

**EVALUACION TECNICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN PROCESO DE
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LISAMA. MEDIANTE SIMULACION
NUMERICA DE YACIMIENTOS**

Ing. EDWIN RODRIGUEZ PAREDES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**EVALUACION TECNICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN PROCESO DE
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LISAMA. MEDIANTE SIMULACION
NUMERICA DE YACIMIENTOS**

EDWIN RODRIGUEZ PAREDES

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magíster en
Ingeniería de Hidrocarburos.

Avalado por el Comité evaluador en el marco del convenio de cooperación
tecnológica 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y
ECOPETROL S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo.

M.Sc. NICOLAS SANTOS

Director

M.Sc. CLAUDIA PATRICIA SOTO

Co-Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo expresa sus más sinceros agradecimientos a:

La **Empresa colombiana de petróleos ECOPETROL S.A**, por la oportunidad y confianza depositadas para la realización de este estudio de posgrado.

Al **Grupo de campos Maduros del Instituto Colombiano del petróleo**, por su valioso aporte técnico y colaboración.

La **Universidad industrial de Santander**, por la oportunidad de crecer personal y académicamente.

Los Ingenieros: **Nicolas Santos, Claudia Soto, Jorge Sandoval, Hector Hugo Perez, Vicente Gomez, Ana Maria Rocha, Wilson Barrios, Ruben Castro, Jose Ricardo Sandoval**, por sus valiosos aportes a la investigación y realización de este trabajo.

A **Mi familia**, por la confianza, amor y apoyo que siempre han depositado en mí.

A todas y cada una de las personas que contribuyeron al desarrollo y culminación de este trabajo.

CONTENIDO

1. MARCO TEORICO.....	4
1.1 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO.....	5
1.2 FACTORES QUE CONTROLAN LA INYECCIÓN DE AGUA	7
1.2.1 Avance preferencial del agua.....	7
1.2.2 Mojabilidad de la Roca.....	8
1.2.3 Inclinación de la formación.....	8
1.2.4 Presión capilar.....	8
1.2.5 Relación de Movilidad	8
1.2.6 Tasa de flujo (qt)	9
1.2.7 Saturación inicial de gas	9
1.2.8 Aceite original al inicio de la inyección.	10
1.3 METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.	10
1.3.1 Método volumétrico	10
1.3.2 Métodos empíricos	11
1.3.3 Métodos clásicos.....	11
1.3.3.1 Método de Dykstra – Parsons	12
1.3.3.2 Método de Stiles.....	13
1.3.3.3 Método de Buckley – Leverett.....	13
1.3.3.4 Método de Craig-Geffen-Morse.....	13
1.3.3.5 Método de Higgins y Leighton	14
1.3.4 Simulación numérica de yacimientos	14
2. MODELO DE SIMULACION.....	15
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO.....	15
2.2 MODELO DINAMICO	20
2.2.1 Modelo de Fluidos	21
2.2.2 Permeabilidades Relativas.....	24
2.2.3 Historia de producción.....	28

2.2.4 Historia de Presiones	31
2.2.5 Contactos	32
3. EVALUACION TECNICA DE LA INYECCION DE AGUA EN LA FORMACION MUGROSA B DEL CAMPO LISAMA	33
3.1 MODELO DE SIMULACION NUMERICO	34
3.1.1 Selección del sector	34
3.1.2 Grid de simulación.....	36
3.1.3 Propiedades del yacimiento	37
3.1.4 Sistema Roca Fluido	39
3.1.5 Características de los pozos.	39
3.1.6 Inicialización del modelo	42
3.2 AJUSTE HISTORICO.....	43
3.2.1 COEFICIENTE DE LORENZ.....	44
3.2.1.1 Calculo de los coeficientes antes de ajuste histórico..	46
3.2.1.2 Calculo de los coeficientes después de Ajuste Histórico.....	47
3.2.2 Resultados del Ajuste Histórico.....	48
3.3 DISEÑO DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA.....	57
3.3.1 Análisis Geológico.....	57
3.3.1.1 Mugrosa B1.....	61
3.3.1.2 Mugrosa B2.....	65
3.3.1.3 Mugrosa B3.....	71
3.3.2 Análisis de producción e Ingeniería.....	76
3.3.3 Patronamiento de Inyección.....	79
3.3.3.1 Escenario I.....	79
3.3.3.2 Escenario II.....	83
3.3.4 Cálculo Tasa y presión de Inyección.....	86
3.4 SIMULACION NUMERICA DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA	92
3.4.1 Escenario I	92
3.4.2 Escenario II	96
3.4.3 Sensibilidad de parámetros de Inyección.....	99
3.4.3.1 Tasa de Inyección	99
3.4.3.1.1 Escenario I.....	101
3.4.3.1.1 Escenario II.....	103

3.4.3.2 Presión de inyección.	105
3.4.3.2.1 Escenario I.	106
3.4.3.2.2 Escenario II..	108
3.4.3.3 Temperatura de inyección.....	111
3.4.3.3.1 Escenario I.	112
3.4.3.3.2 Escenario II..	115
3.4.3.4 Entrada de pozos escenario II.....	117
3.4.4 Optimización de los escenarios de Inyección.....	120
3.5 EVALUACION DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA.....	129
4. EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA PRECIPITACION DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA	138
4.1 PUNTO DE NUBE Y ONSET DE CRISTALIZACION PARA EL CAMPO LISAMA	139
4.2 ANALISIS DEL ESTUDIO GEOQUIMICO DEL CRUDO LISAMA.....	141
4.3 SIMULACION NUMERICA DEL EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA TEMPERATURA.	142
4.3.1 Grid de simulación.....	143
4.3.2 Ubicación de los pozos.	143
4.3.3 Completamiento de los pozos..	144
4.3.4 Propiedades térmicas del yacimiento.....	146
4.3.5 Condiciones operativas.	146
4.4 RESULTADOS Y ANALISIS.....	147
4.4.1 Inyectividad..	147
4.4.2 temperatura en la cara del pozo inyector..	148
4.4.3 temperatura en la cara del pozo productor.....	149
4.4.4 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Tasa de inyección.:	150
4.4.5 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs espesor inundado.....	151
4.4.6 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Temperatura de yacimiento.....	152
4.4.7 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Temperatura de Inyección.....	153
4.4.8 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Propiedades Térmicas del yacimiento.....	153

4.4.9 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Completamiento del pozo.....	155
4.4.10 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo productor Vs tasa de inyección.. ..	155
5. ANALISIS ECONOMICO.....	157
5.1 FLUJO DE CAJA.....	158
5.1.1 Ingresos.....	159
5.1.2 Egresos.	160
5.1.2.1. Costos de inversión.....	161
5.1.2.1.1 Perforación y completamiento de pozos.	161
5.1.2.1.2 Conversión de pozos productores a Inyectores.	162
5.1.2.1.3 Reactivación de pozos.	163
5.1.2.1.4 Infraestructura de Inyección.	163
5.1.2.1.5 Trabajos de cañoneo.....	163
5.1.2.2. Costos de Operación.....	164
5.1.2.3. Regalías.. ..	165
5.1.2.4 Impuestos.....	165
5.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD	165
5.2.1. Valor Presente Neto (VPN)	166
5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)	167
5.2.3 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	168
5.2.4 Relación Beneficio – Costo (B/C).....	168
5.3 ANALISIS FINANCIERO	168
5.3.1 Flujo de Caja	171
5.3.2 Análisis TIR	171
5.3.3. Análisis VPN.....	172
5.3.4. Relación Costo/ Beneficio	173
CONCLUSIONES.....	174
RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFÍA	177
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Proyectos de inyección de agua en Colombia	5
Tabla 2. Pruebas PVT Área Lisama	21
Tabla 3. Datos de laboratorio de permeabilidad relativa sistema Agua-aceite	25
Tabla 4. Datos de permeabilidad relativa sistema Gas-aceite	27
Tabla 5. Comportamiento de la presión por formación y zona	32
Tabla 6. Grid de simulación-sub modelo.....	36
Tabla 7. Distribución de capas en la vertical sub modelo	37
Tabla 8. Listado de pozos del sub-modelo	40
Tabla 9. Listado de pozos Ajustados	53
Tabla 10. Evaluación porcentual del ajuste por Modelo.....	54
Tabla 11. Evaluación porcentual del ajuste por Sector	54
Tabla 12. Listado de pozos Ajustados por sector	55
Tabla 13. Resolución estratigráfica del sub-modelo.....	58
Tabla 14. Áreas potenciales a un proceso de inyección de agua.....	74
Tabla 15. Pozos Inyectores escenario I.....	80
Tabla 16. Pozos productores escenario I.....	81
Tabla 17. Pozos Inyectores Infill.....	84
Tabla 18. Pozos Productores escenario II	85
Tabla 19. Datos básicos para cálculo de tasa de inyección	88
Tabla 20. Tasa de Inyección por sub-unidad escenario I.....	90
Tabla 21. Tasa de Inyección por sub-unidad escenario II.....	91
Tabla 22. Sensibilidad de la tasa de inyección	100
Tabla 23. Sensibilidad de la presión de inyección	105
Tabla 24. Sensibilidad de la entrada de los pozos inyectores nuevos escenario II	118
Tabla 25. Escenario 1 optimizado.....	121
Tabla 26. Producción incremental de aceite x año debido a E1.....	123
Tabla 27. Escenario 2 optimizado.....	124
Tabla 28. Pozos a perforar Escenario 2 optimizado	125
Tabla 29. Producción incremental de aceite x año debido a E2.....	128
Tabla 30. Análisis de inyectividad inyección de agua campo Lisama	129
Tabla 31. Evaluación de la respuesta de los pozos productores a la inyección E1	130
Tabla 32. Evaluación de la respuesta de los pozos productores a la inyección E2	131
Tabla 33. Factores de recobro del área barrida por la inyección de agua.....	133

Tabla 34. Volúmenes porosos inyectados	134
Tabla 35. Relación agua inyectada /aceite producido.....	134
Tabla 36. Análisis SARA Crudo Lisama.....	138
Tabla 37. Punto de nube Crudo Lisama	140
Tabla 38. Propiedades térmicas del yacimiento.....	146
Tabla 39. Condiciones operativas de la inyección de agua	147
Tabla 40. T°Vs Tasa de inyección	150
Tabla 41. T°Vs Propiedades Térmicas	154
Tabla 42. T°Vs Completamiento del pozo.....	155
Tabla 43. Precio del crudo-WTI	160
Tabla 44. Precio del crudo Lisama	160
Tabla 45. Costo de perforación promedio de un pozo en el campo Lisama.....	161
Tabla 46. Costo de conversión de un pozo productor a inyector.....	162
Tabla 47. Costo de Reactivación de pozos en el campo Lisama	163
Tabla 48. Costo de Trabajos de Cañoneo en el campo Lisama.....	164
Tabla 49. Costos variables	165
Tabla 50. Inversión escenario I.....	169
Tabla 51. Inversión escenario II.....	169
Tabla 52. Pronostico producción Aceite incremental-Flujo de caja	170
Tabla 53. Valor presente neto de los escenarios	172
Tabla 54. Relación Costo/ Beneficio de los escenarios	173

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tecnología de inyección de Agua	4
Figura 2. Curva típica del proceso.....	6
Figura 3. Movimiento del agua dentro del yacimiento.....	7
Figura 4. Ubicación del campo Lisama.....	15
Figura 5. Corte estructural campo Lisama.....	16
Figura 6. Sistema de fallas campo Lisama.....	17
Figura 7. Sistema de fallas campo Lisama.....	17
Figura 8. Columna estratigráfica del área.....	18
Figura 9. Ambiente depositacional del área	19
Figura 10. Distribución de los cuerpos de arena en el yacimiento	20
Figura 11. Modelo dinámico del yacimiento	21
Figura 12. Ajuste del Bo.....	22
Figura 13. Ajuste del GOR	22
Figura 14. Ajuste de la viscosidad del crudo	23
Figura 15. Ajuste de la densidad del aceite.....	23
Figura 16. Ajuste de la gravedad del gas	24
Figura 17. Curva de permeabilidad relativa sistema agua-aceite	26
Figura 18. Curva de permeabilidad relativa sistema Liquido-Gas.....	28
Figura 19. Estado de los pozos del Área Lisama	28
Figura 20. Producción de aceite histórica –campo Lisama.....	30
Figura 21. Producción Total de fluidos –campo Lisama	30
Figura 22. Historial de presiones del yacimiento	31
Figura 23. Sectorización del yacimiento.....	34
Figura 24. Sub modelo del yacimiento	36
Figura 25. Propiedades del sub-modelo.....	37
Figura 26. Trayectoria del pozo Lisama -156	41
Figura 27. Producción histórica de aceite del sub-modelo	41
Figura 28. Comportamiento de la presión en el sub-modelo	42
Figura 29. Análisis en “Crystall ball” de la presión del sub-modelo.....	42
Figura 30. Capacidad de flujo normalizada	45
Figura 31. Coeficiente de Lorenz Antes de ajuste	46
Figura 32. Coeficiente de Lorenz después de ajuste.....	47
Figura 33. Ajuste Histórico de la producción de fluidos	49
Figura 34. Ajuste histórico de la presión del yacimiento	50

Figura 35. Ajuste Histórico de la producción de aceite	50
Figura 36. Ajuste Histórico de la producción de Agua	51
Figura 37. Ajuste Histórico de la producción de Gas	51
Figura 38. Ajuste Histórico de la producción de fluidos Sector Norte	56
Figura 39. Ajuste Histórico de la producción de fluidos Sector centro	57
Figura 40. Mapas de espesor y continuidad de las arenas en el área Lisama.....	59
Figura 41. Zona con mejores propiedades petrofísicas Lisama.....	60
Figura 42. Porcentaje de arenas en la formación mugrosa B.....	61
Figura 43. Espesor de los canales en la formación mugrosa B.....	61
Figura 44. Factor de calidad de zona formación mugrosa B.....	61
Figura 45. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B1	62
Figura 46. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B1-3	63
Figura 47. Correlación estratigráfica pozos área 1	64
Figura 48. Correlación estratigráfica pozos área 2	64
Figura 49. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B2	65
Figura 50. Mapa de factor de calidad de zona para las sub-unidades de B2.....	66
Figura 51. Correlación estratigráfica pozos sector 1.....	67
Figura 52. Correlación estratigráfica pozos sector 2.....	68
Figura 53. Correlación estratigráfica pozos sector 3.....	68
Figura 54. Correlación estratigráfica pozos sector 4.....	69
Figura 55. Correlación estratigráfica pozos sector 5.....	70
Figura 56. Correlación estratigráfica pozos sector 6.....	70
Figura 57. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B3	71
Figura 58. Espesor de roca productora para las sub-unidades B3-1 y B3-2.....	72
Figura 59. FCZ y Espesor de roca productora para la sub-unidad B3-3.....	73
Figura 60. Correlación estratigráfica para la sub-unidad B3-3.....	73
Figura 61. Áreas potenciales para inyección de agua en mugrosa B	75
Figura 62. Estado de los pozos: área piloto de inyección de agua	76
Figura 63. Mapa de Saturación actual de aceite: área piloto de inyección de agua.....	77
Figura 64. Mapa de saturación actual de agua: área piloto de inyección de agua.....	77
Figura 65. Mapa de saturación actual de Gas: área piloto de inyección de agua	78
Figura 66. Escenario de inyección de agua # 1	82
Figura 67. Escenario II de inyección de agua.....	83
Figura 68. Producción diaria de aceite Escenario 1.....	92
Figura 69. Producción acumulada de aceite Escenario 1	93
Figura 70. Producción diaria de Agua Escenario 1.....	93

Figura 71. Producción diaria de Gas Escenario 1	94
Figura 72. Comportamiento de la presión estática del yacimiento Escenario 1	95
Figura 73. Incremento factor de recobro Escenario 1	96
Figura 74. Producción diaria de aceite Escenario 2.....	97
Figura 75. Producción acumulada de aceite Escenario 2.....	97
Figura 76. Producción diaria de Agua Escenario 2.....	98
Figura 77. Producción diaria de Gas Escenario 2	98
Figura 78. Comportamiento de la presión estática del yacimiento Escenario 2	99
Figura 79. Tasa de inyección Vs producción diaria de aceite E1.....	101
Figura 80. Tasa de inyección Vs producción acumulada de aceite E1	101
Figura 81. Tasa de inyección Vs Agua inyectada E1.....	102
Figura 82. Tasa de inyección Vs Presión estática del yacimiento E1	103
Figura 83. Tasa de inyección Vs producción acumulada de aceite E2	104
Figura 84. Tasa de inyección Vs Agua inyectada E2.....	104
Figura 85. Presión de inyección Vs Producción diaria de aceite E1	106
Figura 86. Presión de inyección Vs agua inyectada en el pozo Lisama 8.....	107
Figura 87. Presión de inyección Vs Presión estática del yacimiento E1	108
Figura 88. Presión de inyección Vs Producción de aceite E2.....	109
Figura 89. Presión de inyección Vs Presión estática del yacimiento E2	109
Figura 90. Presión de inyección Vs Producción diaria de aceite E2	110
Figura 91. Presión de inyección Vs agua inyectada	111
Figura 92. Temperatura de inyección Vs Agua inyectada E1	112
Figura 93. Temperatura de inyección Vs Producción de aceite E1.....	113
Figura 94. Temperatura de inyección Vs Producción diaria de agua E1.....	114
Figura 95. Temperatura de inyección Vs Presión estática del yacimiento E1.....	115
Figura 96. Temperatura de inyección Vs Producción de aceite E2.....	116
Figura 97. Temperatura de inyección Vs Agua inyectada E2	117
Figura 98. Schedule de perforación Inyectores Vs Presión estática del yacimiento E2 ...	119
Figura 99. Schedule de perforación Inyectores Vs Producción diaria de aceite E2	119
Figura 100. Schedule de perforación Inyectores Vs producción acumulada de crudo E2	120
Figura 101. Presión estática del yacimiento E1 optimizado.....	121
Figura 102. Producción acumulada de aceite E1 optimizado	122
Figura 103. Producción diaria de fluidos E1 optimizado	122
Figura 104. Inyección & producción de agua E1 optimizado	123
Figura 105. Presión estática del yacimiento E2 optimizado.....	125
Figura 106. Producción acumulada de aceite E2 optimizado	126

Figura 107. Producción diaria de Aceite E2 optimizado	126
Figura 108. Agua inyectada & Producida E2 optimizado	127
Figura 109. Factor de recobro de los escenarios	132
Figura 110. Análisis del tiempo de irrupción en los pozos productores	135
Figura 111. Comportamiento de la saturación de gas Vs Inyección de agua	137
Figura 112. Envoltente de depositacion de parafinas Lisama.....	140
Figura 113. Curva de formación de parafinas-Lisama en función de la presión.....	141
Figura 114. Nivel de madurez de los crudos del campo Lisama.....	142
Figura 115. Grid de simulación conceptual.	143
Figura 116. Inyección en línea directa.....	144
Figura 117. Completamiento típico de un pozo del campo Lisama.....	145
Figura 118. Distribución por arenas de la inyección de agua	148
Figura 119. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector.....	149
Figura 120. Disminución en la temperatura en la cara del pozo productor	150
Figura 121. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector Vs espesor a inundar	151
Figura 122. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector Vs temperatura original del yacimiento	152
Figura 123. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector Vs temperatura de inyección.....	153
Figura 124. Disminución en la temperatura en la cara del pozo productor Vs tasa de inyección.....	156
Figura 125. Esquema de flujo de caja	159
Figura 126. Flujo de caja para el proyecto	171
Figura 127. Tasa interna de retorno para el proyecto.....	172

TITULO: EVALUACION TECNICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LISAMA. MEDIANTE SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS¹

AUTOR: Edwin Rodríguez Paredes

PALABRAS CLAVE: Inyección de agua, Simulación numérica de yacimientos, Geoestadística, precipitación de parafinas, campo Lisama, Evaluación financiera de proyectos.

RESUMEN

El campo Lisama se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, está en producción desde 1967, tiene actualmente alrededor de 160 pozos, pero su factor de recobro no supera el 12% del aceite original en el yacimiento y su producción va en declinación. Buscando incrementar la producción diaria del campo y aumentar el bajo factor de recobro se evaluó numéricamente el desempeño de un proceso de inyección de agua en los sectores norte y centro de la formación Mugrosa B del campo, obteniéndose producciones incrementales superiores a los 4,000,000 de barriles, usando 13 pozos inyectoros a lo largo de 20 años de inyección y observándose un mantenimiento de presión constante a lo largo del proceso.

Los pronósticos realizados fueron hechos con base en el ajuste histórico realizado a un sub-modelo de yacimiento de 400.000 celdas donde se incorporo una nueva variable de ajuste como es el coeficiente de Lorenz. Como aporte de innovación, cabe mencionar el estudio que se llevo a cabo para determinar el enfriamiento que sufre la formación, cuando agua es inyectada a temperatura ambiente en la cabeza del pozo. Observándose que la conductividad termal del agua de formación es la variable de yacimiento de mayor influencia sobre este comportamiento y que al inyectar agua a una tasa de 8 Bbls/Pie la temperatura caerá de 156 ° a 110°F en la cara del pozo inyector.

Finalmente, se calcularon indicadores de rentabilidad para los escenarios planteados y se sensibilizaron parámetros de operación, como tasa, presión y temperatura de inyección con el fin de maximizar los recobros finales de aceite, obteniéndose así, tasas internas de retorno mayores al 45%, una relación costo beneficio de 1.3 y una recuperación de la inversión al cabo de 2.5 años.

¹ Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, M.Sc. Nicolás Santos

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF A WATERFLOODING PROCESS IN THE LISAMA FIELD. USING NUMERICAL SIMULATION¹

AUTHOR: Edwin Rodriguez Paredes

KEYWORDS: water injection, reservoir numerical simulation, Paraffin deposition, Lisama field and financial evaluation of projects.

ABSTRACT

The Lisama field is located in the basin of the Magdalena valley river basin, it is in production since 1967, currently has about 160 drilled wells, but its recovery factor does not exceed 12% of the original oil in the reservoir and its production is in decline. Looking for increasing daily production and improve the low recovery factor, the performance of waterflooding process in the north and center sectors, Mugrosa B formation, was evaluated numerically in order to get incremental production greater than 4,000,000 barrels, using 13 injector wells along 20 years of injection and observing a maintaining constant pressure throughout the process.

Forecasts were made based on the history match made to a sub model of 400,000 blocks where a new match variable was incorporated "Lorenz's coefficient. As input for innovation, it's important to mention the study that was conducted to determine the cooling experienced by the formation when water is injected at ambient temperature at the wellhead. Observing that the thermal conductivity of formation water is the reservoir's variable of greatest influence on this behaviour and when water is injected to rate of 8 Bbls/Ft the temperature descends from 156°F to 110°F in the injector wellbo re.

Finally, financial indicators were calculated for the scenarios based on sensitizing operational parameters such as rate, pressure and temperature of injection in order to maximize final recoveries of oil, and to obtain internal rates of return greater than 45% and a cost benefit relation of 1.3 and return of the investment after 2.5 years

¹ Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingenieria de Petróleos, M.Sc. Nicolas Santos

INTRODUCCION

Este proyecto tiene como finalidad estructurar, diseñar y evaluar la implementación de un proceso de inyección selectiva de agua en las arenas de la formación Mugrosa B, del campo Lisama. Así mismo, busca integrar al análisis aspectos geológicos, estratigráficos y petrofísicos que mediante técnicas estadísticas permitan conocer con certeza dirección, continuidad y secuencia de canales dentro del yacimiento, dada la alta complejidad del mismo.

Inicialmente, se realiza una fundamentación teórica del proceso de inyección de agua y se hace una descripción del yacimiento. Así mismo, se elabora y construye el modelo dinámico y se integra junto con el modelo estático en el software de simulación numérica CMG. Dentro del modelo dinámico cabe resaltar la realización del modelamiento composicional del fluido en el software Winprop, consiguiendo un excelente ajuste de la ecuación de estado y de las propiedades más representativas del fluido.

Seguidamente, se inicializa el modelo de simulación(410.000 celdas) en el software STARS y se procede al ajuste histórico de la producción de fluidos y la presión estática del yacimiento, incorporando una nueva variable de ajuste como es el coeficiente de Lorenz, el cual es calculado con base en un análisis celda por celda de la porosidad y permeabilidad modelada antes y después del ajuste; esto con el fin de corroborar que se conserve la heterogeneidad del yacimiento y el ajuste pueda ser representativo. Una vez se logra ajustar el vaciamiento del yacimiento a lo largo de 40 años de producción, se procede al ajuste por pozo de los niveles de agua, aceite y gas obteniéndose un buen ajuste en 36 pozos de los 44 modelados. Básicamente, el ajuste logrado se baso en una adecuado modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa y de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento.

Con el modelo ajustado y apoyándose en el modelo geológico del yacimiento, en registros eléctricos, en correlaciones estratigráficas y con la ayuda de la herramienta Crystall Ball, se identifican y definen las mejores arenas y áreas del modelo donde un proceso de inyección de agua podría ser exitoso, desde luego, integrando al estudio mapas de saturación actual (2008) de los fluidos producidos y condiciones de presión vigentes al inicio de la inyección, los cuales han sido obtenidos del ajuste histórico. Con base en este análisis se definen dos posibles escenarios de inyección, el primero de ellos convierte 7 pozos productores a inyectores e inyecta agua continuamente a través de ellos durante 20 años obteniéndose producciones incrementales de 2,200,000 barriles; para el segundo escenario se convierte 5 pozos productores a inyectores y se perforan 8 pozos inyectores adicionales. Obteniéndose producciones incrementales de 4,000,000 barriles y un mantenimiento de presión constante a lo largo del proyecto de inyección(2009-2030).

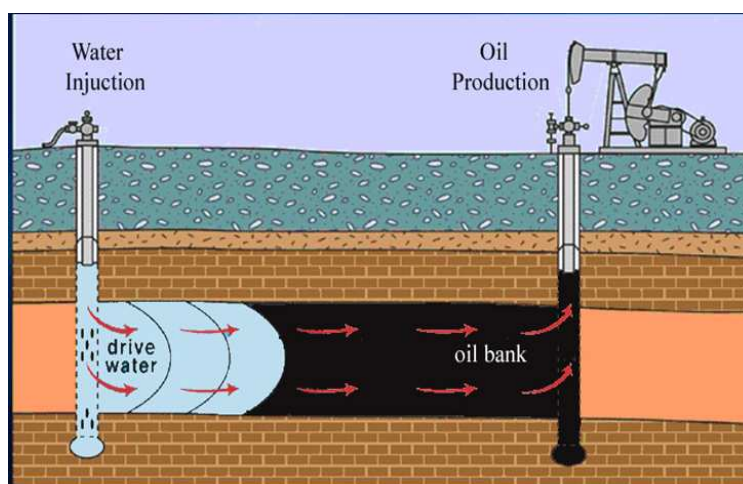
Posteriormente, y una vez demostrado que el proceso técnicamente es exitoso, se procede a evaluar una de las grandes incertidumbres del estudio: El problema de precipitación de parafinas que se podría presentar en el yacimiento como respuesta a un enfriamiento ocasionado por la inyección de agua a temperatura ambiente. Para ello, se analiza información proveniente de pruebas de laboratorio y estudios geoquímicos, corroborando que el crudo es altamente parafinico y tiende a precipitarse cuando este alcanza una temperatura por debajo de los 110° F; por lo que hubo necesidad de simular numéricamente y a escala, el enfriamiento que podría sufrirse en la cara de la formación al exponerla a una constante inyección de agua, observándose que efectivamente a tasas de inyección altas, la temperatura en la cara del pozo inyector puede disminuir de 156° F a 100° F lo que determinaría el fracaso del proyecto. De ahí, la necesidad de calcular la tasa de enfriamiento por barril de agua inyectado en un pie de formación y establecer las condiciones optimas de operación.

Finalmente, un estudio financiero fue llevado a cabo, donde se incorporaron las inversiones, costos fijos y costos variables que involucraría la implementación del proyecto bajo los precios actuales de crudo y el sistema de regalías vigente para esquemas de producción incremental. Obteniéndose así, que para el mejor de los escenarios (II) se requiere una inversión de 31 millones de dólares, la cual se recuperaría al cabo de 2.5 años, generaría tasas internas de retorno del 47%, relaciones costo beneficio mayores a 1 y un costo aproximado de producción de 12.3 \$US/Barril de aceite incremental producido. Los cálculos fueron hechos, siguiendo el modelo de evaluación financiera de proyectos usado en Ecopetrol y apoyándose en el software Excel.

1. MARCO TEORICO

El proceso de inyección de agua es hoy en día la tecnología de recuperación secundaria para la explotación de yacimientos de hidrocarburos más utilizada a nivel mundial. Desde el año 1880 se sabe que inyectar agua en un yacimiento petrolífero tiene el potencial para mejorar la recuperación de petróleo. Sin embargo, fue hasta el año de 1930 donde se iniciaron varios proyectos y hasta inicios del año 1950 que el auge de la inyección de agua comenzó.

Figura 1. Tecnología de inyección de Agua



FUENTE: Presentación “waterflooding of carbonate reservoirs” Dr Ibrahim kocabas.Canada 2004

Las principales razones por las que esta tecnología es uno de los procesos más usado en la recuperación de petróleo, son:

- La disponibilidad general del agua
- El bajo costo comparado con otros líquidos de inyección
- La facilidad para inyectar el agua en la formación
- La alta eficiencia de desplazamiento del agua sobre el aceite.

La Inyección de agua es responsable de un porcentaje muy importante del petróleo producido actualmente en el mundo, y en nuestro país se han desarrollado algunos proyectos exitosamente, como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 1. Proyectos de inyección de agua en Colombia

No	CAMPO	CUENCA	OOIP (MMBO)	Np (MMBO)	FR (%)	Qo Jun07 (BOPD)	ZONA	OPERADOR	INICIO	TERMINACIÓN	PATRON DE INYECCION
1	LA CIRA	VMM	2652	496.8	18.73	7961	Fm MUGROSA	ECP	1957	EN CURSO	LINEAS ALTERNAS, PERIFERICA, CINCO PUNTOS, SIETE PUNTOS
2	TIBU	CATATUMBO	956	246.6	26.00	1865	Fm BARCO	ECP	1959	EN CURSO	SIETE PUNTOS
3	GALAN-SAN SILVESTRE	VMM	237.6	27.44	11.55	531	Fm COLORADO	ECP	1977	1986	CINCO PUNTOS
4	PALOGRAÑE-CEBU	VSM	184.6	55.7	30.17	2454	Fm MONSERRATE	ECP	1984	EN CURSO	INY. PERIFERICA
5	CASABE	VMM	1297.55	286.3	22.06	7578	Fm COLORADO	ECP	1985	EN CURSO	CINCO PUNTOS
6	ANDALUCIA SUR	VSM	50	11.1	22.20	190	Fm DOIMA	PETROBRAS	1985	EN CURSO	INY. PERIFERICA
7	DINA CRETACEO	VSM	154.4	49.1	31.80	955	Fm MONSERRATE	ECP	1985	EN CURSO	INY. PERIFERICA
8	SAN FRANCISCO	VSM	510	154.9	30.37	9737	Fm CABALLOS	HOCOL	1988	EN CURSO	INY. PERIFERICA
9	CUSIANA	LLANOS	1249	605.6	48.49	25492	Fm MIRADOR Y BARCO	BP	1993	EN CURSO	MANTENIMIENTO DE PRESIÓN
10	YAGUARÁ	VSM	283	36	12.72	4853	Fm CABALLOS	PETROBRAS	1994	EN CURSO	INY. PERIFERICA
11	TELLO	VSM	442.2	96.5	21.82	7390	Fm MONSERRATE	ECP	1997	EN CURSO	INY. PERIFERICA
12	RIO CEIBAS	VSM	422	18.5	4.38	2680	Fm HONDA	PETROBRAS	1999	EN CURSO	INY. PERIFERICA
13	GUANDO	VSM	377	42.4	11.25	31996	Fm GUADALUPE INF	PETROBRAS	2002	EN CURSO	SIETE PUNTOS INVERTIDO - PERIFERICA
14	FLOREÑA	LLANOS	102	17.8	17.45	1723	Fm MIRADOR Y BARCO	BP	2004	EN CURSO	MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

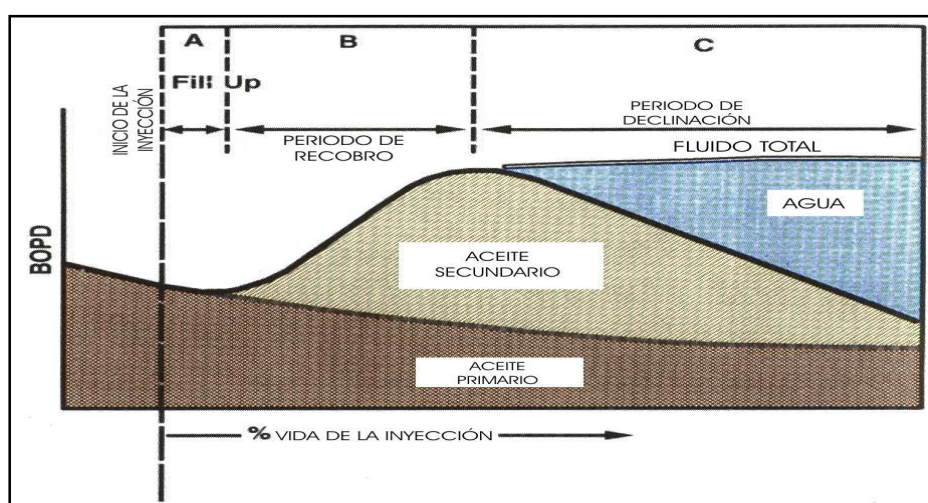
FUENTE: ECOPETROL SA.-ACIPET

1.1 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO

La inyección de agua es usualmente aplicada en yacimientos agotados en presión y también en yacimientos con empuje de capa de gas en solución, que generan una saturación de gas libre por el agotamiento de la presión. Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, redisolviendo el gas libre en el banco de aceite. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado (fillup), en el cual el aceite ocupa el espacio anteriormente ocupado por el gas y es desplazado más fácilmente por el agua. Cuando un yacimiento es homogéneo, generalmente muy poca agua de la inyectada es producida, antes que las tasas de producción de aceite lleguen a sus picos más altos.

El tiempo de respuesta del aceite, la irrupción del agua y la magnitud de los picos máximos de tasas de producción, dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección. Después de que se alcanzan los topes de producción, la tasa de producción de aceite declina con un incremento en el corte de agua. La figura 2 ilustra el comportamiento de una curva típica de una inyección de agua, la cual se ha dividido en tres periodos.

Figura 2. Curva típica del proceso



FUENTE: *Integrated Waterflood Asset Management. THAKUR*

El periodo A se extiende desde el inicio de la inyección hasta el fillup. El fillup es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero. Únicamente hay producción primaria de aceite en este periodo.

El periodo B se desarrolla desde el "fillup" hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores o "breakthrough". La producción, en este estado, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua inicia al final de este estado.

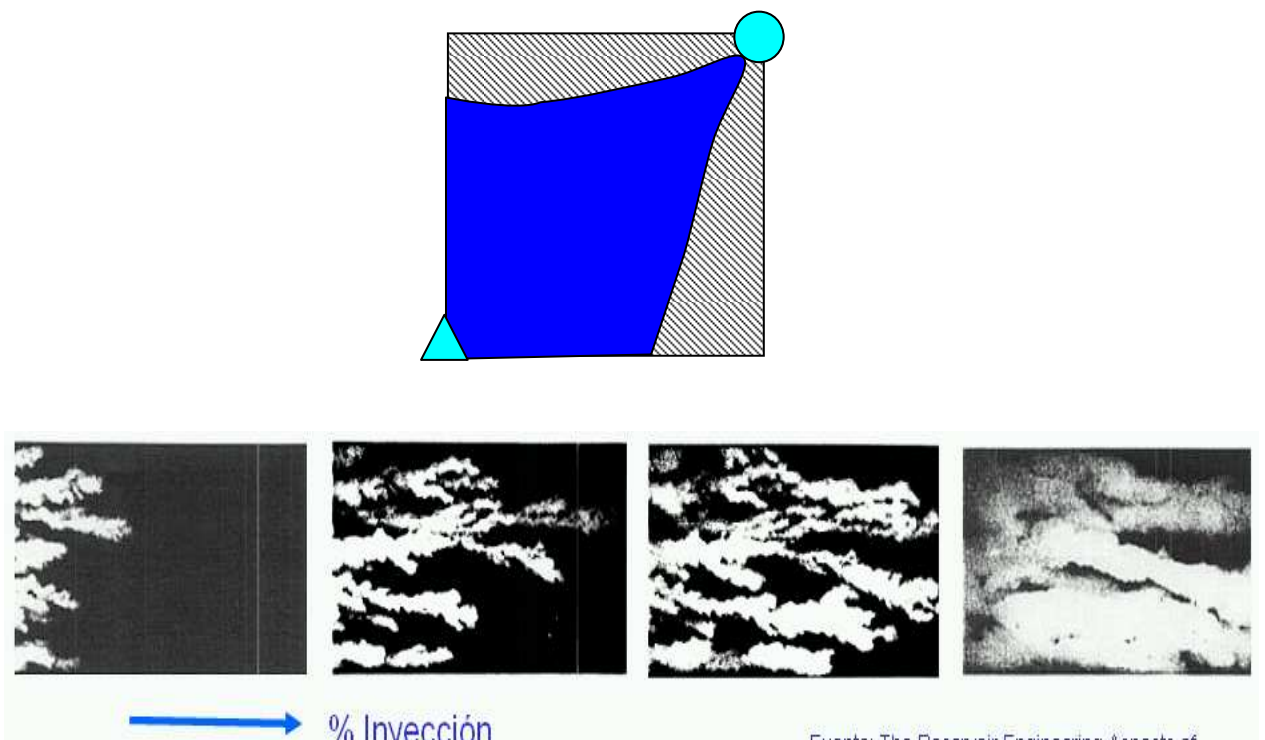
El periodo C se extiende desde el “breakthrough” hasta el límite económico. Este periodo inicia con la producción de agua de inyección y es caracterizado por un aumento en la relación de movilidad del agua, en la eficiencia areal, en la relación agua–petróleo (WOR) y una disminución en la tasa de producción de petróleo.

1.2 FACTORES QUE CONTROLAN LA INYECCIÓN DE AGUA

1.2.1 Avance preferencial del agua. EL frente de agua de invasión se mueve a través del yacimiento principalmente en dos formas:

- Water tonguing o “Lenguas de agua”.
- Dedos viscosos.

Figura 3. Movimiento del agua dentro del yacimiento



FUENTE: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Forrest F. Craig Jr.

Desde el punto de vista de eficiencia, favorece más el proceso, el movimiento en forma de lengua; sin embargo, el movimiento en forma de dedos viscosos es el que más se presenta en la realidad.

1.2.2 Mojabilidad de la Roca. A una particular saturación de agua, la permeabilidad efectiva al agua, K_w , será mucho menor en un yacimiento cuya roca esta mojada por agua que otro cuya roca este mojada por petróleo. Es decir el aceite se moverá más fácil que el agua. Por lo tanto En yacimientos cuya roca este mojada por agua se obtendrán mayores eficiencias de desplazamiento y un alto recobro de petróleo comparado con un yacimiento mojado por petróleo.

1.2.3 Inclinación de la formación. Cuando es llevada a cabo una inyección de agua en una formación con alto grado de inclinación, la magnitud de la inclinación y la dirección de la inyección relativa al ángulo de inclinación pueden tener gran influencia sobre el recobro de petróleo. El efecto de la inclinación de la formación esta dictado por el término de gravedad y cuando se va opuesto a ella la eficiencia de desplazamiento disminuye. Por lo que siempre se recomienda inyectar el agua desde la parte baja de la estructura ya que el agua es un fluido más pesado que el aceite.

1.2.4 Presión capilar. En una inyección de agua sería ideal disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar. Esto se podría lograr alterando la mojabilidad de la roca o por medio de la disminución o eliminación de la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

1.2.5 Relación de Movilidad. La movilidad de un fluido se define como la permeabilidad efectiva que la roca ofrece al fluido por la viscosidad del mismo. Esta relaciona la movilidad del aceite sobre la movilidad del agua y está dada por la siguiente fórmula:

$$M = \frac{\mu_o^*(K_{rw}) @ \bar{S}_{wbt}}{\mu_w^*(K_{ro}) @ S_{wc}}$$

Donde U_o es la viscosidad del aceite y K_{rw} es la permeabilidad relativa al agua. La relación de movilidad se denomina favorable o desfavorable dependiendo de si su valor es mayor o menor que la unidad. Cuando es igual a 1, las movilidades del petróleo y el agua son iguales y estos encuentran la misma dificultad para fluir en el medio poroso. Cuando es menor a 1, el petróleo fluye mejor que el agua y es más fácil para el agua desplazar el petróleo; esta situación generalmente conlleva a altas eficiencias de arrastre y un alto recobro de petróleo. En general, la eficiencia de arrastre y el recobro de petróleo tienden a disminuir a medida que la relación de movilidad aumenta.

Un proceso de desplazamiento puede ser mejorado incrementando la viscosidad del agua o disminuyendo la del petróleo. La viscosidad del agua, puede ser aumentada por medio de adición de polímeros; la viscosidad del petróleo puede disminuirse usando varios procesos térmicos de recobro, como la inyección de vapor.

1.2.6 Tasa de flujo (qt). El efecto de la tasa total de flujo (q_o+q_w) varía dependiendo de si el agua se está moviendo buzamiento arriba o buzamiento abajo. Incrementos en la tasa de flujo, mejoran el recobro en inundaciones buzamiento abajo pero disminuyen la eficiencia del desplazamiento buzamiento arriba. Desde el punto de vista práctico la tasa de flujo es controlada por limitaciones físicas y económicas del equipo de inyección y del yacimiento.

1.2.7 Saturación inicial de gas. En un yacimiento parcialmente depletado por el mecanismo de gas en solución, una saturación inicial de gas existirá antes de comenzar la inundación. El banco de petróleo en movimiento desplazará una parte del gas libre frente a este, y el resto quedará atrapado. Debido a este aumento de presión el gas disminuye su volumen debido a que se comprime y a que se disuelve en el petróleo. Por lo tanto los tiempos de respuesta a la inyección de agua serán en principio gobernados por este factor.

1.2.8 Aceite original al inicio de la inyección. Este término es función del volumen poroso a ser inundado y de la saturación de aceite. El volumen poroso a ser inundado es altamente dependiente de la selección y el uso de los discriminadores de espesor neto, tales como los cutoff's de permeabilidad y porosidad. Una inundación acertada requiere de suficiente aceite presente para que se pueda formar un banco de petróleo que puede ser desplazado a través de la formación hasta los pozos productores. Se puede realizar una predicción del funcionamiento o la interpretación del comportamiento de la inyección si se tiene la estimación del petróleo en sitio al comienzo de la inyección.

1.3 METODOS DE PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA.

Para la cuantificación de eficiencias, factores de recobro y la vida de un proceso de inyección de agua, así como el análisis de su comportamiento histórico y futuro para propósitos de monitoreo y evaluación, existen técnicas comúnmente usadas, como son:

- Métodos volumétricos.
- Métodos empíricos.
- Métodos clásicos.
- Simulación numérica.

1.3.1 Método volumétrico. El recobro final de aceite por inyección de agua, es igual al aceite en fondo antes de la inyección y multiplicado por la eficiencia de recobro. El aceite en fondo antes de la inyección puede ser estimado si se resta la producción acumulada de aceite del aceite original, el cual se toma del volumen del yacimiento, la porosidad y saturación de aceite inicial.

El volumen es determinado de mapas isopacos del yacimiento, los valores de la porosidad promedio y la saturación de aceite son tomados de registros y análisis de corazones. Una vez es estimado el aceite original, el recobro final puede ser estimado usando la eficiencia de recobro. La teoría de flujo fraccional puede usarse para estimar la saturación de aceite y la eficiencia de desplazamiento, pero esto requiere las curvas de permeabilidades relativas agua – aceite.

Aunque el método volumétrico da estimaciones del recobro esperado por la inyección de agua, este no provee ratas de producción de aceite y su comportamiento en el tiempo, las cuales se necesitan para la evaluación económica del proyecto.

1.3.2 Métodos empíricos. Los métodos empíricos para predecir recobros por inyecciones de agua se basan en:

- Correlaciones entre las propiedades de las rocas y los fluidos.
- La regla del dedo gordo para obtener los picos de las ratas de producción de aceite, tiempos para la respuesta de la primera producción, la declinación de las ratas de producción con respecto a la rata máxima, etc.

Son poco usados por la incertidumbre que manejan, pero pueden indicar aspectos claves que al correlacionarlos con los otros métodos, se pueden tomar decisiones acertadas.

1.3.3 Métodos clásicos. Los métodos de predicción comúnmente usados, basados en yacimientos heterogéneos pero considerando un desplazamiento tipo pistón, son:

- Método de Dykstra – Parsons.
- Método de Stiles

Y basados en mecanismos de desplazamiento, son:

- Método de Buckley – Leverett.
- Método de Craig – Geffen – Morse.
- Método de Higgins y Leighton.

A continuación se presenta un breve resumen y aplicación de cada uno de los métodos:

1.3.3.1 Método de Dykstra – Parsons. Dykstra y Parsons desarrollaron un método para predecir el comportamiento de una inundación con agua en sistemas estratificados, el cual es particularmente útil si se quiere obtener una rápida aproximación del recobro de petróleo. Este método requiere el conocimiento del coeficiente de variación de la permeabilidad, de la relación de movilidad, de la saturación inicial de agua S_{wi} , y el recobro fraccional de petróleo a una relación de agua-petróleo específica.

Este método está sujeto a varias suposiciones y limitaciones las cuales pueden afectar la exactitud de las predicciones. Ellas son:

- ✓ Modelo de varios estratos sin flujo cruzado entre estos.
- ✓ Desplazamiento tipo pistón sin producción de petróleo detrás del frente de inundación.
- ✓ Flujo lineal.
- ✓ Flujo en estado estable.
- ✓ Excepto la permeabilidad absoluta, las propiedades del fluido y de la roca son las mismas para todos los estratos.
- ✓ La etapa de llenado ocurre primero que cualquier respuesta

1.3.3.2 Método de Stiles. El método de Stiles es uno de los más usados para la predicción del comportamiento de una inyección de agua en yacimientos estratificados. Este método está sujeto a las siguientes suposiciones y limitaciones:

- ✓ Modelo de varios estratos sin flujo cruzado entre estos.
- ✓ Flujo lineal y en estado estable.
- ✓ Propiedades iguales de fluidos y de roca en cada estrato, con excepción de la permeabilidad absoluta.
- ✓ Desplazamiento tipo pistón, es decir que después del rompimiento solamente hay producción de agua.
- ✓ El alcance de penetración del frente de inundación en cada estrato es proporcional a la capacidad de flujo (kh). Esto es equivalente a asumir una relación de movilidad igual a La etapa de llenado ocurre primero que cualquier respuesta a la inundación.

1.3.3.3 Método de Buckley – Leverett. Tiene en cuenta un mecanismo frontal, es decir, relaciona la posible presencia de un gradiente de saturación y petróleo móvil detrás del frente de inundación. de igual manera, considera un desplazamiento inmisible de aceite por agua en sistemas lineales o radiales y patrones de cinco puntos, basado en las teorías de flujo fraccional y avance frontal.

1.3.3.4 Método de Craig-Geffen-Morse. Este método de predicción está basado en los resultados en modelos de cinco puntos y de sistemas con mecanismo de empuje de agua y gas. Considera que la saturación promedio de agua en la porción contactada por el agua en el patrón está relacionada con el acumulado de agua inyectada. La producción de petróleo es la suma del petróleo producido por el incremento en el arrastre areal y el petróleo desplazado de la región barrida, siendo de esta manera la producción de agua igual al agua inyectada menos el petróleo producido.

1.3.3.5 Método de Higgins y Leighton. Se basa en un flujo pseudoestable que se puede calcular por varios patrones de inyección de dos dimensiones, y ecuaciones de flujo de una sola fase. Este método se puede aplicar para describir la distribución potencial de flujo pseudoestable y por medio de eso describir líneas de flujo en yacimientos infinitos, finitos y lenticulares.

1.3.4 Simulación numérica de yacimientos. Los simuladores numéricos de yacimientos juegan un papel importante en los procesos de manejo de inyección de agua. Estos son muy usados en el desarrollo de planes de manejo de yacimientos, en el monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento, y en el recobro final de hidrocarburos.

La simulación numérica está basada en los principios de balance de materia, teniendo en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la dirección del flujo de fluidos. Esta tiene en cuenta los lugares y posiciones de los pozos productores e inyectores, así como las condiciones de operación. Los pozos pueden ser cerrados o abiertos a tiempos deseados con completamientos específicos en fondo de pozo. Los caudales o las presiones en fondo de pozo, o ambos pueden ser manipulados.

El yacimiento es dividido en muchas celdas o bloques que tienen en cuenta la heterogeneidad del yacimiento. Los cálculos usados en las ecuaciones de balance de materia y flujo de fluidos son usados aparte en aceite, gas y agua para cada celda a distintos puntos de tiempo, arrancando en el tiempo inicial.

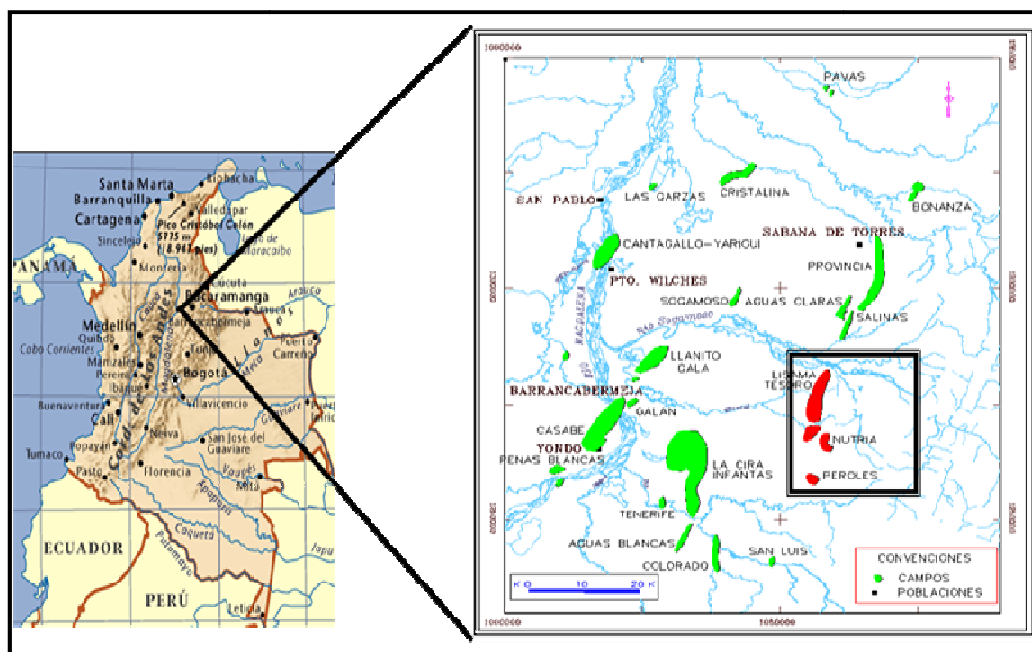
Al tener en cuenta múltiples fases, múltiples dimensiones, ecuaciones diferenciales parciales que gobiernan el flujo de fluidos en medio poroso, la simulación numérica es el mejor método de predicción de la inyección de agua usado hasta el momento. Los principios básicos se encuentran condensados principalmente por Mattax and Dalton, y hace parte fundamental de los métodos de simulación numérica.

2. MODELO DE SIMULACION

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

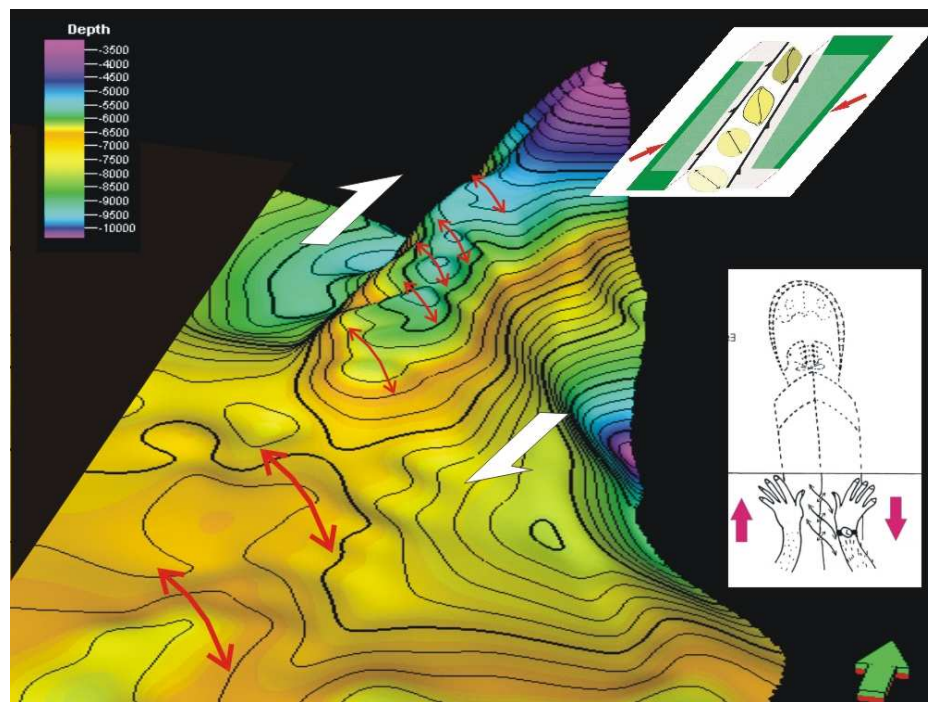
El Campo Lisama está localizado en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a 45 Km. De Barrancabermeja, hace parte de un mismo yacimiento el cual lo conforman otros tres campos (Campo Tesoro, Campo Nutria y Campo Peroles).

Figura 4. Ubicación del campo Lisama



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2007

La estructura del campo Lisama corresponde a un anticlinal asimétrico, elongado, con su flanco oriental más desarrollado. Tiene una longitud de 26 Km. y un ancho que varía desde 5 Km. en la parte norte hasta 6 Km. en el extremo sur, presentando un relieve estructural en subsuelo con elevaciones hasta de 2700 pies en el área norte, -6000 pies en la parte central y -7100 pies hacia el sur. Esta variación genera una estructura abrupta hacia el norte con buzamientos medidos superiores a los 50°, suavizándose paulatinamente hacia el sur.

Figura 5. Corte estructural campo Lisama

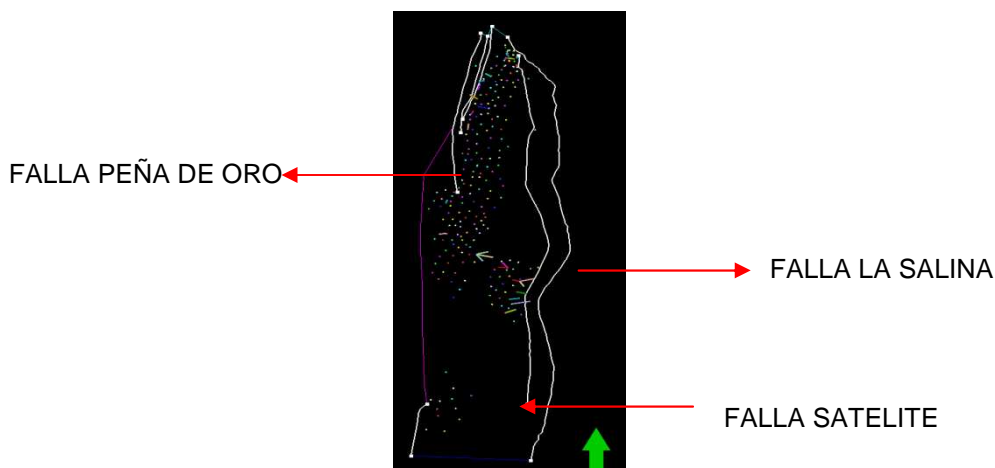
FUENTE: Informe Técnico modelamiento geostatístico para el área Lisama. Ecopetrol S.A. 2008

La estructura se encuentra limitada al oriente por la Falla Satélite o de Santa Elena, al occidente por la Falla de Peña de Oro, al norte por la Falla de la Salina y al sur por cabeceo propio de los estratos sedimentarios. La Falla de Peña de Oro se intercepta con la Falla de La salina en la parte norte del Campo Lisama, formando una cuña estructural.

Las fallas la salina y peña de oro son inversas mientras la falla satélite es una falla ciega, todas con vergencia hacia el oeste

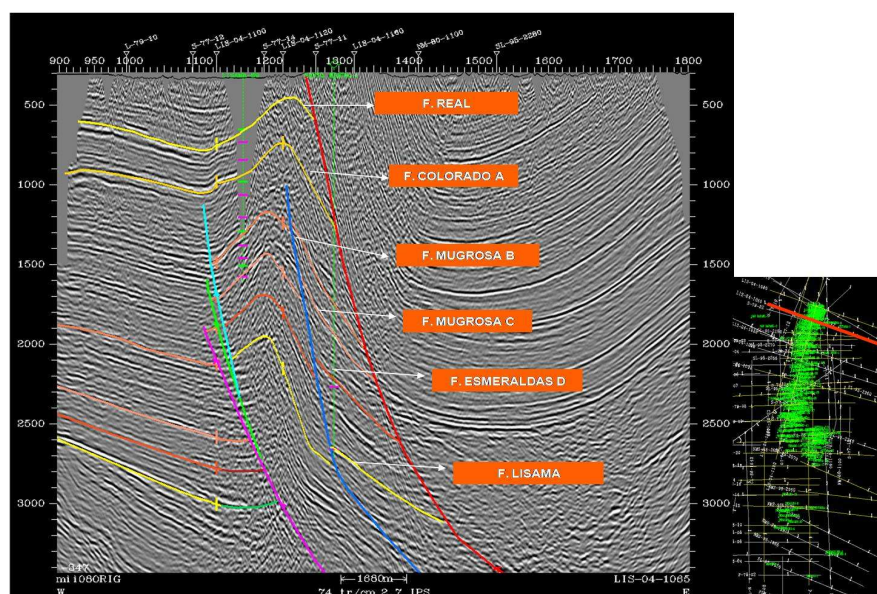
La figura 6 muestra el posicionamiento de las fallas en el yacimiento.

Figura 6. Sistema de fallas campo Lisama



Se cuentan con 500 Km de sísmica 2D, distribuidos en 95 líneas sísmicas de seis diferentes programas, con las cuales se ha podido definir claramente el sistema de fallamiento y las formaciones que hacen parte del yacimiento, identificándose 6 formaciones las cuales son referenciadas en la figura 7.

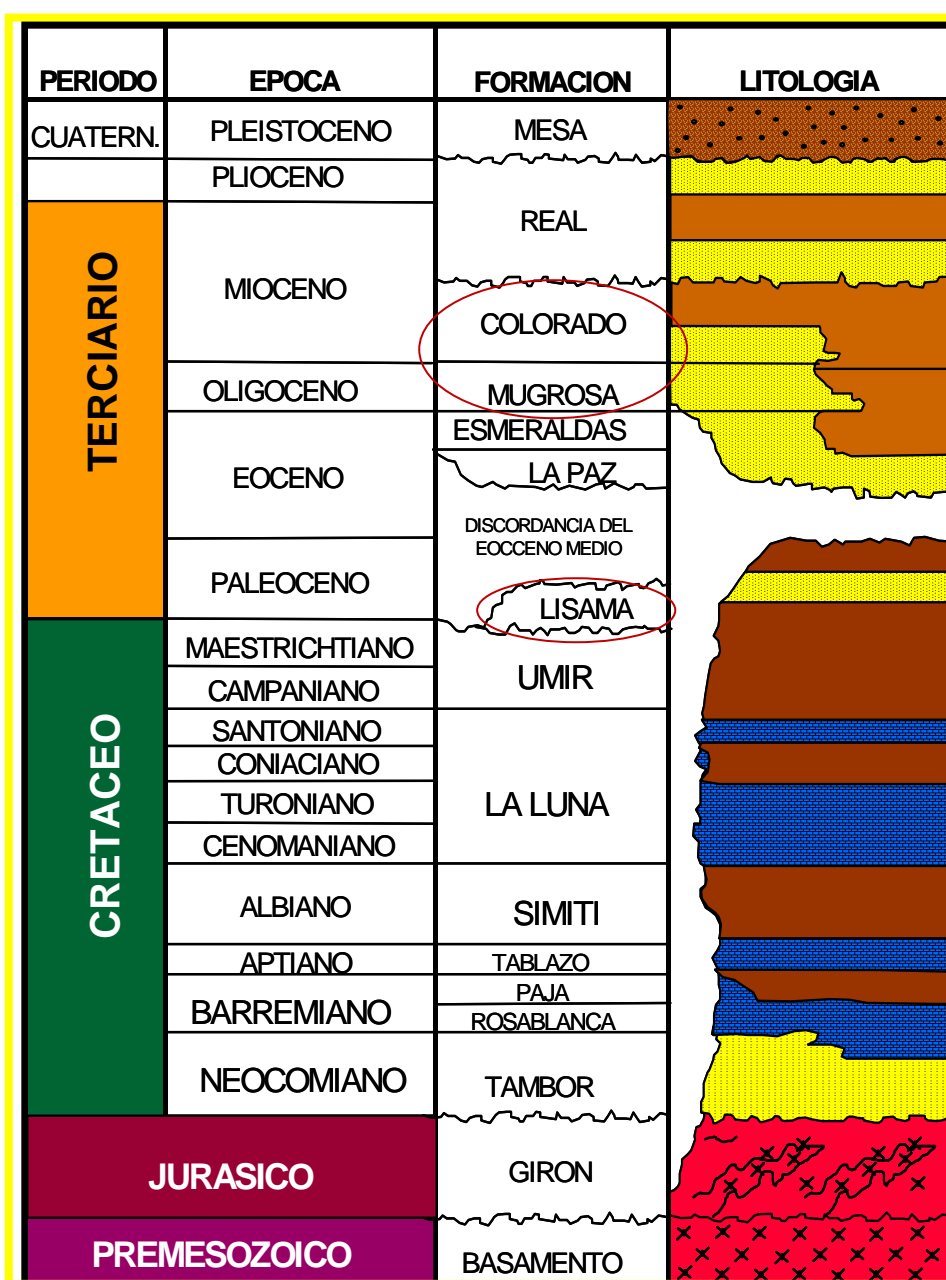
Figura 7. Sistema de fallas campo Lisama



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2007

La cuenca del Valle medio del Magdalena presenta dentro de su columna estratigráfica formaciones con sedimentos que van desde el cretáceo hasta sedimentos recientes, rocas que abarcan desde la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Formación Real del Mioceno superior al Plioceno. En el campo las formaciones productoras son Colorado, Mugrosa y Lisama. Como se muestra en la figura.

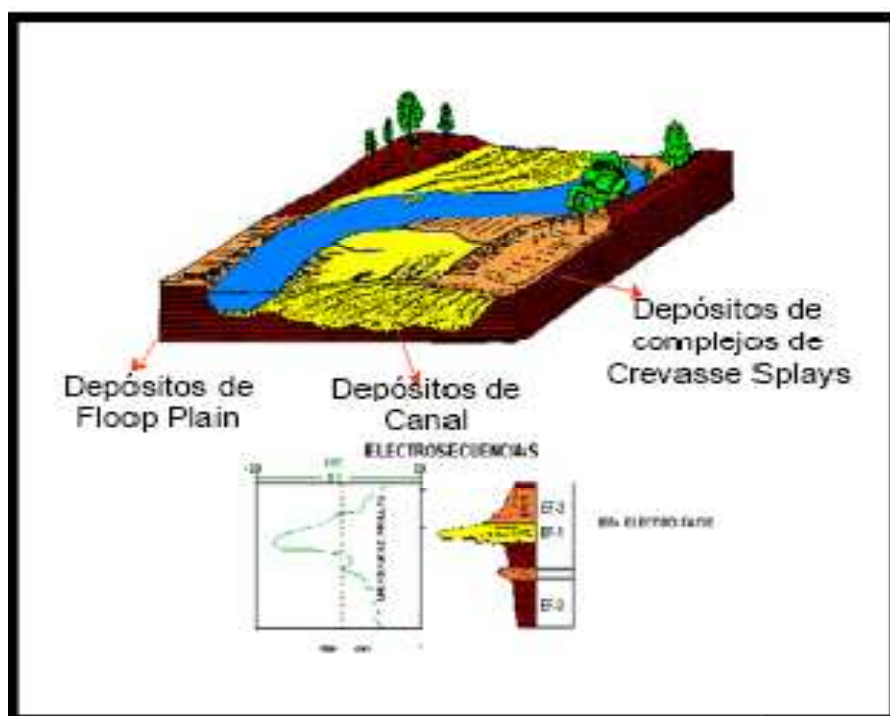
Figura 8. Columna estratigráfica del área



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol. 2006

El ambiente depositacional para el yacimiento es en su mayoría fluvial de ríos con poca a moderada sinuosidad, los cuales puede formar dentro de su canal principal depósitos granodecrecientes de arenas o depósitos de arena sin cambio alguno en la granulometría. Se reconocen depósitos de complejos de “crevasse splays” los cuales pueden formar junto a los depósitos de canal rocas con capacidad para almacenar hidrocarburos; las rocas que sirven como el sello principal en este tipo de ambientes lo conforman las facies que hacen parte de la llanura de inundación, en la cual se deposita la mayor cantidad de sedimento finos, permitiéndole al Área Lisama tener un entrapamiento mixto de los hidrocarburos tanto de carácter estructural como de tipo estratigráfico.

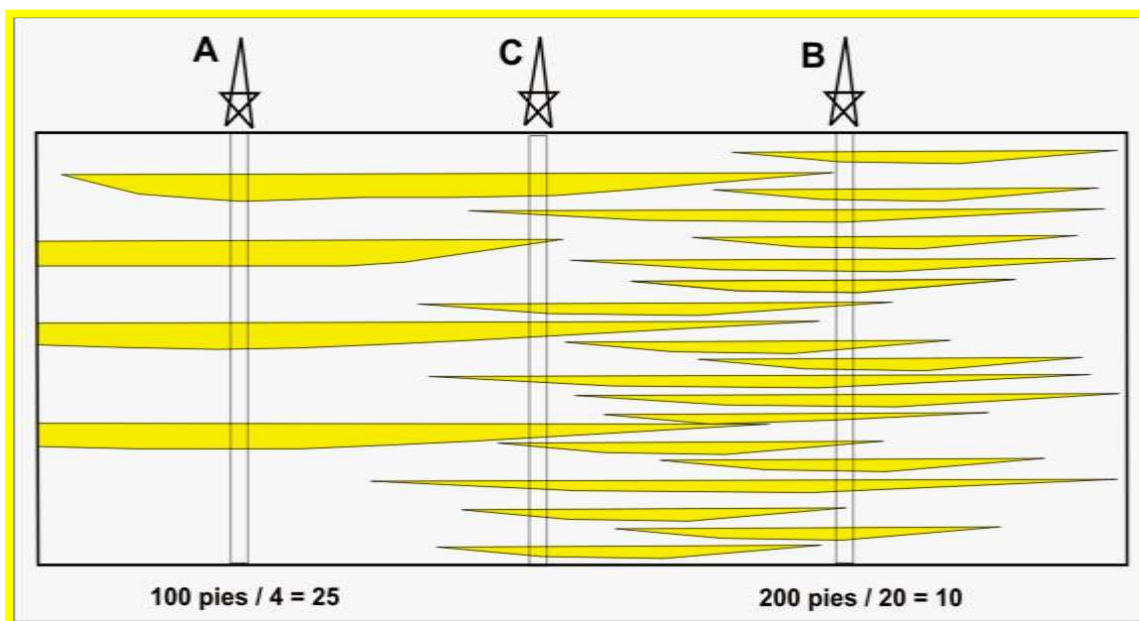
Figura 9. Ambiente depositacional del área



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol. 2006

Debido a la arquitectura facial que se desarrolla dentro de esta clase de ambientes, se visualizan cuerpos de arena de tamaños significativos aislados por rocas con capacidad sellante dentro del campo, como se observa en la siguiente figura:

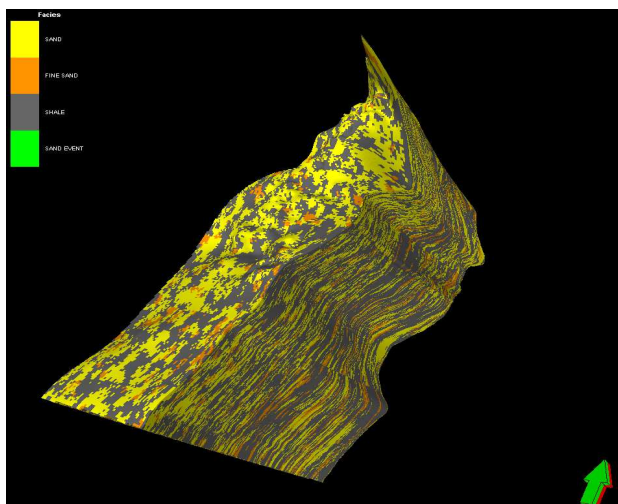
Figura 10. Distribución de los cuerpos de arena en el yacimiento



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol. 2006

2.2 MODELO DINAMICO

El grid modelado en este estudio para el campo Lisama, comprende sola la formación Mugrosa B y cuenta con propiedades de porosidad, permeabilidad (i,j,k), facies, saturación de agua, relación espesor neto /bruto para cada una de las celdas, entre otras.

Figura 11. Modelo dinámico del yacimiento

FUENTE: Informe Técnico modelamiento geostatístico para el área Lisama. Ecopetrol S.A. 2008

2.2.1 Modelo de Fluidos

El PVT a modelar se seleccionó basado en el análisis realizado en el año 2007 de representatividad y confiabilidad de las pruebas disponibles, de las cuales se presenta un resumen en las siguientes tablas:

Tabla 2. Pruebas PVT Área Lisama

WELL	DATE	FM	INTERVALOS	GOR (sic/stb)	Bob (Rb/stb)	PB (psig)	T(°F)	Datum (pies TVDSS)	API
LISA0048	Dic - 76	B1	6701 - 6851	574	1.3752	2550	156	6241	30.5
LISA0095(I)	Mar - 81	C1	7958 - 8035	1079	1.605	3268	170	7521	37.5
LISA0095(II)	Mar - 81	C2	8079 - 8140	999	1.555	3050	170	7631	36.3
NUTR0031	Jun - 07	B1	7780 - 7810	500.01	1.2592	2474	153	6376	29.38

FUENTE: Modelamiento de fluidos campo Lisama. Ecopetrol S.A. 2007

Finalmente se utilizaron los datos de las pruebas PVT del pozo NUTR0031 (B1) para el Área Lisama, debido a que tiene toda la información completa, fue tomado en una arena virgen del campo y es el más acoplado al comportamiento de producción del Yacimiento. El fluido fue modelado y ajustado en el software Winprop de CMG.

Figura 12. Ajuste del Bo

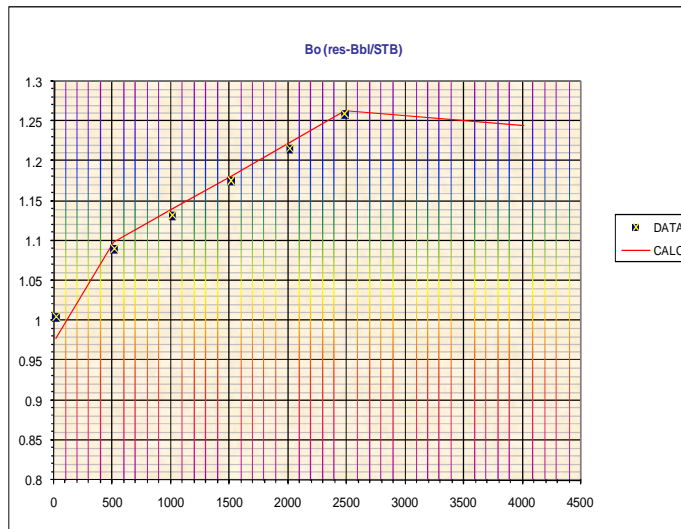


Figura 13. Ajuste del GOR

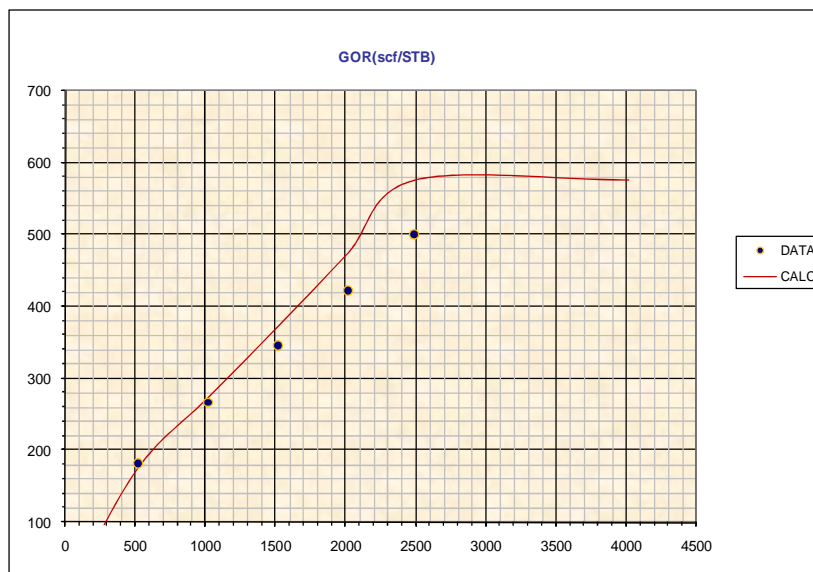


Figura 14. Ajuste de la viscosidad del crudo

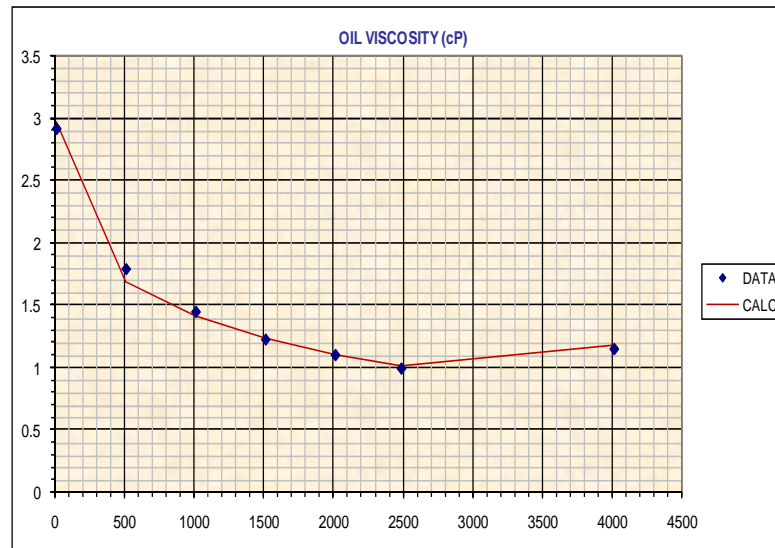


Figura 15. Ajuste de la densidad del aceite

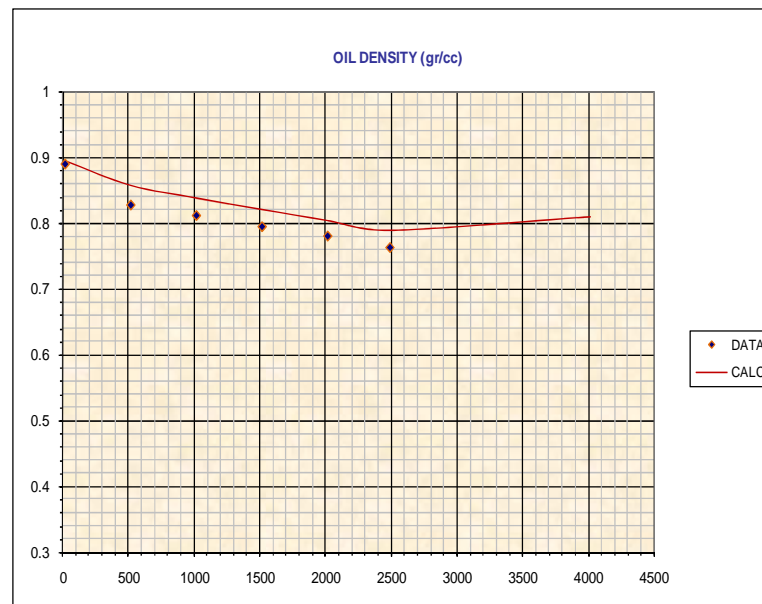
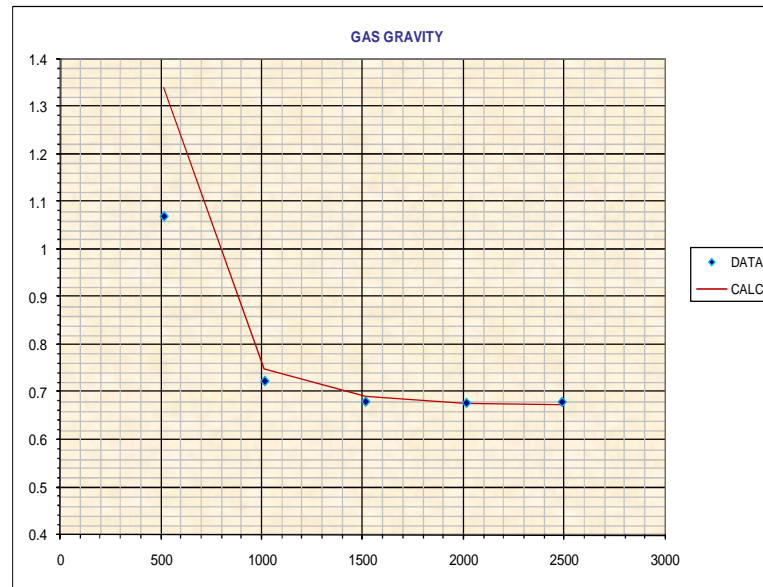


Figura 16. Ajuste de la gravedad del gas

2.2.2 Permeabilidades Relativas.

Las Curvas de permeabilidad relativa se seleccionaron basados en el estudio petrofísico realizado en el año 2007 por Richard Vessell¹⁷ donde se selecciona la información más confiable (se realizó un control de calidad comparando la swirr de las curvas de Presión capilar con las curvas de Kr) de todas las pruebas disponibles, las curvas de permeabilidad relativa seleccionadas para el Área Lisama es del Pozo **TESO0032 @ 8353 pies**, las cuales se listan a continuación:

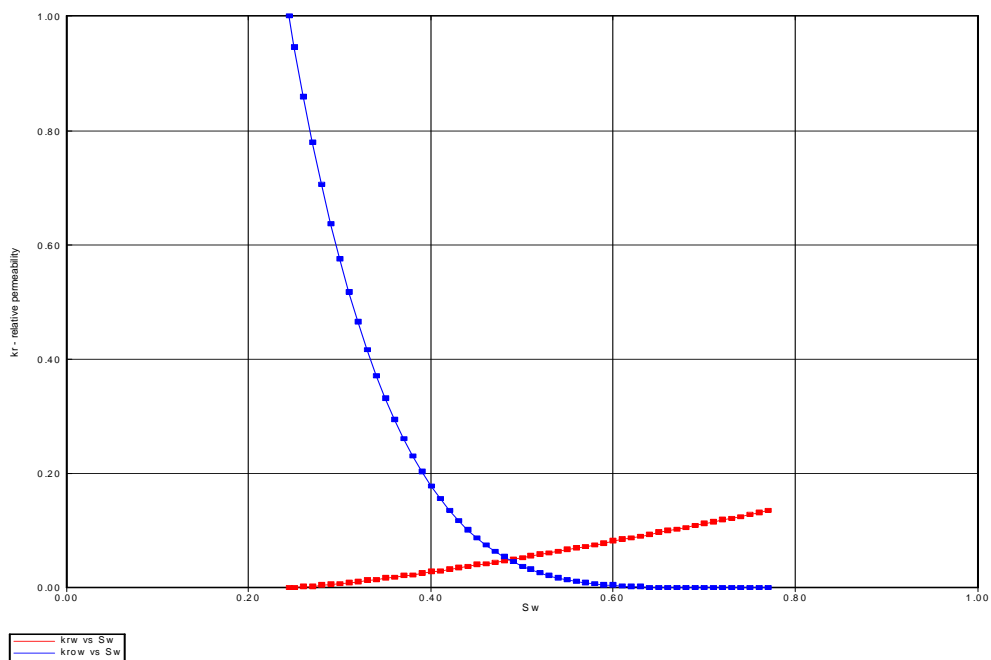
Tabla 3. Datos de laboratorio de permeabilidad relativa sistema Agua-aceite

Sw	Kro	Krw
0.244	0.779700	0.000000
0.250	0.736909	0.000314
0.260	0.669780	0.001125
0.270	0.607636	0.002115
0.280	0.550192	0.003229
0.290	0.497177	0.004440
0.300	0.448330	0.005734
0.310	0.403400	0.007100
0.320	0.362147	0.008529
0.330	0.324340	0.010016
0.340	0.289759	0.011556
0.350	0.258192	0.013145
0.360	0.229438	0.014780
0.370	0.203305	0.016457
0.380	0.179610	0.018175
0.390	0.158177	0.019931
0.400	0.138841	0.021724
0.410	0.121444	0.023551
0.420	0.105836	0.025412
0.430	0.091876	0.027305
0.440	0.079429	0.029229
0.450	0.068370	0.031182
0.460	0.058578	0.033164
0.470	0.049941	0.035174
0.480	0.042355	0.037210
0.490	0.035720	0.039273
0.500	0.029944	0.041361
0.510	0.024940	0.043474
0.520	0.020629	0.045610
0.530	0.016936	0.047770
0.540	0.013792	0.049953
0.550	0.011133	0.052158
0.560	0.008901	0.054384
0.570	0.007042	0.056632
0.580	0.005507	0.058901
0.590	0.004253	0.061190
0.600	0.003238	0.063499
0.610	0.002427	0.065827
0.620	0.001787	0.068175
0.630	0.001290	0.070541
0.640	0.000910	0.072926
0.650	0.000626	0.075329
0.660	0.000417	0.077750
0.670	0.000268	0.080189

0.680	0.000165	0.082644
0.690	0.000097	0.085117
0.700	0.000053	0.087606
0.710	0.000026	0.090112
0.720	0.000012	0.092634
0.730	0.000004	0.095172
0.740	0.000001	0.097725
0.750	0.000000336	0.100295
0.760	0.000000039	0.102879
0.770	0.000000001	0.105478

Es un yacimiento con mojabilidad preferencial al agua, una S_{wirr} de 0.244 y un S_{or} 0.23

Figura 17. Curva de permeabilidad relativa sistema agua-aceite

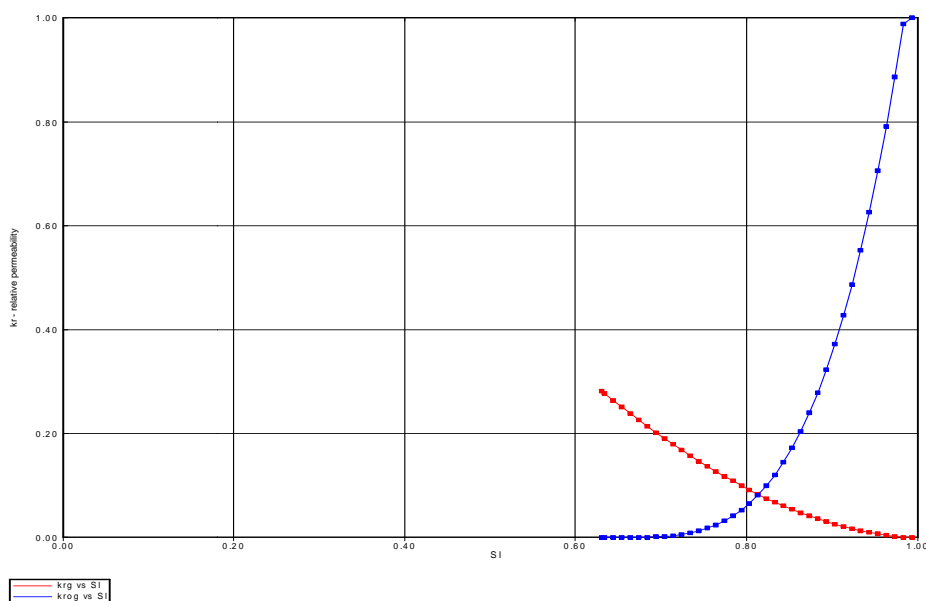


Para el sistema Gas-aceite, hubo necesidad de sumar al dato reportado por el laboratorio la saturación de agua irreducible, debido a que el software Stars pide que se ingrese el valor como saturación de líquido.

Tabla 4. Datos de permeabilidad relativa sistema Gas-aceite

So	SL	Krg	Kro
0.387	0.631	0.281274	0.000000
0.390	0.634	0.277229	0.000001
0.400	0.644	0.263932	0.000003
0.410	0.654	0.250922	0.000031
0.420	0.664	0.238199	0.000123
0.430	0.674	0.225766	0.000335
0.440	0.684	0.213625	0.000742
0.450	0.694	0.201778	0.001430
0.460	0.704	0.190226	0.002500
0.470	0.714	0.178973	0.004069
0.480	0.724	0.168021	0.006265
0.490	0.734	0.157372	0.009229
0.500	0.744	0.147028	0.013116
0.510	0.754	0.136992	0.018091
0.520	0.764	0.127268	0.024335
0.530	0.774	0.117857	0.032037
0.540	0.784	0.108764	0.041400
0.550	0.794	0.099990	0.052637
0.560	0.804	0.091540	0.065973
0.570	0.814	0.083418	0.081646
0.580	0.824	0.075627	0.099902
0.590	0.834	0.068172	0.121000
0.600	0.844	0.061056	0.145209
0.610	0.854	0.054285	0.172810
0.620	0.864	0.047864	0.204093
0.630	0.874	0.041798	0.239360
0.640	0.884	0.036094	0.278921
0.650	0.894	0.030759	0.323099
0.660	0.904	0.025800	0.372226
0.670	0.914	0.021225	0.426644
0.680	0.924	0.017045	0.486707
0.690	0.934	0.013270	0.552776
0.700	0.944	0.009915	0.625224
0.710	0.954	0.006993	0.704433
0.720	0.964	0.004527	0.790796
0.730	0.974	0.002541	0.884714
0.740	0.984	0.001073	0.986599
0.750	0.994	1.88E-04	0.998562

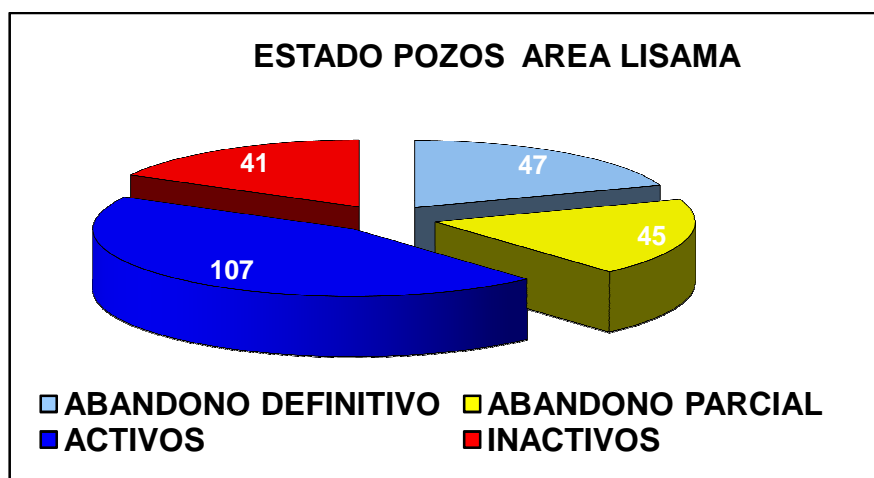
Figura 18. Curva de permeabilidad relativa sistema Liquido-Gas



2.2.3 Historia de producción

Como se menciona anteriormente el yacimiento lo conforman los campos Lisama, Nutria, tesoro y Peroles. No obstante, el de mayor aporte a la producción del área la proporciona el campo Lisama (80%)

Figura 19. Estado de los pozos del Área Lisama



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2007

En el área se han perforado 240 pozos aproximadamente de los cuales tan solo el 44 % se encuentran activos; el desarrollo del yacimiento, se ha venido presentando de la siguiente manera:

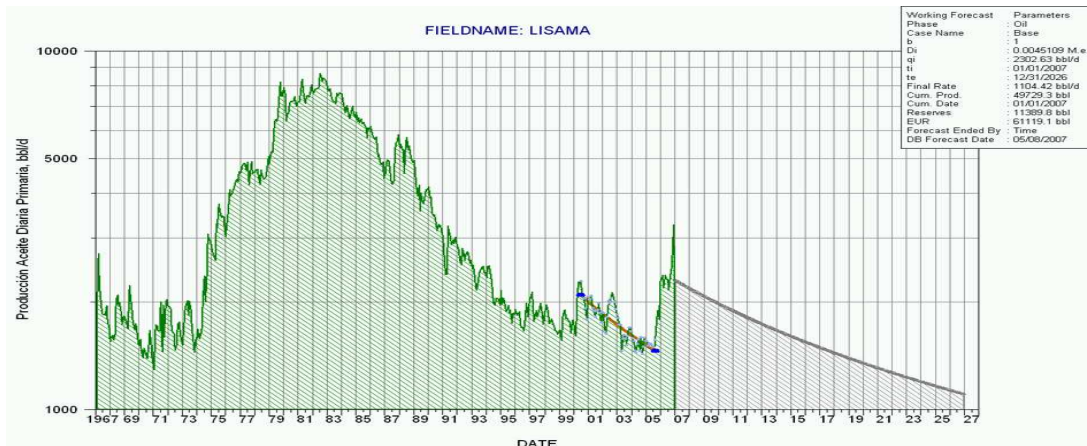
El Campo Lisama se descubrió en 1935 con la perforación del pozo Lisama 1 por la compañía TROCO bajo la concesión putana a una profundidad de 4729 pies atravesando las formaciones real y colorado, obteniéndose una producción inicial de 151 BAPD de 18.8° API y una tasa de declinación del orden del 39% en el primer año. En 1936 se perforó Lisama 2 con 10 BAPD y en 1938 el pozo Lisama 3, el cual fue abandonado por continuos arenamientos y problemas en su revestimiento. Desde 1938 a 1958 hubo un periodo de inactividad.

En 1963 ECOPETROL adelantó un programa de exploración sísmica en el área de la Putana, la comercialidad del área se confirmó con la perforación del pozo Lisama 5 en 1964, la producción y explotación formal del campo empezó en el año 1967 con 2487 BAPD observando una rápida declinación del 39% en el primer año, posteriormente en el año de 1968 se realizó la instalación de bombeo mecánico y se descubrió el Campo Nutria con la perforación del Pozo Nutria - 2, después de un receso de tres años en 1971 se perforan los pozos Lisama 19 y Lisama 20, a partir del año 1975 cuando Colombia se tornaba de exportador a importador neto de petróleo (déficit petrolero) empezó el desarrollo del área, en 1977 se descubrió el Campo Peroles con la perforación del pozo Peroles – 1 y en 1979 el Campo Tesoro con la perforación del pozo Tesoro – 1, en 1988 se terminó la perforación intensiva en el área, con el pozo Lisama - 148, en los años 2005 y 2006 se reactivó la perforación en el sector norte y occidental del Campo Lisama.

En Octubre de 1982 el área alcanzó la máxima tasa de petróleo, produciendo 9229 BAPD con 87 pozos productores activos. La relación gas aceite, GOR, alcanzó valores máximos cercanos a 4150 SCF/STB en el año de 1994, presentando un valor promedio de 1930 SCF/STB y el BSW estuvo en valores entre el 10% y 27%, con un valor promedio del 10%.

El campo Lisama tiene una producción acumulada de petróleo de 50.3MMBLS (Dic 2007) que equivale a un factor de recobro 20.78 % del OOIP estimado en sitio (242.4MMSTBLS).

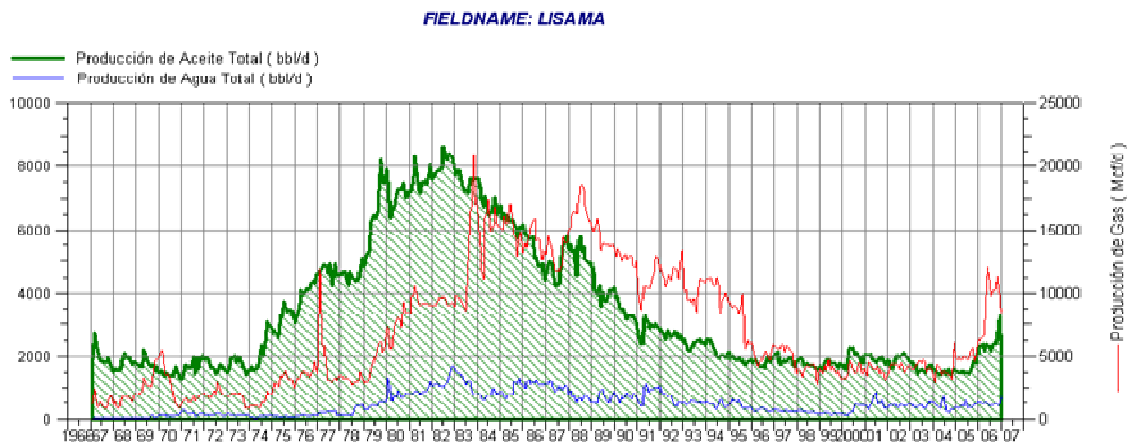
Figura 20. Producción de aceite histórica –campo Lisama



FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2007

Actualmente (Agosto 2008) el campo se encuentra produciendo alrededor de 2216 Bbls de aceite/día, 462 Bbls de agua y 5369 MSCF/D de gas, provenientes de 61 pozos activos.

Figura 21. Producción Total de fluidos –campo Lisama

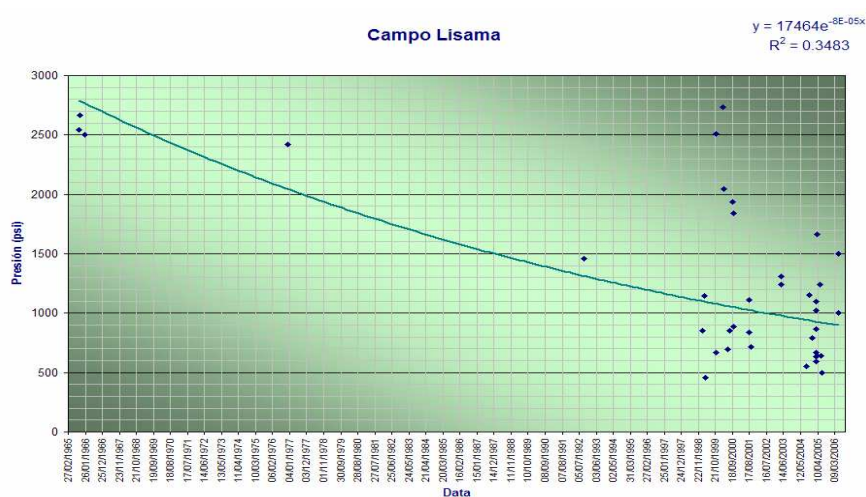


FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2007

2.2.4 Historia de Presiones

Dada la complejidad estructural del yacimiento, no se puede generalizar un solo valor para todo el yacimiento, debido a ello el historial de presiones no tiene una tendencia uniforme. En el yacimiento todavía se encuentran arenas vírgenes que están a la presión inicial del yacimiento y los demás datos relejan la declinación normal del yacimiento. Como se observa en la figura 22.

Figura 22. Historial de presiones del yacimiento



Fuente: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2006

La siguiente tabla muestra un resumen de los datos de presión original, presión de burbuja y presión actual para el Área Lisama según reportes técnicos de yacimientos, Informes PVT y los resultados de los MDT realizados recientemente.

Tabla 5. Comportamiento de la presión por formación y zona

ARENA	LISAMA NORTE	LISAMA CENTRO	LISAMA SUR	PRESION BURBUJA	PRESION ACTUAL	TEMP °F
A	2560	-	-	1010	1000	140
B	2516	2577	2601	2550	1100	150
C	2543	2510	2464	2550	1800	156

FUENTE: Informe técnico de proyectos. Ecopetrol S.A.2007

2.2.5 Contactos

Debido a la naturaleza de compartimentalización de los depósitos de canal en el yacimiento, ocurren numerosos contactos de petróleo / agua, debido a ello no se puede establecer un único contacto sino que se apoyándose en el modelo geoestadístico realizado, se definió un valor de saturación inicial para cada celda de la grilla de simulación. Por lo tanto, la inicialización del modelo se deberá hacer por enumeración y no por equilibrio. Esto implica, que cada celda tiene un valor inicial de saturación de aceite y agua y las curvas de permeabilidad relativa solo reflejan el movimiento de fluidos.

3. EVALUACION TECNICA DE LA INYECCION DE AGUA EN LA FORMACION MUGROSA B DEL CAMPO LISAMA

En estudios previos de Screening e ingenierías conceptuales¹⁵; La inyección de agua se ha identificado como el proceso óptimo de recuperación secundaria para el desarrollo del yacimiento. Las pruebas de laboratorio^{7, 8} y modelos analíticos¹⁵ que se han generado, también han mostrado una buena respuesta en el sector Norte y centro del campo a la implementación de la tecnología.

Para la evaluación técnica, se generara un modelo de simulación numérica de la formación mugrosa B del campo Lisama (Norte- centro), partiendo del modelo original generado para el yacimiento y todas su formaciones. Una vez generado se carga toda la información correspondiente a la producción del campo, la cual inicio comercialmente en 1967 y se ha extendido en producción primaria hasta el presente. Una vez inicializado el modelo se procederá a realizar el ajuste histórico de la producción de liquido del sector y posteriormente la producción de agua y aceite por sector y en lo posible por pozo.

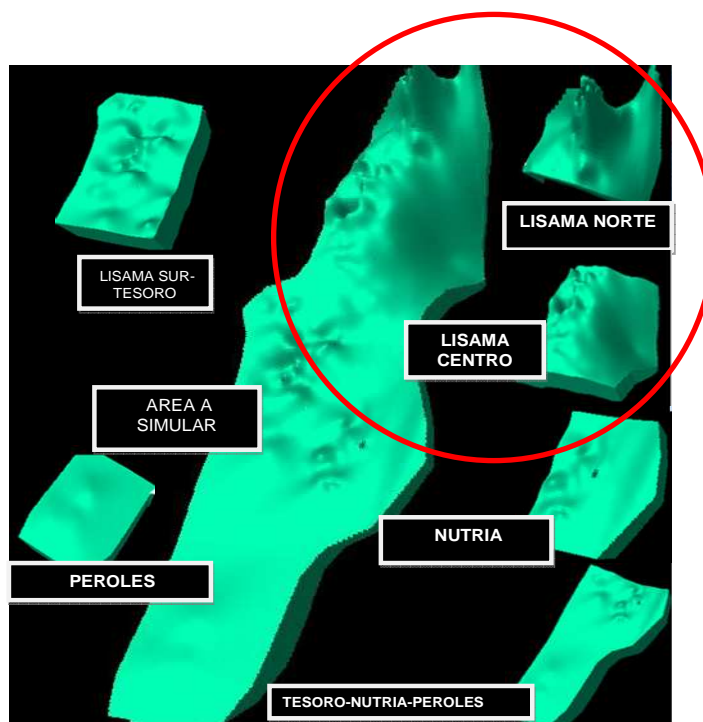
Alcanzado el ajuste histórico, se procederá a diseñar y evaluar numéricamente la implementación del proceso en el yacimiento, encontrando tasas y presiones óptimas de inyección por pozo, así mismo, patrón óptimo de inyección, basándose en la geología del yacimiento, la dirección de los canales y la heterogeneidad de la zona a barrer. Se correrán diferentes escenarios de inyección-producción con el fin de encontrar el óptimo, que refleje una mayor producción de aceite y un óptimo factor de recobro de la zona barrida.

3.1 MODELO DE SIMULACION NUMERICO

El modelo de simulación fue generado en Los software Builder – Stars pertenecientes al grupo de simuladores de Computer Modelling group(CMG), debido al grado de confiabilidad y reconocimiento que tiene este software en el manejo de procesos de recuperación terciaria y secundaria; además de brindar la posibilidad de modelar y cuantificar el daño ocasionado por la precipitación de parafinas en el yacimiento.

3.1.1 Selección del sector

Figura 23. Sectorización del yacimiento



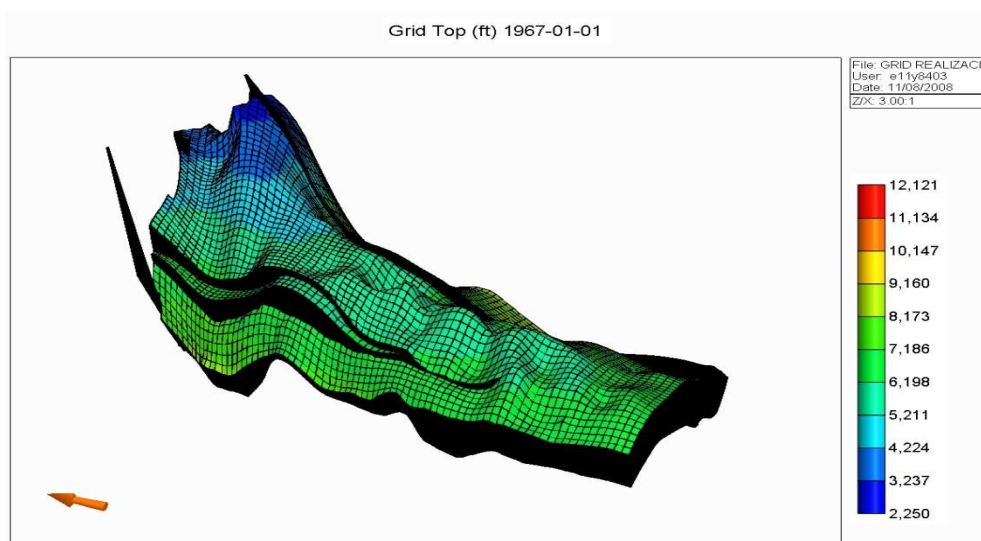
Dado el grado de detalle que se maneja en la construcción del modelo geoestadístico del yacimiento (13 MM CELDAS), es de difícil manejo el modelamiento numérico de un grid de tal magnitud, una vez que se le ha cargado información de fluidos y pozos, las corridas pasan de horas a días, por lo que se decidió modelar el yacimiento por sectores y posteriormente por formación.

Para la elaboración del sub-modelo, arealmente se modeló el sector norte y centro del campo Lisama. Esta zona se caracteriza por:

- Tener información disponible a lo largo de los 40 años de producción que ha estado el área y contar con la información de los últimos pozos perforados, los cuales en su mayoría han sido ubicados en este sector.
- La zona Norte del campo Lisama se caracteriza por ser la más alta estructuralmente (2300 Pies), pero a su vez alcanza profundidades de la formación de interés cercana a los 12000 Pies. Debido a esto ofrecen un amplio rango de presiones y temperaturas.
- En cuanto a información de pruebas de presión (MDT) del área, un 80% han sido tomadas en este sector, contando con un monitoreo constante de esta variable a través del tiempo de producción del yacimiento.
- El porcentaje de arenas, el espesor promedio de las mismas y su continuidad, es mayor hacia la parte norte del yacimiento, lo que favorece el desplazamiento y eficiencias del proceso de recuperación.
- Propiedades como porosidad, permeabilidad, saturaciones. Representan en promedio, las propiedades generales del yacimiento, sin embargo, las rocas de mejor calidad se encuentran en este sector.

3.1.2 Grid de simulación

Figura 24. Sub modelo del yacimiento



El modelo generado cuenta con 401,280 celdas, distribuidas areal y verticalmente de la siguiente manera:

Tabla 6. Grid de simulación-sub modelo

DIRECCION	# CELDAS	DISTANCIA
i	44	5 Km
j	60	6 Km
k	152	1850 Pies
Total	401,280	7.500 acres

A su vez estas 152 capas en la vertical fueron distribuidas en 3 unidades definidas estratigráficamente, con un espesor promedio por capa de 12 pies, como se muestran a continuación:

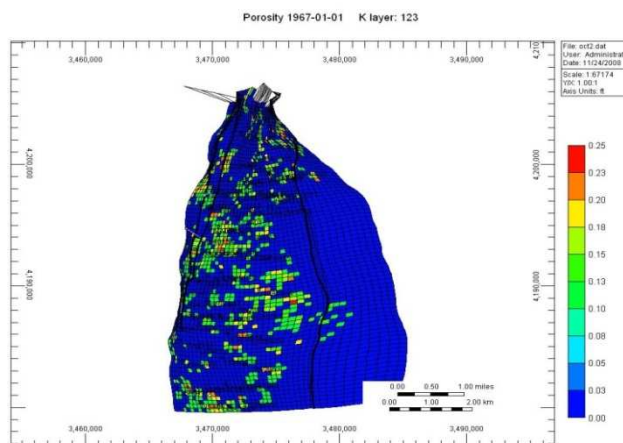
Tabla 7. Distribución de capas en la vertical sub modelo

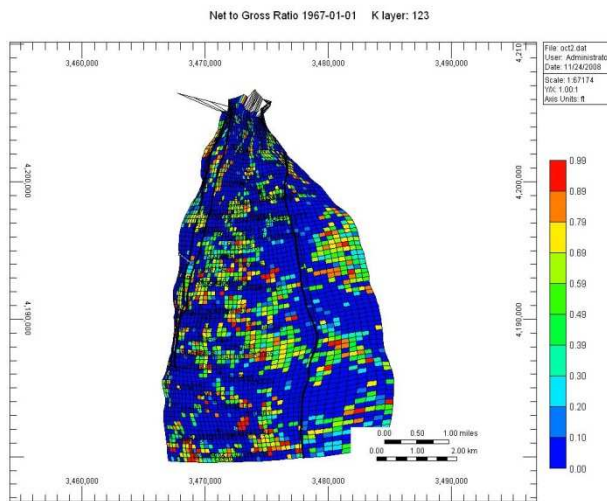
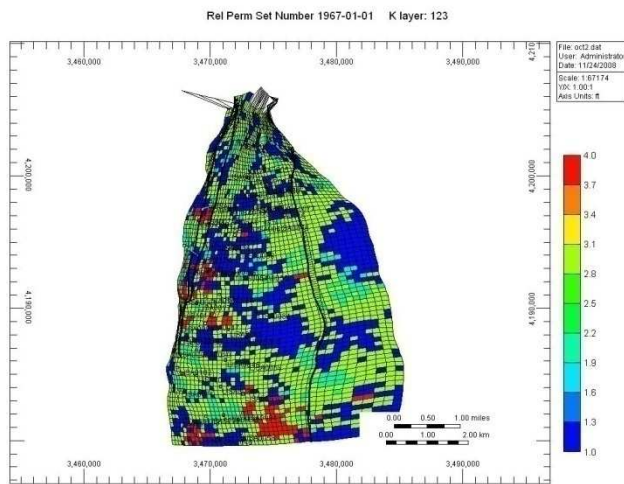
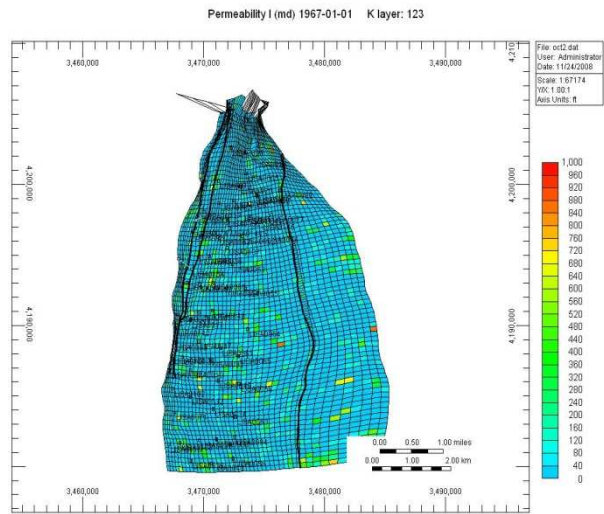
Formación	# Capas
Mugrosa B1	1-64
Mugrosa B2	65-118
Mugrosa B3	119-152

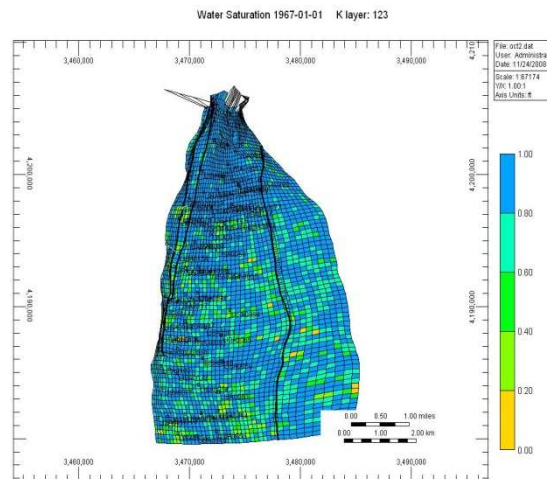
3.1.3 Propiedades del yacimiento

Las propiedades del yacimiento para el sector elegido muestran una tendencia muy heterogénea, similar al modelo grueso del área. Porosidades tan altas como el 25 %, permeabilidad promedio 45 md, saturaciones de agua promedio por encima de 0.5 y relación de espesores (neto /bruto) muy heterogénea. A su vez predominan la Facies 3 (flood plain) y 1 (de canal) a lo largo del sub-modelo.

Figura 25. Propiedades del sub-modelo







3.1.4 Sistema Roca Fluido

Las propiedades del fluido y la roca son las mismas con las que se trabajó en el modelo grueso, y que fueron referenciadas en el Capítulo II. El fluido fue modelado en el software “Winprop” y fue generado con valores de constantes de equilibrio, para cuantificar los cambios en la composición del fluido debido a inyección de fluidos o precipitación de orgánicos.

3.1.5 Características de los pozos.

Los pozos del área Lisama producen habitualmente de tres formaciones: Colorado, Mugrosa B y Mugrosa C, sin embargo hay pozos que producen de las tres (commingled) y otros que producen de una sola arena. Debido a esto fue necesario realizar un análisis detallado de distribución producción vertical, con el fin de cuantificar la producción de fluidos que aporta mugrosa B * pozo.

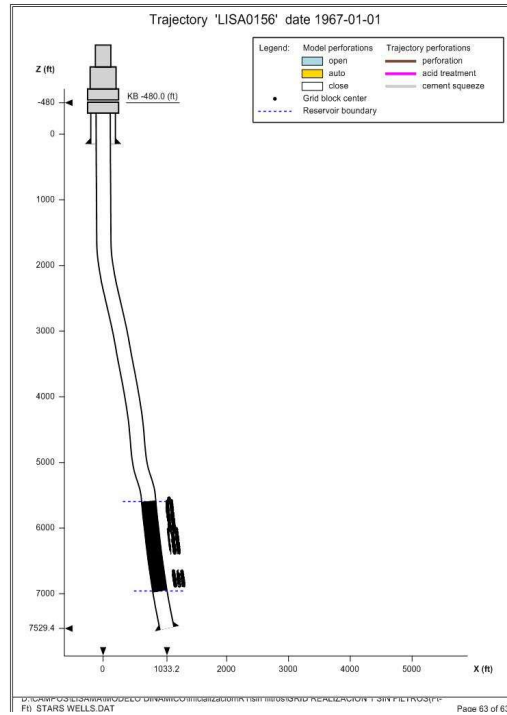
Un total de 44 pozos fueron identificados como aportante de fluidos de esta formación, en los límites del sub modelo generado.

Tabla 8. Listado de pozos del sub-modelo

LISTADO	
POZO	POZO
LISA0006	LISA0074
LISA0008	LISA0076
LISA0009	LISA0077
LISA0010	LISA0084
LISA0017	LISA0085
LISA0020	LISA0086
LISA0043	LISA0087
LISA0044	LISA0091
LISA0047	LISA0092
LISA0048	LISA0095
LISA0050	LISA0098
LISA0052	LISA0099
LISA0054	LISA0101
LISA0055	LISA0136
LISA0056	LISA0137
LISA0061	LISA0142
LISA0062	LISA0144
LISA0064	LISA0145
LISA0065	LISA0146
LISA0067	LISA0151
LISA0072	LISA0154
LISA0073	LISA0156

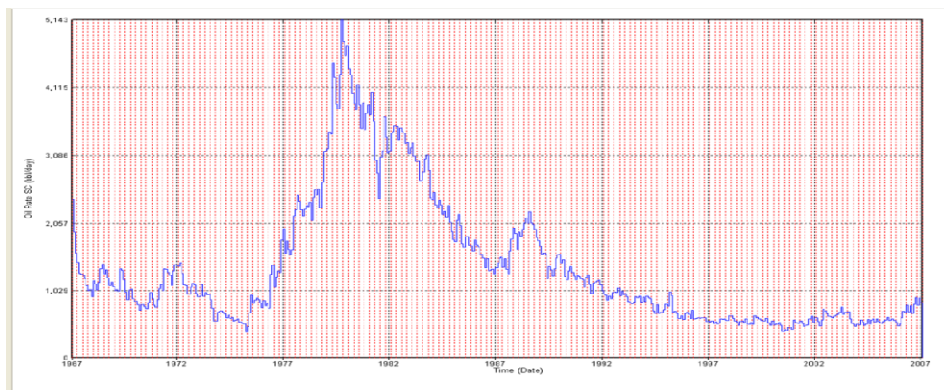
Los pozos casi en su totalidad son verticales (41) y 3 tienen cierto grado de desviación (L-151, L-154, L-156). Las trayectorias de todos fueron integradas al modelo generado, así como el archivo de eventos y perforaciones para cada uno de ellos.

Figura 26. Trayectoria del pozo Lisama -156



El archivo histórico de producción fue generado (Anexo A) para cada uno de los pozos, en producción de aceite, agua y gas durante los 40 años que ha estado en producción primaria el campo. El tope de producción para el sector se alcanzo en el 79 con un tope de 4000 Bbls/día, actualmente la producción de estos pozos esta alrededor de los 1000 Bbls/día, como se ilustra en la figura 27.

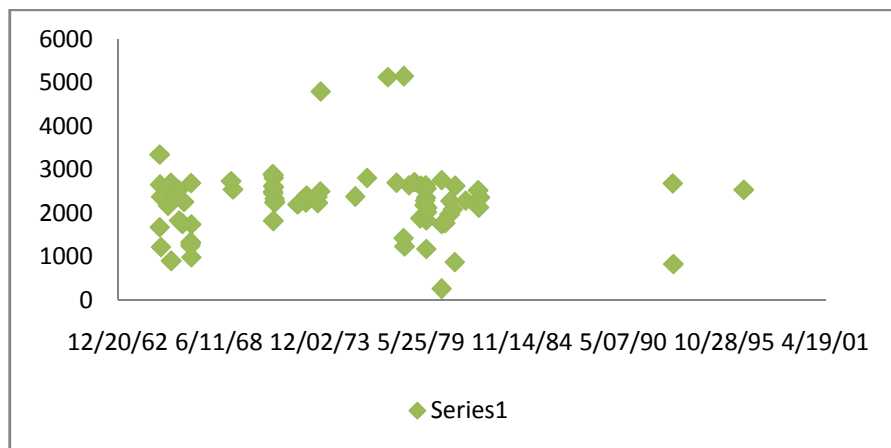
Figura 27. Producción histórica de aceite del sub-modelo



3.1.6 Inicialización del modelo

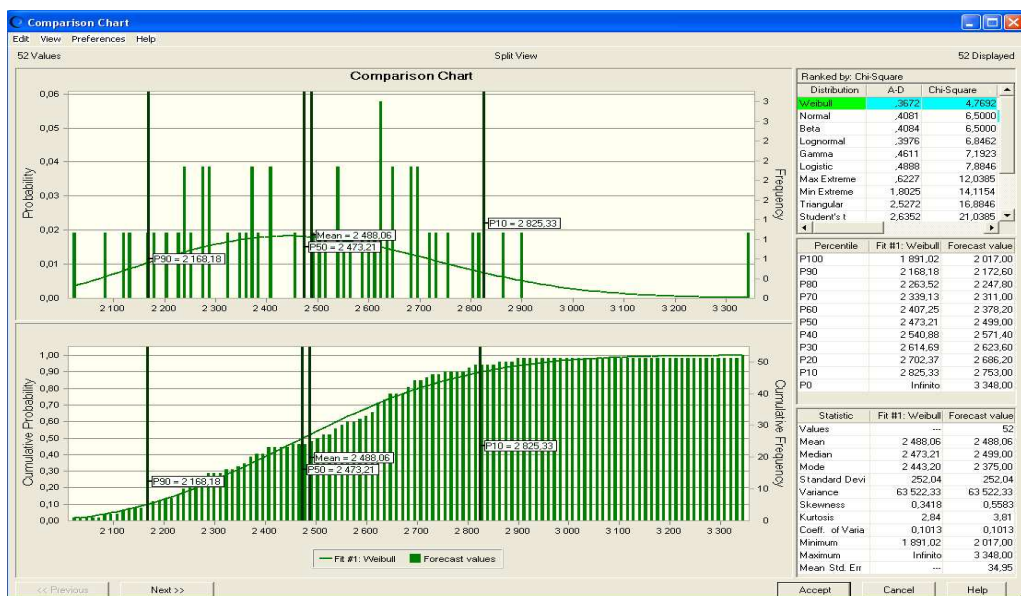
Para determinar la presión al datum del yacimiento se realizo un análisis de los datos de presión tomados en el tiempo, los cuales se referencian a continuación:

Figura 28. Comportamiento de la presión en el sub-modelo



El análisis probabilístico fue realizado en el software Crystal Ball, con el fin de determinar una tendencia en el comportamiento y de establecer una media al datum de referencia (5200Ft).

Figura 29. Análisis en “Crystall ball” de la presión del sub-modelo



Como se menciona en el Cap. II, la inicialización del modelo se deberá hacer por enumeración y no por equilibrio, ya que se cargo el modelo de saturación de agua para cada una de las celdas, por lo tanto no se definió un único contacto de agua-aceite, sino múltiples contactos. En cuanto al contacto Gas-Aceite tampoco hay uno definido para todo el yacimiento, simplemente se conoce de la existencia de un corredor gasífero en el yacimiento, por lo tanto tampoco se definió un valor Numérico generalizado.

Una vez inicializado el sub modelo, habiéndose cargado toda la información estática y dinámica del yacimiento, se calculo el OOIP para el sub modelo.

TOTAL INITIAL COMPONENTS IN PLACE

<i>Component</i> -----	<i>ST Volume</i> -----	<i>Mass (lb)</i> -----	<i>Moles (lbmole)</i> -----
<i>Agua</i>	<i>5.9697E+08 Bbls</i>	<i>2.1067E+11</i>	<i>1.1691E+10</i>
<i>Petróleo</i>	<i>1.1260E+08 Bbls</i>	<i>3.4728E+10</i>	<i>1.2798E+08</i>
<i>Gas en solución</i>	<i>6.2491E+10 ft3</i>	<i>3.9252E+09</i>	<i>1.6342E+08</i>

3.2 AJUSTE HISTORICO

Partiendo del modelo geoestadístico generado y el modelo dinámico elaborado, se procedió ajustar la producción de fluidos de 44 pozos del campo Lisama y el comportamiento de la presión estática de yacimiento del sector norte y centro del Campo Lisama para la formación Mugrosa B, durante sus 40 años de producción.

Para el ajuste se utilizo “tasa de liquido” (STL) como mecanismo de control, debido a la experiencia que se ha tenido con el ajuste de otros yacimientos similares. Mediante este control se garantiza la relación directa entre el vaciamiento causado por la producción de los pozos y la presión estática del yacimiento.

Aunque no es lo aconsejado, algunos ajustes implican que el Ingeniero de simulación modifique el modelo petrofísico del yacimiento especialmente las porosidades y permeabilidades de algunas celdas, para aumentar los potenciales de los pozos y alcanzar la producción requerida, esto conlleva a que se modifiquen en un alto grado las propiedades de un yacimiento haciendo este más homogéneo de lo que realmente es y representando una realidad falsa de lo que se tiene en fondo, debido a ello, para este ajuste se realizaron gráficos de Lorenz antes y después del ajuste, con el fin de verificar que se mantenga la heterogeneidad del yacimiento modelado.

3.2.1 COEFICIENTE DE LORENZ

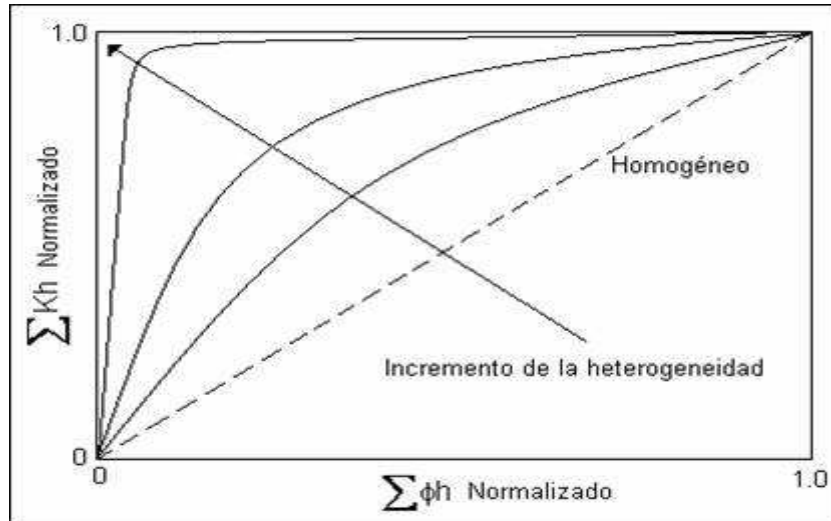
Este coeficiente es comúnmente usado para cuantificar el grado de heterogeneidad de un yacimiento, basan su principio en un análisis de relación entre la permeabilidad, la porosidad y el espesor neto de arena.

El coeficiente arroja un valor numérico el cual fluctúa entre 0 y 1, siendo 0 un sistema completamente homogéneo y 1 un sistema completamente heterogéneo

A continuación se resume la metodología utilizada para calcular el coeficiente de Lorenz:

- Ordenar todos los valores de permeabilidad en orden descendiente.
- Calcular la capacidad de permeabilidad acumulada ΣKh y la capacidad de volumen acumulada $\Sigma \Phi h$.
- Normalizar ambas capacidades acumuladas hasta que cada capacidad se encuentre en un rango entre 0 y 1.
- Graficar la capacidad de permeabilidad acumulada normalizada versus la capacidad de volumen acumulado normalizado en una escala cartesiana.

Figura 30. Capacidad de flujo normalizada



FUENTE: comunidad petrolera

La figura 30 muestra una ilustración de la distribución de capacidad de flujo. Un sistema completamente uniforme tendría todas las permeabilidades iguales, y el gráfico normalizado de ΣKh versus $\Sigma \phi h$ sería una línea recta. La figura 30 indica que el grado de contraste entre valores altos y bajos de permeabilidad incrementa la concavidad del gráfico, esto indica que a medida que el gráfico se aleja de un comportamiento lineal el sistema presenta mayor heterogeneidad.

El gráfico puede ser usado para describir cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento calculando el coeficiente de Lorenz. Este coeficiente se define mediante la siguiente expresión:

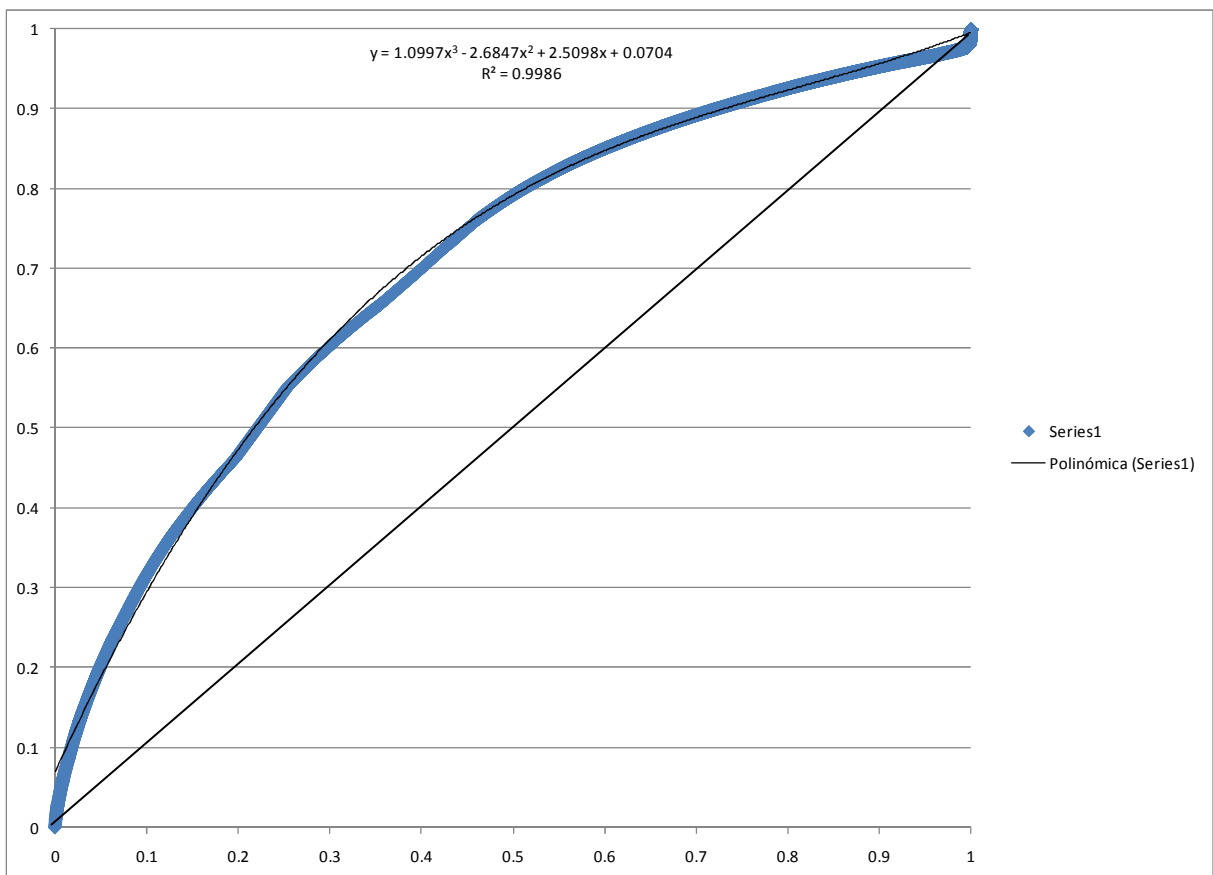
$$L = \frac{\text{Área por encima de la línea recta}}{\text{Área por debajo de la línea recta}} \dots\dots\dots[3.1]$$

El área por encima de la línea recta puede ser determinada como una integral y el área por debajo de la línea recta corresponde a el área de un triángulo, que para el caso es de 0.5.

Una vez establecida la metodología se procedió a calcular el coeficiente de Lorenz, para nuestro modelo, el cual es bastante detallado, ya que se cuentan con 535,041 datos de porosidad, de permeabilidad y de espesor neto, para un total de 1,605,123 datos, se garantiza un valor representativo. La información utilizada y los cálculos realizados son mostrados en el Anexo

3.2.1.1 Calculo de los coeficientes antes de ajuste histórico. Una vez efectuado los cálculos, la fig. 9 muestra el gráfico normalizado de ΣKh versus $\Sigma \Phi h$, donde se puede observar el alto grado de heterogeneidad del Yacimiento.

Figura 31. Coeficiente de Lorenz Antes de ajuste



$$L = \text{Área ABCA} / \text{Área ACDA}$$

$$L = \text{Área ABCA} / 0.5$$

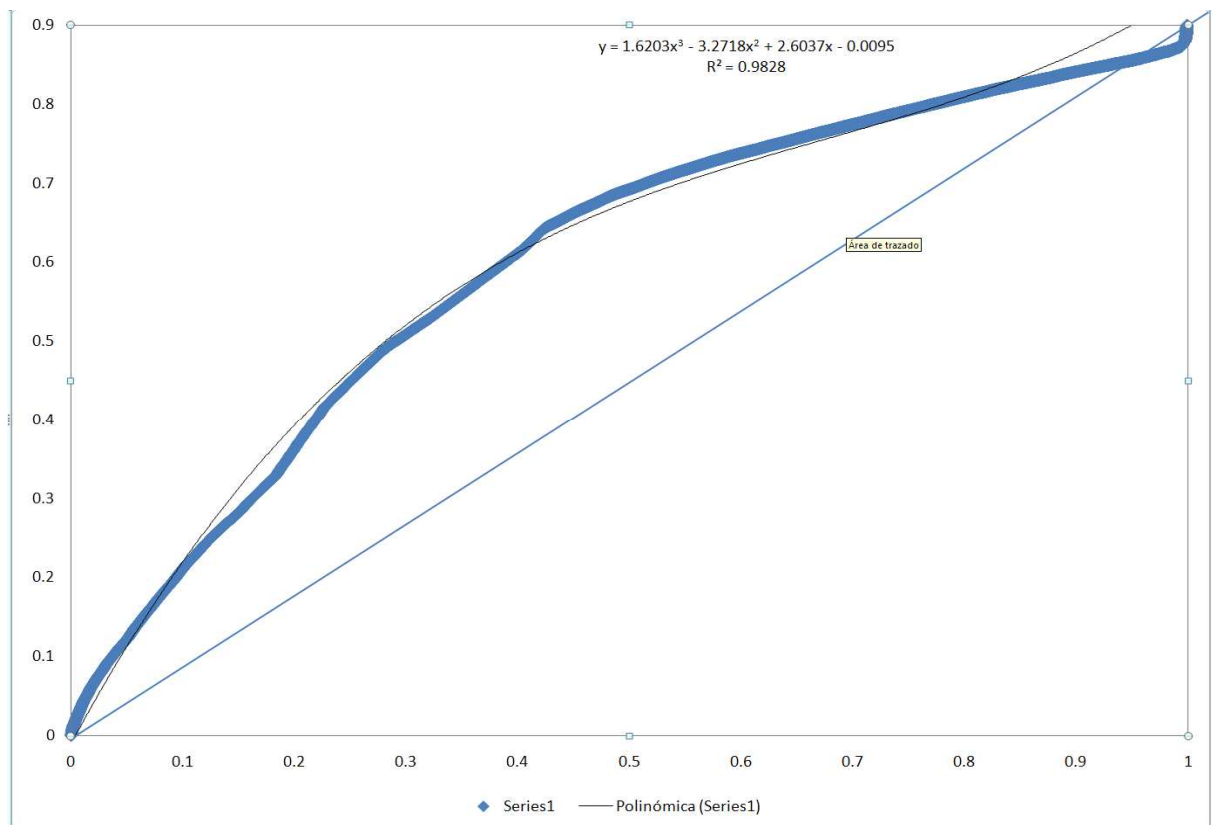
$$\text{Área ABCA} = \int_0^1 1.0997x^3 - 2.6847x^2 + 2.5098x + 0.0704$$

$$L = 0.205 / 0.5$$

$$L = 0.41$$

3.2.1.2 Calculo de los coeficientes después de Ajuste Histórico. Una vez alcanzado el ajuste histórico, como veremos más adelante, se hizo de nuevo la tabulación de porosidad, permeabilidad y espesor neto para el cálculo del coeficiente de Lorenz.

Figura 32. Coeficiente de Lorenz después de ajuste



$$L= \text{Área ABCA} / \text{Área ACDA}$$

$$L= \text{Área ABCA} / 0.5$$

$$\text{Área ABCA} = \int_0^1 1.6203x^3 - 3.278x^2 + 2.6037x - 0.0095$$

$$L= 0.199 / 0.5$$

$$L= 0.4$$

3.2.2 Resultados del Ajuste Histórico.

Se logro un buen ajuste histórico de la producción de fluidos en el yacimiento y el comportamiento de la presión, a través de los 40 años de producción primaria que lleva el campo.

Básicamente el ajuste logrado se baso:

- Adecuado modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite
- Adecuado modelamiento de las curvas de permeabilidad relativa gas-Líquido
- Modelamiento correcto del fluido de yacimiento en Winprop
- Incrementos en la permeabilidad del modelo estático del yacimiento, sin variar el grado de heterogeneidad del yacimiento.

Figura 33. Ajuste Histórico de la producción de fluidos

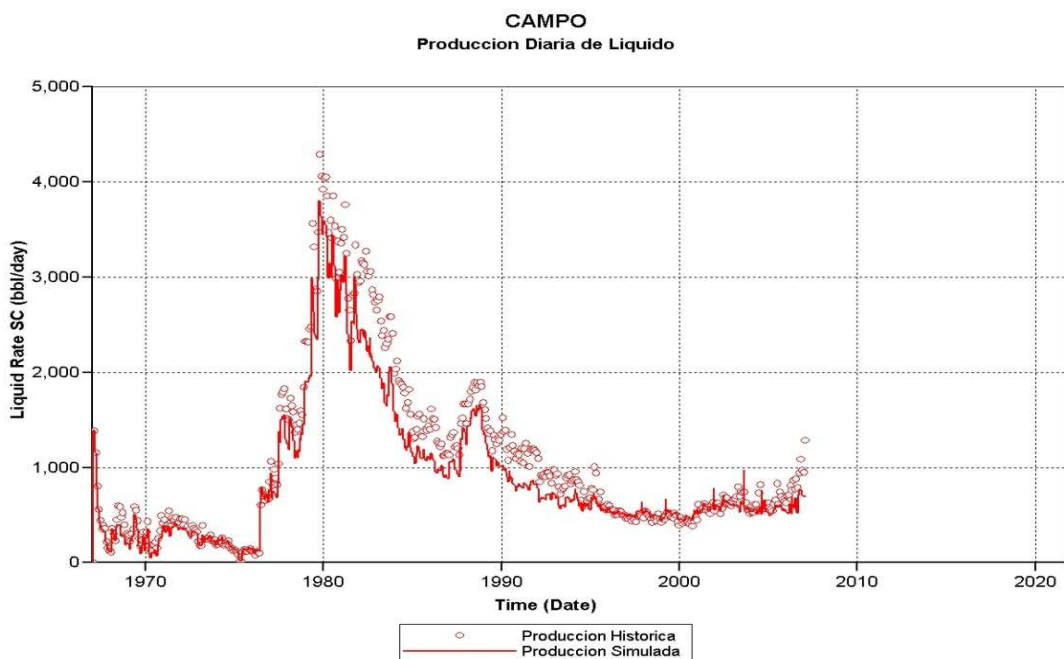
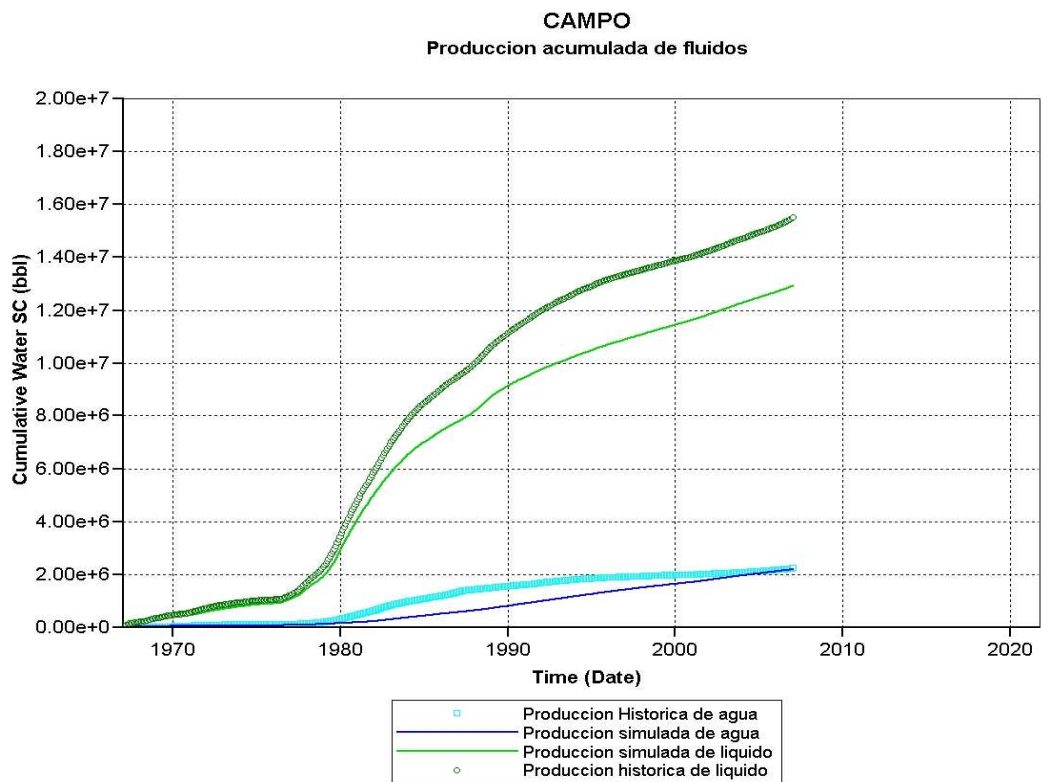


Figura 34. Ajuste histórico de la presión del yacimiento

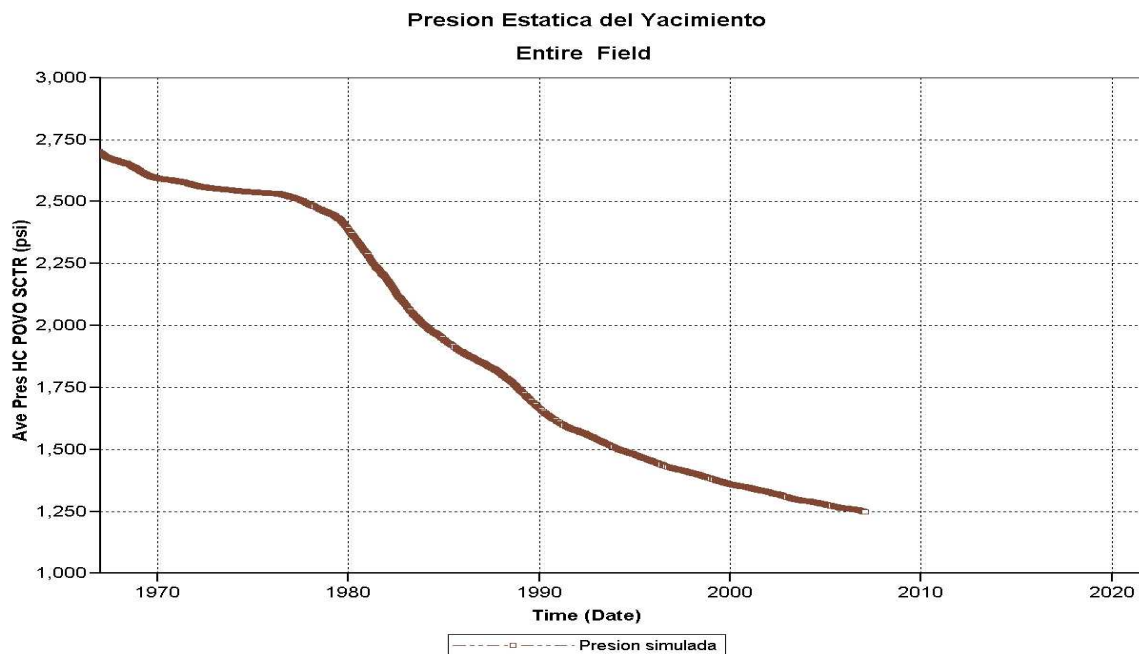


Figura 35. Ajuste Histórico de la producción de aceite

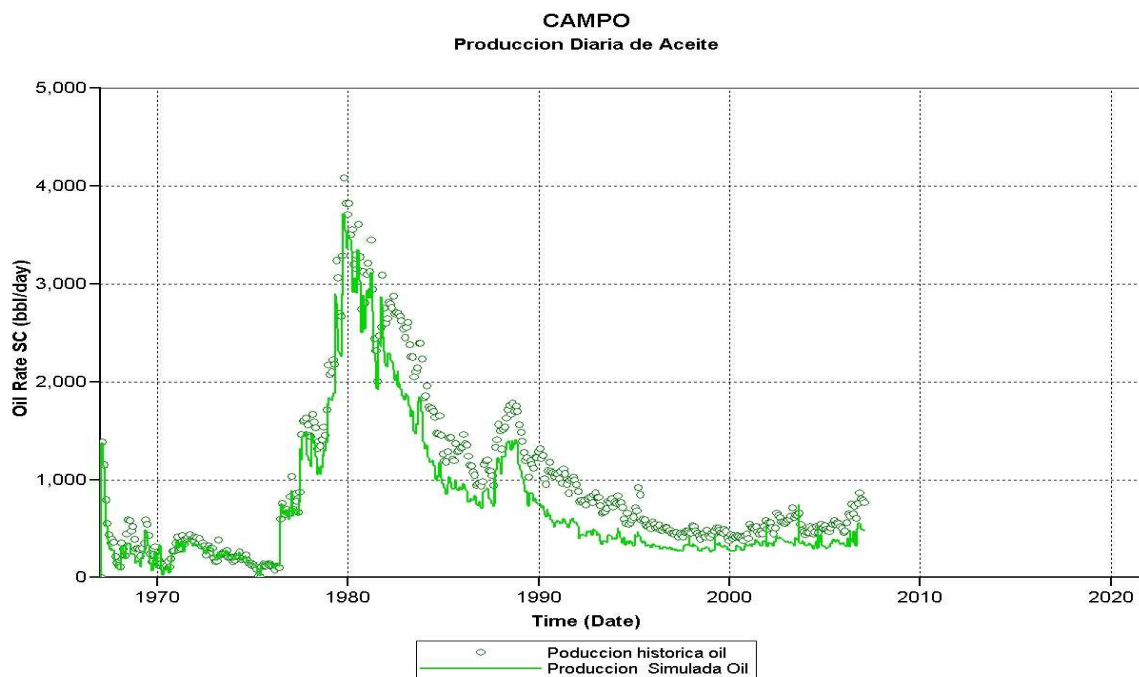


Figura 36. Ajuste Histórico de la producción de Agua

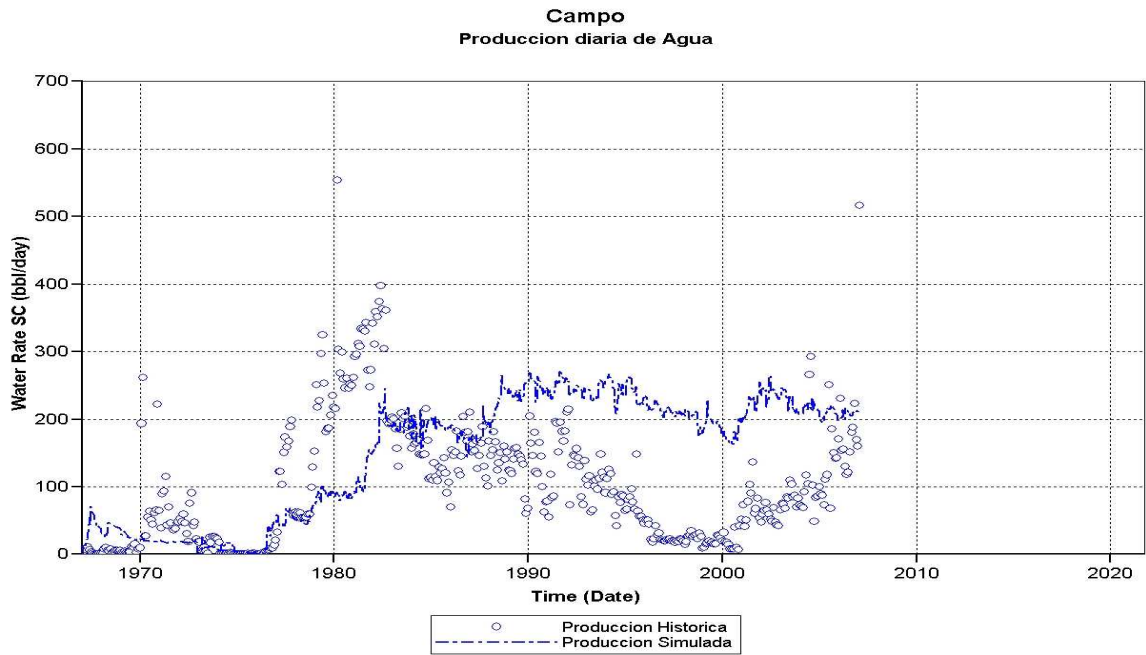
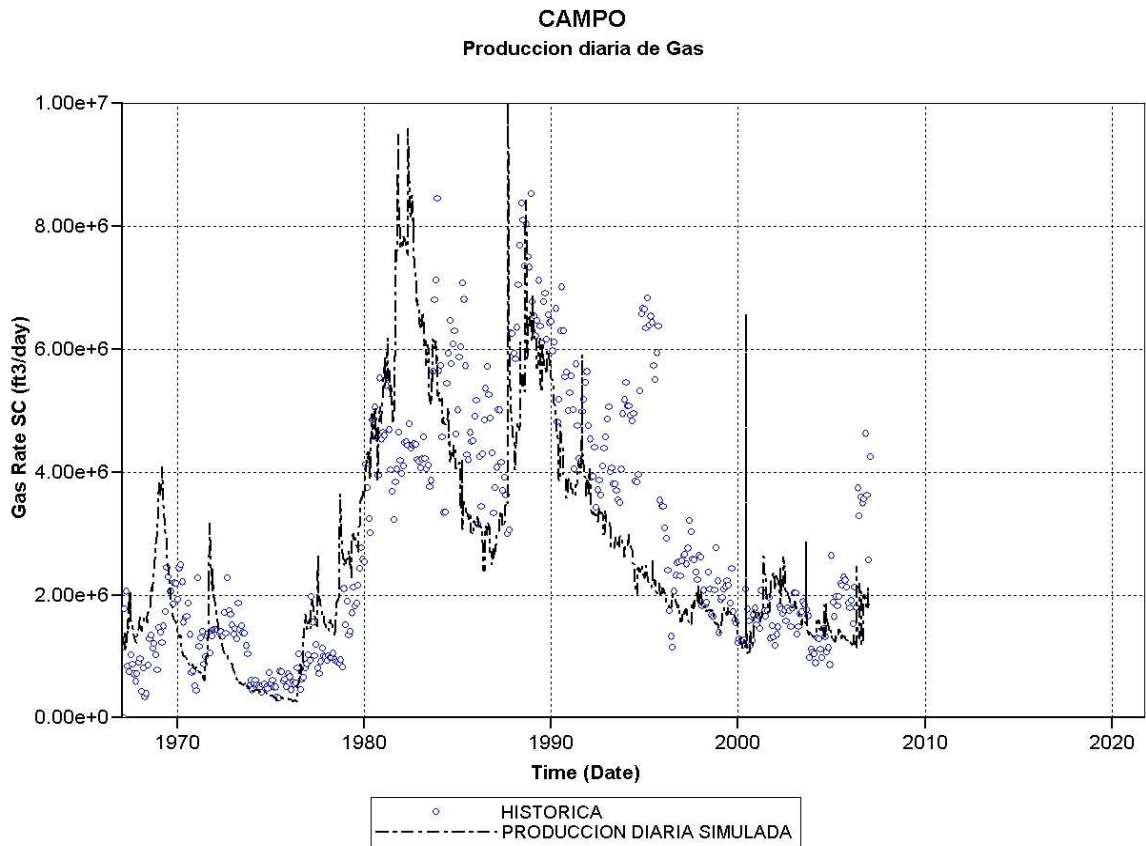
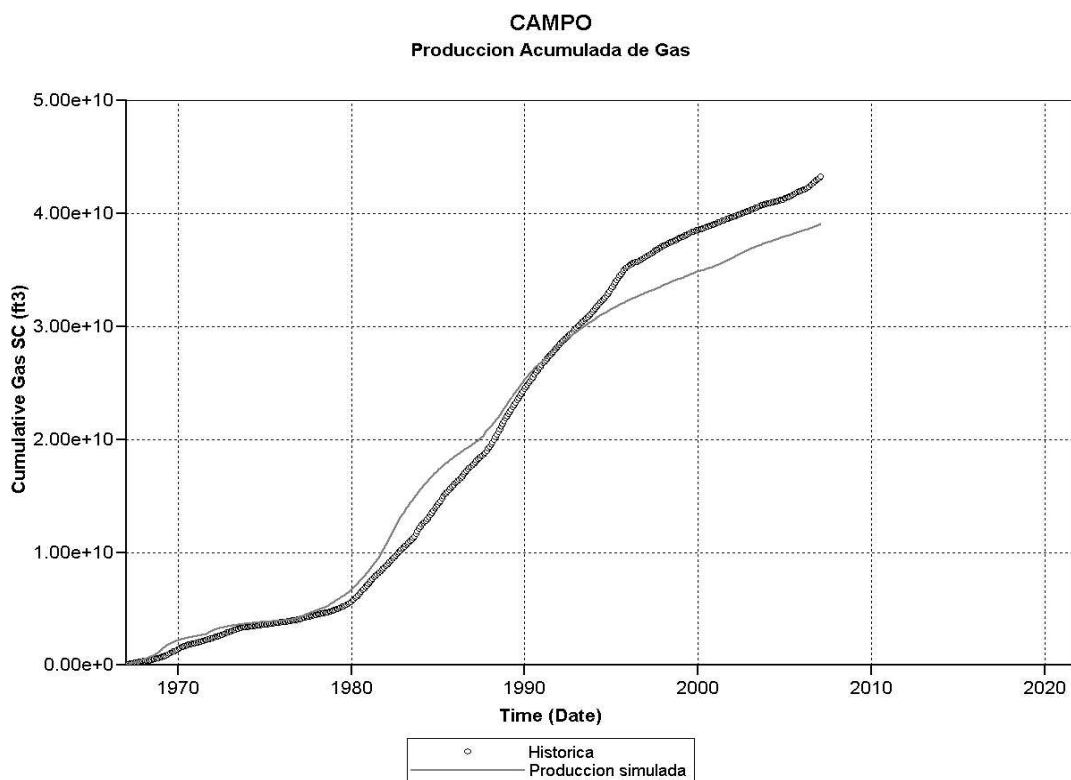


Figura 37. Ajuste Histórico de la producción de Gas





A su vez, el ajuste logrado pozo a pozo fue bueno, de los 44 pozos modelados, se consiguió un buen ajuste en 36 pozos. (El ajuste pozo a pozo es mostrado en el Anexo A)

Tabla 9. Listado de pozos Ajustados

AJUSTE X POZO									
POZO	OIL		WATER		POZO	OIL		WATER	
	R	B	R	B		R	B	R	B
LISA0006	😊			😊	LISA0074	😊			😊
LISA0008	😊			😊	LISA0076	😊		R	
LISA0009	😊			😊	LISA0077	A			😊
LISA0010	😊			😊	LISA0084	😊			😊
LISA0017	😊			😊	LISA0085	😊			😊
LISA0020	😊			😊	LISA0086	😊			😊
LISA0043	😊			😊	LISA0087	😊			😊
LISA0044	😊			😊	LISA0091	😊			😊
LISA0047	A			😊	LISA0092	😊			😊
LISA0048	R		A		LISA0095	😊			😊
LISA0050	😊		A		LISA0098	😊			😊
LISA0052	😊			😊	LISA0099	😊		A	
LISA0053	😊		R		LISA0101	R		R	
LISA0054	A			😊	LISA0136	A		A	
LISA0055	😊			😊	LISA0137	A		A	
LISA0056	😊			😊	LISA0142	😊			😊
LISA0061	A		R		LISA0144	😊			😊
LISA0062	😊			😊	LISA0145	😊			😊
LISA0064	😊			😊	LISA0146	A		A	
LISA0065	😊			😊	LISA0151	R			😊
LISA0067	😊			😊	LISA0154	😊			😊
LISA0072	😊			😊	LISA0156	😊			😊
LISA0073	😊			😊					

Tabla 10. Evaluación porcentual del ajuste por Modelo

CAMPO (SECTOR NORTE -CENTRO)														
44 Pozos														
VACIAMIENTO						FLUIDOS								
liquido			Presión			OIL			WATER			GAS		
R	B	E	R	B	E	R	B	E	R	B	E	R	B	E
	83%				96%		81%				100%			95%

Cuando se evalúa el ajuste por sector se observa que el sector norte del yacimiento tiene un ajuste excelente (22 de 24 pozos), mientras el sector centro posee un ajuste aceptable (15 de 20 pozos).

Tabla 11. Evaluación porcentual del ajuste por Sector

CAMPO (SECTOR NORTE)														
24 Pozos														
VACIAMIENTO						FLUIDOS								
liquido			Presión			OIL			WATER			GAS		
R	B	E	R	B	E	R	B	E	R	B	E	R	B	E
	97%				96%		98%			97%				100%
CAMPO (SECTOR CENTRO)														
20 Pozos														
VACIAMIENTO						FLUIDOS								
liquido			Presión			OIL			WATER			GAS		
R	B	E	R	B	E	R	B	E	R	B	E	R	B	E
	75%				96%		71%			100%				100%

Tabla 12. Listado de pozos Ajustados por sector

AJUSTE X POZO: SECTOR NORTE				AJUSTE X POZO: SECTOR CENTRO					
POZO	OIL		WATER		POZO	OIL		WATER	
	R	B	R	B		R	B	R	B
LISA0006	😊		A		LISA0010		😊		😊
LISA0008	😊			😊	LISA0017		😊		😊
LISA0009	😊			😊	LISA0047	A		A	
LISA0020	😊			😊	LISA0048	R		R	
LISA0043	😊			😊	LISA0054	A			😊
LISA0044	😊			😊	LISA0086		😊		😊
LISA0050	😊		A		LISA0091		😊		😊
LISA0052	😊			😊	LISA0092		😊		😊
LISA0056	😊			😊	LISA0095		😊		😊
LISA0062	😊			😊	LISA0098		😊	A	
LISA0072	😊			😊	LISA0101	R		R	
LISA0073	😊			😊	LISA0136	A		A	
LISA0074	😊			😊	LISA0055		😊		😊
LISA0076	😊		R		LISA0061	A		R	
LISA0077	A			😊	LISA0064		😊		😊
LISA0084	😊			😊	LISA0065		😊		😊
LISA0085	😊			😊	LISA0067		😊		😊
LISA0087	😊			😊	LISA0142		😊	A	
LISA0099	😊		A		LISA0151	R			😊
LISA0137	A		A		LISA0154	😊			😊
LISA0144	😊		A						
LISA0145	😊			😊					
LISA0156	😊			😊					
LISA0146	A		A						

Figura 38. Ajuste Histórico de la producción de fluidos Sector Norte

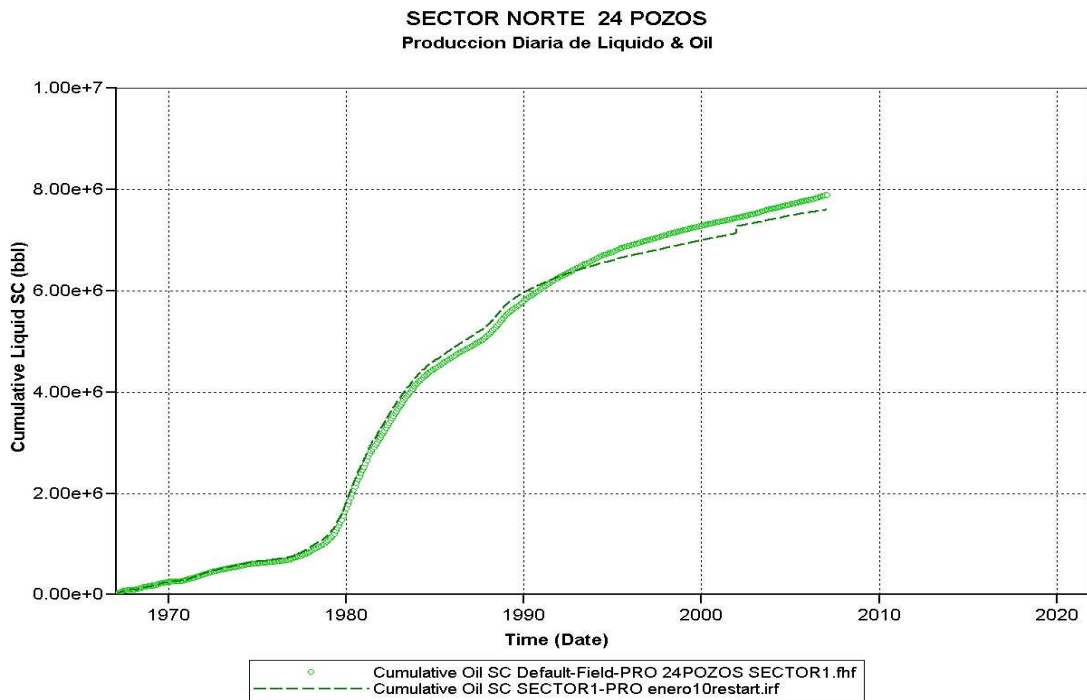
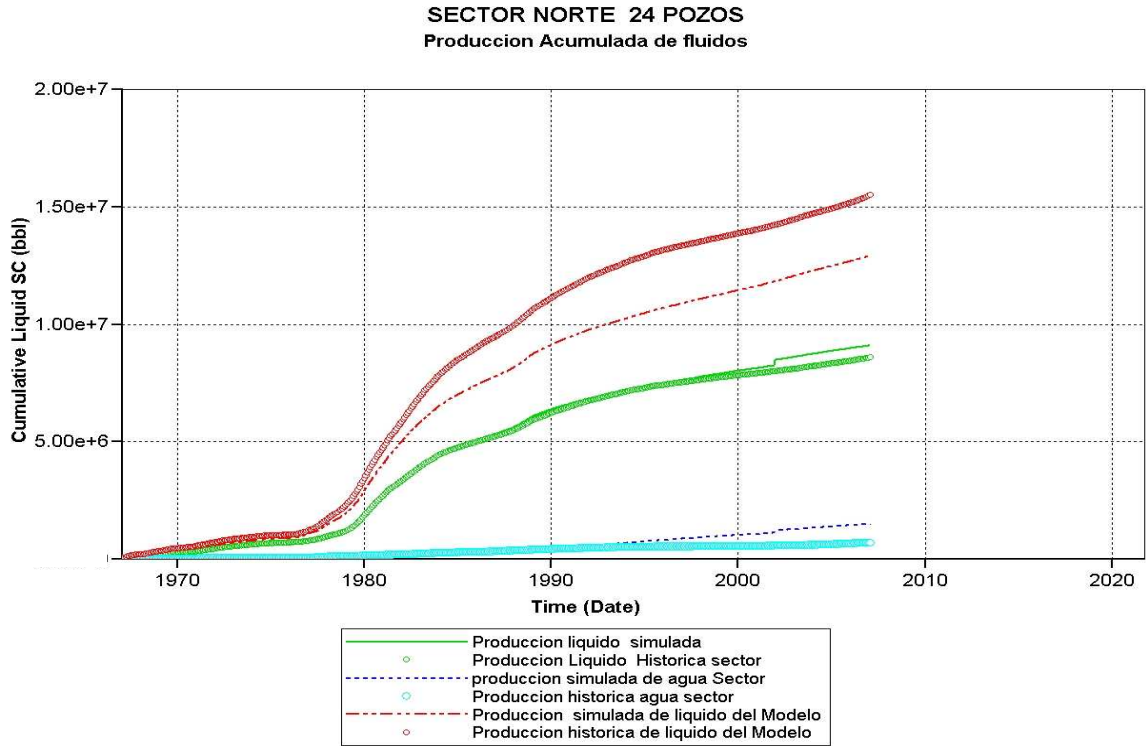
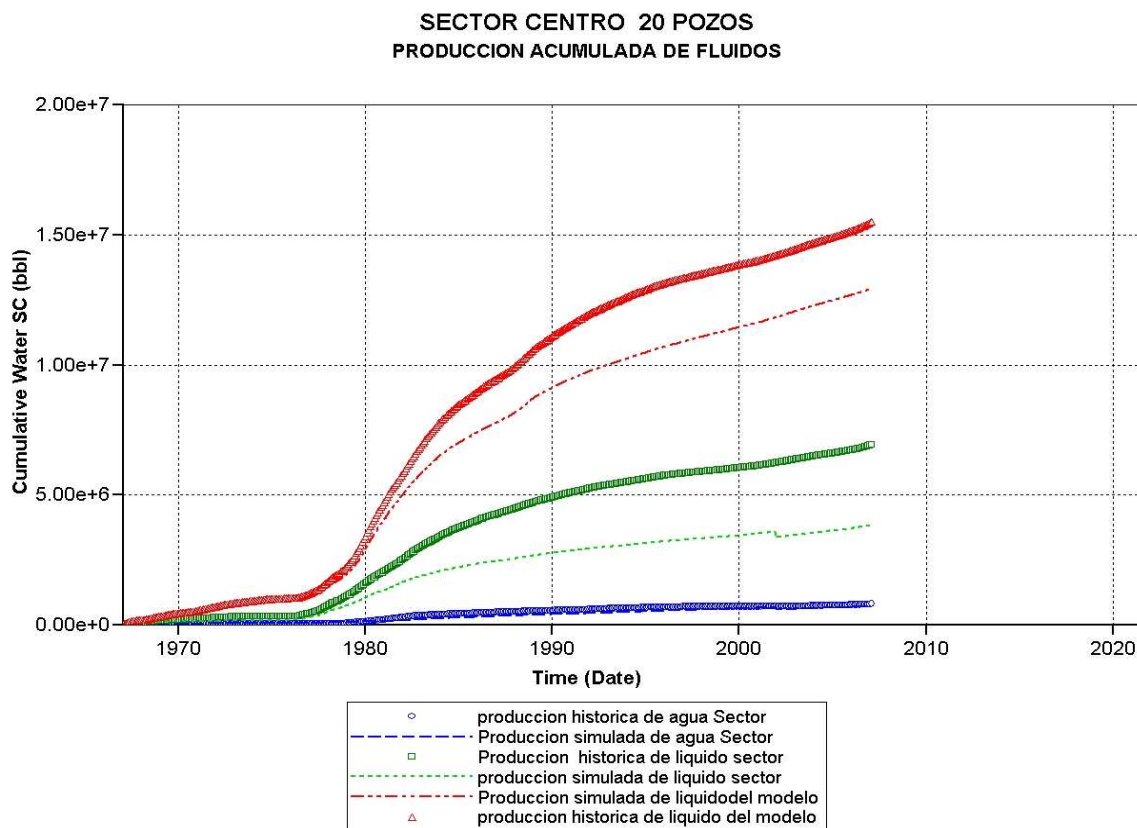


Figura 39. Ajuste Histórico de la producción de fluidos Sector centro

3.3 DISEÑO DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

3.3.1 Análisis Geológico

Uno de los factores clave y que poco es tenido en cuenta a la hora de evaluar el éxito o fracaso de la implementación de una tecnología de recobro en el yacimiento, es la Geología. El modelo estructural y estratigráfico de un yacimiento juega un papel muy importante cuando hablamos de inyectar un fluido en el yacimiento para el desplazamiento de otro. Las fracturas, los canales, los buzamientos, la continuidad de las arenas y las múltiples heterogeneidades del yacimiento son factores a tener en cuenta a la hora de ubicar nuestros pozos inyectoros o armar nuestros patrones de inyección- producción, todo ello buscando conservar la

integridad física del yacimiento sin originarle daños a la formación de interés y maximizando la producción del fluido que se quiere recobrar.

Con el fin de realizar un análisis más detallado, se subdividió las 3 unidades estratigráficas definidas (B1, B2, B3) en sub-zonas (12), con el objetivo de identificar arenas con buena continuidad lateral y propiedades petrofísicas.

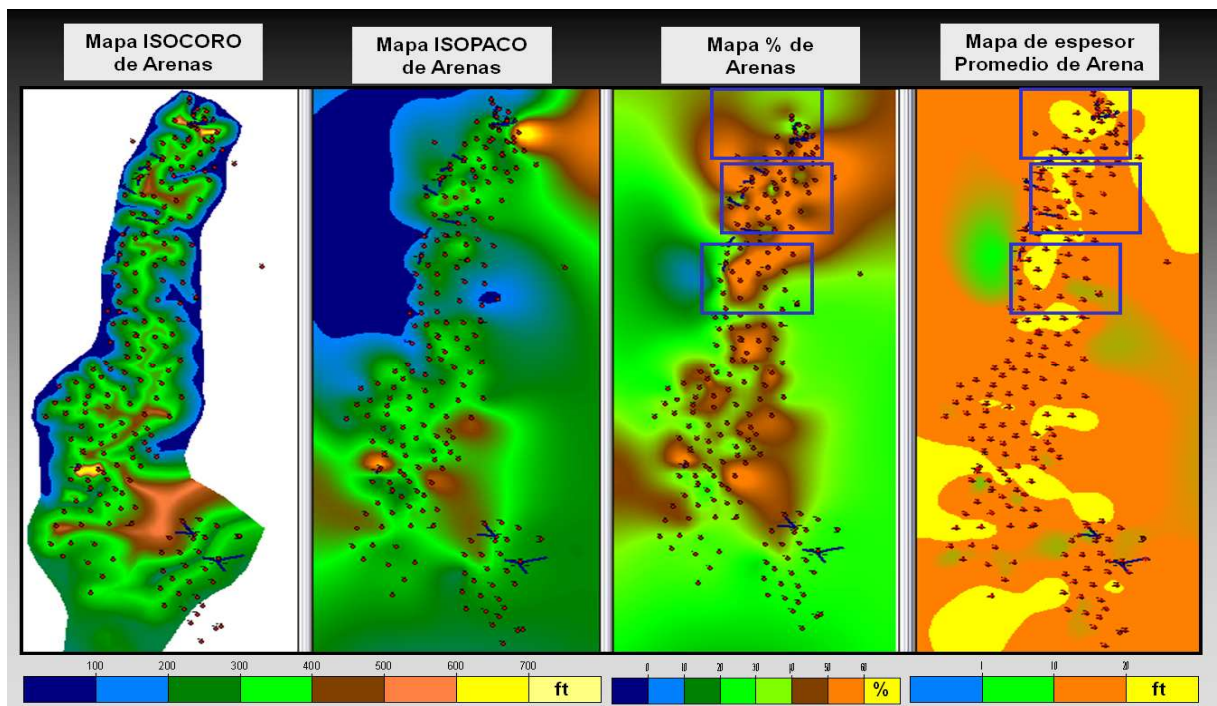
Tabla 13. Resolución estratigráfica del sub-modelo

FORMACION	Unidades	Sub- Unidades	Capa (K)	
			Topo	Base
MUGROSA B	B1	B1-1	1	24
		B1-2	25	40
		B1-3	41	64
	B2	B2-1	65	78
		B2-2	79	86
		B2-3	87	93
		B2-4	94	99
		B2-5	100	108
		B2-6	109	118
	B3	B3-1	119	127
		B3-2	128	134
		B3-3	135	152

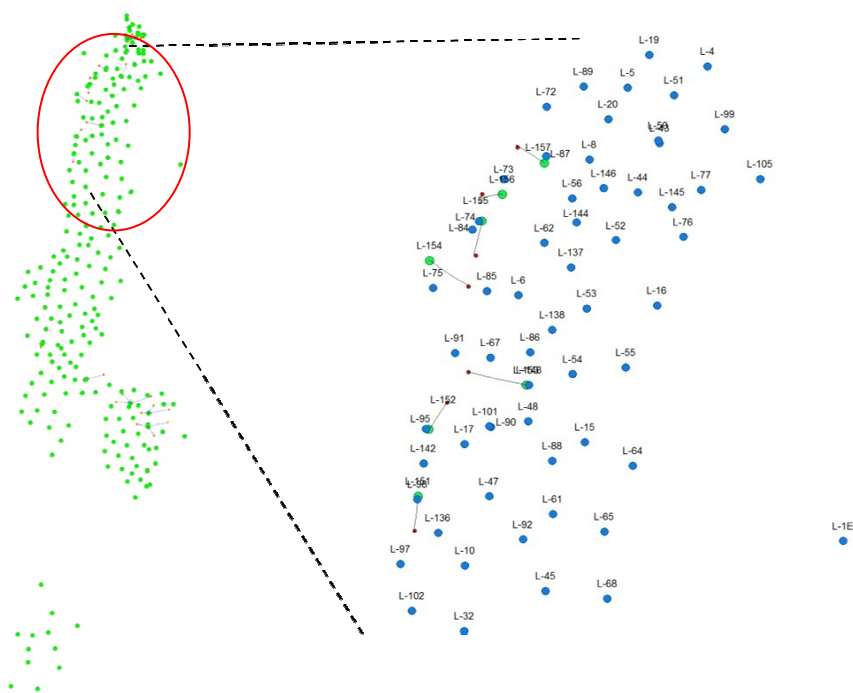
Para cada una de las sub-unidades se analizaron mapas isocoros, mapas isopacos, mapas de porcentaje de arena, mapas de espesor promedio de canal, mapas de factor de calidad de zona ($FCZ = \% \text{ de arenas} * \text{espesor}$), mapa de producción acumulada de petróleo y mapa de reservas por recobrar (EUR). De igual manera, correlaciones estratigráficas fueron hechas entre los pozos del área para evaluar la continuidad de las arenas y junto con los mapas observar canales preferenciales de flujo.

En primer lugar se hizo un análisis general del área, en el se corrobora, que el mayor porcentaje de arenas se encuentra hacia la parte Norte y centro del yacimiento, así mismo, que en esta zona se presentan los mejores espesores y continuidad de las arenas. Se observa una relación arena-arcilla del 0.5 y un espesor promedio de 20 pies por arena.

Figura 40. Mapas de espesor y continuidad de las arenas en el área Lisama



Dentro del sector Norte- centro, se observo que el área que presenta las mejores propiedades está comprendida entre los pozos Lisama 19 y Lisama 10.

Figura 41. Zona con mejores propiedades petrofísicas Lisama

Una vez identificada el área con el mejor potencial, en cuanto a calidad de arenas y continuidad, se procedió hacer el análisis inicialmente por formación (Mugrosa B) con el fin de determinar los valores promedios (media), este fue realizado con la ayuda del software “Crystall Ball”. Posteriormente se hizo el mismo análisis para cada sub-unidad, comparándose el valor promedio de la sub-unidad con el de la Formación y finalmente se observaron correlaciones estratigráficas para evaluar la continuidad de la sub-zona.

Figura 42. Porcentaje de arenas en la formación mugrosa B

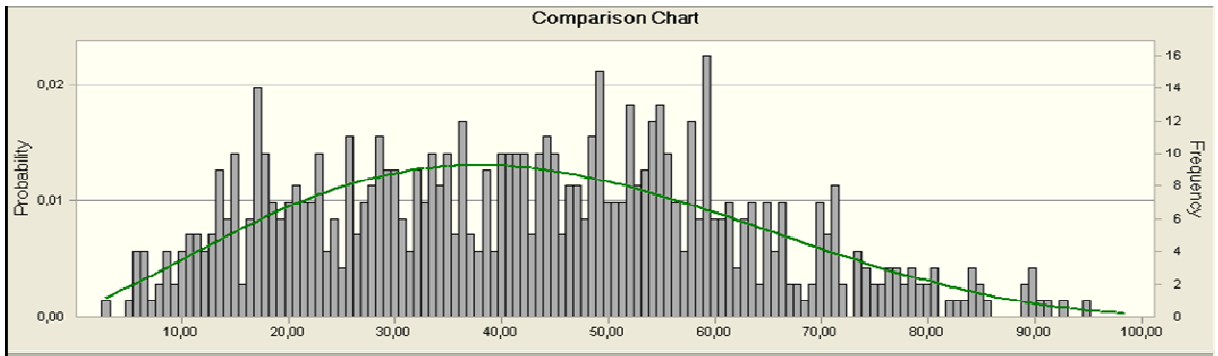


Figura 43. Espesor de los canales en la formación mugrosa B

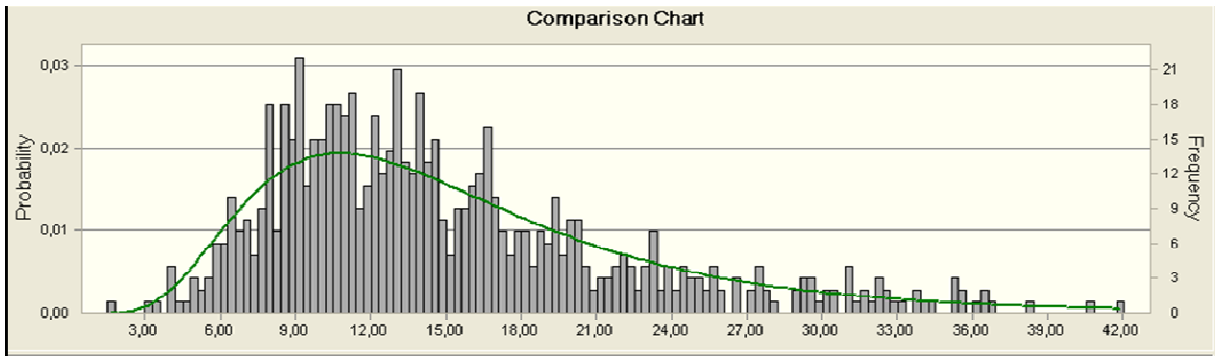
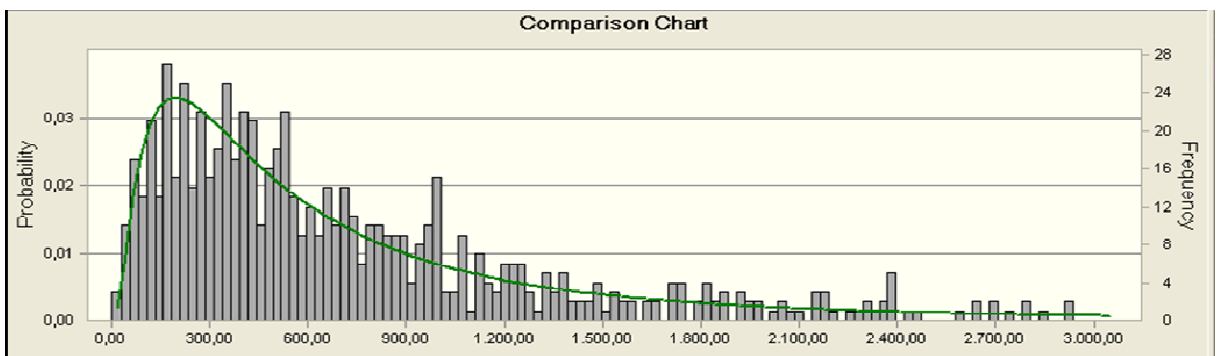
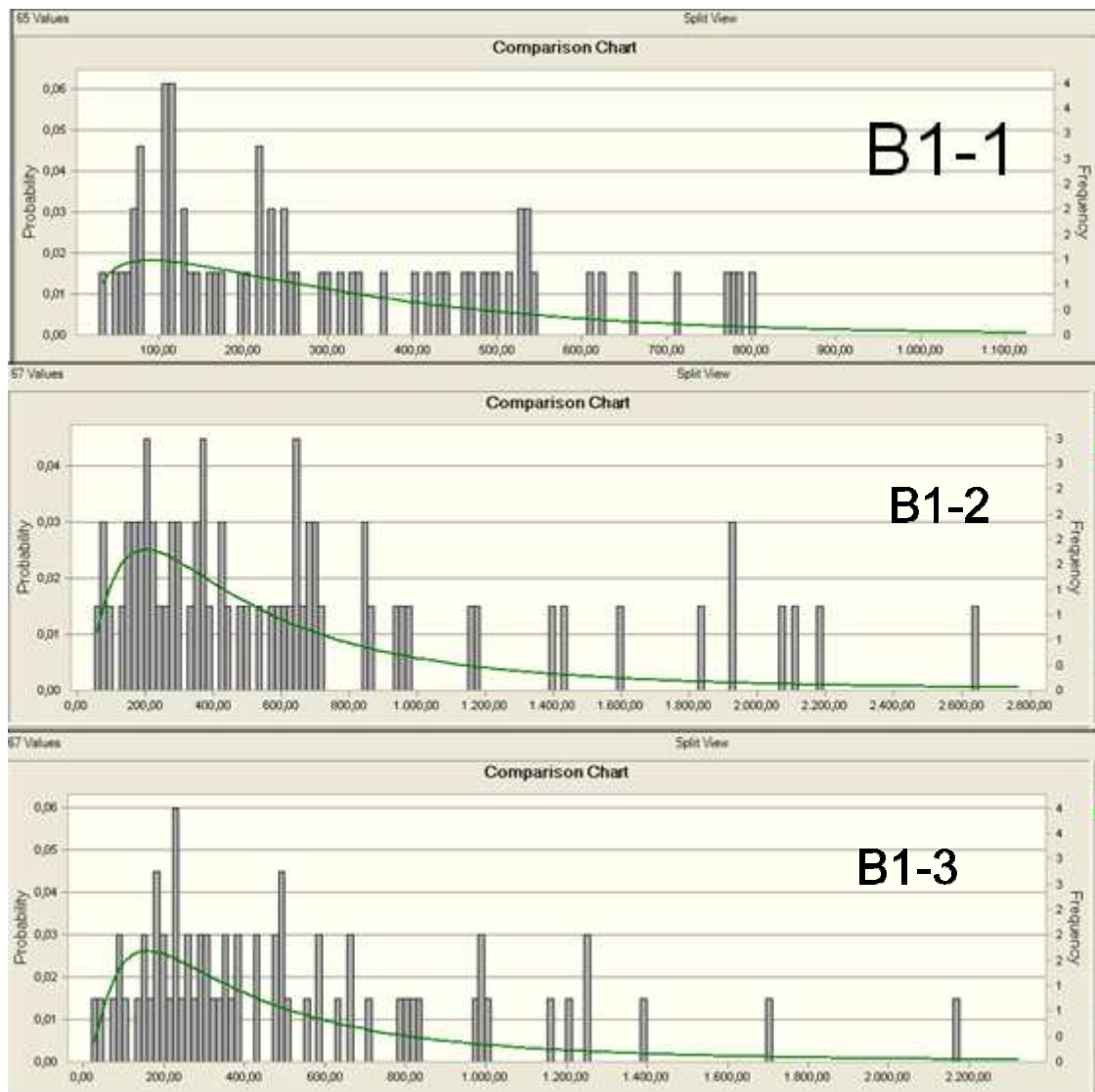


Figura 44. Factor de calidad de zona formación mugrosa B

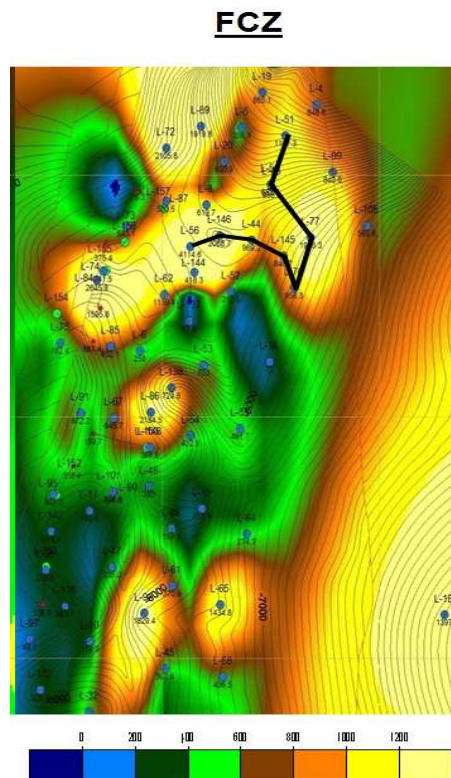


3.3.1.1 Mugrosa B1. Mapas de % de arena, de calidad de zona y de tipo de roca fueron construidos para la sub-unidad B1-1, B1-2, B1-3.

Figura 45. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B1



Por calidad de zona, la formación B1-1 queda descartada, las formaciones B1-2 y B1-3 poseen buena calidad, sin embargo, se observa que B1-2 no es constante a lo largo de todo el área de estudio, sino también se ve sectorizada.

Figura 46. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B1-3

Las dos áreas que presenta una mejor calidad esta comprendidas por los pozos:

Área 1 (B1-3): L-51, L-50, L-43, L-77, L-76, L-145 L-44, L-146, L-56.

Área 2(B1-2, B1-3): L-72, L-89, L-20, L-5, L-19

Se hizo una correlación estratigráfica entre ellos para observar la continuidad del cuerpo arenoso (B1-3), observándose buena en las dos áreas.

Figura 47. Correlación estratigráfica pozos área 1

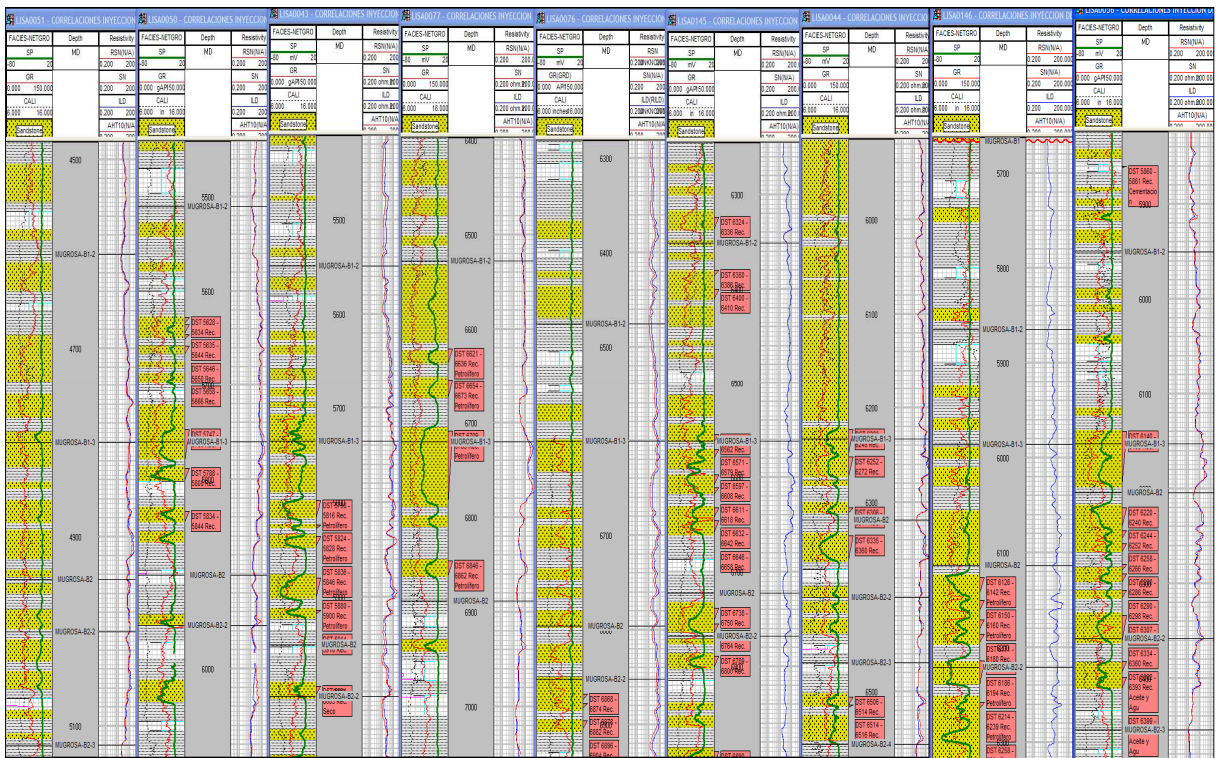
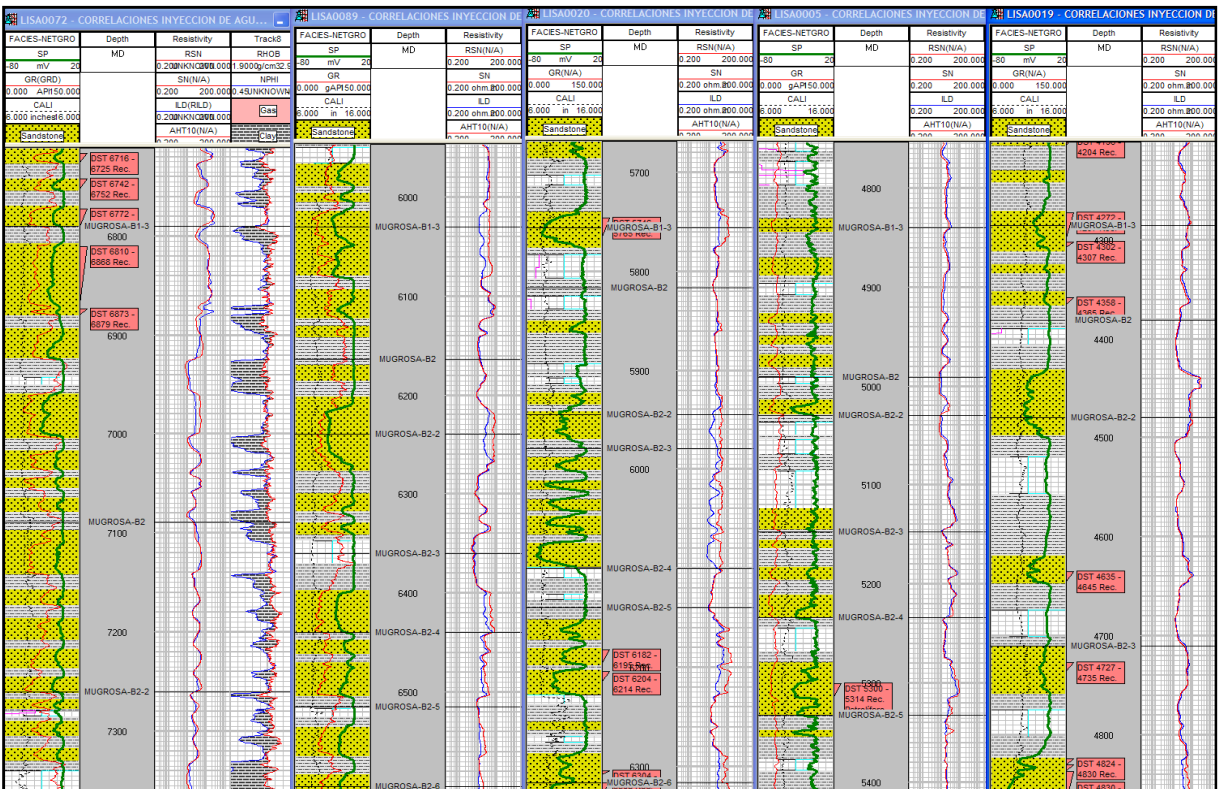


Figura 48. Correlación estratigráfica pozos área 2



3.3.1.2 Mugrosa B2. La misma metodología realizada para B1, fue implementada en B2 y B3

Figura 49. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B2

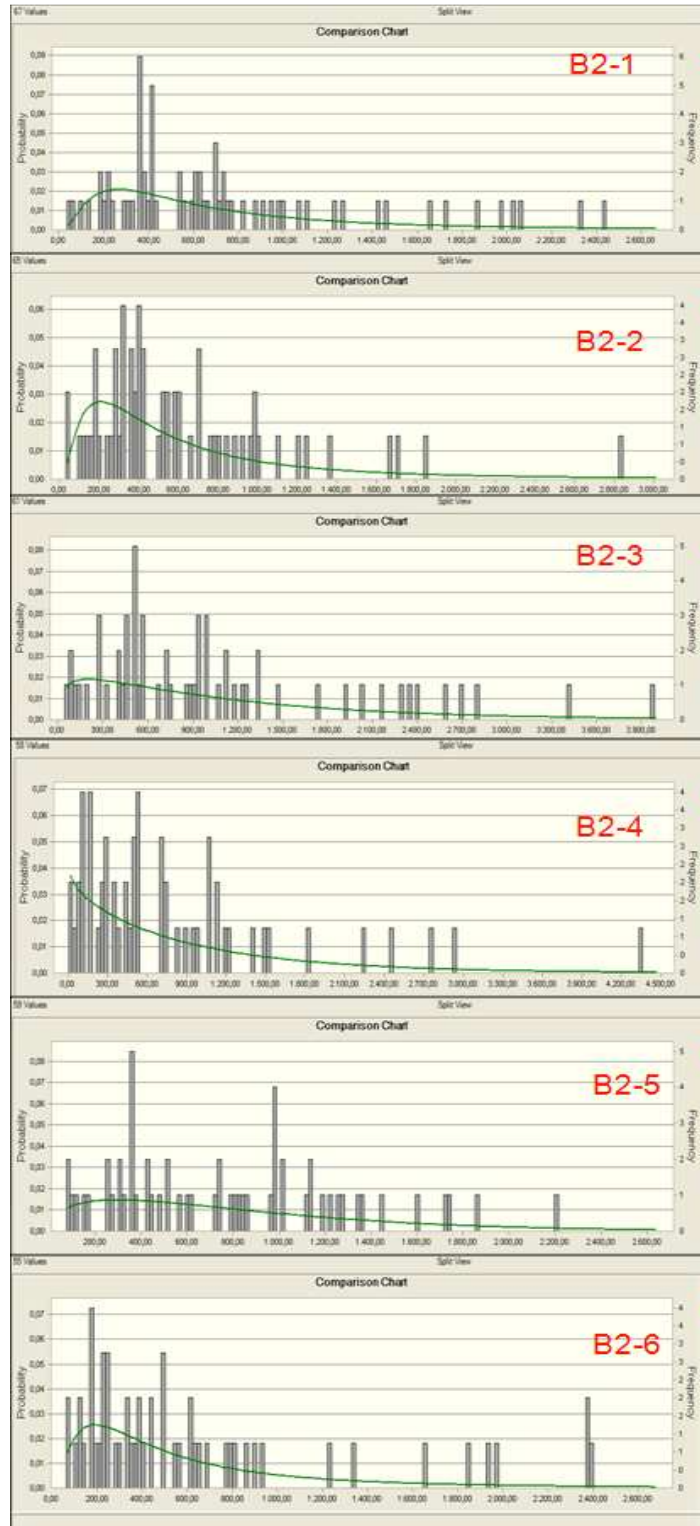
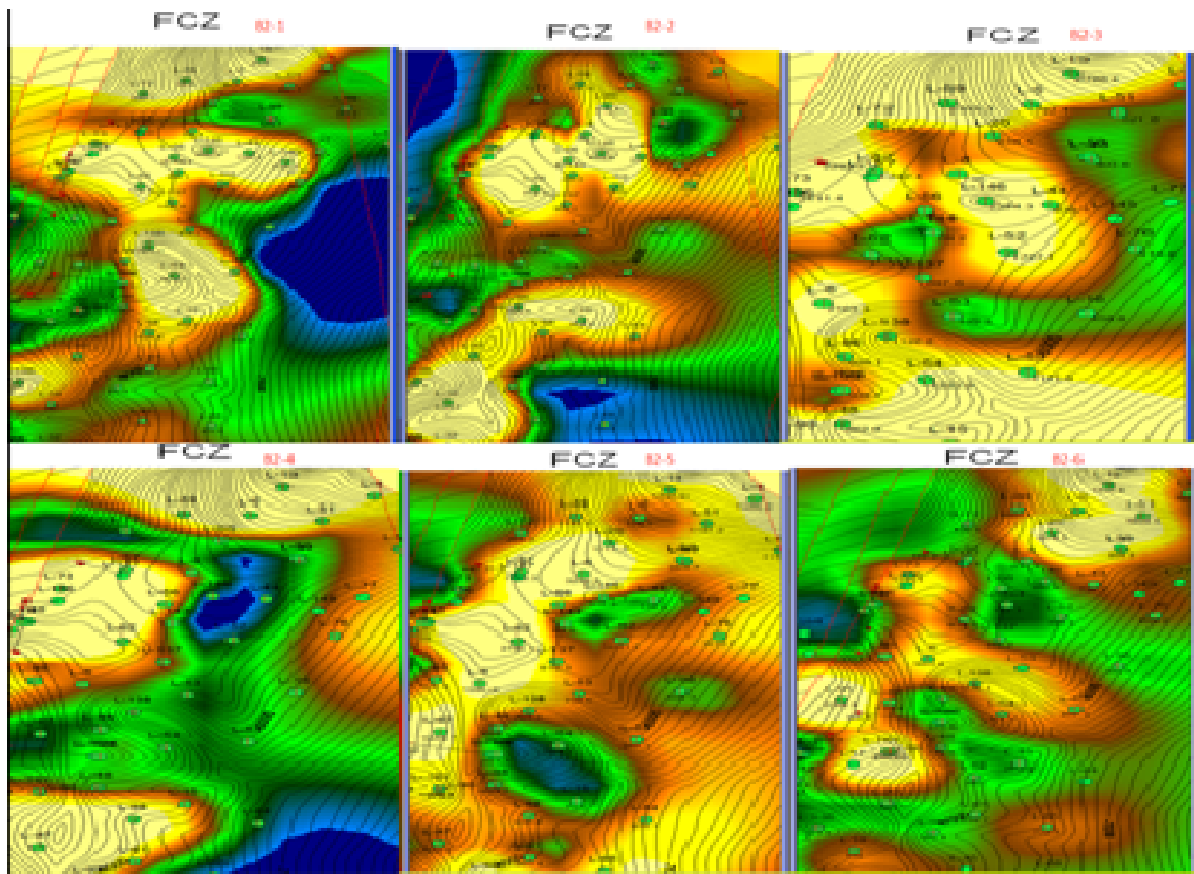


Figura 50. Mapa de factor de calidad de zona para las sub-unidades de B2

Las sub-unidades que presentan los mayores espesores y porcentajes de arena son las sub-unidades B2-3 y B2-5. B2-6 presenta en ciertos sectores los valores más altos de calidad de zona.

Se priorizaron 2 sectores para cada una de las sub unidades seleccionadas; para la Subunidad B2-3, los sectores están comprendidos por los siguientes pozos:

Sector 1: L-19, L-5, L-89, L-20, L-8, L-146, L-44, L-52

Sector 2: L-137, L-6, L-138, L-86, L-54, L-55, L-64, L-15, L-48, L-88, L 61

Para la subunidad B2-5, los sectores están comprendidos por los siguientes pozos:

Sector 3: L-62, L-137, L-6, L-85, L-91, L-67, L-153, L-152, L-101, L-90

Sector 4: L-138, L-53, L-137, L-52, L-76,

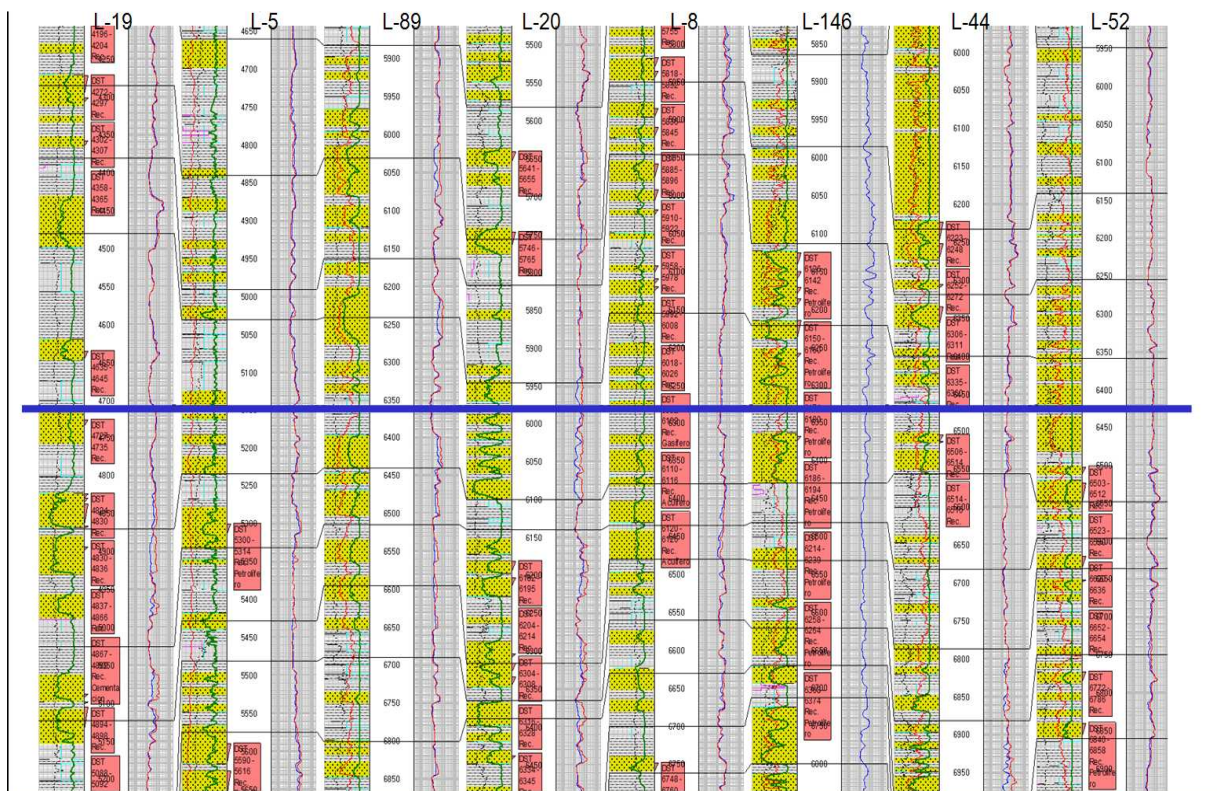
Para la subunidad B2-6, los sectores están comprendidos por los siguientes pozos:

Sector 5: L-19, L-51, L-43, L-44, L-76.

Sector 6: L-138, L-6, L-54, L-55.

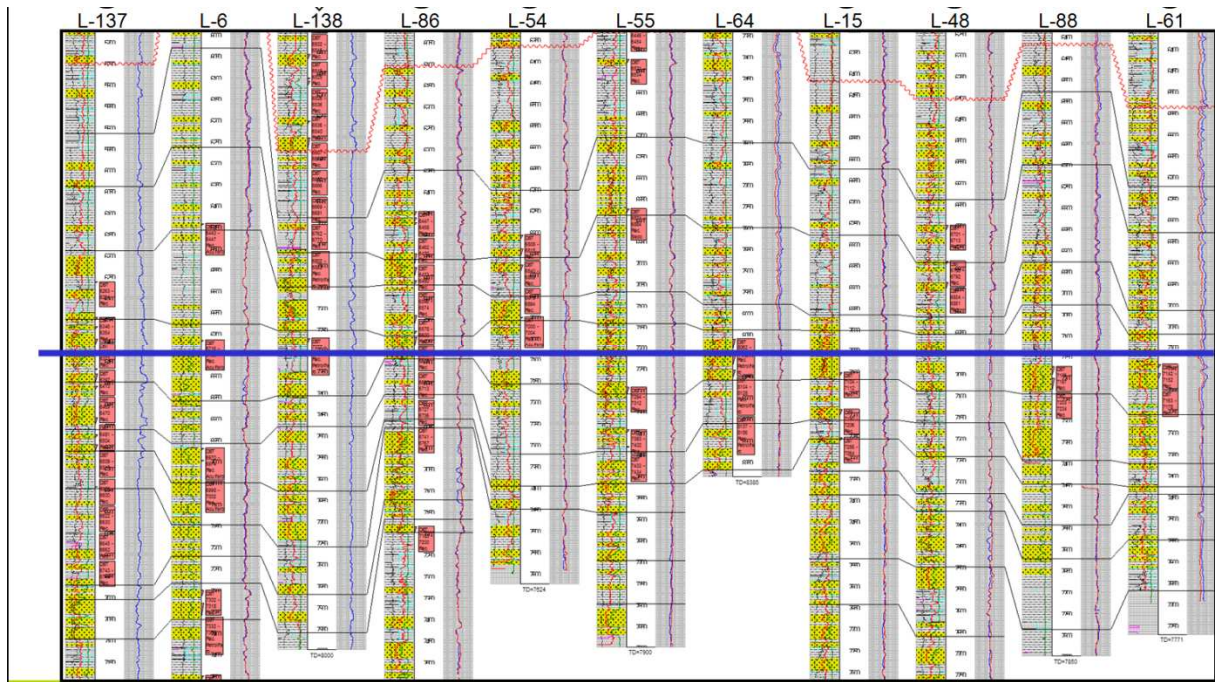
Para evaluar la continuidad de las sub-unidades visualizadas, se realizó la correlación estratigráfica entre los pozos.

Figura 51. Correlación estratigráfica pozos sector 1



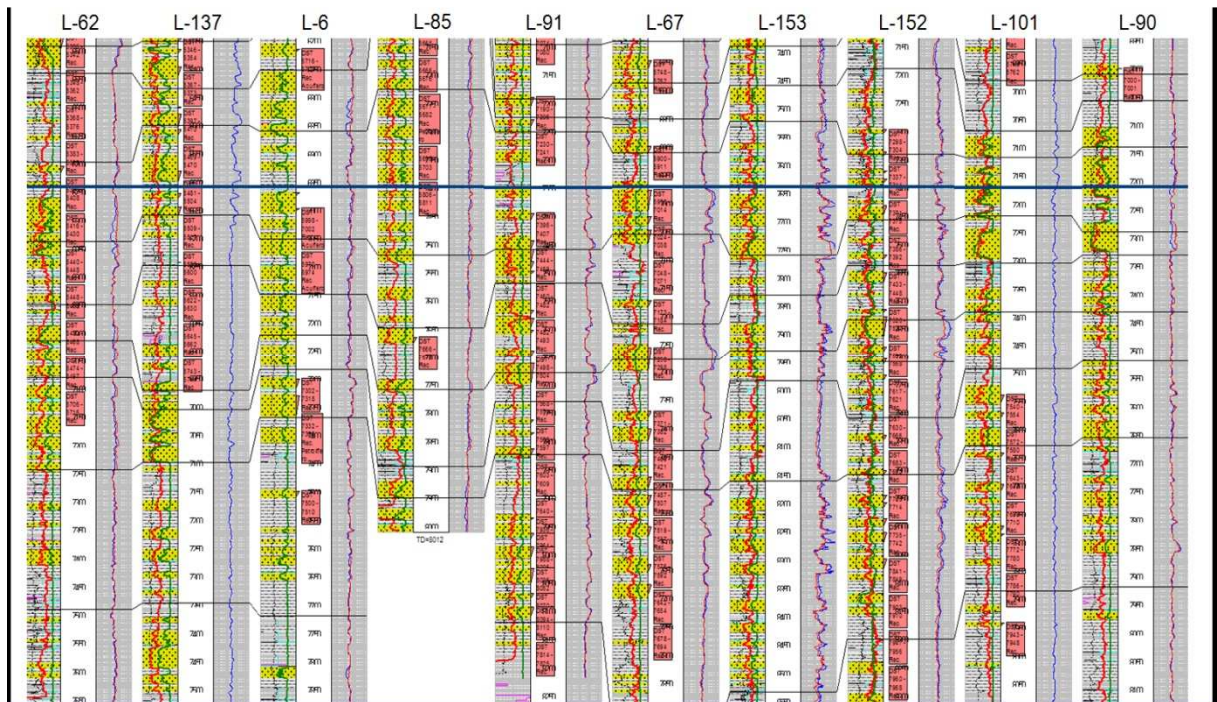
Para este primer sector, en los ocho pozos analizados se encuentra la arena (B2-3) en buena proporción y relativamente limpia, observándose continuidad del cuerpo arenoso y corroborando que pertenecen al mismo ciclo litoestratigráfico.

Figura 52. Correlación estratigráfica pozos sector 2



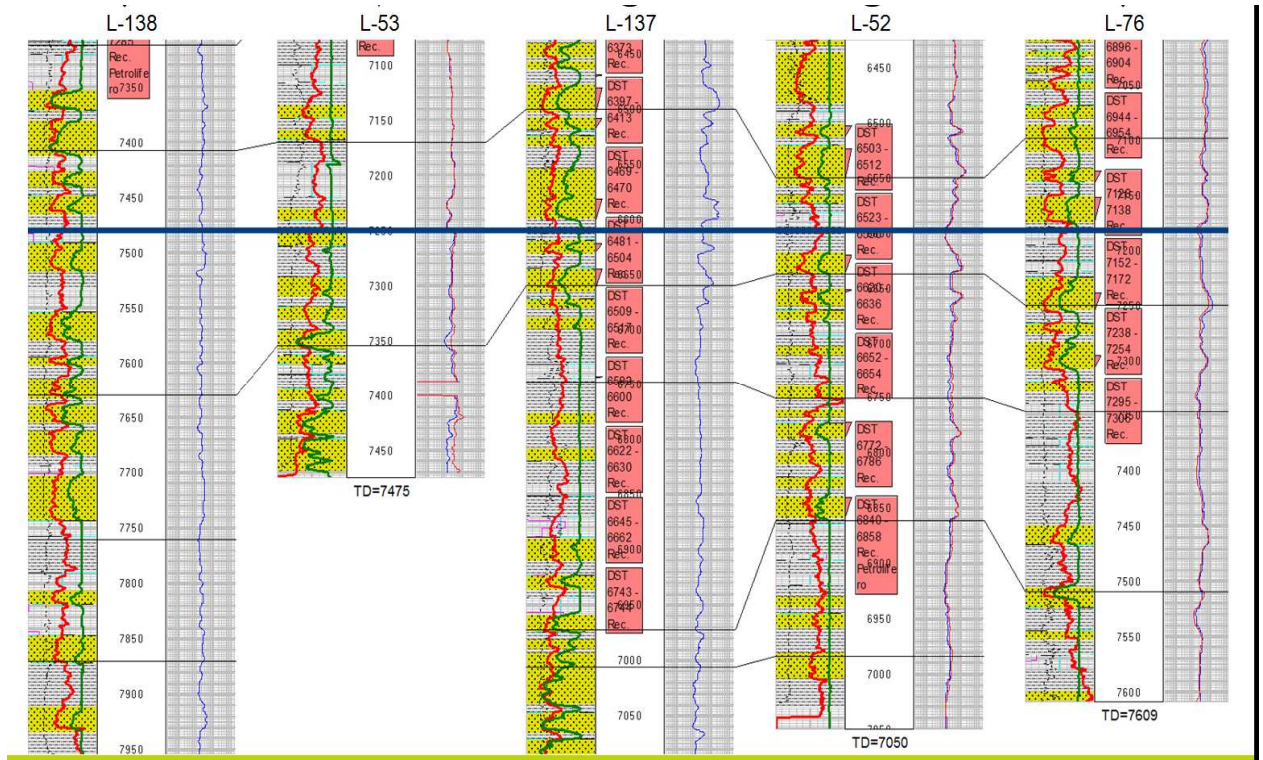
En este sector no se observa un buen desarrollo de la arena en el pozo L-86, y en el resto de pozos la continuidad de la arena (B2-3) es buena.

Figura 53. Correlación estratigráfica pozos sector 3



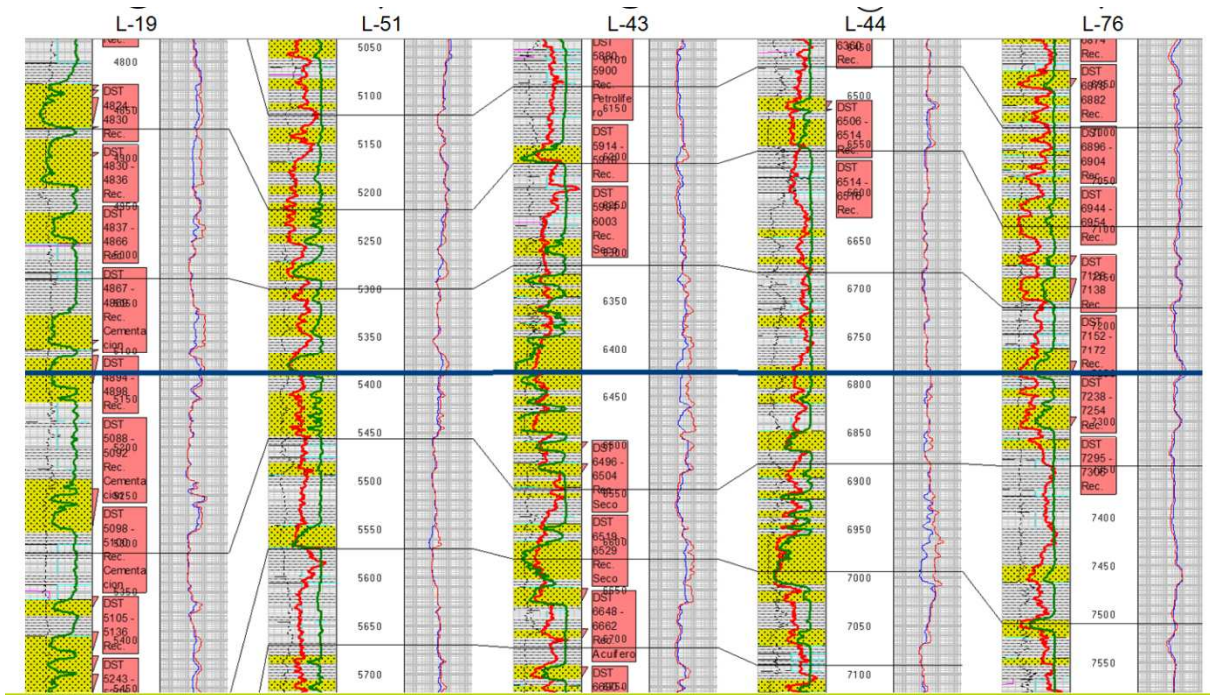
En este sector no se observa un buen desarrollo de la arena en el pozo L-91, en el resto de pozos la continuidad de la arena (B2-5) es buena.

Figura 54. Correlación estratigráfica pozos sector 4



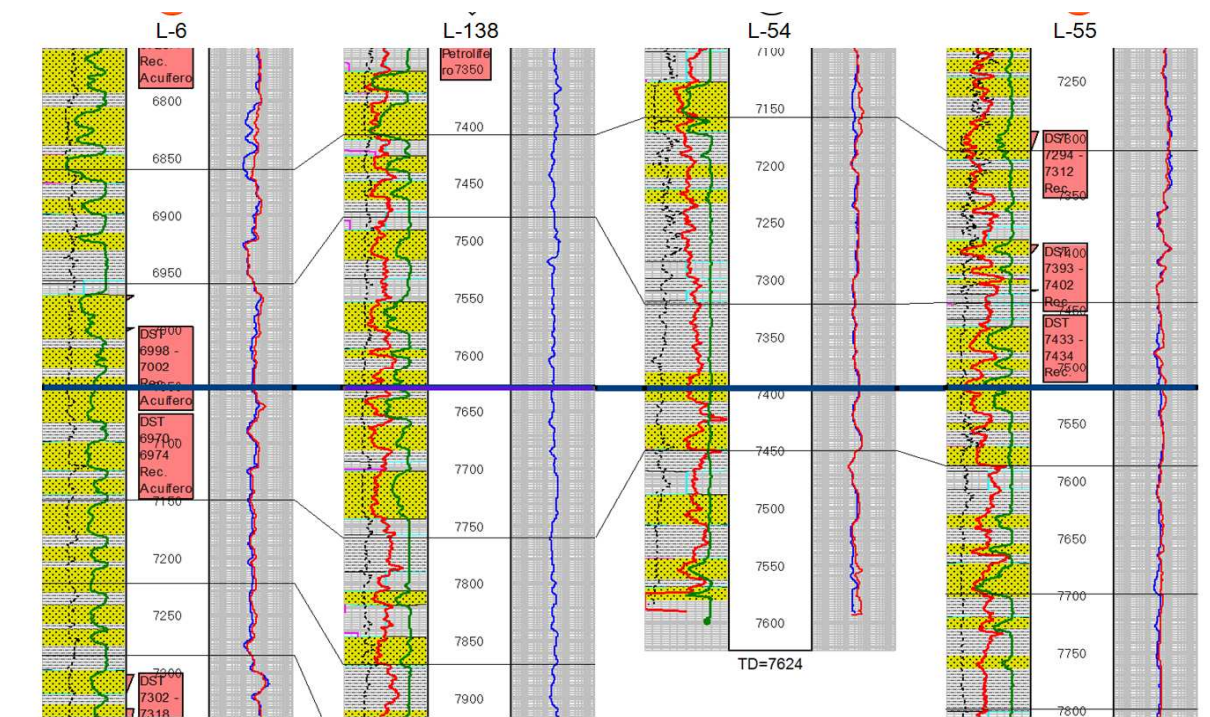
En este sector no se observa un buen desarrollo de la arena en el pozo L-52, en el resto de pozos la continuidad de la arena (B2-5) es buena.

Figura 55. Correlación estratigráfica pozos sector 5



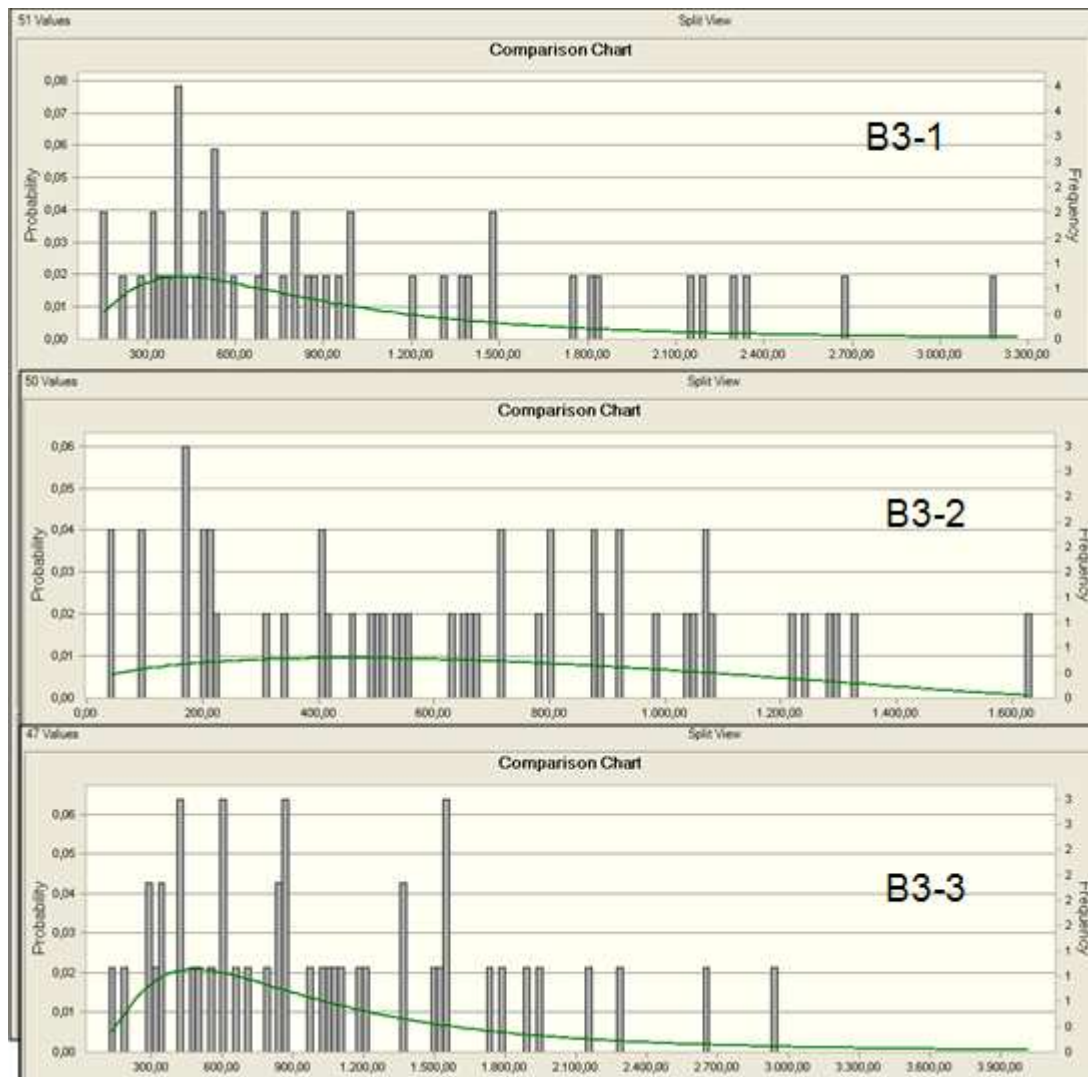
En estos dos sectores (5 y 6) el desarrollo del ciclo estratigráfico es muy bueno, observándose la arena (B2-6) limpia y continua a lo largo del área.

Figura 56. Correlación estratigráfica pozos sector 6



3.3.1.3 Mugrosa B3

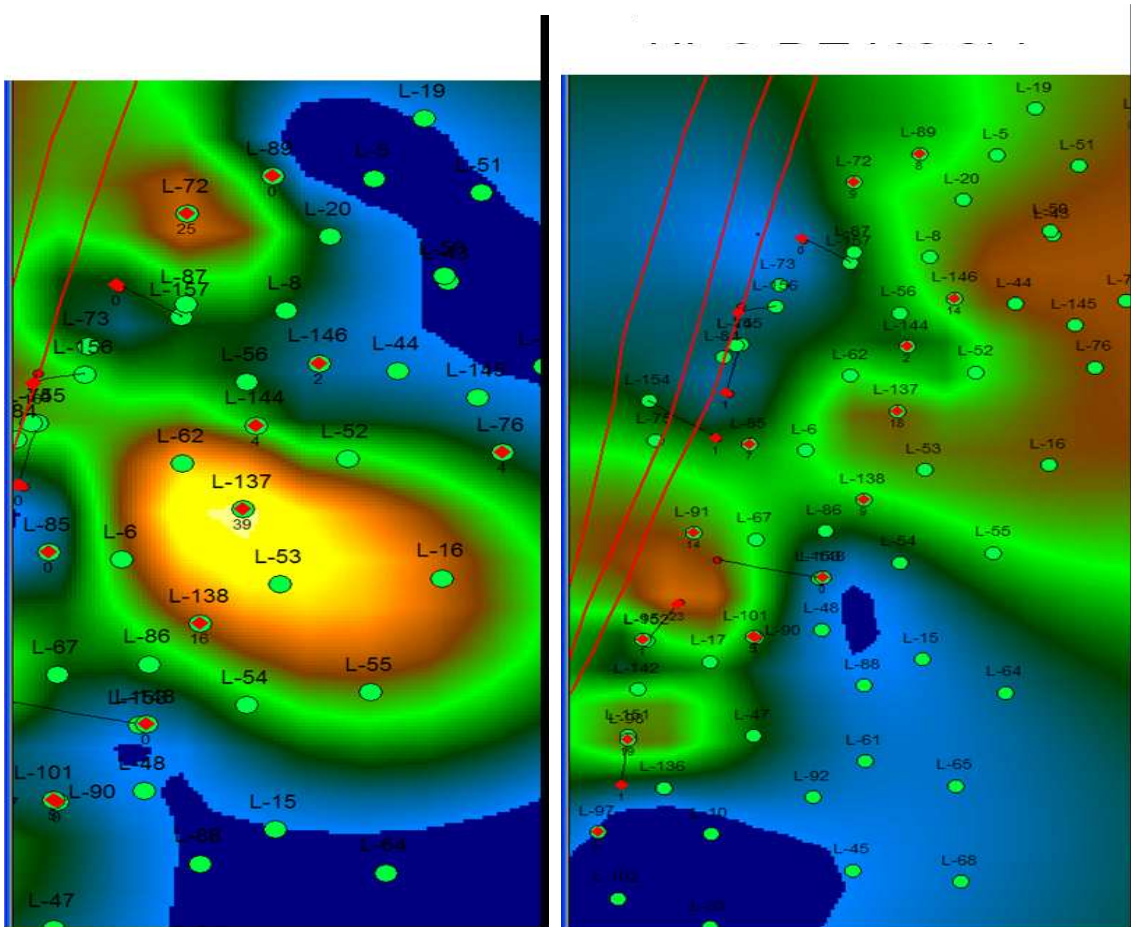
Figura 57. Factor de calidad de zona para las sub-unidades de B3



El factor de calidad de zona, muestra un valor aceptable, se observan altos porcentajes de arena con buenos espesores, sin embargo para la sub-unidad B3-1 y B3-2 los tipos de roca 1,2 y 3 que se han considerado como los productores están presentes en un valor muy bajo, lo que no hace tan viable la inyección de agua en estas sub-unidades, debido a la pobre calidad (porosidad, permeabilidad, saturación de aceite) de la roca presente en los canales. A continuación se presentan unos mapas desarrollados para estas sub unidades, donde se puede

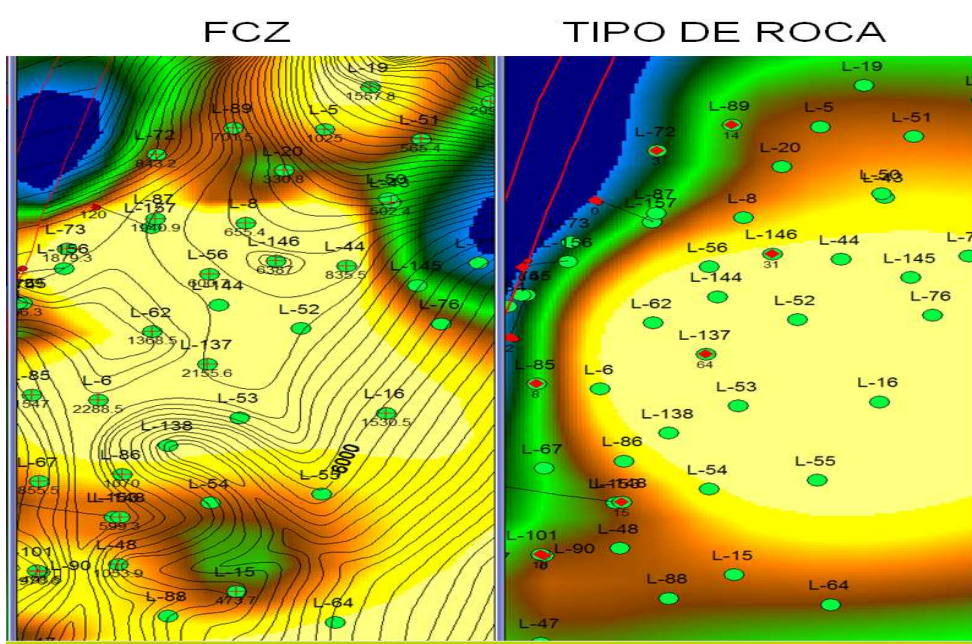
observar que muy pocos pozos del área, tienen un espesor comercial de roca productora.

Figura 58. Espesor de roca productora para las sub-unidades B3-1 y B3-2



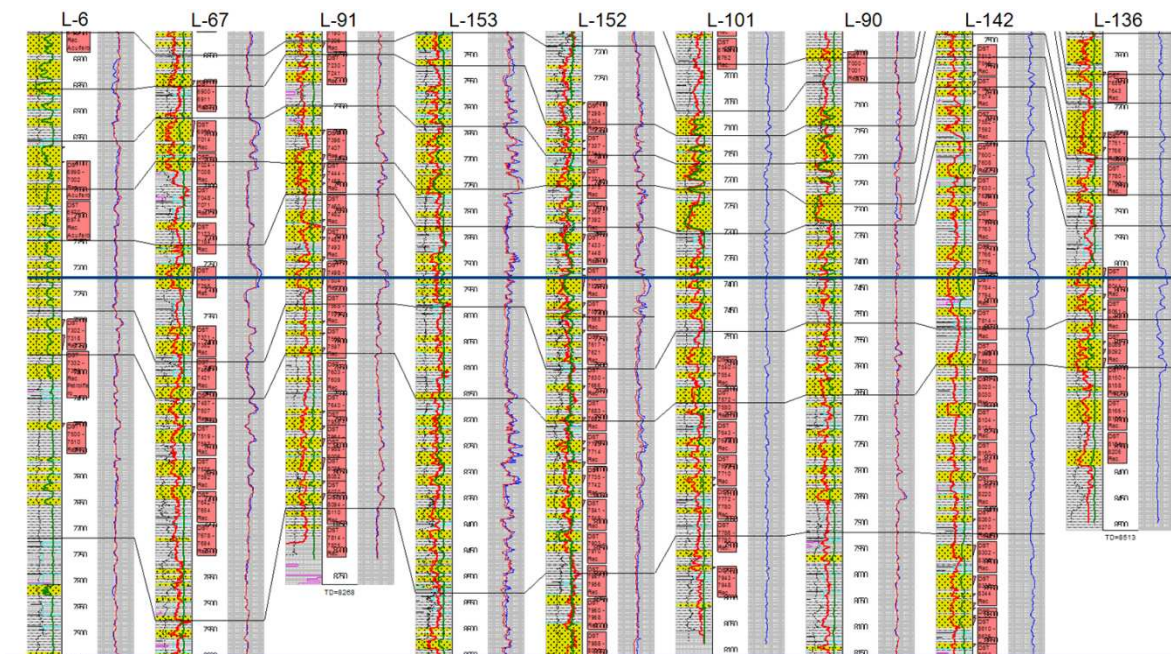
Para la sub-unidad B3-3 se observa un buena calidad de zona y las rocas tipo 1, 2, o 3 están presentes en un mayor espesor.

Figura 59. FCZ y Espesor de roca productora para la sub-unidad B3-3



Por lo tanto se identifica un área potencial, que está comprendida por los pozos: L-6, L-67-L91, L-153, L-152, L-101, L-90, L-142, L-136. El siguiente paso es evaluar la continuidad lateral del cuerpo arenoso. La siguiente figura muestra la correlación estratigráfica del área.

Figura 60. Correlación estratigráfica para la sub-unidad B3-3



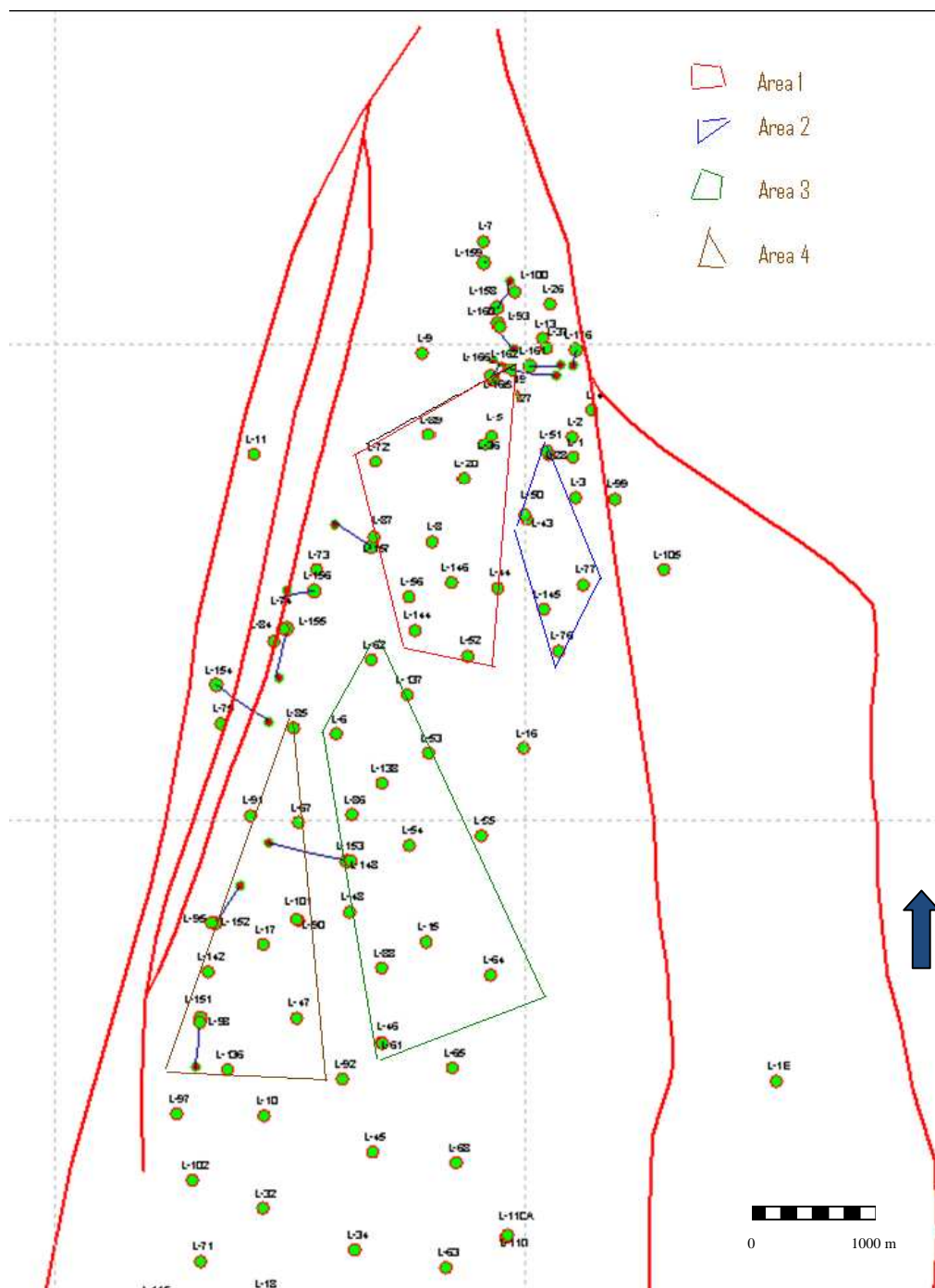
En la mayoría de los pozos del área se observa que la continuidad areal de los ciclos estratigráfico (B3-1 y B3-2) no es buena, no obstante se observa un buen desarrollo del ciclo B3-3 el es continuo en casi la totalidad de los pozos con excepción del L-91. Desde un punto de vista estructural, estratigráfico y petrofísico, dentro del sub-modelo generado, se identifican 4 potenciales áreas, las cuales podrían responder favorablemente a un proceso de inyección de agua, ellas son:

Tabla 14. Áreas potenciales a un proceso de inyección de agua

SUB-UNIDAD	Área	POZOS
B1-2	1	L-72,L-89,L-20,L-5,L-19
B1-3	1	L-72,L-89,L-20,L-5,L-19
	2	L-51, L-50, L-43, L-77, L-76, L-145 L-44, L-146, L-56.
B2-3	1	L-19, L-5, L-89, L-20, L-8, L-146, L-44, L-52
	3	L-137,L-6, L-138, L-86, L-54, L-55, L-64, L-15, L-48, L-88, L 61
B2-5	4	L-62, L-137, L-6, L-85, L-91, L-67, L-153, L-152,L-101, L-90
	3	L-138,L-53, L-137, L-52, L-76,
B2-6	2	L-19, L-51, L-43, L-44, L-76.
	3	L-138, L-6, L-54, L-55.
B3-3	4	L-6, L-67-L91, L-153, L-152, L-101, L-90, L-142, L -136.

En el siguiente mapa se ilustra la ubicación y pozos que comprenden cada una de las áreas seleccionadas.

Figura 61. Áreas potenciales para inyección de agua en mugrosa B



3.3.2 Análisis de producción e Ingeniería

Una vez analizado el aspecto estructural, estratigráfico, de facies, petrofísico y de calidad de zonas, quedaba por evaluar el aspecto de producción y reservas para definir el esquema de inyección. En él se tendrá en cuenta que pozos están activos, inactivos, abandonados, producción de aceite, % BSW, GOR, reservas producidas, reservas por producir, etc.

Figura 62. Estado de los pozos: área piloto de inyección de agua

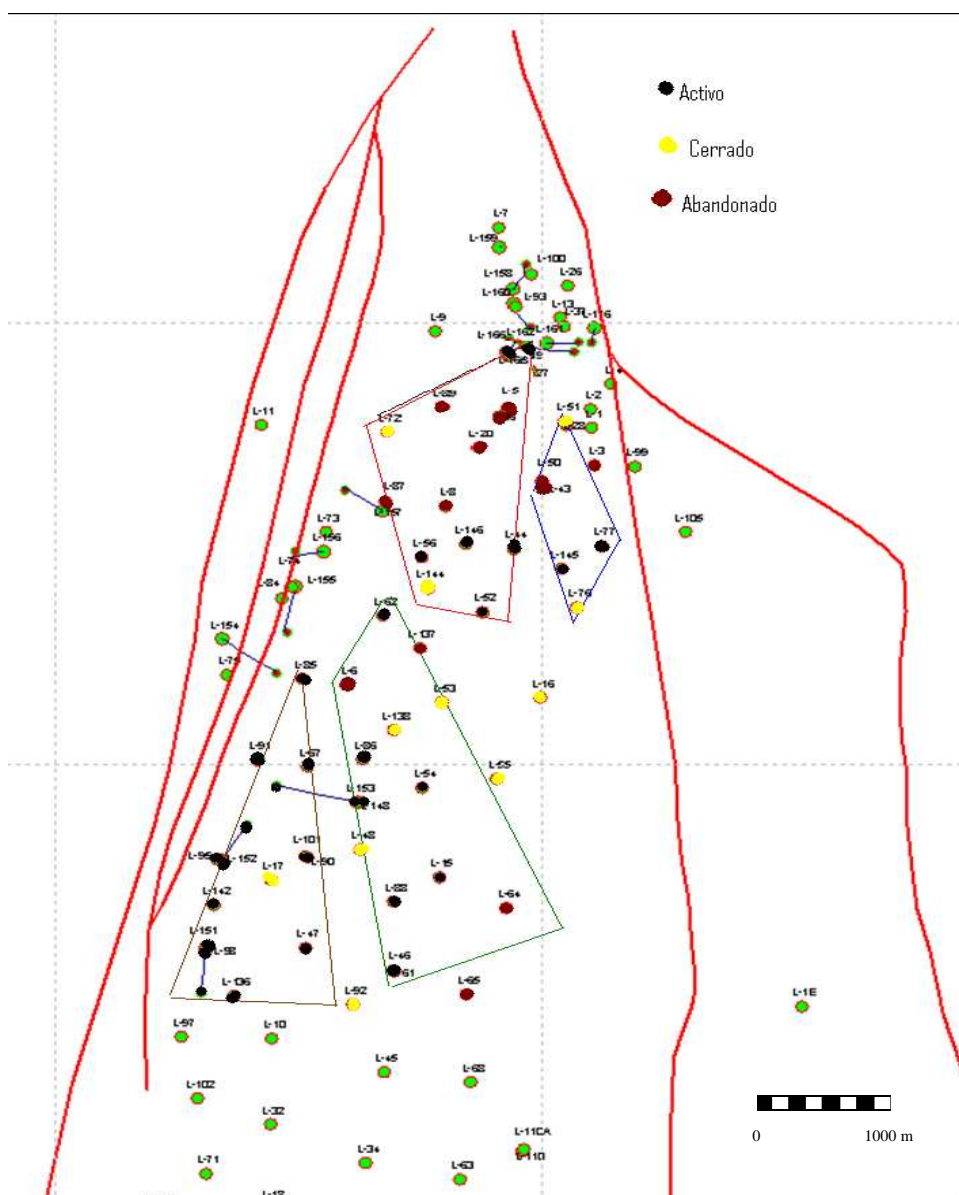


Figura 63. Mapa de Saturación actual de aceite: área piloto de inyección de agua

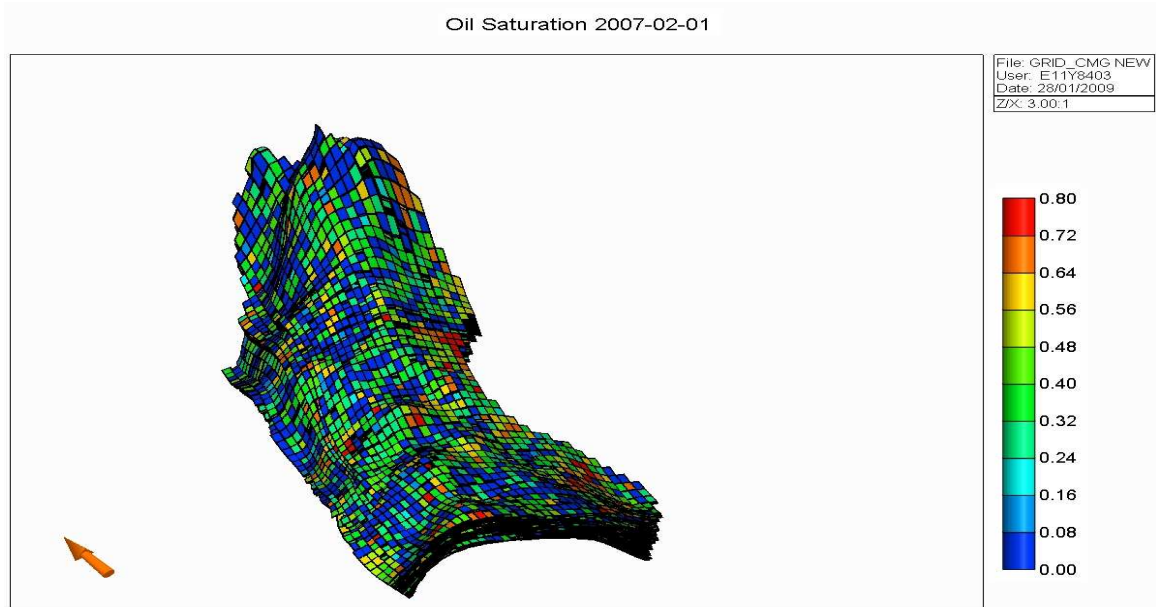


Figura 64. Mapa de saturación actual de agua: área piloto de inyección de agua

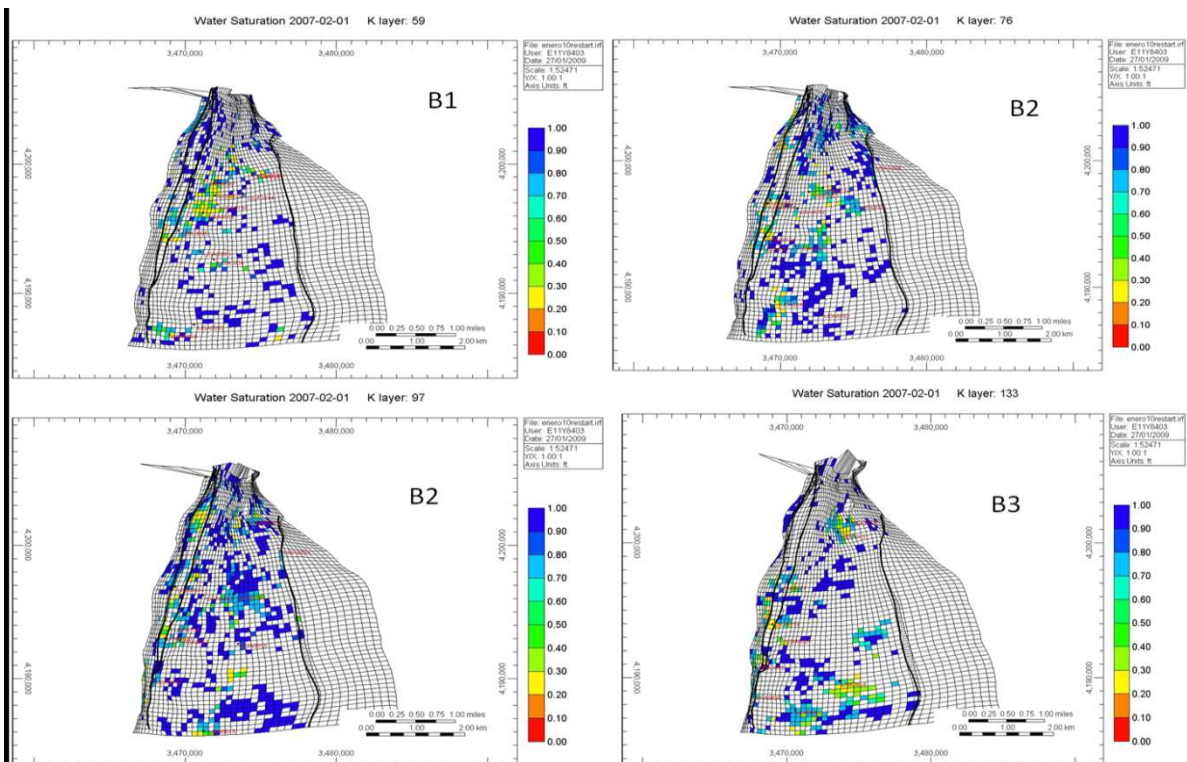
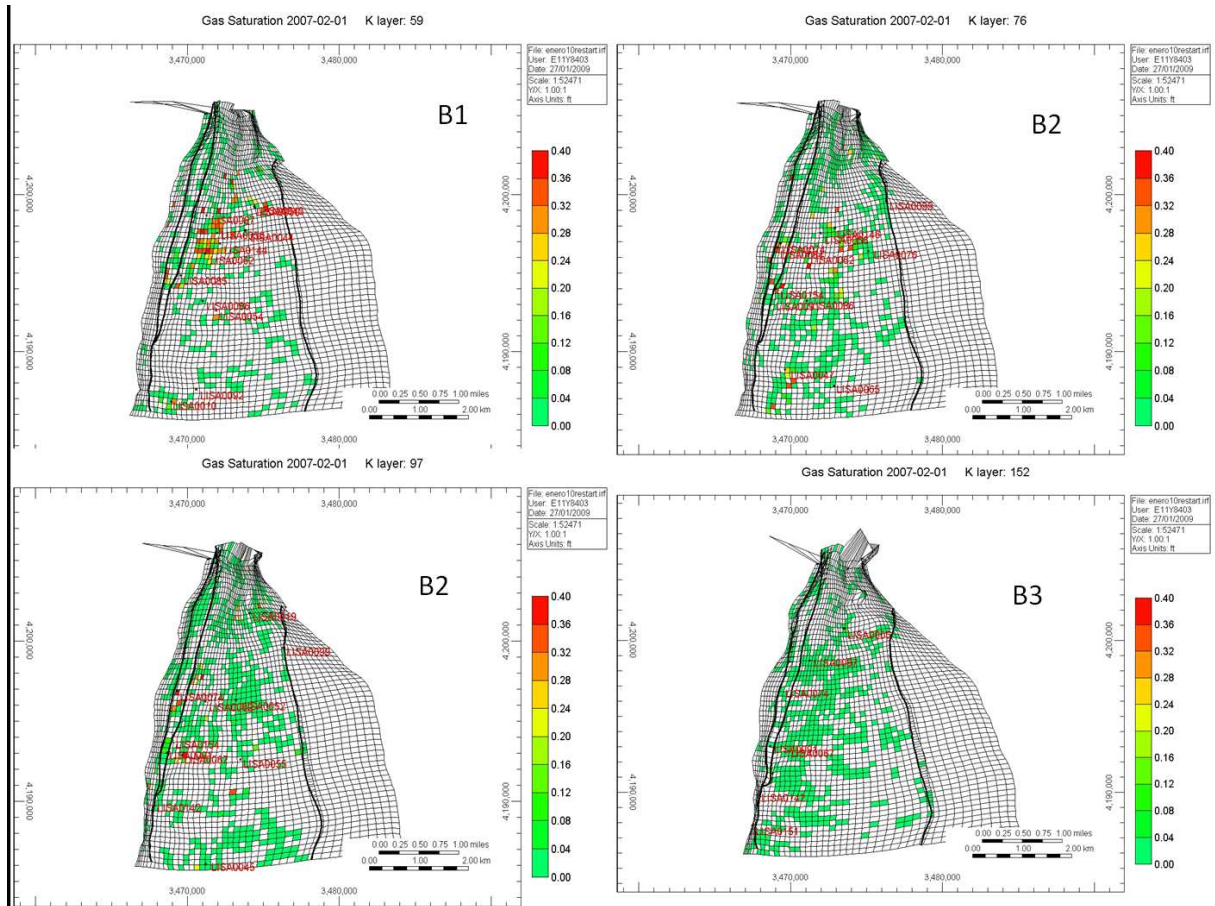


Figura 65. Mapa de saturación actual de Gas: área piloto de inyección de agua



Con base en este análisis se observa que la saturación actual de aceite es aun alta > 40, y la saturación de gas en la mayoría de los arenas no supera el 10%. Se observa mas drenadas las áreas 1 y 2 debido a la buena calidad de esas arenas.

3.3.3 Patronamiento de Inyección

Con base en el análisis geológico, de producción e ingeniería, se definieron dos escenarios de inyección para el sector norte –centro del campo Lisama

3.3.3.1 Escenario I. Bajo este escenario se establecieron los patrones sin proponer la perforación de nuevos pozos. Se determinaron cuales de los pozos existentes se podían convertir a pozos inyectores, la mayoría de ellos pozos que están inactivos por altos cortes de agua. no fue posible seguir un patrón en específico, sin embargo se realizó una selección detallada de pozos disponibles los cuales se adaptaron de tal manera que se obtuviera la mayor eficiencia en las zonas de interés, quedando así, diferentes configuraciones validas. Adicionalmente fue necesario proponer cañoneos en varios pozos que no están abiertos en las sub-unidades de interés.

11 pozos fueron propuestos para ser convertidos a inyectores, de estos tan solo 1 pozo (L-67) se encuentra activo a la fecha y 2 (L-138 y L-88) no han sido perforados en B. La tablas 20 y 21 y la figura 66 muestran los pozos seleccionados, las arenas que van a inyectar y los productores se espera pueda ser influenciados por el proceso de inyección.

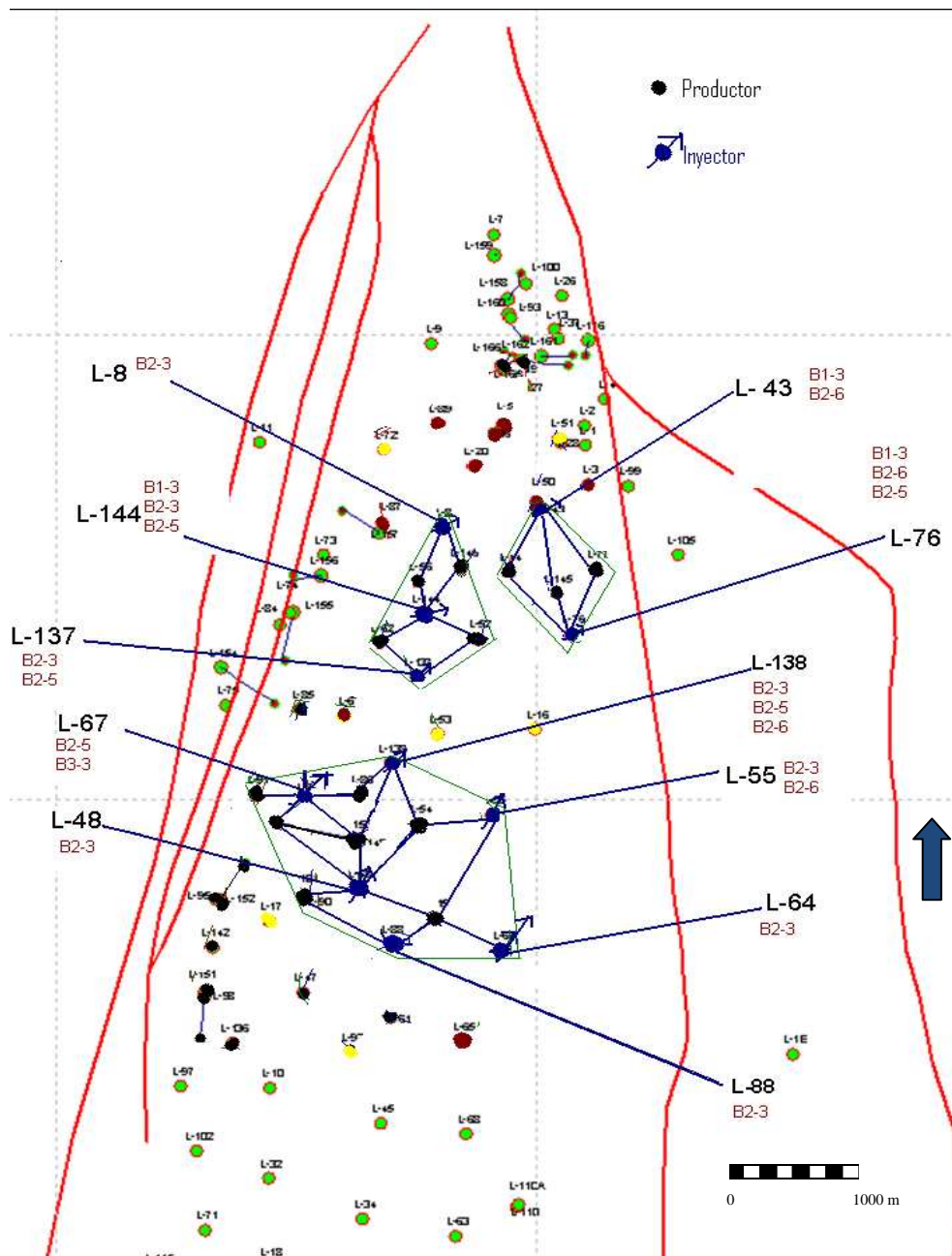
Tabla 15. Pozos Inyectores escenario I

POZOS A CONVERTIR	ARENAS ABIERTAS	ARENAS A INYECTAR	ARENAS A CAÑONEAR	INTERVALOS TVD(Pies)
L-43	B1-3,B2-6	B1-3,B2-6	-	--
L-76	B2-3,B2-5,B2-6	B2-3,B2-5,B2-6	-	-
L-138	-	B2-3,B2-5	B2-3,B2-5	7073- 7080,7090- 7100,7110-7120
L-55	B2-3,B2-5	B2-3,B2-6	B2-6	7510- 7540,7570-7587
L-64	B3-3	B2-3,B3-3	B2-3	7800- 7810,7845-7860
L-8	B1-3,B2-1	B2-3	B2-3	6340-6380
L-144	B1-3,B2-3	B1-3,B2-3,B2-5	B2-5	6708-6751
L-67	B2-3,B2-5,B3-3	B2-5,B3-3	-	-
L-88	-	B2-3	B2-3	7176-7240
L-48	B1-3	B2-3	B2-3	7020- 7050,7080-7100
L-6	B3-3	B2-3,B2-5,B2-6	B2-3,B2-5,B2-6	6752- 6860,6960-7149
L-137	B2-3,B2-5	B2-3,B2-5	-	-
L-65	B1-3,B3-3	B2-6	B2-6	7670- 7700,7740-7760
L-92	B1-3,B3-3	B2-6	B2-6	7350-7380

Los pozos productores que se espera se puedan ver influenciados por el proceso de inyección son 15 en total, de los cuales 3(L-15, L-153, L-148) no producen de B y habrían que cañonearse en la arena por la cual se va inyectar y se comunica con ellos.

Tabla 16. Pozos productores escenario I

POZO PRODUCTOR	ARENA DE MAYOR INTERES	ARENAS A CAÑONEAR	INTERVALOS TVD(Pies)
L-44	B1-3,B2-6	B2-6	6850-6870,6790-6830
L-77	B1-3	-	-
L-146	B1-3,B2-3	B1-3	5986-6030,6060-6113
L-56	B1-3	-	-
L-62	B2-3,B2-5	B2-5	6765-6840
L-52	B2-5	-	-
L-85	B2-5	B2-5	7400-7450,7460-7520
L-86	B2-3	B2-3	6785-6795,6845-6855
L-91	B2-5, B3-3	-	-
L-153	B2-5, B3-3	B2-5, B3-3	7360-7430,7813-7823,7831-7841
L-148	B2-5, B3-3	B2-5, B3-3	6846-6921,7050-7070,7090-7110,7130-7266
L-54	B2-3,B2-6	B2-3,B2-6	7130-7158,7385-7410,7430-7449
L-15	B2-3	B2-3	7062-7103
L-145	B1-3	-	-
L-101	B2-5	B2-5	7170-7220

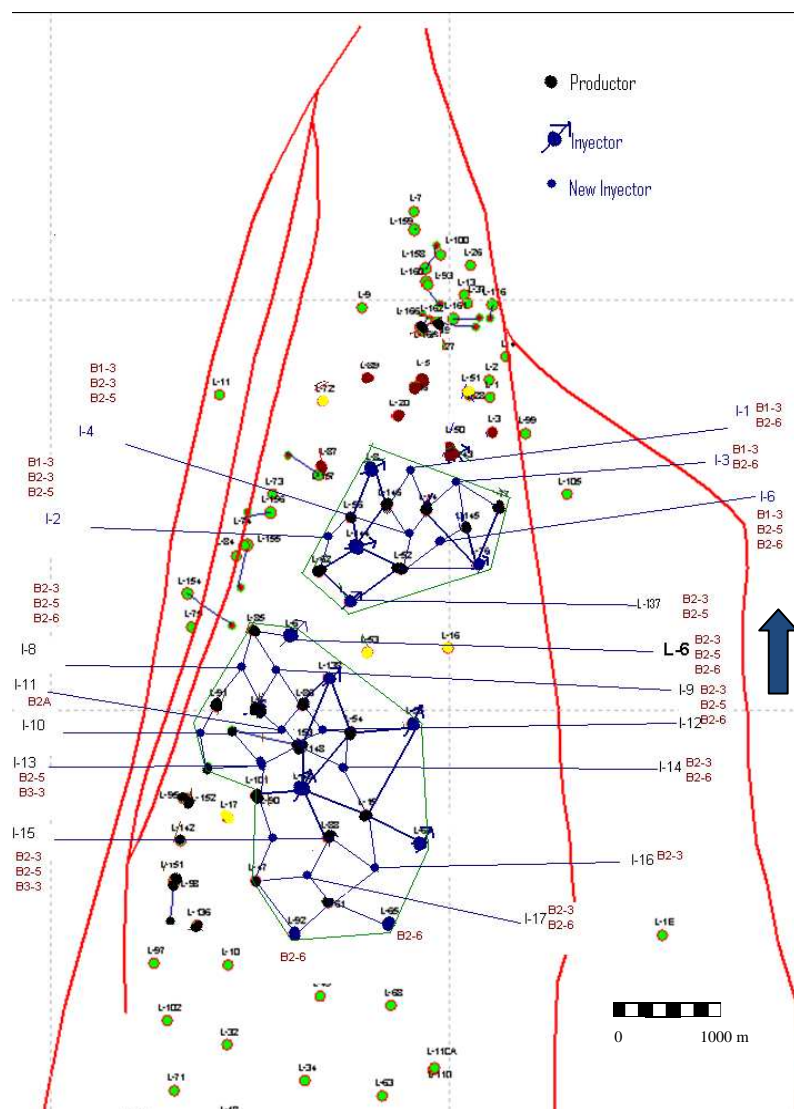
Figura 66. Escenario de inyección de agua # 1

Como se puede ver en la figura 66, no predomina un patrón de inyección geométrico, sin embargo se observa que cada pozo productor, recibe influencia de inyección, por lo menos de dos pozos. La distancia promedio entre pozos inyectores y productores es de 400 m y el acreaje por pozo inyector en las áreas seleccionadas es en promedio 4 acres

3.3.3.2 Escenario II. Buscando reducir el espaciamiento entre pozos inyectoros y productores se diseño este segundo escenario. Para ello se planteo la necesidad de perforar alrededor de 15 pozos inyectoros infill y mantener 8 de los 11(L-67, L-88, L-43) pozos inyectoros identificados para el escenario 1, sumar los existentes L-92 y L-65y L-6 para un total de 26 pozos inyectoros.

El patrón de inyección que predomina en este escenario es de línea escalonada. El espaciamiento promedio entre pozos inyectoros y productores fue reducido de 400 a 250 m en promedio, y el acreaje de 4 a 2.5 por pozo inyector.

Figura 67. Escenario II de inyección de agua



Los 15 pozos a perforar, se abrirían a inyección en las siguientes sub-unidades e intervalo, con un lapso en tiempo de 2 meses * pozo que tomaría la perforación y movilización del equipo:

Tabla 17. Pozos Inyectores Infill

POZOS A PERFORAR	ARENAS A INYECTAR	Capa K	Fecha de inicio inyección
<i>I-1</i>	B1-3,B2-6	41-64,108-118	2009-08-01
<i>I-2</i>	B1-3,B2-3,B2-5	41-64,80-93,100-108	2010-04-01
<i>I-3</i>	B1-3,B2-6	41-64,108-118	2009-10-01
<i>I-4</i>	B1-3,B2-3,B2-5	41-64,80-93,100-108	2010-02-01
<i>I-6</i>	B1-3,B2-5,B2-6	41-64,100-107,108- 118	2009-12-01
<i>I-17</i>	B2-3,B2-6	79-90,106-118	2011-12-01
<i>I-8</i>	B2-3,B2-5,B2-6	79-90,94-118	2010-06-01
<i>I-9</i>	B2-3,B2-5,B2-6	79-90,94-118	2010-08-01
<i>I-10</i>	B2-5,B3-3	94-105,135-152	2010-10-01
<i>I-11</i>	B2-3,B2-5,B2-6	79-90,94-118	2010-12-01
<i>I-12</i>	B2-3,B2-5,B2-6	79-90,94-118	2011-02-01
<i>I-13</i>	B2-5,B3-3	100-107,138-152	2011-04-01
<i>I-14</i>	B2-3,B2-6	78-90,109-118	2011-06-01
<i>I-15</i>	B2-3,B2-5,B3-3	79-93,100-106,135- 152	2011-08-01
<i>I-16</i>	B2-3	79-93	2011-10-01

Los pozos productores que se espera se puedan ver influenciados por el proceso de inyección son 20 en total, de los cuales 5(L-88, L-15, L-153, L-148, L-152) no producen de B y habrían que cañonearse en la arena por la cual se va inyectar y se comunica con ellos.

Tabla 18. Pozos Productores escenario II

POZO PRODUCTOR	ARENA DE MAYOR INTERES	ARENAS A CAÑONEAR	INTERVALOS TVD(Pies)
L-44	B1-3,B2-6	B2-6	6850-6870,6790-6830
L-77	B1-3	-	-
L-146	B1-3,B2-3	B1-3	5986-6030,6060-6113
L-56	B1-3	-	-
L-62	B2-3,B2-5	B2-5	6765-6840
L-52	B2-5	-	-
L-88	B2-3	B2-3	7176-7240
L-85	B2-5	B2-5	7400-7450,7460-7520
L-86	B2-3	B2-3	6785-6795,6845-6855
L-91	B2-5, B3-3	-	-
L-153	B2-5, B3-3	B2-5, B3-3	7360-7430,7813-7823,7831-7841
L-61	B2-3,B2-6	B2-6	7428-7445,7460-7485
L-47	B2-6,B3-3	B2-6,B3-3	6820-6840,6860-6920,7220-7350
L-67	B2-3,B2-5,B2-6	-	-
L-152	B2-5,B3-3	B2-5,B3-3	7360-7395,7710-7790
L-148	B2-5, B3-3	B2-5, B3-3	6846-6921,7050-7070,7090-7110,7130-7266
L-54	B2-3,B2-6	B2-3,B2-6	7130-7158,7385-7410,7430-7449
L-15	B2-3	B2-3	7062-7103
L-145	B1-3	-	-
L-101	B2-5	B2-5	7170-7220

3.3.4 Cálculo Tasa y presión de Inyección

El cálculo llevado a cabo, implicó la definición de una tasa de inyección para cada uno de los sectores y áreas definidas en el literal anterior; las cuales están referenciadas en la tabla 14. Para estimar la Tasa de inyección se utilizó la ecuación de darcy para flujo radial en estado estable para fluidos incompresibles:

$$i_w = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times K \times K_{rw} \times h \times (P_{inj} - P_s)}{\mu_w \times B_w \times \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \dots\dots\dots [3.2]$$

Donde:

i_w : Tasa de inyección [BWPD].

P_{inj} : Presión de inyección [psi]. La presión de inyección se estimó en un 10% debajo de la presión de fractura de cada pozo.

P_s : Presión estática [psi]. Es la presión actual de yacimiento, la cual fue tomada del modelo que fue ajustado

μ_w : Viscosidad del agua de inyección

B_w : Factor volumétrico del agua de inyección.

r_e : Radio exterior influenciado por la inyección [pies]. Valor calculado a partir del área que va a ser afectada por la inyección, este valor depende de cada modelo

r_w : Radio de los pozos inyectoros [pies]

h : Espesor [pies]. Es la suma del espesor neto al que ingresa agua en la operación de inyección, por lo tanto se toma el intervalo (B1, B2, B3) con espesor cañoneado,

en el caso de pozos nuevos por medio de los registros se identifica el espesor a inyectar.

S: Factor de daño. Se obtiene de una prueba de presión. En este estudio se asume como cero, es decir, que los pozos no están estimulados ni dañados.

K_w : Permeabilidad efectiva al agua [md]. Este valor se obtiene del producto de la permeabilidad absoluta y la permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua actual, obtenida del modelo de simulación ajustado

Habiéndose determinado como sub-unidades candidatas a la inyección de agua a:

- Mugrosa B1-2
- Mugrosa B1-3
- Mugrosa B2-3
- Mugrosa B2-5
- Mugrosa B2-6
- Mugrosa B3-3

Se especificaron para la formación Mugrosa B las siguientes propiedades:

Tabla 19. Datos básicos para cálculo de tasa de inyección

PROPIEDAD	VALOR
Gradiente Hidrostático(psi/pie)	0.433
Presión Ycto(psi)	1250
Krel agua : Sw @ actual.	0.085
Viscosidad agua(cp)	0.46
Radio del pozo(pies)	0.3333
Radio exterior influenciado(Pies)	745
B _w	1.01

Habiéndose estimado el gradiente de fractura por estudios geomecanicos para cada una de las unidades, se calculo presión de fractura, con la siguiente ecuación

$$P_{fr} = G_{fr} * h \dots\dots\dots[3.3]$$

Donde:

P_{fr} = Presión de fractura, Psi.

G_{fr} = Gradiente de fractura, Psi/pies

h = Profundidad a la cual se encuentra el yacimiento. Pies.

Posteriormente se determina la presión hidrostática en cada pozo por medio de la Ecuación 6.

$$P_H = 0,43 * h \dots\dots\dots [3.4]$$

Donde:

P_H = Presión hidrostática, Psi.

h = Profundidad a la cual se encuentra el yacimiento. Pies.

La presión de inyección se obtiene por la diferencia entre la presión de fractura y el 20% de esta presión, teniendo en cuenta este 20% como el factor de seguridad para asegurar que el yacimiento no se fracture. Aplicando la Ecuación (3.2) se calculo el caudal promedio de inyección de agua * sub-unidad y por pozo inyector

Tabla 20. Tasa de Inyección por sub-unidad escenario I

	POZOS INYECTORES ESCENARIO I										
	L-43	L-76	L-138	L-55	L-64	L-88	L-8	L-144	L-67	L-48	L-137
Gradiente de fractura (Psi/ft)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	0.73	0	0.00	0	0	0	0.00	0.73	0	0	0
B2-3	0	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.00	0.69	0.69
B2-5	0	0.69	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.69	0.69	0	0.69
B2-6	0.69	0.69	0	0.69	0.00	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	0.8	0	0	0	0.8	0	0
Profundidad (TVDSS Ft)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	5274	0	0	0	0	0	0	5768	0	0	0
B2-3	0	6558.00	6658.00	6469.00	7351.00	6751.50	5873.00	6000.00	0	6607.00	5878.00
B2-5	0	6851.00	6677.00	0.00	0	0	0	6272.00	6507.00	0	6112.00
B2-6	6002	6988	0	7091.9	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	7614	0	0	0	6794	0	0
Espesor neto (ft)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	51	0	0	0	0	0	0	59.42	0	0	0
B2-3	0	34.82	2.44	23.87	7.66	16.28	24.32	18.00	0	12.00	50.99
B2-5	0	38.84	3.67	0	0	0	0	6.00	47.77	0	31.50
B2-6	4.56	10.89	0	25.5	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	56.49	0	0	0	43.74	0	0
Permeabilidad Absoluta (md)											
B1-2	0										
B1-3	45							45			
B2-3	0	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00
B2-5	0	45.00	45.00					45.00	45.00		45.00
B2-6	45	45		45							
B3-3	0				45				45		
Presion de fractura (Psi)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	3850.02	0	0	0	0	0	0	4210.64	0	0	0
B2-3	0	4525.02	4594.02	4463.61	5072.19	4658.54	4052.37	4140	0	4558.83	4055.82
B2-5	0	4727.19	4607.13	0	0	0	0	4327.68	4489.83	0	4217.28
B2-6	4141.38	4821.72	0	4893.41	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	6091.2	0	0	0	5435.2	0	0
Presion Hidrostatica (Psi)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	2283.64	0	0	0	0	0	0	2497.54	0	0	0
B2-3	0	2839.61	2882.91	2801.08	3182.98	2923.4	2543.01	2598	0	2860.83	2545.17
B2-5	0	2966.48	2891.14	0	0	0	0	2715.78	2817.53	0	2646.5
B2-6	2598.87	3025.8	0	3070.79	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	3296.86	0	0	0	2941.8	0	0
Presion de inyeccion (Psi)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	3080.02	0	0	0	0	0	0	3368.51	0	0	0
B2-3	0	3620.02	3675.22	3570.89	4057.75	3726.83	3241.9	3312	0	3647.06	3244.66
B2-5	0	3781.75	3685.7	0	0	0	0	3462.14	3591.86	0	3373.82
B2-6	3313.1	3857.38	0	3914.73	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	4872.96	0	0	0	4348.16	0	0
Presion de inyección en Cabeza(Psi)											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	796.374	0	0	0	0	0	0	870.968	0	0	0
B2-3	0	780.402	792.302	769.811	874.769	803.429	698.887	714	0	786.233	699.482
B2-5	0	815.269	794.563	0	0	0	0	746.368	774.333	0	727.328
B2-6	714.238	831.572	0	843.936	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	1576.1	0	0	0	1406.36	0	0
Caudal											
B1-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B1-3	714	0	0	0	0	0	0	963	0	0	0
B2-3	0	632	45	424	165	309	371	284	0	220	778
B2-5	0	753	68	0	0	0	0	102	856	0	512
B2-6	72	217	0	520	0	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	1566	0	0	0	1037	0	0
Caudal Total de Inyeccion Bbl/dia	786	1602	114	944	1731	309	371	1349	1893	220	1291

Tabla 21. Tasa de Inyección por sub-unidad escenario II

	POZOS INYECTORES ESCENARIO II																											
	I-1	I-2	I-3	I-4	I-6	I-7	I-8	I-9	I-10	I-11	I-12	I-13	I-14	I-15	I-16	L-92	L-65	L-6	L-43	L-76	L-138	L-55	L-64	L-8	L-144	L-48	L-137	
Gradiente de fractura (Psi/ft)																												
B1-2																												
B1-3	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73														0.73		0.00					0.73		
B2-3		0.69		0.69		0.69	0.69	0.69		0.69	0.69		0.69	0.69	0.69			0.69		0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
B2-5		0.69		0.69	0.69		0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69				0.69		0.69	0.69				0.69		0.69	
B2-6	0.69		0.69		0.69	0.69	0.69	0.69		0.69	0.69		0.69			0.69	0.69	0.69	0.69	0.69		0.69			0.8			
B3-3								0.80			0.80		0.80															
Profundidad (TVDS Ft)																												
B1-2																												
B1-3	5437	5630	5709	5628	5781														5274							5768		
B2-3		5932		6000		6247	6418	6418		6321	6283		6742	6467	6839			6303		6558.00	6658.00	6469.00	7351.00	5873.00	6000.00	6607.00	5878.00	
B2-5		6082		6202	6354		6658	6536	6771	6523	6404	6592	6715					6510		6851.00	6677.00				6272.00		6112.00	
B2-6	6154		6287		6452	6584	6847	6646					6935			6925	7226	6537	6002	6988		7091.9						
B3-3								7041			6868		7098											7614				
Espesor neto (ft)																												
B1-2																												
B1-3	37	30	38	33	65					9	5		7	49	5			25		51						59.42		
B2-3		14		35		48	21	31		9	5		7	49	5			25		34.82	2.44	23.87	7.66	24.32	18.00	12.00	50.99	
B2-5		42		4	15		6	21	13	3	24	2	9					13		38.84	3.67				6.00		31.50	
B2-6	11		13			13	27	55	21	5	19		9			5	10	31	4.56	10.89		25.5						
B3-3									50			30		33										56.49				
Permeabilidad Absoluta (md)																												
B1-2																												
B1-3	45	45	45	45	45														45							45		
B2-3		45		45	45		45	45	45	45	45		45	45	45			45		45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00	45.00
B2-5		45		45	45		45	45	45	45	45	45	45	45				45		45.00	45.00					45.00		45.00
B2-6	45		45		45	45	45	45	45	45	45		45			45	45	45	45	45		45				45		
B3-3									45			45		45										45				
Presion de fractura (Psi)																												
B1-2																												
B1-3	3969	4109.9	4167.57	4108.44	4220.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3850.02	0	0	0	0	0	0	4210.64	0	0
B2-3	0	4093.08	0	4140	0	4310.43	4428	4428	0	4361	4335	0	4652	4462	4719	0	0	4349	0	4525.02	4594.02	4463.61	5072.19	4052.37	4140	4558.83	4055.82	
B2-5	0	4196.58	0	4279.38	4384.26	0	4594	4510	4672	4501	4419	4548	0	4633	0	0	0	4492	0	4727.19	4607.13	0	0	0	0	4327.68	0	4217.28
B2-6	4246	0	4338.03	0	4451.88	4542.96	4724	4586	0	4568	4489	0	4785	0	0	4778	4986	4511	4141.38	4821.72	0	4893.41	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5633	0	0	5494	0	5678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presion Hidrostatica (Psi)																												
B1-2																												
B1-3	2354	2437.79	2471.997	2436.924	2503.17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2283.64	0	0	0	0	0	0	2497.54	0	0
B2-3	0	2568.556	0	2598	0	2704.951	2779	2779	0	2737	2721	0	2919	2800	2961	0	0	2729	0	2839.61	2882.91	2801.08	3182.98	2543.01	2598	2860.83	2545.17	
B2-5	0	2633.506	0	2685.466	2751.28	0	2883	2830	2932	2824	2773	2854	0	2908	0	0	0	2819	0	2966.48	2891.14	0	0	0	0	2715.78	0	2646.5
B2-6	2665	0	2722.271	0	2793.72	2850.872	2965	2878	0	2866	2817	0	3003	0	0	2999	3129	2831	2598.87	3025.8	0	3070.79	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3049	0	0	2974	0	3073	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presion de inyeccion (Psi)																												
B1-2																												
B1-3	3175	3287.92	3334.056	3286.752	3376.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3080.02	0	0	0	0	0	0	3368.51	0	0
B2-3	0	3274.464	0	3312	0	3448.344	3543	3543	0	3489	3468	0	3722	3570	3775	0	0	3479	0	3620.02	3675.22	3570.89	4057.75	3241.9	3312	3647.06	3244.66	
B2-5	0	3357.264	0	3423.504	3507.41	0	3675	3608	3738	3601	3535	3639	0	3707	0	0	0	3594	0	3781.75	3685.7	0	0	0	0	3462.14	0	3373.82
B2-6	3397	0	3470.424	0	3561.5	3634.368	3780	3669	0	3654	3591	0	3828	0	0	3823	3989	3608	3313.1	3857.38	0	3914.73	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4506	0	0	4396	0	4543	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presion de inyeccion en Cabeza(Psi)																												
B1-2																												
B1-3	821	850.13	862.059	849.828	872.931	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	796.374	0	0	0	0	0	0	870.968	0	0
B2-3	0	705.908	0	714	0	743.393	764	764	0	752	748	0	802	770	814	0	0	750	0	780.402	792.302	769.811	874.769	698.887	714	786.233	699.482	
B2-5	0	723.758	0	738.038	756.126	0	792	778	806	776	762	784	0	799	0	0	0	775	0	815.269	794.563	0	0	0	0	746.368	0	727.328
B2-6	732.3	0	748.153	0	767.788	783.496	815	791	0	788	774	0	825	0	0	824	860	778	714.238	831.572	0	843.936	0	0	0	0	0	0
B3-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1457	0	0	1422	0	1469	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caudal																												
B1-2																												
B1-3	545	468	606	514	1058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	714	0	0	0	0	0	0	963	0	0
B2-3		217		552		808	369	544	0	154	85	0	132	870	97	0	0	427	0	632	45	424	165	371	284	220	778	
B2-5		677		67	259	0	111	379	248	54	420	37	0	169	0	0	0	233	0	753	68	0	0	0	0	102	0	512
B2-6	181		221		230	493	1065	389	0	92	340	0	178	0	0	98	210	560	72	217	0	520	0	0	0	0	0	0
B3-3						0	0	0	1246	0	0	0	722	0	832	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caudal Total de Inyeccion Bbl/dia	726	1362	827	1133	1547	1300	1545	1312	1494	300	845	759	310	1871	97	98	210	1219	786	1602	114	944	1731	371	1349	220	1291	

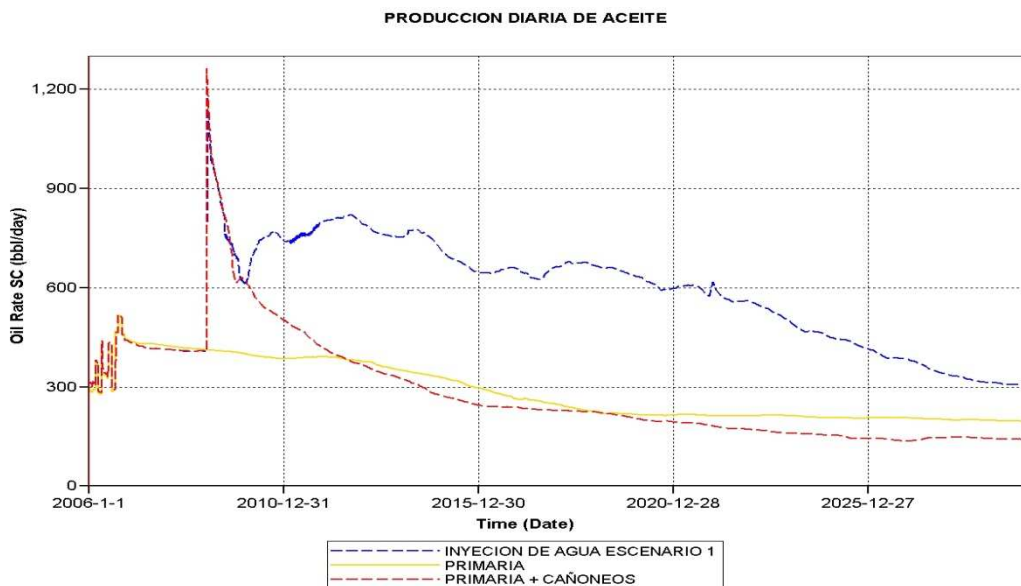
3.4 SIMULACION NUMERICA DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

3.4.1 Escenario I

Como se menciona anteriormente bajo este escenario se inyectaran 10.000 Bbls de agua selectivamente en 11 pozos del campo 5 en el sector Norte y 6 pozos en el sector centro, iniciando inyección a mediados del 2009 y evaluando su desempeño hasta el 2030. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Los gráficos muestran tres curvas, la primaria representa, el esquema de producción actual que tiene el campo; la primaria mas cañoneos, representa el incremento de producción que se tendría debido al cañoneo de nuevas arenas en algunos pozos del modelo; y la ultima representa el comportamiento sobre la producción que tendría el escenario 1 de inyección de agua.

Figura 68. Producción diaria de aceite Escenario 1



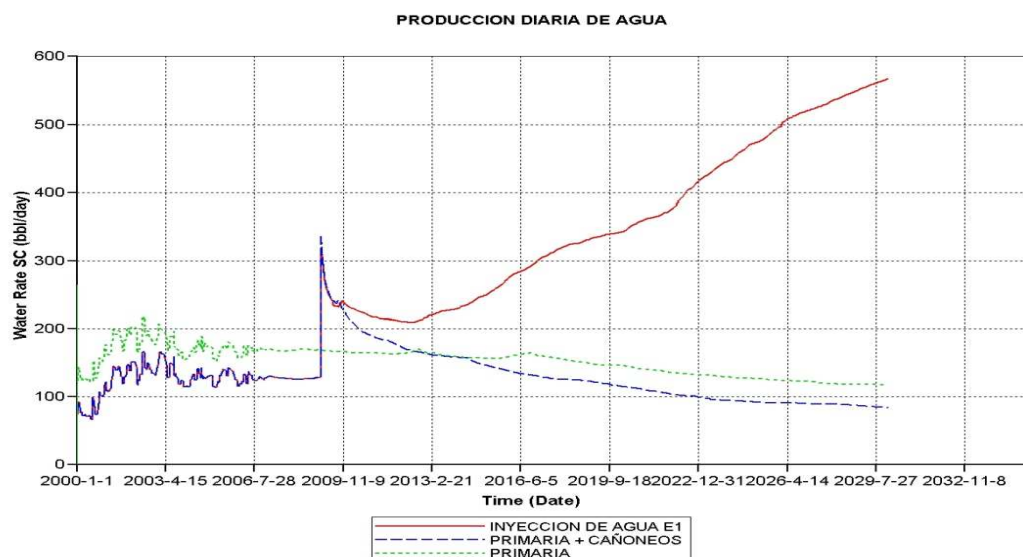
Se observa un incremento significativo en la producción de aceite, alrededor del 100 %, el primer pico observado es debido al cañoneo de arenas nuevas y el segundo incremento debido al proceso de inyección de agua

Figura 69. Producción acumulada de aceite Escenario 1



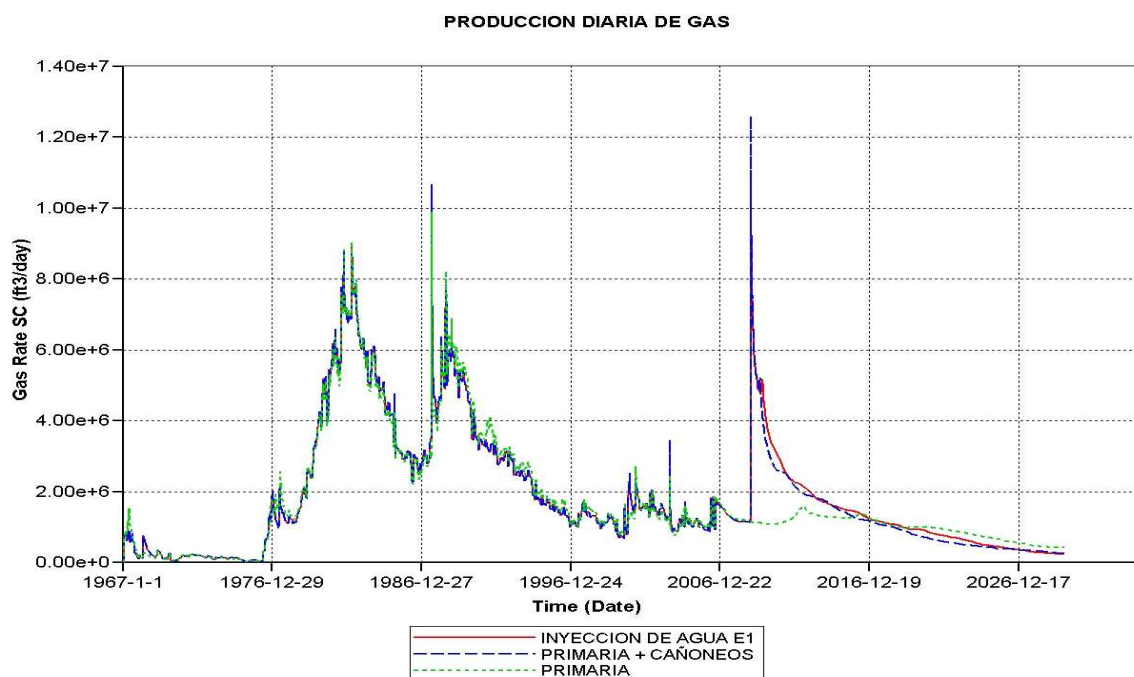
De igual manea se ve un incremento significativo en la producción de agua, sin embargo y comparado con un tasa de inyección de aprox 10000 Bbls / día, una producción de 400 Bbls/día en promedio es baja (4%), lo que indica que el proceso de inundación está siendo altamente efectivo.

Figura 70. Producción diaria de Agua Escenario 1

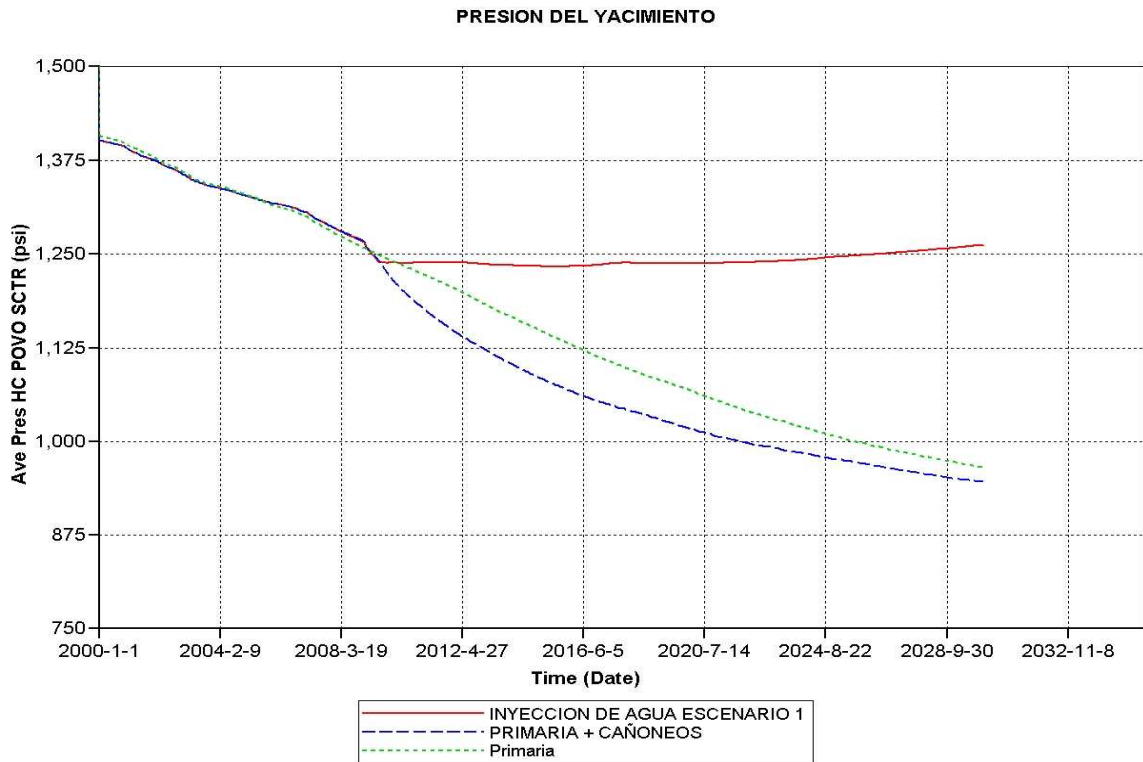


Se observe que la irrupción de agua en el yacimiento se da al cabo del tercer año de inyección.

Figura 71. Producción diaria de Gas Escenario 1

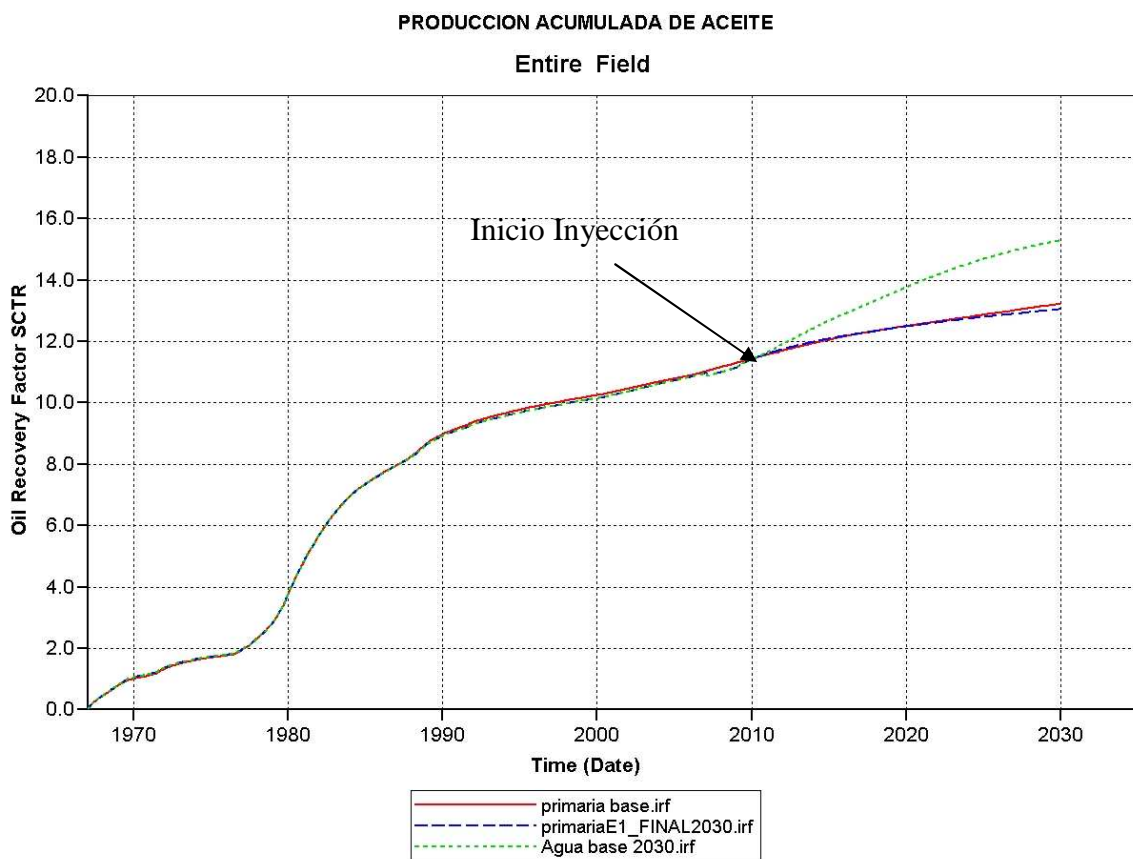


Así mismo, el incremento en la producción de gas es debido netamente a la perforación de nuevas arenas, lo que indica que la saturación actual de gas en el yacimiento puede ser alta y el proceso de llenado, largo. Mas adelante con se realice la evaluación del proceso se analizara este factor más en detalle.

Figura 72. Comportamiento de la presión estática del yacimiento Escenario 1

Corroborando, la afirmación antes expuesta, de la efectividad del proceso reflejada un incremento considerable de producción, se observa un mantenimiento de presión constante durante el proceso de inyección y sumado al vaciamiento del yacimiento, refleja que el agua inyectada está actuando como un efecto pistón, permaneciendo en el yacimiento.

No obstante, a pesar del incremento del 100 % en la producción el factor de recobro se incrementa en tan solo 2% en comparación con el recobro primario, principalmente debido a que la fecha de inyección tan solo 22 de los 44 pozos modelados están activos y con producciones promedio de 30 Bbls /día por pozo en la formación mugrosa B.

Figura 73. Incremento factor de recobro Escenario 1

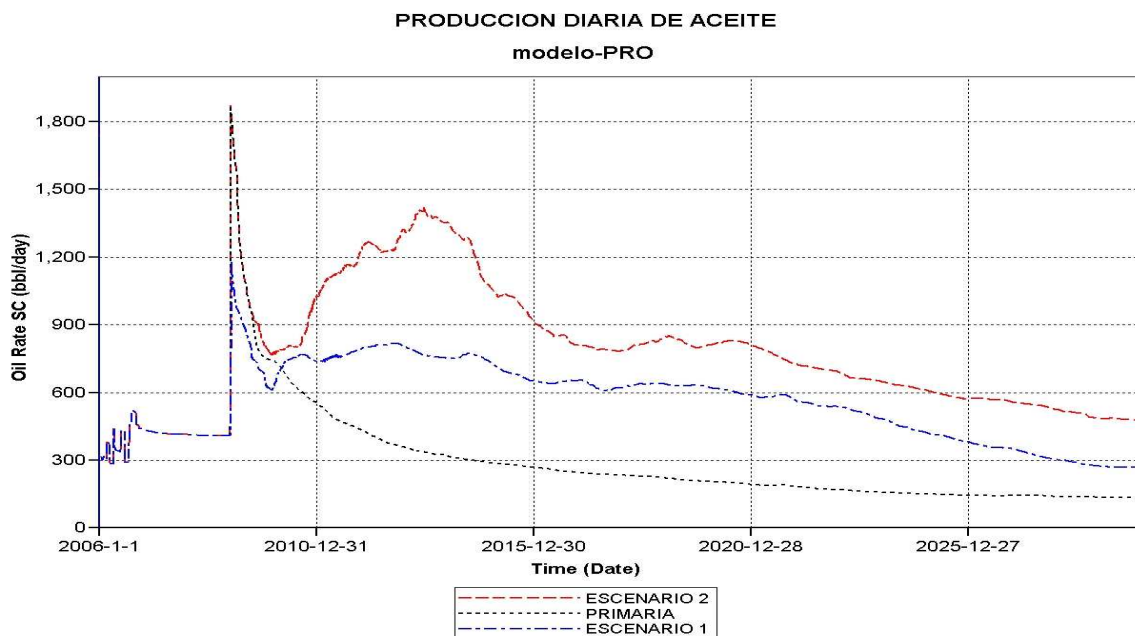
3.4.2 Escenario II

Bajo este escenario se inyectaran aprox 25.000 Bbls de agua selectivamente en 26 pozos de los cuales 9 pertenecen al sector Norte y 17 al Sector Centro. Se involucra la perforación de 15 pozos inyectoros adicionales, 5 en el sector Norte y 10 en el sector centro.

Los gráficos muestran tres curvas, la primaria representa el esquema de producción sin inyección de agua, escenario 1 la producción bajo el esquema de un proyecto piloto y el escenario 2 bajo el esquema de un proyecto comercial.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Figura 74. Producción diaria de aceite Escenario 2



Se observa un incremento significativo en la producción de aceite, alrededor del 200 % sobre la primaria y 100% sobre el escenario 1, el primer pico observado es debido al cañoneo de arenas nuevas y el segundo pico debido al proceso de inyección de agua.

Figura 75. Producción acumulada de aceite Escenario 2

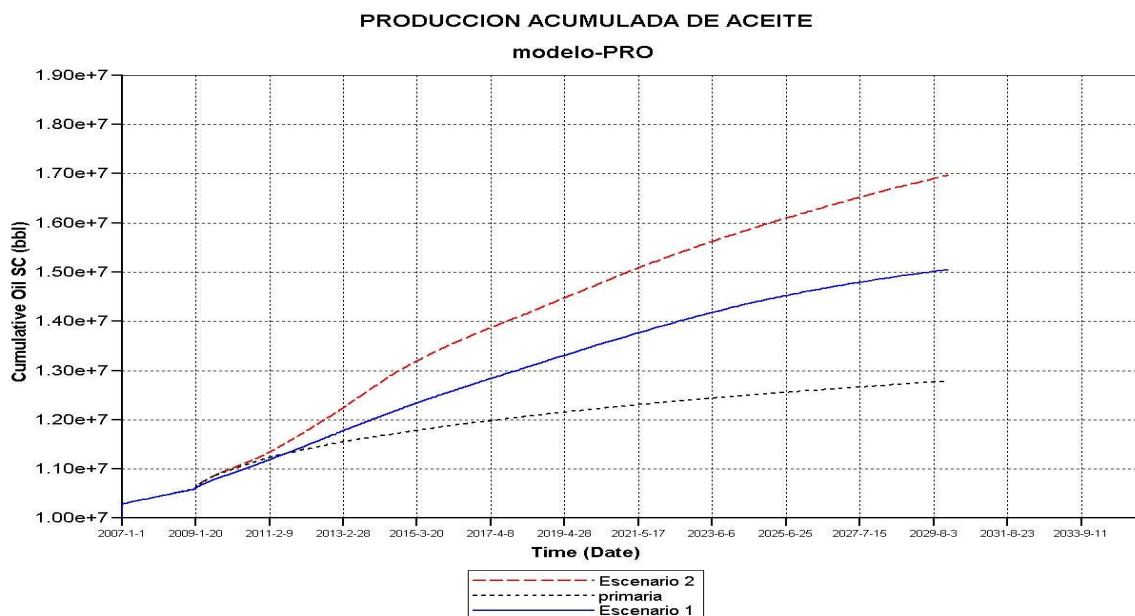
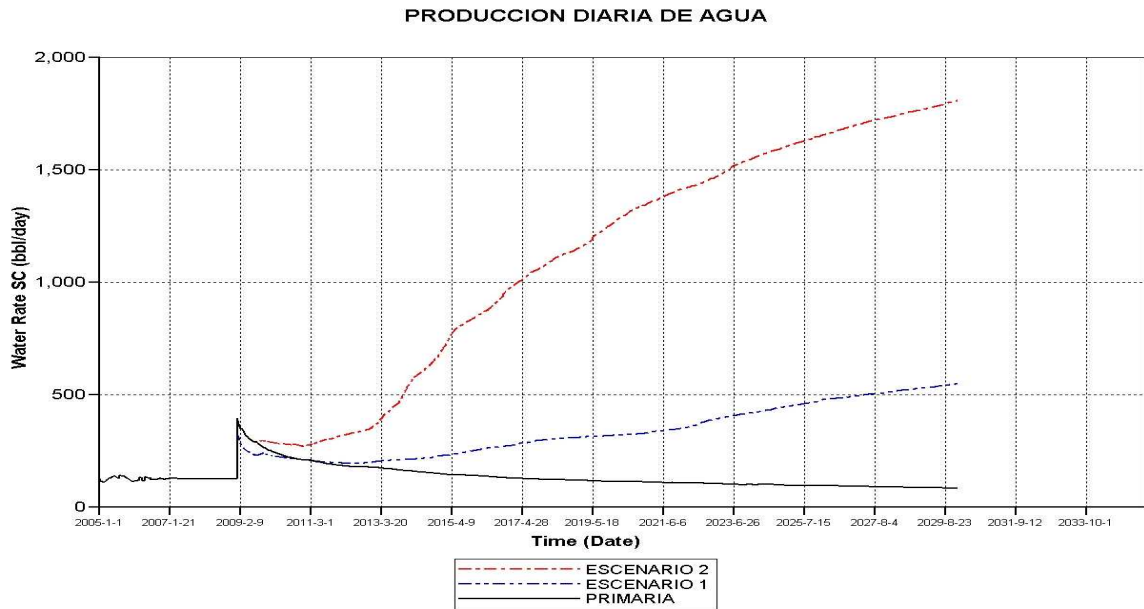
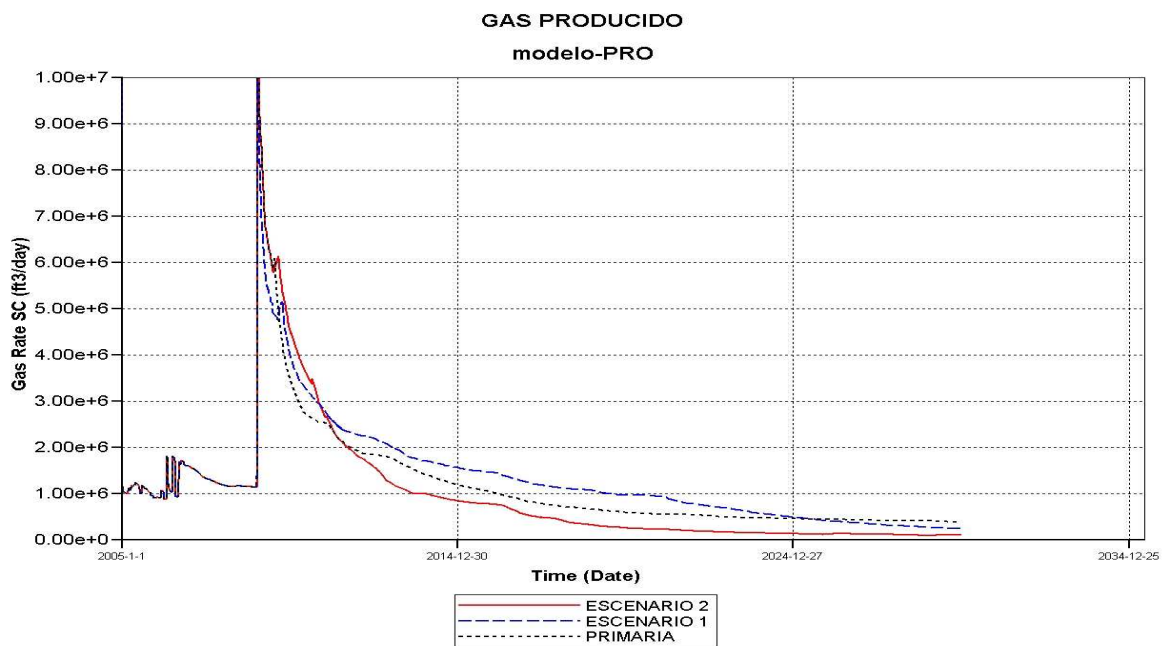


Figura 76. Producción diaria de Agua Escenario 2



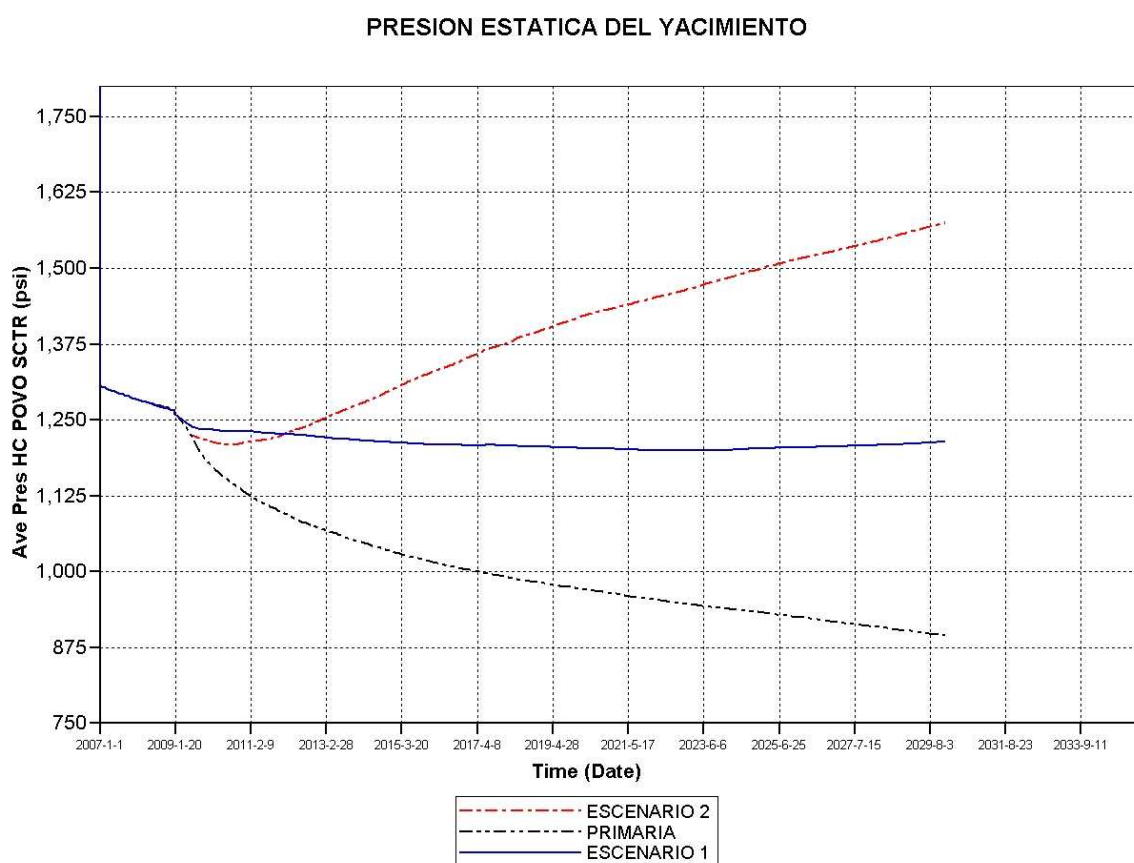
A su vez, la producción de agua se incrementa considerablemente, casi 4 veces con relación al escenario 1, este sería un parámetro a sensibilizar ya que se cree que en algunos pozos del agua no está siendo efectiva la inyección.

Figura 77. Producción diaria de Gas Escenario 2



A diferencia de lo esperado y lo observado en el escenario 1, la producción de gas disminuye con relación a la producción Primaria, esto puede ser debido a la fuerte re- presurización (700 psi) que sufre el yacimiento, como respuesta a los altos volúmenes de agua inyectados.

Figura 78. Comportamiento de la presión estática del yacimiento Escenario 2



3.4.3 Sensibilidad de parámetros de Inyección

3.4.3.1 Tasa de Inyección. La tasa de inyección en un proceso de inyección de agua es un parámetro fundamental de éxito o fracaso, de ahí la necesidad de optimizar este dato para cada uno de los pozos inyectoros en sus diferentes escenarios. Inicialmente la tasa modelada fue la arrojada, por los cálculos hechos con la ecuación de Darcy, los cuales involucran la permeabilidad, espesor neto y saturación de agua al momento de la inyección como aspectos claves. Sin

embargo, se pudo notar que las arrojadas por este método eran un poco bajas en comparación a las tasas obtenidas en laboratorio (25 Bbls/Pie) y las obtenidas en proyectos similares en campos vecinos (Casabe: 15 Bbls/ Pie). Para la optimización de la tasa se realizaran dos sensibilidades adicionales al caso base, la primera de ellas estimando una tasa dependiente del espesor neto a inundar 25 Bbls/Pie y la segunda con 15 Bbls/Pie. Para cada uno de los pozos involucrados en los escenarios de inyección.

Tabla 22. Sensibilidad de la tasa de inyección

TASA DE INYECCION (Bbls/ day)				
Escenario I y II				
Pozo Inyector	Espesor Neto (Ft)	Ec darcy	25 Bbls/Ft	15 Bbls/Ft
L-43	56	786	1400	840
L-76	85	1602	2125	1275
L-138	6	114	150	90
L-55	49	944	1225	735
L-64	64	1731	1600	960
L-8	24	371	600	360
L-144	83	1349	2075	1245
L-67	92	1893	2300	1380
L-88	16	309	400	240
L-48	12	220	300	180
L-6	68	1219	1700	1020
L-137	82	1291	2050	1230
L-65	10	210	250	150
L-92	21	98	525	315
I-1	48	726	1200	720
I-2	86	1362	2150	1290
I-3	51	827	1275	765
I-4	72	1133	1800	1080
I-6	93	1547	2325	1395
I-17	75	1300	1875	1125
I-8	82	1545	2050	1230
I-9	73	1312	1825	1095
I-10	63	1494	1575	945
I-11	17	300	425	255
I-12	48	845	1200	720
I-13	32	759	800	480
I-14	16	310	400	240
I-15	91	1871	2275	1365
I-16	5	97	125	75

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los dos escenarios.

3.4.3.1.1 Escenario I. Bajo este escenario en el caso base se inyectaran 10.610 Bbls de agua x día. Para el segundo caso con una tasa de inyección de 25 Bbls/pie se tendrá una tasa promedio de inyección de 14.225 Bbls/día y para el último caso donde se inyectara a 15 Bbls/ Pie se inyectaran en promedio 8535 Bbls/día.

Figura 79. Tasa de inyección Vs producción diaria de aceite E1

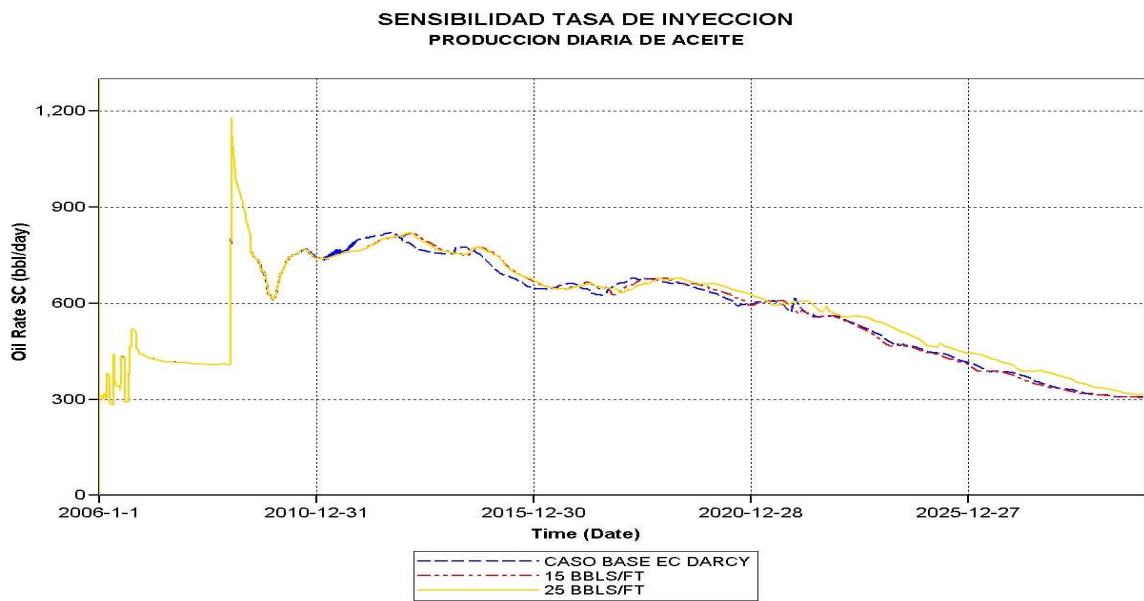
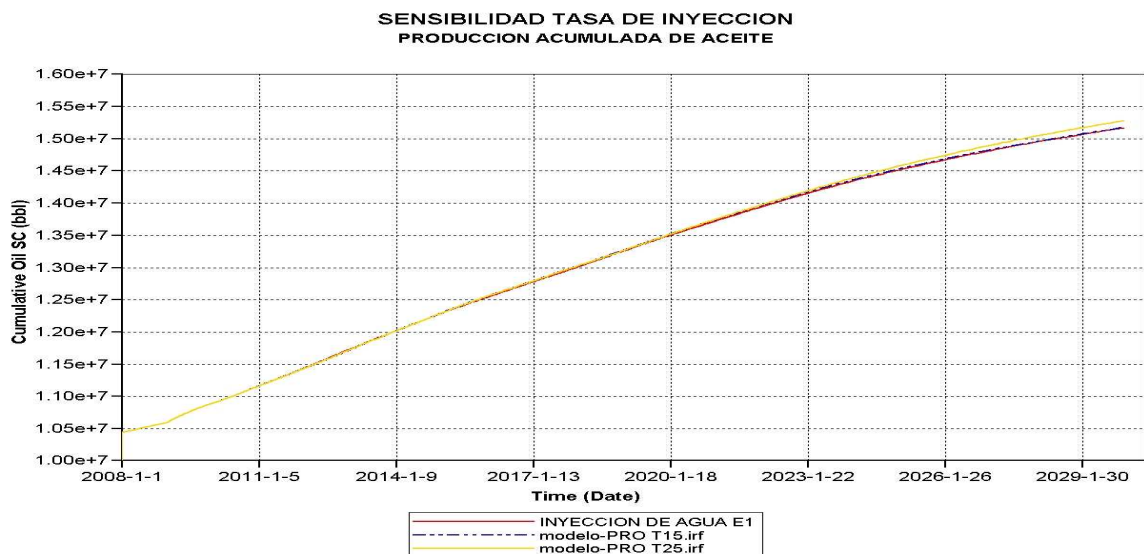


Figura 80. Tasa de inyección Vs producción acumulada de aceite E1



Para la sensibilidad planteada se concluye, que la inyectividad en el yacimiento no es la deseada ni se asemeja a la calculada matemáticamente mediante la Ecuación de darcy o la obtenida en laboratorio. Esto principalmente se debe a la baja permeabilidad relativa al agua existente en el yacimiento, lo que lleva a que la tasa promedio de inyección en el yacimiento sea de 2500 Bbls /día en promedio. es decir 6 Bbls/Pie

Figura 81. Tasa de inyección Vs Agua inyectada E1

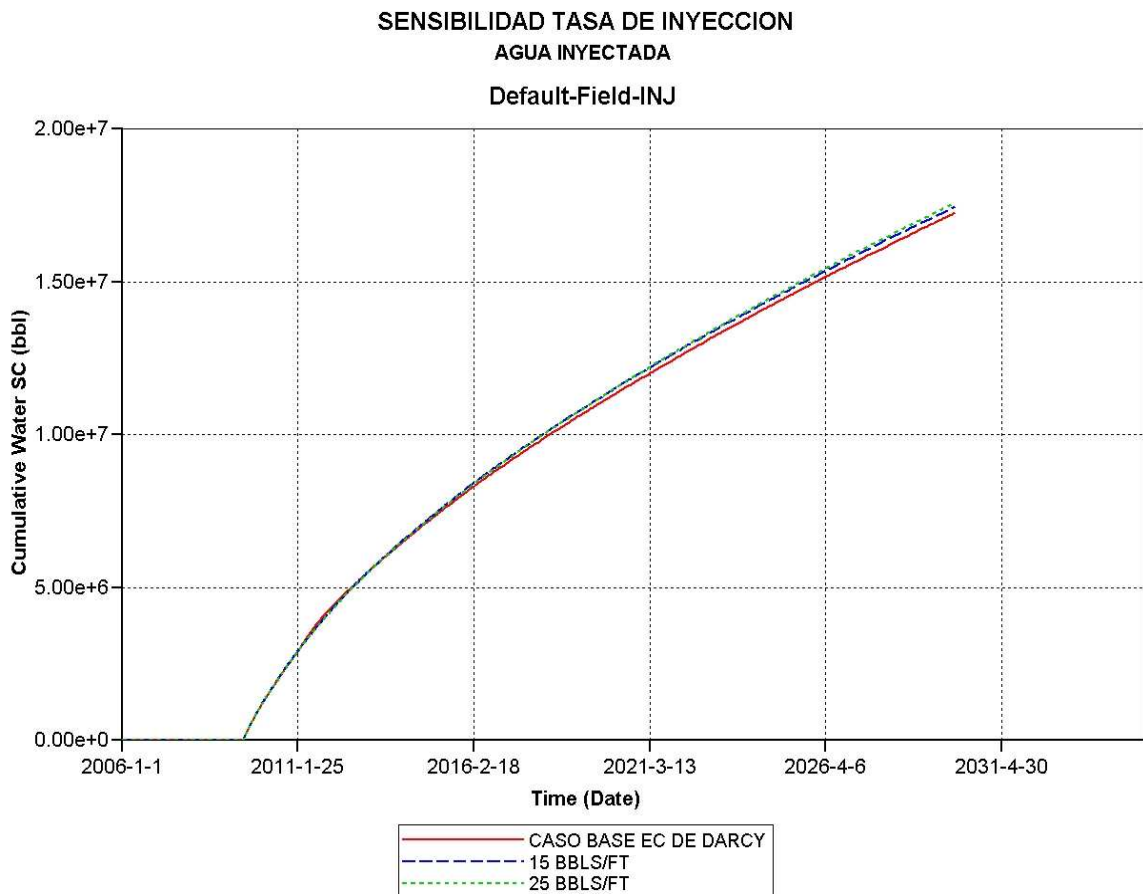
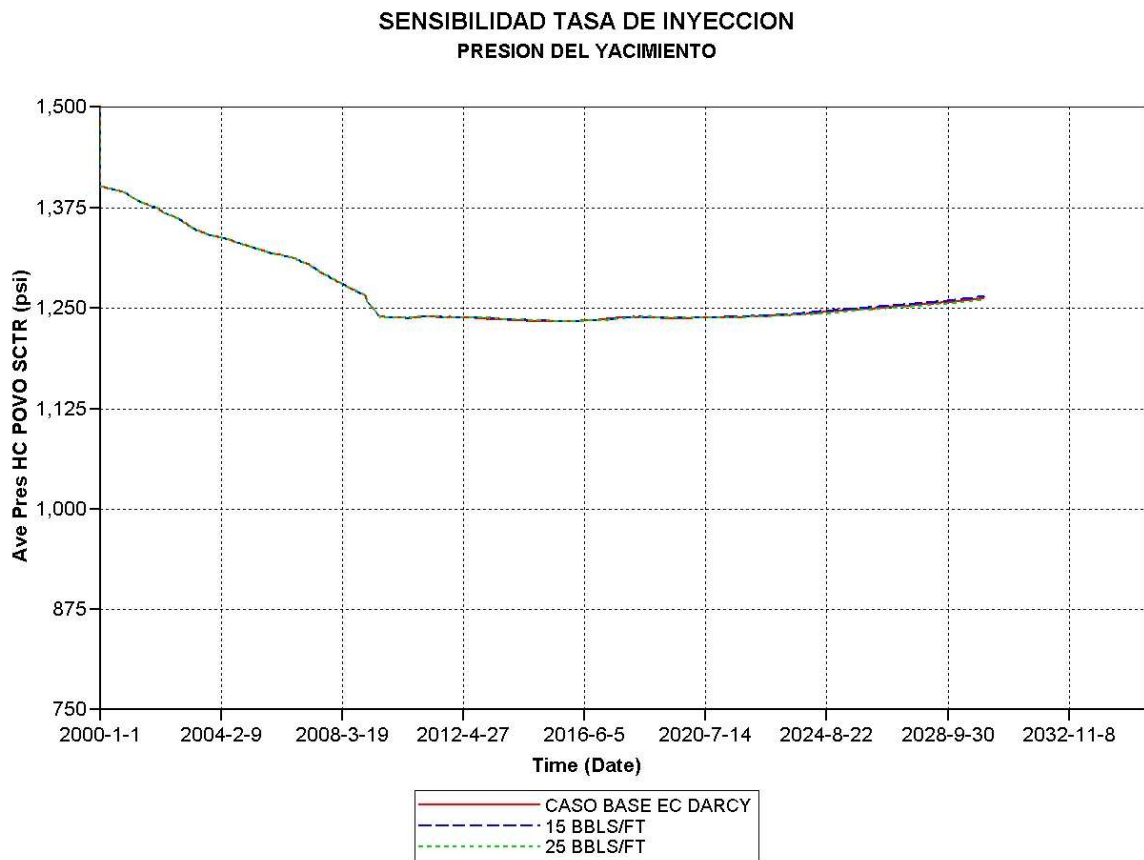


Figura 82. Tasa de inyección Vs Presión estática del yacimiento E1

3.4.3.1.1 Escenario II. Bajo este escenario en el caso base se inyectaran 24.577 Bbls de agua x día. Para el segundo caso con una tasa de inyección de 25 Bbls/pie se tendrá una tasa promedio de inyección de 33.900 Bbls/día y para el último caso donde se inyectara a 15 Bbls/ Pie se inyectaran en promedio 20.340 Bbls/día.

Al igual que para el escenario I, se observan problemas de inyectividad en el yacimiento, por lo cual los pozos inyectoros solo toman un porcentaje de lo que se inyecta, lo cual hace que al inyectar a 25 Bbls por pie o a 15 Bbls por pie se note diferencia, ya que el yacimiento solo está tomando alrededor de 6 Bbls por Pie. Como se observa en las siguientes figuras.

Figura 83. Tasa de inyección Vs producción acumulada de aceite E2

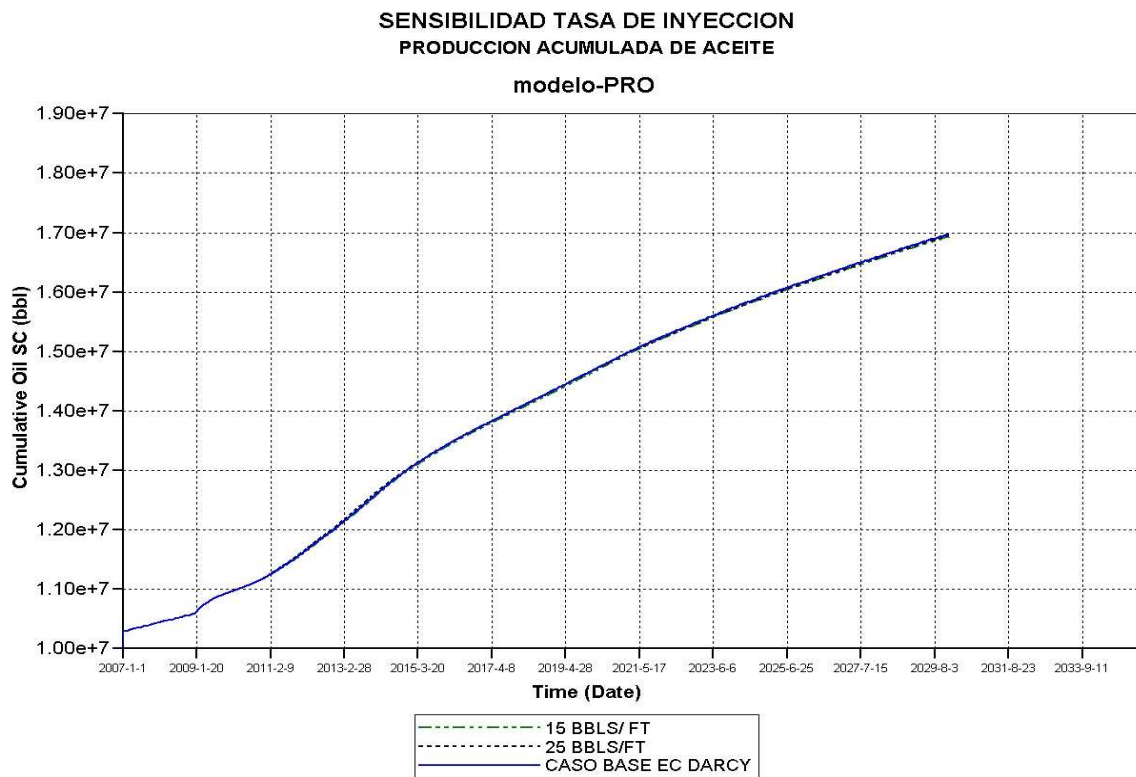


Figura 84. Tasa de inyección Vs Agua inyectada E2



3.4.3.2 Presión de inyección. Al igual que la tasa de inyección es un parámetro de importancia a la hora de diseñar un proyecto de agua eficiente. Para el cálculo de la presión de inyección se tuvo en cuenta la presión de fractura del yacimiento, la cual fue calculada como se muestra en el literal 3.3.4. La presión estimada de inyección se recomendó para el caso base estuviera 20 % por debajo de la fractura (para cada pozo), para las sensibilidades se tomo un 10% y un 30% por debajo.

Tabla 23. Sensibilidad de la presión de inyección

PRESION DE INYECCION (psi)				
Escenario I y II				
Pozo Inyector	Presion Fractura	Caso Base	90% PF	70 % PF
L-43	3850	3080	3465	2695
L-76	4525	3620	4073	3168
L-138	4594	3675	4135	3216
L-55	4464	3571	4018	3125
L-64	5072	4058	4565	3550
L-8	4052	3242	3647	2836
L-144	4140	3312	3726	2898
L-67	4490	3592	4041	3143
L-88	4659	3727	4193	3261
L-48	4559	3647	4103	3191
L-6	4349	3479	3914	3044
L-137	4056	3245	3650	2839
L-65	4986	3989	4487	3490
L-92	4768	3814	4291	3338
I-1	4246	3397	3822	2972
I-2	4197	3357	3777	2938
I-3	4338	3470	3904	3037
I-4	4279	3424	3851	2996
I-6	4452	3562	4007	3116
I-17	4543	3634	4089	3180
I-8	4724	3780	4252	3307
I-9	4586	3669	4127	3210
I-10	5633	4506	5070	3943
I-11	4568	3654	4111	3197
I-12	4489	3591	4040	3142
I-13	5494	4396	4945	3846
I-14	4785	3828	4307	3350
I-15	5678	4543	5111	3975
I-16	4719	3775	4247	3303

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los dos escenarios.

3.4.3.2.1 Escenario I. habiéndose determinado que la inyectividad en el yacimiento no es la deseada, se esperaba que un aumento en la presión de inyección mejorara este parámetro, sin embargo por lo observado, el comportamiento de la inyección es muy similar, llegando a la conclusión que no es necesario inyectar agua a altas presiones (> 70 PF). Ya que esta se comporta de manera independiente a la eficiencia del proceso. Y por el contrario si nos puede afectar la integridad del yacimiento.

Figura 85. Presión de inyección Vs Producción diaria de aceite E1



Figura 86. Presión de inyección Vs agua inyectada en el pozo Lisama 8

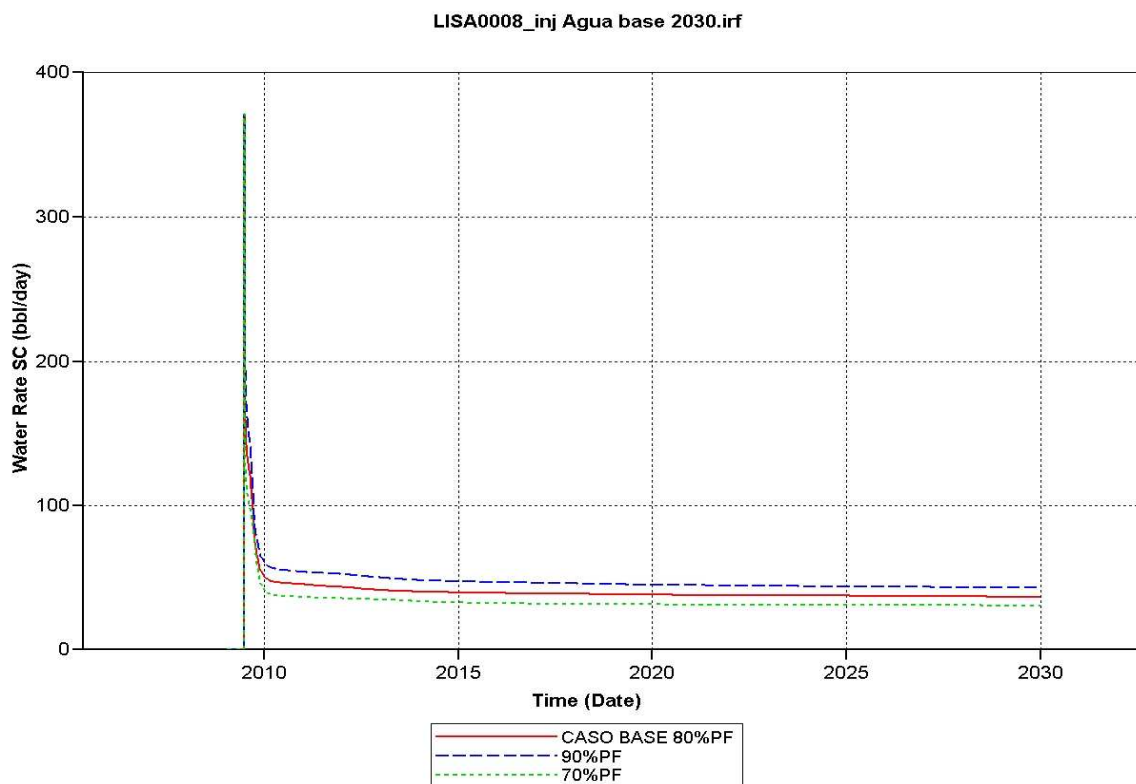
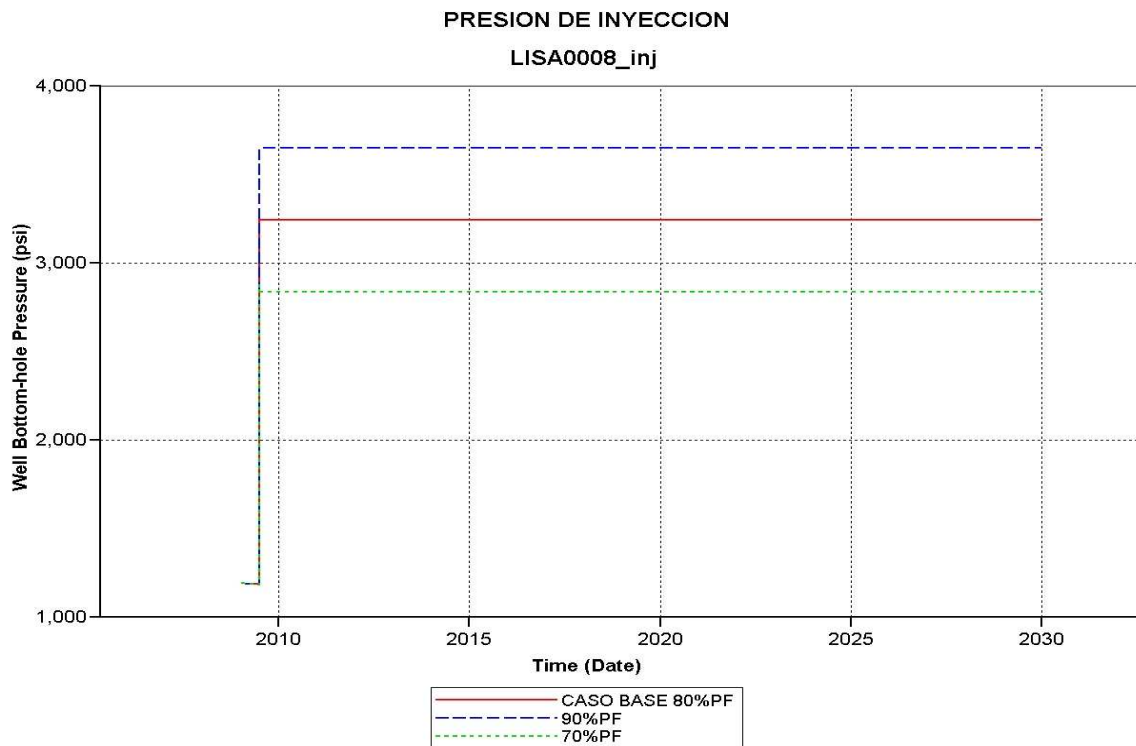
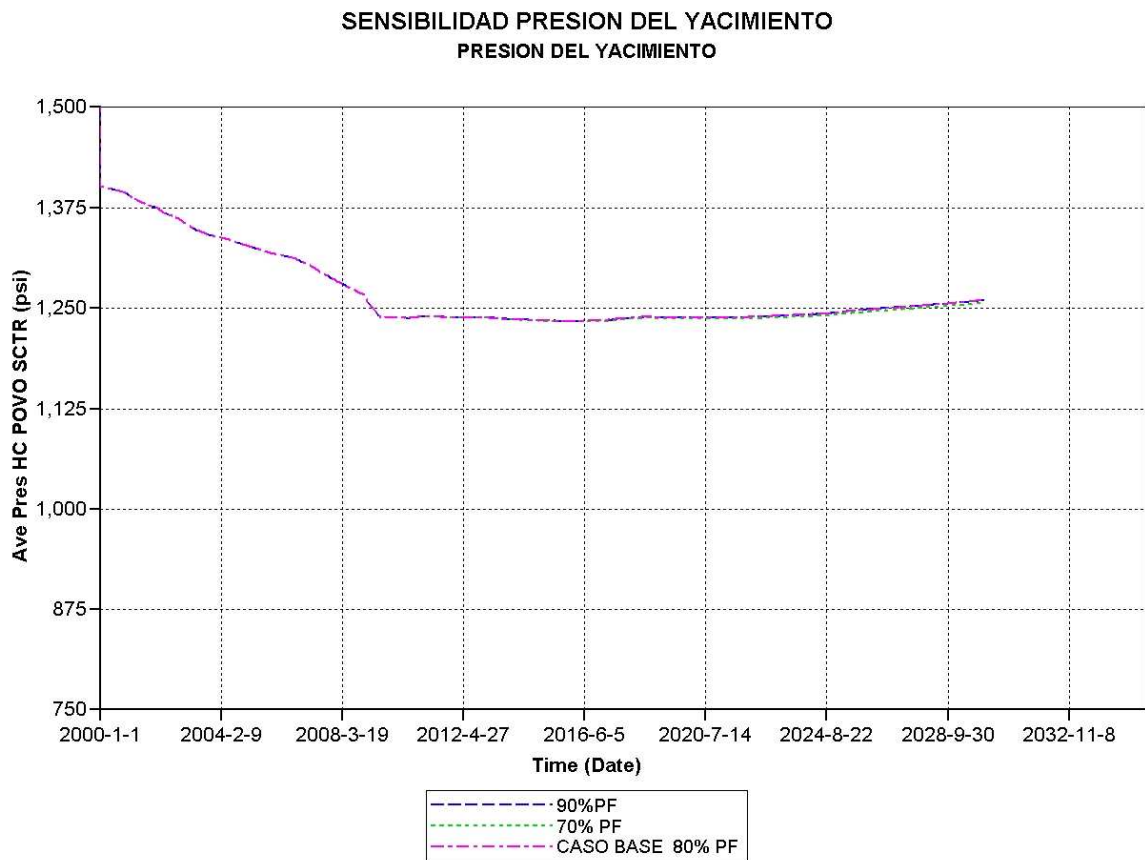


Figura 87. Presión de inyección Vs Presión estática del yacimiento E1



3.4.3.2.2 Escenario II. A diferencia del Escenario 1, inyectar a altas presiones en el escenario 2 puede mejorar levemente la eficiencia del proceso de inyección de agua, sin embargo, se observa que para una inyección a 80% PF y a 90 % PF el resultado es muy similar. En cuanto a la presión estática del yacimiento, como se muestra en la figura 88 esta varía en uno 50 Psi entre cada curva.

Figura 88. Presión de inyección Vs Producción de aceite E2

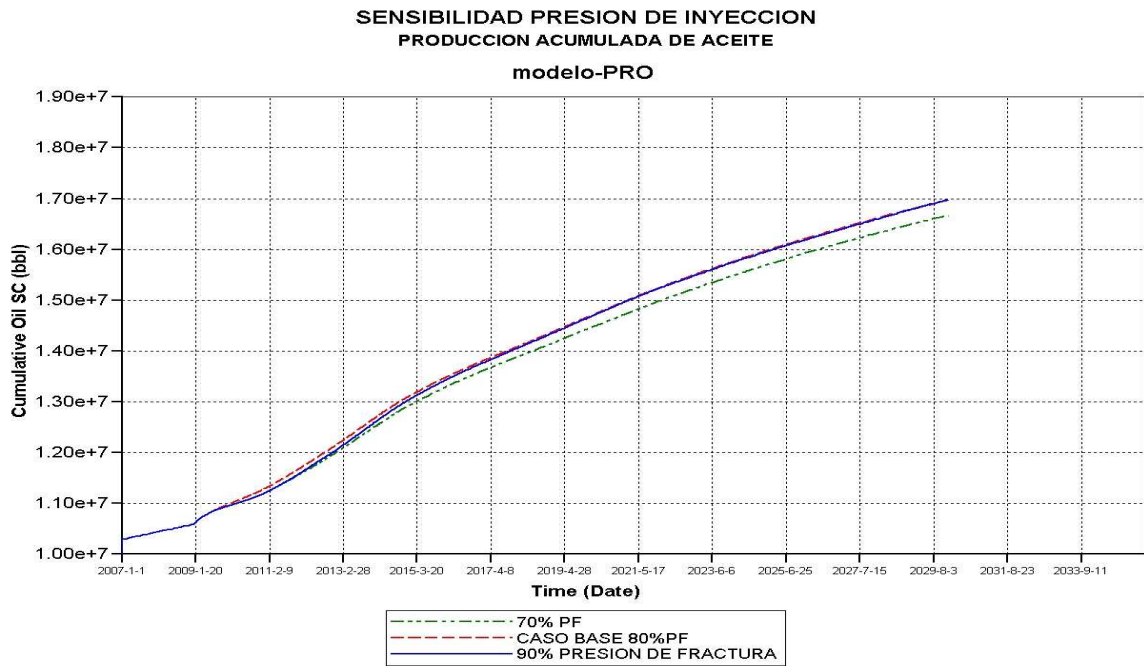
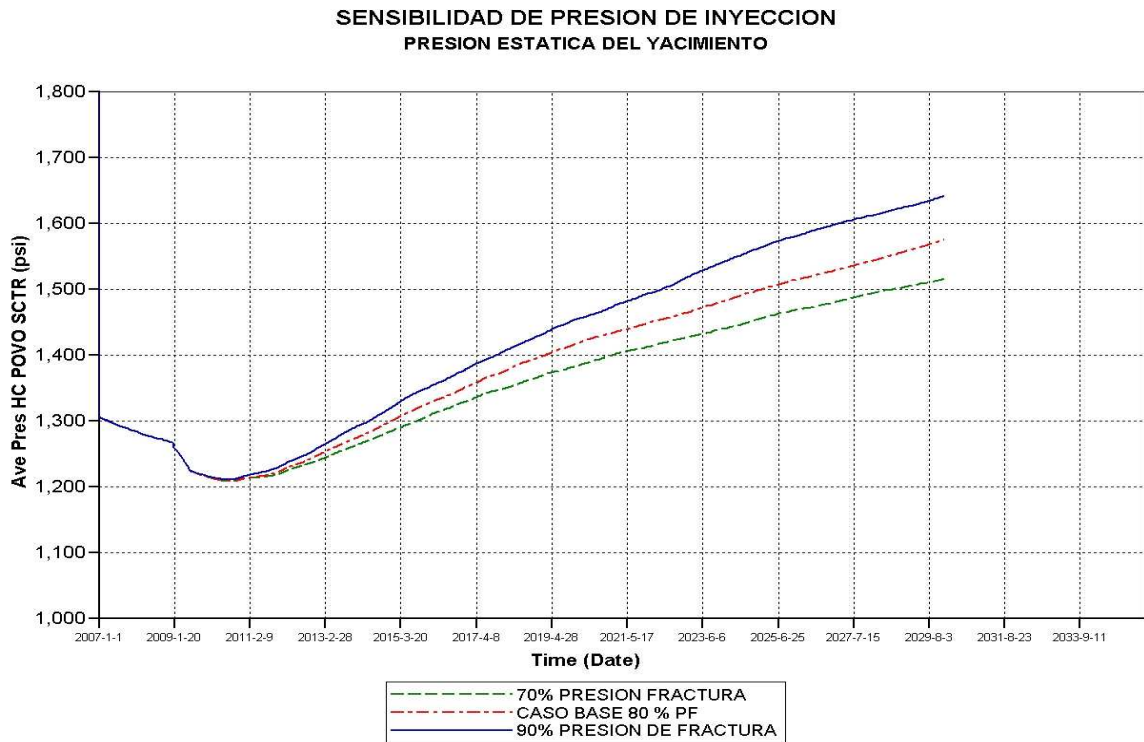
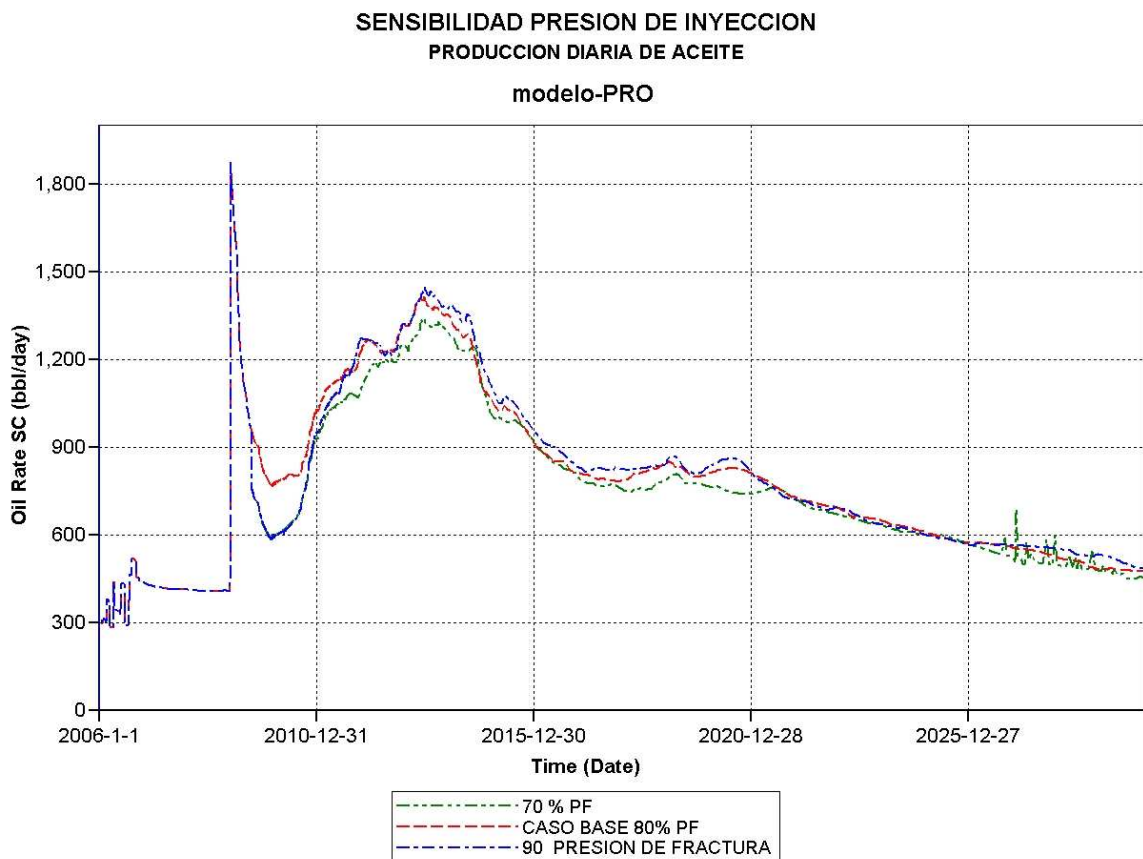


Figura 89. Presión de inyección Vs Presión estática del yacimiento E2

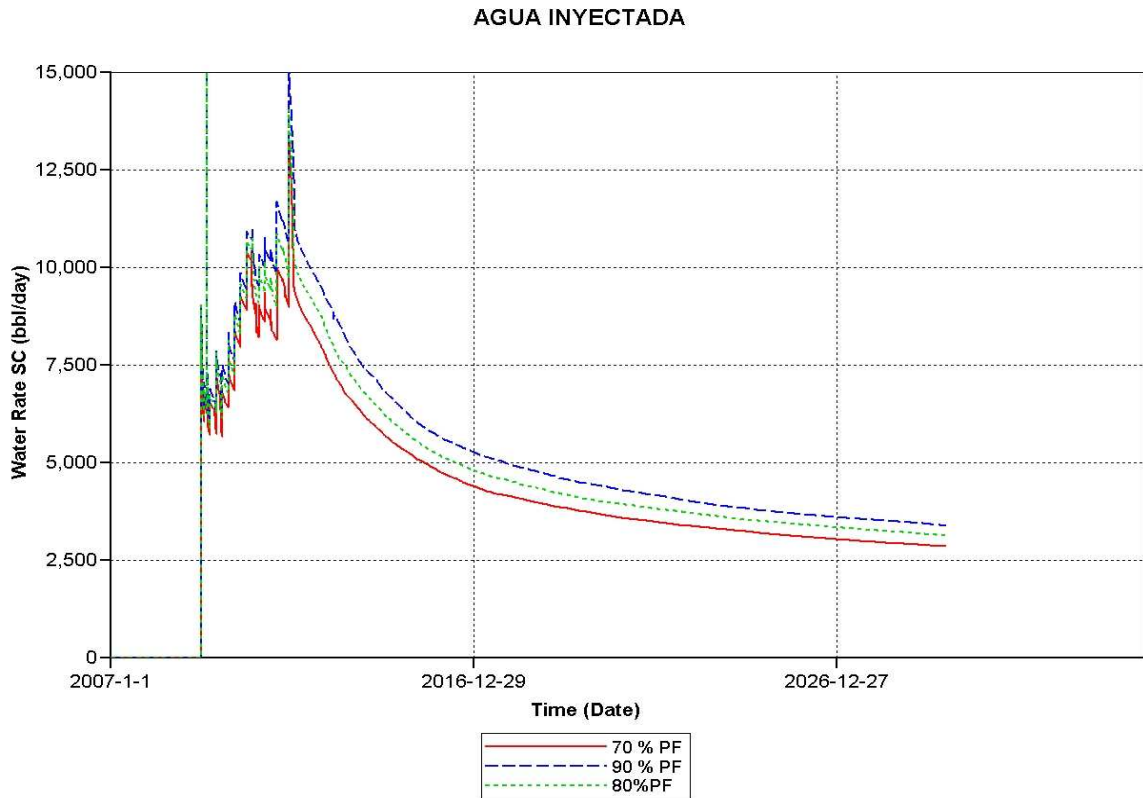


Se observa que la diferencia entre la presión de inyección, se observa principalmente en los primeros años de inyección, luego tienden a comportarse de manera similar.

Figura 90. Presión de inyección Vs Producción diaria de aceite E2



En cuanto a la inyectividad, se observa que a mayor presión mejor es esta, sin embargo y a pesar de que en el escenario que inyectamos a 90%PF la inyectividad es mayor que en el escenario de 80%PF, el recobro al final es el mismo, pero la producción de agua es mayor en el de 90 % PF.

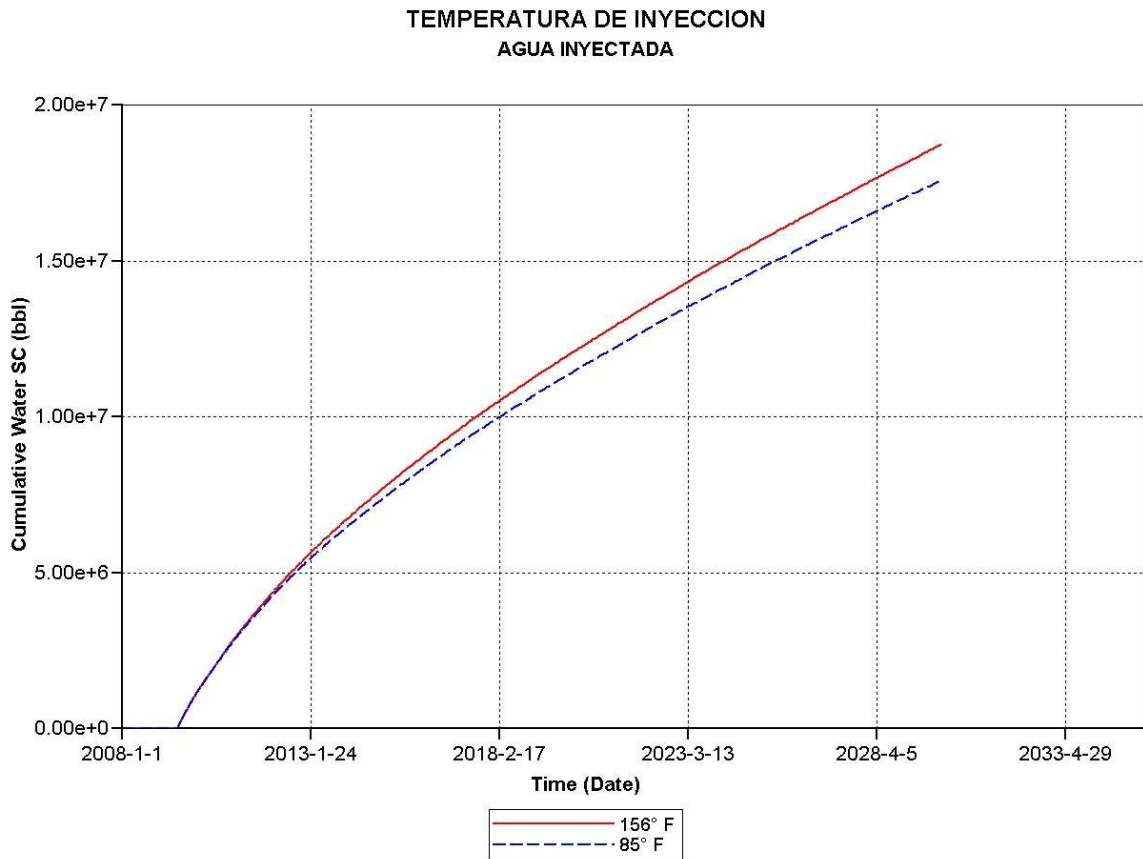
Figura 91. Presión de inyección Vs agua inyectada

3.4.3.3 Temperatura de inyección. Se diseñaron dos escenarios de Inyección, el primero de ellos fue el caso base, donde agua fue inyectada a la temperatura ambiente (85° F) y en el escenario de sensibilidad se inyectó agua caliente a la temperatura inicial del yacimiento (156 °F).

Los resultados para los dos escenarios son presentados a continuación:

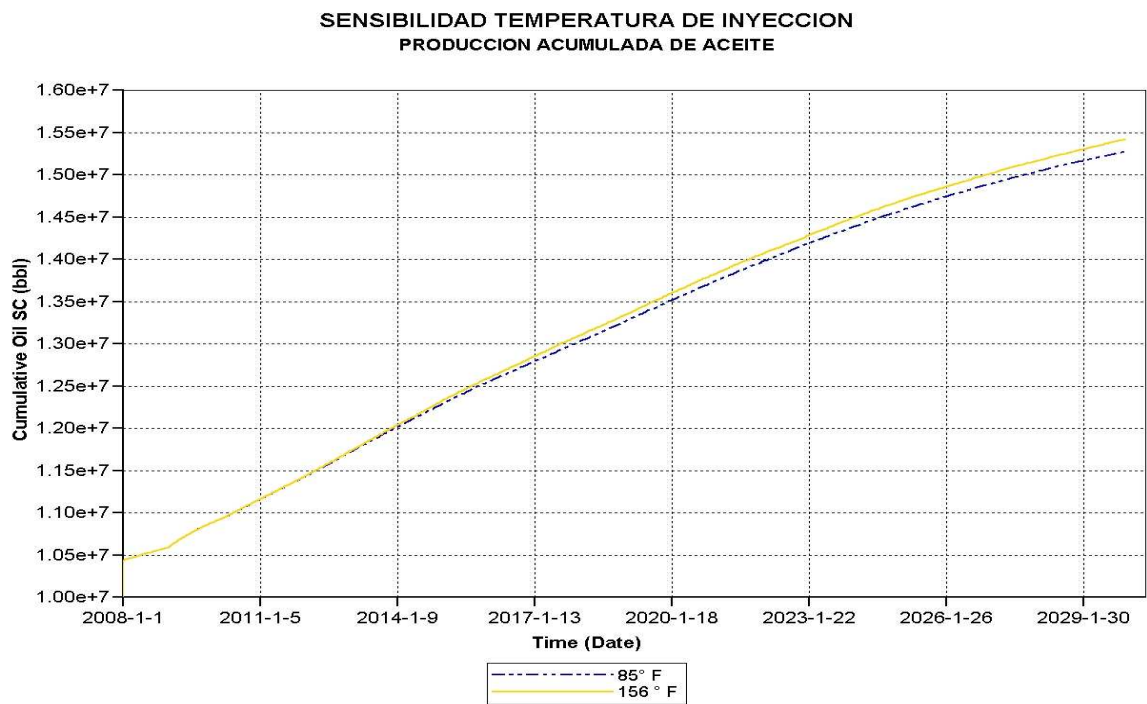
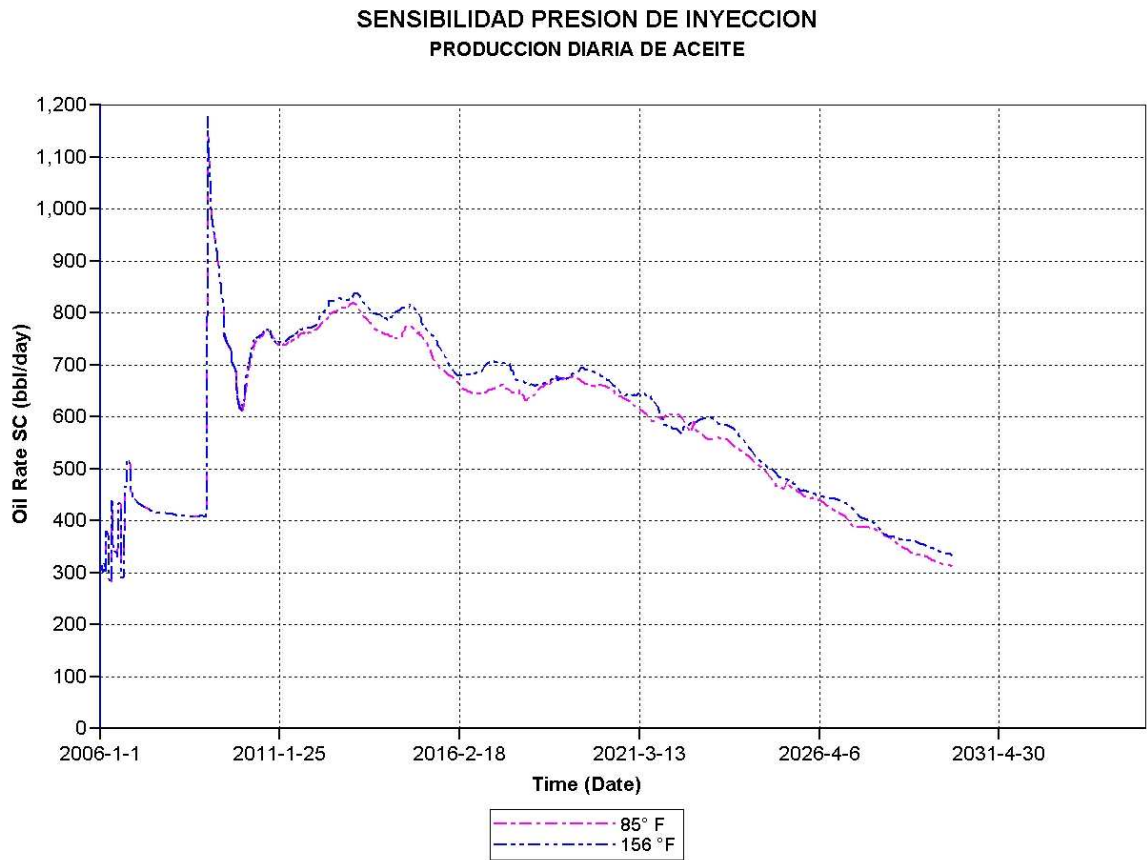
3.4.3.3.1 Escenario I.

Figura 92. Temperatura de inyección Vs Agua inyectada E1



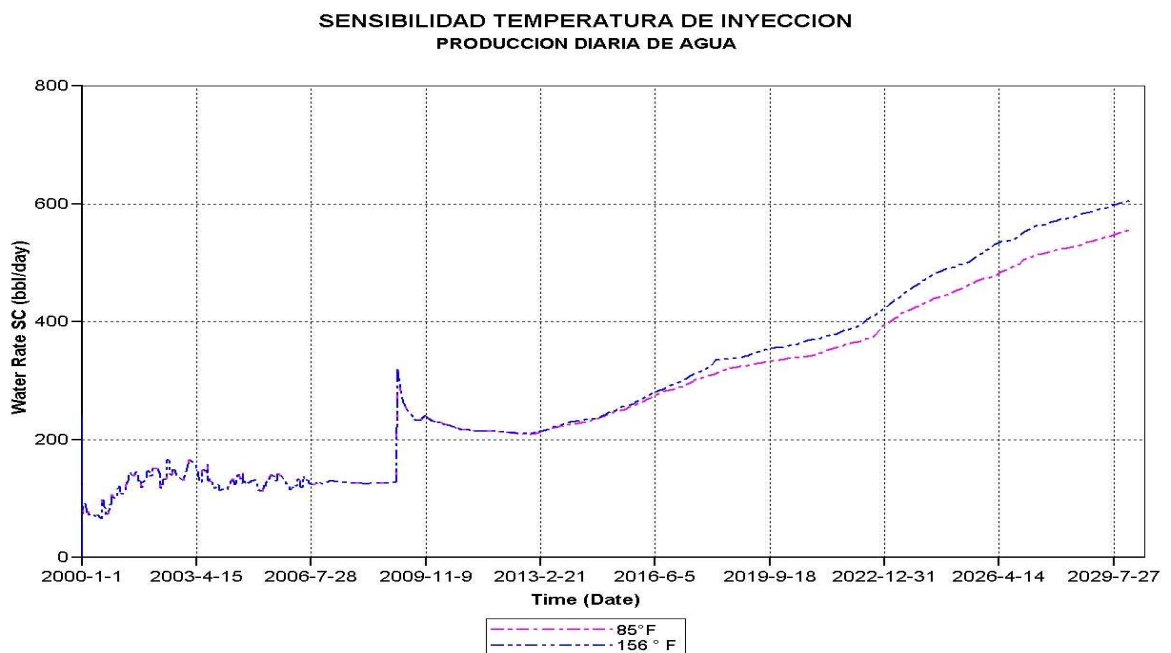
Se observa un ligero incremento en la inyectividad del yacimiento, cuando agua es inyectada a una temperatura cercana a la temperatura del yacimiento, esto principalmente se puede asociar, a la reducción en la viscosidad que sufre el agua como consecuencia de su calentamiento.

Figura 93. Temperatura de inyección Vs Producción de aceite E1



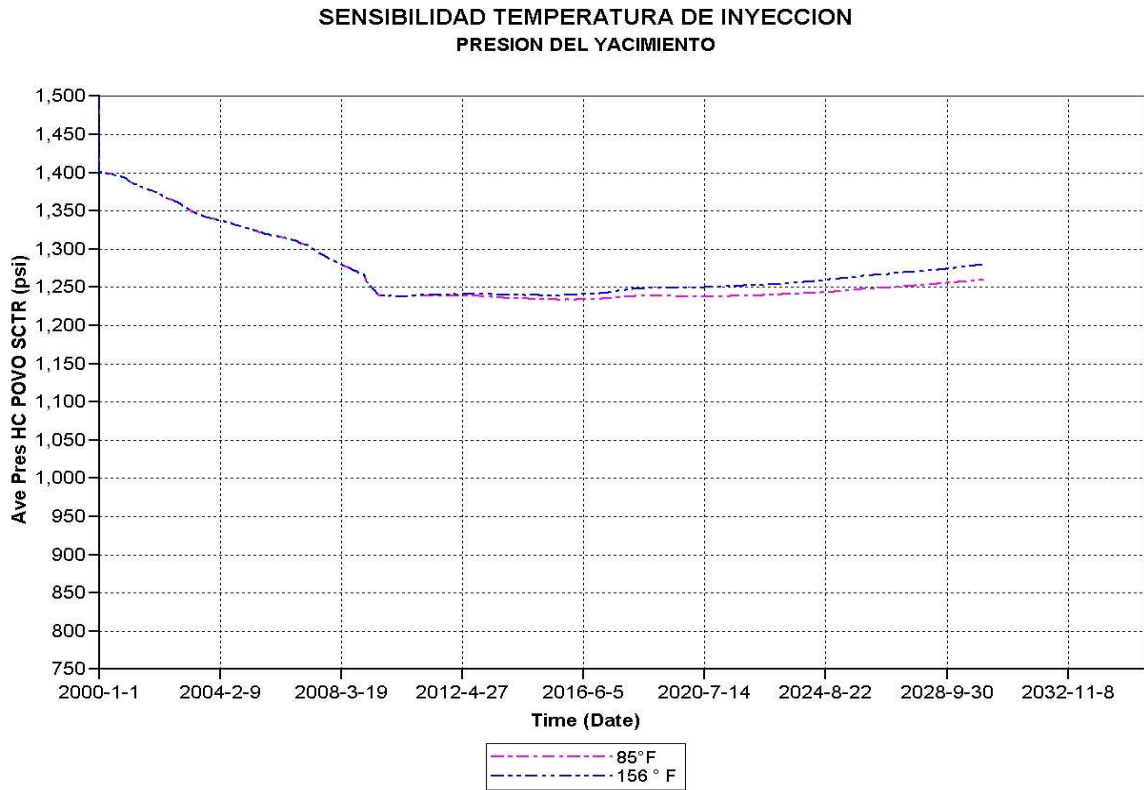
Como consecuencia de la inyección incremental de agua, se observa un mejoramiento leve en la producción de aceite debido a este factor, sin embargo la transferencia de calor hacia el crudo no es considerable, por lo que su reducción en viscosidad del mismo es mínima y no favorece a su desplazamiento.

Figura 94. Temperatura de inyección Vs Producción diaria de agua E1



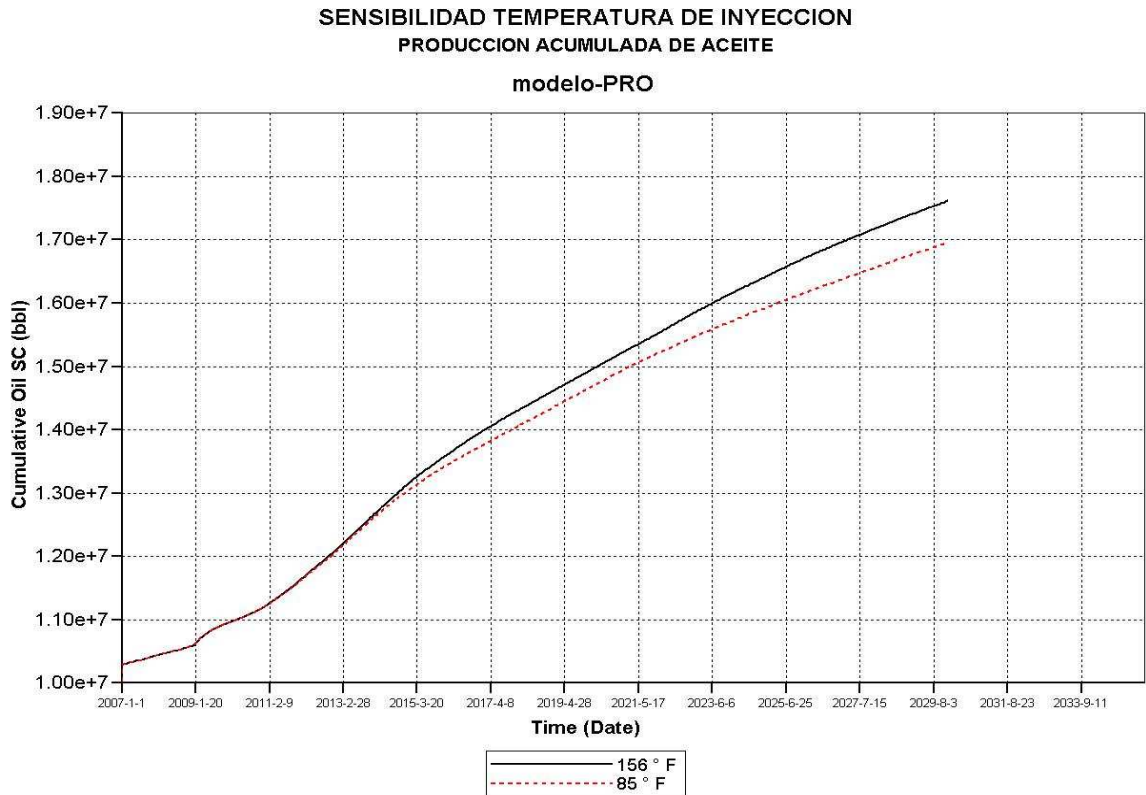
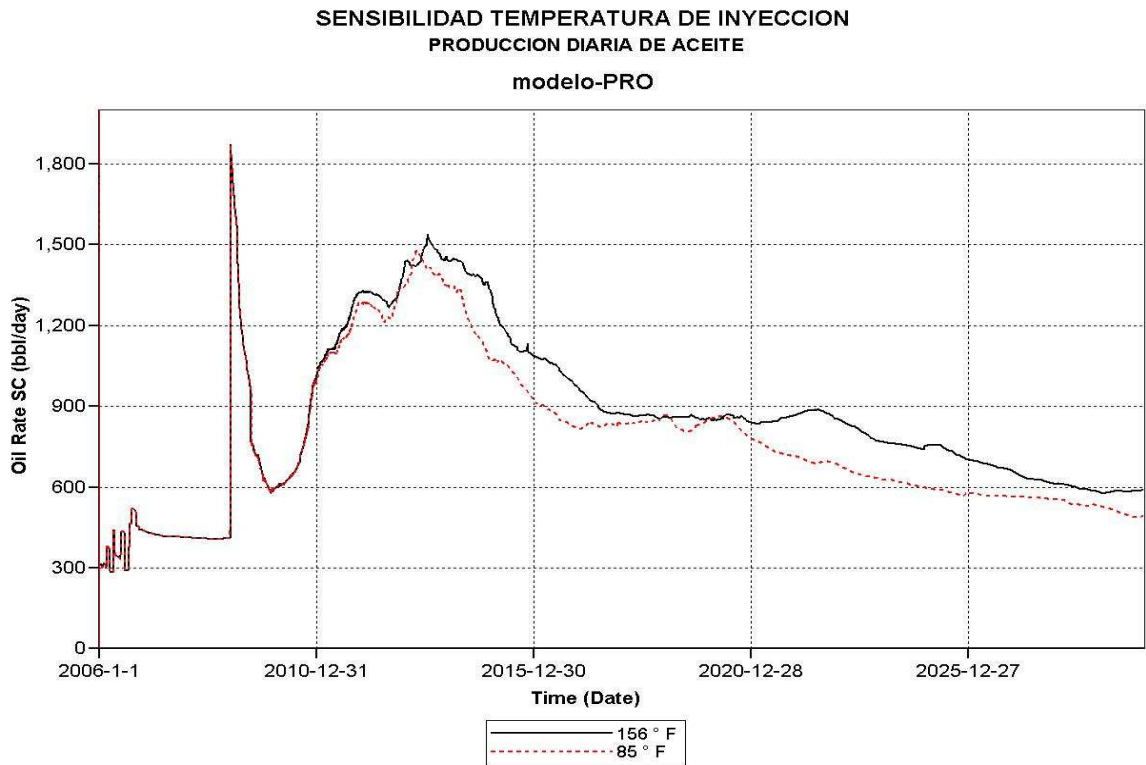
Se observa un ligero incremento de 30 psi en la presión promedio del yacimiento, atribuida al incremento en la inyectividad del yacimiento (10%), como consecuencia de la inyección de agua caliente.

Figura 95. Temperatura de inyección Vs Presión estática del yacimiento E1



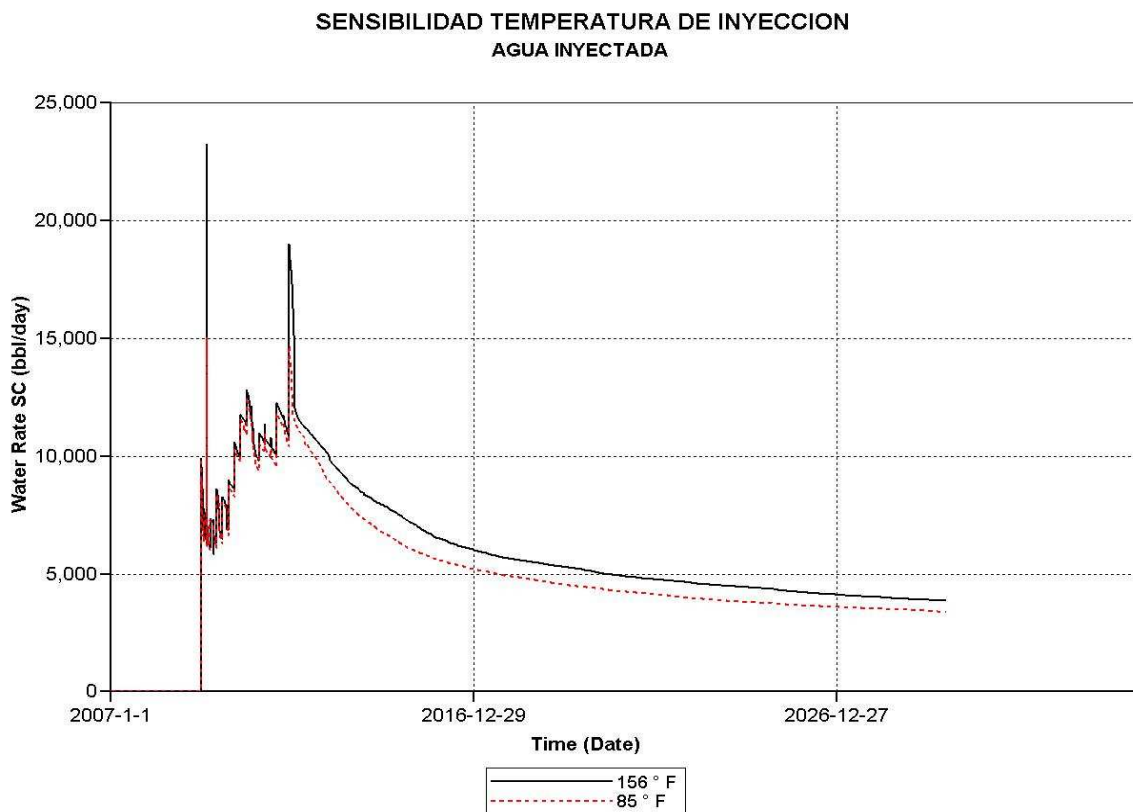
3.4.3.3.2 Escenario II. Al igual que en el escenario 1, se observar que el inyectar agua a una temperatura más elevada que la ambiente, mejora la inyectividad en la formación y por ende los recobros de aceite, sin embargo, la producción incremental de aceite que se observa es mínima comparada con las inversiones que se requerirían para calentar el agua, por lo que se descarta un proceso de inyección de agua caliente en el yacimiento como método de recuperación.

Figura 96. Temperatura de inyección Vs Producción de aceite E2



Se observa un incremento en la inyectividad en un 10% cuando agua caliente es inyectada dentro del yacimiento.

Figura 97. Temperatura de inyección Vs Agua inyectada E2



3.4.3.4 Entrada de pozos escenario II. El objetivo de esta sensibilidad es determinar cómo influye en la respuesta del proceso el tiempo de entrada en inyección de los pozos a perforar, debido a que el caso base se enmarca en los tiempos reales que actualmente toma perforar un pozo en el campo Lisama(60 días), la sensibilidad se hará con la entrada de estos pozos no en 60 días sino en 30, reduciendo así la implementación total del piloto de 28 meses a 15, estimando que el tiempo de transporte y montaje de los equipos pueda ser menor, y que se está perforando en una área que ya es conocida.

Tabla 24. Sensibilidad de la entrada de los pozos inyectoros nuevos escenario II

POZOS A PERFORAR	Fecha de inicio inyección Caso Base(60 días)	Fecha de inicio inyección 30 días
<i>I-1</i>	<i>2009-08-01</i>	<i>2009-07-01</i>
<i>I-2</i>	<i>2010-04-01</i>	<i>2009-11-01</i>
<i>I-3</i>	<i>2009-10-01</i>	<i>2009-08-01</i>
<i>I-4</i>	<i>2010-02-01</i>	<i>2009-10-01</i>
<i>I-6</i>	<i>2009-12-01</i>	<i>2009-09-01</i>
<i>I-17</i>	<i>2011-12-01</i>	<i>2010-09-01</i>
<i>I-8</i>	<i>2010-06-01</i>	<i>2009-12-01</i>
<i>I-9</i>	<i>2010-08-01</i>	<i>2010-01-01</i>
<i>I-10</i>	<i>2010-10-01</i>	<i>2010-02-01</i>
<i>I-11</i>	<i>2010-12-01</i>	<i>2010-03-01</i>
<i>I-12</i>	<i>2011-02-01</i>	<i>2010-04-01</i>
<i>I-13</i>	<i>2011-04-01</i>	<i>2010-05-01</i>
<i>I-14</i>	<i>2011-06-01</i>	<i>2010-06-01</i>
<i>I-15</i>	<i>2011-08-01</i>	<i>2010-07-01</i>
<i>I-16</i>	<i>2011-10-01</i>	<i>2010-08-01</i>

Analizando los resultados obtenidos, se observa un aceleramiento en la producción cuando los pozos inyectoros nuevos entran con intervalos de 1 mes de diferencia, sin embargo, al hacer la comparación en acumulado al cabo de los 20 años de inyección, es el mismo, por lo que técnicamente no representa ninguna ventaja el perforar los pozos inyectoros en un menor espacio de tiempo y económicamente si podría verse un aumento en los costos de perforación desfavorable para el proyecto.

Figura 98. Schedule de perforación Inyectores Vs Presión estática del yacimiento E2

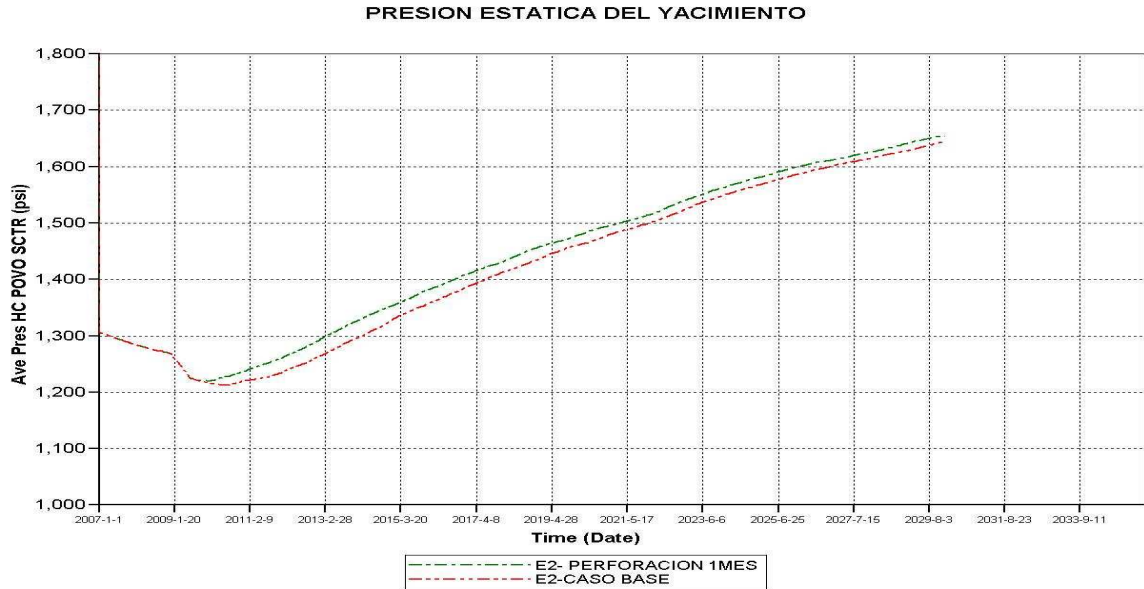


Figura 99. Schedule de perforación Inyectores Vs Producción diaria de aceite E2

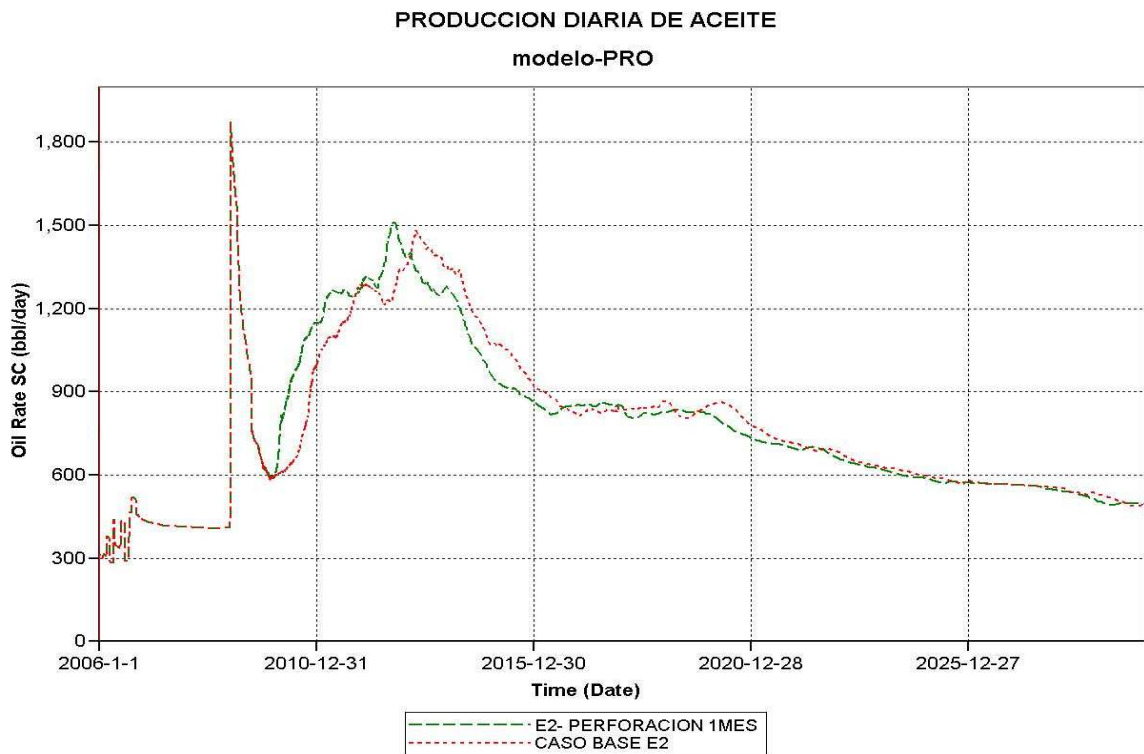
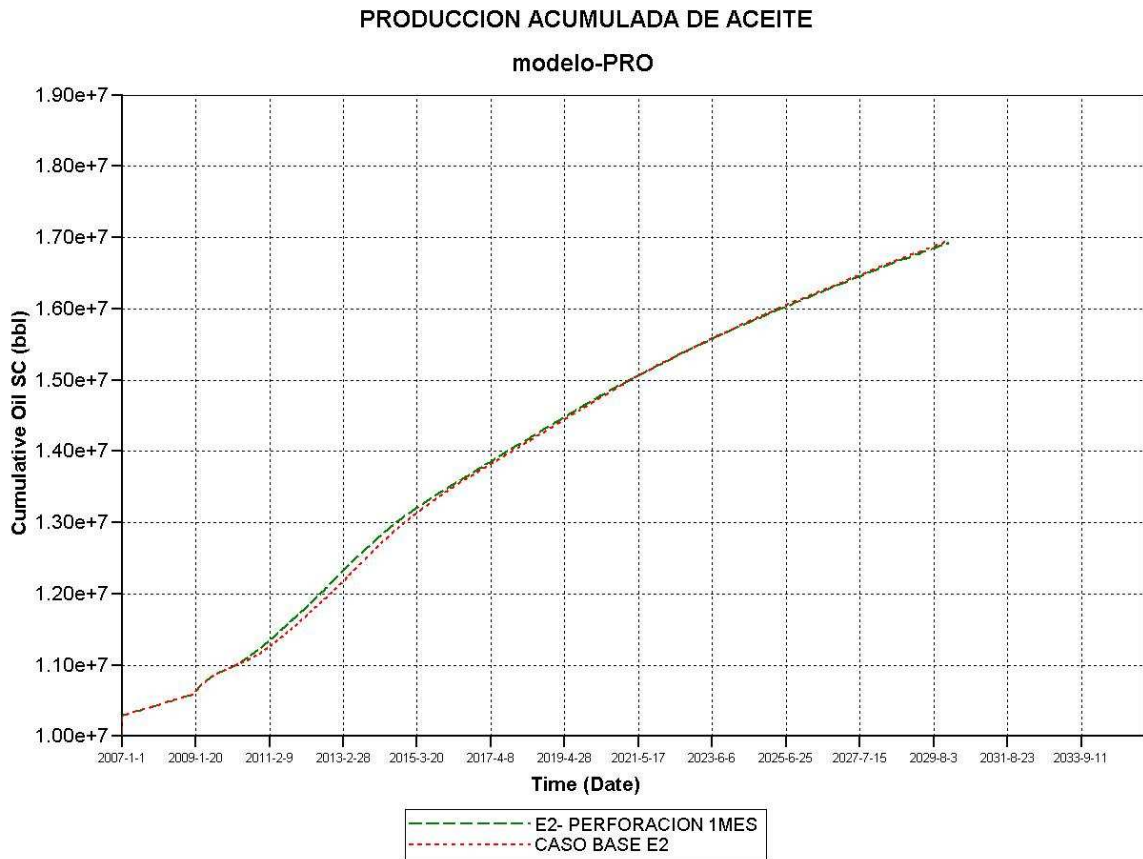


Figura 100. Schedule de perforación Inyectores Vs producción acumulada de crudo E2



3.4.4 Optimización de los escenarios de Inyección

Una vez realizadas las diferentes sensibilidades, se realizó una corrida de simulación mas, para cada uno de los escenarios, con el fin de incorporar la tasa y presión de inyección optimizada, así como, la evaluación de los pozos inyectores que están teniendo un efecto positivo sobre la inyección y cuáles no, todo ello con el fin de obtener los escenario validos de operación para realizar el análisis financiero de la implementación de cada uno de ellos.

Es así como para el Escenario I y con base en las sensibilidades realizadas, se definió cuales pozos inyectoros están favoreciendo el proceso, así como cual es la tasa y presión de inyección optima para cada uno de ellos.

Tabla 25. Escenario 1 optimizado

INYECTOR	Inyeccion proyectada Bbls/dia	Inyeccion real	% INYECTIVIDAD	Tasa de Iny optimizada Bbls/dia	Presion de Inyeccion Optimizada wellhead PSI	Presion de Inyeccion Optimizada fondo psi
L-8	371	48	13	0	0	0
L-43	786	274	35	300	411	2695
L-48	220	48	22	60	331	3168
L-55	944	98	10	0	0	0
L-64	1731	83	5	0	0	0
L-67	1893	505	27	600	325	3550
L-76	1602	424	26	500	328	2836
L-88I	309	76	25	100	338	2898
L-137	1291	300	23	350	294	3143
L-138I	114	5	5	0	0	0
L-144	1349	486	36	600	400	3191
			TOTAL	2510		

Los pozos en amarillos no fueron contemplados en el escenario de inyección, debido a su bajísima inyectividad. Por lo tanto se inyectara agua en 7 pozos. A continuación se muestran los resultados obtenidos bajo el escenario optimizado.

Figura 101. Presión estática del yacimiento E1 optimizado

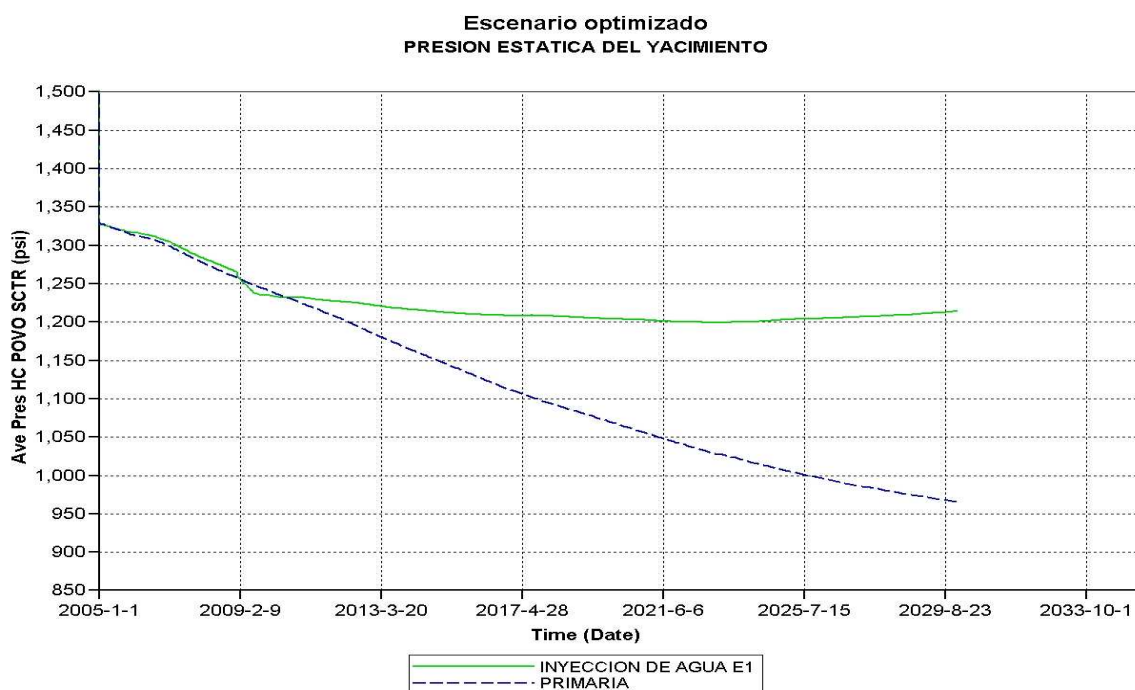


Figura 102. Producción acumulada de aceite E1 optimizado

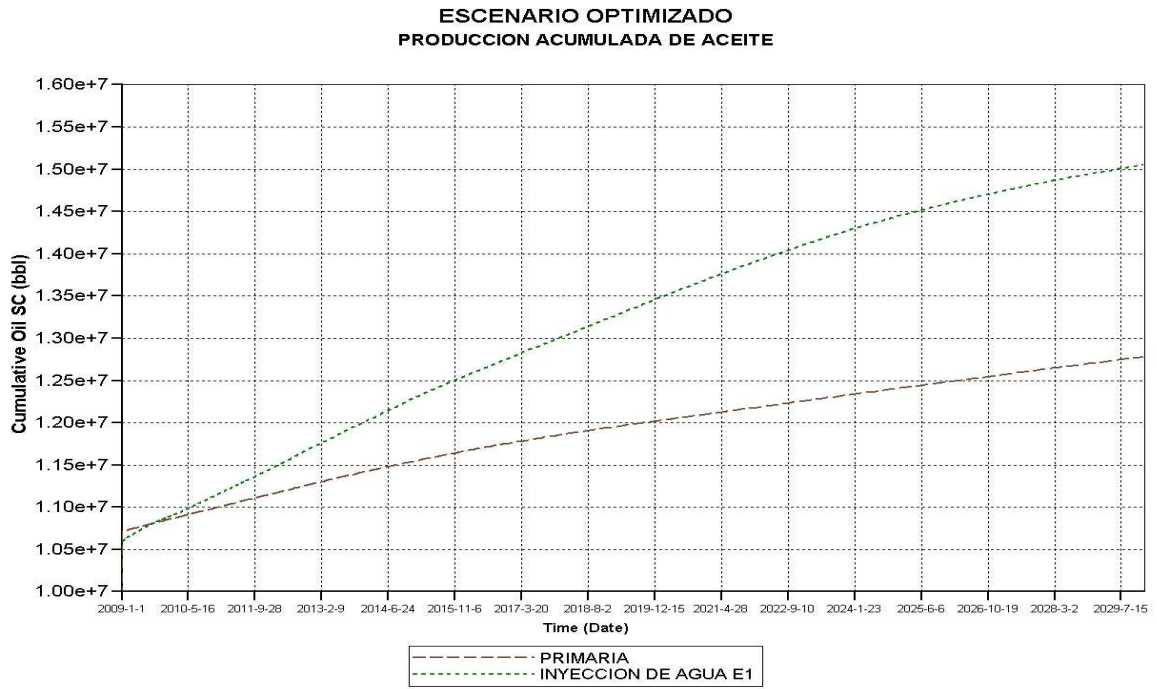


Figura 103. Producción diaria de fluidos E1 optimizado



Figura 104. Inyección & producción de agua E1 optimizado

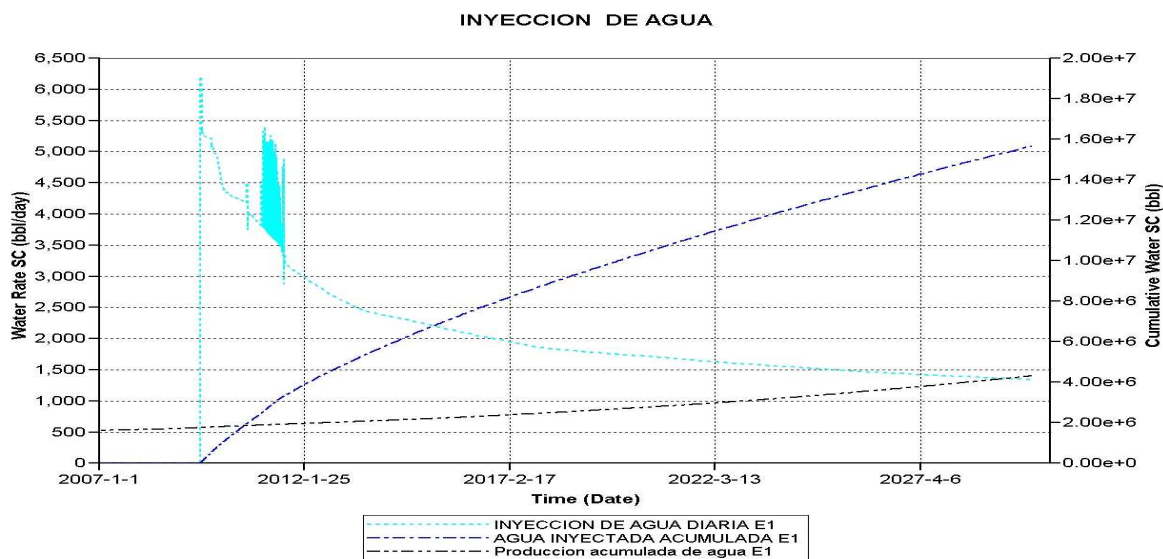


Tabla 26. Producción incremental de aceite x año debido a E1

Año	Producción Primaria (MMBLS)	Escenario I
		PRODUCCION INCREMENTAL
2009	143,800	29,900
2010	142,900	127,300
2011	139,300	133,300
2012	143,700	144,100
2013	127,100	162,000
2014	129,700	148,400
2015	112,700	130,500
2016	101,200	152,000
2017	96,500	125,000
2018	84,200	145,000
2019	80,300	147,500
2020	81,000	146,000
2021	75,000	133,000
2022	76,000	124,000
2023	81,000	104,000
2024	79,000	86,000
2025	73,600	76,400
2026	84,400	45,600
2027	59,000	56,000
2028	76,000	35,000
2029	78,000	20,000
TOTAL	2,064,400	2,271,000

Para el Escenario II y con base en las sensibilidades realizadas, se definió cuales pozos inyectoros están favoreciendo el proceso, así como cual es la tasa y presión de inyección optima para cada uno de ellos.

Tabla 27. Escenario 2 optimizado

WELL	Inyeccion proyectada BBls/dia	Inyeccion Real promedio BBls/dia	% INYECTIVIDAD	Pico de Inyeccion Bbls/dia	Tasa pde Inyeccion optimizada BBLS/dia	Presion de Inyeccion optimizada Fondo Psi
L-8	371	34	9.2		0	
L-43	786	274	34.9	800	275	3080
L-48	220	15	6.7		0	
L-55	944	75	8.0		0	
L-64	1731	78	4.5		0	
L-76	1602	413	25.8	1500	425	3620
L-137	1291	260	20.2	1200	300	3245
L-138I	114	2	1.4		0	
L-144	1349	444	32.9	1349	500	3312
L-6	1219	197	16.2	800	200	3479
I-65	210	5	2.5		0	
L-92	98	53	54.1		0	
I-1	726	116	16.0		0	
I-2	1362	531	39.0	1400	550	3357
I-4	1133	185	16.3	1000	200	3424
I-6	1547	241	15.6	1500	250	3562
I-17	1300	484	37.2	500	500	3634
I-8	1545	624	40.4	1500	650	3780
I-9	1312	300	22.9	1300	300	3669
I-10	1494	260	17.4	1000	300	4506
I-11	300	20	6.8		0	
I-12	845	118	14.0		0	
I-13	759	111	14.7		0	
I-14	310	53	17.0		0	
I-15	1871	387	20.7	1500	400	4543
I-16	97	8	8.1		0	
TOTAL				15349	4850	

Los pozos en amarillos no fueron contemplados en el escenario de inyección, debido a su bajísima inyectividad. Por lo tanto se inyectara agua en 13 pozos y se perforaran de los 15 inicialmente planeados solo 8. El pozo I-3 se observo que ofrece la misma eficiencia que el L-43, por lo tanto se incorporara este pozo al proceso y no se perforara el I-3.

Tabla 28. Pozos a perforar Escenario 2 optimizado

POZOS A PERFORAR	Fecha de inicio inyección Caso Base(60 días)
I-2	2009-08-01
I-4	2009-12-01
I-6	2009-10-01
I-17	2010-10-01
I-8	2010-02-01
I-9	2010-04-01
I-10	2010-06-01
I-15	2010-08-01

A continuación se muestran los resultados obtenidos bajo el escenario optimizado E2. Aunque la presión estática del yacimiento disminuye debido a la no contemplación de 13 pozos inyectoros planteados inicialmente, se observa que la producción incremental de aceite por campo se mantiene. Lo que muestra la eficiencia del proceso de optimización.

Figura 105. Presión estática del yacimiento E2 optimizado

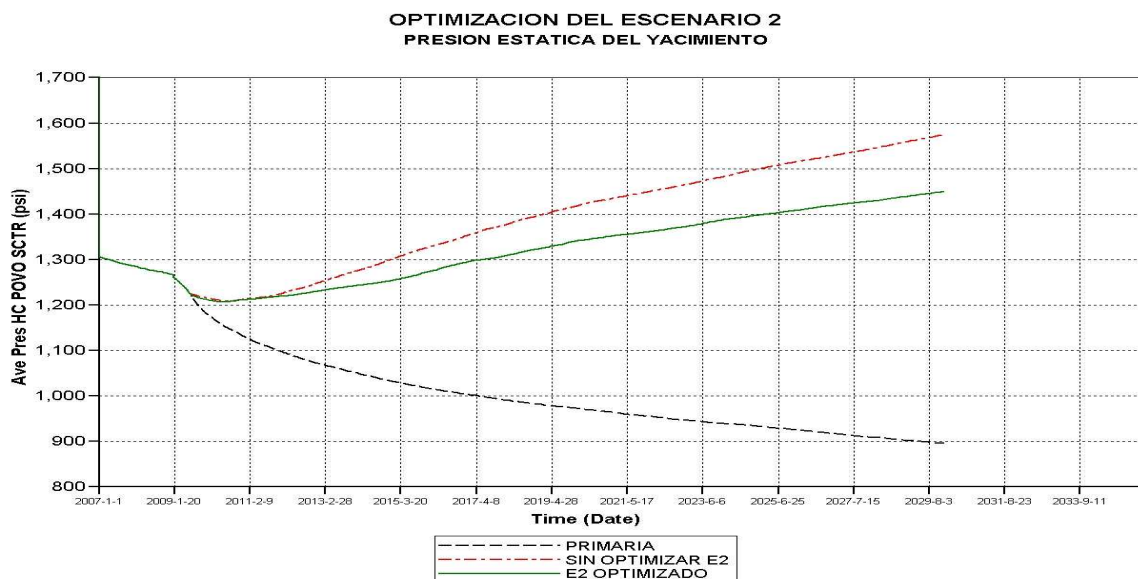


Figura 106. Producción acumulada de aceite E2 optimizado

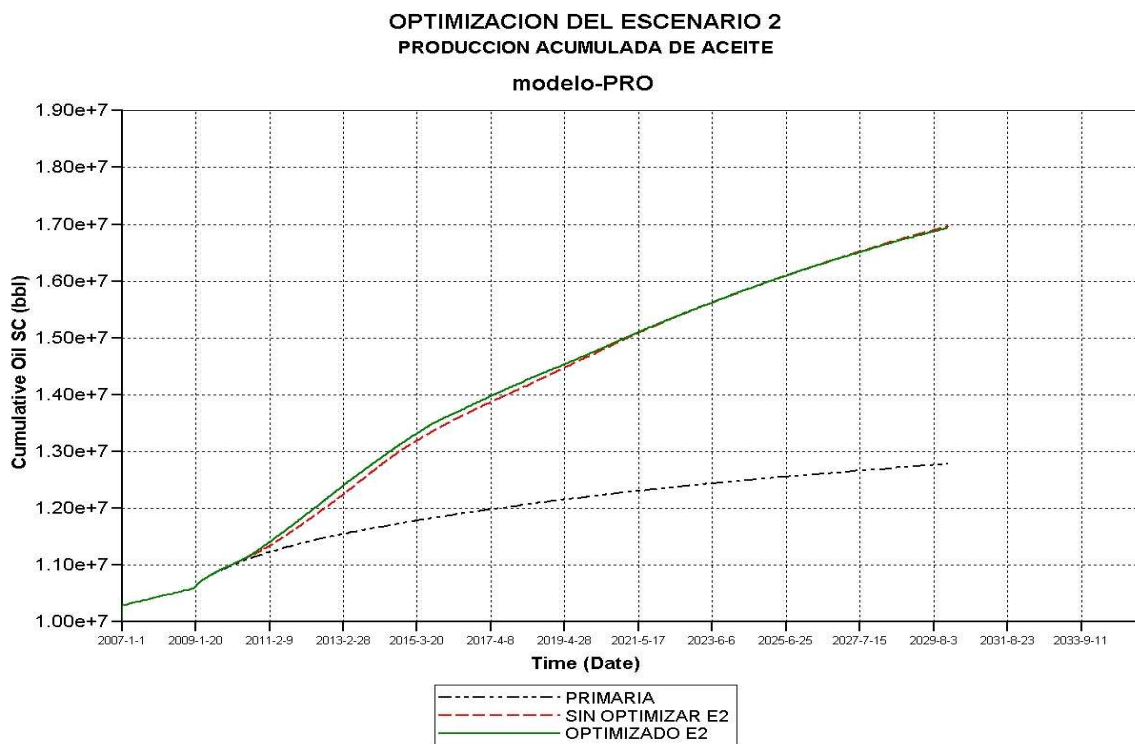
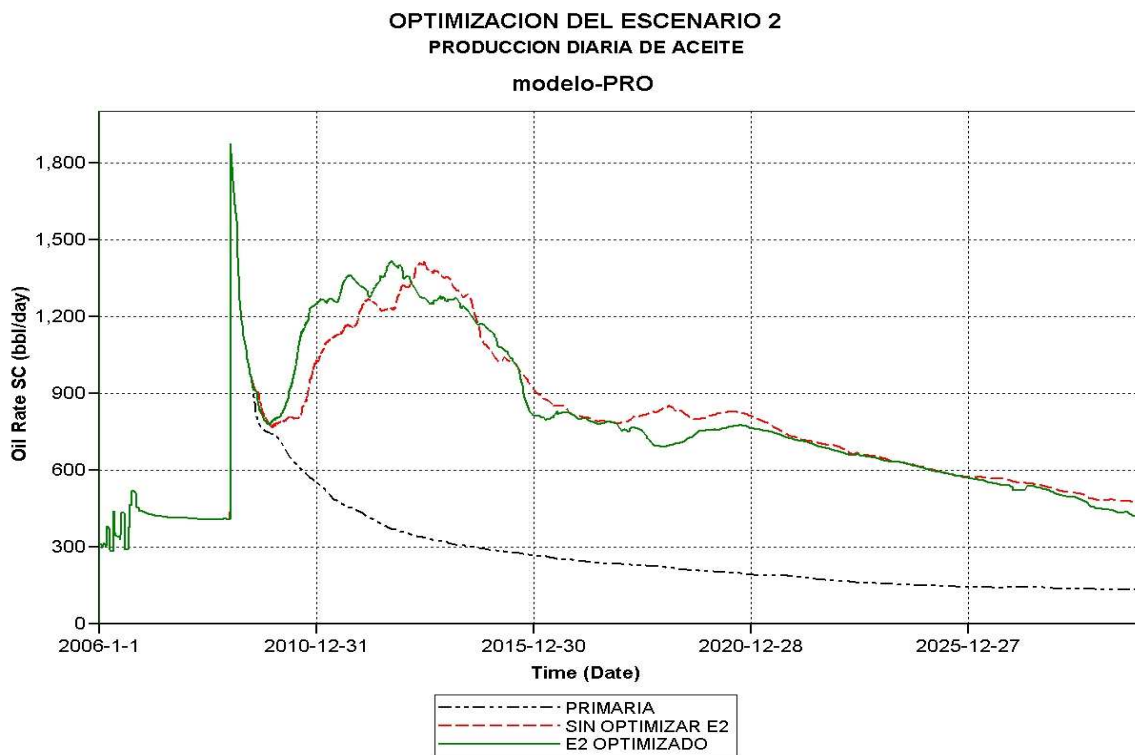
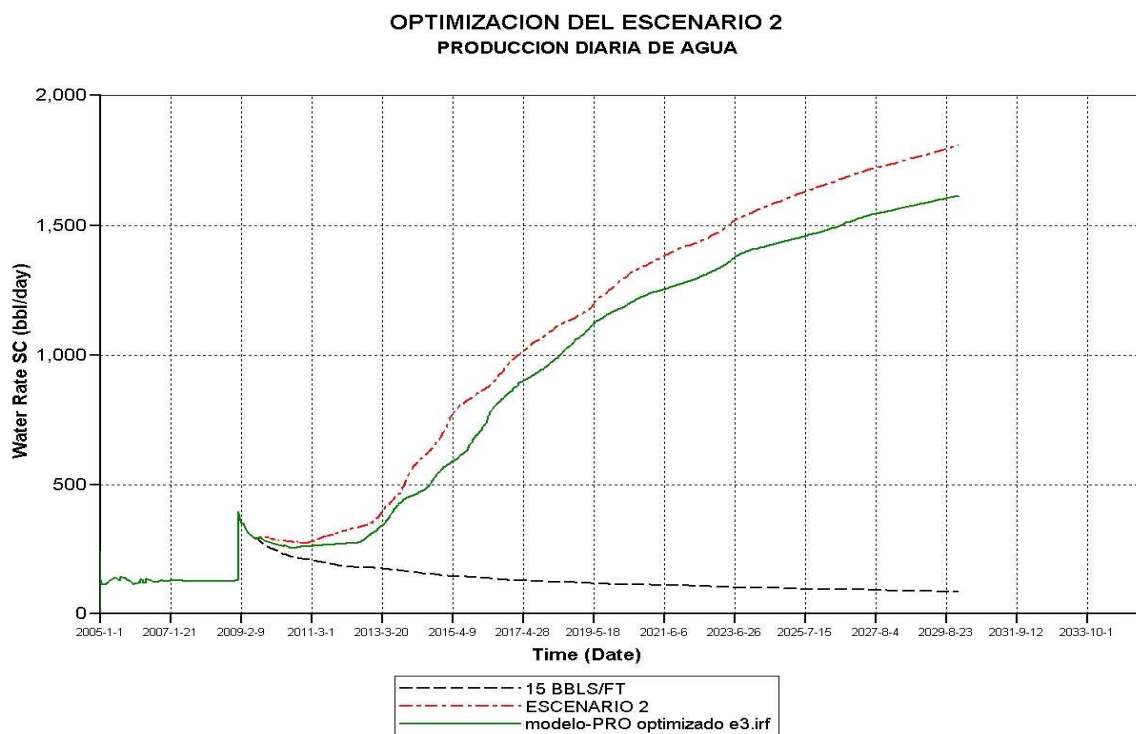
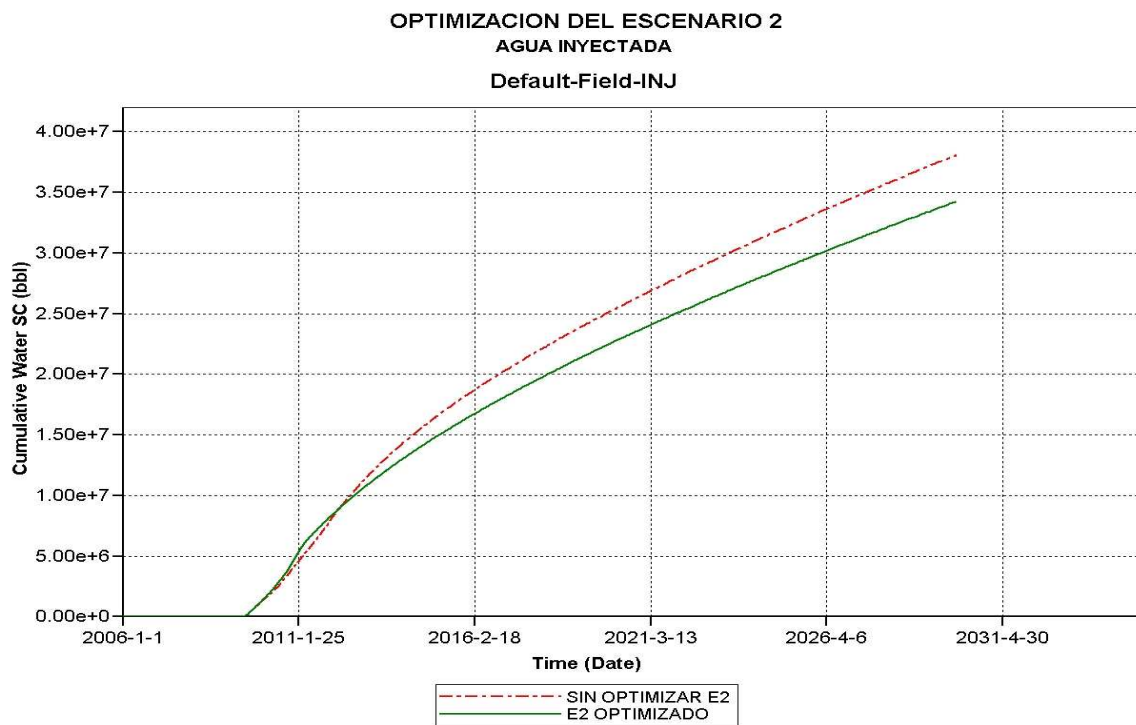


Figura 107. Producción diaria de Aceite E2 optimizado



Así mismo, la cantidad de agua necesaria para recobrar el mismo volumen de aceite es menor en un 15%. Y la producción de agua también disminuye en un 14%

Figura 108. Agua inyectada & Producida E2 optimizado



En la siguiente tabla se compara la producción incremental del Escenario 1 versus el Escenario 2, observándose que el Escenario 1 incrementaría la producción primaria del campo entre el 2009-2030 en un **110%** y el escenario 2 la incrementaría en un **203 %**. Con 24 pozos produciendo. El factor de recobro final del campo en el escenario 2 se incrementa en un 4%.

Tabla 29. Producción incremental de aceite x año debido a E2

Año	Producción Primaria (MMBBLs)	Escenario I	Escenario II
		PRODUCCION INCREMENTAL	PRODUCCION INCREMENTAL
2009	143,800	29,900	118,600
2010	142,900	127,300	228500
2011	139,300	133,300	335300
2012	143,700	144,100	357300
2013	127,100	162,000	336,300
2014	129,700	148,400	304000
2015	112,700	130,500	261,400
2016	101,200	152,000	196,200
2017	96,500	125,000	190,400
2018	84,200	145,000	111,000
2019	80,300	147,500	219,600
2020	81,000	146,000	219500
2021	75,000	133,000	207,500
2022	76,000	124,000	184400
2023	81,000	104,000	163,300
2024	79,000	86,000	148,400
2025	73,600	76,400	145,000
2026	84,400	45,600	117,300
2027	59,000	56,000	130,100
2028	76,000	35,000	100,400
2029	78,000	20,000	118,600
TOTAL	2,064,400	2,271,000	4,193,100

3.5 EVALUACION DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

Teniendo en cuenta los escenarios optimizados, se evaluó cuales son los mejores inyectoros en el campo, cuales pozos productores responden más eficiente al proceso de inyección, cálculos aproximados de tiempos de llenado irrupción de agua en los pozos productores, volúmenes porosos inyectados vs producciones incrementales, relación de agua inyectada Vs barriles de aceite producido, etc.

Tabla 30. Análisis de inyectividad inyección de agua campo Lisama

WELL	AGUA INYECTADA ACUMULADA Bbls	%	ESPESOR NETO INUNDADO PIES	Inyectividad Bbls/pie/día
I-8	4,467,420	13	82	8
I-2	3,831,050	11	86	6
L-144	3,638,730	11	83	6
I-17	3,197,420	9	75	6
L-76	3,173,620	9	85	5
I-15	2,606,460	8	91	4
L-137	2,248,920	7	82	4
I-9	2,131,270	6	73	4
L-43	2,050,045	6	56	5
I-10	1,831,490	5	63	4
I-6	1,770,910	5	93	3
L-6	1,477,860	4	68	3
I-4	1,347,250	4	72	3
total	33,772,445	100	1,009	5

Se puede concluir que la inyectividad en el yacimiento no es la deseada, en promedio se observa una inyectividad de 5 Bbls/ Pie/ día, cuando en laboratorio se había determinado que podía tomar hasta 25 Bbls/pie/día. Sin embargo con esta inyectividad se muestra mantenimiento de presión en el yacimiento e incrementos

significativos en la producción del yacimiento, de elegir un proyecto piloto con los pozos existentes en el yacimiento, los mejores candidatos seria los Pozos L-144, L-76, L-137, L-43 en el sector Norte y en el sector centro si habría la necesidad de perforar pozos nuevos(I-8,I-17,I-15,I-9,I-10)Y los existentes I-6, L-67. La principal razón de la pobre inyectividad en el modelo de simulación es la baja permeabilidad relativa al agua que se modelo.

En cuanto a la eficiencia del proceso sobre los pozos productores, se evaluó en cuales de los 28 activos, se están viendo los mejores incrementos y cuáles no tienen una buena respuesta. Los pozos en amarillo pertenecen al sector centro y los demás al sector Norte.

Tabla 31. Evaluación de la respuesta de los pozos productores a la inyección E1

WELL	PRIMARIA	E1	INCREMENTO	%
L-153	95,661	274,754	179,093	187
L-145	40,060	85,540	45,480	114
L-146	161,867	317,432	155,565	96
L-52	699,525	1,223,250	523,725	75
L-154	513,470	860,739	347,269	68
L-15	24,500	38,535	14,035	57
L-62	408,780	581,499	172,719	42
L-148	4,030	5,620	1,590	39
L-47	335,864	462,475	126,611	38
L-91	598,916	816,439	217,523	36
L-156	165,227	225,057	59,830	36
L-86	500,870	619,389	118,519	24
L-77	787,872	964,647	176,775	22
L-44	515,823	631,138	115,315	22
L-56	823,573	1,006,780	183,207	22
L-142	282,502	316,863	34,361	12
L-85	531,215	571,141	39,926	8
L-98	333,000	344,142	11,142	3
L-136	79,646	82,112	2,466	3
L-101	17,339	17,602	263	2
L-10	183,493	183,493	0	0
I-54	241,347	241,251	-96	0
L-19	458,649	446,444	-12,205	-3
I-61	386,726	360,538	-26,188	-7
L-67	421,212	261,000	-160,212	-38

En el escenario 1, 7 pozos (L-61,L-19,L-54,L101,L-136,L-98,L-10) no muestran una respuesta favorable al proceso de inyección de agua, los 17 restantes muestran incrementos entre el 10- 187 % de la producción que tendrían en etapa primaria durante el 2009-2030. De los 17 pozos, 7 pozos son del sector centro y 10 del sector Norte. Se observan producciones incrementales hasta de 500.000 Bbls por pozo. Siendo el pozo que mejor responde al proceso de inyección el L-52 en el sector Norte y el L-91 en el sector centro.

Tabla 32. Evaluación de la respuesta de los pozos productores a la inyección E2

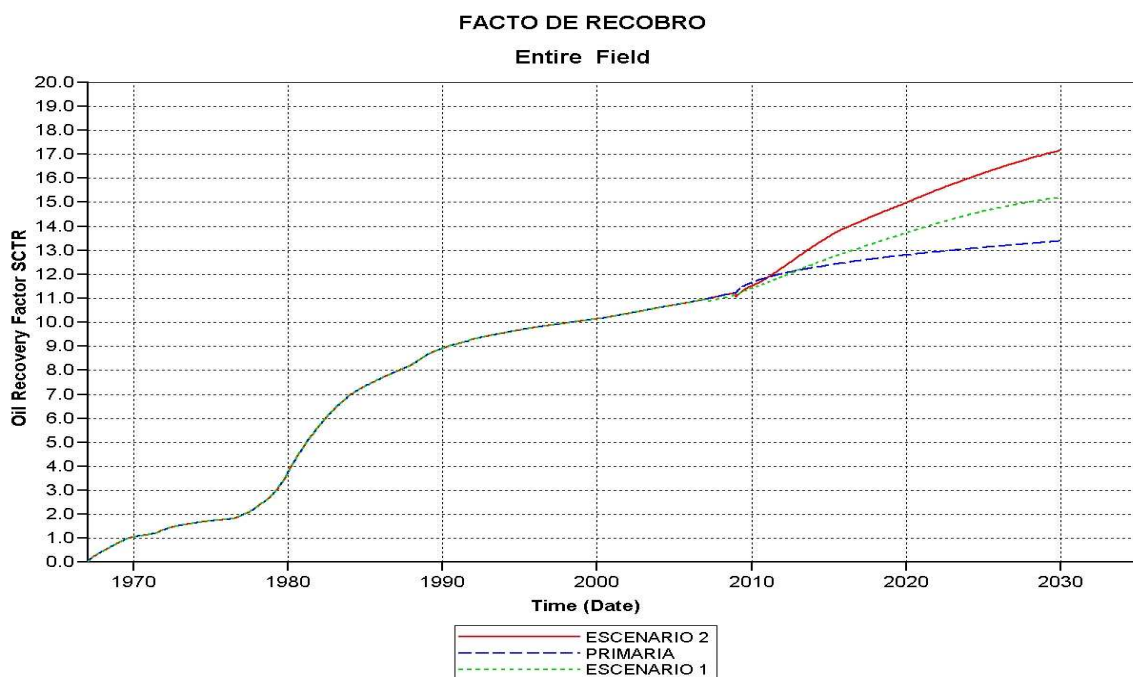
WELL	PRIMARIA	E2	INCREMENTO	%
L-152	112,552	396,749	284,197	253
L-153	95,661	272,482	176,821	185
L-145	40,060	108,885	68,825	172
L-146	161,867	402,699	240,832	149
L-10	183,493	445,890	262,397	143
L-47	335,864	753,357	417,493	124
L-77	787,872	1,484,890	697,018	88
L-85	531,215	970,543	439,328	83
L-62	408,780	691,771	282,991	69
L-52	699,525	1,149,210	449,685	64
L-156	165,227	232,812	67,585	41
L-91	598,916	833,105	234,189	39
L-92	574,181	797,765	223,584	39
L-67	421,212	550,692	129,480	31
L-15	24,500	29,146	4,646	19
L-44	515,823	602,957	87,134	17
L-56	823,573	928,363	104,790	13
L-142	282,502	313,041	30,539	11
L-98	333,000	348,498	15,498	5
L-86	500,870	512,797	11,927	2
L-136	79,646	81,323	1,677	2
L-101	17,339	17,602	263	2
L-148	4,030	4,083	53	1
L-54	241,347	238,716	-2,631	-1
L-154	513,470	501,664	-11,806	-2
L-61	386,726	371,692	-15,034	-4
L-19	458,649	440,725	-17,924	-4

En el escenario 2, 9 pozos no muestran una buena respuesta, básicamente son 2 más que el escenario 1 y la razón que el L-67 no se contempló como inyector en el escenario 2 y en el escenario 1 mostró una buena respuesta. Por tal razón se considera que el L-67 a pesar de que actualmente es un productor del campo, también puede ser un buen inyector y debe contemplar dentro del esquema de desarrollo.

Por otra parte, 18 pozos muestran una respuesta favorable al proceso de inyección, 9 ubicados en el sector centro y 9 en el sector Norte, siendo el pozo de mejor desempeño el L-77 con producciones incrementales de 700.000 Bbls y el L-47 en el sector centro con producciones incrementales de 420.000 Bbls. La respuesta de cada uno de los pozos puede ser observada en el anexo B.

De igual manera el factor de recobro para cada uno de los escenarios es mostrado a continuación, se observa un incremento del 4 % para el escenario 2 y 2 % para el Escenario 1.

Figura 109. Factor de recobro de los escenarios



Sin embargo hay que tener en cuenta que este factor de recobro está calculado con base en todo el modelo y realmente debería hacerse sobre el área afectada por la inyección de agua. Por lo tanto, se hicieron los respectivos cálculos y se tiene la siguiente tabla.

Tabla 33. Factores de recobro del área barrida por la inyección de agua.

	VOLUMEN POROSO (Bbls)	OOIP (Bbls)	FR 2030 PRIMARIA (%)	FR 2030 SECUNDARIA E1 (%)	FR 2030 SECUNDARIA E2 (%)
AREA BARRIDA	396,366,874	64,872,000	19.7	23.2	26.16
SECTOR NORTE	191,576,135	33,032,000	23.67	28.7	29.36
SECTOR CENTRO	204,790,739	31,840,000	15.58	17.49	22.85

De acuerdo a la información analizada, el incremento en el factor de recobro no sería del 4% en el Escenario 2, sino del 6.5 % sobre el área barrida. También se puede observar que el sector centro muestra una diferencia considerable de recobro entre el escenario y el escenario 2, esto principalmente a los 5 pozos nuevos inyectores perforados para este escenario. Desde un punto de vista matemático se tiene un mejor desempeño de la inyección de agua en el sector Centro ya que se logra incrementar el factor de recobro en 7.3 % comparado con el 5.7% obtenido para el sector norte y evaluados bajo el escenario 2.

Por otra parte, si hacemos una relación de los volúmenes porosos de agua inyectados en el yacimiento y por sector tenemos:

Tabla 34. Volúmenes porosos inyectados

	VOLUMEN POROSO (Bbls)	AGUA INY E2 (Bbls)	AGUA INY E1 (Bbls)	AGUA INY E2 Volúmenes Porosos	AGUA INY E1 Volúmenes Porosos
AREA BARRIDA	396,366,874	33,772,445	18,797,390	0.085	0.047
SECTOR NORTE	191,576,135	18,060,525	13,105,750	0.0942	0.068
SECTOR CENTRO	204,790,739	15,711,920	5,691,640	0.0767	0.027

En ninguno de los escenarios se inyecta más de 0.1 volúmenes porosos a lo largo de 20 años de inyección, lo que refleja la baja inyectividad del modelo, sin embargo, como ya se ha mencionado antes con 0.09 volúmenes porosos inyectados se puede incrementar el factor de recobro en un 7 %.

Analizando la información consignada en las tablas 39 y 40 tenemos que la relación barriles incrementales de aceite sobre agua inyectada es la siguiente:

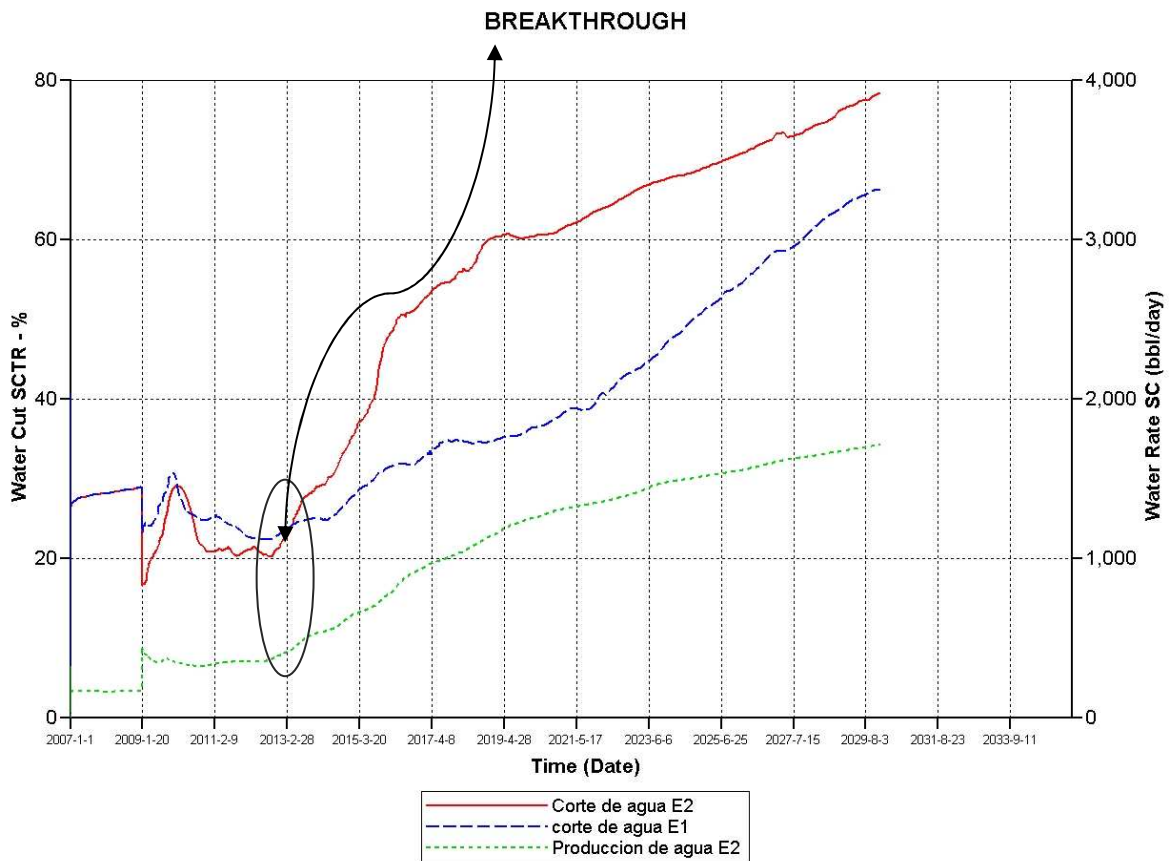
Tabla 35. Relación agua inyectada /aceite producido

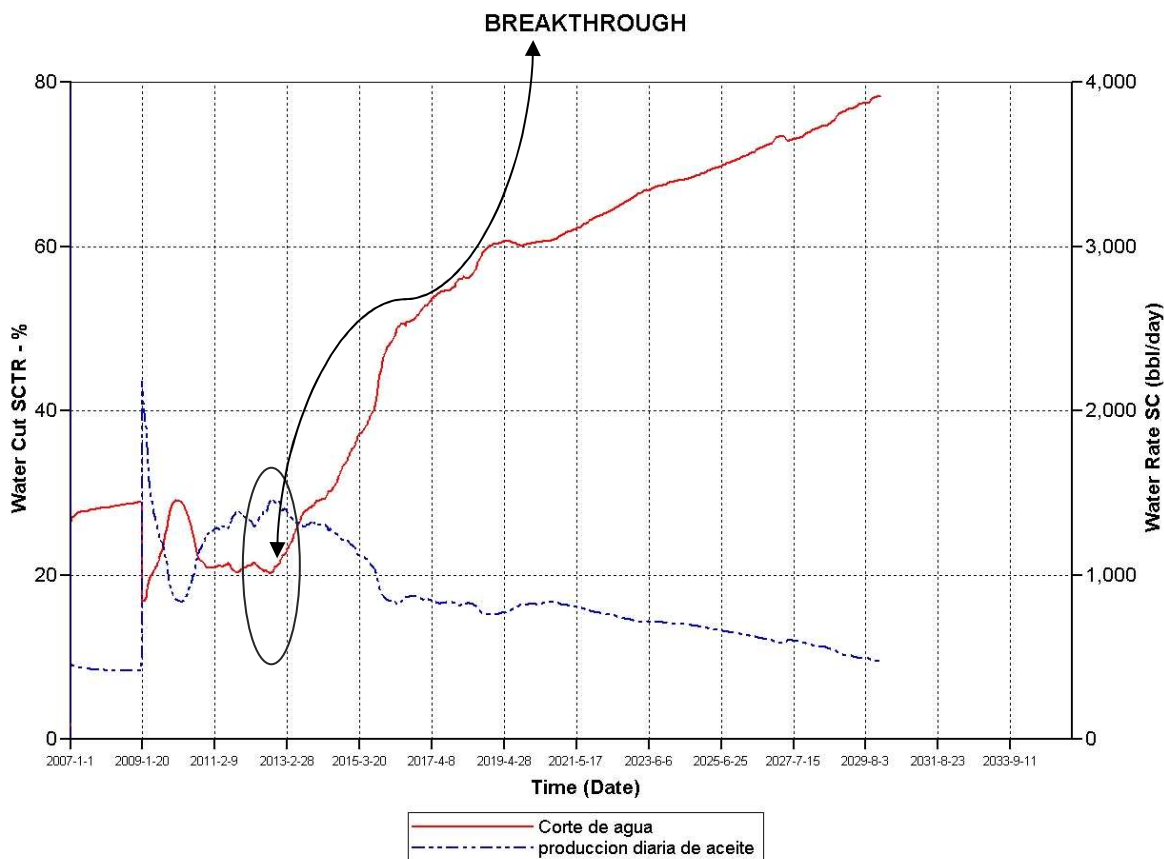
	ACEITE INCREMENTAL E1(Bbls)	AGUA INY E1 (Bbls)	OWR E1	ACEITE INCREMENTAL E2 (Bbls)	AGUA INY E2 (Bbls)	OWR E2
AREA BARRIDA	2,271,000	18,797,390	8.2	4,193,100	33,772,445	8.05
SECTOR NORTE	1,751,893	13,105,750	7.4	2,422,647	18,060,525	7.45
SECTOR CENTRO	519,107	5,691,640	11	1,770,453	15,711,920	8.87

Se concluye que para el proyecto por cada 8 barriles de agua que se inyecte se producirá un barril incremental de aceite siendo el de mejor eficiencia el sector Norte.

Finalmente otros parámetros importantes a evaluar son el tiempo al cual se producción la irrupción de agua en los pozos y la influencia sobre este de la saturación de gas al inicio de la inyección.

Figura 110. Análisis del tiempo de irrupción en los pozos productores



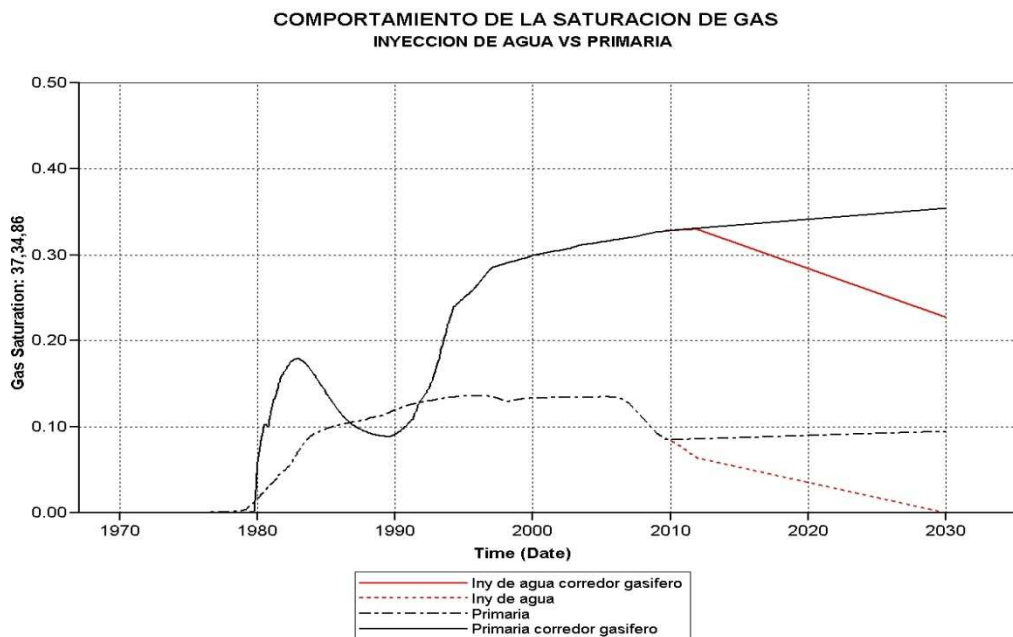


Analizando la figura 110, se observa claramente cuando el agua irrumpe en los pozos productores, ya que el corte de agua se incrementa considerablemente y la producción de aceite disminuye. De acuerdo a lo observado, el “Brekthrough” ocurrirá al cabo de 3.5 años de iniciarse la inyección, hacia comienzos del 2013. Indicándonos que la saturación de gas en el yacimiento al comienzo de la inyección es relativamente alta.

Como se menciona anteriormente, la saturación de gas al inicio de la inyección en promedio en el yacimiento está alrededor del 10 %, excepto en el corredor gasífero o algunos sectores del yacimientos bastante depletados que puede estar cercana o ser mayor al 30%; como se menciona en el capítulo I, Los tiempos de respuesta a la inyección son gobernados por la saturación de gas al inicio del proceso, así mismo, como el tiempo de llenado y la irrupción del agua en los pozos productores.

En la grafica se puede observar el comportamiento de la saturación de gas a medida que el proceso de inundación se va dando en el yacimiento, observándose tiempos de llenado total, bastante largos, pero tiempos de llenado inicial cercanos a los 3 años en sectores donde se tienen saturaciones de gas altas. De igual manera, se observa la efectividad del proceso, en la solubilización del gas como respuesta al incremento en la presión del yacimiento

Figura 111. Comportamiento de la saturación de gas Vs Inyección de agua



4. EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA PRECIPITACION DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA

Comúnmente, el petróleo crudo está formado por cuatro fracciones: saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos. Las parafinas se identifican dentro de la fracción conocida como saturados. Estas se encuentran en crudos livianos 28-40 °API cuyo mayor contenido es de aromáticos y saturados de bajo peso molecular.

Tabla 36. Análisis SARA Crudo Lisama

SATURADOS	AROMATICOS	RESINAS	ASFALTENOS
45.32%	28.25%	22.95%	3.47%

Uno de los principales problemas operativos del campo Lisama, desde los inicios de su vida productiva, ha sido la precipitación de Parafina en los sistemas de producción y en algunas ocasiones en la cara del pozo. La precipitación de las parafinas se debe principalmente a la pérdida de solubilidad del crudo la cual puede ocurrir por diversas causas dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y composición del yacimiento. Un factor importante para detectar una posible precipitación es el Punto de Nube el cual se define como la temperatura por debajo de la cual se forma el primer o los primeros cristales de parafina.

Los cristales de parafina requieren un agente que los agrupe para formar una partícula espesa separada del crudo; este agente en la mayoría de los casos es el asfalteno y los finos (partículas de arena) de la formación, que se está explotando. La precipitación de parafina en los sistemas de producción causa taponamientos en las tuberías de producción y en la cara del pozo taponan las gargantas de poro reduciendo drásticamente el flujo de fluidos hacia el pozo.

El problema de la precipitación en los sistemas de producción se ha venido manejando empleando diversos tipos de tecnologías para remover la parafina e inhibir la precipitación con resultados aceptables siendo el más empleado, el bombeo de aceite caliente tanto en las líneas de Superficie como en el equipo de subsuelo.

Sin embargo el inconveniente al que nos enfrentamos ahora, tiene que ver más con el daño que se pueda ocasionar en la cara de los pozos, especialmente los inyectores de agua, debido al posible enfriamiento de la formación como causa de la inyección de agua a una temperatura (85°F) mucho menor que la temperatura del yacimiento (156°F) ocasionando el alcance de punto nube y la posterior precipitación del componente parafinico.

4.1 PUNTO DE NUBE Y ONSET DE CRISTALIZACION PARA EL CAMPO LISAMA¹¹

Los conocimientos teóricos y los recursos técnicos disponibles, nos permiten estudiar experimentalmente el comportamiento de fase de las parafinas. Con ello, podemos establecer si las parafinas de un crudo cristalizan cuando son sometidos a cambios termodinámicos que implica producirlos y determinar la condición termodinámica a la cual ocurre la cristalización. Si no hay cristalización no se formaran partículas que precipiten y taponen las gargantas de los poros o que se depositen en los sistemas de producción, y se puede descartar a las parafinas como un riesgo potencial o como una causa de daño. Para ello se realizaron en el Instituto Colombiano del Petróleo las pruebas de laboratorio¹¹ necesarias para estudiar el comportamiento de fase de las parafinas del crudo Lisama, las cuales estuvieron dirigidas a determinar punto de nube y el onset de cristalización de las parafinas.

Los ensayos para la prueba de punto de nube fueron realizados a condiciones de yacimiento:

Temperatura: 156 °F

Presión de yacimiento: 2800 psi.

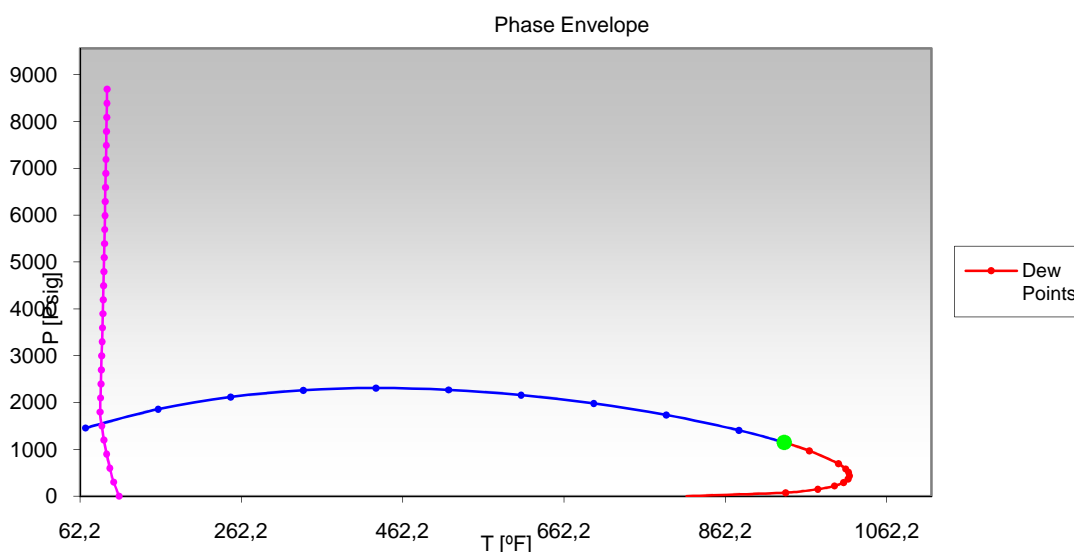
En crudos de los pozos Lisama 13, Lisama 54 y Lisama 86. Los puntos de nube obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 37. Punto de nube Crudo Lisama

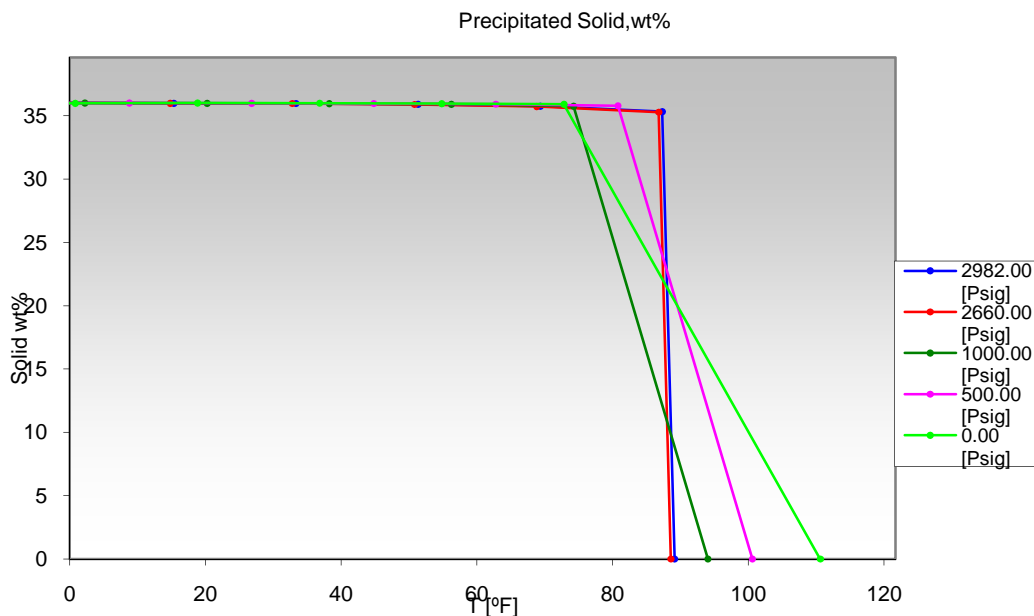
MUESTRA	°API	BSW	PUNTO DE NUBE(°F)
Lisama 13	29.7	0.6	111.2
Lisama 54	31.9	18	107.6
Lisama 86	28.9	50	107.6

Para determinar el onset de cristalización¹¹ se trabajaron en el instituto con muestras de crudo del pozo Nutria 31, los resultados obtenidos muestran que para la presión original del yacimiento y a presiones mayores a 2000 psi, no se observa precipitación de parafinas, sin embargo, a presiones menores de 1500 y temperaturas por debajo de 120 °F se ubica el onset de cristalización. Como se muestra en los gráficos siguientes:

Figura 112. Envoltente de depositacion de parafinas Lisama



Fuente: Determinación del onset de cristalización en una muestra de fondo del pozo nutria – 31. Rojas J. Ecopetrol 2007

Figura 113. Curva de formación de parafinas-Lisama en función de la presión

Fuente: Determinación del onset de cristalización en una muestra de fondo del pozo nutria – 31.Rojas J. Ecopetrol 2007

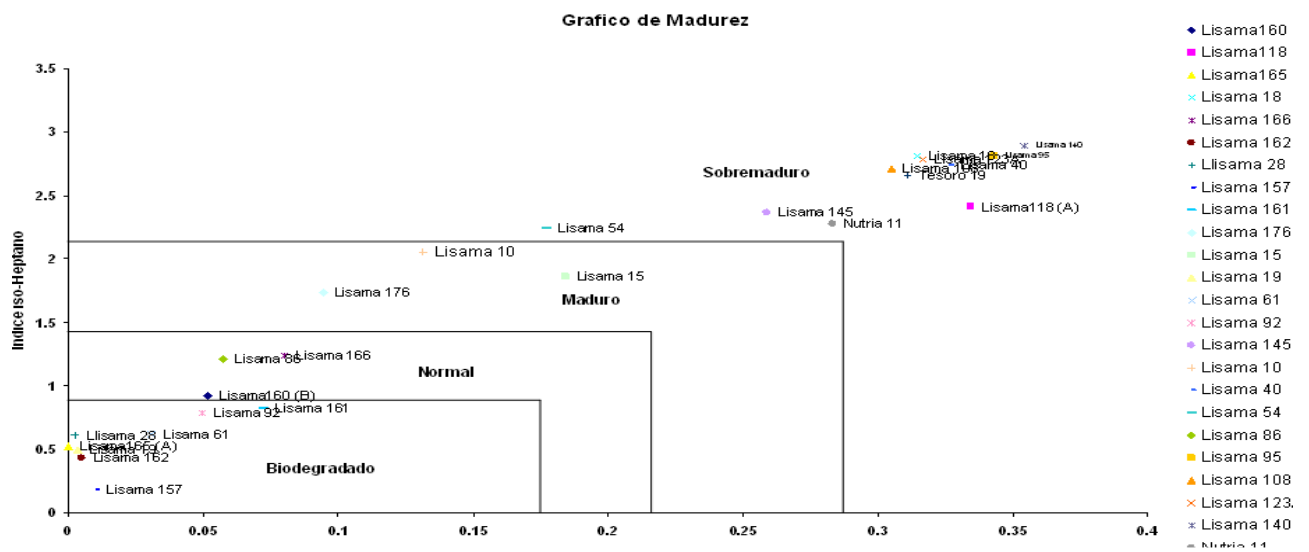
4.2 ANALISIS DEL ESTUDIO GEOQUIMICO DEL CRUDO LISAMA

Se evaluaron desde un punto de vista geoquímico 25 muestras de crudo del Campo Lisama⁹. La evaluación geoquímica de los crudos tanto en su fracción de los compuestos livianos, como el análisis geoquímico convencional, claramente demuestra que los crudos del campo Lisama presentan diferencias composicionales y características geoquímicas que permite agruparlos en 7 grupos, los cuales pareciera corresponder a 7 compartimientos dentro del campo.

La división grupal, se caracteriza por presentar homogeneidad composicional, lo cual permite decir que los pozos están produciendo de un mismo compartimiento y son menos o más alterados que el resto de los crudos del campo, lo que se ve reflejado en mayores o menores concentraciones de **Parafinas, isoparafinas** y compuestos aromáticos.

En conclusión se observó que a mayor grado de madurez, mayor es la concentración de **parafina** en el crudo. El gráfico siguiente ilustra el grado de maduración de las 25 muestras analizadas. Se observa un mayor grado de madurez hacia la parte norte del yacimiento.

Figura 114. Nivel de madurez de los crudos del campo Lisama



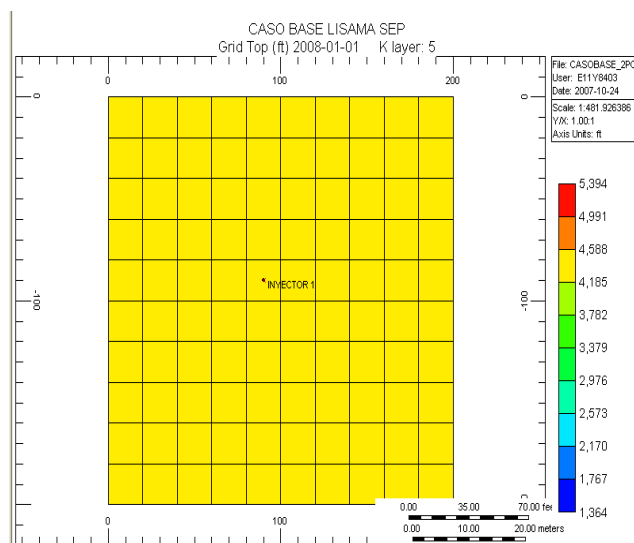
Fuente: Geoquímica de yacimientos del campo Lisama. Marquez R. Ecopetrol 2007.

4.3 SIMULACION NUMERICA DEL EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA TEMPERATURA.

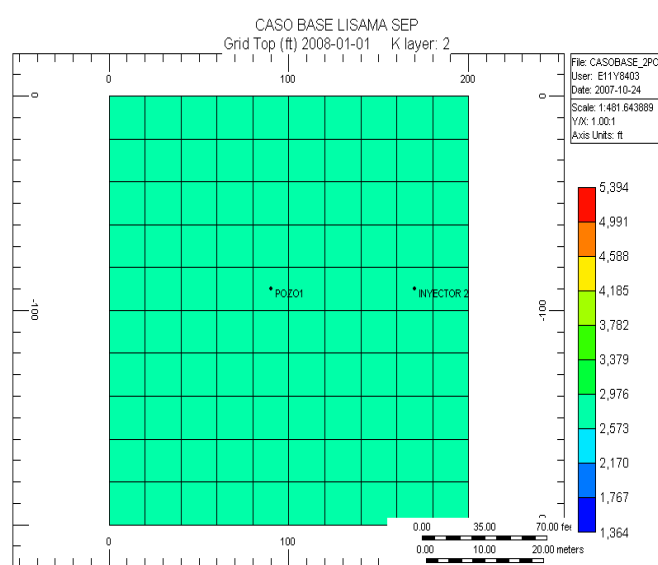
Una vez identificado el punto de nube para los crudos del campo Lisama, el siguiente paso era evaluar, en cuántos grados podría disminuir la temperatura en la cara de los pozos inyectoros y en la formación Mugrosa B, debido a la inyección de agua a una temperatura mucho menor que la temperatura actual del yacimiento (156°F). Para ello en principio se construyó un modelo conceptual con diferentes arreglos de pozos y sensibilizando varios factores de operación y yacimiento, para evaluar la influencia de los mismos sobre el comportamiento de la temperatura.

4.3.1 Grid de simulación. El grid fue construido en la herramienta Builder (CMG), se modelaron 700 celdas (10 i, 10j, 7k) tipo córner point, con un área total de 1 acre y tamaño de celda de 400 Ft², el modelo incluía propiedades petrofísicas y modelamiento de fluidos del grid grueso (modelo dinámico generado en el cap. 2). Ver figura

Figura 115. Grid de simulación conceptual.



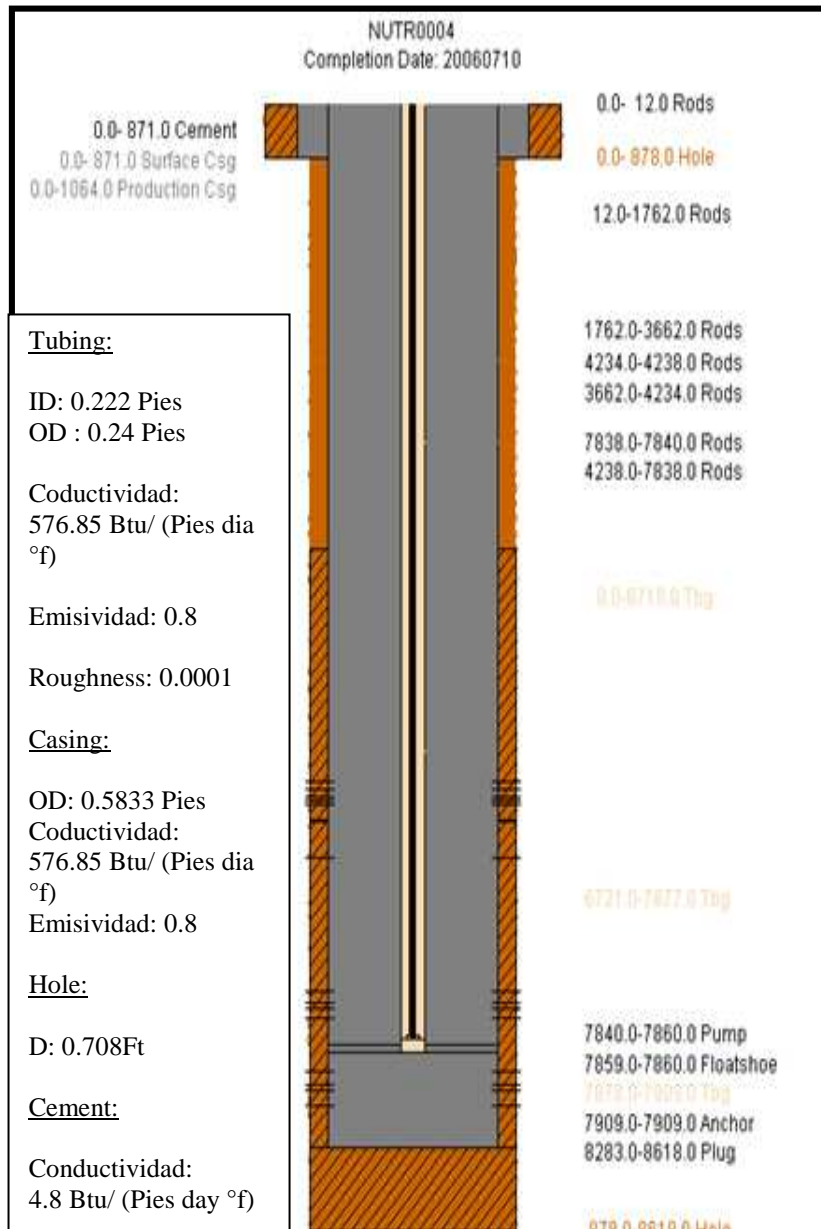
4.3.2 Ubicación de los pozos. Se modelaron tres tipos de arreglos, en el primero de ellos un pozo inyector fue ubicado en el centro del grid para evaluar el enfriamiento en la cara del pozo; un segundo arreglo contemplo un patrón de inyección en línea directa (2 pozos) para evaluar el enfriamiento de la formación entre el pozo productor y el inyector. Y finalmente un tercer arreglo donde se evalúa el funcionamiento de un patrón de 3 puntos.

Figura 116. Inyección en línea directa.

4.3.3 Completamiento de los pozos. Para cuantificar mas acertadamente el efecto de la temperatura fue necesario cargar a la herramienta el completamiento de los pozos, datos como diámetros externos e internos del revestimiento, de la tubería de producción, diámetro del hueco, conductividades de la tubería del cemento, entre otras.

A continuación se presenta un completamiento típico de los pozos:

Figura 117. Completamiento típico de un pozo del campo Lisama



Fuente: Metodología practica para la inhibición y remoción de parafinas en el campo Lisama. Medina C. Ecopetrol 2001.

4.3.4 Propiedades térmicas del yacimiento. Teniendo en cuenta que algunas propiedades térmicas de de la formación tiene una fuerte influencia sobre el comportamiento de la temperatura, fue necesario introducir ciertas propiedades térmicas y sensibilizarlas con el fin de evaluar su impacto sobre los resultados finales. Los valores abajo referenciados son valores estandarizados para areniscas y son referenciados a valores medidos de la formación Mugrosa en otros campos.

Tabla 38. Propiedades térmicas del yacimiento

PROPIEDADES TERMICAS	
PARAMETRO / PROPIEDAD	VALOR ORIGINAL
Compresibilidad de la formación	2.8 E-05
Gradiente geotérmico	0.014 °F/Pies
Capacidad Calorífica	26.6 BTU/Pies ³ -°F
Conductividad Termal de la Roca	37.17 BTU/pies ³ -Dia-°F
Conductividad Termal del aceite	1.589
Conductividad Termal del Agua	1.578
Conductividad Termal del Gas	0.013
Perdidas de calor al Overburden	28.2 BTU/ pies ³ -°F
Perdidas de calor al underburden	28.66 BTU/ pies ³ -°F
Conductividad termal del Overburden	1.09 BTU/ pies ³ -Dia-°F
Conductividad termal del underburden	1.0516 BTU/ pies ³ -Dia-°F

4.3.5 Condiciones operativas. Para los tres arreglos de pozos, se tomaron las siguientes condiciones de inyección, como caso base

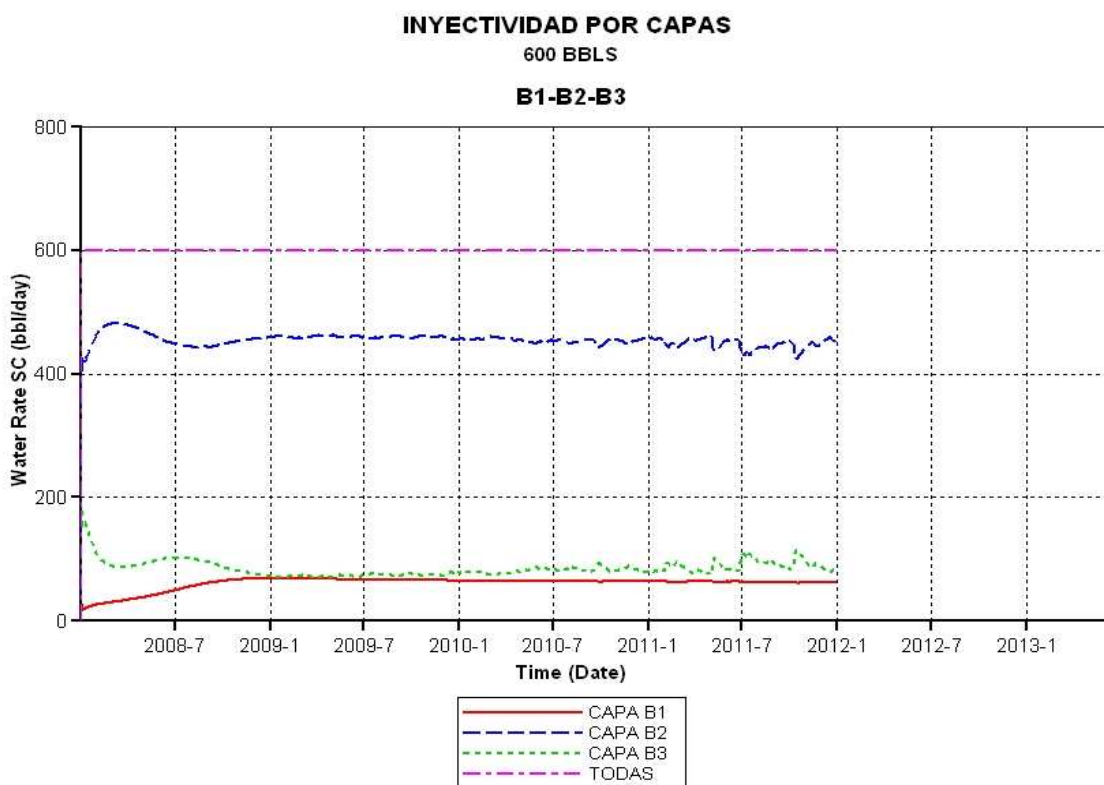
Tabla 39. Condiciones operativas de la inyección de agua

CASO BASE	
PARAMETRO / PROPIEDAD	VALOR
Presión de Inyección	1500 PSI-WHP
Temperatura de inyección	85°F
Temperatura de superficie	85 ° F
Tasa de inyección	600 Bbls/día
Espesor de inundación	FRM B(120 pies)
Patrón de inyección	LINEA DIRECTA SINGLE WELL
Tiempo de inyección	4-16 años

4.4 RESULTADOS Y ANALISIS

Una vez elaborado el modelo de simulación, se hicieron las respectivas corridas en el software STARS, el cual está habilitado para evaluar el cambio en la temperatura debido al choque térmico producido, teniendo en cuenta la conductividad de los fluidos y la composición de los mismos para cuantificar el posible daño causado en la cara de la formación.

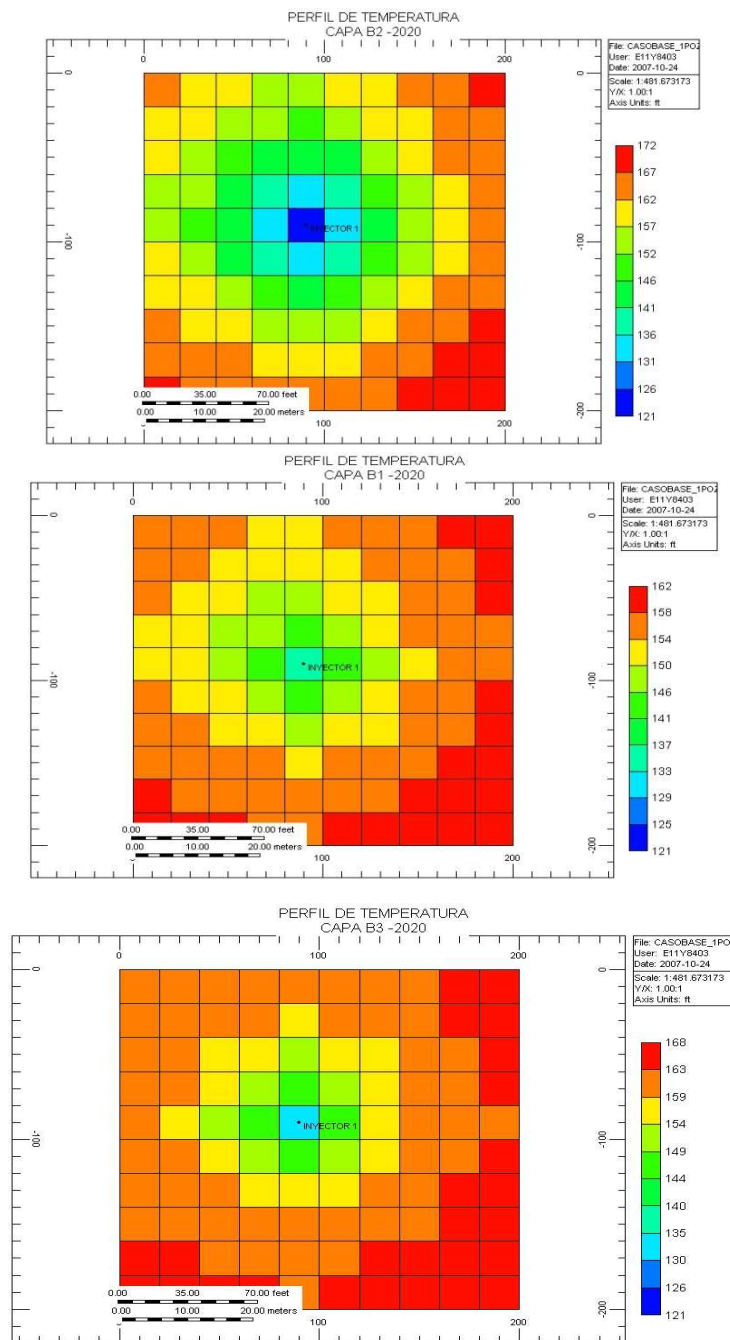
4.4.1 Inyectividad. La tasa de inyección manejada fue de 600 Bbls /día, a espesor abierto es decir (B1-B2-B3), por lo tanto el primer análisis realizado fue determinar cuánto estaba tomando cada una de las arenas a las cual se les estaba inyectando, teniendo en cuenta que sus propiedades son diferentes.

Figura 118. Distribución por arenas de la inyección de agua

Se observa que de los 600 Bbls inyectados, la formación B2 toma alrededor del 75 %, debido a sus buenas propiedades petrofísicas, la formación B1 y B3, toman en promedio 100 Bbls cada una. Por lo tanto se espera un mayor enfriamiento en B2.

4.4.2 temperatura en la cara del pozo inyector. Como producto de la inyección de agua, se observa que en la cara del pozo inyector se presenta una disminución significativa de la temperatura, siendo más notoria en la capa B2, una caída de 35 °F en 12 años de inyección. La cual a los dos años de inyección alcanza su punto promedio y se mantiene relativamente constante a lo largo del proceso.

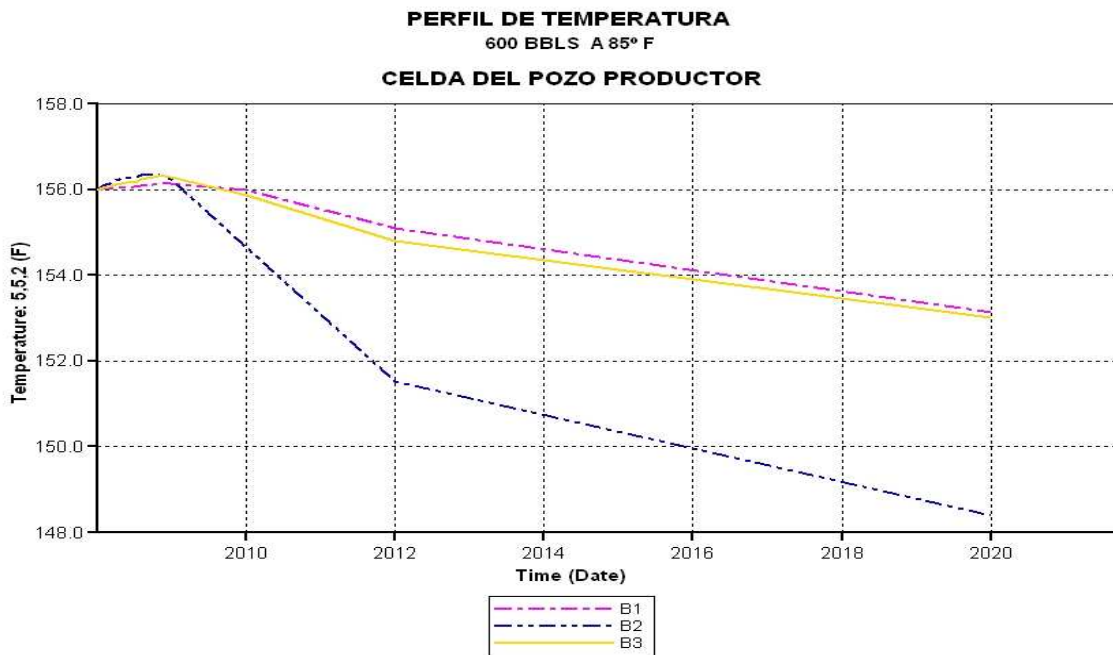
Figura 119. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector



4.4.3 temperatura en la cara del pozo productor. Al igual que la temperatura en la cara del pozo inyector, la temperatura en el pozo productor cae, sin embargo, esta es mucho menor que para el primer caso, apenas de 8°F en los 12 años de inyección, de igual manera, la caída de temperatura no alcanza un punto bajo,

sino que con el tiempo se va incrementando levemente. A pesar de la extrema cercanía del pozo inyector al productor (80pies), se observa que el disturbio de temperatura solo se presenta con importancia en el pozo inyector.

Figura 120. Disminución en la temperatura en la cara del pozo productor



4.4.4 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Tasa de inyección. Con el fin de observar y establecer una relación directa entre la tasa de inyección y la disminución en la temperatura, se inyectó agua diferentes tasas, estos fueron los resultados obtenidos:

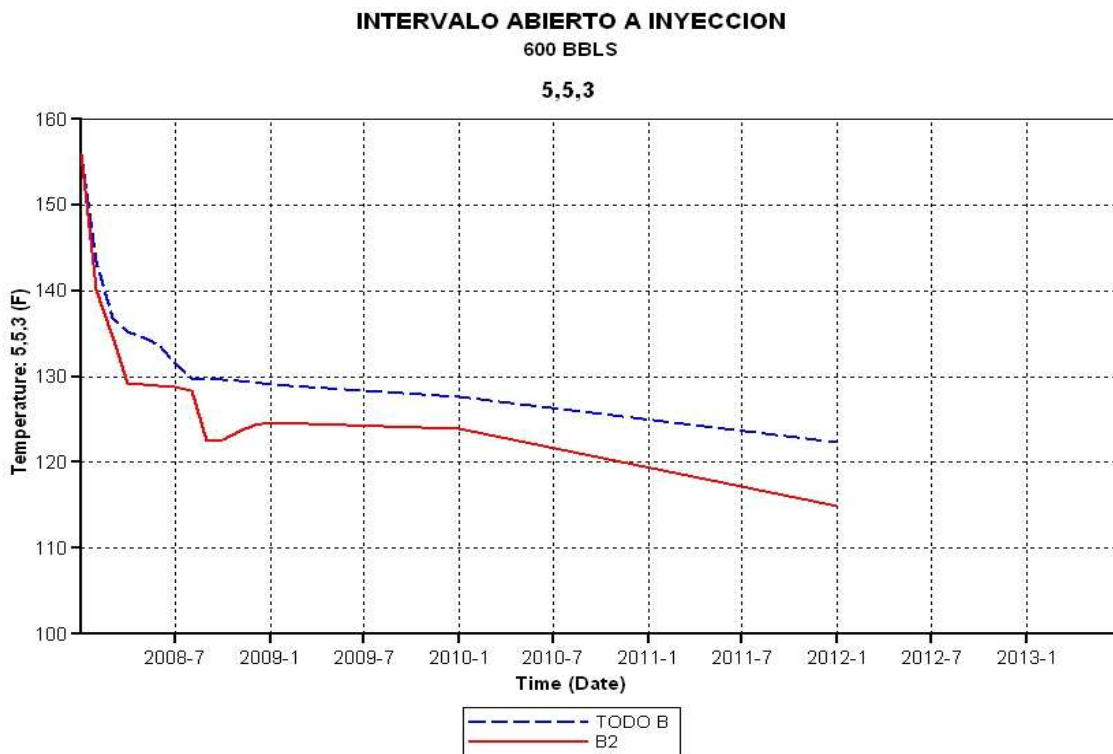
Tabla 40. T° Vs Tasa de inyección

Tasa de Inyección(Bbls/d)	T° min F	Tiempo meses
600	121	48
1000	110	12
1500	105	24
3000	98	12
5000	95	12

Se observa una relación directa entre la tasa de inyección y la disminución en la temperatura, generándose valores de temperatura (95°F) muy cercanos a la temperatura de inyección (95°F) y por debajo del punto de nube establecido para el campo Lisama (107 °F aprox). Se define que la tasa de inyección es un factor crítico a l momento de diseñar el proyecto de inyección, con el fin de evitar la precipitación de parafinas en la cara del pozo inyector.

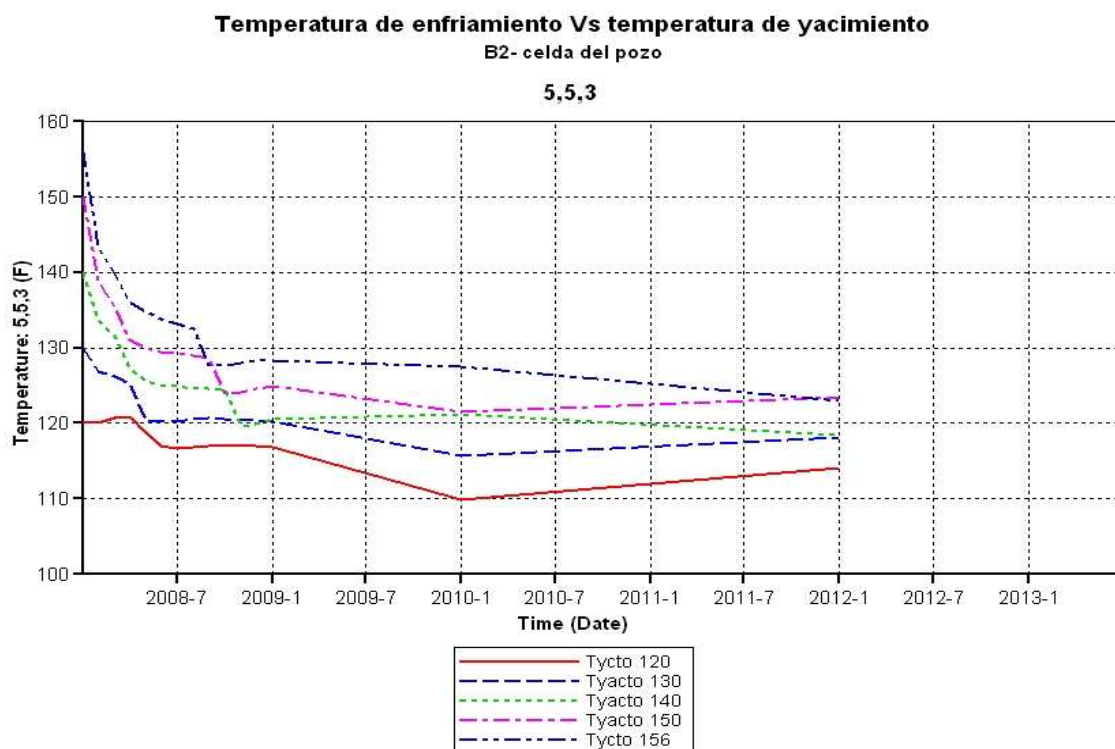
4.4.5 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs espesor inundado. Para evaluar este efecto se inyectaron 600 Bbls en todo B (200Ft) (B1-B2-B3) y se corrió otro escenario donde se inyectó solo en B2 (120 Pies). Los resultados son concluyentes, entre mayor sea el índice de inundación (WI / HNET) mayor será el descenso en la temperatura.

Figura 121. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector Vs espesor a inundar



4.4.6 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Temperatura de yacimiento. Un escenario interesante se corrió, para ver en qué grado, la temperatura disminuía cuando la temperatura original del yacimiento no era 156 °F, sino pudiera ser 120, 130, 140 o 150°F, teniendo en cuenta que el tope de la formación mugrosa B esta alrededor de los 5000 Pies en promedio y su base está en algunos sectores del yacimiento a los 12000 Pies.

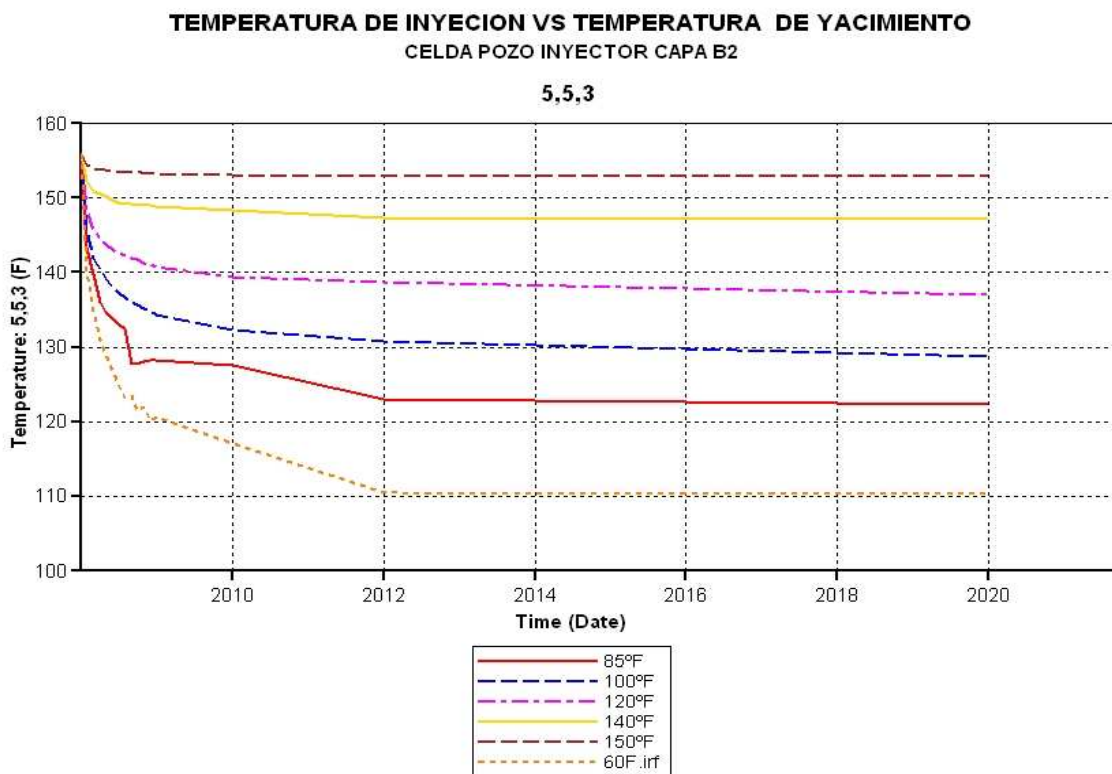
Figura 122. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector Vs temperatura original del yacimiento



Como se observa en la figura 122, si hay cierto grado de variación, sin embargo se observa que a temperaturas de yacimiento entre 156 y 120°F la variación de la temperatura en la cara del pozo inyector es apenas de 10 °F

4.4.7 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Temperatura de Inyección. Agua fue inyectada a diferentes temperaturas, con el fin de observar su impacto sobre el enfriamiento del yacimiento en el pozo inyector. Los resultados muestran una relación directa entre las dos variables.

Figura 123. Disminución en la temperatura en la cara del pozo inyector Vs temperatura de inyección



4.4.8 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Propiedades Térmicas del yacimiento. Debido a que en la literatura, la investigación y documentación con referencia a este tema es muy poca y realmente no se conocen que propiedades térmicas podrían influenciar negativa o positivamente sobre el comportamiento de la temperatura, se sensibilizaron todas las variables térmicas del yacimiento, que están involucradas en el proceso. La metodología fue establecer un valor base y variarlo por encima y por debajo, con el fin de analizar su comportamiento; los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 41. T°Vs Propiedades Térmicas

PROPIEDADES TERMICAS					
PARAMETRO / PROPIEDAD	VALOR ORIGINAL	VALOR 1		VALOR 2	
Compresibilidad de la formación	2.8 E-05	2.80E-04	▼	2.80E-06	=
Capacidad Calorífica	26.6 BTU/FT3-°F	20	▼	30	=
Conductividad Termal Roca	37.17 BTU/FT3-Day-°F	35	=	40	▼
Conductividad Termal Oil	1.589	1	=	2	=
Conductividad Termal Agua	1.578	1	▼	2	▲
Conductividad Termal Gas	0.013	0	=	0.05	=
Perdidas de calor Overburden	28.2	24	=	32	=
Perdidas de calor underburden	28.66	24	=	32	=
Conductividad termal Overburden	1.09	1	=	1.2	=
Conductividad termal underburden	1.0516	1	=	1.2	=

▼ disminuye la temperatura en la cara del pozo inyector, por debajo del valor base

▲ aumenta la temperatura en la cara del pozo productor por encima del valor Base

= no disminuye ni aumenta el valor base

De las propiedades analizadas, se observa que la compresibilidad de la formación, la capacidad calorífica, la conductividad térmica de la roca y la conductividad termal del agua, dependiendo de su valor afectan el comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector, por lo cual se debe tener certeza en el valor de estas propiedades. Así mismo, se concluye que entre mayor sea la **conductividad termal del agua de formación** menor será la caída de temperatura en el pozo inyector evitando la precipitación de parafinas.

4.4.9 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo inyector Vs Completamiento del pozo. Al igual que las propiedades térmicas, el diseño de completamiento de los pozos, afecta el comportamiento de la temperatura; se ve una menor caída de temperatura a diámetros externo del revestimiento grandes y diámetros de la tubería de producción pequeños.

Tabla 42. T°Vs Completamiento del pozo

COMPLETAMIENTO DEL POZO					
PARAMETRO / PROPIEDAD	VALOR ORIGINAL	VALOR 1		VALOR 2	
Profundidad Revestimiento	5704 Pies	4500	▼	6500	▲
Diámetro Externo Revestimiento	0.5833 Pies	0.4	▼	0.6	▲
Diámetro interno tubería	0.222 Pies	0.15	▲	0.3	▼
Diámetro Externo tubería	0.24 Pies	0.17		0.32	
Diámetro del pozo	0.708 Pies	0.6	▲	0.8	▼

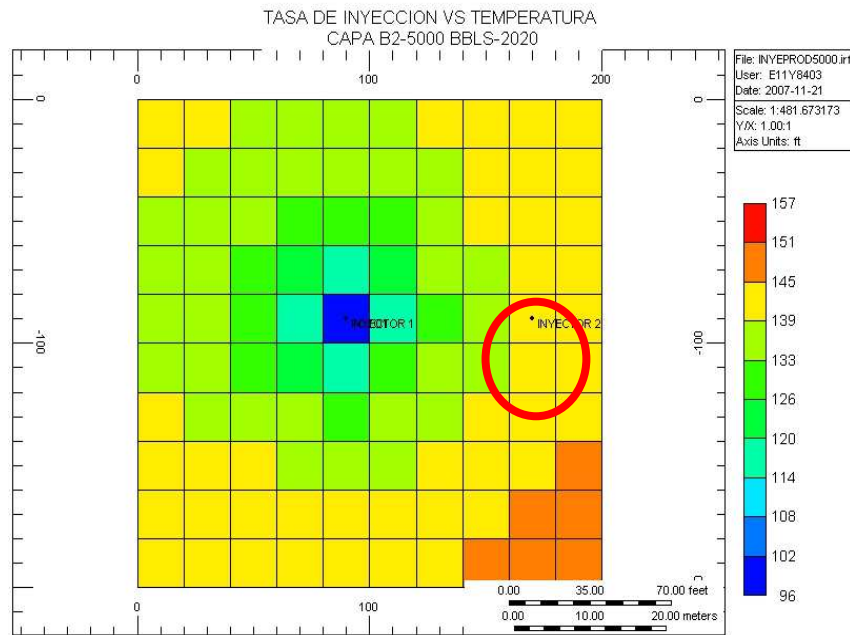
▼ disminuye la temperatura en la cara del pozo inyector, por debajo del valor base

▲ aumenta la temperatura en la cara del pozo productor por encima del valor Base

= no disminuye ni aumenta el valor base

4.4.10 Comportamiento de la temperatura en la cara del pozo productor Vs tasa de inyección. Una de las conclusiones más importantes del estudio realizado, es que se observa una fuerte caída en la temperatura en la cara del pozo inyector cuando se inyecta agua a temperatura ambiente, con temperaturas muy cercanas al punto de nube lo cual puede ocasionar la precipitación de parafinas, sin embargo, también se concluye que este disturbio de temperatura solo se da en un radio aprox de 20 pies cercanos a la cara del pozo, y no llegara a los pozos productores, donde tan solo en el escenario más limitante, la temperatura en la cara del pozo productor apenas caería unos 15 °F, a lo largo de 12 años de inyección.

Figura 124. Disminución en la temperatura en la cara del pozo productor Vs tasa de inyección



5. ANALISIS ECONOMICO

Un análisis económico se define como un proceso que comprende la recopilación, interpretación, comparación y estudio de datos operacionales de un proyecto, dando recomendaciones sobre ciertos criterios para definir los costos de oportunidad de los recursos del inversionista, identificando también los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto, y en consecuencia, la rentabilidad generada por el mismo, es decir, tiene como finalidad demostrar a manera de diagnóstico cual sería la situación financiera por la que atravesaría el proyecto en caso de implementarlo.

La evaluación financiera juzga el proyecto desde el punto de vista del objetivo de generar rentabilidad financiera, es decir, de generar un retorno a los diferentes actores que participen en su ejecución o funcionamiento. Por lo tanto el análisis económico del presente proyecto tiene como propósito evaluar los beneficios financieros que pudieran derivarse de la implementación de un proceso de inyección de agua en la formación Mugrosa B del campo Lisama.

Todos los datos ingresados en el estudio, son producto de la simulación numérica optimizada y los egresos, están referenciados a los costos actuales observados en el campo y los referentes al proceso de inyección de agua, tomados del proyecto que se está llevando a cabo en el campo vecino Casabe.

Los conceptos básicos involucrados en un análisis económico, son definidos a continuación

5.1 FLUJO DE CAJA

Se refieren a un flujo del proyecto que ilustra cuales son los costos y beneficios en un determinado punto de la vida del mismo.

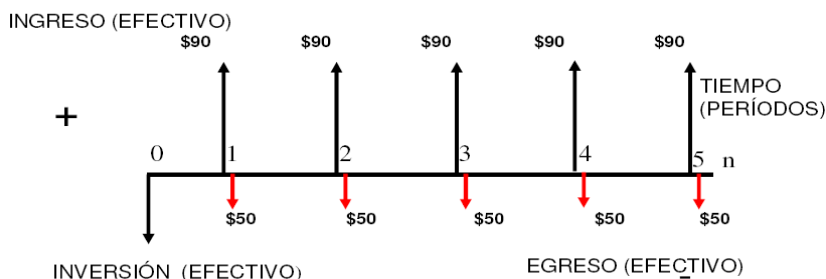
Estos flujos consisten en un esquema que presenta los costos e ingresos registrados año a año (o período a período), estos períodos dependen tanto de la naturaleza del proyecto como de las características de sus costos y sus ingresos, los flujos están compuestos por:

- Los beneficios de operación o también llamados Ingresos.
- Los costos de inversión o montaje.
- Los costos de operación.

Y tienen en cuenta algunos parámetros para nuestro estudio como:

- Ingresos recibidos de acuerdo a la producción de crudo
- Egresos, compuesto por los costos totales y las inversiones llevadas a cabo durante el proyecto, además de los costos de desarrollo para drenar las reservas.
- Impuesto de renta del 33 %
- Regalías del 20% sobre la producción base y del 8 % sobre la incremental debido al proceso de inyección de agua.

Los flujos especifican un monto de dinero y el momento donde se recibe o se desembolsa durante el proyecto. Estos flujos son definidos para toda la vida útil del mismo. Por lo general en el primer año de vida no hay operación y es llamado periodo de inversión o montaje. Después de este año se inicia las operaciones y por consiguientes ya se empieza a generar unos ingresos y unos costos de operación.

Figura 125. Esquema de flujo de caja

Fuente: Evaluación financiera de proyectos de inversión en la industria petrolera. Castañeda S. Ecopetrol 2008

Como se menciona anteriormente los elementos que hacen parte para la elaboración de estos flujos son los ingresos, los costos de operación y la inversión, como se verá a continuación:

5.1.1 Ingresos.

Son aquellos flujos de caja percibidos por la venta o alquiler de los productos o la prestación de servicios del proyecto, estos se registran en el año en que se esperan recibir, independiente del momento en que se causan. Estos ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, es decir, por la venta del producto, como también los ingresos financieros.

Los ingresos se obtendrán de la venta de la producción de petróleo incremental de cada pozo y para cada escenario, de acuerdo a un precio de referencia ligado al precio internacional WTI (West Texas Intermediate) en US\$/BO.

Tabla 43. Precio del crudo-WTI

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
49.89	61.35	57.00	54.68	51.53	50.27	49.90	49.52	49.13	48.73	48.32
2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91

Fuente: Escenario Nymex de Enero de 2009 y CERA Bajo

La proyección del precio del crudo del campo Lisama, se calcula siguiendo los valores estimados para cada año según el precio WTI, aplicándose el ajuste por calidad que para el caso puntual es de 90 %.

Tabla 44. Precio del crudo Lisama

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
44.90	55.22	51.30	49.21	46.38	45.24	44.91	44.57	44.22	43.86	43.49
2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11	43.11

Fuente: Escenario Nymex de Enero de 2009 y CERA Bajo

Con los precios ajustados se pueden estimar los ingresos anuales que se tendrán en cuenta para su flujo según la producción del proyecto.

5.1.2 Egresos.

En los egresos se incluyen los costos de inversión y operación, así como los impuestos.

5.1.2.1. Costos de inversión. Son desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos, como compra de terrenos, maquinaria, equipos y obras de instalación de apoyo entre otras. Estos costos se concentran generalmente en los primeros periodos proyecto. Las inversiones correspondientes al proceso de inyección de agua, implicarían:

- Perforación de pozos
- Conversión de pozos productores a Inyectores
- Reactivación de pozos cerrados o abandonados
- Infraestructura de Inyección

A continuación se realizara una descripción de las diferentes inversiones que se llevarían a cabo:

5.1.2.1.1 Perforación y completamiento de pozos. Teniendo en cuenta los costos aproximados de los últimos pozos perforados en la formación B, del campo, un costo promedio para la perforación y completamiento de un pozo inyector sería el siguiente:

Tabla 45. Costo de perforación promedio de un pozo en el campo Lisama

Costo de Perforación Pozo LISAMA (23 días)							
Contratista	No Contrato	Servicios	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio	Valor
		Seguridad Privada	Vigilancia	1	Dia	175.79	175.79
		Servicios Profesionales	Company Man	1	Dia	1300.00	1300.00
		Servicios Profesionales	Ing. de operaciones	1	Dia	348.00	348.00
		Servicios Profesionales	Well Site	0	Dia	765.60	0.00
		Comunicaciones	Alquiler satellite	1	Dia	120.64	120.64
		Costo Diario Equipo de Perf.	Activo con tuberia	0	Hora	918.80	0.00
		Costo Diario Equipo de Perf.	Activo sin tuberia	17	Hora	918.80	15619.60
		Costo Diario Equipo de Perf.	Comida C/S Camareria	70	Comida	15.40	1078.00
		Costo Diario Equipo de Perf.	Campero 4 x 4	1	Dia	141.79	141.79
		Unidad de Geologia	Activa en perforacio	1	Dia	2410.50	2410.50
		Unidad de Geologia	Caseta de muestras	1	Dia	23.20	23.20
		Aditivos de Lodo	Fluido de Perforacio	1	Dia	1392.00	1392.00
		Ingeniero de Lodos	Ingeniero de Lodos	2	Dia	754.00	1508.00
		Ingeniero de Lodos	Ingeniero TFM	1	Dia	464.00	464.00
		Inspeccion Rvst-Roscas-Tuberia	Ingeniero Calidad	1	Dia	504.60	504.60
		Tratamiento de Desechos	Tto Aguas y Cortes	1	Dia	3500.00	3500.00
		Alquiler Equipos-Herramientas	Estabilizador 8-1/2"	0	Uso	2694.68	0.00
		Alquiler de Martillos	Jar Oper+Jar Standby	1	Dia	206.00	206.00
Costos Diarios							28,792
		Comunicaciones	Inst. Red voz y dato	1	Global	13164.15	13164.15
		Comunicaciones	Instalacion satellite	1	Global	2146	2146
Costos Especiales							40,042
Costos Totales Diarios							68,834
Costos Acumulados							2,225,276

Fuente: Departamento de Yacimientos. Ecopetrol S.A.2008

5.1.2.1.2 Conversión de pozos productores a Inyectores. Teniendo en cuenta una sarta de inyección selectiva y un tratamiento previo de estimulación y recañoneo en las arenas inyectar, el costo aproximado de conversión sería el siguiente:

Tabla 46. Costo de conversión de un pozo productor a inyector

COSTO ESTIMADO DE CONVERTIR POZOS PRODUCTORES A INYECTORES			
Descripción	Cantidad	VALOR US\$	
		UNITARIO	TOTAL
EQUIPO DE ACONDICIONAMIENTO			
Movilización	1	8000	8000
Equipo activo	10	7200	72000
Campero	10	40	400
tubería de trabajo	2	700	1400
Carromacho	10	50	500
Carrotanque	2	350	700
Aseo localización	1	1000	1000
OTROS SERVICIOS			2000
Análisis de yacimientos	1	10000	82364
Alquiler y reparación de herramientas	0	15000	0
EQUIPO DE CEMENTACIÓN Y BOMBEO.			
Trasporte			
Movilización, arme y desarme de equipo	1	5300	5300
Transporte de materiales	0	15000	0
Equipo Basico			
Unidad mezcla bombeo/día	3	800	2400
Batch mixer/trabajo	0	300	0
Lechada de cemento			
Barril de lechada de 15,8 ppg	181	0	0
Equipo wireline			
Movilización y desarme	1	2500	2500
Cañoneo			
Cargo básico	1	2500	2500
Cargo por profundidad		0,43	
Cargo por disparo	250	90	22500
Cargo básico equipo presión		450	
Equipo presión en operación		250	
Canasta			
Corrida de canasta	10700	0,35	3745
Asentada Cement Retainer			
Cargo basico	1	2500	2500
Cargo por profundidad	10000	0,35	3500
Cargo por asentamiento	1	250	250
Instalación			
Movilización equipo de superficie	1	1000	1000
Armada unidad	1	3000	3000
Equipo de cabeza			
Materiales			
			985100
			160700
TOTAL			1284995

Fuente: Departamento de Yacimientos. Ecopetrol S.A.2007

5.1.2.1.3 Reactivación de pozos. Este costo es en promedio de 400.000 US por pozo

Tabla 47. Costo de Reactivación de pozos en el campo Lisama

COSTOS REACTIVACION LISAMA	
TRABAJO	POR POZO
ADECAUACION DE VIAS Y LOCACION U\$	\$ 100.000,00
EQUIPO DE WO 15 DIAS U\$	\$ 150.000,00
ALQUILER DE MATERIALES U\$	\$ 50.000,00
SERVICIOS U\$	\$ 100.000,00
TOTAL U\$	\$ 400.000,00

Fuente: Departamento de Producción de Mares

5.1.2.1.4 Infraestructura de Inyección. Se estima que aproximadamente este costo puede ascender a los 260000 US\$ por pozo inyector que incluyen bombas de inyección y tuberías necesarias para inyección de agua

5.1.2.1.5 Trabajos de cañoneo. Se estima que para la zona y la profundidad dada el valor por pie cañoneado promedio es aprox 535 US/ Pies, calculado según la tabla anexa.

Tabla 48. Costo de Trabajos de Cañoneo en el campo Lisama

COSTOS DE TRABAJO DE CAÑONEO	
ACTIVIDAD	MEDIDA
DEEP CHARGE	3.5 \$US/ Pies
EQUIPO DE CAÑONEO	4000 US/Trabajo
CARGAS	200 \$US/Pies

Fuente: Departamento de Producción de Mares

5.1.2.2. Costos de Operación. Son desembolsos ocasionados por insumos y otros rublos necesarios para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento. Estos son comúnmente divididos en fijos y variables.

Los costos fijos son aquellos costos que no dependen del volumen de producción del Campo, y se deben ejecutar a lo largo de la vida del Proyecto. El costo fijo del proyecto es de US\$ 13846 por año referenciados al pago por mantenimiento de la unidad de bombeo por pozo al año.

Los costos variables son aquellos que dependen de la producción del campo, dentro de estos se tiene en cuenta costos de transporte, de tratamiento, de levantamiento, de inyección.

Tabla 49. Costos variables

COSTO	VALOR
Tratamiento	0.1 US\$/BO
Agua Inyección	0.13 US/BW
Transporte	2.16 US\$/BO

Cabe anotar que estos costos son afectados por la inflación y varían cada año, de igual forma Fueron obtenidos con base costos guarumo-1, base de datos PCO-CCT, Coordinador planta procesos Centro-Provincia

5.1.2.3. Regalías. Son una contraprestación económica que se causa a favor del Estado por la explotación de un recurso no renovable. El Campo Lisama paga el 20% de regalías en producción primaria, sin embargo como es un proyecto de producción incremental, por ley se le aplica un porcentaje de 8% teniendo en cuenta la producción diaria promedio mensual del Campo.

5.1.2.4 Impuestos. Al ser una actividad generadora de renta y por ende encontrarse gravada, se tomó el impuesto de renta, el cual actualmente corresponde al 33% de las utilidades netas después de impuestos.

5.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Los índices de rentabilidad, son descripciones que se utilizan para medir la bondad económica de un proyecto de inversión. En este proyecto, se midieron dos índices de rentabilidad como el VPN (Valor presente neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno) para cada uno de los escenarios descritos anteriormente, con el fin de evaluar si el proyecto proporciona una buena alternativa de inversión

Después de obtener todos los flujos de caja, la decisión financiera, se fundamentara según los indicadores de rentabilidad como se explica a continuación

5.2.1. Valor Presente Neto (VPN)

Es aquel valor que representa la equivalencia presente de los ingresos netos futuros y presentes del proyecto, para ello la importancia del concepto de equivalencias, es decir, la conversión de las cifras futuras a sumas presentes para permitir sumar los costos y beneficios o ingresos de diferentes años como si hubieran ocurrido el mismo año. En general el VPN se calcula de:

$$[5.1] \quad VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad \dots\dots\dots$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

I: Ingresos

E: Egresos

n: Último periodo

r : Tasa.

t: periodos.

Cabe destacar que el VPN así calculado traduce todo costo y todo beneficio a su valor equivalente en el periodo 0, este valor presente neto representa los beneficios netos después de haber recuperado las sumas invertidas en el proyecto y sus correspondientes costos de oportunidad

Se puede concluir para la toma de decisiones sobre las inversiones que:

Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido.

Si $VPN < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que no necesariamente no hay ingresos netos positivos, sino que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.

Si $VPN = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger las alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.

5.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es un índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier período, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden los dineros no recuperados en el proyecto en cualquier periodo. La TIR es un criterio independiente y ajeno al riesgo. Esta tasa se define con base a la utilidad neta generada en cada año.

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = 0 \quad \dots\dots\dots [5.2]$$

Donde:

r: TIR

I: Ingresos

E: Egresos

n: Último periodo

t: periodo.

5.2.3 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

Es una tasa que refleja el costo de oportunidad de los dineros de inversionista, en este caso uno de los inversionistas es Ecopetrol y su tasa de interés de oportunidad es llamada WACC (para empresas). Para el 2009 es de 8% en términos reales, esto quiere decir, que la tasa de referencia para calcular el retorno sobre el capital se hace en Dólares constantes, sin afectación de la inflación.

5.2.4 Relación Beneficio – Costo (B/C).

Es una metodología alternativa de uso frecuente en la evaluación de proyectos de inversión, en ellas se relaciona el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos, así:

$$B/C_{(i)} = \frac{VPN_{\text{Ingresos}_{(i)}}}{VPN_{\text{Egresos}_{(i)}}} \dots\dots\dots [5.3]$$

Como es evidente, un proyecto se considera conveniente cuando la relación B/C sea igual o superior a 1. Significa que el VPN es positivo.

5.3 ANALISIS FINANCIERO

Para el análisis financiero se evaluaron los dos escenarios de producción planteados en el capítulo 3, teniendo en cuenta que para el escenario I los costos de inversión radican principalmente en :

Tabla 50. Inversión escenario I

INVERSION	DETALLE	COSTO \$USD
Conversión de pozos productores a Inyectores	7 pozos	8,994,685
Reactivación de pozos abandonados y cerrados	4 pozos	1,600,000
Trabajos de cañoneo	855 Pies	456,000
Infraestructura de inyección.	7 pozos	1,820,000
TOTAL		12,870,685

Para el escenario II, habría que adicionar a los gastos de inversión ya mencionados para el escenario I, el de Perforación y completamiento de pozos. Teniendo en cuenta que esta inversión es periódica entre el 2009-2011

Tabla 51. Inversión escenario II

INVERSION	DETALLE	COSTO \$USD
Perforación y completamiento	8 pozos	17,802,208
Conversión de pozos productores a Inyectores	5 pozos	6,424,775
Reactivación de pozos abandonados y cerrados	6 pozos	2,400,000
Trabajos de cañoneo-productores	1236 Pies	658,788
Trabajos de cañoneo-Inyectores	852 Pies	299,013
Infraestructura de inyección.	13 pozos	3,380,000
TOTAL		30,964,874

Se trabajará los flujos de ingresos y egresos con los precios actuales y vigentes del mercado, y se tendrá en cuenta los efectos de la inflación sobre dichos precios, La inflación se puede entender como la caída del valor de una moneda a través del tiempo. Esta se puede expresar mediante un valor llamado índice de precios al consumidor (IPC). Su tendencia ha sido a la baja, manteniéndose en un dígito (menor a 10%). Actualmente este índice se encuentra alrededor del 5%, sin embargo se estima que continuara bajando hasta estabilizarse por el orden del 3,5%. Retomando la tabla del capítulo 3, el pronóstico de producción primaria y secundaria para los dos escenarios, se lista a continuación.

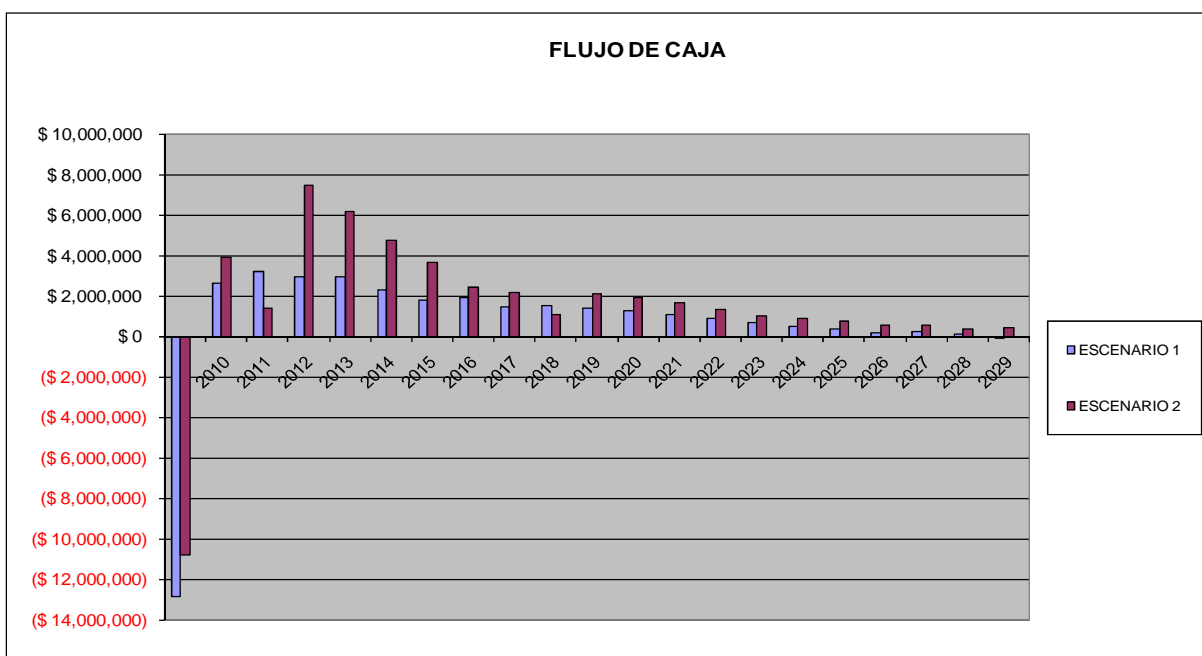
Tabla 52. Pronostico producción Aceite incremental-Flujo de caja

Año	Producción Primaria (MMBLS)	Producción Secundaria INCREMENTAL (MMBLS)	
		Escenario I	Escenario II
2009	143,800	29,900	118,600
2010	142,900	127,300	228500
2011	139,300	133,300	335300
2012	143,700	144,100	357300
2013	127,100	162,000	336,300
2014	129,700	148,400	304000
2015	112,700	130,500	261,400
2016	101,200	152,000	196,200
2017	96,500	125,000	190,400
2018	84,200	145,000	111,000
2019	80,300	147,500	219,600
2020	81,000	146,000	219500
2021	75,000	133,000	207,500
2022	76,000	124,000	184400
2023	81,000	104,000	163,300
2024	79,000	86,000	148,400
2025	73,600	76,400	145,000
2026	84,400	45,600	117,300
2027	59,000	56,000	130,100
2028	76,000	35,000	100,400
2029	78,000	20,000	118,600
TOTAL	2,064,400	2,271,000	4,193,100

5.3.1 Flujo de Caja

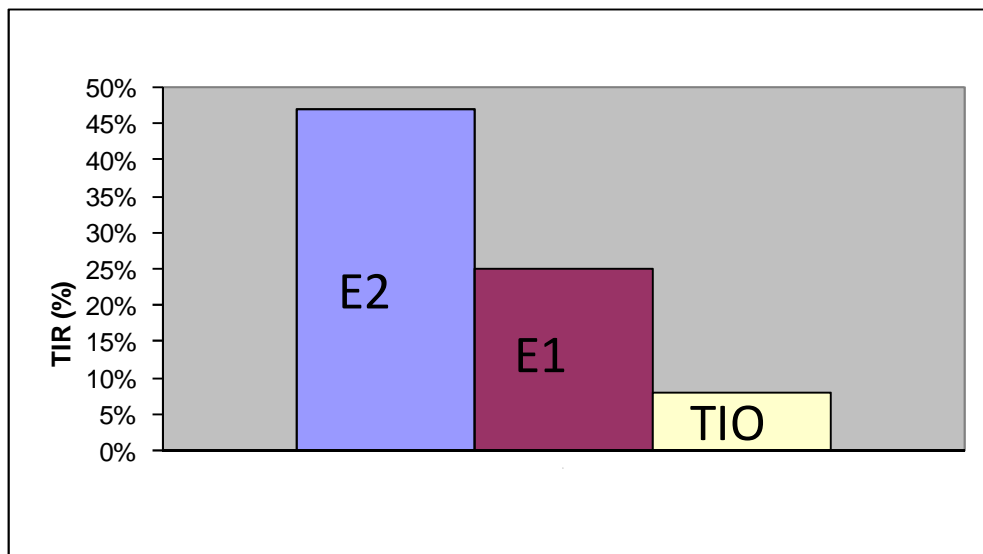
A fin determinar los indicadores económicos del proyecto, es necesario construir el flujo de caja correspondiente, en términos de los ingresos dados por la producción, año a año, y los egresos representados por las inversiones y los costos. Los parámetros necesarios para realizar este flujo de caja son presentados en el anexo C.

Figura 126. Flujo de caja para el proyecto



5.3.2 Análisis TIR

Para el cálculo de la tasa interna de retorno se uso la ecuación 5.2, los resultados como muestra la figura son concluyentes, las inversiones del escenario 2 pueden alcanzar un rendimiento del 47% y las del escenario 1 un rendimiento del 25 %, es decir, ambos escenario son ampliamente rentables comparados con la tasa de interés de oportunidad.

Figura 127. Tasa interna de retorno para el proyecto

5.3.3. Análisis VPN

Para el cálculo del valor presente neto se utilizó la ecuación 5.1; para los dos escenarios el $VPN > 0$, por lo tanto, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado ya que arroja un beneficio aun después de recuperar el dinero invertido, el cual para el Escenario 1 se recupera al cabo de 4.5 años y para el escenario 2 al cabo de 2.5 años.

Tabla 53. Valor presente neto de los escenarios

	VPN (US\$)
ESCENARIO 1	15,021,001
ESCENARIO 2	34,087,412

5.3.4. Relación Costo/ Beneficio

Relacionando el valor presente Neto de los ingresos y el valor presente neto de los egresos y aplicando la ecuación 5.3, tenemos la siguiente tabla:

Tabla 54. Relación Costo/ Beneficio de los escenarios

	VPN (US\$)	B/C
INGRESOS ESCENARIO 1	\$ 15,021,001.51	
EGRESOS ESCENARIO 1	\$ 11,917,300.93	
ESCENARIO 1		1.26
INGRESOS ESCENARIO 2	\$ 34,087,412.30	
EGRESOS ESCENARIO 2	\$ 26,487,346.13	
ESCENARIO 2		1.29

Se observa una eficiencia de la inversión mayor a 1 para los dos escenarios, corroborando lo ya indicado por la Tasa interna de retorno, por lo tanto, El proceso de Inyección de agua en el campo Lisama, formación Mugrosa B, sector Norte-centro, **es viable técnica y financieramente.**

CONCLUSIONES

- Debido a la naturaleza del yacimiento donde existe numerosos contactos de agua / petróleo, se realizó la inicialización del modelo por enumeración y no por equilibrio. Observándose que el ajuste de este tipo de yacimientos se caracteriza por modelar datos de permeabilidad relativa al agua muy cercanos a cero y fundamentar el éxito del ajuste en el acertado modelamiento de los fluidos del yacimiento y las curvas de permeabilidad relativa del sistema Líquido-gas.
- Se realizó un buen ajuste histórico de la producción de fluidos y la presión estática del yacimiento de un modelo de 400.000 celdas, 41 años en producción y 44 pozos, incorporando una nueva variable de control como es el coeficiente de Lorenz, el cual nos garantiza mantener la heterogeneidad del yacimiento a lo largo del ajuste y hacer este representativo
- Con base en criterios estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de ingeniería se diseñaron dos escenarios de inyección de agua para el sector norte-centro del campo Lisama formación Mugrosa B, sub unidades B1-3, B2-3, B2-5, B2-6 y B3-3, con producciones incrementales mayores a 4,000,000 de barriles, usando 13 pozos inyectores y observándose un mantenimiento de presión a lo largo de los 20 años de inyección.
- Se analizó la información proveniente de pruebas de laboratorio, definiendo el punto por debajo del cual se precipitan las parafinas en el yacimiento y con base en ello se cuantificó por simulación numérica cuáles serían las tasas óptimas de inyección de agua para no causar un enfriamiento significativo en la temperatura de yacimiento, así mismo, se estudió qué parámetros de yacimiento y parámetros operacionales tienen una mayor influencia sobre el descenso o incremento en la temperatura como respuesta de la inyección.

- Desde un punto de vista financiero y partiendo de unas inversiones entre 13MMUSD y 31MMUSD, un proyecto de inyección de agua en el campo Lisama generaría en el mejor de los casos valores presentes netos de US\$34,000,000, tasa internas de retorno del 47%, y relación costo beneficio mayores a 1, en un lapso de 20 años, asegurando la recuperación de la inversión y la viabilidad económica del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Realizar una prueba de inyectividad en las sub unidades de la formación mugrosa B, con el fin de corroborar cuantos Barriles de agua por pie de espesor neto está en capacidad de recibir la formación en un proceso de inyección continuo de agua.
- Hacer extensivo el estudio de inyección de agua hacia la parte sur del yacimiento, campos nutria, Tesoro y peroles y hacia las formaciones colorado y Mugrosa C del campo Lisama.
- Implementar un proyecto piloto de inyección selectiva de agua en las arenas B1-3 Y B-2, usando los pozos L67, L43, L144 y L137 como inyectores con el fin de evaluar la eficiencia en campo del proceso de inyección.
- Implementar un sistema de monitoreo continuo en algunos pozos inyectores del yacimiento, con el fin de controlar que la temperatura o presión del yacimiento en la cara del pozo inyector, no esté por debajo del punto de nube, a partir del cual se da la precipitación de parafinas.
- De implementarse un proyecto comercial de inyección de agua en el campo Lisama, se recomienda completar los pozos inyectores con diámetros de tubería de inyección menores a 2 7/8 “ y diámetros de revestimiento no menores a 7”, con el fin de disminuir el descenso en la temperatura de la cara del pozo como producto de la inyección de agua.

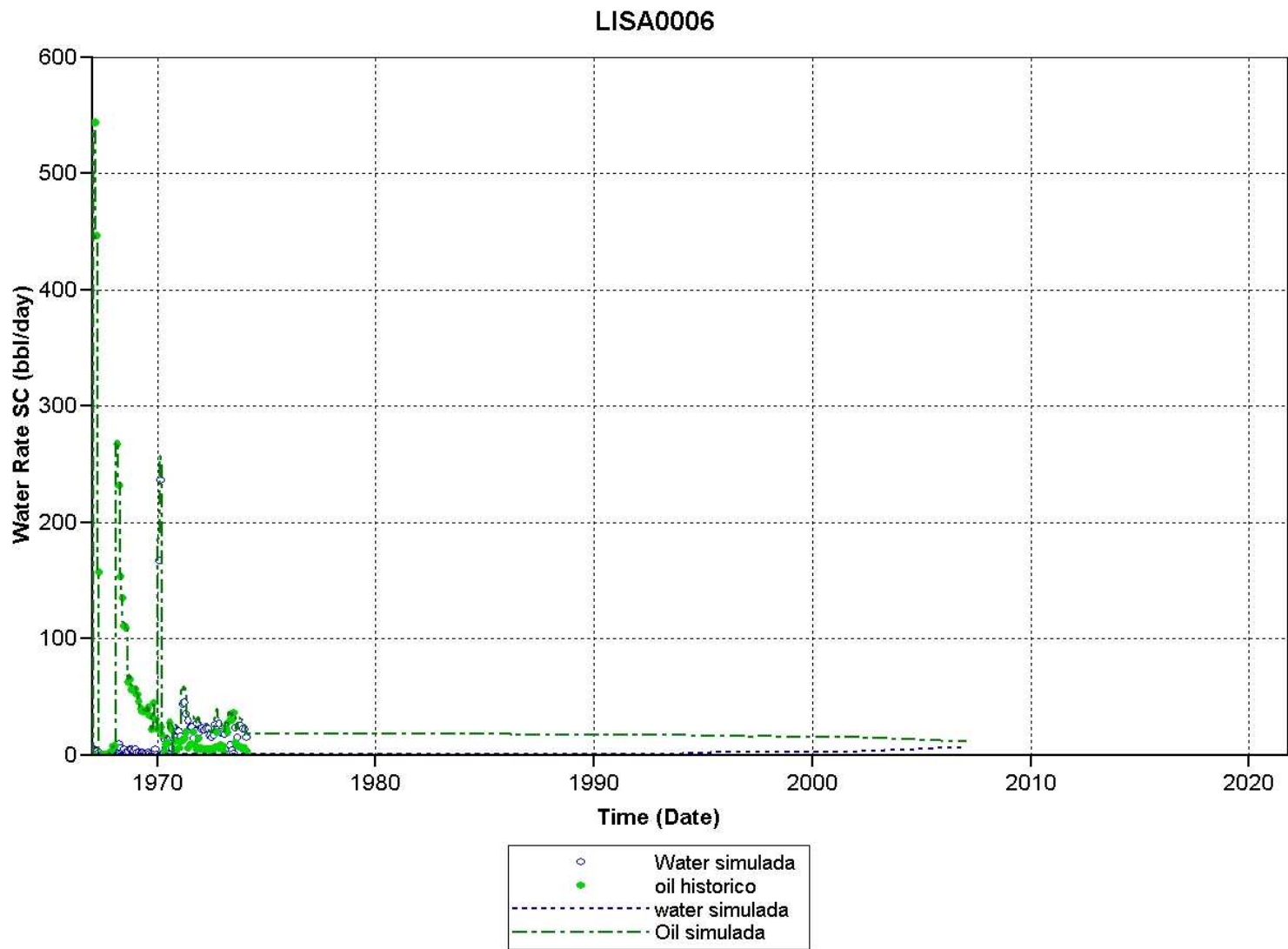
BIBLIOGRAFÍA

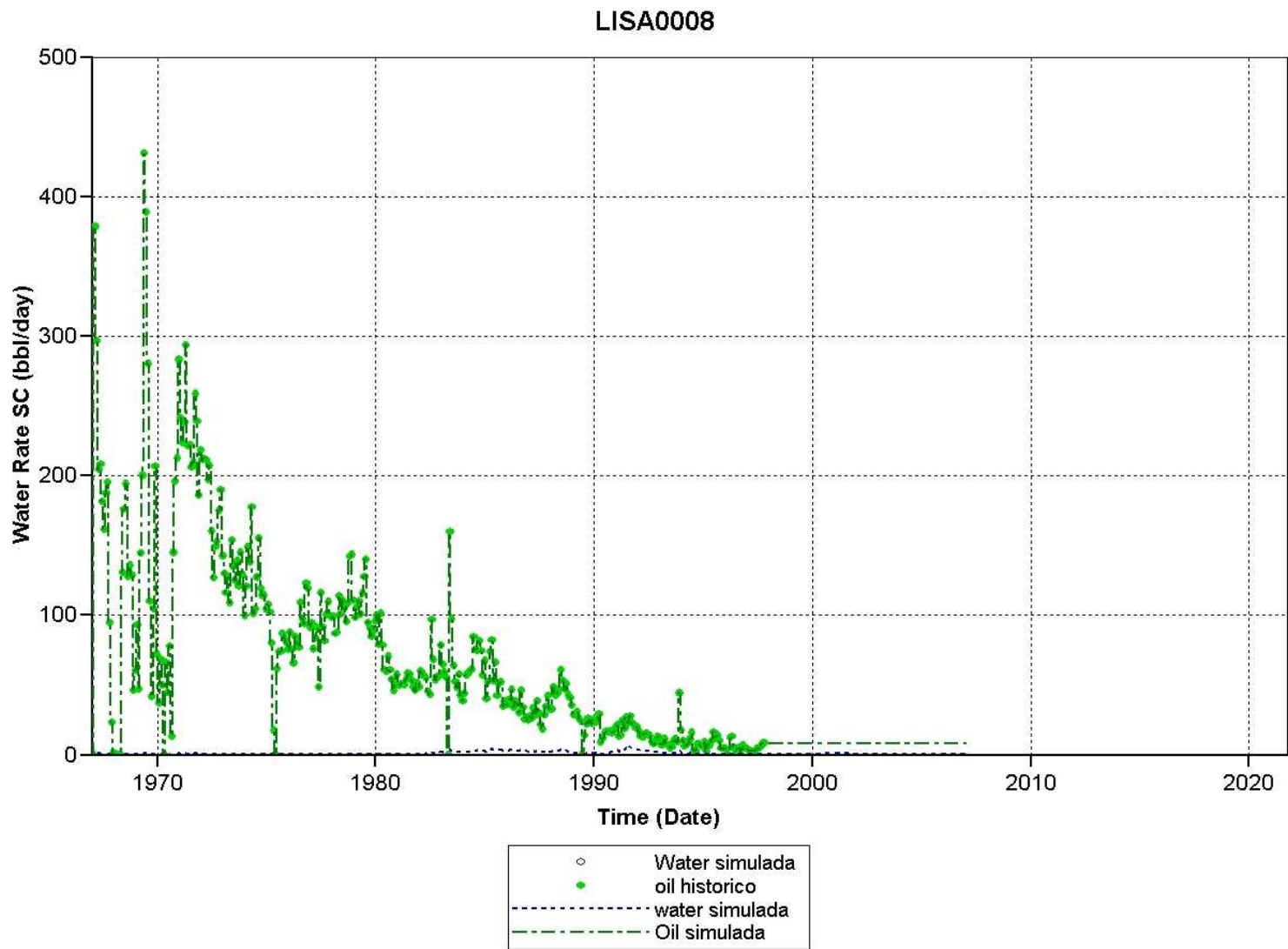
1. Castañeda, S. (2008) Evaluación financiera de proyectos de inversión en la industria petrolera. Ecopetrol.
2. Craft, B.C. (1965) Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Ed. Omega, Barcelona. España.
3. Cobb, William. Waterflooding. Pag 9-1 A 9-100.
4. Davies, D. (1995) "Integrated Characterization of Reservoirs in the Lisama Area". Ecopetrol.
5. Dirección General De Proyectos, Ecopetrol (2005). Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos, Bogotá
6. ICP. (2006). Modelo Geológico Del Área Lisama, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Colombia. Informe Técnico De Proyectos. Piedecuesta.
7. Laboratorio De Especiales. (1990). Ecopetrol – ICP. "Análisis Especiales De Corazones Pozo Tesoro - 32".
8. Laboratorio De Fenómenos Interfaciales & Reología. (2007). Ecopetrol – ICP. "Resultados De Pruebas Punto Nube Crudos Lisama".
9. Marquez, R. (2007). Geoquímica de yacimientos del campo Lisama... Ecopetrol 2007.
10. Perez, H. (2007). Ecopetrol – ICP. "Modelamiento Petrofísico Campos Maduros – Área De Lisama".
11. Rojas, J. (2007) Determinación del onset de cristalización en una muestra

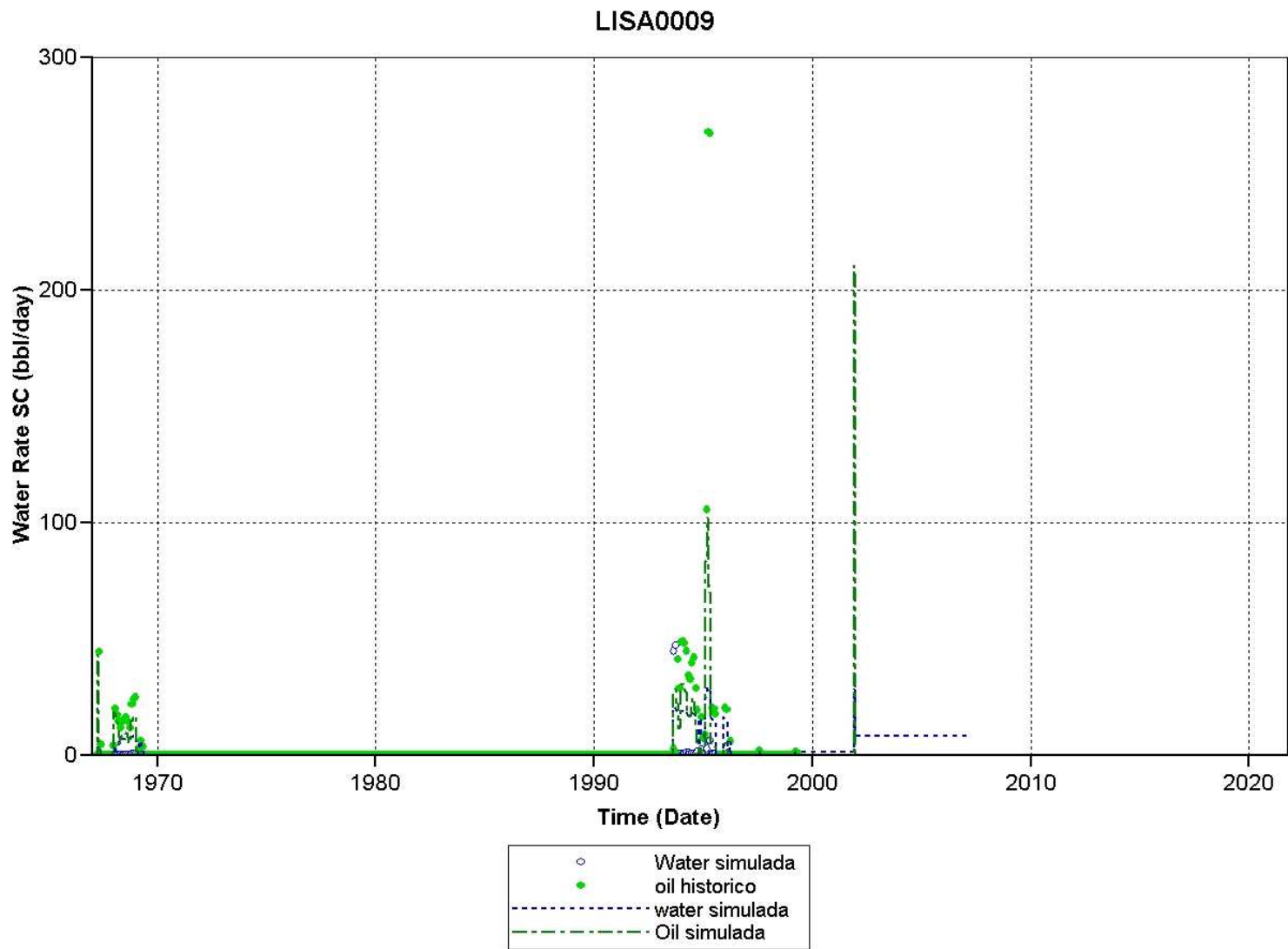
de fondo del pozo nutria – 31. Ecopetrol

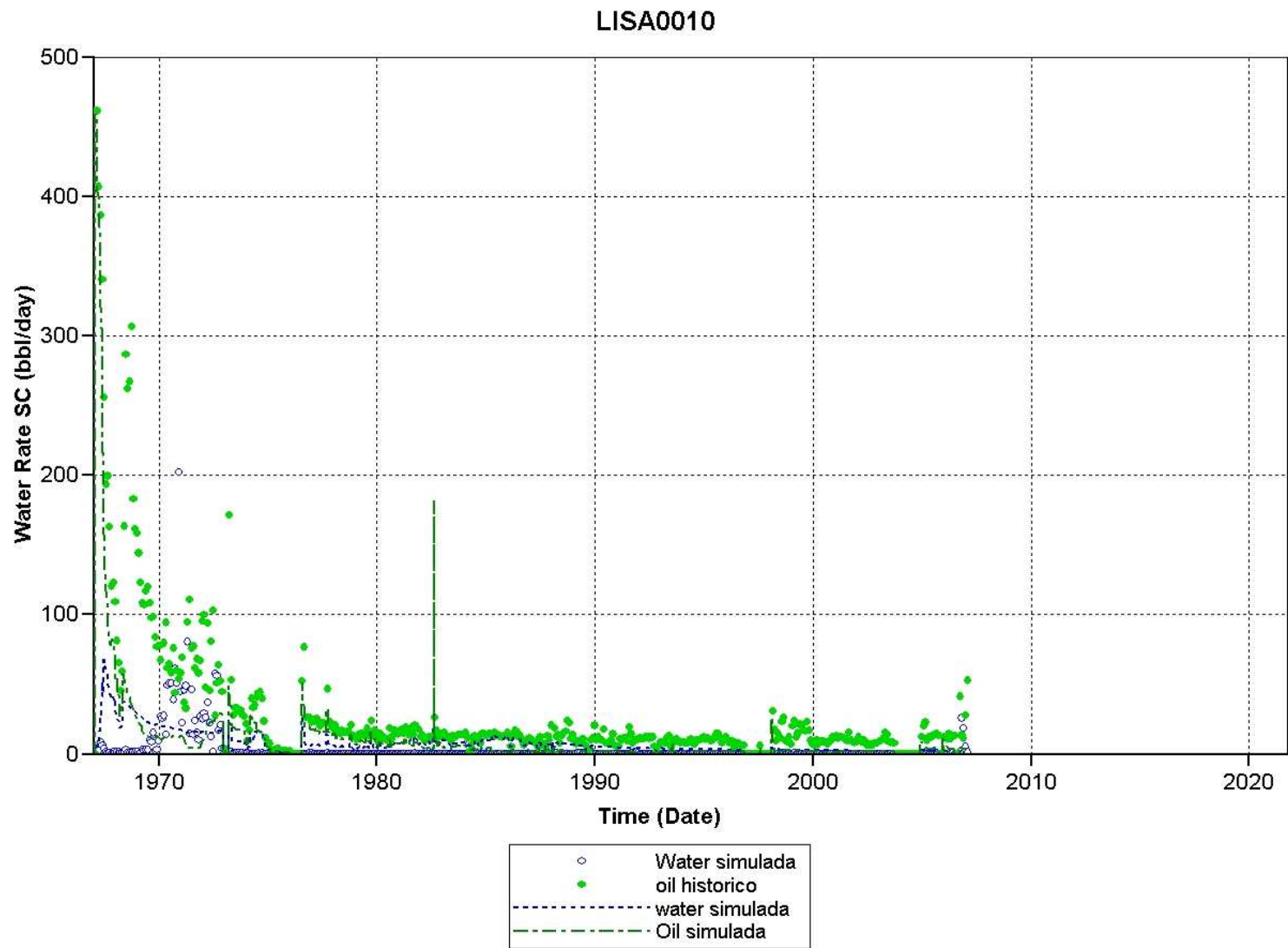
12. Rubiano, J. (2007). Ecopetrol – ICP. “Modelo Estratigráfico Campos Lisama, Tesoro, Nutria Y Peroles”.
13. Soto, C. (2008) modelamiento geoestadístico para el área Lisama. Ecopetrol S.A.
14. Soto, C. (2007). Ecopetrol - ICP. “Análisis Integrado De Fluidos Área Lisama – Valle Medio Del Magdalena”
15. Soto C. (2004). Screening EOR Campos de la Gerencia del Magdalena Medio (GRM- ECP). Bucaramanga.
16. Thakur, G. (1998). Integrated Waterflood Asset Management. Texaco E&P Technology Department. Houston, Texas.
17. Vessell, R. (2007) “Estudio Integrado De Geología Y Petrofísica Areniscas De Mugrosa Campo Lisama - Llanito Colombia”. Ecopetrol.

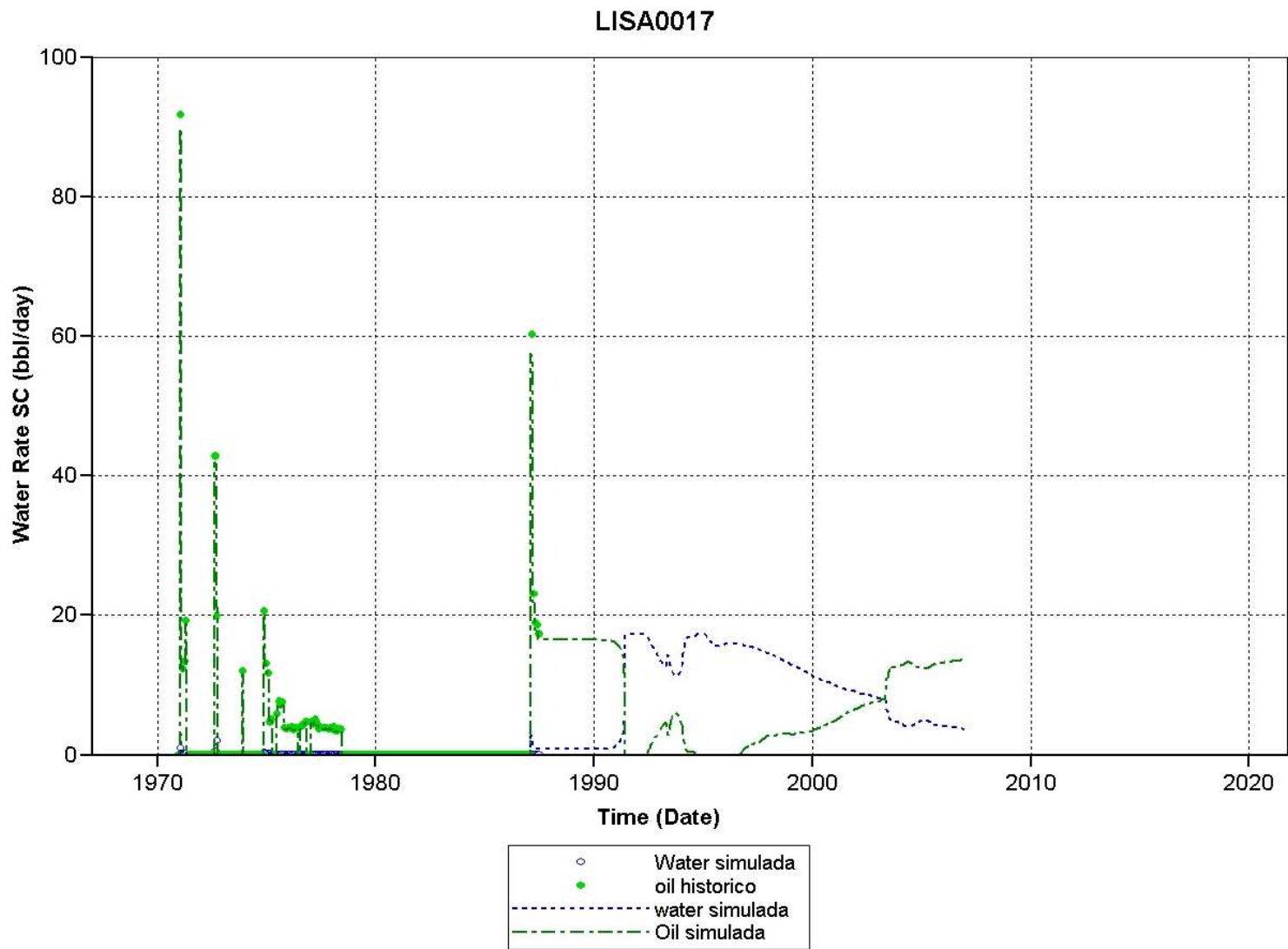
ANEXO A.
AJUSTE HISTORICO POR POZO

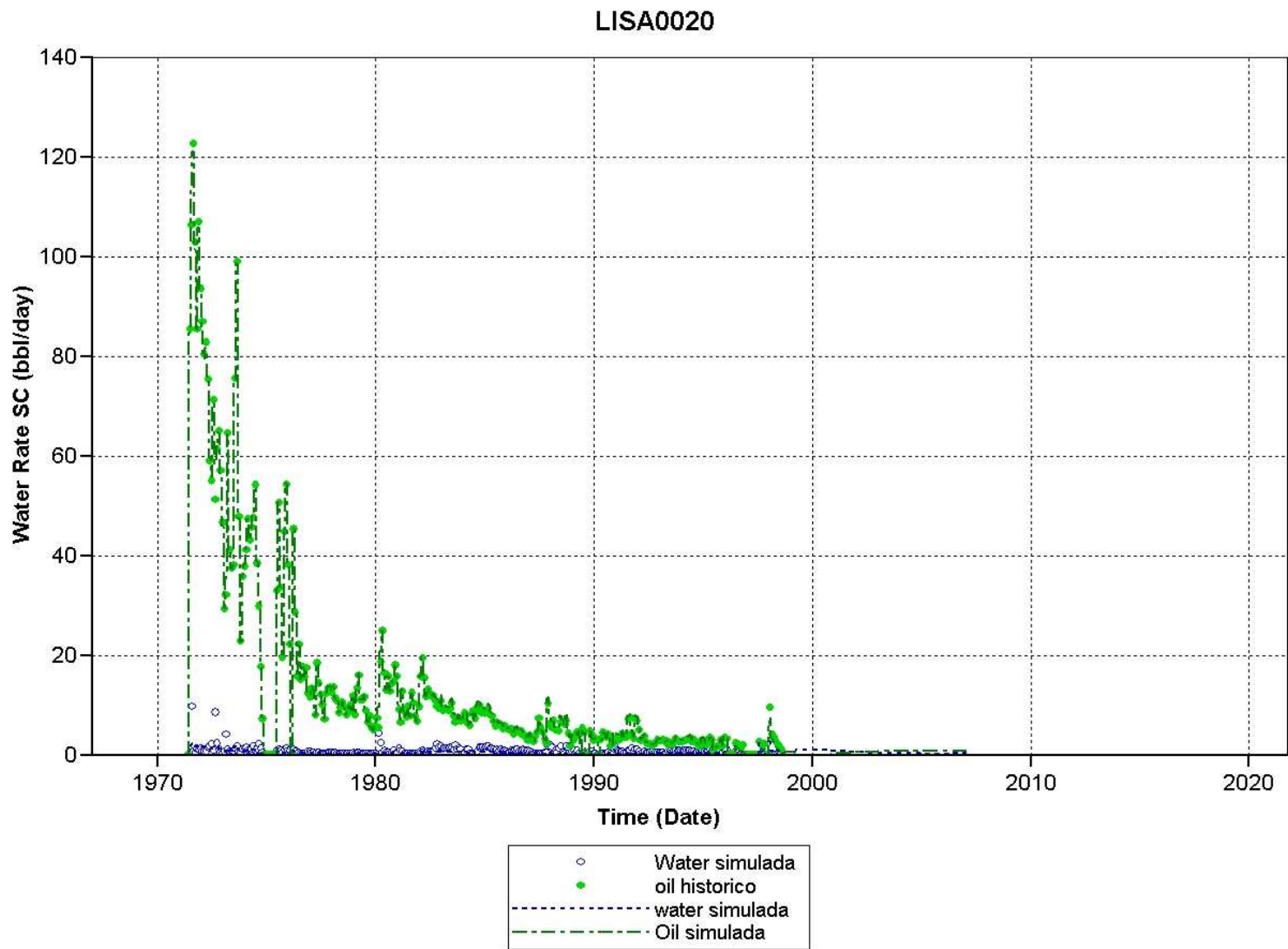


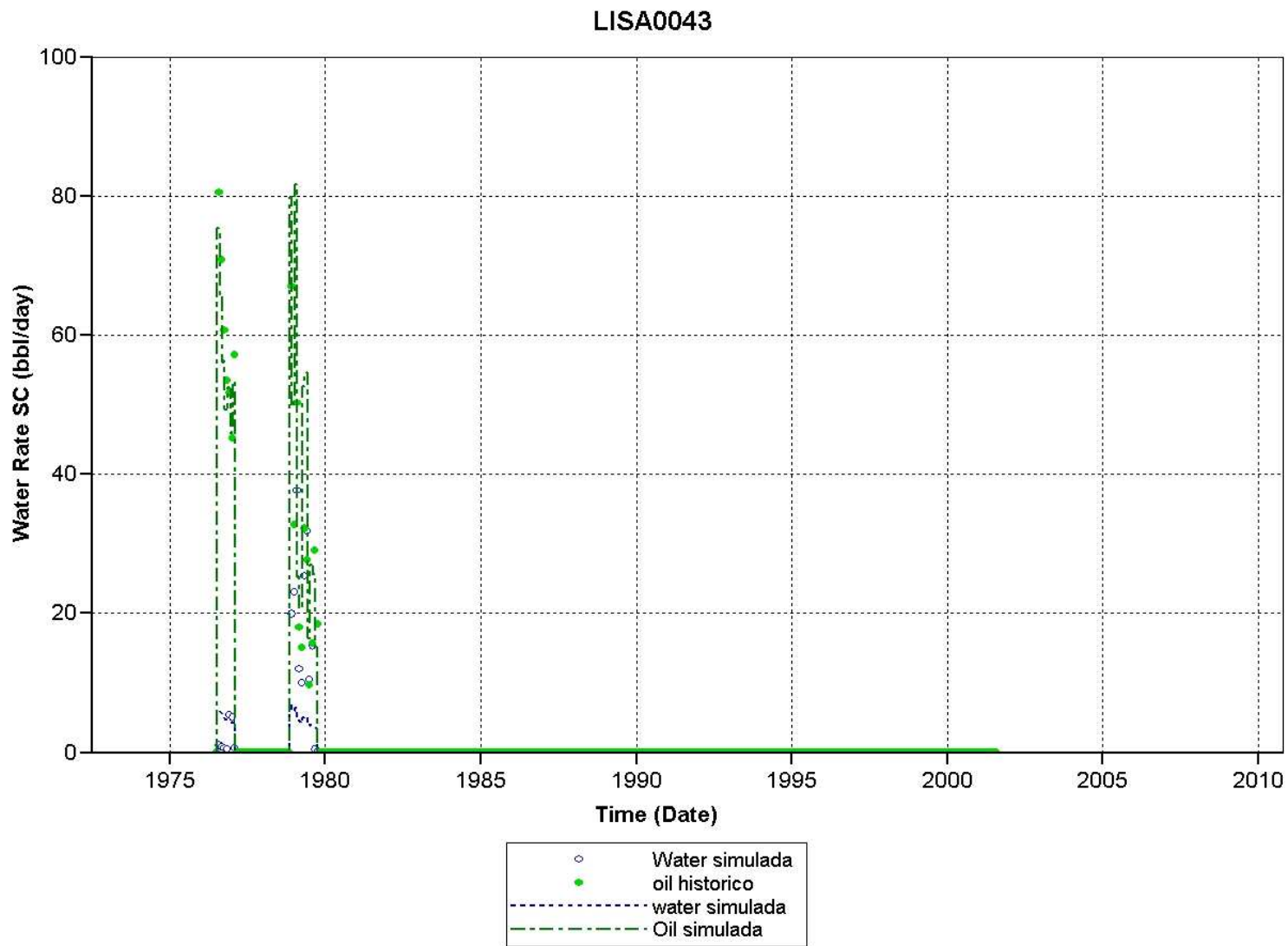


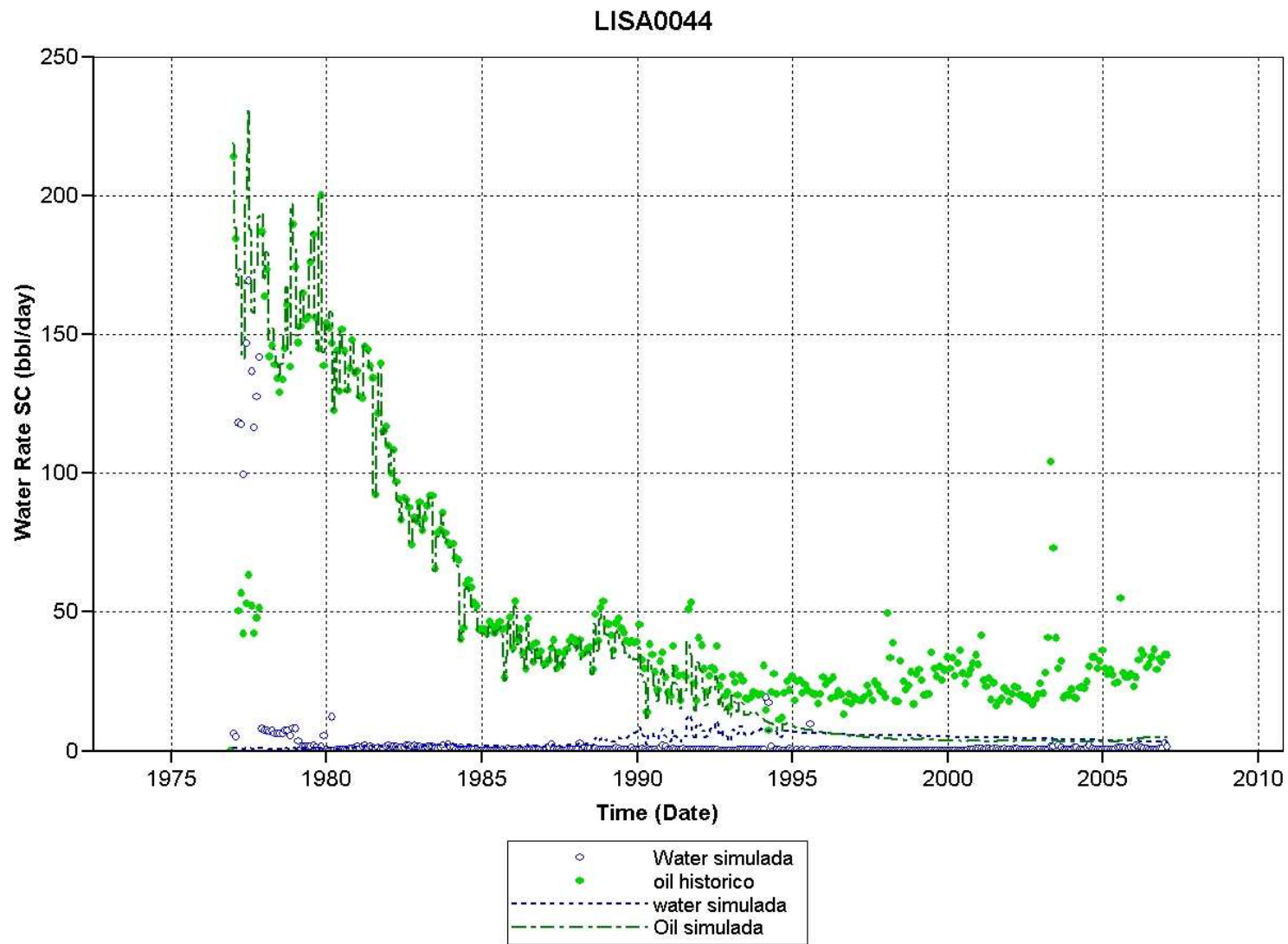


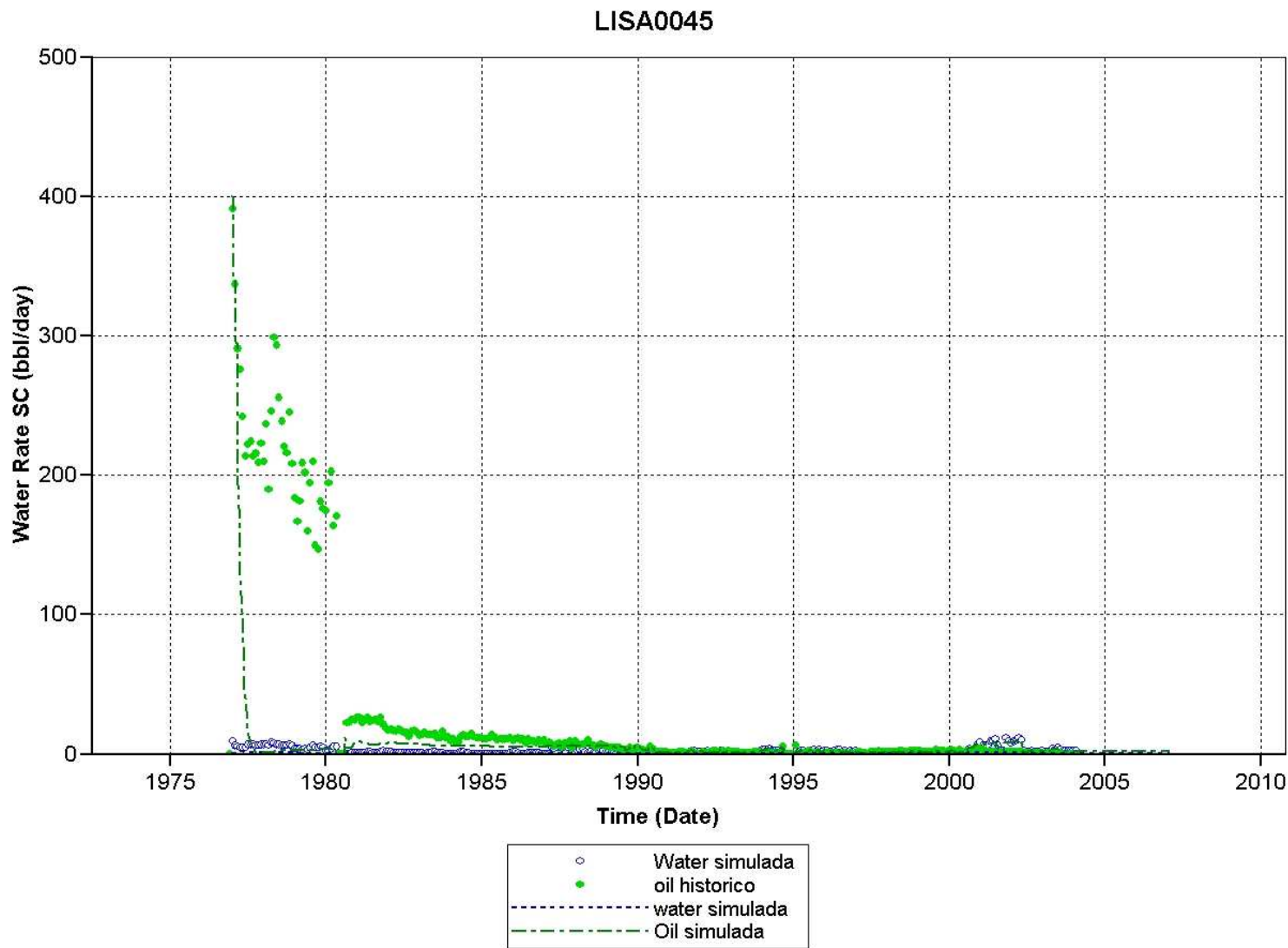


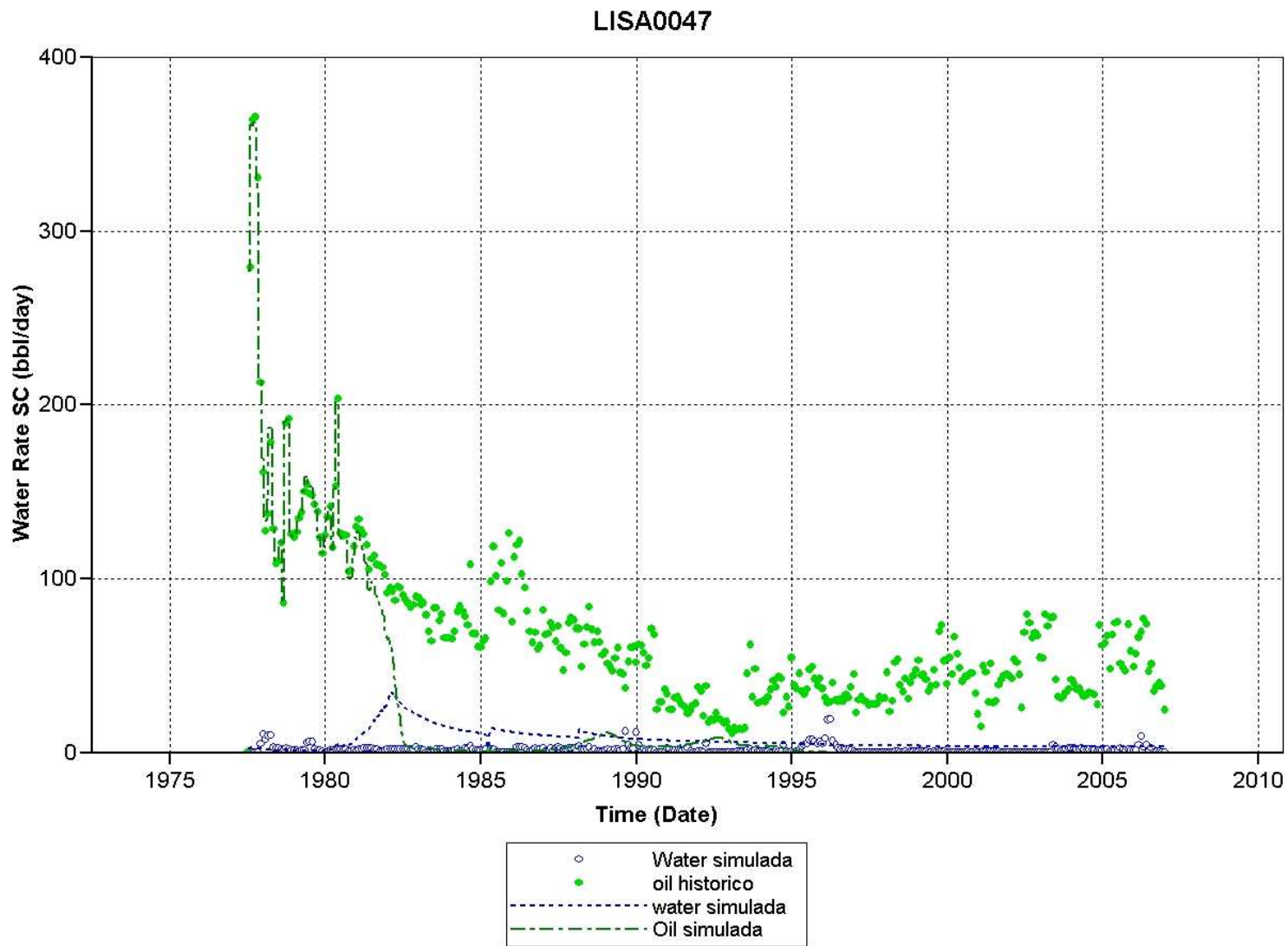


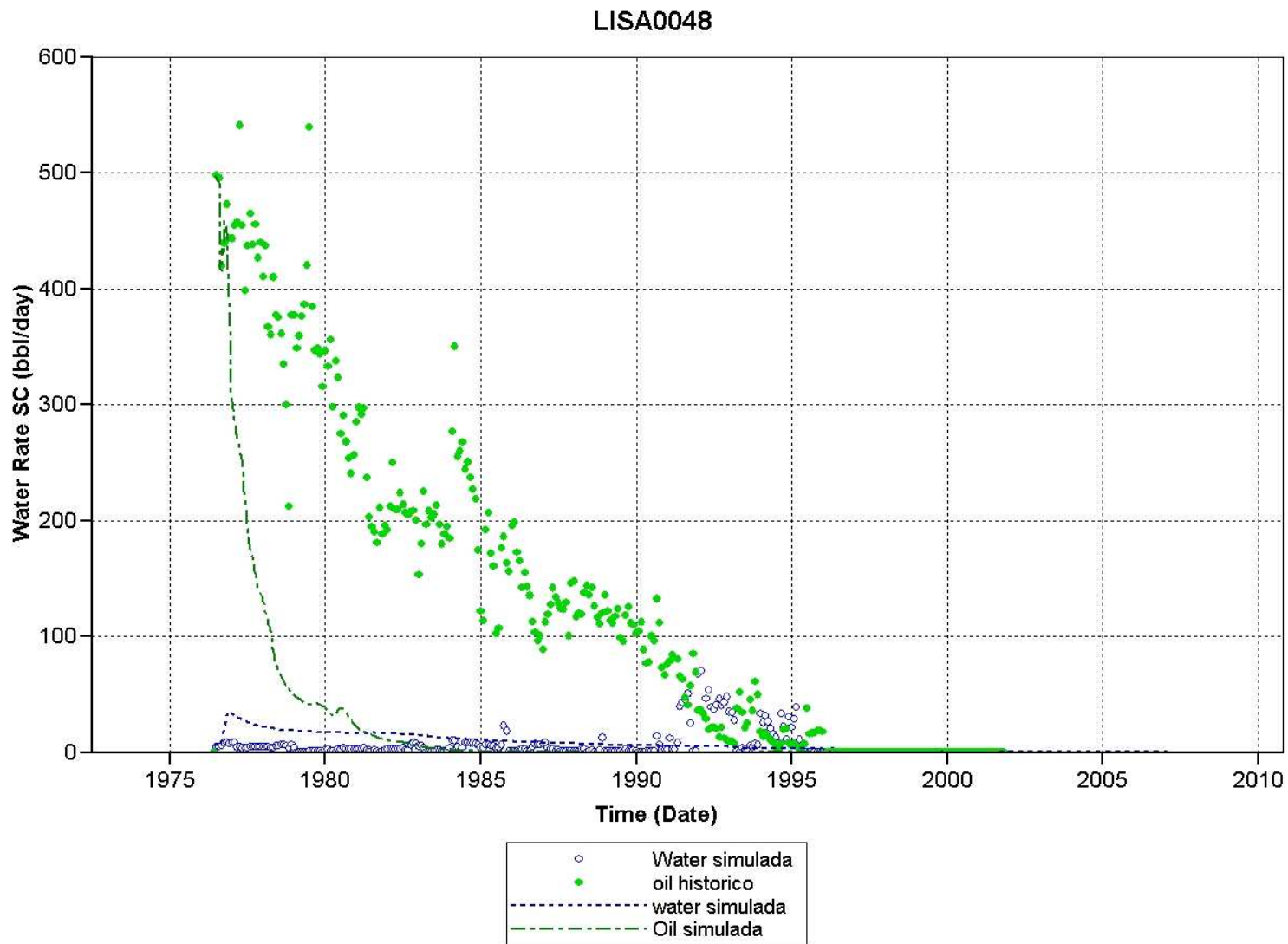


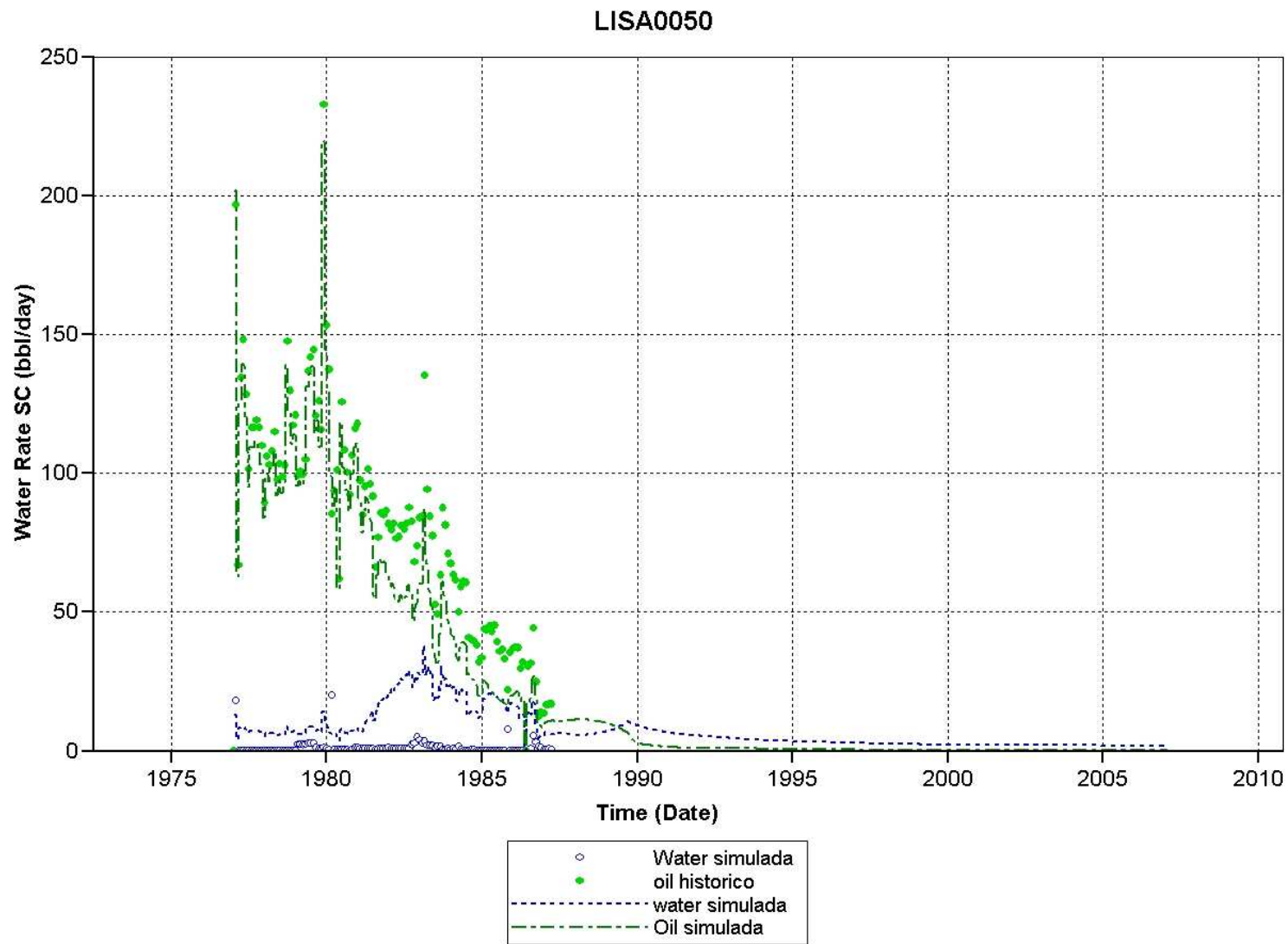


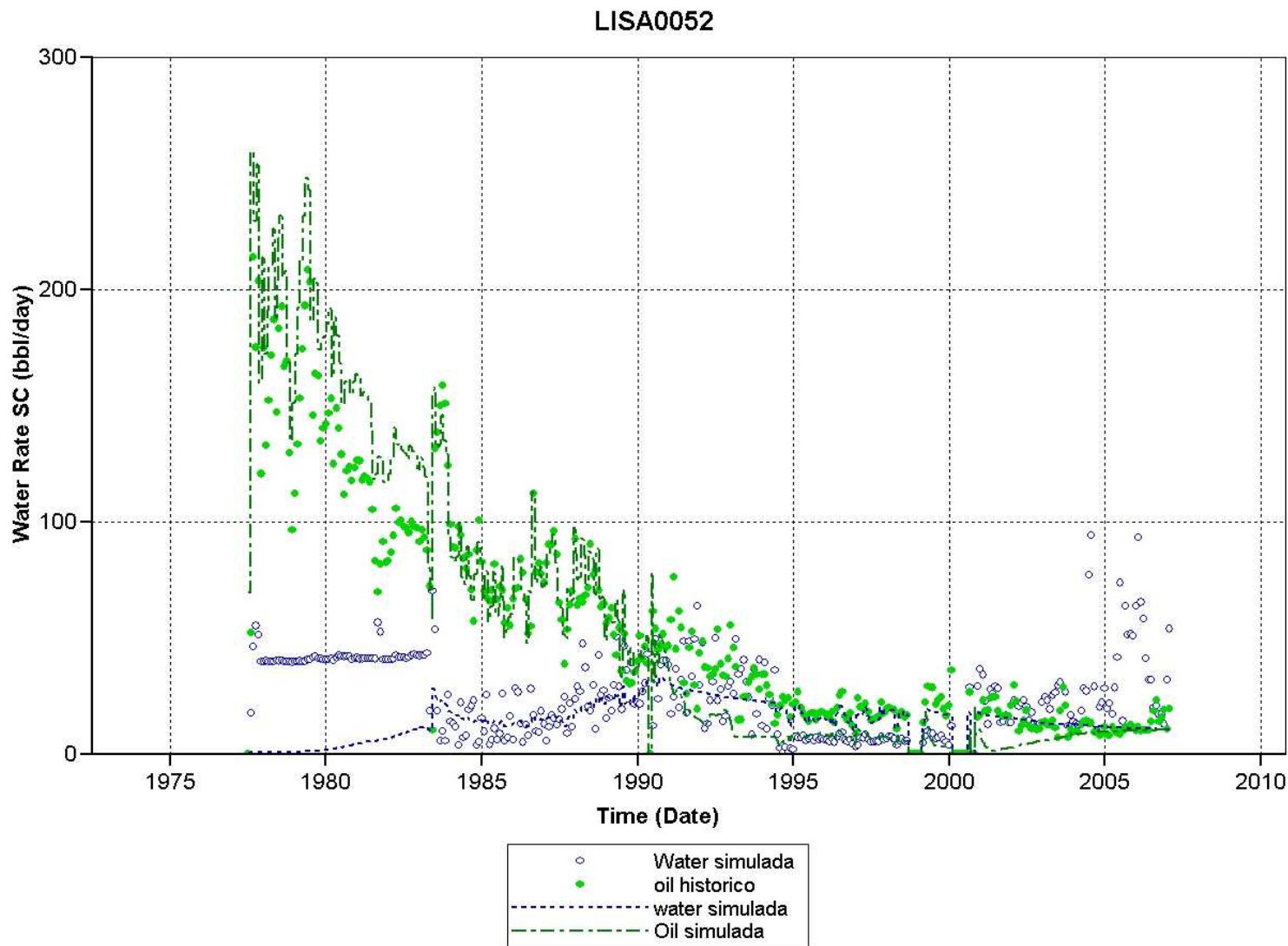


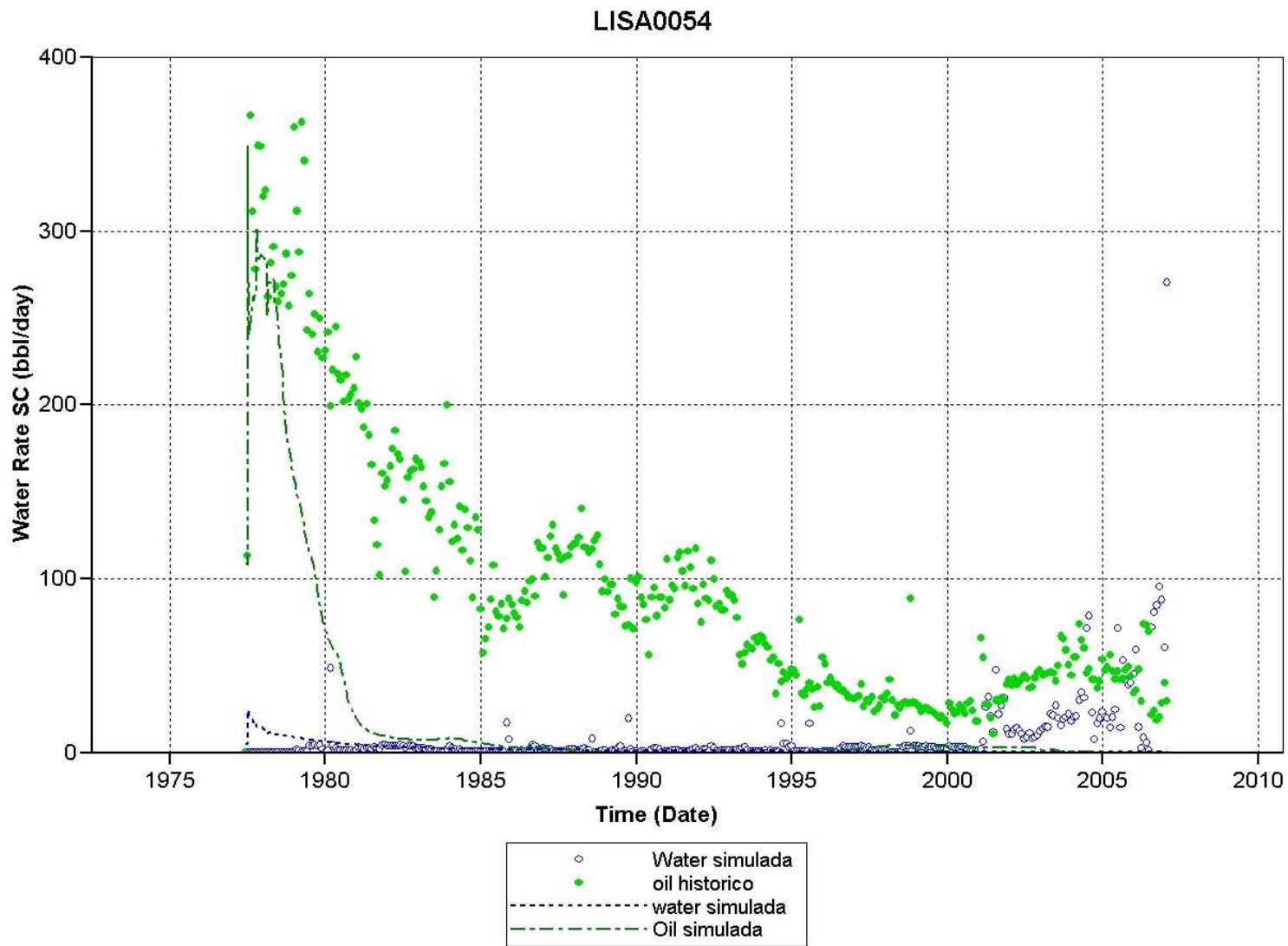


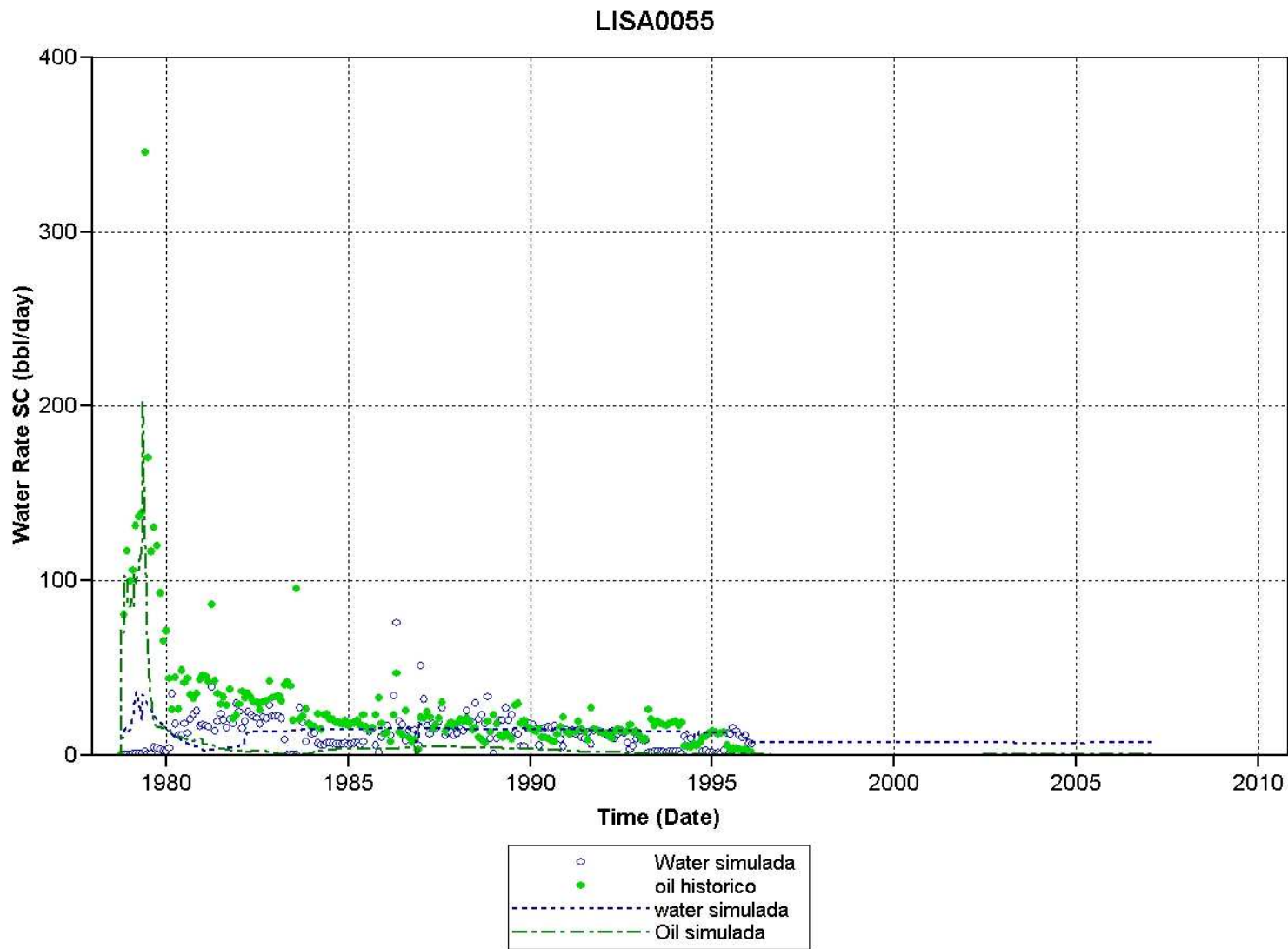


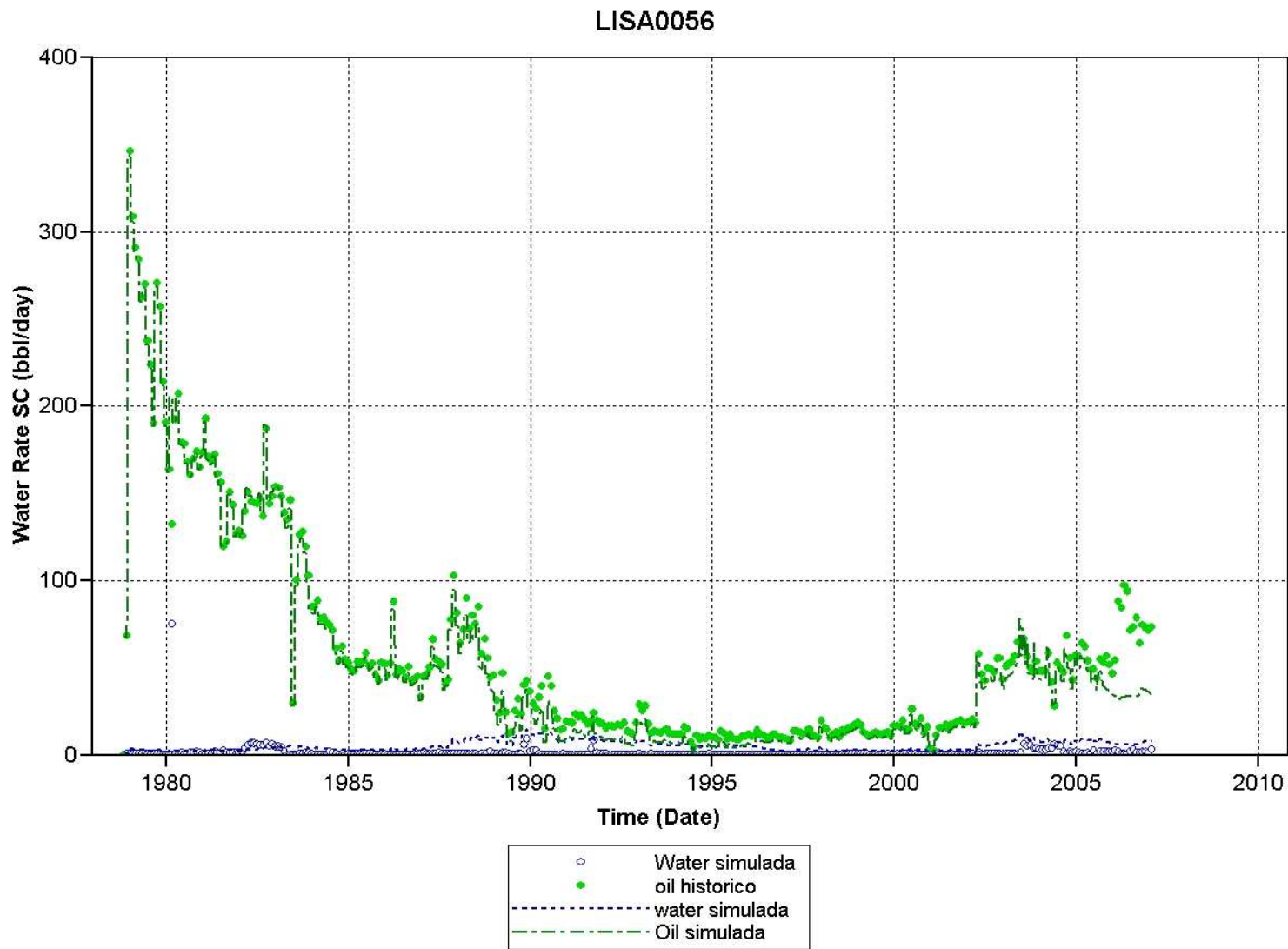


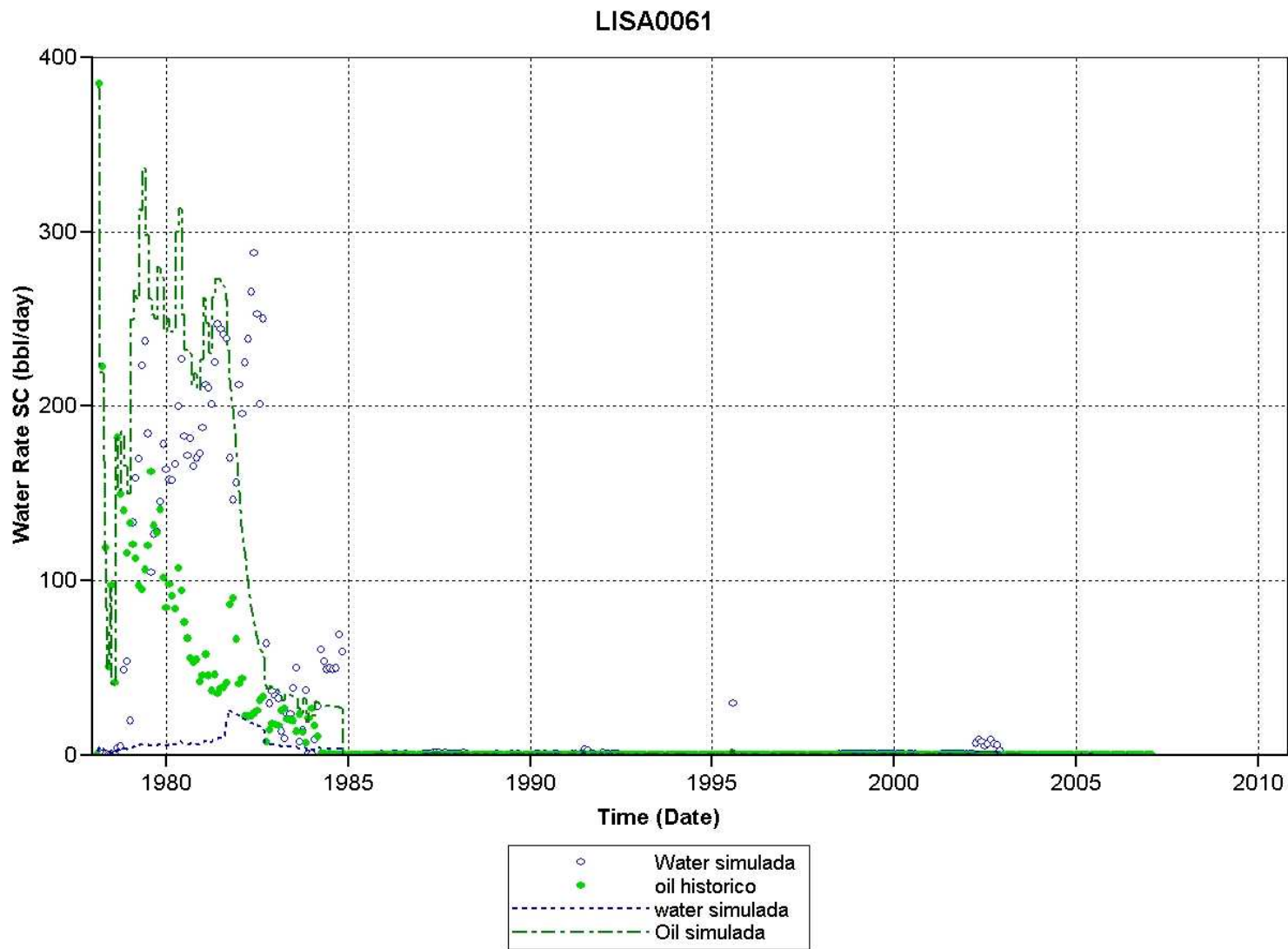


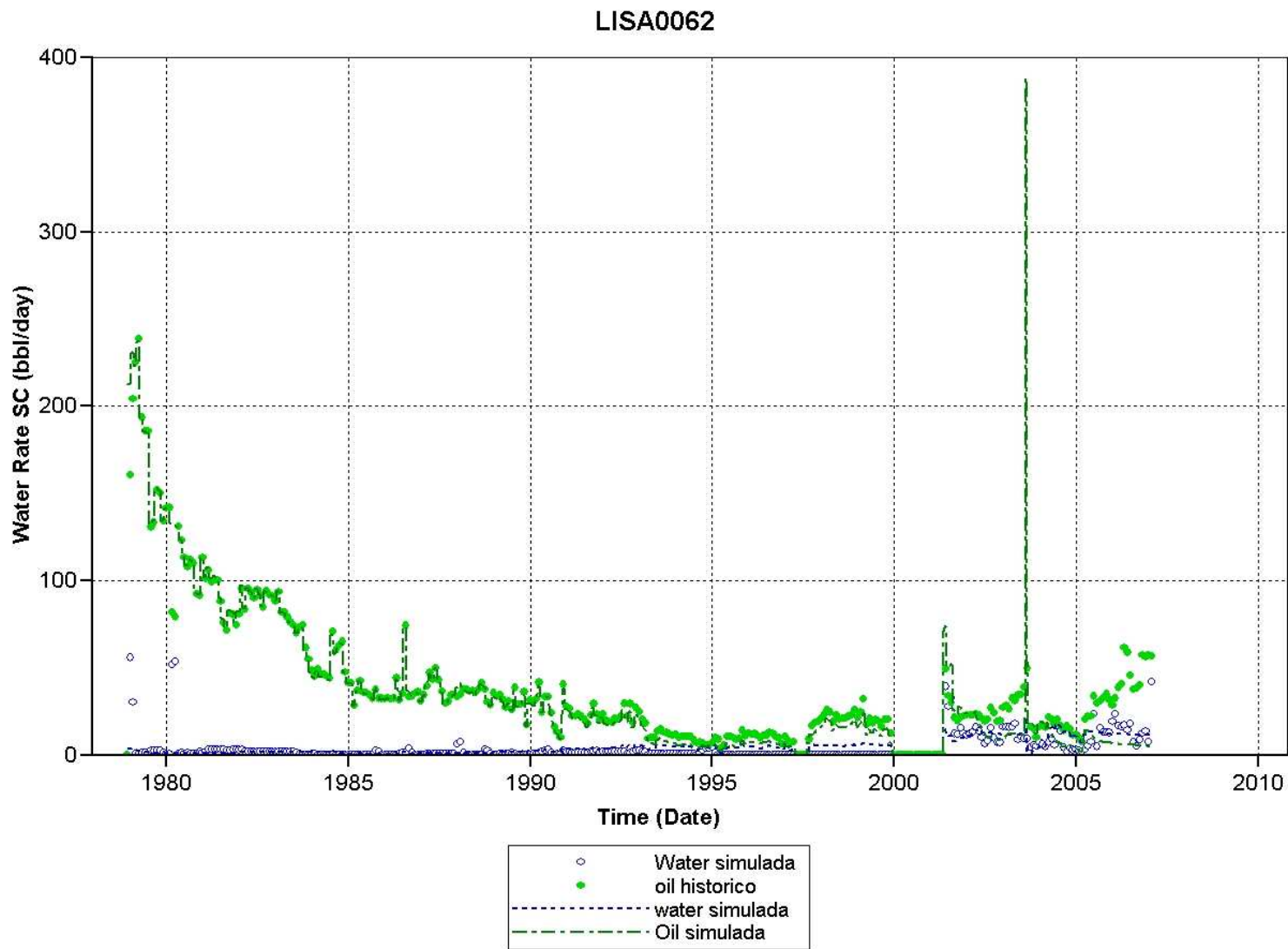


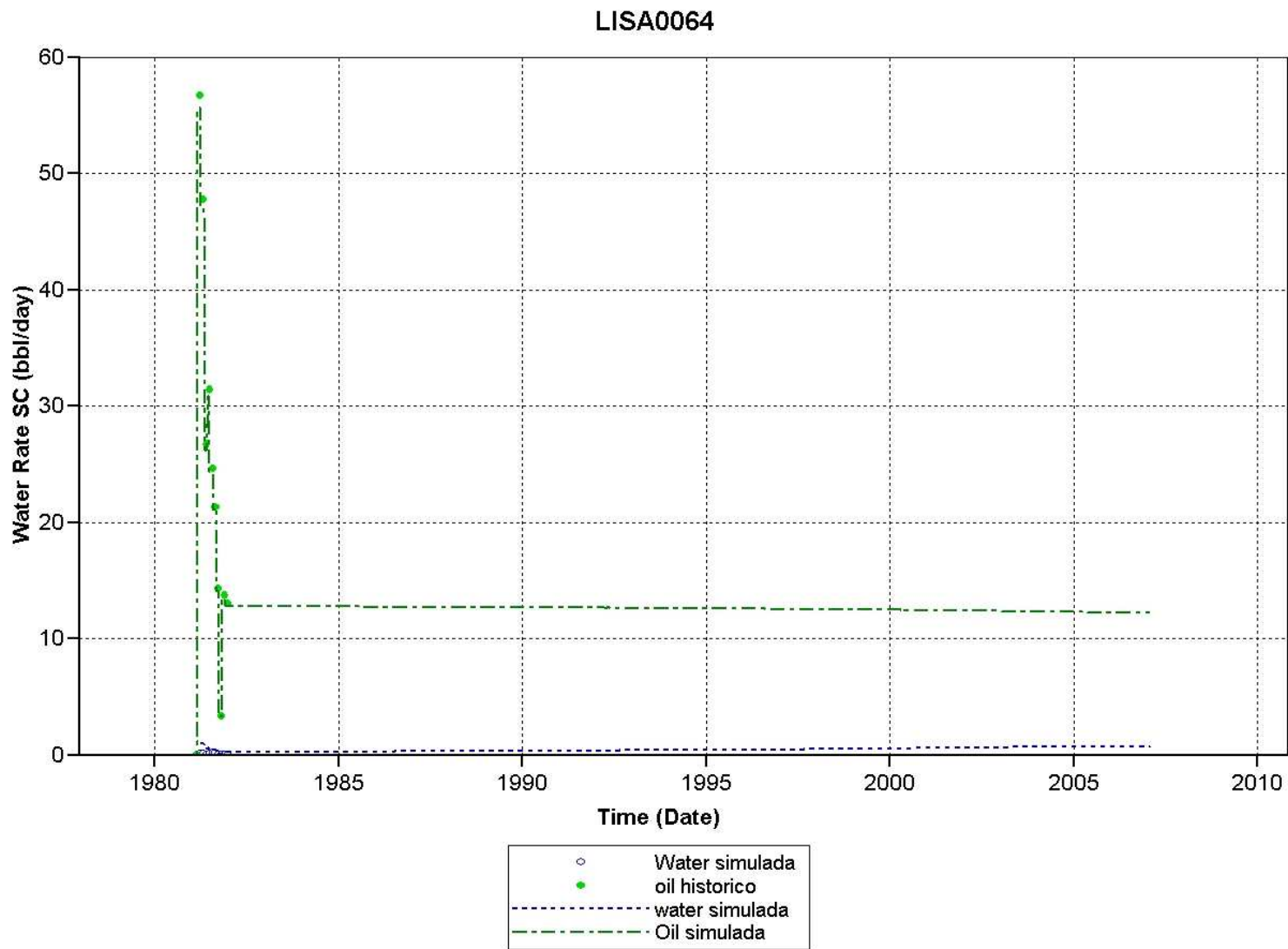


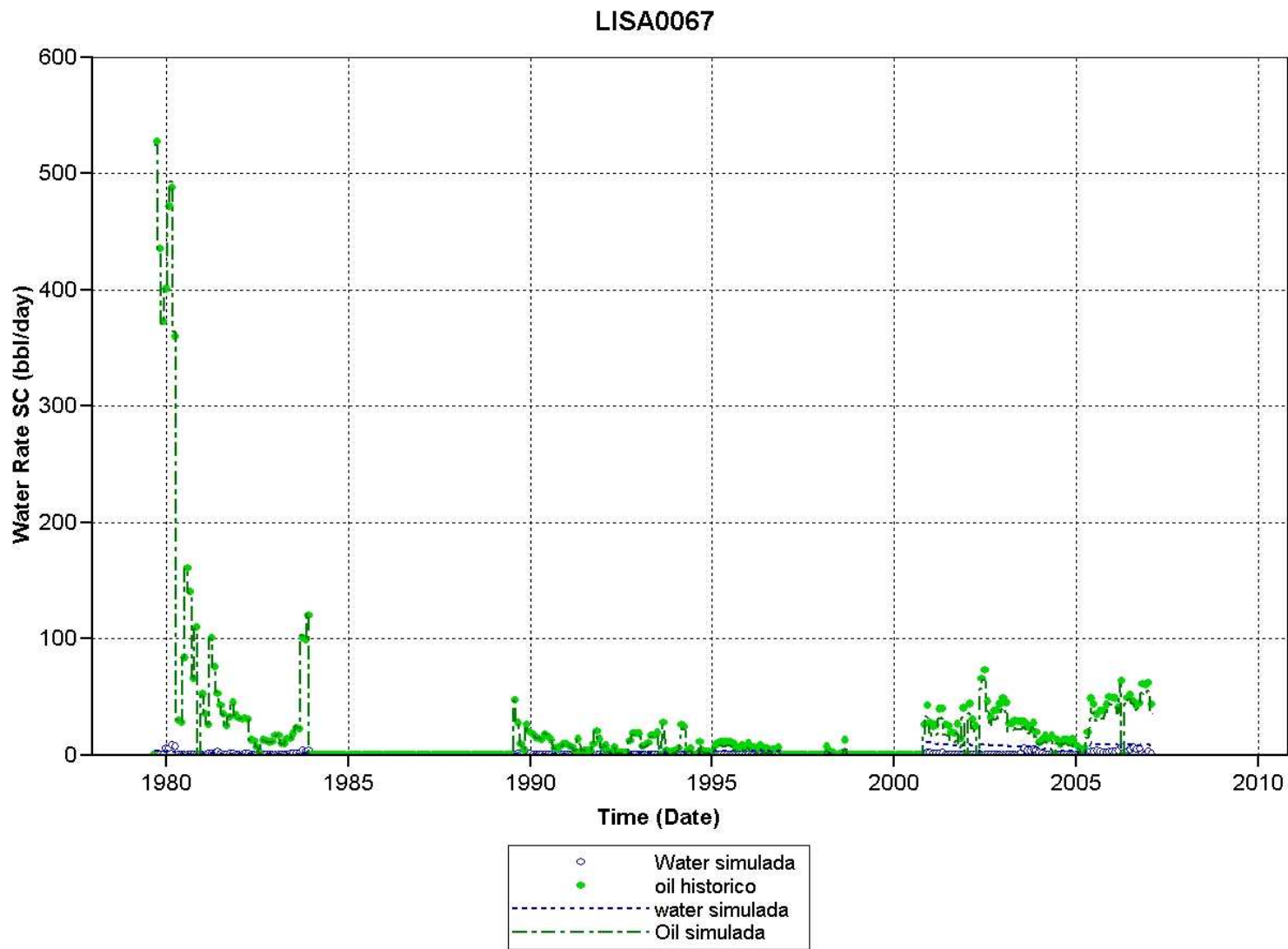


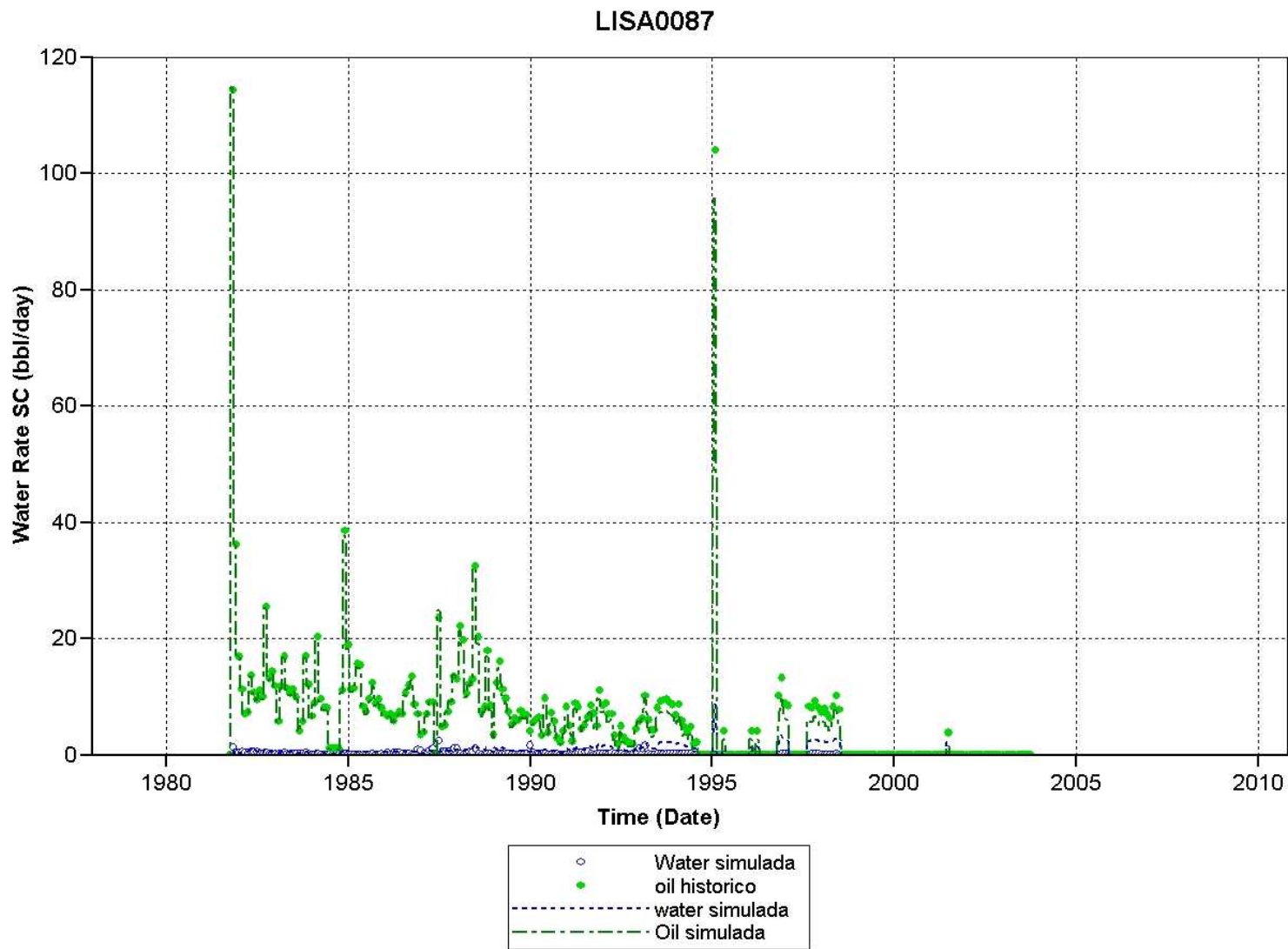


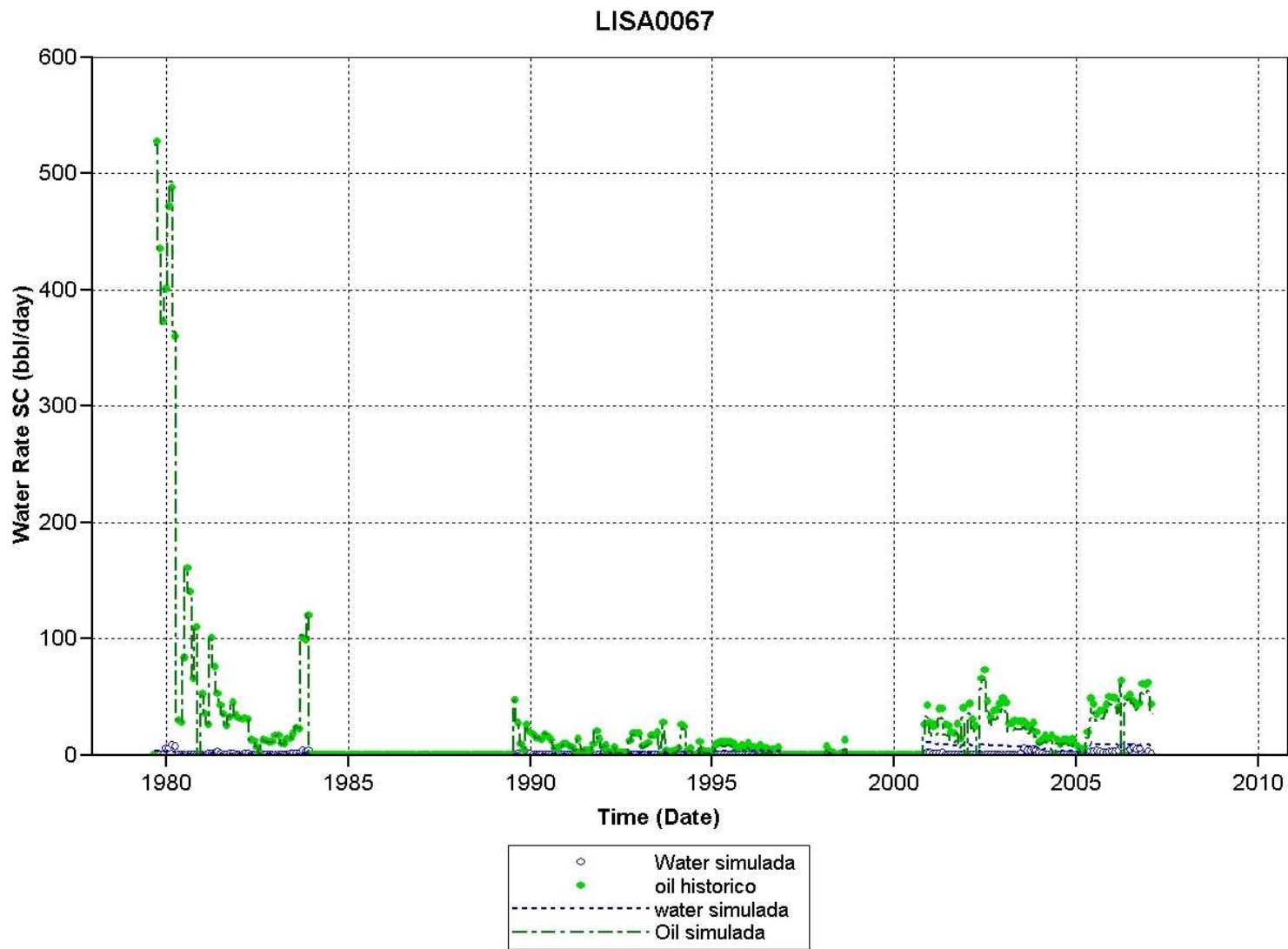


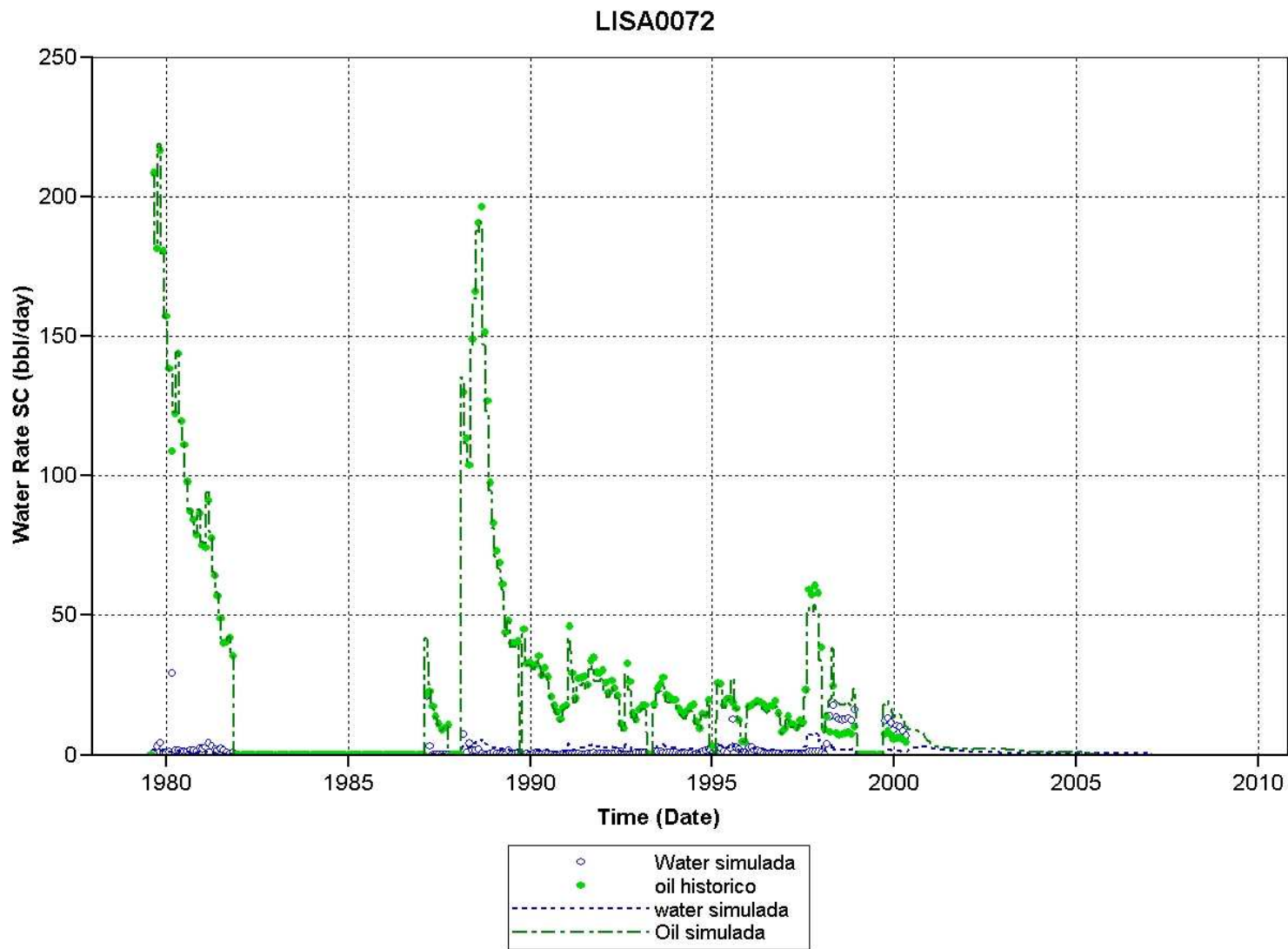


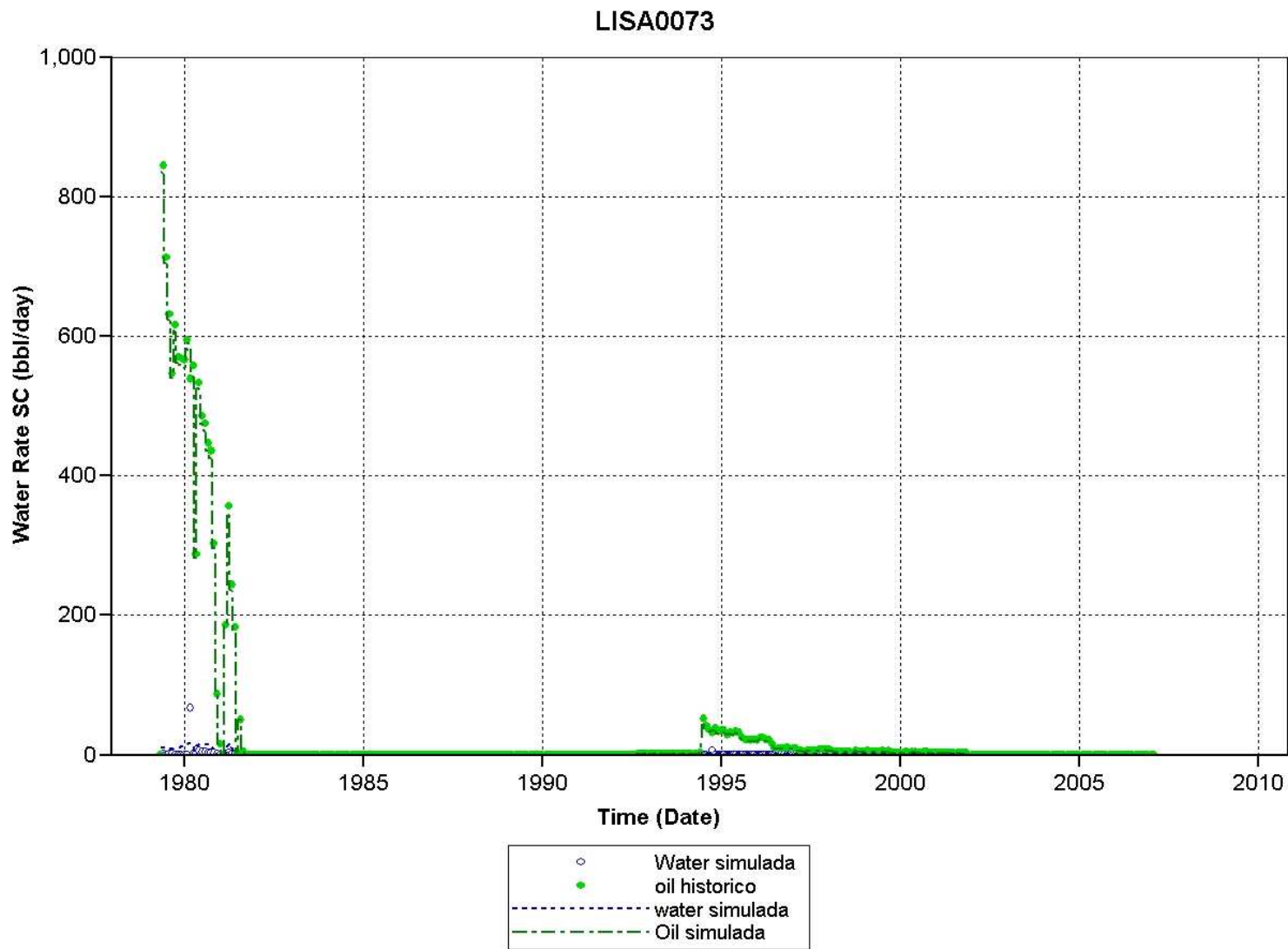


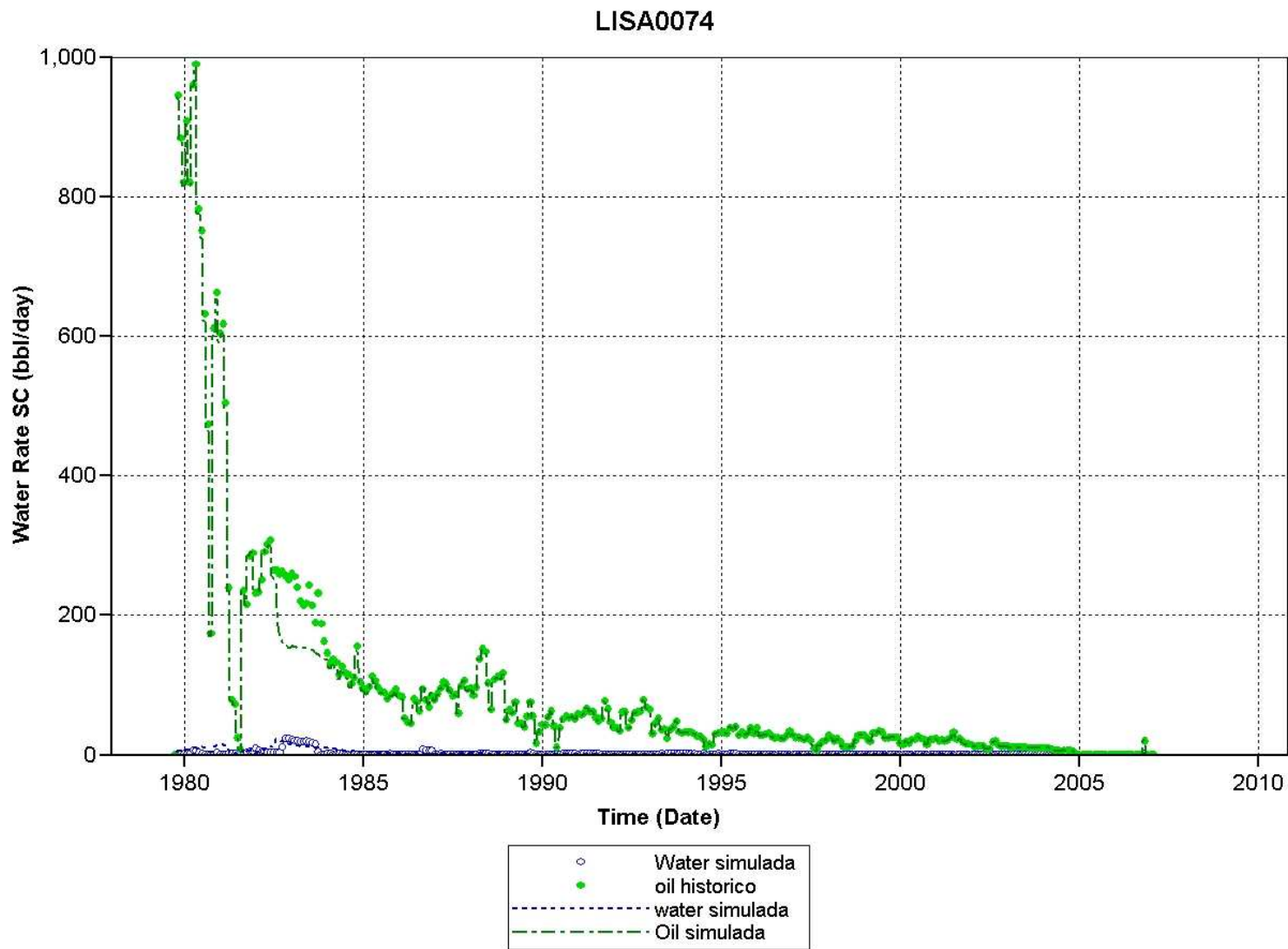


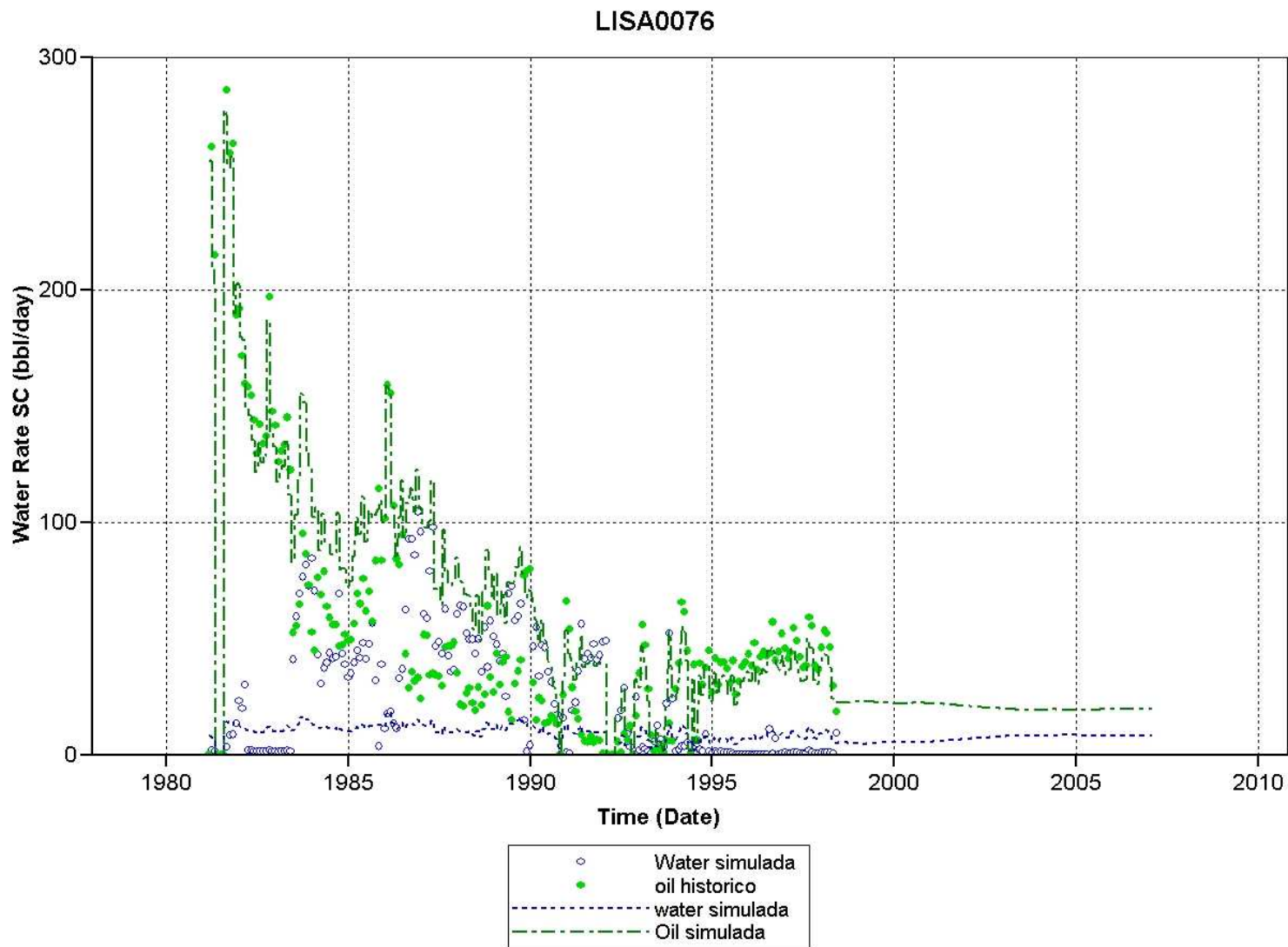


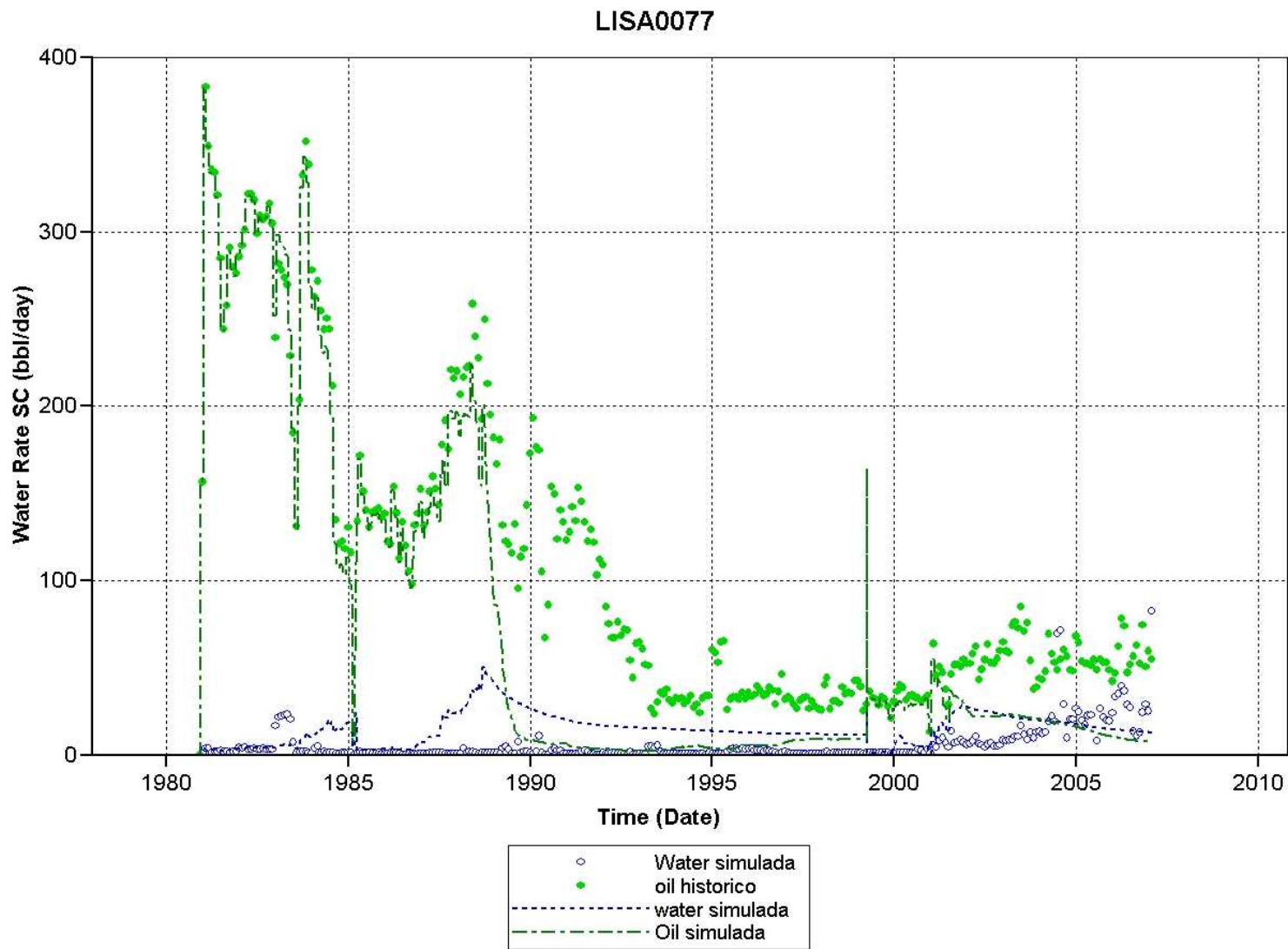


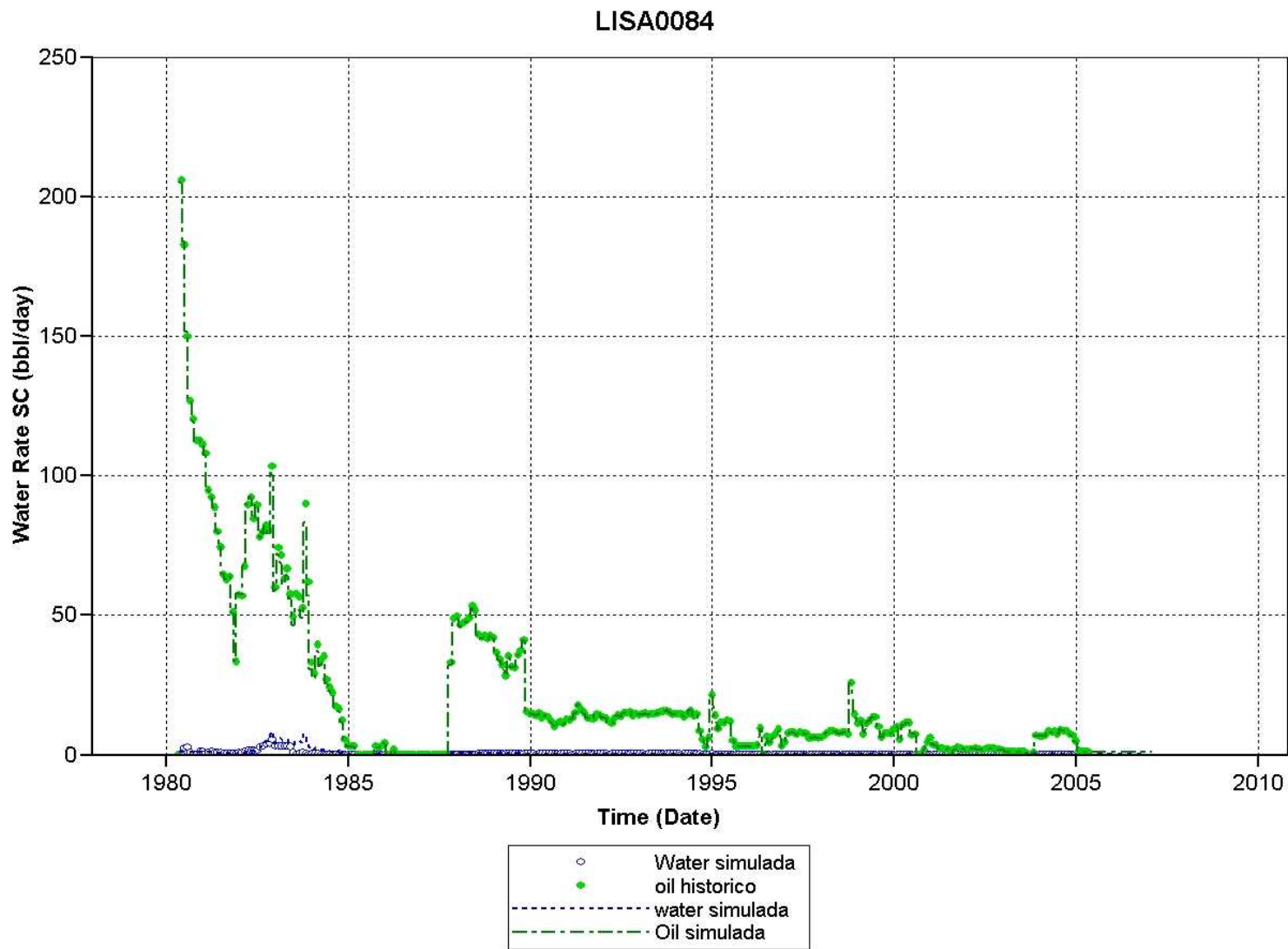


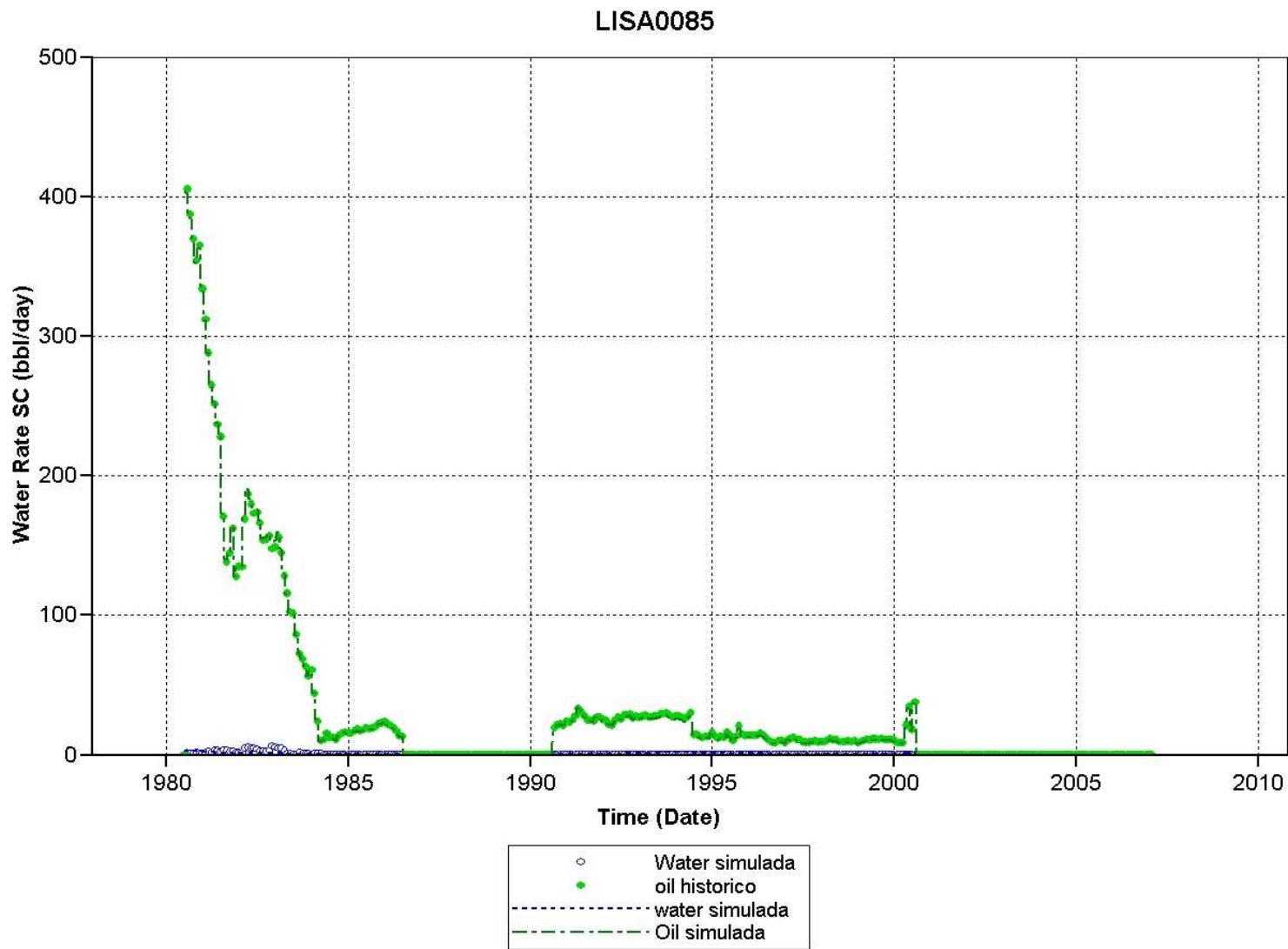


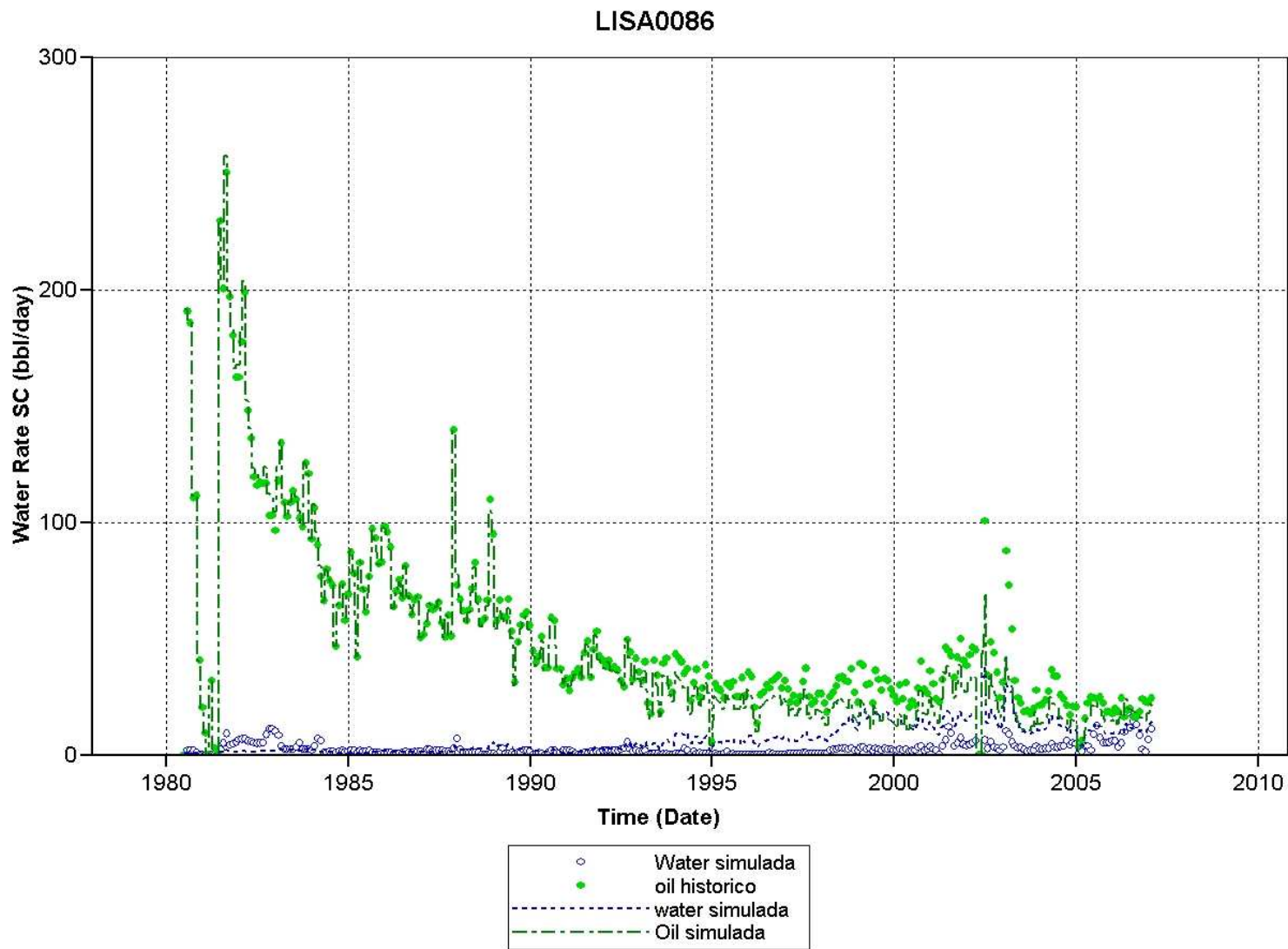


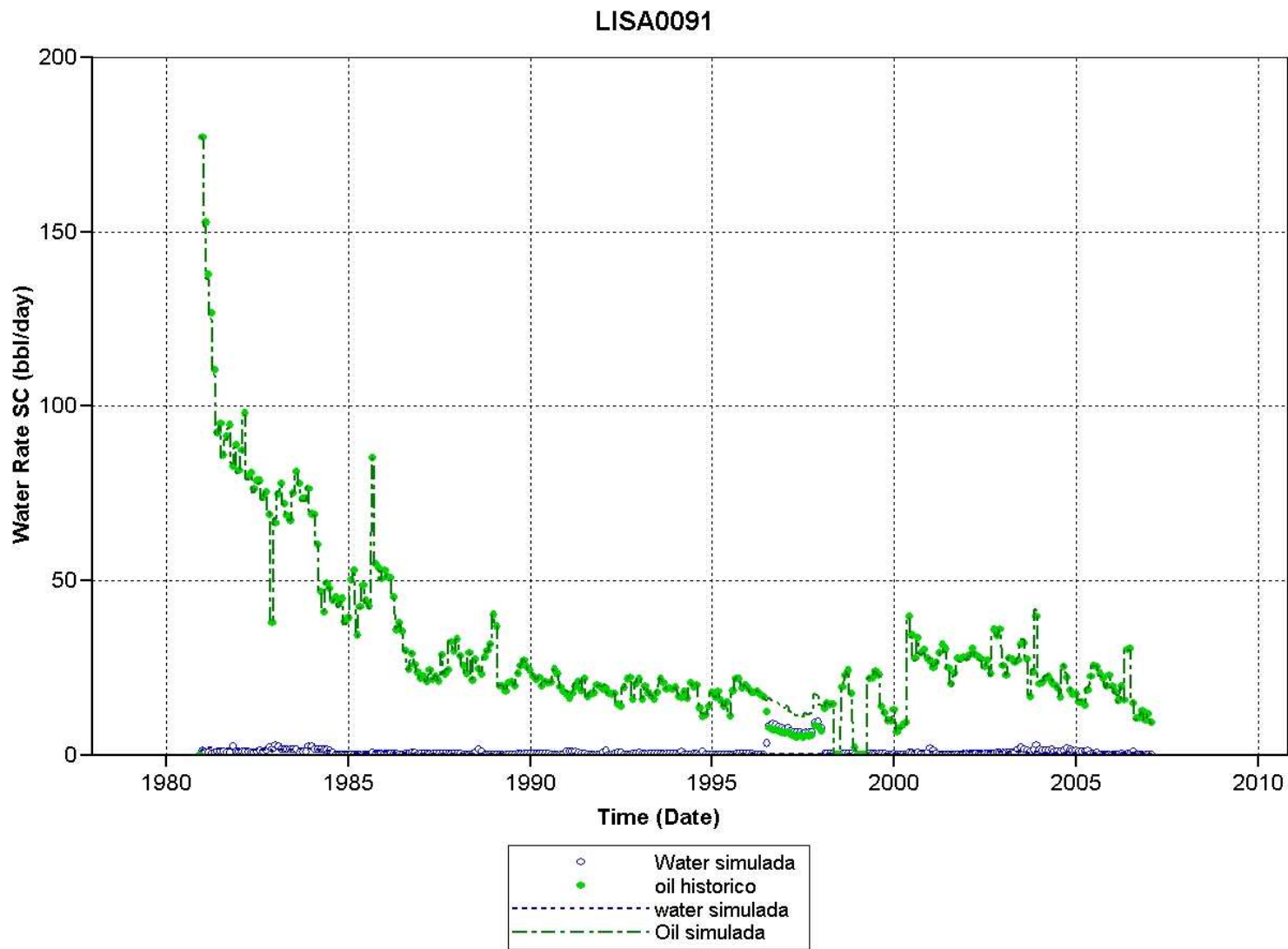


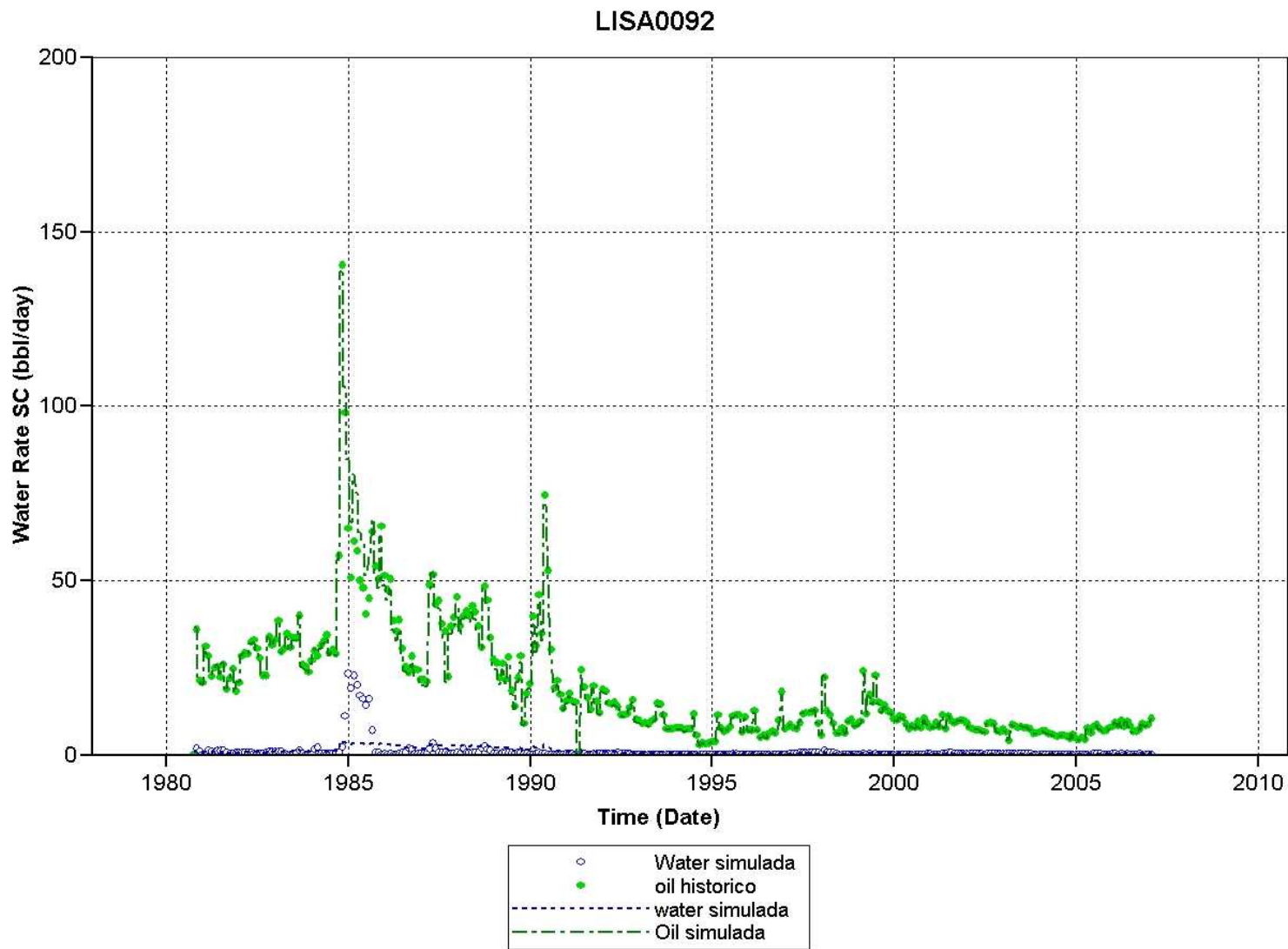


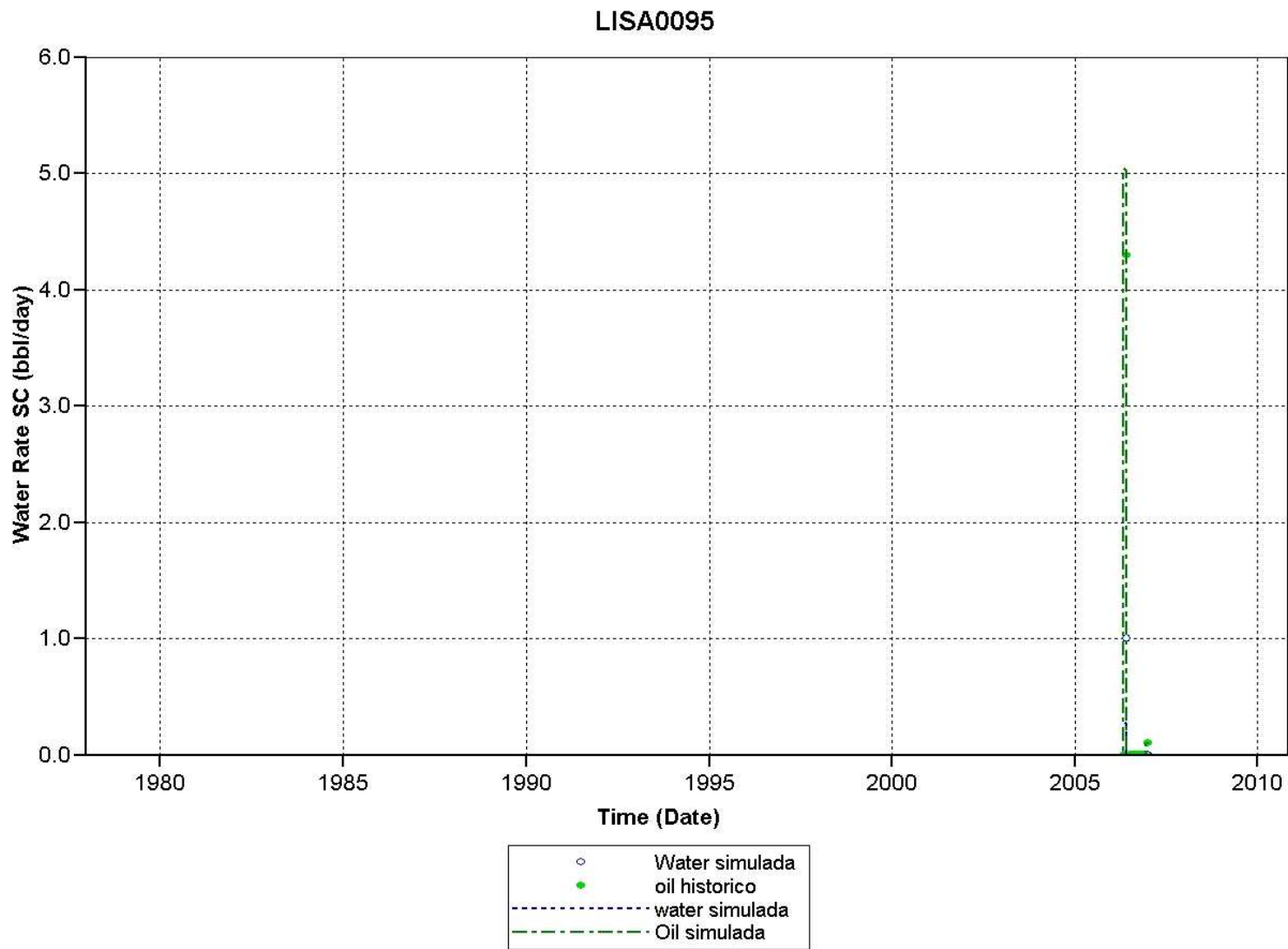


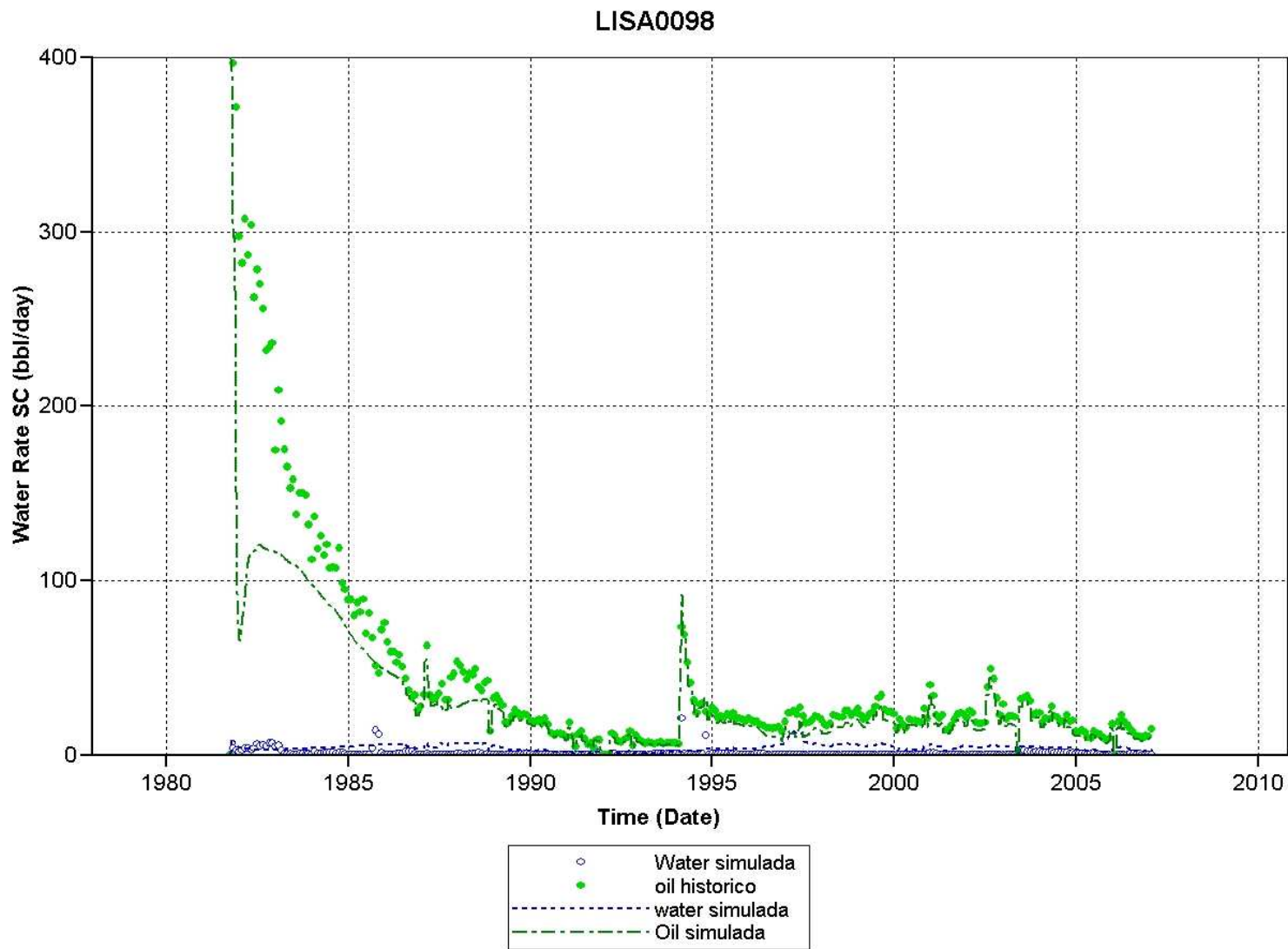


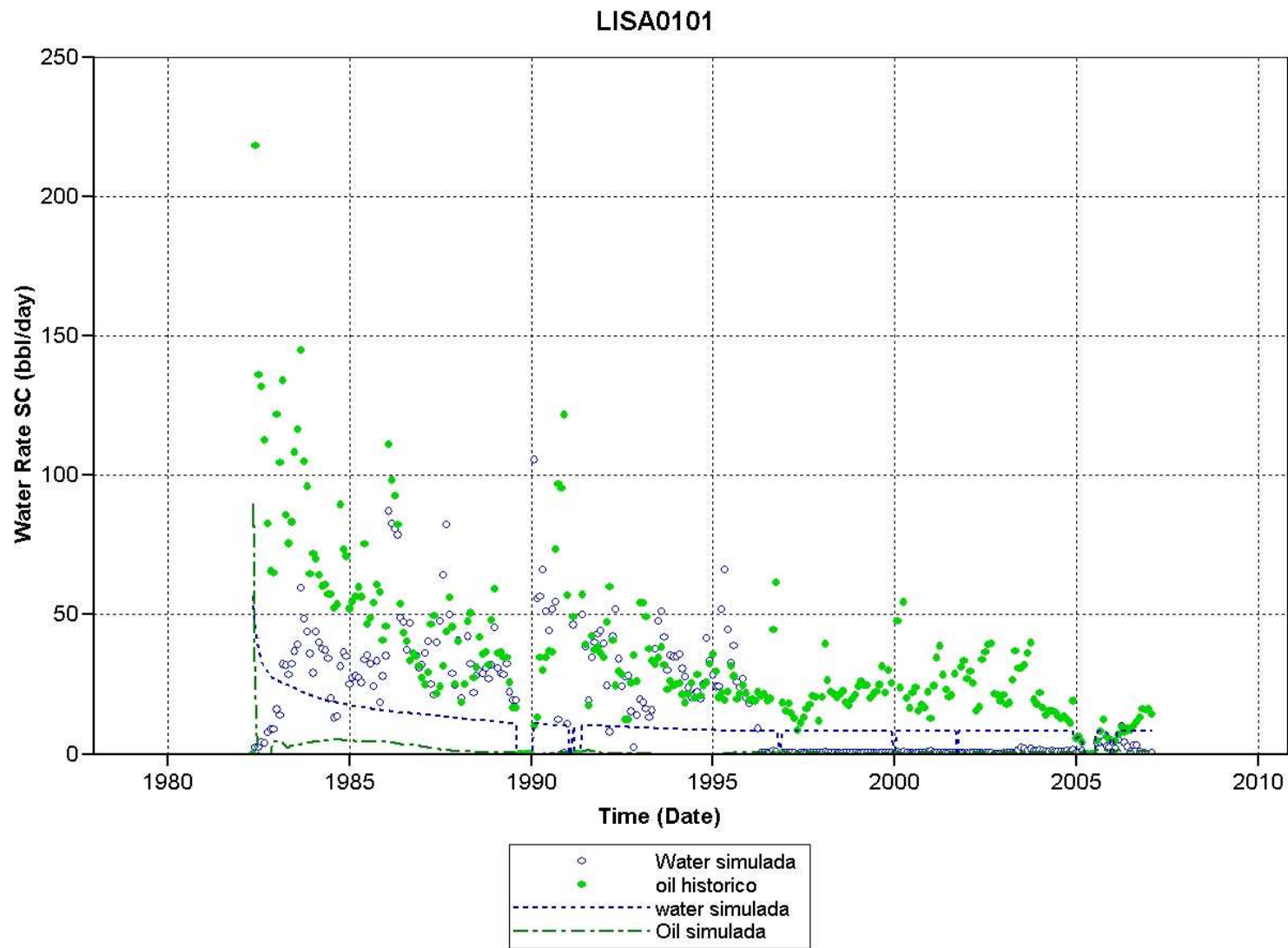


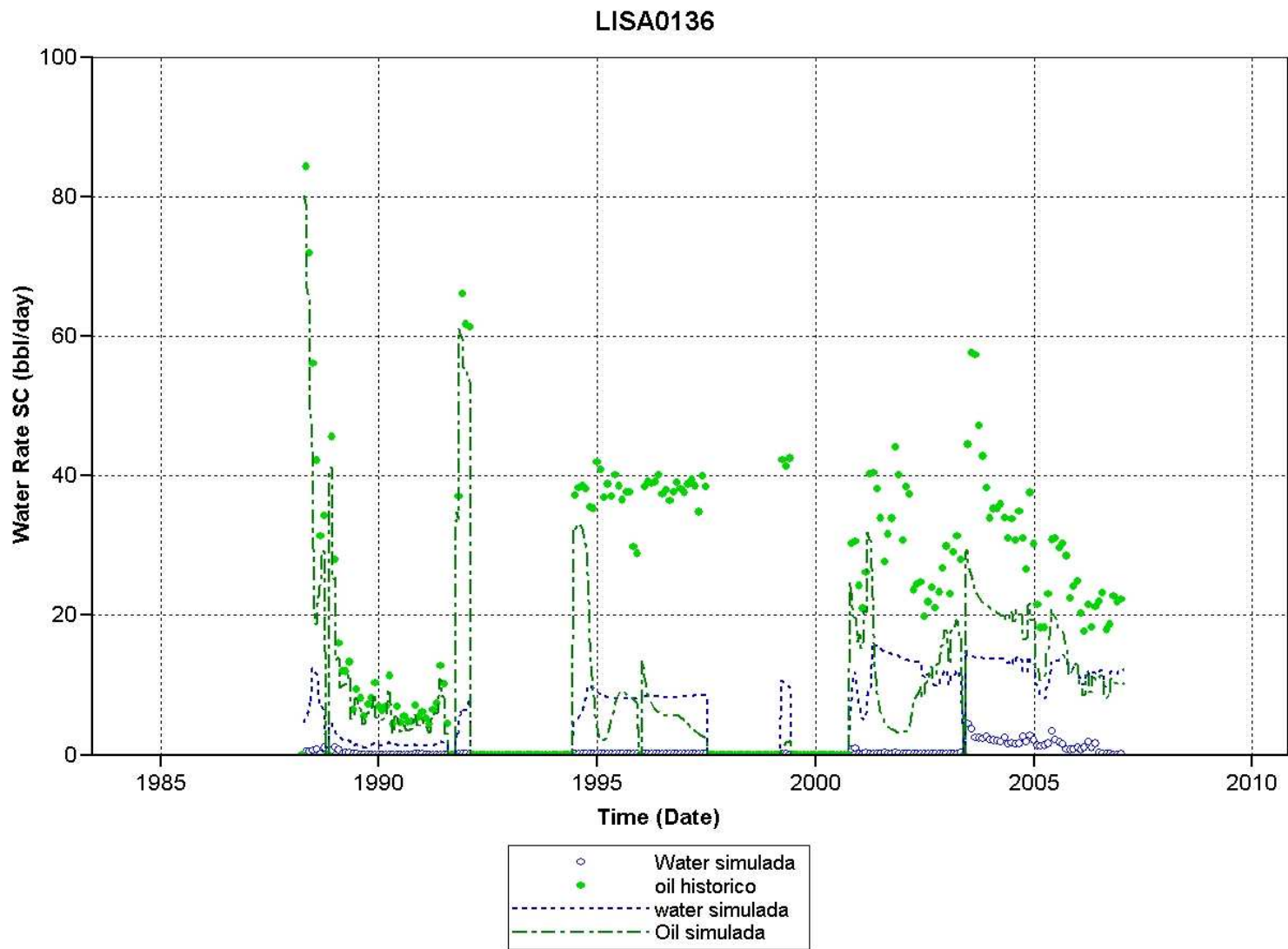


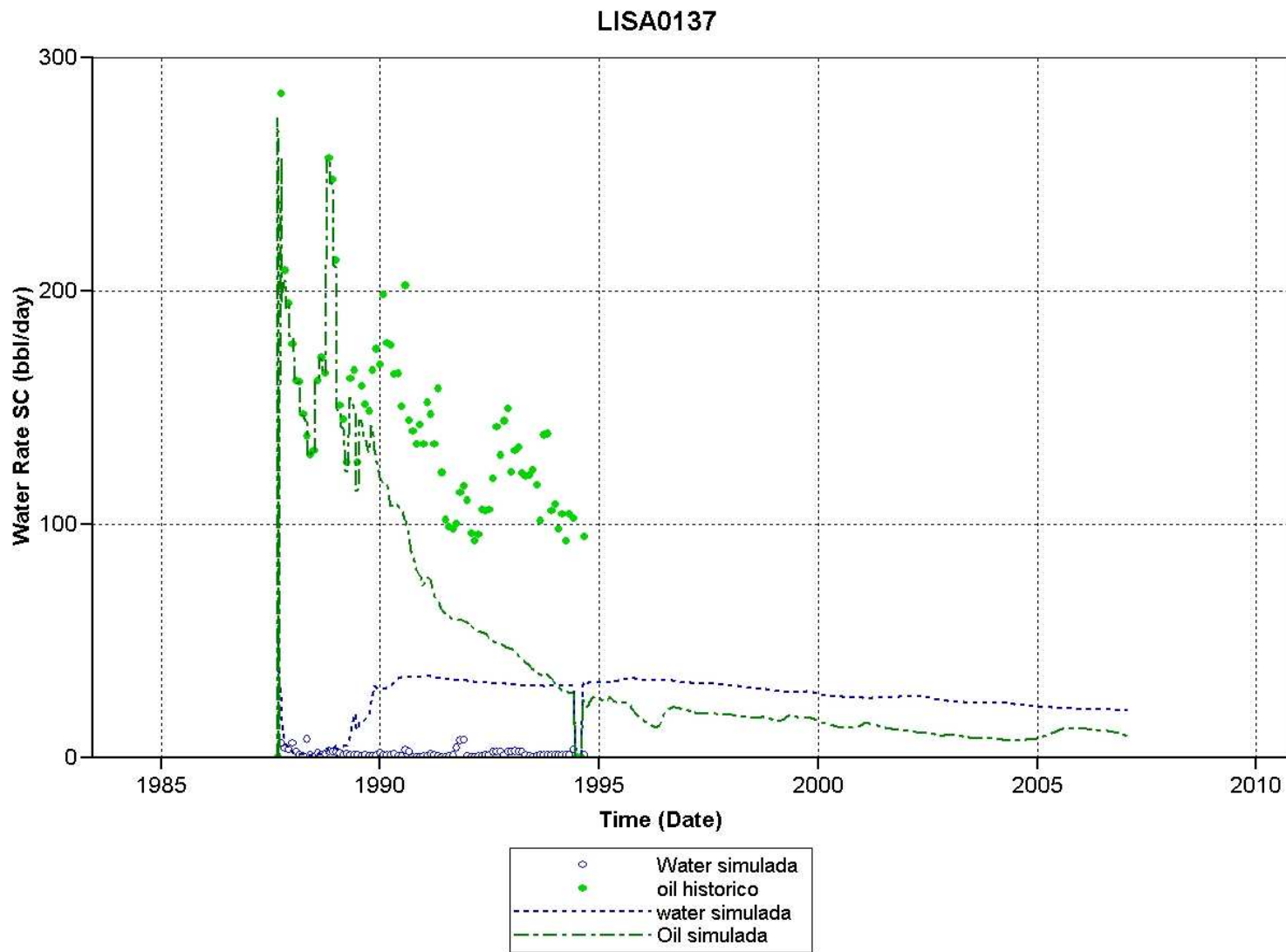


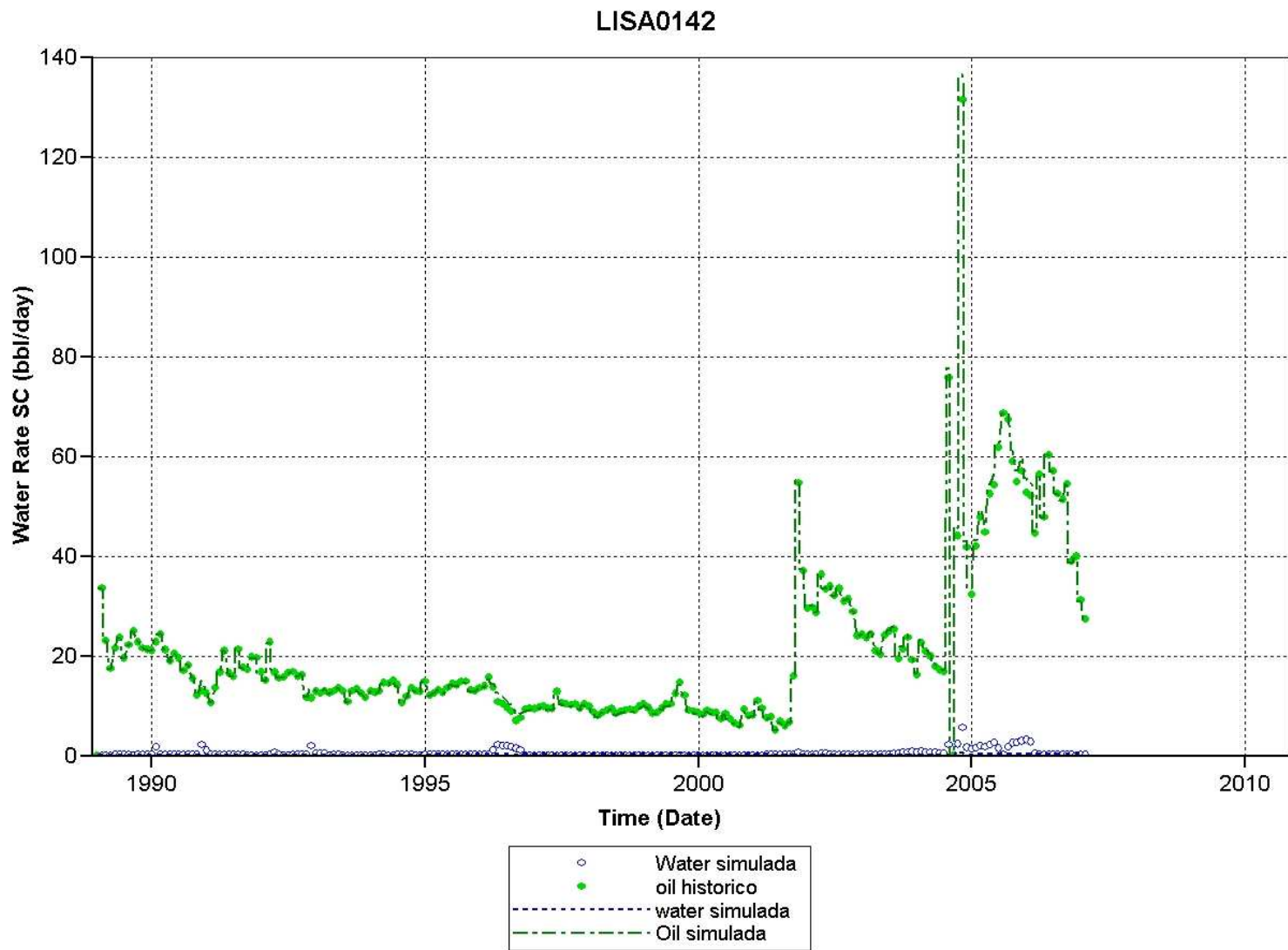


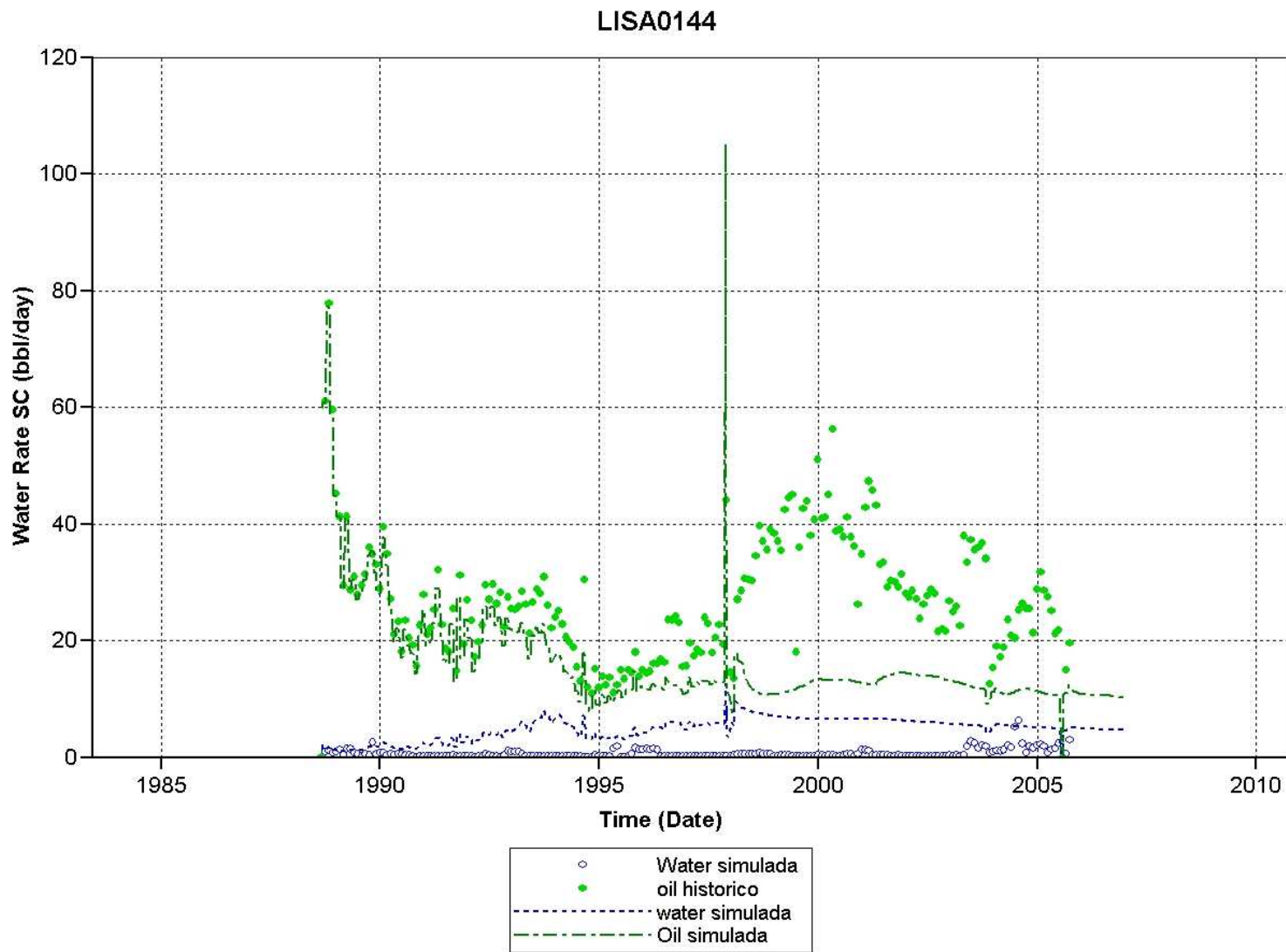


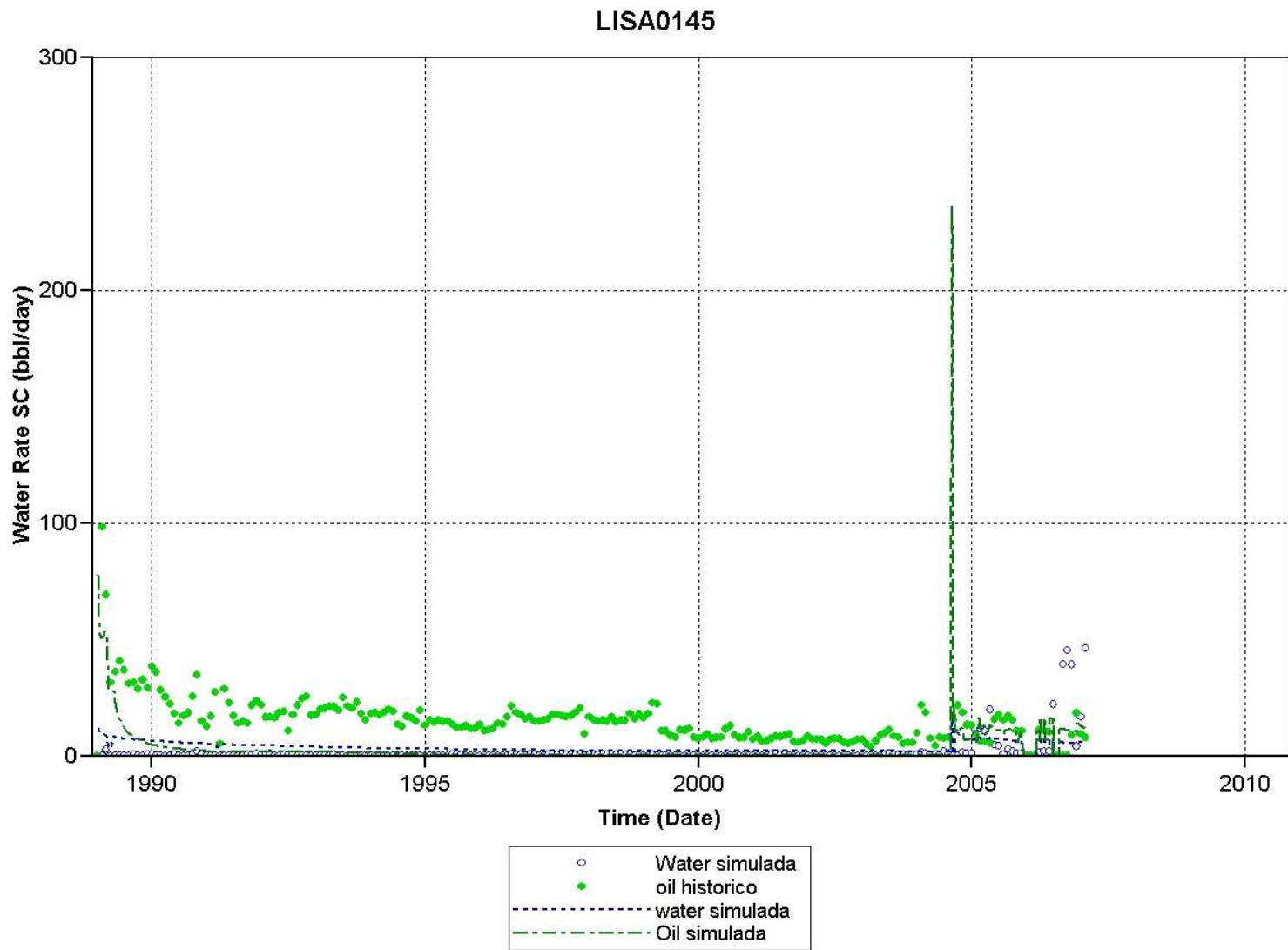


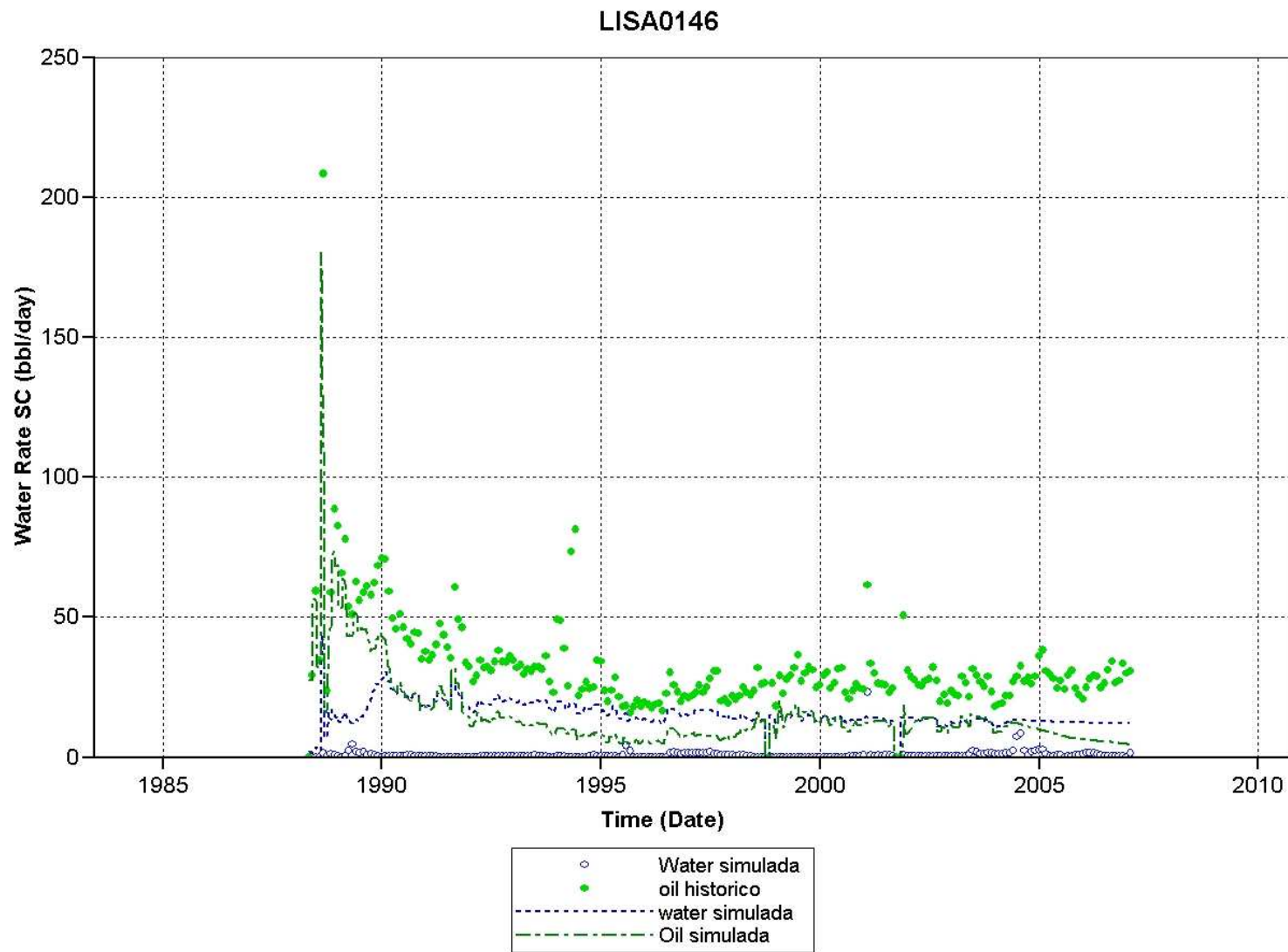


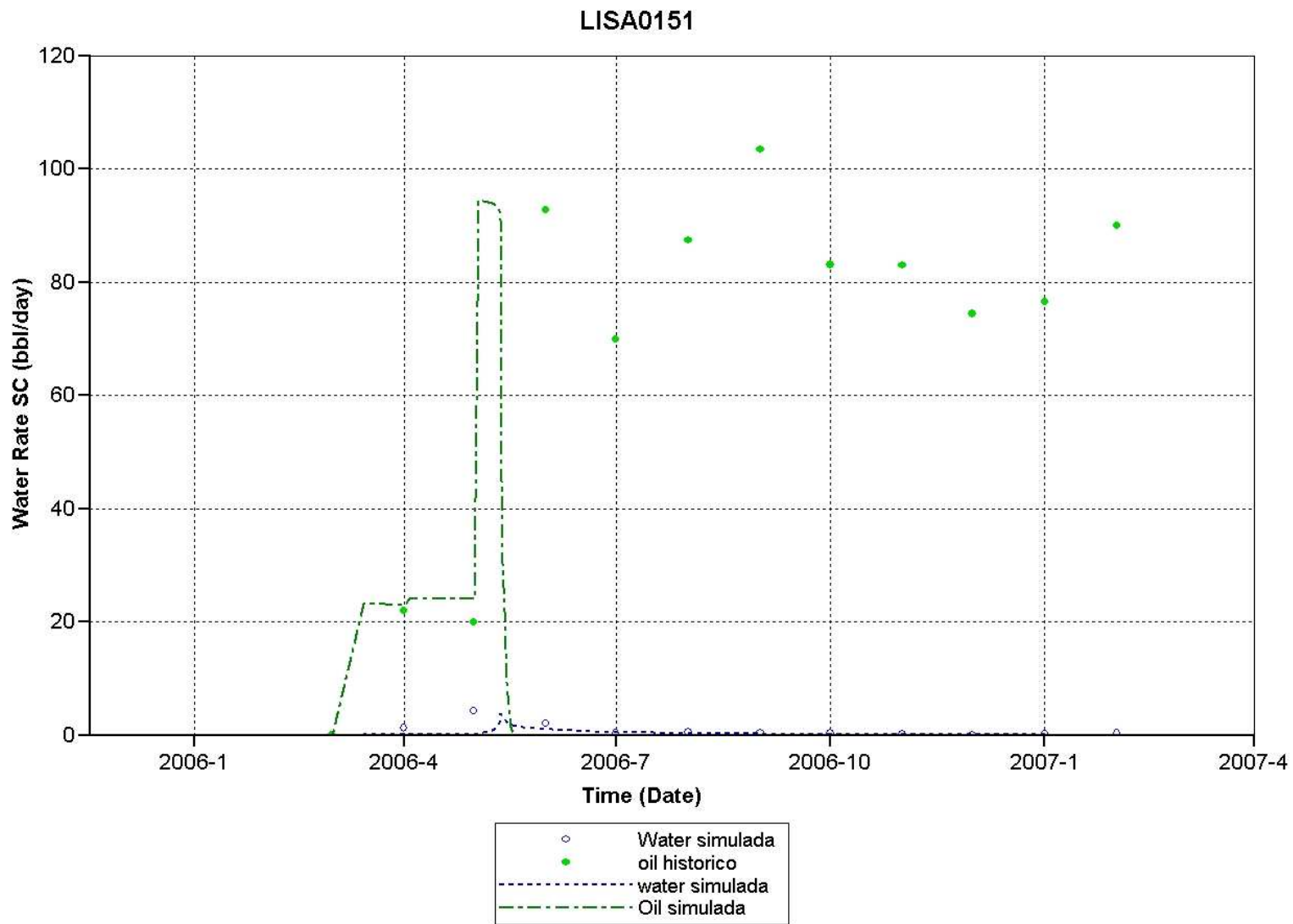


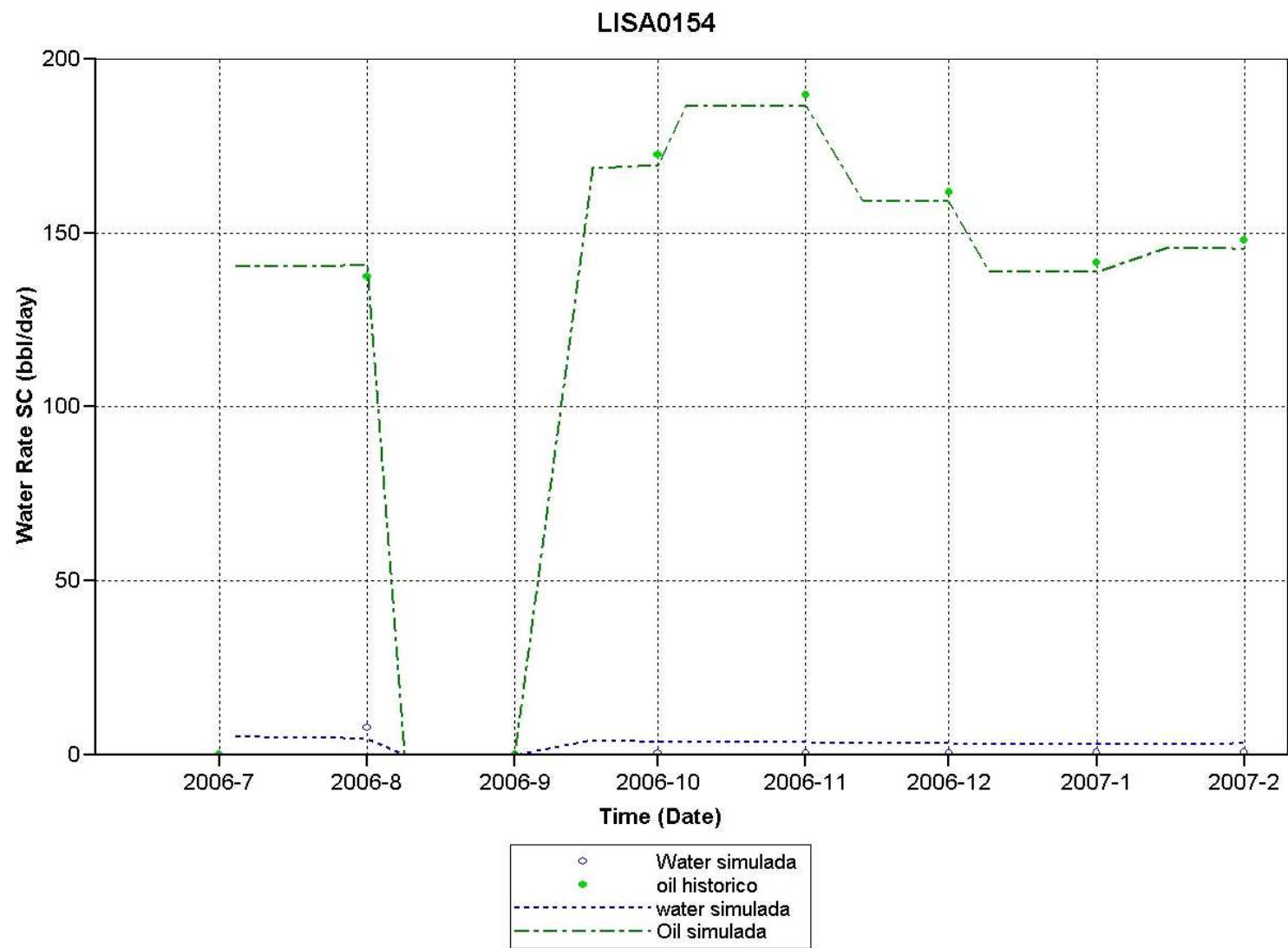


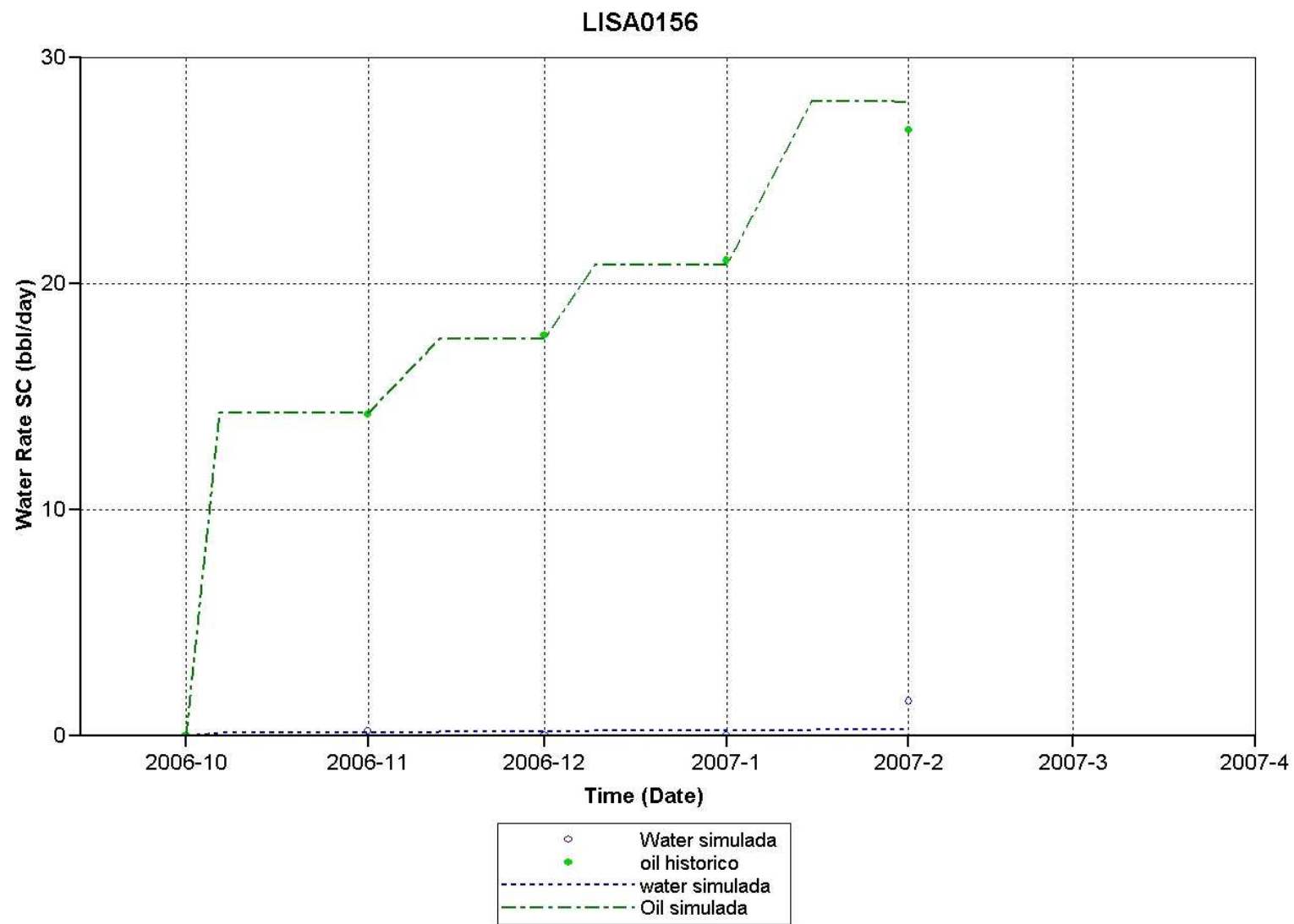








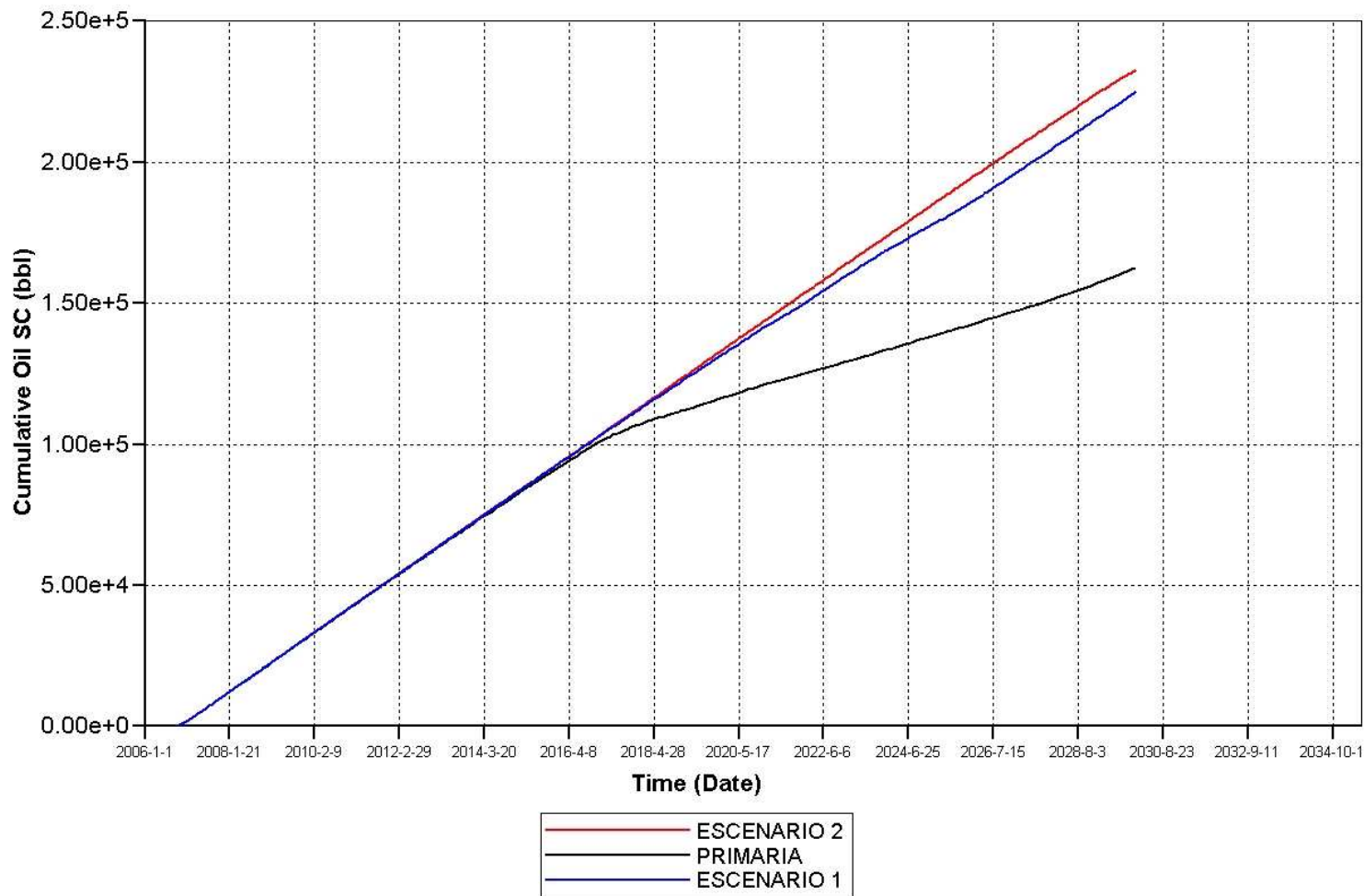




ANEXO B.
PRODUCCION INCREMENTAL DE ACEITE POR POZO

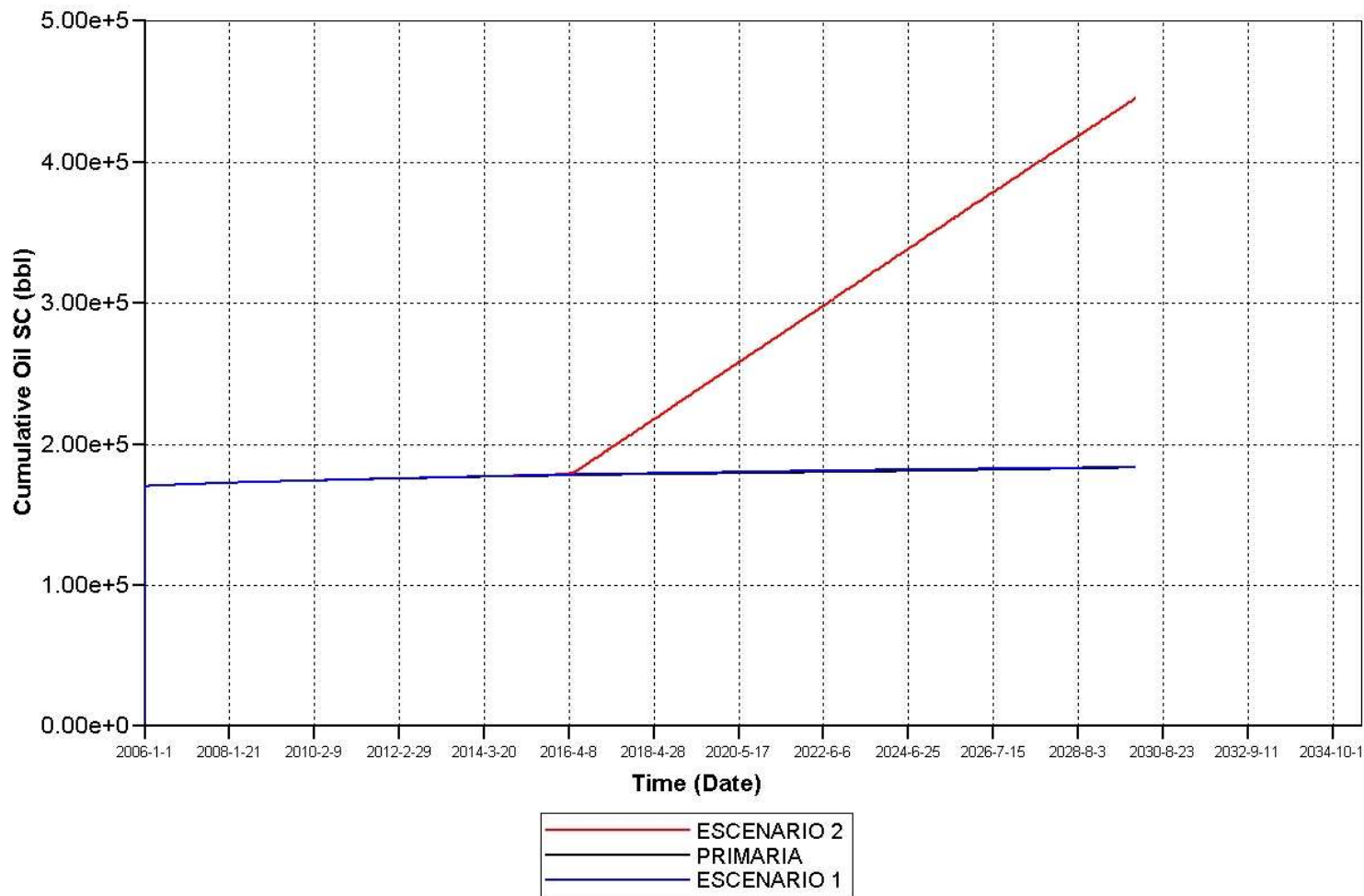
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0156



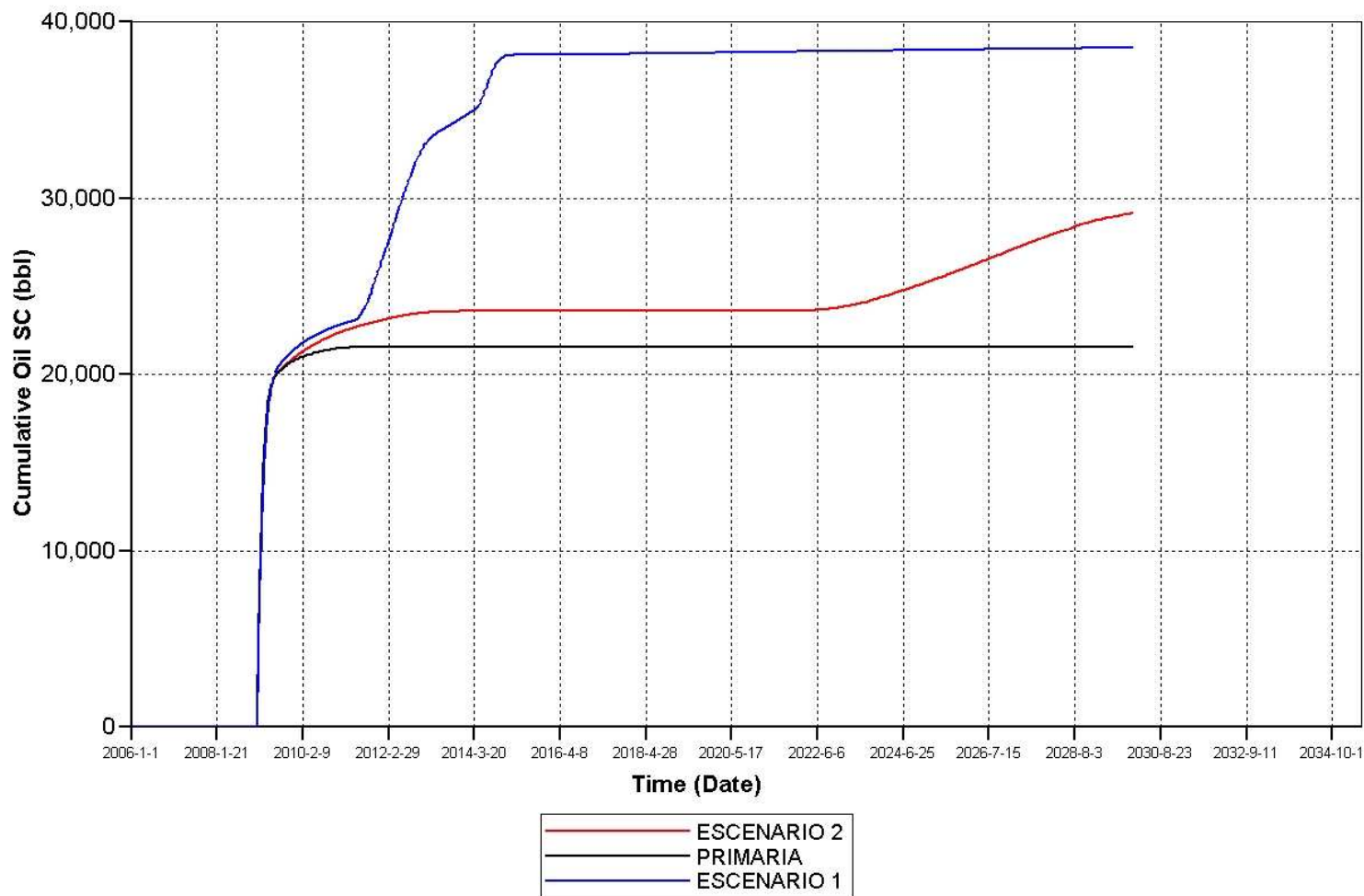
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0010



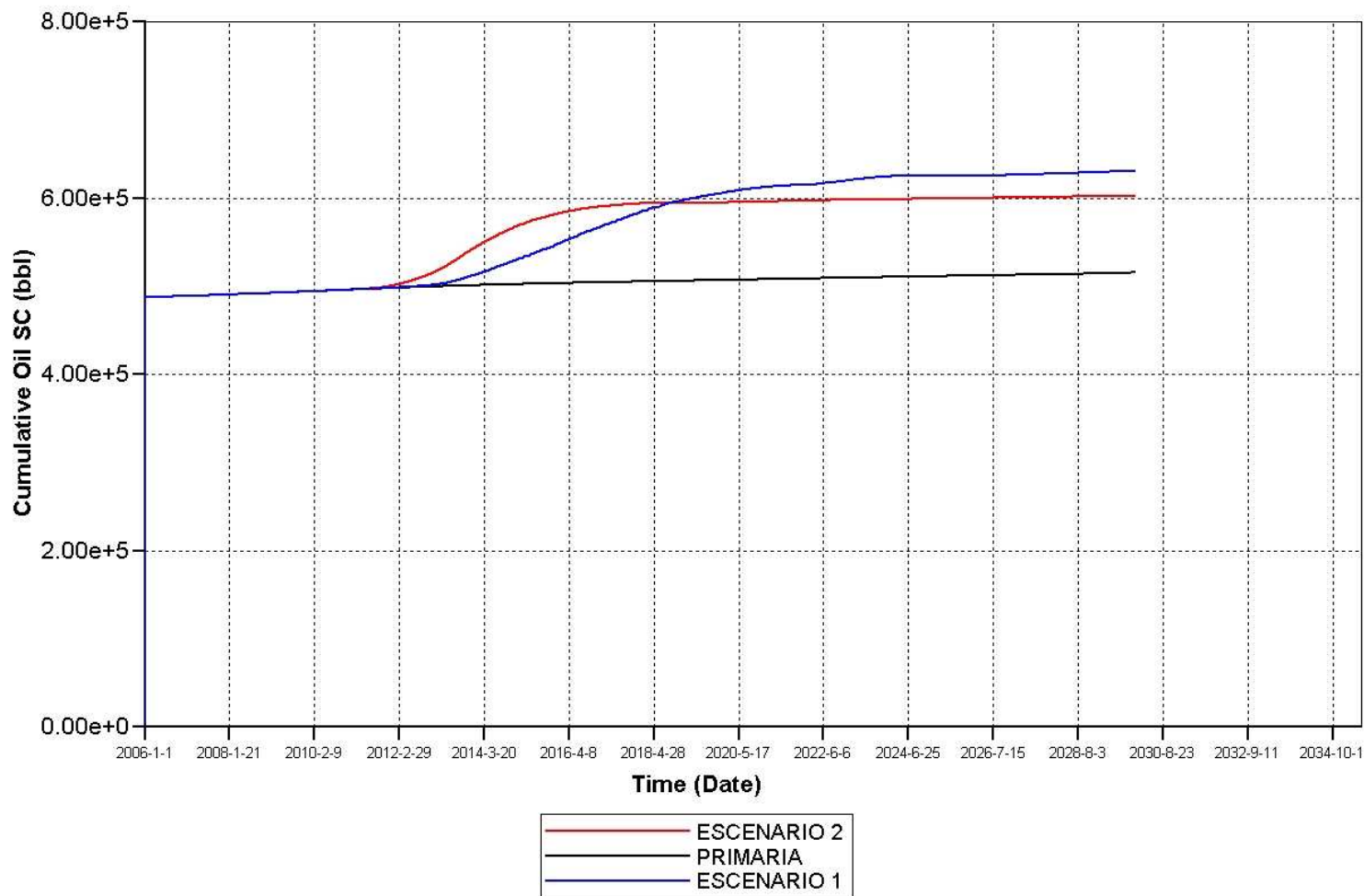
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0015



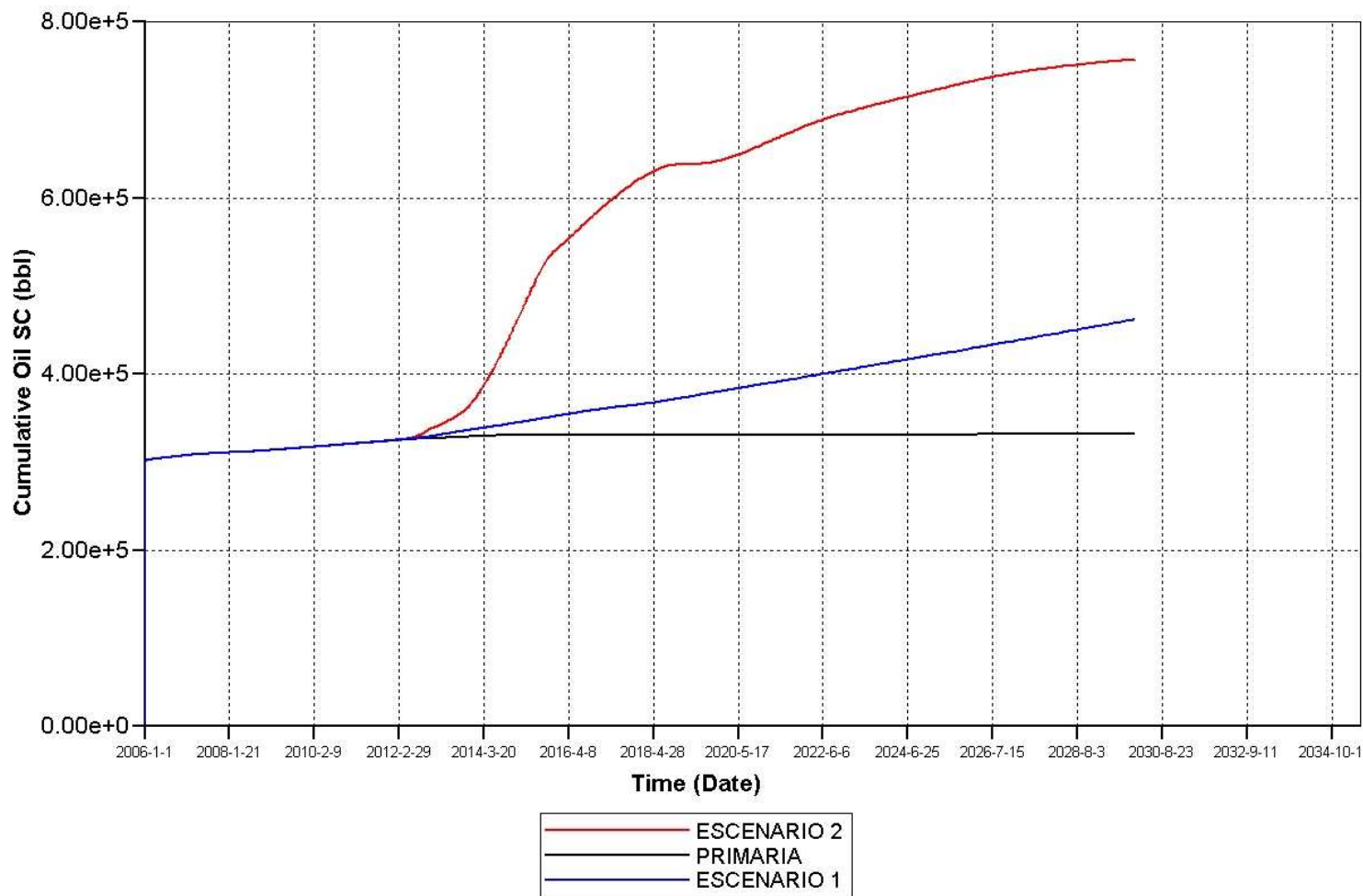
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0044



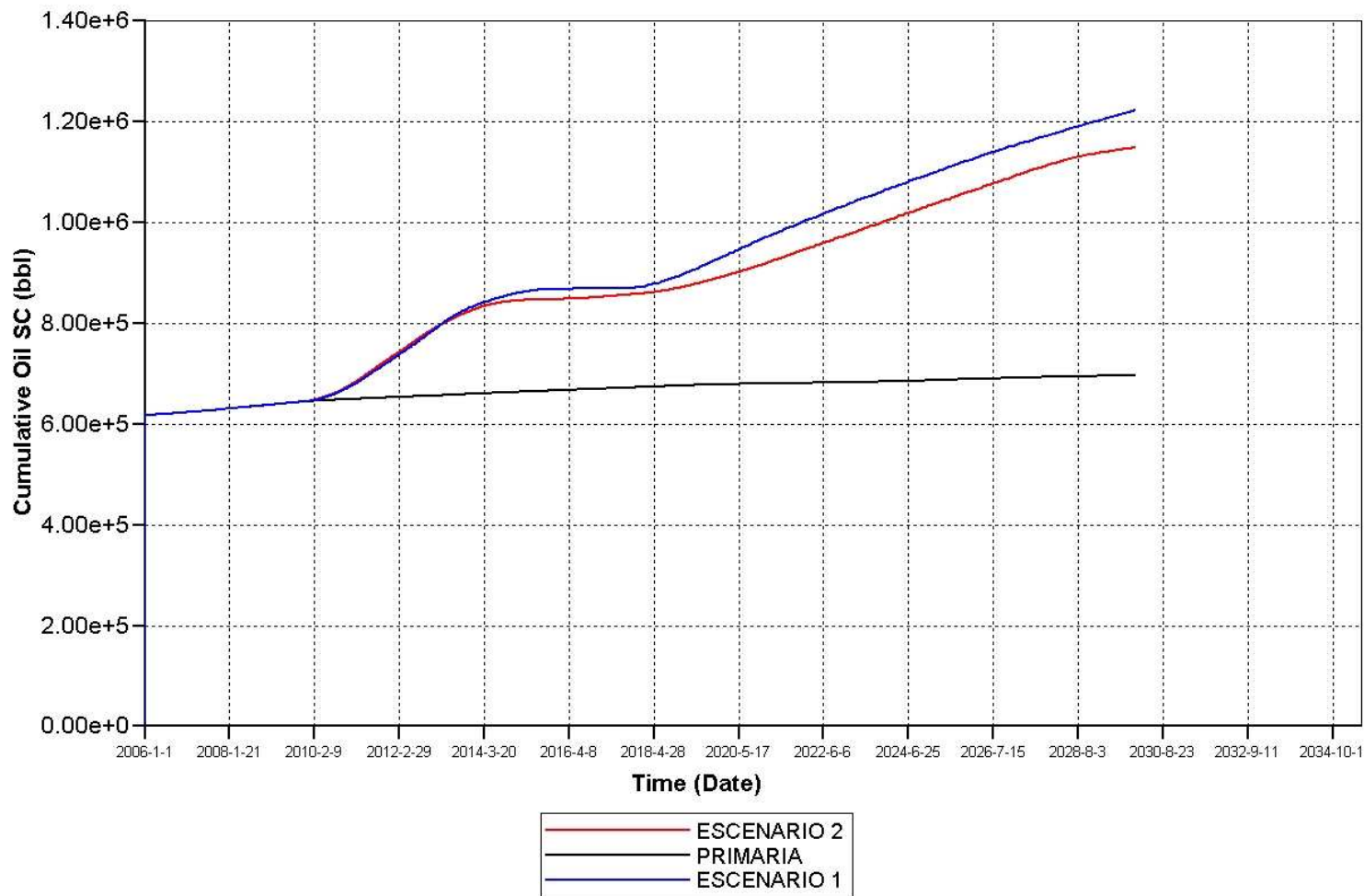
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0047



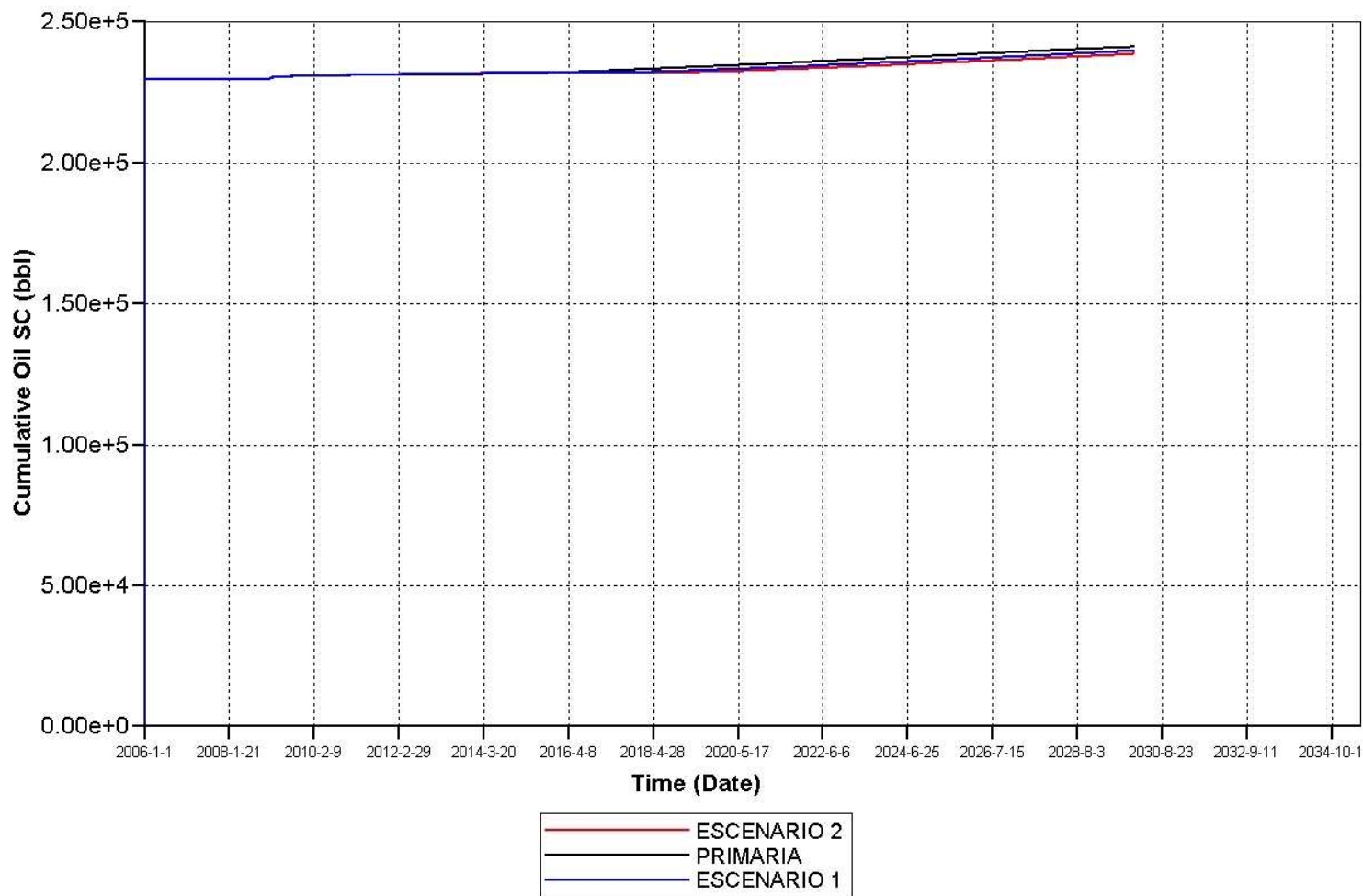
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0052



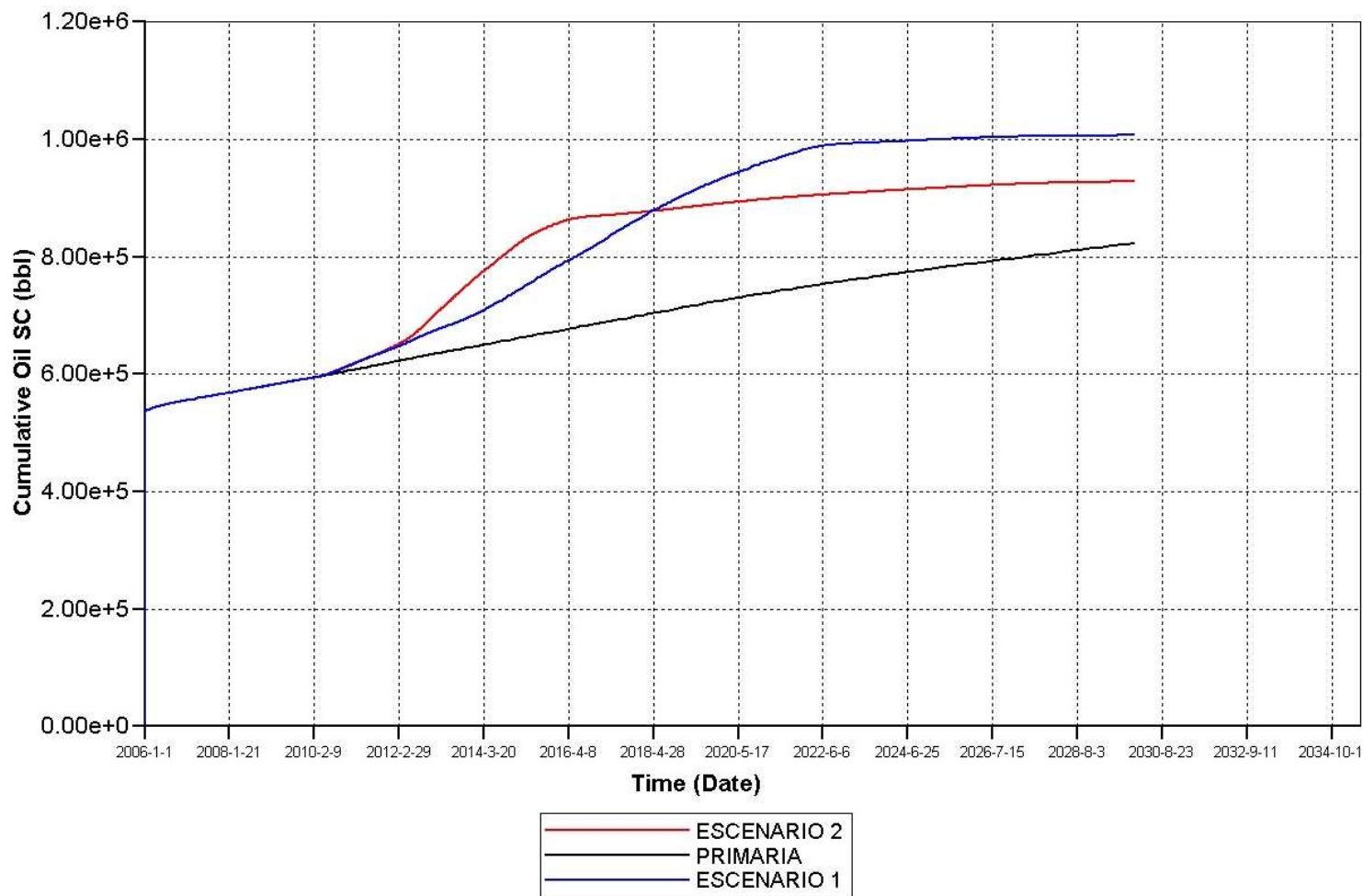
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0054



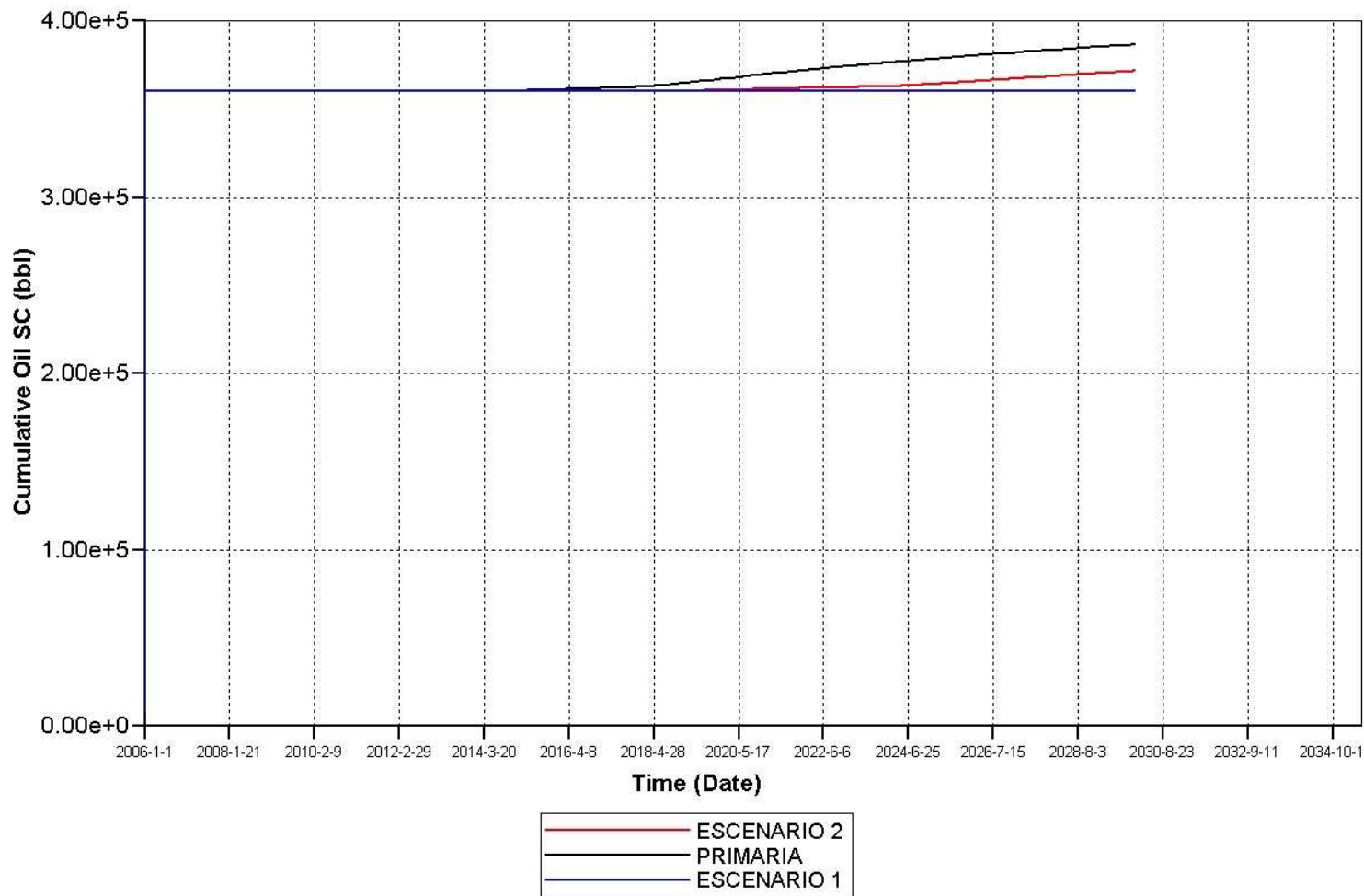
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0056



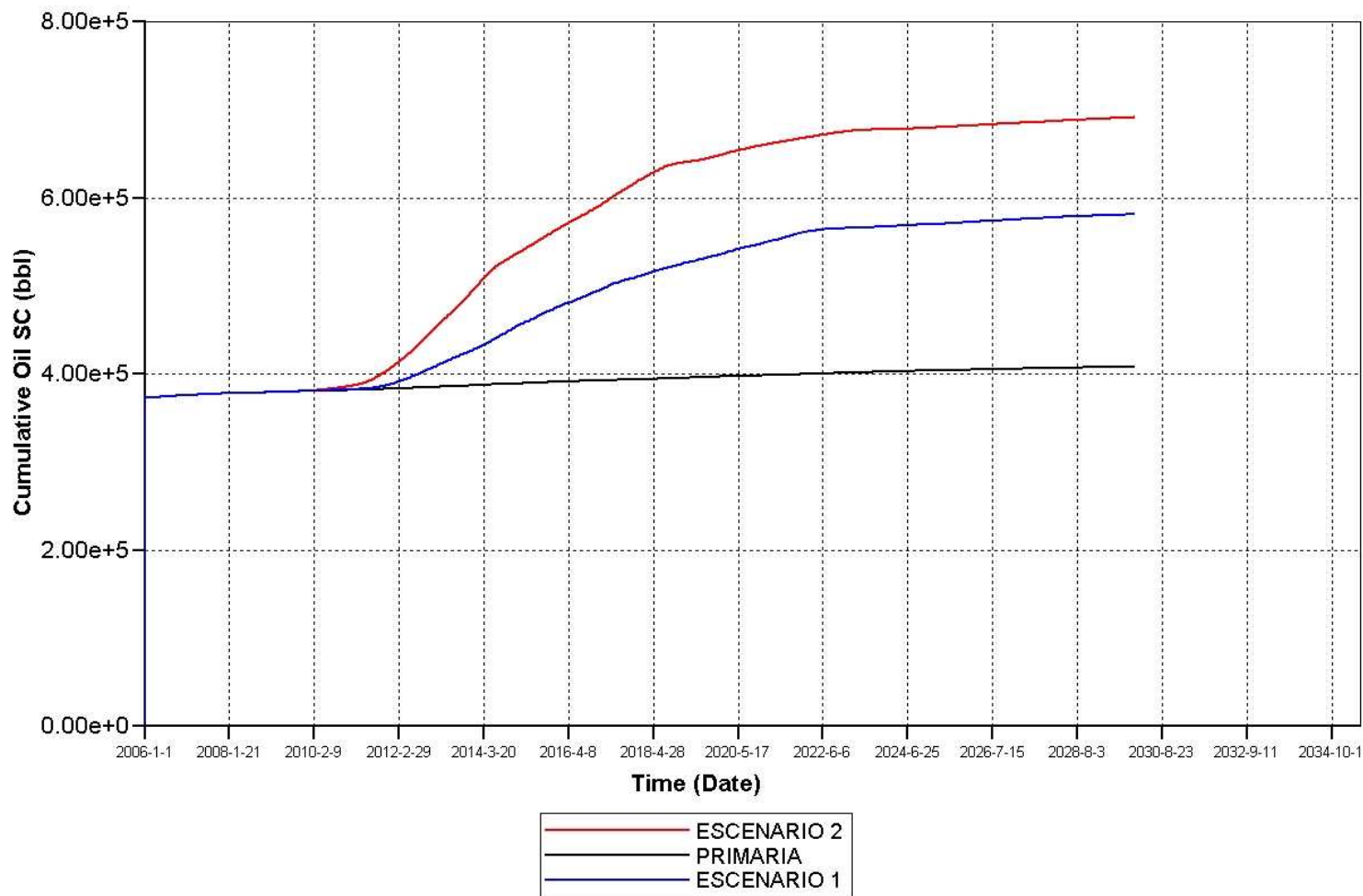
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0061



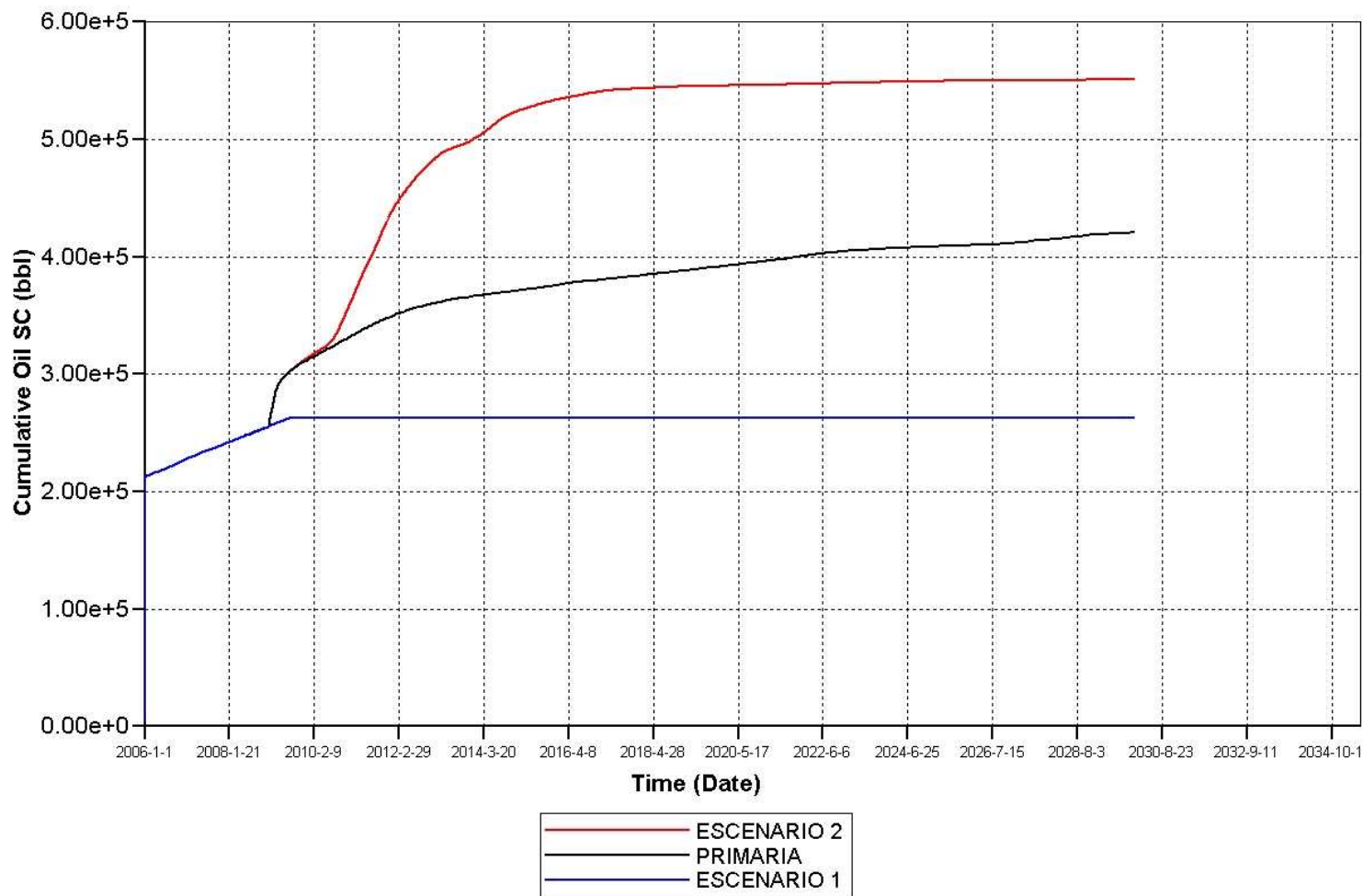
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0062



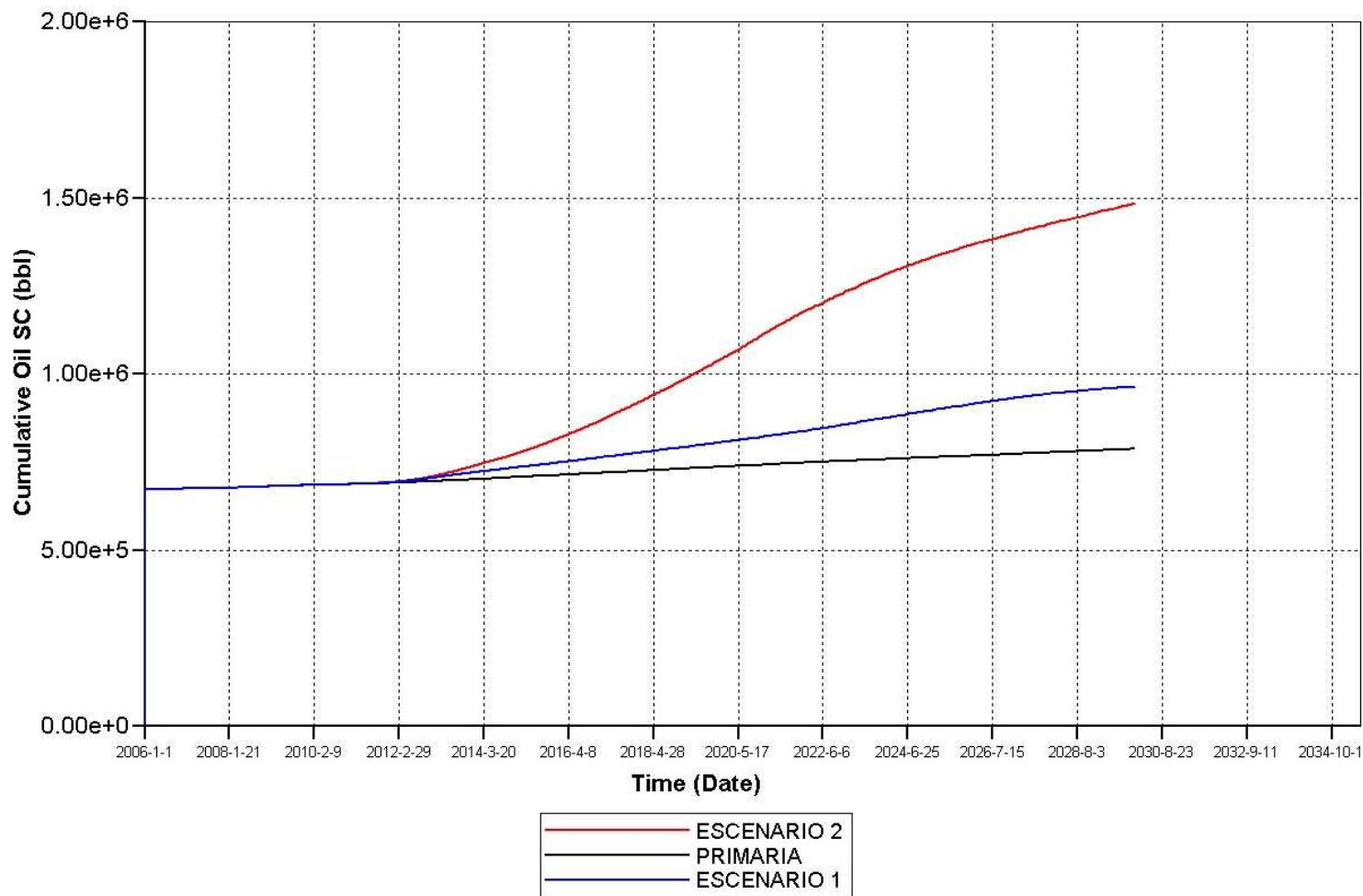
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0067



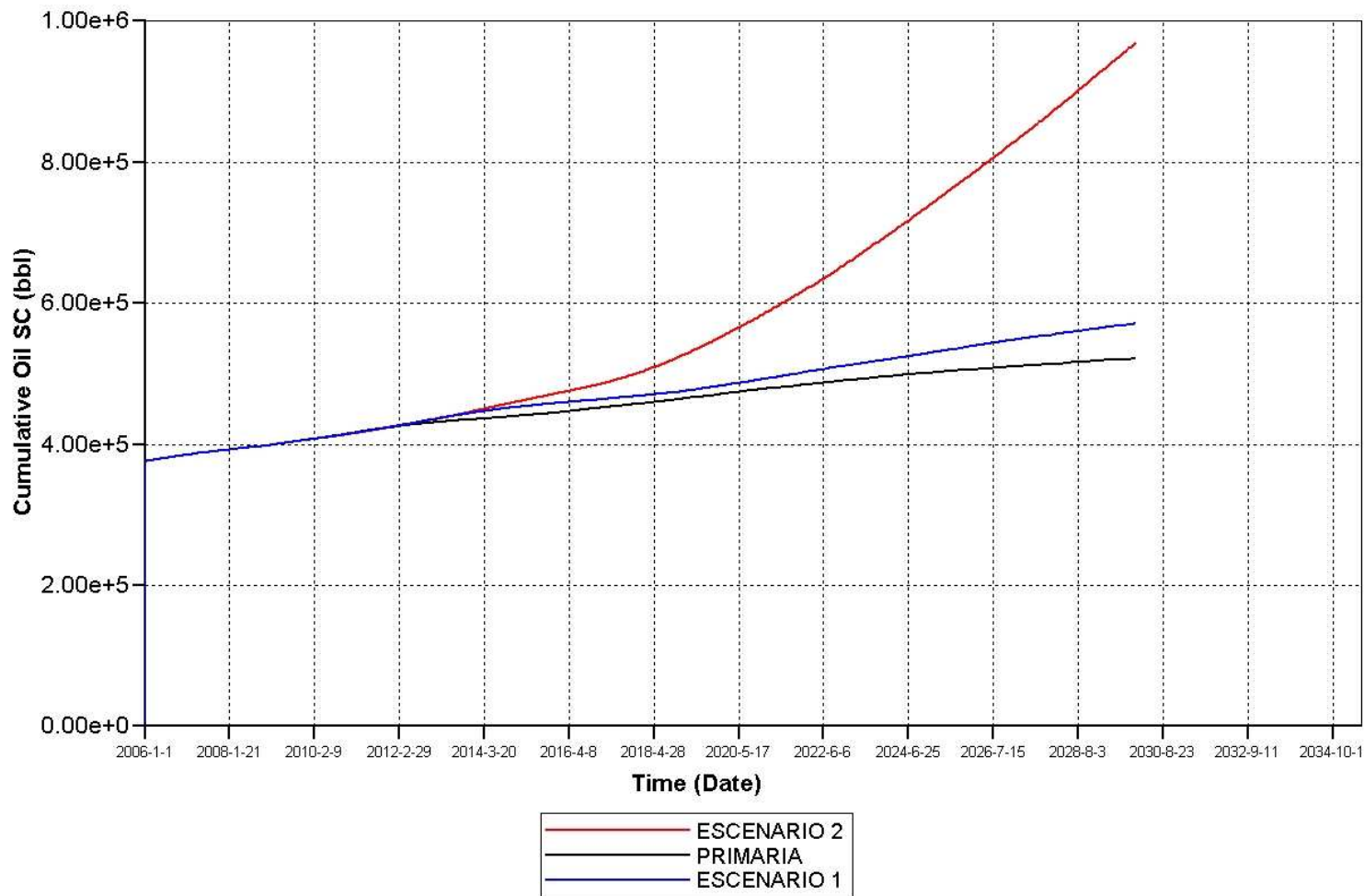
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0077



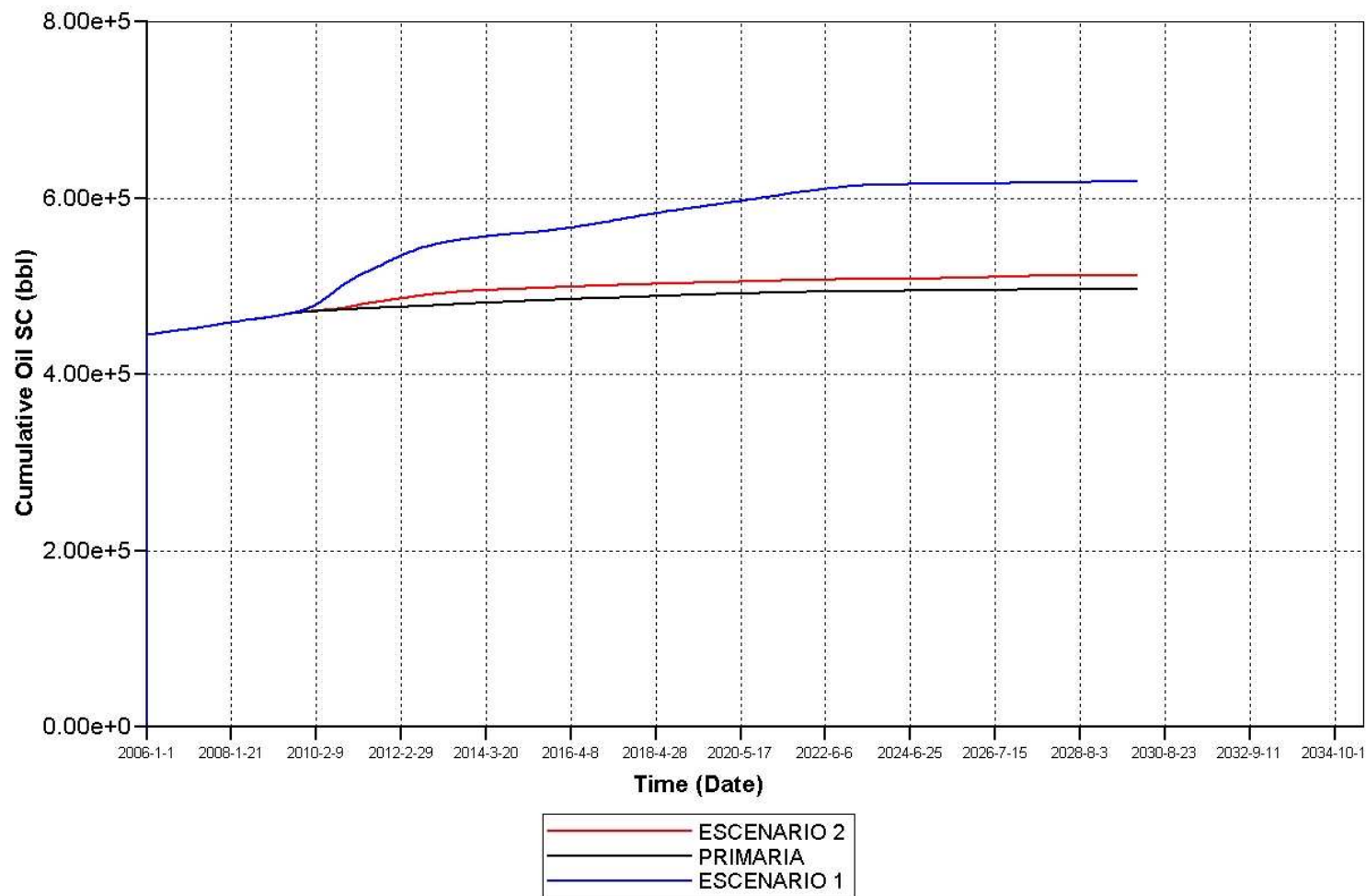
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0085



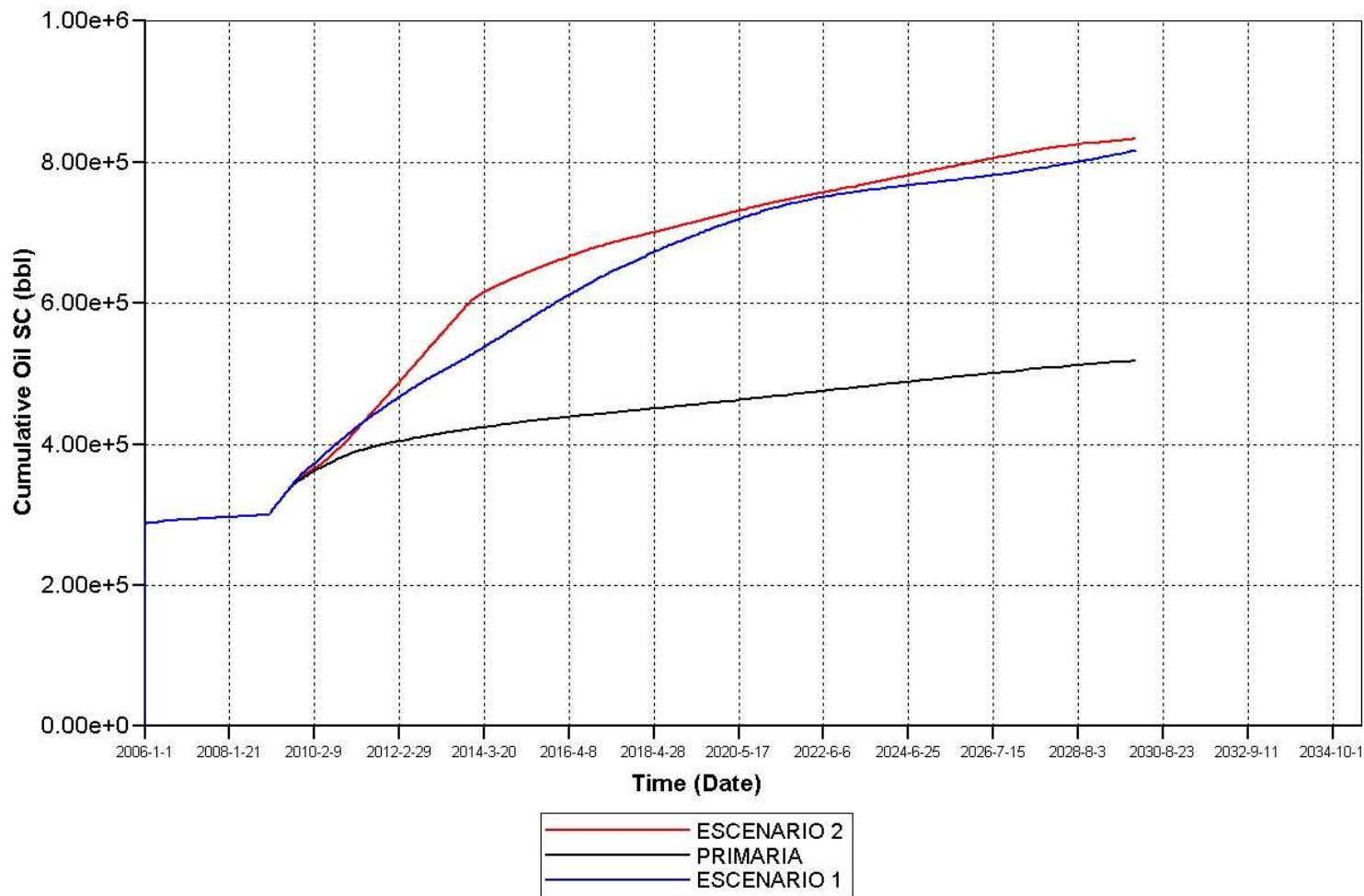
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0086



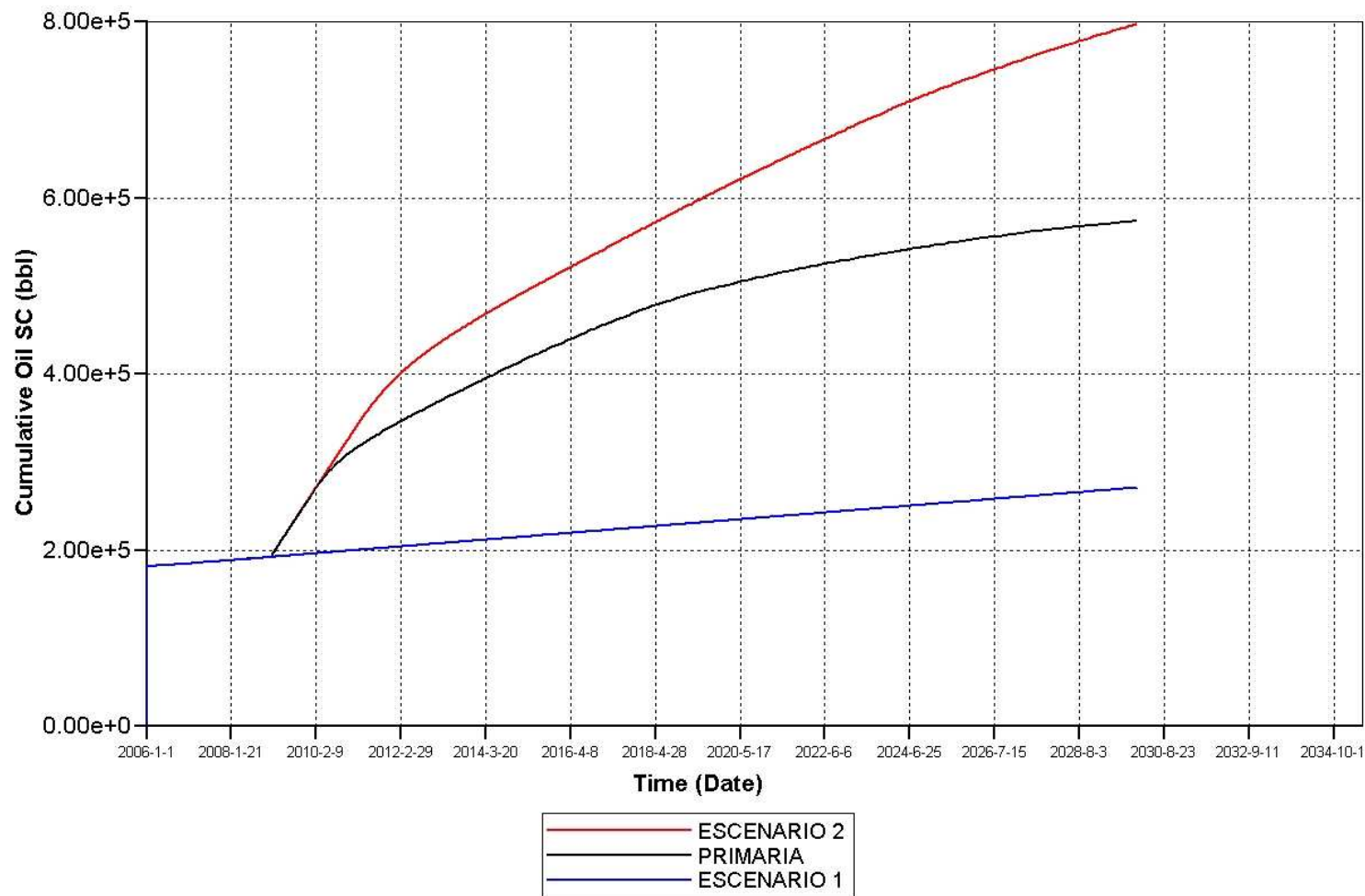
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0091



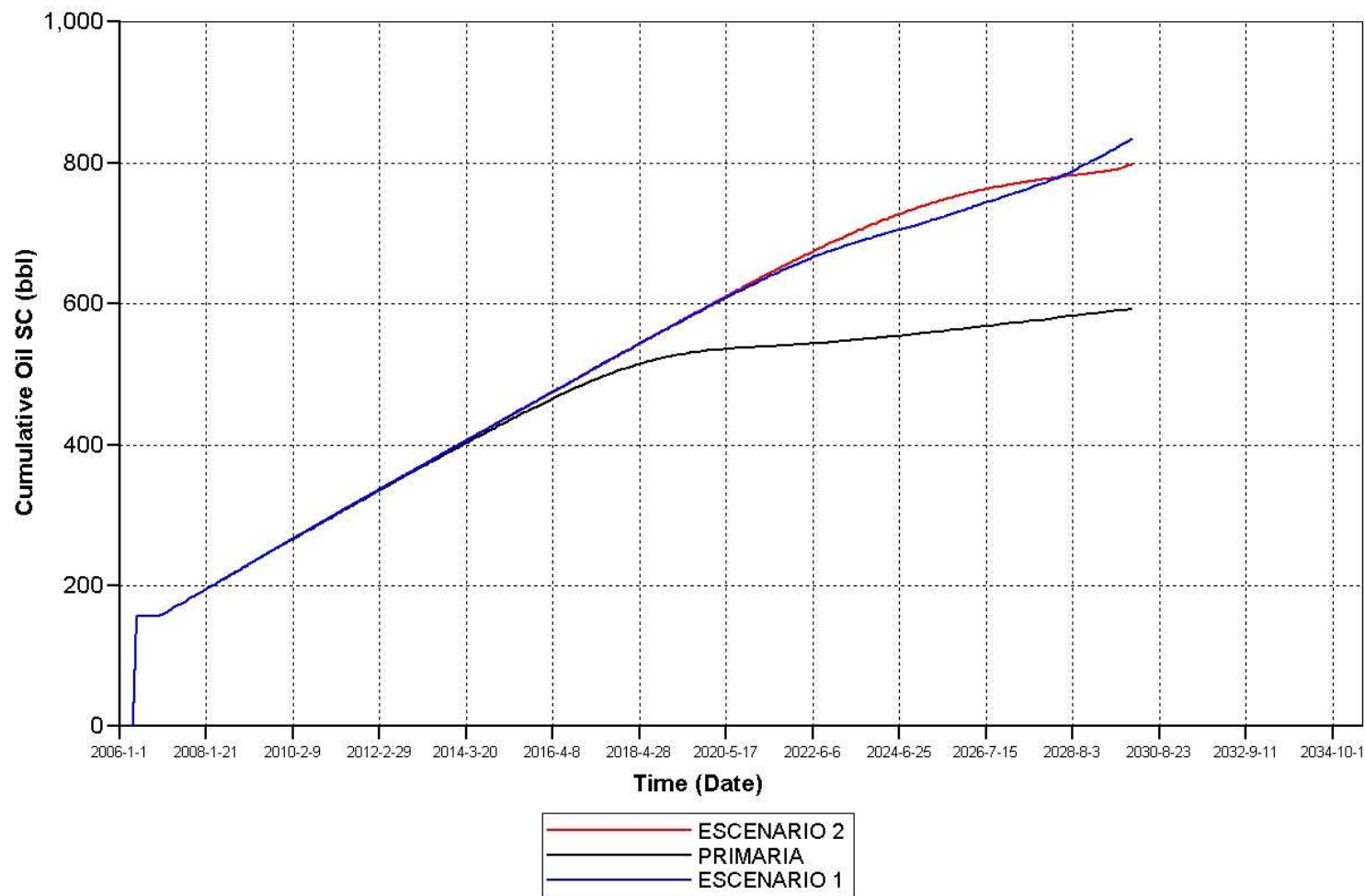
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0092



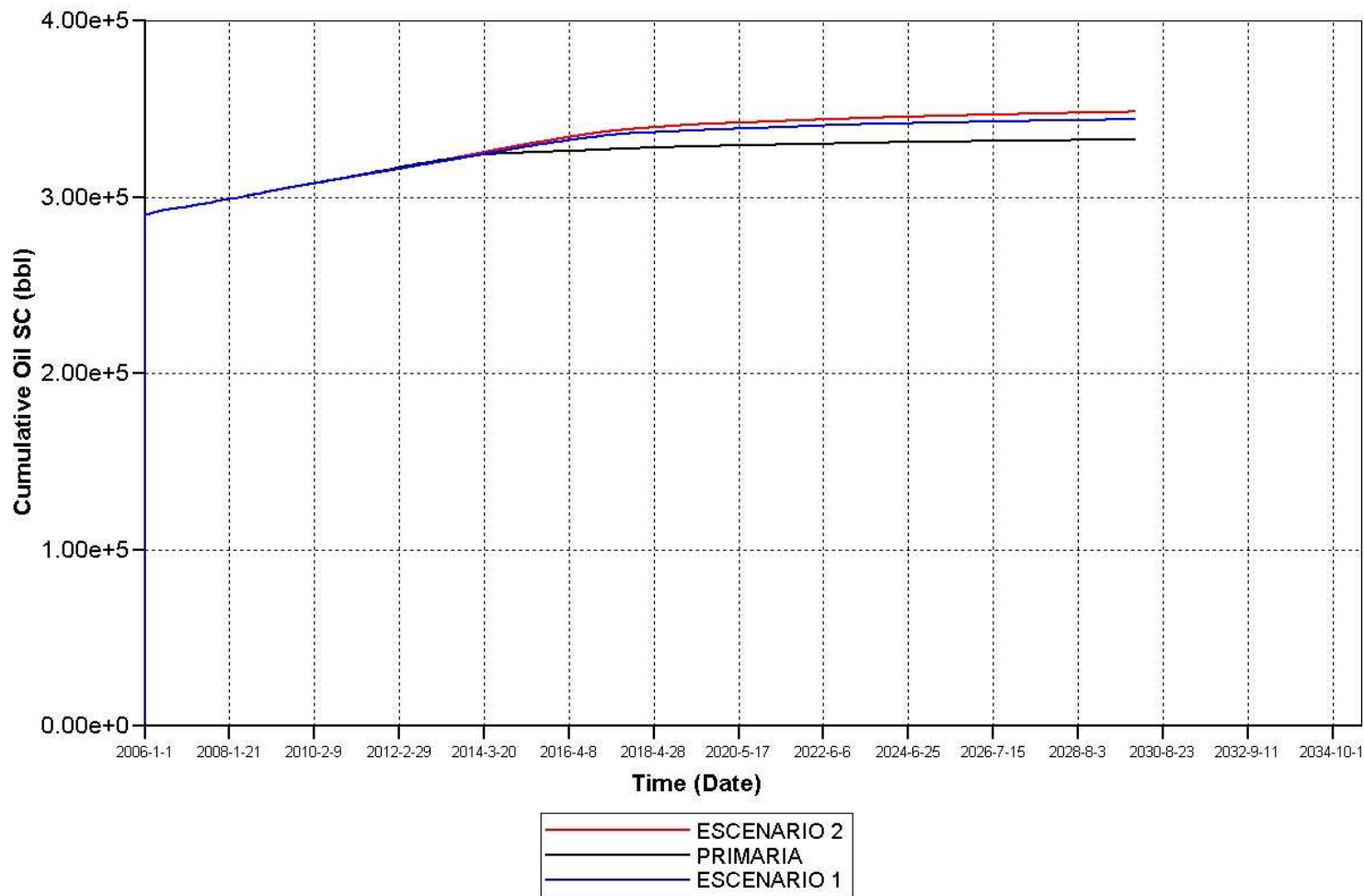
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0095



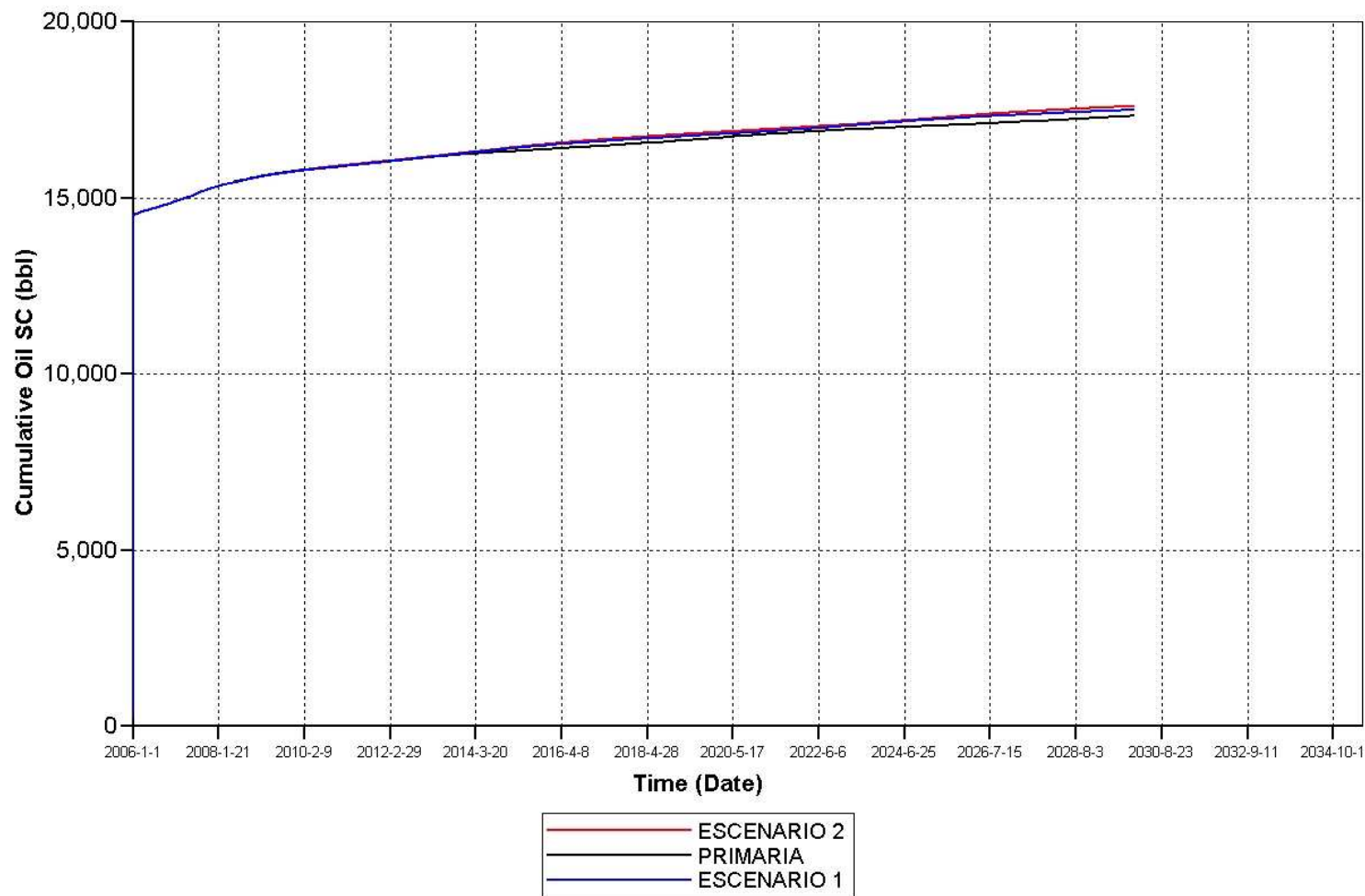
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0098



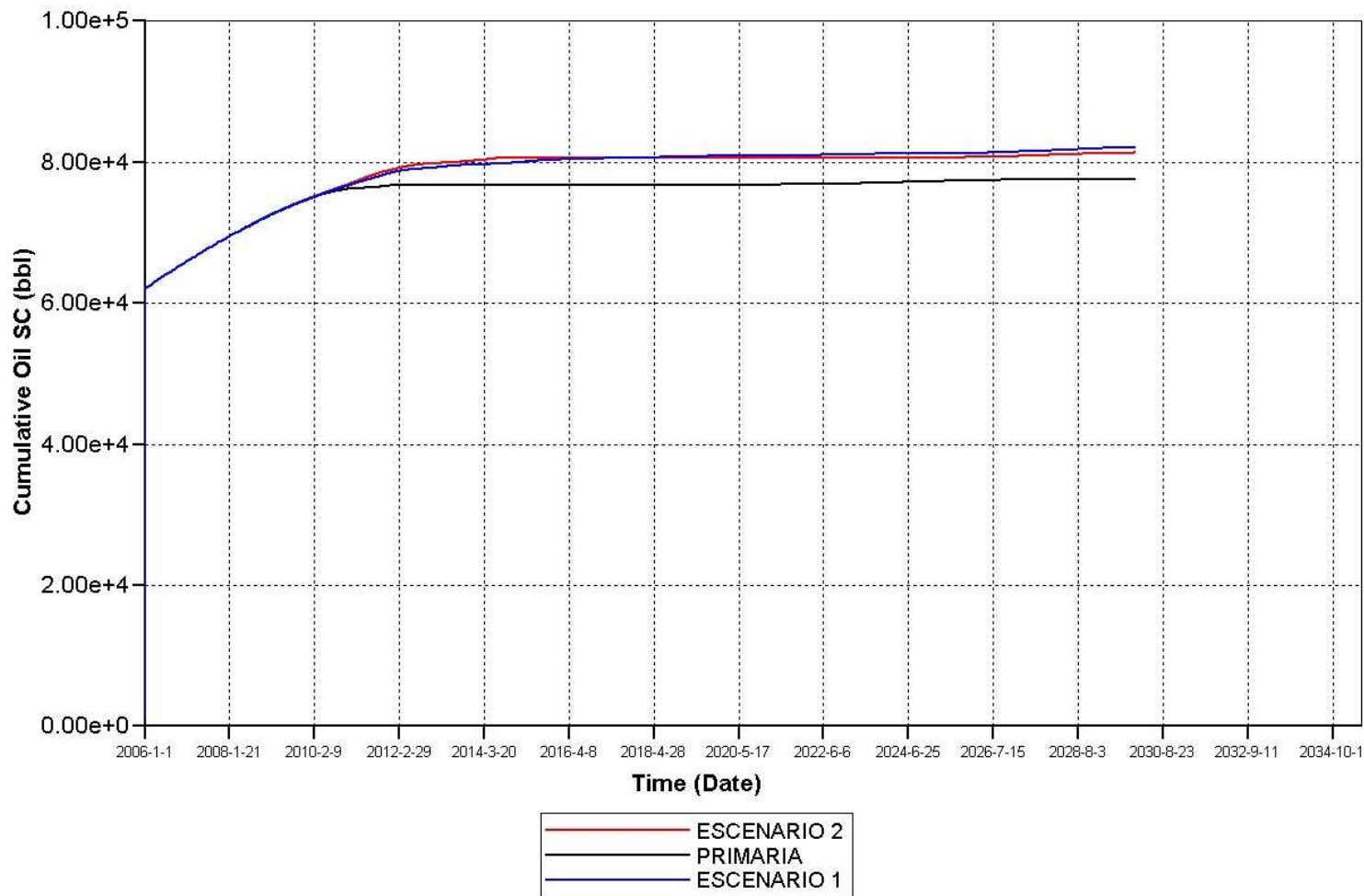
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0101



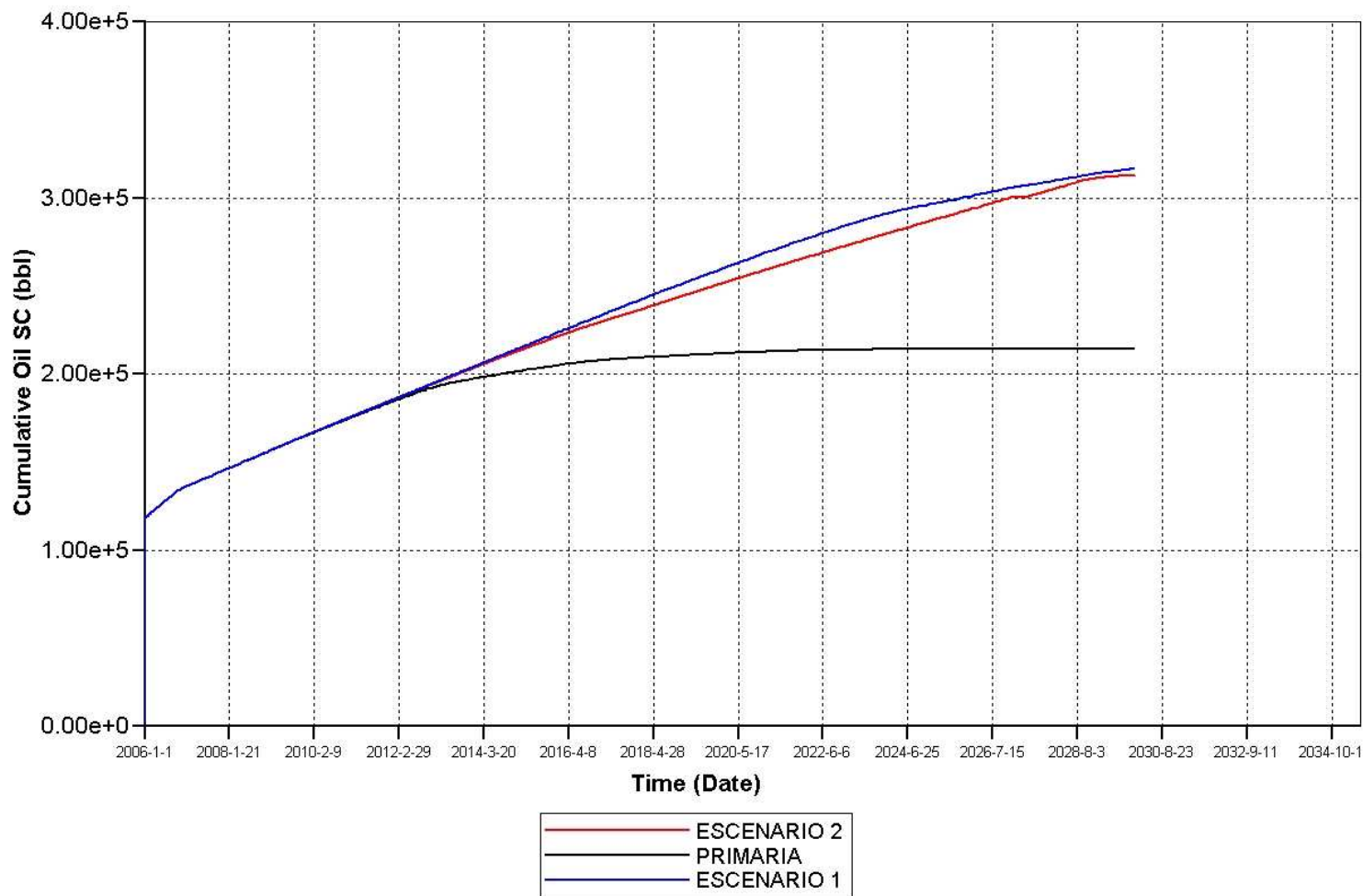
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0136



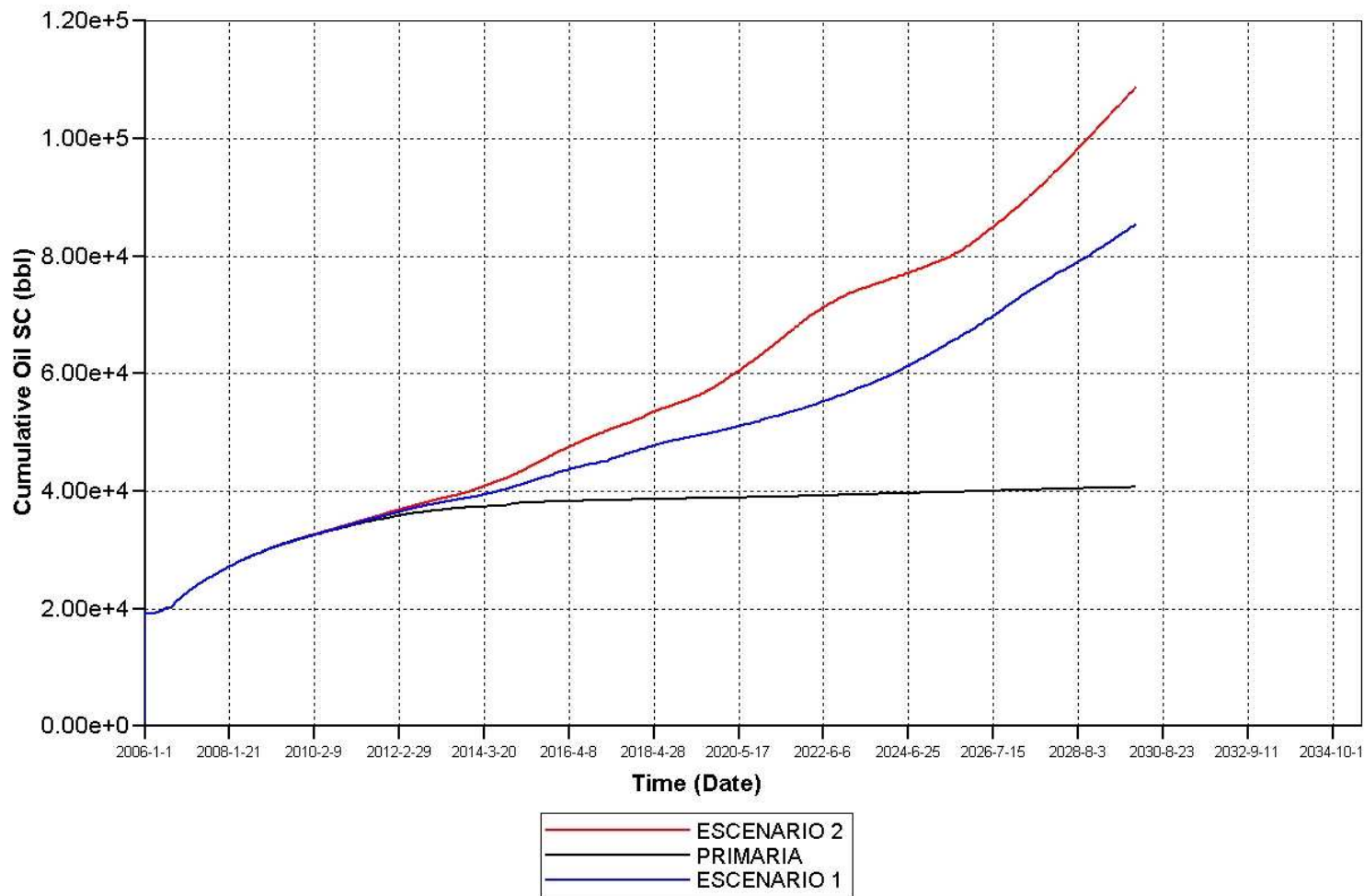
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0142



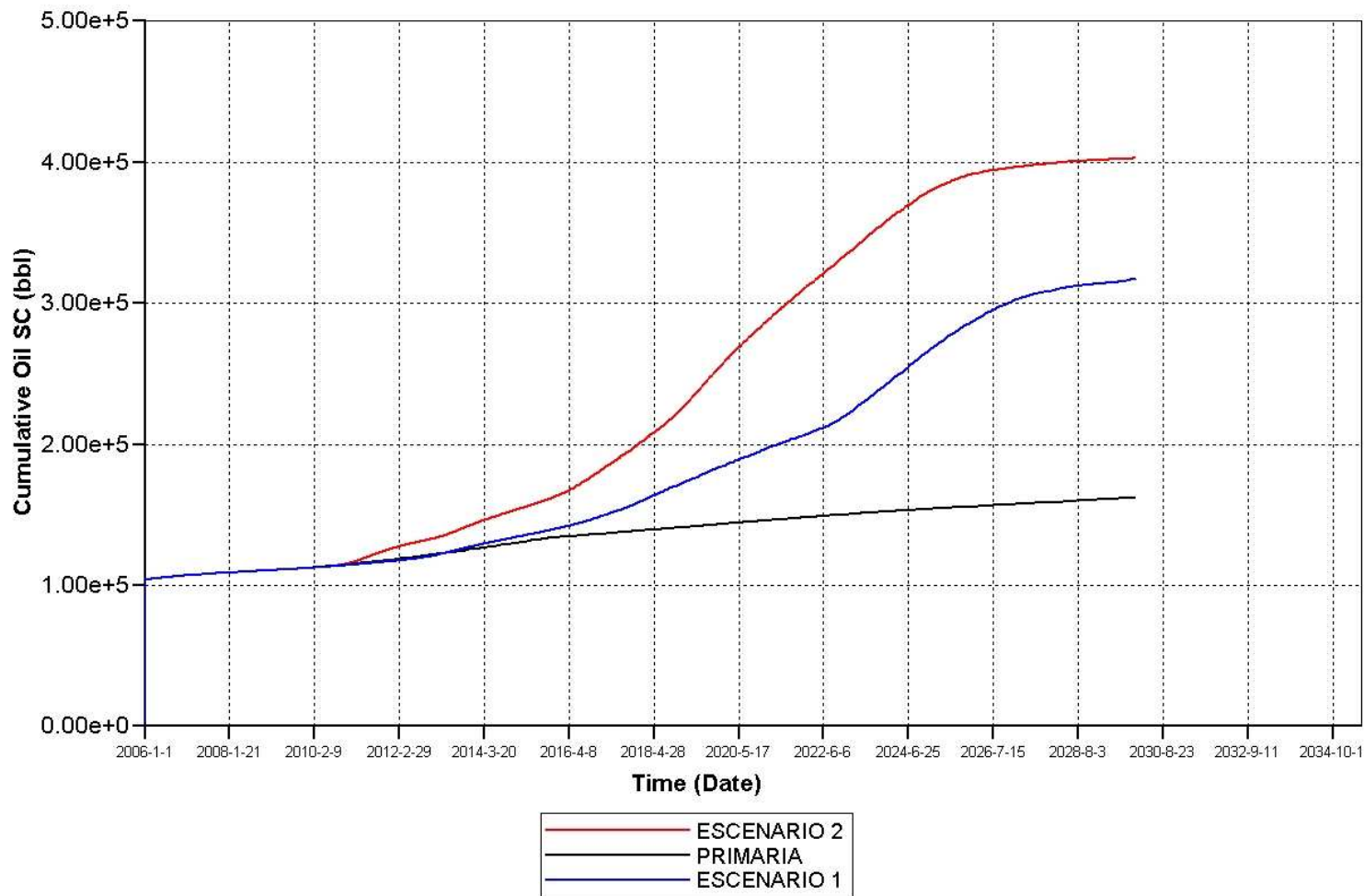
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0145



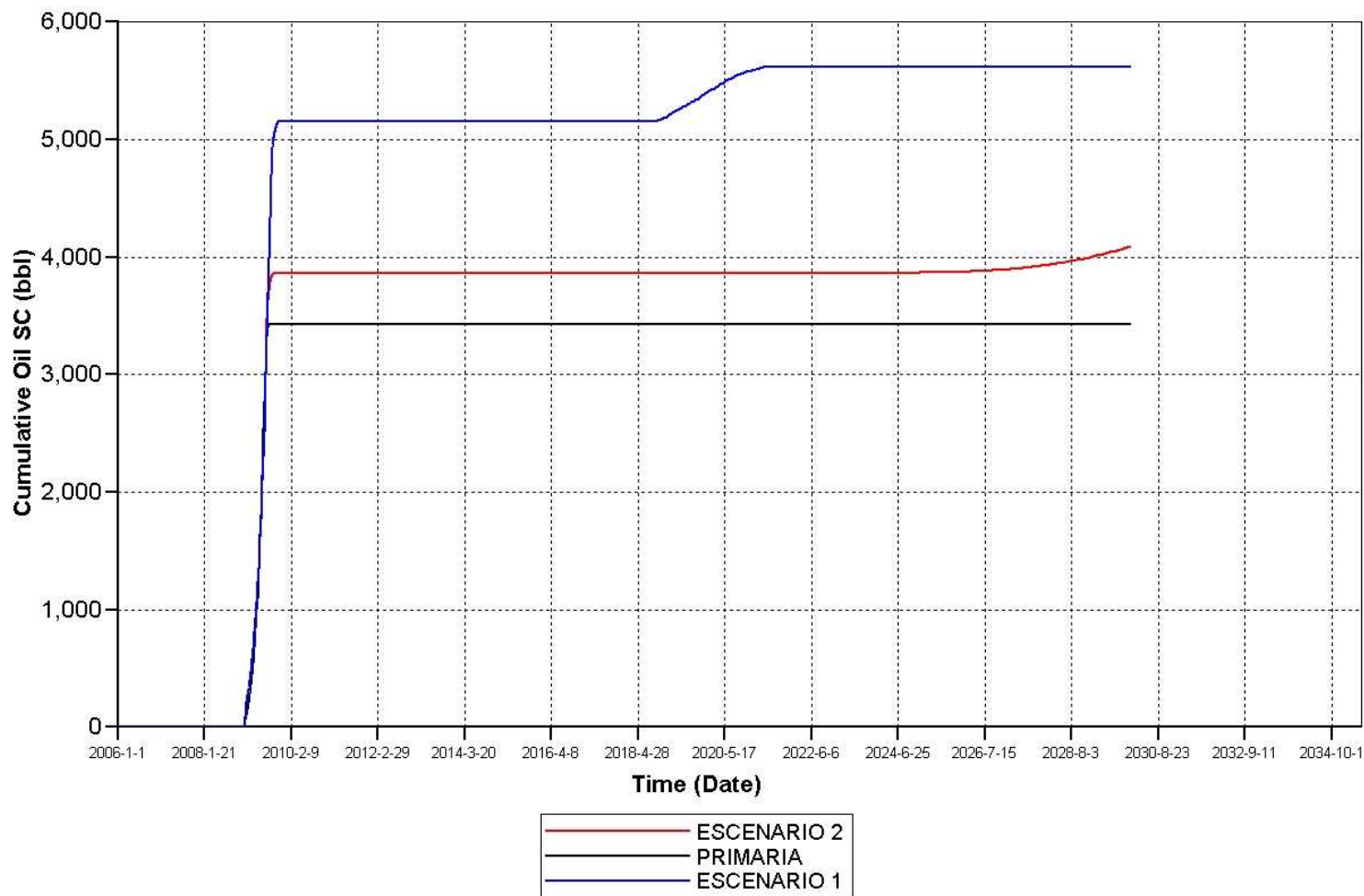
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0146



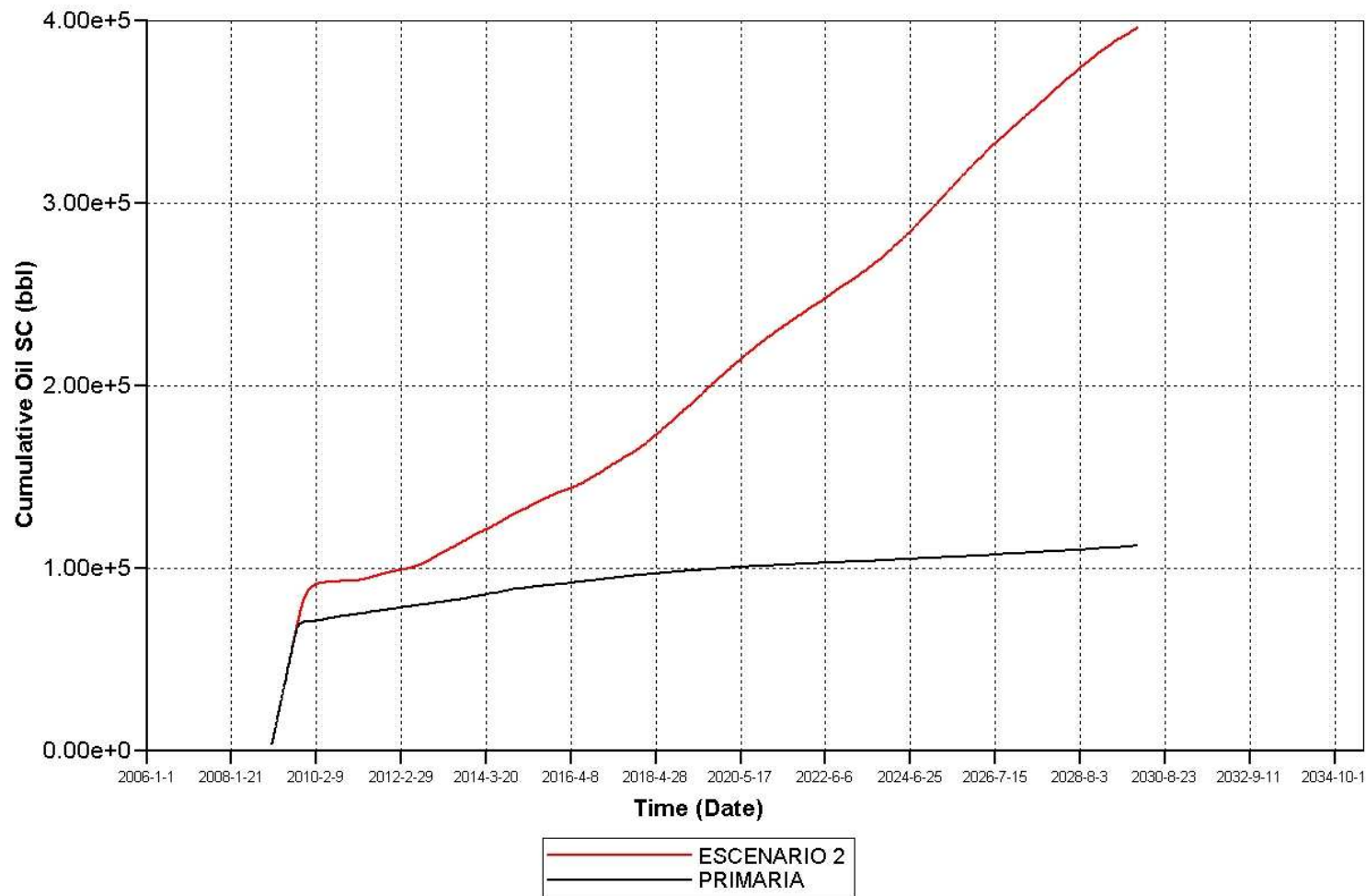
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0148



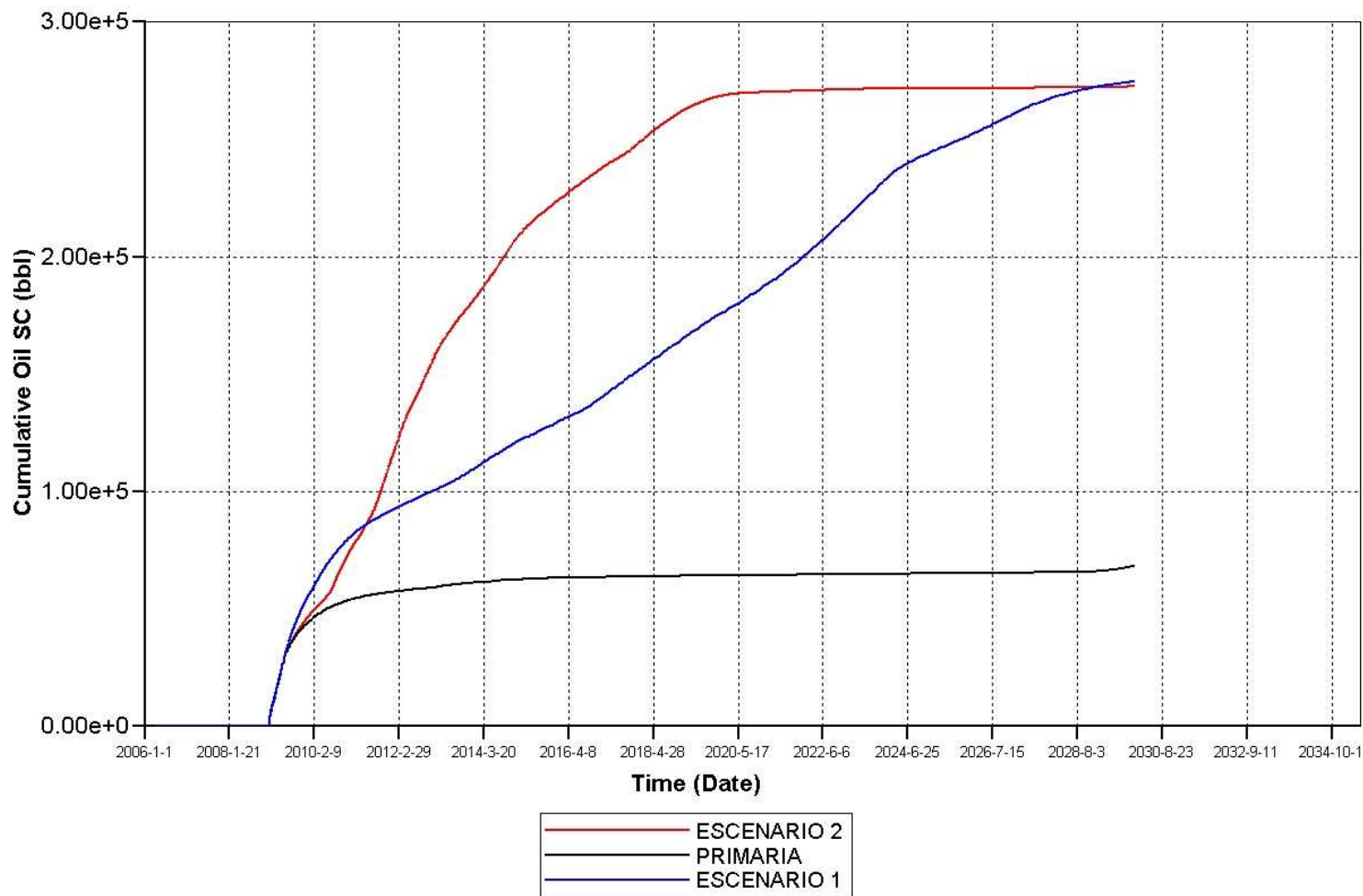
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0152



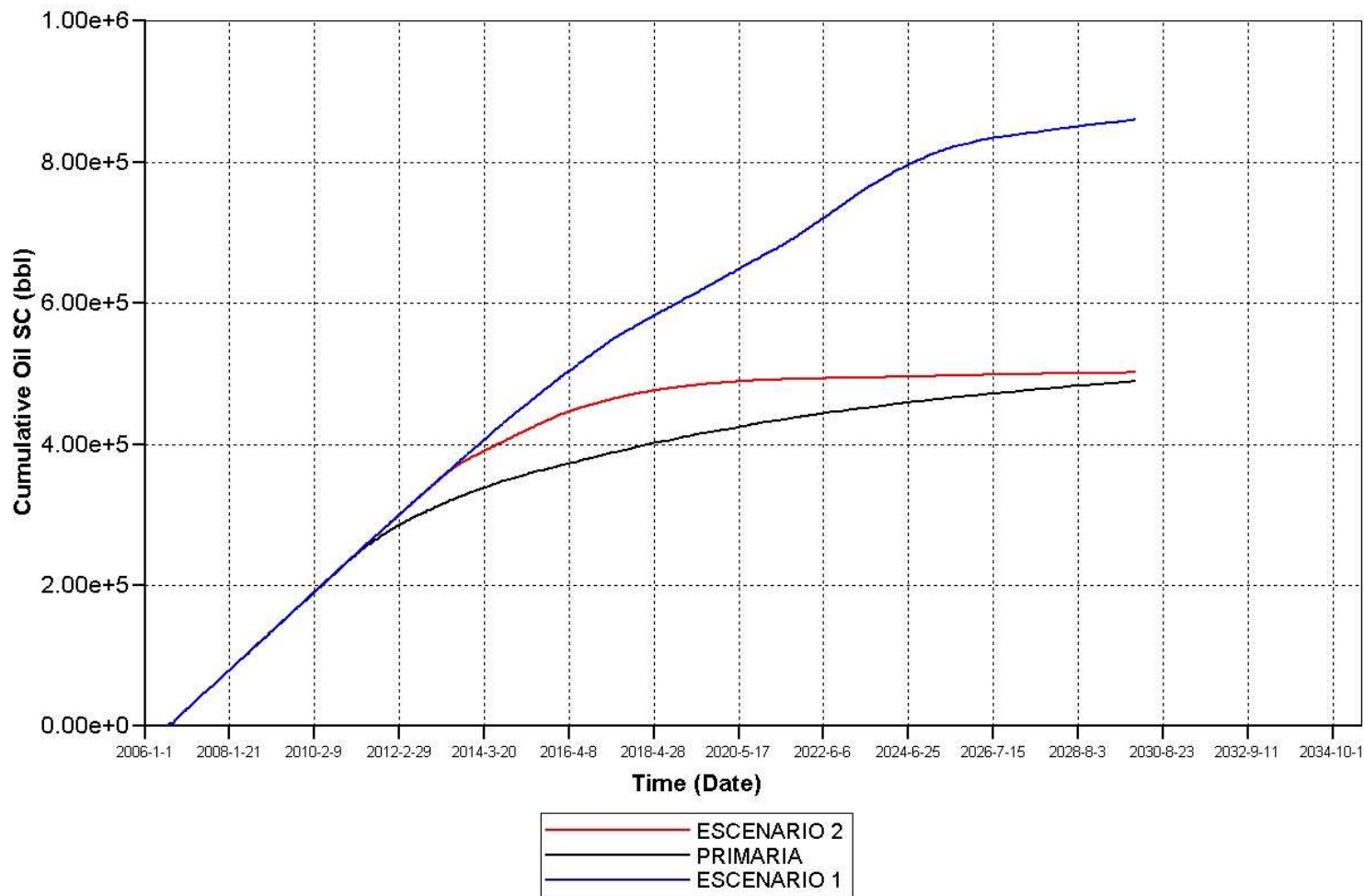
INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0153



INYECCION DE AGUA PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE

LISA0154



ANEXO C.
FLUJO DE CAJA: ANALISIS FINANCIERO

EVALUACION TECNICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO LISAMA, MEDIANTE SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS

PRODUCCION DE PETROLEO E INYECCION DE AGUA BBL POR AÑO																				
ANO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CASO BASE	143,800	142,900	139,300	143,700	127,100	129,700	112,700	101,200	96,500	84,200	80,300	81,000	75,000	76,000	81,000	79,000	73,600	84,400	59,000	76,000
ESCENARIO 1	127,300	133,300	144,100	162,000	148,400	130,500	152,000	125,000	145,000	147,500	146,000	133,000	124,000	104,000	86,000	76,400	45,600	56,000	36,000	20,000
AGUA INYE. POR AÑO (BBL)	0.13	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150	916,150
ESCENARIO 2	347,100	335,300	357,300	336,300	304,000	261,400	196,200	190,400	111,000	219,600	219,500	207,500	184,400	163,300	148,400	145,000	117,300	130,100	100,400	118,600
AGUA INYE. POR AÑO (BBL)	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250	1,770,250
COSTOS																				
CASO BASE	2.2	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.5	3.6	3.7	3.8	4.0	4.1	4.2
LIFTING COST US\$/BBL	2.2	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.5	3.6	3.7	3.8	4.0	4.1	4.2
TRANSPORTE US\$/BBL	2.16	2.24	2.31	2.39	2.48	2.57	2.66	2.75	2.84	2.94	3.05	3.15	3.26	3.38	3.50	3.62	3.75	3.88	4.01	4.15
TRATAMIENTO	310.698	319.467	322.919	344.137	315.038	332.733	299.240	278.110	274.476	247.873	244.666	255.436	244.793	286.739	283.207	285.882	275.662	327.177	236.718	315.988
COSTO ADICIONAL INY US\$/BBL	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12	0.13	0.14	0.15	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.19	0.19
COSTO ADICIONAL US\$/BBL	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.10
COSTOS ADICIONALES US\$/BBL	7.190	7.395	7.461	7.966	7.190	7.293	6.927	6.438	6.354	5.738	5.664	5.913	5.667	6.556	6.618	6.381	7.574	5.480	7.306	7.306
TOTAL	317.798	326.862	329.780	352.103	322.329	340.435	306.167	284.548	280.829	253.611	250.329	261.349	250.460	282.682	289.763	292.499	282.043	334.750	242.198	322.903
ESCENARIO 1	4.0	4.0	4.0	4.0	4.3	4.7	4.5	5.1	4.9	5.1	5.3	5.7	6.0	6.8	7.7	8.5	12.1	11.0	15.7	25.1
LIFTING COST US\$/BBL	4.0	4.0	4.0	4.0	4.3	4.7	4.5	5.1	4.9	5.1	5.3	5.7	6.0	6.8	7.7	8.5	12.1	11.0	15.7	25.1
MANTENIMIENTO	96,922.0	100,314.3	103,825.3	107,459.2	111,220.2	115,112.9	119,141.9	123,311.9	127,627.8	132,094.7	136,718.1	141,503.2	146,458.8	151,581.7	156,987.1	162,378.2	168,061.4	173,943.5	180,031.6	186,332.7
TRANSPORTE US\$/BBL	274.956	296,005	333,425	387,963	367,832	334,785	403,589	343,515	412,425	434,219	444,846	419,420	404,725	351,327	300,689	276,473	170,791	217,984	140,426	83,052
TRATAMIENTO	12,730	13,797	15,436	17,961	17,029	15,499	16,885	15,903	19,094	20,103	20,595	19,418	18,737	16,265	13,821	12,800	7,907	10,050	6,501	3,845
COSTO DE INYECCION US\$/BBL	119,100	123,268	127,582	132,048	136,669	141,453	146,404	151,528	156,631	162,320	168,002	173,882	179,968	186,266	192,786	199,533	206,517	213,745	221,226	228,969
TOTAL	503,720	535,384	580,269	645,431	632,750	606,850	687,619	634,259	715,977	748,737	770,161	754,233	749,895	705,440	664,282	651,184	553,276	614,523	548,165	502,199
ESCENARIO 2	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.5	5.3	5.6	7.8	5.6	5.8	6.2	6.8	7.5	8.1	8.5	10.0	9.7	11.8	11.0
LIFTING COST US\$/BBL	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.5	5.3	5.6	7.8	5.6	5.8	6.2	6.8	7.5	8.1	8.5	10.0	9.7	11.8	11.0
MANTENIMIENTO	179,998.0	186,297.9	192,818.4	199,567.0	206,551.8	213,781.2	221,263.5	229,007.7	237,023.0	245,318.8	253,905.0	262,791.6	271,989.3	281,509.0	291,361.4	301,559.4	312,114.0	323,038.0	334,344.3	346,046.4
TRANSPORTE US\$/BBL	7497.36	7492.96	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37	8267.37
TRATAMIENTO	34710	34703.55	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86	38274.86
COSTO DE INYECCION US\$/BBL	230.133	238.197	246.594	255.152	264.082	273.325	282.892	292.793	303.041	313.647	324.625	335.986	347.746	359.917	372.514	385.552	399.047	413.013	427.469	442.430
TOTAL	1,194,576.5	1,208,785.3	1,304,354.1	1,297,386.7	1,289,028.4	1,188,748.7	1,049,221.7	1,069,267.4	870,398.3	1,235,366.3	1,278,285.3	1,283,430.9	1,249,464.1	1,218,616.6	1,206,760.2	1,236,123.5	1,170,838.8	1,263,732.5	1,183,284.7	1,303,776.0
INVERSION																				
CASO BASE	12,870,685																			
ESCENARIO 1 US\$/S	10,783,563	7,589,611	12,591,700																	
ESCENARIO 2 US\$/S																				
REGALIAS BBL																				
CASO BASE	28,760	28,580	27,860	28,740	25,420	25,940	22,540	20,240	19,300	16,840	16,060	16,200	15,000	15,200	16,200	15,800	14,720	16,880	11,800	15,200
ESCENARIO 1	10,184	10,664	11,528	12,960	11,872	10,440	12,160	10,000	11,600	11,800	11,800	10,640	9,920	8,320	6,880	6,112	3,648	4,480	2,800	1,600
ESCENARIO 2	27,768	26,824	28,584	26,904	24,320	20,912	15,696	15,232	8,880	17,568	17,560	16,600	14,752	13,064	11,872	11,600	9,384	10,408	8,032	9,488
PRODUCCION SIN REGALIAS																				
CASO BASE	115,040	114,320	111,440	114,960	101,680	103,760	90,160	80,960	77,200	67,360	64,240	64,800	60,000	60,800	64,800	63,200	58,880	67,520	47,200	60,800
ESCENARIO 1	117,116	122,636	132,572	149,040	136,528	120,060	138,840	115,000	133,400	135,700	134,320	122,360	114,080	95,680	79,120	70,288	41,952	51,520	32,200	18,400
ESCENARIO 2	319,332	308,476	328,716	309,396	279,680	240,488	180,504	175,168	102,120	202,032	201,940	190,900	169,648	150,236	136,528	133,400	107,916	119,692	92,368	109,112
INGRESOS USD																				
WTI	45	55	51	49	46	45	45	44	44	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Factor de corrección	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
WTI corregido	40.80	50.17	46.61	44.71	42.14	41.11	40.81	40.50	40.18	39.85	39.52	39.17	39.17	39.17	39.17	39.17	39.17	39.17	39.17	39.17
CASO BASE	4,693,188	5,735,765	5,194,350	5,140,115	4,284,883	4,265,061	3,678,999	3,278,581	3,101,764	2,684,377	2,538,444	2,538,200	2,350,185	2,381,521	2,538,200	2,475,528	2,306,315	2,644,741	1,848,812	2,381,521
ESCENARIO 1	4,777,881	6,153,003	6,179,337	6,663,907	5,753,408	4,935,074	5,706,203	4,657,075	5,359,784	5,407,807	5,307,657	4,792,810	4,668,485	3,747,761	3,099,110	2,753,163	1,643,249	2,018,025	1,261,266	720,723
ESCENARIO 2	13,027,513	15,477,133	15,321,841	13,833,778	11,785,958	9,885,275	7,365,507	7,093,656	4,103,007	8,051,217	7,979,662	7,477,505	6,464,069	5,884,706	5,347,767	5,225,244	4,227,042	4,688,305	3,618,031	4,273,889
UTILIDAD NETA: RESTANDO COSTOS E INVERSION																				
CASO BASE	4,375,390	5,408,903	4,864,570	4,788,012	3,962,555	3,924,627	3,372,832	2,994,033	2,820,905	2,430,766	2,288,115	2,276,850	2,099,725	2,118,838	2,248,437	2,183,029	2,024,271	2,309,991	1,606,614	2,058,617
ESCENARIO 1	4,274,161	5,617,619	5,599,068	6,018,476	5,120,658	4,328,224	5,018,383	4,022,816	4,643,807	4,659,070	4,537,496	4,038,588	3,718,599	3,042,321	2,434,828	2,101,979	1,089,973	1,403,203	713,081	218,525
ESCENARIO 2	10,783,563	12,423,325	16,766,648	14,017,487	12,536,391	10,526,390	8,696,526	6,316,285	6,024,389	3,232,609	6,815,851	6,701,377	6,194,074	5,395,605	4,666,089	4,141,007	3,889,121	3,056,206	3,424,573	2,434,746
RENTA 33%																				
CASO BASE	1,443,879	1,784,938	1,605,308	1,580,044	1,307,643	1,295,127	1,113,035	988,031	930,909	802,153	755,078	751,361	692,909	699,217	741,984	720,400	668,010	762,297	530,183	