

**VIABILIDAD TÉCNICA DEL USO DEL SIMULADOR ECLIPSE THERMAL EN EL
MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR:
APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO**

**MILEIDY LORENA ACOSTA CREUS
NATALIA ROCIO QUINTERO OLIVEROS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

**VIABILIDAD TÉCNICA DEL USO DEL SIMULADOR ECLIPSE THERMAL EN EL
MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR:
APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO**

**MILEIDY LORENA ACOSTA CREUS
NATALIA ROCIO QUINTERO OLIVEROS**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M.Sc. ANÍBAL ORDÓÑEZ RODRÍGUEZ
DIRECTOR**

**M. Sc. EDWIN RODRÍGUEZ PAREDES
CO-DIRECTORES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013**

DEDICATORIA

A Dios y a la virgencita de Guadalupe por protegerme, bendecirme y disponer para mi vida cada logro en el momento correcto.

A mis padres, Raúl y Claritza; y a mi hermana Yuritza, por ser un apoyo constante e inquebrantable durante cada etapa de mi proyecto de vida. Los amo profundamente y son la razón del esfuerzo en el cumplimiento de mis metas.

A mi abuelita, tías, primos y primas, porque han sido siempre ese cálido abrazo a distancia que necesito para seguir adelante.

A mi mejor amiga Malory, mis gordas No.1 (Shindy y Cynthia), Dana, Lulu, Cristian y demás amigos, porque con su vínculo de hermandad más que de amistad, me han acompañado y animado en la mayoría de mis aciertos y desaciertos.

A mi novio Juan por ser tan persistente, optimista, soñador y guardar tantos valores que me hacen amarte cada día. Gracias por creer en mí y sacar lo mejor de mí.

A mis amigos de batalla Pao, Marce y Orla porque emprendimos desde el inicio este proyecto profesional y vivimos tantos momentos únicos que guardo en el corazón. Eli y Diego gracias por permitirme hacer parte de sus vidas y enseñarme tantas cosas valiosas. Los amodoro.

A todas aquellas personas que conocí durante mi carrera y que estimo muchísimo, gracias por brindarme siempre una mirada y una sonrisa de cariño.

Mileidy Lorena Acosta Creus

DEDICATORIA

A dios por darme la esperanza necesaria para no llenarme de temor en los momentos de dificultad.

A ti mamá que con amor y esfuerzo has hecho de tus hijas personas íntegras, gracias porque sé que te alegra tanto como a mí alcanzar este punto, por ser mi amiga, mi ejemplo y mi guía, por tus consejos y por enseñarme el significado de la constancia, a ti y a Dios debo este logro.

A mis hermanas por escucharme, gracias por siempre brindarme fuerza y sonrisas, por ser mi hogar.

A ti papá, por ser parte importante en mi vida y porque estoy segura que estarás feliz por mí.

Natalia Rocio Quintero Oliveros

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos adquirir conocimientos en diversas áreas del saber y formarnos como seres integrales preparados para aportar al desarrollo social; y a nuestros docentes, por compartir sus experiencias y situar todo su esfuerzo en la orientación hacia el interminable sendero del aprendizaje.

A nuestro director M.Sc. Aníbal Ordóñez Rodríguez, por depositar su confianza en nosotras para emprender este trabajo grado y ser el gestor de las herramientas imprescindibles para la consecución del mismo.

A Schlumberger, en especial a sus profesionales Edwin Gonzales y Danissa Rodríguez a quienes sentimos total respeto y admiración por su calidez personal y compromiso continuo. Gracias por ser un apoyo técnico incondicional en cada etapa de avance de este proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y al Ing. Edwin Rodríguez Paredes, por proporcionarnos la información principal para el desarrollo del estudio.

Al Grupo de Recobro Mejorado (GRM) por acogernos y aconsejarnos durante esta experiencia de investigación; particularmente, a sus líderes M.Sc. Samuel Muñoz Navarro y M.Sc. Jorge Palma Bustamante quienes con sus valiosas recomendaciones nos permitieron estructurar el contenido de este trabajo.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	22
1. FUNDAMENTOS EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	24
1.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	26
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	27
1.2.1 Etapa de inyección.....	28
1.2.2 Etapa de remojo.....	29
1.2.3 Etapa de producción	29
1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	32
1.4 APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	34
1.4.1 Formulación.....	36
1.4.2.1 Calor específico.	36
1.4.2.2 Temperatura de saturación	36
1.4.2.3 Calor sensible.	37
1.4.2.4 Calor latente de vaporización.....	37
1.4.2.5 Calidad del vapor.	37
1.4.2.6 Volumen específico.....	38
1.4.3 Propiedades térmicas de la roca y los fluidos	39
1.4.3.1 Conductividad térmica.....	39
1.4.3.2 Capacidad calorífica.....	40
1.4.3.3 Entalpía.....	40
1.4.4 Razones de equilibrio.....	40

1.4.5	Viscosidades dependientes de la temperatura.....	41
1.4.6	Diferencias en las permeabilidades relativas	41
1.4.7	Pérdidas de calor	42
2.	HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	43
2.1	ECLIPSE™ Thermal.....	43
2.1.1	Preprocesador SCHEDULE.	45
2.1.2	Petrel™.	46
2.2	SIMULADOR COMERCIAL I.....	47
3.	MODELO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	49
3.1	GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO	49
3.2	PROPIEDADES DE LA ROCA	52
3.2.1	Propiedades térmicas de rocas y fluidos.....	56
3.2.1.1	Pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes.....	57
3.3	INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.....	58
3.3.1	Dependencia de la permeabilidad relativa a la temperatura	59
3.3.2	Escalamiento de curvas de permeabilidad relativa	60
3.4	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	61
3.4.1	Propiedades PVT	62
3.4.2	Condiciones de equilibrio o comportamiento de fase.....	65
3.5	CONDICIONES INICIALES.....	66
3.6	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y DATOS DE POZO.....	68
3.6.1	Condiciones de operación de la inyección cíclica de vapor.	71
4.	SIMULACIÓN NUMÉRICA EN ECLIPSE™ THERMAL	72
4.1	ECLIPSE™ Thermal	72
4.2	DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	73
4.2.1	Estructura general del archivo de datos.....	74
4.2.2	Definición del modelo.....	74

4.2.3	Definición y dimensionamiento del grid.....	75
4.2.4	Funciones de Saturación	79
4.2.5	Especificación del Modelo de Fluidos	82
4.2.6	Condiciones iniciales del modelo.	85
4.2.7	Representatividad de los volúmenes en sitio	87
4.2.8	Implementación de la inyección cíclica de vapor.	89
5.	AJUSTE HISTÓRICO	91
5.1	AJUSTE HISTÓRICO EN EL SIMULADOR COMERCIAL I.....	92
5.1.1	Control de pozo empleado durante el ajuste.....	95
5.2	AJUSTE HISTÓRICO EN ECLIPSE™ THERMAL.....	95
5.2.1	Optimización del Ajuste histórico	98
5.2.1.1	Caso 1: Eliminación de barreras de flujo.....	98
5.2.1.2	Caso 2: Modificación de las curvas de permeabilidad relativa.....	101
5.2.1.3	Caso 3: Daños de pozo igual a cero.	103
5.2.1.4	Caso 4: Pozos con daño cero y variación de permeabilidades relativas.....	103
5.2.2	Selección del caso de ajuste final	104
5.2.3	Análisis del comportamiento del caso óptimo de ajuste.....	110
5.2.4	Predicción del desempeño de la inyección continua de vapor posterior a la inyección cíclica de vapor	121
6.	VIABILIDAD TÉCNICA DEL SIMULADOR ECLIPSE™ THERMAL EN EL MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	126
6.1	FORMULACIÓN DE ECUACIONES.....	127
6.2	DATOS REQUERIDOS	129
6.3	SENSIBILIDAD A LOS DATOS DE ENTRADA.....	130
6.4	REPRODUCCIÓN DE LOS FENÓMENOS ASOCIADOS AL PROCESO A MODELAR	131
6.4.1	Pérdidas de calor hacia los estratos adyacentes	131

6.4.2 Pérdidas de calor por intercalaciones de arcilla.....	136
6.4.3 Permeabilidades relativas dependientes de temperatura	137
6.4.4 Representatividad de radio calentado en cercanías al pozo.....	138
6.5 RAZÓN DE BALANCE	143
6.6 DATOS DE EFICIENCIA COMPUTACIONAL.....	144
6.6.1 Tiempo de cómputo promedio.	144
6.6.2 Número promedio de iteraciones por paso de tiempo.	145
6.6.3 Tamaño de paso de tiempo promedio.	145
6.6.4 Facilidad de implementación.....	147
CONCLUSIONES	149
RECOMENDACIONES.....	151
BIBLIOGRAFÍA	152
ANEXOS.....	158

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor	28
Figura 2. Respuesta de la tasa de producción después de varios ciclos de inyección	30
Figura 3. Manejo de datos de pozos en SCHEDULE	46
Figura 4. Interfaz gráfica de Petrel™	47
Figura 5. Grid de simulación	50
Figura 6. Distribución de porosidad	53
Figura 7. Distribución de permeabilidad	54
Figura 8. Relación <i>Net-to-Gross</i>	55
Figura 9. Permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo	58
Figura 10. Permeabilidad relativa del sistema gas-líquido	59
Figura 11. Comportamiento de viscosidad de aceite en función de la temperatura formación somera	63
Figura 12. Comportamiento de viscosidad de aceite en función de la temperatura formación profunda	63
Figura 13. Definición de pozos dentro del sector	68
Figura 14. Tasa histórica de producción de aceite del sector	69
Figura 15. Tasa histórica de producción de agua del sector	69
Figura 16. Tasa histórica de producción de gas del sector	70
Figura 17. Definición del refinamiento local del grid	77
Figura 18. Escalamiento curvas de permeabilidad relativa a dos puntos en el sistema agua-aceite	80
Figura 19. Escalamiento curvas de permeabilidad relativa a dos puntos en el sistema gas-aceite	81
Figura 20. Definición de regiones PVT dentro del modelo	83
Figura 21. Comportamiento de Viscosidad de gas en función de la Temperatura	84

Figura 22.	Correspondencia entre temperatura y presión de inyección	90
Figura 23.	Ajuste de producción acumulada de aceite del sector	96
Figura 24.	Ajuste de Tasa de producción de aceite del sector	96
Figura 25.	Ajuste de Producción acumulada de agua del sector	97
Figura 26.	Saturación de aceite en K=27 y K=46	99
Figura 27.	Relación net-to-gross en K=27 y K=46	100
Figura 28.	Producción acumulada de aceite del sector	100
Figura 29.	Producción acumulada de agua del sector	101
Figura 30.	Curvas de permeabilidad relativa empleadas en el Caso 3	102
Figura 31.	Presión promedio del sector	104
Figura 32.	Producción acumulada de aceite del sector	105
Figura 33.	Producción acumulada de agua del sector	106
Figura 34.	Producción acumulada de gas del sector	107
Figura 35.	Variación de Temperatura pozo ET_59	108
Figura 36.	Inyección de vapor acumulada del sector	109
Figura 37.	Producción acumulada de aceite por pozo	111
Figura 38.	Producción acumulada de agua por pozo	111
Figura 39.	Tasas de producción de aceite por pozo	113
Figura 40.	Tasa de producción de agua por pozo	114
Figura 41.	Presión de fondo fluyendo	115
Figura 42.	Relación Gas-Aceite (GOR) por pozo	116
Figura 43.	Temperatura por pozo	117
Figura 44.	Factor de Recobro del sector	119
Figura 45.	Relación vapor inyectado-aceite incremental (SOR)	120
Figura 46.	Patrón de inyección continua de vapor	122
Figura 47.	Factor de recobro total con inyección continúa de vapor	123
Figura 48.	Comparación de la saturación de aceite residual después inyección continua de vapor	124
Figura 49.	Tiempo de ruptura	125
Figura 50.	Distribución de Temperaturas	132

Figura 51. Efecto de la Conductividad Térmica sobre las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes	133
Figura 52. Efecto de la Capacidad Calorífica sobre las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes	133
Figura 53. Efecto de la Conductividad Térmica sobre la energía en yacimiento	134
Figura 54. Efecto de la Conductividad Térmica sobre la energía en yacimiento	135
Figura 55. Variación del factor de recobro por la inclusión de permeabilidades relativas en función de temperatura	138
Figura 56. Temperatura de yacimiento primer y último ciclo Pozo ET_59	140
Figura 57. Temperatura de yacimiento primer y último ciclo Pozo ET_59	141
Figura 58. Variación reportada de viscosidad	142
Figura 59. Variación reportada de saturación de gas en la cara del pozo	143
Figura 60. Razón de balance de energía	144

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. <i>Screening</i> de la Inyección Cíclica de Vapor	26
Tabla 2. Factores relacionados al yacimiento que influyen en el comportamiento de la inyección cíclica de vapor	32
Tabla 3. Factores relacionados a las condiciones operacionales que influyen en el comportamiento de la inyección cíclica de vapor	33
Tabla 4. Efecto de la viscosidad del aceite y la temperatura del vapor sobre la saturación de aceite residual	42
Tabla 5. Refinamiento local del grid de simulación	50
Tabla 6. Regiones del grid de simulación	51
Tabla 7. Permeabilidad direccional	54
Tabla 8. Conductividad térmica y capacidad calorífica de la roca y el Shale	56
Tabla 9. Conductividad térmica de los fluidos	57
Tabla 10. Capacidad calorífica y conductividad térmica del <i>Overburden</i> y <i>Underburden</i>	57
Tabla 11. Variación de la saturación de aceite residual con temperatura	59
Tabla 12. <i>End points</i> para escalamiento de curvas de permeabilidad relativa	60
Tabla 13. Propiedades de los componentes	61
Tabla 14. Compresibilidad líquido subsaturado	64
Tabla 15. Coeficiente de Expansión térmica de componentes	64
Tabla 16. Coeficientes de correlación de valores K	65
Tabla 17. Condiciones iniciales modelo base	66
Tabla 18. Composición inicial de la fase aceite modelo base	67
Tabla 19. Volúmenes originales en Sitio	67
Tabla 20. Definición de pozos dentro del sector	70
Tabla 21. Condiciones de Operación de Inyección Cíclica de Vapor	71
Tabla 22. Análisis cálculos de volúmenes originales en sitio	88

Tabla 23. Composición inicial de los fluidos en sitio	88
Tabla 24. Parámetros de ajuste histórico en el Simulador Comercial I	92
Tabla 25. Aceite incremental por pozo	118
Tabla 26. Condiciones de operación de inyección de vapor	122
Tabla 27. Eficiencia computacional de ECLIPSE™ Thermal	146
Tabla 28. Fortalezas y debilidades de ECLIPSE™ Thermal	148

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. GRÁFICAS ESCENARIO DE AJUSTE HISTÓRICO ÓPTIMO	158
ANEXO B. GRÁFICAS EMPLEADAS PARA CÁLCULO DEL ACEITE INCREMENTAL	169

RESUMEN

TITULO: VIABILIDAD TÉCNICA DEL USO DEL SIMULADOR ECLIPSE THERMAL EN EL MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR: APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: MILEIDY LORENA ACOSTA CREUS
NATALIA ROCIO QUINTERO OLIVEROS**

PALABRAS CLAVES: ECLIPSE Thermal, Inyección cíclica de vapor, Simulación numérica, sector model, Petrel, SCHEDULE, eficiencia computacional

La variedad de simuladores comerciales disponibles en el mercado obliga a determinar aquel que pueda efectuar una representación más exacta del comportamiento real de un campo. Los planes de extracción de petróleo en Colombia se dirigen hacia las reservas de crudos pesados, siendo la inyección cíclica de vapor el método más utilizado para la producción de los mismos.

El presente trabajo de grado tiene como objetivo establecer la aplicabilidad en el modelado de la inyección cíclica de vapor de un simulador poco empleado en el país, denominado ECLIPSE™ Thermal de la compañía Schlumberger, que con un método de solución totalmente implícito permite el análisis de los comportamientos de aceite, agua, gas y sólidos (útil con reacciones químicas) en el flujo de vapor, agua caliente o fría, Combustión *in Situ* y aceites espumosos en el yacimiento.

Para ello, se construye un modelo de simulación numérica con datos reales de un sector de un campo colombiano sometido a estimulación con vapor, seguido del proceso de ajuste histórico del mismo, con el fin de analizar la representatividad de los cálculos de la herramienta sobre los fenómenos físicos involucrados; permitiendo proponer un conjunto de posibles criterios para el análisis de un simulador térmico de yacimientos en el modelado de la inyección cíclica de vapor, orientado a la determinación de las fortalezas y debilidades de ECLIPSE™ Thermal.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aníbal Ordóñez Rodríguez. Codirector: Edwin Rodríguez Paredes.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY OF ECLIPSE THERMAL SIMULATOR ON CYCLIC STEAM INJECTION MODELING: COLOMBIAN FIELD APPLICATION*

AUTHORS: MILEIDY LORENA ACOSTA CREUS
NATALIA ROCIO QUINTERO OLIVEROS**

KEYWORDS: ECLIPSE Thermal, Cyclic Steam Injection, numerical simulation, sector model, Petrel, SCHEDULE, computational efficiency.

The variety of commercial simulators available on market forces to determine which can make a more accurate representation of the actual field behavior. Oil recovery Colombian plans are directed towards heavy oil reserves, being Cyclic Steam Injection the most used method for thereof production.

This study aims to establish the applicability on cyclic steam injection modeling of a few used simulator in the country, called ECLIPSE™ Thermal of Schlumberger company, that with a fully implicit solution method allows the analysis of oil, water, gas and solids (useful with chemical reactions) behaviors under the steam flow, hot water or cold water flow, In Situ Combustion and Foamy oils.

For that, a numerical simulation model is built using real data of a colombian field's sector with steam stimulation, this process is followed by an history match, in order to analyze the calculation representativeness of this tool of the physical phenomena involved, allowing to propose a likely set of analyzing criteria of a thermal reservoir simulator on Cyclic Steam Injection modeling, oriented to identify ECLIPSE™ Thermal's weaknesses and strengths.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aníbal Ordóñez Rodríguez. Codirector: Edwin Rodríguez Paredes.

INTRODUCCIÓN

En los últimos tiempos, el auge en el desarrollo de esquemas de recuperación mejorada para la explotación de reservas de crudo pesado y extra pesado en Colombia y en el resto del mundo, supone entender la dinámica de los yacimientos y pronosticar su desempeño futuro mediante la evaluación de los cambios graduales en el tiempo de las propiedades físicas de las formaciones productoras, y de las condiciones operacionales seleccionadas para la implementación de un proceso de recobro mejorado.

La industria petrolera ha centrado sus esfuerzos en controlar la incertidumbre asociada al uso de los métodos de recobro sobre un activo, a través de herramientas computacionales capaces de analizar un problema particular de forma rápida y económica. Este adelanto tecnológico responde al nombre de Simulación Numérica de Yacimientos y se fundamenta en la aplicación de un *software* de computador conocido como Simulador, el cual se compone de modelos matemáticos robustos para describir el flujo de fluidos y/o energía en un medio poroso.

Los simuladores numéricos son seleccionados bajo diferentes estándares de negocio como costo, credibilidad y confiabilidad, siendo esta última de gran interés para los ingenieros de yacimientos, quienes buscan identificar aquel simulador que reproduzca de forma más exacta y precisa el comportamiento esperado ante el proceso a modelar.

ECLIPSE™ Thermal es una herramienta diseñada para modelar procesos de recobro térmico y que ha tenido uso limitado en la industria petrolera colombiana; razón por la cual se plantea el presente estudio con el fin de analizar la eficiencia de este simulador en el modelado del proceso de inyección cíclica de vapor, método de recobro térmico más empleado en Colombia.

Este proyecto de grado enmarca la construcción de un modelo de simulación numérica con ECLIPSE™ Thermal para un sector de un campo colombiano sometido a inyección cíclica de vapor durante 29 años, para lo cual se emplean datos extraídos de un estudio de simulación previa. Posteriormente se realiza el ajuste histórico del modelo en un grado similar al aceptado actualmente por la compañía operadora del campo, permitiendo la identificación de los parámetros de ajuste requeridos, más influyentes, y asegurar que no existen datos erróneos causantes de un mal funcionamiento del simulador. Una vez alcanzado esto, se posibilita la selección de un conjunto de variables de análisis orientadas a establecer las fortalezas o debilidades técnicas de la implementación de esta herramienta de simulación.

1. FUNDAMENTOS EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) surge como respuesta a la dificultad de extracción de la cantidad de aceite original en sitio mediante un proceso de recobro convencional como la producción primaria o la recuperación secundaria. El beneficio económico de su aplicación, se centra en el retorno de la inversión y el sostenimiento del proyecto debido a un incremento de la productividad de los pozos o del factor último de recobro.

Farouq Alí y Thomas¹ clasifican los métodos EOR como no térmicos y térmicos. Los métodos no térmicos corresponden a los procesos químicos y miscibles que se aplican con preferencia en crudos livianos, mientras que los métodos térmicos, aprovechan el calor trasferido por la inyección de fluidos calientes al yacimiento o el calor generado dentro del yacimiento, para permitir la recuperación de crudos pesados y extra pesados.

La inyección cíclica de vapor es considerada un método térmico, pues ocasiona el calentamiento de las zonas próximas a la cara de la formación debido a la inyección periódica de vapor dentro de un pozo productor. Este proceso, fue descubierto accidentalmente en Venezuela en el año 1957, cuando la empresa Shell Oil Company desarrollaba una prueba de inyección continua de vapor en el Campo Mene Grande². Al año siguiente, fue empleada con éxito en un pozo del campo Yorba Linda de California, por lo que el programa pronto se extendió a 100 pozos. Hoy en día, la inyección cíclica de vapor se ha probado en muchos campos

¹ FAROUQ ALÍ, S. M. y THOMAS, S. The promise and problems of Enhanced Oil Recovery methods. En: JCPT. Septiembre, 1996. vol. 35. no. 7.

² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1 ed. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2001. 337 p.

de Estados Unidos, Canadá y Venezuela, posicionándola como una técnica eficaz en la recuperación de yacimientos de aceite pesado³.

Este proceso también es conocido como: “Inyección Alternada de Vapor” por la sucesión que existe entre las etapas de inyección de vapor y de producción de petróleo en un mismo pozo; “*Steam Soaking*” debido al período de cierre o remojo del pozo, o “*Huff and Puff*” para referirse al ciclo constituido por las fases de inyección, remojo y producción. No obstante, la denominación más frecuente al método es “estimulación térmica o estimulación con vapor” porque su aplicación incrementa notablemente la productividad e inyectividad de los pozos. Tales beneficios se logran principalmente por:

- Reducción de la viscosidad del aceite y mejoramiento de su movilidad, a causa del calor transferido por el vapor a la roca y a los fluidos de la zona alterada.
- Disminución del daño de formación o limpieza del pozo, por la remoción de sólidos orgánicos como parafinas y/o asfáltenos, y de partículas finas que pueden impedir el flujo a través de empaques con grava. Así mismo, un aumento de la permeabilidad absoluta por efecto de las altas temperaturas.
- Contribución al mecanismo de producción primaria del yacimiento (depleción, gravedad, compactación, etc.) a través de una fuerza de desplazamiento adicional que incluye la expansión térmica del petróleo y la liberación del gas en solución.

³ FAROUQ ALI, S. M. Oil recovery by Steam injection. Bradford: Librería del Congreso, 1970. 118 p.

- Adición de energía térmica en la formación que contribuye a la continuidad lateral y condiciona al yacimiento para la implementación de un método de recobro térmico de desplazamiento.

1.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La estimulación con vapor ha ganado amplia popularidad por su pequeña inversión inicial, poco riesgo y corto período de pago. Sin embargo, las anteriores virtudes sólo se obtienen al examinar los parámetros óptimos relacionados a la geología del yacimiento y a las propiedades de los fluidos que determinan la aplicabilidad de la técnica. En la Tabla 1, se presentan los criterios básicos de selección (*screening*) que han surgido de las diferentes experiencias de campo y que se recomiendan evaluar para un yacimiento dado.

Tabla 1. *Screening* de la Inyección Cíclica de Vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	<15
Viscosidad Aceite (cp)	>300
Profundidad, ft	<3000
Espesor Neto, ft	>30
Presión de Yacimiento, psi	<1500
Saturación de Crudo	No crítica

Tabla 1. (Continuación)

PROPIEDAD	VALOR
Porosidad, Fracción	>0,3
Permeabilidad, mD	1000-2000

Fuente: FAROUQ ALI, S.M. Current Status of Steam Injection as a Heavy Oil Recovery Method. En: 24th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM, Edmonton (Mayo de 1974: Edmonton). Pennsylvania: University Park, 1974. 65 p.

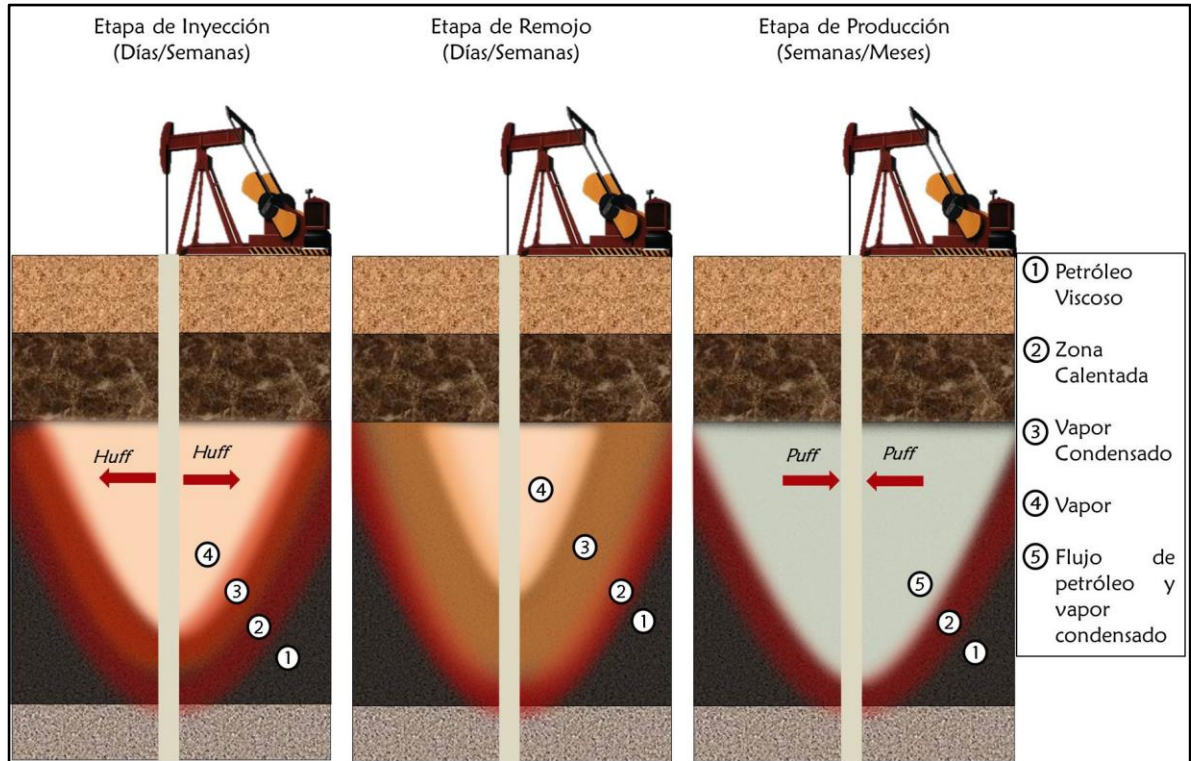
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Se realiza la inyección de un volumen de vapor, usualmente expresado como barriles de agua equivalente (CWE: *Cold Water Equivalent*) por un determinado tiempo; seguido de un breve período de cierre del pozo conocido como “tiempo de remojo”, y finalmente, el pozo retorna al flujo continuando en producción hasta que la tasa alcance valores similares a los presentes en la producción en frío y sea necesario iniciar nuevamente el proceso. Las tres etapas anteriormente mencionadas, constituyen lo que se denomina un “ciclo de inyección”, y éste puede repetirse hasta que la respuesta de la formación ya no sea óptima por las altas tasas de producción de agua y el descenso de la presión del yacimiento.

En la Figura 1 se presenta un esquema secuencial de las etapas de inyección cíclica de vapor. Durante la inyección, se forma una zona de vapor con presión superior a la presión del yacimiento y a la temperatura del vapor. Las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes ocasionan que la temperatura de la zona de vapor disminuya, provocando que una fracción del vapor se condense y otra

fracción se extienda de forma homogénea (zona calentada) hasta la zona de petróleo viscoso, a fin de disminuir su resistencia al flujo.

Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor



Fuente: Modificado de PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1 ed. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2001. 337 p.

1.2.1 Etapa de inyección. Una cantidad de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua, a la temperatura de saturación) es inyectado a la cara de la formación por un período de una a tres semanas. No obstante, la duración del período de inyección depende del grado de inyectividad del vapor y de la viscosidad del petróleo a la temperatura de yacimiento. Se aconseja inyectar el vapor a una alta tasa; a una presión que no exceda la presión de formación de fractura; y a la mejor

calidad disponible, con el propósito de maximizar el radio calentado (entre 10 a 100 ft ⁴), reducir las pérdidas de calor, y la separación *flash* del vapor en el *wellbore*.

1.2.2 Etapa de remojo. Una vez el período de inyección finaliza, el pozo se cierra para disponerlo a un tiempo de “remojo”, donde el vapor distribuye el calor uniformemente a través de la zona productora, provocando la reducción de la viscosidad del aceite al transferir energía térmica a la roca y a los fluidos. Este período dependerá de un número de factores como, profundidad, presión del yacimiento, espesor de formación, entre otros.

Algunos autores ubican el período de remojo entre 1 a 4 días. Por el contrario; J.J⁵ expresa que su duración es un balance entre el calor efectivo transferido a la arena productora y las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes. La existencia de este período es fundamental para evitar que el vapor inyectado sea producido de inmediato con el aceite y el agua, en lugar de aprovechar sus beneficios en la estimulación.

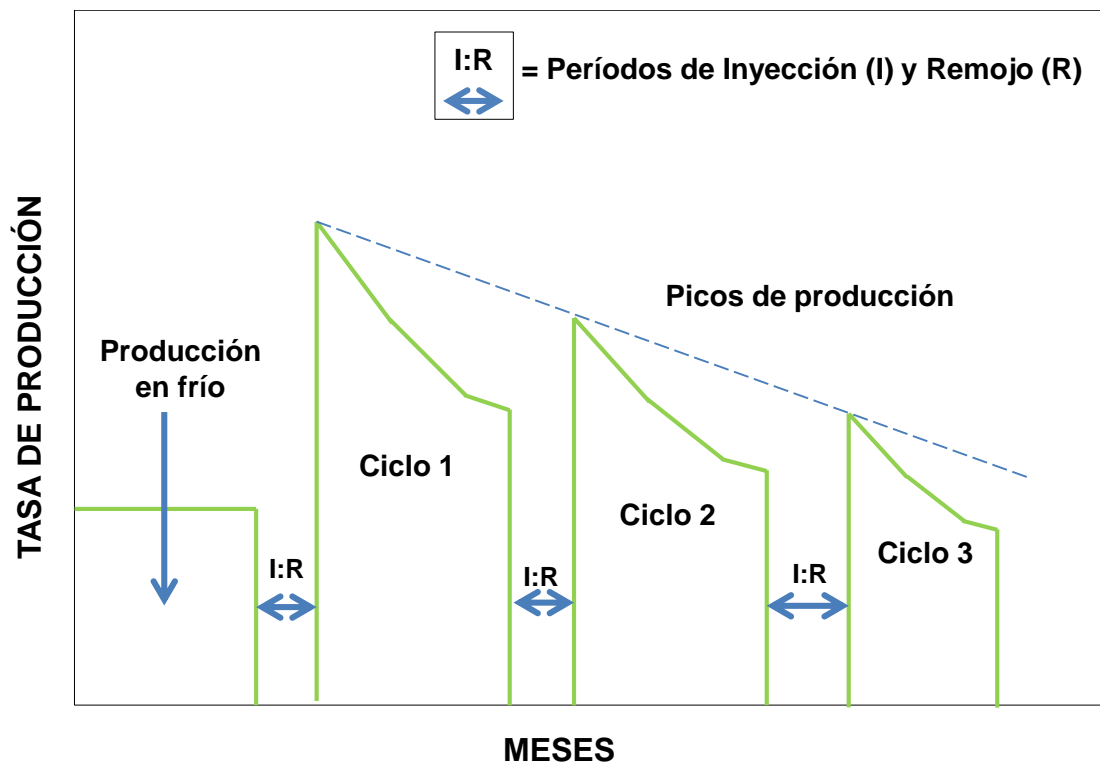
1.2.3 Etapa de producción. El ciclo de inyección culmina con el retorno del pozo a la producción. Inicialmente, se presenta alto flujo de agua por efecto del vapor inyectado y condensado. Posterior a ello, el pozo produce aceite a una tasa elevada (aproximadamente el 50% del aceite estimulado) y eventualmente su producción disminuye cuando el calor se disipa generando una reducción sucesiva de la temperatura del aceite y de inmediato, un aumento en su viscosidad; al término de 4 o 6 meses.

⁴ BOBERG, Thomas C. Thermal methods of oil recovery. (Exxon Monograph). Canadá: John Wiley & Sons, 1998. 5 p.

⁵ J.J. Thermal recovery methods. [s.l.]: [s.n.],1979.

En general, la respuesta del primer ciclo es mayor que en los ciclos subsecuentes (Figura 2). Usualmente, tres o cuatro ciclos se llevan a cabo para la recuperación del aceite (aunque se han reportado casos de hasta 22 ciclos⁶), y su respuesta se limita principalmente, al volumen de vapor inyectado y a la cantidad de saturación de agua cerca del pozo.

Figura 2. Respuesta de la tasa de producción después de varios ciclos de inyección



Fuente: Modificado de PARIS DE FERRER PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1 ed. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2001. 338 p.

⁶ MANNUCCI, Jesús. Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones petroleras. Fundación laboratorio de servicios técnicos petroleros. Tomo 1. Maracaibo: [s.n.],1990. 7-1 p.

Varios ciclos de inyección reducen la resistencia al flujo más allá de la región estimulada por el vapor, lo que puede conducir a la conexión entre las zonas calentadas de pozos adyacentes. Estas condiciones permiten el inicio de un proyecto de inyección continua de vapor, y su implementación mejora las propiedades del crudo y compensa la declinación de la presión del yacimiento, favoreciendo la recuperación del aceite residual que aún se mantiene en la roca de formación.

El uso de la inyección continua de vapor seguida a la inyección cíclica de vapor se prefiere por motivos económicos, y se recomienda identificar el número óptimo del ciclo en que se puede implementar para obtener máximos beneficios.

Básicamente, el porcentaje de recuperación que se obtiene de la producción en frío (a temperatura de yacimiento) de un campo de crudo pesado, es inferior o igual al 10%. Como la inyección cíclica de vapor es un tratamiento de estimulación que acelera la producción de petróleo, se logra un incremento del 15 al 20%⁷ (incluyendo el aceite recobrado por método primario y secundario). Mientras que la inyección continua de vapor alcanza aumentos notables del factor de recobro, se estima un 30-40% del aceite original⁸.

⁷ FAROUQ ALI. Op. cit., p. 119.

⁸ BOTON, LILIANA. PACHECO, ERIKA. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. p. 37.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Diversos factores relacionados al yacimiento y a las condiciones de operación afectan positivamente o negativamente el desempeño de un proyecto de estimulación con vapor. En las Tablas 2 y 3, se resumen algunos de estos parámetros y la implicación de sus características sobre el proceso.

Tabla 2. Factores relacionados al yacimiento que influyen en el comportamiento de la inyección cíclica de vapor

PROPIEDAD	EFEECTO
Profundidad	Yacimientos profundos disminuyen la calidad del vapor en fondo de pozo, incrementan pérdidas de calor; y generan fallas en el <i>casing</i> y condensación del vapor.
Viscosidad del aceite	Mayor valor de viscosidad inicial de aceite aumenta la relación aceite incremental – vapor (RAV).
Relación arena-arcilla	Intercalaciones de arcilla dentro del espesor neto aumentan las pérdidas de calor.
Daño a la formación	Zonas altamente dañadas restringirán el flujo de fluidos en la cara del pozo.
Relación gas-aceite (GOR)	Alto GOR disminuye la presión del vapor lo que aumenta la condensación del vapor

Tabla 2. (Continuación)

PROPIEDAD	EFEECTO
Relación agua-aceite (WOR)	Alto WOR eleva el enfriamiento de la formación y disminuye la relación aceite incremental – vapor.
Saturación de aceite	Altas zonas de saturación de aceite disminuyen la saturación de agua, garantizando eficiencia de energía térmica
Presión de yacimiento	Si la presión de yacimiento es mayor a la presión crítica se produce condensación del vapor.
Espesor	Espesores delgados aumentan pérdidas en formaciones adyacentes.

Fuente: BOBERG, Thomas C. Thermal methods of oil recovery. (Exxon Monograph). Canadá: John Wiley & Sons, 1998. p. 65.

Tabla 3. Factores relacionados a las condiciones operacionales que influyen en el comportamiento de la inyección cíclica de vapor

PROPIEDAD	EFEECTO
Presión de inyección	No puede ser superior a la presión de fractura de la formación porque se generarían pérdidas de calor y daño a la formación
Tasa de inyección	Minimiza el tiempo de remojo, maximiza el radio calentado y disminuye las pérdidas de calor desde el pozo.

Tabla 3. (Continuación)

PROPIEDAD	EFEECTO
Volumen de vapor inyectado	Gran volumen de vapor en pozos de alta viscosidad y sin daño, y bajo volumen en pozos con daño favorecen la inyección.
Calidad del vapor	Caracteriza el contenido de vapor seco en el vapor húmedo inyectado, siendo directamente proporcional a la cantidad de energía transportada.
Tiempo de remojo	Tiempos cortos para yacimientos con baja presión, para que aprovechen la presión de inyección o tiempos largos para yacimientos de alta presión, para que el vapor ceda calor a la formación.
Número de ciclos	Restringidos por el límite económico y la relación aceite incremental – vapor.

Fuente: BOBERG, Thomas C. Thermal methods of oil recovery. (Exxon Monograph). Canadá: John Wiley & Sons, 1998. p. 65.

1.4 APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

En el análisis de los fenómenos relacionados al proceso de inyección cíclica de vapor, se han desarrollado métodos analíticos y numéricos que simplifican la evaluación de su comportamiento; dependiendo su selección de los beneficios particulares que ofrezca uno sobre el otro.

Desafortunadamente, la aplicación de las técnicas analíticas no puede ser generalizada a causa de varias razones:

- Uso de suposiciones simplificadoras que ignoran algunos fenómenos físicos relacionados al estudio
- Su aplicación resulta excesivamente compleja
- La solución es complicada, lo que imposibilita cualquier interpretación posterior
- Simplemente no existen métodos analíticos capaces de proporcionar soluciones al problema

Ante tales dificultades, los métodos numéricos asociados a los simuladores de yacimientos, que permiten obtener soluciones aproximadas de problemas complejos en menor tiempo; se prefieren en la descripción de procesos térmicos como la inyección cíclica de vapor. Su principal ventaja, es que complejidades de descripción de yacimiento, roca y propiedades de fluidos, y las estrategias operacionales pueden ser representadas para obtener una predicción mucho más completa y fiable del comportamiento en estudio, a largo plazo⁹.

La simulación térmica es quizá una de las metodologías más innovadoras y desafiantes a nivel de ingeniería, pues involucra nuevos conceptos que no son habituales al desarrollar una simulación de yacimientos convencional. Estos aspectos se enumeran y se describen de forma detallada, a continuación.

⁹ BOBERG. Op. cit., p. 201.

1.4.1 Formulación. Los simuladores numéricos convencionales modelan el flujo de fluidos en medios porosos a través de tres ecuaciones fundamentales: ecuación de balance de materia, ley de Darcy y ecuación de estado. Los simuladores térmicos trabajan con las expresiones anteriormente mencionadas, pero adicionan una ecuación de conservación de energía que describe la transferencia de calor o los efectos térmicos.

1.4.2 Propiedades del vapor. El agua se considera el elemento ideal en los procesos de recuperación térmica, puesto que es el líquido más abundante en el planeta Tierra y posee excelentes propiedades térmicas que lo caracterizan como un buen fluido transportador, tanto en su estado líquido como en su estado vapor. Entre estas propiedades se encuentran: el calor específico, la temperatura de saturación, el calor sensible, el calor latente de vaporización, la calidad del vapor y el volumen específico.

1.4.2.1 Calor específico. Es la habilidad que posee una sustancia de absorber o ceder calor, y se mide con el número de BTU* necesarios para aumentar en 1°F la temperatura de una libra de agua a 60°F¹⁰. En vista de que el agua es el líquido con mayor calor específico (a excepción del amoníaco líquido) mayor es la cantidad de calor que debe absorber para un incremento de temperatura dado. Por esta razón, liberará más calor cuando disminuye su temperatura.

1.4.2.2 Temperatura de saturación. Es la temperatura a la cual se produce la vaporización o ebullición del agua, a una presión dada. En otras palabras, es la

* Del inglés: *British Thermal Unit*, es una medida de calor.

¹⁰ ABAD, Boris. Recuperación terciaria. XI Seminario de Ingeniería de Petróleos. [s.l.]: [s.n.], 1979. 44 p.

temperatura en la que se da el cambio del estado líquido a vapor; por lo que también puede ser denominada como la temperatura de inyección del vapor.

1.4.2.3 Calor sensible. Es la cantidad de calor que se debe suministrar a un líquido a presión constante, para aumentar su temperatura desde la temperatura de congelación (32°F) hasta la temperatura de saturación.

Al agua en este punto se le conoce como agua saturada, y al calor contenido se le denomina frecuentemente, entalpía del líquido saturado en vez de calor sensible. Esta propiedad aumenta con la presión y alcanza un valor máximo en la presión crítica.

1.4.2.4 Calor latente de vaporización. Es la cantidad de calor que hay que adicionar a una libra de líquido a la temperatura de saturación y a presión constante, para ocasionar un cambio del estado líquido al estado vapor.

Al vapor en este punto se le denomina vapor seco y saturado, y el calor contenido es aquel que será entregado a la formación durante el proceso de inyección. A diferencia del calor sensible, el calor latente disminuye con el aumento de la presión, y a la presión crítica, alcanzará un valor de cero. Este término también es conocido como entalpía del vapor.

1.4.2.5 Calidad del vapor. Si bien el vapor seco y saturado es capaz de contener mayor calor. En la práctica de campo, el vapor generado para la recuperación térmica es parte líquida y parte vapor, es decir un estado bifásico

que se denomina vapor húmedo. Este tipo de vapor contiene agua hasta un 15% a 20% en peso, que se utiliza con el fin de minimizar la depositación de incrustaciones como sales y carbonatos en el interior de las calderas o en cualquier parte del sistema de generación. La calidad, representa una relación ente estos dos tipos de estado.

La calidad denota el porcentaje en peso de vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo. Una calidad de 0.8 significa que en una libra de vapor húmedo hay 0.80 libras de vapor seco y 0.20 libras de agua. El vapor húmedo se mantiene entre el agua saturada, y entre el vapor seco y saturado que posee una calidad del 100% puesto que no existe agua en estado líquido.

Esta propiedad es primordial en la determinación de la cantidad de calor o entalpía disponible por libra de vapor húmedo inyectado, pues con una reducción de la misma, la contribución del calor latente de vaporización también disminuye.

1.4.2.6 Volumen específico. Es el volumen ocupado por una libra de vapor seco y saturado. Esta propiedad disminuye considerablemente cuando la presión incrementa en la formación. Por ejemplo, un proyecto de vapor operando a una presión promedio de yacimiento de 300 psia tendrá mayor zona de volumen de vapor que un yacimiento a 900 psia.

En síntesis, un mayor volumen de vapor contactará más la zona productora cuando la presión de yacimiento es baja, favoreciendo la entrega efectiva del calor a los fluidos contenidos.

1.4.3 Propiedades térmicas de la roca y los fluidos. Es conveniente que en todo análisis matemático de un proceso de recuperación térmica de petróleo se conozcan la variación de las propiedades de la roca y de los fluidos intersticiales en función de la temperatura. Algunas de las propiedades térmicas que son de interés para el ingeniero de yacimientos son las conductividades térmicas, capacidad calorífica y entalpías.

1.4.3.1 Conductividad térmica. La conductividad térmica es la cantidad de calor que se transfiere a través de un área cuando está expuesta a un diferencial de temperatura, es función de la matriz y de los fluidos que ocupan el volumen poroso y puede ser entendida como una medida de la facilidad con que se transmite el calor por una superficie o sustancia.

La mayoría de los líquidos muestran una disminución de la conductividad térmica con un aumento en la temperatura, mientras que en los gases generalmente incrementa con la temperatura.

Para un medio poroso es un valor difícil de cuantificar, pues depende de múltiples factores como: densidad, temperatura, saturación, tipo de fluidos y movimiento de fluidos en la roca. La experiencia muestra que disminuye con la temperatura y aumenta con la densidad de la roca, saturación de agua, presión y conductividad térmica de los fluidos¹¹.

¹¹ GÓMEZ PRADA, Luis G. Recuperación mejorada de hidrocarburos [Inyección cíclica y continua de vapor]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Petróleos, 1989. 56 p.

La conductividad térmica es significativa dentro de los cálculos de recobro en dos formas diferentes: a) En el caso de la roca de yacimiento, determina el flujo de calor por conducción en la dirección perpendicular al flujo de fluido; y b) En el caso de formaciones adyacentes, establece la cantidad de calor perdido a estas formaciones debido a una alta temperatura en la roca de yacimiento.

1.4.3.2 Capacidad calorífica. Relaciona la cantidad de calor o energía que debe ser suministrada a un pie cúbico de volumen de roca y fluidos para elevar su temperatura 1°F. Este concepto es singular porque tanto la roca como los componentes del yacimiento, tienen diferentes valores que deben calcularse para considerar la conducción y pérdida de calor dentro de la simulación.

1.4.3.3 Entalpía. La entalpía es una medida de la cantidad de calor contenido por un fluido. Este concepto es ampliamente utilizado en los simuladores numéricos para los cálculos de conservación de energía.

1.4.4 Razones de equilibrio. Aunque es posible modelar yacimientos en función de la especie química usando simulación composicional y ecuaciones de estado, esto representa tiempo de cómputo para las simulaciones térmicas.

Es así, que la distribución de cantidades relativas de varias especies (tales como metano, propano, butano, pentano, etc.) en las fases gas y aceite son determinadas en la simulación usando relaciones de equilibrio o valores K. Estos valores pueden ser calculados mediante pruebas de laboratorio, tablas

experimentales en función de la presión, temperatura y composición, o por correlaciones basadas en la termodinámica¹².

1.4.5 Viscosidades dependientes de la temperatura. En un proceso de recuperación térmica como la inyección cíclica de vapor, la viscosidad del aceite y su variación con la temperatura es objeto de análisis por la influencia que ejerce sobre su movilidad.

La disminución de la viscosidad en crudos pesados es muy grande para variaciones relativamente pequeñas de temperatura a comparación de crudos livianos. Es decir, se logra una mayor reducción de la viscosidad cuanto más viscoso sea el petróleo de yacimiento. En general, por esta razón no se aplica recuperación térmica a los yacimientos de hidrocarburos livianos.

1.4.6 Diferencias en las permeabilidades relativas. La saturación de aceite residual en la zona de vapor es frecuentemente usada en los cálculos de recuperación térmica. Este valor es función de la viscosidad del aceite y de la temperatura del vapor.

Después de un proceso de inyección de vapor, la saturación de aceite residual se ve disminuida a razón del aceite recuperado y del efecto de la temperatura. Dicho comportamiento se puede evidenciar en la Tabla 4 donde un crudo que posee alta viscosidad logra disminuir efectivamente la saturación de aceite residual por efecto de la temperatura, a diferencia de crudos menos viscosos.

¹² CARLSON, Mike. Practical reservoir simulation. Tulsa: PenWell Corporation, 2003. 421 p.

Tabla 4. Efecto de la viscosidad del aceite y la temperatura del vapor sobre la saturación de aceite residual

Viscosidad del petróleo a temperatura de yacimiento (cp)	Saturación residual de petróleo a la temperatura del vapor		
	240°F	300°F	400°F
460	0.13	0.10	0.05
2000	0.15	0.11	0.06
18000	0.18	0.13	0.08

Fuente: MANNUCCI. Op. cit., p. 7-18.

La reducción de la saturación de aceite residual provocará el aumento de la permeabilidad relativa del aceite.

1.4.7 Pérdidas de calor. En un proceso de recobro térmico, no todo el calor inyectado al yacimiento permanece en él, ya que parte es transferido principalmente por conducción a las formaciones adyacentes a la arena petrolífera, que se asume no contiene fluidos. Sin embargo, si el *overburden* y el *underburden* tienen alguna permeabilidad vertical, las pérdidas de calor aumentarán aún más por la transferencia de calor convectivo.

Los simuladores térmicos están diseñados para manejar estas pérdidas, las cuales son determinadas analíticamente por fuera de los elementos de volumen de control (*grid blocks*).

2. HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La industria de hidrocarburos desde las décadas de los 70s y 80s, han desarrollado importantes adelantos en la construcción de *softwares* computacionales, denominados simuladores de yacimientos.

La simulación numérica de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real de un activo bajo diferentes esquemas de explotación, a partir del desempeño de un modelo del mismo. Surge como respuesta a la necesidad de la administración de yacimientos de determinar las condiciones óptimas necesarias para maximizar el recobro de hidrocarburos, con la mayor rentabilidad económica en las operaciones asociadas.

En este capítulo se describe de manera breve los simuladores y las herramientas para análisis de datos que se han empleado durante el desarrollo del presente estudio.

2.1 ECLIPSE™ Thermal

Es un simulador de métodos de recuperación térmica avanzada de la compañía Schlumberger, que modela comportamientos físicos complejos como yacimientos de aceite pesado, extra pesado, y bitumen.

Las principales capacidades del simulador se enuncian a continuación:

- Simula una variedad de procesos de recobro térmico, como la inyección cíclica de vapor (*Huff and Puff*), inyección continua de vapor (*Steam Flood*), drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), fluido caliente o inyección de gas, calentadores de pozo, y combustión (incluyendo la Combustión *In Situ*).
- Admite la simulación de múltiples componentes hidrocarburos en las fases aceite y gas (modelo de aceite vivo).
- Permite modelar un solo componente no volátil en la fase aceite (modelo de aceite muerto).
- Proporciona un análisis del comportamiento del aceite, gas, agua y sólidos (útil con las reacciones químicas).
- Controla las tasas de producción del pozo en base a su temperatura.
- Presenta la opción de desarrollar simulaciones térmicas a baja temperatura (apto para experimentos de laboratorio o la producción de aceite pesado en frío con arena).
- Modela aceite espumoso (*Foamy Oil*) y escenarios de evaluación de la inyección de aire *toe-to-heel*.

El análisis de ECLIPSE™ Thermal constituye el objetivo principal de este estudio, pues se pretende establecer la aplicabilidad del mismo con el modelado del proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano.

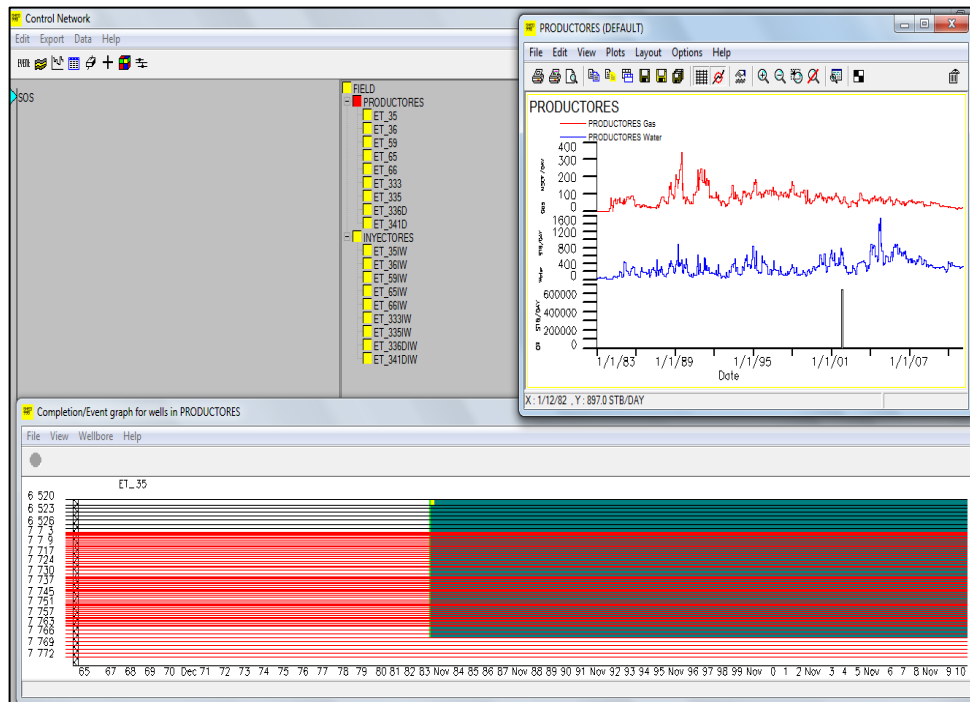
Herramientas *software* adicionales que interactúan con la suite de simulación de ECLIPSE™ Thermal, se aprovecharon para la construcción del modelo de simulación numérica y la visualización de sus resultados. Estas se describen en lo siguiente.

2.1.1 Preprocesador SCHEDULE. Es un programa interactivo que permite preparar, validar e integrar datos de producción y completamiento de pozos para ser utilizados en los simuladores de yacimientos. Este software permite traducir información real a un formato fácilmente leído por ECLIPSE™ Thermal y otros simuladores. Su interfaz puede ser observada en la Figura 3.

Este programa se emplea en la construcción del modelo de pozos para la simulación numérica en ECLIPSE™ Thermal. Permitiendo:

- Importar los datos de producción necesarios para el control de pozos
- Incluir las trayectorias y perforaciones de los pozos
- Definir los tipos de pozos
- Administrar los eventos del proceso de inyección cíclica de vapor
- Exportar un archivo formateado de extensión .SCH con la información necesaria para el cálculo del comportamiento de producción e inyección del modelo.

Figura 3. Manejo de datos de pozos en SCHEDULE

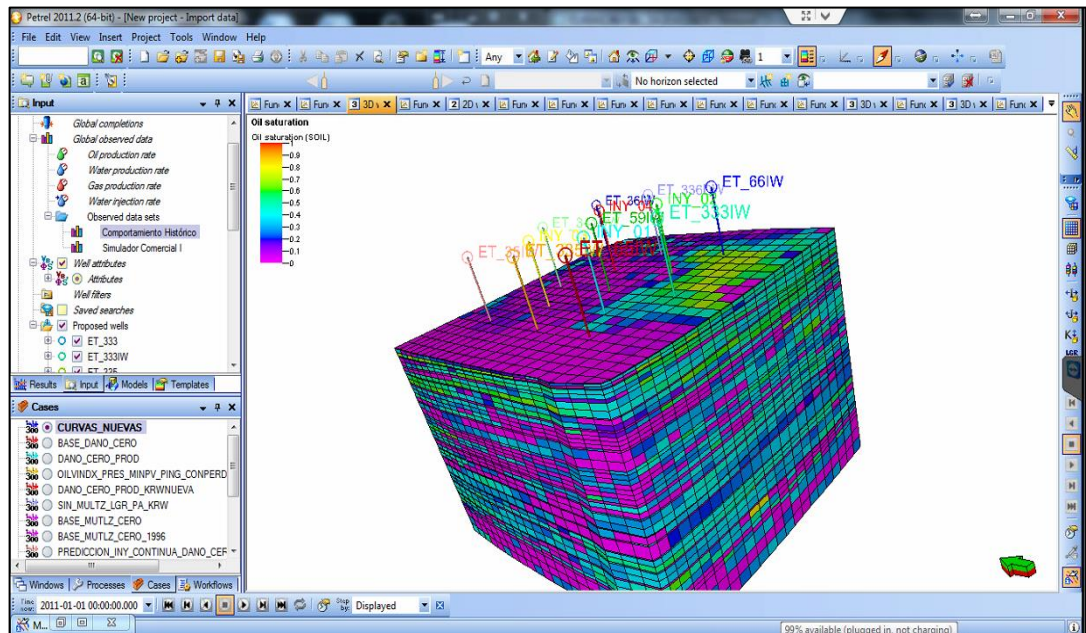


Fuente: Autores. Imagen extraída del Preprocesador SCHEDULE v.2012.

2.1.2 Petrel™. Petrel es un software basado en Windows que permite la interpretación de datos sísmicos, construir modelos de simulación numérica, visualizar resultados y diseñar estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento. Geofísicos, geólogos e ingenieros de yacimientos pueden moverse a través de dominios, en vez de aplicaciones, mediante una caja de herramientas integrada (Figura 4).

Los diversos usos ofrecidos por esta herramienta se centraron en la visualización de los resultados 3D y 2D obtenidos por el simulador ECLIPSE™ Thermal.

Figura 4. Interfaz gráfica de Petrel™



Fuente: Autores. Imagen extraída Petrel™ v.2011.2

2.2 SIMULADOR COMERCIAL I

Es un simulador de yacimientos trifásico multi-componente que permite modelar procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos tales como: inyección de químicos y polímeros, inyección continua y cíclica de vapor, combustión seca y húmeda, entre otros.

La denominación de “SIMULADOR COMERCIAL I” se ha asignado por motivos de confidencialidad; debido a que los datos del campo petrolero analizado en el presente trabajo de grado, fueron suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en un archivo de texto plano que emplea el lenguaje de

programación de este simulador, y que fue construido como producto del primer modelado del proceso de inyección cíclica de vapor realizado sobre el activo.

Ante la necesidad de extraer la información estática y dinámica que caracteriza al campo petrolero bajo estudio, se efectuó un análisis riguroso de la formulación y metodología de simulación numérica empleada por el SIMULADOR COMERCIAL I; con el fin de no incurrir en errores de asignación de datos en el proceso de modelado en ECLIPSE™ Thermal ya que no se contaba con la información original del campo.

Se omiten los detalles del SIMULADOR COMERCIAL I, ya que el propósito no es realizar una comparación de las ventajas y/o desventajas que presenta ECLIPSE™ Thermal frente a este simulador. Simplemente, será una referencia del comportamiento esperado puesto que ha sido empleado con gran aceptación en la industria.

3. MODELO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Describir el flujo de fluidos y la transferencia de masa y energía en un medio poroso mediante simulación numérica, implica la construcción de un modelo que incorpore toda la información analizada y seleccionada de un estudio integrado de yacimientos. Los datos extraídos de tal caracterización, deben ser lo más representativos al campo para que respalden la calidad del estudio de simulación numérica; y al mismo tiempo, garanticen la utilidad de sus resultados en la definición de un plan de explotación que conduzca a la maximización de la recuperación económica de las reservas de un yacimiento.

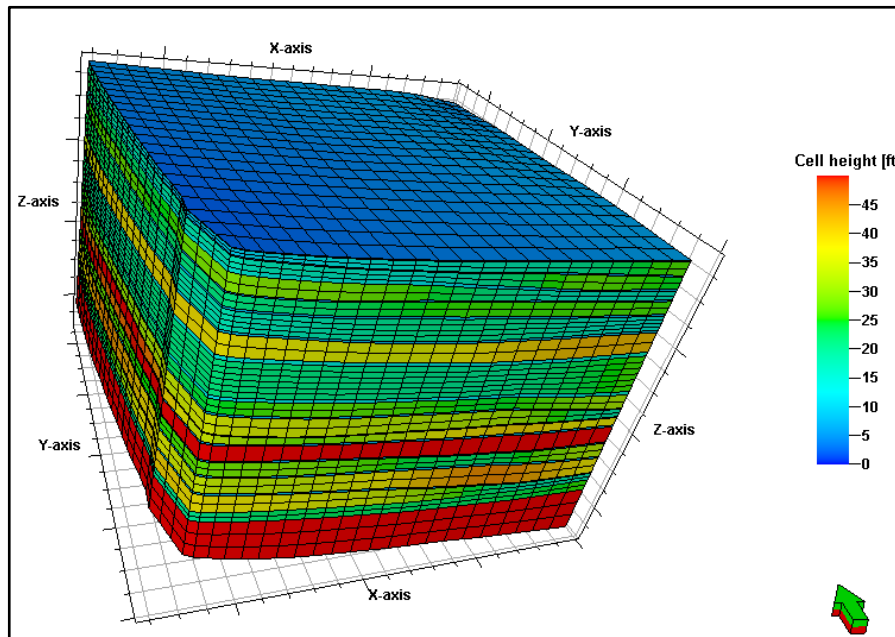
El presente estudio, enmarca la construcción de un modelo de simulación numérica, que reproduce el comportamiento de un sector de un campo colombiano de crudo pesado de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, sometido a Inyección Cíclica de Vapor.

3.1 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO

La región de estudio posee una extensión areal aproximada de 68.75 acres y profundidades que oscilan entre los 816 y 2143 ft. Caracterizado por una gran heterogeneidad y la presencia de una falla estructural en el límite noroeste.

La forma y orientación del sector han sido representadas, como se muestra en la Figura 5, por un grid de simulación de geometría de puntos de esquina, con 51 celdas en el eje coordenado Z, 22 en el eje X y 21 en Y cuyas dimensiones promedio son 24.36 ft, 83.22 ft y 77.90 ft, respectivamente.

Figura 5. Grid de simulación



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Además, el modelo cuenta con celdas refinadas en las zonas donde se ubican los pozos productores. En la tabla 5, se relacionan las celdas y el número de divisiones que fue aplicado para el refinamiento local.

Tabla 5. Refinamiento local del grid de simulación

Dirección	Refinamiento	
	Celdas	Número de divisiones
X	3-21	2
Y	2-20	2
Z	28-51	3

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

En términos estratigráficos, la formación se divide en tres zonas:

- La zona A hacia el tope, presenta altas saturaciones de agua y espesores brutos de hasta 390 ft.
- La zona B en los estratos medios caracterizada por altas saturaciones de aceite y espesores brutos de hasta 130 ft.
- La Zona C ubicada hacia la base del sector, con altas saturaciones de agua.

La distribución de las zonas en el grid de simulación se efectúa por el número de celdas especificadas en el Tabla 6.

Tabla 6. Regiones del grid de simulación

Región	División	No. de Capas	No. de Bloques	Limites
Zona A	Zona A Superior	13	6006	K= 1 – 13
	Zona A Inferior	14	6468	K= 14 – 27
Zona B	Zona B Superior	5	23970	K= 28 – 32
	Estratos medios	6	24764	K= 33 – 38
	Zona B Inferior	8	38352	K= 39 – 46
Zona C	N/A*	5	23970	K= 47 – 51

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

* No aplica

3.2 PROPIEDADES DE LA ROCA

Un sistema de acumulación de hidrocarburos se caracteriza por ciertas propiedades físicas que no varían en función del tiempo, y que son fundamentales en la comprensión del desplazamiento de los fluidos contenidos en el sistema poroso. Así mismo, permiten evaluar el contenido comercial de petróleo o gas y su facilidad de extracción.

Las características más importantes de la roca de yacimiento son: porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Estas propiedades pueden ser iguales o diferentes en cualquier posición del espacio (homogeneidad o heterogeneidad) y/o variar o no con la dirección (anisotropía o isotropía). Los mapas de isopropiedades de porosidad, permeabilidad y relación *Net-to-gross*^{*}, definen al yacimiento en estudio como altamente heterogéneo y anisotrópico.

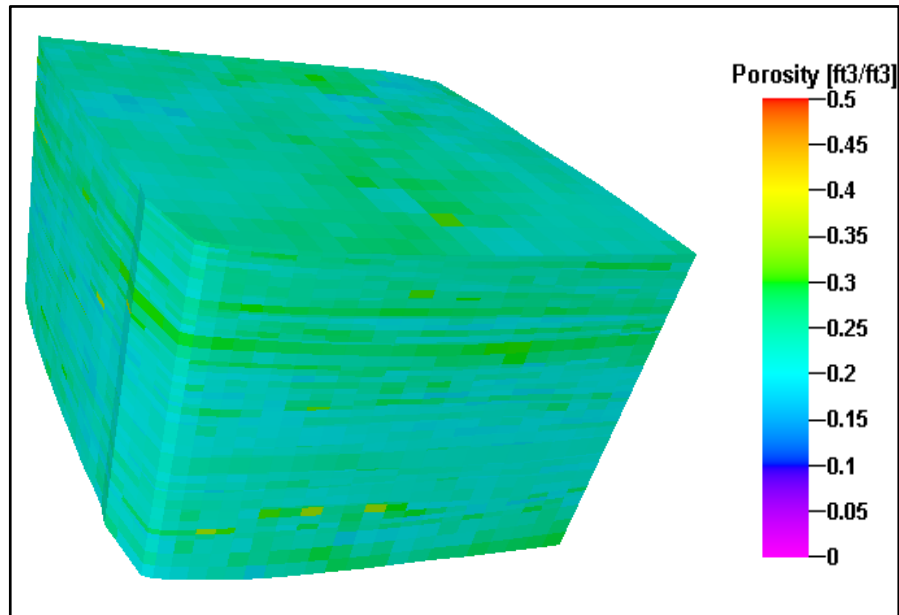
La **porosidad** indica la capacidad de almacenamiento del volumen total de la roca. El modelo cuenta con porosidades mínimas de 18% y máximas de 35%, lo que se puede catalogar como favorable en términos de almacenamiento de fluidos¹³. Para las regiones mencionadas con anterioridad, se tiene un promedio de porosidad de 23%, 21% y 23% para las zonas A, B y C, respectivamente.

En la Figura 6 se muestra la distribución de la porosidad en todo el grid de simulación.

* Término empleado a la relación espesor neto productor a espesor bruto

¹³ NIND, T.E.W. Principles of oil well production. New York: McGraw-Hill Book Company, 1964. p.2.

Figura 6. Distribución de porosidad



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

La **permeabilidad** es otra propiedad física fundamental, pues define la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. La roca de estudio cuenta con permeabilidades en cada una de las direcciones coordenadas (X, Y, Z), siendo la más importante la permeabilidad horizontal pues los pozos productores dentro del modelo son verticales.

En la Tabla 7 se detallan los valores máximos y mínimos de la permeabilidad para cada una de las direcciones. La Figura 7 presenta la distribución de permeabilidad horizontal permitiendo identificar zonas de “mala permeabilidad” por poseer

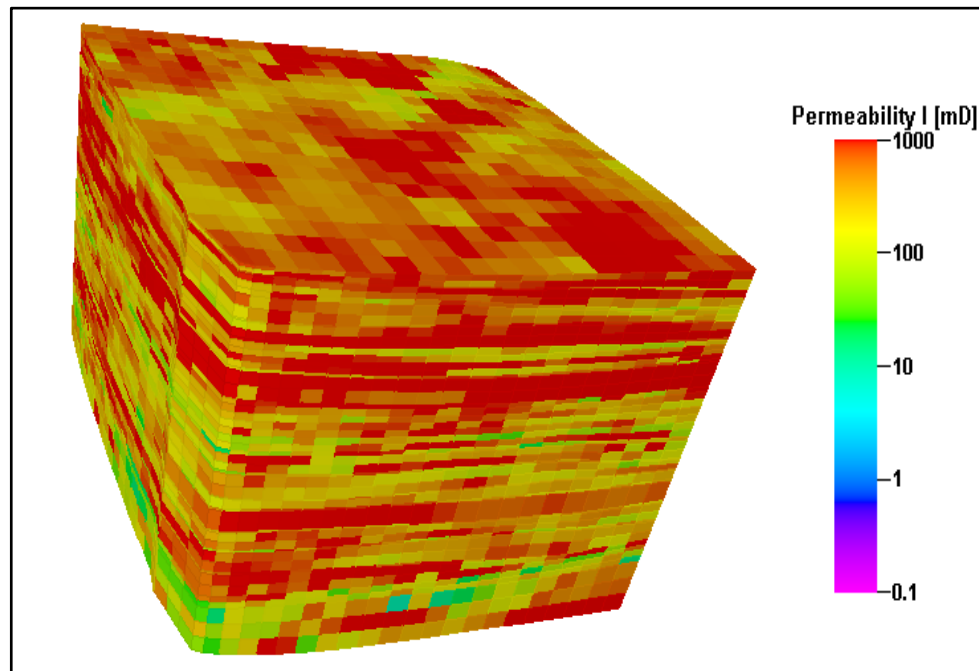
valores inferiores a 50 mD, y otras con “buena permeabilidad” de valores superiores a 500mD¹⁴.

Tabla 7. Permeabilidad direccional

Permeabilidad	Valor mínimo (mD)	Valor máximo (mD)
I	6.4073	6500
J	6.4073	6500
K	2.5629	2600

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Figura 7. Distribución de permeabilidad

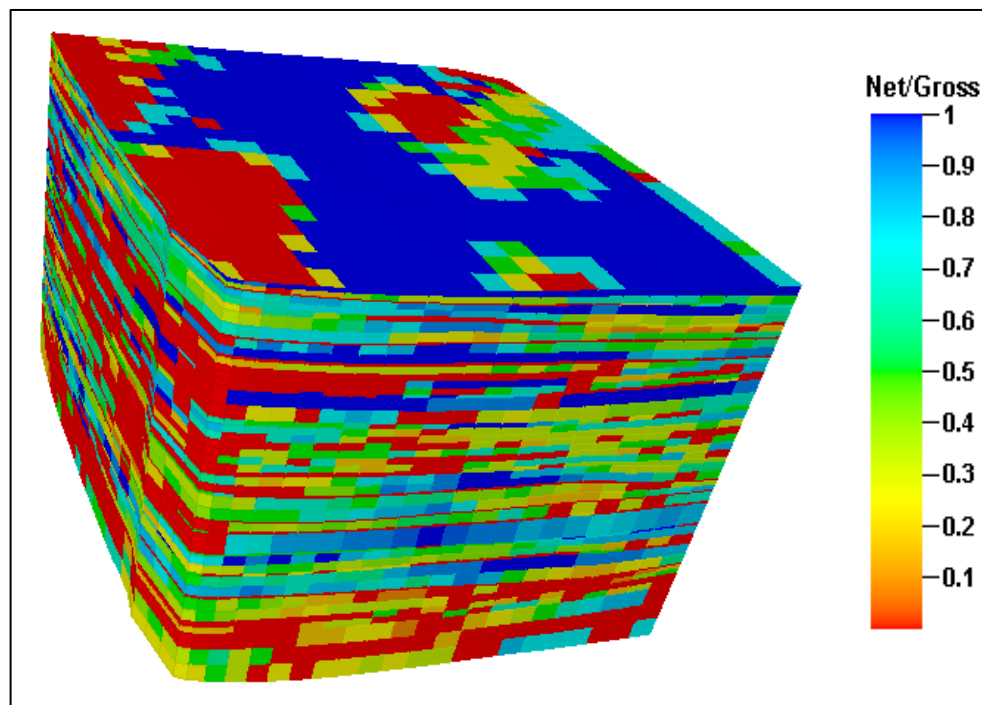


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

¹⁴ Ibid., p. 6.

La **relación *Net-to-gross*** permite diferenciar la cantidad de arenas y arcillas presentes en un yacimiento. Su valor debería tender más a la unidad puesto que en procesos térmicos, la presencia de arcillas provoca pérdidas de energía. En la Figura 8 se presenta la distribución *Net-to-gross* para el modelo, identificando múltiples intercalaciones de arcilla.

Figura 8. Relación *Net-to-Gross*



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

La **compresibilidad de la formación** es el cambio de volumen que experimenta la roca a una temperatura dada, a causa de la variación de presión que existe en el yacimiento por la producción de fluidos. La roca posee una compresibilidad de $74e-6$ 1/psi medida a una presión de referencia de 890 psi.

3.2.1 Propiedades térmicas de rocas y fluidos. La cantidad de calor que se inyecta a la formación y que permanece en ella (eficiencia térmica) depende de ciertas características propias de la roca y de los fluidos que contiene. La conductividad térmica y la capacidad calorífica son dos conceptos fundamentales para indicar la habilidad que tiene el medio o los fluidos de transportar y almacenar calor, lo que puede ser una ventaja en términos de eficiencia térmica o una desventaja en cuanto a pérdidas de energía.

En la Tabla 8 y 9 se presentan los valores de capacidad calorífica y conductividad térmica que se asignan al modelo tanto para la roca como para los fluidos.

Tabla 8. Conductividad térmica y capacidad calorífica de la roca y el Shale

Propiedad	Valor
Capacidad calorífica volumétrica de la roca (BTU/ft ³ -°F)	40
Coeficiente dependiente de la temperatura para capacidad calorífica volumétrica de la roca (BTU/ft ³ -°F-°F)	0
Capacidad calorífica volumétrica de Shale (BTU/ft ³ -°F)	33
Coeficiente dependiente de la temperatura para Capacidad Calorífica Volumétrica del Shale (BTU/ft ³ -°F-°F)	0
Conductividad térmica de la roca (BTU/ft*D*°F)	40

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Tabla 9. Conductividad térmica de los fluidos

Conductividad térmica (BTU/FT*D**F)	Valor
Agua	12.60
Aceite	1.80
Gas	0.25

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

3.2.1.1 Pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes. Cierta cantidad de calor es transferida hacia los estratos superiores e inferiores del intervalo productor. Para considerar lo anterior, la Tabla 10 incluye la capacidad calorífica y la conductividad térmica de tales formaciones.

Tabla 10. Capacidad calorífica y conductividad térmica del *Overburden* y *Underburden*

Overburden (Formaciones Superiores)	
Capacidad calorífica volumétrica (BTU/ft ³ -°F)	35
Conductividad térmica (BTU/ft*D**F)	24
Underburden (Formaciones Inferiores)	
Capacidad calorífica volumétrica (BTU/ft ³ -°F)	35
Conductividad térmica (BTU/ft*D**F)	24

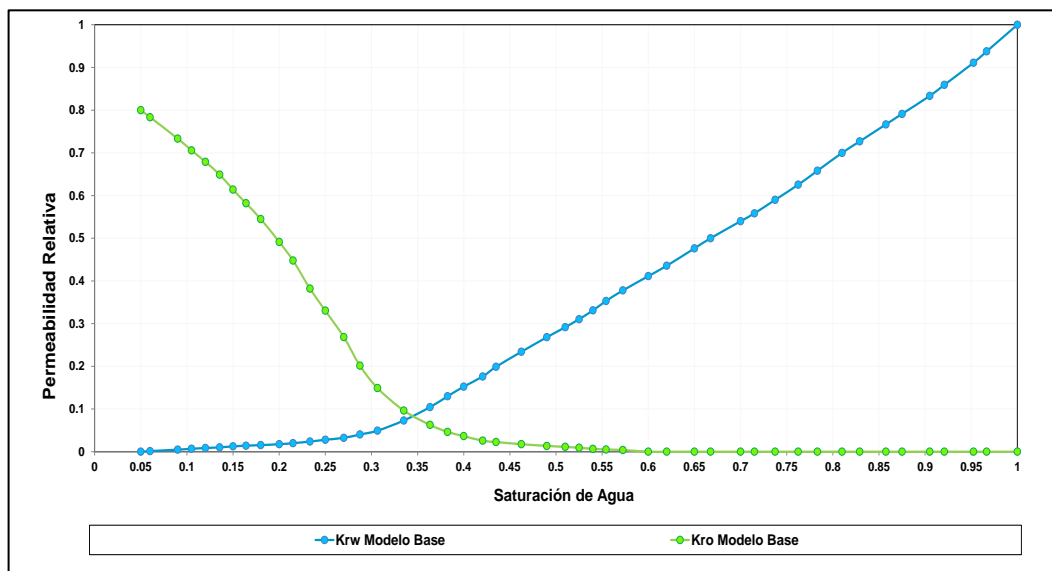
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

3.3 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La permeabilidad efectiva de cualquier fluido de yacimiento es función de la saturación y de las características mojantes de la formación. Distinguir la capacidad de movilidad de un fluido con respecto a otro, sólo se logra al relacionar la permeabilidad efectiva del fluido y la permeabilidad absoluta de la formación bajo el concepto de **permeabilidad relativa**.

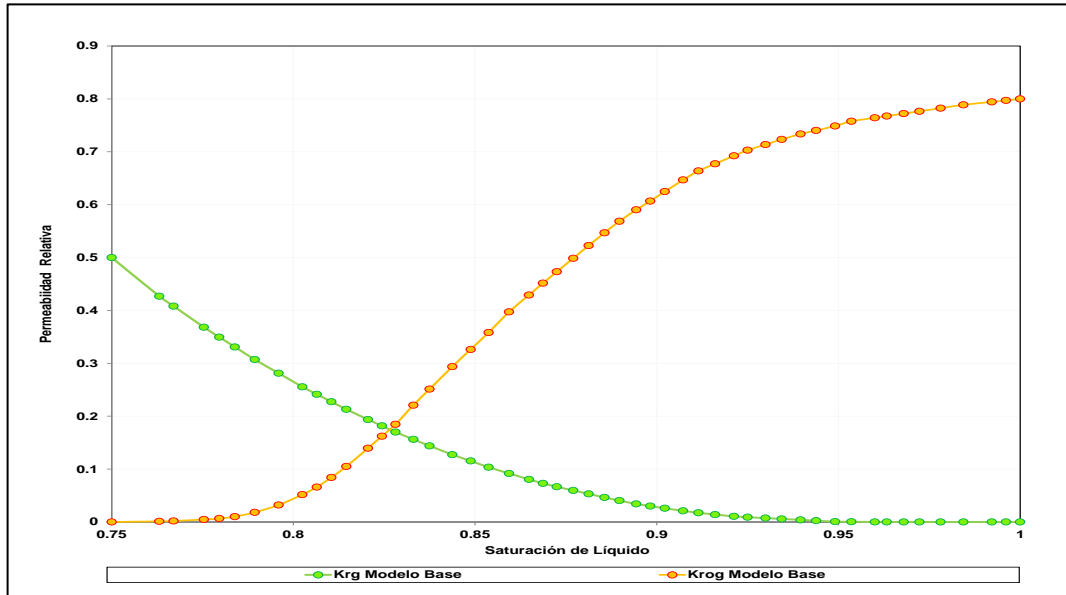
El comportamiento de flujo de las fases presentes en el modelo se puede analizar en el conjunto de curvas que representan al sistema Agua-Petróleo (Figura. 9) y al sistema Gas-Líquido (Figura. 10).

Figura 9. Permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Figura 10. Permeabilidad relativa del sistema gas-líquido



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

3.3.1 Dependencia de la permeabilidad relativa a la temperatura. Se presenta una variación de la saturación de aceite residual en ambos sistemas de fluidos en función de la temperatura como se indica en la Tabla 11.

Tabla 11. Variación de la saturación de aceite residual con temperatura

Temperatura (°F)	S_{orw}	S_{org}
97	0.370	0.335
480	0.250	0.100

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

3.3.2 Escalamiento de curvas de permeabilidad relativa. Se pueden redefinir valores de *End-points** de saturación en las curvas de permeabilidad relativa de los sistemas agua-petróleo y gas-líquido. Este proceso busca generar una nueva curva de permeabilidad relativa con diferentes *end- points*, basado en un conjunto de curvas de permeabilidad relativa de entrada.

Valores bloque a bloque de *end points* de saturación de agua connata y aceite residual en el sistema agua-aceite; y saturación de aceite irreducible y residual en el sistema gas-líquido son reportados dentro del modelo con los rangos mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12. *End points* para escalamiento de curvas de permeabilidad relativa

<i>End Point</i>	Valor Mínimo	Valor Máximo
Saturación de agua connata sistema agua-aceite	0.1604	1.0000
Saturación de aceite residual sistema agua-aceite	0	0.4488
Saturación de aceite residual sistema gas-líquido	0	0.4488
Saturación de aceite irreducible sistema gas-líquido	0	0

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

* Término empleado en simulación de yacimientos para referirse a los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa, dentro de los mismos se encuentra la saturación crítica, la permeabilidad relativa máxima y la saturación residual de aceite

3.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los fluidos de yacimiento, tienen propiedades físicas y químicas que permiten caracterizar y cuantificar su comportamiento así como distinguirlos de otros; algunas exclusivas de los fluidos, y otras típicas de todas las sustancias. La caracterización del fluido dentro del modelo constituye lo que se conoce como modelo de fluidos, y los datos contenidos dentro del mismo dependen del tipo de yacimiento: aceite negro o composicional, y del proceso que se quiere representar.

El fluido presente en el yacimiento de estudio, es un crudo pesado de 11.5 °API, que ha sido dividido a su vez en dos pseudo-componentes* hidrocarburos: aceite muerto y gas en solución, especificados como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Propiedades de los componentes

Componente	Peso Molecular (lb/lbmol)	Densidad** (lb/ft ³)	Presión Crítica (psi)	Temperatura Crítica (°F)
Aceite muerto	600	62.254	0	0
Gas en Solución	17.382	60.902	677.009	-115.554

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo

Debido al carácter composicional del modelo las propiedades de fluidos son diferentes de aquellas convencionalmente requeridas por un simulador de aceite

* Subconjunto de n componentes originales que no se encuentran en ningún otro pseudo-componente. Como un ejemplo, un yacimiento que contiene agua, fase petróleo y una capa de gas en equilibrio termodinámico con la fase petróleo, sometido a agotamiento natural puede ser correctamente descrito por un conjunto de tres pseudo-componentes llamados petróleo, gas y agua.

** Las densidades están dadas a 14.6488 psi y 100°F

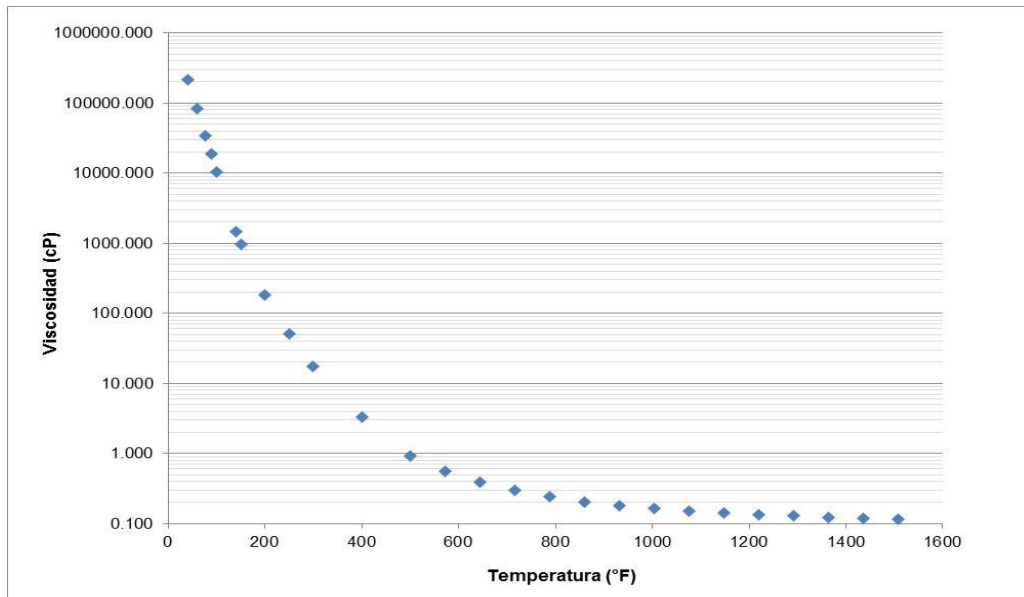
negro, a continuación se citan las propiedades que deben especificarse para establecer el modelo de fluidos empleado.

3.4.1 Propiedades PVT. Las propiedades PVT permiten definir el comportamiento de un fluido respecto a la variación en sus condiciones de presión, volumen y temperatura (PVT), y son derivados de una combinación de experimentos de laboratorio y pruebas de campo. Se emplean en estudios de balance de materia y su buena asignación por bloque asegurará que las saturaciones iniciales se establezcan apropiadamente en el modelo y que el movimiento subsecuente del fluido a través de la roca de yacimientos heterogéneos se simule de forma razonable. Estos datos deberán especificarse para cada uno de los pseudo-componentes propuestos, enmarcando las propiedades mostradas a continuación.

La **viscosidad** es una propiedad distintiva de los fluidos. Está ligada a la resistencia que presenta un fluido a deformarse continuamente cuando se somete a un esfuerzo de corte¹⁵. El sector del campo de estudio comprende tres formaciones principales diferenciadas en profundidad que contienen aceite de distintas viscosidades. La formación más somera, Zona A, contiene un crudo de 10574,3 cp @ 100°F; mientras que la media y más profunda, Zonas B y C, presentan un crudo de menor viscosidad, en el orden de 1489 cp @ 100°F. La variación de la viscosidad del crudo con la temperatura se observa en las Figuras 11 y 12.

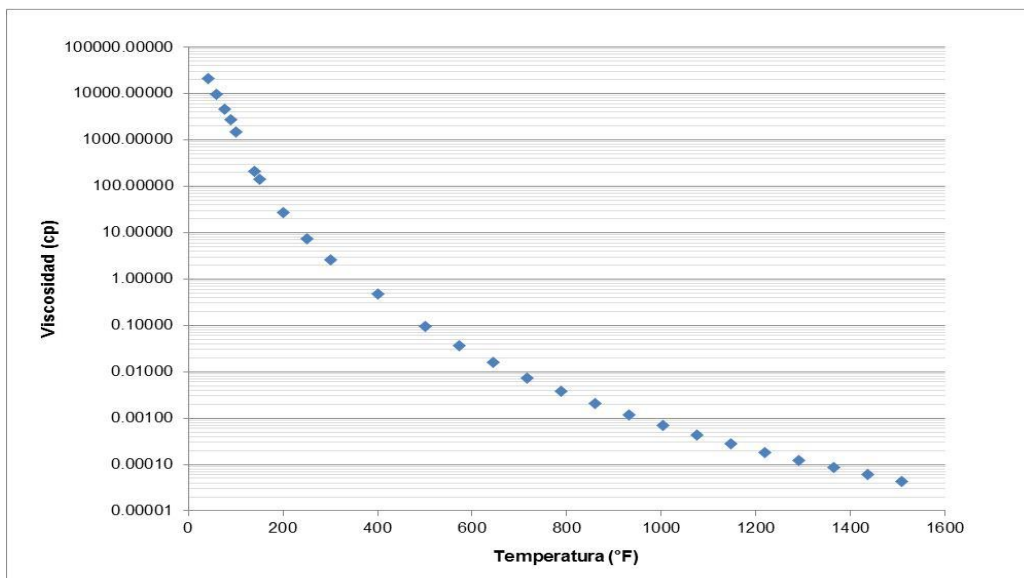
¹⁵ MCCAIN, William D. The properties of Petroleum fluids. 2 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1990. 236 p.

Figura 11. Comportamiento de viscosidad de aceite en función de la temperatura formación somera



Fuente: Autores

Figura 12. Comportamiento de viscosidad de aceite en función de la temperatura formación profunda



Fuente: Autores

La **Compresibilidad** establece la relación entre los cambios de volumen y de presión a que se encuentra sometido un fluido, se emplea para ajustar el factor volumétrico de formación a partir de las condiciones de saturación¹⁶. Los valores en la Tabla 14 indican la compresibilidad de los componentes del aceite.

Tabla 14. Compresibilidad liquido subsaturado

Componente	Compresibilidad Líquido (1/psi)
Aceite muerto	4.57E-006
Gas en Solución	4.57E-006

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

El **Coefficiente de Expansión Térmica** mide el cambio relativo de volumen que se produce cuando un fluido experimenta un cambio de temperatura. Sus valores se relacionan en la Tabla 15.

Tabla 15. Coeficiente de Expansión térmica de componentes

Componente	Coefficiente Expansión Térmica (1/°F)
Aceite muerto	0.000372
Gas en Solución	0.000372

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

¹⁶ KOEDERITZ, Leonard F. Lecture notes on Applied Reservoir Simulation. USA: World Scientific, 2004. 32 p

3.4.2 Condiciones de equilibrio o comportamiento de fase. A diferencia de un modelo de aceite negro en que se emplean los efectos de factores volumétricos y gas en solución, un modelo como el desarrollado, al ser composicional, emplea ecuaciones de estado con condiciones de fugacidad y valores de constantes de equilibrio (o valores K), para determinar la composición de las fases presentes y a partir de esto, su densidad y viscosidad. Las constantes de equilibrio dependen de la presión, temperatura y composición del fluido, sin embargo; los efectos de la composición son usualmente despreciados, y los valores K son tratados como funciones de solo temperatura y presión¹⁷.

Los datos de cada valor K pueden ingresarse por tablas de interpolación o por ecuaciones. Para definir los valores de las constantes de equilibrio en función de temperatura y presión, se cuenta con los coeficientes de la correlación empleada por Crookston¹⁸, *et al.*, en 1979 y por Coats¹⁹ en 1980, como se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Coeficientes de correlación de valores K

Componente	KV1 (psi)	KV2 (1/psi)	KV3 (adim)	-KV4 (°ΔF)	-KV5 (°F)
Aceite muerto	0	0	0	0	0
Gas en Solución	44512.20	1486.29E-06	13.25	1583.98	446.78

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

¹⁷ MATTAX, Calvin C. y DALTON, Robert L. Reservoir Simulation. United States of America: Society Petroleum Engineers Inc, 1990. p. 113-123. SPE Monograph Series. 13 vol.

¹⁸ CROOKSTON, H.B; CULHAM, W.E y CHEN, W.H. A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes (SPE 6724) En: Society of Petroleum Engineers Journal, 1979. Vol. 267, p. 37-58.

¹⁹ COATS, K.H. In-Situ Combustion Model. En: Society of Petroleum Engineers Journal, 1980. p. 533-554.

3.5 CONDICIONES INICIALES

Estos datos contienen una descripción del estado en que se encuentra el yacimiento en el momento en que la simulación comienza, y su función es establecer la distribución inicial de saturación y presión existentes en el yacimiento. Dentro de las propiedades definidas más comúnmente se encuentran: la temperatura del yacimiento quizá como función de la ubicación, la presión o profundidades de los contactos si están presentes, gravedad API, y la distribución de saturación de aceite o agua²⁰.

La presión inicial del modelo es de 948 psi estimada a una profundidad de referencia o *datum de 1600 ft-TVD* (punto medio de la zona productora); además la distribución de temperatura obedece a un gradiente térmico de 0.0092°F/ft y una temperatura en superficie de 91.8042°F. Aunque según los datos proporcionados no se encuentran contactos establecidos dentro del modelo, se tienen mapas de saturación inicial de agua como se resume en la Tabla 17.

Tabla 17. Condiciones iniciales modelo base

Propiedad	Valor
Profundidad de Referencia o datum (ft-TVDSS)	1600
Presión (psi) @ 1600 ft	948
Temperatura inicial (°F)	99.3191 – 111.4260
Saturación de Agua (Fracción)	0.1604 – 1

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

²⁰ GONZALES BARRIOS, Andrés Ricardo y PINILLA TORRES, Jaime Miguel. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación campo Teca. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímica, 2009. p. 59-67.

Para una simulación composicional debe conocerse además, la composición inicial del fluido de yacimiento (Tabla 18).

Tabla 18. Composición inicial de la fase aceite modelo base

Componente	Fracción Molar
Aceite Muerto	0.7393
Gas en Solución	0.2607

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Los datos anteriores permiten encontrar la información volumétrica del modelo en términos de espacio poroso y contenido de fluidos originales en sitio reportado en barriles a condiciones de yacimiento, como se muestra en la Tabla 19.

Tabla 19. Volúmenes originales en Sitio *

Propiedad	Barriles de yacimiento (bbl)
Volumen poroso de formación	6.4362E+07
Agua total en sitio	3.5799E+07
Aceite original en sitio	2.8563E+07
Volumen de gas libre	5.6237E+02

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

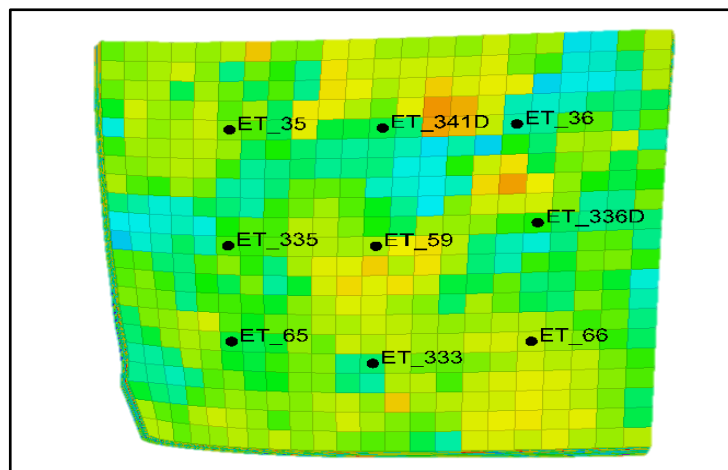
* Los datos tomados como datos volumétricos en la tabla corresponden a los valores obtenidos en la inicialización del Simulador Comercial I, estos se han tomado como datos reales debido a que no se cuenta con los estudios petrofísicos originales del sector

3.6 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y DATOS DE POZO

El modelo forma parte de un yacimiento con varios mecanismos de empuje, tales como: empuje por acuífero, gas en solución, compactación de la formación y un leve drenaje gravitacional. Sin embargo; a pesar de su combinación, el yacimiento no posee la energía suficiente para producir de forma natural, por lo que casi desde sus inicios los fluidos han sido extraídos mediante bombeo mecánico, con bombas tipo THM con un pistón de 2 ¼".

Dentro del sector analizado se enmarcan nueve pozos de cinco acres de espaciamiento, como se muestra en la Figura 13; no todos perforados a la misma fecha. La mayoría de ellos se encuentran cerrados en la zona A del modelo (zona más somera), debido a la presencia de areniscas con altas saturaciones de agua. Por el contrario, al ser la zona B la que más aporta a la producción del sector, esta se encuentra abierta en todos los pozos perforados.

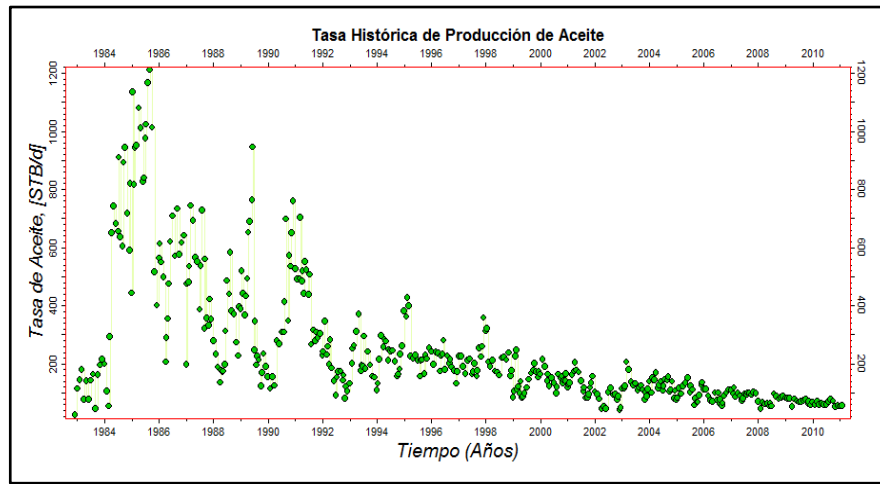
Figura 13. Definición de pozos dentro del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

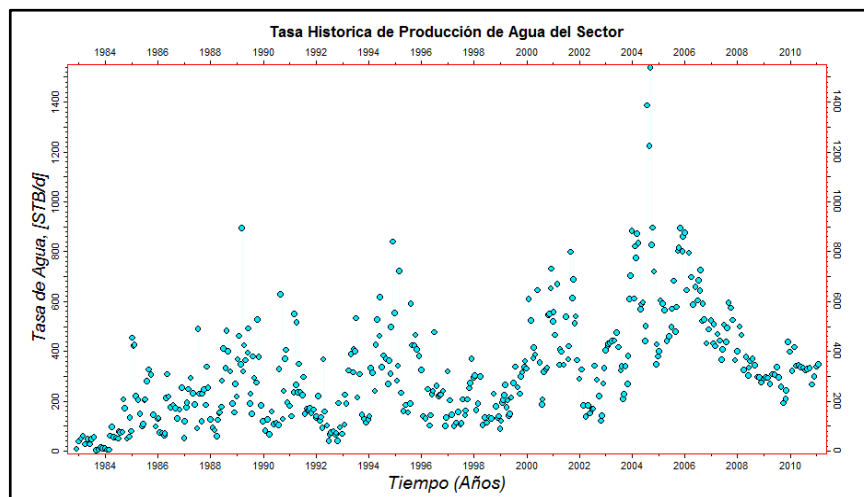
Así mismo, se reportan tasas mensuales de producción de agua, aceite y gas en un período comprendido entre 1982 y 2011, es decir, veintinueve años de historia de producción (Figuras 14, 15, y 16).

Figura 14. Tasa histórica de producción de aceite del sector



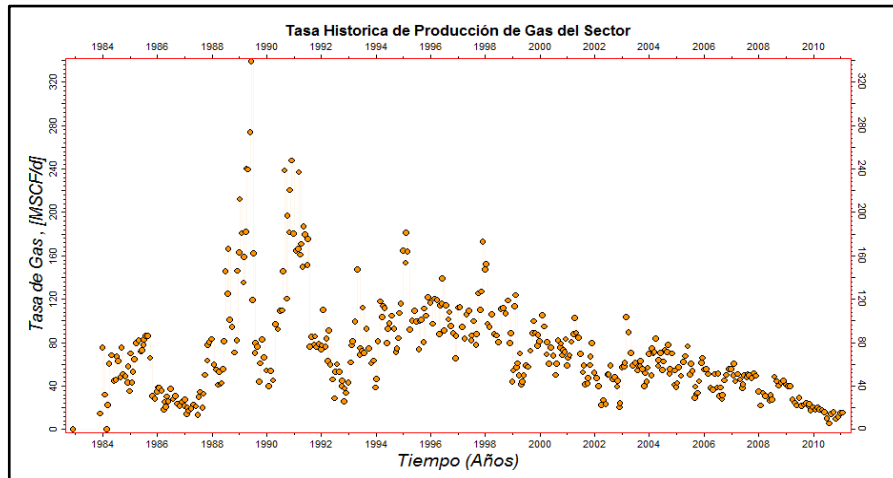
Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Figura 15. Tasa histórica de producción de agua del sector



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Figura 16. Tasa histórica de producción de gas del sector



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

Del período anterior, aproximadamente dos años, dependiendo del pozo, pertenecen a una producción primaria con bombeo mecánico, posterior a lo cual se aplica un promedio de 14 ciclos de inyección de vapor por pozo, como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Definición de pozos dentro del sector

Pozo	Inicio Producción	Inicio Inyección Cíclica de Vapor	Número de ciclos
ET_35	1983-09-01	1984-03-01	10
ET_36	1982-12-01	1984-07-01	15
ET_59	1983-09-01	1984-03-01	19
ET_65	1984-05-01	1984-09-01	16
ET_66	1984-05-01	1984-09-01	12
ET_341D	1990-05-01	1990-08-01	15
ET_333	1990-07-01	1990-10-01	18

Tabla 20. (Continuación)

Pozo	Inicio Producción	Inicio Inyección Cíclica de Vapor	Número de ciclos
ET_335	1990-07-01	1990-10-01	9
ET_336D	1990-09-01	1990-11-01	14

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

3.6.1 Condiciones de operación de la inyección cíclica de vapor.

Establecer correctamente el modelo de producción requiere información acerca de la aplicación del método de recobro mejorado implementado en el yacimiento, esto permite determinar las condiciones bajo las cuales se genera el historial de producción anteriormente mencionado. Para el caso de la inyección cíclica de vapor, los datos se resumen en la Tabla 21.

Tabla 21. Condiciones de Operación de Inyección Cíclica de Vapor

Parámetro Operacional	Valor
Presión Máxima de Inyección (psi)	2000
Calidad del vapor en fondo (fracción)	0.7
Temperatura de Inyección (°F)	480
Duración período de inyección (días)	8
Duración período de remojo (días)	2

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo, ICP

4. SIMULACIÓN NUMÉRICA EN ECLIPSE™ THERMAL

4.1 ECLIPSE™ Thermal

El simulador ECLIPSE™ Thermal de Schlumberger es el resultado de activar la opción térmica de ECLIPSE™ 300; convirtiendo a este último en un simulador térmico capaz de modelar el flujo de vapor y/o agua caliente en un yacimiento de aceite. Dentro de sus principales características se encuentran: la inclusión de una ecuación de balance de energía; su capacidad de manejo del modo composicional empleando constantes de equilibrio (o valores K) dependientes de presión y temperatura para gobernar la vaporización-condensación; densidades, viscosidades, y entalpías para cada componente en cada fase; y la dependencia de las propiedades a la temperatura.

Este simulador, permite definir el aceite ya sea como: ACEITE MUERTO, en que los componentes hidrocarburos sólo están presentes en la fase aceite y la fase gaseosa se compone solo de vapor; o como ACEITE VIVO, en el cual los componentes hidrocarburos pueden existir en ambas fases aceite y gas, y los componentes acuosos existen en las fases agua y gas.

Con un algoritmo escrito en FORTRAN, la ejecución de la opción térmica se realiza por defecto en un modo totalmente implícito, el cual presenta mayor estabilidad en largos pasos de tiempo. El método de Newton se emplea para resolver las ecuaciones no lineales y las ecuaciones lineales resultantes de cada

iteración de newton se resuelven simultáneamente por Factorización Mezclada*; este desarrollo numérico es favorable para estudios de conificación en donde muchos volúmenes porosos de fluido pueden pasar a través de pequeñas celdas cerca al pozo durante un solo paso de tiempo.

Los datos de entrada de la simulación se establecen mediante un archivo de texto plano con una estructura ordenada obligatoria dividida en ocho secciones, cada una de las cuales se introduce mediante la implementación de *keywords***.

A pesar de que Schlumberger ha desarrollado herramientas software como ECLIPSE™ Office y PETREL™, los cuales permiten el ingreso de datos de forma más interactiva; su principio es el mismo, la creación de un archivo de texto en el cual los datos sean ingresados mediante los *keyword* requeridos. Es por esto que el modelo del sector analizado se ha construido sin implementar estas herramientas, ya que su uso no supone diferencia en la dificultad o facilidad del desarrollo del modelo, y la creación manual del archivo de texto posibilita un mayor entendimiento del funcionamiento del simulador, por lo tanto un mejor análisis de su eficiencia en la simulación de la inyección cíclica de vapor.

4.2 DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

La presente sección pretende establecer las principales opciones disponibles de ECLIPSE™ Thermal para la simulación numérica de la inyección cíclica de vapor e

* Técnica iterativa de solución de ecuaciones lineales en que el costo computacional por celda activa es menor que para métodos directos

** Palabra o identificador con significado particular para el lenguaje de programación empleado por un simulador

indicar cuales de las mismas fueron seleccionadas para la construcción del modelo, sin embargo; se evita encaminar el texto a un manual de simulación, por lo cual los *keyword* implementados no se indicaran detalladamente.

El desarrollo de un modelo de simulación numérica de yacimientos, sin importar el simulador empleado, está condicionado por los datos disponibles para tal fin. Como se había dicho, los datos implementados en el presente estudio (Capítulo 3) fueron extraídos de un archivo de texto plano de sintaxis perteneciente al Simulador Comercial I, situación que ha limitado el estudio por la dificultad de interpretar los datos de forma que se logre su correcta asignación y por consiguiente, un adecuado funcionamiento de los mismos dentro del algoritmo implementado por ECLIPSE™ Thermal.

4.2.1 Estructura general del archivo de datos. El archivo de datos implementado por ECLIPSE™ Thermal está constituido por ocho secciones, de las cuales no todas son obligatorias. A continuación se presenta el proceso de construcción del modelo de simulación numérica especificando el contenido de estas secciones y las principales características de manejo de datos del simulador.

4.2.2 Definición del modelo. La primera sección está indicada por el *keyword* RUNSPEC; siendo de carácter obligatorio, contiene la descripción general del modelo indicando el tipo de fluido y fases presentes, el dimensionamiento en memoria de computador requerida para su ejecución, el tipo de solución lineal implementada por la corrida y la fecha de inicio de simulación, la cual se ha establecido en el primero de noviembre de 1982.

ECLIPSE™ Thermal permite la presencia de cuatro fases: La fase aceite que contiene todos los componentes hidrocarburos, la fase gas que puede contener agua e hidrocarburos, la fase agua, y una fase sólida para uso en presencia de reacciones químicas. La fase sólida no se encuentra incluida en el modelo construido, ya que se considera que no existen reacciones químicas dentro del proceso que generen materiales sólidos.

Debido a que el fluido de yacimiento se divide en dos pseudo-componentes, se indica el modo de simulación de ACEITE VIVO, el cual permite la simulación de múltiples componentes hidrocarburos presentes en las fases aceite y gas, y emplea las constantes de equilibrio (o valores K) para el cálculo de la composición de fase.

En cuanto al desarrollo numérico se ha implementado el solucionador lineal por defecto de ECLIPSE™ Thermal, es decir el solucionador lineal *Jhon Appleyard* (JALS), el cual emplea una técnica de límites de presión residuales en el que un sistema de presiones aproximadas se soluciona para cada iteración de Newton.

4.2.3 Definición y dimensionamiento del grid. Dentro de la segunda sección obligatoria del archivo de datos, introducida por el *keyword* GRID, se provee al simulador con la información necesaria para el cálculo del volumen poroso y transmisibilidades en todas las direcciones; especificando la geometría empleada en el grid de simulación, así como las propiedades estáticas de porosidad, permeabilidad absoluta en todas las direcciones, relación *Net-to-gross (NTG)*, y otras.

Las opciones de geometrías manejables dentro de ECLIPSE™ Thermal son dos:

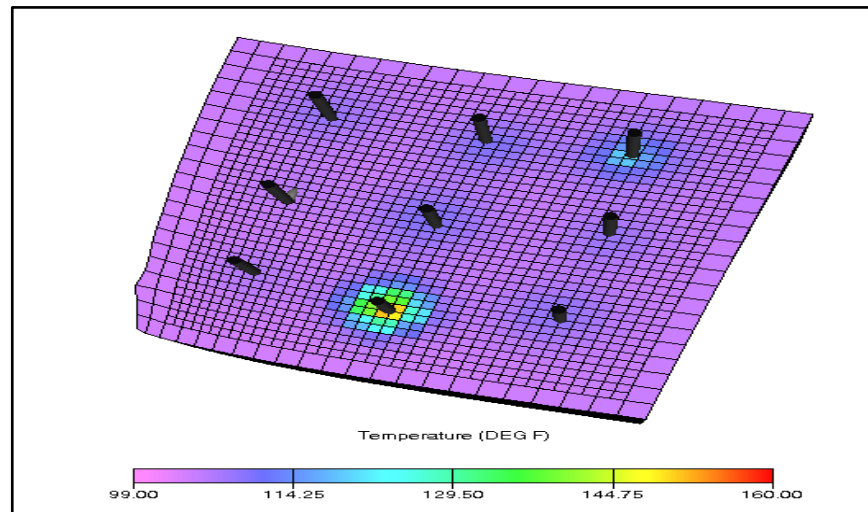
- Geometría de Puntos de Esquina: Usada sólo en forma cartesiana, es una geometría en que se asignan las coordenadas (X,Y,Z) de las esquinas de cada bloque no necesariamente rectangular; permitiendo modelar yacimientos de estructura compleja y especialmente útil en yacimientos altamente fallados.
- Geometría de Bloque centrado: Usada con libertad en forma cartesiana o radial, ya sea en una, dos o tres dimensiones. Son celdas de tipo rectangular cuya asignación coordenada corresponde al punto centro de cada celda.

Gracias a que los datos contienen mapas de profundidad, es posible definir una malla de 22 celdas en la dirección X, 21 celdas en Y y 51 en Z empleando una geometría de puntos de esquina, que a su vez facilita la representación de la falla no sellante en los límites del sector. La división del sector en bloques o celdas, establece una nueva forma de ubicación dentro de la malla; asignando índices que cuentan el número de divisiones en cada eje, se cambian las coordenadas X, Y, Z por los índices I, J, K respectivamente. Las propiedades estáticas de permeabilidad absoluta, porosidad y NTG dentro de ECLIPSE™ Thermal deben especificarse para cada celda; es decir, una matriz de 23562 valores.

En esta sección también deben establecerse los refinamientos de malla necesarios para un control detallado del comportamiento en las cercanías a los pozos; esto se realiza mediante una facilidad de ECLIPSE™ Thermal denominada Refinamiento Local de la malla, la cual permite dividir un conjunto de celdas, a las que se conoce como globales por pertenecer al *grid* no refinado, en un número determinado de celdas denominadas locales. Aunque un refinamiento radial podría

ser de mayor utilidad en la visualización de la zona calentada alrededor de los pozos en cada ciclo, este tipo de refinamiento no es permitido por el simulador en modelos de geometría de puntos de esquina; por lo cual, se establece un refinamiento cartesiano que divide cada celda global en tres celdas locales en la dirección Z y en dos en las direcciones X, Y. La ubicación de este refinamiento se selecciona recordando que la mayoría de pozos no se abren a producción en la Zona A del sector (correspondiente a las celdas de índice K entre 1 y 27) debido a su alta saturación de agua; por lo anterior, el refinamiento se limita a la zonas B y C (celdas de índice K entre 28 y 51). La ubicación del refinamiento y su acción sobre los pozos se observa en la Figura 17.

Figura 17. Definición del refinamiento local del grid



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Una parte importante de la simulación numérica de un proceso de recobro térmico es incluir las propiedades que definen el flujo de calor dentro del yacimiento y hacia sus alrededores; estas características están definidas por la capacidad calorífica de la roca y la conductividad térmica de la roca saturada. La asignación

de estos valores varía según el simulador, para el caso de ECLIPSE™ Thermal su formulación sólo incluye la capacidad calorífica de la roca de yacimiento y la conductividad térmica de la roca y los fluidos presentes; es decir, no cuenta explícitamente la presencia de intercalaciones de *shale*, haciendo innecesaria la definición de conductividad térmica y capacidad calorífica de este tipo de roca. Para el modelo se ingresan entonces los valores de las Tablas 8 y 9 para las conductividades térmicas de roca, agua, aceite y gas (en BTU/ft-D-R) respectivamente y un valor de 40 BTU/ft³-R para la capacidad calorífica de la roca de yacimiento empleada para el cálculo de entalpía de la roca.

Junto con las propiedades térmicas mencionadas anteriormente, las dimensiones de celda, su porosidad y relación NTG definirán el comportamiento térmico de la misma; considerándola llena de roca en un volumen poroso neto inferior a 2000 ft³; es decir, aquellas celdas por debajo de este valor sólo desarrollaran ecuación de balance de energía, acelerando la simulación por el no desarrollo de ecuaciones de flujo en celdas cuyo aporte de fluidos es despreciable.

Por otro lado, las pérdidas de calor por conducción hacia las formaciones supra-adyacentes y sub-adyacentes pueden modelarse con ECLIPSE™ Thermal por dos diferentes métodos: el primero de ellos es un tratamiento numérico y el segundo es un método analítico que emplea la solución aproximada de Vinsome y Westervel²¹ a la ecuación de flujo de calor, en que se establecen conexiones entre las celdas del yacimiento y diferentes tipos de rocas supra-adyacentes y sub-adyacentes, para las cuales se requiere definir valores de conductividad térmica y capacidad calorífica. Este último método se ha empleado en el modelo de estudio, debido a que se cuenta con los datos requeridos. Contrario a lo esperado (solo

²¹ VINSOME, P.K.W. y WESTERVELD, J. A simple method for predicting cap and base rock heat losses in thermal reservoirs simulators. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. Julio-Septiembre, 1980. vol. 19, no.3, p. 87-90. JCPT 80-03-04.

dos tipos de roca) se deben definir tres tipos de roca; dos sub-adyacentes con conexiones a la cara inferior del sector (K=51) y una supra-adyacente con conexión a la cara superior (K=1). La implementación de los dos tipos de roca sub-adyacente obedece a la necesidad de conectar las celdas locales de K=51 con las formaciones adyacentes, esto se debe a que ECLIPSE™ Thermal no hereda este tipo de conexiones de la celda global a la local, requiriendo la creación de un tipo de roca que conecte de forma única a las celdas locales.

4.2.4 Funciones de Saturación. La tercera sección obligatoria en el archivo de datos está indicada por el *keyword* PROPS y es de carácter obligatorio. Dentro de esta sección es posible definir el comportamiento PVT de los fluidos de yacimiento, y la variación de las permeabilidades relativas y presiones capilares con el cambio de saturación en el tiempo.

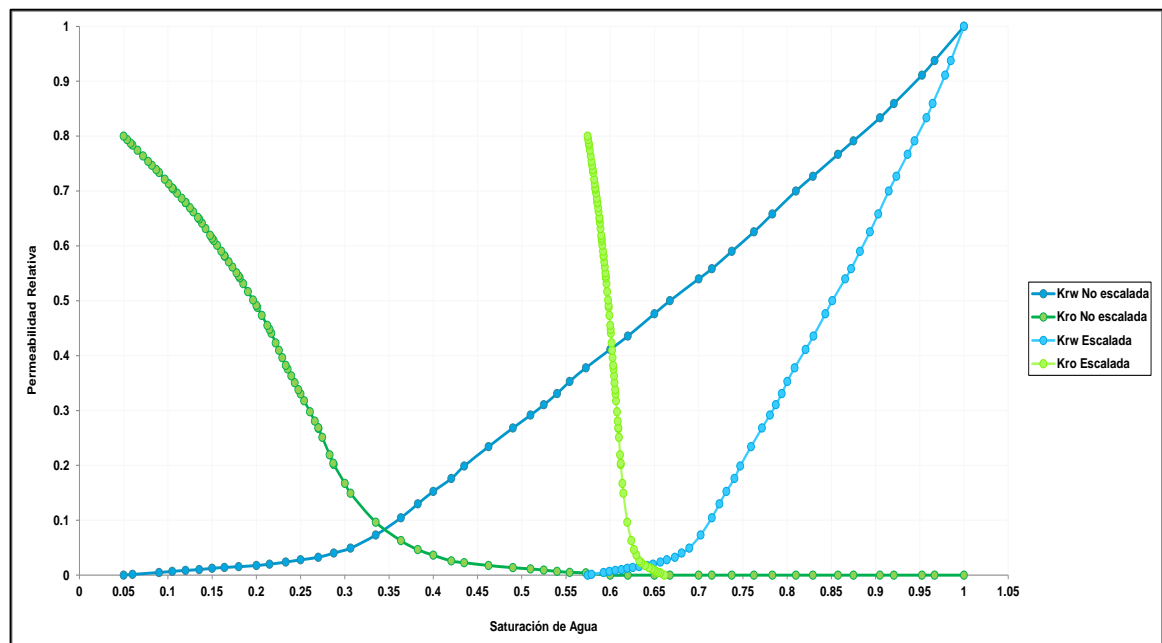
Respecto a las curvas de permeabilidad relativa, ECLIPSE™ Thermal permite la variación de *end-points* ya sea por bloques, por temperatura o por una combinación de ambas, esta última siendo empleada en el modelo.

Según los datos de saturación de agua crítica, saturación residual de aceite al agua, y saturación residual de aceite al gas para cada bloque, se debe establecer un escalamiento* de las curvas de permeabilidad relativa para determinar un comportamiento individual por bloque.

* Proceso de generar curvas función de saturación con diferentes *end-points* a partir de un conjunto de curvas base ingresado

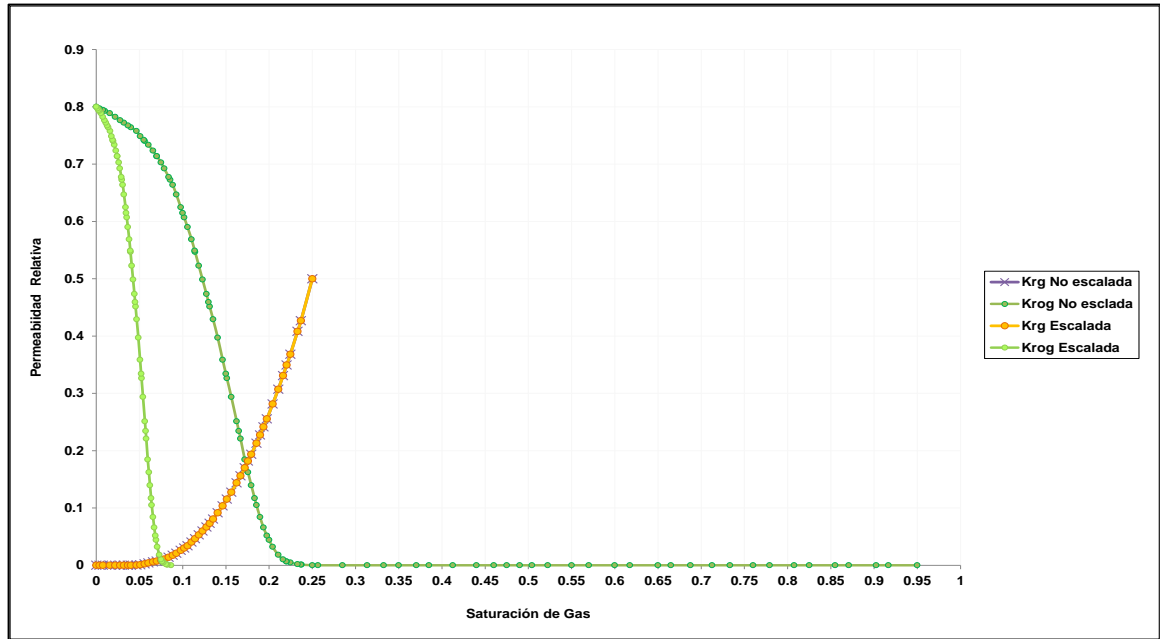
Este procedimiento puede hacerse de dos formas diferentes dentro del simulador; la primera de ellas preserva las permeabilidades relativas en tres nodos de saturación, mientras que la segunda forma (aplicada en la presente simulación) preserva las permeabilidades relativas en dos nodos de saturación, aplicando una transformación lineal sobre las curvas base, para ajustarlas a un rango móvil en cada bloque. En la figuras 18 y 19 se muestra el escalamiento realizado para una celda arbitraria (22, 6, 26), para la cual se establece una saturación de agua crítica de 0.5746, saturación residual de aceite al agua de 0.3388, y una saturación residual de aceite al gas de 0.3388.

Figura 18. Escalamiento curvas de permeabilidad relativa a dos puntos en el sistema agua-aceite



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 19. Escalamiento curvas de permeabilidad relativa a dos puntos en el sistema gas-aceite



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

El procedimiento anterior no es el único cambio de *end-points* observado en el modelo; además de una variación por bloque, los *end-points* también son afectados por el cambio de mojabilidad y el ángulo de contacto con el incremento de temperatura (Tabla 11), comportamiento atribuido a la presencia de arcillas y minerales en la roca del yacimiento²². ECLIPSE™ Thermal cuenta este comportamiento mezclando el escalamiento por bloque con una tabla de variación por temperatura, lo que resulta en un *end-point* por bloque dependiente de temperatura $Ep_{gb}(T)$, definido mediante la siguiente expresión²³.

22 FAROUQ ALI, S.M., et al. Steam and Oil Flow. En: Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canada. 1997. p. 4.1-4.2

23 SCHLUMBERGUER. Saturation Table Scaling. En: Technical Description of ECLIPSE™ Reservoir Simulation Software. Version 2012.1.p. 965

$$Ep_{gb}(T) = Ep_t(T) \times \frac{Ep_{gb}}{Ep_t(T_1)}$$

En donde:

$Ep_t(T)$ Es el valor de *end-point* obtenido de la tabla de dependencia de temperatura para la temperatura del bloque

Ep_{gb} Valor de *end-point* perteneciente al bloque (Independiente de la temperatura)

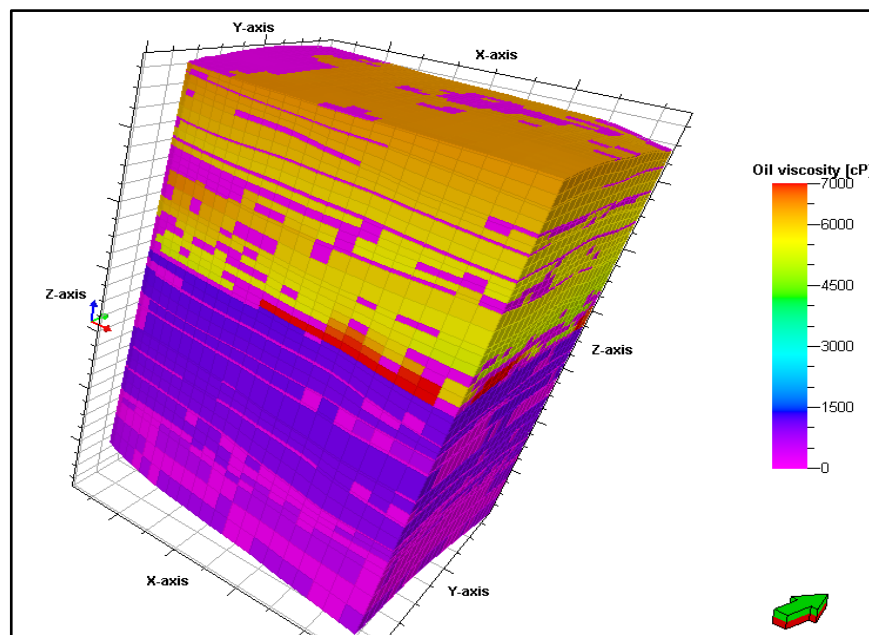
$Ep_t(T_1)$ Es el valor de *end-point* obtenido de la tabla de dependencia de temperatura en la primera entrada de temperatura (T_1)

Como puede observarse, el escalamiento representa además, una explicación al comportamiento inusual de las curvas base de permeabilidad relativa, las cuales no corresponden a un modelo mojado por agua ni al comportamiento esperado para una inyección cíclica de vapor. La diferencia radica entonces, en que este conjunto base de curvas de permeabilidad relativa son curvas genéricas, que guardan el comportamiento de la permeabilidad relativa respecto a la saturación (forma de la curva) pero no corresponden a los verdaderos rangos móviles encontrados en el yacimiento a un tiempo determinado.

4.2.5 Especificación del Modelo de Fluidos. Como se dijo anteriormente, el modelo se ha definido en modo ACEITE VIVO debido a la división del aceite en dos pseudo-componentes, denominados “aceite muerto” (no volátil) y “gas en solución” (volátil). Para cada uno ellos se deben ingresar los datos de densidad, peso molecular, constantes de equilibrio, presión crítica, y temperatura crítica empleados en el cálculo de composición y densidades de las fases presentes; y por tanto de su saturación.

La viscosidad del aceite en ECLIPSE™ Thermal se modela de dos formas diferentes; definiendo los coeficientes de una correlación (ASTM, Andrade, Vogel, Logarítmica), o por el ingreso de tablas de viscosidad en función de temperatura. Para el desarrollo del modelo, la viscosidad se ha ingresado en forma de tablas en función de temperatura; sin embargo, para diferenciar las zonas A, B y C del sector cuya diferencia en viscosidad es muy pronunciada, se deben definir dos regiones denominadas Regiones PVT, asignando las primeras 12474 celdas a la región PVT No. 1 para que emplee las tablas de mayor viscosidad (Zona A del sector), y las restantes 11088 a la región PVT No. 2 correspondiente con las zonas B y C de menor viscosidad. La gran distinción de viscosidades dentro del modelo puede observarse de forma gráfica como se muestra en la Figura 20.

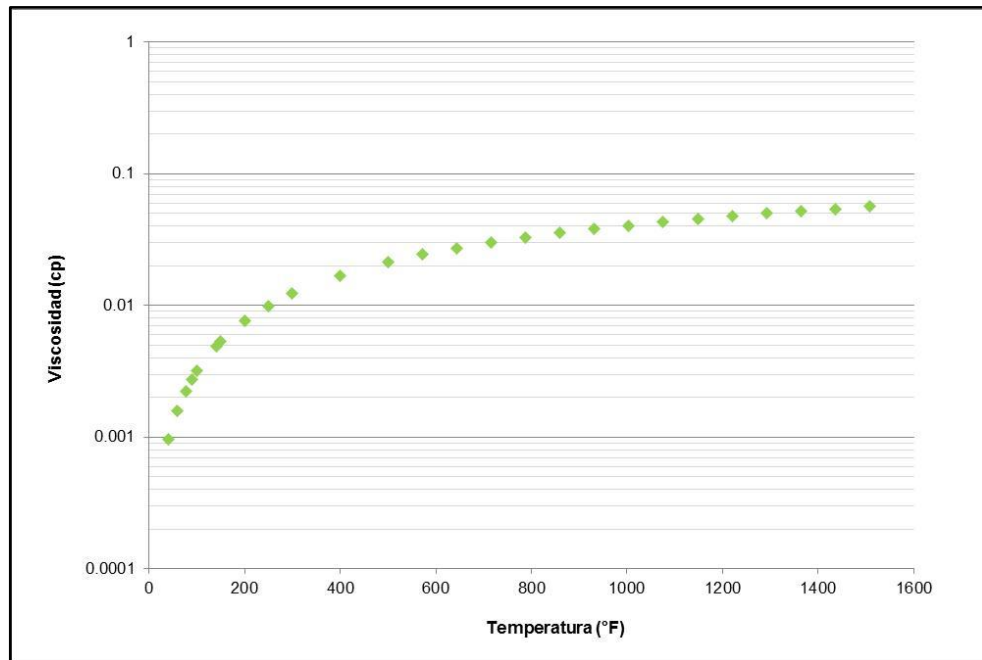
Figura 20. Definición de regiones PVT dentro del modelo



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Un inconveniente en la definición del comportamiento PVT en ECLIPSE™ Thermal es la necesidad de definir la viscosidad de cada uno de los componentes hidrocarburos en fase gaseosa, debido a que esta propiedad casi nunca es medida, no se cuenta con dichos datos. En solución al problema, se aplica la correlación de Lee-Gonzales-Eakin²⁴ para generar tablas de comportamiento de viscosidad de gas en función de la temperatura para el pseudo-componente denominado “gas en solución”, debido a que es el único que puede estar presente en la fase gaseosa. Se emplea entonces el peso molecular de 17.382 lb/lbmol y la densidad de 23.024 lb/ft³ pertenecientes a este componente, encontrándose un comportamiento como se muestra en la Figura 21.

Figura 21. Comportamiento de Viscosidad de gas en función de la Temperatura



Fuente: Autores

²⁴ TAREK, Ahmed. The Lee-Gonzales-Eakin Method. En: Reservoir Engineering Handbook. 2 ed. USA: Gulf Professional Publishing, 2001. 73 p.

Además de la viscosidad en fase gaseosa, el calor específico de cada componente hidrocarburo también es un dato requerido por ECLIPSE™ Thermal que no ha sido incluido dentro del estudio de fluidos del sector; para sobrellevar este inconveniente se ha ingresado un valor de 0.5 BTU/lb-R para los dos componentes, este valor ha sido obtenido como un promedio de los valores encontrados en la literatura para esta propiedad²⁵. Esta propiedad es usada para calcular las entalpías de los componentes en las fases aceite y gas, proceso para el cual se ha establecido una entalpía *datum* o referencia de cero a 100°F.

4.2.6 Condiciones iniciales del modelo. La definición del estado inicial del modelo se realiza en la cuarta sección obligatoria del archivo de datos, designada por el *keyword* SOLUTION.

ECLIPSE™ Thermal requiere de cuatro conjuntos de datos para inicializar un modelo, entre los que se encuentran la composición de los fluidos en yacimiento, la distribución de dos de tres saturaciones (agua, aceite, gas), y la variación de presión y temperatura dentro del yacimiento. Estos datos pueden ser ingresados al simulador en uno de cuatro métodos diferentes de inicialización*:

- El primero consiste en adquirir los datos necesarios a partir de una simulación ejecutada previamente; esto se le logra mediante la creación de un archivo denominado RESTART, que guarda las características principales de una simulación en cada paso de tiempo.

25 PRATS, Michael. Thermal recovery. New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1986. 7 vol. 7.

* En ECLIPSE™ Thermal se denomina inicialización al proceso de indicar las propiedades de un modelo de simulación numérica al momento de comenzar a simular.

- El segundo establece los valores de los datos iniciales para cada bloque del modelo, a este tipo de inicialización se le denomina Inicialización explícita o por enumeración.
- El tercero asume que el yacimiento se encuentra en equilibrio termodinámico estableciendo las condiciones iniciales en base a la densidad de los fluidos, este método requiere definir profundidades de contacto y presión a una profundidad de referencia, ingresados bajo el *keyword* EQUIL dentro de la sección SOLUTION.
- El último método se denomina Equilibrio Hidrostático Mixto; y supone una mezcla entre enumeración y equilibrio termodinámico

Para el caso del modelo de estudio se ha empleado un método de Equilibrio Hidrostático Mixto, cuya aplicación requiere la creación de dos archivos de datos; un archivo principal en que la inicialización se realiza mediante enumeración, y un archivo secundario del que se extrae un mapa de presiones resultante de cálculos de equilibrio termodinámico para ser empleado por el archivo principal.

El archivo de datos secundario se construye a partir de la presión inicial medida a una profundidad de referencia o *datum*, es decir, 948 psi a 1600 ft de profundidad. La ejecución de este archivo genera mapas de presión, saturaciones y temperatura iniciales; sin embargo, tanto la temperatura como las saturaciones no se consideran correctas debido a que no se definen contactos ni gradiente térmico, lo que implica que el único dato confiable es la presión.

Una vez obtenidos, los valores de presión son ingresados en el archivo de datos principal junto con los valores de temperatura y saturación de agua para cada bloque reportados en la Tabla 17; estableciéndose así, una inicialización por enumeración. El valor de temperatura asignado a cada bloque, se ha definido de acuerdo a la siguiente expresión, que cuenta la existencia de gradiente térmico dentro del modelo.

$$T_{bi} = \left(0.00918 \left(\frac{^{\circ}F}{ft} \right) * (h_{bi}) \right) + 91.80416$$

Dónde:

T_{bi} Temperatura asignada al bloque i

h_{bi} Profundidad del centro del bloque i

4.2.7 Representatividad de los volúmenes en sitio. Hasta este punto el modelo contiene todos los datos necesarios para representar de forma volumétrica el sector del yacimiento a modelar; por consiguiente, el resultado de la ejecución del archivo de datos permite analizar el comportamiento de los volúmenes calculados, mediante su comparación con los volúmenes establecidos como datos en el capítulo 3.

Las tablas 22 y 23 presentan los volúmenes y la composición molar del aceite obtenido en el modelo y su error de aproximación a los datos reales.

Tabla 22. Análisis cálculos de volúmenes originales en sitio

Volúmenes Originales en Sitio*	Datos Volumétricos (MMbbl)	Modelo ECLIPSE™ Thermal (MMbbl)	%Error
Volumen poroso de formación	64.3615	65.4266	1.6548
Volumen Fase Agua	35.7988	36.1451	0.9673
Volumen Fase Aceite	28.5628	28.7025	0.4891
Volumen Fase Gas	0.5624E-03	4.9926E-04	11.1035

Fuente: Autores

Tabla 23. Composición inicial de los fluidos en sitio

Moles originales en sitio	Datos Volumétricos (MMlb-mol)	Modelo ECLIPSE™ Thermal (MMlb-mol)	%Error*
Agua	695.6400	702.5277	0.9901
Aceite muerto	15.8870	15.9892	0.6433
Gas en solución	5.6018	5.6383	0.6516

Fuente: Autores

Como puede verse de las tablas anteriores, el único volumen con error de aproximación mayor al 2% es el de gas; pero en la realidad, la medición de esta fase generalmente presenta una gran incertidumbre y un error de 11% en el volumen de gas puede considerarse aceptable. Por lo anterior, se concluye que el modelo es representativo del sector en cuanto a volúmenes originales en sitio se refiere.

* Todos los volúmenes originales en sitio son reportados a condiciones de yacimiento.

* El porcentaje de error está definido como $((\text{Valor teórico}-\text{Valor experimental}) / \text{Valor teórico}) * 100\%$

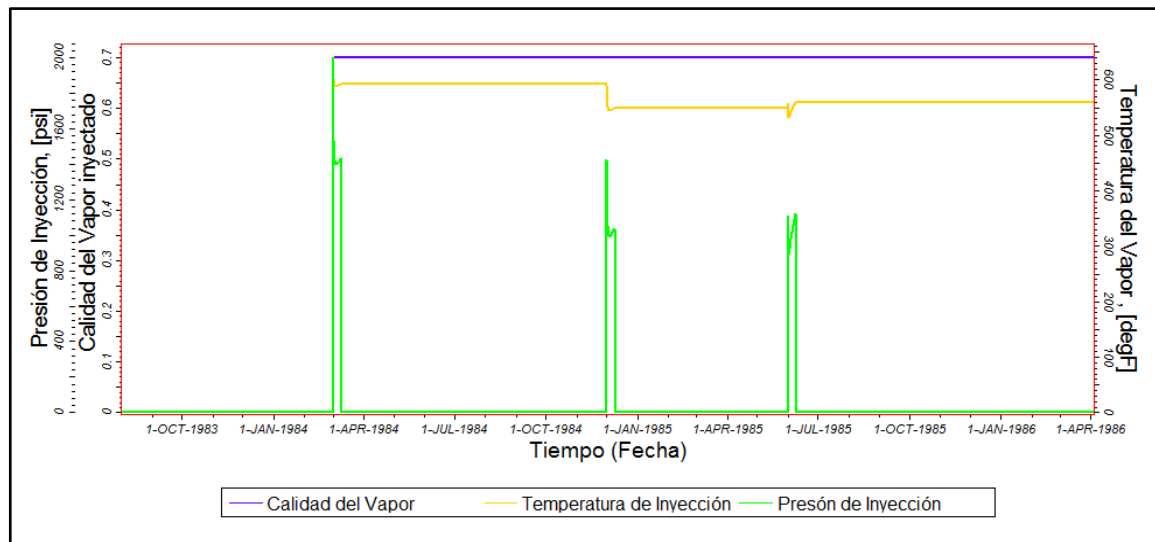
4.2.8 Implementación de la inyección cíclica de vapor. Al final del archivo de datos, identificada con el *keyword* SCHEDULE, se posiciona una sección que incluye la definición de los completamiento de pozos, sus eventos y controles de producción e inyección.

ECLIPSE™ Thermal modela los pozos productores con información histórica, de forma diferente a como modela un pozo de producción ordinario; empleando el *keyword* WCONHIST para la definición de los controles de pozo, se activa una facilidad que permite ingresar los valores observados de tasas de producción de aceite, agua y gas, así como los cortes de agua, relaciones gas-aceite y presiones de fondo o cabeza, para compararlos con los obtenidos durante la simulación. Debido a que se cuenta con veintinueve años de historia de producción y eventos de pozo (desde 1 de Noviembre de 1982 hasta 1 de Febrero de 2011), su definición de forma manual dentro del archivo de texto resulta tediosa y bastante demorada; por esta razón, para la construcción de la sección se ha implementado la herramienta SCHEDULE de Schlumberger, un programa interactivo para preparar, validar e integrar los datos de producción y completamiento de pozos en una simulación.

Como es sabido, la aplicación de la inyección cíclica de vapor dentro del modelo supone la necesidad de que un pozo actúe como productor y como inyector al mismo tiempo. Para facilitar este control sobre el estado de los pozos se han creado nuevos pozos inyectores de posición y completamiento igual a los pozos productores, convirtiendo un ciclo de inyección en una secuencia de cierre del productor y apertura del inyector. Dentro de las propiedades posibles para caracterizar el vapor inyectado, el simulador permite ingresar uno de cuatro pares de datos de las tablas de saturación del agua, esto es: calidad del vapor y temperatura, calidad del vapor y presión, presión y temperatura o entalpía y

presión. Para este caso se ha implementado una presión de inyección máxima de 2000 psi con una calidad de vapor de 0.7, el simulador alcanzará esta presión de inyección en la medida de lo posible, guardando la calidad y estableciendo una temperatura de inyección igual a la de saturación correspondiente a la presión calculada, la relación entre las propiedades enunciadas puede verse en la Figura 22.

Figura 22. Correspondencia entre temperatura y presión de inyección



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Hasta este punto se ha demostrado la capacidad del modelo para reproducir las características volumétricas del sector; sin embargo, la importancia de un estudio de simulación numérica recae en la confiabilidad de las predicciones de comportamiento del yacimiento que puedan hacerse con él. La más útil y usualmente la única forma disponible de probar el modelo es simulando el comportamiento pasado del yacimiento y comparar los resultados de la simulación con el comportamiento real, el análisis de esta fase del estudio se presentará en el capítulo 5.

5. AJUSTE HISTÓRICO

El ajuste histórico en un estudio de simulación numérica consiste en el modelado del comportamiento pasado del yacimiento para comparar los resultados arrojados por la simulación, con los datos reportados históricamente. Así, constituye una etapa de revisión de calidad del modelo construido, permitiendo determinar las debilidades de los datos y realizar las modificaciones necesarias para obtener una descripción racional y comprensiva del yacimiento, que minimice la diferencia entre el desempeño del modelo y el desempeño histórico del campo²⁶.

En la práctica se declara un ajuste histórico como aceptable cuando se logra representar de manera exitosa el comportamiento histórico del yacimiento; sin embargo, el punto final de un ajuste puede considerarse como aquel en que el modelo es lo suficientemente bueno como para cumplir con los objetivos del estudio²⁷.

Bajo la premisa anterior, este capítulo hace una recopilación del ajuste histórico del modelo desarrollado en ECLIPSE™ Thermal, hasta que se obtiene un comportamiento simulado tal que permita analizar el desempeño del simulador en el modelado de la inyección cíclica de vapor. Se han tomado como punto de partida los parámetros de ajuste histórico empleados en el Simulador Comercial I, y se espera que su aplicación en ECLIPSE™ Thermal genere una aproximación al comportamiento real semejante a la lograda en el primero; ya que este ajuste ha sido catalogado como aceptable por la empresa operadora del campo.

²⁶ FANCHI, John R. Applied Reservoir Simulation. Segunda edición. USA: Elsevier, 2001, p. 176-186

²⁷ MATTAX, Calvin C. y DALTON, Robert L. Reservoir Simulation. USA: Society of Petroleum Engineers, 1990. p. 87-98

5.1 AJUSTE HISTÓRICO EN EL SIMULADOR COMERCIAL I

Los parámetros de ajuste histórico de mayor influencia empleados en el Simulador Comercial I, su modificación y efecto sobre la simulación son resumidos en la Tabla 24.

Tabla 24. Parámetros de ajuste histórico en el Simulador Comercial I

Parámetro de Ajuste	Ajuste	Influencia sobre el comportamiento simulado
Permeabilidad horizontal	Se ha aumentado en un 50% de su valor inicial en las zonas A y B estableciendo un valor límite de 6500 mD.	Permite aumentar la movilidad de los fluidos en yacimiento mejorando la inyectividad del vapor y la producción de aceite.
	Para la zona C se redefine a un tercio de su valor inicial.	Ajusta la tasa de producción de agua, disminuyéndola, debido a que esta zona presenta grandes saturaciones de agua.
Temperatura de yacimiento	Se establece un gradiente térmico de 0.0092°F/ft en base a una temperatura de superficie de 91.8042°F.	Inicialmente se presentaba una temperatura de 97°F para todo el yacimiento, la inclusión de un gradiente térmico disminuye la viscosidad del aceite permitiendo que exista producción en frío.

Tabla 24. (Continuación)

Parámetro de Ajuste	Ajuste	Influencia sobre el comportamiento simulado
Barreras de Transmisibilidad	La zona B (de mayor producción de aceite) se aísla de las zonas A y C (de mayor saturación de agua) mediante un multiplicador de transmisibilidad de cero en las celdas con índice $K=27$ y $K=47$.	Se busca evitar problemas asociados al fenómeno de conificación de agua en los pozos productores y confinar la inyección de vapor al intervalo neto productor.
Permeabilidad Vertical	Se asigna una relación de permeabilidad vertical a horizontal (K_v/K_h) de 0.3.	Limitar la permeabilidad vertical a un valor lo suficientemente bajo para disminuir la segregación gravitacional del vapor e incrementar la eficiencia de barrido vertical.
End-points de curvas de permeabilidad relativa en el sistema agua-petróleo	Se establece un arreglo de saturación de agua crítica, igualando esta propiedad a la saturación de agua inicial en las zonas de aceite.	Disminuir la movilidad del agua en el intervalo productor para beneficiar la producción de aceite del sector.

Tabla 24. (Continuación)

Parámetro de Ajuste	Ajuste	Influencia sobre el comportamiento simulado
	Se emplea un daño de formación de -2 desde inicios de producción, para los pozos inyectoros/productores ET_35, ET_36, ET_59, ET_65, ET_66 y ET_335.	Este parámetro se ha establecido para aumentar la productividad de los pozos, y facilitar la entrada de vapor en cada ciclo de inyección.
Arreglos varios por pozo	A los pozos ET_333, ET_341D y ET_336D se asigna un daño de 10 sólo para el productor y de -2 para el inyector. Así mismo, se plantea un re-completamiento el 1 de Enero de 1997 para aumentar el daño del pozo ET_341D a un valor de 20.	El daño elevado se emplea para limitar la producción de estos pozos buscando un mejor ajuste en las tasas de agua.

Fuente: Autores

Los parámetros definidos anteriormente han sido aplicados de forma secuencial en el Simulador Comercial I. Alcanzando un 93.30% de ajuste con la producción acumulada de aceite y un 96.12% con la producción acumulada de agua, al compararse con el comportamiento históricamente reportado para el sector hasta el 1 de Febrero de 2011 (ver Figuras 23 y 25).

5.1.1 Control de pozo empleado durante el ajuste. Un control de pozo es un valor límite (máximo o mínimo) para un parámetro calculado dentro de la simulación (BHP, tasas de producción, etc.), ingresado al simulador para condicionar el comportamiento del modelo.

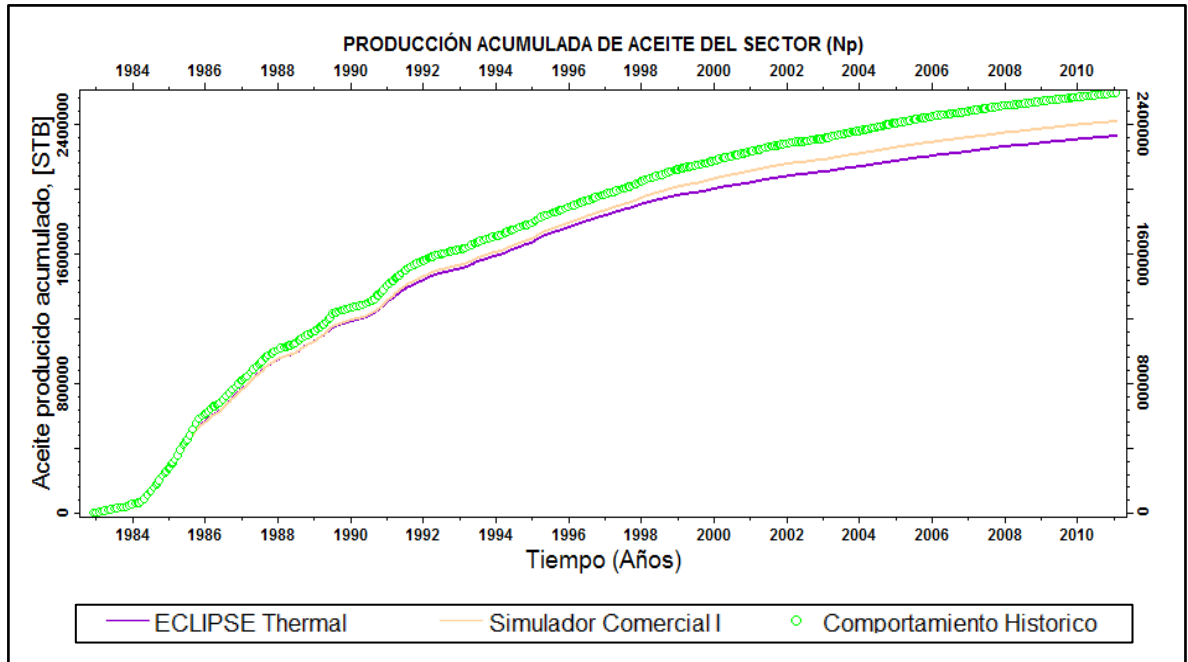
En el caso del Simulador Comercial I, se ha implementado un control por tasa de aceite que hace que el simulador dirija sus cálculos a mantener la producción igual a la tasa histórica ingresada, durante el mayor tiempo posible. Dejando en manos del ingeniero, el ajuste de aquellos pasos de tiempo en que no se logra reproducir el comportamiento real y de las tasas de los demás fluidos presentes en el modelo.

5.2 AJUSTE HISTÓRICO EN ECLIPSE™ THERMAL

Los parámetros definidos en la Tabla 24 se usan como referencia inicial para la obtención del ajuste histórico del modelo desarrollado en ECLIPSE™ Thermal, bajo un control de pozo por tasa de aceite.

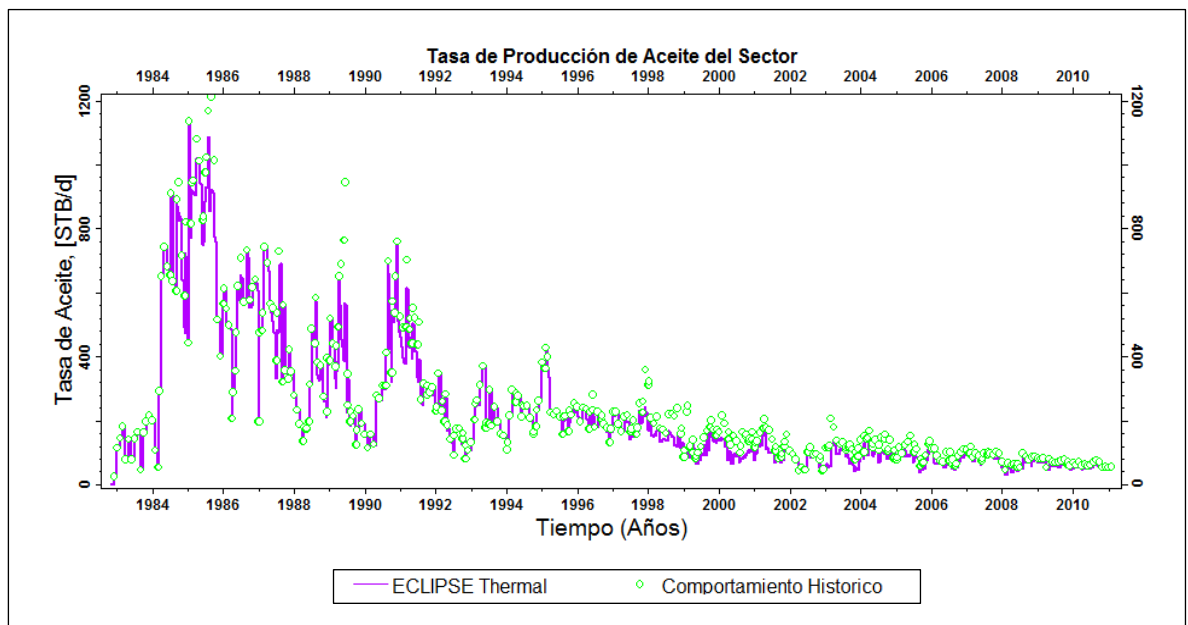
Esta implementación resulta en el ajuste de producción presentado en las Figuras 23 a 25.

Figura 23. Ajuste de producción acumulada de aceite del sector



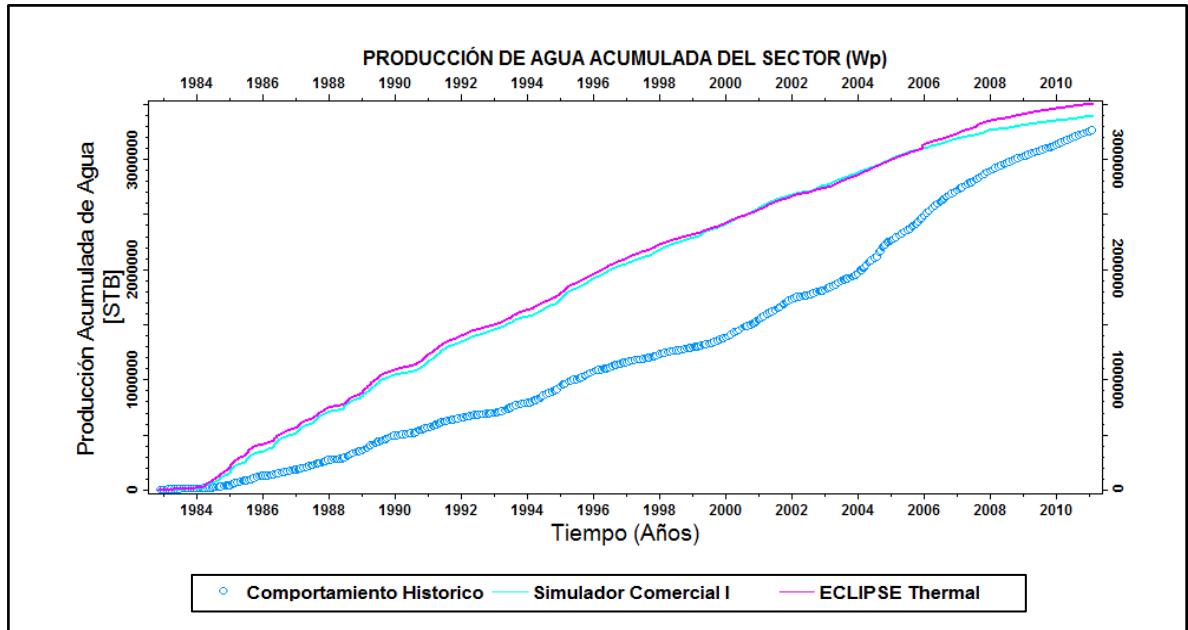
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 24. Ajuste de Tasa de producción de aceite del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 25. Ajuste de Producción acumulada de agua del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

El acercamiento al ajuste que se genera durante la simulación debido a sólo los parámetros de control, depende de la eficiencia de cálculo del simulador así como de la interpretación que este hace de los datos; ya que dirige los cálculos a cumplir con los valores asignados. Por lo tanto, entre más fácil sea para el simulador alcanzar esos parámetros de control sin necesidad de mayores ajustes, se puede considerar que el simulador es más eficiente y que su algoritmo numérico es más adecuado para el fenómeno que se está simulando.

En el caso analizado, la aproximación de la producción acumulada de aceite alcanzada a primero de Febrero de 2011 por el Simulador Comercial I y ECLIPSE™ Thermal fueron de 93.28% y 89.09%, respectivamente (Figura 23). En el caso de la producción acumulada de agua a esta misma fecha, el Simulador Comercial I y ECLIPSE™ Thermal lograron una aproximación de 96.11% y

93.17% con respecto al comportamiento histórico (Figura 25). Las diferencias en el porcentaje de ajuste eran de esperarse dado que la formulación de ecuaciones y la solución numérica entre los dos simuladores difieren significativamente, haciendo que algunos de los parámetros de ajuste empleados por el Simulador Comercial I puedan no necesitarse en ECLIPSE™ Thermal. Un análisis de la premisa anterior se desarrolla mediante la optimización de los resultados obtenidos.

5.2.1 Optimización del Ajuste histórico. Al inicio de este capítulo se indicó la necesidad de alcanzar un ajuste histórico igual o superior al logrado con el Simulador Comercial I, ya que este ha sido declarado como aceptable por la empresa operadora del campo y se presume que permitirá identificar de forma más exacta el desempeño del simulador frente al modelado de la inyección cíclica de vapor para un yacimiento real. Por lo anterior, un esfuerzo adicional se ha asignado para realizar una optimización del ajuste inicial que reproduzca el desempeño histórico con menores errores.

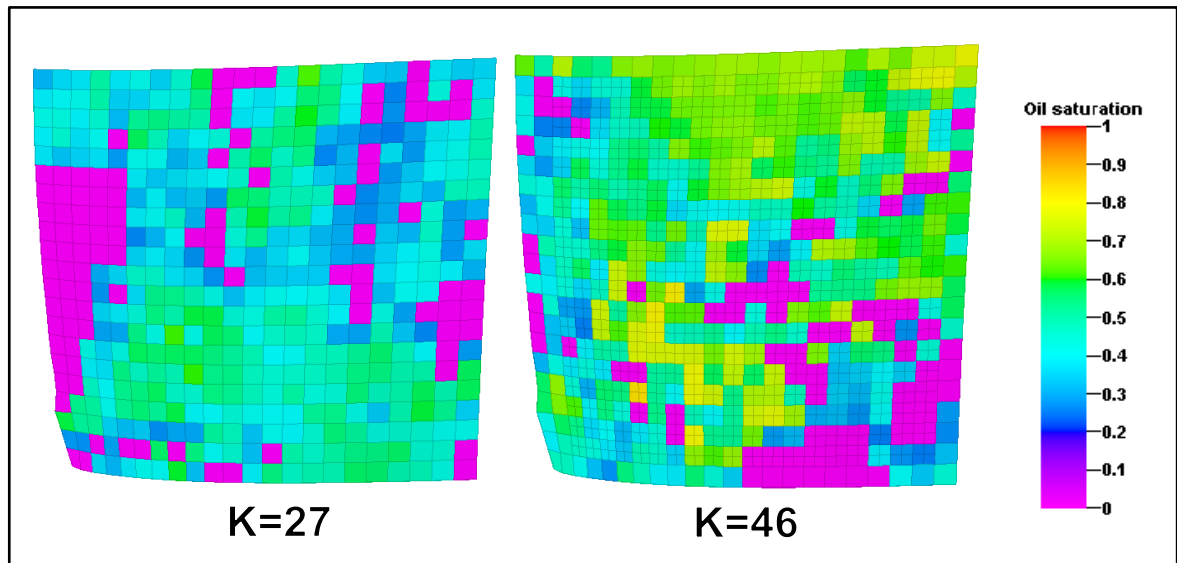
La optimización del ajuste histórico se basa en el estudio detallado de la influencia de los parámetros implementados en el Simulador Comercial I. Se han seleccionado aquellos de menor fundamento físico cuya modificación signifique una mejora del modelo; y no una simple manipulación que dirija al simulador a entregar los resultados requeridos. Para ello, fue necesario realizar un gran número de pruebas de modificación a los parámetros de la Tabla 24 encontrando cuatro casos principales de ajuste resumidos a continuación.

5.2.1.1 Caso 1: Eliminación de barreras de flujo. Las propiedades petrofísicas de las celdas con índice $K=27$ y $K=46$, no son características de un estrato

totalmente sellante, ya que existe dentro de ellas grandes saturaciones de aceite, con permeabilidades horizontales favorables para la producción y relaciones *net-to-gross* cercanas a uno (Figuras 26 y 27); además, el movimiento de los fluidos en los estratos superiores (zona A) hacia los estratos inferiores por efecto de la gravedad, representa un mayor empuje del aceite hacia la cara del pozo, por esta razón se han eliminado los multiplicadores de transmisibilidad de cero para estas celdas.

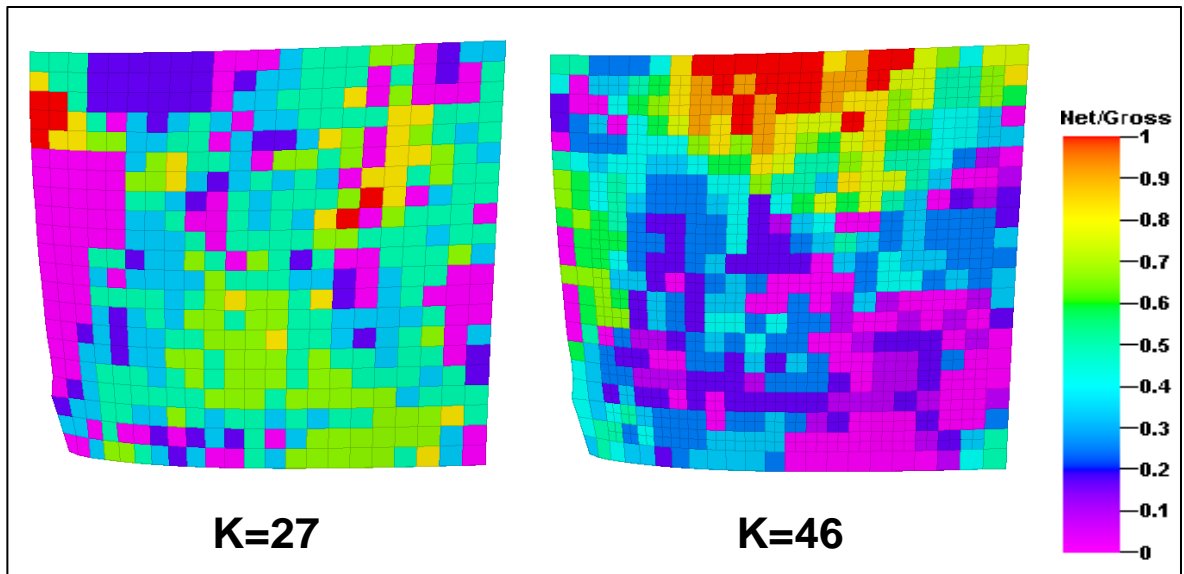
En las Figuras 28 y 29 se muestra el comportamiento obtenido para este caso.

Figura 26. Saturación de aceite en K=27 y K=46



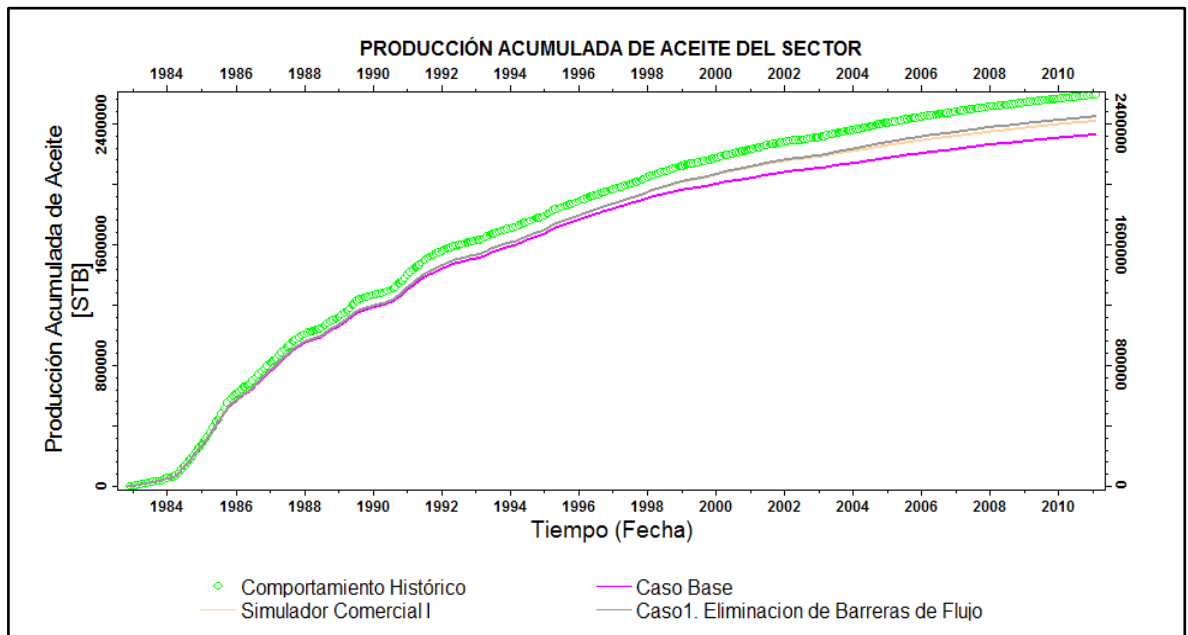
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 27. Relación net-to-gross en K=27 y K=46



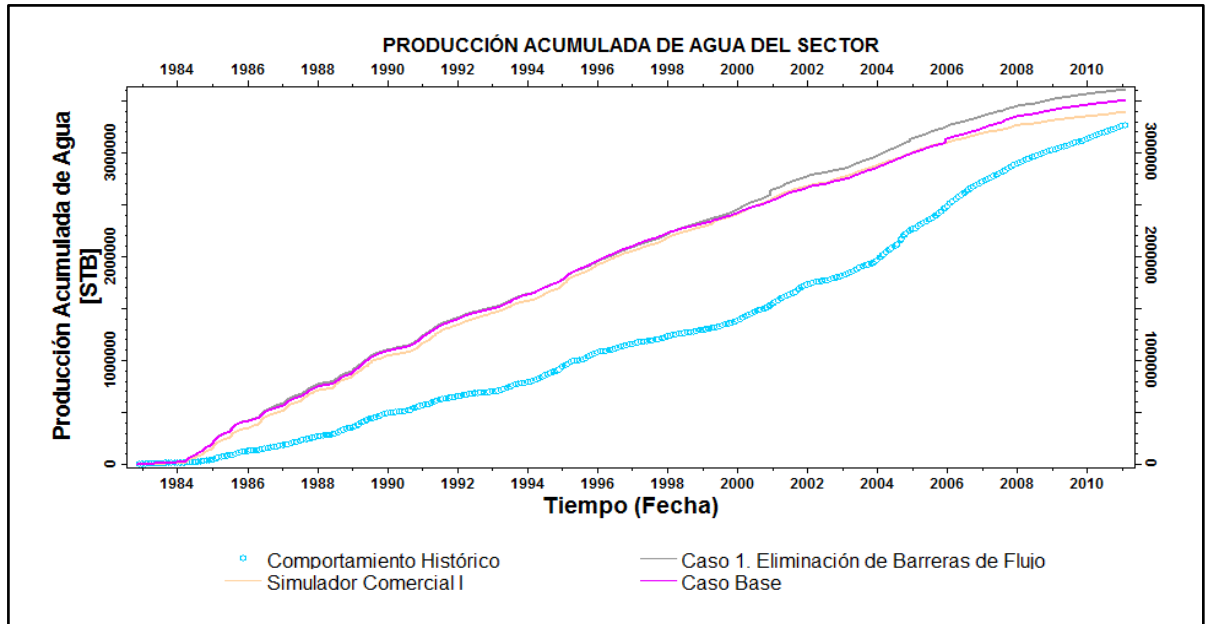
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 28. Producción acumulada de aceite del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 29. Producción acumulada de agua del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Según las curvas presentadas, la eliminación del multiplicador de transmisibilidad en estas capas aumenta la producción del modelo; sin embargo, el incremento en producción de aceite viene acompañado de una cantidad similar de agua, haciendo menos exacto el ajuste de agua.

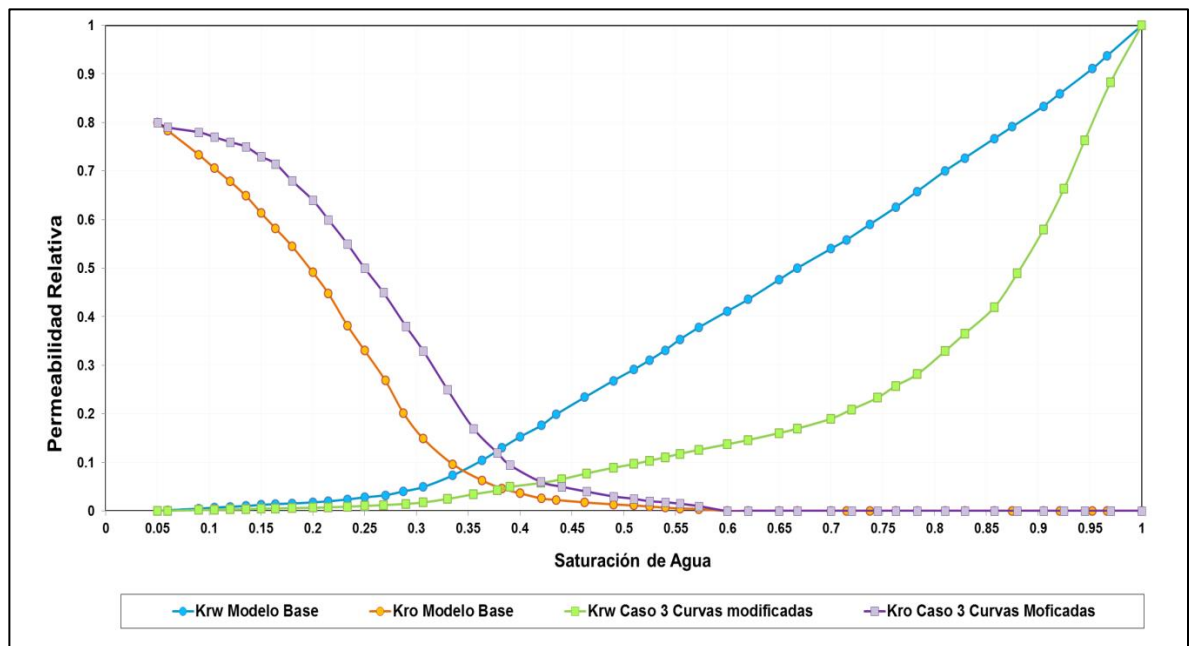
Atendiendo a lo anterior, deberán adicionarse parámetros que permitan disminuir la producción de agua sin sacrificar en mayor medida la de aceite. El caso 1 se tomará como punto de partida para la optimización del ajuste histórico y sobre él se aplicaran los casos 2, 3 y 4.

5.2.1.2 Caso 2: Modificación de las curvas de permeabilidad relativa. Con el fin de disminuir la producción de agua y ajustar la producción de aceite al comportamiento histórico, se crea una mejora sobre el caso 1, en que los daños

de pozo se mantienen como se especifica en la Tabla 24, pero se alteran las curvas de permeabilidad relativa generalizadas del sistema agua-aceite del modelo (sin modificar los escalamientos de *end-points*), con un cambio en sus curvaturas, disminuyendo la permeabilidad relativa al agua y aumentando la del aceite.

Para estas modificaciones, fue necesario un análisis de sensibilidad a la permeabilidad relativa al agua, con el objetivo de encontrar una curva que disminuya la producción de agua sin afectar la inyectividad del vapor en cada ciclo; pues una mala inyección, puede repercutir en un aumento abrupto de la producción de agua y en el fracaso del proceso de recobro. Las curvas para el sistema agua-aceite obtenidas del análisis de sensibilidad, se comparan con las curvas del modelo base en la Figura 30.

Figura 30. Curvas de permeabilidad relativa empleadas en el Caso 3



Fuente: Autores

La curva de permeabilidad relativa al agua mostrada en la Figura 30 es el resultado de un gran número de pruebas de variación a esta propiedad; es así, como un aumento (de cualquier magnitud) de la curva verde por encima a la mostrada en la figura resultará en una mayor producción de agua, la cual disminuye la movilidad del aceite en yacimiento y por tanto su producción.

Adicionalmente, dado que la inyectividad depende de la movilidad total de fluidos en el yacimiento (sumatoria de las movilidades de cada fase), curvas por debajo de la mostrada (curva verde) generan un descenso excesivo en la movilidad del agua, resultando en una menor inyección de vapor, y por ende en un mal calentamiento del aceite que no reduce efectivamente su viscosidad y no permite que se alcance la tasa de producción histórica requerida.

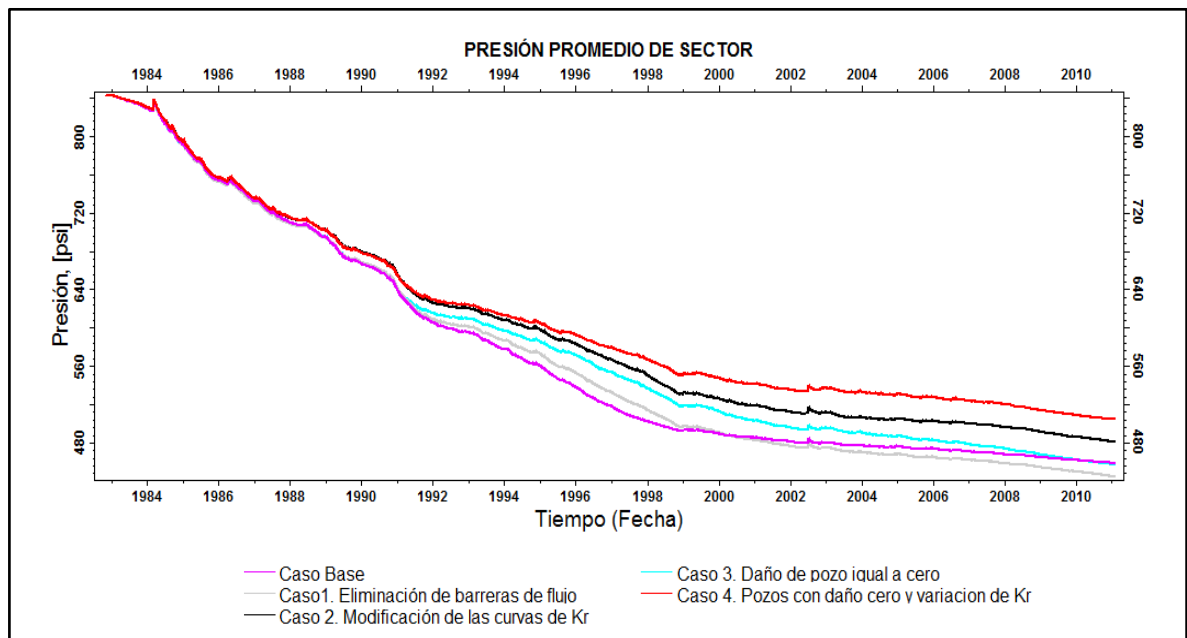
5.2.1.3 Caso 3: Daños de pozo igual a cero. Debido a que en la práctica, la perforación de un pozo pocas veces resulta en un daño negativo sobre la formación cercana a la cara de pozo, la suposición de un daño de -2 establecido desde inicios de la producción en frío no parece ser apropiada. Es por esto que se genera un escenario en donde se asigna a todos los pozos un daño de cero (que no representa daño ni estimulación) durante toda su historia de producción. Además esta suposición permite disminuir la producción de agua esperando que su comportamiento ajuste más al reportado históricamente, sin afectar en gran medida el ajuste de aceite.

5.2.1.4 Caso 4: Pozos con daño cero y variación de permeabilidades relativas. Una vez analizados los resultados de los casos 2 y 3, se emplea la unión de los mismos en un único escenario, es decir, se implementan las curvas modificadas del caso 2 y se asume un daño de cero para todos los pozos. Esta

combinación es considerada, ya el aumento de la curva de aceite es un cambio más usual que la suposición de daño -2, y genera resultados similares. A su vez, los daños de 10 de los pozos de ET_333, ET_341 y ET_336D empleados para disminuir la producción de agua del modelo, son reemplazados por el descenso en la curva de permeabilidad relativa al agua.

5.2.2 Selección del caso de ajuste final. Una vez especificados los casos de análisis, se realiza la comparación del desempeño de los mismos sobre la producción acumulada de aceite, agua y gas, la inyección acumulada de vapor, presión de yacimiento, relación gas-aceite, temperaturas de pozo y presiones de inyección. Estos vectores y su comparación con los datos históricos se presentan en las figuras 31 a 36.

Figura 31. Presión promedio del sector

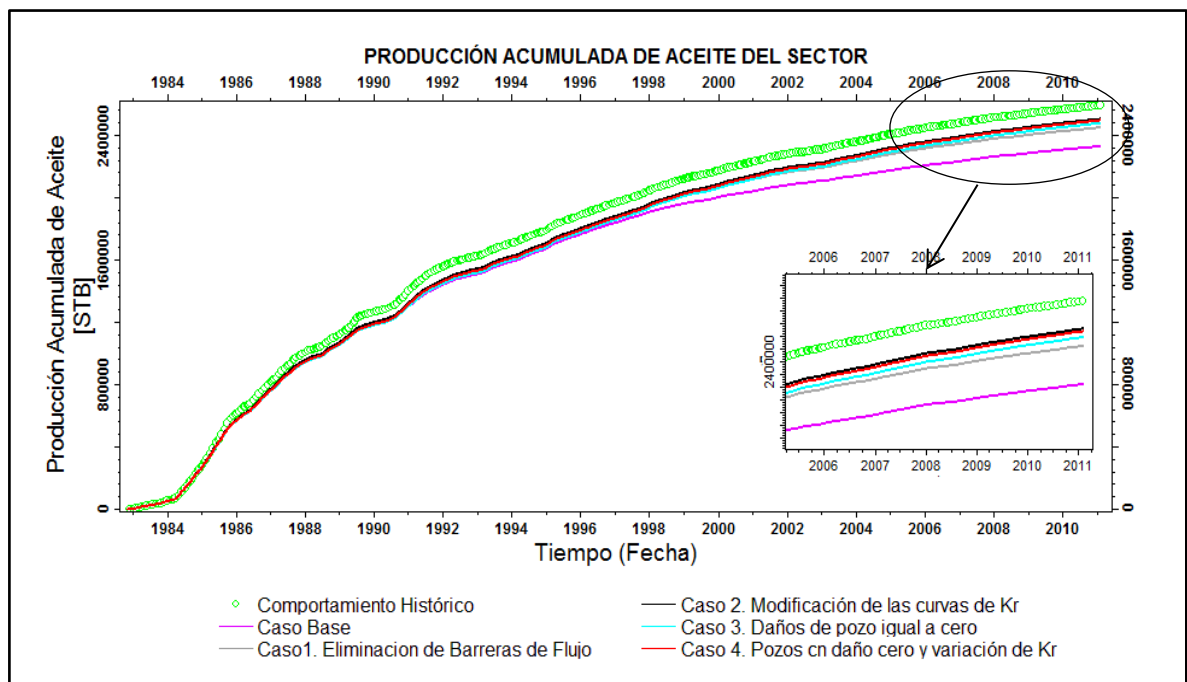


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

En vista de que la declinación de la presión de yacimiento está relacionada con la producción de fluidos, y como no se cuenta con los reportes históricos de esta propiedad, no se considera un parámetro decisivo en la selección del caso óptimo de ajuste histórico.

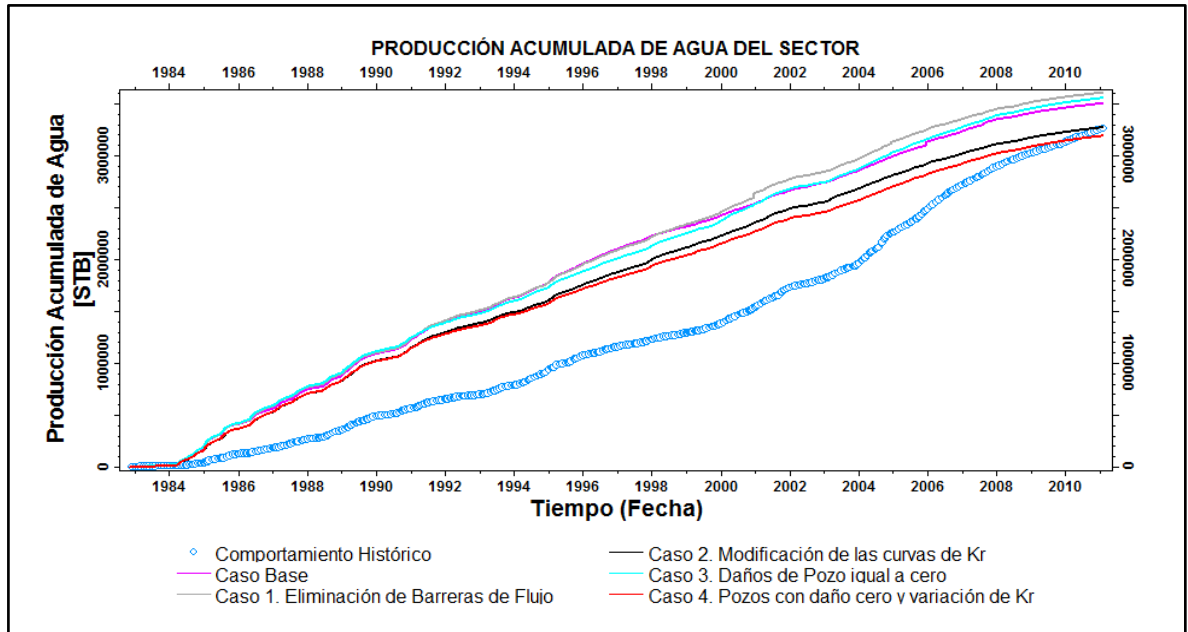
Por lo tanto, se prefiere efectuar un análisis sobre el comportamiento de los vectores de producción para los cuales existe información histórica, como se muestra a continuación.

Figura 32. Producción acumulada de aceite del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 33. Producción acumulada de agua del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

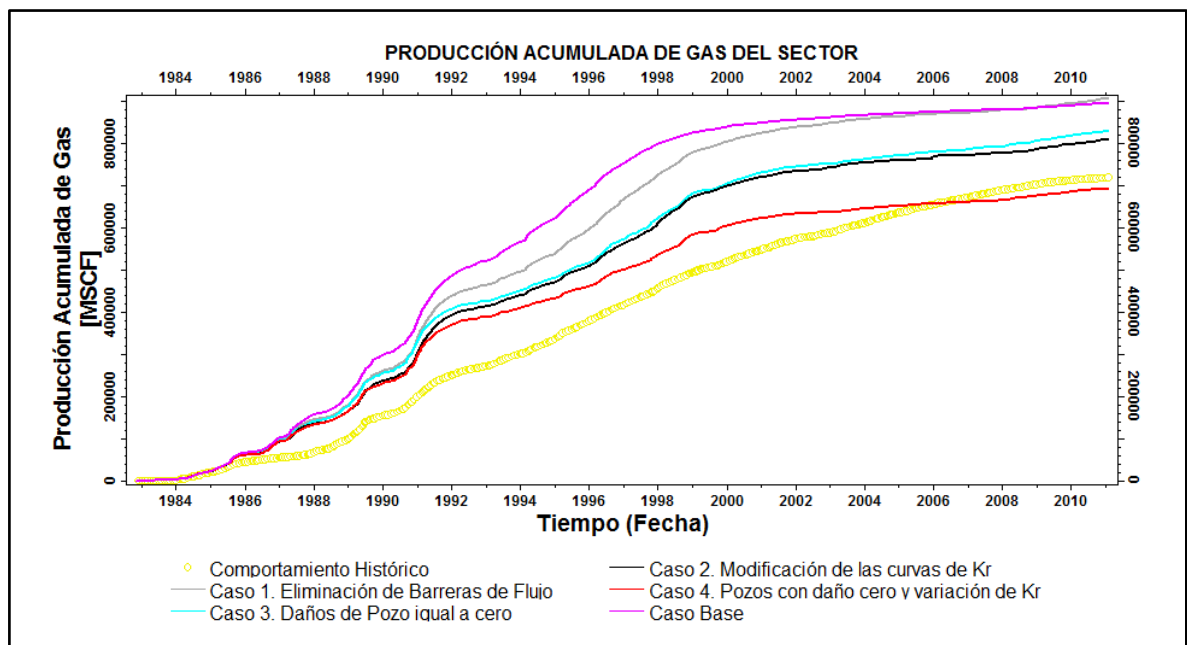
Puede observarse en las figuras, que la mayoría de los escenarios propuestos no logra una tendencia similar al desempeño histórico de la producción acumulada de agua, posiblemente este hecho esté asociado a que la medición en campo de estos volúmenes es difícil de hacer con exactitud en tiempos tempranos de producción, además de estar reportados en forma mensual lo que implica que probablemente fueron estimados erróneamente.

Con base en el comportamiento de producción de aceite y agua, el caso 4 debe descartarse debido a que resulta en una subestimación de la producción acumulada de agua respecto a la del desempeño histórico. Debe notarse además, que el caso 3 es una buena aproximación a los reportes históricos y emplea dos ajustes menos que los registrados en la Tabla 24 (se eliminan los daños de -2 en los pozos y los multiplicadores de transmisibilidad de cero en las celdas con $K=27$

y 46), sin la necesidad de incluir más modificaciones al modelo, lo que demuestra el buen desempeño del simulador.

Por otra parte, el caso 2 muestra una aproximación más cercana al comportamiento histórico de producción final de aceite y agua, haciéndolo un buen candidato para seleccionarlo como el ajuste histórico óptimo. No obstante, la selección del escenario de ajuste final requiere además, del análisis de los vectores solución mostrados a continuación.

Figura 34. Producción acumulada de gas del sector



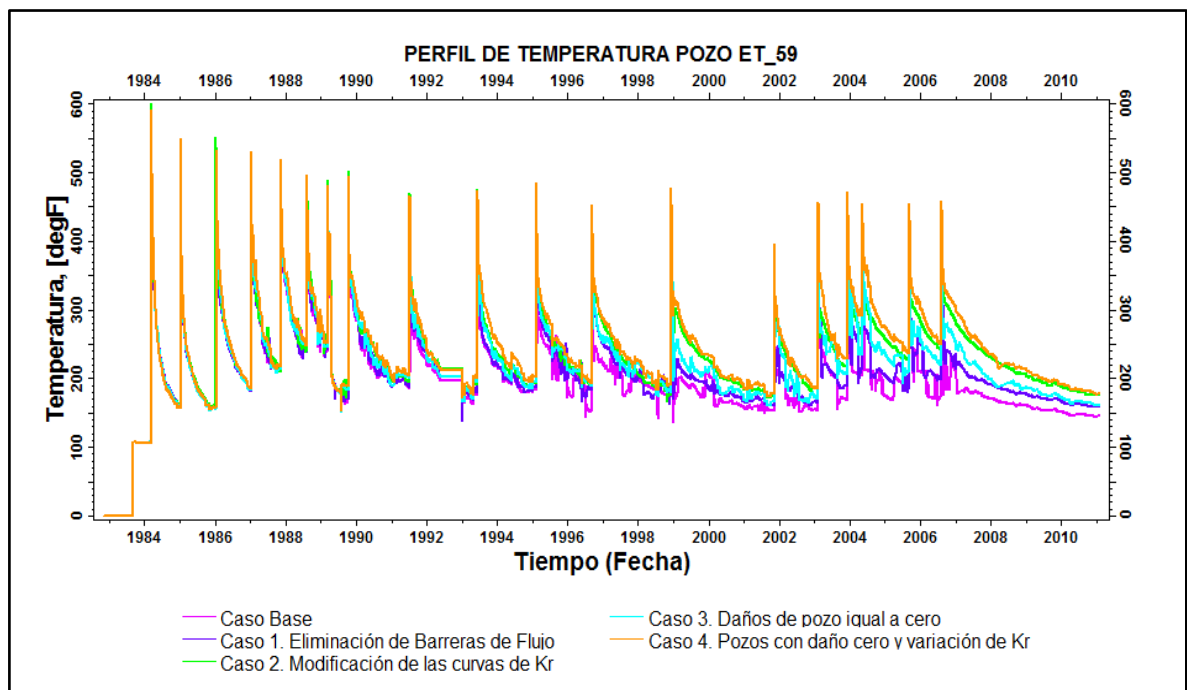
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

El ajuste de producción de gas generalmente se evalúa en base al comportamiento de la relación gas-aceite (GOR) y no de la producción acumulada;

sin embargo, para los procesos térmicos todo fluido extraído significa un aumento en la energía producida, lo que se traduce en un enfriamiento más rápido de la formación y menor producción de aceite. Es por esto que los casos 2 y 3 nuevamente resultan ser los más favorables en términos térmicos, al poseer una menor producción de gas, más cercana a los reportes históricos. Lo anterior puede confirmarse mediante la evaluación de las temperaturas de pozo. La Figura 35 muestra el comportamiento del pozo ET_59, distinguido por ser el pozo con mayor número de ciclos de inyección de vapor.

A su vez, debe resaltarse la gran proximidad del comportamiento de la producción de gas de los casos 2 y 3, permitiendo considerar el ajuste de gas significativo, independientemente de la selección entre ellos.

Figura 35. Variación de Temperatura pozo ET_59

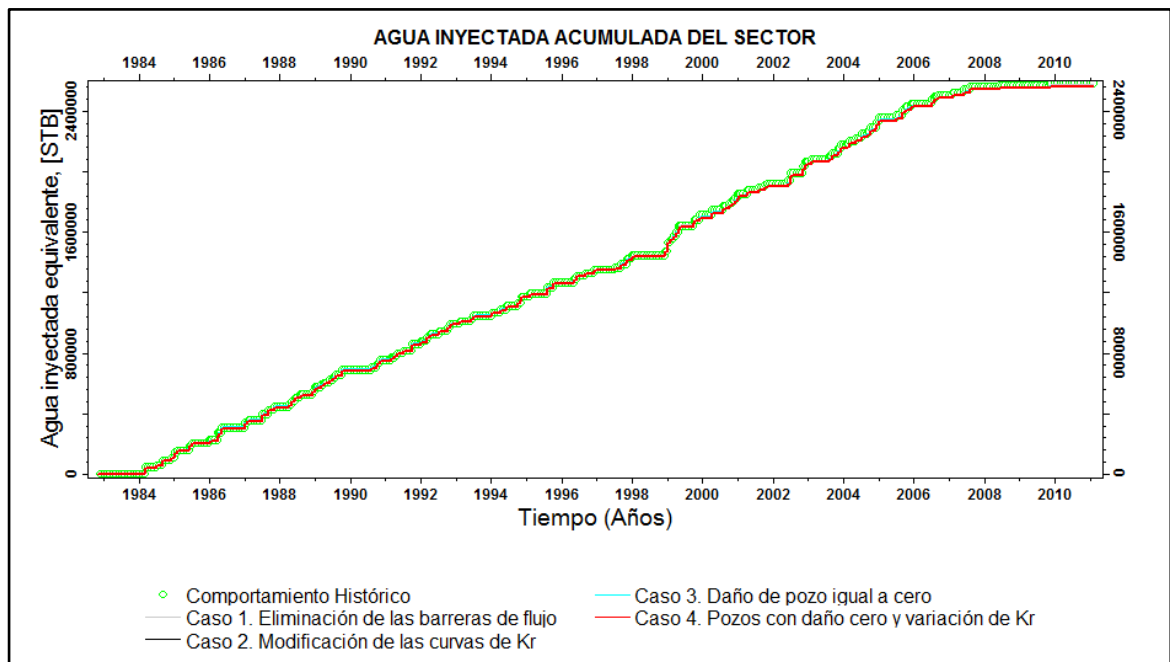


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

De la Figura 35, los casos 1 y 3 presentan un descenso más rápido de las temperaturas de pozo como era de esperarse, debido a que la producción de agua es mayor (fase producida de más alto calor específico).

El último reporte histórico con el que se cuenta en el estudio, son las tasas de inyección de vapor en barriles de agua equivalente empleados en cada ciclo de inyección, es por esto que la variación del agua inyectada acumulada del sector debe evaluarse para cada caso propuesto, permitiendo descartar aquellos escenarios ineficientes en el ajuste de la inyección. Sin embargo, como se evidencia en la Figura 36 el agua acumulada inyectada del sector no resulta ser sensible a las modificaciones propuestas del caso base, y por lo tanto este vector solución no puede emplearse en la selección del caso óptimo para el ajuste histórico.

Figura 36. Inyección de vapor acumulada del sector



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Hasta este punto se han analizado los principales vectores solución que permiten definir la influencia de las modificaciones propuestas sobre el ajuste histórico.

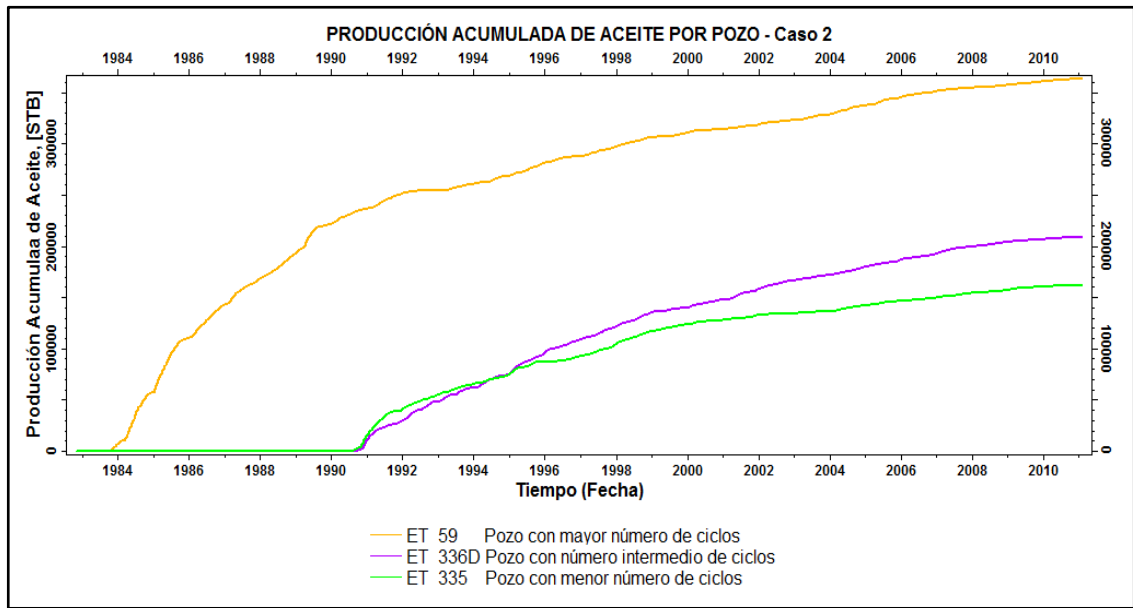
Del análisis anterior, los casos 2 y 3 resultan ser las mejores aproximaciones al comportamiento real del yacimiento, pero la selección entre estos dos casos no puede estar basada en los vectores de producción acumulada de aceite y gas ya que no son altamente sensibles a las diferencias entre los dos escenarios. Siendo el principal punto de comparación la variación en el ajuste de la producción acumulada de agua, el caso 2 resulta ser más favorable pudiéndose catalogar como el escenario final de optimización de ajuste histórico en ECLIPSE™ Thermal.

Los resultados de las tasas de producción de aceite y agua del caso 2 para cada uno de los pozos comparadas con el desempeño histórico se presentan en el Anexo A.

5.2.3 Análisis del comportamiento del caso óptimo de ajuste. Resulta conveniente estudiar el comportamiento de los pozos del caso óptimo de ajuste seleccionado (Caso 2) para una futura evaluación de la representatividad de los fenómenos involucrados en el proceso de inyección cíclica de vapor en el simulador ECLIPSE™ Thermal. Se efectúa entonces un análisis de las producciones acumuladas y tasas de producción de aceite y agua, presión de fondo fluyendo, relación Gas-Aceite (GOR*), temperatura y aceite incremental para aquellos pozos que cuentan con mayor, menor e intermedio número de ciclos en el modelo, logrando representar la totalidad de los pozos presentes.

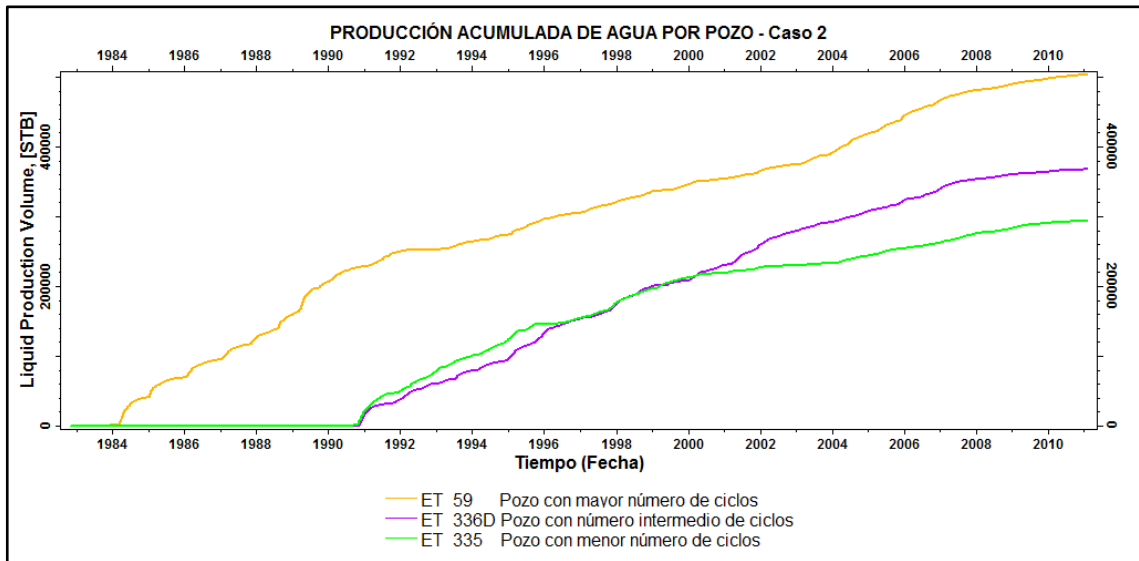
* Del inglés: *Gas Oil Ratio*

Figura 37. Producción acumulada de aceite por pozo



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 38. Producción acumulada de agua por pozo



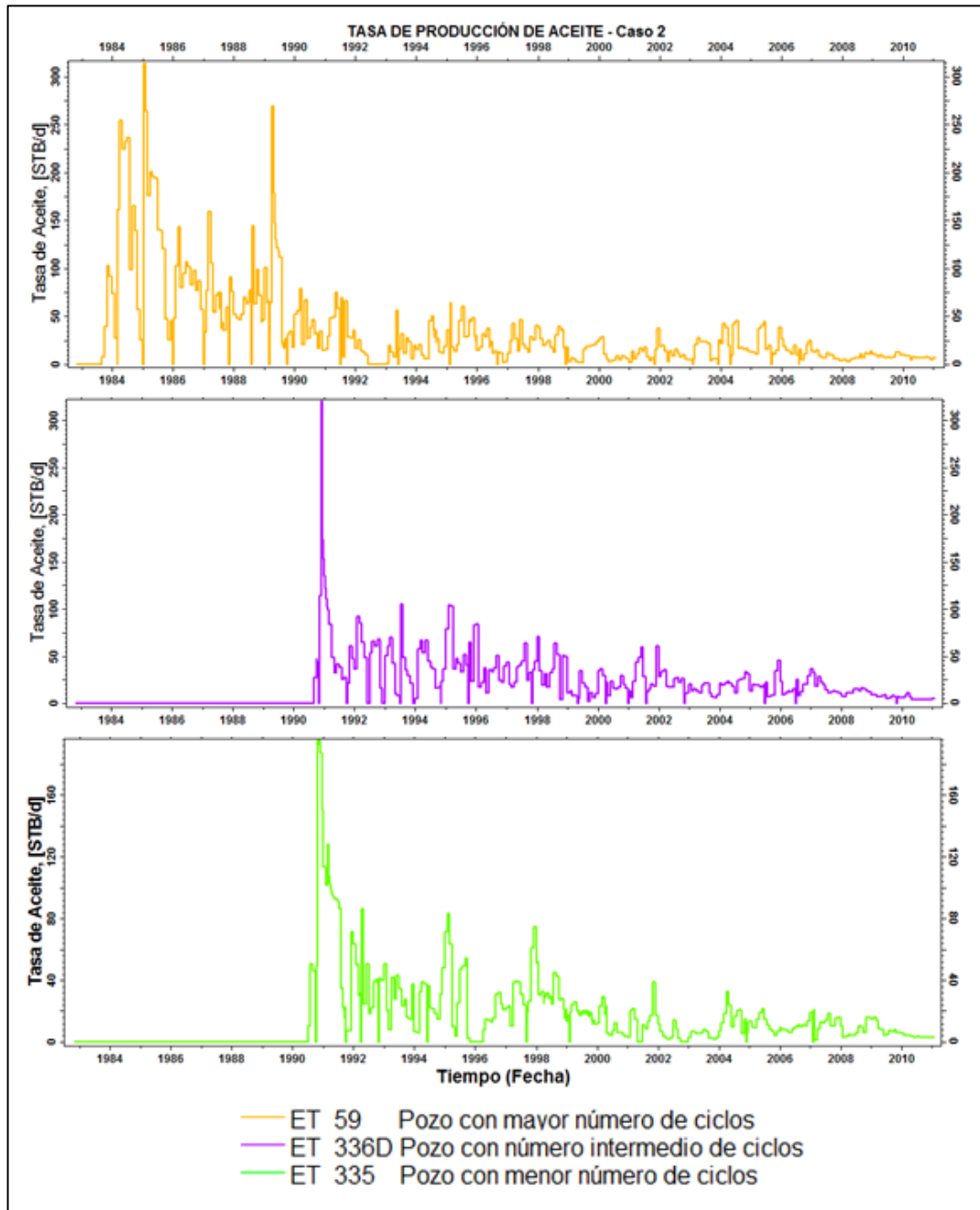
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

De las Figuras 37 y 38 se puede examinar el efecto que tiene el número de ciclos empleados en la estimulación con vapor. El pozo con mayor número de ciclos presenta un aumento distintivo en términos de producción acumulada de aceite y agua a comparación de los pozos con menores ciclos de inyección. De estas figuras es típico obtener un incremento continuo de las producciones hasta que se alcance el límite económico del proyecto, o la respuesta del yacimiento al proceso ya no sea favorable. Para el caso presentado, probablemente la implementación de más períodos de inyección pueda ser conveniente en la recuperación del aceite original en sitio, sin embargo, un incremento en producción de aceite viene acompañado de un aumento de la producción de agua, por lo que deben analizarse las estrategias a aplicar para el manejo de esta fase en campo.

En la Figura 39 es notable que la mayor producción de aceite exhibida es después del primer ciclo de inyección, por la mejora de las condiciones cercanas a la cara de la formación y el efecto del vapor sobre la viscosidad del aceite. Adicionalmente, cuando se emplean más períodos de inyección, la respuesta del yacimiento es menor debido al incremento progresivo de la saturación de agua cerca al pozo.

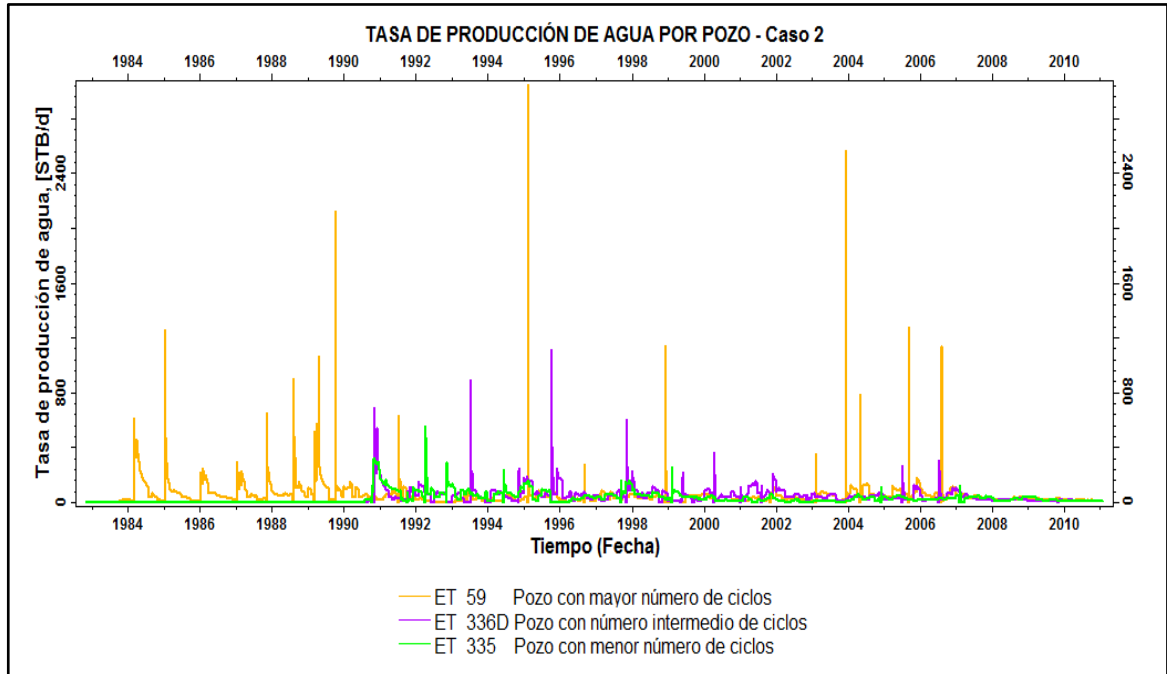
Así, en la Figura 40, se observa un incremento de la tasa de producción de agua después de cada período de inyección y es proporcional al número de ciclos implementados, pues se obtienen altas tasas de producción de agua para el pozo que presenta mayor número de ciclos.

Figura 39. Tasas de producción de aceite por pozo



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

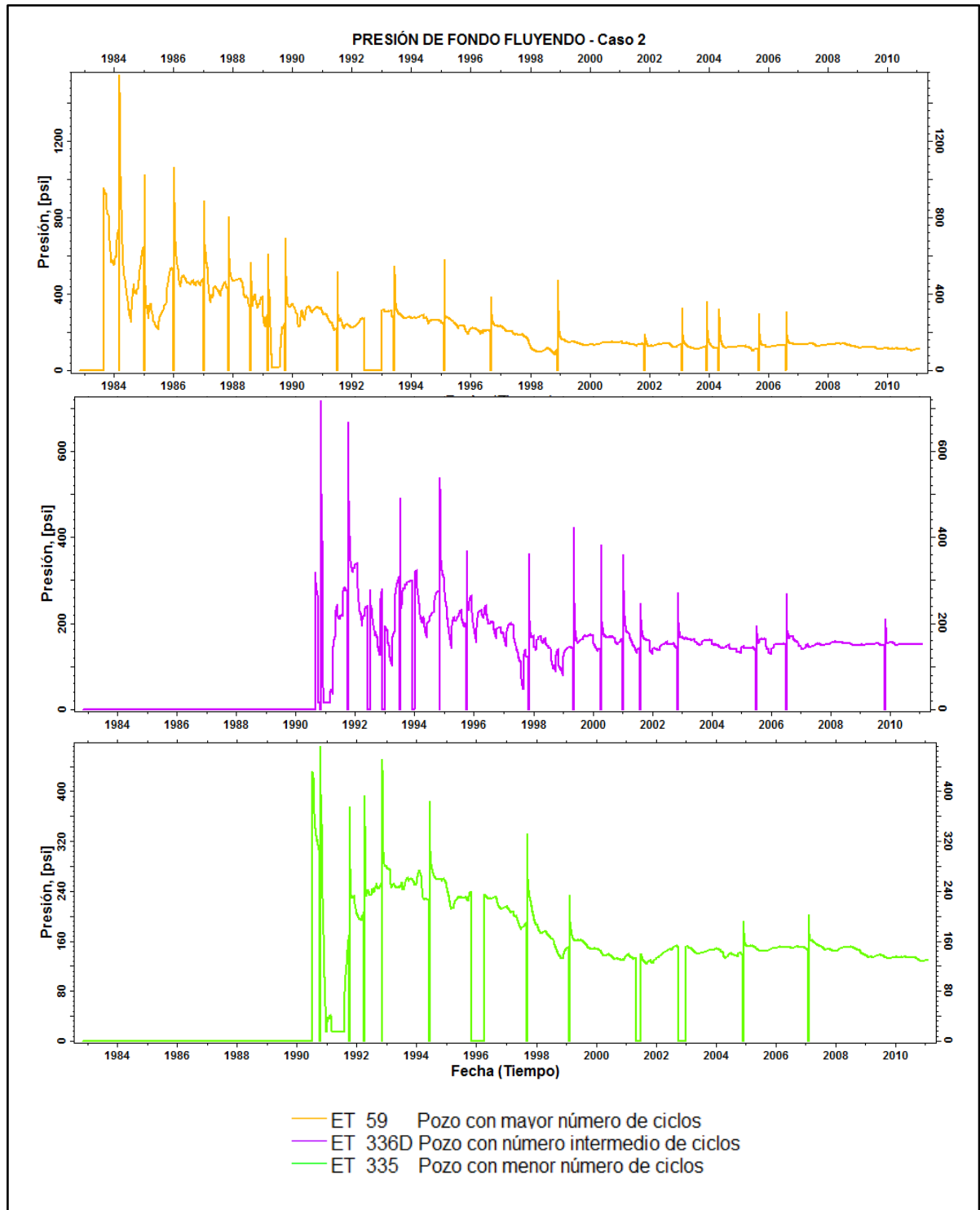
Figura 40. Tasa de producción de agua por pozo



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

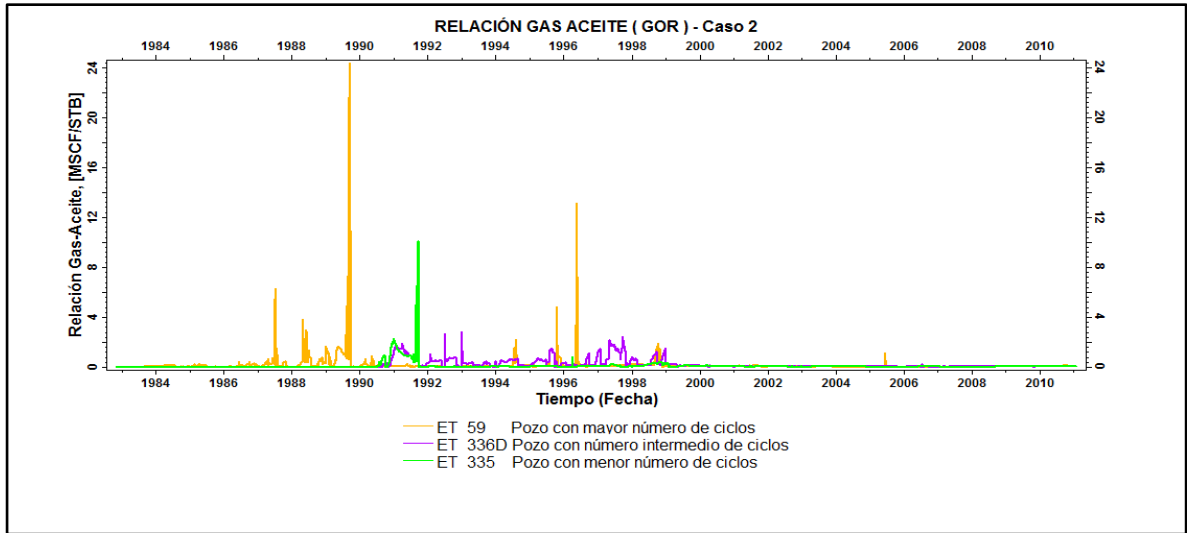
Dado que uno de los beneficios de la inyección cíclica de vapor es la estimulación de la zona alrededor del pozo para eliminar depósitos orgánicos, la presión de fondo de pozo (BHP) se incrementa en cada ciclo de inyección, permitiendo el flujo de líquidos por el pozo. En la Figura 41, es típico que su valor disminuya a medida que se extrae más fluido de la formación ya que la presión de yacimiento disminuye.

Figura 41. Presión de fondo fluyendo



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Figura 42. Relación Gas-Aceite (GOR) por pozo

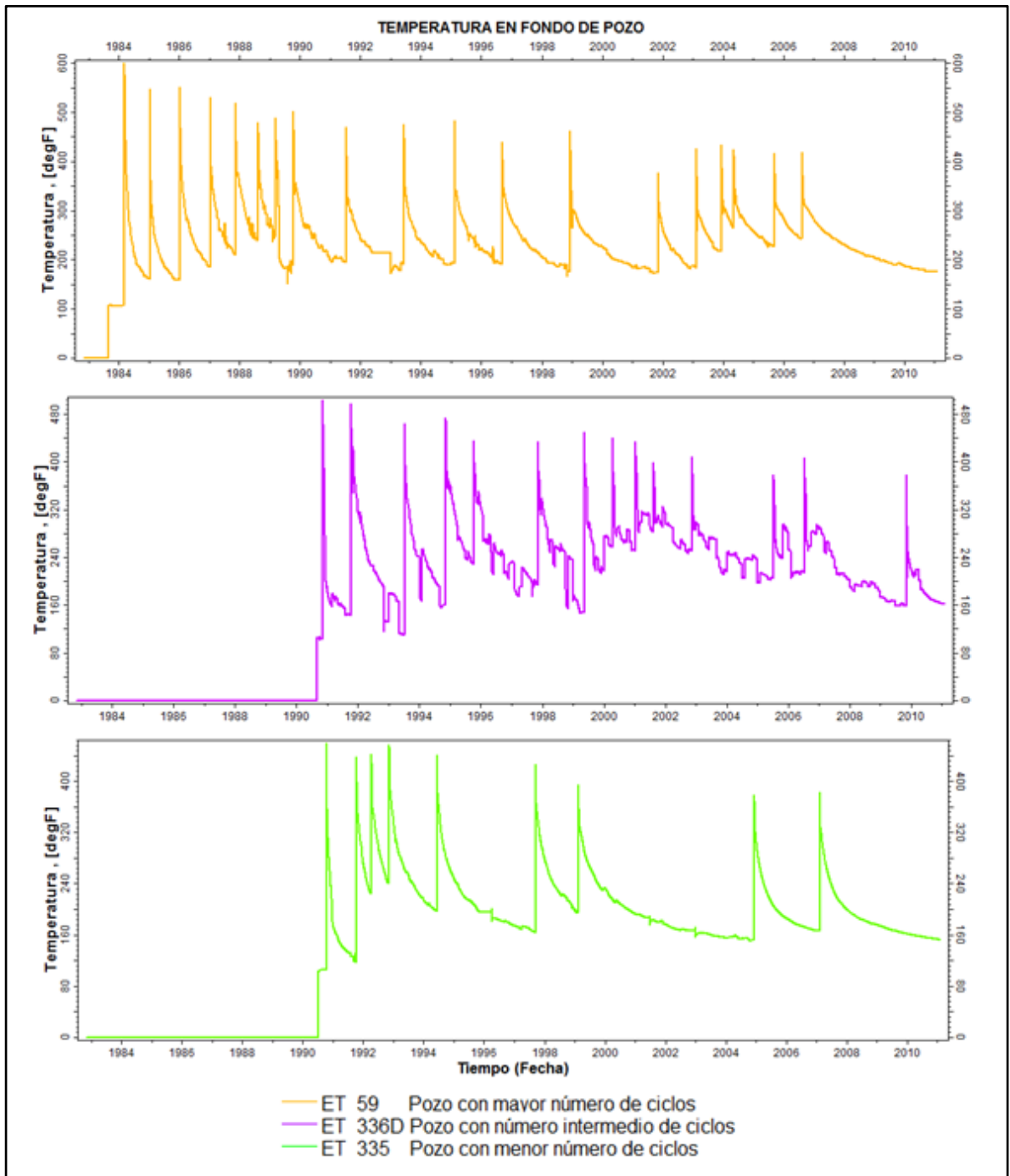


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Cuando la presión de formación disminuye a causa de la producción de fluidos, la saturación de gas cerca de la vecindad del pozo alcanza valores superiores al valor crítico, de esta manera, la relación de permeabilidad efectiva gas/aceite incrementa y como resultado, el GOR también. La Figura 42 muestra que en los primeros años de producción existe un incremento del GOR, y a medida que la presión de yacimiento disminuye cada vez más en los últimos años, este valor se reduce uniformemente debido a que la saturación de gas es menor a la saturación de gas crítica.

La inyección de fluido caliente a la formación tiene como objetivo disminuir la viscosidad del aceite a través de un incremento de la temperatura en la zona cercana a los pozos, este comportamiento se evidencia en la Figura 43 pero se ve reducido en el tiempo con la producción de los fluidos (quienes absorben parte del calor inyectado) y por ello, se genera un enfriamiento gradual en el pozo productor.

Figura 43. Temperatura por pozo



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

La rentabilidad económica de un proyecto de inyección cíclica de vapor está relacionada al incremento en producción alcanzado con cada ciclo de estimulación. De esta manera, en la Tabla 25 se presenta el porcentaje de aceite incremental total por pozo y para el primer ciclo de estimulación. Estos valores fueron calculados mediante una relación de la producción acumulada de aceite alcanzada con el proceso de recobro y la que podría haberse obtenido con el pozo bajo producción en frío.

Tabla 25. Aceite incremental por pozo

Pozos	No. Ciclos	Aceite incremental total (%)	Aceite incremental primer ciclo (%)
ET_35	10	34.33	238
ET_59	19	74.30	202
ET_36	15	26.80	50.14
ET_65	16	57.90	70.70
ET_66	12	N/A *	N/A
ET_341D	15	N/A	N/A
ET_333	18	N/A	N/A
ET_335	9	N/A	N/A
ET_336D	14	N/A	N/A

Fuente: Autores

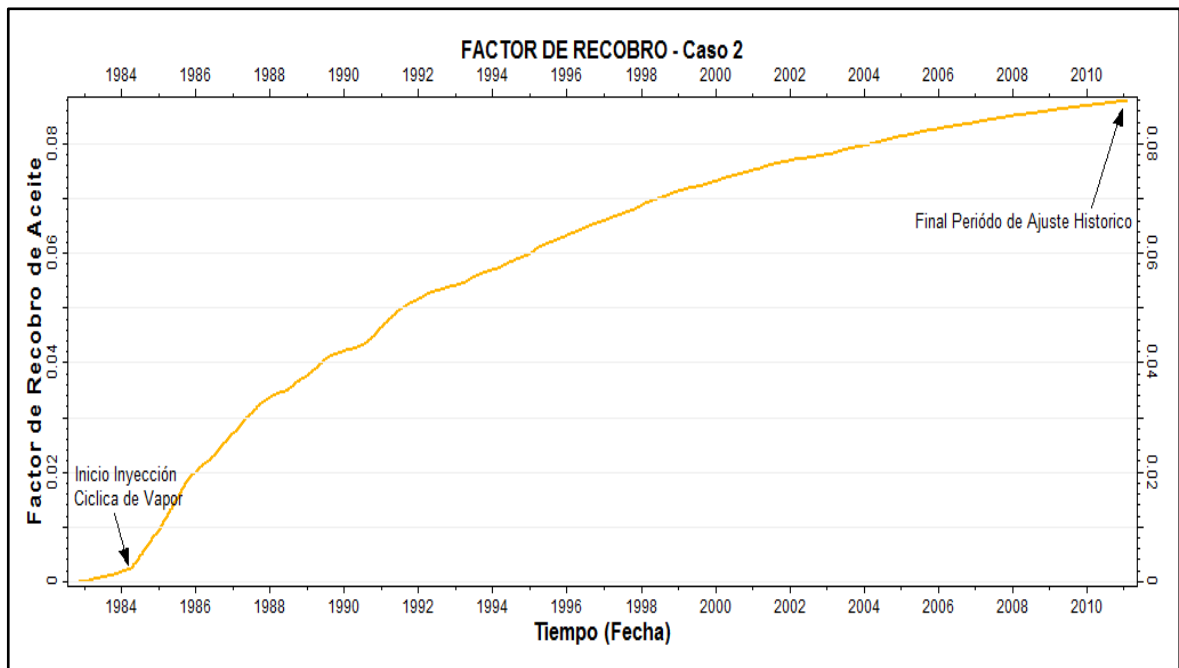
Los pozos que presentan la denominación N/A, son aquellos a los que no fue posible calcular el porcentaje de aceite incremental debido a que los valores obtenidos bajo producción en frío eran mayores a los alcanzados con el proceso de inyección cíclica de vapor. Es decir, era conveniente para los pozos ET_66,

* Significa No Aplica.

ET_341D, ET_333, ET_335 y ET_336D, los cuales tienen un período de producción en frío muy corto, aplicar la estimulación en tiempos más tardíos.

Las Figuras B1 a B9 en el Anexo B muestran el comportamiento anteriormente mencionado.

Figura 44. Factor de Recobro del sector

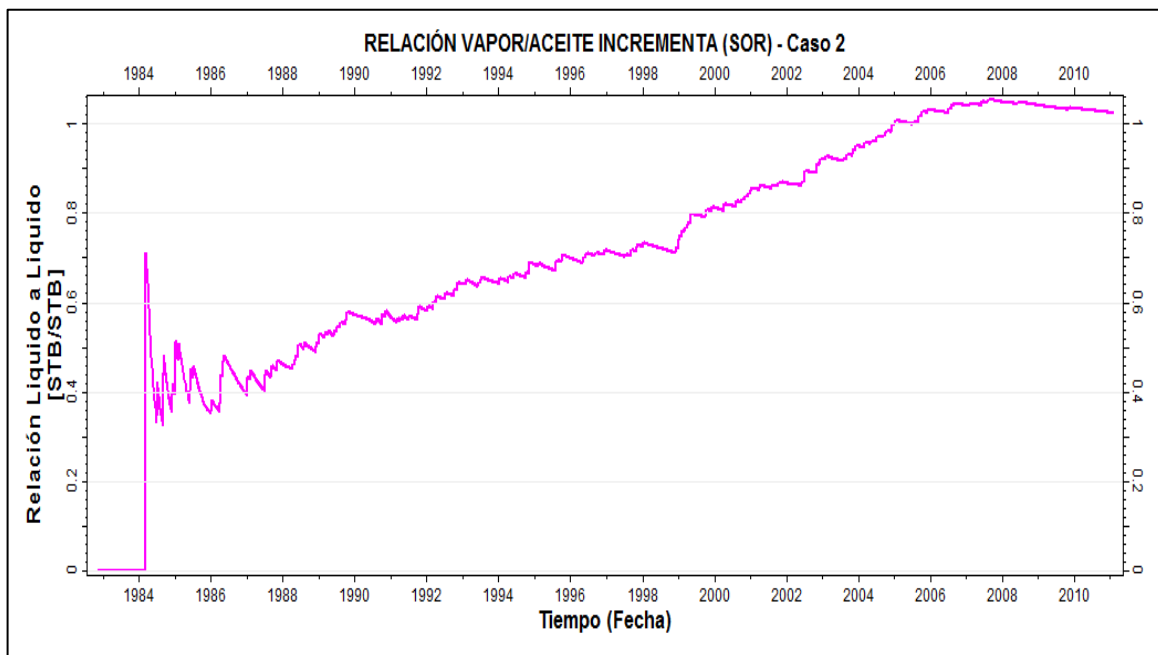


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

El factor de recobro total obtenido por el caso 2 fue del 8.84% de los cuales 8.63% corresponden al período de inyección cíclica de vapor, y 0.21% a la período de producción en frío del campo durante los dos primeros años de explotación (Figura 44). Por otra parte, un análisis de la relación vapor inyectado-aceite incremental

(SOR*) indica que el método de recobro puede continuarse aplicando, puesto que no ha alcanzado el límite económico recomendado para proyectos de recuperación con vapor de 15 BBL/BBL²⁸ (Figura 45); empero, es aún más conveniente aprovechar el estado térmico actual del sector para implementar una técnica que permita incrementar notablemente el porcentaje de recuperación alcanzado por la inyección cíclica de vapor, de ahí que, un método de desplazamiento térmico como la inyección continua de vapor será utilizado para predecir el comportamiento del sector en estudio, lo que permitirá en suma, verificar la respuesta del simulador en el modelado de este tipo de proceso.

Figura 45. Relación vapor inyectado-aceite incremental (SOR)



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

* De la sigla en Inglés: *Steam Oil Ratio*

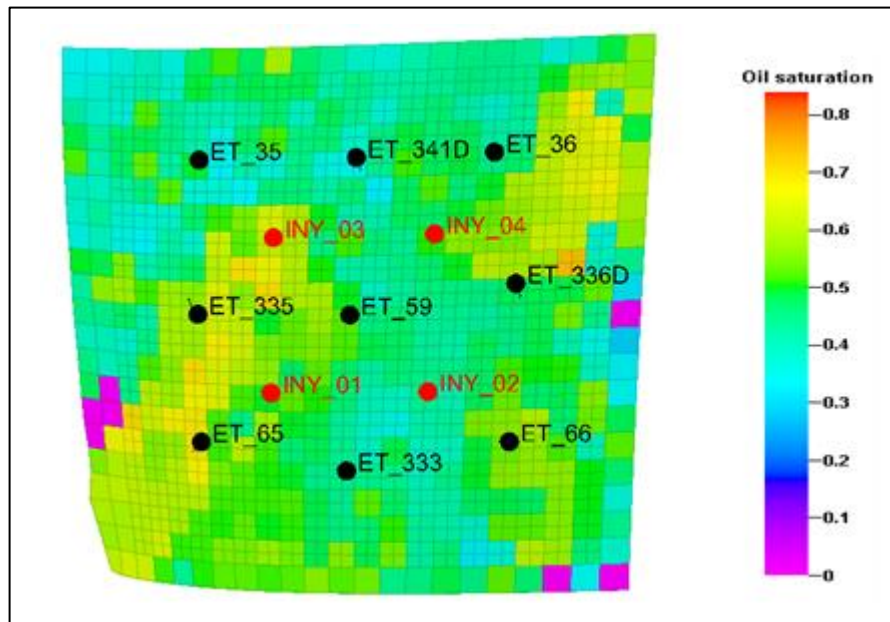
²⁸ FAROUQ ALI, S.M., *et al.* Practical Heavy Oil recovery. Edmonton: Universidad de Alberta, 1997. p. 60.

5.2.4 Predicción del desempeño de la inyección continua de vapor posterior a la inyección cíclica de vapor. Una vez alcanzado el ajuste histórico de un modelo de simulación de yacimientos es posible estimar el comportamiento futuro de cualquier escenario. Después de una estimulación térmica, se generan condiciones favorables para aplicar un método de recobro como la inyección continua de vapor, pues la implementación de varios ciclos de inyección ocasionan una conexión entre los pozos debido al calentamiento del yacimiento más allá de la zona cercana al *wellbore*, lo que contribuye a la eficiencia de barrido de la formación; además, se requieren tasas, presiones y volúmenes de inyección moderados para lograr una reducción de viscosidad del crudo y por ende, una mejora de la movilidad del aceite residual.

El escenario de predicción propuesto involucra cuatro patrones de inyección de cinco puntos invertido (cuatro pozos productores y un pozo inyector) con un área aproximada de 5.4 acres cada uno, y cuya distancia entre pozo productor e inyector es de 332 ft aproximadamente, los pozos inyectan en los estratos inferiores de la zona B los cuales presentan una mayor saturación de aceite al final de la inyección cíclica de vapor. En la Figura 46 se presenta un esquema del arreglo de los pozos.

La simulación del proceso se establece por 13 años, controlada con una tasa máxima de producción de vapor de 50 BCWE y las condiciones de operación de inyección del vapor relacionadas en la Tabla 26. Estos parámetros fueron seleccionados en base al estudio de diversos modelos de simulación de yacimientos que aplican el método de recobro en cuestión.

Figura 46. Patrón de inyección continua de vapor



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Tabla 26. Condiciones de operación de inyección de vapor

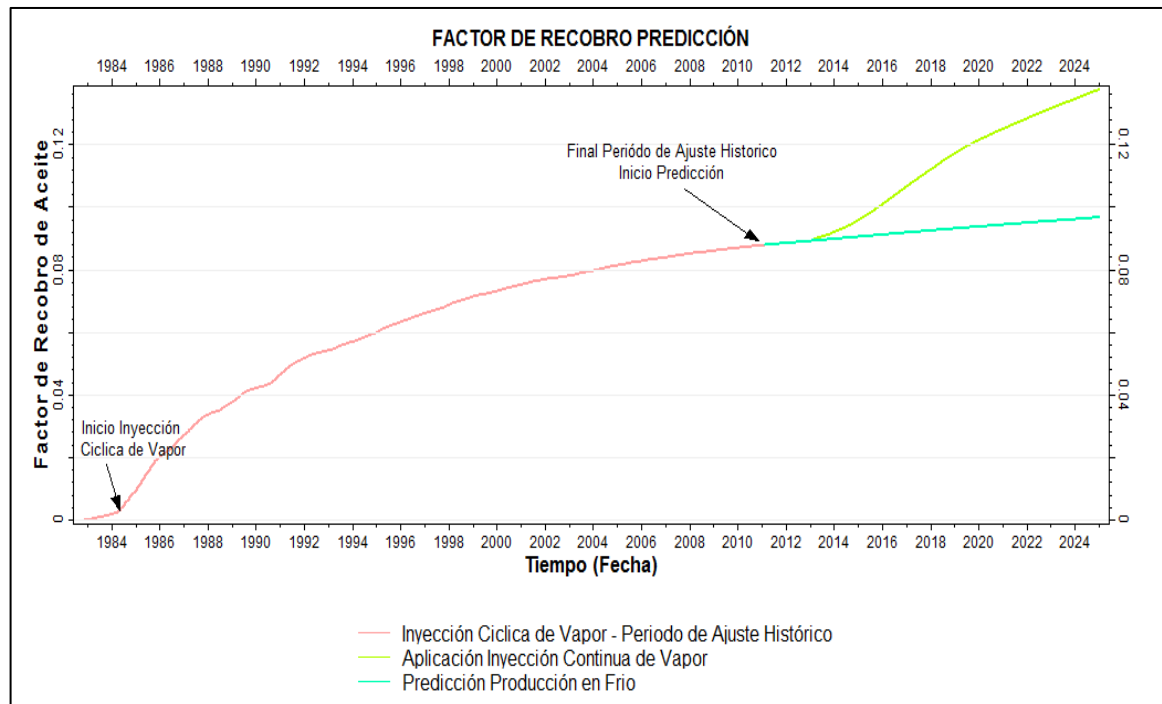
PARÁMETRO	VALOR
Tasa máxima de inyección de vapor, BCWE	700
Presión máxima de inyección, psia	700
Calidad del vapor, fracción	0.7
Temperatura del vapor, °F	502.6

Fuente: Autores

La respuesta del proceso de inyección continua de vapor a comparación de dejar el sector produciendo bajo su estado actual (sin emplear ciclos), mostrada en la

Figura 47, presenta un incremento del porcentaje de recuperación total alcanzado de 9.67% a 13.74%.

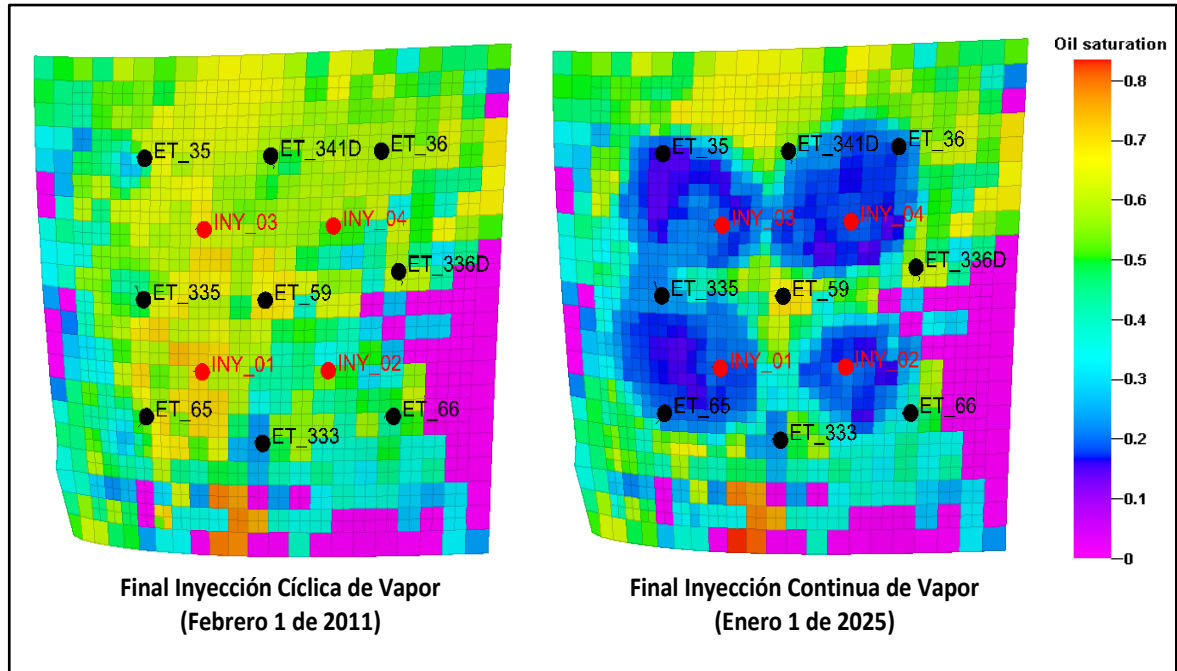
Figura 47. Factor de recobro total con inyección continua de vapor



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

La inyección continua de vapor consigue una mayor producción de aceite debido al proceso de desplazamiento que ejerce el vapor sobre los fluidos contenidos en la formación, logrando una disminución de la saturación de aceite residual como se muestra en las Figura 48.

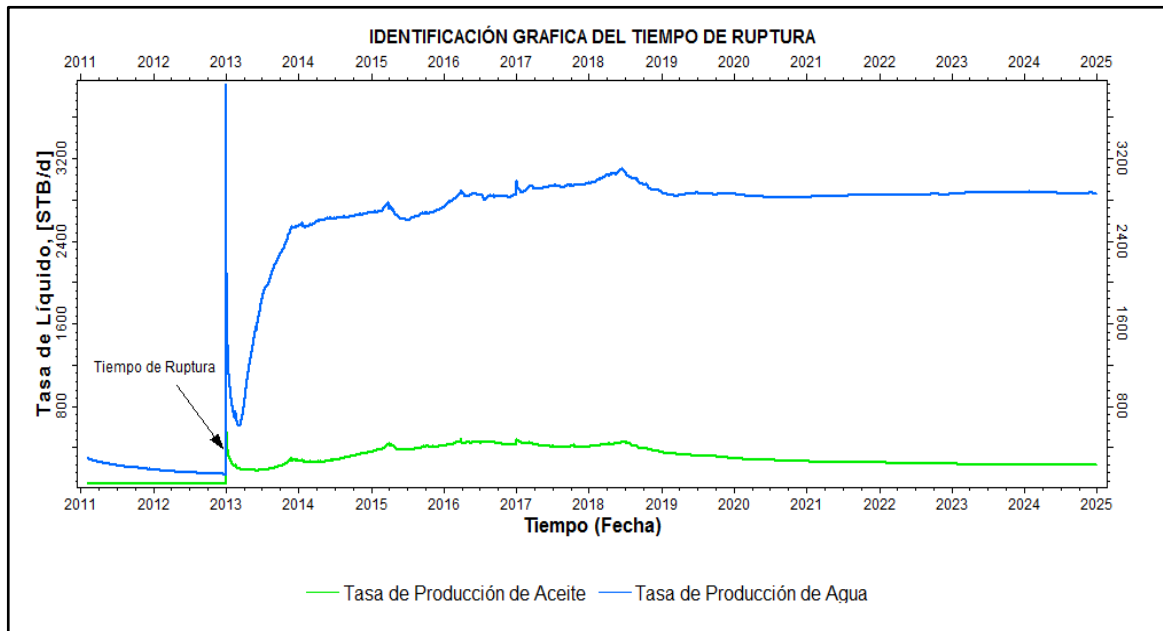
Figura 48. Comparación de la saturación de aceite residual después inyección continua de vapor



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Por otra parte, la eficiencia económica de un proceso de inyección continua de vapor depende del tiempo en el que se alcanza la máxima respuesta a la producción de aceite luego de la ruptura del vapor (tiempo de ruptura). Para el caso propuesto, este comportamiento se identifica con el incremento máximo de la tasa de aceite y agua en los pozos productores. En la Figura 49 se observa que el primero de Enero de 2013 (un año después de aplicado el método de recobro) se alcanza el tiempo de ruptura del vapor lo que indica un corto tiempo de pago del proyecto.

Figura 49. Tiempo de ruptura



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

6. VIABILIDAD TÉCNICA DEL SIMULADOR ECLIPSE™ THERMAL EN EL MODELADO DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

A través de la historia, varios simuladores térmicos se han desarrollado con el fin de modelar la inyección de vapor en yacimientos de aceite. Un objetivo común de los investigadores es desarrollar formulaciones y métodos de solución más eficientes, que representen un ahorro de tiempo y memoria de cómputo; es por esto que los simuladores difieren en suposiciones, aproximaciones numéricas, técnicas de solución, correlaciones empleadas para propiedades, etc., haciendo más difícil definir un único proceso de estudio de viabilidad técnica que permita establecer si el simulador es bueno o no para el modelado de este proceso de recobro.

En base a la recopilación de registros bibliográficos de los diferentes modelos desarrollados históricamente y a lo encontrado experimentalmente en el presente trabajo, se ha establecido un posible conjunto de parámetros que deben analizarse para evaluar la eficiencia de un simulador en el modelado de la inyección cíclica de vapor. Dentro de los cuales se incluye:

- Formulación de ecuaciones
- Datos requeridos
- Sensibilidad a los datos de entrada
- Reproducción de los fenómenos asociados al proceso a modelar
- Razones de balance de energía y materia
- Datos de eficiencia computacional
- Facilidad de implementación

Una vez desarrollada la optimización del ajuste histórico, se obtiene un modelo lo suficientemente representativo como para asegurar que cualquier solución fuera de lo esperado no sea producto de datos deficientes o fallas de construcción, sino a causa de falencias que pueda tener el simulador internamente.

No todos los parámetros citados anteriormente tienen rangos de valores o comportamientos característicos esperados, ya que cada simulador es dependiente de los adelantos computacionales existentes. En estos casos, el desempeño de ECLIPSE™ Thermal se analizará tomando como referencia al Simulador Comercial I, el cual a la fecha ha demostrado resultados confiables y una amplia aplicabilidad en la simulación numérica de la inyección cíclica de vapor.

6.1 FORMULACIÓN DE ECUACIONES

La inyección de vapor en un yacimiento de aceite es un proceso complejo que involucra flujo multifásico y flujo de calor simultáneamente con la existencia de transferencia de masa y calor en la interfase²⁹; por lo tanto, la inclusión de las formulaciones necesarias para representar adecuadamente estas variaciones puede considerarse como una medida de eficiencia para un simulador térmico.

ECLIPSE™ Thermal emplea tres ecuaciones de conservación para cada bloque en el modelo: una de materia para cada componente presente en el yacimiento,

²⁹ FERRER, J., FAROUQ ALI, S.M. A Three-phase, Two-Dimensional Compositional Thermal Simulator for Steam Injection Processes. En: The Journal of Canadian Petroleum. Enero-Marzo, 1977. p. 78-88

una de energía, y una de volumen que asegura que la sumatoria de las saturaciones en la celda sea la unidad.

Dentro del balance de energía se cuenta la transferencia de calor tanto por conducción como por convección dentro del yacimiento, además de las pérdidas de calor por conducción hacia los estratos adyacentes.

Para el caso de la conservación de masa, el simulador permite el modelamiento de un número ilimitado de componentes y trata el fenómeno de vaporización/condensación con una gran flexibilidad, permitiendo que cualquier componente se encuentre distribuido entre las fases líquida y gaseosa mediante la definición de coeficientes de equilibrio dependientes de temperatura y presión.

Las expresiones de conservación mencionadas anteriormente, generan un sistema de $N+3$ ecuaciones diferenciales no lineales (N ecuaciones de conservación de componentes hidrocarburos y una de agua, una ecuación de conservación de energía y un balance de volumen); las cuales deben ser resueltas en cada paso de tiempo para obtener los valores de presión, densidades molares de cada componente y el agua, y densidad de energía interna (variables primarias de solución). La solución de este sistema se realiza mediante un esquema totalmente implícito, en el que las ecuaciones de flujo se expanden como la sumatoria de cada término en el paso de tiempo actual, más una contribución debida al cambio de cada variable primaria de solución.

La comparación de la formulación de las ecuaciones constitutivas de ECLIPSE™ Thermal con las mejoras de modelos térmicos registrados a lo largo de la historia,

por autores como Coats³⁰, Weinstein³¹, Chu³² y Farouq Ali³³, permite concluir que el simulador incluye las principales consideraciones necesarias para representar de forma completa la inyección cíclica de vapor. Adicional a esto, muchos de los estudios realizados sobre modelos de simulación numérica, coinciden en que un esquema de solución totalmente implícito es el más adecuado, ya que a pesar de que el tiempo de cálculo por *grid block* por paso de tiempo incrementa rápidamente a medida que la formulación es más implícita, su implementación tiende a permitir pasos de tiempo mayores, lo que reduce el tiempo de computo empleado por la simulación³⁴.

6.2 DATOS REQUERIDOS

Los datos de entrada a un simulador dependen de su programación, ya que en muchas ocasiones se incluyen dentro del algoritmo valores o correlaciones por defecto para ciertas propiedades, permitiendo que el ingeniero de yacimientos acuda a ellos en caso de no contar con suficiente información del activo, y por lo tanto aumentando la aplicabilidad del simulador.

Como se comentó en el capítulo 4, el desarrollo del modelo en ECLIPSE™ Thermal requirió suposiciones para los calores específicos y las viscosidades en fase gaseosa de cada componente hidrocarburo; empero, estas mismas suposiciones no fueron necesarias en el Simulador Comercial I, el cual cuenta con

³⁰ CROOKSTON, R.B.; CULLHAM W.H y CHEN W.H. A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes. En: Society of Petroleum Engineers journal [SPE 6724]. Febrero, 1979. p. 38-44

³¹WEINSTEIN, H.G. et al. Numerical Model for Thermal Processes. En: Society of Petroleum Engineers journal [SPE 4759]. Febrero, 1977. p. 65-78

³² COATS, K.H.; CHU, C. y MARCUM, B.E. Three Dimensional Simulation of Steam-flooding. En: Society of Petroleum Engineers journal. Diciembre, 1974.

³³ FERRER, J., FAROUQ ALI, S.M. Op. cit., p. 79-81

³⁴ FANCHI, John R. Simulator Solution Procedures. En: Applied Reservoir Simulation. 2 ed. USA: Elsevier, 2001. p. 146-155

valores por defecto para estas propiedades. Ya que los valores encontrados en la práctica para calores específicos y viscosidades de fase gas no varían mucho de un caso a otro, la falta de un valor por defecto en ECLIPSE™ Thermal se convierte en una falencia que dificulta su aplicación.

6.3 SENSIBILIDAD A LOS DATOS DE ENTRADA

La selección de la mejor opción para un plan de administración de yacimiento es una de las principales motivaciones para llevar a cabo un estudio de simulación y generalmente surge de un estudio de sensibilidad para evaluar rangos de comportamiento resultantes a diferentes valores de parámetros operativos o claves del yacimiento. Como consecuencia, la habilidad de un simulador para resolver un amplio rango de problemas físicamente distintos es de fundamental importancia y depende tanto del código computacional, como de la técnica de formulación.

Desde luego no todas las variaciones a los datos de entrada resultarán en cambios de los resultados, pero si incluso los cambios más extremos arrojan comportamientos iguales, debería concluirse que el simulador está funcionando de forma errónea.

Como pudo verse con el proceso de ajuste histórico explicado en el capítulo 5, ECLIPSE™ Thermal presenta una sensibilidad coherente con los cambios propuestos a los datos de entrada evaluados, posibilitando la optimización del modelo.

6.4 REPRODUCCIÓN DE LOS FENÓMENOS ASOCIADOS AL PROCESO A MODELAR

La representación de un proceso de recobro como la inyección cíclica de vapor presenta comportamientos característicos que deberían ser aproximados de forma adecuada por el simulador, siendo los más importantes los enunciados a continuación.

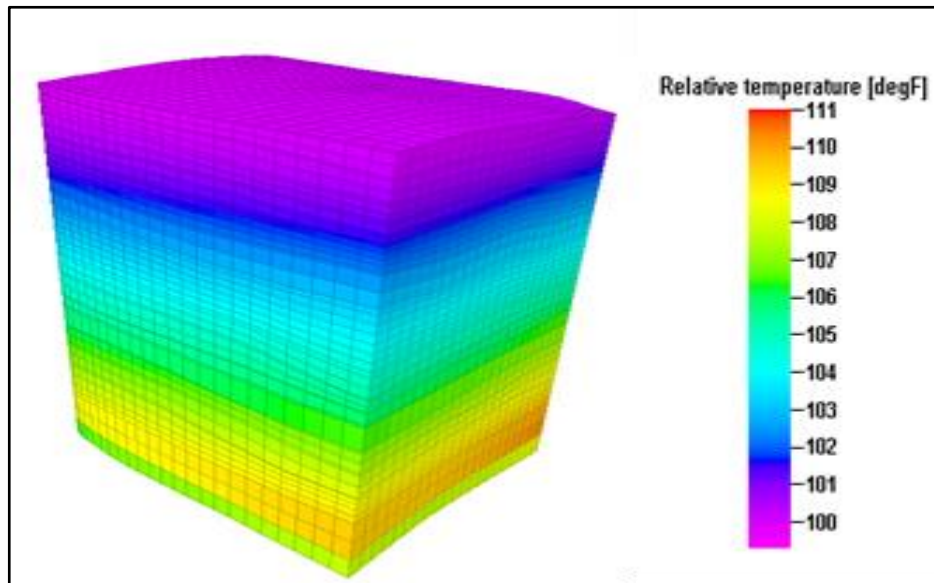
6.4.1 Pérdidas de calor hacia los estratos adyacentes. La pérdida de energía como consecuencia de la conducción de calor hacia los estratos adyacentes, es contada en ECLIPSE™ Thermal como parte de la ecuación de conservación de energía.

En función de este fenómeno, las temperaturas calculadas de la zona media deberían exhibir valores más altos que cualquiera de las capas de tope y base³⁵. La variación de la temperatura calculada por ECLIPSE™ Thermal se analiza en la Figura 50 para la última fecha simulada dentro de la etapa de ajuste histórico (Febrero 1 de 2011).

La fortaleza del simulador en relación a los cálculos de pérdidas de calor debe analizarse mediante ejecuciones de sensibilidad a las principales variables de este fenómeno, esto es, la conductividad térmica y capacidad calorífica asumidas para las formaciones adyacentes; y visualizar la coherencia que se tiene con los cambios.

³⁵ CROOKSTON, R.B.; CULLHAM W.H y CHEN W.H. Op. cit., 44 p.

Figura 50. Distribución de Temperaturas



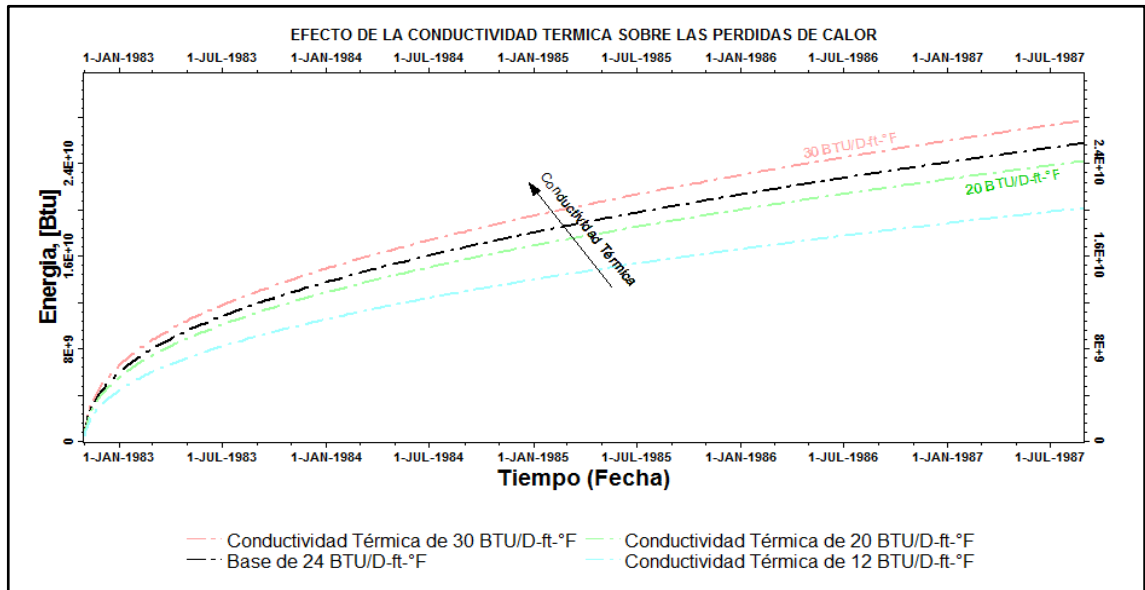
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Analizando el valor de conductividad térmica y capacidad calorífica asignados de 24 BTU/D-ft-°F y 35 BTU/ft³-°F, se concluye que la roca fue asumida como una arcilla saturada 100% con agua³⁶.

Para las variaciones de estos valores se toman rangos entre 14.5 y 36 BTU/D-ft-°F para la conductividad térmica y entre 27 y 40 BTU/ft³-°F para la capacidad calorífica. Los valores por debajo de los base corresponden a las variaciones en saturación que podría tener la arcilla circundante, de 100% agua a roca seca, respectivamente; mientras que valores mayores a los base cuentan la posibilidad de que los estratos adyacentes correspondan a una arenisca arcillosa cuya conductividad térmica y capacidad calorífica son en su orden, 36 BTU/D-ft-°F y 40 BTU/ft³-°F. Los resultados encontrados se ilustran en la Figuras 51 y 52.

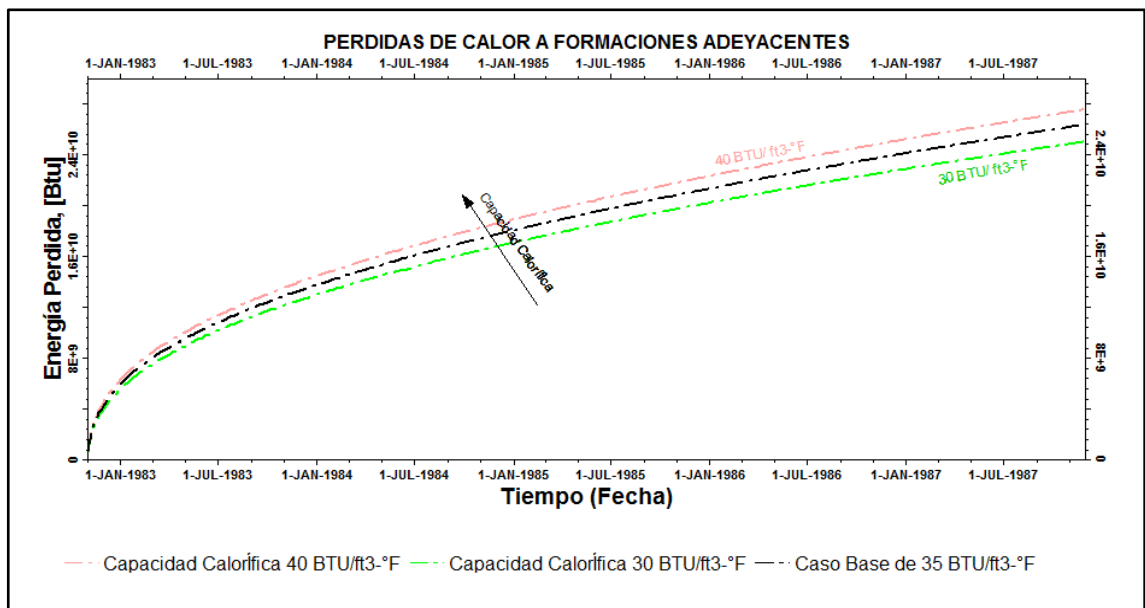
³⁶ GOMEZ PRADA, Luis Gonzalo. Op. Cit., 50 p.

Figura 51. Efecto de la Conductividad Térmica sobre las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

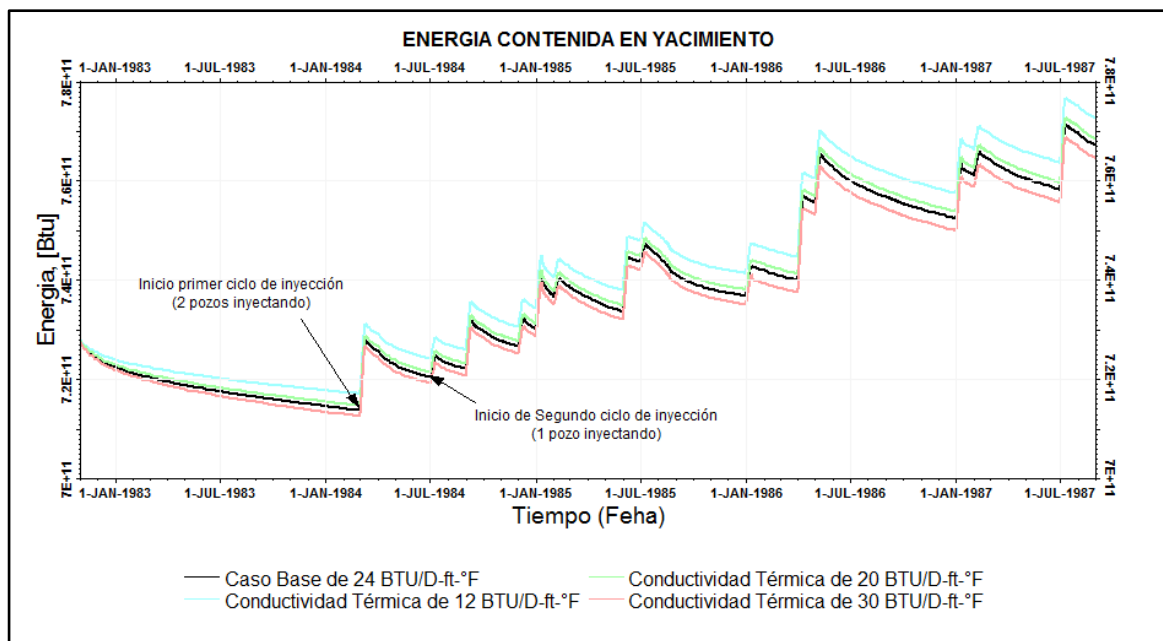
Figura 52. Efecto de la Capacidad Calorífica sobre las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Para conductividades térmicas mayores, el calor fluirá más fácilmente en los estratos adyacentes favoreciendo las pérdidas de la energía inyectada hacia las formaciones circundantes. Así mismo, una mayor capacidad calorífica indica que los estratos adyacentes pueden albergar mayor cantidad de energía como resultado a un mismo diferencial de temperatura. Los aumentos de pérdidas de calor hacia los estratos adyacentes se traducen en una menor cantidad de energía inyectada transferida a la formación productora (disminución de la eficiencia térmica del proceso), como puede verse en la Figura 53.

Figura 53. Efecto de la Conductividad Térmica sobre la energía en yacimiento

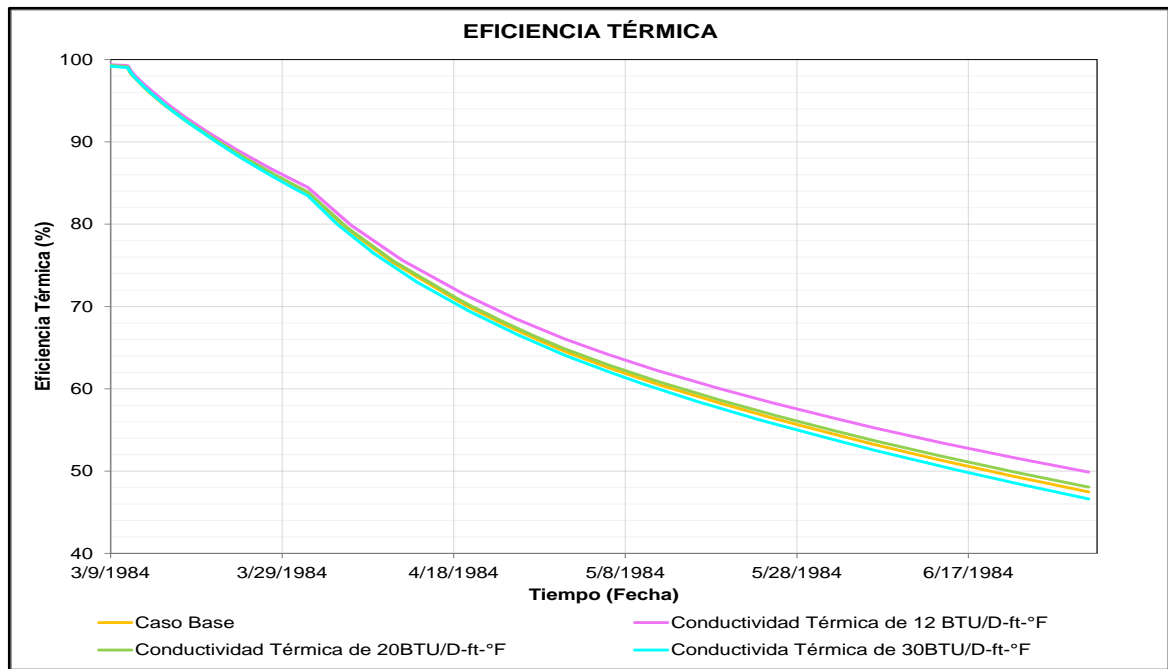


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

Ya que la energía de yacimiento es la suma de la energía contenida en cada una de las fases presentes en la formación productora (roca, aceite, agua, gas), la disminución de la eficiencia térmica hace que la temperatura del aceite alcanzada por la inyección sea menor, generando una menor disminución en la viscosidad

del aceite y por lo tanto dificultando su recobro. La variación de la eficiencia térmica para el primer ciclo de inyección en el sector, por efecto de la conductividad térmica de las rocas adyacentes puede verse en la Figura 54.

Figura 54. Efecto de la Conductividad Térmica sobre la energía en yacimiento



Fuente: Autores

El análisis anterior muestra que ECLIPSE™ Thermal presenta respuestas coherentes a los cambios propuestos, además de permitir la salida de vectores solución como la energía total de yacimiento, energía en cada fase en yacimiento, pérdidas de energía a las formaciones adyacentes y las energías de producción e inyección, facilitando la evaluación de la eficiencia térmica.

6.4.2 Pérdidas de calor por intercalaciones de arcilla. La energía que permanece en yacimiento tras la inyección de vapor en un ciclo, depende de las pérdidas hacia las formaciones adyacentes y de las pérdidas de energía en los fluidos producidos. A su vez, no toda la energía contenida en el yacimiento es empleada en calentar los fluidos, pues parte de ella es almacenada en la matriz rocosa.

En muchas ocasiones se encuentran presentes en el yacimiento intercalaciones de arcilla caracterizadas por altas capacidades caloríficas y conductividades térmicas, propiedades que hacen que gran parte del calor inyectado se almacene en las mismas. Como generalmente este tipo de roca no contiene aceite, su calentamiento en función de la inyección es considerada una pérdida de energía ya que menos calor sería invertido en calentar el aceite; es por ello que la habilidad de un simulador para contar la presencia de este tipo de intercalaciones evita sobreestimar la efectividad de la inyección.

En ECLIPSE™ Thermal la entalpia por unidad de volumen de roca en cada celda está dada por la siguiente expresión.

$$H_r = C_{ro}(T - T_{ref}) + \frac{C_{r1}(T - T_{ref})^2}{2}$$

Dónde:

C_{ro} Capacidad calorífica volumétrica de la roca de yacimiento, (BTU/ft³°F)

C_{r1} Coeficiente dependiente de la temperatura, (BTU/ft³°F²)

T_{ref} Temperatura de referencia, °R

Así mismo, la conductividad térmica de una celda se calcula como la ponderación por porosidad de las conductividades térmicas de la roca y las fases que esta contiene.

$$THCAVE = \phi \frac{(THCOIL + THCGAS + THCWATER + THCSOLID)}{NPHAS} + (1 - \phi)THCROCK$$

Donde THCOIL, THCGAS, THCWATER, THCSOLID, THCROCK, son las conductividades térmicas del aceite, gas, agua, sólido y roca, respectivamente.

Como puede verse, el simulador asume la presencia de un único tipo de roca en la formación, es decir, no existe la posibilidad de ingresar de forma directa las propiedades de capacidad calorífica y conductividad térmica para la arcilla (la cuales deberían contabilizarse en base al NTG en cada bloque). Aunque en muchas ocasiones este déficit puede no ser importante, en el modelado de formaciones altamente heterogéneas podría resultar en el cálculo de temperaturas de aceite calentado mayores a las verdaderas.

6.4.3 Permeabilidades relativas dependientes de temperatura. El aumento de temperatura en la formación genera el descenso de la saturación residual de aceite y el aumento de saturación irreducible de agua³⁷. Es decir, el aceite se hace más móvil incluso si no se considera el descenso de viscosidad.

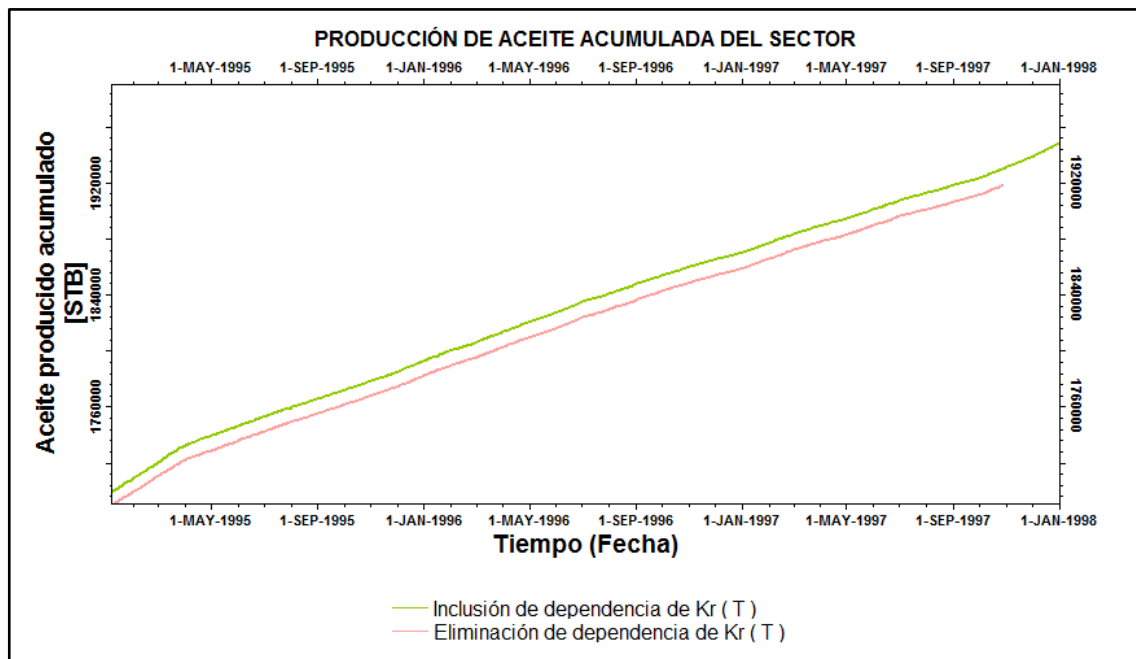
Estas variaciones en movilidad son responsables de parte de la producción de un yacimiento, entendiéndose que la dependencia de la permeabilidad relativa en

³⁷ FAROUQ ALI, S.M; JONES, J.A. y MERDAU R.F. Op. Cit., p. 4-2.

temperatura afecta considerablemente el recobro de aceite alcanzado por la inyección de vapor y debería ser incluido en la formulación de los simuladores térmicos.

Efectivamente ECLISE Thermal cuenta esta variación, pudiéndose observar un descenso en producción de aceite al eliminar esta dependencia en el modelo construido, como se muestra en la Figura 55.

Figura 55. Variación del factor de recobro por la inclusión de permeabilidades relativas en función de temperatura



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

6.4.4 Representatividad de radio calentado en cercanías al pozo. Durante el tiempo en que el vapor está siendo inyectado, la temperatura en el punto de

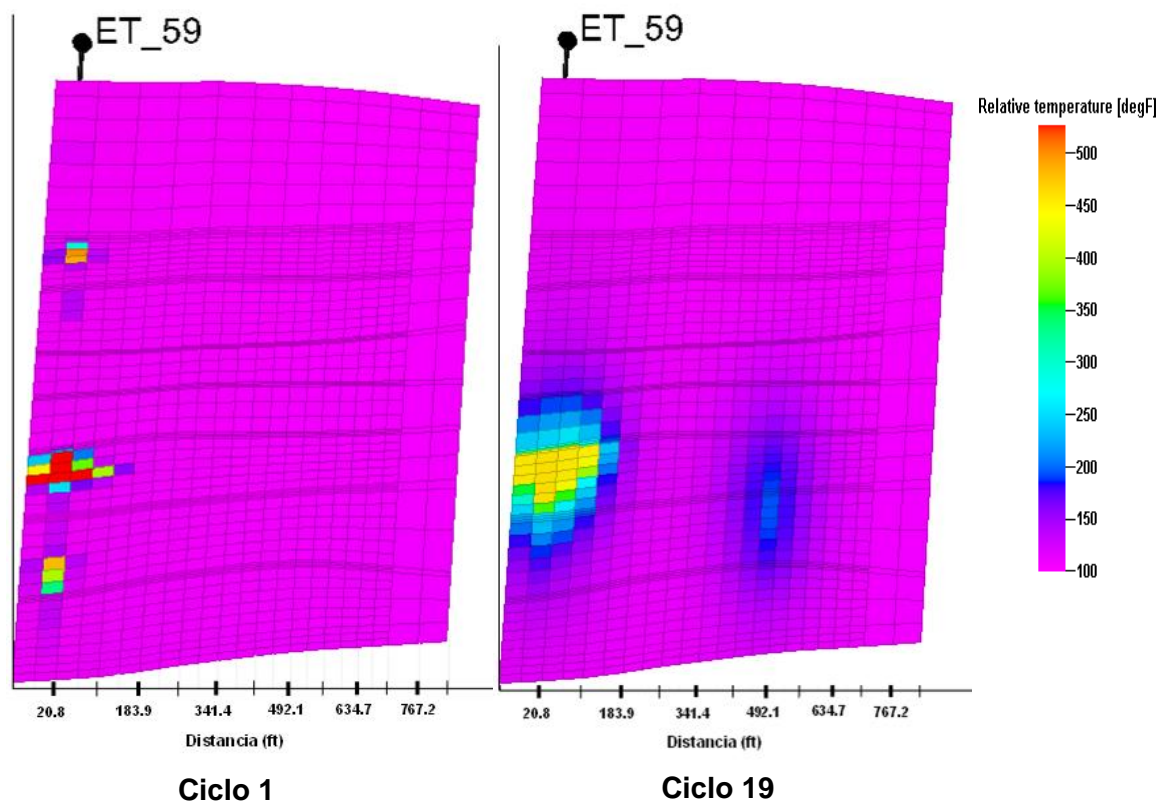
inyección es igual a la temperatura del fluido; sin embargo, al alejarse de este punto la temperatura disminuye alcanzando eventualmente la temperatura de yacimiento, a la distancia comprendida entre el pozo y el punto no afectado se le denomina radio calentado. La eficacia del simulador para calcular este parámetro de forma acertada afecta directamente las tasas de producción e inyectividad del vapor en ciclos posteriores, por lo cual debe analizarse de forma detallada.

Para evaluar los reportes entregados por ECLIPSE™ Thermal se hace uso de un cálculo analítico del radio correspondiente al volumen de arena calentado en condiciones ideales (Tasa de inyección constante, sin segregación gravitacional del vapor, espesor uniforme, inyección sobre todo el espesor y arenas homogéneas), que se extiende desde el punto de inyección hasta el punto donde la temperatura cae abruptamente a la temperatura de yacimiento. Bajo este concepto, para el primer ciclo del pozo ET_59 con una presión de inyección de 2000 psi y calidad de 0.7 en fondo, se tiene un radio calentado analítico de 68.3 ft, empero, el vapor no ingresa a la formación de forma ideal, observándose canalización en algunos estratos de mayor movilidad total, como puede verse en la Figura 56. Un cálculo aproximado del radio en este estrato de inyección preferente corresponde a 418 ft, que se asemeja más a lo encontrado por el simulador.

Así mismo, a medida que más volumen de vapor es inyectado (más ciclos) el incremento de temperatura debería observarse sobre un radio mayor, pues aunque la dirección de flujo de los fluidos alterna durante un ciclo, el flujo de calor conductivo continúa hacia afuera de la zona de vapor gobernado por un gradiente de temperatura.

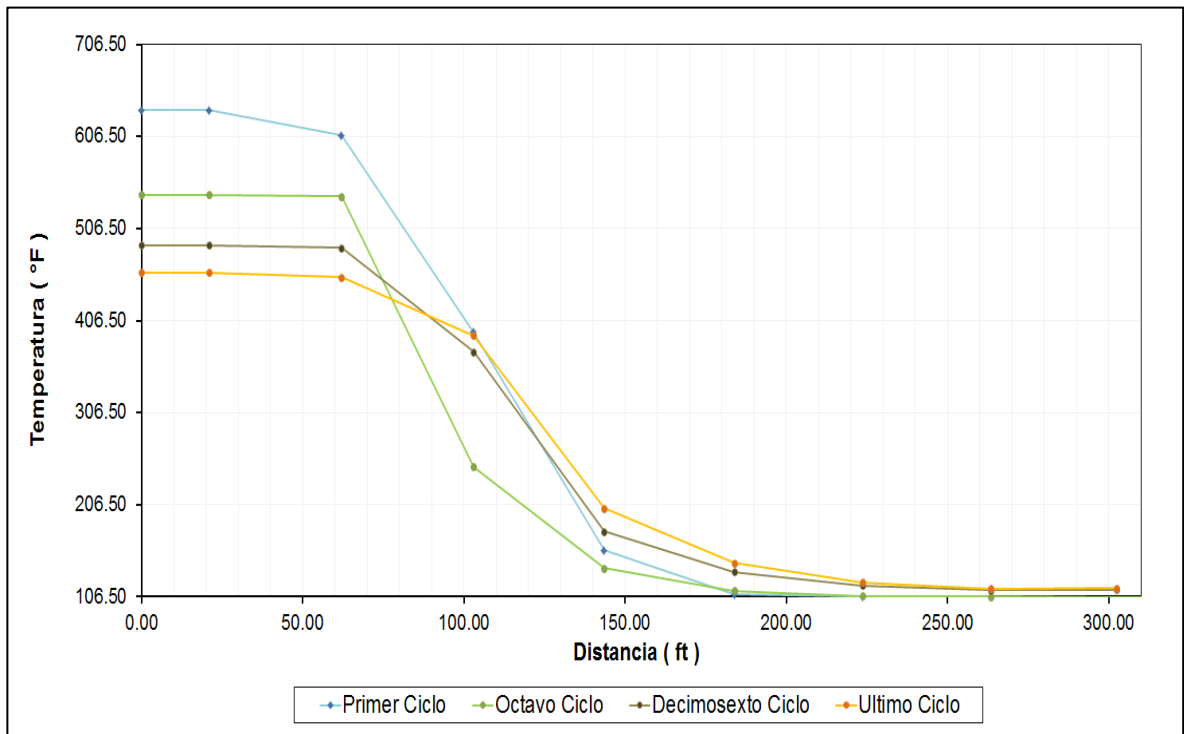
Este comportamiento es representado de forma correcta por ECLIPSE™ Thermal como se muestra en la Figura 56 y en los perfiles de temperatura correspondientes al estrato de mayor inyección mostrados en la Figura 57.

Figura 56. Temperatura de yacimiento primer y último ciclo Pozo ET_59



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

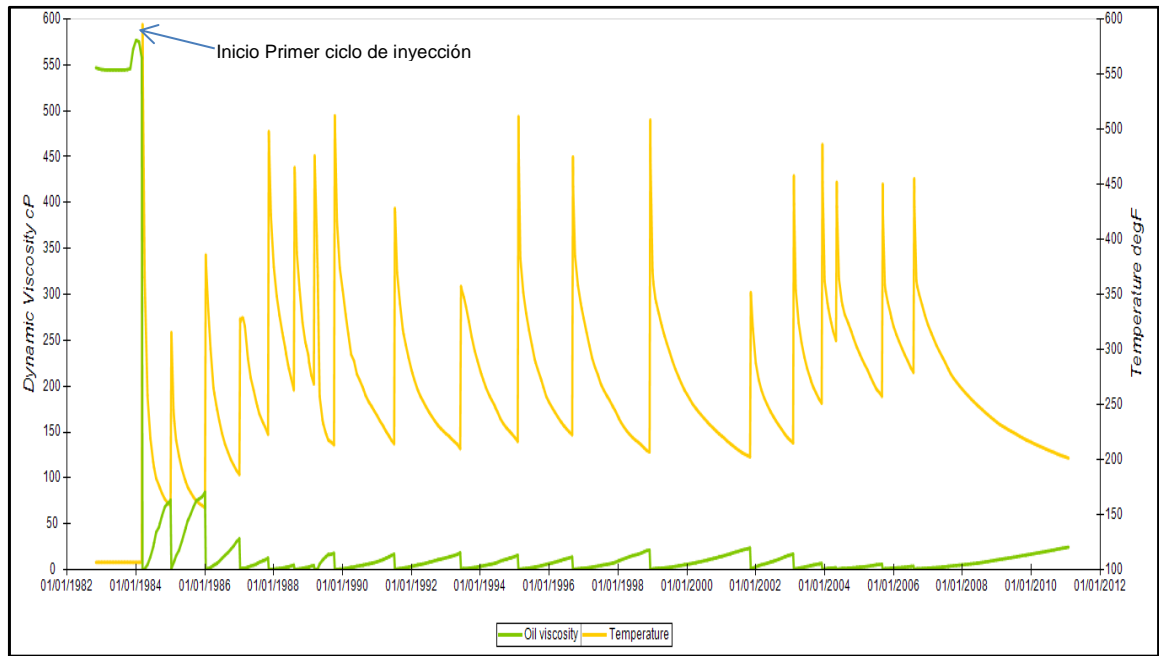
Figura 57. Temperatura de yacimiento primer y último ciclo Pozo ET_59



Fuente: Autores

6.4.5 Disminución de viscosidad. Durante los períodos de inyección y remojo el calor es transferido a los fluidos de yacimiento creando un efecto de disminución de la viscosidad, este es el principio base del recobro térmico y debería ser simulado de forma casi exacta. Ya que la viscosidad del aceite es la más afectada por el aumento de temperatura, se presenta su comportamiento en el tiempo para el bloque de mayor inyección en el pozo ET_59, su variación en ECLIPSE™ Thermal corresponde efectivamente con la fluctuación en temperatura (Figura 58).

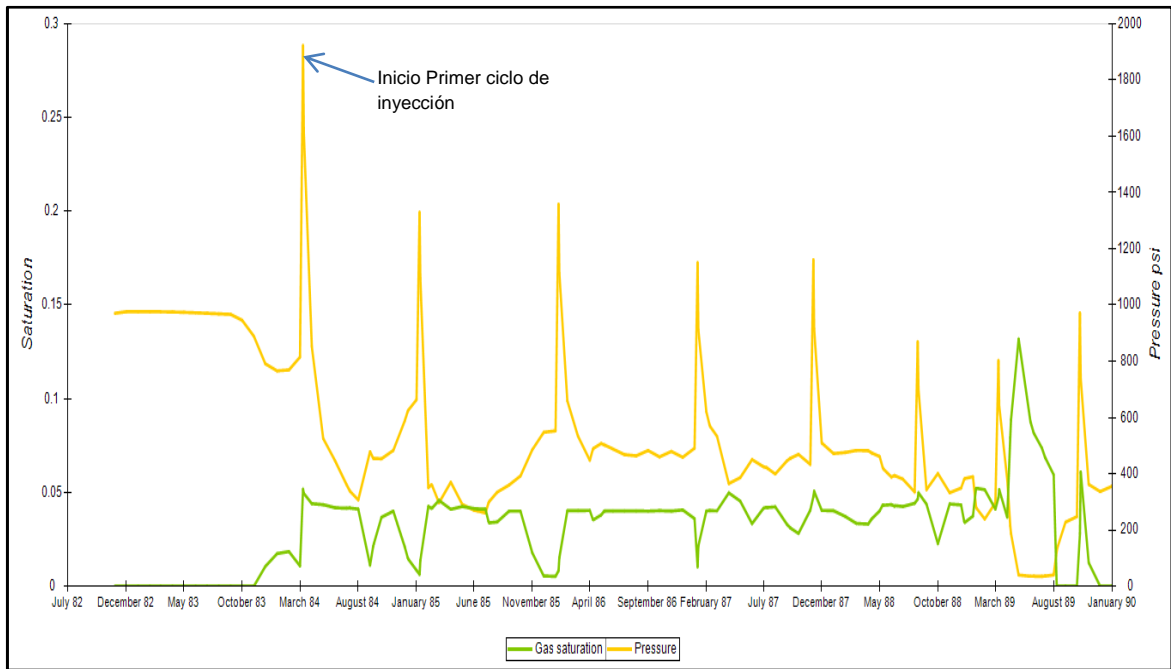
Figura 58. Variación reportada de viscosidad



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

6.4.6 Condensación del gas libre por presurización de la arena. El gas libre forzado a entrar en solución durante la inyección de vapor por el aumento en la presión puede jugar un papel importante en la expulsión del aceite, la representatividad sobre este fenómeno puede verse con la variación en saturación de gas por la presión en la cara del pozo ET_59, presentando descensos de saturación de gas cuando la presión aumente, como se ve en la Figura 59.

Figura 59. Variación reportada de saturación de gas en la cara del pozo



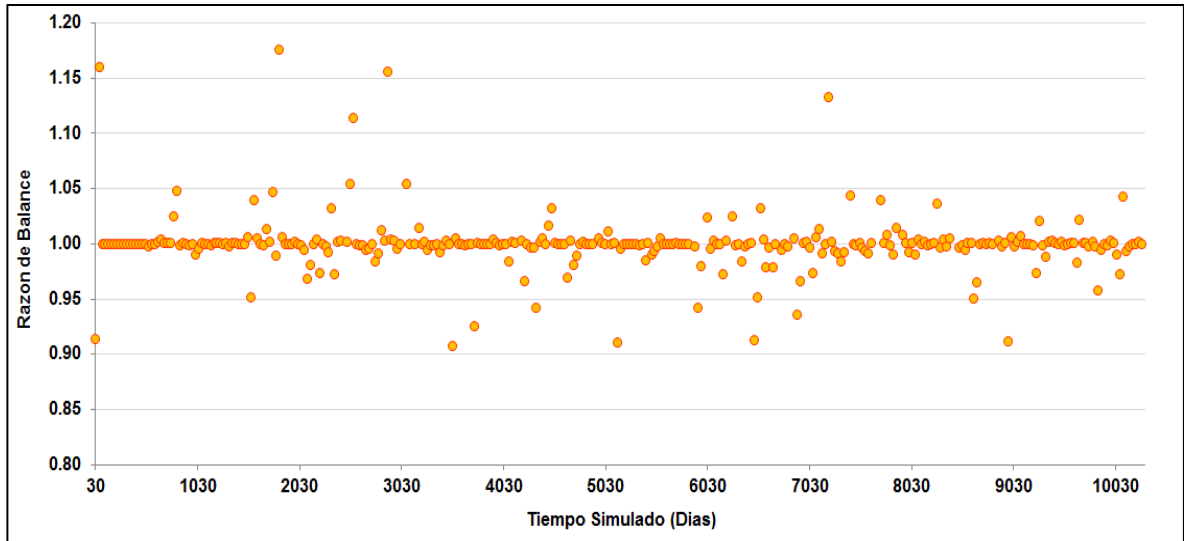
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

6.5 RAZÓN DE BALANCE

Definida como $[Acumulación / (Entrada - Salida + Generación)]$, la diferencia entre esta razón y 1 (correspondiente al balance perfecto) refleja la exactitud de la técnica de solución empleada por un simulador térmico³⁸. Mediante gráficas de dispersión como la mostrada para la razón de balance energía en la Figura 60, se puede determinar que ECLIPSE™ Thermal mantiene relaciones de uno para la mayoría de los pasos de tiempo, con promedios de 1.0098 para el componente “aceite muerto”, 1.0045 para el componente “gas en solución”, 1.0056 para el agua y 1.0142 para la energía, demostrando la robustez de su método de solución.

³⁸ CROOKSTON, H.B; CULHAM, W.E y CHEN, W.H. Op. cit., 48 p.

Figura 60. Razón de balance de energía



Fuente: Autores

6.6 DATOS DE EFICIENCIA COMPUTACIONAL³⁹

Los datos de eficiencia computacional son indicadores de la rapidez de solución que presenta un simulador, dependen en gran medida del método de solución y el algoritmo de programación empleados; por lo cual son muy considerados al momento de seleccionar entre varias opciones de *software*. Para examinar la estabilidad y eficiencia computacional de ECLIPSE™ Thermal se realiza una comparación con los resultados obtenidos en el Simulador Comercial I para el mismo modelo, diferenciando tres principales aspectos de evaluación.

6.6.1 Tiempo de cómputo promedio. Son los segundos de ejecución requeridos por cada celda del modelo en un paso de tiempo para converger a una solución dentro de una tolerancia específica.

³⁹ Ibid., p. 48-52

6.6.2 Número promedio de iteraciones por paso de tiempo. Es el número de veces que debe repetirse la solución al sistema de ecuaciones no lineales (resultantes de los balances de materia y energía), antes de alcanzar la convergencia. Para el caso de ECLIPSE™ Thermal, a estas repeticiones se le llama iteraciones de Newton, por ser el método de solución empleado.

6.6.3 Tamaño de paso de tiempo promedio. Generalmente cuando la convergencia no es alcanzada dentro de un paso de tiempo* y se han realizado el máximo número de iteraciones de Newton permisibles, el simulador disminuye el tamaño de paso de tiempo para no abarcar cambios tan grandes de las variables solución e intentar alcanzar la convergencia. Ya que el tiempo requerido por una simulación es el producto del número de pasos de tiempo y el tiempo de cómputo invertido en cada uno de ellos, la disminución del tamaño de tiempo generalmente resulta en ejecuciones más largas.

En ECLIPSE™ Thermal los pasos de tiempo son escogidos automáticamente para limitar los cambios máximos de temperatura a 10°R, los de energía a 350 BTU/ft³, los de presión a 1.4 psi y los de saturación de cada fase a 0.3, en cada iteración. Este último criterio de selección de paso de tiempo puede modificarse en casos cerca al estado crítico en que se alcanzan cambios muy pequeños en composición. Así mismo el máximo número de iteraciones no lineales permitidas en un paso de tiempo se limita a 15. Bajo estos criterios los valores alcanzados para los datos de eficiencia computacional en ECLIPSE™ Thermal a comparación del Simulador Comercial I se resumen en la Tabla 27.

* Cada una de las divisiones del tiempo simulado, en el cual el sistema de ecuaciones lineales debe ser resuelto para determinar las variables solución primarias.

Tabla 27. Eficiencia computacional de ECLIPSE™ Thermal

Dato de eficiencia computacional	ECLIPSE™ Thermal*	Simulador Comercial I**
Tiempo de computo promedio (seg/celda/paso)	15.63	25.34
Tamaño de paso de tiempo promedio (días)	0.77	2.67
Numero promedio de iteraciones por paso de tiempo	6	4
Pasos de tiempo requeridos para alcanzar el 1 de Febrero de 2011	13366	3861
Tiempo de cómputo total para alcanzar el 1 de Febrero de 2011 (horas)	58.05	27.18
Memoria de almacenamiento (GB)	20.20	39.20

Fuente: Autores

ECLIPSE™ Thermal debe realizar más iteraciones de Newton por paso de tiempo, además de emplear longitudes de paso de tiempo menores, esto permite establecer la presencia de problemas de convergencia dentro de la ejecución. Si bien estos resultados podrían atribuirse a un método de solución deficiente; las diferencias en comportamiento entre los dos simuladores en la tabla son influenciadas por las bajas tolerancias establecidas por defecto para el cambio máximo de las variables solución en una iteración en ECLIPSE™ Thermal, mismas variables que en el caso del Simulador Comercial I presentan valores más altos (9°F, 7.2519 psi y 0.2 de saturación).

* Estos resultados han sido obtenidos empleando un computador con procesador Intel® Core™i7 de 8GB de RAM

** Estos resultados han sido obtenidos empleando un computador con procesador Intel® Core™Duo de 4GB de RAM

Debe notarse que si bien los problemas de convergencia generan mayores tiempos de computo no son una medida de la exactitud del simulador ya que este no avanza al siguiente paso de tiempo sin alcanzar la correcta solución del sistema de ecuaciones.

6.6.4 Facilidad de implementación. Este último aspecto de evaluación es bastante relativo, ya que todo simulador tiene un principio numérico complejo que dificulta su uso. Con el tiempo se han desarrollado herramientas para hacer de la simulación un proceso menos arduo, en este aspecto ECLIPSE™ Thermal presenta ventajas que facilitan su implementación y han sido de gran utilidad en el desarrollo de este proyecto.

En procesos de ajuste histórico es necesario realizar un gran número de pruebas para determinar la mejor, sin embargo no todas requieren iniciar la simulación desde el primer paso de tiempo, aspecto que ECLIPSE™ Thermal maneja con la inclusión de la opción RESTART. Esta opción faculta la inicialización a partir de reportes de una corrida previa, evitando tener que esperar a que la simulación avance hasta el tiempo de la mejora.

Otro aspecto importante encontrado durante el uso de este simulador, es la cantidad de vectores de salida permitidos y su fácil inclusión en la simulación, dentro de estos se encuentran variables como energías en fase por tiempo, temperaturas de fondo de pozo, fracciones molares de las corrientes de producción y otros que potencializan el análisis de resultados.

Mediante la evaluación de los parámetros descritos en este capítulo se permite recopilar el análisis de ECLIPSE™ Thermal en un conjunto de fortalezas y debilidades presentadas por este simulador en el modelado de una inyección cíclica de vapor como se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28. Fortalezas y debilidades de ECLIPSE™ Thermal

FORTALEZAS	DEBILIDADES
Método de solución incondicionalmente estable	Falta de valores por defecto para algunas propiedades térmicas
Reproducción correcta de los fenómenos asociados a la inyección cíclica de vapor	No se cuenta con una formulación directa para incluir efectos por intercalaciones de arcilla imposibilitando el análisis de sensibilidad a las propiedades y cantidades de este material
Menos parámetros de ajuste requeridos	Baja eficiencia computacional
Inclusión de una gran variedad de vectores salida de fácil implementación	Las conexiones con estratos adyacentes no son heredadas por las celdas dentro de un refinamiento local
Facilidad de manipulación de criterios de convergencia	Criterios de convergencia por defecto muy pequeños que aumentan tiempos de computo

Fuente: Autores

CONCLUSIONES

Un simulador es un algoritmo computacional empleado para resolver ecuaciones diferenciales no lineales que modelan el flujo de fluidos y/o energía en medios porosos, por lo que su eficiencia no debería medirse por la interfaz gráfica empleada para el ingreso de datos sino por su exactitud y precisión en la reproducción del comportamiento real.

La selección de las diversas opciones para el cálculo de propiedades que proporciona un simulador de yacimientos, dependerá del tipo, calidad y cantidad de datos disponibles.

La aplicación de dos parámetros menos en ECLIPSE™ Thermal para lograr aproximaciones similares al Simulador Comercial I bajo un mismo conjunto de datos, demuestra que los parámetros de mayor influencia empleados en un simulador para alcanzar un ajuste histórico varían según la robustez de su formulación.

La eficiencia computacional de ECLIPSE™ Thermal tiene implicación directa sobre el tiempo requerido para el desarrollo de un estudio con este simulador, más no es un indicador de la exactitud de sus resultados dado que este no avanza al siguiente paso de tiempo sin alcanzar la correcta solución del sistema de ecuaciones.

El simulador ECLIPSE™ Thermal es viable técnicamente para su uso en el modelado de la inyección cíclica de vapor ya que incluye un método de solución incondicionalmente estable, demuestra sensibilidad coherente a la variación en los datos de entrada y reproduce de forma adecuada los fenómenos asociados al proceso.

Aunque la interfaz gráfica para el ingreso de los datos de forma más interactiva no condiciona la respuesta obtenida por un simulador, si es de gran importancia para su conocimiento comercial.

RECOMENDACIONES

Como alternativa al modelado de las intercalaciones de arcilla en el yacimiento los valores de capacidad calorífica y conductividad térmica ingresados para la roca en ECLIPSE™ Thermal, podrían corresponder a una matriz de valores ponderados por relación Net-to-gross de estas propiedades en la roca y la arcilla, evitando sobreestimar el aumento de temperatura del aceite, como resultado de la inyección de vapor. Sin embargo resulta conveniente para el simulador que se incluyan términos dentro de su formulación que permitan modelar directamente este fenómeno.

La inclusión de valores por defecto para definir el calor específico y calor de vaporización de los componentes y la viscosidad de la fase gaseosa, facilitaría la aplicación de ECLIPSE™ Thermal principalmente en proyectos de simulación conceptual.

Se sugiere para futuros estudios de simulación con ECLIPSE™ Thermal evitar la activación de archivos de salida formateados puesto que este tipo de archivos requieren más memoria de almacenamiento.

Se aconseja implementar un método de inyección continua de vapor posterior al período simulado en este proyecto, debido a que su aplicación aumenta el factor de recobro de aceite en un 4% a comparación de continuar con una producción en frío.

BIBLIOGRAFÍA

ABAD, Boris. Recuperación terciaria. XI Seminario de Ingeniería de Petróleos. [s.l.]: [s.n.], 1979. 44 p.

BOBERG, Thomas C. Thermal methods of oil recovery. (Exxon Monograph). Canadá: John Wiley & Sons, 1998. 5 p.

BOTON, LILIANA. PACHECO, ERIKA. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2007. p. 37.

CARLSON, Mike. Practical reservoir simulation. Tulsa: PenWell Corporation, 2003. 421 p.

COATS, K.H. In-Situ Combustion Model. En: Society of Petroleum Engineers Journal, 1980.

COATS, K.H., CHU, C. y MARCUM, B.E. Three Dimensional Simulation of Steam-flooding. En: Society of Petroleum Engineers journal. Diciembre, 1974.

CROOKSTON, R.B.; CULLHAM W.H y CHEN W.H. A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes. En: Society of Petroleum Engineers journal [SPE 6724]. Febrero, 1979.

FANCHI, John R. Applied Reservoir Simulation. Segunda edición. USA: Elsevier, 2001.

FAROUQ ALI, S.M; JONES, J.A. y MERDAU R.F. Practical heavy oil recovery. Canadá: Universidad de Alberta, 1997. p. 4-2.

FAROUQ ALÍ, S. M. y THOMAS, S. The promise and problems of Enhanced Oil Recovery methods. En: JCPT. Septiembre, 1996. vol. 35. no. 7.

FAROUQ ALI, S.M. Current Status of Steam Injection as a Heavy Oil Recovery Method. En: 24th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM, Edmonton (Mayo de 1974: Edmonton). Pennsylvania: University Park, 1974. 65 p.

FERRER, J., FAROUQ ALI, S.M. A Three-phase, Two-Dimensional Compositional Thermal Simulator for Stem Injection Processes. En: The Journal of Canadian Petroleum. Enero-Marzo, 1977. p. 78-88

FERRER, J. *et. al.* Development and application of steam injection simulators in Venezuela. En: Petroleum Society of CIM. [SPE 803109]. Mayo, 1977.

FRANCO JEREZ, Francy Milena; PALLARES LEÓN, Emiro. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano". Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2003.

GÓMEZ PRADA, Luis G. Recuperación mejorada de hidrocarburos [Inyección cíclica y continua de vapor]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Petróleos, 1989. 56 p.

GONZALES BARRIOS, Andrés Ricardo y PINILLA TORRES, Jaime Miguel. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación campo Teca. Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físicoquímica, 2009. p. 59-67.

J.J. Thermal recovery methods. [s.l.]: [s.n.],1979

MANNUCCI, Jesús. Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones petroleras. Fundación laboratorio de servicios técnicos petroleros. Tomo 1. Maracaibo: [s.n.],1990. 7-1 p.

MATTAX, Calvin C. DALTON, Robert L. Reservoir Simulation. United States of America: Society Petroleum Engineers Inc, 1990. 13 vol. p. 113-123.

MAYA, Gustavo, CASTRO, Rubén and Et Al. "Estatus de la recuperación mejorada de petróleo en Colombia". Artículo en línea: [www. oilproduction.net](http://www.oilproduction.net), 2010.

MCCAIN, William D. The properties of Petroleum fluids. 2 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1990. 236 p.

MEDINA MARTINEZ, Miguel Ángel. Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección continua de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2005.

MERCADO SIERRA, Diana Patricia. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.

NIND, T.E.W. Principles of oil well production. New York: McGraw-Hill Book Company, 1964. p. 2-6.

OSORIO, Gildardo. Simulación de Yacimientos. Medellin, Colombia: Universidad Nacional de Medellin. 2002.

PACHON ROJAS, Juan Carlos; RUEDA RANGEL, Mario Eduardo. "Herramienta software de inyección cíclica de vapor". Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2002.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 1 ed. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2001. p. 337-339.

RODRÍGUEZ, Edwin.*et al.* Numerical simulation for Cyclic Steam Injection at Santa Clara field. En: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro. Bucaramanga: Diciembre, 2008. 13 vol. no. 4. p. 107-128.

RUEDA NEIRA, Silvia Fernanda; ROCHA ARRIETA, Jair Andres. "Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica". Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.

SCHLUMBERGER. Technical Description of ECLIPSE Reservoir Simulation Software. Version 2012.1.

SCHLUMBERGER. Reference Manual of ECLIPSE Reservoir Simulation Software. Version 2012.1.

SCHLUMBERGER. Help Petrel. Version 2011.2.

SCHLUMBERGER. SCHEDULE: User Guide. Version 2012.1.

SCHLUMBERGER. THERMAL SIMULATION PERFORMANCE". Artículo en línea:
www.slb.com

TAREK, Ahmed. The Lee-Gonzales-Eakin Method. En: Reservoir Engineering Handbook. 2 ed. USA: Gulf Professional Publishing, 2001. 73 p.

THOMAS, S. Enhanced Oil Recovery – An Overview. En: Oil & Gas Science and Technology. Canadá. Diciembre, 2008. 63 vol. no. 1. p. 9-19.

VINSOME, P.K.W. WESTERVELD, J. A simple method for predicting cap and base rock heat losses in thermal reservoirs simulators. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. Julio-Septiembre, 1980. vol. 19, no.3, p. 87-90. JCPT 80-03-04.

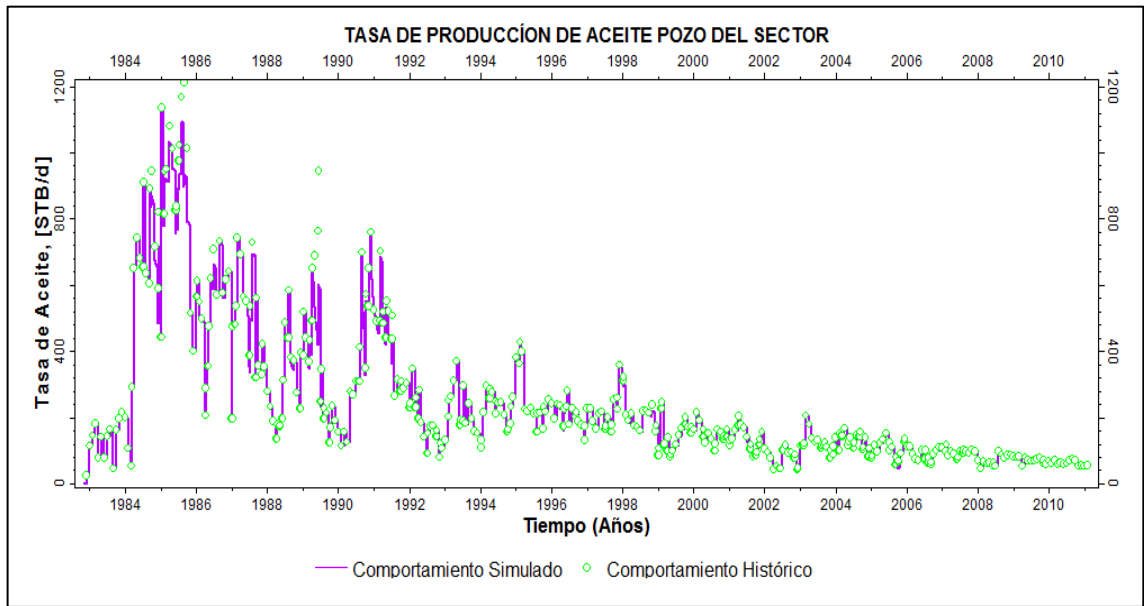
URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2005.

WEINSTEIN, H.G. *et al.* Numerical Model for Thermal Processes. En: Society of Petroleum Engineers journal [SPE 4759]. Febrero, 1977. p. 65-78

ANEXO A

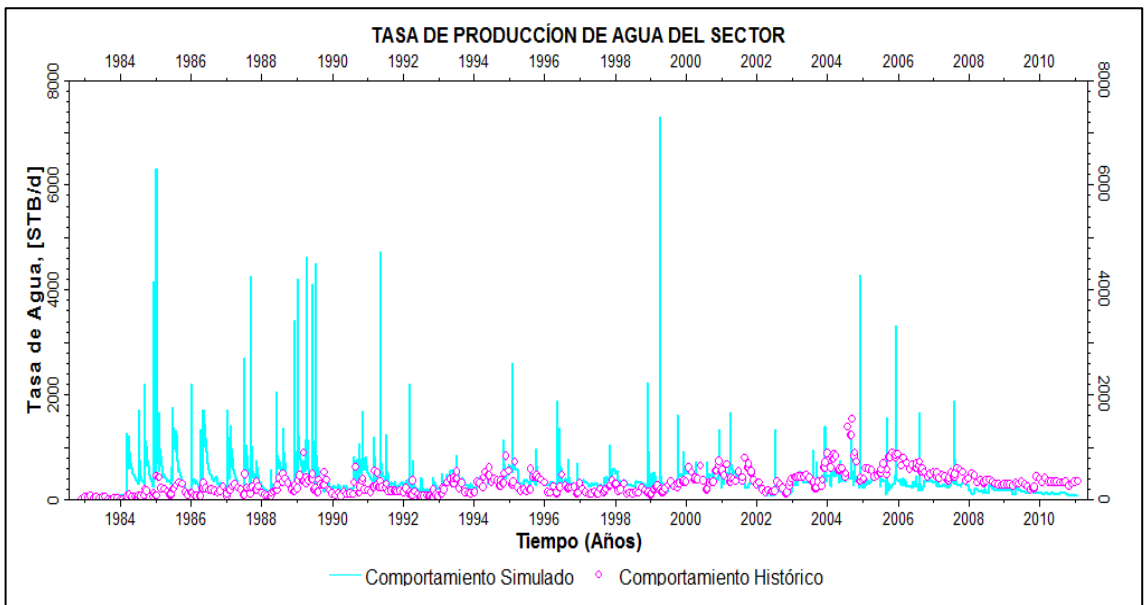
GRÁFICAS ESCENARIO DE AJUSTE HISTÓRICO ÓPTIMO CASO 2: MODIFICACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

FIGURA A1. Tasa de producción de aceite para el sector



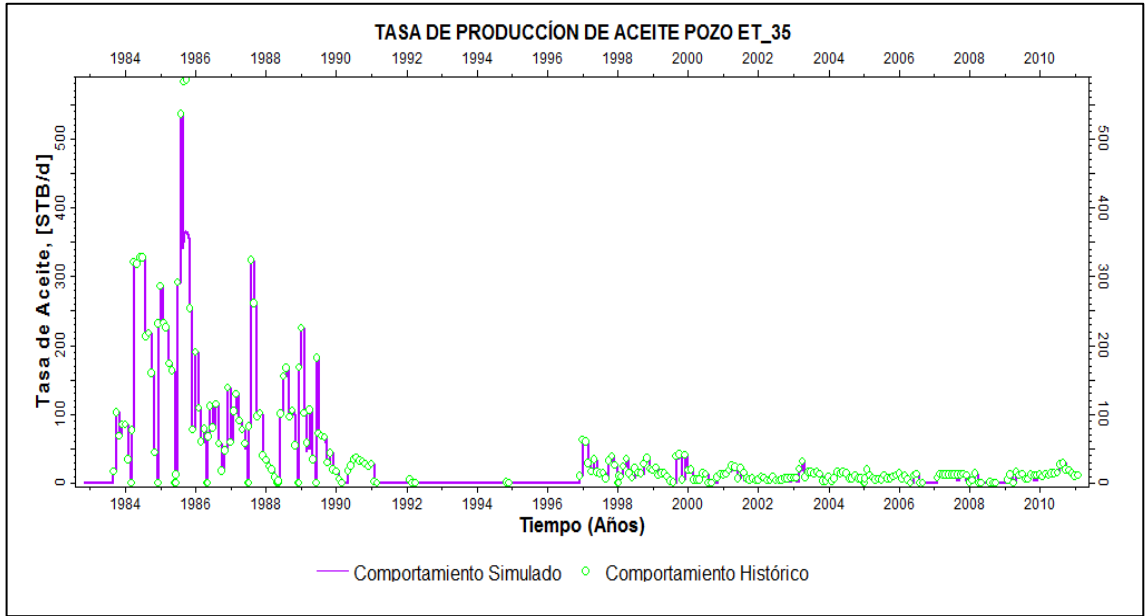
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A2. Tasa de producción de agua para el sector



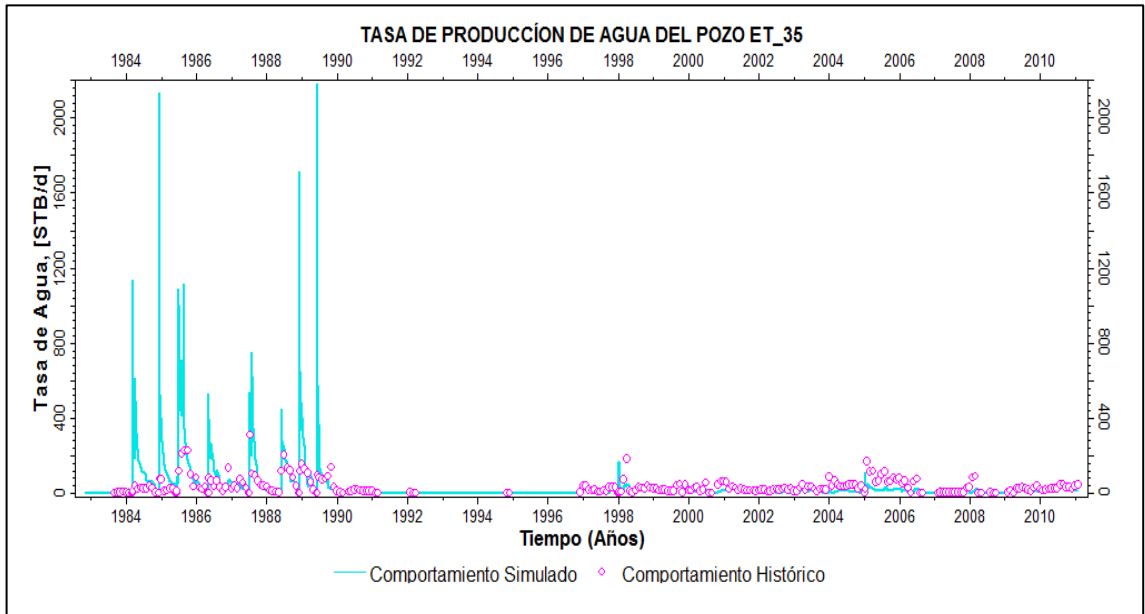
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A3. Tasa de producción de aceite pozo ET_35



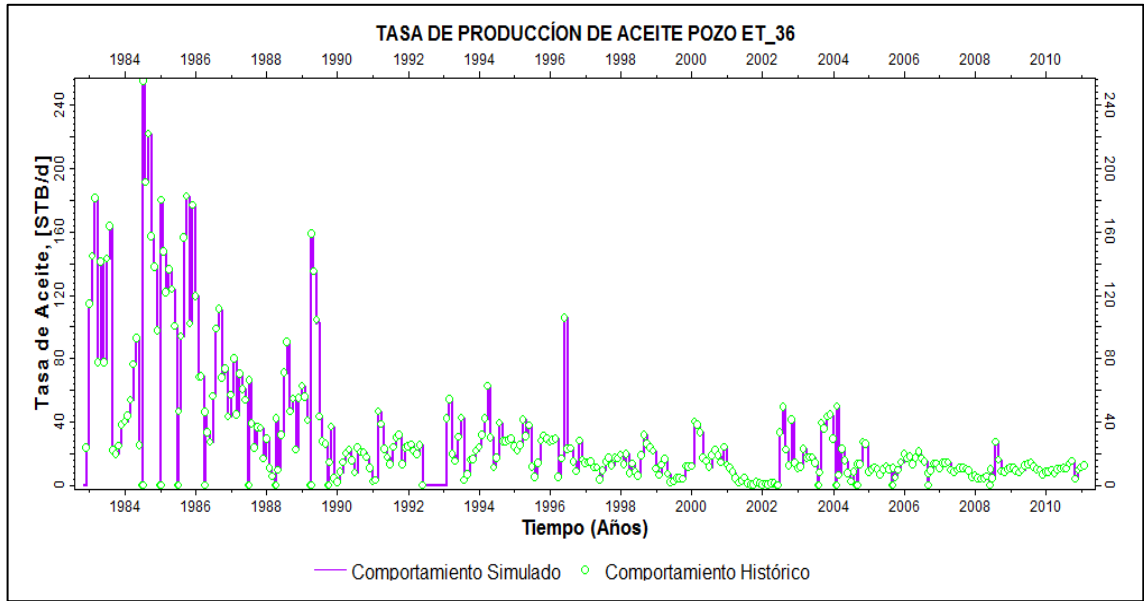
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A4. Tasa de producción de agua pozo ET_35



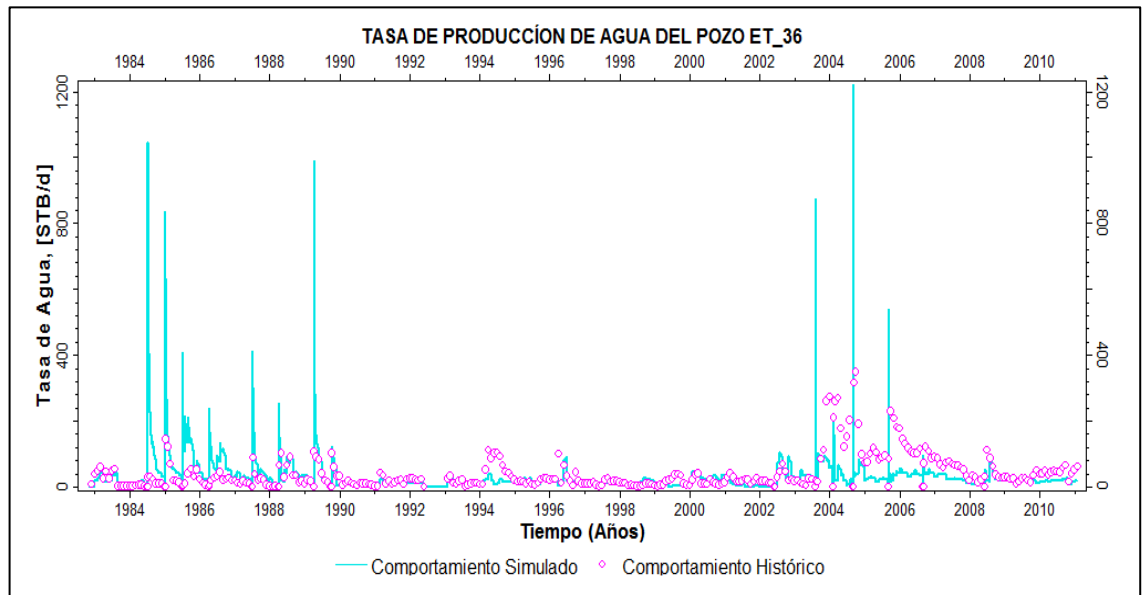
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A5. Tasa de producción de aceite pozo ET_36



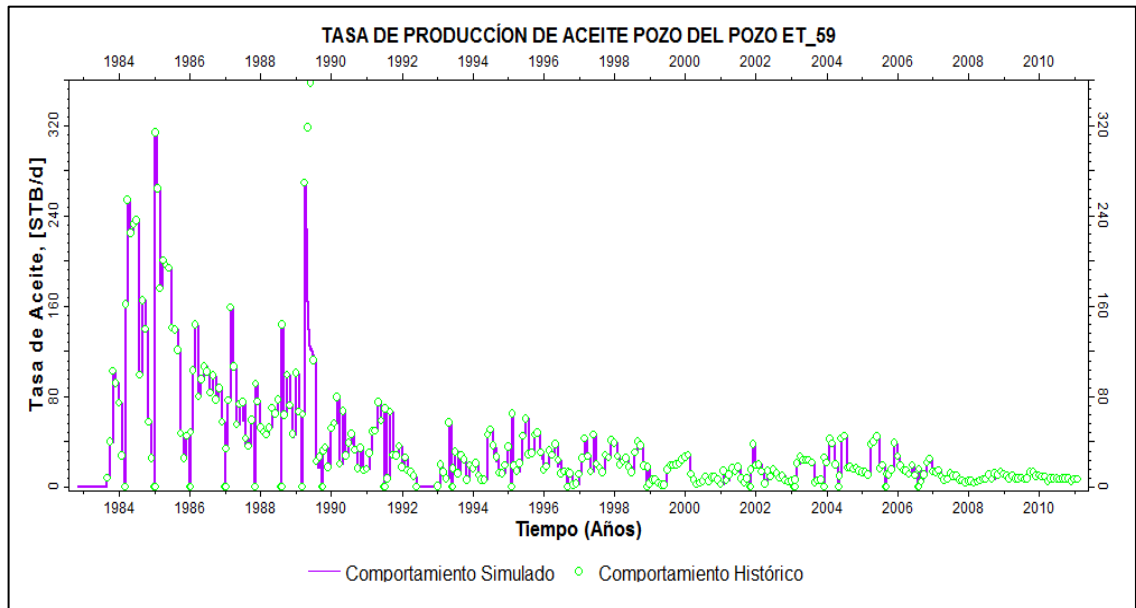
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A6. Tasa de producción de agua pozo ET_36



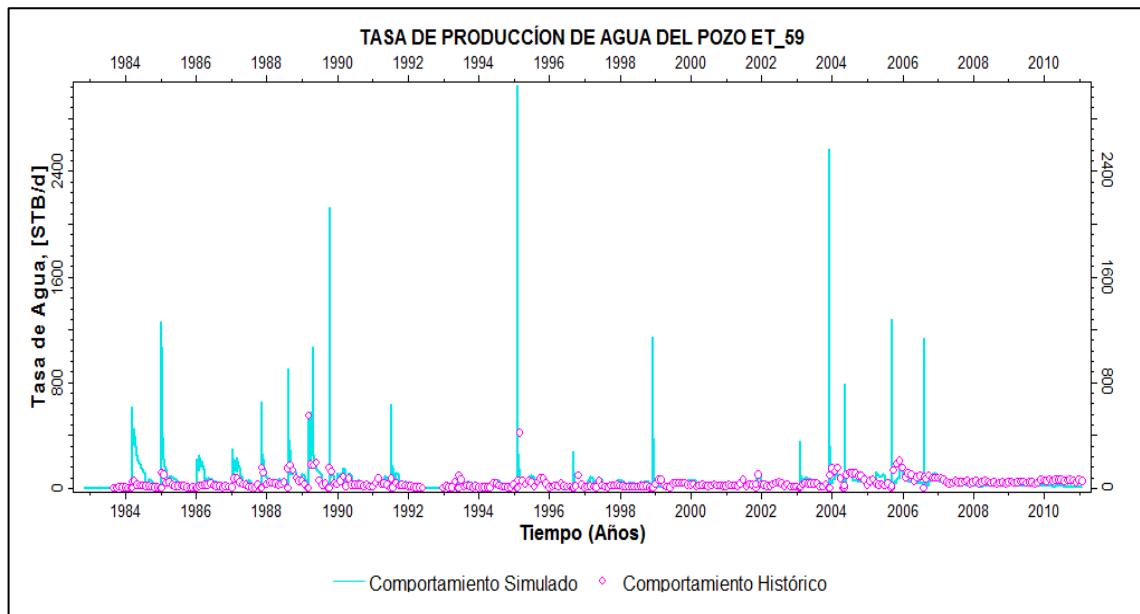
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A7. Tasa de producción de aceite pozo ET_59



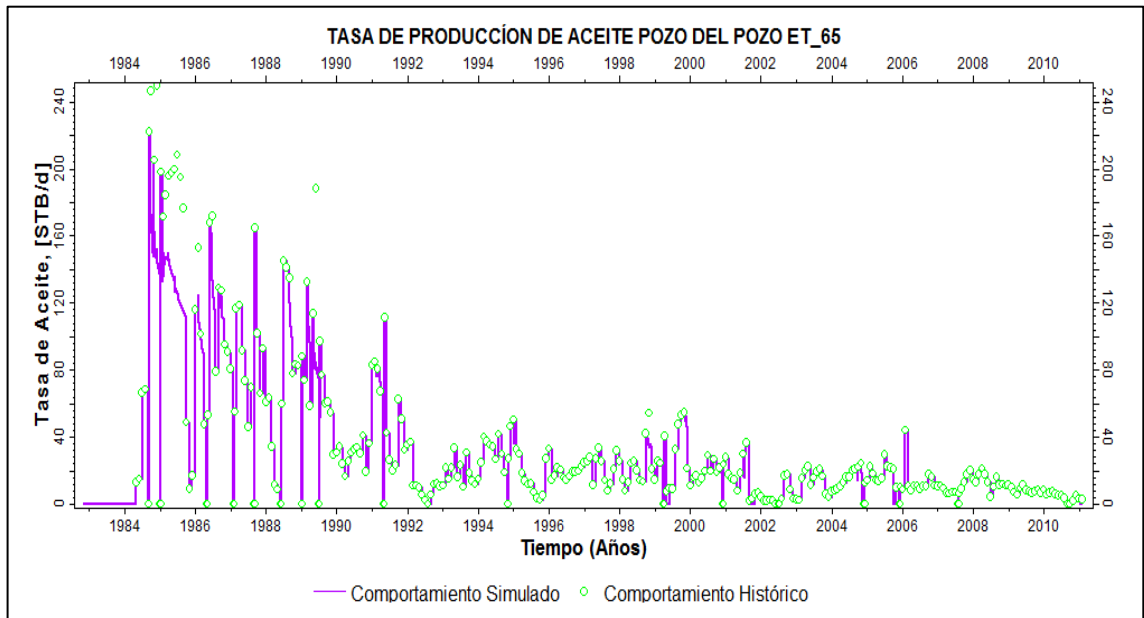
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A8. Tasa de producción de agua pozo ET_59



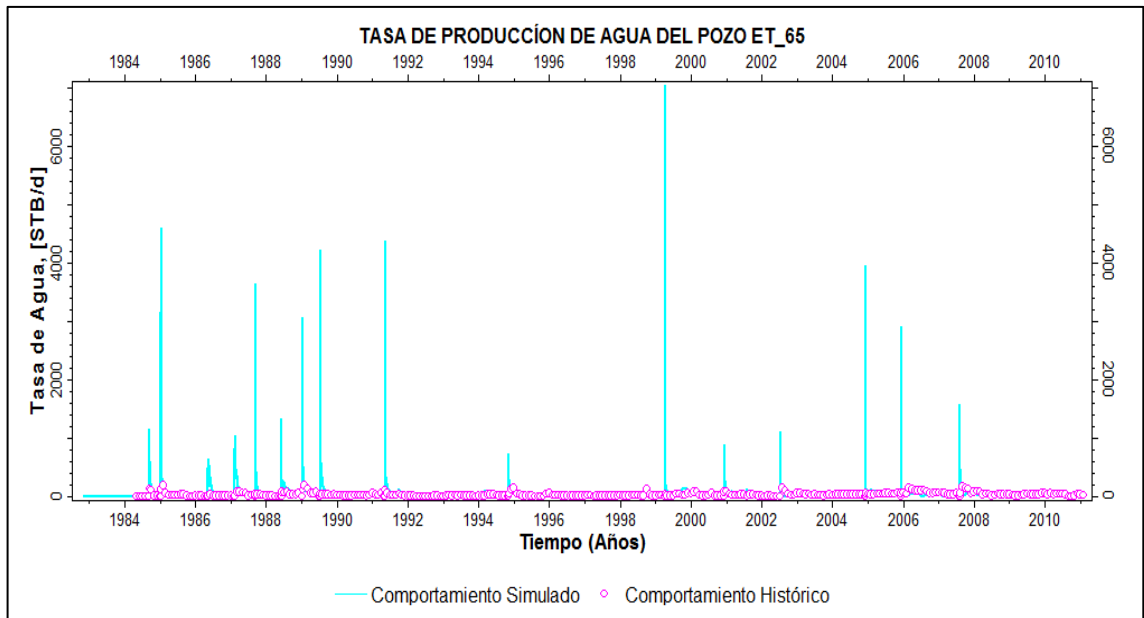
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A9. Tasa de producción de aceite pozo ET_65



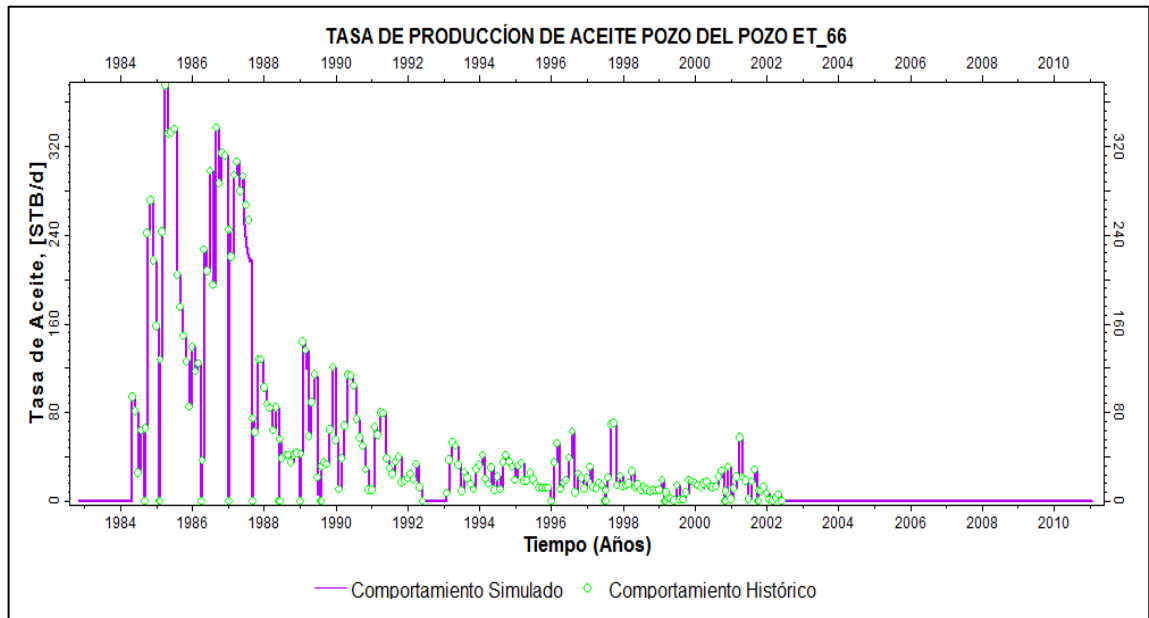
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A10. Tasa de producción de agua pozo ET_65



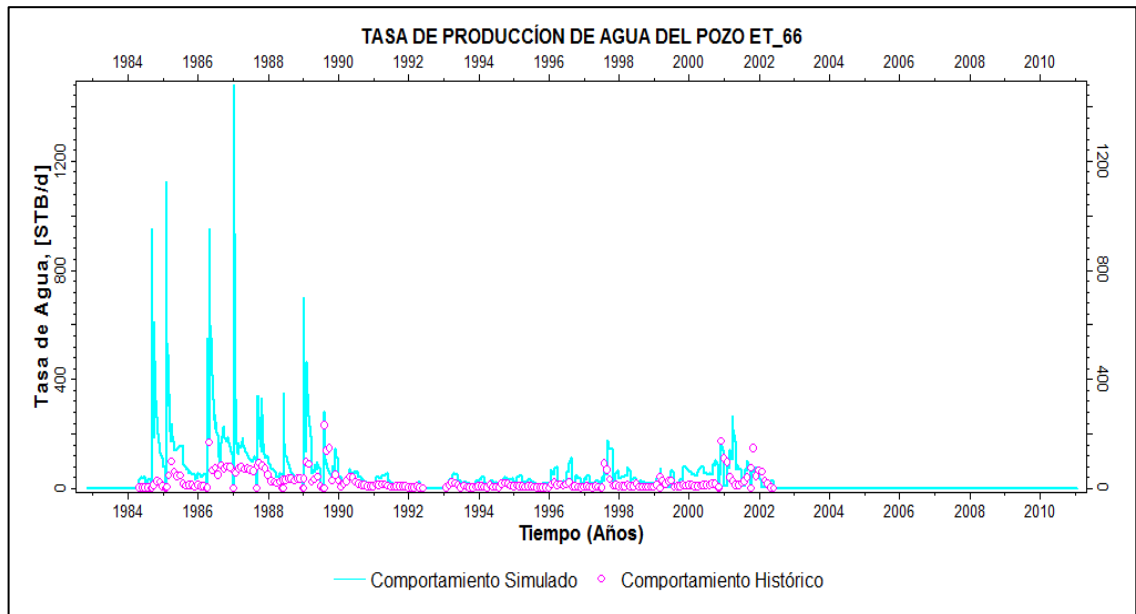
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A11. Tasa de producción de aceite pozo ET_66



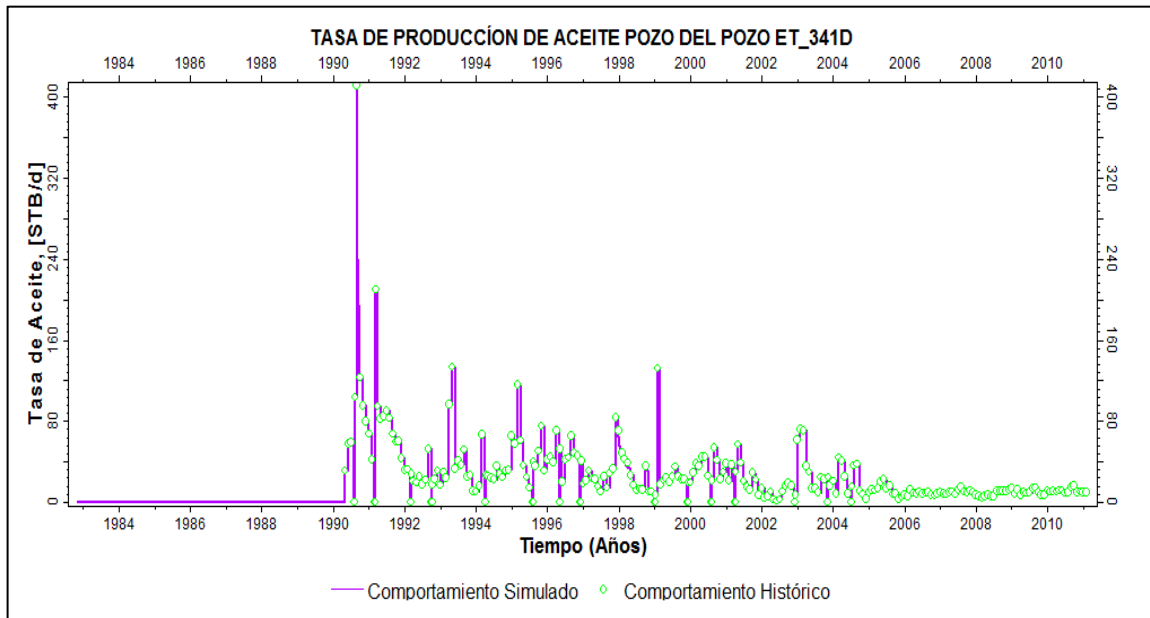
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A12. Tasa de producción de agua pozo ET_66



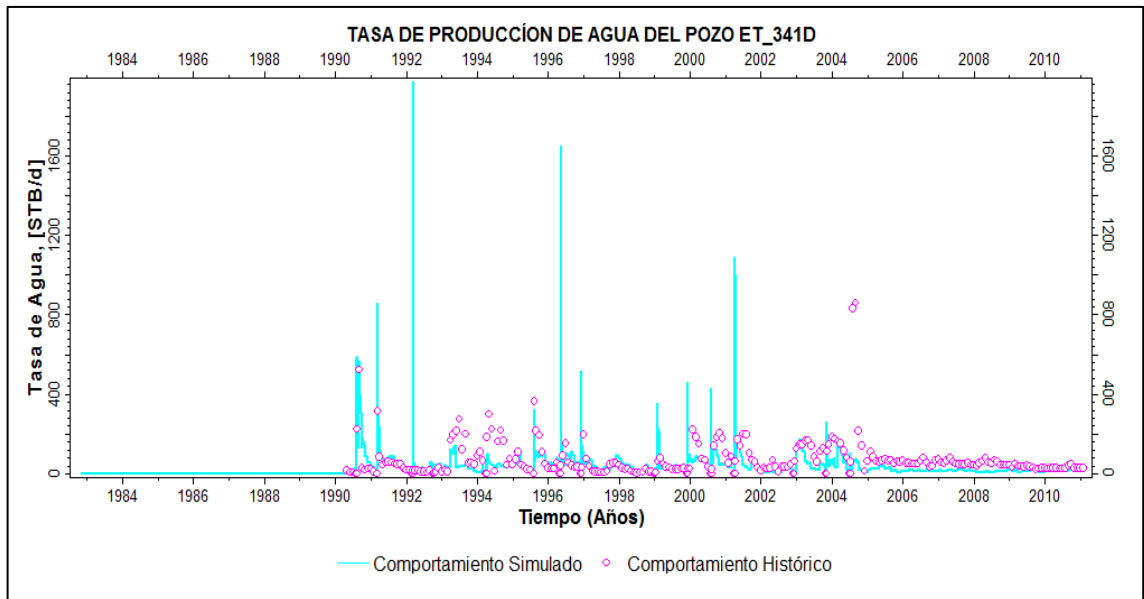
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A13. Tasa de producción de aceite pozo ET_341D



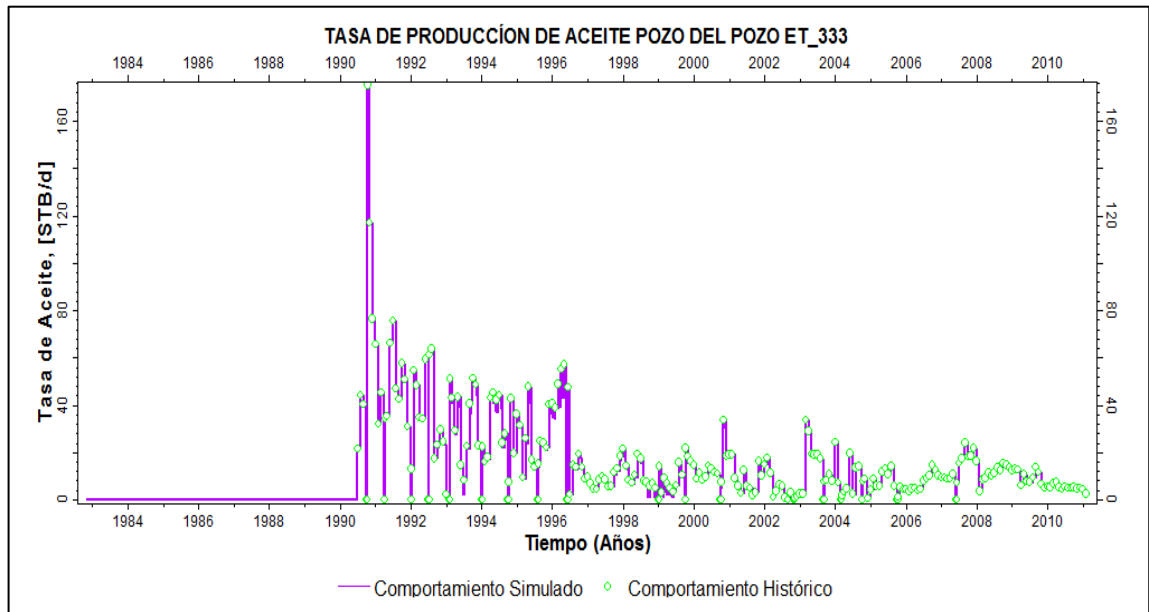
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A14. Tasa de producción de agua pozo ET_341D



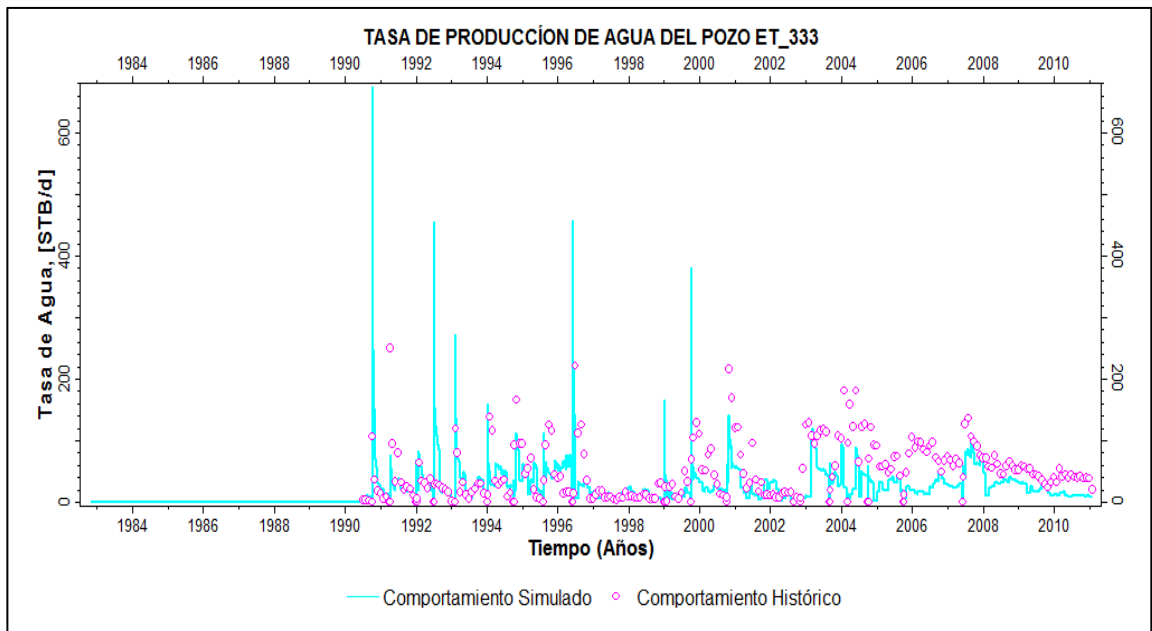
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A15. Tasa de producción de aceite pozo ET_333



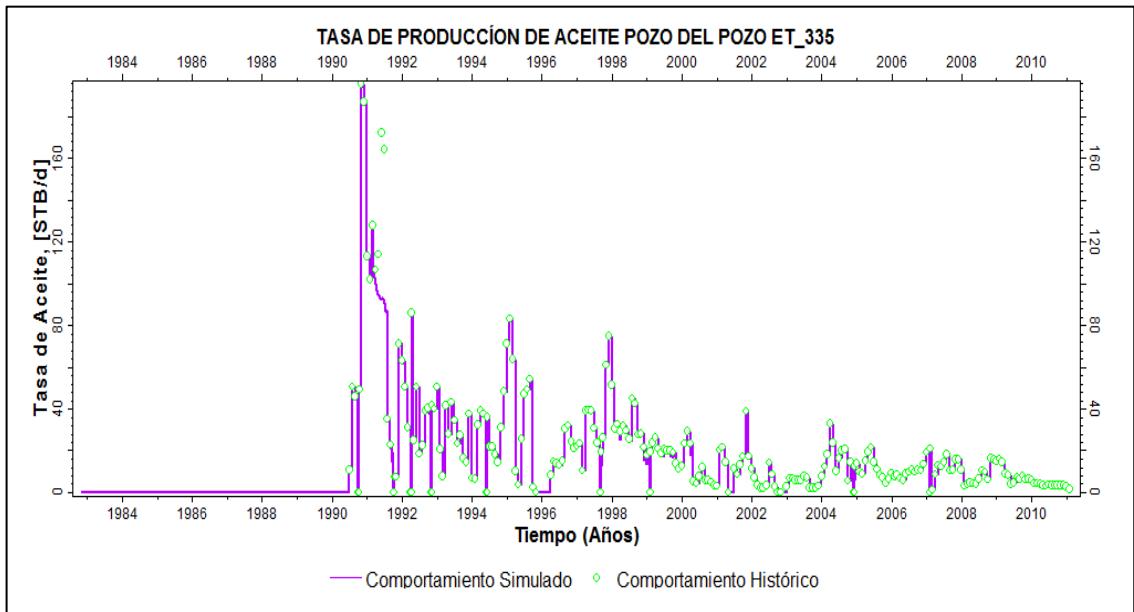
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A16. Tasa de producción de agua pozo ET_333



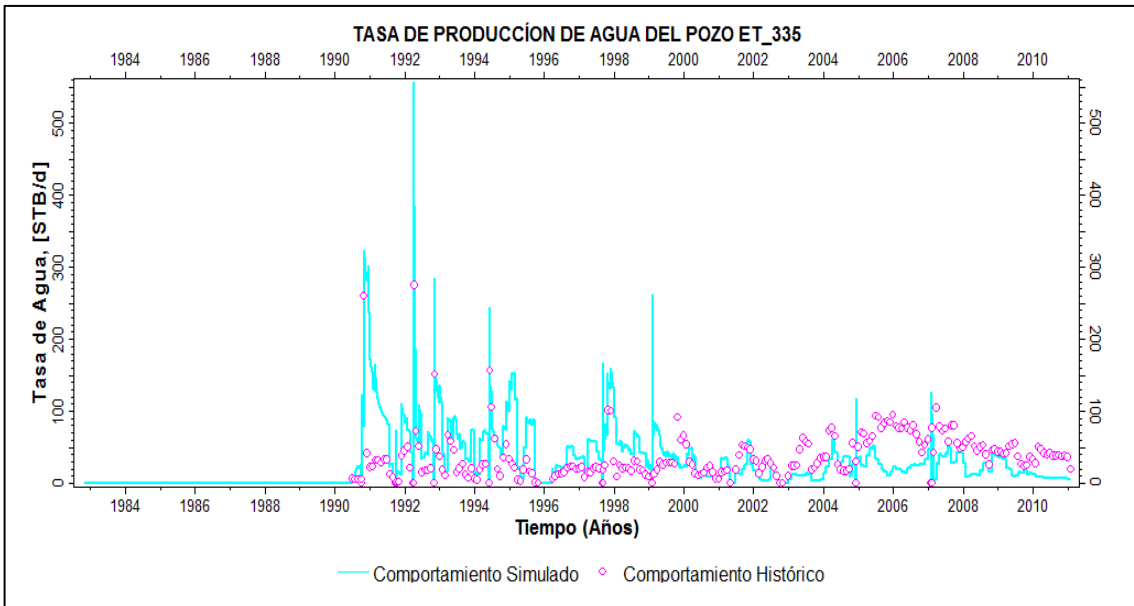
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A17. Tasa de producción de aceite pozo ET_335



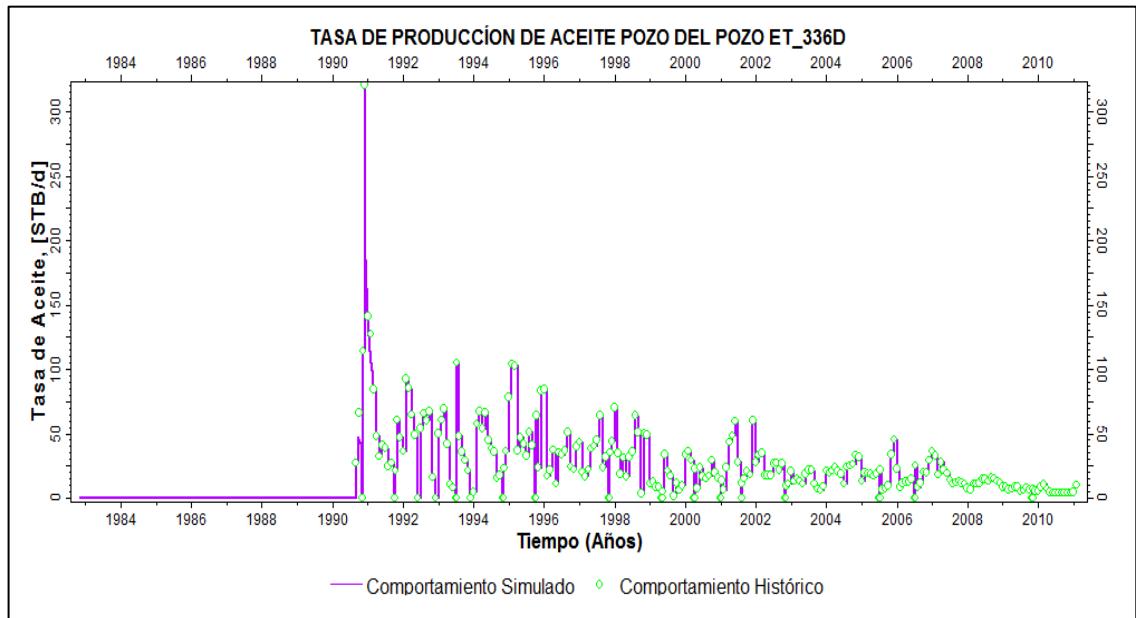
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A18. Tasa de producción de agua pozo ET_335



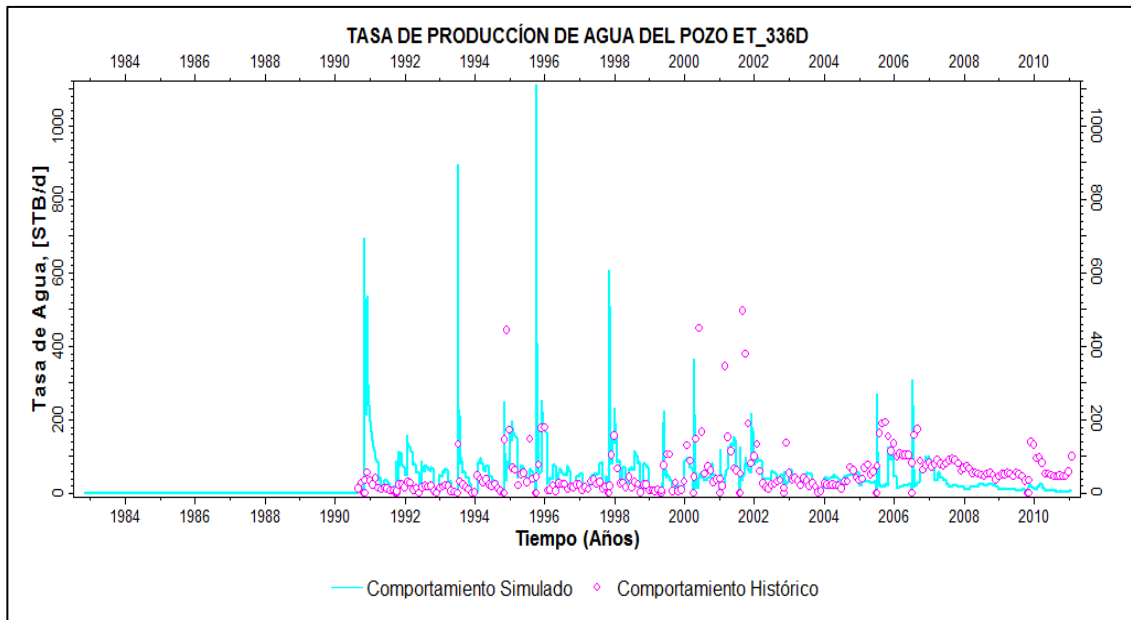
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A19. Tasa de producción de aceite pozo ET_336D



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA A20. Tasa de producción de agua pozo ET_336D

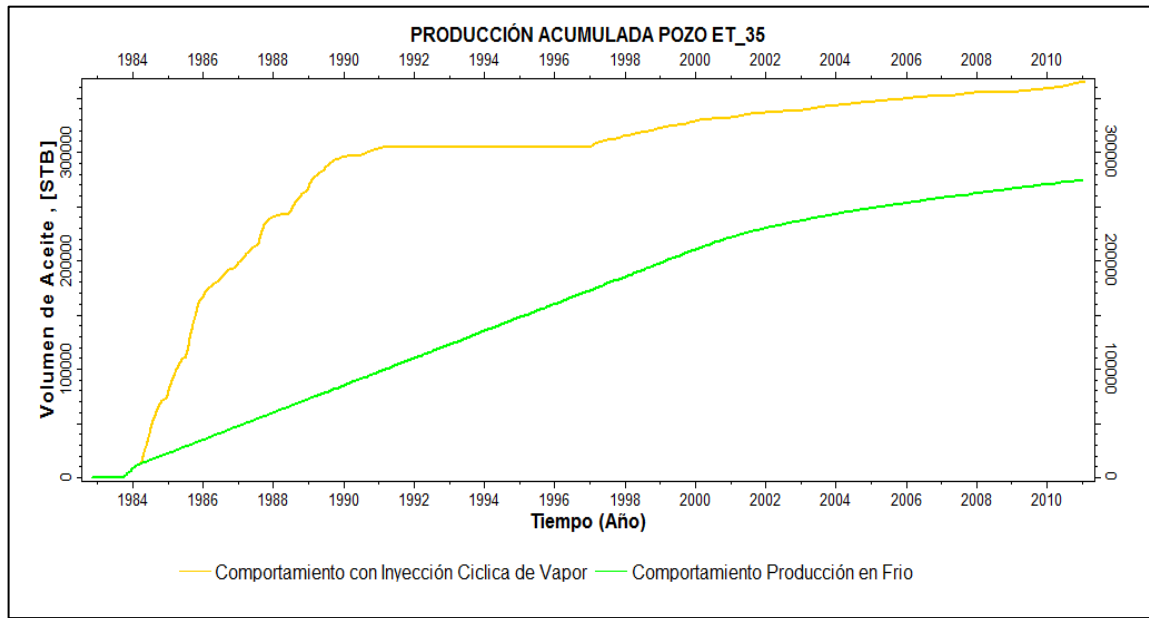


Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

ANEXO B

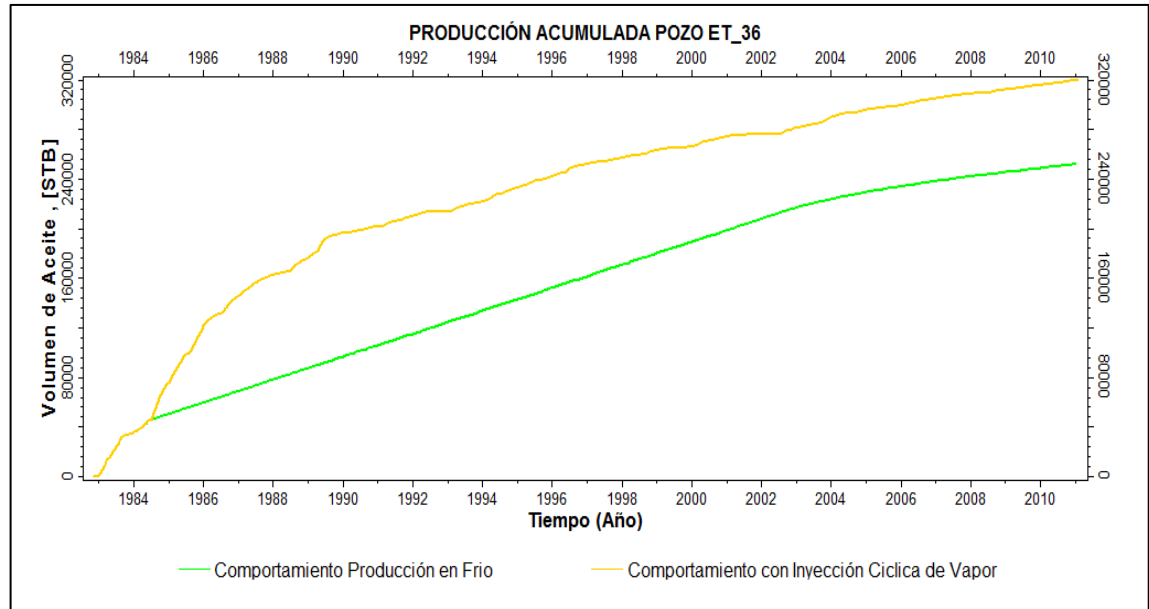
GRÁFICAS EMPLEADAS PARA CÁLCULO DEL ACEITE INCREMENTAL INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR VS PRODUCCIÓN EN FRÍO

FIGURA B1. Producción acumulada de aceite pozo ET_35



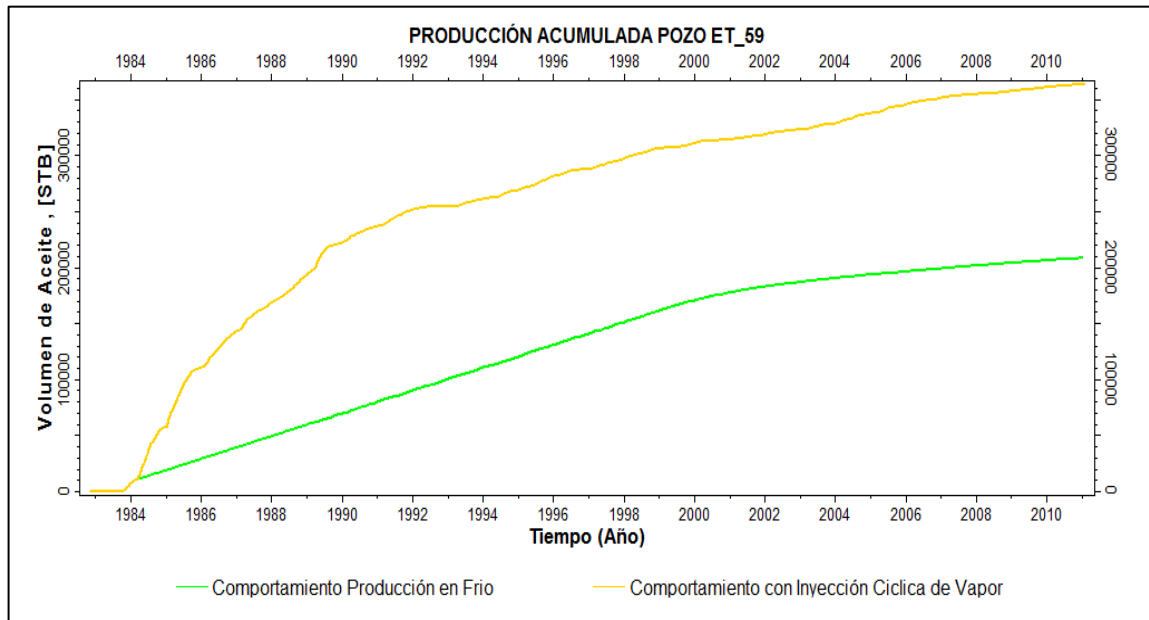
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B2. Producción acumulada de aceite pozo ET_36



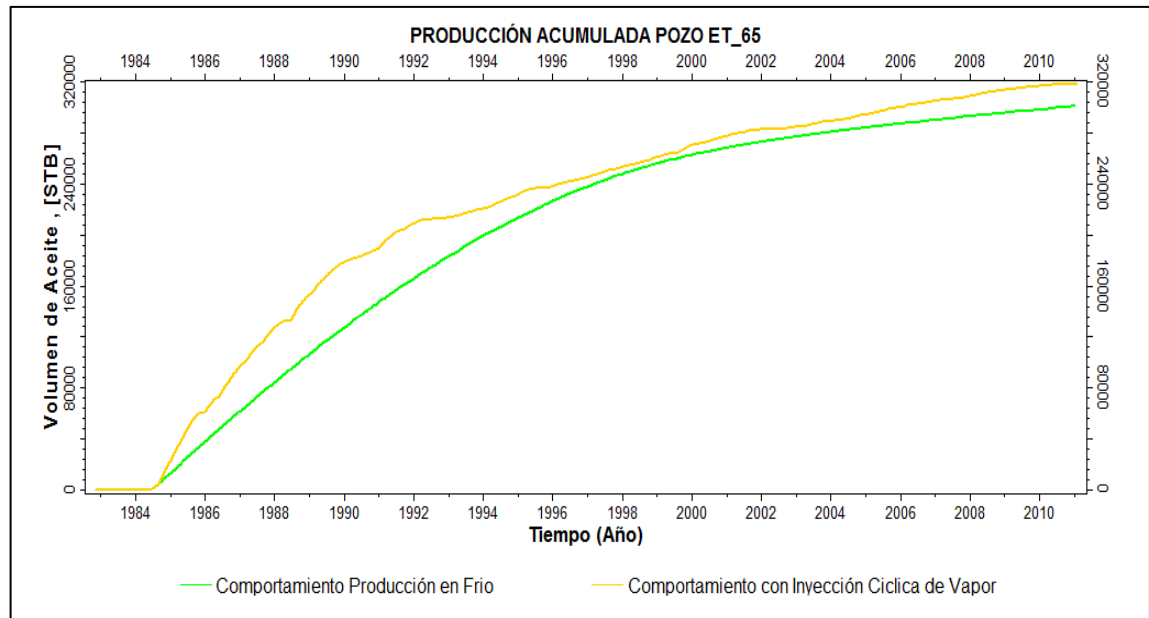
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B3. Producción acumulada de aceite pozo ET_59



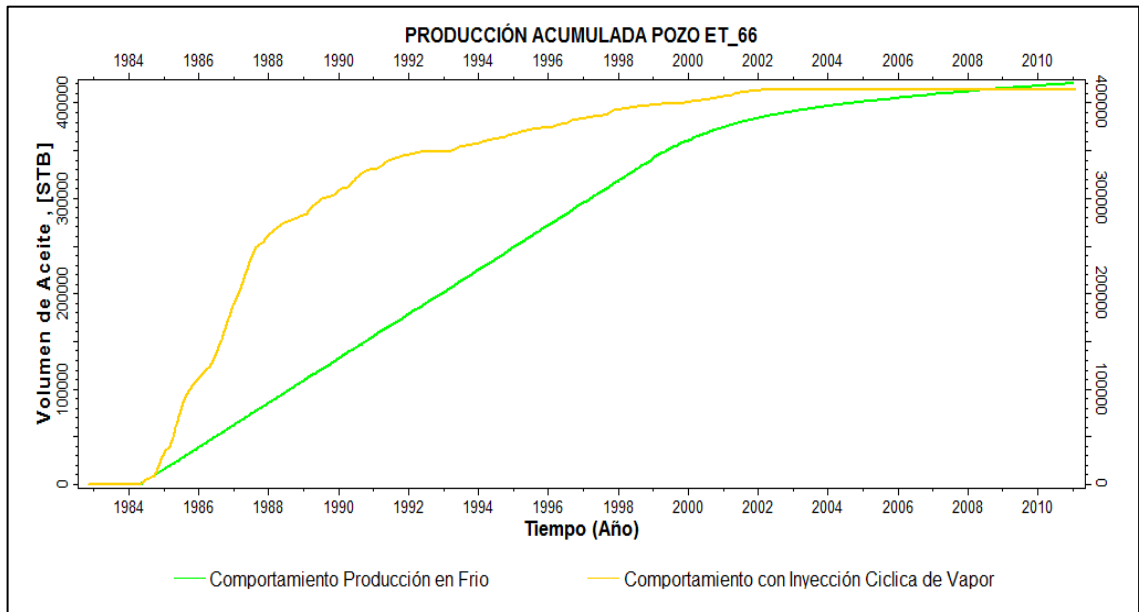
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B4. Producción acumulada de aceite pozo ET_65



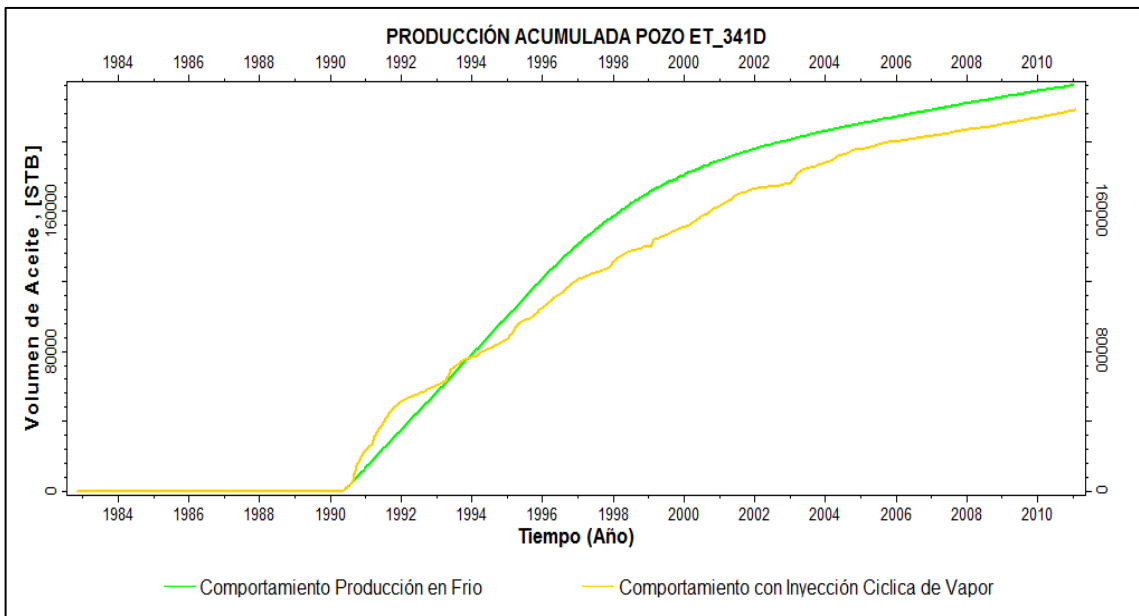
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B5. Producción acumulada de aceite pozo ET_66



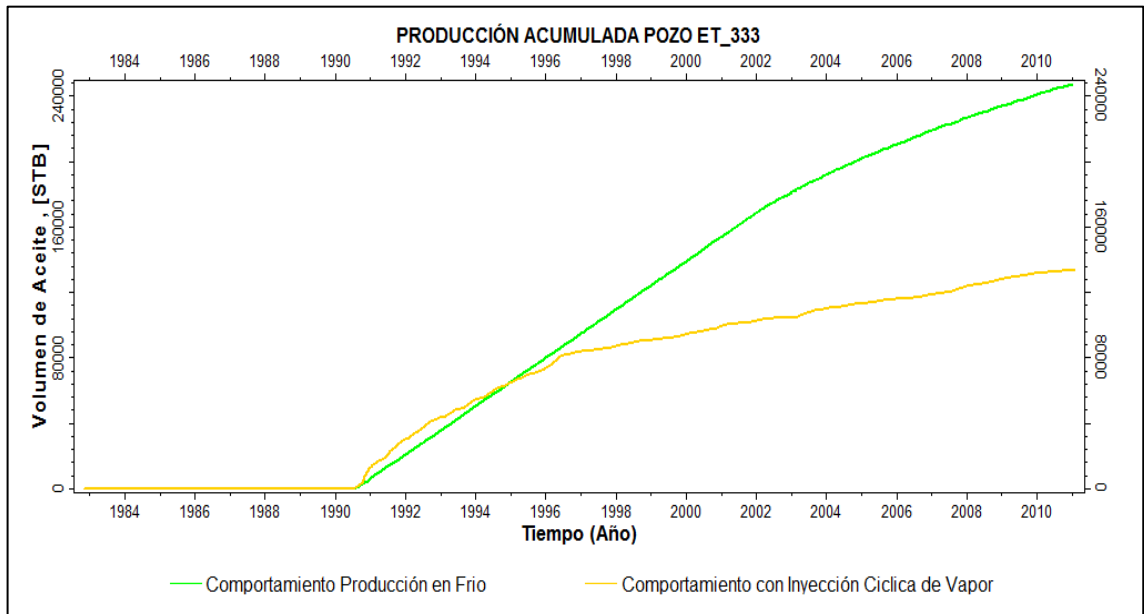
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B6. Producción acumulada de aceite pozo ET_341D



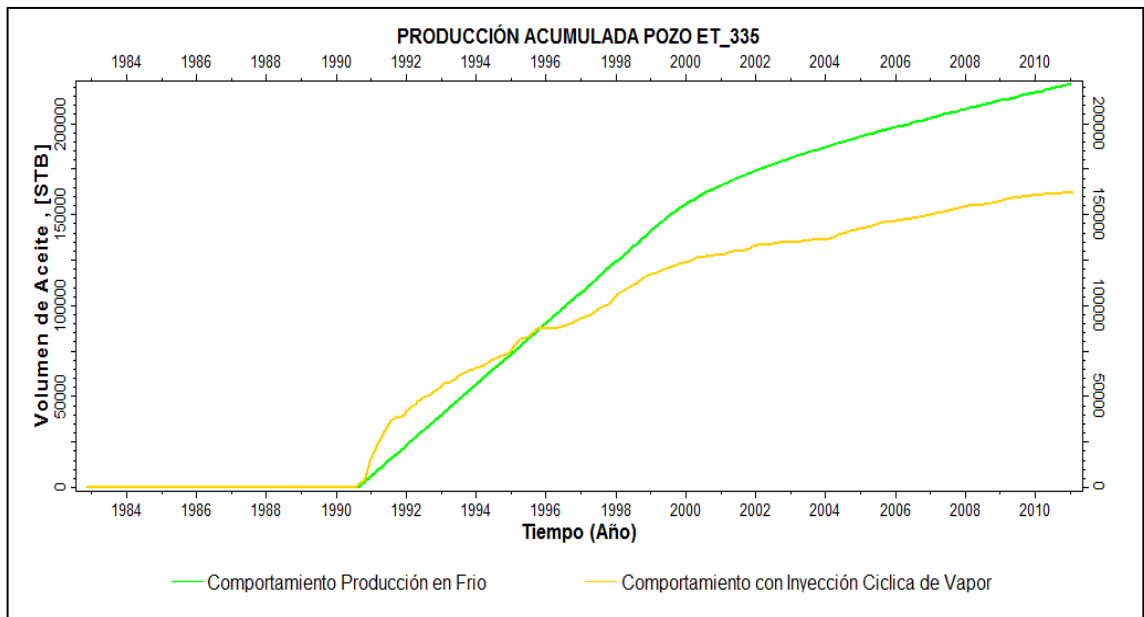
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B7. Producción acumulada de aceite pozo ET_333



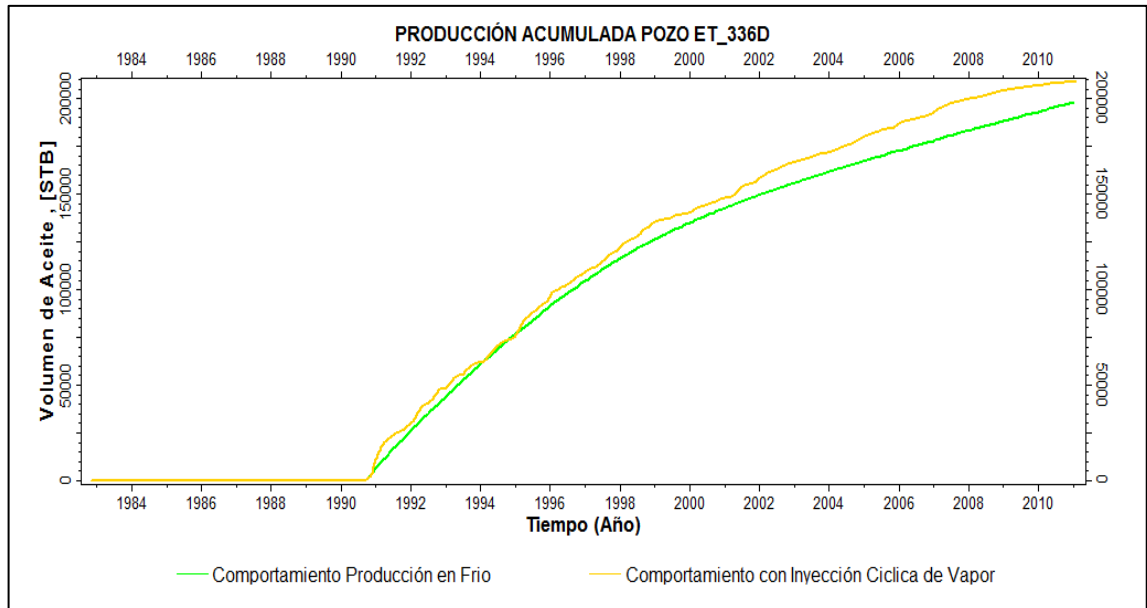
Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B8. Producción acumulada de aceite pozo ET_335



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2

FIGURA B9. Producción acumulada de aceite pozo ET_336D



Fuente: Autores. Imagen extraída de Petrel™ v.2011.2