

EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES QUE FAVORECEN LA PRESENCIA DE
FLUJO CRUZADO Y SU EFECTO EN LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN EN
POZOS EXPLORATORIOS DE LA ZONA CENTRAL DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA

KATHLEEN VANESSA LAURENS ACEVEDO

JOAN SEBASTIAN RIVEROS ROA

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

EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES QUE FAVORECEN LA PRESENCIA DE
FLUJO CRUZADO Y SU EFECTO EN LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN EN
POZOS EXPLORATORIOS DE LA ZONA CENTRAL DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA

KATHLEEN VANESSA LAURENS ACEVEDO
JOAN SEBASTIAN RIVEROS ROA

Proyecto integral de grado para obtener el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:
CARLOS ALBERTO MORA SÁNCHEZ
Ingeniero de Petróleos

Orientador:
ADRIANGELA ROMERO
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de Aceptación

Ing. Adriangela Romero
Orientador

Ing. Alexander López
Jurado 1

Ing. Juan David Rengifo
Jurado 2

Bogotá D.C, febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA – PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

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

DEDICATORIA

Culmino con éxito una etapa importante de mi vida y no me queda más que dedicarle éste logro a Dios, pues me brindo la salud, la sabiduría y lo más importante me premió con la mejor familia, pues día tras día cada uno me brindaron una voz de ánimo y de fortaleza en especial mis padres Alejandro y Lizbeth y mi hermano Alejandro, quienes me entregaron su amor, sacrificio, compañía y apoyo incondicional, para ser una persona brillante, respetuosa y de compromiso

Sebastian Riveros Roa.

DEDICATORIA

A mis papás Fanny y Harold, quienes me dieron todas las herramientas para verme crecer y volar.

A mis hermanos Michelle, Emily y Phillipe por ser luces de esperanza y fortaleza.

A mis abuelos por ser mis ángeles de la guarda.

A Manuel Laurens.

Kathleen Laurens Acevedo

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Ecopetrol S.A, especialmente al Ingeniero Carlos Alberto Mora, por permitirme realizar el proyecto, brindarme asesoría y, por consiguiente, ayudarme a culminar una de mis metas académicas.

Agradezco a los profesores de la Universidad que siempre se mostraron dispuestos a ayudarme de manera técnica y brindarme consejos durante ésta etapa. A Adriángela Romero y Adriana Ruiz, infinitas gracias.

Finalmente, agradezco a mi familia, ya que por ellos logro culminar con orgullo ésta fase de mi vida. Gracias por su apoyo y dedicación.

Kathleen Laurens Acevedo

AGRADECIMIENTOS

Infinitas gracias doy a ECOPETROL S.A., quienes me brindaron todo su apoyo técnico, compromiso y disposición para suministrar todas las herramientas necesarias durante el desarrollo de éste proyecto, en especial al Ing. Carlos Alberto Mora Sánchez, quien con su paciencia, sabiduría, carácter y tiempo logró motivarme a cumplir con mis propósitos y ayudo a transformar mi pensamiento de estudiante a profesional, inculcándome el conocimiento, la perseverancia y la ambición frente a la investigación.

Agradezco al cuerpo docente que me transmitió grandes conocimientos a lo largo de toda la carrera y me fomentó las bases para el desarrollo como profesional. Finalmente, a mi compañera Kathy que, con su entrega, sabiduría y apoyo incondicional, logró ser un complemento elemental para la realización de éste proyecto.

Sebastian Riveros Roa

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	34
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DE MAGDALENA	36
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA	36
1.2 LOCALIZACIÓN	38
1.3 MARCO GEOLÓGICO	40
1.3.1 Columna estratigráfica	41
1.3.2 Estratigrafía	41
1.3.2.1 Formación Rosa Blanca	42
1.3.2.2 Formación La Paja	42
1.3.2.3 Formación Tablazo	42
1.3.2.4 Formación Simití	42
1.3.2.5 Formación La Luna	42
1.3.2.6 Formación Umir	43
1.3.2.7 Formación Lisama	43
1.3.2.8 Formación La Paz	43
1.3.2.9 Formación Esmeraldas	43
1.3.2.10 Formación Mugrosa	44
1.3.2.11 Formación Colorado	44
1.3.2.12 Formación Real	44
1.3.3 Geología estructural	44
1.3.4 Geología del petróleo	45
1.3.4.1 Roca Generadora	46
1.3.4.2 Roca Reservorio	46
1.3.4.3 Migración	47
1.3.4.4 Roca Sello	47
1.3.4.5 Trampa	47
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	48
1.4.1 Método de producción	48
1.4.2 Tiempo de producción	48
1.4.3 Producción acumulada	49
2. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE SENSIBILIDADES	52
2.1 VARIABLES DE POZO	52
2.1.1 Área (A)	53
2.1.2 Espesor (h)	53
2.1.3 Permeabilidad (K)	53
2.1.4 Gravedad API	53
2.1.5 Gravedad Específica del Petróleo	53
2.1.6 Densidad	53

2.1.7 Presión de yacimiento (P_s)	53
2.1.8 Presión de fondo fluyente (P_{wf})	54
2.1.9 Viscosidad	54
2.1.10 Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)	54
2.1.11 Radio de drenaje (R_e)	54
2.1.12 Radio de pozo (R_w)	54
2.1.13 Skin	54
2.2 SELECCIÓN DE VARIABLES	54
2.2.1 Permeabilidad	55
2.2.2 Presiones	55
2.2.3 Daño de formación o factor skin	55
2.2.4 Gravedad API	55
2.2.5 Viscosidad	55
2.2.6 Espesor de cada zona	55
2.3 SELECCIÓN DE RANGOS	56
2.4 ESTADO MECÁNICO	56
2.5 DESARROLLO DE MODELO EN EXCEL	57
2.5.1 Construcción de la matriz individual para la zona A	60
2.5.2 Construcción de la matriz individual para la zona B	62
2.5.3 Construcción de la matriz conjunta para producción conjunta	63
2.5.4 Resultado de las matrices individuales	63
2.5.4.1 Factor Volumétrico	64
2.5.4.2 Espesor	64
2.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LAS PRUEBAS INICIALES DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE 10 POZOS EXPLORATORIOS	69
3.1 POZO SK_1	72
3.2 POZO SK_2	75
3.2.1 Análisis de resultados	76
3.3 POZO SK_3	77
3.3.1 Preba DST-1	78
3.3.2 Preba DST-2	78
3.4 POZO SK_4	79
3.4.1 Descripción de las pruebas realizadas al pozo SK_4	79
3.5 POZO SK_5	82
3.3 POZO SK_6	84
3.3 POZO SK_7	85
3.3 POZO SK_8	86
3.3 POZO SK_9	87
3.3 POZO SK_10	92
4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	94
4.1 RESEÑA CMG	94

4.1.1 Paquetes incluidos en CMG	94
4.1.1.1 Builder	94
4.1.1.2 GEM	95
4.1.1.3 IMEX	95
4.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_1	95
4.2.1 Condiciones iniciales del simulador	95
4.2.1.1 Condiciones de yacimiento	96
4.2.1.2 Componentes	96
4.2.2 Comportamiento de variable	97
4.2.2 Modelo Radial del pozo SK_1	99
4.2.2 Simulación de escenarios de producción	99
4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_2	99
4.3.1 Condiciones de operación	100
4.3.2 Condiciones de yacimiento	100
4.3.3 Componentes	101
4.3.4 Curvas de permeabilidad relativa	102
4.3.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo	103
4.3.6 Simulación de escenarios de producción	106
4.3.6.1 Primer escenario	106
4.3.6.2 Segundo escenario	108
4.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_3	108
4.4.1 Condiciones de operación	108
4.4.2 Condiciones de yacimiento	108
4.4.3 Componentes	109
4.4.4 Curvas de permeabilidad relativa	110
4.4.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo	111
4.4.6 Simulación de escenarios de producción	114
4.4.6.1 Primer escenario	114
4.4.6.2 Segundo escenario	115
4.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_4	118
4.5.1 Condiciones de yacimiento	118
4.5.2 Componentes	118
4.5.3 Curvas de permeabilidad relativa	120
4.5.4 Construcción del pozo e inicialización del modelo	121
4.5.5 Simulación de escenarios de producción	123
4.5.5.1 Primer escenario	123
4.5.5.2 Segundo escenario	125
4.6 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_5	125
4.6.1 Condiciones de yacimiento	125
4.6.2 Componentes	126
4.6.3 Curvas de permeabilidad relativa	127
4.6.4 Construcción del pozo e inicialización del modelo	128
4.6.5 Simulación de escenarios de producción	129
4.6.5.1 Primer escenario	129
4.6.5.2 Segundo escenario	130

4.7 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_6	131
4.7.1 Condiciones de operación	132
4.7.2 Condiciones de yacimiento	132
4.7.3 Componentes	132
4.7.4 Curvas de permeabilidad relativa	134
4.7.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo	134
4.7.6 Simulación de escenarios de producción	135
4.7.6.1 Primer escenario	135
4.7.6.2 Segundo escenario	136
4.8 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_7	136
4.8.1 Condiciones de operación	136
4.8.2 Condiciones de yacimiento	137
4.8.3 Componentes	137
4.8.4 Curvas de permeabilidad relativa	138
4.8.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo	139
4.8.6 Simulación de escenarios de producción	140
4.8.6.1 Primer escenario	140
4.8.6.2 Segundo escenario	141
4.9 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_8	142
4.9.1 Condiciones de operación	142
4.9.2 Componentes	142
4.9.3 Curvas de permeabilidad relativa	143
4.9.4 Construcción del pozo e inicialización del modelo	144
4.9.5 Simulación de escenarios de producción	146
4.9.5.1 Primer escenario	146
4.9.5.2 Segundo escenario	147
4.10 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_9	147
4.10.1 Condiciones de operación	147
4.10.2 Condiciones de yacimiento	147
4.10.3 Componentes	147
4.10.4 Curvas de permeabilidad relativa	149
4.10.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo	151
4.10.6 Simulación de escenarios de producción	152
4.10.6.1 Primer escenario	152
4.10.6.2 Segundo escenario	152
4.11 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_10	154
4.11.1 Condiciones de operación	154
4.11.2 Condiciones de yacimiento	154
4.11.3 Componentes	154
4.11.4 Curvas de permeabilidad relativa	155
4.11.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo	156
4.11.6 Simulación de escenarios de producción	157
4.11.6.1 Primer escenario	157
4.11.6.2 Segundo escenario	157

5. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR Y EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES QUE GENERAN EL FLUJO CRUZADO ENTRE INTERVALOS PRODUCTORES CONECTADOS POR UN MISMO POZO.	160
5.1 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR	160
5.1.1 Curvas IPR a partir de la ecuación de Darcy.	160
5.1.2 Curvas IPR a partir de la ecuación de Vogel.	160
5.1.2.1 pozo SK_6	160
5.1.2.2 pozo SK_9	162
5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	165
5.3 CONDICIONES QUE GENERAN FLUJO CRUZADO	170
6. EVALUACION FINANCIERA DE LA PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN ASOCIADA AL FLUJO CRUZADO	172
6.1 VALOR PRESENTE NETO	172
6.2 FLUJO DE CAJA LIBRE	173
6.3 TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD	173
6.4 FLUJO DE CAJA	173
6.5 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LOS POZOS CON FLUJO CRUZADO	174
6.5.1 Pozo SK_6	174
6.5.1.1 Flujo de caja para el Pozo SK_6	175
6.5.1.2 Cálculo de indicadores	175
6.5.1.3 Análisis de resultados	181
6.5.2 Pozo SK_9	181
6.5.2.1 Flujo de caja para el Pozo SK_9	182
6.5.2.2 Cálculo de indicadores	182
6.5.2.3 Análisis de resultados	188
7. CONCLUSIONES	189
8. RECOMENDACIONES	191
BIBLIOGRAFÍA	192
ANEXOS	195

TABLA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Localización de la Refinería de Barrancabermeja, Cuenca Valle Medio del Magdalena.	39
Imagen 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	41
Imagen 3. Mapa estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	46
Imagen 4. Estado mecánico propuesto para el caso de estudio.	57
Imagen 5. Matriz de sensibilidades en Excel para la capa 1 y 2 establecida para la zona central del VMM.	59
Imagen 6. Zona A del pozo objeto de estudio.	60
Imagen 7. Modelo de la matriz en Excel para zona A, a una profundidad 5.840 ft y 5.870 ft.	61
Imagen 8. Zona B del pozo exploratorio tipo.	61
Imagen 9. Modelo de la matriz en Excel para zona B a una profundidad 5.970 ft y 6.000 Ft	62
Imagen 10. Esquema de la matriz de sensibilidad para análisis de producción conjunta.	63
Imagen 11. Resultados obtenidos en la sensibilidad para una producción conjunta.	63
Imagen 12. Resultados de la sensibilidad variando el factor volumétrico.	64
Imagen 13. Resultados de la sensibilidad variando el espesor de la capa 1.	65
Imagen 14. Resultados de la sensibilidad variando el Skin en la zona B.	66
Imagen 15. Resultados de la sensibilidad variando el Skin en la zona B.	66
Imagen 16. Resultados de la sensibilidad para producción conjunta variando el factor skin.	68
Imagen 17. Resultados de la sensibilidad para producción conjunta variando la permeabilidad.	68
Imagen 18. Comportamiento de la curva de Compresibilidad vs Presión Intervalo B1.	73
Imagen 19. Comportamiento de la curva de Viscosidad vs Presión Intervalo B1.	74
Imagen 20. Comportamiento de la curva de Factor volumétrico del petróleo vs Presión Intervalo B2.	74
Imagen 21. Registro eléctrico del pozo SK_4 para el intervalo 11.782 ft-11.857 ft.	81
Imagen 22. Registro eléctrico para la sección 8 ½ de pulgadas. Formación Esmeraldas	82
Imagen 23. Registro eléctrico para la sección 8 ½ de pulgadas. Formación Esmeraldas.	83
Imagen 24. Comparación con la curva teórica para relación gas en solución Vs Presión	89
Imagen 25. Comparación con la curva teórica para Factor Volumétrico Vs Presión.	90
Imagen 26. Comparación con la curva teórica para Viscosidad Vs Presión.	91

Imagen 27. Corrección de la curva de viscosidad.	92
Imagen 28. Paquete de programas de CMG.	94
Imagen 29. Características iniciales del Modelo para el pozo SK_1.	95
Imagen 30. Condiciones iniciales del Modelo del pozo SK_1	96
Imagen 31. Comportamiento de las variables para crear el PVT.	98
Imagen 32. Modelo radial del pozo SK_1	99
Imagen 33. Condiciones iniciales de operación para el pozo SK_2	100
Imagen 34. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_2.	103
Imagen 35. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_2.	104
Imagen 36. Estado mecánico del pozo SK_2.	105
Imagen 37. Visualización del modelo para el pozo SK_2 a apartar de la permeabilidad.	106
Imagen 38. Simulación del escenario 2 para el pozo SK_2.	107
Imagen 39. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_3.	111
Imagen 40. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_3.	112
Imagen 41. Estado mecánico del pozo SK_3.	113
Imagen 42. Visualización del modelo radial - pozo SK_3	114
Imagen 43. Resultados de simulación del escenario 1 - pozo SK_3.	114
Imagen 44. Simulación del caso 2 -pozo SK_3.	115
Imagen 45. Distribución de la permeabilidad en el pozo SK_4.	116
Imagen 46. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_4.	118
Imagen 47. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_4.	119
Imagen 48. Inicialización de modelo de simulación para SK_4.	120
Imagen 49. Modelo de simulación escenario 1 - Pozo SK_4.	124
Imagen 50. Curvas de permeabilidad relativa el modelo radial SK_5.	124
Imagen 51. Condiciones de Referencia para el pozo SK_5	125
Imagen 52. Modelo de simulación construido para el pozo SK_5.	126
Imagen 53. Simulación del escenario 1 -Pozo SK_5.	127
Imagen 54. Simulación del escenario 2 -Pozo SK_5.	128
Imagen 55. Curvas de permeabilidad relativa para el pozo SK_6.	131
Imagen 56. Porosidad de las capas para el modelo radial SK_6.	132
Imagen 57. Comportamiento del factor volumétrico para los fluidos del pozo SK_7.	135
Imagen 58. Curvas de permeabilidad relativa para el pozo SK_7.	136
Imagen 59. Distribución de permeabilidad para SK_7.	137
Imagen 60. Simulación del escenario 1 - Pozo SK_7.	138
Imagen 61. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_8.	141
Imagen 62. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_8.	142
Imagen 63. Restricciones del pozo SK_8 necesarias para inicializar el modelo.	142
Imagen 64. Modelo de simulación inicial del SK_8.	143
Imagen 65. Resultados de simulación del escenario 1 - Pozo SK_8	143

Imagen 66. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_9.	147
Imagen 67. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Mugrosa 1 para el pozo SK_9	147
Imagen 68. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Mugrosa 2 para el pozo SK_9.	148
Imagen 69. Condiciones de operación para el pozo SK_9.	149
Imagen 70. Modelo de simulación para el pozo SK_9	149
Imagen 71. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_10.	153
Imagen 72. Modelo de simulación del pozo SK_10.	153
Imagen 73. Simulación del escenario 1 - Pozo SK_10.	154
Imagen 74. Secuencia de distribución de presión para el pozo SK_6.	168
Imagen 75. Secuencia de distribución de presión para el pozo SK_9.	169
Imagen 76. Simulación del escenario 2 para el pozo SK_10.	170
Imagen 77. Flujos de caja para caso real, teórico y comparativo del pozo SK_6.	174
Imagen 78. Flujos de caja para caso real, teórico y comparativo. Pozo SK_9.	179

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen de los campos activos más influyentes de la zona central del VMM.	37
Tabla 2. Situación actual de los campos más representativos de la zona central del VMM.	49
Tabla 3. Producción por Cuenca y su participación en la producción total nacional.	50
Tabla 4. Barriles de Petróleo por día aportados según el contrato en el VMM.	50
Tabla 5. Variables seleccionadas para el análisis de sensibilidad.	
Tabla 6. Rangos seleccionados para la zona central de la Cuenca del VMM.	54
Tabla 7. Resumen de la información obtenida para los pozos del SK_1, SK_2, SK_3, SK_4, SK_5.	56
Tabla 8. Resumen de la información obtenida para los pozos del SK_6, SK_7, SK_8, SK_9, SK_10.	70
Tabla 9. Intervalos y profundidades perforados para la Formación B1.	71
Tabla 10. Intervalos y profundidades perforados para la Formación B1 en la segunda sesión.	75
Tabla 11. Resumen de datos de las pruebas de Yacimiento, Roca y Fluidos para la Formación B1.	76
Tabla 12. Resumen de datos de la prueba DST1 para el pozo SK_3.	77
Tabla 13. Resumen de datos de la prueba DST2 para el pozo SK_3.	78
Tabla 14. Profundidades de los intervalos perforados en el pozo SK_4.	79
Tabla 15. Resultado de prueba para las arenas conectadas por el pozo SK_5.	79
Tabla 16. Resumen de información relevante para el pozo SK_5.	83
Tabla 17. Características de los intervalos productores para pozo SK_6.	84
Tabla 18. Resultados de pruebas selectivas para pozo SK_6.	84
Tabla 19. Resultados de pruebas selectivas para pozo SK_7.	85
Tabla 20. Resultados de producción de petróleo durante las pruebas del pozo SK_8.	86
Tabla 21. Datos obtenidos de análisis de registros para el pozo SK_8.	86
Tabla 22. Datos obtenidos de la prueba PBU para cada intervalo.	87
Tabla 23. Resultados del caudal obtenidos durante las pruebas selectivas.	87
Tabla 24. Resultados obtenidos de las pruebas selectivas para el pozo SK_10.	92
Tabla 25. Datos tabulados para la Fm. B1 del pozo SK_1.	96
Tabla 26. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_2.	101
Tabla 27. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_3.	110
Tabla 28. Presión y Factor volumétrico para región saturada en el pozo SK_3.	110
Tabla 29. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_4.	117
Tabla 30. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_4	117
Tabla 31. Datos de PVT para región saturada.	123
Tabla 32. Resultados de pruebas PVT para región subsaturada.	127

Tabla 33. Resultados de pruebas PVT para el pozo SK_6.	132
Tabla 34. Resultados pruebas PVT para región subsaturada.	133
Tabla 35. Región saturada para fluido proveniente de la formación Colorado.	134
Tabla 36. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_8.	139
Tabla 37. Datos de curvas PVT para región saturada de la formación Esmeraldas en el pozo SK_9.	145
Tabla 38. Datos de curvas PVT para región saturada de la formación Mugrosa en el pozo SK_9.	148
Tabla 39. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_10.	148
Tabla 40. Datos de curvas PVT para región subsaturada en el pozo SK_10.	151
Tabla 41. Resumen de los resultados obtenidos en las simulaciones.	152
Tabla 42. Datos de formaciones e intervalos productores para el pozo SK_6.	156
Tabla 43. Datos de propiedades de presión, factor volumétrico y viscosidad para el pozo SK_6.	158
Tabla 44. Datos de formaciones e intervalos productores para el pozo SK_9.	159
Tabla 45. Datos de propiedades de presión, factor volumétrico y viscosidad para el pozo SK_9.	160
Tabla 46. Porcentaje de pérdidas presentado por el Pozo SK_6.	175
Tabla 47. Indicadores calculados para el pozo SK_6.	176
Tabla 48. Porcentaje de pérdidas presentado por el Pozo SK_9.	178
Tabla 49. Cálculo de indicadores para el pozo SK_9.	180

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación de la ley de Darcy	56
Ecuación 2. Gravedad API.	56
Ecuación 3 Gravedad específica del petróleo.	57
Ecuación 4 Ecuación de Corey para la predicción de la permeabilidad relativa basado en la producción de petróleo y agua.	105
Ecuación 5 Predicción de la saturación de agua basado en la producción de petróleo y agua.	105
Ecuación 6 Ecuación de Darcy para flujo monofásico.	160
Ecuación 7 Ecuación de Vogel.	157
Ecuación 8 Valor Presente Neto.	173
Ecuación 9 Flujo de Caja Neto.	173

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Aporte de BOPD por contratos en la zona central del VMM.	51
Gráfico 2. Resultados de simulación del escenario 1-Pozo SK_2.	107
Gráfico 3. Resultados de simulación del escenario 2-Pozo SK_2.	108
Gráfico 4. Resultados de simulación del caso 2 - pozo SK_3.	115
Gráfico 5. Resultados de simulación del escenario 1 - Pozo SK_4	121
Gráfico 6. Resultados de simulación del escenario 2 - Pozo SK_4.	122
Gráfico 7. Resultados de simulación del escenario 1.	127
Gráfico 8. Resultados de simulación del escenario 2.	128
Gráfico 9. Resultados de las simulaciones - Pozo SK_6.	133
Gráfico 10. Resultados de la simulación del escenario 2.	138
Gráfico 11. Resultados de la simulación del escenario 2 - Pozo SK_8.	144
Gráfico 12. Resultados de la simulación para el pozo SK_9.	150
Gráfico 13. Resultados de simulación del escenario 2 - -pozo SK_10	155
Gráfico 14. IPR´s por cada intervalo y combinada para el pozo SK_6.	159
Gráfico 15. IPR´s por cada intervalo y combinada para el pozo SK_9.	161
Gráfico 16. Flujo de caja para el pozo SK_6.	175
Gráfico 17. Flujo de caja con operaciones cierre de la capa mediante Workover.	176
Gráfico 18. Flujo de caja con instalación de sarta dual mediante Workover.	180
Gráfico 19. Flujo de caja sin inversión en labores de workover.	182
Gráfico 20. Flujo de caja considerando el cierre de capa mediante operaciones de workover.	183
Gráfico 21. Flujo de caja considerando instalación de sarta dual.	184

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados de pruebas de laboratorio.	189
Anexo B. Datos para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa	193
Anexo C. Matriz de ensayo y error para la determinación de curvas de permeabilidad relativa	198
Anexo D. Datos seleccionados para la construcción de las curvas IPR	199

LISTA DE ABREVIATURAS

°API	Grados API (American Petroleum Institute).
°F	Grados Fahrenheit.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API	Instituto Americano del petróleo (American Petroleum Institute).
Bbl (s)	Barril o Barriles.
Bbl/hr	Barril por hora.
BFPD	Barriles de fluido por día.
β_g	Factor Volumétrico del Gas.
BN	Barriles Normales.
β_o	Factor Volumétrico del Petróleo.
BOPD	(Barrels of Oil per Day) Barriles de petróleo por día.
BOPD/psi	Barriles de petróleo por día producidos por cada psi.
BOP's	Blow Out of Preventer (Válvula de Preventor de reventones).
BS&W	(Basic Sediments and Water) Porcentaje de agua y sedimentos.
BWPD	(Barrels of water per Day) Barriles de agua por día
cP	Centipoise.
Csg	Tubería de revestimiento.
D_i	Tasa de declinación inicial.
E_g	Factor de Empuje por capa de gas
Fm	Formación.
Fr	Factor de fricción.
ft	Pies.
ft³	Pies cúbicos.
G	Aceleración Gravitacional.
G.E	Gravedad Específica.
GOR	(Gas-Oil Relation) Relación gas-petróleo. (SCF/BOPD)
GR	Gamma Ray (registro eléctrico)
h	Altura.
Hr	Hora.
ID	(Inside Diameter) Diámetro interno.
In	Pulgadas.
IP	Índice de Productividad. (BOPD/psi)
IPR	Curva de Oferta de Petróleo in situ.

D_i	Coordenada i perteneciente al modelo radial en Builder.
D_j	Coordenada j perteneciente al modelo radial en Builder.
D_k	Coordenada k perteneciente al modelo radial en Builder.
Km	Kilómetros.
K	Permeabilidad.
Lb	Libra.
Lbm	Libra masa.
Ln	Logaritmo Natural.
Lpc	Libras por pulgada cuadrada.
mD	Milidarcy.
MD	(Measure Depht) Profundidad Medida.
MOBP	Millones de barriles de petróleo.
MSCF/D	Millones de Pies Cúbicos Estándar por día.
M	Metros.
MA	Millones de Años.
N_p	Producción de Petróleo Acumulada.
OD	(Outside Diameter) Diámetro Externo.
P	Presión.
PBU	(Build Up) Prueba de presión.
P_H	Presión hidrostática.
P_{HP}	Presión de cabeza de pozo.
PMP	Profundidad media de los perforados.
Ppg	Libras por Galón.
psi	Libras por Pulgada cuadrada.
P_{wf}	Presión de Fondo Fluyente.
P_{wfs}	Presión de Fondo Fluyente Estático.
P_{wh}	Presión de Fondo Fluyente en el Cabezal.
P_{ws}	Presión de Fondo Estática.
P_s	Presión de Yacimiento.
Q	Caudal.
Q_i	Caudal inicial.
Q_o	Caudal de petróleo.
Q_w	Caudal de agua.
R_e	Radio de drenaje.
R_s	Relación gas-petróleo. (SCF/BN)
R_w	Radio del pozo.

RBP	Tapón de Retención Recuperable
S	(Skin) factor de daño a la formación.
SCF	Standard Cubic Feet (Pie cubico estándar)
S_g	Gas en solución.
T	Temperatura.
TVD	(True Vertical Depht) Profundidad Vertical Verdadera.
T_s	Temperatura de Yacimiento.
VMM	Valle Medio del Magdalena.
Y_o	Gravedad especifica del petróleo.

GLOSARIO

AMBIENTE ANÓXICO: es un ambiente en el cual la concentración de oxígeno es escasa o nula. Los ambientes anóxicos son los ideales para la generación de hidrocarburo.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: hace referencia a las condiciones físicas, geológicas y ambientales bajo las cuales fueron depositados los sedimentos en una zona específica. Se clasifican en continental, transicional y marino.

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Agencia encargada de administrar los recursos de hidrocarburos presentes en Colombia, establecida como agencia de control por el Ministerio de Minas y Energía del país. La principal función es supervisar y aplicar el modelo de contrato para explorar y producir hidrocarburos en el país.

ANTICLINAL: se clasifica como un tipo de trampa estructural, ocasionada por esfuerzos compresivos en las capas de la tierra. Tiene forma convexa hacia arriba, por lo que las formaciones más antiguas se encuentran en el núcleo de la estructura.

ARCILLA: roca sedimentaria de origen detrítico. Su formación es por la descomposición de rocas que contienen feldespato y sus sedimentos son de grano fino. Adquiere un diámetro de partículas inferiores a 0,0039 mm y se clasifica como un mineral, sus principales componentes son los silicatos como el feldespato y el anfíbol.

ARENA: roca suelta de origen detrítico. Es producto de la meteorización de las rocas y de la selección del material detrítico llevada a cabo por los agentes móviles de granitos minerales. Está coloreada de amarillo o de marrón por el hidróxido de hierro y su tamaño se encuentra entre 0,06 a 4 mm de diámetro. Consta fundamentalmente de elementos silíceos y de otros minerales intensamente meteorizados. En consecuencia, la arena fina está compuesta por granos de 20 a 200 micras; la arena gruesa, compuesta de granos de 0,2 a 4 mm.

ARENISCA: roca sedimentaria de origen detrítico. Su textura se clasifica de grano fino y el color varía dependiendo el material cementante que puede ser: roja o parda rojiza, blanca, amarillenta o grisácea. El tamaño de sus granos se encuentra entre 0,063 mm y 4 mm. El principal compuesto es el cuarzo y presenta alto contenido de sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro, los cuales actúan como cementadores.

CABEZAL DE POZO: sección superior de un pozo, que permite la instalación de diferentes accesorios (BOP's, revestidores, colgadores de la tubería de revestimiento) que proveen estabilidad al pozo. De igual manera permite la instalación de líneas y controles de flujo en superficie para que las operaciones de

producción tengan la mayor eficiencia.

CALCÁREO: es la característica propia de una formación, que presenta contenido de carbonato de calcio.

CALIZA: roca sedimentaria calcárea de origen químico. El tamaño de grano oscila entre 0.004 mm y 64 mm. Conformada por Carbonato de Calcio y otros componentes en menor proporción como arcilla, dolomia, aragonito, hematita, cuarzo, siderita y magnesita.

CABALGAMIENTO: evento geológico que consiste en el desplazamiento de una capa sobre otra. Se evidencia con la aparición de pliegues en las estructuras de un terreno.

CAMPO: es un área localizada donde se ha comprobado la acumulación de petróleo en el subsuelo. Se requiere uno o más yacimientos de hidrocarburo, recubiertos por una roca que actúe como sello.

CANALIFORMES: estructuras que conservan una forma idéntica unas a otras y poseen propiedades de flujo uniformes.

CAPA: es la unidad estratigráfica más pequeña. Posee un espesor variable desde uno o más pies. Debe poder ser distinguido de sus estratos adyacentes para ser considerado como una capa.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: hace referencia a la representación vertical de los estratos existentes en una cuenca o zona específica de la Tierra. Resalta el tiempo geológico, edad e información importante acerca de la estratigrafía.

COMPACTACIÓN: proceso físico que permite la consolidación de los sedimentos, produciendo una reducción en la porosidad al disminuir los espacios entre los granos.

CONCORDANTE: estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados sin ninguna interrupción.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico. Se clasifican como grano grueso ya que sus fragmentos constitutivos tienen diámetros mayores a 4 mm. Están constituidas por fragmentos de roca suelta, rodeado de otras rocas unidos por cemento.

CORTE DE AGUA: volumen o porcentaje de agua por cada barril de petróleo producido.

CUENCA: es una concavidad de la corteza terrestre que ha sido formada por la tectónica de placas y la subsidencia. En ésta se acumulan sedimentos, restos fosilíferos y materia orgánica.

DIFERENCIAL DE PRESIÓN: es la variación de presión existente respecto al tiempo.

DISCORDANTE: es el contacto que separa dos estratos (uno más antiguo que el otro) pero en el cual ocurrió un período de ausencia de depositación combinado, posiblemente, con un proceso de erosión.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que estudia la depositación de las formaciones, historia, distribución de los estratos y edades relativas. De igual manera, estudia la correlación de estratos, es decir, los contactos entre formaciones.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo, el ángulo de apoyo del sedimento y la proporción de provisión del mismo.

ESP: hace referencia a los elementos del sistema petrolífero presentes en una Cuenca, los cuales son indispensables para que se genere y entrapen hidrocarburo en la zona. Estos son: roca generadora, trampa, migración, roca sello y roca reservorio.

EXPLORACIÓN: es la fase inicial de las operaciones realizadas en la industria del petróleo. Inicia desde las labores de estudio del terreno como la sísmica hasta la perforación y producción del primer pozo de exploración.

FALLA: es una zona de fractura que presenta desplazamiento de los bloques generados a cada lado de la falla. Pueden ser de tipo normal o inversa dependiendo de la repetición de los estratos en los dos bloques de la falla.

FLUJO CRUZADO: paso de fluido de una formación permeable a otra cuando se encuentran conectadas por un mismo pozo. Se presentan diferenciales de presión que genera la migración del fluido desde la zona con mayor presión a la de menor presión.

FLUJO RADIAL: es el flujo presente en yacimiento, donde las líneas de corriente convergen hacia el pozo y su densidad por unidad de área se incrementa al acercarse al mismo. Como consecuencia, se evidencia flujo turbulento por la convergencia de las corrientes hacia la zona de menor presión.

FORMACIÓN: es un cuerpo de roca que contiene estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las

subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que basa sus estudios en la historia, estructura, eventos geológicos y la relación entre las formaciones que componen el sistema.

GRAVEDAD API: establecida por el Instituto Americano del Petróleo, es la medida de la densidad relativa, expresada en grados. Todos los líquidos presentan un rango de medida entre 10° y 70°.

GRUPO: conjunto de una o varias formaciones pertenecientes a la litología de un área específica de la Tierra.

HETEROGENEIDAD: variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio. Estos cambios dificultan el estudio de las arenas productoras, razón por la cual se trabajan con promedios de las variables, basados en técnicas de determinación como las unidades de flujo hidráulicas (HFU)

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: es el volumen del fluido producido en el tiempo por cada psi. En efecto, es la capacidad de producción de un pozo conectado al yacimiento.

INFRAYACENTE: es un término usado en geología para expresar que una formación o elemento de la corteza terrestre se encuentra por debajo de otro material existente en un lugar determinado.

KERÓGENO: material que cuenta con un 80 a 90% de material orgánico. Es uno de los componentes principales en la aparición del hidrocarburo.

LEY DE DARCY: establecida por Henry Darcy en 1847 a partir de un estudio del flujo de fluidos. Estudia el comportamiento de los fluidos contenidos en un recipiente y es considerada la ecuación más importante en la industria petrolera para definir el caudal y conducta de los fluidos en un yacimiento.

LITOLOGÍA: rama de la geología que estudia las características físicas y químicas de la roca. Evalúa la composición, el tamaño de grano y la orientación de estos. Es una variable de gran relevancia en el comportamiento de la roca ante esfuerzos tectónicos y paso de fluido en su interior a través de los canales preferentes de flujo.

LODOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico. Su textura es denotada por la laminación fina y tamaño de grano fino. El diámetro de los granos es de 0,0624 mm aproximadamente. Presenta alto contenido de arcilla y limo.

LUTITA: rocas sedimentarias de origen detrítico. Presenta tipo de grano fino con

tamaño variable entre 0,00006 a 0,0625 mm. Los feldespatos y micas son sus principales componentes.

MECANISMO PRIMARIO DE PRODUCCIÓN: energía del yacimiento que permite la extracción del hidrocarburo a superficie. La eficiencia para desarrollar esto último depende del tipo de mecanismo de empuje propio del yacimiento (acuífero activo, capa de gas, gas en solución, drenaje gravitacional, expansión de la roca y los fluidos) y, en el caso del acuífero activo y capa de gas, la extensión de estos con respecto al área del yacimiento.

MIEMBRO: es una subdivisión de una Formación, conformada por características similares a las del bloque más grande, pero que ha sido transformada por eventos geológicos distintos.

MIGRACIÓN: paso de fluidos desde la roca generadora hacia la roca reservorio. Generalmente, se produce de un área más profunda a una menos profunda, debido a la flotabilidad de los fluidos y a los diferenciales de presión entre las formaciones.

MONOCLINAL: estructura inclinada en una sola dirección que presenta sus capas o estratos orientados hacia una dirección específica.

PERMEABILIDAD: es la capacidad de una formación para permitir el flujo de un fluido a través de él sin alterar su estructura interna. Un material es permeable cuando permite pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado.

PERMEABILIDAD EFECTIVA: la capacidad de flujo en una formación para un fluido específico cuando coexisten con otros inmiscibles.

PETROFÍSICA: especialidad que se basa en la mezcla de la ingeniería del petróleo, geofísica y geología, para determinar cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma.

PORO: es un vacío existente en una roca, que puede almacenar diferentes fluidos tales como: aire, agua, hidrocarburos u otros fluidos.

POROSIDAD: capacidad de una roca para almacenar cierto volumen de fluidos.

POZO EXPLORATORIO: pozo probatorio cuyo objetivo es confirmar el modelo geológico de la o las estructuras determinadas mediante métodos geofísicos y la existencia o no de hidrocarburos en dichas estructuras.

PRUEBAS PVT: conjunto de pruebas que determinan la influencia de la temperatura y presión en el volumen del fluido de yacimiento. Se realizan en laboratorio bajo condiciones específicas que permitan establecer parámetros como:

factor volumétrico, presión de burbuja, relación de gas en solución y relación Gas-petróleo, en yacimiento y superficie. A partir de estas pruebas, se pueden desarrollar correlaciones que permitan el cálculo de nuevas variables a partir de las analizadas en laboratorio.

REGISTRO PLT: registro que permite el monitoreo de las condiciones de operación como caudal y presión durante la etapa de producción. Basados en los resultados, se identifican problemáticas en el yacimiento o en pozo para proceder con su solución. Además, controla variables como temperatura y densidad del fluido con respecto a la profundidad.

RELACIÓN GAS PETRÓLEO: cantidad de pies cúbicos estándar de gas que se disuelve en un barril de crudo a condiciones de presión y temperatura específicas.

ROCA: sistema homogéneo formado por uno o más minerales o mineraloides. Se clasifica en Sedimentaria, Metamórfica o Ígnea dependiendo de su proceso de formación. Para análisis en Ingeniería de yacimientos y simulación, se contemplan los tipos de roca como una forma de clasificación basado en la variación de las características petrofísicas entre formaciones.

ROCA GENERADORA: normalmente son calizas o lutitas. Presenta contenido entre 1 al 10% de materia orgánica y una cantidad de carbono orgánico total superior al 0.05 %. Cuando son de origen marino suelen ser altamente petrolíferas y las de origen terrestre son comúnmente gasíferas.

ROCA SELLO: se caracteriza por ser prácticamente impermeable, usualmente entre 1×10^{-6} y 1×10^{-8} darcies. Las rocas sello generalmente son lutitas, anhidrita o sal. Permiten los sellos locales en los yacimientos.

ROCA RESERVORIO: son rocas con la capacidad de almacenar fluidos y permitir su paso a través de ella. Su principal característica es una buena Permeabilidad con valores que oscilan entre 50 y 600 mD.

RIFTING: divergencia y distensión causada por la separación de las placas tectónicas.

SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS: es la predicción o corrida de un modelo que se establece a partir de características petrofísicas y un historial de presión y producción de un yacimiento en específico.

SUPRAYACENTE: es un término usado en geología para expresar que una formación o elemento de la corteza terrestre se encuentra por encima de otro material existente en un lugar determinado.

SINCLINAL: es un plegamiento de forma cóncava en el terreno, donde su núcleo está conformado con el material más reciente que se ha depositado. Es generado por esfuerzos de tensión.

SISTEMA PETROLÍFERO: conjunto de factores que permiten la formación y entrapamiento de hidrocarburo en una zona determinada. Entre ellos se encuentran: la roca generadora, roca sello, roca almacenadora, trampa y migración.

SUBSIDENCIA: es un hundimiento progresivo de la superficie del terreno como consecuencia de trabajos de minería, colapso de cavidades subterráneas, extracción de gas y petróleo o desecación.

TRAMPA: configuración de rocas que tienen la capacidad de almacenar hidrocarburos. Generalmente se encuentran selladas por una formación impermeable o una falla, por las cuales el hidrocarburo no puede migrar. Las trampas se clasifican como trampas estratigráficas o trampas estructurales.

VARIABLES DE FLUJO: son parámetros que influyen directamente en la capacidad de desplazamiento del fluido dentro del yacimiento y desde yacimiento hacia el pozo. Entre los más relevantes, se encuentra la permeabilidad, daño de formación y viscosidad.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. La unidad de medida es el Poise, equivalente a dina-s/cm². Como un poise representa una viscosidad alta se utiliza 1/100 poise, o un Centipoise (cP.), para las mediciones de lodos.

WORKOVER: servicio realizado a pozo para optimizar las actividades de producción, bien sea para un asilamiento de zonas, procesos de recuperación secundaria o para abrir nuevas zonas productoras.

YACIMIENTO: una capa del subsuelo la cual presenta un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Lo ideal en un yacimiento de petróleos es que exista una roca sedimentaria, pues tienen mayor porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados.

RESUMEN

El Valle Medio del Magdalena (VMM) es una de las veintitrés Cuencas sedimentarias de Colombia. Tuvo sus inicios con la exploración de hidrocarburos hacia la zona central, en donde sus Campos principales fueron La Cira-Infantas (1918), el Campo Casabe (1941), Campo Llanito (1955) y el Campo Gala (1985). En la zona central, las formaciones productoras son Mugrosa, Colorado y Esmeraldas, las cuales presentan variación en sus propiedades petrofísicas y, por ésta condición, los yacimientos son clasificados como heterogéneos.

Con el propósito de obtener la mayor producción de los pozos, ECOPETROL S.A. se ha encargado de realizar pruebas a los mismos para predecir el comportamiento de los fluidos cuando existe una producción conjunta “commingled”.

Se desarrolla el análisis matemático de la información obtenida de diez (10) pozos exploratorios, de los cuales se cuenta con datos de las pruebas iniciales de producción y presión, junto con algunos análisis PVT de muestras tomadas en campo. El análisis consiste en la construcción de una matriz de sensibilidad en Excel, a partir de la cual se identifican variables de influencia en la aparición del flujo cruzado. Posteriormente, se realiza construcción de los modelos radiales de simulación (utilizando el simulador de CMG), para lograr un cotejo histórico con la información suministrada y así poder utilizar los modelos como herramienta de predicción del comportamiento de producción de los pozos durante su vida útil.

Posterior a la construcción de los modelos, se establecen las curvas IPR para los pozos con presencia de flujo cruzado, con el fin de pronosticar el comportamiento de la producción durante un periodo determinado y así predecir la pérdida de caudal recuperado asociado al flujo cruzado o interferencia entre intervalos.

Finalmente, se desarrolla el análisis financiero mediante el cálculo de los indicadores (Valor presente neto y tasa interna de retorno) para dos escenarios específicos: producción del pozo sin realizar labores de Workover y producción del pozo luego del cierre de la capa con flujo cruzado o la instalación de una sarta dual mediante operaciones de Workover.

Palabras claves: Flujo cruzado Simulación Numérica Yacimientos, Modelo Radial Simple, Cuenca Valle Medio Magdalena, Producción conjunta.

INTRODUCCIÓN

Se denomina flujo cruzado al ingreso de fluidos de una formación permeable a otra a través del pozo como consecuencia de los diferenciales de presión de yacimiento entre las formaciones productoras. La conexión de dos o más arenas en un pozo puede ser una alternativa que disminuya la inversión debido a la reducción en la cantidad que deben perforados y, por consiguiente, hace parte de la optimización de la producción de hidrocarburos y la rentabilidad de proyectos para una empresa. Sin embargo, el flujo cruzado es uno de los factores con mayor impacto negativo en la producción, ya que su identificación es compleja en la fase exploratoria debido a la limitada información con la que se cuenta. A pesar de que la disminución en producción puede atribuirse a diversos factores como reducción en la permeabilidad de las arenas cercanas al pozo, daño de formación por labores de perforación, taponamiento del área cañoneada, entre otros, el proyecto de grado tiene el propósito de determinar si el flujo cruzado es la causal de la pérdida de producción en diez (10) pozos exploratorios de la zona central de la Cuenca Valle Medio Del Magdalena y la identificación de las condiciones necesarias para que se desarrolle el fenómeno a partir de la realización de modelos de simulación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar las condiciones que favorecen la presencia de flujo cruzado y su efecto en la pérdida de producción de pozos exploratorios de la zona central del Valle Medio del Magdalena.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología de la zona central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Realizar una matriz de sensibilidades de las propiedades de la roca y los fluidos que favorezcan la pérdida de producción asociada al flujo cruzado.
3. Analizar la información de las pruebas iniciales de presión y producción de 10 pozos exploratorios asignados como objeto de estudio.
4. Construir un modelo de simulación numérica de yacimientos que evalúe el comportamiento de producción y presión de los pozos objeto de estudio.
5. Construir curvas IPR individuales para cada intervalo productor con la información obtenida del modelo.
6. Evaluar las condiciones que generan el flujo cruzado entre intervalos productores conectados por un mismo pozo a partir de los resultados obtenidos de la simulación numérica y las curvas IPR.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DE MAGDALENA

A lo largo de este capítulo se describen las principales características de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, haciendo énfasis en la zona central. De éste modo, se señalan los temas referentes a la historia de la Cuenca, localización geográfica, marco geológico e historial de producción de la Cuenca.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA

El Valle Medio del Magdalena es una de las veintitrés Cuencas sedimentarias del país, productoras de hidrocarburos y, por consiguiente, de alto interés para empresas del sector petrolero. Cubre un área de 28.300 Km², limitados por la falla de Bucaramanga en el norte y la falla de Cambao en el Sur¹. En toda su extensión se encuentran 51 campos descubiertos, siendo la Cira – Infantas el más antiguo.

La zona central de la Cuenca del VMM fue la primera en ser explorada y producida. Tras haber logrado y firmado la concesión de Mares en 1905. A partir de la solicitud de Roberto de Mares para la explotación petrolera en la zona de Barrancabermeja, se iniciaron los procesos de exploración en la zona cercana al caño San Antonio, Santander. En consecuencia, la historia petrolífera en la Cuenca inició con los procesos de exploración en el campo La Cira-Infantas, con el primer proyecto de exploración y producción en el país. Según Vásquez *“la exploración en la Cuenca del VMM inicia con la perforación del pozo Infantas #1 el 14 de junio de 1916, pero dicho pozo fue abandonado por un tiempo, debido a inconvenientes con los suministros de energía. Sin embargo, luego del montaje de nuevas calderas, se reanudaron las operaciones de perforación”*². Las actividades finalizaron el 11 de noviembre 1918 al conectar las arenas de la formación Mugrosa a una profundidad de 2.285 ft. La perforación del segundo pozo (Infantas # 2) inició el 12 de diciembre de 1917 a 2 Km del pozo Infantas # 1, con una duración de 4 meses y alcanzando una profundidad de 2.250 ft. Al igual que el pozo Infantas#1, el objetivo fue el estudio de la formación Mugrosa. El tercer pozo (Infantas # 3) fue perforado a 300 metros del pozo Infantas #2 y se puso en funcionamiento el 19 de diciembre de 1918 con una profundidad de 2.300 ft.

Los tres pozos mencionados fueron la primera campaña de perforación de la zona con equipos de percusión - rotaria generada por La Tropical Oil Company. El éxito de los pozos impulsó el crecimiento de las campañas de perforación, alcanzando un total de 17 pozos productores exitosos para 1924. Dos años más tarde, finalizó la construcción del oleoducto de la zona, el cual conectó la producción de 171 pozos

¹ SARMIENTO, Gustavo. Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Agosto 2015, Pág. 54

² VAZQUEZ, Hernán. La historia del petróleo en Colombia, Revista Universidad EAFIT, Vol. 30, No 93 Medellín.1994. p 4.

productores del campo La Cira-Infantas y otros descubrimientos cercanos³. Durante los primeros años de concesión se realizaron los levantamientos geológicos de la zona que finalizaron en 1930, arrojando problemáticas para el sector en cuanto a topografía y falta de vías de comunicación. De igual manera, durante esos años se estudiaron formaciones prospectivas como Colorado y Mugrosa que, posteriormente, fueron probadas para extracción de aceite liviano no comercial. Los años siguientes de la concesión de Mares hasta su finalización en 1951 (con la creación de Ecopetrol SA.) tuvieron como resultado el descubrimiento de varios campos importantes para la zona, entre ellos: el Campo Casabe descubierto en 1941 por la exploración de la empresa Shell con el pozo Casabe # 1, cuyo propósito fue alcanzar la Formación Mugrosa, Colorado y Esmeraldas a una profundidad de 5.562 pies; Campo Llanito, el cual fue descubierto durante una campaña de exploración en 1955 bajo la operación de Ecopetrol S.A, éste inició con la perforación del pozo Llanito-1 a 13.561 pies de profundidad con el fin de alcanzar las formaciones del grupo Calcáreo Basal. A pesar de que el pozo fue considerado como no comercial, continuaron con las perforaciones durante las décadas de los 50 y 60 para obtener un total de 31 pozos perforados con 28 productores. En 1985 se descubrió el Campo Gala, cuyo propósito fue alcanzar la formación Mugrosa a 4.979 pies, operado por la Empresa Colombiana de Petróleos. En la **Tabla 1**, se realiza un resumen de los campos en operación que a octubre de 2018 se tienen en el área central de la Cuenca del VMM.

Tabla 1. Resumen de los campos activos más influyentes de la zona central del VMM.

CAMPO	ÁREA (acres)	CONTRATO	EMPRESA OPERADORA	NÚMERO DE POZOS.
La Cira	6.942	De Mares	ECOPETROL S.A.	383
Casabe	753,68	Casabe	ECOPETROL S.A.	150
Yarigui-Cantagallo	3.000	Yarigui-Cantagallo	ECOPETROL S.A.	106
Jazmín	1.700	Nare	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.	360
Girasol	609	Nare	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.	146
Moriche	1.03	Nare	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.	301
Palagua	603	Palagua	ECOPETROL S.A.	108
Infantas	6.94	De Mares	ECOPETROL S.A.	1.045
Llanito	1.780	De Mares	ECOPETROL S.A.	45

³ Ibid, p. 6

Tabla 1. (Continuación)

CAMPO	ÁREA (acres)	CONTRATO	EMPRESA OPERADORA	NÚMERO DE POZOS
Gala	1.482	De Mares	ECOPETROL S.A.	34
Provincia	5.436	Provincia	ECOPETROL S.A.	160

Fuente. Elaboración propia. Basado en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Informe Ejecutivo Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Colombia. 2018.

1.2 LOCALIZACIÓN

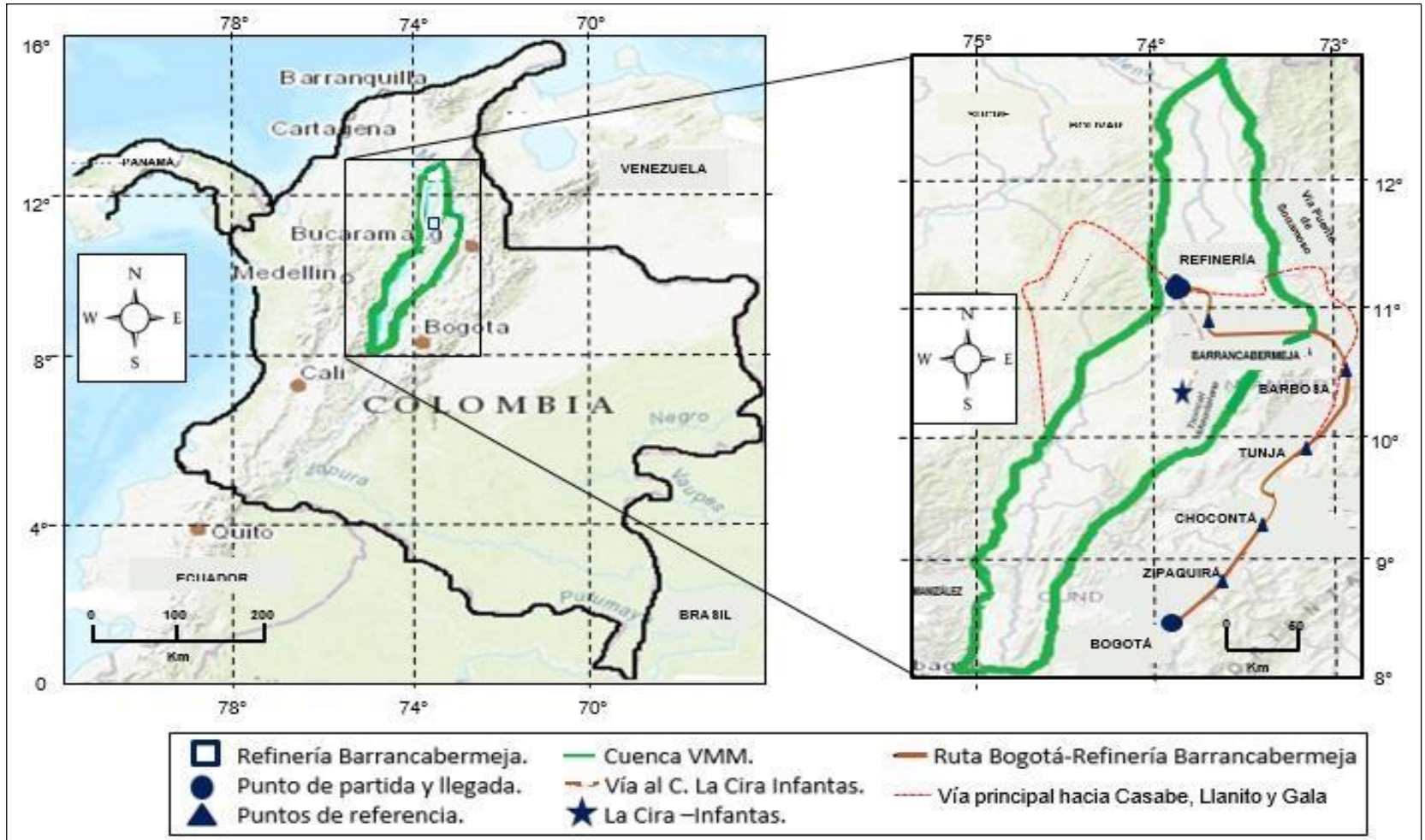
La Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra geográficamente ubicada en Colombia y comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia y Bolívar.

Para particularizar el acceso hacia la zona central de la Cuenca objeto de estudio, se toma como punto de referencia la Refinería de Barrancabermeja y se incluyen los 4 campos más representativos y antiguos de la zona por su extensión y producción de hidrocarburos. Estos son: el Campo La Cira-Infantas, Casabe, Gala y Llanito.

La ruta terrestre desde la ciudad de Bogotá (capital del país) hacia la zona central del VMM. Comprende un recorrido de 434,4 km, iniciando dentro de la ciudad tomando la Autopista Norte por un trayecto de 42,4 km con dirección Norte hacia el municipio de Zipaquirá. Sigue la ruta hacia el departamento de Boyacá y Santander, pasando por el municipio de Chocontá por un trayecto de 53,3 km con dirección Norte-Oriente. De allí se dirige durante 60,5 km con dirección Norte-Oriente hacia el municipio de Tunja. Luego se sigue la ruta por un trayecto de 70,1 km con dirección Norte-Occidente hacia Barbosa, para finalmente recorrer 200 km con dirección Norte-Occidente hacia Barrancabermeja. Desde la ciudad se toma la Cra 28 dirección noroccidente recorriendo 8,1 km para llegar a la gerencia del complejo de la Refinería, como se representa en la **Imagen 1**. La segunda alternativa es por vía aérea, para la cual se debe tomar un vuelo hacia el municipio de Barrancabermeja (Coordenadas 74,8°O, 11°N) y allí desplazarse 21,8 km, orientación Nor-occidente por la Cra 7 y Calle 77. Desde la refinería, el acceso los campos mencionados es:

- Campo La Cira-Infantas: tomar la vía B/meja-Troncal Magdalena con dirección Sur-Oriente, por un trayecto de 22,7 km (36 minutos aproximadamente).
- Campo Casabe: tomar Cra 7, dirección Noroccidente y luego vía B/meja-Yondó con dirección Sur, por un trayecto de 18 km (31 minutos aproximadamente).
- Campo Llanito y Gala: tomar la vía B/meja-Puente Sogamoso con dirección Sur-Oriente, 18,2 km para el Campo Llanito y 8,8 km para el Campo Gala.

Imagen 1. Localización de la Refinería de Barrancabermeja, Cuenca Valle Medio del Magdalena.



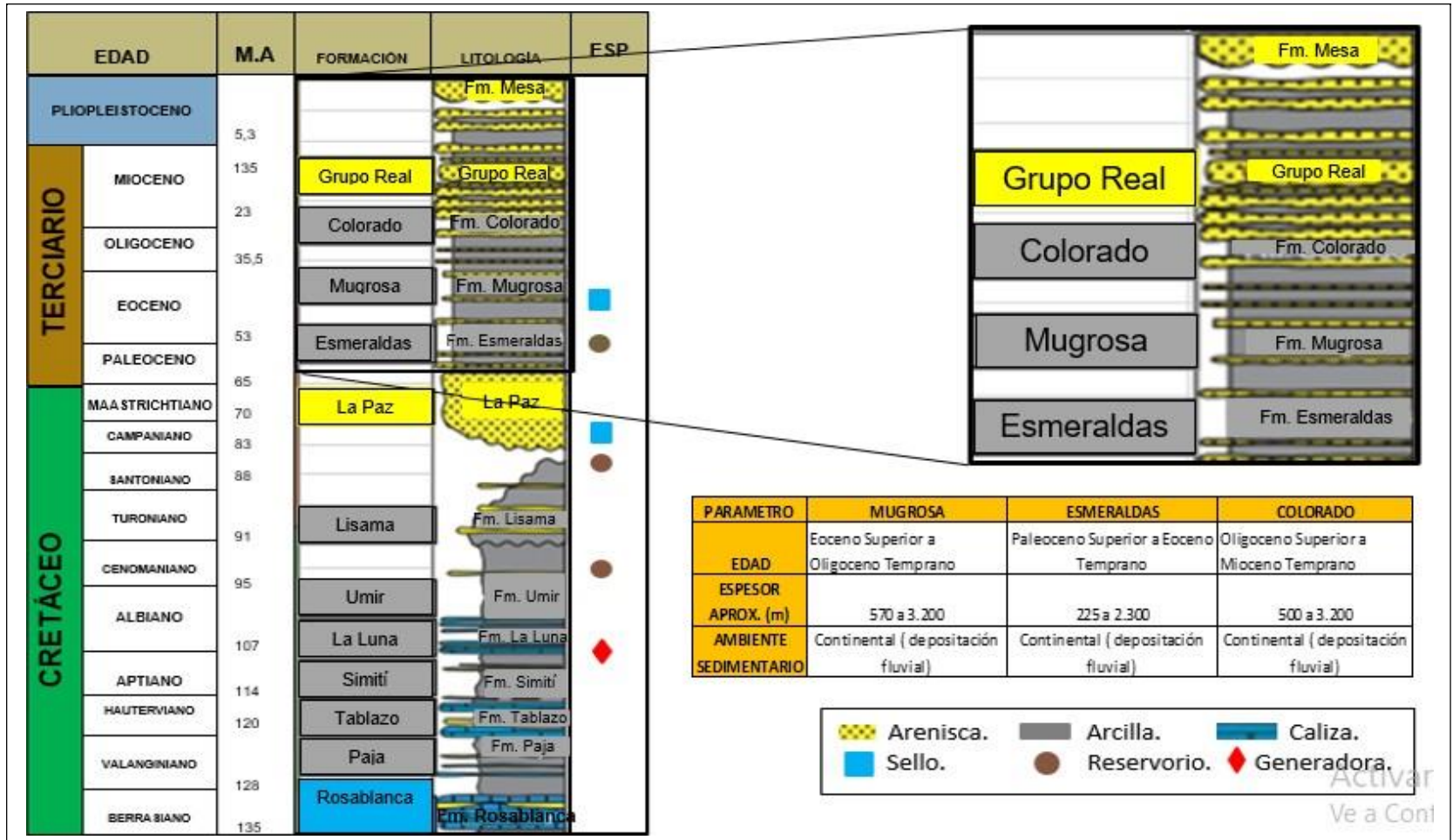
Fuente. Elaboración propia. Basado en: GEOPORTAL SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Colombia. 2018.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En éste segmento se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, revisando la estratigrafía posterior al Cretáceo, debido a que luego de este inicia el sistema petrolífero en la zona central del VMM.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Imagen 2** se observa la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, según Morales et. al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1968). Así mismo, se destaca la sección de interés de éste proyecto y algunos parámetros del Sistema Petrolífero asociado a la zona central de la Cuenca del VMM.

Imagen 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. Elaboración propia Basado en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá. 2007.

1.3.2 Estratigrafía. En ésta sección se describen las unidades estratigráficas presentes en la Cuenca del VMM, desde la más antigua hasta la más reciente a partir del Cretáceo, en razón a que fue donde se desarrolló el sistema petrolífero del VMM.

1.3.2.1 Formación Rosa Blanca. Pertenece al periodo Cretáceo, entre el Valanginiano y Hauteriviano. La composición litológica es de calizas con coloración azulada que tienden a cambiar a calizas bituminosas negras. Su ambiente de depositación es continental y su espesor oscila entre 492 y 6.726 ft. Se encuentra en contacto concordante con la formación Los Santos que la infrayace y la formación Paja que la suprayace. Aproximadamente se formó hace 128 millones de años.

1.3.2.2 Formación La Paja. Perteneciente al Cretáceo, su gran cantidad de fósiles la ubican en el Valanginiano Medio. Se constituye por arcillolitas negras y lutitas blancas micáceas laminadas. Su ambiente de depositación es continental y tiene un espesor variable entre 410 y 2.050 ft. Suprayace la formación Rosa Blanca de manera concordante e infrayace de igual manera con la formación Tablazo. Aproximadamente tiene entre 120 y 128 millones de años.

1.3.2.3 Formación Tablazo. Se posiciona temporalmente en el periodo del Cretáceo, en el Hauteriviano Inferior. Se compone de calizas de color negro con intercalaciones de arcillolitas azuladas en capas medianas a gruesas. A su vez, presenta capas finas de areniscas con grano fino, provenientes de un ambiente de depositación continental. Su espesor promedio es de 627 ft a lo largo de la Cuenca. Infrayace la formación Simití y suprayace a La Paja (de manera concordante en los dos casos). Aproximadamente tiene entre 120 y 114 millones de años.

1.3.2.4 Formación Simití. Según Garner, su tiempo de depositación fue durante el Cretáceo, (durante el Aptiano) y se compone principalmente de lutitas grises a negras con una capa de conglomerados en la parte superior de la formación⁴. Se determinó el ambiente de depositación continental y tiene un espesor que oscila entre 919 a 2.789 ft. La formación infrayace y suprayace de manera concordante las formaciones Tablazo y La Luna respectivamente. Aproximadamente tiene entre 114 y 107 millones de años.

1.3.2.5 Formación La Luna. Se encuentra subdividida en tres miembros conocidos como Salada, Pujamana y Galembó, desarrollada en el periodo Cretácico.

- **Miembro Salada.** Su depositación ocurrió durante el Turoniano y se constituye

⁴ GARNER, A. H., 1926 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 30.

principalmente de lutitas oscuras y conglomeraciones calcáreas con fuerte olor a petróleo⁵. El espesor oscila entre 50 y 100 ft, depositados en un ambiente continental. Infrayace el Miembro Pujamana y suprayace la formación Simití de manera concordante.

- **Miembro Pujamana.** La depositación ocurrió durante el Aptiano Medio se constituye de lutitas estratificadas (usualmente calcáreas). Se determinó como ambiente de depositación continental y un espesor aproximado de 730 ft. Suprayace el miembro Salada e infrayace el miembro Galembo, presentando contacto concordante con los dos miembros.
- **Miembro Galembo.** Su depositación, según Cordero⁵, ocurrió durante la finalización del Aptiano Superior. Se compone principalmente de calizas oscuras intercaladas por lutitas negras con niveles de fosfato apreciables. Se determinó como ambiente de depositación el continental y su espesor varía entre 590 y 1.148 ft a lo largo de la Cuenca. Suprayace el miembro Pujamana e infrayace la formación Umir con un contacto concordante.

1.3.26 Formación Umir. La edad de la formación se ubica en el Cretáceo, entre el Albiano Superior y Cenomaniano. Se compone de lutitas oscuras silíceas estratificadas y varias capas de carbón. El ambiente de depositación continental y su espesor promedio es de 3.281 ft. Suprayace con contacto discordante el miembro Galembo e infrayace la formación Lisama con contacto concordante. Aproximadamente tiene entre 107 y 95 millones de años.

1.3.27 Formación Lisama. Perteneciente a la edad Cretácica, entre el Maastrichtiano y Paleoceno. Está compuesto por lutitas y areniscas de grano fino con mantos de carbón. Su composición indica un ambiente de depositación continental, con espesores que oscilan entre 3.116 y 3.691 ft. Suprayace concordantemente la formación Umir e infrayace la formación La Paz de forma discordante. Aproximadamente tiene 95 millones de años.

1.3.28 Formación La Paz. Perteneciente al Cretáceo, en el Maastrichtiano. Se compone de areniscas de color gris con estratificación cruzada y conglomerados lenticulares. Las lodolitas tienden a ser rojas o purpura. El ambiente de depositación continental y su espesor oscila entre 738 y 7.546 ft. Los contactos son concordantes con las formaciones infrayacente y suprayacente (Esmeraldas y Lisama respectivamente). Aproximadamente tiene 70 millones de años

1.3.29 Formación Esmeraldas. Perteneciente al periodo Terciario, entre el Paleoceno y Eoceno Inferior. Se constituye por areniscas de grano fino con coloración grisácea e intercalaciones de capas de carbón, arcillolitas y limonitas. Tiene un ambiente de depositación transicional fluvial y un espesor que oscila entre

⁵ Ibid. pág. 60

738 y 7.546 ft. Las formaciones infrayacentes y suprayacentes son Mugrosa y La Paz respectivamente. En cuanto al contacto superior, es de tipo concordante y discordante en el caso del contacto inferior. Presenta una porosidad entre 10 y 25% y una permeabilidad entre 600 y 1.000mD en la Cuenca del VMM. Aproximadamente tiene 53 millones de años.

1.3.2.10 Formación Mugrosa. Su formación se produjo durante el periodo Terciario, en el Oligoceno Inferior y, litológicamente, se compone de areniscas de grano fino o medio predominantes en la base de la formación. La zona superior de la formación se caracteriza por presencia fosilífera con dientes de pescado, reptiles y mamíferos. En la Cuenca del VMM se reporta el horizonte fosilífero de La Cira, que no aflora en el SNM. El ambiente de depositación es continental (fluvial) y su espesor varía entre 1.870 y 10.500 ft. Su contacto con las formaciones Esmeraldas y Colorado (infrayacente y suprayacente) son de tipo discordante y concordante respectivamente. Su permeabilidad se encuentra entre 500mD y 1.000mD y una porosidad entre 9 y 26%. Aproximadamente tiene entre 53 y 35,5 millones de años.

1.3.2.11 Formación Colorado. La depositación y compactación de la formación ocurrió durante el periodo Terciario, entre el Oligoceno Superior a Mioceno Temprano. Se compone de areniscas de grano grueso a conglomeráticas y una capa de lutitas estratificadas hacia la parte superior de la formación, conocida como La Cira. Con predominancia del ambiente continental (fluvial) y el espesor varía entre 1.640 y 10.500 ft. Presenta una porosidad entre 9 y 25% y una permeabilidad entre 500 y 1.000mD. Suprayace de forma concordante la formación Mugrosa e infrayace la formación Real con un contacto discordante. Aproximadamente tiene 23 millones de años.

1.3.2.12 Formación Real. Corresponde al periodo Terciario, en el Mioceno Tardío. Se compone de conglomerados de tipo basal con una secuencia posterior de areniscas con intercalaciones de lutitas. Adicional a esto, las areniscas presentes tienden a presentar material volcánico en su composición. El ambiente de depositación es continental (aluvial y fluvial) y el espesor de la capa oscila entre 400 y 3.600 metros. Sus contactos son de tipo discordante en la base y tope. Infrayace la formación Colorado y suprayace la formación Mesa. Aproximadamente tiene 14 millones de años.

1.3.3 Geología estructural. La estructura tectónica de la Cuenca Valle Medio del Magdalena es bastante compleja gracias a los esfuerzos presentados durante su historia. Por ésta razón, con el fin de lograr el entendimiento de las estructuras, se han clasificado en cuatro grupos estructurales señalados a continuación:

En primera instancia, se encuentran estructuras de anticlinales y sinclinales en los límites con la Cordillera Oriental, donde se aprecian estructuras cabalgantes relacionadas con las fallas de la región (Bituima, La Salina, Cambras y Honda). Esta presencia de cabalgamientos y fallas dan lugar a sistemas estructurales complejos

como abanicos imbricados (sistema de fallas que convergen en una de mayor extensión, mostrando un cabalgamiento típico en los estratos) y fallas ciegas. La segunda estructura es la falla de Bucaramanga, ésta es de tipo cizalla o siniestral, donde los esfuerzos causantes del fallamiento son precursores de cabalgamientos en la zona.

Hacia el borde oriental de la Cordillera Oriental se encuentra el tercer grupo estructural, formado por una aglomeración de fallas normales con su bloque descendente en dirección a la cordillera. Las fallas más representativas son Cantagallo, Cimitarra y Casabe. Finalmente, el cuarto grupo lo componen las fallas transcurrentes causadas por variaciones en la orientación, perceptibles en los cabalgamientos y pliegues de la zona.

Los esfuerzos predominantes en la región se desarrollaron durante el Cretácico, periodo en el cual se evidenciaron procesos de distensión que propiciaron transgresión y regresión en la zona. Posterior a esto, ocurrieron procesos compresivos durante el Paleoceno que dieron lugar al levantamiento del macizo Santander- Flores.

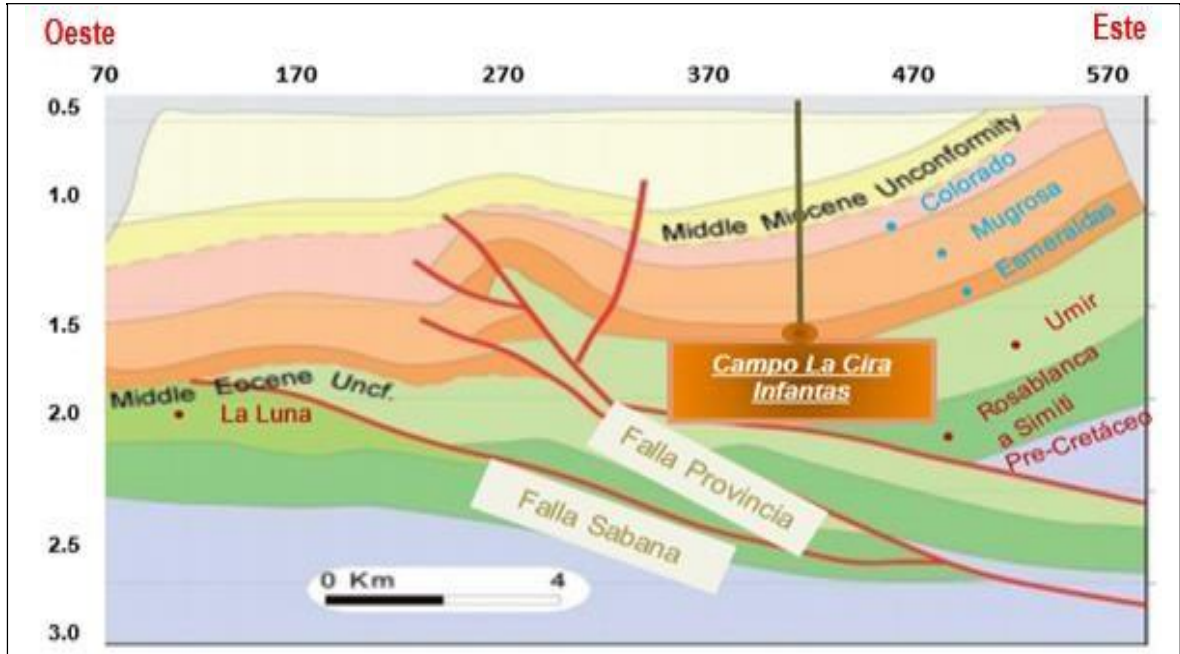
A causa de los procesos tectónicos desarrollados en los tiempos geológicos, se logra apreciar la alta heterogeneidad en la Cuenca del Valle medio del Magdalena, razón por la cual se tipifica como una de las Cuencas con mayor productividad en el país, pero de mayor cuidado y análisis en sus propiedades y condiciones de roca y de fluidos.⁶

1.3.4 Geología del petróleo. Se describen brevemente los principales elementos y procesos que hacen parte del sistema petrolífero en la Cuenca del VMM.

Para el análisis de la evolución y acumulación del petróleo es importante tener presente la **Imagen 3**, donde se muestra la distribución de los bloques de cada una de las formaciones presentes en la zona central de la Cuenca.

⁶ MOJICA, J. & FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 1990.

Imagen 3. Mapa estructural de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Compilación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Sección sísmica interpretada del terreno estructural Piedemonte. **Colombia.** 2014.

1.3.4.1 Roca generadora. La Formación La Luna, se considera la principal roca generadora en el VMM y por consiguiente de los campos de la zona central. Presenta valores promedio de TOC actual entre 2 y 6% y kerógeno tipo II (Montes, 2009). Adicionalmente, las calizas y shales de las formaciones Rosablanca, Paja, y Tablazo se pueden considerar como rocas fuente de hidrocarburos, aunque con un potencial limitado⁷.

1.3.4.2 Roca reservorio. Según el reporte de la ANH, a nivel regional, las Limolitas pertenecientes al bloque de la Formación Mugrosa y las areniscas de las Formaciones Colorado, Mugrosa, y Esmeraldas, se consideran las principales rocas reservorio en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. A nivel local, se realiza la siguiente distinción:

- Para el campo la Cira-Infantas, la Formación Mugrosa es la roca reservorio más relevante, en donde las propiedades petrofísicas varían dependiendo la distribución zonal del mismo. En efecto, los valores aproximados para éstas son: porosidad del 22% al 25%, permeabilidad de 250 mD a 500 mD y espesor de arena neta petrolífera de 800 a 1.200 ft.

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Informe Ejecutivo Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Colombia. 2.009.

- Para el campo Casabe, el petróleo proviene en mayor proporción de la formación Colorado y Mugrosa, con porosidades promedio entre 15-20% y permeabilidad de 20 a 600 mD dependiendo de la zona del campo.
- En el campo Llanito, más del 90% de la producción proviene de las formaciones Mugrosa, Colorado, La paz, Esmeraldas y Lisama. Sin embargo, la formación Mugrosa es considerada como roca reservorio por excelencia con valores promedio de permeabilidad y porosidad de 340 mD y 21% respectivamente.

1.3.4.3 Migración. A nivel regional, la Cuenca presenta una migración vertical directa, debido a la inconformidad del Eoceno o a través de las fallas presentadas en la Cuenca. Igualmente, una migración lateral a lo largo de las arenas del Eoceno. Se cree que el crudo se generó desde la roca fuente en alguna zona del oriente de la Cuenca y migró a lo largo de ésta hacia el flanco occidental del Valle del Magdalena durante inicios del Terciario. En este periodo, ocurrió la depositación de las formaciones consideradas como reservorio en la zona central (Esmeraldas, Colorado y Mugrosa).

1.3.4.4 Roca Sello. En la Cuenca, se observa la predominancia de sellos locales, variables para cada campo. Sin embargo, los sistemas de fallas presentan sellos regionales que permiten el entrampamiento. En La Cira Infantas, las rocas sello son las Formaciones Tablazo y La Luna. Se tienen niveles lutíticos que actúan como sello intraformacional a lo largo de toda la columna estratigráfica, (relacionados a los niveles productores)⁸. Para los campos Casabe y Llanito, las lutitas de las formaciones Simití y Umir son consideradas como sellos, al igual que las arcillolitas de la formación Esmeraldas.

1.3.4.5 Trampa. A nivel regional, en la Cuenca existe una predominancia de las trampas de tipo estructural, con fallas asociadas a las estructuras geológicas. En la Cuenca VMM se han encontrado cuatro tipos diferentes de trampas asociadas a fallas:

- Estructuras dúplex de cabalgamiento con sus cierres individuales.
- Trampas ubicadas en el lado inferior de la falla sellante.
- Pliegues anticlinales asociados a fallas
- Cierres que dependen de un sistema de fallas.

En el caso del campo la Cira-Infantas, las estructuras son anticlinales de tipo fallado, donde las fallas de Infantas y La Cira son las de mayor relevancia (todas de tipo satélite).

⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia. p. 72. 2.012

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación, se presentan aspectos importantes del historial de producción de la Cuenca del VMM, haciendo énfasis en la zona central y evidenciando la producción acumulada en barriles de petróleo por día (BOPD).

1.4.1 Método de producción. La Cuenca del VMM, presenta 51 campos petrolíferos, que aportaron la mayor parte de petróleo en Colombia hasta principios de los años ochenta.

Inicialmente, los yacimientos presentaron método de producción por flujo natural y por el depletamiento que han presentado los campos se han realizado métodos secundarios como la inyección de agua para permitir que el fluido llegue a superficie y optimizar el factor de recobro de hidrocarburos. Al ser la primera cuenca en explotar hidrocarburos en Colombia, sus aportes han sido significativos, produciendo la mayor cantidad de volumen de hidrocarburos y registrando un OOIP de 10,392 Millones de Barriles de Petróleo, considerado un 38% del OOIP del país.⁹

La Cuenca produce crudos pesados a medios y según la ANH¹⁰, la producción de hidrocarburos se clasifica con una calidad de regular a buena con baja gravedad API, debido a los procesos de biodegradación.

La mayoría de los campos agrupados en la zona central del VMM iniciaron su producción por flujo natural y el mecanismo de producción fue asociado a gas en solución. Sin embargo, debido a los grandes depósitos de agua, fue considerado el acuífero activo como otro mecanismo predominante en la región, ventaja que optimizó los proyectos de explotación y ubicó la Cuenca como la mayor productora hacia los años 90.

1.4.2 Tiempo de producción. El VMM, desde principios del siglo XX hasta los años 80 aportó la mayor producción de hidrocarburos con el descubrimiento del campo La Cira Infantas en 1918.

A finales de los 80's, se tenía conocimiento de 45 campos que producían un promedio diario de 86.372 BOPD y 160.000 PCN de gas. Hasta ese momento no se tenía conocimiento de nuevos descubrimientos para la zona, pero se realizaron procesos de recuperación secundaria con inyección de agua e inyección de vapor. La Alianza Casabe Ecopetrol-Schlumberger del Campo Casabe en .2004, logró que éste se posicionara como el mayor productor en la industria petrolera, produciendo por medio de un recobro secundario grandes volúmenes de hidrocarburo. El

⁹ CASTRO, R, GORDILLO, G. Historia y Criterios empíricos de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá. 2014.

¹⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Informe Ejecutivo Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Bogotá. 2009

descubrimiento de los campos influyentes como: Yarigui-Cantagallo, Jazmín, Girasol, Moriche, Palagua, Infantas, Llanito, Gala y Provincia, conllevaron a usar nuevas tecnologías, para optimizar pérdidas de producción generadas por la alta producción de arena y agua como ocurrió en 1990 en el Campo Casabe.

En la **Tabla 2** se realiza el resumen de la situación a octubre de 2018 de los campos con mayor productividad a lo largo de la explotación petrolera en la Cuenca del VMM, haciendo una descripción con el nombre del campo, el número actual de pozos activos, tiempo de producción y método de producción actual.

Tabla 2. Situación actual de los campos más representativos de la zona central del VMM.

Campo	Tiempo de producción (años)	Número actual de pozos activos	Método de producción a oct de 2018
Cira- Infantas	1918-2018	1.428	Inyección de agua
Casabe	1941-2018	150	Inyección de agua
Yarigui-Cantagallo	1952-2018	106	Inyección de agua
Jazmín	2002-2018	360	Inyección de vapor
Moriche	1989-2018	301	Inyección de agua
Llanito	1955-2018	45	Inyección de agua
Gala	1985-2018	34	Inyección de agua
Provincia	1992-2018	160	Inyección de agua

Fuente. Elaboración propia. Basado en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). “Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”. Colombia. 2014.

1.4.3 Producción acumulada. La exploración en la zona central del VMM, despliega dos eventos importantes: el primero (1940 a 1950), fue el descubrimiento de tres campos con reservas por encima a 100 millones de Barriles de Petróleo; el segundo (1955 a 1965), el hallazgo de tres campos con reservas mayores a 50 Millones de Barriles de Petróleo y uno con reservas mayores a 100 MBOPD.

A noviembre de 2018, según un estudio de Mier 2016¹¹ para la Cuenca del VMM

¹¹ MIER, R, PALMERA, T, LUNA, J, DELGADO, L. Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. Junio, 2016.

“el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) y del Gas Original en Sitio (GOES) indica que las mayores reservas de hidrocarburos y gas se encuentran en el bloque C (formación Colorado), con reservas de 118 millones de Barriles y 33,9 MSCF respectivamente”

En la **Tabla 3** se muestra la participación de la Cuenca del VMM, en la producción total nacional a octubre de 2018, con el número de barriles por día y el respectivo porcentaje.

Tabla 3. Producción por Cuenca y su participación en la producción total nacional.

CUENCA	P.C (BOPD)	P.P.N (%)
Caguán-Putumayo	2.400	3,75
Catatumbo	3.283	0,51
Cordillera Oriental	79	0,01
Llanos Orientales	425.231	66,45
Valle Inferior del Magdalena	458	0,07
Valle Medio del Magdalena	98.687	15,42
Valle Superior del Magdalena	88.149	13,78
Total	639.887	100%

Fuente. Elaboración propia. Basado en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia. 2014.

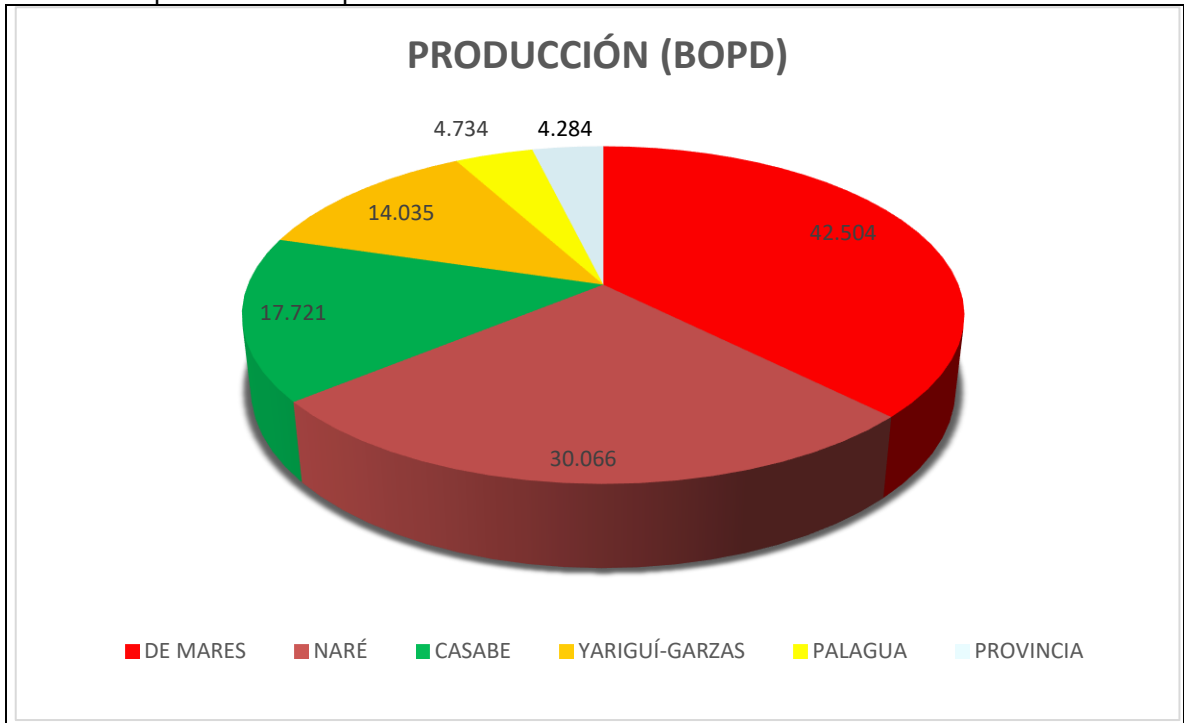
En la **Tabla 4** y **Gráfico 1** se presenta el aporte de BOPD a octubre de 2018 en la Cuenca del VMM por contratos.

Tabla 4. Barriles de Petróleo por día aportados según el contrato en el VMM.

CONTRATO	PRODUCCIÓN (BOPD)
DE MARES	42.504
NARÉ	30.066
CASABE	17.721
YARIGUÍ-GARZAS	14.035
PALAGUA	4.734
PROVINCIA	4.284

Fuente. Elaboración propia. Basado en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cálculo de reservas del, VMM, Colombia. Junio, 2018.

Gráfico 1. Aporte de BOPD por contratos en la zona central del VMM.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cálculo de reservas del, VMM, Colombia. Colombia. Junio, 2018.

2. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE SENSIBILIDADES

Este capítulo muestra el desarrollo de una matriz de sensibilidad, que identifica los aspectos que influyen en la aparición del flujo cruzado. Una matriz de sensibilidad es un esquema que ayuda a la selección de las variables que mayor relevancia o mayor repercusión tienen en un caso puntual. Por medio de rangos específicos, se modifican los valores de cada variable para determinar el grado de afectación que tiene sobre el objeto o caso estudiado. Para el proyecto, la matriz trabaja con las variables de la ley de Darcy ($A, h, K, P_s, P_{wf}, \beta, \mu, r_e$ y r_w) y los rangos seleccionados a partir de informes suministrados por ECOPETROL S. A, en los cuales se especifican las variables de flujo y sus respectivos valores promedio. En primera instancia, se realiza la selección de variables y, posteriormente, la construcción y utilización de las matrices individuales y combinadas.

El flujo cruzado es una de las causantes de la pérdida de producción de los pozos, debido a que hace referencia al ingreso de fluido de una formación permeable otra como consecuencia de los diferenciales de presión de yacimiento entre los intervalos productores. Su identificación es compleja, especialmente en la fase exploratoria, debido a que requiere una gran cantidad de análisis y pruebas en campo que permitan corroborar su aparición. Sin embargo, conociendo ciertas propiedades de yacimiento y del pozo, es posible reproducir el comportamiento de la producción y determinar si el flujo cruzado es la causa de la pérdida de caudal. Por esto, el propósito del trabajo de grado es analizar únicamente la presencia de flujo cruzado y lograr la identificación de las condiciones necesarias para que se produzca o, por el contrario, descartarlo como causal de la pérdida de producción. Para esto, es indispensable iniciar con la determinación de los escenarios que favorecen la aparición del fenómeno, lo cual se realiza con el desarrollo de un pozo tipo con dos intervalos productores que presentan propiedades de yacimiento diferentes. El procedimiento se muestra a lo largo del capítulo.

2.1 VARIABLES DE POZO

Las variables trabajadas son propias de la Ley de Darcy (**Ecuación 1**) para estimar el caudal obtenido a partir de condiciones específicas de flujo. A continuación, se menciona brevemente el significado de cada variable.

Ecuación 1. Ecuación de la Ley de Darcy.

$$q = 7.08e - 3 * \frac{(P_s - P_{wf}) * h * K}{\beta_o * \mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) 0.75 + s}$$

Fuente. Elaboración propia. Basado en: API. Norma ASTM D 96-88 - API2542. Colombia. 2016.

Donde,

K= permeabilidad (mD)

h= altura (ft)

P_s= Presión de yacimiento (psi)
P_{wf}= Presión de fondo (psi)
R_e= Radio de drenaje (ft)
R_w= Radio del pozo (ft)
S= Daño de formación
β_o= Factor volumetrico del petróleo (BY/BN)
μ= Viscosidad (cP)

2.1.1 Área (A). El área hace referencia a la extensión superficial en la cual se encuentra almacenado el hidrocarburo. Para los fines pertinentes del trabajo, se considera como el área de influencia del pozo, es decir, el área de drenaje del pozo estudiado.

2.1.2 Espesor (h). Es el espesor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, medido en forma perpendicular a su extensión areal.

2.1.3 Permeabilidad (K). Ésta es la interconexión y los canales que permiten el paso de fluidos en el medio poroso. Existe la permeabilidad absoluta, relativa y efectiva.

2.1.4 Gravedad API. Es una medida de densidad utilizada en la industria petrolera para la clasificación de los hidrocarburos según su relación con la densidad del agua. Es considerada como una ampliación a la escala de la gravedad específica del petróleo.

Ecuación 2. Gravedad API.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE @ (T 60^{\circ}F)} - 131.5$$

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: API. Norma ASTM D 96-88 - API2542. Colombia. 2016.

2.1.5 Gravedad específica del petróleo. Es la relación de densidades entre un fluido y otro de referencia, tomadas a la misma condición de presión y temperatura. Para cálculos de gravedad específica en gases, el fluido de referencia es el aire y, para los fluidos líquidos, es el agua.

Ecuación 3. Gravedad específica del petróleo.

$$\gamma_o = \frac{\rho_w}{\rho_{sustancia}}$$

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ESCOBAR MACUALO, F.H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de fluidos de yacimiento. Colombia. 2009. p. 144.

2.1.6 Densidad. Es la relación existente entre la masa y el volumen de un fluido en específico.

2.1.7 Presión de yacimiento (P_s). Es la presión a la cual se encuentra el yacimiento a condiciones normales y sin ningún tipo de perturbación.

2.1.8 Presión de fondo fluente (P_{wf}). Es la presión medida en el fondo de la cara de una formación productora en el momento de cañoneo de la arena.

2.1.9 Viscosidad. Es la resistencia de un fluido al movimiento. Puede ser producida por tensiones cortantes o tensiones de tracción.

2.1.10 Factor Volumétrico del petróleo (β_o). Permite determinar la relación de volúmenes entre el hidrocarburo extraído a condiciones de superficie con el mismo volumen a condiciones de yacimiento.

2.1.11 Radio de drenaje (r_e). También denominado Radio de Investigación. Se interpreta como el radio de afectación máximo calculado para un pozo a partir de pruebas de presión.

2.1.12 Radio del pozo (r_w). Es el radio efectivo de la sección del pozo que está en contacto con las formaciones de interés.

2.1.13 Skin (S). Es una variable que mide la transmisibilidad de fluido del yacimiento al pozo. Puede considerarse como daño positivo o negativo (estimulación), lo cual determina si está favoreciendo limitando la producción.

2.2 SELECCIÓN DE VARIABLES

Para fines prácticos y con el fin de profundizar sobre las variables que, según la literatura, tienen mayor influencia en el flujo del petróleo del yacimiento al pozo, se escogieron cinco (5) parámetros que afectan el flujo al producir dos o más zonas en conjunto. Las variables escogidas fueron predeterminadas basándose en la ley de Darcy para flujo radial. En la **Tabla 5** se realiza un resumen de las variables utilizadas en la sensibilización y seguido de esto, se complementa con la explicación del por qué se seleccionaron las mismas.

Tabla 5. Variables seleccionadas para el análisis de sensibilidad.

Variables seleccionadas	Unidades
h	ft
Skin	Adimensional
P_{wf}	psia
P_s	psia
K	mD

Tabla 5. (Continuación)

Variables seleccionadas	Unidades
μ	cP
β_o	BY/BN
Gravedad API	°

Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol S.A. Informes de pruebas iniciales. Colombia. 2018.

2.2.1 Permeabilidad. Se seleccionó la permeabilidad efectiva al petróleo debido a que es un parámetro esencial para determinar el flujo de fluidos en el medio poroso. Se espera analizar si la existencia de variaciones considerables en la permeabilidad genera que, con ayuda de diferenciales de presión, haya migración de una formación a otra, independiente de los otros factores que intervengan en el flujo.

2.2.2 Presiones. Se seleccionaron presiones en dos puntos: la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente. El propósito del análisis es medir qué condiciones mínimas deben cumplirse para presenciar flujo cruzado y la distinción de este fenómeno con el bloqueo entre zonas productoras.

2.2.3 Daño de formación o factor Skin. Este factor se consideró para el análisis de la producción en pozos con dos o más intervalos abiertos debido a que está directamente implicada en la transmisibilidad de las zonas. Con este escenario, se pretende analizar la magnitud de la variación requerida para presenciar flujo cruzado o, en su defecto, evidenciar si únicamente funciona como una restricción en el flujo de cada intervalo productor.

2.2.4 Gravedad API. La gravedad API fue considerada en la sensibilidad debido a que el tipo de fluido afecta su capacidad de movimiento dentro del medio poroso y el pozo. Esta variable fue analizada mediante el cálculo del diferencial de presión generado en la columna desde el estrato inferior al estrato superior, con el fin de determinar la P_{wf} esperada en cada punto.

- Teniendo en cuenta el valor de la Gravedad API (**Ecuación 2**) y la ecuación de la Gravedad específica del petróleo (**Ecuación 3**) que relaciona la densidad del fluido y la densidad de referencia (densidad del agua = 8.334 ppg), se halla la densidad del fluido.

2.2.5 Viscosidad. Se escogió el análisis de la viscosidad del fluido debido que determina la habilidad de este para oponerse al flujo bajo condiciones de presión específicas.

2.2.6 Espesor de cada zona. Se seleccionó como variable de análisis por su relación con la cantidad de aporte posible de fluido por la capa productora (asumiendo las otras variables como constantes).

Fueron tenidos en cuenta el factor volumétrico (β_o), el espesor entre capas (h), radio de drenaje (r_e) y radio del pozo (r_w) para realizar la sensibilidad. Sin embargo, se asumieron como constantes en el análisis debido a que su influencia es despreciable o el rango de variación no es significativo (para el caso del factor volumétrico).

2.3 SELECCIÓN DE RANGOS

Para la selección de rangos, se eligieron márgenes de operación para cada variable basándose en los informes suministrados por Ecopetrol S.A. e información obtenida de la literatura sobre las características típicas del fluido y las formaciones de la zona central del Valle Medio del Magdalena. Se tuvo como referencia el campo La Cira- Infantas para seleccionar las características de las formaciones que iban a ser estudiadas. Inicialmente se construyó el estado mecánico del pozo tipo que ayudó al entendimiento de la situación real. Seguido de esto, se desarrolló la matriz utilizando Microsoft Excel. Los rangos de aplicación utilizados en la matriz de sensibilidad se observan en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Rangos seleccionados para la zona central de la Cuenca del VMM.

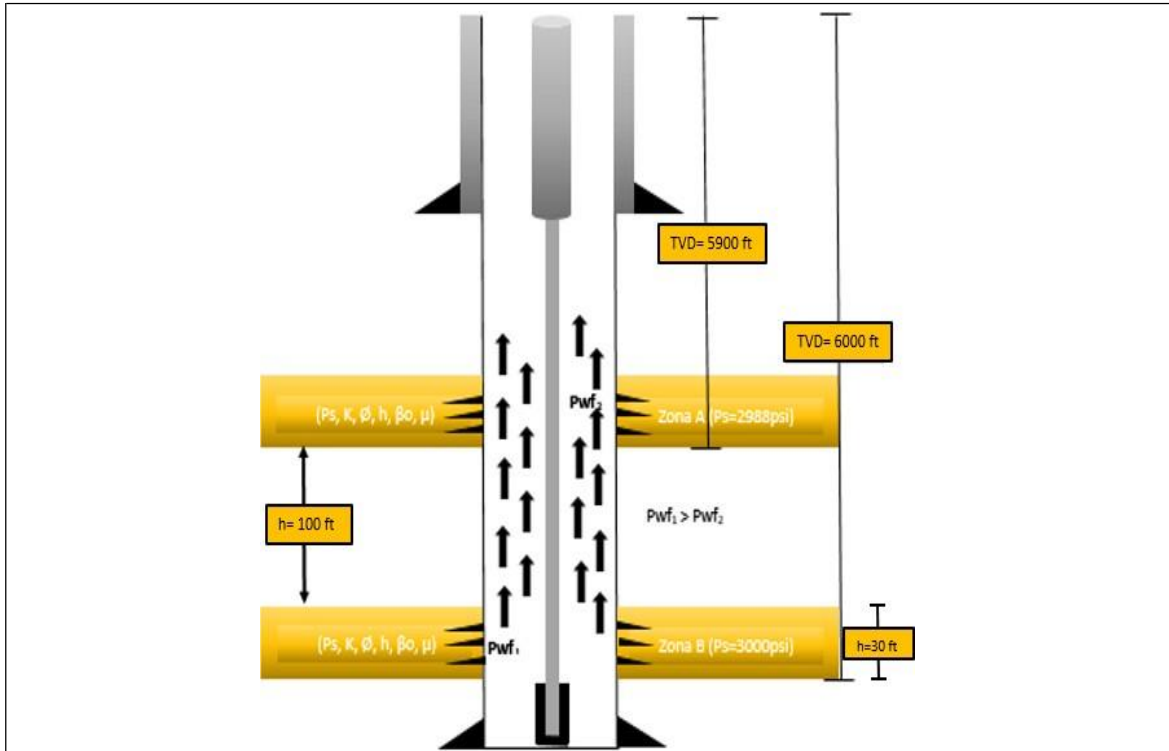
h	Skin	P (psia)	K (mD)	μ (cP)	β_o (BY/BN)	°API
10	-5	3000	50	3	1.3	28
30	0	2850	125	3.2	1.32	28.4
50	5	2700	200	3.4	1.34	28.8
70	10	2550	275	3.6	1.36	29.2
90	15	2400	350	3.8	1.38	29.6
100	20	2250	400	4	1.4	30

Fuente. ECOPETROL S.A. Elaboración propia.

2.4 ESTADO MECÁNICO

En la **Imagen 4** se observa el estado mecánico del pozo exploratorio tipo establecido para llevar a cabo el análisis de sensibilidad propuesto.

Imagen 4. Estado mecánico propuesto para el caso de estudio.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol S.A. Informes de pruebas iniciales. Colombia. 2018.

La información adicional del caso estudio es la siguiente:

- El pozo produce por flujo natural. Las formaciones productoras por excelencia son Mugrosa, Colorado y Esmeraldas.
- El Radio de drenaje (R_e) es de 1.000 pies y Radio del pozo (R_w) de 0,35 pies.
- Se cañonean dos zonas: la zona B se encuentra a 6.000 pies con presión igual a 3.000 psi y, la zona A, tiene su tope a 5.900 pies. El espesor aproximado de cada capa es de 30 ft y la diferencia entre capas es de 100 ft, donde se encuentra una intercalación de lutitas.

2.5 DESARROLLO DEL MODELO EN EXCEL

Para establecer la matriz de sensibilidad que permite estudiar las implicaciones de cada variable del flujo y la posible presencia de flujo cruzado, se realizaron previamente dos matrices individuales que señalan las variaciones en la producción de cada zona dependiendo del parámetro estudiado. Esto tenía como propósito evidenciar cuales factores (a pesar de que no hubiese producción conjunta) iban a afectar en mayor medida la producción de cada zona si eran modificados

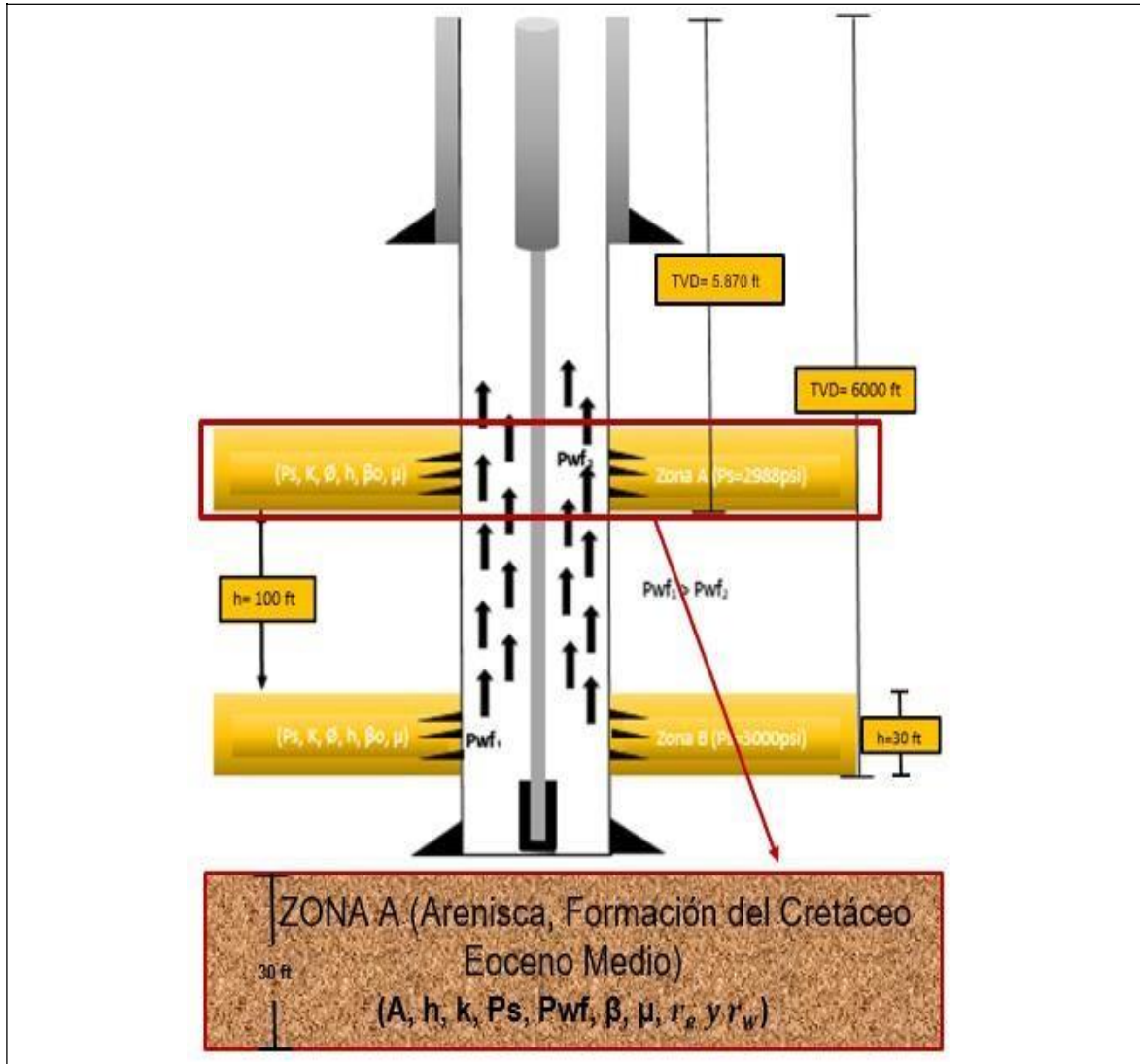
drásticamente. Como se observa en el estado mecánico de la **Imagen 4**, se asumieron dos zonas productoras separadas por un shale para las cuales se realizaron dos hojas de cálculo diferentes con los rangos de cada variable señalados en la **Tabla 7**. A pesar de que los rangos de la permeabilidad, espesor y gravedad API eran iguales para las dos capas, se realizó la distinción entre ellas en cuanto a la profundidad y por consiguiente a la presión esperada en cada intervalo. Con esto, se estableció como parámetros de análisis el índice de productividad (IP) y el caudal producido.

El análisis consiste en la variación de un parámetro (manteniendo los otros constantes) y evidenciar el comportamiento de las curvas IP y Caudal vs la variable modificada. Este procedimiento se realizó para las dos zonas en estudio. Posteriormente, se realizó la construcción de una matriz combinada que permitiera el análisis de las dos capas produciendo de manera conjunta. Basándose en los resultados obtenidos en el análisis de matrices individuales, se estableció un caso base para la capa inferior y se variaron las propiedades de la capa superior en conjunto con una simulación del depletamiento en el tiempo. Esto con el propósito de evidenciar la variación en el caudal recuperado.

En la **Imagen 5** se presenta el esquema utilizado para el análisis individual de las capas. Se muestran las dos matrices y la representación gráfica de los datos calculados. Las curvas hacen referencia a los indicadores utilizados durante el estudio (índice de productividad y caudal) para evidenciar el comportamiento de la producción con respecto a la modificación de las variables.

2.4.1. Construcción de la matriz individual para la zona A. Como se mencionaba anteriormente, se evaluaron las capas por separado para identificar el potencial de cada una bajo condiciones específicas. La zona A es la más somera del pozo tipo, perforada entre 5.840 ft y 5.870 ft (MD), como se ilustra en la **Imagen 6**.

Imagen 6. Zona A del pozo objeto de estudio.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol S.A. Informes de pruebas iniciales. Colombia. 2018.

Para la construcción de la matriz individual se ingresaron los valores en un cuadro de Excel y, por medio de los comandos de selección de variables, se programó para que mostrara resultados de: caudal, diferencia de presión e IP, como se muestra en la **Imagen 7**.

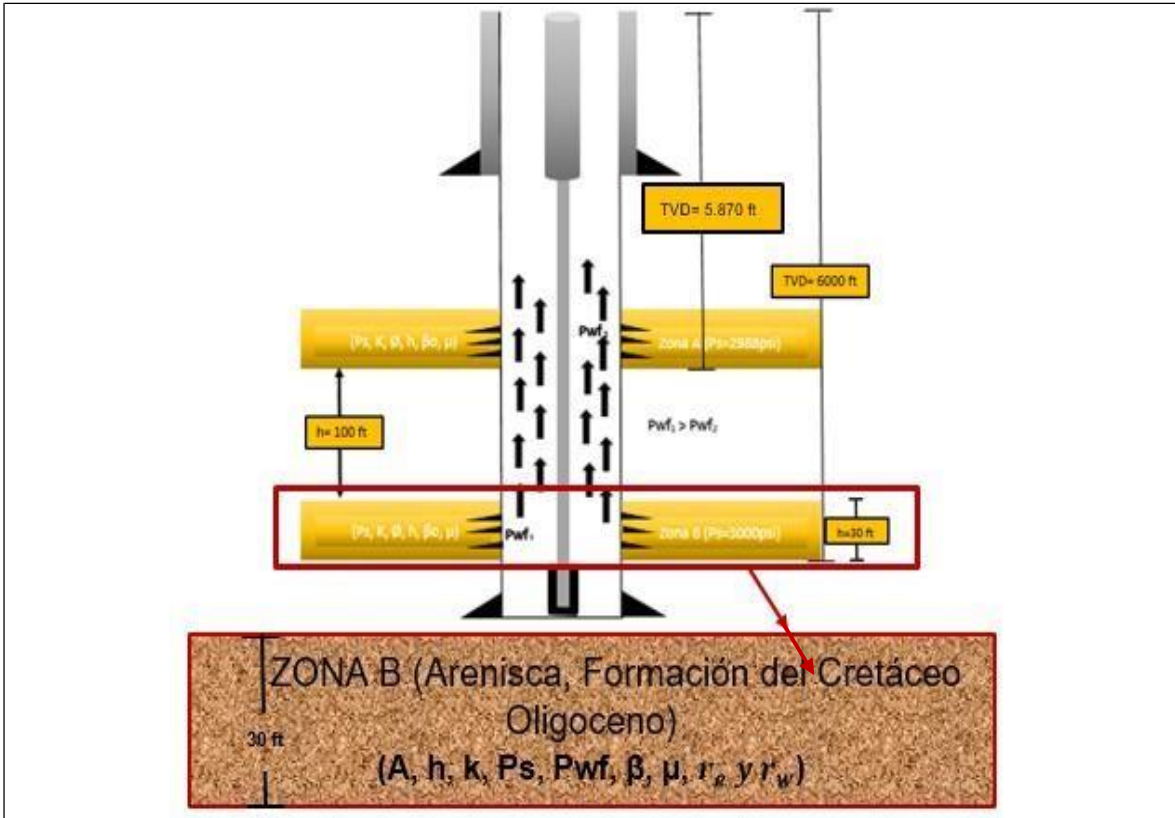
Imagen 7. Modelo de la matriz en Excel para zona A, a una profundidad 5.840 ft y 5.870 ft.

ANÁLISIS CAPA 1						
Seleccionar variable	ESPESOR					
	DAÑO DE FORMACIÓN					
	P YACIMIENTO					
	PERMEABILIDAD					
	VISCOSIDAD					
	FACTOR VOLUMÉTRICO					
	GRAVEDAD AFI					
P YACIMIENTO		2550	2700	2850	3000	
Caudal (BOPD)	0	110	221	331	442	552
Delta P (psi)	0.00	150.00	300.00	450.00	600.00	750.00
IP (BOPD/psi)	0.00	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

2.4.2. Construcción de la matriz individual para la zona B. La zona B está compuesta por una formación del Cretáceo-Oligoceno. Se encuentra a una profundidad entre 5.970 ft y 6.000 ft (MD), como se ilustra en la **Imagen 8**.

Imagen 8. Zona B del pozo exploratorio tipo.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol S.A. Informes de pruebas iniciales. Colombia. 2018.

La matriz del intervalo B se construyó con los mismos rangos de evaluación que la matriz A, pero modificando aquellos que tuvieran dependencia a la profundidad. En la **Imagen 9** se observa el cálculo de los indicadores según la variable analizada.

Imagen 9. Modelo de la matriz en Excel para zona B a una profundidad 5.970 ft y 6.000 ft.

ANÁLISIS CAPA 2						
Seleccionar variable	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> ESPESOR DAÑO DE FORMACIÓN P YACIMIENTO PERMEABILIDAD VISCOSIDAD FACTOR VOLUMETRICO GRAVEDAD API </div>				Comando de selección de variables.	
ESPEJOR	161	544	907	1270	1633	1815
Caudal (BOPD)	739.175	739.175	739.175	739.175	739.175	739.175
Delta P (psi)	0.25	0.74	1.23	1.72	2.21	2.45

Fuente: Elaborada por los autores. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

2.4.3. Construcción de la matriz para producción conjunta. La construcción de ésta matriz se basó en el mismo principio de las individuales, variando en la selección de un caso estándar que iba a mantenerse constante a lo largo de la evaluación.

Se decidió mantener constantes las condiciones de la capa inferior (zona B), ya que, según estudios realizados sobre la presencia de flujo cruzado en pozos, *“el flujo comúnmente eniciado es ascendente como consecuencia de la sobrepresión de la capa inferior con respecto a la superior”*¹². Se seleccionaron los valores de las propiedades para la zona B a partir de la **Tabla 6** y, luego del cálculo de los caudales a condiciones normales (P_{wf} de la zona B menor a P_s de la zona A), se realizó la sensibilidad de cada parámetro vs los cambios de presión de yacimiento en la zona A (DrawDown de 150 psia). Esto pretendía simular el depletamiento normal en un yacimiento con respecto al tiempo, pero relacionando el diferencial de presión con la variable objeto de estudio. En las **Imágenes 10 y 11** se observa el esquema usado para el análisis y las curvas de IP y caudal obtenidas.

Los valores negativos observados en la matriz conjunta hacen referencia al caudal que está ingresando a la formación ladrona como consecuencia de la aparición de flujo cruzado. Este es considerado como el flujo perdido en el proceso de producción.

¹² FU, Xuehai, GE, Yanyan, CHANG, Xixi. Research on Sequence Stratigraphy, Hydrogeological Units and Commingled Drainage Associated with Coalbed Methane Production: a case study in Zhuzang Syncline of Guizhou Province, China. Agosto, 2016

Imagen 10. Esquema de la matriz de sensibilidad para análisis de producción conjunta.

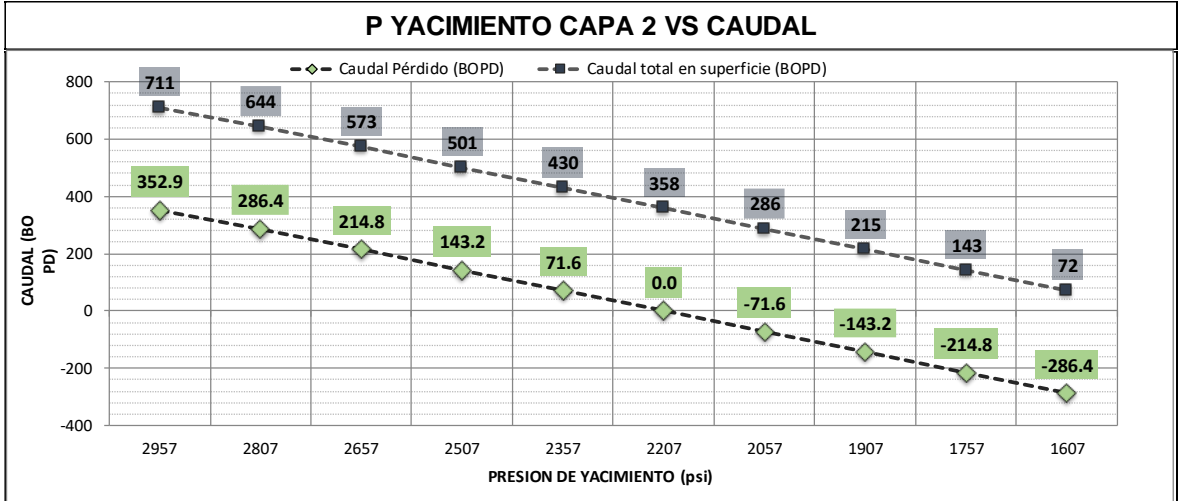
ANÁLISIS DE FLUJO ENTRE FORMACIONES CONECTADAS POR EL POZO			
	Caudal (BOP)	Delta P (psi)	IP (BPD/psi)
Capa 1	358	750	0.477
Capa 2	353	739	0.477

Variables para cálculo de caudal	
Pfw @ 7000' (psi)	2250
Pwf @ 6900' (psi)	2206.7
Espesor (ft)	30
Daño de formación	5
K (mD)	125
μ (cP)	3.4
β (BY/BN)	1.34
α API	28

P yacimiento capa 2 (psi)	Delta de P (psi)	Caudal Pérdido (BOPD)	Caudal total en superficie (BOPD)
2957	739	353	711
2807	600	286	644
2657	450	215	573
2507	300	143	501
2357	150	72	430
2207	0	0	358
2057	-150	-72	286
1907	-300	-143	215
1757	-450	-215	143
1607	-600	-286	72

Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

Imagen 11. Resultados obtenidos en la sensibilidad para una producción conjunta.



Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

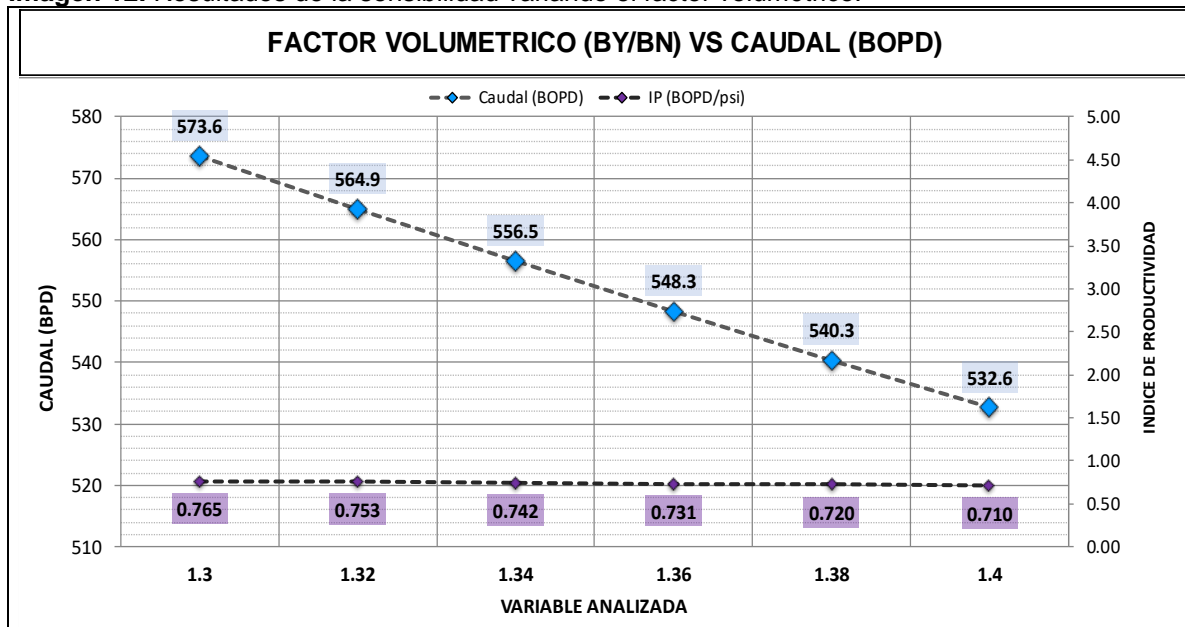
2.4.4. Resultados de las matrices individuales. Los resultados obtenidos durante la sensibilidad arrojaron una completa dependencia a los diferenciales de presión entre las zonas productoras. Como era de esperarse, la presión fue la variable que permitió el flujo de una formación productora a otra. Sin embargo, para que este ingreso de fluido se produzca, deben cumplirse otros factores importantes que favorecen el flujo cruzado.

En primera instancia, al evaluar las matrices individuales para las zonas A y B se obtuvo que las variables que afectan en mayor proporción el caudal final recuperado son el espesor, la permeabilidad y el daño de formación. A pesar de que la viscosidad es un factor fundamental para evaluar la movilidad del crudo, las variaciones entre el caudal recuperado (si se asumían los valores más altos y bajos

del rango) eran menores a los obtenidos con la variación de otros parámetros. Por esta razón, no fue considerado como un factor de gran influencia. Sin embargo, con el fin de determinar si realmente podía despreciarse el cambio en la viscosidad, se aumentó el rango de estudio hasta en 3 cP. En éste caso se registró una variación de hasta 250 barriles de petróleo por día. Teniendo en cuenta esto, se concluyó que las variaciones de viscosidad tienen que ser mayores a 3cP para que sea considerada como una variable que influya en el potencial de la zona. Para el propósito del trabajo desarrollado, no se consideró una variable apreciable ya que el margen de variación no supera 1 cP de diferencia.

2.4.4.1 Factor Volumétrico. Al igual que la viscosidad, el factor volumétrico fue considerado como despreciable, ya que la variación entre el caudal máximo y mínimo recuperado no supera los 20 barriles de petróleo por día y el Índice de productividad se mantuvo prácticamente constante en el análisis. Los resultados del factor volumétrico se observan en la **Imagen 12**.

Imagen 12. Resultados de la sensibilidad variando el factor volumétrico.

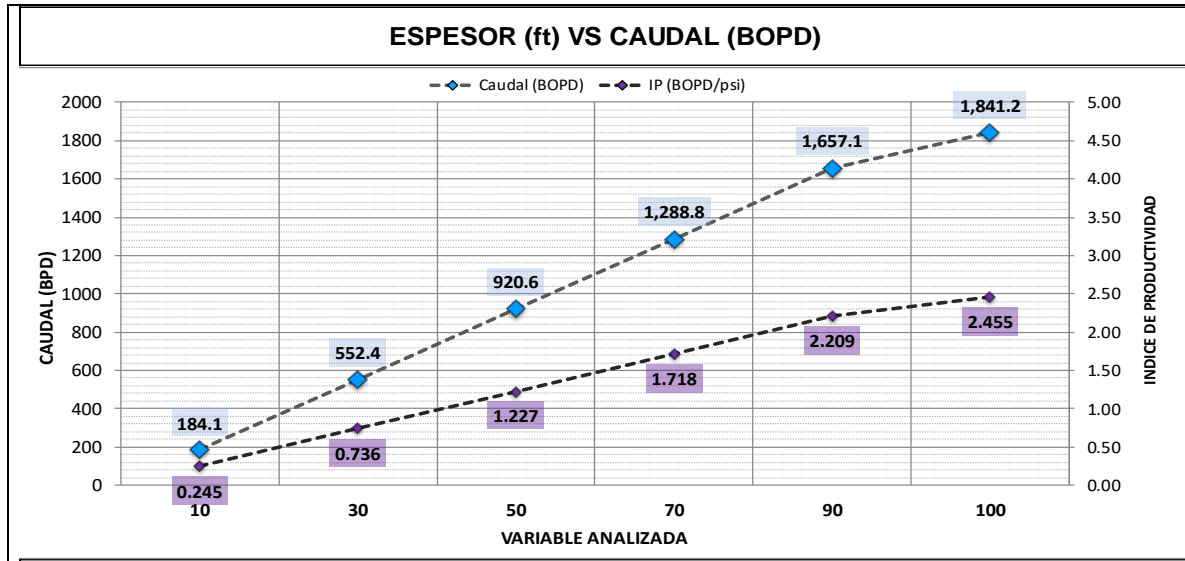


Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

2.4.4.2 Espesor. Como era de esperarse, el espesor tuvo un papel fundamental en el caudal obtenido por cada capa, debido a que este se relaciona con la cantidad de hidrocarburo presente en la formación (asumiendo una porosidad constante para todo el intervalo). A pesar de que no es una variable de flujo, se relaciona directamente con el almacenamiento y la cantidad que puede aportar la zona. Esta variable se analiza posteriormente con la ayuda del modelo de simulación para determinar si el espesor de la capa influye en la caída de presión en el intervalo y, al ser evaluado en el tiempo, identificar su importancia en la aparición del flujo

cruzado en los pozos luego del depletamiento de una de las capas. Los resultados del análisis se observan en la **Imagen 13**.

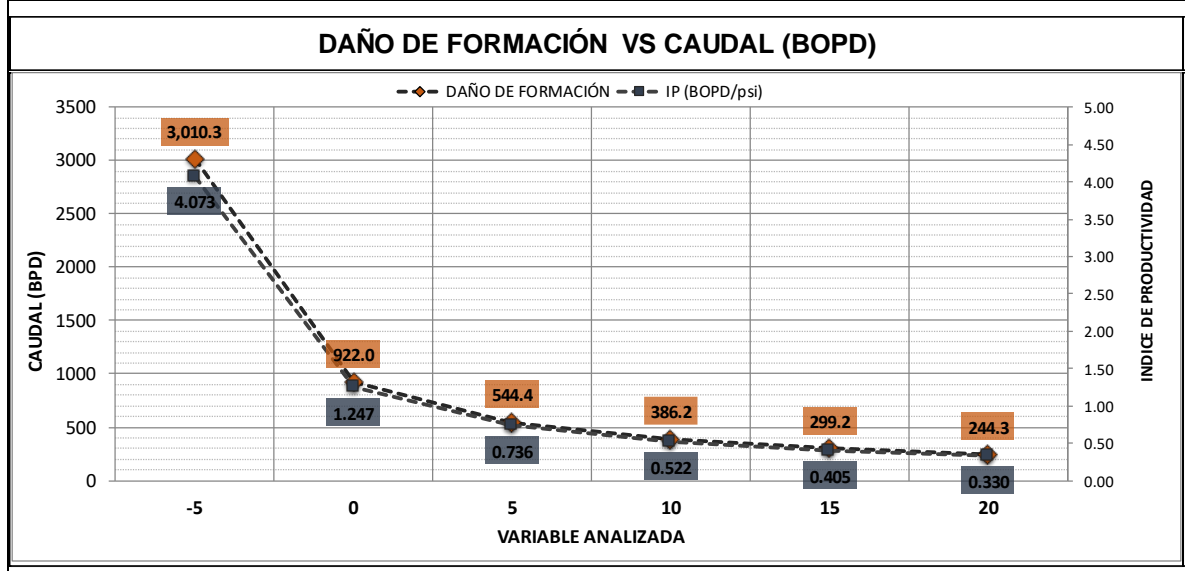
Imagen 13. Resultados de la sensibilidad variando el espesor de la capa 1.



Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

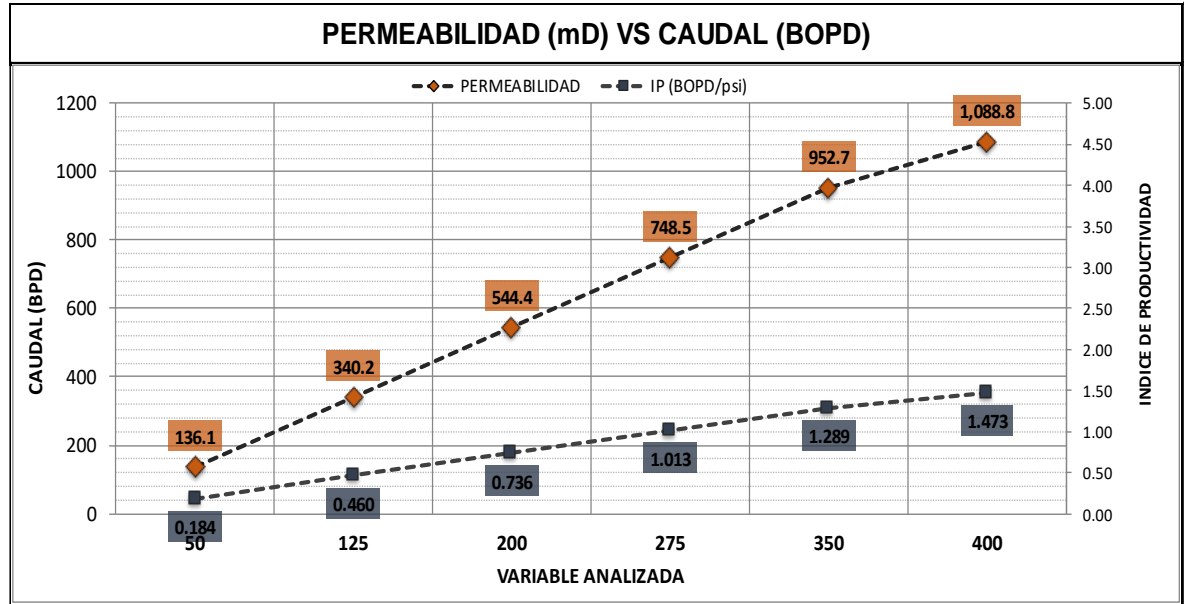
La permeabilidad y el daño de formación fueron los dos factores de mayor influencia en el primer análisis, ya que hacen parte de la transmisibilidad y capacidad de flujo de la formación hacia el pozo. A pesar de que se mantenga una permeabilidad alta en la formación, el skin es fundamental para que el fluido pueda llegar al pozo, ya que, en este caso, habría movimiento de fluido dentro del yacimiento, pero la reducción de la permeabilidad en la zona cercana al pozo (ya sea por las labores de perforación, cañoneo o producción), tendría como consecuencia el bloqueo de fluido y disminución en la producción. En el caso contrario, si la formación no tiene buena permeabilidad, el fluido no llega la cara del pozo y por consiguiente su producción se verá limitada. En este caso, serían necesarias labores de fracturamiento o técnicas que ayuden mejorar la movilidad dentro del yacimiento (asumiendo hidrocarburos con viscosidades bajas). Los resultados se observan en las **Imágenes 14 y 15**.

Imagen 14. Resultados de la sensibilidad variando el Skin en la zona B.



Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

Imagen 15. Resultados de la sensibilidad variando la permeabilidad en la zona B.



Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En cuanto al análisis del pozo con los intervalos A y B abiertos a producción de manera simultánea, se observó que la presión es fundamental para que se presente

el flujo cruzado. Sin embargo, las otras variables analizadas anteriormente favorecen la presencia de flujo cruzado o la interferencia entre zonas, generando que la producción del pozo disminuya considerablemente con respecto al esperado. La permeabilidad y el daño de formación fueron, nuevamente, las dos variables de mayor influencia en el caudal recuperado.

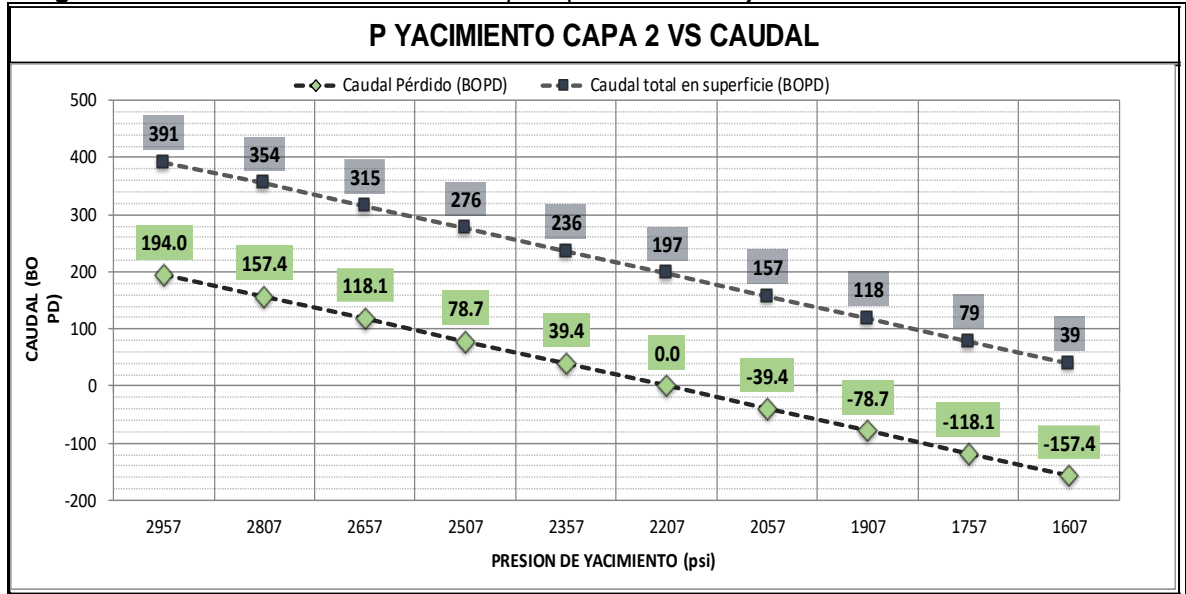
A condiciones normales (caso base), la pérdida de fluido hacia las formaciones es de 170 BOPD (calculado con las matrices) cuando la presión del intervalo A es inferior en 500 psi con respecto a la presión de fondo fluyente generada por la capa B. Sin embargo, cuando se establece el caso extremo de permeabilidades bajo las mismas condiciones anteriormente mencionadas, se observa un aumento de casi el 90% en pérdidas de producción ya que las formaciones favorecen el ingreso de fluido hacia la zona depletada.

De igual manera ocurre con el daño de formación. Si se asumen los casos extremos del factor skin (ya sea estimulado o dañado), los resultados tienen una similitud con las curvas generadas por la permeabilidad, ya que favorecen el ingreso de fluido al no oponer restricción al flujo dentro de la formación depletada. Esto tiene como consecuencia una alta pérdida de producción y, adicionalmente, puede favorecer la generación de daño en la formación ladrona que, con el paso del tiempo, va a requerir de trabajos de estimulación para mejorar la transmisibilidad en la zona adyacente al pozo, en caso de que quiera ser producida por separado de la formación con aporte.

En el análisis de sensibilidad se determinó que es necesario un mínimo diferencial de presión de 290 psia para que se presente flujo cruzado entre las zonas. Sin embargo, con diferenciales menores se va a registrar una interferencia de flujo en el intervalo con menor presión, reduciendo la productividad del pozo. Este fenómeno se estudia en la elaboración del modelo de simulación con el fin de diferenciar los casos de interferencia de flujo e ingreso de fluido a la formación.

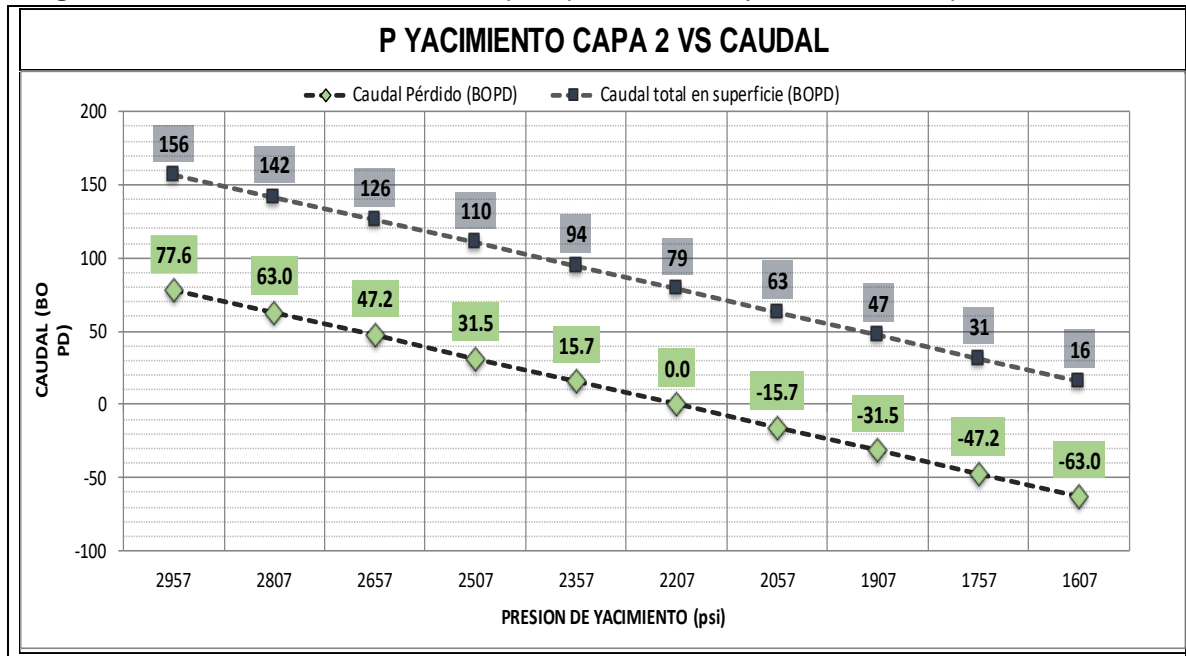
En la **Imagen 16** e **Imagen 17** se realiza la representación gráfica de las variables que tienen mayor influencia en el análisis de sensibilidad realizado por los autores (daño de formación y la permeabilidad) versus el caudal esperado en la producción conjunta.

Imagen 16. Resultados de la sensibilidad para producción conjunta variando el factor skin.



Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

Imagen 17. Resultados de la sensibilidad para producción conjunta variando la permeabilidad.



Fuente: Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Matriz de sensibilidades para la zona central del VMM. Colombia. 2018.

A continuación, a partir del estudio realizado en éste capítulo se analiza la información de los pozos asignados como objeto de estudio con el fin de identificar variables que puedan ser determinantes en la aparición de flujo cruzado.

3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LAS PRUEBAS INICIALES DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE 10 POZOS EXPLORATORIOS

A lo largo de éste capítulo se realiza la descripción de los pozos asignados como objeto de estudio, basándose en información suministrada por Ecopetrol S.A. Se especifican las formaciones de interés conectadas en cada pozo, pruebas PVT (si se cuenta con estas, los resultados de las pruebas realizadas en los pozos para determinar su potencial y el análisis de la información suministrada.

De igual manera, se realiza el resumen de los datos obtenidos de los informes, incluyendo: formaciones, intervalos, , pruebas, profundidades (ft), BS&W (%), P_{yac} (psia), $P_{burbuja}$ (psia), K^*h (mD*ft), $^{\circ}API$, GE_{gas} , IP (BOPD/psi)), en consecuencia a que son utilizados en el desarrollo de los modelos de simulación durante el Capítulo 4.

- En la **Tabla 7** se muestran los datos suministrados por ECOPETROL S.A. para los primeros 5 pozos exploratorios del VMM (Pozos SK_1, SK_2, SK_3, SK_4, SK_5). Se contaba con mayor cantidad de información de sus características y potencial debido a que se realizaron más pruebas específicas respecto a la roca y fluidos.
- En la **Tabla 8** se muestran datos suministrados por ECOPETROL S.A. para los 5 pozos exploratorios restantes del VMM (Pozos SK_6, SK_7, SK_8, SK_9, SK_10). Estos cuentan con menor información disponible, debido a que no se tomaron registros de pozo periódicamente y se realizaron pocas pruebas iniciales.

Tabla 7. Resumen de la información obtenida para los pozos SK_1, SK_2, SK_3, SK_4, SK_5.

POZO	FORMACIÓN	INTERVALO	FECHA	PRUEBA	PROFUNDIDAD (ft)	BS&W (%)	P _{yac} (psia)	P _{burbuja} (psia)	K*h (Md*ft)	°API	δgas (Lb/gal)	IP (BOPD/psi)
SK_1	MUGROSA	1.	Dic 29 de 2017	PETRÓLEO	2.235-2.250	68	1.005	872	940,5	34,4	35,30	0,6
		2.			2.259-2.272,5							
		3.	Dic 19 de 2017		2314,5-2.334	4,5	949	850	600,6	31,2	31,6	1,3
SK_2	ESMERALDAS	1.	Feb 11 de 2.017	PETRÓLEO	11.599-11.641	28	5.268	1.840	177,6	24	0,65	0,03
		2.			11.651-11.683							
		3.			11.963-11.725							
		4.			11.735-11.759							
SK_3	ESMERALDAS	1.	Jul 20 de 2.012	PETRÓLEO	10.816-10.834	0,1	4.753,70	1.600	160	22,1	0,62	0,26
		2.	Ago 14 de 2.012		10.975,5-10.991,5		4.625,00		1.980	24,8		
SK_4	ESMERALDAS	1.	Mar 19 de 2.014	PETRÓLEO	11.782-11.794	5,26	5.118	1648,71	9.700	24	0,79	0,84
		2.			11.803-11.807							
		3.			11.812-11.823							
		4.			11.831-11.846							
SK_5	MUGROSA	1.	Mar 29 de 2.012	PETRÓLEO	10.523-10.538	0,1	4.750	1.648.1	71,8	25	0,79	0,019
		2.			10.642-10.653				156,28			0,019
	ESMERALDAS	1.			10.816-10.830				110,4			8,4 e ⁻⁵
		2.			10.975-10.995				670,6			1,03 e ⁻⁴

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_1, SK_2, SK_3, SK_4, SK_5. (Formación Mugrosa y Esmeraldas). Colombia. 2018.

Tabla 8. Resumen de la información obtenida para los pozos SK_6, SK_7, SK_8, SK_9, SK_10.

POZO	FORMACIÓN	INTERVALO	FECHA	PRUEBA	PROFUNDIDAD (ft)	BS&W (%)	P _{yac} (psia)	P _{burbuja} (psia)	K*h (Md*ft)	°API	δgas (Lb/gal)	IP (BOPD/psi)	
SK_6	MUGROSA	1.	Ene 1 de 2.018	PETRÓLEO	9.305-9.383	--	4.646,70	1.450,38	1248	32	0,79	0,04	
		2.			9.710-9.783	--	4.616,39		156				
	ESMERALDAS	1.			10.425-10.483	--	4.673,11		835				
		2.			10.612-10.740	--	4.703,42		1160				
SK_7	COLORADO	1.	Nov 11 de 2.017	PETRÓLEO	2.165-2.265	28	5.268	1.840	179	29,4	0,79	0,025	
		2.			2.335-2.435,5				380				
	ESMERALDAS	3.			11.630-11.728,5				675,8			32,1	0,03
SK_8	MUGROSA	1.	Dic 03 de 2.017	PETRÓLEO	10.090-10.099,5	27,70	4305,0336	1.640	540	28	0,65	0,15	
		2.			10.110-10.120	13,24	4415,419					0,15	
		3.			10.165,5-10.180	38,24	4528,6349					0,15	
		4.			10.210-10.220	48,53	4644,7538					0,15	
	ESMERALDAS	5.			10.290-10.320	52,94	4763,85		378			0,015	
		6.			10.350-10.362	60,29	4.886						
SK_9	MUGROSA	1.	Abril 15 de 2.018	PETRÓLEO	9.305-9.308	--	4.646,70	1.835	2.375	28	0,65	0,03	
		2.			9.710-9.783	--	4.616,39		240				
	ESMERALDAS	1.			10.425-10.483	--	4.673,11		450				
		2.			10.612-10.740	--	4.703,42		728				
SK_10	COLORADO	1.	Nov 15 de 2.017	PETRÓLEO	7.958-7972	31,5	3.625	1.672	240	28	0,65	0,29	
		2.			7.990-8.120	96	3.652		170			8,4 e ⁻⁵	
	MUGROSA	1.			8.332-8.357		3.798		190			--	1,03 e ⁻⁴
		2.			8.370-8.391	26,75	3819,88		126			28	0,3
		3.			8.400-8.415	26,6	3832,6433		120			0,32	

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_6, SK_7, SK_8, SK_9, SK_10. (Formación Mugrosa y Esmeraldas). Colombia. 2018.

3.1 POZO SK_1

El pozo SK_1 fue perforado verticalmente con el propósito de explorar las arenas de la formación Mugrosa y Esmeraldas. En primera instancia, se realizaron análisis de registros eléctricos en hueco abierto para determinar el espesor de arena neta petrolífera en las formaciones B1 y B2. Con el fin de comprobar la presencia de hidrocarburo, se realizaron siete pruebas selectivas en las formaciones (Esmeraldas y Mugrosa), obteniendo los siguientes resultados:

- La formación Esmeraldas fue la primera en ser evaluada, obteniendo un corte de agua de casi el 100%. Se consideró el aporte de petróleo como despreciable. Fueron necesarias labores de Suabeo para lograr el aporte.
- La formación Mugrosa con la arena B3 produjo únicamente agua.
- La formación Mugrosa con la arena B4 produjo únicamente agua.
- La formación Mugrosa con la arena B5 tuvo producción de agua y gas. Este último se presentó durante el suabeo.
- La formación Mugrosa con la arena B2 aportó caudal de petróleo mediante la producción por flujo natural luego de suabeo. Se recuperaron 165 BOPD con un choque en cabeza de 1/64 pulgada. La producción total del fluido fue de 603 BFPD.
- La formación Mugrosa con la arena B1 produjo 190 BOPD con un choque de ¼ de pulgada. Se produjo por flujo natural con un aporte total de 196 BFPD.
- Se realizó producción conjunta de intervalos prospectivos (B1 y B2), obteniendo reducción en el caudal de 125 BOPD y 165 BFPD (barriles totales de fluido por día). La producción de gas se mantuvo constante y se utilizó un choque en cabeza de pozo de ½ de pulgada.

Las pruebas selectivas se realizaron con el propósito de determinar la producción de cada zona por separado y el potencial productor de las dos zonas de interés (B1 y B2) durante la producción conjunta.

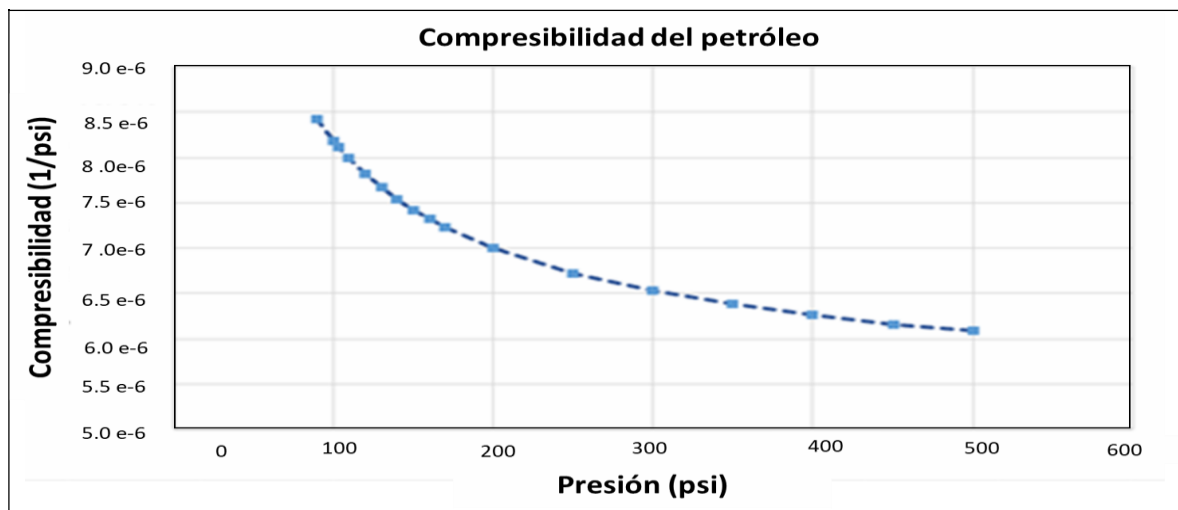
Luego de la prueba PBU, se determinó que B2 no tenía cercanía a fallas, acuífero o algún límite ya que la onda de presión no encontró límites. Además, el daño de formación era negativo, señalando estimulación (ocasionada probablemente por el suabeo del pozo). Se calculó la permeabilidad efectiva al petróleo como 30.8 mD y una presión de yacimiento de 949 psia. Para realizar las pruebas en la arena B1, se aisló la zona B2 y se cañoneó el intervalo señalado. Se dejó produciendo durante 24 horas y posteriormente se realizó el PBU del pozo. A diferencia de la zona B2,

B1 presentó alto nivel de daño, lo cual influye en la productividad del pozo.

Aparte del daño de formación, los datos de las variables determinadas en el PBU son similar a las obtenidas en la primera arena analizada. Durante la prueba siete (prueba de interés para el proyecto), los intervalos se produjeron de manera conjunta durante un mes y, posteriormente, se realizaron pruebas de presión para identificar la causa de la disminución de producción en el pozo SK_1. Los resultados obtenidos mostraron que la suma del skin era positiva, razón por la cual se atribuyó la disminución al daño de formación. Con el propósito de corregir el daño, se realizó recañoneo de las zonas. Sin embargo, el aumento no fue el esperado, razón por la cual se inició el estudio de las causales de dicha reducción, con el flujo cruzado como una de las teorías.

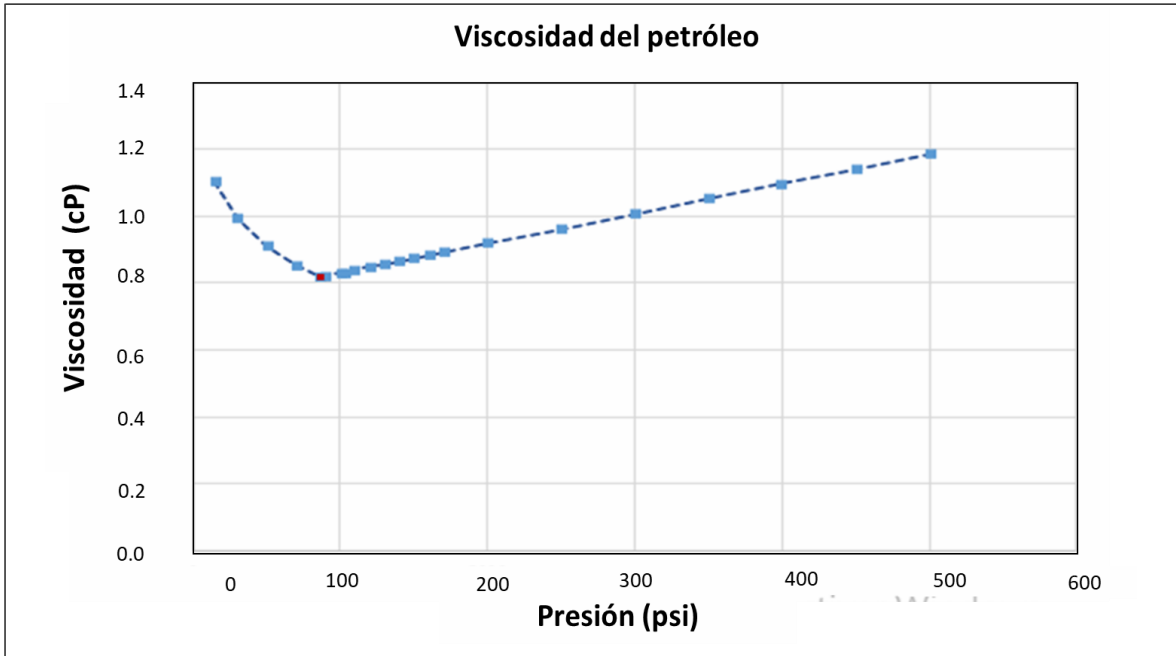
Con el fin de realizar una verificación de los datos, se revisaron los PVT de cada intervalo productor, haciendo énfasis en las propiedades necesarias para la construcción del modelo de simulación. Se revisaron las gráficas de cada variable y se compararon con las tendencias de cada una con respecto a la disminución de la presión, como se muestra en la **Imagen 18**, **Imagen 19** e **Imagen 20**. Dichas gráficas fueron comparadas con las teóricas para revisar la tendencia de las variables con respecto a los cambios de presión. La única variable que tuvo datos incongruentes fue el factor volumétrico, ya que presentaba cambios de concavidad en los valores superiores a la presión de burbuja. Por esto, se realizó el ajuste de la curva mediante el cálculo del factor volumétrico basándose en la compresibilidad del petróleo. Este ajuste fue necesario, ya que el ingreso de variables en la sección de pruebas subsaturadas de PVT durante la construcción de los modelos exige curvas suaves para lograr la convergencia del mismo. Este punto será explicado durante el siguiente capítulo en la construcción del modelo SK_1.

Imagen 18. Comportamiento de la curva de Compresibilidad vs Presión Intervalo B1.



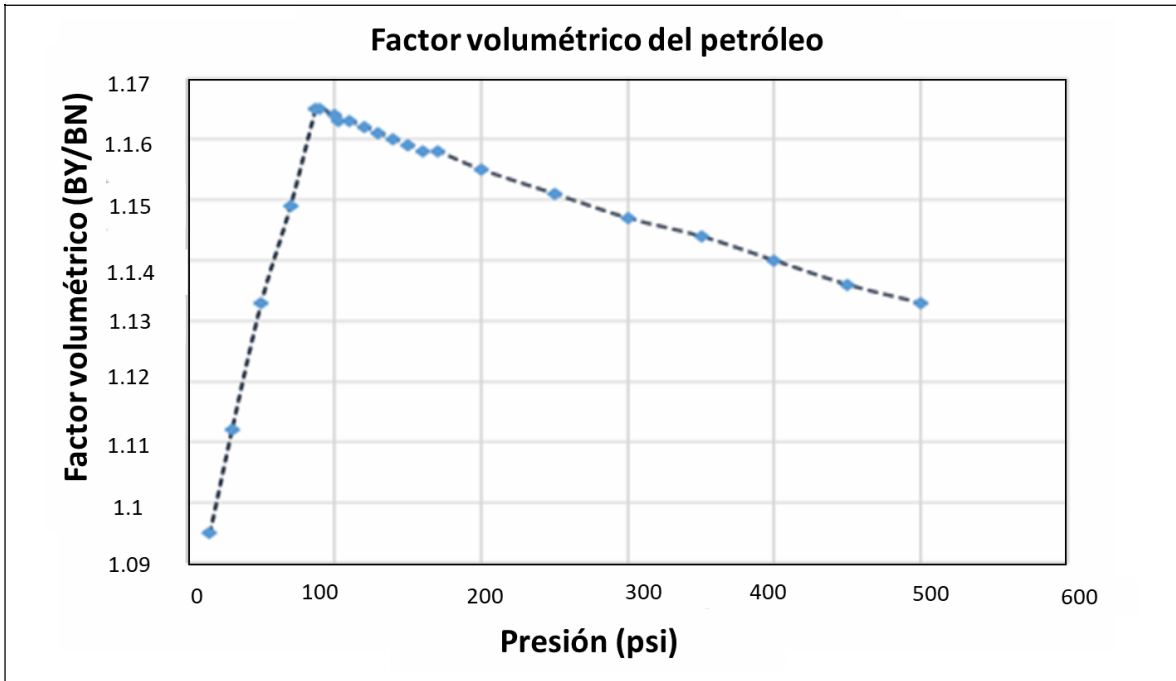
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_1, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Imagen 19. Comportamiento de la curva de Viscosidad vs Presión Intervalo B1.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_1, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Imagen 20. Comportamiento de la curva de Factor volumétrico del petróleo vs Presión Intervalo B2.



Fuente. ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_1, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018. Modificada por los autores.

3.2 POZO SK_2

La prueba inicial del pozo SK_2 se desarrolló con el propósito de estudiar la producción de las arenas basales de la formación Esmeraldas hasta una profundidad máxima de 12.168 pies (profundidad de asentamiento del último zapato). La zona tiene una estructura litológica compleja, al tener intercalaciones de arcillas y areniscas cuarzosas maduras. Este factor influye en la lectura del registro de resistividad ya que se presume la existencia de laminaciones perceptibles en el GR¹³. A partir de los registros y basándose en las pruebas selectivas realizadas, se determinó un Net Pay de 84 ft en la formación Esmeraldas. La zona productora se completó con un Liner de 7 pulgadas y se cementó completamente para evitar riesgos de flujo dentro del revestimiento. Se verificó las labores de cementación y se procedió al cañoneo de 202 pies totales con 43% bajo balance a favor de la formación¹⁴. Los intervalos cañoneados se observan en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Intervalos y profundidades perforados para la Formación B1.

Intervalo	Profundidad (Ft)
1	11.599-11.641
2	11.651-11.683
3	11.693-11.725
4	11.735-11.759
5	11.735-11.759

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_2, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

La primera prueba realizada consistió en la producción conjunta de los cinco intervalos cañoneados, arrojando como resultado un total de 398 BFPD y 99.9% de agua. El agua producida tenía trazas de hidrocarburo de 22° API y una salinidad entre 6000 - 6.500 ppm de Cl⁻¹⁵. Luego de la obtención de estos resultados, se realizaron varias pruebas selectivas para determinar la procedencia del crudo producido. Adicionalmente, se hicieron perforaciones de otras 5 arenas. La **Tabla 10** muestra el número de intervalos y la profundidad.

¹³ ECOPETROL S.A. "Reporte de pruebas iniciales pozo SK_1, Formación Mugrosa y Esmeraldas". 2018. pg.18.

¹⁴ ¹⁴ Ibid. pg 20

¹⁵ Ibid. pg 25

Tabla 10. Intervalos y profundidades perforados para la Formación B1 en la segunda sesión.

Intervalo	Profundidad (Ft)
6	11.876-11.896
7	11.937-11.950
8	12.033-12.063
9	11.436-11.487
10	11.522-11.589

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_2, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.2.1 Análisis de resultados. Las pruebas concluyentes fueron la 1,2 y 4. La prueba 3 fue considerada como no concluyente debido a problemas mecánicos durante su ejecución.

La descripción de las pruebas se realiza a continuación:

- **Prueba inicial:** todas las capas (11.876-11.896 ft;11.937-11.950 ft;12.033-12.063 ft; 11.436-11.487 ft; 11.522-11.589 ft) abiertas a producción. Se registró 99,9% agua.
- **Prueba selectiva 1:** se realizó la prueba a la capa 5 arrojando 100% agua (matando a las otras zonas).
- **Prueba selectiva 2:** se realizó la prueba a las capas 1-4 arrojando 29% de BSW, 74 BOPD y 30 BWPD
- **Prueba selectiva 4:** prueba seca debido a que se alcanzó el límite de diámetro mínimo para recuperar el colchón de petróleo.

Finalmente, se probaron los intervalos 11.937-11.950, 11.436-11.487, 11.436-11.487, 11.522-11.589 pies arrojando como resultado la producción de 100% agua con aporte de fluido total de 460 barriles.

Como conclusión se obtuvo que las únicas zonas prospectivas eran: 11.876-11.896, 11.937-11.950, 12.033-12.063, 11.436-11.487 ft. En cuanto a las condiciones de operación, se determinó que los intervalos con un drawdown del 60% producían 104 BFPD, de los cuales 74 eran de petróleo y 30 de agua (BS&W de 28%).

Las capas fueron puestas en producción durante un mes, obteniendo valores de IP entre 0,028 y 0,03 BFPD/psi, utilizando el bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial (Pwf promedio de 900 psi). Los resultados de las pruebas PBU y PTL realizadas se muestran en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Resumen de datos de las pruebas de Yacimiento, Roca y Fluidos para la Formación B1.

Variable Calculada	Valor
Gravedad °API	22
Temperatura (°F)	198
Salinidad (ppm)	6.183
Presión de punto medio de perforados @11.720 ft (psia)	5.268
Presión de poro (psi/ft)	0,45
Promedio de producción (BFPD)	398
K*h (mD*ft)	177,6
Presión inicial (psia)	5.166
Área (acres)	356,74
OOIP (MMBO)	12
Drawdown (psia)	373,68

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_2, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.3 POZO SK_3

El pozo SK_3 contó con un revestimiento tipo Liner de 7 pulgadas a la profundidad de interés, porosidad promedio de 12 a 15% y un corte de resistividad de 25 Ohm (durante el análisis petrofísico)¹⁶.

Se realizaron dos pruebas DST para los intervalos de interés. La primera fue para el intervalo 10.975,5-10.991,5 ft, que tuvo como resultado datos incongruentes en cuanto a las variables de flujo y presiones esperadas. La segunda prueba se realizó en el mismo intervalo, adicionando la zona 10.816-10.834 pies. Durante el periodo de limpieza del pozo, fue necesario asistir con nitrógeno para retirar el fluido de completamiento. El sistema fue asistido por un Bombeo Electrosumergible para facilitar la remoción. Posterior a esto, el pozo fluyó naturalmente con un choque de 8/64 de pulgada a una tasa de 28 BOPD con BSW menor al 1%.¹⁷ La presión en cabeza se mantuvo en 200 psia y 88°F. El crudo recuperado registró una gravedad API de 24°. Como información relevante de producción, se cuenta con dos pruebas PBU realizadas en el pozo como se mencionaba anteriormente. Los resultados se resumen a continuación:

3.3.1 Prueba DST-1. La prueba DST1 arrojó resultados de IP 0,027 BFPD/psia

¹⁶ ECOPETROL S.A. "Reporte de pruebas iniciales y selectivas para el pozo SK_3". Colombia. 2018.pg 33.

¹⁷ Ibid. pg 36

luego de cerrar el pozo durante 12,5 horas y abrir a producción con choque en cabeza de 8/64 pulgadas. Luego de 24 horas de producción, se cerró nuevamente por un periodo de 24 horas y se abrió para medir drawdown. Para el análisis del fluido se tomaron tres muestras en fondo, a las cuales se les realizó PVT. Los resultados se muestran en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Resumen de datos de la prueba DST1 para el pozo SK_3.

Variable calculada	Valor
Gravedad especifica del gas	0,62
Densidad del agua (g/ml)	1,01
Relación gas agua (SCF/BWPD)	13,3
Gravedad API (°)	25
Viscosidad a 40°C (cP)	36,8
Presión de yacimiento (psia) @10.985 ft	4.919
Presión de fondo (psia) @10.985 ft	4.035
K*h (mD*ft)	124,8
IP (BOPD/psia)	0,03

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_3, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.3.2 Prueba DST -2. El propósito de la prueba fue investigar de las arenas basales de la formación Esmeraldas en los intervalos 10.816-10.834 ft y 10.975,5- 10.991,5 ft.

A diferencia de la prueba DST1, se utilizó Diesel como fluido de completamiento para lograr rápidamente condiciones de estabilización de producción por flujo natural (en la prueba anterior fue utilizada salmuera proveniente de la formación como fluido de completamiento). Posterior al cañoneo de la segunda zona (el cual se realizó en simultaneo a la prueba DST- 1) se realizó la apertura del choque en superficie de manera paulatina hasta llegar a 16/64 pulgadas durante 8 horas.

Finalizada la etapa de limpieza, se cerró el pozo por un lapso de 24 horas para dar inicio al primer PBU. Posteriormente, se presurizó el anular con el objetivo de dar apertura a la válvula de fondo y dar inicio a la prueba multitasa¹⁸. Se trabajaron con diferentes choques en cabeza, hasta llegar al periodo de restauración total (PBU2). En la **Tabla 11** se relacionan los resultados de la prueba DST2

¹⁸ Ibid. pg 39

Tabla 13. Resumen de datos de la prueba DST2 para el pozo SK_3.

Variable calculada	Valor
GOR (SCF/BWPD)	243
BSW (%)	0,10
Gravedad Especifica Del Gas	0,86
Gravedad API CRUDO	24,8
Skin 1	1,26
Skin 2	2,21
K*h1 (mD*ft)	160
K*h 2 (mD*ft)	1.980
IP commingled (BFPD/psi)	0,26
Tasa promedio de producción (BFPD)	1.269
Presión de burbuja (psia)	1.600

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_3, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.4 POZO SK_4

El propósito del pozo era evaluar las condiciones del fluido del yacimiento, en razón a que dos pozos pertenecientes al mismo bloque habían arrojado valores de gravedad API diferentes (24 y 11,05° respectivamente).

3.4.1 Descripción de las pruebas realizadas al pozo SK_4. En primera instancia, se corrió una prueba que incluyera cuatro intervalos de interés abiertos a producción (mostrados en la **Tabla 14**). Durante la prueba, se obtuvo un IP de 0,84 BOPD/psi y petróleo de 24° API.

Tabla 14. Profundidades de los intervalos perforados en el pozo SK_4.

Intervalo	Profundidad (ft)
1.	11.782-11.794
2.	11.803-11.807
3.	11.812-11.823
4.	11.831-11.846

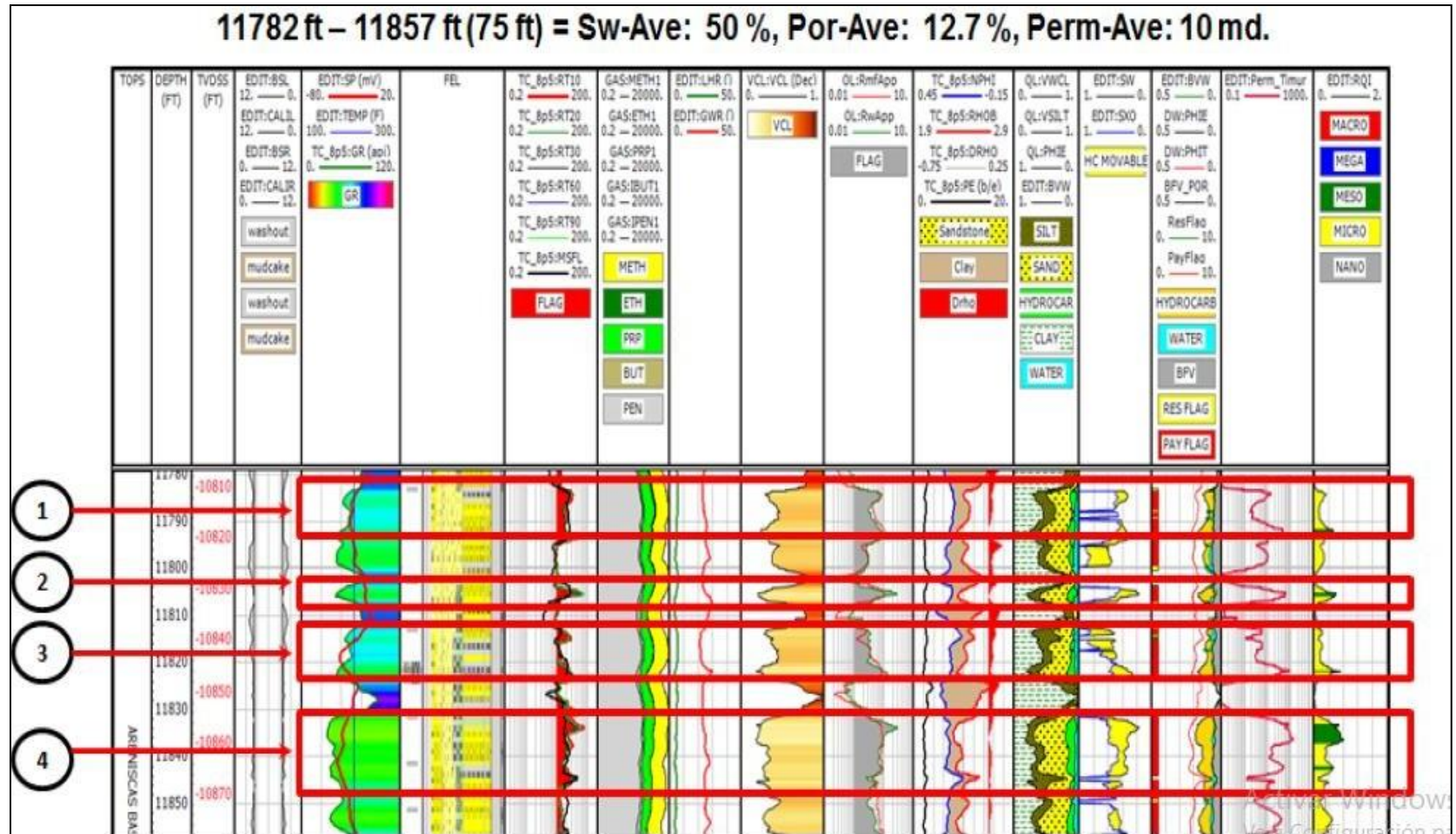
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_4, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Inicialmente, fue necesario implementar un sistema de levantamiento artificial (bombeo electrosumergible) para lograr extraer el fluido de completamiento del pozo. El fluido utilizado fue salmuera de 500 ppm en concentración de Cl⁻.

Luego del periodo de limpieza, se realizó el cierre para el primer PBU y para finalizar con una prueba multitasa. Esto, con el propósito de establecer la curva IPR del pozo. Se obtuvieron valores promedio de 570 BFPD y 540 BOPD. El corte de agua fue de 5% con un GOR de 174 Scf/Bbl. Finalizada la prueba multitasa, se realizó el cierre total para dar paso al segundo PBU. Se obtuvo un agua de formación de 9.500 ppm de Cl⁻ y se recuperaron 520 barriles de agua durante la prueba.

La segunda prueba de completamiento se realizó a los mismos intervalos de la prueba anterior. Se obtuvo un IP de 0,51 BOPD/psi. En primera instancia, se produjo por medio de un bombeo electrosumergible para dar paso al flujo natural con choque en cabeza de 16/64 pulgadas (para cada choque utilizado se corrió un PLT con el fin de determinar las características de flujo y evaluar la procedencia del crudo y agua recuperados en superficie). En la **Imagen 21** se puede observar una sección del registro con las zonas de interés resaltadas.

Imagen 21. Registro eléctrico del pozo SK_4 para el intervalo 11.782 ft-11.857 ft.

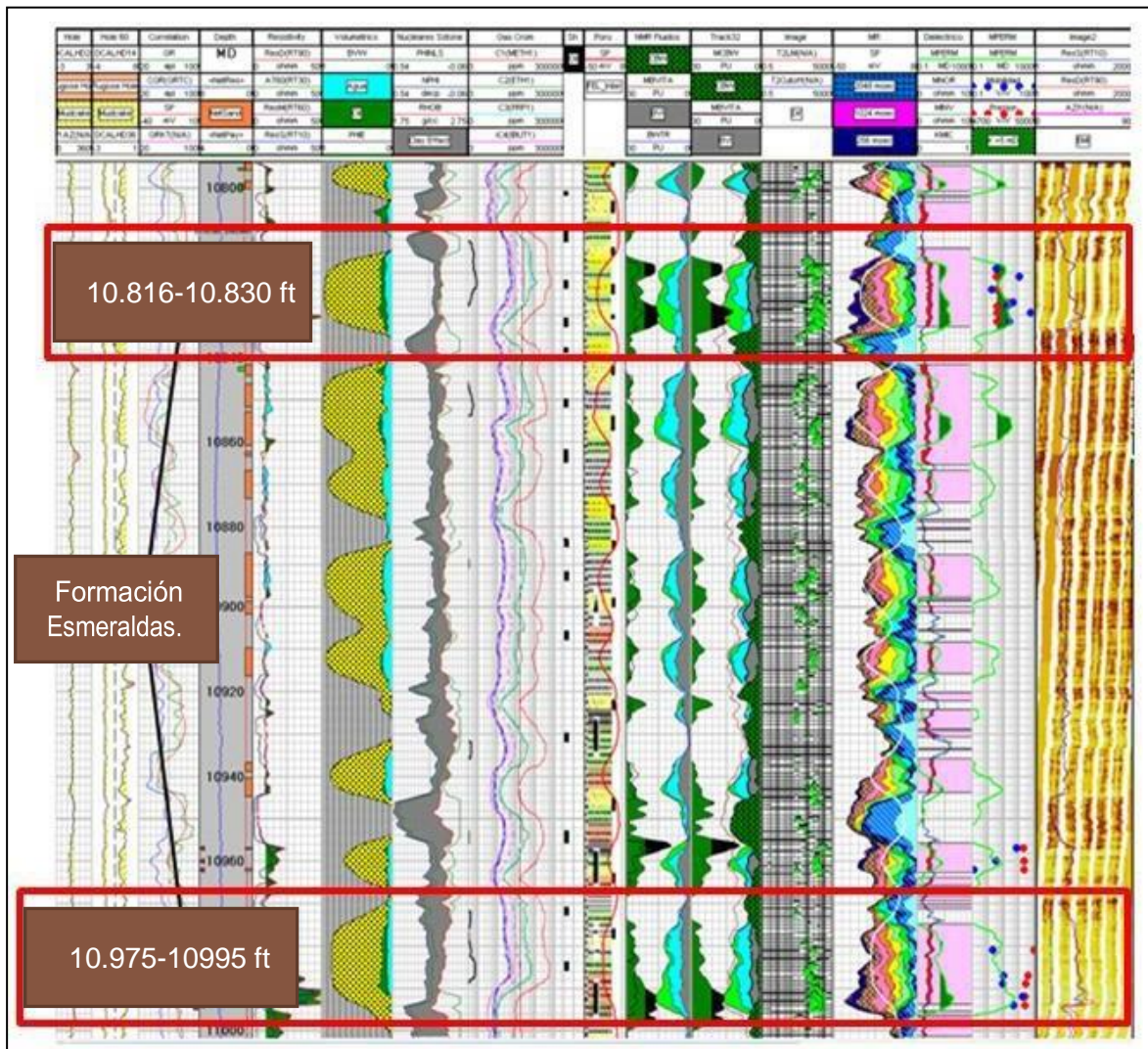


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_4, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.5 POZO SK_5

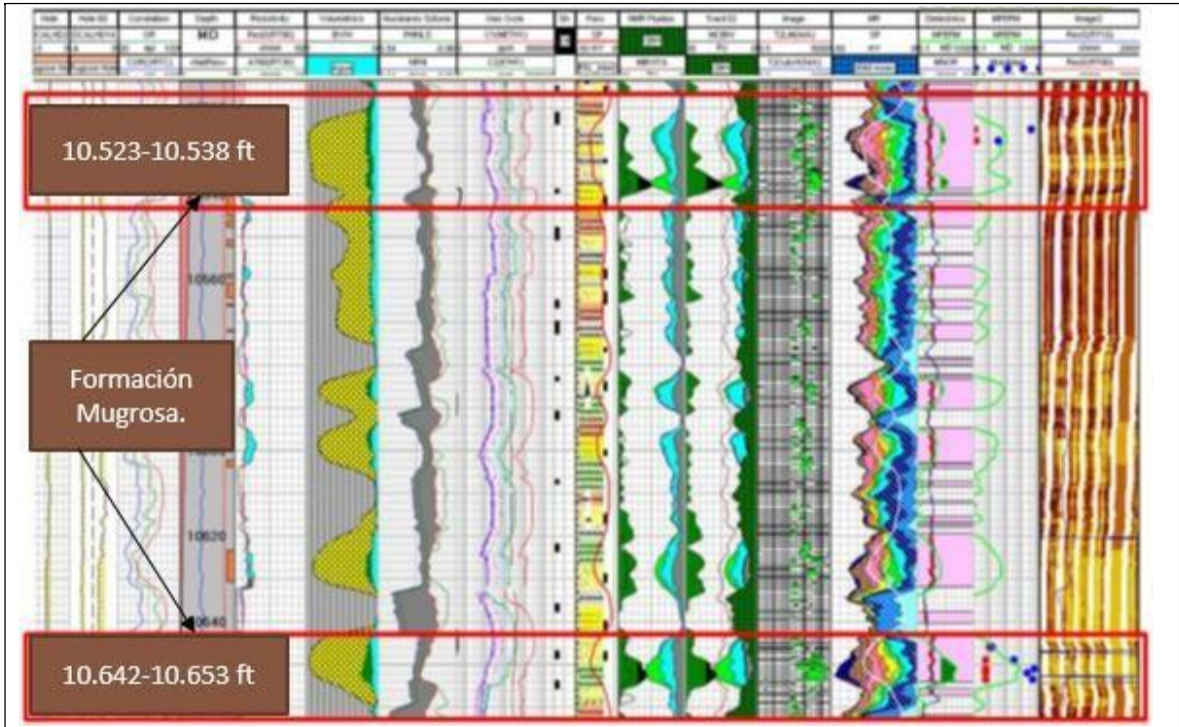
Las pruebas iniciales del pozo SK_5 se realizaron con el propósito de evaluar su potencial mediante la producción de las arenas pertenecientes a la formación Esmeraldas a 10.816 ft y a la formación Mugrosa a 10.523 ft de profundidad. Las zonas se seleccionaron a partir del análisis de registros eléctricos, considerando litología, resistividad, porosidad, cromatografía de gases, entre otras variables. En la **Imagen 22** e **Imagen 23** se observa una parte del registro para la sección 8 ½ de pulgadas, donde se encuentran resaltadas las zonas de interés. La perforación del pozo se realizó bajo balance basados en recomendaciones de la simulación del cañoneo.

Imagen 22. Registro eléctrico para la sección 8 ½ de pulgadas. Formación Esmeraldas



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_5, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Imagen 23. Registro eléctrico para la sección 8 ½ de pulgadas. Formación Esmeraldas.



Fuente. ECOPETROL S.A. “Reporte de pruebas iniciales y selectivas para el pozo SK_5”. Colombia.2018. Modificada por autores.

Finalizado el completamiento del pozo se realizaron las pruebas PBU para los intervalos de interés. En la **Tabla 15** se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 15. Resultado de prueba para las arenas conectadas por el pozo SK_5.

Prueba	Permeabilidad (mD)	K*h (mD*ft)
1	4,48	71,8
2	9,76	156,28
3	6,9	110,4
4	9,58	670,6

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_5, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Adicionalmente, se contaban con información del tipo de fluido, obtenido de las pruebas PVT realizadas para el pozo. Los datos más relevantes se observan en la **Tabla 16**. La información completa del PVT se muestra en el **Anexo A**.

Tabla 16. Resumen de información relevante para el pozo SK_5.

Variable	Valor
Gravedad API de crudo (°)	24
Gravedad específica del gas	0,79
Salinidad del agua (ppm)	15.000
Gravedad específica del agua	1,009
GOR (SCF/BWPD)	215
Corte de agua (%)	1
Temperatura de yacimiento (°F)	190
Presión de Burbuja	1.678
β_o @ Pb (BY/BN)	1,107
Viscosidad del petróleo @ Pb	2,87

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_5, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.6 POZO SK_6

El pozo fue perforado con el propósito de contactar la formación Esmeraldas a 10.425 pies y la formación Mugrosa a 9.000 pies. El pozo conecta cuatro formaciones de interés: la zona uno pertenece a la formación Mugrosa y las tres secciones inferiores a la formación Esmeraldas. Las características principales se observan en la **Tabla 17**.

Tabla 17. Características de los intervalos productores para pozo SK_6.

Intervalo	Profundidad (ft)	Porosidad (%)	K*h (mD*ft)
1	9.305-9.383	12,7	1.248
2	9.710-9.783	15	156
3	10.425-10.483	15	835
4	10.612-10.740	15	1.160

Fuente. Elaboración propia Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_5, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Para el pozo se realizaron tres pruebas selectivas en las cuales se evaluó el intervalo 1 y 2 en conjunto, 3 individual y posteriormente el intervalo 4. Al finalizar, se produjeron los cuatro intervalos de manera conjunta, evidenciando la disminución de la producción con respecto al esperado (realizando la sumatoria de la producción de cada intervalo). En la **Tabla 18** se observan los resultados de las pruebas selectivas para el pozo SK_6 y los resultados de la prueba conjunta.

Tabla 18. Resultados de pruebas selectivas para pozo SK_6.

Prueba	Producción (BOPD)
Selectiva 1	198
Selectiva 2	256
Selectiva 3	189
Prueba conjunta	456

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_6, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Como se puede observar en la **Tabla 18**, la reducción en producción es de más de 100 barriles por día. Por esta razón, fue considerado como un pozo de estudio para el proyecto. En cuanto a datos de pruebas PVT, no se contaba con información registrada para el pozo y, a su vez, no se tenían disponibles curvas de permeabilidad relativa.

3.7 POZO SK_7

El pozo SK_7 tenía el propósito de contactar las formaciones Mugrosa y Esmeraldas. En primera instancia, se consideraron 12 intervalos productores como prospectivos para obtención de hidrocarburo. Sin embargo, como se comenta más adelante en el capítulo cuatro, la producción era generada principalmente por tres intervalos: dos pertenecientes a la formación Mugrosa y el tercero a la formación Esmeraldas. Los otros nueve intervalos fueron considerados durante la producción del pozo, a pesar de que el aporte era mínimo.

Tres de los intervalos fueron productores de 100% agua, razón por la cual fueron cerrados con el fin de evitar pérdidas por el aumento del peso de la columna. Para los intervalos prospectivos, no se realizaron análisis PVT, por lo cual fue asumido el PVT del pozo SK_1 de la arena B1. Se realizó de esta forma debido a que las características del fluido para la arena B1 son similares al fluido aportado por la formación Mugrosa. Adicionalmente, las condiciones de presión y temperatura de yacimiento son análogas, ya que presentaron una diferencia de 70 pies de profundidad entre las arenas, traducido en 28 psi de diferencia.

La información competente del PVT se observa en el **Anexo A**. Para los intervalos de la formación Esmeraldas, se tuvo en cuenta la información conocida y se realizaron las curvas mediante correlaciones. Su elaboración se explica en el capítulo cuatro. El pozo SK_7 fue considerado como objeto de estudio debido a que durante el análisis de laboratorio se identificó que los fluidos producidos por cada intervalo tenían características de flujo diferentes. La zona 1 y 2 presentaba gravedad API de 29,4° y la zona 7 con gravedad API de 32,1°. Esta diferencia se vio reflejada en la viscosidad del fluido, puesto que la formación Esmeraldas registró de 5,09 cP y de 3,031cP para la formación Mugrosa.

Los datos de producción de las capas conectadas por el pozo se observan en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Resultados de pruebas selectivas para pozo SK_7.

Intervalos	Producción (BOPD)
1	75
2	110
7	126
Seis intervalos de baja productividad (3,4,5,6,8,9)	26
Prueba conjunta	297

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_7, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.8 POZO SK_8

El pozo SK_8 fue perforado hasta una profundidad de 10.350 pies, con el propósito de contactar las formaciones de interés Mugrosa y Esmeraldas.

- El pozo es de tipo vertical, con cañoneos en seis zonas de interés: cuatro pertenecientes a la formación Mugrosa y dos a la formación Esmeraldas.
- Finalizada la perforación del pozo, se realizó el completamiento de la sección de 9 ¾ de pulgada y 7 ½ de pulgadas, cañoneando 87 pies en total. El pozo fue estimulado y puesto en producción con una tubería de 3 ½ de pulgadas.
- Se realizaron siete pruebas, de las cuales 6 fueron selectivas (para cada intervalo productor) y una prueba conjunta de intervalos.

Los resultados de producción de petróleo, producción de agua y producción de total se observan en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Resultados de producción de petróleo durante las pruebas del pozo SK_8.

Intervalo	Producción de petróleo (BOPD)	Producción de Agua (BWPD)	Producción total (BFPD)
1	32	12	44
2	57	9	68
3	75	26	101
4	72	33	105

Tabla 20. (Continuación)

Intervalo	Producción de petróleo (BOPD)	Producción de Agua (BWPD)	Producción total (BFPD)
5	95	36	131
6	91	41	132
Conjunta	358	143	501

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_8, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

El pozo SK_8 fue considerado como pozo en estudio, razón por la cual no se cuentan con los datos de pruebas PVT. Se tiene conocimiento de la información obtenida de los registros eléctricos y de los cuales se realizó el análisis pertinente para determinar la información señalada en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Datos obtenidos de análisis de registros para el pozo SK_8.

Propiedad	Valor
Porosidad promedio para Formación Mugrosa (%)	12
Porosidad promedio para Formación Esmeraldas (%)	16
Permeabilidad promedio Mugrosa (mD)	12
Permeabilidad promedio Esmeraldas (mD)	9
Saturación de agua promedio	0,43

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_8, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.9 POZO SK_9

El pozo SK_9 tenía como propósito explotar las arenas de la formación Esmeraldas a una profundidad de 10.590 pies. El pozo inició operaciones de producción mediante flujo natural y conectó cuatro zonas de interés con potencial productor. Se realizaron pruebas selectivas para determinar el potencial de cada zona mediante el aislamiento de cada capa y la realización de pruebas PBU en cada intervalo. Con esto, se determinaron las diferencias en permeabilidad para las zonas de interés. Los resultados más representativos se observan en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Datos obtenidos de la prueba PBU para cada intervalo.

Intervalo	Profundidad (ft)	Presión de yacimiento (psia)	Permeabilidad (mD)	K*h (mD*ft)
1	10.640	4.640	95	2.375
2	10.690	4.663	12	240
3	10.730	4.680	15	450

Tabla 22. (Continuación)

Intervalo	Profundidad (ft)	Presión de yacimiento (psia)	Permeabilidad (mD)	K*h (mD*ft)
4	10.780	4.702	26	728

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_9, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Los resultados de las pruebas (en cuanto a caudal) se observan en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Resultados del caudal obtenidos durante las pruebas selectivas.

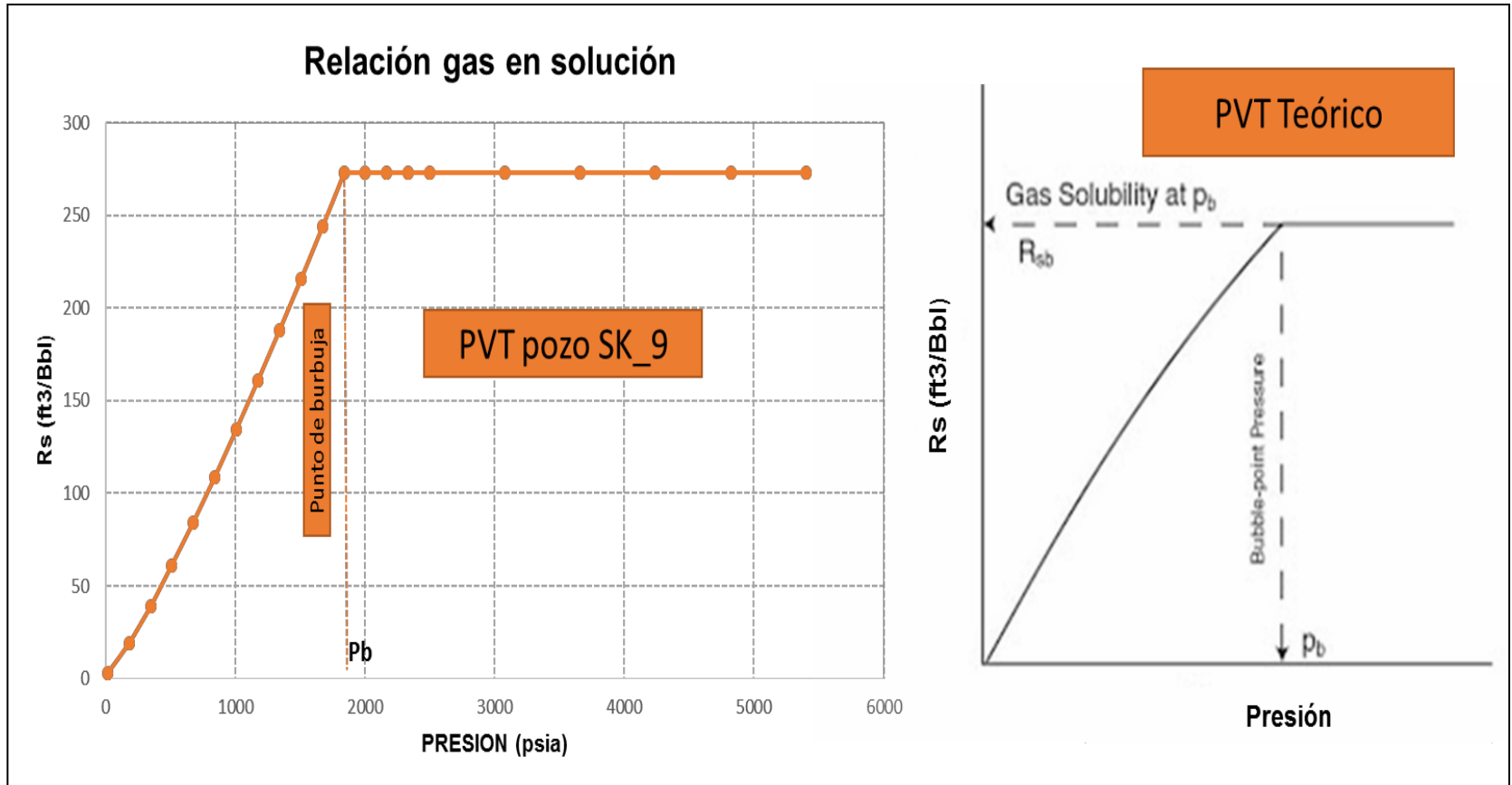
Intervalo	Producción de petróleo (BOPD)
1	89
2	112
3	365
4	143

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_9, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Se realizaron análisis PVT para la formación Esmeraldas, que comprendía los intervalos 3 y 4. Los datos fueron revisados basándose en la teoría, al comparar las curvas teóricas con las determinadas en laboratorio. En las **Imágenes 24, 25 y 26** se observan los resultados de las pruebas PVT y su comparación con la tendencia teórica para las variables seleccionadas.

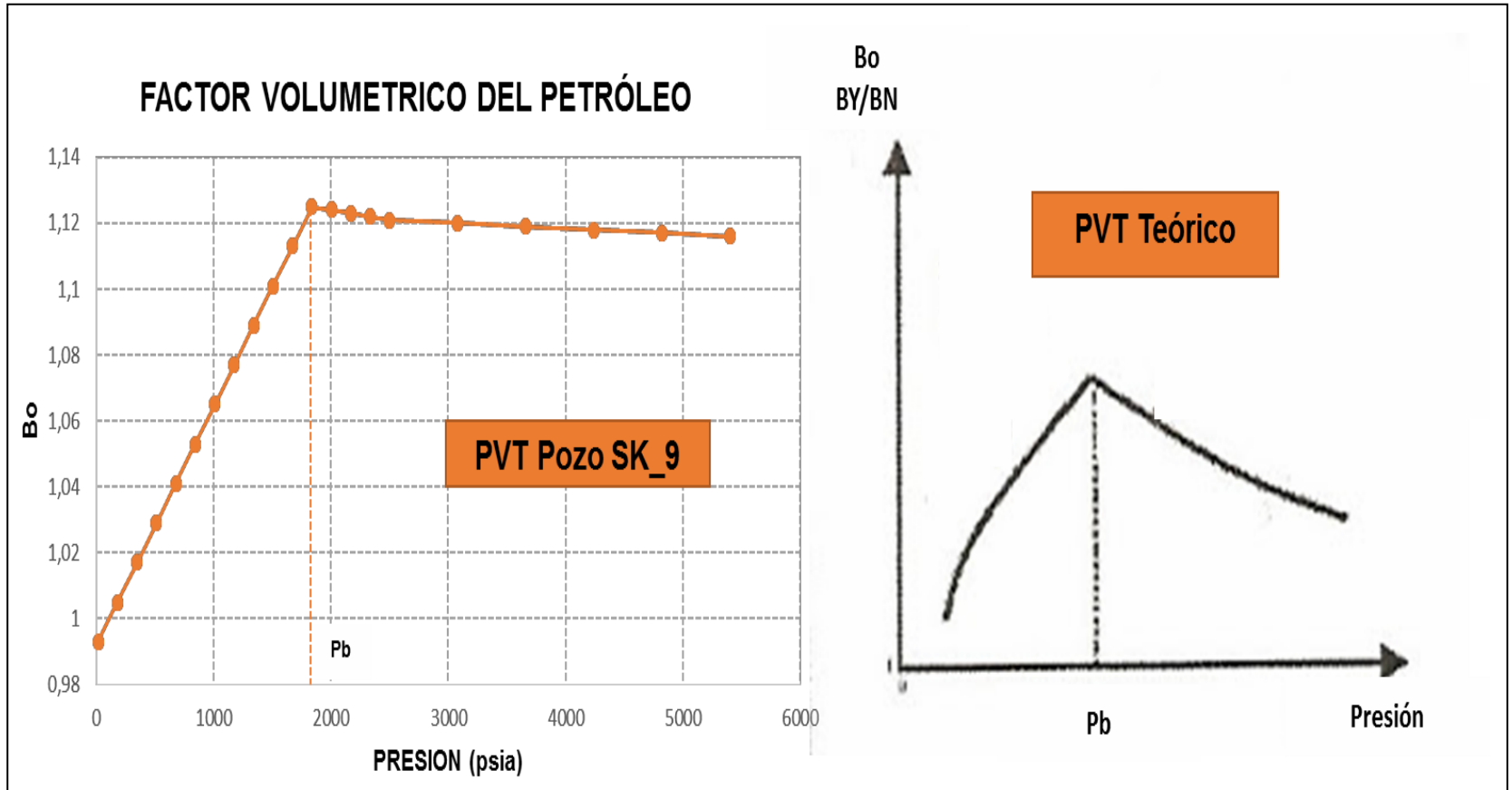
Como se observa en las **Imágenes 24 y 25**, el comportamiento de las curvas con respecto al teórico es bastante similar. Sin embargo, la viscosidad (**Imagen 26**), presenta una variación en la tendencia para los valores de la región subsaturada. Al tener un cambio abrupto de pendiente que puede atribuirse a una mala medición en laboratorio o problemas en la muestra. Por esta razón, se realizó la revisión de dicha región mediante un nuevo cálculo de los datos con desajuste a partir de la tendencia mostrada por los otros puntos. El ajuste se observa en la **Imagen 27**.

Imagen 24. Comparación con la curva teórica para Relación Gas en Solución Vs Presión.



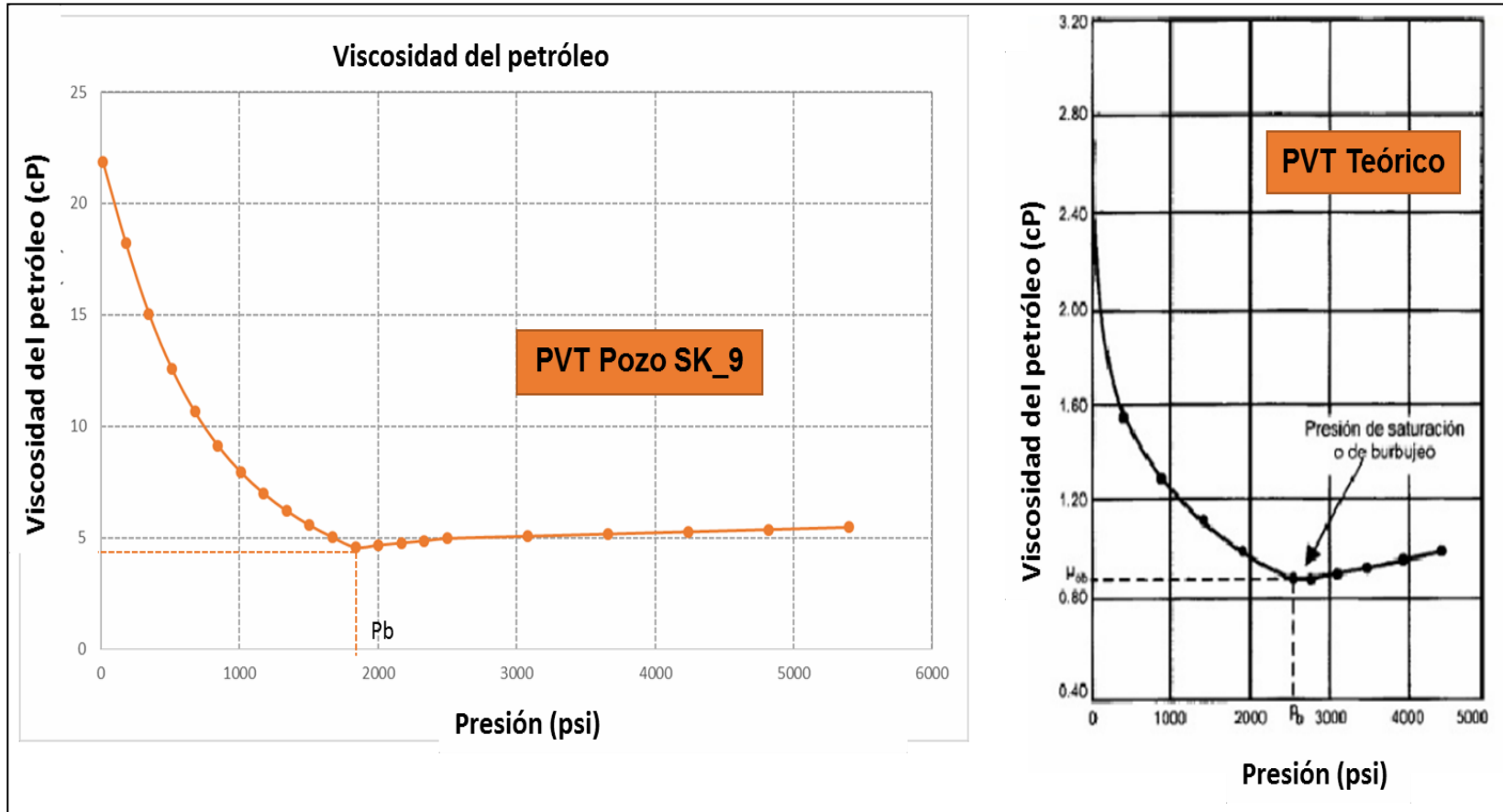
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_9, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Imagen 25. Comparación con la curva teórica para Factor Volumétrico Vs Presión.



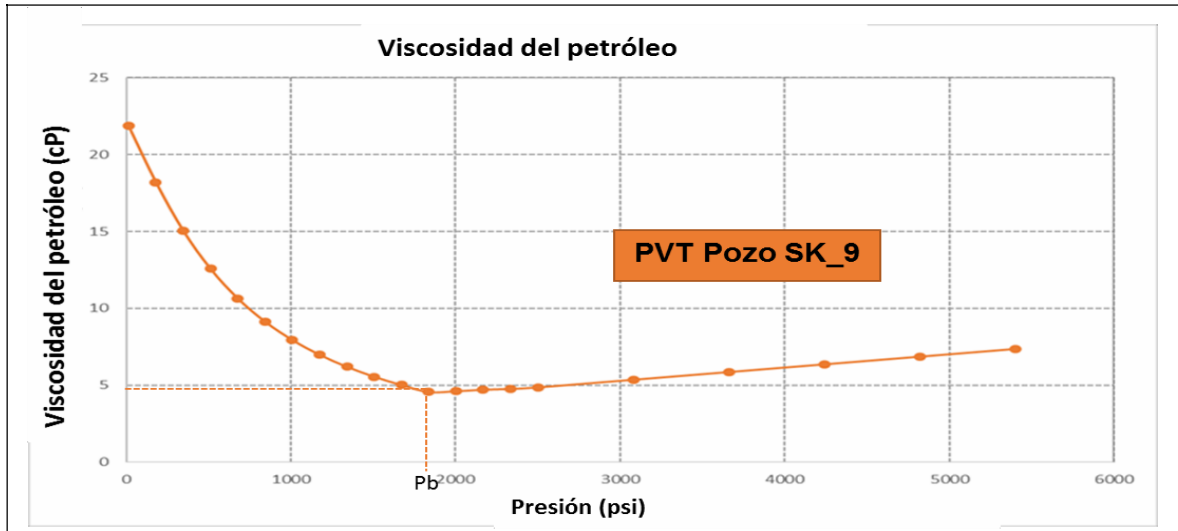
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_9, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Imagen 26. Comparación con la curva teórica para Viscosidad Vs Presión.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_9, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Imagen 27. Corrección de la curva de viscosidad.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_9, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

3.10 POZO SK_10

El pozo SK_10 es de tipo vertical y fue perforado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena con el propósito de contactar las formaciones Colorado a 7.940 pies y Mugrosa a 8.400 pies. Fue puesto en funcionamiento mediante flujo natural. Se determinaron cinco zonas prospectivas según los registros eléctricos e información obtenida de pozo. Sin embargo, durante la realización de las pruebas, se determinó que dos de estas zonas eran no petrolíferas al aportar 96 % de agua. Se recuperó crudo de 28° API de las zonas con una viscosidad de 1,23 cP a condiciones de yacimiento. Los resultados de las pruebas selectivas realizadas para los intervalos se observan en la **Tabla 24**.

Tabla 24. Resultados obtenidos de las pruebas selectivas para el pozo SK_10.

Prueba	Producción de petróleo (BOPD)	Producción de agua (BWPD)
1	85.5	34
2	7	120
3	5	104
4	115	42
5	80	29
Intervalos 1-4-5	265	112

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Reporte de pruebas iniciales pozo SK_10, Formación Mugrosa y Esmeraldas. Colombia. 2018.

Adicionalmente, se contaba con la siguiente información de presión a profundidades de referencia:

- Presión a profundidad de la capa 1 (7.960 pies): 3.625 psia.
- Presión a profundidad de la capa 3 (7.990 pies): 3.652 psia.
- Presión a profundidad de la capa 5 (8.332 pies): 3.798 psia.

Estos datos de referencia fueron indispensables para realizar el análisis de presión durante la construcción del modelo radial para el pozo SK_10, explicado en el **Capítulo 4**.

4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos es la predicción o corrida de un modelo que se establece a partir de características petrofísicas y un historial de presión y producción de un yacimiento. Permite planificar la producción de pozos, diseñar facilidades de superficie e identificar problemáticas durante la vida útil de los campos.

Éste capítulo inicialmente presenta una breve reseña del simulador CMG, sus características y paquetes incorporados. Luego, se describe y desarrollan los modelos de simulación numérica para los pozos de exploratorios de la zona central del VMM (SK_1, SK_2, SK_3, SK_4, SK_5, SK_6, SK_7, SK_8, SK_9, SK_10) a partir de CMG versión 2017 con la Licencia estudiantil suministrada por ECOPETROL S.A.

4.1 RESEÑA CMG

Creado por Computer Modelling Group (CMG) en Calgary-Canadá, hace parte del grupo de simuladores más antiguos en la industria petrolera para simulación numérica. Iniciando desde 1978 con el estudio para crudos pesados y luego con los avances del modelo, éste sería capaz de desarrollar modelos para cualquier tipo de yacimiento, con la ventaja de ser un simulador didáctico, práctico y de fácil uso para simular un comportamiento real de un pozo, mediante el ingreso de algunas propiedades iniciales.

4.1.1 Paquetes incluidos en CMG. Ofrece varios paquetes para el análisis de la información, entre ellos: Builder, Results Report, Results Graph, Results 3D, ECL 100 Import Assistant, GEM, IMEX, STARS, WINPROP y Cmost. En consecuencia, los más utilizados son Builder, IMEX Y STARS, los cuales serán nombrados en los siguientes apartados. La **Imagen 28** muestra el paquete de herramientas y programas de resultados incorporados en CMG.

Imagen 28. Paquete de programas de CMG.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: CMG. Inicialización del Simulador CMG. Versión 2018. Colombia 2.018.

4.1.1.1 Builder. Es una herramienta utilizada para crear archivos de entrada de simulación (datasets). Los tres simuladores IMEX, GEM y STARS son compatibles

con Builder. El constructor abarca todas las áreas de entrada de datos, incluida la creación e importación de grillas y propiedades de grillas, ubicación de pozos, importación de datos de producción de pozos, importación o creación de modelos de fluidos y propiedades de fluidos de roca y condiciones iniciales. El generador contiene varias herramientas para la manipulación de datos, la creación de tablas a partir de correlaciones y la verificación de datos. Permite visualizar y verificar sus datos antes de ejecutar una simulación.

4.1.12 GEM. Es un simulador que muestra un archivo plano sobre el modelo que se quiere desarrollar, éste trabaja con la ecuación de estado avanzada.

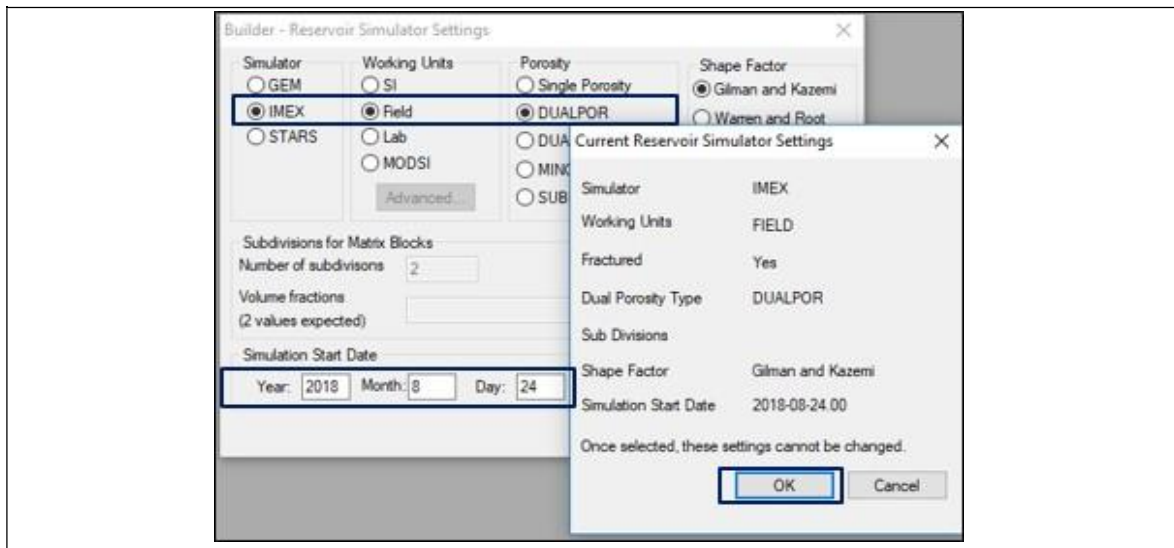
4.1.13 IMEX. Especialista para procesos primarios y poco complejos. Ayuda a generar una tabulación de las propiedades de roca y fluidos.

4.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL DEL POZO SK_1

La construcción del modelo radial para el pozo SK_1 se realizó mediante la utilización de Builder. En esta herramienta se ingresaron los valores de las pruebas petrofísicas y de presión realizadas a las arenas productoras. A continuación, se realiza la explicación de la construcción del modelo.

4.2.1 Condiciones iniciales del simulador. Como se menciona anteriormente se construyó utilizando Builder y, por ser un modelo para pozos exploratorios que no presenta un historial de producción, se especificó un formato IMEX con unidades de campo (Field) y porosidad simple (Single Porosity), como se muestra en la **Imagen 29**

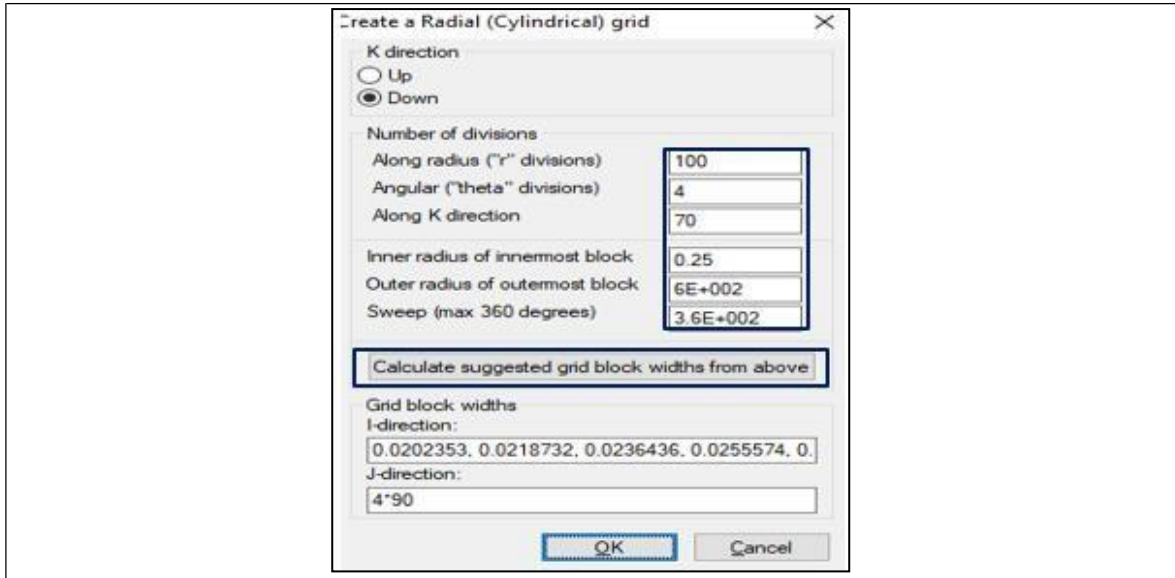
Imagen 29. Características iniciales del Modelo para el pozo SK_1.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: CMG. Inicialización del Simulador CMG. Versión 2018. Colombia 2018.

4.2.1.1 Condiciones de yacimiento. Se creó la malla con el número de celdas específico en dirección DX (100), Dy (70) y DZ (4) y el radio interno de las celdas (0,25), como se muestra en la **Imagen 30**.

Imagen 30. Condiciones iniciales del Modelo del pozo SK_1



Fuente. Elaboración propia. Basado en: CMG. Inicialización del Simulador CMG. Versión 2018. Colombia 2018.

Se especifican las condiciones iniciales de los fluidos y propiedades de los dos intervalos productores existentes en el pozo SK_1, asumiendo que entre los intervalos se encuentra un shale.

4.2.1.2 Componentes. Se especifican las condiciones iniciales de los fluidos y propiedades de cada intervalo productor existente en el pozo SK_1 (S_{wi} , P_s , P_{wf} , P_s , β_o , k_i , k_j , k_k , μ_o , μ_g , C_o , R_s), así como el tipo de yacimiento (Black Oil), y la interacción de dos fases (agua y petróleo). Para que el modelo converja y se desarrolle de una manera ordenada y con mayor confiabilidad, como primera medida se debe establecer una tabulación de los datos de interés para cada pozo en una matriz de Excel como se muestra en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Datos tabulados para la Fm. B1 del pozo SK_1.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,7	2,68	1,02	5,1	22	0,0117	3,00e(-05)
180,4	19,21	1,03	63,5	18	0,01	3,00 e(-05)
511,8	61,01	1,04	188,5	13	0,0124	3,00 e(-05)

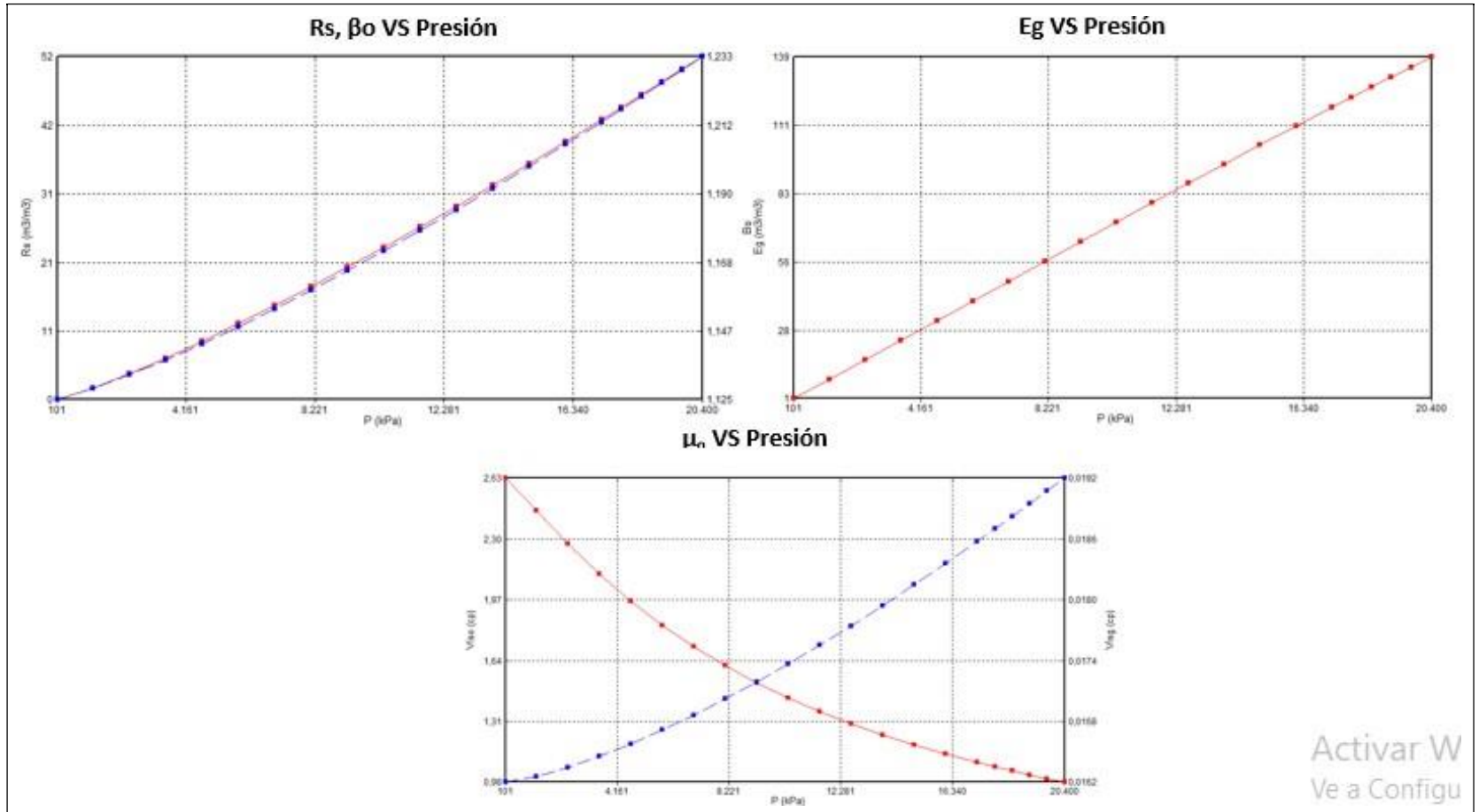
Tabla 25. (Continuación)

Presión (psia)	Rs (ft³/Bbl)	β_o	Eg (ft³/Bbl)	μ_o (cP)	μg (cP)	Co (1/psi)
677,4	84,34	1,05	255,2	11	0,0127	3,00 e(-05)
843,1	108,84	1,06	324,7	9	0,0131	3,00 e(-05)
1.000,8	134,32	1,07	396,7	8	0,0135	2,63 e(-05)
1.174	160,65	1,08	471,1	7	0,0140	2,16 e(-05)
1.340	187,74	1,09	547,3	6	0,0145	1,82 e(-05)
1.505	215,51	1,10	624,8	6	0,0151	1,56 e(-05)
1.671	243,90	1,11	702,9	5	0,0157	1,36 e(-05)
1.837	272,87	1,12	780,8	5	0,0164	1,20 e(-05)
2.002	302,38	1,13	857,6	4	0,0170	1,08 e(-05)
2.168	332,38	1,14	932,6	4	0,0178	9,71 e(-05)
2.334	362,85	1,16	1.005,3	4	0,0185	8,83 e(-05)
2.500	393,76	1,17	1.075,1	3	0,0193	8,07 e(-05)
3.080	505,13	1,22	1.294,5	3	0,0220	6,16 e(-05)
3.660	620,87	1,27	1.474,8	2	0,0246	4,93 e(-05)
4.240	740,42	1,32	1621,9	2	0,0270	4,07 e(-05)
4.820	863,35	1,38	1.743,3	2	0,0292	3,45 e(-05)
5.400	989	1,44	1.845,0	1	0,0313	2,98 e(-05)

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: ECOPETROL S.A. Estudio de Fluidos de Yacimientos para la formación B1, realizado por Core Lab. Colombia. 2018

4.2.2 Comportamiento de variable. Se realiza con el fin de comprobar que cada una de las variables analizadas presente el comportamiento ideal o por lo menos que no exista una variación anormal, como se muestra en la **Imagen 31**.

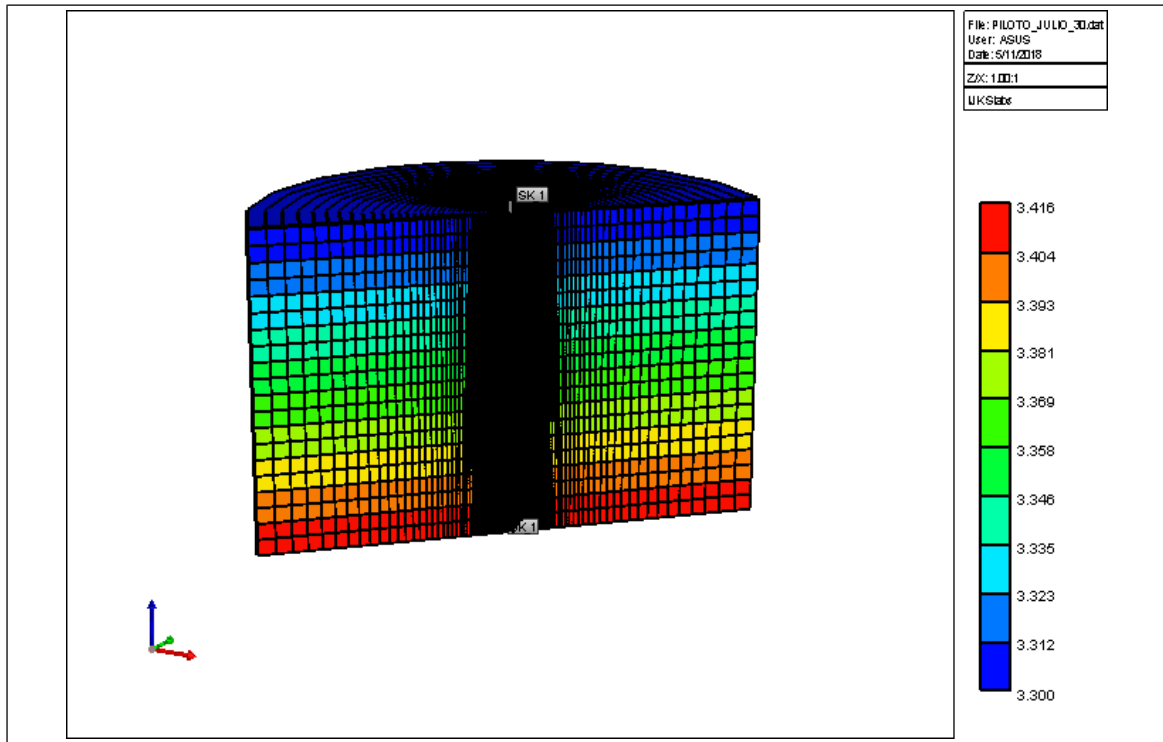
Imagen 31. Comportamiento de las variables para crear el PVT.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Comportamiento de las variables para crear el PVT para el pozo SK_1. Colombia. 2018.

4.2.3 Modelo radial del pozo SK_1. Finalmente, con los datos incluidos dentro del simulador se presenta el modelo radial que arroja el programa Builder como se muestra en la **Imagen 32**.

Imagen 32. Modelo radial del pozo SK_1.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Estudio de Fluidos de Yacimientos para el pozo SK_1, realizado por Core Lab. Colombia. 2018.

4.2.4 Simulación de escenarios de producción. Para el pozo SK_1 se plantearon dos escenarios: se abrieron a producción los dos intervalos de manera conjunta para evidenciar el comportamiento de las capas a partir de un análisis de presión. Posteriormente, se cerraron los intervalos para evaluar su comportamiento cuando la producción era de forma selectiva. A pesar de que hubo una reducción en el caudal obtenido cuando se produjeron simultáneamente, no se pudo afirmar que hubiese un bloqueo debido a que las dos capas presentaban depletamiento y por consiguiente aporte de flujo (en menor proporción en comparación a las pruebas selectivas). La reducción en producción se atribuye a las diferencias en Pwf utilizadas durante la producción selectiva y conjunta.

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO PARA EL POZO SK_2

La construcción de modelo SK_2 fue similar al pozo anterior, variando las condiciones de operación y características del fluido y roca. Como se mencionó en el capítulo 3, el pozo SK_2 tiene el propósito de producir cuatro intervalos

prospectivos seleccionados por análisis de registros. El objetivo era evaluar grupos de la formación Esmeraldas a 10.000 pies de profundidad (MD). En el numeral se explica el desarrollo del modelo y las respectivas observaciones luego de realizar la simulación.

4.3.1 Condiciones de operación. Se trabajaron las mismas condiciones del pozo SK_1, variando en la fecha de inicialización, la cual fue considerada como el 1^{ro} de enero del 2018. Las condiciones de operación se pueden observar en la **Imagen 33**.

Imagen 33. Condiciones iniciales de operación para el pozo SK_2

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) 5268 psi

Depth (REFDEPTH) 11720 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 13000 ft

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 1720 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)

For more options use the Advanced Interface

Advanced

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. "Informe de pruebas para el pozo SK_2". Colombia 2018.

4.3.2 Condiciones de yacimiento. Para el desarrollo de la malla, se establecieron intervalos constantes de 10 pies de espesor, y con base en estos, se calcularon las capas necesarias en la dirección DK que permitieran modelar las zonas de interés. El modelo se trabajó con dimensiones 10x4x25 en direcciones DI, DJ y DK respectivamente. Adicionalmente, se realizó la discriminación de las zonas productoras mediante el ingreso de las propiedades inherentes a cada formación. Fueron tomados como referencia los valores de porosidad de la zona, ya que la información específica para esta variable no era conocida para el pozo. Es importante resaltar que la saturación de agua para la capa inferior fue ingresada como variable de inicialización, debido a que, en las pruebas realizadas

durante la producción selectiva, el corte de agua fue del 99.9% y la producción de petróleo se presenció cómo trazas de hidrocarburo con gravedad API de 24°.

4.3.3 Componentes. En esta sección se establecieron los datos PVT para la región de estudio. Fueron tomadas dos muestras de fondo que se enviaron al laboratorio para realización de análisis. Con base en los resultados obtenidos y a partir de las correlaciones de Standing utilizadas por el simulador, se construyó la **Tabla 26** donde se muestran los datos de las variables para la región saturada.

Tabla 26. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_2.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,7	2,68	1,026	5,1	22	0,0117	3,00 e(-05)
180,4	19,21	1,031	63,5	18	0,0119	3,00 e(-05)
346,1	39,12	1,038	124,6	15	0,0121	3,00 e(-05)
511,8	61,01	1,046	188,5	13	0,0124	3,00 e(-05)
677,4	84,34	1,054	255,2	11	0,0127	3,00 e(-05)
843,1	108,84	1,063	324,7	9	0,0131	3,00 e(-05)
1.008	134,32	1,072	396,7	8	0,0135	2,63 e(-05)
1.174	160,65	1,082	471,1	7	0,0140	2,16 e(-05)
1.340	187,74	1,092	547,3	6	0,0145	1,82 e(-05)
1.505	215,51	1,103	624,8	6	0,0151	1,56 e(-05)
1.671	243,90	1,114	702,9	5	0,0157	1,36 e(-05)
1.837	272,87	1,125	780,8	5	0,0164	1,20 e(-05)
2.002	302,38	1,137	857,6	4	0,0170	1,08 e(-05)
2.168	332,38	1,149	932,6	4	0,0178	9,71 e(-05)
2.334	362,85	1,161	1.005,3	4	0,0185	8,83 e(-05)
2.500	393,76	1,174	1.075,1	3	0,0193	8,07 e(-05)
3.080	505,13	1,221	1.294,5	3	0,0220	6,16 e(-05)
3.660	620,87	1,272	1.474,8	2	0,0246	4,93 e(-05)
4.240	740,42	1,326	1.621,9	2	0,0270	4,07 e(-05)
4.820	863,35	1,383	1.743,3	2	0,0292	3,45 e(-05)
5.400	989	1,443	1.845,0	1	0,0313	2,98 e(-05)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. "Informe de pruebas para el pozo SK_2". Colombia 2018.

Los datos del PVT fueron validados mediante la comparación de las curvas obtenidas con la tendencia normal de cada variable. Dicha validación se observa en el desarrollo del capítulo anterior.

4.3.4 Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas fueron construidas utilizando las ecuaciones de Corey (**Ecuación 4 y 5**)¹⁹ y los datos de saturación de agua promedio inicial obtenida de los registros eléctricos. Las ecuaciones mencionadas son utilizadas en campo con el propósito de hacer una aproximación de las curvas de permeabilidad relativa a partir de datos de producción. Con esto, se puede predecir el comportamiento del flujo de fluidos cuando se tiene un sistema bifásico con agua y petróleo.

A pesar de que, según la teoría, es preferible realizar las pruebas de laboratorio para obtener la precisión de los datos en campo, se requeriría de un gran tiempo de producción que “para el momento en que se cuenta con la suficiente información, que permita la relación de permeabilidades relativas, no queda mucho que predecir”²⁰.

Sin embargo, para este caso, las correlaciones con la producción inicial eran la única alternativa para evaluar el flujo de fluidos, razón por la cual se emplearon las fórmulas y se ajustaron mediante ensayo y error con el uso de una matriz realizada en Excel (a partir del método de tanteo). La convergencia de las curvas se logró cuando el modelo reprodujo las condiciones iniciales observadas en las pruebas selectivas. En la **Imagen 34** se observan las curvas finales de modelo. Los datos específicos utilizados para la construcción de las curvas se observan en el **Anexo B** y la matriz empleada para el método de ensayo y error se observa en el **Anexo C**.

Ecuación 4. Ecuación de Corey basada en la producción de petróleo y agua.

$$k_{ro} = k_{rw} \left(\frac{q_o \beta_o \mu_o}{q_w \beta_w \mu_w} \right)^{2n}$$

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: Applied Reservoir Engineering. Vol 1. Pág. 24.

Ecuación 5. Predicción de la saturación de agua basado en la producción de petróleo y agua.

$$s_o = \frac{(N - N_p)(\beta_o)(1 - S_{wc})}{N * \beta_{oi}}$$

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: Applied Reservoir Engineering. Vol 1. Pág. 24.

Donde,

S_o = Saturación de Petróleo.

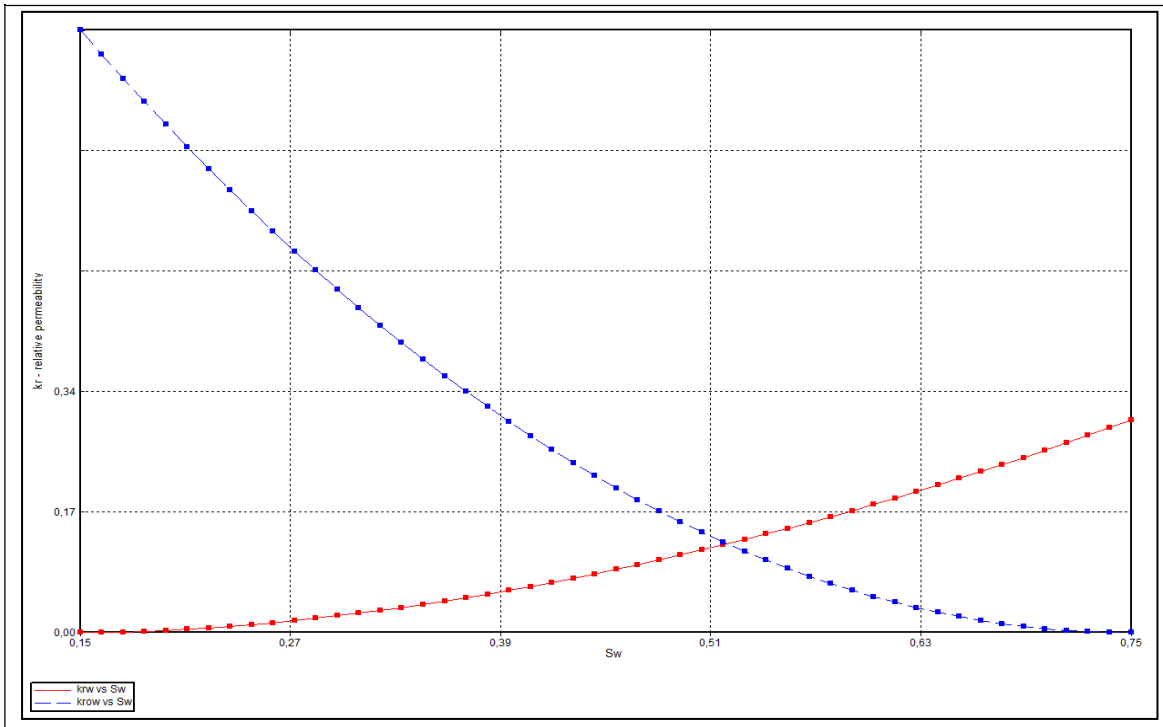
S_{wc} = Saturación de Agua Connata.

¹⁹ Brooks, R. H. y A. T. C Corey. “Hydraulic properties of porous media”. Pág 3 Collins. Marzo, 1964.

²⁰ HAWKINS. C. Applied Reservoir Engineering. Vol 1. Pág. 23.

N = Producción de Petróleo en sitio (Bbl).
 N_p = Producción Acumulada de Petróleo (Bbl).
 β_o = Factor Volumétrico del Petróleo. (BY/BN).
 β_{oi} = Factor Volumétrico del Petróleo Inicial. (BY/BN).
 β_w = Factor Volumétrico del Agua. (BY/BN).
 K_{rw} = Permeabilidad Relativa al Agua (mD).
 K_{ro} = Permeabilidad Relativa al Petróleo (mD).
 K_w = Permeabilidad del Agua (mD).
 K_o = Permeabilidad Relativa al Agua (mD).
 μ_o = Viscosidad del Petróleo.
 μ_w = Viscosidad del Agua.

Imagen 34. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018.

4.3.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Para el desarrollo del modelo se plantearon condiciones de referencia, como se observa en la **Imagen 35**. El pozo SK_2, no tiene influencia por acuíferos cercanos o una capa de gas asociada al sistema. Por esta razón, el contacto agua petróleo fue establecido como 13.000 pies, donde no tenga afectación sobre el modelo por intrusiones de agua. La presión de referencia (DATUMN) fue ingresado como el punto medio de perforados de la zona intermedia.

Imagen 35. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_2.

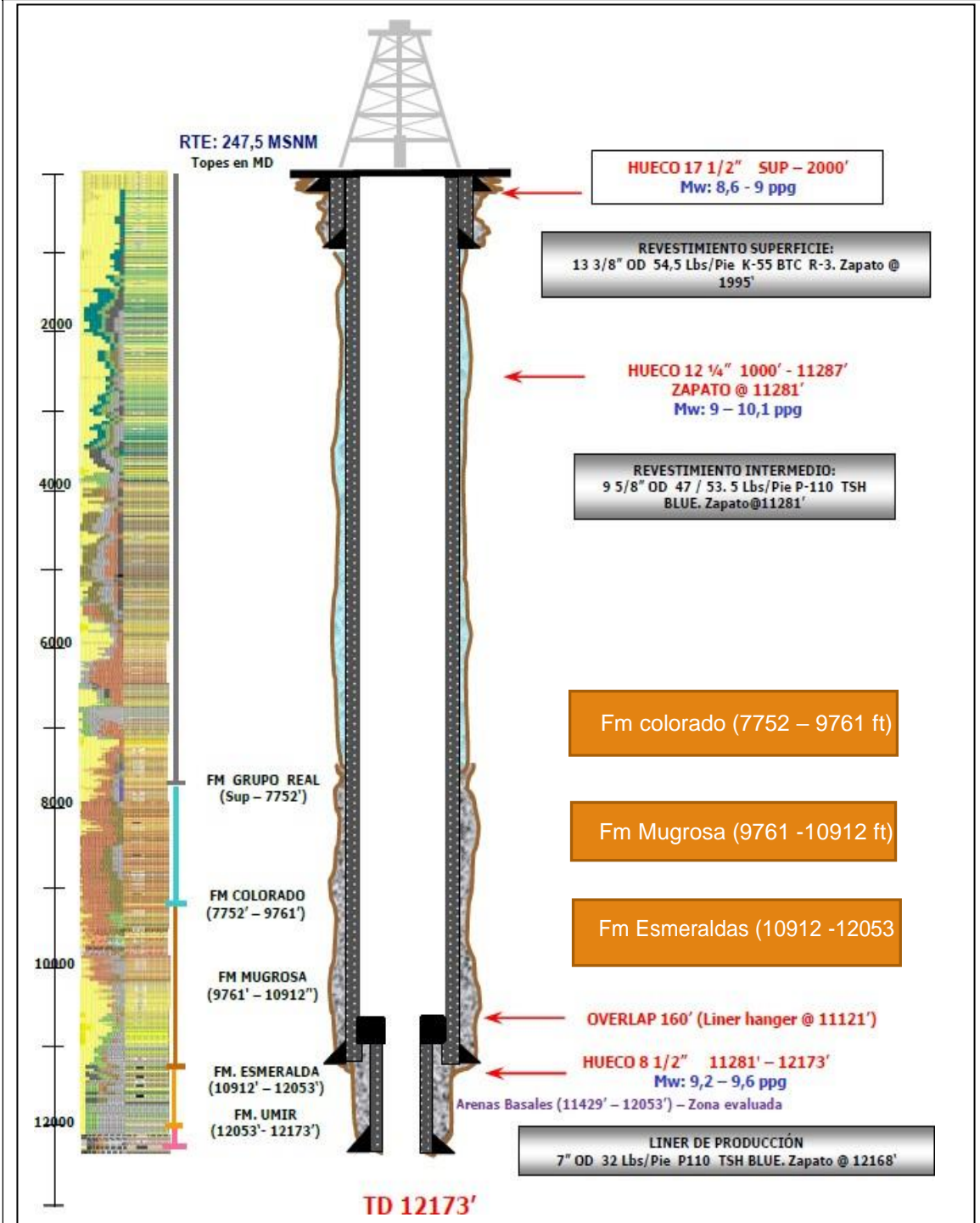
The image shows a software interface for configuring well parameters. It includes several sections:

- Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing:** Three radio button options: "Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)", "Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)" (selected), and "Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)". Below this is a text box: "There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)".
- Reference Pressure and Depth:** Two input fields: "Pressure (REFPRES)" with the value "5268 psi" and "Depth (REFDEPTH)" with the value "11720 ft".
- Phase Contact Depths:** Three input fields: "Water-Oil Contact (DWOC)" with the value "13000 ft", "Gas-Oil Contact (DGOC)" (empty), and "Water-Gas Contact (DWGC)" (empty).
- Datum Depth for Output Pressure:** A note "Note: This item is optional." followed by an input field "Depth (DATUMDEPTH depth)" with the value "1720 ft". Below this is a text box: "Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)".
- Bubble Point Input Format:** Two radio button options: "Reservoir initially saturated (PB = P)" (selected) and "Constant Bubble Point Pressure (PB)" (empty).
- Advanced Interface:** A button labeled "Advanced" and a text prompt "For more options use the Advanced Interface".

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018.

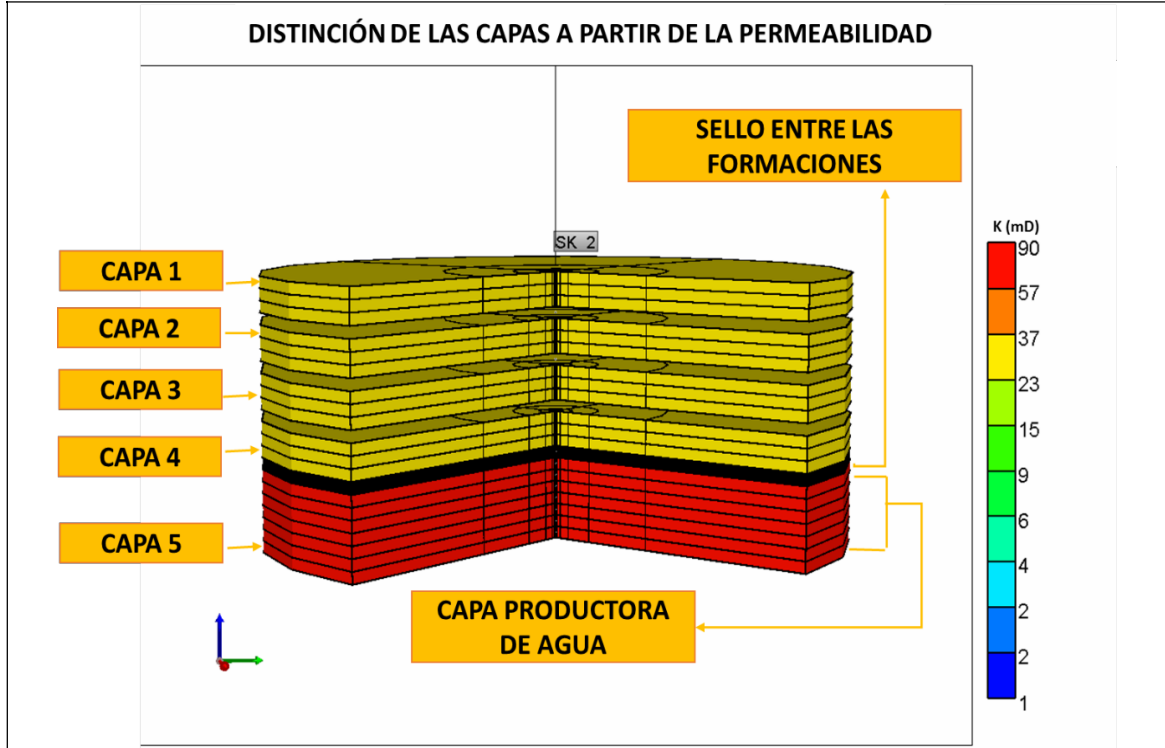
El pozo es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 11.840 ft en MD. Se realizó con las coordenadas en superficie 1, 1, 1 (DI, DJ y DK) y se variaron en dirección DK hasta llegar a la última capa. Se diseñó la sección de producción respetando las dimensiones del pozo en el Liner de producción (7 pulgadas). Las restricciones se establecieron con base a la producción obtenida a la hora de realizar la producción conjunta de los intervalos de interés. Se tuvo en cuenta la tasa de petróleo máxima obtenida luego de la estimulación para lograr la producción del pozo y la presión mínima en fondo que permitiera el análisis del fenómeno de interés. Adicionalmente, se ingresaron los datos de la sarta de producción basándose en el estado mecánico del pozo, el cual se puede observar en la **Imagen 36**. En la **Imagen 37** se observa el modelo de simulación con la visualización de las capas a partir de la distribución de permeabilidad de las zonas de interés.

Imagen 36. Estado mecánico del pozo SK_2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018.

Imagen 37. Visualización del modelo para el pozo SK_2 a apartar de la permeabilidad.

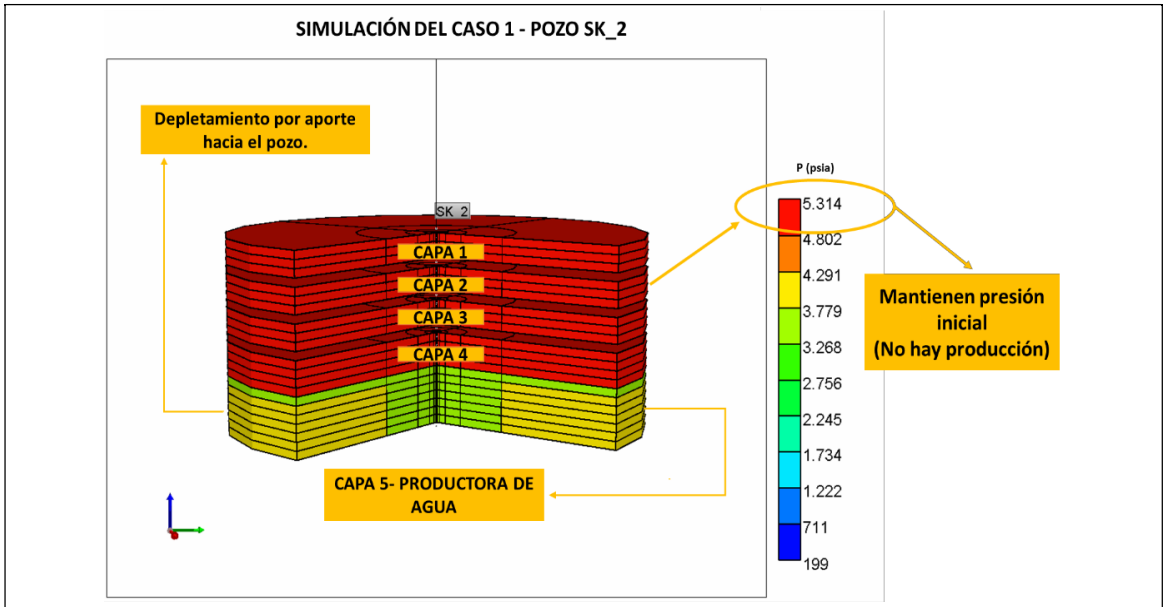


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018.

4.3.6 Simulación de escenarios de producción. Para el pozo SK_2 se simularon dos escenarios que representan la producción obtenida durante las pruebas selectivas y la prueba conjunta.

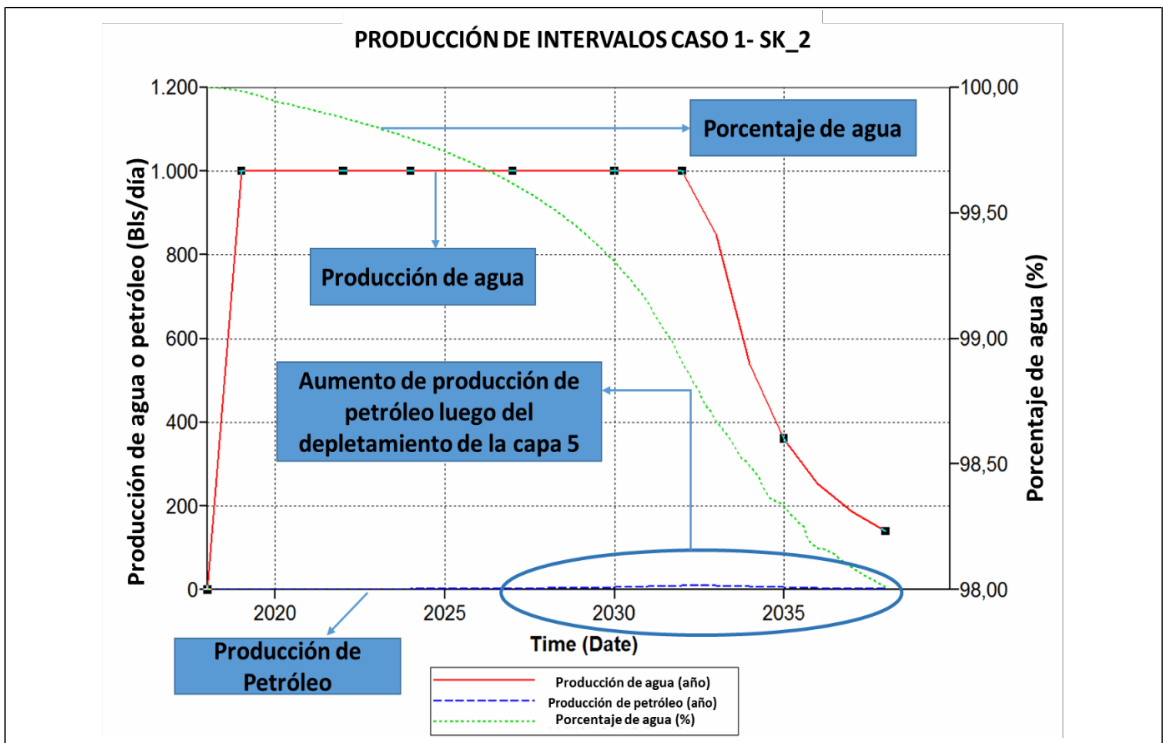
4.3.6.1 Primer escenario. En el primer caso, se evaluó la producción de los 5 intervalos con el fin de corroborar el aporte de 100% agua cuando se producía en conjunto y evidenciar la proveniencia de dicho fluido. Se encontró que la capa inferior (5) estaba generando un bloqueo de flujo, impidiendo que las capas superiores aportaran flujo. En la **Imagen 38** se muestra el comportamiento de las presiones para este caso, mostrando que las capas superiores no tienen variación de presión y por consiguiente no hay flujo de fluidos del pozo hacia la formación o de la formación al pozo. Con esto, se descartó la presencia de flujo cruzado y se corroboró el bloqueo de flujo. El **Gráfico 2** se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación. Se observa que, luego del depletamiento de la capa 5, la producción de petróleo aumenta debido a que inicia la producción de las capas superiores.

Imagen 38. Simulación del escenario 2 para el pozo SK_2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018.

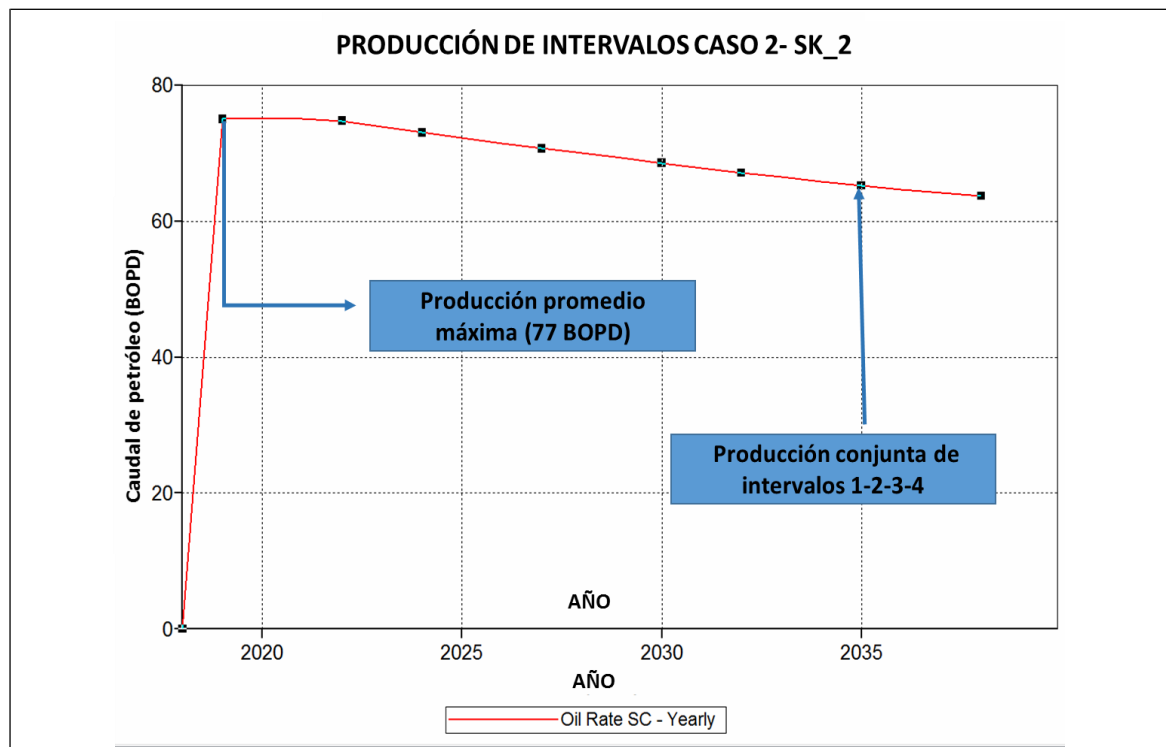
Gráfico 2. Resultados de simulación del escenario 1-Pozo SK_2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018 Elaborada por autores

4.3.6.2 Segundo escenario. En el segundo caso se evaluó el potencial de producción las capas superiores al cerrar la capa 5. Como se observa en el **Gráfico 3**, la producción de los 4 intervalos superiores equivale a 75 BOPD en el año 1, caudal que representaría 27 MBOP en el primer año de producción del pozo, asumiendo un aporte constante durante este periodo de tiempo.

Gráfico 3. Resultados de simulación del escenario 2-Pozo SK_2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_2. Colombia 2018.

4.4 COSTRUCCION DEL MODELO POZO SK_3

La construcción de modelo SK_3 tenía como objetivo evaluar intervalos de la formación Esmeraldas a 11.000 pies de profundidad (MD). En el numeral se explica el desarrollo del modelo y las respectivas observaciones luego de correr el modelo de simulación.

4.4.1 Condiciones de operación. Se trabajaron las mismas condiciones del pozo SK_1, variando en la fecha de inicialización, la cual fue considerada como el 2 de enero del 2018. Las condiciones de operación se pueden observar en la **Imagen 23**.

4.4.2 Condiciones del yacimiento. Se establecieron intervalos de 5 pies de espesor ya que las capas objeto de estudio tienen diferencias en profundidad

inferiores a los otros casos presentados. A partir de dicha variación, se estableció que el modelo debía tener dimensiones 10x4x18 en direcciones DI, DJ y DK respectivamente. Adicionalmente, se realizó la discriminación de las zonas productoras mediante el ingreso de las propiedades inherentes a cada formación en el modelo de inicialización. Se trabajaron permeabilidades y porosidades mínimas para las zonas que no generaban aporte.

4.4.3 Componentes. Para el caso de la formación Esmeraldas, se realizó una prueba PVT, la cual se usó como referencia para desarrollar la **Tabla 27**. En esta se muestran los datos utilizados para la construcción del modelo en la región saturada. La **Tabla 28** expone los datos de la región subsaturada, debido a que el yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja. Fue tomado como referencia el factor volumétrico del petróleo.

Tabla 27. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_3.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,7	2,68	1,026	5,1	22	0,0117	3,00 e(-05)
180,4	19,21	1,031	6,,5	18	0,0119	3,00 e(-05)
346,1	39,12	1,038	124,6	15	0,0121	3,00 e(-05)
511,8	61,01	1,046	188,5	13	0,0124	3,00 e(-05)
677,4	84,34	1,054	255,2	11	0,0127	3,00 e(-05)
843,1	108,84	1,063	324,7	9	0,0131	3,00 e(-05)
1.008	134,32	1,072	396,7	8	0,0135	2,63 e(-05)
1.174	160,65	1,082	471,1	7	0,0140	2,16 e(-05)
1.340	187,74	1,092	547,3	6	0,0145	1,82 e(-05)
1.505	215,51	1,103	624,8	6	0,0151	1,56 e(-05)
1.671	243,90	1,114	702,9	5	0,0157	1,36 e(-05)
1.837	272,87	1,125	780,8	5	0,0164	1,20 e(-05)
2.002	302,38	1,137	856	4	0,0170	1,08 e(-05)
2.168	332,38	1,149	932,6	4	0,0178	9,71 e(-06)
2.334	362,85	1,161	1.005,3	4	0,0185	8,83 e(-06)
2.500	393,76	1,174	1.075,1	3	0,0193	8,07 e(-06)
3.080	505,13	1,221	1.294,5	3	0,0220	6,16 e(-06)
3.660	620,87	1,272	1.474,8	2	0,0246	4,93 e(-06)
4.240	740,42	1,326	1.621,9	2	0,0270	4,07 e(-06)

Tabla 27. (Continuación)

Presión (psia)	R _s (ft ³ /Bbl)	β _o (BY/BN)	E _g (ft ³ /Bbl)	μ _o (cP)	μ _g (cP)	C _o (1/psi)
4.820	863,35	1,383	1.743,3	2	0,0292	3,45 e(-06)
5.400	989	1,443	1.845,0	1	0,0313	2,98 e(-06)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

Tabla 28. Presión y Factor volumétrico para región saturada en el pozo SK_3.

Presión (psia)	β _o (BY/BN)
886	0,81
914	0,82
1.010	0,82
1.044	0,83
1.114	0,83
1.214	0,84
1.314	0,85
1.414	0,86
1.514	0,87
1.614	0,88
1.714	0,89
2.014	0,91
2.514	0,96
3.014	1,00
3.514	1,05
4.014	1,09
4.514	1,14
5.014	1,18

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

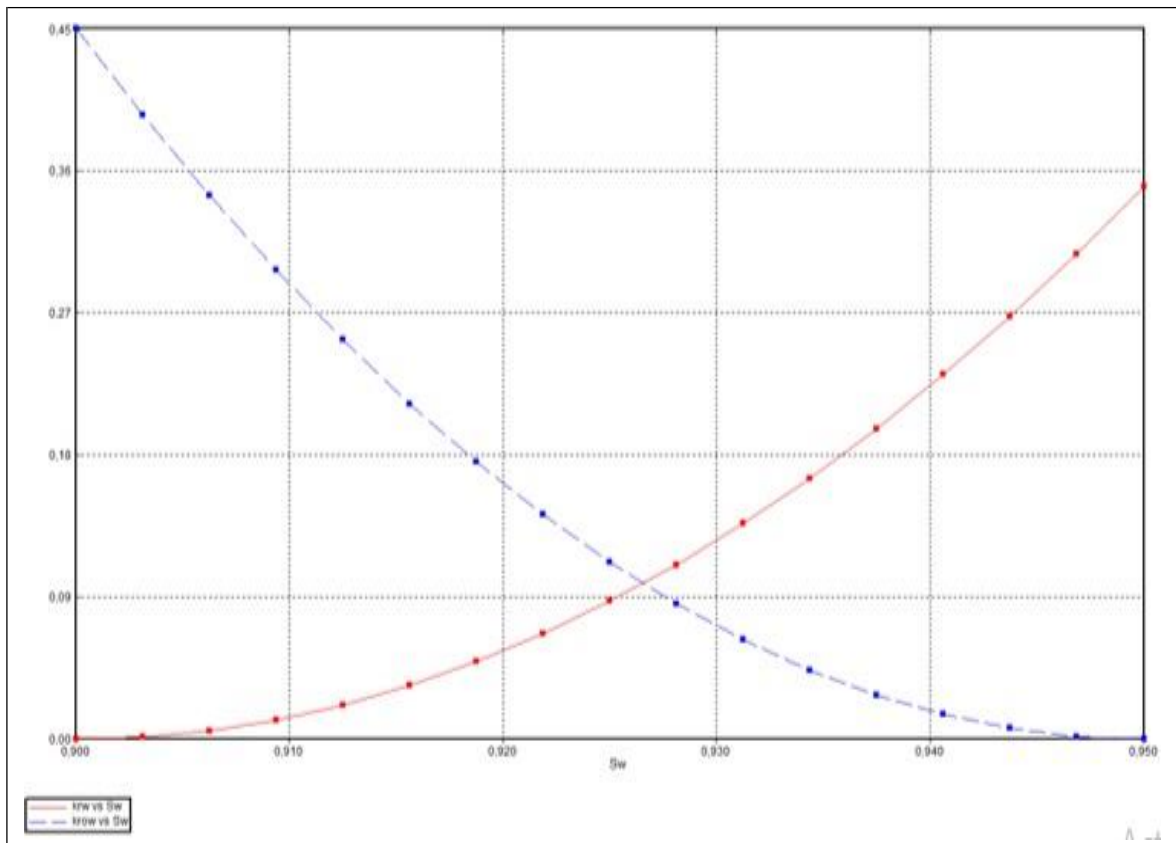
Los datos del PVT fueron validados mediante la comparación de las curvas obtenidas con la tendencia normal de cada variable. Dicha validación se observa en el desarrollo del capítulo anterior.

4.4.4 Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas fueron construidas utilizando las ecuaciones de Corey (**Ecuaciones 3 y 4**) y los datos de producción obtenidos en las pruebas iniciales de producción. Debido a que los pozos son de tipo

exploratorio, no se cuenta con la información necesaria para la completa construcción del modelo. Por esta razón, se tomó como alternativa la construcción de las curvas mediante el historial de producción, pero asumiendo únicamente las condiciones de producción iniciales para lograr la convergencia inicial del modelo. Por esta razón fue necesario realizar varios ajustes a las curvas hasta llegar a la reproducción de datos iniciales. En la **Imagen 39** se observan las curvas finales de modelo. Los datos específicos utilizados para la construcción de las mismas se observan en el **Anexo B**.

Para este caso, fue necesario un único Rock Type debido a que la diferencia entre profundidades es mínima y por consiguiente se asumió que, por cercanía, las propiedades no variarían considerablemente en dirección DK.

Imagen 39. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_3.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

4.4.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Para el desarrollo del modelo se plantearon condiciones de referencia, como se observa en la **Imagen 40**. El pozo SK_3 no tiene influencia por acuíferos cercanos o una capa de gas asociada al sistema. Por esta razón, el contacto agua petróleo fue establecido como 14.000 pies, donde no tenga afectación sobre el modelo por intrusiones de agua.

La presión de referencia (DATUMN) fue establecida como el punto medio de perforados de la zona intermedia.

Imagen 40. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_3.

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) 4919 psi

Depth (REFDEPTH) 10985 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 13000 ft

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (D'WGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth)

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)

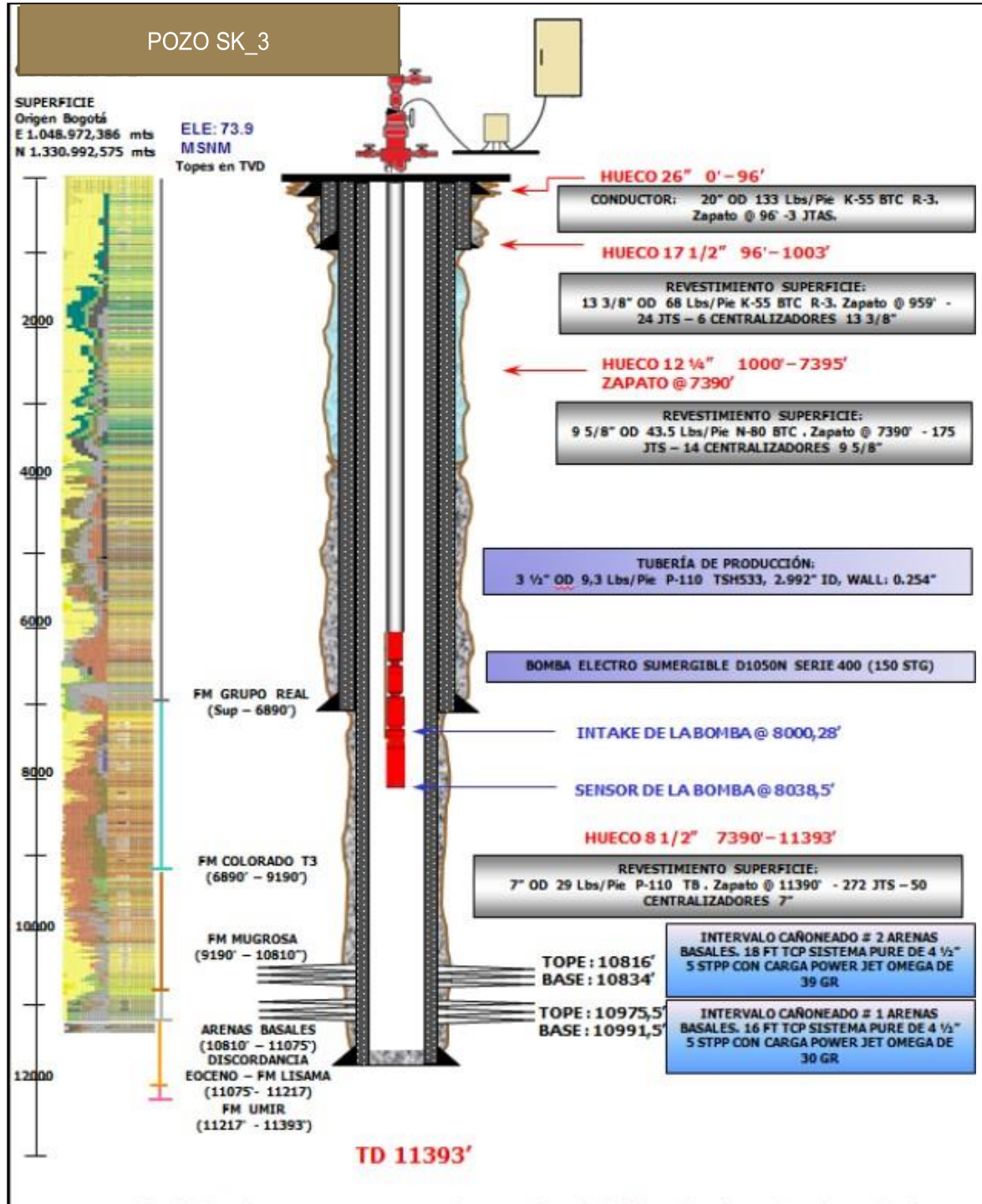
For more options use the Advanced Interface

Advanced

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

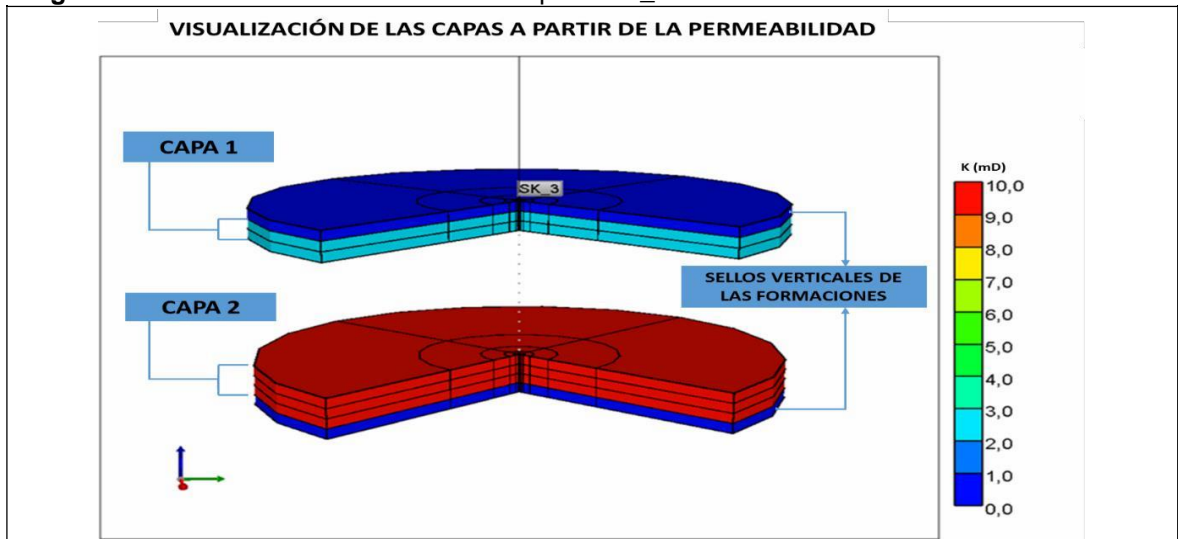
El pozo es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 11.846 pies en MD. Se asumieron coordenadas 1,1,1 en el tope de las formaciones y se variaron en dirección DK hasta llegar a la última capa. Las restricciones del pozo se establecieron con base a la producción inicial y teniendo en cuenta la producción de las capas durante la producción conjunta de intervalos. En cuanto a la sarta de producción, no se contaban con los datos suficientes para ingresar las restricciones, razón por la cual se realizó el diseño de dicha sarta mediante ensayo y error y basándose en el caso del pozo SK_2. Con esto, se esperaba identificar la influencia de las restricciones del pozo sobre el flujo y los cambios de presión. El estado mecánico del pozo se observa en la **Imagen 41**. En la **Imagen 42** se muestra el modelo radial construido para el análisis.

Imagen 41. Estado mecánico del pozo SK_3.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

Imagen 42. Visualización del modelo radial - pozo SK_3

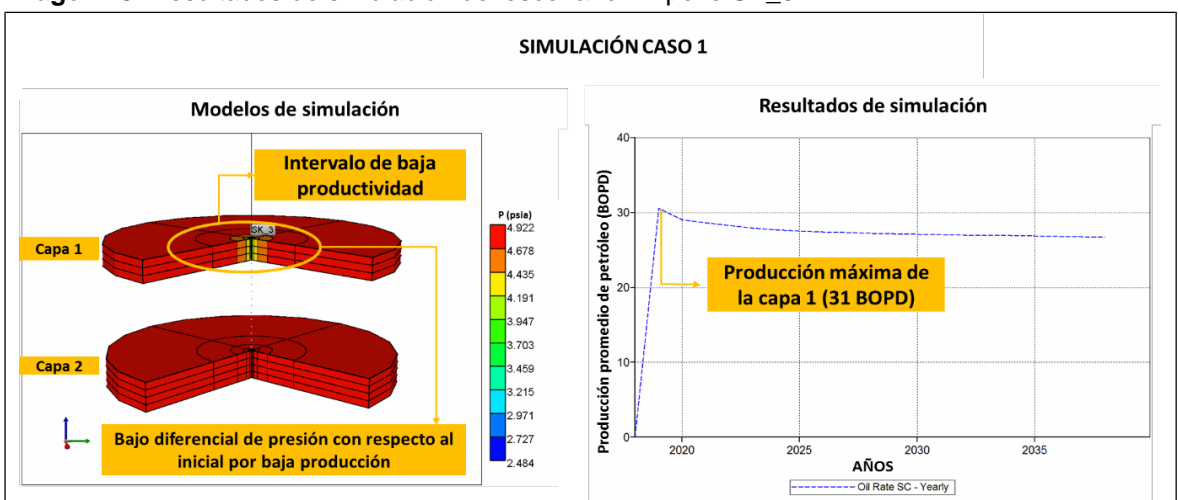


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

4.4.6 Simulación de escenarios de producción. Para el pozo SK_3 se evaluaron dos casos de producción con base en las pruebas selectivas y la prueba conjunta. Los escenarios tenían el propósito de evidenciar bloqueos o flujo cruzado en la capa superior (de baja producción) producidos por la capa inferior.

4.4.6.1 Primer escenario. Se evaluó la producción de la capa 1 para determinar el caudal máximo producido de forma independiente. Se observó que la capa tenía un flujo máximo de 31 BOPD durante el primer año de producción. La simulación y los resultados se observan en la **Imagen 43**.

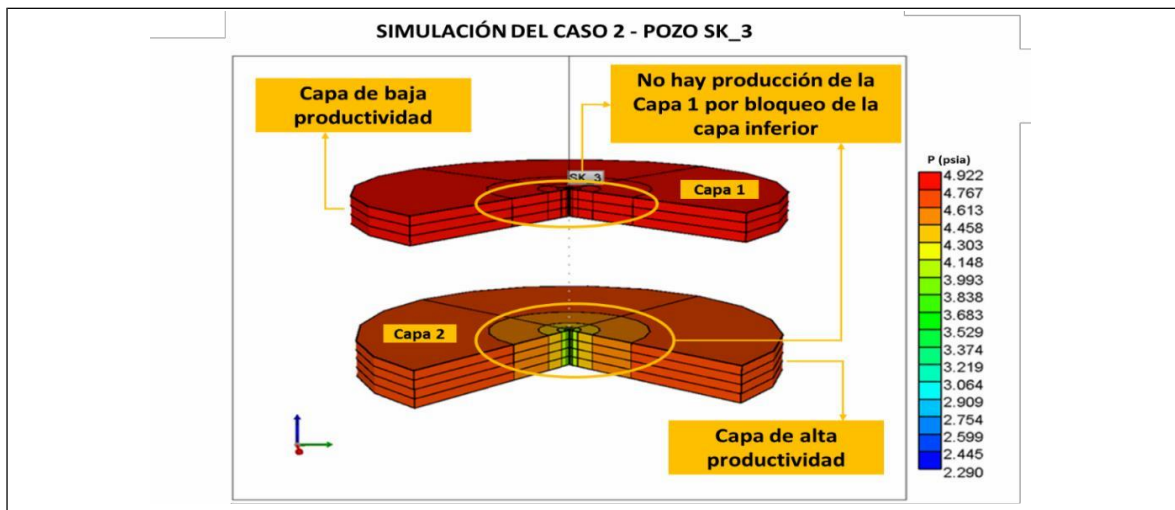
Imagen 43. Resultados de simulación del escenario 1 - pozo SK_3.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

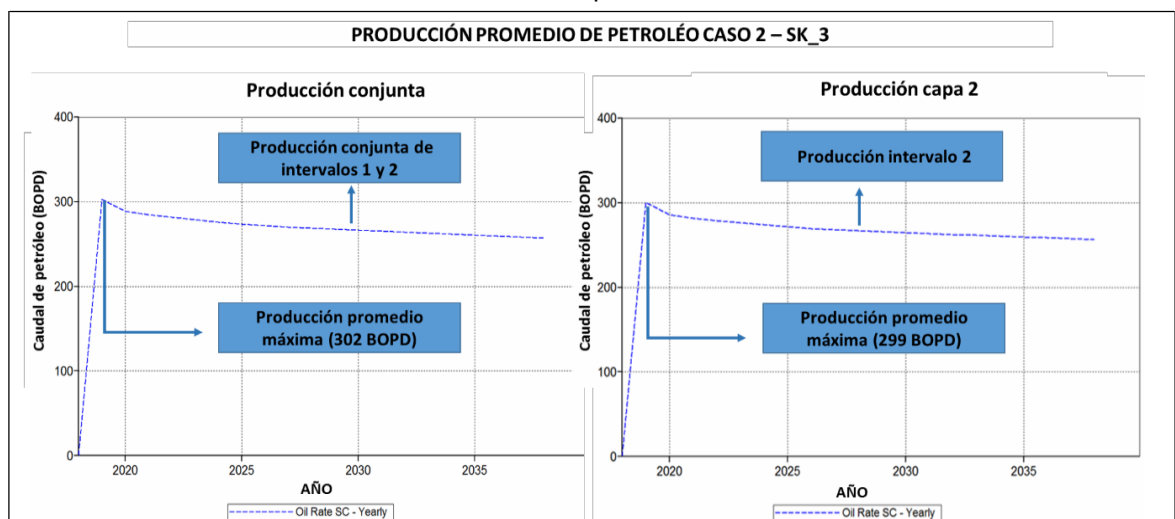
4.4.6.2 Segundo escenario. En este escenario se evaluó la producción conjunta de los intervalos para determinar el caudal máximo. Como se observa en la **Imagen 44**, la capa superior no presenta depletamiento, indicando que el intervalo no está aportando fluido hacia el pozo y, al mantener la presión constante, se descarta la posibilidad de presentar flujo cruzado. Sin embargo, con el propósito de rectificar lo identificado de manera visual, se realizó el cierre de la capa 1 para determinar la producción del intervalo 2 y comparar el caudal obtenido vs el caudal de la prueba conjunta. Como se observa en el **Gráfico 4**, el caudal producido es el mismo, indicando que no hay aporte del intervalo 1 por bloqueo de flujo.

Imagen 44. Simulación del caso 2 -pozo SK_3.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

Gráfico 4. Resultados de simulación del caso 2 - pozo SK_3.



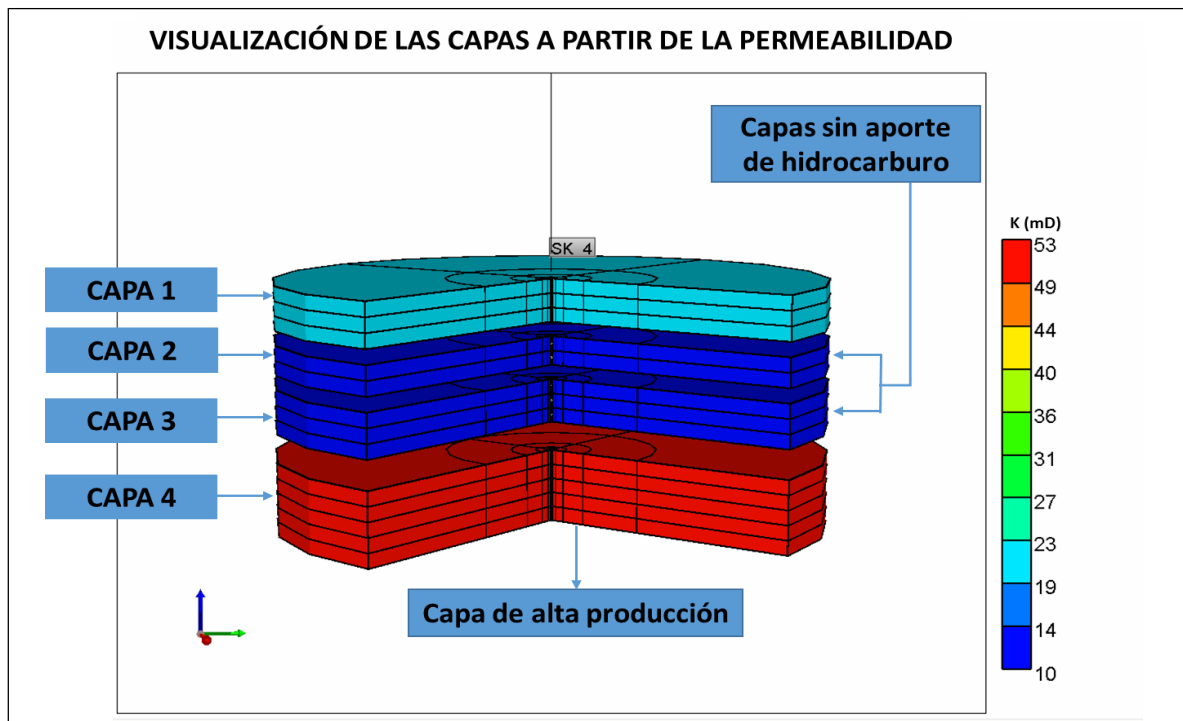
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_3. Colombia 2018.

4.5 COSTRUCCIÓN MODELO DEL MODELO POZO SK_4

La construcción del modelo SK_4 tenía el objetivo de evaluar grupos de la formación Mugrosa a 7.500 pies de profundidad (MD). En el numeral se explica el desarrollo del modelo y las respectivas observaciones luego de realizar la simulación. Las condiciones iniciales son iguales al pozo anterior.

4.5.1 Condiciones de yacimiento. Para el desarrollo de la malla, se establecieron intervalos constantes de 10 pies de espesor, y con base en estos, se calcularon las capas necesarias en la dirección DK. El modelo trabajó con dimensiones 10x4x18 en direcciones DI, DJ y DK respectivamente. Adicionalmente, se realizó la discriminación de las zonas productoras mediante el ingreso de las propiedades inherentes a cada formación. El caso de la permeabilidad puede observarse en la **Imagen 45**.

Imagen 45. Distribución de la permeabilidad en el pozo SK_4.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

4.5.2 Componentes. En esta sección se establecieron los datos PVT para la región de estudio. Al ser zonas de la misma formación, fueron tomadas tres muestras de fondo que se enviaron a laboratorio para la realización del análisis. Los resultados obtenidos permitieron la construcción de la **Tabla 29**, donde se muestran los datos de las variables para la región saturada. En la **Tabla 30** se observan para la región subsaturada.

Tabla 29. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_4.

Presión (psia)	R _s (ft ³ /Bbl)	β _o (BY/BN)	E _g (ft ³ /Bbl)	μ _o (cP)	μ _g (cP)	C _o (1/psi)
14,7	2,68	1,02	5,1	22	0,011	3,00e(-05)
180,4	19,21	1,03	63,5	18	0,011	3,00 e(-05)
346,1	39,12	1,03	124,6	15	0,012	3,00 e(-05)
511,8	61,01	1,04	188,5	13	0,012	3,00 e(-05)
677,4	84,34	1,05	255,2	11	0,012	3,00 e(-05)
843,1	108,84	1,06	324,7	9	0,013	3,00 e(-05)
1.008	134,32	1,07	396,7	8	0,013	2,63 e(-05)
1.174	160,65	1,08	471,1	7	0,014	2,16 e(-05)
1.340	187,74	1,09	547,3	6	0,014	1,82 e(-05)
1.505	215,51	1,10	624,8	6	0,015	1,56 e(-05)
1.671	243,90	1,11	702,9	5	0,015	1,36 e(-05)
1.837	272,87	1,12	780,8	5	0,016	1,20 e(-05)
2.002	302,38	1,13	857,6	4	0,017	1,08 e(-05)
2.168	332,38	1,14	932,6	4	0,017	9,71 e(-05)
2.334	362,85	1,16	1005,3	4	0,018	8,83 e(-06)
2.500	393,76	1,17	1075,1	3	0,019	8,07 e(-06)
3.080	505,13	1,22	1294,5	3	0,022	6,16 e(-06)
3.660	620,87	1,27	1474,8	2	0,024	4,93 e(-06)
4.240	740,42	1,32	1621,9	2	0,027	4,07 e(-06)
4.820	863,35	1,38	1743,3	2	0,029	3,45 e(-06)
5.400	989	1,44	1845,0	1	0,0313	2,98 e(-06)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

Tabla 30. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_4

Presión (psia)	β _o (BY/BN)
886	0,81
914	0,82
1.010	0,82
1.040	0,83

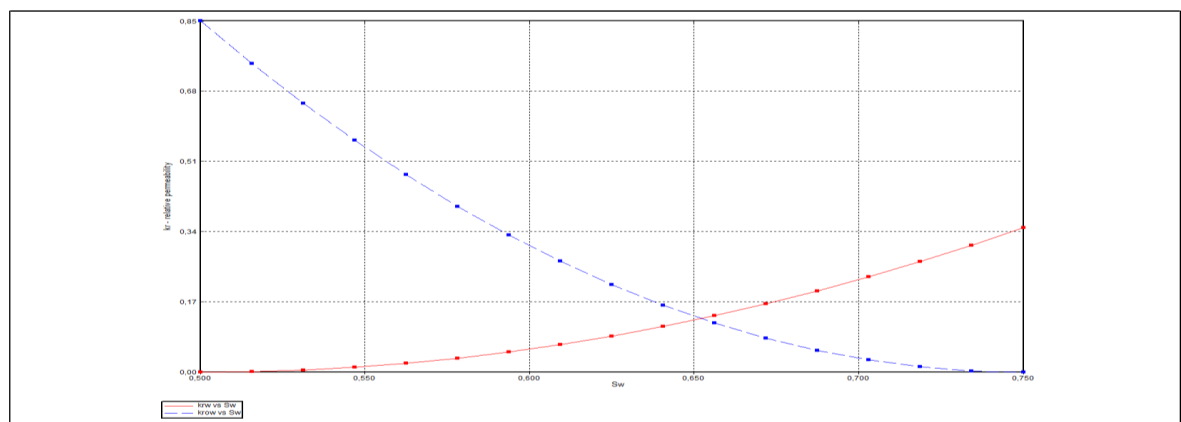
Tabla 30. (Continuación)

1.110	0,83
1.210	0,84
1.010	0,82
1.310	0,85
1.410	0,86
1.510	0,87
1.614	0,88
1.714	0,89
2.014	0,18
2.514	0,96
3.014	1,00
3.514	1,05
4.014	1,09
4.514	1,14
5.014	1,18

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

4.5.3 Curvas de permeabilidad relativa. Para este caso se contaba con la saturación promedio de la zona de interés. A partir de este, se establecieron las curvas mediante la utilización de las ecuaciones de Corey (**Ecuaciones 3 y 4**) y, por medio de ensayo y error, se logró la convergencia del modelo. En la **Imagen 46** se observan las curvas finales de modelo. Los datos específicos utilizados para la construcción de las curvas se observan en el **Anexo B**.

Imagen 46. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_4.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

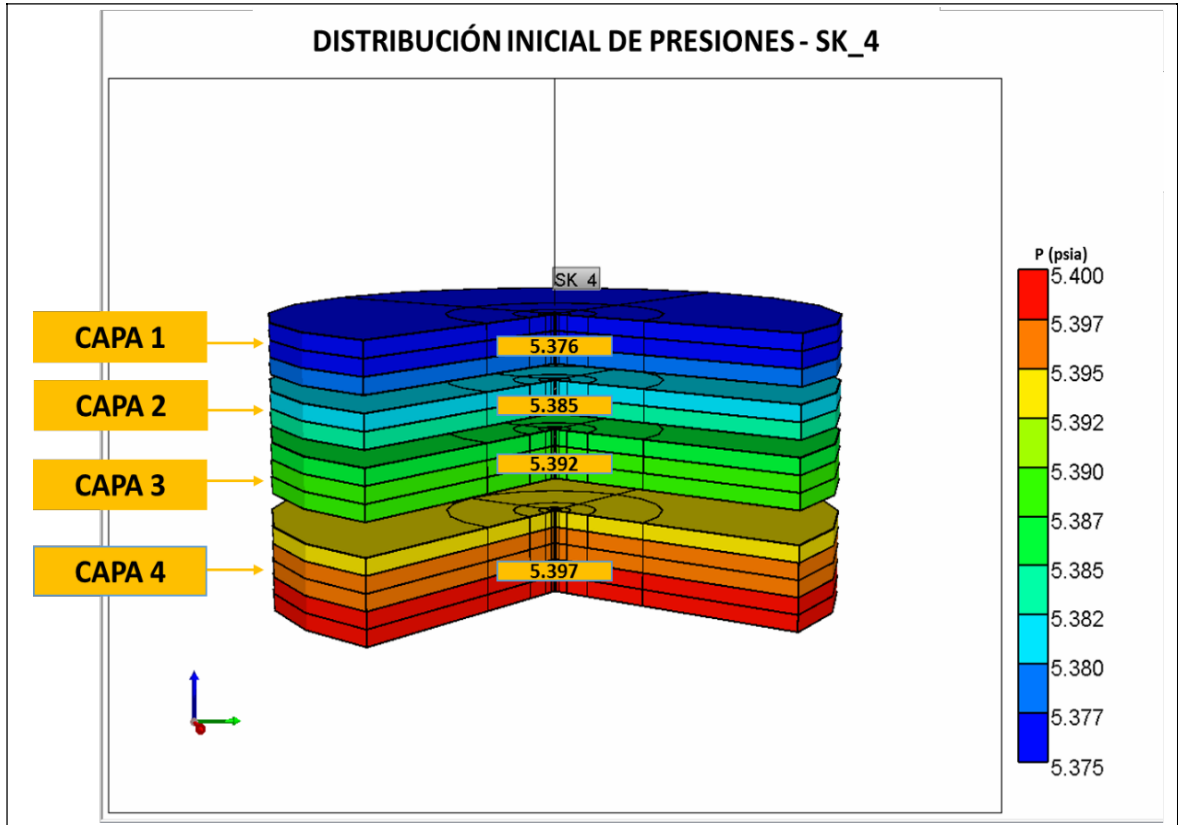
4.5.4 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Para el desarrollo del modelo se plantearon condiciones de referencia, como se observa en la **Imagen 47**. El pozo SK_4 no tiene influencia por acuíferos cercanos o una capa de gas asociada al sistema. Por esta razón, el contacto agua petróleo fue establecido como 14.000 pies, donde no tenga afectación sobre el modelo por intrusiones de agua. La presión de referencia (DATUMN), fue establecida como el punto medio de perforados de la zona intermedia.

Imagen 47. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_4.

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

El pozo es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 7.520 pies en MD. Se realizó con las coordenadas en superficie 1, 1, 1 y se variaron en dirección DK hasta llegar a la última capa. Se diseñó la sección de producción respetando las dimensiones del Liner de producción (7 pulgadas). Las restricciones se establecieron con base a la producción obtenida a la hora de realizar la producción conjunta de los intervalos de interés. Se tuvo en cuenta la tasa de petróleo máxima obtenida luego de la estimulación para lograr la producción del pozo y la presión mínima que permitiera el análisis del fenómeno de interés. La inicialización se observa en la **Imagen 48**.

Imagen 48. Inicialización de modelo de simulación para SK_4.

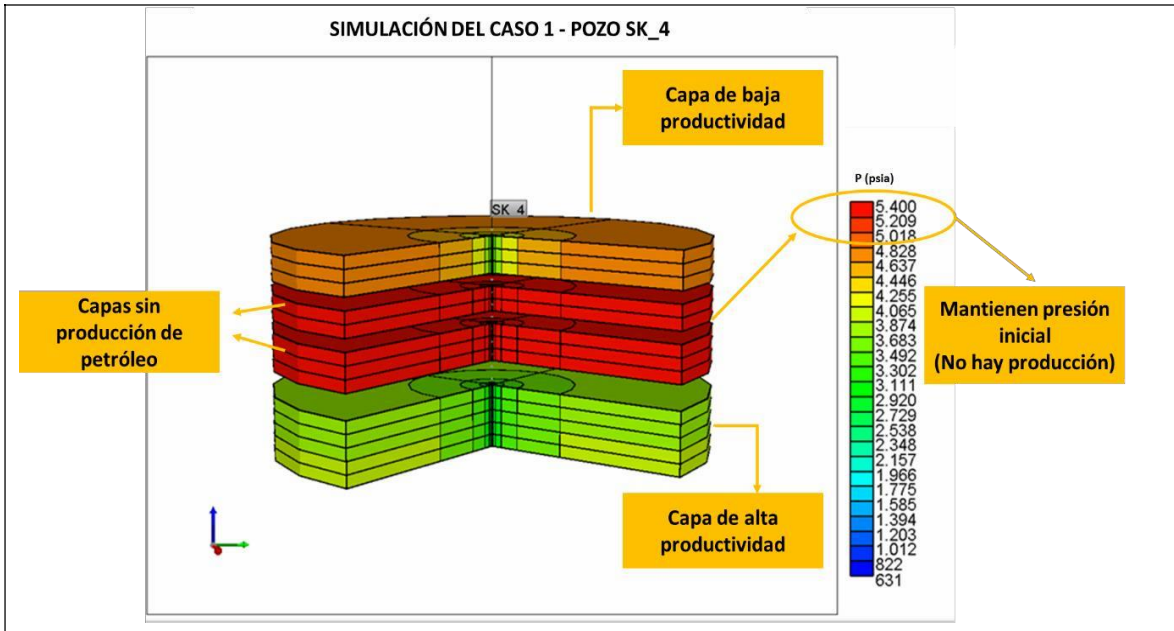


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

4.5.5 Simulación de los escenarios de producción. La selección de los escenarios se basó en identificar si la falta de producción de las capas intermedias era consecuencia de un bloqueo generado por el intervalo inferior. Se evaluaron dos escenarios: la producción de las cuatro capas simultáneamente y la producción de las capas 1 y 4.

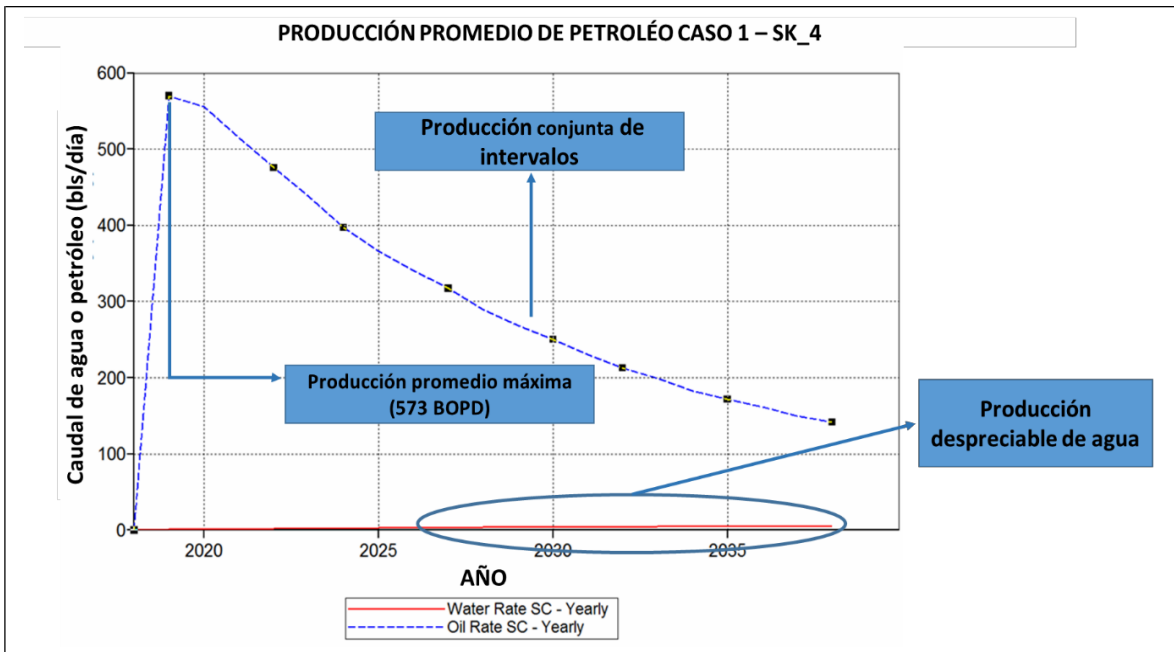
4.5.5.1 Primer escenario. En el primer caso se evaluó la producción de todas las capas de forma conjunta para determinar cuáles intervalos estaban generando aporte. Como se observa en la **Imagen 49**, las capas 2 y 3 no presentan cambios de presión, indicando que no hay flujo en ninguna dirección. Los resultados de la simulación se observan en el **Gráfico 5**.

Imagen 49. Modelo de simulación escenario 1 - Pozo SK_4.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

Gráfico 5. Resultados de simulación del escenario 1 - Pozo SK_4

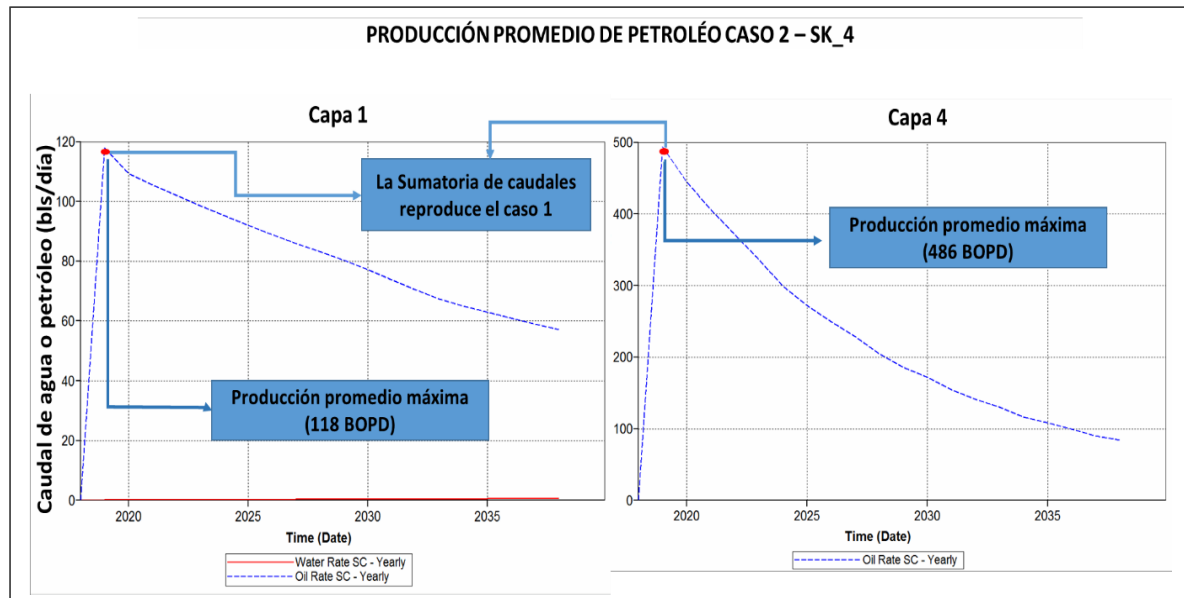


Fuente. ECOPETROL S.A. "Informe de pruebas para el pozo SK_4". Colombia 2018. Modificada por autores.

Con el propósito de descartar un bloque de flujo generado por los diferenciales de presión, se diseñó el segundo escenario de producción.

4.5.5.2 Segundo escenario. El segundo escenario tenía el propósito de cuantificar el aporte de las capas 1 y 4 y compararlo con el obtenido en el escenario uno. Además, se produjeron las capas 2 y 3 para determinar si producían fluido al ser cerrado los dos intervalos de alta producción. A partir de lo observado en el **Gráfico 6**, se concluyó que la producción proviene de las zonas 1 y 4, especialmente de la inferior con un aporte máximo de 486 BOPD. Los intervalos 2 y 3 son secos y no generan cambios de ningún tipo en el flujo del pozo.

Gráfico 6. Resultados de simulación del escenario 2 - Pozo SK_4.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_4. Colombia 2018.

4.6 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO PARA EL POZO SK_5

El pozo SK_5 tuvo como propósito evaluar el comportamiento de producción de las formaciones Esmeraldas y Mugrosa a profundidades de 10.816 y 10.530 pies respectivamente. En el numeral se explica el desarrollo del modelo de simulación radial utilizado para evaluar su comportamiento.

4.6.1 Condiciones de yacimiento. En esta sección se realizó la inicialización de las variables importantes del modelo como lo son permeabilidad, porosidad, tipo de roca y PVT. Para este caso, no se utilizó la sección de saturación de agua, debido a que los intervalos de interés no fueron considerados como altamente productores de agua. Por esta razón, la convergencia del modelo se trabajó mediante las curvas de permeabilidad relativa. La malla utilizada fue de 10x4x25 en dirección DI, DJ, DK respectivamente debido a las profundidades trabajadas, iniciando con 10.510 pies como tope de la formación más somera. El espesor se mantuvo constante con un valor de 20 pies.

4.6.2 Componentes. En esta sección se estableció el PVT para las zonas de interés. Se asumió un PVT, debido a que durante los análisis iniciales solo se realizaron a la formación Esmeraldas a una profundidad de 10.816 pies. En la **Tabla 31** se observan los datos del PVT para la región saturada y en la **Tabla 32** para la región subsaturada.

Adicionalmente, los informes no mencionaban variaciones considerables entre los fluidos producidos por cada zona, razón por la cual se trabajó con un único PVT.

Tabla 31. Datos de PVT para región saturada.

Presión (psia)	R _s (ft ³ /Bbl)	β _o (BY/BN)	E _g (ft ³ /Bbl)	μ _o (cP)	μ _g (cP)	C _o (1/psi)
14,6	3,931	1,05	4,57	3,02	0,0127	3e(-5)
123,6	19,12	1,06	39,024	2,72	0,0123	3e(-5)
232,4	37,02	1,07	74,41	2,44	0,0124	3e(-5)
341,3	56,58	1,07	110,76	2,20	0,0126	3e(-5)
450,2	77,39	1,08	148,08	1,99	0,0128	3e(-5)
559,1	99,21	1,09	186,38	1,82	0,0130	3e(-5)
668,0	121,8	1,10	225,64	1,67	0,0132	3e(-5)
776,9	145,29	1,11	265,84	1,55	0,0135	3e(-5)
885,8	169,36	1,12	306,96	1,44	0,0137	3e(-5)
994,7	194,03	1,14	348,93	1,35	0,0140	3e(-5)
1.103	219,25	1,15	391,68	1,27	0,0143	3e(-5)
1.212	244,97	1,16	435,12	1,19	0,0147	3e(-5)
1.321	271,16	1,17	479,13	1,13	0,0151	3e(-5)
1.430	297,79	1,18	523,59	1,07	0,0154	3e(-5)
1.539	324,83	1,20	568,33	1,02	0,0159	3e(-5)
1.648	352,26	1,21	613,21	0,97	0,0163	3e(-5)
2.358	539,49	1,30	897,50	0,75	0,0195	2,02e(-5)
3.068	738,67	1,41	1.143,6	0,62	0,0232	1,43e(-5)
3.779	947,53	1,53	1.342,1	0,53	0,0269	1,09e(-5)
4.489	1.164,57	1,65	1.499,92	0,46	0,0304	8,78e(-6)
5.200	1.388,74	1,78	1.626,9	0,41	0,0336	7,26e(-6)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia 2018.

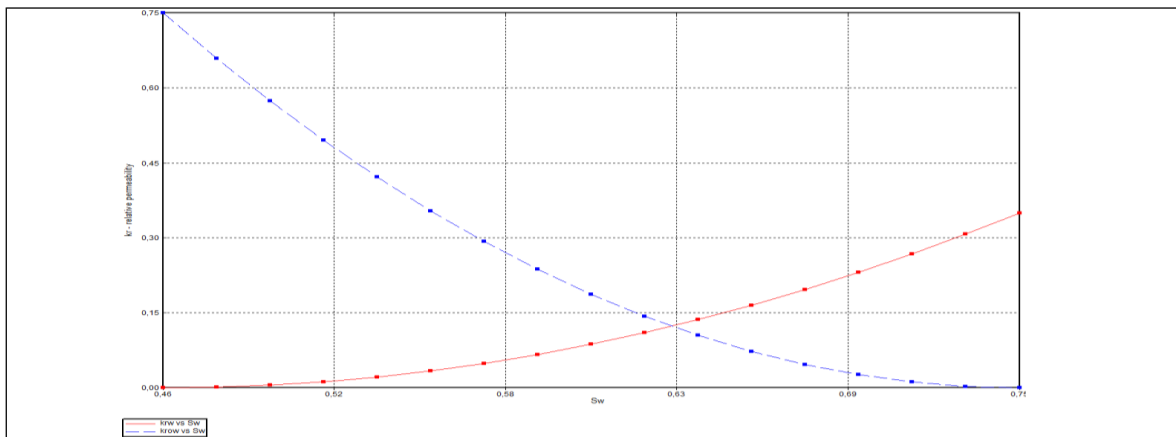
Tabla 32. Resultados de pruebas PVT para región subsaturada.

Presión (psia)	β_o (BY/BN)
2.064	0,95
2.564	1,00
3.064	1,04
3.564	1,09
4.064	1,13
4.564	1,18
5.064	1,22
5.114	1,42
5.164	1,62
5.214	1,82
5.264	2,02
5.314	2,22
5.364	2,42
5.414	2,62
5.464	2,82

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia 2018.

4.6.3 Curvas de permeabilidad relativa. Basados en los resultados obtenidos de laboratorio y de registros eléctricos, se determinó la saturación de agua connata como 0,44 con una permeabilidad relativa de 0,75 a dicha saturación. Utilizando las ecuaciones de Corey (**Ecuaciones 3 y 4**) se realizó el ajuste de las curvas hasta llegar a la convergencia del modelo de simulación. Éstas se observan en la **Imagen 50**.

Imagen 50. Curvas de permeabilidad relativa el modelo radial SK_5.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia 2018.

4.6.4 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Para el desarrollo del modelo se plantearon condiciones de referencia, como se observa en la **Imagen 51**. Al igual que los casos anteriores, el pozo SK_5 no tiene influencia por acuíferos cercanos, una capa de gas asociada al sistema o límites de fallas. Como consecuencia, el contacto se estableció 2.500 pies por debajo de la capa más profunda, con el fin de evitar influencias por intrusión de agua. No fue ingresado un contacto petróleo-gas, asumiendo que el gas producido es el mismo gas en solución.

El pozo es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 11.000 pies en MD. Se realizó con las coordenadas en superficie 1, 1, 1 (DI, DJ, DK) y se variaron en dirección DK hasta llegar a la última capa. Para este caso, las secciones de interés se encuentran con revestimiento de 7 ½ de pulgadas. El modelo de simulación construido se observa en la **Imagen 51**.

Imagen 51. Condiciones de Referencia para el pozo SK_5

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) psi

Depth (REFDEPTH) ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) ft

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth)

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

Bubble Point Input Format

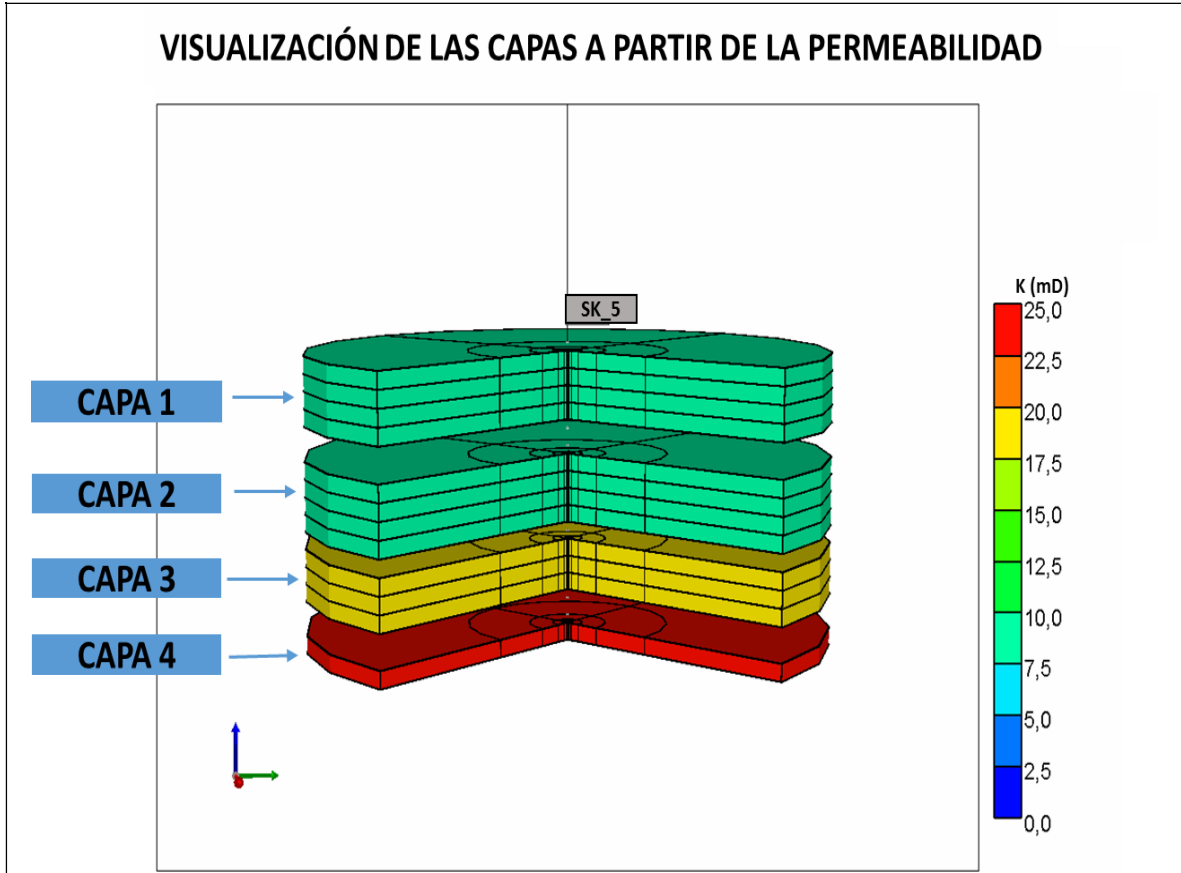
Reservoir initially saturated (PB = P)

Constant Bubble Point Pressure (PB) psi

For more options use the Advanced Interface

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

Imagen 52. Modelo de simulación construido para el pozo SK_5.

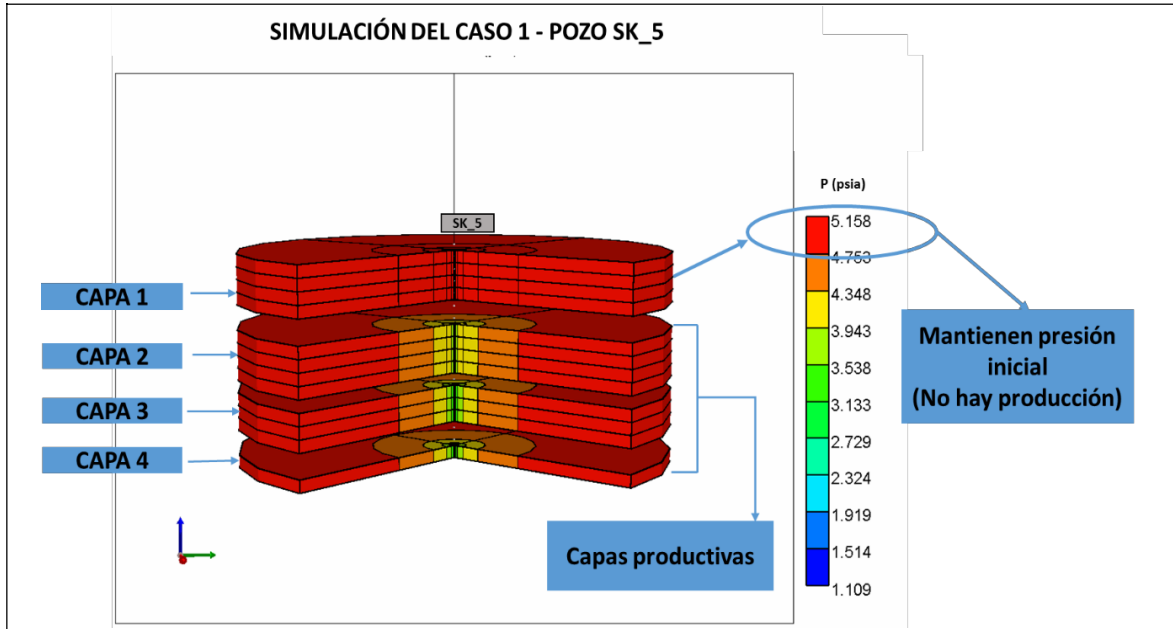


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

4.6.5 Simulación de los escenarios de producción. se simularon dos escenarios de producción para evaluar el comportamiento de la capa superior que presentaba baja producción.

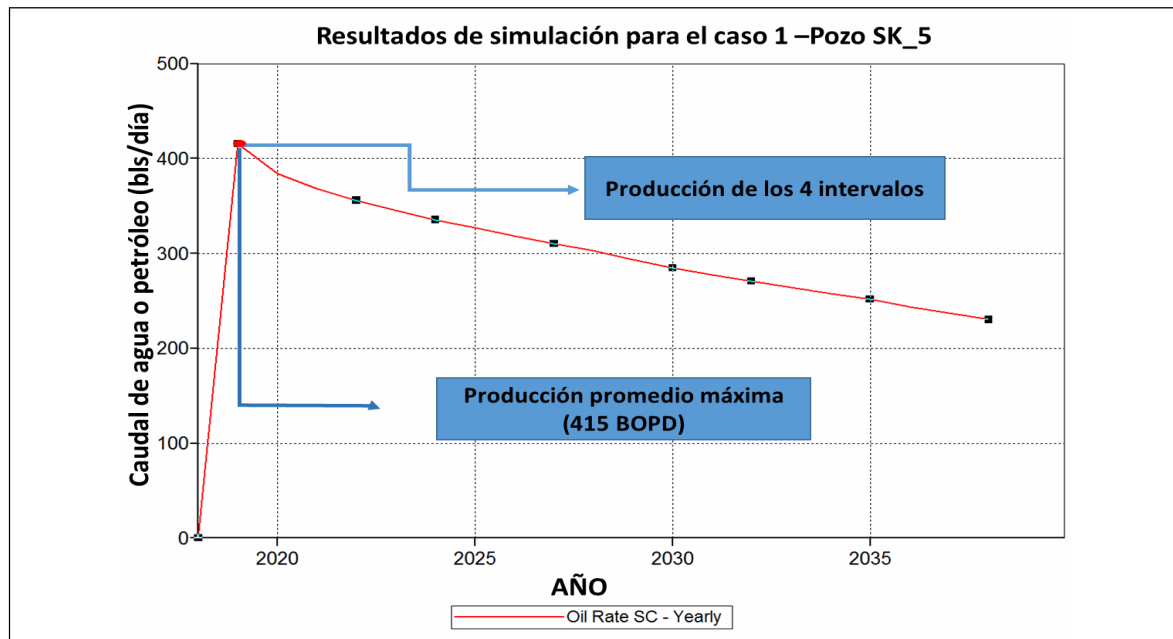
4.6.5.1 Primer escenario. En este, se evaluaron los cuatro intervalos produciendo de manera conjunta. Se obtuvo una producción máxima de 415 BOPD en el primer año de producción. Sin embargo, la capa superior no estaba generando aporte de fluido, por lo que se decidió evaluar esta zona por aparte para determinar si era un bloqueo de flujo o el intervalo no aportaba fluido al pozo. En la **Imagen 53** se observa el modelo de simulación construido para el pozo SK_5 y el **Gráfico 7** muestra los resultados de la simulación del escenario 1.

Imagen 53. Simulación del escenario 1 -Pozo SK_5.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

Gráfico 7. Resultados de simulación del escenario 1.

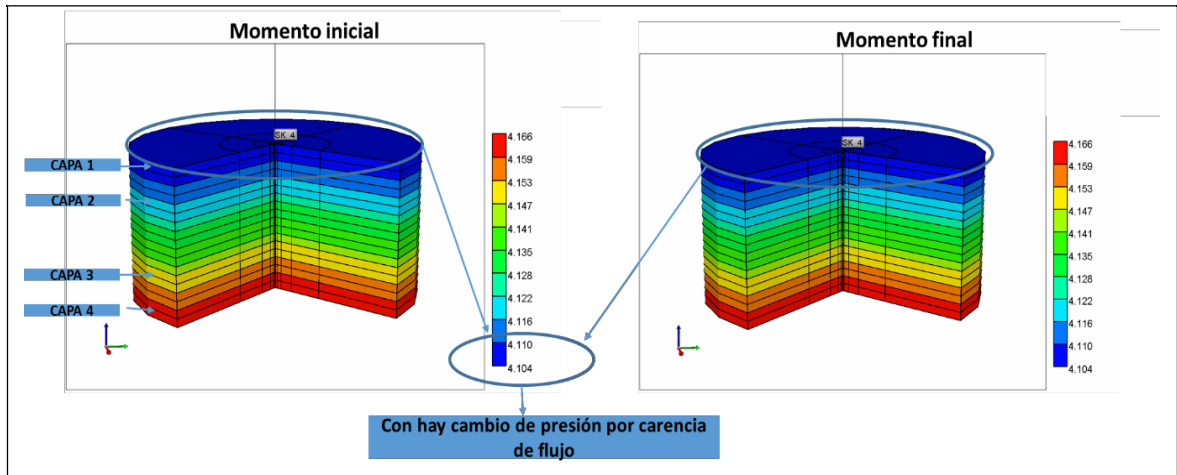


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

4.6.5.2 Segundo escenario. El segundo escenario tenía el propósito de evidenciar si la capa superior estaba aportando producción. Para esto, se produjo de forma selectiva y se comparó con la producción de los tres intervalos inferiores. Como se

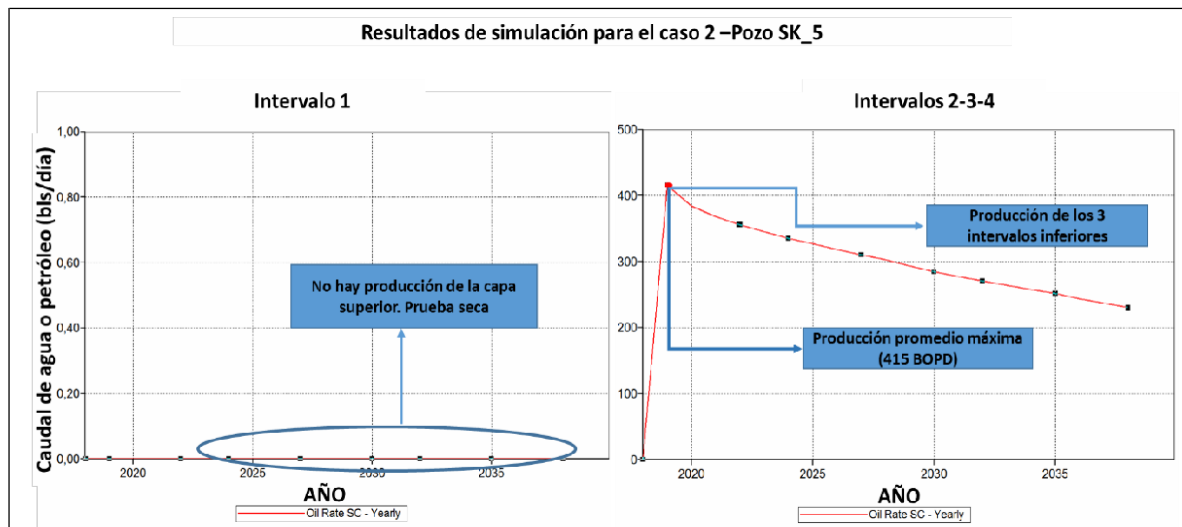
observa en la **Imagen 54**, la capa superior no presenta depletamiento, indicando que no aporta fluido ya sea durante producción conjunta de intervalos o de forma selectiva. A partir de esto, se descartó la presencia de flujo cruzado o bloqueo de flujo y se atribuyó la falta de producción a la baja permeabilidad de la zona 1. Los resultados se observan en el **Gráfico 8**.

Imagen 54. Simulación del escenario 2 -Pozo SK_5.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

Gráfico 8. Resultados de simulación del escenario 2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

4.7 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO PARA EL POZO SK_6

La construcción del modelo para el pozo SK_6 tuvo el propósito de reflejar las condiciones de flujo y el comportamiento de este con el paso del tiempo, con el fin

de evaluar si en primera instancia se presentaba flujo cruzado o en algún momento de su producción se iba a evidenciar el fenómeno. El pozo conecta las formaciones Esmeraldas a 10.425 pies y la formación Mugrosa a 9.300 pies de profundidad.

4.7.1 Condiciones de operación. Se asumieron las condiciones de operación del pozo SK_1, asumiendo la fecha de operación como el 30 de enero del 2018.

4.7.2 Condiciones de yacimiento. El tamaño de la malla se estableció a partir de la profundidad de las zonas de interés. En este caso, la diferencia en profundidades entre las zonas de interés (somera y profunda) era de 1.800 pies. Por esta razón, se estableció un espesor de 100 pies constantes con el propósito de disminuir el número de celdas en dirección DK. Por esto, el tamaño de la malla fue 10x4x18 en dirección DI, DJ, DK respectivamente.

4.7.3 Componentes. Este pozo conecta cuatro intervalos abiertos a producción, de los cuales únicamente se tiene información PVT para las zonas 1 y 4, consideradas como las de mayor aporte. Además, como se mencionaba en el capítulo anterior, no se cuenta con toda la información petrofísica, por lo que fue necesario utilizar la matriz de sensibilidad explicada en el capítulo 2 para lograr la convergencia del modelo de simulación. Se inició asumiendo condiciones que permitieran el flujo inicial y el registrado durante el desarrollo de las pruebas selectivas. A partir de los datos obtenidos, se construyó la **Tabla 33** que muestra los valores de cada variable a condiciones de presión por debajo del punto de burbuja. En la **Tabla 34** se muestran los valores de factor volumétrico para la región subsaturada.

Tabla 33. Resultados de pruebas PVT para el pozo SK_6.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,696	3,931	1,05	4,57	3,02	0,0127	3e(-5)
123,59	19,12	106	39,024	2,72	0,0123	3e(-5)
232,48	37,02	1,07	74,41	2,44	0,0124	3e(-5)
341,37	56,58	1,07	110,76	2,20	0,0126	3e(-5)
450,27	77,39	1,08	148,08	1,99	0,0128	3e(-5)
559,16	99,21	1,09	186,38	1,82	0,0130	3e(-5)
668,05	121,8	1,10	225,64	1,67	0,0132	3e(-5)
776,95	145,29	1,11	265,84	1,55	0,0135	3e(-5)
885,84	169,36	1,12	306,96	1,44	0,0137	3e(-5)
994,73	194,03	1,14	348,93	1,35	0,0140	3e(-5)

Tabla 33. (Continuación)

Presión (psia)	R _s (ft ³ /Bbl)	β _o (BY/BN)	E _g (ft ³ /Bbl)	μ _o (cP)	μ _g (cP)	C _o (1/psi)
1.103	219,25	1,15	391,68	1,27	0,0143	3e(-5)
1.212	244,97	1,16	435,12	1,19	0,0147	3e(-5)
1.321	271,16	1,17	479,13	1,13	0,0151	3e(-5)
1.430	297,79	1,18	523,59	1,07	0,0154	3e(-5)
1.539	324,83	1,20	568,33	1,02	0,0159	3e(-5)
1.648	352,26	1,21	613,21	0,97	0,0163	3e(-5)
2.358	539,49	1,30	897,50	0,75	0,0195	2,02e(-5)
3.068	738,67	1,41	1.143,6	0,62	0,0232	1,43e(-5)
3.779	947,53	1,53	1.342,1	0,53	0,0269	1,09e(-5)
4.489	1.164,57	1,65	1.499,92	0,46	0,0304	8,78e(-6)
5.200	1.388,74	1,78	1.626,9	0,41	0,0336	7,26e(-6)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_6. Colombia. 2018.

Tabla 34. Resultados pruebas PVT para región subsaturada.

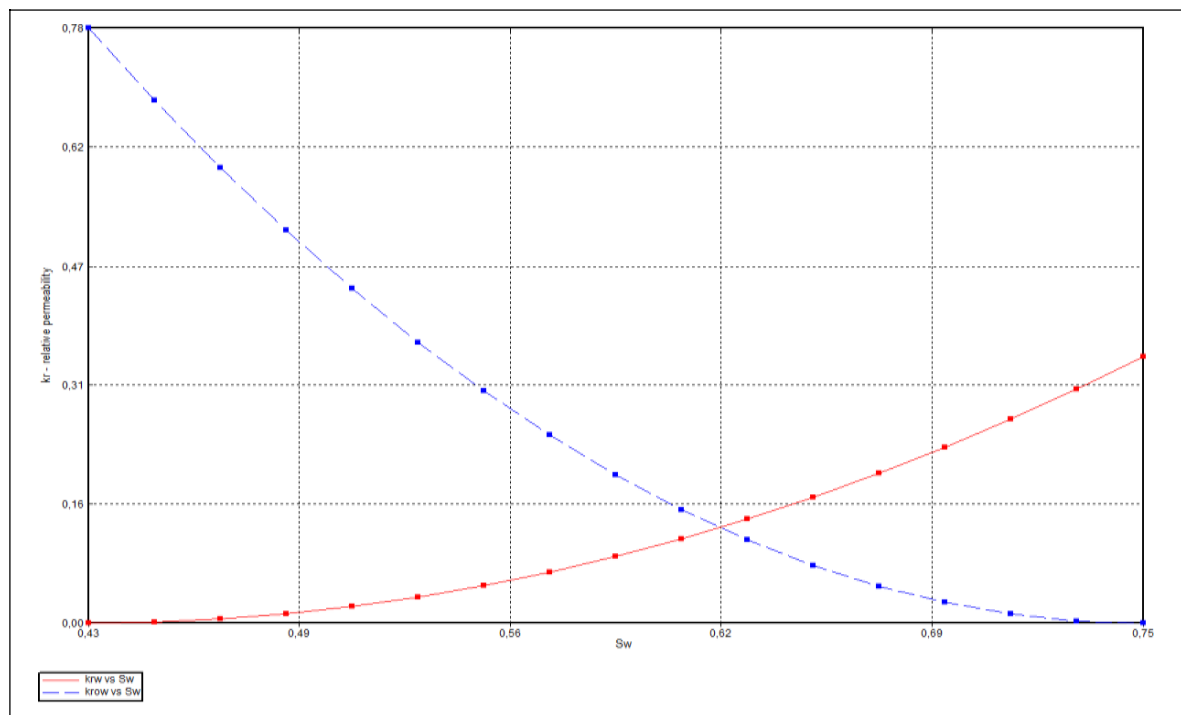
Presión (psia)	β _o (BY/BN)
2.064	0,95
2.564	1,00
3.064	1,04
3.564	1,09
4.064	1,13
4.564	1,18
5.064	1,22
5.114	1,42
5.164	1,62
5.214	1,82
5.264	2,02
5.314	2,22
5.364	2,42
5.414	2,62
5.464	2,82

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_6. Colombia. 2018.

4.7.4 Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas fueron construidas a partir de los datos de saturación inicial del pozo y cálculos realizados mediante las **Ecuaciones 3 y 4**.

Como se mencionada en el **Numeral 4.3.4**, se realizó la predicción de las curvas a partir de los datos iniciales de producción y una matriz de ensayo y error hasta lograr el ajuste. Es importante resaltar que, para este caso, la convergencia fue más sencilla que en el caso del pozo SK_2, debido a que se realizaron dos pruebas selectivas en uno de los intervalos. Esto generó que se tuvieran dos puntos de referencia y por consiguiente las curvas ajustaran con mayor facilidad. En la **Imagen 55** se observan las curvas utilizadas.

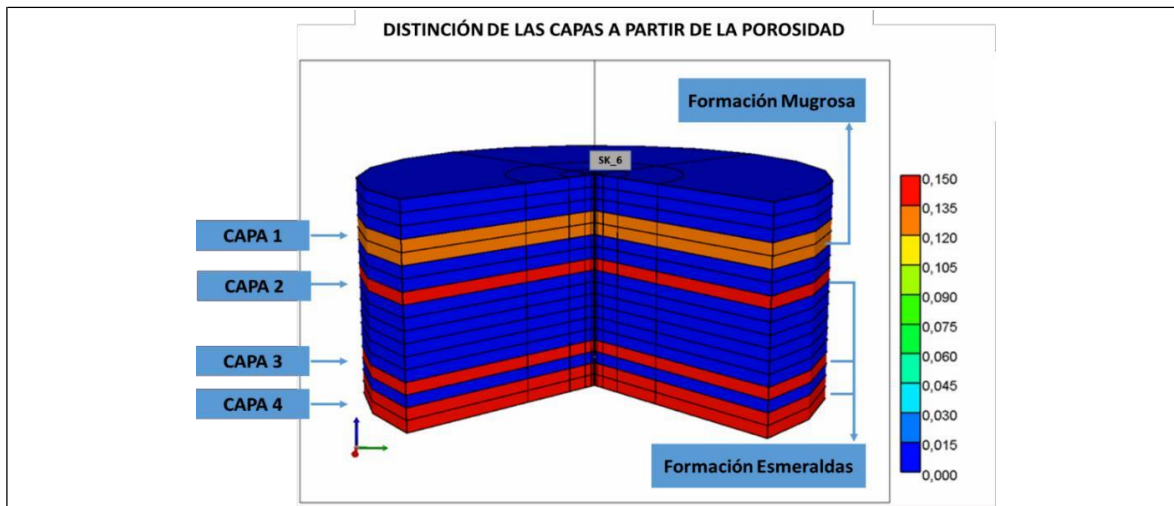
Imagen 55. Curvas de permeabilidad relativa para el pozo SK_6.



Fuente. ECOPEPETROL S.A. "Informe de pruebas para el pozo SK_6". Colombia 2018. Modificada por autores.

4.7.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo. El pozo fue construido de la misma manera que los modelos anteriores. Fue utilizado el archivo plano como herramienta para lograr la modificación del pozo y rectificar el cierre de las zonas que no tenían paso de fluido. Se realizó este procedimiento a pesar de que en la construcción del modelo se trabajó con permeabilidad nula en las formaciones sello, para garantizar la delimitación de cada intervalo productor. Esto se observa en la **Imagen 56**, donde se muestra la distinción de las capas en el modelo radial.

Imagen 56. Porosidad de las capas para el modelo radial SK_6.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_6. Colombia. 2018.

La convergencia del modelo se logró modificando las condiciones de operación del pozo. En primera instancia, se trabajó con un caudal máximo por día de 520 barriles diarios, ya que, al realizar la producción de los intervalos de manera separada, se observaba un potencial de 83, 115, 168,164 barriles por día para las zonas 1, 2, 3 y 4 respectivamente. Como es de esperarse durante la producción del pozo, el potencial total (con producción conjunta) fue inferior al valor teórico obtenido de la suma de caudales aportados por cada zona durante las pruebas selectivas. Por esta razón, se consideró una reducción en la producción del 15 % sobre el valor teórico. A pesar de esto, no se logró la convergencia del modelo, por lo cual se trabajó a ensayo y error las condiciones de operación para obtener el caudal máximo en el momento cero. Se llegó a un valor de 456 BOPD como tasa máxima de petróleo recuperado. A causa de esta considerable reducción de caudal con respecto al teórico, se inició el análisis de presiones y producción por capa para identificar las causas de la reducción de producción.

4.7.6 Simulación de escenarios de producción. Para la simulación se realizaron dos escenarios: en el primero se produjeron las capas de forma conjunta y se observó en comportamiento de las presiones. A partir de los datos obtenidos, se diseñó el segundo escenario, donde se cerró la capa 1 y se produjeron de forma conjunta los otros intervalos de interés.

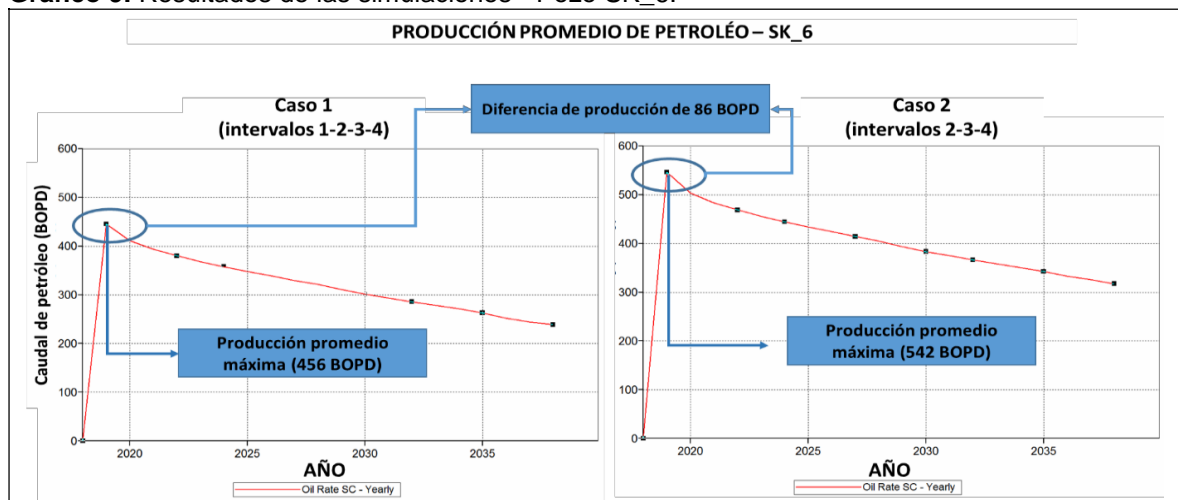
4.7.6.1 Primer escenario. Para este caso se tuvo en cuenta el comportamiento de la producción cuando se conectan todas las zonas al pozo. Se identificó que los diferenciales de presión no eran homogéneos y, por el contrario, ocurría un aumento de presión en el intervalo 1. Este cambio se atribuye a variaciones en la dirección del flujo y, teniendo en cuenta que únicamente se estaba considerando el fluido aportado por las formaciones (sin intrusiones o inyecciones a las formaciones), el

aumento de presión se genera por la presencia de flujo cruzado en el intervalo de menor presión.

Sin embargo, con el fin de corroborar la teoría, se planteó el segundo escenario con el cierre de la capa 1.

4.7.6.2 Segundo escenario. Para este caso, se cerró la producción de la capa 1, esperando que, si se evidenciaba flujo cruzado, la producción aumentaría debido a que los diferenciales de presión generarían el ascenso del petróleo hasta superficie. Como se observa en el **Gráfico 9**, la comparación entre los dos escenarios muestra que la producción aumenta en 86 BOPD durante el primer año cuando se cierra el intervalo con flujo cruzado. Con el propósito de identificar el comportamiento de la producción del pozo a lo largo de su vida útil, se realizó una secuencia de imágenes (obtenidas de la herramienta Results 3D) que evidencian gráficamente las variaciones de presión que ayudaron a identificar el flujo cruzado. Estas se observan en el análisis de resultados del capítulo.

Gráfico 9. Resultados de las simulaciones - Pozo SK_6.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_6. Colombia. 2018.

48 CONSTRUCCIÓN DE MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_7

La construcción de este modelo de simulación tenía el propósito de evaluar la influencia de la viscosidad en la presencia del flujo cruzado. El pozo fue asignado como objeto de estudio debido a que el crudo obtenido en los tres intervalos analizados presentaba características de flujo diferentes y quería descartarse el flujo cruzado como una causa de la disminución de producción.

4.8.1 Condiciones de operación. Fueron asumida las mismas condiciones de operación del pozo SK_1, observadas en la **Imagen 23**. Se modificó la fecha de inicialización del modelo para noviembre del 2017.

4.8.2 Condiciones de yacimiento. Como se mencionó en el capítulo tres, el pozo conectaba 12 intervalos productores, pero luego de realizar pruebas se determinó que el mayor aporte era producido por tres zonas en específico; dos de ellas pertenecientes a la formación Colorado y la tercera a Esmeraldas. Se estableció una malla de 10x4x21 en los ejes D_i , D_j , D_k respectivamente debido a que la profundidad máxima de interés se encontraba a 11.630 pies, manteniendo intervalos de 100 pies.

4.8.3 Componentes. Las propiedades de los fluidos fueron establecidas en esta sección basándose en las pruebas PVT realizadas para la arena B1 del pozo SK_2 (como se explicó en el capítulo anterior). Debido a que en primera instancia se tenían varias zonas abiertas a producción, se realizaron algunos muestreos de fluido que permitieron identificar las diferencias en gravedad API y viscosidad de los crudos obtenidos por cada intervalo. Para las capas superiores, se asumió el mismo PVT y tipo de fluido producido con gravedad API de 29,4°; y un segundo PVT para la zona de Esmeraldas con gravedad API de 32,1°.

Con base en la información obtenida, se realizó la **Tabla 35** donde se muestran los valores de cada variable con respecto a la presión para la región saturada de la formación Colorado. Estos fueron calculados mediante el ingreso de los valores conocidos (Temperatura, Gravedad específica de gas, crudo y agua y GOR).

En la **Imagen 57** se observa el comportamiento del factor volumétrico para esta formación hasta la presión de burbuja (1.840 psia). La información completa del PVT para el fluido proveniente de Esmeraldas se muestra en el **Anexo A**.

Tabla 35. Región saturada para fluido proveniente de la formación Colorado.

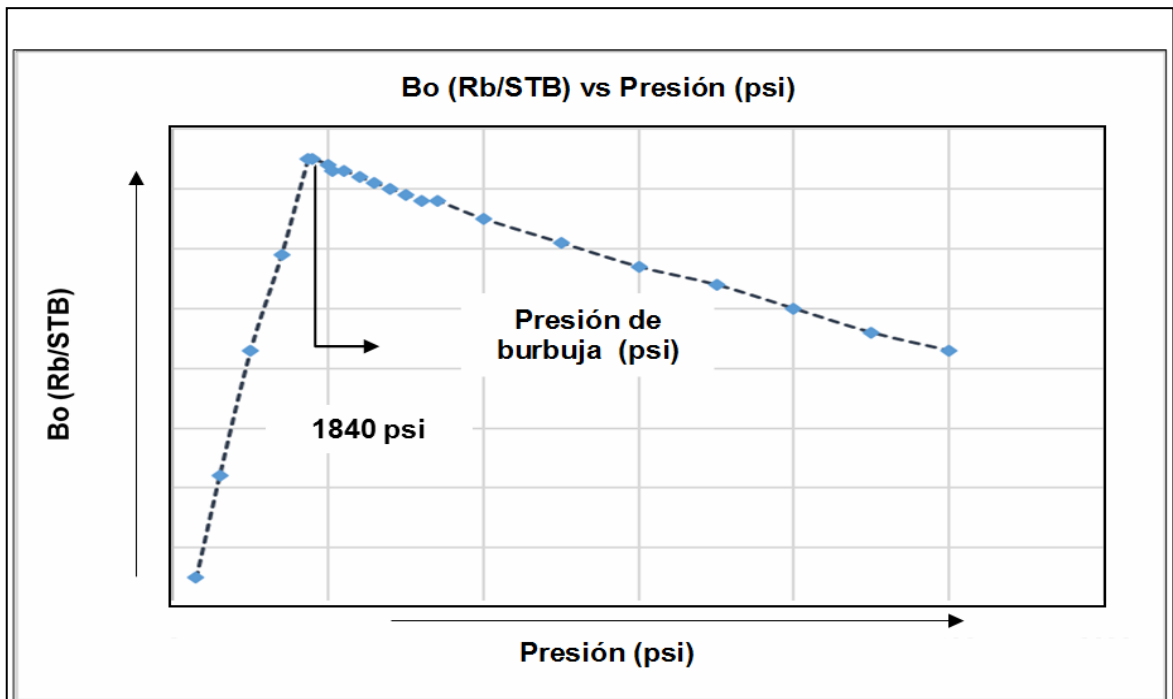
Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,7	2,68	1,026	5,06	21,856	0,0117	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
180,3	19,21	1,031	63,52	18,208	0,0119	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
346,0	39,12	1,038	124,65	15,057	0,0121	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
511,7	61,01	1,046	188,54	12,578	0,0124	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
677,4	84,34	1,054	255,22	10,649	0,0127	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
843,1	10,84	1,063	324,65	9,140	0,0131	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.008	134,32	1,072	396,70	7,944	0,0135	2,63 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.174	160,65	1,082	471,06	6,983	0,0140	2,16 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.340	187,74	1,092	547,30	6,201	0,0145	1,82 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.505	215,51	1,103	624,83	5,555	0,0151	1,56 e ⁽⁻⁰⁵⁾

Tabla 35. (continuación)

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
1.671	243,90	1,114	702,91	5,017	0,0157	1,36 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.837	272,87	1,125	780,75	4,562	0,0164	1,20 e ⁽⁻⁰⁵⁾
2.002	302,38	1,137	857,56	4,175	0,0170	1,08 e ⁽⁻⁰⁵⁾
2.168	332,38	1,149	932,60	3,842	0,0178	9,71 e ⁽⁻⁰⁵⁾
2.334	362,85	1,161	100,27	3,554	0,0185	8,83 e ⁽⁻⁰⁵⁾
2.500	393,76	1,174	1.075,13	3,301	0,0193	8,07 e ⁽⁻⁰⁵⁾
3.080	505,13	1,221	1.294,46	2,629	0,0220	6,16 e ⁽⁻⁰⁵⁾
3.660	620,87	1,272	1.474,75	2,171	0,0246	4,93 e ⁽⁻⁰⁵⁾
4.240	740,42	1,326	1.621,93	1,842	0,0270	4,07 e ⁽⁻⁰⁵⁾
4.820	863,35	1,383	1.743,27	1,596	0,0292	3,45 e ⁽⁻⁰⁵⁾
5.400	989,34	1,443	1.844,96	1,406	0,0313	2,98 e ⁽⁻⁰⁵⁾

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_7. Colombia. 2018.

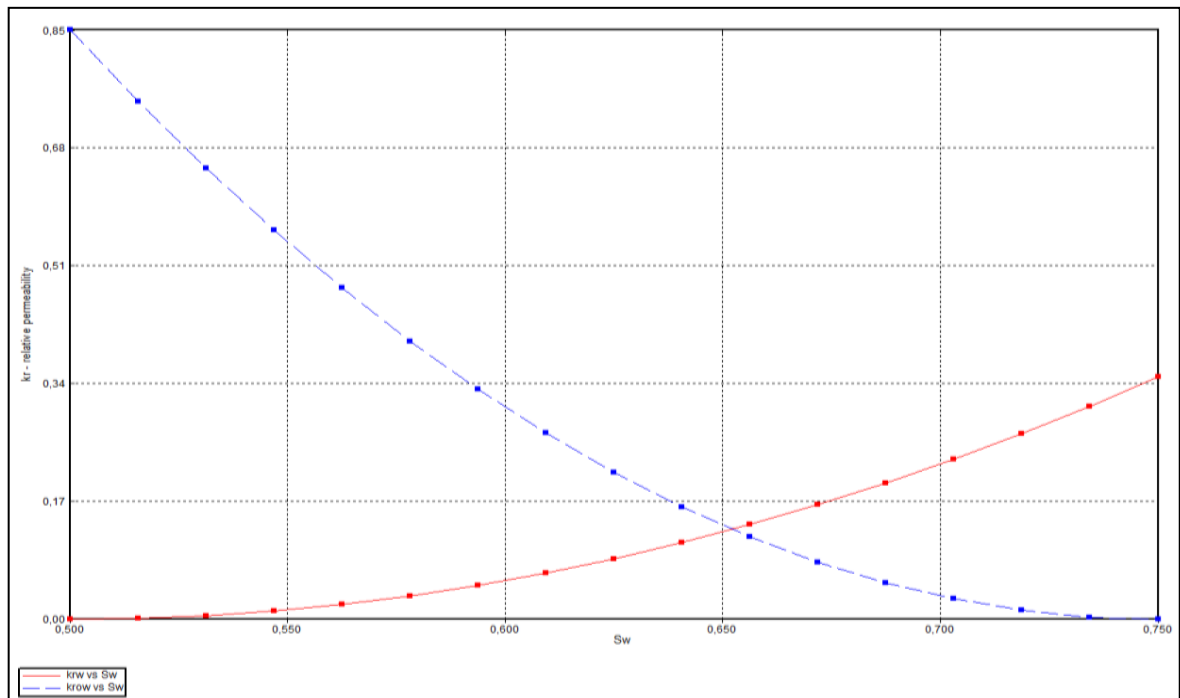
Imagen 57. Comportamiento del factor volumétrico para los fluidos del pozo SK_7.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_7. Colombia. 2018.

4.8.4 Curvas de permeabilidad relativa. Para este pozo fue necesario construir las curvas de permeabilidad relativas basándose en los resultados de producción de cada arena y el valor de saturación de agua promedio identificada en los registros eléctricos. Se estableció un valor de 0.56 como valor de saturación de agua connata y con base en este se realizó la predicción de las curvas mediante las ecuaciones de Corey (**Ecuaciones 3 y 4**). Se logró el ajuste hasta que se comprobó que las curvas representaban las tasas de producción durante las pruebas selectivas. Las curvas finales se observan en la **Imagen 58**.

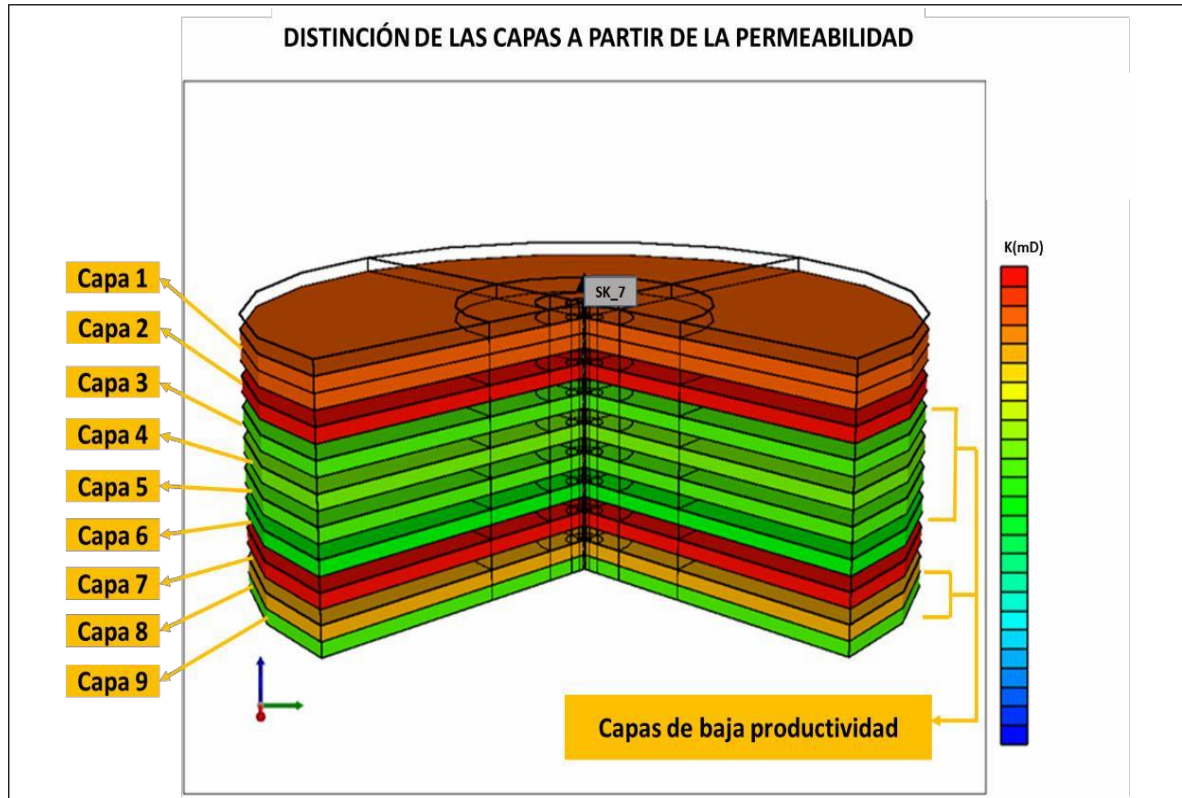
Imagen 58. Curvas de permeabilidad relativa para el pozo SK_7.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_7. Colombia. 2018.

4.8.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Para la realización del pozo, se utilizaron las coordenadas centrales de la malla y se varió la coordenada en dirección DK con el propósito de evaluar un flujo radial alrededor de este. Las condiciones de operación se establecieron con base en los resultados de las pruebas selectivas y la prueba conjunta de los intervalos. Además, se tenía conocimiento de que el pozo estaba trabajando con un drawdown del 35% y, a partir de esto, se logró identificar la tasa de líquido máxima que podría aportar el fluido bajo dichas condiciones. En la **Imagen 59** se observa el modelo de simulación construido para el pozo SK_7.

Imagen 59. Distribución de permeabilidad para SK_7.

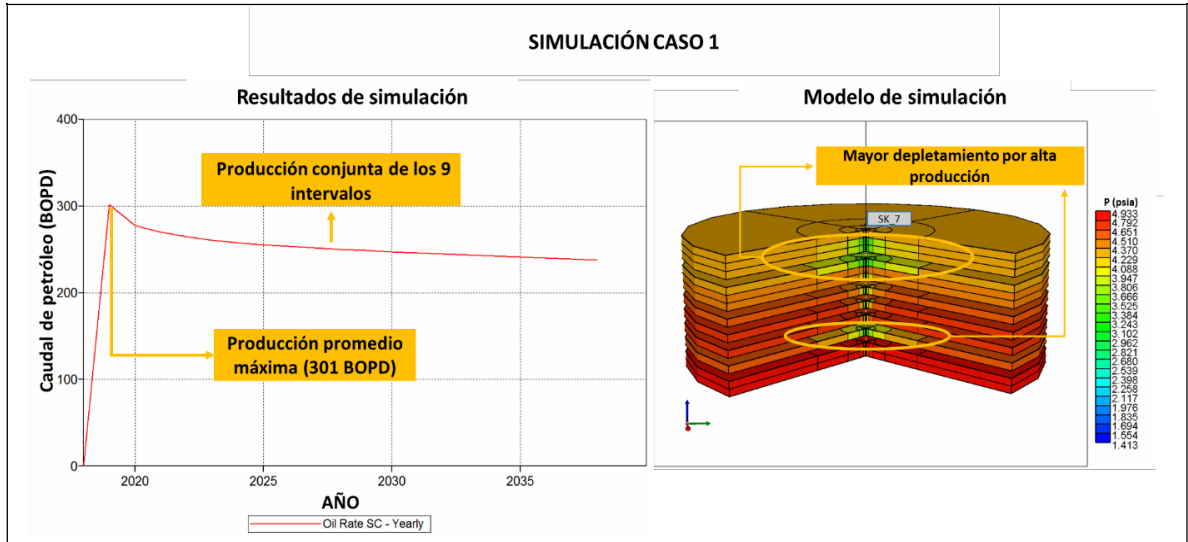


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_7. Colombia. 2018.

4.8.6 Simulación de escenarios de producción. Se seleccionaron dos escenarios de producción basados en las pruebas iniciales. En primera instancia, se evaluó la producción conjunta de los intervalos para determinar si todas las zonas generaban aporte. Posterior a esto, se evaluaron las capas de alta y baja productividad por separado para determinar si el caudal producido era igual al del escenario 1 y así descartar la presencia de flujo cruzado o bloqueo de las formaciones.

4.8.6.1 Primer escenario. En éste se evaluó la producción de los nueve intervalos de forma conjunta. Como se observa en la **Imagen 60**, la producción de petróleo máxima fue de 301 BOPD y todas las formaciones generan aporte (corroborado por el depletamiento en cada uno de los intervalos abiertos). A pesar de que todos producen hidrocarburo, los diferenciales de presión indicaron que el aporte no es igual por parte de todas las zonas. Por esta razón, se decidió evaluar las capas de baja productividad por separado para determinar si eran zonas de baja producción o eran afectadas por el caudal de los intervalos con mayor flujo.

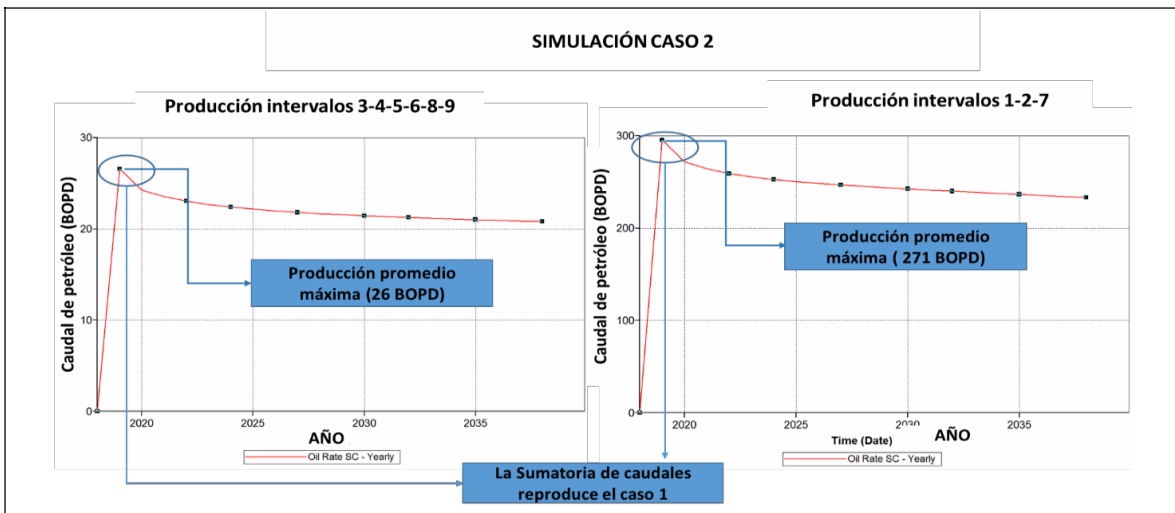
Imagen 60. Simulación del escenario 1 - Pozo SK_7.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_7. Colombia. 2018.

4.8.6.2 Segundo escenario. Para el segundo caso se evaluaron las capas 3, 4, 5, 8 y 9 para determinar su producción máxima. Posteriormente, se repitió el procedimiento, cerrando las formaciones mencionadas y abriendo a producción los intervalos 1, 2 y 7. Como se observa en el **Gráfico 10**, la producción de los dos grupos de formaciones reproduce el escenario uno, por lo cual se descarta presencia de flujo cruzado, interferencia o bloqueo y se concluye que las capas 1, 2 y 7 son las que generan más del 70% de la producción del pozo.

Gráfico 10. Resultados de la simulación del escenario 2.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_7. Colombia. 2018.

4.9 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO RADIAL PARA EL POZO SK_8

La construcción de modelo para el pozo SK_8 tuvo el propósito de reflejar las condiciones de flujo y el comportamiento que iba a tener el pozo con el paso del tiempo. El principal aspecto que quería evaluarse era el daño de formación y si este era la verdadera causa de la diferencia de producción con respecto al esperado por interferencias en el flujo ya sea en forma de bloqueo o flujo cruzado. El pozo fue seleccionado como objeto de estudio para evaluar la influencia del daño de formación en la posible presencia de flujo cruzado, debido a que, durante el análisis de sensibilidad, se encontró relación entre la aparición del flujo cruzado y el daño de formación. El pozo a tratar en este numeral conecta las formaciones Esmeraldas a 10.340 pies y la formación Mugrosa a 9.400 pies de profundidad en MD.

4.9.1 Condiciones de operación. Fueron asumida las mismas condiciones de operación del pozo SK_1, observadas en la **Imagen 23**. Se modificó la fecha de inicialización del modelo para diciembre del 2017.

4.9.2 Componentes. Para éste caso, no se contaba con información específica de pruebas PVT, debido a que durante las pruebas iniciales no se realizaron corazonamientos y análisis petrofísicos para las formaciones de interés. Por esta razón, fue necesario utilizar la información conocida como Temperatura, gravedad específica del gas, densidad del agua de formación y densidad del petróleo, para generar un aproximado de los resultados PVT para el modelo. Los datos fueron corroborados mediante la comparación de las curvas con las tendencias de comportamiento teóricas de cada variable. Adicionalmente, se realizó la comparación de los datos calculados por el simulador con resultados reales de laboratorio para fluidos que pertenecían a las mismas formaciones conectadas por pozos de la Cuenca. En la **Tabla 34** se observan los resultados del modelo para la región saturada.

Tabla 36. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_8.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,7	2,68	1,02	5,1	21,85	0,0117	3,00 e(-05)
180,4	19,21	1,03	63,5	18,20	0,0119	3,00 e(-05)
346,1	39,12	1,03	124,6	15,05	0,0121	3,00 e(-05)
511,8	61,01	1,04	188,5	12,57	0,0124	3,00 e(-05)
677,4	84,34	1,05	255,2	10,64	0,0127	3,00 e(-05)
843,1	108,84	1,06	324,7	9,14	0,0131	3,00 e(-05)
1.008	134,32	1,07	396,7	7,94	0,0135	2,63 e(-05)

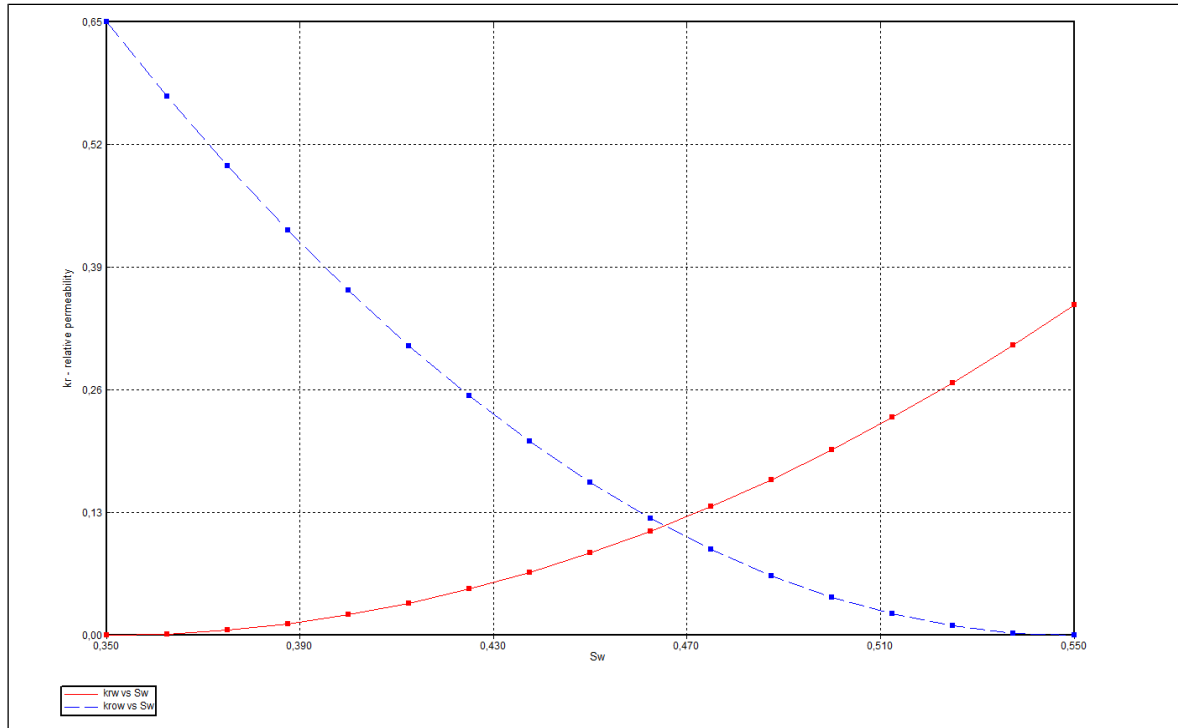
Tabla 36. (Continuación)

Presión (psia)	R_s (ft³/Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft³/Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
1.174	160,65	1,08	471,1	6,98	0,014	2,16 e(-05)
1.340	187,74	1,09	547,3	6,20	0,0145	1,82 e(-05)
1.505	215,51	1,10	624,8	5,55	0,0151	1,56 e(-05)
1.671	243,9	1,11	702,9	5,01	0,0157	1,36 e(-05)
1.837	272,87	1,12	780,8	4,56	0,0164	1,20 e(-05)
2.002	302,38	1,13	857,6	4,17	0,017	1,08 e(-05)
2.168	332,38	1,14	932,6	3,84	0,0178	9,71 e(-05)
2.334	362,85	1,16	1.005,30	3,55	0,0185	8,83 e(-05)
2.500	393,76	1,17	1.075,10	3,30	0,0193	8,07 e(-05)
3.080	505,13	1,22	1.294,50	2,62	0,022	6,16 e(-05)
3.660	620,87	1,27	1.474,80	2,17	0,0246	4,93 e(-05)
4.240	740,42	1,32	1.621,90	1,84	0,027	4,07 e(-05)
4.820	863,35	1,38	1.743,30	1,59	0,0292	3,45 e(-05)
5.400	989	144	1.845,00	1,40	0,0313	2,98 e(-05)

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_8. Colombia. 2018.

4.9.3 Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas fueron construidas utilizando las ecuaciones de Corey (**Ecuaciones 3 y 4**), los datos de saturación de agua promedio inicial obtenida de los registros eléctricos. Al igual que los pozos SK_2 y SK_6, el ajuste de las curvas de permeabilidad relativa se realizó mediante el cálculo de la permeabilidad relativa al petróleo basándose en los resultados de producción obtenidos durante las pruebas iniciales. Para este caso, se conocía la saturación de agua connata y los valores de caudal de crudo y agua producidos. A partir de los valores obtenidos, se inició la determinación de las curvas mediante las ecuaciones de Corey. Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas se observan en la **Imagen 61**. Los datos específicos utilizados para la construcción de estas se muestran en el **Anexo B** y la matriz utilizada en la convergencia se muestra en el **Anexo C**.

Imagen 61. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_8.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_8. Colombia. 2018.

4.9.4 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Para el desarrollo del modelo se plantearon condiciones de referencia, como se observa en la **Imagen 62**. Al igual que los casos anteriores, el pozo SK_8 no tiene influencia por acuíferos cercanos, una capa de gas asociada al sistema o límites de fallas. Por esta razón, el contacto agua petróleo fue establecido como 13.000 pies, donde no tiene afectación sobre el modelo por intrusiones de agua. No fue ingresado un contacto petróleo-gas, asumiendo que el gas producido es el mismo gas en solución. Adicionalmente, se estableció un factor Skin de 1.45 para el pozo, valor obtenido luego de la apertura de todos los intervalos a producción. Es importante aclarar que, durante las pruebas selectivas, los valores de daño de formación fueron diferentes para cada zona. Sin embargo, al realizar la producción conjunta se debe asumir el valor de todo el pozo, al igual que el IP generado bajo las condiciones de operación. Con el fin de reproducir la realidad del pozo, fueron modificadas levemente las condiciones de permeabilidad de las capas para afectar la producción de los intervalos a pesar de que el Skin fuera asumido como único para todo el pozo.

Imagen 62. Presión y profundidad de referencia para el pozo SK_8.

Input Format For: "Bubble Point Pressure"
 Use Property Array. (PB)
 Use Depth Dependant Table For Each Region. (PBT)

Initialization For PVT Region #: **Region 1**

PVT Type 1 has 920 grid blocks. Region depth range: 0 to 10360 ft

PVT Region Initialization Parameters:

Reference Pressure and Depth:
 Pressure (REFPRES): 4866 psi
 Depth (REFDEPTH): 10350 ft

Phase Contact Depths:
 Water-Oil Contact (DWOC): 13000 ft
 Gas-Oil Contact (DGOC):
 Water-Gas Contact (DWGC):

Capillary Pressure at Phase Contacts:
 Water-Oil Contact. (WOC_PC):
 Gas-Oil Contact. (GOC_PC):

Override Water Saturation Defaults:
 Above gas-oil contact. (GOC_SW):
 (Default GOC_SW = Rel. Permeability table or SWCON card.)
 Below water-oil contact. (WOC_SW):

Datum Depth for Pressure:
 Datum Depth for Output Pressure. (DATUMDEPTH) - Note: This item is optional. Depth: 10350 ft
 Use an input reference density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY Density) Density:
 Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY GRIDBLOCK)
 Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_8. Colombia. 2018.

El pozo es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 10.350 pies en MD. Se realizó con las coordenadas en superficie 1, 1,1 (DI, DJ, DK) y se variaron en dirección DK hasta llegar a la última capa. Para este caso, las secciones de interés se encuentran con revestimientos de diferente tamaño. Las primeras secciones se establecieron con un diámetro de 9 3/4 de pulgada y las secciones inferiores (Formación Esmeraldas) tenían un Liner de producción de 7 1/2 de pulgadas. El diseño de la tubería de producción se realizó basándose en el modelo SK_3 con un diámetro de 3 1/2 de pulgadas para el tubing de producción. Las restricciones del pozo se realizaron basándose en la tasa máxima de petróleo que permitiera la convergencia del modelo y la Pwf mínima hasta la cual se podría trabajar el mismo. Los datos ingresados se observan en la **Imagen 63**. En la **Imagen 64** se muestra el modelo de simulación diseñado para el pozo SK_8.

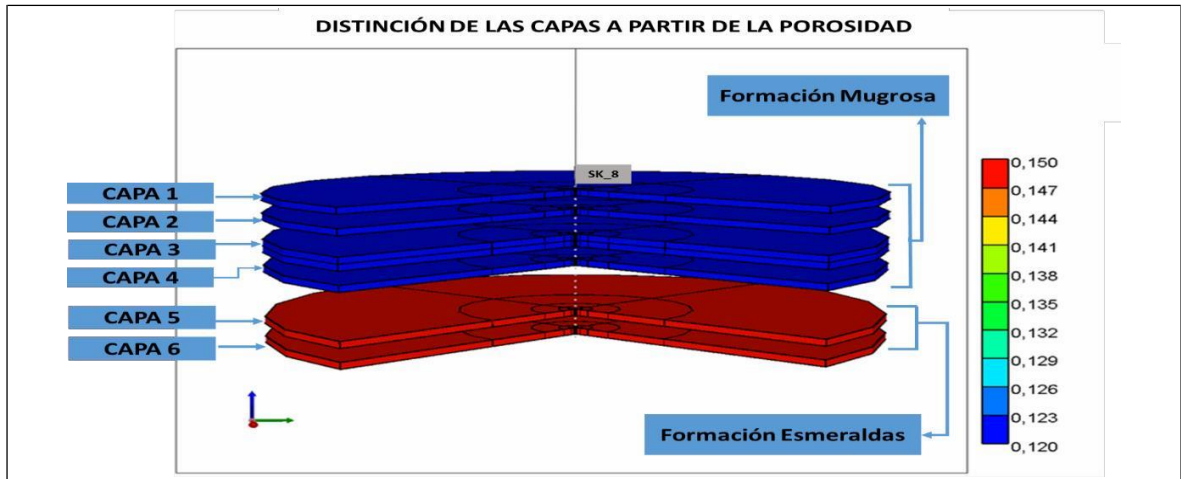
Imagen 63. Restricciones del pozo SK_8 necesarias para inicializar el modelo.

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	100 psi	CONT
2	OPERATE	STO surface oil rate	MAX	550 bbl/day	CONT
* 3	MONITOR	WCUT water-cut (fraction)		0.9	SHUTIN

Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT) 1

Fuente Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_8. Colombia. 2018.

Imagen 64. Modelo de simulación inicial del SK_8.

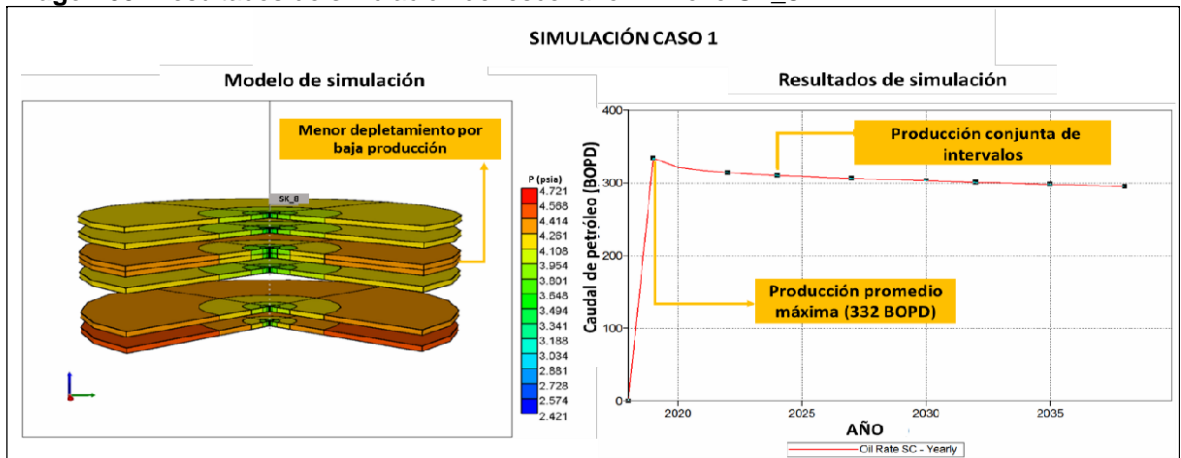


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

4.9.5 Simulación de los escenarios de producción. La selección de los escenarios se realizó a partir de los datos iniciales de producción, teniendo como caso 1 la producción conjunta de las zonas de interés. El otro escenario se planteó con base a los resultados obtenido en el caso 1.

4.9.5.1 Primer escenario. En este se produjeron todas las capas de forma conjunta, al permitir el flujo de cada una hacia el pozo. Se observó que el depletamiento de dos capas no era tan pronunciado en comparación con las otras zonas. Se evaluó la permeabilidad de las formaciones de interés, pero la diferencia era de 3 mD. Por esta razón, se decidió evaluar su comportamiento sin la producción proveniente de los otros cuatro intervalos. Los resultados y el modelo de simulación se observan en la **Imagen 65**.

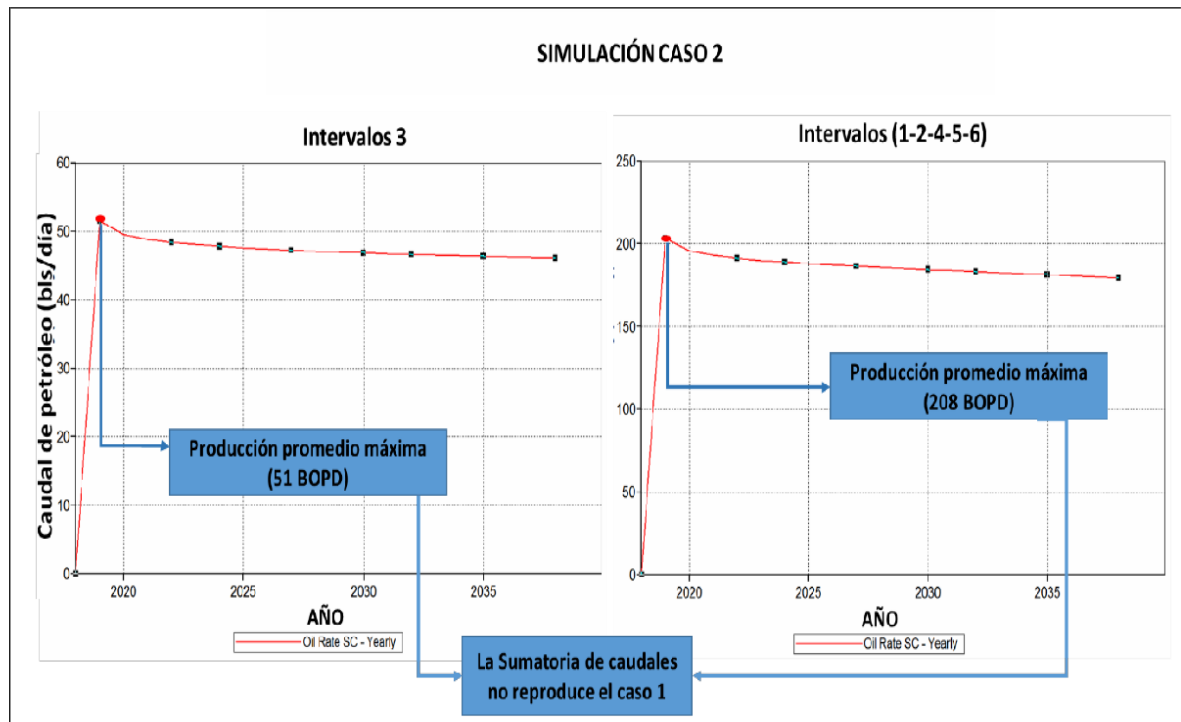
Imagen 65. Resultados de simulación del escenario 1 - Pozo SK_8



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_8. Colombia. 2018.

4952 Segundo escenario. Se evaluó la capa 3 por separado de las capas 1, 2, 4, 5 y 6. Como se observa en el **Gráfico 11**, la producción de las capas no reproduce el escenario 1, razón por la cual se concluyó que la producción de los intervalos de forma conjunta limita el flujo de la capa 3, reduciendo la producción en 73 BOPD en el primer año de vida útil del pozo.

Gráfico 11. Resultados de la simulación del escenario 2 - Pozo SK_8.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_8. Colombia. 2018.

4.10 CONSTRUCCIÓN MODELO POZO SK_9

La construcción de modelo SK_9 se realizó con el propósito de evaluar el comportamiento de las arenas productoras de la formación Mugrosa y Esmeraldas a 10 .590 pies de profundidad. El aspecto para resaltar en este modelo es la diferencia en permeabilidades encontradas entre las zonas.

4.10.1 Condiciones de operación. Las condiciones de operación se mantuvieron constantes como se observa en la **Imagen 23**, modificando la fecha de inicio del proyecto por el 15 de abril del 2018.

4.10.2 Condiciones de yacimiento. Para la construcción del modelo, se trabajó una malla de 10x4x18 con un espesor en dirección DK de 10 pies. El tope de la formación es de 10.590 pies y se discriminaron las capas según su porosidad y permeabilidad. Se asumieron valores de porosidad de 15% para la formación

Mugrosa y 23% para la formación Esmeraldas. Los valores de permeabilidad de cada capa se señalaron en el capítulo anterior con la descripción del pozo.

4.10.3 Componentes. Para el caso de la formación Esmeraldas, se realizó una prueba PVT, la cual se usó como referencia para desarrollar la **Tabla 37**. Para la formación Mugrosa no se realizaron análisis PVT, razón por la cual tuvo que ser utilizado el PVT determinado por el simulador. En la **Tabla 38** se observan los resultados obtenidos para la región saturada de la formación Mugrosa. Los valores tienen similitudes considerables debido a que los fluidos aportados presentan características similares y por consiguiente, es de esperar que su comportamiento con respecto a los cambios de presión sea análogo.

Tabla 37. Datos de curvas PVT para región saturada de la formación Esmeraldas en el pozo SK_9.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,69	3,29	1.026	5.060	8,19	0,0113	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
128,5	16,61	1,030	44,93	7,25	0,0118	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
242,3	32,3	1,035	86,05	6,39	0,0119	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
356,1	49,5	1,042	128,45	5,65	0,0121	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
469,9	67,8	1,048	172,15	5,03	0,0123	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
583,7	87,1	1,055	217,17	4,51	0,0125	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
697,5	107,0	1,062	263,50	4,07	0,0127	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
811,3	127,6	1,070	311,14	3,70	0,0130	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
925,1	148,8	1,078	360,02	3,39	0,0132	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.039	170,6	1,086	410,08	3,12	0,0135	2,95 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.152	192,8	1,095	461,20	2,89	0,0139	2,57 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.266	215,4	1,104	513,25	2,68	0,0142	2,28 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.380	238,5	1,113	566,04	2,50	0,0146	2,03 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.494	262,0	1,122	619,36	2,35	0,0150	1,84 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.608	285,8	1,132	672,97	2,21	0,0154	1,67 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.721	310	1,142	726,61	2,08	0,0158	1,53 e ⁽⁻⁰⁵⁾
2.437	468,7	1,209	1.049,1	1,53	0,0189	9,72 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.608	285,8	1,132	672,97	2,21	0,0154	1,67 e ⁽⁻⁰⁵⁾

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

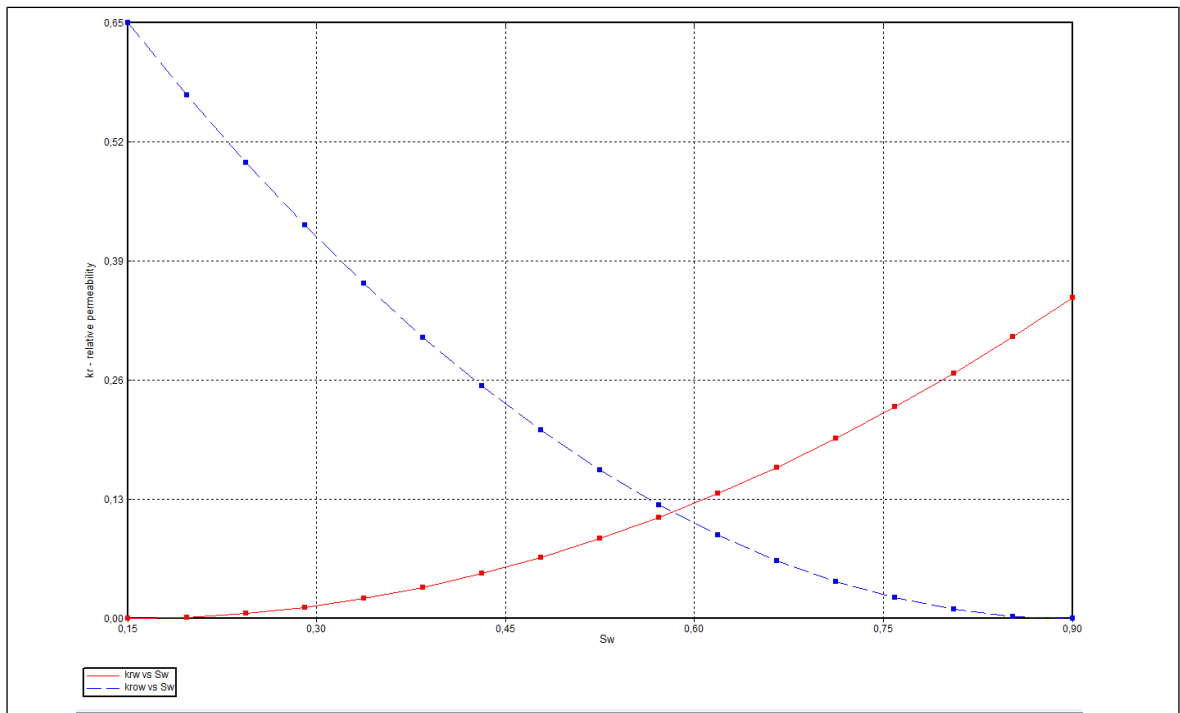
Tabla 38. Datos de curvas PVT para región saturada de la formación Mugrosa en el pozo SK_9.

Presión (psia)	R _s (ft ³ /Bbl)	β _o (BY/BN)	E _g (ft ³ /Bbl)	μ _o (cP)	μ _g (cP)	C _o (1/psi)
14,69	3,039	1,025	5,05	7,64	0,012	3,00 e(-05)
131,43	15,693	1,03	45,84	6,82	0,012	3,00 e(-05)
248,17	30,671	1,034	87,72	6,05	0,012	3,00 e(-05)
364,91	47,059	1,040	130,6	5,38	0,012	3,00 e(-05)
481,6	64,496	1,046	174,7	4,81	0,012	3,00 e(-05)
598,40	82782	1,052	219,9	4,34	0,012	3,00 e(-05)
715,14	101,786	1,059	266,11	3,93	0,012	3,00 e(-05)
831,88	121,417	1,066	313,33	3,59	0,013	3,00 e(-05)
948,62	141,604	1,073	361,52	3,30	0,013	3,00 e(-05)
1.065	162,293	1,080	410,59	3,04	0,013	2,76 e(-05)
1.182	183,442	1,088	460,43	2,82	0,013	2,41 e(-05)
1.298	205,015	1,096	510,91	2,63	0,014	2,13 e(-05)
1.415	226,981	1,104	561,91	2,46	0,014	1,91 e(-05)
1.532	249,314	1,113	613,23	2,31	0,014	1,72 e(-05)
1.649	271,994	1,121	664,72	2,17	0,015	1,56 e(-05)
1.765	295	1,130	716,18	2,05	0,015	1,43 e(-05)
2.472	440,409	1,188	1.016,7	1,53	0,018	9,25 e(-05)
3.179	594,605	1,253	1.278,66	1,22	0,020	6,67 e(-05)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

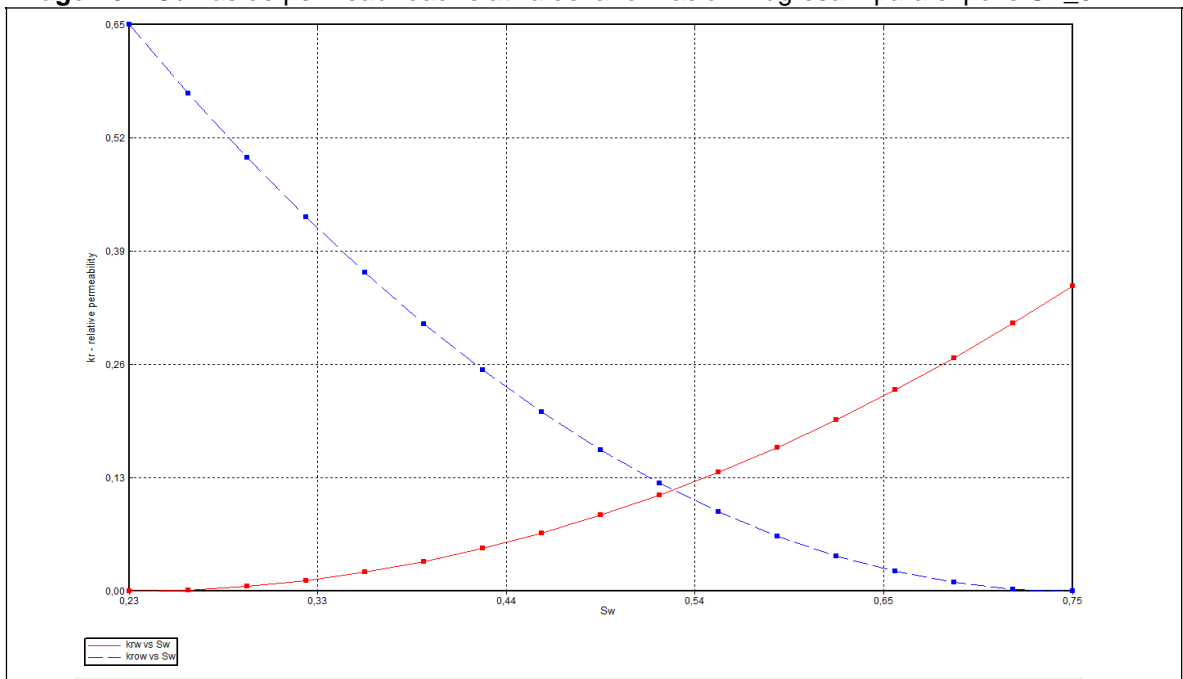
4.104 Curvas de permeabilidad relativa. Basándose en los resultados de laboratorio y empleando las Ecuaciones de Corey, se generaron las curvas de permeabilidad relativa para el modelo. La construcción de las éstas fue indispensable para identificar si el modelo podía considerarse como representativo y utilizarse para la predicción en el comportamiento del pozo en el transcurso del tiempo. Debido a que el factor principal de análisis era la permeabilidad, fue necesario evaluar el depletamiento de las zonas considerando dicha propiedad, tratando de reproducir las pruebas iniciales según el movimiento de fluidos desde el yacimiento al pozo. Las curvas finales se observan en las **Imágenes 66, 67 y 68**. Los datos específicos utilizados para la construcción de las curvas se observan en el **Anexo B**.

Imagen 66. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_9.



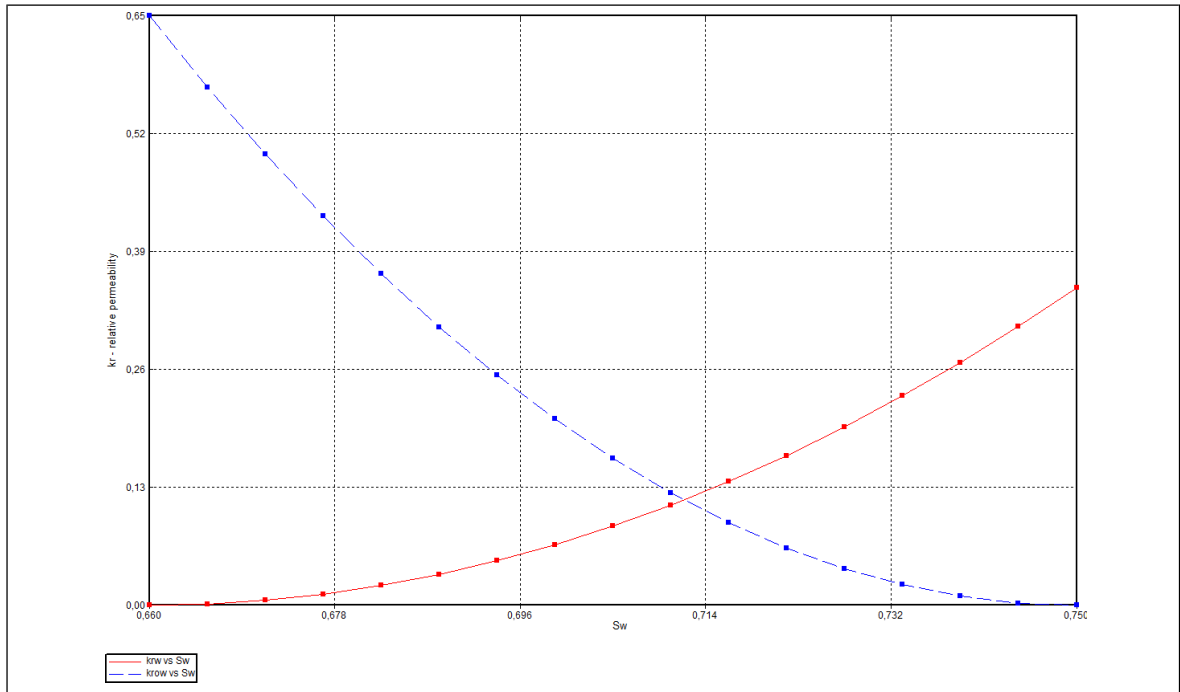
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

Imagen 67. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Mugrosa 1 para el pozo SK_9



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

Imagen 68. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Mugrosa 2 para el pozo SK_9.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

4.10.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Las condiciones del pozo fueron asumidas teniendo en cuenta que las arenas no presentaban influencia por acuíferos activos ni capas de gas, razón por la cual se estableció el contacto agua petróleo 3.000 pies por debajo de la última capa y que la producción de gas era proveniente del gas en solución. Adicionalmente, era conocido que los sellos eran de tipo local puesto que las arcillolitas presentes en las formaciones infrayacentes y suprayacentes actuaban como sello. Por esto, no se tuvo en cuenta ningún tipo falla o interferencia de flujo en alguna dirección del flujo radial. En la **Imagen 69** se observa la presión de referencia al Datum y otros aspectos indispensables para realizar la simulación.

El pozo SK_9 es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 11.020 pies en MD. Se asumieron coordenadas 1, 1, 1 en el tope de las formaciones y se variaron en dirección DK hasta llegar a la última capa. El diseño de la sarta de producción se realizó con base en la sarta utilizada para el pozo SK_2, debido a que se contaba con poca información sobre la tubería utilizada. Únicamente se conocía el diámetro de la tubería (3 ½ de pulgada) y el diámetro del Liner (7 pulgadas). Los datos de la sarta se observan en el **Anexo D** y El modelo del pozo SK_9 se observa en la **Imagen 70**.

Imagen 69. Condiciones de operación para el pozo SK_9.

Input Format For: "Bubble Point Pressure"

Use Property Array. (PB)

Use Depth Dependant Table For Each Region. (PBT)

Initialization For PVT Region #: Region 1 Copy data from region ...

PVT Region Initialization Parameters:

PVT Type 1 has 680 grid blocks. Region depth range: 0 to 11840 ft

Reference Pressure and Depth:

Pressure (REFPRES): 4693 psi

Depth (REFDEPTH): 10690 ft

Phase Contact Depths:

Water-Oil Contact (DWOC): 14000 ft

Gas-Oil Contact (DGOC):

Water-Gas Contact (DWGC):

Capillary Pressure at Phase Contacts:

Water-Oil Contact. (WOC_PC):

Gas-Oil Contact. (GOC_PC):

Override Water Saturation Defaults:

Above gas-oil contact. (GOC_SW):

(Default GOC_SW = Rel. Permeability table or SWCON card.)

Below water-oil contact. (WOC_SW):

Datum Depth for Pressure:

Datum Depth for Output Pressure. (DATUMDEPTH) - Note: This item is optional. Depth: 10690 ft

Use an input reference density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY Density) Density:

Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY GRIDBLOCK)

Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)

Array Input Format For: "Bubble Point Pressure"

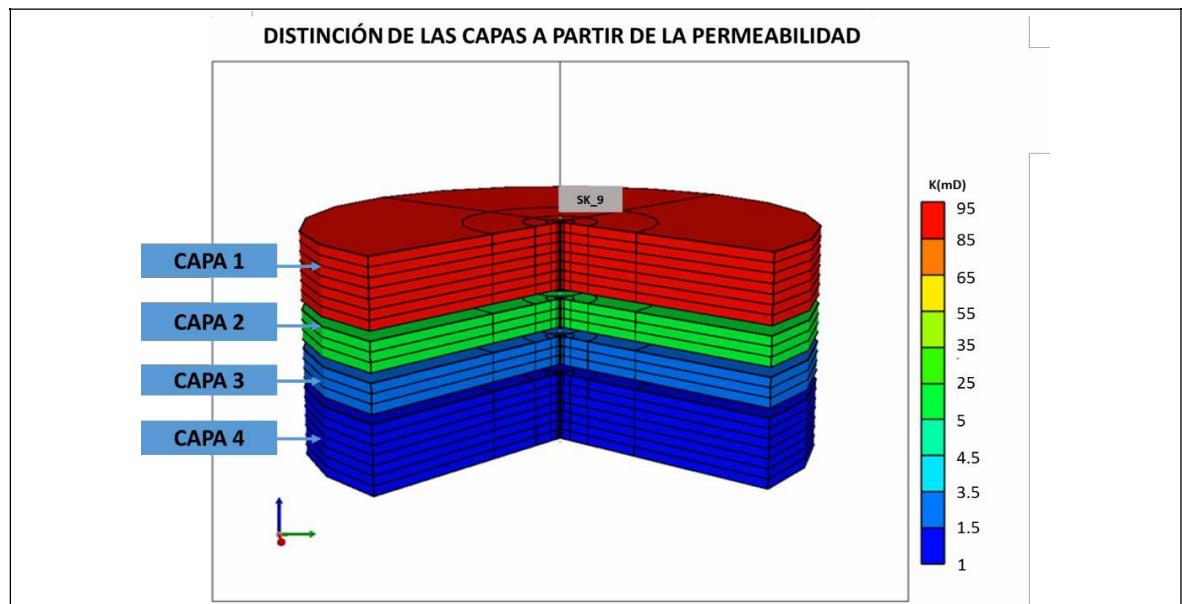
Set Using "Specify Property" or "Edit Property" Options.

Reservoir initially saturated (PB = P)

Constant Value Array (PB): 1896

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

Imagen 70. Modelo de simulación para el pozo SK_9



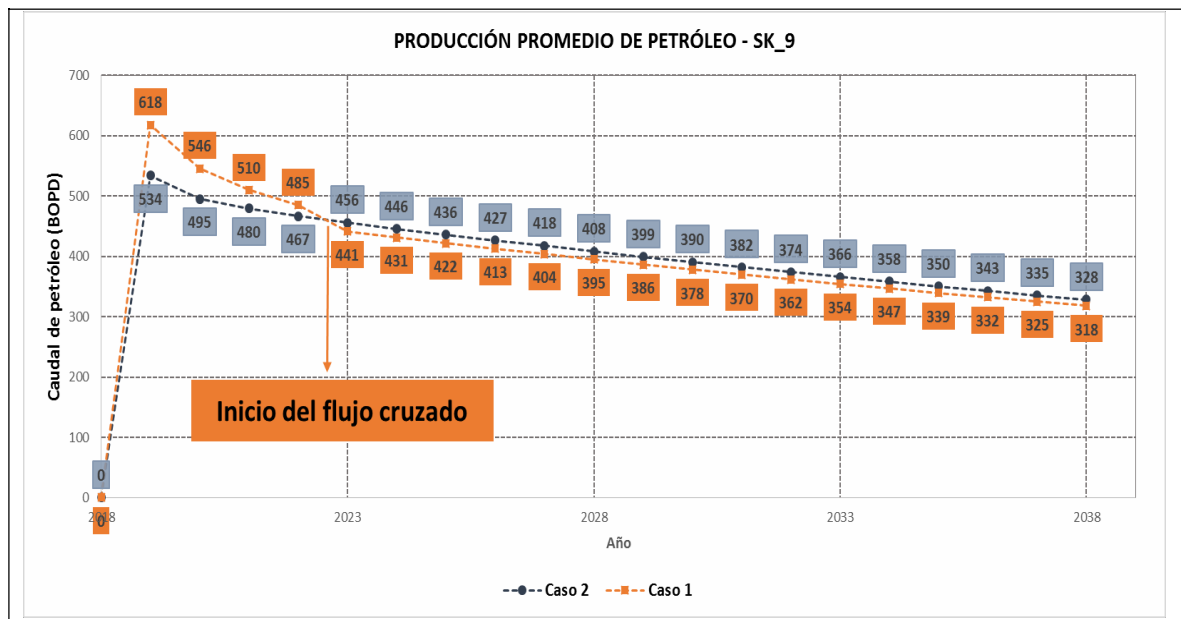
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_9. Colombia. 2018.

4.10.6 Simulación de los escenarios de producción. Se realizaron dos escenarios de producción con base en las pruebas iniciales. Al igual que los pozos anteriores, se evaluó la producción conjunta para determinar las características de flujo bajo dichas condiciones.

4.10.6.1 Primer escenario. Se realizó la apertura de todos los intervalos para evaluar el comportamiento del flujo a partir de la presión. Se observaron cambios en la capa 1, en la cual ocurría un aumento de presión en una sección de la zona. Esto indica que existe ingreso de fluido del pozo a la formación. Esta variación de presión se presentó luego de 5 años, donde la capa superior permitía el ingreso de fluido por su alto depletamiento en comparación a las otras zonas abiertas a producción. Con el fin de corroborar la presencia de flujo cruzado, se diseñó el escenario dos, en el cual se cerró la capa identificada como formación ladrona.

4.10.6.2 Segundo escenario. Como se me mencionaba anteriormente, este caso tuvo el propósito de cerrar la capa superior con el fin de identificar aumento en la producción debido a que el fluido aportado por los otros intervalos lograba llegar a superficie sin ingreso a otras zonas productoras. Como se observa en el **Gráfico 12**, el diferencial de producción representa una pérdida de 15 BOPD en el año 5, momento en el cual inicia el ingreso de fluido a la formación. El cierre del intervalo producción se realizó desde el año cero debido a que el modelo no permite alteraciones luego de que se inicia la simulación. Con el fin de mostrar gráficamente el fenómeno, se generaron una secuencia de imágenes que muestran el cambio en las presiones durante la vida útil del pozo (**numeral 5.2**).

Gráfico 12. Resultados de la simulación para el pozo SK_9.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

4.11 CONSTRUCCIÓN MODELO POZO SK_10

La construcción de modelo SK_10 tenía el objetivo de evaluar grupos de la formación Mugrosa a 8.400 pies de profundidad (MD) y dos zonas de la formación Colorado a 7.940 pies. A continuación, se explican los parámetros utilizados para desarrollar el modelo de simulación.

4.11.1 Condiciones de operación. Las condiciones de operación se mantuvieron constantes, al igual que los pozos anteriores, estableciendo la fecha de inicialización como el 15 de noviembre del 2017.

4.11.2 Condiciones de yacimiento. El desarrollo de la malla se realizó mediante el cálculo de los intervalos necesarios en el eje DK para poder evaluar las zonas de interés a sus respectivas profundidades.

Se asumió una malla con dimensiones 10x4x28 en DI, DJ, DK respectivamente con espesor constante de 20 pies. Adicionalmente, se inicializó el modelo teniendo en cuenta la presencia de dos capas como productoras de agua. Por esta razón, se asignó un porcentaje de agua de 99% y, las capas productoras de cantidad apreciable de hidrocarburo, se ajustaron mediante las curvas de permeabilidad relativa.

4.11.3 Componentes. Los datos del PVT se observan en la **Tabla 39** para la región saturada. Se estableció el punto de burbuja como constante a 1.672 psi. El valor fue ingresado con el propósito de evitar el cálculo por parte del simulador a partir del GOR.

Adicionalmente, se ingresó el valor de Factor volumétrico para valores superiores la presión de burbuja. Estos se observan en la **Tabla 40**.

Tabla 39. Datos de curvas PVT para región saturada en el pozo SK_10.

Presión (psia)	R_s (ft ³ /Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft ³ /Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
14,69	2,68	1,025	5,06	21,85	0,011	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
18038	19,20	1,031	63,52	18,20	0,011	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
346,07	39,12	1,038	124,64	15,05	0,012	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
511,75	61,00	1,045	188,53	12,57	0,012	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
677,44	84,33	1,053	255,21	10,64	0,012	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
843,13	108,83	1,062	324,65	9,13	0,013	3,00 e ⁽⁻⁰⁵⁾
1.008	134,31	1,072	396,69	7,94	0,013	2,63 e ⁽⁻⁰⁵⁾

Tabla 39. (Continuación)

Presión (psia)	R_s (ft³/Bbl)	β_o (BY/BN)	E_g (ft³/Bbl)	μ_o (cP)	μ_g (cP)	C_o (1/psi)
1.174	160,64	1,081	471,05	6,98	0,013	2,16 e(-05)
1.340	187,73	1,092	547,29	6,20	0,014	1,82 e(-05)
1.505	215,50	1,102	624,82	5,55	0,015	1,56 e(-05)
1.671	243,90	1,113	702,90	5,01	0,015	1,36 e(-05)

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_10. Colombia. 2018.

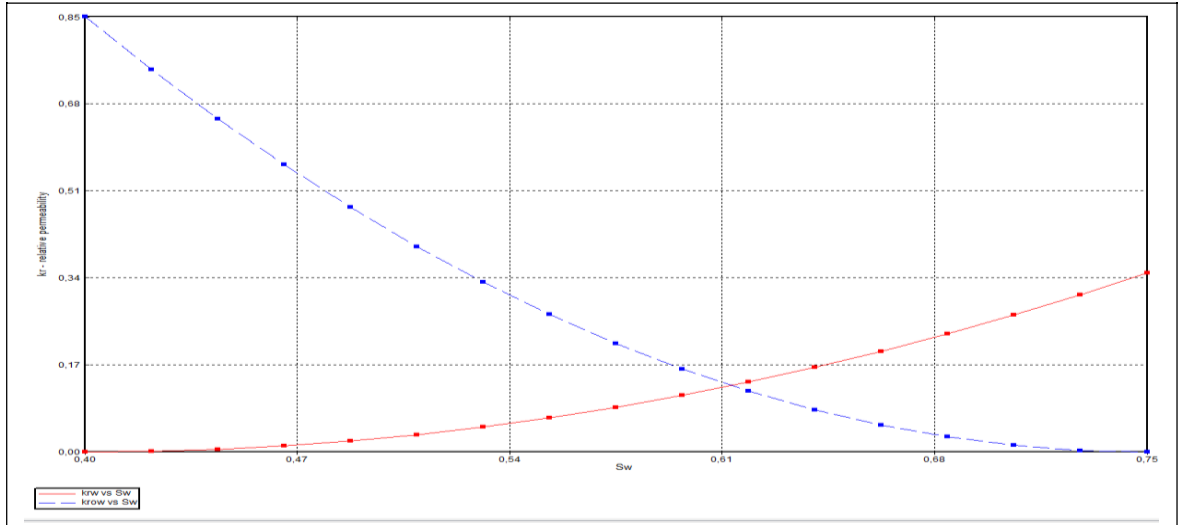
Tabla 40. Datos de curvas PVT para región subsaturada en el pozo SK_10.

Presión (psia)	β_o
1.672	1,1137
1.756,	1,1700
1.824	1,1750
1.891	1,1786
1.959	1,1806
2.026	1,1814
2.064	1,1835
2.564	1,1900
3.064	1,1932
3.564	1,1945
4.064	1,1973
4.564	1,1985
5.064	1,1991

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_10. Colombia. 2018.

4.11.4 Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas de permeabilidad relativa se realizaron utilizando los datos obtenidos en laboratorio. Fue necesario desnormalizar las curvas, ya que en primera instancia se trabajaron conforme se habían entregado en los informes, pero no se logró la convergencia del modelo. En la **Imagen 71** se observan las curvas desnormalizadas utilizadas durante la simulación.

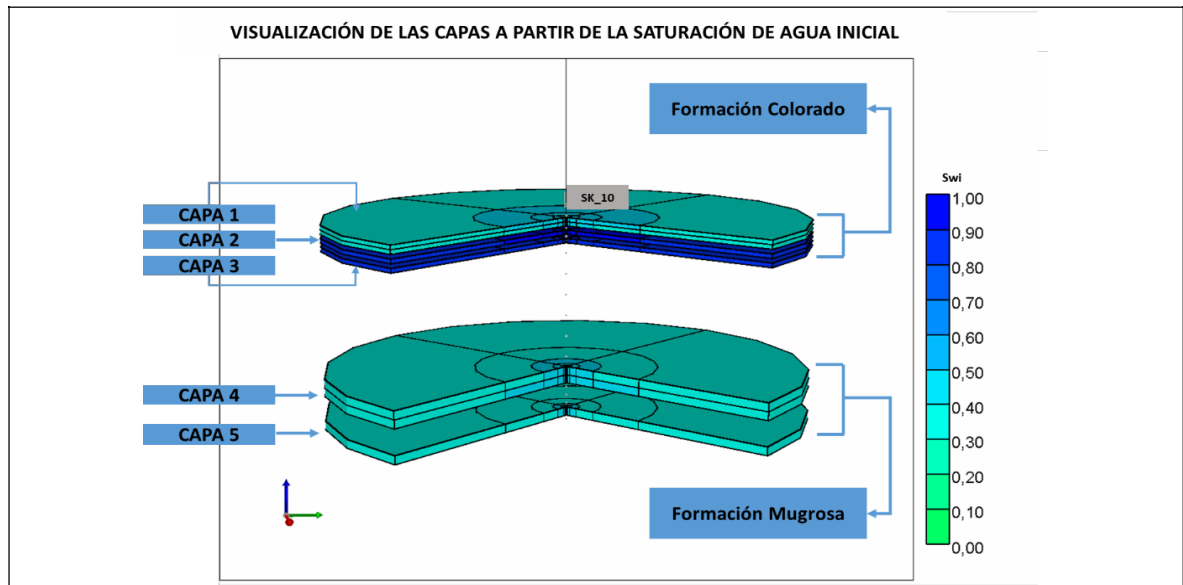
Imagen 71. Curvas de permeabilidad relativa de la formación Esmeraldas para el pozo SK_10.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_10. Colombia. 2018.

4.11.5 Construcción del pozo e inicialización del modelo. Se trabajó con flujo bifásico de agua y petróleo y una presión al Datum de 4.090 psi a 8.010 pies de profundidad. El pozo no tiene influencia por acuíferos cercanos o una capa de gas asociada, razón por la cual el contacto agua petróleo fue establecido como 10.100 pies (donde no tiene afectación sobre el modelo por intrusiones de agua) y se manejó el contacto gas - petróleo como nulo. En la **Imagen 72** el modelo construido para el pozo SK_10.

Imagen 72. Modelo de simulación del pozo SK_10.



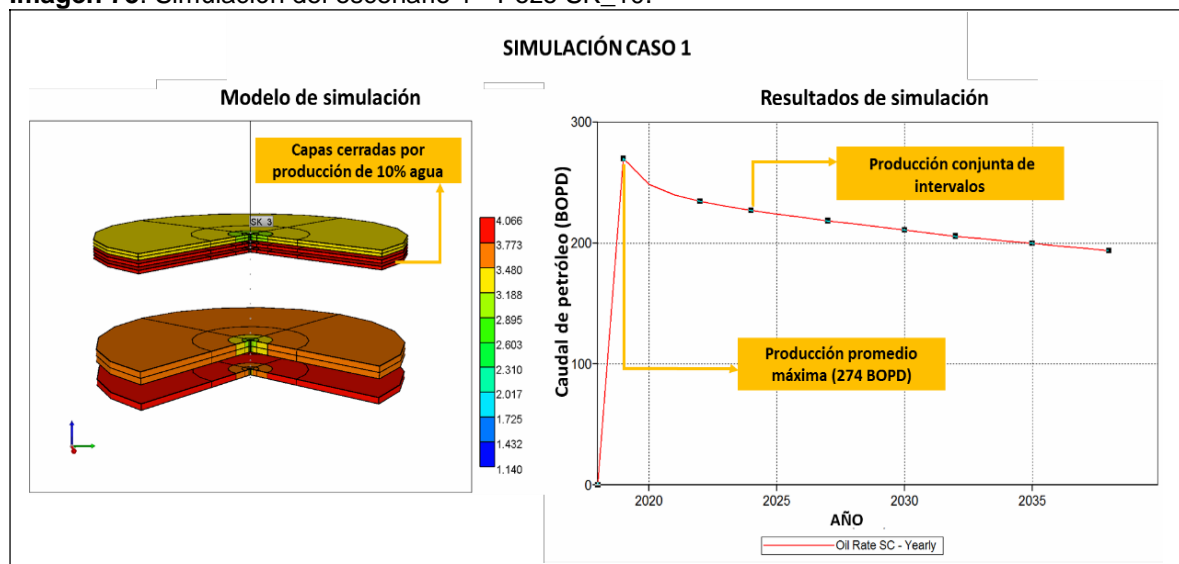
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_10. Colombia. 2018.

El pozo es de tipo vertical, con una profundidad máxima de 8.400 pies en MD. Se diseñó la sección de producción respetando las dimensiones del pozo en el liner de producción (8 ¾ pulgadas) y estableció el completamiento con un tubing de 3 ½ de pulgadas. Las restricciones del pozo se ajustaron según la tasa máxima producida y el corte de agua como restricción para determinar la vida útil del pozo. Este último factor se consideró como un 90% de producción de agua.

4.11.6 Simulación de escenarios de producción. Los escenarios se establecieron a partir de las pruebas iniciales y el conocimiento de las saturaciones de agua de las arenas productoras. El primer caso se realizó mediante la apertura de los intervalos productores de hidrocarburo (1,4 y 5), manteniendo cerrados los intervalos con aporte de 100% agua.

4.11.6.1 Primer escenario. El primer escenario tuvo en cuenta la producción conjunta de las zonas con aporte apreciable de petróleo. Como se mencionó en el capítulo anterior, durante las pruebas se determinó que las capas 2 y 3 eran productoras de agua, por lo cual fueron cerradas para la primera simulación. Como se observa en la **Imagen 73**, las capas produjeron eficientemente, sin presentar bloqueos o flujo cruzado. Se generó el depletamiento de las zonas, permitiendo el cálculo de un caudal máximo recuperable de 274 BOPD.

Imagen 73. Simulación del escenario 1 - Pozo SK_10.

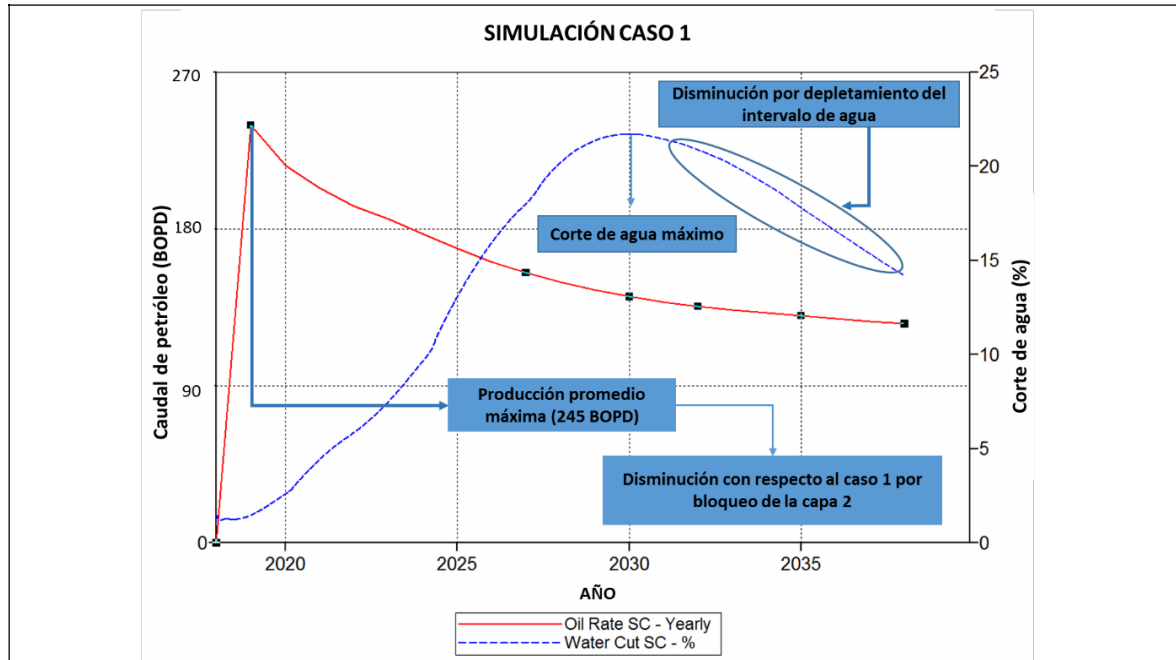


Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_10. Colombia. 2018.

4.11.6.2 Segundo escenario. Para el segundo caso se tuvo en cuenta lo evidenciado en la simulación del pozo SK_2. En este, la capa con producción de 100% agua generó un bloqueo a las capas productoras de petróleo. Por esto, con el fin de rectificar si el tipo de fluido interfiere en la producción, se decidió simular el pozo abriendo la capa 2. Como se observa en el **Gráfico 13**, la producción de

petróleo disminuyó a 245 BOPD como caudal máximo, presentando una reducción de 29 BOPD. A pesar de que no ocurrió un bloqueo completo como en el pozo SK_2, se redujo la producción como consecuencia del aumento en el peso de la columna y la mayor movilidad del agua con respecto al petróleo.

Gráfico 13. Resultados de simulación del escenario 2 - pozo SK_10



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_10. Colombia. 2018.

4.12 RESULTADOS DE LOS MODELOS RADIALES

A partir del análisis de presiones, cuantificación de caudales y observación del comportamiento de variables, se determinó que los pozos SK_6 y SK_9 presentan flujo cruzado y por consiguiente están generando pérdidas de producción a causa de este fenómeno. La simulación fue analizada en la herramienta *Results 3D* del simulador CMG, con el fin de evidenciar de manera visual los cambios de presión atribuidos al flujo de fluidos desde la formación al pozo y del pozo hacia la formación (flujo cruzado). Los pozos mencionados mostraron zonas donde el depletamiento no era constante y, por el contrario, tendía a aumentar la presión a pesar de que el sistema se estaba despresurizando por la salida de fluido. Como se mencionaba anteriormente, ocurrió un cambio de presión después de un corto tiempo de producción. Estos cambios visuales fueron la primera estrategia para identificar el flujo cruzado. La segunda fue la cuantificación del caudal que no estaba ascendiendo a superficie. Para esto, se cerró la capa con flujo cruzado y se comparó el caudal recuperado con respecto al caudal producido durante la extracción conjunta. En los pozos SK_6 y SK_9, la producción aumentó luego del cierre, corroborando la teoría planteada. A partir de los valores calculados, se

construyeron las curvas IPR mostradas en el capítulo 5. En este se realiza el análisis cuantitativo de las pérdidas de producción.

Por otra parte, se identificó que tres pozos presentaban bloqueo de flujo causado por la presión del fluido en el interior del pozo (pozos SK_2, SK_3 y SK_8). Esto generaba que el fluido en el yacimiento no venciera la presión de la columna dentro del pozo y, por consiguiente, no aportara caudal. A pesar de que se considera como una pérdida de producción, se diferencia del flujo cruzado por el comportamiento de la presión en el sistema. En el bloqueo, se observa una presión constante, a diferencia del flujo cruzado donde ocurre incremento de la presión en un punto específico. La presión constante indica que la formación no está aportando, pero tampoco permite el ingreso de fluido.

En el capítulo 5 se realiza la cuantificación y discusión de resultados sobre los pozos objeto de estudio, haciendo énfasis en los dos casos con flujo cruzado. En la **Tabla 41** se realiza un resumen de los resultados obtenidos durante el capítulo.

Tabla 41. Resumen de los resultados obtenidos en las simulaciones.

Pozo	Número de intervalos	Intervalos productores	Observación
SK_1	2	2	No hay presencia de flujo cruzado o bloqueo
SK_2	5	4	Bloqueo de flujo de las capas 1,2,3 y 4 por producción de agua de la capa 5.
SK_3	2	1	Bloqueo de flujo de la capa 1 por la producción de la capa 2
SK_4	4	2	No hay presencia de flujo cruzado o bloqueo
SK_5	4	3	Intervalo sin producción por baja permeabilidad
SK_6	4	3	Presencia de flujo cruzado en la capa 1
SK_7	9	9	No hay presencia de flujo cruzado o bloqueo
SK_8	6	6	Bloqueo de flujo en la capa 3
SK_9	4	3	Presencia de flujo cruzado 5 años después de iniciar la producción.
SK_10	5	3	Si hay apertura de la capa 2 (100% agua) genera bloque de flujo en la capa 1

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_5. Colombia. 2018.

5. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR Y EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES QUE GENERAN EL FLUJO CRUZADO ENTRE INTERVALOS PRODUCTORES CONECTADOS POR UN MISMO POZO.

5.1 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR

En éste numeral se realiza la construcción de las curvas IPR para dos pozos exploratorios de la zona central del VMM que presentaron flujo cruzado (pozo SK_6 y pozo SK_9), con el fin de mostrar el comportamiento de los caudales para cada intervalo y su variación cuando se producen en conjunto. La construcción de las curvas se realiza a partir de la ecuación de Darcy (los valores por encima del punto de burbuja) y la ecuación de Vogel (valores por debajo del punto de burbuja).

5.1.1 Curvas IPR a partir de la ecuación de Darcy. La ecuación de Darcy para el cálculo del caudal se basa en la determinación del índice de productividad bajo condiciones ideales. Las curvas de Vogel y Darcy arrojan los mismos resultados por encima del punto de burbuja, razón por la cual fue asumida la **Ecuación 6** durante la determinación de la producción para la región subsaturada.

Ecuación 6. Ecuación de Darcy para flujo monofásico.

$$Q_o = J * (P_s - P_{wf})$$

Fuente. Elaboración propia. Basado en: HIRSCHFELT, Marcelo. RUIZ, Rodrigo. Conceptos de Well Performance. Septiembre, 2008. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf]

Donde,
 Q_o = caudal de petróleo por día (BOPD).
 P_{ws} = presión de yacimiento (psia).
 P_{wf} = presión de fondo fluyente (psia).
 J = índice de productividad

5.1.2 Curvas IPR a partir de la ecuación de Vogel. La ecuación de Vogel es utilizada para la construcción de curvas IPR con valores de presión por debajo del punto de burbuja, asumiendo un valor de daño igual a cero. Esta realiza una corrección de la ecuación de Darcy para obtener caudales mas certeros y acercados a la realidad de producción del pozo (**Ecuación 7**).

Ecuación 7. Ecuación de Vogel

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_s} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2$$

Fuente. HIRSCHFELT, Marcelo. RUIZ, Rodrigo. Conceptos de Well Performance. Septiembre, 2008. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf]

Donde, Q_o = caudal obtenido (BOPD)
 Q_{max} = caudal máximo, asumiendo P_{wf} como cero (BOPD)
 P_{wf} = presión de fondo fluyente (psi).
 P_s = presión de yacimiento (psi)

5.1.2.1 Pozo SK_6. Se asumieron las siguientes condiciones: Radio de pozo (R_w) de 0,324 ft, radio de drenaje (R_e) de 5.000 ft, un Índice de Productividad de 0,04 BOPD/psi para cada intervalo y commingled de 0,1 BOPD/psi y un factor de daño de 0. Las propiedades bajo las cuales se presentó el flujo cruzado en este pozo, se encuentran en la **Tabla 42**.

Tabla 42. Datos de formaciones e intervalos productores para el pozo SK_6.

FORMACIÓN	INTERVALO (ft)	CAUDAL APORTADO (BOPD)	Presión de yacimiento (psia)	I. PRODUCTIVIDAD (BOPD/PSI)
MUGROSA	9.305-9.308	83	4.646,70	0,0297
	9.710-9.783	115	4.616,39	0,0416
ESMERALDAS	10.425-10.483	168	4.673,11	0,0595
	10.612-10.740	164	4.703,42	0,0575
PRODUCCION CONJUNTA		456	4.703,42	0,1598
PRODUCCIÓN CAPA 1 CERRADA		542	4.703,42	0,1899

Fuente. ECOPETROL S.A. "Informe de pruebas para el pozo SK_6". Colombia 2018. Modificada por autores.

Tomando en cuenta los valores de presión, viscosidad del petróleo y factor volumétrico presentados en el capítulo 3, se seleccionaron los datos que debían incluirse en las **Ecuaciones 6 y 7**. Se creó una hoja de cálculo en Excel para realizar el análisis correspondiente de los caudales por intervalo y combinado. Los valores de Factor Volumétrico y Viscosidad se muestran en la **Tabla 43**

Tabla 43. Datos de propiedades de presión, factor volumétrico y viscosidad para el pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	β_o (BY/BN)	μ_o (cP)
14,69	1,05	3,02
123,59	106	2,72
232,48	1,07	2,44
341,37	1,07	2,2
450,27	1,08	1,99
559,16	1,09	1,82
668,05	1,1	1,67
885,84	1,12	1,44

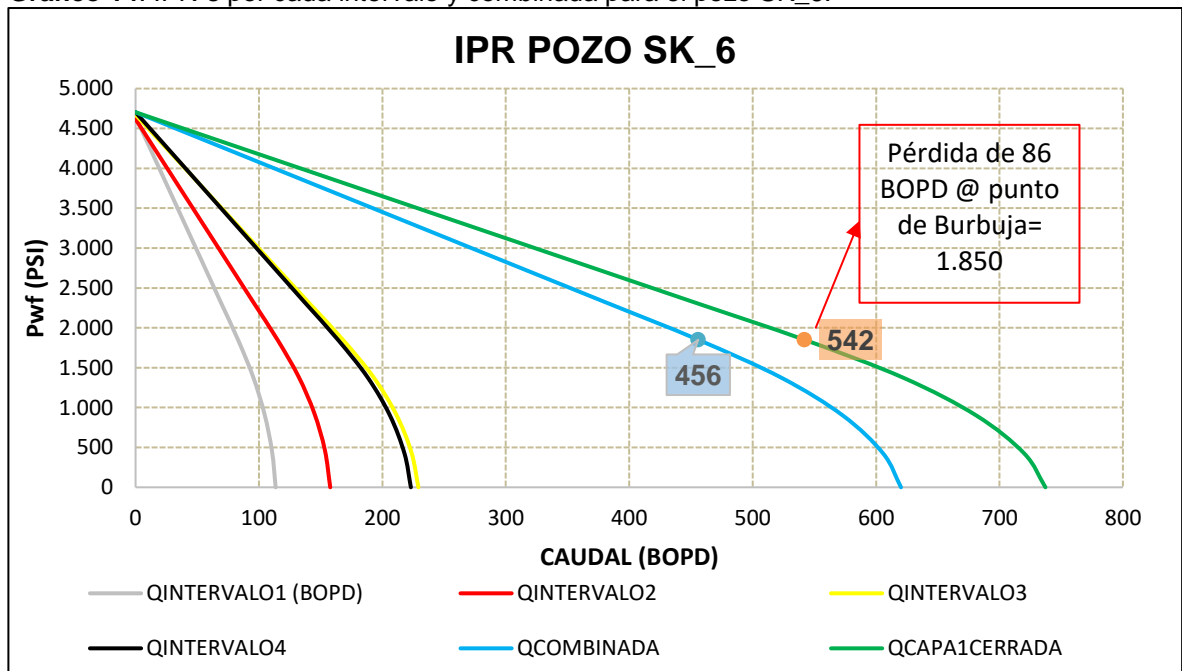
Tabla 43. (Continuación)

P_{wf} (psia)	β_o (BY/BN)	μ_o (cP)
994,73	1,14	1,35
1.103	1,15	1,27
1.212	1,16	1,19
1.321	1,17	1,13
1.430	1,18	1,07
1.539	1,2	1,02
1.648	1,21	0,97

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: ECOPETROL S.A. “Informe de pruebas para el pozo SK_6”. Colombia 2018. Elaborada por autores.

El **Gráfico 14** representa la producción (BOPD) versus la presión de fondo fluuyente para cada uno de los intervalos del pozo SK_6 y cuando se produce de forma conjunta (tomando 4.648 psi como presión de yacimiento). Los datos utilizados para la construcción de las curvas se encuentran en el **Anexo D**.

Gráfico 14. IPR´s por cada intervalo y combinada para el pozo SK_6.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. “Informe de pruebas para el pozo SK_6”. Colombia 2018. Elaborada por autores.

5.1.2.2 Pozo SK_9. Para este pozo se asumieron las siguientes condiciones:

- Radio e pozo (R_w) de 0,324 ft.

- Radio de drenaje (Re) de 5.000 ft.
- Índice de Productividad por intervalo de 0,03 BOPD/psi.

Tabla 44. Datos de formaciones e intervalos productores para el pozo SK_9.

FORMACIÓN	INTERVALO (ft)	CAUDAL APORTADO (BOPD)	Presión de yacimiento (psia)	I. PRODUCTIVIDAD (BOPD/PSI)
MUGROSA	9.305-9.308	89	4.640	0,0355
	9.710-9.783	112	4.663	0,0443
ESMERALDAS	10.425-10.483	365	4.680	0,1432
	10.612-10.740	143	4.702	0,0556
PRODUCCION CONJUNTA		441	4.702	0,1716
PRODUCCIÓN CAPA 1 CERRADA		456	4.702	0,1774

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. “Informe de pruebas para el pozo SK_9”. Colombia 2018. Elaborada por autores.

A partir de los valores de presión, viscosidad del petróleo y factor volumétrico presentados en los informes, se realizaron los cálculos usando las **Ecuaciones 6 y 7**. La construcción de las curvas se realizó en una hoja de cálculo de Excel. Los valores de Factor Volumétrico y Viscosidad se muestran en la **Tabla 45**.

Tabla 45. Datos de propiedades de presión, factor volumétrico y viscosidad para el pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	β_o (BY/BN)	μ_o (cP)
14,6	1,026	8,194
128,5	1,030	7,257
242,3	1,039	6,391
356,1	1,042	5,612
469,9	1,048	5,011
583,7	1,055	4,525
697,5	1,062	4,069
811,3	1,070	3,785
925,1	1,078	3,345
1.039	108.677	3,148
1.152	1,095	2,815
1.266	1,104	2,688
1.380	1,113	2,509
1.494	1,122	2,351
1.608	1,132	2,211

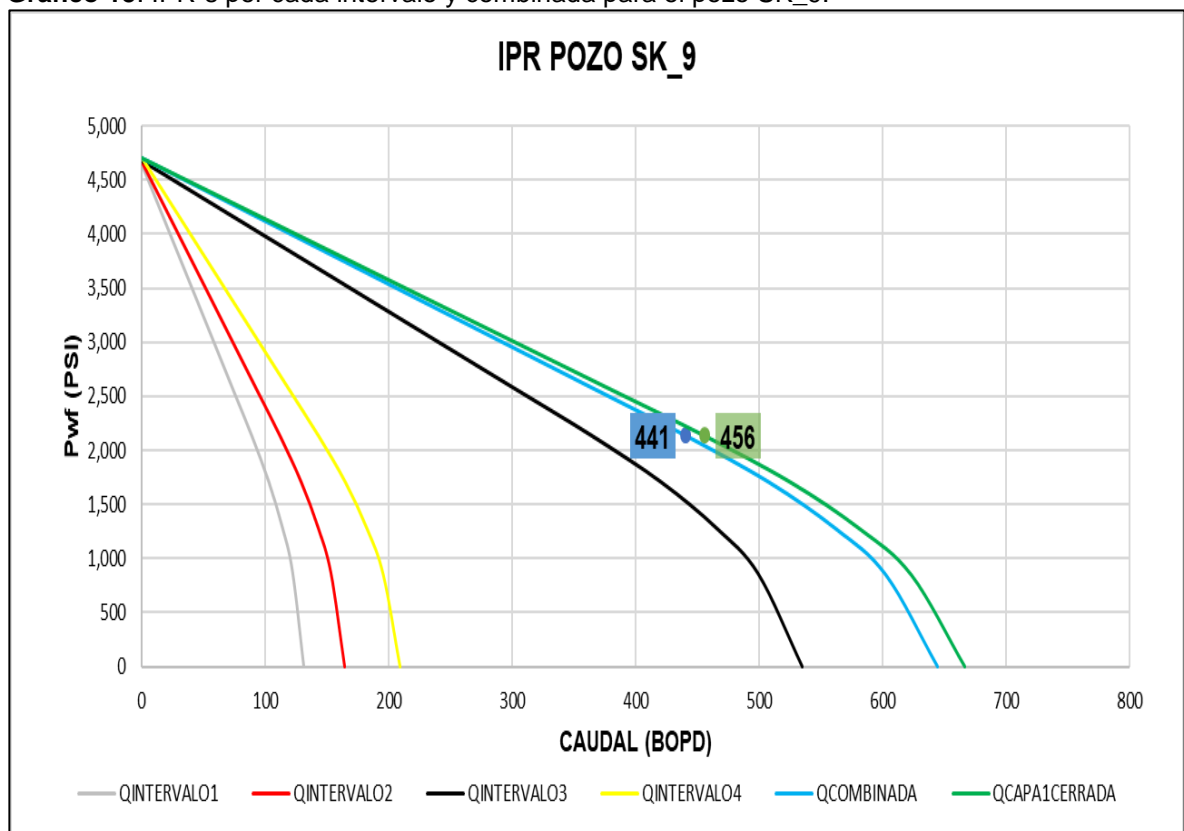
Tabla 45. (Continuación)

P_{wf} (psia)	β_o (BY/BN)	μ_o (cP)
1.721	1,142	2,086
2.370	1,209	1,533
3.153	1,284	1,209
3.868	1,367	0.999
4.584	1,455	0.852
5.300	1,550	0.743

Fuente. ECOPETROL S.A. “Informe de pruebas para el pozo SK_9”. Colombia 2018 Modificada por los autores.

En el **Gráfico 15** se representa la producción de petróleo (BOPD) versus la presión de fondo fluyente para cada uno de los intervalos y durante la producción conjunta (presión de yacimiento igual a 4.820 psi) Los valores utilizados para la construcción de las curvas se encuentran en el **Anexo D**.

Gráfico 15. IPR´s por cada intervalo y combinada para el pozo SK_9.



Fuente. Elaboración propia basado en: ECOPETROL S.A. “Informe de pruebas para el pozo SK_9”. Colombia 2018.

5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de realizar los modelos de simulación, se observó que el flujo cruzado era la causante de la reducción en la producción en dos de los diez pozos evaluados. Para los pozos SK_6 y SK_9, fue posible identificar un incremento de presión en zonas específicas luego de la inicialización del modelo. Teniendo en cuenta que no se estaban trabajando con pozos inyectoros o algún ingreso adicional de fluido al sistema, se concluyó que el aumento de presión era atribuido al ingreso de fluido aportado por otra formación. Esto reveló que sí puede considerarse el flujo cruzado como una causal de pérdida de fluido luego de la producción de cierta cantidad de caudal. En el caso del pozo SK_6 fue apreciable la pérdida de fluido después de 15 días de simulación, tiempo bastante corto si se tiene en cuenta la vida útil del pozo (aproximadamente 20 años). Al transcurrir el tiempo, el sistema tiende a encontrar un equilibrio, por lo que la pérdida disminuye conforme disminuye la presión y el caudal aportado. Para el caso del pozo SK_9 fue menos pronunciado el flujo cruzado debido a que los diferenciales de presión generados fueron menores que en el caso anterior. Como se observa en la **Imagen 74**, las capas muestran un cambio considerable de presión vs tiempo a excepción de un intervalo específico. En este, la presión tiende a aumentar con el tiempo, reflejando ingreso de fluido. En la **Imagen 75** se realiza la misma, pero analizando el pozo SK_9. En esta, se observa un leve incremento de presión identificado por el aumento en la escala de colores trabajada para ese caso.

La diferencia entre la pérdida de producción de los dos modelos se atribuye directamente a las presiones. Como se había establecido en el análisis de sensibilidad explicado en el capítulo 2, la presión cumple un papel fundamental en la aparición de flujo cruzado. Por esta razón, si se relaciona este aspecto con las profundidades del modelo SK_6, se puede observar que dicho pozo tiene diferencias en profundidad mayores al pozo SK_9, generando diferenciales de presión más pronunciados entre capas productoras. Adicional a esto, se debe considerar que se están produciendo formaciones diferentes, por lo que aumenta la posibilidad de que una arena tenga un depletamiento más pronunciado que otra y favorezca los diferenciales de presión entre zonas abiertas a producción.

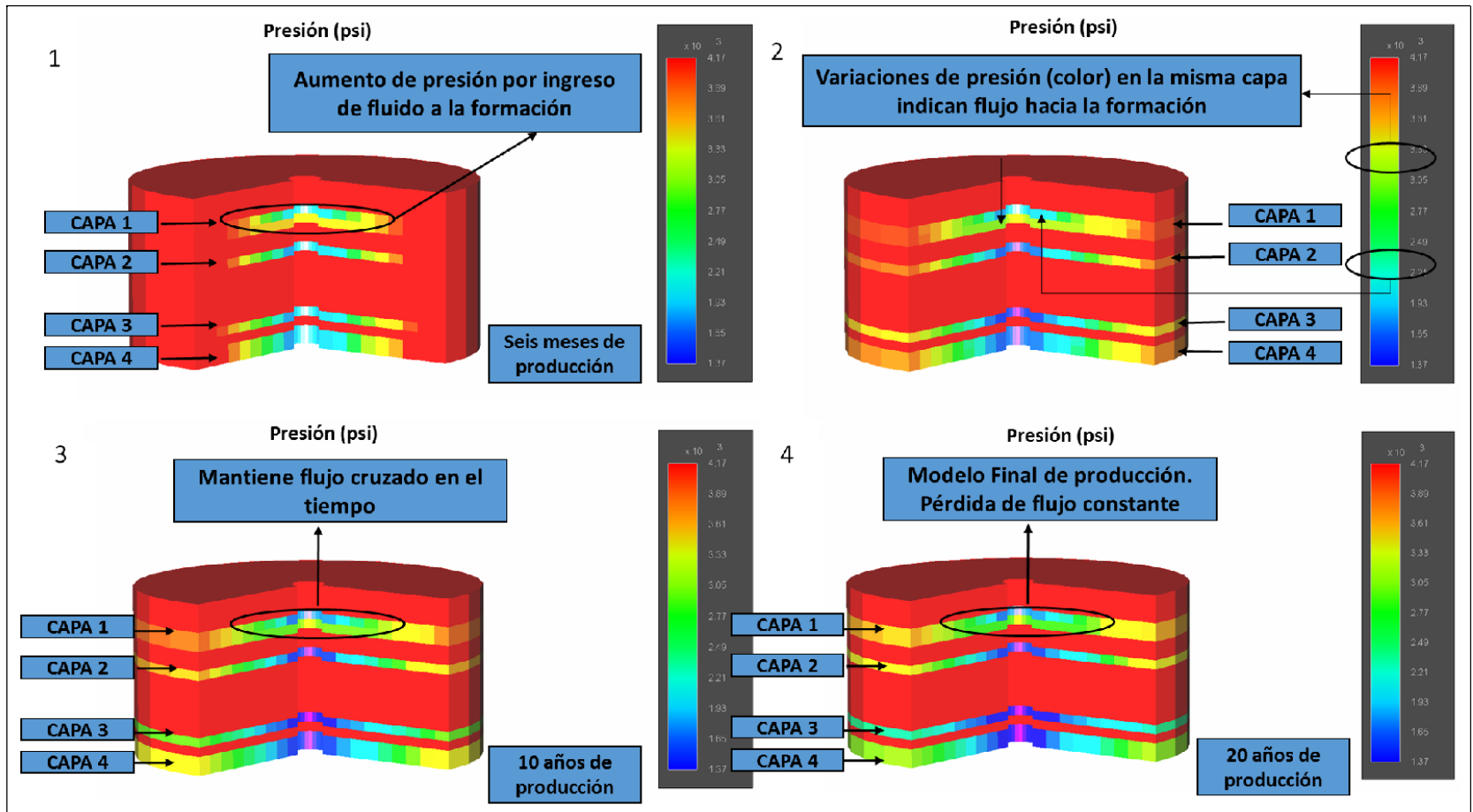
Para determinar la cantidad de fluido que se estaba dejando de producir, se realizó el estudio de los valores obtenidos de la simulación y el comportamiento de las curvas IPR. Como se mencionaba en el capítulo anterior, a partir de la herramienta Results 3D y Results Graph, se determinó la zona específica que presentaba flujo cruzado. A partir de esto, se calculó el aporte cerrando la formación ladrona versus la producción con flujo cruzado. La diferencia fue considerada como la pérdida generada hacia la formación ladrona. En el pozo SK_6, la pérdida fue de 86 barriles por día en el año 1. Esta diferencia se observa en el **Gráfico 9**, donde el escenario 2 no reproduce el escenario 1, indicando pérdidas durante la producción conjunta. Para el pozo SK_9, la pérdida fue de 15 barriles por día en el año 1, valor corroborado con la utilización de las curvas IPR. En estas, se observa que la pérdida

es menor en comparación al pozo SK_6, debido a que, como se mencionaba, los diferenciales de presión son menores y por consiguiente la formación permite el ingreso de menor cantidad de flujo desde el pozo. Adicionalmente, se debe aclarar que la aparición del flujo cruzado se generó luego del depletamiento de la zona con mayor permeabilidad. Esto generó condiciones óptimas para el desarrollo del fenómeno.

En los pozos SK_2, SK_3 y SK_8 fue identificada una interferencia entre zonas productoras debido a que ocurría bloqueo de flujo por parte de un intervalo a otro. Esto se diferenció de los casos SK_6 y SK_9 debido a que en las zonas no ocurría un aumento de presión sino una constancia de esta, razón por la cual se concluyó que la formación no estaba aportando fluido (por lo cual no sufría caídas de presión) pero tampoco permitía el ingreso del fluido del pozo hacia la arena. A pesar de que no se presentaba flujo cruzado, si se perdía producción diaria, traducidas en dinero para la operadora. El caso más crítico se presentó en el pozo SK_2 donde se tenían como objeto de estudio cinco intervalos pertenecientes a la formación Esmeraldas. En este caso, las diferencias en profundidad, permeabilidad y presión no eran considerables. Sin embargo, durante las pruebas realizadas se observó diferencias en la producción con respecto al esperado. Por esta razón, el pozo fue considerado como candidato para evaluar la presencia de flujo cruzado. Sin embargo, al realizar el modelo, se observó que la zona de agua estaba generando la interferencia del flujo al bloquear las cuatro zonas prospectivas superiores. Esto conllevó a la pérdida de 75 Barriles diarios hasta que el depletamiento de la capa inferior permitiera el flujo de las superiores. Dicho momento se alcanzó luego de 5 años, donde el flujo de las capas con presencia de hidrocarburo fue apreciable.

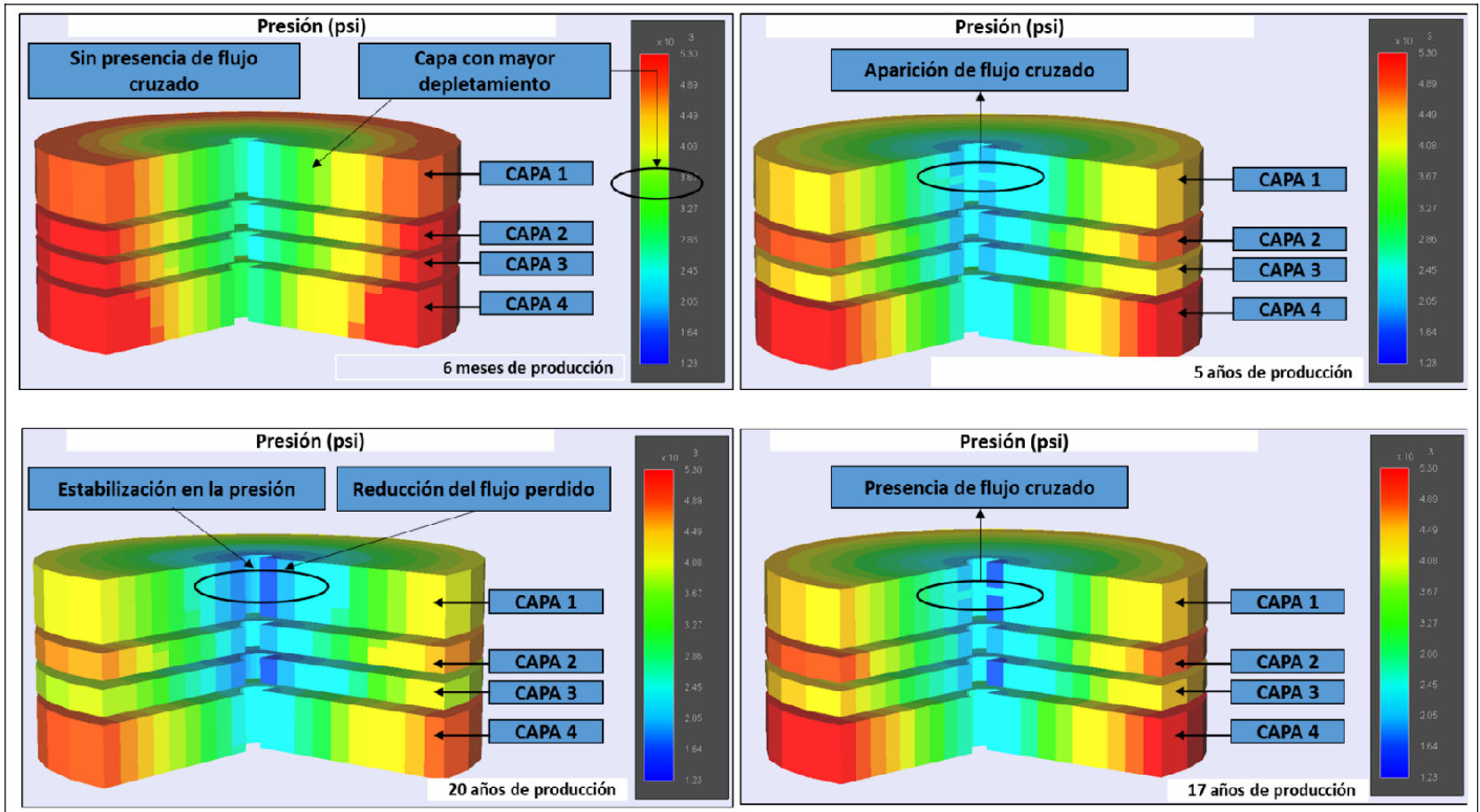
Adicionalmente, se realizó una prueba con el pozo SK_10, el cual presentaba condiciones similares al SK_2. En los dos casos se apreciaban capas con producción elevada de agua y por lo cual habían sido consideradas como no petrolíferas. La prueba consistió en producir cuatro intervalos del pozo SK_10 simultáneamente, sin cerrar la zona productora de agua. Con esto, se pretendía ver si la presencia de agua era el factor crítico para que se produjera el bloqueo (como ocurrió en SK_2). Los resultados obtenidos muestran que la producción de agua si generó interferencia en la capa superior, generando pérdidas de flujo de hidrocarburo. A pesar de que no hubo un bloqueo completo, la zona 1 redujo su producción a 48 barriles de fluido total por día, representando 29 BOPD de pérdidas. Esta prueba permitió identificar que el tipo de fluido repercute en la habilidad de las capas superiores de vencer la fuerza generada por el fluido presente en el pozo. La diferencia entre los dos casos puede atribuirse a la permeabilidad de las zonas de interés y el espesor que se estaba produciendo. La capa que registró interferencia en el pozo SK_10 tenía espesor y permeabilidad mayores a las arenas 1, 2, 3,4 del pozo SK_2. Por esta razón, el bloqueo fue parcial y no generó pérdida completa del caudal. Esta prueba se observa en la **Imagen 76**.

Imagen 74. Secuencia de distribución de presión para el pozo SK_6



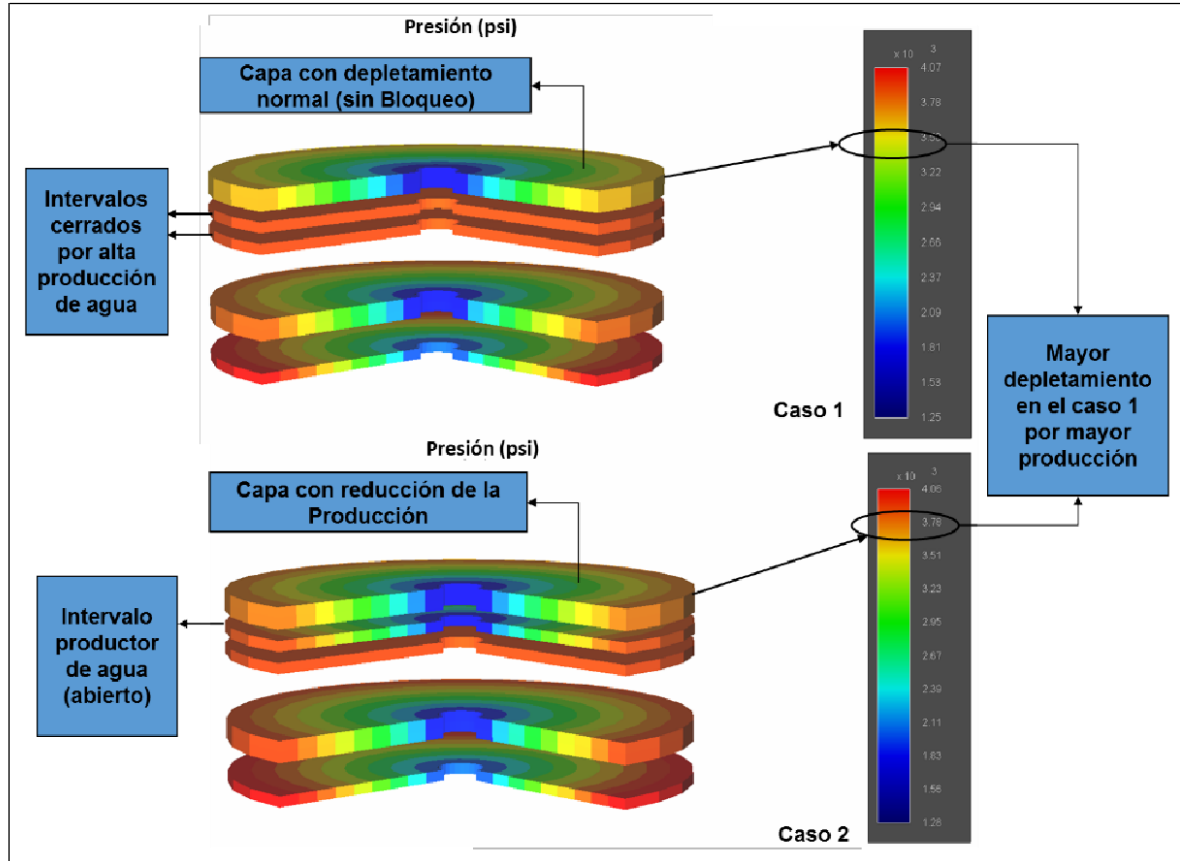
Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPEPETROL S.A. "Informe de pruebas para el pozo SK_6". Colombia 2018. Elaborada por autores.

Imagen 75. Secuencia de distribución de presión para el pozo SK_9



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Modelos de simulación para pozo SK_9. Colombia 2018.

Imagen 76. Restricciones del pozo SK_8 necesarias para inicializar el modelo.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Modelos de simulación para pozo SK_10. Colombia 2018.

5.3 CONDICIONES QUE GENERAN FLUJO CRUZADO

A partir de la teoría, el análisis de sensibilidad y la simulación de los escenarios, se identificaron las condiciones que favorecen la presencia de flujo cruzado y el grado de afectación de cada uno de sobre la pérdida de producción en pozos exploratorios de la zona central de Valle Medio del Magdalena. Se debe aclarar que las condiciones señaladas a continuación aplican para los casos tomados como objeto de estudio, teniendo en cuenta que las características de cada pozo y yacimiento son distintas. Por esta razón, los escenarios identificados en el desarrollo del proyecto pueden no ser aplicables para otros casos de estudio.

Las condiciones que favorecen la aparición del flujo cruzado son:

- **Los diferenciales de presión de yacimiento entre zonas productoras:** como se explicada anteriormente, el depletamiento en mayor proporción de ciertas zonas incrementa el riesgo de flujo cruzado, al generar que la dirección de flujo sea desde el pozo hacia la formación y no de la formación al pozo.

- **Gradientes de presión diferentes en cada intervalo:** esto suele presentarse en pozos que ya han sido producidos. Sin embargo, pueden ocurrir en fase exploratoria si hay conexión areal con otros pozos perforados en el mismo bloque, pero que eran considerados parte de otro campo.
- **Diferenciales de profundidad:** contribuye con los diferenciales de presión, ya que entre más somero sea el yacimiento, se espera una menor presión. La conexión de yacimientos con profundidades diferentes (mayores a 2.000 pies), puede incrementar el diferencial de presión.
- **Variaciones de permeabilidad entre formaciones:** el depletamiento de una formación está relacionado con su capacidad para permitir el flujo desde su interior hacia el pozo. Si las condiciones de operación son idóneas, las arenas con mayor permeabilidad se depletarán de forma acelerada. Esto influye en el diferencial de presión y la dirección del flujo.
- **Producción de formaciones diferentes:** cada formación tiene sus características propias y por esto, pierden presión en diferente proporción. Para zonas de alta heterogeneidad, es importante un estudio previo que determine las propiedades principales de cada formación y su comportamiento ante la producción del fluido almacenado en su interior.

Adicionalmente, se identificaron las condiciones que permiten el bloqueo de fluido entre formaciones productoras. Este fenómeno fue diferenciado del flujo cruzado como causal de la reducción de crudo recuperado. Los escenarios que favorecieron la interferencia de flujo fueron:

- **Presencia de intervalos con alta producción de agua:** las diferencias en la densidad y viscosidad del fluido afectan la movilidad de este, generando que el agua (al ser menos viscosa y por consiguiente más móvil) limite el flujo del hidrocarburo y reduzca el caudal de petróleo obtenido en superficie.
- **Capa de baja producción vs capas con alta producción:** la capa de alta productividad puede afectar la producción de la zona con menor aporte de caudal como consecuencia de la presión generada en la columna de fluido dentro del pozo. Esta sobrepasa la presión del intervalo con baja productividad y, por lo tanto, no permite el aporte del mismo.
- **Formaciones con daño de formación positivo:** la reducción de la permeabilidad en la zona cercana a la cara del pozo sumado a los diferenciales de presión, generan reducción de flujo o bloqueo completo de la formación, al no permitir la salida del hidrocarburo al pozo.

6. EVALUACION FINANCIERA DE LA PERDIDA DE PRODUCCIÓN ASOCIADA AL FLUJO CRUZADO

La zona central de la Cuenca del VMM se caracteriza por presentar grandes volúmenes acumulados de petróleo. Es una de las zonas más representativas del país y que ha aportado mayores ingresos a la economía de la nación. En efecto, se hace indispensable continuar conociendo a fondo las propiedades petrofísicas de la misma, en razón a que su alta heterogeneidad presenta problemas, que si no se identifican con la mayor exactitud, puede generar pérdidas para una compañía.

Es así como los pozos exploratorios analizados en la zona central del VMM, sirvieron como instrumento clave de estudio para identificar las variables y condiciones bajo las cuales se presenta flujo cruzado. Durante el desarrollo de éste proyecto se identificó que las variables que mayor impacto tienen son: los diferenciales de presión de yacimiento entre capas productoras, la permeabilidad, el espesor y, en algunos casos, la diferencia de viscosidades entre el fluido producido por los intervalos.

Cabe rescatar que el ejercicio académico desarrollado en éste proyecto logró identificar dos pozos con flujo cruzado y los cuales son el objeto de estudio para cuantificar la pérdida económica que genera el fenómeno a ECOPETROL S.A.

En el desarrollo del capítulo se cuantifica la pérdida monetaria de la empresa causada por el flujo cruzado presente en los pozos SK_6 y SK_9. La proyección se realizó para 15 años de producción con una tasa interna de oportunidad (TIO) asumida como el 10% debido a que la WAAC (Wiegthed Average Cost of Capital) de Ecopetrol oscila entre 9.77% y 10.98%²¹. Además, se asumieron los costos de producción de un barril de crudo (26.61 \$US/BI) y la perforación de un pozo vertical (1.847 \$US/ft) según los datos registrados por la empresa durante el año 2017²².

A continuación, se realiza la aplicación de los indicadores utilizados y el análisis de los dos casos objeto de estudio.

6.1 VALOR PRESENTE NETO

Es un indicador financiero, que tiene como propósito validar la viabilidad de un proyecto. Para esta investigación, se utilizó como parámetro de análisis, con el propósito de que mostrara la diferencia en ganancias entre los tres escenarios planteados para cada pozo con flujo cruzado. La **Ecuación 8** muestra las variables que se manejan para este indicador.

²¹ TIAN, CHARLIE. “Ecopetrol SA (NYSE:EC) WACC %”. Disponible en: <https://www.gurufocus.com/term/wacc/NYSE:EC/WACC-/Ecopetrol-SA>

²² PORTAFOLIO. “Costos de operación petrolera bajaron 8% en 2017”. Febrero, 2018. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/costos-de-operacion-petrolera-bajaron-en-2017-514134>

Ecuación 8. Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum -A + \left(\frac{F}{(1-i)^n} \right)$$

Fuente. Elaboración propia. Basado en: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.7.

Donde, **VPN** = Valor Presente Neto.

A = Inversión inicial.

F = Flujo de Caja libre.

i = Tasa Interna de Oportunidad.

n = Número de periodos para la evaluación del proyecto.

Cuando,

VPN > 0 El proyecto es atractivo para el inversionista.

VPN < 0 El proyecto no cumple con las expectativas del inversionista. VPN = 0 El proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

El valor presente neto debe ser positivo si se está evaluando la utilidad de un proyecto, ya que representa que las ganancias cubren el valor de la inversión y generan utilidades libres.

62 FLUJO DE CAJA LIBRE

Se define como la diferencia entre la sumatoria de los ingresos y la sumatoria de los egresos para cada periodo de tiempo de manera independiente. La **Ecuación 9** muestra las variables utilizadas en el flujo de caja.

Ecuación 9. Flujo de Caja Neto.

$$Fn = \sum \text{ingresos } n - \sum \text{egresos } n$$

Fuente. Elaboración propia. Basado en: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.5.

Dónde, **Fn**= flujo de caja libre por periodo

Ingresos n = Ingresos Netos.

Egresos n = Egresos Netos.

63 TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO)

Hace referencia a la tasa de interés mínima a la que el inversionista está dispuesto a invertir en un proyecto. Se determina a partir de indicadores internos de cada empresa, dependiendo del riesgo del mercado y viabilidad de recuperación de

inversión. Adicionalmente, depende de factores como financiamiento de inversiones y el costo del patrimonio invertido.

64 FLUJO DE CAJA

Es la representación gráfica que facilita la comprensión de las inversiones, ingreso, egresos y utilidades de un proyecto. Se realiza sobre una línea horizontal donde se representa el tiempo, dividiendo los ingresos (parte superior) y los egresos (inferior)²³.

65 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LOS POZOS CON FLUJO CRUZADO

En este numeral se realiza el análisis detallado del número de barriles perdidos a causa del flujo cruzado y el costo de la pérdida de producción total. Además, se muestran las ganancias obtenidas luego de la producción del crudo y se realiza una comparación con dos alternativas planteadas: cerrar la capa con flujo cruzado o instalar una sarta dual para producir por separado la formación ladrona. Se tuvo en cuenta un promedio de costo de operaciones Workover de \$US 200.000 para el cierre de una capa y \$US 500.000 para la instalación de la sarta dual. A continuación, se analizan los pozos SK_6 y SK_9 mediante el cálculo de indicadores financieros para determinar la viabilidad de los proyectos.

6.5.1 Pozo SK_6. En este escenario, la pérdida de producción corresponde a un 15,81% en promedio para el año 1, representando 86 BOPD. Como se mencionaba anteriormente, el análisis financiero se realizó mediante la comparación entre el caudal producido con flujo cruzado, el producido con el cierre de la capa sin aporte de flujo y la producción con la instalación de la sarta dual. En la **Tabla 46** se muestra la producción diaria promedio con todos los intervalos abiertos (caso 1), la producción con el cierre de la capa (caso 2) y la producción de forma selectiva de la capa 1 sumada a la producción conjunta de las otras zonas (caso 3).

Tabla 46. Porcentaje de pérdidas presentado por el Pozo SK_6.

Año	Caso 1 (BOPD)	Caso 2 (BOPD)	Caso 3 (BOPD)
1	456	542	595
2	427	508	559
3	414	490	540
4	406	477	526
5	399	465	514
6	394	455	503

²³ CATACORA, José. Tasas Efectivas. Finanzas para la Construcción. 2011

Tabla 46. (Continuación)

Año	Caso 1 (BOPD)	Caso 2 (BOPD)	Caso 3 (BOPD)
7	389	445	493
8	385	436	484
9	381	427	474
10	377	418	465
11	372	408	455
12	367	398	444
13	364	390	436
14	362	383	429
15	359	375	420

Fuente. Elaborada por los autores. Basado en: ECOPEPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_6. Colombia 2018.

651.1 Flujo de caja para el pozo SK_6. El flujo de caja para el pozo SK_6 se realizó para un periodo de 15 años, trabajando la TIO como el 10% anual. Se calcularon los ingresos basándose en la producción anual (determinada por la multiplicación entre el promedio de producción diaria y 365 días) y el promedio del precio del petróleo de los primeros 7 días del noviembre del 2018. Los costos operativos se determinaron por la multiplicación del costo de procesamiento de un barril por la cantidad de barriles producidos en cada año. La resta de este valor con los ingresos determinó el flujo operativo. Para el flujo de inversión, se consideró un monto inicial que cubriera el valor de la perforación del pozo. Al ser vertical, se asumió un promedio de 1.847 dólares por cada pie perforado. Finalmente, se determinó el flujo de caja libre, haciendo a sumatoria del flujo operativo y el flujo de inversión. A partir de este, se realizó el cálculo de los indicadores. El flujo de caja se observa en la **Imagen 77** y su respectiva representación en el **Gráfico 16**. Con el fin de poder realizar el análisis de la cantidad de crudo y por consiguiente de dinero que está perdiendo la compañía, se realizó la construcción del mismo flujo de caja, pero teniendo en cuenta una inversión mayor por las operaciones de workover necesarias para el cierre de la capa (**Gráfico 17**) o la instalación de la sarta dual (**Gráfico 18**)

651.2 Cálculo de indicadores. Para determinar si el proyecto era rentable, se calcularon los iniciadores de Valor Presente Neto y Tasa interna de retorno (TIR) como se muestran la **Tabla 45**. Al igual que el flujo de caja, se determinaron los indicadores para los tres casos estudiados en el flujo de caja: sin cierre de la capa (caso1), con cierre de la capa (caso 2) y con instalación de la sarta dual (caso 3).

Tabla 47. Indicadores calculados para el pozo SK_6.

Calculo de indicadores			
VPN (MM\$US)		TIR	
Caso 1	\$ 20.98	Caso 1	28%
Caso 2	\$ 26.75	Caso 2	33%
Caso 3	\$ 31.38	Caso 3	36%

Fuente. Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Informe de pruebas para el pozo SK_6. Colombia 2018.

Imagen 77. Flujos de caja para caso real, teórico y comparativo del pozo SK_6.

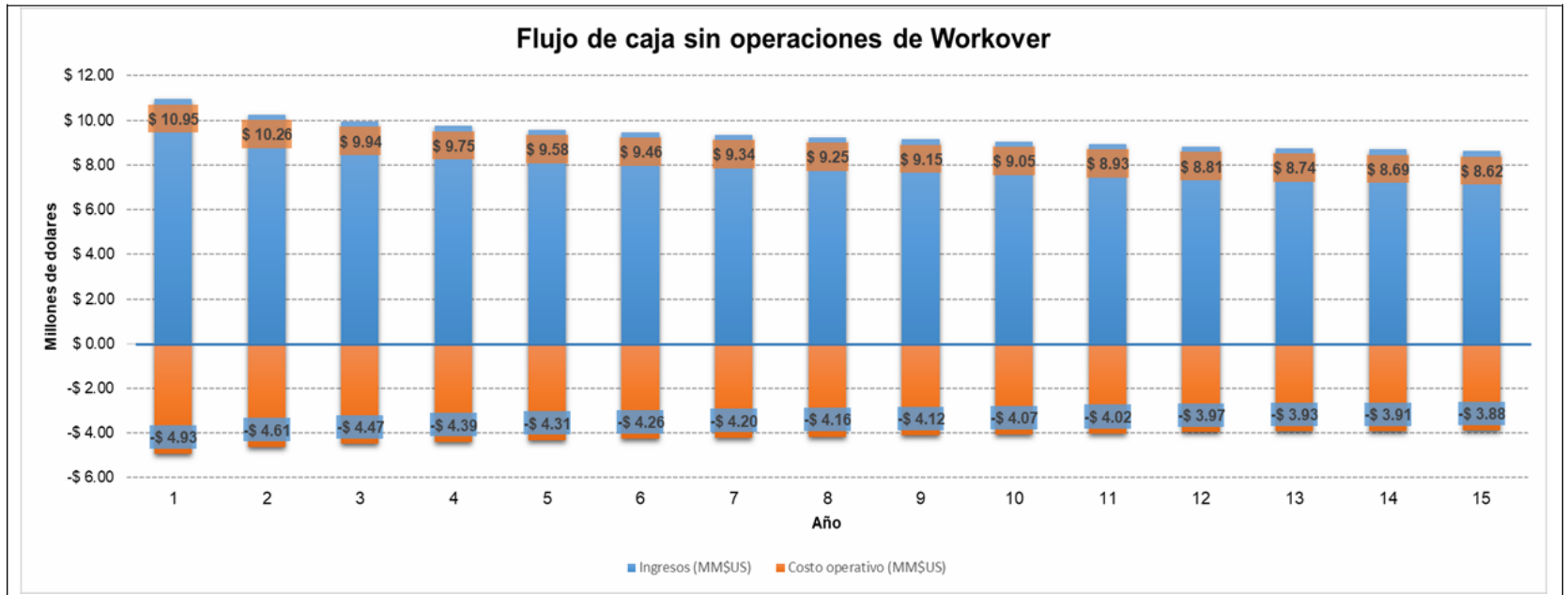
Flujo de caja para caso real con flujo cruzado																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pomedio de producción		456	427	414	406	399	394	389	385	381	377	372	367	364	362	359
Barriles totales Producidos		166,440	155,855	151,110	148,190	145,635	143,810	141,985	140,525	139,065	137,605	135,780	133,955	132,860	132,130	131,035
Ingresos (MM\$US)		\$ 10.95	\$ 10.26	\$ 9.94	\$ 9.75	\$ 9.58	\$ 9.46	\$ 9.34	\$ 9.25	\$ 9.15	\$ 9.05	\$ 8.93	\$ 8.81	\$ 8.74	\$ 8.69	\$ 8.62
Costo operativo (MM\$US)		-\$ 4.93	-\$ 4.61	-\$ 4.47	-\$ 4.39	-\$ 4.31	-\$ 4.26	-\$ 4.20	-\$ 4.16	-\$ 4.12	-\$ 4.07	-\$ 4.02	-\$ 3.97	-\$ 3.93	-\$ 3.91	-\$ 3.88
Flujo Operativo (MM\$US)		\$ 6.02	\$ 5.64	\$ 5.47	\$ 5.36	\$ 5.27	\$ 5.20	\$ 5.14	\$ 5.09	\$ 5.03	\$ 4.98	\$ 4.91	\$ 4.85	\$ 4.81	\$ 4.78	\$ 4.74
Flujo de inversión (MM\$US)	-\$ 13.25	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja libre (MM\$US)	-\$ 13.25	\$ 6.02	\$ 5.64	\$ 5.47	\$ 5.36	\$ 5.27	\$ 5.20	\$ 5.14	\$ 5.09	\$ 5.03	\$ 4.98	\$ 4.91	\$ 4.85	\$ 4.81	\$ 4.78	\$ 4.74

Flujo de caja cierre de la capa con flujo cruzado																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pomedio de producción		542	508	490	477	465	455	445	436	427	418	408	398	390	383	375
Barriles totales Producidos		197,830	185,249	178,883	173,989	169,655	165,897	162,355	158,962	155,686	152,518	148,872	145,257	142,374	139,618	136,957
Ingresos (MM\$US)		\$ 13.02	\$ 12.19	\$ 11.77	\$ 11.45	\$ 11.16	\$ 10.92	\$ 10.68	\$ 10.46	\$ 10.24	\$ 10.04	\$ 9.80	\$ 9.56	\$ 9.37	\$ 9.19	\$ 9.01
Costo operativo (MM\$US)		-\$ 5.86	-\$ 5.49	-\$ 5.30	-\$ 5.15	-\$ 5.02	-\$ 4.91	-\$ 4.81	-\$ 4.71	-\$ 4.61	-\$ 4.52	-\$ 4.41	-\$ 4.30	-\$ 4.22	-\$ 4.13	-\$ 4.06
Flujo Operativo (MM\$US)		\$ 7.16	\$ 6.70	\$ 6.47	\$ 6.30	\$ 6.14	\$ 6.00	\$ 5.88	\$ 5.75	\$ 5.63	\$ 5.52	\$ 5.39	\$ 5.26	\$ 5.15	\$ 5.05	\$ 4.96
Flujo de inversión (MM\$US)	-\$ 13.45	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja libre (MM\$US)	-\$ 13.45	\$ 7.16	\$ 6.70	\$ 6.47	\$ 6.30	\$ 6.14	\$ 6.00	\$ 5.88	\$ 5.75	\$ 5.63	\$ 5.52	\$ 5.39	\$ 5.26	\$ 5.15	\$ 5.05	\$ 4.96

Flujo de caja con instalación de sarta dual																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pomedio de producción		595	559	540	526	514	503	493	484	474	465	455	444	436	429	420
Barriles totales Producidos		217,194	203,933	197,051	192,108	187,570	183,776	179,986	176,564	173,144	169,724	165,940	162,157	159,105	156,419	153,368
Ingresos (MM\$US)		\$ 14.29	\$ 13.42	\$ 12.97	\$ 12.64	\$ 12.34	\$ 12.09	\$ 11.84	\$ 11.62	\$ 11.39	\$ 11.17	\$ 10.92	\$ 10.67	\$ 10.47	\$ 10.29	\$ 10.09
Costo operativo (MM\$US)		-\$ 6.43	-\$ 6.04	-\$ 5.83	-\$ 5.69	-\$ 5.55	-\$ 5.44	-\$ 5.33	-\$ 5.23	-\$ 5.13	-\$ 5.03	-\$ 4.91	-\$ 4.80	-\$ 4.71	-\$ 4.63	-\$ 4.54
Flujo Operativo (MM\$US)		\$ 7.86	\$ 7.38	\$ 7.13	\$ 6.95	\$ 6.79	\$ 6.65	\$ 6.51	\$ 6.39	\$ 6.27	\$ 6.14	\$ 6.01	\$ 5.87	\$ 5.76	\$ 5.66	\$ 5.55
Flujo de inversión (MM\$US)	-\$ 13.75	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja libre (MM\$US)	-\$ 13.75	\$ 7.86	\$ 7.38	\$ 7.13	\$ 6.95	\$ 6.79	\$ 6.65	\$ 6.51	\$ 6.39	\$ 6.27	\$ 6.14	\$ 6.01	\$ 5.87	\$ 5.76	\$ 5.66	\$ 5.55

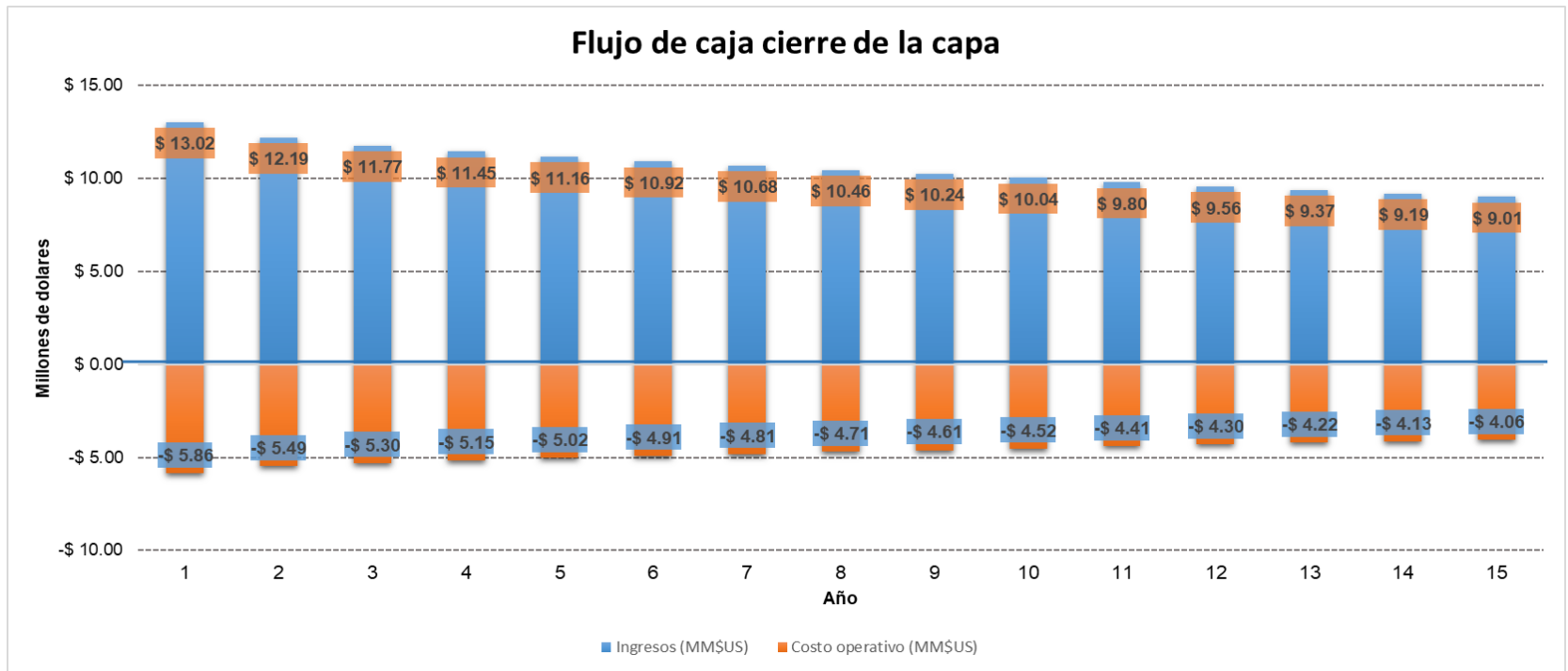
Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_6. Colombia 2018.

Gráfico 16. Flujo de caja para el pozo SK_6.



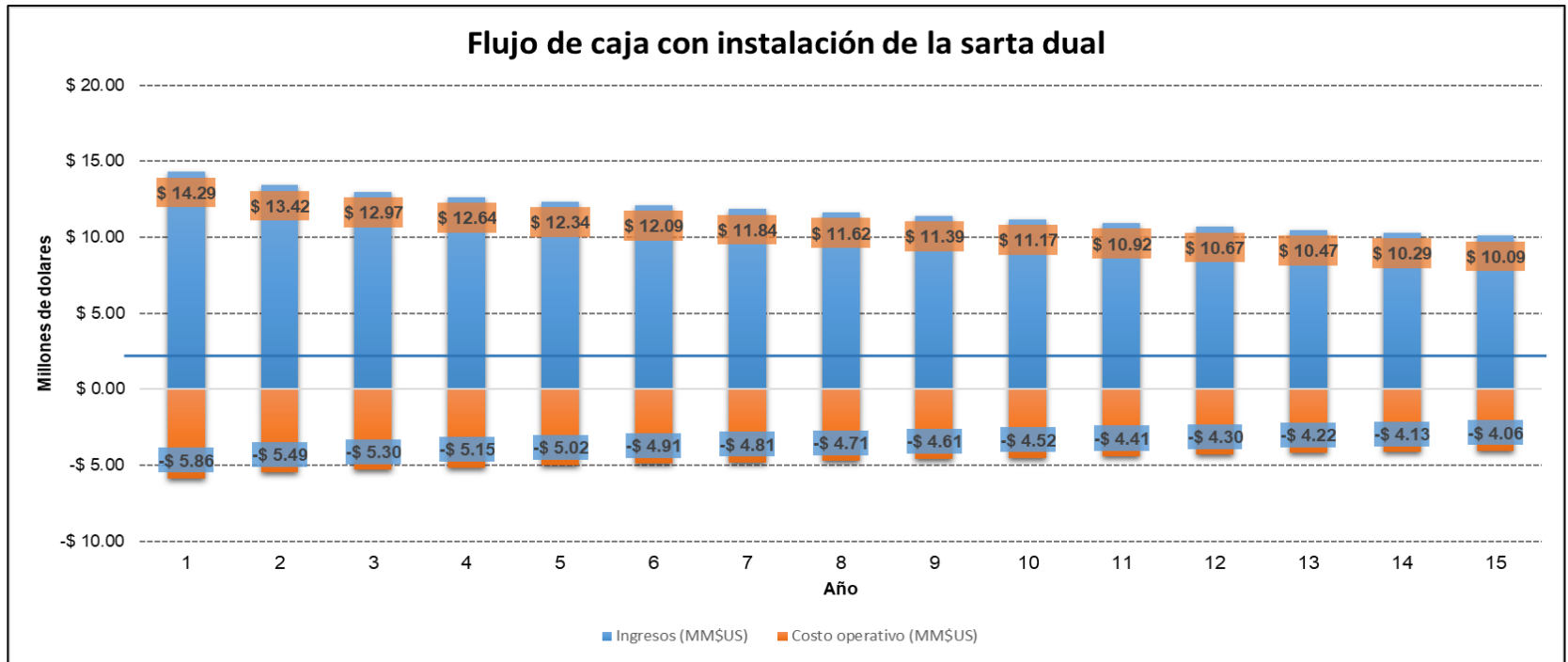
Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_6. Colombia 2018.

Gráfico 17. Flujo de caja con operaciones cierre de la capa mediante Workover



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. "Informe de pruebas iniciales para pozo SK_6". Colombia 2018. Elaborada por autores.

Gráfico 18. Flujo de caja con instalación de sarta dual mediante Workover



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_6. Colombia 2018.

6.5.13 Análisis de resultados. A partir del cálculo de los indicadores, se determinó que el proyecto es rentable en cualquiera de los tres escenarios propuestos. El valor presente neto indica que, además de cubrir los costos iniciales de perforación, se generan ganancias analizando las utilidades en el momento cero. A su vez, se corroboró la viabilidad del proyecto mediante el cálculo de la tasa interna de retorno. Al ser mayor que la TIO, el proyecto es rentable ya que compensa los gastos operativos iniciales y, en caso de ocurrir cambios, tendría un margen de error considerable.

Sin embargo, al comparar los resultados obtenidos en los tres casos planteados, se concluye que es recomendable realizar la operación de Workover para instalar una sarta dual, debido a que se evita la pérdida de producción y, con los ingresos obtenidos, es posible cubrir los gastos de perforación y operaciones de instalación. Si se realizan las labores de workover, se reducirían las pérdidas en 10,89 millones de dólares (analizadas en el momento cero), lo cual representa un 55,10% de la inversión inicial.

6.5.2 POZO SK_9. El análisis financiero del pozo SK_9 se realizó de la misma forma que el caso anterior. Se asumió la misma TIO y los costos operativos por producción de cada barril. La distinción con respecto al pozo SK_6 es el momento de aparición del flujo cruzado. En el SK_9, el flujo cruzado inicia a los 5 años de producción, momento desde el cual se evaluó la pérdida de producción asociada al fenómeno. Se realizó el análisis para los dos casos mencionados anteriormente: la producción del pozo sin labores de workover (caso1), el cierre de la capa con presencia de flujo cruzado (caso 2) y la instalación de una sarta dual(caso3). En la **Tabla 48** se observa la producción para los tres escenarios.

Tabla 48. Porcentaje de pérdidas presentado por el Pozo SK_9.

Año	Caso 1 (BOPD)	Caso 2 (BOPD)	Caso 3 (BOPD)
1	618	534	548
2	546	495	509
3	510	480	494
4	485	467	481
5	441	456	470
6	431	446	460
7	422	436	450
8	413	427	441
9	404	418	432
10	395	408	422

Tabla 48. (Continuación)

Año	Caso 1 (BOPD)	Caso 2 (BOPD)	Caso 3 (BOPD)
11	386	399	413
12	378	390	404
13	370	382	396
14	362	374	388
15	354	366	380

Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_9. Colombia. 2018.

Para los primeros cinco años se observan valores de pérdida porcentual negativos debido a que la aparición de flujo cruzado se presenta después de dicho tiempo. En caso de cerrar el intervalo, se perdería producción en este periodo de tiempo.

6.5.2.1 Flujo de caja para el pozo SK_9. El flujo de caja realizado tiene los mismos lineamientos del pozo anterior, variando el tiempo en el cual se presentó el flujo cruzado. En la **Imagen 78** se muestran los flujos para los tres escenarios descritos anteriormente. A partir de estos se realizó el cálculo de los indicadores para determinar la mejor opción a nivel económico. El valor de la inversión inicial cambia con respecto al pozo SK_6 debido a que se trabajan profundidades diferentes y, por consiguiente, la inversión es mayor. Los **Gráficos 19, 20 y 21** exponen visualmente los flujos para cada escenario trabajado. Se muestran ingresos y egresos según el esperado de producción y la inversión inicial.

6.5.2.2 Cálculo de indicadores. Se calcularon la tasa interna de retorno y el valor presente neto como indicadores de viabilidad. En el caso del valor presente neto, se identificó que el valor obtenido era positivo, mostrando que, además de cubrir con los costos iniciales de perforación, se obtienen ganancias de la producción del hidrocarburo. La tasa interna de retorno permite observar que el proyecto (considerando cualquiera de los tres escenarios) es rentable bajo la tasa de interés asumida y que, en caso de ocurrir eventualidades en el proyecto, se tiene un margen amplio donde el proyecto aún puede considerarse como rentable (margen entre la tasa actual y la tasa interna de retorno). Resultados del cálculo se muestran en la **Tabla 49**.

Tabla 49. Cálculo de indicadores para el pozo SK_9.


Cálculo de indicadores			
VPN (MM\$US)		TIR	
Caso 1	\$ 26.65	Caso 1	34%
Caso 2	\$ 25.42	Caso 2	31%

Tabla 49. (Continuación)

Cálculo de indicadores			
VPN (MM\$US)		TIR	
Caso 3	\$ 26.31	Caso 3	31%

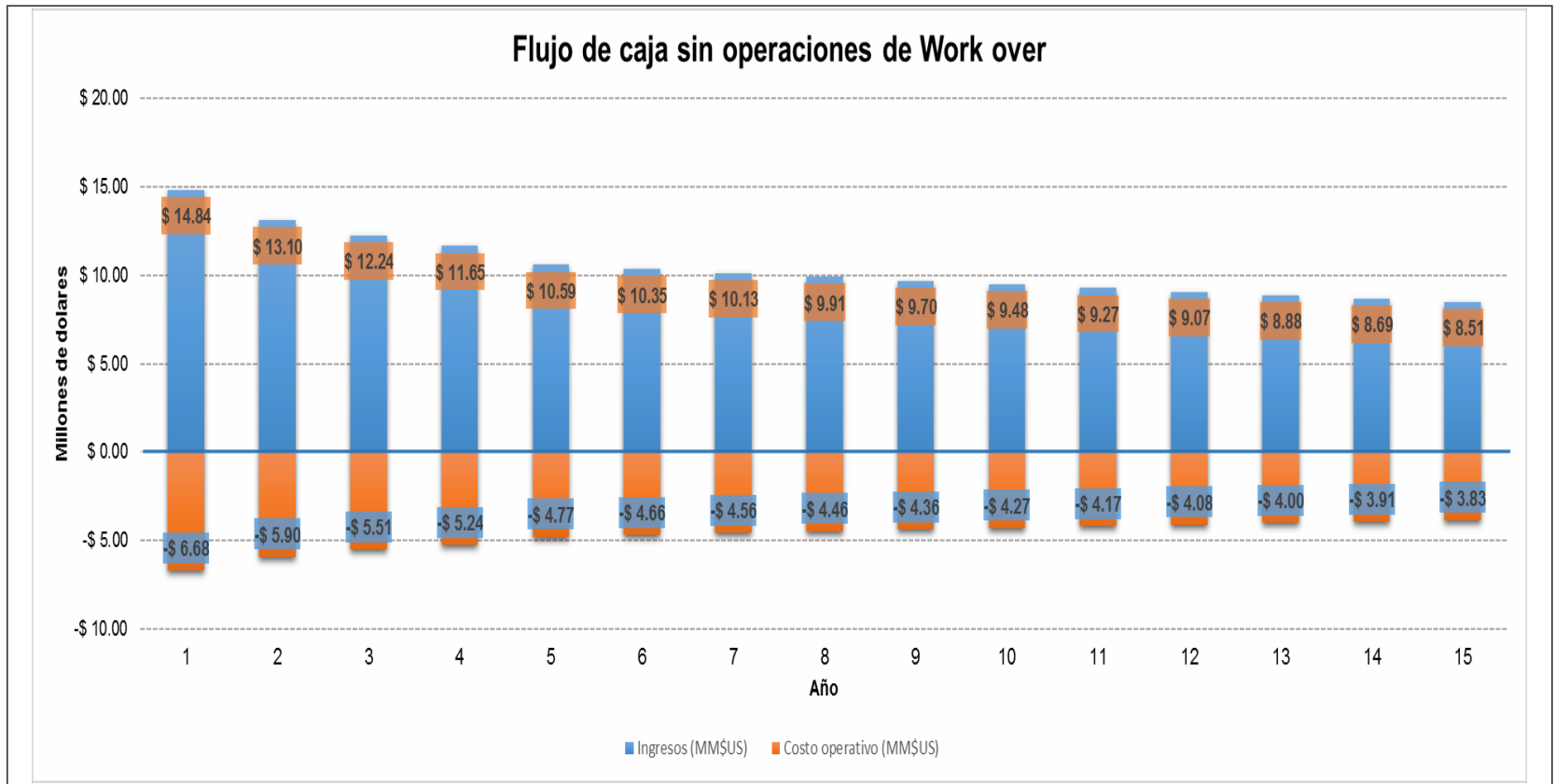
Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_9 Colombia 2018. Elaborada por autores.

Imagen 78. Flujos de caja para caso real, teórico y comparativo. Pozo SK_9.

Flujo de caja para caso real con flujo cruzado																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pomedio de producción (BOPD)		618	546	510	485	441	431	422	413	404	395	386	378	370	362	354
Barriles totales Producidos (Bls/Año)		225,474	199,159	186,068	177,005	160,982	157,325	153,893	150,601	147,399	144,078	140,928	137,878	134,922	132,046	129,256
Ingresos (MM\$US)		\$ 14.84	\$ 13.10	\$ 12.24	\$ 11.65	\$ 10.59	\$ 10.35	\$ 10.13	\$ 9.91	\$ 9.70	\$ 9.48	\$ 9.27	\$ 9.07	\$ 8.88	\$ 8.69	\$ 8.51
Costo operativo (MM\$US)		-\$ 6.68	-\$ 5.90	-\$ 5.51	-\$ 5.24	-\$ 4.77	-\$ 4.66	-\$ 4.56	-\$ 4.46	-\$ 4.36	-\$ 4.27	-\$ 4.17	-\$ 4.08	-\$ 4.00	-\$ 3.91	-\$ 3.83
Flujo Operativo (MM\$US)		\$ 8.16	\$ 7.21	\$ 6.73	\$ 6.41	\$ 5.83	\$ 5.69	\$ 5.57	\$ 5.45	\$ 5.33	\$ 5.21	\$ 5.10	\$ 4.99	\$ 4.88	\$ 4.78	\$ 4.68
Flujo de inversión (MM\$US)	-\$ 19.84	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja libre (MM\$US)	-\$ 19.84	\$ 8.16	\$ 7.21	\$ 6.73	\$ 6.41	\$ 5.83	\$ 5.69	\$ 5.57	\$ 5.45	\$ 5.33	\$ 5.21	\$ 5.10	\$ 4.99	\$ 4.88	\$ 4.78	\$ 4.68
 INICIO DEL FLUJO CRUZADO																
Flujo de caja cierre de la capa con flujo cruzado																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pomedio de producción (BOPD)		534	495	480	467	456	446	436	427	418	408	399	390	382	374	366
Barriles totales Producidos (Bls/Año)		194,814	180,763	175,030	170,382	166,334	162,634	159,123	155,735	152,417	148,966	145,687	142,498	139,409	136,439	133,550
Ingresos (MM\$US)		\$ 12.82	\$ 11.89	\$ 11.52	\$ 11.21	\$ 10.94	\$ 10.70	\$ 10.47	\$ 10.25	\$ 10.03	\$ 9.80	\$ 9.59	\$ 9.38	\$ 9.17	\$ 8.98	\$ 8.79
Costo operativo (MM\$US)		-\$ 5.77	-\$ 5.35	-\$ 5.18	-\$ 5.05	-\$ 4.93	-\$ 4.82	-\$ 4.71	-\$ 4.61	-\$ 4.51	-\$ 4.41	-\$ 4.31	-\$ 4.22	-\$ 4.13	-\$ 4.04	-\$ 3.95
Flujo Operativo (MM\$US)		\$ 7.05	\$ 6.54	\$ 6.33	\$ 6.17	\$ 6.02	\$ 5.89	\$ 5.76	\$ 5.64	\$ 5.52	\$ 5.39	\$ 5.27	\$ 5.16	\$ 5.05	\$ 4.94	\$ 4.83
Flujo de inversión (MM\$US)	-\$ 19.84	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja libre (MM\$US)	-\$ 19.84	\$ 7.05	\$ 6.54	\$ 6.33	\$ 6.17	\$ 6.02	\$ 5.89	\$ 5.76	\$ 5.64	\$ 5.52	\$ 5.39	\$ 5.27	\$ 5.16	\$ 5.05	\$ 4.94	\$ 4.83
Flujo de caja con instalación de sarta dual																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Pomedio de producción (BOPD)		548	509	494	481	470	460	450	441	432	422	413	404	396	388	380
Barriles totales Producidos (Bls/Año)		199,908	185,667	180,189	175,440	171,422	167,769	164,116	160,828	157,540	153,887	150,599	147,311	144,388	141,465	138,542
Ingresos (MM\$US)		\$ 13.15	\$ 12.22	\$ 11.86	\$ 11.54	\$ 11.28	\$ 11.04	\$ 10.80	\$ 10.58	\$ 10.37	\$ 10.13	\$ 9.91	\$ 9.69	\$ 9.50	\$ 9.31	\$ 9.12
Costo operativo (MM\$US)		-\$ 5.92	-\$ 5.50	-\$ 5.34	-\$ 5.19	-\$ 5.08	-\$ 4.97	-\$ 4.86	-\$ 4.76	-\$ 4.66	-\$ 4.56	-\$ 4.46	-\$ 4.36	-\$ 4.28	-\$ 4.19	-\$ 4.10
Flujo Operativo (MM\$US)		\$ 7.23	\$ 6.72	\$ 6.52	\$ 6.35	\$ 6.20	\$ 6.07	\$ 5.94	\$ 5.82	\$ 5.70	\$ 5.57	\$ 5.45	\$ 5.33	\$ 5.23	\$ 5.12	\$ 5.01
Flujo de inversión (MM\$US)	-\$ 20.34	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo de caja libre (MM\$US)	-\$ 20.34	\$ 7.23	\$ 6.72	\$ 6.52	\$ 6.35	\$ 6.20	\$ 6.07	\$ 5.94	\$ 5.82	\$ 5.70	\$ 5.57	\$ 5.45	\$ 5.33	\$ 5.23	\$ 5.12	\$ 5.01

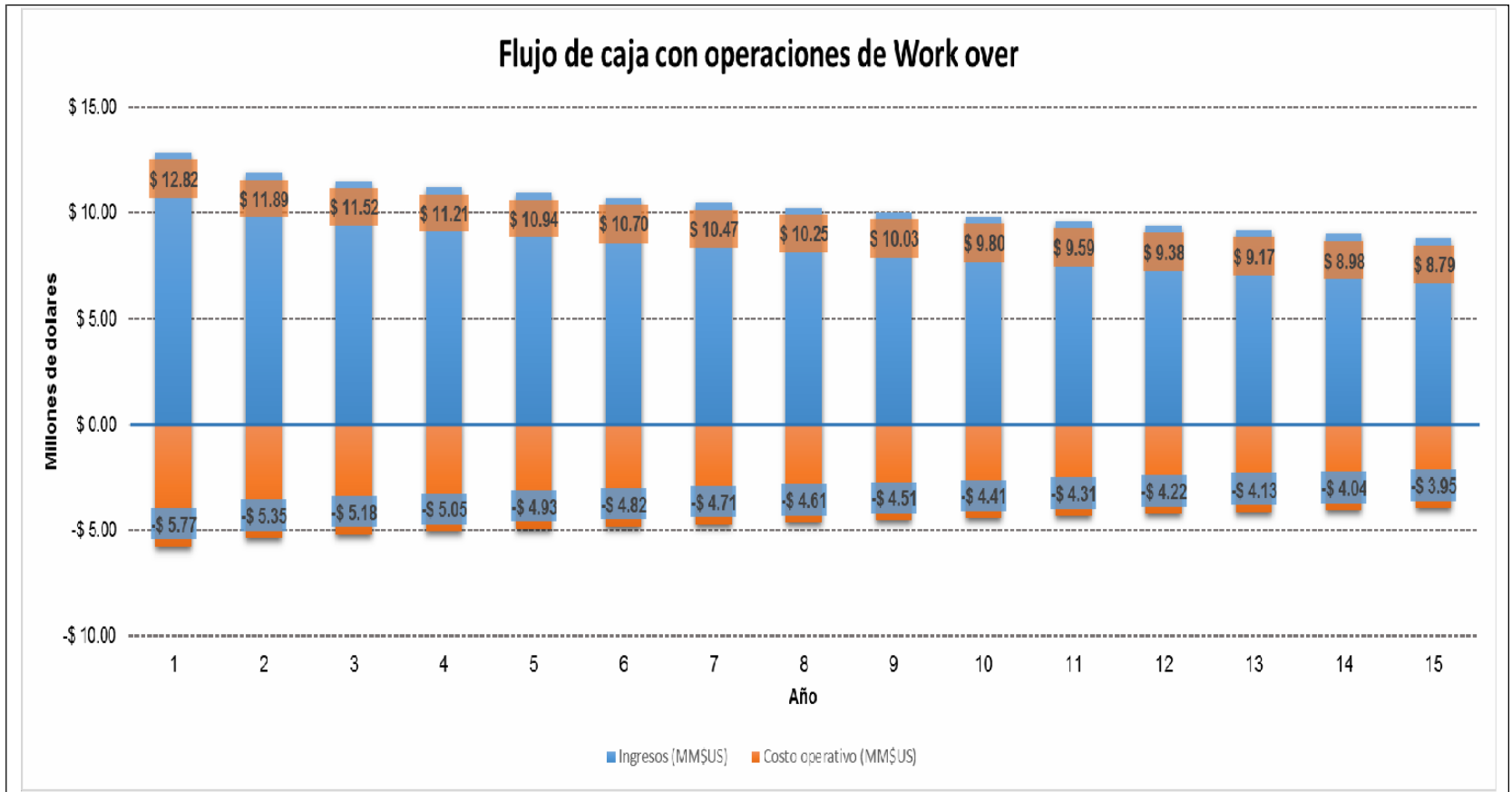
Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_9. Colombia 2018. Elaborada por autores.

Gráfico 19. Flujo de caja sin inversión en labores de workover.



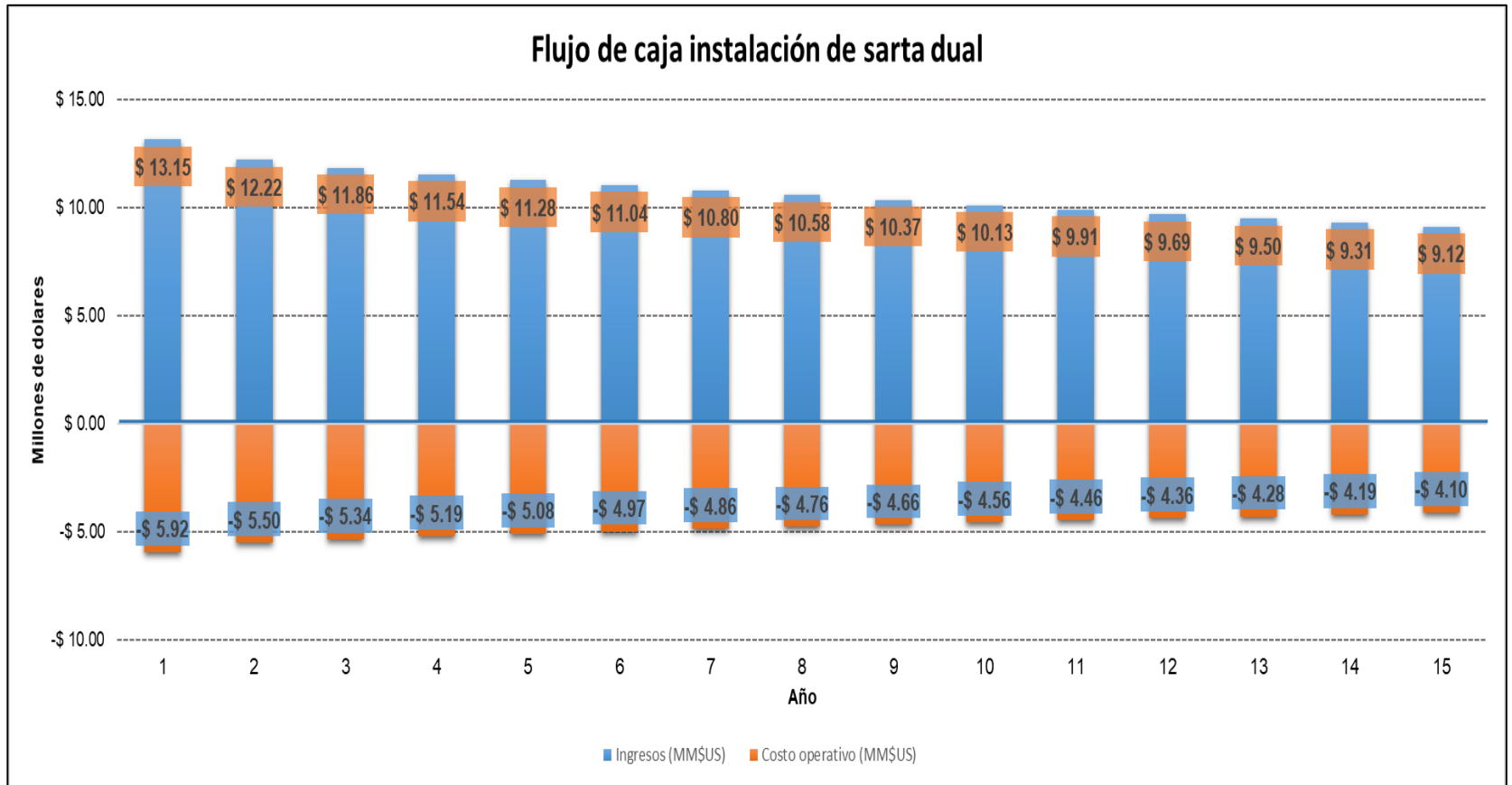
Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. Informe de pruebas iniciales para pozo SK_9. Colombia 2018. Elaborada por autores.

Gráfico 20. Flujo de caja considerando el cierre de capa mediante operaciones de workover.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. “Informe de pruebas iniciales para pozo SK_6”. Colombia 2018. Elaborada por autores.

Gráfico 21 Flujo de caja considerando instalación de sarta dual.



Fuente. Elaboración propia. Basado en: Ecopetrol. “Informe de pruebas iniciales para pozo SK_9”. Colombia 2018. Elaborada por autores.

6.5.23 Análisis de resultados. Los resultados reflejan que sí es rentable el proyecto (asumiendo cualquiera de los dos escenarios presentados), debido a que logran la recuperación de la inversión inicial y se obtienen utilidades sobre la producción. En comparación al caso SK_6, se observa un aumento en las ganancias ya que el caudal perdido es menor y por consiguiente el aumento en los ingresos genera el incremento de las ganancias netas.

Sin embargo, al realizar la comparación entre los tres escenarios, se recomienda que el pozo no sea intervenido por labores de workover debido a que, según los indicadores, se obtienen mayores ganancias si la inversión inicial es menor como consecuencia de la baja pérdida de producción. A pesar de que recupera la inversión inicial, deja menores utilidades a la compañía que si se produce con flujo cruzado. Analizando las pérdidas en valor presente neto, en caso de realizar el cierre del intervalo serían de 1.23 millones de dólares, es decir, el 6,17 % de la inversión inicial y, si se instala una sarta dual, las pérdidas serían de 0,16 millones de dólares.

7. CONCLUSIONES

- La Cuenca Valle Medio Del Magdalena presenta una estratigrafía compleja que puede atribuirse a los procesos geológicos que ha sufrido durante los años. Por esta razón, las profundidades de las formaciones varían considerablemente en las diferentes zonas de la Cuenca, mostrando que la extensión areal de las capas no es constante. Las variaciones en la estratigrafía pueden generar heterogeneidad en la región y ser precursoras de situaciones que favorezcan la presencia de flujo cruzado cuando se producen dos o más intervalos de manera conjunta.
- Los modelos de simulación radial permiten la reproducción y estimación del comportamiento de las arenas productoras conectadas por un mismo pozo. Con estos se identificó la presencia de flujo cruzado en dos de los diez pozos (SK_6 y SK_9).
- La permeabilidad y espesor de las capas productoras influyen en la cantidad de fluido que aporta a la formación. Para pozos con grandes diferenciales de presión de yacimiento entre capas productoras, debe estudiarse la tasa de depletamiento (más pronunciadas en formaciones con espesores reducidos y poca extensión areal o alta permeabilidad), para evitar sistemas de presiones que favorezcan la aparición de flujo cruzado.
- La información errónea de las pruebas en campo y laboratorio impide la convergencia de los modelos radiales, ya que los cambios en concavidad no permiten el ajuste en el simulador.
- Para los casos con flujo cruzado, se determinó una reducción de 86 BOPD en el año uno y 15 BOPD en el año cinco para los pozos SK_6 y SK_9 respectivamente.
- Si se identifica una zona de alta producción de agua, se deben realizar pruebas que demuestren si dicha zona genera interferencias en el flujo y la cantidad de caudal perdido por el aumento del peso de la columna. En el caso del pozo SK_2, la reducción de producción fue de 75 BOPD y, para el pozo SK_10, la reducción fue de 29 BOPD.
- Si se cuenta con condiciones óptimas de flujo donde la permeabilidad (mayor a 85 mD de diferencia entre capas), espesor de las capas (diferencias mayores a 50 ft) y daño de formación favorecen la aparición de flujo cruzado, este debe ser considerado como una causa de la pérdida de producción con respecto al esperado.

- Después de comprobar la presencia de flujo cruzado en los pozos SK_6 y SK_9, se concluyó que el primero debe ser intervenido mediante la implementación de una sarta dual, ya que la remediación con labores de workover generaría 10,89 millones de dólares de ganancias, representando el 55% de la inversión inicial. El pozo SK_9 no debe ser intervenido ya que generaría una pérdida en ganancias entre 0,16 y 1,23 millones de dólares (dependiendo del tipo de intervención), es decir, del 1 al 6,17% de la inversión inicial.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas PBU con mayor frecuencia con el fin de observar el comportamiento de las presiones de cada formación conectadas por un mismo pozo.
- Evaluar el cambio de la sarta actual por una sarta de producción dual como estrategia remedial para los pozos SK_2, SK_3 y SK_8, en los cuales se evidenció bloqueo de flujo.
- Realizar la simulación de los pozos con el fin de identificar factores como diferenciales de presión y permeabilidad que favorezcan la presencia de flujo cruzado.
- Evaluar de forma técnica y financiera la instalación de una sarta dual o el cierre de la capa con flujo cruzado en el pozo SK_6.
- Realizar registros PLT´s periódicamente en el pozo SK_9 para generar control de los fluidos aportados por cada zona y la cantidad que se está perdiendo hacia la zona ladrona.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Informe Ejecutivo Evaluación del potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Colombia. 2.009

BANZER C. Correlaciones numéricas P.V.T. Maracaibo. 1.996. Disponible en: <http://oilproduction.net/files/Correlaciones%20PVT-Carlos%20Banzer.pdf>

BARANDIARAN CARRILLO, Lucio. Descripción del Reservorio. 2006. Capitulo II. p 3 SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/relative_permeability.aspx]

CASTRO, R, GORDILLO, G. Historia y Criterios empíricos de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá. 2.014.

CATACORA, José. Tasas Efectivas. Finanzas para la Construcción. 2011.

CMG. Launcher 2.015.10 “Paquete de simuladores”. Versión 2.015. Colombia 2.015

_____. BUILDER. “Single Radial Well Model’s”. Bogotá. Computer Modelling Group. 2.015

_____. Results Graph 2.015.10. “Single Radial Well Model’s”. Bogotá. Computer Modelling Group. 2.015

Diccionario de la lengua española [En línea] 2017 [Citado 29 de septiembre de 2018] Disponible en: [<http://dle.rae.es/?id=3SxkZ23>]

Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2.018. [Citado 30 de octubre de 2.018]. Disponible en: [<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>]

ECOPETROL S.A. Informe Geológico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena [En línea] 2.018 [Citado 29 de agosto de 2.018] Disponible en: [<https://www.ecured.cu/Caliza>]

ESCOBAR MACUALO, F.H. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de fluidos de yacimiento”. 2.009

FU, Xuehai, GE, Yanyan, CHANG, Xixi. Research on Sequence Stratigraphy, Hydrogeological Units and Commingled Drainage Associated with Coalbed Methane Production: a case study in Zhuzang Syncline of Guizhou Province, China. Agosto, 2.016.

GARNER, A. H., 1926 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1.968.

GEOPORTAL SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO “Cuenca del Valle Medio del Magdalena”. Colombia. [En línea] 2.018 [Citado 30 de septiembre de 2.018] Disponible en: http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/

Glosario Geología [En línea] 2.018 [Citado 30 de septiembre de 2.018] Disponible en: [<http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/rumbo-direccion>]

HAWKINS. C. Applied Reservoir Engineering. Vol 1.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACION.

Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NTC 1486 documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Sexta actualización, 2008

_____. Referencias Bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: ICONTEC, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998.

KHALID, A. Petroleum Reservoir Simulation. 2.002. [En línea] 2.018 [Citado 30 de mayo de 2.018] Disponible en: <https://aguazimu.files.wordpress.com/2014/12/petroleum-reservoir-simulation.pdf>

MIER, R, PALMERA, T, LUNA, J, DELGADO, L. Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. Junio, 2016.

MOJICA, J. & FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 1.990. [En línea] 2.018 [Citado 30 de mayo de 2.018] Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/31460/1/30633-110914-1-PB.pdf>

PORTAFOLIO. “Costos de operación petrolera bajaron 8% en 2017”. Febrero, 2018. Disponible en: <https://www.portafolio.co/economia/costos-de-operacion-petrolera-bajaron-en-2017-514134>

SARMIENTO, Gustavo. Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Agosto 2015
Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]

Disponible en: [<http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/estratificacioncruzada>] Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/source_rock.aspx] Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/transpression.aspx>]

TIAN, CHARLIE. "Ecopetrol S. A. (NYSE:EC) WACC %". Disponible en: <https://www.gurufocus.com/term/wacc/NYSE:EC/WACC-/Ecopetrol-SA>

VAZQUEZ, Hernán. La historia del petróleo en Colombia, Revista Universidad EAFIT, Vol. 30, No 93. Medellín. 1994

ANEXO A RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO

- Datos de pruebas de laboratorio para pozo SK_5.

Imagen 1. Resultados de pruebas de laboratorio para cilindro 1 A.

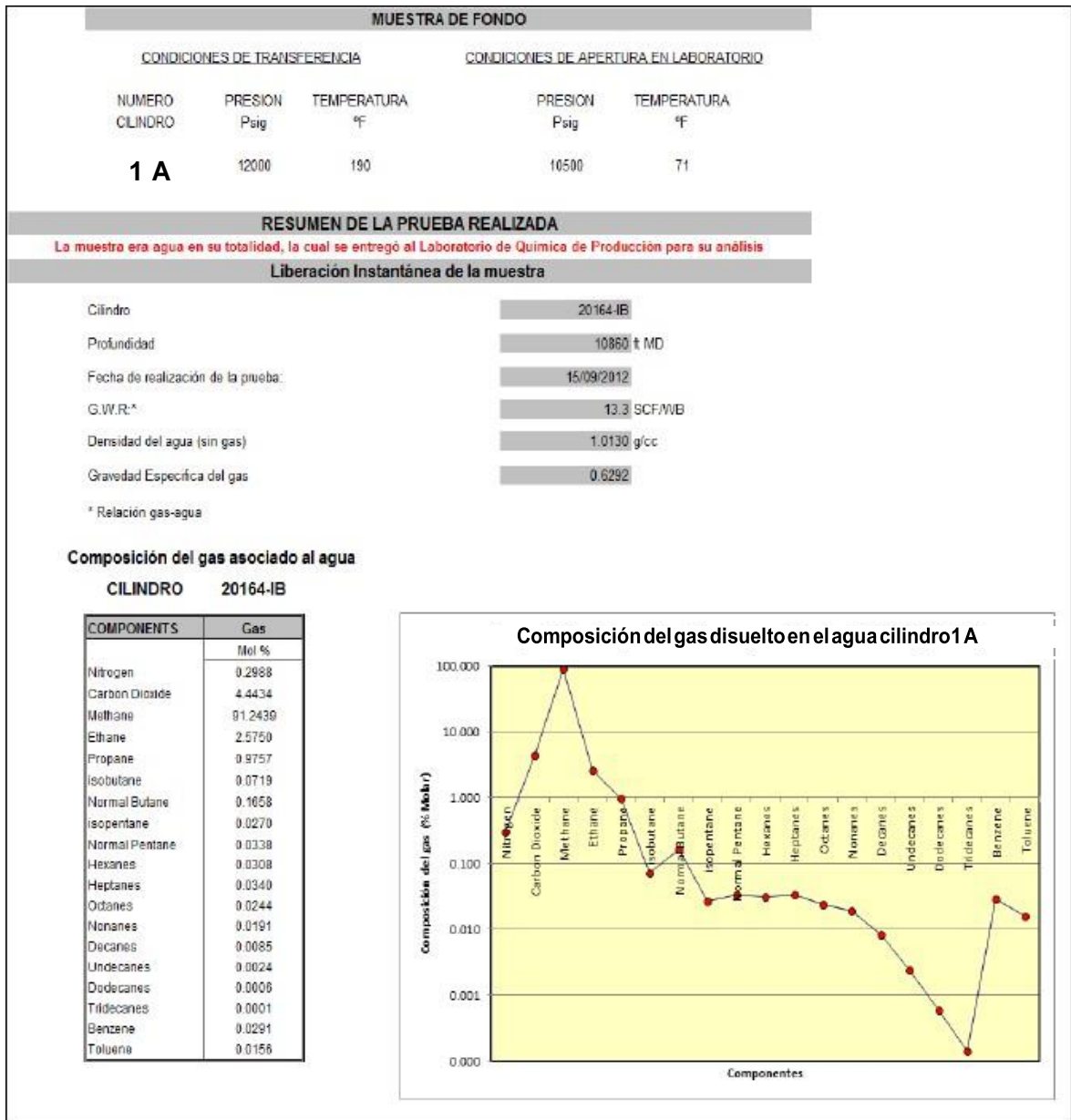


Imagen 2. Resultados de pruebas de laboratorio para cilindro 1 A.

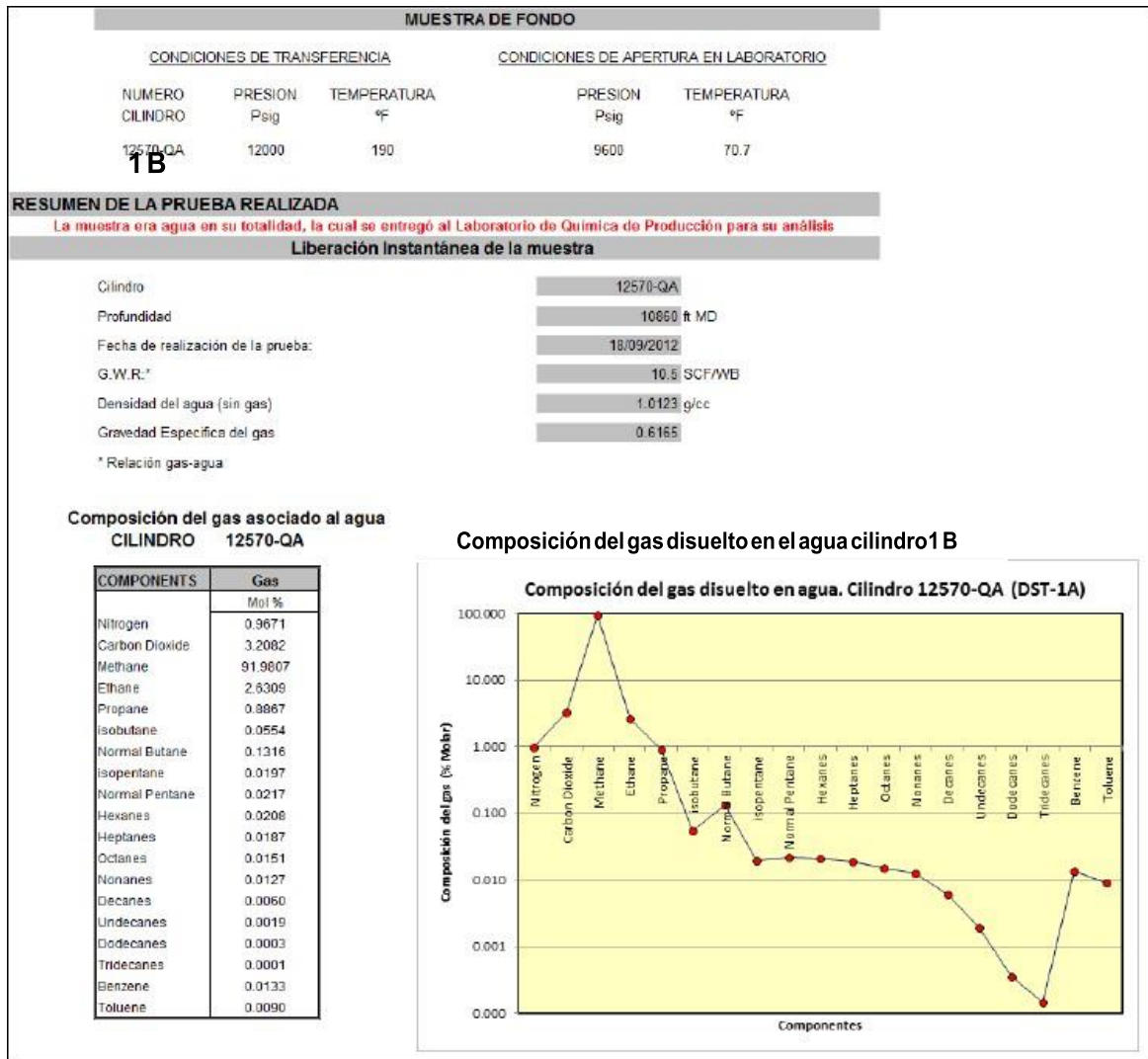


Imagen 3. Resultados de pruebas de laboratorio para Fluido pozo SK_5.

PRUEBA	METODO	UNIDAD	RESULTADO
Gravedad a 15.6°C (60°F)	Calculada	API	25
Densidad a 15.0°C	ASTM D 5002 - 10	kg/m ³	903.5
Azufre	ASTM D 4294 - 10	% m	1.920
Residuo Carbón Micro	ASTM D 4530 - 11	% m	5.98
Número de neutralización	ASTM D 664 - 11	mg KOH/g	0.218
Punto de Fluidez	ASTM D 5853 - 09	°C	-21
Constante grav/visc., VGC	ASTM D 2501 - 11		0.855
Insolubles n-C7	ASTM D 3279 - 07	% m	0.76
Factor de Caracterización K	UOP 375 - 07		11.81
Viscosidad @ 40°C (104°F)	ASTM D 445 - 11a	cSt	36.80
Viscosidad @ 50°C (122°F)	ASTM D 445 - 11a	cSt	25.4
Cenizas	ASTM D 482 - 07	% m	0.036
Agua por Destilación	ASTM D 4006 - 11	%v	0.05
Sedimentos por Extracción	ASTM D 473 - 07	% m	0.03
Sal	ASTM D 3230 - 10	lb/1000BlS	2.76
Contenido de Ceras	UOP 46 - MOD	% m	11.8
CONTENIDO DE METALES			
Vanadio		ppm	141.00
Níquel		ppm	36.63
Sodio	UOP 389 - 09a y ASTM D	ppm	10.79
Hierro	5184 - 06	ppm	7.93
Cobre		ppm	0.06
Aluminio		ppm	0.19
Magnesio		ppm	0.15
Calcio		ppm	0.77
Silicio		ppm	0.85
Punto de Inflamación	ASTM D 56 - 10	°C	-24.0
Calor de Combustión	ASTM D 240 - 09	MJ/kg	0.000
ANALISIS SARA*			
Saturados	ASTM D 2007 - 11 y ASTM D	% m	34.0
Aromáticos	2549 - 07	% m	34.0
Resinas		% m	10.4
Asfaltenos		% m	2.5

* Pérdida total de livianos: 19.1% m

Imagen 4. Resultados de pruebas de laboratorio para el pozo SK_2 y SK 7.

DESCRIPTION	ANALYSIS			
	TEST NAME AND NUMBER	UNIT	RESULT	
SAMPLE DESIGNATED AS: CRUDO				
IDENTIFYING MARKS: BORANDA-1				
Form Esmeralda				
Registro No 2033				
PAREX				
SUBMITTED BY AND SAMPLING DATE: Corelab / November 25, 2016				
CLIENT: CORELAB				
LOCATION: Bogota, Colombia				
DISCLAIMERS				
Uncertainties apply in the evaluation of the test results. Where available and for convenience purposes, the tested sample has been checked for compliance with supplied specifications, without accepting any liability. In case of dispute or uncertainty, we refer to the interpretation of test results as defined in ASTM D3244, IP 367 or ISO 4259.				
Issuer warrants that it has exercised due diligence and care with respect to the information and professional judgements embodied in this report. This report reflects only the findings at the time and place of the inspection and testing. Issuer expressly disclaims any further indemnity of any kind. This report is not a guarantee or policy of insurance with respect to the goods or the contractual performance of any party. Any person relying upon this report should be aware that issuer's activities are carried out under their general terms and conditions.				
	Water and Sediment	ASTM D-4007	vol %	8.0
	<i>Hydrated Crude Oil</i>			
	API Gravity @ 60 °F	ASTM D-1298	°API	22.1
	Flash Point	ASTM D-93A	°C	<40.0
	Pour Point	ASTM D-97	°C	-3
	Total Sulfur Content	ASTM D-4294	mass %	1.97
	Water and Sediment	ASTM D-4007	vol %	0.50
	Vanadium	ASTM D-5863B	mg/kg	175
	Nickel	ASTM D-5863B	mg/kg	59
	Salt Content	ASTM D-3230	PTB	49.14
	Asphaltenes	IP-143	mass %	4.6
	Paraffin Content	UOP-46	mass %	<5.0
	Ash Content	ASTM D-482	mass %	0.052
	Total Acid Number	ASTM D-664A	mg KOH/g	0.198
	Viscosity @ 100 °F	ASTM D-445	cP	95.2
	Viscosity @ 122 °F	ASTM D-445	cP	47.5
	Viscosity @ 210 °F	ASTM D-445	cP	7.4
	Distillation	ASTM D-86	°F	
	IBP			256
	5%			370
	10%			464
	20%			578
	30%			628

Imagen 5. Resultados de pruebas realizadas al agua de formación para el pozo SK_2 y SK 7.

Well Company Client Sample Number Sampled by Client Sampled From Analysed Our Sample Number	Boranda - 1 / Formación Esmeralda Parex 1985 N.R. Job Ref : From 2016-11-18 to 2016-11-21 52134-2016-3057			
Appearance before filtration Appearance after filtration Conductivity, microSiemens/cm Total dissolved solids (mg.litre-1) Specific gravity at 60°F Refractive index (nD @ 24°C) Determined Resistivity (ohm.metre at 77°F) pH at 25°C	Slightly hazy colourless water Clear colourless water 17152.66 9720 1.0076 1.3348 0.583 7.00			
Components	mg litre-1	meq litre-1		
CATIONS				
Sodium	3040	132.2		
Potassium	92.0	2.4		
Calcium	527.0	26.3		
Magnesium	19.0	1.6		
Barium	10.0	0.1		
Strontium	33.0	0.8		
Total Iron	0.31	0.0		
Manganese	1.60	0.1		
		<u>163.5</u>		
ANIONS				
Chloride	5450	153.7		
Sulphate	27	0.6		
Bicarbonate	520	8.5		
Carbonate	0.0	0.0		
Hydroxide	0.0	0.0		
		<u>162.8</u>		
HARDNESS				
Calcium	1317.5	65.7		
Magnesium	77.9	6.4		
Total	1395.4	<u>72.2</u>		
ALKALINITY				
Phenolphthalein	0			
Total	260.07			
Salinity Total	9276 mg/l			
Saturation Langelier	0.7			
Saturation Riznar	5.7			
<table border="1"> <tr> <td> For the Langelier Index: LI > 0 Water is Scale Forming LI = 0 Water is Neutral LI < 0 Water is Corrosive </td> <td> For the Ryznar Index: RI < 5.5 Heavy Scale will Form RI = 5.5 to 6.2 Scale will Form RI = 6.2 to 6.8 Water is Neutral RI = 6.8 to 8.5 Water is Corrosive </td> </tr> </table>			For the Langelier Index: LI > 0 Water is Scale Forming LI = 0 Water is Neutral LI < 0 Water is Corrosive	For the Ryznar Index: RI < 5.5 Heavy Scale will Form RI = 5.5 to 6.2 Scale will Form RI = 6.2 to 6.8 Water is Neutral RI = 6.8 to 8.5 Water is Corrosive
For the Langelier Index: LI > 0 Water is Scale Forming LI = 0 Water is Neutral LI < 0 Water is Corrosive	For the Ryznar Index: RI < 5.5 Heavy Scale will Form RI = 5.5 to 6.2 Scale will Form RI = 6.2 to 6.8 Water is Neutral RI = 6.8 to 8.5 Water is Corrosive			

ANEXO B

DATOS PARA LA CONSTRUCCION DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Cuadro 1. Datos utilizados para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Pozo SK_2

Datos para RT 1					Datos para RT 2			
RPT 1	Sw	krw	krow	Pcow	**	Sw	krw	krow
**					SWT			
SWT	0.15	0	0.85	18		0.9	0	0.45
	0.16224	0.00027	0.81567	17.409412		0.903125	0.00136719	0.395508
	0.17449	0.00095	0.78203	16.82946672		0.90625	0.00546875	0.344531
	0.18673	0.00197	0.74912	16.26106202		0.909375	0.0123047	0.29707
	0.19898	0.0033	0.71689	15.70321958		0.9125	0.021875	0.253125
	0.21122	0.00493	0.68539	15.15680013		0.915625	0.0341797	0.212695
	0.22347	0.00685	0.65458	14.62086021		0.91875	0.0492187	0.175781
	0.23571	0.00903	0.6245	14.09622372		0.921875	0.0669922	0.142383
	0.24796	0.01149	0.5951	13.58198166		0.925	0.0875	0.1125
	0.2602	0.0142	0.56644	13.07892135		0.928125	0.110742	0.0861328
	0.27245	0.01717	0.53846	12.58616786		0.93125	0.136719	0.0632812
	0.28469	0.02038	0.51121	12.10447222		0.934375	0.16543	0.0439453
	0.29694	0.02384	0.48465	11.63299316		0.9375	0.196875	0.028125
	0.30918	0.02753	0.45882	11.17244567		0.940625	0.231055	0.0158203
	0.32143	0.03146	0.43367	10.72202173		0.94375	0.267969	0.00703125
	0.33367	0.03562	0.40925	10.2824006		0.946875	0.307617	0.00175781
	0.34592	0.04001	0.38552	9.852807016	**	0.95	0.35	0
	0.35816	0.04462	0.36252	9.433884788	SLT	s1	krg	krog
	0.37041	0.04946	0.34021	9.024890995		0.9001	0.45	0
	0.38265	0.05451	0.31862	8.626434253		0.906031	0.395508	0.00158944
	0.3949	0.05979	0.29773	8.237803488		0.911963	0.344531	0.00635776
	0.40714	0.06528	0.27756	7.859572424		0.917894	0.29707	0.014305
	0.41939	0.07098	0.25808	7.491061326		0.923825	0.253125	0.025431
	0.43163	0.07689	0.23932	7.132809305		0.929756	0.212695	0.039736
	0.44388	0.08301	0.22126	6.784167443		0.935688	0.175781	0.0572198
	0.45612	0.08934	0.20392	6.445640514		0.941619	0.142383	0.0778825
	0.46837	0.09588	0.18727	6.116609862		0.94755	0.1125	0.101724
	0.48061	0.10262	0.17135	5.797546206		0.953481	0.0861328	0.128745
	0.49286	0.10956	0.15612	5.487860567		0.959413	0.0632812	0.158944
	0.5051	0.1167	0.14161	5.187989874		0.965344	0.0439453	0.192322
	0.51735	0.12405	0.1278	4.897374213		0.971275	0.028125	0.228879
	0.52959	0.13159	0.1147	4.616416987		0.977206	0.0158203	0.268615
	0.54184	0.13933	0.10231	4.344586688		0.983138	0.00703125	0.31153
	0.55408	0.14726	0.09063	4.082253444		0.989069	0.00175781	0.357624
	0.56633	0.15539	0.07965	3.828913454		0.995	0	0.406896
	0.57857	0.16371	0.06939	3.584903806		0.99745	0	0.428177
	0.59082	0.17223	0.05983	3.349747652		0.9999	0	0.45
	0.60306	0.18094	0.05098	3.12374926				
	0.61531	0.18984	0.04283	2.906457916				
	0.62755	0.19892	0.0354	2.698145258				
	0.6398	0.2082	0.02867	2.498385815				
	0.65204	0.21766	0.02266	2.307418748				
	0.66429	0.22731	0.01735	2.124842848				
	0.67653	0.23714	0.01274	1.950864903				
	0.68878	0.24717	0.00885	1.785106873				
	0.70102	0.25737	0.00566	1.62774321				
	0.71327	0.26776	0.00319	1.47841781				
	0.72551	0.27832	0.00142	1.33727273				
	0.73776	0.28907	0.00035	1.203972395				
	0.75	0.3	0	1.078626276				
	0.875	0.65	0	0				
**	1	1	0	0				
SLT	s1	krg	krog					

Cuadro 2. Datos utilizados para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Pozo SK_3

Datos para RT 1				
RPT 1	Sw	krw	krow	Pcow
**	Sw	krw	krow	
SWT				
	0.15	0	0.65	
	0.196875	0.00136719	0.571289	
	0.24375	0.00546875	0.497656	
	0.290625	0.0123047	0.429102	
	0.3375	0.021875	0.365625	
	0.384375	0.0341797	0.307227	
	0.43125	0.0492187	0.253906	
	0.478125	0.0669922	0.205664	
	0.525	0.0875	0.1625	
	0.571875	0.110742	0.124414	
	0.61875	0.136719	0.0914063	
	0.665625	0.16543	0.0634766	
	0.7125	0.196875	0.040625	
	0.759375	0.231055	0.0228516	
	0.80625	0.267969	0.0101563	
	0.853125	0.307617	0.00253906	
**	0.9	0.35	0	
**	S1	krw	krog	
**	S1	krw	krog	
SLT				
	0.25	0.6	0	
	0.296562	0.527344	0.00250532	
	0.343125	0.459375	0.0100213	
	0.389687	0.396094	0.0225479	
	0.43625	0.3375	0.0400851	
	0.482812	0.283594	0.062633	
	0.529375	0.234375	0.0901916	
	0.575937	0.189844	0.122761	
	0.6225	0.15	0.160341	
	0.669063	0.114844	0.202931	
	0.715625	0.084375	0.250532	
	0.762188	0.0585938	0.303144	
	0.80875	0.0375	0.360766	
	0.855313	0.0210937	0.423399	
	0.901875	0.009375	0.491043	
	0.948438	0.00234375	0.563697	
	0.995	0	0.641362	
	0.9975	0	0.645674	
	1	0	0.65	

Datos para RT 2			
RPT 2	Sw	krw	krow
**	Sw	krw	krow
SWT			
	0.95	0	0.1
	0.96	0.65	0
**	S1	krw	krog
**	S1	krw	krog
**	S1	krw	krog
**	S1	krw	krog
SLT			
	0.96	0.1	0
	0.961875	0.0878906	0.000219727
	0.96375	0.0765625	0.000878906
	0.965625	0.0660156	0.00197754
	0.9675	0.05625	0.00351563
	0.969375	0.0472656	0.00549316
	0.97125	0.0390625	0.00791016
	0.973125	0.0316406	0.0107666
	0.975	0.025	0.0140625
	0.976875	0.0191406	0.0177979
	0.97875	0.0140625	0.0219727
	0.980625	0.00976563	0.0265869
	0.9825	0.00625	0.0316406
	0.984375	0.00351563	0.0371338
	0.98625	0.0015625	0.0430664
	0.988125	0.000390625	0.0494385
	0.99	0	0.05625
	0.995	0	0.0765625
	1	0	0.1

Cuadro 3. Datos utilizados para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Pozo SK_4

Datos para RT 1				
RPT 1	Sw	krw	krow	Pcow
**	Sw	krw	krow	
SWT				
	0.15	0	0.65	
	0.196875	0.00136719	0.571289	
	0.24375	0.00546875	0.497656	
	0.290625	0.0123047	0.429102	
	0.3375	0.021875	0.365625	
	0.384375	0.0341797	0.307227	
	0.43125	0.0492187	0.253906	
	0.478125	0.0669922	0.205664	
	0.525	0.0875	0.1625	
	0.571875	0.110742	0.124414	
	0.61875	0.136719	0.0914063	
	0.665625	0.16543	0.0634766	
	0.7125	0.196875	0.040625	
	0.759375	0.231055	0.0228516	
	0.80625	0.267969	0.0101563	
	0.853125	0.307617	0.00253906	
**	0.9	0.35	0	
**	s1	krw	krow	
SLT				
	0.25	0.6	0	
	0.296562	0.527344	0.00250532	
	0.343125	0.459375	0.0100213	
	0.389687	0.396094	0.0225479	
	0.43625	0.3375	0.0400851	
	0.482812	0.283594	0.062633	
	0.529375	0.234375	0.0901916	
	0.575937	0.189844	0.122761	
	0.6225	0.15	0.160341	
	0.669063	0.114844	0.202931	
	0.715625	0.084375	0.250532	
	0.762188	0.0585938	0.303144	
	0.80875	0.0375	0.360766	
	0.855313	0.0210937	0.423399	
	0.901875	0.009375	0.491043	
	0.948438	0.00234375	0.563697	
	0.995	0	0.641362	
	0.9975	0	0.645674	
	1	0	0.65	

Datos para RT 2			
RPT 2	Sw	krw	krow
**	Sw <th>krw</th> <th>krow</th>	krw	krow
SWT			
	0.95	0	0.1
	0.96	0.65	0
**	s1	krw	krow
**	s1	krw	krow
**	s1	krw	krow
SLT			
	0.96	0.1	0
	0.961875	0.0878906	0.000219727
	0.96375	0.0765625	0.000878906
	0.965625	0.0660156	0.00197754
	0.9675	0.05625	0.00351563
	0.969375	0.0472656	0.00549316
	0.97125	0.0390625	0.00791016
	0.973125	0.0316406	0.0107666
	0.975	0.025	0.0140625
	0.976875	0.0191406	0.0177979
	0.97875	0.0140625	0.0219727
	0.980625	0.00976563	0.0265869
	0.9825	0.00625	0.0316406
	0.984375	0.00351563	0.0371338
	0.98625	0.0015625	0.0430664
	0.988125	0.000390625	0.0494385
	0.99	0	0.05625
	0.995	0	0.0765625
	1	0	0.1

Cuadro 4. Datos utilizados para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Pozo SK_8

Datos para RT 1				Datos para RT 2			
RPT 1	Sw	krw	krow	RPT 2	Sw	krw	krow
**	Sw	krw	krow	**	Sw	krw	krow
**	Sw	krw	krow	**	Sw	krw	krow
SWT				SWT			
	0.35	0	0.65		0.23	0	0.65
	0.3625	0.00136719	0.571289		0.2625	0.00136719	0.571289
	0.375	0.00546875	0.497656		0.295	0.00546875	0.497656
	0.3875	0.0123047	0.429102		0.3275	0.0123047	0.429102
	0.4	0.021875	0.365625		0.36	0.021875	0.365625
	0.4125	0.0341797	0.307227		0.3925	0.0341797	0.307227
	0.425	0.0492187	0.253906		0.425	0.0492188	0.253906
	0.4375	0.0669922	0.205664		0.4575	0.0669922	0.205664
	0.45	0.0875	0.1625		0.49	0.0875	0.1625
	0.4625	0.110742	0.124414		0.5225	0.110742	0.124414
	0.475	0.136719	0.0914062		0.555	0.136719	0.0914062
	0.4875	0.16543	0.0634766		0.5875	0.16543	0.0634766
	0.5	0.196875	0.040625		0.62	0.196875	0.040625
	0.5125	0.231055	0.0228516		0.6525	0.231055	0.0228516
	0.525	0.267969	0.0101563		0.685	0.267969	0.0101562
	0.5375	0.307617	0.00253906		0.7175	0.307617	0.00253906
	0.55	0.35	0		0.75	0.35	0
**	s1	krw	krog	**	s1	krw	krog
**	s1	krw	krog	**	s1	krw	krog
SLT				SLT			
	0.45	0.6	0		0.48	0.6	0
	0.484062	0.527344	0.00249311		0.512188	0.527344	0.00249047
	0.518125	0.459375	0.00997243		0.544375	0.459375	0.00996188
	0.552187	0.396094	0.022438		0.576562	0.396094	0.0224142
	0.58625	0.3375	0.0398897		0.60875	0.3375	0.0398475
	0.620313	0.283594	0.0623277		0.640937	0.283594	0.0622617
	0.654375	0.234375	0.0897519		0.673125	0.234375	0.0896569
	0.688438	0.189844	0.122162		0.705313	0.189844	0.122033
	0.7225	0.15	0.159559		0.7375	0.15	0.15939
	0.756563	0.114844	0.201942		0.769687	0.114844	0.201728
	0.790625	0.084375	0.249311		0.801875	0.084375	0.249047
	0.824688	0.0585938	0.301666		0.834062	0.0585938	0.301347
	0.85875	0.0375	0.359007		0.86625	0.0375	0.358628
	0.892813	0.0210937	0.421335		0.898438	0.0210937	0.420889
	0.926875	0.009375	0.488649		0.930625	0.009375	0.488132
	0.960938	0.00234375	0.560949		0.962812	0.00234375	0.560356
	0.995	0	0.638236		0.995	0	0.63756
	0.9975	0	0.644104		0.9975	0	0.643765
	1	0	0.65		1	0	0.65

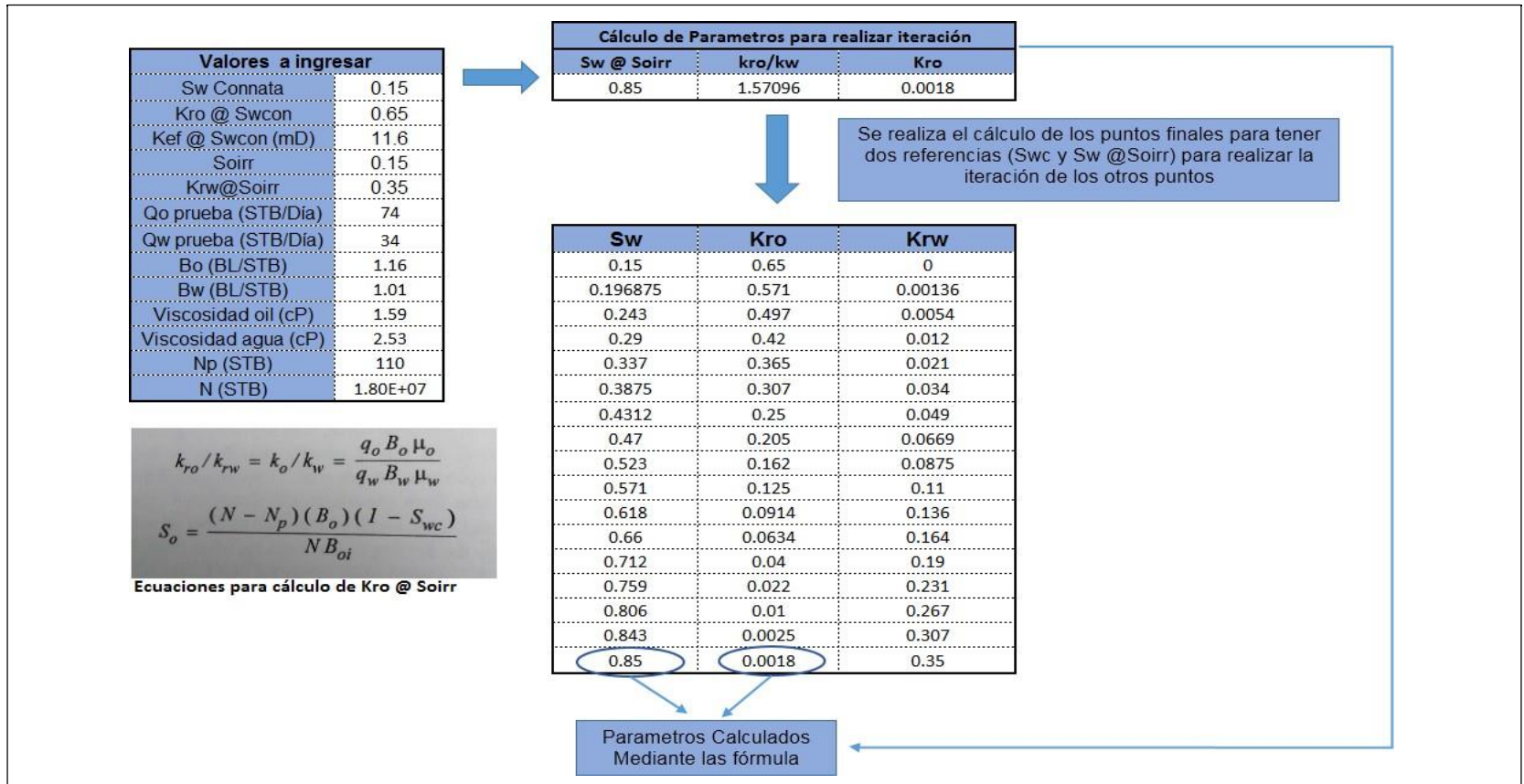
Cuadro 5. Datos utilizados para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa. Pozo SK_9

Datos para RT 1				Datos para RT 2			
RPT 1				RPT 2			
**	Sw	krw	krow	**	Sw	krw	krow
**	Sw	krw	krow	**	Sw	krw	krow
SWT				SWT			
	0.15	0	0.65		0.23	0	0.65
	0.196875	0.00136719	0.571289		0.2625	0.00136719	0.571289
	0.24375	0.00546875	0.497656		0.295	0.00546875	0.497656
	0.290625	0.0123047	0.429102		0.3275	0.0123047	0.429102
	0.3375	0.021875	0.365625		0.36	0.021875	0.365625
	0.384375	0.0341797	0.307227		0.3925	0.0341797	0.307227
	0.43125	0.0492187	0.253906		0.425	0.0492188	0.253906
	0.478125	0.0669922	0.205664		0.4575	0.0669922	0.205664
	0.525	0.0875	0.1625		0.49	0.0875	0.1625
	0.571875	0.110742	0.124414		0.5225	0.110742	0.124414
	0.61875	0.136719	0.0914063		0.555	0.136719	0.0914062
	0.665625	0.16543	0.0634766		0.5875	0.16543	0.0634766
	0.7125	0.196875	0.040625		0.62	0.196875	0.040625
	0.759375	0.231055	0.0228516		0.6525	0.231055	0.0228516
	0.80625	0.267969	0.0101563		0.685	0.267969	0.0101562
	0.853125	0.307617	0.00253906		0.7175	0.307617	0.00253906
	0.9	0.35	0		0.75	0.35	0
**	s1	krw	krog	**	s1	krw	krog
**	s1	krw	krog	**	s1	krw	krog
SLT				SLT			
	0.25	0.6	0		0.48	0.6	0
	0.296562	0.527344	0.00250532		0.512188	0.527344	0.00249047
	0.343125	0.459375	0.0100213		0.544375	0.459375	0.00996188
	0.389687	0.396094	0.0225479		0.576562	0.396094	0.0224142
	0.43625	0.3375	0.0400851		0.60875	0.3375	0.0398475
	0.482812	0.283594	0.062633		0.640937	0.283594	0.0622617
	0.529375	0.234375	0.0901916		0.673125	0.234375	0.0896569
	0.575937	0.189844	0.122761		0.705313	0.189844	0.122033
	0.6225	0.15	0.160341		0.7375	0.15	0.15939
	0.669063	0.114844	0.202931		0.769687	0.114844	0.201728
	0.715625	0.084375	0.250532		0.801875	0.084375	0.249047
	0.762188	0.0585938	0.303144		0.834062	0.0585938	0.301347
	0.80875	0.0375	0.360766		0.86625	0.0375	0.358628
	0.855313	0.0210937	0.423399		0.898438	0.0210937	0.420889
	0.901875	0.009375	0.491043		0.930625	0.009375	0.488132
	0.948438	0.00234375	0.563697		0.962812	0.00234375	0.560356
	0.995	0	0.641362		0.995	0	0.63756
	0.9975	0	0.645674		0.9975	0	0.643765
	1	0	0.65		1	0	0.65

ANEXO C

MATRIZ DE ENSAYO Y ERROR PARA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Imagen 1. Matriz de ensayo y error para cálculo de curvas de permeabilidad relativa.



ANEXO D
DATOS SELECCIONADOS PARA LA CONSTRUCCION DE LAS CURVAS IPR

- **Pozo SK_6.**

Tabla 1. Datos seleccionados y usados para intervalo 1 del pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo1} (BOPD)
4.647	0,012
4.147	20
3.647	40
3.147	60
2.647	80
2.147	100
1.647	120
1.147	140
647	160
147	180
0	185

Tabla 2. Datos seleccionados y usados para intervalo 2 del pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo2} (BOPD)
4.616	0
4.116	20
3.616	40
3.116	60
2.616	80
2.116	100
1.616	120
1.116	140
616	160
116	180
0	184

Tabla 3. Datos seleccionados y usados para intervalo 3 del pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo3} (BOPD)
4.673	0
4.173	20
3.673	40
3.173	60
2.673	80
2.173	100
1.673	120
1.173	140
673	160
173	180
0	186

Tabla 4. Datos seleccionados y usados para intervalo 4 del pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo4} (BOPD)
4.703	0
4.403	12
3.903	32
3.403	52
2.903	72
2.403	92
1.903	112
1.403	132
903	152
403	172
0	188

Tabla 5. Datos seleccionados y usados para IPR combinada del pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	Q_{Combinada} (BOPD)
4648	0
4148	50
3648	100
3148	150
2648	200

Tabla 5. (Continuación)

2148	250
1648	300
1148	350
648	400
148	450
0	464,8

Tabla 6. Datos usados para la construcción de las curvas IPR del caso 2 - pozo SK_6.

P_{wf} (psia)	Q combinada con intervalo 1 cerrado (BOPD)
4.648	0
4.148	52
3.648	112
3.148	172
2.648	232
2.148	292
1.648	352
1.148	412
648	472
148	532
0	559

- **Pozo SK_9.**

Tabla 1. Datos seleccionados y usados para intervalo 1 del pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo1} (BOPD)
4.640	0
4.140	20
3.640	40
3.140	60
2.640	80
2.140	100
1.640	120
1.140	140
640	160
140	180
0	185,6

Tabla 2. Datos seleccionados y usados para intervalo 1 del pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo2} (BOPD)
4.663	0
4.163	20
3.663	40
3.163	60
2.663	80
2.163	100
1.663	120
1.163	140
663	160
163	180
0	186

Tabla 3. Datos seleccionados y usados para intervalo 1 del pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo3} (BOPD)
4.680	0
4.180	20
3.680	40
3.180	60
2.680	80
2.180	100
1.680	120
1.180	140
680	160
180	180
0	187,2

Tabla 4. Datos usados para la construcción de la curva IPR del caso 2 - pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	Q combinada con intervalo 1 cerrado (BOPD)
4.820	0
4.320	90
3.820	180
3.320	270

Tabla 5. (Continuación)

P_{wf} (psia)	Q combinada con intervalo 1 cerrado (BOPD)
2.820	360
2.320	450
1.820	540
1.320	630
820	720
320	810
0	843,92

Tabla 4. Datos seleccionados y usados para intervalo 1 del pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	Q_{Intervalo4} (BOPD)
4.702	0
4.202	50
3.702	100
3.202	150
2.702	200
2.202	250
1.702	300
1.202	350
702	400
202	450
0	470,2

Tabla 5. Datos seleccionados y usados para IPR combinada del pozo SK_9.

P_{wf} (psia)	Q_{Combinada} (BOPD)
4.820	0
4.320	75
3.820	150
3.320	225
2.820	300
2.320	375
1.820	450
1.320	525
820	600
320	675
0	723