

EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR CON LA TÉCNICA
HUFF AND PUFF PARA OCHO POZOS EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

JUAN MANUEL FONSECA GÓMEZ
MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ BURBANO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017

EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR CON LA TÉCNICA
HUFF AND PUFF PARA OCHO POZOS EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

JUAN MANUEL FONSECA GÓMEZ
MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ BURBANO

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

Director:
HELMUT SALAZAR BARRERO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017

Nota de aceptación

Ing. Luis Guillermo Villa Orrego

Ing. Adriángela Romero

Bogotá D.C, noviembre de 2017.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

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

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Gracias a Dios por permitirme culminar esta etapa con éxito. A mis padres por enseñarme que todo se adquiere con arduo trabajo y honestidad, a mi hermana por ser mi apoyo y compañía durante toda mi vida, a mi hermano por ser un amigo incondicional a pesar de la distancia. También, quiero agradecer a mis amigos y seres queridos por apoyarme siempre, por brindarme una amistad y un cariño sincero incondicionalmente.

Miguel Ángel Sánchez Burbano

Quiero agradecer a mis padres por ser la base de una familia llena de cariño y apoyo durante toda mi vida. A mi hermana, por ser una amiga incondicional que me ha aconsejado durante momentos difíciles. A mis abuelos, por ser un ejemplo de vida a seguir el cual me ha marcado siempre con buenas enseñanzas y pautas para aplicar durante mi caminar en este mundo.

Juan Manuel Fonseca Gómez

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado expresan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas y compañías que brindaron su apoyo para la realización de este trabajo de grado.

A la empresa ECOPETROL S.A, por abrirnos sus puertas y en especial al Ing. Helmut Salazar Barrero por su gran conocimiento, apoyo, tiempo y amistad brindada durante la realización del trabajo de grado.

A nuestro orientador, Ing. Luis Guillermo Villa Orrego por brindarnos su gran conocimiento y orientarnos hacia la excelencia del presente trabajo de grado y de la vida profesional.

A la Fundación Universidad de América por brindar toda la orientación geológica, técnica y económica para la correcta realización del presente trabajo de grado. También, por brindar a través de sus maestros, todo el conocimiento adquirido durante el desarrollo del pregrado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	30
OBJETIVOS	34
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TECA-COCORNÁ	35
1.1 HISTORIA DEL CAMPO TECA-COCORNÁ	35
1.2 LOCALIZACIÓN	35
1.3 MARCO GEOLÓGICO	38
1.3.1 Columna estratigráfica	38
1.3.2 Estratigrafía.	40
1.3.2.1 Formación Girón.	40
1.3.2.2 Formación Tambor	40
1.3.2.3 Formación Rosablanca	40
1.3.2.4 Formación Paja	40
1.3.2.5 Formación Tablazo	41
1.3.2.6 Formación Simití	41
1.3.2.7 Formación La Luna	41
1.3.2.8 Formación Umir	41
1.3.2.9 Formación Lisama	42
1.3.2.10 Formación La Paz	42
1.3.2.11 Formación Esmeralda	42
1.3.2.12 Formación Mugrosa	42
1.3.2.13 Formación Colorado	43
1.3.2.14 Grupo Real	43
1.3.2.15 Grupo Mesa	43
1.3.3 Geología estructural	44
1.3.4 Geología del Petróleo	44
1.3.4.1 Roca Generadora	44
1.3.4.2 Roca almacén	44
1.3.4.3 Migración	45
1.3.4.4 Roca sello	45
1.3.4.5 Trampa	45
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	45
1.4.1 Métodos de producción	46
1.4.2 Tiempo de producción	46
1.4.3 Gráfica de producción acumulada	46
1.4.4 Número de pozos	49
1.4.5 Características del yacimiento	49
2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	51
2.1 ORIGEN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	51
2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	51

2.2.1 Etapas de la Inyección Cíclica de Vapor	52
2.2.1.1 Etapa de inyección	52
2.2.1.2 Etapa de remojo	53
2.2.1.3 Etapa de producción	54
2.2.2 Mecanismos de producción	55
2.2.2.1 Reducción de la viscosidad	56
2.2.2.2 Expansión térmica	56
2.2.2.3 Empuje por gas en solución	56
2.2.2.4 Segregación gravitacional	57
2.2.2.5 Otros mecanismos	57
2.3 PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE	58
2.3.1 Mecanismos de transferencia de calor	58
2.3.1.1 Conducción	58
2.3.1.2 Radiación	59
2.3.1.3 Convección	59
2.3.2 Eficiencia térmica del generador de vapor	59
2.3.3 Perdidas de calor en líneas de superficie	60
2.4 MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ	60
2.4.1 Tamaño de la zona calentada	61
2.4.1.1 Pérdidas de calor en el pozo	61
2.4.2 Radio Calentado	63
2.4.3 Temperatura promedio de la zona calentada	64
2.4.4 Cálculo de la tasa de producción de petróleo	68
2.4.4.1 Influencia del factor de daño	70
2.4.4.2 Alteración del factor de daño por medio del calentamiento del reservorio	71
2.4.4.3 Calculo de la tasa de producción de petróleo	72
2.4.4.4 Estimación del desempeño para ciclos consiguientes	72
3. ESTADO DEL ARTE DE LA INYECCIÓN SECUENCIAL Y LOCALIZADA	74
3.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE MANERA SECUENCIAL Y LOCALIZADA EN EL CAMPO MIDWAY SUNSET, CALIFORNIA	74
3.2 OPERACIONES DE INYECCIÓN DE VAPOR EN COLD LAKE, CANADÁ	75
4. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR UTILIZADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO DEL CAMPO TECA-COCORNÁ	79
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS OBJETO DE ESTUDIO	79
4.1.1 Análisis OFM de los pozos sometidos a inyección cíclica de vapor de manera localizada.	82
4.1.1.1 Pozo 1	82
4.1.1.2 Pozo 2	82
4.1.1.3 Pozo 3	83
4.1.1.4 Pozo 4	84
4.1.1.5 Pozo 5	85

4.1.1.6 Pozo 6	86
4.1.1.7 Pozo 7	87
4.1.1.8 Pozo 8	88
4.1.1.9 Pozo 9	89
4.1.1.10 Pozo 10	90
4.1.1.11 Pozo 11	91
4.1.1.12 Pozo 12	92
4.1.1.13 Pozo 13	93
5. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR A TENER EN CUENTA EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	95
5.1 PARÁMETROS DE INYECCIÓN A TENER EN CUENTA EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	95
5.1.1 Capacidad del generador	95
5.1.2 Pérdidas de calor en superficie	95
5.1.3 Diseño de los parámetros de inyección a utilizar en el simulador	97
5.1.3.1 Cálculo de la cantidad de calor a ser inyectada según el generador de vapor disponible en la zona de estudio	97
5.1.3.2 Cálculo de la tasa de inyección de vapor	98
5.1.3.3 Presión y Temperatura del vapor a inyectar	98
6. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR LOCALIZADA EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ MEDIANTE MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA	99
6.1 MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ	99
6.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE MANERA LOCALIZADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO DEL CAMPO TECA-COCORNÁ	103
6.2.1 Descripción del modelo de simulación de yacimientos	103
6.2.1.1 Descripción de la malla de simulación	103
6.2.1.2 Descripción de las condiciones PVT del modelo de simulación	105
6.3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	110
6.3.1 Descripción de los esquemas de inyección	110
6.3.1.1 Caso base	110
6.3.1.2 Inyección individual	110
6.3.1.3 Esquema de inyección aleatoria	110
6.3.1.4 Esquemas de inyección secuencial	111
6.3.2 Cronogramas de inyección	113
6.3.2.1 Primer ciclo de inyección de vapor	114
6.3.2.2 Segundo ciclo de inyección de vapor	114
6.3.2.3 Cronograma de inyección aleatoria	117
6.3.3 Calendarios de inyección planteados	117
6.3.4 Parámetros operacionales tenidos en cuenta en la simulación	122
6.3.4.1 Parámetros de producción en el simulador	122
6.3.4.2 Parámetros de inyección en el simulador	123

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE MANERA SECUENCIAL Y LOCALIZADA EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ	125
7.1 CASO DE UN CICLO DE INYECCIÓN DE VAPOR, CON CINCO DÍAS DE INYECCIÓN POR POZO	125
7.1.1 Resultados a nivel de pozo	125
7.1.2 Resultados a nivel de grupo	142
7.2 CASO DE UN CICLO DE INYECCIÓN, CON UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE DIEZ DÍAS	146
7.2.1 Resultados a nivel de pozo	146
7.2.2 Resultados a nivel de grupo	162
7.3 CASO DE DOS CICLOS DE INYECCIÓN, CON UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE CINCO DÍAS	166
7.3.1 Resultados a nivel de pozo	166
7.3.2 Resultados a nivel de grupo	190
7.4 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE RESULTADOS	194
8. ANÁLISIS FINANCIERO	197
8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	198
8.2 CASO A	200
8.2.1 Análisis de costos de operación (OPEX). Caso A	200
8.2.2 Análisis de ingresos. Caso A	208
8.2.3 Evaluación financiera. Caso A	216
8.2.3.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)	216
8.2.4 Flujos de caja	217
8.2.4.1 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso A	218
8.2.4.2 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso A	219
8.2.4.3 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso A	220
8.2.4.4 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “S”	222
8.2.4.5 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso A	223
8.2.4.6 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso A	224
8.3 CASO B	226
8.3.1 Análisis de costos de operación (OPEX). Caso B	226
8.3.2 Análisis de ingresos. Caso B	230
8.3.3 Evaluación financiera. Caso B	238
8.3.3.1 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B	239
8.3.3.2 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B	240
8.3.3.3 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B	241
8.3.3.4 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B	242
8.3.3.5 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B	243
8.3.3.6 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B	244
8.4 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	246
9. CONCLUSIONES	247

10.RECOMENDACIONES	249
BIBLIOGRAFÍA	250
ANEXOS	253

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Localización del Campo Teca-Cocorná en Colombia.	37
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	39
Figura 3. Etapa de inyección de vapor en un proceso de inyección cíclica de vapor.	53
Figura 4. Etapa de remojo en un ciclo de inyección cíclica de vapor.	54
Figura 5. Etapa de producción de un proceso de inyección cíclica de vapor.	55
Figura 6. Pérdidas de calor en el sistema de inyección.	58
Figura 7. Esquema de un generador de vapor para un campo petrolero.	59
Figura 8. Representación gráfica de la inyección secuencial realizada en el Campo Midway Sunset.	74
Figura 9. Zona afectada por el vapor alrededor de un pozo.	77
Figura 10. Múltiples zonas afectadas por la inyección de vapor en pozos cercanos.	77
Figura 11. Secuencia de inyección en 4 pozos de Cold Lake.	78
Figura 12. Área de estudio, Sector Cocorná Sur.	79
Figura 13. Patrón de pozos seleccionados para la inyección cíclica de vapor de manera secuencial y localizada.	80
Figura 14. Estado mecánico de un pozo tipo, localizado en el área de estudio del Campo Teca-Cocorná.	81
Figura 15. Resultados de calidades de vapor a presiones de salida de 600 psi.	96
Figura 16. Tabla del vapor a la presión de inyección establecida.	98
Figura 17. Malla correspondiente a la parte sur del Campo Teca-Cocorná.	104
Figura 18. Esquema de inyección aleatoria.	111
Figura 19. Esquema de inyección secuencial en "Z".	112
Figura 20. Esquema de inyección secuencial en "S".	113
Figura 21. Cronograma de operaciones para el caso del primer ciclo de cinco días de inyección de vapor.	115
Figura 22. Cronograma de operaciones para el caso del segundo ciclo de cinco días de inyección de vapor.	115
Figura 23. Cronograma de operaciones para el caso del primer ciclo de diez días de inyección de vapor.	116
Figura 24. Constraints de producción de los pozos objeto de estudio.	122
Figura 25. Propiedades del vapor inyectado.	123
Figura 26. Constraints de inyección de los pozos objeto de estudio.	124
Figura 27. Permeabilidad horizontal de las arenas productoras de la zona de estudio.	195
Figura 28. Área de estudio, Campo Teca-Cocorná Sur.	197
Figura 29. Grupo de pozos seleccionados en el área de estudio.	198
Figura 30. Flujo de caja para el escenario 1, alternativa 1. Caso A.	218
Figura 31. Flujo de caja neto para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.	218
Figura 32. Flujo de caja para el escenario 1, alternativa 2. Caso A.	219

Figura 33. Flujo de caja neto para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.	219
Figura 34. Flujo de caja para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.	220
Figura 35. Flujo de caja neto para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.	221
Figura 36. Flujo de caja para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.	222
Figura 37. Flujo de caja neto para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.	222
Figura 38. Flujo de caja para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.	223
Figura 39. Flujo de caja neto para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.	223
Figura 40. Flujo de caja para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.	224
Figura 41. Flujo de caja neto para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.	225
Figura 42. Flujo de caja general para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.	239
Figura 43. Flujo de caja neto para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.	239
Figura 44. Flujo de caja general para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.	240
Figura 45. Flujo de caja neto para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.	240
Figura 46. Flujo de caja general para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.	241
Figura 47. Flujo de caja neto para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.	241
Figura 48. Flujo de caja general para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.	242
Figura 49. Flujo de caja neto para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.	242
Figura 50. Flujo de caja general para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	243
Figura 51. Flujo de caja neto para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	243
Figura 52. Flujo de caja general para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	244
Figura 53. Flujo de caja neto para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	245

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Prueba de presión realizada al pozo T.	31
Gráfica 2. Comportamiento de la tasa de producción respecto a los ciclos de inyección de vapor de un pozo del Campo Teca-Cocorná.	32
Gráfica 3. Historia de producción del Campo Teca-Cocorná.	48
Gráfica 4. Cálculo de la variable adimensional I	62
Gráfica 5. Cálculo de la función ξ_s .	64
Gráfica 6. Determinación de las variables V_r y V_z .	65
Gráfica 7. Relación entre el indicador de inyectividad de vapor y el volumen de vapor inyectado.	76
Gráfica 8. Comportamiento de la producción del Pozo 1.	82
Gráfica 9. Comportamiento de la producción del pozo 2.	83
Gráfica 10. Comportamiento de la producción del pozo 3.	84
Gráfica 11. Comportamiento de la producción del pozo 4.	85
Gráfica 12. Comportamiento de la producción del pozo 5.	86
Gráfica 13. Comportamiento de la producción del pozo 6.	87
Gráfica 14. Comportamiento de la producción del pozo 7	88
Gráfica 15. Comportamiento de la producción del pozo 8.	89
Gráfica 16. Comportamiento de la producción del pozo 9.	90
Gráfica 17. Comportamiento de la producción del pozo 10.	91
Gráfica 18. Comportamiento de la producción del pozo 11.	92
Gráfica 19. Comportamiento de la producción del pozo 12.	93
Gráfica 20. Comportamiento de la producción del pozo 13.	94
Gráfica 21. Comportamiento de la temperatura del vapor en su recorrido desde el generador hasta el pozo 2.	96
Gráfica 22. Comportamiento de la producción del pozo de estudio mediante el modelo analítico de Boberg y Lantz.	101
Gráfica 23. Factor volumétrico del petróleo.	106
Gráfica 24. Densidad del petróleo.	106
Gráfica 25. Viscosidad del petróleo en función de la presión.	107
Gráfica 26. Viscosidad del petróleo en función de la temperatura.	107
Gráfica 27. Relación Gas-Petróleo.	108
Gráfica 28. K_{ro} vs K_{rw}	109
Gráfica 29. K_{rg} vs K_{rL}	109
Gráfica 30. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en "Z", para el caso 1.	126
Gráfica 31. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en "S" para el caso 1.	127
Gráfica 32. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 1.	128
Gráfica 33. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en "S" para el caso 1.	129
Gráfica 34. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 1.	130

Gráfica 35. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.	131
Gráfica 36. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.	132
Gráfica 37. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.	133
Gráfica 38. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.	134
Gráfica 39. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.	135
Gráfica 40. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.	136
Gráfica 41. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.	137
Gráfica 42. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.	138
Gráfica 43. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.	139
Gráfica 44. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.	140
Gráfica 45. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.	141
Gráfica 46. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en "Z", para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.	142
Gráfica 47. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en "Z" con cinco días de inyección durante el tiempo de evaluación.	142
Gráfica 48. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en "S", para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.	143
Gráfica 49. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en "S" con cinco días de inyección durante el tiempo de evaluación.	143
Gráfica 50. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección aleatoria, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.	144
Gráfica 51. Petróleo acumulado del grupo de pozos estimulados, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.	144
Gráfica 52. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	147
Gráfica 53. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	148
Gráfica 54. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	149
Gráfica 55. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	150

Gráfica 56. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	151
Gráfica 57. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	152
Gráfica 58. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	153
Gráfica 59. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	154
Gráfica 60. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	155
Gráfica 61. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	156
Gráfica 62. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	157
Gráfica 63. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	158
Gráfica 64. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	159
Gráfica 65. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	160
Gráfica 66. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.	161
Gráfica 67. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.	162
Gráfica 68. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en “Z”, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con diez días de inyección por pozo.	163
Gráfica 69. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en “Z” con diez días de inyección durante el tiempo de evaluación.	163
Gráfica 70. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en “S”, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con diez días de inyección por pozo.	164
Gráfica 71. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en “S” con diez días de inyección durante el tiempo de evaluación.	164
Gráfica 72. Petróleo acumulado del grupo de pozos estimulados, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con diez días de inyección por pozo.	165
Gráfica 73. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	167
Gráfica 74. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	168
Gráfica 75. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	170
Gráfica 76. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	171

Gráfica 77. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	173
Gráfica 78. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	174
Gráfica 79. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	176
Gráfica 80. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	177
Gráfica 81. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	179
Gráfica 82. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	180
Gráfica 83. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	182
Gráfica 84. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	183
Gráfica 85. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	185
Gráfica 86. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	186
Gráfica 87. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.	188
Gráfica 88. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.	189
Gráfica 89. Primer ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "Z" a nivel de grupo.	190
Gráfica 90. Segundo ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "Z" a nivel de grupo.	191
Gráfica 91. Tasa de producción de petróleo durante el tiempo de evaluación para el esquema de inyección secuencial en "Z" a nivel de grupo.	191
Gráfica 92. Primer ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "S" a nivel de grupo.	192
Gráfica 93. Segundo ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "S" a nivel de grupo.	192
Gráfica 94. Tasa de producción de petróleo durante el tiempo de evaluación para el esquema de inyección secuencial en "S" a nivel de grupo.	193
Gráfica 95. Petróleo acumulado del grupo de pozos estimulados, para el caso de dos ciclos de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.	193

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Número de pozos presentes en El Campo Teca-Cocorná.	49
Tabla 2. Propiedades de la roca.	49
Tabla 3. Propiedades de la formación adyacente.	49
Tabla 4. Propiedades de los fluidos.	50
Tabla 5. Parámetros operacionales tenidos en cuenta para la predicción mediante el modelo analítico de Boberg y Lantz.	100
Tabla 6. Resultados obtenidos de la evaluación del modelo analítico de Boberg y Lantz.	102
Tabla 7. Propiedades de la malla de simulación.	103
Tabla 8. Propiedades de la formación presentes en el modelo de simulación.	104
Tabla 9. Propiedades de la formación adyacente presentes en el modelo de simulación.	105
Tabla 10. Propiedades de los fluidos presentes en el modelo de simulación.	105
Tabla 11. Primer Ciclo de inyección de vapor, esquema secuencial en forma de "Z" y "S".	118
Tabla 12. Segundo Ciclo de inyección de vapor, esquema secuencial en forma de "Z" y "S".	119
Tabla 13. Ciclo de inyección de vapor, esquema de inyección aleatoria.	120
Tabla 14. Ciclo de inyección de vapor con 10 días de inyección para los esquemas de inyección secuencial en forma de "Z" y "S".	121
Tabla 15. Resultados de producción de los diferentes esquemas de inyección, para el caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de cinco días	145
Tabla 16. Resultados de producción de los diferentes esquemas de inyección, para el caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de diez días.	166
Tabla 17. Resultados de producción del caso de dos ciclos de inyección de vapor.	194
Tabla 18. Costos de inversión para el Escenario 1.	199
Tabla 19. Costos de inversión.	199
Tabla 20. Costos de inversión para los escenarios 2 y 3.	199
Tabla 21. Costos de inversión para el escenario 2.	200
Tabla 22. Capital de inversión para el escenario 3.	200
Tabla 23. Producción incremental para escenario 1, alternativa 1. Caso A.	201
Tabla 24. Producción incremental para escenario 1, alternativa 2. Caso A.	201
Tabla 25. Producción incremental para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.	202
Tabla 26. Producción incremental para el escenario 2, alternativa 2. Caso A.	202
Tabla 27. Producción incremental para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.	203
Tabla 28. Producción incremental para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.	204
Tabla 29. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 1. Caso A.	205
Tabla 30. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 2. Caso A.	205
Tabla 31. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.	206
Tabla 32. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 2. Caso A.	206

Tabla 33. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.	207
Tabla 34. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.	208
Tabla 35. Precio de venta de crudo para el Campo Teca-Cocorná.	208
Tabla 36. Producción neta del escenario 1, alternativa 1. Caso A.	209
Tabla 37. Producción neta del escenario 1, alternativa 2. Caso A.	209
Tabla 38. Producción neta del escenario 2, alternativa 1. Caso A.	210
Tabla 39. Producción neta del escenario 2, alternativa 2. Caso A.	210
Tabla 40. Producción neta del escenario 3, alternativa 1. Caso A.	211
Tabla 41. Producción neta del escenario 3, alternativa 2. Caso A.	212
Tabla 42. Ingresos para el escenario 1, alternativa 1. Caso A.	213
Tabla 43. Ingresos para el escenario 1, alternativa 2. Caso A.	213
Tabla 44. Ingresos para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.	214
Tabla 45. Ingresos para el escenario 2, alternativa 2. Caso A.	214
Tabla 46. Ingresos para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.	215
Tabla 47. Ingresos para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.	216
Tabla 48. Resultados de la evaluación financiera A.	226
Tabla 49. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.	226
Tabla 50. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.	227
Tabla 51. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.	227
Tabla 52. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.	228
Tabla 53. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	229
Tabla 54. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 2. Caso B.	230
Tabla 55. Producción neta para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.	231
Tabla 56. Producción neta para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.	231
Tabla 57. Producción neta para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.	232
Tabla 58. Producción neta para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.	232
Tabla 59. Producción neta para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	233
Tabla 60. Producción neta para el escenario 3, alternativa 2. Caso B.	234
Tabla 61. Ingresos para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.	234
Tabla 62. Ingresos para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.	235
Tabla 63. Ingresos para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.	235
Tabla 64. Ingresos para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.	236
Tabla 65. Ingresos para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.	237
Tabla 66. Ingresos para el escenario 3, alternativa 2. Caso B.	238
Tabla 67. Resultados evaluación financiera caso B.	246

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Cálculo de las pérdidas de calor en el pozo.	61
Ecuación 2. Cálculo de la calidad promedio del vapor en el fondo del pozo.	62
Ecuación 3. Ecuación de Marx y Langenheim para el cálculo del radio calentado.	63
Ecuación 4. Cálculo del tiempo adimensional.	64
Ecuación 5. Cálculo de la temperatura promedio en la zona calentada.	65
Ecuación 6. Cálculo de la variable θ , en función de v_r .	65
Ecuación 7. Cálculo de la variable θ , en función de v_z .	66
Ecuación 8. Cálculo del Espesor de arena artificialmente incrementado.	66
Ecuación 9. Cálculo de la variable δ .	67
Ecuación 10. Cálculo de la tasa a la cual la energía es removida de la formación con los fluidos producidos.	67
Ecuación 11. Variable H_{og}	67
Ecuación 12. Variable H_w .	68
Ecuación 13. Variable R_{wv} .	68
Ecuación 14. Relación de los índices de productividad.	69
Ecuación 15. Cálculo de la constante C_1 .	69
Ecuación 16. Cálculo de la constante C_2 .	70
Ecuación 17. Radio Efectivo del Pozo.	70
Ecuación 18. Cálculo del Factor de Daño.	71
Ecuación 19. Cálculo de la constante C_1 influenciada por el factor de daño.	71
Ecuación 20. Cálculo de la constante C_2 influenciada por el factor de daño.	71
Ecuación 21. Cálculo de la tasa de petróleo, posterior a la estimulación con vapor.	72
Ecuación 22. Cálculo del calor remanente en el reservorio.	72
Ecuación 23. Indicador de inyectividad de vapor.	75
Ecuación 24. Producción neta.	209
Ecuación 25. Cálculo de ingresos.	212
Ecuación 26. Tasa Interna de Retorno.	216
Ecuación 27. Equivalencia entre tasas.	217

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN “Z” CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN	254
Anexo B. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN “S” CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN	259
Anexo C. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN “Z” CON 10 DIAS DE INYECCIÓN	264
Anexo D. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN “S” CON 10 DIAS DE INYECCIÓN	269
Anexo E. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN “Z” DE DOS CICLOS CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN	274
Anexo F. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN “S” DE DOS CICLOS CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN	279

LISTA DE ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.
BN: barriles normales.
BOPD: barriles de petróleo por día.
BSW: contenido básico de sedimentos y agua.
BTU: unidad británica de temperatura.
BWE: barriles de agua equivalentes.
BWEQ/Día: barriles de agua equivalentes por día.
cm: centímetros.
cP: centipoise.
Ft: pies.
Ft³: pies cúbicos.
Gln: galones.
hr: hora.
Hs: entalpia del vapor.
Hw: entalpia del agua líquida.
K: grado Kelvin.
Km: kilometro.
Lb: libras.
m: metro.
mD: milidarcy.
MMBTU/hr: millones de BTU/hora.
MMBTU: millones de BTU.
OFM: oilfield manager.
PCN/BN: pies cúbicos normales/barriles normales.
Ps: presión de saturación.
PSI: libra por pulgada cuadrada.
SOR: relación vapor inyectado/petróleo producido, fracción.
TIO: tasa interna de oportunidad, (%).
TIR: tasa interna de retorno, (%).
TOC: contenido de carbón orgánico total.
Ts: temperatura de saturación.
°API: gravedad API.
°C: grados Celsius.
°F: grado Fahrenheit.

GLOSARIO

ABIGARRADA: roca generalmente estratificada que presenta colores bastante variados.

AMONITES: moluscos cefalópodos de forma enrollada espiral, acordonada. Tuvieron un amplio desarrollo durante los períodos Jurásico y Cretáceo del Mesozoico. Proceden del Silúrico y Devónico (Paleozoico). Son especies muy numerosas, algunos ejemplares llegaron a tener dimensiones hasta de tres metros de diámetro.

ANTICLINAL: pliegue de estratos rocosos con forma convexa hacia arriba, las rocas que se encuentran en su núcleo son las más antiguas.

ARCILLA: roca sedimentaria clástica, de dimensiones menores de 0.0039 mm generalmente compuesta de silicatos de aluminio hidratados, caolinita, esmectita, clorita e illita, provenientes de la alteración física y química de las rocas y minerales.

ARENISCA: roca sedimentaria de textura detrítica, la cual posee un tamaño de grano que varía entre 0.0625 y 2 mm y está compuesta principalmente por minerales de cuarzo y feldespato principalmente.

ASIMETRICO: término que se refiere a todo tipo de estructura geológica, que no guarda simetría en su forma.

BARRIL: unidad común de medida para el volumen diario de petróleo crudo producido por un pozo o un campo. El volumen de un barril es equivalente a 42 Gln estadounidenses y se abrevia BOPD.

BLOQUE YACENTE: es el bloque rocoso que se encuentra por debajo del plano de falla. También llamado, piso.

BOLQUE COLGANTE: bloque rocoso que se encuentra por encima del plano de falla. También llamado, techo.

BUZAMIENTO: es el ángulo de inclinación o ángulo diedro comprendido entre el plano de la roca o estructura y el plano horizontal. Buzamiento es la línea de máxima pendiente de un estrato. La dirección del buzamiento siempre es perpendicular al rumbo o dirección.

CALIZA: roca sedimentaria de textura clástica o no clástica, la cual posee un tamaño de grano que varía entre 0.2 y 1 mm, además, está compuesta principalmente por carbonato de calcio.

CANTOS: fragmento rocoso redondeado de dimensiones comprendidas entre 2 y 20 cm. de diámetro. El grado de redondez indica el transporte que ha sufrido el material.

CARBONACEO: acumulación de materiales vegetales, realizada en períodos geológicos pasados y que dieron lugar a la formación de carbón mineral.

CHERT: roca sedimentaria química, de textura micro cristalina y criptocristalina, cuyo tamaño de cristales son menores a 0.005 m. Su composición es una mezcla de sílice, coloidal, ópalo, calcedonia, entre otros.

CONCRECIÓN: nódulos minerales que se forman en ciertas partes de una roca, durante la diagénesis gracias a la precipitación de sustancias químicas a partir de un núcleo.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de origen detrítico, la cual posee un tamaño de grano mayor a 2 mm y está compuesta de cantos rodados, cementados en una matriz fina (arena, limo, arcilla), algunas veces la matriz puede ser calcárea o silíceo.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.

DISCORDANCIA: es una superficie de erosión o de deposición de sedimentos, señalada en la secuencia estratigráfica por la falta de estratos. Existen discordancias horizontales y angulares.

DÚCTIL: propiedad de los materiales a deformarse considerablemente ante un esfuerzo, antes de producirse su ruptura.

EDAD: subdivisión cronológica del tiempo geológico correspondiente a un período de tiempo inferior a época y superior a fase y crono.

ESTRATO: es la roca formada por la sedimentación de fragmentos o partículas provenientes de la desintegración de las rocas pre-existentes o de la precipitación de las soluciones químicas acuosas. El estrato es de origen sedimentario y puede encontrarse tanto en rocas sedimentarias como metamórficas. Los estratos pueden ser: concordantes, discordantes y cruzados. También pueden ser divergentes o convergentes según su buzamiento.

ESTRUCTURA: existen dos conceptos fundamentales en geología sobre el significado de estructura. Uno es microscópico y el otro es macroscópico, aunque en ambos casos se refiere a la disposición, arreglo y cohesión de los materiales constituyentes de un determinado cuerpo rocoso.

En el caso microscópico, estructura es el arreglo, disposición y cohesión de los minerales componentes de las rocas.

En el caso macroscópico, estructura es el arreglo y disposición de cuerpos rocosos mayores, lo que podríamos considerar como la disposición arquitectural de los terrenos en una determinada región.

FACIE: conjunto de caracteres y condiciones físicas, químicas, ambientales y paleontológicas, mediante las cuales se produjeron las deposiciones litológicas.

FALLA INVERSA: es cuando el piso baja con respecto al techo o el techo sube con respecto al piso, o ambos bloques se desplazan en el sentido indicado. Las fallas inversas, generalmente son producto de los esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: es cuando el techo baja con respecto al piso o el piso sube con respecto al techo, o ambos se desplazan en el sentido indicado. Las fallas normales son, generalmente producto de los esfuerzos de tensión.

FORMACIÓN: es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad. Por lo tanto, poseen una facies semejante, cuencas de deposición semejantes y cercanas, y fuentes de aportes de materiales también semejantes.

FOSFATOS: dicese de las rocas o minerales que contienen fosfatos o ácido fosfórico.

FOSILÍFERO: término usado para designar a terrenos que contienen fósiles.

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.

KERÓGENO: materia orgánica contenida en sedimentos bituminosos y que por destilación produce aceites minerales.

LAMINAR: minerales que se presentan en láminas de placas delgadas.

LENTE: son capas o estratos en forma lenticular, que se intercalan con los demás estratos normales. Puede tratarse de rocas de cualquier naturaleza, calizas, areniscas, conglomerados, fangolitas, etc. Se forman por la diferente cantidad de materiales de acumulación o por las pendientes de las cuencas de sedimentación.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, la cual posee un tamaño de grano que varía entre 0.003 mm y 0.0625 mm. Se compone de cuarzo y minerales de arcilla.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, la cual posee un tamaño de grano menor a 0.063 mm y está formada por la mezcla de arcilla y limo.

LUMAQUELA: brecha sedimentaria, compuesta esencialmente de fragmentos de conchas calcáreas, grava y arena.

MEANDRO: sinuosidades formadas por los ríos en un estado de desarrollo maduro o senil, generalmente en terrenos planos.

MICA: familia de minerales constituida por silicatos alumínicos, potásicos, magnesianos, cálcicos, sódicos y férricos, que algunas veces contienen litio, titanio, cromo, manganeso y fluor.

MIGRACIÓN DE PETRÓLEO: movimiento del petróleo en el subsuelo por efectos tectónicos o de las condiciones físicas.

MONOCLINAL: estructura inclinada de rocas estratificadas que siguen un rumbo definido, que cambian de buzamiento en determinado trecho y luego recuperan el buzamiento original.

NÓDULO: concreciones que se forman en las rocas sedimentarias por acumulación de ciertas sustancias, generalmente precipitación de carbonatos. Puede tratarse de nódulos calcáreos (acumulación de carbonatos de calcio), nódulos sideríticos (acumulación de carbonatos de hierro), nódulos de manganeso (acumulación de carbonatos de Mn en los fondos marinos), etc.

PERMEABILIDAD: propiedad de los terrenos porosos y permeables de dejar pasar fluido fácilmente siguiendo las leyes hidrostáticas. Es la cantidad de fluido que deja pasar una roca a través de una sección (volumétrica) en un tiempo determinado. La permeabilidad depende del tamaño, de la forma y del acomodo de los elementos constituyentes de las rocas.

PLIEGUE: deformación de las rocas estratificadas, debido a los esfuerzos de compresión, a las propiedades plásticas de éstas y a las condiciones de elevada presión reinantes, tomando formas onduladas. Los pliegues pueden clasificarse en anticlinales, sinclinales, domos, cuencas, homoclinales, monoclinales, pliegues recostados o tumbados, estructuras imbricadas, cabalgamientos, etc. Los pliegues pueden ser simétricos o asimétricos, dependiendo si el plano axial divide o no en partes iguales a la estructura plegada.

POROSIDAD: es la relación existente entre el volumen de los intersticios porosos y el volumen de la roca o suelo. La porosidad se expresa siempre en porcentaje.

RIPPLE-MARKS: ondulaciones visibles que aparecen en los planos de estratificación de las rocas sedimentarias, las cuales fueron producidas por las olas del mar, o de las aguas de escorrentía o por el viento.

ROCA CALCÁREA: roca compuesta esencialmente por carbonato de calcio (calcita). Las rocas calcáreas se forman generalmente de la precipitación química del CaCO_3 carbonato de calcio o de la acumulación de fragmentos de conchas calcáreas.

ROCA ÍGNEA: roca que se forma a partir de la solidificación del magma en su ascensión a la superficie terrestre.

ROCA METAMÓRFICA: roca resultante de las transformaciones ocurridas en los minerales y en las rocas mismas, pre-existentes, por acción del proceso de metamorfismo. Las rocas pre-existentes pueden ser ígneas, sedimentarias y metamórficas de menor grado de metamorfismo.

ROCA SEDIMENTARIA: son rocas exógenas producto de la consolidación y diagénesis de los materiales fragmentados originados por la erosión de rocas pre-existentes.

SEDIMENTO: material fragmentario originado por la erosión y/o alteración de las rocas pre-existentes susceptible de ser transportado y depositado en los fondos marinos, fondos lacustres y depresiones continentales.

SEPTARIA: concreción calcárea variable, ocurre en las arcillas calcáreas, posee estrías radiadas, frecuentemente en el núcleo se encuentra un resto orgánico.

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) que reposa sobre otro material.

TOC: carbono total orgánico contenido en una roca, hace referencia al contenido total de materia orgánica que posee una roca. Abreviatura de Total organic carbon.

TRAMPA: terrenos con condiciones geológicas favorables para la formación de yacimientos petrolíferos.

TRANSGRESIÓN MARINA: invasión de las aguas de los océanos a los continentes, causados por la variación del nivel de las aguas o por el hundimiento de las costas o continentes.

TRANSGRESIVA: sedimentación de origen marino producida durante los períodos de transgresión marina.

VETA: estructura paralelepípeda, generalmente mineralizada, presenta una potencia, un largo y una profundidad. Las vetas mineralizadas constituyen yacimientos de rendimiento económico. Las vetas son generalmente el producto del relleno de fracturas o fallas por procesos hidrotermales.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

RESUMEN

Con el presente trabajo de grado se realizó la evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica huff and puff para un sector del Campo Teca-Cocorná localizado en el Valle Medio del Magdalena mediante simulación numérica, el cual tiene una baja producción que se debe al depletamiento de la presión del yacimiento y la invasión de zonas por alta saturación de agua.

El proyecto se realizó seleccionando un sector del campo de estudio, el cual fue sometido a simulación numérica con el software CMG-STARs, con el propósito de generar distintos casos de inyección de vapor donde se hizo sensibilidad en el orden que estos van a ser inyectados.

Posteriormente, con base a los resultados que arrojó el simulador se logró seleccionar el mejor escenario de producción empleando la inyección localizada de vapor mediante la técnica Huff and Puff.

Finalmente, se realizó un análisis financiero mediante el uso del indicador Tasa Interna de Retorno (TIR), basado en los escenarios de producción observados en los resultados de la simulación del proceso anteriormente planteado, con el propósito de seleccionar el mejor escenario para que esta técnica se pueda seguir aplicando en campos de petróleo pesado en el Valle Medio del Magdalena.

Palabras claves:

- Inyección localizada
- Huff and Puff
- Campo Teca-Cocorná
- Simulación numérica
- Cuenca Valle Medio Magdalena

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado se realizó en un área del Campo Teca-Cocorná donde se ha identificado que al realizar hasta 15 ciclos de inyección de vapor se presenta una baja producción (baja respuesta a la estimulación). Esta baja productividad se debe a un depletamiento de la presión acompañada de una invasión de agua en zonas cercanas al pozo por ciclos anteriores.

Para la solución de este problema, se planteó evaluar el efecto de un proceso de inyección cíclica de vapor de manera localizada y secuencial; esta hipótesis se corroboró a través de una simulación numérica que busco generar los mejores escenarios de inyección.

El principio de la hipótesis se basa en que debido a las bajas presiones puede existir una comunicación entre pozos, la cual iba a ser aprovechada por el “efecto secuencial”, que consiste en la inyección de dos pozos alrededor de un pozo intermedio, el cual va a verse beneficiado por la resaturación de fluidos y un aumento de la temperatura similar a un efecto de inyección continua de vapor.

La técnica secuencial incluye la optimización de recursos mediante la creación de cronogramas de inyección que permitan la inyección simultánea de dos pozos optimizando el proceso de generación de vapor, asegurando que se obtenga la máxima calidad de vapor y optimizando los tiempos de servicio a pozo ya que las movilizaciones del equipo de servicio son más cortas.

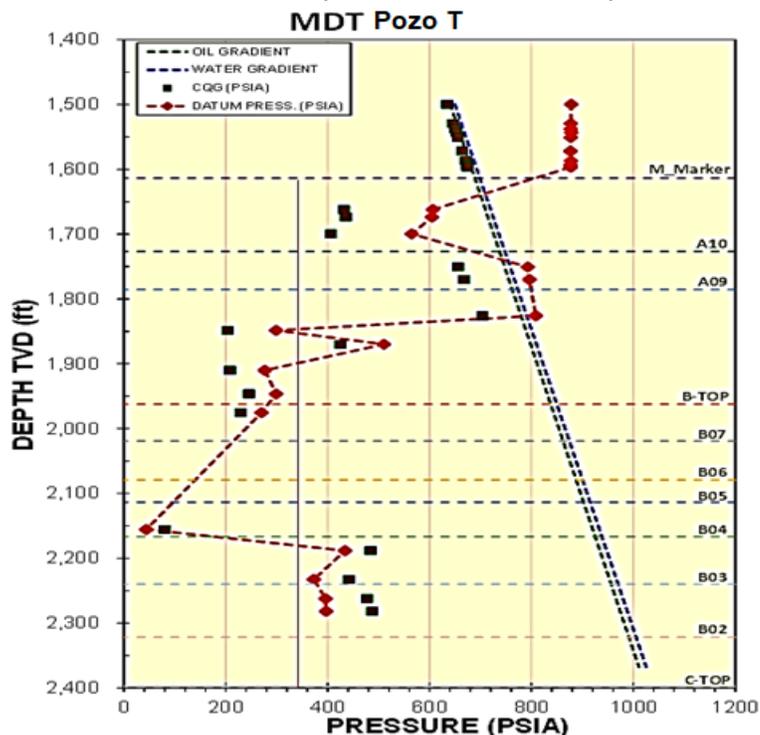
Esta investigación ha encontrado que en un grupo de 12 pozos seleccionados se puede incrementar la producción hasta en un 10% comparado con una técnica aleatoria de inyección. Así mismo, se observa que la respuesta a la inyección cíclica es más duradera y por ende una mejor relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR).

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Teca-Cocorná, ubicado en el Valle Medio del Magdalena, lleva realizando ciclos de inyección de vapor para recuperar el petróleo in situ, debido a que su respectivo yacimiento posee crudos de 12.5°API y su movilidad dentro del yacimiento @ 100 °F de temperatura es muy pobre; esta técnica ha llevado el yacimiento a recuperaciones de hasta el 12% aproximadamente en 40 años de desarrollo del campo.

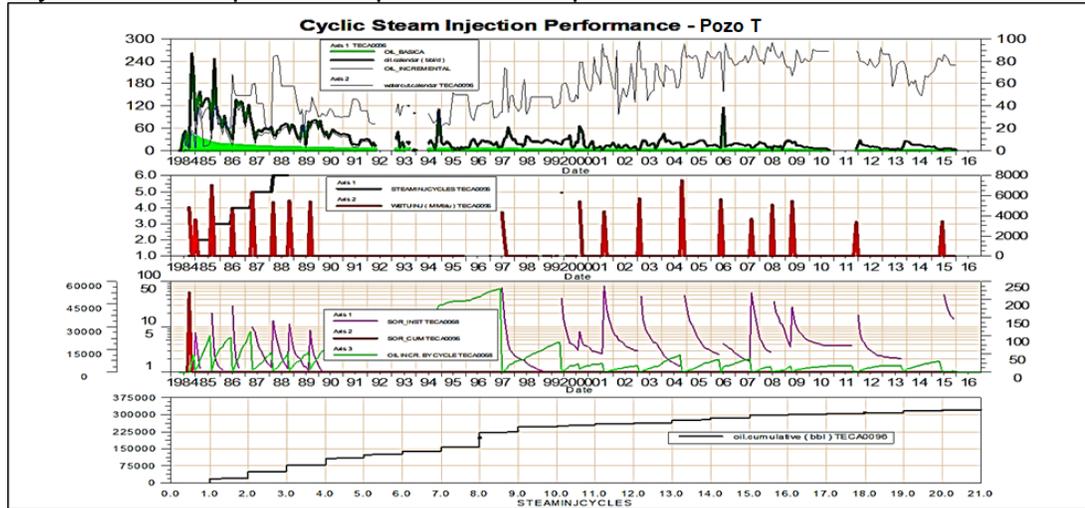
Para inicios del año 2017 el campo tiene una baja producción donde Ecopetrol S.A ha identificado que se debe al depletamiento de la presión del yacimiento y la invasión de zonas por alta saturación de agua, signos de un mal gerenciamiento del calor en el yacimiento. En la **Gráfica 1**, se observa la tendencia de la presión para un pozo que se encuentra en el Campo Teca-Cocorná, al cual se le realizó una prueba de presión. Además, en la **Gráfica 2**, se observa el comportamiento de la tasa de producción respecto a los ciclos de inyección de vapor realizados a un pozo que se encuentra en el campo de estudio.

Gráfica 1. Prueba de presión realizada al pozo T.



Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado. Ecopetrol S.A.

Gráfica 2. Comportamiento de la tasa de producción respecto a los ciclos de inyección de vapor de un pozo del Campo Teca-Cocorná.



Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado. Ecopetrol S.A.

Por otra parte, se ha identificado que hay zonas en el yacimiento sin contactar vía la inyección cíclica de vapor porque los volúmenes recuperados de petróleo comparados con las reservas existentes lo indican de esta manera; basados en este argumento se cree que los volúmenes inyectados de vapor no han llegado a dichas áreas sin contactar y los aumentos de volumen por inyectar podrían llegar a ser muy poco costo efectivas.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se genera una baja productividad en pozos que han sido objeto de inyección cíclica de vapor en el Campo Teca-Cocorná después de haber inyectado un gran número de ciclos de vapor.

Esta baja productividad está ocasionando el incremento de la relación de vapor inyectado por petróleo producido (SOR), observando un muy bajo aporte de petróleo del yacimiento, aunque se hayan aumentado los volúmenes de inyección, además, genera un aumento en la producción de agua a causa de la condensación del vapor inyectado después de cada ciclo, lo que ocasiona que aumenten los costos operacionales y la disminución de la rentabilidad del proyecto.

HIPÓTESIS

Anteriormente en el Campo Teca-Cocorná, se realizaban ciclos de inyección de vapor en los pozos de manera aleatoria, es decir, no se tenía un cronograma de inyección, que permitiera optimizar los recursos (servicios a pozo, calor generado) en el campo.

Debido a que se tiene una baja productividad en el Campo Teca-Cocorná, se planteó evaluar el efecto de un proceso de inyección cíclica de vapor de manera localizada y secuencial; esta hipótesis se corroboró a través de una simulación numérica que busco generar los mejores escenarios de inyección.

El principio de la hipótesis se basa en que debido a las bajas presiones puede existir una comunicación entre pozos, la cual iba a ser aprovechada por el “efecto secuencial”, que consiste en la inyección de dos pozos alrededor de un pozo intermedio, el cual va a verse beneficiado por la resaturación de fluidos y un aumento de la temperatura.

Además, se busca un incremento en la productividad basado en que se asume que la retención de calor en el sistema roca fluidos va a ser mayor porque se aprovechará el hecho de inyectar en pozos vecinos creando un doble efecto, uno de calentamiento de las zonas cercanas al pozo intervenido y un segundo efecto similar a un steamflooding porque el pozo vecino inyectado movilizará fluidos al pozo predecesor previamente estimulado con vapor.

Este proceso se realizará en pozos cercanos, lo que proporcionará una mayor distribución de calor a lo largo de la roca, contactando áreas que no han sido contactadas anteriormente debido a inyección cíclica de vapor de manera aleatoria previamente realizada en el campo, es decir, que no se tenía un programa de inyección en el cual se aprovechará el calor generado durante la inyección.

Realizando la simulación del proceso anteriormente planteado, se espera que la tasa de producción de los pozos objeto de la simulación incremente y que la inyección cíclica de vapor de manera localizada se presente como un proceso rentable el cual se pueda seguir aplicando en el Campo Teca-Cocorná, representando una fuente de ingresos representativa para los intereses de Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff para ocho pozos en el Campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del Campo Teca-Cocorná ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
2. Describir las condiciones de la inyección localizada de vapor realizada en el Campo Teca-Cocorná.
3. Describir las condiciones de la inyección localizada de vapor que se tendrán en cuenta en la simulación numérica con la técnica Huff and Puff en el Campo Teca-Cocorná.
4. Realizar simulación numérica de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff en el Campo Teca-Cocorná.
5. Analizar los resultados obtenidos de la simulación numérica de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff en el Campo Teca-Cocorná.
6. Evaluar la viabilidad financiera de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff en el Campo Teca-Cocorná mediante el indicador Tasa Interna de Retorno (TIR).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TECA-COCORNÁ

A continuación, se presentan aspectos relacionados con el Campo Teca-Cocorná, en cuanto a su historia, localización, además de una breve descripción de su marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO TECA-COCORNÁ

La historia del Campo Cocorná data del año 1958 cuando se firmó la concesión Cocorná 844 entre el estado colombiano y la Texas Petroleum Company, compañía operadora, la cual en 1965 descubrió el Campo Cocorná mediante la perforación de los pozos Cocorná 1, 2, 3 y 4¹. La historia del Campo Teca está relacionada con la concesión Cocorná, bajo la operación de la Texas Petroleum Company, la cual descubrió dicho campo en 1967. En 1981 esta compañía perforo los pozos Flamingo 1 y Golondrina 1, productores de hidrocarburos y con los que se definió la comercialidad del campo. Posteriormente, en 1984 iniciaron los proyectos de inyección cíclica de vapor, los cuales se implementaron a lo largo del Campo Teca y el Campo Cocorná².

En el 2011 Ecopetrol S.A. le solicitó al ministerio de Minas y Energía, la unificación del Campo Teca y el Campo Cocorná, en consideración a que dichos campos hacen parte de la misma estructura, explotan el mismo yacimiento y, además, no existe ningún límite estructural que separe a estos campos. En respuesta a la solicitud, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud por medio de la resolución No. 00124429 del 22 de julio de 2011, desde entonces el nombre del campo pasó a ser Campo Teca – Cocorná³.

En Abril de 2017, Ecopetrol, la empresa operadora en asociación con Occidental Andina desarrollan un acuerdo para la implementación de una tecnología moderna, la cual busca aumentar el factor de recobro del campo hasta llegar a un 60% a través de métodos de recobro térmico⁴.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Teca-Cocorná se encuentra localizado en Colombia, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, específicamente en el departamento de Antioquia, en el municipio Puerto Boyacá.

¹ SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

² TRIGOS, E.M et Al. Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. Conference Paper SPE 132775. Trinidad, June 2010.

³ SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

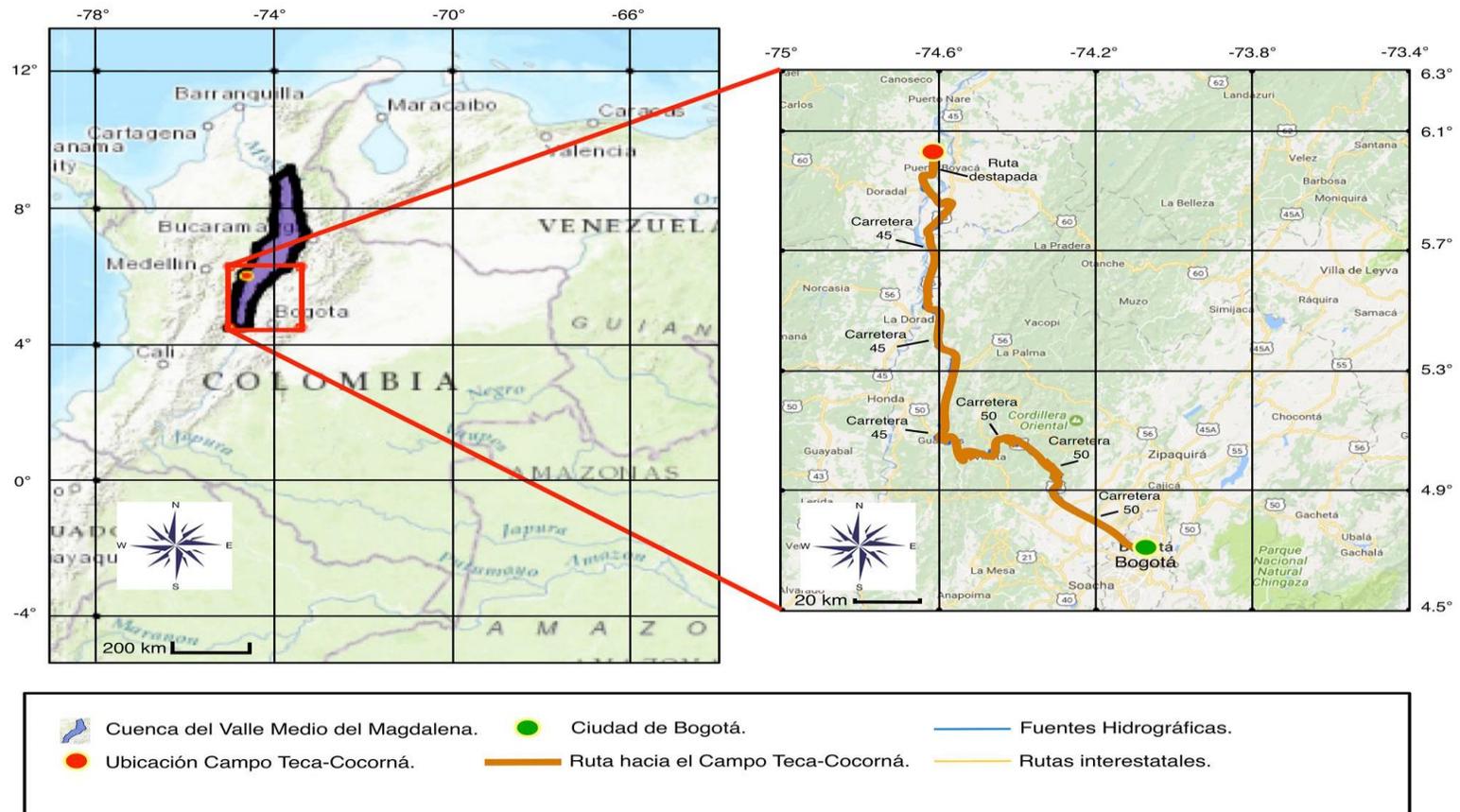
⁴ Redacción Economía. Ecopetrol y Oxy buscan elevar el recobro del campo petrolero Teca – Cocorná. PERIÓDICO EL ESPECTADOR. Bogotá D.C. (26 de junio de 2014).

Para llegar desde Bogotá al Campo Teca-Cocorná por vía terrestre, se toma hacia el noroeste la carretera 50 por un trayecto de 122 Km, hasta llegar al Municipio de Guaduas y allí se toma rumbo al norte por la carretera 56 y se recorre una distancia de 76.6 Km hasta llegar a la carretera 45. Por la carretera 45 se recorren 51.3 Km hacia el norte hasta tomar la carretera 60 y recorrerla hacia el norte 11.6 Km, de allí se toma la vía Puerto Triunfo-Puerto Nare recorriendo 13.5 Km hasta tomar una carretera destapada, finalmente se recorren 4.5 Km hacia el noroeste que lleva al Campo Teca-Cocorná.

Para llegar desde Bogotá al Campo Teca-Cocorná por vía aérea, se toma un vuelo desde el aeropuerto internacional El Dorado hasta el Aeropuerto José María Córdoba ubicado en Rionegro, Antioquia. Posteriormente, se toma la carretera 60 por un trayecto de 159 Km hacia el este hasta llegar a la vía Puerto Triunfo-Puerto Nare, a partir de allí se recorre el mismo trayecto mencionado anteriormente.

La **Figura 1** muestra la ubicación del Campo Teca-Cocorná.

Figura 1. Localización del Campo Teca-Cocorná en Colombia.



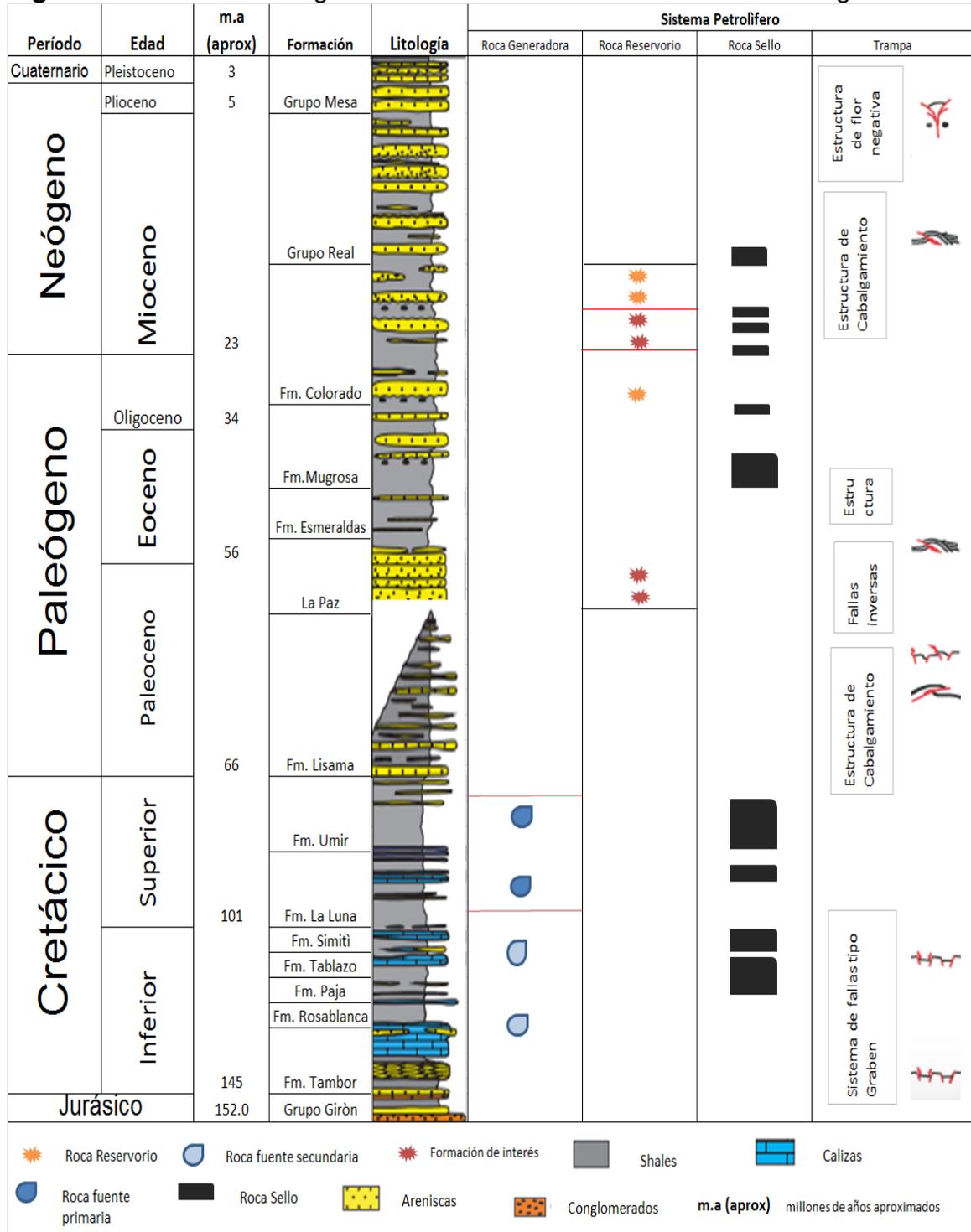
Fuente: Mapa de Colombia, Campo teca. Disponible en <<https://www.google.es/maps/place/Teca+ECOPETROL/@6.0761632>>. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y del petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se puede observar la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la cual está localizado el Campo Teca-Cocorná.

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



Fuente: BARRERO, D. et Al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogota, 2007. p 78. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección se describe la estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, tomando como base la columna estratigráfica de la **Figura 2**. La descripción se realiza desde la base hasta el tope de la cuenca, haciendo énfasis en las formaciones perforadas en el Campo Teca-Cocorná.

1.3.2.1 Formación Girón. La formación Girón se le atribuye una edad correspondiente al periodo jurásico, constituida por areniscas arcillosas rojas con manchas blancas y verdes, además, lutitas pardo-moradas y calizas rojas⁵. Esta formación posee un espesor de 3500 m y se depositó bajo un ambiente continental, fluvial a lacustre⁶. La formación Girón se encuentra en contacto discordante sobre basamento ígneo-metamórfico que la infrayace y se encuentra en contacto discordante con la formación Tambor que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Tambor. A esta formación se le atribuye la edad correspondiente al periodo Cretácico inferior. Se encuentra conformado por shales, conglomerados rojos y areniscas, en la parte superior se encuentran algunas tapas de caliza⁷. Esta formación posee un espesor de 650 m. Se depositó bajo un ambiente fluvial de corrientes trenzadas⁸. Esta formación se encuentra en contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Rosablanca que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Se atribuye una edad correspondiente al periodo cretácico inferior. Está constituida desde la base hasta el tope por un nivel inferior de calizas y dolomitas grises, con intercalaciones de caliza marrón, un nivel margoso inferior, un nivel de shales con intercalación de calizas, un nivel margoso superior, un nivel arenoso y un nivel lumaquelico⁹. La Formación Rosablanca posee un espesor aproximado de 316 metros y un ambiente de depositación marino. La Formación Rosablanca se encuentra en contacto concordante con la Formación Tambor que la infrayace y con la Formación Paja que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Paja. Se le asigna una edad Barremiana, la cual es correspondiente al periodo Cretácico inferior. Constituida por una sucesión de shales negras, ligeramente calcáreas y micáceas, la parte inferior de esta formación se constituye de acumulaciones de caliza, septarias y vetas de calcita. Además, posee un espesor aproximado entre 125 m hasta 625 m y un ambiente de depositación marino somero. Esta formación se encuentra en contacto concordante

⁵ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p 257.

⁶ ECHEVERRY, S. MEZA, V. RUIZ, A. Inform de Salida de Campo al Departamento de Santander. [En línea]. [20 de febrero de 2017]. Disponible en <<http://santandervas.blogspot.com.co/2014/05/informe-campo-santander-vas.html>>

⁷ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p 448.

⁸ MORENO, G. SARMIENTO, G. Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las Localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara – San Gil (Santander), Colombia. Bogotá 2002. p 72 – 73.

⁹ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p 420.

con la formación Rosablanca que la infrayace y con la Formación Tablazo que la suprayace¹⁰.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Se le atribuye una edad Aptiana correspondiente al periodo Cretácico inferior, constituida por una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas y margas, existe predominio de las calizas en la mitad superior y en la mitad inferior predominan las margas¹¹. El espesor de esta formación oscila entre 150 y 325 m a lo largo de su extensión y posee un ambiente de depositación marino. La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace y con la Formación Simití que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Simití. Se le atribuye una edad Albiana correspondiente al periodo Cretáceo inferior y la edad Cenomaniana correspondiente al periodo Cretáceo superior. También se le asigna el nombre de Simití Shale, la cual está compuesta por shale gris o negra, localmente calcárea y concrecionaria¹². En la parte superior de la formación existen capas de conglomerados generalmente delgadas formadas por cantos pequeños, nódulos de fosfatos, dientes de pez y arena. El espesor varía entre 250 y 650 m y posee un ambiente de depositación continental. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Tablazo y con la Formación La Luna que la suprayace.

1.3.2.7 Formación La Luna. Se le atribuye una edad correspondiente al periodo Cretáceo superior y está constituida por una sucesión de shale negra, calcárea, fosilífera con acumulaciones de calizas negras¹³. Morales et al¹⁴ subdivide la formación La Luna en tres miembros, distribuidos desde la base hasta el tope, los cuales son: Miembro Salada, Miembro Pujamaná y Galembó, respectivamente. Esta formación posee un espesor que varía entre 220 m y 700 m y se depositó bajo un ambiente de transgresión marina, permitiendo el desplazamiento de lodolitas, cherts y fosfatos que darían origen a las rocas fuente. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Simití que la infrayace y con la Formación Umir que la suprayace.

1.3.2.8 Formación Umir. Se le atribuye una edad del campaniano - maestrichtiano correspondiente al periodo cretáceo superior. Morales et al¹⁵ describió la parte inferior de la formación, la cual se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas laminas carbonáceas y micáceas, caracterizada por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas. Además, la parte superior está compuesta por lutitas

¹⁰ Lbíd., p. 363

¹¹ Lbíd., p. 445

¹² Lbíd., p. 437

¹³ Lbíd., p. 301

¹⁴ Lbíd., p. 302

¹⁵ Lbíd., p. 458

blandas, gris oscuras, depositadas en capas delgadas con numerosas laminas de carbón, láminas delgadas de mineral hierro, arenisca de grano fino y limonita. Esta formación posee un espesor aproximado de 1000 m y posee un ambiente de depositación marino. Esta formación se encuentra en contacto discordante con el miembro Galembo de la Formación La Luna que lo infrayace y se encuentra en contacto concordante con la Formación Lisama que la suprayace.

1.3.2.9 Formación Lisama. Se le atribuye una edad del paleoceno correspondiente al periodo Paleógeno. En 1935 Wheeler¹⁶ describió la formación Lisama como una unidad que consta de shales abigarradas de color rojo, pardo, gris, con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación. Esta formación posee un espesor aproximado de 1225 m y posee un ambiente de depositación que varía entre lagunar y deltaico. La Formación Lisama se encuentra en contacto concordante con la Formación Umir que la infrayace y se encuentra en contacto discordante con el Miembro Toro de la Formación La Paz que la infrayace.

1.3.2.10 Formación La Paz. Se le atribuye una edad entre el paleoceno y el eoceno medio, ambos correspondientes al período Paleógeno. Morales et al¹⁷ menciona que esta formación está compuesta por areniscas masivas, conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada y con intercalaciones dispersas de limonitas y shales en los dos tercios superiores de la formación. En la parte inferior de la formación se encuentra un nivel de lutitas arenosas. Además, la formación La Paz varía su espesor de un área a otra, aunque en promedio posee un espesor de 1000 m y su ambiente de depositación es continental de corrientes trenzadas. La Formación La Paz se encuentra en contacto discordante con la Formación Lisama que la infrayace y se encuentra en contacto concordante con la Formación Esmeralda que la suprayace.

1.3.2.11 Formación Esmeralda. Morales et al¹⁸ le atribuye una edad del Eoceno superior correspondiente al período Paleógeno y está compuesta por areniscas y limolitas compactas dispuestas en capas muy delgadas o láminas, micáceas de grano fino y de color gris, que alternan con shales gris oscuras que localmente pueden presentarse dispersos. Esta formación posee un espesor aproximado de 1200 m y su ambiente de depositación es continental. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación La Paz que la infrayace y se encuentra en contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Esta formación posee una edad entre el eoceno superior y el oligoceno, ambos pertenecientes al periodo Paleógeno. Según la

¹⁶ PORTA, J. Léxico estratigráfico. Centre National de la Recherche Scientifique. París. 1974. p 327.

¹⁷ Lbíd., p. 307.

¹⁸ Lbíd., p. 199.

Colombian Soc. Petr. Geol. Geoph.¹⁹ la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, raramente con grueso o con cantos, los cuales se encuentran intercalados con shales de color azul o gris. La parte media está compuesta de shales masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas a veces con cantos que se intercalan con shales moteadas. Esta formación posee un espesor que varía entre 500 y 700 m y su ambiente de depositación es de transición entre meandriforme y anastomosado. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Esmeralda que la infrayace y con la Formación Colorado que la suprayace.

1.3.2.13 Formación Colorado. Se le atribuye una edad de oligoceno superior y mioceno inferior, correspondientes a los periodos paleógeno y neógeno respectivamente²⁰. Consta predominantemente de arcillas color gris claro, purpuras y moteadas de rojo, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. Posee un espesor aproximado que varía entre 1000 m y 2500 m y su ambiente de depositación es continental. La Formación Colorado se encuentra en contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace y con el Grupo Real que lo suprayace.

1.3.2.14 Grupo Real. Se le atribuye una edad de mioceno. Wheeler²¹ dividió el Grupo Real en cinco formaciones que desde la base hasta el tope de la formación son: Formación lluvia, la cual está compuesta principalmente por conglomerados y areniscas conglomeráticas con intercalaciones de shales de color moteado. La Formación Chontorales Shale está compuesta por shales moteadas de gris y rojo con intercalaciones delgadas de areniscas. La Formación hiel, que está compuesta principalmente por areniscas con un bajo contenido de fragmentos de carbón. La Formación Enrejado shale está compuesta por shales moteadas que alternan con areniscas en capas delgadas. Finalmente, la Formación Bagre está compuesta por areniscas conglomeráticas. El Grupo Real posee un espesor que varía desde 500 m hasta 3900 m. En relación a la ubicación del Campo Teca-Cocorná. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante tanto con la Formación Colorado que la infrayace como con el Grupo Mesa que lo suprayace.

1.3.2.15 Grupo Mesa. A esta formación se le atribuye una edad del plioceno correspondiente al periodo neógeno. Porta distingue ²² el Grupo Mesa en tres miembros, tales como, Miembro Palmas, Miembro Bernal y Miembro Lumbí, los cuales están compuestos principalmente por gravas con sucesiones de arcillas blancas. Esta formación posee un espesor aproximado de 430 m y su ambiente de depositación es continental. El Grupo Mesa se encuentra en contacto discordante con el Grupo Real que lo infrayace.

¹⁹ Lbíd., p. 373.

²⁰ Lbíd., p. 143.

²¹ Lbíd., p. 419.

²² Lbíd., p. 362.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está situada entre la Cordillera Central y Oriental, se encuentra limitada al norte por la falla Bucaramanga y al sur por la falla de Cambao. Se le considera una cuenca intracordillerana inclinada hacia el oriente afectada por algunos pliegues y fallas. El Valle Medio del Magdalena es una depresión tectónica asimétrica con dos bordes muy diferentes. En la zona occidental se tiene un borde pasivo, caracterizado por tener una porción de materiales de la Cordillera Central y por poseer una geometría monoclinial. El borde ubicado en la Cordillera Oriental posee una deformación que aumenta continuamente convirtiéndose en un margen compresional, también llamado anticlinal²³.

La zona de Teca-Cocorná se encuentra limitada hacia el occidente por una falla inversa con buzamiento hacia el este, que actúa como un límite de no flujo en su parte occidental. La estructura geológica del campo está caracterizada por un monoclinial ancho ligeramente inclinado, cuyo cierre se encuentra en el bloque yacente de una falla inversa que tiene dirección noreste-sureste. Es necesario resaltar que el reservorio menos profundo se encuentra a 600 ft bajo el nivel del mar y la base del más profundo se encuentra a 2000 ft bajo el nivel del mar, es por esto que el campo es considerado somero²⁴.

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección y con base en la Figura 2 se describen los principales elementos del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y por tanto del campo objeto de estudio.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal fuente de hidrocarburos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una amplia sucesión de shales marinas y calizas provenientes del cretáceo, las cuales pertenecen a la formación La Luna²⁵. Esta formación posee un TOC que varía entre 1-6%, lo que indica que tiene un alto contenido de materia orgánica, además, posee un kerógeno tipo II, comúnmente proveniente de ambientes marinos de alta productividad biológica²⁶.

1.3.4.2 Roca almacén. Los reservorios de la cuenca han sido registrados como provenientes en un 97% de las areniscas del paleógeno como lo son las formaciones Lisama, Esmeralda-La Paz y Colorado-Mugrosa. Estas formaciones poseen porosidades promedio varían entre 15 y 20% y permeabilidades entre 20 y 600 md.²⁷

²³ MOJICA, J. FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá 1990. p 56.

²⁴ SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

²⁵ Lbíd.

²⁶ BARRERO, D. et Al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007. p 80.

²⁷ Lbíd. p 80

La principal formación productora del Campo Teca-Cocorná se encuentra geológicamente correlacionada con la Formación Mugrosa y está compuesta de cuerpos lenticulares de arenisca de grano fino a medio, con lodolitas interestratificadas que son moteadas con manchas rojas causadas por óxidos de hierro²⁸.

1.3.4.3 Migración. La separación que realiza la inconformidad del Eoceno entre el reservorio primario y la roca fuente infrayacente forman un sistema ideal de migración de petróleo²⁹, donde las principales vías de migración son:

- La migración vertical directa donde la Formación La Luna corta por debajo a la inconformidad del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de la arenisca portadora del Eoceno.
- Migración vertical a través de las fallas donde la Formación La Luna no corta por debajo a la inconformidad del Eoceno.

1.3.4.4 Roca sello. Los sellos del reservorio de areniscas del paleógeno están conformados por arcillolitas dúctiles no marinas provenientes de las formaciones Colorado y Esmeralda. Para los reservorios de caliza del cretácico, los sellos presentes son shales marinos que provienen principalmente de las formaciones Simití y Umir³⁰.

1.3.4.5 Trampa. El mecanismo primario de entrampamiento es de tipo estructural asociado a pliegues anticlinales ligeros desarrollados en el bloque colgante de fallas normales direccionadas hacia el este a lo largo de la parte occidental de la cuenca. Estas fallas se encuentran asociadas con fallas inversas de buzamiento hacia el occidente ubicadas en la porción oriental de la cuenca y son provenientes de periodos entre el Mioceno tardío y el Plioceno³¹.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En el área de Cocorná, la producción inicio con los pozos descubridores, los cuales producían a una tasa muy baja. Posteriormente, la tasa de producción de petróleo aumento con la perforación de nuevos pozos y con la implementación de proyectos de inyección cíclica de vapor en el campo.

En el área de Teca la producción alcanzó una tasa máxima de 22.800 BOPD en marzo de 1986³². En 1992, el campo suspendió su producción debido a que ocurrió una falla en la refinería de Barrancabermeja y posteriormente, su producción

²⁸ SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

²⁹ Lbíd.

³⁰ BARRERO, D. et Al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007. p 80.

³¹ SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

³² Lbíd.

empezó a declinar por cinco años, hasta que en 1999 se retomaron los proyectos de inyección cíclica de vapor, donde se alcanzaron tasas de hasta 22.000 BOPD con 294 pozos, donde algunos de estos pozos han sido sometidos hasta de 14 ciclos de inyección de vapor³³.

Para el año 2003, la tasa de producción declino de manera estable hasta llegar a una tasa actual de 1500 BOPD en promedio. A diciembre de 2012 se registró una cantidad de 226 pozos activos, de 372 pozos perforados en el Campo Teca-Cocorná. En términos generales, cada pozo ha sido estimulado con una cantidad de calor que varía entre 3.000 y 7.000 millones de BTU de vapor, con periodos de producción que van de 6 a 10 meses.

En abril de 2017, se reporta que la mayoría de pozos en el campo de estudio han recibido más de 10 ciclos de inyección de vapor, ocasionando que haya una alta tasa de producción de agua y una baja tasa de producción de petróleo³⁴.

1.4.1 Métodos de producción. En el yacimiento que se encuentra explotando el Campo Teca-Cocorná se ven afectados principalmente por los mecanismos de producción de compactación de la formación y drenaje gravitacional. Estos mecanismos afectan el comportamiento de los fluidos presentes en el subsuelo³⁵.

A pesar de que el yacimiento presenta los mecanismos anteriormente mencionados, no posee la suficiente energía para transportar los fluidos desde yacimiento hasta superficie, ya que actualmente su presión oscila entre 350 y 400 Psi³⁶. También, es necesario resaltar que el petróleo producido tiene una gravedad de 12.5 °API, por lo que los fluidos no pueden ser producidos naturalmente y tienen que ser extraídos a través de métodos de recobro mejorado junto con métodos de levantamiento artificial. En este caso se ha utilizado el recobro térmico como método de producción junto con levantamiento por bombeo mecánico desde el inicio de su producción.

1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Teca-Cocorná lleva produciendo desde 1965 hasta mayo de 2017 por medio de técnicas de recobro térmico, tales como, inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor, los cuales han presentado excelentes resultados en la producción.

1.4.3 Gráfica de producción acumulada. En la **Gráfica 3**, se observa en la parte superior de la gráfica, la producción acumulada de petróleo, la cantidad de gas diario

³³ TRIGOS, E.M et Al. Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. Conference Paper SPE 132775. Trinidad, June 2010.

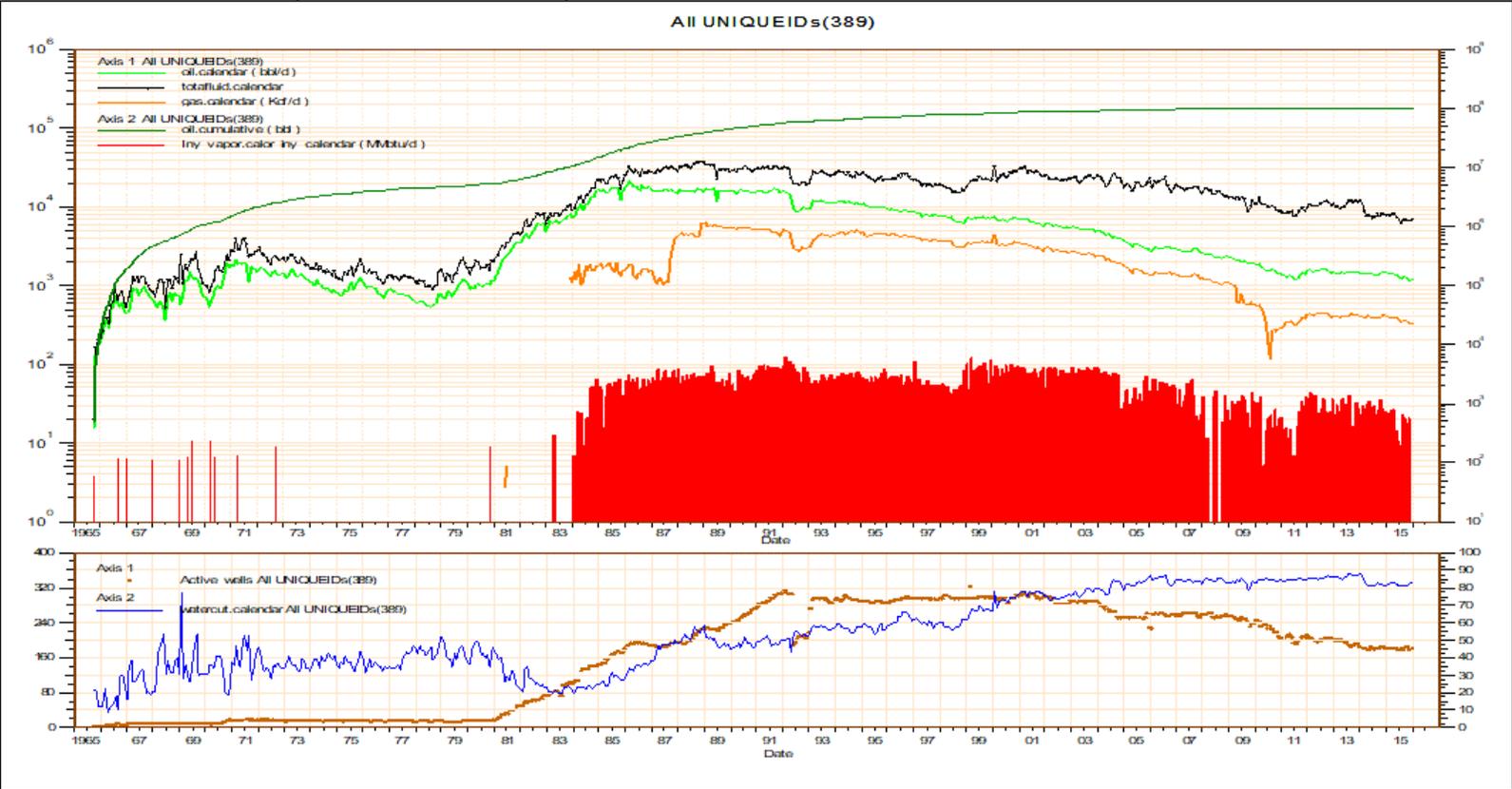
³⁴ SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

³⁵ GONZALES, A. PINILLA, J. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación Campo Teca. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

³⁶ SALAZAR, H. et Al. PROYECTO DE INYECCIÓN LOCALIZADA. 2013. Ecopetrol S.A. Documento confidencial.

producido, la cantidad de petróleo diario producido y la cantidad de calor inyectado por día en función del tiempo. En la parte inferior de la gráfica se observa la cantidad de pozos activos y el corte de agua presentado en función del tiempo.

Gráfica 3. Historia de producción del Campo Teca-Cocorná.



Fuente: SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

1.4.4 Número de pozos. En la **Tabla 1** se observa la cantidad y el estado actual de los pozos que se encuentran en el Campo Teca-Cocorná.

Tabla 1. Número de pozos presentes en El Campo Teca-Cocorná.

Pozos activos	Pozos inactivos	Pozos inyectores de agua residual	Pozos inyectores de vapor	Pozos abandonados	Pozos perforados
216	62	4	13	24	319

Fuente: SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

1.4.5 Características del yacimiento. En las **Tablas 2, 3 y 4** se observan las propiedades de la roca y los fluidos presentes en el yacimiento que está siendo explotado por el Campo Teca-Cocorná, las cuales son de relevancia para este proyecto.

Tabla 2. Propiedades de la roca.

Propiedad	Valor
Permeabilidad vertical (mD)	309.28
Permeabilidad horizontal (mD)	1030.946
Porosidad (%)	27.4
Compresibilidad de la formación (Psi ⁻¹)	74*10 ⁻⁶
Capacidad calorífica de la formación (BTU/ft ³ *°F)	40
Conductividad térmica de la formación. (BTU/ft*día*°F)	40

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Tabla 3. Propiedades de la formación adyacente.

Propiedad	Valor
Capacidad calorífica de la formación adyacente (BTU/ft ³ *°F)	35
Conductividad térmica de la formación adyacente (BTU/ft*día*°F)	24

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Tabla 4. Propiedades de los fluidos.

Propiedad	Valor
Densidad del petróleo (Lb/ft ³)	61.1
Compresibilidad del petróleo (Psi ⁻¹)	3.47*10 ⁻⁶
Viscosidad inicial @ 104 °F (cP)	4216
Gravedad API del petróleo (°API)	12.5
Conductividad térmica del petróleo (BTU/ft*día*°F)	1.8
Densidad del agua (Lb/ft ³)	60.1661
Compresibilidad del agua (Psi ⁻¹)	7.118*10 ⁻⁵
Viscosidad del agua @ 110°F (cP)	0.6889
Conductividad térmica del agua (BTU/ft*día*°F)	12.6

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

A continuación, se enuncian conceptos básicos relacionados a la inyección cíclica de vapor. También, se mencionan la definición de pérdidas de calor en superficie y el procedimiento para calcular el desempeño de un ciclo de inyección de vapor por medio del modelo analítico de Boberg y Lantz.

2.1 ORIGEN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El descubrimiento de la inyección cíclica de vapor como método de recuperación de petróleo surgió en el año 1957 de manera accidental. Donde, en un pozo del Campo Mene Grande en Venezuela se estaba empleando una prueba de inyección continua de vapor. Al momento de poner el pozo inyector a fluir se encontró la producción de una gran cantidad de barriles de petróleo, originando la opción de que la inyección de vapor y la producción de petróleo podrían ser empleadas de manera cíclica en un mismo pozo petrolero. Es necesario resaltar que la inyección cíclica de vapor se implementó por primera vez en 1960 en el Campo Yorba Linda, en California. A partir de ese momento incrementó el número de proyectos de inyección de vapor de manera cíclica³⁷.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La aplicación de la inyección cíclica de vapor se encuentra en el grupo de los procesos térmicos de extracción de petróleo. Dichos procesos se subdividen en los que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento (inyección de agua caliente, inyección continua de vapor e inyección cíclica de vapor) y otros que generan el calor directamente en el yacimiento (combustión in situ)³⁸.

Además de ser un proceso de inyección de fluido, el proceso de inyección cíclica de vapor también es conocido como un tratamiento al yacimiento mediante estimulación térmica, la cual consiste en calentar únicamente la zona del yacimiento que se encuentra cercana a los pozos productores, reduciendo la resistencia al flujo del petróleo por medio de la transferencia de calor que se realiza entre el vapor inyectado y la roca junto con los fluidos presentes en el yacimiento³⁹.

El proceso de inyección cíclica de vapor se ha visto relacionado con el fracturamiento hidráulico, solamente que en vez de este incrementar la capacidad de flujo del yacimiento su enfoque se direcciona a la reducción de viscosidad del petróleo⁴⁰. Esta reducción de la viscosidad del petróleo es uno de los factores más

³⁷ FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

³⁸ PRATS, M. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo. Venezuela, 1987. p 118.

³⁹ Lbíd.

⁴⁰ SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 13 – 16.

importantes al momento de incrementar la capacidad productora de un pozo petrolero.

2.2.1 Etapas de la Inyección Cíclica de Vapor. Como se mencionó anteriormente la inyección cíclica de se divide en tres etapas, las cuales son, etapa de inyección de vapor, remojo y producción.

2.2.1.1 Etapa de inyección. Durante esta etapa, se le suministra calor al yacimiento por medio de la inyección de vapor húmedo por varios días o semanas. Este tiempo depende de la cantidad de vapor a inyectar, de la capacidad de los equipos destinados al proyecto y del área a contactar en el yacimiento. En este período se recomienda que la inyección de vapor se realice a una tasa lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor a lo largo del sistema, tanto en superficie como en pozo⁴¹.

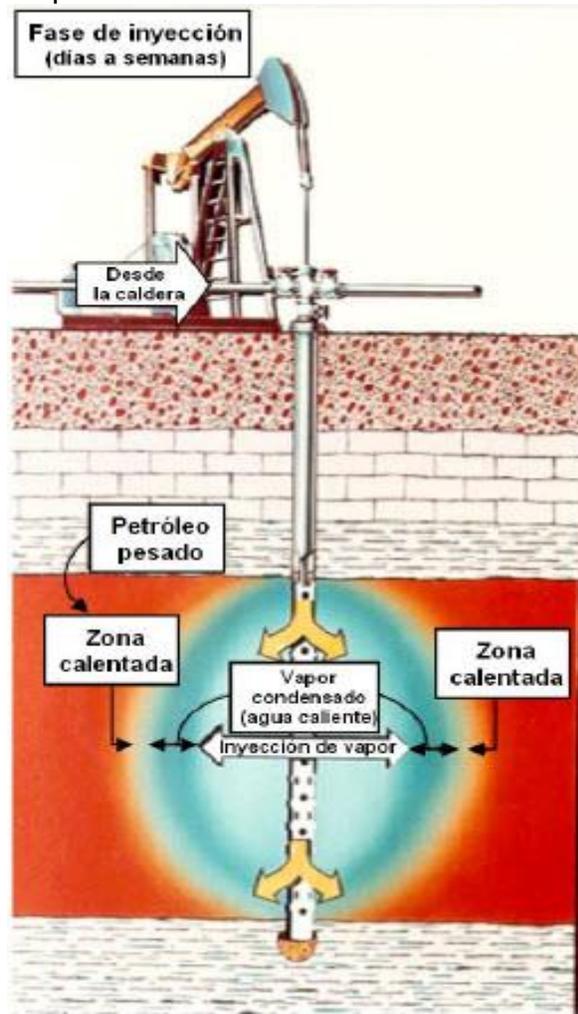
La cantidad de vapor inyectado al yacimiento se representa en Barriles de Agua fría equivalentes (BWE). Este vapor llega a la formación debido a segregación gravitacional, inyección preferencial hacia estratos altamente permeables y relaciones adversas de viscosidad⁴². Además, la cantidad de calor suministrada al yacimiento se representa en Btu/Lb y se encuentra condicionada por la calidad a la cual el vapor llega a la cara de la formación, es decir, que un vapor con mayor calidad posee mayor cantidad de calor que uno con menor calidad.

En la **Figura 3** se observa la primera etapa de un ciclo de inyección de vapor.

⁴¹ GONZALEZ, D. et Al. Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. REVISTA FUENTES, El Reventón Energético. Vol 5. No. 2. Octubre 2007.

⁴² FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

Figura 3. Etapa de inyección de vapor en un proceso de inyección cíclica de vapor.



Fuente: ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

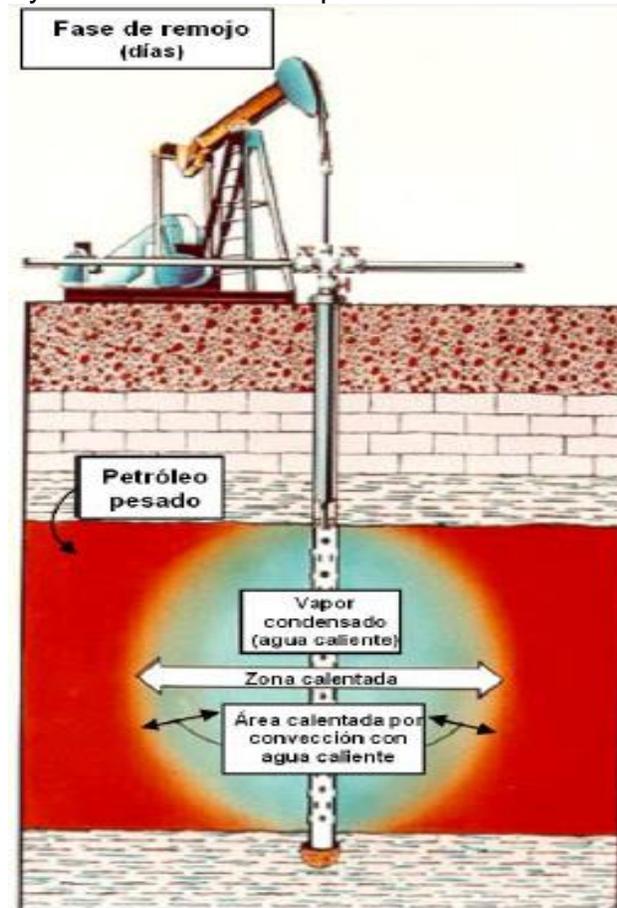
2.2.1.2 Etapa de remojo. Una vez inyectado el vapor, se inicia el periodo de remojo o también llamado soak, el cual consiste en cerrar el pozo para permitir que la energía contenida en el vapor se disipe uniformemente hacia la formación y sus fluidos. Lo anterior, se realiza con el propósito de generar un aumento de temperatura en la zona, y de esta manera, disminuir la viscosidad del petróleo en las cercanías del pozo⁴³. Durante los periodos de inyección y remojo, la viscosidad

⁴³ GONZALEZ, D. et Al. Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. REVISTA FUENTES, El Reventón Energético. Vol 5. No. 2. Octubre 2007.

del petróleo puede ser disminuida en gran cantidad en la zona de vapor, además, ocurre una expansión térmica del petróleo y el agua, incrementando la saturación de petróleo en el yacimiento⁴⁴.

En la **Figura 4.** se observa la etapa de remojo en un ciclo de inyección cíclica de vapor.

Figura 4. Etapa de remojo en un ciclo de inyección cíclica de vapor.



Fuente: ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

2.2.1.3 Etapa de producción. Antes de iniciar esta etapa, el reservorio calentado por el vapor tiene un gran contenido de petróleo, vapor y agua altamente movilizados⁴⁵. Al realizar la apertura del pozo se inicia esta etapa, en donde se aumentan las tasas de producción debido a la reducción de la viscosidad del

⁴⁴ FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

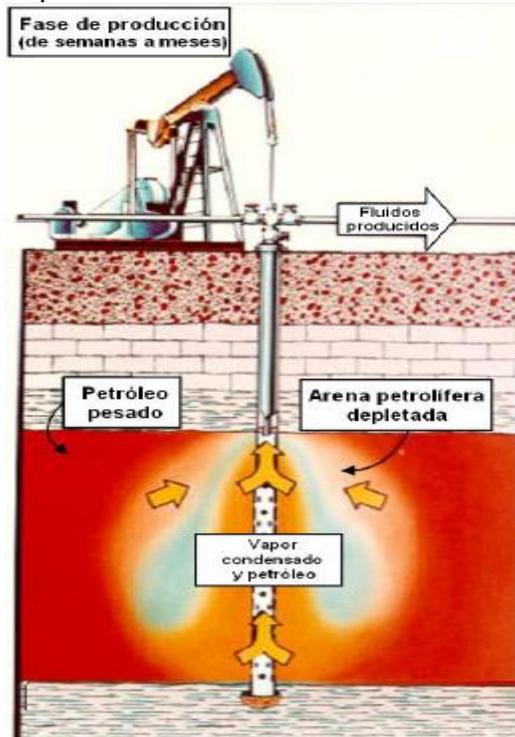
⁴⁵ Lbíd.

petróleo, llegando a un pico máximo de producción y después de este instante la tasa de producción cae gradualmente hasta llegar a la tasa que poseía el pozo antes de haberle inyectado vapor. Esta caída gradual se presenta debido a la disminución de presión del yacimiento y a la disminución de la temperatura, que por consiguiente indica una disminución de energía en la fase de producción.

Al finalizar esta etapa de producción, se puede dar por terminado un ciclo de vapor, en donde se procederá a decidir la posibilidad de implementar otro ciclo de inyección dependiendo de la cantidad de ciclos de vapor empleados anteriormente en el pozo.

En la **Figura 5.** se puede observar la etapa final de un ciclo de inyección de vapor.

Figura 5. Etapa de producción de un proceso de inyección cíclica de vapor.



Fuente: ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

2.2.2 Mecanismos de producción. Los mecanismos que principalmente ayudan a incrementar la tasa de producción de petróleo en la aplicación de la inyección cíclica

de vapor son la reducción de la viscosidad del petróleo, la expansión térmica del gas disuelto en el petróleo, drenaje gravitacional y limpieza del pozo⁴⁶.

2.2.2.1 Reducción de la viscosidad. La reducción de la viscosidad es uno de los mecanismos más importantes a tener en cuenta durante la inyección cíclica de vapor, ya que los líquidos al ser calentados presentan una reducción a la resistencia al flujo de sus partículas, que en un principio se atraen unas a otras por fuerzas cohesivas, las cuales entre más intensas son, más viscoso es el líquido. Al calentarse, la distancia entre ellas aumenta y las fuerzas cohesivas disminuyen y por ende, disminuye la viscosidad⁴⁷.

A medida que la gravedad API del petróleo es menor, los efectos de reducción de la viscosidad tienen mayor éxito, por ejemplo, un crudo de 14 °API a 80 °F puede reducir su viscosidad de un valor de 1445 cP a 47 cP cuando se encuentra a unas condiciones de temperatura de 175 °F⁴⁸. Para crudos más ligeros, el efecto de reducción de la viscosidad no presenta el mismo impacto, por lo tanto, este mecanismo resulta ser muy importante para yacimientos de crudo pesado y extra pesado.

Cabe resaltar que la reducción de la viscosidad del crudo es un proceso reversible, es decir, que a medida que la temperatura baja la viscosidad del petróleo vuelve a aumentar⁴⁹. Es por esto que para incrementar de nuevo la tasa de producción junto con el factor de recobro es necesaria la aplicación de otro ciclo de inyección de vapor al yacimiento para que este mecanismo vuelva a aportar al incremento de tasa de producción del pozo.

2.2.2.2 Expansión térmica. Esta expansión volumétrica en líquidos ocurre principalmente cuando estos son calentados, aplicando de la misma forma en el petróleo que se encuentra dentro del yacimiento. Esta propiedad depende de gran manera de la composición que tenga el petróleo, donde el crudo más ligero es el que tendrá más tendencia a expandirse, por lo tanto este mecanismo es más efectivo en este tipo de petróleo que en crudos más pesados⁵⁰.

2.2.2.3 Empuje por gas en solución. Este mecanismo consiste en que el gas que se encuentra disuelto en el petróleo durante la etapa de inyección de vapor, va a ser expulsado por el petróleo al momento de este ser calentado y asimismo

⁴⁶ SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 16.

⁴⁷ IPL Technology & Consulting services inc. Introducción al comportamiento de los fluidos: Efectos de la temperatura en los líquidos. Edmonton, Alberta. 1997.

⁴⁸ SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 12.

⁴⁹ Lbíd., p. 13.

⁵⁰ Lbíd., p. 12.

aportará como mecanismo de empuje para la producción del petróleo durante la fase de producción⁵¹.

Cabe resaltar que este mecanismo solamente va a tener gran importancia durante la implementación de los primeros ciclos de la inyección de vapor, ya que para el segundo ciclo que se vaya a implementar se asume que la mayoría del gas disuelto ya habrá sido producido⁵².

2.2.2.4 Segregación gravitacional. Se presenta principalmente en formaciones que son de espesor grueso y que no presenten barreras horizontales considerables, donde el petróleo fácilmente podrá fluir hacia el pozo debido a la gravedad. Al momento del petróleo desplazarse hacia la cara del pozo, puede ocurrir un proceso de resaturación de la zona calentada gracias al flujo del petróleo proveniente de formaciones que no fueron calentadas por el vapor o también denominadas formaciones frías⁵³.

2.2.2.5 Otros mecanismos. Existen otros mecanismos que actúan en la inyección cíclica de vapor, los cuales se mencionan a continuación.

- El vapor que se no se ha condensado, al momento de poner el pozo a producir, se libera presión ayudando a que el vapor se expanda considerablemente. Además de esto, el agua altamente presurizada tendrá el mismo efecto de empuje al convertirse rápidamente en vapor⁵⁴.
- Se puede presentar una compactación de la roca, resultante de subsidencia mayor a 10 metros, ayudando al flujo los fluidos del yacimiento hacia la cara del pozo, este tipo de mecanismo se puede denominar como empuje por compactación⁵⁵.
- Imbibición del agua caliente hacia estratos de baja permeabilidad en formaciones heterogéneas, esto resulta en el flujo de petróleo hacia estratos de permeabilidad alta, propiciando el flujo de este hacia la cara del pozo⁵⁶
- Disolución de depósitos orgánicos que se encuentran cerca del pozo, dando aportes como efecto de limpieza y reducción de la caída de presión entre el reservorio y el pozo, proporcionando energía natural al yacimiento en cuestión de permitir el flujo de los fluidos de este hacia la cara del pozo⁵⁷.

⁵¹ Lbíd., p. 13.

⁵² FAROUQ, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.

⁵³ Lbíd.

⁵⁴ Lbíd.

⁵⁵ Lbíd.

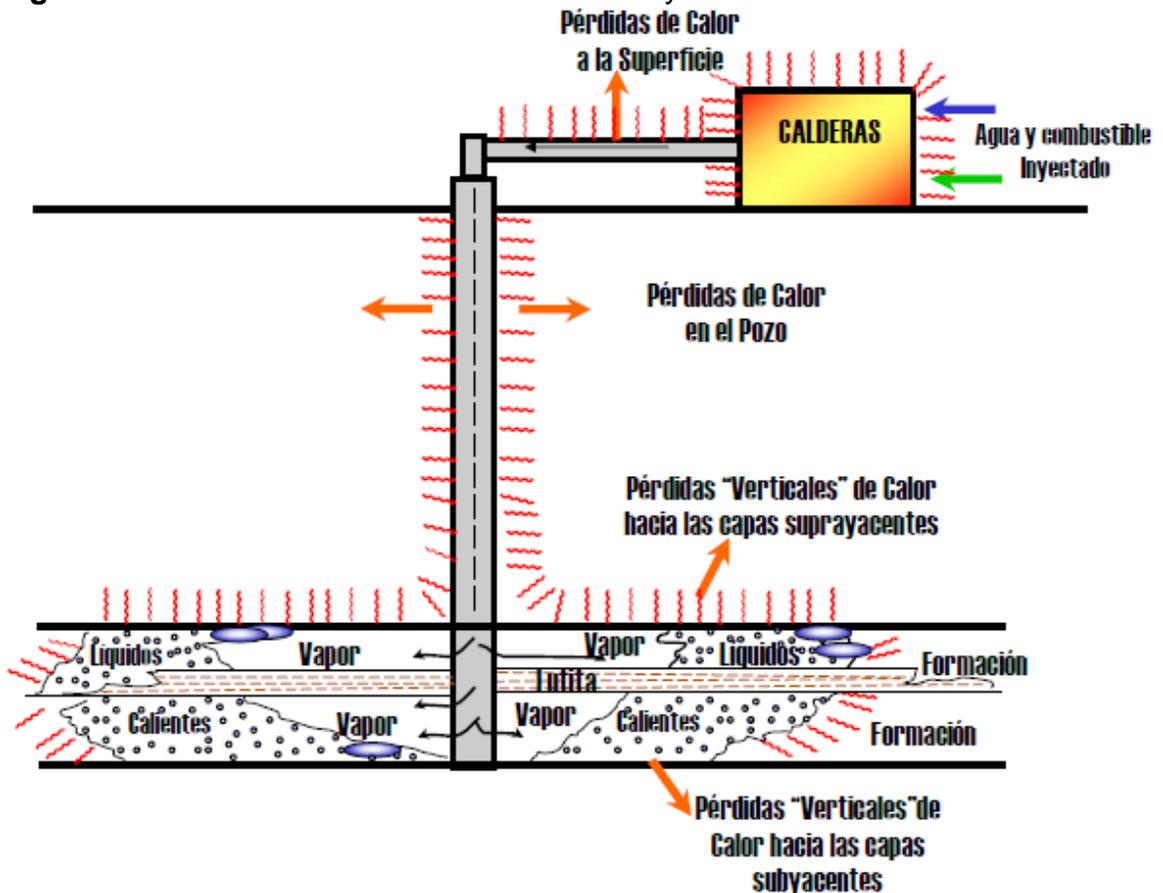
⁵⁶ Lbíd.

⁵⁷ SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 16.

2.3 PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE

En un proceso de inyección de vapor las pérdidas de calor se presentan a lo largo de todo el sistema de inyección, empezando desde el generador de vapor hasta la formación donde se inyecta, tal como se observa en la **Figura 6**. Esto se debe a la diferencia de temperaturas entre el vapor y sus alrededores. Es por esto que es necesario cuantificar las pérdidas de calor que ocurren, tanto en superficie, como en el pozo y así, determinar qué cantidad de calor llegará a la formación objetivo.

Figura 6. Pérdidas de calor en el sistema de inyección.



Fuente: ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

2.3.1 Mecanismos de transferencia de calor. En esta sección se describen los mecanismos de transferencia de calor, la eficiencia térmica del generador y las pérdidas de calor en líneas de superficie. Los mecanismos básicos de transferencia de calor son: conducción, radiación y convección.

2.3.1.1 Conducción. Se presenta como la transferencia de calor entre una parte de un cuerpo a alta temperatura a otra parte del mismo, que se encuentra a

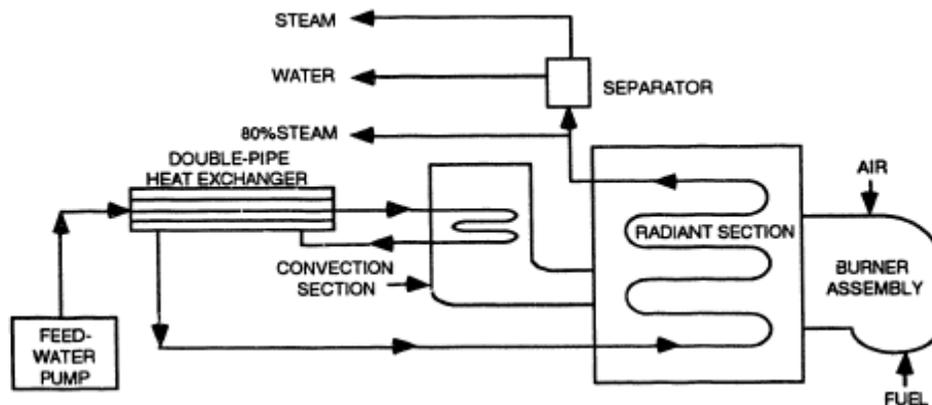
menor temperatura. También ocurre entre un cuerpo a alta temperatura y otro que se encuentra a menor temperatura.

2.3.1.2 Radiación. Es el proceso en el cual se transfiere el calor a través de ondas electromagnéticas.

2.3.1.3 Convección. Se define como la transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento en contacto con ella o viceversa, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura⁵⁸.

2.3.2 Eficiencia térmica del generador de vapor. Las operaciones de inyección de calor en un campo parte desde la unidad térmica o generador. Estos generadores también son conocidos como generadores de vapor húmedo y se diferencian de las calderas convencionales, en que estos están diseñados para generar vapor a partir del suministro de un agua previamente tratada, con el propósito de generar un vapor con mayor calidad y evitar la precipitación y deposición de sólidos disueltos en los tubos de la caldera. Las partes de un generador de vapor se observan en la **Figura 7**.

Figura 7. Esquema de un generador de vapor para un campo petrolero.



Fuente: SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 147.

- **Sistema de alimentación de agua:** consta de bombas de desplazamiento positivo y controles para registrar y regular el flujo de agua al generador.
- **Pre calentador del sistema de alimentación:** comúnmente son intercambiadores de calor de doble tubo, cuya función es precalentar el agua entrante usando el líquido efluente caliente proveniente de la zona de convección.

⁵⁸ ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

- **Sistema de combustible:** los generadores de vapor utilizados en campos petroleros son diseñados para quemar diferentes combustibles, tales como, gas natural, gasolina, crudo ligero y gas natural comprimido.
- **Sistema de combustión de aire:** proporciona el aire necesitado para la combustión e incluye un compresor de aire de alta presión y controles asociados a la regulación de la descarga del compresor.
- **Sección de convección:** esta sección tiene como objetivo capturar la cantidad de calor contenida en el gas de combustión que está en la sección de radiación. Esta sección básicamente es un intercambiador de calor diseñado para transferir el calor desde los gases de combustión hacia el sistema de alimentación de agua.
- **Sección de radiación:** es una sección que comprende una cámara de combustión de forma cilíndrica, la cual aloja una sección de tubos radiantes, el sistema de soporte de la suspensión de los tubos y el quemador.

2.3.3 Pérdidas de calor en líneas de superficie. Después de que el vapor sale del generador de vapor el siguiente punto de pérdidas de calor en un sistema de inyección, se encuentra en las líneas de transmisión de calor del generador al cabezal de inyección del pozo. En este tipo de pérdidas están incluidos los tres mecanismos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación. Su magnitud depende de la longitud de la tubería y su diámetro, de la naturaleza y espesor del aislante, y de la temperatura del fluido caliente en la línea y del medio ambiente que la rodea⁵⁹.

2.4 MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ

Este modelo se utiliza para predecir el desempeño de un campo que ha sido sometido a un proceso de inyección cíclica de vapor. Este método se basa en un balance de calor, asumiendo la existencia de una temperatura promedio para la zona calentada por el vapor inyectado, la cual está en función del tiempo. El objetivo principal de este modelo es calcular la viscosidad del petróleo caliente para luego encontrar la tasa de petróleo estimulada⁶⁰.

Para el desarrollo de este modelo analítico, Boberg y Lantz tuvieron en cuenta las siguientes premisas.

- El reservorio es invadido por el vapor de manera radial y uniforme.
- Para pozos que tienen varias arenas productoras, se asume que todas las arenas son invadidas a una misma distancia radial.

⁵⁹ ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

⁶⁰ BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

- Para realizar el cálculo del radio calentado, se tienen en cuenta las pérdidas de calor en el pozo y la conducción hacia rocas impermeables adyacentes a las zonas productoras.
- En el reservorio, para radios mayores al radio calentado por el vapor se asume que se tiene un valor de temperatura correspondiente a la temperatura del reservorio. También se tiene que para radios menores que el radio calentado, existirá una zona con una temperatura promedio más elevada que la temperatura del yacimiento.

2.4.1 Tamaño de la zona calentada. En este método, para realizar el cálculo de la tasa de producción de petróleo es necesario conocer cuál es el tamaño de la región calentada por el vapor inyectado en el yacimiento. Para conocer el tamaño de la región calentada es necesario calcular las pérdidas de calor en el pozo, la calidad promedio de vapor en la cara del pozo para finalmente encontrar el vapor del radio calentado en el yacimiento.

2.4.1.1 Pérdidas de calor en el pozo. La importancia de estas pérdidas de calor en el cálculo de la zona calentada radica en que es necesario tenerlas en cuenta para estimar la cantidad de calor que está siendo inyectada al yacimiento. Para encontrar las pérdidas de calor en el pozo se expone la **Ecuación 1** en la cual se asume una temperatura promedio del vapor inyectado y además de esto un promedio del gradiente geotérmico que se va a tomar de manera inicial⁶¹.

Ecuación 1. Cálculo de las pérdidas de calor en el pozo.

$$Q_{hl} = \frac{2\pi DKr_c^2 \left(T_s - T_r + \frac{aD}{2} \right) I}{\alpha}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

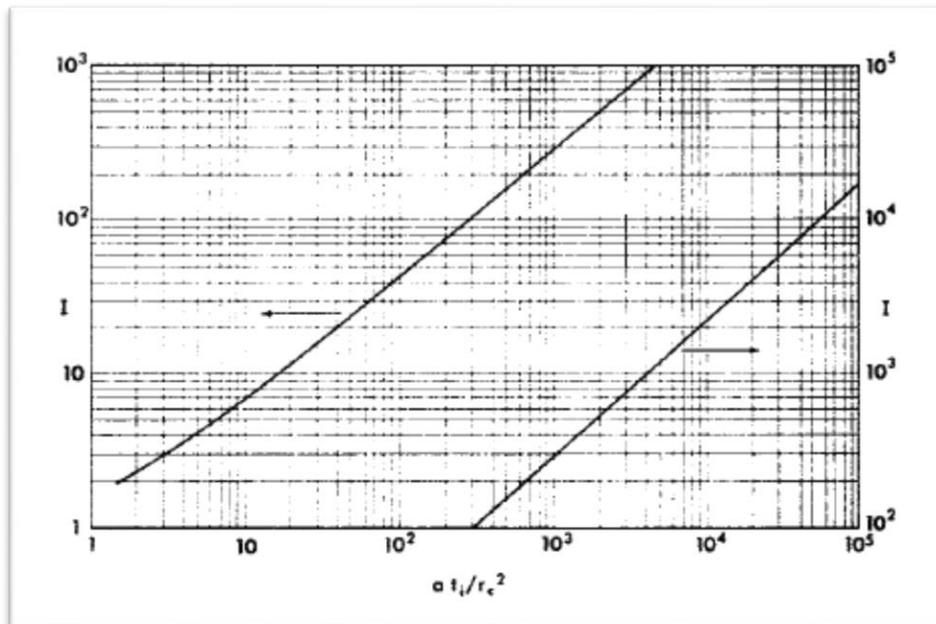
- Q_{hl} : Pérdidas de energía acumulada en el pozo durante la inyección de vapor, Btu.
- D: Profundidad de la formación productora, ft.
- K: Conductividad térmica de la formación, Btu/(ft*Día*°F)
- r_c : radio interno de la tubería de revestimiento en la cara de la formación o en caso de utilizar tubería aislada para la inyección de vapor el diámetro interno de esta tubería, ft.
- T_s : Temperatura promedio del vapor inyectado en la cara de la formación, °F.
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- a: gradiente geotérmico, °F/ft.

⁶¹ BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

- α : Difusividad térmica de la formación que suprayace a la formación productora, $\text{ft}^2/\text{Día}$.

En la **Gráfica 4** se puede encontrar el valor de la variable adimensional I que se encuentra en función del tiempo adimensional ($a \cdot t_i / r_c^2$), donde t_i representa el tiempo de inyección al cual fue sometido el pozo.

Gráfica 4. Cálculo de la variable adimensional I



Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Al realizar el cálculo de las pérdidas de calor en el pozo, se procede en calcular la calidad promedio del vapor en el fondo del pozo por medio de la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Cálculo de la calidad promedio del vapor en el fondo del pozo.

$$X_{iprom} = X_{surf} - \frac{Q_{hl}}{M_s h_{fg}}$$

Fuente: BOBERG, T.C; LANTZ, R.B. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Dallas, Texas. Octubre de 1966.

Donde:

- X_{iprom} : calidad de vapor promedio en el fondo del pozo, durante la etapa de inyección, lb vapor/lb de líquido.
- X_{surf} : calidad de vapor en el cabezal de pozo, Lb de vapor/Lb de líquido, Lb vapor/Lb líquido.
- Q_{hl} : Perdida de calor acumulada en el pozo durante la fase de inyección de vapor, Btu.

- M_s : Masa total de vapor inyectada al pozo durante el ciclo actual, lb.
- h_{fg} : Entalpía específica de vaporización del agua a T_{prom} , Btu/lb.

2.4.2 Radio Calentado. Durante la etapa de inyección de vapor, la arena petrolífera que se encuentra cerca del pozo se encontrará a la temperatura del vapor que ingresa en la cara de la formación T_s . La distancia que cubre el vapor alrededor del pozo se denomina radio calentado r_h . Para este caso se asume que más allá de la distancia cubierta por el radio calentado, la temperatura en el reservorio cae abruptamente hasta su temperatura original T_r .

Para el cálculo del radio calentado se utiliza la **Ecuación 3**, asumiendo en casos de reservorios de múltiples arenas productoras que estas poseen el mismo espesor y que fueron invadidas por la misma cantidad de vapor.

Ecuación 3. Ecuación de Marx y Langenheim para el cálculo del radio calentado.

$$r_h^2 = \frac{hM_s(X_{iprom} + h_{fs} - h_{fr})\xi_g}{4K\pi(T_s - T_r)t_iN_s}$$

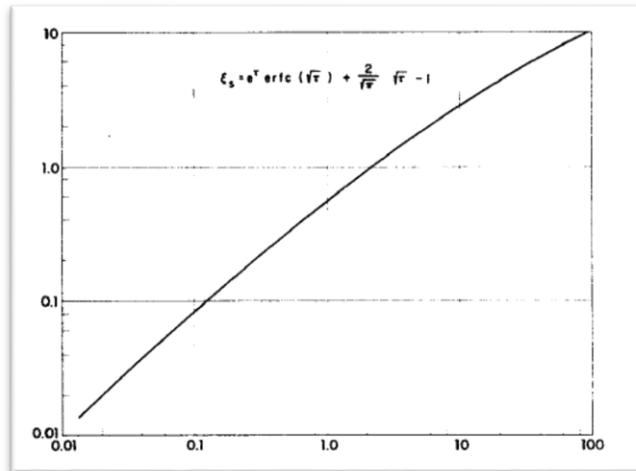
Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.
- h : Espesor promedio de las arenas productoras, ft.
- M_s : Masa total de vapor inyectada al pozo durante el ciclo actual, lb.
- X_{iprom} : calidad de vapor promedio en el fondo del pozo, durante la etapa de inyección, lb vapor/lb de líquido.
- h_{fs} : Entalpía específica del agua líquida a condiciones de T_s .
- h_{fr} : Entalpía específica del agua líquida a condiciones de T_r .
- K : Conductividad térmica de la formación, Btu/(ft*Día*°F).
- T_s : Temperatura promedio del vapor inyectado en la cara de la formación, °F.
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- t_i : Tiempo de la etapa de inyección del ciclo actual, Días.
- N_s : Numero de arenas productoras.

Para la función de ξ_s , esta se encuentra graficada en la **Grafica 5**. Dicha función se encuentra en función del el tiempo adimensional τ , representado por la **Ecuación 4**.

Gráfica 5. Cálculo de la función ξ_s .



Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Ecuación 4. Cálculo del tiempo adimensional.

$$\tau = \frac{4Kt_i}{h^2(\rho C)_1}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- K: Conductividad térmica de la formación, Btu/(ft*Día*°F).
- t_i : tiempo de inyección en el ciclo actual, Días.
- h: Espesor promedio de las arenas productoras, ft.
- $(\rho C)_1$: Capacidad calorífica volumétrica de la roca reservorio incluyendo fluidos intersticiales, Btu/(ft³*°F).

El uso de la **Ecuación 4** asume que el valor de la densidad multiplicado por el calor específico de las formaciones no productoras va a ser el mismo que el de las arenas petrolíferas⁶².

2.4.3 Temperatura promedio de la zona calentada. La temperatura que tendrá el yacimiento después de finalizar la etapa de inyección de vapor será calculada por un balance de energía aproximado en la región que se encuentra entre el radio del pozo y el radio calentado. Este cálculo está representado por la **Ecuación 5**.

⁶² BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Ecuación 5. Cálculo de la temperatura promedio en la zona calentada.

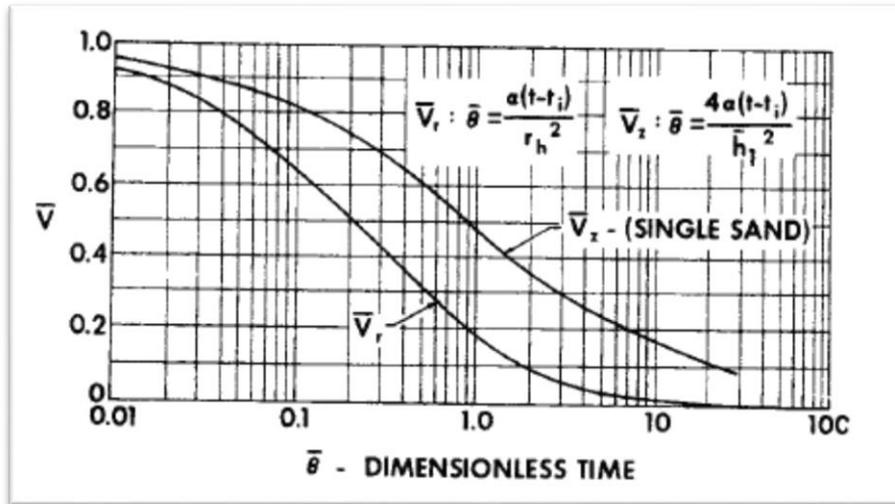
$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r)[v_r v_z (1 - \delta) - \delta]$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- T_{avg} : Temperatura promedio de la zona calentada por vapor, °F.
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- T_s : Temperatura promedio del vapor inyectado en la cara de la formación, °F.
- v_r y v_z son soluciones unitarias de la ecuación de calor en la dirección radial y vertical respectivamente, las cuales pueden ser determinadas para una sola arena por medio de la **Grafica 6**.
- δ : valor que representa la energía removida de la formación con los fluidos producidos.

Gráfica 6. Determinación de las variables V_r y V_z .



Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Para utilizar la **Grafica 6**, Es necesario calcular el tiempo adimensional θ por medio de la **Ecuación 6** y la **Ecuación 7**.

Ecuación 6. Cálculo de la variable θ , en función de v_r .

$$\text{Para } v_r, \theta = \frac{\alpha(t - t_i)}{r_h^2}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Ecuación 7. Cálculo de la variable θ , en función de v_z .

$$\text{Para } v_z, \theta = \frac{4\alpha(t - t_i)}{h_j^2}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- α : Difusividad térmica de la formación suprayacente, ft²/Día.
- t : Tiempo transcurrido desde el inicio de la etapa de inyección para el ciclo actual, Días.
- t_i : Tiempo de inyección del ciclo actual, Días.
- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.
- h_j : Espesor de arena artificialmente incrementado, el cual será calculado por medio de la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Cálculo del Espesor de arena artificialmente incrementado.

$$h_j = h_i + \left[\frac{M_s(X_{iprom}h_{fg} + h_{fs} - h_{fr})}{\pi r_h^2(\rho C)_1(T_s - T_r)N_s} - h \right]$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- h_j : Espesor de arena artificialmente incrementado, ft.
- h_i : Espesor de arena individual, ft
- M_s : Masa total de vapor inyectada al pozo durante el ciclo actual, lb.
- X_{iprom} : calidad de vapor promedio en el fondo del pozo, durante la etapa de inyección, lb vapor/lb de líquido.
- h_{fg} : Entalpía específica de vaporización del agua a T_{avg} , Btu/lb.
- h_{fs} : Entalpía específica del agua líquida a condiciones de T_s , Btu/lb.
- h_{fr} : Entalpía específica del agua líquida a condiciones de T_r , Btu/lb.
- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.
- $(\rho C)_1$: Capacidad calorífica volumétrica de la roca reservorio incluyendo fluidos intersticiales, Btu/(ft³°F).
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- T_s : Temperatura promedio del vapor inyectado en la cara de la formación, °F.
- N_s : Numero de arenas productoras.

Para el cálculo de δ , es necesario resolver la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Cálculo de la variable δ .

$$\delta = \frac{1}{2} \int_{t_i}^t \frac{H_f dx}{Z \pi r_h (\rho C)_1 (T_s - T_r)}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- t: Tiempo transcurrido desde el inicio de la etapa de inyección para el ciclo actual, Días.
- t_i : Tiempo de inyección del ciclo actual, Días.
- H_f : Tasa a la cual la energía es removida de la formación con los fluidos producidos a un tiempo t, Btu/Día.
- Z= sumatoria de todos los espesores de arenas productoras artificialmente incrementados.
- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.
- $(\rho C)_1$: Capacidad calorífica volumétrica de la roca reservorio incluyendo fluidos intersticiales, Btu/(ft³°F).
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- T_s : Temperatura promedio del vapor inyectado en la cara de la formación, °F.

En relación a H_f , es necesario utilizar la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Cálculo de la tasa a la cual la energía es removida de la formación con los fluidos producidos.

$$H_f = q_{oh}(H_{og} + H_w)$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- q_{oh} : Tasa de producción de petróleo durante la etapa de producción en el ciclo actual.

Las variables H_{og} y H_w pueden ser calculadas por medio de la **Ecuación 11** y la **Ecuación 12** respectivamente.

Ecuación 11. Variable H_{og}

$$H_{og} = [5.61(\rho C)_o + R_g C_g][T_{avg} - T_r]$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Ecuación 12. Variable H_w .

$$H_w = 5.61\rho_w[R_w(h_f - h_{fr}) + R_{wv}h_{fg}]$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- $(\rho C)_o$: Multiplicación entre la densidad del petróleo y su calor específico en el intervalo de T_r a T_{avg} , Btu/(ft³°F).
- R_g : Relación gas/petróleo en SCF/bbl a condiciones de tanque de almacenamiento.
- C_g = Calor específico del gas en el intervalo de temperatura de T_r a T_{avg} , Btu/(ft³°F).
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- T_{avg} : Temperatura promedio de la zona calentada por vapor, °F.
- ρ_w : Densidad de agua a condiciones de tanque de almacenamiento, lb/ft³.
- R_w : Relación agua/petróleo producida a condiciones de tanque de almacenamiento, bbl/bbl.
- h_{fr} : Entalpía específica del agua líquida a condiciones de T_r , Btu/lb.
- h_f : Entalpía del agua líquida a T_{avg} , Btu/lb.
- R_{wv} : Relación entre el agua producida en fase vapor y el petróleo producido, bbl de vapor de agua/STB.
- h_{fg} : Entalpía específica de vaporización del agua a T_{avg} , Btu/lb.

Para el cálculo de la variable R_{wv} se utiliza la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Variable R_{wv} .

$$R_{wv} = 0.0001356 \left(\frac{p_{wv}}{p_w - p_{wv}} \right) R_g$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- p_w : presión de producción al fondo del pozo, psia.
- P_{wv} : presión de vapor saturado a T_{avg} , psia.
- R_g : Relación gas/petróleo en SCF/bbl a condiciones de tanque de almacenamiento.

2.4.4 Cálculo de la tasa de producción de petróleo. Para la obtención de este cálculo, se hace el uso de ecuaciones de estado estable para flujo radial que aplican para reservorios de crudo pesado convencionales, los cuales tienen la energía suficiente bajo producción en frío. Según lo anterior, este método no aplica para

para arenas bituminosas y yacimientos cuyas presiones se encuentren depletadas⁶³.

Inicialmente, es necesario encontrar la aproximación para el índice de productividad del pozo. Dicha aproximación está representada por la razón entre el índice de productividad J_h a condición estimulada por vapor, y el índice de productividad a condiciones de producción en frío J_c (sin estimulación). La **Ecuación 14** representa el cómo se relacionan los índices de productividad mencionados anteriormente.

Ecuación 14. Relación de los índices de productividad.

$$J_{aprox} = \frac{J_h}{J_c} = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} c_2 + c_1}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- J_{aprox} : Aproximación del índice de productividad.
- J_h : Índice de productividad a condiciones de estimulación por vapor.
- J_c : Índice de productividad a condiciones de producción en frío.
- μ_{oh} : Viscosidad del petróleo calentado, cp.
- μ_{oc} : Viscosidad del petróleo previa a la estimulación por vapor, cp.
- Para los valores de c_1 y c_2 , Se hace uso de la **Ecuación 15 y la Ecuación 16**. Ambas ecuaciones basan su principio en que la presión en el límite exterior (p_e) se considera constante.

Ecuación 15. Cálculo de la constante C_1 .

$$c_1 = \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) - \frac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

⁶³ BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Ecuación 16. Cálculo de la constante C_2 .

$$c_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + \frac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.
- r_w : Radio efectivo del pozo, ft.
- r_e : Radio de drenaje del pozo, ft.
- c_1 y c_2 , son variables geométricas donde se asume que el calentamiento de la roca y la inyección de fluidos a esta no tienen ningún efecto en la permeabilidad.

2.4.4.1 Influencia del factor de daño. El efecto de un daño previo en la permeabilidad se tiene en cuenta usando el radio efectivo del pozo, el cual se encuentra relacionado al radio del pozo actual y al factor de daño S en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Radio Efectivo del Pozo.

$$r_w = r_{wactual} e^{-S}.$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- r_w : Radio efectivo del pozo, ft.
- $r_{wactual}$: Radio actual del pozo, ft.
- S : factor de daño, adimensional.

En cuanto al desempeño de la estimulación por vapor, a mayor factor de daño se presentará un cambio considerable en las constantes c_1 y c_2 , las cuales aumentarán en la misma relación, por lo tanto, la influencia de la relación entre la viscosidad fría y calentada del petróleo será mayor en la relación de los índices de productividad a condición estimulada y en el índice de producción en frío.

Para el cálculo del factor de daño S , es necesario considerar el radio y el valor de permeabilidad de una región que se encuentra alrededor del pozo donde se presentan condiciones diferentes de la permeabilidad original de la formación. Estas condiciones se representan en la **Ecuación 18**, permitiendo por medio de esta el cálculo del factor de daño S .

Ecuación 18. Cálculo del Factor de Daño.

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_{wactual}}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- S: Factor de daño, adimensional.
- k: permeabilidad de la formación, darcy.
- k_d : permeabilidad dañada, darcy.
- r_d : radio de la región con permeabilidad dañada, ft.
- $r_{wactual}$: radio actual del pozo, ft.

2.4.4.2 Alteración del factor de daño por medio del calentamiento del reservorio. Este caso se presenta cuando la precipitación de asfaltenos dentro del pozo puede causar un alto factor de daño, ya que este es un problema que se puede presentar en los procesos de inyección cíclica de vapor. Al ocurrir esto, junto con situaciones que generen daños similares se pueden presentar modificaciones para las constantes c_1 y c_2 .

Según lo anterior y cuando la presión en el límite exterior se mantiene constante, se puede afirmar que el factor de daño S va a ser reducido después de la realización de una estimulación por vapor. Esta reducción se representa como S_r y se tendrá en cuenta para los cálculos de c_1 y c_2 en la **Ecuación 19** y la **Ecuación 20**.

Ecuación 19. Cálculo de la constante C_1 influenciada por el factor de daño.

$$c_1 = \frac{S_r + \ln \left(\frac{r_h}{r_w} \right)}{S + \ln \left(\frac{r_e}{r_{wactual}} \right)}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Ecuación 20. Cálculo de la constante C_2 influenciada por el factor de daño.

$$c_2 = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_h} \right)}{S + \ln \left(\frac{r_e}{r_{wactual}} \right)}$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.

- r_e : Radio de drenaje del pozo, ft.
- r_w : Radio efectivo del pozo, ft.
- $r_{wactual}$: Radio actual del pozo, ft.
- S : Factor de daño del pozo, adimensional.
- S_r : Factor de daño presente en la formación después de una estimulación con vapor, adimensional.

2.4.4.3 Cálculo de la tasa de producción de petróleo. Finalmente, con el objetivo de obtener la tasa de producción de petróleo como una función del tiempo, se necesita saber el índice de productividad en frío, junto con la presión estática del yacimiento en función de la extracción acumulada de los fluidos del yacimiento. La tasa de producción de petróleo después de la estimulación por vapor se puede hallar por medio de la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Cálculo de la tasa de petróleo, posterior a la estimulación con vapor.

$$q_{oh} = J_{aprox} J_c \Delta p$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- q_{oh} : Tasa de producción de petróleo durante la etapa de producción en el ciclo actual, STB/Día.
- J_{aprox} : Aproximación del índice de productividad.
- J_c : Índice de productividad a condiciones de producción en frío.
- Δp : $p_e - p_w$, donde p_e es la presión estática existente a una distancia r_e del pozo y p_w es la presión de fondo fluyente del pozo, psia.

2.4.4.4 Estimación del desempeño para ciclos consiguientes. Para calcular el desempeño de ciclos posteriores, es necesario tener en cuenta el calor remanente en el reservorio a causa de ciclos previos. Este calor remanente se puede calcular a partir de la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Cálculo del calor remanente en el reservorio.

$$Calor\ remanente = \tau r_h^2 (\rho C)_1 h N_s (T_{avg} - T_r)$$

Fuente: BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.

Donde:

- τ : Tiempo adimensional, representado por la **Ecuación 4**.
- r_h : Radio de la región calentada alrededor del pozo, ft.

- $(\rho C)_1$: Capacidad calorífica volumétrica de la roca reservorio incluyendo fluidos intersticiales, Btu/(ft³°F).
- h : Espesor promedio de las arenas productoras, ft.
- N_s : Numero de arenas productoras.
- T_r : Temperatura del yacimiento, °F.
- T_{avg} : Temperatura promedio de la zona calentada por vapor, °F.

3. ESTADO DEL ARTE DE LA INYECCIÓN SECUENCIAL Y LOCALIZADA

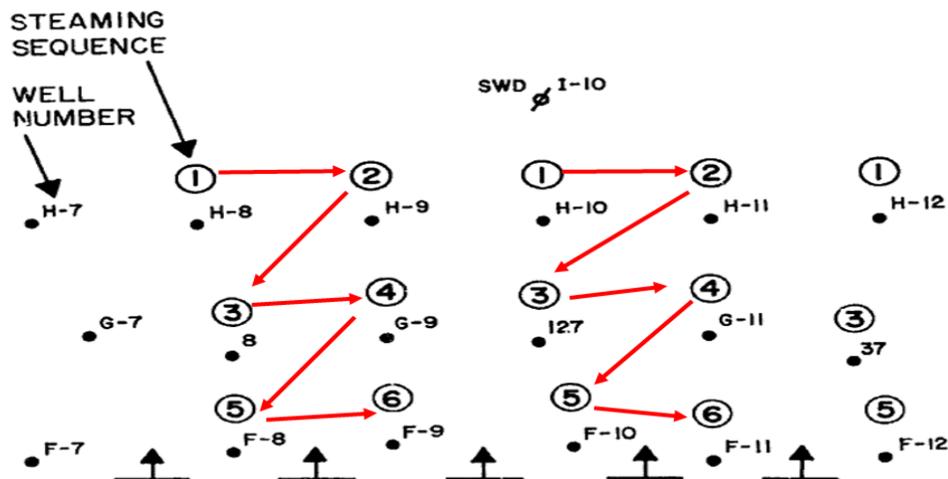
El estado del arte de la inyección secuencial y localizada se relaciona con las investigaciones que se realizaron en otros campos petrolíferos del mundo en los cuales se tuvo en cuenta la inyección cíclica de vapor. Estas sirvieron de base para el desarrollo del presente trabajo de grado y se mencionan en este capítulo.

3.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE MANERA SECUENCIAL Y LOCALIZADA EN EL CAMPO MIDWAY SUNSET, CALIFORNIA

Esta técnica comenzó a aplicarse en Octubre de 1970 en el Campo Midway Sunset localizado en California, en un reservorio de petróleo crudo pesado, con el objetivo de direccionar el calor a nivel de reservorio y no a nivel de pozo, como se realizaba anteriormente en procesos convencionales de inyección cíclica de vapor⁶⁴.

Es un proceso que se realiza utilizando un cronograma de inyección para un grupo de pozos que se encuentran cercanos uno del otro, asumiendo que existe buena comunicación entre ellos y que la segregación gravitacional los favorece. En la **Figura 8** se observa el arreglo y el orden de los pozos que fueron inyectados en el Campo Midway Sunset⁶⁵.

Figura 8. Representación gráfica de la inyección secuencial realizada en el Campo Midway Sunset.



Fuente: MCBEAN, W.N. Attic Oil Recovery by Steam Displacement. Artículo de investigación SPE 4170. California, November 8, 1972.

Como se observa en esta figura (ver **Figura 8**), es una secuencia en la cual, los

⁶⁴ JONES, J; CAWTHON, G. Sequential Steam: an Engineered Cyclic Steaming Method. Artículo de investigación SPE 17421. California, marzo 21 de 1990.

⁶⁵ MCBEAN, W.N. Attic Oil Recovery by Steam Displacement. Artículo de investigación SPE 4170. California, November 8, 1972.

pozos denominados con el número 1 comienzan al mismo tiempo con la inyección de vapor, posteriormente al terminar su periodo de inyección y remojo, son puestos en producción. En ese momento comienza la inyección de los pozos denominados con el número 2. Esta secuencia continúa con los pozos que les siguen en número hasta que se realice la inyección de todos los pozos que se encuentren en el cronograma previamente planteado.

El procedimiento mencionado anteriormente se realiza con el propósito de que los pozos que se encuentren en etapa de producción se vean beneficiados por un pequeño efecto de inyección continua de vapor, el cual se genera al inyectar los pozos vecinos, incrementando así la temperatura de las zonas cercanas a los pozos estimulados y aumentando la tasa de producción de petróleo de dichos pozos. Además, se espera que al aplicar esta técnica se logren contactar zonas no contactadas en ciclos previos logrando tener un mejor gerenciamiento del calor en el subsuelo.

3.2 OPERACIONES DE INYECCIÓN DE VAPOR EN COLD LAKE, CANADÁ

En el año 1993 la compañía Imperial Oil Resources Ltd, busco dirigir el vapor para contactar regiones del reservorio anteriormente no contactadas, donde concluyó que era necesario presurizar el reservorio y mantener la presión durante un lapso significativo de un ciclo de inyección de vapor.

Lo anterior se basa en la premisa de que a altas presiones el vapor se dirige hacia las zonas más frías del yacimiento, incrementando la uniformidad en el reservorio y optimizando el recobro por inyección cíclica de vapor y la eficiencia del vapor⁶⁶.

Con el propósito de lograr identificar el contacto del vapor con nuevas zonas del yacimiento, se creó un indicador llamado indicador de inyectividad de vapor, el cual está representado por la **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Indicador de inyectividad de vapor.

$$SI = \frac{P}{9300 + 6Q_s}$$

Fuente: GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

Donde:

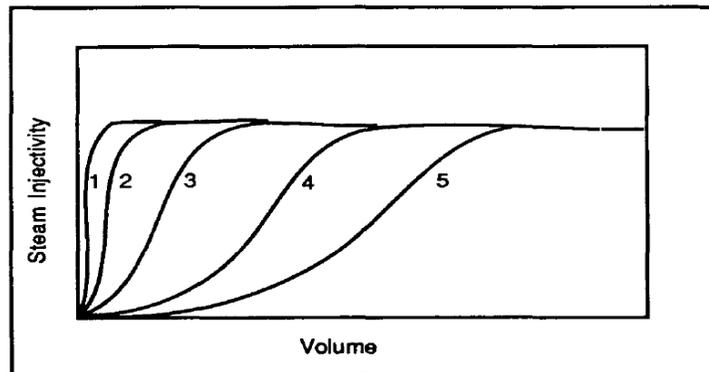
- SI: indicador de inyectividad de vapor, adimensional.
- P: presión de cabezal, KPa.
- Q_s: tasa de inyección de vapor, m³/día.

A partir de este indicador se encontró que existían zonas nuevas contactadas por el vapor cuando este se encontraba en valores entre 0,8 y 1,0.

⁶⁶ GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

Basado en lo anterior, a medida que aumentan los ciclos de inyección de vapor en un pozo, es más difícil que el vapor inyectado contacte nuevas zonas en el yacimiento. Esto es debido a que el vapor se demora más tiempo en contactar los fluidos que se encuentran alrededor del pozo, porque estos se encuentran cada vez más lejanos del pozo en ciclos consecuentes⁶⁷. Este comportamiento se puede relacionar con el indicador de inyectividad de vapor, tal como se observa en la **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Relación entre el indicador de inyectividad de vapor y el volumen de vapor inyectado.

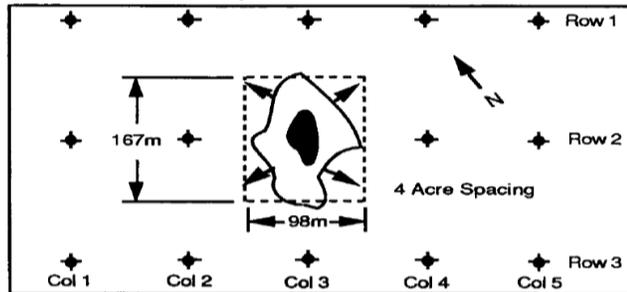


Fuente: GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

Además, se realizó una descripción ilustrativa de la forma en que el vapor afecta la región del yacimiento. Esta región afectada toma una forma aproximada a una elipse, en donde su eje mayor se relaciona con la zona que presenta mayor homogeneidad en relación a su permeabilidad, y el eje menor presenta menor homogeneidad, tal como se observa en la **Figura 9**.

⁶⁷ GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

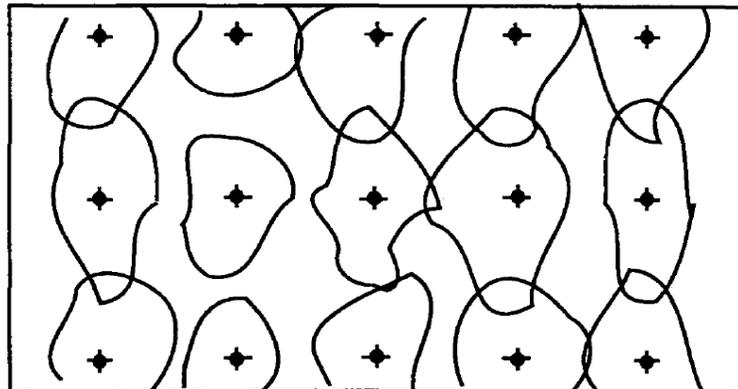
Figura 9. Zona afectada por el vapor alrededor de un pozo.



Fuente: GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

A partir de la formulación de la zona afectada por el vapor inyectado en un solo pozo, se quiso expandir este concepto para los pozos que se encontraban cercanos a este, tal como se observa en la Figura 10.

Figura 10. Múltiples zonas afectadas por la inyección de vapor en pozos cercanos.

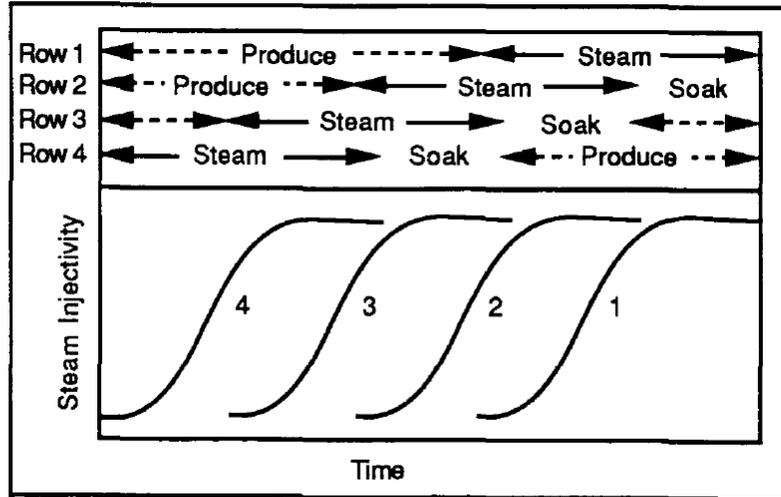


Fuente: GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, las operaciones de inyección que se tuvieron en cuenta en Cold Lake integraron los conceptos de arreglo, tasa y volumen de inyección, donde en la **Figura 11** se observan los estados por los cuales pasan cuatro pozos alineados en una sola columna de sur a norte, los cuales pasan por los estados de inyección de vapor, remojo y producción en secuencia⁶⁸.

⁶⁸ GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

Figura 11. Secuencia de inyección en 4 pozos de Cold Lake.



Fuente: GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakkersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.

Los perfiles de SI en la **Figura 11** indican como las estrategias de superposición de las zonas afectadas por el vapor inyectado (delante de un pozo inyectado por vapor) y los tiempos de remojo (detrás de un pozo inyectado por vapor) son diseñados para proveer intercomunicación entre pozos hacia adelante y hacia atrás de un pozo estimulado por vapor secuencialmente. Estas estrategias proveen soporte de presión alrededor del pozo inyectado por vapor con el objetivo de confinar el vapor en dicho espaciamiento de pozos⁶⁹.

⁶⁹ Lbíd.

4. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR UTILIZADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO DEL CAMPO TECA-COCORNÁ

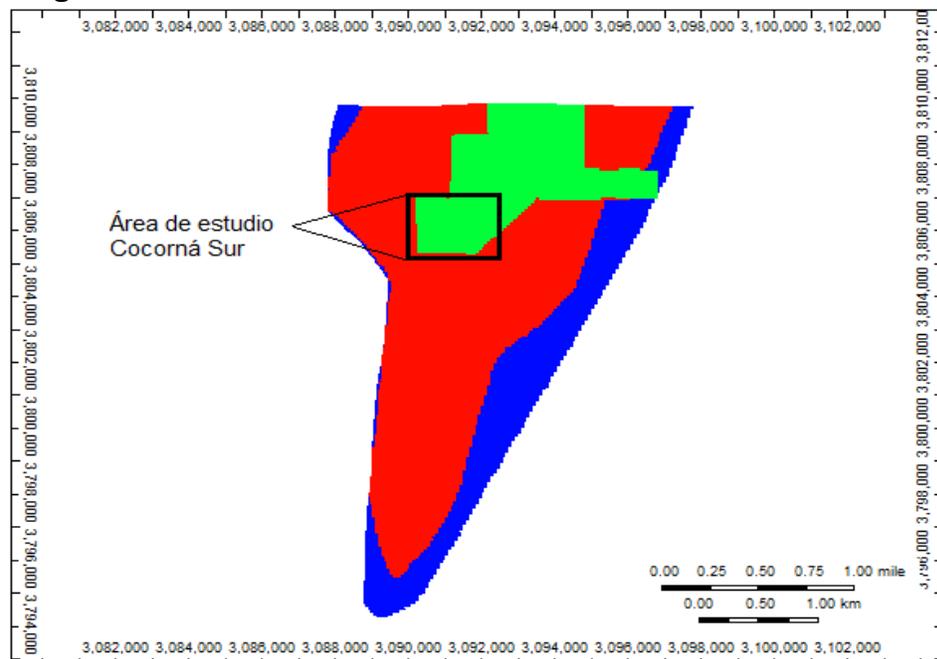
Con el propósito de que la inyección cíclica de vapor realizada de manera secuencial y localizada sea lo más efectiva posible es necesario tener en cuenta el estado actual de los pozos estimulados junto con sus sistemas de levantamiento artificial. También, es necesario conocer cuál fue la respuesta de estos pozos a ciclos de inyección de vapor realizados anteriormente.

Es por esto, que en esta sección se observan las características y estados mecánicos de los pozos estimulados, análisis OFM de dichos pozos y posteriormente los parámetros de inyección establecidos por Ecopetrol S.A.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS OBJETO DE ESTUDIO

Con el propósito de evaluar la inyección localizada de vapor en el campo de estudio se seleccionaron 13 pozos, los cuáles están localizados en el sector Cocorná sur del Campo Teca-Cocorná, tal como se observa en la **Figura 12**.

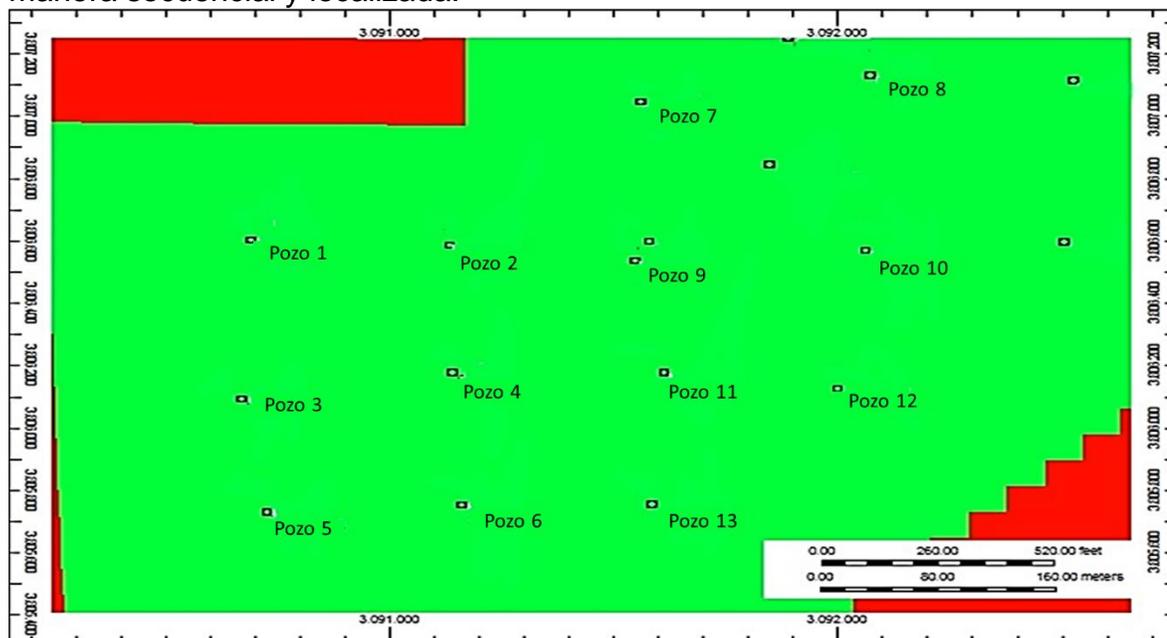
Figura 12. Área de estudio, Sector Cocorná Sur.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Para que se pueda notar el efecto de la inyección de vapor de manera secuencial y localizada se seleccionó un sector del campo de estudio en el cual los pozos se encuentran cercanos entre sí, con el propósito de que la comunicación entre estos favorezca a la distribución del calor generado durante la inyección de vapor a lo largo del yacimiento. Este patrón de pozos se observa claramente en la **Figura 13**.

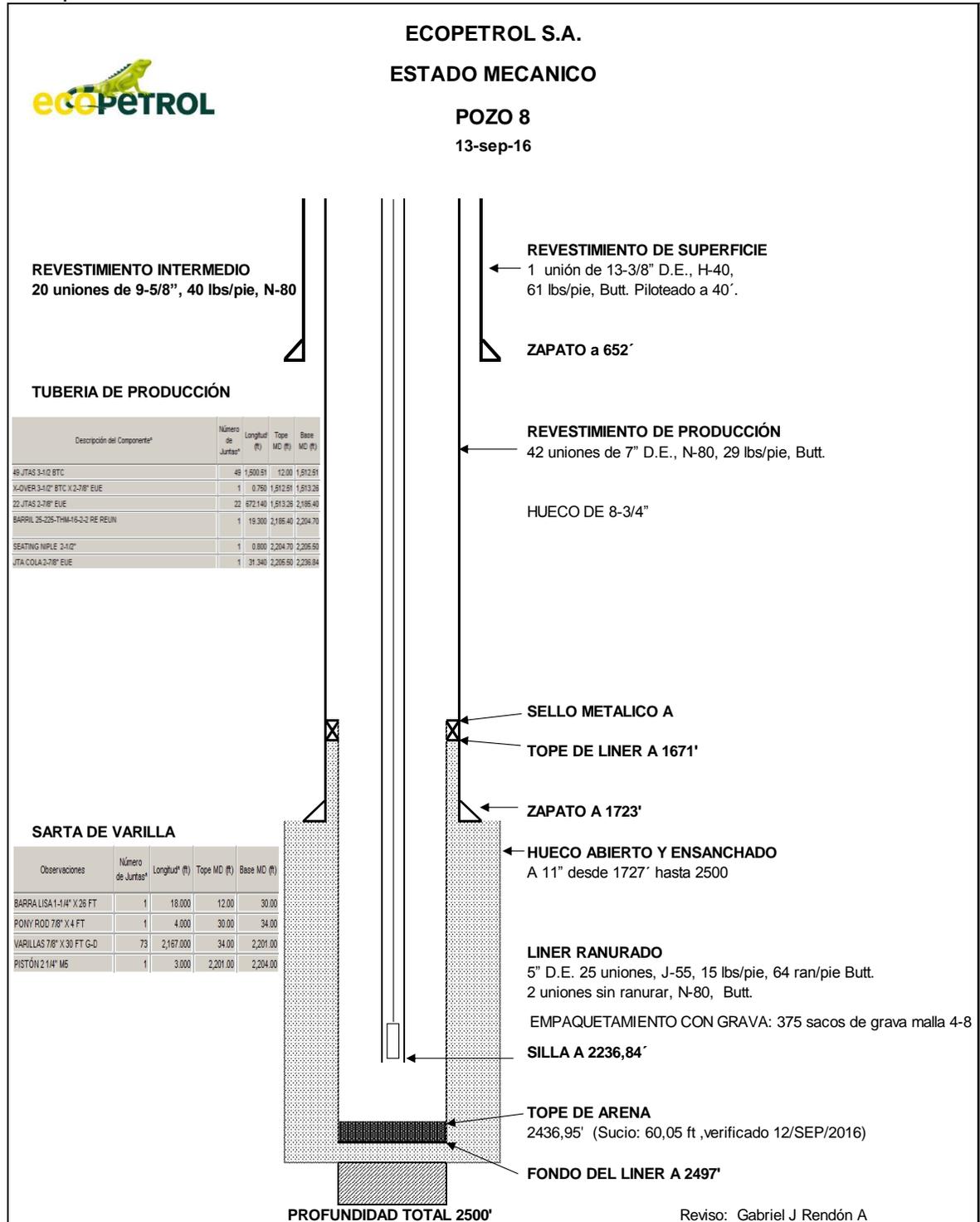
Figura 13. Patrón de pozos seleccionados para la inyección cíclica de vapor de manera secuencial y localizada.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

En la **Figura 14** se observa el estado mecánico de un pozo tipo que se encuentra en este sector de estudio, el cual se caracteriza por ser un pozo vertical, perforado en tres fases, donde la tercera fase o fase de producción fue dejada a hueco abierto y se encuentra entre 1700 ft y 2400 ft, lo cual corresponde a la Formación Mugrosa. Además, posee completamiento simple a hueco abierto con liner ranurado y se encuentra empaquetado con grava.

Figura 14. Estado mecánico de un pozo tipo, localizado en el área de estudio del Campo Teca-Cocorná.



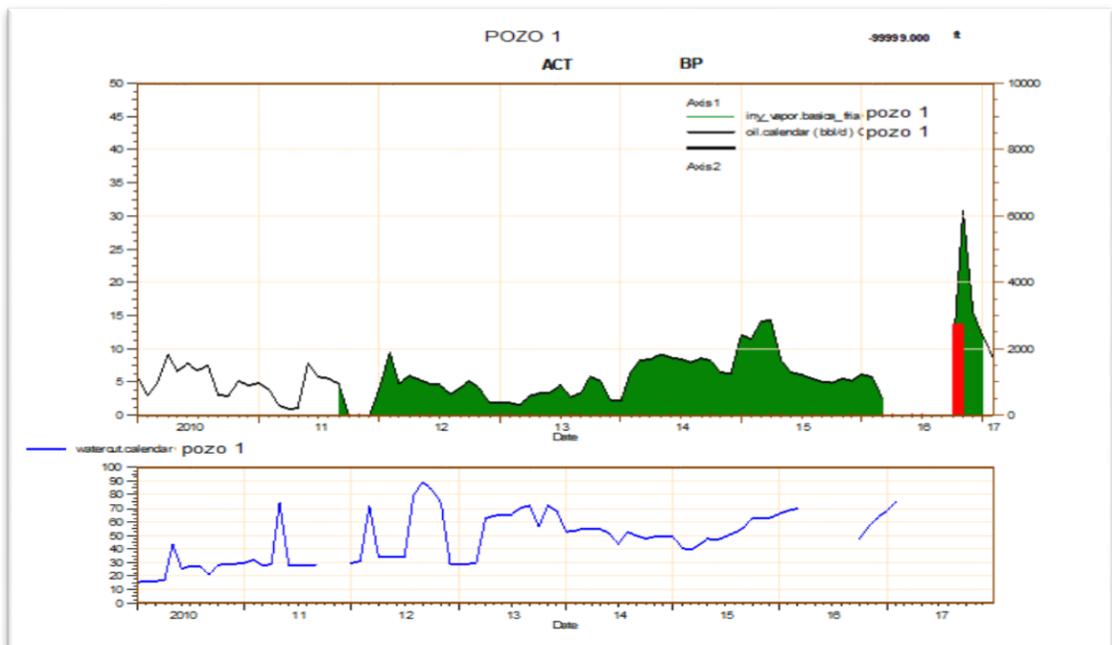
Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

Respecto al sistema de levantamiento artificial, es necesario resaltar que estos pozos poseen sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Los cuales poseen un equipo de clase Mark II, el cual posee una bomba en subsuelo API: 25-225 THAM 16-3-2-2.

4.1.1 Análisis OFM de los pozos sometidos a inyección cíclica de vapor de manera localizada.

4.1.1.1 Pozo 1. Este pozo se inyectó por última vez el 10 de febrero de 2016. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 2700 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 31 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 8.5 BOPD con un BSW del 75%. En la parte superior de la **Gráfica 8** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 1 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

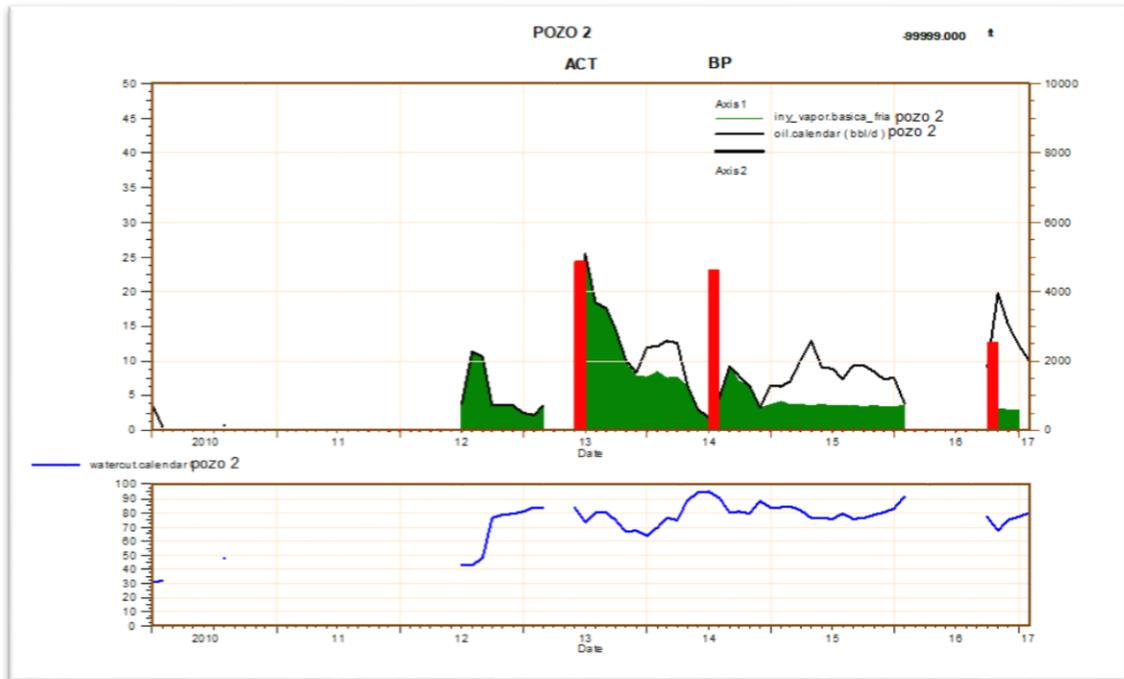
Gráfica 8. Comportamiento de la producción del Pozo 1.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.2 Pozo 2. Este pozo se inyectó por última vez en marzo de 2016. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 2500 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 20 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 10 BOPD con un BSW del 80%. En la parte superior de la **Gráfica 9** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 2 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

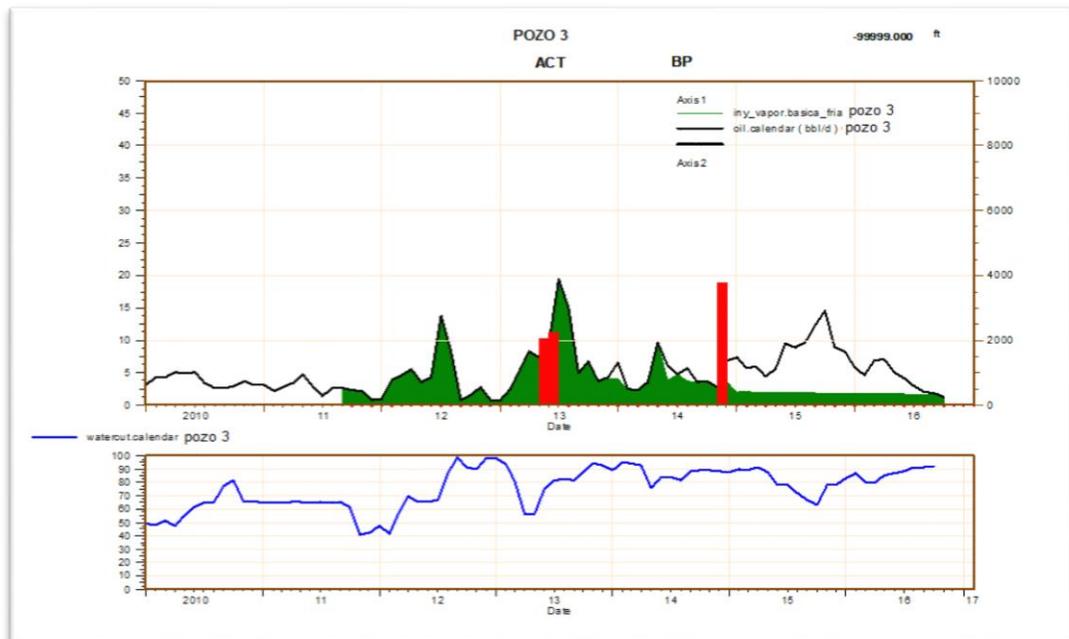
Gráfica 9. Comportamiento de la producción del pozo 2.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.3 Pozo 3. Este pozo se inyectó por última vez en abril de 2014. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 3750 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 15 BOPD. Para inicios del año 2016 el pozo registra una producción de 2.5 BOPD con un BSW del 90%. En la parte superior de la **Gráfica 10** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 3 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

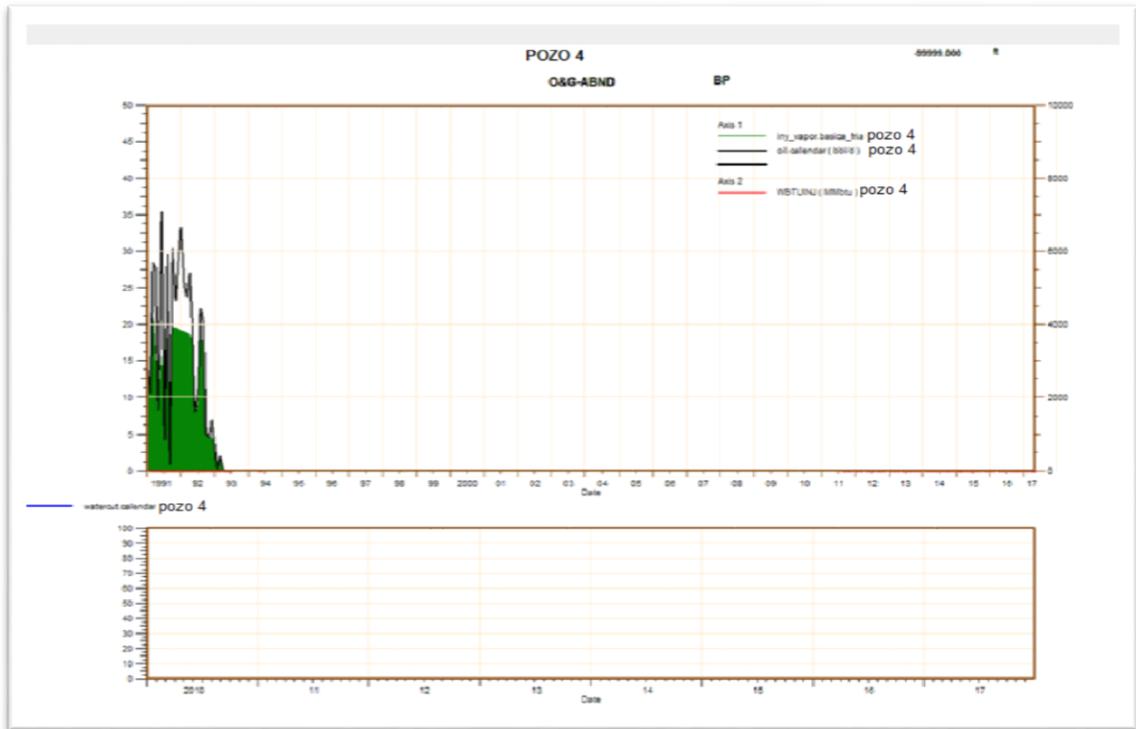
Gráfica 10. Comportamiento de la producción del pozo 3.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.4 Pozo 4. Según la **Gráfica 11** este pozo no presenta ciclos de inyección anteriores, debido a que se encuentra cerrado desde el año 1993, aunque para efectos de simulación el pozo se tomó en cuenta en el patrón de pozos a inyectar.

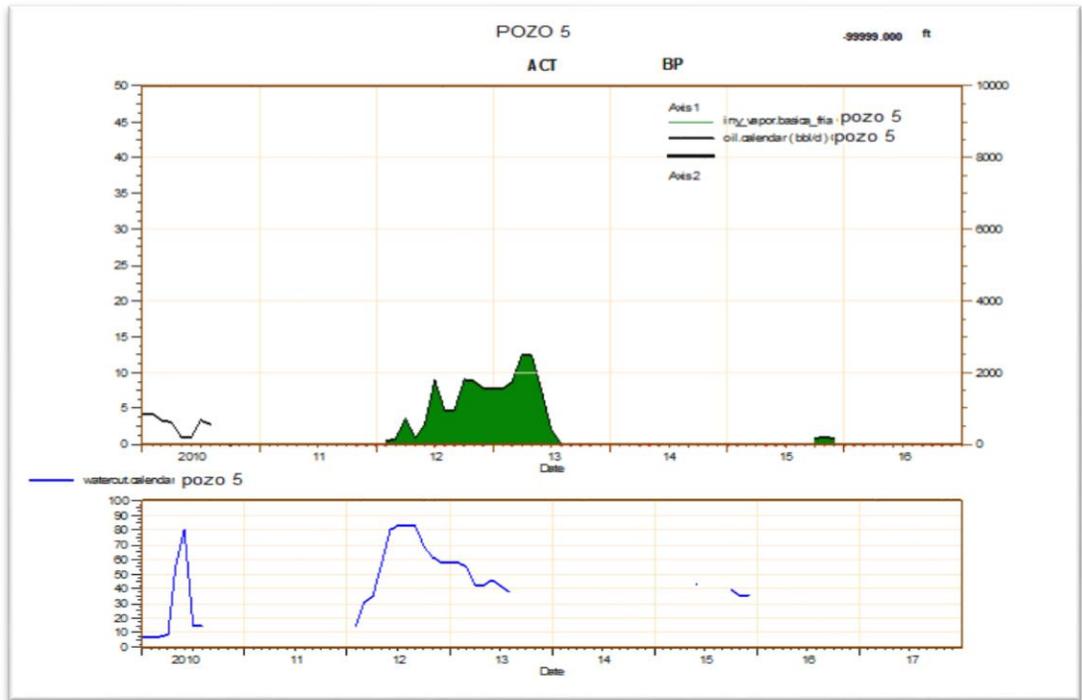
Gráfica 11. Comportamiento de la producción del pozo 4.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.5 Pozo 5. Según la **Gráfica 12** este pozo no presenta ciclos de inyección anteriores, debido a que se encuentra cerrado desde principios del año 2013, aunque para efectos de simulación el pozo se tomó en cuenta en el patrón de pozos a inyectar.

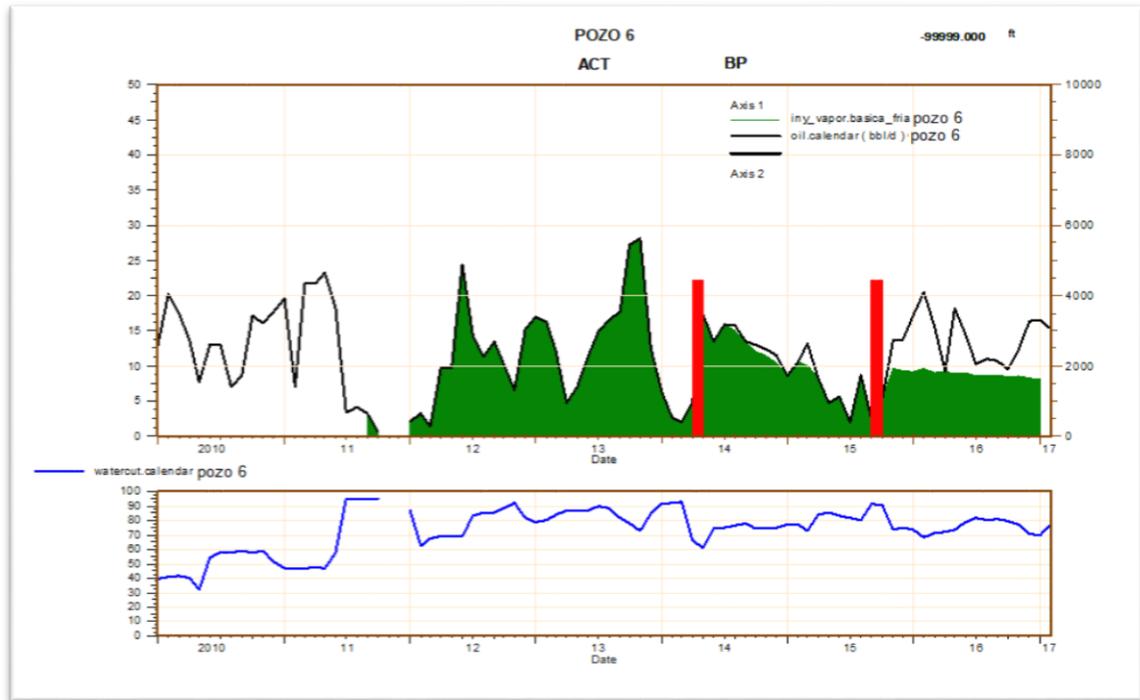
Gráfica 12. Comportamiento de la producción del pozo 5.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.6 Pozo 6. Este pozo se inyectó por última vez en febrero de 2015. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 4500 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 20 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 15 BOPD con un BSW del 80%. En la parte superior de la **Gráfica 13** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 6 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

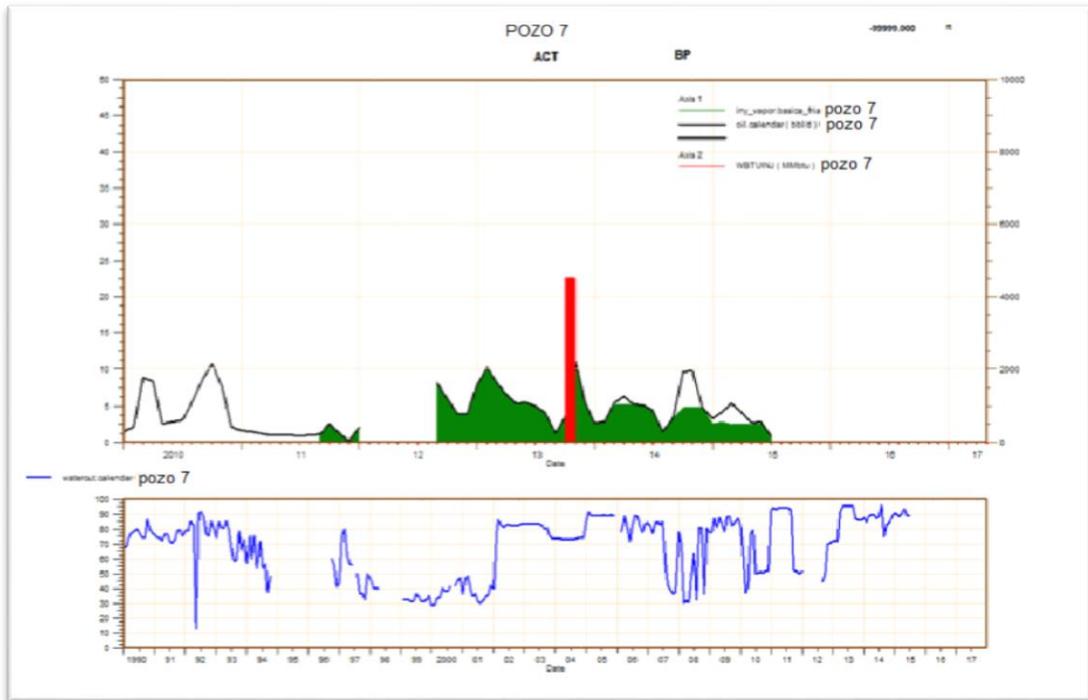
Gráfica 13. Comportamiento de la producción del pozo 6.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.7 Pozo 7. Este pozo se inyectó por última vez en marzo de 2013. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 4500 MMBTU, presentando una mala respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 12 BOPD. Para inicios del año 2015 el pozo registra una producción de 5 BOPD con un BSW del 90%. En la parte superior de la **Gráfica 14** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 7 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

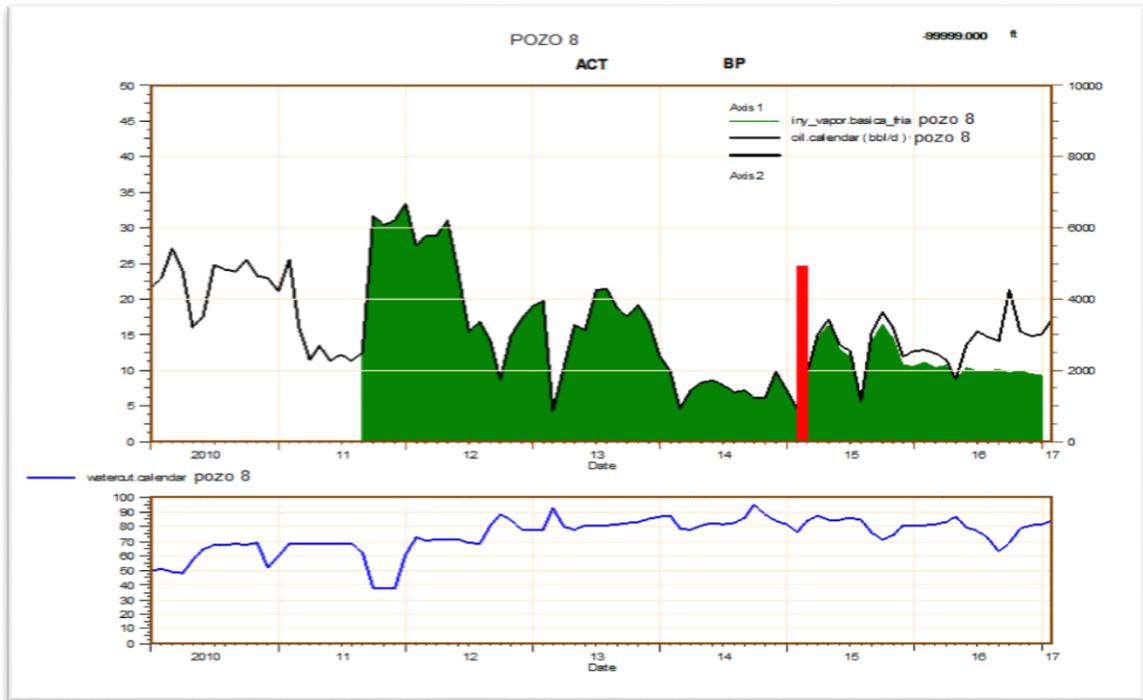
Gráfica 14. Comportamiento de la producción del pozo 7



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.8 Pozo 8. Este pozo se inyectó por última vez en enero de 2015. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 4900 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 22 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 9 BOPD con un BSW del 84%. En la parte superior de la **Gráfica 15** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 8 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

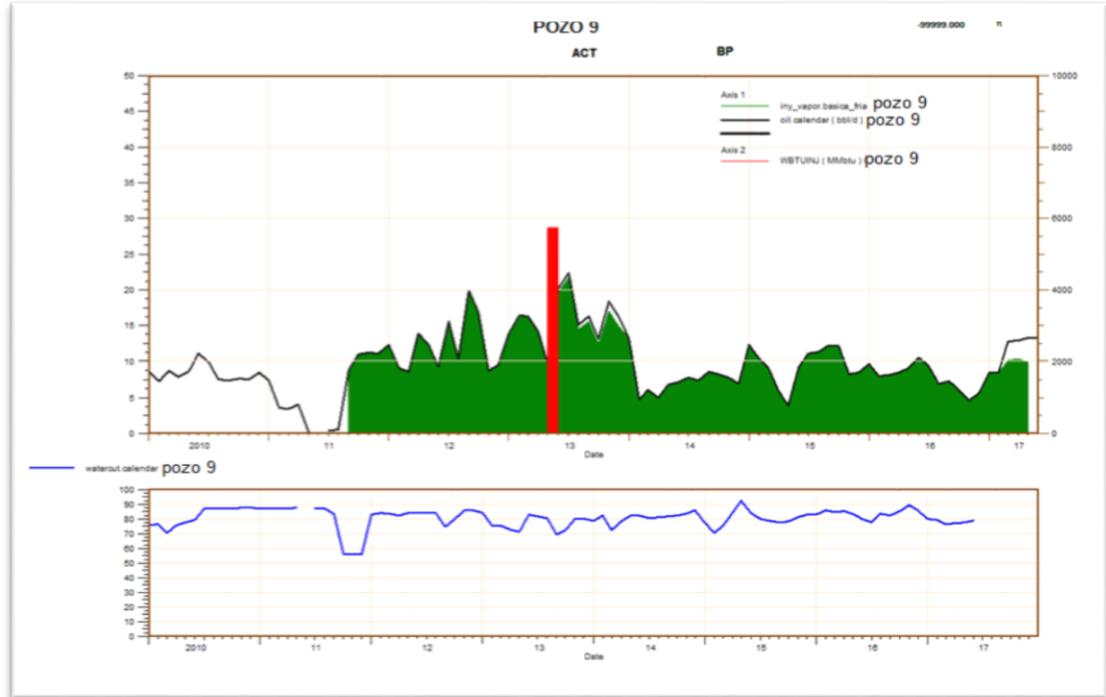
Gráfica 15. Comportamiento de la producción del pozo 8.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.9 Pozo 9. Este pozo se inyectó por última vez en noviembre de 2012. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 5700 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 23 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 13 BOPD con un BSW del 80%. En la parte superior de la **Gráfica 16** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 9 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

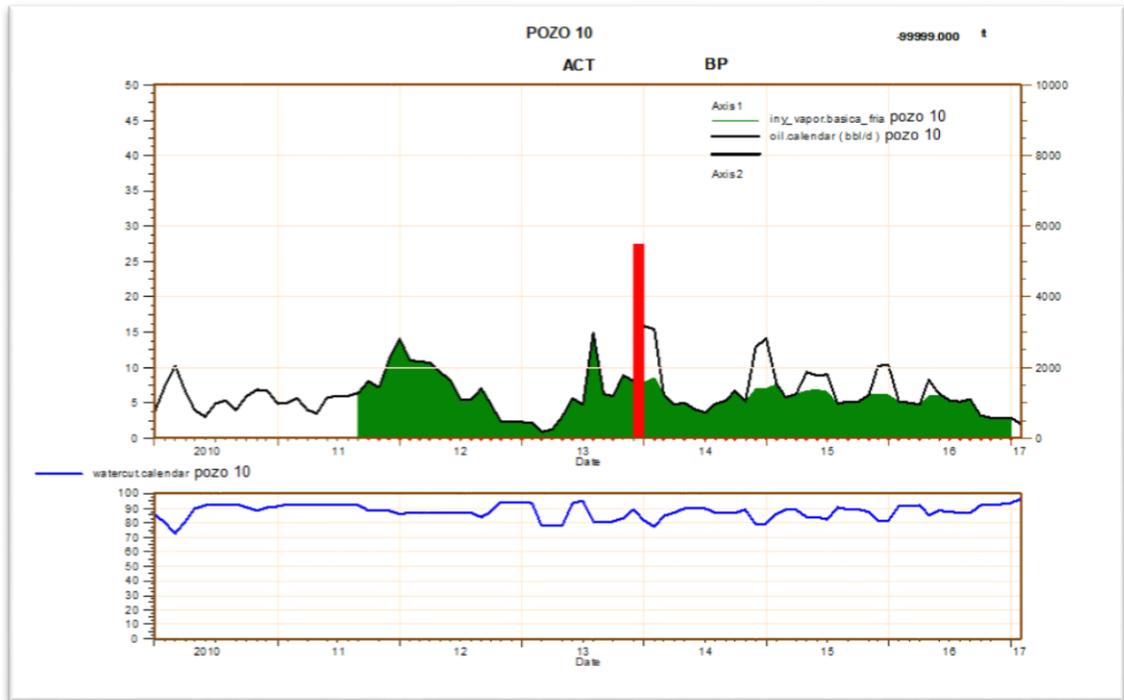
Gráfica 16. Comportamiento de la producción del pozo 9.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.10 Pozo 10. Este pozo se inyectó por última vez en mayo de 2013. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 5500 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 15 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 2.5 BOPD con un BSW del 90%. En la parte superior de la **Gráfica 17** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 10 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

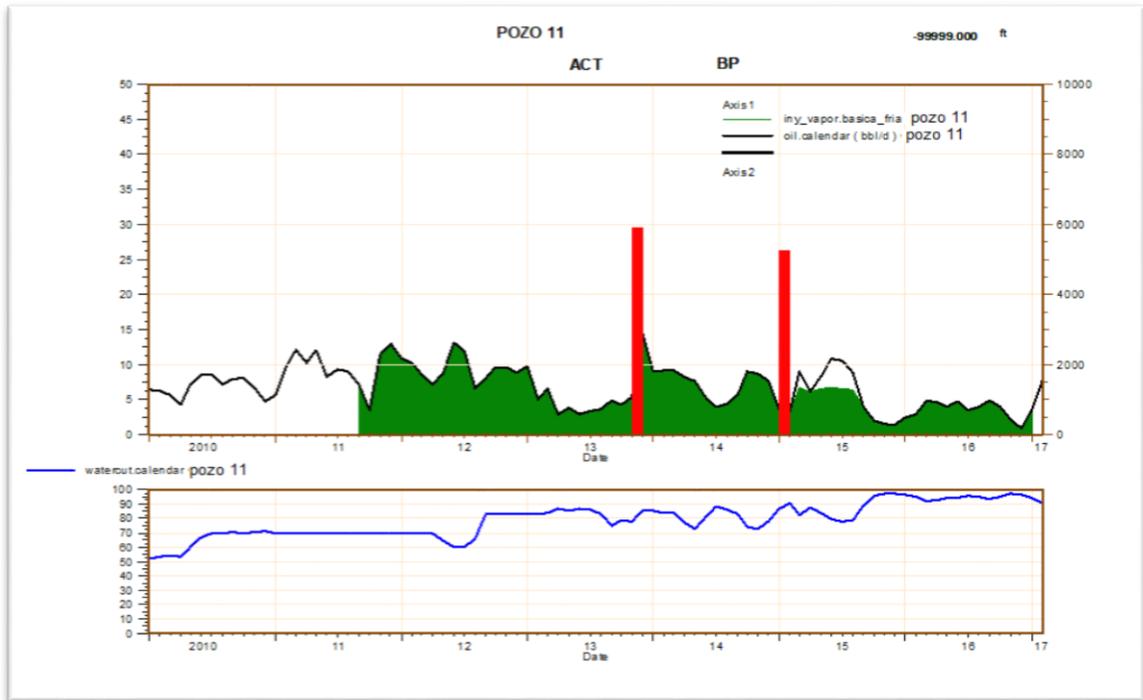
Gráfica 17. Comportamiento de la producción del pozo 10.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.11 Pozo 11. Este pozo se inyectó por última vez en junio de 2014. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 5500 MMBTU, presentando una mala respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 11 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 8 BOPD con un BSW del 90%. En la parte superior de la **Gráfica 18** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 11 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

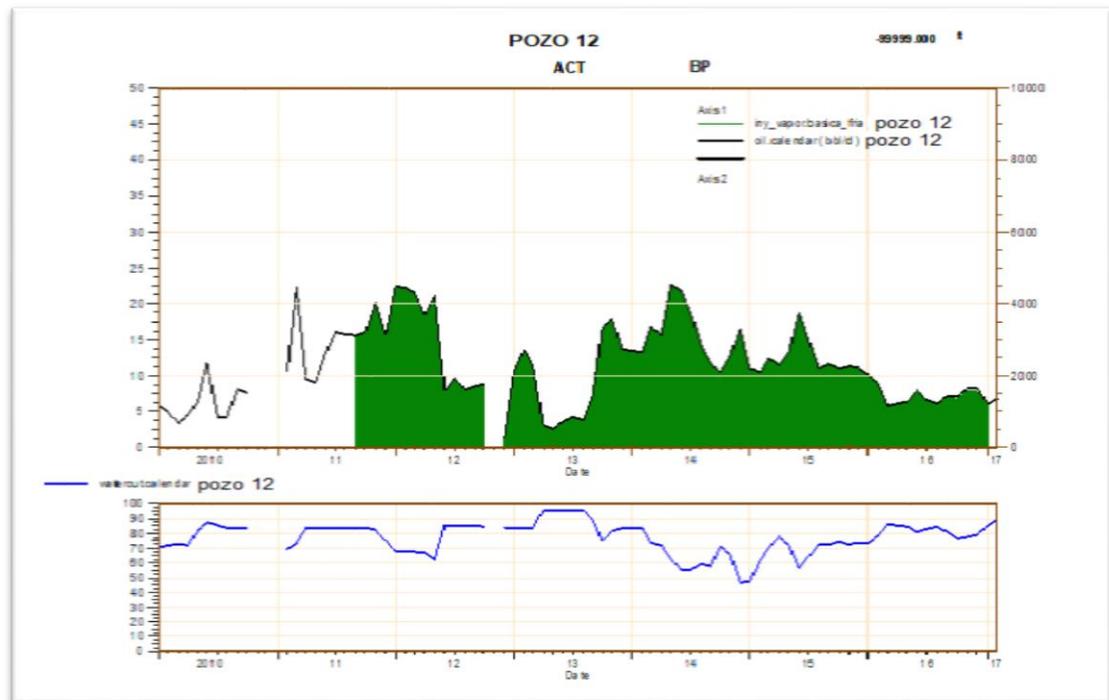
Gráfica 18. Comportamiento de la producción del pozo 11.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.12 Pozo 12. Según la **Gráfica 19** no está clara la información del último ciclo de inyección en el pozo. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 7.7 BOPD con un BSW del 90%. En la parte superior de la **Gráfica 19** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 12 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

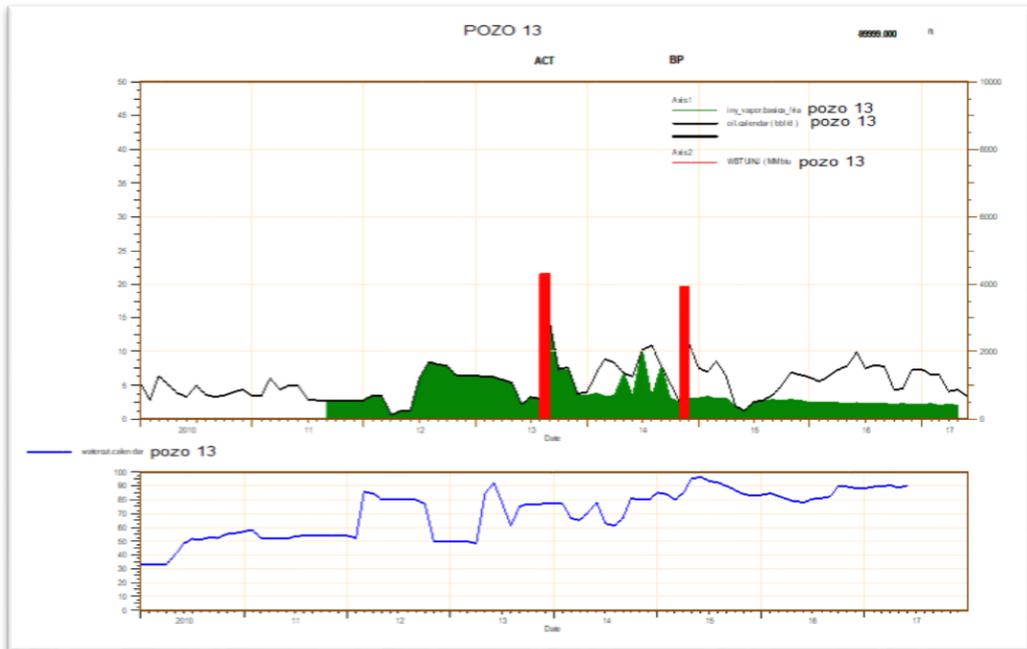
Gráfica 19. Comportamiento de la producción del pozo 12.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

4.1.1.13 Pozo 13. Este pozo se inyectó por última vez en octubre de 2014. Durante el periodo de inyección se le inyectaron 3900 MMBTU, presentando una buena respuesta a la inyección, alcanzado un pico de producción de 11 BOPD. Para inicios del año 2017 el pozo registra una producción de 2 BOPD con un BSW del 90%. En la parte superior de la **Gráfica 20** se observa el comportamiento de la producción de petróleo del pozo 13 y en la parte inferior de la misma se observa el comportamiento del BSW en el transcurso del tiempo.

Gráfica 20. Comportamiento de la producción del pozo 13.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

5. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR A TENER EN CUENTA EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

Como se mencionó anteriormente, para realizar un ciclo de inyección de vapor al yacimiento, es necesario tener en cuenta los parámetros que serán fundamentales para la ejecución efectiva del mismo, dichos parámetros se resumen así:

- Presión de inyección de vapor.
- Calidad del vapor
- Tasa de inyección de vapor.
- Tiempo de inyección de vapor.
- Tiempo de remojo o cierre.
- Tiempo de producción.

Se describen a continuación y en detalle el cálculo de los parámetros de inyección que se tendrán en cuenta en los casos de simulación numérica

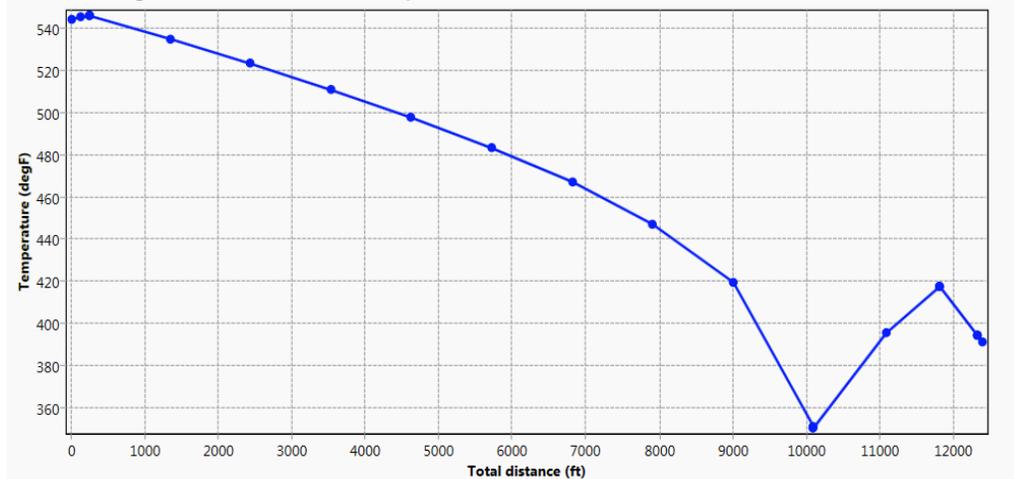
5.1 PARÁMETROS DE INYECCIÓN A TENER EN CUENTA EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

5.1.1 Capacidad del generador. En la zona de estudio del Campo Teca-Cocorná se tiene un generador con una capacidad de generar 100 MMBTU/hr, el cual está trabajando a una eficiencia del 80%. Con este generador es posible inyectar dos pozos al mismo tiempo.

5.1.2 Pérdidas de calor en superficie. Con el propósito de aprovechar la mayor cantidad de calor posible durante la inyección de vapor es necesario conocer con que presión y calidad va a llegar este a la cara del pozo. Es por esto, que se realizó una simulación en el programa PIPESIM, el cual modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo, también, tiene en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie⁷⁰. En la **Gráfica 21** se observa los resultados obtenidos de las simulaciones del flujo de vapor que realiza su recorrido desde el generador hasta el pozo 2 de la zona de estudio. Cabe resaltar que se realizaron dos simulaciones, donde el primer caso consistió en simular el flujo de vapor con la tubería sin aislamiento. El segundo caso, consistió en simular el mismo proceso con la tubería aislada.

⁷⁰ SCHLUMBERGER. PIPESIM, Steady-state multiphase flow simulator. [En línea]. [09 de agosto de 2017]. Disponible en < <https://www.software.slb.com/products/pipesim> >

Gráfica 21. Comportamiento de la temperatura del vapor en su recorrido desde el generador hasta el pozo 2.



Fuente: PIPESIM. Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

Como se observa en la gráfica, el vapor realizó un recorrido aproximadamente de 12.300 ft. Además, se sabe que partió del generador a una presión de 1.000 psi y una temperatura de 540°F, llegando a la cara del pozo a una presión de 600 psi y una temperatura de 390°F.

Es necesario resaltar que para dos casos de simulación realizados en la línea de flujo se encontraron diferentes calidades de vapor a la misma presión en la cara del pozo, tal como, se observa en la **Figura 15**.

Figura 15. Resultados de calidades de vapor a presiones de salida de 600 psi.

Name: **pozo 2** P/T profile
 Description: CSS case

P/T profile Engine console System results Profile results

Type to filter

Case	POUT=	QUALITY=	Flowrate=
1	300 psia	0.5	5.967552 lb/sec
2	300 psia	0.7	4.982432 lb/sec
3	300 psia	0.9	4.328387 lb/sec
4	400 psia	0.5	5.965876 lb/sec
5	400 psia	0.7	4.979053 lb/sec
6	400 psia	0.9	4.320768 lb/sec
7	500 psia	0.5	5.9626 lb/sec
8	500 psia	0.7	4.974088 lb/sec
9	500 psia	0.9	4.312941 lb/sec
10	600 psia	0.5	5.956644 lb/sec
11	600 psia	0.7	4.965162 lb/sec

Fuente: PIPESIM. Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

Como se observa en la **Figura 15** las simulaciones indican calidades de 50% para el primer caso y 70% para el segundo caso, ambas a una presión de 600 psi. Para efectos de la simulación se asumió un valor de calidad que estuviera en este rango, por lo que se tomó una calidad del 65% en la cara del pozo.

5.1.3 Diseño de los parámetros de inyección a utilizar en el simulador. Para analizar distintos casos de simulación se tuvieron en cuenta distintos casos de inyección en los cuales se realizaba un ciclo de inyección de vapor el cual duraba cinco días de inyección y diez días de inyección, ambos con un periodo de producción de un año. Posteriormente se planteó otro caso el cual comprendía dos ciclos de inyección de vapor, en los cuales la inyección duraba cinco días y el periodo de producción del primer ciclo era seis meses y para el segundo ciclo un periodo de producción de un año.

5.1.3.1 Cálculo de la cantidad de calor a ser inyectada según el generador de vapor disponible en la zona de estudio. Para el cálculo de la cantidad de calor a inyectar en cada caso planteado, se parte de dos premisas, las cuales son:

- Se debe utilizar la máxima eficiencia a la cual trabaja el generador.
- Es posible inyectar dos pozos al mismo tiempo gracias a la capacidad que posee el generador.

Ya que el generador disponible en la zona de estudio trabaja a una eficiencia máxima del 80%, se tiene:

$$\text{Capacidad Máxima del Generador} = 100 \frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} * 80\% = 80 \frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}}$$

Al obtener la capacidad máxima del generador, se procede a calcular la capacidad que este puede generar en un día:

$$80 \frac{\text{MMBTU}}{\text{hr}} * \frac{24\text{hr}}{\text{día}} = \frac{1920 \frac{\text{MMBTU}}{\text{día}}}{2} = 960 \frac{\text{MMBTU}}{\text{día}}$$

Ya que es posible inyectar dos pozos al mismo tiempo, cada pozo recibirá una cantidad de 960 MMBTU/día. Según esto, la cantidad total de calor a inyectar por pozo en cada caso planteado será:

- Para el caso de un ciclo con tiempo de inyección de cinco días, se tiene:

$$960 \frac{\text{MMBTU}}{\text{día}} * 5 \text{ días} = 4800 \text{ MMBTU}$$

- Para el caso de un ciclo con tiempo de inyección de diez días, se tiene:

$$960 \frac{\text{MMBTU}}{\text{día}} * 10 \text{ días} = 9600 \text{ MMBTU}$$

- Para el caso dos ciclos con tiempo de inyección de cinco días en cada ciclo, se tiene:

$$960 \frac{MMBTU}{\text{día}} * 5 \text{ días} + 960 \frac{MMBTU}{\text{día}} * 5 \text{ días} = 9600 MMBTU$$

5.1.3.2 Cálculo de la tasa de inyección de vapor. Partiendo de la cantidad de calor a inyectar en MMBTU es posible determinar la tasa de inyección de vapor expresada en barriles equivalentes de agua (BWEQ/Día), de la siguiente manera:

- Con base en que el contenido de calor en el vapor a inyectar oscila entre $1000 \frac{BTU}{Lb}$ y $1194 \frac{BTU}{Lb}$, la densidad del agua que es $62.4 \frac{Lb}{ft^3}$ @60°F y un barril contiene $5.615 ft^3$, se tiene:

$$1000 \frac{BTU}{Lb} * 62.4 \frac{Lb}{ft^3} * 5.615 \frac{ft^3}{Bbl} = \left(350.376 \frac{BTU}{Bbl} \right)^{-1} = 2.9 * 10^{-6} \frac{Bbl}{BTU}$$

$$1194 \frac{BTU}{Lb} * 62.4 \frac{Lb}{ft^3} * 5.615 \frac{ft^3}{Bbl} = \left(418.348,944 \frac{BTU}{Bbl} \right)^{-1} = 2.4 * 10^{-6} \frac{Bbl}{BTU}$$

- Al obtener los factores de conversión para $1000 \frac{BTU}{Lb}$ y $1194 \frac{BTU}{Lb}$, para efectos de cálculo se realizó un promedio entre estos dos factores de conversión para encontrar la tasa de inyección a utilizar en la simulación. Entonces:

$$\frac{2.9 * 10^{-6} \frac{Bbl}{BTU} + 2.4 * 10^{-6} \frac{Bbl}{BTU}}{2} = 2.7 * 10^{-6} \frac{Bbl}{BTU}$$

- Finalmente, se multiplica el factor de conversión obtenido por la tasa de inyección de calor establecida anteriormente.

$$960 \frac{MMBTU}{\text{Día}} * 2.7 * 10^{-6} \frac{Bbl}{BTU} = 2592 \frac{BWEQ}{\text{Día}}$$

5.1.3.3 Presión y Temperatura del vapor a inyectar. Basado en el análisis de pérdidas de calor realizado anteriormente en el programa PIPESIM, se estableció que el vapor llega a la cara del pozo a una presión de 600 psi y una calidad promedio de 65%. Esta presión será la presión de inyección a utilizar en el simulador junto con la temperatura del vapor, la cual corresponde a la temperatura de saturación del vapor @ 600 Psi, siendo esta 486 °F, tal como se observa en la **Figura 16**.

Figura 16. Tabla del vapor a la presión de inyección establecida.

Ps (Ipsca)	Ts (°F)	Hw (BTU/lb)	Hs (BTU/lb)	Lv (BTU/lb)	Vw (Pie cúb/lb)	Vs (Pie cúb/lb)	hw (Lb/pie-seg)	hs (Lb/pie-seg)
500	466,67	447,26	1204,64	757,39	0,0197488	0,9337420	0,0000740202	0,0000116307
520	470,76	452,25	1204,51	752,26	0,0198231	0,8960200	0,0000733794	0,0000117132
540	474,74	457,10	1204,34	747,23	0,0198975	0,8610922	0,0000727730	0,0000117936
560	478,60	461,83	1204,14	742,30	0,0199718	0,8286593	0,0000721973	0,0000118721
580	482,36	466,44	1203,91	737,46	0,0200462	0,7984631	0,0000716491	0,0000119490
600	486,02	470,94	1203,65	732,71	0,0201205	0,7702800	0,0000711256	0,0000120242

Fuente: ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.

6. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR LOCALIZADA EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ MEDIANTE MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA

Existen diferentes métodos que permiten evaluar el proceso de inyección cíclica de vapor antes de ser implementado en casos reales, tales como, modelos analíticos, simuladores numéricos y modelos físicos. Estos métodos permiten predecir el comportamiento futuro de un yacimiento, siendo soporte para el ingeniero al escoger o definir el esquema óptimo de explotación de este.

Para realizar la evaluación de la inyección cíclica de vapor de manera secuencial y localizada, se tendrá en cuenta el modelo analítico de Boberg y Lantz, el cual permite predecir el comportamiento de la tasa de producción de petróleo de un pozo sometido a un ciclo de inyección de vapor. Por otro lado, se utilizó el simulador numérico CMG STARS, el cual permite un estudio más detallado del yacimiento dividiéndolo en un número determinado de bloques o celdas, en los cuales se aplican ecuaciones fundamentales de flujo para representar el comportamiento del reservorio. De esta manera, es posible representar diferentes esquemas de explotación en un modelo computacional de un yacimiento⁷¹.

Se describen a continuación el cálculo del desempeño de un ciclo de inyección de vapor a un pozo del área de estudio mediante el modelo analítico de Boberg y Lantz con los parámetros de inyección calculados anteriormente. También, se observa la descripción del modelo de simulación, junto con los casos de simulación de inyección secuencial.

6.1 MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ

En la evaluación de la inyección cíclica de vapor a través de modelos analíticos se tomaron parámetros operacionales para un pozo que se encuentra en el área de estudio, el cual fue sometido a un ciclo de inyección de vapor. En la **Tabla 5** se observan las condiciones tenidas en cuenta para la predicción del comportamiento de la producción con el modelo analítico de Boberg y Lantz.

⁷¹ Aziz, K; Settari, A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD, London. 1979. Vol 1. p 1.

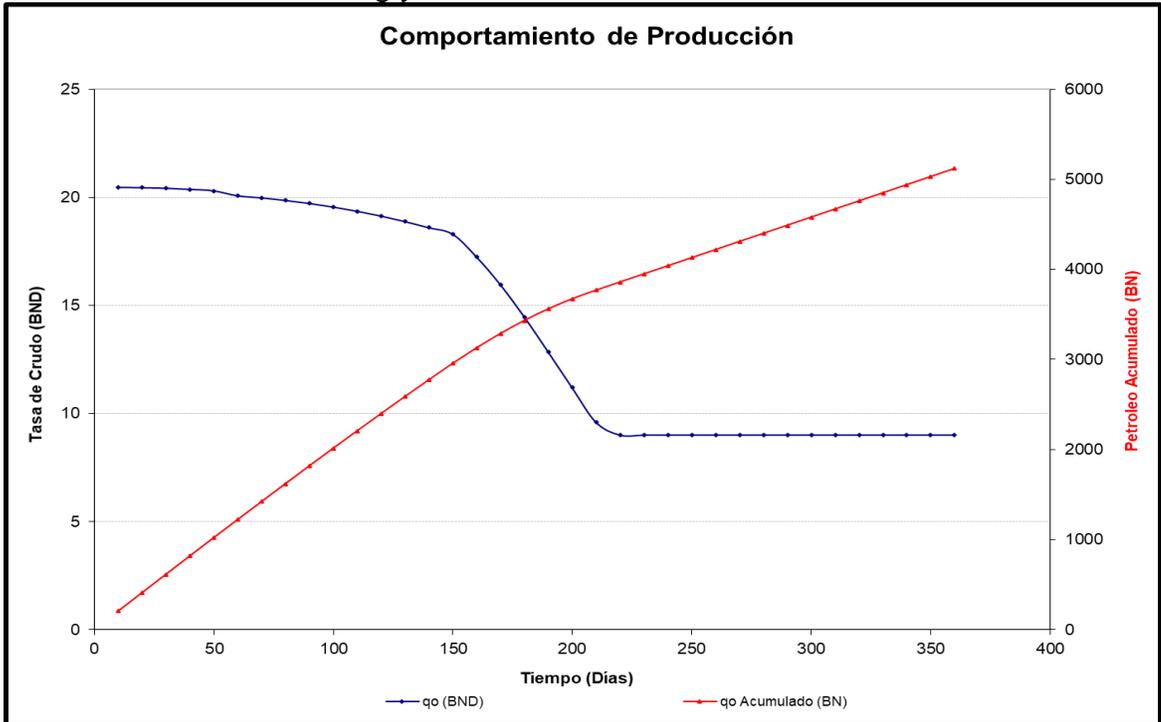
Tabla 5. Parámetros operacionales tenidos en cuenta para la predicción mediante el modelo analítico de Boberg y Lantz.

CARACTERÍSTICAS GENERALES					
Presión de inyección de vapor	600	Psia	Capacidad calórica de la formación adyacente	42	Btu/ft ³ *°F
Calidad de vapor	65	%	Tasa de producción en frío	9	BOPD
Tasa de inyección de vapor	2592	BWEQ/D	Temperatura del yacimiento	104	°F
Tiempo de inyección	5	Días	Espesor del yacimiento	100	Ft
Tiempo de remojo	2	Días	Viscosidad (1)	4216	cP
Periodo de producción	365	Días	Temperatura (1)	104	°F
Radio de pozo	0.92	Ft	Viscosidad (2)	32.6 5	cP
Radio de drenaje	492	Ft	Temperatura (2)	250	°F
Conductividad térmica	1.2	Btu/hr*ft*° F	Pwf	32	Psia
Capacidad calórica de la roca	33	Btu/ft ³ *°F	°API	12.5	-
Razón gas-petróleo	50	PCN/BN	Escalón de tiempo	10	Días
Razón agua-petróleo	4.7	BN/BN	Numero de ciclos	1	-

Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado, Ecopetrol S.A.

Al insertar estos valores en una hoja de cálculo del programa Microsoft Excel que incluye el modelo analítico mencionado, el cual fue suministrado por Ecopetrol S.A., se tiene la siguiente tendencia de la tasa producción de petróleo y el acumulado de petróleo de un pozo en la zona de estudio, tal como se observa en la **Grafica 22**.

Gráfica 22. Comportamiento de la producción del pozo de estudio mediante el modelo analítico de Boberg y Lantz.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

En los resultados obtenidos del modelo analítico de Boberg y Lantz se observa que a partir de la inyección de un solo pozo con los parámetros de inyección previamente establecidos se alcanza una tasa de producción máxima de 20,46 BOPD, además, el pozo sometido al ciclo de inyección logró acumular 5.11,4 BN en un periodo de 365 días de producción, tal como se observa en la **Tabla 6**.

Debido a que las propiedades que fueron ingresadas durante el análisis del modelo analítico de Boberg y Lantz presentan similitudes entre los pozos que se encuentran en el área de estudio, se asume que estos resultados pueden ser representativos para todos los pozos encontrados en la zona de estudio. Adicionalmente, se puede concluir que al inyectar la cantidad de vapor establecida en cada pozo puede existir una producción aproximada por pozo de 5.000 BN de petróleo durante 365 días.

Tabla 6. Resultados obtenidos de la evaluación del modelo analítico de Boberg y Lantz.

Tiempo (Días)	Qo (BND)	Petróleo Acumulado (BN)	Tavg (°F)	Viscosidad a Tavg (Cps)
10	20.46399498	204.6399536	417.9689941	3.707475185
20	20.44927979	409.1327515	366.8520508	6.087402344
30	20.42297745	613.3625183	321.8591919	10.34934998
40	20.36967087	817.0592346	280.258667	19.02072334
50	20.30244827	1020.08371	240.8753357	30.02083015
60	20.07374954	1220.821198	216.9298553	67.99648285
70	19.97886658	1420.609863	207.7724915	84.00659943
80	19.85900497	1619.199921	199.4403992	104.4507828
90	19.71741867	1816.374115	191.8125305	128.9206696
100	19.5514431	2011.88855	184.7909698	158.0567474
110	19.35846519	2205.473206	178.2995911	192.5609283
120	19.1360321	2396.833527	172.2773895	233.1954803
130	18.88195801	2585.653107	166.6743011	280.781189
140	18.59446907	2771.597794	161.4484558	336.1930237
150	18.29581261	2954.555923	156.4443054	395.6018677
160	17.23897552	3126.945679	145.0204926	622.3588867
170	15.95448303	3286.490509	135.0864105	938.4066772
180	14.46379662	3431.128479	126.4378204	1375.562744
190	12.84397316	3559.568207	118.856636	1965.630005
200	11.19087219	3671.476929	112.160408	2743.937988
210	9.594445229	3767.421379	106.200386	3750.129883
220	9	3857.421379	104	4216
230	9	3947.421379	104	4216
240	9	4037.421379	104	4216
250	9	4127.421379	104	4216
260	9	4217.421379	104	4216
270	9	4307.421379	104	4216
280	9	4397.421379	104	4216
290	9	4487.421379	104	4216
300	9	4577.421379	104	4216
310	9	4667.421379	104	4216
320	9	4757.421379	104	4216
330	9	4847.421379	104	4216
340	9	4937.421379	104	4216
350	9	5027.421379	104	4216
360	9	5117.421379	104	4216

Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

6.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE MANERA LOCALIZADA EN EL ÁREA DE ESTUDIO DEL CAMPO TECA-COCORNÁ

Para realizar la evaluación de los diferentes esquemas de explotación del área de estudio se utilizó un modelo estático y petrofísico suministrado por Ecopetrol S.A, con el propósito de realizar sensibilidades variando el orden en que los pozos objeto de estudio iban a ser inyectados. Así mismo, lograr comparar los resultados entre un caso base, una inyección de vapor aleatoria y los esquemas de inyección de vapor secuencial y localizada.

6.2.1 Descripción del modelo de simulación de yacimientos. El modelo estático que se tiene, corresponde a la parte sur del Campo Teca-Cocorná, tal como se observa en la **Figura 12**. Cabe resaltar que el área de estudio, es el área de Cocorná. (Ver **Figura 12**).

6.2.1.1 Descripción de la malla de simulación. Las principales propiedades de la malla de simulación son expuestas en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Propiedades de la malla de simulación.

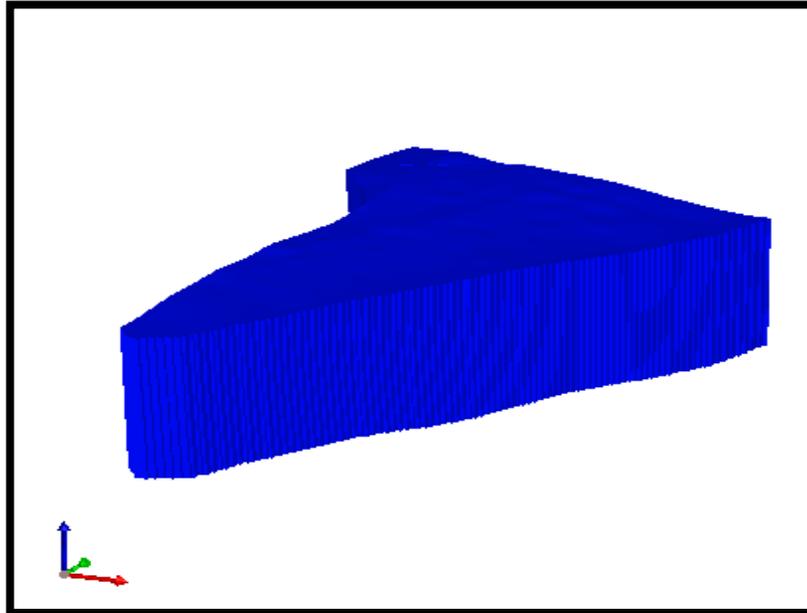
Propiedad	
Número de celdas	151i x 287j x 51k
Número total de celdas	2'210.187
Tipo de malla	Corner Point
Tipo de porosidad	Simple
Número de fallas	7
Unidades de Geológicas	30

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

El número de celdas se encuentra en términos vectoriales donde, i, j, k son las direcciones x, y, z, respectivamente. Además, posee un tipo de malla Corner Point, la cual es una malla que puede ser deformable y así, modelar la compleja estructura de este campo.

En la **Figura 17** se observa la forma del yacimiento que se encuentra explotado por el Campo Teca-Cocorná sur en formato de malla del programa CMG STARS.

Figura 17. Malla correspondiente a la parte sur del Campo Teca-Cocorná.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Además, en las **Tablas 8, 9 y 10** se observan las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento presentes en el modelo con el cual se realizó la simulación de los diferentes esquemas de inyección de vapor.

Tabla 8. Propiedades de la formación presentes en el modelo de simulación.

Propiedad	Valor
Permeabilidad vertical (mD)	309.28
Permeabilidad horizontal (mD)	1030.946
Porosidad (%)	27.4
Compresibilidad de la formación (Psi ⁻¹)	74*10 ⁻⁶
Capacidad calorífica de la formación (BTU/ft ³ *°F)	40
Conductividad térmica de la formación. (BTU/ft*día*°F)	40

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Tabla 9. Propiedades de la formación adyacente presentes en el modelo de simulación.

Propiedad	Valor
Capacidad calorífica de la formación adyacente (BTU/ft ³ *°F)	35
Conductividad térmica de la formación adyacente (BTU/ft*día*°F)	24

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Tabla 10. Propiedades de los fluidos presentes en el modelo de simulación.

Propiedad	Valor
Densidad del petróleo (Lb/ft ³)	61.1
Compresibilidad del petróleo (Psi ⁻¹)	3.47*10 ⁻⁶
Viscosidad inicial @ 104 °F (cP)	4216
Gravedad API del petróleo (°API)	12.5
Conductividad térmica del petróleo (BTU/ft*día*°F)	1.8
Densidad del agua (Lb/ft ³)	60.1661
Compresibilidad del agua (Psi ⁻¹)	7.118*10 ⁻⁵
Viscosidad del agua @ 110°F (cP)	0.6889
Conductividad térmica del agua (BTU/ft*día*°F)	12.6

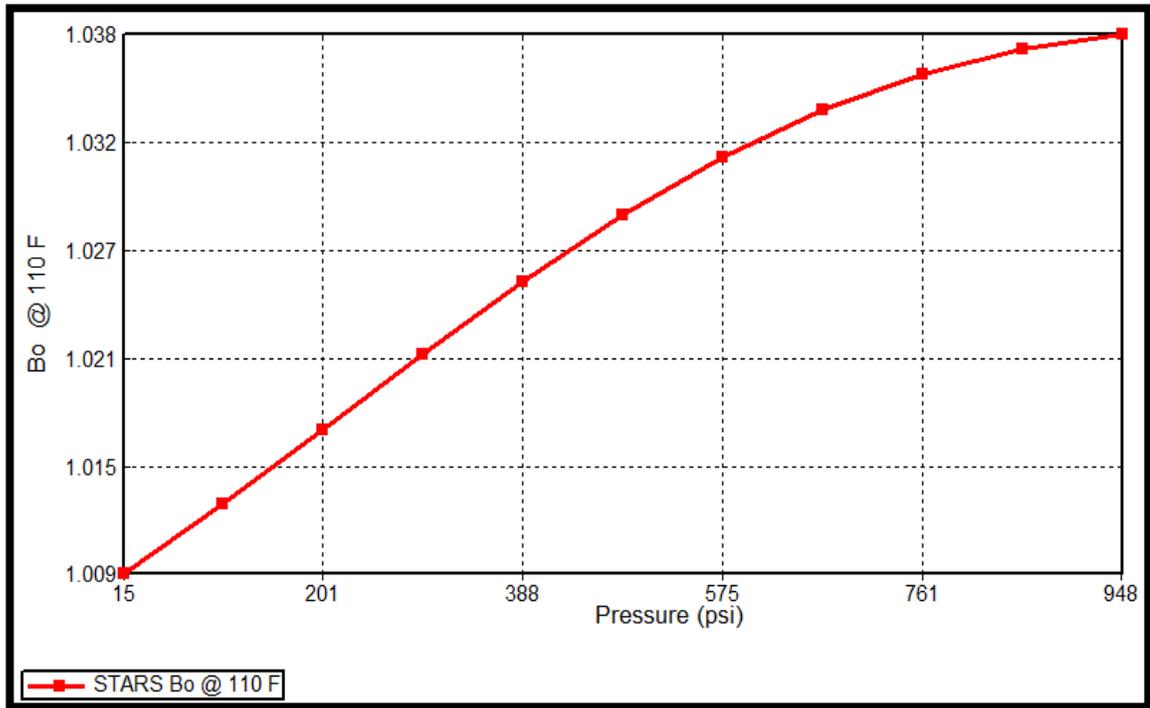
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

6.2.1.2 Descripción de las condiciones PVT del modelo de simulación. A continuación, se describen las propiedades PVT para la fase petróleo presente en modelo de simulación del yacimiento explotado por el Campo Teca-Cocorná.

- **Factor Volumétrico del petróleo:** se define como la relación que existe entre el volumen de petróleo más el gas que contiene en solución a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y el volumen de petróleo a condiciones normales⁷². En la **Gráfica 23** se observa el comportamiento del factor volumétrico del petróleo en relación a la presión.

⁷² PARIS, M. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Ed. Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. 2009.

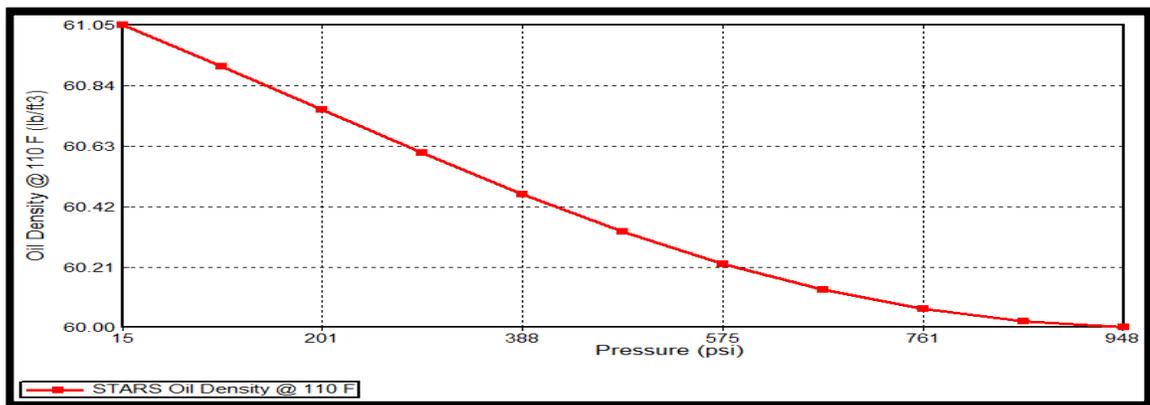
Gráfica 23. Factor volumétrico del petróleo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Densidad del Petróleo:** se define como la cantidad de masa presente en una unidad de volumen. En la **Gráfica 24** se observa el comportamiento de la densidad del petróleo en función de la presión.

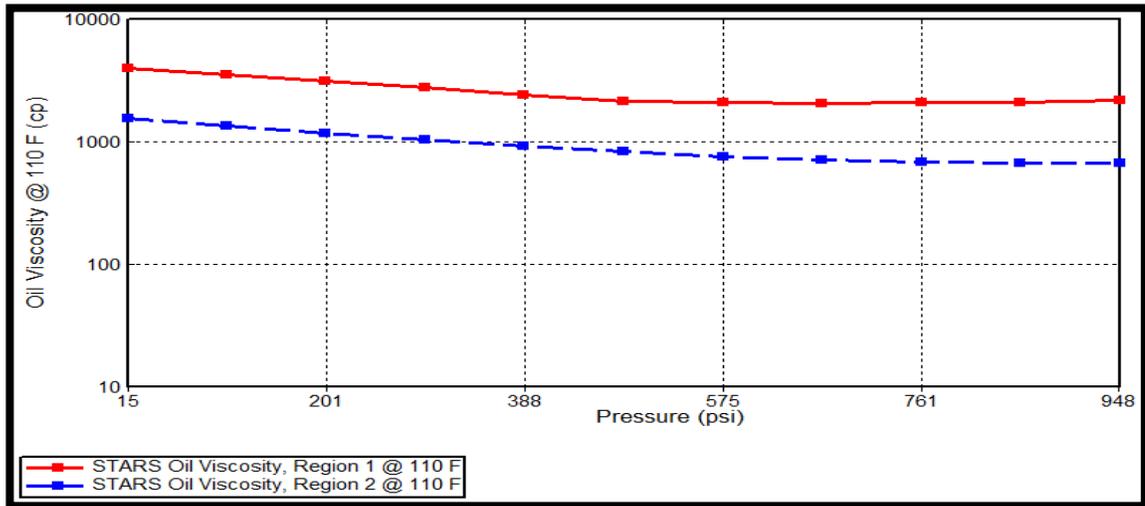
Gráfica 24. Densidad del petróleo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

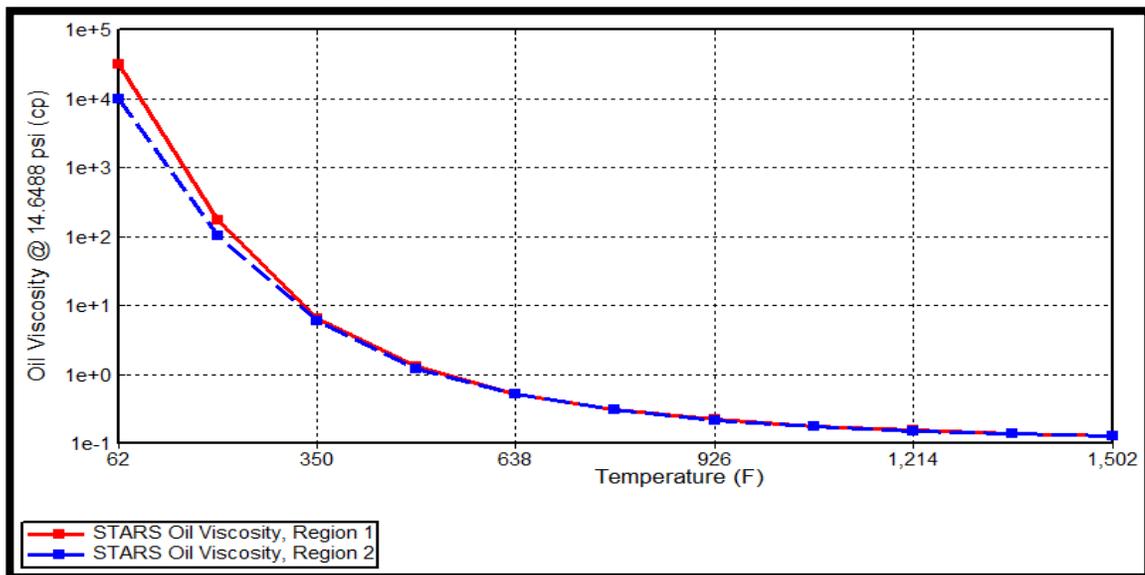
- **Viscosidad del petróleo:** Esta se define como la resistencia de un líquido a fluir. En la **Gráfica 25** se observa el comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la presión y en la **Gráfica 26** se observa el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.

Gráfica 25. Viscosidad del petróleo en función de la presión.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

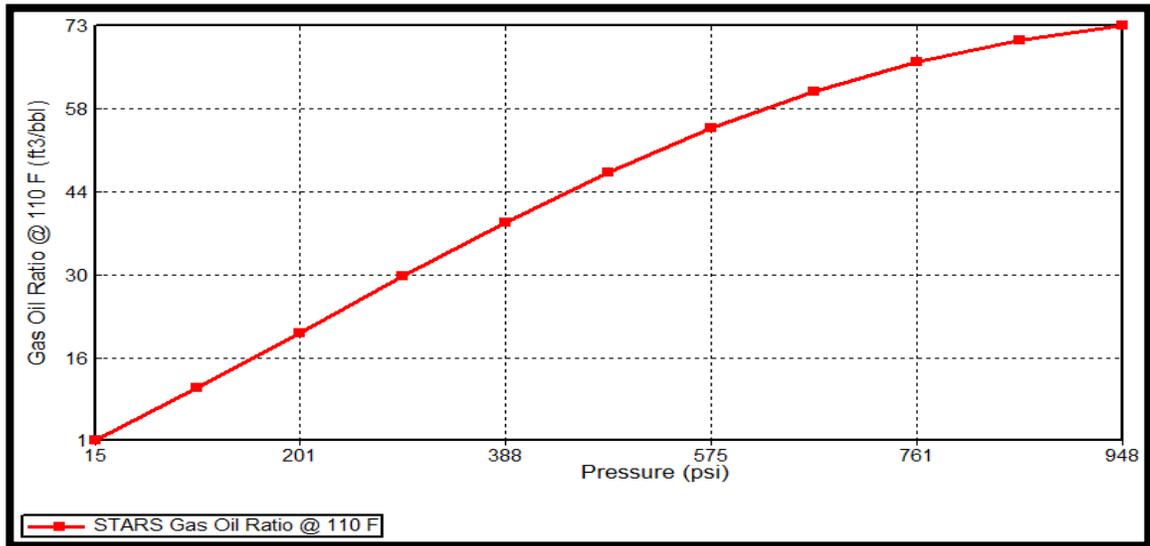
Gráfica 26. Viscosidad del petróleo en función de la temperatura.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

- **Relación Gas-Petróleo:** está definida como la cantidad de pies cúbicos normales de gas que se encuentra disuelta en un barril de petróleo a una determinada presión y temperatura. En la **Gráfica 27** se observa el comportamiento de la relación Gas-Petróleo en función de la presión.

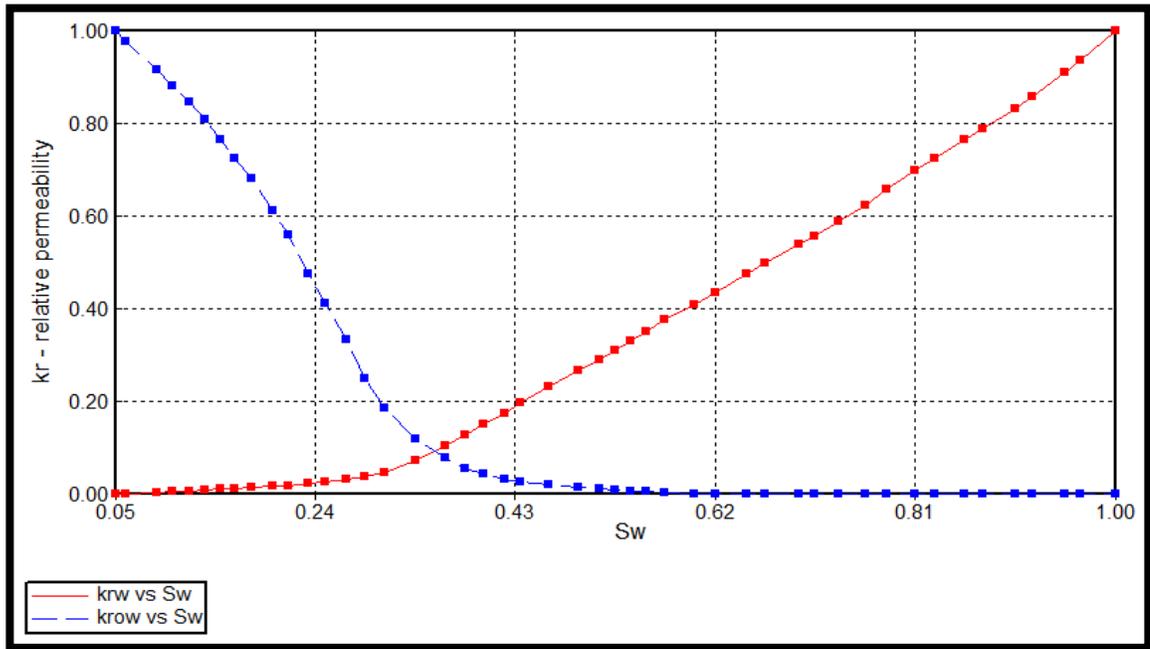
Gráfica 27. Relación Gas-Petróleo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

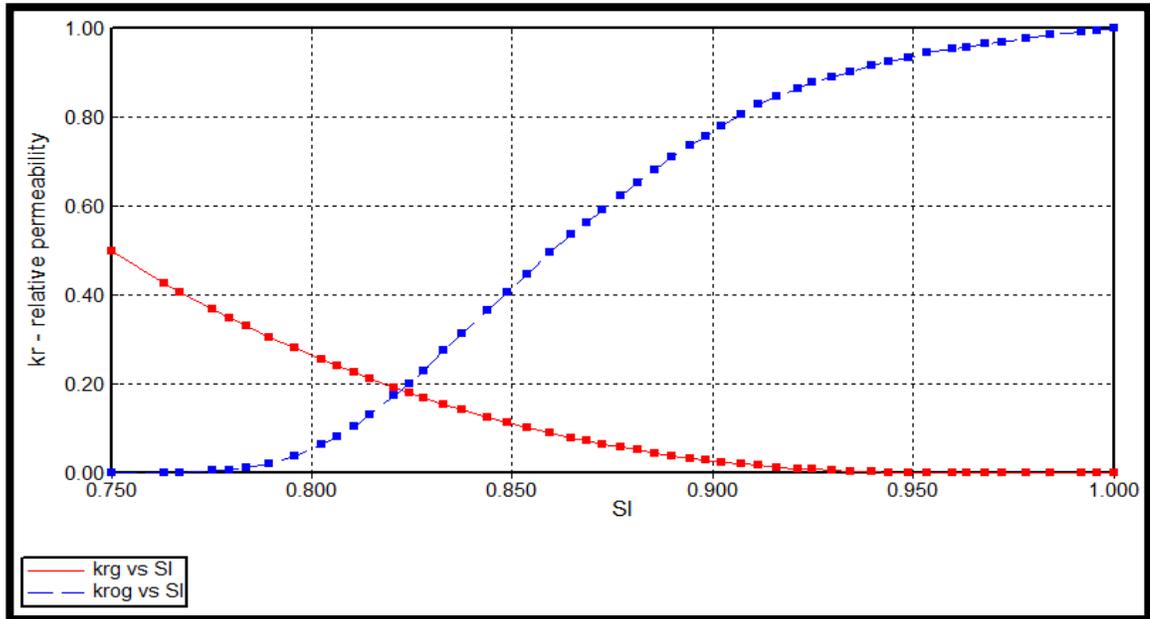
- **Curvas de permeabilidades relativas:** a continuación, en las **Gráficas 28 y 29** se observan las curvas de permeabilidades relativas para el petróleo y el gas, respectivamente.

Gráfica 28. Kro vs Krw



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Gráfica 29. Krg vs KrL



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

6.3 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Para la descripción de los casos de simulación se describen los esquemas de inyección planteados, los cronogramas de inyección de cada caso y los parámetros operacionales tenidos en cuenta al realizar la inyección de vapor en cada caso de estudio.

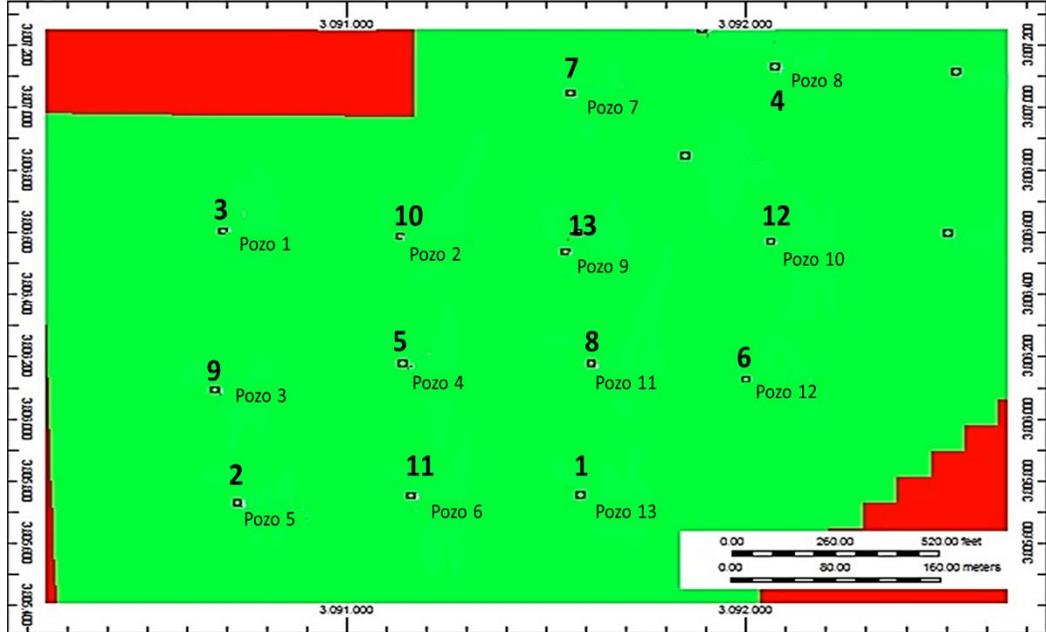
6.3.1 Descripción de los esquemas de inyección. Como se mencionó anteriormente, se plantearon diferentes esquemas de inyección, en los cuales se varía el orden de inyección de los pozos. Además, se plantearon otros esquemas de inyección, donde se varía el tiempo de inyección, los cuales son cinco días de inyección, el cual se denominará caso 1; diez días de inyección, el cual se denominará caso 2; dos ciclos de inyección de vapor con un tiempo de cinco días de inyección por ciclo, el cual se denominará caso 3. A continuación, se describen los diferentes esquemas de simulación.

6.3.1.1 Caso base. En este caso no se inyecta ningún pozo de la zona objeto de estudio. Simplemente se deja el modelo original del yacimiento realizando la predicción hasta la misma fecha que los otros casos.

6.3.1.2 Inyección individual. En este caso se inyectaron de manera individual los pozos de la zona de estudio, utilizando 13 casos diferentes de simulación. Es necesario resaltar que esta inyección individual solamente se realizó para el esquema de inyección secuencial en “Z” de cinco días de inyección, utilizando los calendarios de inyección para tener en cuenta los momentos en los que se inyectan cada pozo y así comparar el comportamiento que tendría un pozo al ser sometido solamente este a un ciclo de inyección de vapor con el comportamiento que tendría este al ser inyectado en una secuencia de pozos donde se busca que la inyección de los pozos ayude unos a otros cuando estos se encuentren en fase de producción.

6.3.1.3 Esquema de inyección aleatoria. Este caso consiste en realizar una inyección cíclica de vapor en la zona objeto de estudio, inyectando los pozos que allí se encuentran de manera aleatoria, sin tener en cuenta la técnica secuencial mencionada anteriormente, es decir, que el inicio de inyección de cada pozo comienza cuando finaliza la fase de inyección del pozo predecesor. En la **Figura 18** se observa el orden en que se inyectaron los pozos de manera aleatoria.

Figura 18. Esquema de inyección aleatoria.

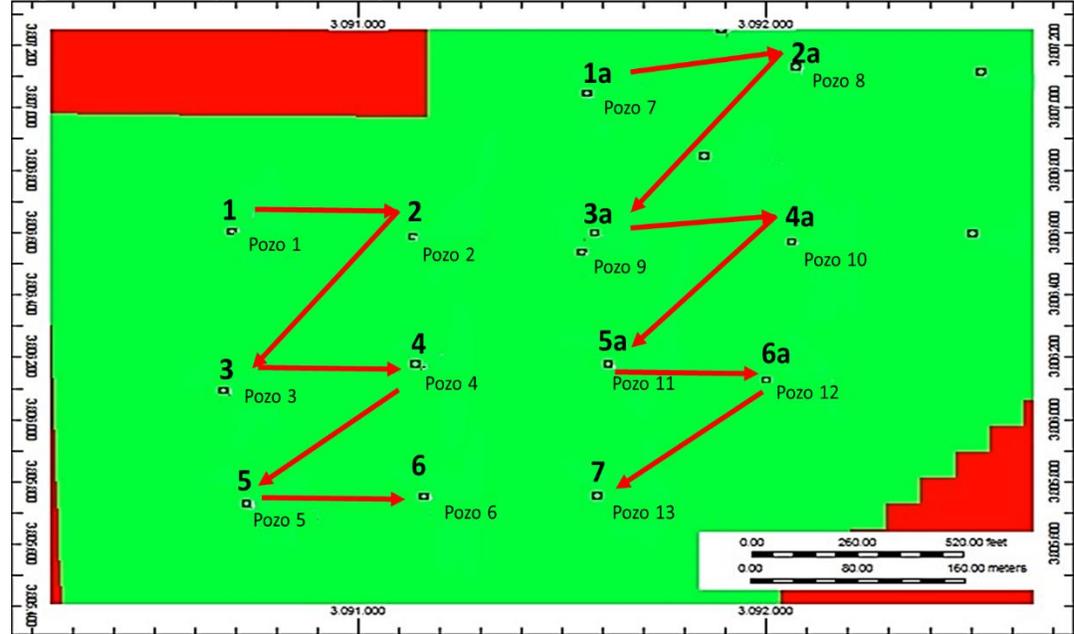


Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Como se observa en la **Figura 18** la inyección de estos pozos comienza con el pozo número 1, posteriormente se inyecta el pozo número 2, y así sucesivamente hasta finalizar la inyección de todos los pozos, terminando con el pozo número 13.

6.3.1.4 Esquemas de inyección secuencial. Como se mencionó anteriormente el esquema de inyección secuencial y localizada consiste en inyectar dos pozos al mismo tiempo y posteriormente inyectar los pozos que se encuentran intermedios, similar a realizar la inyección en forma de “Z”. En este esquema la inyección de los pozos sucesores comienza cuando la fase de inyección de los pozos predecesores finaliza. En la **Figura 19** se observa el esquema de inyección cíclica de vapor de manera secuencial y localizada realizada en forma de “Z” en la zona de estudio.

Figura 19. Esquema de inyección secuencial en "Z".

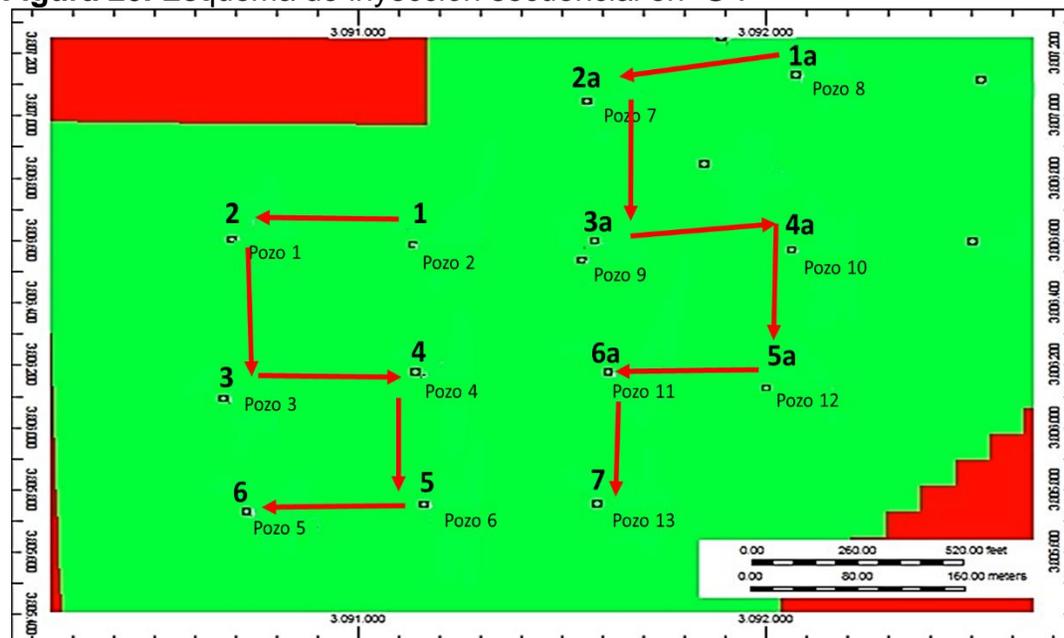


Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Como se observa en la **Figura 19**, los pozos denominados con el número 1 y 1^a serán inyectados al mismo tiempo, posteriormente se inyectarán los pozos denominados con el número 2 y 2^a y así sucesivamente hasta completar la inyección de todos los pozos en la zona de estudio.

Además, se planteó un esquema de inyección secuencial, similar al de inyectar en forma de "Z", el cual consiste en variar el orden de inyección, generando un esquema de inyección similar a una "S". De igual manera, la inyección se realiza en dos pozos al mismo tiempo y la inyección de los pozos sucesores comienza cuando la fase de inyección de los pozos predecesores finaliza. En la **Figura 20** se observa el esquema de inyección cíclica de vapor de manera secuencial y localizada realizada en forma de "S" en la zona de estudio.

Figura 20. Esquema de inyección secuencial en "S".



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

El proceso de inyección que se observa en la **Figura 20** es similar al esquema de inyección secuencial en forma de "Z", solo que cambia el orden en que los pozos son inyectados. De igual manera, comienza con la inyección de los pozos denominados con el número 1 y 1^a, posteriormente se inyectarán los pozos denominados con el número 2 y 2^a y así sucesivamente, hasta completar la inyección de todos los pozos que se encuentran en todo el patrón de pozos seleccionados.

6.3.2 Cronogramas de inyección. El proceso de inyección de vapor de manera secuencial y localizada incluye la optimización de recursos mediante la creación de cronogramas de inyección que permitan la inyección simultánea de dos pozos optimizando el proceso de generación de vapor, asegurando que se obtenga la máxima calidad de vapor y optimizando los tiempos de servicio a pozo ya que las movilizaciones del equipo de servicio son más cortas, debido a que los pozos inyectados se encuentran cercanos.

Es necesario resaltar que para la creación de estos cronogramas se tuvo en cuenta que se posee un solo equipo el cual realiza el trabajo necesario para adecuar cada pozo a inyección, lo que se demora dos días. También, se tuvo en cuenta que para poner los pozos a producir es necesario adecuar el pozo a producción, lo que se demora un día.

Además, para el caso de dos ciclos de inyección de vapor se asume que durante el workover realizado para la adecuación de los pozos a inyección en el primer ciclo,

se instaló una bomba Steam by Pass, la cual es una bomba que se instala en el subsuelo y permite inyectar vapor sin retirar el completamiento del pozo.

A continuación, se observan los cronogramas de las operaciones realizadas durante la inyección de los casos planteados.

6.3.2.1 Primer ciclo de inyección de vapor. Para el primer caso de inyección de vapor se tomó en cuenta que las operaciones de servicio a pozo para convertir un pozo productor a inyector toman dos días, aproximadamente cinco días de inyección de vapor, tres días de remojo y un día para bajar varilla al pozo e iniciar el proceso de producción.

Para el segundo caso de inyección de vapor se tomó en cuenta que las operaciones de servicio a pozo para convertir un pozo productor a inyector toman dos días, aproximadamente diez días de inyección de vapor, tres días de remojo y un día para bajar varilla al pozo e iniciar el proceso de producción.

Es necesario resaltar que los cronogramas de inyección mencionados anteriormente, sirven para los esquemas de inyección en forma de “Z” y de “S”. En la **Figura 21** y **23** (Ver **Figura 21** y **23**) se observan los cronogramas de inyección planteados para los casos de inyección de vapor con un tiempo de inyección de cinco días y diez días.

6.3.2.2 Segundo ciclo de inyección de vapor. Este ciclo de inyección se aplicó para el caso de cinco días de inyección de vapor para los esquemas de inyección en forma de “Z” y “S”. Gracias a la instalación de la bomba Steam bypass los tiempos de servicio a pozo se redujeron a cero días, por lo que se tienen cinco días de inyección y dos días de remojo para cada pozo, asumiendo que el pozo puede pasar al periodo de producción sin necesidad de intervención. Cabe resaltar que el segundo ciclo de inyección de vapor inicia seis meses después de que el ultimo pozo que se inyectó en el ciclo anterior empezó su fase de producción.

En la **Figura 22** se observan los cronogramas de inyección planteados para el segundo ciclo de inyección de vapor con un tiempo de inyección de cinco días y un tiempo de remojo de dos días.

6.3.2.3 Cronograma de inyección aleatoria. Para este cronograma no se inyectan dos pozos al mismo tiempo. Es necesario resaltar que no se tuvo en cuenta el orden en que los pozos fueron inyectados y se tuvieron en cuenta los tiempos de servicio a pozo, los cuales eran dos días, cinco días de inyección, dos días de remojo y un día de bajada de varilla para iniciar la fase de producción. Este esquema de inyección solo se realizó para un ciclo de inyección de vapor con un periodo de cinco días de inyección.

6.3.3 Calendarios de inyección planteados. Gracias a la creación de los cronogramas de las operaciones realizadas durante la inyección de vapor a los pozos seleccionados en el área de estudio, se creó un calendario que permitiera observar las fechas y los eventos que se establecieron en el simulador según el estado que se le puede dar a cualquier pozo dentro del programa (abierto o cerrado). En las **Tablas 11, 12, 13 y 14**, se observan los calendarios de eventos que fueron creados en el simulador.

Tabla 11. Primer Ciclo de inyección de vapor, esquema secuencial en forma de "Z" y "S".

Calendario de inyección 5 días			Esquema Z	Esquema S
Orden	Fecha	Eventos de simulación	Pozo	Pozo
1	04/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	1	2
	06/05/2017	Abrir inyector		
	11/05/2017	Cerrar inyector		
	14/05/2017	Abrir productor		
1a	06/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	7	8
	08/05/2017	Abrir inyector		
	13/05/2017	Cerrar inyector		
	17/05/2017	Abrir productor		
2	09/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	2	1
	11/05/2017	Abrir inyector		
	16/05/2017	Cerrar inyector		
	20/05/2017	Abrir productor		
2a	11/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	8	7
	13/05/2017	Abrir inyector		
	19/05/2017	Cerrar inyector		
	23/05/2017	Abrir productor		
3	14/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	3	3
	16/05/2017	Abrir inyector		
	22/05/2017	Cerrar inyector		
	26/05/2017	Abrir productor		
3a	17/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	9	9
	19/05/2017	Abrir inyector		
	25/05/2017	Cerrar inyector		
	29/05/2017	Abrir productor		
4	20/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	4	4
	22/05/2017	Abrir inyector		
	28/05/2017	Cerrar inyector		
	01/06/2017	Abrir productor		
4a	23/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	10	10
	25/05/2017	Abrir inyector		
	31/05/2017	Cerrar inyector		
	04/06/2017	Abrir productor		
5	26/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	5	6
	28/05/2017	Abrir inyector		
	03/06/2017	Cerrar inyector		
	07/06/2017	Abrir productor		
5a	29/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	11	12
	31/05/2017	Abrir inyector		
	06/06/2017	Cerrar inyector		
	10/06/2017	Abrir productor		
6	01/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	6	5
	03/06/2017	Abrir inyector		
	09/06/2017	Cerrar inyector		
	13/06/2017	Abrir productor		
6a	04/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	12	11
	06/06/2017	Abrir inyector		
	12/06/2017	Cerrar inyector		
	15/06/2017	Abrir productor		
7	07/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	13	13
	09/06/2017	Abrir inyector		
	15/06/2017	Cerrar inyector		
	19/06/2017	Abrir productor		

Tabla 12. Segundo Ciclo de inyección de vapor, esquema secuencial en forma de "Z" y "S".

Calendario de inyección 5 días			Esquema Z	Esquema S
Orden	Fecha	Eventos	Pozo	Pozo
1	19/12/2017	Cerrar productor, abrir inyector	1	2
	24/12/2017	Cerrar inyector		
	26/12/2017	Abrir productor		
1 ^a	19/12/2017	Cerrar productor, abrir inyector	7	8
	24/12/2017	Cerrar inyector		
	26/12/2017	Abrir productor		
2	24/12/2017	Cerrar productor, abrir inyector	2	1
	29/12/2017	Cerrar inyector		
	31/12/2017	Abrir productor		
2 ^a	24/12/2017	Cerrar productor, abrir inyector	8	7
	29/12/2017	Cerrar inyector		
	31/12/2017	Abrir productor		
3	29/12/2017	Cerrar productor, abrir inyector	3	3
	03/01/2018	Cerrar inyector		
	05/01/2018	Abrir productor		
3 ^a	29/12/2017	Cerrar productor, abrir inyector	9	9
	03/01/2018	Cerrar inyector		
	05/01/2018	Abrir productor		
4	03/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	4	4
	08/01/2018	Cerrar inyector		
	10/01/2018	Abrir productor		
4 ^a	03/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	10	10
	08/01/2018	Cerrar inyector		
	10/01/2018	Abrir productor		
5	08/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	5	6
	13/01/2018	Cerrar inyector		
	15/01/2018	Abrir productor		
5 ^a	08/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	11	12
	13/01/2018	Cerrar inyector		
	15/01/2018	Abrir productor		
6	13/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	6	5
	18/01/2018	Cerrar inyector		
	20/01/2018	Abrir productor		
6 ^a	13/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	12	11
	18/01/2018	Cerrar inyector		
	20/01/2018	Abrir productor		
7	18/01/2018	Cerrar productor, abrir inyector	13	13
	23/01/2018	Cerrar inyector		
	25/01/2018	Abrir productor		

Tabla 13. Ciclo de inyección de vapor, esquema de inyección aleatoria.

Calendario de inyección 5 días			Esquema Aleatorio
Orden	Fecha	Eventos	Pozo
1	04/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	13
	06/05/2017	Abrir inyector	
	11/05/2017	Cerrar inyector	
	14/05/2017	Abrir productor	
2	14/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	5
	16/05/2017	Abrir inyector	
	21/05/2017	Cerrar inyector	
	25/05/2017	Abrir productor	
3	25/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	1
	27/05/2017	Abrir inyector	
	02/06/2017	Cerrar inyector	
	06/06/2017	Abrir productor	
4	06/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	8
	08/06/2017	Abrir inyector	
	14/06/2017	Cerrar inyector	
	18/06/2017	Abrir productor	
5	18/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	4
	20/06/2017	Abrir inyector	
	26/06/2017	Cerrar inyector	
	30/06/2017	Abrir productor	
6	30/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	12
	02/07/2017	Abrir inyector	
	08/07/2017	Cerrar inyector	
	12/07/2017	Abrir productor	
7	12/07/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	7
	14/07/2017	Abrir inyector	
	20/07/2017	Cerrar inyector	
	24/07/2017	Abrir productor	
8	24/07/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	11
	26/07/2017	Abrir inyector	
	31/07/2017	Cerrar inyector	
	04/08/2017	Abrir productor	
9	04/08/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	3
	06/08/2017	Abrir inyector	
	12/08/2017	Cerrar inyector	
	16/08/2017	Abrir productor	
10	16/08/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	2
	18/08/2017	Abrir inyector	
	24/08/2017	Cerrar inyector	
	28/08/2017	Abrir productor	
11	28/08/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	6
	30/08/2017	Abrir inyector	
	05/09/2017	Cerrar inyector	
	09/09/2017	Abrir productor	
12	09/09/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	10
	11/09/2017	Abrir inyector	
	17/09/2017	Cerrar inyector	
	21/09/2017	Abrir productor	
13	21/09/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	9
	23/09/2017	Abrir inyector	
	29/09/2017	Cerrar inyector	
	02/10/2017	Abrir productor	

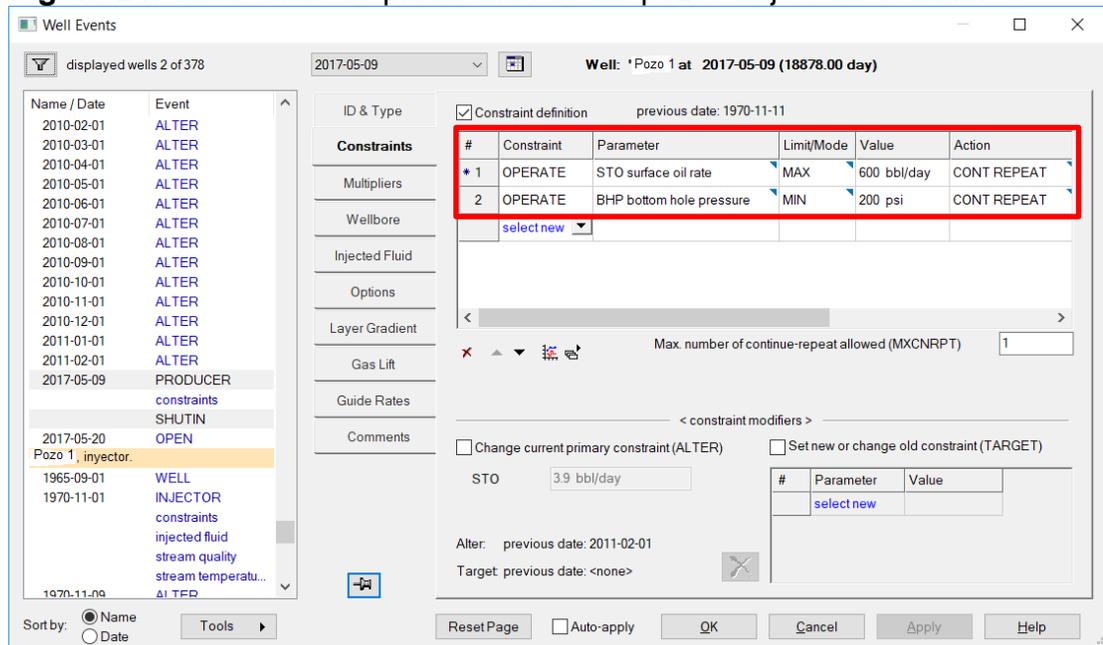
Tabla 14. Ciclo de inyección de vapor con 10 días de inyección para los esquemas de inyección secuencial en forma de "Z" y "S".

Calendario de inyección 10 días de inyección			Esquema Z	Esquema S
Orden	Fecha	Eventos	Pozo	Pozo
1	04/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	1	2
	06/05/2017	Abrir inyector		
	16/05/2017	Cerrar inyector		
	19/05/2017	Abrir productor		
1 ^a	06/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	7	8
	08/05/2017	Abrir inyector		
	18/05/2017	Cerrar inyector		
	21/05/2017	Abrir productor		
2	14/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	2	1
	16/05/2017	Abrir inyector		
	26/05/2017	Cerrar inyector		
	29/05/2017	Abrir productor		
2 ^a	16/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	8	7
	18/05/2017	Abrir inyector		
	28/05/2017	Cerrar inyector		
	31/05/2017	Abrir productor		
3	24/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	3	3
	26/05/2017	Abrir inyector		
	05/06/2017	Cerrar inyector		
	08/06/2017	Abrir productor		
3 ^a	26/05/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	9	9
	28/05/2017	Abrir inyector		
	07/06/2017	Cerrar inyector		
	10/06/2017	Abrir productor		
4	03/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	4	4
	05/06/2017	Abrir inyector		
	15/06/2017	Cerrar inyector		
	18/06/2017	Abrir productor		
4 ^a	05/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	10	10
	07/06/2017	Abrir inyector		
	17/06/2017	Cerrar inyector		
	20/06/2017	Abrir productor		
5	13/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	5	6
	15/06/2017	Abrir inyector		
	25/06/2017	Cerrar inyector		
	28/06/2017	Abrir productor		
5 ^a	15/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	11	12
	17/06/2017	Abrir inyector		
	27/06/2017	Cerrar inyector		
	30/06/2017	Abrir productor		
6	23/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	6	5
	25/06/2017	Abrir inyector		
	05/07/2017	Cerrar inyector		
	08/07/2017	Abrir productor		
6 ^a	25/06/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	12	11
	27/06/2017	Abrir inyector		
	07/07/2017	Cerrar inyector		
	10/07/2017	Abrir productor		
7	03/07/2017	Cerrar productor, cerrar inyector	13	13
	05/07/2017	Abrir inyector		
	15/07/2017	Cerrar inyector		
	18/07/2017	Abrir productor		

6.3.4 Parámetros operacionales tenidos en cuenta en la simulación. Durante la simulación de los casos mencionados anteriormente, fue necesario introducir los constraints de producción e inyección en el simulador, correspondientes a los parámetros operacionales reales en campo, los cuales fueron suministrados por Ecopetrol S.A, con el propósito de que se simule el proceso con condiciones lo más cercanas a los procesos en campo. Cabe resaltar que los constraints en el simulador funcionan como restricciones o controles que se le realizan a un parámetro.

6.3.4.1 Parámetros de producción en el simulador. Para la simulación se definieron dos constraints de producción para cada pozo que fue estimulado con vapor, los cuales fueron STO (Surface oil rate) y BHP (bottom hole pressure). Estos constraints fueron diseñados con base en la capacidad volumétrica que pueden aportar los pozos, los cuales pueden producir hasta 600 BOPD. Además, se introdujo el valor de 200 psi como BHP (Bottom hole pressure) para que los pozos no operen debajo de esta presión. Los constraints de producción del pozo 1 se observan en la **Figura 24**, teniendo en cuenta que estos parámetros fueron introducidos en todos los pozos estimulados.

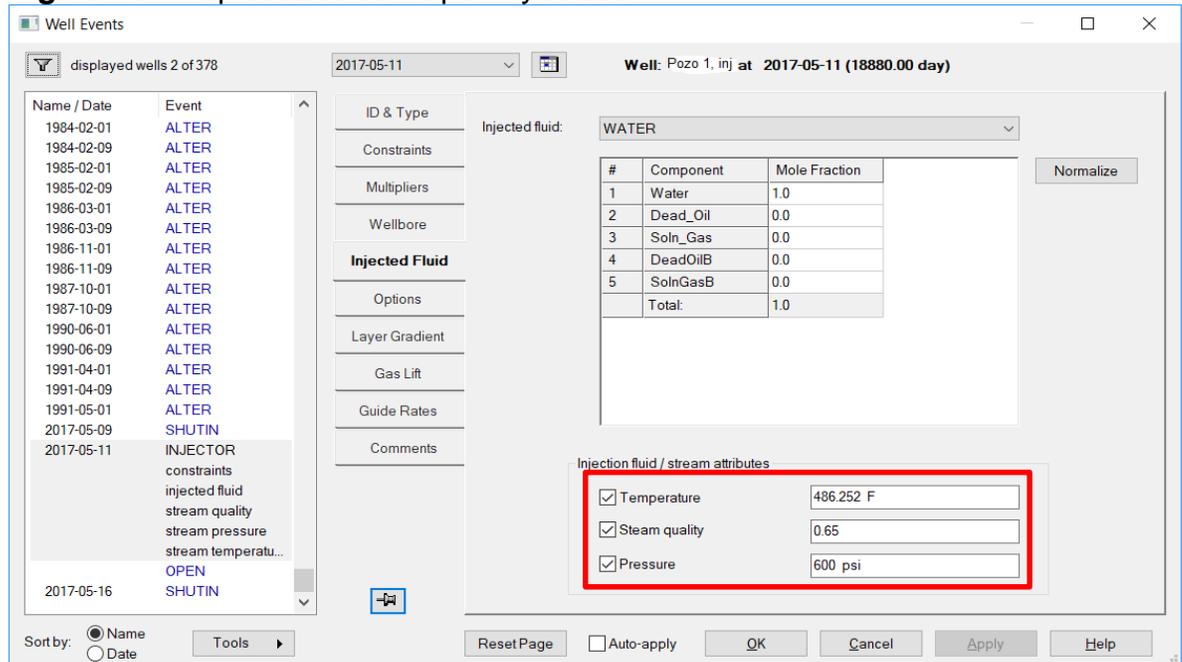
Figura 24. Constraints de producción de los pozos objeto de estudio.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

6.3.4.2 Parámetros de inyección en el simulador. Para la simulación de la inyección de vapor de los pozos objeto de estudio fue necesario introducir dos constraints de inyección y las propiedades del vapor inyectado. Como se observa en la **Figura 25** y **26**, estos valores fueron determinados anteriormente con las tablas del vapor a la presión a la que llega a la cara del pozo (Ver **Figura 16**) y la tasa a la cual se inyectará el vapor expresada en barriles de agua equivalentes (BWEQ) (Ver **Sección 3.3.2**). Los constraints de inyección del pozo 1 se observan en la **Figura 25** y **26**, teniendo en cuenta que estos parámetros fueron introducidos en todos los pozos estimulados.

Figura 25. Propiedades del vapor inyectado.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A

Figura 26. Constraints de inyección de los pozos objeto de estudio.

The screenshot shows the 'Well Events' window for 'Well: Pozo 1, inj at 2017-05-11 (18880.00 day)'. The 'Constraint definition' section is active, showing a table of constraints:

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
1	OPERATE	STW surface water rate	MAX	2592 bbl/day	CONT REPEAT
* 2	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	600 psi	CONT REPEAT

Below the table, there are options for 'Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT)' set to 1, and checkboxes for 'Change current primary constraint (ALTER)' and 'Set new or change old constraint (TARGET)'. The 'ALTER' section shows 'STW' with a value of '0 bbl/day' and a previous date of '1991-05-01'. The 'TARGET' section is currently empty.

Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR DE MANERA SECUENCIAL Y LOCALIZADA EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ

Después de realizar la simulación de los distintos casos de inyección planteados, se obtuvieron distintos resultados, los cuales fueron organizados en una hoja de cálculo del programa Microsoft Excel. Los resultados son expresados a nivel del pozo y a nivel de grupo, así mismo, se observan las tasas de producción de petróleo y el petróleo acumulado de cada caso.

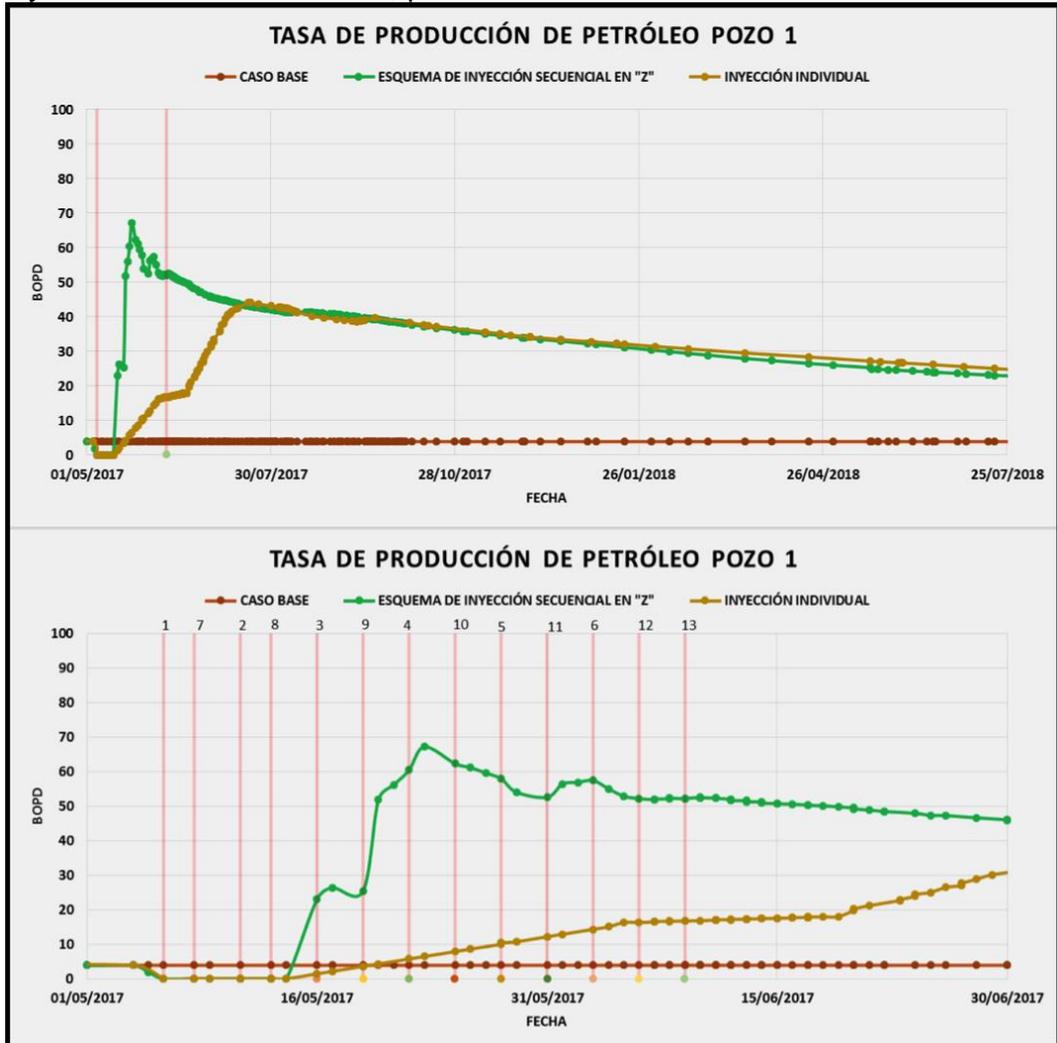
7.1 CASO DE UN CICLO DE INYECCIÓN DE VAPOR, CON CINCO DÍAS DE INYECCIÓN POR POZO

Los resultados de este caso de simulación fueron representados gráficamente a nivel de pozo y a nivel de grupo, tal como, se observa a continuación.

7.1.1 Resultados a nivel de pozo. Con el propósito de observar el efecto que tiene la inyección secuencial en la tasa de producción de petróleo de los pozos estimulados con vapor, es necesario observar la tasa de producción de petróleo a nivel de pozo, tal como se observa en las **Gráficas 30-46**.

A continuación, se observan los resultados de producción más representativos de la tasa de producción de petróleo a nivel de pozo del área de estudio durante el tiempo de evaluación. Además, las líneas verticales en las gráficas representan los momentos exactos en que los pozos de la zona de estudio fueron inyectados.

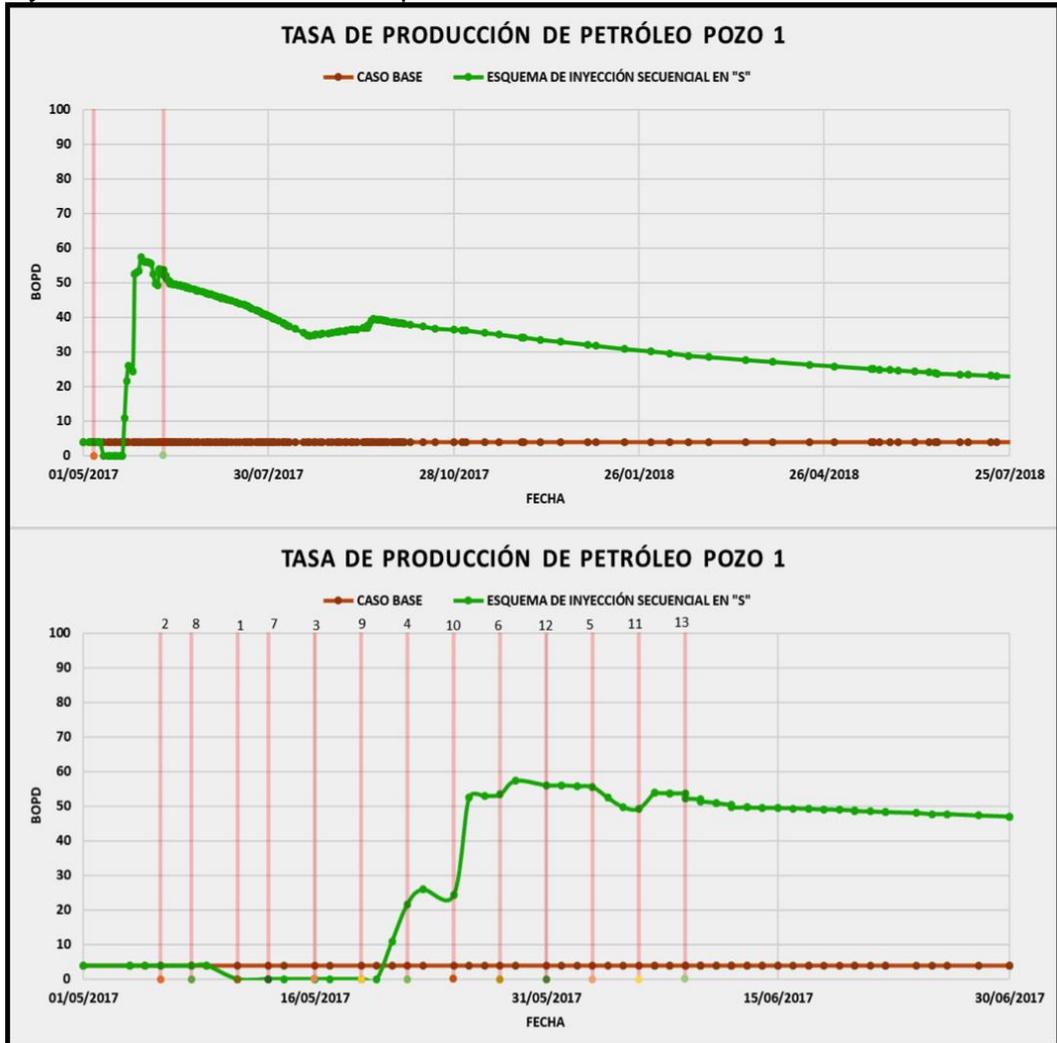
Gráfica 30. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “Z”, para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 30**, se observa que al poner en producción el pozo 1 este alcanza un pico de producción cercano a los 30 BOPD, posteriormente al inyectar los pozos cercanos como lo son el 2, 3 y 4, existen incrementos considerables en la tasa de producción de petróleo a medida que estos pozos van siendo inyectados, alcanzando primero una tasa de producción de 51 BOPD y posteriormente 69 BOPD. Esto indica que el pozo 1 se ve beneficiado por la inyección secuencial de los pozos cercanos, debido a los incrementos en la tasa de producción a medida que se inyectan dichos pozos.

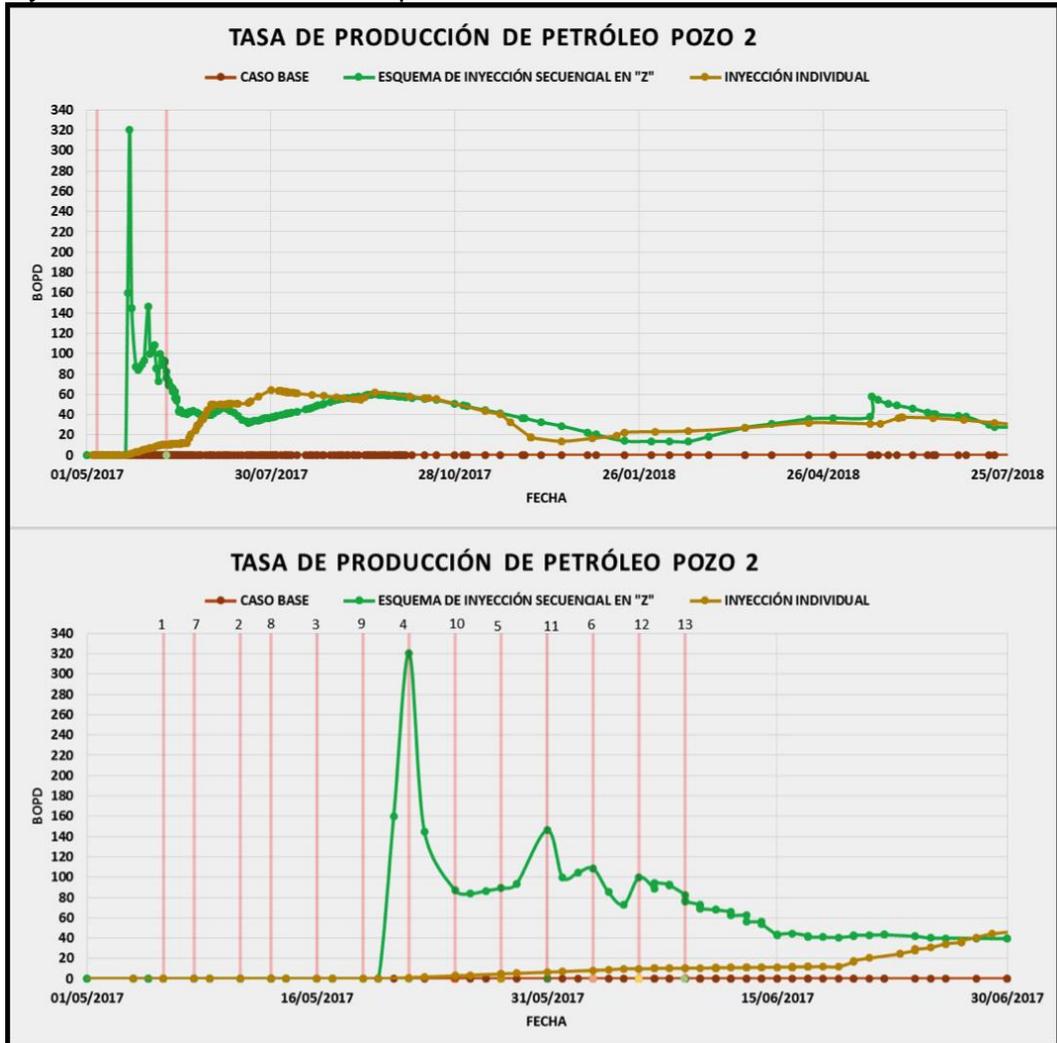
Gráfica 31. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

De igual manera en la **Gráfica 31**, se observa que la inyección de los pozos cercanos al pozo 1 genera incrementos en la tasa de producción de petróleo ya que cuando esta empieza a declinar, existe un incremento en los momentos en que se inyectan los pozos en su periferia. Cabe resaltar que a diferencia del esquema secuencial en “Z” (ver **Gráfica 30**) no se presenta el mismo pico de producción, pero se observa el mismo efecto. Además, la declinación de la tasa de producción no es tan pronunciada en ambos casos.

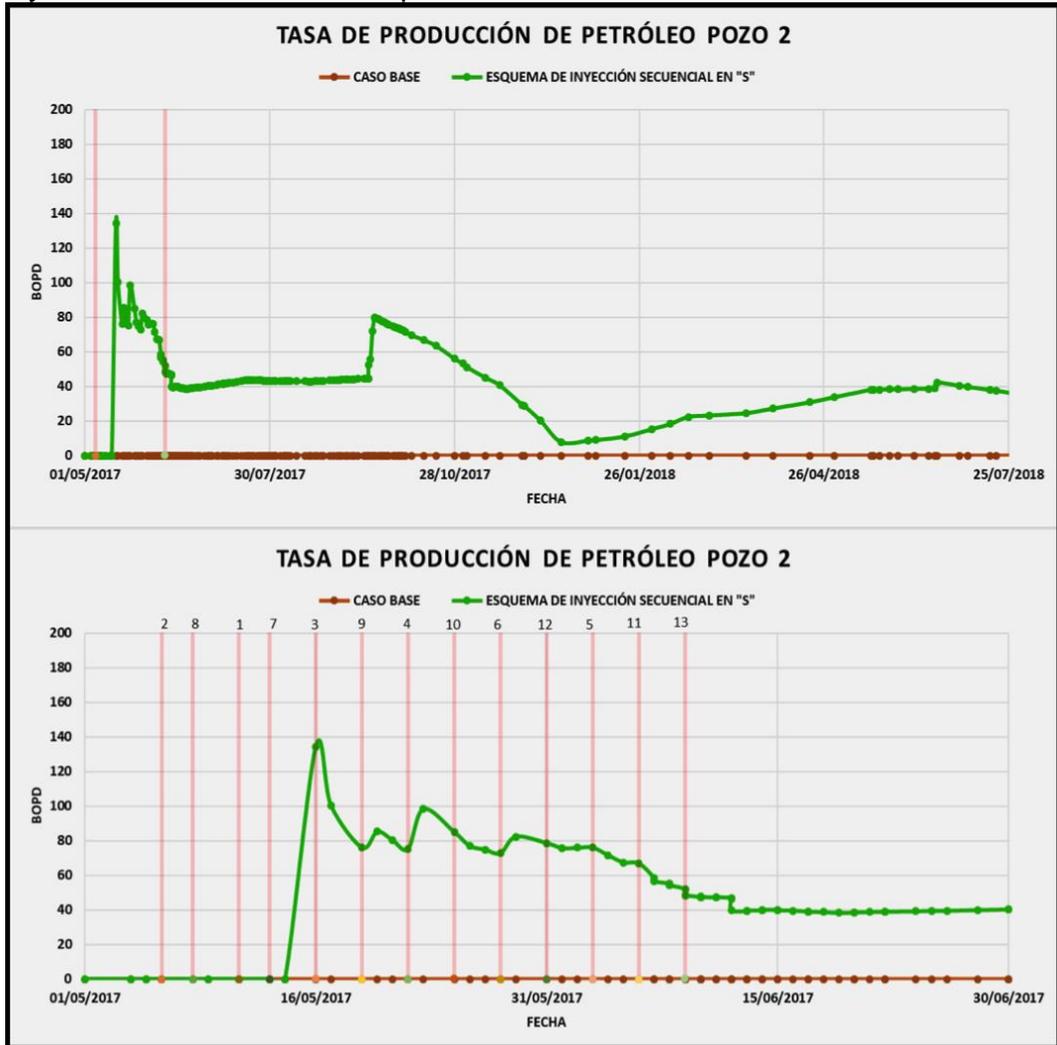
Gráfica 32. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

El pozo 2 se encuentra rodeado por los pozos 1, 3, 4, 9 y 11, los cuales benefician a la tasa de producción de este pozo, tal como se observa en la **Gráfica 32**, ya que gracias a la inyección previa del pozo 1 junto con la inyección del pozo 2 y, posteriormente la inyección de los pozos 3 y 9, se alcanza un pico de producción inicial de 320 BOPD. Después de alcanzar este pico de producción, la tasa cae rápidamente hasta el momento en que se inyecta el pozo 11, donde incrementa de nuevo la tasa de producción. Es necesario resaltar que la tasa de producción en este pozo después de alcanzar su pico máximo no declina tan pronunciadamente.

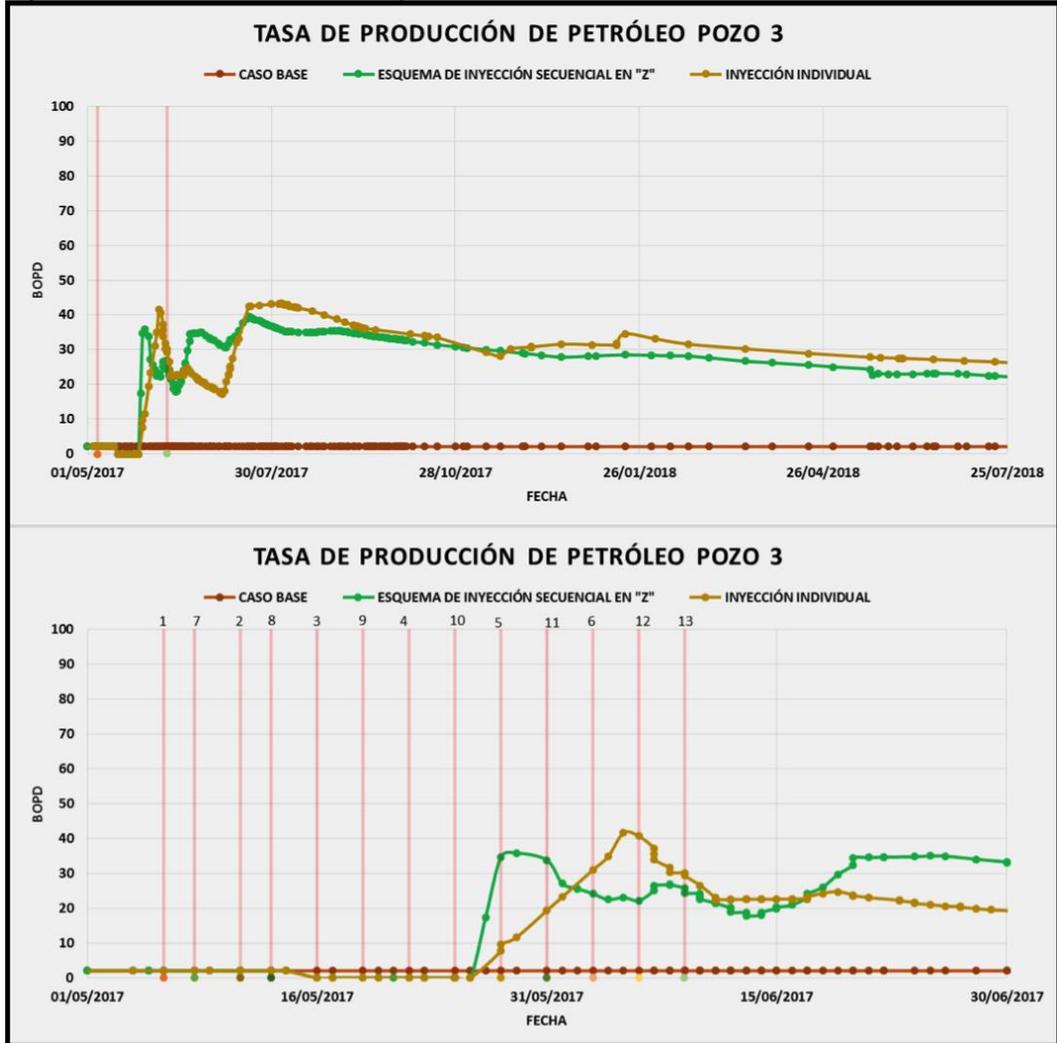
Gráfica 33. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 33**, se observa un efecto similar al esquema secuencial en “Z” (ver **Gráfica 32**), con la diferencia que no se alcanza el mismo pico en la tasa de producción. Además, la inyección de los pozos que se encuentran cercanos aporta principalmente a una declinación poco pronunciada de la tasa de producción de este pozo. También se observa un incremento en la tasa de producción tiempo después de que las operaciones de inyección de vapor fueron concluidas.

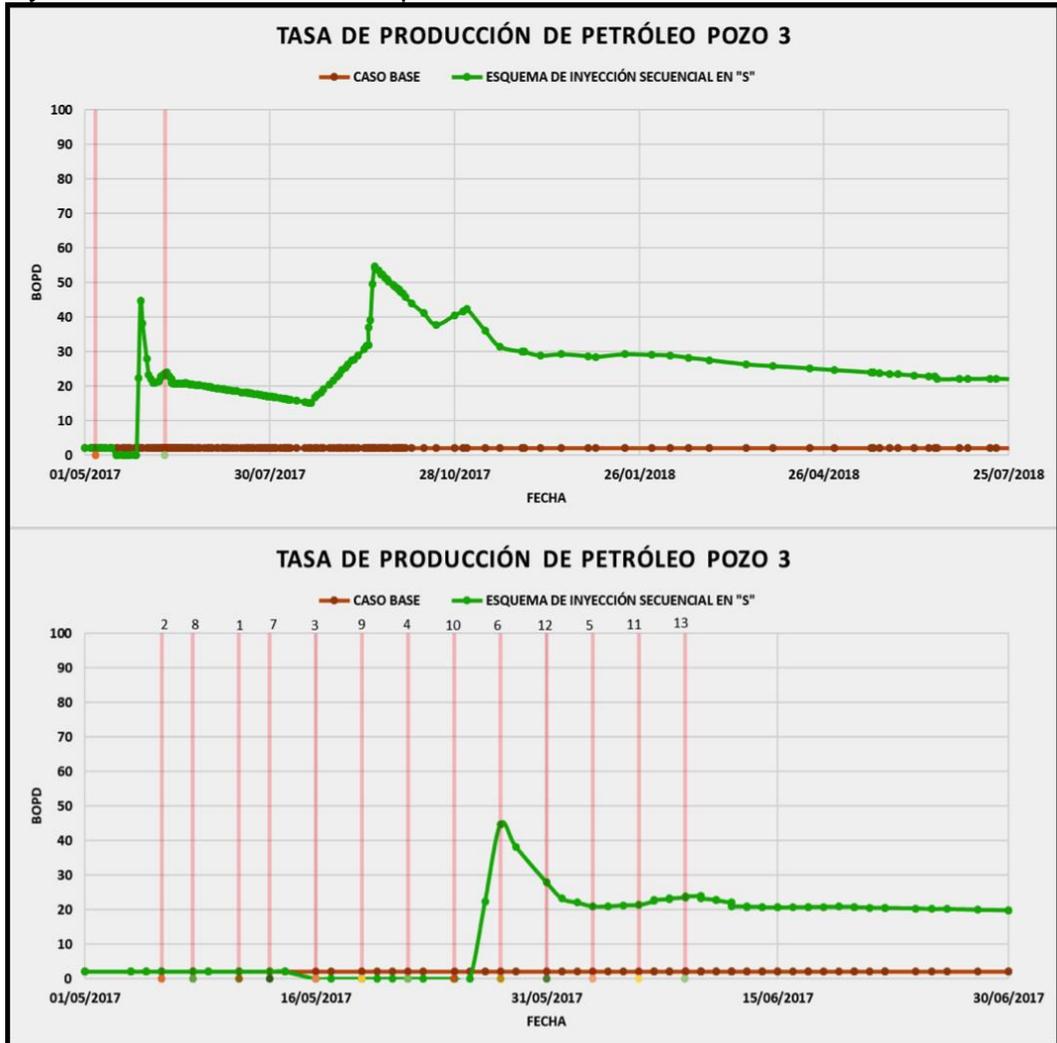
Gráfica 34. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el pozo 3, la tasa de producción no presenta incrementos tan altos como los pozos anteriores, pero esta se mantiene a lo largo del tiempo de evaluación. Esto da un indicio de que la inyección secuencial de pozos cercanos no solo incrementa considerablemente la tasa de producción, sino que también puede aportar a una tasa producción de petróleo se comporte uniformemente.

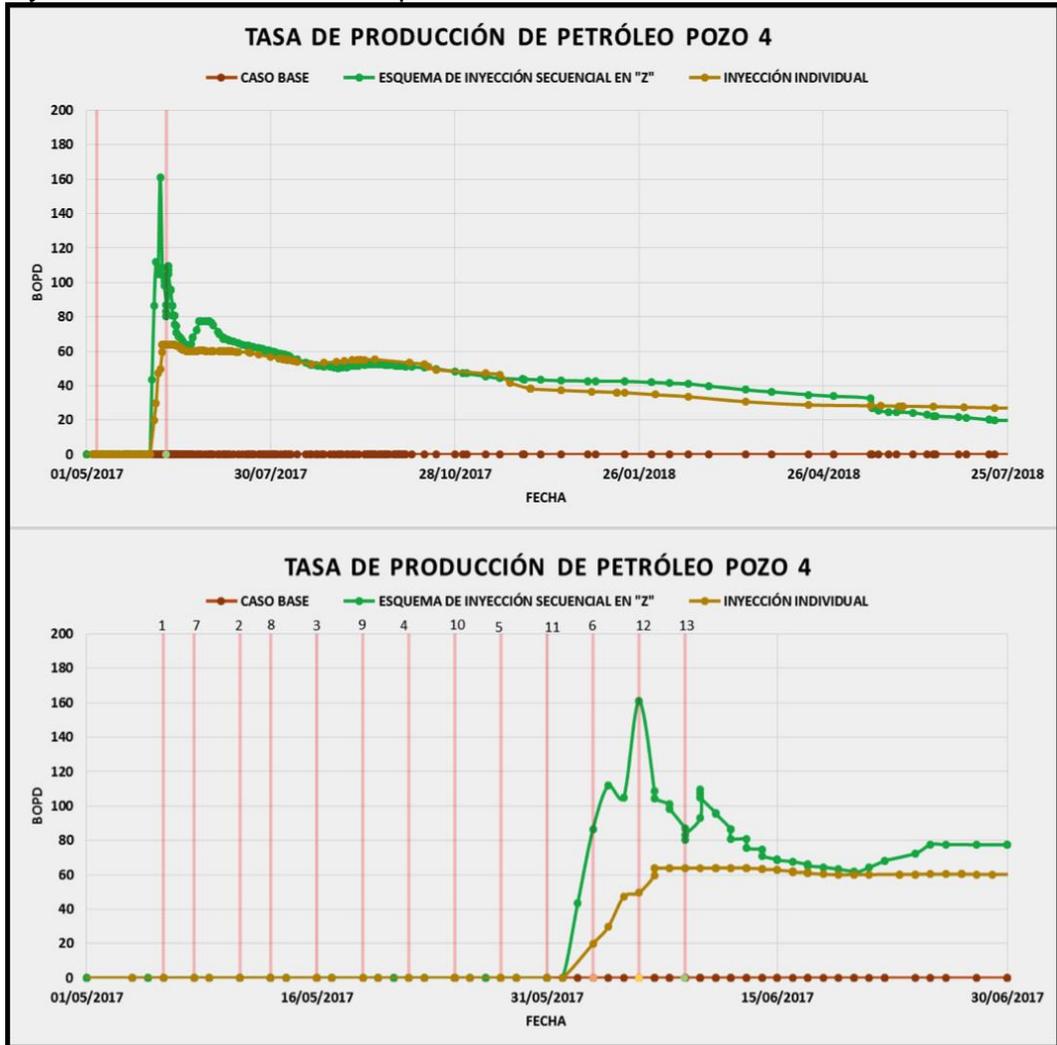
Gráfica 35. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el esquema secuencial en “S” se alcanza inicialmente un pico en la tasa de producción de petróleo de aproximadamente 45 BOPD y posteriormente cae hasta mantenerse cerca de 20 BOPD durante las operaciones de inyección de vapor como se observa en la **Gráfica 35**. Cabe resaltar que existe un efecto posterior debido a que la tasa de producción aumenta de nuevo tiempo después de haber finalizado las operaciones de inyección de vapor, declinando levemente.

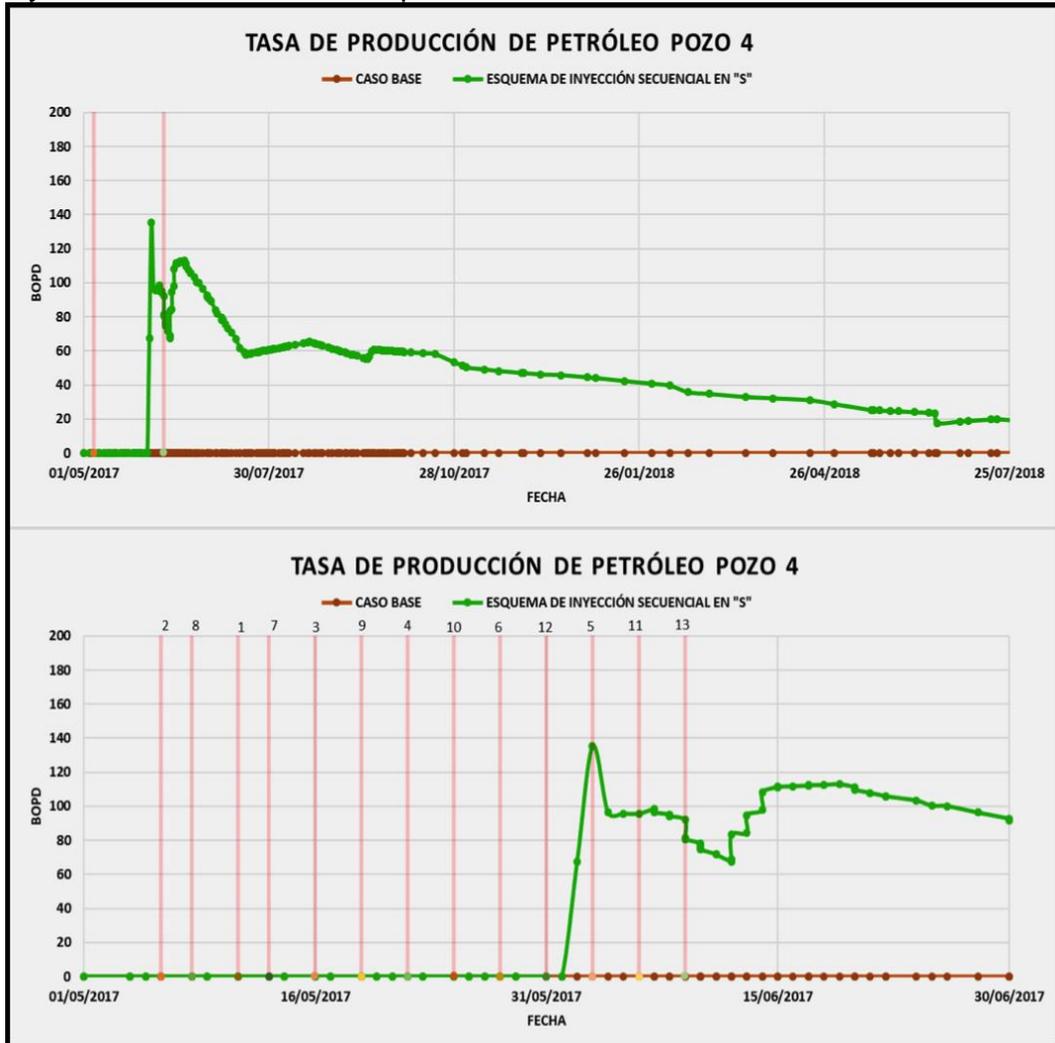
Gráfica 36. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gracias a la inyección previa de los pozos 2 y 3 junto con la inyección del pozo 4, este pozo inicialmente alcanza una producción de 110 BOPD. Posteriormente al inyectar el pozo 11 y 6 este pozo logra alcanzar un pico de producción más alto que el inicial, el cual fue de 160 BOPD y declina de una manera no tan pronunciada, tal como se observa en la **Gráfica 36**.

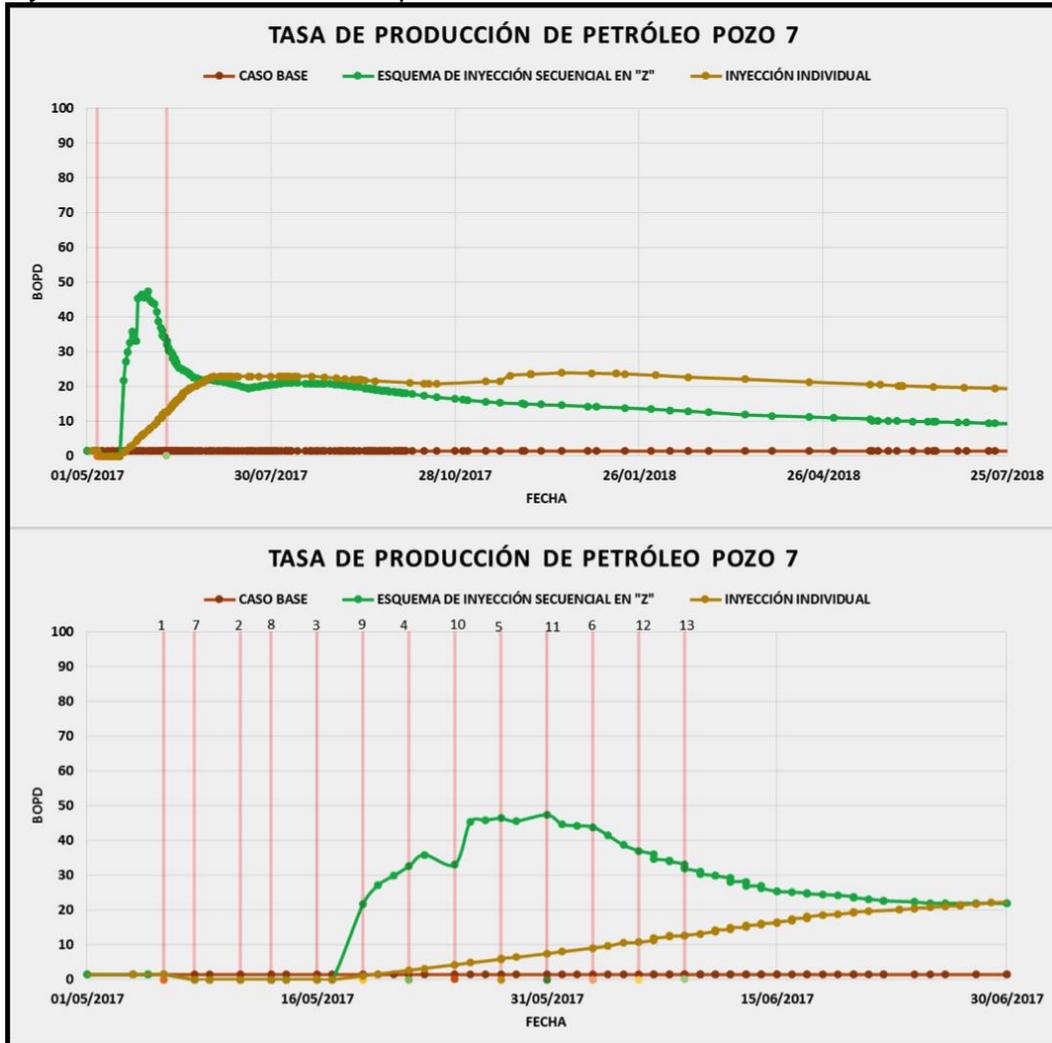
Gráfica 37. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia del esquema de inyección secuencial en “Z” (ver **Gráfica 36**), este pozo alcanza un pico de producción de petróleo menor que el anterior, siendo este aproximadamente 140 BOPD. Posteriormente, la tasa de producción de petróleo cae hasta un punto en el que vuelve a aumentar tal como se observa en la **Gráfica 37**, además, se observa que la caída de la tasa de producción se comporta de manera similar al esquema anterior. Nuevamente es posible observar que la inyección secuencial aporta al incremento en la tasa de producción y también, al mantenimiento de la tasa de producción de petróleo.

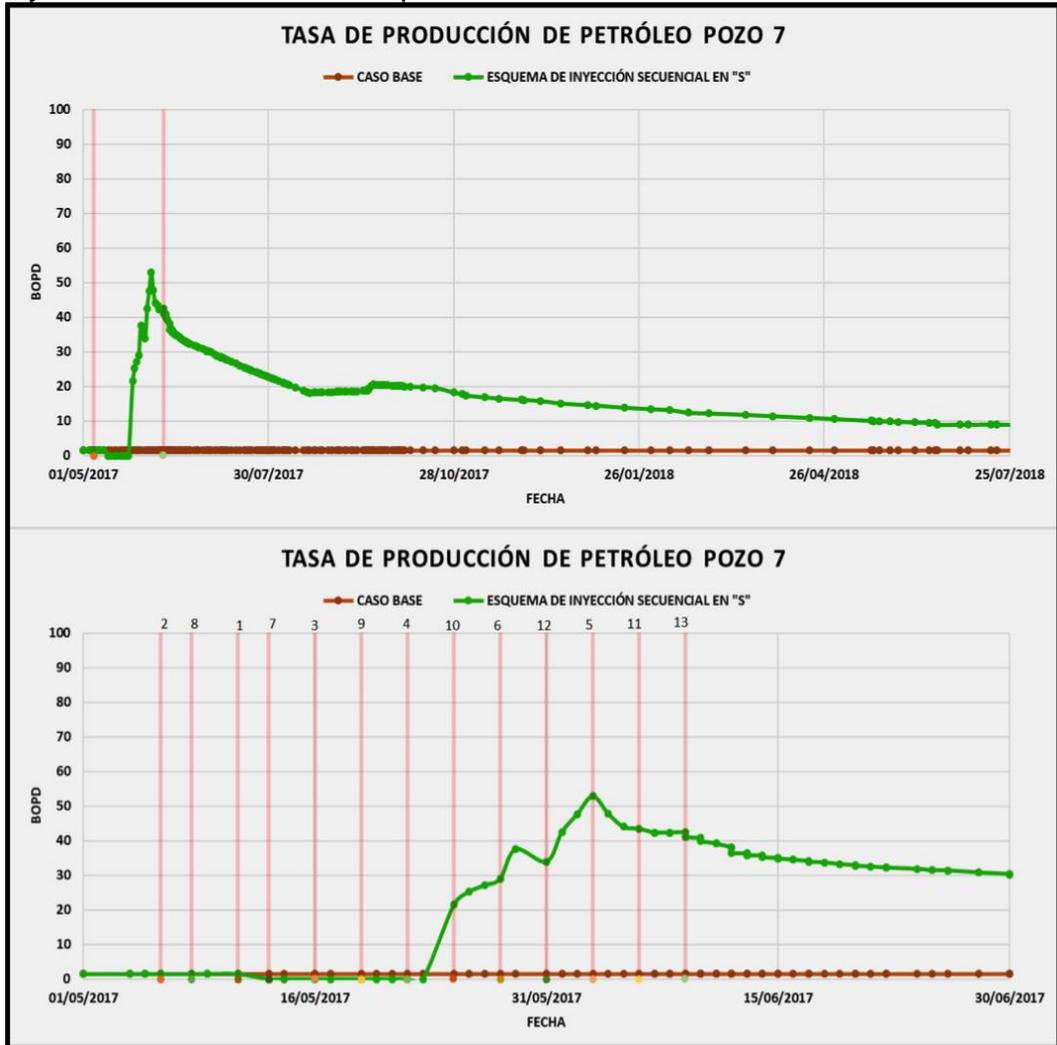
Gráfica 38. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 38** se observa que el pozo 7 inicia su producción y alcanza un pico de producción de 35 BOPD, posteriormente esta cae y vuelve a aumentar hasta llegar a casi 50 BOPD, además, la caída en la tasa de producción se mantiene suave hasta el fin del tiempo de evaluación. Lo anterior se debe a que la producción del pozo 7 se ve afectada por la inyección posterior de los pozos que se encuentran alrededor de este, tales como, pozo 8 y pozo 9, confirmando que en este pozo también se nota el efecto que se genera al realizar inyección secuencial.

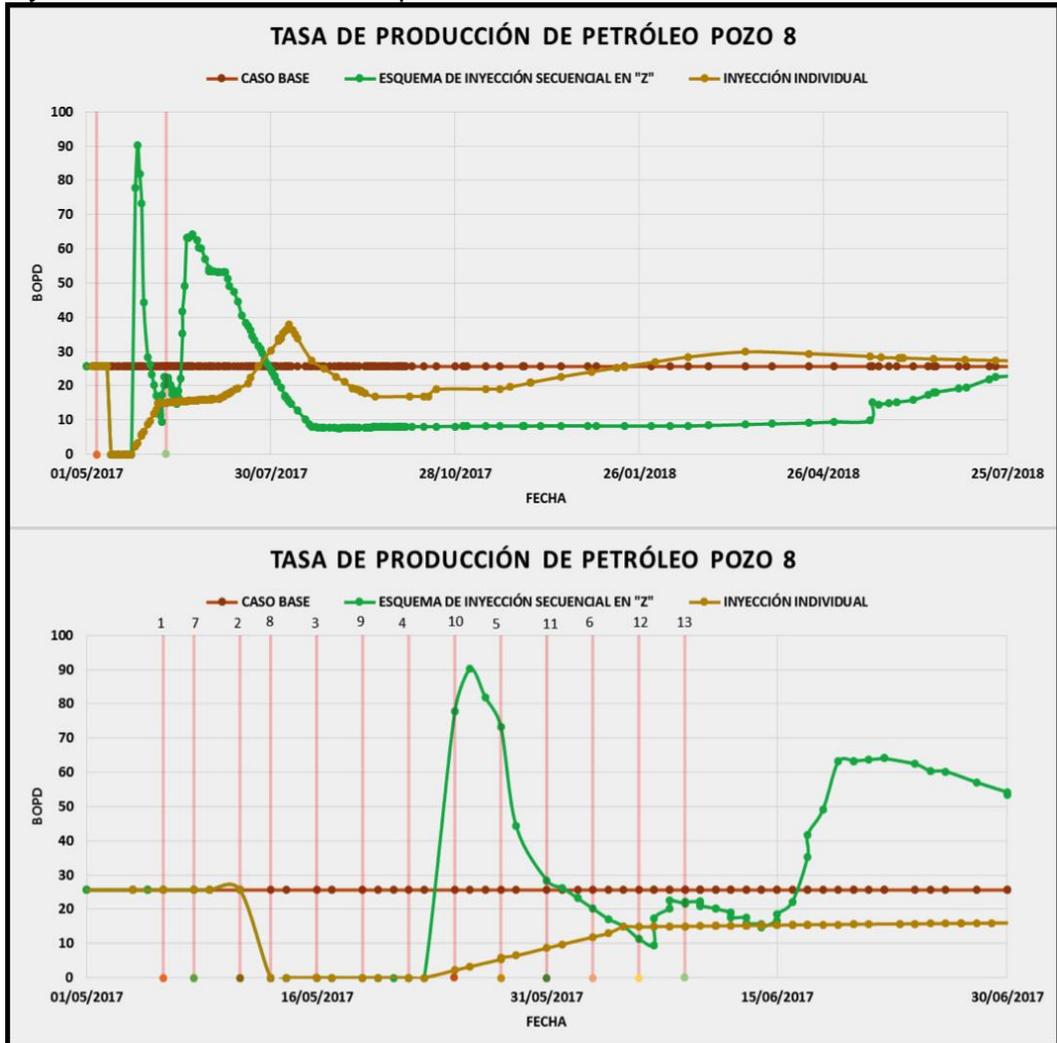
Gráfica 39. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia del esquema de inyección en “Z” este pozo se inyectó después de haber inyectado el pozo 8 y antes de que se inyectará el pozo 9. Como se observa en la **Gráfica 39** el pozo 7 alcanza un pico de producción inicial de casi 40 BOPD, posteriormente la tasa de producción cae y luego alcanza un pico de producción de 52 BOPD, por lo que se deduce que este pozo es afectado por la inyección de los pozos 8 y 9, confirmando que la inyección secuencial favorece la producción de petróleo de los pozos que se encuentran rodeados por otros pozos.

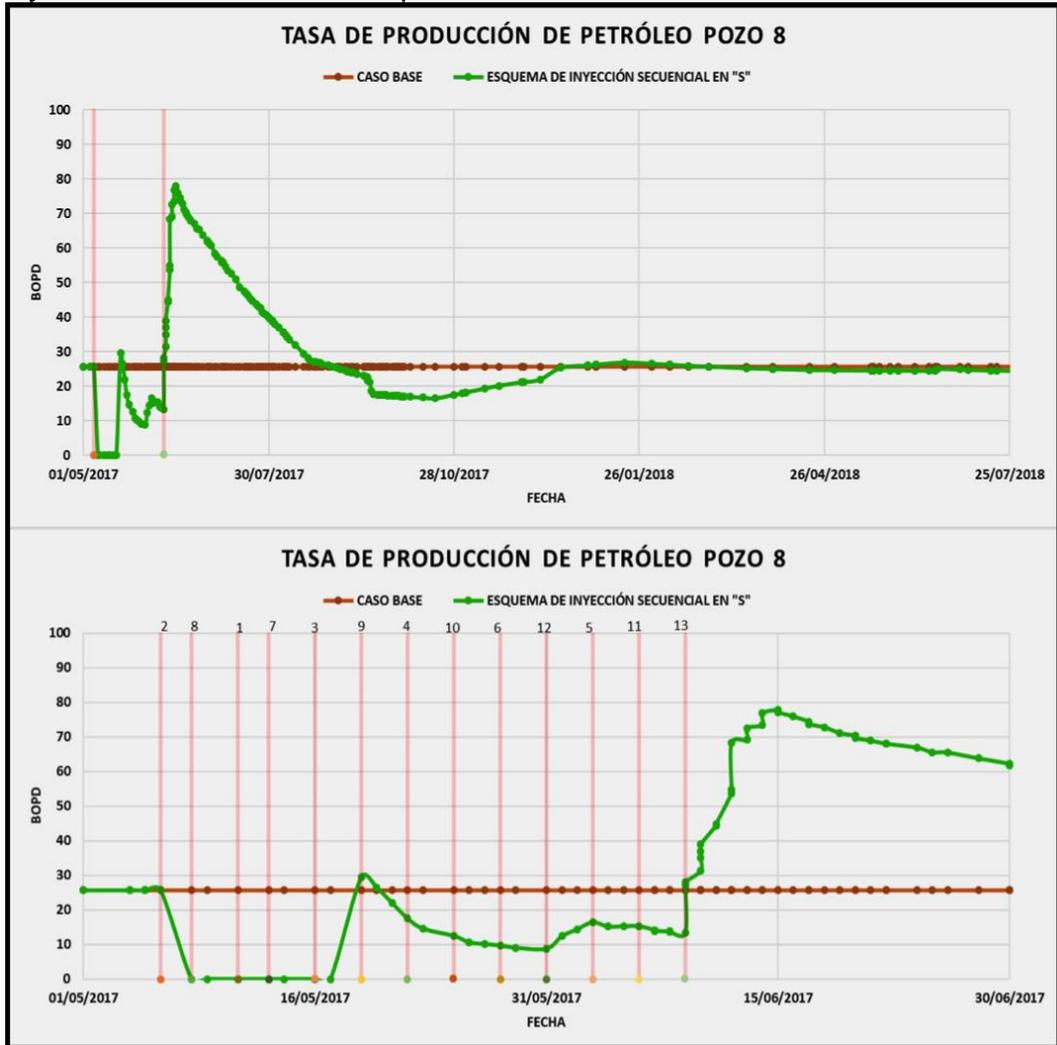
Gráfica 40. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

El pozo 8 presenta dos picos de producción durante y después de las operaciones de inyección, ambos acompañados por caídas de producción bastante pronunciadas, tal como se observa en la **Gráfica 40**. Este fenómeno posiblemente se debe a que inicialmente el pozo 8 se ve ayudado por la inyección previa del pozo 7 y la inyección posterior de los pozos 9 y 10, ocasionando incrementos en la tasa de producción. La tasa de producción declina abruptamente después de haberse presentado estos picos, por lo que se puede decir que el vapor inyectado en los pozos 8, 9 y 10 pudo haber aportado de mejor manera a la declinación menos pronunciada de la tasa de producción de petróleo del pozo 7.

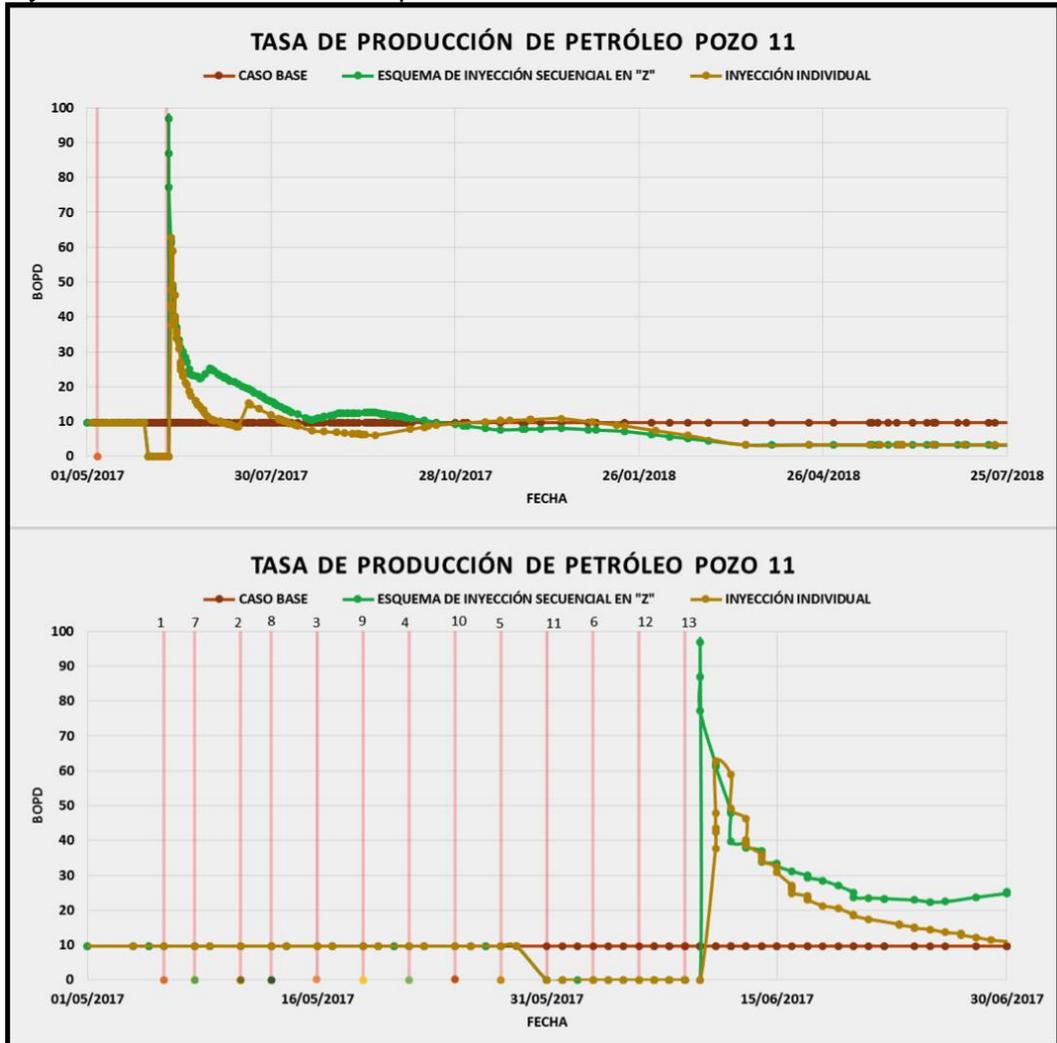
Gráfica 41. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia del esquema de inyección secuencial en “Z”, el esquema secuencial en “S” no presenta un pico de producción durante las operaciones de inyección, pero tiempo después se presenta un incremento de la tasa de producción hasta alcanzar aproximadamente 80 BOPD, la cual cae abruptamente hasta estabilizarse en 28 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 41**. Este efecto posiblemente se debe a que el pozo 8 fue inyectado antes que sus pozos vecinos aprovechando no solamente la inyección de vapor que se hizo en este sino también la inyección de sus pozos vecinos al momento de iniciar su periodo de producción, proporcionando una mayor estabilidad en la declinación de la tasa de producción después de las operaciones de inyección.

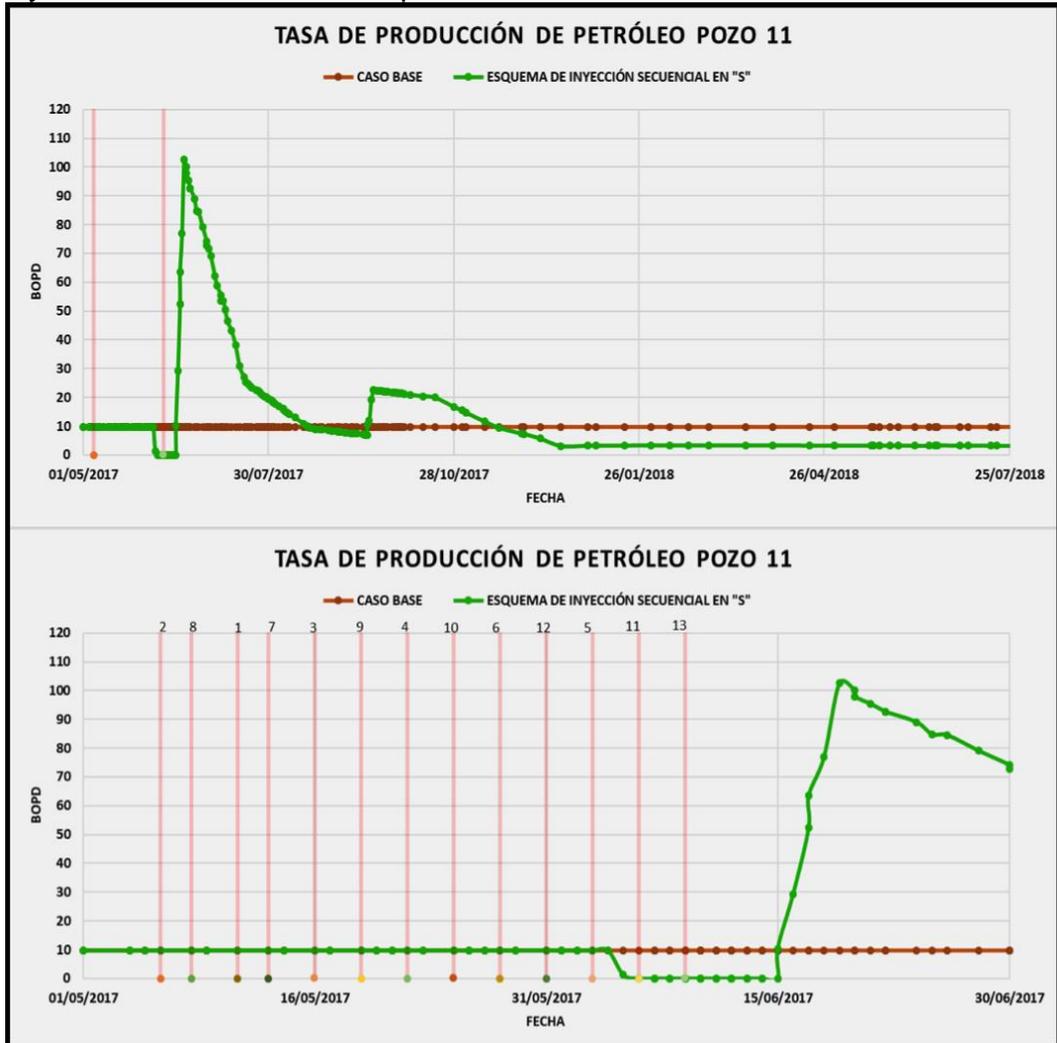
Gráfica 42. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia de los casos anteriores, el pozo 11 presenta un incremento temprano en la tasa de producción, pero esta declina de manera pronunciada y no vuelve a aumentar durante el tiempo de evaluación, tal como se observa en la **Gráfica 42**. Además, el hecho de que no se presente otro incremento en la tasa de producción de petróleo del pozo 11 puede indicar que el efecto secuencial no tuvo gran influencia en este pozo, pero favoreció al pozo 4 ya que su tasa de producción aumenta al momento en que inicia la inyección de vapor del pozo 11.

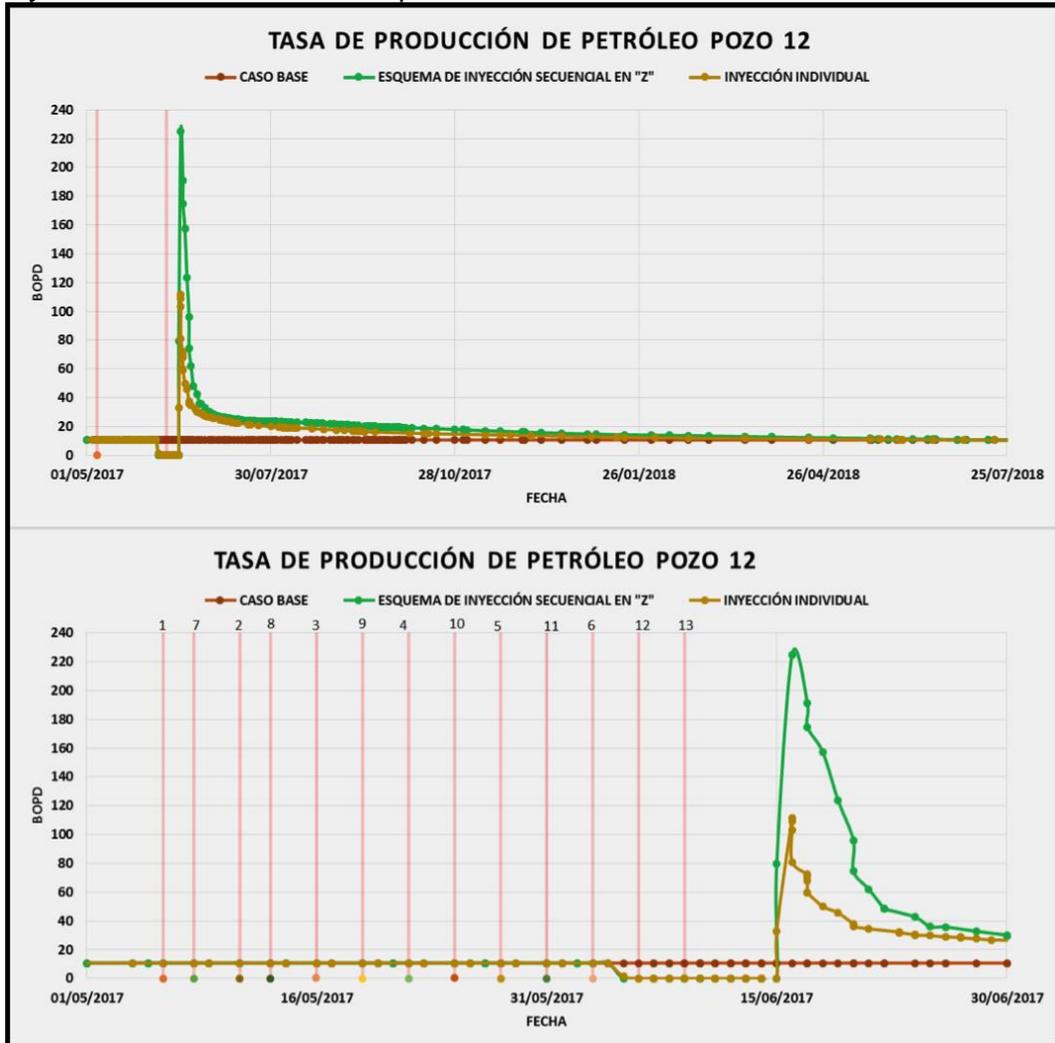
Gráfica 43. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el esquema secuencial en “S”, el pozo 11 presenta un comportamiento similar al del esquema en “Z”, presentando también un alto pico en la tasa de producción, la diferencia es que esta no cae tan abruptamente como en el caso anterior y que existe un leve incremento en la tasa de producción tiempo después de finalizar las operaciones de inyección, tal como se observa en la **Gráfica 43**.

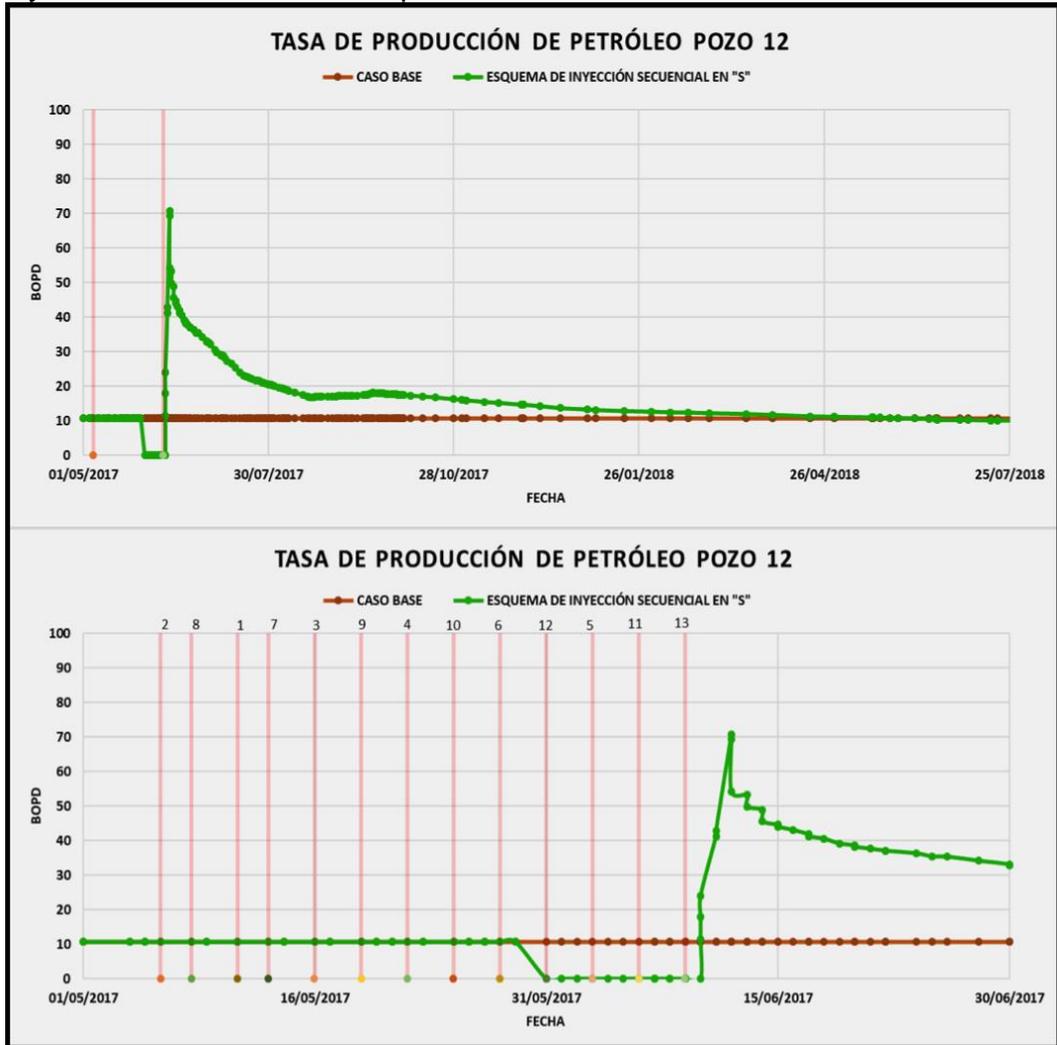
Gráfica 44. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 1.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Similar al pozo 11, el pozo 12 presenta un incremento temprano en la tasa de producción, pero esta declina rápidamente y no presenta incrementos posteriores, tal como se observa en la **Gráfica 44**. Es posible decir que la inyección previa de los pozos 10 y 11 pudieron aportar a que el pozo 12 alcanzara un pico de producción de 220 BOPD, a pesar de no evitar que la tasa de producción de petróleo declinara pronunciadamente.

Gráfica 45. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 1.

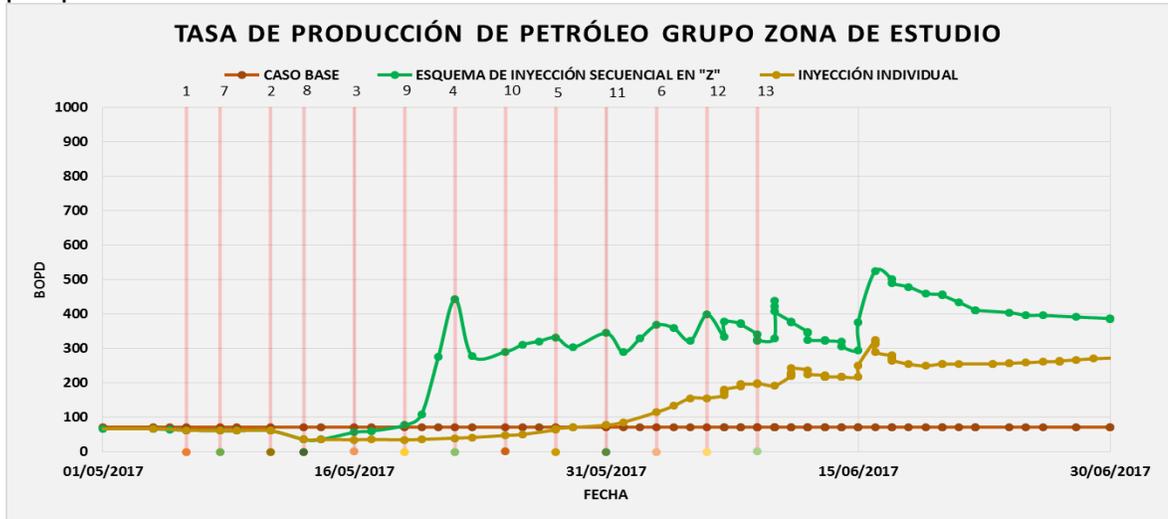


Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el esquema secuencial en “S”. El pozo 12 no presenta cambios considerables en su tasa de producción respecto al esquema de inyección secuencial en “Z”, la diferencia radica en que la tasa de producción no declina tan pronunciadamente y que no se alcanza el mismo pico de producción, tal como se observa en la **Gráfica 45**. El hecho de no haber alcanzado el mismo pico de producción que el esquema secuencial en “Z” pudo ser debido a que el único pozo cercano inyectado antes del pozo 12 fue el pozo 10 y que el haber inyectado el pozo 11 posteriormente al pozo 12 no causo el mismo efecto que en el esquema de inyección secuencial en “S”. Los resultados de producción de los pozos restantes para el esquema de inyección secuencial en “Z” y “S”, se pueden observar en los **Anexos A** y **B**, respectivamente.

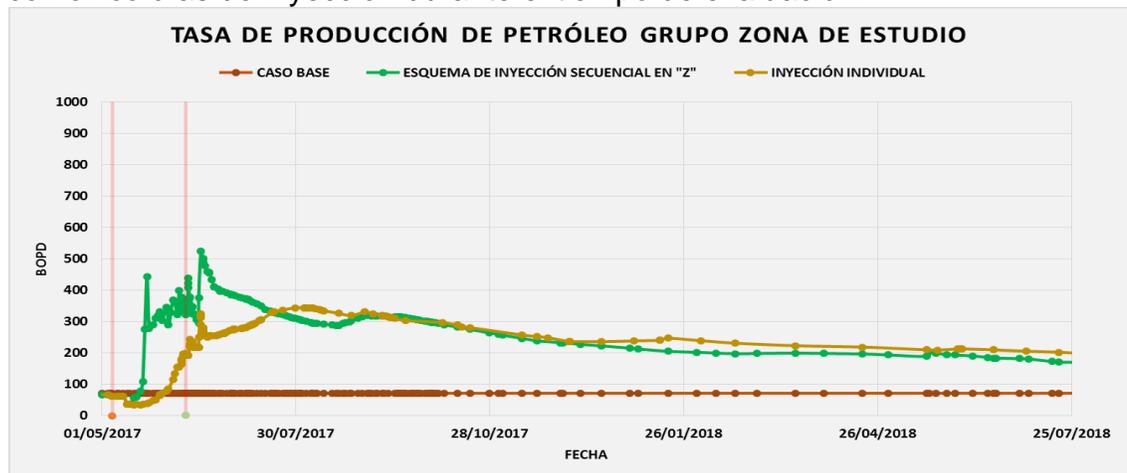
7.1.2 Resultados a nivel de grupo. A continuación, en las **Gráficas 46-50** se observan los resultados de la tasa de producción de petróleo a nivel de grupo de los distintos esquemas de inyección planteados comparados con el caso base. En la **Gráfica 51** se observa el petróleo acumulado a nivel de grupo de los distintos casos de inyección planteados en comparación con el caso base.

Gráfica 46. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en "Z", para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.



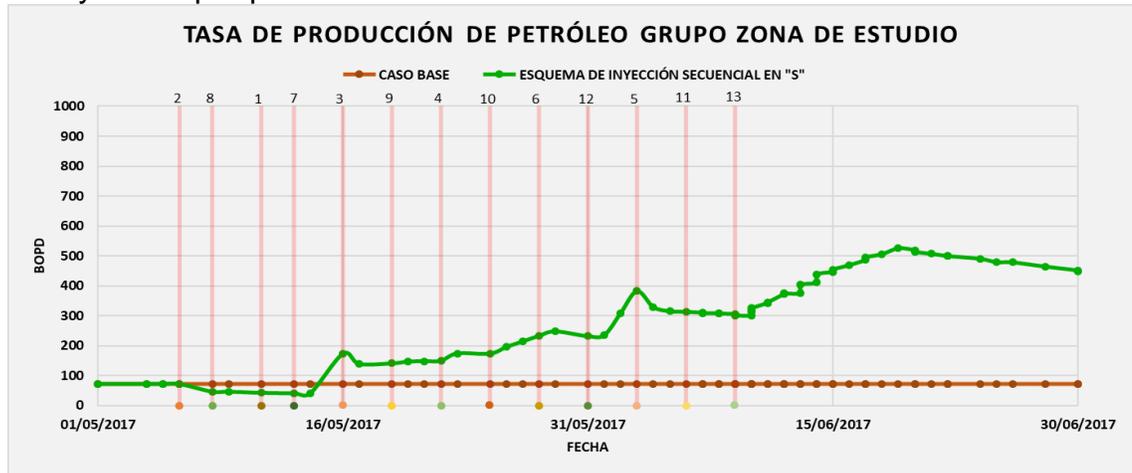
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 47. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en "Z" con cinco días de inyección durante el tiempo de evaluación.



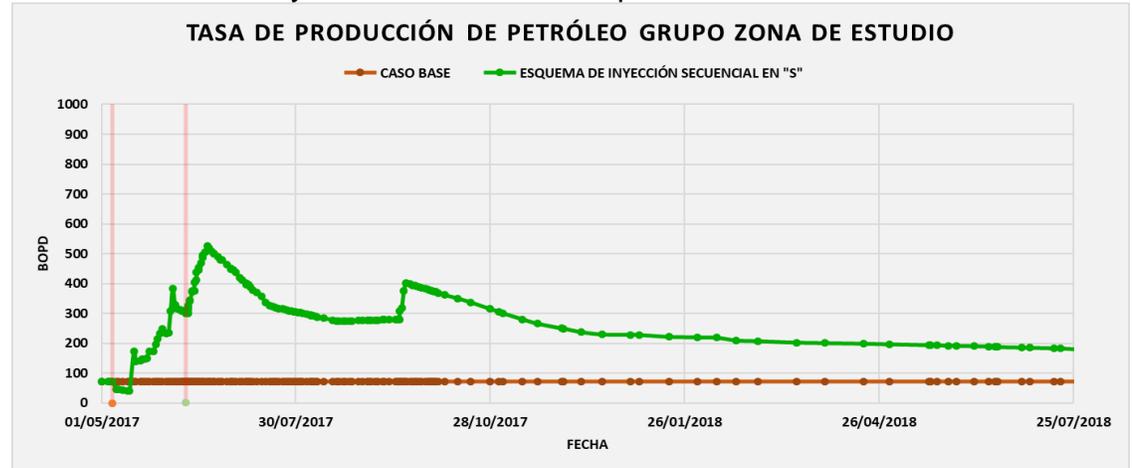
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 48. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en "S", para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.



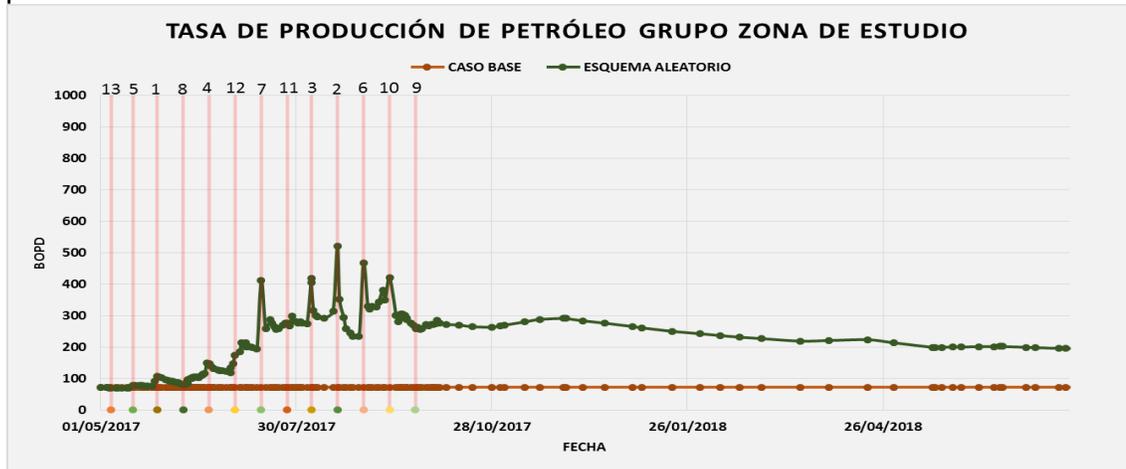
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 49. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en "S" con cinco días de inyección durante el tiempo de evaluación.



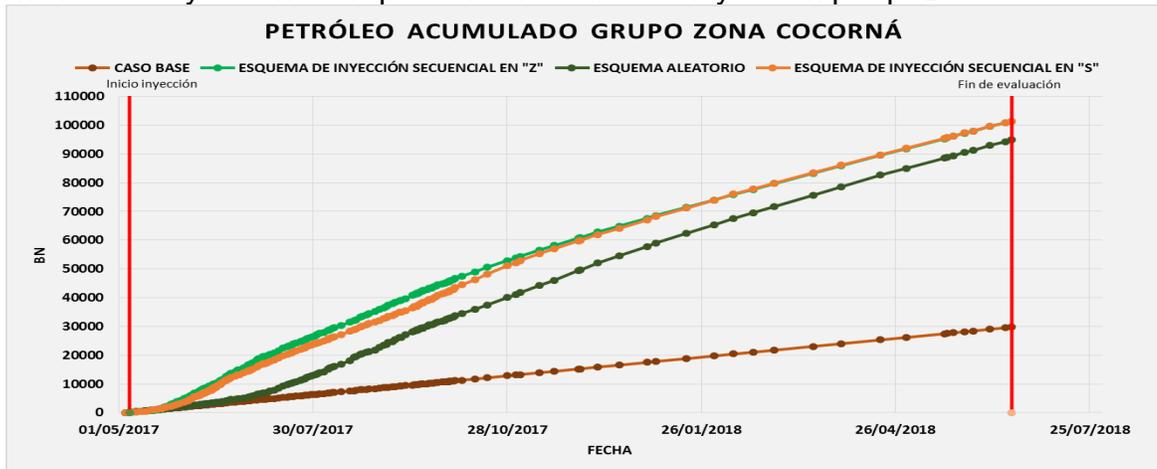
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 50. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección aleatoria, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 51. Petróleo acumulado del grupo de pozos estimulados, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Como se observa en las gráficas (ver **Gráficas 46-50**), la tasa de inyección de petróleo en el esquema de inyección secuencial en “Z” alcanzó un pico de producción de 529 BOPD, la tasa de inyección de petróleo en el esquema de inyección secuencial en “S” alcanzo un pico de producción de 525 BOPD y la tasa de producción de petróleo del esquema de inyección aleatoria alcanzo un pico de producción de 520 BOPD.

En las **Gráficas 47 y 49** se observa que después de haber completado el proceso de inyección de vapor secuencial en todos los pozos se produce una respuesta

tardía a la inyección de vapor, ocasionado un incremento en la tasa de producción de petróleo días después de terminar el proceso de inyección.

Es necesario resaltar que la tasa de producción de petróleo en los esquemas de inyección secuencial “Z” y “S” no declina de forma pronunciada como la tasa de producción de petróleo del esquema de inyección aleatoria.

Respecto a la gráfica de producción acumulada de los diferentes casos de inyección planteados (ver **Gráfica 50**), se observa que los casos de inyección secuencial en forma de “Z” y “S” acumulan una cantidad de 101.203,55 BN y 101.210,13 BN en un año respectivamente, mientras que el caso de inyección aleatoria acumula 94.714,19 BN en un año.

A continuación, en la **Tabla 15** se observa la cantidad de petróleo producido en cada caso, la producción de petróleo promedio por pozo en un año, la cantidad de vapor inyectado expresado en barriles de agua equivalentes, y la relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR).

Tabla 15. Resultados de producción de los diferentes esquemas de inyección, para el caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de cinco días.

	Caso base	Esquema de inyección secuencial en "Z"	Esquema de inyección secuencial en "S"	Esquema de inyección aleatoria
Total producido del Grupo de pozos (BN)	29.582,47	101.203,55	101.210,13	94.714,19
Tasa de producción promedio por pozo (BOPD)	2.275,57	7.784,89	7.785,39	7.285,71
Volumen de agua inyectado (BWEQ)	-	168.480,00	168.480,00	168.480,00
SOR	-	1,66	1,66	1,78

Como se observa en la tabla (ver **Tabla 15**) en todos los esquemas de inyección, se inyectó la misma cantidad de vapor. Sin embargo, los casos de inyección secuencial en forma de “Z” y “S” obtuvieron la menor relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR).

Después de haber observado los resultados del caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de cinco días en cada pozo, se logra observar que la inyección cíclica de vapor realizada de manera secuencial y localizada a diferencia de la inyección de vapor realizada de manera aleatoria es bastante atractiva, ya que con la misma cantidad de vapor inyectada a los pozos se aumenta la cantidad de petróleo producido en un 6%. También, comparándolo con el caso base, en el cual no se inyecta vapor, la inyección secuencial y localizada aumenta la cantidad de petróleo producido en un 70,7%.

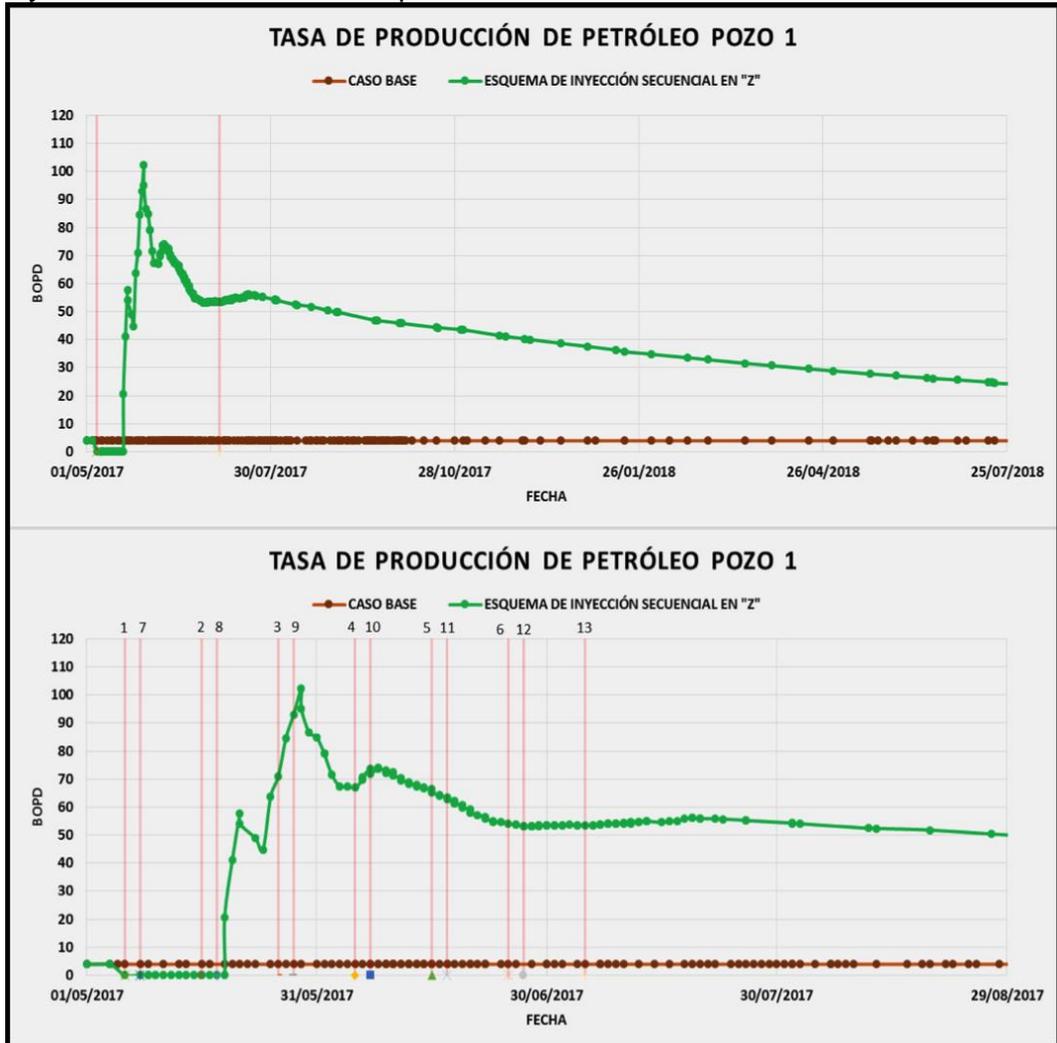
7.2 CASO DE UN CICLO DE INYECCIÓN, CON UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE DIEZ DÍAS

En este caso no se tuvo en cuenta la inyección aleatoria, ya que presento menor producción de petróleo y una mayor relación vapor inyectado/petróleo producido que los dos esquemas de inyección secuencial en el caso anterior.

Los resultados de este caso de simulación fueron representados gráficamente a nivel de pozo y a nivel de grupo, tal como, se observa a continuación.

7.2.1 Resultados a nivel de pozo. A continuación, en las **Gráficas 52–67** se observa un análisis de resultados de la tasa de producción a nivel de pozo del esquema de un ciclo de inyección de vapor de manera secuencial con un tiempo de inyección de diez días.

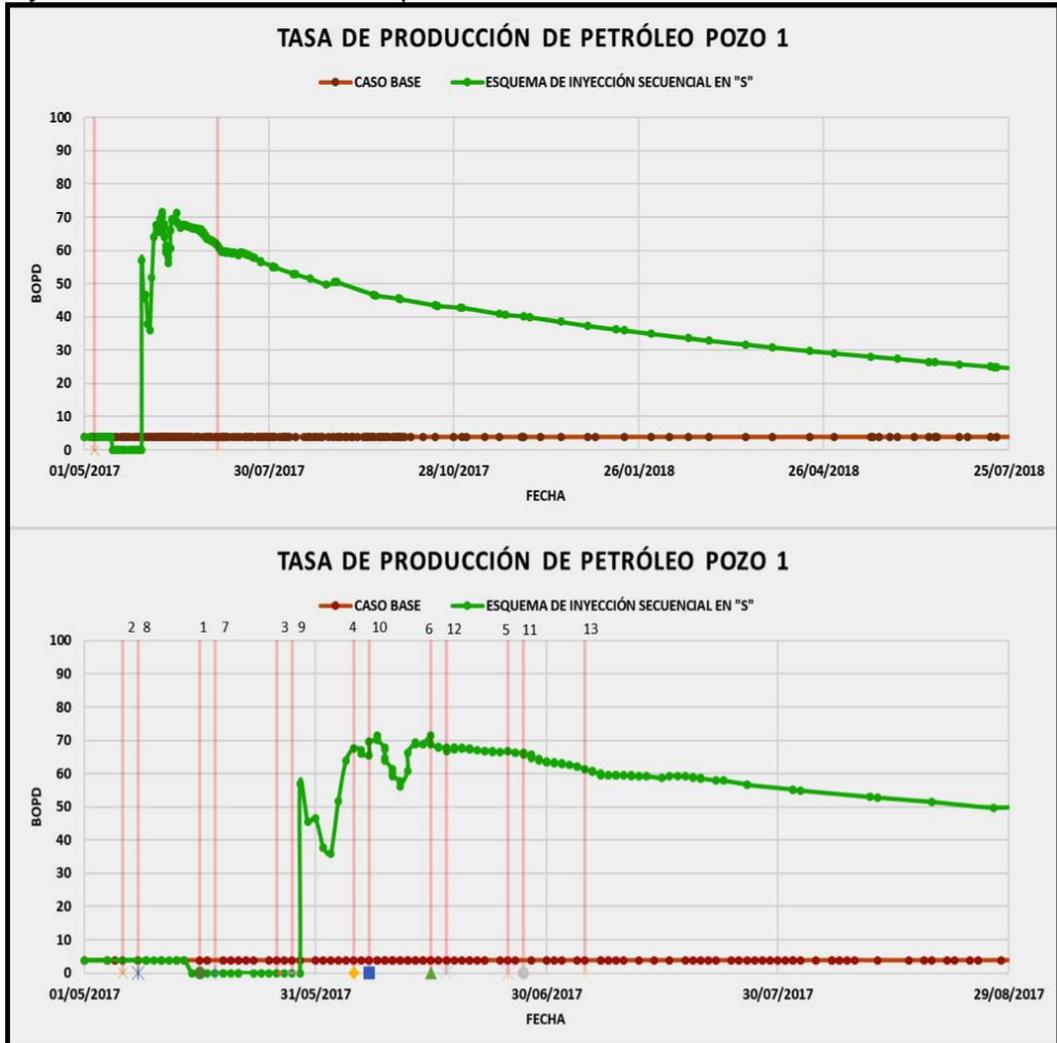
Gráfica 52. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Inicialmente la tasa de producción del pozo 1 se ve beneficiada por la inyección del pozo 2, donde el pozo alcanza un pico de producción de casi 60 BOPD y posteriormente la tasa de producción cae hasta el momento en que inicia la inyección de los pozos 3 y 4, los cuales favorecen a la tasa de producción del pozo 1 alcanzando un pico máximo de 100 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 52**. A diferencia del caso anterior en el cual se inyectó por 5 días, este pozo alcanzó un pico máximo de producción de 70 BOPD, por lo que se puede concluir que la inyección de mayor cantidad de calor al pozo favorece la producción de petróleo.

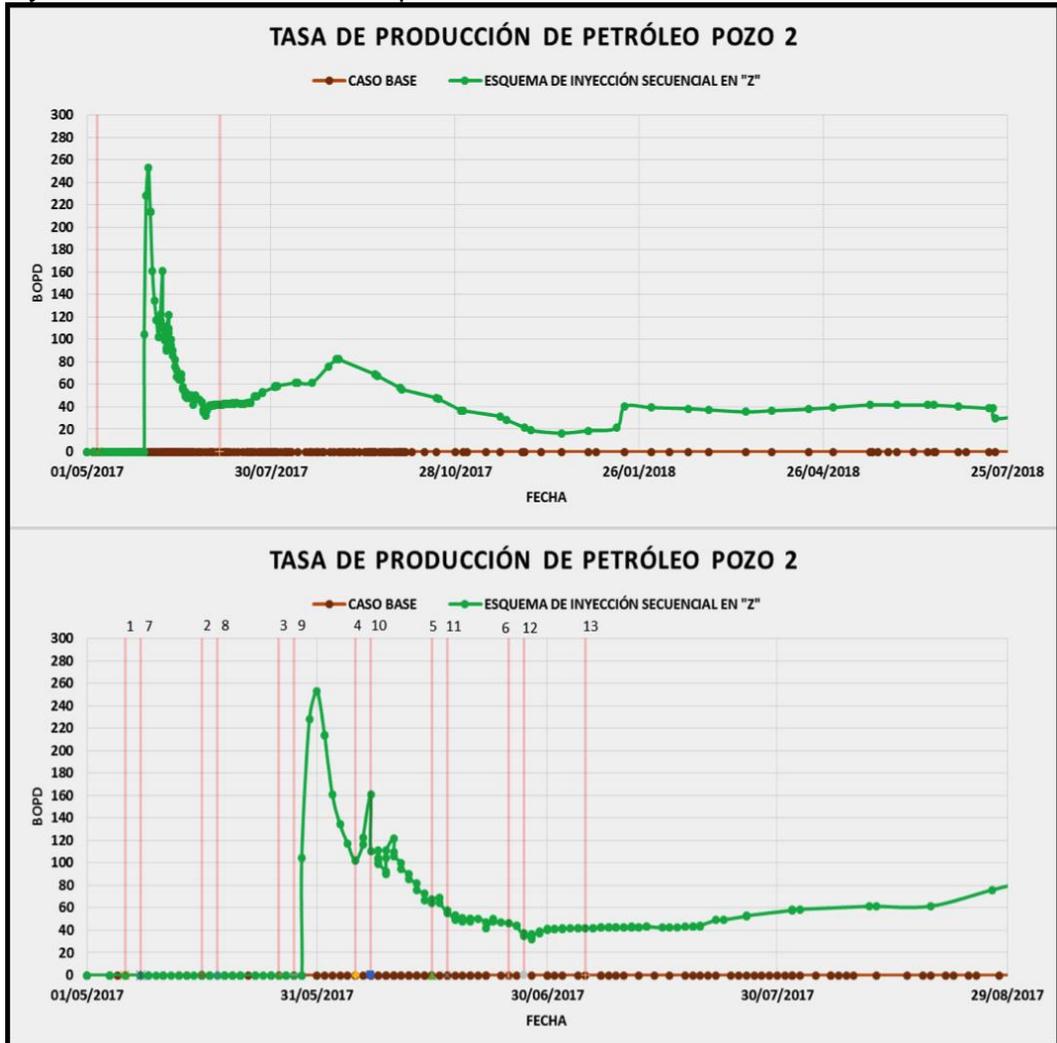
Gráfica 53. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En relación al esquema secuencial en “S” el pozo 1 no presenta el mismo pico en la tasa de producción, pero al momento en que esta empieza a declinar vuelve a tener incrementos a medida que sus pozos cercanos son inyectados con vapor como se observa en la **Gráfica 53**. También, se observa que además de tener incrementos, la tasa de producción de petróleo presenta una declinación poco pronunciada después de las operaciones de inyección de vapor. Finalmente, el pico de producción más alto presentado en el esquema secuencial en “Z” pudo haberse ocasionado por el hecho de haber inyectado primero el pozo 1 antes que sus pozos cercanos.

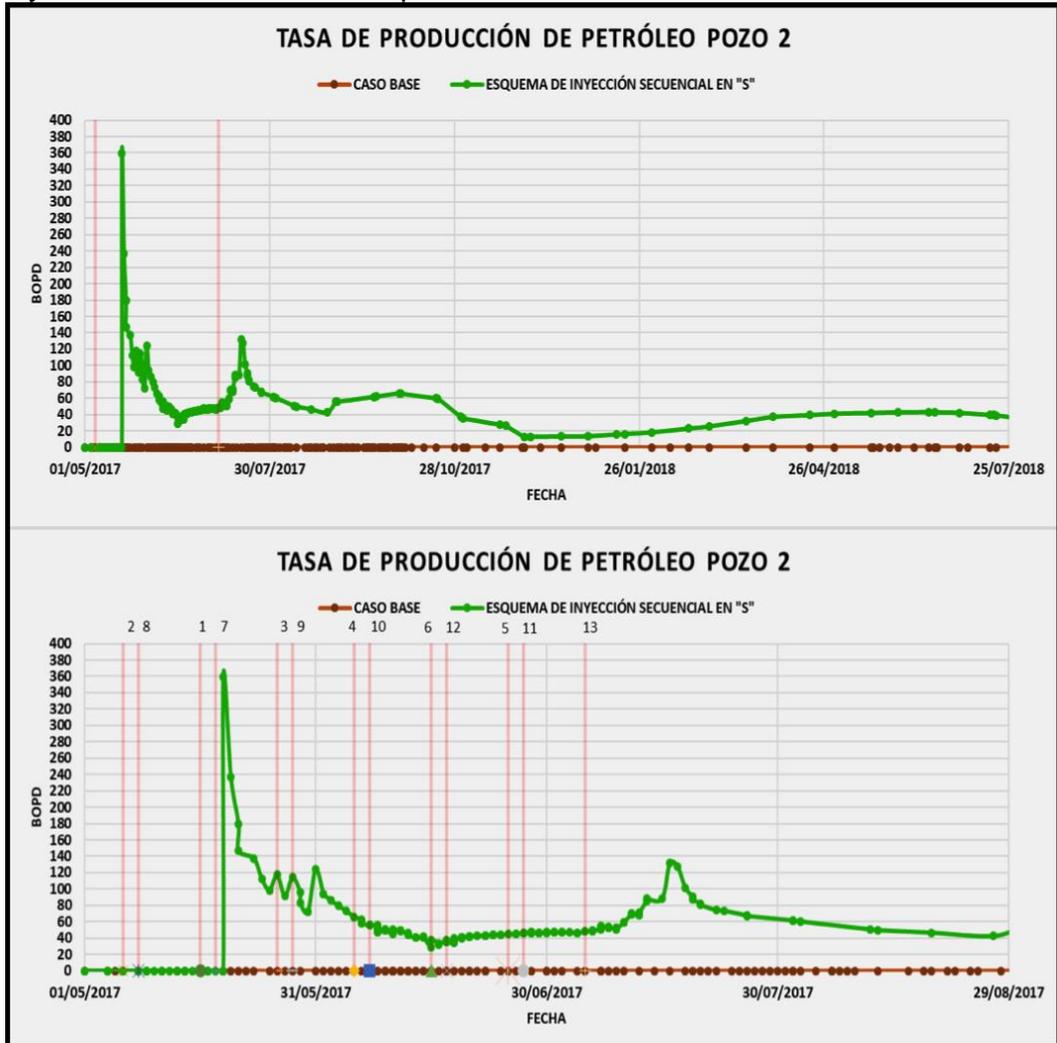
Gráfica 54. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A pesar de encontrarse rodeado por pozos que fueron inyectados durante las operaciones de inyección de vapor, el pozo 2 presenta un pico de producción aproximado de 255 BOPD y su tasa de producción declina de manera pronunciada durante y después de las operaciones de inyección como se observa en la **Gráfica 54**. Cabe resaltar que tiempo después de haber finalizado las operaciones de inyección de vapor existe un incremento en la tasa de producción para después declinar y mantenerse cerca de los 40 BOPD.

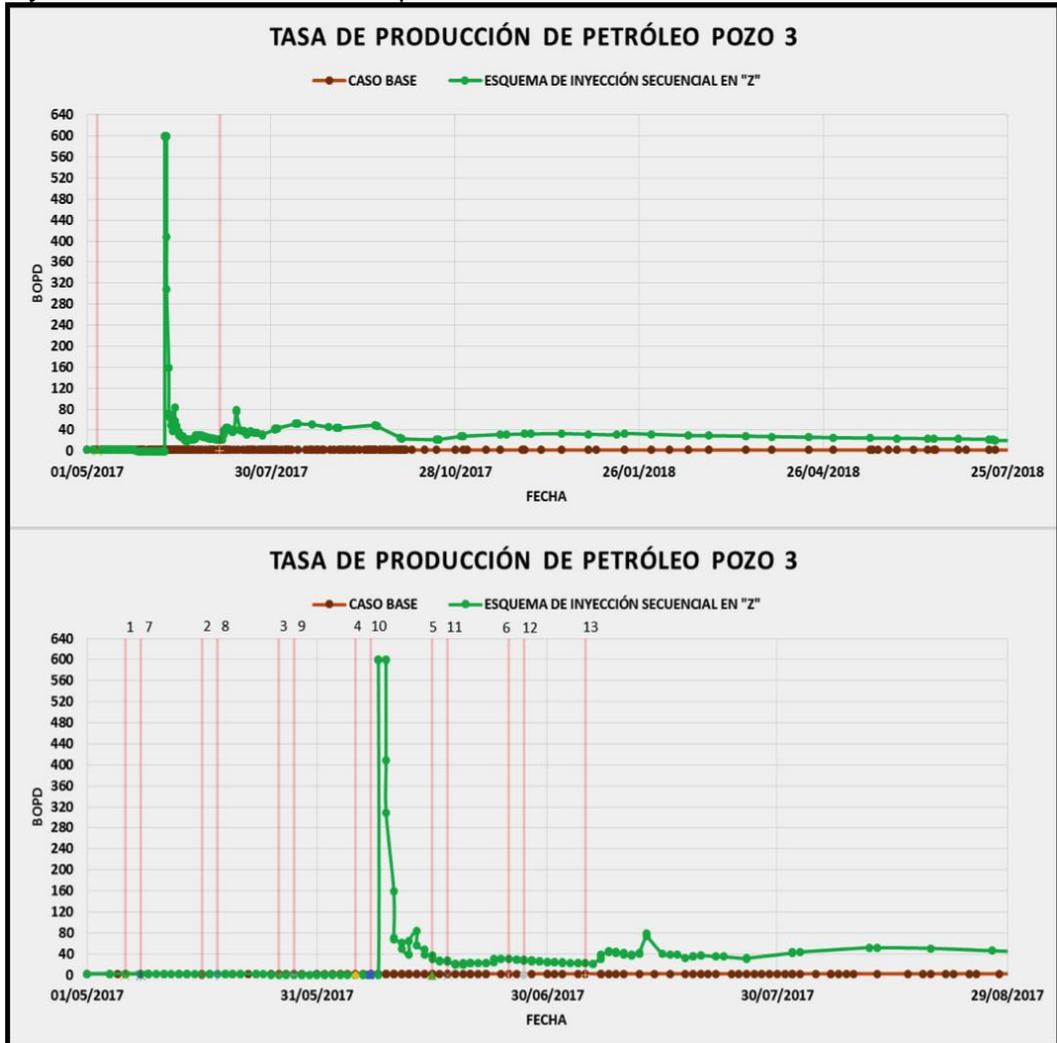
Gráfica 55. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

El pozo 2 tiene un comportamiento similar al mencionado anteriormente (ver **Gráfica 54**), pero se diferencia de este esquema porque el esquema secuencial en “S” alcanza una mayor tasa de producción que el esquema secuencial en “Z”. También, se observa que la tasa de producción declina de forma más pronunciada que el esquema anteriormente mencionado.

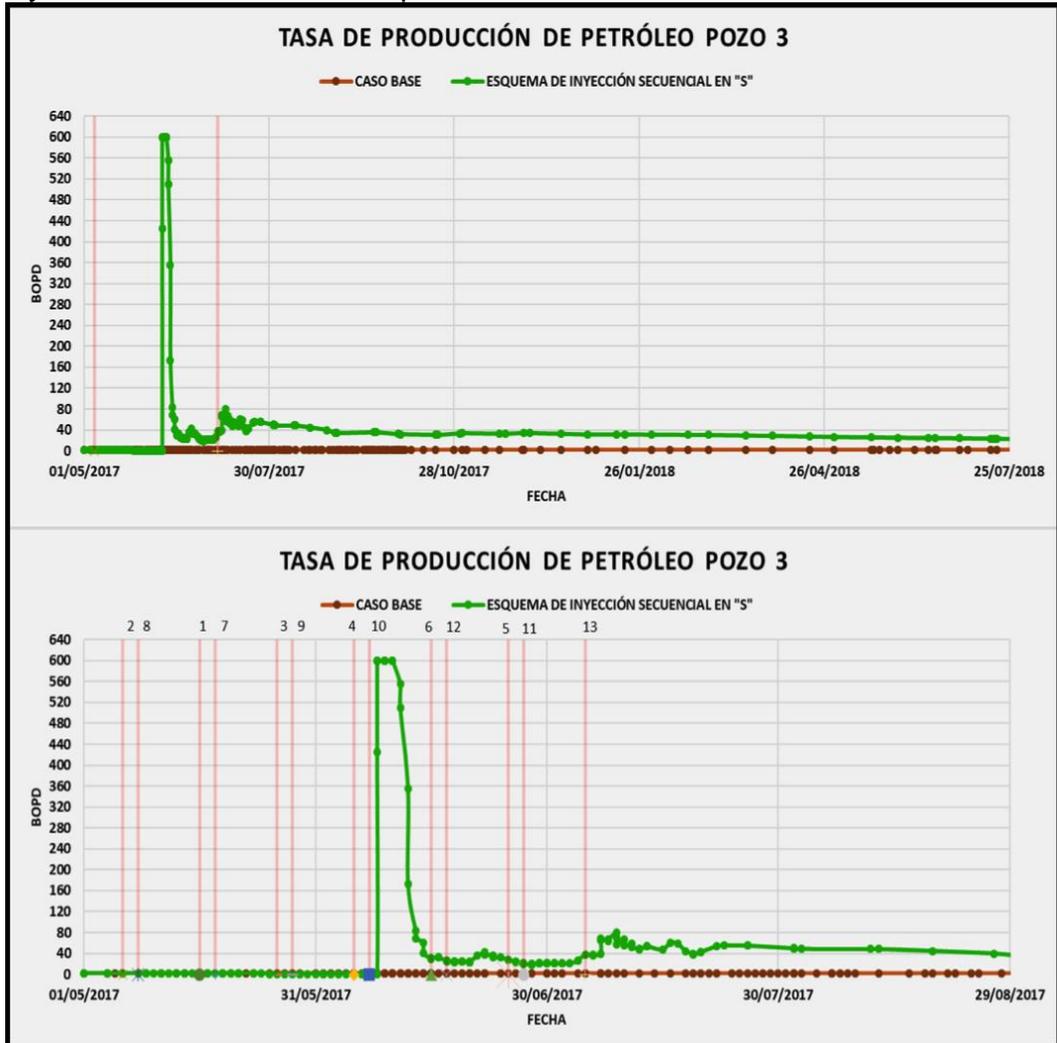
Gráfica 56. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el pozo 3 existen resultados en el simulador, los cuales pueden diferir de la realidad, debido a que se alcanza una tasa de producción de 600 BOPD e inmediatamente esta cae hasta llegar a menos de 40 BOPD. A pesar de que la declinación en la tasa de producción es bastante brusca, esta se mantiene a lo largo del tiempo de evaluación. Además, se puede deducir gracias a la gráfica de la tasa de producción del pozo 1 (ver **Gráfica 52**), que el pozo 3 posiblemente ayudo a aumentar y mantener la tasa de producción del pozo 1.

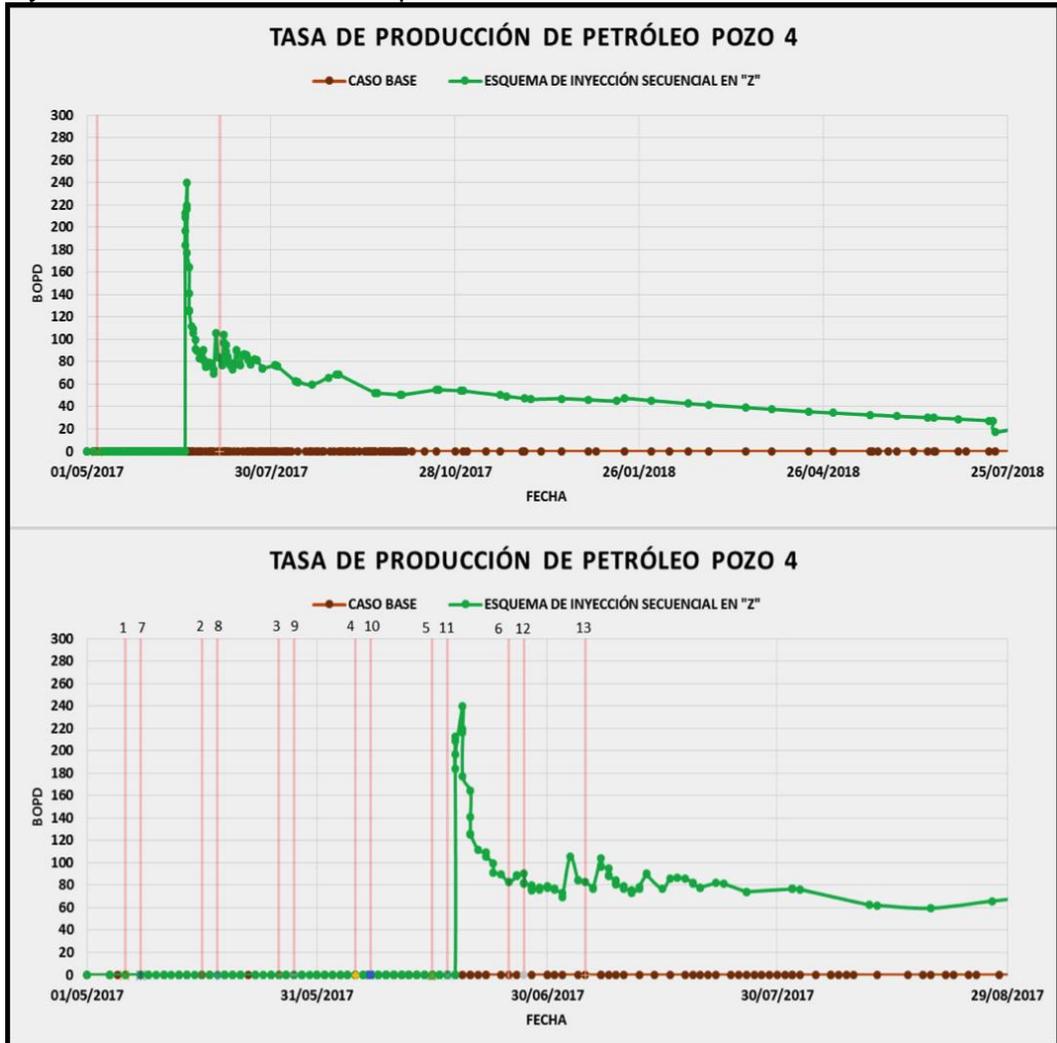
Gráfica 57. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el esquema secuencial en “S” el pozo 3 tiene un comportamiento similar al esquema secuencial en “Z”, obteniendo también una tasa de producción de petróleo cercana a los 600 BOPD y esta declina de la misma manera que el caso mencionado anteriormente como se observa en la **Gráfica 57**.

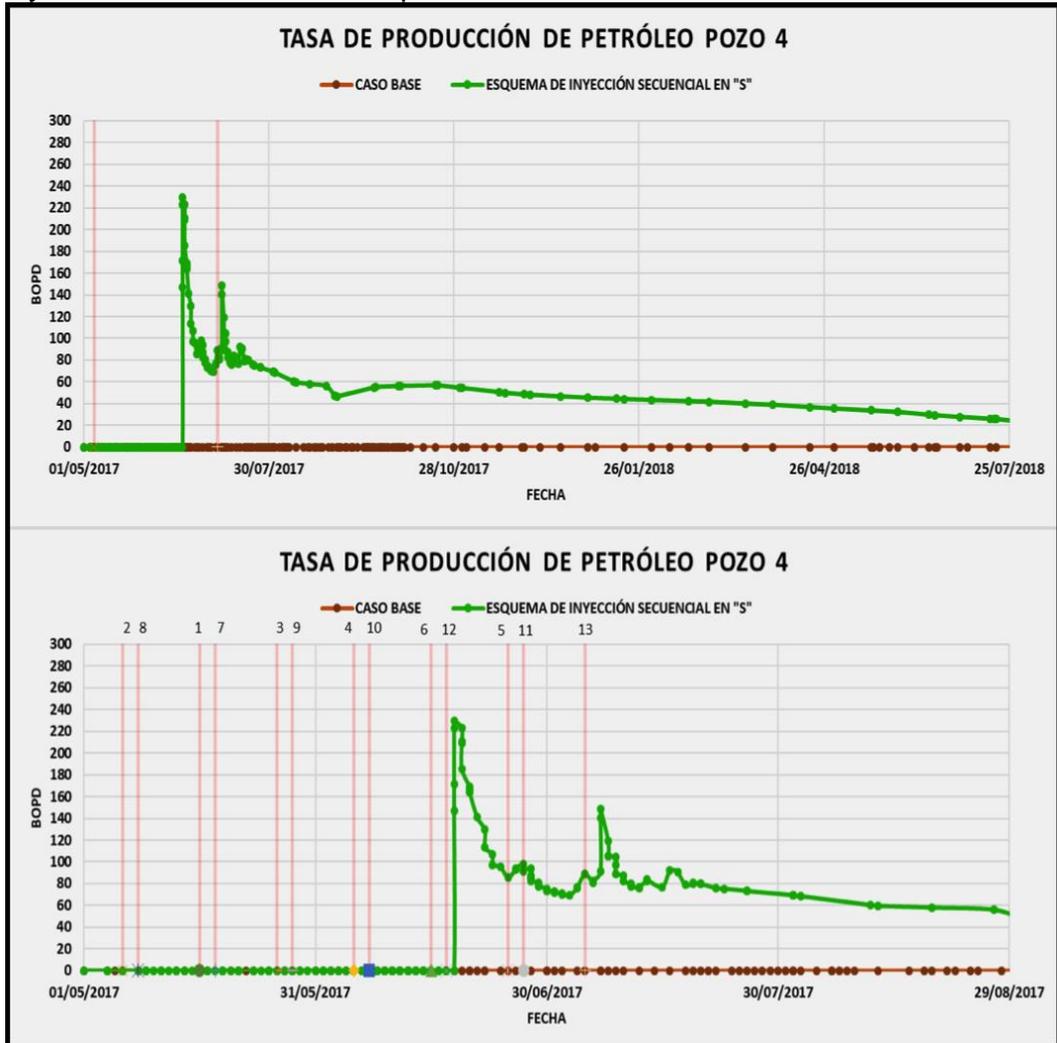
Gráfica 58. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En el esquema de inyección secuencial en “Z”, el pozo 4 presenta una tasa de producción inicial de alrededor 240 BOPD, además de presentar otros incrementos en su tasa de producción a medida que se van inyectando pozos cercanos a este como lo son el pozo 6, 13 y 11, como se observa en la **Gráfica 58**. También, se pudo haber presentado el pico inicial en la tasa de producción debido a que previamente fueron inyectados los pozos 2, 9 y 3 ya que estos se encuentran también en la periferia del pozo 4. Cabe resaltar que la tasa de producción no presenta una declinación tan pronunciada en comparación con el pozo 2.

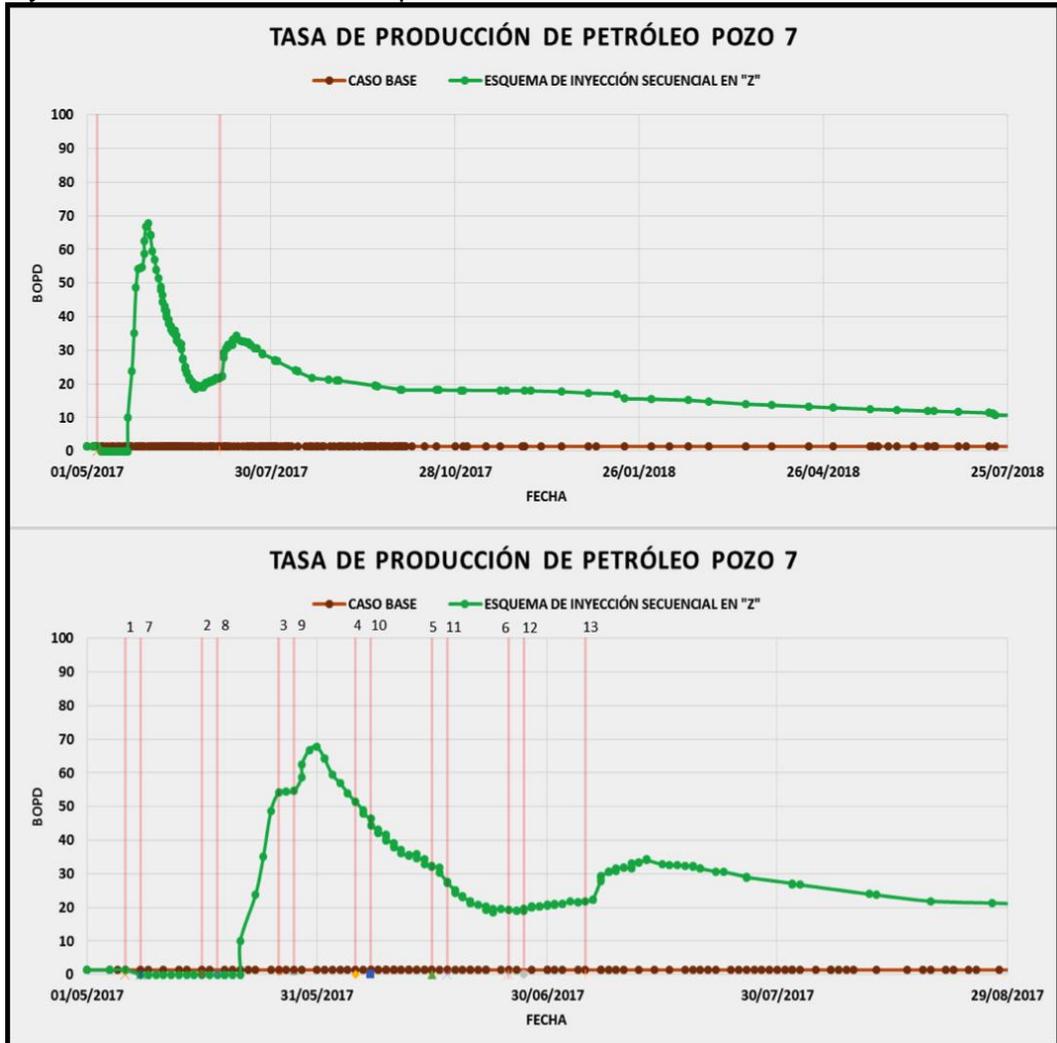
Gráfica 59. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el esquema secuencial en “S”, el pozo 4 presenta un comportamiento similar al caso anterior, indicando que posiblemente el orden de inyección de los pozos que se encuentran en su periferia no influyó al momento de generar beneficios en la tasa de producción de petróleo inyectando de manera secuencial como se observa en la **Gráfica 59**.

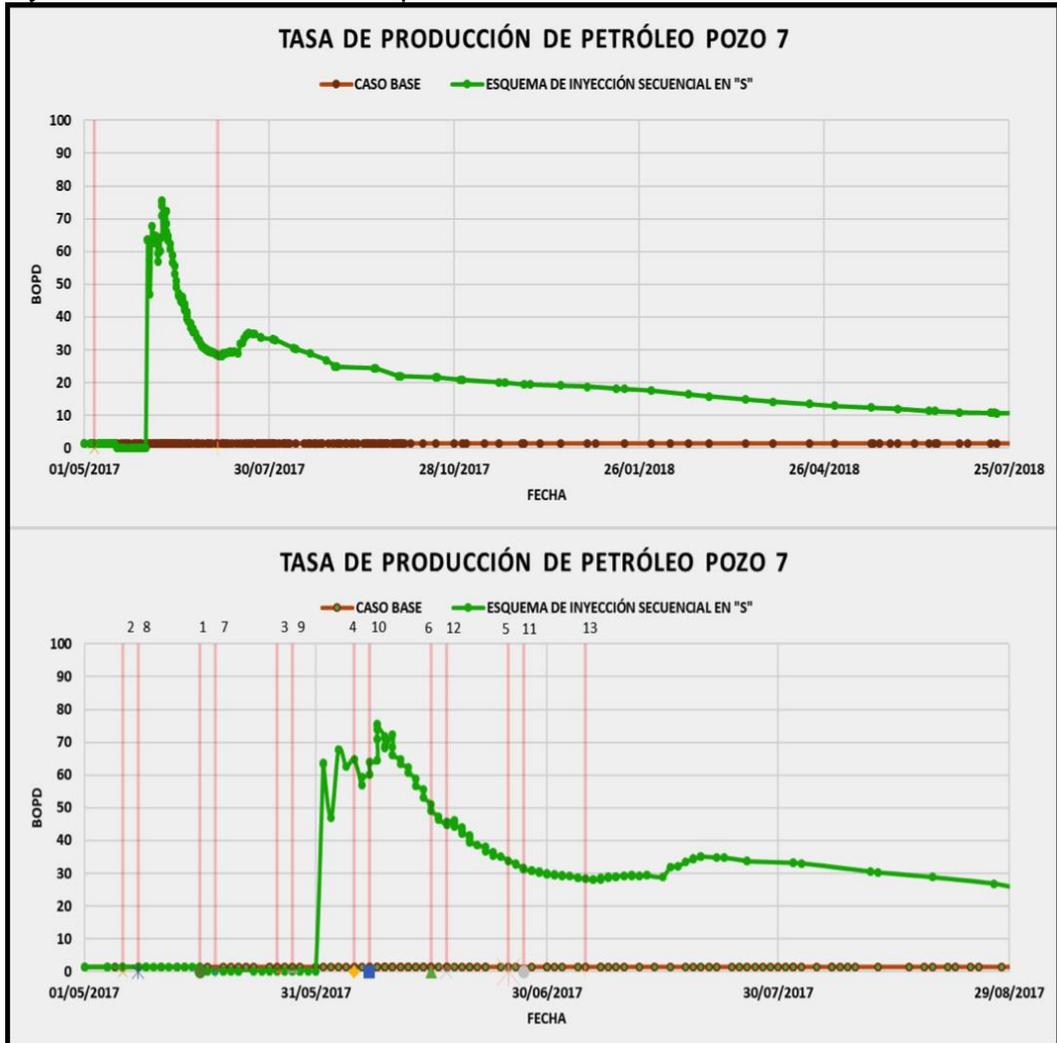
Gráfica 60. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

El pozo 7, se ve beneficiado por la inyección que se le hizo a este y posteriormente, por la inyección de los pozos 8 y 9, tal como se observa en la **Gráfica 60**. Al abrirse a producción el pozo 7 existe un incremento en la producción el cual se ve favorecido por la inyección del pozo 8 hasta alcanzar los 55 BOPD y estabilizarse, posteriormente, al inyectarse el pozo 9 existe un incremento adicional en la tasa de producción alcanzando casi los 70 BOPD. Debido a que no existen más pozos en su periferia, la tasa de producción de petróleo del pozo 7 empieza a declinar y luego se presenta un leve incremento en la tasa de producción tan pronto finalizan las operaciones de inyección de vapor.

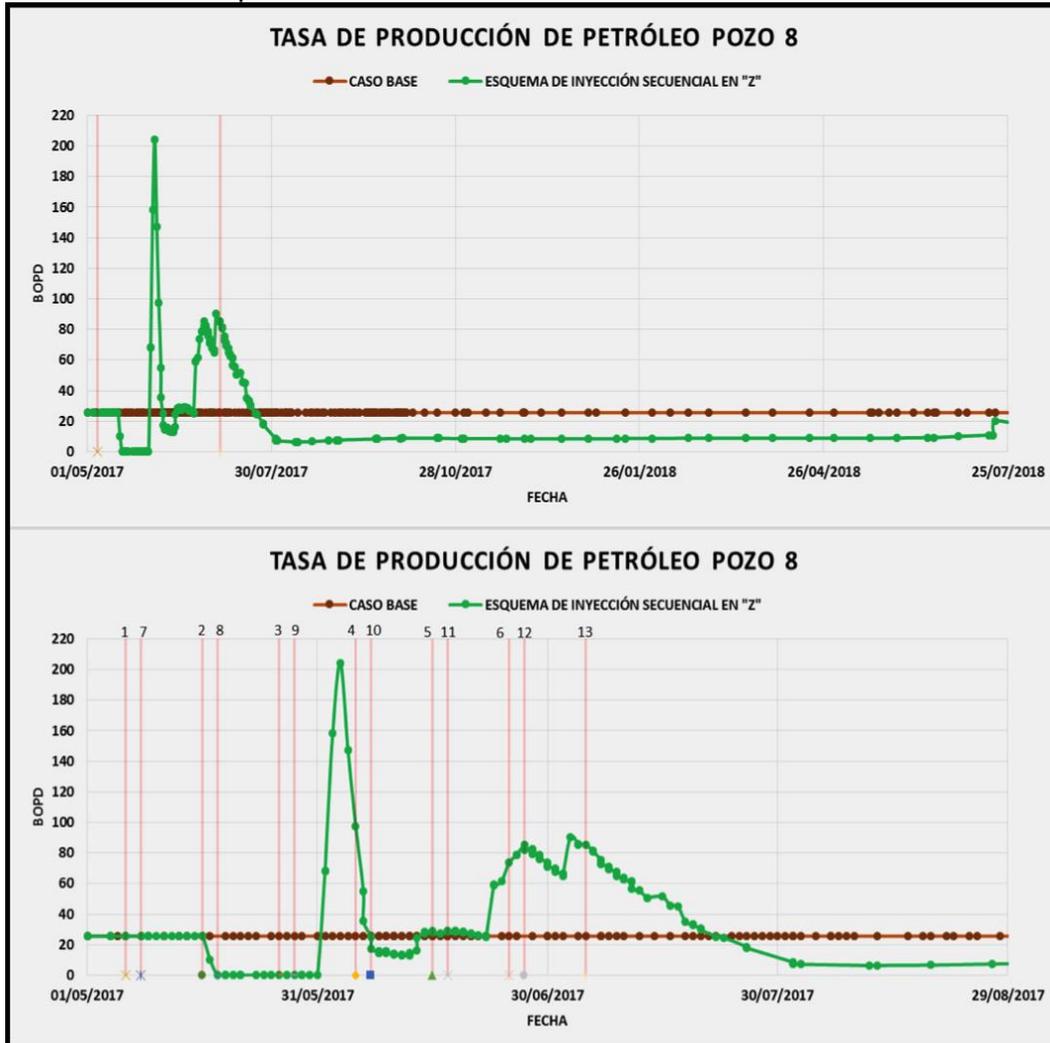
Gráfica 61. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia del esquema secuencial en “Z” mencionado anteriormente, el pozo 7 en este esquema alcanza inicialmente un pico de producción de 65 BOPD, el cual se ve favorecido por la inyección previa del pozo 8 y la inyección posterior del pozo 9, tal como se observa en la **Gráfica 61**. Posteriormente, la tasa de producción declinó por un pequeño periodo de tiempo hasta el momento en que se inyectó el pozo 10, el cual ayudó a este pozo a alcanzar un pico de producción de petróleo de 75 BOPD.

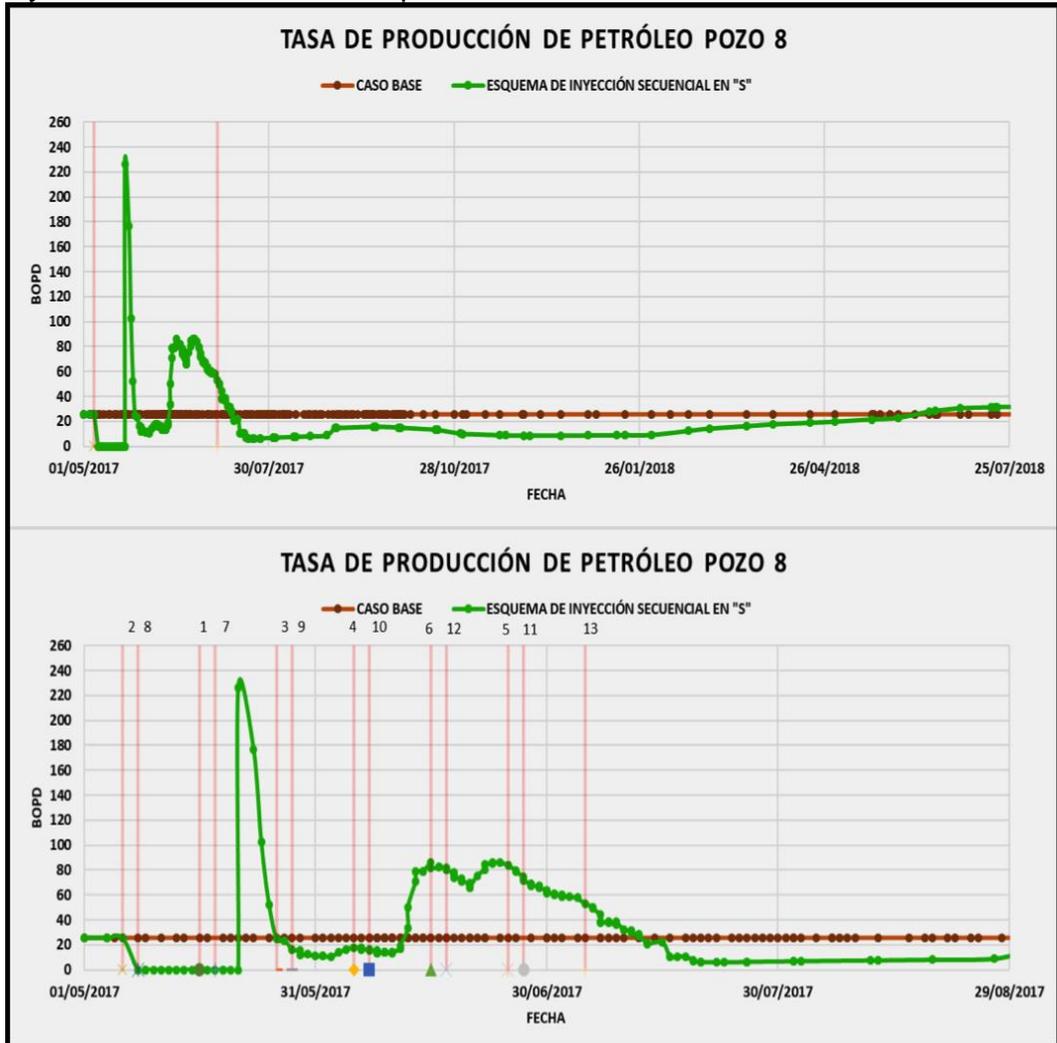
Gráfica 62. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En cuanto al pozo 8, este presenta un comportamiento inusual comparado con otros pozos que se encuentran rodeados por pozos que fueron inyectados con vapor en el esquema secuencial en “Z”, como se observa en la **Gráfica 62**. Al alcanzar un pico de producción de aproximadamente 200 BOPD, posiblemente ayudado por la inyección previa del pozo 7, su tasa de producción declina en forma pronunciada a pesar de que se inyecta el pozo 10 tiempo después. Al finalizar la inyección de vapor en los pozos cercanos al pozo 8, existe un leve incremento en la tasa de producción de este, para luego declinar de manera pronunciada y mantenerse en una tasa de producción de aproximadamente 5 BOPD.

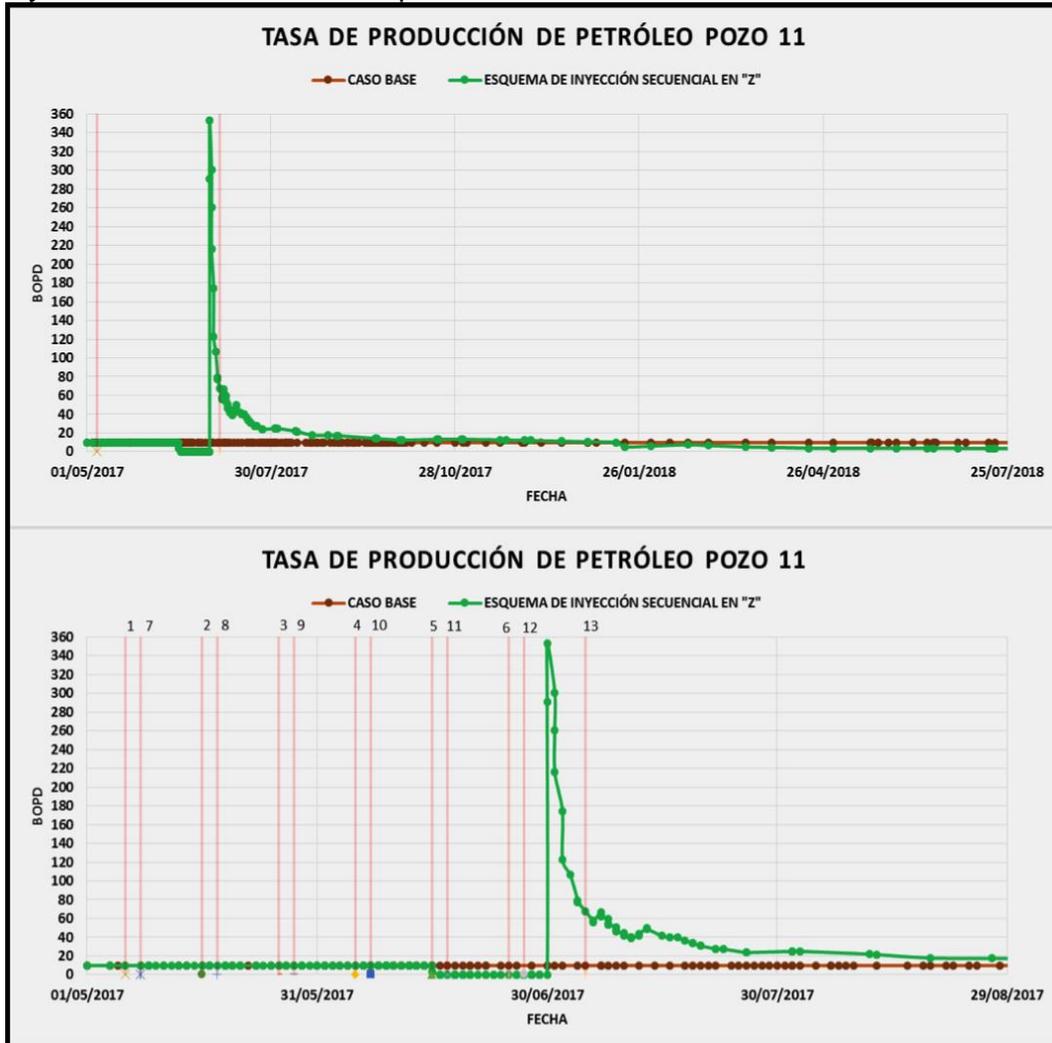
Gráfica 63. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

El pozo 8 en este esquema de inyección secuencial en “S”, presenta un pico de producción de petróleo más alto que el esquema mencionado anteriormente, el cual se ve favorecido por la inyección del pozo 7, ya que el pozo 8 se abre a producción cuando el pozo 7 se está inyectando, tal como se observa en la **Gráfica 63**. Posteriormente, la tasa de producción cae abruptamente hasta el momento en que el pozo 10 es inyectado, el cual favorece a la tasa de producción del pozo 8, alcanzando los 80 BOPD nuevamente. Luego, la tasa de producción de petróleo declina hasta mantenerse entre 10 y 20 BOPD.

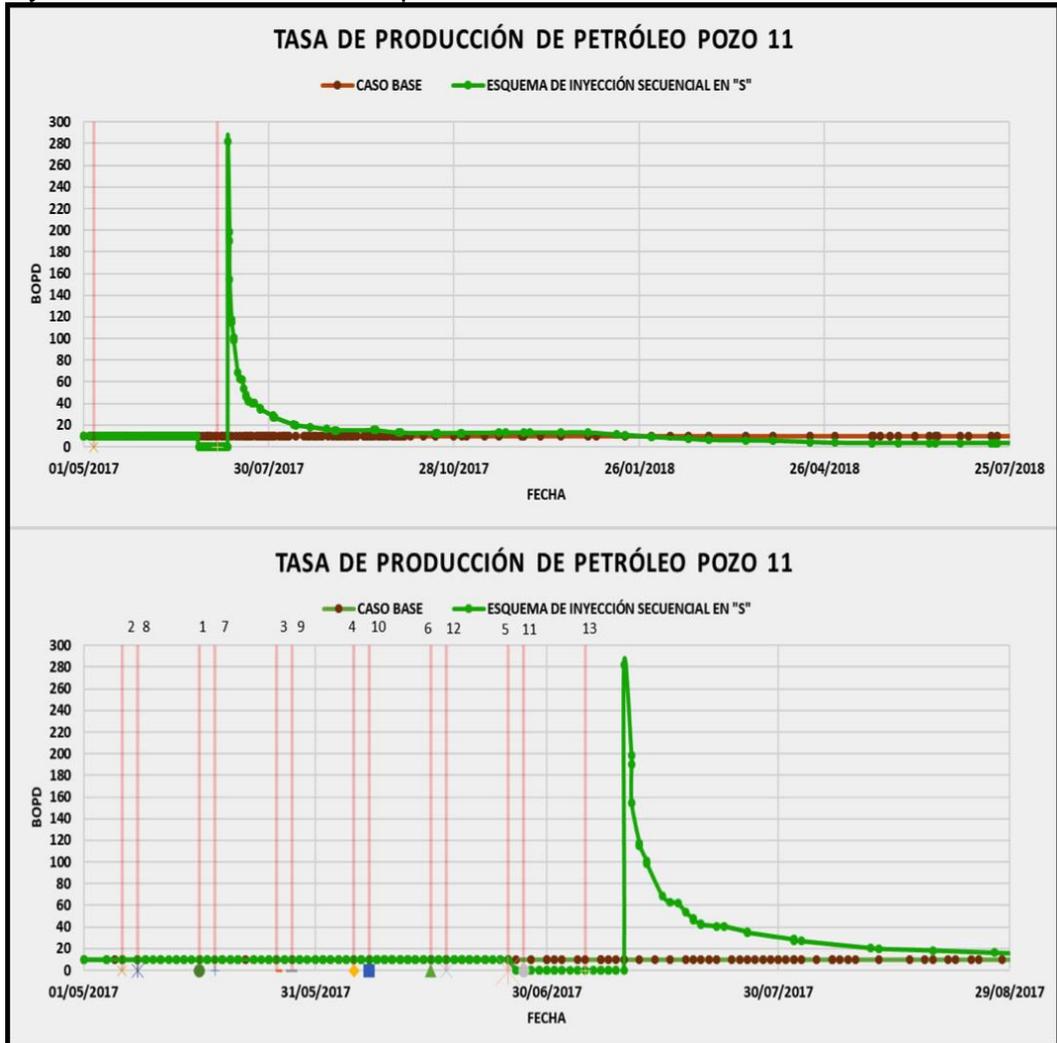
Gráfica 64. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En referencia al pozo 11, este alcanzó una tasa de producción de petróleo de aproximadamente 380 BOPD, como se observa en la **Gráfica 64**. Dicho incremento en la producción pudo haber sucedido a causa del pozo 12, debido a que el pozo 11 es abierto a producción durante la etapa de inyección del pozo 11. Cabe resaltar que esta tasa de producción empieza a declinar de forma pronunciada después de las operaciones de inyección hasta mantenerse en una tasa de producción de aproximadamente 20 BOPD.

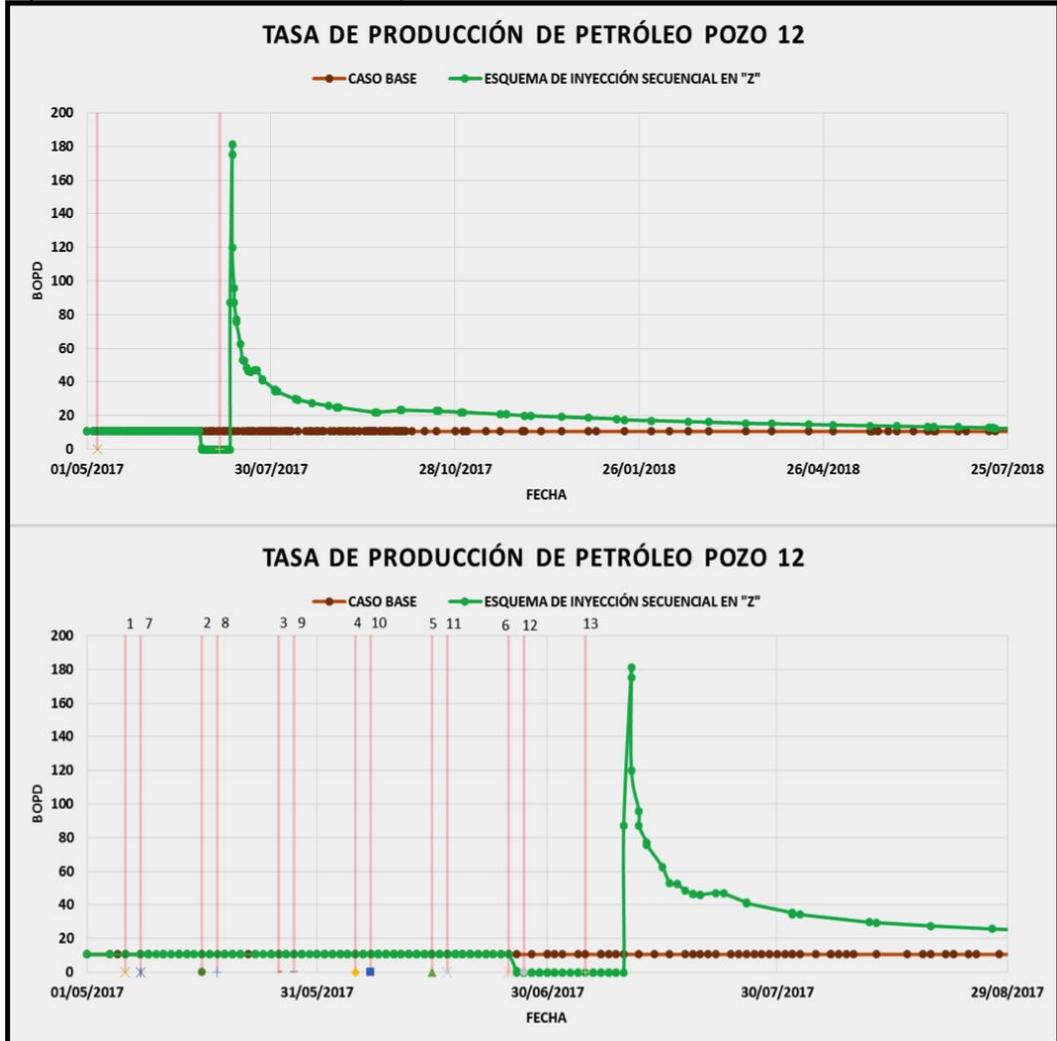
Gráfica 65. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En relación al esquema secuencial en “S”, el pozo 11 alcanza un pico de producción menor que en el esquema secuencial en “Z”, presentando menor beneficio al ser abierto a producción durante la etapa de inyección de vapor del pozo 13, uno de los pozos cercanos al pozo 11, tal como se observa en la **Gráfica 65**. Cabe resaltar que la tasa de producción declina de forma pronunciada después de las operaciones de inyección de vapor hasta mantenerse cerca de 5 BOPD.

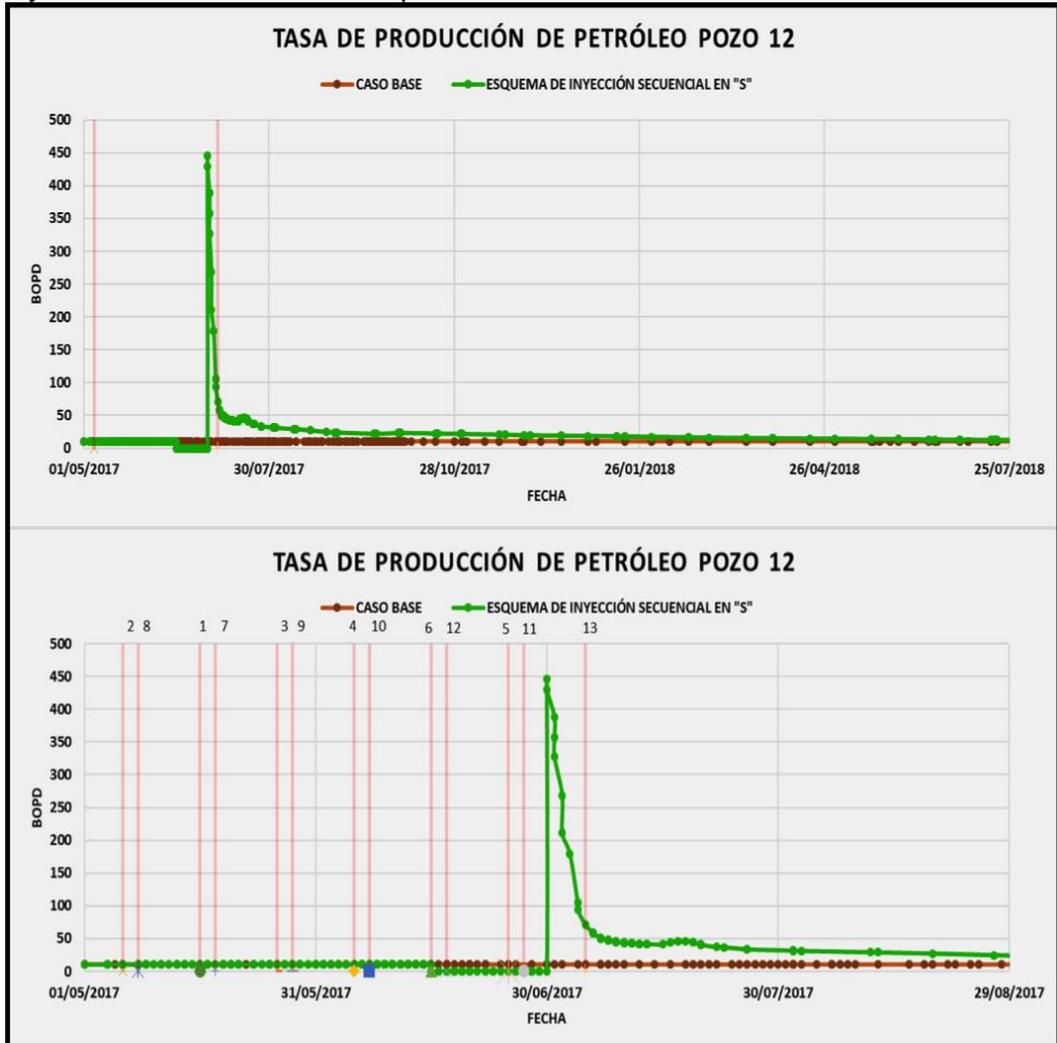
Gráfica 66. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

El pozo 12 presenta un pico de producción inicial de 180 BOPD, el cual pudo ser beneficiado por la inyección previa del pozo 11 y el ser abierto a producción durante la fase de inyección de vapor del pozo 13. Posteriormente, la tasa de producción de petróleo declina constantemente hasta mantenerse en 10 BOPD.

Gráfica 67. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 2.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia del esquema secuencial en “Z”, en este caso el pozo 12 se vio más beneficiado al ser abierto a producción durante la fase de inyección del pozo 11, por lo que alcanzó una tasa de producción más alta que el esquema mencionado anteriormente, tal como se observa en la **Gráfica 67**. Posteriormente, la tasa de producción de manera constante hasta mantenerse en 10 BOPD aproximadamente. Los resultados de producción de los pozos restantes para los esquemas de inyección secuencial en “Z” y “S”, se pueden observar en los **Anexos C y D**, respectivamente.

7.2.2 Resultados a nivel de grupo. En las **Gráficas 68-71** se observan los resultados de la tasa de producción de petróleo a nivel de grupo de los distintos

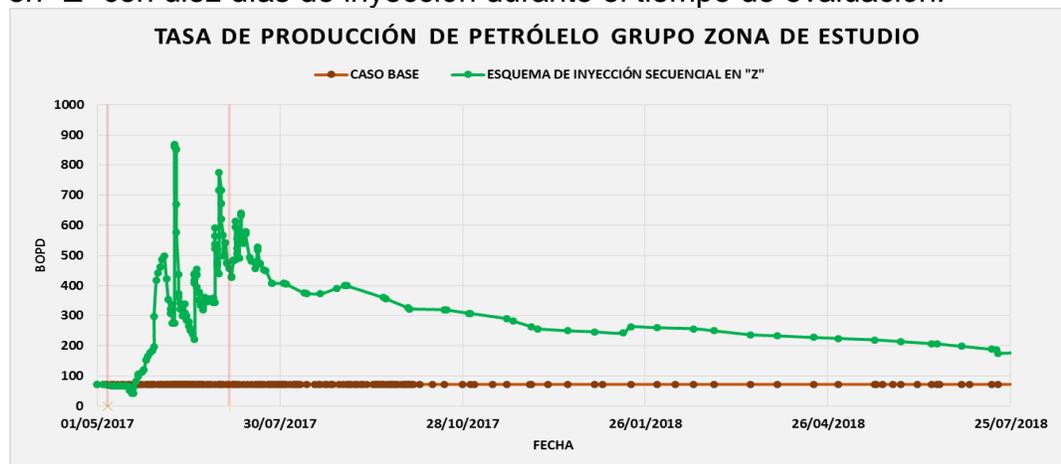
esquemas de inyección planteados comparados con el caso base. En la **Gráfica 72** se observa el petróleo acumulado a nivel de grupo de los distintos casos de inyección planteados en comparación con el caso base.

Gráfica 68. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en "Z", para el caso de un ciclo de inyección de vapor con diez días de inyección por pozo.



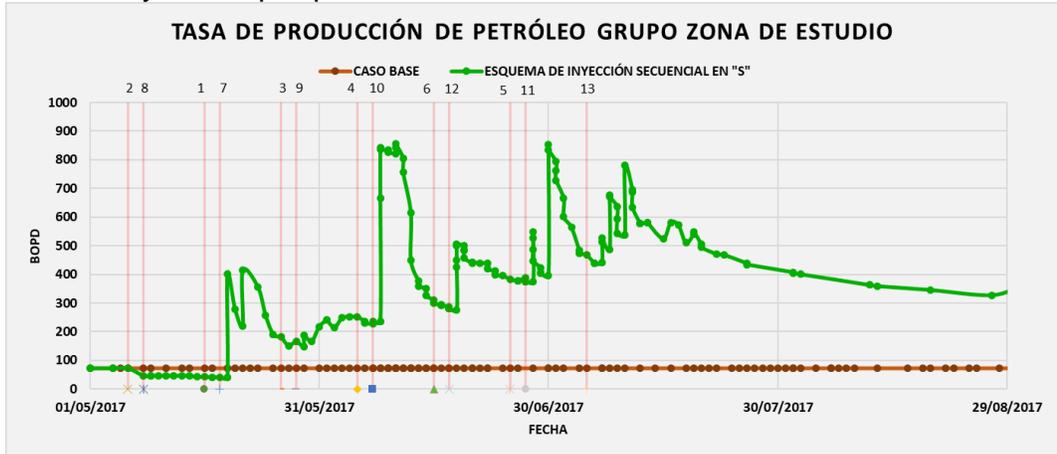
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 69. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en "Z" con diez días de inyección durante el tiempo de evaluación.



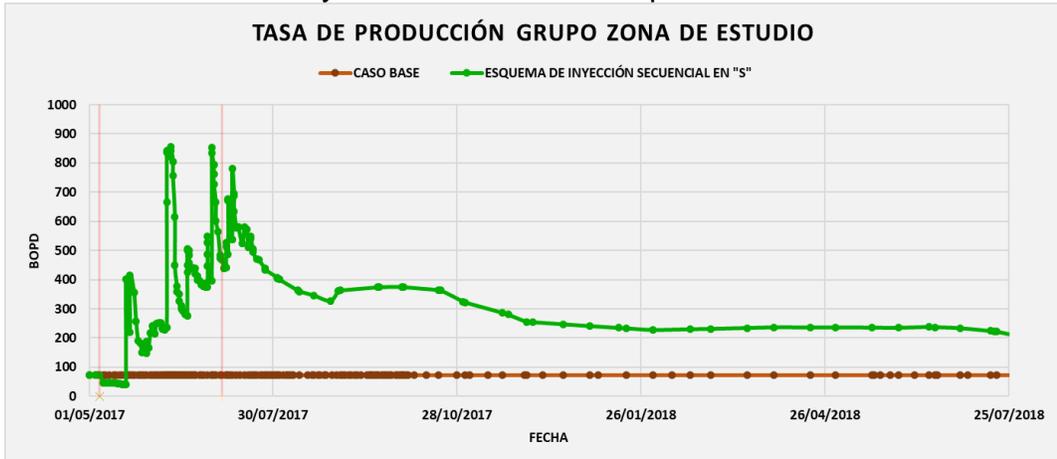
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 70. Tasa de producción de petróleo del esquema de inyección secuencial en "S", para el caso de un ciclo de inyección de vapor con diez días de inyección por pozo.



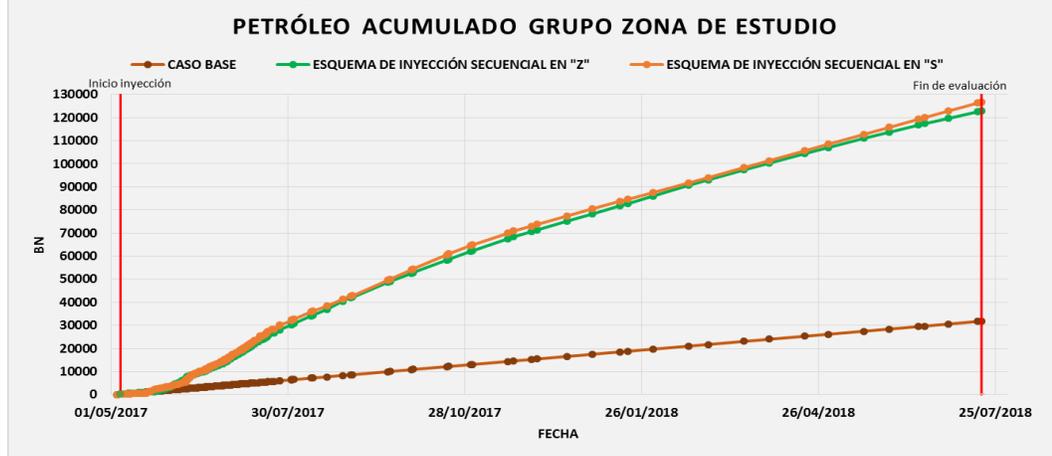
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 71. Tasa de producción de petróleo para el esquema secuencial en "S" con diez días de inyección durante el tiempo de evaluación.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 72. Petróleo acumulado del grupo de pozos estimulados, para el caso de un ciclo de inyección de vapor con diez días de inyección por pozo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Como se observa en las gráficas (ver **Gráficas 68-71**), la tasa de inyección de petróleo en el esquema de inyección secuencial en “Z” alcanzó un pico de producción de 865 BOPD, la tasa de inyección de petróleo en el esquema de inyección secuencial en “S” alcanzo un pico de producción de 842 BOPD.

Igual que en el caso anterior, se observa un leve incremento en la tasa de producción, tiempo después de haber culminado el proceso de inyección secuencial en los pozos de estudio (ver **Gráficas 69 y 71**).

Es necesario resaltar que la tasa de producción de petróleo en los esquemas de inyección secuencial “Z” y “S” cae drásticamente hasta llegar a una tasa de 391 BOPD y 327 BOPD, respectivamente.

Respecto a la gráfica de producción acumulada de los diferentes casos de inyección planteados (ver **Gráfica 72**), se observa que los casos de inyección secuencial en forma de “Z” y “S” acumulan una cantidad de 122.672,66 BN y 126.482,72 BN en un año respectivamente.

A continuación, en la **Tabla 16** se observa la cantidad de petróleo producido en cada caso, la producción de petróleo promedio por pozo en un año, la cantidad de vapor inyectado expresado en barriles de agua equivalentes, y la relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR).

Tabla 16. Resultados de producción de los diferentes esquemas de inyección, para el caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de diez días.

	Caso base	Esquema de inyección secuencial en "Z"	Esquema de inyección secuencial en "S"
Total producido del Grupo de pozos (BN)	31.680,13	122.672,66	126.482,72
Tasa de producción promedio por pozo (BOPD)	2.436,93	9.436,36	9.729,44
Volumen de agua inyectado (BWEQ)	-	336.960,00	336.960,00
SOR	-	2,75	2,66

Como se observa en la tabla (ver **Tabla 16**) en los dos esquemas de inyección secuencial, se inyectó mayor cantidad de vapor que en el caso anterior. También, es posible observar que la relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR) aumento aproximadamente en un 40% en comparación con el caso anterior.

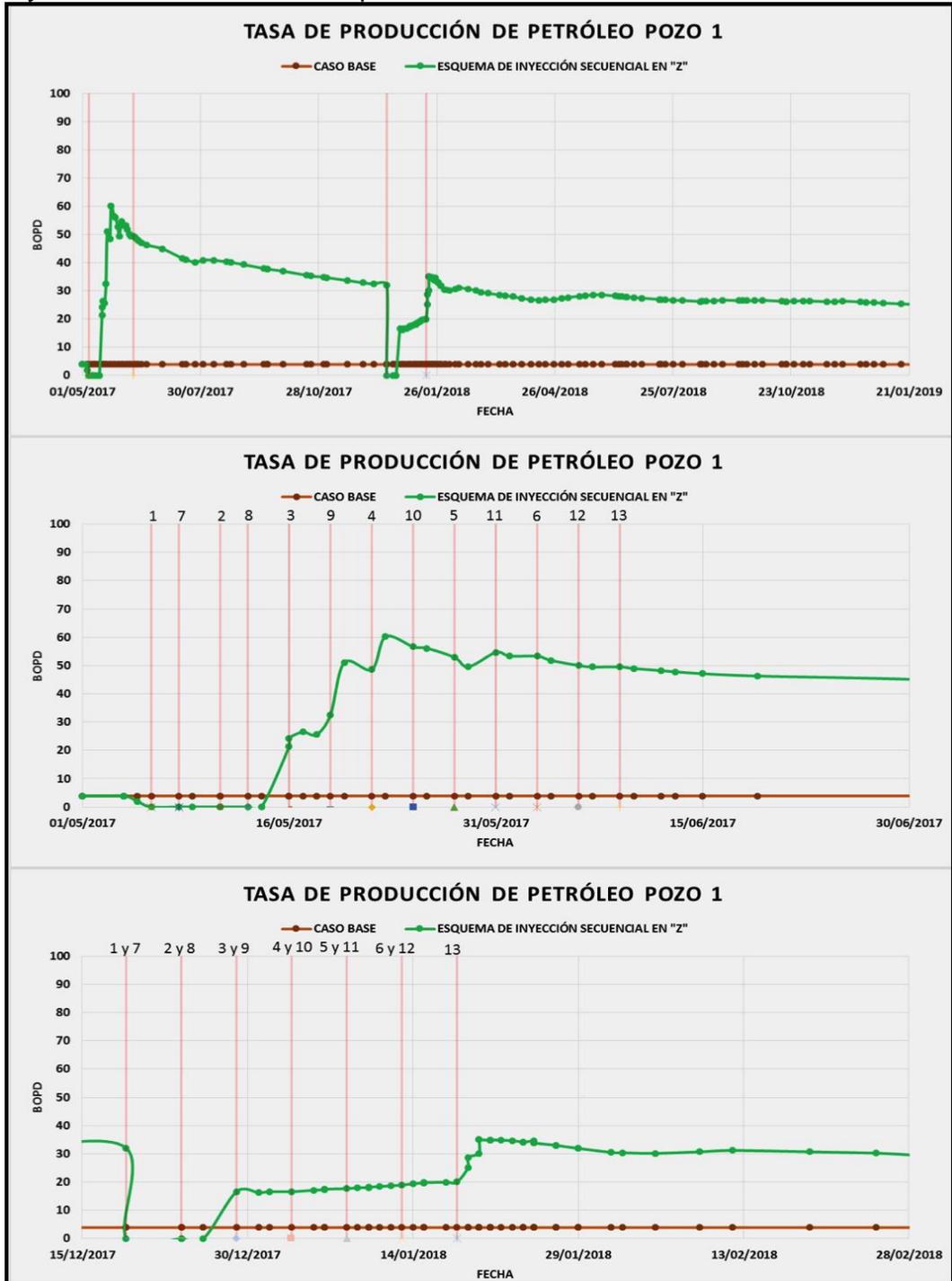
Después de haber observado los resultados del caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de diez días en cada pozo, se logra observar que los esquemas de inyección secuencial logran aumentar tanto la tasa de producción de petróleo, como la producción acumulada del grupo de pozos estimulados con vapor.

Es necesario resaltar que, en comparación con el caso de un ciclo de inyección con un tiempo de inyección de cinco días en cada pozo, en este caso se inyectó el doble de la cantidad de vapor aumentando los costos operacionales, pero solo se logró aumentar la producción de petróleo en un 20%.

7.3 CASO DE DOS CICLOS DE INYECCIÓN, CON UN TIEMPO DE INYECCIÓN DE CINCO DÍAS

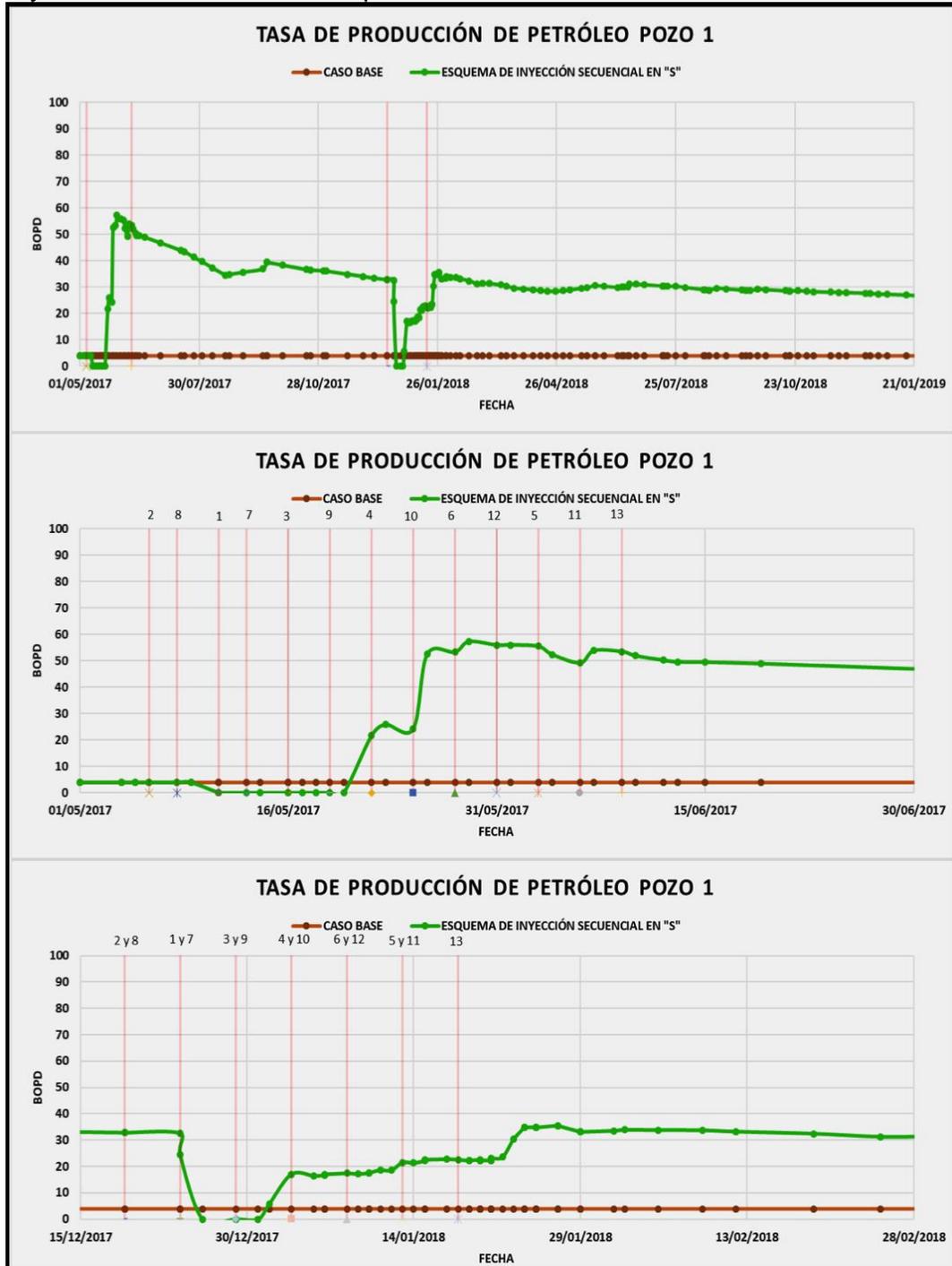
7.3.1 Resultados a nivel de pozo. A continuación, en las **Gráficas 73 – 88** se observa un análisis de resultados de la tasa de producción a nivel de pozo del esquema de dos ciclos de inyección de vapor de manera secuencial con un tiempo de inyección de cinco días por ciclo.

Gráfica 73. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 74. Tasa de producción de petróleo del pozo 1, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

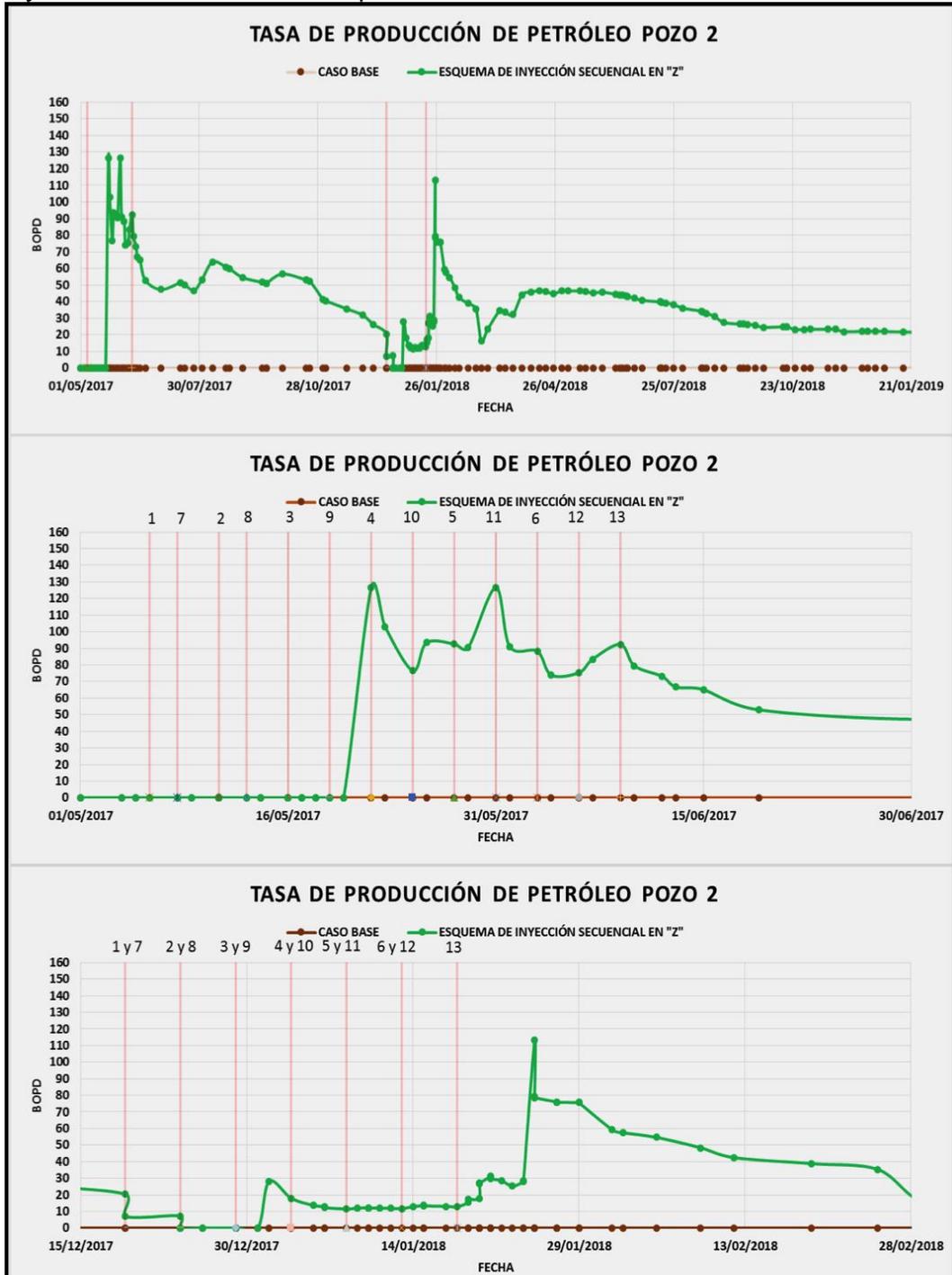
Para el pozo 1 en el esquema de inyección secuencial en “Z”, en el primer ciclo de inyección de vapor es posible evidenciar un comportamiento similar al caso de cinco días de inyección como se observa en la **Gráfica 73**. Esto es debido a que se presentan incrementos acompañados con leves declinaciones en la tasa de producción de petróleo a medida que se van inyectando los pozos vecinos del pozo 1. Además, se observa que antes de someter el pozo 1 al segundo ciclo de inyección de vapor la tasa de producción de petróleo no declina de manera pronunciada, sino que tiende a mantenerse entre 50 y 30 BOPD.

En el segundo ciclo de inyección del pozo 1, no se presentan los mismos picos de producción que se observaron en el primer ciclo, esto pudo haber sucedido debido a que el hecho de realizar un segundo ciclo de inyección de vapor seis meses después pudo sobresaturar de agua la formación productora, evitando la movilización del petróleo al pozo productor y por ende no obtener los picos de producción obtenidos 6 meses atrás.

De igual manera, para el esquema secuencial en “S” sucede un fenómeno similar al esquema secuencial en “Z” como se observa en la **Gráfica 74**. En el primer ciclo se evidencia que la inyección del pozo 1 y de sus pozos cercanos aporta a un mejor incremento de producción, además de proporcionar una declinación en la tasa de producción menos pronunciada.

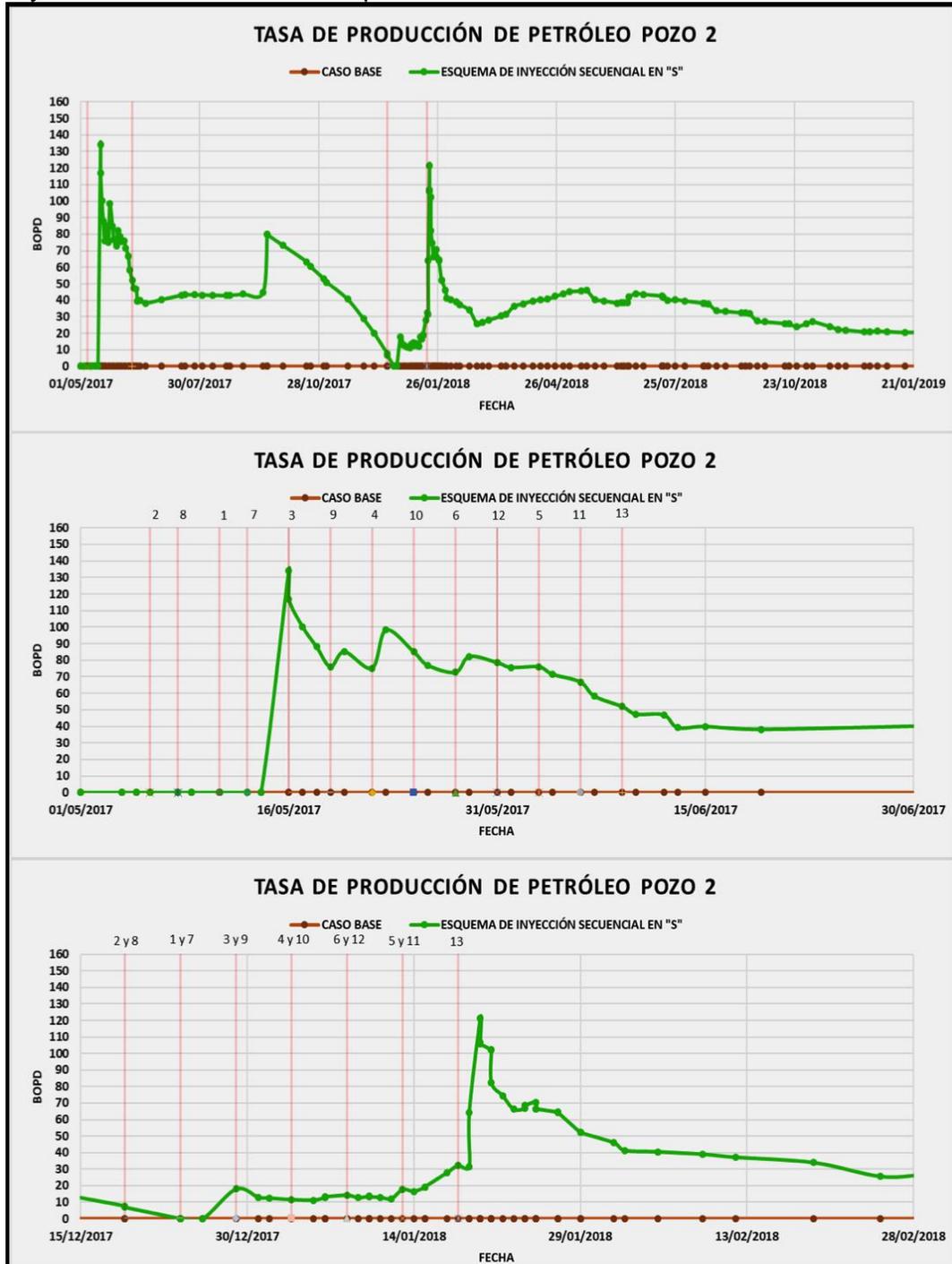
Para el segundo ciclo de inyección, es posible observar el mismo efecto del esquema secuencial en “Z”, el cual es una mala respuesta a la inyección de vapor presentando unos picos en la tasa de producción muy pobres en comparación a los resultados obtenidos en el primer ciclo de inyección de vapor.

Gráfica 75. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 76. Tasa de producción de petróleo del pozo 2, esquema de inyección secuencial en "S" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

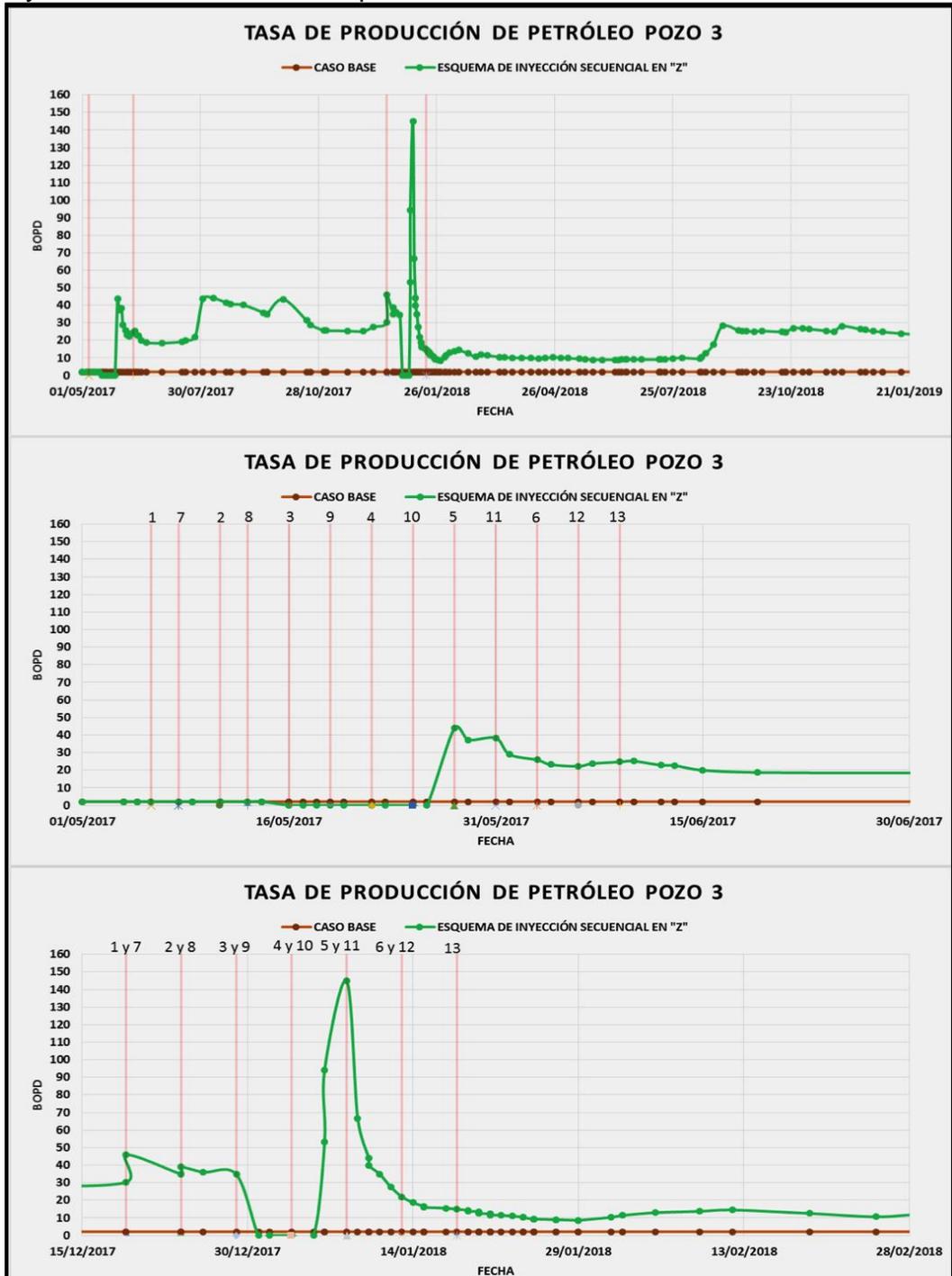
El pozo 2 se encuentra rodeado de los pozos 1, 4 y 9, donde es posible que la inyección previa de los pozos 1 y 9 hayan aportado para que en el esquema secuencial en “Z” el pozo 2 en el primer ciclo de inyección de vapor haya logrado alcanzar inicialmente un pico de producción de 130 BOPD. Posteriormente, la tasa de producción declino hasta el momento en que la inyección del pozo 4 generó un incremento en la tasa de producción alcanzando un segundo pico de producción de 110 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 75**. Luego, la producción de petróleo declino de una manera suave.

Para el segundo ciclo de inyección de vapor del pozo 2, este alcanzó un pico de producción bastante bajo inicialmente, alcanzando los 30 BOPD, pero es tiempo después que alcanza un pico de producción de 110 BOPD. Sin embargo, la declinación de la tasa de producción es bastante fuerte, por lo que se deduce que el segundo ciclo de inyección de vapor para este pozo tampoco aporta de manera significativa a la producción de este pozo por las razones mencionadas en el esquema anterior.

Respecto al esquema de inyección secuencial en “S” el pozo 2 en su primer ciclo de inyección de vapor inicialmente alcanza un pico de producción de 135 BOPD. Este pico tan alto puede suceder, ya que el pozo 2 se abre a producción cuando su pozo vecino, el pozo 1 comienza su fase de inyección. Posteriormente, la tasa de producción cae suavemente con ligeros incrementos en la producción, lo que puede ocurrir ya que el pozo 3 se inyecta un poco más adelante. Luego, la tasa de producción sigue declinando suavemente hasta estabilizarse en 40 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 76**. Tiempo después de haber finalizado las operaciones de inyección de vapor, se presenta un incremento en la tasa de producción y luego cae bruscamente.

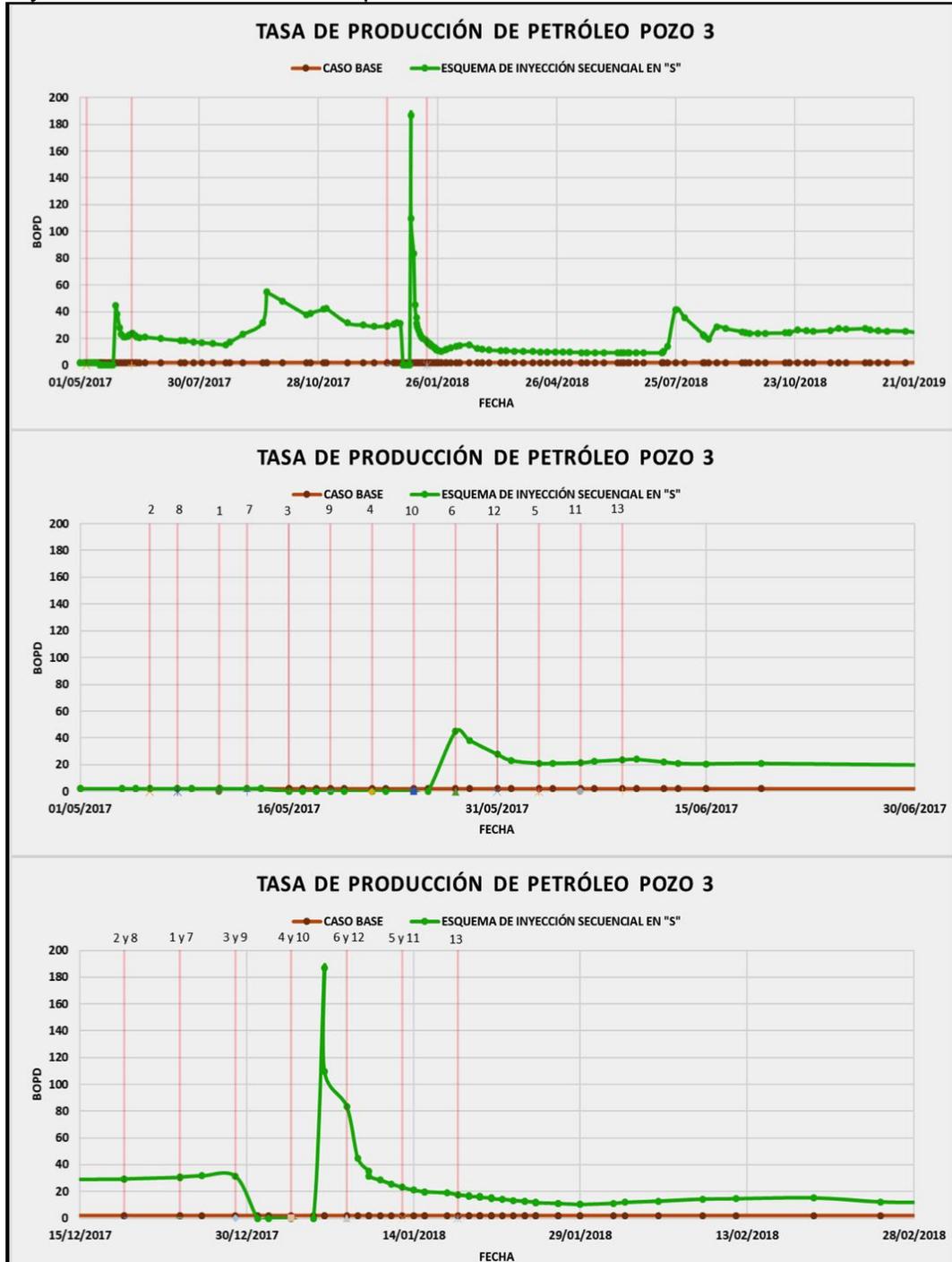
Para el segundo ciclo de inyección de vapor el pozo 2 alcanza un pico de producción bastante pobre. Similar al comportamiento del esquema de inyección en “Z” el pozo2 alcanza un pico de producción bastante alto cuando se finalizan las operaciones de inyección de vapor y su tasa de producción declina de una manera no tan pronunciada manteniendo su producción entre los 20 y 40 BOPD.

Gráfica 77. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 78. Tasa de producción de petróleo del pozo 3, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

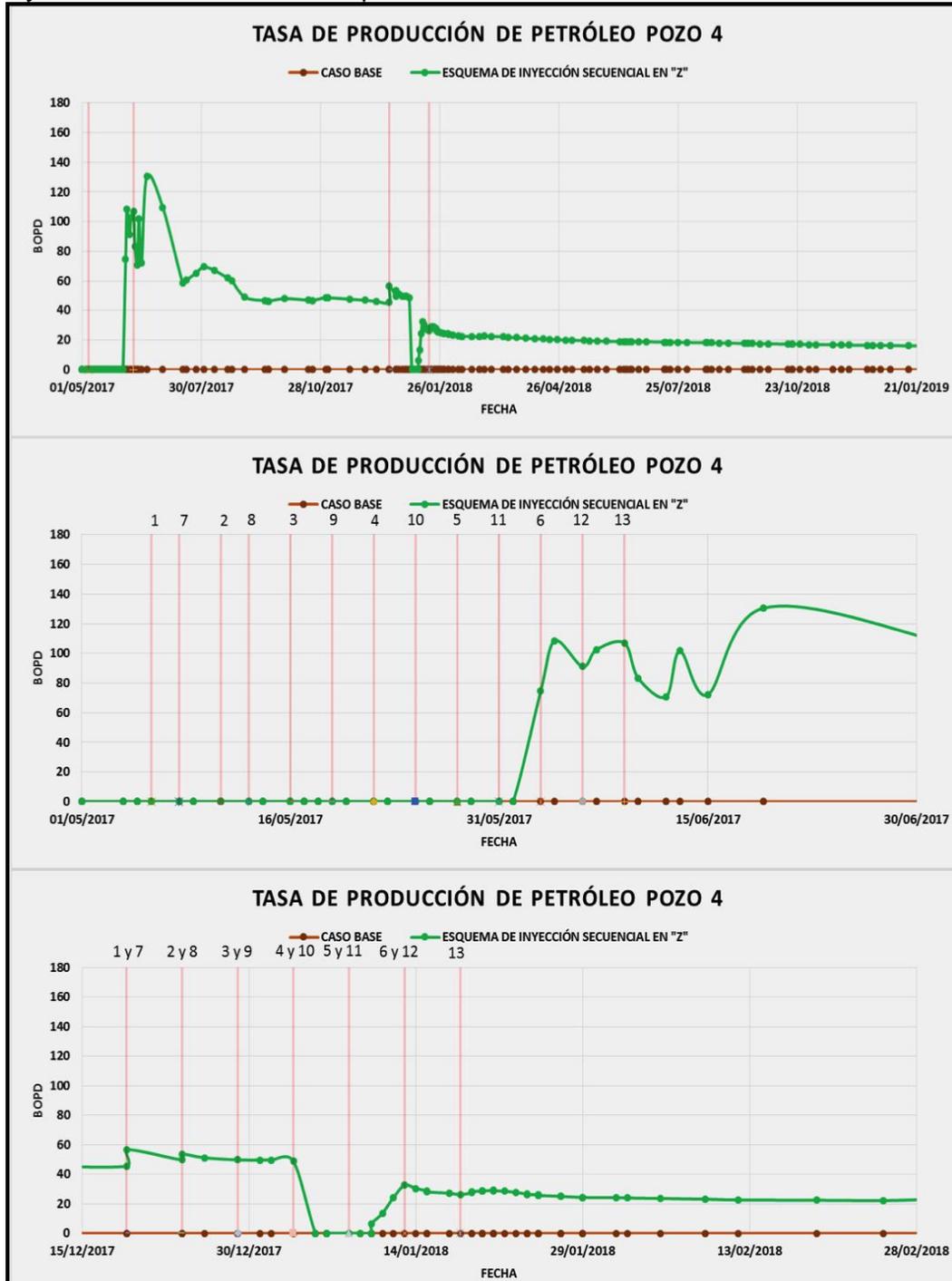
Según los resultados obtenidos en el esquema secuencial en “Z” para el pozo 3, se observa que la inyección de este pozo y de los pozos 4, 5 y 6 ayudan a incrementar la tasa de producción de petróleo a un pico de 45 BOPD como se observa en la **Gráfica 77**. A pesar de que se alcanza este pico de producción, después de las operaciones de inyección de vapor la tasa de producción de petróleo comienza a declinar de manera pronunciada hasta que presenta otro incremento de aproximadamente 45 BOPD tiempo después, manteniéndose entre este valor y 30 BOPD antes de someter este pozo a su segundo ciclo de inyección de vapor.

Al inyectar vapor en un segundo ciclo seis meses después, se observa inicialmente una buena respuesta a la inyección alcanzando los 145 BOPD. Sin embargo, a pesar de haber obtenido una buena respuesta temprana, la tasa de producción de petróleo declina de una manera pronunciada para mantenerse cerca de 10 BOPD, presentando de nuevo una mala respuesta a la secuencia de inyección cíclica de vapor en comparación con el primer ciclo realizado.

Para el esquema secuencial en “S” el pozo 3 presenta tan buena respuesta durante las operaciones del primer ciclo inyección de vapor, obteniendo inicialmente una producción de 40 BOPD que declina de manera pronunciada hasta mantenerse en 20 BOPD tal como se observa en la **Gráfica 78**. No obstante, tiempo después de estas operaciones se alcanza un pico de producción de 55 BOPD que declina hasta mantenerse cerca de los 45 BOPD antes de someter el pozo al segundo ciclo de inyección de vapor.

En el segundo ciclo de inyección de vapor para el esquema secuencial en “S”, el pozo 3 alcanza un pico inicial de producción cercano a 190 BOPD, siendo este valor mayor al que se alcanzó en el esquema secuencial en “Z”. A pesar de haber alcanzado un pico mayor de producción, la tasa de producción vuelve a declinar de manera pronunciada hasta mantenerse cerca de un valor de 20 BOPD.

Gráfica 79. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 80. Tasa de producción de petróleo del pozo 4, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

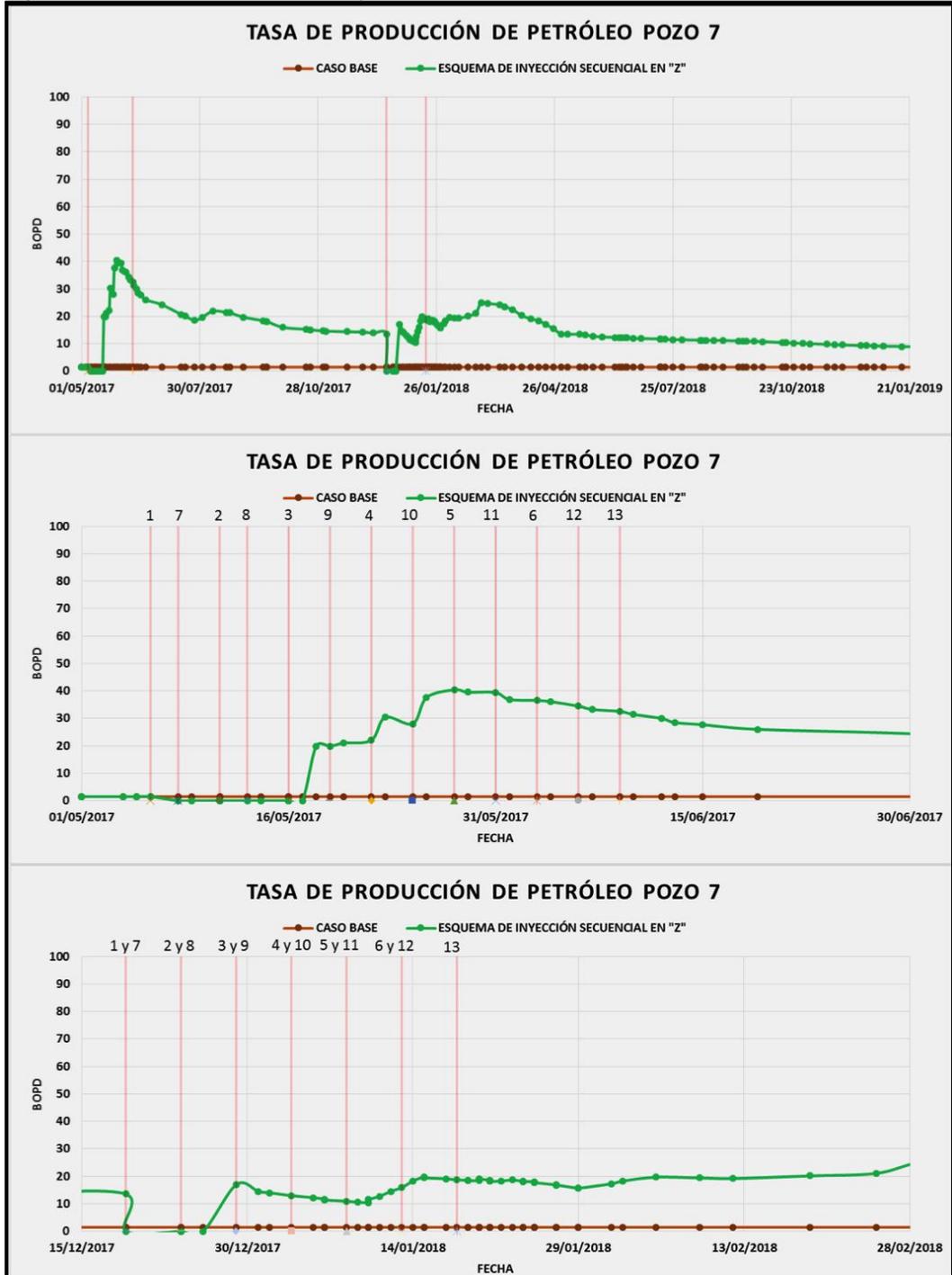
Gracias a los resultados obtenidos de la simulación del esquema de inyección secuencial en “Z” para el primer ciclo de inyección de vapor del pozo 4, se observa que alcanza un pico inicial de producción de 110 BOPD aproximadamente. Se sabe que este pozo se encuentra rodeado de los pozos 2, 6 y 11, los cuales aportaron para que este pozo alcanzara inicialmente este pico de producción. Posteriormente, es posible observar que la tasa de producción de este pozo se mantuvo entre los 90 y 110 BOPD por unos 15 días aproximadamente, luego la tasa de producción de petróleo aumento hasta llegar a casi 140 BOPD y luego declino de una manera no tan pronunciada hasta mantenerse en 45 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 79**.

Respecto al segundo ciclo de inyección de vapor que se le realizó a este pozo es posible observar que no tuvo un buen resultado ya que alcanzó los 60 BOPD al momento de abrirlo a producción y posteriormente, su tasa declino rápidamente para mantenerse en 20 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 79**. Esta mala respuesta al ciclo de inyección de vapor posiblemente se debe a que el pozo aún no había agotado la energía suministrada durante el ciclo de inyección anterior.

Para el esquema de inyección secuencial en “S”, durante el primer ciclo de inyección de vapor, el pozo 4 alcanzo inicialmente un pico de producción de 140 BOPD, el cual declinó suavemente hasta el momento en que el pozo 11 se inyectó, el cual ayudo a que la tasa de producción aumentara levemente y luego cayera. Luego, la tasa de producción de petróleo volvió a aumentar alcanzando los 116 BOPD y después declino suavemente hasta mantenerse entre los 40 y BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 80**. El comportamiento de este esquema se asemeja al del esquema de inyección secuencial en “Z”, la diferencia radica en que en el primer ciclo de inyección de vapor en el esquema de inyección secuencial en “S”, el pozo 4 alcanza más rápido su pico máximo de producción y su tasa de producción de petróleo declina más suave que en el esquema de inyección secuencial en “Z”.

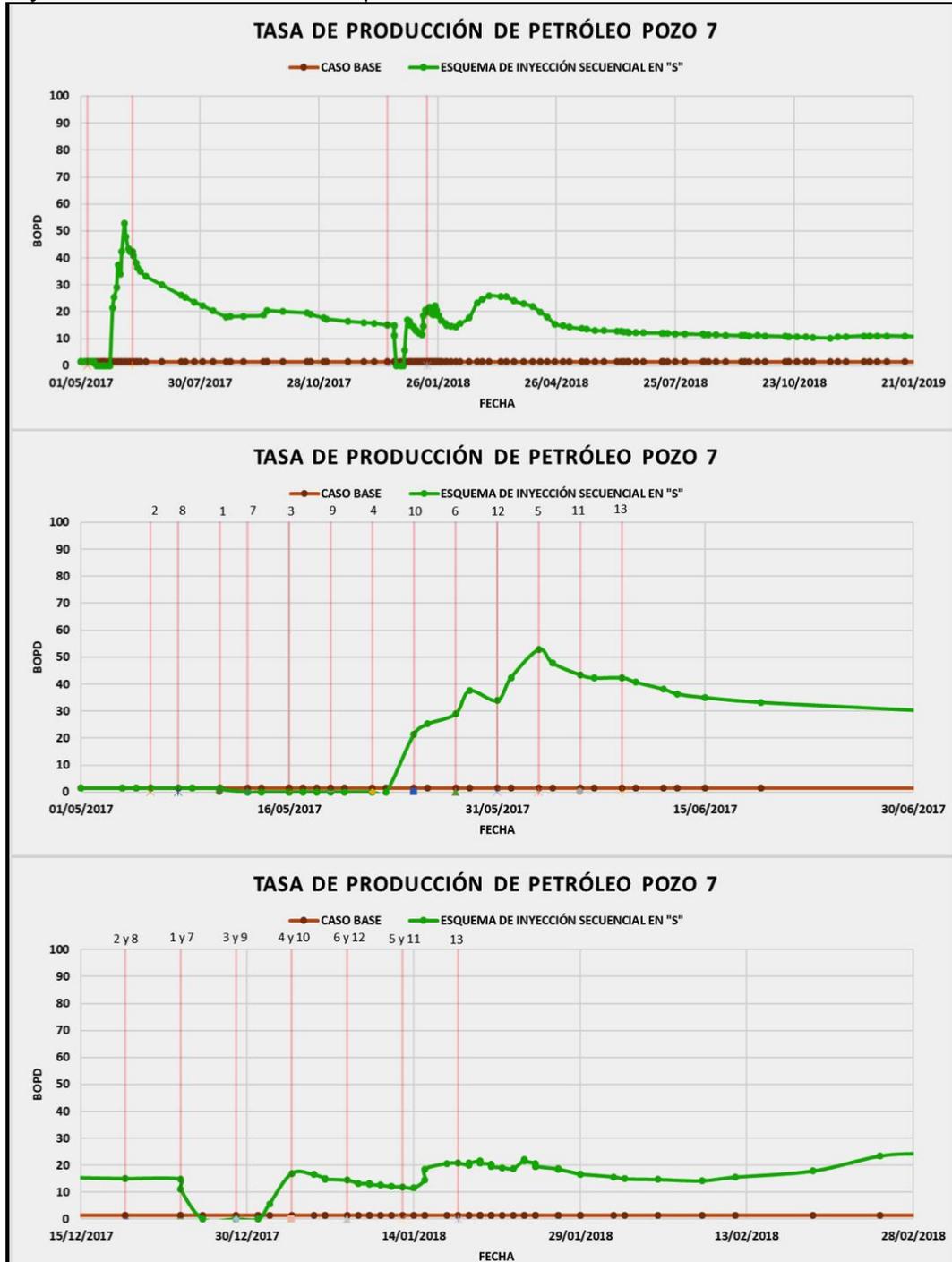
El comportamiento de la tasa de producción de petróleo durante el segundo ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en “S” es similar al esquema en “Z”, pero la diferencia radica en que el pozo 4 en el esquema de inyección “S” alcanza un pico de producción de 40 BOPD y también, que la declinación de la tasa de producción de petróleo es un poco más pronunciada. La tasa de producción de petróleo del segundo ciclo de inyección de vapor se observa en la **Gráfica 80**.

Gráfica 81. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 82. Tasa de producción de petróleo del pozo 7, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el primer ciclo de inyección secuencial en “Z”, el pozo 7 inicialmente alcanza un pico de producción bastante bajo, el cual no supera los 20 BOPD, más adelante gracias a la inyección del pozo 9 la tasa de producción aumenta hasta alcanzar los 30 BOPD y posteriormente, se cree que la inyección del pozo 10 también favoreció la tasa de producción del pozo 7, porque en el momento en que el pozo 10 es inyectado con vapor, la tasa de producción de petróleo aumenta hasta llegar a su pico máximo de producción de 40 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 81**.

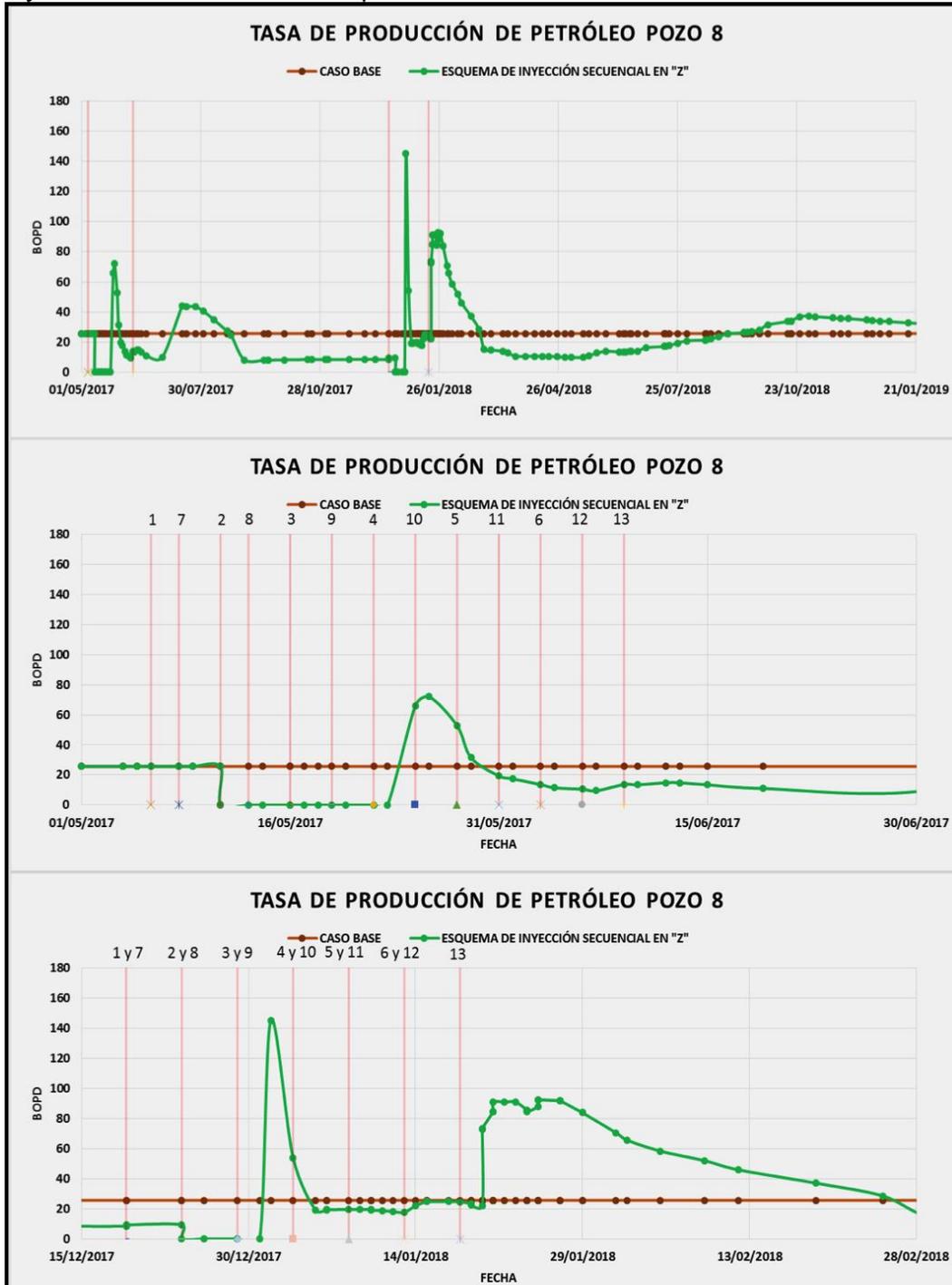
La respuesta del segundo ciclo de inyección de vapor realizado al pozo 7 es bastante mala, donde es posible observar que este pozo inicialmente alcanza una tasa de producción bastante baja, la cual no supera los 20 BOPD. Posteriormente y a medida que se van inyectando los demás pozos del esquema la tasa de producción de petróleo va aumentando levemente hasta acercarse a los 30 BOPD para luego declinar suavemente hasta mantenerse en 10 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 81**.

Respecto al esquema de inyección secuencial en “S” es posible observar que el comportamiento de la tasa de producción del pozo 7 durante el primer ciclo de inyección de vapor, es bastante similar al del esquema de inyección secuencial en “Z”, salvo que este alcanza una tasa de producción de petróleo más alta que el esquema mencionado anteriormente y también, que la tasa de producción de este esquema declina de una manera más suave que el esquema de inyección en “Z”. la tasa de producción de petróleo para el primer ciclo de inyección de vapor en el esquema de inyección secuencial en “S” se observa en la **Gráfica 82**.

De igual manera, la tasa de producción del pozo 7 durante el segundo ciclo de inyección de vapor tiene un comportamiento similar al del esquema de inyección secuencial en “Z”, tal como se observa en la **Gráfica 82**.

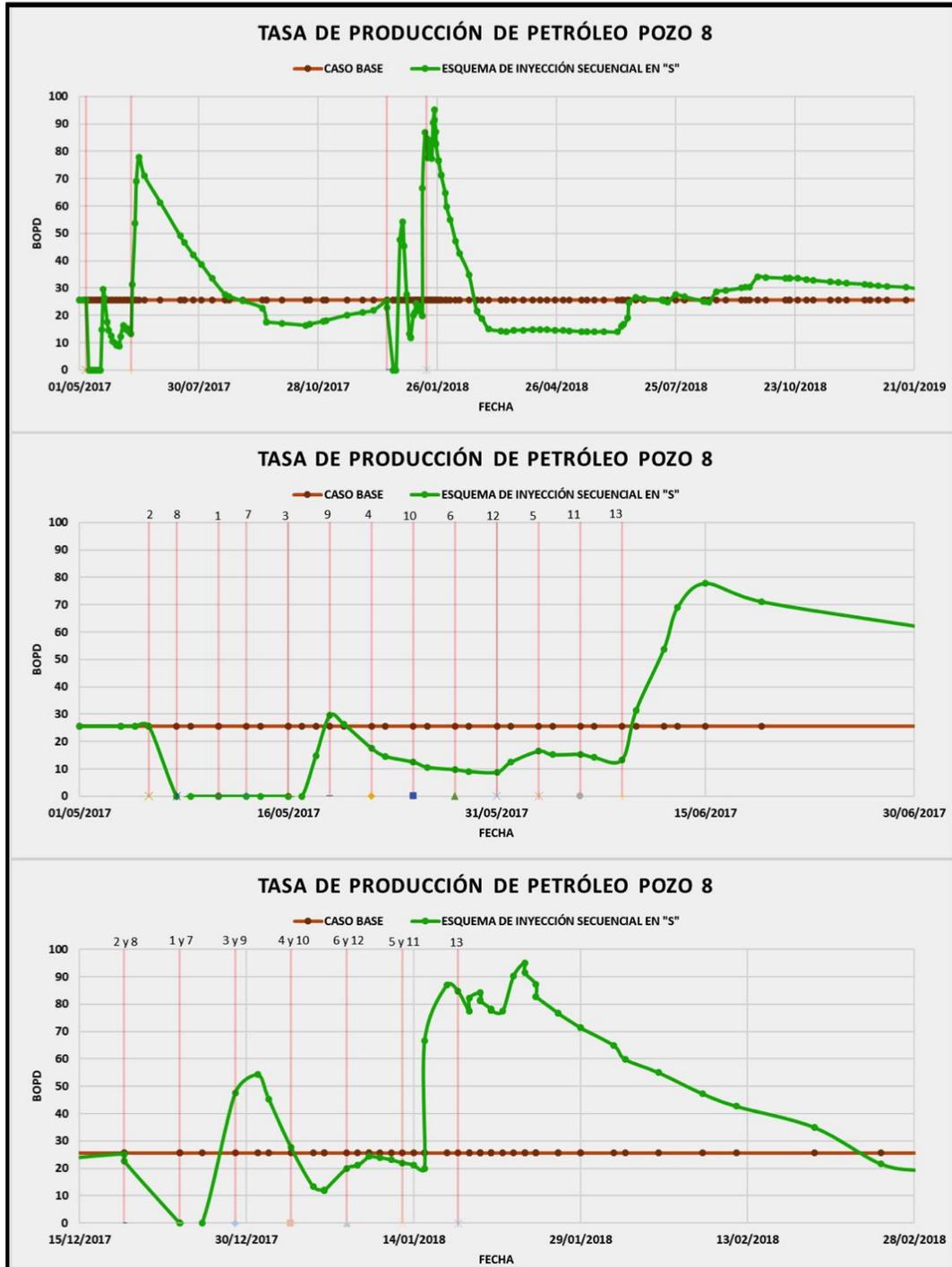
Cabe resaltar que el pozo 7 no posee una buena respuesta respecto a la tasa de producción, ya que este no alcanza unos picos de producción altos, pero es posible observar durante el primer ciclo de inyección de vapor que el efecto de inyección secuencial es notorio, ya que a medida que los pozos vecinos a este son inyectados la tasa de producción del pozo 7 va aumentando.

Gráfica 83. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “Z” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 84. Tasa de producción de petróleo del pozo 8, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el esquema de inyección secuencial en “Z”, el pozo 8 durante su primer ciclo de inyección de vapor presenta un pico de producción inicial que se acerca a los 80 BOPD. Posteriormente, la tasa de producción cae bruscamente y se mantiene por debajo de los 20 BOPD. Tiempo después de que las operaciones de inyección de vapor finalizan, la tasa de producción de petróleo aumenta hasta alcanzar los 60 BOPD y días después nuevamente cae hasta mantenerse por debajo de 10 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 83**.

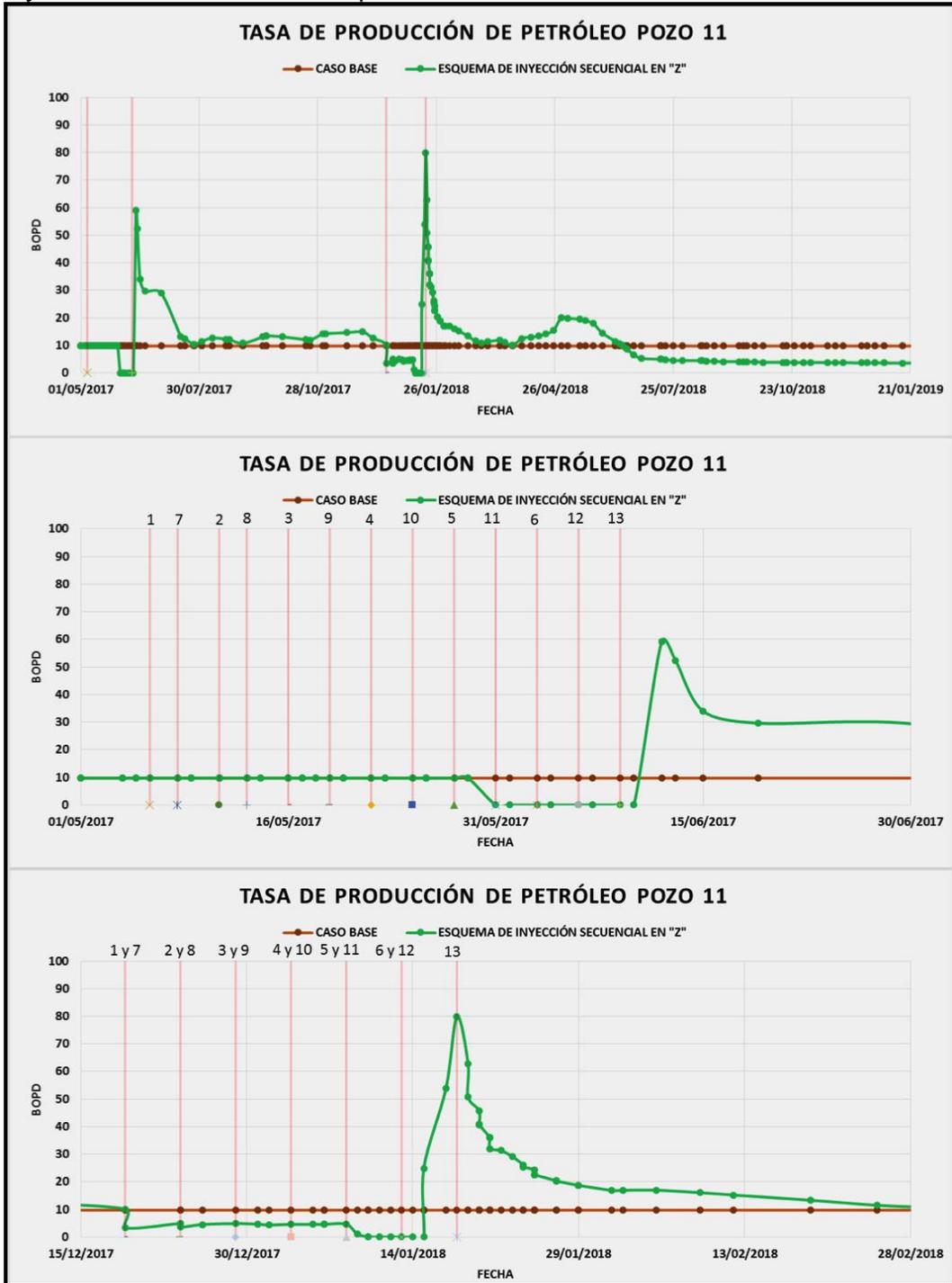
La respuesta durante el segundo ciclo de inyección de vapor realizado al pozo 8, es mejor ya que este pozo alcanza los 140 BOPD inicialmente y declina bruscamente hasta mantenerse en 20 BOPD hasta finalizar las operaciones de inyección de vapor. Una vez finalizadas las operaciones de inyección de vapor la tasa de producción de petróleo aumenta hasta alcanzar los 90 BOPD, luego empieza a declinar suavemente hasta mantener su producción entre los 15 y 40 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 83**.

Para el esquema de inyección secuencial en “S” durante el primer ciclo de inyección de vapor realizado al pozo 8, se observa que al abrir el pozo 8 a producción alcanzó un pico de producción de 30 BOPD, pero la tasa cayó inmediatamente hasta los 10 BOPD. Debido a que el pozo 10 se encuentra cercano, es posible observar que días después de que este pozo es inyectado, la tasa de producción de petróleo del pozo 8 aumento levemente. Posteriormente, tan pronto finalizaron las operaciones de inyección de vapor la tasa de producción de petróleo aumento hasta alcanzar los 80 BOPD, la cual más adelante tuvo un declinamiento bastante pronunciado hasta llegar a los 10 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 84**.

Respecto al segundo ciclo de inyección de vapor realizado al pozo 8 es mejor ya que este pozo inicialmente alcanza un pico de producción de 55 BOPD y la declinación de la tasa de producción no es tan pronunciada como en el caso mencionado anteriormente. Posteriormente, se registra un fuerte incremento en la tasa de producción, el cual alcanza los 95 BOPD y su declinamiento es bastante pronunciado, llegando a 15 BOPD. Más adelante se observa un leve incremento en la tasa de producción, el cual alcanza los 25 BOPD, tal como se observa en la **Gráfica 84**.

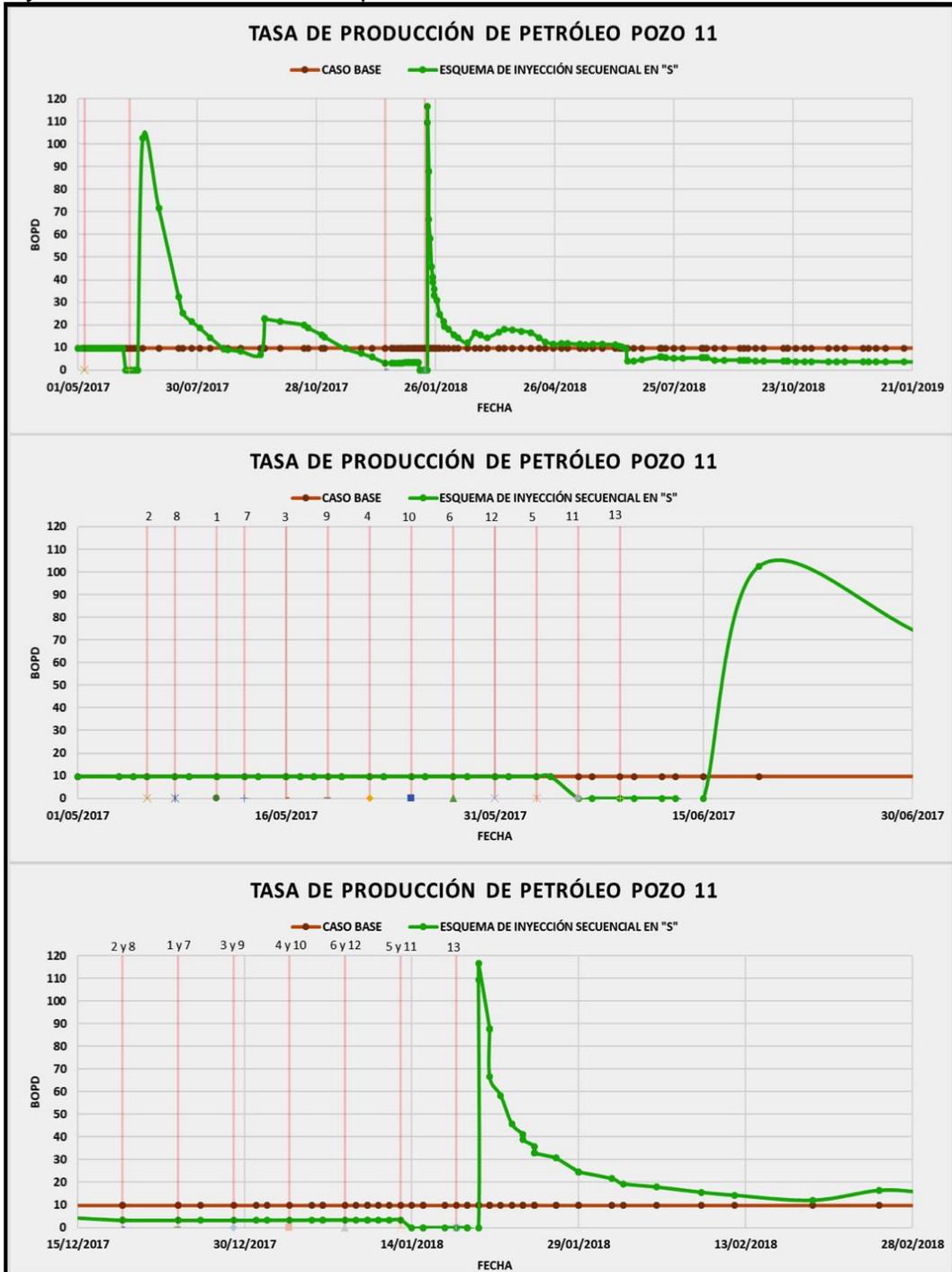
El pozo 8 presenta mejor respuesta al segundo ciclo de inyección de vapor. Esto es posible que sea ocasionado porque durante el primer ciclo de inyección, el vapor se canalizo favoreciendo al mantenimiento de la tasa de producción del pozo 7, pero durante el segundo ciclo es posible que estos canales se encuentren ocupados por agua condensada y el vapor haya contactado mayor área cercana al pozo.

Gráfica 85. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 86. Tasa de producción de petróleo del pozo 11, esquema de inyección secuencial en "S" para el caso 3.

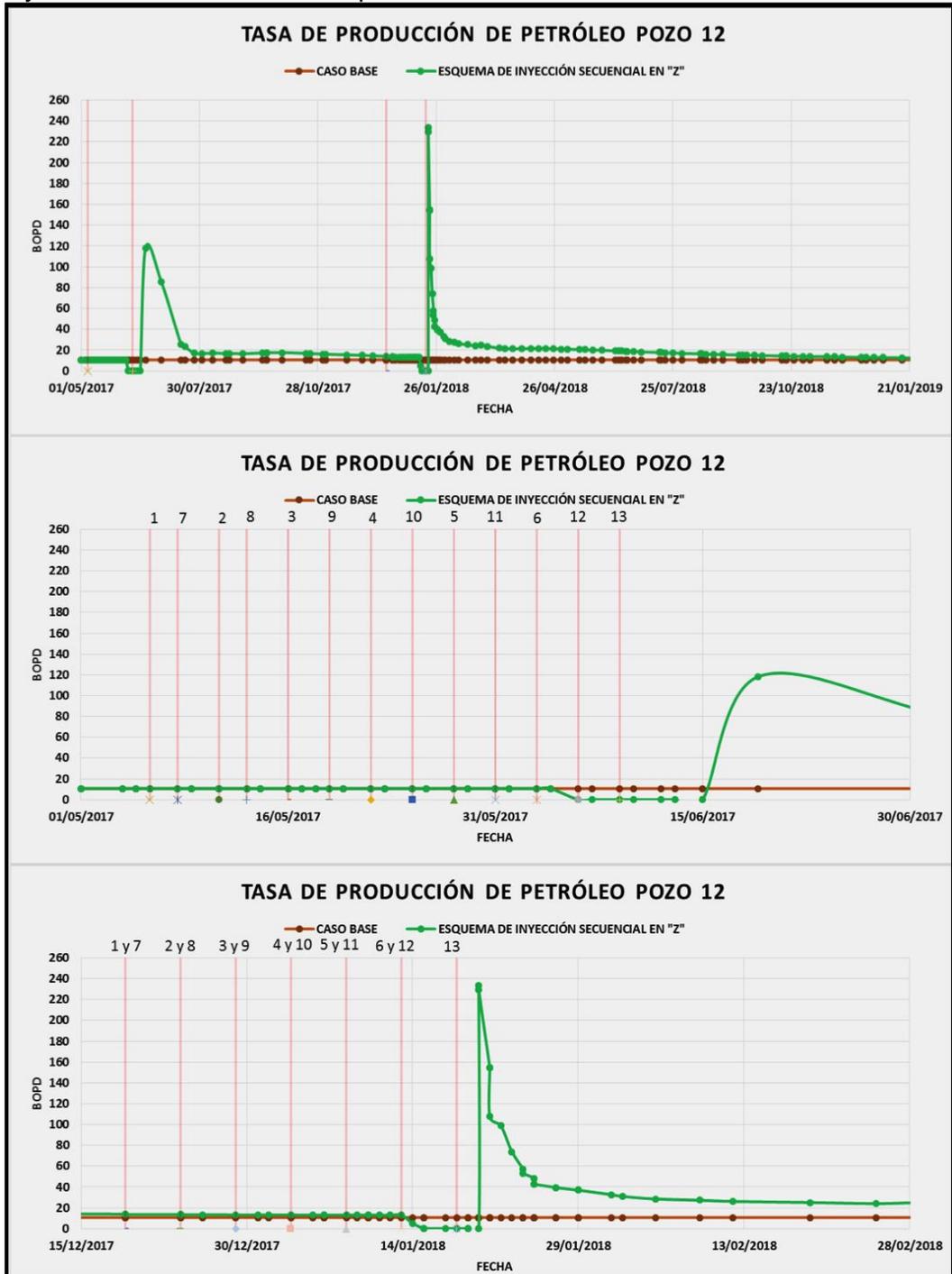


Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En las **Gráficas 85 y 86** se observan los resultados de los dos ciclos de inyección realizados al pozo 11 en el esquema de inyección secuencial en “Z” y “S” respectivamente. Gracias a la representación gráfica de los resultados de simulación es posible observar que el pozo 11 presenta un comportamiento similar en los dos esquemas de inyección planteados. La diferencia entre estos dos esquemas radica en que el pozo 11 alcanzó un mayor pico de producción en el esquema de inyección secuencial en “S”, el cual alcanzó los 100 BOPD en el primer ciclo y 120 BOPD en el segundo ciclo, mientras que en el esquema de inyección en “Z” alcanzó 60 BOPD en el primer ciclo y 80 BOPD en el segundo ciclo.

Además, es posible observar en ambos esquemas de inyección secuencial que a pesar de que este pozo alcanza unos picos de producción bastante altos, la tasa de producción cae abruptamente hasta llegar a 5 BOPD. También, se observa que tiempo después de haber finalizado las operaciones de inyección de vapor se presenta un leve incremento en la tasa de producción.

Gráfica 87. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en "Z" para el caso 3.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 88. Tasa de producción de petróleo del pozo 12, esquema de inyección secuencial en “S” para el caso 3.



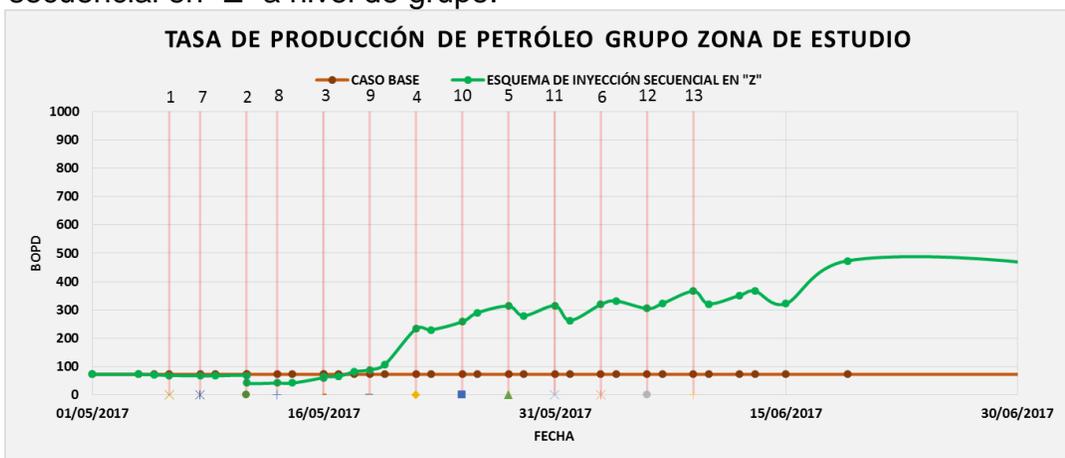
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

De igual manera, la tasa de producción de petróleo del pozo 12 es similar en ambos esquemas. En el esquema de inyección en “Z”, en el primer ciclo de inyección de vapor el pozo 12 alcanza 120 BOPD y en el segundo ciclo 230 BOPD. En el esquema de inyección “S” el pozo 12 alcanza 80 BOPD en el primer ciclo y en el segundo ciclo alcanza 280 BOPD. También, es posible observar en ambos esquemas de inyección secuencial que a pesar de que el pozo 12 alcanza una tasa de producción bastante alta, esta cae abruptamente hasta llegar a 10 BOPD, tal como se observa en las **Gráficas 87 y 88**.

Los resultados de producción de los pozos restantes para los esquemas de inyección secuencial en “Z” y “S” se pueden observar en los **Anexos E y F**, respectivamente.

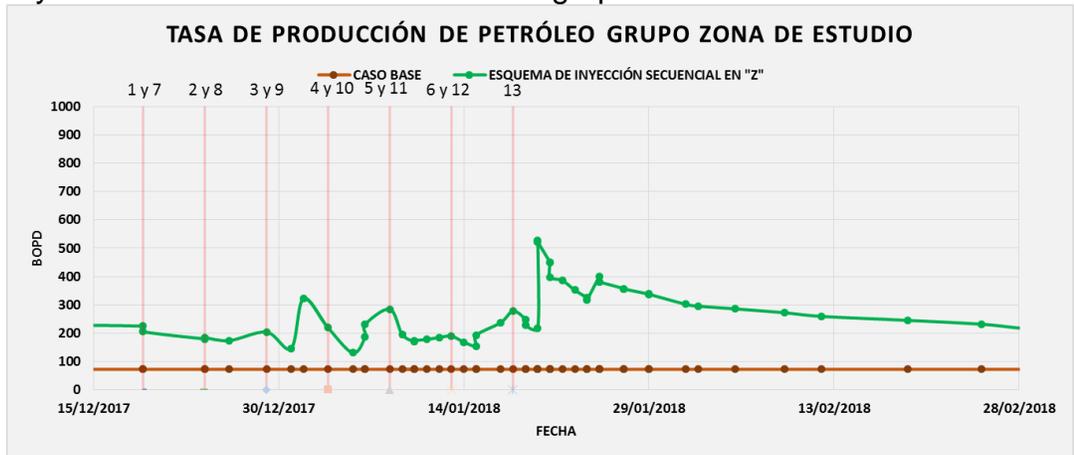
7.3.2 Resultados a nivel de grupo. En las **Gráficas 89-94** se observan los resultados de la tasa de producción de petróleo a nivel de grupo de los distintos esquemas de inyección planteados comparados con el caso base. En la **Gráfica 95** se observa el petróleo acumulado a nivel de grupo de los distintos casos de inyección planteados en comparación con el caso base.

Gráfica 89. Primer ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "Z" a nivel de grupo.



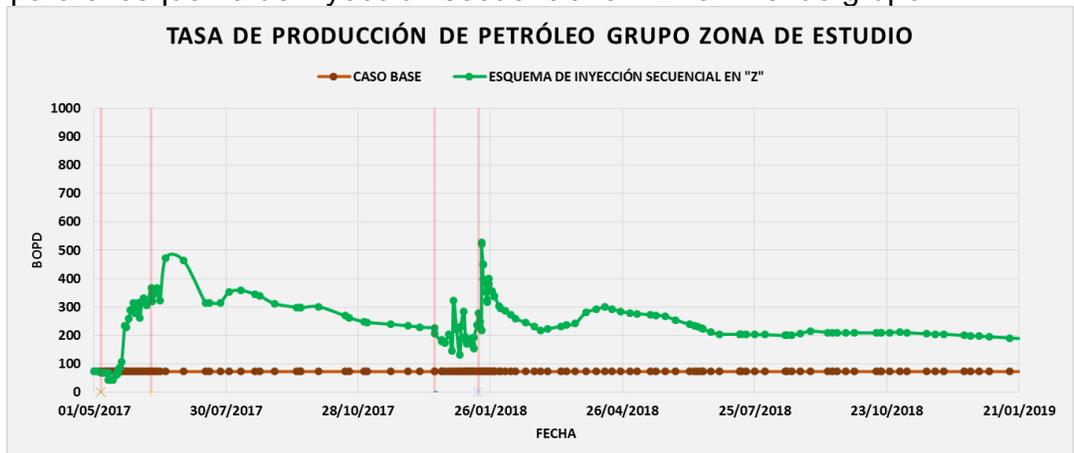
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 90. Segundo ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "Z" a nivel de grupo.



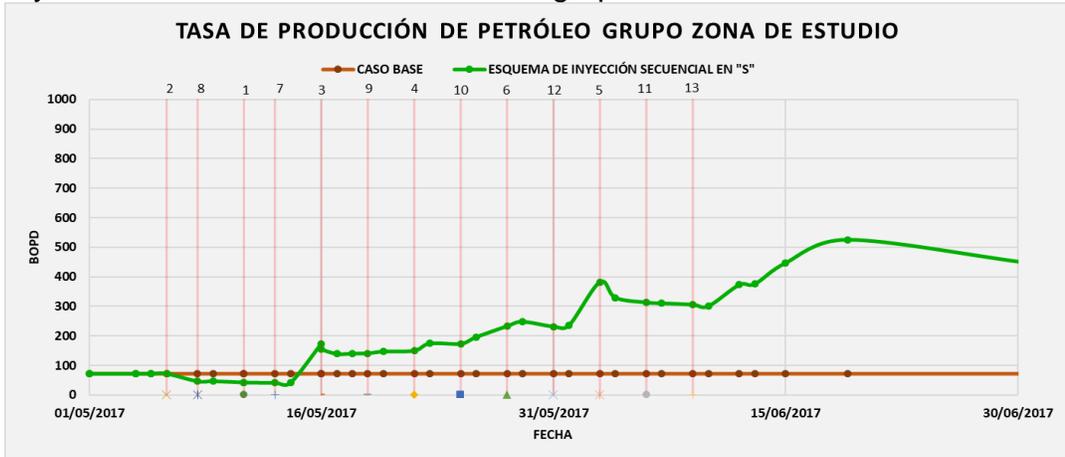
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 91. Tasa de producción de petróleo durante el tiempo de evaluación para el esquema de inyección secuencial en "Z" a nivel de grupo.



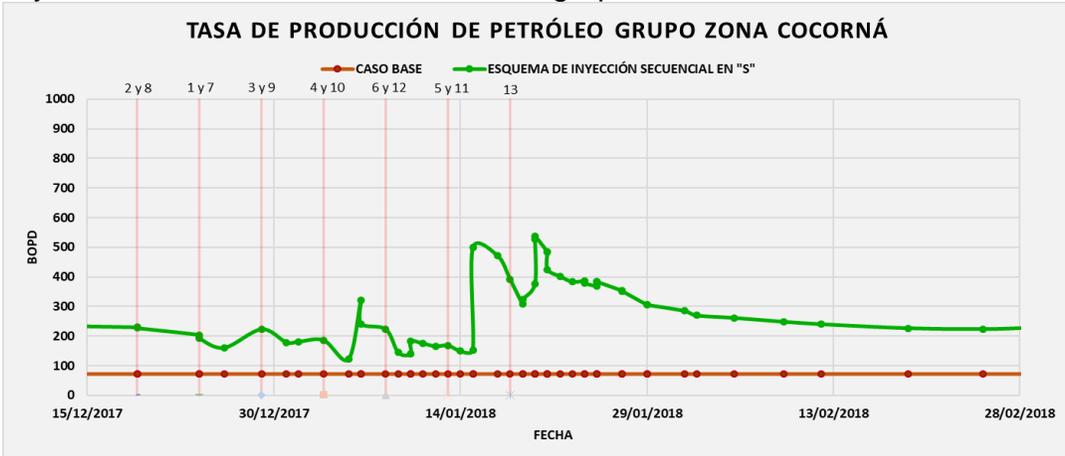
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 92. Primer ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "S" a nivel de grupo.



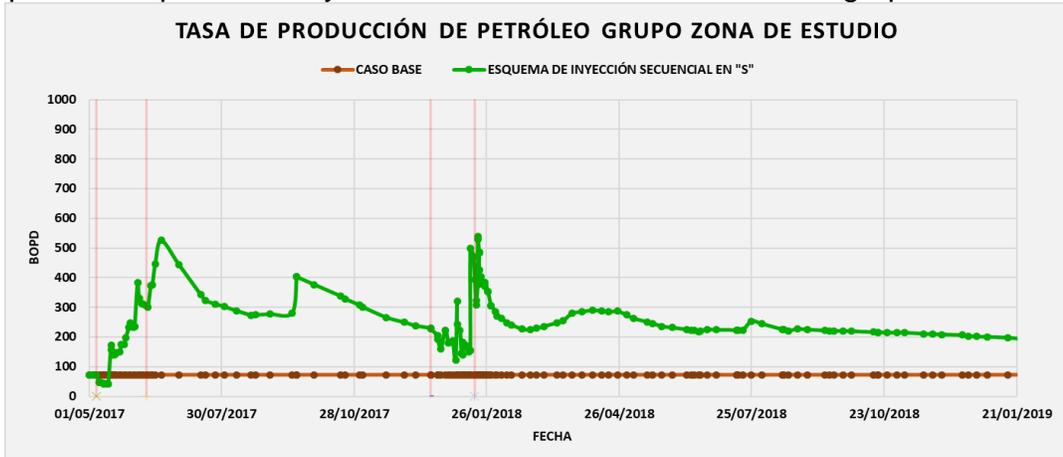
Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 93. Segundo ciclo de inyección de vapor para el esquema de inyección secuencial en "S" a nivel de grupo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 94. Tasa de producción de petróleo durante el tiempo de evaluación para el esquema de inyección secuencial en "S" a nivel de grupo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Gráfica 95. Petróleo acumulado del grupo de pozos estimulados, para el caso de dos ciclos de inyección de vapor con cinco días de inyección por pozo.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Como se observa en las gráficas (ver **Gráficas 89-94**), la tasa de inyección de petróleo en el primer ciclo de inyección en el esquema de inyección secuencial en "Z" alcanzó un pico de producción de 490 BOPD. La tasa de inyección de petróleo en el esquema de inyección secuencial en "S" alcanzo un pico de producción de 528 BOPD. En el segundo ciclo de inyección el esquema de inyección secuencial en "Z" alcanzo un pico de 522 BOPD y el esquema de inyección secuencial en "S" alcanzo un pico de 528 BOPD.

Igual que en los casos anteriores, se observa un leve incremento en la tasa de producción, tiempo después de haber culminado el proceso de inyección secuencial

en los pozos de estudio (ver **Gráficas 91 y 94**). De esta manera, se puede confirmar que inyectar secuencialmente tiene un efecto positivo en la tasa de producción, incluso después de haber terminado las operaciones de inyección de vapor.

Respecto a la gráfica de producción acumulada de los diferentes casos de inyección planteados (ver **Gráfica 95**), se observa que los casos de inyección secuencial en forma de “Z” y “S” acumulan una cantidad de 155.724,33 BN y 157.292,5 BN respectivamente durante el periodo de evaluación.

A continuación, en la **Tabla 17** se observa la cantidad de petróleo producido en cada caso, la producción de petróleo promedio por pozo en un año, la cantidad de vapor inyectado expresado en barriles de agua equivalentes, y la relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR).

Tabla 17. Resultados de producción del caso de dos ciclos de inyección de vapor.

	Caso base	Esquema de inyección secuencial en "Z"	Esquema de inyección secuencial en "S"
Total producido del Grupo de pozos (BN)	45.494,94	155.724,33	157.292,50
Tasa de producción promedio por pozo (BOPD)	3.499,61	11.978,79	12.099,42
Volumen de agua inyectado (BWEQ)	-	336.960,00	336.960,00
SOR	-	2,16	2,14

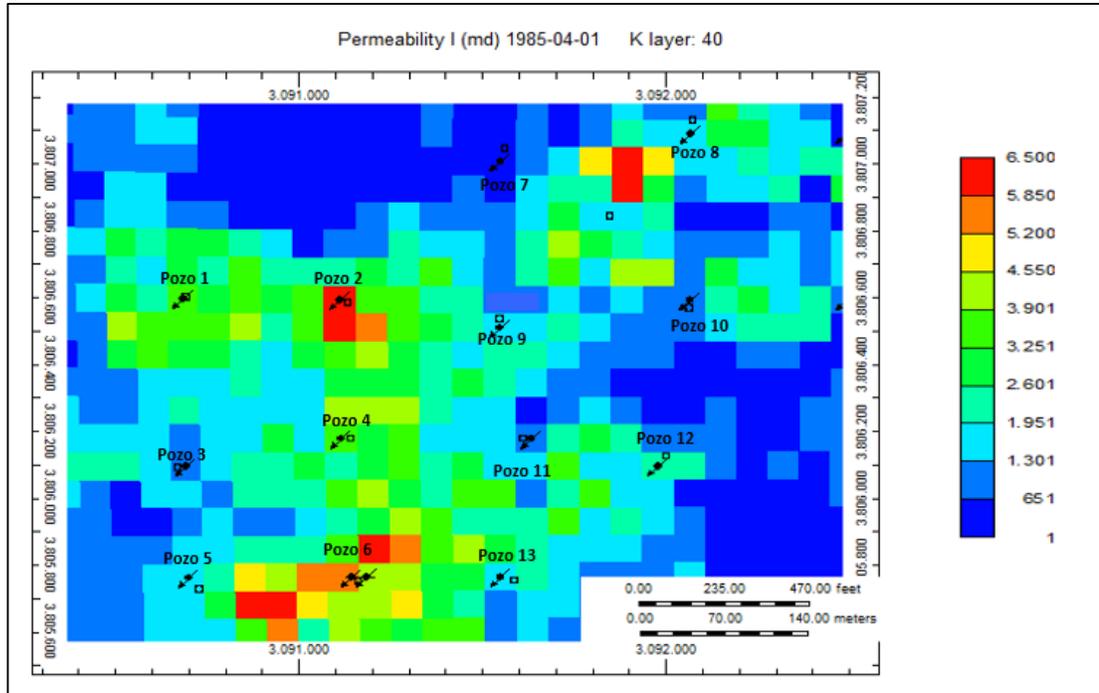
Como se observa en la tabla (ver **Tabla 17**) en los dos esquemas de inyección secuencial, se inyectó la misma cantidad de vapor que en el caso anterior. La diferencia entre estos dos casos es que el vapor se inyectó en dos ciclos mientras que el caso anterior solo comprendía un ciclo de inyección con un tiempo de diez días de inyección. También, es posible observar que la relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR) disminuyó aproximadamente en un 20% en comparación con el caso anterior.

7.4 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de los resultados obtenidos en los casos de simulación planteados, fue posible llegar a la conclusión de que la técnica de inyección secuencial con el método Huff & Puff presenta un mayor beneficio a nivel de simulación en la tasa de producción de petróleo del grupo de pozos estudiados. También, se observó que el grupo de pozos que se encuentra al costado izquierdo de la zona de estudio (ver **Figura 13**) fue el que presentó mejor respuesta a la técnica de inyección secuencial,

lo cual pudo ser ocasionado por una mejor permeabilidad en las arenas productoras de dicha zona, tal como se observa en la **Figura 27**.

Figura 27. Permeabilidad horizontal de las arenas productoras de la zona de estudio.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Además, al observar las gráficas de la tasa de producción de petróleo a nivel de pozo, se logró evidenciar que existieron incrementos considerables en la tasa de producción a medida que se iban inyectando los pozos cercanos de los pozos de estudio, es decir, que la inyección secuencial de vapor presentó resultados exitosos durante las operaciones de inyección.

Respecto a la relación vapor inyectado/petróleo producido (SOR) los escenarios de simulación que presentaron un mayor beneficio fueron los esquemas de inyección secuencial en “Z” y en “S” de un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección, presentando valores de SOR de 1,66. Esto indica que a nivel de simulación aumentar los días de inyección junto con la realización de otro ciclo de inyección 6 meses después no presenta un mayor beneficio a nivel de SOR, ya que estos casos presentan valores mayores en relación a los casos de cinco días de inyección.

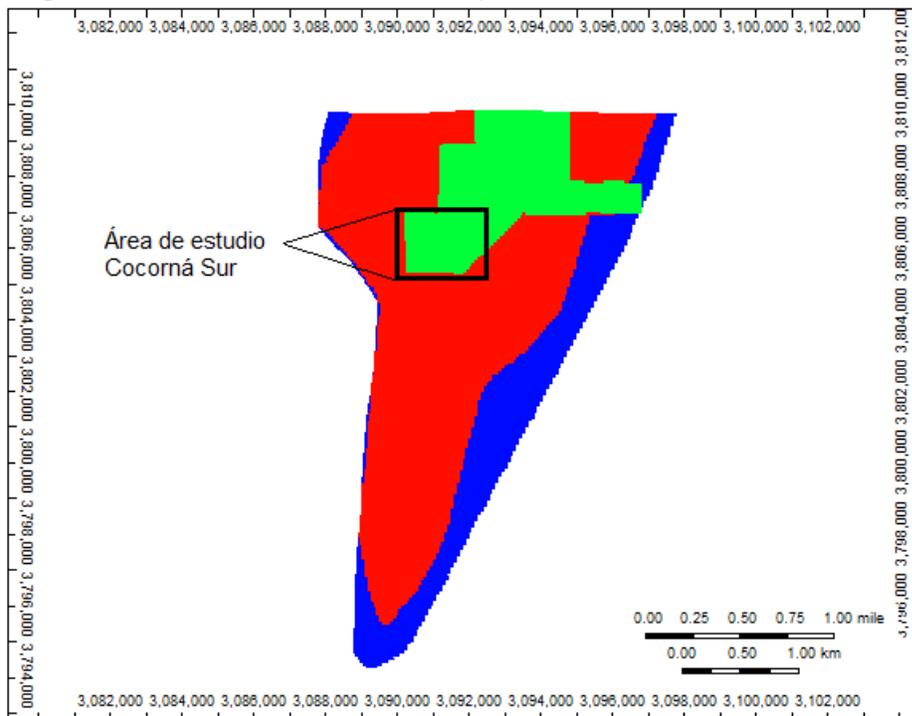
Respecto a los resultados obtenidos por el modelo analítico de Boberg & Lantz, se observa que el aporte que genera inyectar pozos vecinos no se ve de manera clara en el cálculo de este modelo, por lo que el uso de este modelo solamente podría

ser utilizado para estimar el desempeño de la inyección cíclica de vapor cuando esta es realizada solamente a un pozo individual en un área de estudio determinada. Finalmente, se observó en el esquema de inyección secuencial en “Z” con cinco días de inyección que la inyección secuencial presentó un mayor beneficio que la inyección individual a nivel de grupo. Esto se debe a que pudo existir una mejor distribución de calor a nivel de reservorio ya que existieron pozos que se vieron más beneficiados por el efecto secuencial que por ser sometidos a un ciclo de inyección de vapor de manera individual, evidenciando los beneficios que puede traer inyectar ciclos de vapor de manera secuencial a nivel de simulación de yacimientos.

8. ANÁLISIS FINANCIERO

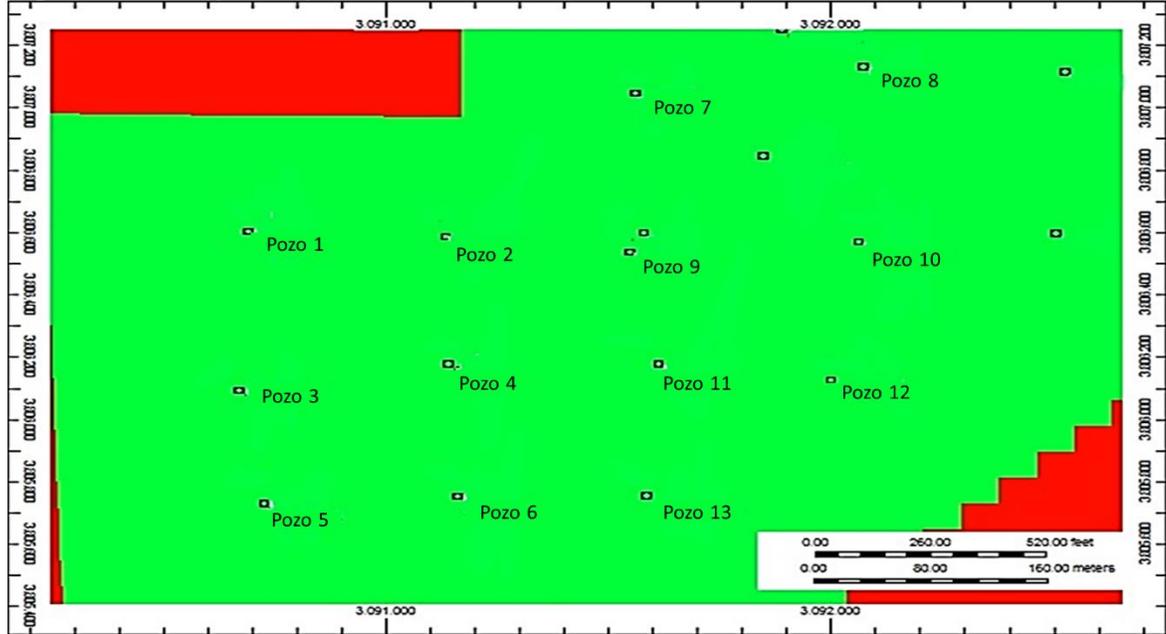
Debido a que el Campo Teca-Cocorná tiene una baja productividad es necesario buscar nuevas estrategias que permitan aumentar la productividad del campo y hacer de los procesos de recobro térmico implementados en este una alternativa para prolongar, la vida útil del yacimiento. Es por esto que se planteó realizar la simulación del proceso de inyección cíclica de vapor de manera secuencial y localizada en un área seleccionada de dicho campo, tal como se observa en las **Figuras 28** y **29**. El propósito es observar que este proceso favorece al gerenciamiento del calor en el yacimiento y así mismo, aumentar la producción de petróleo del Campo Teca-Cocorná. Al aplicar la técnica de inyección secuencial se plantearon tres escenarios, donde cada escenario comprende dos alternativas relacionadas al orden de inyección de los pozos, como lo son el esquema de inyección secuencial en “Z” (ver **Figura 19**) y esquema de inyección secuencial en “S” (ver **Figura 20**).

Figura 28. Área de estudio, Campo Teca-Cocorná Sur.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Figura 29. Grupo de pozos seleccionados en el área de estudio.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Ecopetrol S.A.

Para realizar el análisis financiero se tienen en cuenta dos casos, los cuales se definen a continuación.

- Caso A: el análisis financiero se realiza teniendo en cuenta los incrementales de producción respecto al caso base y los esquemas de inyección secuencial.
- Caso B: el análisis financiero se realiza teniendo en cuenta la producción total en los esquemas de inyección secuencial.

La evaluación financiera del proyecto se realiza desde el punto de vista de una compañía operadora donde se utilizó el indicador tasa interna de retorno (TIR), una tasa de interés de oportunidad (TIO) para Ecopetrol S.A. del 11% anual, como unidad monetaria de valor constante, el dólar estadounidense (USD), el horizonte de tiempo del proyecto cambia en relación a los escenarios, los cuales son 14 meses para el escenario 1 y 2 y 21 meses para el escenario 3. Adicionalmente, se hace un análisis de costos de inversión, costos de operación y análisis de ingresos para cada escenario y sus respectivas alternativas.

8.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

El CAPEX (Capital Expenditures) es la inversión que una compañía realiza para adquirir activos fijos o para extender la vida útil de esos activos que tiene. El CAPEX se representa como algo tangible y que tiene vida útil, el cual tiene un precio o valor después de un tiempo.

En las **Tablas 18-22** se observan en detalle los costos de las inversiones iniciales realizadas por escenario.

- **Escenario 1:** se realizó un ciclo de inyección de vapor con cinco días de inyección de vapor en cada pozo.

Tabla 18. Costos de inversión para el Escenario 1.

Actividad	Cantidad	Costo	USD
Recubrimiento aislante línea de inyección	1,00	166.666,67	166.667,00
Vapor generado (MMBTU)	62.400,00	5,35 USD/MMBTU	333.840,00
Equipo de Workover (Días)	39,00	5.666,67 USD/Día	221.000,00
Costo de la Bomba Steam Bypass	13,00	7.388,00 USD/bomba	96.047,00
Inversión Total			817.554,00

Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado, Ecopetrol S.A.

Tabla 19. Costos de inversión.

Periodo	Descripción	USD
0	Proceso de inyección cíclica de vapor.	817.554,00

Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado, Ecopetrol S.A.

- **Escenario 2:** se realizó un ciclo de inyección de vapor, el cual comprendía 10 días de inyección en cada pozo.
- **Escenario 3:** se realizaron dos ciclos de inyección de vapor, el cual comprendía cinco días de inyección en cada pozo por ciclo.

Debido a que se inyecta la misma cantidad de vapor en los escenarios 2 y 3 el capital de inversión para ambos escenarios es el mismo, tal como se observa en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Costos de inversión para los escenarios 2 y 3.

Actividad	Cantidad	Costo	USD
Recubrimiento aislante línea de inyección	1,00	166.666,67	166.667,00
Vapor generado (MMBTU)	124.800,00	5,35 USD/MMBTU	667.680,00
Equipo de Workover (Días)	39,00	5.666,67 USD/Día	221.000,00
Costo de la Bomba Steam Bypass	13,00	7.388,00 USD/bomba	96.047,00
Inversión Total			1'151.394,00

Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado, Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Tabla 21. Costos de inversión para el escenario 2.

Periodo	Descripción	USD
0	Proceso de inyección cíclica de vapor	1'151.394,00

Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado, Ecopetrol S.A.

Tabla 22. Capital de inversión para el escenario 3.

Periodo	Descripción	USD
0	Proceso de inyección cíclica de vapor	1'151.394,00

Fuente: Gerencia de Recobro Mejorado, Ecopetrol S.A.

8.2 CASO A

8.2.1 Análisis de costos de operación (OPEX). Caso A. El OPEX (operating expenditure) es un costo, el cual no se considera como tangible y no tiene un valor intrínseco. Son los costos que una compañía realiza continuamente, tales como, mantenimiento de algún equipo, energía requerida por los procesos realizado, entre otros. Para este proyecto el OPEX se resumen en el costo de levantamiento por barril, el cual incluye la extracción, recolección, tratamiento, personal requerido, energía, entre otros, el cual es de \$17 USD/Bbl para el Campo Teca-Cocorná, información suministrada por Ecopetrol S.A.

A continuación, en las **Tablas 20-28** se observa en detalle el cálculo de la producción incremental para las alternativas de cada escenario planteado anteriormente.

Cada escenario, junto con sus alternativas, será comparado la producción acumulada de petróleo del caso base, el cual se obtuvo a partir de resultados de simulación numérica.

La producción incremental se calcula mediante la diferencia entre en la producción acumulada de cada alternativa y la producción acumulada del caso base.

- **Escenario 1.**

- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 23. Producción incremental para escenario 1, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Producción básica (Bbl)	Producción esquema en “Z” (Bbl)	Producción incremental (Bbl)
1	2.025,15	5.090,06	3.064,91
2	2.169,96	11.769,23	9.599,27
3	2.242,09	10.214,79	7.972,70
4	2.242,28	9.487,42	7.245,14
5	2.169,81	9.058,73	6.888,92
6	2.242,18	8.165,51	5.923,33
7	2.170,03	7.076,20	4.906,17
8	2.242,06	6.781,46	4.539,41
9	2.242,18	6.372,34	4.130,16
10	2.025,15	5.652,57	3.627,42
11	2.242,40	6.261,73	4.019,33
12	2.169,68	5.918,79	3.749,11
13	2.242,25	6.059,45	3.817,20
14	2.169,90	5.646,95	3.477,05

- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 24. Producción incremental para escenario 1, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Producción básica (Bbl)	Producción esquema en “S” (Bbl)	Producción incremental (Bbl)
1	2.025,15	3.843,43	1.818,28
2	2.169,96	10.939,20	8.769,23
3	2.242,09	9.367,98	7.125,89
4	2.242,28	8.577,40	6.335,13
5	2.169,81	9.462,70	7.292,89
6	2.242,18	9.986,34	7.744,16
7	2.170,03	7.730,73	5.560,70
8	2.242,06	7.177,65	4.935,59
9	2.242,18	6.872,76	4.630,58
10	2.025,15	5.891,39	3.866,23
11	2.242,40	6.234,48	3.992,08
12	2.169,68	5.909,71	3.740,03
13	2.242,25	5.954,18	3.711,94
14	2.169,90	5.608,87	3.438,97

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 25. Producción incremental para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Producción básica (Bbl)	Producción esquema en “Z” (Bbl)	Producción incremental (Bbl)
1	2.025,15	3.767,31	1.742,15
2	2.169,96	11.796,79	9.626,82
3	2.242,09	14.694,21	12.452,12
4	2.242,28	11.936,48	9.694,20
5	2.169,81	10.353,20	8.183,39
6	2.242,18	9.757,10	7.514,92
7	2.170,03	8.300,21	6.130,18
8	2.242,06	7.674,37	5.432,31
9	2.242,18	7.772,20	5.530,01
10	2.025,15	6.994,46	4.969,31
11	2.242,40	7.232,10	4.989,70
12	2.169,68	6.740,46	4.570,78
13	2.242,25	6.640,48	4.398,23
14	2.169,90	5.963,14	3.793,23

- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 26. Producción incremental para el escenario 2, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Producción básica (Bbl)	Producción esquema en “S” (Bbl)	Producción incremental (Bbl)
1	2.025,15	3.802,12	1.776,96
2	2.169,96	12.634,68	10.464,71
3	2.242,09	15.680,92	13.438,82
4	2.242,28	10.713,51	8.471,23
5	2.169,81	11.243,85	9.074,04
6	2.242,18	10.773,40	8.531,21
7	2.170,03	8.192,92	6.022,89
8	2.242,06	7.467,60	5.225,54
9	2.242,18	7.060,31	4.818,12
10	2.025,15	6.480,23	4.455,07
11	2.242,40	7.328,50	5.086,09
12	2.169,68	7.091,32	4.921,64
13	2.242,25	7.288,78	5.046,53
14	2.169,90	7.074,03	4.904,12

- **Escenario 3:** en este escenario el horizonte de tiempo varia respecto a los anteriores, debido a que se realizan dos ciclos de inyección de vapor. El primer ciclo cuenta con un tiempo de producción de seis meses, luego se realiza el segundo ciclo, el cual cuenta con un tiempo de producción de un año y las operaciones de inyección realizadas en los dos ciclos duran tres meses.
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 27. Producción incremental para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Producción básica (Bbl)	Producción esquema en “Z” (Bbl)	Producción incremental (Bbl)
1	2.025,15	4.357,46	2.332,31
2	2.169,96	12.133,46	9.963,50
3	2.242,09	9.971,07	7.728,98
4	2.242,28	10.431,50	8.189,21
5	2.169,81	8.952,09	6.782,28
6	2.242,18	7.983,92	5.741,73
7	2.170,03	7.013,67	4.843,64
8	2.242,06	6.527,93	4.285,87
9	2.242,18	8.301,28	6.059,09
10	2.025,15	6.858,14	4.832,98
11	2.242,40	7.633,03	5.390,62
12	2.169,68	8.706,75	6.537,06
13	2.242,25	8.274,71	6.032,46
14	2.169,90	6.612,70	4.442,79
15	2.242,25	6.298,00	4.055,75
16	2.242,12	6.351,45	4.109,32
17	2.169,93	6.274,57	4.104,64
18	2.242,21	6.490,26	4.248,04
19	2.169,78	6.125,00	3.955,21
20	2.242,18	6.046,23	3.804,04
21	2.242,31	5.780,10	3.537,79

➤ **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 28. Producción incremental para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Producción básica (Bbl)	Producción esquema en “S” (Bbl)	Producción incremental (Bbl)
1	2.025,15	3.843,43	1.818,28
2	2.169,96	10.939,20	8.769,23
3	2.242,09	9.367,98	7.125,89
4	2.242,28	8.577,40	6.335,12
5	2.169,81	9.462,70	7.292,89
6	2.242,18	9.986,34	7.744,15
7	2.170,03	7.730,73	5.560,70
8	2.242,06	6.765,25	4.523,18
9	2.242,18	8.802,31	6.560,12
10	2.025,15	6.583,45	4.558,29
11	2.242,40	8.178,34	5.935,93
12	2.169,68	8.460,39	6.290,70
13	2.242,25	7.514,43	5.272,18
14	2.169,90	6.689,75	4.519,84
15	2.242,25	7.078,20	4.835,95
16	2.242,12	6.871,60	4.629,48
17	2.169,93	6.581,03	4.411,09
18	2.242,21	6.678,56	4.436,34
19	2.169,78	6.329,90	4.160,12
20	2.242,18	6.295,12	4.052,93
21	2.242,31	6.016,07	3.773,76

Después de haber calculado la producción incremental de petróleo para las alternativas de cada escenario se procede a calcular los costos operacionales (OPEX). El OPEX se calcula multiplicando el costo de levantamiento por barril por la producción incremental en cada período, tal como se observa en las **Tablas 29-34**.

- **Escenario 1.**

- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 29. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	Producción incremental (Bbl)	USD
1	17,00	3.064,91	52.103,41
2	17,00	9.599,27	163.187,52
3	17,00	7.972,70	135.535,95
4	17,00	7.245,14	123.167,39
5	17,00	6.888,92	117.111,67
6	17,00	5.923,33	100.696,58
7	17,00	4.906,17	83.404,92
8	17,00	4.539,41	77.169,91
9	17,00	4.130,16	70.212,66
10	17,00	3.627,42	61.666,17
11	17,00	4.019,33	68.328,58
12	17,00	3.749,11	63.734,86
13	17,00	3.817,20	64.892,45
14	17,00	3.477,05	59.109,80

- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 30. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	Producción incremental (Bbl)	USD
1	17,00	1.818,28	30.910,78
2	17,00	8.769,23	149.076,98
3	17,00	7.125,89	121.140,14
4	17,00	6.335,13	107.697,13
5	17,00	7.292,89	123.979,14
6	17,00	7.744,16	131.650,66
7	17,00	5.560,70	94.531,95
8	17,00	4.935,59	83.905,09
9	17,00	4.630,58	78.719,83
10	17,00	3.866,23	65.725,98
11	17,00	3.992,08	67.865,33
12	17,00	3.740,03	63.580,53
13	17,00	3.711,94	63.102,94
14	17,00	3.438,97	58.462,47

- **Escenario 2.**

- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 31. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	Producción incremental (Bbl)	USD
1	17,00	1.742,15	29.616,65
2	17,00	9.626,82	163.656,07
3	17,00	12.452,12	211.686,12
4	17,00	9.694,20	164.801,45
5	17,00	8.183,39	139.117,64
6	17,00	7.514,92	127.753,67
7	17,00	6.130,18	104.213,18
8	17,00	5.432,31	92.349,31
9	17,00	5.530,01	94.010,26
10	17,00	4.969,31	84.478,31
11	17,00	4.989,70	84.824,95
12	17,00	4.570,78	77.703,28
13	17,00	4.398,23	74.769,98
14	17,00	3.793,23	64.484,98

- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 32. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	Producción incremental (Bbl)	USD
1	17,00	1.776,96	30.208,47
2	17,00	10.464,71	177.900,22
3	17,00	13.438,82	228.460,08
4	17,00	8.471,23	144.010,98
5	17,00	9.074,04	154.258,80
6	17,00	8.531,21	145.030,72
7	17,00	6.022,89	102.389,14
8	17,00	5.225,54	88.834,30
9	17,00	4.818,12	81.908,13
10	17,00	4.455,07	75.736,33
11	17,00	5.086,09	86.463,59
12	17,00	4.921,64	83.667,89
13	17,00	5.046,53	85.791,03
14	17,00	4.904,12	83.370,13

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 33. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Costo levantamiento por barril (USD/Bbl)	Producción incremental (Bbl)	USD
1	17,00	2.332,31	39.649,31
2	17,00	9.963,50	169.379,50
3	17,00	7.728,98	131.392,73
4	17,00	8.189,21	139.216,72
5	17,00	6.782,28	115.298,78
6	17,00	5.741,73	97.609,48
7	17,00	4.843,64	82.341,89
8	17,00	4.285,87	72.859,88
9	17,00	6.059,09	103.004,59
10	17,00	4.832,98	82.160,73
11	17,00	5.390,62	91.640,63
12	17,00	6.537,06	111.130,06
13	17,00	6.032,46	102.551,97
14	17,00	4.442,79	75.527,55
15	17,00	4.055,75	68.947,75
16	17,00	4.109,32	69.858,58
17	17,00	4.104,64	69.778,89
18	17,00	4.248,04	72.216,80
19	17,00	3.955,21	67.238,72
20	17,00	3.804,04	64.668,80
21	17,00	3.537,79	60.142,55

➤ **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 34. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Costo levantamiento por barril (USD/Bbl)	Producción incremental (Bbl)	USD
1	17,00	1.818,28	30.910,78
2	17,00	8.769,23	149.076,98
3	17,00	7.125,89	121.140,14
4	17,00	6.335,12	107.697,13
5	17,00	7.292,89	123.979,14
6	17,00	7.744,15	131.650,66
7	17,00	5.560,70	94.531,95
8	17,00	4.523,18	76.894,19
9	17,00	6.560,12	111.522,13
10	17,00	4.558,29	77.491,05
11	17,00	5.935,93	100.910,94
12	17,00	6.290,70	106.941,95
13	17,00	5.272,18	89.627,19
14	17,00	4.519,84	76.837,34
15	17,00	4.835,95	82.211,20
16	17,00	4.629,48	78.701,23
17	17,00	4.411,09	74.988,59
18	17,00	4.436,34	75.417,84
19	17,00	4.160,12	70.722,13
20	17,00	4.052,93	68.899,94
21	17,00	3.773,76	64.154,02

8.2.2 Análisis de ingresos. Caso A. Los ingresos para este proyecto son obtenidos por las ventas de crudo, donde el precio de venta está representado en la **Tabla 35**.

Tabla 35. Precio de venta de crudo para el Campo Teca-Cocorná.

Descripción	USD/Bbl
Crudo Brent	50,00
Ajuste por calidad	-6,10
Costo de transporte	-2,10
Precio de venta final	41,80

Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de recobro mejorado.

Las regalías son las contraprestaciones económicas que surgen de la explotación de un recurso natural no renovable y cuya titularidad es del estado colombiano⁷³. Es necesario mencionar que las regalías establecidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para el Campo Teca-Cocorná equivalen al 32%.

⁷³ Sistema General de Regalías. Departamento de planeación. [En línea]. [19 de septiembre de 2017]. Disponible en < http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/eventos/archivos/sem_135.pdf>.

A continuación, en las **Tablas 36-41** se observa en detalle la producción neta para las alternativas de cada escenario planteado. La producción neta viene dada por la **Ecuación 48**.

Ecuación 24. Producción neta.

$$\text{Producción neta} = \text{Producción incremental} - \text{Regalías}$$

- **Escenario 1.**

- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 36. Producción neta del escenario 1, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	3.064,91	980,77	2.084,14
2	9.599,27	3.071,76	6.527,50
3	7.972,70	2.551,27	5.421,44
4	7.245,14	2.318,44	4.926,70
5	6.888,92	2.204,46	4.684,47
6	5.923,33	1.895,46	4.027,86
7	4.906,17	1.569,98	3.336,20
8	4.539,41	1.452,61	3.086,80
9	4.130,16	1.321,65	2.808,51
10	3.627,42	1.160,77	2.466,65
11	4.019,33	1.286,19	2.733,14
12	3.749,11	1.199,71	2.549,39
13	3.817,20	1.221,51	2.595,70
14	3.477,05	1.112,65	2.364,39

- **Escenario 1.**

- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 37. Producción neta del escenario 1, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	1.818,28	581,85	1.236,43
2	8.769,23	2.806,15	5.963,08
3	7.125,89	2.280,29	4.845,61
4	6.335,13	2.027,24	4.307,89
5	7.292,89	2.333,72	4.959,17
6	7.744,16	2.478,13	5.266,03
7	5.560,70	1.779,43	3.781,28
8	4.935,59	1.579,39	3.356,20
9	4.630,58	1.481,78	3.148,79
10	3.866,23	1.237,20	2.629,04
11	3.992,08	1.277,46	2.714,61
12	3.740,03	1.196,81	2.543,22
13	3.711,94	1.187,82	2.524,12
14	3.438,97	1.100,47	2.338,50

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 38. Producción neta del escenario 2, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	1.742,156	557,49	1.184,67
2	9.626,828	3.080,58	6.546,24
3	12.452,125	3.984,68	8.467,45
4	9.694,203	3.102,15	6.592,06
5	8.183,391	2.618,68	5.564,71
6	7.514,922	2.404,78	5.110,15
7	6.130,188	1.961,66	4.168,53
8	5.432,313	1.738,34	3.693,97
9	5.530,016	1.769,60	3.760,41
10	4.969,313	1.590,18	3.379,13
11	4.989,703	1.596,71	3.393,00
12	4.570,781	1.462,65	3.108,13
13	4.398,234	1.407,43	2.990,80
14	3.793,234	1.213,84	2.579,40

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 39. Producción neta del escenario 2, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	1.776,969	568,63	1.208,34
2	10.464,719	3.348,71	7.116,01
3	13.438,828	4.300,42	9.138,40
4	8.471,234	2.710,80	5.760,44
5	9.074,047	2.903,69	6.170,35
6	8.531,219	2.729,99	5.801,23
7	6.022,891	1.927,33	4.095,57
8	5.225,547	1.672,17	3.553,37
9	4.818,125	1.541,80	3.276,33
10	4.455,078	1.425,63	3.029,45
11	5.086,094	1.627,55	3.458,54
12	4.921,641	1.574,92	3.346,72
13	5.046,531	1.614,89	3.431,64
14	4.904,125	1.569,32	3.334,81

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 40. Producción neta del escenario 3, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	2.332,313	746,34	1.585,97
2	9.963,500	3.188,32	6.775,18
3	7.728,984	2.473,27	5.255,71
4	8.189,219	2.620,55	5.568,67
5	6.782,281	2.170,33	4.611,95
6	5.741,734	1.837,36	3.904,38
7	4.843,641	1.549,96	3.293,68
8	4.285,875	1.371,48	2.914,40
9	6.059,094	1.938,91	4.120,18
10	4.832,984	1.546,56	3.286,43
11	5.390,625	1.725,00	3.665,63
12	6.537,063	2.091,86	4.445,20
13	6.032,469	1.930,39	4.102,08
14	4.442,797	1.421,69	3.021,10
15	4.055,750	1.297,84	2.757,91
16	4.109,328	1.314,99	2.794,34
17	4.104,641	1.313,48	2.791,16
18	4.248,047	1.359,38	2.888,67
19	3.955,219	1.265,67	2.689,55
20	3.804,047	1.217,29	2.586,75
21	3.537,797	1.132,10	2.405,70

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 41. Producción neta del escenario 3, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Producción incremental (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	1.818,281	581,85	1.236,43
2	8.769,234	2.806,15	5.963,08
3	7.125,891	2.280,29	4.845,61
4	6.335,125	2.027,24	4.307,89
5	7.292,891	2.333,72	4.959,17
6	7.744,156	2.478,13	5.266,03
7	5.560,703	1.779,43	3.781,28
8	4.523,188	1.447,42	3.075,77
9	6.560,125	2.099,24	4.460,89
10	4.558,297	1.458,65	3.099,64
11	5.935,938	1.899,50	4.036,44
12	6.290,703	2.013,03	4.277,68
13	5.272,188	1.687,10	3.585,09
14	4.519,844	1.446,35	3.073,49
15	4.835,953	1.547,50	3.288,45
16	4.629,484	1.481,44	3.148,05
17	4.411,094	1.411,55	2.999,54
18	4.436,344	1.419,63	3.016,71
19	4.160,125	1.331,24	2.828,89
20	4.052,938	1.296,94	2.756,00
21	3.773,766	1.207,60	2.566,16

Después de haber calculado la producción neta se procede a calcular los ingresos para cada periodo, los cuales se calculan gracias a la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Cálculo de ingresos.

$$\text{Ingresos (USD)} = \text{Precio de venta} \left(\frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} \right) * \text{Producción neta (Bbl)}$$

En las **Tablas 42-47** se observa en detalle los ingresos en cada periodo para las alternativas de cada escenario planteado.

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 42. Ingresos para el escenario 1, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,80	2.084,14	87.116,90
2	41,80	6.527,50	272.849,53
3	41,80	5.421,44	226.616,11
4	41,80	4.926,70	205.935,88
5	41,80	4.684,47	195.810,72
6	41,80	4.027,86	168.364,68
7	41,80	3.336,20	139.453,03
8	41,80	3.086,80	129.028,08
9	41,80	2.808,51	117.395,56
10	41,80	2.466,65	103.105,84
11	41,80	2.733,14	114.245,38
12	41,80	2.549,39	106.564,68
13	41,80	2.595,70	108.500,18
14	41,80	2.364,39	98.831,58

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 43. Ingresos para el escenario 1, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,80	1.236,43	51.682,83
2	41,80	5.963,08	249.256,72
3	41,80	4.845,61	202.546,32
4	41,80	4.307,89	180.069,59
5	41,80	4.959,17	207.293,12
6	41,80	5.266,03	220.119,90
7	41,80	3.781,28	158.057,43
8	41,80	3.356,20	140.289,32
9	41,80	3.148,79	131.619,55
10	41,80	2.629,04	109.893,85
11	41,80	2.714,61	113.470,83
12	41,80	2.543,22	106.306,65
13	41,80	2.524,12	105.508,11
14	41,80	2.338,50	97.749,25

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 44. Ingresos para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,80	1.184,67	49.519,05
2	41,80	6.546,24	273.632,96
3	41,80	8.467,45	353.939,20
4	41,80	6.592,06	275.548,03
5	41,80	5.564,71	232.604,69
6	41,80	5.110,15	213.604,14
7	41,80	4.168,53	174.244,45
8	41,80	3.693,97	154.408,05
9	41,80	3.760,41	157.185,16
10	41,80	3.379,13	141.247,74
11	41,80	3.393,00	141.827,32
12	41,80	3.108,13	129.919,89
13	41,80	2.990,80	125.015,41
14	41,80	2.579,40	107.818,89

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 45. Ingresos para el escenario 2, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	Dólares recibidos (USD)
1	41,80	1.208,34	50.508,56
2	41,80	7.116,01	297.449,17
3	41,80	9.138,40	381.985,25
4	41,80	5.760,44	240.786,37
5	41,80	6.170,35	257.920,71
6	41,80	5.801,23	242.491,36
7	41,80	4.095,57	171.194,64
8	41,80	3.553,37	148.530,94
9	41,80	3.276,33	136.950,39
10	41,80	3.029,45	126.631,14
11	41,80	3.458,54	144.567,13
12	41,80	3.346,72	139.892,71
13	41,80	3.431,64	143.442,60
14	41,80	3.334,81	139.394,85

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 46. Ingresos para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,80	1.585,97	66.293,65
2	41,80	6.775,18	283.202,52
3	41,80	5.255,71	219.688,65
4	41,80	5.568,67	232.770,35
5	41,80	4.611,95	192.779,56
6	41,80	3.904,38	163.203,06
7	41,80	3.293,68	137.675,64
8	41,80	2.914,40	121.821,71
9	41,80	4.120,18	172.223,68
10	41,80	3.286,43	137.372,75
11	41,80	3.665,63	153.223,13
12	41,80	4.445,20	185.809,46
13	41,80	4.102,08	171.466,89
14	41,80	3.021,10	126.282,06
15	41,80	2.757,91	115.280,64
16	41,80	2.794,34	116.803,54
17	41,80	2.791,16	116.670,30
18	41,80	2.888,67	120.746,48
19	41,80	2.689,55	112.423,14
20	41,80	2.586,75	108.126,23
21	41,80	2.405,70	100.558,34

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en "S".

Tabla 47. Ingresos para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,80	1.236,43	51.682,83
2	41,80	5.963,08	249.256,72
3	41,80	4.845,61	202.546,32
4	41,80	4.307,89	180.069,59
5	41,80	4.959,17	207.293,12
6	41,80	5.266,03	220.119,90
7	41,80	3.781,28	158.057,43
8	41,80	3.075,77	128.567,08
9	41,80	4.460,89	186.464,99
10	41,80	3.099,64	129.565,03
11	41,80	4.036,44	168.723,09
12	41,80	4.277,68	178.806,95
13	41,80	3.585,09	149.856,66
14	41,80	3.073,49	128.472,04
15	41,80	3.288,45	137.457,13
16	41,80	3.148,05	131.588,46
17	41,80	2.999,54	125.380,93
18	41,80	3.016,71	126.098,63
19	41,80	2.828,89	118.247,39
20	41,80	2.756,00	115.200,70
21	41,80	2.566,16	107.265,51

8.2.3 Evaluación financiera. Caso A. El objetivo de esta sección es evaluar la viabilidad financiera de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff en el Campo Teca-Cocorná mediante el indicador Tasa Interna de Retorno (TIR), para el caso A.

8.2.3.1 Tasa Interna de Retorno (TIR). Se entiende por tasa de interna de retorno, al interés en el cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero, es decir, los ingresos y egresos son iguales. En la **Ecuación 26**, se presenta la formular de la TIR.

Ecuación 26. Tasa Interna de Retorno.

$$VPN(i) = 0 = I_o + \sum_{j=1}^n \frac{I_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j} \text{ Para } j = 1, 2 \dots n; \quad (59)$$

Fuente: MORALES, C. Finanzas del proyecto: Introducción a las matemáticas financieras. Centro editorial Esumer. Medellín, Antioquia. 2014. p 254.

Donde:

- i : tasa interna de retorno, fracción.
- I_j : ingresos en el periodo j .
- E_j : egresos en el período j .
- n : número de periodos, n .
- I_0 : inversión inicial.

Para interpretar el resultado de la TIR, este se debe comparar con la TIO, tal como se observa a continuación:

- Si $TIR > TIO$, el proyecto presenta mayor rentabilidad de la esperada y es atractiva la implementación para el inversionista.
- Si $TIR < TIO$, el proyecto no presenta rentabilidad, es decir, no cumple las expectativas esperadas por el inversionista.
- Si $TIR = TIO$, el proyecto presenta la rentabilidad esperada, es decir, es indiferente financieramente para el inversionista.

La TIO es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto⁷⁴. Para este caso la TIO para la compañía es de 11% anual.

8.2.4 Flujos de caja. Los flujos de caja son representaciones gráficas de los ingresos que genera un proyecto y de los recursos que este requiere⁷⁵.

A continuación, se observan los flujos de efectivo generales y netos para cada alternativa en cada escenario planteado. Donde, el flujo de caja neto se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Flujo neto} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

También, se observa el cálculo de la tasa interna de retorno para los mismos.

Para efectos de comparación, la tasa interna de retorno calculada se encuentra a nivel mensual, por lo que es necesario calcular su equivalencia a nivel anual, mediante la **Ecuación 27**.

Ecuación 27. Equivalencia entre tasas.

$$(1 + i_{conocida})^n = (1 + i_{deseada})^m$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica - Valor presente neto. Capítulo 2. 8 ed. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2011. p. 22.

⁷⁴ BACCA, G. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano. 8va Edición. p 197.

⁷⁵ Lbíd, p 4.

Donde:

- $i_{conocida}$: tasa de interés conocida.
- n : periodos de la tasa de interés conocida.
- m : periodos de la tasa de interés a calcular.

8.2.4.1 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.

Figura 30. Flujo de caja para el escenario 1, alternativa 1. Caso A.

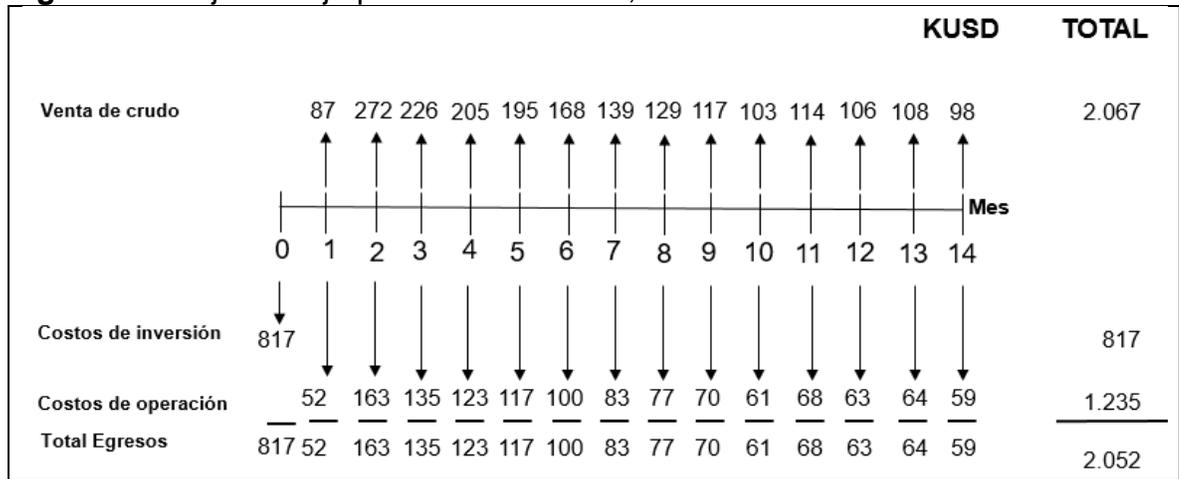
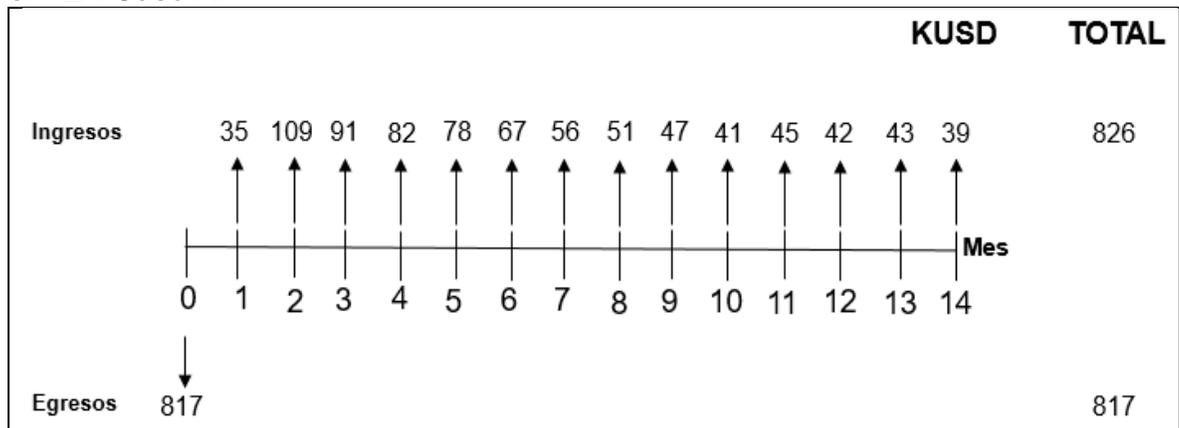


Figura 31. Flujo de caja neto para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.

$$TIR (VPN) = 0 = -817.554,00 + \frac{35.013,49}{(1+TIR)^1} + \frac{109.662,01}{(1+TIR)^2} + \frac{91.080,16}{(1+TIR)^3} + \frac{82.768,49}{(1+TIR)^4} + \frac{78.699,04}{(1+TIR)^5}$$

$$+ \frac{67.668,10}{(1+TIR)^6} + \frac{56.048,11}{(1+TIR)^7} + \frac{51.858,18}{(1+TIR)^8} + \frac{47.182,91}{(1+TIR)^9} + \frac{41.439,67}{(1+TIR)^{10}} + \frac{45.916,80}{(1+TIR)^{11}}$$

$$+ \frac{42.829,83}{(1+TIR)^{12}} + \frac{43.607,73}{(1+TIR)^{13}} + \frac{39.721,78}{(1+TIR)^{14}}$$

$TIR = 0,30\% \text{ mensual}$

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$(1 + 0,30\%)^{12} = (1 + i_{deseada})^1$$

$$i_{deseada} = \sqrt[12]{(1 + 0,30\%)^{12}} - 1 = 3,62\% \text{ anual}$$

8.2.4.2 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.

Figura 32. Flujo de caja para el escenario 1, alternativa 2. Caso A.

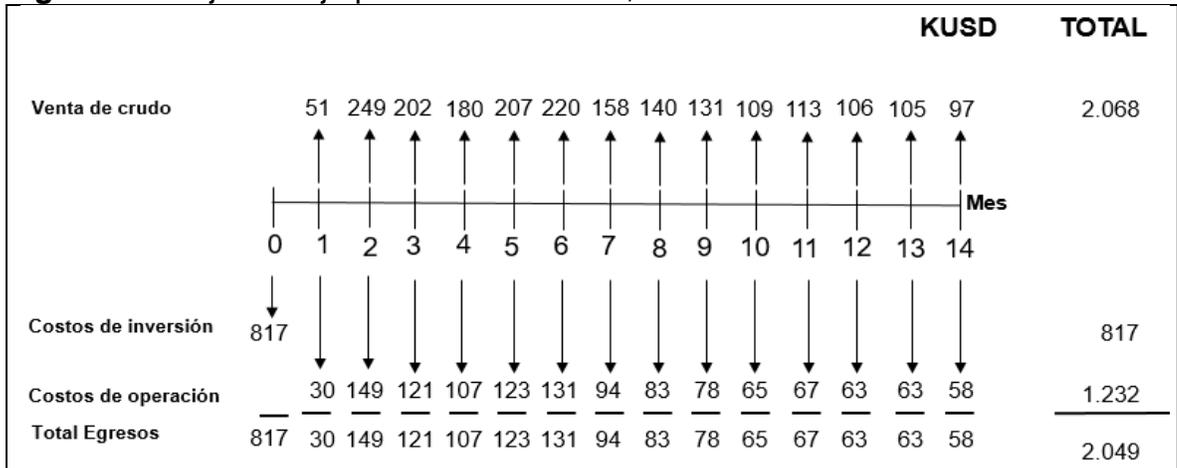
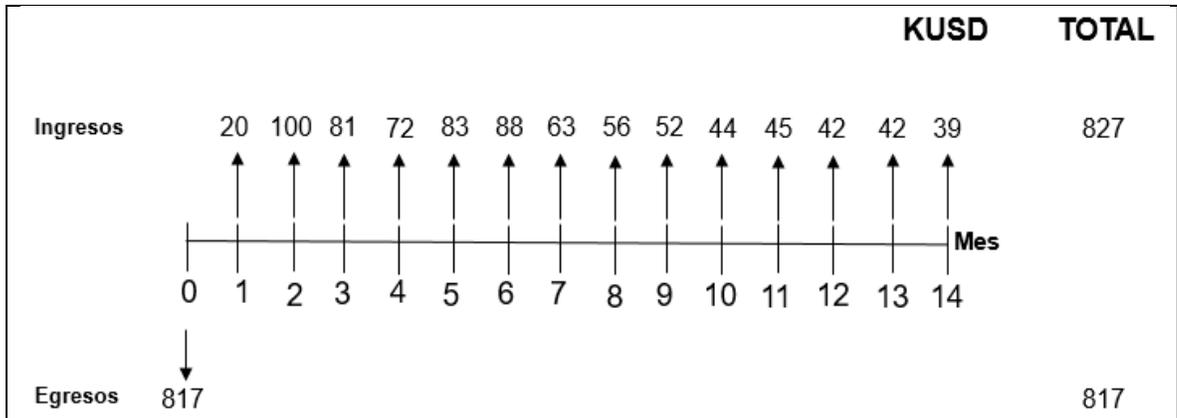


Figura 33. Flujo de caja neto para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.

$$TIR (VPN) = 0 = -817.554,00 + \frac{20.772,05}{(1+TIR)^1} + \frac{100.179,73}{(1+TIR)^2} + \frac{81.406,17}{(1+TIR)^3} + \frac{72.372,47}{(1+TIR)^4} + \frac{83.313,98}{(1+TIR)^5}$$

$$+ \frac{88.469,24}{(1+TIR)^6} + \frac{63.525,47}{(1+TIR)^7} + \frac{56.384,22}{(1+TIR)^8} + \frac{52.899,72}{(1+TIR)^9} + \frac{44.167,86}{(1+TIR)^{10}} + \frac{45.605,50}{(1+TIR)^{11}}$$

$$+ \frac{42.726,12}{(1+TIR)^{12}} + \frac{42.405,17}{(1+TIR)^{13}} + \frac{39.286,78}{(1+TIR)^{14}}$$

$TIR = 0,29\% \text{ mensual}$

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$(1 + 0,29\%)^{12} = (1 + i_{deseada})^1$$

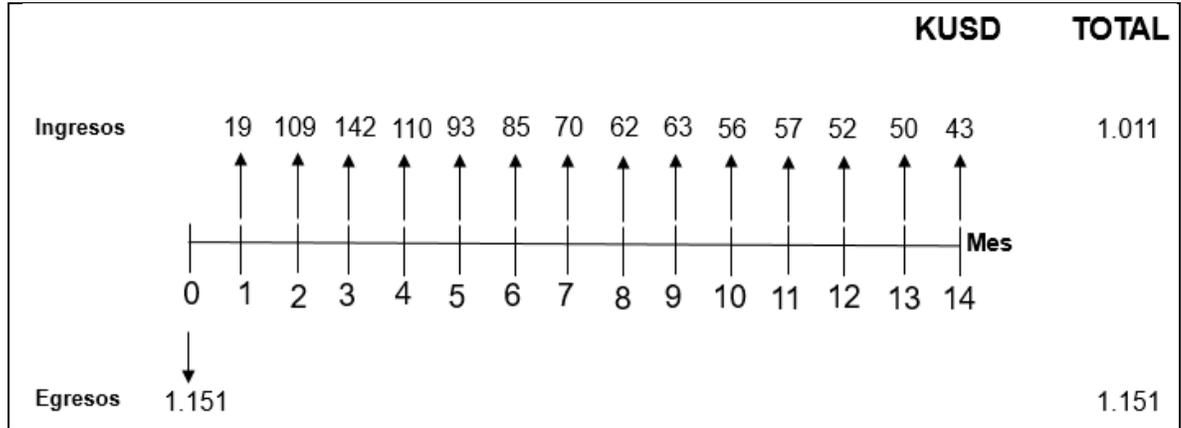
$$i_{deseada} = \sqrt[12]{(1 + 0,29\%)^{12}} - 1 = 3,50\% \text{ anual}$$

8.2.4.3 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.

Figura 34. Flujo de caja para el escenario 2, alternativa 1. Caso A.

	KUSD														TOTAL	
Venta de crudo		49	273	353	275	232	213	174	154	157	141	141	129	125	107	2.523
Costos de inversión	1.151															1.151
Costos de operación		29	163	211	164	139	127	104	92	94	84	84	77	74	64	1.506
Total Egresos	1.151	29	163	211	164	139	127	104	92	94	84	84	77	74	64	2.657

Figura 35. Flujo de caja neto para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.

$$\begin{aligned}
 TIR (VPN) = 0 = & -1'151.394,00 + \frac{19.902,39}{(1 + TIR)^1} + \frac{109.976,88}{(1 + TIR)^2} + \frac{142.253,08}{(1 + TIR)^3} + \frac{110.746,58}{(1 + TIR)^4} \\
 & + \frac{93.487,05}{(1 + TIR)^5} + \frac{85.850,47}{(1 + TIR)^6} + \frac{70.031,26}{(1 + TIR)^7} + \frac{62.058,74}{(1 + TIR)^8} + \frac{63.174,90}{(1 + TIR)^9} + \frac{56.769,43}{(1 + TIR)^{10}} \\
 & + \frac{57.002,37}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{52.216,60}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{50.245,43}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{43.333,91}{(1 + TIR)^{14}}
 \end{aligned}$$

$TIR = -1,82\% \text{ mensual}$

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$\begin{aligned}
 (1 + (-1,82\%))^{12} &= (1 + i_{deseada})^1 \\
 i_{deseada} &= \sqrt[12]{(1 + (-1,82\%))^{12}} - 1 = -19,81\% \text{ anual}
 \end{aligned}$$

8.2.4.4 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "S".

Figura 36. Flujo de caja para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.

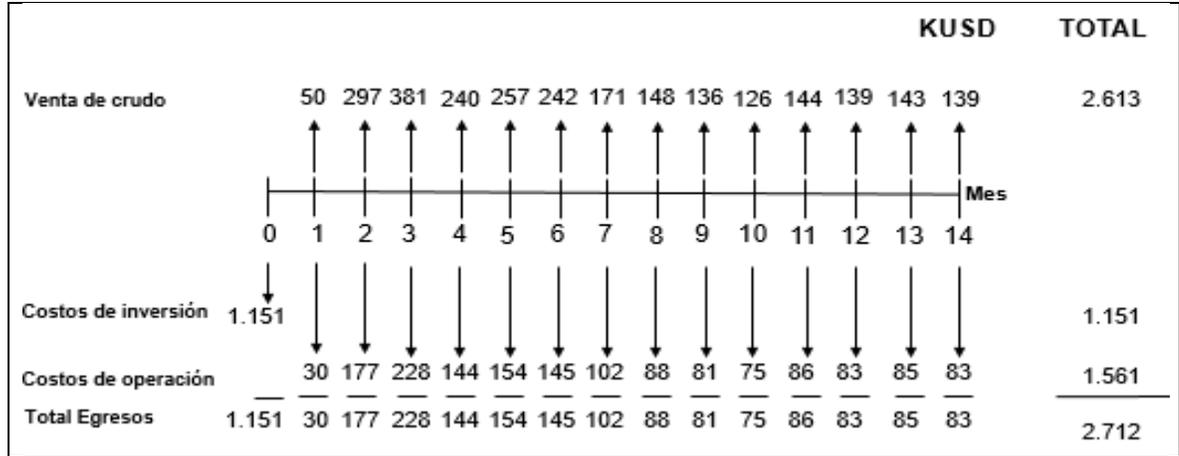
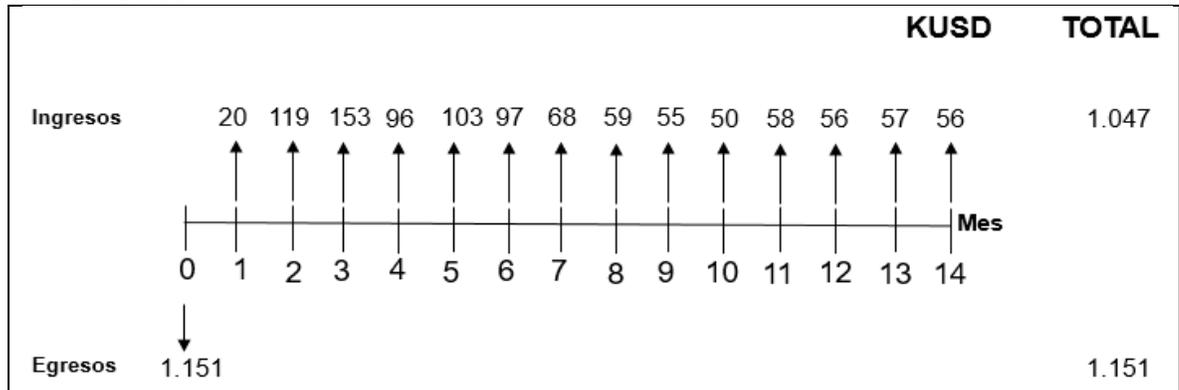


Figura 37. Flujo de caja neto para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.

$$\begin{aligned}
 TIR (VPN) = 0 = & -1'151.394,00 + \frac{20.300,09}{(1 + TIR)^1} + \frac{119.548,95}{(1 + TIR)^2} + \frac{153.525,17}{(1 + TIR)^3} + \frac{96.775,38}{(1 + TIR)^4} \\
 & + \frac{103.661,91}{(1 + TIR)^5} + \frac{97.460,64}{(1 + TIR)^6} + \frac{68.805,50}{(1 + TIR)^7} + \frac{59.696,65}{(1 + TIR)^8} + \frac{55.042,26}{(1 + TIR)^9} + \frac{50.894,81}{(1 + TIR)^{10}} \\
 & + \frac{58.103,54}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{56.224,82}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{57.651,57}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{56.024,72}{(1 + TIR)^{14}} \\
 & TIR = -1,30\% \text{ mensual}
 \end{aligned}$$

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$\begin{aligned}
 (1 + (-1,30\%))^{12} &= (1 + i_{deseada})^1 \\
 i_{deseada} &= \sqrt[12]{(1 + (-1,30\%))^{12}} - 1 = -14,56\% \text{ anual}
 \end{aligned}$$

8.2.4.5 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.

Figura 38. Flujo de caja para el escenario 3, alternativa 1. Caso A.

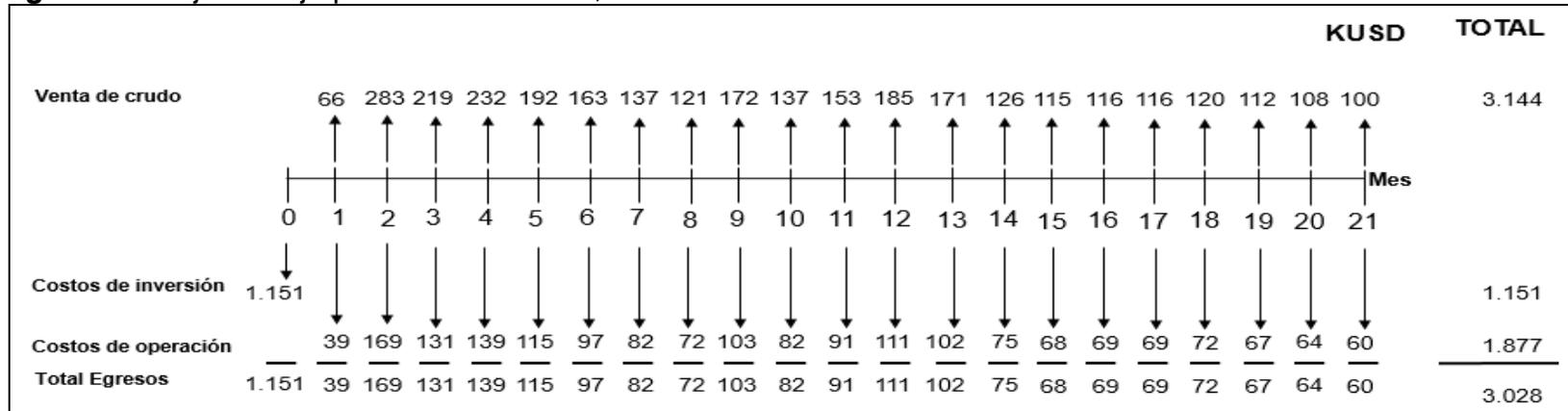
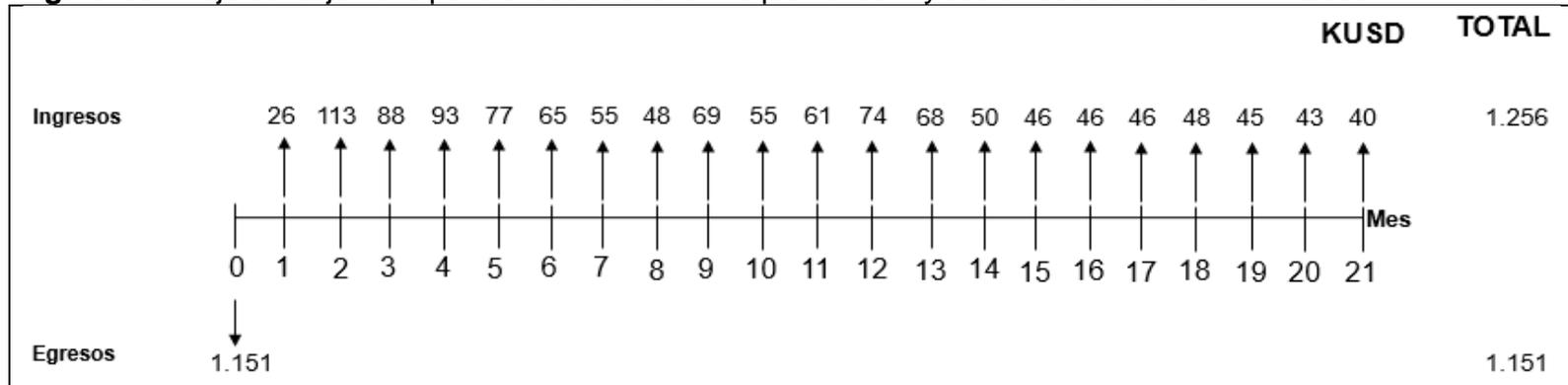


Figura 39. Flujo de caja neto para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso A.

$$TIR (VPN) = 0 = -1'151.394,00 + \frac{26.644,33}{(1 + TIR)^1} + \frac{113.823,02}{(1 + TIR)^2} + \frac{88.295,92}{(1 + TIR)^3} + \frac{93.553,64}{(1 + TIR)^4} + \frac{77.480,78}{(1 + TIR)^5} + \frac{65.593,57}{(1 + TIR)^6} + \frac{55.333,75}{(1 + TIR)^7} + \frac{48.961,84}{(1 + TIR)^8} + \frac{69.219,09}{(1 + TIR)^9} + \frac{55.212,01}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{61.582,50}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{74.679,40}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{68.914,92}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{50.754,51}{(1 + TIR)^{14}} + \frac{46.332,89}{(1 + TIR)^{15}} + \frac{46.944,96}{(1 + TIR)^{16}} + \frac{46.891,41}{(1 + TIR)^{17}} + \frac{48.529,69}{(1 + TIR)^{18}} + \frac{45.184,42}{(1 + TIR)^{19}} + \frac{43.457,43}{(1 + TIR)^{20}} + \frac{40.415,79}{(1 + TIR)^{21}}$$

TIR = 1,00% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$(1 + 1,00\%)^{12} = (1 + i_{deseada})^1$$

$$i_{deseada} = \sqrt[12]{(1 + (1,00\%)^{12})} - 1 = 12,67\% \text{ anual}$$

8.2.4.6 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso A.

Figura 40. Flujo de caja para el escenario 3, alternativa 2. Caso A.

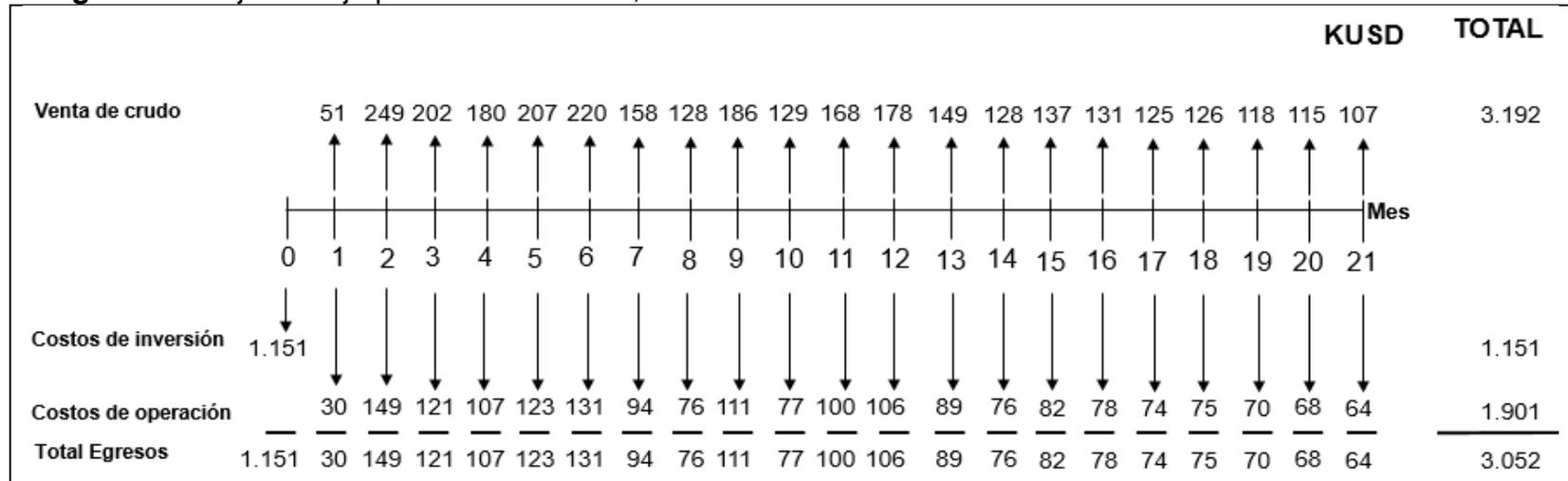
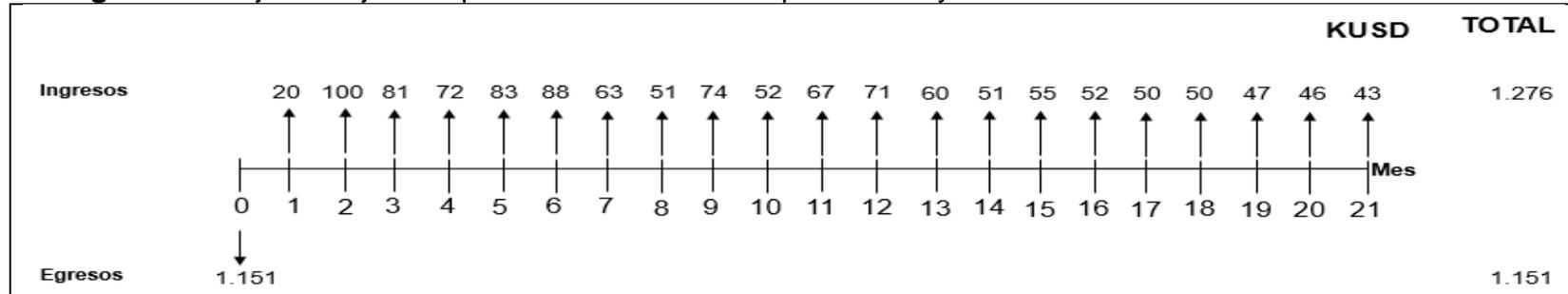


Figura 41. Flujo de caja neto para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso A.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "Z". Caso A.

$$\begin{aligned}
 TIR (VPN) = 0 = & -1'151.394,00 + \frac{20.772,05}{(1 + TIR)^1} + \frac{100.179,73}{(1 + TIR)^2} + \frac{81.406,17}{(1 + TIR)^3} + \frac{72.372,47}{(1 + TIR)^4} + \frac{83.313,98}{(1 + TIR)^5} + \frac{88.469,24}{(1 + TIR)^6} + \frac{63.525,47}{(1 + TIR)^7} \\
 & + \frac{51.672,89}{(1 + TIR)^8} + \frac{74.942,87}{(1 + TIR)^9} + \frac{52.073,98}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{67.812,15}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{71.864,99}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{60.229,47}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{51.634,70}{(1 + TIR)^{14}} + \frac{55.245,93}{(1 + TIR)^{15}} \\
 & + \frac{52.887,23}{(1 + TIR)^{16}} + \frac{50.392,34}{(1 + TIR)^{17}} + \frac{50.680,79}{(1 + TIR)^{18}} + \frac{47.525,27}{(1 + TIR)^{19}} + \frac{46.300,76}{(1 + TIR)^{20}} + \frac{43.111,50}{(1 + TIR)^{21}}
 \end{aligned}$$

$TIR = 1,12\%$

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$\begin{aligned}
 (1 + 1,12\%)^{12} &= (1 + i_{deseada})^1 \\
 i_{deseada} &= \sqrt[12]{(1 + (1,12\%)^{12})} - 1 = 14,30\% \text{ anual}
 \end{aligned}$$

Tabla 48. Resultados de la evaluación financiera A.

Descripción	TIR anual (%)
Escenario 1. Esquema secuencial en "Z"	3,62
Escenario 1. Esquema secuencial en "S"	3,50
Escenario 2. Esquema secuencial en "Z"	-19,81
Escenario 2. Esquema secuencial en "S"	-14,56
Escenario 3. Esquema secuencial en "Z"	12,67
Escenario 3. Esquema secuencial en "S"	14,30

8.3 CASO B

8.3.1 Análisis de costos de operación (OPEX). Caso B. A continuación, se observan en detalle los costos operacionales para las alternativas de cada escenario en el caso B.

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en "Z".

Tabla 49. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Producción esquema en "Z" (Bbl)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	USD
1	5.090,06	17	86.531,06
2	11.769,23	17	200.076,98
3	10.214,79	17	173.651,55
4	9.487,42	17	161.286,17
5	9.058,73	17	153.998,48
6	8.165,51	17	138.813,77
7	7.076,20	17	120.295,45
8	6.781,46	17	115.284,97
9	6.372,34	17	108.329,84
10	5.652,57	17	96.093,83
11	6.261,73	17	106.449,48
12	5.918,79	17	100.619,55
13	6.059,45	17	103.010,70
14	5.646,95	17	95.998,20

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 50. Costos operacionales para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Producción esquema en “S” (Bbl)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	USD
1	3.843,43	17	65.338,44
2	10.939,20	17	185.966,45
3	9.367,98	17	159.255,73
4	8.577,40	17	145.815,91
5	9.462,70	17	160.865,95
6	9.986,34	17	169.767,84
7	7.730,73	17	131.422,48
8	7.177,65	17	122.020,16
9	6.872,76	17	116.837,02
10	5.891,39	17	100.153,64
11	6.234,48	17	105.986,23
12	5.909,71	17	100.465,22
13	5.954,18	17	101.221,19
14	5.608,87	17	95.350,88

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 51. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Producción esquema en “Z” (Bbl)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	USD
1	3.767,31	17	64.044,31
2	11.796,79	17	200.545,54
3	14.694,21	17	249.801,71
4	11.936,48	17	202.920,23
5	10.353,20	17	176.004,45
6	9.757,10	17	165.870,85
7	8.300,21	17	141.103,71
8	7.674,37	17	130.464,37
9	7.772,20	17	132.127,45
10	6.994,46	17	118.905,96
11	7.232,10	17	122.945,85
12	6.740,46	17	114.587,96
13	6.640,48	17	112.888,23
14	5.963,14	17	101.373,39

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 52. Costos operacionales para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Producción esquema en “S” (Bbl)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	USD
1	3.802,12	17	64.636,12
2	12.634,68	17	214.789,68
3	15.680,92	17	266.575,67
4	10.713,51	17	182.129,76
5	11.243,85	17	191.145,60
6	10.773,40	17	183.147,90
7	8.192,92	17	139.279,67
8	7.467,60	17	126.949,35
9	7.060,31	17	120.025,31
10	6.480,23	17	110.163,98
11	7.328,50	17	124.584,50
12	7.091,32	17	120.552,57
13	7.288,78	17	123.909,28
14	7.074,03	17	120.258,53

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 53. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Producción esquema en “Z” (Bbl)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	USD
1	4.357,46	17	74.076,96
2	12.133,46	17	206.268,96
3	9.971,07	17	169.508,32
4	10.431,50	17	177.335,50
5	8.952,09	17	152.185,59
6	7.983,92	17	135.726,67
7	7.013,67	17	119.232,42
8	6.527,93	17	110.974,93
9	8.301,28	17	141.121,78
10	6.858,14	17	116.588,39
11	7.633,03	17	129.761,53
12	8.706,75	17	148.014,75
13	8.274,71	17	140.670,21
14	6.612,70	17	112.415,95
15	6.298,00	17	107.066,00
16	6.351,45	17	107.974,70
17	6.274,57	17	106.667,82
18	6.490,26	17	110.334,51
19	6.125,00	17	104.125,00
20	6.046,23	17	102.785,98
21	5.780,10	17	98.261,85

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 54. Costos operacionales para el escenario 3, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Producción esquema en “S” (Bbl)	Costo de levantamiento por barril (USD/Bbl)	USD
1	3.843,43	17	65.338,43
2	10.939,20	17	185.966,45
3	9.367,98	17	159.255,73
4	8.577,40	17	145.815,90
5	9.462,70	17	160.865,95
6	9.986,34	17	169.767,84
7	7.730,73	17	131.422,48
8	6.765,25	17	115.009,25
9	8.802,31	17	149.639,31
10	6.583,45	17	111.918,70
11	8.178,34	17	139.031,84
12	8.460,39	17	143.826,64
13	7.514,43	17	127.745,43
14	6.689,75	17	113.725,75
15	7.078,20	17	120.329,45
16	6.871,60	17	116.817,35
17	6.581,03	17	111.877,53
18	6.678,56	17	113.535,56
19	6.329,90	17	107.608,40
20	6.295,12	17	107.017,12
21	6.016,07	17	102.273,32

8.3.2 Análisis de ingresos. Caso B. A continuación, se observa en detalle la producción neta en para cada alternativa de los escenarios planteados.

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 55. Producción neta para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Producción de petróleo (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	5.090,06	1.628,82	3.461,24
2	11.769,23	3.766,15	8.003,08
3	10.214,80	3.268,74	6.946,06
4	9.487,42	3.035,97	6.451,45
5	9.058,73	2.898,80	6.159,94
6	8.165,52	2.612,96	5.552,55
7	7.076,20	2.264,39	4.811,82
8	6.781,47	2.170,07	4.611,40
9	6.372,34	2.039,15	4.333,19
10	5.652,58	1.808,82	3.843,75
11	6.261,73	2.003,76	4.257,98
12	5.918,80	1.894,01	4.024,78
13	6.059,45	1.939,03	4.120,43
14	5.646,95	1.807,02	3.839,93

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 56. Producción neta para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Producción de petróleo (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	3.843,43	1.229,90	2.613,54
2	10.939,20	3.500,54	7.438,66
3	9.367,98	2.997,76	6.370,23
4	8.577,40	2.744,77	5.832,64
5	9.462,70	3.028,06	6.434,64
6	9.986,34	3.195,63	6.790,71
7	7.730,73	2.473,84	5.256,90
8	7.177,65	2.296,85	4.880,81
9	6.872,76	2.199,28	4.673,48
10	5.891,39	1.885,25	4.006,15
11	6.234,48	1.995,03	4.239,45
12	5.909,71	1.891,11	4.018,61
13	5.954,18	1.905,34	4.048,85
14	5.608,87	1.794,84	3.814,04

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 57. Producción neta para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Producción de petróleo (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	3.767,31	1.205,54	2.561,77
2	11.796,79	3.774,97	8.021,82
3	14.694,21	4.702,15	9.992,07
4	11.936,48	3.819,68	8.116,81
5	10.353,20	3.313,02	7.040,18
6	9.757,10	3.122,28	6.634,83
7	8.300,21	2.656,07	5.644,15
8	7.674,37	2.455,80	5.218,58
9	7.772,20	2.487,10	5.285,10
10	6.994,46	2.238,23	4.756,24
11	7.232,10	2.314,28	4.917,83
12	6.740,46	2.156,95	4.583,52
13	6.640,48	2.124,95	4.515,53
14	5.963,14	1.908,21	4.054,94

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 58. Producción neta para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Producción de petróleo (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	3.802,12	1.216,68	2.585,45
2	12.634,68	4.043,10	8.591,59
3	15.680,92	5.017,89	10.663,03
4	10.713,51	3.428,33	7.285,19
5	11.243,85	3.598,03	7.645,82
6	10.773,40	3.447,49	7.325,92
7	8.192,92	2.621,74	5.571,19
8	7.467,60	2.389,63	5.077,97
9	7.060,31	2.259,30	4.801,01
10	6.480,23	2.073,68	4.406,56
11	7.328,50	2.345,12	4.983,38
12	7.091,32	2.269,22	4.822,10
13	7.288,78	2.332,41	4.956,37
14	7.074,03	2.263,69	4.810,34

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 59. Producción neta para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Producción de petróleo (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	4.357,46	1.394,39	2.963,08
2	12.133,46	3.882,71	8.250,76
3	9.971,07	3.190,74	6.780,33
4	10.431,50	3.338,08	7.093,42
5	8.952,09	2.864,67	6.087,42
6	7.983,92	2.554,86	5.429,07
7	7.013,67	2.244,37	4.769,30
8	6.527,93	2.088,94	4.439,00
9	8.301,28	2.656,41	5.644,87
10	6.858,14	2.194,61	4.663,54
11	7.633,03	2.442,57	5.190,46
12	8.706,75	2.786,16	5.920,59
13	8.274,71	2.647,91	5.626,81
14	6.612,70	2.116,06	4.496,64
15	6.298,00	2.015,36	4.282,64
16	6.351,45	2.032,47	4.318,99
17	6.274,57	2.007,86	4.266,71
18	6.490,26	2.076,89	4.413,38
19	6.125,00	1.960,00	4.165,00
20	6.046,23	1.934,79	4.111,44
21	5.780,10	1.849,64	3.930,47

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 60. Producción neta para el escenario 3, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Producción de petróleo (Bbl)	Regalías (32%)	Producción neta (Bbl)
1	3.843,43	1.229,90	2.613,54
2	10.939,20	3.500,54	7.438,66
3	9.367,98	2.997,76	6.370,23
4	8.577,40	2.744,77	5.832,64
5	9.462,70	3.028,06	6.434,64
6	9.986,34	3.195,63	6.790,71
7	7.730,73	2.473,84	5.256,90
8	6.765,25	2.164,88	4.600,37
9	8.802,31	2.816,74	5.985,57
10	6.583,45	2.106,70	4.476,75
11	8.178,34	2.617,07	5.561,27
12	8.460,39	2.707,33	5.753,07
13	7.514,43	2.404,62	5.109,82
14	6.689,75	2.140,72	4.549,03
15	7.078,20	2.265,02	4.813,18
16	6.871,60	2.198,92	4.672,69
17	6.581,03	2.105,93	4.475,10
18	6.678,56	2.137,14	4.541,42
19	6.329,90	2.025,57	4.304,34
20	6.295,12	2.014,44	4.280,69
21	6.016,07	1.925,14	4.090,93

A continuación, se procede a calcular los ingresos para las alternativas de cada escenario en el Caso B.

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 61. Ingresos para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,8	3.461,24	144.679,94
2	41,8	8.003,08	334.528,72
3	41,8	6.946,06	290.345,39
4	41,8	6.451,45	269.670,48
5	41,8	6.159,94	257.485,47
6	41,8	5.552,55	232.096,62
7	41,8	4.811,82	201.134,00
8	41,8	4.611,40	192.756,47
9	41,8	4.333,19	181.127,50
10	41,8	3.843,75	160.668,88
11	41,8	4.257,98	177.983,54
12	41,8	4.024,78	168.235,88
13	41,8	4.120,43	172.233,90
14	41,8	3.839,93	160.509,00

- **Escenario 1.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 62. Ingresos para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,8	2.613,54	109.245,87
2	41,8	7.438,66	310.935,91
3	41,8	6.370,23	266.275,59
4	41,8	5.832,64	243.804,20
5	41,8	6.434,64	268.967,87
6	41,8	6.790,71	283.851,83
7	41,8	5.256,90	219.738,39
8	41,8	4.880,81	204.017,70
9	41,8	4.673,48	195.351,49
10	41,8	4.006,15	167.456,89
11	41,8	4.239,45	177.208,98
12	41,8	4.018,61	167.977,85
13	41,8	4.048,85	169.241,83
14	41,8	3.814,04	159.426,66

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 63. Ingresos para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,8	2.561,77	107.082,09
2	41,8	8.021,82	335.312,15
3	41,8	9.992,07	417.668,47
4	41,8	8.116,81	339.282,63
5	41,8	7.040,18	294.279,45
6	41,8	6.634,83	277.336,08
7	41,8	5.644,15	235.925,42
8	41,8	5.218,58	218.136,44
9	41,8	5.285,10	220.917,10
10	41,8	4.756,24	198.810,78
11	41,8	4.917,83	205.565,48
12	41,8	4.583,52	191.591,08
13	41,8	4.515,53	188.749,13
14	41,8	4.054,94	169.496,31

- **Escenario 2.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 64. Ingresos para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,8	2.585,45	108.071,60
2	41,8	8.591,59	359.128,36
3	41,8	10.663,03	445.714,52
4	41,8	7.285,19	304.520,97
5	41,8	7.645,82	319.595,46
6	41,8	7.325,92	306.223,30
7	41,8	5.571,19	232.875,61
8	41,8	5.077,97	212.259,33
9	41,8	4.801,01	200.682,32
10	41,8	4.406,56	184.194,18
11	41,8	4.983,38	208.305,28
12	41,8	4.822,10	201.563,91
13	41,8	4.956,37	207.176,32
14	41,8	4.810,34	201.072,26

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 1:** Esquema de inyección secuencial en “Z”.

Tabla 65. Ingresos para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,8	2.963,08	123.856,69
2	41,8	8.250,76	344.881,72
3	41,8	6.780,33	283.417,92
4	41,8	7.093,42	296.504,96
5	41,8	6.087,42	254.454,31
6	41,8	5.429,07	226.935,00
7	41,8	4.769,30	199.356,61
8	41,8	4.439,00	185.550,10
9	41,8	5.644,87	235.955,62
10	41,8	4.663,54	194.935,79
11	41,8	5.190,46	216.961,28
12	41,8	5.920,59	247.480,66
13	41,8	5.626,81	235.200,61
14	41,8	4.496,64	187.959,47
15	41,8	4.282,64	179.014,35
16	41,8	4.318,99	180.533,70
17	41,8	4.266,71	178.348,61
18	41,8	4.413,38	184.479,31
19	41,8	4.165,00	174.097,00
20	41,8	4.111,44	171.858,17
21	41,8	3.930,47	164.293,83

- **Escenario 3.**
- **Alternativa 2:** Esquema de inyección secuencial en “S”.

Tabla 66. Ingresos para el escenario 3, alternativa 2. Caso B.

Período (Mes)	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	41,8	2.613,54	109.245,87
2	41,8	7.438,66	310.935,91
3	41,8	6.370,23	266.275,59
4	41,8	5.832,64	243.804,20
5	41,8	6.434,64	268.967,87
6	41,8	6.790,71	283.851,83
7	41,8	5.256,90	219.738,39
8	41,8	4.600,37	192.295,47
9	41,8	5.985,57	250.196,93
10	41,8	4.476,75	187.128,07
11	41,8	5.561,27	232.461,24
12	41,8	5.753,07	240.478,14
13	41,8	5.109,82	213.590,37
14	41,8	4.549,03	190.149,45
15	41,8	4.813,18	201.190,85
16	41,8	4.672,69	195.318,63
17	41,8	4.475,10	187.059,23
18	41,8	4.541,42	189.831,46
19	41,8	4.304,34	179.921,26
20	41,8	4.280,69	178.932,63
21	41,8	4.090,93	171.001,00

8.3.3 Evaluación financiera. Caso B. A continuación, se presentan los flujos de caja con su respectivo cálculo de TIR, correspondientes a cada alternativa de los escenarios planteados en el caso B.

8.3.3.1 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

Figura 42. Flujo de caja general para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.

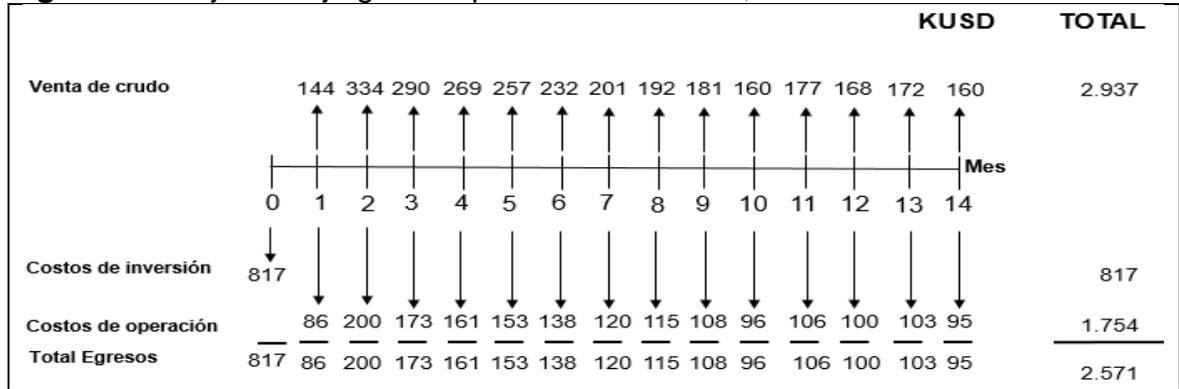
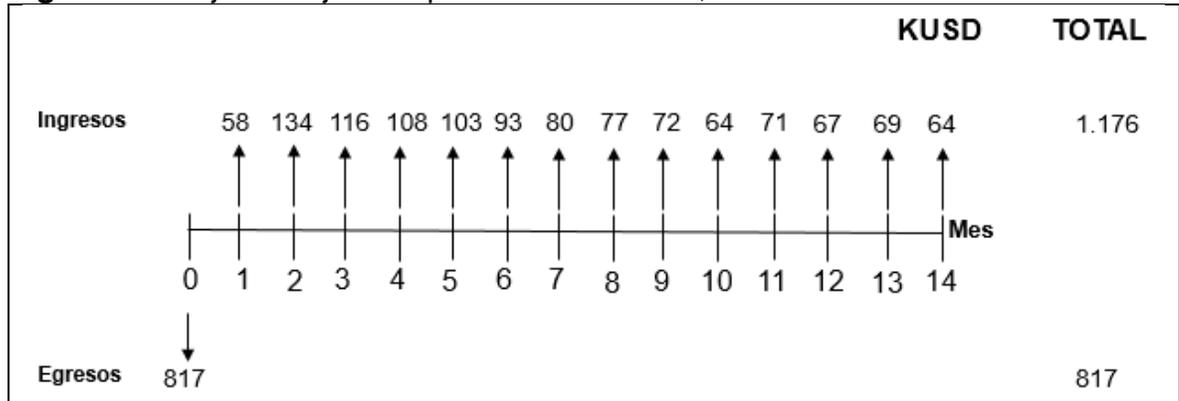


Figura 43. Flujo de caja neto para el escenario 1, alternativa 1. Caso B.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

$$TIR (VPN) = 0 = -817,554 + \frac{58.148,87}{(1 + TIR)^1} + \frac{134.451,73}{(1 + TIR)^2} + \frac{116.693,84}{(1 + TIR)^3} + \frac{108.384,31}{(1 + TIR)^4} + \frac{103.486,98}{(1 + TIR)^5}$$

$$+ \frac{93.282,85}{(1 + TIR)^6} + \frac{80.838,54}{(1 + TIR)^7} + \frac{77.471,5}{(1 + TIR)^8} + \frac{72.797,66}{(1 + TIR)^9} + \frac{64.575,05}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{71.534,05}{(1 + TIR)^{11}}$$

$$+ \frac{67.616,34}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{69.223,19}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{64.510,79}{(1 + TIR)^{14}}$$

TIR = 5,95% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$(1 + (5,95\%))^{12} = (1 + i_{deseada})^1$$

$$i_{deseada} = \sqrt[12]{(1 + (5,95\%))^{12}} - 1 = 100\% \text{ anual}$$

8.3.3.2 Escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B.

Figura 44. Flujo de caja general para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.

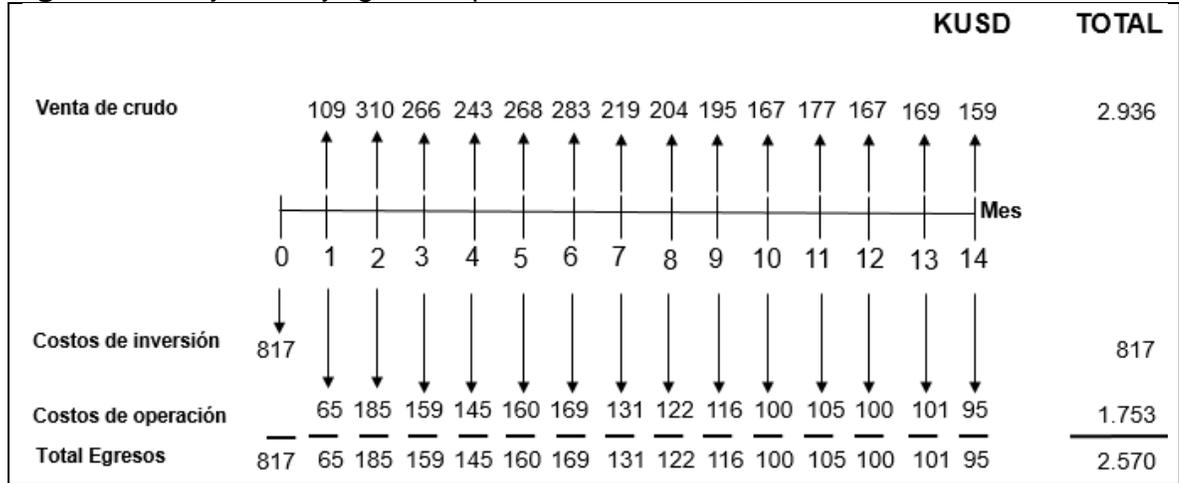
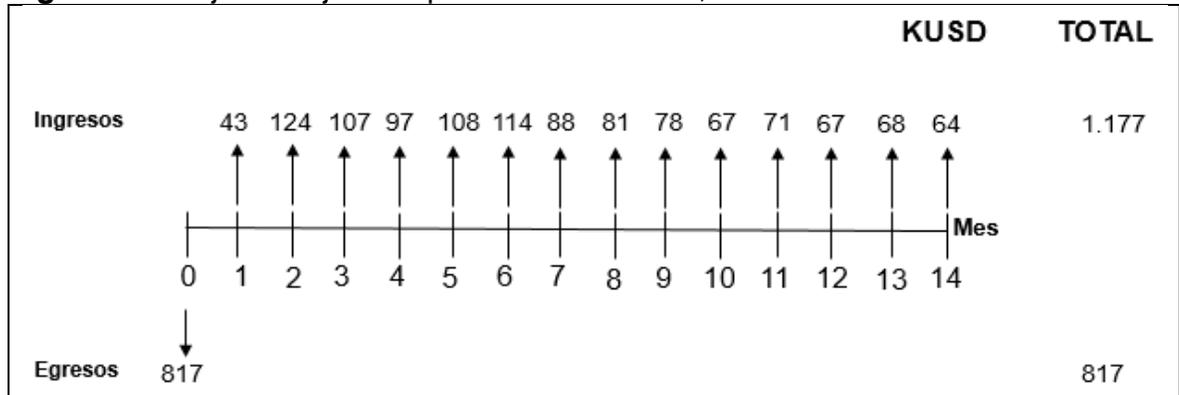


Figura 45. Flujo de caja neto para el escenario 1, alternativa 2. Caso B.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 1. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

$$TIR (VPN) = 0 = -817,554 + \frac{43.907,43}{(1 + TIR)^1} + \frac{124.969,46}{(1 + TIR)^2} + \frac{107.019,85}{(1 + TIR)^3} + \frac{97.988,29}{(1 + TIR)^4} + \frac{108.101,92}{(1 + TIR)^5} + \frac{114.083,99}{(1 + TIR)^6} + \frac{88.315,91}{(1 + TIR)^7} + \frac{81.997,55}{(1 + TIR)^8} + \frac{78.514,47}{(1 + TIR)^9} + \frac{67.303,25}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{71.222,75}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{67.512,63}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{68.020,64}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{64.075,79}{(1 + TIR)^{14}}$$

TIR = 5,77% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$(1 + (5,77\%))^{12} = (1 + i_{deseada})^1$$

$$i_{deseada} = \sqrt[12]{(1 + (5,77\%))^{12}} - 1 = 96,14\% \text{ anual}$$

8.3.3.3 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

Figura 46. Flujo de caja general para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.

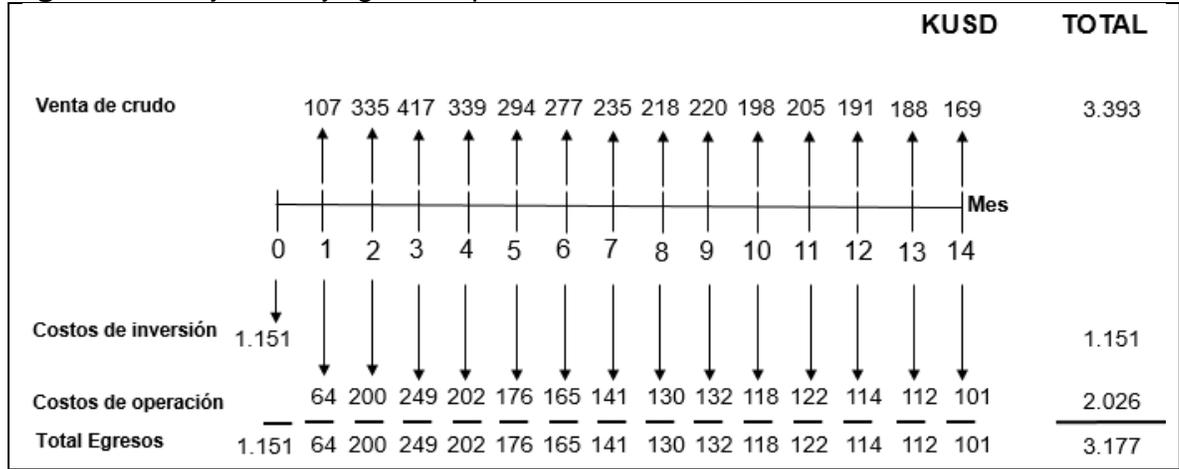
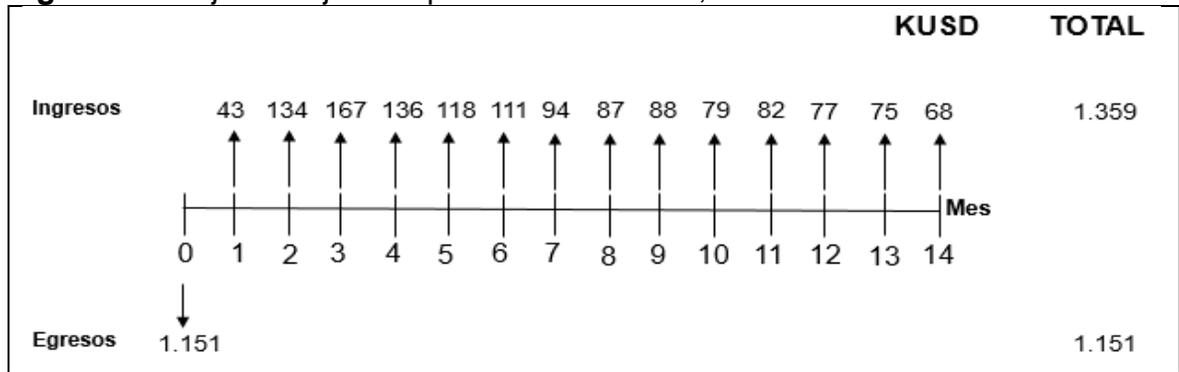


Figura 47. Flujo de caja neto para el escenario 2, alternativa 1. Caso B.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

$$\begin{aligned}
 TIR (VPN) = 0 = & -1'151,394 + \frac{43.037,78}{(1 + TIR)^1} + \frac{134.766,61}{(1 + TIR)^2} + \frac{167.866,76}{(1 + TIR)^3} + \frac{136.362,40}{(1 + TIR)^4} + \frac{118.274,99}{(1 + TIR)^5} \\
 & + \frac{111.465,22}{(1 + TIR)^6} + \frac{94.821,70}{(1 + TIR)^7} + \frac{87.672,06}{(1 + TIR)^8} + \frac{88.789,65}{(1 + TIR)^9} + \frac{79.904,81}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{82.619,62}{(1 + TIR)^{11}} \\
 & + \frac{77.003,12}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{75.860,89}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{68.122,92}{(1 + TIR)^{14}}
 \end{aligned}$$

TIR = 2,60% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$\begin{aligned}
 (1 + (2,60\%))^{12} &= (1 + i_{deseada})^1 \\
 i_{deseada} &= \sqrt[12]{(1 + (2,60\%))^{12}} - 1 = 36,15\% \text{ anual}
 \end{aligned}$$

8.3.3.4 Escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B.

Figura 48. Flujo de caja general para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.

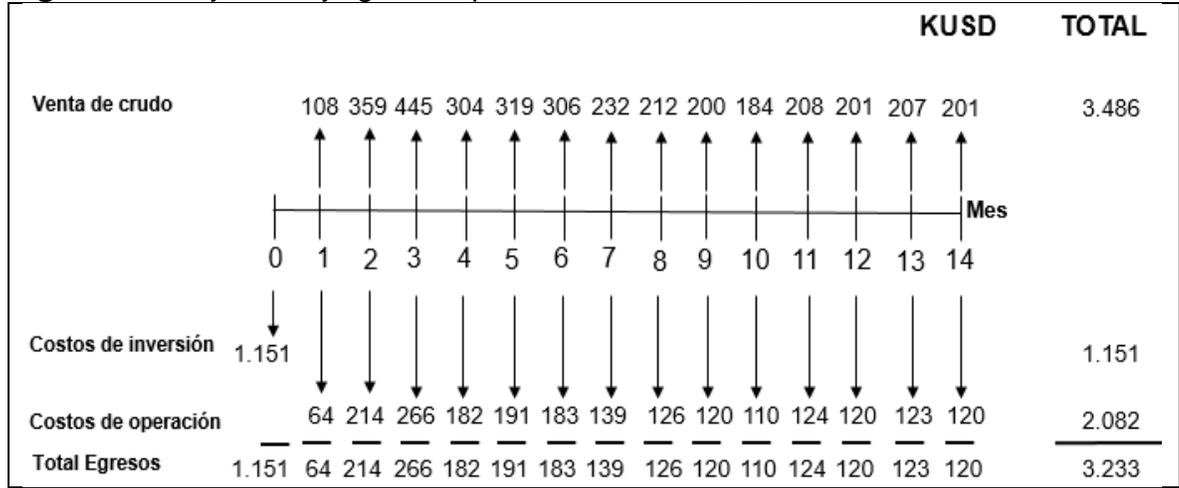
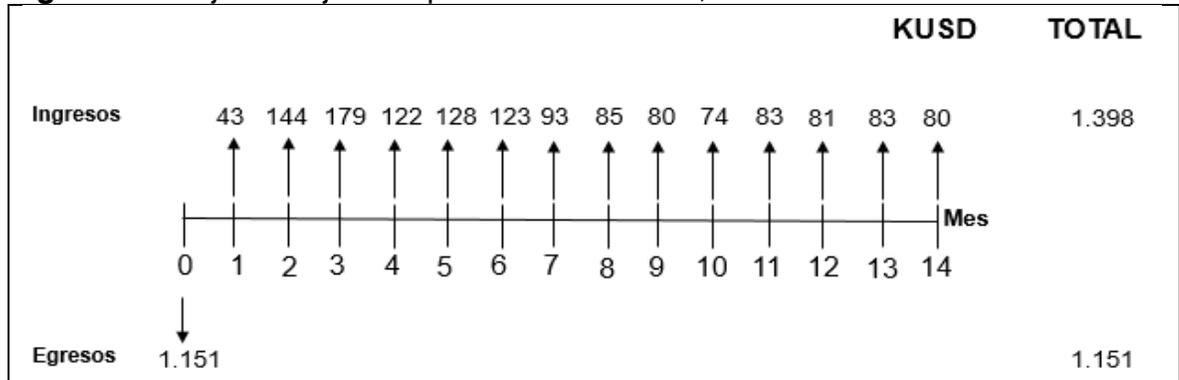


Figura 49. Flujo de caja neto para el escenario 2, alternativa 2. Caso B.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 2. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B.

$$\begin{aligned}
 TIR (VPN) = 0 = & -1'151.394 + \frac{43.435,48}{(1 + TIR)^1} + \frac{144.338,67}{(1 + TIR)^2} + \frac{179.138,85}{(1 + TIR)^3} + \frac{122.391,20}{(1 + TIR)^4} + \frac{128.449,85}{(1 + TIR)^5} \\
 & + \frac{123.075,39}{(1 + TIR)^6} + \frac{93.595,94}{(1 + TIR)^7} + \frac{85.309,97}{(1 + TIR)^8} + \frac{80.657,01}{(1 + TIR)^9} + \frac{74.030,20}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{83.720,78}{(1 + TIR)^{11}} \\
 & + \frac{81.011,33}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{83.267,04}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{80.813,73}{(1 + TIR)^{14}}
 \end{aligned}$$

TIR = 3,02% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$\begin{aligned}
 (1 + (3,02\%))^{12} &= (1 + i_{deseada})^1 \\
 i_{deseada} &= \sqrt[12]{(1 + (3,02\%))^{12}} - 1 = 42,84\% \text{ anual}
 \end{aligned}$$

8.3.3.5 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

Figura 50. Flujo de caja general para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.

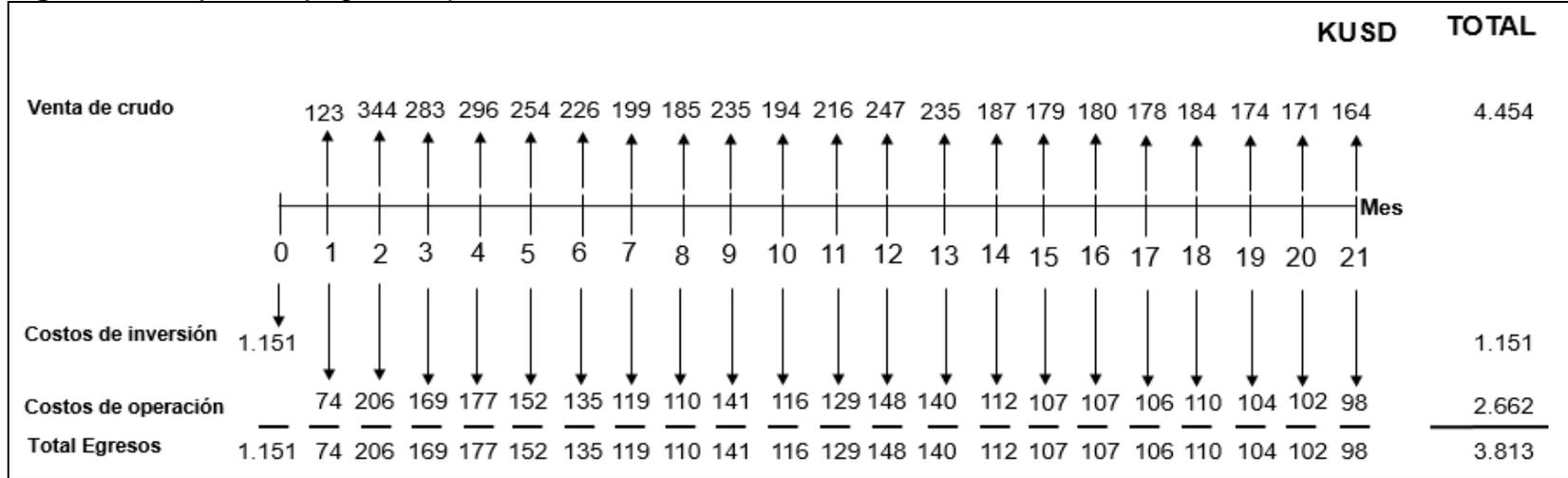
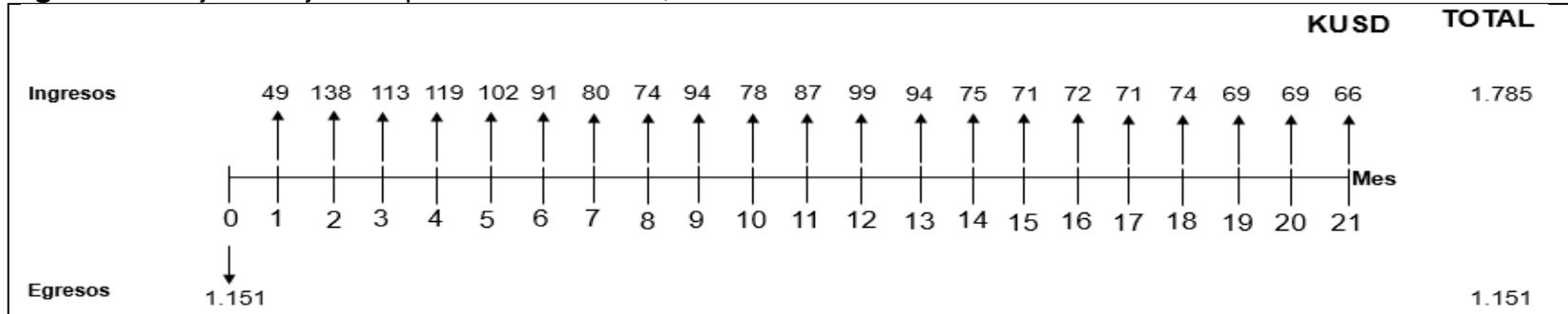


Figura 51. Flujo de caja neto para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “Z”. Caso B.

$$TIR (VPN) = 0 = -1'151.394 + \frac{49.779,72}{(1 + TIR)^1} + \frac{138.612,75}{(1 + TIR)^2} + \frac{113.909,60}{(1 + TIR)^3} + \frac{119.169,46}{(1 + TIR)^4} + \frac{102.268,72}{(1 + TIR)^5} + \frac{91.208,32}{(1 + TIR)^6} + \frac{80.124,19}{(1 + TIR)^7} + \frac{74.575,16}{(1 + TIR)^8}$$

$$+ \frac{94.833,84}{(1 + TIR)^9} + \frac{78.347,40}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{87.199,75}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{99.465,91}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{94.530,39}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{75.543,52}{(1 + TIR)^{14}} + \frac{71.948,35}{(1 + TIR)^{15}} + \frac{72.559,00}{(1 + TIR)^{16}}$$

$$+ \frac{71.680,78}{(1 + TIR)^{17}} + \frac{74.144,79}{(1 + TIR)^{18}} + \frac{69.972,00}{(1 + TIR)^{19}} + \frac{69.072,18}{(1 + TIR)^{20}} + \frac{66.031,97}{(1 + TIR)^{21}}$$

TIR = 4,84% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$(1 + (4,84\%))^{12} = (1 + i_{deseada})^1$$

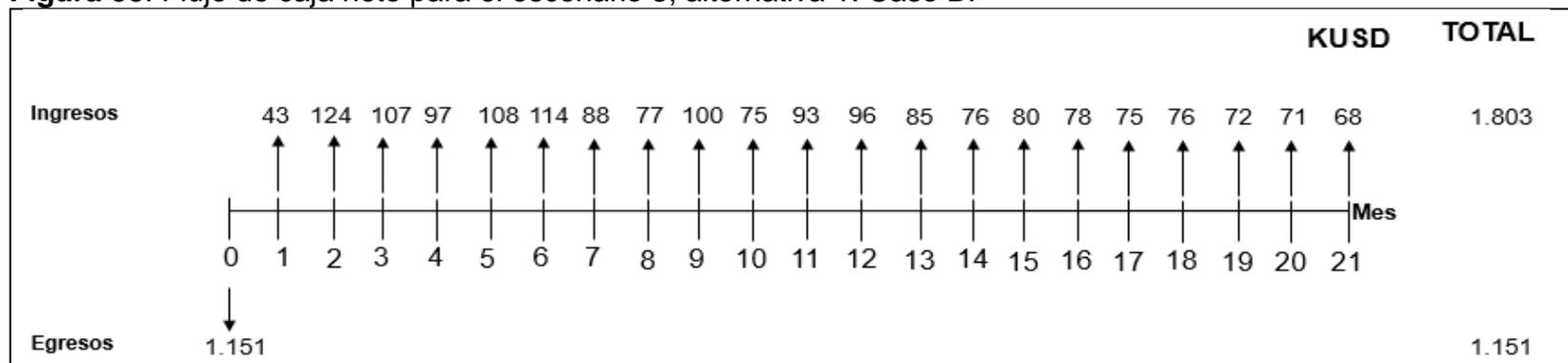
$$i_{deseada} = \sqrt[12]{(1 + (4,84\%))^{12}} - 1 = 76,33\% \text{ anual}$$

8.3.3.6 Escenario 3. Esquema de inyección secuencial en “S”. Caso B.

Figura 52. Flujo de caja general para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.

	KUSD																					TOTAL		
Venta de crudo		109	310	266	243	268	283	219	192	250	187	232	240	213	190	201	195	187	189	179	178	171	4.502	
Costos de inversión	1.151																							1.151
Costos de operación		65	185	159	145	160	169	131	115	149	111	139	143	127	113	120	116	111	113	107	107	102	2.687	
Total Egresos	1.151	65	185	159	145	160	169	131	115	149	111	139	143	127	113	120	116	111	113	107	107	102	3.838	

Figura 53. Flujo de caja neto para el escenario 3, alternativa 1. Caso B.



- Tasa interna de retorno (TIR) para el escenario 3. Esquema de inyección secuencial en "S". Caso B.

$$\begin{aligned}
 TIR (VPN) = 0 = & -1'151,394 + \frac{43.907,43}{(1 + TIR)^1} + \frac{124.969,46}{(1 + TIR)^2} + \frac{107.019,85}{(1 + TIR)^3} + \frac{97.988,29}{(1 + TIR)^4} + \frac{108.101,92}{(1 + TIR)^5} + \frac{114.083,99}{(1 + TIR)^6} + \frac{88.315,91}{(1 + TIR)^7} + \frac{77.286,22}{(1 + TIR)^8} + \frac{100.557,62}{(1 + TIR)^9} \\
 & + \frac{75.209,37}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{93.429,40}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{96.651,50}{(1 + TIR)^{12}} + \frac{85.844,93}{(1 + TIR)^{13}} + \frac{76.423,70}{(1 + TIR)^{14}} + \frac{80.861,39}{(1 + TIR)^{15}} + \frac{78.501,27}{(1 + TIR)^{16}} + \frac{75.181,70}{(1 + TIR)^{17}} + \frac{76.295,90}{(1 + TIR)^{18}} \\
 & + \frac{72.312,85}{(1 + TIR)^{19}} + \frac{71.915,51}{(1 + TIR)^{20}} + \frac{68.727,68}{(1 + TIR)^{21}}
 \end{aligned}$$

TIR = 4,84% mensual

La TIR a nivel anual viene dada por:

$$\begin{aligned}
 (1 + (4,84\%))^{12} &= (1 + i_{deseada})^1 \\
 i_{deseada} &= \sqrt[12]{(1 + (4,84\%))^{12}} - 1 = 76,42\% \text{ anual}
 \end{aligned}$$

Tabla 67. Resultados evaluación financiera caso B.

Descripción	TIR anual (%)
Escenario 1. Esquema secuencial en “Z”	100,07
Escenario 1. Esquema secuencial en “S”	96,14
Escenario 2. Esquema secuencial en “Z”	36,15
Escenario 2. Esquema secuencial en “S”	42,84
Escenario 3. Esquema secuencial en “Z”	76,33
Escenario 3. Esquema secuencial en “S”	76,42

8.4 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Respecto al caso A, desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía es implementar dos ciclos de inyección de vapor de manera secuencial y localizada en sus dos esquemas de inyección durante los próximos 21 meses, porque el proyecto le ofrece una TIR superior a la TIO (11% anual), siendo 12,67% anual para el esquema de inyección secuencial en “Z” y 14,30% anual para el esquema de inyección secuencial en “S”.

Para el escenario 1, los esquemas de inyección secuencial en “Z” y en “S” presentan una TIR de 3,62% anual y 3,50% anual, respectivamente. Respecto al escenario 2, los esquemas de inyección secuencial en “Z” y en “S” presentan una TIR de -19,81% anual y -14,56% anual, respectivamente. Por lo tanto, se concluye que estos escenarios no cumplen con las expectativas de la compañía, ya que sus valores de TIR son menores que la TIO.

En cuanto al caso B, fue posible observar que al tener en cuenta la producción acumulada las alternativas de los tres escenarios planteados, son atractivos para su implementación ya que cumplen con las expectativas de la compañía, ya que los esquemas de inyección secuencial en “Z” y en “S” para el escenario 1 presentan valores de TIR del 100,07% anual y 96,14% anual, respectivamente. Los esquemas de inyección secuencial en “Z” y “S” para el escenario 2 presentan valores de TIR del 36,15% anual y 42,84% anual, respectivamente. Y los esquemas de inyección secuencial en “Z” y en “S” para el escenario 3 presentan valores de TIR del 76,33% anual y 76,42% anual, respectivamente.

Sin embargo, respecto a las condiciones tenidas en cuenta para el caso B, la mejor opción para la compañía es la implementación del esquema de inyección secuencial en “Z” para el escenario 1, ya que este es el que presenta el valor de TIR mas alto entre las alternativas estudiadas.

9. CONCLUSIONES

- Se decidió realizar la simulación de 13 pozos en lugar de ocho pozos, debido a que se quería observar el efecto secuencial en un sector específico del Campo Teca-Cocorná, donde se observa que la distribución entre los pozos es geoméricamente adecuada.
- La inyección cíclica de vapor realizada de manera secuencial y localizada es una buena alternativa, ya que incrementa la producción de petróleo hasta en un 70%, principalmente en los pozos que se encuentran rodeados por otros que fueron sometidos a inyección cíclica de vapor. Además, se logró observar con claridad que la inyección de pozos cercanos a un pozo que se encuentra en producción generan un soporte en la tasa de producción de petróleo, ya que esta no cae de forma pronunciada.
- Gracias a los resultados obtenidos a partir de la simulación de los casos planteados fue posible observar que la tasa de producción de petróleo en el área de estudio varía de un sector a otro. Esto puede ser ocasionado por los canales de permeabilidad presentes en la zona de estudio, ya que el costado este de la zona de estudio presenta mayor permeabilidad que el costado oeste.
- Debido a que el caso de un ciclo de inyección de vapor con tiempo de inyección de 10 días para el esquema de inyección secuencial en "Z" fue el que presentó un mayor valor de SOR, equivalente a 2,75 y un menor valor de TIR, equivalente a 36,15% anual, es posible concluir que, al duplicar la cantidad de calor inyectado en un ciclo de inyección de vapor no presenta un mayor beneficio a nivel de producción de petróleo y a nivel financiero.
- Respecto al caso de un ciclo de inyección de vapor con tiempo de cinco días para el esquema de inyección secuencial en "Z" fue posible observar que este caso presentó un menor valor de SOR y un mayor valor de TIR, equivalentes a 1,66 y 100,07% anual, respectivamente. A partir de esto se concluye que gracias al gerenciamiento de calor realizado en el yacimiento durante las operaciones de inyección de vapor es posible obtener mejores resultados con una menor cantidad de calor suministrada.
- Gracias a la generación de los cronogramas para la organización de las operaciones de inyección es posible optimizar los tiempos a nivel de movilización de equipos ya que los pozos se encuentran cercanos. Además, se logró aprovechar la máxima capacidad del generador de vapor utilizado, pudiendo inyectar dos pozos al mismo tiempo y así mismo, realizar ciclos de inyección de vapor a varios pozos en un menor tiempo.

- El modelo analítico de Boberg y Lantz es una herramienta útil para estimar el desempeño de un ciclo de inyección de vapor para un solo pozo, pero presenta desventaja al momento de modelar la inyección secuencial y localizada de vapor, debido a que no tiene en cuenta las operaciones de inyección que se realizan en pozos cercanos.
- En relación al estado del arte de la inyección de vapor realizada de manera secuencial y localizada es posible corroborar el concepto de interconexión entre pozos a nivel de simulación, ya que existieron pozos que se vieron beneficiados en la tasa de producción por la inyección de vapor de otros que se encuentran cercanos, confirmando que lo que sucede en un pozo se relaciona con lo que sucede en otro pozo vecino.

10.RECOMENDACIONES

- Se recomienda la implementación de la inyección cíclica de vapor de manera secuencial en el Campo Teca-Cocorná, debido a que se evidenció un mejor desempeño en la tasa de producción de petróleo en los pozos que fueron inyectados en este proceso.
- Se sugiere que la realización del segundo ciclo de inyección de vapor de manera secuencial se haga en tiempos mayores a seis meses después del primer ciclo de inyección de vapor, ya que podría presentar mejores resultados a nivel de producción de petróleo.
- Tener en cuenta los canales de permeabilidad que puedan existir en la zona a la cual se vaya a implementar este procedimiento, ya que la inyección cíclica de vapor realizada de manera secuencial y localizada busca direccionar el calor a nivel de reservorio y no a nivel de pozo.
- Realizar estudios a nivel de simulación con la técnica de inyección de vapor de manera secuencial y localizada en áreas que presenten una mayor homogeneidad a nivel de permeabilidad horizontal.
- Generar modelos sectoriales ajustados de manera adecuada para acortar los tiempos de simulación ya que el modelo utilizado en este proyecto requería largos tiempos para las corridas de simulación de los casos propuestos.

BIBLIOGRAFÍA

- ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas, 2002.
- AZIZ, K; SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers LTD, London. 1979. Vol 1. p 1.
- BACCA, G. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano. 8va Edición. p 237.
- BARRERO, D. et Al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogota, 2007. p 78. Modificado por los autores.
- BOBERG, T. LANTZ, R. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Conference paper SPE 1578. Houston, 1966.
- ECHEVERRY, S. MEZA, V. RUIZ, A. Inform de Salida de Campo al Departamento de Santander. [En línea]. [20 de febrero de 2017]. Disponible en <<http://santandervas.blogspot.com.co/2014/05/informe-campo-santander-Vs.html>>.
- FAROUC, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá. Abril 2001. Capítulo 6.
- GALLANT, R. STARK, S. TAYLOR, M. Steaming and Operating Strategies at a Midlife CSS Operation. Artículo de investigación SPE 25794. Bakfersfield, California. 8-10 de febrero de 1993.
- GONZALEZ, A. PINILLA, J. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación Campo Teca. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.
- GONZALEZ, D. et Al. Problemas Operacionales Frecuentes Durante Procesos de Inyección Cíclica de Vapor. REVISTA FUENTES, El Reventón Energético. Vol 5. No. 2. Octubre 2007.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC.2008.1486.
- _____. Referencias Bibliográficas. Contenido, Forma y Estructura. NTC.2008.5613
- _____. Referencias documentales para fuentes de Información Electrónicas. NTC.1998.4490

IPL Technology & Consulting services inc. Introducción al comportamiento de los fluidos: Efectos de la temperatura en los líquidos. Edmonton, Alberta. 1997.

JONES, J; CAWTHON, G. Sequential Steam: an Engineered Cyclic Steaming Method. Artículo de investigación *SPE 17421*. California, marzo 21 de 1990.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre national de la recherche scientifique, 1968. p 257.

MCBEAN, W.N. Attic Oil Recovery by Steam Displacement. Artículo de investigación *SPE 4170*. California, November 8, 1972.

MOJICA, J. FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá 1990. p 56.

MORALES, C. Finanzas del proyecto: Introducción a las matemáticas financieras. Centro editorial Esumer. Medellín, Antioquia. 2014. p 254.

MORENO, G. SARMIENTO, G. Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las Localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara – San Gil (Santander), Colombia. Bogotá 2002. p 72 – 73.

PARIS, M. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Ed. Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. 2009.

PORTA, J. Léxico estratigráfico. Centre National de la Recherche Scientifique. París. 1974. p 327.

PRATS, M. Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo. Venezuela, 1987. p 118.

Redacción Economía. Ecopetrol y Oxy buscan elevar el recobro del campo petrolero Teca – Cocorná. PERIÓDICO EL ESPECTADOR. Bogotá D.C. (26 de junio de 2014).

SALAZAR, H. et Al. PROYECTO DE INYECCIÓN LOCALIZADA. 2013. Ecopetrol S.A. Documento confidencial.

SALAZAR, H. LESMES, J. Teca Cocorná Field, Zone B evaluation. Bogotá, junio de 2016.

SARATHI, P. OLSEN, D. Practical Aspects of Steam Injection Processes. A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma. 1992. p 13 – 16.

SCHLUMBERGER. PIPESIM, Steady-state multiphase flow simulator. [En línea]. [09 de agosto de 2017]. Disponible en <
<https://www.software.slb.com/products/pipesim>>.

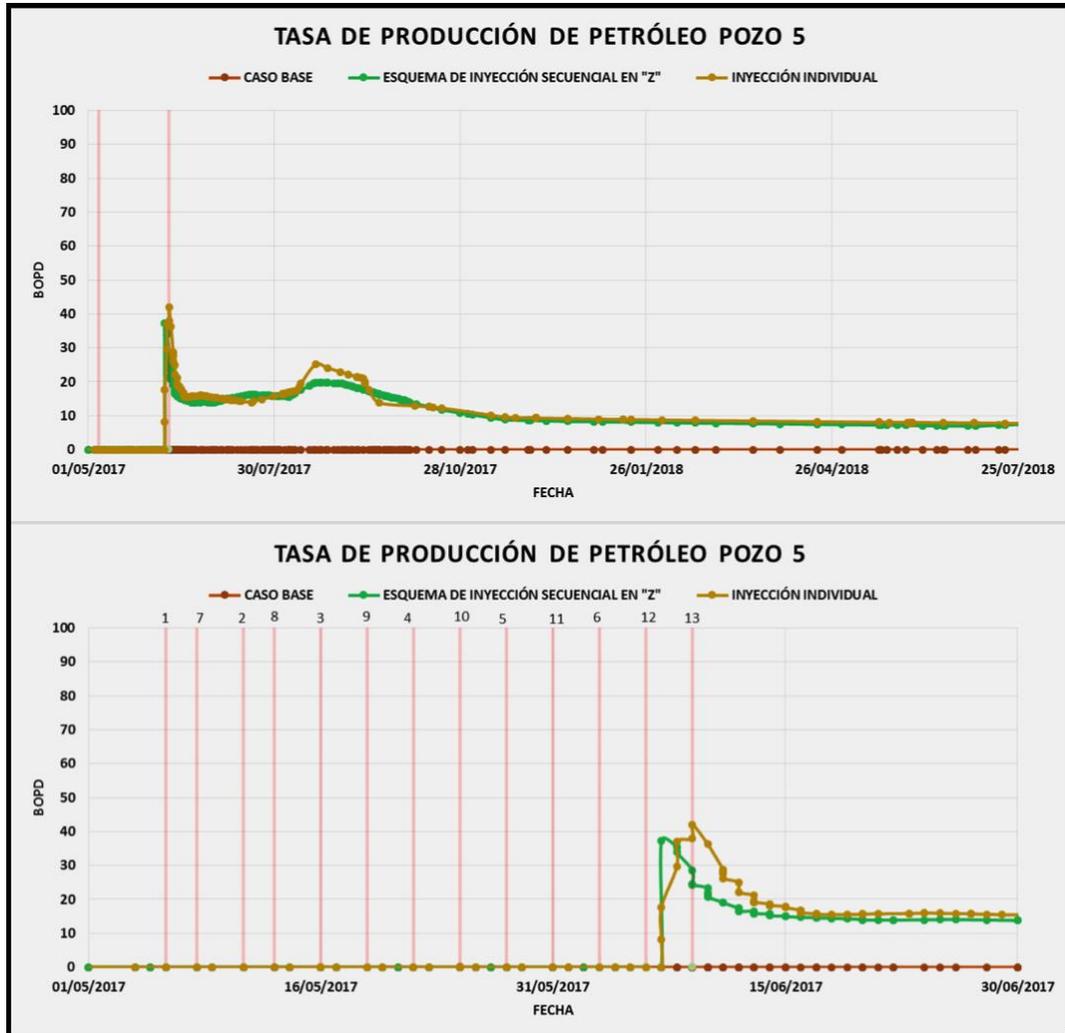
Sistema General de Regalías. Departamento de planeación. [En línea]. [19 de septiembre de 2017]. Disponible en <
http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/eventos/archivos/sem_135.pdf>.

TRIGOS, E.M et Al. Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. Conference Paper SPE 132775. Trinidad, June 2010.

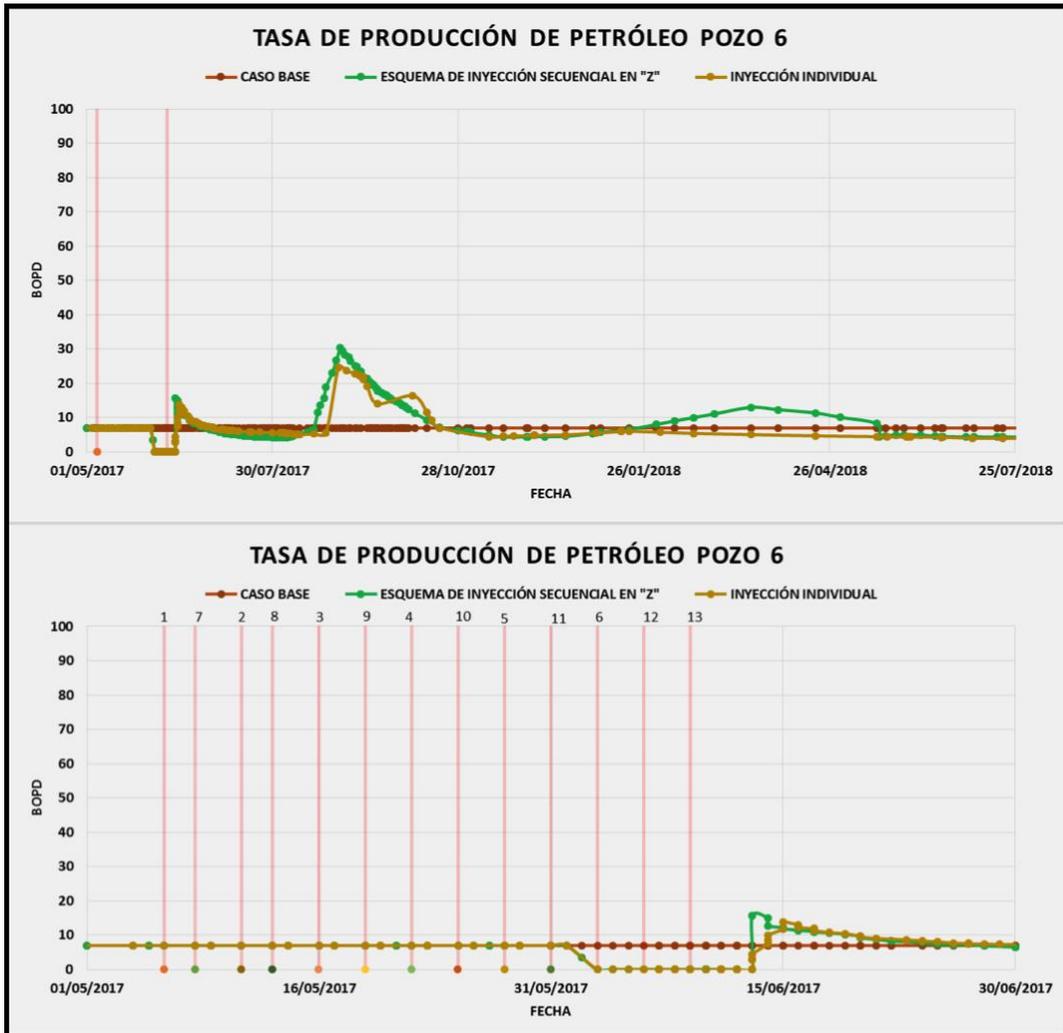
ANEXOS

ANEXO A. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN "Z" CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN.

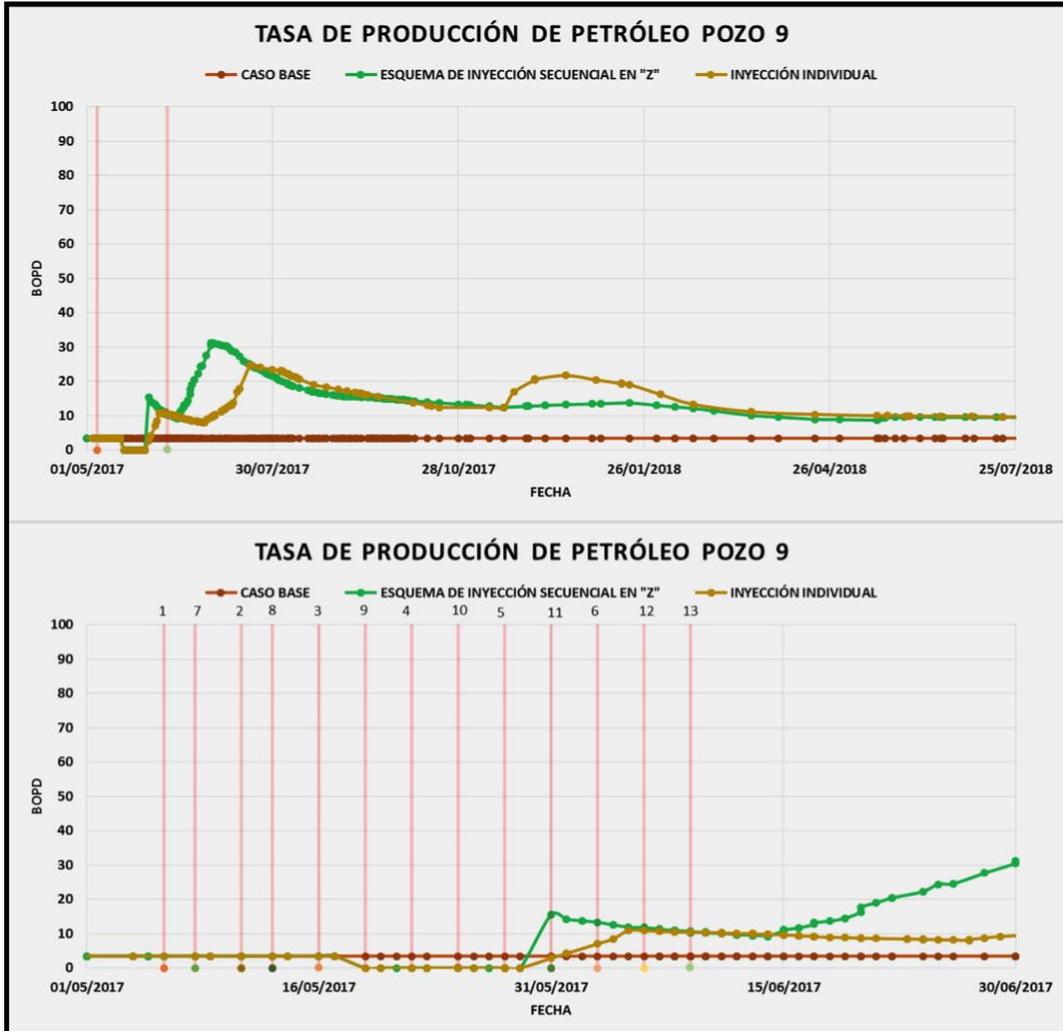
Gráfica 1. Pozo 5.



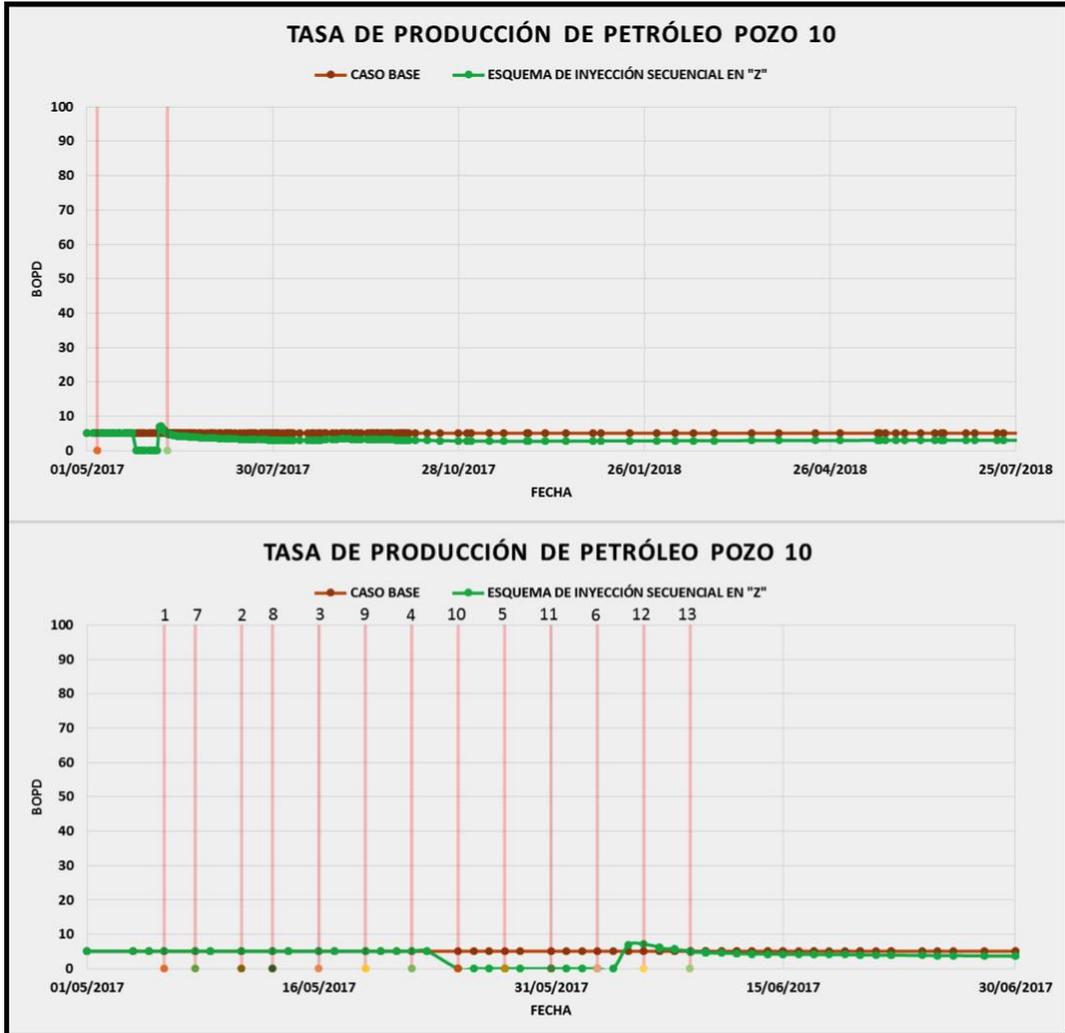
Gráfica 2. Pozo 6.



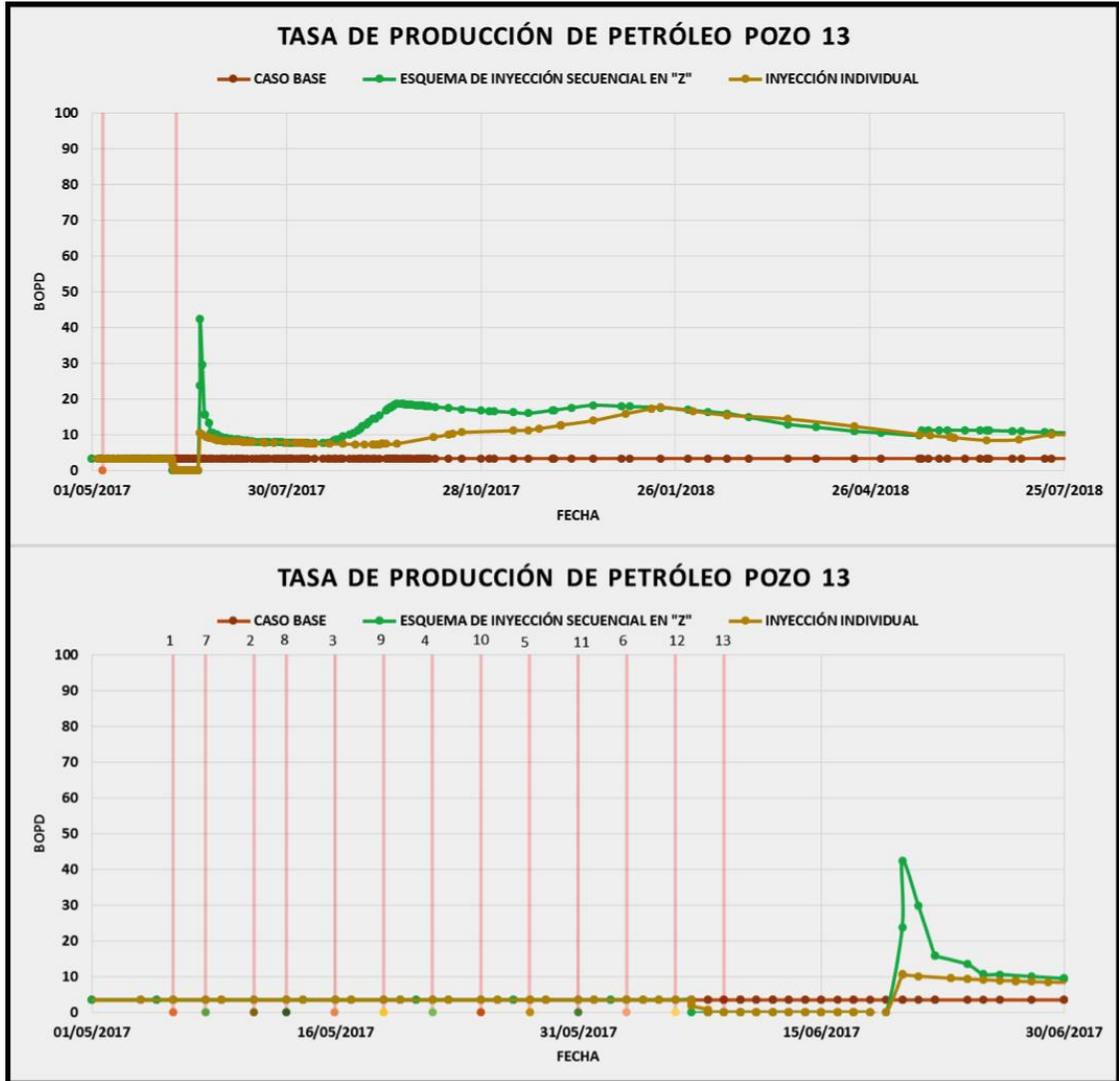
Grafica 3. Pozo 9.



Gráfica 4. Pozo 10

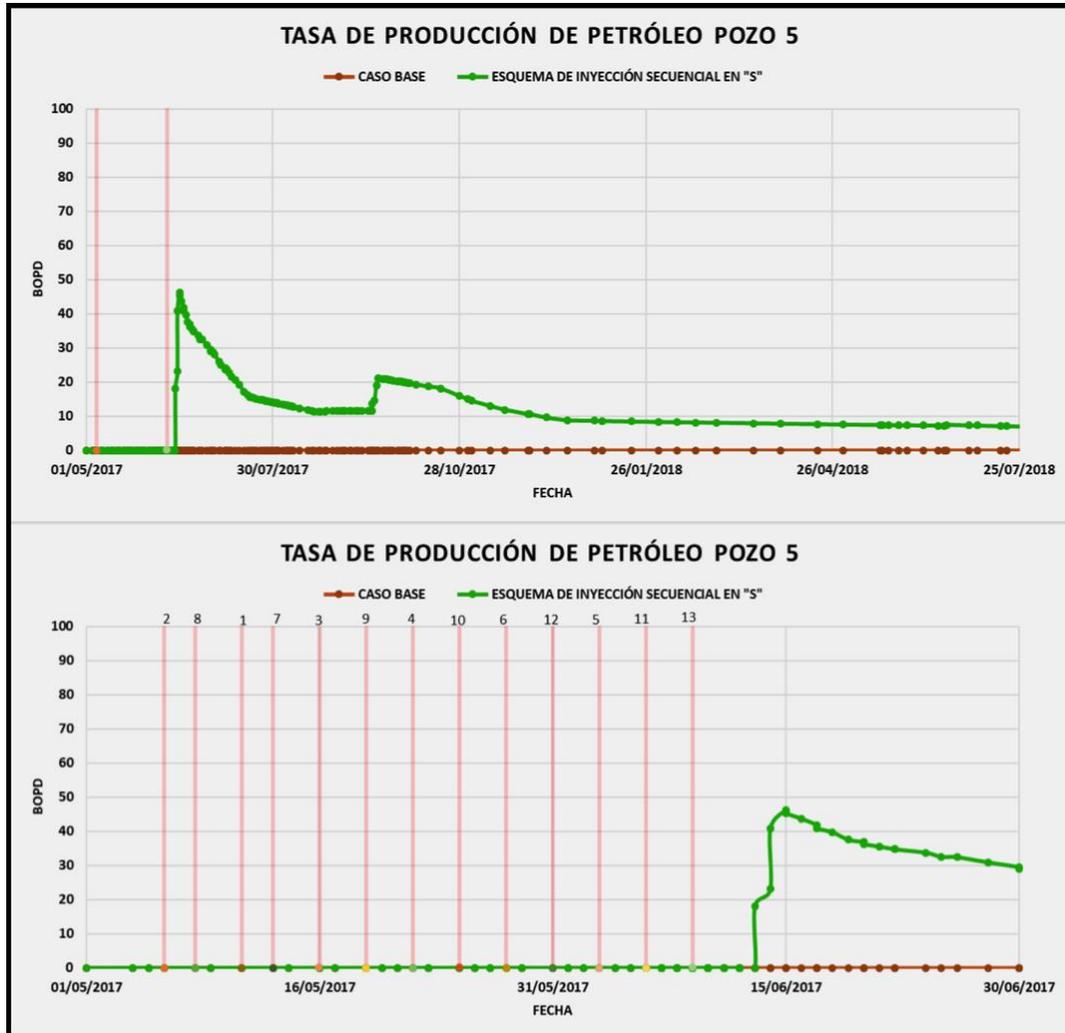


Gráfica 5. Pozo 13.

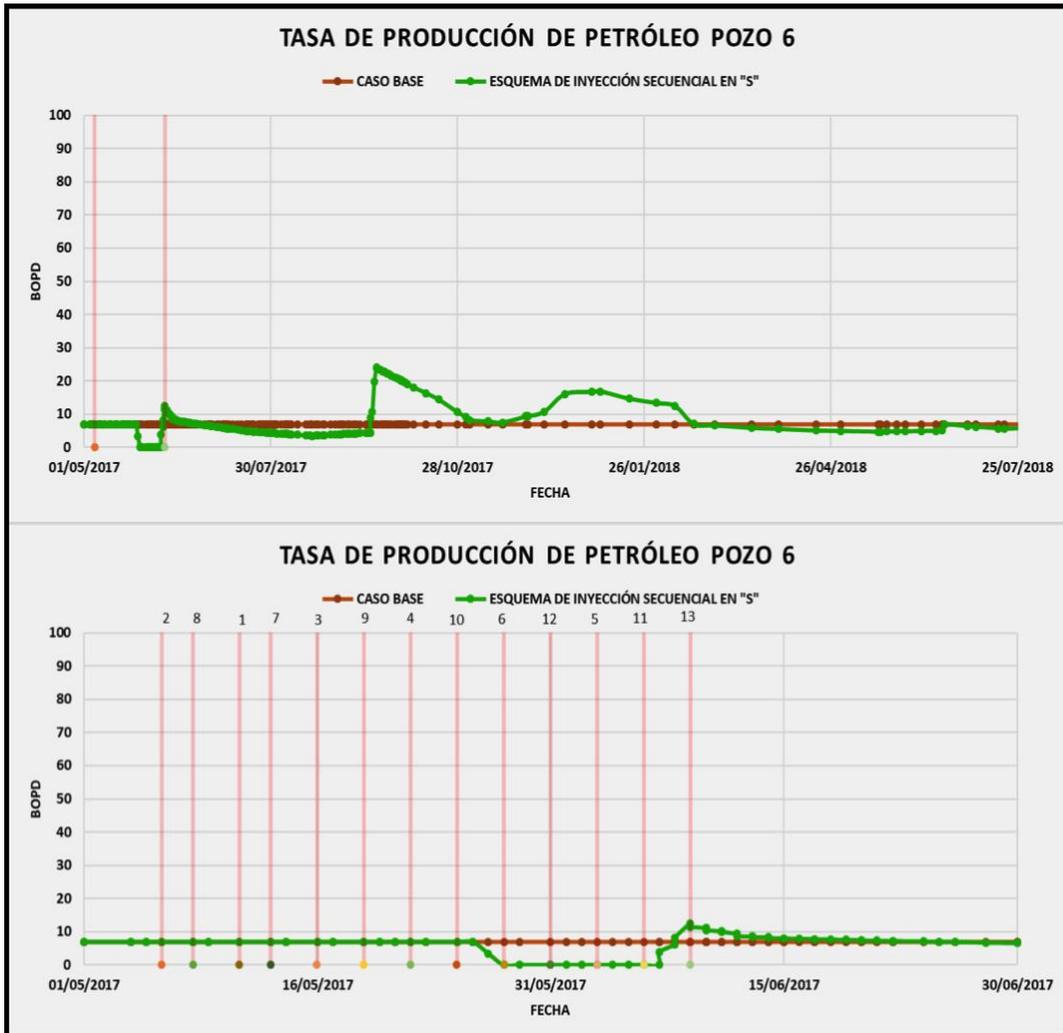


ANEXO B. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN "S" CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN

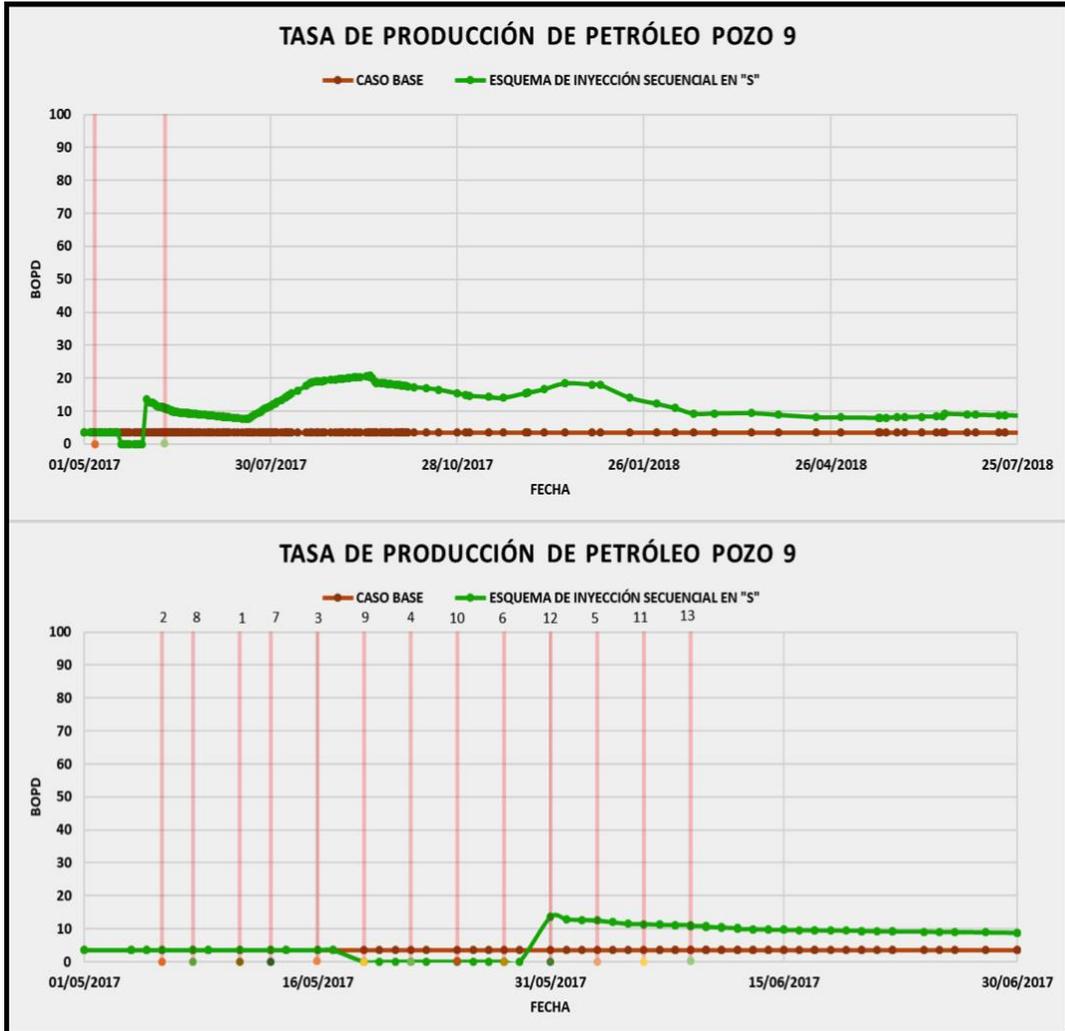
Gráfica 1. Pozo 5.



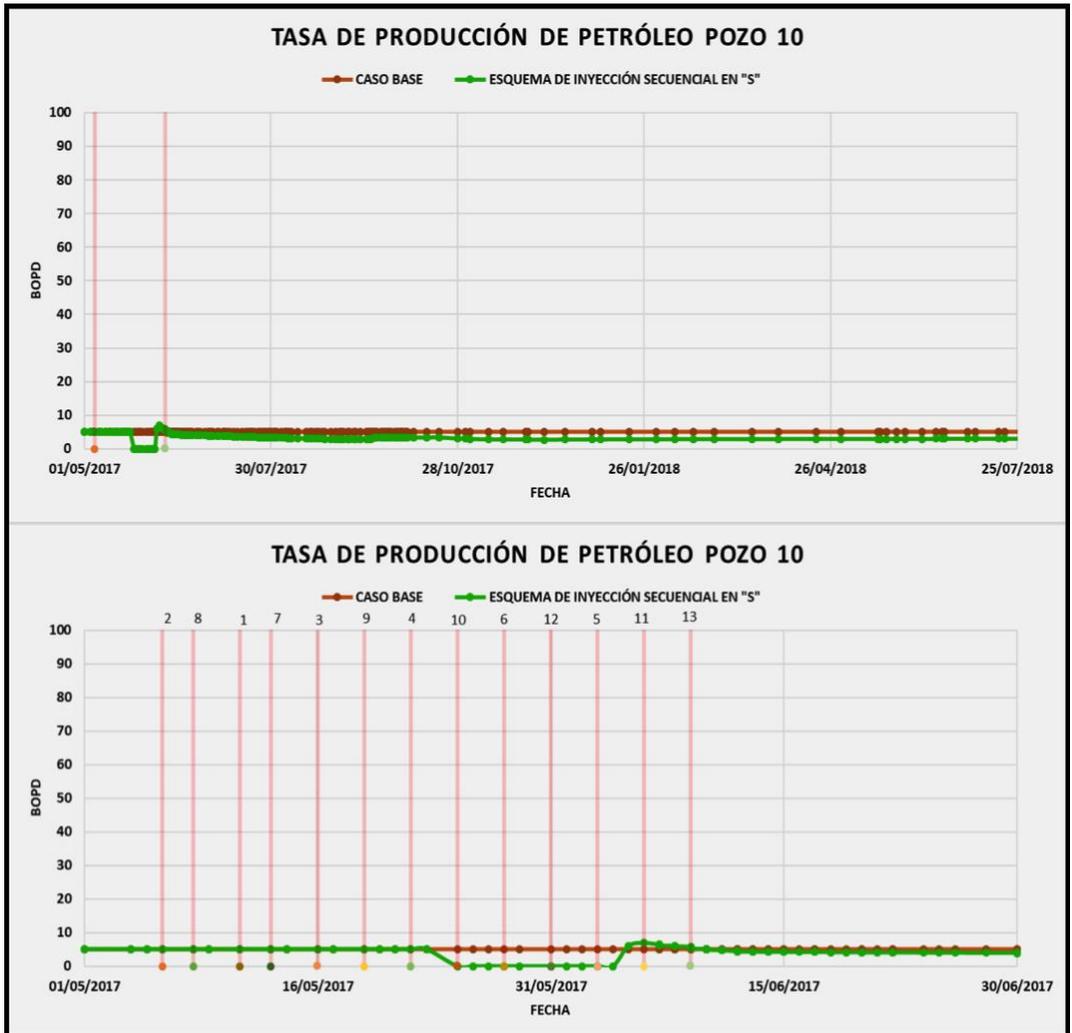
Gráfica 2. Pozo 6.



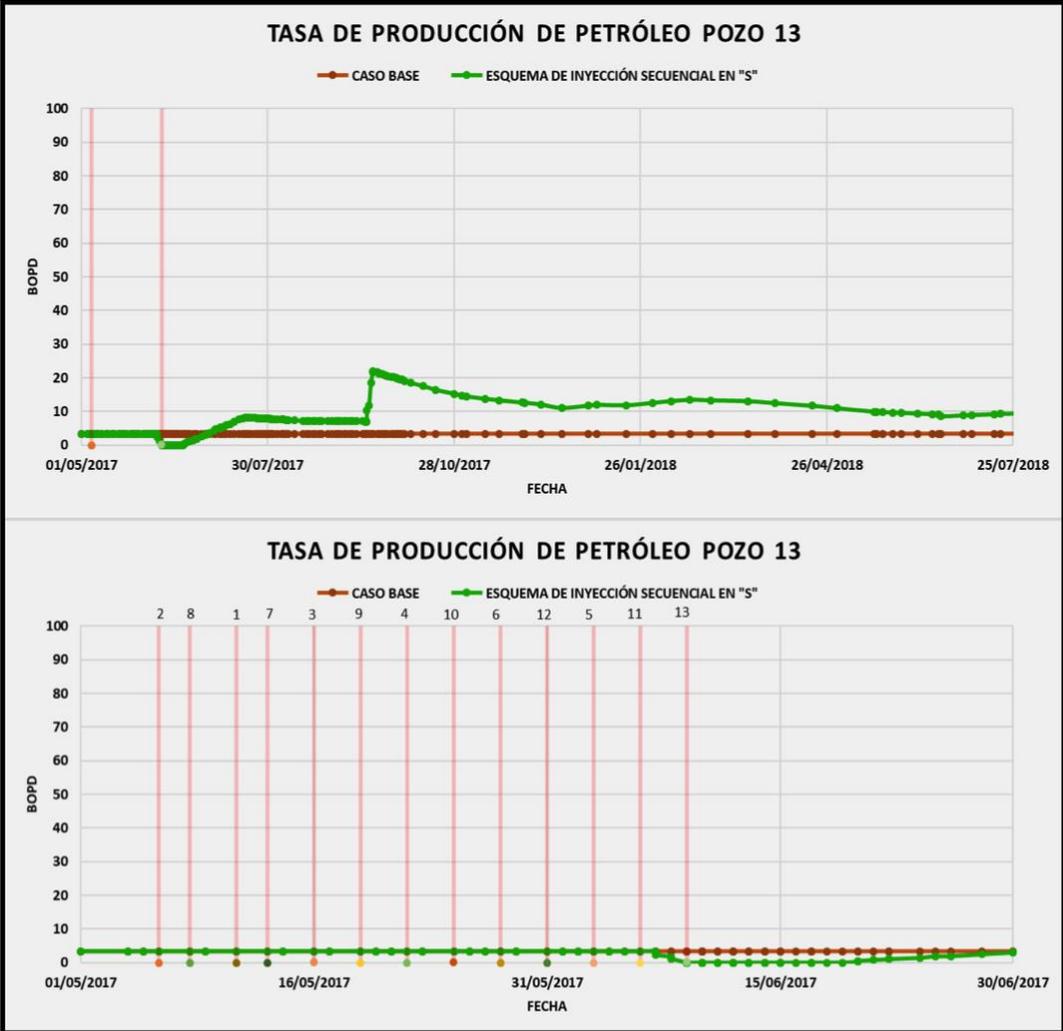
Gráfica 3. Pozo 9.



Gráfica 4. Pozo 10.

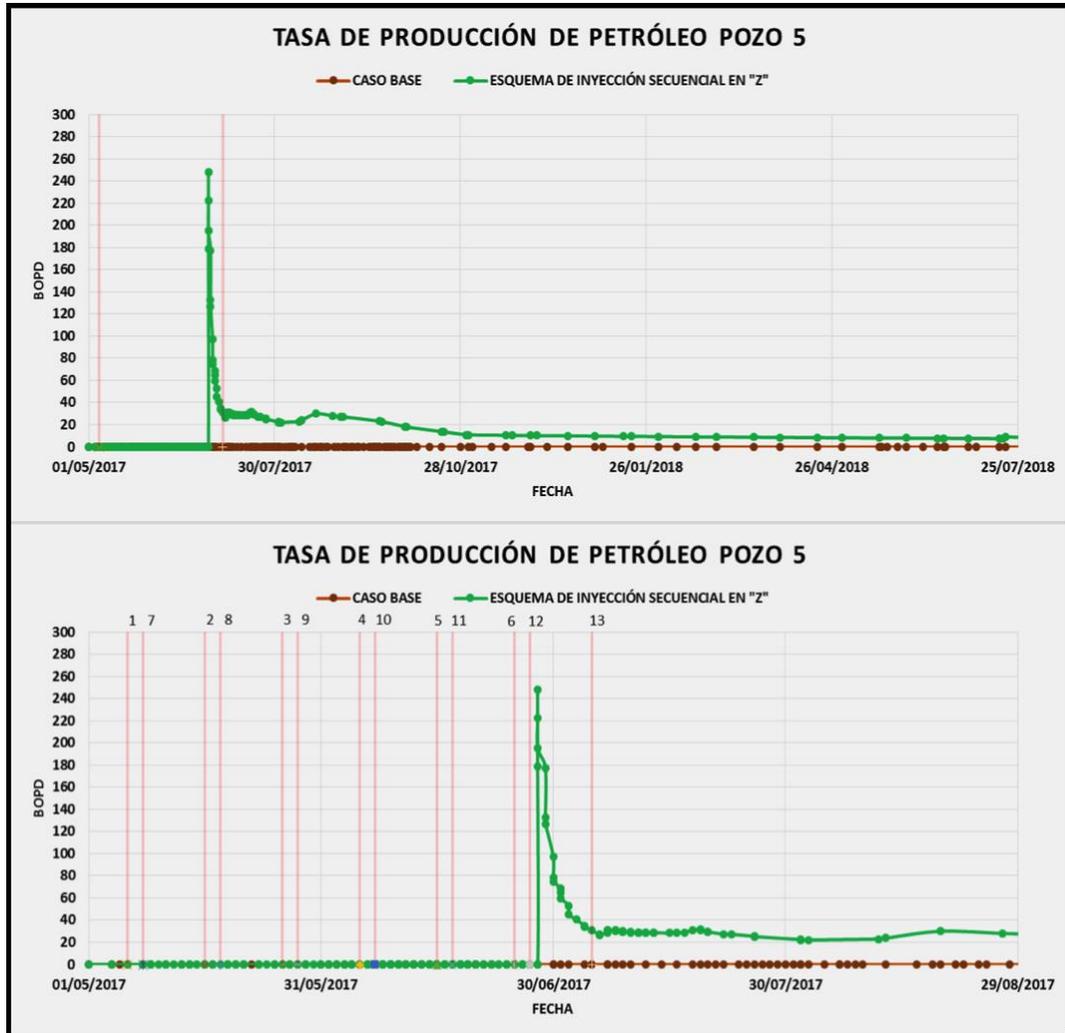


Gráfica 5. Pozo 13.

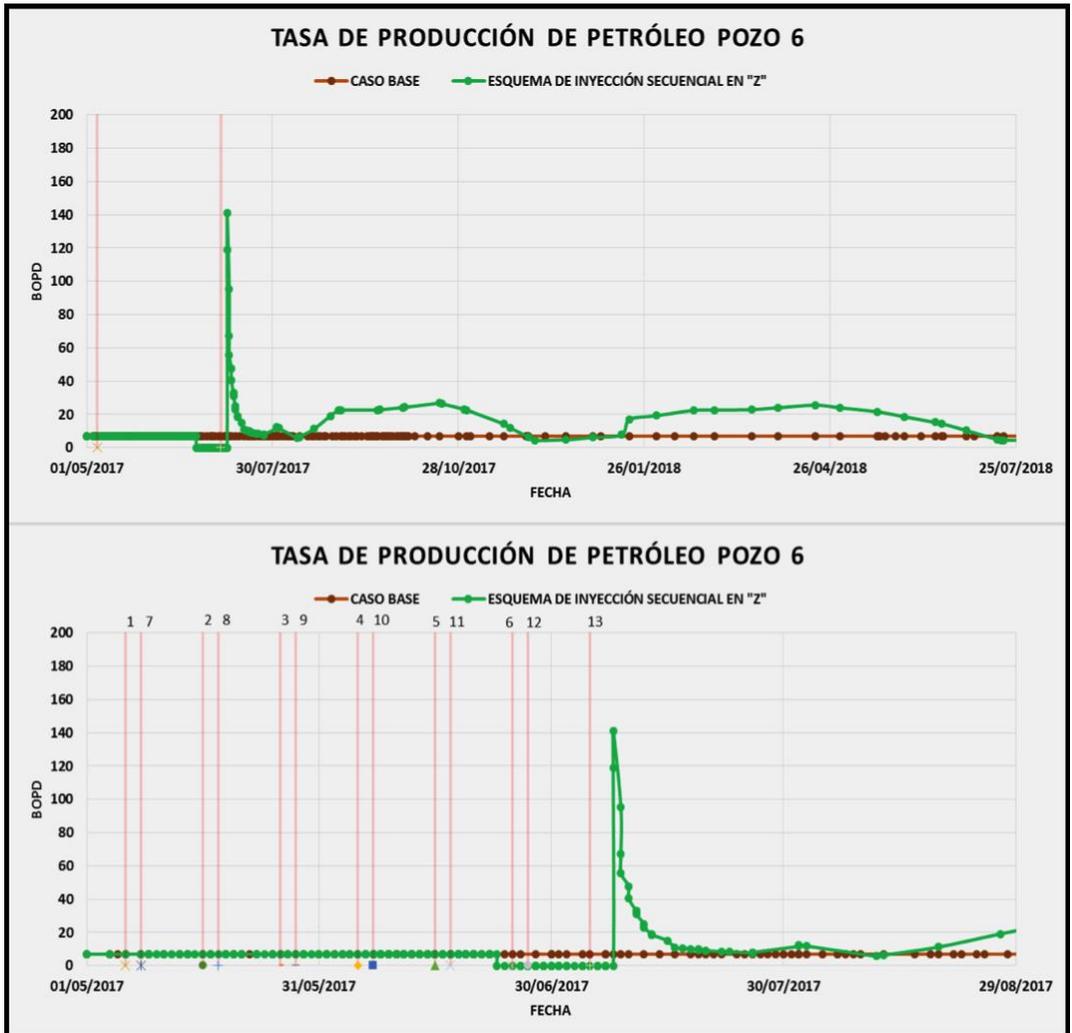


ANEXO C. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN "Z" CON 10 DIAS DE INYECCIÓN

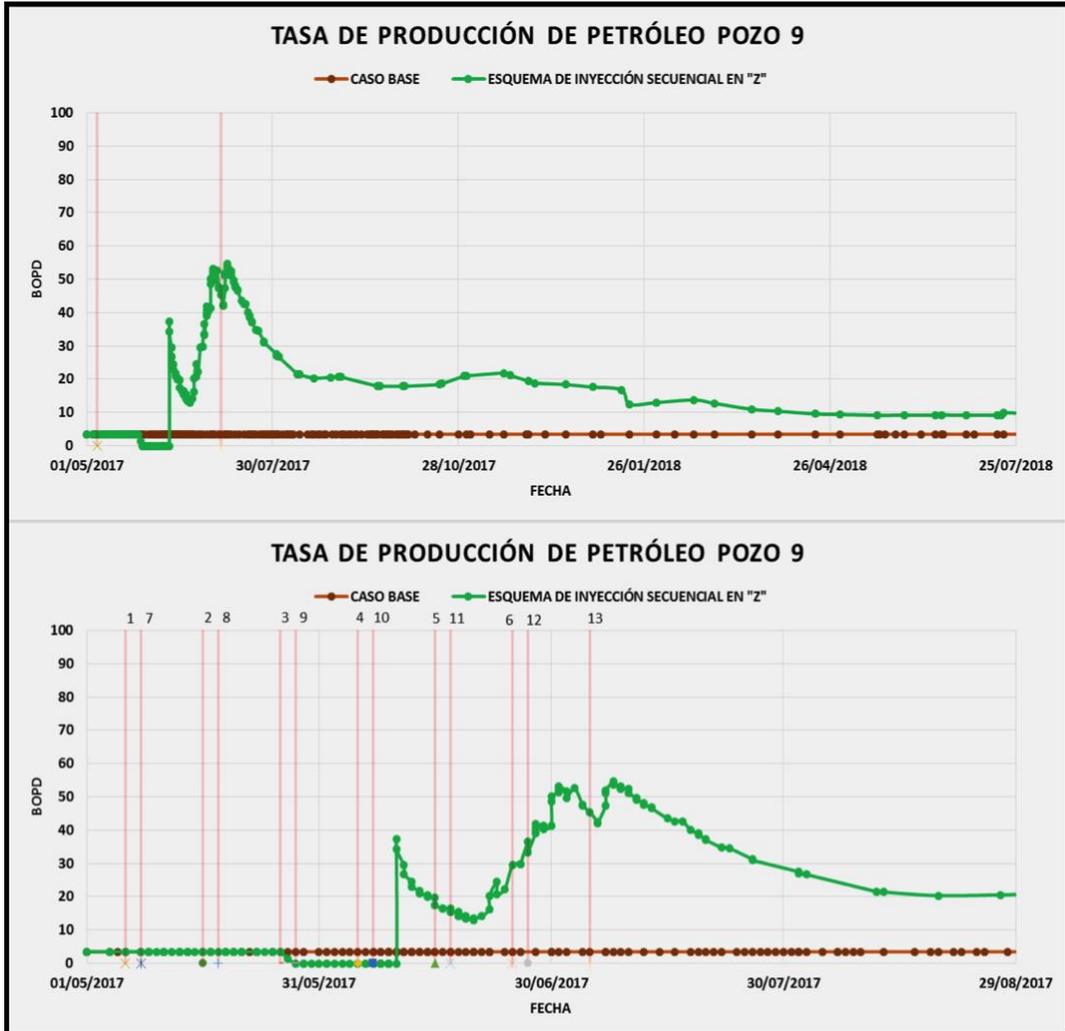
Gráfica 1. Pozo 5.



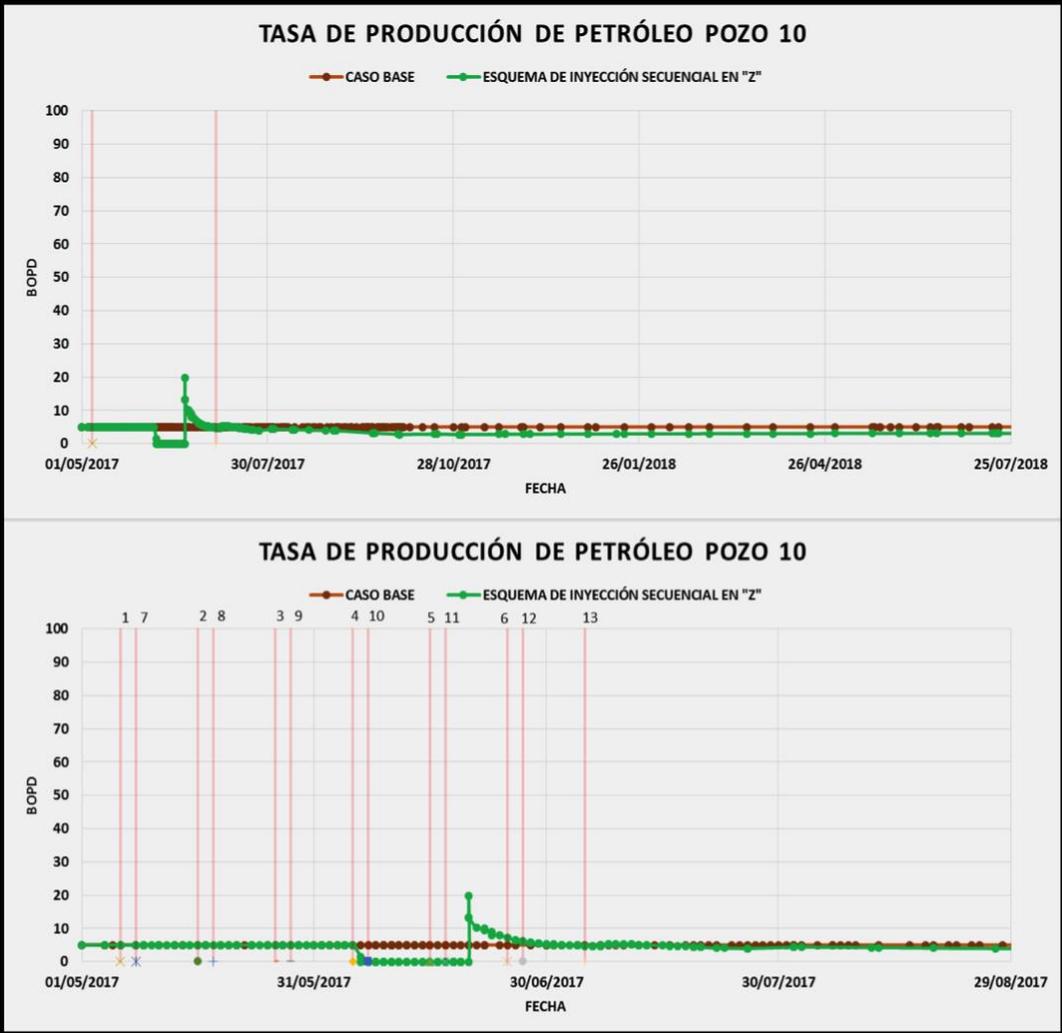
Gráfica 2. Pozo 6.



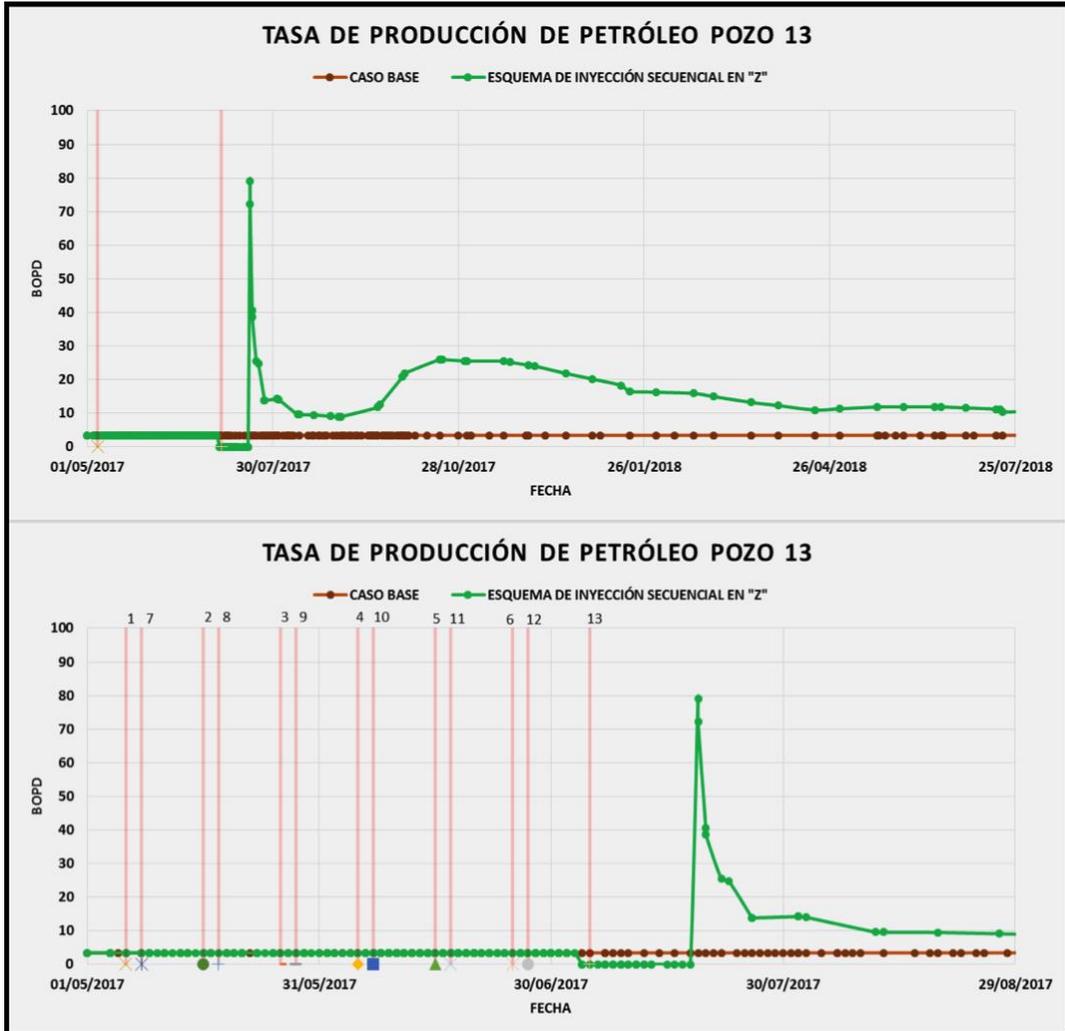
Gráfica 3. Pozo 9.



Gráfica 4. Pozo 10.

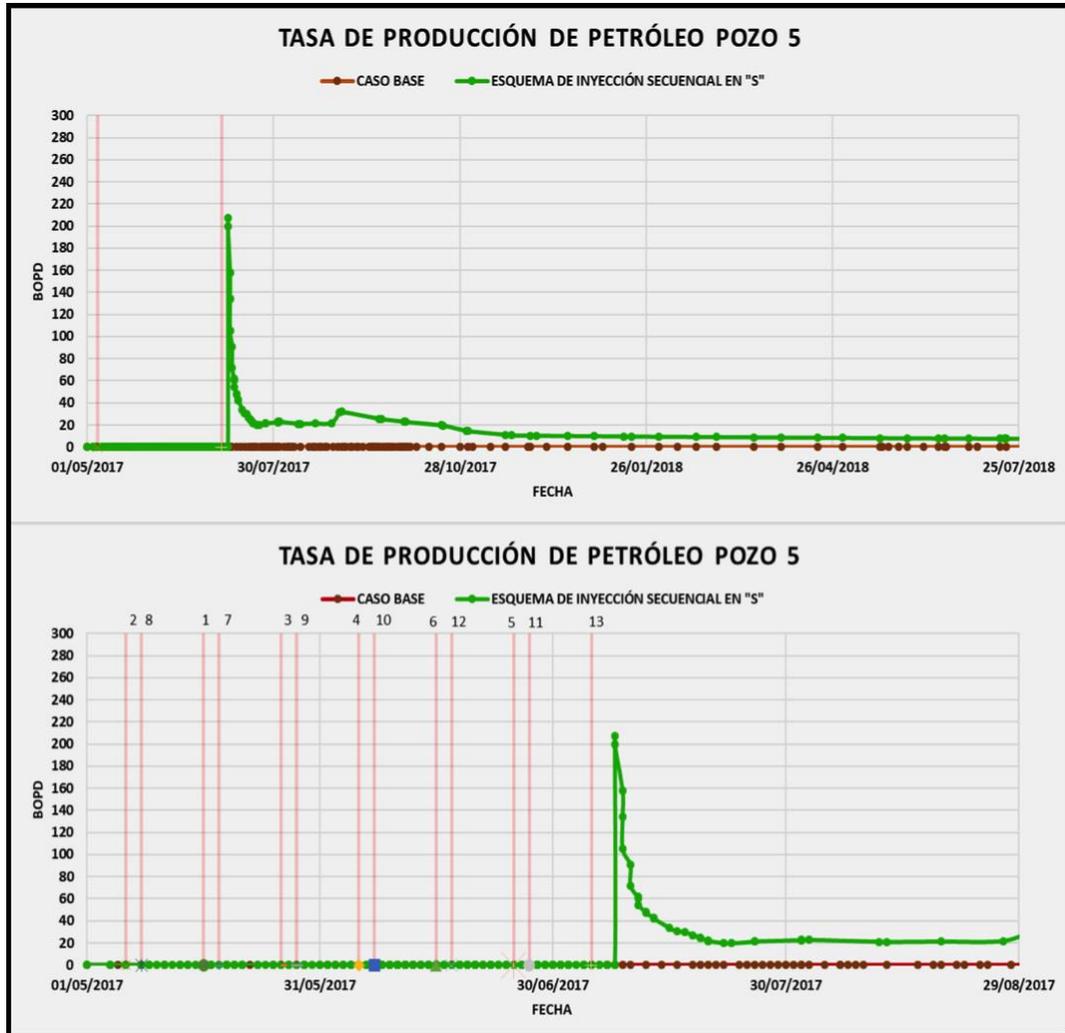


Gráfica 5. Pozo 13.

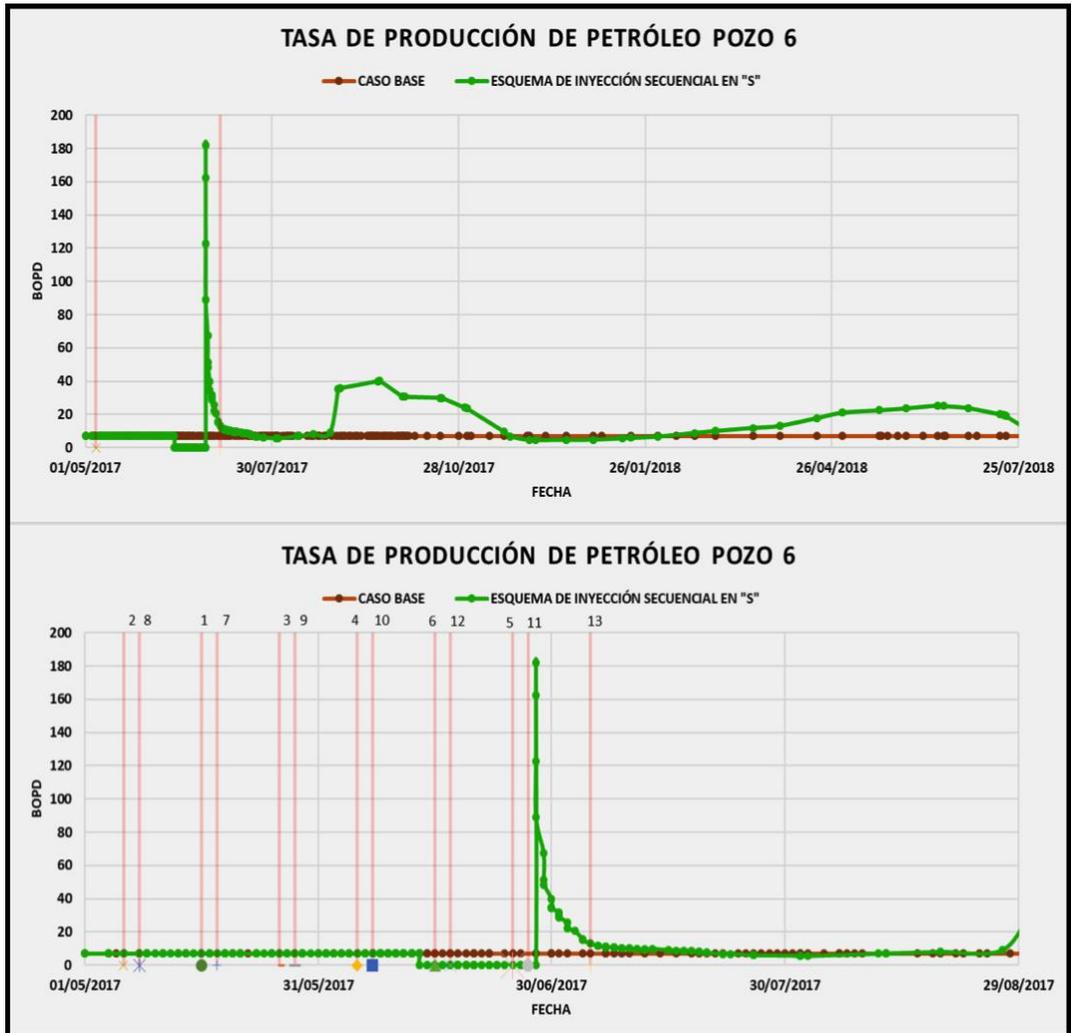


ANEXO D. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN "S" CON 10 DIAS DE INYECCIÓN

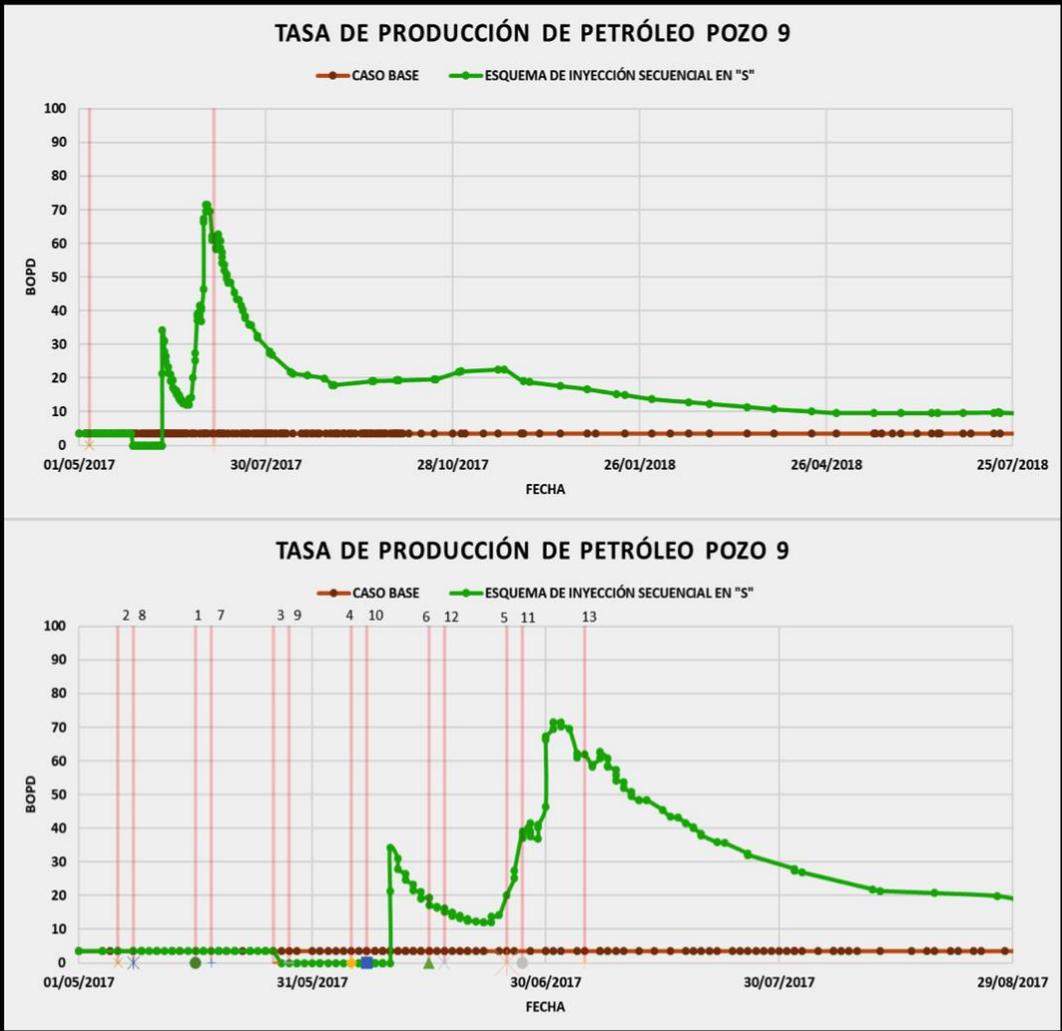
Gráfica 1. Pozo 5.



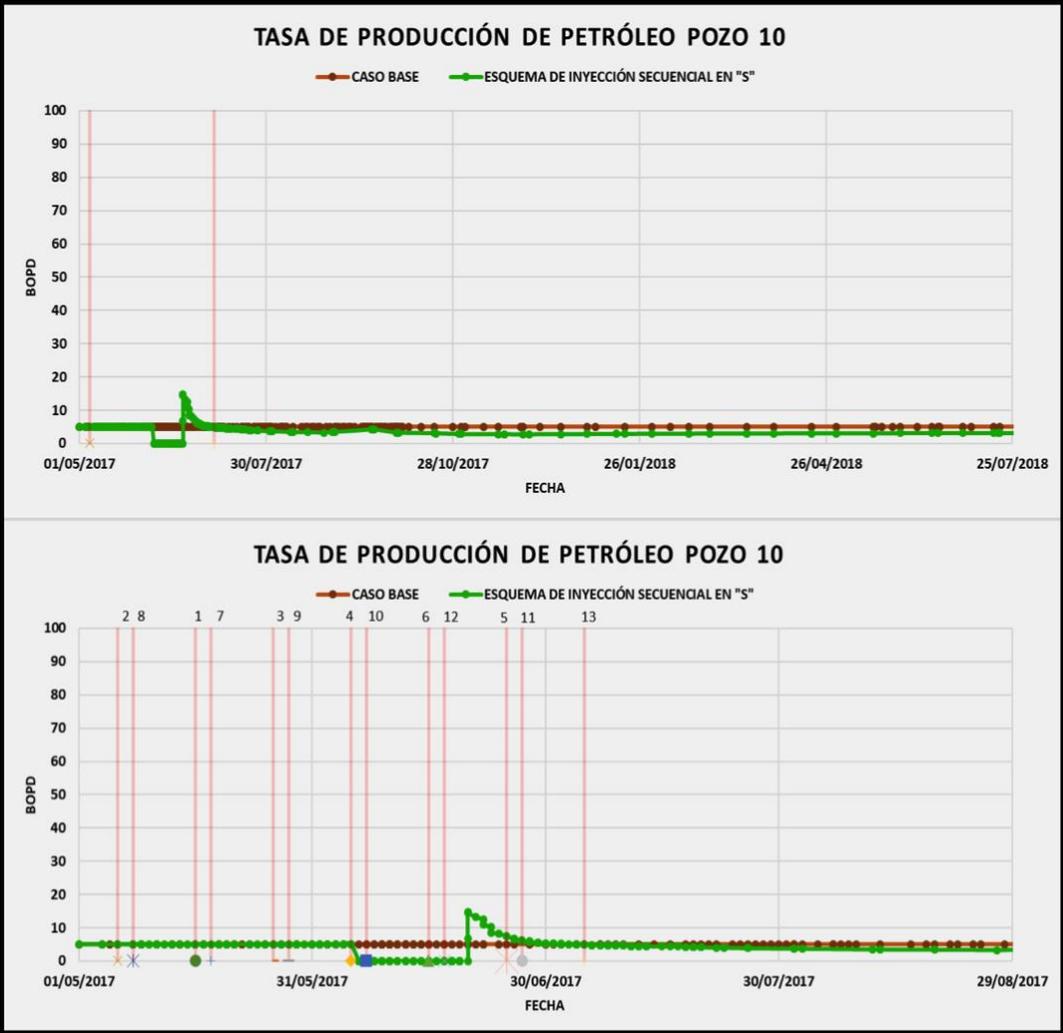
Gráfica 2. Pozo 6.



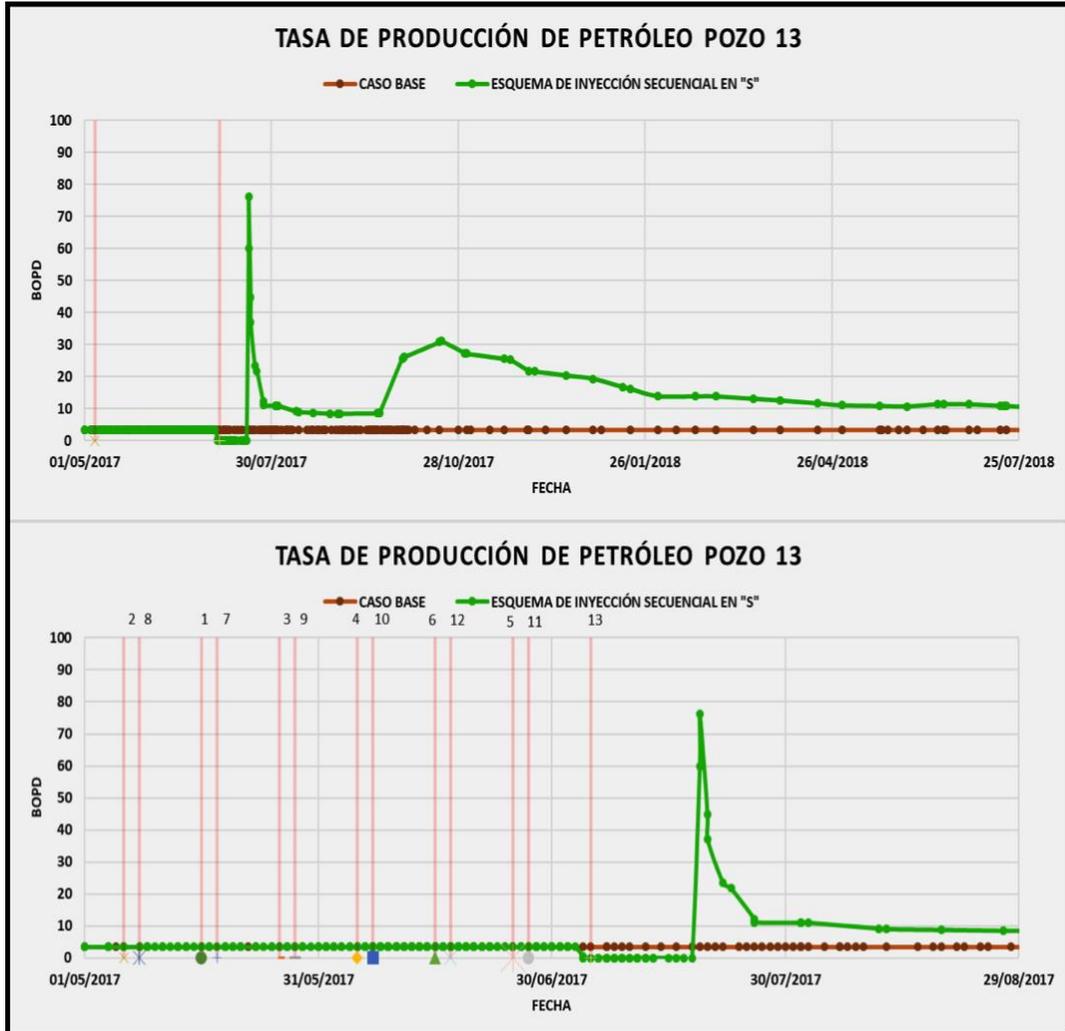
Gráfica 3. Pozo 9.



Gráfica 4. Pozo 10.

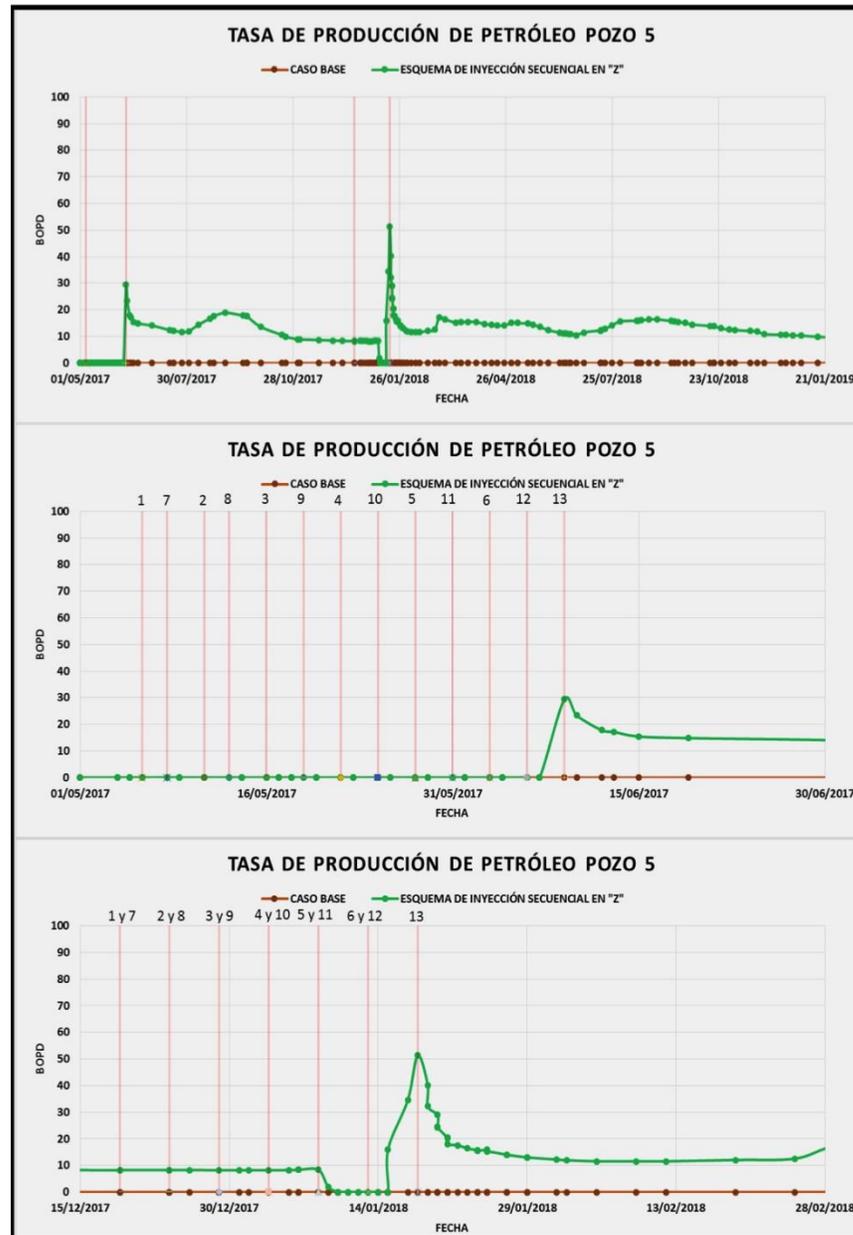


Gráfica 5. Pozo 13.



ANEXO E. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCIÓN SECUENCIAL EN "Z" DE DOS CICLOS CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN.

Gráfica 1. Pozo 5.



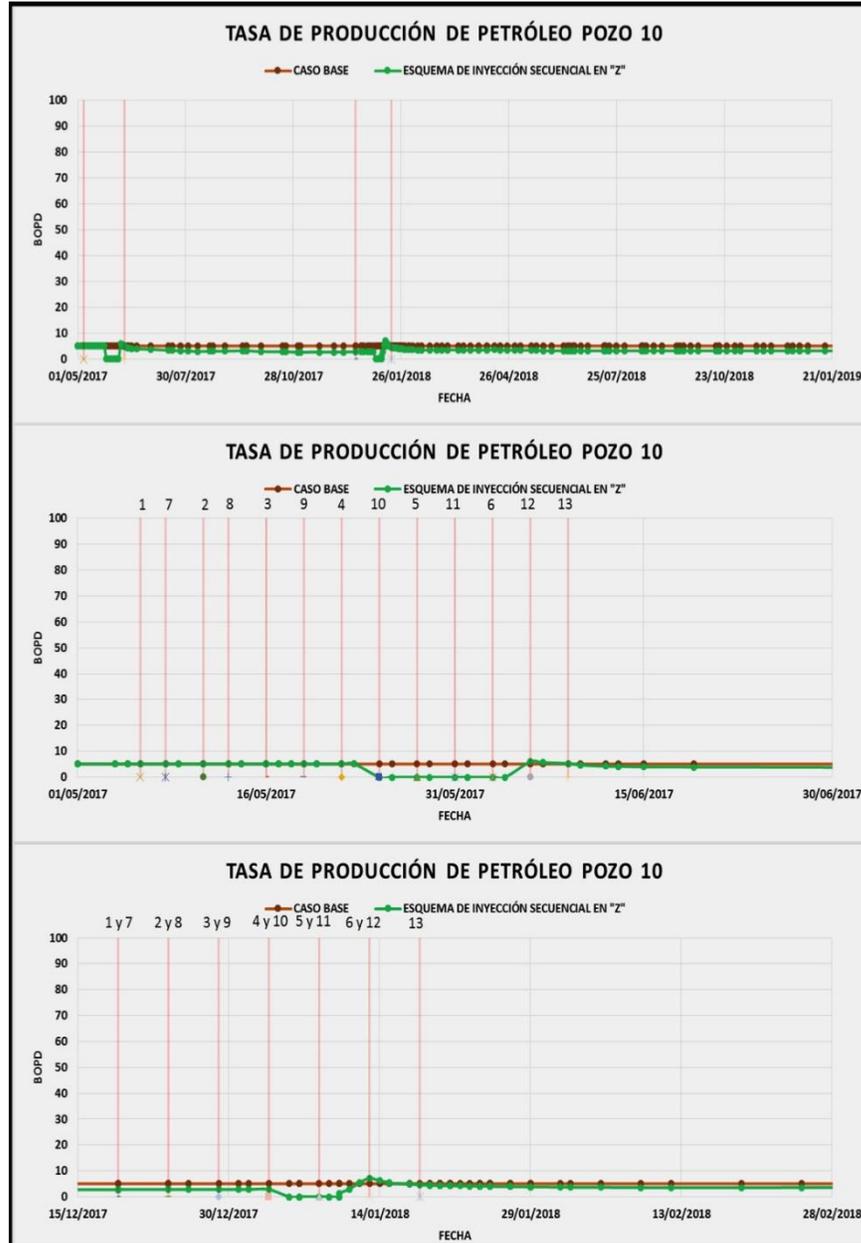
Gráfica 2. Pozo 6.



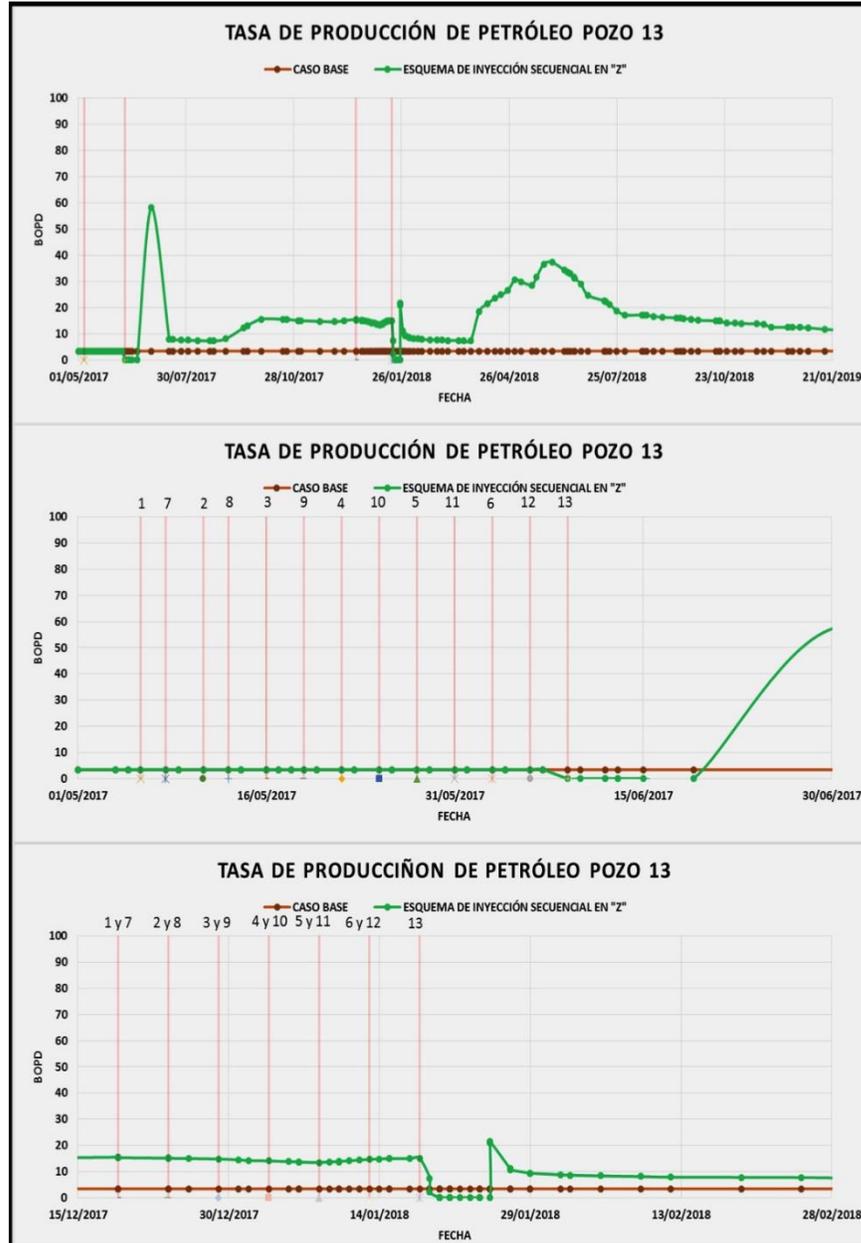
Gráfica 3. Pozo 9.



Gráfica 4. Pozo 10.

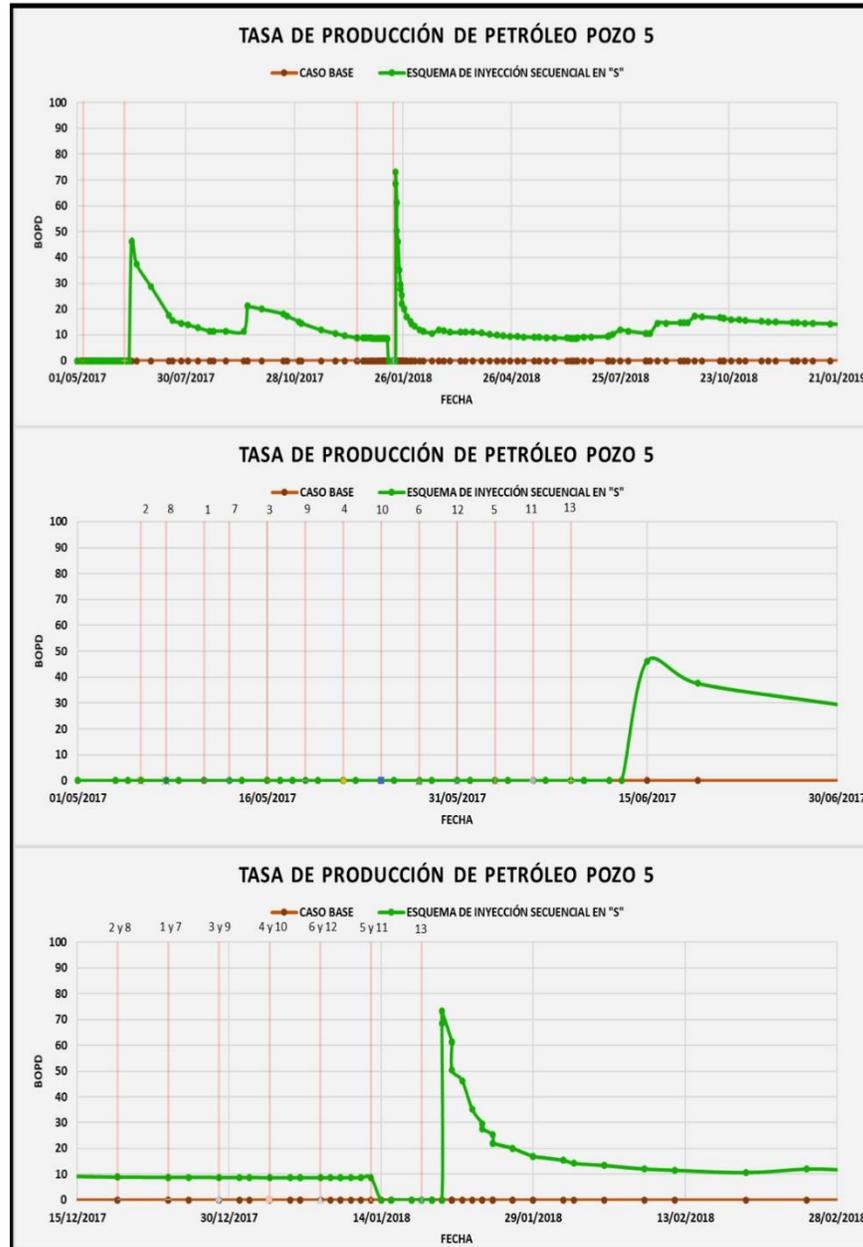


Gráfica 5. Pozo 13.

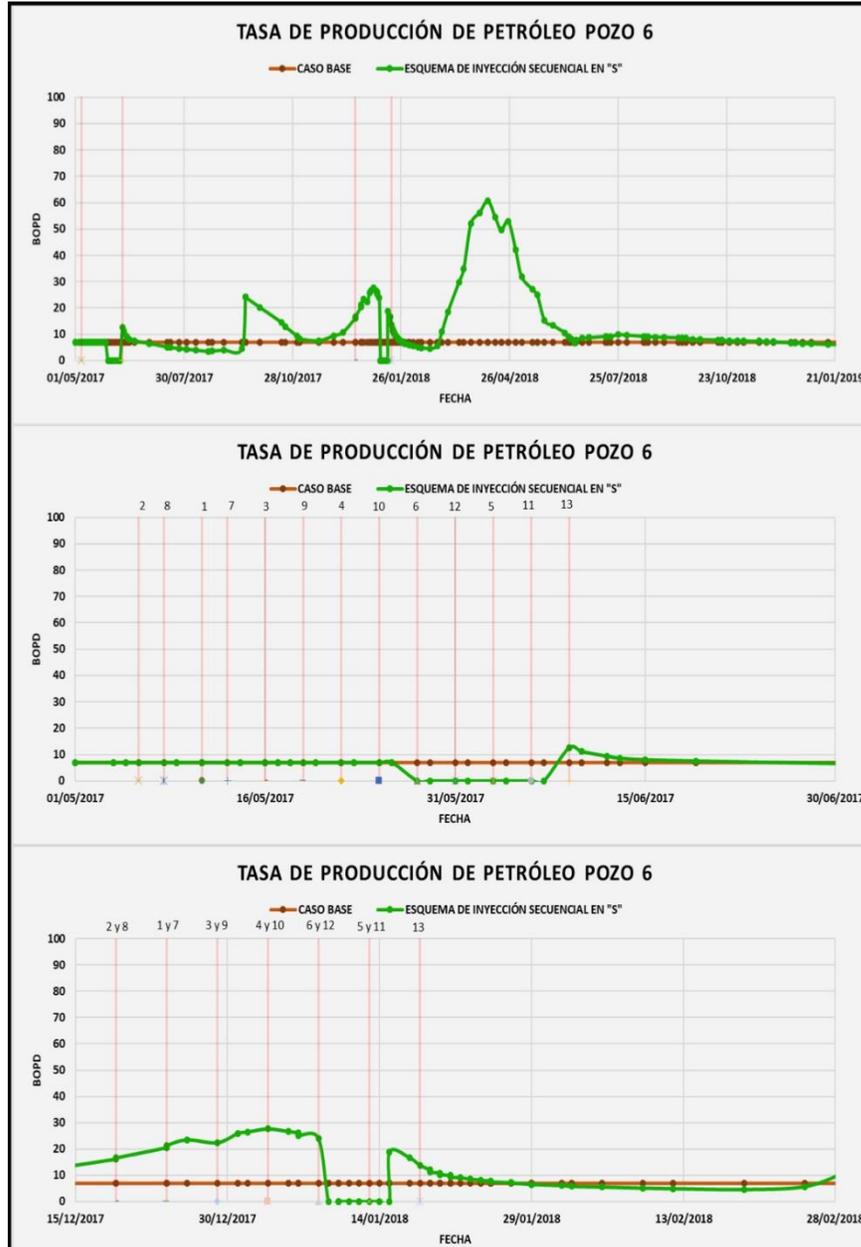


ANEXO F. RESULTADOS DE LOS POZOS RESTANTES PARA EL ESQUEMA DE INYECCION SECUENCIAL EN "S" DE DOS CICLOS CON CINCO DIAS DE INYECCIÓN.

Gráfica 1. Pozo 5.



Gráfica 2. Pozo 6.



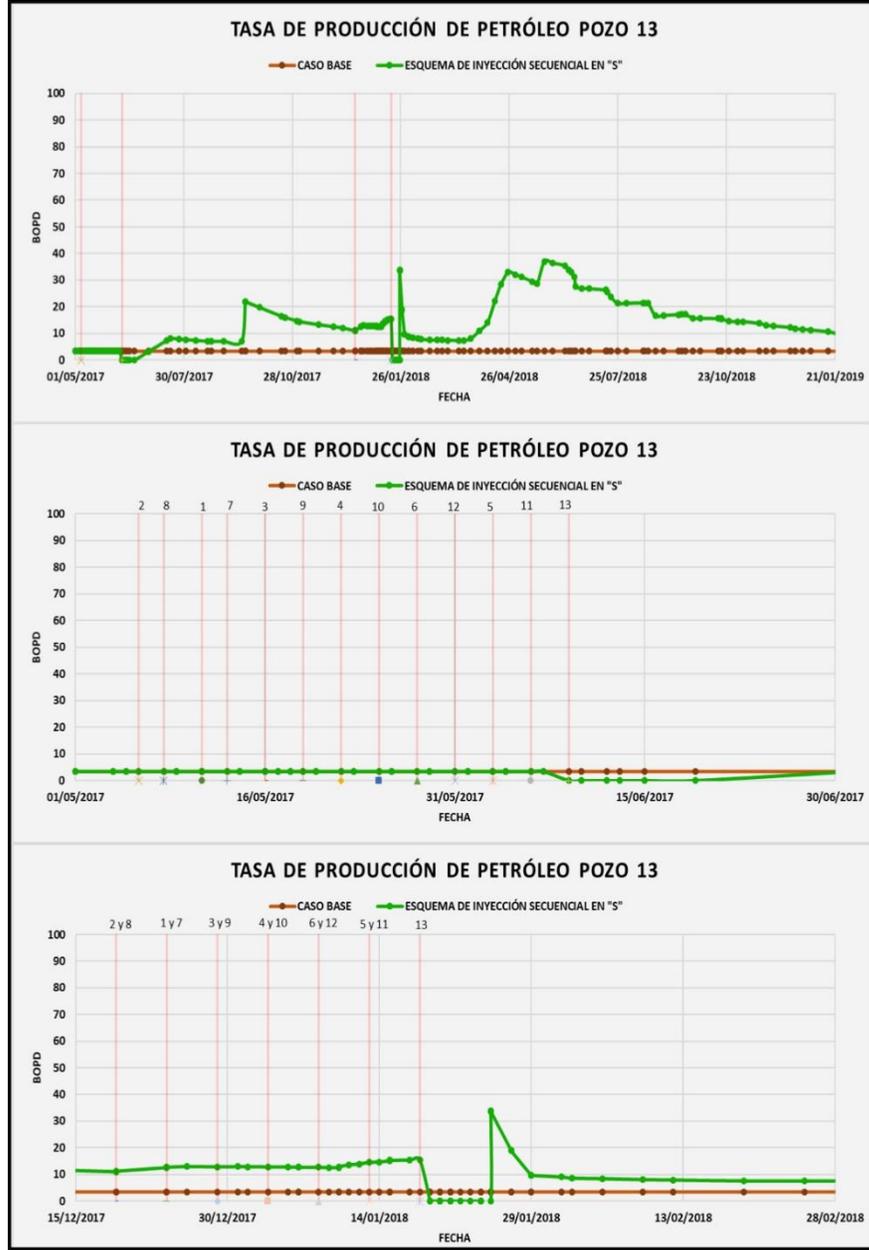
Gráfica 3. Pozo 9.



Gráfica 4. Pozo 10.



Gráfica 5. Pozo 13.



 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

**AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL
LUMIERES**

Nosotros **Juan Manuel Fonseca Gómez** y **Miguel Ángel Sánchez Burbano** en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN LOCALIZADA DE VAPOR CON LA TÉCNICA HUFF AND PUFF PARA OCHO POZOS EN EL CAMPO TECA-COCORNÁ MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:



Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.



Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 07 días del mes de noviembre del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Juan Manuel	Fonseca Gómez
Documento de identificación No	Firma
1032468584	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Miguel Ángel	Sánchez Burbano
Documento de identificación No	Firma
1019098482	Miguel Ángel Sánchez B.