

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR
EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO**

**LAURA DANIELA BENAVIDES NIEVES
LUIS ARNULFO PINILLA NAJAR**

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

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR
EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO**

**LAURA DANIELA BENAVIDES NIEVES
LUIS ARNULFO PINILLA NAJAR**

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

**Director
JOSÉ RAFAEL ROLÓN HERNÁNDEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

**PRESIDENTE DE SUSTENTACIÓN
ING. CARLOS ALBERTO ESPINOSA**

**JURADO
ING. JUAN DAVID RENGIFO**

Bogotá, D.C. Mayo de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

DR. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

DR. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

DRA. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario general

DR. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

DR. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (e) Programa Ingeniería de Petróleos

DR. ÉDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

A Dios gracias por guiar siempre mi camino, por ser el norte de mi vida y haberme llenado siempre de bendiciones y protección para llegar a cumplir mis metas

A mis padres, Armando y Luz Teresa, por confiar en mí, por ser mi ejemplo a seguir, por apoyarme en todas mis decisiones, por guiarme siempre por el mejor camino, por su apoyo incondicional y por la familia que hemos construido juntos

A mi hermana María Paula por ser mi mejor compañía, por reír conmigo y entenderme siempre, por apoyarme y darme siempre los mejores consejos y, principalmente, por darme ahora el mejor regalo de la vida, mi sobrino Thiago

A mis abuelitos, Antonio y Ligia, por sentir orgullo de cada paso que construí y motivarme siempre para alcanzar mi objetivo

Finalmente a todas las personas que hicieron parte de esto, especialmente a mi compañero Luis por haber sacado un excelente trabajo adelante

Laura Daniela Benavides Nieves

A mi madre hermosa Betty Najar Moreno, por el motor de mi vida, por su apoyo incondicional, por enseñarme lo valioso que se encuentra en cada trabajo, por su amor entregado día a día, por estar en los malos y buenos momentos, no quedan palabra para decirte cuanto te amo.

A mi padre Luis Pinilla Solorzano por guiar mi camino, por siempre ir un paso adelante, por su incansable entusiasmo, por su sabiduría, por brindarme fuerzas para superar obstáculos, por eso y mucho más, gracias.

A mis hermanas Gina Pinilla y Lisseth Pinilla, por sus consejos para poder superar los problemas que ocurran, por acompañarme a formar mi camino, por mostrar su completo apoyo y por su amor infinito.

A mi sobrina Sara Lucia Niño, por ser la luz de mis ojos, por su risa, por su amor, no crezcas más.

A toda mi familia tías y tíos, primas y primos que sin importar distancias me han demostrado el valor del amor, muchas gracias por siempre apoyarme, estoy eternamente agradecido por tenerlos a mi lado.

A mi compañera de trabajo Laura Daniela Benavides por trabajar juntos para lograr un gran trabajo, por su esfuerzo y dedicación.

A mis amigos y compañeros, el apoyo que siempre me han dado no lo cambiaría por nada, por enseñarme el verdadero significado de la amistad.

Luis Arnulfo Pinilla Najar

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a las personas que apoyaron en el desarrollo oportuno del trabajo de grado.

A la empresa soporte Occidental de Colombia L.L.C. por permitirnos realizar este trabajo de grado con su apoyo y talento humano.

Al Ingeniero José Rafael Rolón, Ingeniero de Petróleos de Occidental de Colombia L.L.C., por el apoyo incondicional, el tiempo dedicado, sus consejos, y sobre todo por su compromiso con enseñarnos.

A la Ingeniera Johys Buitrago, Ingeniera de Petróleos de Occidental de Colombia L.L.C, por otorgarnos esta valiosa oportunidad, por su apoyo y ayuda a enriquecer el trabajo con su conocimiento.

Al Ingeniero Carlos Alberto Espinosa, asesor técnico del proyecto, por haber brindado conocimiento y apoyo continuo durante la realización del trabajo.

A la Universidad de América, por la formación a lo largo de estos años brindándonos la formación esencial para moldear nuestra carrera profesional.

A las directivas, cuerpo de docentes y personal administrativo de la Universidad, por cada pequeño detalle que nos brindaron para lograr nuestro objetivo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES DEL CRUDO PESADO Y MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO	33
1.1 GENERALIDADES DEL CRUDO PESADO	33
1.1.1 Clasificación de crudos según gravedad API.	33
1.1.2 Origen del crudo pesado en yacimientos.	34
1.1.3 Características generales de un campo de crudo pesado.	34
1.1.4 Variación de la viscosidad del crudo con respecto a la variación de la temperatura.	35
1.1.5 Crudo pesado en el mundo.	36
1.1.6 Crudo pesado en Colombia.	37
1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO	39
1.2.1 Mecanismo de recuperación primaria.	39
1.2.2 Mecanismo de recuperación secundaria.	42
1.2.3 Mecanismo de recuperación terciaria.	43
1.2.3.1 Inyección cíclica de vapor.	46
1.2.3.2 Inyección continua de vapor.	47
1.3 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	52
1.4 PÉRDIDAS DE CALOR DURANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR	54
1.4.1 Pérdidas de calor en superficie.	54
1.4.2 Pérdidas de calor en el pozo.	54
1.4.3 Pérdidas de calor en la formación.	55
2. DESCRIPCIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CÍCLICA PARA UN YACIMIENTO	56
2.1 MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CÍCLICA	56
2.1.1.1 Boberg & Lantz. (1966)	56
2.1.1.2 Boberg & Thomson. (1967)	57
2.2 CRITERIO DE SELECCIÓN PARA EL YACIMIENTO CANDIDATO A INYECCIÓN DE VAPOR	58
2.3 CONDICIONES INICIALES PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR EN EL MODELO SELECCIONADO	59
2.3 SUPOSICIONES Y ECUACIONES CORRESPONDIENTES AL MODELO	60
2.3.1 Inyección cíclica.	60
2.4 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	67
2.4.1 Análisis de sensibilidad.	67

2.4.2 Análisis modelo cíclico.	67
2.4.2.1 Cálculo de los factores constante y exponente de la viscosidad.	71
3. DESCRIPCIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CONTINUA PARA UN YACIMIENTO	76
3.1 MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CONTINUA	76
3.1.1 Suposiciones de los modelos analíticos para la inyección continua.	77
3.1.1.1 Marx & Langenheim. (1959)	77
3.1.1.2 Mandl & Volek. (1969)	77
3.1.1.3 Neuman. (1975)	78
3.1.1.4 Jones. (1981)	79
3.1.1.5 Closmann. (1995)	80
3.2 SUPOSICIONES Y ECUACIONES CORRESPONDIENTES AL MODELO	80
3.3 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	96
3.4 VOLUMEN DE PETRÓLEO PRODUCIDO	100
4. SIMULACIÓN NUMÉRICA Y VALIDACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO	103
4.1 MODELO DE SIMULACIÓN	103
4.1.1 Características del modelo de simulación.	103
4.1.1.1 Condiciones iniciales del modelo.	107
4.2 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	107
4.2.1 Caso producción en frío.	110
4.2.2 Casos de producción con inyección cíclica.	110
4.2.3 Casos de producción con inyección continua.	116
4.2.3.1 Análisis de la disminución de la tasa de inyección.	116
4.2.3.1 Análisis de la inyección selectiva.	120
4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO CON LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	127
5. ANÁLISIS FINANCIERO	133
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN	133
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	135
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	137
5.3.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).	137
5.3.1.1 Valor Presente Neto (VPN).	137
5.3.1.2 Tasa Interna de Oportunidad (TIO).	138
5.4 FLUJOS DE CAJA	139
5.5 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO	141
6. CONCLUSIONES	142
7. RECOMENDACIONES	144

BIBLIOGRAFÍA	145
ANEXOS	163

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Total de reservas de crudo en el mundo	37
Figura 2. Mapa de Colombia de crudo pesado	38
Figura 3. Empuje por acuífero activo	39
Figura 4. Empuje por gas en solución	40
Figura 5. Compresibilidad de la roca y de los fluidos	40
Figura 6. Empuje por capa de gas	41
Figura 7. Empuje por drenaje gravitacional	41
Figura 8. Diagrama de inyección de agua	43
Figura 9. Descripción de los métodos de recuperación del petróleo	44
Figura 10. Proceso de inyección cíclica de vapor	47
Figura 11. Proceso de inyección continua de vapor	48
Figura 12. Pérdidas de calor en un proceso de inyección de vapor	55
Figura 13. Representación gráfica de la altura de la columna de petróleo que ha sido calentada con vapor de agua	58
Figura 14. Representación de la variación de los radios para disminuir el caudal en el modelo de inyección cíclica	69
Figura 15. Representación del volumen del primer ciclo a la izquierda y la representación del volumen del segundo ciclo en forma de cilindro a la derecha	70
Figura 16. Proceso de inyección cíclica de vapor	75
Figura 17. Cálculo para el tiempo de cobertura	83
Figura 18. Disminución de la tasa de inyección de vapor para la inyección continua	84
Figura 19. Proceso de inyección continua de vapor	102
Figura 20. Malla del modelo de simulación	104
Figura 21. Arreglo para inyección cíclica de vapor	107
Figura 22. Arreglo de 5 pozos para inyección continua de vapor	107
Figura 23. Flujo de caja para el simulador de yacimientos	139
Figura 24. Flujo de caja para el modelo analítico	140

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Relación entre la viscosidad del crudo y la temperatura	35
Gráfica 2. Recobro de petróleo por diferentes métodos de recuperación primaria	42
Gráfica 3. Incremento de la producción de petróleo debido al proceso de EOR	45
Gráfica 4. Historia de producción gracias a la inyección de vapor	49
Gráfica 5. Diagrama de temperatura vs. entalpía del agua	50
Gráfica 6. Viscosidad vs. temperatura	71
Gráfica 7. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo, como respuesta a la inyección cíclica	72
Gráfica 8. Producción de petróleo acumulado con respecto al tiempo para el modelo analítico de inyección cíclica	72
Gráfica 9. Perfil de temperatura vs. el tiempo en días, se calcula para el primer ciclo y se mantiene constante para los demás ciclos	73
Gráfica 10. Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada	78
Gráfica 11. Comparación del modelo de Neuman sin eficiencia, con respecto a los otros modelos	98
Gráfica 12. Comparación de los modelos sin tener en cuenta la relación entre espesores	99
Gráfica 13. Comportamiento de las curvas del modelo de inyección continua	100
Gráfica 14. Comparación de las curvas de los modelos analíticos para inyección continua	100
Gráfica 15. Comportamiento de las curvas de producción en frío	110
Gráfica 16. Comparación de casos de la inyección cíclica para acumulado de petróleo	112
Gráfica 17. Comparación de distintos casos para la inyección cíclica para la tasa de producción de petróleo	113
Gráfica 18. Comparación de distintos casos para la inyección cíclica para la tasa de producción de petróleo	113
Gráfica 19. WOR para diferentes calidades de vapor para inyección cíclica	115
Gráfica 20. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección	117
Gráfica 21. Tasa de líquido producido vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección	118
Gráfica 22. Tasa de petróleo producido vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección	119
Gráfica 23. Relación agua-petróleo (WOR) para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección	119
Gráfica 24. SOR instantáneo y acumulado vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección	120

Gráfica 25. Petróleo acumulado vs. tiempo para la inyección con y sin selectividad	122
Gráfica 26. Tasa de vapor inyectado para las arenas 1, 2 y 3 sin inyección selectiva	123
Gráfica 27. Tasa de vapor inyectado selectivamente para las arenas 1, 2 y 3	123
Gráfica 28. SOR instantáneo y acumulado para la inyección con y sin selectividad	124
Gráfica 29. Tasa de producción de petróleo por inyección cíclica, continua y producción en frío vs. tiempo	125
Gráfica 30. Producción acumulada de petróleo contra el tiempo para producción en frío, inyección cíclica y continua	125
Gráfica 31. Comparación del comportamiento de las curvas de presión para el caso de producción en frío, inyección cíclica e inyección continua de vapor	126
Gráfica 32. Comparación de la tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la inyección cíclica en simulación numérica y modelo analítico	128
Gráfica 33. Comparación del acumulado de petróleo vs. tiempo para la inyección cíclica en simulación numérica y modelo analítico	129
Gráfica 34. Comparación de los modelos analíticos con respecto a la simulación para acumulado de petróleo	130
Gráfica 35. Comparación del modelo analítico de Marx & Langenheim con respecto a la simulación numérica para acumulado de petróleo	130
Gráfica 36. Comparación de los modelos analíticos con respecto a la simulación para la tasa de producción de petróleo	131
Gráfica 37. Comparación del modelo analítico de Marx & Langenheim con respecto a la simulación numérica para tasa de producción de petróleo	132
Gráfica 38. Tasa de producción de líquidos vs. tiempo para la inyección cíclica para los casos de 1500 BBL/D pero distinta presión de inicialización	172
Gráfica 39. Tasa de producción de líquidos vs. tiempo para la inyección cíclica para los casos de 1500 BBL/D pero distinta presión de inicialización	172
Gráfica 40. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones	173
Gráfica 41. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico	173
Gráfica 42. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones	173
Gráfica 43. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico	174
Gráfica 44. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 490 °F	174
Gráfica 45. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 490 °F	174

Gráfica 46. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F	175
Gráfica 47. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F	175
Gráfica 48. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F	175
Gráfica 49. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F	176
Gráfica 50. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico	177
Gráfica 51. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones	177
Gráfica 52. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico	177
Gráfica 53. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones	178
Gráfica 54. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 450 °F	178
Gráfica 55. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 450 °F	178
Gráfica 56. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F	179
Gráfica 57. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F	179
Gráfica 58. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F	179
Gráfica 59. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F	180
Gráfica 60. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando el modelo analítico	181
Gráfica 61. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando las simulaciones	181
Gráfica 62. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando el modelo analítico	181

Gráfica 63. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando las simulaciones	182
Gráfica 64. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.3	182
Gráfica 65. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.3	182
Gráfica 66. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.55	183
Gráfica 67. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.55	183
Gráfica 68. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.63	183
Gráfica 69. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.63	184
Gráfica 70. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.9	184
Gráfica 71. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.9	184
Gráfica 72. Sensibilidad de 1 BBL/acre*ft (646 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para el petróleo acumulado	186
Gráfica 73. Sensibilidad de 1 BBL/acre*ft (646 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para tasa de producción de petróleo	186
Gráfica 74. Sensibilidad de 2 BBL/acre*ft (1292 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para el petróleo acumulado	187
Gráfica 75. Sensibilidad de 2 BBL/acre*ft (1292 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para tasa de producción de petróleo	187

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Movilidad del petróleo	51
Ecuación 2. Razón de movilidad entre fase desplazante (agua) y fase desplazada (petróleo)	51
Ecuación 3. Velocidad de conducción de calor	52
Ecuación 4. Rapidez de transferencia de calor por convección	53
Ecuación 5. Velocidad de transferencia de calor por radiación	54
Ecuación 6. Tasa de producción de petróleo para Boberg & Lantz	60
Ecuación 7. Radio caliente	61
Ecuación 8. Área calentada por vapor	61
Ecuación 9. Factor adimensional	62
Ecuación 10. Tiempo adimensional	62
Ecuación 11. Radio de drenaje	62
Ecuación 12. Permeabilidad relativa al petróleo	63
Ecuación 13. Ecuación de Andrade	63
Ecuación 14. Viscosidad de petróleo caliente	63
Ecuación 15. Viscosidad de petróleo frío	64
Ecuación 16. Tasa de producción de petróleo en frío	64
Ecuación 17. Tasa de producción de petróleo en caliente	64
Ecuación 18. Petróleo producido acumulado	65
Ecuación 19. Tasa de producción de petróleo para Boberg & Thomson	65
Ecuación 20. Altura promedio de la zona calentada en el tiempo (n+1)	66
Ecuación 21. Altura de la columna de petróleo	66
Ecuación 22. Factor adimensional	66
Ecuación 23. Cálculo del radio de contacto del nuevo ciclo	70
Ecuación 24. Cálculo del petróleo original en sitio	82
Ecuación 25. Ecuación para determinar la eficiencia en los modelos de Marx, Mandl y Neuman	85
Ecuación 26. Factor adimensional para el modelo de Mandl & Volek	85
Ecuación 27. Factor adimensional para el cálculo de F_3	86
Ecuación 28. Cálculo del tiempo crítico	86
Ecuación 29. Cálculo del caudal de inyección	86
Ecuación 30. Cálculo del volumen de vapor para el modelo de Marx	87
Ecuación 31. Cálculo del volumen de vapor para el modelo de Mandl	87
Ecuación 32. Área de vapor	88
Ecuación 33. Cálculo del volumen de petróleo producido acumulado	88
Ecuación 34. Cálculo de la tasa de producción en frío	89
Ecuación 35. Cálculo de la variable a del modelo de Closmann	90
Ecuación 36. Cálculo de la variable x para el modelo de Closmann	90
Ecuación 37. Cálculo uno para la tasa de petróleo	91
Ecuación 38. Cálculo dos para la tasa de petróleo	91
Ecuación 39. Factor de captura presentado por el modelo de Jones	92

Ecuación 40. Factor AcD adimensional de Jones	92
Ecuación 41. Factor V_{oD} adimensional de Jones	92
Ecuación 42. Factor V_{pd} adimensional de Jones	93
Ecuación 43. Área del vapor	93
Ecuación 44. Tasa de producción de petróleo	94
Ecuación 45. Tasa de producción de petróleo según Myhill & Stegemeier	94
Ecuación 46. Petróleo producido acumulado para Myhill & Stegemeier	94
Ecuación 47. Volumen de vapor inyectado	95
Ecuación 48. Relación acumulada entre el petróleo y el vapor inyectado	95
Ecuación 49. Costo Anual Uniforme Equivalente	137
Ecuación 50. Valor Presente Neto	138
Ecuación 51. Ecuación para conversión TIO anual a TIO mensual	138
Ecuación 52. Conversión TIO anual a TIO mensual	139
Ecuación 53. Cálculo del Valor Presente Neto VPN	140
Ecuación 54. Cálculo del CAUE	140
Ecuación 55. Cálculo del Valor Presente Neto VPN	140
Ecuación 56. Cálculo del CAUE	141
Ecuación 57. Diferencia del CAUE de simulación numérica con el CAUE del modelo analítico	141

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Potencial de campos de crudo pesado en Colombia	38
Tabla 2. Representación de los radios para el modelo de inyección cíclica	70
Tabla 3. Viscosidades reportadas a sus distintas temperaturas del petróleo del modelo	71
Tabla 4. Valores de entrada necesarios para el modelo analítico de inyección continua	82
Tabla 5. Petróleo acumulado producido en el 2037 en cada modelo analítico	101
Tabla 6. Tasa de petróleo producido en el 2037 en cada modelo analítico	101
Tabla 7. Presión de saturación correspondiente a una temperatura de saturación	115
Tabla 8. Modelo analítico para inyección cíclica	151
Tabla 9. Continuación modelo de inyección cíclica	155
Tabla 10. Factor de recobro de los modelos analíticos siendo éste mayor al 100%	169
Tabla 11. Producción de petróleo acumulado con respecto al tiempo de los modelos de inyección continua	170
Tabla 12. Factor de recobro de los distintos modelos analíticos para inyección continua con respecto al tiempo	171

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Propiedades generales del crudo pesado	33
Cuadro 2. Clasificación de crudos según gravedad API	34
Cuadro 3. Casos de inyección continua de vapor en el mundo	52
Cuadro 4. Mecanismos de transferencia de calor	52
Cuadro 5. Variables de la inyección cíclica de vapor	58
Cuadro 6. Variables de la inyección continua de vapor	59
Cuadro 7. Propiedades iniciales para el proceso de inyección de vapor	59
Cuadro 8. Análisis de sensibilidades para el modelo de inyección cíclica	67
Cuadro 9. Ecuaciones para el desarrollo del modelo cíclico	73
Cuadro 10. Convenciones de los diagramas de flujo	74
Cuadro 11. Ecuaciones del tiempo de cobertura	81
Cuadro 12. Ecuaciones para la disminución de la tasa de inyección de vapor	81
Cuadro 13. Análisis de sensibilidad para el modelo de inyección continua de vapor	96
Cuadro 14. Espesores para cada arena	98
Cuadro 15. Ecuaciones usadas en el modelo analítico de inyección continua	101
Cuadro 16. Parámetros de entrada para el caso base de la simulación numérica	104
Cuadro 17. Parámetros ingresados al modelo base	104
Cuadro 18. Propiedades térmicas	105
Cuadro 19. Propiedades de los fluidos	106
Cuadro 20. Variables operacionales	106
Cuadro 21. Análisis de sensibilidades para la simulación de inyección cíclica	108
Cuadro 22. Análisis de sensibilidades para la simulación de inyección cíclica	108
Cuadro 23. Casos del análisis de sensibilidad para la simulación numérica	108
Cuadro 24. Resultados de casos de simulación de inyección cíclica	111
Cuadro 25. Resultados de simulaciones de inyección cíclica y continua simultáneamente	116
Cuadro 26. Resultado de las simulaciones de inyección selectiva e inyección no selectiva	121
Cuadro 27. Resultados de los casos de inyección selectiva y no selectiva para el año 2025	122
Cuadro 28. Resultados del SOR para los casos de inyección selectiva y no selectiva	124
Cuadro 29. Resultados de la presión de la simulación de los casos en frío, inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor	126
Cuadro 30. Resultados de la comparación entre el modelo de simulación y el modelo analítico para la inyección cíclica de vapor	127
Cuadro 31. Comparación de los modelos analíticos con la simulación numérica para acumulado de petróleo	129

Cuadro 32. Comparación de los modelos analíticos con la simulación numérica para tasa de producción de petróleo	131
Cuadro 33. Escenarios a usar en la evaluación financiera del proyecto	133
Cuadro 34. Proceso de Petrel y CMG con respecto al tiempo	134
Cuadro 35. Costo actual para el uso del simulador de yacimientos	134
Cuadro 36. Costos proporcionales de licencias de los dos software requeridos para la elaboración de la simulación numérica de yacimientos según el tiempo de uso de cada uno	135
Cuadro 37. Costo de inversión para el simulador de yacimientos	135
Cuadro 38. Costo de inversión para el desarrollo del modelo analítico	135
Cuadro 39. Costos mano de obra para el uso del simulador de yacimientos	136
Cuadro 40. Costos operacionales para el simulador de yacimientos	136
Cuadro 41. Costos mano de obra del modelo analítico	136
Cuadro 42. Costos operacionales para el modelo analítico	137
Cuadro 43. Tasa de inyección para cada arena según su espesor	161
Cuadro 44. Disminución de la tasa de inyección por arena y por año según el tiempo de cobertura	161
Cuadro 45. Cálculo de F1 y F2 a diferente tiempo adimensional	163
Cuadro 46. Modelo de Marx & Langenheim	166
Cuadro 47. Modelo de Neuman	167
Cuadro 48. Modelo de Mandl & Volek	167
Cuadro 50. Modelo de Closmann	168
Cuadro 49. Modelo de Jones	168
Cuadro 51. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de temperatura a presión de 600 psi	176
Cuadro 52. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de temperatura a presión de 400 psi	180
Cuadro 53. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de calidad	185
Cuadro 54. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de tasa de inyección	188

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Modelo analítico para inyección cíclica	150
Anexo B. Cálculo del tiempo de cobertura	157
Anexo C. Cálculo de la disminución de la tasa de inyección	158
Anexo D. Tabla para cálculo de f_1 y f_2	160
Anexo E. Cálculo paso a paso para los modelos analíticos de inyección continua	163
Anexo F. Factor de recobro de los modelos analíticos siendo éste mayor al 100%	166
Anexo G. Producción de petróleo acumulado con respecto al tiempo de los modelos de inyección continua	167
Anexo H. Factor de recobro de los distintos modelos analíticos para inyección continua con respecto al tiempo	168
Anexo I. Tasa de producción de líquidos vs. tiempo	169
Anexo J. Análisis de sensibilidades de temperatura para el modelo de inyección cíclica con p de 600 psi	170
Anexo K. Análisis de sensibilidades de temperatura para el modelo de inyección cíclica con p de 400 psi	174
Anexo L. Análisis de sensibilidades de calidad para el modelo de inyección cíclica	178
Anexo M. Análisis de sensibilidades de calidad para el modelo de inyección continua	183

GLOSARIO

BALANCE DE ENERGÍA: es una derivación de la Primera Ley de la Termodinámica. Se usa para determinar la cantidad de energía que se intercambia dentro de un sistema.

CALIDAD DEL VAPOR (% , FRACCIÓN): la mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación. Se denomina vapor húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla.

CALOR ESPECÍFICO (BTU): también llamada capacidad térmica. Capacidad de una sustancia para absorber calor. Se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de 1 lb de sustancia en 1°F.

CALOR LATENTE DE VAPORIZACIÓN (BTU/lb): cantidad de calor que debe suministrarse a 1 lb de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Se mide en BTU/lb.

CALOR SENSIBLE: calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada.

CAPACIDAD CALORÍFICA (BTU/ft³*°F): es el cociente entre la cantidad de energía calorífica transferida a un sistema y el cambio de temperatura que experimenta. Indica la dificultad que presenta una sustancia para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor.

CONDUCCIÓN: este es el mecanismo por medio del cual se transfiere calor de por contacto directo entre materiales de temperatura más elevada a materiales de temperatura menor.

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA (BTU/ft*D*°F): propiedad física que define la capacidad que tiene un material para la transmisión de calor por conducción.

CONSTRAINT: instrucción o restricción que se comanda en el simulador de yacimientos para controlar el comportamiento de un proceso de recuperación de petróleo o predicción del yacimiento.

CONVECCIÓN: la transferencia de calor por convección es un intercambio de calor entre el aire y una masa material las cuales se encuentran a diferentes temperaturas.

CRUDO PESADO: <22° API. Es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad, es decir, su viscosidad es tan alta (100-10,000 cP) al punto de no dejarlo fluir.

DIFUSIVIDAD TÉRMICA (ft²/D): propiedad asociada a la densidad, conductividad térmica y calor específico y representa la rapidez con la que varía un material con cambios bruscos de temperatura.

ENTALPÍA (BTU/lb): también llamado calor total. Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua. Su medición es en BTU/lb.

EXPANSIÓN TÉRMICA: es el aumento del volumen de un material debido al incremento en la temperatura.

FACTOR DE RECOBRO (%): es el porcentaje de petróleo recuperado con respecto al petróleo original en sitio de un yacimiento, mediante técnicas primarias, secundarias o terciarias.

FLUJO POR GRAVEDAD: flujo de un fluido en el que el efecto de gravedad es dominante.

FLUJO RADIAL: se da en yacimientos que no tienden a tener límites, es decir, tienen extensión infinita y consiste en que las líneas de flujo convergen hacia el pozo.

GRAVEDAD API (°API): escala de gravedad específica que sirve para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro.

IN SITU: en sitio o en su lugar.

LÍQUIDO SATURADO: cuando una fracción del líquido se convierte en vapor cuando es sometido a un incremento de temperatura.

MALLA: también llamada *grid* de simulación. Es el conjunto de bloques en los que se representa el yacimiento, considera datos del yacimiento como la estructura, estratigrafía, fallas, entre otros; los procesos de flujo a simular, la exactitud deseada, los recursos computacionales y la ubicación y tipo de pozos.

MOJABILIDAD: es la preferencia que tiene un sólido al entrar en contacto con un fluido, llamado fase mojante.

MOVILIDAD DEL PETRÓLEO: la movilidad se define como la relación que existe entre la viscosidad del fluido desplazado con respecto a la permeabilidad del fluido que está desplazando.

OVERBURDEN: roca suprayacente a la zona de interés.

VERRIDE: tendencia del vapor de subir a la parte superior del yacimiento por diferencia de densidades entre el vapor y el petróleo almacenado.

PÉRDIDAS DE CALOR: durante la inyección de vapor, no todo el calor que se inyecta llega hasta el yacimiento, causando el aumento insuficiente de la temperatura de los fluidos contenidos y, viéndose así, el desaprovechamiento de crudo a producir, esto se debe a las pérdidas de calor que se presentan durante el proceso.

PERMEABILIDAD (md): es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos. Se mide en milidarcies (md).

PETRÓLEO CALIENTE: petróleo con temperatura mayor a la inicial debido a la estimulación con vapor.

PETRÓLEO FRÍO: petróleo con temperatura igual a la temperatura del yacimiento.

POROSIDAD (% , FRACCIÓN): es el porcentaje o volumen de roca que es capaz de contener fluidos. Es la cantidad de espacios porosos que la roca contiene para almacenar fluidos.

RADIACIÓN: en este mecanismo, la transferencia de calor se lleva a cabo mediante la absorción y emisión de energía por ondas electromagnéticas.

SATURACIÓN (% , FRACCIÓN): es definida como la fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido en particular.

TEMPERATURA DE SATURACIÓN (°F): temperatura a la cual se produce la ebullición y aumenta al aumentar la presión. P_b . Se mide en °F.

TIEMPO CRÍTICO (DÍAS, MESES, AÑOS): es el tiempo que define el momento después de que la tasa de inyección de calor sea mayor que el calor consumido y es en este momento en el cual es necesario tomar en cuenta la convección del calor transportado por el agua caliente delante del frente de condensación.

TIEMPO CRÍTICO ADIMENSIONAL: es una variable la cual es necesaria para el cálculo del tiempo crítico y depende de la conductividad térmica, capacidad térmica y espesor.

TIEMPO DE COBERTURA: es el tiempo que toma el vapor en llegar a los fluidos, es decir, el avance que toma el vapor.

TIEMPO DE REMOJO: tiempo en el que se debe dejar cerrado el pozo inyector para que se realice eficientemente la transferencia de calor del vapor inyectado

hacia los fluidos almacenados en el yacimiento para ser posteriormente puesto en producción.

TRANSFERENCIA DE CALOR: existe transferencia de calor cuando dos cuerpos que tienen distintas temperaturas se ponen en contacto entre sí. Esta transferencia se da desde el cuerpo de mayor temperatura al de menor temperatura. La transferencia de calor se puede realizar por tres mecanismos físicos: conducción, convección y radiación.

UNDERBURDEN: roca subyacente a la zona de interés.

VAPOR SATURADO: es el vapor que se encuentra a la temperatura de ebullición del líquido, es decir, cuando el líquido empieza a hervir se desprende vapor.

VISCOSIDAD (cP): en general, es definida como la resistencia de un fluido a fluir y es función de la temperatura, la presión, la gravedad del petróleo, la gravedad del gas y la solubilidad del gas en centipoises (cP).

YACIMIENTO: trampa subterránea compuesta por una roca permeable y porosa en donde se almacenan fluidos como petróleo agua y gas.

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
<	Menor que
>	Mayor que
≈	Aproximación
°F	Grados Farenheit
°K	Grados Kelvin
μ_o	Viscosidad del petróleo. cP
μ_{oc}	Viscosidad del petróleo frío. cP
μ_{oh}	Viscosidad del petróleo caliente. cP
μ_w	Viscosidad del agua. cP
A	Área del arreglo. Acres.
A_{cD}	Factor del modelo de Jones dependiente de la viscosidad inicial del petróleo. Adimensional
API	<i>American Petroleum Institute</i> . °API – Instituto Americano del Petróleo
A_s	Área del vapor. Acres
BBL	Barriles
BBL/D	Barriles por día
BBL/acre*ft	Cantidad de barriles de vapor inyectado por unidad de volumen
BTU	<i>British Thermal Unit</i> – Unidad térmica británica
BWE	Barriles equivalentes de agua
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
CMG	<i>Computer Modeling Group</i>
COP	Pesos colombianos
cP	Centipoise
c_w	Calor específico del agua. BTU/lb*°F
E_{hs}	Eficiencia. Adimensional.
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i> – Recobro mejorado de petróleo
erfc	Función Error Complementaria
E_s	Eficiencia térmica. Fracción
Fos	Relación acumulada entre el petróleo y el vapor inyectado. Adimensional
FR	Factor de recobro
ft	<i>Feet</i> – pies
H_e	Altura de los líquidos. ft
H_f	Tasa de calor removido por los fluidos producidos. BTU/D
H_{o,g}	Calor removido de la formación por el petróleo y gas producido. BTU/BBL
H_s	Entalpía del vapor. BTU/lb
H_t	Espesor. ft
H_w	Entalpía del vapor. BTU/lb
H_{w,g}	Calor sensible y latente removido de la formación por el agua y el vapor producido. BTU/BN
IPOR	Tasa de producción inicial de petróleo (en frío). STB/D

IPR	<i>Inflow performance</i> – Curva de flujo del pozo
i_{st}	Tasa de inyección de vapor. BWE/D
K	Permeabilidad promedio. mD
Kh_{ob}	Conductividad térmica del <i>overburden</i> . BTU/ft*D*°F
k_o	Permeabilidad del petróleo. mD
k_{ro}	Permeabilidad relativa del petróleo. mD
k_{rw}	Permeabilidad relative del agua. mD
lb	Libra
L_v	Calor latente de vaporización. BTU/lb
M	metros
mD	milidarcies
MEOR	<i>Microbial Enhanced Oil Recovery</i>
M_{ob}	Capacidad calorífica del <i>overburden</i> . BTU/ft ³ *°F
N_p	Petróleo producido acumulado. BBL
OOIP	<i>Original Oil In Place</i> – Petróleo original en sitio. BBL
P_R	Presión original del yacimiento. psi
P_s	Presión de saturación del vapor. psi
psi	Libras de presión
P_w	Presión del pozo. psi
Q_i	Tasa de inyección de calor al tiempo t. BTU/h
q_o	Tasa de producción de petróleo. BBL/D
q_{oc}	Tasa de producción de petróleo frío. BBL/D
q_{oh}	Tasa de producción de petróleo caliente. BBL/D
r_e	Radio de drenaje. ft
r_h	Radio caliente. ft
r_{h1}	Radio caliente del primer ciclo. ft
r_{h2}	Radio caliente del segundo ciclo. ft
r_{h3}	Radio caliente del tercer ciclo. ft
r_{h4}	Radio caliente del cuarto ciclo. ft
r_w	Radio del pozo. ft
SAGD	<i>Steam Assistive Gravity Drainage</i>
S_{gi}	Saturación de gas inicial. Fracción
S_{oi}	Saturación de petróleo inicial. Fracción
S_{or}	Saturación de petróleo residual. Fracción
SOR	<i>Steam Oil Ratio</i> – Relación vapor-aceite. Fracción
S_{orst}	Saturación de petróleo residual en la zona de vapor. Fracción
STB	<i>Stock Tank Barrel</i> – Barril de tanque de almacenamiento
S_w	Saturación de agua. Fracción
S_{wi}	Saturación inicial de agua. Fracción
T	Tiempo. Años, días, meses.
T_{avg}	Temperatura promedio
t_c	Tiempo crítico. Años, días, meses.
t_D	Tiempo adimensional. Adimensional
t_{Dc}	Tiempo adimensional crítico. Adimensional
TIO	Tasa Interna de Oportunidad

T_R	Temperatura del yacimiento, °F
T_S	Temperatura del vapor inyectado. °F
V_{oD}	Factor del modelo de Jones dependiente del depletamiento. Adimensional.
V_{pD}	Factor del modelo de Jones dependiente de la saturación de gas inicial. Adimensional.
VPN	Valor Presente Neto
V_s	Volumen de la zona de vapor. ft ³
Watt	Wattios
WOR	<i>Water Oil Ratio</i> – Relación agua petróleo
X_{st}	Calidad del vapor. Fracción
α	Difusividad térmica. ft ² /D
β_o	Factor volumétrico del petróleo. BBL/STB
δ	Energía removida por fluidos producidos. Adimensional
ΔS_o	Diferencia de saturaciones. Fracción
ΔT	Diferencia de temperatura. °F
Δt	Diferencia de tiempo. Años, días, meses
Δρ	Diferencia de densidades. g/cm ³
λ_o	Movilidad del petróleo
ρ_o	Densidad del petróleo. g/cm ³
ρ_w	Densidad del agua. g/cm ³
Φ	Porosidad. Fracción

RESUMEN

El presente trabajo tuvo como objetivo la obtención de dos modelos analíticos, uno para inyección cíclica de vapor y otro para inyección continua de vapor, los cuales fueron capaces de aproximar la predicción de producción de petróleo con valores arrojados por un simulador numérico.

Inicialmente se describieron las características generales de un campo de crudo pesado, tanto en el mundo como en Colombia, y se siguió con la descripción de los mecanismos de recuperación de petróleo: primaria y recobro mejorado (secundaria y terciaria). Concluyendo la parte introductoria, se explicaron los mecanismos de transferencia de calor ya que estos afectan en el proceso de inyección de vapor. Lo anterior se hizo con el objetivo de traer en contexto el tema del trabajo.

Una vez clara la parte teórica, se procedió a realizar el modelo de inyección cíclica y de inyección continua. Para esto se tuvieron en cuenta ciertos modelos con sus respectivas suposiciones y ecuaciones. Fue necesario realizar análisis de sensibilidades para determinar los valores que más se adecuaban.

Después de las sensibilidades y teniendo escogencia de los valores que se iban a usar, se pasó a validar los valores obtenidos con la simulación numérica de yacimientos usando el software CMG. Para esto, se realizaron casos de simulaciones para inyección cíclica y continua de vapor y, de esta manera, se pudo comparar con los modelos analíticos.

Finalmente, después de haber sido validado el modelo analítico con la simulación, se realizó un análisis financiero mirando la ventaja que trae usar el modelo analítico en vez de un simulador numérico para la toma de decisiones más tempranas. El objetivo de esto fue determinar el ahorro de dinero debido al ahorro de tiempo.

Palabras claves:

- Inyección cíclica vapor
- Inyección continua vapor
- Yacimiento crudo pesado
- Modelo analítico

INTRODUCCIÓN

Por lo general, un yacimiento de crudo pesado no es capaz de producir por mecanismos de recuperación primaria ni secundaria, es por esto que se deben implementar mecanismos de recobro mejorado y la inyección de vapor ha sido, en los últimos años, la mejor alternativa.

Actualmente, Occidental de Colombia L.L.C. no cuenta con un modelo analítico de inyección cíclica y continua de vapor que le permita predecir la producción de petróleo en cierta proyección de tiempo sin necesidad de requerir mucha información del yacimiento, por lo cual requieren del uso de un simulador numérico el cual requiere de más información como pruebas PVT, geología del yacimiento, datos de registros eléctricos, ajuste histórico, etc. Es por esto que se ve la necesidad de implementar un modelo analítico tanto para inyección cíclica como para continua con el fin de reducir los tiempos de operación y tomar decisiones en menor tiempo.

Para lograr esto se tomaron en cuenta distintos modelos, cada uno con consideraciones de cada autor y con las ecuaciones de balance de masa y de transferencia de calor y, mediante un análisis de sensibilidad, se determinó cuál fue el modelo adecuado para la inyección cíclica y cuál para inyección continua.

Teniendo esto fue posible determinar cuánto fue el ahorro que la compañía puede lograr para la toma de decisiones en una proyección de tiempo si se implementan los modelos que fueron desarrollados en el trabajo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de la inyección cíclica y continua de vapor.
2. Describir los modelos analíticos existentes que van a ser objeto de estudio.
3. Ajustar los modelos existentes considerando las condiciones de un yacimiento de crudo pesado.
4. Realizar la simulación de la inyección cíclica y continua de vapor mediante el software de simulación Computer Modeling Group (CMG).
5. Comparar los resultados del modelo analítico con los resultados arrojados por la simulación.
6. Evaluar la viabilidad técnica del uso de modelos analíticos como medio para predicción del proceso de inyección de vapor mediante la comparación realizada con la simulación.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto usando como indicador financiero el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

1. GENERALIDADES DEL CRUDO PESADO Y MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO

Este capítulo hace referencia a la parte teórica de la investigación, señalando las características principales de crudo pesado y cuáles son los mejores mecanismos de recuperación para lograr un barrido eficiente de este y, de esta manera, incrementar el factor de recobro.

1.1 GENERALIDADES DEL CRUDO PESADO

Los yacimientos de petróleo cuentan con dos clasificaciones a nivel mundial, los convencionales los cuales se caracterizan porque su extracción y refinación es de manera sencilla y no requiere intervención adicional, y los no convencionales cuya característica principal es que su composición química requiere métodos más difíciles y, por lo tanto, más costosos para llevar a cabo los mismos procesos.

Un crudo pesado (<22° API) es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad, es decir, su viscosidad es tan alta (100 – 10,000 cP) al punto de no dejarlo fluir. Se le denomina ‘pesado’ debido a que su densidad es superior a la del petróleo crudo ligero. La producción, transporte y refinado de este tipo de crudo presenta problemas en comparación al tipo de crudo ligero.

Existen más de seis trillones de barriles de petróleo *in situ* (*) que corresponden a petróleo pesado. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. En el **Cuadro 1** se muestra un ejemplo de la variación de la viscosidad dependiendo de la temperatura a una gravedad API de referencia.

Cuadro 1. Propiedades generales del crudo pesado

PROPIEDADES DEL ACEITE		
Viscosidad del fluido (cP)	@80°F	19,339
	@104°F	4,107
	@200°F	93
	@326 °F	9
Gravedad API	11.3°	

1.1.1 Clasificación de crudos según gravedad API. Según PDVSA¹, los crudos se pueden clasificar según sus grados API en livianos, medianos, pesados o extrapesados. Esta clasificación da una idea de la viscosidad que presenta el crudo. En el **Cuadro 2** se presenta dicha clasificación.

¹ PDVSA. Petróleos de Venezuela, S.A. Aspectos técnicos/Tipos de crudos. [En línea]. Copyright 2005. [Citado el 15 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de petróleos de Venezuela, S.A <http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html>

Cuadro 2. Clasificación de crudos según gravedad API

Tipo de crudo	°API
Crudos livianos	30 – 40°
Crudos medianos	22 – 29.9°
Crudos pesados	10 – 21.9°
Crudos extrapesados	< 10°

Fuente. PDVSA. Petróleos de Venezuela, S.A. Aspectos técnicos/Tipos de crudos. [En línea]. Copyright 2005. [Citado el 15 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de petróleos de Venezuela, S.A <http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html> Modificado por los autores.

1.1.2 Origen del crudo pesado en yacimientos. El crudo, al momento de almacenarse, no es pesado, es decir, el crudo no es denso desde la roca generadora. Esta característica la adquiere después de haber sufrido la migración.

Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 – 40° API. El petróleo se vuelve pesado solo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas².

El petróleo crudo pesado se produce típicamente en formaciones geológicas de épocas jóvenes tales como: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estas formaciones son someras y no poseen sellos tan efectivos; esto genera la formación de crudo pesado en fondo.

1.1.3 Características generales de un campo de crudo pesado. En un campo de crudo pesado es importante tener en cuenta diversos factores que lo caracterizan como lo es la profundidad, el tipo de roca y el crudo que se encuentra allí almacenado. Con respecto a las características del crudo que contenga es importante tener en cuenta las concentraciones de metales, la densidad, la temperatura, entre otros; pero sin duda el factor más importante para la determinación de un crudo pesado es su viscosidad.

La clasificación del crudo se determina según los grados API (**) la cual está relacionada con la gravedad específica del petróleo. La naturaleza de los crudos pesados se relaciona con poca profundidad. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos

² LINARES, Luz Marina y GUZMÁN, Ángel. Yacimientos de petróleo pesado. En: Oilfield Review. Invierno de 2002/2003, p. 2.

(*) Referente a “en sitio” o “en su lugar”.

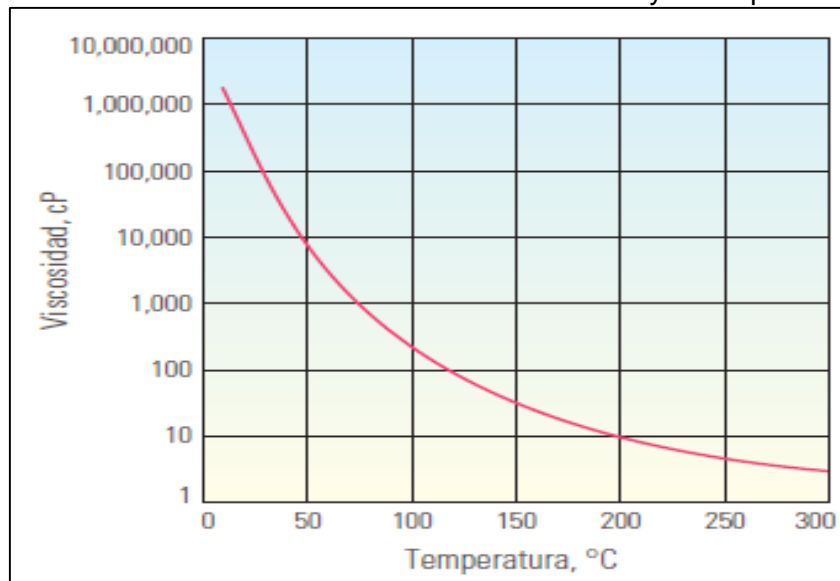
(**) Instituto Americano del Petróleo.

para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. El crudo pesado, en general, presenta un factor de recobro equivalente al 20%³ en comparación al crudo liviano con 35%. Esto hace ver la necesidad de aumentar el factor de recobro para crudos pesados mediante mecanismos de recobro de crudo. Por otra parte, la apariencia de este tipo de crudo es líquida o semisólida.

1.1.4 Variación de la viscosidad del crudo con respecto a la variación de la temperatura. Como se mencionó anteriormente, la viscosidad de un crudo es uno de los factores más importantes o relevantes para su clasificación (después de la gravedad API) y para determinar su comportamiento y, de esta manera, establecer el mejor mecanismo de recuperación.

Generalmente, un yacimiento de crudo pesado se pone a producción ‘en frío’ (*) al inicio del proceso. Luego de que la producción en frío alcanza su límite económico – ya no es económicamente viable continuar la producción mediante ese mecanismo – es necesario la recuperación asistida térmicamente, es decir, añadir calor al yacimiento para disminuir la viscosidad del crudo, tal como se muestra en la **Gráfica 1**.

Gráfica 1. Relación entre la viscosidad del crudo y la temperatura



Fuente. BROWN, George y WEST, Chris. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review. Otoño de 2006, p. 3.

³ COLOMBIA ENERGÍA. Destacados/Crudos pesados, la gran apuesta del sector. [En línea]. Copyright 2016. [Citado el 25 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Colombia Energía: CO. <<http://www.colombiaenergia.com/featured-article/crudos-pesados-la-gran-apuesta-del-sector>>

(*) Producir a la temperatura original del yacimiento.

1.1.5 Crudo pesado en el mundo. Del 100% de reservas que existen en el mundo, las cuales oscilan entre 9 - 13 trillones de barriles⁴, 30% de estas corresponde a crudo convencional (2.7 – 3.9 trillones de barriles de aceite) y 70% a crudo no convencional (6.3 - 9.1 trillones de barriles). De éste 70%, el 25% corresponde a crudos pesados (1.6 – 2.3 trillones de barriles) y el 45% restante a crudos extra-pesados⁵ (2.8 – 4 trillones de barriles).

“En el mundo hay tres veces más petróleo pesado que crudo y gas convencionales”⁶. Aunque siempre ha sido importante la explotación de crudo convencional, es de gran relevancia que los crudos pesados sean explotados ya que se estiman altas reservas en el futuro de este tipo de crudo. Para lograr esto es importante tener recursos, infraestructura, tecnología y talento humano que logre la producción de estos recursos debido a que se debe modificar tanto la viscosidad como la densidad del crudo que esté almacenado en el yacimiento.

A nivel mundial, los productores altamente activos en producción de petróleo pesado son:

- **Estados Unidos.** Existen tres campos gigantes en Estados Unidos, específicamente en California, estos son: Midway – Sunset, Kern River y South Belridge los cuales ya han producido más de mil millones de barriles de petróleo cada uno.
- **Medio Oriente.** Los campos de este sector se encuentran en la zona neutral entre Kuwait, Arabia Saudí, Omán y Egipto (Campo Issaran). Tiene una producción aproximada de 11,000 MBPD.
- **Brasil.** Este país se estima como el próximo líder en reservas de petróleo. Se especializa en aguas ultraprofundas. El principal campo productor de crudo pesado es el Campo Xerelete.
- **Indonesia.** El principal campo productor de crudo pesado es el Campo Durí; en éste también se han hecho diversos mecanismos de recuperación de crudo terciario, específicamente, métodos térmicos (inyección de vapor). Produce un aproximado de 230,000 barriles por día de petróleo.

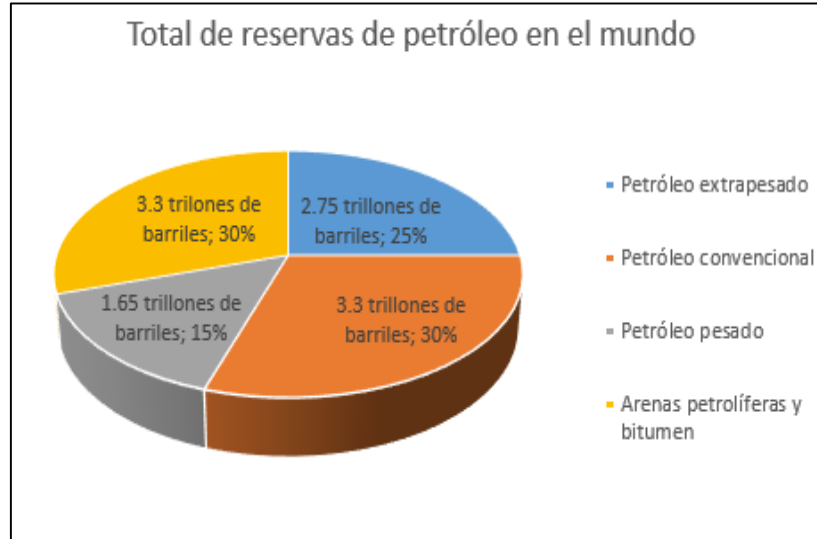
⁴ BROWN, George y WEST, Chris. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review. Otoño de 2006, p. 1.

⁵ CAMPETROL. Inicio/Gráfico de la Semana/Crudos Pesados: el reto para Colombia. (En línea]. Copyright 2011-2013. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Cámara Colombiana de Bienes & Servicios Petroleros. < <http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/>>

⁶ PETROLNEWS. Noticias/En el Mundo hay tres veces más petróleo pesado que crudo y gas convencionales. [En línea]. Copyright. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Petrolnews.net. < <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=12430>>

En la **Figura 1** se muestra una gráfica de torta en donde, a manera de resumen, se identifica el total de reservas de crudo que existe en el mundo.

Figura 1. Total de reservas de crudo en el mundo



Fuente. BROWN, George y WEST, Chris. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review. Otoño de 2006, p. 1. Modificada por los autores.

1.1.6 Crudo pesado en Colombia. En Colombia, el 55% (494,450 BBL/D) del petróleo que se produce es pesado⁷ y el 45% (404,550 BBL/D), petróleo convencional. El factor de recobro del crudo pesado oscila entre el 40 – 60% del total de reservas en el mundo, estos factores se alcanzan cuando el método de recuperación tiene una buena eficiencia de trabajo; y en Colombia, este factor está entre 23 – 29%, viéndose así, el desaprovechamiento de crudo existente en los yacimientos de petróleo⁸.

Dentro de los principales campos de crudo pesado en Colombia se encuentran: Teca – Nare (16,000 BBL/D), Rubiales (135,000 BBL/D⁹) y Castilla (121,000 BBL/D¹⁰).

⁷ CAMPETROL. Inicio/EI 55% del petróleo que se produce en Colombia es crudo pesado [En línea]. Copyright 2011-2013. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Cámara Colombiana de Bienes & Servicios Petroleros. <<http://campetrol.org/el-55-del-petroleo-que-se-produce-en-colombia-es-crudo-pesado/>>

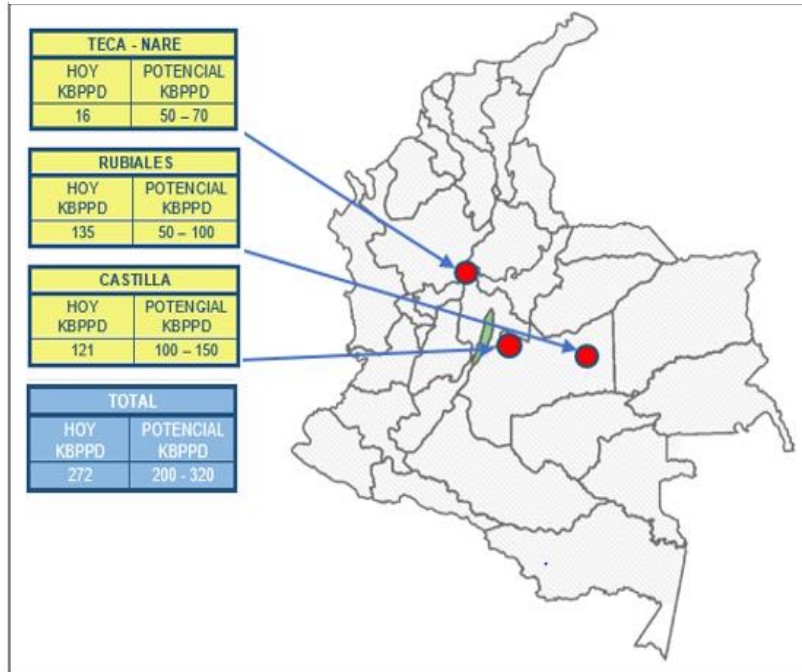
⁸ ESPINOSA, Carlos Andrés y TORRES, Kelly Johana. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Universidad de San Buenaventura, Cartagena, p. 1.

⁹ PORTAFOLIO. Negocios/Rubiales, el campo petrolero más productivo del país, empieza a ser operado por Ecopetrol. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 01 de mayo de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de Portafolio <<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-el-campo-mas-productor-de-crudo-en-el-pais-abre-sus-puertas-498303>>

¹⁰ ECOPETROL. Nuestra Empresa/Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [En línea]. Copyright. 2017. [Citado el 01 de mayo de 2017]. Disponible en: Sitio oficial

En la **Figura 2** se visualiza un mapa de Colombia en el cual se muestran los principales Campos de crudo pesado con su ubicación, su respectiva producción y con el potencial que tiene cada uno.

Figura 2. Mapa de Colombia de crudo pesado



Fuente. SALGAR HURTADO, Mauricio. Proyectos de crudo pesado en Colombia. Cartagena, Colombia. 2006. Modificado por los autores

El potencial de crudos pesados en Colombia se centra principalmente en dos cuencas: Cuenca de los Llanos Orientales y Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Estas cuencas cuentan con el 99% de crudo con densidad < 15°API en el país (ver **Tabla 1**).

Tabla 1. Potencial de campos de crudo pesado en Colombia

Campos en Producción		
Cuenca / Campo	POES (mbls)	Reservas (mbls)
Llanos	9.000	750 - 1.300
Ecopetrol 100 %	6.600	600 - 1000
Rubiales	2.400	150 - 300
Magdalena Medio	1700	100 - 200
Nare - Teca	1.700	100 - 200
Total	10.700	850 - 1.500

Fuente. SALGAR HURTADO, Mauricio. Proyectos de crudo pesado en Colombia. Cartagena, Colombia. 2006.

de Ecopetrol. <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>>

1.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO

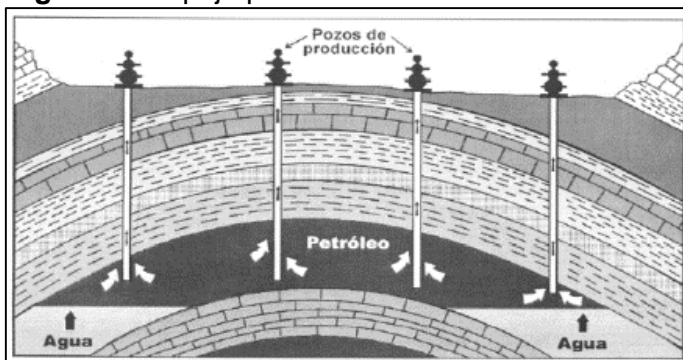
Existen en la actualidad dos mecanismos o métodos de recuperación de petróleo en el mundo: primario y recobro mejorado (secundario y terciario). Actualmente, el 85% del crudo producido a nivel mundial se obtiene de mecanismos primarios y secundarios, pero estos sólo son capaces de recuperar el 35% del petróleo in situ; debido a esto, “es necesario la implementación de los llamados métodos de recuperación mejorada o mecanismo terciario de recuperación”¹¹.

Normalmente estos métodos de recuperación se trabajan de manera secuencial, pero en realidad esto no se debe manejar así, debido a que el mecanismo a usar debe depender del tipo de crudo que esté almacenado en el yacimiento. Por ejemplo, cuando hay un crudo pesado o extrapesado, los mecanismos primarios y secundarios no serían válidos para usar, por esto, el mecanismo terciario sería el primer y último método a usar para la recuperación del petróleo allí acumulado.

1.2.1 Mecanismo de recuperación primaria. Es también denominada como la producción inicial del yacimiento y se basa en el desplazamiento del crudo por la energía natural presente en el reservorio. Esto es mediante las fuentes naturales allí presentes como lo son: el empuje por agua, el empuje por gas en solución, la expansión de la roca y de los fluidos, el empuje por capa de gas y el drenaje por gravedad.

- **Empuje por agua:** Permite que exista una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada ‘acuífero’. En este mecanismo se estima un recobro de 30 – 50%¹² del OOIP. Su eficiencia depende de la geología del yacimiento y la heterogeneidad (ver **Figura 3**).

Figura 3. Empuje por acuífero activo



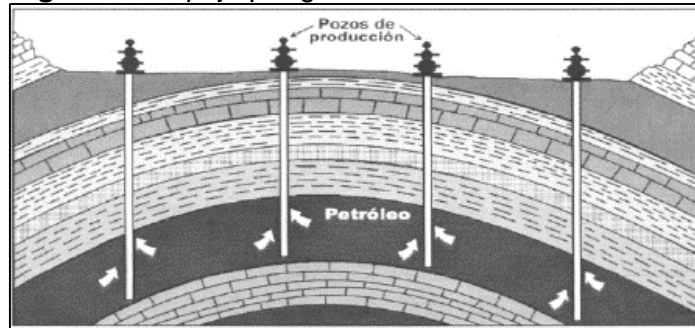
Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 4.

¹¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 1.

¹² Ibid, p. 4.

- **Empuje por gas en solución:** En este mecanismo no existe una capa de gas dentro de la distribución de los fluidos en el yacimiento. La presión del yacimiento empieza a disminuir a causa de la producción de los fluidos, por esto, el gas se desprende del fluido y se empieza a expandir, tal como lo muestra la **Figura 4**, lo que genera el desplazamiento del petróleo desde el yacimiento hacia los pozos productores. La eficiencia de este mecanismo depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del petróleo y de la estructura geológica del yacimiento. El método puede alcanzar recobros de entre 10 – 30%¹³ del OOIP.

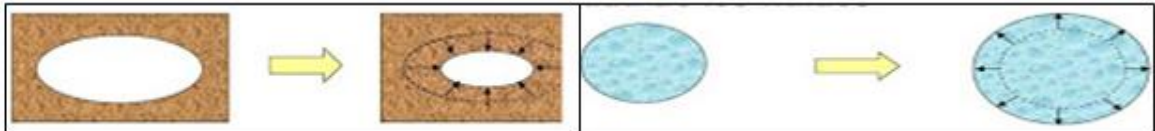
Figura 4. Empuje por gas en solución



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 6.

- **Expansión de la roca y de los fluidos:** Cuando el yacimiento se encuentra en producción, se incrementa la diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión de poro (ver **Figura 5**), lo cual ocasiona una disminución del volumen poroso del yacimiento y un cambio en el volumen de los fluidos presentes.

Figura 5. Compresibilidad de la roca y de los fluidos

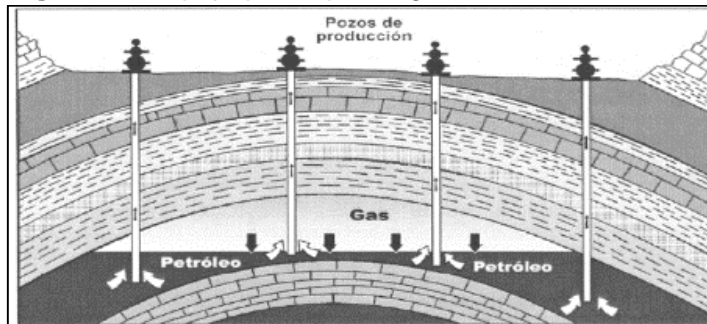


Fuente. INDUSTRIA PETROLERA. Comunidad petrolera/Compresibilidad de la roca y los fluidos. [En línea]. Copyright 2008-2012. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de La Comunidad Petrolera. <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/compresibilidad-de-la-roca-y-los.html>>

- **Empuje por capa de gas:** En este mecanismo, como lo muestra la **Figura 6**, el yacimiento tiene presencia de una capa de gas, lo que promueve la existencia del almacenamiento de una gran cantidad de energía en forma de gas comprimido, lo cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de manera que el petróleo se desplazará por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad.

¹³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 5.

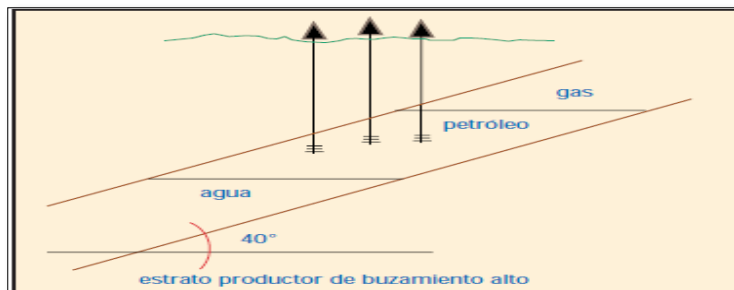
Figura 6. Empuje por capa de gas



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 7.

- **Drenaje por gravedad:** Este es el quinto y último mecanismo de recuperación de petróleo y consiste en yacimientos de gran espesor y que tiene una buena comunicación vertical y en los que tienen un buzamiento marcado. Este método es un proceso lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación, como se ve en la **Figura 7**, para lograr llenar el espacio ocupado por el petróleo y así, crear una capa secundaria de gas que permita el empuje del petróleo a producir a los pozos productores.

Figura 7. Empuje por drenaje gravitacional

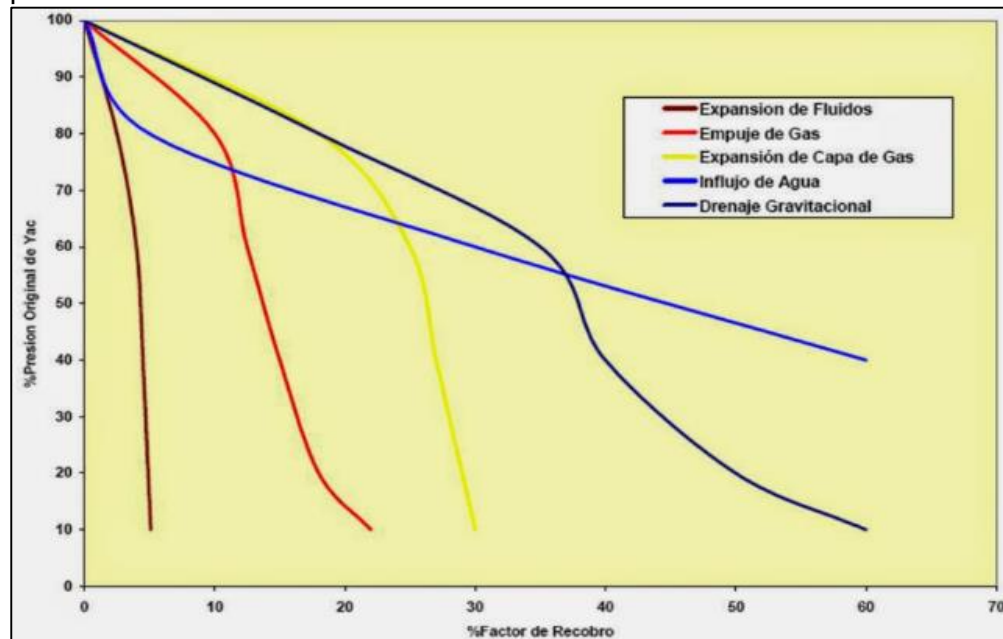


Fuente. INDUSTRIA PETROLERA. Comunidad petrolera/Mecanismo de producción natural: Segregación gravitacional. [En línea]. Copyright 2008-2012. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de La Comunidad Petrolera. <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/10/mecanismo-de-produccion-natural_11.html>

El mecanismo más efectivo es el de empuje por presencia de acuífero, seguido del drenaje por gravedad, luego el empuje por capa de gas, le sigue el empuje por gas en solución y, finalmente, el mecanismo de la expansión de la roca y los fluidos (ver **Gráfica 2**).

Cuando la energía producto de estos mecanismos no logran recuperar petróleo, se puede aplicar un mecanismo de levantamiento artificial como: bombeo mecánico, gas lift, bomba de cavidades progresivas, bombeo electrosumergible, entre otros.

Gráfica 2. Recobro de petróleo por diferentes métodos de recuperación primaria



Fuente. BLOGSPOT. 2014/Septiembre/Yacimientos de hidrocarburos. Clasificación. [En línea]. Copyright. [Citado el 25 de febrero de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de Blogspot.com.co <<http://yacimientosdehidrocarburos.blogspot.com.co/>>

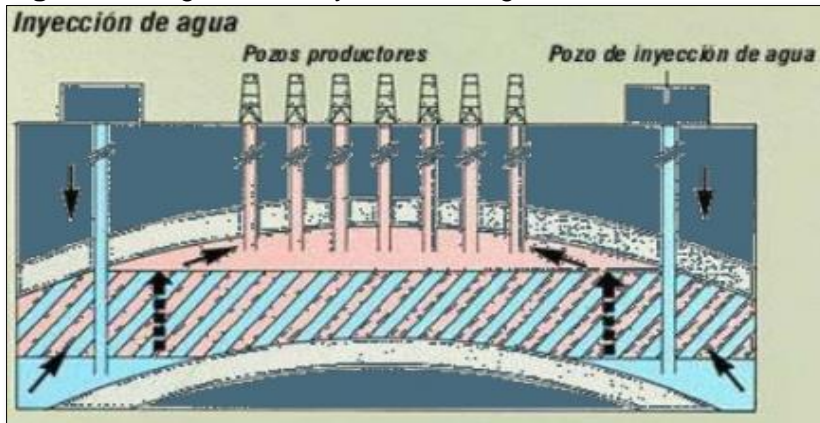
1.2.2 Mecanismo de recuperación secundaria. Una vez se han agotado los mecanismos de recuperación primaria (flujo natural y levantamiento artificial) o la energía del yacimiento no es suficiente para lograr la recuperación del petróleo acumulado en el yacimiento, es necesario aplicar el mecanismo de recuperación secundaria.

Este mecanismo es la segunda etapa de recuperación de hidrocarburos durante el cual, un fluido externo, sea agua o gas, se inyecta en el yacimiento para mantener la presión del yacimiento y así, desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. El uso sucesivo de la recuperación primaria y secundaria produce alrededor del 15% al 40%¹⁴ del OOIP.

¹⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español/Recuperación secundaria. [En línea]. Copyright 2016. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial Oilfield Glossary Schlumberger. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx>

- **Inyección de agua:** Este método de recuperación secundaria es el más utilizado debido a que tiene más eficiencia que la inyección de gas. Es un proceso donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción gracias a que el agua inyectada permite mantener la presión sobre el yacimiento lo cual hace que la energía que se estaba perdiendo debido a producción, se restablezca, o al menos logre mantenerse, para continuar con la producción. El proceso anterior se puede visualizar en la **Figura 8**.

Figura 8. Diagrama de inyección de agua



Fuente. NIEVES, María. Geología de explotación del petróleo, agua y vapor. Universidad Autónoma del Carmen. Facultad de química. 2014.

La eficiencia de este mecanismo depende de la posición de los pozos productores e inyectoras, es decir, del tipo de arreglo que se utilice para el proceso de inyección.

- **Inyección de gas:** Es el segundo método de la recuperación secundaria y consiste en el mantenimiento de presión. Este es el proceso en donde el gas se inyecta en el yacimiento con el fin de lograr el aumento de recuperación de petróleo. El gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y así, el petróleo será capaz de fluir hacia los productores.

Esta etapa de recuperación (secundaria), alcanza su límite de uso cuando el fluido que fue inyectado – agua o gas – empieza a producirse en cantidades considerables y, de esta manera la recuperación deja de ser rentable. Por esta razón se debe proceder al tercer y último mecanismo de recuperación, la recuperación mejorada, también llamada EOR por sus siglas en inglés *Enhanced Oil Recovery*.

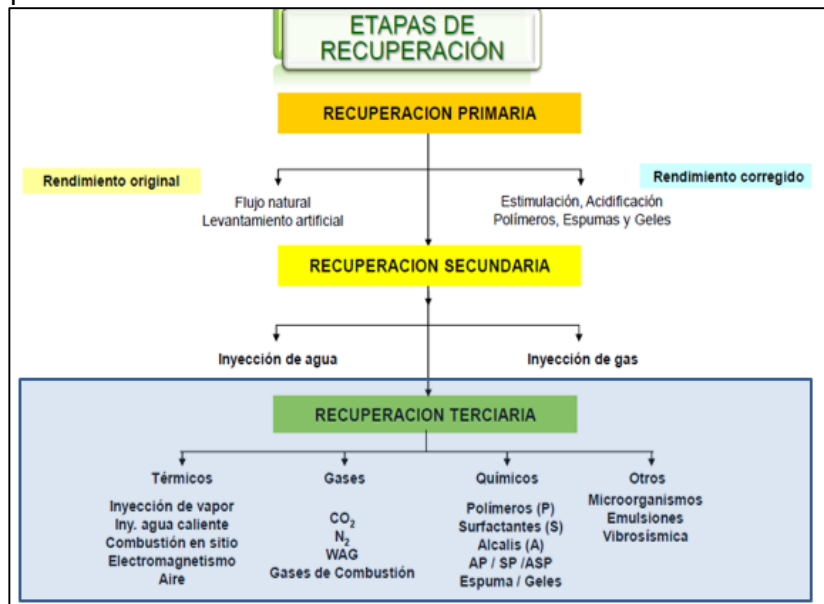
1.2.3 Mecanismo de recuperación terciaria. El yacimiento, luego de pasar por la recuperación primaria y secundaria, aún contiene entre el 60-80%¹⁵ de OOIP. De acuerdo a esto, se determinó la necesidad de implementar mecanismos para

¹⁵ SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada del Petróleo. Mérida – Venezuela: Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. 2005, p. 4.

recuperar ese porcentaje de saturación de petróleo que aún estaba atrapado por las fuerzas capilares y viscosas, que impiden que fluya hacia los pozos.

La **Figura 9** muestra una descripción de los mecanismos de recuperación que existen para la extracción de crudo.

Figura 9. Descripción de los métodos de recuperación del petróleo



Fuente. ECOPETROL. Recuperación Mejorada. 2013.

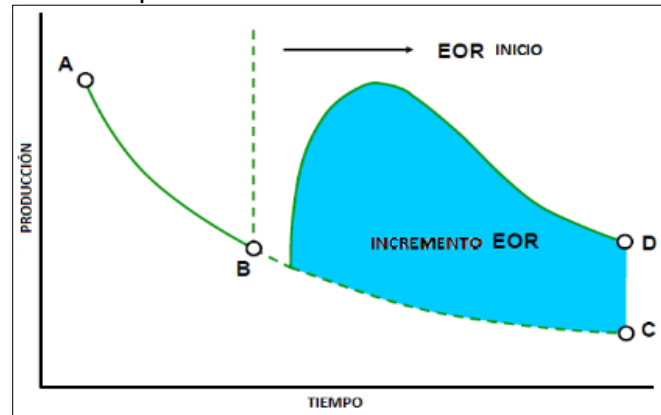
Cabe resaltar que existen casos en los que fue necesario producir inicialmente con recobro secundario o terciario sin haber pasado por el método primario, esto ocurre principalmente en yacimientos de crudo pesado y muy viscoso que, al no producir en frío mediante la etapa primaria o secundaria, es necesario desarrollar el yacimiento con EOR, usando inyección de vapor más específicamente. EOR (por sus siglas en inglés *Enhanced Oil Recovery*) es un conjunto de procesos utilizados para la recuperación del crudo mediante la alteración de las propiedades del fluido o del sistema roca-fluido de modo que facilitan el proceso de movilización del crudo a través del yacimiento y, aumentar así, la producción de petróleo (ver **Gráfica 3**). Existen varios tipos de procesos en los cuales se puede dividir la recuperación mejorada; generalmente pueden ser:

- Procesos químicos
- Procesos de inyección de gases miscibles
- MEOR (por sus siglas en inglés *Microbial Enhanced Oil Recovery*)
- Procesos térmicos

La selección de algún proceso en específico depende de las propiedades del yacimiento (porosidad, permeabilidad absoluta/relativa, mojabilidad, mineralogía),

tipo de crudo, relación agua-aceite, gas-aceite, profundidades, presiones y temperaturas. Existe un gran número de procesos de recuperación y por eso debe realizarse un arduo estudio para realizar la mejor selección del proceso que más rentable sea y menor saturación residual de petróleo deje.

Gráfica 3. Incremento de la producción de petróleo debido al proceso de EOR



Fuente. LAKE, Larry. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Austin: The University of Texas. 2007.

- **Proceso Químico.** Este tipo de proceso involucra el uso de diferentes fluidos químicos, estos químicos son usados para alterar las propiedades de interacción roca-fluido y lograr una mejor movilidad del hidrocarburo a través de la formación. Luego, este tapón es antecedido por un fluido de desplazamiento que sería el agua.
- **Proceso de inyección de gases miscibles.** El uso de gases miscibles tiene como objetivo que éste forme una fase homogénea con el crudo a ciertas condiciones como presiones relativamente altas. Se busca aprovechar la transferencia de masa para disminuir la tensión interfacial del gas miscible y del crudo.
- **Recuperación mejorada microbiana de petróleo MEOR.** *Microbial Enhanced Oil Recovery*, por sus siglas en inglés, es una técnica para recuperar petróleo que utiliza microorganismos presentes ya en el yacimiento o microorganismos que son adaptados a condiciones extremas de fondo¹⁶. Los principales objetivos de esta inyección son: reducir de la tensión interfacial y alteración de la mojabilidad y reducir de la viscosidad del petróleo.
- **Recuperación térmica de petróleo.** Este método se refiere al uso intencional de calor dentro del yacimiento con el objetivo de incrementar la producción. Los

¹⁶ NIELSEN, Sidsel Marie. Microbial Enhanced Oil Recovery-Advanced Reservoir Simulation. Technical University of Denmark. Denmark. 2010

métodos térmicos se han experimentado desde 1950¹⁷, la pieza clave para lograr esto es la temperatura del fluido que se está inyectado y su capacidad de transferir la energía para logra un intercambio de calor efectivo. El principal cambio que ocurre en el yacimiento como resultado de añadir calor (especialmente en yacimientos de crudo pesado), es la reducción de la viscosidad del petróleo, la alteración de la mojabilidad de la roca y la expansión térmica del petróleo, esto hace del recobro térmico la técnica más usada para en crudos pesados para crear caudales y recobros económicos.

Los procesos de recobro térmico se pueden dividir de acuerdo con los que utilizan un fluido (agua, vapor) desde superficie para transferir la energía o los que generan el calor en el propio yacimiento (combustión in-situ).

- **Inyección de agua caliente.** Este proceso tiene el objetivo de aumentar la temperatura del petróleo para disminuir su viscosidad y mediante un desplazamiento, como en una inyección de agua, empujar el petróleo a un pozo productor. Usualmente es menos efectivo comparado con el vapor debido a que tiene menor contenido de calor.
- **Calentamiento eléctrico inductivo.** Es el proceso de calentar la cercanía del pozo mediante electricidad. El calor es generado alrededor del pozo lo cual genera la reducción del daño de formación de la cara (skin) y mejor la afluencia (IPR).
- **Inyección de vapor asistida por gravedad SAGD.** *Steam Assisted gravity drained*, por sus siglas en inglés, es un proceso que utiliza dos pozos horizontales cercanos. El pozo superior se considera como el inyector y el otro el encargado de producir, esto con el objetivo de aprovechar la cámara de vapor que se forma por gravedad y reduce considerablemente la viscosidad del crudo.
- **Combustión in-situ.** Este proceso no utiliza un fluido para suministrar calor a la formación, sino que utiliza una fracción del petróleo aproximadamente 10%¹⁸ como combustible para generar la energía suficiente para calentar la formación y el resto del petróleo, con el mismo objetivo de incrementar la temperatura, reducir la viscosidad, aumentar la movilidad y la producción.

1.2.3.1 Inyección cíclica de vapor. La inyección cíclica de vapor o estimulación con vapor, consiste en la **inyección de vapor** por un determinado tiempo (por lo general de una a tres semanas¹⁹), periodo en el cual el vapor invade el yacimiento;

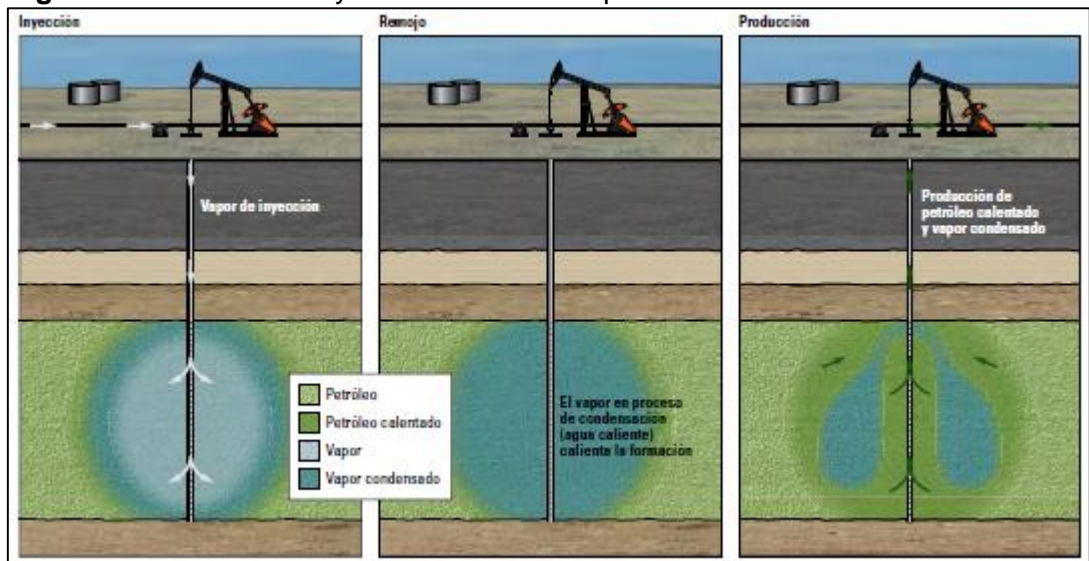
¹⁷ S., Thomas. Enhanced Oil Recovery – An Overview. Canada: Institut français du pétrole. Vol. 63. 2008, p.3.

¹⁸ ESPINOSA, Carlos Andrés y TORRES, Kelly Johana. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Cartagena: Universidad de San Buenaventura, p. 8.

¹⁹ La inyección Alterna de vapor. Capítulo IV, p. 11.

luego un tiempo de cierre de pozo o mejor llamado **periodo de remojo** que dura de tres a cinco días²⁰, en este periodo de remojo la energía contenida en el vapor se transfiere a la formación y al petróleo; este periodo de tiempo se debe determinar de forma tal que no genere problemas como producción de vapor o calentamiento insuficiente (*) del petróleo y baja disminución de la viscosidad, esto por poco tiempo de remojo y el tiempo no debe ser tan grande pues se pierde tiempo lo que tiene como consecuencia la disminución de la rentabilidad. Por último **se abre el pozo** a producción que, en promedio, toma un tiempo de cuatro a cinco meses²¹; periodo en el cual al inicio la producción aumentará y, posteriormente, declinará a la tasa de producción original. Lo anterior se puede analizar viendo la **Figura 10**.

Figura 10. Proceso de inyección cíclica de vapor



Fuente. EDWARDS, John y GURPINAR, Omer. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: Oilfield Review. Invierno 2010-2011, p. 10.

Cuando la producción declina a un punto tal que deja de ser rentable se puede realizar un segundo ciclo lo que en teoría incrementará la producción que luego volverá a caer, de esta manera se pueden realizar varios ciclos hasta llegar al punto en que no es rentable inyectar vapor para la producción que se predice se podrá obtener.

1.2.3.2 Inyección continua de vapor. En este proceso, a diferencia de la inyección cíclica de vapor, se tiene un pozo distinto para inyectar y otro para producir los cuales son perforados en arreglos, así como en la inyección de agua; además el

²⁰ *Ibíd*, p. 23.

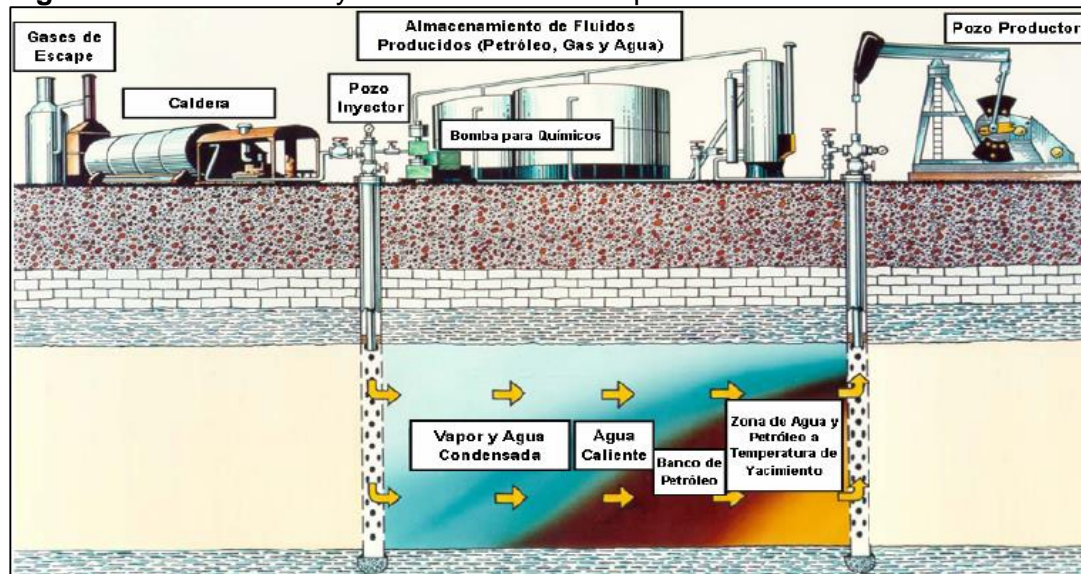
(*) La temperatura que se ha añadido al yacimiento no alcanza a disminuir la viscosidad del petróleo a tal punto de que se alcance el factor de recobro previamente estimado.

²¹ *Ibíd*, p. 1.

aumento en el factor de recobro es mayor a 6 – 15% para inyección cíclica contra 40 – 50% para continua²²

La inyección continua de vapor también tiene el mismo principio de desplazamiento como el de inyección de agua caliente solo que, a diferencia de este, el vapor tiene la capacidad de transferir mayor cantidad de energía y adicional a esto, luego de la transferencia de energía, se genera un banco de condensado a la misma temperatura del vapor el cual también generará un proceso de barrido. El aumento de temperatura disminuye la viscosidad y mejora la movilidad del petróleo, además el vapor logra que las fracciones volátiles del crudo se destilen y se transporten por el vapor (ver **Figura 11**).

Figura 11. Proceso de inyección continua de vapor



Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 232.

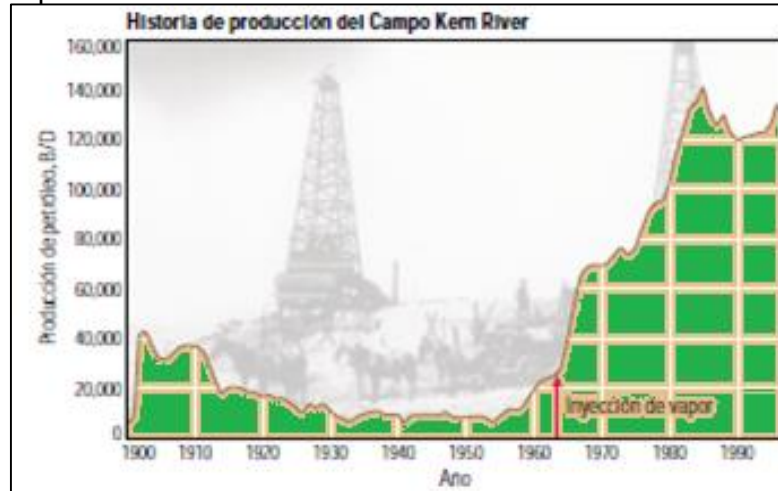
Ahora se presenta la **Gráfica 4** en la cual se ve la historia de producción del Campo Kern River en California, Estados Unidos en donde se implementó la inyección de vapor en el año 1962 como solución para mejorar la reducción en la producción de petróleo que se había visto en los últimos años. Desde que se implementó este mecanismo de recuperación, se empezó a notar el mejoramiento en la producción y la respuesta exitosa de la inyección. Hoy en día, el Campo Kern River, sigue siendo uno de los más productores de Estados Unidos.

La inyección de vapor ha sido una de las mejores herramientas a la hora de recuperar crudo pesado en yacimientos y, en la mayoría de los casos que ha sido implementada, ha mostrado incremento en la producción y, por lo tanto, en el factor

²² ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 231.

de recobro. Esto genera rentabilidad tanto para un país como para una compañía y por supuesto, a nivel mundial.

Gráfica 4. Historia de producción gracias a la inyección de vapor



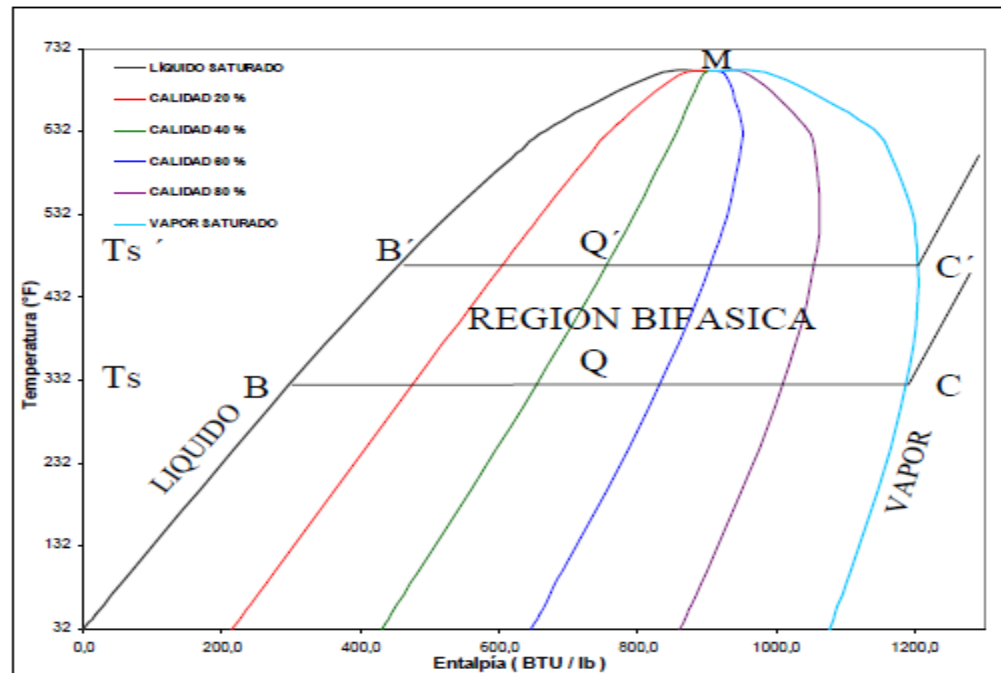
Fuente. LINARES, Luz Marina y GUZMÁN, Ángel. Yacimientos de petróleo pesado. En: Oilfield Review. Invierno de 2002/2003, p. 3. Modificada por los autores.

Para tener una inyección continua de vapor exitosa es necesario tener en cuenta ciertos factores operacionales y del yacimiento. Por ejemplo, se debe considerar los parámetros propios del yacimiento como la presión del mismo, la viscosidad del crudo almacenado, la profundidad y el espesor de la arena. La presión del yacimiento, para inyección continua, debe ser lo más baja posible. En la **Gráfica 5**, se muestra el diagrama de propiedades del agua, el proceso de inyección de vapor necesita poder transferir energía a la roca y los fluidos sin perder temperatura y para esto se hace uso del vapor saturado y la propiedad de calor latente de vaporización, a una temperatura seleccionada le corresponde una única presión de saturación que permanecen constantes mientras se transfiere su energía hasta llegar a la entalpía del agua, cuando la energía transferida por el vapor pasa por la entalpía del agua se empieza a perder temperatura, el vapor a menor presión, tiene mayor rango para transmitir energía de acuerdo a la campana que se forma en el diagrama al petróleo sin permitir un cambio de fase. La viscosidad del crudo, como se ha mencionado anteriormente, disminuirá a medida que la temperatura del yacimiento aumente. A medida que aumenta la profundidad del yacimiento, la eficiencia del calor inyectado disminuye debido a que la calidad del vapor cae cuando llega a la cara de la formación. Finalmente, las intercalaciones de arcillas en donde, entre más hayan, más requerimiento de calor se necesita debido a que las arcillas son consideradas formaciones ladronas de calor.

Con respecto a las propiedades operacionales se tiene la tasa de inyección de calor la cual usualmente se maneja alta para que el vapor tenga una irrupción más rápida en el yacimiento pero, a su vez, manejar al tasa de inyección alta genera la

necesidad de una presión de inyección alta lo que puede generar mayores pérdidas de calor, disminuyendo así la calidad con la que el vapor llega al yacimiento. La calidad del vapor determina qué cantidad de agua llegará a los fluidos almacenados y, como se dijo anteriormente, viene de la mano con la profundidad del yacimiento. El espaciamiento de los pozos también es un factor importante en la implementación de la inyección de vapor debido a que esto determina la eficiencia de barrido que exista.

Gráfica 5. Diagrama de temperatura vs. entalpía del agua



Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 73.

- **Destilación de livianos.** El crudo posee varios componentes, pesados y livianos, y este mecanismo se encarga de volatilizar los componentes más livianos generalmente del C1 al C5, debido a la presencia de calor generada por el vapor. Dichos componentes se caracterizan principalmente por tener una alta presión de vapor y son transportados hacia el frente por el vapor. Se encuentran en el petróleo más componentes livianos cuando el petróleo está justo delante de la zona de vapor, generando así aumento de la producción.
- **Mejoramiento de la Movilidad del crudo.** La movilidad se define como la relación que existe entre la viscosidad del fluido desplazado con respecto a la permeabilidad del fluido que está desplazando. Se ha discutido acerca de la importancia que tiene la reducción de la viscosidad, cuando el fluido es sometido a altas temperaturas, para incrementar el recobro. Es por esto que, en la inyección de vapor, cuando se inyectan altas temperaturas disminuirá la viscosidad del crudo y, de esta manera, incrementará la movilidad (ver **Ecuación 1**). Cuando se refiere a la

razón de movilidad se refiere a la relación entre la movilidad del fluido desplazante (fluido inyectado) y el fluido desplazado (petróleo), en este caso, si la razón de movilidad es mayor a uno es desfavorable y si es menor a uno es favorable (ver **Ecuación 2**).

Ecuación 1. Movilidad del petróleo

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 68.

Donde:

λ_o : Movilidad del petróleo

k_o : Permeabilidad del petróleo, md

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP

Ecuación 2. Razón de movilidad entre fase desplazante (agua) y fase desplazada (petróleo)

$$M_{D,d} = M_{w,o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007, p. 68.

$M_{D,d}$: Razón de movilidad entre la fase desplazante y la fase desplazada, adimensional

$M_{w,o}$: Razón de movilidad entre el agua y el petróleo, adimensional

k_w : Permeabilidad del agua, md

k_o : Permeabilidad del petróleo, md

μ_w : Viscosidad del agua, cP

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP

➤ **Craqueo térmico.** En este fenómeno, las moléculas de los componentes pesados del crudo se craquean, es decir, se dividen en moléculas más sencillas debido a la presencia de alta temperatura, $> 973^\circ\text{K}^{23}$ ($> 1292^\circ\text{F}$), aumentando así, el rendimiento de la destilación.

➤ **Casos exitosos de inyección continua de vapor en el mundo.** El primer caso de inyección continua se llevó a cabo para incrementar el recobro en el Campo Yorba Linda ubicado en California, Estados Unidos en el año 1952. A continuación,

²³ MENGUAL, Jesús. Craqueo térmico y catalítico, con y sin vapor de agua, de alcanos sobre zeolitas. Cinética, desactivación y estabilización del catalizador. Trabajo de grado para optar el grado de Doctor. Valencia. Departamento de ingeniería química. Universidad de Valencia. 2010, p. 8.

en el **Cuadro 3** se muestran los dos principales casos exitosos en el mundo gracias a esta técnica.

Cuadro 3. Casos de inyección continua de vapor en el mundo

Propiedad	Campo Durí, Indonesia	Campo Kern River, Estados Unidos
°API	20°	14°
Profundidad	500 – 600 ft	900 – 1100 ft
Espaciamiento entre pozos	3.8 acres	2.6 acres
Factor de recobro	70%	47%

1.3 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El calor se define como la energía cinética total de todos los átomos o moléculas de una sustancia. En otras palabras, es la forma de energía que se transmite en la dirección de un gradiente de temperatura. Existe transferencia de calor cuando dos cuerpos que tienen distintas temperaturas se ponen en contacto entre sí. Esta transferencia se da desde el cuerpo de mayor temperatura al de menor temperatura. La transferencia de calor se puede realizar por tres mecanismos físicos: conducción, convección y radiación, la explicación de cada uno se muestra en el **Cuadro 4**.

Cuadro 4. Mecanismos de transferencia de calor

Conducción	<p>Este es el mecanismo por medio del cual se transfiere calor por contacto directo entre materiales de temperatura más elevada a materiales de temperatura menor. Se da debido a actividad molecular por el choque de unas moléculas con otras en donde, las partículas que contienen mayor energía, le pasan parte de ésta a las partículas con menor energía, generando el flujo de calor (ver Ecuación 3).</p> <p>Ecuación 3. Velocidad de conducción de calor</p> $Q_{conducción} = k * A * \frac{dT}{dx}$ <p>Fuente. WELTY, James. Transferencia de calor aplicada a la ingeniería. México. Noriega Editores. 2002, p. 2.</p> <p>Donde: $Q_{conducción}$: Velocidad de conducción de calor, Watt k: Constante de proporcionalidad, conductividad térmica del material A: Área de transferencia de calor por conducción, m²</p>
-------------------	--

Continuación **Cuadro 4.**

<p>Conducción</p>	<p>dT: Diferencia de temperatura, °K dx: Espesor, m</p> <p>En el yacimiento, la conducción se genera cuando la roca gana calor debido a la inyección de los fluidos calientes en el medio poroso, generando así, una diferencia de temperatura entre la roca y los fluidos.</p>
<p>Convección</p>	<p>La transferencia de calor por convección es un intercambio de calor entre el aire y una masa material las cuales se encuentran a diferentes temperaturas. En otras palabras, se transfiere calor debido al movimiento de masa (ver Ecuación 4). Puede ser natural (se genera debido a las diferencias de densidades) o forzada (se presenta cuando se obliga a moverse la materia de un lugar a otro).</p> <p>Ecuación 4. Rapidez de transferencia de calor por convección</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> $Q_{convección} = h * A_S * \Delta T$ </div> <p>Fuente. WELTY, James. Transferencia de calor aplicada a la ingeniería. México. Noriega Editores. 2002, p. 11.</p> <p>Donde: $Q_{convección}$: Rapidez de transferencia de calor por convección, watt h: Coeficiente de transferencia de calor por convección A_S: Área de transferencia de calor por convección, m² ΔT: Diferencia de temperatura, °K</p> <p>Este fenómeno se presenta en el yacimiento si el calor es transportado dentro de la formación por convección forzada provocando así, mediante la inyección de fluidos calientes, el calentamiento de los fluidos que se encuentran contenidos en el yacimiento.</p>
<p>Radiación</p>	<p>En este mecanismo, la transferencia de calor se lleva a cabo mediante la absorción y emisión de energía por ondas electromagnéticas, esto quiere decir que no es necesario que exista un medio material para que exista el intercambio de calor entre materiales (ver Ecuación 5).</p>

Continuación **Cuadro 4.**

Radiación	<p>Cuando se hace referencia a la transferencia de calor en yacimientos debido a la inyección de fluidos calientes en un medio poroso, este fenómeno no es significativo en el proceso.</p> <p>Ecuación 5. Velocidad de transferencia de calor por radiación</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;">$Q_{radiación} = \sigma * A_S * T_S^4$</div> <p>Fuente. WELTY, James. Transferencia de calor aplicada a la ingeniería. México. Noriega Editores. 2002, p. 14.</p> <p>Donde: Q_{radiación}: Velocidad de transferencia de calor por radiación, watt σ: Constante adimensional = $5.67 \cdot 10^{-8}$ Watt/m²K⁴ A_S: Área de transferencia de calor por radiación, m² T_S: Temperatura, °K</p>
------------------	--

1.4 PÉRDIDAS DE CALOR DURANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR

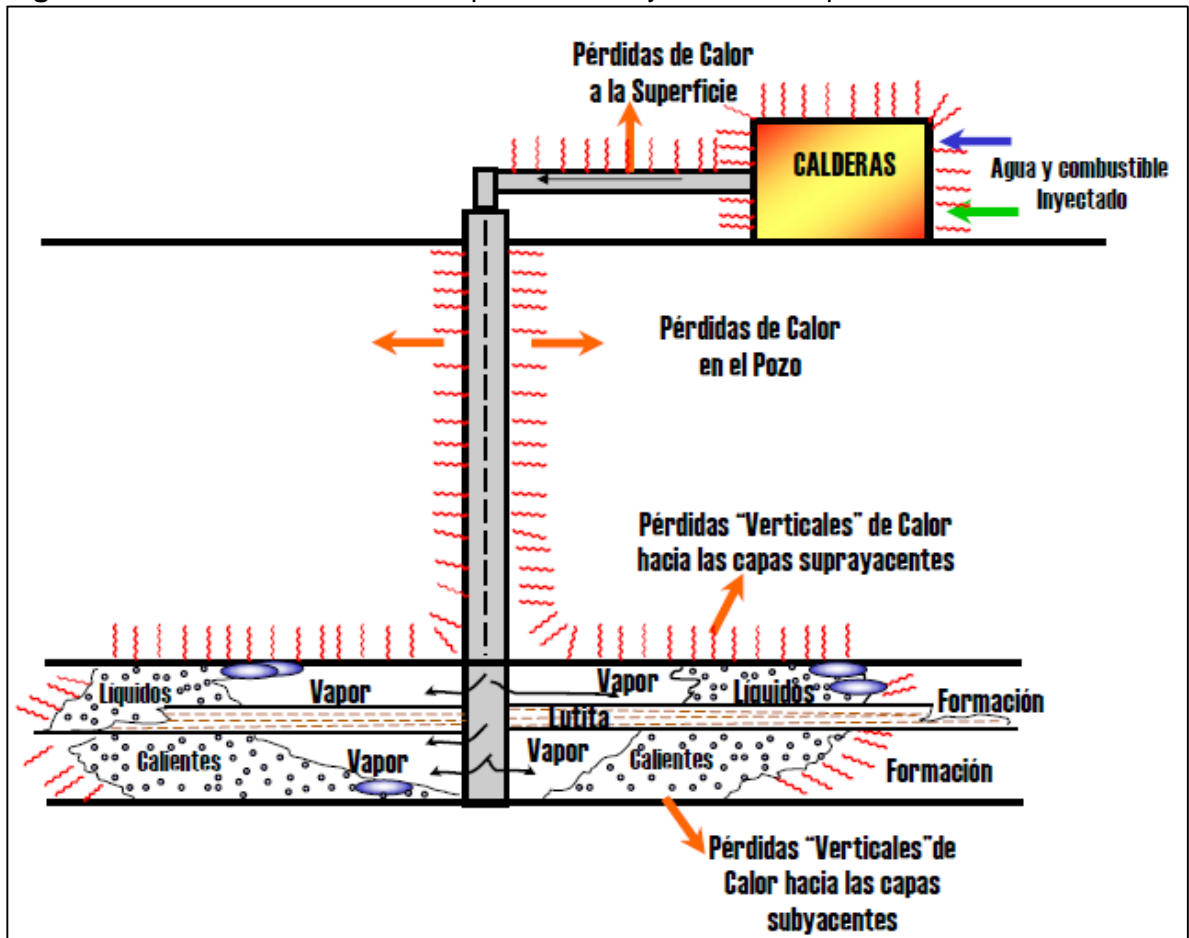
Durante la inyección de vapor, no todo el calor que se inyecta llega hasta el yacimiento, causando el aumento insuficiente de la temperatura de los fluidos contenidos y, viéndose así, el desaprovechamiento de crudo a producir, esto se debe a las pérdidas de calor que se presentan durante el proceso. Es importante tener en cuenta esta disminución en la eficiencia de la transferencia de calor para no presentar pérdidas económicas como consecuencia de un bajo desplazamiento de petróleo. Dichas pérdidas se pueden clasificar de la siguiente forma:

1.4.1 Pérdidas de calor en superficie. Estas pérdidas, como se muestra en la **Figura 12**, se presentan cuando el vapor se mueve desde el generador, a través de tubería, hasta la cabeza de pozo. Aquí se presentan pérdidas por convección entre el fluido y la parte interna de la tubería, por conducción en la tubería, por conducción entre la cara externa de la tubería y el aislante y pérdidas por radiación y convección entre el aislante y el medio ambiente. Entre mayor sea el caudal de vapor que fluye a través de la tubería, menor será la pérdida de calor.

1.4.2 Pérdidas de calor en el pozo. Se presentan en la trayectoria del vapor desde la cabeza de pozo hasta el fondo. El tiempo de inyección, la profundidad, presión de inyección, la cantidad de vapor que se está inyectando, el tipo de completamiento y el tipo de roca que esté presente, son factores que se deben tener en cuenta ya que estos pueden aumentar o disminuir las pérdidas de calor en el pozo. Estas pérdidas se generan debido a la conducción y convección hacia los alrededores del pozo. Lo anterior lo muestra la **Figura 12**.

1.4.3 Pérdidas de calor en la formación. Estas se presentan cuando el calor que se suministra al crudo almacenado en el yacimiento debido a la inyección de vapor comienza a transferirse a las formaciones suprayacente y subyacente, debido a que hay diferencias de temperaturas entre la formación productora de crudo y las formaciones (ver **Figura 12**). Estas pérdidas también se pueden presentar si hay intercalaciones de arcillas entre la formación productora, debido a que las arcillas son consideradas como ladronas de calor y genera la disminución de eficiencia del proceso.

Figura 12. Pérdidas de calor en un proceso de inyección de vapor



Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 90.

2. DESCRIPCIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CÍCLICA PARA UN YACIMIENTO

En este capítulo se presenta una descripción del modelo analítico pre-seleccionado especificando su utilidad como herramienta de toma de decisión mediante una predicción de la producción de crudo en un yacimiento petrolífero y, asimismo, se presentarán los modelos que, para este trabajo, son significantes y de más utilidad para llevar a cabo dicha predicción. Esta selección de los modelos se realizó después de analizar y estudiar dos modelos analíticos, cada uno con sus respectivas suposiciones y limitaciones. Teniendo esto, se desarrolló cada modelo obteniendo así, el que más se adecuaba para un caso de estudio de crudo pesado.

2.1 MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CÍCLICA

Para la selección de un modelo analítico se debe tener en cuenta las características que se tenga en el yacimiento y las consideraciones que tenga en cuenta el modelo para lograr una predicción acertada en el momento de la inyección. Dentro de los principales modelos de inyección cíclica se tiene el trabajo de Boberg & Lantz (1966)²⁴ en donde propone el cálculo de viscosidad para el petróleo caliente y petróleo frío por medio de una temperatura promedio entre la del yacimiento y la del vapor; por otro lado, el modelo de Boberg & Thomson (1967)²⁵ determinaron que dos flujos pueden presentarse en la estimulación con vapor uno radial y el otro por gravedad. Después de estos modelos existen otros como los trabajos de Davidson, Miller & Mueller y el de Martin y estos modelos asumían que el vapor inyectado es capaz de suplir una parte de la energía que se requiere para la producción del petróleo. Los modelos que se tuvieron en cuenta para el análisis de la inyección cíclica fueron Boberg & Lantz y Boberg & Thomson.

Los dos modelos que se presentan a continuación permiten obtener una aproximación del proceso de inyección cíclica de vapor, prediciendo la producción de petróleo y el momento en el que se desea convertir la inyección cíclica a continua (esto fue explicado en el **capítulo 1** en el **numeral 1.2.3.1**). Adicional a esto, mediante un análisis de sensibilidades, se determinaron los parámetros para estimar el caso optimista de inyección de vapor, estos son el número de ciclos por año que son necesarios antes de realizar el proceso de inyección continua de vapor, el espesor, la temperatura promedio del yacimiento y la presión. Estos modelos tienen como base de mecanismo de producción, luego de la inyección, el flujo natural del petróleo.

2.1.1.1 Boberg & Lantz. (1966) Este modelo de inyección cíclica permite calcular la viscosidad del petróleo caliente por medio de un balance de calor el cual

²⁴ BUTLER, Roger. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. Calgary: University of Calgary. Department of Chemical. Prentice Hall. 1991, p. 68.

²⁵ *Ibíd*, p. 264.

suministra una temperatura promedio del yacimiento. Esto ayuda a calcular el caudal de petróleo caliente en función del tiempo. Al aplicar este modelo se estima un aumento del factor de recobro de tres a cinco veces con respecto a la producción en frío; este valor puede aumentar dependiendo si el proceso de inyección de vapor reduce el daño de formación generado por orgánicos. En seguida se muestran las suposiciones del modelo:

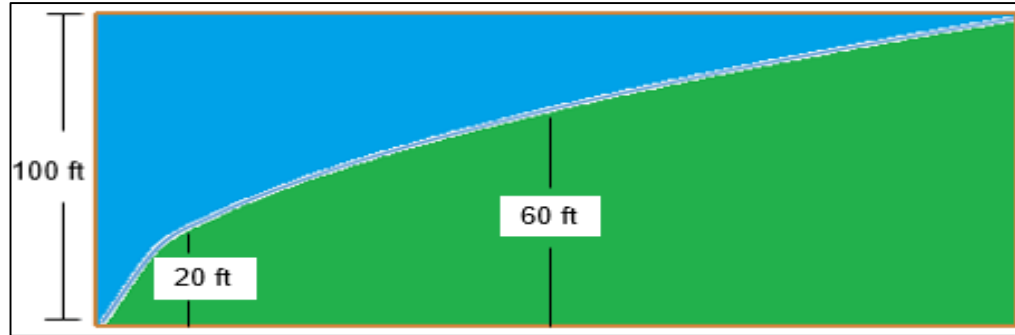
- Inicia mediante el modelo de Marx & Langenheim (el cual está explicado en el **numeral 2.1.2.1**) para estimar el radio de la zona caliente.
- Considera la distribución de temperaturas en el yacimiento en el tiempo luego de la inyección de vapor lo cual lo representan como función escalonada, es decir, considera una caída gradual de la temperatura.
- La arena es invadida uniforme y radialmente por la inyección de vapor.
- Si varias arenas productoras son estimuladas en un pozo, las arenas van a ser invadidas por el vapor a la misma distancia radial, es decir, el frente de avance de vapor en las dos arenas se mueve a la misma distancia.
- La caída de presión en el yacimiento es despreciable.
- Se asume una interfase gas-petróleo, sin zona de transición entre estas dos.
- Asume que antes de la estimulación, el yacimiento debe poseer energía suficiente para producir petróleo a la temperatura inicial del yacimiento, mediante algunos de los soportes de energía primarios, en pocas palabras, el yacimiento debió producir en frío inicialmente.

2.1.1.2 Boberg & Thomson. (1967) El modelo considera que en yacimientos con presión depletada, la fuerza de gravedad aporta al flujo del petróleo y por eso calcula el caudal de petróleo que éste aporta, mediante la suposición de la altura de la columna de petróleo en la zona que ha sido calentada. En la **Figura 13** se puede observar el cambio de la altura de la columna de petróleo de color verde y cómo es el cubrimiento de vapor, de color azul, que invade el yacimiento, un movimiento que depende de factores como movilidad y permeabilidad vertical. Este proceso se debe hacer para cada ciclo a una temperatura promedio (se determina mediante la suma de la temperatura del yacimiento y la temperatura del vapor dividido en dos). A continuación, se presentan las suposiciones que toma el modelo:

- Propone calcular el caudal caliente para flujo radial y flujo por gravedad. Asume que la mayor de las dos tasas es la tasa promedio para el tiempo inicial.
- Asume el cálculo de la columna de petróleo caliente.

Este modelo no fue el elegido para el trabajo debido a que considerar que la altura de los fluidos al inicio sea la misma al espesor de la formación genera mucha incertidumbre pues significa suponer que está saturado 100% de petróleo.

Figura 13. Representación gráfica de la altura de la columna de petróleo que ha sido calentada con vapor de agua



2.2 CRITERIO DE SELECCIÓN PARA EL YACIMIENTO CANDIDATO A INYECCIÓN DE VAPOR

Para garantizar la efectividad de la inyección de vapor es necesario tener en cuenta ciertas variables las cuales controlan el proceso. Varios autores han desarrollado criterios para la selección de los yacimientos que pueden ser candidatos para la inyección de vapor, basándose en lecciones aprendidas en operaciones aplicadas a lo largo de la historia. En el **Cuadro 5** y **Cuadro 6** se muestran las variables para la inyección cíclica y continua respectivamente según distintos autores.

Cuadro 5. Variables de la inyección cíclica de vapor

Inyección cíclica de vapor		
Variables	Unidades	Valor
Espesor de la arena	ft	≥30
Profundidad	ft	<3000
Porosidad	%	>30
Permeabilidad	mD	1000-2000
Tiempo de remojo	Días	1-5
Tiempo de Inyección	Días	14-21
Número de ciclos		3-5
Saturación de petróleo	BBL/Acre-ft	1200
Calidad de vapor	%	80-85
Gravedad API	°API	<15
Viscosidad del petróleo (yacimiento)	cP	<4000
Presión de inyección	psi	<1400
Longitud de los ciclos	Meses	≈6
Inyección de vapor/ciclo	BWE	7000

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 6-3. Citado por ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Reeditado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 224.

Cuadro 6. Variables de la inyección continua de vapor

Inyección continua de vapor						
Variables	Unidades	Farouq ali	Geffen	Lewin	Iyoho	Chu
Espesor arena	ft	≥30	>20	>20	30-400	>10
Profundidad	ft	<3000	<4000	<5000	2500-5000	>400
Porosidad	%	>30	-	-	>30	>20
Permeabilidad	mD	≈4000	-	-	>1000	-
Saturación de Petróleo	BBL/Acre-ft	1200-1700	-	>50%	>50%	>40%
Calidad de vapor	%	80-85	-	-	-	-
Gravedad API	°API	12-25	>10	>10	10-20	<36
Viscosidad del petróleo (Yacimiento)	cP	<1000	-	-	200-1000	-
Presión de inyección	psi	<2500	-	-	-	-
(k * h)/μ	mD* ft/cP	30-3000	-	>20	>100	>50

Fuente. BUTLER, Roger. Thermal recovery of oil and bitumen. Universidad de Calgary. Canadá. 1991, p. 109. Modificado por los autores.

2.3 CONDICIONES INICIALES PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR EN EL MODELO SELECCIONADO

En el **Cuadro 7** se presentan los datos de entrada necesarios para el desarrollo del modelo analítico. Estas propiedades son valores ingresados manualmente y, con ellos, mediante correlaciones y el uso de ecuaciones, se determinan las demás propiedades necesarias que se requieren para el desarrollo del modelo, además estas propiedades en lo posible deben ser lo más similares a las propiedades que tiene el modelo simulación presentado en el capítulo 4.

Cuadro 7. Propiedades iniciales para el proceso de inyección de vapor

Propiedades yacimiento		
Área del proyecto	Acres	45
Área del arreglo	Acres	5
<i>Net Sand</i>	ft	221
<i>Net Gross</i>	ft	344
Propiedades térmicas del yacimiento		
Calor específico del yacimiento	Btu/lb-°F	0.206
Calor específico del OB/UB	Btu/lb-°F	0.206
Conductividad térmica	Btu/ft-°F-Día	28.22
Capacidad calorífica de la roca	Btu/ft ³ -°F	33.11

Continuación **Cuadro 7.**

Propiedades de la roca		
Permeabilidad absoluta	mD	1000
Porosidad	%	20.85046
Profundidad	ft	1280
Presión	psia	600
Temperatura	°F	103.5819
Saturación inicial de petróleo	%	48.97
Saturación residual del petróleo	%	10
Propiedades del fluido		
Gravedad API	°API	11.3
Viscosidad	cP	4013.1680935
Factor volumétrico	BBL/STB	1.031581659
Coeficiente de expansión térmica	1/°F	3E-04
Propiedades del vapor		
Temperatura del vapor	°F	550
Calidad del vapor	%	63
Propiedades del agua		
Gravedad específica	adimensional	1
Factor volumétrico	BBL/STB	1

2.3 SUPOSICIONES Y ECUACIONES CORRESPONDIENTES AL MODELO

Para el desarrollo de un modelo analítico es importante tener en cuenta las suposiciones que éste indica para saber cómo se deben aplicar sus fórmulas y determinar si el modelo es aplicable a un caso escogido de estudio o no. Para esto, a continuación, se muestran los modelos que fueron escogidos con sus fórmulas y paso a paso para posteriormente determinar cuál modelo se escogió para aplicar al proyecto.

2.3.1 Inyección cíclica. Para el modelo de inyección cíclica de vapor se explican los modelos de Boberg & Lantz y Boberg & Thomson. A continuación, en la **Ecuación 6** se muestra el cálculo para la tasa de producción de petróleo para el modelo de Boberg & Lantz.

Ecuación 6. Tasa de producción de petróleo para Boberg & Lantz

$$q_o = \frac{2 * \pi * h_t * k * k_{ro} * (P_R - P_w) * 1.127}{1000 * [\mu_{oc} * \ln\left(\frac{r_e}{r_h}\right) + \mu_{oh} * \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right)]}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 207.

Donde:

q_o : Tasa de producción de petróleo, BBL/D

h_t : Espesor, ft

k : Permeabilidad promedio, mD

k_{rw} : Permeabilidad relativa, mD

P_R : Presión del yacimiento, psi

P_w : Presión del pozo, psi

μ_{oh} : Viscosidad del petróleo caliente, cP

μ_{oc} : Viscosidad del petróleo frío, cP

r_e : Radio de drenaje, ft

r_h : Radio caliente, ft

r_w : Radio del pozo, ft

Ahora se procede a explicar cada variable necesaria para llegar a esto. Primero, en la **Ecuación 7**, se ve el cálculo para el radio caliente.

Ecuación 7. Radio caliente

$$r_h = \sqrt{\frac{A_s}{\pi}}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 217.

Donde:

r_h : Radio calentado por la inyección de vapor, ft

A_s : Área de vapor, ft²

Ahora, es necesario determinar cuál ha sido el área que ha ocupado el vapor la cual se calcula con la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Área calentada por vapor

$$A_s = \frac{Q_i * M_s * F_1 * h_t}{4 * K_{hob} * M_s * (T_S - T_R)}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 170.

Donde:

A_s : Área de vapor, ft²

Q_i : Caudal de inyección, BTU/hr

M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³-°F)

F_1 : Factor adimensional de Marx & Langenheim

h_t : Espesor del yacimiento, ft

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft-día-°F)

T_s : Temperatura del vapor, °F

T_R : Temperatura del yacimiento, °F

A continuación se presenta el factor adimensional que ha sido propuesto por Marx & Langenheim (**Ecuación 9**) y el tiempo adimensional (**Ecuación 10**).

Ecuación 9. Factor adimensional

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0.85 * \sqrt{t_D}}$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-4.

Donde:

F_1 : Factor adimensional para Marx & Langenheim y Neuman

t_D : Tiempo adimensional

Ecuación 10. Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{M_s^2 * h_t^2}$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-3.

Donde:

t_D : Tiempo adimensional

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft-día-°F)

M_{ob} : Capacidad calorífica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft³-°F)

M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³-°F)

h_t : Espesor del yacimiento, ft

t : Tiempo, días

Para continuar se debe calcular el radio de drenaje el cual está dado por la **Ecuación 11**. Es de aclarar que el radio del pozo es un dato de entrada.

Ecuación 11. Radio de drenaje

$$r_e = \left(A * \frac{43560}{\pi} \right)^{0.5}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 170.

Donde:

A : Área del arreglo, acres

r_e : Radio de drenaje, ft

Para hallar la permeabilidad relativa al petróleo se debe tener en cuenta dos condiciones, si la saturación de agua es menor a la saturación de agua inicial entonces la permeabilidad relativa al petróleo es igual a la permeabilidad relativa al petróleo inicial y si la saturación de agua es mayor a la saturación de agua inicial entonces la permeabilidad relativa al petróleo es cero. Si no se cumplen ninguna de las condiciones anteriores, entonces se debe aplicar la **Ecuación 12** para realizar el cálculo.

Ecuación 12. Permeabilidad relativa al petróleo

$$k_{ro} = -27.601 * S_w^3 + 65.896 * S_w^2 - 52.668 * S_w + 14.089$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 170.

Donde:

k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo, mD

S_w : Saturación de agua, fracción

Teniendo esto, se puede proceder a realizar el cálculo la viscosidad caliente y fría. La viscosidad caliente se muestra en la **Ecuación 13** y la viscosidad fría está representada por la **Ecuación 14**. La constante a y el exponente b se hallaron mediante la Ecuación de Andrade la cual propone que si se tienen dos viscosidades a dos temperaturas diferentes se puede aplicar la **Ecuación 15** para encontrar a y b.

Ecuación 13. Ecuación de Andrade

$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^\circ}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 29.

Donde:

μ : Viscosidad, cP

a: Constante

b: Constante

T° : Temperatura en grados absolutos

Ecuación 14. Viscosidad de petróleo caliente

$$\mu_h = a * T_{avg}^b$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 217.

Donde:

μ_h : Viscosidad caliente, cP

a y b: Constantes

T_{avg} : Temperatura promedio, °F

Ecuación 15. Viscosidad de petróleo frío

$$\mu_c = a * T_R^b$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 217.

Donde:

μ_c : Viscosidad fría, cP

a y b: Constantes

T_R : Temperatura del yacimiento, °F

En la **Ecuación 16** se presenta el cálculo para determinar la tasa de producción de petróleo en frío y en la **Ecuación 17** el cálculo para la tasa de producción en caliente.

Ecuación 16. Tasa de producción de petróleo en frío

$$q_{oc} = \frac{2 * \pi * h_t * k * k_{ro} * (P_R - P_w) * 1.127}{1000 * [\mu_{oc} * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)]}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 217.

Donde:

q_{oc} : Tasa de producción de petróleo en frío, BBL/D

h_t : Espesor, ft

k : Permeabilidad promedio, mD

k_{rw} : Permeabilidad relativa, mD

P_R : Presión del yacimiento, psi

P_w : Presión del pozo, psi

μ_{oc} : Viscosidad del petróleo frío, cP

r_e : Radio de drenaje, ft

r_w : Radio del pozo, ft

Ecuación 17. Tasa de producción de petróleo en caliente

$$q_{oh} = q_o - q_{oc}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 217.

Donde:

q_{oh} : Tasa de producción de petróleo en caliente, BBL/D

q_o : Tasa de producción de petróleo, BBL/D

q_{oc} : Tasa de producción de petróleo en frío, BBL/D

Finalmente, para acabar el proceso del modelo de inyección cíclica, se debe calcular el petróleo producido acumulado con la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Petróleo producido acumulado

$$N_p = \frac{q_o * \Delta t}{\beta_o}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 217.

Donde:

N_p : Petróleo producido acumulado, BBL

q_o : Tasa de producción de petróleo, BBL/D

Δt : Diferencia entre el tiempo del punto y el tiempo del punto anterior, días

β_o : Factor volumétrico del petróleo, BBL/STB

Para el modelo de Boberg & Thomson varía la forma en la que se calcula la tasa de producción de petróleo la cual se puede ver en la **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Tasa de producción de petróleo para Boberg & Thomson

$$q_{oh} = \frac{\pi * 1.127 * \rho_o * g * k_o * (h_h^2 - h_w^2)}{\mu_o * [\ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{1}{2}]}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 220.

Donde:

q_{oh} : Tasa de producción de petróleo, BBL/D

ρ_o : Densidad del petróleo, g/cc

g : Factor de conversión = 1/144

k_o : Permeabilidad del petróleo, mD

h_h : Columna del petróleo, ft

h_w : Nivel del fluido en el pozo, ft

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP

r_h : Radio caliente, ft

r_w : Radio del pozo, ft

Para encontrar el valor de la columna del petróleo se debe primero calcular la altura promedio de la zona calentada por vapor en el tiempo (n+1) el cual se muestra en la **Ecuación 20** para posteriormente calcular dicho valor con la **Ecuación 21**.

Ecuación 20. Altura promedio de la zona calentada en el tiempo (n+1)

$$h^{n+1} = h^n - \frac{(q_{oh} - q_{oc}) * \Delta t * 5.615}{\pi * \phi * (r_h^2 - r_w^2) * (S_{oi} - S_{or})}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 221.

Donde:

h^{n+1} : Altura promedio de la zona calentada en el tiempo (n+1), ft

h^n : Altura promedio de la zona calentada en el tiempo n, ft

q_{oh} : Tasa de producción de petróleo en caliente, BBL/D

q_{oc} : Tasa de producción de petróleo en frío, BBL/D

Δt : Diferencial de tiempo, días

Φ : Porosidad, fracción

r_h : Radio caliente, ft

r_w : Radio del pozo, ft

S_{oi} : Saturación de petróleo inicial, fracción

S_{or} : Saturación de petróleo residual, fracción

Ecuación 21. Altura de la columna de petróleo

$$h_h = 4 * h^{n+1} * B - \sqrt{16 * (h^{n+1})^2 * B^2 - h_w^2 - 8 * (h^{n+1})^2 * B}$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 221.

Donde:

h_n : Altura de la columna de petróleo, ft

h^{n+1} : Altura promedio de la zona calentada en el tiempo (n+1), ft

B: Factor adimensional

h_w : Nivel del fluido en el pozo, ft

Para calcular el valor de B se debe tener en cuenta la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Factor adimensional

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

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 221.

Donde:

B: Factor adimensional

r_h : Radio caliente, ft

r_w : Radio del pozo, ft

2.4 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para la obtención de los resultados se elaboraron distintos análisis de sensibilidades de las principales propiedades tales como temperatura de inyección, tasa de inyección, presión y relación entre *net sand*, *net pay*, *net gross*. Como ya se ha mencionado, los modelos que fueron presentados se realizaron con una proyección de dos años, es decir, desde el año 2017 hasta el 2019. La inyección cíclica es un proceso de estimulación, en este caso por dos años, por ello un aumento en el factor de recobro no es el objetivo esperado, pues esto se consigue mediante los procesos que pueden ser realizados luego de esta estimulación para este trabajo fue la inyección continua.

2.4.1 Análisis de sensibilidad. En el **Cuadro 8** se muestran el análisis con cada variable teniendo en cuenta que la tasa de producción de petróleo es un cálculo representativo de los cuatro ciclos y en los **Anexos J, K y L** se muestran las gráficas con el comportamiento de cada una de las variables cuando ellas presentan variación.

Cuadro 8. Análisis de sensibilidades para el modelo de inyección cíclica

Variables	Variación	Resultados	
Calidad	0.3	$N_p = 14,873$ BBL	$q_o = 24.806$ BBL/D
	0.55	$N_p = 16,086$ BBL	$q_o = 24.806$ BBL/D
	0.63	$N_p = 16,350$ BBL	$q_o = 24.806$ BBL/D
	0.9	$N_p = 17,035$ BBL	$q_o = 24.806$ BBL/D
Presión 400 psi	Temperatura 450°F	$N_p = 16,299$ BBL	$q_o = 24.798$ BBL/D
	Temperatura 550°F	$N_p = 16,351$ BBL	$q_o = 24.806$ BBL/D
	Temperatura 650°F	$N_p = 16,045$ BBL	$q_o = 24.808$ BBL/D
	Espesor 129 ft	$N_p = 16,351$ BBL	$q_o = 24.806$ BBL/D
	Espesor 221 ft	$N_p = 21,828$ BBL	$q_o = 38.721$ BBL/D
Presión 600 psi	Temperatura 490°F	$N_p = 23,127$ BBL	$q_o = 38.976$ BBL/D
	Temperatura 550°F	$N_p = 23,058$ BBL	$q_o = 38.981$ BBL/D
	Temperatura 650°F	$N_p = 22,353$ BBL	$q_o = 38.985$ BBL/D
	Espesor 129 ft	$N_p = 23,058$ BBL	$q_o = 38.981$ BBL/D
	Espesor 221 ft	$N_p = 30,140$ BBL	$q_o = 60.853$ BBL/D

2.4.2 Análisis modelo cíclico. El modelo analítico de Boberg & Lantz, como se describió anteriormente, consiste en un balance de calor que inicia con una temperatura promedio del área que se calienta. Se asume que luego del tiempo de remojo, cuando se abre a producción el yacimiento, éste está a una temperatura

que se calcula y debe ser la resultante de la transferencia de energía del vapor al radio de contacto; en cada tiempo ésta temperatura disminuye y aumenta gradualmente la viscosidad, esto quiere decir que apenas empieza a producir el pozo se presenta un pico de producción y luego cae la tasa debido a la disminución de la temperatura y aumento de viscosidad. El cálculo de la producción de petróleo se realiza mediante la Ecuación de Darcy, como se mostró en la **ecuación 6**.

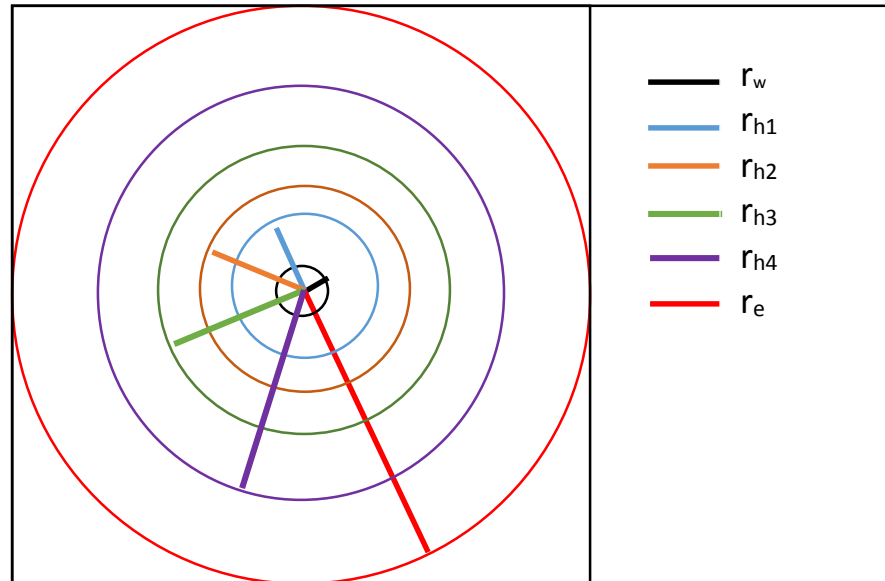
Para la primera temperatura estimada, se recomienda colocar el promedio entre la T_s y la T_R , puesto que es un proceso iterativo y se recomienda no colocar datos muy lejanos pues la temperatura no podría ser mayor a la del vapor porque ésta es la única energía que es suministrada y físicamente no puede ser menor a la T_R .

Debido a que las ecuaciones del balance de energía han sido adaptadas para representar la transferencia de calor al fluido y la disminución de la temperatura del área calentada, no tienen una restricción para evitar que la temperatura calculada sea menor a la del yacimiento lo cual, como se dijo antes, es físicamente imposible por la energía geotérmica. Por ello, se realizó una restricción en la fórmula para colocar un límite en la caída de la temperatura para que no caiga por debajo de la T_R que es 104°F.

El modelo tiene inicialmente la capacidad de determinar la producción para el primer radio de invasión por el vapor (r_h), pero en la implementación de la inyección cíclica de vapor, se desea realizar varios ciclos con el objetivo de estimular el yacimiento para aumentar la tasa de petróleo, lo que hace llamativo el proceso de inyección de vapor, además reduce la presión de yacimiento para que el proceso de inyección continua tenga mayor efectividad. Por esto fue necesario crear, mediante un análisis y suposiciones de volumen y desplazamiento, una manera para poder representar el comportamiento del aumento de los radios de alcance y por ende la producción en los ciclos posteriores.

Lo primero que fue necesario suponer es que el perfil de temperatura que muestra el comportamiento de la viscosidad con la caída de la temperatura en el tiempo se calcula en el primer ciclo y se mantiene constante en los siguientes ciclos. Luego, como se asumen flujos radiales, se consideran tres radios (de drenaje, del pozo y caliente). Cuando se realiza un ciclo adicional, el radio que alcanza el vapor en el yacimiento debe ser el alcanzado por el ciclo anterior y un delta que es el que contacta la nueva área a estimular. Lo anterior se explica en la **Figura 14**. En el cálculo de la tasa de producción mediante la Ecuación de Darcy se considera un promedio de las viscosidades con una razón de los radios invadidos por el calor y los que aún no han sido contactados por éste como se muestra en la **Ecuación 6** presentada en la **sección 2.3.1**.

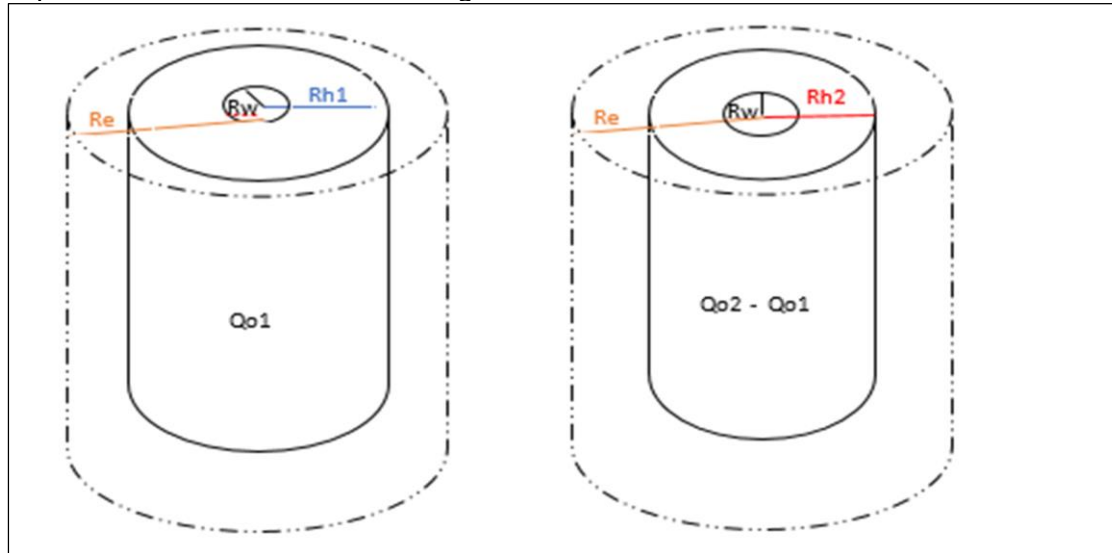
Figura 14. Representación de la variación de los radios para disminuir el caudal en el modelo de inyección cíclica



Para el uso de los radios se considera que el área invadida por el ciclo anterior drenó completamente el petróleo, el nuevo volumen de inyección de vapor debe cubrir el volumen que ya se produjo y se debe contactar el petróleo frío, este volumen se debe calcular. Como el modelo considera solo un radio de vapor, para facilitar el manejo de las ecuaciones del modelo, se toma el delta de volumen del nuevo ciclo que se calcula entre el radio del nuevo ciclo y del ciclo anterior y se representa como un cilindro asumiendo de nuevo que es el primer ciclo con el radio del pozo y radio de drenaje constantes, como se muestra en la **Figura 15**.

Mediante recomendaciones suministradas por la empresa, un aumento mayor al 30-40% de caudal de vapor inyectado entre ciclo y ciclo no es recomendable pues el costo de generar el vapor para producir petróleo deja de ser rentable y lo que se busca es generar reducción en el aumento de vapor inyectado y evitar el desperdicio innecesario de energía. Según lo anterior, el porcentaje de aumento del caudal inyectado para el primer, segundo y tercer ciclo fue de 30%, 20%, 10% respectivamente y se usa en la **Ecuación 23** (el valor fue tomado según lecciones aprendidas de casos anteriores de Occidental de Colombia L.L.C.). Todo lo anterior se refleja en la **Tabla 2**.

Figura 15. Representación del volumen del primer ciclo a la izquierda y la representación del volumen del segundo ciclo en forma de cilindro a la derecha



Ecuación 23. Cálculo del radio de contacto del nuevo ciclo

$$r_i = \sqrt{\frac{(Q_{i2} - Q_{i1}) * 5.615}{\pi * h_t * \theta}}$$

Fuente: REUNIÓN EN OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C. CON EL DIRECTOR DEL PROYECTO, JOSÉ RAFAEL ROLÓN HERNÁNDEZ. (15, febrero, 2017: Bogotá, Colombia).

Donde:

r_i = Radio del nuevo ciclo, ft

Q_{i2} = Caudal inyectado en ciclo, BBL/D

Q_{i1} = Caudal inyectado en el ciclo anterior, BBL/D

h_t = Espesor de la arena, ft

Tabla 2. Representación de los radios para el modelo de inyección cíclica

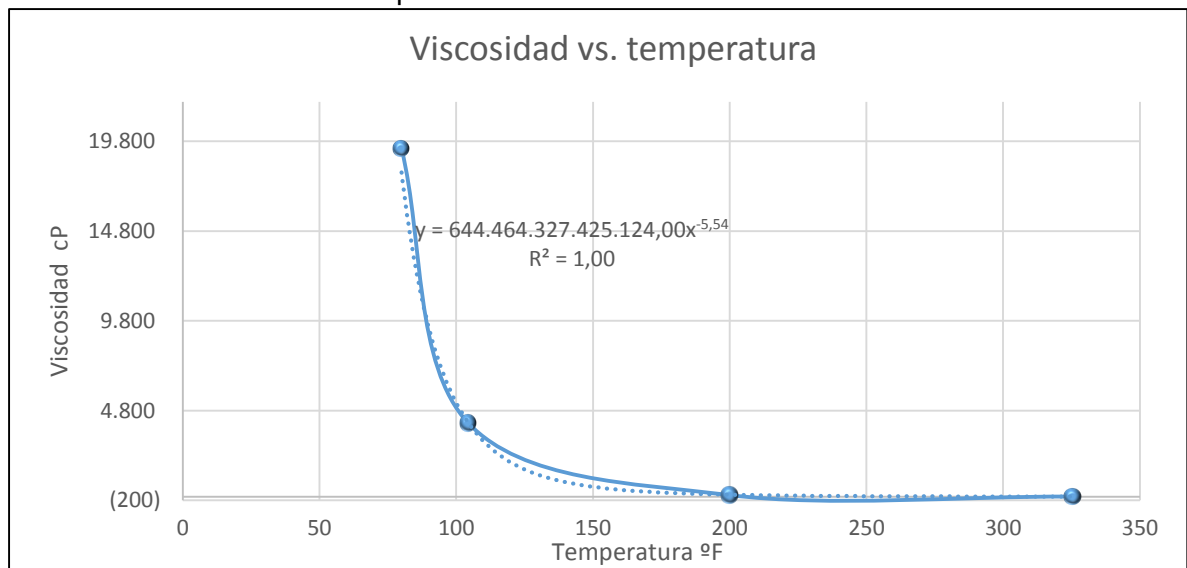
Ciclos	1	2	3	4
% de aumento Q_i		30%	20%	10%
delta (Q_i)	10500	3150	2730	1638
Q_{total}	10500	13650	16380	18018
R_w	0.21	0.21	0.21	0.21
R_e	263	263	263	263
R_{hx}	26.446492	14.4853402	13.485118	10.445527

2.4.2.1. Cálculo de los factores constante y exponente de la viscosidad. Mediante pruebas de laboratorio se determinan viscosidades a diferentes temperaturas, lo que se hizo es graficar (ver **Gráfica 6**) dichas viscosidades de la **Tabla 3** y determinar la función que represente la viscosidad por el cambio de la temperatura. Después de realizar la gráfica se puede concluir que la caída de la viscosidad con respecto a la temperatura es una curva con línea de tendencia potencial.

Tabla 3. Viscosidades reportadas a sus distintas temperaturas del petróleo del modelo

Temperatura °F	Viscosidad cP
80	19339
104	4107
200	93
326	9

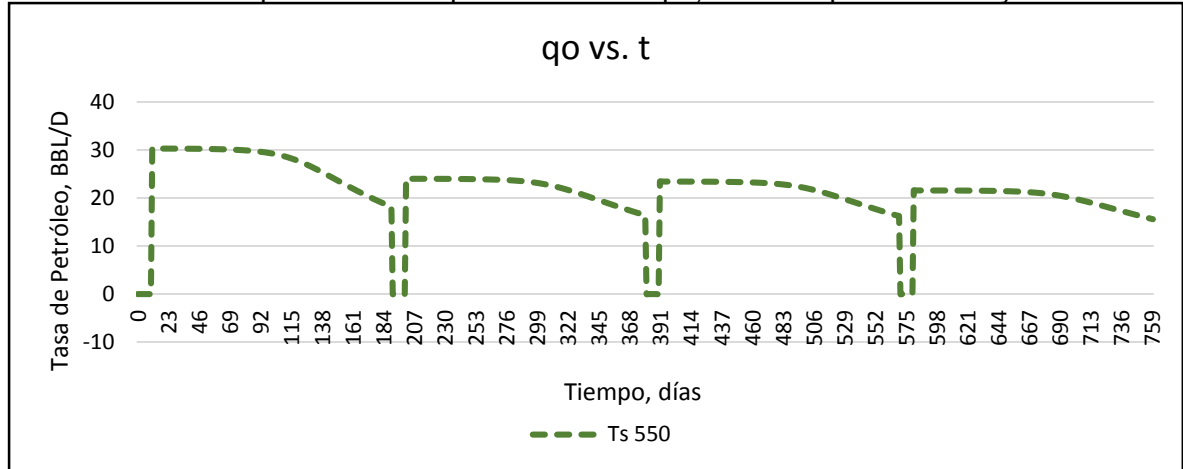
Gráfica 6. Viscosidad vs. temperatura



En la **Gráfica 7** se muestra la tasa de producción de petróleo a medida que avanza el tiempo, en la inyección cíclica. En la gráfica se puede observar los cuatro ciclos de producción cada uno con una producción menor al anterior, los periodos de inyección y de remojo en la gráfica son cuando la producción está en cero BBL/D. La reducción de la tasa de producción es debido a la disminución en la viscosidad, que depende del perfil de caída de la temperatura que se muestra en la **Gráfica 9**. Cuando se abre el pozo a producción el vapor en teoría debe haber transferido su energía para calentar los fluidos y el yacimiento, por esta razón la primera temperatura debe ser la mayor y, por el balance de energía que consiste en la disminución del calor contenido en el área contactada por el vapor debido a la pérdida de calor por los fluidos producidos y pérdidas verticales, se disminuye la

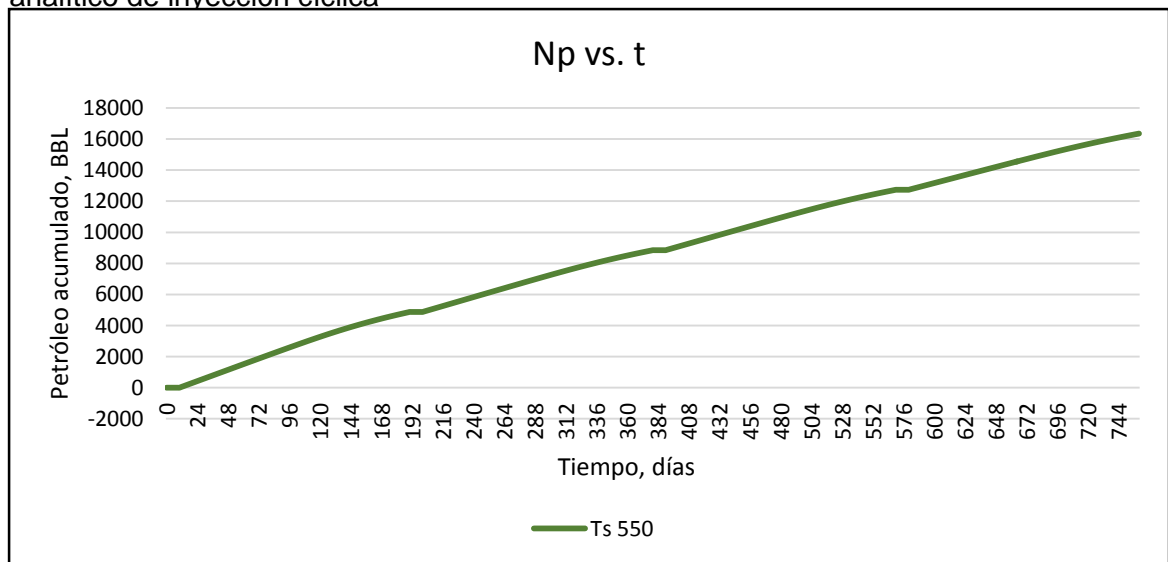
temperatura por la pérdida de calor producido hasta la T_R , sin embargo, el tiempo de análisis son 180 días de producción. Para este caso la temperatura no cae hasta la T_R pero, si se analiza por más tiempo en algún periodo, ésta debe alcanzarla.

Gráfica 7. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo, como respuesta a la inyección cíclica

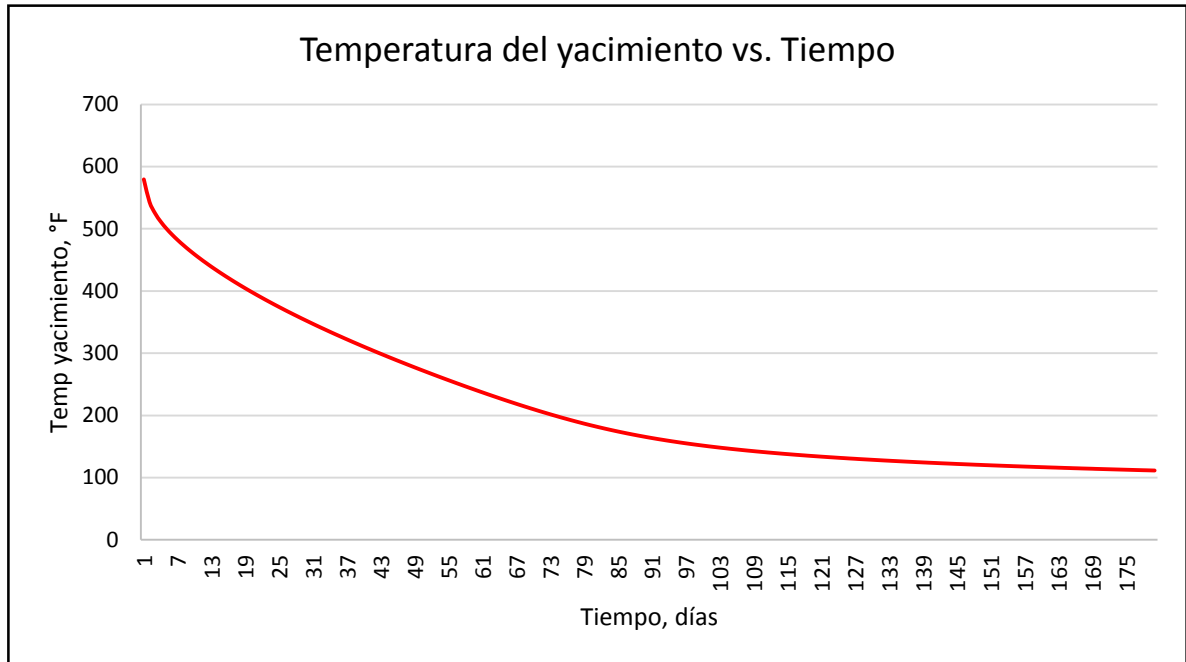


Ahora se presenta en la **Gráfica 8** la producción de petróleo acumulado con respecto al tiempo para la inyección cíclica. Durante el periodo de inyección y remojo, al no tener tasa de producción, el acumulado se mantiene, así que los planos que se ven permiten ver con facilidad los cuatro ciclos, al final de los dos años de estimulación cíclica se presenta un acumulado de 16,351 BBL de petróleo. En el **capítulo 4** se comparan estas gráficas con los resultados de la simulación en donde se analiza el porcentaje de error del modelo analítico tomando como dato real la simulación numérica.

Gráfica 8. Producción de petróleo acumulado con respecto al tiempo para el modelo analítico de inyección cíclica



Gráfica 9. Perfil de temperatura vs. el tiempo en días, se calcula para el primer ciclo y se mantiene constante para los demás ciclos



A continuación, en el **Cuadro 9**, se muestran las ecuaciones necesarias para el desarrollo del paso a paso del modelo cíclico de inyección de vapor el cual se muestra en la **Figura 16**. En el **Cuadro 10** se muestran las convenciones para los diagramas de flujo los cuales explican el proceso.

Cuadro 9. Ecuaciones para el desarrollo del modelo cíclico

No.	Variable	Ecuación
1	Calor removido de la formación por el petróleo y gas producido ($H_{o,g}$), BTU/BN	$H_{o,g} = (5.615 * \rho_o c_o + R_g C_g)(T_{avg} - T_R)$
2	Presión de saturación del vapor (P_s), psia	$\left(\frac{T_S}{115.2}\right)^{1/0.225}$
3	Entalpía del agua (H_w), BTU/lb	$H_w = c_w * (T_S - 32)$
4	Calor latente de vaporización (L_v), BTU/lb	$1318 * P_S^{-0.08774}$
5	Calor sensible y latente removido de la formación por el agua y vapor producido ($H_{w,g}$), BTU/BN	$H_{w,g} = 5.615 * \rho_w (R_w (H_w - H_R) + R_S L_v)$
6	Tasa de calor removido por los fluidos producidos (H_f), BTU/D	$H_f = q_{oh}(H_{o,g} + H_{w,g})$

Continuación **Cuadro 9.**

7	Energía removida por fluidos producidos (δ), adimensional	$\delta = \frac{1}{2} \int_0^t \frac{H_f}{\pi * r_h^2 * \bar{h} * M_S * (T_S - T_R)} f t$
8	Factor X, adimensional	$x = \log \left(\frac{K_{hob}}{M_{ob}} * \frac{t}{r_h^2} \right)$
9	Factor Y, adimensional	$y = \log \left(\frac{4 * K_{hob}}{M_{ob}} * \frac{t}{\bar{h}^2} \right)$
10	Solución unitaria flujo radial (V_r), adimensional	$\bar{v}_r = 0.180304 - 0.41269x + 0.18217x^2 + 0.149516x^3 - 0.024183x^4$
11	Solución unitaria flujo radial (V_z), adimensional	$v_z = 0.474884 - 0.56832y - 0.239719y^2 - 0.035737y^3$
12	Temperatura calculada (T_{cal}), °F	$T_{avg} = T_r + (T_S - T_r) \{v_r v_z (1 - \delta) - \delta\}$
13	Viscosidad del petróleo (μ_{oh}), cP	Ver sección 2.5.1.1
14	Tasa de producción de petróleo, BBL/D	$q_o = \frac{2 * \pi * h_t * k * k_{ro} * (P_R - P_w) * 1.127}{1000 * \left[\mu_{oc} * \ln \left(\frac{r_e}{r_h} \right) + \mu_{oh} * \ln \left(\frac{r_h}{r_w} \right) \right]}$

Fuente: ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Reeditado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p 209 – 219.

Donde:

c_o : Capacidad calorífica del petróleo, BTU/lb-°F

c_g : Capacidad calorífica del gas, BTU/lb-°F

R_w : Razón agua/petróleo producido, BN/BN

R_s : Agua producida en estado de vapor por BN de petróleo producido, BN de vapor de agua /BN de petróleo

R_g : Razón gas/petróleo total producido, PCN/BN

H_R : Entalpía del agua a T_R , BTU/lb

H_w : Entalpía del agua a T_{avg} , BTU/lb

v_r : Solución unitaria flujo radial, adimensional

v_z : Solución unitaria flujo radial, adimensional

δ : Energía removida por fluidos producidos, adimensional

Cuadro 10. Convenciones de los diagramas de flujo





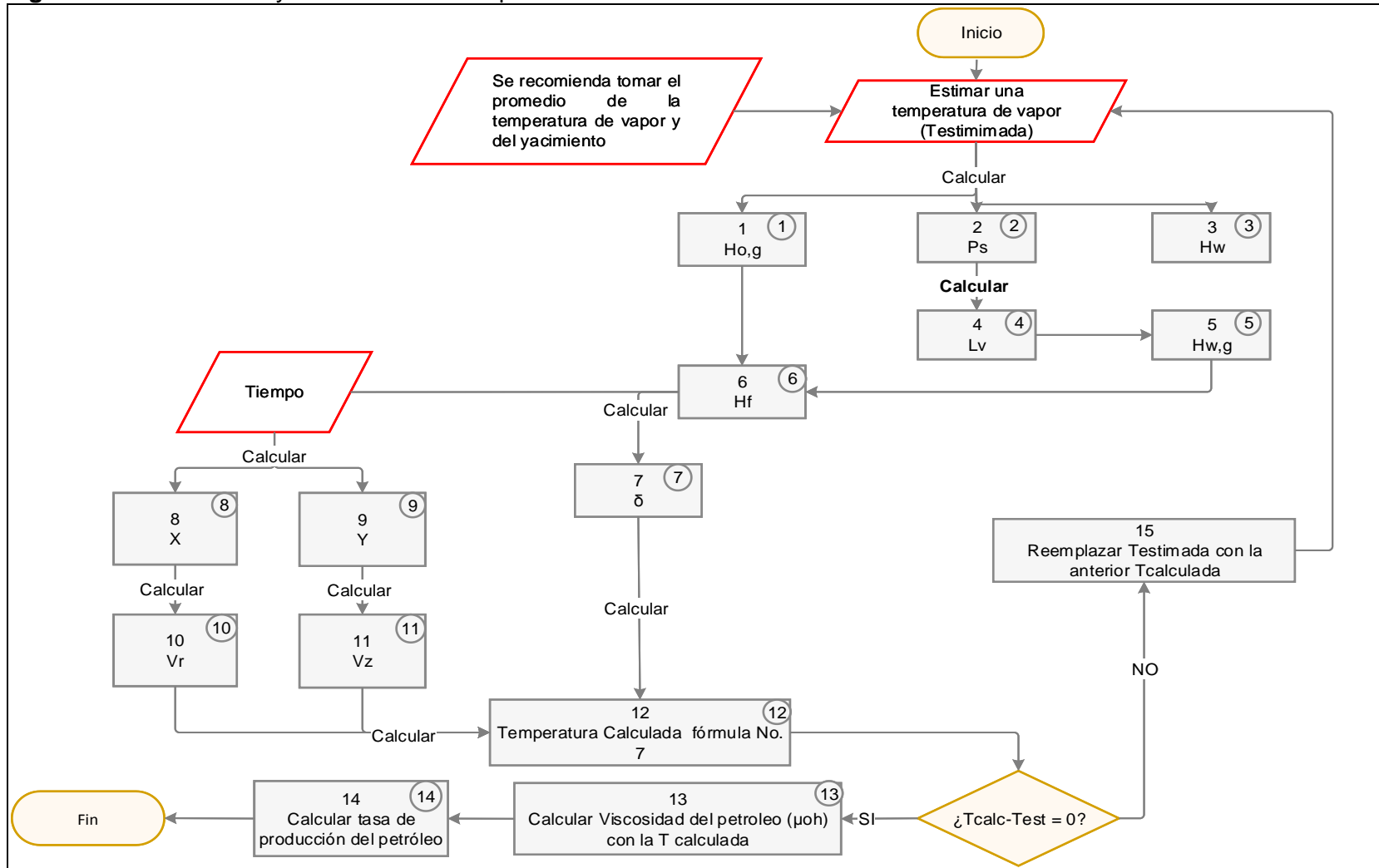
Convenciones	
	Datos de entrada
	Decisión
	Proceso
	Número de Ecuación

Figura 16. Proceso de inyección cíclica de vapor



3. DESCRIPCIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CONTINUA PARA UN YACIMIENTO

En este capítulo se explican cinco modelos de inyección continua con sus suposiciones y paso a paso para, de esta manera, escoger el modelo más adecuado para el proceso. Inicialmente se consideraron nueve modelos pero solo se seleccionaron cinco para el estudio ya que son los que, según las consideraciones, se adecuaban más a las condiciones del estudio.

3.1 MODELO ANALÍTICO DE INYECCIÓN CONTINUA

Los modelos analíticos son muy atractivos al momento de la selección del proceso de recuperación de crudo pesado, debido a que son herramientas matemáticas que ayudan a calcular y predecir el comportamiento de los mecanismos de recuperación mejorada, más específicamente, la inyección de vapor, sin que se requiera información detallada del yacimiento y de las variables de inyección.

Los primeros modelos presentados para inyección continua fueron el de Marx & Langenheim (1959)²⁶ y el de Mandl & Volek (1969)²⁷ pero estos presentaron ideas y suposiciones más idealistas de lo que sucede normalmente, por ejemplo, suponen yacimientos homogéneos y con una sola capa. La mayor deficiencia de estos modelos es el hecho de que la mayoría de los yacimientos son estratificados y no de una sola capa, por lo tanto, después de estos modelos llegaron nuevas modificaciones. Poco después, Neuman (1975) propuso un modelo el cual consideraba el efecto *override* (*) del vapor, efecto que despreciaban muchos autores.

Luego llegó Van Lookeren (1977)²⁸ el cual fue el único modelo que toma en cuenta los efectos del buzamiento y la relación entre las fuerzas de gravedad y viscosas. Después de los anteriores autores, Myhill & Stegemeier (1978)²⁹ propuso modificar los factores adimensionales propuestos por Marx & Langenheim y Mandl & Volek por medio de un balance de energía. Adicional a estos modelos, existe un autor el cual presentó las etapas por las cuales pasa tanto el yacimiento, como la interacción vapor-petróleo, durante una inyección; éste trabajo fue presentado por Jones (1981)³⁰. El primer modelo en considerar un yacimiento estratificado fue el modelo de Closmann (1995)³¹. El modelo presenta la cantidad de capas horizontales

²⁶ Ibíd, p. 86.

²⁷ Ibíd, p. 95.

²⁸ Ibíd, p. 152.

²⁹ Ibíd, p. 129.

³⁰ BUTLER, Roger. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. Calgary: University of Calgary. Department of Chemical. Prentice Hall. 1991, p. 141.

³¹ CLOSMANN, P.J. Simplified Gravity-Drainage Oil-Production Model for Mature Steamfloods. SPE Reservoir Engineering. 1995. 6 p.

permeables idénticas que sean necesarias para ser sometidas a inyección continua de vapor y están separadas por capas impermeables de igual espesor. Desde entonces, varios autores han venido implementando modificaciones y exponiendo su modelo para considerar aproximaciones más precisas a un caso real de un yacimiento sometido a inyección de vapor, dentro de este modelo se puede resaltar el trabajo de Prats (2001)³² quien estudio el movimiento del vapor por dos zonas calentadas independientes separadas por una capa impermeable. Los modelos que se tuvieron en cuenta para el análisis de la inyección continua fueron Marx & Langenheim, Mandl & Volek, Closmann, Neuman y Jones.

3.1.1 Suposiciones de los modelos analíticos para la inyección continua.

Luego de haber terminado el proceso de inyección cíclica de vapor y conociendo el momento en el que es necesario convertir a inyección continua (esto fue explicado en el **capítulo 1** en la **sección 1.2.3.1**), es necesario predecir el volumen de petróleo producido por éste mecanismo. Estos modelos tienen como base de producción el desplazamiento continuo del crudo por el fluido desplazante (vapor) desde el pozo inyector hasta el productor los cuales están ubicados mediante arreglos de pozos (arreglo de cinco, siete y nueve pozos).

3.1.1.1 Marx & Langenheim. (1959) El modelo se desarrolló para un caso de la inyección de vapor de agua sobre una arena petrolífera suponiendo que la temperatura va desde la T_S hasta la T_R . Las pérdidas de calor se presentan en un instante en el cual se genera el cambio desde la T_S hasta la T_R . A continuación, se presentan algunas suposiciones de este autor para su modelo:

- Inyección de vapor de agua.
- El área calentada aumenta en la dirección de flujo a medida que se inyecta más volumen de vapor de agua.
- La tasa de inyección de calor, Q_i , se considera constante.
- La temperatura de inyección, T_S , se considera constante.
- Considera que no existen pérdidas de calor en la dirección radial, sólo en la dirección vertical hacia las capas supra y subyacentes.
- La eficiencia térmica decrece cuando el tiempo aumenta.
- No existe segregación gravitacional del vapor (flujo pistón).
- Espesor uniforme.
- La inyección se hace sobre todo el espesor.
- No hay caída de presión.

3.1.1.2 Mandl & Volek. (1969) Este modelo, es simplemente una modificación del modelo de Marx & Langeheim. Esta modificación consiste en la adición del tiempo crítico. A continuación, se presentan las consideraciones del autor:

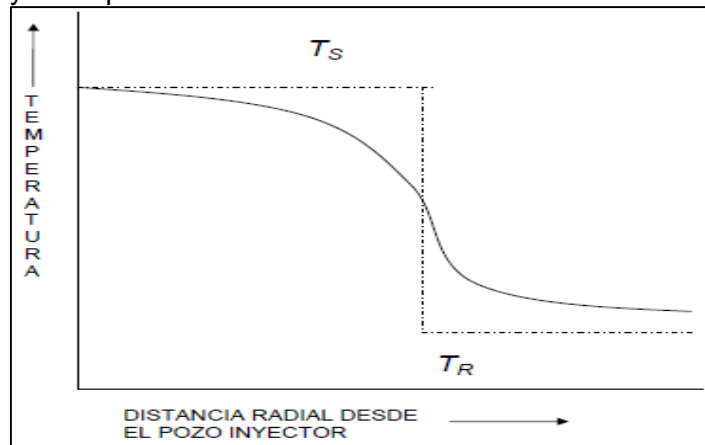
(*) Tendencia del vapor de subir a la parte superior del yacimiento por diferencia de densidades entre el vapor y el petróleo almacenado.

³² PRATS, Michael. The Effect of Heat Transfer to a nearby layer on heat efficiency. SPE. 2001. 6 p.

- Supone que el vapor se condensa totalmente en el frente y el condensado se enfría hasta la T_R .
- Desprecia el transporte convectivo de calor del agua caliente.
- Tiempo crítico: Es cuando la tasa de inyección de calor no sea mayor que el calor consumido. Se debe tomar en cuenta la convección del calor transportado por el agua caliente delante del frente de condensación.
- Si el tiempo (t) < tiempo crítico (t_c) se debe usar el modelo de Marx – Langenheim para calcular el volumen de la zona de vapor.
Si el tiempo (t) > tiempo crítico (t_c) se debe usar el modelo de Mandl – Volek para calcular el volumen de la zona de vapor.
- Estiman que el volumen de la zona de vapor es el promedio para dos condiciones de contorno:
 - ✓ No hay movimiento del agua caliente delante del frente de condensación = Marx – Langenheim.
 - ✓ Existe movimiento del agua caliente y pérdidas de calor latente del frente, pero no hay precalentamiento de las formaciones adyacentes en el frente.

La **Gráfica 10** Muestra la distribución de la temperatura en función de la distancia que tiene del pozo inyector, la línea continua muestra la distribución propuesta por Mandl & Volek que resulta ser menos idealizada que la propuesta por Marx & Langenheim quien asume solo dos temperaturas antes del frente T_S y luego del T_R .

Gráfica 10. Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada



Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 164.

3.1.1.3 Neuman. (1975) Este autor propone un modelo analítico el cual considera la diferencia de densidades que existe entre los fluidos del yacimiento y el vapor, es

decir que el vapor inyectado tiende a irse a la parte superior del reservorio (*override*). A continuación se presentan las suposiciones que toma el autor:

- El modelo deriva una expresión para el programa de inyección de vapor para mantener constante la extensión areal de la zona de vapor.
- Considera la disminución de la tasa de inyección de vapor para disminuir la producción de vapor y aumentar la eficiencia del proceso.
- La tasa de producción de petróleo es menor en comparación a otros modelos debido a que al disminuir la tasa, la presión del yacimiento no aumenta mucho, pero esto se compensa con el poco combustible que el proceso requiere.
- El gradiente horizontal de presión en la zona de vapor se asume que es mucho menor que el gradiente vertical de presión debido a la diferencia de densidades que existe entre el vapor y los líquidos.
- Las predicciones dependen indirectamente de la S_w .
- Debido a que el gradiente horizontal de presión en el yacimiento calentado inmediatamente por debajo de la zona de vapor es igual al gradiente horizontal de presión en la zona de vapor, el flujo horizontal inmediatamente debajo de la interfase de vapor se desprecia.

3.1.1.4 Jones. (1981) Este modelo es la combinación del método de Van Lookeren (1977) y el método de Myhill & Stegemeier (1978). Básicamente asume tres estados de producción cuando se realiza inyección de vapor y sus principales suposiciones se muestran a continuación:

- El modelo asume que la inyección continua de vapor tiene tres principales componentes de producción:
 - ✓ El primer estado de producción es dominado por la viscosidad inicial del petróleo y posiblemente es afectado por el llenado del yacimiento si existe una saturación de gas inicial.
 - ✓ El segundo estado normalmente es dominado por movilidad del petróleo caliente y permeabilidad del yacimiento, la tasa de producción es esencialmente la tasa de desplazamiento.
 - ✓ La tercera fase de producción es dominada por la fracción de petróleo móvil remanente original en sitio.
- Usualmente es insatisfactorio en la predicción del pico de producción de petróleo (usualmente es menor al actual)
- La tasa de petróleo desplazado es basada en el modelo de Myhill & Stegemeier pero modificado mediante la eficiencia de captura y lo convierte en tasa de producción de petróleo (BBL/D).
- La capacidad calorífica de la roca base y del sello es uno punto dos veces la capacidad calorífica de la roca del yacimiento.
- Simplificaciones a las ecuaciones usadas para el cálculo de la eficiencia térmica del yacimiento E_{hs} .
- Usa una correlación para calcular el tiempo crítico adimensional t_{cD} .

3.1.1.5 Closmann. (1995) Este modelo, como ya se mencionó, es el primer modelo en considerar un yacimiento estratificado y se basa en la inyección cíclica de vapor en yacimientos que producen mediante empuje por gas en solución. Para entender mejor este modelo se presentaran las suposiciones:

- Modelo basado sobre un balance de energía para predecir la recuperación de petróleo y la razón de petróleo/vapor en un proceso de inyección continua de vapor. Desprecia el drenaje por gravedad.
- Las zonas inundadas con vapor en el sistema tienen las mismas propiedades e igual espesor.
- Existe un número infinito de capas en la dirección vertical.
- El vapor entra a todas las zonas productoras a la misma tasa de inyección.
- La distribución de temperatura puede ser aproximada a una función escalonada que va desde la T_s en la zona calentada hasta la T_R en la zona inalterada.
- Las pérdidas de calor se presentan solo en dirección vertical hacia los límites de la zona de vapor.
- No existe transferencia de calor delante del frente de condensación.

3.2 SUPOSICIONES Y ECUACIONES CORRESPONDIENTES AL MODELO

Para tener claridad en esta sección es necesario considerar la **sección 2.3** en donde se explicaron las propiedades que se deben tener en cuenta a la hora de usar el modelo analítico.

Este modelo se determinó a partir de cinco modelos, Marx & Langenheim, Mandl & Volek, Neuman, Closmann y Jones. Para realizar una mejor explicación del modelo se realizaron diagramas de flujo que muestran paso a paso el proceso para desarrollar el modelo. Se muestra en el **Cuadro 11** las ecuaciones requeridas para realizar el cálculo del tiempo de cobertura el cual está explicado en la **Figura 17** y es el tiempo en el cual llega el frente de vapor que desplaza en petróleo, este tiempo de cobertura se necesita para el siguiente diagrama que calcula la disminución de la tasa de inyección. En el **Cuadro 12** están las ecuaciones requeridas para el cálculo de la disminución del caudal de inyección el cual se muestra en la **Figura 18**. En la **Tabla 4** se muestran los valores calculados con dichas ecuaciones y de los datos de entrada para la elaboración del modelo analítico. El valor del OOIP, el cual se calculó con la **Ecuación 24**, se determinó con un área de cinco acres, una porosidad de 20.85%, saturación inicial de petróleo de 48.97%, espesor de 221 ft y factor volumétrico de 1.032756 BBL/STB, ya que estos fueron los valores escogidos después de analizar las sensibilidades las cuales serán mostradas más adelante en este capítulo.

Cuadro 11. Ecuaciones del tiempo de cobertura

No.	Variable	Ecuación
1	Presión (P _s), Psia	$\left(\frac{T_s}{115.2}\right)^{1/0.225}$
2	Entalpía del agua (H _w), BTU/lb	$91.0 * P_s^{0.2574}$
3	Entalpía del agua (H _w), BTU/lb	$0.12038 * P_s + 430.984$
4	Entalpía del agua (H _w), BTU/lb	$77.036 * P_s^{0.28302}$
5	Entalpía del vapor (H _s), BTU/lb	$1119 * P_s^{0.01267}$
6	Entalpía del vapor (H _s), BTU/lb	$1204.8 - 0.000197697 * (P_s - 453.23)^{1.73808}$
7	Calor latente de vaporización (L _v), BTU/lb	$1318 * P_s^{-0.08774}$
8	Calor latente de vaporización (L _v), BTU/lb	$H_s - H_w$
9	Tiempo de cobertura (t _c), años	$\frac{\pi}{\alpha * 365} * \left[\frac{43560 * A * K_h * (T_s - T_R)}{5.615 * X_{st} * i_{st} * \rho_w * L_v} \right]^2$

Donde:

T_s: Temperatura de saturación del vapor, °F

P_s: Presión de saturación, psia

H_s : Entalpía del vapor, BTU/lb

H_w: Entalpía del agua, BTU/lb

A: Área del arreglo, acres

k: Permeabilidad promedio, mD

ρ_w: Densidad del agua, g/cc

K_{hob}: Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft*día*°F)

X_{st}: Calidad del vapor, fracción

α: Difusividad térmica, ft²/d

i_{st} : Tasa de inyección de vapor inicial, BBL/D

L_v: Calor latente de vaporización, BTU/lb

T_R: Temperatura del yacimiento, °F

Cuadro 12. Ecuaciones para la disminución de la tasa de inyección de vapor

No.	Variable	Ecuación
1	Tasa de inyección de vapor inicial (I _{sti}), BBL/D	$Net\ pay * A * \left(\frac{BBL}{acre} * ft\right)$
2	Tasa de inyección de vapor en el tiempo t _n (I _{stn}), BBL/D	$i_{st} * \frac{2}{\pi} * Arctan * \left[\frac{t_{cobertura}}{t_n - t_{cobertura}} \right]$

Donde:

Net pay: Espesor neto de la formación, ft

A: Área del arreglo, acres

i_{st} : Tasa de inyección de vapor inicial, BBL/D

$t_{cobertura}$: Tiempo de cobertura, días

t_n : Tiempo de análisis, días

Ecuación 24. Cálculo del petróleo original en sitio

$$OOIP = \frac{7758 * \phi * A * S_{oi} * h_t}{\beta_o}$$

Donde:

Φ : Porosidad, fracción

A: Área, acres

S_{oi} : Saturación inicial de petróleo, fracción

h_t : Espesor total, ft

β_o : Factor volumétrico del petróleo, BBL/STB

Tabla 4. Valores de entrada necesarios para el modelo analítico de inyección continua

Variable	Valor
Presión del vapor, psia	1044.852436
Entalpía del agua, BTU/lb	550.99
Entalpía del vapor, BTU/lb	1191.80
Calor latente de vaporización, BTU/lb	640.80
Tiempo crítico, días	6,220
Difusividad térmica, ft ² /d	0.85231048
Tasa de inyección del vapor, BWE/D	1292
Altura inicial de los líquidos, ft	221
Radio del pozo, ft	0.25
Densidad del petróleo, g/cc	0.991
Densidad del vapor, g/cc	3.46E-2
Tiempo de cobertura, días	839.4215328
OOIP, BBL	1'328,308

Figura 17. Cálculo para el tiempo de cobertura

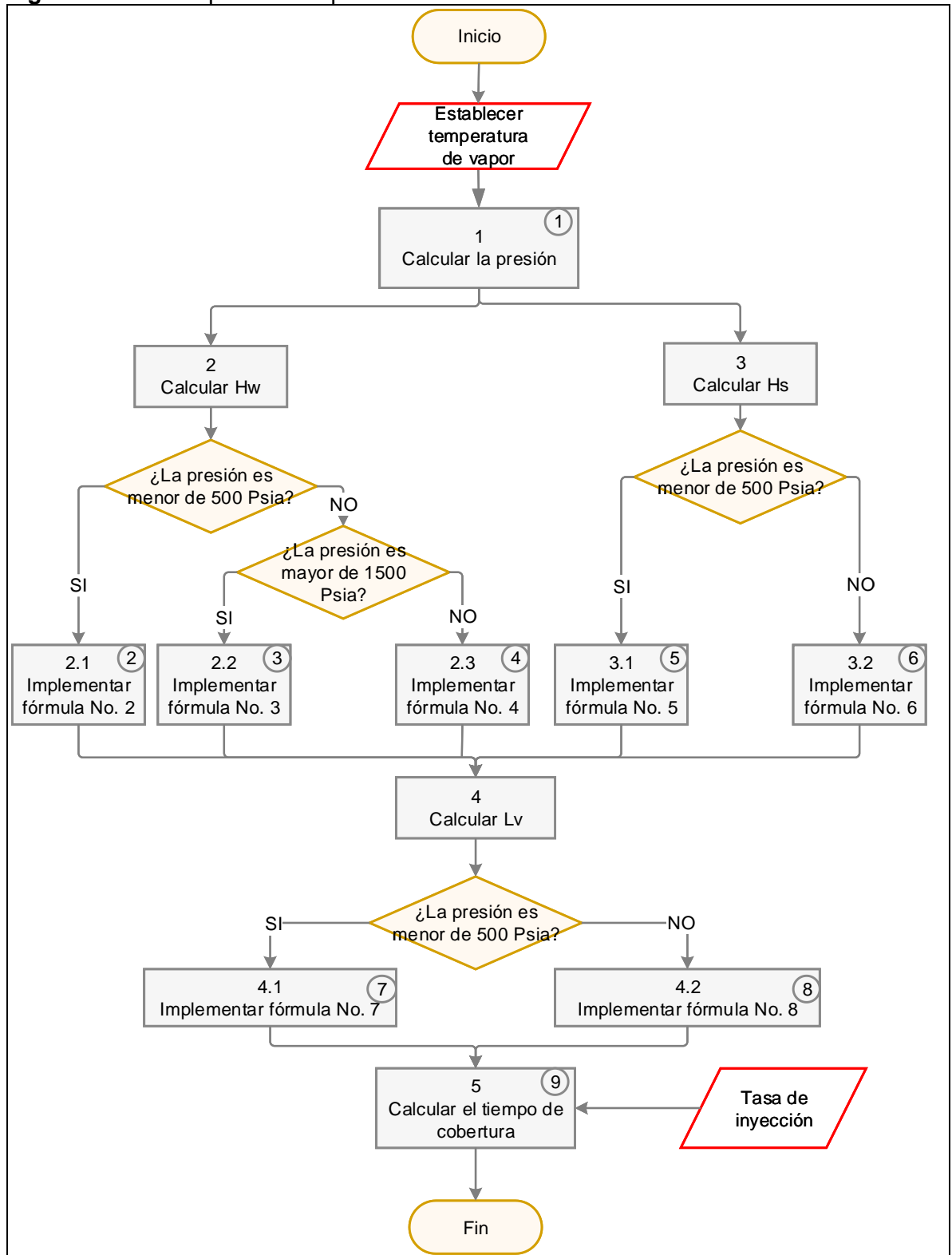
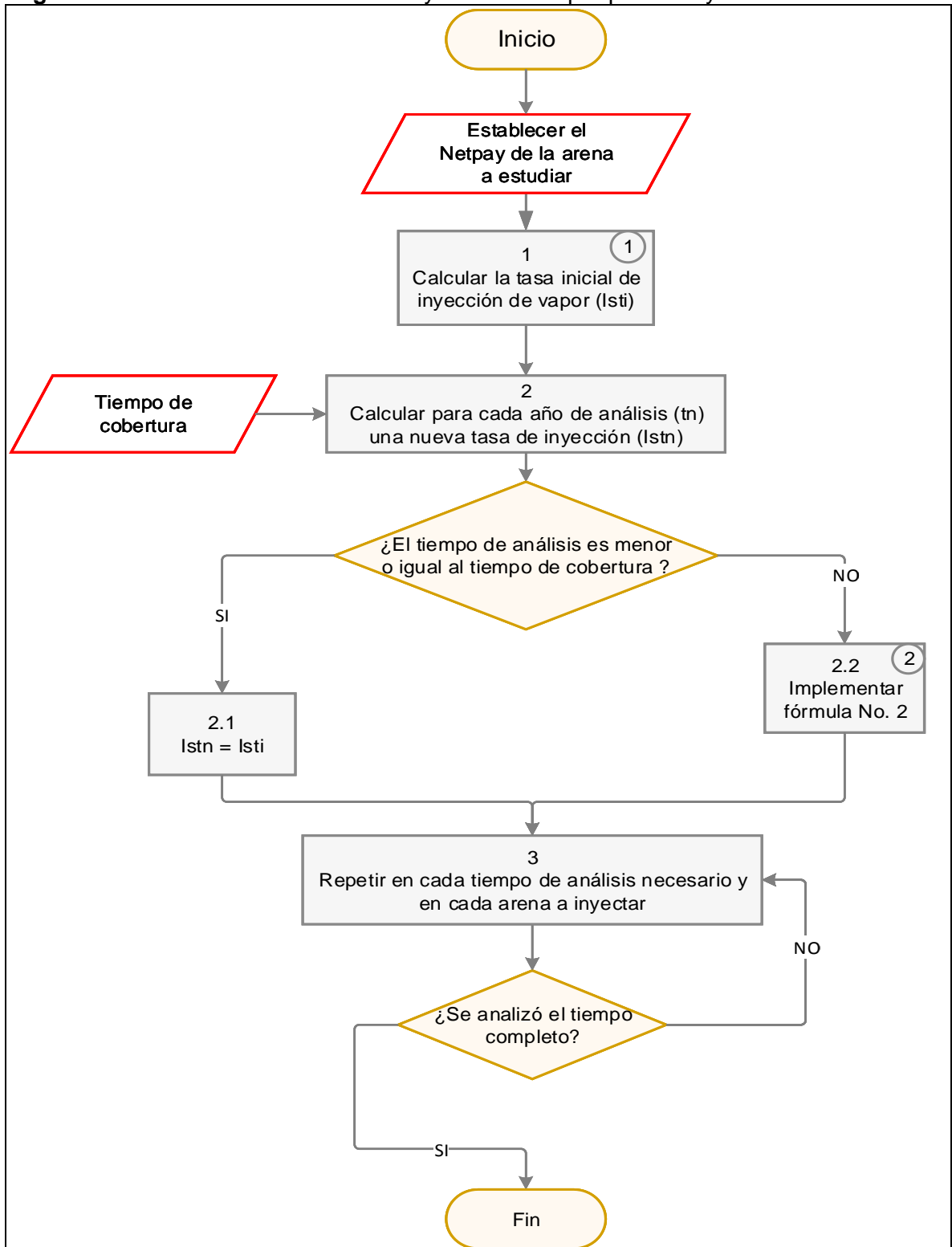


Figura 18. Disminución de la tasa de inyección de vapor para la inyección continua



Cada modelo tiene sus suposiciones, como fue mostrado anteriormente, pero una de las más importantes es tener en cuenta la 'eficiencia', la cual puede variar según el modelo. Los modelos de Marx & Langenheim, Mandl & Volek y Neuman manejan la misma eficiencia, pero difieren en la manera de calcular un factor adimensional o según el cálculo del área del vapor. La **Ecuación 25** presenta la manera de calcular la eficiencia en Marx & Langenheim, Mandl & Volek y Neuman.

Ecuación 25. Ecuación para determinar la eficiencia en los modelos de Marx, Mandl y Neuman

$$E_s = \frac{F_i}{t_D}$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-6.

Donde:

E_s : Eficiencia del vapor, fracción

F_i : Factor adimensional (según modelo)

t_D : Tiempo adimensional

En la ecuación 7 se mostró cómo es el cálculo del factor adimensional para los modelos de Marx & Langenheim y Neuman, el cual es usado para el cálculo de la eficiencia de vapor.

En la **Ecuación 26** se muestra el procedimiento para calcular el factor adimensional del modelo de Mandl & Volek, el cual es usado para el cálculo de la eficiencia de vapor.

Ecuación 26. Factor adimensional para el modelo de Mandl & Volek

$$F_3 = F_2 + 2 * \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 - \sqrt{\frac{t_D - t_{DC}}{\pi}} * \left[\left(1 + \frac{X_{st} * L_v}{c_w(T_s - T_R)} \right)^{-1} + \frac{t_D - t_{DC} - 3}{3} * F_2 - \frac{t_D - t_{DC}}{3\sqrt{\pi * t_D}} \right]$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-7.

Donde:

F_3 : Factor adimensional para Mandl & Volek

F_2 : Factor adimensional

t_D : Tiempo adimensional

t_{DC} : Tiempo adimensional crítico

X_{st} : Calidad del vapor, adimensional

L_v : Calor latente de vaporización, BTU/lb

c_w : Calor específico del agua, BTU/lb*°F

T_s : Temperatura del vapor, °F

T_R : Temperatura inicial del yacimiento, °F

Ahora, como para el cálculo de F_3 se requiere el factor F_2 , se presenta en la **Ecuación 27** el cálculo de dicho factor.

Ecuación 27. Factor adimensional para el cálculo de F_3

$$F_2 = e^{t_D} * erfc * \sqrt{t_D}$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-4.

Donde:

F_2 : Factor adimensional

t_D : Tiempo adimensional

erfc: Función error complementaria

Para continuar con el cálculo de petróleo acumulado producido, es necesario calcular el tiempo adimensional crítico (t_{Dc}). Este valor se puede identificar en la tabla que está adjunta en el **Anexo D**.

Teniendo el tiempo adimensional crítico, se procede a realizar el cálculo del tiempo crítico. En la **Ecuación 28** se ve dicho cálculo. Es de aclarar que en la ecuación, el valor de M_s y de M_{ob} son iguales.

Ecuación 28. Cálculo del tiempo crítico

$$t_c = \frac{M_s^2 * h_t^2 * t_{Dc}}{4 * K_{hob} * M_{ob}}$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-7.

Donde:

M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³*°F)

h_t : Espesor del yacimiento, ft

t_{Dc} : Tiempo adimensional crítico

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft*día*°F)

M_{ob} : Capacidad calorífica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft³*°F)

t_c : Tiempo crítico, días

Ahora, en la **Ecuación 29**, se presenta el cálculo para el caudal de inyección.

Ecuación 29. Cálculo del caudal de inyección

$$Q_i = \left(\frac{350}{24}\right) * i_{st} * [c_w(T_s - T_R) + X_{st}L_v]$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-2.

Donde:

Q_i : Caudal de inyección, BTU/hr
 i_{st} : Tasa de inyección de vapor, BWE/D
 c_w : Calor específico del agua, BTU/lb*°F
 T_s : Temperatura del vapor, °F
 T_R : Temperatura inicial del yacimiento, °F
 X_{st} : Calidad del vapor, adimensional
 L_v : Calor latente de vaporización, BTU/lb

Ahora se debe realizar el cálculo para el tiempo adimensional usando la **ecuación 8** que fue presentada anteriormente.

Teniendo esto, para los modelos de Marx y Mandl, se debe calcular el volumen de la zona de vapor, esta fórmula sólo varía por el factor adimensional correspondiente a cada modelo. Se debe tener en cuenta que, como se especificó anteriormente en las suposiciones, el modelo de Marx & Langenheim es cuando el tiempo es menor al tiempo crítico (**Ecuación 30**) y el modelo de Mandl & Volek es cuando el tiempo es mayor al tiempo crítico (**Ecuación 31**).

Ecuación 30. Cálculo del volumen de vapor para el modelo de Marx

$$V_S = \frac{Q_i * M_s * h_t^2 * F_1}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_S - T_R)} \quad (t \leq t_c)$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-3.

Donde:

Q_i : Caudal de inyección, BTU/hr
 M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³*°F)
 h_t : Espesor del yacimiento, ft
 F_1 : Factor adimensional
 K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft*día*°F)
 M_{ob} : Capacidad calorífica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft³*°F)
 T_s : Temperatura del vapor, °F
 T_R : Temperatura inicial del yacimiento, °F

Ecuación 31. Cálculo del volumen de vapor para el modelo de Mandl

$$V_S = \frac{Q_i * M_s * h_t^2 * F_3}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_S - T_R)} \quad (t \geq t_c)$$

Fuente. FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014, p. 5-7.

Donde:

Q_i : Caudal de inyección, BTU/hr

M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³*°F)

h_i : Espesor del yacimiento, ft

F_3 : Factor adimensional

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft*día*°F)

M_{ob} : Capacidad calorífica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft³*°F)

T_s : Temperatura del vapor, °F

T_R : Temperatura inicial del yacimiento, °F

Para el modelo de Neuman se debe realizar en cálculo del área de vapor en lugar del volumen de vapor. Lo anterior se presenta en la **Ecuación 32**.

Ecuación 32. Área de vapor

$$A_s = \frac{X_{st} * i_{st} * \rho_w * L_v}{K_{hob} * (T_s - T_R)} * \sqrt{\frac{\alpha * t}{\pi}}$$

Fuente. NEUMAN, C.H. A gravity override model of steamdrive. SPE, Chevron Oil Field Research, p. 2.

Donde:

X_{st} : Calidad del vapor, adimensional

i_{st} : Tasa de inyección de vapor, BWE/D

ρ_w : Densidad del agua de alimentación, lb/ft³

L_v : Calor latente de vaporización, BTU/lb

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft*día*°F)

T_s : Temperatura del vapor, °F

T_R : Temperatura inicial del yacimiento, °F

α : Difusividad térmica, ft²/d

t : tiempo, días

Para finalizar los tres modelos analíticos que se han venido explicando se debe realizar el cálculo de petróleo producido acumulado (**Ecuación 33**).

Ecuación 33. Cálculo del volumen de petróleo producido acumulado

$$N_p = \frac{\phi * V_s * (S_{oi} - S_{orst})}{5.615} * E_c \left(\frac{h_n}{h_t} \right)$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 235.

Donde:

N_P = Petróleo total recuperado de la zona de vapor, BBL.

V_s = Volumen de la zona de vapor, ft³.

E_C = Factor de captura (fracción de petróleo desplazado de la zona de vapor que se produce), fracción.

h_n = Espesor neto de la formación, ft.

h_t = Espesor total de la formación, ft.

Φ = Porosidad de la formación, ft.

S_{oi} = Saturación inicial de petróleo, fracción.

S_{orst} = Saturación residual de petróleo en la zona de vapor, fracción.

A continuación, se presenta el procedimiento del modelo de Closmann. Éste se explica por separado de los demás debido a que su método es totalmente diferente a los modelos presentados anteriormente. Para comenzar es necesario conocer el espesor de la formación y el nivel inicial del petróleo (H_{ei}). Teniendo esto, se realiza el cálculo de la tasa de producción inicial (frío) –*Initial Pattern Oil Rate*– la cual está representada en la **Ecuación 34**.

Ecuación 34. Cálculo de la tasa de producción en frío

$$IPOR = \frac{0.001533 \left(\frac{141.5}{API + 131.5} \right) * K_o}{\left[\ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right) - 0.5 \right] * \mu_o} * H_e^2 * \frac{1}{B_o} * \# Pattern$$

Fuente. ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Reeditado por Dr. Adafel Rincón, 2002, p. 235.

Donde:

IPOR: Tasa de producción inicial de petróleo (en frío), STB/D

K_o : Permeabilidad inicial de petróleo, mD

R_e : Radio de drenaje, ft

R_w : Radio del pozo, ft

μ_o : Viscosidad inicial de crudo, cP

H_e : Nivel del petróleo, ft

β_o : Factor volumétrico del petróleo, BBL/STB

Para continuar, el modelo propone dos variables llamadas 'a' y 'x' las cuales son usadas para calcular la tasa de petróleo. En la **Ecuación 35** se presenta el cálculo para hallar a y en la **Ecuación 36** el cálculo para x.

Ecuación 35. Cálculo de la variable a del modelo de Clossmann

$$a = \frac{2527.1 * \alpha * A * \phi * \Delta S_o * \bar{\rho}_o * \mu_o * (\ln \frac{R_e}{R_w} - 0.5)}{K_o * 0.001 * \Delta \rho * m * \rho_o * H e f_{i-1}^3}$$

Fuente. CLOSMANN, P.J. Simplified Gravity-Drainage Oil-Production Model for Mature Steamfloods. SPE Reservoir Engineering. 1995, p. 2.

Donde:

a: Variable a para el modelo de Clossmann, adimensional

α : Difusividad térmica, ft²/d

A: Área del arreglo, acres

ϕ : Porosidad, fracción

ΔS_o : Diferencia entre la saturación inicial de crudo y la saturación residual, fracción

$\bar{\rho}_o$: Densidad promedio de crudo a la temperatura inicial, g/cc

μ_o : Viscosidad inicial de crudo, cP

Re: Radio de drenaje, ft

Rw: Radio del pozo, ft

K_o: Permeabilidad inicial de petróleo, mD

$\Delta \rho$: Diferencia entre la densidad del vapor y la densidad del petróleo, g/cc

m: Exponente de la viscosidad del petróleo

ρ_o : Densidad del petróleo a la temperatura del vapor, g/cc

Hef_{i-1}: Nivel del petróleo del punto anterior, ft

Ecuación 36. Cálculo de la variable x para el modelo de Clossmann

$$X = e^{(-0.0407387 (\ln a)^2) - (0.855444 \ln a) - 0.832932}$$

Fuente. CLOSMANN, P.J. Simplified Gravity-Drainage Oil-Production Model for Mature Steamfloods. SPE Reservoir Engineering. 1995, p. 2.

Donde:

X: Variable x para el modelo de Clossmann, adimensional

a: Variable a para el modelo de Clossmann, adimensional

Ahora se debe calcular la tasa de producción de petróleo a un tiempo t_i con la altura del nivel de petróleo (H_e) del tiempo anterior. Para esto es necesario tener en cuenta que si t_{ci} + t_{c(i+1)} <= 0 entonces la tasa toma un valor igual a la tasa inicial de petróleo, sino se debe tener en cuenta que si t_{ci} <= 0 y t_{c(i+1)} >= 0 entonces el procedimiento es calcular la tasa con la **Ecuación 37** y si no ocurren ninguna de estas condiciones entonces se debe hacer el cálculo con la **Ecuación 38**.

Ecuación 37. Cálculo uno para la tasa de petróleo

$$q_o = \frac{7758 * X * \alpha * A * \phi * \Delta S_o * \bar{\rho}_o}{Hef_{i-1} * m} + q_{oi} * \#Arreglos$$

Fuente. CLOSMANN, P.J. Simplified Gravity-Drainage Oil-Production Model for Mature Steamfloods. SPE Reservoir Engineering. 1995, p. 2.

Donde:

q_o : Tasa de producción de petróleo, STB/D

X: Variable x para el modelo de Closmann, adimensional

α : Difusividad térmica, ft²/d

A: Área del arreglo, acres

ϕ : Porosidad, fracción

ΔS_o : Diferencia entre la saturación inicial de crudo y la saturación residual, fracción

$\bar{\rho}_o$: Densidad promedio de crudo a la temperatura inicial, g/cc

Hef_{i-1} : Nivel del petróleo del punto anterior, ft

q_{oi} : Tasa de producción de petróleo, STB/D

m: Exponente de la viscosidad del petróleo

Ecuación 38. Cálculo dos para la tasa de petróleo

$$q_o = \frac{7758 * X * \alpha * A * \phi * \Delta S_o * \bar{\rho}_o}{Hef_{i-1} * m} * \#Arreglos$$

Fuente. CLOSMANN, P.J. Simplified Gravity-Drainage Oil-Production Model for Mature Steamfloods. SPE Reservoir Engineering. 1995, p. 2.

Donde:

q_o : Tasa de producción de petróleo, STB/D

X: Variable x para el modelo de Closmann, adimensional

α : Difusividad térmica, ft²/d

A: Área del arreglo, acres

ϕ : Porosidad, fracción

ΔS_o : Diferencia entre la saturación inicial de crudo y la saturación residual, fracción

$\bar{\rho}_o$: Densidad promedio de crudo a la temperatura inicial, g/cc

Hef_{i-1} : Nivel del petróleo del punto anterior, ft

m: Exponente de la viscosidad del petróleo

Para continuar con los modelos, ahora se presenta el trabajo realizado por Jones. Como se explicó en las suposiciones, él planteó un modelo el cual considera los tres estados que tiene el vapor al ser inyectado con respecto a la producción de petróleo. Él propuso un factor que, al ser multiplicado con el petróleo producido planteado por Myhill & Stegemeier, corrigiera la tasa. Dicho factor es llamado factor de captura (**Ecuación 39**) y consiste en tres elementos A_{cD} (**Ecuación 40**), V_{oD} (**Ecuación 41**) y V_{pD} (**Ecuación 42**).

Ecuación 39. Factor de captura presentado por el modelo de Jones

$$Factor\ de\ captura = A_{cD} * V_{oD} * V_{pD}$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 15.

Donde:

A_{cD} : Factor del modelo de Jones dependiente de la viscosidad inicial del petróleo, adimensional.

V_{oD} : Factor del modelo de Jones dependiente del depletamiento, adimensional.

V_{pD} : Factor del modelo de Jones dependiente de la saturación de gas inicial, adimensional.

Ecuación 40. Factor A_{cD} adimensional de Jones

$$A_{cD} = \left[\frac{A_s}{A * \left\{ 0.11 * \ln \left(\frac{\mu_{oi}}{100} \right) \right\}^{1/2}} \right]^2$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 15.

Donde:

A_{cD} : Factor del modelo de Jones dependiente de la viscosidad inicial del petróleo, adimensional. Tiene como límite $0 \leq A_{cD} \leq 1$ y $A_{cD} = 1$ cuando $\mu_{oi} = 100$ cp.

A_s : Área de la zona de vapor, acres.

A : Área del arreglo, acres.

μ_{oi} : Viscosidad inicial del petróleo, cP

Ecuación 41. Factor V_{oD} adimensional de Jones

$$V_{oD} = \left[1 - \frac{N_d}{N} * \frac{S_{oi}}{\Delta S_o} \right]^{1/2}$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 15.

Donde:

V_{oD} : Factor del modelo de Jones dependiente del depletamiento, adimensional. Tiene como límite $0 \leq V_{oD} \leq 1$.

N_d : Petróleo producido acumulado del modelo de Myhill & Stegemeier modificado, BBL.

N : Petróleo original en sitio, BBL.

S_{oi} : Saturación inicial de petróleo, fracción.

ΔS_o : Diferencia entre la saturación inicial y la saturación residual de petróleo, fracción.

Ecuación 42. Factor V_{pD} adimensional de Jones

$$V_{pD} = \left[\frac{V_{s,inj} * 5.615}{43560 * A * h_n * \phi * S_{gi}} \right]^2$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 16.

Donde:

V_{pD} : Factor del modelo de Jones dependiente de la saturación de gas inicial, adimensional. Tiene como límite $0 \leq V_{pD} \leq 1$ y $V_{pD} = 1$ cuando $S_{gi} = 0$.

$V_{s,inj}$: Volumen del vapor inyectado, BWE.

A: Área del arreglo, acres.

h_n : Espesor neto, ft.

S_{gi} : Saturación inicial de gas, fracción.

Para calcular el área de vapor que se requiere en las ecuaciones anteriores se debe usar la **Ecuación 43**.

Ecuación 43. Área del vapor

$$A_s = \frac{Q_i * h_n * M_s}{4 * k_h * (T_s - T_R) * M_{ob} * 43560} * (e^{t_D} * erfc\sqrt{t_D} + 2 * \sqrt{t_D/\pi} - 1)$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 16.

A_s : Área del vapor, acres

Q_i : Caudal de inyección, BTU/hr

M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³*°F)

M_{ob} : Capacidad calorífica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft³*°F)

h_n : Espesor neto del yacimiento, ft

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas suprayacente y subyacente, BTU/(ft*día*°F)

T_s : Temperatura del vapor, °F

T_R : Temperatura inicial del yacimiento, °F

t_D : Tiempo adimensional

Teniendo el factor de captura, es posible calcular la tasa de producción de petróleo a lo largo del tiempo con la **Ecuación 44**.

Ecuación 44. Tasa de producción de petróleo

$$q_o = q_{od} * \text{Factor de captura}$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 16.

Donde:

q_o : Tasa de producción de petróleo, BBL/D

q_{od} : Tasa de producción de petróleo según Myhill & Stegemeier, BBL/D

Para obtener el cálculo de la tasa producción de petróleo según Myhill & Stegemeier modificado se debe tener en cuenta una serie de ecuaciones que se presenta a continuación. Cabe aclarar que esto es solo una aproximación del modelo de Myhill más no es el modelo en sí. En la **Ecuación 45** se muestra el cálculo de la tasa de producción.

Ecuación 45. Tasa de producción de petróleo según Myhill & Stegemeier

$$q_{od} = \frac{N_{di} - N_{d(i-1)}}{t_i - t_{i-1}}$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 45.

Donde:

q_{od} : Tasa de producción de petróleo según Myhill & Stegemeier, BBL/D

N_{di} : Petróleo producido acumulado del modelo de Myhill & Stegemeier modificado en el punto, BBL

$N_{d(i-1)}$: Petróleo producido acumulado del modelo de Myhill & Stegemeier modificado, BBL

t_i : Tiempo en el punto, días

t_{i-1} : Tiempo en el punto anterior, días

Para el cálculo del petróleo producido acumulado se debe seguir la **Ecuación 46**.

Ecuación 46. Petróleo producido acumulado para Myhill & Stegemeier

$$N_d = F_{os} * V_s$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 44.

Donde:

$N_{d(i-1)}$: Petróleo producido acumulado del modelo de Myhill & Stegemeier modificado, BBL

F_{OS} : Relación acumulada entre el petróleo y el vapor inyectado, adimensional

V_S : Volumen del vapor inyectado, BWE

Ahora, la **ecuación 45** requiere de dos términos que aún no se tienen, por lo tanto, en la **Ecuación 47** se encuentra cómo calcular el volumen de vapor inyectado y en la **Ecuación 48** cómo calcular la relación acumulada entre el petróleo y el vapor inyectado. Para calcular la eficiencia de la **ecuación 48** se usa la **Ecuación 25**.

Ecuación 47. Volumen de vapor inyectado

$$V_S = i_{st} * t_i$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 44.

Donde:

V_S : Volumen del vapor inyectado, BWE

i_{st} : Tasa de inyección de vapor, BWE/D

t_i : Tiempo, días

Ecuación 48. Relación acumulada entre el petróleo y el vapor inyectado

$$F_{OS} = \frac{\rho_w * c_w}{M_s} * \frac{h_n}{h_t} * \Delta S_o * \phi * (1 + x_{st}) * E_{hs}$$

Fuente. CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005, p. 44.

Donde:

F_{OS} : Relación acumulada entre el petróleo y el vapor inyectado, adimensional

ρ_w : Densidad del petróleo, lb/ft³

c_w : Calor específico del agua, BTU/lb*°F

M_s : Capacidad calorífica de la roca, BTU/(ft³*°F)

h_n : Espesor neto de la arena, ft

h_t : Espesor total de la arena, ft

ΔS_o : Diferencia entre la saturación inicial y residual de petróleo, fracción

Φ : Porosidad, fracción

x_{st} : Calidad del vapor, fracción

E_{hs} : Eficiencia, adimensional

3.3 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los modelos que fueron presentados se realizaron con una proyección de 20 años, es decir, desde el año 2017 hasta el 2037. Durante este tiempo se esperaba obtener un factor de recobro de hasta 60% para la inyección continua de acuerdo a lecciones aprendidas de Occidental de Colombia L.L.C. Tal como en el capítulo anterior, para el modelo de inyección continua de vapor también se realizaron distintas sensibilidades para determinar las variables adecuadas para el desarrollo del modelo, para tener una base en la comparación es necesario recordar que el OOIP que se mostró en el **Tabla 4** será distinto para los valores de petróleo acumulado que se muestran en el **Cuadro 13** para la variable de espesor solamente, ya que como se mostró en la **ecuación 24**, el OOIP depende de área, espesor, factor volumétrico, porosidad y saturación inicial de petróleo y de ellas, sólo se modifica el espesor. Asimismo se pretendió demostrar que el modelo es aplicable para distintos valores de cada variable. En el **Anexo E** se muestra la tabla del proceso que se llevó a cabo para los modelos analíticos de inyección continua de vapor.

Cuadro 13. Análisis de sensibilidad para el modelo de inyección continua de vapor

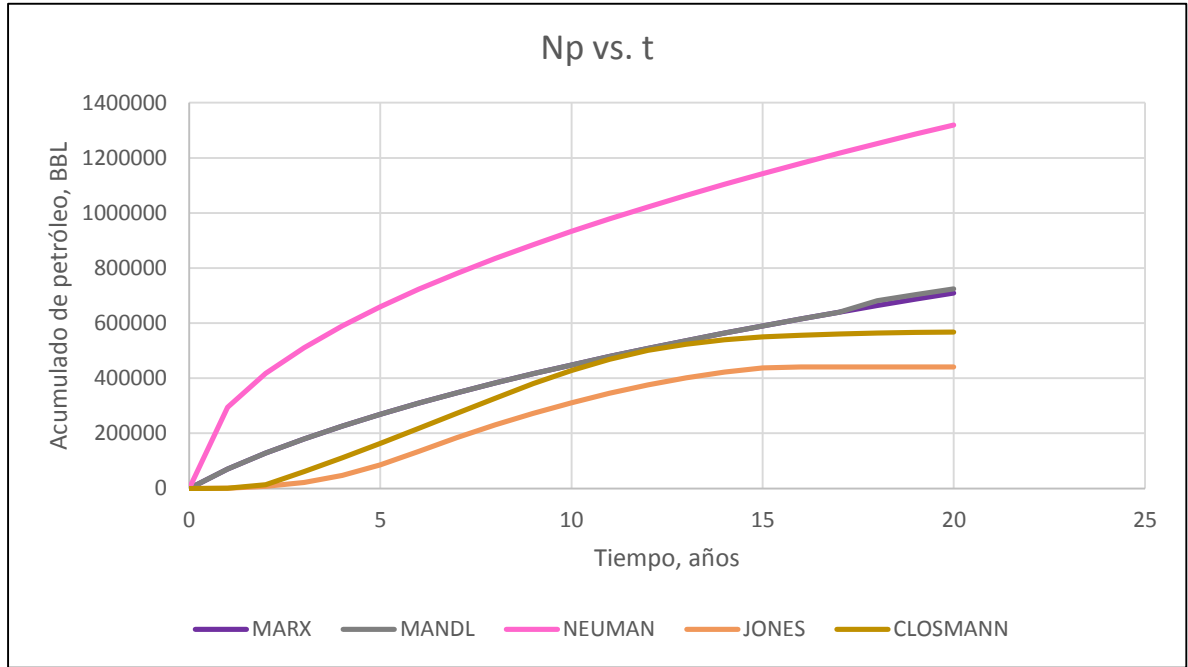
Modelo	Variabes	Variación	Resultados
Marx & Langenheim	Tasa de inyección	646 BWE/D	Np = 354,604 BBL
		1292 BWE/D	Np = 709,209 BBL
	Relación espesores	129 ft - 129 ft	Np = 685,172 BBL
		129 ft - 344 ft	Np = 256,940 BBL
		129 ft - 221 ft	Np = 399,942 BBL
221 ft - 344 ft	Np = 709,209 BBL		
Mandl & Volek	Tasa de inyección	646 BWE/D	Np = 361,974 BBL
		1292 BWE/D	Np = 723,949 BBL
	Relación espesores	129 ft - 129 ft	Np = 629,306 BBL
		129 ft - 344 ft	Np = 235,990 BBL
		129 ft - 221 ft	Np = 367,333 BBL
221 ft - 344 ft	Np = 723,949 BBL		
Neuman	Tasa de inyección	646 BWE/D	Np = 410,660 BBL
		1292 BWE/D	Np = 821,320 BBL
	Relación espesores	129 ft - 129 ft	Np = 587,903 BBL

Continuación Cuadro 13.

Neuman	Relación espesores	129 ft - 344 ft	Np = 220,464 BBL
		129 ft - 221 ft	Np = 343,165 BBL
		221 ft - 344 ft	Np = 821,320 BBL
Jones	Tasa de inyección	646 BWE/D	Np = 276,637 BBL
		1292 BWE/D	Np = 441,213 BBL
	Relación espesores	129 ft - 129 ft	Np = 119,481 BBL
		129 ft - 344 ft	Np = 443,601 BBL
		129 ft - 221 ft	Np = 297,879 BBL
		221 ft - 344 ft	Np = 441,213 BBL
	Closman	Tasa de inyección	646 BWE/D
1292 BWE/D			Np = 567,906 BBL
Relación espesores		129 ft - 129 ft	Np = 330,839 BBL
		129 ft - 344 ft	Np = 330,839 BBL
		129 ft - 221 ft	Np = 330,839 BBL
		221 ft - 344 ft	Np = 567,906 BBL

A medida que se aplicaban las ecuaciones en los modelos se notó que algunas suposiciones eran insuficientes por lo que se propusieron unas modificaciones a los modelos. Una de ellas fue en el modelo de Neuman en donde se evidenció que no se había tenido en cuenta la eficiencia para el cálculo del petróleo producido acumulado, por lo tanto, se decidió añadir este factor y se notó que mejoró el resultado ya que anteriormente el petróleo producido acumulado daba un valor mucho mayor (1'319,663 BBL) en comparación a los otros modelos (ver **Gráfica 11**).

Gráfica 11. Comparación del modelo de Neuman sin eficiencia, con respecto a los otros modelos

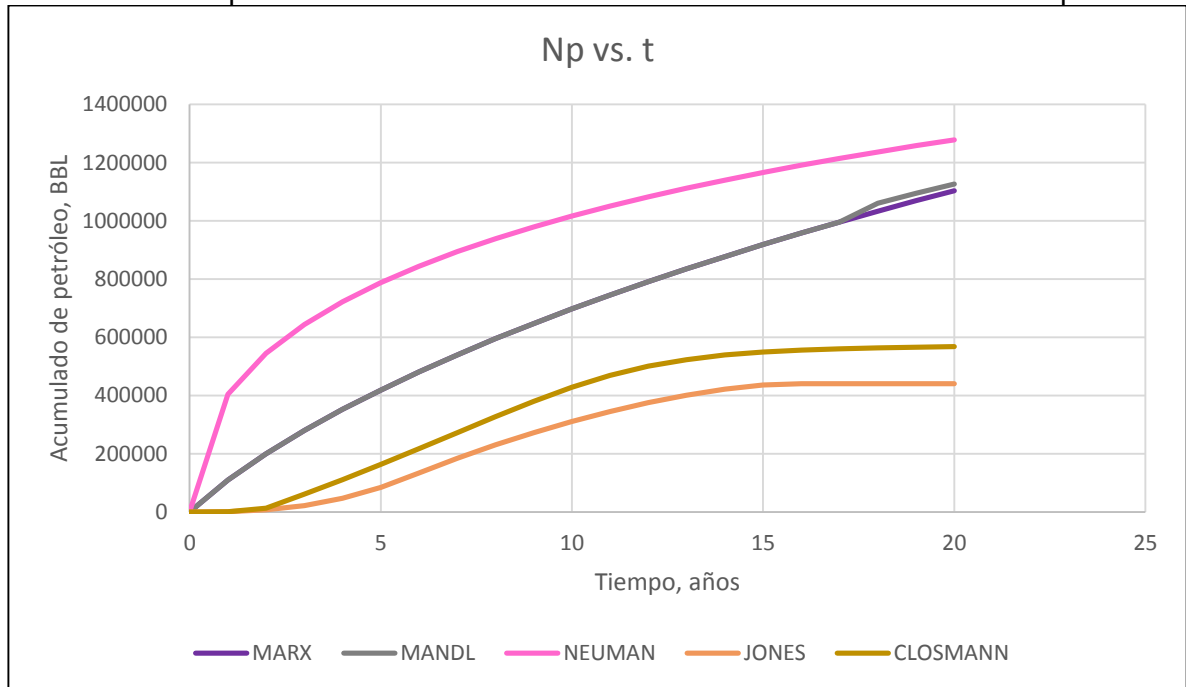


Por otra parte, los modelos especifican una relación entre espesores que es el espesor neto sobre el espesor total. Inicialmente se estaba considerando esta relación igual a uno, es decir, se tomaban estos dos espesores iguales pero al hacer esto se notó que el petróleo acumulado era mucho mayor al petróleo original en sitio y, por tanto, el factor de recobro superaba el 100%. Por otra parte, las fórmulas del modelo especifican un espesor total y para el uso de este se estaba tomando el *net sand* para lograr los cálculos, lo cual con esto sucedía lo mismo que fue mencionado anteriormente, el recobro era mayor al petróleo en sitio. Con base en lo anterior, se decidió tomar en cuenta dos espesores distintos, *net sand* (221 ft) y *net gross* (344 ft), para realizar los cálculos. Después de esto se notó que el recobro no superaba el 100% como se muestra en la **Gráfica 12** y en el **Anexo G** y **Anexo H**. Lo anterior con respecto a los modelos de Marx & Langenheim, Mandl & Volek y Neuman, ni el modelo de Closmann ni el de Jones presentan esta condición. Los espesores para cada arena son mostrados en el **Cuadro 14**.

Cuadro 14. Espesores para cada arena

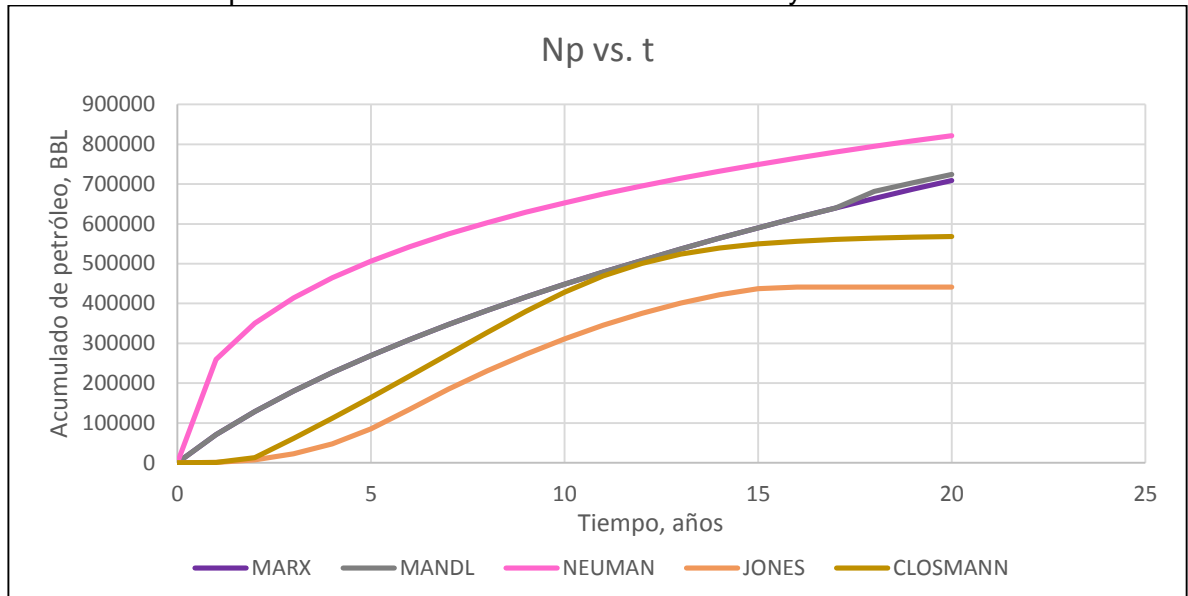
Arena	Gross	Net Sand	NTG	Net pay
1	110	72.281	0.6571	31
2	56	39.3736	0.7031	22
3	178	109.5946	0.6157	76
TOTAL	344	221		129

Gráfica 12. Comparación de los modelos sin tener en cuenta la relación entre espesores

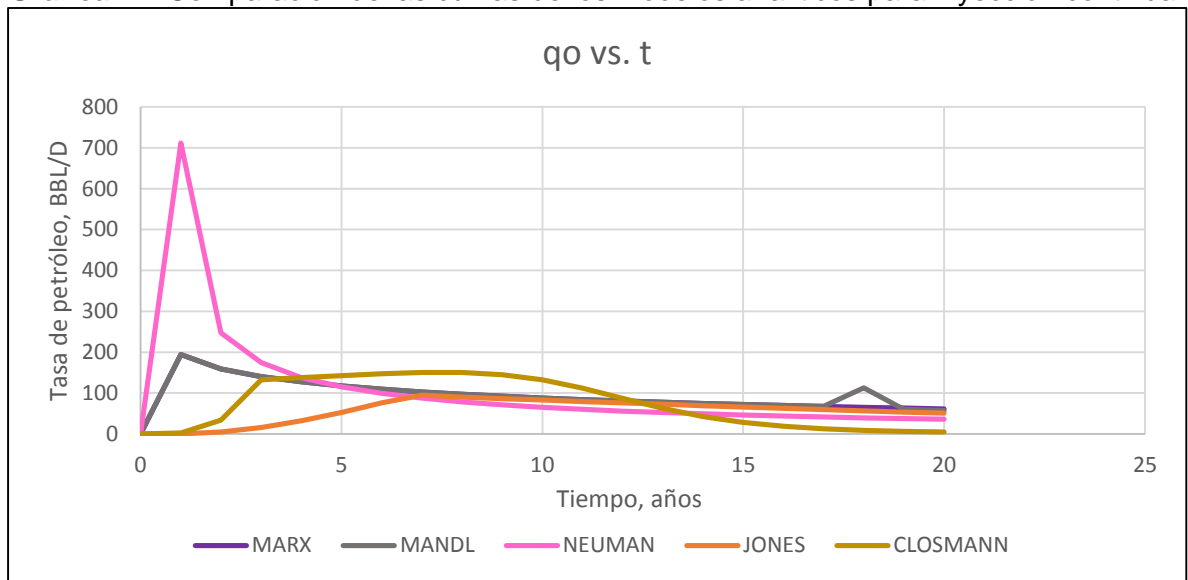


Una vez se tuvieron en cuenta las anteriores condiciones, se muestra en la **Gráfica 13** el comportamiento de las curvas del modelo de inyección continua, allí se puede observar que los modelos de Marx & Langenheim y Mandl & Volek tienen el mismo comportamiento en las curvas ya que el modelo es similar, solo difieren por el tiempo crítico el cual se da a partir del año 2034. El modelo de Jones tiene distinta tendencia en la curva en comparación con los otros modelos, esto es debido a que el pico de la tasa de producción es menor, se da hasta el año 2024 y se mantiene plana la producción hasta el 2037. En el modelo de Closmann se ve que la producción acumulada en el último año es aproximada a los tres modelos mencionados anteriormente pero durante todo el tiempo de proyección no es tan aproximado. De todas maneras, se busca más aproximación en el último año de proyección ya que los barriles de ese año son los comerciales en la industria. En la gráfica también se puede observar que el modelo de Neuman es bastante optimista en comparación a los demás lo cual no es tan bueno para una predicción ya que se puede estar estimando un porcentaje bastante alto y por encima de lo que realmente se tiene. Al final, el modelo escogido fue el modelo de Marx & Langenheim debido al comportamiento en la curva el cual tenía buena tendencia y fue el modelo que mejor recobro da entre Marx, Mandl y Neuman. En el **Anexo G** se muestra el petróleo acumulado de cada modelo y en el **Anexo H** el factor de recobro. En la **Gráfica 14** se muestran los modelos analíticos pero esta vez para la tasa de producción de petróleo. En el **capítulo 4** se muestra todos los resultados de las simulaciones para posteriormente, hacer la comparación de estas curvas con los resultados obtenidos del modelo de simulación.

Gráfica 13. Comportamiento de las curvas del modelo de inyección continua



Gráfica 14. Comparación de las curvas de los modelos analíticos para inyección continua



3.4 VOLUMEN DE PETRÓLEO PRODUCIDO

En el **Tabla 5** y **Tabla 6** se presentan los valores de petróleo acumulado producido y tasa de petróleo producido respectivamente en cada modelo analítico de inyección continua en el año 2037, después de realizada toda la predicción. Se puede ver que los modelos con consideraciones más idealistas son los que muestran un resultado más optimista, pero esto no es del todo válido hasta ser comprobado en el **capítulo 4** con la simulación numérica. Estos resultados están proyectados en la sección anterior.

Tabla 5. Petróleo acumulado producido en el 2037 en cada modelo analítico

Modelo	Petróleo acumulado producido
Marx & Langenheim	709,209 BBL
Mandl & Volek	723,949 BBL
Neuman	821,320 BBL
Jones	441,213 BBL
Closmann	567,906 BBL

Tabla 6. Tasa de petróleo producido en el 2037 en cada modelo analítico

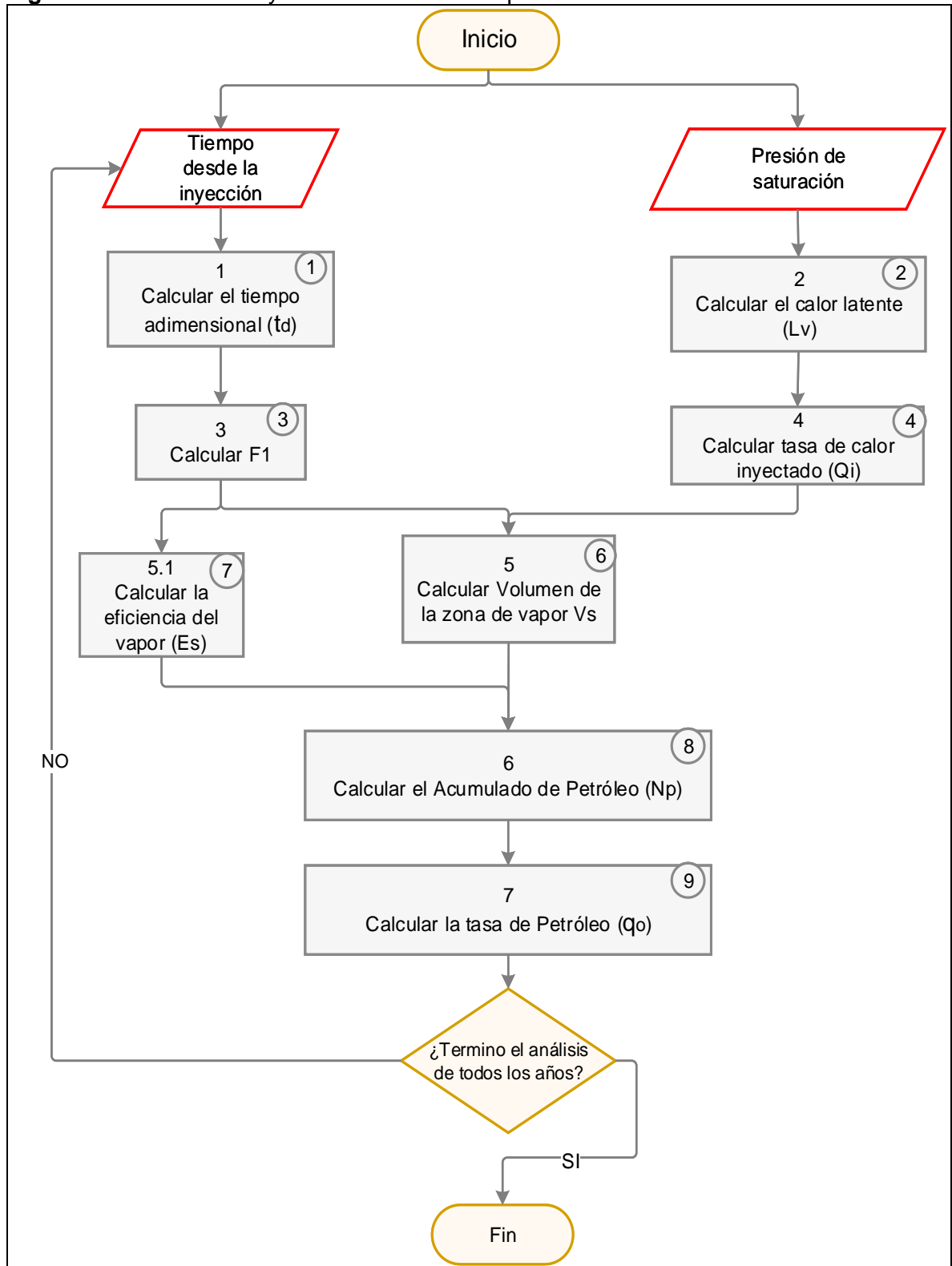
Modelo	Tasa de petróleo producido
Marx & Langenheim	194.47 BBL/D
Mandl & Volek	194.47 BBL/D
Neuman	711.87 BBL/D
Jones	94.48 BBL/D
Closmann	150.40 BBL/D

A continuación en el **Cuadro 15** se muestran las ecuaciones necesarias para el proceso del modelo analítico para inyección continua. Dicho proceso se muestra en a **Figura 19**.

Cuadro 15. Ecuaciones usadas en el modelo analítico de inyección continua

No.	Variable	Ecuación
1	Tiempo adimensional (td), adimensional	$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{M_S^2 * h_t^2}$
2	Calor latente de vaporización (L _v), BTU/lb	Pasos 2 – 4 Figura 17
3	Factor adimensional F ₁ , adimensional	$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0.85 * \sqrt{t_D}}$
4	Tasa de calor inyectado (Q _i), BTU/h	$Q_i = \left(\frac{350}{24}\right) * i_{st} * [c_w(T_s - T_R) + X_{st}L_v]$
5	Volumen de la zona de vapor (V _s), BBL	$V_S = \frac{Q_i * M_S * h_t^2 * F_1}{4 * K_{hob} * M_{ob} * (T_S - T_R)}$
6	Eficiencia del vapor (E _s), adimensional	$E_S = \frac{F_i}{t_D}$
7	Acumulado de Petróleo (N _p), BBL	$N_p = \frac{\phi * V_s * (S_{oi} - S_{orst})}{5.615} * E_c \left(\frac{h_n}{h_t}\right)$
8	Tasa de Petróleo producido (q _o), BBL/D	$q_{on} = \frac{N_{pn} - N_{p(n-1)}}{t_n - t_{n-1}} * E_c \left(\frac{h_n}{h_t}\right)$

Figura 19. Proceso de inyección continua de vapor



4. SIMULACIÓN NUMÉRICA Y VALIDACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO

Este capítulo muestra la importancia que tiene la simulación de yacimientos como medio de comprobación de un modelo analítico y para predecir el comportamiento de un yacimiento. Actualmente la simulación de yacimientos es el método de predicción con menor incertidumbre y con la capacidad de representar procesos de flujo combinando diferentes campos de la ingeniería como lo son los métodos numéricos, geología, petrofísica, producción y, por supuesto, yacimientos.

El simulador más usado actualmente y con el que se desarrolló el trabajo es CMG (*Computer Modeling Group*); este es el principal software para la simulación de yacimientos que representan la física de la transferencia de calor y el flujo de fluidos a través del yacimiento hacia el pozo en el proceso de recuperación. El simulador tiene tres diferentes procesadores para representar el comportamiento de los yacimientos. IMEX para modelo de fluido *black-oil*, GEM para modelo composicional y STARS usado para procesos térmicos; además ofrece CMOST que realiza el ajuste histórico para la optimización del modelo y WINPROP la cual es una herramienta integral para la realización de Ecuaciones de Estado (EOS) y modela las propiedades de los fluidos de yacimiento.

STARS es una de las herramientas del grupo de simulación CMG que tiene como objetivo representar los modelos térmicos y otros procesos avanzados, es ideal para procesos de recuperación que implican la inyección de vapor, disolventes, aire y otros productos químicos. Entre los procesos más usados con STARS está la Combustión In-Situ, inyección de vapor, SAGD, inyección de ASP (Álcali, Surfactantes, Polímeros) e incluso el modelaje de los efectos geomecánicos.

4.1 MODELO DE SIMULACIÓN

Es imprescindible usar un modelo de simulación numérica para analizar y verificar procesos EOR (ver en el **numeral 1.2.3**) que son aplicados en crudos pesados. Usando esta herramienta es posible crear un caso o escenario base para realizar la representación de un yacimiento que es sometido a inyección de vapor.

4.1.1 Características del modelo de simulación. El modelo que se presenta a continuación es una región de un modelo de crudo pesado sometido a inyección de vapor, es decir, el simulador usado fue STARS, determinando así los fenómenos termodinámicos como la transferencia de calor por conducción y convección, la expansión térmica de la roca, entre otros.

El modelo fue suministrado por la compañía de apoyo siendo éste una porción del modelo usado por Occidental de Colombia L.L.C. Con base en éste se realizaron las sensibilidades correspondientes para determinar los parámetros adecuados, también se creó el arreglo de cinco pozos inverso con el área que se presenta más adelante en éste capítulo. En el **Cuadro 16** se presentan los datos que fueron

necesarios para crear el enmallado del modelo, es decir el *grid* de simulación. Estos datos son requeridos antes de iniciar con el proceso de simulación el cual permitió realizar el análisis del proceso físico del yacimiento en la inyección de vapor en el *grid*.

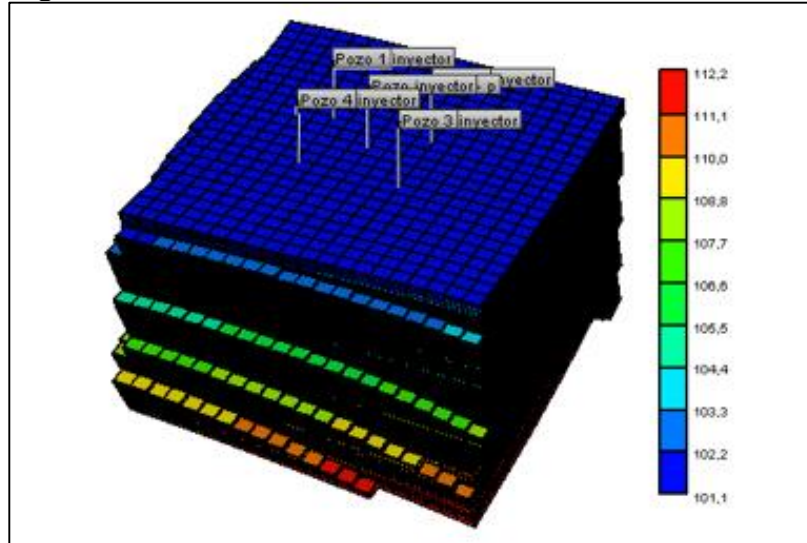
Cuadro 16. Parámetros de entrada para el caso base de la simulación numérica

Datos de entrada para el enmallado	
Dato	Arena 1
Tipo de malla	<i>Corner Point</i>
Número de bloques de la malla en la dirección x	28
Número de bloques de la malla en la dirección y	30
Número de bloques de la malla en la dirección z	164
Área total del proyecto (acres)	73
Área del modelo (acres)	5

Fuente: Extraído de CMG

Una vez obtenida la malla del modelo o escenario base, fue necesario extraer los datos del yacimiento tales como la porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, temperatura y presión del yacimiento, entre otros, tal como se presenta en el **Cuadro 17**. La calidad de la información debe ser precisa en comparación a la información real del yacimiento, de lo contrario los resultados no serán confiables y verídicos. En la **Figura 20**, se presenta la variación de temperatura, en °F, en la malla que se estudió en el modelo de simulación elaborada en el software CMG.

Figura 20. Malla del modelo de simulación



Fuente. Extraído de CMG.

Cuadro 17. Parámetros ingresados al modelo base

Parámetros de entrada al modelo base	
Parámetro	Arena
Temperatura (°F)	103.5819
Porosidad (Fracción)	0.2085046
Presión del yacimiento (psig)	400
Profundidad (ft)	1280.001
Permeabilidad I (mD)	734.3573
Permeabilidad J (mD)	734.3573
Permeabilidad K (mD)	220.3072
Razón Kv/Kh (Fracción)	0.3
Compresibilidad de la formación (1/psi)	1.67E-07
Swirr (Fracción)	0.5046992
Sor (Fracción)	0.26649
Soi (Fracción)	0.4897

Fuente: Extraído de CMG

Teniendo en cuenta que el proceso de inyección de vapor involucra la transferencia de calor, es necesario considerar las propiedades térmicas del fluido y de la formación. Estas propiedades se presentan en la **Cuadro 18**.

Cuadro 18. Propiedades térmicas

Propiedades térmicas	
Capacidad volumétrica (BTU/(ft ³ -°F))	33.11
Conductividad térmica (BTU/(ft-día-°F))	28.22
Difusividad térmica(ft ² /día)	0.8523
Propiedades de las intercalaciones	
Capacidad volumétrica (BTU/(ft ³ -°F))	35
Conductividad térmica (BTU/(ft-día-°F))	24
Difusividad térmica(ft ² /día)	0.6857

Fuente: Extraído de CMG

En la **Cuadro 19** se presentan las propiedades del petróleo y de agua que tienen un grado de influencia sobre el proceso de recuperación de crudo, como lo es la viscosidad que, como se ha mencionado anteriormente, a medida que disminuye, la producción de petróleo incrementa.

Cuadro 19. Propiedades de los fluidos

Propiedades de los fluidos	
Petróleo	
Parámetro	Arena 1
Peso molecular (lb/lbmoles)	470
Densidad (g/cc)	0.9845
Compresibilidad (1/psi)	3.54E-6
Coeficiente de expansión térmica (1/°F – 1/(°F-°F))	-3.834E-06 – 2.755E-07
Viscosidad inicial (cP)	4107
Gravedad API (°API)	11.3
Factor volumétrico (BBL/STB)	1.0325
Agua	
Parámetro	Arena 1
Factor volumétrico (BBL/STB)	1
Viscosidad inicial (cP)	0.6162
Densidad (g/cc)	0.9947

Fuente: Extraído de CMG

Por último fue necesario la determinación de las variables operacionales, mediante la orientación de los ingenieros de la empresa soporte debido a recomendaciones y lecciones aprendidas en los campos de crudo pesado y respuesta de pruebas piloto, para determinar las condiciones esperadas de producción con respecto a la inyección de vapor. En esto también fue necesario tener en cuenta las propiedades del vapor que se inyectó. Lo anterior se puede ver en la **Cuadro 20**.

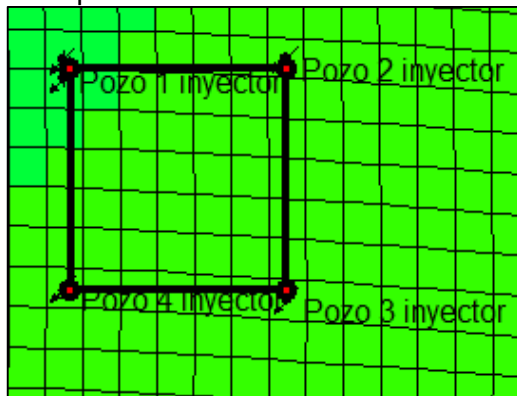
Cuadro 20. Variables operacionales

Variables operacionales		
Productores	Inyección cíclica	Inyección continua
Presión mínima de fondo (psi)	28	28
Tasa máxima de líquido a superficie (BBL/D)	500	1200
Inyectores		
Presión máxima en fondo (psi)	1100	1010
Tasa de inyección del vapor (BWEPPD)	1500	1292
Vapor		
Calidad a la cara de la formación (fracción)	0.63	0.63
Temperatura (°F)	550	550

Fuente: Extraído de CMG

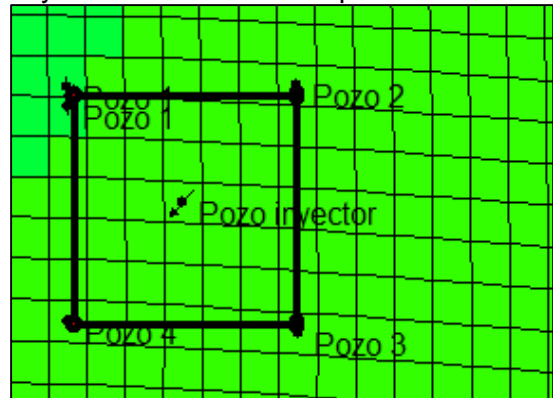
4.1.1.1 Condiciones iniciales del modelo. En las **Figuras 21** y **22** se muestra el arreglo que se usó para la inyección cíclica e inyección continua respectivamente, teniendo en cuenta que, en la **Figura 21** se encuentran inicialmente cuatro pozos inyectoros que, posteriormente, cumplen la función de productores (tal como se ha explicado anteriormente en la sección de inyección cíclica) y en la **Figura 22** los pozos anteriormente usados para inyección cíclica, son convertidos a productores y se incluyó un pozo inyector en el centro para completar el arreglo de cinco pozos inverso generando de esta manera la inyección continua de vapor.

Figura 21. Arreglo para inyección cíclica de vapor



Fuente. Extraído de CMG.

Figura 22. Arreglo de 5 pozos para inyección continua de vapor



Fuente. Extraído de CMG.

4.2 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante la simulación numérica los cuales se realizaron mediante una serie de análisis de sensibilidades. Para la inyección cíclica se muestran en el **Cuadro 21** las propiedades como temperatura del vapor, calidad, número de ciclos por año, presión de inicialización y tasa máxima de producción de líquidos y para la inyección continua se muestra en el **Cuadro 22** las variables como tasa de inyección, disminución de esta tasa y el uso de inyección selectiva, se escogen estas variables debido a que se observa que influyen en mayor medida la respuesta del modelo. Cada cambio de estas propiedades se debe realizar una a una para poder analizar el cambio en la respuesta del modelo, con esto se determina cuáles son las propiedades que mejor representan y generan el caso más optimista y físicamente real. En el **Cuadro 23** se muestran los nombres de los casos especificando a grandes rasgos, las propiedades más importantes y la magnitud en la que se realizó cada cambio. Se debe tener en cuenta que para el análisis de sensibilidades de la inyección cíclica, los siete días de inyección, los tres días de remojo y la tasa de inyección de 1500 BBL/D son valores que permanecen constantes. Por otra parte, para la inyección continua se consideró constante la tasa de producción de líquidos con un valor de 1200 BBL/D.

Cuadro 21. Análisis de sensibilidades para la simulación de inyección cíclica

Ts (°F)	Xst	# ciclos/año	Presión (psi)	Tasa de producción de líquido (BBL)
450 (400 psi)	0.3	2	400	1500
490 (600 psi)	0.55	4	600	500
550	0.9			
650	0.63			

Cuadro 22. Análisis de sensibilidades para la simulación de inyección cíclica

Inyección selectiva	Disminución de la tasa de inyección	Tasa de inyección (BBL/acre*ft)
Si	Si	1 (646 BBL/D)
No	No	2 (1292 BBL/D)

Cuadro 23. Casos del análisis de sensibilidad para la simulación numérica

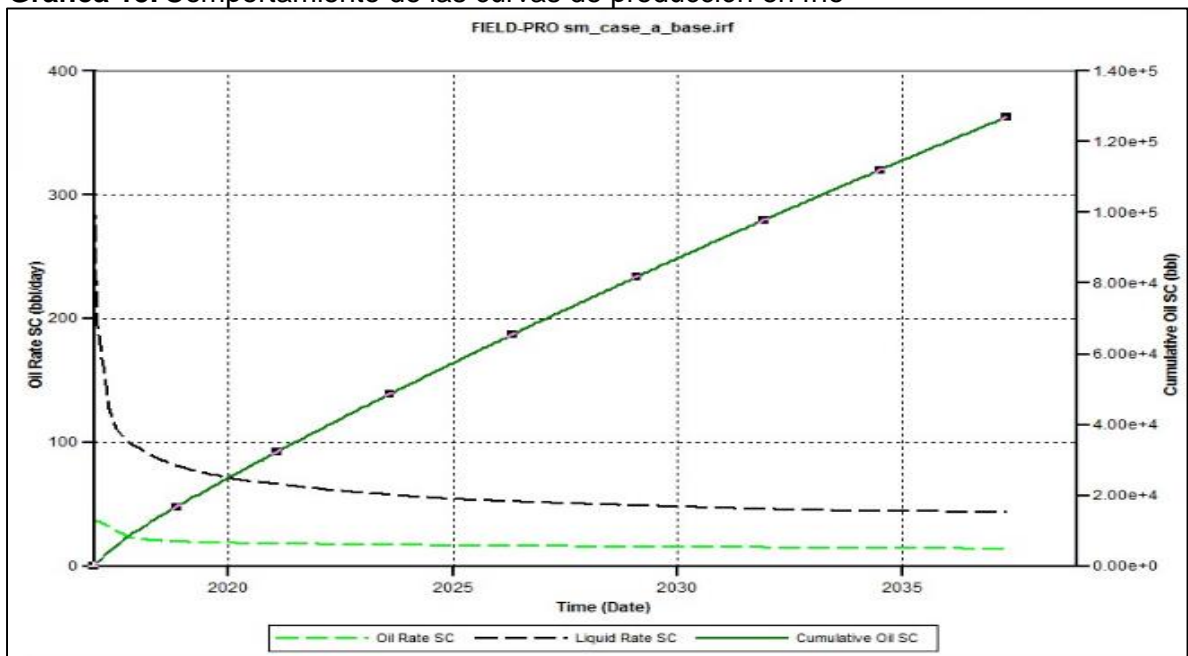
Nombre del caso	Variable fija	Variable modificada
SM_CASE_A_BASE	Producción en frío, cuatro pozos productores en un arreglo de cinco puntos invertido, producción por 20 años, a partir del 2017 hasta el 2037, presión de inicialización (Pi) de 600 psi	
SM_CASE_A_CYC1	Ts = 550°F Xst = 0.63 Pi = 600 psi q _L máx.= 1500 BBL/D	
SM_CASE_A_CYC2	Ts = 550°F Xst = 0.63 Pi = 600 psi	q _L máx.= 500 BBL/D
SM_CASE_A_CYC3	# Ciclos/año = 2 Ts = 550°F Xst = 0.63	q _L máx.= 1500 BBL/D Pi = 400 psi
SM_CASE_A_CYC4	# Ciclos/año = 2 Ts = 550°F Xst = 0.63 Pi = 400 psi	q _L máx.= 500 BBL/D
SM_CASE_A_CYC_T450	# Ciclos/año = 2 Xst = 0.63 Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Ts = 450°F
SM_CASE_A_CYC_T550	# Ciclos/año = 2 Xst = 0.63 Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Ts = 550°F
SM_CASE_A_CYC_T650	# Ciclos/año = 2 Xst = 0.63 Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Ts = 650°F

Continuación **Cuadro 23.**

SM_CASE_A_CYC_T490-2	# Ciclos/año = 2 Xst = 0.63 Pi = 600 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Ts = 450°F
SM_CASE_A_CYC_T650-2	# Ciclos/año = 2 Xst = 0.63 Pi = 600 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Ts = 650°F
SM_CASE_A_CYC_Xst1	# Ciclos/año = 2 Ts = 550°F Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Xst = 0.55
SM_CASE_A_CYC_Xst2	# Ciclos/año = 2 Ts = 550°F Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Xst = 0.9
SM_CASE_A_CYC_Xst3	# Ciclos/año = 2 Ts = 550°F Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	Xst = 0.3
SM_CASE_A_CYC_CYC-YEAR	Xst = 0.63 Ts = 550°F Pi = 400 psi q _L máx.= 500 BBL/D	# Ciclos/año = 4
SM_CASE_A_CYC_CONT	Primer caso de inyección cíclica y continua al tiempo: Un solo pozo inyector continuo para todas las arenas. La inyección continua empieza en marzo del 2017, dos meses después de iniciada la inyección cíclica. El constraint de producción de líquido es de 1200 BBL/D. La tasa de inyección para la inyección continua fue de 1292 BPD y se consideró la disminución de la tasa.	
SM_CASE_A_CYC_CONT_QCONST	Pozos inyectores = 1 Ist = 1292 BBL/D q _L máx.= 1200 BBL/D	Disminución de tasa = No
SM_CASE_A_CYC_CONT_P400	Ist = 1292 BBL/D	q _L máx.= 1200 BBL/D Disminución de tasa = Si Pozos inyectores = 3 (uno para cada arena)
SM_CASE_A_CYC_CONT_P400_2	q _L máx.= 1200 BBL/D Disminución de tasa = Si Pozos inyectores = 3 (uno para cada arena)	Ist = 646 BBL/D

4.2.1 Caso producción en frío. Inicialmente se presenta el comportamiento de las curvas de producción en frío (**Gráfica 15**) siendo la línea punteada verde la tasa de petróleo producido, en promedio la cantidad de petróleo producido de los cuatro pozos es de 15.88 BBL/D (por pozo es de 3.97 BBL/D) para tener un acumulado que se ilustra con la línea continua verde de 126,969 BBL lo que significa un factor de recobro del 8.6% en el área de cinco acres, y la curva punteada negra es la tasa de producción de líquidos que tiene un promedio de 53 BBL/D para el arreglo de cinco acres, lo que significa una producción en promedio de agua de 37.2 BBL/D y un WOR de 2.3.

Gráfica 15. Comportamiento de las curvas de producción en frío



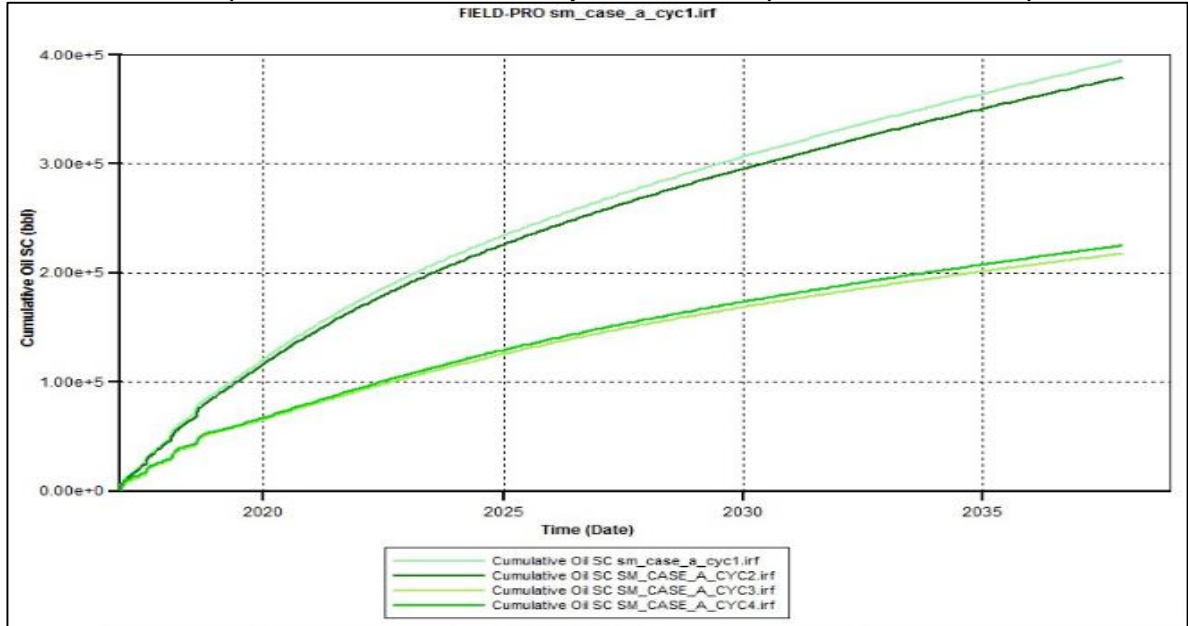
4.2.2 Casos de producción con inyección cíclica. Como ya se explicó, la inyección cíclica es una estimulación que se realiza con el objetivo de incrementar la tasa de producción con respuesta temprana; por ello, para este caso en la simulación se realiza la inyección cíclica para los dos primeros años y luego se dejan los pozos abiertos a producción en frío hasta el año 2037. La **Gráfica 16** muestra la respuesta del petróleo acumulado producido de cuatro casos de simulación que generan mayor cambio en la respuesta del modelo; el caso sm_case_a_cyc1, el caso sm_case_a_cyc2, el caso sm_case_a_cyc3 y el caso sm_case_a_cyc4. Los demás análisis de sensibilidades de temperatura a 600 psi, temperatura a 400 psi y calidad se pueden ver en el **Anexo J**, **Anexo K** y **Anexo L** respectivamente. El **Cuadro 24** muestra los resultados de petróleo acumulado, presión y pico de producción de cada ciclo en cada simulación.

Cuadro 24. Resultados de casos de simulación de inyección cíclica

Caso de simulación	Propiedad	Resultado
sm_case_a_cyc1	Petróleo acumulado	394,682 BBL
	Presión	306.027 psi
	Pico de producción ciclo 1	1313.14 BBL/D
	Pico de producción ciclo 2	651.78 BBL/D
	Pico de producción ciclo 3	993.57 BBL/D
	Pico de producción ciclo 4	969.95 BBL/D
sm_case_a_cyc2	Petróleo acumulado	379,581 BBL
	Presión	299.971 psi
	Pico de producción ciclo 1	552.35 BBL/D
	Pico de producción ciclo 2	434.82 BBL/D
	Pico de producción ciclo 3	419.98 BBL/D
	Pico de producción ciclo 4	377.23 BBL/D
sm_case_a_cyc3	Petróleo acumulado	218,029 BBL
	Presión	195.668 psi
	Pico de producción ciclo 1	829.36 BBL/D
	Pico de producción ciclo 2	902.87 BBL/D
	Pico de producción ciclo 3	602.68 BBL/D
	Pico de producción ciclo 4	484.22 BBL/D
sm_case_a_cyc4	Petróleo acumulado	225,290 BBL
	Presión	203.078 psi
	Pico de producción ciclo 1	459.22 BBL/D
	Pico de producción ciclo 2	427.59 BBL/D
	Pico de producción ciclo 3	279.69 BBL/D
	Pico de producción ciclo 4	241.18 BBL/D

La presión del yacimiento representa la energía que tiene éste para producir fluido, y la presión mínima que se requiere para poder inyectar vapor al yacimiento, por esto es una de las variables que afecta en mayor medida a la producción. Como se puede ver en la **Gráfica 16**, una presión de 400 psi tiene una reducción de por lo menos 176,653 BBL comparando el acumulado de sm_case_a_cyc1 y sm_case_a_cyc3, una diferencia aproximada de 55%.

Gráfica 16. Comparación de casos de la inyección cíclica para acumulado de petróleo

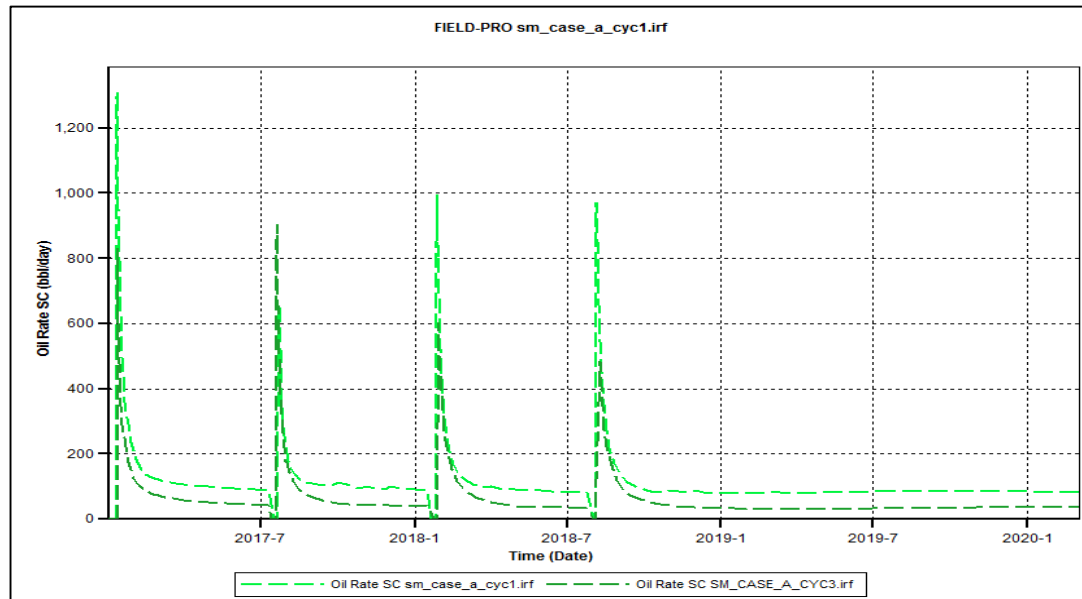


La tasa de petróleo se analiza en dos gráficas por separado, la primera en la **Gráfica 17** se presentan los casos sm_case_a_cyc1 y sm_case_a_cyc3, es decir, son los casos que tienen la tasa de producción de petróleo (1500 BBL/D) pero con diferente presión de inicialización. En el **Anexo I** se muestran los mismos casos, pero para la tasa de producción de líquidos.

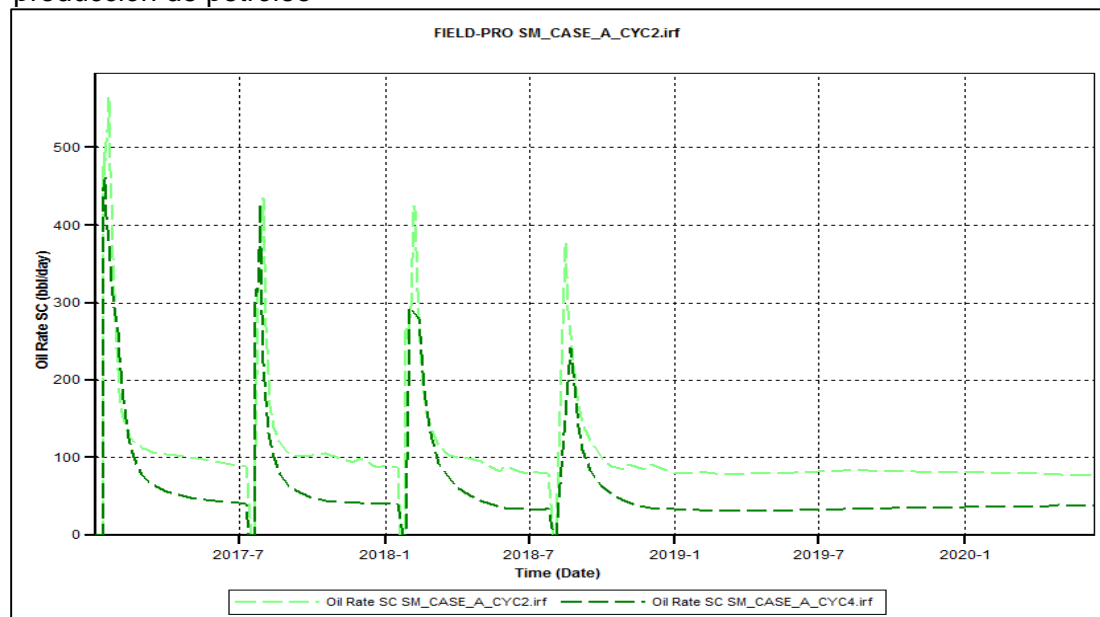
La segunda, en la **Gráfica 18**, se presenta el comportamiento de la curva de la tasa de producción de petróleo como medio de comparación de los casos sm_case_a_cyc2 y sm_case_a_cyc4, es decir, los casos que tienen tasa de producción de 500 BBL/D pero con diferente presión de inicialización. En el **Anexo I** se puede ver cómo fue ésta misma comparación, pero para el comportamiento de las curvas de la tasa de producción de líquidos.

Para los casos con constraint de 1500 BBL/D de tasa de producción, el caso con menor presión (400 psi) presenta en promedio 277.32 BBL/D (28.23%) menos que la presión de 600 psi de los picos de producción de petróleo de los cuatro ciclos; además, la declinación de la producción es más pronunciada cuando se tiene menor presión, debido a que a medida que la temperatura del yacimiento tiende a caer hasta la temperatura inicial, tiene menor soporte de energía para producir los fluidos calentados, lo mismo sucede con los casos de constraint de 500 BBL/D con una reducción en promedio de los picos de producción para la presión de 400 psi 94.18 BBL/D (21.11%).

Gráfica 18. Comparación de distintos casos para la inyección cíclica para la tasa de producción de petróleo



Gráfica 17. Comparación de distintos casos para la inyección cíclica para la tasa de producción de petróleo

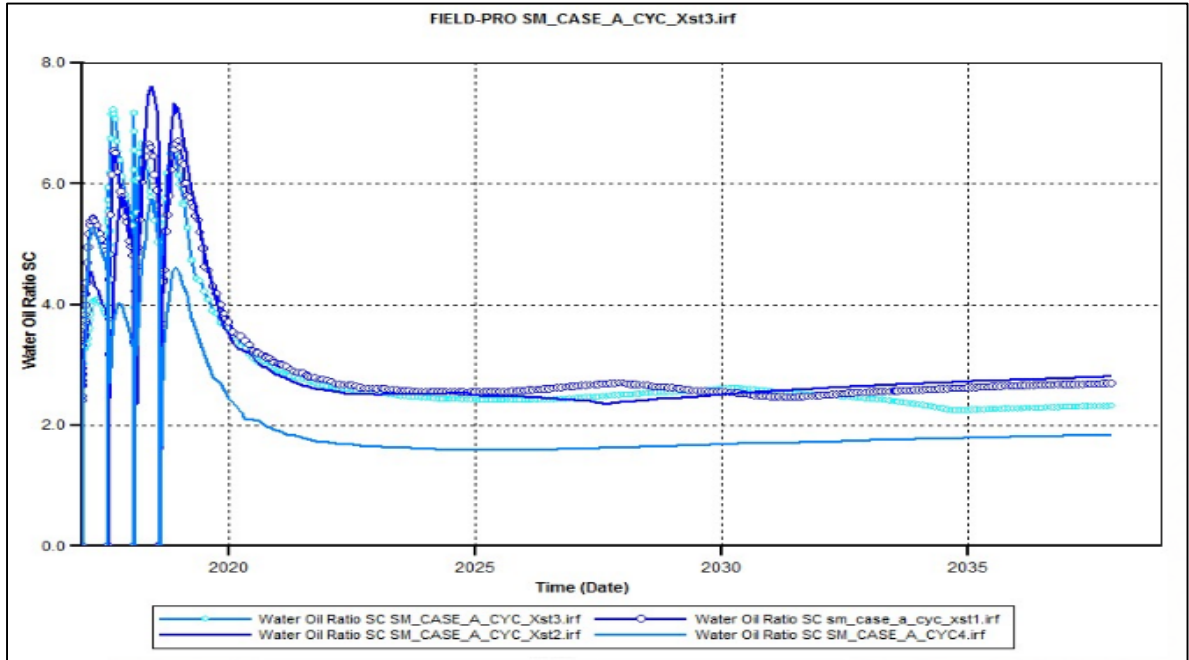


Luego del correspondiente análisis de los resultados de las sensibilidades propuestas, se determinaron las variables finales con las cuales se realizó la validación del modelo analítico, además estas variables también permanecerán como datos fijos para la simulación de la inyección continua con el objetivo de tener homogeneidad en los datos de entrada y tener en lo posible una mejor comparación con la respuesta de los modelos. Con el objetivo de tener un poco más de exactitud con la información que actualmente tiene el piloto de inyección de la empresa soporte, se usaron consideraciones en el momento de usar la presión de inicialización del modelo. Como el yacimiento del piloto tiene un depletamiento, se decidió usar la menor presión (400 psi) dado que las tasas de producción tenían mayor acercamiento a las del piloto de inyección, el mismo procedimiento se realizó para determinar el constraint de producción de líquido y usar 500 BBL/D.

En cuanto a la calidad del vapor se notó que el cambio en esta variable afecta en mayor medida los picos de producción en cada ciclo, luego en la declinación de la producción son muy similares es por ello que el acumulado de petróleo es mayor a medida que se aumenta la calidad del vapor. Por otra parte la selección de esta variable depende de factores del proceso, una calidad superior a 0.9 no permite al vapor tener una fase que permita desplazar los sólidos en suspensión luego de la caldera que genera el vapor hasta el pozo inyector, lo que puede generar tapones; ahora bien una calidad de 0.3 de vapor tiene mejor cantidad de energía representada en calor latente de vaporización (L_v) para ceder a la formación y fluidos de yacimiento para calentar.

Se puede observar en la **Gráfica 19**, la cual representa la relación Agua-Petróleo (WOR), cómo una inyección con calidad de 0.63 tiene una relación de menor cantidad de barriles de agua producida por los barriles de petróleo producidos. En el año 2025, luego de la inyección cíclica, el WOR con calidad de 0.63 es de 1.58 mientras que para las calidades de 0.3, 0.55, 0.9 están entre un rango de 2.41 – 2.54. Por ello se escoge la calidad de 0.63 como dato para realizar la comparación del modelo analítico con el cíclico. Sin embargo, en el **Anexo J** se muestra la comparación con las demás calidades, como medio para comprobar distintos casos.

Gráfica 19. WOR para diferentes calidades de vapor para inyección cíclica



Para el análisis de la temperatura de inyección es necesario entender las propiedades del vapor saturado explicados en la **gráfica 5** en la **sección 1.2** donde explica que a una temperatura de saturación específica tiene su única y correspondiente presión de saturación, esta presión es la necesaria para inyectar el vapor, el cambio de la presión de saturación de acuerdo a la temperatura de saturación es exponencial esto se puede ver en la **Tabla 7**, por ello es necesario cambiar las dos propiedades al tiempo en los análisis realizados. En el análisis de sensibilidades con presión de yacimiento de 600 psi la menor presión a la que se puede físicamente inyectar vapor sería 606.5 psi que corresponde a 490 °F de temperatura y para el caso de presión de 400 psi tiene presión límite menor a la que se puede inyectar 407.7 psi es decir una temperatura de 450°F.

Tabla 7. Presión de saturación correspondiente a una temperatura de saturación

Ts	Ps
(°F)	(psi)
300	52.3
400	232.51
450	407.7
490	606.5
550	1030
650	2193

En el **Anexo J** y **Anexo K** se observa cómo tanto en el caso de 600 psi y 400 psi, inyectar a la presión límite menor, se refleja en el acumulado de petróleo comparado con los casos de presión de saturación de temperaturas de 550°F y 650°F. Con presión de 400 psi inyectar a una temperatura de 450°F genera una diferencia de 57,122 BBL comparado con 550°F, mientras que entre la diferencia entre 550°F y 650°F es de solo 5,292 BBL, todo con referencia al año 2037. Ahora para poder inyectar a una temperatura de 650°F es necesario tener disponibles bombas de inyección que puedan trabajar hasta 2193 psi lo cual es un valor muy grande comparado con 1030 psi de presión que se requiere para inyectar a 550°F, por eso se selecciona la temperatura de 550°F como dato óptimo para la simulación y comparación del modelo analítico.

4.2.3 Casos de producción con inyección continua. En la inyección continua se realiza el desplazamiento del petróleo mediante la inyección de vapor de agua con un solo pozo inyector en un arreglo de cinco pozos invertido, y por este proceso de desplazamiento es que se necesita gestionar el uso de vapor; por una parte inyectar vapor a una tasa constante durante los 20 años de estudio para el desplazamiento de petróleo y, por otra, el uso del proceso de inyección selectiva para permitir inyectar en las tres arenas y evitar que alguna arena que tenga mayor capacidad de recibir calor se tome todo el vapor.

4.2.3.1 Análisis de la disminución de la tasa de inyección. En el **Cuadro 25** se muestran los resultados de las dos gráficas que fueron anteriormente explicadas y de las demás variables que se analizaron en la simulación de inyección continua y cíclica de vapor, todo esto con el objetivo de facilitar la comparación de estos casos.

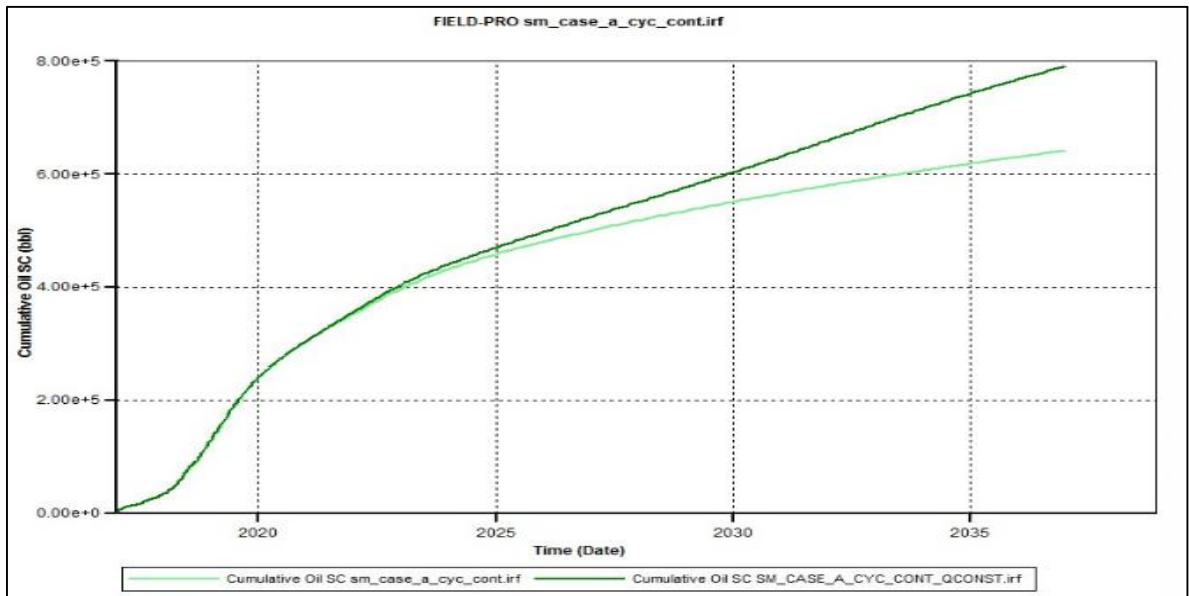
Cuadro 25. Resultados de simulaciones de inyección cíclica y continua simultáneamente

Caso de simulación	Variable	Resultados
sm_case_a_cyc_cont_qconst	Tasa de producción de líquidos (2037)	1410.5 BBL/D
	Tasa de producción de petróleo (2019)	350.36 BBL/D
	Presión (2037)	190.147 psi
	Petróleo acumulado	791,267 BBL
	SOR (2037)	11.93
sm_case_a_cyc_cont	Tasa de producción de líquidos (2037)	291.4 BBL/D
	Tasa de producción de petróleo (2019)	340.17 BBL/D
	Presión (2037)	156.905 psi
	Petróleo acumulado	641,396 BBL
	SOR (2037)	6.8

Lograr una eficiencia de la inyección de vapor es posible si se evita inyectar más vapor de lo necesario, por esto Neuman, como ya se mencionó, propuso una manera para calcular una disminución en la tasa del vapor inyectado y lograr disminuir el SOR que es la relación de vapor inyectado por un barril de petróleo producido, por esto se realizó una sensibilidad dejando una tasa de 1292 BBL/D constante desde el 2017 hasta el 2037 que se representa en la **Gráfica 20** con la línea verde oscuro y se comparó con lo que propone Neuman (línea verde claro) con la disminución de la tasa de inyección de vapor para cada año luego del tiempo de cobertura iniciando con la misma tasa del caso anterior (1292 BBL/D); en la **Figura 18** se explicó el proceso para calcular esta tasa.

Debido a que Neuman propone mantener la tasa constante sin reducción hasta el tiempo de cobertura, que en este caso es de 2.3 años, el petróleo recuperado es el mismo, sin embargo luego de este periodo, ya empieza a realizarse la disminución de la tasa de inyección y hay una notoria diferencia en la recuperación hasta el año 2037 que es de 149,871 BBL de petróleo, aun así no necesariamente ese aumento en el petróleo recuperado pueda significar que sea el mejor caso, es por esto que se deben analizar otras variables, las cuales se muestran más adelante, para poder analizar la viabilidad de mantener una tasa constante de inyección para recuperar esa diferencia en petróleo acumulado.

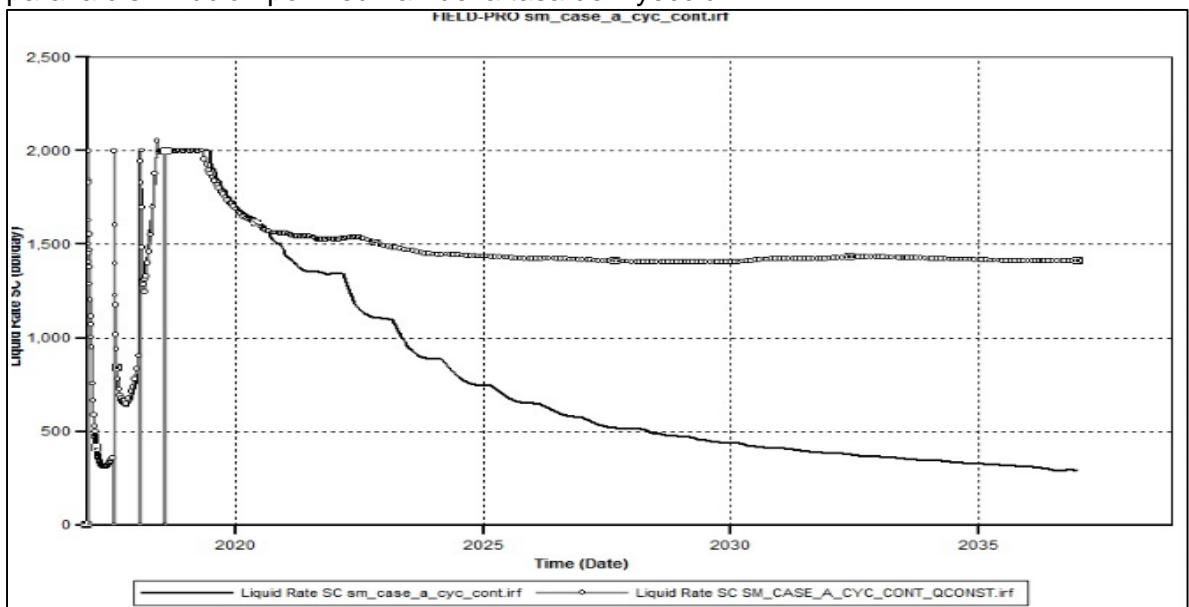
Gráfica 20. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección



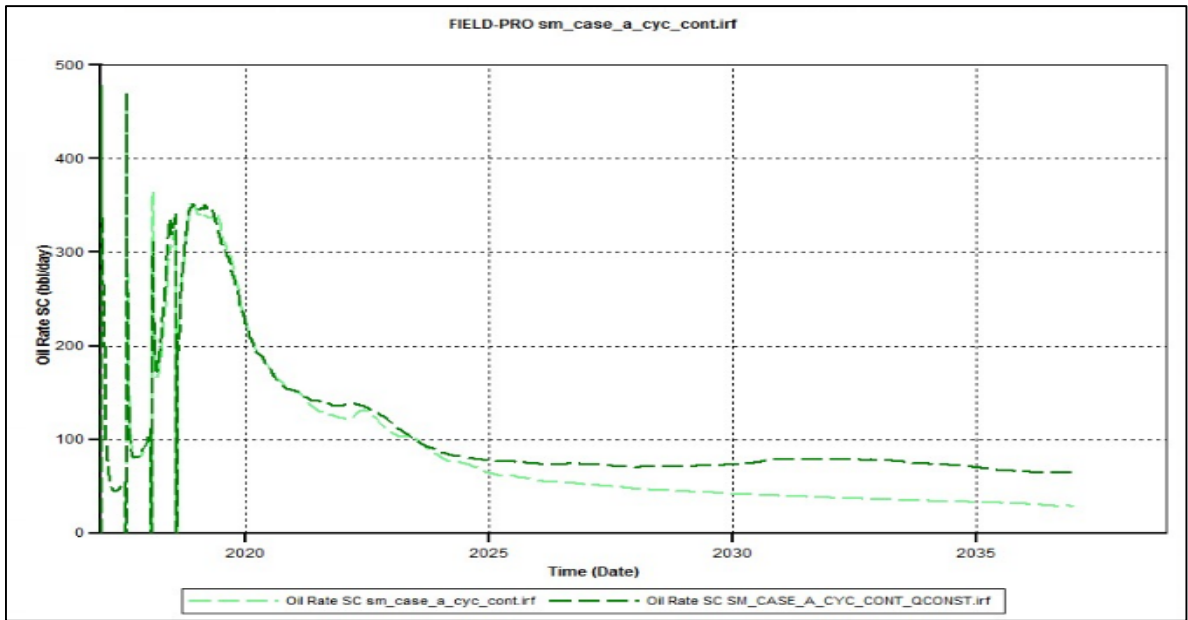
En la **Gráfica 21** se muestra la tasa de líquido producido y se nota el mismo comportamiento que en el acumulado en donde hasta el 2020 producen la misma cantidad de fluido, pero luego de este tiempo de cobertura la caída es muy grande para el año 2037 el cual tiene una diferencia de casi 1119.1 BBL/D lo que significa

un aporte de líquidos 4.84 más al inyectar con la misma tasa los 20 años. Sin embargo, con esta gráfica no es posible identificar la cantidad que se produce por cada fluido, por eso en la **Gráfica 22** se analiza solamente la producción de petróleo y se puede ver que la diferencia de la tasa de petróleo del pico de producción que se produce más o menos en el 2020 es de alrededor de solo 10.19 BBL/D, luego del 2025 se puede observar que la tendencia de producción es menor cuando se disminuye de la tasa de inyección, para el 2037 la diferencia es de 36.01 BBL/D, sin embargo, puede que no resulte atractivo para una empresa tener que inyectar durante 20 años la misma tasa de vapor para lograr recuperar esa cantidad de petróleo.

Gráfica 21. Tasa de líquido producido vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección

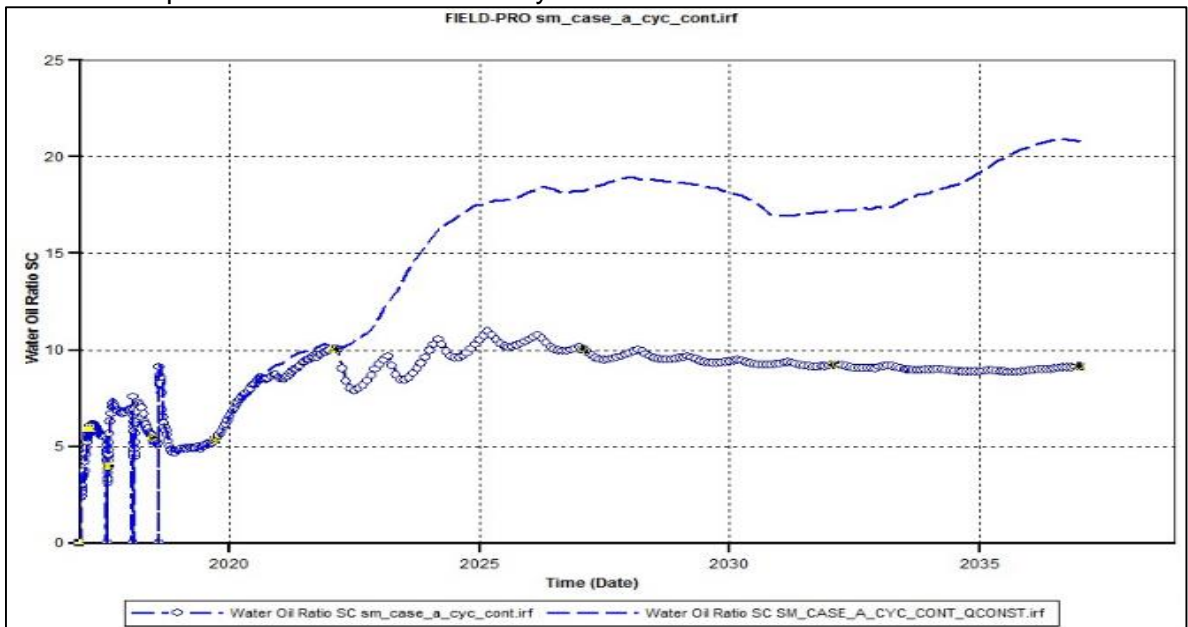


Gráfica 22. Tasa de petróleo producido vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección



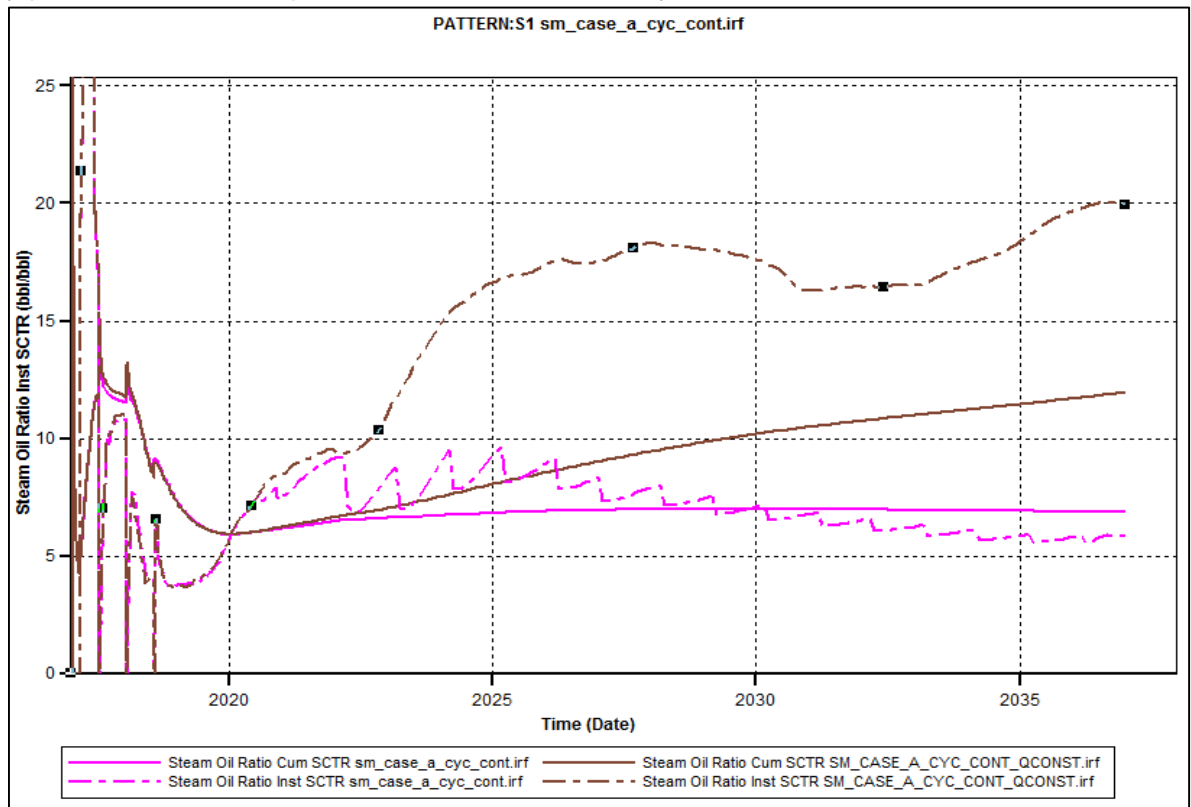
La **Gráfica 23** muestra la relación de agua producida respecto al petróleo, para el caso de tasa de inyección constante y el caso que propone Neuman de reducir la tasa. Para el año 2037 tiene valores de 20.796 y 9.149 respectivamente, eso significa que mantener la misma tasa por todo el tiempo de análisis resulta en una mayor producción de agua.

Gráfica 23. Relación agua-petróleo (WOR) para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección



El factor SOR, como ya se explicó, representa la cantidad de vapor que es inyectado para producir un barril de petróleo y este factor es base para poder entender la eficiencia del proceso, producir un barril de vapor cuesta y por esto es importante tener una buena gestión del uso del vapor para producir petróleo. En la **Gráfica 24** se puede observar lo que se explicó anteriormente y es el punto clave para poder analizar porqué reducir la tasa de inyección genera menor gastos y genera un buen recobro, es decir un buen aprovechamiento del vapor inyectado. Para el caso de inyección constante se puede observar que el SOR instantáneo y acumulado se encuentran por encima de 10, lo cual es muy alto, y la tendencia es de aumento, mientras que para la disminución de la tasa se mantiene por debajo de seis y su pendiente es negativa, lo que indica la eficiencia del vapor para producir petróleo.

Gráfica 24. SOR instantáneo y acumulado vs. tiempo para la inyección constante de vapor y para la disminución por Neuman de la tasa de inyección



Teniendo en cuenta el análisis anterior, para poder escoger el mejor caso para una empresa en el que se use de manera eficiente el vapor, se usa la disminución de la tasa de inyección para realizar los siguientes análisis y para la comparación final con el modelo analítico.

4.2.3.2 Análisis de la inyección selectiva. Debido a que se está inyectando en varias arenas con distintos espesores, generalmente se recomienda realizar una

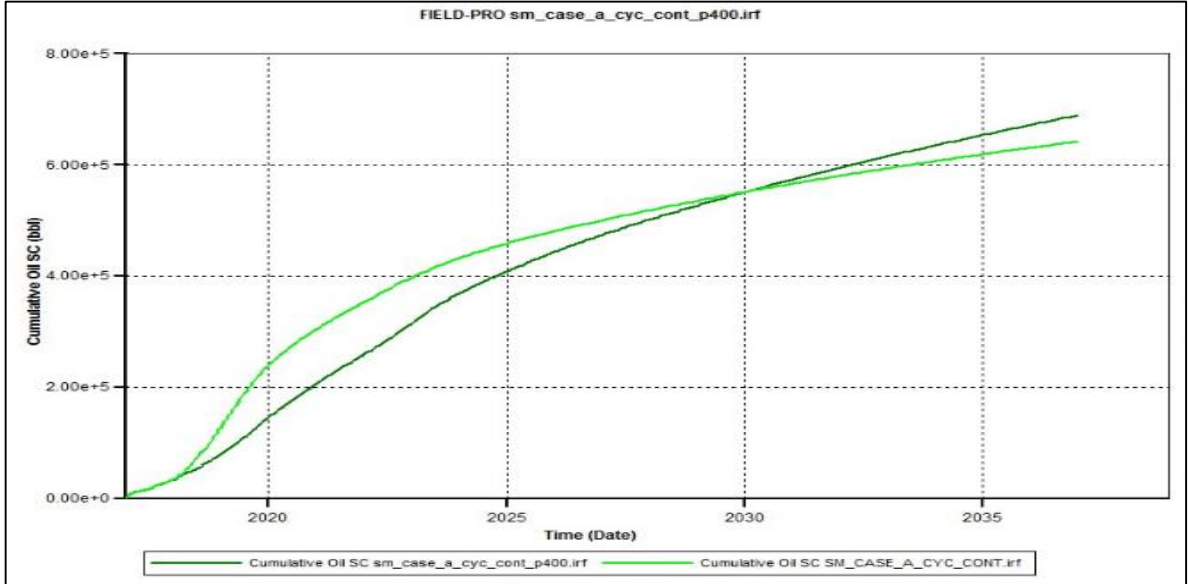
inyección selectiva con el objetivo de poder estimular todas las arenas al mismo tiempo y no tener el problema de que mayor cantidad de vapor tenga preferencia a fluir en una sola arena y que por consiguiente, las otras arenas no reciban la cantidad de vapor suficiente para poder generar respuesta de producción, es por esto que se realizó una sensibilidad con la inyección selectiva y otra sin selectividad para poder establecer el mejor caso. Para este caso fue necesario crear tres pozos inyectoros, uno para cada arena, esto para poder distribuir la cantidad de vapor que cada arena puede recibir.

En la **Gráfica 25** se puede observar el petróleo acumulado producido con (caso sm_case_a_cyc_cont_p400) y sin (sm_case_a_cyc_cont) inyección selectiva. Al inicio las curvas son la misma, pues aún no se ha dado respuesta de la inyección continua; alrededor del 2018 ya se observa una respuesta. Se pueden ver tres partes en la gráfica, la primera desde el inicio de la respuesta de la inyección hasta el 2020 donde se presenta un aumento de alrededor de 93,572 BBL de petróleo sin inyectar selectivamente, la segunda sección en el año 2030 donde las dos curvas indican producir la misma cantidad, y por último desde el 2030 hasta el 2037 donde sucede que las curvas se cruzan y ahora el caso de inyección selectiva parece tener una mayor cantidad de petróleo recuperado de 48,052 BBL más que sin selectividad y, como se ha mencionado anteriormente, el acumulado del último periodo de producción es el comercialmente válido en un proyecto de toma de decisiones. En el **Cuadro 26** se presentan los valores de lo anteriormente explicado.

Cuadro 26. Resultado de las simulaciones de inyección selectiva e inyección no selectiva

Caso de simulación	Variable	Año	Resultado
sm_case_a_cyc_cont	Acumulado de petróleo	2020	239,539 BBL
		2030	551,024 BBL
		2037	641,396 BBL
sm_case_a_cyc_cont_p400	Acumulado de petróleo	2020	145,967 BBL
		2030	551,024 BBL
		2037	689,448 BBL

Gráfica 25. Petróleo acumulado vs. tiempo para la inyección con y sin selectividad

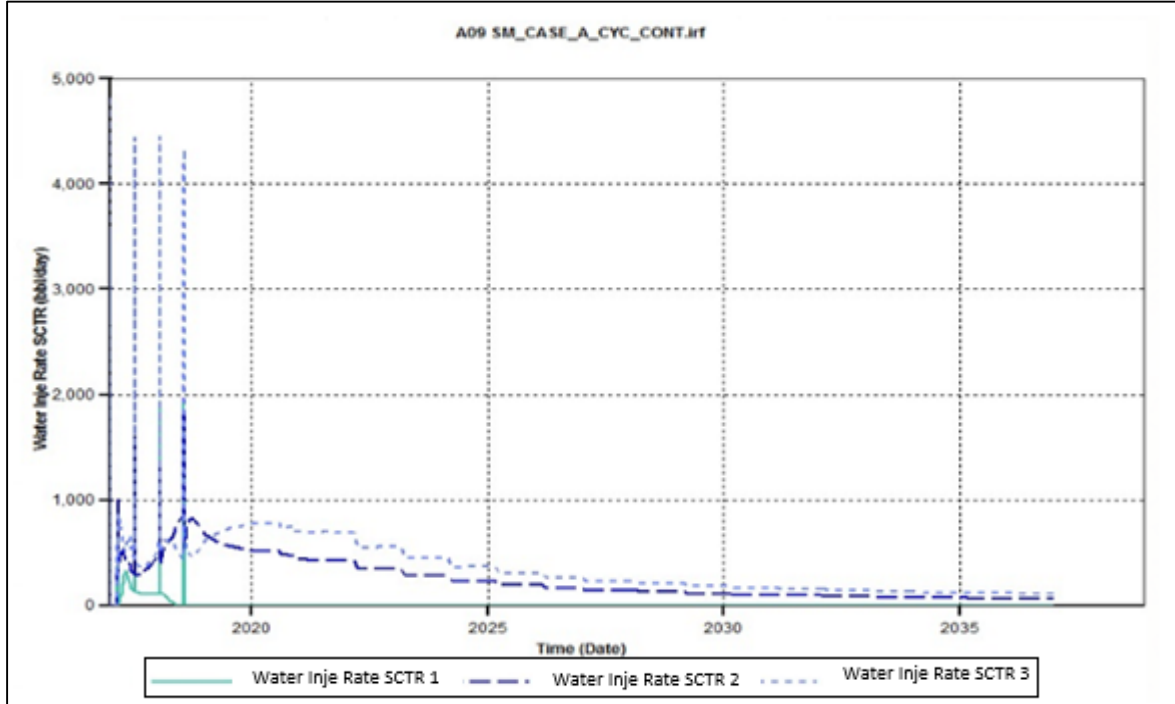


Este comportamiento en las curvas de acumulado de petróleo se debe a alguna razón y para poder determinar qué variable genera ese curvamiento se analiza la cantidad de vapor que cada arena está tomando de la inyección, en la **Gráfica 26** se puede observar que la arena 1, luego de la inyección cíclica, está tomando 0 BBL/D de vapor inyectado lo que significa un problema de inyectividad en esta arena es decir, que no está fluyendo vapor por la misma, mientras que en la **Gráfica 27**, cuando se realiza inyección selectiva del vapor, éste problema disminuye y cada arena tiene una cantidad distribuida de vapor que se puede inyectar según su espesor. Se muestra en el **Cuadro 27** los datos de vapor que cada arena recibe por la inyección del vapor en el año 2025 – este año solo para efectos comparativos –. Lo que ocurría en la gráfica de acumulado era que en la primer sección se estaba inyectando el vapor que le correspondía a la arena 1 en las otras dos, lo que significa un aumento en la velocidad de recuperación de petróleo en estas dos arenas pero en el **capítulo 3**, cuando se cruzan las curvas, es una evidencia del depletamiento de las dos arenas (2-3), caso contrario a la inyección selectiva que, al no crearse una preferencia de flujo por tener la selectividad, las tres arenas se pueden estimular durante el tiempo de análisis.

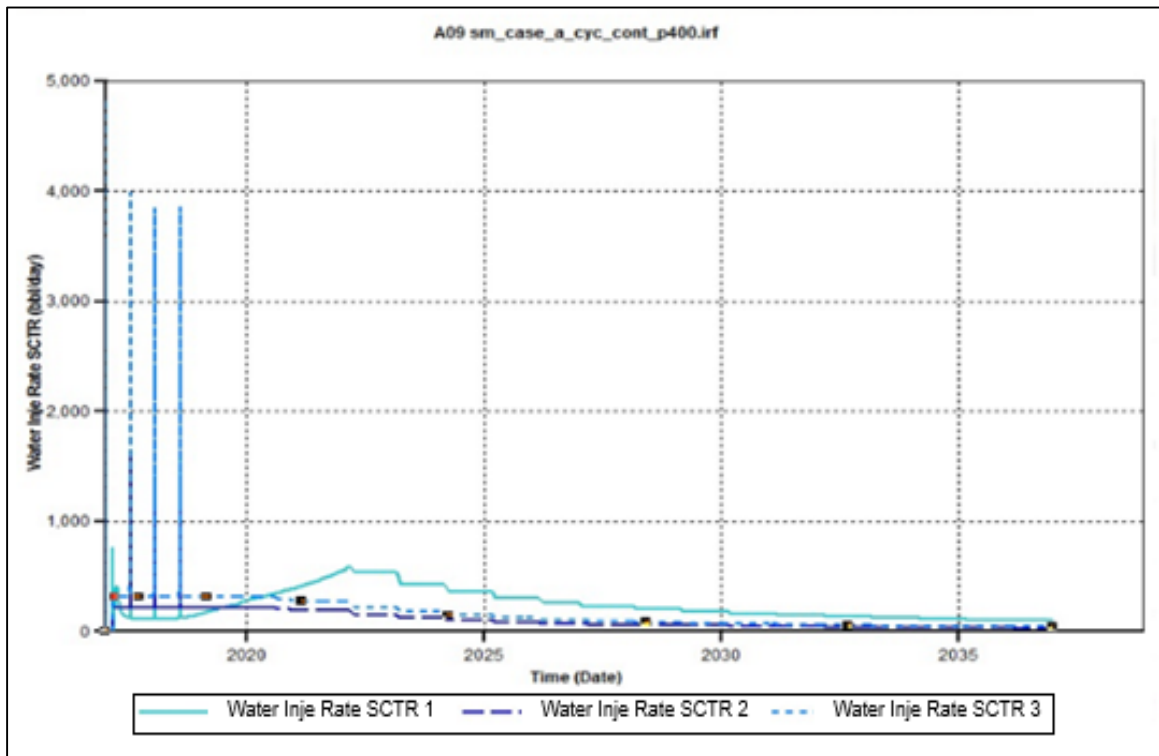
Cuadro 27. Resultados de los casos de inyección selectiva y no selectiva para el año 2025

Caso de simulación	Arena	Variable	Resultado
sm_case_a_cyc_cont	1	Tasa de vapor inyectado	0 BBL/D
	2		285.6 BBL/D
	3		442.2 BBL/D
sm_case_a_cyc_cont_selec_p400	1	Tasa de vapor inyectado	430 BBL/D
	2		121 BBL/D
	3		177 BBL/D

Gráfica 26. Tasa de vapor inyectado para las arenas 1, 2 y 3 sin inyección selectiva



Gráfica 27. Tasa de vapor inyectado selectivamente para las arenas 1, 2 y 3

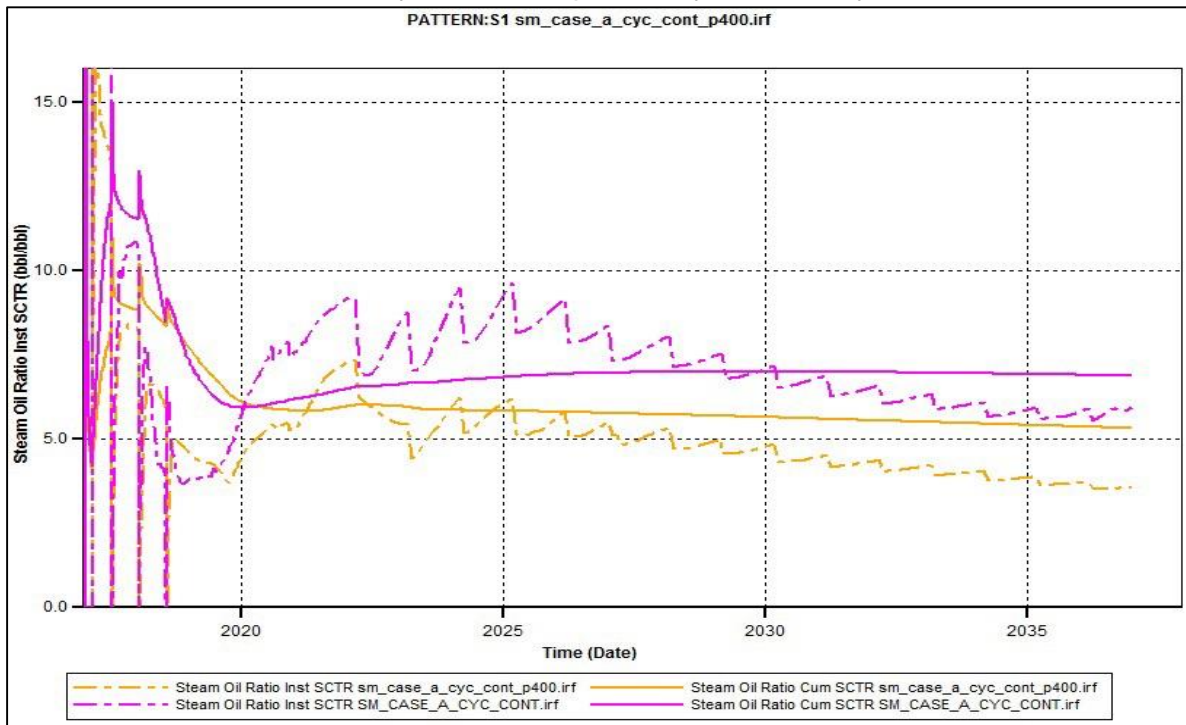


En la **Gráfica 28** se observa la relación SOR instantáneo y acumulado de la inyección con selectividad y sin selectividad, ambos tienen un SOR menor a siete y con tendencia negativa, sin embargo, en la inyección selectiva el SOR es menor lo que genera un menor manejo del vapor para tener mayor eficiencia. Por esto se recomienda realizar la selectividad de la inyección de vapor para cada arena y evitar no drenar alguna arena y que el vapor sea tomado por otra. Lo anterior se puede evidenciar cuantitativamente en el **Cuadro 28**.

Cuadro 28. Resultados del SOR para los casos de inyección selectiva y no selectiva

Casos de simulación	Variable	Resultados
sm_case_a_cyc_cont	SOR instantáneo	5.92 BBL/BWE
	SOR acumulado	6.87 BBL/BWE
sm_case_a_cyc_cont_p400	SOR instantáneo	3.55 BBL/BWE
	SOR acumulado	5.31 BBL/BWE

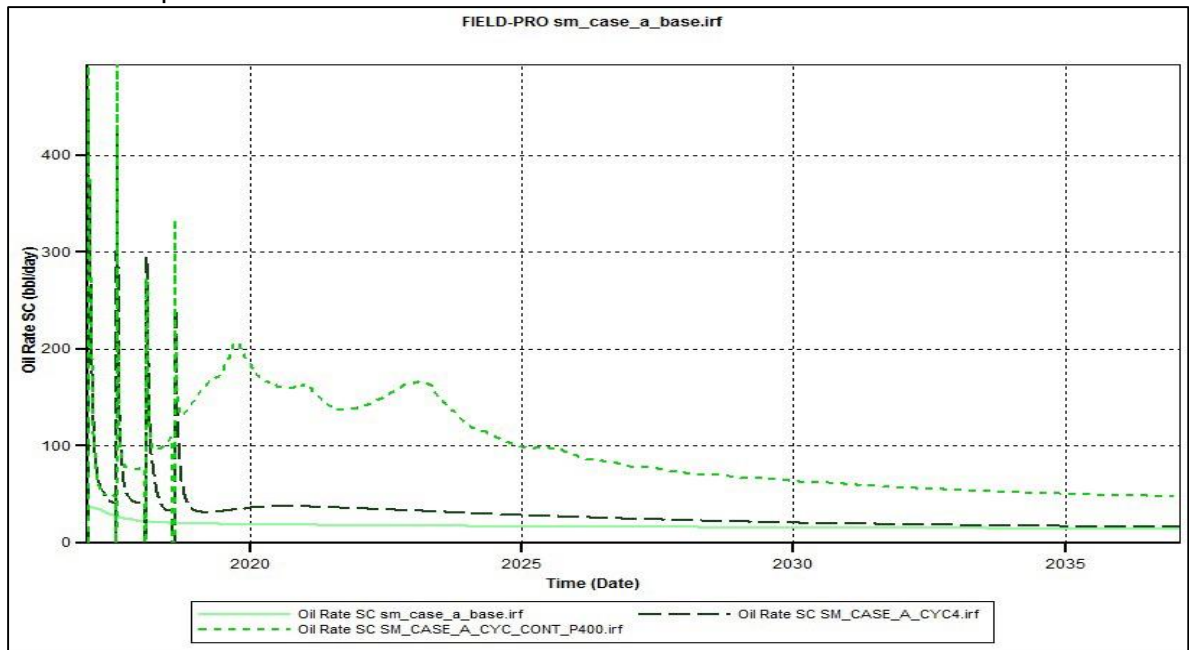
Gráfica 28. SOR instantáneo y acumulado para la inyección con y sin selectividad



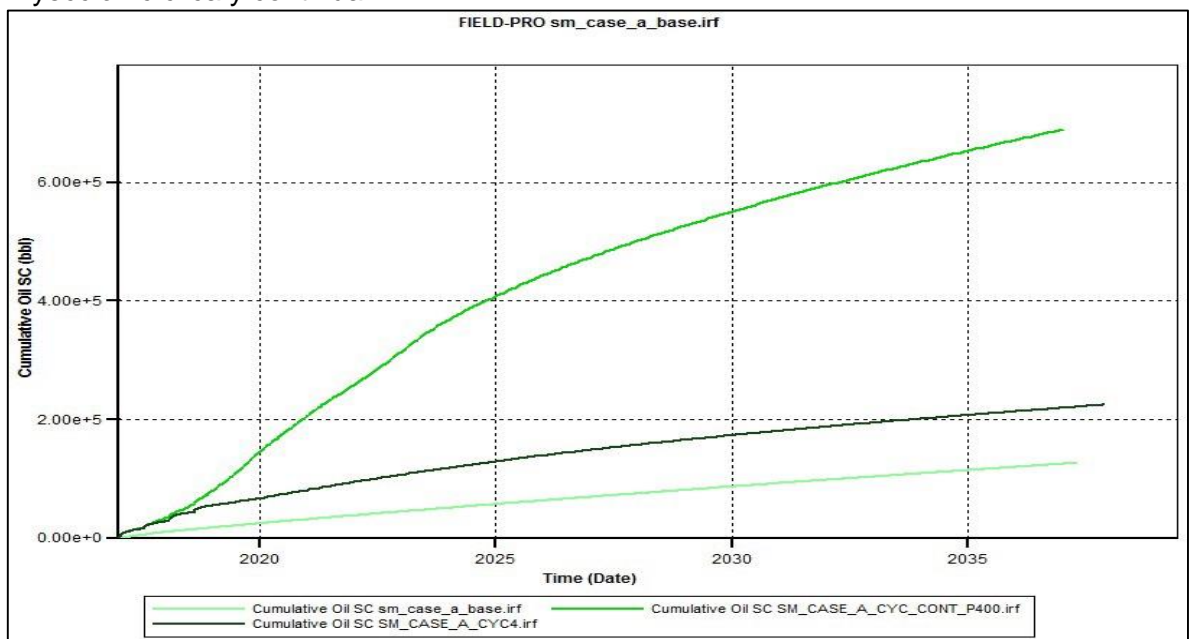
4.2.4 Comparación producción en frío, cíclico y continuo. En teoría, gracias a los procesos de inyección de vapor, la tasa y acumulado de petróleo debe aumentar significativamente, es por esto que en la **Gráfica 29** se muestra el comportamiento de la tasa de producción de petróleo contra el tiempo de tres casos de simulación, el caso de producción en frío (sm_case_a_base), el caso de inyección cíclica (sm_case_a_cyc4) y el caso de inyección continua (sm_case_a_cyc_cont_p400) y en la **Gráfica 30** la producción acumulada de petróleo para los mismos casos

anteriormente mencionados, siendo el acumulado de la producción en frío de 125,267 BBL, el caso de inyección cíclica 225,290 BBL y el caso de inyección continua 689,448 BBL.

Gráfica 29. Tasa de producción de petróleo por inyección cíclica, continua y producción en frío vs. tiempo

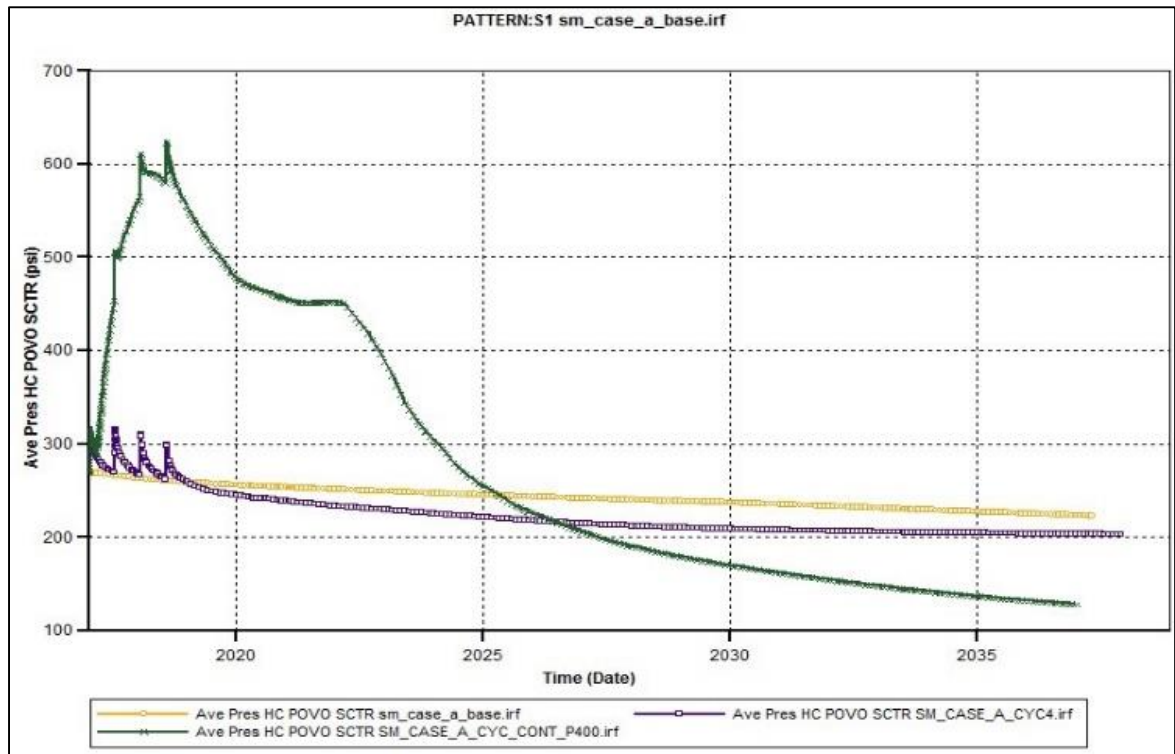


Gráfica 30. Producción acumulada de petróleo contra el tiempo para producción en frío, inyección cíclica y continua



En la **Gráfica 31** se muestra el comportamiento de las curvas de presión para la producción en frío, inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor. Estos valores se analizaron en los años 2020, 2026 y 2037 (los años fueron escogidos sólo como medio de comparación y análisis). En el **Cuadro 29** se muestran los resultados.

Gráfica 31. Comparación del comportamiento de las curvas de presión para el caso de producción en frío, inyección cíclica e inyección continua de vapor



Cuadro 29. Resultados de la presión de la simulación de los casos en frío, inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor

Caso de simulación	Variable	Año	Resultado
sm_case_a_base2	Presión	2020	257.4 psi
		2026	243.5 psi
		2037	223.5 psi
sm_case_a_cyc4	Presión	2020	249.2 psi
		2026	217.8 psi
		2037	203.5 psi
sm_case_a_cyc_cont_selec_p400	Presión	2020	511.8 psi
		2026	226.4 psi
		2037	128.5 psi

En el año 2020 la presión de la inyección continua es mayor debido a la presurización de la arena por el soporte de energía de la inyección de vapor, la presión de la inyección cíclica es menor a la del caso base debido a que para este año ya se presentó la estimulación y el aumento de la tasa de producción genera esa caída de presión. Para el 2026 la presión tanto para la inyección cíclica y continua es menor a la de la producción en frío por la misma razón que se explicó antes, el depletamiento de la arena debido al aumento en la producción de petróleo. Finalmente, para el año 2037 la presión de la inyección continua es menor por 95 psi esto es un cambio bastante grande y es gracias al depletamiento del arreglo debido a los fluidos producidos que significa mayor cantidad de petróleo recuperado. Para el caso de la inyección cíclica la presión tiende a igualarse debido a que la producción luego de la inyección cíclica realizada en el 2017-2019 se iguala a la producción en frío por el enfriamiento del arreglo.

4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO CON LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

En esta sección se muestra cómo fue la comparación entre el modelo analítico tanto para inyección cíclica como inyección continua de vapor con respecto a la simulación numérica y se valida si los modelos representan una buena aproximación a los datos arrojados por el simulador.

4.3.1 Validación modelo cíclico. La **Gráfica 32** muestra el comportamiento de la tasa de producción de petróleo contra el tiempo para la inyección cíclica tanto para la simulación numérica (STs 550) como para el modelo analítico (Ts 550) y en la **Gráfica 33** se presenta cómo fue el acumulado de producción de petróleo para estos mismos casos. Los valores cuantitativos de dichas gráficas se encuentran en el **Cuadro 30** para dar mayor entendimiento.

Cuadro 30. Resultados de la comparación entre el modelo de simulación y el modelo analítico para la inyección cíclica de vapor

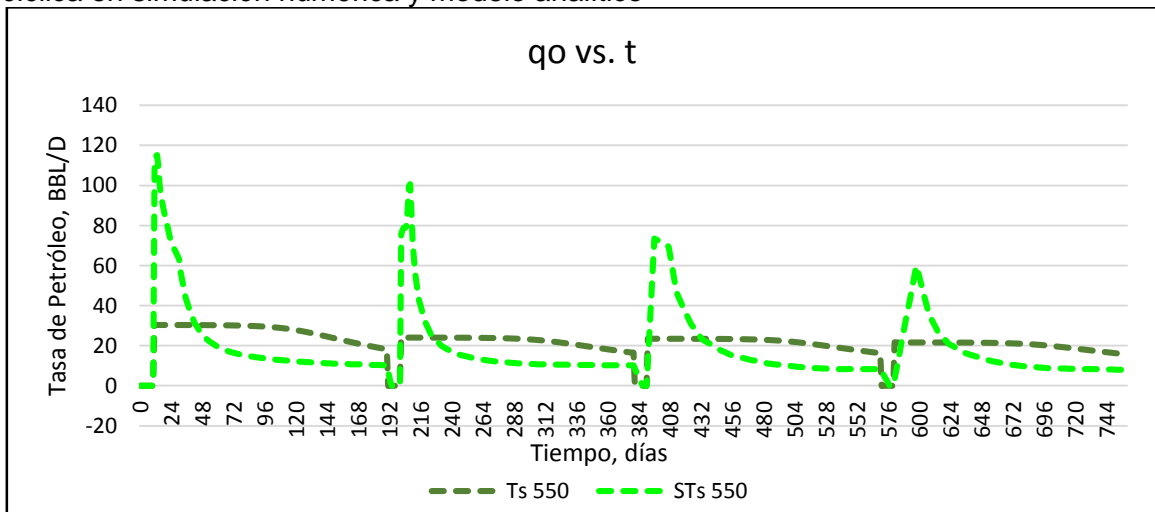
Gráfica	Caso	Variable	Resultados
32	Ts 550	Tasa de producción de petróleo ciclo 1	30 BBL/D
		Tasa de producción de petróleo ciclo 2	24 BBL/D
		Tasa de producción de petróleo ciclo 3	23 BBL/D
		Tasa de producción de petróleo ciclo 4	22 BBL/D
	STs 550	Tasa de producción de petróleo ciclo 1	109.81 BBL/D
		Tasa de producción de petróleo ciclo 2	99.53 BBL/D

Continuación **Cuadro 30.**

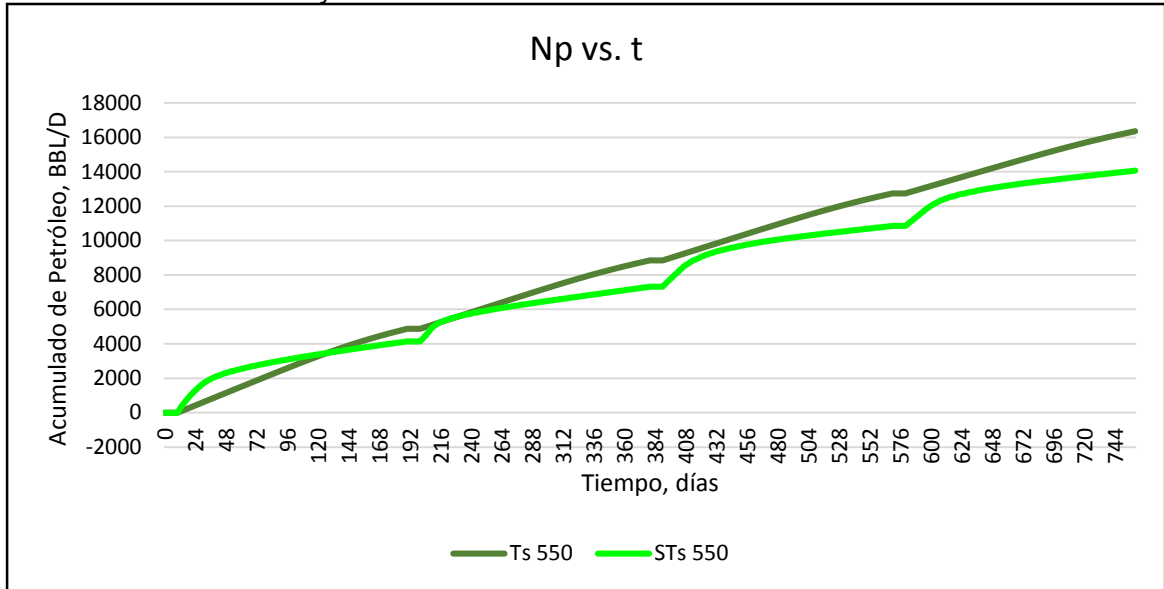
		Tasa de producción de petróleo ciclo 3	72.53 BBL/D
		Tasa de producción de petróleo ciclo 4	57.11 BBL/D
33	Ts 550	Petróleo acumulado	16,320 BBL
	STs 550	Petróleo acumulado	14,045 BBL

Observando solamente la **Gráfica 32** parece que el modelo no tiene una exactitud para poder representar los picos de producción luego del periodo de remoyo y de la tendencia de caída de la producción, esto se puede observar en el **Anexo J** donde se muestra un error del 69%, este porcentaje se debe a que para las ecuaciones de transferencia de energía, balance de materia adaptadas al modelo analítico que representan la producción, es complejo representar a exactitud los picos de producción que un modelo de simulación sí puede gracias a toda la información de pruebas de presión y PVT. Pero también se puede ver cómo las curvas se cruzan y el área bajo las curvas que representan la tasa de producción sirve para poder analizar la variación del modelo, esto no es más que el acumulado de producción que se muestra en la **Gráfica 33**, caso contrario a la tasa de producción, el acumulado de petróleo sí refleja una mayor exactitud y precisión en la representación comparado con la simulación, este tiene en promedio un porcentaje de error del 15%. Esto quiere decir que el modelo analítico usado en este trabajo de grado, tiene mayor exactitud en la respuesta de acumulado de petróleo y esta es una variable clave para las empresas en el momento de toma de decisiones, y es justo eso lo que se busca con este estudio.

Gráfica 32. Comparación de la tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la inyección cíclica en simulación numérica y modelo analítico



Gráfica 33. Comparación del acumulado de petróleo vs. tiempo para la inyección cíclica en simulación numérica y modelo analítico

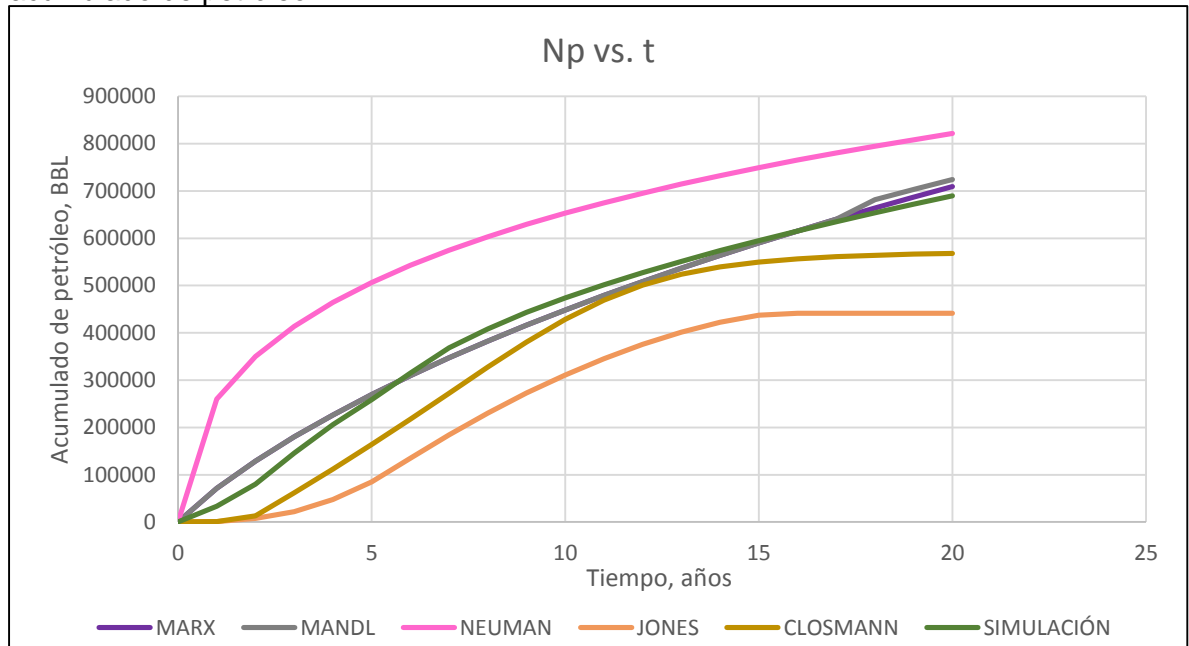


4.3.2 Validación del modelo continuo. En el capítulo 3 se especificó cuál fue el modelo analítico escogido para la inyección continua. Ahora, en esta sección, se compararon los resultados del modelo escogido con la simulación numérica. Este método de comparación sirvió para validar el modelo que fue escogido y, como se muestra en la **Gráfica 34**, los otros modelos no tuvieron buena aproximación con la simulación. La **Gráfica 35** muestra con mayor claridad la comparación entre el modelo de Marx & Langenheim con la simulación numérica, se ve que el comportamiento de la curvas son similares y el resultado en el último año de proyección fue muy aproximado siendo el del modelo analítico 709,209 BBL y el de la simulación numérica 689,448 BBL de petróleo acumulado. El porcentaje de error entre el modelo analítico y la simulación numérica es del 13% teniendo en cuenta que dicho porcentaje es un promedio calculado durante los 20 años de proyección. Los valores de comparación entre los modelos y la simulación se muestran en el **Cuadro 31**.

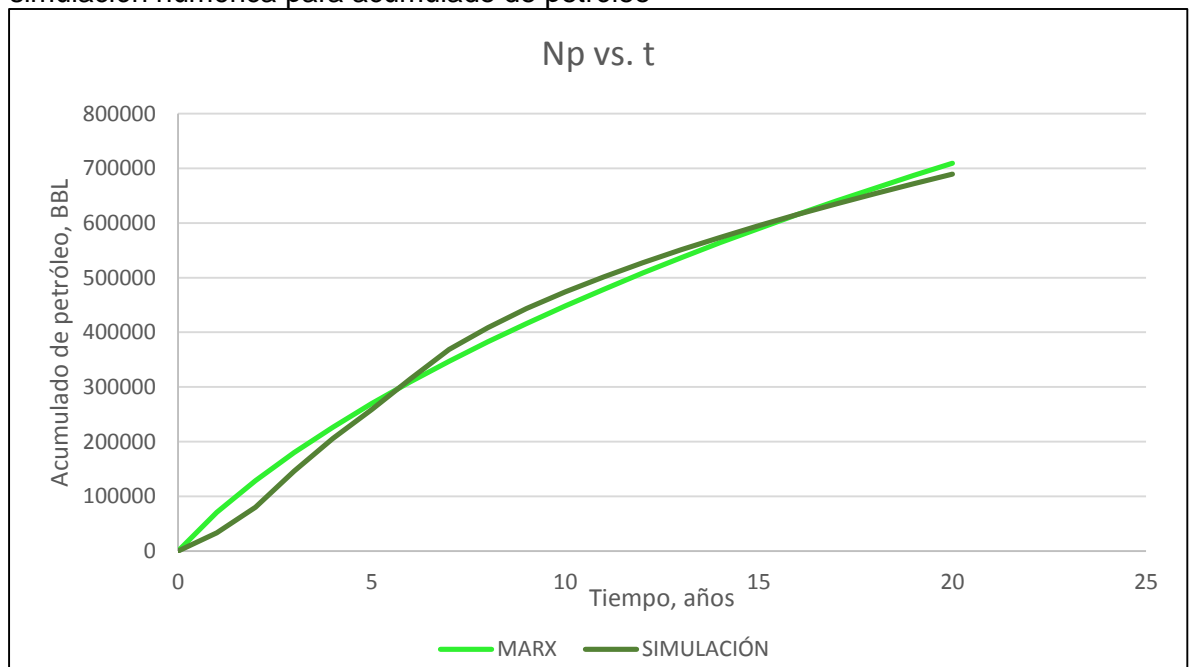
Cuadro 31. Comparación de los modelos analíticos con la simulación numérica para acumulado de petróleo

Gráfica	Caso	Variable	Resultados
34	Simulación	Np	689,448 BBL
	Marx		709,209 BBL
	Mandl		723,949 BBL
	Neuman		821,320 BBL
	Jones		441,213 BBL
	Closmann		567,906 BBL

Gráfica 34. Comparación de los modelos analíticos con respecto a la simulación para acumulado de petróleo



Gráfica 35. Comparación del modelo analítico de Marx & Langenheim con respecto a la simulación numérica para acumulado de petróleo

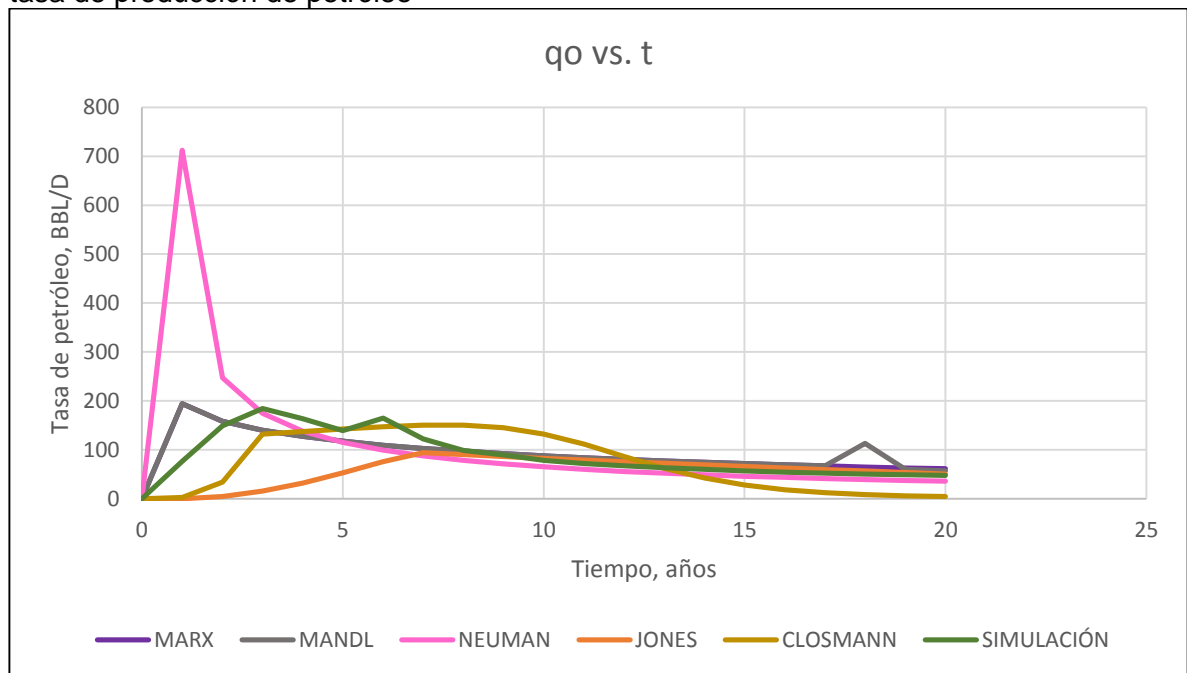


Finalmente, en la **Gráfica 36**, se muestra la tasa de petróleo producido comparando los modelos con la simulación y en la **Gráfica 37** se muestra el modelo escogido (Marx & Langenheim) con la simulación mostrando el ajuste que se logró para la predicción. El pico de producción para el modelo analítico es de 194.7 BBL/D y para la simulación es 184.55 BBL/D lo cual indica un buen ajuste entre los dos. El porcentaje de error en promedio a lo largo de los 20 años es 27%. Los resultados de la comparación de los modelos analíticos con la simulación numérica se muestran en el **Cuadro 32**.

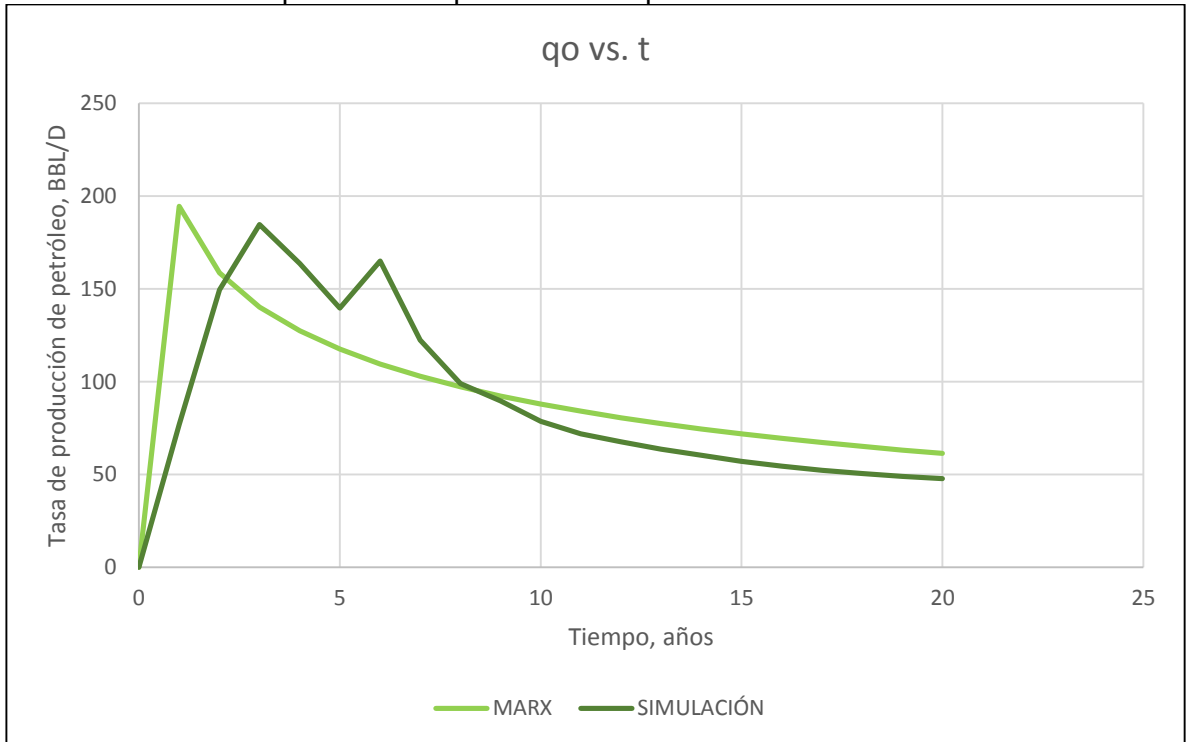
Cuadro 32. Comparación de los modelos analíticos con la simulación numérica para tasa de producción de petróleo

Gráfica	Caso	Variable	Resultados
36	Simulación	qo	184.55 BBL/D
	Marx		194.46 BBL/D
	Mandl		194.46 BBL/D
	Neuman		711.87 BBL/D
	Jones		94.48 BBL/D
	Closmann		150.40 BBL/D

Gráfica 36. Comparación de los modelos analíticos con respecto a la simulación para la tasa de producción de petróleo



Gráfica 37. Comparación del modelo analítico de Marx & Langenheim con respecto a la simulación numérica para tasa de producción de petróleo



5. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente, la simulación de yacimientos es el método que mejor se usa para predecir el comportamiento de un campo y, asimismo, se usa para evaluar la viabilidad técnica de un proyecto. Usar esta herramienta requiere un mayor tiempo de trabajo por parte de los ingenieros y geólogos, para tratar de representar con exactitud el yacimiento lo cual implica altos costos de operación. La búsqueda de reducir el tiempo de respuesta es de gran importancia para la toma de decisión, ésta es la principal razón para desarrollar un modelo analítico el cual, con menos información que el simulador, logre suministrar una respuesta confiable y oportuna y de esta manera optimizar costos de operación en el momento del cálculo de volumen de petróleo a recuperar por medio de la inyección de vapor. El modelo analítico se desarrolló basándose en literatura de modelos ya existentes con sus debidas suposiciones los cuales fueron actualizados mediante ajustes necesarios para que permitiera cumplir con el propósito del proyecto. Es importante resaltar que esta herramienta se usará cada que haya necesidad de invertir en un yacimiento de crudo pesado para un nuevo proyecto de inyección de vapor, se debe tener en cuenta que la herramienta se puede usar cada cuatro meses en comparación con la herramienta actual que se usa cada 14 meses.

Para la evaluación de viabilidad financiera del proyecto, se realiza desde el punto de vista de una compañía operadora: la unidad monetaria de valor corriente a utilizar es el peso colombiano (COP). La tasa de interés de oportunidad de la empresa soporte Occidental de Colombia L.L.C. es de 15% anual y el horizonte de tiempo es cuatrimestral con periodos mensuales. El indicador financiero que se utiliza es el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). Adicional a esto, se hace un análisis de los costos de inversión y de operación para los dos escenarios que se muestran en el **Cuadro 33**.

Cuadro 33. Escenarios a usar en la evaluación financiera del proyecto

Escenario 1	Simulador de yacimientos
Escenario 2	Modelo analítico

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión (CAPEX) abarca todos los costos que sean necesarios para darle inicio a un proyecto, es decir, se renuncia hoy a gastar en algo más que no sea la inversión con el fin de ver esto reflejado en el futuro y obtener utilidades. Abarca bienes tales como equipos, estructuras, viviendas, entre otros.

Escenario 1, simulador de yacimientos. Primero, en el **Cuadro 34** se explica el proceso que toma el escenario actual de simulación usando Petrel y CMG con respecto al tiempo (periodos de 14 meses) para tener idea de cuánto es la duración del proceso y posteriormente, en el **Cuadro 35**, se muestran los costos de inversión

para el escenario 1, cabe aclarar que dichos costos representan un valor monetario en un periodo de tiempo anual.

Cuadro 34. Proceso de Petrel y CMG con respecto al tiempo

Inicio	PETREL (ocho meses)			CMG (seis meses)		
	dos meses	dos meses	cuatro meses	dos meses	dos meses	dos meses
	Geología	Petrofísico	Geológico	Crear modelo	Ajuste	Predicciones

Fuente: REUNIÓN EN OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C. CON EL DIRECTOR DEL PROYECTO, JOSÉ RAFAEL ROLÓN HERNÁNDEZ. (18, marzo, 2017: Bogotá, Colombia).

- **Geología:** El geólogo, con datos obtenidos de registros eléctricos que fueron tomados en pozos vecinos, es capaz de generar el modelo geológico con el cual se inicializará el proceso.
- **Petrofísico:** En esta parte, con ayuda de registros, el petrofísico es capaz de establecer las propiedades de acuerdo al tipo de roca.
- **Geología:** Mediante el uso de geoestadística, el geólogo nuevamente tiene participación para realizar el poblamiento de la malla.
- **Modelo geológico (input):** Una vez elaborado el modelo geológico, entra el ingeniero de yacimientos para completar el modelo de simulación con los datos de pruebas PVT y propiedades propias del yacimiento.
- **Ajustar modelo:** Aún es trabajo del ingeniero de yacimientos. En esta parte debe modificar los parámetros y simular hasta lograr un ajuste aproximado del modelo.
- **Predicciones:** Una vez el modelo haya sido ajustado y tenga un porcentaje de confiabilidad aceptable, se procede a realizar sensibilidades hasta determinar las propiedades que más sean de utilidad para el modelo y caso de estudio.

Cuadro 35. Costo actual para el uso del simulador de yacimientos

Factor	Inversión (COP)
Software CMG	450'000,000
Software Petrel	69'000,000
Total	519'000,000

Fuente: REUNIÓN EN OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C. CON EL DIRECTOR DEL PROYECTO, JOSÉ RAFAEL ROLÓN HERNÁNDEZ. (13, marzo, 2017: Bogotá, Colombia).

A continuación, en el **Cuadro 36**, se muestran los costos de las licencias para los dos software necesarios para la simulación numérica de yacimientos. El valor de la licencia es anual pero este valor se dividió en la cantidad de meses que se requiere el uso de éste para hacer la comparación real, este costo está dado en dólares los cuales son necesarios convertirlos a pesos colombianos utilizando como Tasa Representativa del Mercado (TRM) estimada en 3,000 pesos cada dólar de acuerdo

a información suministrada por la compañía. Finalmente, en el **Cuadro 37**, se muestra la inversión que se debe hacer para el escenario 1.

Cuadro 36. Costos proporcionales de licencias de los dos software requeridos para la elaboración de la simulación numérica de yacimientos según el tiempo de uso de cada uno

Costo licencias						
	USD (12 meses)	TRM	COP (12 meses)	COP/ mes	Meses de uso	Valor final COP
Petrel	23,000	3,000	69,000,000	5,750,000	8	46,000,000
CMG	150,000		450,000,000	37,500,000	6	225,000,000

Fuente: REUNIÓN EN OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C. CON EL DIRECTOR DEL PROYECTO, JOSÉ RAFAEL ROLÓN HERNÁNDEZ. (18, marzo, 2017: Bogotá, Colombia).

Cuadro 37. Costo de inversión para el simulador de yacimientos

Periodo (meses)	Factor	Inversión (COP)
0	Software Petrel	46'000,000
8	Software CMG	225'000,000

Escenario 2, modelo analítico. Para este escenario no se debe tener en cuenta la inversión de maquinaria o equipos ni de la licencia de Microsoft Office debido a que la empresa cuenta con la infraestructura necesaria para su implementación. En este caso se tendrá en cuenta como costo de inversión la capacitación que la empresa debe hacer a los operarios para el entendimiento del uso del modelo analítico. Lo anterior se muestra en el **Cuadro 38**.

Cuadro 38. Costo de inversión para el desarrollo del modelo analítico

Periodo (meses)	Factor	Inversión (COP)
0	Capacitaciones	7'000.000
TOTAL		7'000.000

Fuente. PORTAFOLIO. Economía/El 80% de las empresas tiene programas de capacitación. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 30 de marzo de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de portafolio.co. <<http://www.portafolio.co/economia/finanzas/80-empresas-programas-capacitacion-45304>>

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos operacionales (OPEX) son aquellos que, durante toda su vida útil, deben ser incurridos a un bien ya existente. Son los costos que se invierten para el mantenimiento de un proyecto.

Escenario 1, simulador de yacimientos. En el **Cuadro 39** se muestran los costos operacionales que son requeridos para el uso del simulador numérico de yacimientos y en el **Cuadro 40** se muestra el costo mes a mes el cual será usado en la **sección 5.4** para el flujo de caja.

Cuadro 39. Costos mano de obra para el uso del simulador de yacimientos

Factor	Costo por mes (COP)	Meses	Costo total (COP)
Tiempo ingeniero	8'000,000	6	48'000,000
Tiempo geólogo	9'000,000	8	72'000,000
TOTAL			120'000,000

Fuente. ELEMPLERO. Empleos/Ingeniero de yacimientos. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 02 de abril de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de elempleo.co <<http://www.elempleo.com/co/ofertas-trabajo/ingeniero-de-yacimientos/1882685135>>

Cuadro 40. Costos operacionales para el simulador de yacimientos

Periodo (meses)	COP
1	9'000,000
2	9'000,000
3	9'000,000
4	9'000,000
5	9'000,000
6	9'000,000
7	9'000,000
8	9'000,000
9	8'000,000
10	8'000,000
11	8'000,000
12	8'000,000
13	8'000,000
14	8'000,000
TOTAL	120'000,000

Escenario 2, modelo analítico. En el **Cuadro 41** se muestran los costos operacionales que se usaron para el desarrollo del modelo analítico y en el **Cuadro 42** se muestra el costo mes a mes el cual será usado en la **sección 5.4** para el flujo de caja.

Cuadro 41. Costos mano de obra del modelo analítico

Factor	Ingenieros	Costo por mes (COP)	Meses	(COP)
Tiempo ingeniero	1	8'000,000	4	32'000,000
Total				32'000,000

Fuente. ELEMPLERO. Empleos/Ingeniero de yacimientos. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 02 de abril de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de elempleo.co <<http://www.elempleo.com/co/ofertas-trabajo/ingeniero-de-yacimientos/1882685135>>

Cuadro 42. Costos operacionales para el modelo analítico

Periodo (meses)	COP
1	8'000,000
2	8'000,000
3	8'000,000
4	8'000,000
Total	32'000,000

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Los indicadores financieros son el camino más útil para evaluar un proyecto financieramente mediante el resultado de la relación de dos valores numéricos. Como ya se mencionó, el presente proyecto se evaluó mediante el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

5.3.1 Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). Este índice consiste en reducir todos los ingresos y egresos a una serie uniforme equivalente de pagos, esto con el fin de comparar los costos de dos alternativas distintas durante un periodo de tiempo el cual normalmente es un año pero puede usarse el periodo de tiempo que el proyecto requiera. Este índice trae como ventaja que no requiere que los periodos de tiempo de las dos alternativas sean iguales como ocurre en el VPN. Para analizar este indicador se debe comparar el CAUE para dos escenarios y el que genere menor costo es el mejor escenario a implementar en una evaluación financiera. La **Ecuación 49** muestra el procedimiento para el cálculo de este valor.

Ecuación 49. Costo Anual Uniforme Equivalente

$$CAUE (i) = VPN * \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Politécnico Grancolombiano. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá. Colombia. 1999, p. 197.

Donde:

CAUE: Costo Anual Uniforme Equivalente

VPN: Valor Presente Neto

i: Tasa de descuento la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión

n: Número de periodos que existen para evaluar el proyecto

5.3.1.1 Valor Presente Neto (VPN). Como el CAUE requiere el cálculo de VPN se debe explicar este indicador. En la actualidad, este indicador es el más usado debido a la simplicidad de su uso y además porque permite tomar decisiones desde un punto de vista financiero de manera sencilla, ya que trae todos los ingresos y

egresos futuros al valor de pesos de hoy (**Ecuación 50**). Para realizar la proyección de un proyecto usando este indicador se debe tener en cuenta que los ingresos se toman con el signo positivo y en la línea de tiempo estarán ubicados en la parte superior y los egresos con el signo negativo y ubicado en la línea de tiempo hacia abajo³³.

Ecuación 50. Valor Presente Neto

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

Fuente. BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Politécnico Grancolombiano. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá. Colombia. 1999, p. 197.

Donde:

VPN: Valor presente neto

A: Inversión realizada

F: Valor del flujo de caja neto

i: Tasa de descuento la cual es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión

n: Número de periodos que existen para evaluar el proyecto

5.3.1.2 Tasa Interna de Oportunidad (TIO). Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto³⁴, es decir, es la tasa a la cual el proyecto es aceptado. Si la TIO está en un periodo de tiempo anual y se requiere en tiempo mensual se debe usar la **Ecuación 51**. En la **Ecuación 52** se muestra el cálculo correspondiente a dicha conversión.

Ecuación 51. Ecuación para conversión TIO anual a TIO mensual

$$(1+i) = (1+i_m)^m$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Politécnico Grancolombiano. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá. Colombia. 1999, p. 24.

Donde:

i: TIO anual

i_m: TIO mensual

³³ BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Politécnico Grancolombiano. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá. Colombia. 1999, p. 197.

³⁴ *Ibíd.*

Ecuación 52. Conversión TIO anual a TIO mensual

$$i_m = (1 + i)^{\left(\frac{1}{m}\right)} - 1$$

$$i_m = (1 + 0.15)^{\left(\frac{1}{12}\right)} - 1$$

$$i_m = 0.0117$$

5.4 FLUJOS DE CAJA

El flujo de caja se dio principalmente para darle una representación gráfica a un proyecto el cual es sometido a una evaluación financiera y se adoptó por que fuera una línea horizontal que representa el tiempo y allí se escriben las fechas y periodos de tiempo; de la línea horizontal salen flechas hacia arriba y otras hacia abajo indicando ingreso y egresos respectivamente³⁵.

Los flujos de caja usados en el proyecto se muestran a continuación., ocho meses para la realización del modelo geológico y seis meses para el uso del simulador numérico.

Escenario 1, simulador de yacimientos. Teniendo esto claro, se hizo el flujo de caja correspondiente al modelo de simulación el cual se muestra en la **Figura 23**. A continuación de éste, en la **Ecuación 53** se muestra el cálculo del VPN y en la **Ecuación 54** el cálculo de CAUE para el mismo caso. Este escenario se llevó a cabo con una proyección de 14 meses.

Figura 23. Flujo de caja para el simulador de yacimientos

	MCOP														Tota	
	Meses															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Costos de Inversión	46								225							271
Costos de Operación		9	9	9	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	120
Egresos totales	46	9	9	9	9	9	9	9	234	8	8	8	8	8	8	391

³⁵ Ibid.

Ecuación 53. Cálculo del Valor Presente Neto VPN

$$\begin{aligned}
 VPN(0.0117) = & 46'000,000 + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^1} + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^2} + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^3} + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^4} \\
 & + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^5} + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^6} + \frac{9'000,000}{(1 + 0.0117)^7} + \frac{234'000,000}{(1 + 0.0117)^8} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^9} \\
 & + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^{10}} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^{11}} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^{12}} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^{13}} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^{14}} \\
 VPN(0.0117) = & 361'357,642
 \end{aligned}$$

Ecuación 54. Cálculo del CAUE

$$\begin{aligned}
 CAUE_{simulación}(0.0117) = & 361'357,642 * \frac{0.0117 * (1 + 0.0117)^{14}}{(1 + 0.0117)^{14} - 1} \\
 CAUE_{simulación}(0.0117) = & 28'133,255
 \end{aligned}$$

Escenario 2, modelo analítico. En la **Figura 24** se muestra el flujo de caja que se implementó para el modelo analítico, teniendo en cuenta el costo de la capacitación que debe suministrar la compañía a los ingenieros encargados del proyecto y a continuación de esto se presenta la forma en la que se calculó el VPN y CAUE para este caso. En la **Ecuación 55** se muestra el cálculo del VPN y en la **Ecuación 56** el cálculo de CAUE para el mismo caso. Para el modelo analítico se estimaron cuatro meses de proyección.

Figura 24. Flujo de caja para el modelo analítico

	Meses					
	0	1	2	3	4	
Costos de Inversión	7	↓	↓	↓	↓	7
Costos de Operación		8	8	8	8	32
Egresos Totales	7	8	8	8	8	39

Ecuación 55. Cálculo del Valor Presente Neto VPN

$$\begin{aligned}
 VPN_{modelo}(0.0117) = & 7'000,000 + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^2} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^3} + \frac{8'000,000}{(1 + 0.0117)^4} \\
 VPN(1,17\%)_{modelo} = & 38'085,462
 \end{aligned}$$

Ecuación 56. Cálculo del CAUE

$$CAUE_{modelo}(0.0117) = 38'085,462 * \frac{0.0117 * (1 + 0.0117)^4}{(1 + 0.0117)^4 - 1}$$

$$CAUE_{modelo}(0.0117) = 9'801,485$$

Teniendo los valores del CAUE para los dos casos de análisis, se puede hacer la comparación de cuánto es el costo que se ahorra usando el modelo analítico para la toma de decisión de la predicción de petróleo con respecto al simulador numérico de yacimientos, lo anterior se presenta en la **Ecuación 57**.

Ecuación 57. Diferencia del CAUE de simulación numérica con el CAUE del modelo analítico

$$CAUE_{ahorro}(0.0117) = 28'133,255 - 9'801,485$$

$$CAUE_{ahorro}(0.0117) = 18'331,770$$

5.5 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía Occidental De Colombia L.L.C. es implementar el modelo analítico para realizar la predicción del petróleo acumulado producido por medio de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado para la toma de decisiones en la evaluación de un nuevo proyecto, debido a que le representa ahorro en costos a pesos de hoy por periodo mensual del 65.16% (COP 18'331,770) frente al proceso actual que es el simulador de yacimientos. Originado en que con la nueva herramienta no se requieren las licencias de los softwares CMG y Petrel, adicionalmente, se disminuye el costo del recurso humano necesario para la operación.

6. CONCLUSIONES

- La teoría de inyección continua de vapor dice que se puede alcanzar hasta un 50% de recobro de petróleo usando este método y, al finalizar el trabajo, se notó que el recobro que se alcanzó fue de 53% lo que significa una buena respuesta de la implementación de inyección de vapor con respecto a la teoría.
- El modelo analítico cíclico presenta un error de 15% en el acumulado de petróleo y de 79% en la predicción de la tasa de petróleo recuperado, lo que quiere decir que tiene menor grado de incertidumbre utilizar el modelo de Boberg & Lantz para determinar la cantidad de petróleo acumulado producido.
- Las suposiciones en el modelo analítico cíclico como perfil de disminución de temperatura constante y el manejo de los radios de vapor dependientes de la tasa de inyección se consideran suficientes para obtener un porcentaje de error de 15% comparado con la simulación.
- La propiedad que más afecta en el modelo analítico para inyección continua es la relación de espesores (eficiencia) ya que esto varía en gran magnitud el acumulado. Cogiendo el modelo escogido como base de comparación se nota que, usando la eficiencia entre el netsand/netgross (221/344) se tiene un acumulado de petróleo de 709,209 BBL mientras que usando la eficiencia igual a 1 (344/344) se tiene un acumulado de petróleo de 1'475,478 BBL teniendo en cuenta que el OOIP es de 1'320,749 BBL, es decir, supera el valor del petróleo original en sitio.
- El modelo escogido para la inyección continua de vapor fue el modelo de Marx & Langenheim ya que, siendo el modelo con suposiciones más simples, logró dar una predicción aproximada al dato real de la simulación teniendo a los 20 años 709,209 BBL de petróleo acumulado para el modelo analítico y 689,448 BBL para la simulación numérica, siendo esto un 13% de error en promedio de los 20 años.
- Es necesario tener buen ajuste de la presión del yacimiento, pues es el factor que mayor influencia tiene en la cantidad de petróleo recuperado; 600 psi @1600 ft, tiene un aumento de 41% comparado con 400 psi @1600ft.
- Es necesario realizar una gestión del uso del vapor mediante la inyección selectiva de vapor que permite estimular todas las arenas; la inyección selectiva tiene una mayor cantidad de petróleo recuperado, esto es 48,052 BBL más que sin selectividad.
- Es necesario analizar el SOR de la inyección de vapor debido a que el uso de mayor cantidad de vapor necesario es producto de un análisis incompleto de la gestión del vapor, es por esto que la disminución de la tasa de inyección de vapor

juega un papel importante en la optimización del proceso, una disminución de la tasa de petróleo en el 2037 de 149,871 BBL pero con una reducción en el SOR de 5.13.

- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía Occidental De Colombia L.L.C. es implementar el modelo analítico para realizar la predicción del petróleo acumulado producido por medio de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado para la toma de decisiones en la evaluación de un nuevo proyecto, debido a que le representa ahorro en costos por periodo mensual del 69% (18 MCOP) frente al proceso actual que es el simulador de yacimientos.

7. RECOMENDACIONES

- Evaluar el calor acumulado luego de cada ciclo en el modelo analítico para inyección cíclica.
- Generar un modelo analítico para la inyección cíclica que represente la variación del perfil de temperatura para cada ciclo de producción de petróleo que esté siendo considerado en la evaluación de la inyección.
- Demostrar el efecto de la variación de la presión en los modelos analíticos que representan la inyección continua de vapor.
- Modificar el modelo analítico de inyección continua que represente la inyección selectiva para cada arena evaluando el comportamiento que tiene en la producción acumulada de petróleo.
- Comparar los modelos analíticos con datos de un caso actual de inyección de vapor, tanto cíclica como continua, para la determinación de la incertidumbre que genera.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca del valle medio del Magdalena. 2012. 82 p.
- ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica de petróleo. Caracas: Re-editado por Dr. Adafel Rincón, 2002. 344 p.
- BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Politécnico Grancolombiano. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá. Colombia. 1999. 398 p.
- BALLESTEROS, Carlos Andrés y PARRA, Joulin Anyineth. Estudio estratigráfico secuencial para la Formación La Luna en el costado oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Una visión explotaría de hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-químicas. 2012. 112 p.
- BARRERO et al. Mapa de las cuencas sedimentarias colombianas, 2007.
- BLOGSPOT. 2014/Septiembre/Yacimientos de hidrocarburos. Clasificación. [En línea]. Copyright. [Citado el 25 de febrero de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de Blogspot.com.co <<http://yacimientosdehidrocarburos.blogspot.com.co/>>
- BROWN, George y WEST, Chris. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review. Otoño de 2006. 22 p.
- BUTLER, Roger. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. Calgary: University of Calgary. Department of Chemical. Prentice Hall. 1991. 528 p.
- CAMPETROL. Inicio/Gráfico de la Semana/Crudos Pesados: el reto para Colombia. [En línea]. Copyright 2011-2013. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Cámara Colombiana de Bienes & Servicios Petroleros. <<http://campetrol.org/crudos-pesados-el-reto-para-colombia/>>
- CASTRO VARGAS, Arnol. Modelo analítico para el desarrollo de un simulador de inyección de vapor para campos de crudo pesado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá. Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. 2010. 163 p.
- CHANDRA, Suandy. Improved Steamflood Analytical Model. Trabajo de grado Master de ciencias. Universidad de Texas A&M. 2005. 106 p.
- CLOSMANN, P.J. Simplified Gravity-Drainage Oil-Production Model for Mature Steamfloods. SPE Reservoir Engineering. 1995. 6 p.

COLOMBIA ENERGÍA. Destacados/Crudos pesados, la gran apuesta del sector. [En línea]. Copyright 2016. [Citado el 25 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Colombia Energía: CO. <<http://www.colombiaenergia.com/featured-article/crudos-pesados-la-gran-apuesta-del-sector>>

ECOPETROL S.A. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, 2000.

_____. Nuestra Empresa/Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [En línea]. Copyright. 2017. [Citado el 01 de mayo de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de Ecopetrol. <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>>

_____. Recuperación Mejorada. 2013.

EDWARDS, John y GURPINAR, Omer. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: Oilfield Review. Invierno 2010-2011. 20 p.

ELEMPLEO. Empleos/Ingeniero de yacimientos. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 02 de abril de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de elempleo.co <<http://www.elempleo.com/co/ofertas-trabajo/geologogeofisico/1882332229>>

_____. Empleos/Ingeniero de yacimientos. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 02 de abril de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de elempleo.co <<http://www.elempleo.com/co/ofertas-trabajo/ingeniero-de-yacimientos/1882685135>>

ESPINOSA, Carlos Andrés y TORRES, Kelly Johana. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Cartagena: Universidad de San Buenaventura. 19 p.

FAROUQ ALI, S.M. Practical Heavy Oil Recovery. 2014. 283 p.

INDUSTRIA PETROLERA. Comunidad petrolera/Compresibilidad de la roca y los fluidos. [En línea]. Copyright 2008-2012. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de La Comunidad Petrolera. <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/compresibilidad-de-la-roca-y-los.html>>

_____. Comunidad petrolera/Mecanismo de producción natural: Segregación gravitacional. [En línea]. Copyright 2008-2012. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de La Comunidad Petrolera.

<http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/10/mecanismo-de-produccion-natural_11.html>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Técnicas de ICONTEC NTC 1486. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Trabajos escritos: Presentación de referencias bibliográficas, Sexta Actualización. 2008.

_____. Normas Técnicas de ICONTEC NTC 5613. Trabajos escritos: Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura, Sexta Actualización. 2008.

_____. Normas Técnicas de ICONTEC NTC 4490. Trabajos escritos: Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1998.

La inyección Alternada de vapor. Capítulo IV. 28 p.

LAKE, Larry. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. Austin: The University of Texas. 2007.

LINARES, Luz Marina y GUZMÁN, Ángel. Yacimientos de petróleo pesado. En: Oilfield Review. Invierno de 2002/2003. 24 p.

LÓPEZ, Aleida; CORTÉS, Mario Alberto y CUELLAR, Durley. Cuencas Sedimentarias de Colombia. Bogotá. Instituto CET PETROL. 2012. 30 p.

MENGUAL, Jesús. Craqueo térmico y catalítico, con y sin vapor de agua, de alcanos sobre zeolitas. Cinética, desactivación y estabilización del catalizador. Trabajo de grado para optar el grado de Doctor. Valencia. Departamento de ingeniería química. Universidad de Valencia. 2010. 500 p.

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 Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008. 159 p.

MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá. Instituto de Ciencias Naturales. 1990. 24 p.

NEUMAN, C.H. A gravity override model of steamdrive. SPE, Chevron Oil Field Research. 7 p.

NIELSEN, Sidsel Marie. Microbial Enhanced Oil Recovery-Advanced Reservoir Simulation. Technical University of Denmark. Denmark. 2010.

NIEVES, María. Geología de explotación del petróleo, agua y vapor. Universidad Autónoma del Carmen. Facultad de química. 2014.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2 ed. Venezuela: Astro Data S.A, 2007. 390 p.

PETROLNEWS. Noticias/En el Mundo hay tres veces más petróleo pesado que crudo y gas convencionales. [En línea]. Copyright. [Citado el 27 de septiembre de 2016]. Disponible en: Sitio oficial de Petrolnews.net. <<http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=12430>>

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. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. 2009. 155 p.

PONCHE HIDALGO, Ronald Darío. Evaluación pozo a pozo. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2004. 178 p.

PORTAFOLIO. Economía/El 80% de las empresas tiene programas de capacitación. [En línea]. Copyright. [Citado el 30 de marzo de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de portafolio.co. <<http://www.portafolio.co/economia/finanzas/80-empresas-programas-capacitacion-45304>>

_____. Negocios/Rubiales, el campo petrolero más productivo del país, empieza a ser operado por Ecopetrol. [En línea]. Copyright 2017. [Citado el 01 de mayo de 2017]. Disponible en: Sitio oficial de Portafolio <<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-el-campo-mas-productor-de-crudo-en-el-pais-abre-sus-puertas-498303>>

PRATS, Michael. The Effect of Heat Transfer to a nearby layer on heat efficiency. SPE. 2001. 6 p.

REUNIÓN EN OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C. CON EL DIRECTOR DEL PROYECTO, JOSÉ RAFAEL ROLÓN HERNÁNDEZ. (15, febrero, 2017: Bogotá, Colombia).

S., Thomas. Enhanced Oil Recovery – An Overview. Canada: Institut français du petróleo. Vol. 63. 2008. 11 p.

SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada del Petróleo. Mérida – Venezuela: Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. 2005. 34 p.

SALGAR HURTADO, Mauricio. Proyectos de crudo pesado en Colombia. Cartagena, Colombia. 2006.

TADEO JALIFE, Jorge Abraham. Tecnologías aplicables para la explotación de crudos pesados y extrapesados. Trabajo de grado para licenciado en ingeniería petrolera. México: Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. 2011. 147 p.

VARGAS PEÑA, Jennifer Lorena. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. 2014. 194 p.

WELTY, James. Transferencia de calor aplicada a la ingeniería. México. Noriega Editores. 2002. 545 p.

ANEXOS

ANEXO A MODELO ANALÍTICO PARA INYECCIÓN CÍCLICA

Tabla 8. Modelo analítico para inyección cíclica

Tiempo despues del remojo	Viscosidad del Petroleo Caliente/Frio			Tasa de produccion frio/ciclos					
	Temperatura promedio Tav _g	Viscosidad de la zona caliente	Viscosidad en la zona fria	Tasa de produccion en frio	Tasa de producción - Ciclo 1-	Tasa de producción - Ciclo 2-	Tasa de producción - Ciclo 3-	Tasa de producción - Ciclo 4-	
Days	1 ST Estim. F	μ_{oh} cp	μ_{oc} cp	q _{oc} B/D	q _{o1} B/D	q _{o2} B/D	q _{o3} B/D	q _{o4} B/D	
					cold	a	b	c	d
1	550.0	0.4	4,314	15.30	47.57	37.69	36.786	33.87	
2	543.3	0.5	4,314	15.29	47.57	37.69	36.786	33.87	
3	524.8	0.6	4,314	15.27	47.57	37.69	36.785	33.87	
4	511.4	0.6	4,314	15.25	47.56	37.69	36.784	33.87	
5	500.4	0.7	4,314	15.22	47.56	37.69	36.783	33.87	
6	490.7	0.8	4,314	15.18	47.56	37.69	36.782	33.87	
7	481.9	0.9	4,314	15.14	47.56	37.69	36.781	33.87	
8	473.7	1.0	4,314	15.09	47.56	37.69	36.780	33.87	
9	466.1	1.1	4,314	15.04	47.55	37.69	36.779	33.87	
10	458.8	1.2	4,314	14.98	47.55	37.68	36.778	33.87	
11	451.9	1.3	4,314	14.91	47.55	37.68	36.776	33.87	
12	445.2	1.4	4,314	14.84	47.55	37.68	36.775	33.87	
13	438.8	1.5	4,314	14.76	47.55	37.68	36.774	33.86	
14	432.6	1.6	4,314	14.68	47.54	37.68	36.772	33.86	
15	426.6	1.7	4,314	14.59	47.54	37.68	36.771	33.86	
16	420.8	1.9	4,314	14.50	47.54	37.68	36.769	33.86	
17	415.1	2.0	4,314	14.40	47.53	37.67	36.767	33.86	
18	409.6	2.2	4,314	14.30	47.53	37.67	36.765	33.86	
19	404.2	2.3	4,314	14.19	47.53	37.67	36.764	33.86	
20	398.9	2.5	4,314	14.08	47.52	37.67	36.761	33.85	
21	393.7	2.7	4,314	13.96	47.52	37.67	36.759	33.85	
22	388.7	2.9	4,314	13.84	47.51	37.66	36.757	33.85	
23	383.7	3.1	4,314	13.71	47.51	37.66	36.754	33.85	
24	378.8	3.3	4,314	13.58	47.50	37.66	36.751	33.85	
25	374.1	3.6	4,314	13.44	47.50	37.65	36.749	33.84	
26	369.4	3.9	4,314	13.30	47.49	37.65	36.745	33.84	
27	364.7	4.1	4,314	13.16	47.48	37.65	36.742	33.84	
28	360.2	4.4	4,314	13.01	47.48	37.64	36.739	33.84	
29	355.7	4.7	4,314	12.86	47.47	37.64	36.735	33.83	
30	351.3	5.1	4,314	12.71	47.46	37.63	36.731	33.83	
31	347.0	5.4	4,314	12.55	47.45	37.63	36.726	33.83	
32	342.7	5.8	4,314	12.39	47.44	37.63	36.722	33.82	
33	338.5	6.2	4,314	12.23	47.43	37.62	36.717	33.82	
34	334.3	6.7	4,314	12.07	47.42	37.61	36.712	33.81	
35	330.2	7.2	4,314	11.90	47.41	37.61	36.706	33.81	
36	326.1	7.7	4,314	11.73	47.40	37.60	36.700	33.81	
37	322.1	8.2	4,314	11.56	47.39	37.59	36.693	33.80	
38	318.1	8.8	4,314	11.38	47.38	37.59	36.686	33.79	
39	314.2	9.4	4,314	11.21	47.36	37.58	36.679	33.79	
40	310.3	10.1	4,314	11.03	47.35	37.57	36.671	33.78	
41	306.5	10.8	4,314	10.85	47.33	37.56	36.662	33.78	
42	302.7	11.6	4,314	10.67	47.31	37.55	36.653	33.77	
43	298.9	12.4	4,314	10.49	47.29	37.54	36.643	33.76	
44	295.2	13.3	4,314	10.30	47.27	37.53	36.633	33.75	
45	291.5	14.3	4,314	10.12	47.25	37.52	36.621	33.74	
46	287.8	15.3	4,314	9.93	47.23	37.50	36.609	33.73	
47	284.2	16.4	4,314	9.75	47.20	37.49	36.596	33.72	
48	280.6	17.6	4,314	9.56	47.17	37.48	36.582	33.71	
49	277.1	18.9	4,314	9.38	47.14	37.46	36.567	33.70	
50	273.6	20.3	4,314	9.19	47.11	37.44	36.550	33.69	

Continuación **Tabla 8.**

		Viscosidad del Petroleo Caliente/Frio		Tasa de produccion frio/ciclos				
Tiempo despues del remojo	Temperatura promedio Tavg	Viscosidad de la zona caliente	Viscosidad en la zona fria	Tasa de produccion en frio	Tasa de producción - Ciclo 1-	Tasa de producción - Ciclo 2-	Tasa de producción - Ciclo 3-	Tasa de producción - Ciclo 4-
Days	1 ST Estim. F	μ_{oh} cp	μ_{oc} cp	qoc B/D	qo1 B/D	qo2 B/D	qo3 B/D	qo4 B/D
51	270.1	21.8	4,314	9.01	47.08	37.42	36.533	33.67
52	266.6	23.4	4,314	8.82	47.04	37.40	36.514	33.66
53	263.2	25.2	4,314	8.64	47.00	37.38	36.493	33.64
54	259.8	27.0	4,314	8.45	46.96	37.36	36.471	33.62
55	256.4	29.1	4,314	8.27	46.91	37.33	36.447	33.60
56	253.1	31.3	4,314	8.09	46.86	37.30	36.422	33.58
57	249.8	33.6	4,314	7.90	46.81	37.28	36.394	33.56
58	246.5	36.2	4,314	7.72	46.75	37.24	36.364	33.54
59	243.3	38.9	4,314	7.54	46.69	37.21	36.332	33.51
60	240.1	41.9	4,314	7.36	46.63	37.17	36.297	33.48
61	236.9	45.1	4,314	7.19	46.55	37.13	36.260	33.45
62	233.7	48.6	4,314	7.01	46.48	37.09	36.220	33.42
63	230.6	52.3	4,314	6.83	46.39	37.04	36.177	33.39
64	227.5	56.4	4,314	6.66	46.31	36.99	36.130	33.35
65	224.5	60.7	4,314	6.49	46.21	36.94	36.080	33.31
66	221.5	65.4	4,314	6.32	46.11	36.88	36.026	33.27
67	218.5	70.5	4,314	6.15	46.00	36.82	35.968	33.22
68	215.6	76.0	4,314	5.99	45.88	36.75	35.906	33.17
69	212.7	81.8	4,314	5.83	45.75	36.68	35.839	33.12
70	209.9	88.1	4,314	5.67	45.62	36.61	35.767	33.06
71	207.1	94.9	4,314	5.51	45.47	36.53	35.691	33.00
72	204.4	102.2	4,314	5.35	45.32	36.44	35.610	32.93
73	201.7	110.0	4,314	5.20	45.16	36.35	35.523	32.86
74	199.1	118.3	4,314	5.05	44.98	36.25	35.430	32.79
75	196.5	127.1	4,314	4.90	44.80	36.14	35.332	32.71
76	194.0	136.6	4,314	4.75	44.61	36.03	35.229	32.63
77	191.5	146.6	4,314	4.61	44.40	35.92	35.119	32.54
78	189.1	157.2	4,314	4.46	44.19	35.79	35.004	32.45
79	186.8	168.4	4,314	4.33	43.97	35.67	34.883	32.35
80	184.5	180.3	4,314	4.19	43.73	35.53	34.756	32.25
81	182.3	192.7	4,314	4.06	43.49	35.39	34.624	32.14
82	180.1	205.8	4,314	3.92	43.24	35.24	34.486	32.03
83	178.0	219.6	4,314	3.80	42.97	35.09	34.342	31.91
84	176.0	233.9	4,314	3.67	42.70	34.93	34.193	31.79
85	174.0	248.9	4,314	3.55	42.43	34.77	34.040	31.67
86	172.1	264.4	4,314	3.43	42.14	34.60	33.881	31.54
87	170.3	280.6	4,314	3.31	41.85	34.43	33.718	31.40
88	168.5	297.3	4,314	3.20	41.55	34.25	33.551	31.27
89	166.8	314.6	4,314	3.08	41.25	34.07	33.380	31.13
90	165.2	332.4	4,314	2.98	40.94	33.89	33.206	30.99
91	163.6	350.8	4,314	2.87	40.62	33.70	33.028	30.84
92	162.0	369.7	4,314	2.77	40.31	33.51	32.847	30.69
93	160.6	389.1	4,314	2.66	39.99	33.31	32.663	30.54
94	159.1	408.9	4,314	2.57	39.66	33.11	32.477	30.39
95	157.7	429.2	4,314	2.47	39.34	32.92	32.289	30.23
96	156.4	450.0	4,314	2.38	39.01	32.72	32.099	30.08
97	155.1	471.2	4,314	2.29	38.68	32.51	31.908	29.92
98	153.9	492.8	4,314	2.20	38.36	32.31	31.715	29.76
99	152.6	514.7	4,314	2.11	38.03	32.10	31.521	29.60
100	151.5	537.1	4,314	2.03	37.70	31.90	31.326	29.44
101	150.3	559.8	4,314	1.95	37.37	31.69	31.131	29.28
102	149.3	582.9	4,314	1.87	37.04	31.49	30.934	29.11
103	148.2	606.3	4,314	1.80	36.72	31.28	30.738	28.95
104	147.2	630.0	4,314	1.72	36.39	31.07	30.542	28.79
105	146.2	654.0	4,314	1.65	36.07	30.87	30.345	28.62
106	145.2	678.3	4,314	1.58	35.75	30.66	30.149	28.46

Continuación **Tabla 8.**

		Viscosidad del Petroleo Caliente/Frio			Tasa de produccion frio/ciclos				
Tiempo despues del remojo	Temperatura promedio Tavg	Viscosidad de la zona caliente	Viscosidad en la zona fria	Tasa de produccion en frio	Tasa de produccion - Ciclo 1-	Tasa de produccion - Ciclo 2-	Tasa de produccion - Ciclo 3-	Tasa de produccion - Ciclo 4-	
Days	1 ST Estim. F	μ_{oh} cp	μ_{oc} cp	qoc B/D	qo1 B/D	qo2 B/D	qo3 B/D	qo4 B/D	
107	144.3	702.9	4,314	1.52	35.43	30.45	29.952	28.29	
108	143.4	727.8	4,314	1.45	35.11	30.25	29.757	28.13	
109	142.5	752.9	4,314	1.39	34.79	30.04	29.561	27.97	
110	141.7	778.3	4,314	1.33	34.48	29.84	29.367	27.80	
111	140.8	804.0	4,314	1.27	34.17	29.63	29.173	27.64	
112	140.0	829.8	4,314	1.22	33.86	29.43	28.980	27.48	
113	139.3	856.0	4,314	1.16	33.56	29.23	28.787	27.31	
114	138.5	882.3	4,314	1.11	33.26	29.03	28.596	27.15	
115	137.8	908.8	4,314	1.06	32.96	28.83	28.406	26.99	
116	137.0	935.6	4,314	1.01	32.66	28.63	28.216	26.83	
117	136.3	962.6	4,314	0.97	32.37	28.43	28.028	26.67	
118	135.7	989.7	4,314	0.92	32.08	28.24	27.841	26.51	
119	135.0	1,017.1	4,314	0.88	31.80	28.04	27.655	26.35	
120	134.3	1,044.6	4,314	0.84	31.51	27.85	27.470	26.20	
121	133.7	1,072.3	4,314	0.80	31.23	27.66	27.287	26.04	
122	133.1	1,100.2	4,314	0.76	30.96	27.47	27.105	25.88	
123	132.5	1,128.3	4,314	0.72	30.68	27.28	26.924	25.73	
124	131.9	1,156.6	4,314	0.69	30.41	27.09	26.744	25.57	
125	131.3	1,185.0	4,314	0.66	30.15	26.91	26.566	25.42	
126	130.8	1,213.5	4,314	0.62	29.88	26.72	26.389	25.27	
127	130.2	1,242.3	4,314	0.59	29.62	26.54	26.214	25.12	
128	129.7	1,271.2	4,314	0.56	29.36	26.36	26.039	24.97	
129	129.1	1,300.2	4,314	0.53	29.11	26.18	25.867	24.82	
130	128.6	1,329.4	4,314	0.51	28.86	26.00	25.695	24.67	
131	128.1	1,358.8	4,314	0.48	28.61	25.82	25.525	24.52	
132	127.6	1,388.3	4,314	0.46	28.36	25.65	25.357	24.38	
133	127.1	1,417.9	4,314	0.43	28.12	25.47	25.190	24.23	
134	126.7	1,447.7	4,314	0.41	27.88	25.30	25.024	24.09	
135	126.2	1,477.6	4,314	0.39	27.64	25.13	24.860	23.95	
136	125.7	1,507.6	4,314	0.37	27.41	24.96	24.697	23.80	
137	125.3	1,537.8	4,314	0.35	27.18	24.79	24.535	23.66	
138	124.8	1,568.2	4,314	0.33	26.95	24.63	24.375	23.52	
139	124.4	1,598.6	4,314	0.31	26.73	24.46	24.216	23.38	
140	124.0	1,629.2	4,314	0.30	26.50	24.30	24.059	23.25	
141	123.6	1,659.9	4,314	0.28	26.29	24.14	23.903	23.11	
142	123.2	1,690.8	4,314	0.26	26.07	23.98	23.749	22.97	
143	122.8	1,721.7	4,314	0.25	25.85	23.82	23.595	22.84	
144	122.4	1,752.8	4,314	0.24	25.64	23.66	23.444	22.71	
145	122.0	1,784.0	4,314	0.22	25.43	23.50	23.293	22.57	
146	121.6	1,815.4	4,314	0.21	25.23	23.35	23.144	22.44	
147	121.2	1,846.8	4,314	0.20	25.02	23.20	22.996	22.31	
148	120.8	1,878.4	4,314	0.19	24.82	23.04	22.850	22.18	
149	120.5	1,910.1	4,314	0.18	24.62	22.89	22.705	22.05	
150	120.1	1,941.9	4,314	0.17	24.43	22.75	22.561	21.93	
151	119.8	1,973.8	4,314	0.16	24.23	22.60	22.418	21.80	
152	119.4	2,005.9	4,314	0.15	24.04	22.45	22.277	21.67	
153	119.1	2,038.0	4,314	0.14	23.85	22.31	22.137	21.55	
154	118.7	2,070.3	4,314	0.13	23.67	22.16	21.998	21.43	
155	118.4	2,102.7	4,314	0.12	23.48	22.02	21.861	21.30	
156	118.1	2,135.1	4,314	0.11	23.30	21.88	21.724	21.18	
157	117.8	2,167.7	4,314	0.11	23.12	21.74	21.589	21.06	
158	117.4	2,200.5	4,314	0.10	22.94	21.60	21.456	20.94	
159	117.1	2,233.3	4,314	0.09	22.77	21.47	21.323	20.82	
160	116.8	2,266.2	4,314	0.09	22.59	21.33	21.192	20.70	

Continuación **Tabla 8.**

		Viscosidad del Petroleo Caliente/Frio		Tasa de produccion frio/ciclos				
Tiempo despues del remojo	Temperatura promedio Tavg	Viscosidad de la zona caliente	Viscosidad en la zona fria	Tasa de produccion en frio	Tasa de producción - Ciclo 1-	Tasa de producción - Ciclo 2-	Tasa de producción - Ciclo 3-	Tasa de producción - Ciclo 4-
Days	1 ST Estim. F	μ_{oh} cp	μ_{oc} cp	qoc B/D	qo1 B/D	qo2 B/D	qo3 B/D	qo4 B/D
161	116.5	2,299.3	4,314	0.08	22.42	21.20	21.061	20.59
162	116.2	2,332.4	4,314	0.08	22.25	21.07	20.932	20.47
163	115.9	2,365.7	4,314	0.07	22.08	20.93	20.805	20.36
164	115.6	2,399.0	4,314	0.07	21.92	20.80	20.678	20.24
165	115.3	2,432.5	4,314	0.06	21.75	20.67	20.552	20.13
166	115.0	2,466.1	4,314	0.06	21.59	20.55	20.428	20.02
167	114.8	2,499.7	4,314	0.06	21.43	20.42	20.305	19.91
168	114.5	2,533.5	4,314	0.05	21.27	20.29	20.182	19.80
169	114.2	2,567.4	4,314	0.05	21.12	20.17	20.061	19.69
170	113.9	2,601.4	4,314	0.05	20.96	20.05	19.941	19.58
171	113.7	2,635.5	4,314	0.04	20.81	19.92	19.822	19.47
172	113.4	2,669.7	4,314	0.04	20.66	19.80	19.704	19.36
173	113.1	2,704.0	4,314	0.04	20.51	19.68	19.587	19.26
174	112.9	2,738.4	4,314	0.03	20.36	19.56	19.472	19.15
175	112.6	2,772.8	4,314	0.03	20.22	19.44	19.357	19.05
176	112.4	2,807.4	4,314	0.03	20.07	19.33	19.243	18.95
177	112.1	2,842.1	4,314	0.03	19.93	19.21	19.130	18.84
178	111.9	2,876.9	4,314	0.03	19.79	19.10	19.019	18.74
179	111.6	2,911.8	4,314	0.02	19.65	18.98	18.908	18.64
180	111.4	2,946.8	4,314	0.02	19.51	18.87	18.798	18.54

Tabla 9. Continuación modelo de inyección cíclica

Tiempo despues del remojo	Perdidas de calor en el OverBurden/UnderBurden						Perdidas de calor por los fluidos						Temperatura promedo calcula Tavg	
	Perdidas de calor radial		Perdidas de calor vertical		Calor removido por petroleo y gas producido	Ps @ Tavg	Entalpia del agua @ Tavg	Calor latente de vaporización @ Tavg	Calor removido por agua/vapor producido	Tasa de remoción del calor		Tavg Calc	Toleranc e <0.2F	
	\bar{h}	x	y	vr	vz	Ho,g BTU/BL	ps psi	Hw BTU/lb	Lv BTU/lb	Hw,s BTU/BL	Hf BTU/D	δ	F	
Days	ft													
1	133.152	(2.773)	(3.716)	0.967	1.110	78,212	1,044.9	518.00	717.88	407,795	23,119,145.49	0.0037	550.0000	-
2	133.152	(2.472)	(3.415)	0.958	1.043	77,033	989.3	511.28	721.32	406,643	23,007,943.60	0.0074	543.2753	0.00
3	133.152	(2.296)	(3.239)	0.951	1.015	73,790	848.1	492.78	731.08	403,587	22,707,238.56	0.0109	524.7837	0.00
4	133.152	(2.171)	(3.114)	0.942	0.999	71,443	756.2	479.40	738.46	401,481	22,494,532.01	0.0144	511.4019	0.00
5	133.152	(2.074)	(3.017)	0.933	0.989	69,508	686.3	468.36	744.74	399,816	22,322,371.78	0.0179	500.3637	0.00
6	133.152	(1.995)	(2.938)	0.925	0.982	67,809	629.1	458.68	750.42	398,411	22,173,842.70	0.0213	490.6753	(0.00)
7	133.152	(1.928)	(2.871)	0.916	0.976	66,266	580.5	449.88	755.71	397,183	22,041,155.19	0.0247	481.8779	(0.00)
8	133.152	(1.870)	(2.813)	0.907	0.972	64,836	538	441.72	760.74	396,087	21,920,099.29	0.0281	473.7238	(0.00)
9	133.152	(1.819)	(2.762)	0.899	0.969	63,493	501	434.06	765.57	395,097	21,808,133.22	0.0314	466.0640	(0.00)
10	133.152	(1.773)	(2.716)	0.890	0.966	62,219	467	426.80	770.26	394,193	21,703,592.54	0.0348	458.8010	(0.00)
11	133.152	(1.732)	(2.675)	0.882	0.964	61,003	436	419.87	774.83	393,365	21,605,302.89	0.0381	451.8674	0.00
12	133.152	(1.694)	(2.637)	0.874	0.962	59,837	408	413.21	779.30	392,603	21,512,441.85	0.0413	445.2142	0.00
13	133.152	(1.659)	(2.602)	0.867	0.960	58,712	383	406.80	783.71	391,899	21,424,354.78	0.0446	438.8043	0.00
14	133.152	(1.627)	(2.570)	0.859	0.959	57,626	359	400.61	788.05	391,249	21,340,537.16	0.0478	432.6088	0.00
15	133.152	(1.597)	(2.540)	0.852	0.957	56,573	338	394.60	792.34	390,649	21,260,583.43	0.0511	426.6045	0.00
16	133.152	(1.569)	(2.512)	0.845	0.956	55,550	318	388.77	796.58	390,094	21,184,160.55	0.0543	420.7725	0.00
17	133.152	(1.543)	(2.486)	0.839	0.955	54,555	299	383.10	800.80	389,581	21,110,990.17	0.0575	415.0971	0.00
18	133.152	(1.518)	(2.461)	0.832	0.954	53,585	282	377.57	804.98	389,109	21,040,836.07	0.0606	409.5650	0.00
19	133.152	(1.494)	(2.437)	0.825	0.953	52,638	266	372.16	809.14	388,675	20,973,495.17	0.0638	404.1648	0.00
20	133.152	(1.472)	(2.415)	0.819	0.953	51,712	251	366.89	813.29	388,277	20,908,790.90	0.0670	398.8866	0.00
21	133.152	(1.451)	(2.394)	0.813	0.952	50,807	237	361.72	817.41	387,914	20,846,568.20	0.0701	393.7218	0.00
22	133.152	(1.431)	(2.374)	0.807	0.951	49,919	223	356.66	821.53	387,583	20,786,689.67	0.0732	388.6628	0.00
23	133.152	(1.411)	(2.354)	0.801	0.951	49,050	211	351.70	825.64	387,285	20,729,032.62	0.0763	383.7028	0.00
24	133.152	(1.393)	(2.336)	0.796	0.950	48,196	199	346.84	829.74	387,018	20,673,486.69	0.0794	378.8358	0.00
25	133.152	(1.375)	(2.318)	0.790	0.949	47,358	188	342.06	833.85	386,781	20,619,951.89	0.0825	374.0563	0.00
26	133.152	(1.358)	(2.301)	0.785	0.949	46,534	178	337.36	837.95	386,573	20,568,337.11	0.0856	369.3593	0.00
27	133.152	(1.342)	(2.285)	0.779	0.948	45,724	168	332.74	842.05	386,393	20,518,558.79	0.0887	364.7404	0.00
28	133.152	(1.326)	(2.269)	0.774	0.948	44,927	159	328.20	846.17	386,241	20,470,539.86	0.0918	360.1955	0.00
29	133.152	(1.311)	(2.254)	0.769	0.947	44,143	151	323.72	850.28	386,116	20,424,208.79	0.0948	355.7208	0.00
30	133.152	(1.296)	(2.239)	0.764	0.947	43,370	143	319.31	854.41	386,018	20,379,498.84	0.0979	351.3129	0.00
31	133.152	(1.282)	(2.225)	0.759	0.946	42,608	135	314.97	858.55	385,947	20,336,347.37	0.1009	346.9685	0.00
32	133.152	(1.268)	(2.211)	0.754	0.946	41,857	128	310.68	862.71	385,901	20,294,695.23	0.1040	342.6847	0.00
33	133.152	(1.255)	(2.198)	0.749	0.945	41,116	121	306.46	866.87	385,881	20,254,486.19	0.1070	338.4589	0.00
34	133.152	(1.242)	(2.185)	0.745	0.945	40,384	114	302.29	871.06	385,886	20,215,666.51	0.1101	334.2883	0.00
35	133.152	(1.229)	(2.172)	0.740	0.945	39,662	108	298.17	875.26	385,916	20,178,184.45	0.1131	330.1707	0.00
36	133.152	(1.217)	(2.160)	0.736	0.944	38,949	102	294.10	879.49	385,971	20,141,989.87	0.1161	326.1038	0.00
37	133.152	(1.205)	(2.148)	0.731	0.944	38,244	97	290.09	883.73	386,051	20,107,033.81	0.1191	322.0857	0.00
38	133.152	(1.193)	(2.136)	0.727	0.943	37,548	92	286.11	888.00	386,155	20,073,268.12	0.1221	318.1143	0.00
39	133.152	(1.182)	(2.125)	0.723	0.943	36,859	87	282.19	892.30	386,284	20,040,645.14	0.1251	314.1879	0.00
40	133.152	(1.171)	(2.114)	0.719	0.943	36,178	82	278.30	896.62	386,438	20,009,117.22	0.1282	310.3048	0.00

Continuación **Tabla 9.**

Tiempo despues del remojado	Perdidas de calor en el OverBurden/UnderBurden						Perdidas de calor por los fluidos							Temperatura promedio calculada Tav _g	
	Perdidas de calor radial		Perdidas de calor vertical		Calor removido por petróleo y gas producido	Ps @ Tav _g	Entalpia del agua @ Tav _g	Calor latente de vaporización @ Tav _g	Calor removido por agua/vapor producido	Tasa de remoción del calor	δ	Tav _g Calc	Tolerance <0.2F		
	h̄	x	y	vr										vz	Ho,g
Days	ft					BTU/BL	psi	BTU/lb	BTU/lb	BTU/BL	BTU/D	F			
41	133.152	(1.160)	(2.103)	0.715	0.942	35,505	78	274.46	900.97	386,615	19,978,636.48	0.1312	306.4634	0.00	
42	133.152	(1.150)	(2.093)	0.711	0.942	34,838	73	270.66	905.35	386,818	19,949,154.35	0.1342	302.6624	0.00	
43	133.152	(1.140)	(2.083)	0.707	0.942	34,178	70	266.90	909.75	387,045	19,920,621.21	0.1372	298.9002	0.00	
44	133.152	(1.130)	(2.073)	0.703	0.941	33,525	66	263.18	914.20	387,296	19,892,986.05	0.1402	295.1758	0.00	
45	133.152	(1.120)	(2.063)	0.699	0.941	32,879	62	259.49	918.67	387,572	19,866,195.98	0.1431	291.4878	0.00	
46	133.152	(1.110)	(2.053)	0.695	0.941	32,238	59	255.84	923.18	387,873	19,840,195.87	0.1461	287.8354	0.00	
47	133.152	(1.101)	(2.044)	0.692	0.940	31,604	56	252.22	927.73	388,198	19,814,927.88	0.1491	284.2174	0.00	
48	133.152	(1.092)	(2.035)	0.688	0.940	30,975	53	248.63	932.32	388,549	19,790,330.98	0.1521	280.6330	0.00	
49	133.152	(1.083)	(2.026)	0.684	0.940	30,352	50	245.08	936.94	388,925	19,766,340.50	0.1551	277.0816	(0.00)	
50	133.152	(1.074)	(2.017)	0.681	0.939	29,735	47	241.56	941.60	389,326	19,742,887.54	0.1581	273.5622	(0.00)	
51	133.152	(1.066)	(2.008)	0.677	0.939	29,123	44	238.07	946.31	389,752	19,719,898.50	0.1610	270.0745	0.00	
52	133.152	(1.057)	(2.000)	0.674	0.939	28,517	42	234.62	951.05	390,204	19,697,294.46	0.1640	266.6179	0.00	
53	133.152	(1.049)	(1.992)	0.670	0.938	27,916	39	231.19	955.84	390,682	19,674,990.60	0.1670	263.1921	0.00	
54	133.152	(1.041)	(1.984)	0.667	0.938	27,321	37	227.80	960.68	391,186	19,652,895.59	0.1699	259.7967	0.00	
55	133.152	(1.033)	(1.976)	0.664	0.938	26,731	35	224.43	965.56	391,716	19,630,910.99	0.1729	256.4316	0.00	
56	133.152	(1.025)	(1.968)	0.660	0.937	26,146	33	221.10	970.48	392,272	19,608,930.58	0.1758	253.0968	0.00	
57	133.152	(1.017)	(1.960)	0.657	0.937	25,567	31	217.79	975.44	392,854	19,586,847.26	0.1788	249.7924	0.00	
58	133.152	(1.010)	(1.953)	0.654	0.937	24,993	30	214.52	980.46	393,463	19,564,527.08	0.1817	246.5187	0.00	
59	133.152	(1.002)	(1.945)	0.651	0.936	24,424	28	211.28	985.51	394,099	19,541,842.08	0.1846	243.2759	0.00	
60	133.152	(0.995)	(1.938)	0.648	0.936	23,861	26	208.06	990.61	394,760	19,518,650.05	0.1875	240.0646	0.00	
61	133.152	(0.988)	(1.931)	0.645	0.936	23,303	25	204.89	995.75	395,448	19,494,798.73	0.1904	236.8855	0.00	
62	133.152	(0.981)	(1.924)	0.642	0.935	22,752	23	201.74	1,000.94	396,163	19,470,125.61	0.1933	233.7394	0.00	
63	133.152	(0.974)	(1.917)	0.639	0.935	22,206	22	198.63	1,006.17	396,903	19,444,457.99	0.1961	230.6272	0.00	
64	133.152	(0.967)	(1.910)	0.636	0.935	21,666	21	195.55	1,011.43	397,669	19,417,613.22	0.1990	227.5501	0.00	
65	133.152	(0.960)	(1.903)	0.633	0.935	21,133	19	192.51	1,016.73	398,461	19,389,399.30	0.2018	224.5093	0.00	
66	133.152	(0.954)	(1.897)	0.630	0.934	20,606	18	189.51	1,022.06	399,277	19,359,615.76	0.2046	221.5064	0.00	
67	133.152	(0.947)	(1.890)	0.627	0.934	20,087	17	186.54	1,027.42	400,117	19,328,054.96	0.2074	218.5428	0.00	
68	133.152	(0.941)	(1.884)	0.624	0.934	19,574	16	183.62	1,032.81	400,981	19,294,503.77	0.2101	215.6204	0.00	
69	133.152	(0.934)	(1.877)	0.621	0.933	19,069	15	180.74	1,038.22	401,867	19,258,745.78	0.2128	212.7410	0.00	
70	133.152	(0.928)	(1.871)	0.619	0.933	18,572	14	177.91	1,043.64	402,773	19,220,577.74	0.2154	209.9064	0.00	
71	133.152	(0.922)	(1.865)	0.616	0.933	18,083	14	175.12	1,049.07	403,701	19,179,763.00	0.2180	207.1188	0.00	
72	133.152	(0.916)	(1.859)	0.613	0.933	17,603	13	172.38	1,054.51	404,646	19,136,102.26	0.2206	204.3803	0.00	
73	133.152	(0.910)	(1.853)	0.611	0.932	17,132	12	169.69	1,059.95	405,609	19,089,396.27	0.2231	201.6929	0.00	
74	133.152	(0.904)	(1.847)	0.608	0.932	16,670	11	167.06	1,065.37	406,588	19,039,459.21	0.2256	199.0587	0.00	
75	133.152	(0.898)	(1.841)	0.605	0.932	16,218	11	164.48	1,070.78	407,580	18,986,122.61	0.2280	196.4797	0.00	
76	133.152	(0.892)	(1.835)	0.603	0.931	15,775	10	161.96	1,076.17	408,584	18,929,239.23	0.2304	193.9578	0.00	
77	133.152	(0.887)	(1.830)	0.600	0.931	15,343	10	159.49	1,081.53	409,597	18,868,686.56	0.2326	191.4948	0.00	
78	133.152	(0.881)	(1.824)	0.598	0.931	14,922	9	157.09	1,086.84	410,619	18,804,369.89	0.2349	189.0921	0.00	
79	133.152	(0.876)	(1.818)	0.595	0.931	14,512	9	154.75	1,092.12	411,646	18,736,224.73	0.2370	186.7511	0.00	
80	133.152	(0.870)	(1.813)	0.593	0.930	14,112	8	152.47	1,097.34	412,676	18,664,218.47	0.2391	184.4730	0.00	

Continuación **Tabla 9.**

Tiempo despues del remojó	Perdidas de calor en el OverBurden/UnderBurden						Perdidas de calor por los fluidos							Temperatura promedio calculada Tav _g	
	Perdidas de calor radial		Perdidas de calor vertical		Calor removido por petróleo y gas producido	Ps @ Tav _g	Entalpia del agua @ Tav _g	Calor latente de vaporización @ Tav _g	Calor removido por agua/vapor producido	Tasa de remoción del calor	Tav _g Calc	Tolerance <0.2F			
	h̄	x	y	vr									vz	H _{o,g} BTU/BL	H _w BTU/lb
Days	ft					psi					F				
81	133.152	(0.865)	(1.808)	0.590	0.930	13,724	8	150.26	1,102.50	413,708	18,588,351.10	0.2411	182.2584	0.00	
82	133.152	(0.859)	(1.802)	0.588	0.930	13,347	7	148.11	1,107.59	414,740	18,508,655.19	0.2430	180.1080	0.00	
83	133.152	(0.854)	(1.797)	0.585	0.929	12,981	7	146.02	1,112.61	415,769	18,425,194.79	0.2449	178.0219	0.00	
84	133.152	(0.849)	(1.792)	0.583	0.929	12,626	7	144.00	1,117.56	416,794	18,338,063.70	0.2466	176.0000	0.00	
85	133.152	(0.844)	(1.787)	0.581	0.929	12,283	6	142.04	1,122.43	417,813	18,247,383.00	0.2483	174.0421	0.00	
86	133.152	(0.839)	(1.782)	0.578	0.929	11,951	6	140.15	1,127.21	418,825	18,153,297.93	0.2500	172.1474	0.00	
87	133.152	(0.834)	(1.777)	0.576	0.928	11,629	6	138.31	1,131.91	419,828	18,055,974.50	0.2515	170.3150	0.00	
88	133.152	(0.829)	(1.772)	0.574	0.928	11,319	5	136.54	1,136.51	420,821	17,955,595.78	0.2530	168.5439	0.00	
89	133.152	(0.824)	(1.767)	0.571	0.928	11,019	5	134.83	1,141.03	421,804	17,852,358.27	0.2544	166.8327	0.00	
90	133.152	(0.819)	(1.762)	0.569	0.928	10,729	5	133.18	1,145.45	422,774	17,746,468.13	0.2557	165.1800	0.00	
91	133.152	(0.814)	(1.757)	0.567	0.927	10,449	5	131.58	1,149.78	423,731	17,638,137.84	0.2570	163.5841	0.00	
92	133.152	(0.809)	(1.752)	0.565	0.927	10,179	5	130.04	1,154.01	424,675	17,527,582.91	0.2582	162.0433	0.00	
93	133.152	(0.805)	(1.748)	0.563	0.927	9,918	4	128.56	1,158.15	425,604	17,415,019.11	0.2593	160.5558	0.00	
94	133.152	(0.800)	(1.743)	0.560	0.926	9,666	4	127.12	1,162.20	426,520	17,300,659.93	0.2604	159.1198	0.00	
95	133.152	(0.795)	(1.738)	0.558	0.926	9,423	4	125.73	1,166.16	427,421	17,184,714.52	0.2614	157.7333	0.00	
96	133.152	(0.791)	(1.734)	0.556	0.926	9,188	4	124.39	1,170.03	428,307	17,067,385.94	0.2624	156.3945	0.00	
97	133.152	(0.786)	(1.729)	0.554	0.926	8,961	4	123.10	1,173.81	429,178	16,948,869.80	0.2632	155.1014	0.00	
98	133.152	(0.782)	(1.725)	0.552	0.925	8,742	4	121.85	1,177.50	430,034	16,829,353.23	0.2641	153.8523	0.00	
99	133.152	(0.778)	(1.720)	0.550	0.925	8,531	4	120.65	1,181.11	430,876	16,709,014.09	0.2649	152.6452	0.00	
100	133.152	(0.773)	(1.716)	0.548	0.925	8,326	3	119.48	1,184.63	431,702	16,588,020.54	0.2656	151.4783	0.00	
101	133.152	(0.769)	(1.712)	0.546	0.925	8,128	3	118.35	1,188.08	432,514	16,466,530.69	0.2663	150.3499	0.00	
102	133.152	(0.765)	(1.707)	0.544	0.924	7,937	3	117.26	1,191.45	433,311	16,344,692.58	0.2669	149.2584	0.00	
103	133.152	(0.760)	(1.703)	0.542	0.924	7,751	3	116.20	1,194.74	434,095	16,222,644.20	0.2675	148.2019	0.00	
104	133.152	(0.756)	(1.699)	0.540	0.924	7,572	3	115.18	1,197.96	434,864	16,100,513.66	0.2681	147.1791	0.00	
105	133.152	(0.752)	(1.695)	0.538	0.923	7,398	3	114.19	1,201.10	435,620	15,978,419.49	0.2686	146.1883	0.00	
106	133.152	(0.748)	(1.691)	0.536	0.923	7,230	3	113.23	1,204.18	436,362	15,856,470.99	0.2691	145.2282	0.00	
107	133.152	(0.744)	(1.687)	0.534	0.923	7,067	3	112.30	1,207.19	437,091	15,734,768.56	0.2696	144.2974	0.00	
108	133.152	(0.740)	(1.683)	0.532	0.923	6,908	3	111.39	1,210.14	437,807	15,613,404.22	0.2700	143.3944	0.00	
109	133.152	(0.736)	(1.679)	0.530	0.922	6,755	3	110.52	1,213.02	438,511	15,492,461.97	0.2704	142.5182	0.00	
110	133.152	(0.732)	(1.675)	0.528	0.922	6,605	3	109.67	1,215.85	439,202	15,372,018.32	0.2707	141.6674	0.00	
111	133.152	(0.728)	(1.671)	0.526	0.922	6,461	2	108.84	1,218.62	439,882	15,252,142.68	0.2711	140.8411	0.00	
112	133.152	(0.724)	(1.667)	0.524	0.922	6,320	2	108.04	1,221.33	440,550	15,132,897.89	0.2714	140.0380	0.00	
113	133.152	(0.720)	(1.663)	0.523	0.921	6,183	2	107.26	1,223.98	441,207	15,014,340.60	0.2717	139.2572	0.00	
114	133.152	(0.716)	(1.659)	0.521	0.921	6,050	2	106.50	1,226.59	441,853	14,896,471.13	0.2719	138.4982	0.00	
115	133.152	(0.712)	(1.655)	0.519	0.921	5,920	2	105.76	1,229.14	442,488	14,779,440.92	0.2721	137.7590	0.00	
116	133.152	(0.709)	(1.652)	0.517	0.921	5,794	2	105.04	1,231.64	443,113	14,663,235.01	0.2724	137.0394	0.00	
117	133.152	(0.705)	(1.648)	0.515	0.920	5,671	2	104.34	1,234.10	443,728	14,547,889.49	0.2725	136.3384	0.00	
118	133.152	(0.701)	(1.644)	0.514	0.920	5,551	2	103.65	1,236.51	444,333	14,433,436.25	0.2727	135.6553	0.00	
119	133.152	(0.698)	(1.641)	0.512	0.920	5,434	2	102.99	1,238.87	444,929	14,319,903.29	0.2729	134.9893	0.00	
120	133.152	(0.694)	(1.637)	0.510	0.920	5,320	2	102.34	1,241.19	445,515	14,207,315.04	0.2730	134.3398	0.00	

Continuación **Tabla 9.**

Tiempo despues del remojó	Perdidas de calor en el OverBurden/UnderBurden						Perdidas de calor por los fluidos							Temperatura promedio calculada Tav _g	
	Perdidas de calor radial		Perdidas de calor vertical		Calor removido por petroleo y gas producido	Ps @ Tav _g	Entalpia del agua @ Tav _g	Calor latente de vaporización @ Tav _g	Calor removido por agua/vapor producido	Tasa de remoción del calor	Temperatura promedio calculada Tav _g	Tolerance <0.2F			
	\bar{h}	x	y	vr									vz	Ho,g	Hw
Days	ft					BTU/BL	psi	BTU/lb	BTU/lb	BTU/BL	BTU/D	F			
121	133.152	(0.690)	(1.633)	0.508	0.919	5,209	2	101.71	1,243.48	446,092	14,095,692.63	0.2731	133.7061	0.00	
122	133.152	(0.687)	(1.630)	0.507	0.919	5,101	2	101.09	1,245.72	446,661	13,985,054.17	0.2732	133.0876	0.00	
123	133.152	(0.683)	(1.626)	0.505	0.919	4,995	2	100.48	1,247.92	447,221	13,875,415.02	0.2733	132.4836	0.00	
124	133.152	(0.680)	(1.623)	0.503	0.919	4,891	2	99.89	1,250.09	447,773	13,766,787.98	0.2733	131.8936	0.00	
125	133.152	(0.676)	(1.619)	0.502	0.918	4,790	2	99.32	1,252.22	448,317	13,659,183.52	0.2734	131.3170	0.00	
126	133.152	(0.673)	(1.616)	0.500	0.918	4,692	2	98.75	1,254.31	448,854	13,552,610.02	0.2734	130.7533	0.00	
127	133.152	(0.669)	(1.612)	0.498	0.918	4,595	2	98.20	1,256.37	449,382	13,447,073.88	0.2734	130.2021	0.00	
128	133.152	(0.666)	(1.609)	0.497	0.918	4,500	2	97.66	1,258.40	449,904	13,342,579.76	0.2735	129.6628	0.00	
129	133.152	(0.663)	(1.605)	0.495	0.917	4,408	2	97.13	1,260.39	450,418	13,239,130.69	0.2735	129.1351	0.00	
130	133.152	(0.659)	(1.602)	0.493	0.917	4,317	2	96.62	1,262.36	450,925	13,136,728.24	0.2734	128.6184	0.00	
131	133.152	(0.656)	(1.599)	0.492	0.917	4,228	2	96.11	1,264.29	451,425	13,035,372.65	0.2734	128.1125	0.00	
132	133.152	(0.653)	(1.595)	0.490	0.917	4,142	2	95.62	1,266.20	451,919	12,935,062.92	0.2734	127.6168	0.00	
133	133.152	(0.649)	(1.592)	0.488	0.916	4,056	2	95.13	1,268.07	452,406	12,835,797.00	0.2733	127.1311	0.00	
134	133.152	(0.646)	(1.589)	0.487	0.916	3,973	2	94.65	1,269.92	452,888	12,737,571.80	0.2733	126.6551	0.00	
135	133.152	(0.643)	(1.586)	0.485	0.916	3,891	2	94.19	1,271.74	453,363	12,640,383.36	0.2732	126.1883	0.00	
136	133.152	(0.640)	(1.583)	0.484	0.916	3,811	1	93.73	1,273.54	453,832	12,544,226.90	0.2732	125.7304	0.00	
137	133.152	(0.636)	(1.579)	0.482	0.915	3,732	1	93.28	1,275.31	454,295	12,449,096.92	0.2731	125.2813	0.00	
138	133.152	(0.633)	(1.576)	0.481	0.915	3,655	1	92.84	1,277.06	454,753	12,354,987.24	0.2730	124.8405	0.00	
139	133.152	(0.630)	(1.573)	0.479	0.915	3,579	1	92.41	1,278.78	455,205	12,261,891.11	0.2729	124.4078	0.00	
140	133.152	(0.627)	(1.570)	0.478	0.915	3,504	1	91.98	1,280.48	455,652	12,169,801.27	0.2728	123.9829	0.00	
141	133.152	(0.624)	(1.567)	0.476	0.914	3,431	1	91.57	1,282.16	456,094	12,078,709.97	0.2727	123.5657	0.00	
142	133.152	(0.621)	(1.564)	0.475	0.914	3,359	1	91.16	1,283.82	456,530	11,988,609.06	0.2726	123.1557	0.00	
143	133.152	(0.618)	(1.561)	0.473	0.914	3,289	1	90.75	1,285.45	456,962	11,899,490.01	0.2725	122.7529	0.00	
144	133.152	(0.615)	(1.558)	0.472	0.914	3,219	1	90.36	1,287.07	457,389	11,811,343.98	0.2723	122.3570	0.00	
145	133.152	(0.612)	(1.555)	0.470	0.913	3,151	1	89.97	1,288.66	457,811	11,724,161.86	0.2722	121.9678	0.00	
146	133.152	(0.609)	(1.552)	0.469	0.913	3,084	1	89.59	1,290.23	458,228	11,637,934.26	0.2721	121.5851	0.00	
147	133.152	(0.606)	(1.549)	0.467	0.913	3,018	1	89.21	1,291.79	458,641	11,552,651.63	0.2719	121.2087	0.00	
148	133.152	(0.603)	(1.546)	0.466	0.913	2,953	1	88.84	1,293.33	459,050	11,468,304.19	0.2718	120.8383	0.00	
149	133.152	(0.600)	(1.543)	0.464	0.912	2,889	1	88.47	1,294.84	459,454	11,384,882.05	0.2716	120.4740	0.00	
150	133.152	(0.597)	(1.540)	0.463	0.912	2,826	1	88.12	1,296.34	459,854	11,302,375.18	0.2715	120.1153	0.00	
151	133.152	(0.594)	(1.537)	0.461	0.912	2,764	1	87.76	1,297.83	460,250	11,220,773.46	0.2713	119.7623	0.00	
152	133.152	(0.591)	(1.534)	0.460	0.912	2,703	1	87.41	1,299.29	460,642	11,140,066.66	0.2711	119.4147	0.00	
153	133.152	(0.588)	(1.531)	0.459	0.911	2,643	1	87.07	1,300.74	461,030	11,060,244.53	0.2710	119.0724	0.00	
154	133.152	(0.586)	(1.529)	0.457	0.911	2,584	1	86.74	1,302.18	461,414	10,981,296.77	0.2708	118.7352	0.00	
155	133.152	(0.583)	(1.526)	0.456	0.911	2,526	1	86.40	1,303.59	461,795	10,903,213.04	0.2706	118.4031	0.00	
156	133.152	(0.580)	(1.523)	0.455	0.911	2,468	1	86.08	1,305.00	462,171	10,825,982.99	0.2704	118.0758	0.00	
157	133.152	(0.577)	(1.520)	0.453	0.910	2,412	1	85.75	1,306.38	462,544	10,749,596.31	0.2702	117.7533	0.00	
158	133.152	(0.574)	(1.517)	0.452	0.910	2,356	1	85.44	1,307.76	462,914	10,674,042.66	0.2700	117.4353	0.00	
159	133.152	(0.572)	(1.515)	0.450	0.910	2,301	1	85.12	1,309.11	463,280	10,599,311.77	0.2698	117.1219	0.00	
160	133.152	(0.569)	(1.512)	0.449	0.910	2,247	1	84.81	1,310.46	463,643	10,525,393.37	0.2697	116.8128	0.00	

Continuación **Tabla 9.**

Tiempo despues del remojo	Perdidas de calor en el OverBurden/UnderBurden					Perdidas de calor por los fluidos							Temperatura promedio calculada Tavg	
	Perdidas de calor radial		Perdidas de calor vertical			Calor removido por petroleo y gas producido	Ps @ Tavg	Entalpia del agua @ Tavg	Calor latente de vaporización @ Tavg	Calor removido por agua/vapor producido	Tasa de remoción del calor		Tavg Calc	Tolerance <0.2F
	\bar{h}	x	y	vr	vz	Ho,g	ps	Hw	Lv	Hw,s	Hf	δ	F	
Days	ft					BTU/BL	psi	BTU/lb	BTU/lb	BTU/BL	BTU/D			
161	133.152	(0.566)	(1.509)	0.448	0.909	2,193	1	84.51	1,311.79	464,002	10,452,277.26	0.2695	116.5080	0.00
162	133.152	(0.564)	(1.507)	0.446	0.909	2,141	1	84.21	1,313.11	464,358	10,379,953.29	0.2692	116.2074	0.00
163	133.152	(0.561)	(1.504)	0.445	0.909	2,089	1	83.91	1,314.41	464,711	10,308,411.38	0.2690	115.9108	0.00
164	133.152	(0.558)	(1.501)	0.444	0.909	2,037	1	83.62	1,315.70	465,061	10,237,641.51	0.2688	115.6182	0.00
165	133.152	(0.556)	(1.499)	0.443	0.908	1,987	1	83.33	1,316.98	465,408	10,167,633.73	0.2686	115.3295	0.00
166	133.152	(0.553)	(1.496)	0.441	0.908	1,937	1	83.04	1,318.25	465,752	10,098,378.19	0.2684	115.0445	0.00
167	133.152	(0.550)	(1.493)	0.440	0.908	1,887	1	82.76	1,319.50	466,093	10,029,865.11	0.2682	114.7632	0.00
168	133.152	(0.548)	(1.491)	0.439	0.908	1,839	1	82.49	1,320.74	466,431	9,962,084.81	0.2680	114.4854	0.00
169	133.152	(0.545)	(1.488)	0.437	0.908	1,791	1	82.21	1,321.97	466,766	9,895,027.69	0.2678	114.2112	0.00
170	133.152	(0.543)	(1.486)	0.436	0.907	1,743	1	81.94	1,323.19	467,098	9,828,684.26	0.2675	113.9404	0.00
171	133.152	(0.540)	(1.483)	0.435	0.907	1,696	1	81.67	1,324.40	467,428	9,762,999.33	0.2673	113.6738	0.00
172	133.152	(0.538)	(1.481)	0.434	0.907	1,650	1	81.41	1,325.60	467,755	9,698,066.12	0.2671	113.4094	0.00
173	133.152	(0.535)	(1.478)	0.432	0.907	1,604	1	81.15	1,326.79	468,080	9,633,817.30	0.2669	113.1482	0.00
174	133.152	(0.533)	(1.476)	0.431	0.906	1,559	1	80.89	1,327.96	468,401	9,570,243.86	0.2666	112.8903	0.00
175	133.152	(0.530)	(1.473)	0.430	0.906	1,514	1	80.64	1,329.13	468,721	9,507,336.90	0.2664	112.6353	0.00
176	133.152	(0.528)	(1.471)	0.429	0.906	1,470	1	80.38	1,330.29	469,038	9,445,087.62	0.2662	112.3834	0.00
177	133.152	(0.525)	(1.468)	0.427	0.906	1,426	1	80.13	1,331.43	469,352	9,383,480.91	0.2659	112.1345	0.00
178	133.152	(0.523)	(1.466)	0.426	0.905	1,383	1	79.89	1,332.57	469,664	9,322,527.41	0.2657	111.8883	(0.00)
179	133.152	(0.520)	(1.463)	0.425	0.905	1,341	1	79.65	1,333.70	469,973	9,262,199.42	0.2655	111.6451	(0.00)
180	133.152	(0.518)	(1.461)	0.424	0.905	1,299	1	79.40	1,334.81	470,281	9,202,494.97	0.2652	111.4045	(0.00)

ANEXO B CÁLCULO DEL TIEMPO DE COBERTURA

Ts = 550°F

- Cálculo de la presión de saturación Ps, psia

$$\left(\frac{T_S}{115.2}\right)^{1/0.225} = \left(\frac{550^{\circ}F}{115.2}\right)^{1/0.225} = 1044.85 \text{ psi}$$

- Cálculo de la entalpía del Agua Hw, BTU/lb

$$77.036 * P_S^{0.28302} = 77.036 * (1044.85)^{0.28302} = 550.99 \frac{BTU}{lb}$$

- Cálculo de la entalpía del vapor Hs, BTU/lb

$$1119 * P_S^{0.01267} = 1119 * (1044.85)^{0.01267} = 1191.79 \text{ BTU/lb}$$

- Cálculo del calor latente de vaporización Lv, BTU/lb

$$H_S - H_W = 1191.79 - 550.99 = 640.803 \text{ BTU/lb}$$

Tasa de Inyección Ist = 1292 BBL

- Cálculo del tiempo de cobertura tc, años

$$\frac{\pi}{\alpha * 365} * \left[\frac{43560 * A * K_h * (T_S - T_R)}{5.615 * X_{st} * i_{st} * \rho_w * L_v} \right]^2 = \frac{\pi}{0.69 * 365} * \left[\frac{43560 * 5 * 28.22 * (550 - 104)}{5.615 * 0.63 * 1292 * 62.4 * 640.803} \right]^2 = 2.3 \text{ años}$$

ANEXO C CÁLCULO DE LA DISMINUCIÓN DE LA TASA DE INYECCIÓN

Arena 1

Net pay = 76 ft Área = 5 Acres BBL/acre * ft = 2

- Calcular tasa inicial de inyección de vapor i_{sti}

$$Net\ pay * A * \left(\frac{BBL}{acre} * ft\right) = 76\ ft * 5\ Acres * 2\ \frac{BBL}{Acre} * ft = 764\ BBL$$

Tiempo de cobertura 2.3 años

- Calcular Tasa de inyección de vapor para el año 2021

Año 2021 es el año No. 4 a partir del 2017, es decir es mayor al tiempo de cobertura por eso si se debe calcular la nueva tasa de inyección

$$i_{st} * \frac{2}{\pi} * Arctan * \left[\frac{t_{cobertura}}{t_n - t_{cobertura}}\right] = 764 * \frac{2}{\pi} * Arctan * \left[\frac{2.3}{4 - 2.3}\right] = 454\ BBL$$

Cuadro 43. Tasa de inyección para cada arena según su espesor

Arena	NetPay	Área del Arreglo	BBL -acre/ft	Tasa de inyección inicial
1	76	5	2.0	764
2	22	5	2.0	215
3	31	5	2.0	314
Total	129	10	6.0	1292

Cuadro 44. Disminución de la tasa de inyección por arena y por año según el tiempo de cobertura

Tiempo de cobertura	2.3 años					
	Nº año	Arena 1	Arena 2	Arena 3	Total	
Años		BBL/D	BBL/D	BBL/D	BBL/D	
2017	0	314	215	764	1,292	
2018	1	314	215	764	1,292	
2019	2	314	215	764	1,293	
2019-04	2.4	305	209	743	1,256	
2020	3	255	175	620	1,049	
2021	4	186	128	454	768	
2022	5	141	97	343	580	
2023	6	111	76	270	457	
2024	7	91	62	221	374	
2025	8	77	53	186	315	
2026	9	66	45	161	272	
2027	10	58	40	141	239	
2028	11	52	35	126	213	

Continuación Cuadro 44.

	Nº año	Arena 1	Arena 2	Arena 3	Total
Años		BBL/D	BBL/D	BBL/D	BBL/D
2029	12	46	32	113	191
2030	13	42	29	103	174
2031	14	39	27	94	160
2032	15	36	25	87	147
2033	16	33	23	81	137
2034	17	31	21	75	128
2035	18	29	20	71	120
2036	19	27	19	67	113
2037	20	26	18	63	106

ANEXO D
TABLA PARA CÁLCULO DE F1 Y F2

Cuadro 45. Cálculo de F1 y F2 a diferente tiempo adimensional

td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2
0.0001	0.000099	0.988815	0.78	0.458298	0.461742	2	0.931971	0.336204	3.22	1.304062	0.27926	4.44	1.622056	0.244416	8.3	2.436531	0.18571
0.0002	0.000198	0.98424	0.8	0.467498	0.458246	2.02	0.938683	0.334957	3.24	1.30964	0.27856	4.46	1.626939	0.243951	8.4	2.455051	0.1847
0.0003	0.000296	0.980752	0.82	0.476629	0.454839	2.04	0.94537	0.333724	3.26	1.315204	0.277865	4.48	1.631814	0.243488	8.5	2.473472	0.18371
0.0004	0.000394	0.977826	0.84	0.485692	0.451517	2.06	0.952032	0.332505	3.28	1.320755	0.277176	4.5	1.636679	0.243028	8.6	2.491794	0.18274
0.0005	0.000492	0.97526	0.86	0.49469	0.448275	2.08	0.95867	0.3313	3.3	1.326292	0.276491	4.52	1.641535	0.242571	8.8	2.528151	0.18084
0.0006	0.000589	0.97295	0.88	0.503623	0.445111	2.1	0.965284	0.330109	3.32	1.331815	0.275812	4.54	1.646382	0.242116	8.7	2.51002	0.18178
0.0007	0.000686	0.970832	0.9	0.512495	0.442021	2.12	0.971874	0.328931	3.34	1.337324	0.275138	4.56	1.651219	0.241664	8.9	2.546189	0.17991
0.0008	0.000783	0.968868	0.92	0.521305	0.439003	2.14	0.978441	0.327767	3.36	1.34282	0.274469	4.58	1.656048	0.241214	9	2.564135	0.179
0.0009	0.00088	0.967029	0.94	0.530055	0.436052	2.16	0.984985	0.326615	3.38	1.348303	0.273805	4.6	1.660868	0.240767	9.1	2.58199	0.1781
0.001	0.000977	0.965294	0.96	0.538747	0.433167	2.18	0.991506	0.325476	3.4	1.353772	0.273146	4.62	1.665679	0.240323	9.2	2.599755	0.17722
0.002	0.001935	0.951472	0.98	0.547382	0.430345	2.2	0.998004	0.324349	3.42	1.359229	0.272492	4.64	1.670481	0.239881	9.3	2.617433	0.17634
0.003	0.002881	0.941077	1	0.555961	0.427584	2.22	1.00448	0.323235	3.44	1.364672	0.271843	4.66	1.675274	0.239441	9.4	2.635025	0.17548
0.004	0.003817	0.932452	1.02	0.564486	0.42488	2.24	1.010934	0.322132	3.46	1.370102	0.271198	4.68	1.680059	0.239004	9.5	2.65253	0.17464
0.005	0.004746	0.924958	1.04	0.572957	0.422233	2.26	1.017365	0.321041	3.48	1.37552	0.270558	4.7	1.684834	0.238569	9.6	2.669952	0.1738
0.006	0.005667	0.918264	1.06	0.581376	0.41964	2.28	1.023775	0.319962	3.5	1.380925	0.269923	4.72	1.689601	0.238137	9.7	2.687291	0.17298
0.007	0.006583	0.912176	1.08	0.589743	0.417098	2.3	1.030164	0.318894	3.52	1.386317	0.269292	4.74	1.69436	0.237707	9.8	2.704548	0.17217
0.008	0.007492	0.906567	1.1	0.59806	0.414607	2.32	1.036531	0.317837	3.54	1.391696	0.268666	4.76	1.69911	0.23728	9.9	2.721725	0.17137
0.009	0.008396	0.901349	1.12	0.606327	0.412165	2.34	1.042877	0.316791	3.56	1.397064	0.268045	4.78	1.703851	0.236855	10	2.738822	0.17058
0.01	0.009295	0.896457	1.14	0.614547	0.409769	2.36	1.049203	0.315756	3.58	1.402418	0.267427	4.8	1.708584	0.236432	10.1	2.755841	0.1698
0.02	0.018056	0.85848	1.16	0.622718	0.407418	2.38	1.055508	0.314731	3.6	1.407761	0.266814	4.82	1.713308	0.236011	10.2	2.772782	0.16903
0.03	0.026498	0.831057	1.18	0.630844	0.405112	2.4	1.061792	0.313717	3.62	1.413091	0.266206	4.84	1.718024	0.235593	10.3	2.789647	0.16828

Continuación Cuadro 45.

td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2
0.04	0.034695	0.80902	1.2	0.638923	0.402847	2.42	1.068056	0.312712	3.64	1.418409	0.265601	4.86	1.722732	0.235177	10.4	2.806437	0.16753
0.05	0.04269	0.790377	1.22	0.646958	0.400624	2.44	1.074301	0.311718	3.66	1.423715	0.265001	4.88	1.727431	0.234763	10.5	2.823153	0.16679
0.06	0.05051	0.774115	1.24	0.654948	0.39844	2.46	1.080525	0.310734	3.68	1.429009	0.264405	4.9	1.732122	0.234352	10.6	2.839796	0.16606
0.07	0.058178	0.759637	1.26	0.662896	0.396295	2.48	1.08673	0.309759	3.7	1.434291	0.263813	4.92	1.736805	0.233942	10.7	2.856366	0.16535
0.08	0.065708	0.746554	1.28	0.6708	0.394187	2.5	1.092916	0.308794	3.72	1.439561	0.263225	4.94	1.74148	0.233535	10.8	2.872865	0.16464
0.09	0.073113	0.734599	1.3	0.678663	0.392115	2.52	1.099082	0.307838	3.74	1.44482	0.262641	4.96	1.746147	0.23313	10.9	2.889294	0.16394
0.1	0.080403	0.723578	1.32	0.686485	0.390078	2.54	1.105229	0.306891	3.76	1.450067	0.262061	4.98	1.750805	0.232727	11	2.905653	0.16325
0.12	0.094672	0.70379	1.34	0.694267	0.388075	2.56	1.111358	0.305953	3.78	1.455303	0.261485	5	1.755456	0.232326	11.1	2.921944	0.16257
0.14	0.10857	0.68637	1.36	0.702008	0.386105	2.58	1.117467	0.305024	3.8	1.460527	0.260913	5.1	1.778589	0.230353	11.2	2.938166	0.16189
0.16	0.122139	0.670788	1.38	0.709711	0.384167	2.6	1.123559	0.304104	3.82	1.465739	0.260345	5.2	1.801528	0.228431	11.3	2.954322	0.16123
0.18	0.135411	0.656681	1.4	0.717375	0.382261	2.62	1.129631	0.303192	3.84	1.47094	0.25978	5.3	1.824277	0.226556	11.4	2.970412	0.16057
0.2	0.148414	0.643788	1.42	0.725002	0.380384	2.64	1.135686	0.302289	3.86	1.47613	0.25922	5.4	1.846841	0.224728	11.5	2.986436	0.15992
0.22	0.16117	0.631913	1.44	0.732591	0.378537	2.66	1.141723	0.301395	3.88	1.481309	0.258663	5.5	1.869224	0.222943	11.6	3.002396	0.15928
0.24	0.173696	0.620906	1.46	0.740143	0.376719	2.68	1.147742	0.300508	3.9	1.486477	0.258109	5.6	1.891431	0.221202	11.7	3.018293	0.15865
0.26	0.186011	0.610649	1.48	0.74766	0.374929	2.7	1.153743	0.299629	3.92	1.491634	0.257559	5.7	1.913466	0.2195	11.8	3.034126	0.15802
0.28	0.198127	0.601045	1.5	0.755141	0.373166	2.72	1.159727	0.298759	3.94	1.496779	0.257013	5.8	1.935332	0.217839	11.9	3.049897	0.1574
0.3	0.210056	0.592018	1.52	0.762587	0.371429	2.74	1.165694	0.297896	3.96	1.501914	0.256471	5.9	1.957035	0.216214	12	3.065606	0.15679
0.32	0.221811	0.583504	1.54	0.769998	0.369718	2.76	1.171643	0.297041	3.98	1.507038	0.255931	6	1.978576	0.214626	12.1	3.081255	0.15619
0.34	0.2334	0.575448	1.56	0.777375	0.368032	2.78	1.177576	0.296194	4	1.512151	0.255396	6.1	1.999961	0.213073	12.2	3.096844	0.15559
0.36	0.244831	0.567805	1.58	0.784719	0.36637	2.8	1.183491	0.295354	4.02	1.517254	0.254863	6.2	2.021192	0.211554	12.3	3.112373	0.155
0.38	0.256114	0.560535	1.6	0.79203	0.364733	2.82	1.18939	0.294521	4.04	1.522346	0.254335	6.3	2.042273	0.210067	12.4	3.127844	0.15442
0.4	0.267255	0.553606	1.62	0.799309	0.363118	2.84	1.195272	0.293696	4.06	1.527427	0.253809	6.4	2.063206	0.208611	12.5	3.143257	0.15384
0.42	0.27826	0.546988	1.64	0.806555	0.361527	2.86	1.201138	0.292877	4.08	1.532498	0.253287	6.5	2.083996	0.207186	12.6	3.158612	0.15327
0.44	0.289136	0.540655	1.66	0.81377	0.359957	2.88	1.206987	0.292066	4.1	1.537559	0.252768	6.6	2.104644	0.205789	12.7	3.173911	0.1527

Continuación Cuadro 45.

td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2	td	F1	F2
0.46	0.299888	0.534585	1.68	0.820954	0.358409	2.9	1.21282	0.291262	4.12	1.542609	0.252252	6.7	2.125155	0.204421	12.8	3.189153	0.15215
0.48	0.310521	0.528758	1.7	0.828106	0.356882	2.92	1.218638	0.290465	4.14	1.547649	0.25174	6.8	2.145529	0.20308	12.9	3.20434	0.15159
0.5	0.32104	0.523157	1.72	0.835229	0.355375	2.94	1.224439	0.289674	4.16	1.552679	0.25123	6.9	2.165772	0.201765	13	3.219472	0.15105
0.52	0.331449	0.517764	1.74	0.842322	0.353889	2.96	1.230224	0.28889	4.18	1.557698	0.250724	7	2.185883	0.200476	13.1	3.234549	0.15051
0.54	0.341752	0.512567	1.76	0.849385	0.352422	2.98	1.235994	0.288112	4.2	1.562708	0.250221	7.1	2.205868	0.199212	13.2	3.249573	0.14997
0.56	0.351953	0.507552	1.78	0.856419	0.350975	3	1.241749	0.287341	4.22	1.567707	0.249721	7.2	2.225726	0.197971	13.3	3.264544	0.14944
0.58	0.362055	0.502708	1.8	0.863424	0.349546	3.02	1.247488	0.286577	4.24	1.572696	0.249224	7.3	2.245462	0.196753	13.4	3.279462	0.14892
0.6	0.372062	0.498025	1.82	0.870401	0.348136	3.04	1.253212	0.285818	4.26	1.577676	0.24873	7.4	2.265078	0.195558	13.5	3.294329	0.1484
0.62	0.381977	0.493492	1.84	0.877349	0.346743	3.06	1.258921	0.285066	4.28	1.582646	0.248239	7.5	2.284575	0.194385	13.6	3.309143	0.14789
0.64	0.391803	0.489101	1.86	0.88427	0.345368	3.08	1.264615	0.28432	4.3	1.587606	0.247751	7.6	2.303955	0.193232	13.7	3.323907	0.14739
0.66	0.401542	0.484844	1.88	0.891164	0.34401	3.1	1.270294	0.28358	4.32	1.592556	0.247266	7.7	2.323222	0.1921	13.8	3.33862	0.14688
0.68	0.411197	0.480713	1.9	0.898031	0.342669	3.12	1.275958	0.282845	4.34	1.597496	0.246784	7.8	2.342376	0.190988	13.9	3.353284	0.14639
0.7	0.420771	0.476703	1.92	0.904871	0.341345	3.14	1.281608	0.282117	4.36	1.602427	0.246305	7.9	2.36142	0.189895	14	3.367898	0.14589
0.72	0.430266	0.472806	1.94	0.911685	0.340036	3.16	1.287243	0.281394	4.38	1.607348	0.245829	9	2.380356	0.188821	14.1	3.382463	0.14541
0.74	0.439684	0.469017	1.96	0.918473	0.338744	3.18	1.292863	0.280677	4.4	1.61226	0.245355	8.1	2.399185	0.187765	14.2	3.396979	0.14493
0.76	0.449028	0.465331	1.98	0.925235	0.337466	3.2	1.29847	0.279966	4.42	1.617163	0.244884	8.2	2.417909	0.186727			

ANEXO E

CÁLCULO PASO A PASO PARA LOS MODELOS ANALÍTICOS DE INYECCIÓN CONTINUA

Cuadro 46. Modelo de Marx & Langenheim

Tiempo		Calcular	Tiempo crítico adimensional	Tiempo crítico		Tasa de inyección de calor	Tiempo adimensional			Volumen de vapor	Petróleo acumulado producido	Factor de recobro
t	F2c	F2 formula	tDc	Te		Qi	tD	F1	Es	Vs (MARX)	Np (MARX)	FR (MARX)
Años	Adimensional	Iteracion	Adimensional	Horas	Días	BTU/h	Adimensional	Adimensional	Adimensional	ft ³	BBL	Fraction
0	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0	0		-	-	0%
1	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.025478047	0.022434263	0.88	8,670,850	70,980	5%
2	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.050956094	0.042752907	0.84	16,524,011	128,883	10%
3	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.076434141	0.061890135	0.81	23,920,556	180,068	14%
4	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.101912189	0.080160522	0.79	30,982,066	226,556	17%
5	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.127390236	0.097738367	0.77	37,775,908	269,447	20%
6	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.152868263	0.11473702	0.75	44,345,893	309,435	23%
7	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.17834633	0.13123697	0.74	50,723,129	346,999	26%
8	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.203824377	0.147298688	0.72	56,930,988	382,491	29%
9	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.229302424	0.162369452	0.71	62,987,743	416,182	31%
10	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.254780472	0.178287333	0.70	68,908,108	448,286	34%
11	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.280258519	0.193283695	0.69	74,704,207	478,974	36%
12	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.305736566	0.207984861	0.68	80,386,212	508,389	38%
13	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.331214613	0.222413252	0.67	85,962,789	536,651	40%
14	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.35669266	0.236588208	0.66	91,441,414	563,861	42%
15	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.382170707	0.250526591	0.66	96,828,604	590,106	44%
16	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.407648754	0.264243236	0.65	102,130,091	615,462	46%
17	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.433126802	0.277751297	0.64	107,350,961	639,996	48%
18	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.458604849	0.291062524	0.63	112,495,754	663,764	50%
19	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.484082896	0.304187471	0.63	117,568,550	686,820	52%
20	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.509560943	0.317135678	0.62	122,573,036	709,209	53%

Cuadro 47. Modelo de Neuman

Tiempo	calcular		Tiempo crítico adimensional	Tiempo crítico		Tasa de inyección de calor	Tiempo adimensional	F1	Es	Área del vapor	Petróleo producido acumulado	Factor de recobro
	F2c	F2 formula		tDc	Tc							
t	Adimensional	Iteracion	Adimensional	Horas	Días	BTU/h	Adimensional	Adimensional	Adimensional	acres	BN	Fracción
0	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0	0			0	0%
1	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.025478047	0.022434263	0.88	3.2970565	259,833	20%
2	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.050956094	0.042752907	0.84	4.6627420	350,133	26%
3	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.076434141	0.061890135	0.81	5.7106693	413,850	31%
4	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.101912189	0.080160522	0.79	6.5941129	464,208	35%
5	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.127390236	0.097738367	0.77	7.3724424	506,247	38%
6	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.152868283	0.11473702	0.75	8.0761060	542,513	41%
7	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.17834633	0.13123697	0.74	8.7231914	574,499	43%
8	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.203824377	0.147298688	0.72	9.3254839	603,165	45%
9	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.229302424	0.162969452	0.71	9.8911694	629,169	47%
10	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.254780472	0.178287333	0.70	10.4262080	652,984	49%
11	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.280258519	0.193283695	0.69	10.9350932	674,965	51%
12	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.305736566	0.207984861	0.68	11.4213386	695,382	52%
13	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.331214613	0.222413252	0.67	11.8877061	714,449	54%
14	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.35669266	0.236588208	0.66	12.3364556	732,337	55%
15	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.382170707	0.250526591	0.66	12.7694447	749,187	56%
16	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.407648754	0.264243236	0.65	13.1882258	765,114	58%
17	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.433126802	0.277751297	0.64	13.5941120	780,214	59%
18	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.458604849	0.291062524	0.63	13.9882259	794,570	60%
19	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.484062896	0.304187471	0.63	14.3715359	808,252	61%
20	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.509560943	0.317135678	0.62	14.7448847	821,320	62%

Cuadro 48. Modelo de Mandl & Volek

Tiempo	calcular		Tiempo crítico adimensional	Tiempo crítico		Tasa de inyección de calor	Tiempo adimensional	F1	F2	F3	Es	Volumen del vapor	Petróleo producido acumulado	Factor de recobro
	F2c	F2 formula		tDc	Tc									
t	Adimensional	Iteracion	Adimensional	Horas	Días	BTU/h	Adimensional	Adimensional	Adimensional	Adimensional	Adimensional	r'3	BN	Fracción
0	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0	0	1	0		-	-	0%
1	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.025478047	0.022434263	0.84260462	#NUM!	0.88	8,670,850	70,980	5%
2	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.050956094	0.042752907	0.78873072	#NUM!	0.84	16,524,011	128,889	10%
3	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.076434141	0.061890135	0.75107815	#NUM!	0.81	23,320,556	180,068	14%
4	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.101912189	0.080160522	0.7215647	#NUM!	0.79	30,382,066	226,556	17%
5	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.127390236	0.097738367	0.697110261	#NUM!	0.77	37,775,908	269,447	20%
6	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.152868283	0.11473702	0.676158643	#NUM!	0.75	44,345,893	309,435	23%
7	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.17834633	0.13123697	0.657798469	#NUM!	0.74	50,723,129	346,999	26%
8	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.203824377	0.147298688	0.641444008	#NUM!	0.72	56,930,988	382,491	29%
9	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.229302424	0.162969452	0.626693768	#NUM!	0.71	62,987,743	416,182	31%
10	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.254780472	0.178287333	0.613259166	#NUM!	0.70	68,908,108	448,286	34%
11	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.280258519	0.193283695	0.600925062	#NUM!	0.69	74,704,207	478,974	36%
12	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.305736566	0.207984861	0.589526344	#NUM!	0.68	80,386,212	508,389	38%
13	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.331214613	0.222413252	0.578933271	#NUM!	0.67	85,962,789	536,851	40%
14	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.35669266	0.236588208	0.569041871	#NUM!	0.66	91,441,414	563,861	42%
15	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.382170707	0.250526591	0.559767434	#NUM!	0.66	96,828,604	590,106	44%
16	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.407648754	0.264243236	0.551039955	#NUM!	0.65	102,130,091	616,462	46%
17	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.433126802	0.277751297	0.542808868	#NUM!	0.64	107,350,961	639,996	48%
18	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.458604849	0.291062524	0.535000648	0.298722053	0.63	115,456,164	661,232	51%
19	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.484062896	0.304187471	0.527597014	0.311431768	0.63	120,368,473	703,177	53%
20	0.542204096	0.5424826	0.434139972	149,268	6,220	16,615,478	0.509560943	0.317135678	0.520553567	0.323726936	0.62	125,120,599	723,949	55%

Cuadro 50. Modelo de Jones

Tiempo	Tasa de inyección	tD	F1	Es	Fos	Inyección acumulada de vapor	Petróleo acumulado producido	Tasa de petróleo producido	Área de la zona de vapor	AcD	YpD	VoD	Factor de captura	Tasa de petróleo	Petróleo acumulado producido	Factor de recobro
Años	(B/D-CWE)	Adimensional	Adimensional	Fracción		B-CWE	BBL	BBL/D	Acre					BBL/D	BBL	%
0	0	0.00000	0.0000													
1	1292	0.01052	0.0098	0.9278	0.179389	471,580	82,476	218.34	0.61	0.04	1.00	0.960196	0.0352	7.7	1,124	0.08%
2	1292	0.02103	0.0189	0.9006	0.174123	943,160	160,109	208.69	1.18	0.14	1.00	0.921159	0.1271	26.5	7,440	0.56%
3	1292	0.03155	0.0278	0.8806	0.170267	1,414,740	234,845	201.80	1.74	0.30	1.00	0.881948	0.2618	52.8	22,221	1.67%
4	1292	0.04206	0.0364	0.8644	0.167133	1,886,320	307,364	196.29	2.27	0.51	1.00	0.842156	0.4282	84.1	47,658	3.59%
5	1292	0.05258	0.0447	0.8506	0.164458	2,357,900	378,054	191.64	2.79	0.77	1.00	0.801469	0.6166	118.2	85,126	6.41%
6	1292	0.06309	0.0529	0.8384	0.162104	2,829,480	447,173	187.59	3.31	1.00	1.00	0.759582	0.7596	142.5	134,687	10.14%
7	1292	0.07361	0.0609	0.8275	0.159993	3,301,060	514,908	183.99	3.81	1.00	1.00	0.716160	0.7162	131.8	184,534	13.89%
8	1292	0.08412	0.0688	0.8176	0.158073	3,772,640	581,403	180.74	4.30	1.00	1.00	0.670806	0.6708	121.2	230,513	17.35%
9	1292	0.09464	0.0765	0.8084	0.156307	4,244,220	646,771	177.78	4.78	1.00	1.00	0.623010	0.6230	110.8	272,662	20.53%
10	1292	0.10516	0.0841	0.8000	0.154669	4,715,800	711,104	175.05	5.26	1.00	1.00	0.572084	0.5721	100.1	310,964	23.41%
11	1292	0.11567	0.0916	0.7920	0.153140	5,187,380	774,482	172.51	5.73	1.00	1.00	0.517033	0.5170	89.2	345,332	26.00%
12	1292	0.12619	0.0990	0.7846	0.151705	5,658,960	836,371	170.15	6.19	1.00	1.00	0.456298	0.4563	77.6	375,592	28.28%
13	1292	0.13670	0.1063	0.7776	0.150351	6,130,540	898,626	167.93	6.64	1.00	1.00	0.387144	0.3871	65.0	401,438	30.22%
14	1292	0.14722	0.1135	0.7710	0.149069	6,602,120	959,499	165.85	7.09	1.00	1.00	0.303798	0.3038	50.4	422,315	31.79%
15	1292	0.15773	0.1206	0.7647	0.147850	7,073,700	1,019,633	163.87	7.54	1.00	1.00	0.188163	0.1882	30.8	437,029	32.90%
16	1292	0.16825	0.1276	0.7587	0.146689	7,545,280	1,079,068	162.00	7.98	1.00	1.00	0.000000	0.0000	0.0	441,213	33.22%
17	1292	0.17877	0.1346	0.7529	0.145580	8,016,860	1,137,838	160.22	8.41	1.00	1.00	0.000000	0.0000	0.0	441,213	33.22%
18	1292	0.18928	0.1415	0.7474	0.144517	8,488,440	1,195,975	158.52	8.84	1.00	1.00	0.000000	0.0000	0.0	441,213	33.22%
19	1292	0.19980	0.1483	0.7422	0.143497	8,960,020	1,253,508	156.90	9.27	1.00	1.00	0.000000	0.0000	0.0	441,213	33.22%
20	1292	0.21031	0.1550	0.7371	0.142516	9,431,600	1,310,462	155.35	9.69	1.00	1.00	0.000000	0.0000	0.0	441,213	33.22%

Cuadro 49. Modelo de Closmann

Tiempo	Tiempo desde la cobertura	Estimado inicial					REFINED ESTIMATED			FINAL					
		a	z	Tasa de producción de petróleo	Acumulado de petróleo	He	a	z	Tasa de producción de petróleo	Tasa de producción de petróleo	Acumulado de petróleo	He	Acumulado de petróleo	Np (Closmann)	Factor de recobro (%OIP)
Años	Días	Adimensional	Adimensional	BBL/D	MBSL	(ft)	Adimensional	Adimensional	BBL/D	BBL/D	MBSL	ft	MBSL	BBL	
0	0	0.00	0.00	2.7	0.0	221.0	0.00	0.00	2.7	2.7	0.0	221.0	0.0	0.0	0.0
1	0	0.00	34.44	2.7	1.0	220.6	0.00	34.42	2.7	2.7	1.0	220.6	1.0	965	0.1%
2	0	0.00	34.42	34.8	12.4	215.9	0.00	34.10	34.5	34.7	12.3	215.9	13.3	13,305	1%
3	256	0.00	34.10	138.3	49.2	197.1	0.00	32.68	132.6	135.5	48.2	197.5	61.5	61,505	5%
4	621	0.00	32.72	145.1	51.6	177.8	0.00	30.92	137.1	141.1	50.2	178.4	111.7	111,707	8%
5	986	0.00	30.97	152.1	54.1	157.7	0.00	28.70	140.9	146.5	52.1	158.4	163.8	163,842	12%
6	1351	0.00	28.79	159.1	56.6	136.8	0.00	25.92	143.3	151.2	53.8	137.9	217.7	217,651	16%
7	1716	0.00	26.08	165.6	58.9	115.4	0.00	22.50	142.9	154.3	54.9	116.9	272.5	272,548	21%
8	2081	0.00	22.77	170.5	60.7	93.8	0.00	18.40	137.8	154.2	54.9	96.0	327.4	327,411	25%
9	2446	0.00	18.85	172.0	61.2	72.6	0.00	13.75	125.5	148.7	52.9	75.8	380.3	380,344	29%
10	2811	0.00	14.49	167.4	59.6	53.0	0.01	9.00	104.1	135.7	48.3	57.3	428.6	428,644	32%
11	3176	0.01	10.07	153.8	54.7	36.4	0.03	4.94	75.4	114.6	40.8	41.8	469.4	469,430	35%
12	3541	0.02	6.22	130.3	46.4	24.1	0.12	2.25	47.2	88.8	31.6	29.7	501.0	501,025	38%
13	3906	0.06	3.41	100.5	35.8	16.1	0.40	0.93	27.4	63.9	22.7	21.0	523.8	523,774	39%
14	4271	0.18	1.70	70.7	25.2	11.4	1.10	0.40	16.7	43.7	15.6	15.1	539.3	539,328	41%
15	4636	0.48	0.80	46.5	16.6	8.8	2.43	0.20	11.4	29.0	10.3	11.2	549.6	549,639	41%
16	5001	1.18	0.38	29.6	10.5	7.1	4.52	0.11	8.6	19.1	6.8	8.6	556.4	556,428	42%
17	5366	2.61	0.18	18.8	6.7	6.0	7.59	0.06	6.6	12.7	4.5	6.8	561.0	560,965	42%
18	5731	5.15	0.10	12.3	4.4	5.2	11.96	0.04	5.2	8.8	3.1	5.6	564.1	564,079	42%
19	6096	9.14	0.05	8.3	3.0	4.5	17.91	0.03	4.1	6.2	2.2	4.8	566.3	566,288	43%
20	6461	14.86	0.03	5.9	2.1	4.0	25.85	0.02	3.2	4.5	1.6	4.2	567.9	567,906	43%

ANEXO F
FACTOR DE RECOBRO DE LOS MODELOS ANALÍTICOS SIENDO ÉSTE
MAYOR AL 100%

Tabla 10. Factor de recobro de los modelos analíticos siendo éste mayor al 100%

Tiempo	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro
t	FR	FR	FR
Años	(MARX)	(MANDL)	(NEUMAN)
	Fracción	Fracción	Fracción
0	0%	0%	0%
1	19%	19%	44%
2	32%	32%	57%
3	44%	44%	66%
4	53%	53%	73%
5	62%	62%	79%
6	70%	72%	84%
7	77%	78%	88%
8	83%	84%	92%
9	89%	89%	95%
10	95%	94%	98%
11	100%	98%	101%
12	105%	102%	103%
13	110%	106%	106%
14	115%	109%	108%
15	119%	113%	110%
16	123%	116%	112%
17	127%	118%	113%
18	131%	121%	115%
19	134%	124%	117%
20	138%	126%	118%

ANEXO G
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ACUMULADO CON RESPECTO AL TIEMPO DE
LOS MODELOS DE INYECCIÓN CONTINUA

Tabla 11. Producción de petróleo acumulado con respecto al tiempo de los modelos de inyección continua

Tiempo	Petróleo producido	Petróleo producido	Petróleo producido	Petróleo producido	Petróleo producido
t	Np (MARX)	Np (MANDL)	Np (NEUMAN)	Np (CLOSMANN)	Np (Jones)
Años	BBL	BBL	BBL	BBL	BBL
0	0	0	0	0	0
1	70,980	70,980	259,833	965	965
2	128,889	128,889	350,133	13,305	13,305
3	180,068	180,068	413,850	61,505	61,505
4	226,556	226,556	464,208	111,707	111,707
5	269,447	269,447	506,247	163,842	163,842
6	309,435	309,435	542,513	217,651	217,651
7	346,999	346,999	574,499	272,548	272,548
8	382,491	382,491	603,165	327,411	327,411
9	416,182	416,182	629,169	380,344	380,344
10	448,286	448,286	652,984	428,644	428,644
11	478,974	478,974	674,965	469,430	469,430
12	508,389	508,389	695,382	501,025	501,025
13	536,651	536,651	714,449	523,774	523,774
14	563,861	563,861	732,337	539,328	539,328
15	590,106	590,106	749,187	549,639	549,639
16	615,462	615,462	765,114	556,428	556,428
17	639,996	639,996	780,214	560,965	560,965
18	663,764	681,232	794,570	564,079	564,079
19	686,820	703,177	808,252	566,288	566,288
20	709,209	723,949	821,320	567,906	567,906

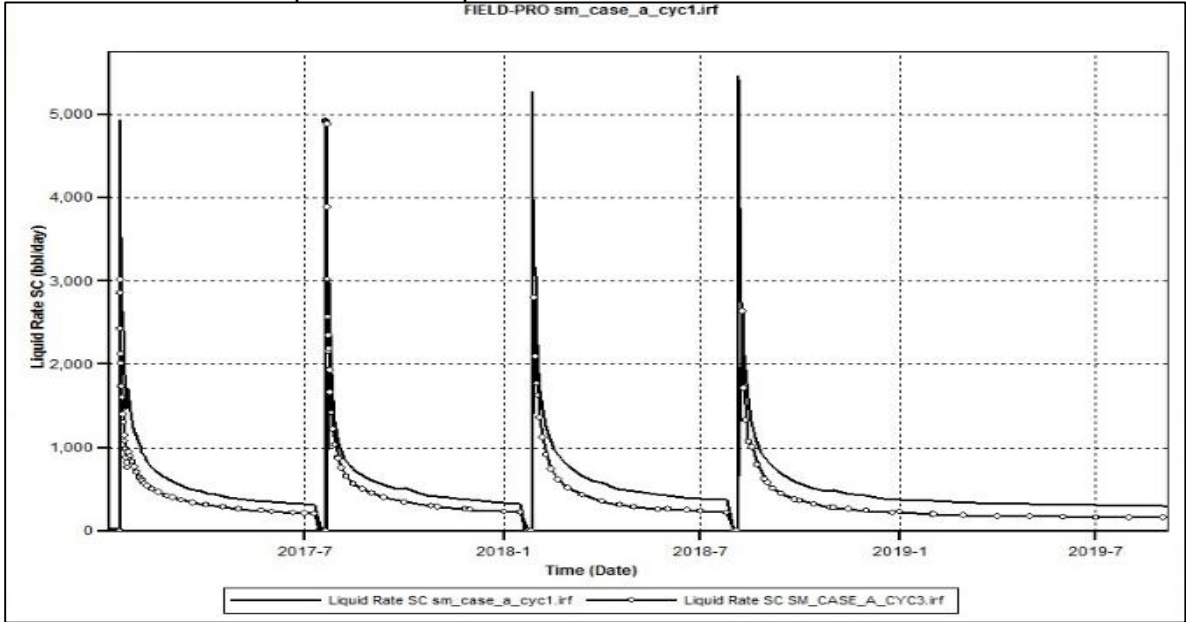
ANEXO H
FACTOR DE RECObRO DE LOS DISTINTOS MODELOS ANALÍTICOS PARA
INYECCIÓN CONTINUA CON RESPECTO AL TIEMPO

Tabla 12. Factor de recobro de los distintos modelos analíticos para inyección continua con respecto al tiempo

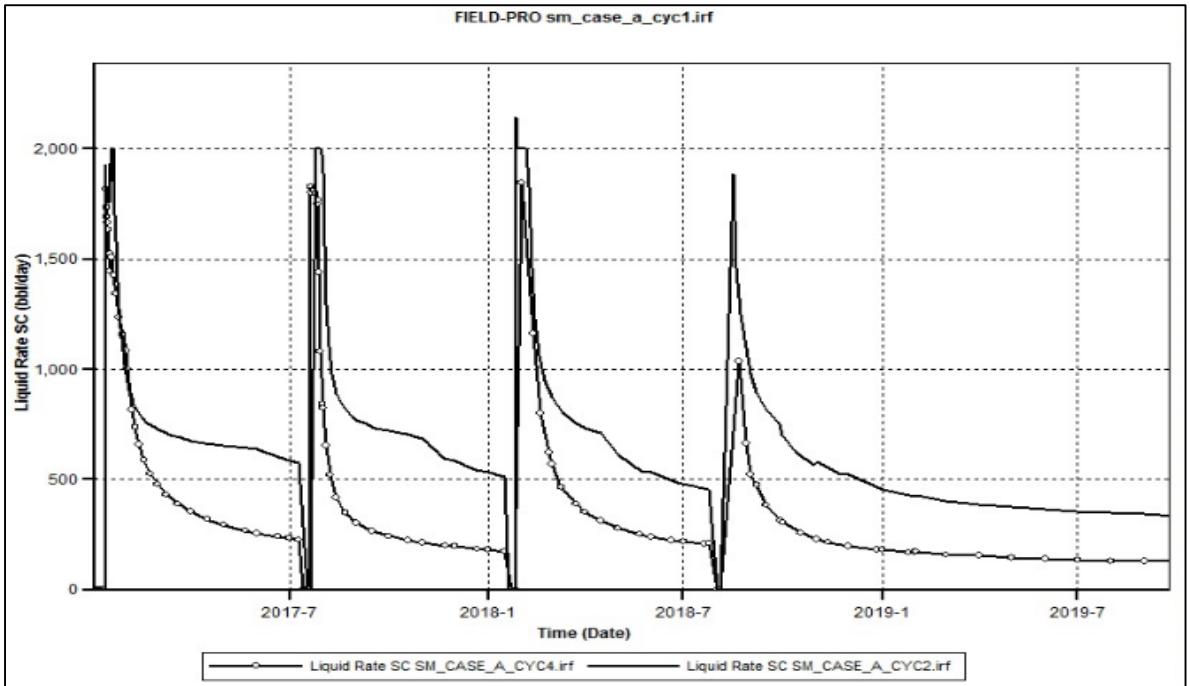
Tiempo	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro	Factor de recobro
t	FR (MARX)	FR (MANDL)	FR (NEUMAN)	FR (CLOSMANN)	FR (CLOSMANN)
Años	Fracción	Fracción	Fracción	Fracción	Fracción
0	0%	0%	0%	0%	0%
1	5%	5%	20%	0.07%	0%
2	10%	10%	26%	1%	0.56%
3	14%	14%	31%	4.63%	2%
4	17%	17%	35%	8%	4%
5	20%	20%	38%	12%	6%
6	23%	23%	41%	16%	10%
7	26%	26%	43%	21%	14%
8	29%	29%	45%	25%	17%
9	31%	31%	47%	29%	21%
10	34%	34%	49%	32%	23%
11	36%	36%	51%	35%	26%
12	38%	38%	52%	38%	28%
13	40%	40%	54%	39%	30%
14	42%	42%	55%	41%	32%
15	44%	44%	56%	41%	33%
16	46%	46%	58%	42%	33%
17	48%	48%	59%	42%	33%
18	50%	51%	60%	42%	33%
19	52%	53%	61%	43%	33%
20	53%	55%	62%	43%	33%

ANEXO I TASA DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS VS. TIEMPO

Gráfica 38. Tasa de producción de líquidos vs. tiempo para la inyección cíclica para los casos de 1500 BBL/D pero distinta presión de inicialización

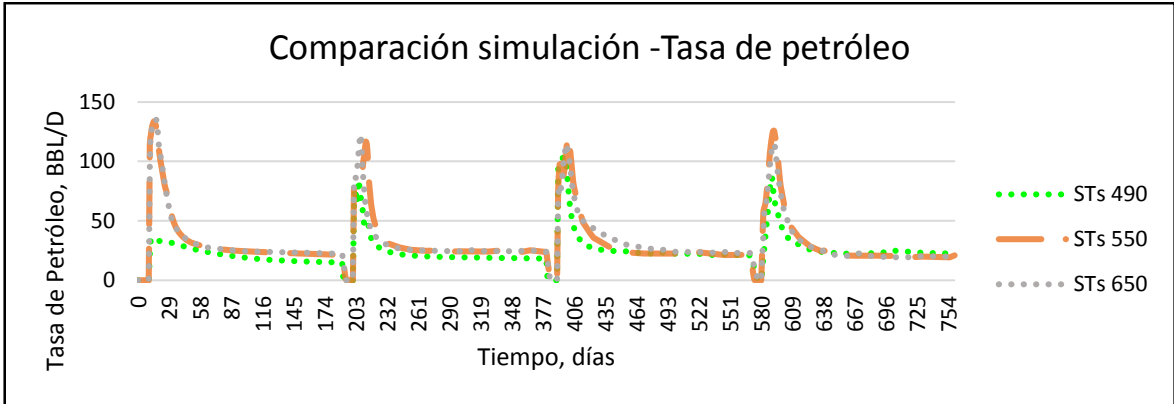


Gráfica 39. Tasa de producción de líquidos vs. tiempo para la inyección cíclica para los casos de 1500 BBL/D pero distinta presión de inicialización

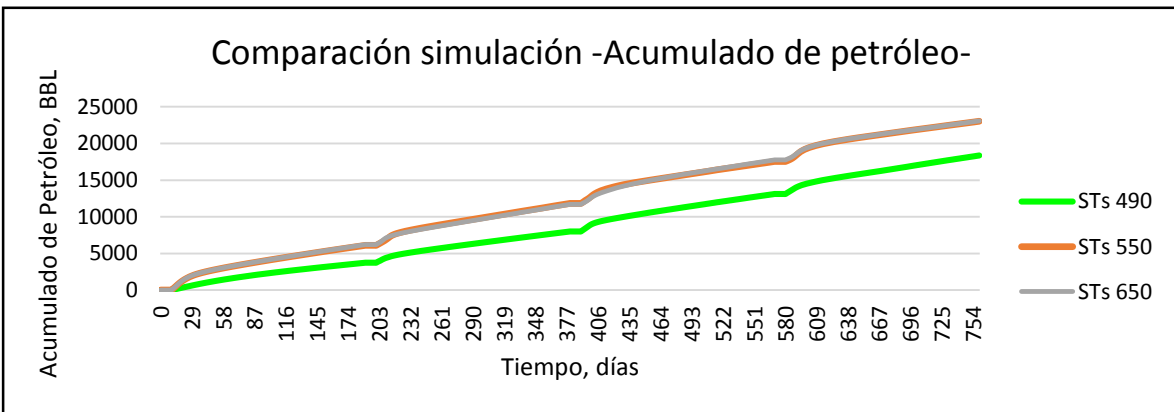


ANEXO J ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TEMPERATURA PARA EL MODELO DE INYECCIÓN CÍCLICA CON P DE 600 psi

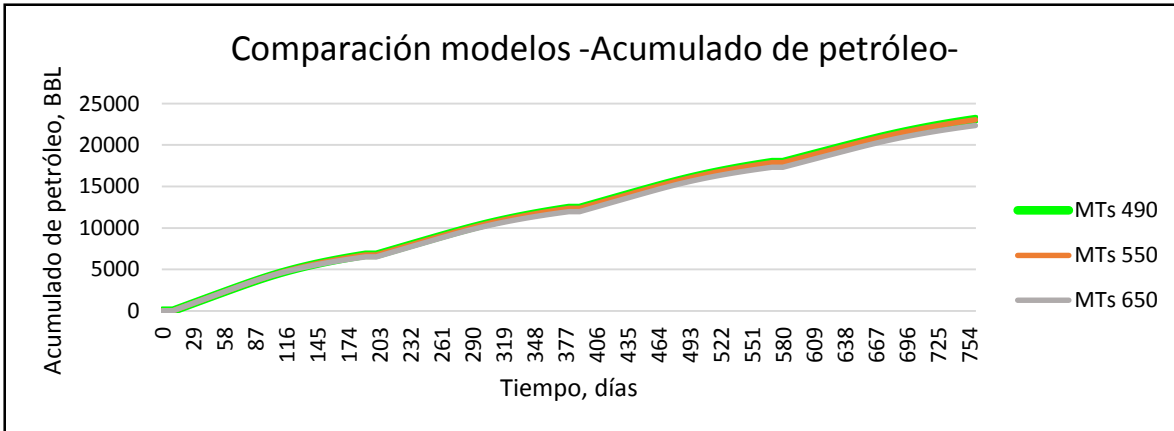
Gráfica 40. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones



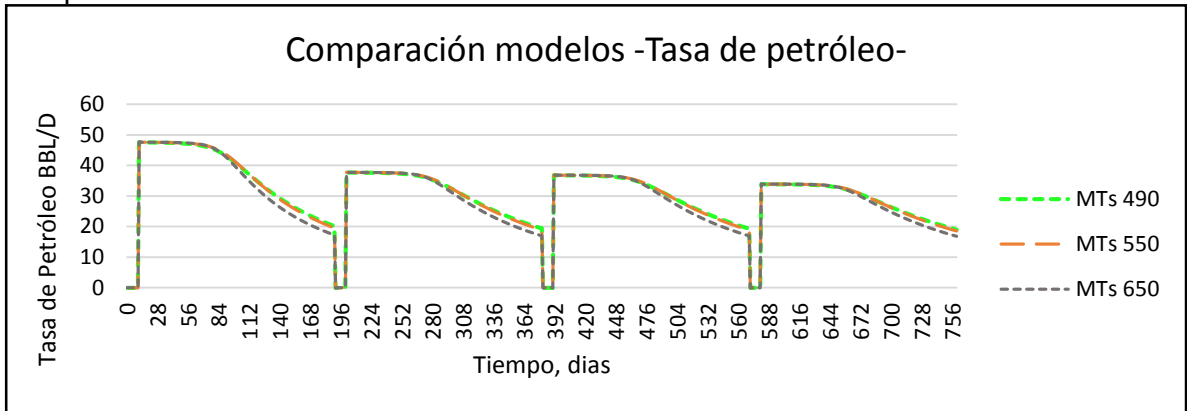
Gráfica 41. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico



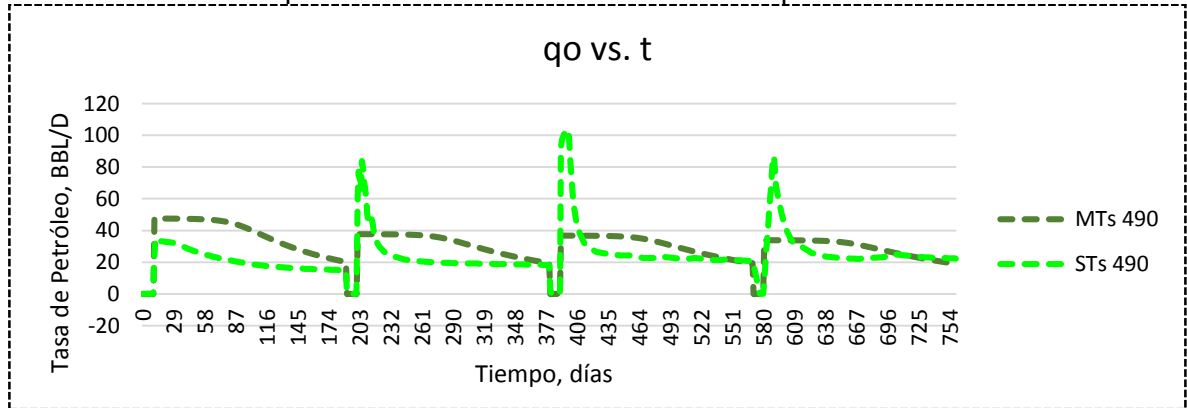
Gráfica 42. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones



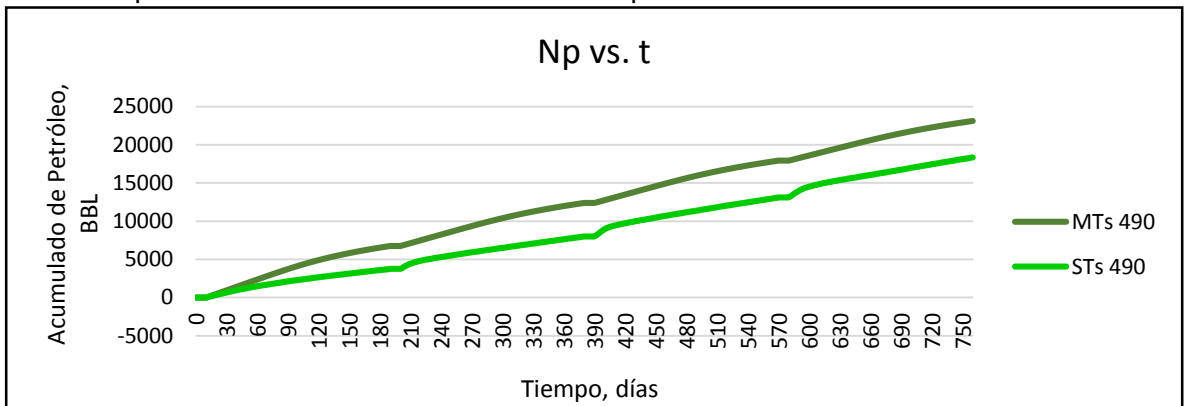
Gráfica 43. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico



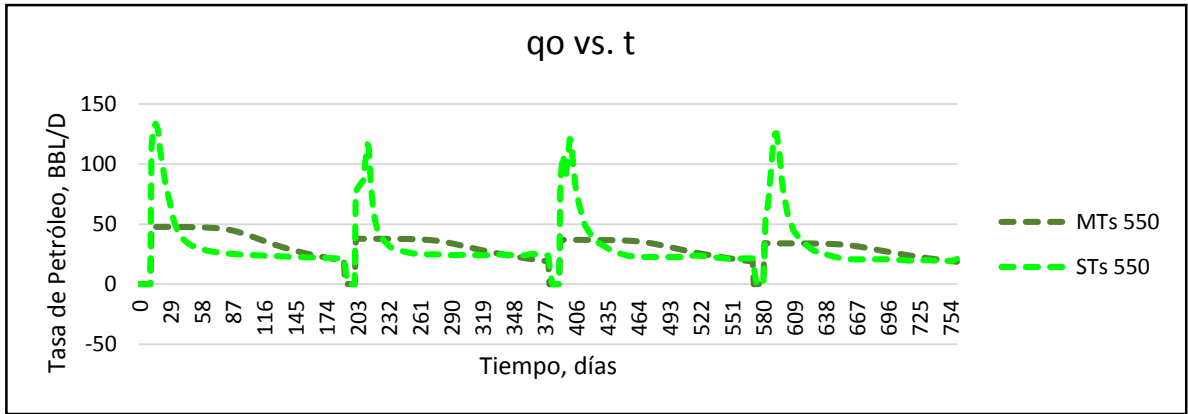
Gráfica 44. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 490 °F



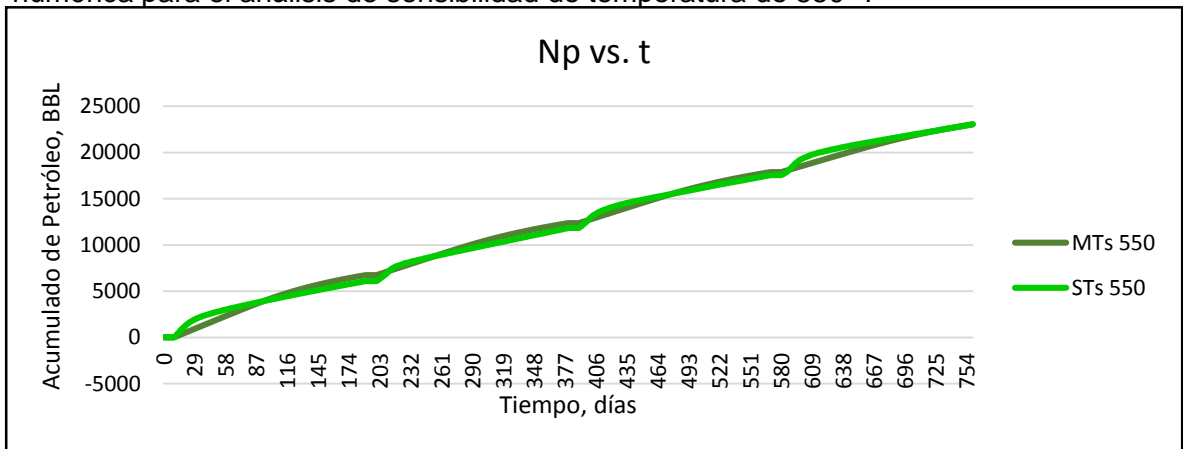
Gráfica 45. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 490 °F



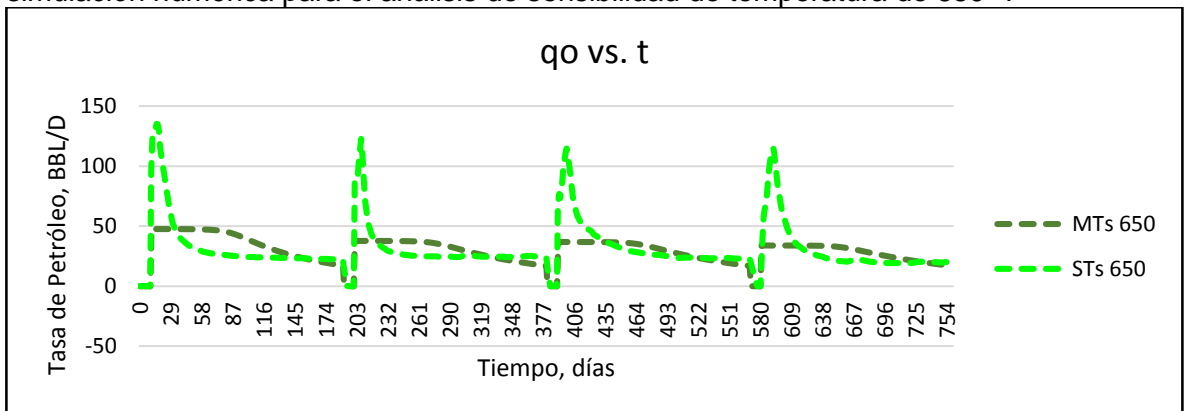
Gráfica 46. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F



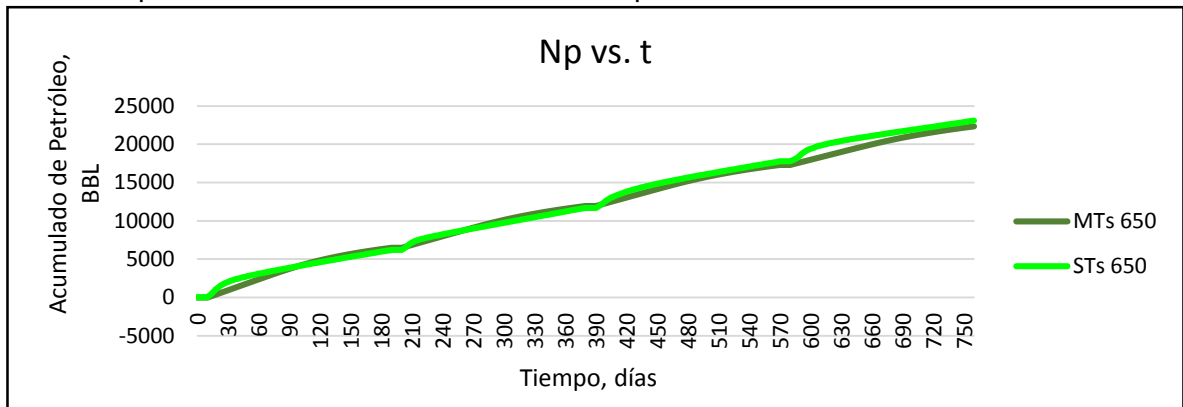
Gráfica 47. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F



Gráfica 48. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F



Gráfica 49. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F

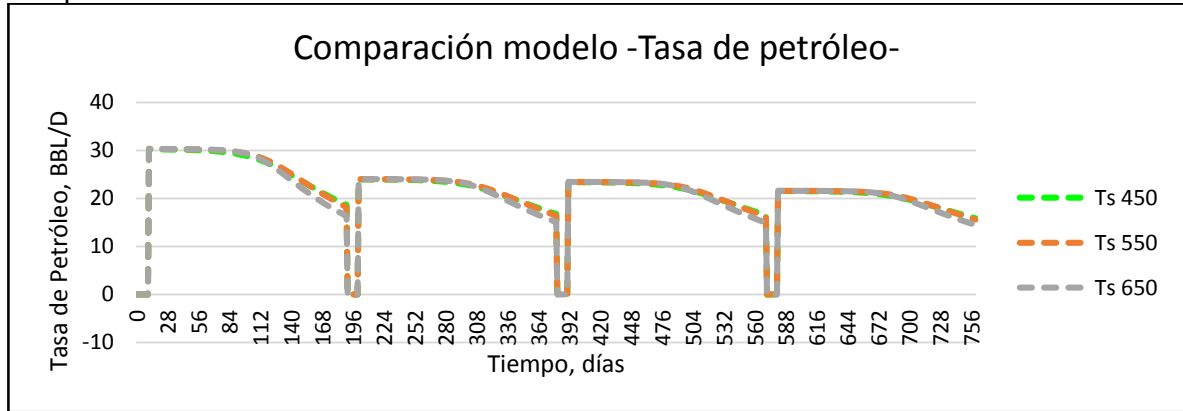


Cuadro 51. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de temperatura a presión de 600 psi

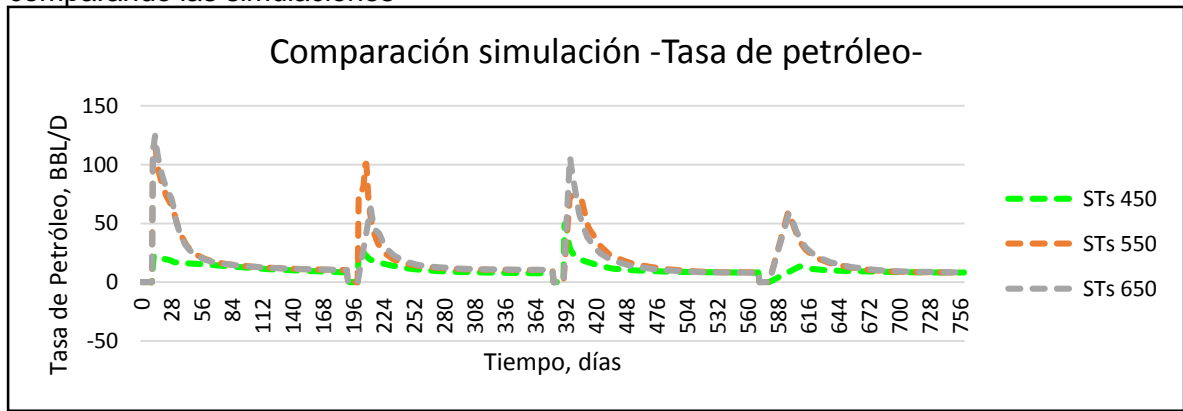
Presión psi	Temperatura °F	Error	
		Tasa de producción	Acumulado de Petróleo
600	490	44%	49%
	550	30%	7.17%
	650	28%	7.01%

ANEXO K ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE TEMPERATURA PARA EL MODELO DE INYECCIÓN CÍCLICA CON P DE 400 psi

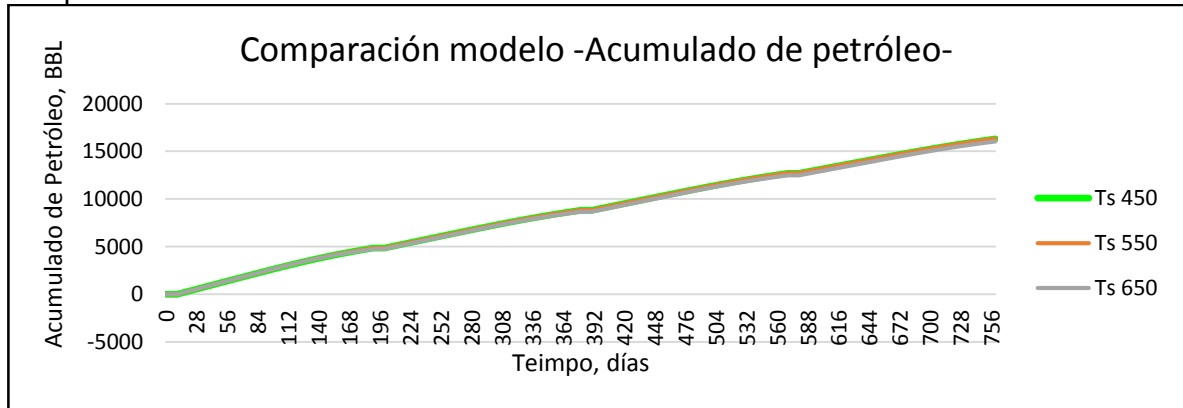
Gráfica 50. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico



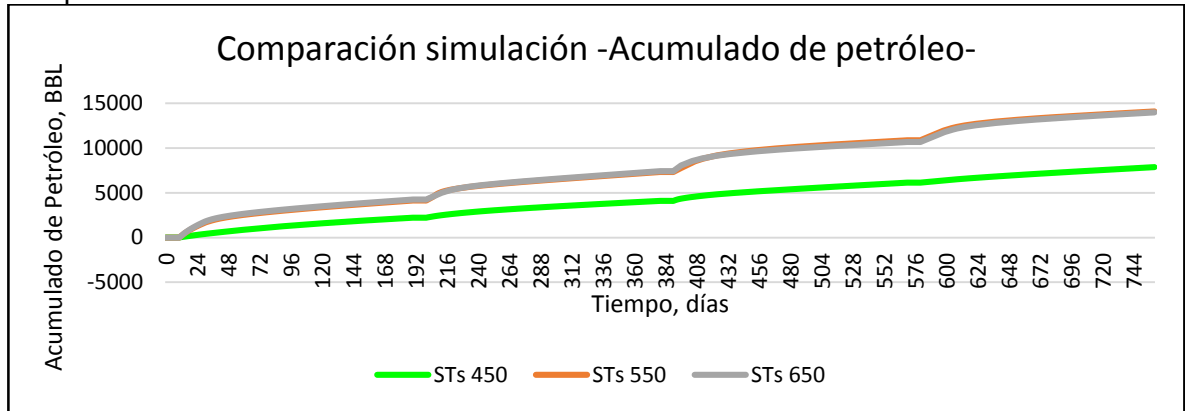
Gráfica 51. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones



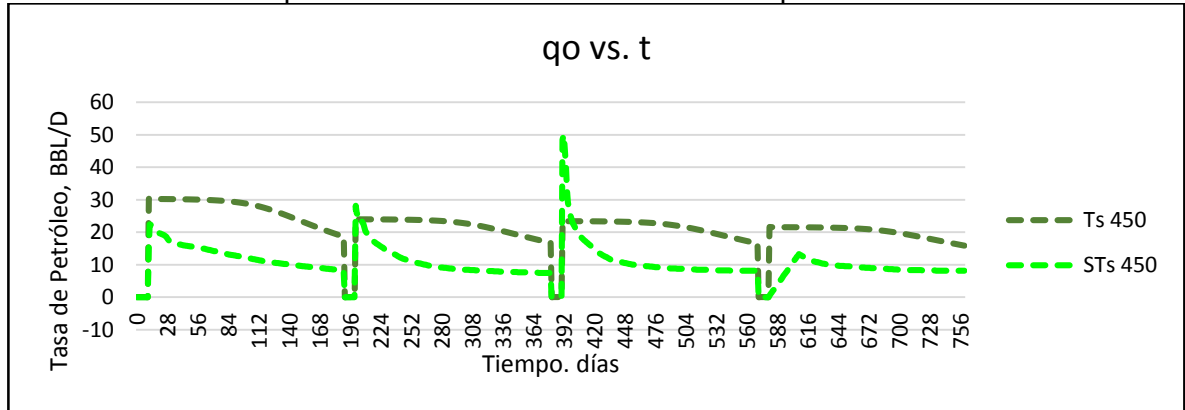
Gráfica 52. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando el modelo analítico



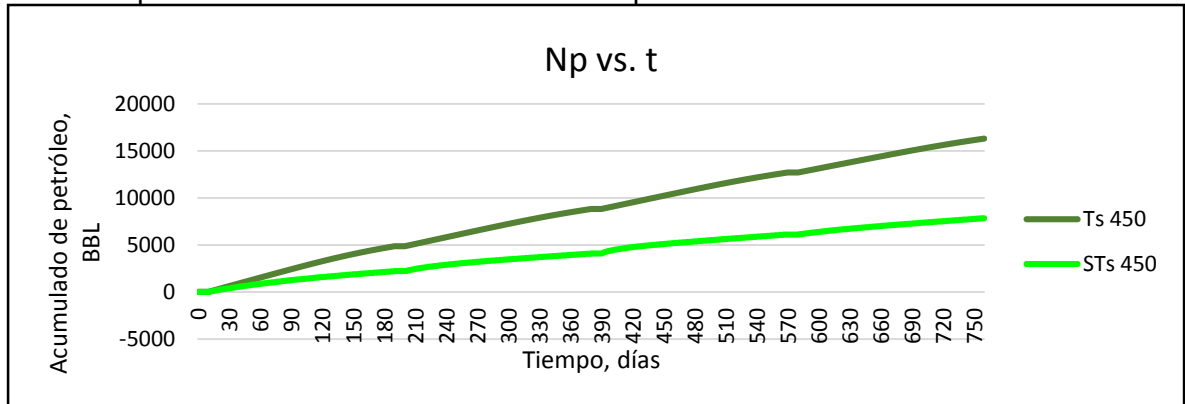
Gráfica 53. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de temperatura comparando las simulaciones



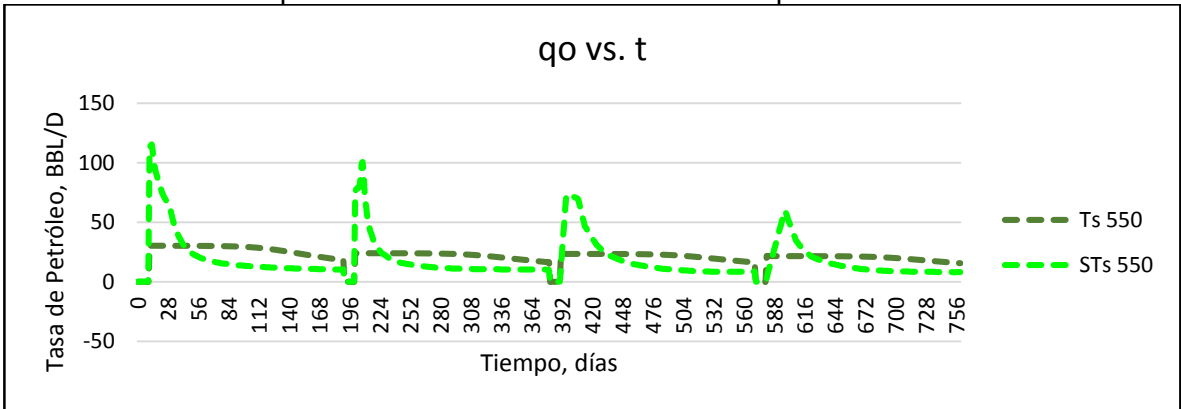
Gráfica 54. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 450 °F



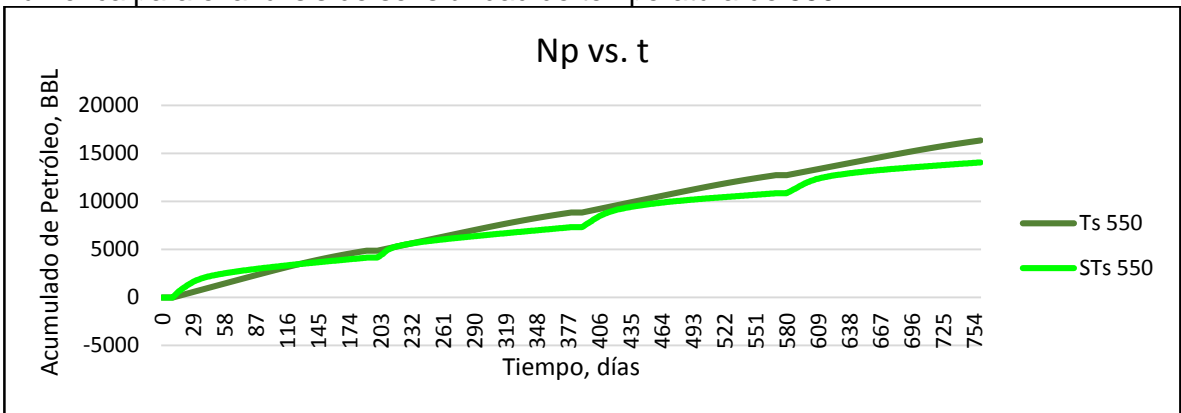
Gráfica 55. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 450 °F



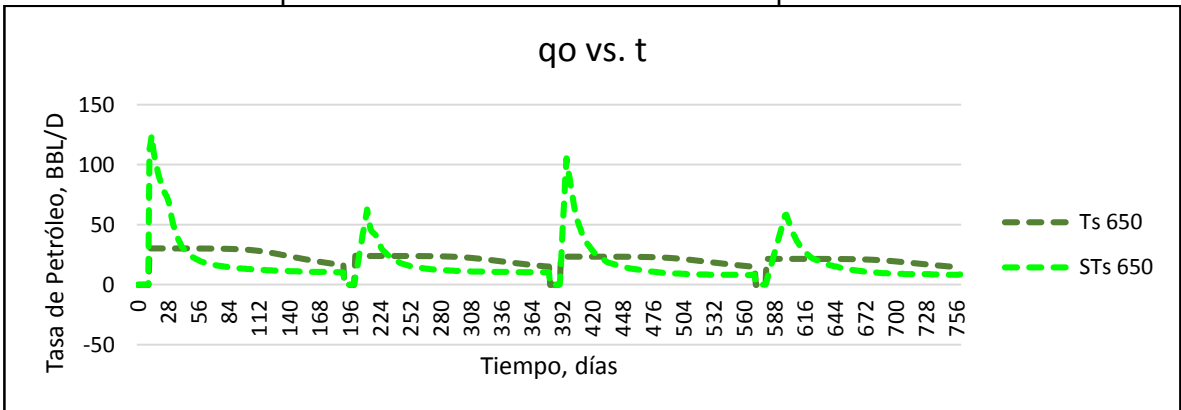
Gráfica 56. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F



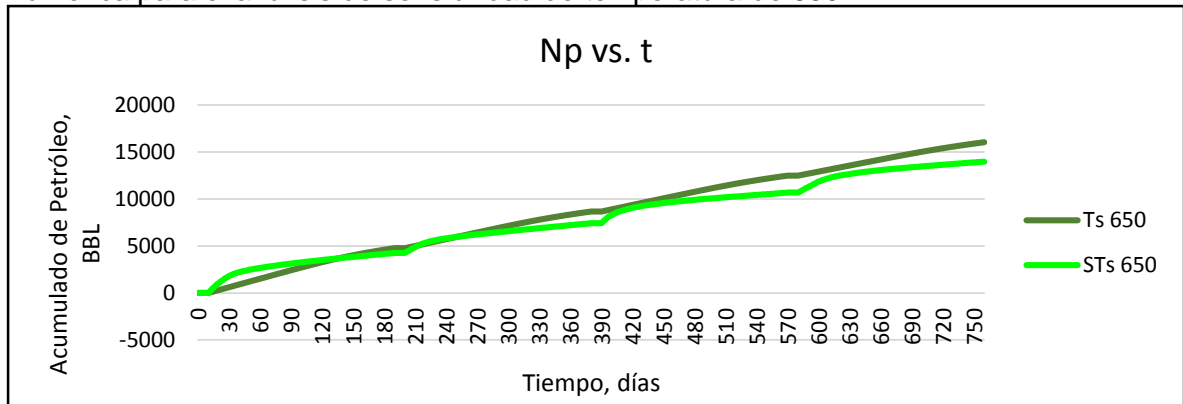
Gráfica 57. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 550 °F



Gráfica 58. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F



Gráfica 59. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de temperatura de 650 °F

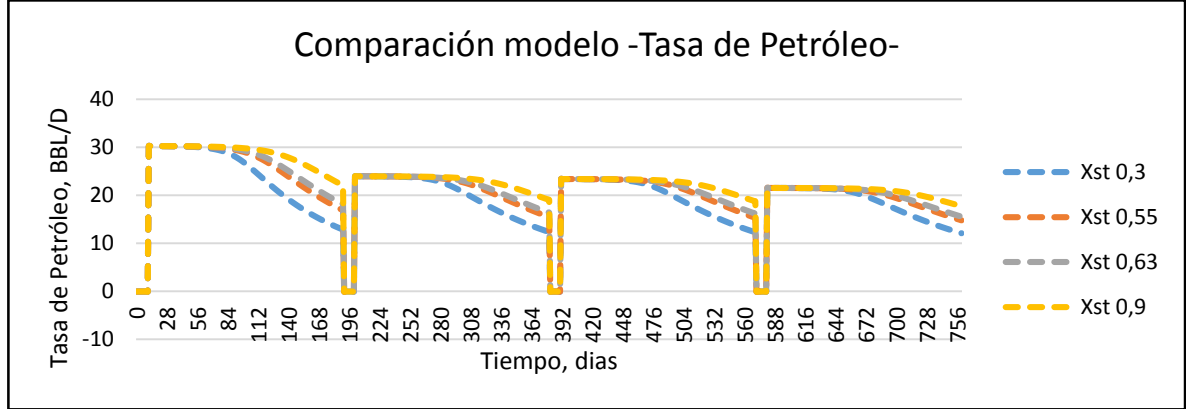


Cuadro 52. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de temperatura a presión de 400 psi

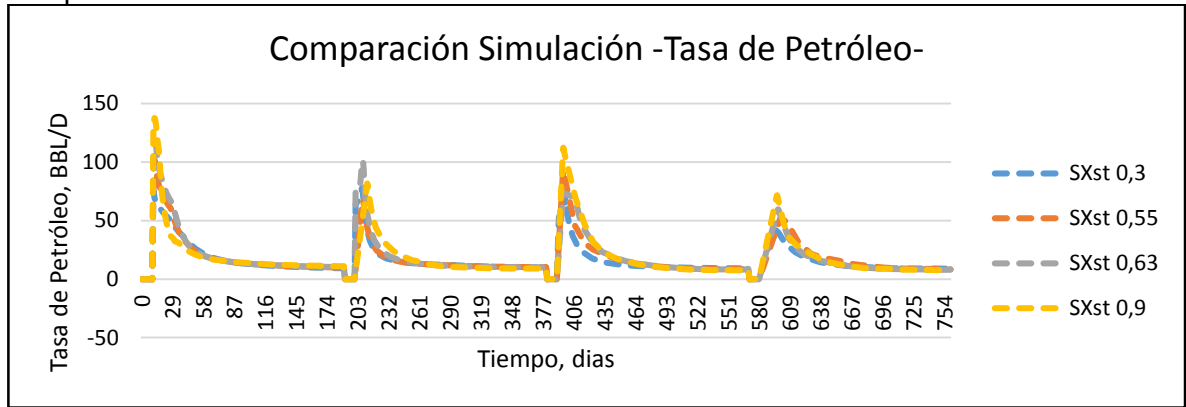
Presión psi	Temperatura °F	Error	
		Tasa de producción	Acumulado de Petróleo
400	450	127%	102%
	550	69%	15%
	650	75%	14%

ANEXO L ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE CALIDAD PARA EL MODELO DE INYECCIÓN CÍCLICA

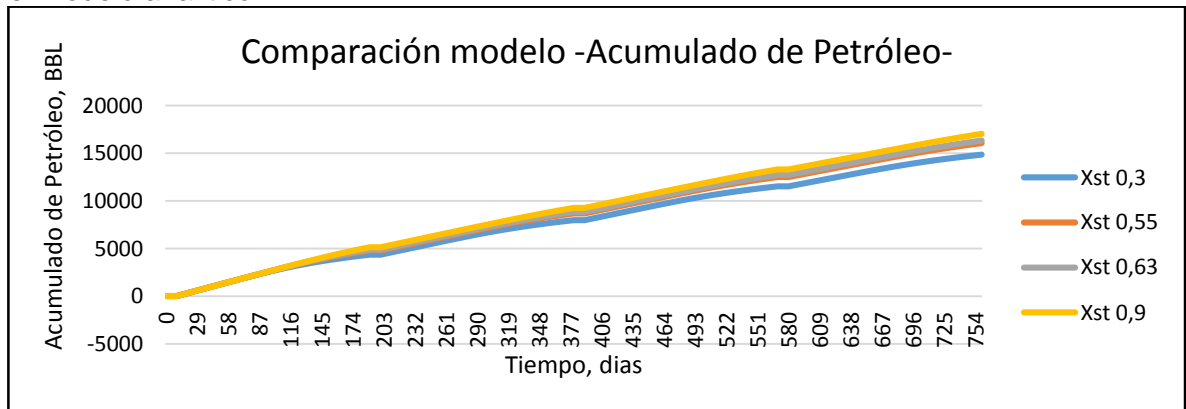
Gráfica 60. Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando el modelo analítico



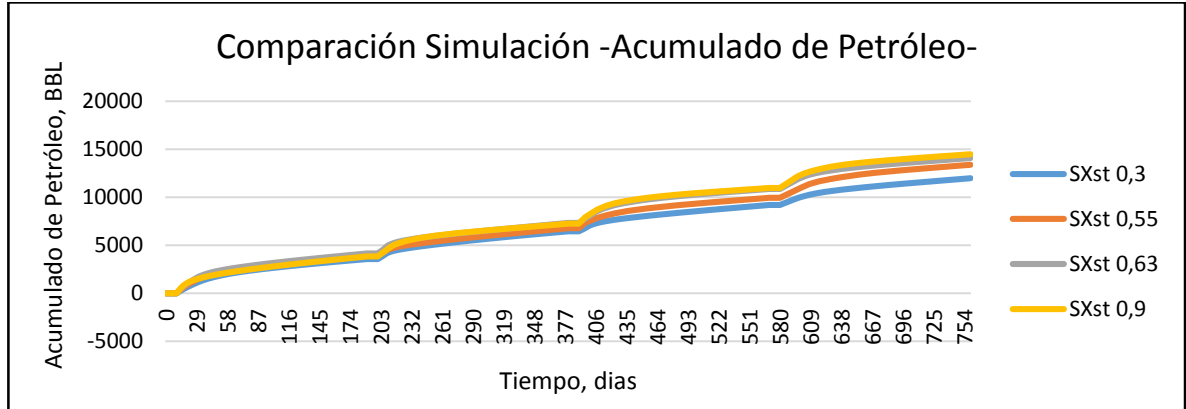
Gráfica 61 Tasa de producción de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando las simulaciones



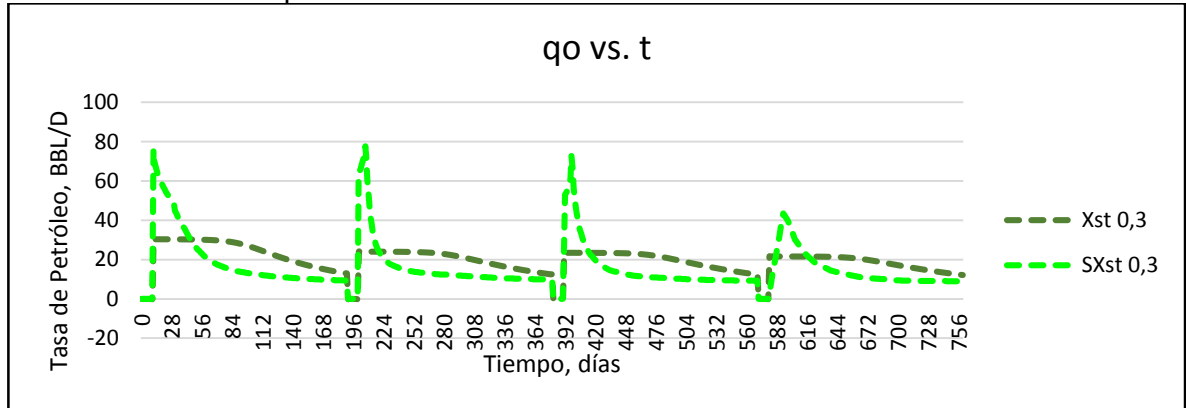
Gráfica 62. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando el modelo analítico



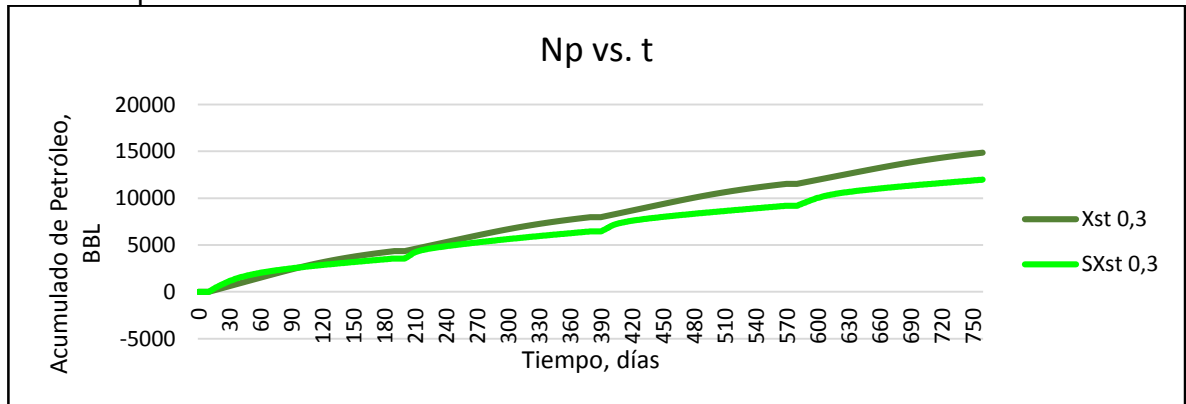
Gráfica 63. Acumulado de petróleo vs. tiempo para la sensibilidad de calidad comparando las simulaciones



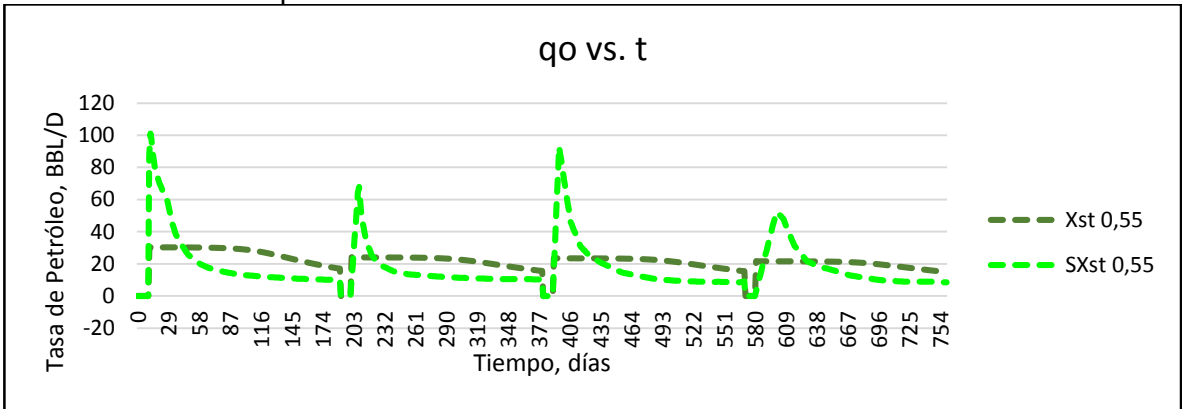
Gráfica 64. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.3



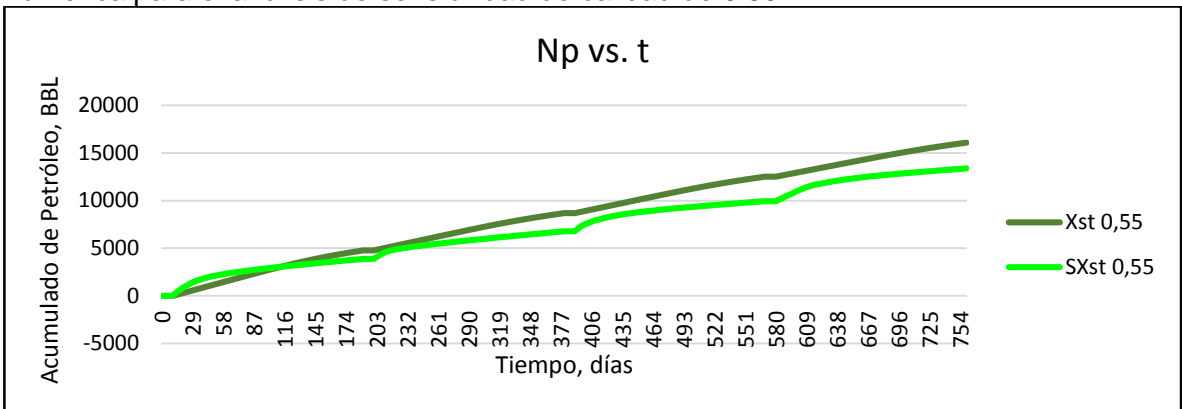
Gráfica 65. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.3



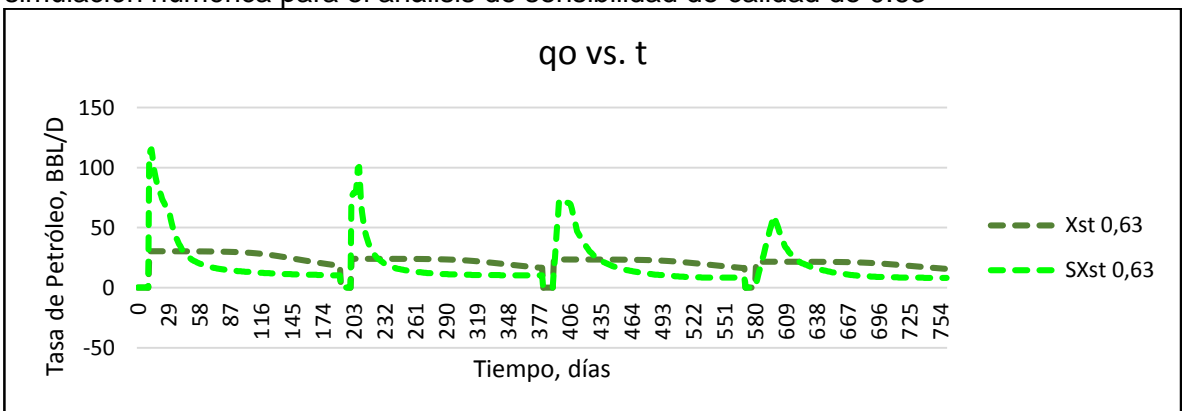
Gráfica 66. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.55



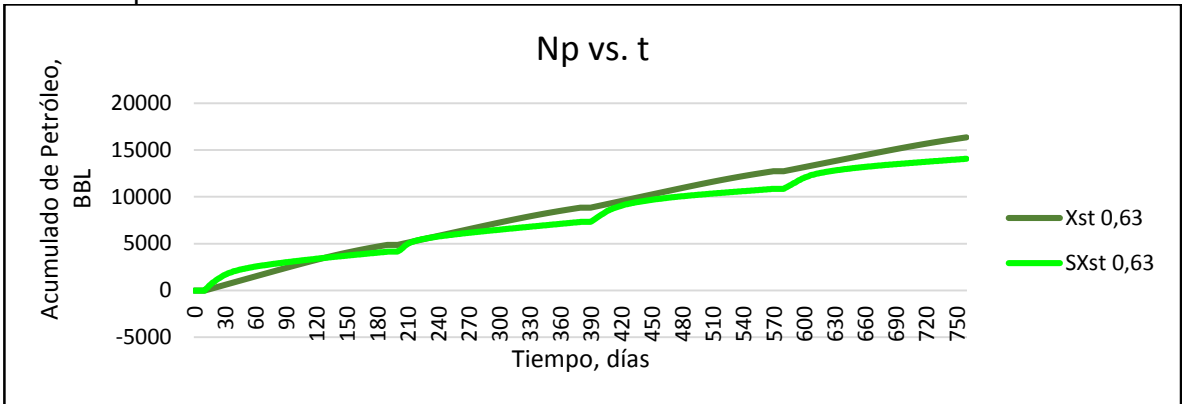
Gráfica 67. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.55



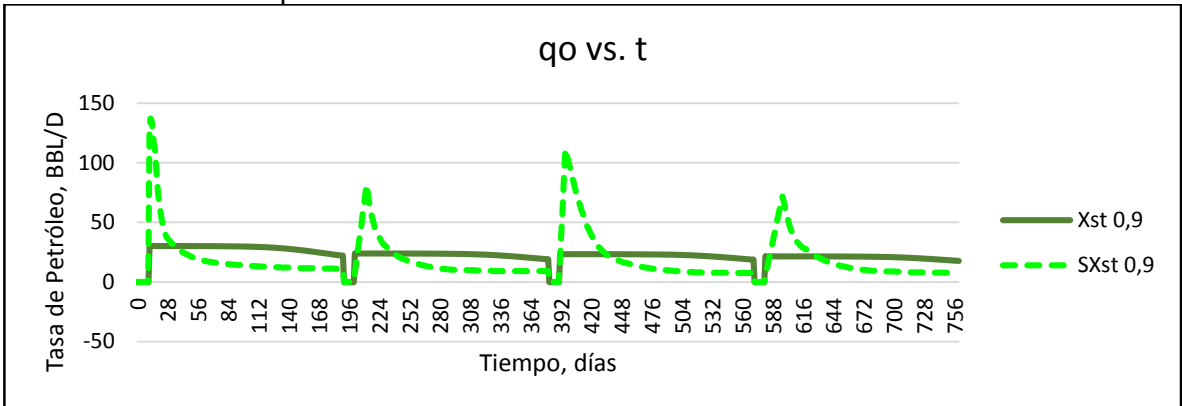
Gráfica 68. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.63



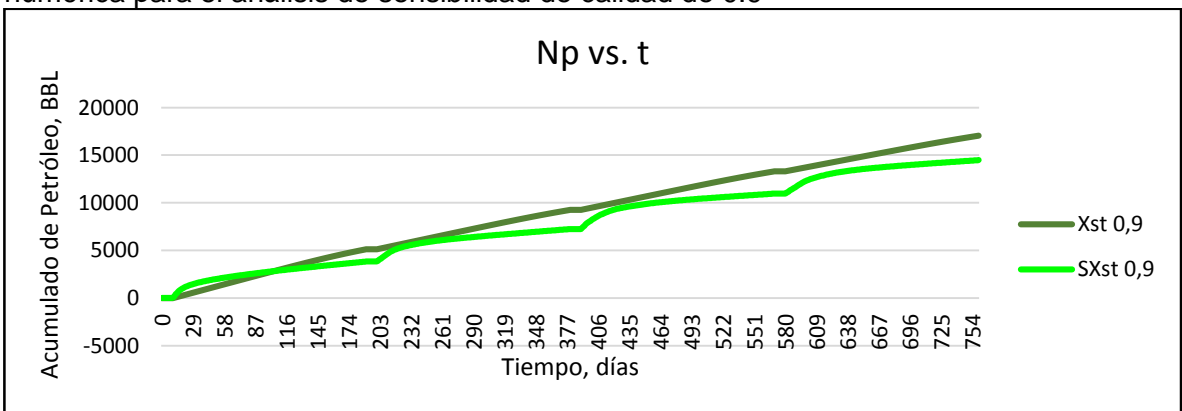
Gráfica 69. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.63



Gráfica 70. Tasa de producción de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.9



Gráfica 71. Acumulado de petróleo en comparación con el modelo analítico y la simulación numérica para el análisis de sensibilidad de calidad de 0.9

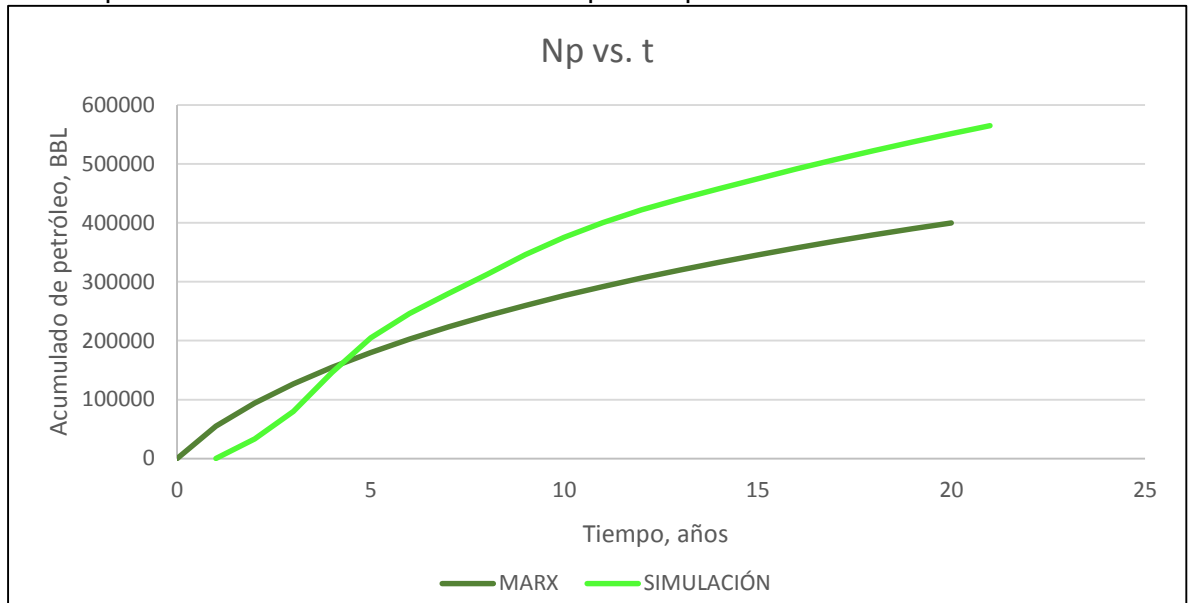


Cuadro 53. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de calidad

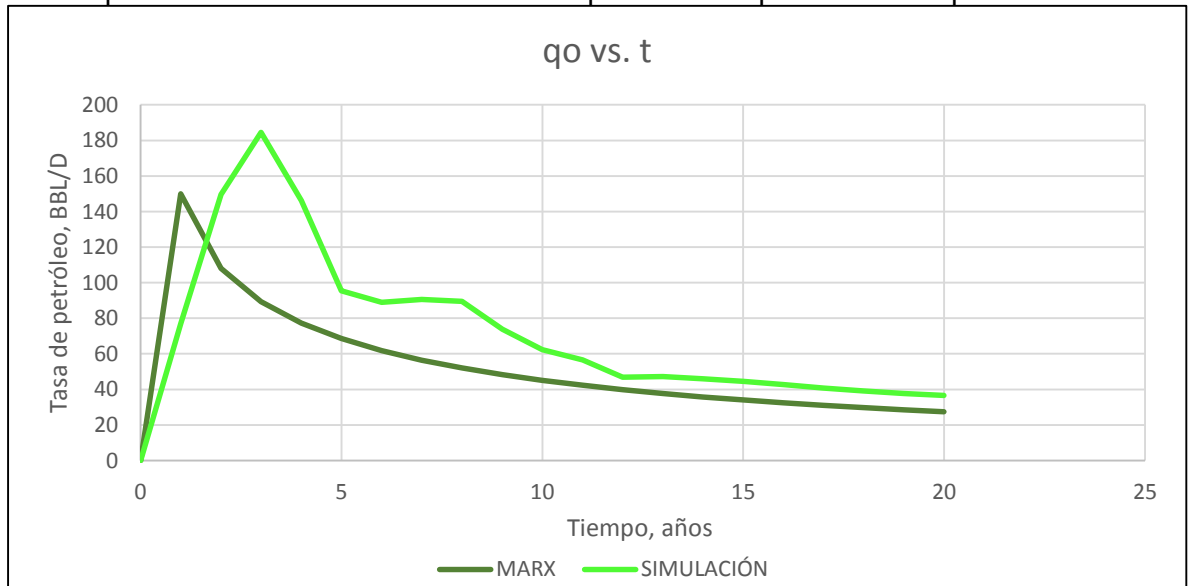
Presión psi	Temperatura °F	Calidad	Error	
			Tasa de producción	Acumulado de Petróleo
400	550	0.3	59%	20%
		0.55	71%	20%
		0.63	79%	15%
		0.9	92%	18%

ANEXO M ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE CALIDAD PARA EL MODELO DE INYECCIÓN CONTINUA

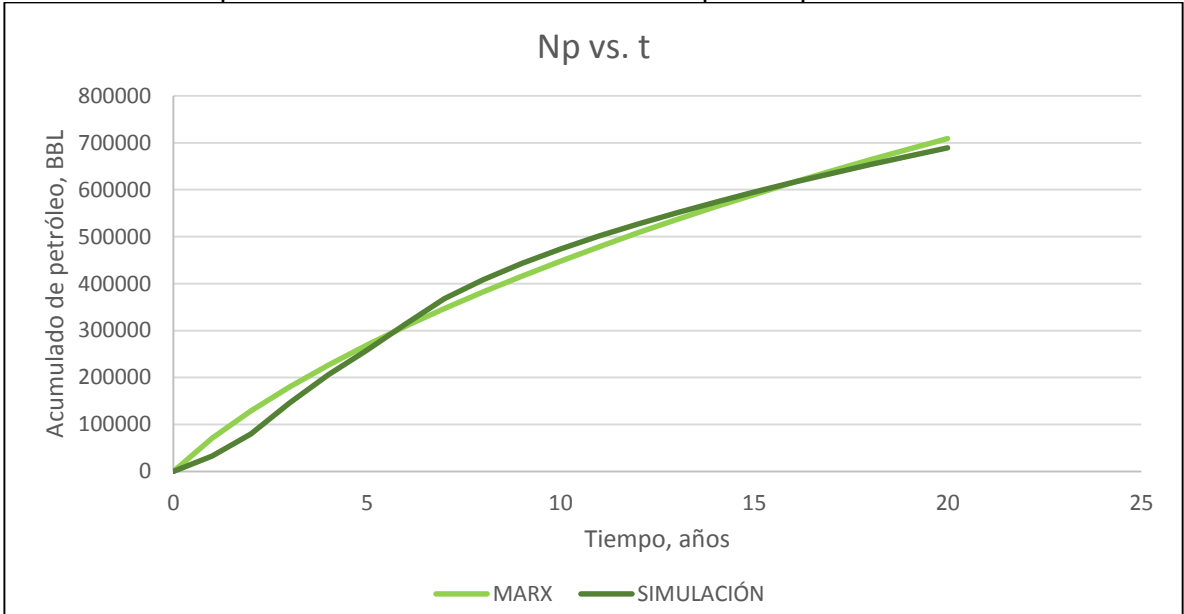
Gráfica 72. Sensibilidad de 1 BBL/acre*ft (646 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para el petróleo acumulado



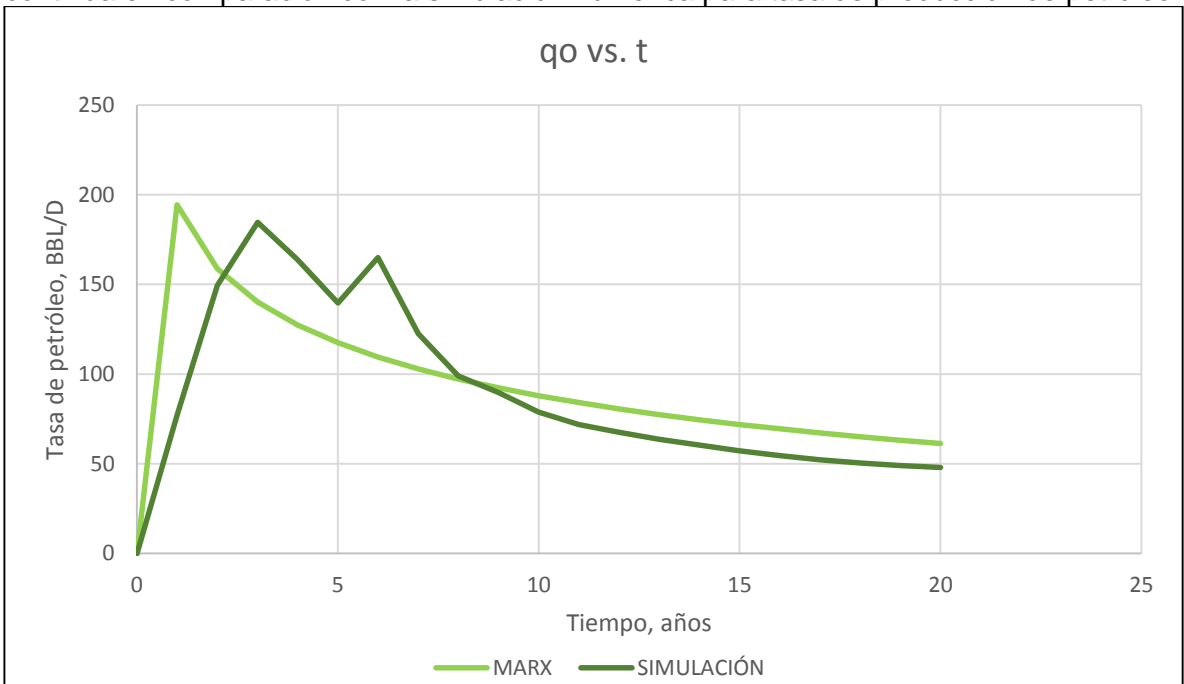
Gráfica 73. Sensibilidad de 1 BBL/acre*ft (646 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para tasa de producción de petróleo



Gráfica 74. Sensibilidad de 2 BBL/acre*ft (1292 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para el petróleo acumulado




Gráfica 75. Sensibilidad de 2 BBL/acre*ft (1292 BBL/D) para el modelo de inyección continua en comparación con la simulación numérica para tasa de producción de petróleo



Cuadro 54. % de error entre la simulación numérica y el modelo analítico para las sensibilidades de tasa de inyección

Tasa de inyección	Error	
	Tasa de producción	Acumulado de Petróleo
1 BBL/acre*ft	45%	46%
2 BBL/acre*ft	27%	13%

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros, Laura Daniela Benavides Nieves y Luis Arnulfo Pinilla Najar, en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO, MEDIANTE UN MODELO ANALÍTICO**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).




Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

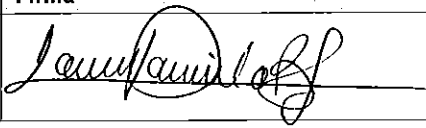
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 04 días del mes de mayo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Laura Daniela	Benavides Nieves
Documento de identificación No	Firma
1. 014.259.640	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Luis Arnulfo	Pinilla Najar
Documento de identificación No	Firma
1.026.583.354	