medio del análisis del Pozo 2 donde se obtuvo una profundidad de contacto igual a 5332ft TVDss, La **Figura 46** presenta la determinación del contacto al notar una clara disminución de la resistividad del fluido en la arenisca T.

**Figura 46.** Contacto agua-petróleo



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta este orden de ideas, la **Figura 47** presenta los parámetros ingresados para la construcción de la sección de condiciones iniciales. Se debe resaltar que, en la sección de parámetros avanzados se agregó el valor de la presión capilar presente en el contacto agua petróleo que, como se observa en la **Figura 46**, tiene un valor de 23.62 psi.

**Figura 47.** Interfaz sección de condiciones iniciales

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL\_GAS EQUIL)

Water, Oil (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL EQUIL)

Water, Gas (VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 3446.532112 psi

Depth (REFDEPTH) 5841.7975 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 5332 ft

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 5841.7975 ft

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

Reservoir initially saturated (PB = P)

Constant Bubble Point Pressure (PB) 1205 psi

For more options use the Advanced Interface

Advanced

OK Cancel Apply Help

**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

### 3.7 VALIDACIÓN Y PRIMERA CORRIDA

Como se mencionó al inicio de este capítulo, y con el ánimo de poder discutir a fondo la creación y la evaluación de diferentes escenarios de perforación y planteamiento de pozos, la sección de pozos y datos recurrentes será analizada en la sección 3.8 a través de la discusión sobre la construcción del caso base.

Debido a que ya se ha finalizado la construcción del modelo dinámico, es posible entonces realizar una primera corrida para validar que no haya errores en la construcción; y, así mismo, obtener los parámetros básicos de volúmenes de fluidos totales en el yacimiento, así como el volumen poroso y total de éste. Los valores de los parámetros mencionados anteriormente se encuentran en la **Figura 48** que presenta los resultados iniciales de la primera corrida.

**Figura 48.** Resultados validación y primera corrida

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.40490E+07
2	Total water in place	STB	0.24095E+09
3	Total gas in place	SCF	0.90819E+09
#	Item	Units	SECTOR-0
1	HC. Pore Volume	M RBBL	4596.3
2	Total Pore Volume.	M RBBL	250401

**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Como se observa en la figura, el yacimiento en estudio tiene un volumen total de petróleo original de 4 millones de barriles asociados con un volumen de gas in place de 900 millones de pies cúbicos. Por otro lado, el volumen de agua original es igual a 240 millones de barriles.

### 3.8 ELABORACIÓN DEL ESCENARIO BASE

Debido a que el Campo A ya cuenta con pozos que producen de la Formación Caballos, se decidió tomar dichos pozos y plantear intervalos de cañoneo para que estos produjeran de las Areniscas T. De la misma manera, y debido a la falta de datos de una prueba inicial de producción, fue necesario calcular parámetros base para cada pozo, como el daño de formación y la presión de fondo que se iba a tomar como constrain.

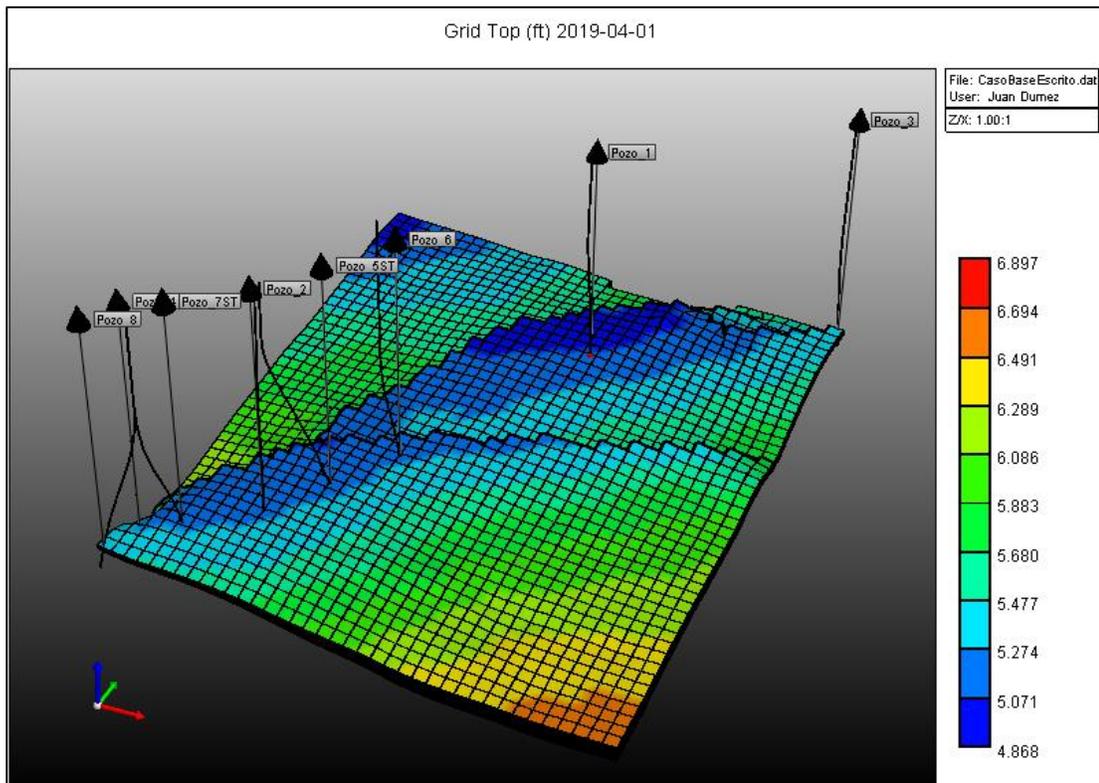
La **tabla 9** muestra el valor inicial y final de los pozos del campo de estudio. Estos pozos poseen desviaciones, con lo cual, las trayectorias de los pozos pueden verse en la **Figura 49**.

**Tabla 9.** Coordenadas iniciales y finales sin incluir trayectorias de los pozos del Campo A

UWID	X-COORD	Y-COORD	DEPTH-MD	TVD	TVDSS
Pozo_1	1009041.65	560407.15	0	0	2149
Pozo_1	1009065.18	560455.98	7699	7691.81	-5542.81
Pozo_2	1007763.51	557817.98	0	0	2150
Pozo_2	1007715.85	557831.3	7779	7776.15	-5626.15
Pozo_3	1010596.08	561693.09	0	0	2003
Pozo_3	1010626.71	561677.06	7805	7788.81	-5785.81
Pozo_4	1007037.05	557339.48	0	0	2083
Pozo_4	1007037.05	557339.48	7903	7903	-5820
Pozo_5ST	1007779	557858	0	0	2147
Pozo_5ST	1008033.3	558320.78	8250	7931.25	-5784.25
Pozo_6	1008133.99	558835.22	0	0	2182
Pozo_6	1008333.62	558749.6	8147	8052.28	-5870.28
Pozo_7ST	1007111.03	557305.88	0	0	2112.3
Pozo_7ST	1007316.99	557496.6	8040	7897.11	-5784.81
Pozo_8	1007116.9	557301.05	0	0	2072.5
Pozo_8	1006899.04	557032.1	8170	7981.07	-5908.57

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Ecopetrol S.A.

**Figura 49.** Trayectorias de los pozos del Campo A.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**3.8.1 Selección de pozos e intervalos cañonear.** A pesar de que tenía el conocimiento de la profundidad del contacto agua-petróleo...véase sección 3.6... no se tenían aún los argumentos técnicos que sustentaran los pozos y los intervalos a cañonear. Para poder llevar a cabo esta labor se procedió entonces a obtener la saturación inicial de fluidos. Y, una vez determinada, se combinó con los valores de corte de saturación de agua calculados en el modelo petrofísico. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en estos cálculos.

La saturación inicial de fluidos se calculó haciendo uso de la curva de presión capilar determinada en el numeral anterior...véase sección 3.5.4... en este caso la clave era convertir dichos datos de presión capilar a datos de profundidades del yacimiento ya que el hecho de tener un valor de saturación para cada punto de presión capilar (ver **Gráfico 8**) permite obtener un valor de saturación para cada punto de profundidad. Se debe señalar que dicha conversión no es automática, sino que debe determinarse primero la altura sobre el nivel de agua libre.

Recordemos que el nivel de agua libre se define como la profundidad a la cual la presión capilar del sistema es igual a cero; es decir, es la profundidad donde la presión de la columna de hidrocarburos del yacimiento iguala la presión de la columna de agua.

Debido a que con la disminución de la profundidad empieza a aumentar la presión capilar; entonces, conociendo las densidades de las dos fases inmiscibles, se puede calcular el espesor que hay entre el nivel de agua libre y el punto donde se tiene un determinado valor de presión capilar. Esto se puede hacer mediante el uso de la **ecuación 37**.

**Ecuación 37.** Determinación de la altura sobre el nivel de agua libre

$$H = \frac{P_c}{0.433 * [\rho_o - \rho_w]}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 212.

Donde:

$H$ : Altura sobre el nivel de agua libre, ft.

$P_c$ : Presión capilar, ft.

$\rho_o$ : Densidad del petróleo, g/cc.

$\rho_w$ : Densidad del agua, g/cc.

Una vez determinada las alturas sobre el nivel de agua libre, se debe entonces obtener el valor de la profundidad a la cual se encuentra dicho nivel, para así

transformar las alturas determinadas con la **ecuación 37** en valores de profundidad. La determinación del nivel de agua libre se hace por medio de la **ecuación 38**.

**Ecuación 38.** Determinación del nivel de agua libre

$$FWL = WOC + \frac{P_d}{0.433 * [\rho_o - \rho_w]}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 214.

Donde:

*FWL*: Nivel de agua libre, ft.

*WOC*: Contacto agua-petróleo, ft.

*P<sub>d</sub>*: Presión de desplazamiento, psi.

*ρ<sub>o</sub>*: Densidad del petróleo, g/cc.

*ρ<sub>w</sub>*: Densidad del agua, g/cc.

Como se observa en la **ecuación 38**, a pesar de que tanto en el nivel de agua libre como en el contacto agua-petróleo la saturación de agua es igual al 100%, el contacto agua-petróleo es la profundidad donde por encima de esta se puede encontrar hidrocarburos, con lo cual, existe un diferencial de presión mínimo, llamado presión de desplazamiento, que diferencia dichos niveles entre sí y que como tal permitió que se diera inicio al almacenamiento de hidrocarburos en su proceso de migración.

Ahora bien, debido a que se tenían los datos del contacto agua petróleo...véase numeral 3.6... así como los datos de la presión de desplazamiento...véase sección 3.5.4... y las densidades del petróleo y del agua (ver **Figura 41**), se procedió entonces a calcular el nivel de agua libre. Los resultados obtenidos se presentan en la **tabla 10**.

**Tabla 10.** Cálculo del nivel de agua libre

<b>WOC (ft)</b>	5332
<b>Pd (psi)</b>	23.624
<i>ρ<sub>o</sub></i>	0.8985
<i>ρ<sub>w</sub></i>	1.000
<b>FWL (ft)</b>	<b>5868.90</b>

**Fuente:** elaboración propia.

Habiendo hecho el cálculo del nivel de agua de libre, se procedió finalmente a determinar las profundidades con respecto a dicho nivel haciendo uso de la

**ecuación 39.** Una vez hecho esto, y haciendo uso de los datos con los que se obtuvo el **Gráfico 8** se determinó la distribución inicial de saturaciones en el yacimiento. El **Gráfico 9** presenta esta distribución.

**Ecuación 39.** Determinación de la profundidad

$$\text{Depth} = \text{FWL} - H$$

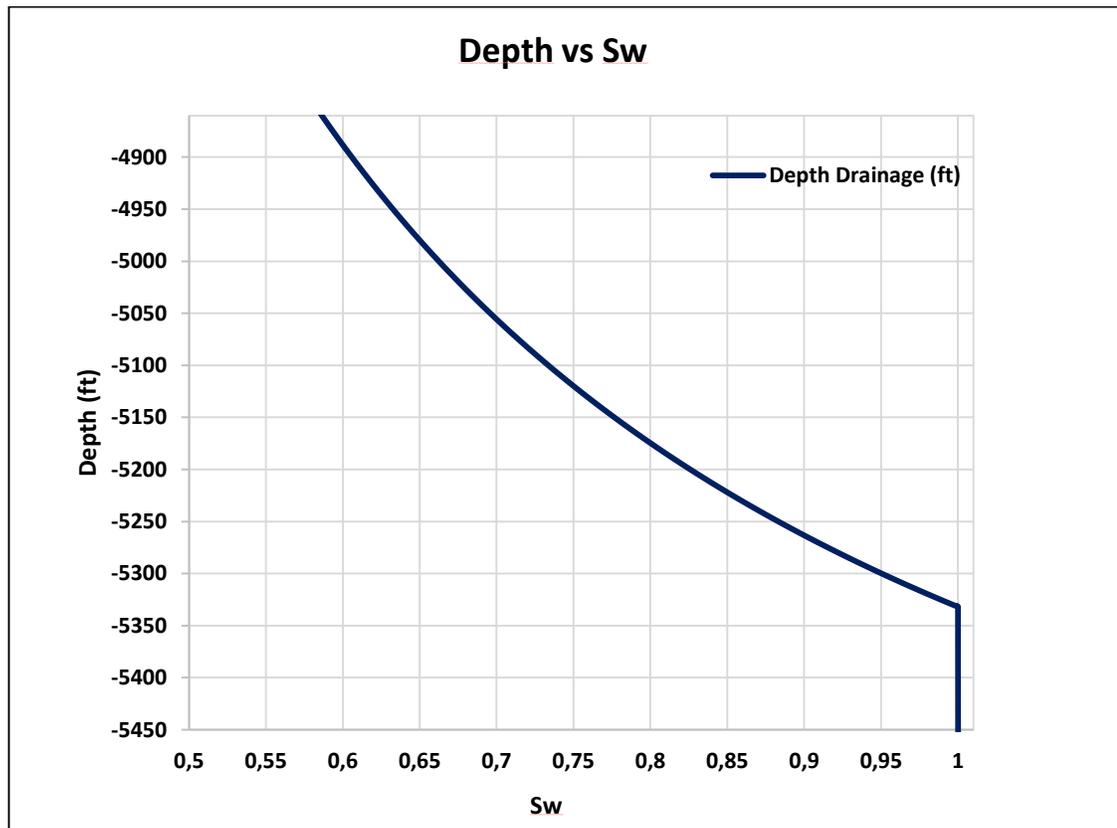
**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 214.

Donde:

*FWL*: Nivel de agua libre, ft.

*H*: Altura por encima del nivel de agua libre, ft.

**Gráfico 9.** Distribución de saturación inicial según la profundidad



**Fuente:** elaboración propia.

La **Figura 38** muestra que todo el yacimiento en estudio se encuentra en la zona de transición, con un valor de saturación de agua del 58% en su tope ubicado a 4862 pies. Esto es causado debido a la alta variación en la distribución del tamaño de

garganta de poro, la cual evidentemente es baja por los elevados contenidos de volumen de arcilla que hay a lo largo del yacimiento (ver **Figuras 27 y 28**). Asimismo, se puede sacar la conclusión inicial de que no es viable realizar cañoneos en todo el intervalo que se encuentra por encima del contacto agua petróleo.

Con el objetivo de determinar un criterio para ubicar los cañoneos de los pozos, se hizo uso de los valores de corte de agua que se calcularon en el modelo petrofísico... véase sección 2.2.... El cálculo de dichos valores se hizo por medio del método del porcentaje de la columna de hidrocarburos, este método se presenta en la **ecuación 39**.

**Ecuación 39.** Porcentaje de la columna de hidrocarburos

$$HCOL = \frac{\sum \phi_i * [1 - (S_w)_i] * \Delta h_i}{h_t} * 100$$

**Fuente:** GEOL OIL. How to calculate Petrophysical Cutoffs. [Sitio Web]. GeolOil Petrophysics LLC USA & GeolOil Corporation Canada [consulta 17 de mayo 2019]. Disponible en: <http://www.geoloil.com/index.shtml>.

Donde:

*HCOL*: Porcentaje total de la columna de hidrocarburos, porcentaje.

$\phi_i$ : Porosidad efectiva en el intervalo *i*, fracción.

$(S_w)_i$ : Saturación de agua en el intervalo *i*, fracción.

$\Delta h_i$ : Intervalo de altura *i*, ft.

$h_t$ : Altura total de hidrocarburos, ft.

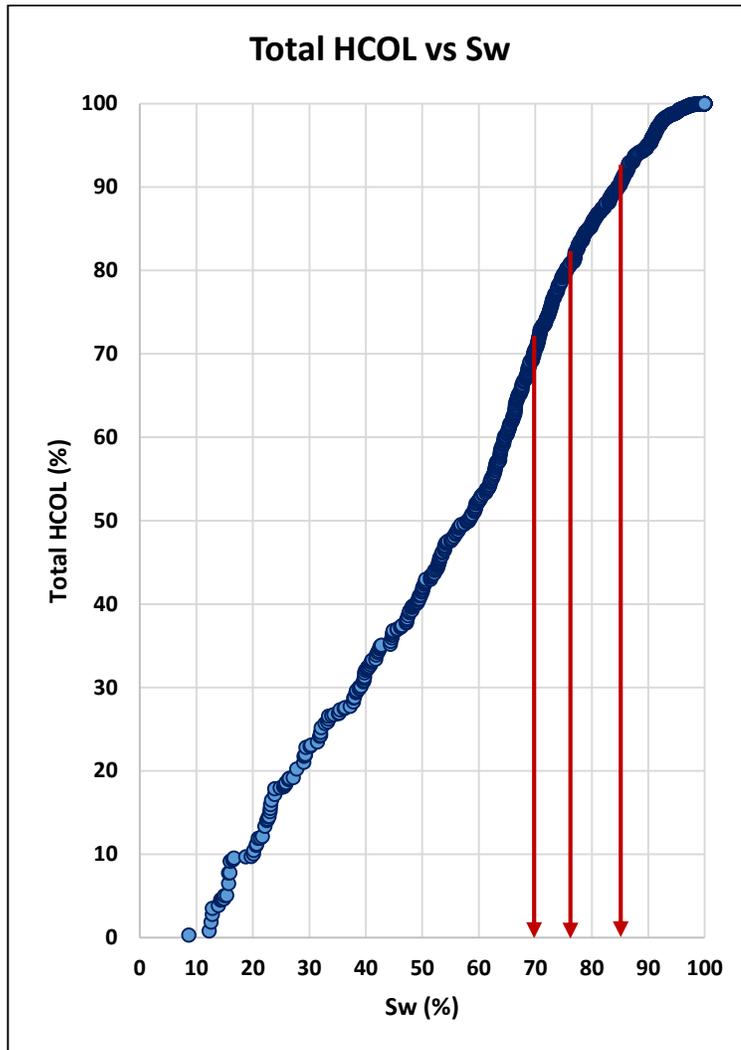
El uso del método del Porcentaje de la columna de hidrocarburos se hace principalmente con la interpretación de registros eléctricos donde a cada intervalo de profundidad dado se tiene un valor de porosidad y de saturación de agua. La **ecuación 39** muestra que a cada intervalo *i* se le asigna un valor que aporta una altura de hidrocarburos. Luego, se procede a hacer una normalización de dicha columna obteniendo una distribución de porcentaje de hidrocarburos.

Ahora bien, una gráfica de este porcentaje versus una propiedad petrofísica (asignada claramente a un intervalo de profundidad dado) permite entonces obtener los valores de corte de esta propiedad, que correspondería a los valores en donde se tiene la mayor acumulación de hidrocarburos.

Siguiendo este orden de ideas, el **Gráfico 10** presenta la determinación de los valores de corte para la saturación de agua. En este caso, dichos valores se calcularon para tres escenarios con percentil 0, porcentaje de columna de hidrocarburos, de 90, 80 y 70. Lo anterior con el ánimo de que dicho porcentaje no

cambiara más del 10%, 20% y 30% respectivamente. Como se observa en la **Gráfico 10**, los valores de corte para la saturación de agua para estos tres escenarios son del 85%, 77% y 70% correspondientemente.

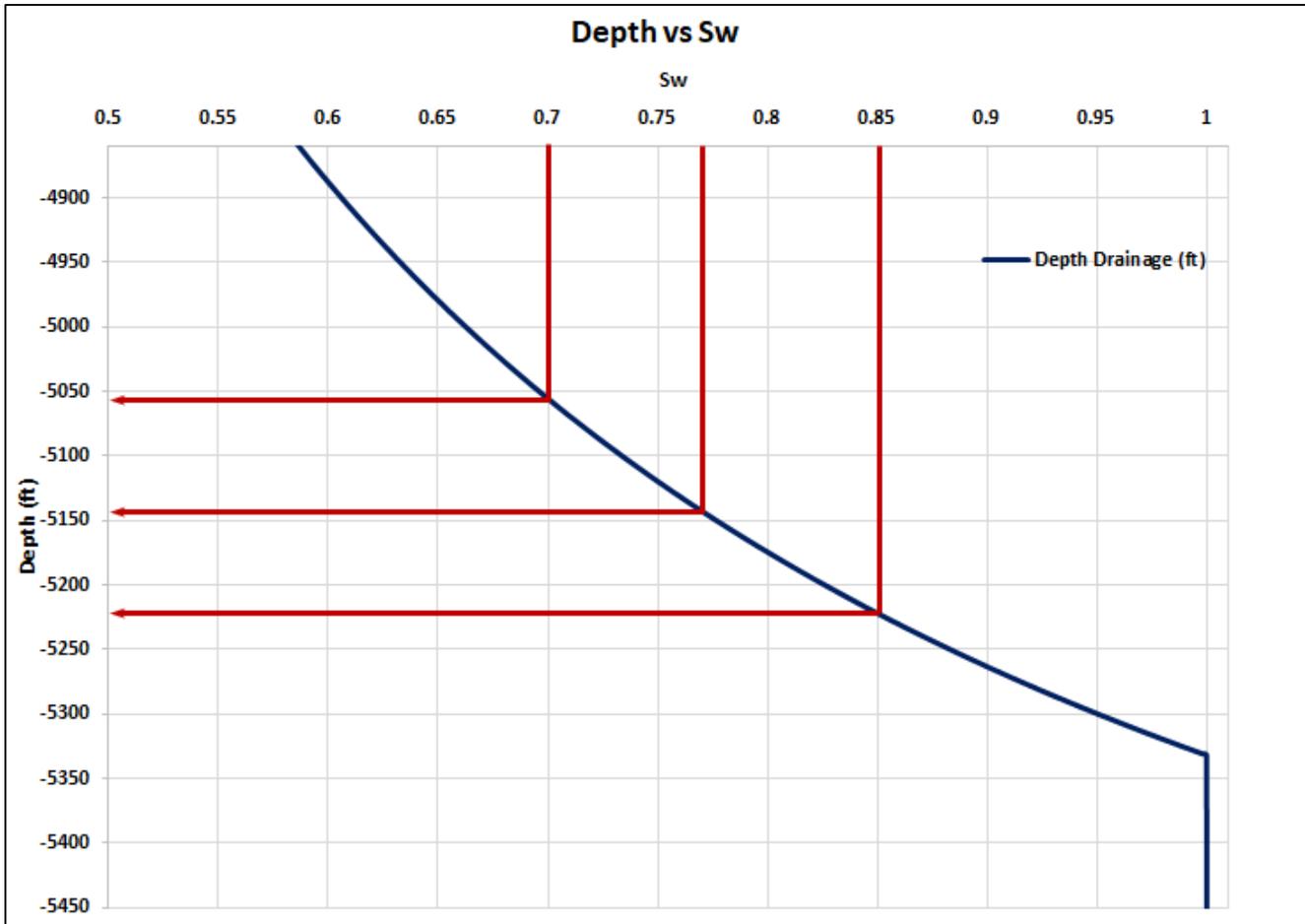
**Gráfico 10.** Determinación de los valores de corte de saturación de agua



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Ecopetrol S.A.

Con la determinación de los valores de corte de saturación de agua, se procedió entonces a determinar la profundidad correspondiente a dicho valor de saturación de agua. La determinación de esto se presenta en el **Gráfico 11**.

**Gráfico 11.** Determinación de los valores base de profundidad para cañoneo según los valores cut-off de saturación de agua.



**Fuente:** elaboración propia.

La **tabla 11** presenta un resumen de los datos obtenidos en el **Gráfico 11**.

**Tabla 11.** Profundidades según los valores de corte

HCOL (%)	Sw (%)	Profundidad TVDss (ft)
90	85	5221
80	77	5148
70	70	5055

**Fuente:** elaboración propia.

Con los resultados obtenidos, se procedió a determinar los pozos a cañonear y el espesor de dichos cañoneos. En este caso, para el escenario base se determinó que la profundidad a seleccionar sería la correspondiente con el porcentaje de hidrocarburos del 90% correspondiente a una profundidad de 5221ft. La **tabla 12** presenta el resumen de dichos pozos con sus respectivos intervalos cañoneados. Se debe señalar que, la columna que dice “Aplicabilidad” hace referencia a los layers verticales que se encuentran por encima del contacto; mientras que, la columna “Layer Perforated” hace referencia a las celdas verticales cañoneadas.

Como se observa en la **tabla 12**, solamente el pozo 1 tenía la aplicabilidad de encontrarse por encima de 5221ft y por ello sus 32 celdas fueron cañoneadas. Adicional a eso, se decidió cañonear 2 pozos más que eran los que más cerca se encontraban a la profundidad de 5221 ft. La fecha de estos cañoneos fue la misma que la fecha de inicialización de la corrida, es decir el 1 de abril de 2019.

**Tabla 12.** Selección de perforaciones caso base

ESCENARIO BASE					
HCOL=90%; Depth=5221					
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)
Pozo 1	1-32	1-32	5106.483	5183.62	77.137
Pozo 2	NO	1-2	5255.49	5261.122	5.632
Pozo 3	NO	-	-	-	-
Pozo 4	NO	-	-	-	-
Pozo 5ST	NO	1-3	5226.972	5235.009	8.037
Pozo 6	NO	-	-	-	-
Pozo 7ST	NO	-	-	-	-
Pozo 8	NO	-	-	-	-

**Fuente:** elaboración propia.

**3.8.2 Determinación de la presión de fondo.** Esta sección presenta la determinación de los parámetros iniciales que se debe introducir a cada pozo cañoneado para llevar a cabo la simulación en CMG. Estos parámetros se dividen en los constrains y los datos que caracterizan los cañoneo, tales como el daño de formación, el radio de pozo y la fracción de drenaje.

Para los pozos de estudio, solamente se conocía que el radio de pozo era igual a 3.5 pulgadas y la fracción de drenaje se asumía como 1. El resto de parámetros no se tenía debido a que no se le han hecho prueba de producción o si quiera cañoneos en el yacimiento de las Arenas T.

Se debe señalar que, el constrain a usar fue el de una presión de fondo fluyente constante la cual tendría que ser estimada para cada pozo. En el desarrollo de este cálculo, se logró obtener el valor del daño de formación. A continuación, se discute la metodología y los resultados obtenidos.

Ahmed<sup>34</sup> afirma que la presión de fondo fluyente puede ser calculada aplicando los conceptos del índice de productividad a través de la ecuación de IPR (Inflow Performance Relationship) para pozos con alta saturación de agua y que se describe en la **ecuación 40**.

**Ecuación 40.** Determinación de la presión de fondo

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_f$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 488.

Donde:

$P_{wf}$ : Presión de fondo

$\bar{P}_r$ : Presión promedio del yacimiento

J: Índice de productividad

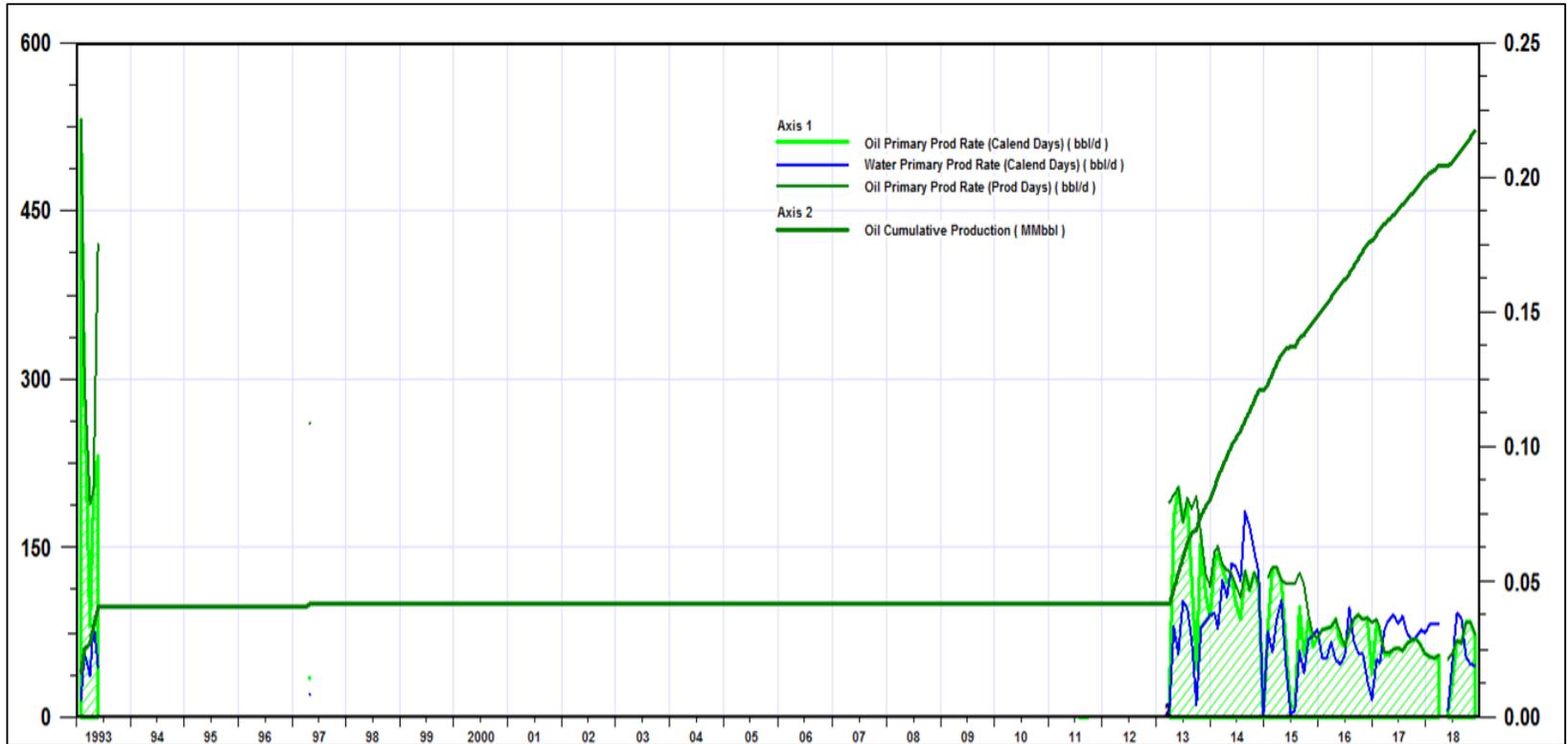
$Q_f$ : Caudal de fluido

En este caso, la presión promedio de yacimiento fue la que se determinó en el capítulo 3...véase sección 3.3.3...Por otro lado, el caudal del fluido, fue tomado a partir de la producción inicial de un pozo tipo. Este pozo tipo es un pozo de otro Campo de Ecopetrol que produce de las Arenas T. El **Gráfico 12** presenta el comportamiento de producción de este pozo.

---

<sup>34</sup> AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 488.

**Gráfico 12.** Comportamiento de producción pozo tipo



Fuente: Ecopetrol S.A.

Debido a la corta vida que presentó el pozo de estudio en el año 1993, se tomó de referencia el caudal de fluido cuando el pozo volvió a iniciar su producción en el 2012, dicho caudal es igual a 250 STB/day. Siguiendo este orden de ideas, la tabla 13 presenta los valores base para la determinación de la presión de fondo.

**Tabla 13.** Valores base para la determinación de la presión de fondo

$\bar{P}_r$ (psi)	3446
$Q_f$ (STB/day)	250

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Ahora bien, para aplicar la **ecuación 40** era necesario determinar el valor del índice de productividad. La determinación de este índice se hizo aplicando la **ecuación 41** asumiendo que los pozos producirán en un régimen de flujo de estado pseudo estable y habría una producción tanto de petróleo como de agua.

**Ecuación 41.** Determinación del índice de productividad

$$J = \frac{0.00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s} \cdot \left[ \frac{k_{ro}}{\mu_o \beta_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w \beta_w} \right]$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 488.

Donde:

h: Espesor de la formación, ft.

$r_e$ : Radio de drenaje, ft.

$r_w$ : Radio del pozo, ft.

s: Daño de formación, adimensional.

$k_{ro}$ : Permeabilidad relativa al petróleo, adimensional.

$k_{rw}$ : Permeabilidad relativa al agua, adimensional.

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo, cP.

$\beta_o$ : Factor volumétrico del petróleo, Rbls/STB.

$\mu_w$ : Viscosidad del agua, cP.

$\beta_w$ : Factor volumétrico del agua, Rbls/STB.

Por la falta de información de daños inclusive en los propios campos de Ecopetrol S.A. para las Areniscas T, se hizo una búsqueda bibliográfica para pozos pertenecientes a campos de Ecuador que producen de dichas arenas pues son los campos más cercanos al Campo A. Así, se calculó el promedio del daño de

formación de dichos pozos y se tomó este valor como el base para el yacimiento de estudio. Los resultados obtenidos se observan en la **tabla 14**.

**Tabla 14.** Determinación del daño de formación

Campo	Pozo	S	Promedio
Culebra-Yulebra, Anaconda <sup>35</sup>	CUL009D	4.14	3.44
Arazá <sup>36</sup>	ARA-02D	2.00	
Parayacu <sup>37</sup>	PCY-04	10.00	
Pichincha <sup>38</sup>	PIC-02	13.70	
Secoya <sup>39</sup>	SEC-05	5.00	
	SEC-10	-3.18	
	SEC-11	1.00	
	SEC-18	3.57	
Shuara <sup>40</sup>	SEC-24	6.88	
	SHU-09	2.20	
Cuyabeno <sup>41</sup>	CUY-29D	1.60	
	CUY-31D	-0.30	
	CUY-33D	-1.66	
Guanta-Dureno <sup>42</sup>	GUA-15	0.30	
	Sacha <sup>43</sup>	SAC-111	6.39

<sup>35</sup> IZURIETA, Carlos. Generación de modelos numéricos mediante análisis de pruebas de presión transitoria (Build Up) para mejora del modelo geológico estructural de los Campos Culebra-Yulebra y Anaconda. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2012. p. 197.

<sup>36</sup> MAROTO, Danilo. Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el Área Libertador. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2012. p. 116.

<sup>37</sup> *Ibíd.*, p.116.

<sup>38</sup> *Ibíd.*, p.116.

<sup>39</sup> *Ibíd.*, p.116.

<sup>40</sup> *Ibíd.*, p.116.

<sup>41</sup> BENAVIDES, Carlos. Estudio técnico-económico de la utilización de los diferentes sistemas de cañoneo a las Arenas U y T en el área de Cuyabeno. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2012, p.76.

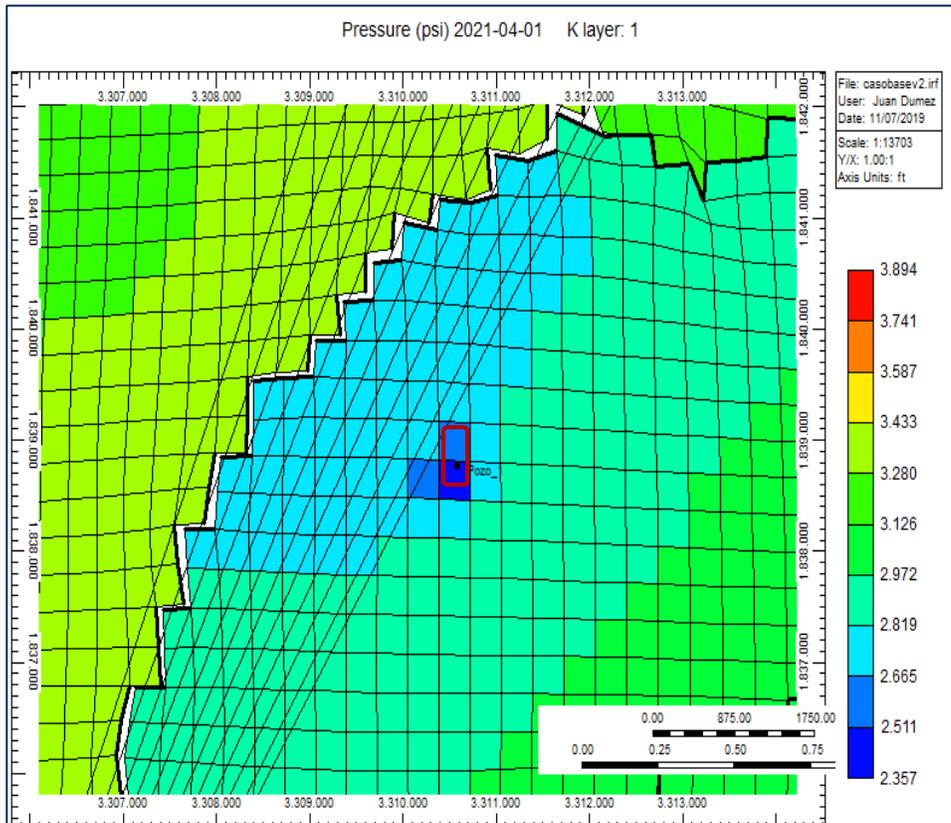
<sup>42</sup> MENCÍAS, Andrea. Viabilidad de la aplicación de fracturamiento hidráulico en pozos del Campo Guanta-Dureno para incrementar la producción de petróleo. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2016. p.73.

<sup>43</sup> RAMÍREZ, Christian. Estudio para el incremento de la producción de petróleo mediante análisis nodal de los sistemas de levantamiento artificial implementados en el área sur del Campo Sacha. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2014. p.101.

**Fuente:** elaboración propia.

Otro parámetro que se desconocía era el radio de drenaje del pozo, con lo cual, para determinarlo, se hizo una simulación para el pozo 1 con fecha final a dos años de iniciado los cañoneos. En este caso a ese pozo se le puso un constrain de caudal igual al del pozo tipo, es decir, de 250 barriles de fluido por día. El resultado de esta simulación se presenta en la **Figura 50**. Como se observa en la figura, el cambio en la presión se vuelve constante para la celda aledaña al pozo, con lo cual se determinó que dicho radio era igual a 398 pies.

**Figura 50.** Simulación inicial para la determinación del valor del radio de drenaje



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Ahora bien, el resto de los valores de los parámetros usados para el cálculo del índice de productividad se presenta en la **tabla 15**. Se debe señalar que, la permeabilidad absoluta se asumió como la permeabilidad promedio de la formación. Por otro lado, los parámetros que tienen que ver con las propiedades de los fluidos, es decir, la viscosidad y el factor volumétrico tanto para el agua como para el petróleo se determinaron por medio de las gráficas de las propiedades de los fluidos para una presión igual a la presión inicial del yacimiento...véase sección 3.4...

**Tabla 15.** Recopilación de parámetros para el cálculo de la Pwf

Parámetro	Valor
k (mD)	88
$\mu_o$ (cP)	2.586
$\beta_o$ (RbIs/STB)	1.134
$\mu_w$ (cP)	0.395
$\beta_w$ (RbIs/STB)	1.020
re (ft)	398.20
rw (ft)	0.2917
s	3.440

**Fuente:** elaboración propia.

Finalmente, las permeabilidades relativas al petróleo y al agua se determinaron para una saturación de agua promedio distinta para cada pozo. Esta saturación se determinaba con el promedio de las lecturas de una saturación inicial y final correspondientes a las celdas del tope y la base de cada pozo. La determinación de dichas permeabilidades junto con la determinación del índice de productividad y con este la determinación de la presión de fondo fluyente se puede observar en la **tabla 16**.

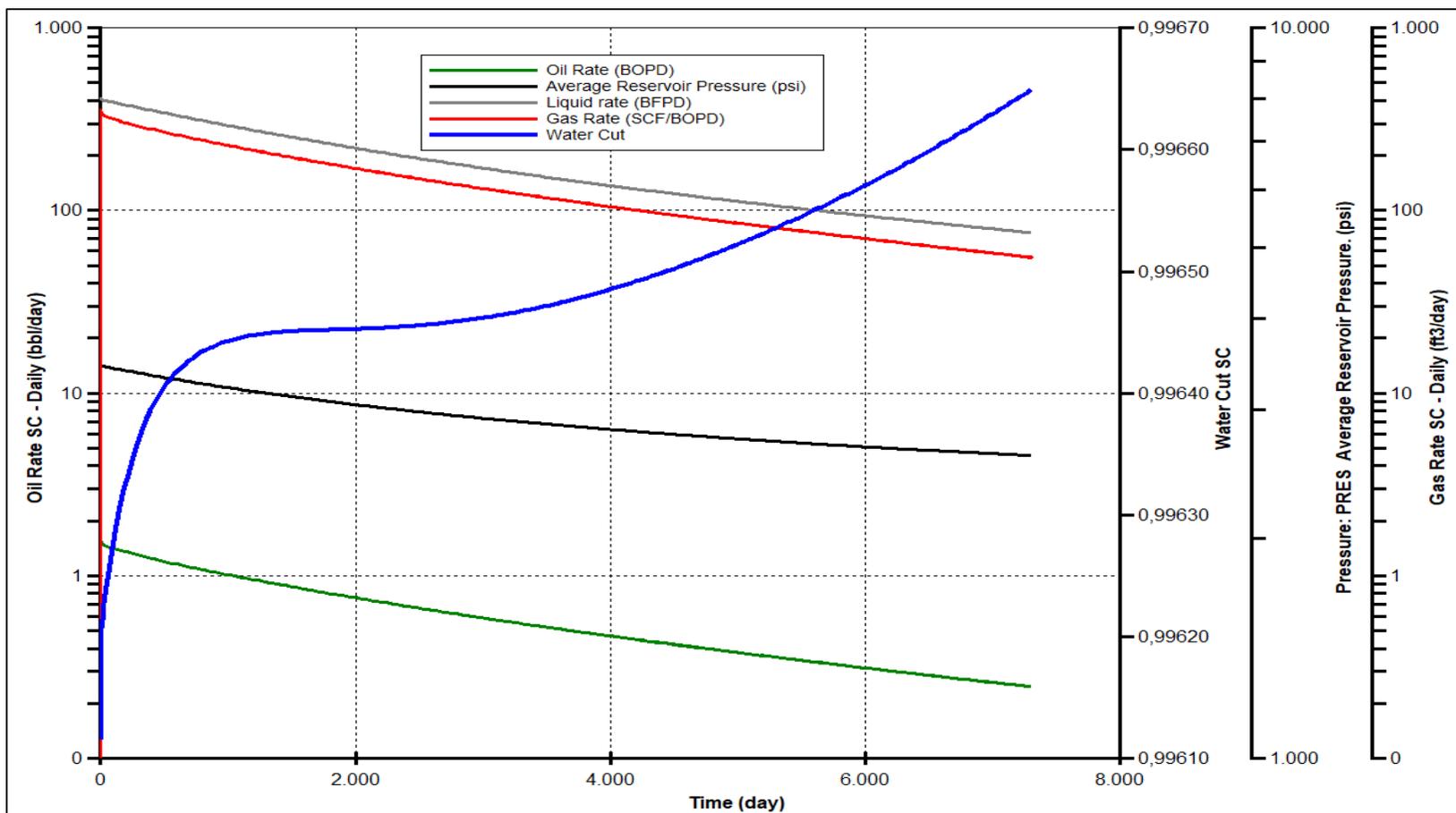
**Tabla 16.** Cálculo de la presión de fondo

ESCENARIO BASE												
HCOL=90%; Sw(Cut)=85%; Depth=5221												
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Swb1	Swbf	Swp	kro@Swp	krw@Swp	J (STB/psi day)	Pwf (psi)
Pozo 1	1-32	1-32	5106.48	5183.62	77.137	0.683	0.769	0.726	0.066	0.158	2.016	3322.017
Pozo 2	NO	1-2	5255.49	5261.12	5.632	0.802	0.850	0.826	0.019	0.337	0.299	2609.011
Pozo 3	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozo 4	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozo 5ST	NO	1-3	5226.97	5235.01	8.037	0.840	0.850	0.845	0.014	0.383	0.484	2929.061
Pozo 6	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozo 7ST	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozo 8	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Fuente:** elaboración propia.

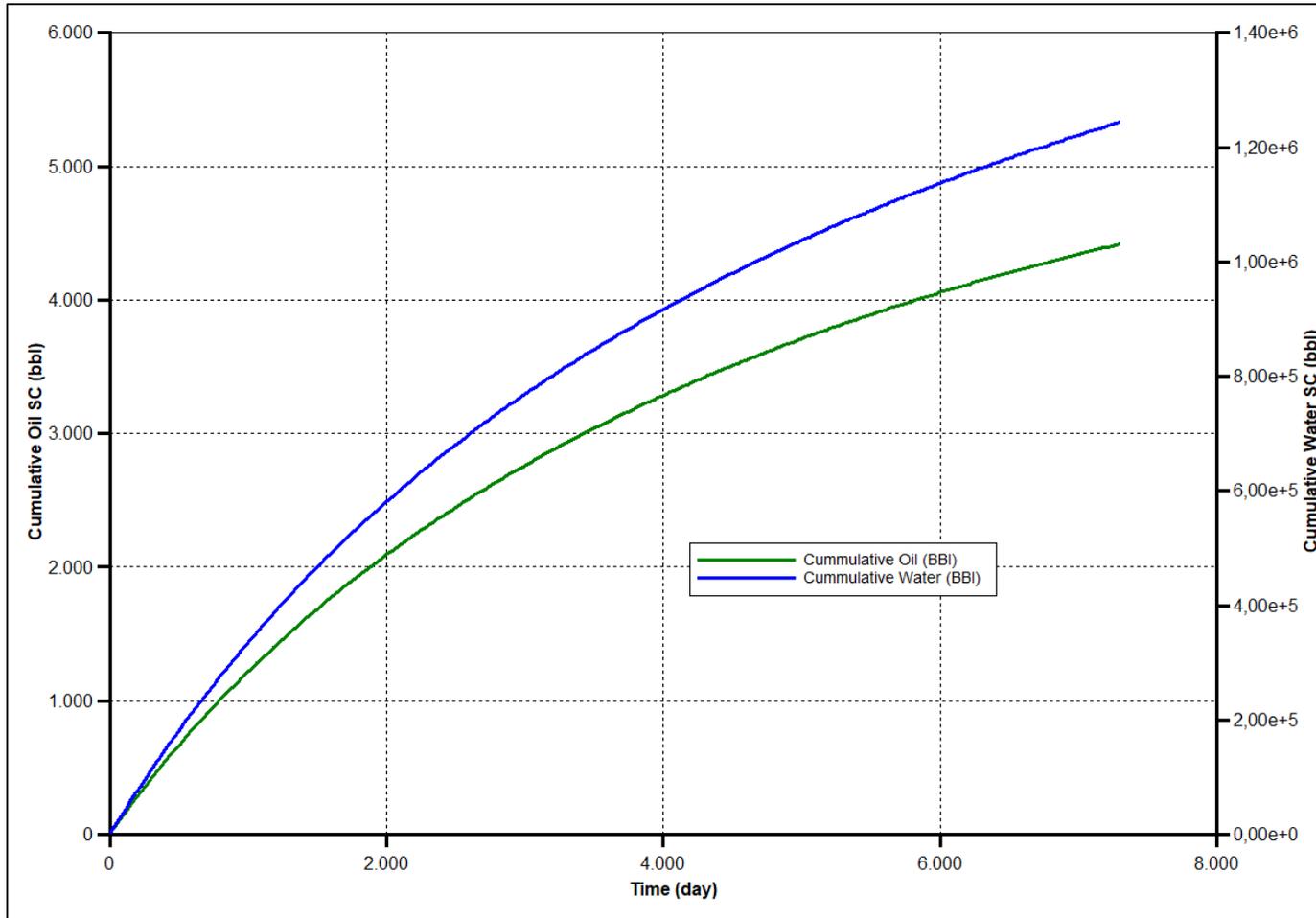
**3.8.3 Simulación del caso base.** Una vez determinados los parámetros de constrains y de perforaciones para los pozos a simular, se llevó a cabo la predicción del escenario base. En este caso se hizo una predicción de la explotación para un intervalo de tiempo de 20 años, o lo que es equivalente a un total de 7300 días. Los resultados de esta simulación se presentan en los **Gráficos 13** y **14**.

**Gráfico 13. Predicción del escenario base**



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 14.** Estimación de  $N_p$  y  $W_p$  para el escenario base



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Como se observa en el **Gráfico 13** la producción de hidrocarburos para el escenario base es casi nula debido en primer lugar a la baja permeabilidad del yacimiento y también al bajo valor de drawdown que hay en los pozos puesto que la presión de fondo fluyente usada para los pozos 1, 2 y 5ST supera incluso la presión promedio del yacimiento después de un tiempo de 1500, 3000 y 7000 días respectivamente.

Asimismo, el **Gráfico 14** muestra que en 20 años solo se logra obtener una producción acumulada de petróleo igual a 4500 barriles, pero que están asociados a volúmenes de producción acumulada de agua superiores a 1 millón doscientos mil barriles, lo que evidencia la clara inviabilidad técnica de producción del campo. A lo largo de lo que queda del resto de este capítulo; y, paralelamente, a lo largo del capítulo 4 se elaborarán nuevos escenarios para determinar el potencial de producción de las Areniscas T y así mismo evaluar posible mejor escenario.

### **3.9 ELABORACIÓN DE NUEVOS ESCENARIOS**

A partir de los resultados obtenidos con la simulación del escenario base, se decidió proponer nuevos escenarios con nuevos pozos, dejando de lado todos los pozos simulados inicialmente. Estos nuevos escenarios se basaron principalmente en dos factores: el primero sería en la ubicación del pozo según el bloque del yacimiento y el segundo, la profundidad para elegir los cañoneos, determinada a partir de los tres escenarios de valores de corte de agua discutidos anteriormente...véase numeral 3.8.1...

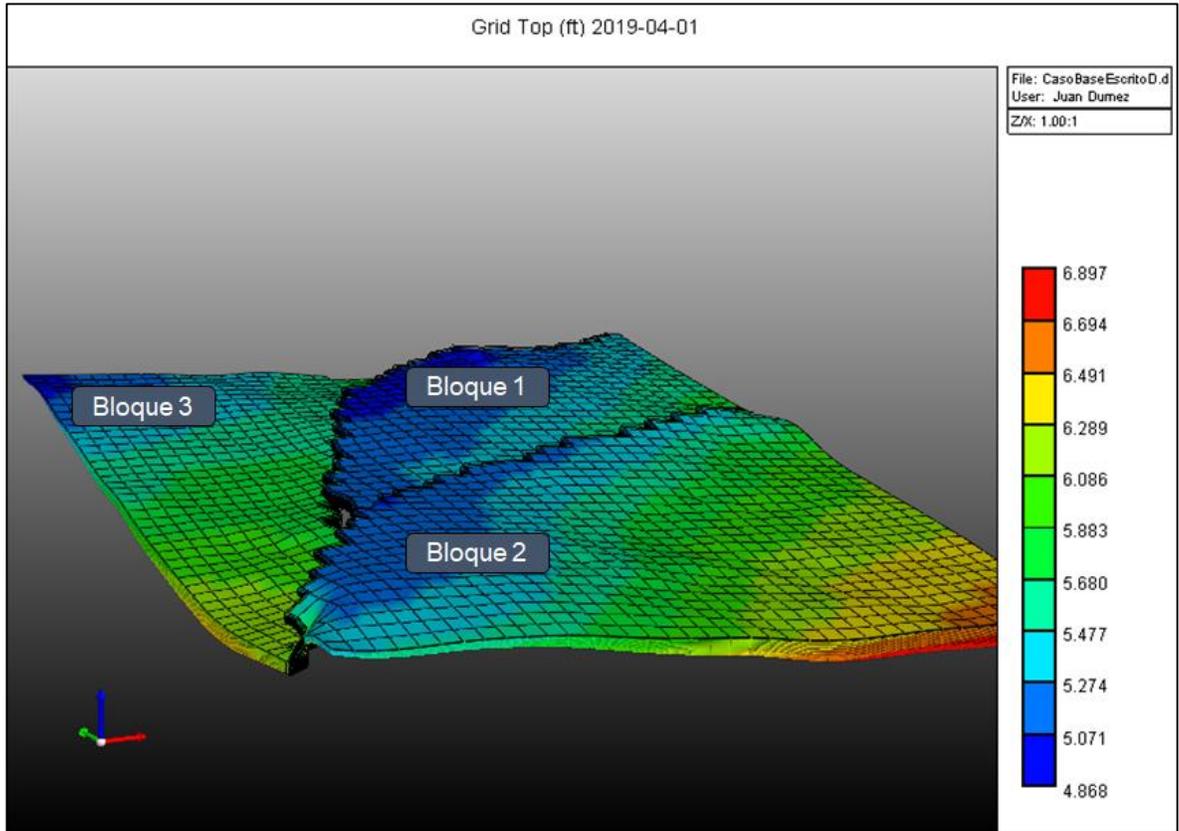
El yacimiento de las Areniscas T del Campo A puede dividirse en tres bloques de falla tal y como se observa en la **Figura 51**. Ahora bien, la **Figura 49** muestra que los bloques de falla 1 y 2 ya han sido perforados mientras que el bloque 3 aún no se ha probado con lo cual se tiene una mayor incertidumbre en este bloque. Sin embargo, por términos de simplicidad, este bloque será evaluado en algunos de los nuevos escenarios a proponerse.

Haciendo uso de las definiciones propuestas por Purewal et al.<sup>44</sup> y tomando en cuenta que debido al alcance de este proyecto de grado estos escenarios no incluirán una evaluación económica, todos los volúmenes tratados no pueden ser clasificados como reservas sino como recursos contingentes, los cuales son cantidades de petróleo estimadas descubiertas, pero aún no son consideradas comerciales debido a que no se ha determinado si quiera su viabilidad técnica de explotación. En este caso, y por el grado de incertidumbre los bloques 1 y 2, se clasificarán como recursos contingentes C1 y el bloque 3 como recurso contingente C2.

---

<sup>44</sup> PUREWAL, S.; ROSS, J. G.; RODRIGUEZ, J. M. Guidelines for application of the petroleum resources management system. Society of Petroleum Engineers, 2011.

**Figura 51.** Determinación de los bloques del yacimiento



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Ahora bien, con la especificación dada anteriormente para cada bloque se procedió a plantear 9 escenarios a simular. Dichos escenarios se encuentran categorizados en tres grupos correspondientes a cada bloque del yacimiento, con lo cual, para el bloque 1 se tendría los escenarios 1 a 3, para el bloque 2 los escenarios 4 a 6 y para el bloque 3 los escenarios 7 a 9.

Se debe enfatizar que, cada escenario cuenta con 3 pozos que son los mismos para cada bloque, es decir, los 3 pozos del escenario 1 son los mismos que los pozos del escenario 2 y 3, su diferencia radica entonces en el segundo factor mencionado al inicio de esta sección que son las 3 profundidades para definición de cañoneos que se encuentran en la **tabla 11**. La **tabla 17** presenta el planteamiento de los nuevos escenarios.

**Tabla 17.** Planteamiento de escenarios y ubicación de pozos

Escenario	Ubicación	Well	X (ft)	Y (ft)
Escenario 1-3	Bloque 1	Pozo 9	3311081	1840277
	Bloque 1	Pozo 10	3309576	1839768
	Bloque 1	Pozo 11	3308638	1839317
Escenario 4-6	Bloque 2	Pozo 12	3306063	1832130
	Bloque 2	Pozo 13	3307123	1832849
	Bloque 2	Pozo 14	3305559	1831373
Escenario 7-9	Bloque 3	Pozo 15	3303652	1842651
	Bloque 3	Pozo 16	3303652	1841519
	Bloque 3	Pozo 17	3304818	1842758

**Fuente:** elaboración propia.

Por otro lado, es necesario señalar que debido al bajo drawdown que se tenía en el escenario base, se decidió establecer que la presión de fondo fluente para todos los pozos a evaluar sería igual al 10% de la presión original del yacimiento, es decir, 344 psi. Cada escenario se evaluó en un intervalo de tiempo igual al que se predijo en el escenario base, es decir, un tiempo de 20 años o bien 7300 días.

A lo largo de las **tablas 18,19 y 20** se puede observar la columna de aplicabilidad, donde se muestra el rango de layers verticales que cumplen con la profundidad base establecida por el corte de agua, o lo que sería lo mismo, el valor de la columna de hidrocarburos. No obstante, y con el ánimo de disminuir la producción de agua no todos los layers disponibles fueron cañoneados, tal y como puede observarse en columna de layer perforated de estas tablas. A continuación, se presenta la especificación para cada escenario.

**3.9.1 Escenarios 1-3.** La **tabla 18** presenta el planteamiento de los escenarios 1 a 3. Como se observa en esta tabla, los intervalos de perforación para los pozos 9 a 11 fueron en promedio de 32 pies, 20 pies y 12 pies para los escenarios 1, 2 y 3 respectivamente. La **Figura 52** presenta la ubicación de los pozos 9, 10 y 11 para los escenarios 1 a 3.

**Tabla 18.** Cañoneos para los escenarios 1-3

ESCENARIO 1						
HCOL=90%; Sw(Cut)=85%; Depth=5221						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 9	1-32	1-16	5033.426	5065.703	32.277	344
Pozo 10	1-32	1-16	5035.781	5068.986	33.205	344
Pozo 11	1-32	1-16	5021.119	5052.019	30.9	344

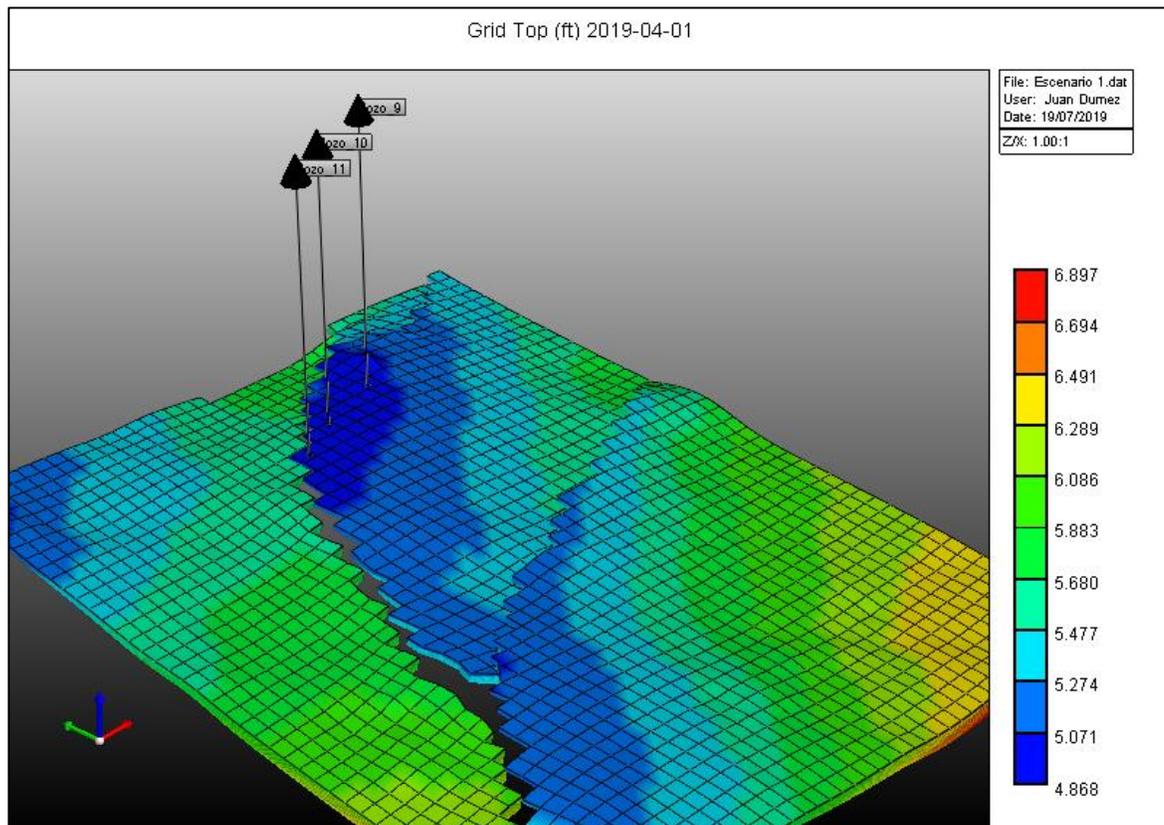
ESCENARIO 2						
HCOL=80%; Sw(Cut)= 77%; Depth=5148						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 9	1-32	1-10	5033.426	5053.59	20.164	344
Pozo 10	1-32	1-10	5035.781	5056.537	20.756	344
Pozo 11	1-32	1-10	5021.119	5040.427	19.308	344

ESCENARIO 3						
HCOL=70%; Sw(Cut)=70%; Depth=5055						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 9	1-9	1-5	5033.426	5043.504	10.078	344
Pozo 10	1-10	1-7	5035.781	5050.311	14.53	344
Pozo 11	1-20	1-7	5021.119	5034.633	13.514	344

**Fuente:** elaboración propia.

**Figura 52.** Ubicación de pozos escenario 1-3



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**3.9.2 Escenarios 4-6.** La **tabla 19** presenta el planteamiento de los pozos 12, 13 y 14 a evaluar para los escenarios 4 a 6. Para el escenario 4 las profundidades de cañoneo tenían un intervalo promedio de 25 pies mientras que para los pozos 5 y 6 se tuvo un promedio de 12 pies y 6.5 pies respectivamente.

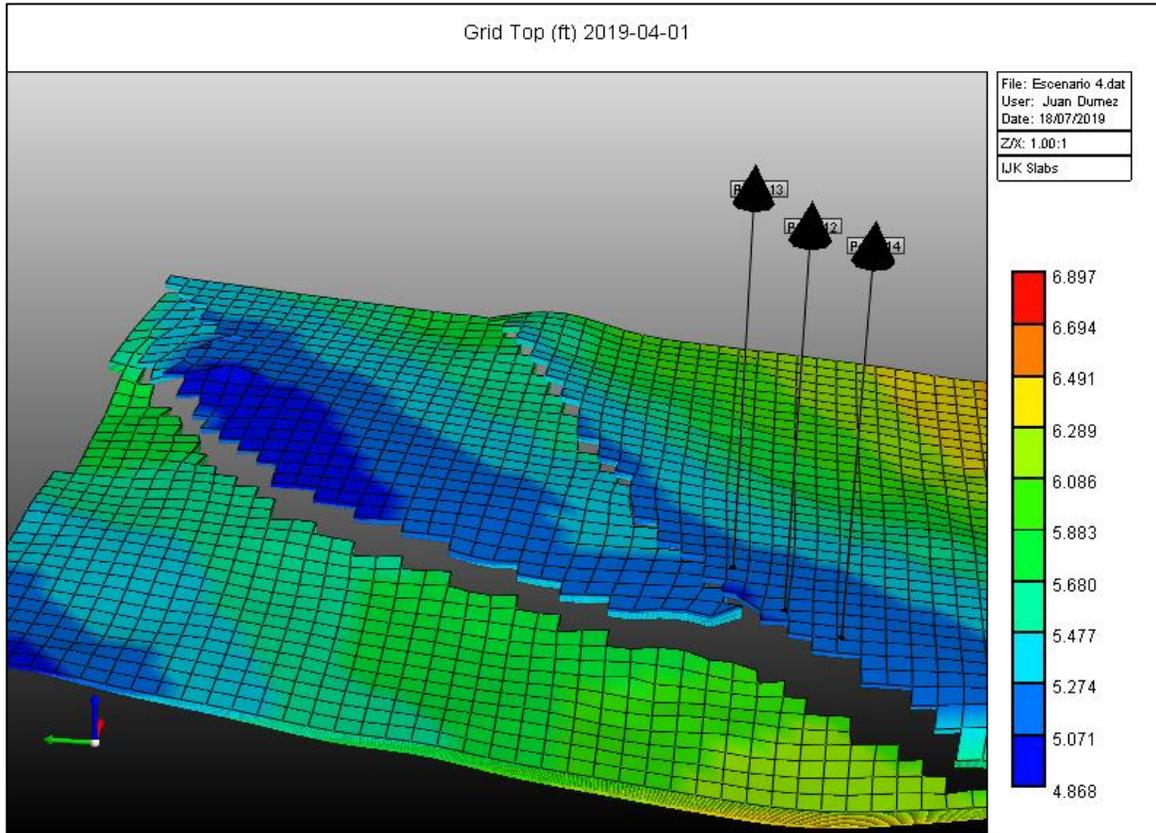
**Tabla 19.** Cañoneos para los escenarios 4-6

<b>ESCENARIO 4</b>						
HCOL=90%; Sw(Cut)=85%; Depth=5221						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 12	1-32	1-16	5099.112	5121.815	22.703	344
Pozo 13	1-26	1-13	5131.856	5156.312	24.456	344
Pozo 14	1-32	1-16	5133.851	5160.997	27.146	344
<b>ESCENARIO 5</b>						
HCOL=80%; Sw(Cut)= 77%; Depth=5148						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 12	1-21	1-8	5099.112	5110.458	11.346	344
Pozo 13	1-12	1-7	5131.856	5145.015	13.159	344
Pozo 14	1-15	1-7	5133.851	5145.723	11.872	344
<b>ESCENARIO 6</b>						
HCOL=70%; Sw(Cut)=70%; Depth=5055						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 12	0	1-4	5099.112	5104.784	5.672	344
Pozo 13	0	1-4	5131.856	5139.372	7.516	344
Pozo 14	0	1-4	5133.851	5140.634	6.783	344

**Fuente:** elaboración propia.

La **Figura 53** presenta la ubicación de los pozos 12 a 14 para los escenarios discutidos anteriormente.

**Figura 53.** Ubicación de pozos escenario 4-6



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**3.9.3 Escenarios 7-9.** La **tabla 20** presenta el planteamiento de los pozos 15 a 17 para el bloque 3 y que corresponde a los escenarios 7 a 9 que contaron con un intervalo medio de perforaciones promedio de 40 pies, 18 pies y 10 pies respectivamente. La **figura 54** muestra la ubicación de los pozos para estos escenarios.

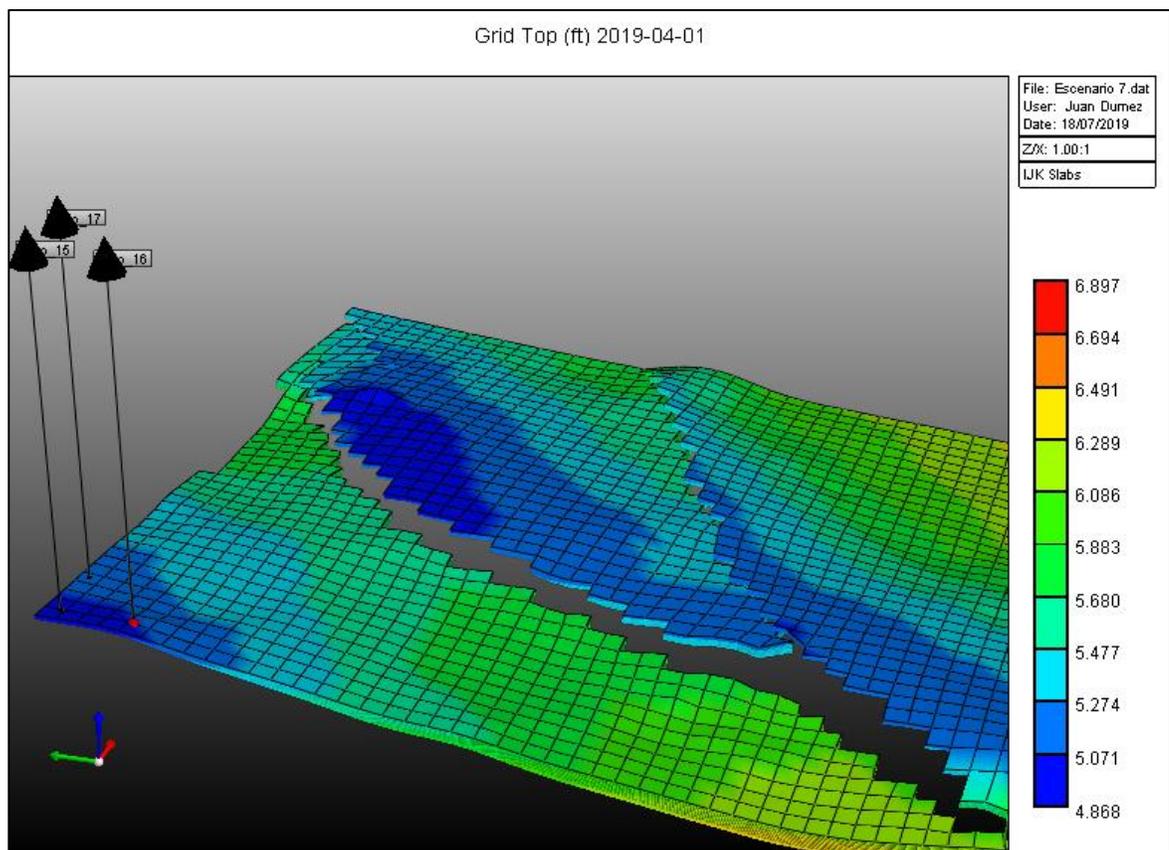
**Tabla 20.** Cañoneos escenarios 7-9

ESCENARIO 7						
HCOL=90%; Sw(Cut)=85%; Depth=5221						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 15	1-32	1-16	5004.136	5036.628	32.492	344
Pozo 16	1-32	1-16	5031.99	5066.412	34.422	344
Pozo 17	1-32	1-16	5134.659	5188.51	53.851	344
ESCENARIO 8						
HCOL=80%; Sw(Cut)= 77%; Depth=5148						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 15	1-32	1-10	5004.136	5024.44	20.304	344

Pozo 16	1-16	1-8	5031.99	5049.193	17.203	344
Pozo 17	1-6	1-6	5134.659	5151.478	16.819	344
<b>ESCENARIO 9</b>						
<b>HCOL=70%; Sw(Cut)=70%; Depth=5055</b>						
Pozo	Aplicabilidad	Layer Peforated	TVDss Start (ft)	TVDss End (ft)	h (ft)	Pwf (psi)
Pozo 15	1-30	1-5	5004.136	5014.286	10.15	344
Pozo 16	1-14	1-5	5031.99	5042.741	10.751	344
Pozo 17	0	1-3	5134.67	5144.75	10.08	344

**Fuente:** elaboración propia.

**Figura 54.** Ubicación de pozos escenarios 7-9



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

## 4. OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

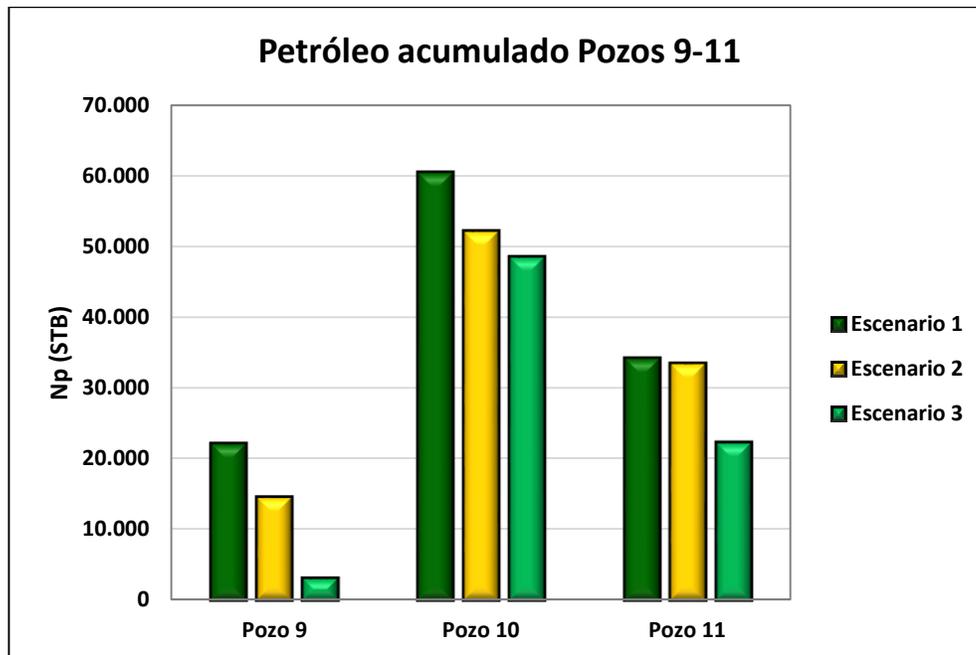
Este capítulo tiene como objetivo presentar los resultados obtenidos de la predicción de los Escenarios 1-9. Para ello se hará en primer lugar un análisis por bloque y luego una evaluación conjunta de todos los escenarios. Esto dará lugar al planteamiento final de 4 escenarios nuevos y la discusión del potencial de producción de las Areniscas T del Campo A. Se debe señalar que, todas las predicciones realizadas para los escenarios fueron hechas para un rango de tiempo de 20 años.

### 4.1 RESULTADOS BLOQUE 1

Las simulaciones del bloque 1 son las predicciones de los escenarios 1-3. Estos 3 escenarios se diferenciaban entre sí por los cañoneos hechos para los Pozos 9 a 11. El **Gráfico 15** muestra el petróleo acumulado obtenidos para cada pozo del Bloque 1 y según cada escenario. Esta figura muestra que el pozo con mayor producción acumulada de petróleo fue el Pozo 10 obteniendo una producción total de 60.490 STB de petróleo al finalizar el periodo de los 7300 días.

En general, el escenario con mayor producción de petróleo acumulada fue el Escenario 1 aunque para el Pozo 11, la diferencia en la producción acumulada entre el Escenario 1 y 2 solamente fue de 500 STB.

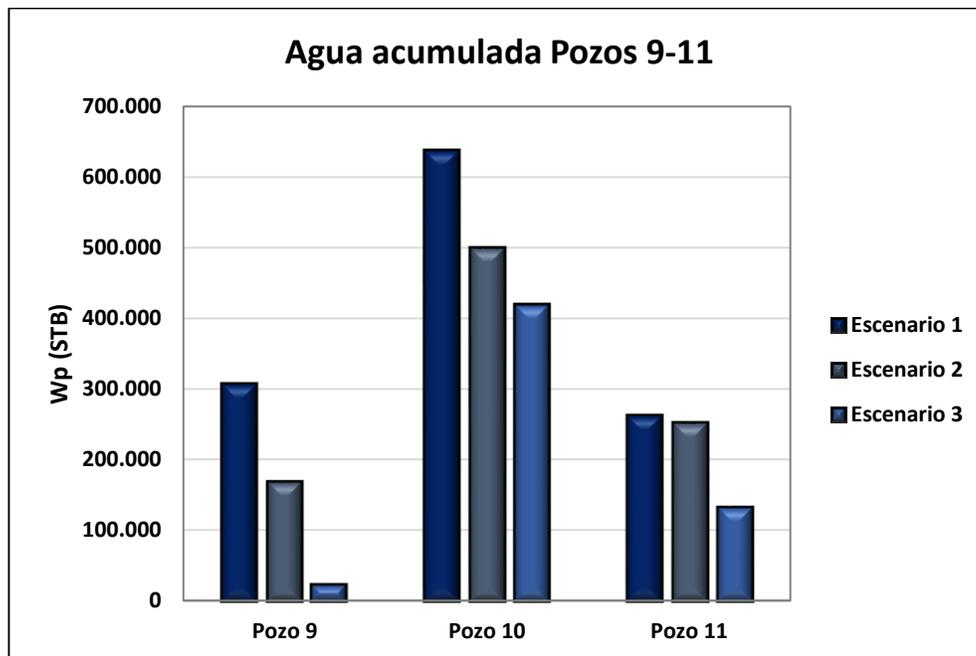
**Gráfico 15.** Petróleo acumulado Pozos 9-11



**Fuente:** elaboración propia.

El **Gráfico 16** presenta los volúmenes de agua acumulada para los Pozos 9 a 11. En general, al igual que con el **Gráfico 15**, el Escenario 1 es el que presenta los mayores volúmenes de agua acumulada. De la misma manera, el pozo con mayor producción de agua acumulada fue el Pozo 10 llegando a tener un valor de 637.000 STB. En general para los Pozos 9 y 10 se puede observar que la diferencia de la cantidad de agua acumulada entre los Escenarios 1 y 3 es de aproximadamente 300.000 STB para el Pozo 9 y de 200.000 STB para el Pozo 10.

**Gráfico 16.** Agua acumulada Pozos 9-11

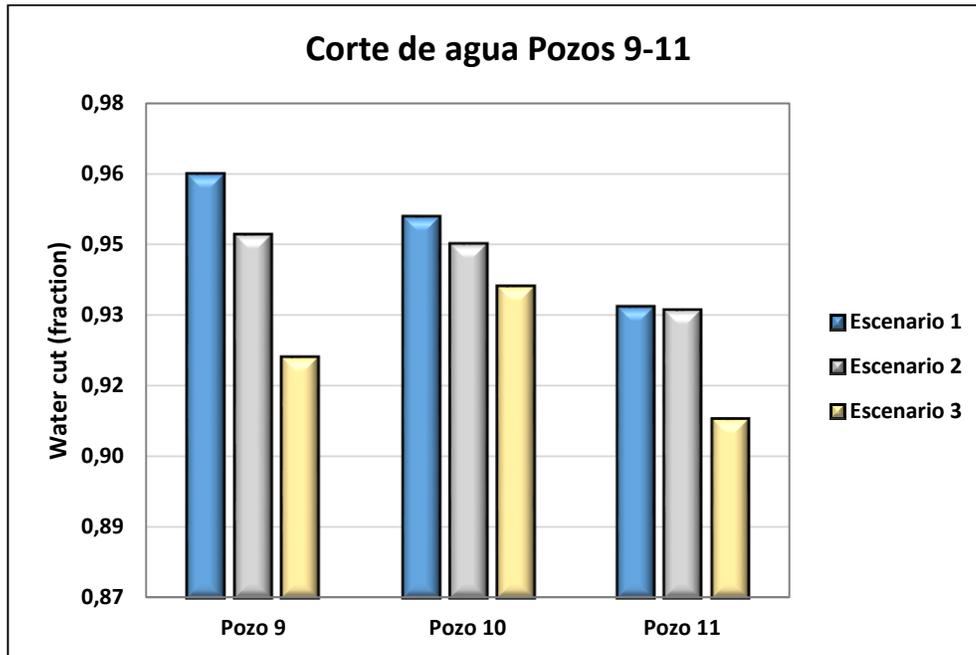


**Fuente:** elaboración propia.

Ahora bien, el **Gráfico 17** presentará el valor del corte de agua al finalizar los 20 años para cada pozo. Como se observa en esta figura, todos los cortes de agua para todos los escenarios se encuentran entre el 90 y el 96%.

El **Gráfico 18** muestra el comportamiento de la producción de los Escenarios 1 a 3. Como se observa en esta figura, la producción de petróleo inicial para estos escenarios no supera si quiera los 50 barriles de petróleo diarios para los Pozos 9 a 11. Así mismo, el **Gráfico 19** presenta el alto valor de corte de agua con el que iniciaron estos pozos y que es superior al 75%. Esto explica los altos volúmenes de agua acumulados asociados a la producción de petróleo acumulada.

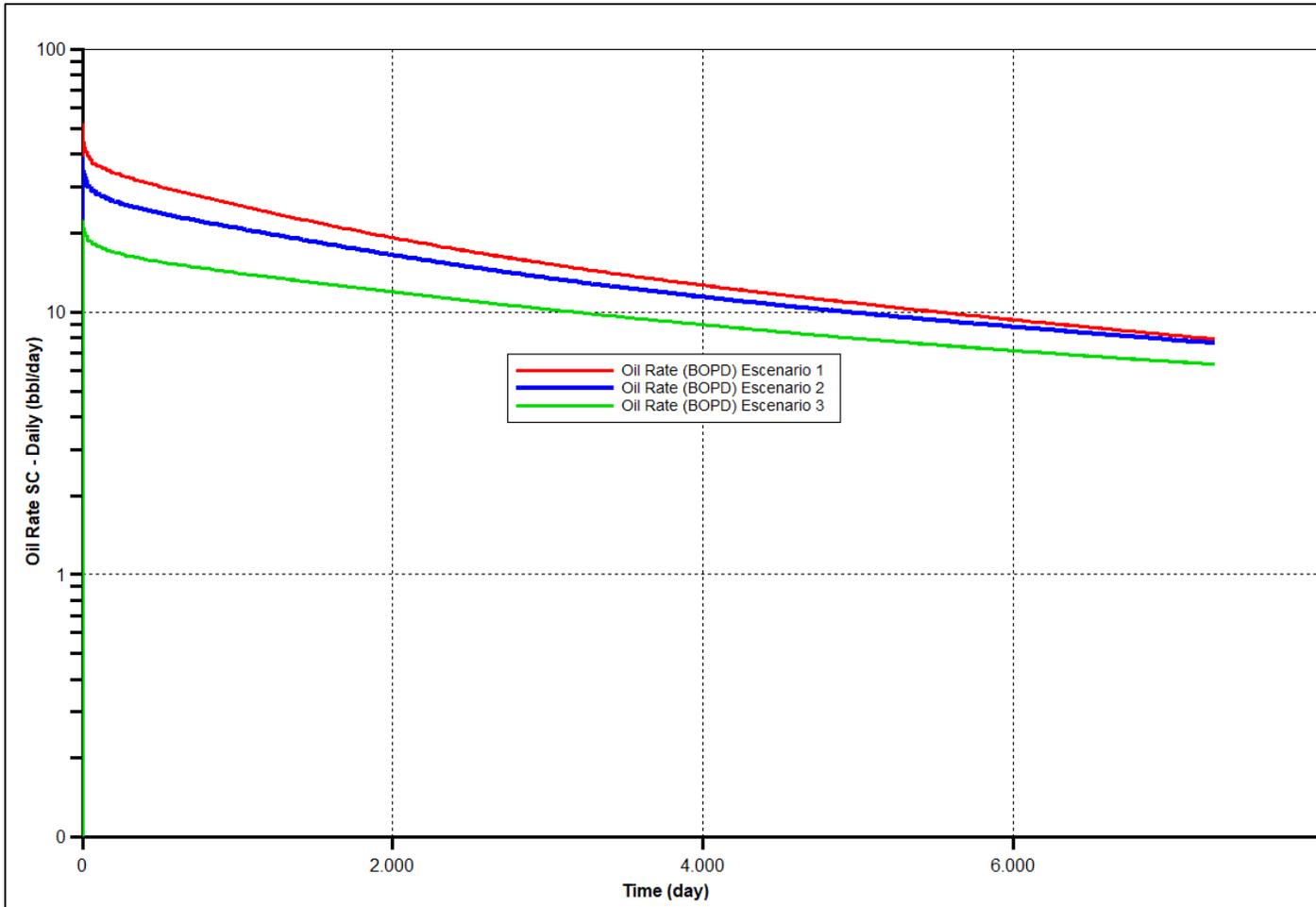
**Gráfico 17.** Corte de agua Pozos 9-11



**Fuente:** elaboración propia.

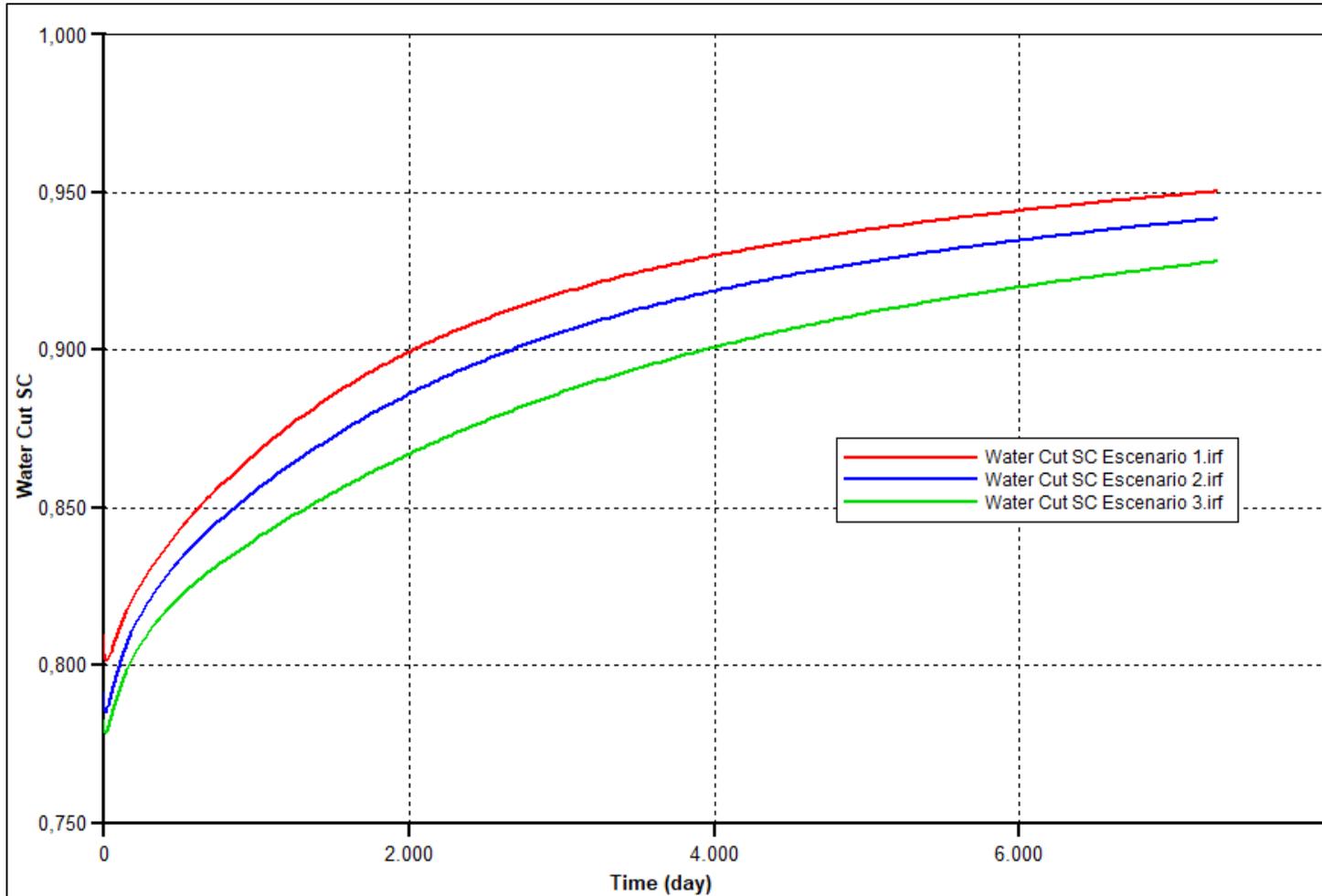
El **Gráfico 20** presenta la recopilación de variables como la producción de petróleo y a de agua acumuladas, así como el factor de recobro obtenido y la presión de yacimiento promedio para cada escenario. En general, se puede ver que el Escenario 1 permite conseguir un mayor valor de factor de recobro el cual es igual a 2.89%. Se debe resaltar que, la recuperación de 117.000 STB está asociada con una declinación de casi 900 psi en 20 años de producción que se debe por un drawdown de 3000 psi, lo que confirma una declinación baja de presión debido amplio volumen del acuífero del yacimiento.

**Gráfico 18.** Comportamiento de producción Escenarios 1-3



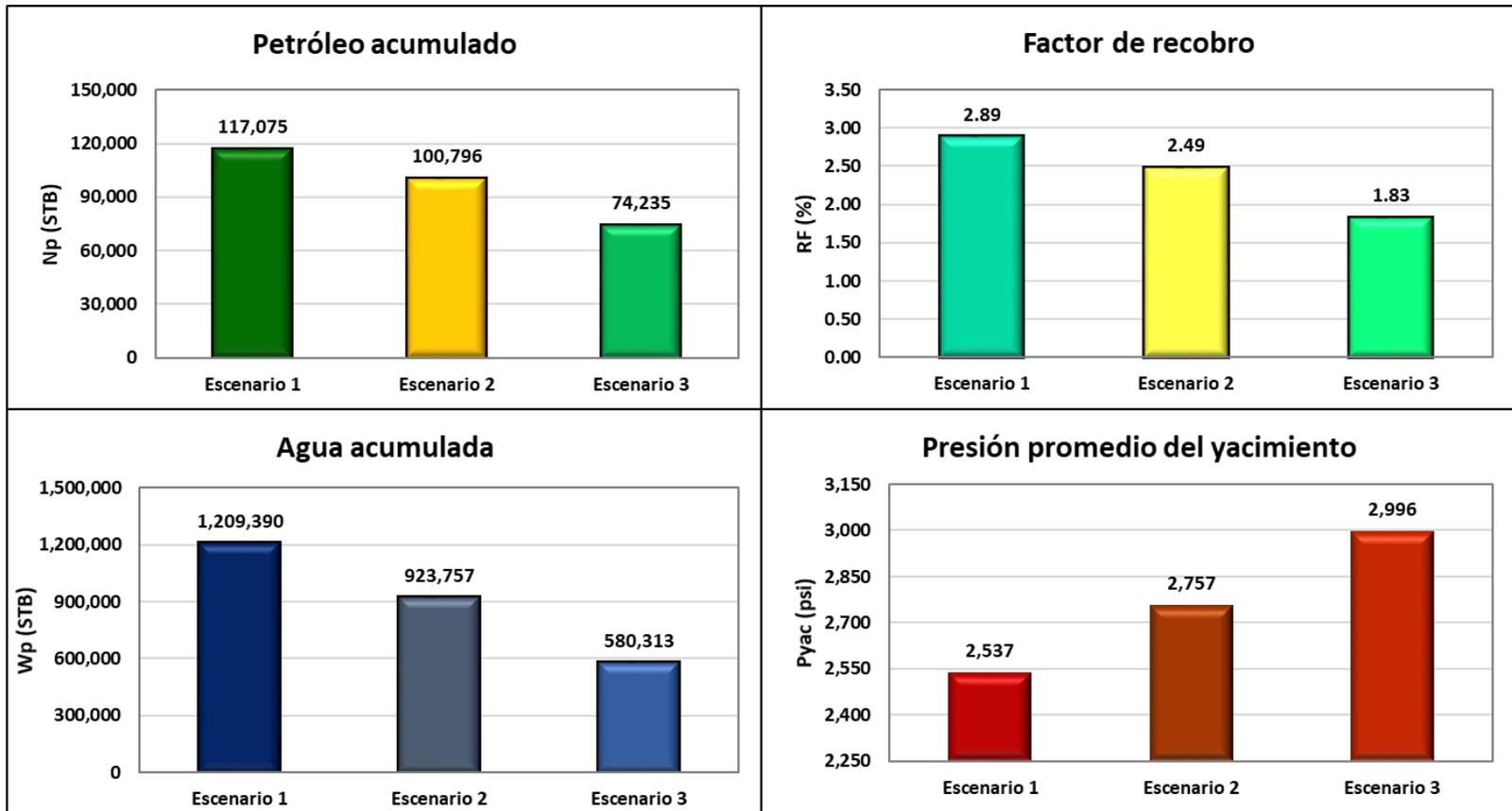
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 19.** Comportamiento del corte de agua. Escenarios 1-3



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 20.** Comparación de Producción acumulada, Factor de recobro, Agua acumulada y Presión de yacimiento Escenarios 1-3 al finalizar los 20 años de la predicción.

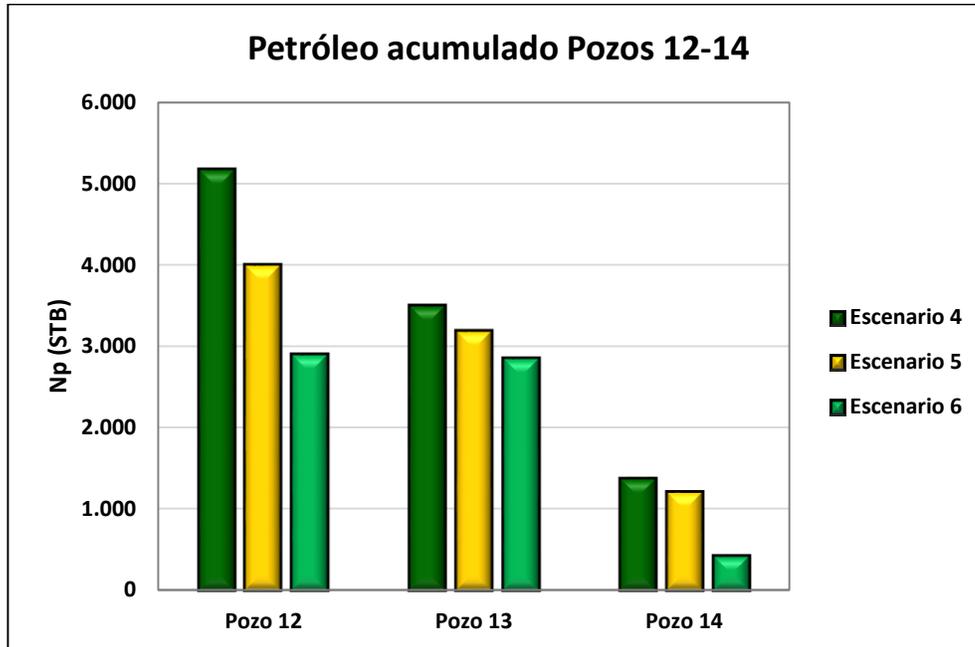


**Fuente:** elaboración propia.

## 4.2 RESULTADOS BLOQUE 2

El Bloque 2 constaba de los Pozos 12, 13 y 14 los cuales fueron simulados bajo los escenarios 4 a 6. El **Gráfico 21** presenta una comparación de cada escenario para cada pozo simulado. En este caso, se puede observar que el mejor pozo en este bloque es el Pozo 12, que para el escenario 4 presentó una producción acumulada de 5000 STB de petróleo en los 20 años a producirse.

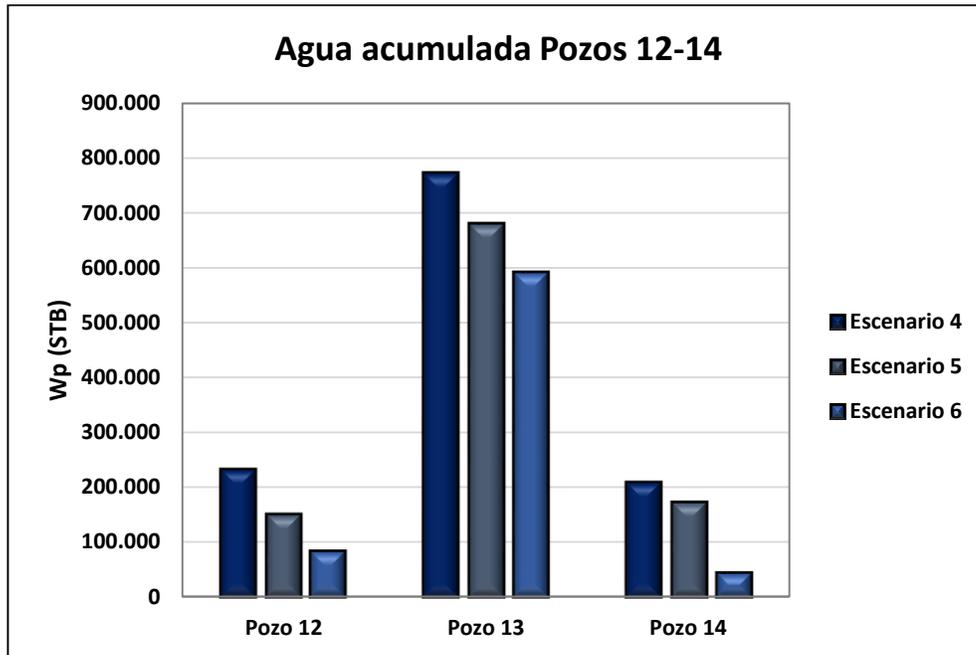
**Gráfico 21.** Petróleo acumulado Pozos 12-14



**Fuente:** elaboración propia.

Por otro lado, como se observa en el **Gráfico 22** la producción acumulada de agua en algunos pozos fue incluso mayor a la producción que se obtuvo en el Pozo 10 discutido anteriormente...véase sección 4.1... En este caso, el Pozo 13 obtuvo una producción de agua acumulada que supera los 600.000 STB para los escenarios 4-6. Por otro lado, los Pozos 12 y 14 también terminaron con una producción de agua acumulada similar a las obtenidas en el escenario 1 con el Pozo 11, solo que tuvo una producción de petróleo acumulada 5 veces y 27 veces más alta que las de los Pozos 12 y 14 respectivamente.

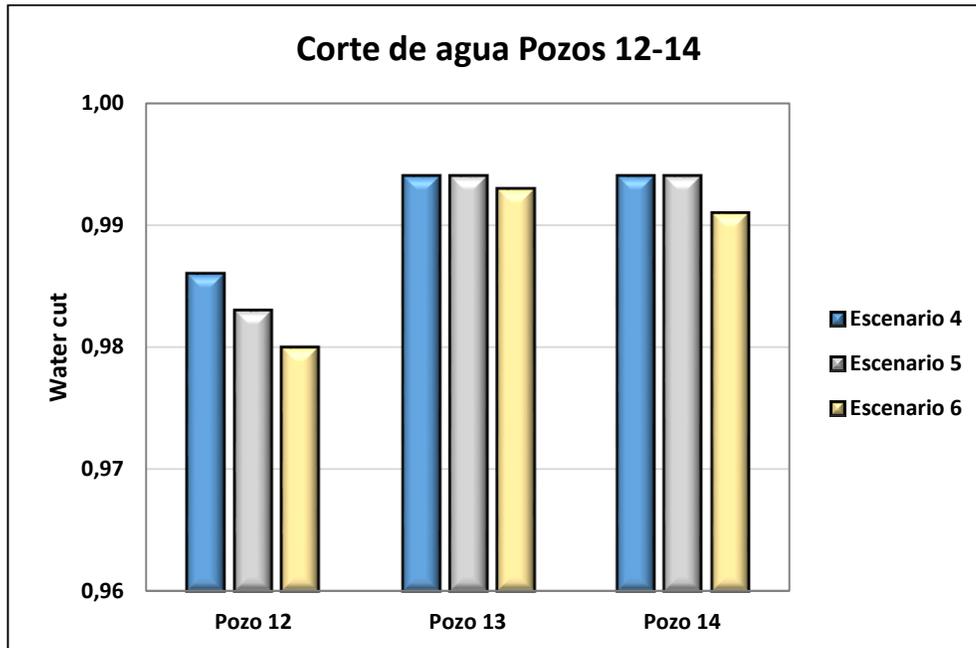
**Gráfico 22.** Agua acumulada Pozos 12-14



**Fuente:** elaboración propia.

El corte de agua que se tiene al final de la predicción de la simulación (ver **Gráfico 23**) así como el comportamiento de éste para la predicción de los escenarios (ver **Gráfico 24**) explica el por qué la baja producción de estos escenarios. El **Gráfico 25** presenta el comportamiento de la producción de petróleo para los Escenario 4 a 6, los cuales, para los 3 pozos en conjunto, no supera los 10 barriles de producción diaria. Esto mismo puede deberse a la baja permeabilidad que hay en la zona y que se evidencia en las **Figuras 33 y 34**.

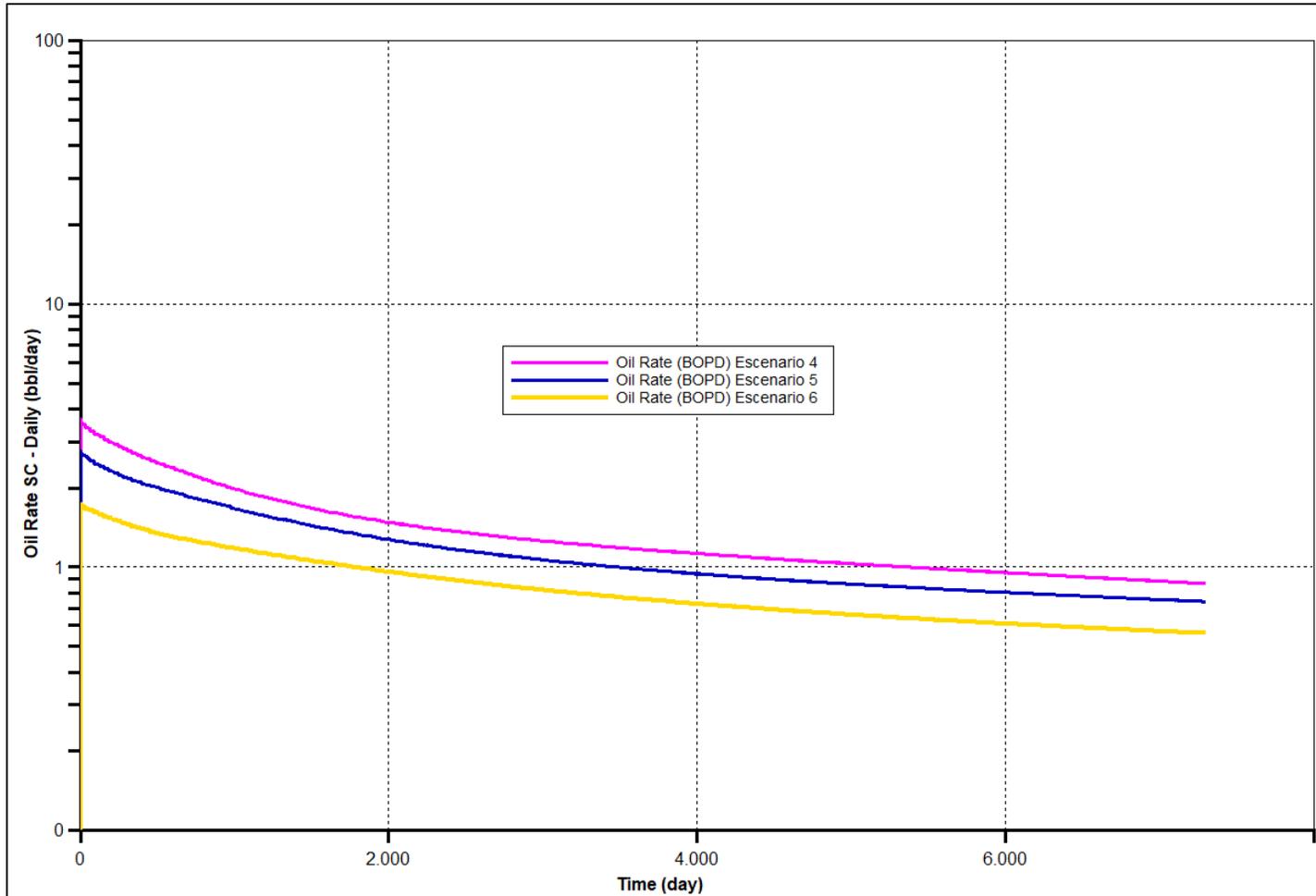
**Gráfico 23.** Corte de agua Pozos 12-14



**Fuente:** elaboración propia.

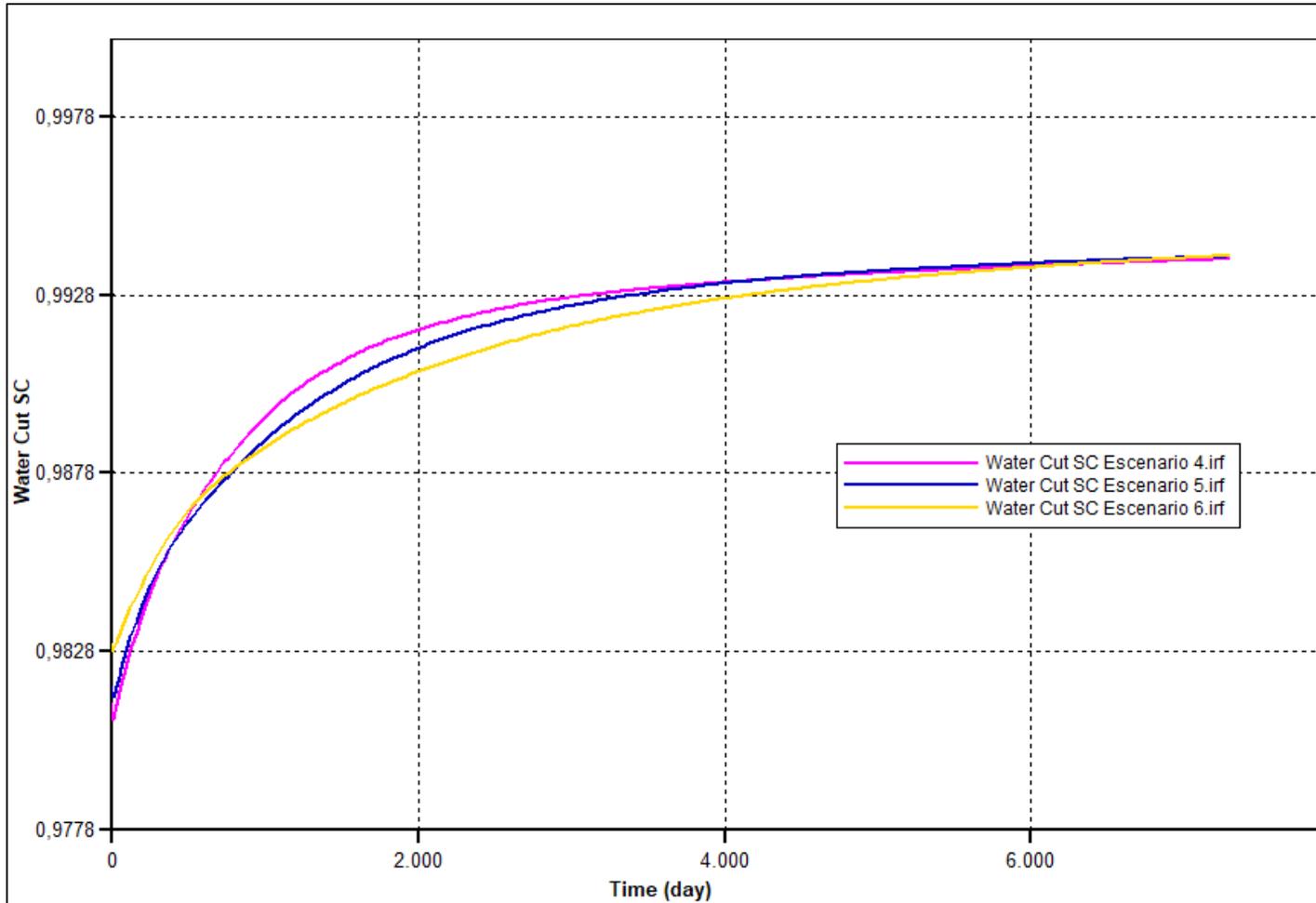
El **Gráfico 26** presenta la comparación de la producción acumulada de petróleo y agua, el factor de recobro y la presión promedio de yacimiento para los escenarios 4, 5 y 6. En general se puede observar que el escenario con mayor producción fue el Escenario 4 con mayores espesores de cañoneo. En este caso, este Bloque solo tiene una recuperación del 0.25% para el mejor escenario lo que evidencia su bajo potencial con respecto al Bloque 1.

**Gráfico 24.** Comportamiento de producción Escenarios 4-6



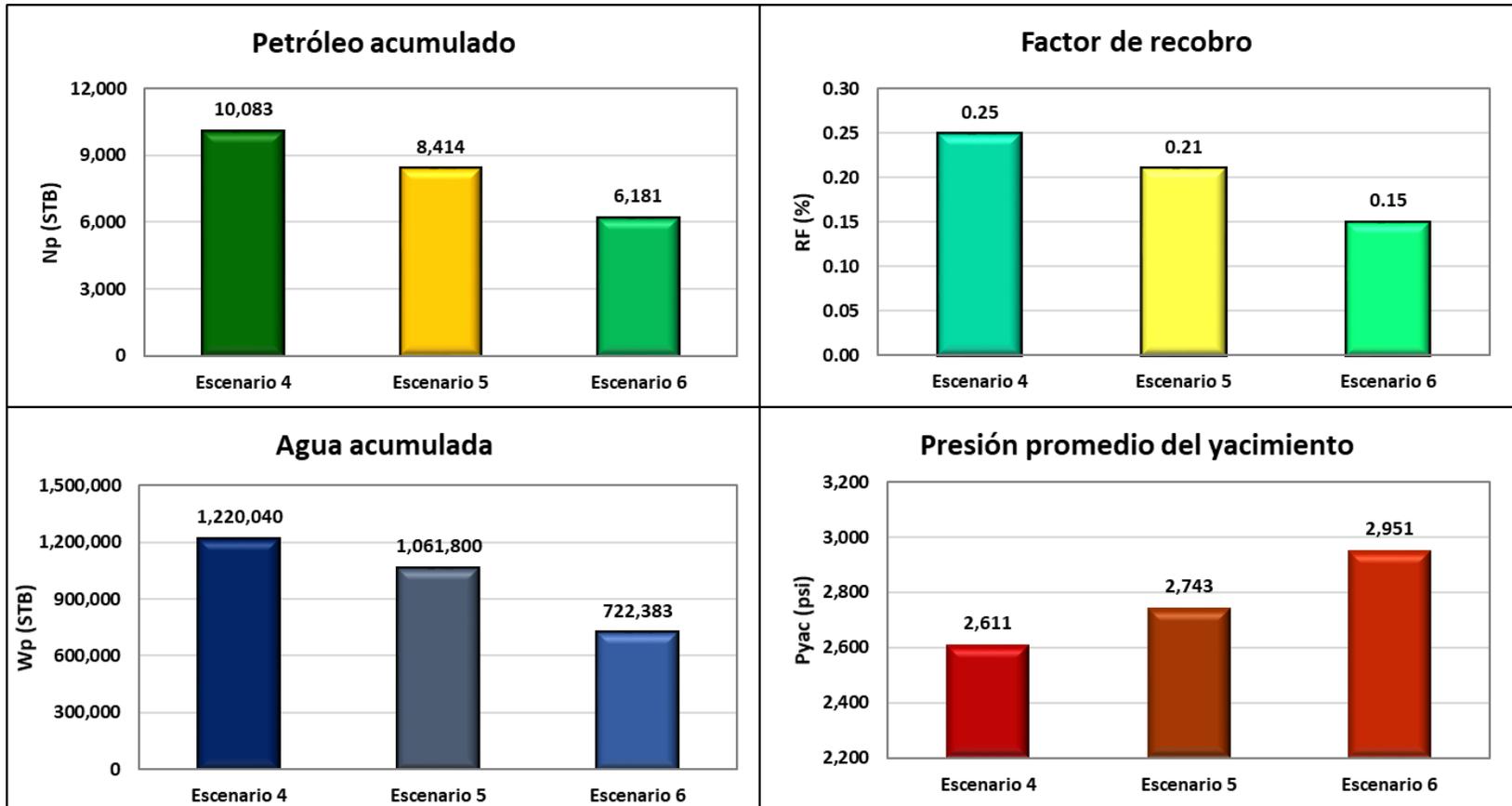
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 25.** Comportamiento del corte de agua. Escenarios 4-6



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 26.** Comparación de Producción acumulada, Factor de recobro, Agua acumulada y Presión de yacimiento Escenarios 4-6 al finalizar los 20 años de la predicción.



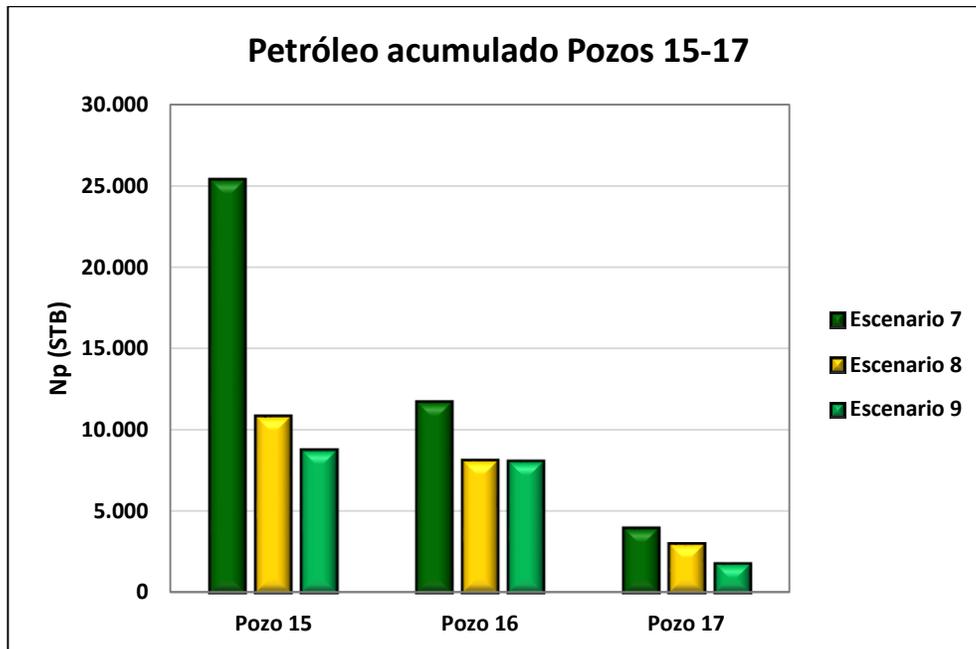
Fuente: elaboración propia.

### 4.3 RESULTADOS BLOQUE 3

La explotación del Bloque 3 se predijo por medio de la producción de los Pozos 15 a 17. En este caso, este bloque nunca ha sido perforado con lo cual todas las estimaciones tienen una mayor incertidumbre desde las propiedades petrofísicas generadas en el modelo estático hasta la discusión de si dicho bloque contiene hidrocarburos pues es un bloque aislado por fallas que no presentan conectividad entre sí.

El **Gráfico 27** presenta los resultados de los Pozos 15-17 para cada uno de los escenarios simulados. En este caso, el Pozo 15 fue el pozo que presentó mayor producción acumulada para el Escenario 7 obteniendo una cantidad de 25.000 STB durante sus 20 años de producción. Esto se debe a que se aprovechó la posición de este pozo cerca del tope de la estructura, con lo cual se logró cañonear 53 pies y estar aún lejos de la profundidad base igual a 5221 pies.

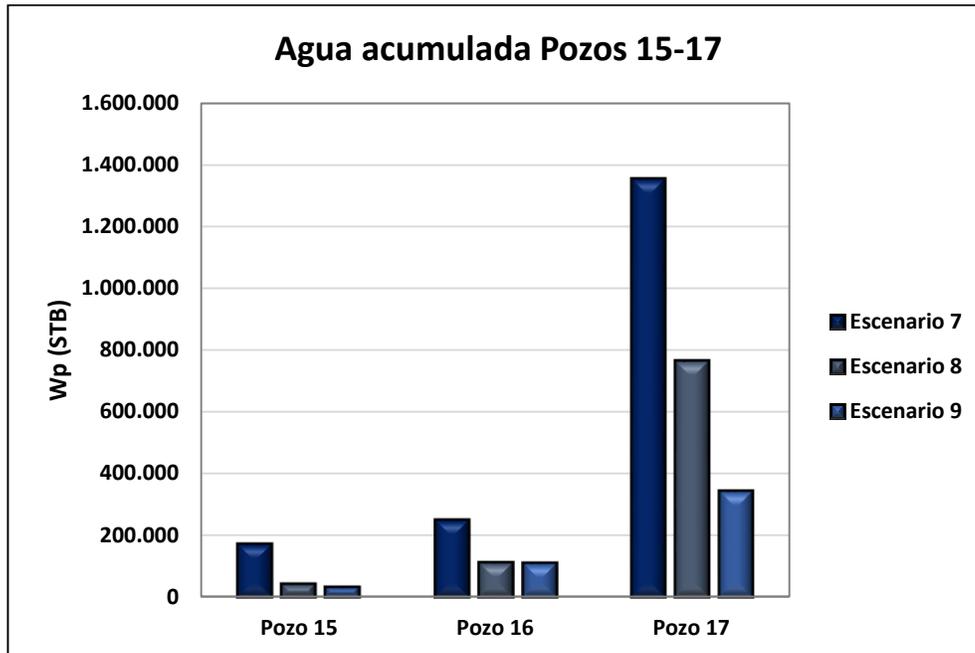
**Gráfico 27.** Petróleo acumulados Pozos 15-17



**Fuente:** elaboración propia.

La producción de agua acumulada para el Bloque 3 se presenta en el **Gráfico 28**. En este caso, el pozo con mayor cantidad de agua acumulada es de hecho el pozo que tiene la cantidad de producción acumulada de petróleo más baja y corresponde al Pozo 17 el cual produjo una cantidad de 1'400.000 STB para el Escenario 7.

**Gráfico 28.** Agua acumulada Pozos 15-17

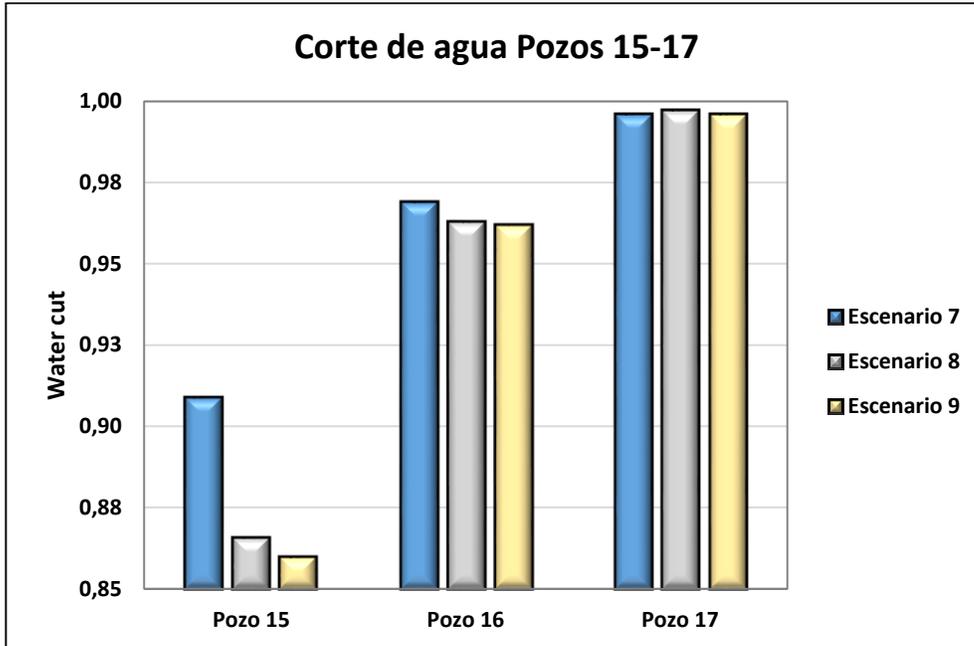


**Fuente:** elaboración propia.

Ahora bien, el **Gráfico 29** presenta el corte de agua al final de la predicción para los Pozos 15 a 17 y el **Gráfico 31** el comportamiento del corte de agua para toda la predicción. En este caso se observa que a diferencia de los Bloques 1 y 2, los cortes de agua en el Bloque 3 pueden variar desde los valores más bajos (como el que se ve en los Escenarios 8 y 9 de los Pozos 16 y 17) a los más altos, llegando a ser casi 1 para el Pozo 17.

Con respecto a la producción de este bloque se tiene que los valores de producción no pasan los 40 barriles en sus primeros días (ver **Gráfico 30**); asimismo, la rápida declinación en la producción de petróleo se puede explicar por las abruptas subidas del corte de agua para todos los escenarios del Bloque 3.

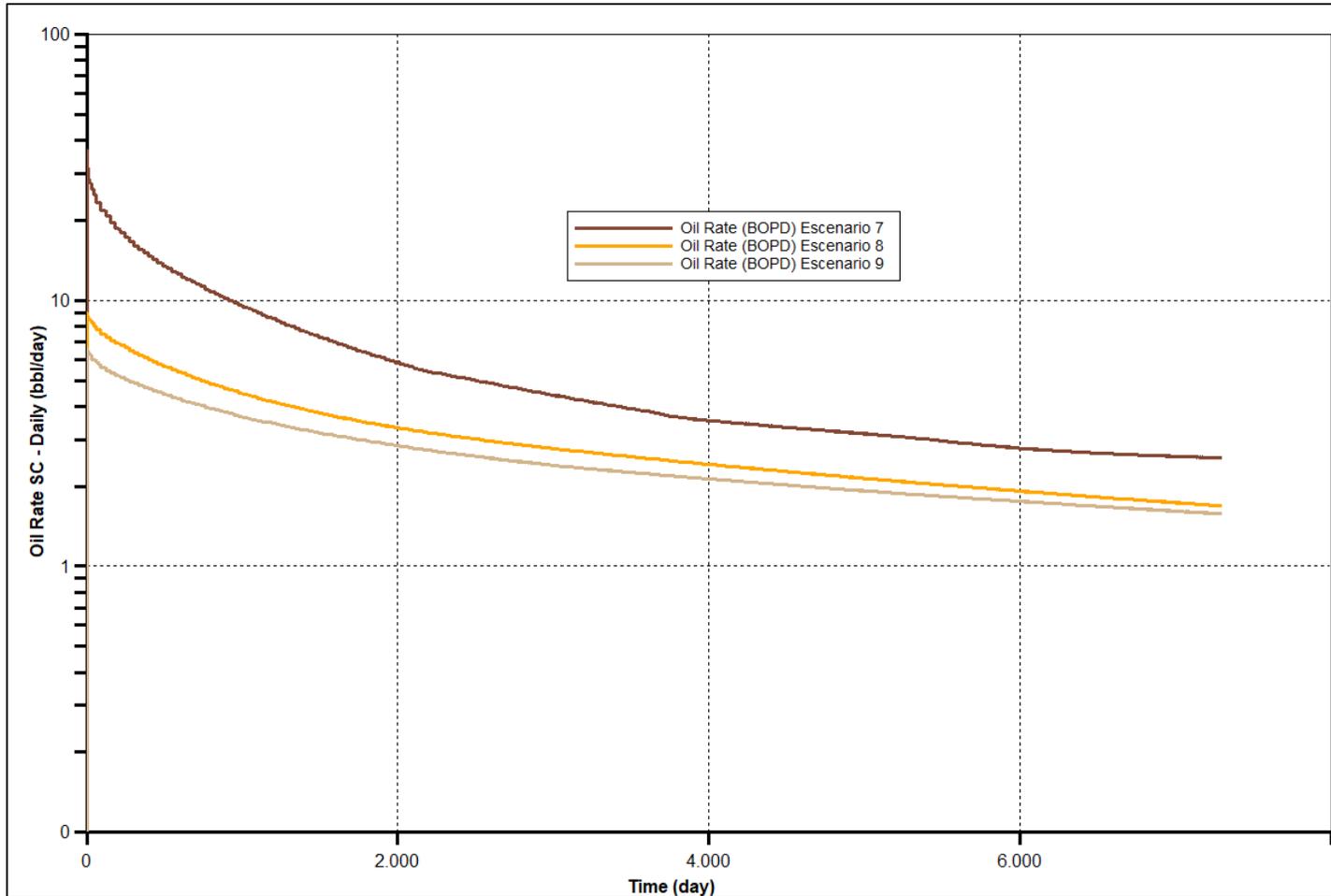
**Gráfico 29.** Corte de agua Pozos 15-17



**Fuente:** elaboración propia.

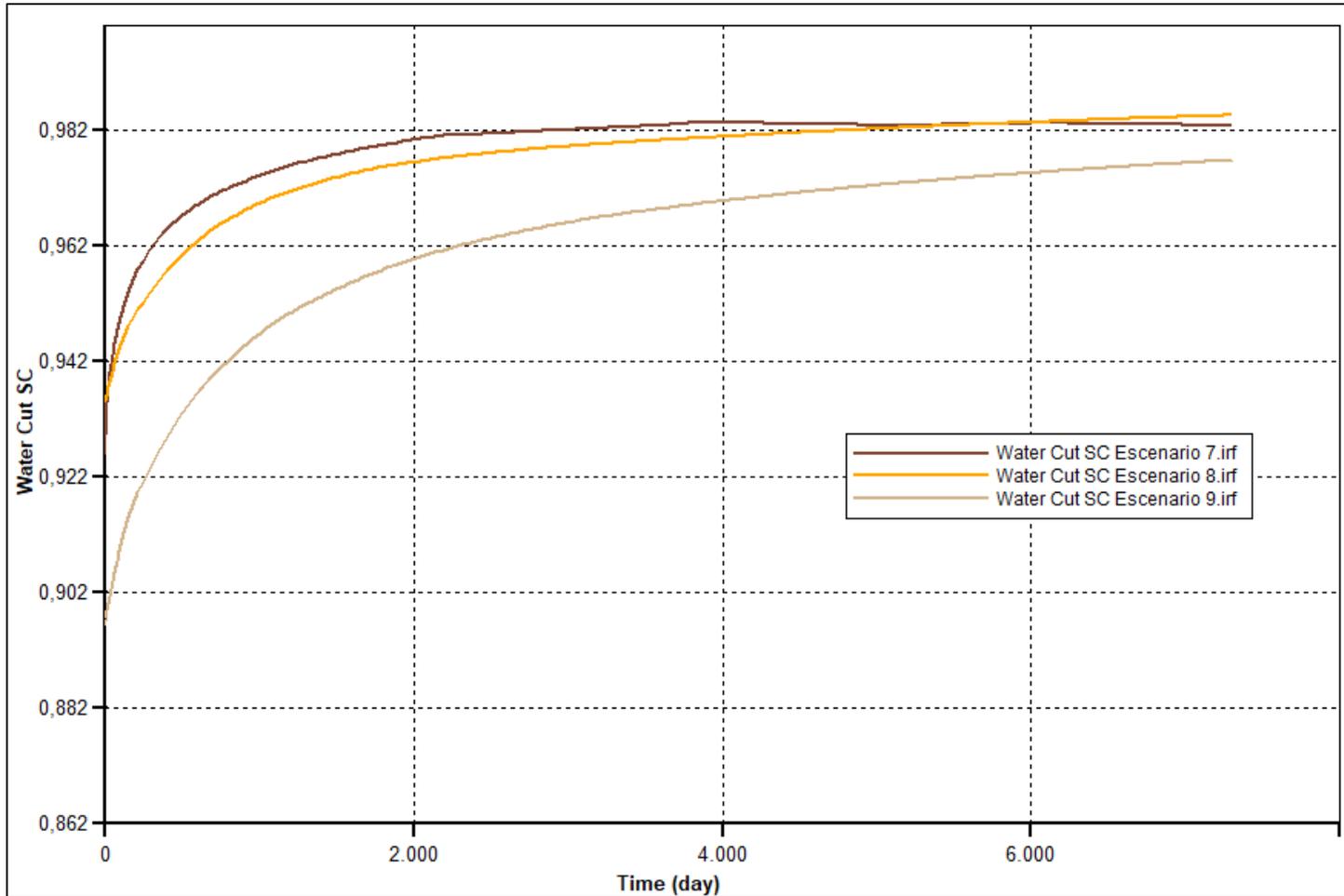
El **Gráfico 32** evidencia que el escenario con mayor producción para el Bloque 3 es el Escenario 7 que permite entonces obtener un factor de recobro del 1% del campo. Sin embargo, se observa la caída de casi 1100 psi necesaria para que el Bloque produzca 41.198 STB de petróleo en sus primeros 20 años de producción.

**Gráfico 30.** Comportamiento de producción Escenarios 7-9



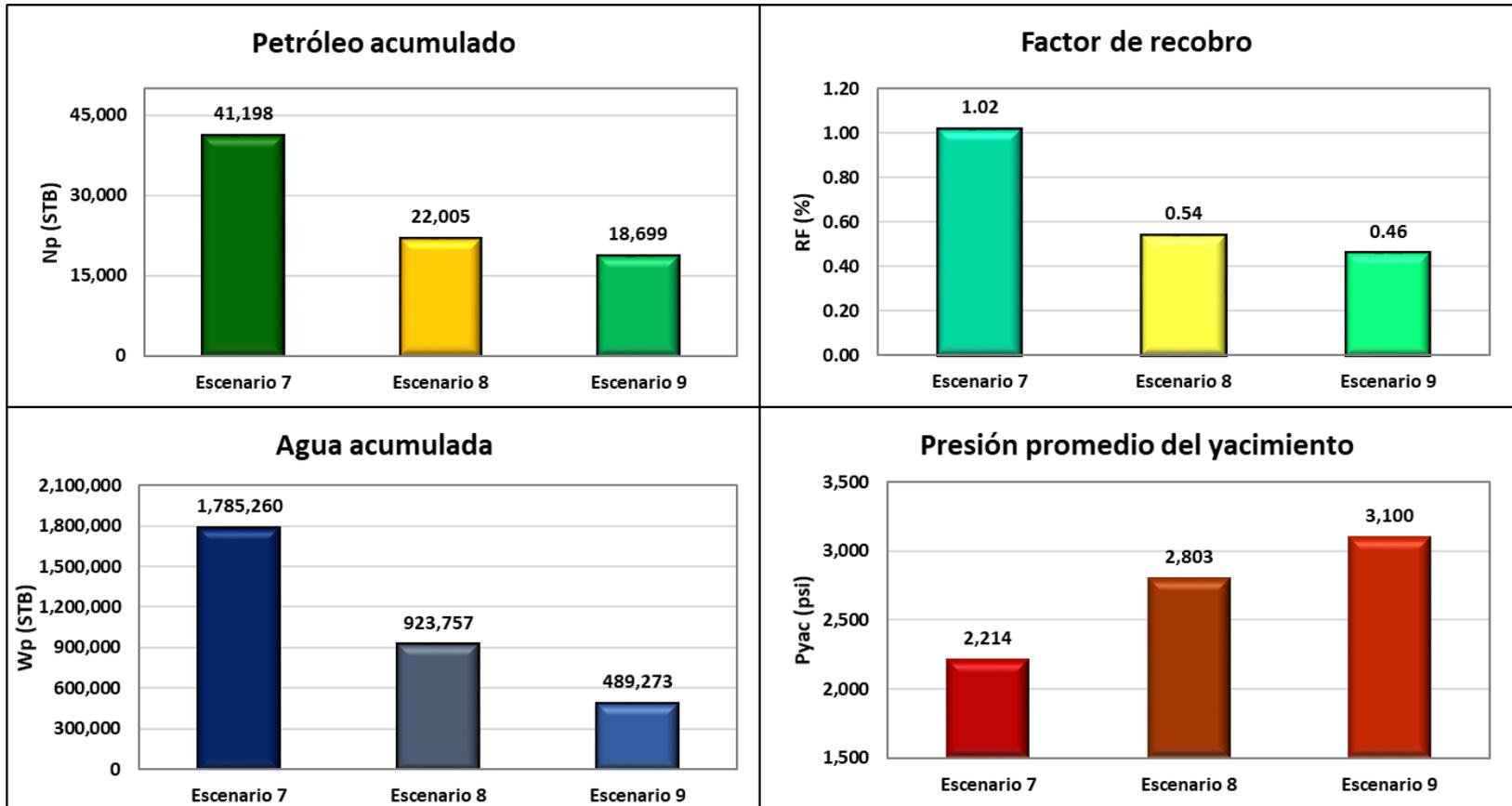
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 31.** Comportamiento del corte de agua. Escenarios 7-9



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 32.** Comparación de Producción acumulada, Factor de recobro, Agua acumulada y Presión de yacimiento Escenarios 7-9 al finalizar los 20 años de la predicción.



Fuente: elaboración propia.

#### 4.4 COMPARACIÓN DE ESCENARIOS Y ELECCIÓN DEL MEJOR BLOQUE

Esta sección tiene como objetivo hacer una breve comparación de los escenarios 1-9 discutidos anteriormente y llegar a las primeras conclusiones sobre el potencial de producción de las Arenas T del Campo A.

En general, y como se muestra en el **Gráfico 33**, la producción de petróleo en las Arenas T para los 9 escenarios anteriormente simulados no supera los 50 barriles por día. En este caso, el Bloque con mayor producción y el más prospectivo es por lejos el Bloque número 1 donde incluso su escenario con menor intervalo de cañoneo supera la producción del resto escenarios de los Bloques 2 y 3.

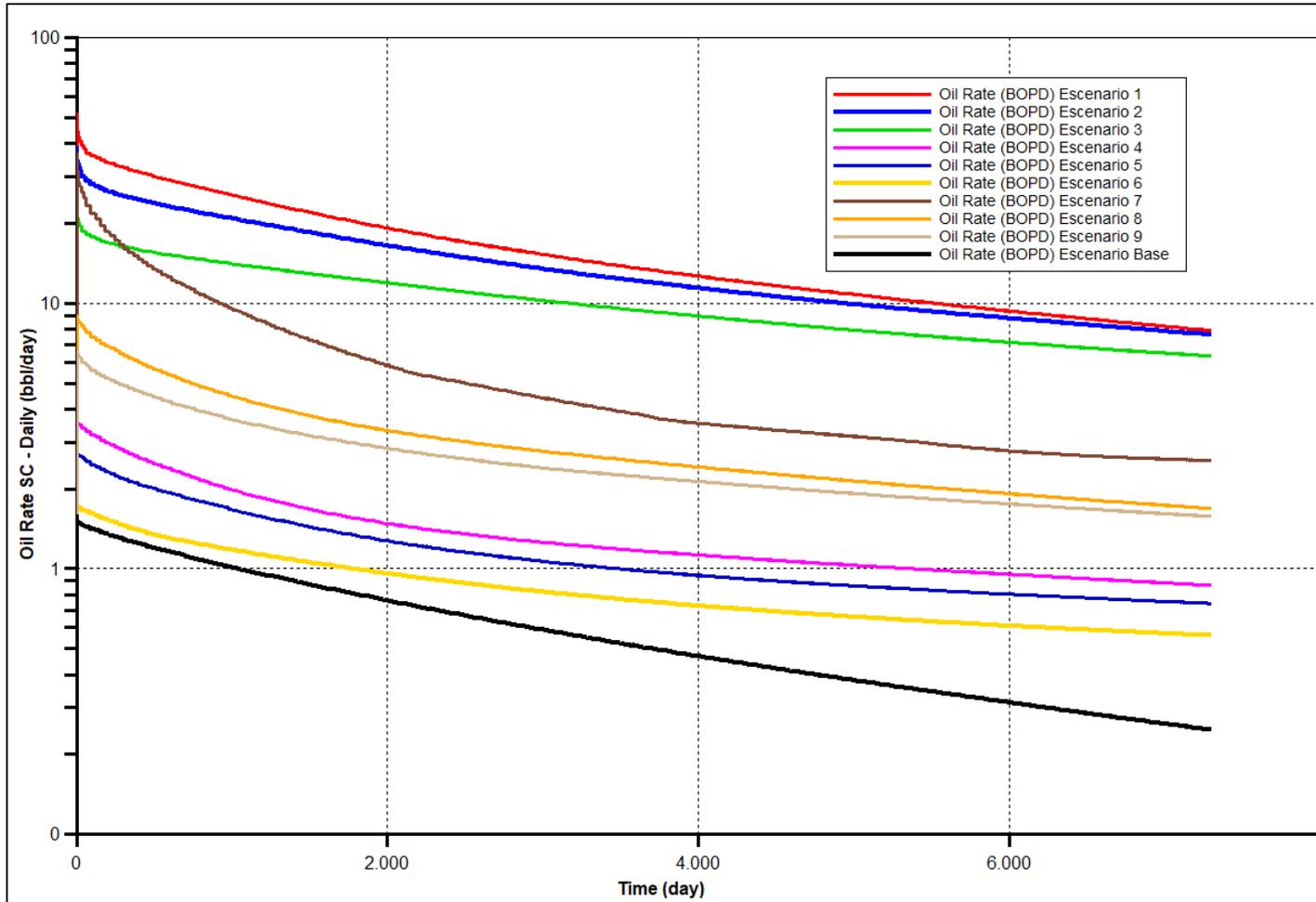
Asociado a esto, los valores de corte de agua iniciales promedio para cada uno de los escenarios simulados son superiores al 77% y en general a los 4000 días de producción ya todos los escenarios tienen valores de corte de agua por encima del 90% (ver **Gráfico 34**).

Se puede ver que las altas saturaciones de agua comprometen así mismo a las cantidades de volumen de petróleo y agua extraídas. Como se observan en los **Gráficos 35 y 36**, el escenario con mejor producción, que corresponde al **Escenario 1**, únicamente hace que se consiga un factor de recobro del 2.8%, en un periodo de 20 años permitiendo obtener un volumen de petróleo de 117.000 STB. No obstante, y como se observa en el **Gráfico 37**, cada uno de los volúmenes de petróleo acumulado de petróleo son conseguidos a partir de altas producciones de agua que superan los volúmenes de petróleo en un factor de casi 10.

Existen varias razones que pueden explicar el por qué la baja recuperación de petróleo que se presentan en el yacimiento de estudio. La primera es de por sí las elevadas saturaciones de agua que hay a lo largo del yacimiento. Como se vio en el **Gráfico 11** los altos valores de presión capilar hacen que la saturación de agua no llegue si quiera a estar por debajo del 59%, lo que hace que las permeabilidades relativas al petróleo sean incluso menores al 0.1 (ver **Gráfico 6**).

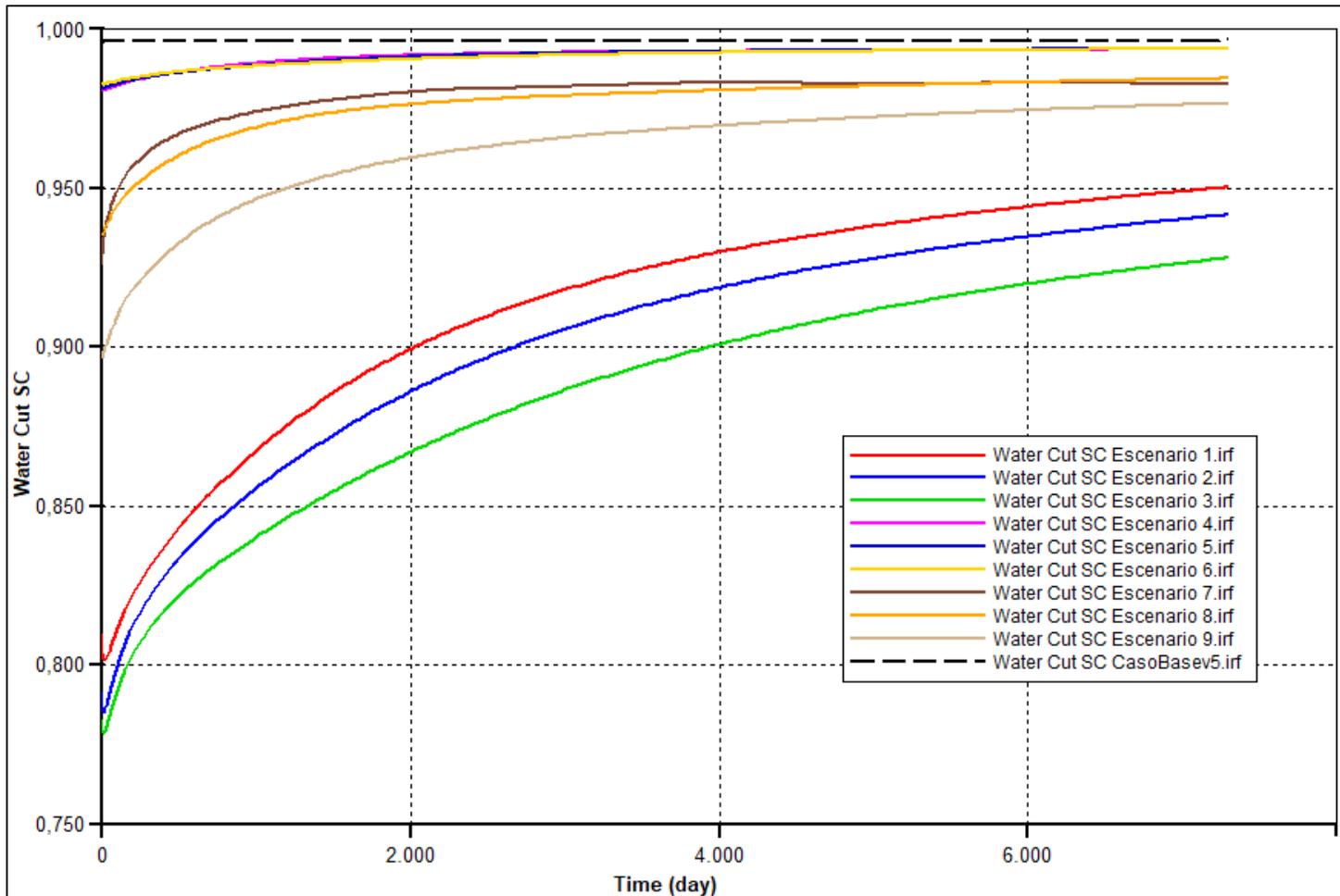
Otra razón que explica esta baja producción es la naturaleza misma del yacimiento. Ya se presentó en el capítulo 2 que las Arenas T tienen un contenido elevado de volumen de arcilla que se traduce en que la porosidad efectiva promedio del campo sea igual al 8% y su permeabilidad, aunque tenga un promedio de 88 mD no tenga una distribución homogénea, lo que provoca que en una misma región (como en el tope de la estructura del bloque 2) existan celdas con permeabilidades de 30 o 40 mD que estén justo al lado de celdas que tengan permeabilidades inferiores a 1 o 2 mD (ver **Figuras 33, 34 y 40**). Estas bajas permeabilidades también explican la rápida declinación de la producción de los pozos pues no existe un medio homogéneo continuo que permita la constante llegada de fluidos a la cara del pozo.

**Gráfico 33.** Caudal de petróleo Escenarios 1-9 y Escenario Base



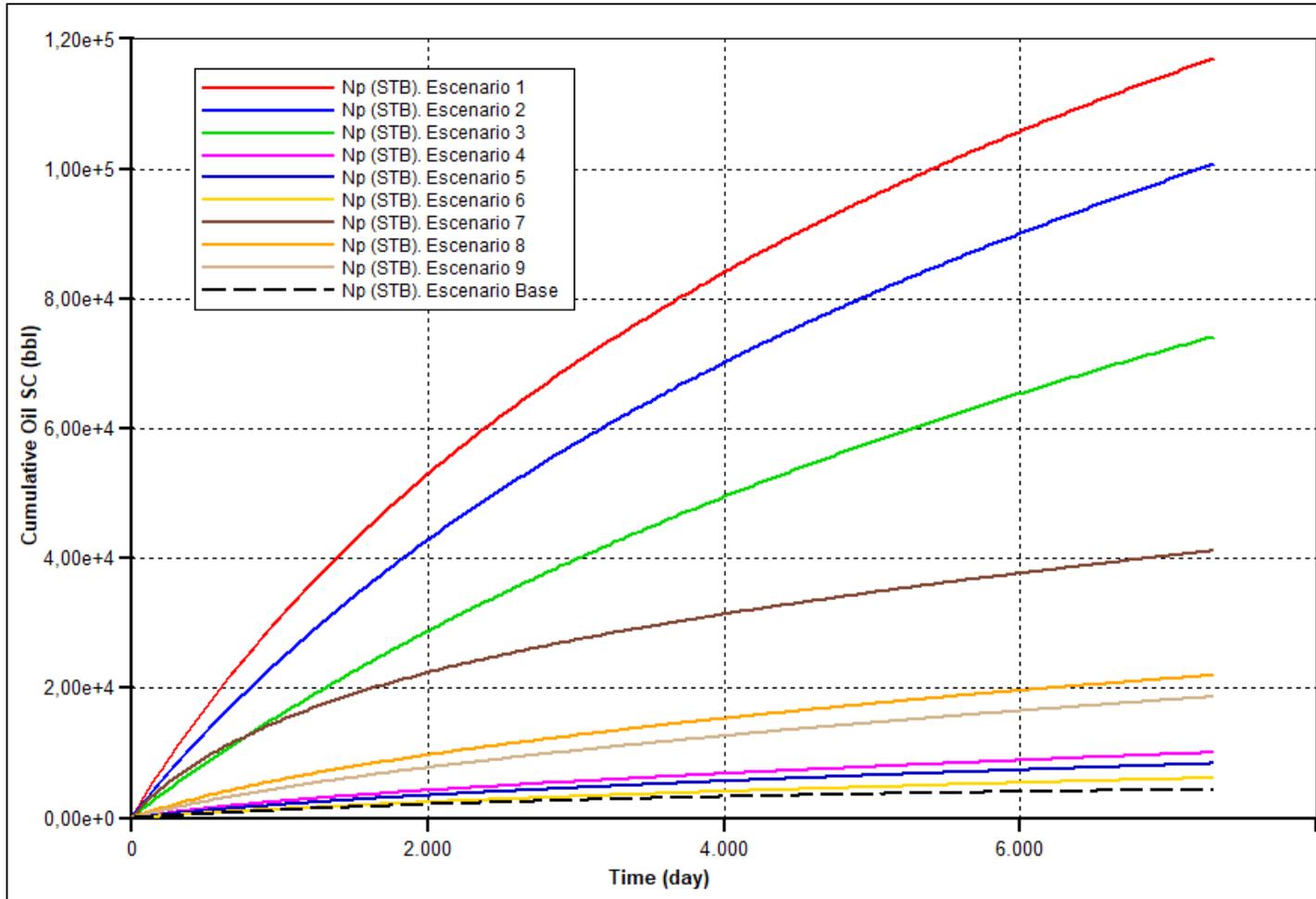
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 34.** Comportamiento del corte de agua Escenarios 1-9 y Escenario Base



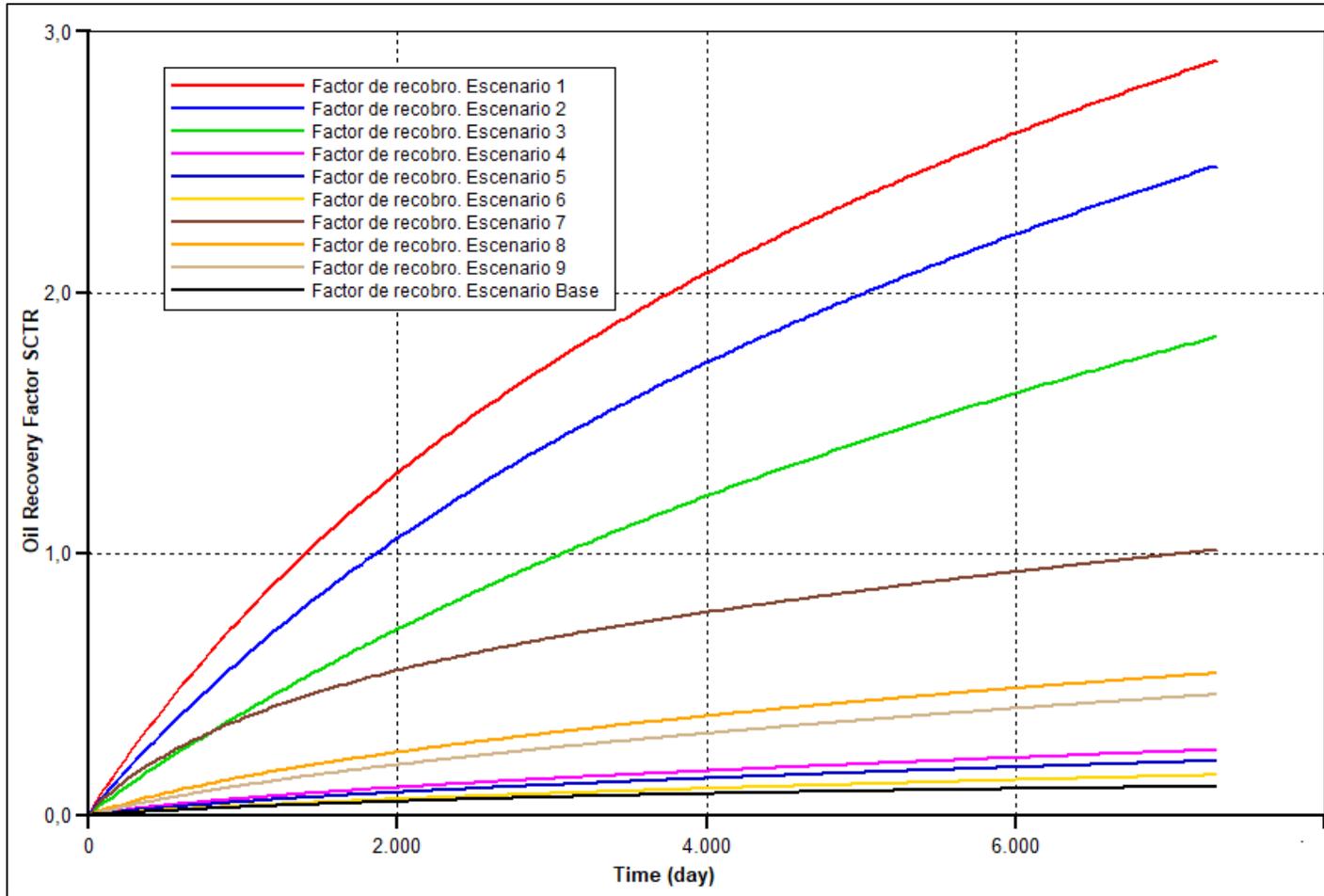
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 35.** Petróleo acumulado Escenarios1-9 y Escenario Base



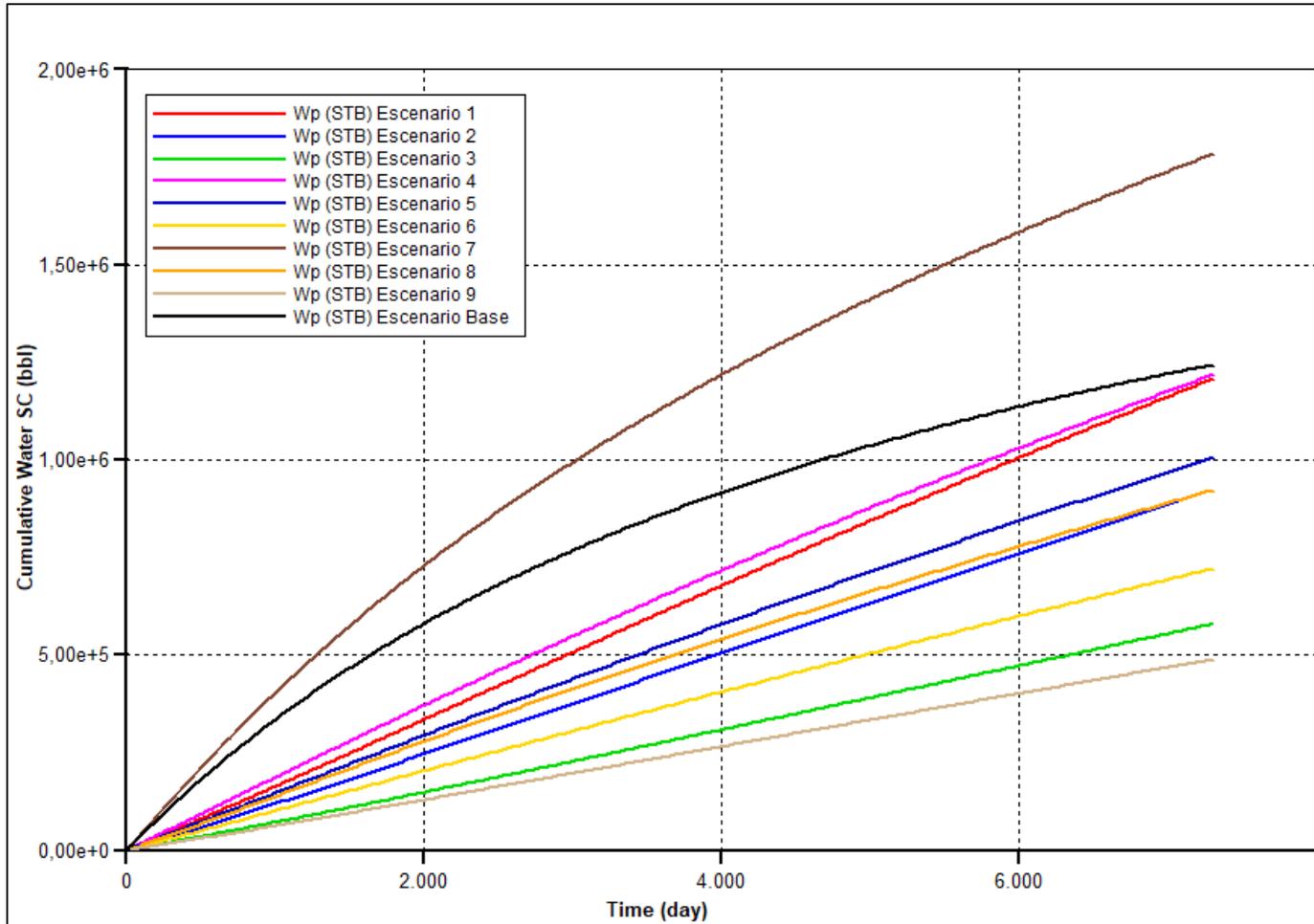
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 36.** Factor de recobro Escenarios 1-9 y Escenario Base



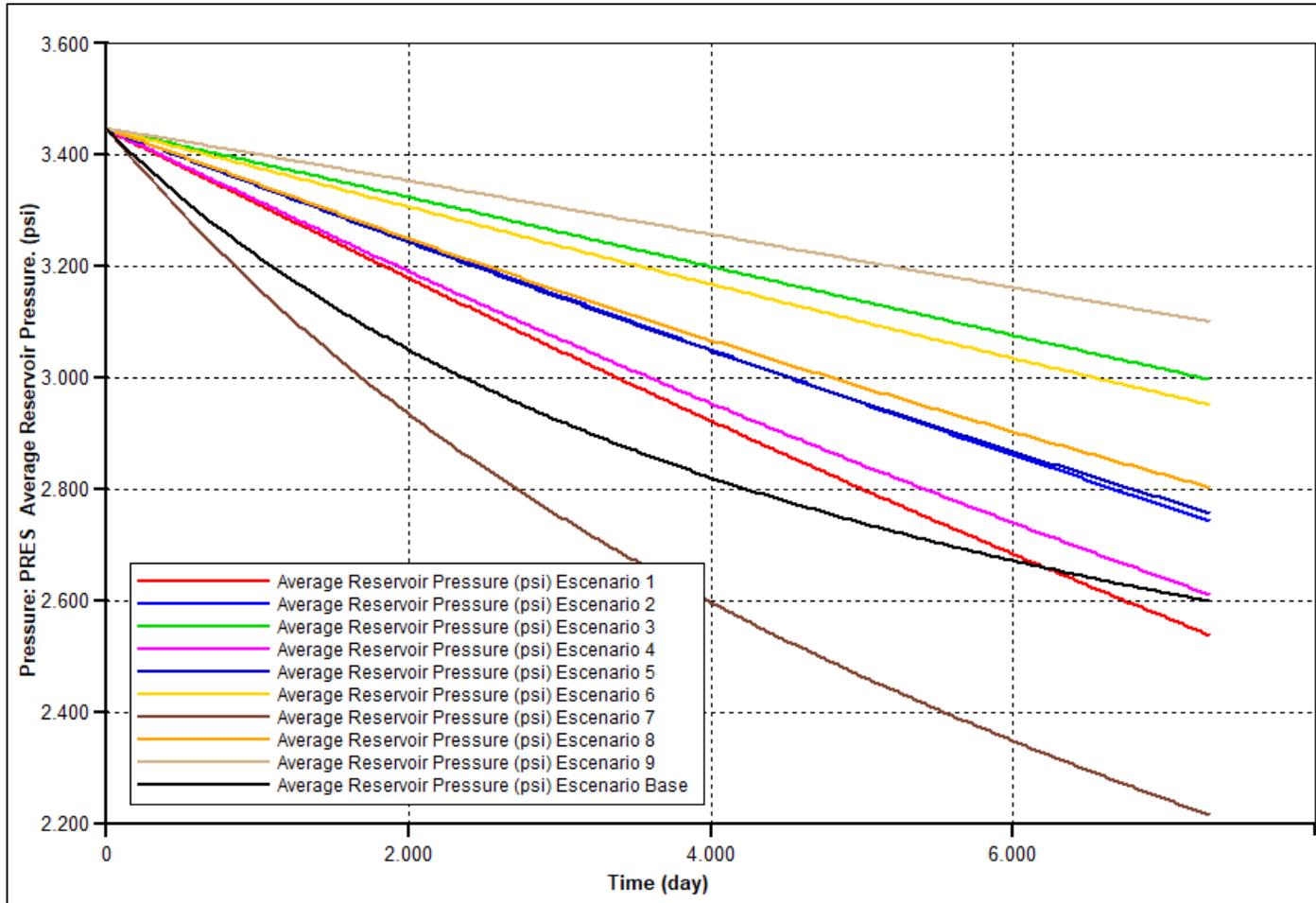
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 37.** Producción de agua acumulada Escenarios 1-9



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 38.** Presión promedio del yacimiento Escenarios 1-9 y Escenario Base



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

#### 4.5 PROPUESTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS ESCENARIOS 10-13

A raíz de los resultados obtenidos con los Escenarios 1-9 se procedió a llevar a cabo el planteamiento de los Escenarios 10 a 13 los cuales tenían como objetivo encontrar alguna manera de aumentar la producción de petróleo en el yacimiento de estudio.

Aunque se pensó iniciar con simulaciones para evaluar una posible inyección de agua, se decidió rechazar esta idea debido a que dicha inyección lo que haría sería aumentar el corte de agua a nivel de yacimiento. Siguiendo este orden de ideas, se planteó nuevos escenarios que trataran de aumentar la producción bajo un esquema de recuperación primaria.

Los escenarios que se plantearon fueron los siguientes:

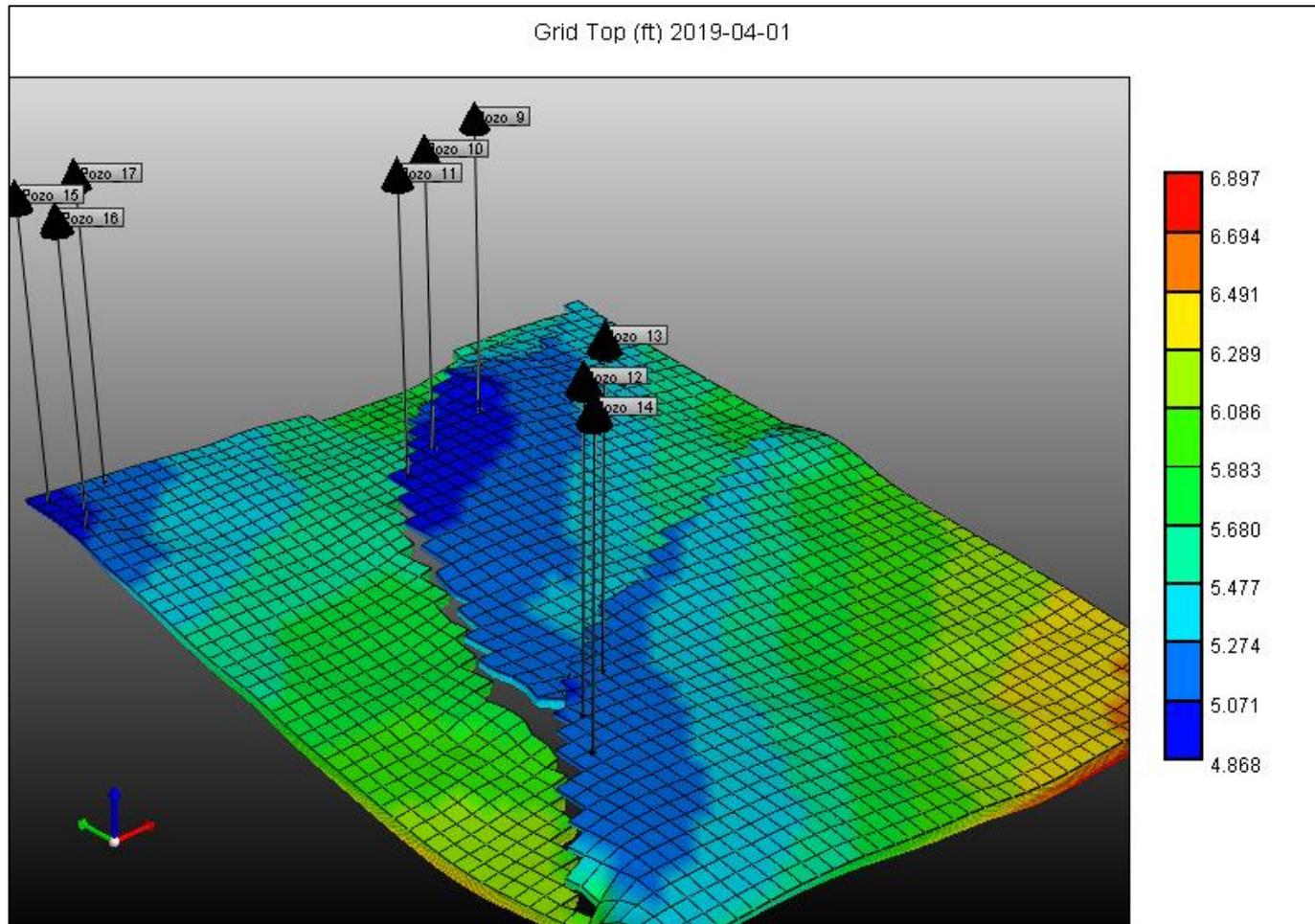
- Escenario 10: Escenario que recopilaba los Pozos 9-17 con sus mejores cañoneos, que fueron considerados como los Escenarios 1, 4 y 7.
- Escenario 11: Escenario 10 considerando que a los Pozos 9-17 se le hacía una estimulación mecánica, es decir, un fracturamiento hidráulico y por lo tanto tendrían daños negativos.
- Escenario 12: Escenario donde se evaluó la perforación de 4 pozos horizontales, 2 pozos en el Bloque 1, 1 pozo en el Bloque 2 y otro en el Bloque 3.
- Escenario 13: Escenario 12 simulando un fracturamiento hidráulico.

Las **Figuras 55** y **56** presenta la distribución de los pozos para los Escenarios 10-11 y 12-13 respectivamente. Se debe señalar que, la ubicación de los pozos horizontales para los Escenarios 12 y 13 se hizo basándose en la profundidad de 5055 ft, la cual corresponde con un valor de corte de saturación de agua del 70%:

La razón por la cual se perforó dos pozos en Bloque 1 es debido a que este bloque es el más prospectivo del yacimiento de estudio y el que en general, presentó los mejores resultados en las predicciones hechas anteriormente. Asimismo, la longitud de estos pozos en promedio es de aproximadamente 2000 pies, lo que aumenta claramente el área de drenaje de estos pozos y por lo tanto su futura producción.

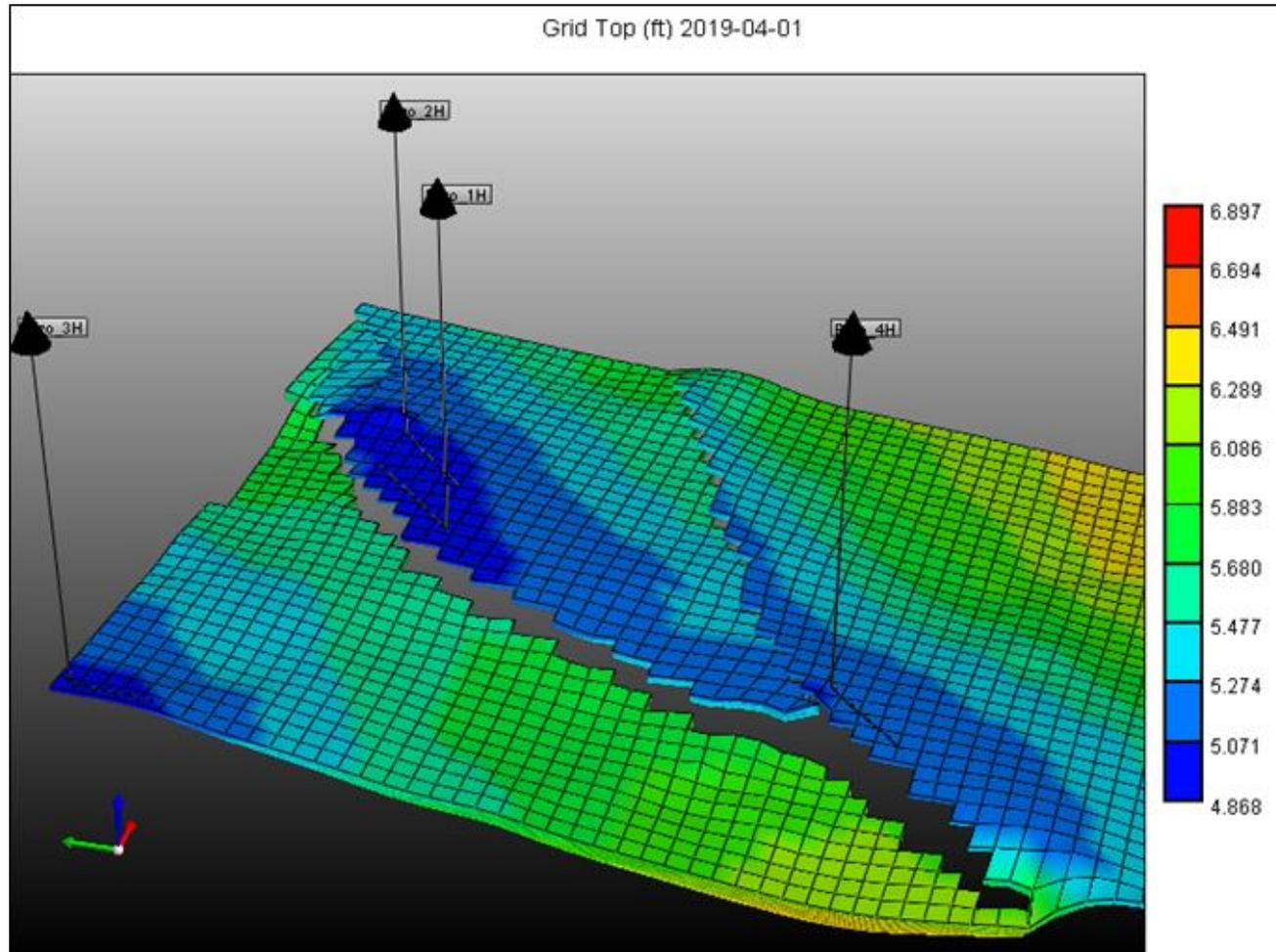
Con respecto al valor del daño que se introdujo para los pozos de los Escenarios 11 y 13 se debe señalar que el valor que se tomó corresponde al valor de un pozo estimulado de las Arenas T de los Campos de Ecuador que en este caso corresponde al pozo SEC-11 que tiene un valor de daño igual a -3.18 (ver **tabla 14**). Adicional a esto, los valores de los constrains se tomaron como se hicieron en los anteriores escenarios y el radio del pozo, para los pozos horizontales, se estimó como un valor de 6 1/8 in.

**Figura 55.** Distribución de pozos Escenarios 10 y 11



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

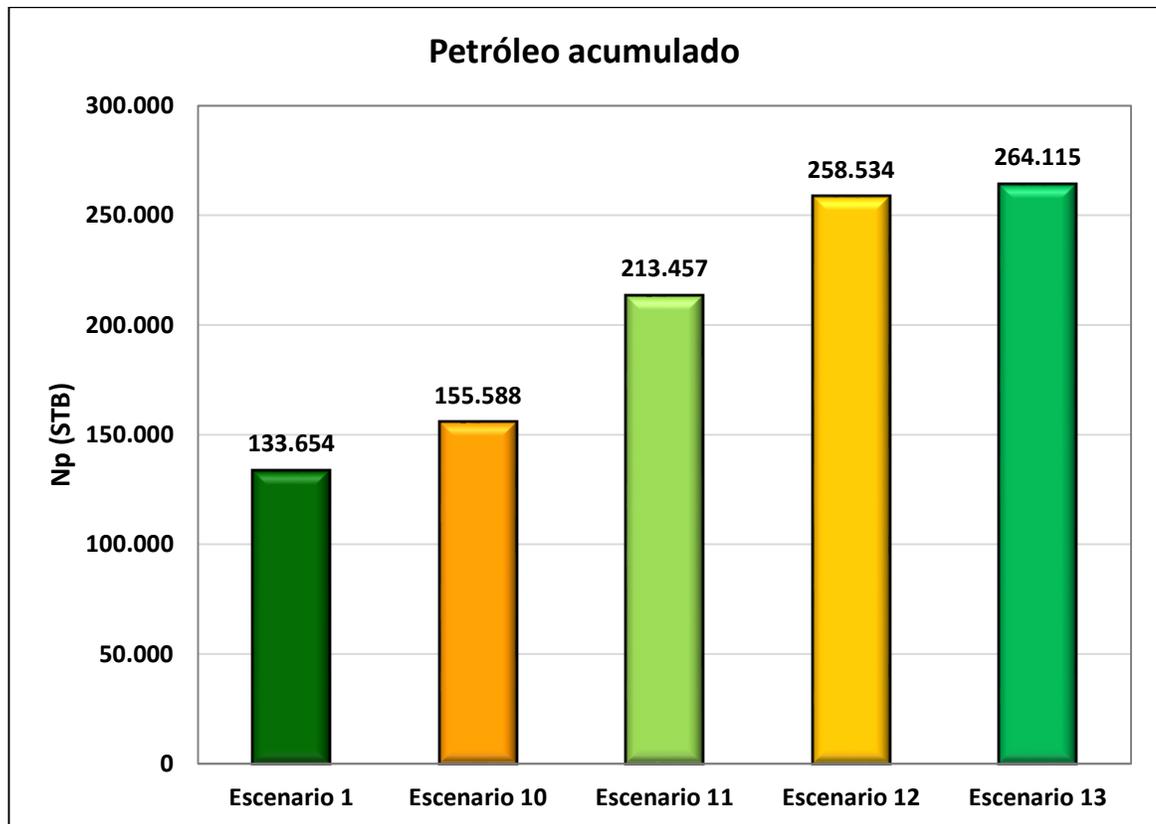
**Figura 56.** Distribución de pozos horizontales Escenarios 12 y 13



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

Una vez finalizada las simulaciones para los Escenarios 10-13, se procedió a realizar una comparación entre estos, incluyendo también el Escenario 1 que fue el que mejor dio resultados en las anteriores predicciones. El **Gráfico 39** presenta una comparación del petróleo acumulado que se predijo en estos escenarios. En este caso, el Escenario 13 fue en el que se obtuvo el mayor valor de petróleo acumulado y que corresponde a 264.115 STB.

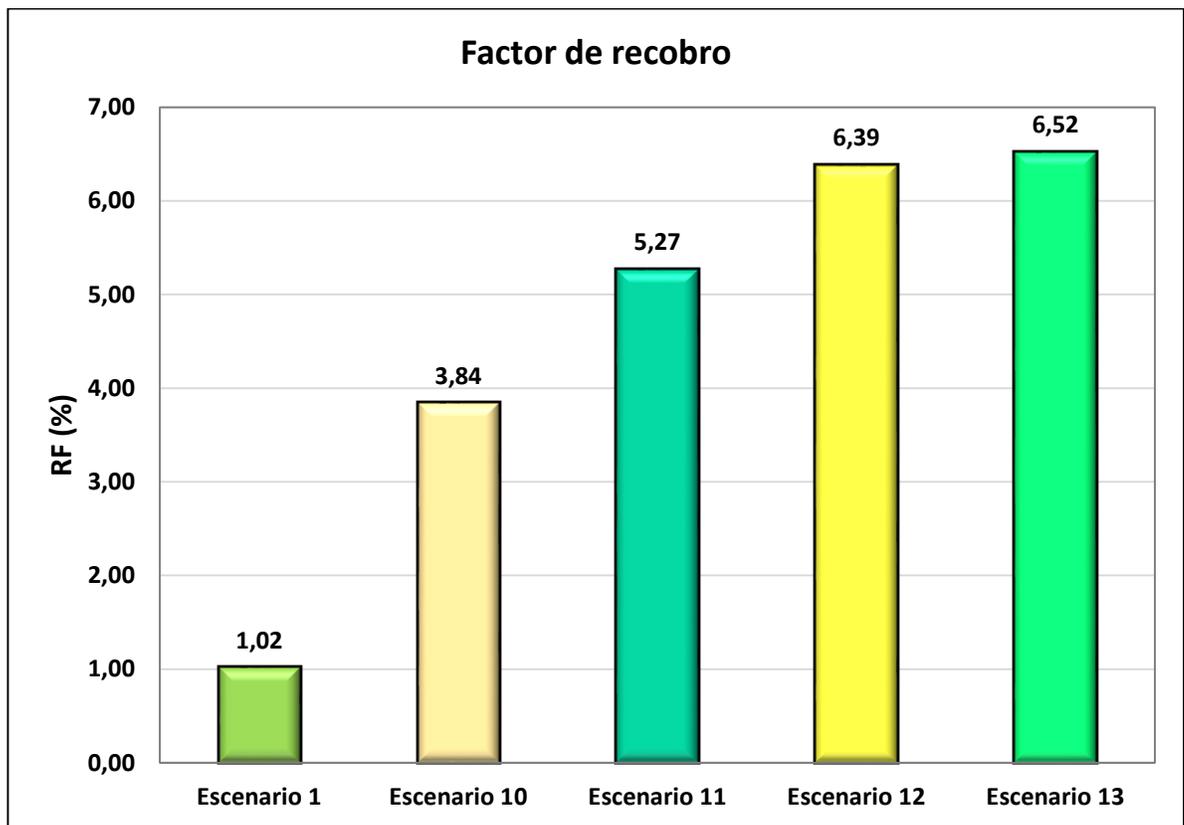
**Gráfico 39.** Petróleo acumulado Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.



**Fuente:** elaboración propia.

El **Gráfico 40** evidencia la gran diferencia del valor de factor de recobro que puede ser obtenida por medio de la perforación de pozos horizontales con respecto a la perforación de los pozos verticales. Asimismo, se muestra que, para un escenario de 20 años, el factor de recobro para las Areniscas T puede llegar a ser incluso del 6.5%.

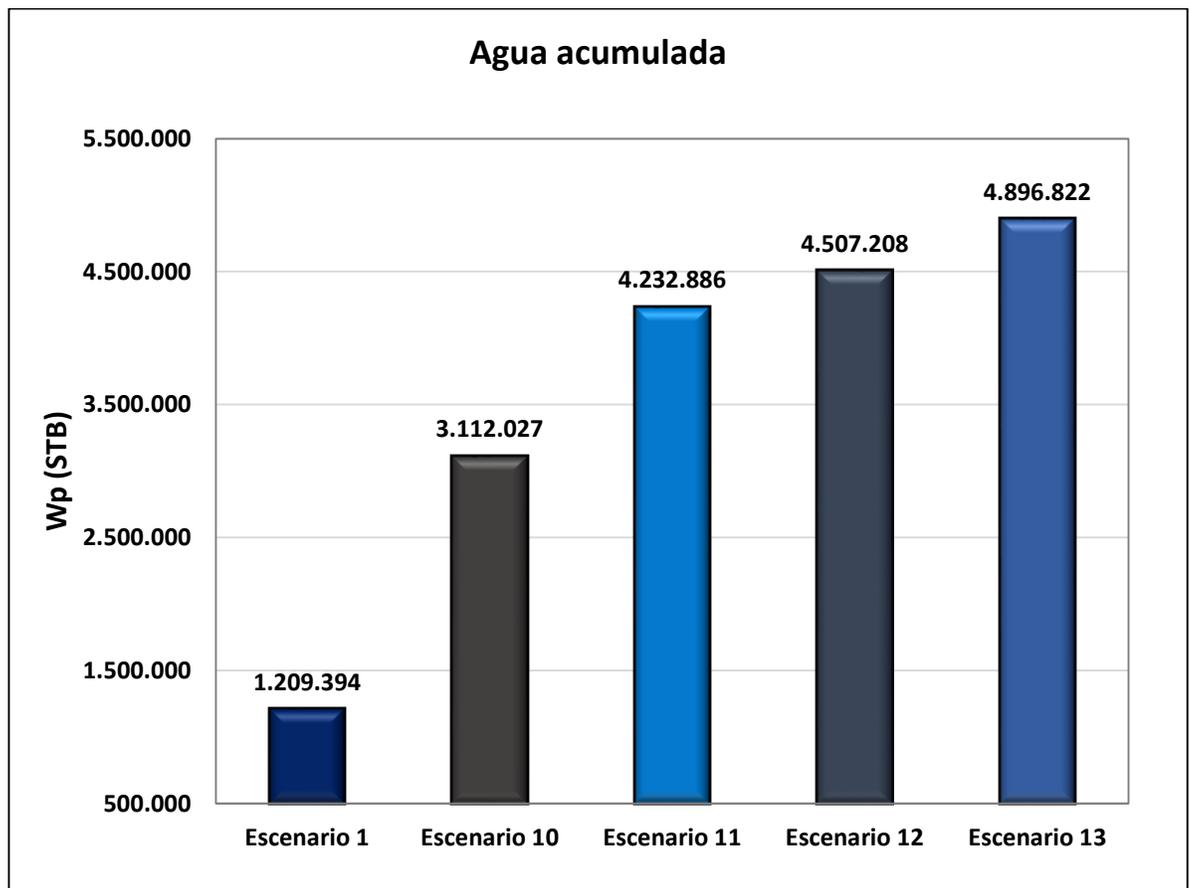
**Gráfico 40.** Factor de recobro Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.



**Fuente:** elaboración propia.

El **Gráfico 41** presenta los valores de agua acumulada obtenidos para cada uno de los Escenarios simulados. Se debe señalar que, la producción de agua acumulada en general para los Escenarios 10 a 13 es mucho mayor que la que se presenta en el Escenario 1 y llega a ser casi de 5 millones de barriles de agua en total para el Escenario número 13. Esto evidencia el claro comportamiento que presenta el campo, en el que la producción de petróleo va asociada a altos volúmenes de producción de agua.

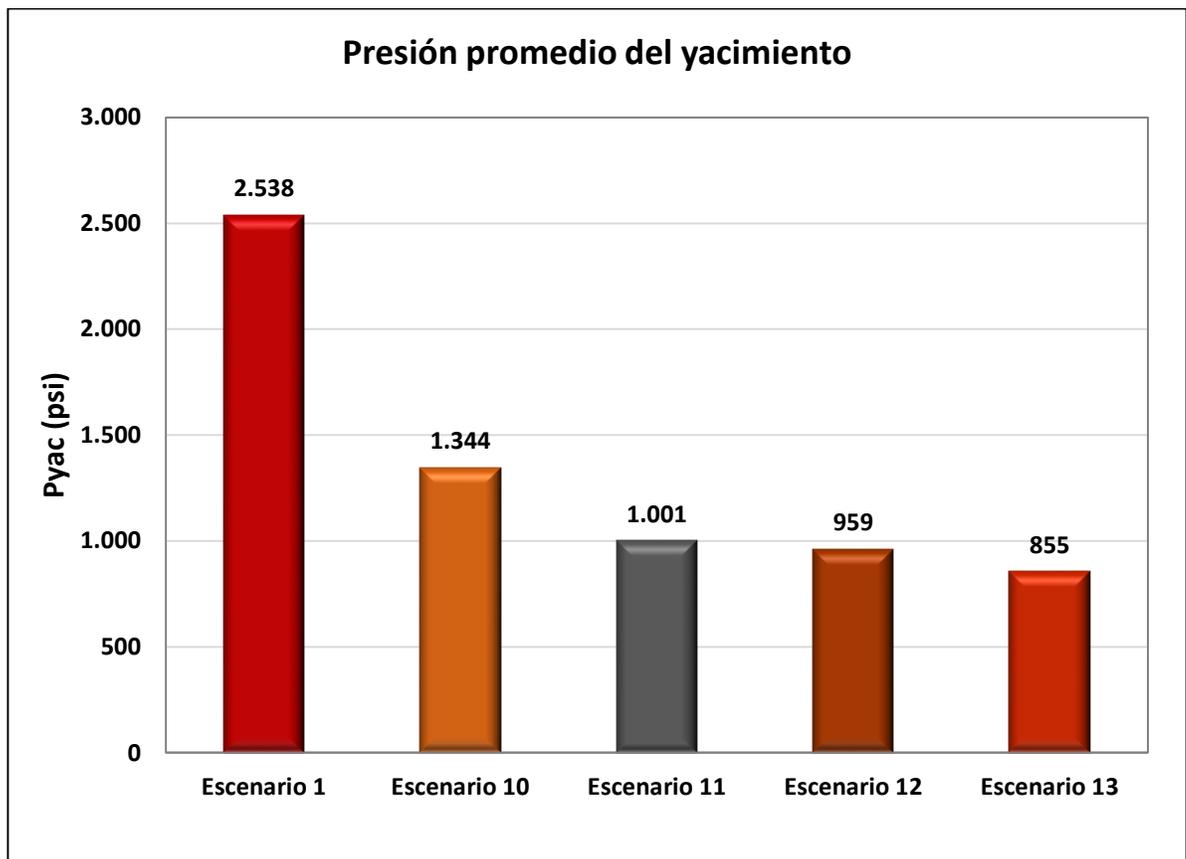
**Gráfico 41.** Agua acumulado Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.



**Fuente:** elaboración propia.

El **Gráfico 42** presenta los valores de la presión promedio del yacimiento para los Escenarios 1 y 10 al 13. En este caso, se puede observar que mantener número elevado de pozos verticales o bien tener los pozos horizontales con un drawdown de 344 psi hará que la declinación de presión del yacimiento se dé de una manera mucho más apresurada a comparación de los escenarios evaluados anteriormente, lo que traerá consigo que el yacimiento caiga por debajo de la presión de burbuja.

**Gráfico 42.** Presión promedio del yacimiento Escenarios 1 y 10-13 al finalizar los 20 años de la predicción.

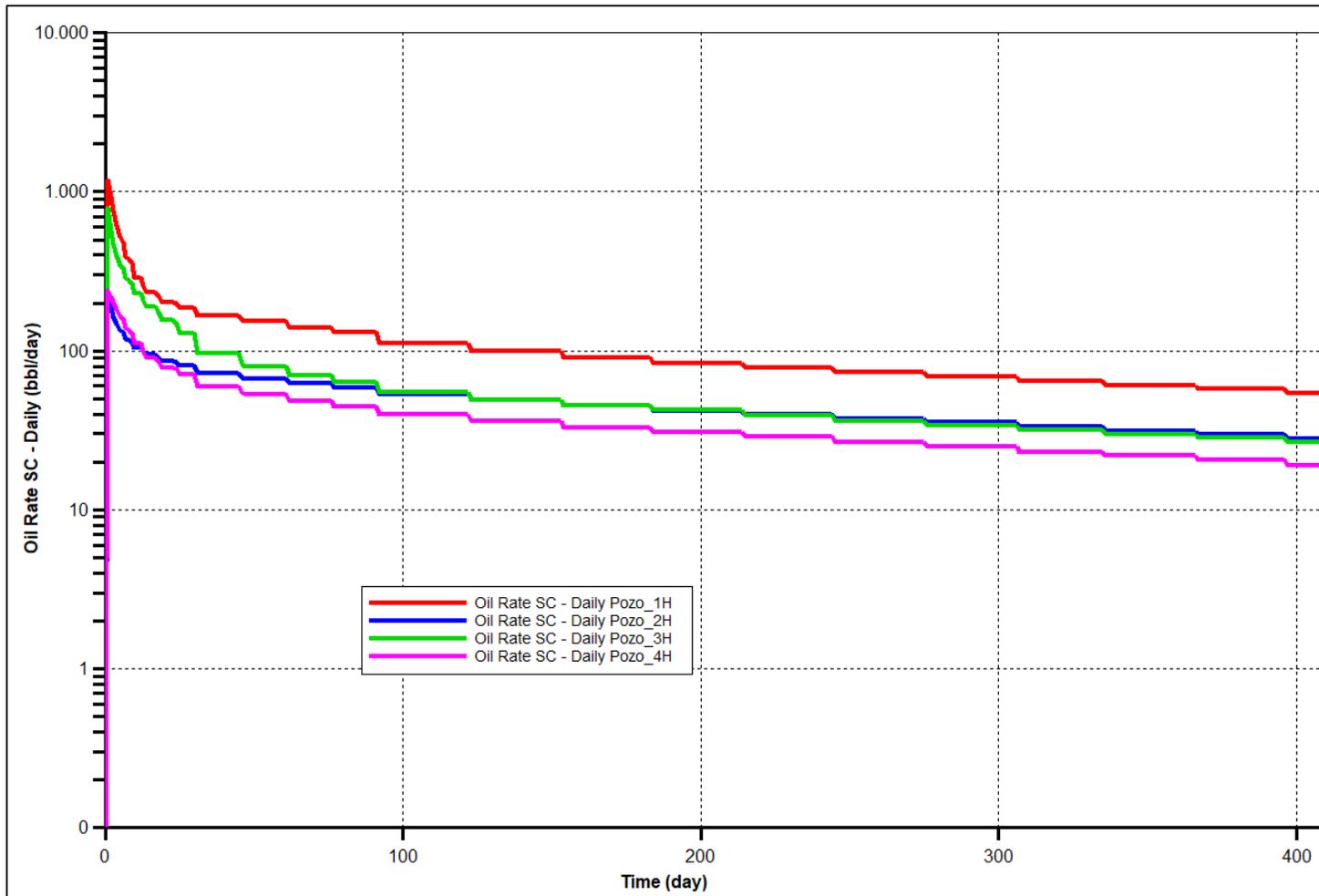


**Fuente:** elaboración propia.

El **Gráfico 43** presenta el comportamiento de producción para los pozos 1H a 4H para el Escenario 13. En esta figura se puede evidenciar la producción que puede alcanzar cada pozo en donde los pozos 1H y 3H son los pueden alcanzar la mayor producción que no baja de los 800 STB/day. Paralelamente, los pozos 2H y 4H permiten obtener producciones iniciales superiores a los 200 STB/day. No obstante, esta figura también evidencia la rápida declinación que presentan estos pozos que muestran que, para un escenario no superior al año, ya habrán bajado su producción por debajo de los 100 STB/day.

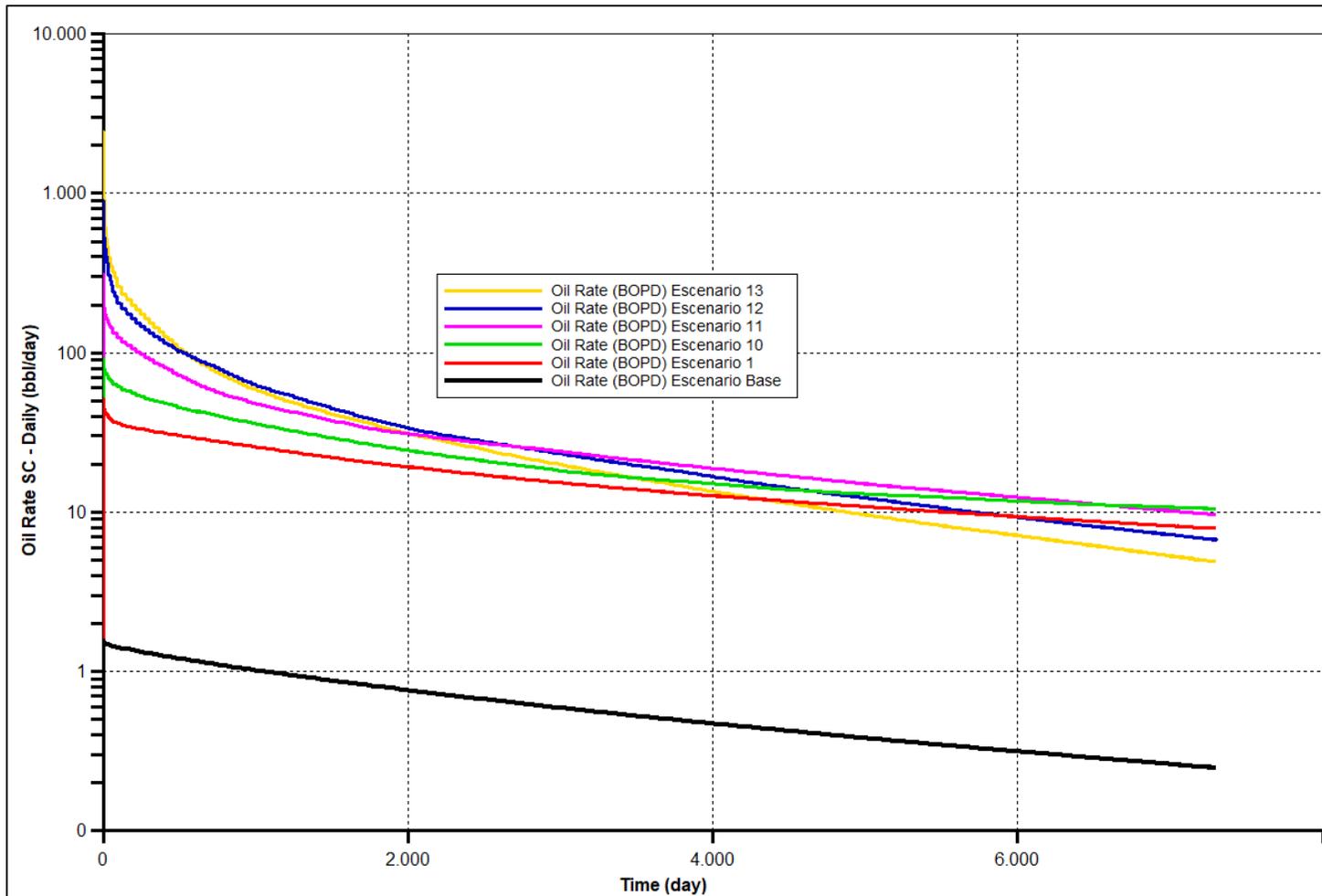
Por otro lado, el **Gráfico 44** presenta la comparación entre la producción de petróleo para los escenarios discutidos anteriormente, en general todos los escenarios presentan una declinación que evidencia que a los 2000 días de producción la producción de petróleo será menos a los 30 STB/day por lo que probablemente necesitaran actividades de recañoneo o nuevas estimulaciones.

**Gráfico 43.** Producción de los pozos 1H-4H para el Escenario 13.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 44.** Producción de petróleo. Escenarios 1 y 10-13



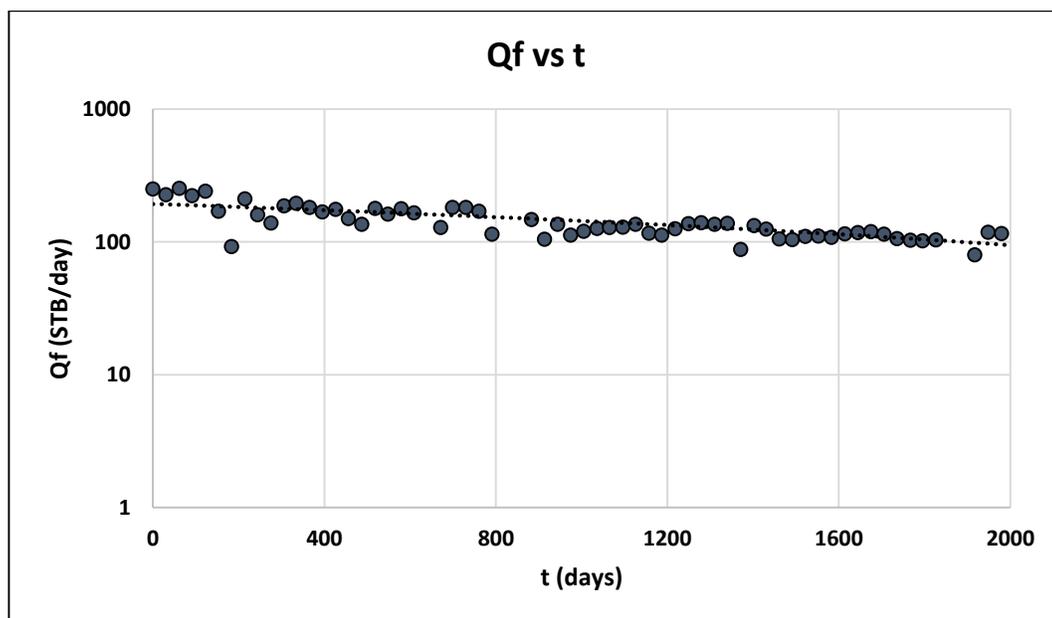
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

#### 4.6 DISCUSIÓN CURVAS DE DECLINACIÓN DEL POZO TIPO Y COMPARACIÓN CON LAS PREDICCIONES

Una vez finalizadas las simulaciones se decidió hacer una comparación entre la estimación de los volúmenes técnicos a recuperar mediante las curvas de declinación y las simulaciones numéricas hechas anteriormente. Para hacer esto, se tomó la producción del pozo tipo presentado en el capítulo 3...véase sección 3.8.2... y se determinó su declinación. A partir de esto, se asumió que los pozos del campo presentaban el mismo tipo de declinación que este pozo y finalmente se estimó el petróleo acumulado que se tendría asumiendo la misma declinación del pozo tipo.

Para determinar el tipo de declinación del pozo tipo, se hizo en primer lugar una gráfica semilogarítmica del caudal de fluido total versus el tiempo normalizado. Ahora bien, como se muestra en el **Gráfico 45** la declinación del pozo en este gráfico presentaba un comportamiento lineal con lo cual y siguiendo con lo sugerido por Ahmed<sup>45</sup>, se concluyó que el pozo tenía un declinamiento de tipo exponencial.

**Gráfico 45.** Declinación pozo tipo



**Fuente:** elaboración propia.

<sup>45</sup> AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 1238.

Un pozo que obedece una declinación exponencial se puede regir por medio de la **ecuación 42**.

**Ecuación 42.** Ecuación de declinación exponencial

$$Q_t = Q_i \exp(-D_i * t)$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 1239.

Donde:

$Q_t$ : Caudal de fluido al tiempo t, STB/day.

$Q_i$ : Caudal inicial de fluido, STB/day.

$D_i$ : Tasa inicial de declinación, 1/day

T: Tiempo, day.

Sabiendo que el pozo tipo presentaba un declinamiento de tipo exponencial, se realizó uso de la **ecuación 43** para obtener la tasa inicial de declinación del pozo y así usar dicho valor para los pozos del campo de estudio. En este caso, la declinación obtenida fue de un valor de 0.00083.

**Ecuación 43.** Determinación de la tasa inicial de declinación

$$D_i = \frac{\ln\left(\frac{Q_t}{Q_i}\right)}{t}$$

**Fuente:** AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7. p. 1240.

Donde:

$Q_t$ : Caudal de fluido al tiempo t, STB/day.

$Q_i$ : Caudal inicial de fluido, STB/day.

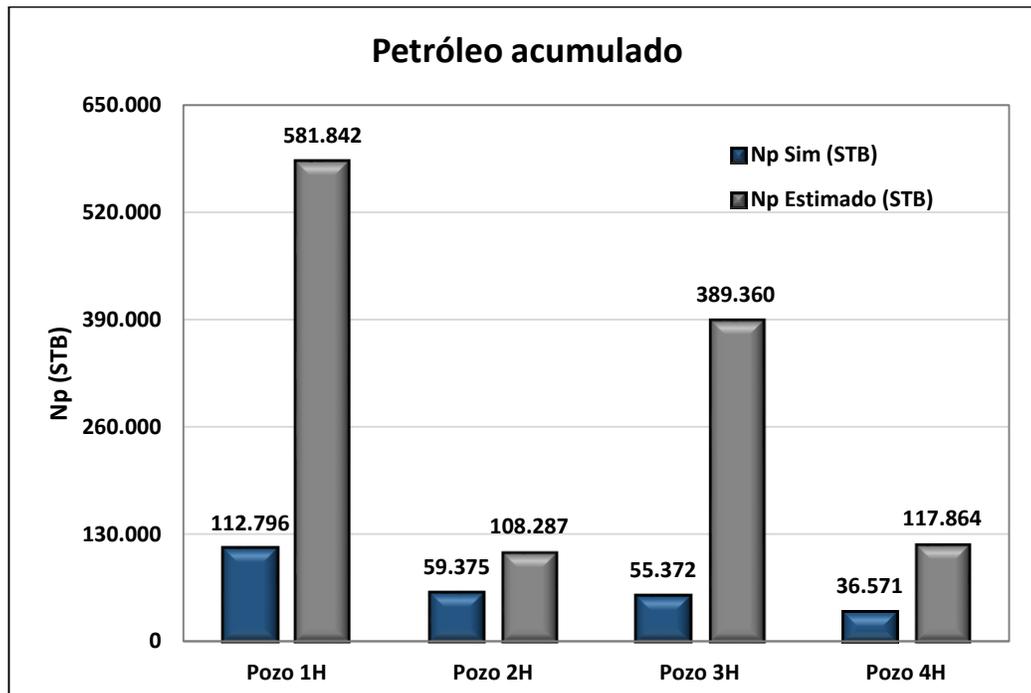
$D_i$ : Tasa inicial de declinación, 1/day

T: Tiempo, day.

Una vez hecho esto, se procedió a calcular el petróleo acumulado haciendo la suma de todos los caudales obtenidos para un tiempo de 7300 días y asumiendo que estos pozos presentaban el mismo tipo de declinación que el del pozo tipo. Esto se hizo para los pozos del Escenario 13. El **Gráfico 46** presenta una comparación de estas estimaciones.

Ahora bien, como se observa en el **Gráfico 46** estas estimaciones sobre estiman los valores de petróleo acumulado que se pueden llegar a obtener para cada pozo lo que evidencia que es preferible guiarse por la metodología hecha a lo largo de este trabajo y no por los modelos de declinación.

**Gráfico 46.** Comparación estimaciones con las curvas de declinación



Fuente: elaboración propia.

## 5. CONCLUSIONES

- La evaluación de los Escenario 1-13 permite afirmar que las Areniscas T del Campo A pueden ser consideradas como rocas yacimiento que no tienen potencial de producción debido a las bajas permeabilidades y a las altas saturaciones de agua que en él se encuentran. No obstante, la evaluación de los Escenarios 12 y 13 da la noción que una forma de explotar este yacimiento sería por medio de pozos horizontales fracturados para así maximizar el área de drenaje. Dicha evaluación fue hecha para un tiempo de explotación de 20 años obteniendo un factor de recobro del 6,39% y de 6,59% para los Escenarios 12 y 13 respectivamente.
- Los resultados de la simulación del Escenario Base muestran que no es conveniente llevar a cabo la explotación del yacimiento de estudio mediante los pozos que ya están perforados en el Campo A debido a los bajos valores de petróleo acumulado que, para 20 años, no superan el valor de 5 barriles. Esto dio como resultado el planteamiento de los Escenarios 1 a 9 basándose en los valores de corte de agua del modelo petrofísico iguales a 70, 77 y 85% así traducir dichos valores en profundidades límites de cañoneo de 5055, 5148 y 5221 pies respectivamente.
- El bloque más prospectivo para el yacimiento en estudio es el bloque número 1, en donde por medio de la evaluación de los Escenarios 1 a 9 se determinó que pueden recuperarse con 3 pozos verticales un total de 118.000 barriles de petróleo acumulado para un escenario de 20 años. Estos pozos iniciaron la explotación del yacimiento con un caudal inicial de 50 barriles de petróleo por día. Por otro lado, para este mismo número de pozos y en el mismo tiempo de evaluación, se determinó que se puede recuperar un valor de 42.000 y de 11.000 barriles de petróleo acumulado para los bloques 2 y 3 respectivamente.
- A diferencia de los Escenarios 1 a 9, los escenarios 10 y 11 plantean la explotación de los Bloques 1 a 3 en conjunto perforando un total de 9 pozos verticales en donde en este caso para el escenario 11 dichos pozos están estimulados hidráulicamente. En este caso, el Escenario 11 supera por un 37% el valor del petróleo acumulado en el Escenario 10 de valor igual a 155.588 barriles.
- Con el ánimo de maximizar el área de drenaje se llevó a cabo la elaboración de los Escenarios 12 y 13 que se basaron en la perforación de 4 pozos horizontales, 2 en el bloque 1 y los restantes ubicados en el bloque 2 y 3. La diferencia entre estos escenarios fue que los pozos horizontales en el Escenario 13 estaban

estimulados hidráulicamente. La evaluación de estos escenarios permitió obtener la mayor recuperación de petróleo correspondiente a un valor de 264.115 barriles de petróleo para el Escenario 13. Dicha cantidad es solamente un 2% mayor a la obtenida con el Escenario 12 y da un valor de factor de recobro del 6.52%, el valor más alto a comparación de todos los escenarios evaluados en este proyecto.

- En general todo el yacimiento en estudio se encuentra en una de zona de transición donde la saturación más baja de agua al tope del yacimiento es igual al 58% lo que corresponde a un valor de permeabilidad relativa al petróleo del 0.0016 comparado con una permeabilidad relativa al agua casi 30 veces mayor y que tiene un valor del 0.045. Esto permite explicar el por qué los factores de recobro no superan el 7% a pesar de tener un acuífero activo en el yacimiento.
- Los valores de la permeabilidad horizontal y vertical del yacimiento permiten explicar la rápida declinación que presentan los pozos de estudio. Esto se debe a que existen celdas con altas permeabilidades de 100 mD que se encuentran justo al lado de celdas con permeabilidades de 1 a 10 mD hace que no se tenga una constante restauración y llenado de fluidos entre celdas. Se debe señalar que el modelo de permeabilidad vertical se hizo usando el método de Tiab que asume igual contenido de mineral de Illita y Caolonia y es usado para rocas con alto contenido de arcilla.
- El modelo petrofísico y estático del Campo A ha sido elaborado mediante métodos analíticos y estadísticos respectivamente. En general, el modelo petrofísico ha sido realizado mediante la interpretación de registros eléctricos y su poblamiento se ha dado haciendo uso de simulaciones gaussianas secuenciales con combinaciones del método de Co-Krigging. El modelo de facies también se ha poblado por medio de mapas probabilísticos de electrofacies y haciendo uso de también de una simulación gaussiana secuencial. Por último, el modelo estructural se llevó a cabo con el ajuste de la superficie estructural de la Formación Caballos al tope de las Areniscas T e incluyendo las fallas que se tienen en este yacimiento.
- El modelo dinámico que se construyó se hizo conjugando el modelo estático de las areniscas T junto con el modelo de fluido y de interacción roca fluido obtenidos a partir de la combinación de información de campos de Areniscas T cercanos en conjunto con modelos analíticos. El modelo de distribución del espacio poroso para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa y la presión capilar permite tomar en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en estos cálculos.

## 6. RECOMENDACIONES

El autor de este texto recomienda lo siguiente:

- Tomar una muestra de núcleo de las Areniscas T del Campo A para disminuir la incertidumbre que se tiene en el modelo petrofísico. Así mismo, no será necesario construir la sección de interacción roca fluido con métodos analíticos alcanzando así un conocimiento más aproximado del comportamiento de los fluidos en el yacimiento de estudio.
- Tomar registros de densidad y neutrón para mejorar los modelos de porosidad del modelo petrofísico.
- Debido a que la incertidumbre en la geoestadística de un modelo estático disminuye conforme se tienen más datos para hacer las interpolaciones, se recomienda entonces hacer la toma de registros eléctricos en los Pozos 5ST y 6. De esta forma se tendrá un modelo estático más robusto.
- Tomar un muestreo de fluido de las Areniscas T para caracterizar el fluido del yacimiento y obtener valores más cercanos en las simulaciones a los que se tendría en la realidad si dichas Areniscas llegasen a explotarse.
- Consultar para futuros estudios las características petrofísicas y la producción de las Areniscas T en campos que produzcan de dichas rocas en Colombia. Algunos campos que ya cuentan con producción en estas Areniscas son los Campos Acae San Miguel, Costayaco, Moqueta y Guriyaco.
- Realizar una prueba inicial de producción de las Areniscas T en el Pozo 1 del Campo A para así obtener una primera historia de producción y así calcular parámetros como la permeabilidad y el daño de formación. Esto también servirá para hacer un match con respecto a la distribución de saturaciones que se empleó en este proyecto.
- Llevar a cabo un análisis de sensibilidades que tenga en cuenta la variación del contacto agua-petróleo. De esta forma, al tener una nueva distribución de saturaciones se podrá hacer una nueva determinación del potencial de producción de estas areniscas.
- Hacer uso de otros métodos analíticos diferentes al de Brooks & Corey para determinar las curvas de permeabilidades relativas. Esto permitirá dar otras opciones para el comportamiento del flujo de fluidos a través del yacimiento y con esto llevar a cabo nuevas sensibilidades en el modelo de simulación.

Algunos de estos métodos pueden ser el método de Corey, el método de Pirson y el método de Wyllie & Gardner.

- Con el ánimo de que los pozos planteados en los Escenarios 1-9 no presenten efecto de borde y de esta forma su producción incremente, se recomienda cambiar las ubicaciones originales de dichos pozos a excepción del Pozo 9. Estas nuevas ubicaciones se presentan a continuación en la **tabla 21**.

**Tabla 21.** Nuevas ubicaciones de los pozos. Escenarios 1-9

Escenario	Ubicación	Well	X (ft)	Y (ft)
Escenario 1-3	Bloque 1	Pozo 10	3310076	1839355
	Bloque 1	Pozo 11	3309076	1838912
Escenario 4-6	Bloque 2	Pozo 12	3306550	1831951
	Bloque 2	Pozo 13	3307434	1832602
	Bloque 2	Pozo 14	3305932	1831355
Escenario 7-9	Bloque 3	Pozo 15	3304251	1842456
	Bloque 3	Pozo 16	3304097	1841726
	Bloque 3	Pozo 17	3304931	1842422
	Bloque 3	Pozo 17	3304931	1842422

**Fuente:** elaboración propia.

Así mismo, con respecto a los pozos horizontales y para evitar también en ellos el efecto de borde se recomienda ajustar la ubicación de estos pozos. La **tabla 22** presenta las ubicaciones iniciales y finales sugeridas para estos pozos.

**Tabla 22.** Nuevas ubicaciones pozos horizontales

Escenario	Ubicación	Well	Xi (ft)	Yi (ft)	Xf (ft)	Yf (ft)
Escenarios 12 y 13	Bloque 1	Pozo 1H	3310895	1840319	3309738	1839199
	Bloque 1	Pozo 2H	3309730	1838580	3308630	1837525
	Bloque 2	Pozo 4H	3307112	1832361	3306077	1831300
	Bloque 3	Pozo 3H	3304041	1842525	3304100	1841615

**Fuente:** elaboración propia.

- Evaluar la posibilidad de la explotación de estas Areniscas mediante pozos horizontales estimulados hidráulicamente. Estos pozos pueden ser resultado de algún side track que se les haga a los pozos que ya están perforados en el Campo A.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABOU-KASSEM, J., FAROUQ ALI, S.M. y RAFIQUI, I. Petroleum Reservoir Simulation: A basic approach. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. USA. 2006. ISBN-13: 978-0-9765113-6-6.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguán-Putumayo. Bogotá D.C. 2009.
- AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2010. ISBN 978-1-85617-803-7.
- AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. United States of America. Elsevier. 2018. ISBN 978-0-12-813649-2.
- AZIZ, K. y SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD. London. England. 1979. ISBN 0-85334-787-5, p.125.
- BAHAR, A. Applied Geostatistics for Integrated Reservoir Modeling. Kelkar and Associates Incorporation. Oklahoma, USA.
- BANZER C, "Correlaciones Numéricas P.V.T" Maracaibo: Ed Preliminar, 1996.
- BARRERO, D., PARDO, A., VARGAS, C. A. y MARTINEZ, J. F. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2007. ISBN: 978-958-98237-0-5.
- BENAVIDES, Carlos. Estudio técnico-económico de la utilización de los diferentes sistemas de cañoneo a las Arenas U y T en el área de Cuyabeno. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2012.
- CRAIG, F "A laboratory Study of gravity segregation in Fronial Drives". AIME, 19730.
- CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook. [Sitio Web]. Spectrum 2000 Mindware Limited [consulta: 10 de mayo 2019]. Disponible en: <https://www.spec2000.net/>.
- DEVIA ACOSTA, Claudia. Orito y la explotación petrolera. Un caso de colonización en el medio Putumayo 1963-1985. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2004.
- EATON, B. A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/2163-PA. 1969.
- EMERY, D. MYERS, K.J. Sequence Stratigraphy. Victoria, Australia Blackwell Science Ltd, 1996.

GARCIA, M., MIER, R., CRUZ, L. y VÁSQUEZ, M. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Bogotá. Universidad Industrial de Santander-Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2009.

GEOLOIL. How to calculate Petrophysical Cutoffs. [Sitio Web]. GeolOil Petrophysics LLC USA & GeolOil Corporation Canada [Consulta 17 de mayo 2019]. Disponible en: <http://www.geoil.com/index.shtml>.

GOOGLE MAPS [sitio web]. Mapa de ubicaciones y georeferenciación. [Consulta 25 de julio 2019]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/dir/>.

GRIGARTEN, E., DEUTSCH, C. Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers (SPE). 56654-MS. 1999.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588558973 153 p.

IZURIETA, Carlos. Generación de modelos numéricos mediante análisis de pruebas de presión transitoria (Build Up) para mejora del modelo geológico estructural de los Campos Culebra-Yulebra y Anaconda. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2012.

MAROTO, Danilo. Estudio para optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en la producción de petróleo en el Área Libertador. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2012.

MENCÍAS, Andrea. Viabilidad de la aplicación de fracturamiento hidráulico en pozos del Campo Guanta-Dureno para incrementar la producción de petróleo. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2016.

MONTENEGRO, G., BARRAGÁN, M. Petroleum Geology of Colombia. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). 2011.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, cap. 3. Maracaibo, Venezuela, 2001.

POSADA, C. Geología del Petróleo: Cuenca Caguán-Putumayo. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Open Round Colombia. 2010.

PUREWAL, S.; ROSS, J. G.; RODRIGUEZ, J. M. Guidelines for application of the petroleum resources management system. Society of Petroleum Engineers, 2011.

RAMÍREZ, Christian. Estudio para el incremento de la producción de petróleo mediante análisis nodal de los sistemas de levantamiento artificial implementados

en el área sur del Campo Sacha. Tesis de pregrado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2014.

SCHLUMBERGER, Techlog Conventional Log Analysis (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2010.

SCHLUMBERGER, Techlog Fundamentals (Workflow and Solutions Training). Schlumberger Information Solutions. 2015.

SCHLUMBERGER. Petrel Property Modelling Course. Next- A Schlumberger Company. 2012

SEPULVEDA, J.A. y ESCOBAR, F.H. Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Universidad Surcolombiana. 1996.

TIAB, D., DONALDSON, E. C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Gulf professional publishing, 2004.

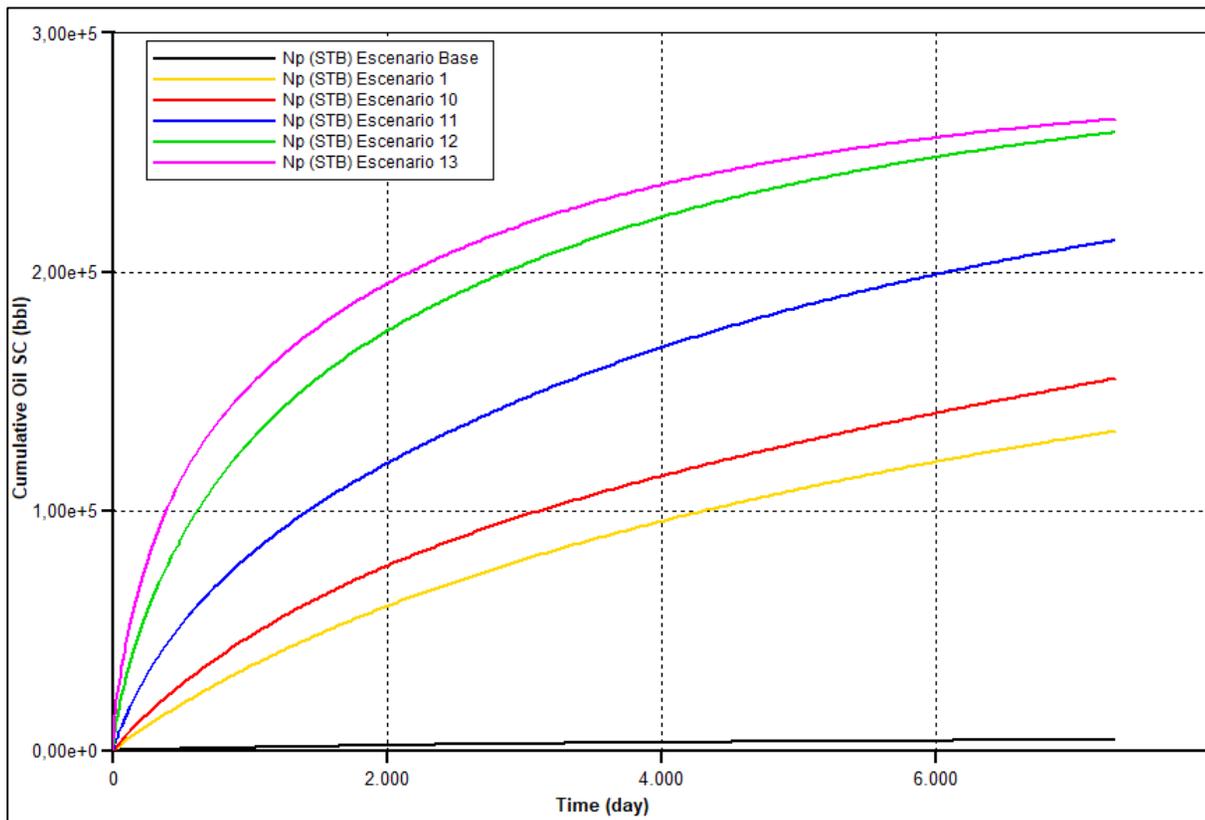
TORRES, A., TORRES J.L. Estudio para la optimización de producción mediante los sistemas de completación inteligente en pozos del área Auca y Cuyabeno. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y en Petróleos. 2014.

YALE, D. P., NABOR, G. W., RUSSELL, J. A., PHAM, H. D., & YOUSEF, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26647-MS. 1993.

## **ANEXOS**

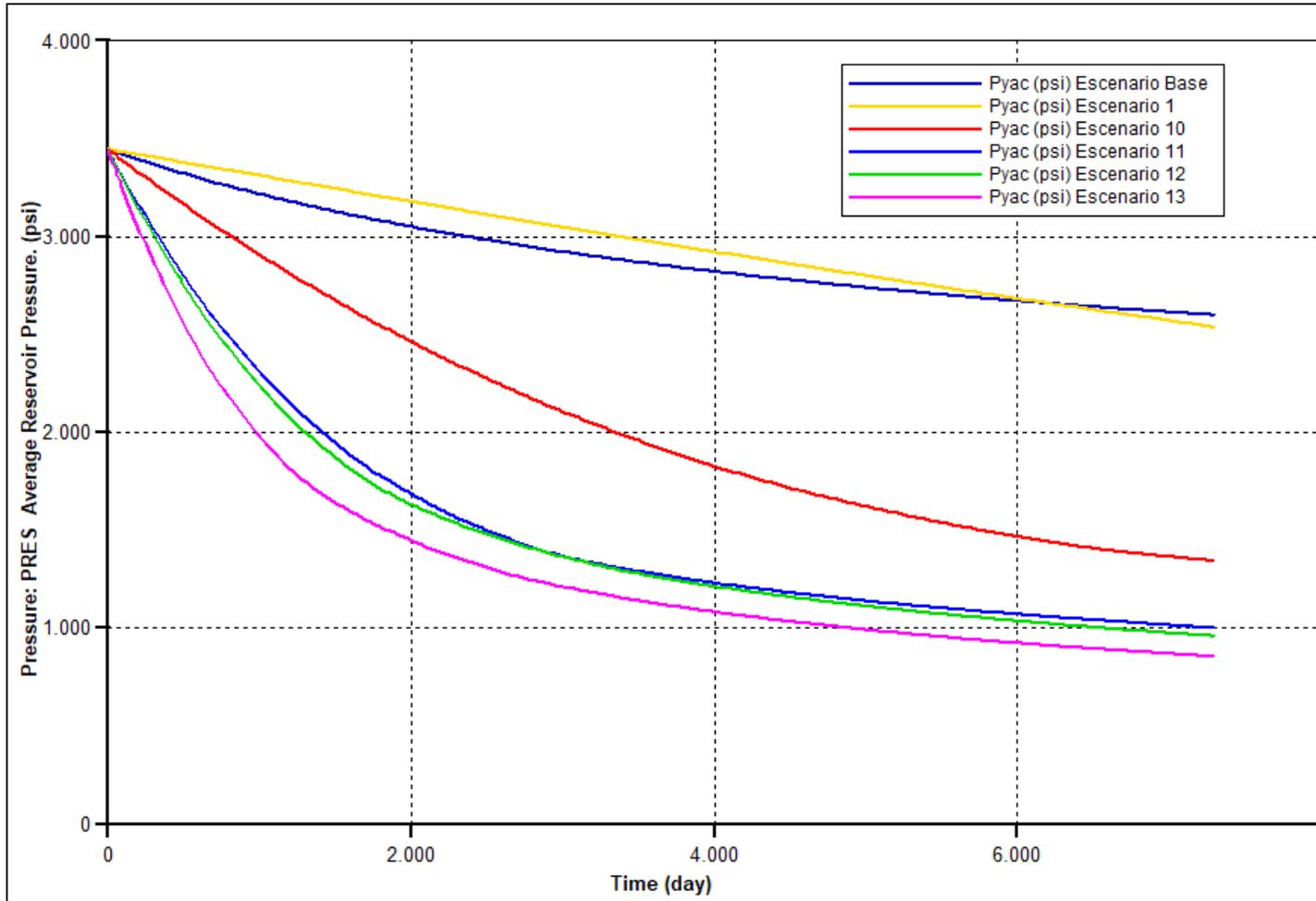
**ANEXO A**  
**PREDICCIONES DETALLADAS ESCENARIOS 10-13**

**Gráfico 47.** Predicción petróleo acumulado



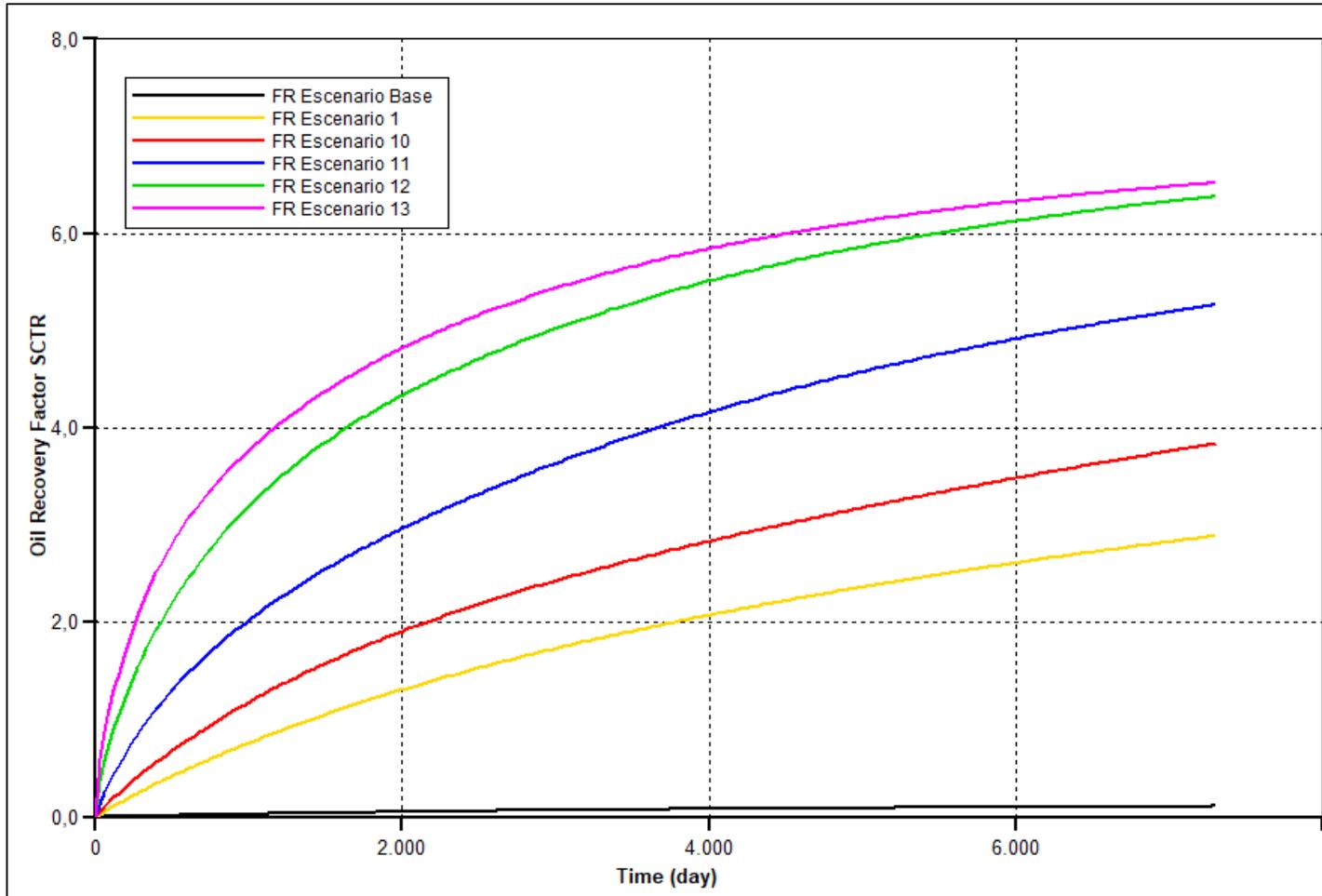
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 48.** Predicción presión promedio del yacimiento



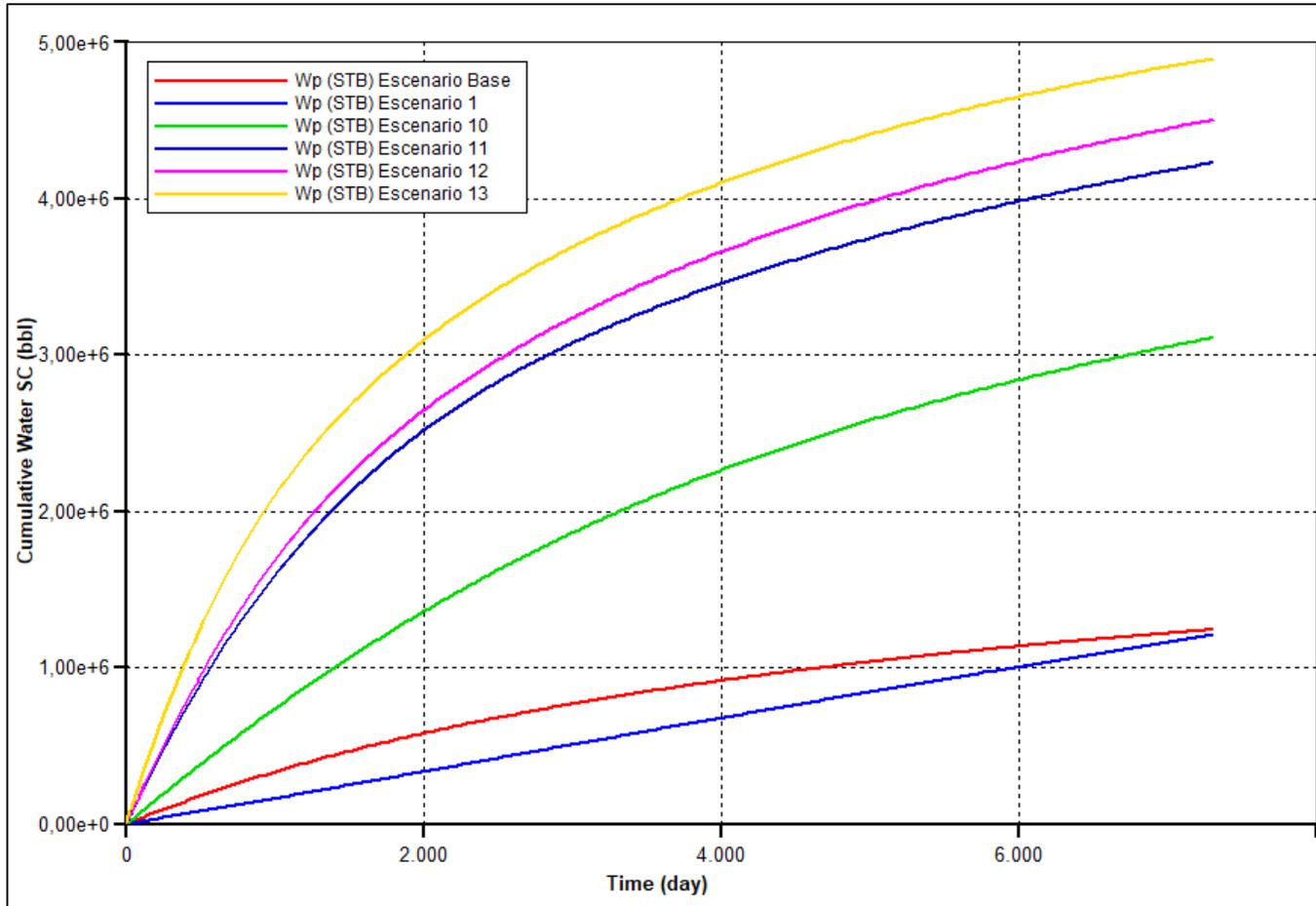
**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 49.** Predicción del factor de recobro



Fuente: elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.

**Gráfico 50.** Predicción agua acumulada



**Fuente:** elaboración propia, con base en: CMG, IMEX.