

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA A PARTIR DE LA RELACIÓN
ARENA-ARCILLAS EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO CON ARENAS
DELGADAS**

**LAURA TATIANA CABRALES CAMPO
SANDRA MARCELA RUIZ GUEVARA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA A PARTIR DE LA RELACIÓN
ARENA-ARCILLAS EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR
EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO CON ARENAS
DELGADAS**

**LAURA TATIANA CABRALES CAMPO
SANDRA MARCELA RUIZ GUEVARA**

**Trabajo de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M.SC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Director**

**ING. LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ
Co-Director**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios, por darnos las facultades físicas e intelectuales para llevar a cabo este proyecto de vida y culminarlo satisfactoriamente. Por darnos las herramientas necesarias para construir nuestro futuro y permitirnos por medio de las experiencias mejorar nuestro carácter y ser mejores seres humanos.

A la Universidad Industrial de Santander por darnos la oportunidad de ser parte de este prestigioso plantel educativo y por brindarnos un espacio acogedor para el desarrollo de nuestras actividades.

A la escuela de ingeniería de petróleos y al grupo de docentes que contribuyeron en nuestra preparación como profesionales, por capacitarnos para enfrentar los retos de la industria y hacer parte de nuestra formación como ingenieros de petróleos íntegros.

Al Grupo de Recobro Mejorado por confiar en nuestras capacidades y brindarnos la oportunidad de enriquecer nuestro conocimiento. Al ingeniero Luis Oliveros por su aporte en cada paso de este proceso, por dedicar parte de su tiempo en revisar cada uno de nuestros avances y darnos aportes constructivos para mejorar las fallas. Al profesor Samuel por su gran apoyo y dirección en la elaboración de cada una de las hojas que conforman este libro. Al ingeniero Jorge Palma por la persona maravillosa e incondicional que es y por ayudar a construir nuestro conocimiento y a cada uno de las personas que conforman este grupo de investigación que de una u otra manera hicieron parte de nuestro crecimiento especialmente a Jhon Pinto por su compañerismo incondicional. Gracias a la ingeniera Erika Trigos por su aporte en el desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA

Este Logro se lo debo a Dios por su compañía y apoyo constante, por enseñarme que las cosas de valor requieren esfuerzos y que todo esfuerzo trae recompensas, por estar siempre en mi mente recordándome que está a mi lado, por creer en mí y motivarme todos los días para continuar. Papito Dios es por ti que todo esto tiene sentido.

A mi negrita, mi maravillosa madre que con su amor y paciencia me hace ver mis errores y siempre está ahí para escucharme. A mi padre por ser un hombre perseverante y emprendedor que me ha enseñado el valor de esfuerzo para superar cualquier dificultad. A ellos dedico este logro por ser parte fundamental de las razones que me motivan en la vida.

A mi hermana por el ejemplo que me brinda día a día, y por qué mi corazón siente una inmensa gratitud por su ayuda incondicional.

A mi hermano por compartir conmigo esta felicidad, por ser un hombre íntegro y enseñarme el significado del silencio

Por ser ellos quienes me han dado nuevos motivos para que mi corazón palpite de felicidad al darme tres hermosos sobrinitos, mi tres pequeñuelo a los amos con todo mi corazón.

A mis amigas Vanessa y linda por estar siempre a mi lado, por su amistad leal y transparente y con quienes desde muy niñas compartimos grandes experiencias.

A Laura por que más que mi compañera siempre fue mi amiga, por ser testiga y protagonista de este proceso.

Gracias. Dios los bendiga.

Marcela Ruiz Guevara

DEDICATORIA

A Dios por haber guiado cada uno de mis pasos y decisiones en el sendero de la vida. A él gracias por enseñarme que a su lado todo es posible. Por las pruebas que puso en mi camino y las enseñanzas que me dejó en cada una de ellas. Por permitirme vivir experiencias inolvidables y darle un toque de felicidad a los momentos vividos. A la sabiduría que puso en su palabra, ya que a esta le debo parte de mi crecimiento personal y quien soy.

A mi familia Cabrales Campo, por el apoyo que siempre me brindaron para alcanzar los objetivos propuestos. Por la confianza que depositaron en mí, por haberme inculcado los valores que hoy hacen de mí una persona más madura, capaz de atender a sus responsabilidades y enfrentarse a los retos. Gracias a sus consejos que me hicieron día tras día más fuerte a pesar de las dificultades. A mi abuelita Nancy Romero quien siempre me brindó su cariño y sus palabras llenas de buenos deseos. A mi hermanito Juan quien con sus risas, juegos y peculiares frases hacía el break del día. A mi hermana Ivette por ser mi confidente y ayudarme cuando necesite de ella.

A Camilo Rincón, por haber llegado a mi vida y compartir momentos hermosos a mi lado. Por ser mi voz de apoyo y una mano ayuda en cada instante. Por enseñarme que los problemas son obstáculos en el camino, que al enfrentarlos te hacen cada vez más fuerte. Por ser el sol de cada mañana y comprenderme y soportar cada uno de los momentos difíciles de mi vida.

A todos mis amigos que pusieron un granito de arena para hacer los momentos de la vida más agradables. En especial a Jorge Palma por ser uno de esos amigos que siempre te brindan ayuda aun cuando las cargas de la rutina y los problemas están presentes. Por esas palabras de aliento y esos consejos que resaltaron la importancia de cada una de las acciones realizadas. A Samuel, Santafé, Clau Leal, Pipe Guio y Nurisilla por compartir experiencias con migo, escucharme y hacerme reír en los momentos tristes. A Mauricio Londoño por ser ese parvero en quien encontré una voz de sinceridad, amistad y al que aprecio mucho. A mis compañeros de trabajo, John Pinto por sus grandes aportes e ideas. En especial a Marce por sus concejos, su valiosa amistad y los impulsos de continuar. A todos los integrantes del GRM por brindarme la oportunidad de afianzar mis conocimientos, por creer en mis capacidades y por el cariño que me brindaron.

Gracias,

Laura Cabrales Campo

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	24
1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	26
1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	28
1.1.1 Destilación de livianos.	29
1.1.2 Mejoramiento de la movilidad del crudo.	29
1.1.3 Expansión térmica del crudo.	29
1.2 SCREENING PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	30
1.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	30
1.3.1 Parámetros de yacimiento.	31
1.3.1.1 Profundidad de la formación.	31
1.3.1.2 Espesor de la formación.....	32
1.3.1.3 Presión del yacimiento.	32
1.3.1.4 Viscosidad del aceite.	33
1.3.1.5 Saturación de aceite y porosidad.	33
1.3.1.6 Continuidad lateral del yacimiento.	34
1.3.1.7 Variación direccional de la permeabilidad.	34
1.3.1.8 Heterogeneidades de yacimiento.	34
1.3.1.9 Intercalaciones de arcilla.	35
1.3.1.10 Relación arena-arcilla.	36

1.3.1.11 Relación espesor neto – espesor bruto.....	36
1.3.2 Parámetros operacionales.	37
1.3.2.1 Tasa de inyección del vapor.....	37
1.3.2.2 Calidad del vapor.	38
1.3.2.3 Presión de inyección del vapor	38
1.3.2.4 Patrones de inyección.	39
1.3.2.5 Espaciamiento entre los pozos	41
1.4 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA.....	42
1.4.1 Capacidad calorífica.	43
1.4.2 Conductividad termica de la roca.	44
1.4.3 Difusividad térmica..	44
1.5 PÉRDIDAS DE CALOR	45
1.6 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	46
1.6.1 Conducción.	46
1.6.2 Convención.	46
1.6.3 Radiación	47
1.7 EFICIENCIAS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR..	47
1.7.1 Eficiencia de recobro de aceite.	47
1.7.2 Eficiencia térmica..	48
2. DESARROLLO DE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN.....	49
2.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	49
2.1.1 Información necesaria para llevar a cabo una simulación.	50
2.1.1.1 Descripción física del yacimiento.	51
2.1.1.2 Propiedades Petrofísicas. I.....	51
2.1.1.3 Propiedades PVT de los fluidos..	52
2.1.1.4 Información adicional.	52
2. 2 TIPOS DE ENMALLADO	53
2.2.1 Enmallado Cartesiano.	53

2.2.2 Enmallado Radial.	53
2.2.3 Enmallado Híbrido.	53
2.2.4 Enmallado Ortogonal.	
2.3 ELABORACIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN	54
2.3.1 Selección del enmallado de simulación a utilizar.	55
2.3.2 Dimensiones del grid de simulación.	55
2.3.3. Propiedades de las rocas	56
2.3.4 Propiedades de los fluidos.	58
2.3.5 Propiedades roca-fluido.	61
2.3.6 Condiciones iniciales.....	64
2.3.7 Número de celdas del modelo.....	64
2.3.8 Condiciones de operación	68
2.3.8.1 Parámetros.....	68
2.3.8.2 Sensibilidad de la tasa de inyección de vapor.....	70
3. ELABORACIÓN DE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN QUE DESCRIBEN YACIMIENTOS CON DIFERENTE RELACIÓN ARENA-ARCILLA Y GRADO DE ESTRATIFICACIÓN	76
3.1 MODELOS CON DIFERENTE RELACIÓN ARENA – ARCILLA PARA UN ESPACIAMIENTO DE 5 ACRES	76
3.1.1 Respuesta de la formación durante el proceso de inyección continua de vapor en los escenarios planteados de 5 acres.	79
3.1.1.1 Comportamiento de la temperatura en la formación.	79
3.1.1.2 Comportamiento de la viscosidad de aceite.....	81
3.1.2 Análisis de los resultados gráficos obtenidos para los escenarios planteados.....	82
3.1.2.1 Determinación del tiempo de ruptura.	82
3.1.2.2 Relación vapor aceite.	84
3.1.2.3 Comportamiento del factor de recobro.	86

3.2 ESPACIAMIENTO ENTRE LOS POZOS.....	88
3.2.1 Reducción del espaciamiento entre los pozos.	88
3.2.1.1 Desarrollo de modelos con áreas de 2.5 y 1.25 acres.	90
3.2.2 Análisis de los resultados gráficos de los modelos con diferente espaciamiento y relación arena-arcilla.	92
3.2.2.1 Tiempo de ruptura.....	92
3.2.2.2 Relación Vapor- Aceite (SOR).	96
3.2.2.3 Comportamiento del factor de recobro según el espaciamiento y la relación arena-arcilla.	100
3.2.2.4 Coportamiento de la temperatura en los diferentes casos planteados.	104
4. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	107
4.1 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA EN EL YACIMIENTO	108
4.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA INYECTADA AL YACIMIENTO.....	112
4.3 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA	112
4.4 DESARROLLO DE CORRELACIONES ESTADÍSTICAS.....	128
4.4.1 Correlación para escenarios con un área por patrón de 5 acres.	128
4.4.2 Correlación para escenarios con un área por patrón de 2.5 acres.	130
4.4.3 Correlación para escenarios con un área patrón de 1.25 acres..	132
4.5 EVALUACIÓN DE LAS CORRELACIONES VARIANDO PROPIEDADES DEL MODELO BASE.....	134
4.5.1 Variación del espesor de las capas de arena y de arcilla.....	135
4.5.2 Cálculo de eficiencia térmica en modelo con diferente permeabilidad.	135
4.5.3 Cálculo de la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor utilizando una tasa 900 bwe/día..	136

5. COSTOS DE ENERGÍA PÉRDIDA Y UTILIDADES POR LA VENTA DEL PETRÓLEO PRODUCIDO.	138
5.1 COSTO DE PRODUCIR UN MILLÓN DE BTU.....	138
5.2 CÁLCULO DE INGRESOS	140
5.3 COSTO DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR A CAUSA DE LAS INTERCALACIONES DE ARCILLA	143
CONCLUSIONES	145
RECOMENDACIONES	148
BIBLIOGRAFÍA	149
Anexo A.	154
Anexo B.	160
Anexo D.	185

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Esquema del proceso de inyección continua de vapor	27
Figura 2. Intercalaciones de arcilla.....	36
Figura 3. Patrones de pozos para la inyección continua de vapor	39
Figura 4. Esquema del enmallado cartesiano (Bloques centrados)	55
Figura 5. Vista en 3D del modelo base de simulación empleado para el desarrollo de posteriores escenarios.....	56
Figura 6. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión	59
Figura 7. Comportamiento de la curva de factor volumétrico.....	60
Figura 8. Comportamiento de la curva relación Gas - Aceite Vs Presión en el PVT sintético.....	61
Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa de las fases Agua - Aceite	63
Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa de las fases Liquido - Gas	63
Figura 11. Evaluación del porcentaje de factor de recobro en la sensibilidad del número de celdas	66
Figura 12. Evaluación de las tasas de producción de aceite en la sensibilidad del número de celdas	67
Figura 13. Evaluación de las tasas de producción de agua y entalpía producida en la sensibilidad del número de celdas.	67
Figura 14. Vista areal del modelo cartesiano de simulación	69
Figura 15. Sensibilidad a la tasa de inyección	71
Figura 16. Perfil de temperatura al tiempo de ruptura.....	72
Figura 17. Saturación de aceite al tiempo de ruptura.....	73
Figura 18. Tasa de producción de aceite y corte de agua Vs tiempo.....	73
Figura 19. Curva del comportamiento de la presión en función del tiempo.....	74

Figura 20. Comportamiento del factor de recobro en función de tiempo.....	75
Figura 21. Modelo que representa la formación en estudio sin intercalaciones de arcilla en un espaciamiento de 5 acres.....	77
Figura 22. Modelo que representa la formación en estudio con 5 capas de arena de 20 pies y 4 capas de arcilla de 25 pies en un espaciamiento de 5 acres, RAA=1.	78
Figura 23. Modelo que representa la formación en estudio con 5 capas de arenas de 20 pies y 4 capas de arcilla de 10 pies en un espaciamiento de 5 acres, RAA=2.5	78
Figura 24. Modelo que representa la formación en estudio con 5 capas de arena de 20 pies y 4 capas de arcilla de 5 pies en un espaciamiento de 5 acres, RAA=5	79
Figura 25. Comportamiento de la temperatura para los distintos escenarios en un área de 5 acres.....	80
Figura 26. Viscosidad del aceite a tiempo de ruptura para los diferentes modelos con un área de 5 acres	81
Figura 27. Curvas empleadas para la determinación del tiempo de ruptura	82
Figura 28. Curvas para la determinación del límite económico.....	85
Figura 29. Curva de factor de recobro en función del tiempo para diferentes RAA	87
Figura 30. Vista areal para los modelos de 5, 2.5 y 1.25 acres.....	90
Figura 31. Representación de los modelos con diferente relación arena-arcilla para un área por patrón de 2.5 acres.....	90
Figura 32. Representación de los modelos con diferente relación arena-arcilla para un área por patrón de 1.25 acres.....	91
Figura 33. Determinación del tiempo de ruptura para los modelos con área de 1.25 acres	93
Figura 34. Determinación del tiempo de ruptura para los modelos con área de 2.5 acres.....	94
Figura 35. Determinación del límite económico en los modelos de 2.5 acres.....	96

Figura 36. Determinación del límite económico en los modelos de 1.25 acres.....	97
Figura 37. Comportamiento del factor de recobro para un área por patrón de 2.5 acres empleando las diferentes relaciones arena-arcilla	101
Figura 38. Comportamiento del factor de recobro para un área por patrón de 1.25 acres empleando las diferentes relaciones arena-arcilla	102
Figura 39. Comportamiento de la temperatura promedio en el yacimiento durante la implementación de la inyección continua de vapor en un patrón de 2.5 acres	106
Figura 40. Comportamiento de la temperatura promedio en el yacimiento durante la implementación de la inyección continua de vapor en un patrón de 1.25 acres	106
Figura 41. Entalpía en función del tiempo para un yacimiento homogéneo con un área por patrón de 5 acres.....	109
Figura 42. Entalpía en función del tiempo para yacimiento con una RAA= 1 en un patrón de 5 acres.....	110
Figura 43. Curvas de entalpía en función del tiempo para escenarios homogéneo y con diferente RAA en un área de 5 acres	113
Figura 44. Curvas de entalpía en función del tiempo para escenarios homogéneo y con diferente RAA en un área de 2.5 acres	115
Figura 45. Curvas de entalpía en función del tiempo para escenarios homogéneo y con diferente RAA en un área de 1.25 acres	117
Figura 46. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura para modelos con un área de 5 acres	120
Figura 47. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico para modelos con un área de 5 acres.....	120
Figura 48. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo a dimensional desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura para modelos con un área de 2.5 acres	121

Figura 49. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico para modelos con un área de 2.5 acres.....	122
Figura 50. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo a dimensional desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura para modelos con un área de 1.25 acres	123
Figura 51. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico para modelos con un área de 1.25 acres.....	123
Figura 52. Cálculo del coeficiente de determinación, área de 5 acres. $R^2=0.96$	130
Figura 53. Cálculo del coeficiente de determinación, área de 2.5 acres. $R^2=0.97$	131
Figura 54. Cálculo del coeficiente de determinación, área de 1.25 acres. $R^2=0.98$	133
Figura 55. Utilidad neta de escenarios con un patrón de inyección de 5 acres ..	141
Figura 56. Utilidad neta de escenarios con un patrón de inyección de 2.5 acres	141
Figura 57. Utilidad neta de escenarios con un patrón de inyección de 1.25 acres	142
Figura 58. Energía total pérdida en MBTU Y \$USD para un área de 5 acres.....	143
Figura 59. Energía total pérdida en MBTU Y \$USD para un área de 5 acres.....	144
Figura 60. Energía total pérdida en MBTU Y \$USD para un área de 5 acres.....	144

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Screening de la inyección continúa de vapor	30
Tabla 2. Parámetros que afectan la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados.....	42
Tabla 3. Propiedades del modelo base de simulación	56
Tabla 4. Propiedades de las rocas	57
Tabla 5. Propiedades de las intercalaciones de arcilla.....	58
Tabla 6. Propiedades iniciales de los fluidos presentes en la arena productora	59
Tabla 7. Permeabilidades relativas de la fase Agua-Aceite.....	61
Tabla 8. Permeabilidades relativas de la fase Líquido– Gas.....	62
Tabla 9. Condiciones iniciales utilizadas durante el desarrollo del modelo	64
Tabla 10. Sensibilidad para determinar el número de celdas que llevará el modelo	65
Tabla 11. Condiciones de operación	69
Tabla 12. Tasas de inyección de vapor utilizadas durante la sensibilidad.....	70
Tabla 13. Datos para la elaboración de los primeros modelos estratificados.....	77
Tabla 14. Dimensiones de los espaciamientos entre pozos para las distintas áreas por patrón	89
Tabla 15. Valores puntuales del factor de recobro obtenido para los diferentes casos de análisis.....	103
Tabla 16. Fracción de calor presente en cada una de las zonas de la formación al tiempo de ruptura para los modelos desarrollados	125
Tabla 17. Fracción de calor presente en cada una de las zonas de la formación al límite económico para los modelos desarrollados	127
Tabla 18. Coeficientes de correlación para determinar la eficiencia térmica de los escenarios planteados con un área por patrón de 5 acres	129

Tabla 19. Coeficientes de correlación para determinar la eficiencia térmica de los escenarios planteados con un área por patrón de 2.5 acres	131
Tabla 20. Coeficientes de la correlación para determinar la eficiencia térmica de los escenarios con área por patrón de 1.25 acres	132
Tabla 21. Cálculo de la eficiencia térmica para un modelo con RAA=5	135
Tabla 22. Cálculo de la eficiencia térmica para un modelo con diferente permeabilidad	136
Tabla 23. Cálculo de la eficiencia térmica para un modelo con diferente tasa de inyección a la propuesta en modelo base	136
Tabla 24. Costo del gas natural.....	139
Tabla 25. Costo de producir un millón de BTU	139
Tabla 26. Costos generados por la producción del crudo	140

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A.	Eficiencia térmica en función del tiempo para los 12 casos planteados	154
ANEXO B.	Guía para el manejo de la herramienta software Curveexpert professional 1.6.....	160
ANEXO C.	Guía de simulacion para el ingreso de datos en el proceso de inyeccion continua de vapor en yacimientos estratificados STARS-CMG	169
ANEXO D.	.DAT de simulacion correspondiente al modelo con intercalaciones de arcillas (RAA=5) en un area de 5 acres	185

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA A PARTIR DE LA RELACIÓN ARENA-ARCILLA EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO CON ARENAS DELGADAS*

AUTORES: Laura Tatiana Cabrales Campo
Sandra Marcela Ruiz Guevara **

PALABRAS CLAVE: Eficiencia térmica, relación arena-arcilla, inyección continua de vapor, yacimientos estratificados, crudo pesado, simulación numérica.

Las reservas de crudo pesado en ambientes de alta complejidad se han convertido en un potencial in situ necesario a desarrollar. Las técnicas de recobro mejorado como la inyección continua de vapor (ICV), son una alternativa para la recuperación del crudo de alta viscosidad. Sin embargo, implementar este proceso en yacimientos estratificados ocasiona que la energía destinada para calentar el crudo de interés, sea transferido hacia las intercalaciones de arcilla. Por esta razón, es necesario realizar una evaluación cualitativa y cuantitativa de la eficiencia térmica del proceso térmico en ese tipo de yacimientos.

La construcción de modelos conceptuales para llevar a cabo el desarrollo del proceso de ICV, permitió la evaluación de la eficiencia térmica. Este estudio se basó en la elaboración de un modelo base homogéneo, a partir del cual se generaron otros esquemas con espaciamientos de 5, 2.5 y 1.25 acres y con relaciones arena-arcilla de 1, 2.5 y 5. El análisis de los modelos mostró que a menor espesor en las intercalaciones de arcilla dentro de la formación productora y a menor espaciamiento entre los pozos, se presenta la mejor recuperación de aceite. Factores fundamentales como las pérdidas de calor hacia las zonas no productoras, se tuvieron en cuenta dentro del diseño y posterior estudio del proceso térmico.

Los resultados obtenidos dieron lugar a la elaboración de correlaciones para el cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de ICV en yacimientos estratificados de crudos pesado. Las correlaciones pueden ser aplicadas en posteriores estudios siempre y cuando las características de los modelos a evaluar sean similares a las empleadas en este proyecto. Este planteamiento es determinante en el estudio de factibilidad y desarrollo de un proceso térmico ya que permiten conocer la cantidad de energía perdida en un sistema con arcillas.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director: Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THERMAL EFFICIENCY FROM THE SAND-SHALE RELATIONSHIP IN A STEAMFLOODING PROCESS IN STRATIFIED RESERVOIRS HEAVY OIL WITH THIN SANDS*

AUTHORS: LAURA TATIANA CABRALES CAMPO
SANDRA MARCELA RUIZ GUEVARA**

KEY WORDS: Thermal efficiency, sand-shale relationship, steamflooding, stratified reservoir, heavy oil, numerical simulation.

Heavy Oil reserves in highly complex environments have become an in situ potential needed to develop. Enhanced recovery techniques how the steamflooding are an alternative for the recovery of high-viscosity oil, however, implement this process in stratified reservoirs cause that the energy destined to heat the crude of interest be transferred to shale intercalated. For this reason, it is necessary to perform a qualitative and quantitative evaluation of thermal efficiency of thermal process in these reservoirs.

Built of conceptual models to implement steamflooding process, allowed the evaluation of thermal efficiency. This study was based on the development of a homogeneous base model, from which were generated other schemas with spacing of 5, 2.5 and 1.25 acres and sand-shale relationship of 1, 2.5 and 5. The analysis about models showed good oil recovery, when there was a lower shale thickness within the pay zone and less well spacing. Fundamental factors such as heat losses towards the non-producing areas were considered in the design and subsequent study of the thermal process.

Results led to the development of correlations for calculating thermal efficiency in a steamflooding process in stratified heavy oil reservoirs. These correlations may be applied in future studies as long as the characteristics models to evaluated are similar to those used in this project. That approach is decisive to determinate the feasibility and development of a thermal process allowing you know the amount of energy loss in a system with shale.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director: Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez.

INTRODUCCIÓN

La aplicación de métodos térmicos como la inyección continua de vapor, constituye una alternativa para la recuperación de crudos pesados. En el desarrollo de esta técnica se utiliza el vapor para suministrar energía al yacimiento con el propósito de mejorar la movilidad del fluido, mediante el aumento de la temperatura promedio de la formación, generando una significativa disminución de la viscosidad del aceite y en la resistencia al flujo.

Las arenas productoras libres de arcilla son los escenarios ideales para llevar a cabo la inyección continua de vapor; sin embargo, existen yacimientos que presentan intercalaciones arcillosas. En Colombia, un claro ejemplo de estos yacimientos son los ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La presencia de estas formaciones ocasiona que el calor inyectado para producir los fluidos contenidos dentro de la formación productora, sea transferido hacia estas zonas no productoras, arcillas y formaciones adyacentes a los límites del sistema, presentándose transferencias de calor que son consideradas como pérdidas de energía. Tal razón, conlleva a determinar el efecto que generan estas arcillas en el proceso de recuperación térmica a medida que su espesor incrementa.

Con el objetivo de analizar el efecto de las condiciones de estratificación y del espaciado de los pozos sobre el desempeño del proceso de inyección continua de vapor, se construyeron modelos de simulación con diferentes áreas, que representan yacimientos estratificados. Mediante un patrón de inyección de cinco puntos, se implementó la técnica de recobro térmico para garantizar un mejor drenaje del yacimiento durante su vida productiva. Determinar el espaciado entre los pozos fue una etapa importante en el desarrollo del proceso de recuperación térmica, ya que las pérdidas de calor están directamente

relacionadas con la distancia que recorre el vapor desde el pozo inyector al pozo productor.

Debido a que la viabilidad de un proyecto de recobro térmico está sujeto al aprovechamiento de la energía suministrada por medio del calor, fue necesario conocer la energía almacenada en las arenas e identificar la cantidad de calor transferido a la formación no productora en los modelos de simulación desarrollados, y teniendo en cuenta el total de energía inyectada, evaluar la eficiencia térmica de la inyección continua de vapor. Los resultados obtenidos permitieron evaluar de forma cuantitativa la eficiencia térmica, lo cual dió lugar a la elaboración de correlaciones útiles para el cálculo de la misma, en función de la relación arena arcilla y del tiempo. Con el uso de estas correlaciones se pretende facilitar la evaluación de un proceso térmico antes de su implementación. Para utilizarlas, es necesario que el escenario a analizar tenga características cercanas a las propiedades empleadas para la elaboración de las mismas. Así, con este trabajo se busca dar un aporte a la industria en el área de recobro mejorado para la recuperación de crudo de alta viscosidad. En primer lugar, proporcionando una idea de cómo las arcillas presentes en la formación intervienen en el proceso de inyección continua de vapor y en segundo lugar, elaborando unas correlaciones que permiten evaluar la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua de vapor.

1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un método de recobro térmico que genera un aumento en la temperatura promedio de la formación, con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo y permitir que este pueda ser desplazado con mayor facilidad hacia los pozos productores. Se caracteriza por presentar factores de recobro de aceite, generalmente del orden del 30-40% del OOIP¹.

Este proceso consiste en inyectar vapor a la formación o zona productora en forma continua a través de un pozo inyector para calentar los fluidos In situ, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza desplazando el aceite hacia el pozo productor². Como se muestra en la figura 1, antes de la irrupción del vapor en el pozo productor se presentan tres regiones claramente definidas: zona de vapor, vapor condensado y fluidos fríos.

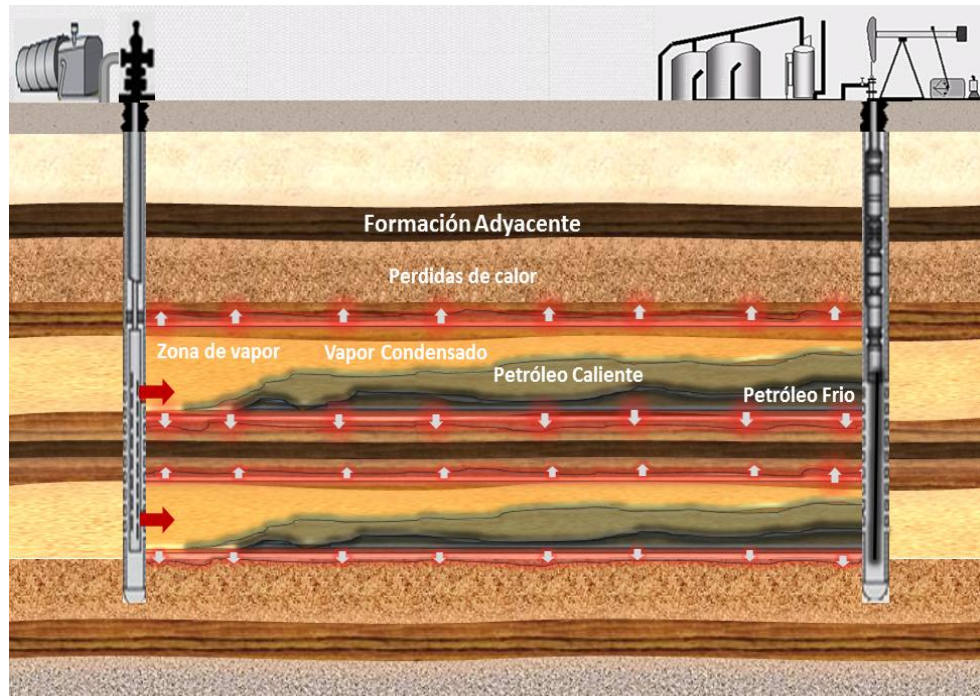
En la zona de vapor, el desplazamiento se lleva a cabo por el efecto predominante de la destilación con vapor. La presencia de la fase gaseosa y la alta temperatura originan la vaporización de los componentes livianos, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la porción más fría del yacimiento.

En la región de vapor condensado, la eficiencia de desplazamiento obedece a la reducción en la viscosidad del aceite por el aumento en la temperatura, mientras que el aceite desplazado es llevado delante del frente de vapor. Finalmente, en la zona de fluidos fríos, se produce un desplazamiento con muy baja eficiencia debido a los altos valores en la viscosidad del petróleo.

¹ CHU, CHIEH, GETTY OIL CO.: "State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects". Journal of Petroleum Technology, 37(10).SPE 11733-PA. Octubre 1985.

² S.M FAROUQ, Q. DOAN.: "Study of Steamflood Performance in Stratified Reservoirs". PETSOC-94-11. Calgary, Alberta. Junio 1994.

Figura 1. Esquema del proceso de inyección continua de vapor



En el caso de yacimientos de arenas gruesas y continuas, los pozos inyector y productores son cañoneados en la parte más baja de la zona de interés. El pozo inyector se cañonea de esta forma para garantizar que el vapor aumente el barrido vertical, debido a que la diferencia de densidades entre los fluidos “in situ” y el vapor inyectado, hacen que este último se desplace hasta alcanzar un tope o barrera impermeable dentro de la zona productora. Así mismo, el pozo productor es cañoneado en la parte inferior para reducir la producción de vapor ya que en su recorrido el vapor se distribuye hacia los pozos productores lateralmente hasta irrumpir en ellos. Por el contrario, en yacimientos estratificados donde las características petrofísicas difieren, los pozos inyector y productores son cañoneados selectivamente en los estratos productores.

La parte más importante del proceso de inyección continua es la zona de vapor, la cual permanece a una temperatura aproximadamente constante T_v (temperatura

del vapor). El aceite contenido en esta zona es altamente móvil y fácilmente desplazado por el vapor³.

La duración de un proyecto de inyección continua, al igual que todos los proyectos de recobro mejorado, está relacionada con el límite económico, el cual es alcanzado cuando el costo de generar el vapor se aproxima a las ganancias netas de la venta del petróleo.

1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos principales que promueven la alta eficiencia de desplazamiento en el proceso. Estos son: destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica del crudo. Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son la extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles por efectos de la destilación por vapor. Las magnitudes relativas de cada uno de estos efectos dependen de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular.⁴

Los mecanismos generados en el yacimiento producto de la inyección continua de vapor, se desarrollan en un medio poroso inicialmente saturado con petróleo y agua connata. Los componentes más livianos del petróleo que se encuentra cerca a la cara del pozo inyector son vaporizados y desplazados en dirección al pozo productor, mientras una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás.

³ S.M. ALI, FAROUQ. JONES, J.A. MELDAU, R.F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Capítulo 7-1. Steamflooding. P 97. 2006.

⁴ ALVARADO D, BANZER C.: "Recuperación Térmica del Petróleo". Capítulo 8. Inyección Continua de Vapor. Universidad del Zulia. Maracaibo. Noviembre 1998.

El vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento. A partir de este punto y en adelante el proceso de desplazamiento continúa tal como en la inyección de agua fría.⁵

A continuación se describe los mecanismos más importantes presentes en un proceso de inyección continua de vapor:

1.1.1 Destilación de livianos. Este fenómeno consiste en la volatilización de los componentes relativamente livianos del crudo, los cuales se caracterizan por tener una alta presión de vapor. Estos son transportados hacia el frente por el vapor, hasta que se condensan en zonas de menor temperatura.

1.1.2 Mejoramiento de la movilidad del crudo. La disminución de la viscosidad del aceite combinado con el aumento de temperatura, es el mecanismo más importante para el recobro de crudo pesado.

1.1.3 Expansión térmica del crudo. El crudo es un fluido que se caracteriza por presentar la capacidad de expandirse cuando la temperatura promedio aumenta, lo cual genera que este alcance una mayor capacidad de flujo a través del medio poroso.

⁵ ALVARADO D, BANZER C.: "Recuperación Térmica del Petróleo". Capítulo 2. Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos. Universidad del Zulia. Maracaibo, Noviembre 1998.

1.2 SCREENING PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La mayoría de los criterios de diseño conocidos para proyectos de inyección continua de vapor, están basados en experiencias ganadas en campo.⁶ La tabla 1 presenta los parámetros a tener en cuenta al momento de implementar la técnica de inyección continua vapor en un yacimiento de crudo pesado:

Tabla 1. Screening de la inyección continúa de vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	13-15
Viscosidad del crudo (cp)	<1500
Profundidad (ft)	<3000
Espesor Neto (ft)	>20
Porosidad (Fracción)	>0.2
Permeabilidad (md)	>250
Presión del yacimiento (Psia)	>1500
Saturación de Crudo (fracción)	>0.5
ϕS_o	>0.1

Fuente: BOBERG, Thomas. Thermal Methods of Oil Recovery. United States of América, 1988.

1.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El desempeño del proceso de inyección continua de vapor se ve afectado significativamente por las propiedades del yacimiento y los parámetros operacionales.

⁶ Ibid., p. 87.

Con el objetivo de garantizar que un proceso de inyección continua de vapor sea eficiente, es necesario realizar un estudio de los parámetros operacionales y de yacimiento, para determinar cómo afectan al proceso, y de esta manera, crear un escenario óptimo de aplicación. De igual forma, evitar posibles inconvenientes en el desarrollo del proyecto y prevenir posibles desventajas económicas.

Las propiedades del yacimiento y los parámetros operacionales a tener en cuenta en el desarrollo del proceso son presentados a continuación:

1.3.1 Parámetros de yacimiento. Las propiedades del yacimiento describen las características propias de la formación y determinan la cantidad de fluidos presente en la zona, al igual que los mecanismos que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso.

Existen ciertas propiedades que hacen posible o no la implementación del proceso de inyección continua de vapor. Estas deben ser estudiadas con detalle para establecer su influencia sobre el comportamiento del proceso de recuperación mejorada del petróleo. A continuación, se describe cada una de ellas.

1.3.1.1 Profundidad de la formación. La profundidad a la que se encuentre el yacimiento es uno de los parámetros decisivos en la aplicación de un proyecto de inyección continua de vapor. A profundidades mayores de 3000 pies, el vapor no debe ser inyectado ya que esto ocasionaría un calentamiento deficiente de la zona y por ende de los fluidos presentes. A estas profundidades, la calidad del vapor en la cara de la formación es realmente baja, puesto que el vapor tiene que recorrer una mayor distancia antes de entrar en la zona de interés

y al llegar a la arena productora parte del vapor inyectado se ha condensado y en algunos casos puede haberse convertido en agua caliente.⁷

1.3.1.2 Espesor de la formación. Es el principal factor del cual dependen las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y el calentamiento efectivo de los fluidos del yacimiento. El espesor de la formación debe estar aproximadamente entre 50 y 100 pies, pues así se reduce el área de contacto del vapor con los estratos superiores e inferiores y se disminuye la cantidad de calor disperso, es decir, se presenta una menor tasa de pérdidas de calor hacia las formaciones cercanas, lo cual se ve reflejado en un aumento en la relación aceite-vapor (RAV) y por lo tanto en la eficiencia térmica del proceso, favoreciendo la economía del proyecto. El comportamiento descrito previamente puede no ser válido para el caso en que el espesor de la formación sea muy alto, ya que la eficiencia de barrido vertical puede disminuir como consecuencia de la segregación del vapor⁸.

1.3.1.3 Presión del yacimiento. Es un factor muy influyente en los resultados de la cantidad de aceite recuperado en la inyección continua. Éste es un dato importante que junto con la presión de fractura de la formación, determinan el rango de la presión de inyección del vapor⁹. Para yacimientos con presiones elevadas, se requiere que esta inyección se realice a una presión alta, sin embargo, este fenómeno irá acompañado de la posibilidad de fracturar la formación si la presión de inyección sobrepasa la presión de fractura y de algunas desventajas en las altas temperaturas de vapor manejadas.

⁷ BOBERG, T.C.: "Thermal Methods of Oil Recovery". AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc. United State.1988.

⁸ Ibid., p.411.

⁹ SOMERTON, W.H.: "Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid systems. SPE 4506-PA.Octubre 1974.

1.3.1.4 Viscosidad del aceite. A medida que el vapor entra en la formación productora, la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que este aumente su movilidad y pueda fluir fácilmente hacia el pozo productor. La reducción de esta viscosidad depende principalmente de su valor original, es decir, del valor al inicio del proceso. En cuanto más grande sea esta viscosidad mayor será la reducción por efectos del calentamiento.

Este parámetro es determinante en la aplicación del proceso de inyección continua de vapor. Para esta técnica en especial, se requieren de valores inferiores a 1500 cp. Si se sobrepasa este valor, la técnica resulta ineficiente debido a que el vapor bajo dichas condiciones de movilidad del crudo, tarda más tiempo en reducir la viscosidad y requiere que una mayor cantidad de energía sea suministrada al yacimiento, lo cual resulta en unos costos de inversión muy altos para el proyecto. Es por ello, que si se desea implementar un proceso de desplazamiento con vapor a un yacimiento con fluido demasiado viscoso, es recomendable realizar un calentamiento previo de la formación para proporcionarle al petróleo mayor movilidad y permitir que la inyección de vapor sea más eficiente.¹⁰

1.3.1.5 Saturación de aceite y porosidad. Estos parámetros son de gran importancia en el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada, puesto que a partir de ellos se define la cantidad de aceite remanente en el yacimiento. Para que un proyecto de inyección de vapor sea económicamente atractivo, debe existir en el yacimiento suficiente cantidad de hidrocarburos recuperables que justifiquen la inversión. El volumen de aceite se expresa a partir de la relación definida por el producto de la porosidad y la saturación de aceite, la cual según la National Petroleum Council (NPC) debe ser mayor a 0,1 para que el proyecto de inyección continua tenga viabilidad económica.¹¹

¹⁰ PARTHA. S, DAVID.K "Practical Aspects of Steam Injection Processes a handbook for Independent Operator". SPE 21768-PA.Junio 1991.

¹¹ BOBERG, T.C.: "Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc. 1988.

1.3.1.6 Continuidad lateral del yacimiento. La falta de continuidad lateral del yacimiento es un fenómeno que puede ser originado por las variaciones direccionales de permeabilidad, por la estructura misma del yacimiento o por la presencia de barreras de no flujo tales como las fallas. Si este factor no es tenido en cuenta, puede ser el responsable de problemas de comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor, causando resultados negativos durante el proceso de inyección continua de vapor.¹²

1.3.1.7 Variación direccional de la permeabilidad. Las variaciones direccionales de la permeabilidad son cambios de esta propiedad tanto en dirección vertical como horizontal, haciendo que se formen canales preferenciales de flujo a través de los cuales fluirá la mayoría del vapor inyectado, esto da como resultado pobres eficiencias de barrido areales y verticales⁸

1.3.1.8 Heterogeneidades de yacimiento. Dentro de las heterogeneidades más frecuentes que afectan el proceso de inyección continua de vapor se encuentran: las intercalaciones de arcilla, la variación direccional en la permeabilidad de la zona productores y la falta de continuidad lateral del yacimiento. Las cuales, provocan la formación de canales preferenciales de flujo, bajas eficiencias de barrido en el patrón seleccionado y pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes o arcillas ladronas, causando finalmente una reducción en la eficiencia térmica del proceso.

Otros factores que también son causa de la “no uniformidad” o “heterogeneidad” del yacimiento son: fracturas en la formación, acuíferos, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad y la pobre continuidad del yacimiento entre los pozos inyectores y productores, las cuales causan que el vapor tome un trayectoria desconocida y se desvíe de su trayectoria ideal.

¹² BOBERG, T.C.: “Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc. 1988. P 427.

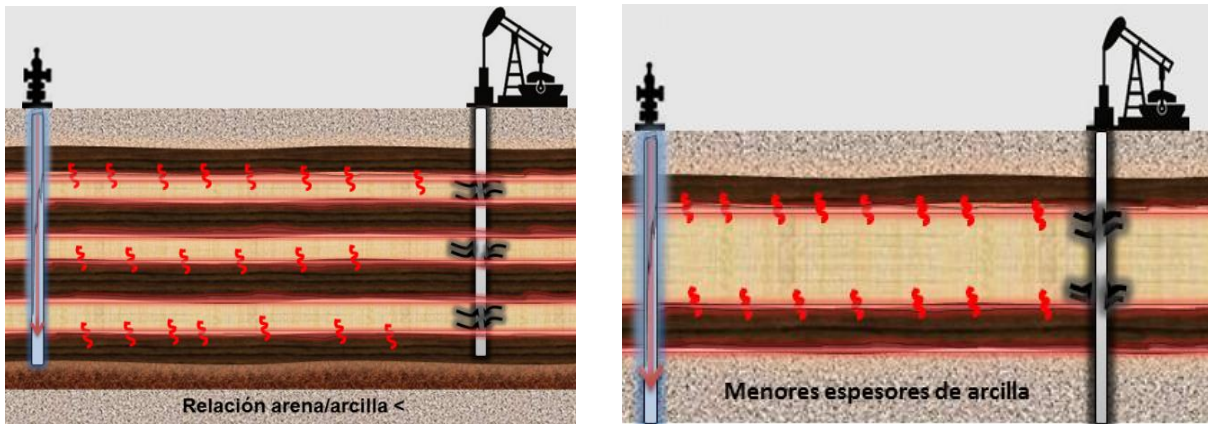
1.3.1.9 Intercalaciones de arcilla. Una buena calidad en las arenas productoras, es decir, formaciones libres se convierten en buenas candidatas para la aplicación de un proceso de inyección continua de vapor. Sin embargo, en las prácticas comunes de análisis de núcleos y ripios de perforación, se evidencia la presencia de arcillas que acompañan las formaciones productoras en las capas adyacentes.

La presencia de intercalaciones de arcilla traen efectos negativos en el recobro de aceite mediante la implementación de un proceso de recobro térmico como la inyección continua de vapor, pues genera un aumento considerable de las pérdidas de calor en el yacimiento, haciendo que se calienten zonas saturadas de agua que roban la energía destinada para calentar el crudo que se encuentra en el yacimiento¹³. Así mismo, influyen en la velocidad de ascenso del vapor, afectando el tiempo que demora en aparecer este por primera vez en el pozo productor (tiempo de ruptura).

Un yacimiento candidato para la aplicación de inyección continua de vapor con presencia de intercalaciones de arcillas, implica un mayor requerimiento de calor para inyectar, debido a que estas litologías son consideradas formaciones ladronas de calor y como consecuencia provocarán un aumento en los costos del proceso. Esto ocurre como efecto de la alta capacidad calórica volumétrica y la alta conductividad que tienen las arcillas para almacenar y conducir más calor que una arena saturada de crudo. Además, estas formaciones no productoras son susceptibles a sufrir hinchamiento debido a su naturaleza asociada al grupo de las esmécticas. La figura 2 muestra las intercalaciones de arcilla en un yacimiento estratificado.

¹³ GONZALO G.L. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor. Capítulo 1. Noviembre de 1989.

Figura 2. Intercalaciones de arcilla



1.3.1.10 Relación arena-arcilla. Esta relación permite cuantificar la arcilla presente en la zona de interés. En estos casos la relación arena –arcilla debe ser lo más alto posible para que no se generen grandes pérdidas de calor en la formación como consecuencia de la presencia de éstas.¹⁴

1.3.1.11 Relación espesor neto – espesor bruto. Para la determinación del espesor neto (net pay) de la formación productiva, se debe seleccionar un valor mínimo de porosidad y saturación de hidrocarburo y así eliminar las capas arcillosas, capas con altas saturaciones de agua y capas de baja permeabilidad. El espesor neto o bruto de la formación es conocido como “gross pay” y en el caso de que toda la formación sea productiva, el espesor neto es igual al espesor bruto. En algunos yacimientos para obtener el espesor neto es necesario usar la relación neta/bruta o “net to gross ratio”.¹⁵

¹⁴ MATEUS, YESSICA.: “Evaluación Técnica y Económica del Uso de Vapor para Acelerar el Factor de Recobro en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado”. Tesis Universidad Industrial de Santander. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011.

¹⁵ CARRILLO LUCIO.: “Descripción del Reservoirio”. Universidad Nacional de Ingeniería. Edición 2006.

1.3.2 Parámetros operacionales. Una vez establecido un yacimiento como candidato para la aplicación de la inyección continua de vapor; como proceso de recuperación mejorada, se deben establecer los parámetros operacionales más adecuados para alcanzar la mayor eficiencia del proceso. Teniendo en cuenta que estos parámetros son condiciones que pueden ser ajustadas a criterio de los ingenieros encargados del proyecto, debe establecerse en forma clara el efecto que cada uno de ellos pueda tener sobre el comportamiento del proceso.

A continuación se mencionan algunos parámetros operacionales de gran relevancia dentro del proceso de inyección continua:

1.3.2.1 Tasa de inyección del vapor. La tasa a la cual el vapor es inyectado al yacimiento está sujeta principalmente a dos factores, la capacidad que aporta el generador y la capacidad que tiene la formación para recibir el fluido inyectado.

En la inyección continua de vapor se recomienda la inyección de tasas relativamente altas, con el propósito de disminuir las pérdidas de calor durante la trayectoria del vapor desde la superficie hasta la formación de interés. Esto puede generar una comunicación temprana entre los pozos productores e inyectores, es decir, provocar una rápida irrupción del vapor en el pozo productor, por consiguiente, se hace necesario cañonear la zona del pozo productor en la sección más baja para poder atenuar este efecto.

Al seleccionar la tasa de inyección de vapor, se debe tener en cuenta que los altos caudales aumentan la presión de inyección, la cual no debe sobrepasar la presión de fractura, ya que de ser así, se ocasionarían problemas de inyectividad. Por otra parte, dependiendo de la heterogeneidad del yacimiento, las altas cantidades de

inyección de vapor pueden ocasionar una canalización del vapor en el medio, resultando en una menor eficiencia en la recuperación de aceite¹⁶.

1.3.2.2 Calidad del vapor. La calidad del vapor, junto con la tasa y presión de Inyección es uno de los parámetros operacionales más importantes en un proceso de recuperación térmica. Depende principalmente de dos factores: las propiedades del agua tales como la temperatura, la presión de saturación, el calor específico, el calor latente y el calor sensible y por otro lado del equipo de generación de vapor que se emplee, bien sea portátil o fijo.¹⁷

Esta propiedad proporciona de forma indirecta un indicativo de cuanto calor se está transfiriendo del fluido inyectado a la formación. Se busca que el valor de la calidad del vapor a la salida del generador sea lo más alto posible, para que al llegar a la cara de la formación, después de un recorrido en el cual se generan pérdidas de calor al pasar por la línea de transporte y la tubería de inyección del pozo, el vapor conserve la mayor cantidad de energía para calentar efectivamente el aceite presente en el yacimiento. En la medida en que esta calidad toma valores cercanos a uno, mayor es el contenido de calor que esta puede transportar por unidad de masa¹⁸. Por el contrario, al inyectar vapor al yacimiento con calidades inferiores a uno, los sólidos disueltos presentes en el agua de alimentación del generador se depositan en la fase líquida del vapor, de tal manera que pueden ocasionar un daño apreciable en el sistema de conducción del vapor.

1.3.2.3 Presión de inyección del vapor. Es un factor influyente en los resultados de la cantidad de aceite recuperado en el proceso de inyección continua de vapor, en donde lo ideal es trabajar con altas presiones de inyección ya que teniendo en cuenta las condiciones a las que el vapor es inyectado en el yacimiento, su

¹⁶ BOBERG, THOMAS.: "Thermal Methods of Oil Recovery". United States of América, 1988.

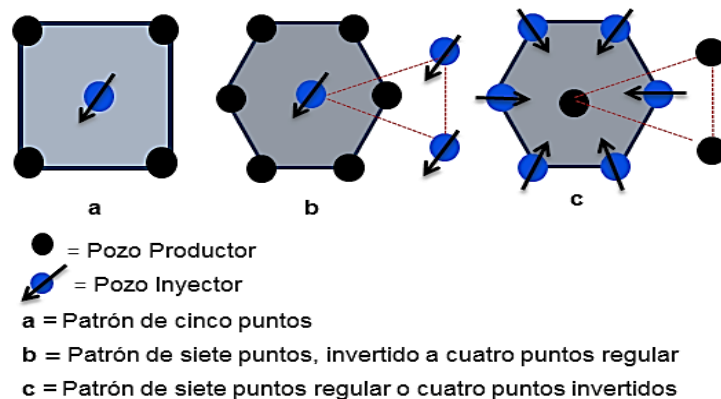
¹⁷ MANNUCCI, J.E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3.P.14.

¹⁸ Ibid., p.126.

comportamiento es similar al de un gas, en la medida en que incrementa la presión, el volumen ocupado por el vapor es menor mientras que su temperatura aumenta, provocando una mejora en la eficiencia térmica en la formación¹⁹.

1.3.2.4 Patrones de inyección. En la inyección continua de vapor es necesario escoger patrones o arreglos de inyección de la misma manera que en el caso de desplazamiento con fluidos fríos. Cada uno de estos arreglos tendrá su propia eficiencia areal, que junto con la eficiencia vertical y la de desplazamiento, dará el mejor factor de recobro. El patrón escogido debe tener en cuenta la continuidad del yacimiento, las propiedades del medio poroso y de los fluidos²⁰. Los más usados son los modelos de cinco puntos²¹ y el modelo de siete puntos normal o invertido²², los cuales son mostrados a continuación en la figura 3:

Figura 3. Patrones de pozos para la inyección continua de vapor



Modificado de: GONZALO G.L. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. Capítulo 1. Noviembre de 1989

¹⁹ BOBERG, THOMAS.: “Thermal Methods of Oil Recovery”.United States of América, 1988.

²⁰ GONZALO G.L.: “Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. Capítulo 1.Noviembre de 1989.

²¹ BURSELL, C.G. AND PITTMAN, G.M.: “Performance of Steam Displacement the Kern River Field”. Revista JPT 27(8).SPE 5017-PA.Agosto1975.

²² OGLESBY, K.D., BLEVINS, T.R., ROGERS, E.E., JOHNSON, W.M.: “The 10 Pattern Steam Flood, Kern River Field, California”.Revista JPT.34 (10).SPE 8833-PA Octubre 1982.

Según un estudio realizado por Chu y Chieh²³, sobre el efecto de la configuración de patrones en el rendimiento de una inyección continua de vapor, para un yacimiento homogéneo de crudo pesado y suponiendo que las áreas de drenaje de todos los productores son las mismas y que la tasa de vapor es proporcional al tamaño del patrón, se obtuvo que la recuperación de aceite en un patrón de cinco puntos (normal o invertido) con un espaciamiento de 2.5 acres, fue mayor que en un patrón de siete puntos invertido con un espaciamiento de 5 acres, el cual a su vez fue mejor que un patrón de 13 puntos invertido con un espaciamiento de 12.5 acres . El peor de los casos se presentó con un patrón de nueve puntos invertido en un espaciamiento de 7.5 acres, donde se recuperó una cuarta parte del aceite que normalmente es recuperable en un proceso de inyección continua de vapor utilizando patrones de cinco puntos.

Comparando el factor de recobro obtenido por estos modelos, Chu encontró la razón de por qué la recuperación de aceite para el patrón de siete puntos, fue menor que para el patrón de cinco puntos invertidos. Él atribuyó este resultado a la eficiencia térmica del vapor, la cual disminuye en su recorrido desde el pozo inyector hasta el productor por efectos del aumento en la distancia.

Por otra parte, un estudio de simulación llevado a cabo por Ziegler²⁴, para comparar la estrategia de una inyección continua de vapor, con un patrón de cinco puntos y nueve puntos invertido, en un yacimiento homogéneo con datos representativos de petróleo pesado, concluyó que para valores constantes de espaciamiento entre los pozos y tasa de inyección normalizada, la recuperación de aceite de un patrón invertido de nueve puntos fue más acelerada en comparación de un patrón de cinco puntos. La reducción del espaciamiento (1.25 acres/pozo),

²³ CHIEH y CHU.: "Pattern Configuration Effect on Steamflood Performance".Revista JPT. 31(9).SPE 6728-PA.Septiembre 1979.

²⁴ Ziegler V.: "A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern Vs. Inverted Nine-Spot Pattern". Revista SPE Reservoir Engineering 2 (4). SPE 13620-PA. Noviembre 1987.

proporcionó una recuperación final más alta en el patrón de nueve puntos invertido que en el patrón de cinco puntos.

Sin embargo, cuando el espaciamiento fue aumentado, la recuperación final en el patrón de nueve puntos invertido disminuyó notablemente en relación al de cinco puntos.

1.3.2.5 Espaciamiento entre los pozos. Este es un parámetro determinante al momento de implementar un proceso de inyección continua de vapor debido a que no se pueden esperar buenas eficiencias de barrido cuando se tienen espaciamientos muy grandes (mayores a 8 acres) y menos cuando se habla de que el yacimiento presenta un cierto grado de estratificación. El uso de espaciamientos más pequeños (menores a 5 acres) reduce el tiempo de irrupción del vapor, las pérdidas de calor, la incertidumbre de encontrar barreras de no flujo y por consiguiente se mejora el factor de recobro.²⁵

Para determinar este espaciamiento entre los pozos, además de considerar la viscosidad del fluido, un aspecto principal a tener en cuenta es la relación arena-arcilla del sistema. Para el caso de la viscosidad, cuando esta es muy alta (alrededor de 10.000 cP), se recomienda que el espaciamiento entre pozos sea menor a 5 acres, debido a que la baja movilidad del aceite requiere que el área en la cual ocurre el desplazamiento no sea muy grande²⁶. Generalmente en la mayoría de los proyectos con vapor, el espaciamiento empleado es de 5 acres y en los pocos casos en donde se presentan espaciamientos inferiores a 1,25 acres la razón principal es el valor de la viscosidad tan alta que posee el fluido²⁷.

²⁵ BELTRAN JESUS ENRIQUE: "Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante analogías" Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.2005.

²⁶ Ibid., p. 31.

²³ BASHAM, MIKE.: "Important Modeling Parameters for Predicting Steamflood Performance". SPE 90713-MS. Septiembre 2004"

²⁴ ALI FAROUQ."Practical Heavy Oil Recovery".Chapter 7.Steamflooding. 2006. P 7-1.

Para resumir, en los yacimientos estratificados existen parámetros que afectan en mayor proporción el efecto de la inyección de vapor. La tabla 2 muestra los más importantes:

Tabla 2. Parámetros que afectan la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados

PARÁMETROS	FACTORES
Parámetros de Yacimiento	Heterogeneidades del yacimiento
	Intercalaciones de arcilla
	Relación arena-arcilla
	Relación espesor neto-espesor bruto
Parámetros de Operacionales	Patrones de inyección
	Espaciamiento entre los pozos

1.4 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA

El medio a través del cual es inyectado vapor y por consiguiente la energía necesaria para causar una disminución de la viscosidad del crudo es la roca. Esta última posee propiedades térmicas tales como conductividad térmica, capacidad calórica volumétrica y difusividad térmica que contribuyen a una mejor comprensión acerca del comportamiento que tiene la transferencia de calor cuando el vapor es inyectado en las formaciones productoras. Estas propiedades afectan de forma directa el desarrollo del proceso debido a que determinan cuanto calor es transferido y cuanto calor es almacenado en cada una de las formaciones productoras y roca sello.

1.4.1 Capacidad calorífica. Una propiedad térmica de gran interés en el diseño de procesos térmicos con propósito de recuperación secundaria, es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos ya que de su valor depende cuanto calor debe suministrarse para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene²⁸.

La capacidad calórica de una roca está definida como la capacidad de un determinado volumen de dicha roca para almacenar calor al experimentar un cierto cambio en su temperatura. Normalmente esta propiedad está dada en unidades de BTU/ pie³ - °F y para una roca que está saturada con petróleo, agua y gas, puede ser calculada mediante la ecuación (1.1).²⁹

$$M = \phi(s_o\rho_o c_o + s_w\rho_w c_w + s_g\rho_g c_g) + (1 - \phi)c_r\rho_r \quad (1.1)$$

Dónde:

- M** : Capacidad calorífica de la roca saturada [BTU/ pie³ - °F]
- ϕ**: Porosidad de la Roca [Fracción]
- S_o, S_w, S_g** : Saturaciones de las fases aceite, agua y gas respectivamente [Fracción]
- ρ_o, ρ_w, ρ_g** : Densidades de las fases aceite, agua y gas respectivamente [lb/ pie³]
- C_o, C_w, C_g, C_r** : Calor específico de las fases aceite, agua, gas y roca respectivamente [BTU/lb- °F]

²⁸ ALVARADO D, BANZER C.: "Recuperación Térmica del Petróleo". Capítulo 2. Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos. Universidad del Zulia. Maracaibo, Noviembre 1998.

²⁹ GONZALO L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 1989. P 47-48.

1.4.2 Conductividad termica de la roca. La conductividad térmica de la roca puede ser definida como la facilidad con la cual dicha roca puede transmitir calor. Es expresada en BTU/hr- pie - °F.

Para un medio poroso la conductividad térmica depende de un gran número de factores como son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos que la saturan y movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y según la experiencia se ha observado que esta disminuye con la temperatura, mientras que aumenta con la saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica de los fluidos saturantes³⁰.

1.4.3 Difusividad térmica. La difusividad térmica me proporciona un indicativo de que tan rapido se difunde o se tranfiere calor a traves de un medio, en este caso será la roca junto con los fluidos q la saturan³¹.

Matemáticamente es la relación entre la conductividad y la capacidad calorífica de la roca, es decir entre la capacidad de conducir o transferir calor y la capacidad de almacenarlo. La ecuacion 1.2 expresa la relación para esta propiedad cuyas unidades son ft²/hr.

$$\alpha = \frac{K}{M} \quad (1.2)$$

Donde:

α : Conductividad Térmica	[Pie ² /hr]
K : Conductividad Térmica	[BTU/hr- pie - °F]
M : Capacidad Calórica	[BTU/pie ³ - °F]

³⁰ ALVARADO D, BANZER C.: "Recuperación Térmica del Petróleo". Capitulo 2. Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos. Universidad del Zulia. Maracaibo, Noviembre 1998.

³¹ SOMERTON W.H.: " Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid Systems". Capitulo5. Difusividad Térmica de las rocas. 1992.

Si el valor del coeficiente de difusividad es alto, el medio será más apto para conducir calor mientras que para valores bajos, el medio será apto para almacenar calor.

1.5 PÉRDIDAS DE CALOR

En los sistemas como los que se desean modelar durante el desarrollo de este proyecto, las pérdidas de calor están definidas por la cantidad de calor que por unidad de tiempo es transferido hacia las zonas no productoras. Dado que en las zonas productoras no existe flujo de fluidos, la transferencia de calor se da por conducción.

Teniendo en cuenta que la conducción de calor es un proceso lento en rocas como las que se encuentran asociadas a los yacimientos de hidrocarburos ³², el flujo de calor durante la inyección se da predominantemente en estado transitorio. Este comportamiento es generado por la existencia de una variación de la temperatura con el tiempo a través del espesor de las zonas no productoras. Las pérdidas de calor se producen hacia:

- Límites superior e inferior de la formación (Overburden y underburden)
- Intercalaciones de arcillas

³² BUTLER, ROGER.: "Thermal Recovery of Oil and Bitumen". Graw Drain. Calgary. 1998.

1.6 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El calor es la forma de energía que se transmite en la dirección de un gradiente de temperatura. Los mecanismos de transferencia de calor se pueden clasificar de acuerdo con la relación existente entre la forma de energía y la sustancia de trabajo. Estos mecanismos son: conducción, convección y radiación.³³

1.6.1 Conducción. Este mecanismo se presenta cuando existen diferencias de temperatura entre dos cuerpos sólidos, o entre dos partes de un mismo cuerpo, entre las cuales existe contacto un físico entre sus superficies. La conducción térmica en el yacimiento ocurre cuando la rocas se calientan como consecuencia de la inyección de fluidos calientes dentro del medio poroso.³⁴

1.6.2 Convención. Es un mecanismo por el cual el calor es transportado de un sitio a otro por un fluido. Puede ser por diferencias de densidades causado por expansión y pérdidas de densidad, convención natural, o por desplazamiento del fluido impulsado por una energía mecánica (bombas), conocida como convección forzada. Como la convección supone un proceso de mezclas de la sustancias de trabajo más caliente con las más frías, este mecanismo de transferencia sólo es posible entre líquidos y/o gases.

Cabe anotar que la diferencia fundamental con el mecanismo anterior es solamente en la forma como se transporta el calor. Mientras que la conducción es un proceso que pudiéramos llamar estático, sin desplazamiento molecular, la

³³ GOMEZ PRADA, LUIS GONZALO.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.1989.p.61.

³⁴ Ibid., p.61.

convección es un proceso dinámico, que supone siempre el desplazamiento del fluido. A nivel molecular, la transferencia de calor sigue siendo por conducción.³⁵

1.6.3 Radiación. Es la forma más generalizada de transferencia de calor a través del universo. Los cuerpos calientes emiten radiación de origen electromagnético y como tal, se transmiten a través del vacío. Cualquier sustancia que se interponga entre al fuente y el receptor, bloqueará total o parcialmente estas ondas, anulando o disminuyendo la transferencia de calor por radiación. En resumen, la radiación sólo es posible a través del vacío o a través de los gases debido a su baja densidad, porque parte de las radiaciones pueden pasar a través de las moléculas sin ser absorbidas por éstas.³⁶

1.7 EFICIENCIAS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Cuando se lleva a cabo la aplicación de un proceso de inyección continua de vapor es importante que el proceso resulte eficiente tanto técnica como económicamente. La economía de un proyecto está sujeta a dos importante factores que son la eficiencia de recobro de aceite y la eficiencia térmica del vapor.

1.7.1 Eficiencia de recobro de aceite. El término de eficiencia de recobro relaciona la cantidad de aceite que puede ser recuperado mediante la aplicación de una determinada técnica de producción, con el volumen inicial de aceite presente en la formación al momento de iniciar el proceso de recuperación.

³⁵ GOMEZ PRADA, LUIS GONZALO: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.1989.p.62.

³⁶ Ibid., p.62.

1.7.2 Eficiencia térmica. El término de eficiencia térmica se relaciona con la fracción de calor inyectado que permanece en la zona de vapor. La administración de calor es uno de los aspectos de mayor interés en la aplicación de técnicas de recobro térmico, ya que en estos así como en todos los proyectos relacionados con la recuperación de hidrocarburos el objetivo es extraer la mayor cantidad de aceite presente en el yacimiento.

Durante un proceso de inyección continua de vapor debe tenerse en cuenta que no todo el calor transportado por el vapor desde el generador, es transferido al aceite presente en la formación. El comportamiento antes descrito es una consecuencia de las pérdidas de calor que se presentan en todo el sistema. Para garantizar un buen calentamiento del fluido de interés, se debe planificar la operación antes del desarrollo del proceso, de tal manera que las pérdidas de calor en superficie, en el pozo y en el yacimiento disminuyan.

2. DESARROLLO DE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN

Para el desarrollo de los modelos conceptuales de simulación que se utilizarán en este proyecto, se parte de la elaboración de un modelo conceptual base. En este se representa un yacimiento con características propias de un crudo pesado de viscosidad 1125 cP, el cual, proporciona un escenario óptimo para implementar la inyección continua de vapor como método de recobro térmico. A partir de éste, el objetivo es construir otros escenarios con diferente relación arena-arcilla y espaciamiento, que permitan analizar el efecto de dichas condiciones durante el proceso de recuperación. Para la elaboración de esto, se hizo uso del simulador térmico STARS (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG (ComputerModellingGroup LTD).

Esta herramienta de simulación numérica, se ajusta a los requerimientos pertinentes de este modelo, fue escogida teniendo en cuenta que modela el flujo en tres fases, con capacidad de predecir el comportamiento de yacimientos donde se desee implementar procesos de recobro térmico como la inyección continua de vapor.

2.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual un ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.³⁷

³⁷ ESCOBAR FREDDY, SEPULVEDA JAIRO, "Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas". Unidad 1.

El propósito al hacer uso de la simulación, es predecir el comportamiento de un yacimiento a partir de los resultados obtenidos y optimizar ciertos parámetros con el propósito de aumentar la recuperación de aceite. Para ello, se requiere de la evaluación tanto de los datos que se van a utilizar en la simulación, como de los resultados que se obtengan de ella. La selección del modelo a utilizar depende tanto del aspecto económico como de lo que se desea simular y de la información con que se cuenta para realizar dicha simulación.

Este medio constituye una poderosa herramienta con que cuenta un ingeniero, siempre y cuando la geología y las propiedades de los fluidos estén propiamente caracterizadas. La construcción de un modelo permite reproducir un yacimiento varias veces y de diferentes maneras, con lo cual se puede analizar varias alternativas y seleccionar el mejor escenario³⁸. El observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a determinar la respuesta de un yacimiento ante un proceso y a seleccionar las condiciones óptimas para llevar a cabo el desarrollo de un método.

2.1.1 Información necesaria para llevar a cabo una simulación. Para realizar un trabajo de simulación que tenga éxito y resulte confiable, se debe contar con una serie de datos que representen las condiciones del yacimiento. Así pues, se requiere de una descripción física del yacimiento y de su geología, de las propiedades petrofísicas de las capas de interés y las propiedades PVT de los fluidos presentes en el yacimiento. También es necesario tener en cuenta alguna información sobre los pozos y los mecanismos de desplazamiento que operan en el yacimiento entre otros datos e información adicional, tal como se menciona a continuación:

³⁸ Ibid.,p.18.

2.1.1.1 Descripción física del yacimiento. Para obtener una descripción física del yacimiento y caracterizarlo es necesario llevar a cabo un estudio geológico detallado que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico. Dentro de este tipo de información que interesa al momento de hacer la simulación se encuentra³⁹:

- Límites del yacimiento
- Características de la formación productora
- Características del acuífero
- Fallas
- Discontinuidad en las capa
- Profundidad

2.1.1.2 Propiedades Petrofísicas. Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con pequeños núcleos obtenidos del yacimiento procurando que sean lo más representativo posible. Sin embargo, para asegurar una mayor precisión en estos datos, se puede obtener información complementaria de estas propiedades mediante los registros eléctricos y los análisis de pruebas de presión, además de las correlaciones existentes para la obtención de las mismas. Los datos petrofísicos que se necesitan para efectuar una simulación son⁴⁰:

- Porosidad, ϕ
- Permeabilidad, k
- Saturaciones de las fases agua, aceite y gas, S_w, S_o, S_g
- Compresibilidad de la roca, C_r
- Permeabilidad relativa de la fase agua, aceite y gas, K_{rw}, K_{rg}, K_{rg}

³⁹ Ibid., p.18.

⁴⁰ Ibid., p.19.

2.1.1.3 Propiedades PVT de los fluidos. Las propiedades de los fluidos son obtenidas en el laboratorio por medio de muestras extraídas de los pozos. Para que los valores obtenidos sean aceptables y la muestra sea representativa, se requiere que las mediciones se hagan de forma cuidadosa y tratando de acercarse al máximo las condiciones del laboratorio a las condiciones existentes en el yacimiento. Es recomendable la determinación de estas propiedades en los primeros años de la vida productiva del yacimiento, para evitar un cambio en la composición de los fluidos. Sin embargo, cuando por diversas razones y circunstancias asociadas a la complejidad de este tipo de estudios, no es posible obtener muestras fiables del fluido del yacimiento, es necesario recurrir a correlaciones empíricas P.V.T (Presión, Volumen, Temperatura) para poder determinar las propiedades físicas del fluido.

Las propiedades P.V.T que se requieren al momento de realizar un trabajo de simulación son⁴¹:

- Viscosidad del aceite y del agua, μ_w, μ_o
- Factor volumétrico de formación, B_f
- Factores volumétricos del agua, del aceite y del gas, B_w, B_o, B_g .
- Comportamiento de las fases
- Compresibilidad del agua, del aceite y del gas, C_w, C_o, C_g

2.1.1.4 Información adicional. Además de la información fundamental mencionada anteriormente, existen otros datos relevantes que deben conocerse cuando se realiza una simulación. Dicha información corresponde casi en su totalidad a características de los pozos, entre otros aspectos⁴².

⁴¹ Ibid., p.20.

⁴² Ibid., p.20.

- Estado mecánico de los pozos
- Aspecto económico
- Datos de producción
- Mapas isópaco, estructural, de isoporosidades y de isopermeabilidades.

2. 2 TIPOS DE ENMALLADO

El enmallado de simulación hace referencia al número de celdas y a la forma como estas van a ser distribuidas dentro de la extensión física del yacimiento o dentro del sector que se quiere representar. Dependiendo del tipo de flujo se pueden encontrar los siguientes tipos de enmallado:

2.2.1 Enmallado Cartesiano. Este tipo de enmallado es el más comúnmente usado en la simulación de yacimientos. Se emplea cuando se quiere representar el flujo del fluido en una zona distante del pozo, es decir, en una zona en donde el comportamiento del fluido puede ser considerado lineal.

2.2.2 Enmallado Radial. Este tipo de enmallado es confiable para modelar el flujo de fluidos a un solo pozo. Es adecuado cuando se pretende modelar zonas cercanas a los pozos.

2.2.3 Enmallado Híbrido. Esta técnica desarrollada por Pedrosa y Aziz, permite obtener información más precisa sobre los cambios de saturación y presión del sistema y describe de mejor forma el yacimiento y el comportamiento de procesos de recuperación realizados en el mismo.

Este tipo de enmallado combina coordenadas radiales en las regiones cercanas al pozo y coordenadas cartesianas en las regiones que no involucran pozos productores e inyectores, lo cual hace que el yacimiento o sector de yacimiento que se esté analizando, se divida en regiones de pozo y regiones de yacimiento respectivamente.

2.2.4 Enmallado Ortogonal. Este tipo de enmallado permite una exactitud razonable en el cálculo de las transmisibilidades entre los bloques para distribuciones isotrópicas heterogéneas, además describe mejor el flujo de fluidos cuando existen aspectos estructurales como fallas y discordancias.

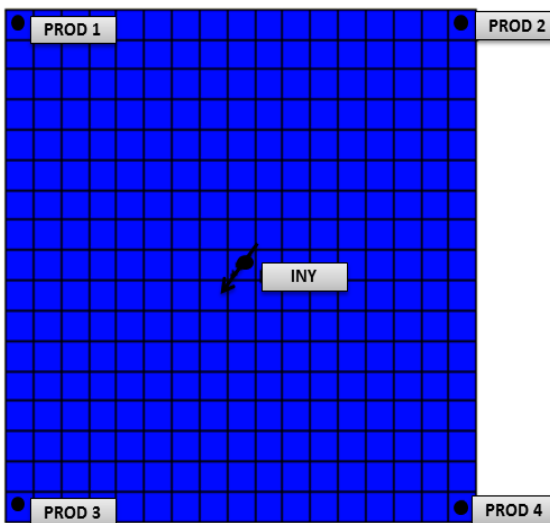
2.3 ELABORACIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Los modelos conceptuales de simulación emplean propiedades del yacimiento, para evaluar el comportamiento de este cuando es sometido a diversos esquemas de explotación. Generalmente, son usados para llevar a cabo análisis de sensibilidad sobre incertidumbres generales asociadas con el yacimiento estudiado.

Para la construcción del modelo base, fue necesario determinar las dimensiones del grid, conocer las propiedades de la roca y de los fluidos, las propiedades iniciales del yacimiento, el tipo de refinamiento a utilizar y así mismo a partir de sensibilidades, determinar el número de celdas que conformaran el modelo de simulación y la respectiva tasa de inyección de vapor para implementar en el proceso de inyección continua. A continuación se describe el desarrollo del modelo base de simulación empleado.

2.3.1 Selección del enmallado de simulación a utilizar. Para este caso en particular, como lo que se quiere simular es un proceso de inyección continua de vapor, se escogió un enmallado tipo cartesiano debido a que la región de afectación del flujo de vapor, ocurre más allá de las cercanías del pozo y este es considerado lineal según su comportamiento a lo largo de la extensión del yacimiento sobre el cual se aplica la técnica. La figura 4 muestra un esquema del tipo de enmallado utilizado.

Figura 4. Esquema del enmallado cartesiano (Bloques centrados)



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator- STARS, Results Graph.

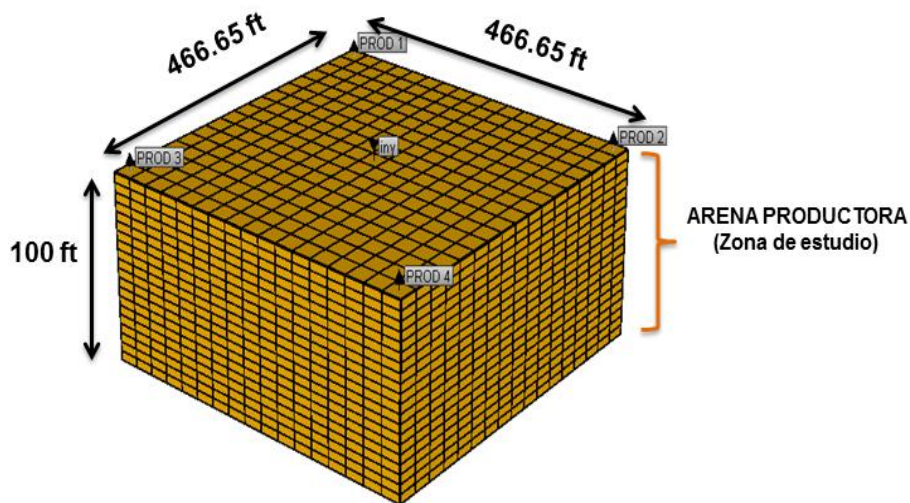
2.3.2 Dimensiones del grid de simulación. La construcción de este modelo representa un área de 5 acres con un espesor neto de 100 pies y un OOIP de $4.233 \cdot 10^6$ pies³. La tabla 3 reúne las propiedades básicas del grid de simulación.

Tabla 3. Propiedades del modelo base de simulación

Grid de simulación base	
Área del modelo	5 acres
Tope de la formación productora	1400 pies
Espesor neto de la formación	100 pies

El modelo que muestra las características anteriormente descritas y que corresponde al modelo base de trabajo se muestra en la figura 5.

Figura 5. Vista en 3D del modelo base de simulación empleado para el desarrollo de posteriores escenarios



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator- STARS, Results Graph

2.3.3. Propiedades de las rocas. Una vez construido el grid de simulación con las dimensiones y las condiciones apropiadas para implementar el proceso de inyección continua de vapor, se procedió a establecer las propiedades de las rocas. La tabla 4 presenta las respectivas propiedades escogidas para este modelo. Adicionalmente a esto durante la asignación de las propiedades de la

arena productora, en el simulador se designaron las propiedades de las formaciones adyacentes hacia los límites del sistema, con el fin de tener en cuenta las pérdidas hacia el overburden y hacia el underburden.

Tabla 4. Propiedades de las rocas

Propiedades de las rocas (arenas productoras)	
Permeabilidad Horizontal	809 mD
Permeabilidad Vertical	485,4 mD
Relación Kv/Kh	0,6
Porosidad	29 %
Compresibilidad de la formación	5 e-4 1/psi
Conductividad Térmica	24 Btu/pie°F día
Capacidad Calórica Volumétrica	30 Btu/ pie ³ °F

Tomado y modificado de: URIBE CARLOS.: “Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales”. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander-GRM. Bucaramanga. 2012.

La caracterización de las intercalaciones de arcilla es también importante en la representación del proceso térmico y en especial en yacimientos estratificados, ya que por su naturaleza es capaz de robar el calor que debería permanecer en la formación productora, disminuyendo la eficiencia térmica del proceso tal como se mencionó en el capítulo 1. Las arcillas tienen permeabilidades muy bajas y para este modelo de trabajo se consideró que las permeabilidades de las mismas fueran iguales a cero. Las propiedades más importantes de las arcillas son presentadas en la tabla 5.

Tabla 5. Propiedades de las intercalaciones de arcilla

Propiedades de la roca	
Intercalaciones de arcilla	
Compresibilidad de la formación	34,67 e-6 1/psi
Conductividad térmica	30 Btu/pie°F día
Capacidad calórica volumétrica	40 Btu/ pie ³ °F

Tomado y modificado de: URIBE CARLOS.: “Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales”. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander-GRM. Bucaramanga. 2012.

2.3.4 Propiedades de los fluidos. Las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento dan a conocer el comportamiento de estos ante el cambio de factores como la temperatura y la presión.

Para el desarrollo del modelo de fluidos es necesario conocer propiedades como viscosidad, curvas de permeabilidad relativa, densidades y saturaciones de los fluidos. Para este estudio en particular, el modelo de fluidos se generó a partir de un PVT sintético creado en IMEX-CMG mediante el uso de correlaciones.

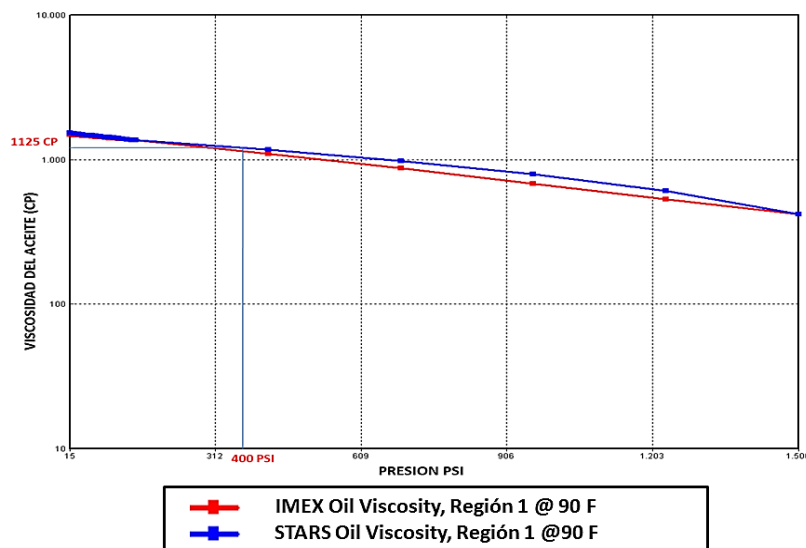
El fluido tenido en cuenta en este estudio para simular el proceso de inyección continua de vapor corresponde a un crudo pesado. En la tabla 6 se pueden ver las propiedades iniciales del fluido. En la figura 6, se muestra la curva generada por el simulador donde se aprecia el comportamiento de la viscosidad en función de la presión. Esta última, aunque no es la principal propiedad que interviene en el proceso de inyección continua de vapor, si es un factor bastante significativo al momento de implementar el proceso de recuperación térmica.

Tabla 6. Propiedades iniciales de los fluidos presentes en la arena productora

Propiedades de los fluidos	
ACEITE	
Peso molecular	400 Lb-mol
Densidad del aceite	60.5678 Lb-mol/ft ³
Coefficiente de expansión térmica	3.95 E-41/°F
Temperatura de la zona productiva	90 °F
Gravedad API	13.5 API
AGUA	
Propiedades estándar	

Tomado y modificado de: PACHECO, E.: “Simulación Numérica de la Influencia de la Inyección Cíclica de Vapor Previa a Procesos de Inyección Continua”. Proyecto de grado. UIS. 2007.

Figura 6. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión



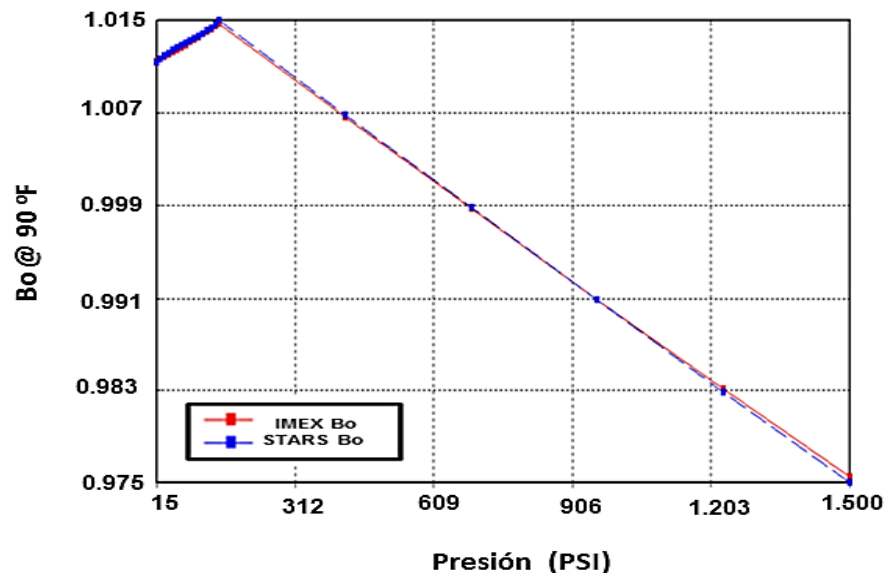
Fuente: CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator.

Para la elaboración del modelo PVT fue necesario modificar los modelos existentes en el simulador, con el propósito de ajustar estos modelos a las condiciones que requería el modelo de trabajo. Para esto, se realizó una búsqueda de información, respecto a las correlaciones disponibles en la literatura que permitieran determinar las propiedades físicas del fluido según las

características del mismo. En dicha búsqueda se encontraron correlaciones como las de Standing y Glasso, utilizadas para determinar presión de burbuja (P_b), relación de gas disuelto en el petróleo (R_s) y factor volumétrico de formación del petróleo (Bo)⁴³. Al mismo tiempo, se encontró la correlación de Beal and Chew empleada comúnmente para determinar la viscosidad del aceite, la cual fue escogida debido al ajuste que se logró obtener por medio de la misma. Esta última, está sujeta a emplearse en crudos en un rango de gravedad API de $10 < API < 20$, por lo que cumplía las expectativas respecto a las condiciones iniciales del crudo del yacimiento dado en este estudio.

Los comportamientos de las propiedades de factor volumétrico y relación gas-aceite en función de la presión de yacimiento son mostrados en las figuras 7 y 8 respectivamente. Estas curvas fueron obtenidas también mediante las correlaciones usadas en el PVT sintético, generadas por el simulador para visualizar el comportamiento de estas propiedades con el cambio de presión.

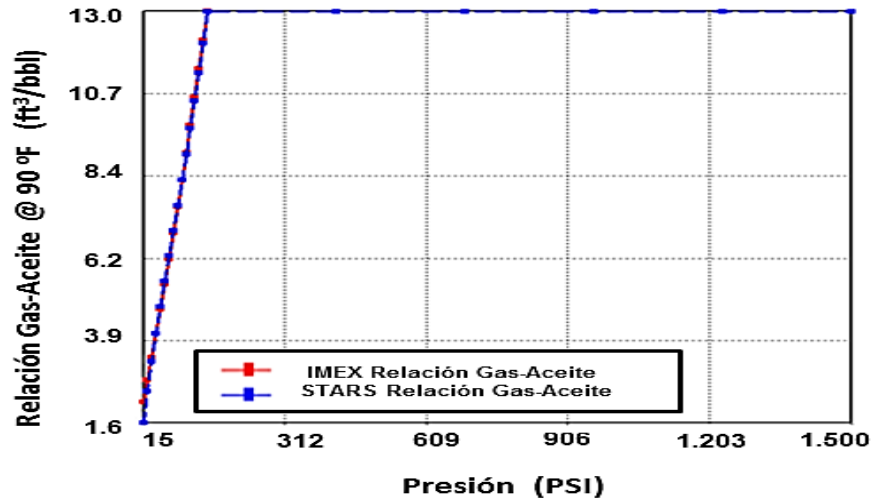
Figura 7. Comportamiento de la curva de factor volumétrico



Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS

⁴³ BANZER CARLOS.: "Correlaciones Numéricas P.V.T.". Universidad del Zulia. Maracaibo, Enero de 1996.

Figura 8. Comportamiento de la curva relación Gas - Aceite Vs Presión en el PVT sintético



Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS

2.3.5 Propiedades roca-fluido. Las propiedades de la interacción roca-fluido indican el comportamiento del flujo de fluidos dentro del yacimiento. Entre las propiedades más importantes en la interacción roca-fluido se encuentran las curvas de permeabilidad relativa. Para este procedimiento fue necesario incluir los end point de los fluidos con el propósito de generar datos a partir de correlaciones. A continuación en las tablas 7 y 8, se registran los valores generados por el simulador correspondiente a las permeabilidades relativas para la fase agua-aceite y la fase liquido-gas respectivamente.

Tabla 7. Permeabilidades relativas de la fase Agua-Aceite

S_w	K_{rw}	K_{row}
0.2	0	1
0.237	6,8359 e-005	0.82397
0.275	0.00054	0.66992
0.312	0.00184	0.53637
0.35	0.00437	0.42187
0.387	0.00854	0.32495
0.425	0.01476	0.24414

Tabla 8. (Continuación)

S_w	K_{rw}	K_{row}
0.462	0.02344	0.17797
0.5	0.035	0.125
0.537	0.04983	0.08374
0.575	0.06835	0.05273
0.612	0.09098	0.03051
0.65	0.11812	0.01562
0.687	0.15018	0.00659
0.725	0.18757	0.00195
0.762	0.23071	0.00024
0.8	0.28	0

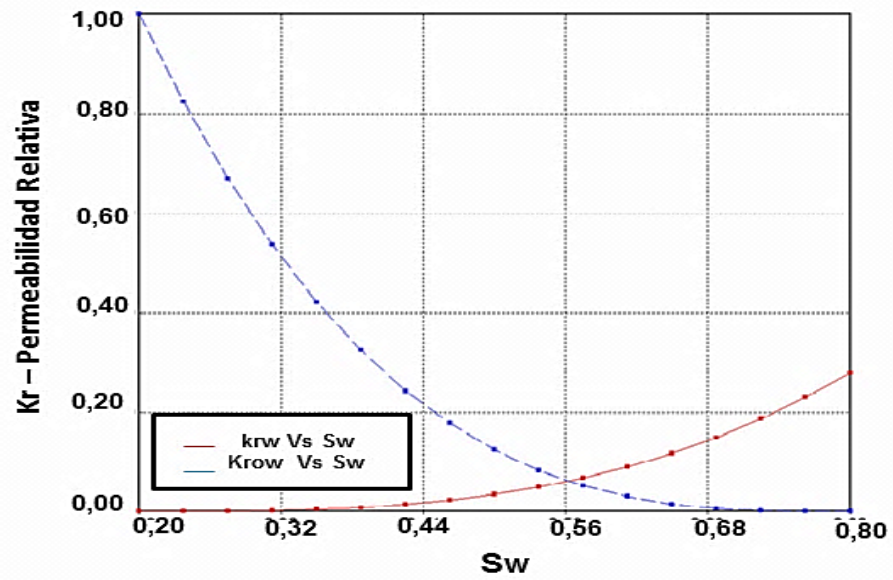
Fuente: Computer Modeling Group, CMG- STARS.

Tabla 9. Permeabilidades relativas de la fase Líquido– Gas

S_l	K_{rg}	K_{rog}
0.6	0.5	0
0.625	0.41198	0.00024
0.65	0.33496	0.00195
0.675	0.26818	0.00659
0.7	0.21093	0.01562
0.725	0.16247	0.03051
0.75	0.12207	0.05273
0.775	0.08898	0.08374
0.8	0.0625	0.125
0.825	0.04187	0.17797
0.85	0.02636	0.24414
0.875	0.01525	0.32495
0.9	0.00781	0.42187
0.925	0.00329	0.53637
0.95	0.00097	0.66992
0.975	0.00012	0.82397
1	0	1

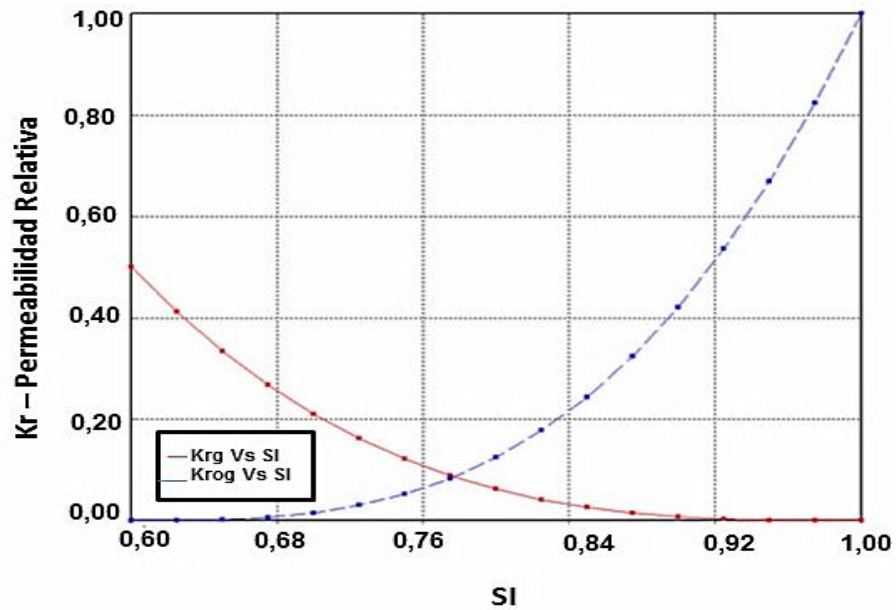
Fuente: Computer Modeling Group, CMG- STARS.

Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa de las fases Agua - Aceite



Fuente: Computer Modeling Group, CMG - STARS.

Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa de las fases Liquido - Gas



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator- STARS.

En las figuras 9 y 10 se muestran las respectivas curvas para las fases mencionadas en función de la saturación de un fluido. De las curvas de permeabilidad relativa de las fases agua y aceite mostradas en la figura 9, se puede identificar el fluido que está mojando la formación de interés. Según lo observado, el yacimiento se encuentra mojado por agua, lo cual beneficia al proceso, ya que esta condición es favorable al desplazamiento del aceite en contraste con el agua, por consiguiente la producción de aceite será mayor.

2.3.6 Condiciones iniciales. Las propiedades del yacimiento tales como presión, temperatura y saturación de los fluidos en el momento de su descubrimiento, juegan un papel fundamental en el comportamiento del mismo. De igual forma, es importante tener en cuenta el estado actual de dichas propiedades al momento de implementar un proceso de recuperación. El simulador térmico STARS hace uso de la herramienta “Initial Conditions” para incluir estos datos que son necesarios en la elaboración del modelo. En la tabla 9 se presentan las condiciones iniciales empleadas para el estudio.

Tabla 10. Condiciones iniciales utilizadas durante el desarrollo del modelo

Condiciones iniciales	
Temperatura	90 °F
Presión @ 1400 ft	400 psi

2.3.7 Número de celdas del modelo. Con el propósito de diseñar un modelo cartesiano de simulación que represente la porción del yacimiento con el que se desea trabajar y que así mismo cumpla con los requerimientos técnicos, es decir, un modelo que emplee un tiempo de ruptura del vapor aceptable, que tenga un buen factor de recobro y que así mismo el tiempo de simulación favorezca el

desarrollo del proyecto, se realizó un análisis de sensibilidad para escoger el número de celdas adecuadas que represente el área de este modelo. Para ello, se varió el número de celdas tanto en la dirección i como en la dirección j, y a partir de esto se plantearon 3 casos que son presentados en la tabla 10. Aquí se especifican las dimensiones del enmallado, el tamaño y el número de celdas en las direcciones i, j, y el correspondiente tiempo de ruptura, factor de recobro y tiempo de simulación para cada caso.

Tabla 11. Sensibilidad para determinar el número de celdas que llevará el modelo

Caso	Enmallado	Tamaño de la celda i,j (pies)	Numero de celdas	Tiempo de simulación (min)	Tiempo de ruptura (días)
Caso 1	17*17*20	27,45	5780	45	880
Caso 2	35*35*20	13.33	24500	80	1172
Caso 3	51*51*20	9,1	52020	300	1188

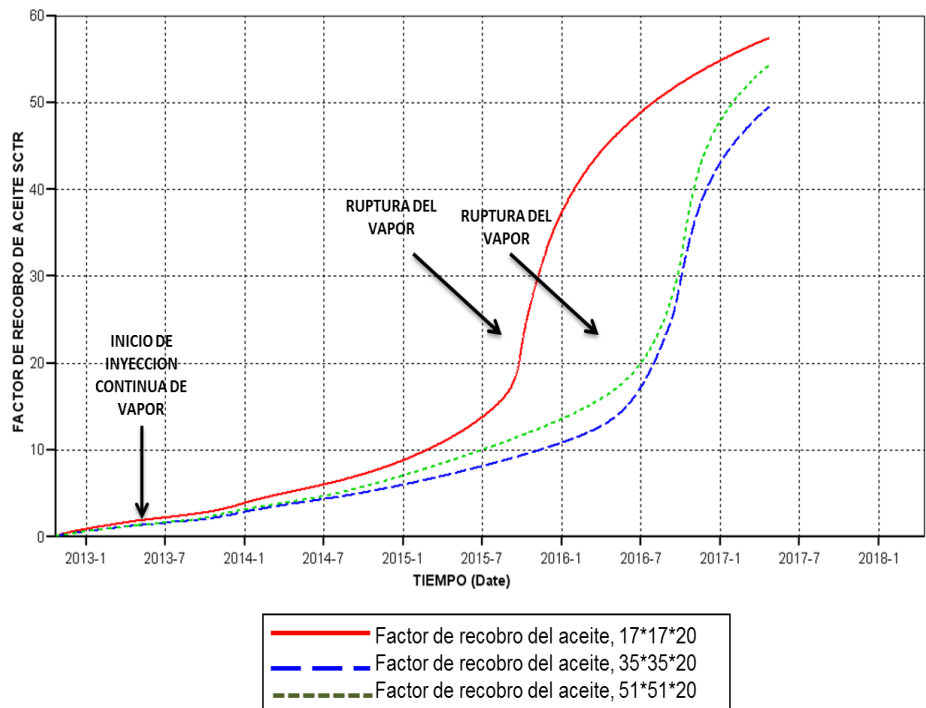
Las condiciones tenidas en cuenta para seleccionar el número de celdas del modelo, se basaron en los resultados obtenidos en las curvas de tasa de producción, además del tiempo en el que vapor demoró en llegar al pozo productor, es decir, el tiempo de ruptura. Dichos modelos fueron corridos en un lapso de 6 meses correspondientes a la producción en frío y cuatro años en los que se implementó el proceso de inyección continua de vapor.

Las figuras 11 y 12 muestran el comportamiento del factor de recobro y de la tasa de producción de aceite en función del tiempo, evaluados respectivamente para los casos planteados en el cuadro anterior. En ellas se observa que el modelo que presenta mejor respuesta en los parámetro de evaluación es el que tiene un menor número de celdas en dirección i, j; es decir el caso 1, debido a que posee un alto factor de recobro lo cual favorece la economía del proyecto, así mismo el

tiempo de ruptura es menor y esa respuesta es una condición favorable para representar más adelante un yacimiento con intercalaciones de arcilla para lograr pequeñas pérdidas de calor, además el tiempo de simulación fue menor, lo cual favorece el proceso de análisis.

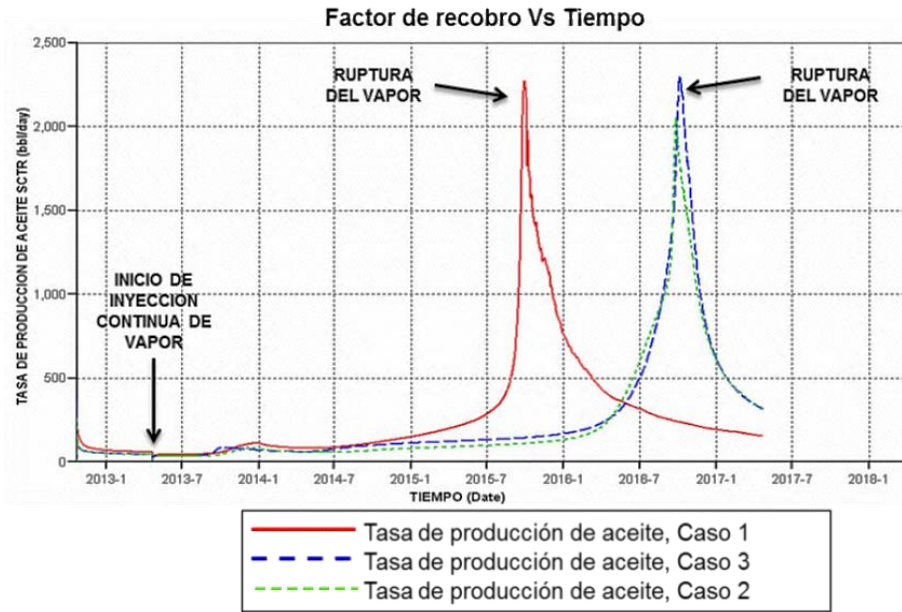
Para determinar con exactitud el tiempo de ruptura, se analizó el comportamiento que presenta la tasa de producción de agua y la curva de entalpía producida acumulada, mostradas en la figura 18. Con el comportamiento de estas curvas se puede determinar en cuál de los modelos planteados el vapor recorre la zona de manera más rápida, favoreciendo así el resultado final del proceso de recuperación.

Figura 11. Evaluación del porcentaje de factor de recobro en la sensibilidad del número de celdas



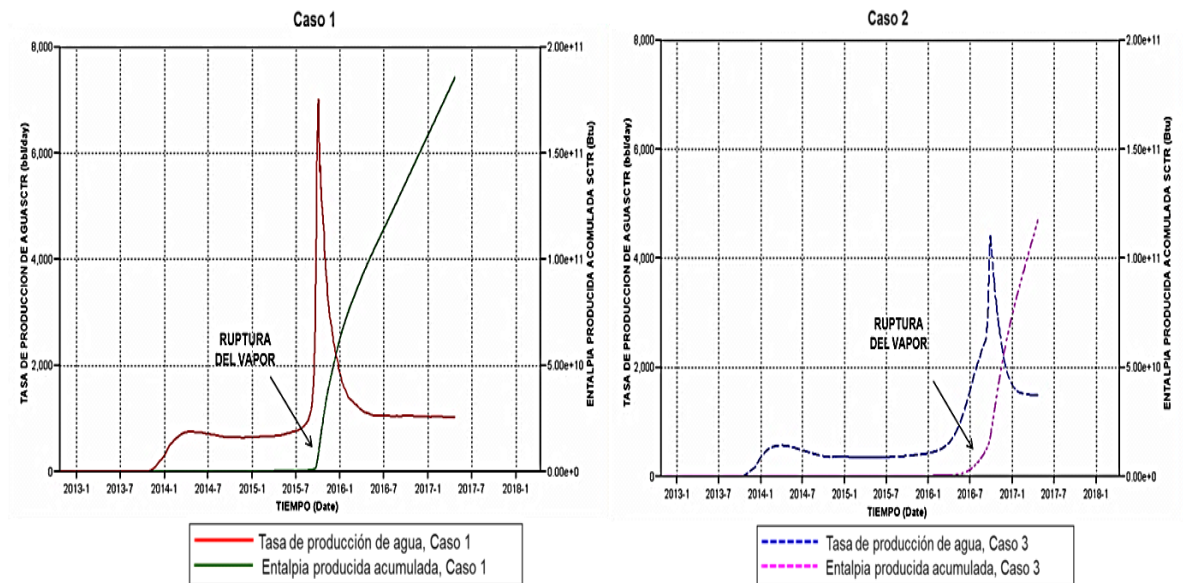
Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS

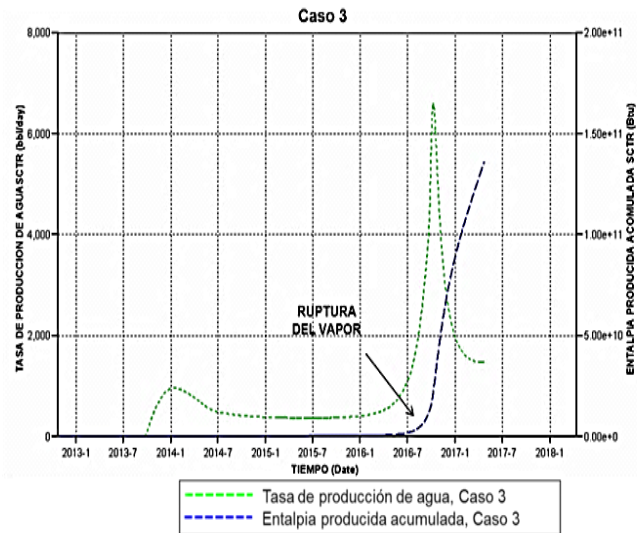
Figura 12. Evaluación de las tasas de producción de aceite en la sensibilidad del número de celdas



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator- STARS, Results Graph.

Figura 13. Evaluación de las tasas de producción de agua y entalpía producida en la sensibilidad del número de celdas.





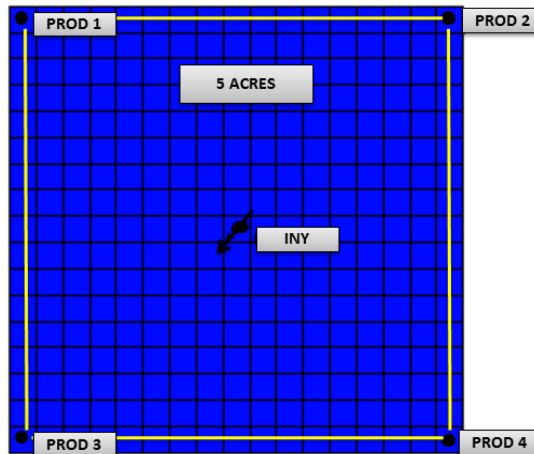
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator- STARS, Results Graph

2.3.8 Condiciones de operación. En la implementación del proceso de inyección continua de vapor, el diseño de las variables operacionales es un procedimiento de gran importancia, ya que de estos parámetros dependen los resultados óptimos del proceso. Entre las variables con mayor relevancia se encuentran la calidad del vapor inyectado, la presión y temperatura de inyección. Para determinar la tasa de inyección de vapor óptima en el proceso de recobro térmico, es necesario realizar una serie de sensibilidades con el fin de encontrar una tasa que el yacimiento reciba en su totalidad y así evitar posibles pérdidas desde el punto de vista económico.

2.3.8.1 Parámetros operacionales utilizados para representar el proceso de inyección continua de vapor. En el modelo cartesiano desarrollado en este trabajo se busca simular una producción en frío por seis meses y posteriormente implementar el proceso de inyección continua de vapor por cuatro años, mediante el diseño de un patrón de 5 puntos invertido. En la figura 14 se presenta una vista

areal en la que se logra observar la ubicación de los 5 pozos que encierran un área de 5 acres.

Figura 14. Vista areal del modelo cartesiano de simulación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG- STARS.

Las condiciones de operación que a continuación se describen, fueron determinadas teniendo en cuenta los valores máximos obtenidos al finalizar el proceso, esto con el fin de que no generaran interferencias en el desarrollo del mismo y por ende en los resultados. En la tabla 11 se presentan las condiciones de operación que se utilizaron para llevar a cabo el proceso.

Tabla 12. Condiciones de operación

VARIABLES OPERACIONALES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	
POZOS PRODUCTORES	
Presión mínima de fondo	100 psi
Tasa máxima de líquido en superficie	3000 bbl/día
POZO INYECTOR	
Presión máxima de fondo	1400 psi


Tabla 11. (Continuación)

VARIABLES OPERACIONALES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	
VAPOR	
Temperatura de inyección del vapor	510 °F
Presión de inyección	746,3 psia
Calidad del vapor	65%

2.3.8.2 Sensibilidad de la tasa de inyección de vapor. Durante la implementación del proceso de inyección continua de vapor se planeó el manejo de una tasa constante durante los 4 años de inyección del vapor, con el objetivo de facilitar posteriores análisis de eficiencia térmica. Sin embargo, para garantizar que el modelo empleado en este caso de estudio, recibiera todo el caudal de vapor inyectado, se realizó una sensibilidad a este parámetro y se plantearon tres casos que son mostrados en la tabla 12, en donde se varía la tasa de inyección. Adicionalmente se puede observar el correspondiente factor de recobro obtenido por cada tasa.

Tabla 13. Tasas de inyección de vapor utilizadas durante la sensibilidad

Caso	Tasa de inyección (Bwe/día)	Factor de recobro
Caso 1	2000	69.31
Caso 2	1500	66
Caso 3	1000	57



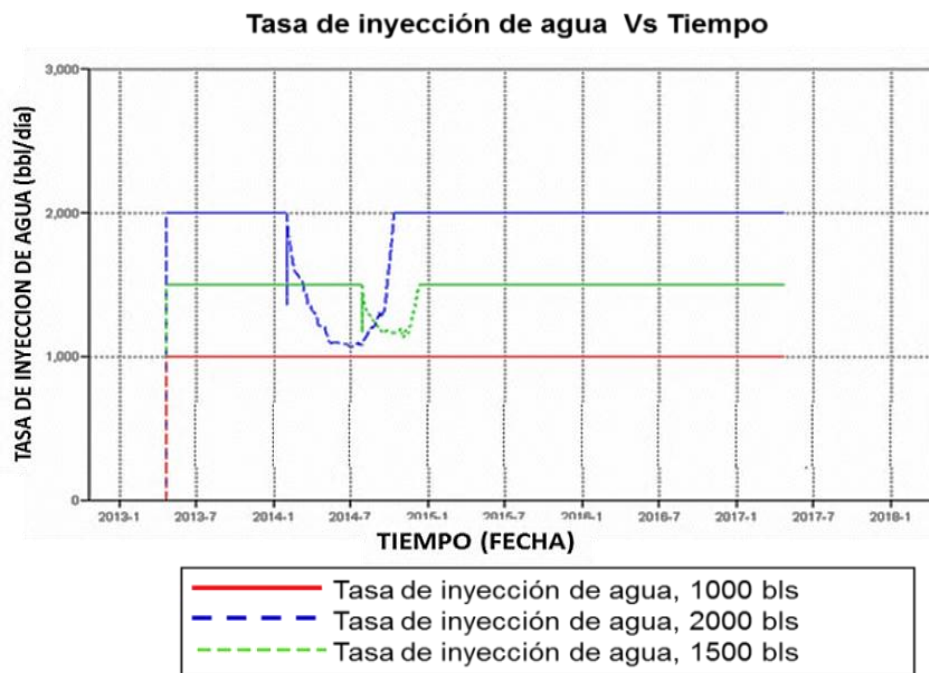
MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Para determinar la mejor tasa de inyección de vapor, fue necesario tener en cuenta la capacidad de inyección del yacimiento, y de esta manera garantizar la

efectividad del proceso. De esta forma se presenta en la figura 15 el comportamiento de la tasa de inyección de vapor en función del tiempo.

La tendencia de la curva que reproduce dicho comportamiento, evidencia claramente que el yacimiento responde de forma adecuada a una tasa de 1000 bbl diarios, es decir, que según lo que muestra la curva todo lo que está siendo inyectado al yacimiento es recibido por el mismo, siendo esta la tasa más conveniente a utilizar durante la implementación del proceso de inyección continua de vapor. Adicionalmente a eso se consideró ésta como una tasa adecuada de inyección para generar comparaciones de factor de recobro y eficiencia térmica en los modelos posteriormente planteados.

Figura 15. Sensibilidad a la tasa de inyección



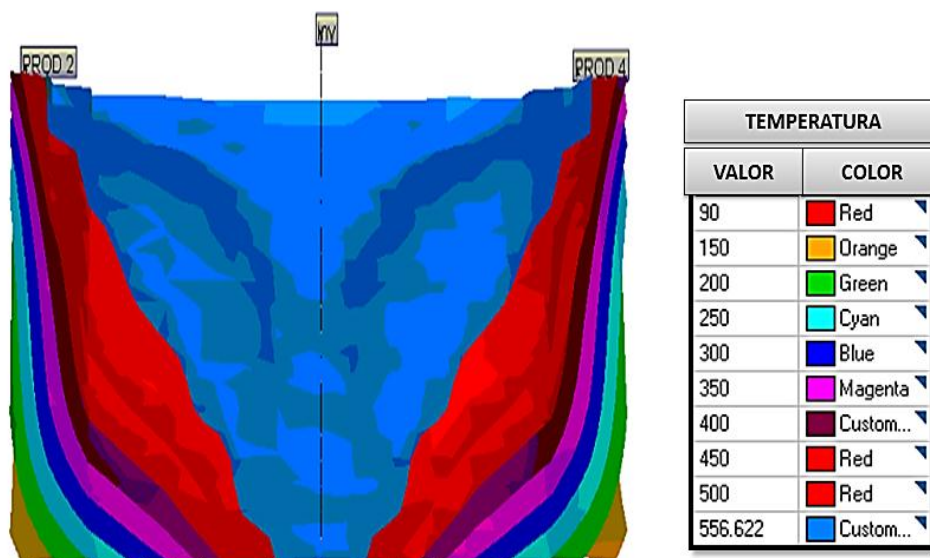
Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS.

2.3.8.3 Análisis de resultados del modelo base de simulación. El modelo de simulación base para la construcción de otros escenarios, corresponde a un grid

de 5 acres, que contiene 17 celdas tanto en i como en j y 20 celdas en k con las propiedades anteriormente mencionadas, sometido a un proceso de inyección continua de vapor mediante un patrón de inyección de 5 punto invertido a un tasa de inyección de 1000 bls/día. Se realizó la corrida de simulación para analizar las variables más representativas. A continuación en la figura 16, se muestra el comportamiento de la temperatura al tiempo de ruptura del vapor como resultado de la corrida del modelo base que representa un yacimiento homogéneo.

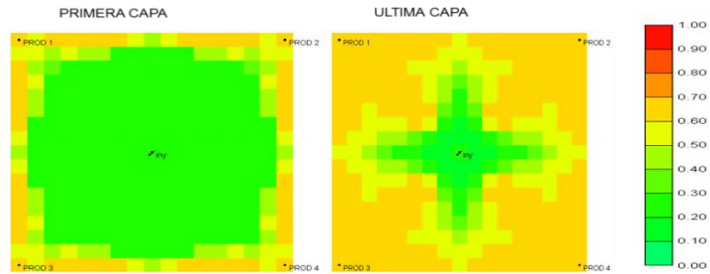
La figura 16 muestra como el vapor inyectado fluye al tope de la formación creando un camino preferencial debido a la diferencia de densidades entre el vapor y los demás fluidos del yacimiento, ocasionando que gran parte de la formación no sea calentada efectivamente. Como consecuencia de esto, una vez se alcanzado en tiempo de ruptura la saturación de aceite en el fondo del yacimiento es superior a la saturación del tope de la formación, estos resultados se visualizan en la figura 17.

Figura 16. Perfil de temperatura al tiempo de ruptura



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3

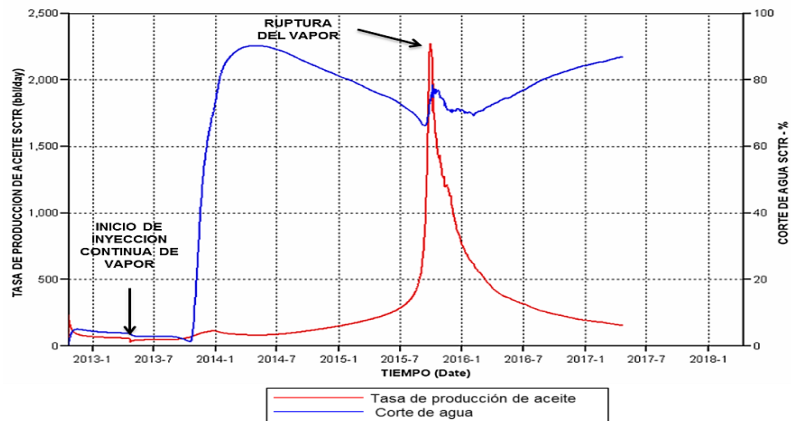
Figura 17. Saturación de aceite al tiempo de ruptura



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D.

En la figura 18 se muestra la tasa de producción de aceite y el corte de agua en función del tiempo; aquí se puede observar la fecha en la cual se presenta la ruptura del vapor, correspondiente a 880 días después de iniciar la inyección continua de vapor. Cuando el vapor irrumpe la producción de aceite alcanza su pico máximo y después disminuye drásticamente, en la medida en que la tasa de producción de aceite disminuye se incrementa el corte de agua, el aumento en la producción de agua se debe a que el vapor durante el proceso se condensa y cuando llegar al pozo productor se produce en compañía del vapor y del agua presente en la formación.

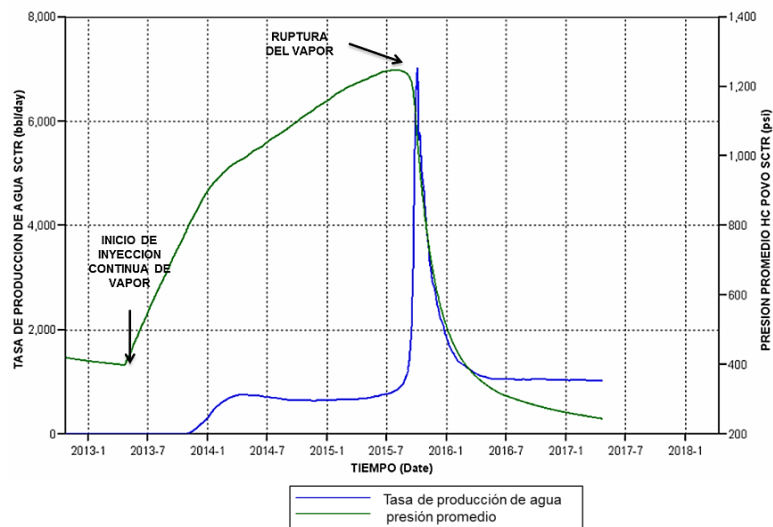
Figura 18. Tasa de producción de aceite y corte de agua Vs tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

La figura 19 describe el comportamiento de la presión en la etapa de inyección continua de vapor. Aquí se puede apreciar la disminución insignificante de la presión del yacimiento en los 6 meses de producción en frío. Durante la inyección del vapor la presión del yacimiento presenta un notable crecimiento, esta tendencia disminuye con la ruptura del vapor producto de la producción acelerada de agua.

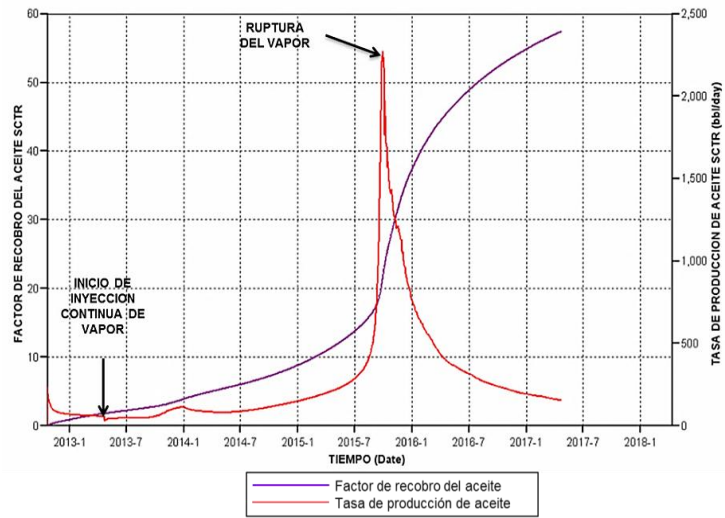
Figura 19. Curva del comportamiento de la presión en función del tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS, Results Graph

La implementación del método de recobro térmico en un yacimiento de crudo pesado, da como resultado un aumento de la temperatura de la formación, mejorando la movilidad del crudo. Este comportamiento se ve reflejado en el incremento de la tasa de producción de aceite y simultáneamente en el factor de recobro, donde esta última curva aumenta paulatinamente hasta lograr alcanzar un valor del 57% después del cuarto año de inyección del vapor. El comportamiento del factor de recobro es mostrado en la figura 20.

Figura 20. Comportamiento del factor de recobro en función de tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, STARS.

3. ELABORACIÓN DE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN QUE DESCRIBEN YACIMIENTOS CON DIFERENTE RELACIÓN ARENA-ARCILLA Y GRADO DE ESTRATIFICACIÓN

La elaboración de los modelos estratificados mostrados más adelante, parte del modelo base descrito de forma previa. Este planteamiento se basa en poder determinar el efecto que provoca la variación de la relación arena-arcilla en el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos de crudo pesado cuando el espaciamiento es reducido.

3.1 MODELOS CON DIFERENTE RELACIÓN ARENA – ARCILLA PARA UN ESPACIAMIENTO DE 5 ACRES

Durante la implementación de un proceso de inyección continua de vapor, el calor es transferido a los fluidos a través de la formación, sin embargo la presencia de arcilla disminuye la cantidad de calor a transferir al aceite, debido a que provocan que gran parte del calor inyectado se desplace hacia ella, en lugar de permanecer en la formación productora. Por esta razón mediante el estudio de la relación arena-arcilla se puede evaluar la cantidad de arcilla presente en el yacimiento, para posteriormente analizar las pérdidas de calor, esto facilita el análisis de como la presencia la arcilla en el yacimiento afecta el suministro de calor a la formación productora y por ende al fluido de interés.

Para llevar a cabo las consideraciones anteriores se diseñaron varios modelos cartesianos de simulación con diferente relación arena-arcilla en un área base de 5 acres. En estos escenarios se tuvo en cuenta que el espesor neto de 100 pies, permaneciera constante para todos. Así mismo, en cada modelo se aplicaron las

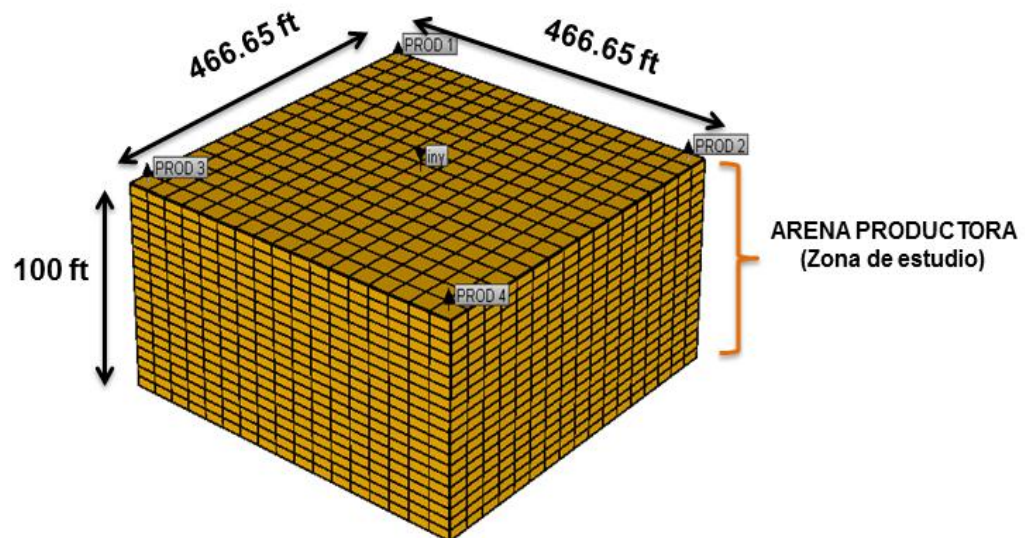
propiedades de overburden y underburden respectivamente dentro de la opción de propiedades térmicas que ofrece el simulador.

En la tabla 13 se presentan los datos concernientes a los modelos mostrados en las figuras 21, 22, 23 y 24, donde se aprecian el modelo base y los modelos estratificados para un área de 5 acres.

Tabla 14. Datos para la elaboración de los primeros modelos estratificados

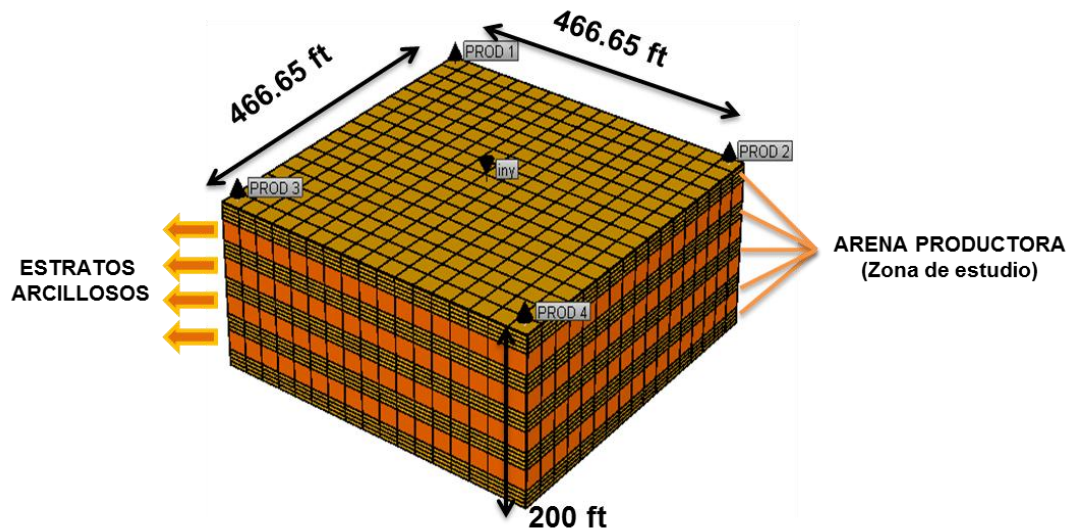
RAA	Capas de arenas	Espesor (ft)	Capas de arcilla	Espesor (ft)
1	5	20	4	25
2.5	5	20	4	10
5	5	20	4	5

Figura 21. Modelo que representa la formación en estudio sin intercalaciones de arcilla en un espaciamiento de 5 acres



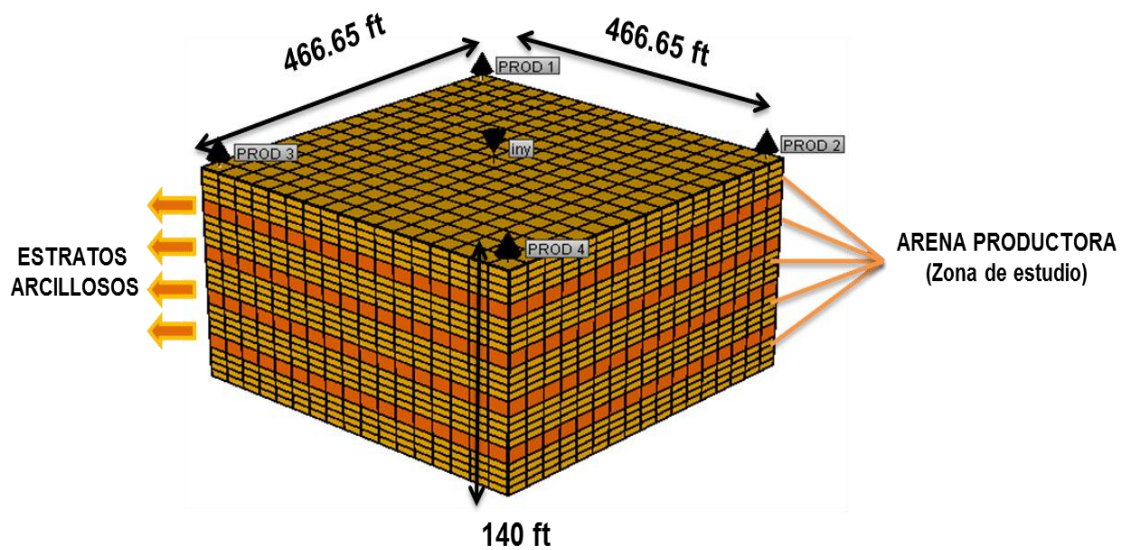
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 22. Modelo que representa la formación en estudio con 5 capas de arena de 20 pies y 4 capas de arcilla de 25 pies en un espaciamiento de 5 acres, RAA=1.



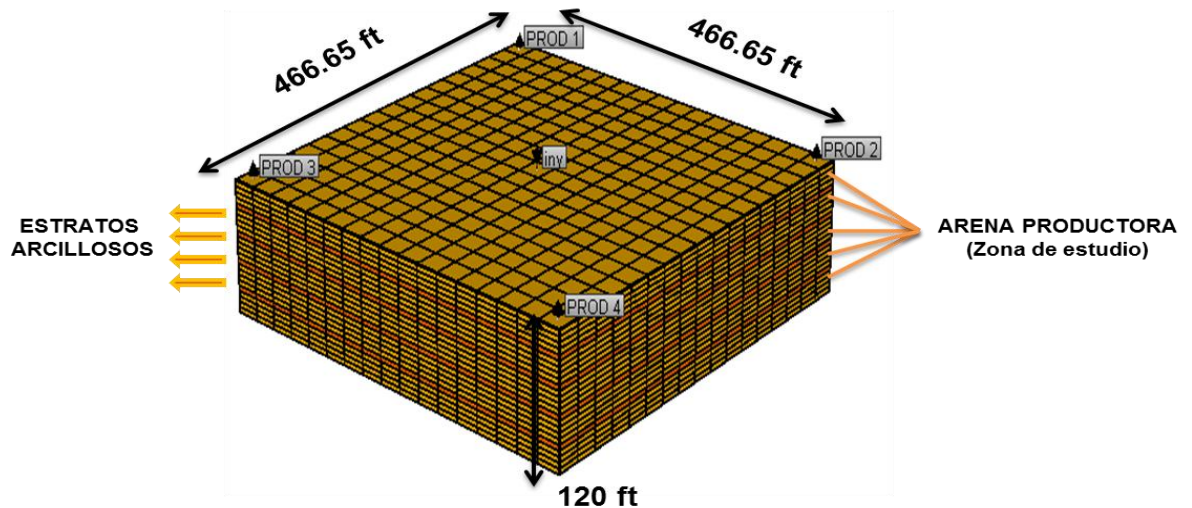
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 23. Modelo que representa la formación en estudio con 5 capas de arenas de 20 pies y 4 capas de arcilla de 10 pies en un espaciamiento de 5 acres, RAA=2.5



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 24. Modelo que representa la formación en estudio con 5 capas de arena de 20 pies y 4 capas de arcilla de 5 pies en un espaciamiento de 5 acres, RAA=5

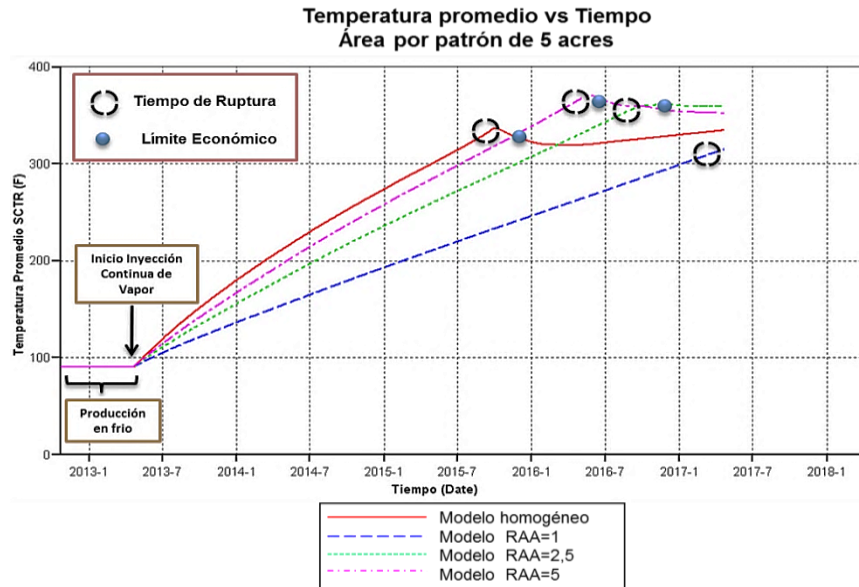


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.1.1 Respuesta de la formación durante el proceso de inyección continua de vapor en los escenarios planteados de 5 acres. A continuación se presentan los análisis de las variables y los factores más importantes durante el proceso de inyección de vapor para los escenarios de 5 acres.

3.1.1.1 Comportamiento de la temperatura en la formación. De acuerdo a la cantidad de arcilla presente en la zona de interés, el aumento o disminución de la temperatura producto de la inyección del vapor, provoca una determinada tendencia en la formación. Mediante las curvas de temperatura promedio se puede apreciar este comportamiento a medida que transcurre el tiempo.

Figura 25. Comportamiento de la temperatura para los distintos escenarios en un área de 5 acres

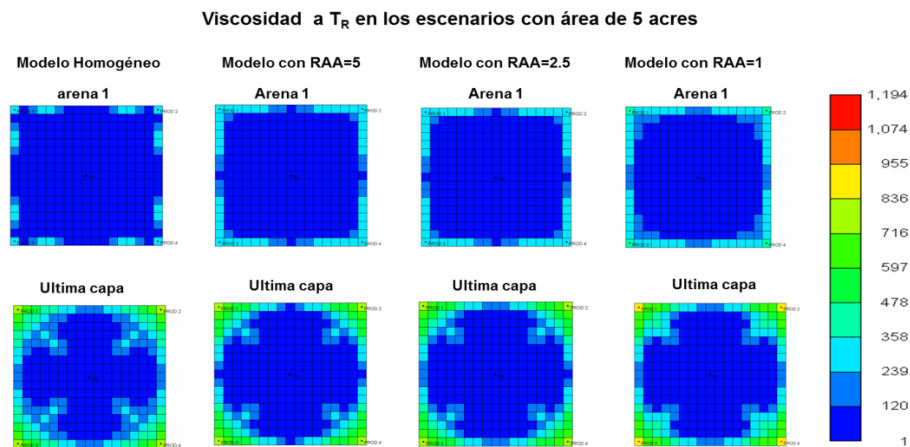


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

En la figura 25 se visualiza el comportamiento de la temperatura en los escenarios planteados previamente. La trayectoria de las curvas muestra que durante el recorrido del vapor desde el inicio de su inyección hasta generarse la ruptura en cada modelo, el mayor calentamiento corresponde al escenario sin intercalaciones de arcilla. Consecutivamente, el modelo con 4 intercalaciones de arcilla de 5 pies de espesor (RAA=5) logra mayor incremento de esta variable en comparación a los otros modelos estratificados, ya que este contiene menor cantidad de arcilla. El escenario menos favorable se presentó para el modelo con 4 intercalaciones de arcilla de 25 pies de espesor (RAA=1) debido al gran espesor de la arcilla presente. La temperatura presenta un aumento constante en todos los casos que se plantearon, sin embargo una vez el vapor irrumpe en los pozos productores la temperatura del yacimiento desciende debido a la producción de fluidos.

3.1.1.2 Comportamiento de la viscosidad de aceite. La figura 26 muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite al tiempo de ruptura, en algunas capas de arena de los casos diseñados. Tanto para el modelo homogéneo como para las arenas ubicadas en la capa 1, y 5 de los modelos con intercalaciones, se logra visualizar la reducción de este parámetro a causa de la inyección del vapor, teniendo en cuenta que la viscosidad inicial es de 1125 cP.

Figura 26. Viscosidad del aceite a tiempo de ruptura para los diferentes modelos con un área de 5 acres



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D

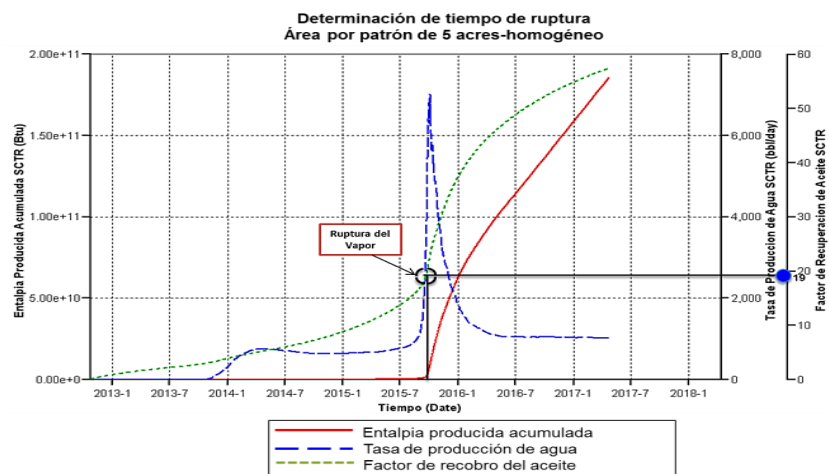
El vapor inyectado se extiende lateralmente hasta irrumpir en los pozos productores. Mientras que el petróleo se produce por drenaje gravitacional, la cámara de vapor se desplaza de forma ascendente. Durante este recorrido el vapor se encuentra con barreras litológicamente impermeables que roban parte de la energía destinada para saturar las arenas y así poder disminuir la viscosidad del crudo. Como se aprecia en la figura 31, se presenta una gran disminución de la viscosidad del fluido presente en la arena ubicada en la primera capa (arena 1) en comparación con las otras capas del modelo, esto se debe a que existe una mayor transferencia de calor en esta zona en contraste con la cantidad de calor que es

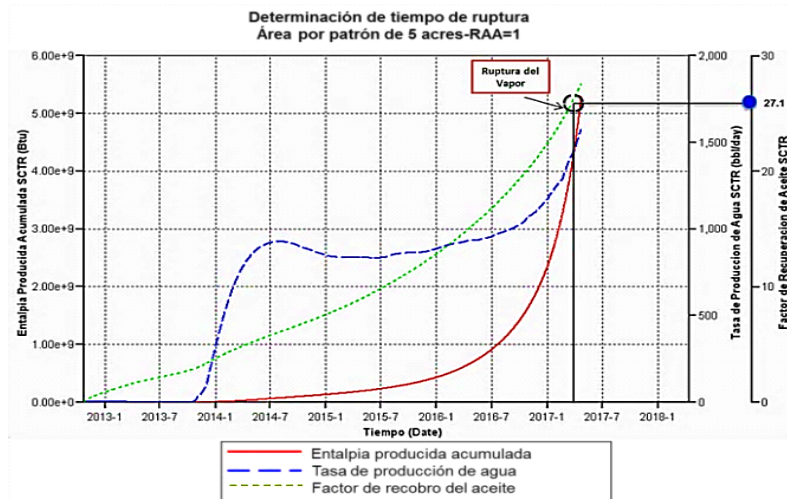
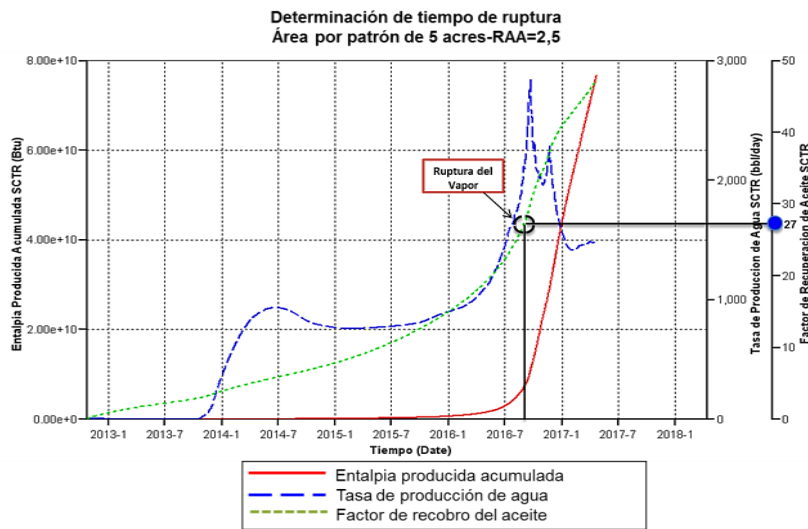
transferido a la arena ubicada en la última capa es decir en la arena 5. En conclusión las capas de arena más profundas reciben menor transferencia de calor y como consecuencia de esto no se logra una gran disminución de la viscosidad de los fluidos que saturan a estas capas.

3.1.2 Análisis de los resultados gráficos obtenidos para los escenarios planteados. Para estudiar la viabilidad de un proyecto de inyección continua de vapor en este tipo de escenarios, se realiza un análisis a las curvas más representativas en el proceso, con el fin de estudiar su comportamiento y así poder establecer una tendencia a partir de estos resultados.

3.1.2.1 Determinación del tiempo de ruptura. Para la determinación del tiempo de ruptura fue necesario visualizar el comportamiento de las curvas referentes a entalpia producida acumulada y tasa de producción de agua en cada modelo. En la figura 27, se evidencia claramente el punto de ruptura localizado tiempo antes de alcanzar la máxima producción de agua, al mismo tiempo en que la energía es liberada. En este punto se muestra también el respectivo valor del factor de recobro.

Figura 27. Curvas empleadas para la determinación del tiempo de ruptura





Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

Se observa que el modelo con RAA=1 muestra un punto de ruptura casi al final de los cuatro años de la implementación de la inyección continua, por lo que se convierte en un escenario poco atractivo desde el punto de vista económico, ya que la mayor cantidad de vapor inyectado es retenido en las arcillas provocando demora en la irrupción del vapor. En los demás escenarios el tiempo transcurrido para alcanzar la ruptura es también extenso pero no tanto como el caso anterior. Por lo tanto, la respuesta del yacimiento respecto a la inyección del vapor se logra a largo plazo, y esto conlleva a realizar un estudio de la viabilidad del proyecto en otros escenarios que impliquen áreas más reducidas.

3.1.2.2 Relación vapor aceite. La relación vapor-aceite o más conocida como SOR es un factor importante cuando se evalúa la eficiencia de recuperación. Ésta relación especifica la cantidad de vapor que se necesita para extraer un barril de petróleo⁴⁴. Además, determina el límite económico de un proyecto y varía según las necesidades del mismo. Normalmente los valores máximos para escoger este límite oscilan entre 5 – 8, dependiendo de los criterios económicos o ingenieriles.

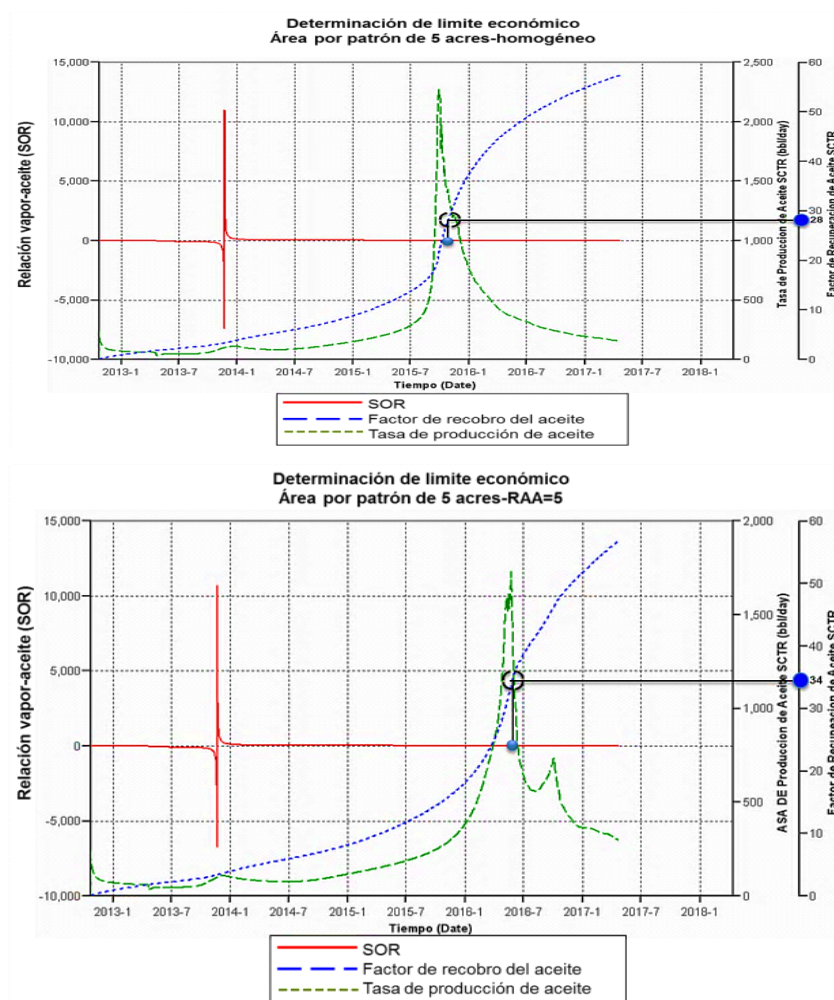
En yacimientos con un grado considerable de estratificación, una porción de la energía que es inyectada, se pierde hacia las zonas vecinas como overburden/underburden y hacia las zonas ladronas de calor como las arcillas, en consecuencia, la energía entregada a la formación productora y a los fluidos presentes a la misma es baja. Esta situación implica la inyección de grandes cantidades de vapor para poder barrer la misma cantidad de aceite que en un modelo homogéneo. En estos casos dependiendo que tan grande sea el espesor de las arcillas, el tiempo para alcanzar el límite económico será mayor

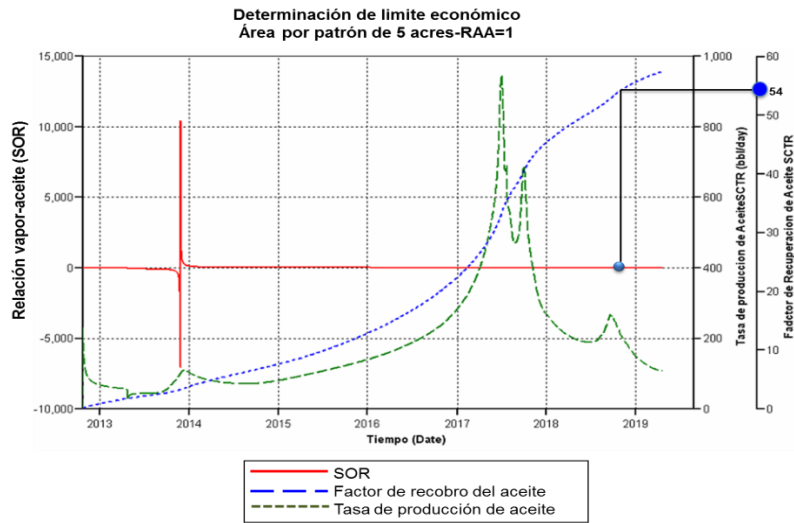
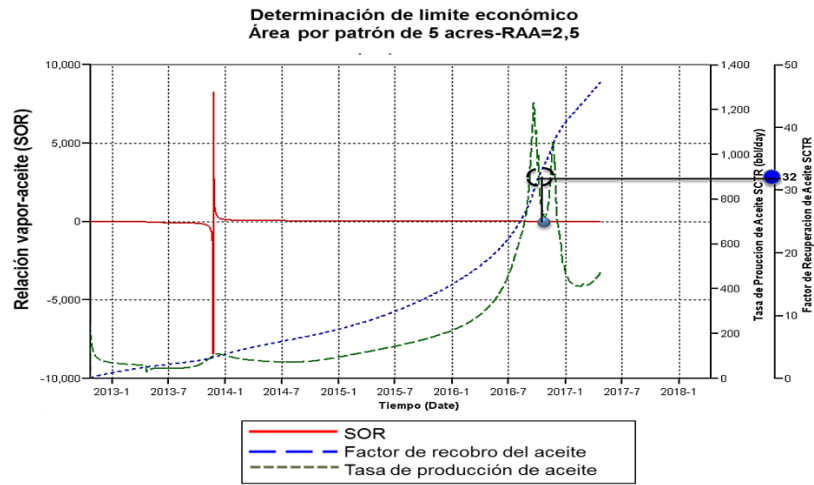
Para determinar el límite económico fue necesario analizar el comportamiento del SOR junto con la producción de aceite una vez implementada la inyección

⁴⁴ CURTIS CARL., KOPPER ROBERT, ET AL.: "Yacimientos de Petróleo Pesado". Revista Oil Fiel Review15 (4): 32-55, 2003.

continúa y en este punto también se calculó el valor del factor de recobro. Se consideró un valor máximo de $SOR=6$ para el límite económico. En la figura 28 se muestran las curvas tenidas en cuenta para determinar el límite económico de los diferentes casos planteados en un área de 5 acres. Para llevar a cabo este cálculo, se tuvo en cuenta un análisis cualitativo y cuantitativo de las variables claves del proceso al llegar a este periodo, lo cual implicó de forma directa el punto en el que la producción de aceite comenzó a declinar notablemente.

Figura 28. Curvas para la determinación del límite económico





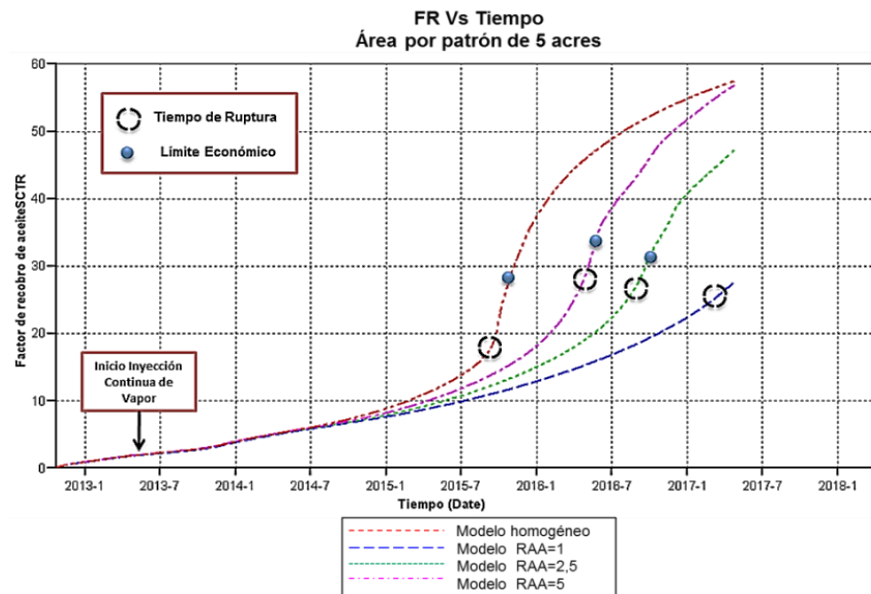
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

3.1.2.3 Comportamiento del factor de recobro. Las curvas correspondientes a la figura 29 muestran el comportamiento del factor de recobro durante la implementación de la inyección de vapor. Aquí, se puede apreciar que durante la producción en frío no hay diferencia de este parámetro para ninguno de los modelos. A partir de la implementación de la inyección continua, las arcillas empiezan a generar un efecto más notable en el factor de recobro, lo cual provoca diferencias entre los modelos y tendencias claramente definidas.

Al comparar cada modelo al llegar al límite económico, el escenario con un mayor factor de recobro se presenta cuando la RAA=5, lo cual obedece al efecto de retención de energía, condensación del vapor y desplazamiento del frente de condensados que se forma en torno a los estratos de arcilla. Debido a que los estratos de arcilla no son tan gruesos, la eficiencia de barrido ejercida por el vapor inyectado y el frente de condensados es mayor lo cual se ve reflejado en la cantidad de fluidos recuperados.

En el caso del modelo homogéneo, tanto el tiempo de ruptura como el de límite económico es menor comparado con los demás casos. Esto ocurre, como respuesta al fenómeno de overriding que superpone el frente de vapor y deja capas sin ser barridas totalmente, de esta manera se muestra una disminución en el factor de recobro.

Figura 29. Curva de factor de recobro en función del tiempo para diferentes RAA



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

3.2 ESPACIAMIENTO ENTRE LOS POZOS

Como se mencionó en el primer capítulo, este parámetro hace parte de los factores con mayor importancia en el desarrollo de un proceso de recuperación mejorada, debido a que en procesos como la inyección continua de vapor, es recomendable el uso de espaciamientos pequeños, generalmente menores a 5 acres⁴⁵. Para este estudio en particular, el espaciamiento entre los pozos se convierte en una variable de análisis, ya que es necesario evaluar el comportamiento del yacimiento ante distintos escenarios.

Para obtener una buena respuesta del yacimiento, se debe tener presente que el espaciamiento a escoger depende de las características del yacimiento y conforme a éstas, se escoge el orden de ubicación de los pozos y la mejor separación que permita una mayor eficiencia en el proceso.⁴⁶

El desarrollo del proceso de inyección continua de vapor en los posteriores escenarios, los pozos de producción y el de inyección, se perforaron en un arreglo de cinco puntos invertido como en el caso base, pero esta vez ocupando distintas áreas, las cuales son normalmente empleadas es este tipo de procesos de recuperación térmica.

3.2.1 Reducción del espaciamiento entre los pozos. La determinación del espaciamiento apropiado entre los pozos para lograr una máxima recuperación de aceite ha sido un tema de discusión en el desarrollo de campos petroleros. Aunque cada campo es diferente respecto a sus propiedades, algunos conceptos

⁴⁵ BELTRAN JESÚS ENRIQUE: "Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor mediante analogías" Tesis de grado 2005. UIS

⁴⁶ LONDONI A. y ASTIZ B.L.: "Oil Well Spacing a Technical and Economic Analysis".SPE 8111.Conference paper in 5th World Petroleum Congress, May 30 - June 5, 1959, New York, USA.

de ingeniería basados en la distribución de flujo del fluido, eficiencia de barrido, heterogeneidad y permeabilidad del yacimiento, mecanismos de empuje, espesor neto, porosidad, saturación de agua, profundidad del yacimiento y tiempo de desarrollo de un proyecto, han contribuido a que esta recuperación aumente como resultado de la menor separación entre los pozos según los reportes en la literatura⁴⁷.

Recordando que el objetivo para esta fase involucra el análisis del espaciamiento entre los pozos sobre el desempeño del proceso de inyección continua de vapor, se llevó a cabo una reducción del mismo para estudiar el desarrollo del proceso. Esto condujo a detallar el comportamiento del yacimiento estratificado ante los nuevos espaciamientos, manteniendo el mismo patrón de inyección y las mismas condiciones de operación en cada uno de los pozos del modelo.

Para realizar este estudio se establecieron tres casos en los cuales se varía el área por patrón, desde el caso base de 5 acres hasta el caso 3 con un área 1.25 acres, con el fin de evaluar el factor de recobro, la producción de aceite, el corte de agua, el tiempo de ruptura del vapor, la relación vapor-aceite y la temperatura promedio de cada uno de los casos planteados. A continuación en la tabla 14 se muestran los datos correspondientes a cada caso.

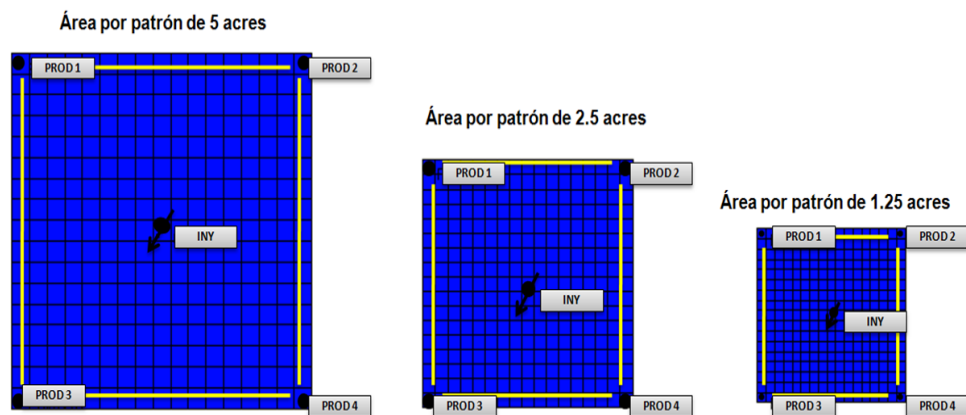
Tabla 15. Dimensiones de los espaciamientos entre pozos para las distintas áreas por patrón

Caso	Área por patrón (acres)	Espaciamiento (acres)	OOIP (bls)
Caso 1	5	1.25	746.122
Caso 2	2.5	0.625	374.630
Caso 3	1.25	0.3125	185.587

⁴⁷ BOBAR A.R.: "Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing". SPE 15338-MS. Enero de 1985.

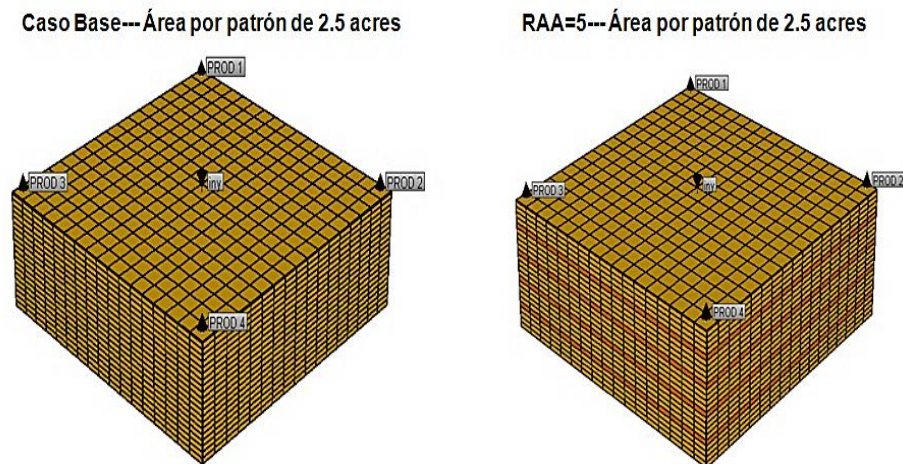
3.2.1.1 Desarrollo de modelos con áreas de 2.5 y 1.25 acres. A continuación se presentan las vistas areales y en 3D de los modelos con áreas correspondientes a 2.5 y 1.25 acres, para el modelo homogéneo y los modelos con distinta relación arena-arcilla (Figuras 30, 31, 32).

Figura 30. Vista areal para los modelos de 5, 2.5 y 1.25 acres

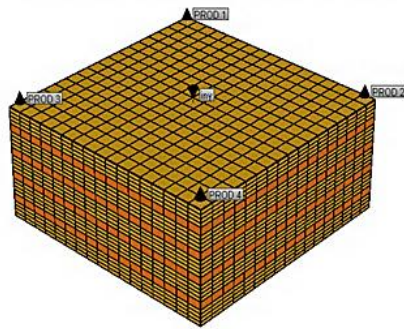


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

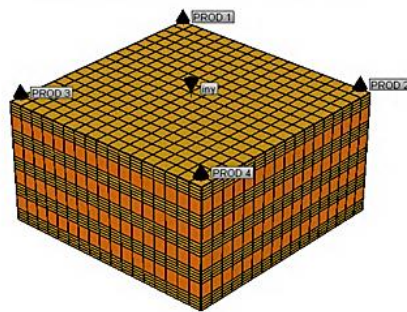
Figura 31. Representación de los modelos con diferente relación arena-arcilla para un área por patrón de 2.5 acres



RAA=2.5--- Área por patrón de 2.5 acres



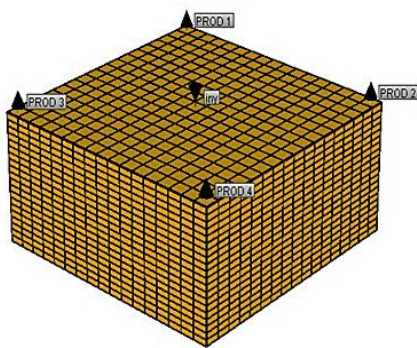
RAA=1 --- Área por patrón de 2.5 acres



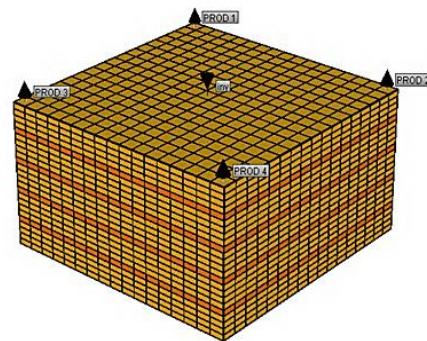
Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS.

Figura 32. Representación de los modelos con diferente relación arena-arcilla para un área por patrón de 1.25 acres

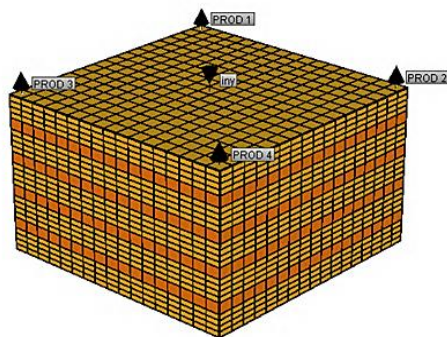
Caso Base--- Área por patrón de 1.25 acres



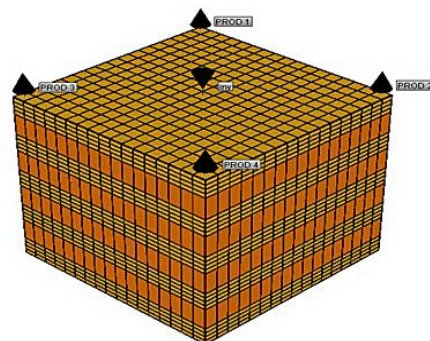
RAA=5--- Área por patrón de 1.25 acres



RAA=2.5--- Área por patrón de 1.25 acres



RAA=1--- Área por patrón de 1.25 acres



Fuente: Computer Modeling Group, CMG-, STARS.

3.2.2 Análisis de los resultados gráficos de los modelos con diferente espaciamiento y relación arena-arcilla. Con el propósito de identificar e interpretar el comportamiento de la inyección continua de vapor en los diferentes escenarios, se presentan a continuación los análisis de las variables y los factores más importantes para los modelos de 2.5 y 1.25 acres.

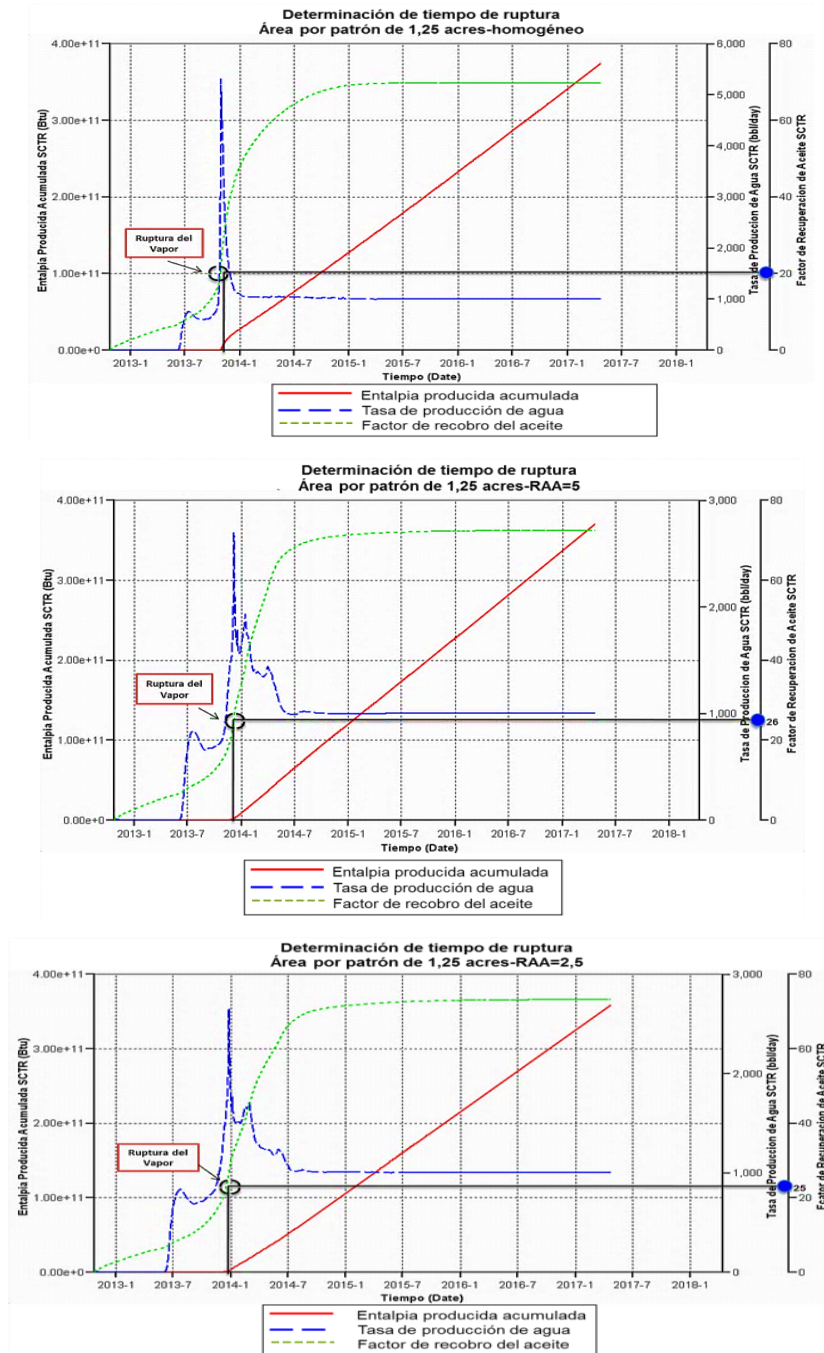
3.2.2.1 Tiempo de ruptura. El tiempo que el vapor tarda en irrumpir en los pozos productores, depende en gran parte del área por patrón empleada en el sistema a modelar, y por consiguiente, del espaciamiento entre los pozos acorde a dicha área. Se espera que al disminuir el espaciamiento, el tiempo de ruptura sea menor, es decir, que para los modelos con áreas por patrón menores al modelo base, la irrupción del vapor se presente más rápido en comparación con los modelos que tienen un área por patrón mayor (modelo base) en donde este tiempo es mucho más grande, debido a que para este caso el vapor debe recorrer una mayor distancia para llegar hasta el pozo productor.

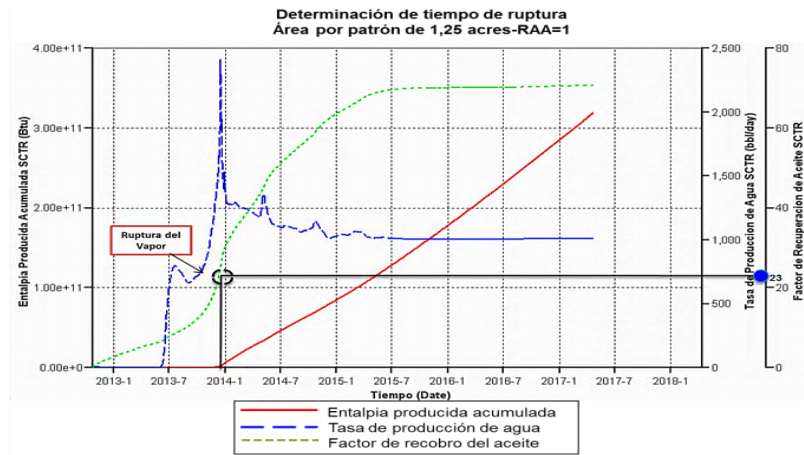
Una vez alcanzada la ruptura se obtiene la tasa máxima de producción tanto de aceite como de agua. Luego de esta, la producción de aceite se reduce mientras la producción de agua se aumenta. Según algunos autores, lo aconsejable es que este tiempo de ruptura no se tan pronto, de manera que la tasa de producción de aceite no decline de forma acelerada y por ende que no se presente un apresurado límite económico. Pero en el caso en el que hay presencia de arcillas no es conveniente que el vapor permanezca tanto tiempo en la formación porque esto incrementaría las pérdidas, un tiempo de ruptura demorado en estos escenarios indica gran transferencia de calor hacia las arcillas.

Las figuras 33 y 34, muestran las curvas con las cuales se determinó el tiempo de ruptura. Para esto, fue necesario visualizar el comportamiento de la entalpia

producida acumulada y de la producción de agua. Una vez establecido este punto, se especificó el respectivo factor de recobro para cada uno de los modelos

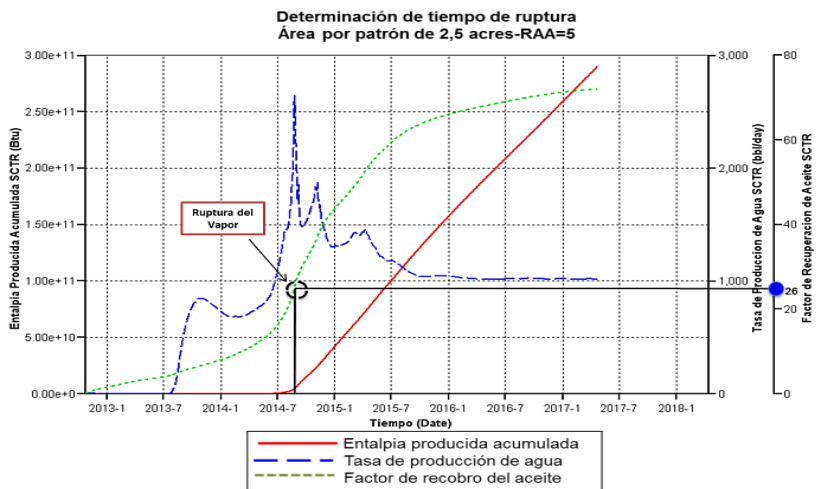
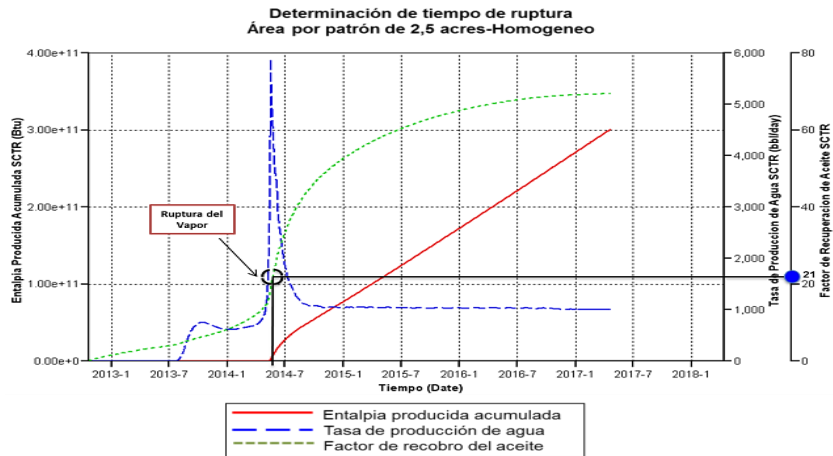
Figura 33. Determinación del tiempo de ruptura para los modelos con área de 1.25 acres

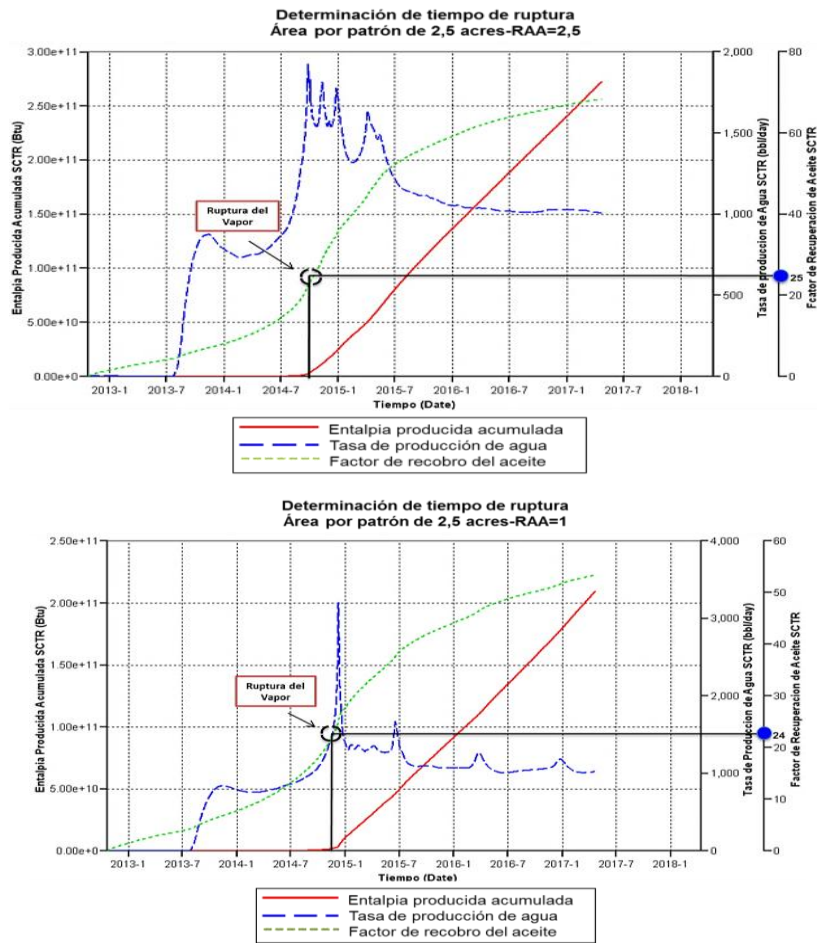




Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

Figura 34. Determinación del tiempo de ruptura para los modelos con área de 2.5 acres



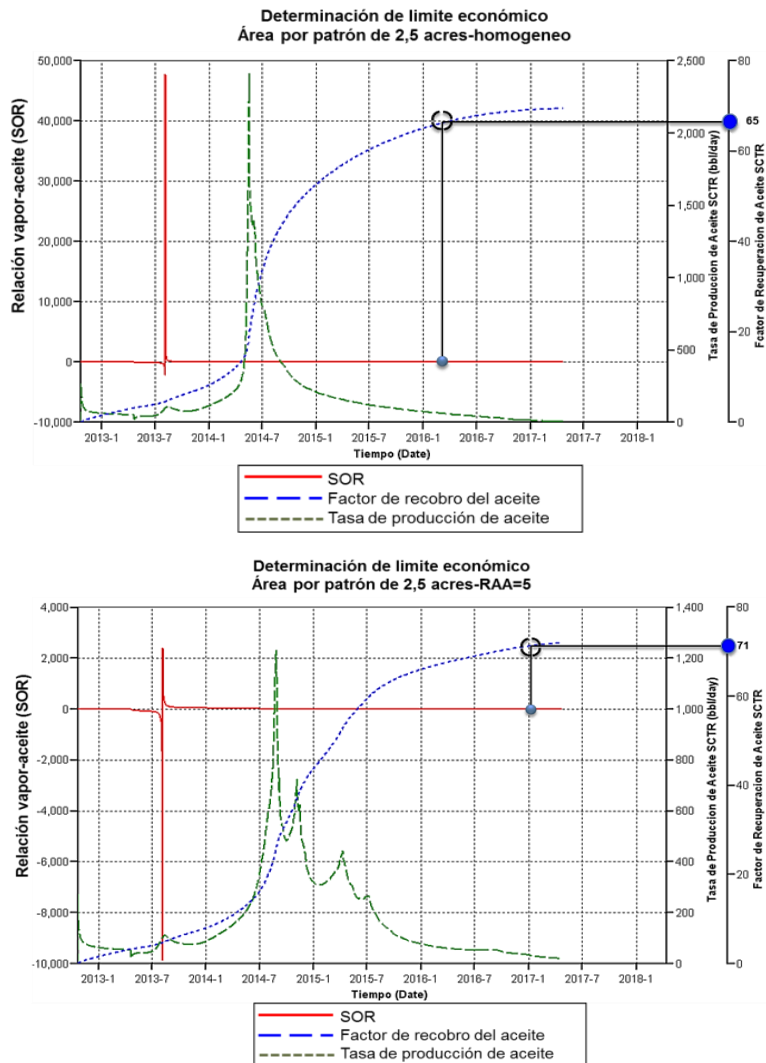


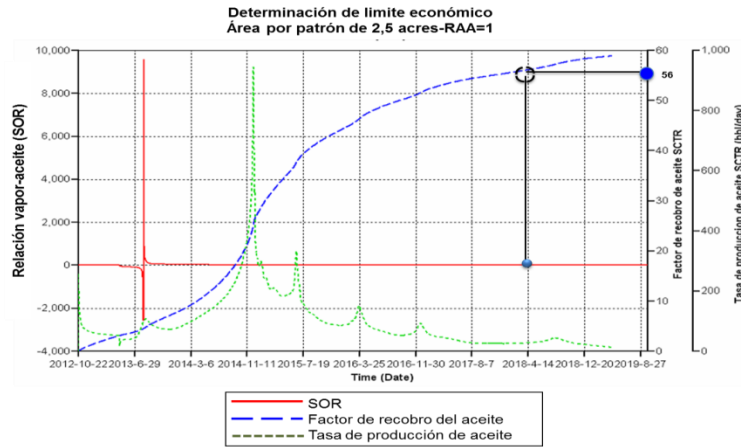
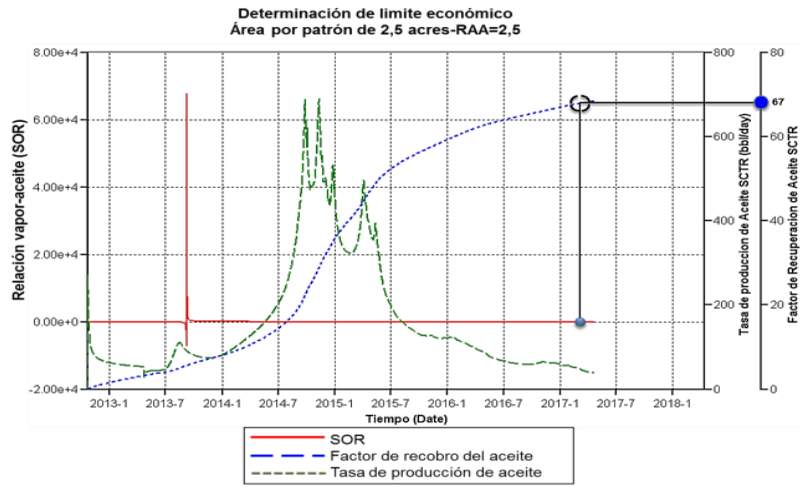
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

El menor tiempo de ruptura corresponde al área de 1.25 acres, seguido por el patrón de 2.5 acres debido a la reducción de espaciamento entre los pozos. En comparación con el caso base, éste muestra el mayor tiempo de todos para alcanzar ruptura del vapor, puesto que el vapor debe recorrer una mayor distancia. En los escenarios con intercalaciones de arcilla el menor tiempo fue alcanzando por el modelo con RAA=5 y de forma consecutiva los modelos con RAA=2.5 y RAA=1, tal como era de esperarse, como consecuencia de las pérdidas de energía hacia las arcillas.

3.2.2.2 Relación Vapor- Aceite (SOR). Mientras la formación contenga intercalaciones de arcilla, el calor suministrado mediante el vapor, se disipa hacia estas formaciones y la zona de interés no tendrá suficiente calor para transmitirle al fluido contenido en ella, por lo que la viscosidad del crudo no se logra disminuir hasta tal punto de mejorar su movilidad, y por esta razón la producción de aceite se hace baja. Las figuras 35 y 36 muestran el comportamiento de la relación vapor/aceite en función del tiempo según el área por patrón.

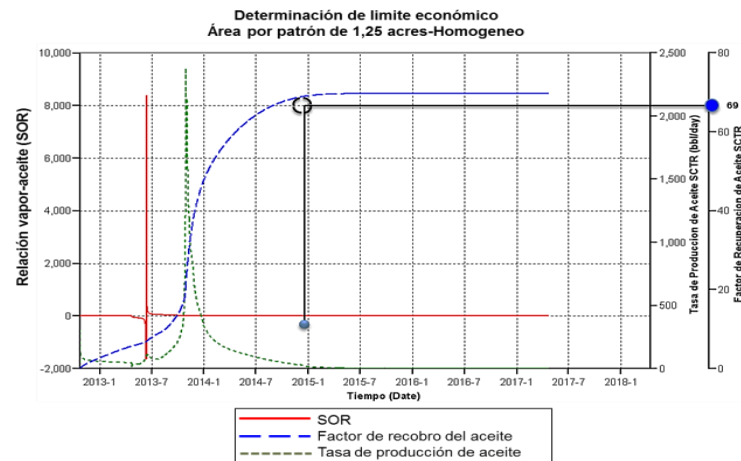
Figura 35. Determinación del límite económico en los modelos de 2.5 acres

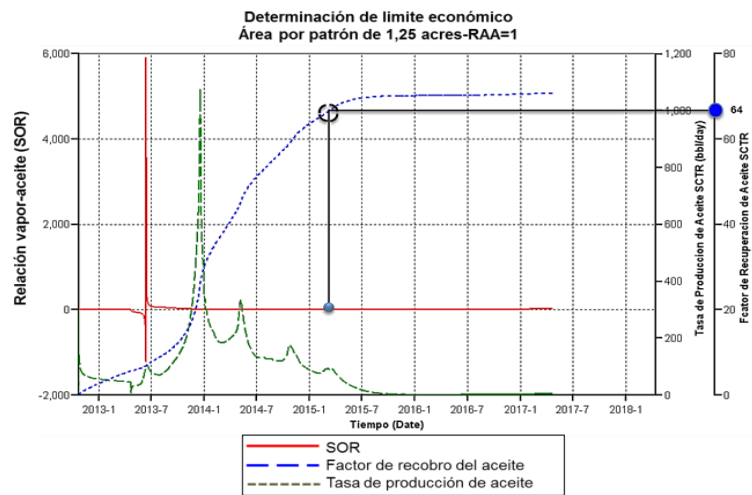
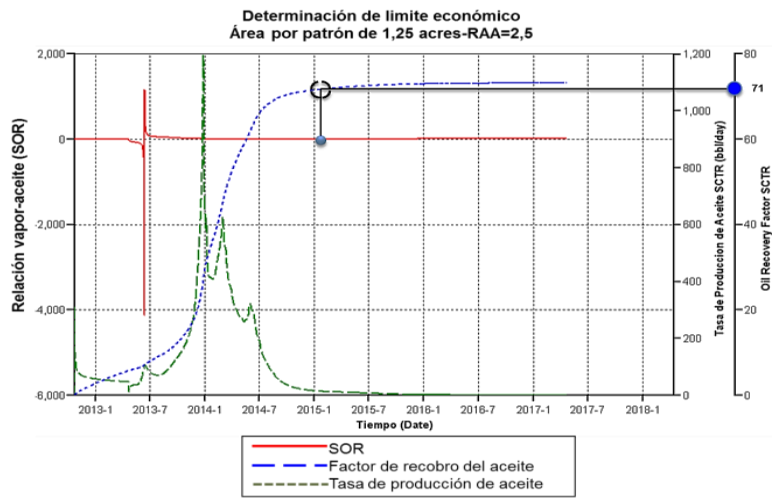
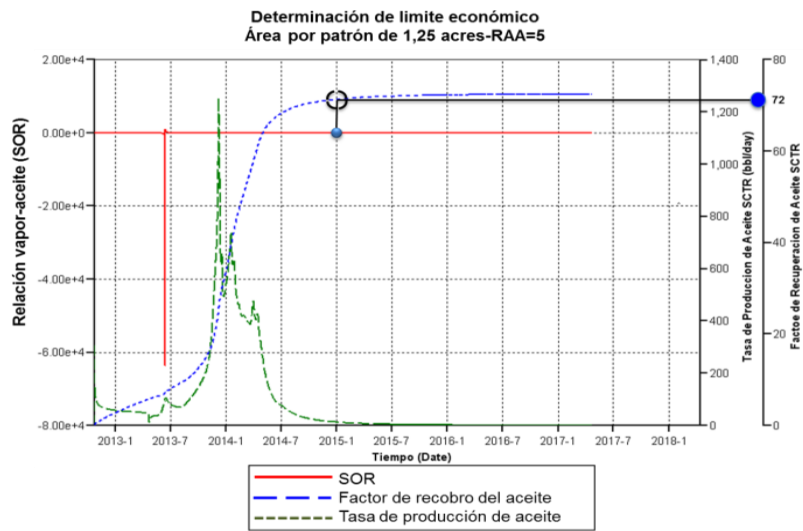




Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

Figura 36. Determinación del límite económico en los modelos de 1.25 acres





Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

Al comienzo de la inyección del vapor, la producción de aceite incremental disminuye debido a que el vapor para estas dos áreas, tanto de 2.5 acres como 1.25 acres, es inyectado a una tasa alta y de forma constante mientras los mecanismos de recuperación y los efectos térmicos actúan para modificar la viscosidad y la movilidad del crudo para su posterior extracción. Así pues, el aumento de la curva de SOR se debe a que en un principio la zona no está muy caliente por lo tanto la producción de aceite es muy pobre y como consecuencia de esto se obtiene un valor de SOR alto, este comportamiento se aprecia en las figuras 35 y 36.

Los puntos de color azul ubicados sobre la curva de SOR, muestran el tiempo en el que cada modelo llega a su límite económico. EL valor de $SOR=6$ fue tenido en cuenta para todos los modelos, y coincide con el punto en el que la producción de aceite decrece. Para este mismo tiempo se determinó también el respectivo factor de recobro.

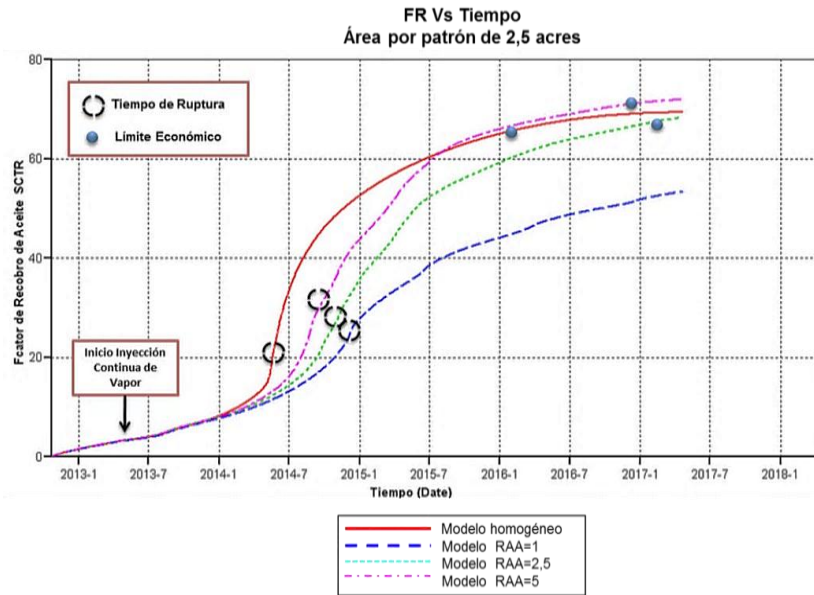
En el caso del modelo de 2.5 acres con $RAA=1$, el límite económico se encuentra aproximadamente 5 años después del inicio el proceso, lo cual lo hace un escenario poco atractivo económicamente en comparación con los otros escenarios. Las grandes pérdidas de energía que ocurren como consecuencia del espesor de la arcilla afectan la eficiencia del proceso, la producción de aceite y a su vez los ingresos obtenidos por la venta del aceite. Por otra parte, los modelos en alcanzar más rápido el límite económico fueron los de 1.25 acres, debido al corto espaciamiento entre los pozos y a la alta tasa de inyección, que permiten que el vapor barra de forma uniforme las capas de arenas dando como resultando en una tasa máxima de producción de aceite. Convirtiéndose estos en los mejores escenarios para implementa la inyección continua de vapor.

3.2.2.3 Comportamiento del factor de recobro según el espaciamiento y la relación arena-arcilla. De los modelos diseñados, se presenta a continuación las curvas de factor de recobro en función del tiempo, en ellas se analiza el comportamiento de esta variable frente a la estratificación del yacimiento donde se implementa la inyección continua de vapor. Por consiguiente, se espera que al reducir el espaciamiento se incremente el valor del factor de recobro.

Las curvas de factor de recobro presentan un crecimiento tiempo después de haber iniciado la inyección continua de vapor, el aumento de este parámetro se relaciona directamente con la cantidad de arcilla presente en la formación, es decir entre más arcilla haya en la formación menos eficiente es el proceso y por lo tanto se obtienen bajos factores de recobro. En los casos de 2.5 acres y 1.25 acres (figuras 37 y 38), se observó una respuesta efectiva ante la inyección del vapor en los diferentes escenarios, el modelo homogéneo fue el primero en evidenciar el aumento de la producción, precedido del modelo con menor espesor de arcilla hasta el que contiene mayor espesor de ésta.

Analizando el factor de recobro al tiempo de ruptura para un área de 2.5 acres, el valor más bajo se registra cuando el yacimiento no contiene arcilla, esta respuesta se debe al deficiente calentamiento de la zona que impide la disminución de la viscosidad del crudo, razón suficiente para tener una producción baja. Respecto a los modelos con intercalaciones, el de RAA=5 presenta un mayor cantidad de aceite recuperado como consecuencia de la mejor distribución de vapor en la formación debido a la efecto de barrera que general las arcillas. Nuevamente el escenario con RAA=1 se muestra como el menos eficiente de los proyectos.

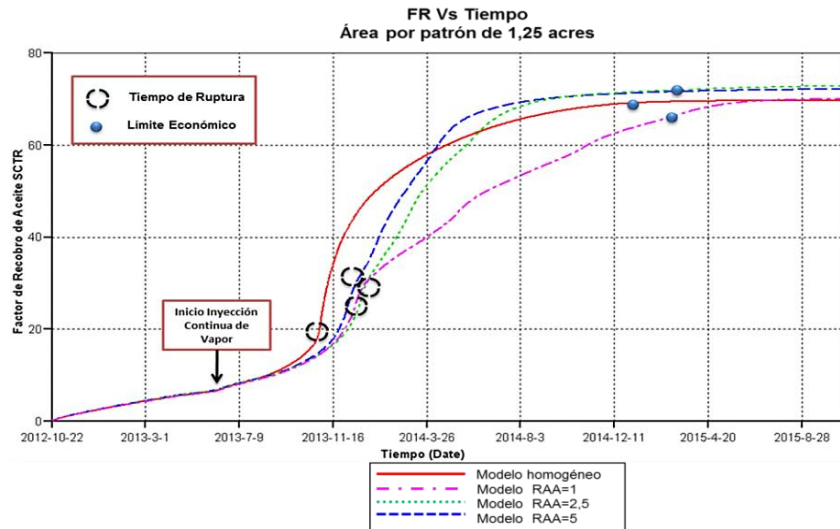
Figura 37. Comportamiento del factor de recobro para un área por patrón de 2.5 acres empleando las diferentes relaciones arena-arcilla



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

En el límite económico de cada uno de los escenarios, el mayor factor de recobro corresponde al modelo que representa al yacimiento que contiene menor cantidad de arcilla (RAA=5). En el caso del modelo homogéneo que alcanza rápidamente el límite económico es debido al corto tiempo en el que el vapor irrumpe en el pozo productor y el factor de recobro es menor que los escenarios con una RAA=5 y RAA=2. La respuesta del factor de recobro en este punto se debe a las mismas razones mencionadas en el párrafo anterior, a pesar de las arcillas son ladronas de calor también funciona con barreras para lograr una mejor distribución del vapor en la formación contrario de los que ocurre en los yacimientos homogéneos. Para el modelo con RAA=1 que contiene grandes espesores de arcilla y que este espesor es un poco más grande que los espesores de arena, el calor almacenado en éstas últimas es muy poco y no existe un total barrido de la zona de interés, lo cual hace que este escenario sean el menos viable para implementar la inyección continua de vapor en comparación a los otros escenarios analizados.

Figura 38. Comportamiento del factor de recobro para un área por patrón de 1.25 acres empleando las diferentes relaciones arena-arcilla



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

Los modelos de 1.25 acres describen un comportamiento similar a los modelos de 2.5 acres en cuanto a la secuencia de tiempo ruptura y los límites económicos para cada RAA. Al igual que los modelos con un área de patrón de 2.5 acres, durante el proceso de inyección continua de vapor se evidencia un mayor factor de recobro para el modelo con RAA=5, tanto en el tiempo de ruptura como en el límite económico.

El comportamiento de menor factor de recobro en el modelo homogéneo se debe al efecto de overriding, el cual propicia una superposición del frente de vapor o una segregación de los fluidos, que conlleva a una reducción en la recuperación del aceite. Este fenómeno se presenta en estratos de arena muy gruesos como el que se asume en el modelo homogéneo (100 pies), ya que el vapor no alcanza a barrer toda la zona productora. En el caso de los escenarios con intercalaciones de arcilla, la inyección continua de vapor genera un calentamiento más efectivo, ya que estas intercalaciones funcionan como sello que impiden el ascenso del vapor,

adicional a esto, la condensación de vapor genera un frente de fluido que ayuda a realizar un barrido más efectivo del aceite en cada estrato.

El modelo que representa un yacimiento con una RAA=1 a diferencia de los otros casos planteados en patrones de inyección más grandes, resultaría ser un proyecto más viable debido a que el espaciamiento entre pozos es menor, lo cual favorece que durante el recorrido del vapor hallan menos pérdidas de calor hacia las arcillas. Como se observa en la figura 38 la curva de modelo RAA=1 después de alcanzar el límite económico tiene a ascender, este comportamiento puede estar relacionado a la condensación del vapor debido a la gran cantidad de arcilla presente, provocando que a partir de ese momento el aceite sea desplazado por agua y no por el efecto del vapor, siendo así ya el proceso térmico dejaría de ser importante y estaríamos invirtiendo dinero en vano en la generación de vapor.

Para precisar los valores tanto de aceite producido como de factor de recobro obtenido durante las corridas de simulación de los distintos casos, se presenta la tabla 15, donde se cuantifican los resultados obtenidos gráficamente incluyendo el tiempo de ruptura y el límite económico de los escenarios trabajados.

Tabla 16. Valores puntuales del factor de recobro obtenido para los diferentes casos de análisis

MODELO CON UN ÁREA POR PATRÓN DE 5 ACRES OOIP=746.122 bls				
	Homogéneo	RAA=1	RAA=2.5	RAA=5
TIEMPO DE RUPTURA (T_r)	880 días	1454 días	1231 días	1097 días
FR al Tiempo Ruptura	18,8%	27,15%	27,6%	28%
NP producido al T_r (bls)	140.271	202.572	205.930	208.914
LIMITE ECONÓMICO (L_e)	918 días	2189 días	1260 días	1127 días
FR al Limite Económico	28%	54%	31,7%	34%
NP producido al L_e (bls)	208.914	402.906	236.521	253.681

Tabla 15. (Continuación)

MODELO CON UN ÁREA POR PATRÓN DE 2.5 ACRES OOIP=374.630 bls				
TIEMPO DE RUPTURA (T_r)	395 días	593 días	542 días	493 días
FR al Tiempo Ruptura	21 %	24.5 %	25.05 %	26 %
NP producido al T_r (bls)	78.350	91.551	93.733	97.169
LIMITE ECONÓMICO (L_e)	1000 días	1811 días	1187 días	1036 días
FR al Limite Económico	65%	56%	67%	71%
NP producido al LE (bls)	243.752	210.140	251.345	266.922
MODELO CON UN ÁREA POR PATRÓN DE 1.25 ACRES OOIP=185.587 bls				
TIEMPO DE RUPTURA (T_r)	190 días	249 días	237 días	230 días
FR al Tiempo Ruptura	20%	23%	24,7%	26%
NP producido al T_r (bls)	37.118	42.685	45.840	48.253
LIMITE ECONÓMICO (L_e)	603 días	631 días	622 días	619 días
FR al Limite Económico	68,9%	64%	71,5%	72%
NP producido al LE (bls)	127.870	118.776	132.695	133.623

3.2.2.4 Comportamiento de la temperatura en los diferentes casos planteados. El comportamiento de la temperatura del yacimiento está relacionado con el calor transferido durante el proceso de inyección continua de vapor, la variación de la temperatura depende del tamaño del patrón de inyección utilizado durante el proceso y de la cantidad de arcilla presente en la formación. De acuerdo a lo anterior se observaron las siguientes tendencias:

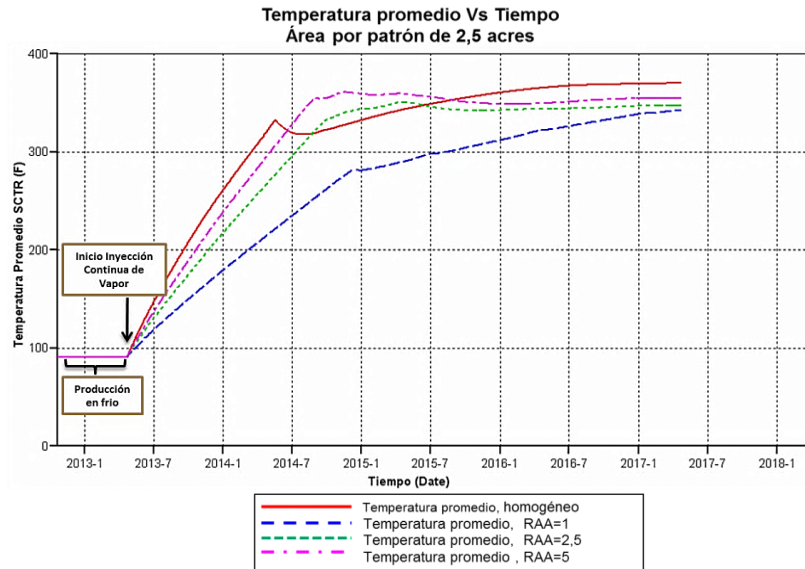
En las curvas de temperatura de los modelos de 2.5 acres mostradas en la figura 39, se observa que una vez iniciada la inyección del vapor la pendiente de temperatura es menos marcada en comparación con el modelo de 1.25 acres. Sin embargo, para este espaciamiento el calentamiento se presenta en un periodo de

tiempo más largo es decir el tiempo de ruptura es mayor. Del mismo modo que en el caso anterior, después de evidenciarse la ruptura, en todos los modelos la temperatura tratan de estabilizar su comportamiento. El modelo homogéneo presenta mayor temperatura que los demás casos, mientras que los otros escenarios tratan de estabilizarse a valores de temperatura similares.

En las curvas presentadas en la figura 40 se muestra el comportamiento de la temperatura promedio del yacimiento en modelos con un área 1.25 acres, allí se puede observar que durante el comienzo de la etapa de inyección, se presenta un marcado incremento en la temperatura representado por una alta inclinación en la pendiente de la curva en un corto tiempo, inmediatamente a esto se presenta la irrupción del vapor, en donde ya no existe pendiente de calentamiento y después la temperatura tiende a estabilizarse. Durante ese periodo, la mayor temperatura se logra en el modelo homogéneo debido a que este almacena más energía que en los modelos con intercalaciones de arcilla. Estos últimos tratan de mantener la temperatura con valores similares entre ellos, sin embargo el espesor de la arcilla hace la diferencia en la temperatura del yacimiento, por ejemplo el modelo con $RAA=1$, presenta con un calentamiento menos eficiente comparado con los otros casos.

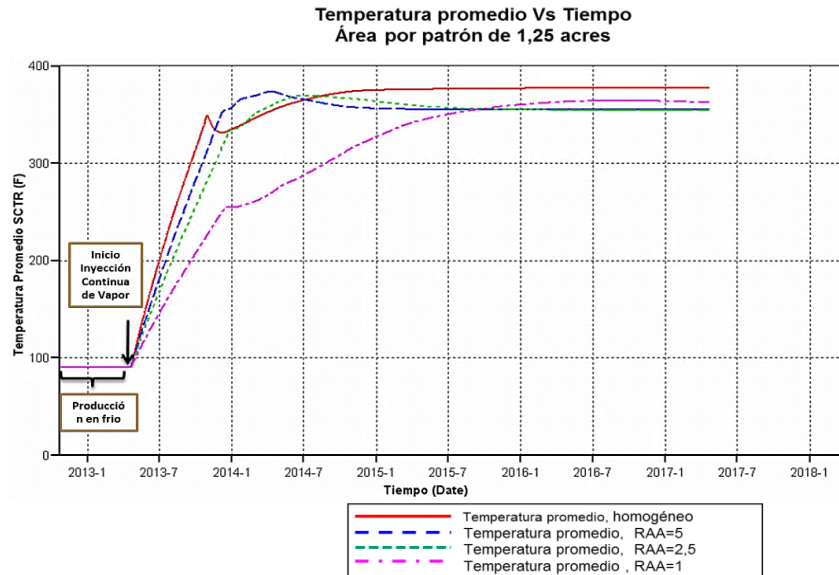
Todo lo anterior se concluye en que a menor espaciamiento se presenta un aumento de temperatura más drástico al inicio del proceso antes del tiempo de irrupción del vapor, caso contrario ocurre cuando existe un mayor espaciamiento entre los pozos, en donde la pendiente de temperatura no es tan acentuada después de haberse iniciado la inyección continúa.

Figura 39. Comportamiento de la temperatura promedio en el yacimiento durante la implementación de la inyección continua de vapor en un patrón de 2.5 acres



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph

Figura 40. Comportamiento de la temperatura promedio en el yacimiento durante la implementación de la inyección continua de vapor en un patrón de 1.25 acres



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

4. EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La eficiencia térmica es un factor de estudio importante en la inyección continua de vapor, debido a que permite conocer cuanta energía de la que se inyectó está presente en la formación que almacena el fluido de interés y a su vez determinar qué porcentaje se pierde hacia las arcillas. El flujo de calor hacia estas formaciones se consideran pérdidas debido a que las arcillas no son formaciones productoras.

Las pérdidas de calor ocurren de manera continua en el sistema y el flujo de calor hacia el overburden y el underburden puede ser tan significativo como hacia las intercalaciones. El espaciamiento entre los pozos, el espesor de la arena, y la tasa de inyección son factores importantes que afectan este tipo de pérdidas de calor⁴⁸.

Prats nos presenta la siguiente definición de eficiencia térmica: “fracción de calor inyectada que permanece en el intervalo de inyección”⁴⁹. Y Marx-Langenheim define la eficiencia térmica como⁵⁰:

$$EF = \frac{\text{Energía remanente en las arenas productoras}}{\text{Total energía inyectada}} \quad (4.1)$$

Esta ecuación fue utilizada para determinar la eficiencia térmica de los modelos planteados, teniendo en cuenta los resultados arrojados por el simulador que se utilizó para desarrollar este trabajo.

⁴⁸ BOBERG C, Thomas. “ThermalMethods of OilRecovery”. United States of America, 1988.p.139.

⁴⁹ PRATS MICHAEL ET AL.: “The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes”. Journal of Petroleum Technology. 21(3): 329. SPE 2211-PA.1969.

⁵⁰ BOBERG C, Thomas. “ThermalMethods of OilRecovery”. United States of America, 1988.p.150

4.1 DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA EN EL YACIMIENTO

Para cuantificar el calor transferido hacia la formación productora, se determinan las pérdidas de calor producidas hacia las intercalaciones de arcilla y hacia el overburden y underburden. Así mismo se tiene en cuenta el calor producido durante el proceso de inyección continua de vapor una vez se haya alcanzado el tiempo de ruptura.

Para determinar el contenido de calor en la zona productora a causa de la inyección del vapor se tiene en cuenta el siguiente balance de energía:

$$Q_i = Q_{z. productora} + Q_{loss} + Q_{prod} \quad (4.2)$$

Dónde:

Q_i : Tasa de inyección de calor:	[BTU]
$Q_{z. productora}$: Calor presente en la formación productora	[BTU]
Q_{loss} : Pérdida de calor	[BTU]
Q_{prod} : Calor producido	[BTU]

El cálculo de la eficiencia térmica del proceso permite conocer el aprovechamiento de la energía suministrado a un yacimiento con ciertas características. Es decir, mediante esta variable se puede predecir la respuesta del yacimiento frente al proceso de recuperación. Para llevar a cabo este propósito la industria cuenta con diferentes herramientas como los modelos numéricos, los modelos físicos y los modelos analíticos y cada uno de ellos posee cierto grado de exactitud.

Para el desarrollo de este proyecto se dispuso de una herramienta software sobre simulación de yacimientos, a partir de la cual, se realizó la construcción de un modelo de simulación con la información necesaria para representar un yacimiento

de crudo pesado con arenas delgadas e intercalaciones de arcillas. Como el propósito fue determinar la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor en escenarios con diferente relación arena-arcilla y diferente espaciamiento, se cuantificó la cantidad de calor distribuido en las diferentes zonas de los modelos estratificados mediante la simulación de los mismos. Para visualizar lo descrito anteriormente, la figura 41 muestra las curvas de energía inyectada, energía almacenada en zona productora y en las formaciones adyacentes a los límites superiores e inferiores del sistema, overburden y underburden respectivamente y energía producida en función del tiempo, para un yacimiento homogéneo con un área de cinco acres. Este procedimiento fue realizado a todos los escenarios para posteriormente determinar la eficiencia térmica del proceso.

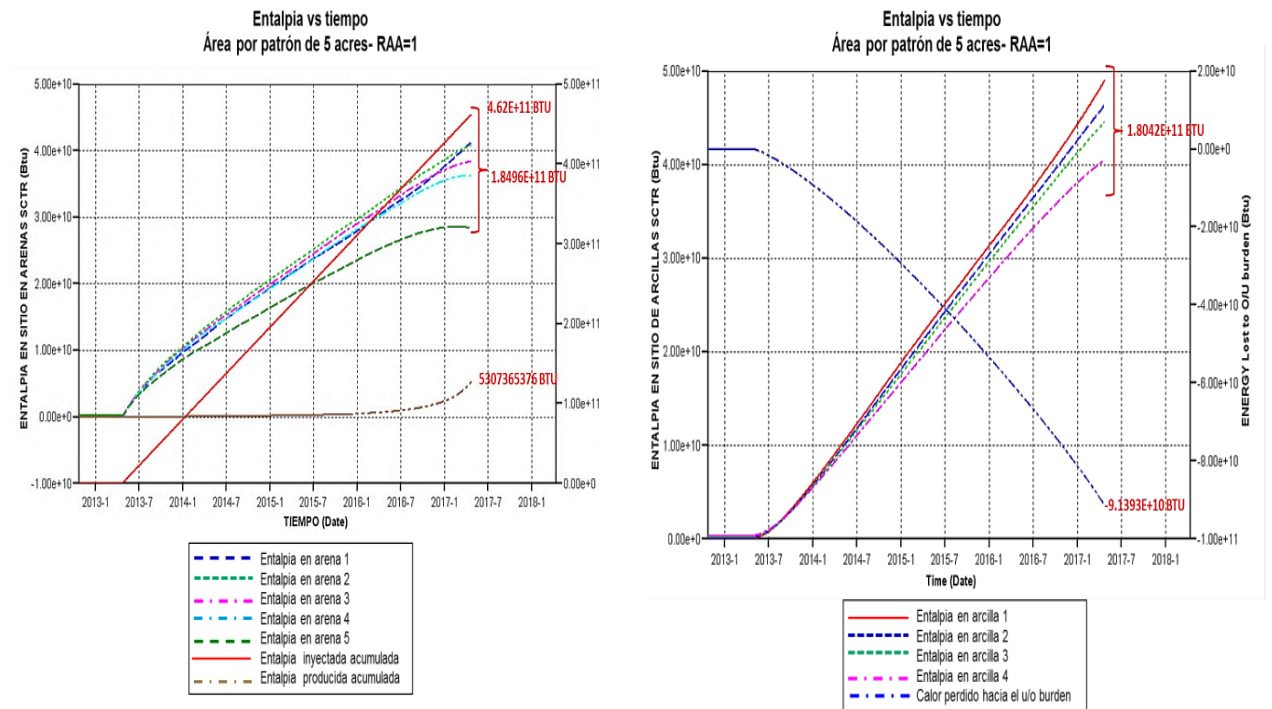
Figura 41. Entalpia en función del tiempo para un yacimiento homogéneo con un área por patrón de 5 acres



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator- STARS, Results Graph.

En la figura 42, se presentan las curvas de energía para un yacimiento con intercalaciones de arcillas (RAA=1) en una área de 5 acres, en ella se observa la energía inyectada acumulada, la energía producida y la energía almacenada en las arenas, en las intercalaciones, y en las formaciones adyacentes, durante los cuatro años de duración del proceso de inyección continua de vapor. Este procedimiento se realizó para todos los escenarios planteados, con el propósito de tener la información necesaria para determinar la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor. La energía perdida hacia el overburden y hacia el underburden el simulador las presenta como valores negativos porque de esta manera contabiliza el calor que sale del sistema que se analiza.

Figura 42. Entalpía en función del tiempo para yacimiento con una RAA= 1 en un patrón de 5 acres.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG- STARS, Results Graph

4.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA INYECTADA AL YACIMIENTO

Con el fin de confirmar la veracidad de los datos generados por el simulador, se determinó a partir de las propiedades del vapor saturado, la cantidad de energía inyectada a la formación después de 4 años de implementar el proceso de inyección continua de vapor, los cuales equivalen a 1462 días de inyección. Para este propósito se empleó la siguiente ecuación y los siguientes datos implementados durante la elaboración del modelo:

$$Q_i = W * 350 * 1462 * (h_w - h_r) + X * L_v \quad (4.3)$$

Dónde:

Q_i: Tasa de inyección de calor:	[BTU]
W: Volumen equivalente de agua inyectada como vapor	[Bbl/día]
h_w: Calor sensible	[BTU/lb]
h_r: Entalpía del agua a la temperatura del yacimiento	[BTU/lb]
L_v: Calor latente de evaporización	[BTU/lb]
X: Calidad del vapor	[fracción]

$$\text{Así: } Q_i = 1000 \frac{\text{Bbl}}{\text{día}} * 350 \frac{\text{Lb}}{\text{Bbl}} * 1462 \text{ días} * ((499,93 - 58,010) + (0,65 * 700,74 \frac{\text{BTU}}{\text{Lb}}))$$

$$Q_i = 4,60 \text{ E}+11 \text{ BTU} \quad (4.4)$$

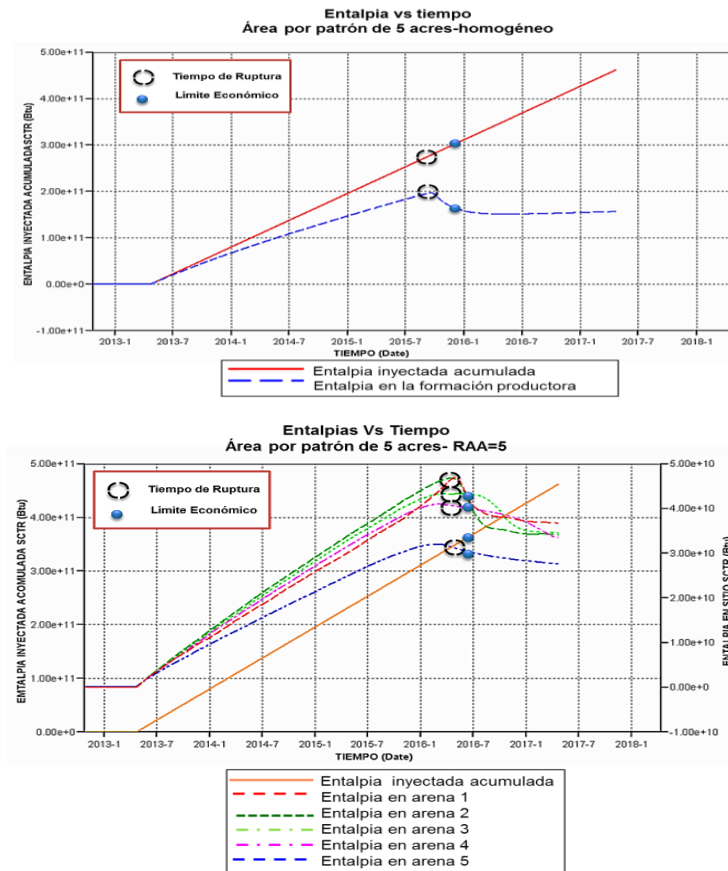
4.3 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA TÉRMICA

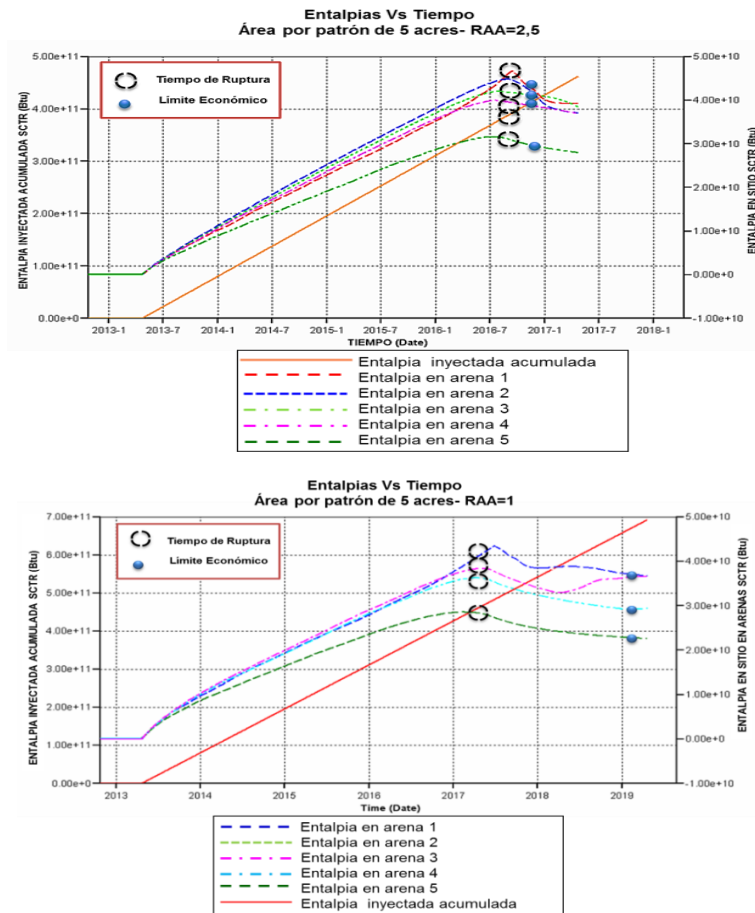
Para determinar la eficiencia térmica de los diferentes escenarios planteados, se calculó la cantidad de energía presente en la formación productora y la cantidad de energía inyectada, en función del tiempo. Este procedimiento se realizó con el

fin de determinar qué tan efectivo térmicamente es el proceso antes de que el vapor irrumpa en el pozo productor y al mismo tiempo conocer como las arcillas actúan dentro de este intervalo de tiempo. Igualmente analizar el comportamiento del proceso térmicamente, una vez el vapor alcanza la ruptura hasta llegar al límite económico del proyecto.

En la figura 43 se observa la entalpía inyectada acumulada y la entalpía presente en las arenas al tiempo de ruptura y al límite económico para posteriores cálculos de eficiencia.

Figura 43. Curvas de entalpía en función del tiempo para escenarios homogéneo y con diferente RAA en un área de 5 acres





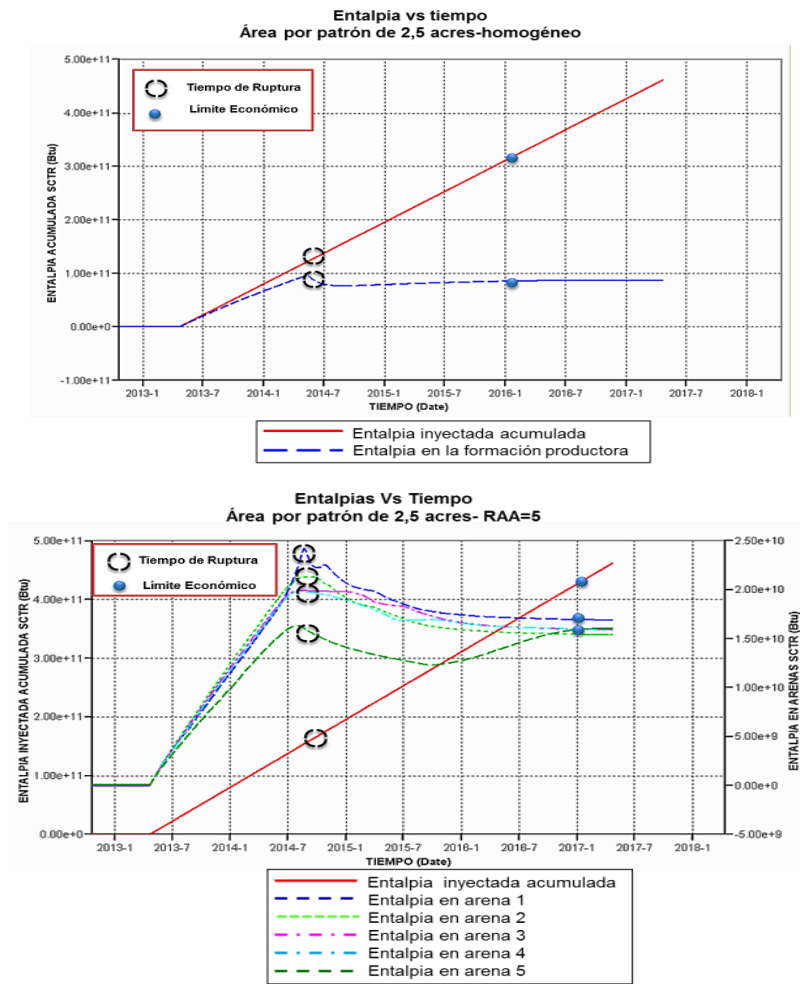
Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS.

Como se observa en la figura 43, la cantidad de calor almacenado en las arenas es mayor en el caso homogéneo. Caso contrario ocurre en los yacimientos con intercalaciones, donde el calor disponible para calentar la formación ahora es dividido entre las arcillas y las arenas, lo cual provoca un bajo calentamiento de la formación productora y por ende al fluido de interés, provocando un bajo índice de productividad.

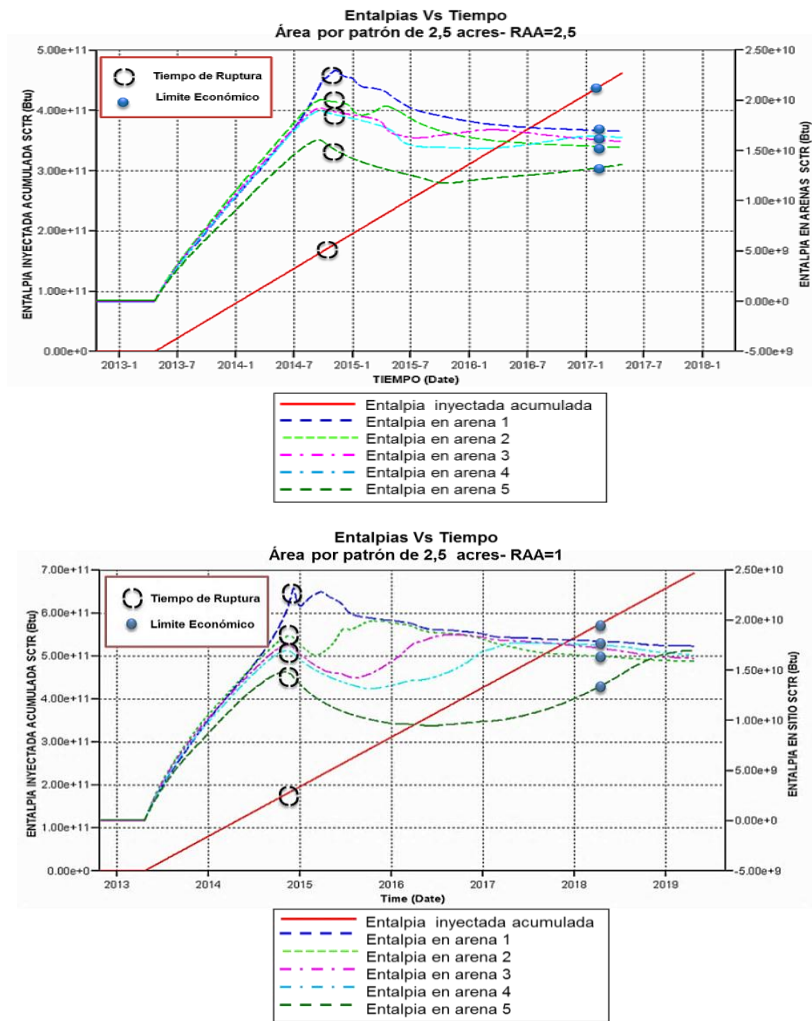
En las arenas productoras libres de arcillas, ocurre un fenómeno que tampoco favorece los resultados del proceso de recobro térmico y es el efecto del overriding, este fenómeno comúnmente ocurre en procesos de inyección continua

de vapor en crudos pesados⁵¹. Debido a la diferencia de densidades entre vapor y los fluidos del yacimiento, el vapor fluye por encima del aceite provocando que tome un camino preferencial de flujo y ocasionando que a una parte de la formación no se le transmita suficiente calor para reducir la resistencia al flujo de los fluidos. En el caso de los yacimientos con presencia de arcillas a medida que aumenta la relación arena-arcilla, la cantidad de calor que se disipa hacia los estratos arcillosos disminuye mejorando la eficiencia del proceso.

Figura 44. Curvas de entalpía en función del tiempo para escenarios homogéneo y con diferente RAA en un área de 2.5 acres



⁵¹ HONG, K.C.: "Steamflood Reservoir Management". PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. 1994. P.207.

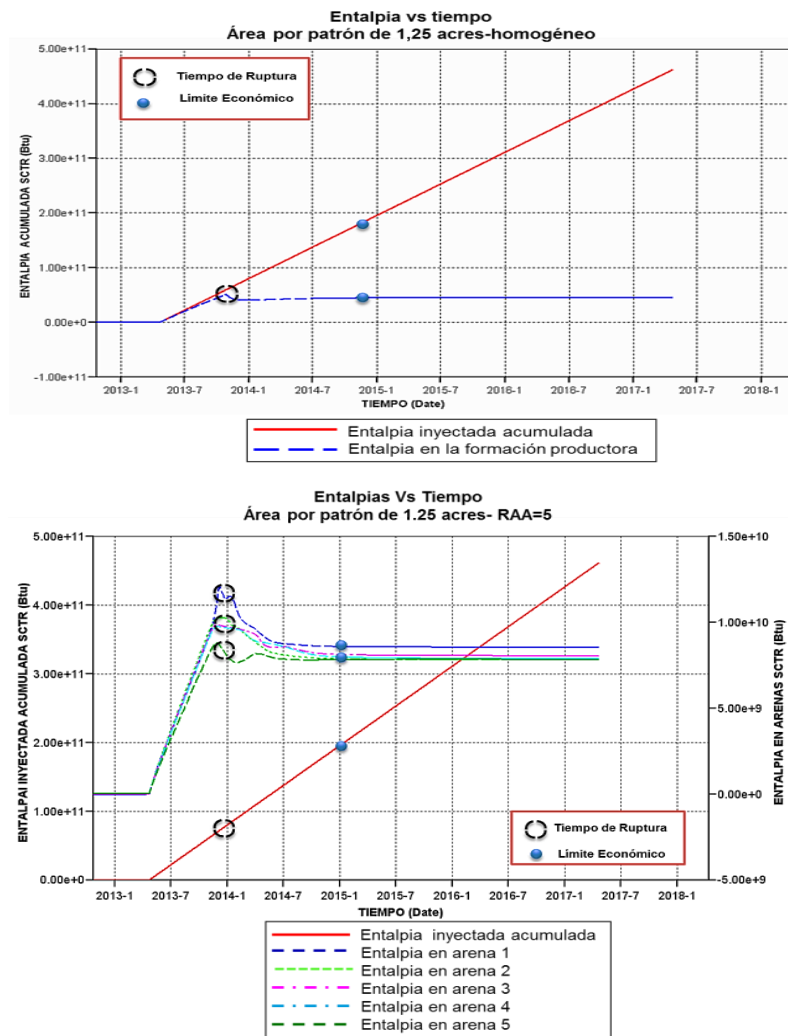


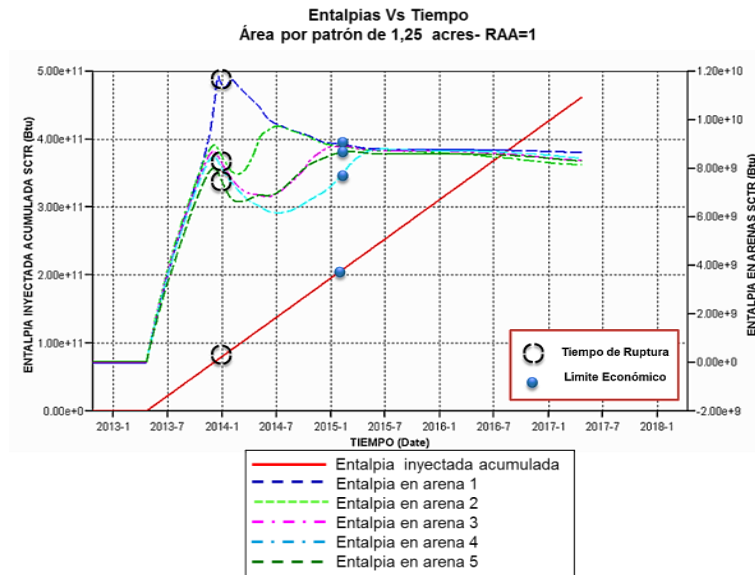
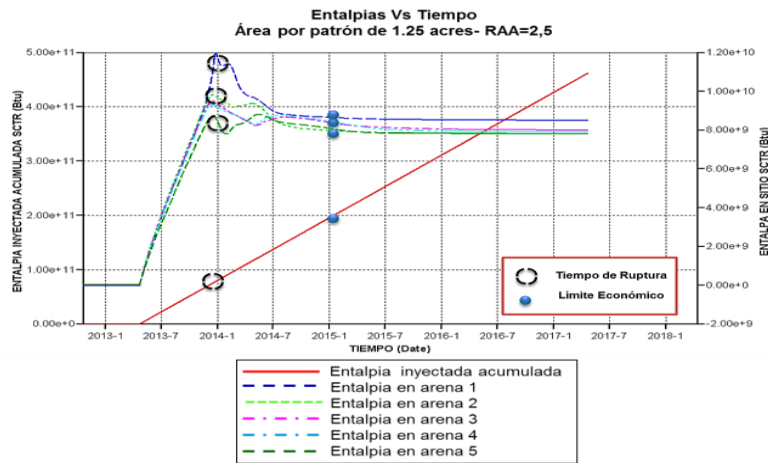
Fuente: Computer Modeling Group, CMG-STARS

Durante el desempeño del proceso de inyección continua de vapor, las capas de arenas presentes en la formación tienen un comportamiento diferente con respecto al almacenamiento de calor, que depende de la profundidad a la que se encuentran. Como se puede observar en las figuras 43, 44 y 45, las arenas productoras menos profundas almacenan más energía, sin embargo la arena ubicada en las capa 1 posee menos energía con respecto a las otras, esto debido al efecto del overburden. Como resultado de la presencia de estas formaciones adyacentes también se ve afectada la arena 5, por lo cual son las capas que aportan menor cantidad a la producción de fluidos. El efecto del overburden

comienza a disminuir debido a que con el tiempo el diferencial de temperatura se hace menor, permitiendo que la arena 1 comience a almacenar más energía. Una vez el vapor irrumpe en el pozo productor, el almacenamiento de calor en las arenas se da en el orden mencionado arriba.

Figura 45. Curvas de entalpia en función del tiempo para escenarios homogéneo y con diferente RAA en un área de 1.25 acres





Fuente: Computer Modeling Group, CMG- STARS, Results Graph.

Cuando en el proceso de inyección continua de vapor se alcanza el tiempo de ruptura, se genera una disminución de la energía almacenada en las arenas, dando como resultado una baja eficiencia térmica del proceso. Considerando el área de cada uno de los patrones utilizados en el planteamiento de los modelos, los patrones pequeños alcanzan más rápido la ruptura y a su vez el límite económico⁵². Estos escenarios muestran una disminución drástica de la cantidad

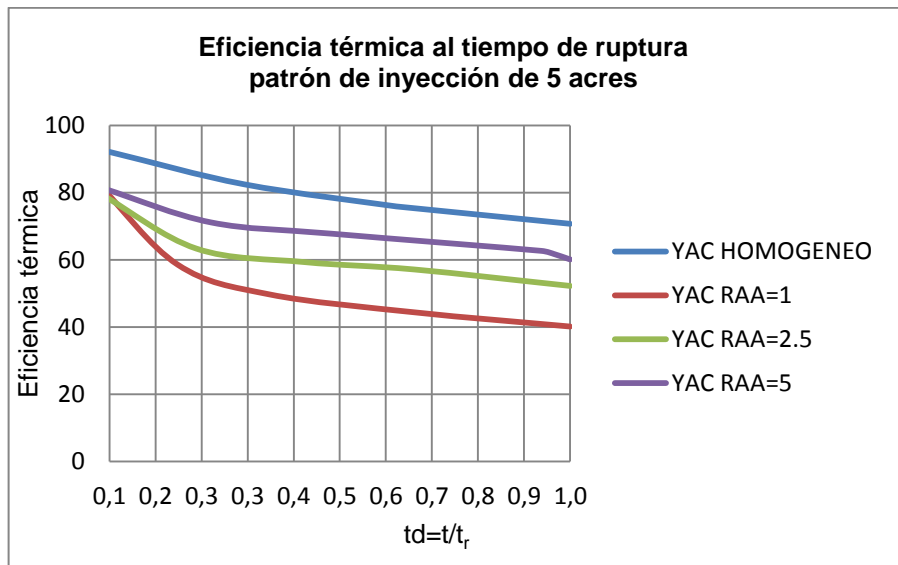
⁵² BUTLER. M, ROGER.: "Thermal Recovery of Oil and Bitumen". Prentice Hall. Alberta, Canada. p.180.

de energía presente en las arenas cuando se alcanza el tiempo de ruptura como se logra ver en la figura 45, esta diferencia también se puede apreciar en las figuras 43 y 44, sin embargo los escenarios mostrados en la figura 43 presentan una caída leve de la energía almacenada en las arenas y este comportamiento se ve reflejado en la eficiencia térmica.

4.3.1 Análisis de resultados. Identificar el tiempo de ruptura y el límite económico de los escenarios planteados fue importante para la determinación de la eficiencia térmica en estos intervalos de tiempo. En el anexo A se encuentra los resultados de esta función objetivo para cada tiempo del proceso de los casos trabajados. Estos resultados fueron tenidos en cuenta para la construcción de las curvas de eficiencia térmica en función del tiempo de cada uno de los casos representados, este cálculo se realizó para los 4 años de duración de la inyección continua de vapor, posteriormente se hizo uso de software Excel para la hacer la gráfica y a partir de ella poder representar los resultados obtenido durante los análisis; el tiempo adimensional se utilizó con el fin de dar mayor aplicabilidad a las curvas y que estén estuvieran expresadas de forma general. Para facilitar el análisis los resultados fueron divididas en dos gráficas para observar claramente el comportamiento de esta función. La tasa de inyección después de la ruptura se mantuvo constante, es decir no se realizó ningún programa de administración de calor.

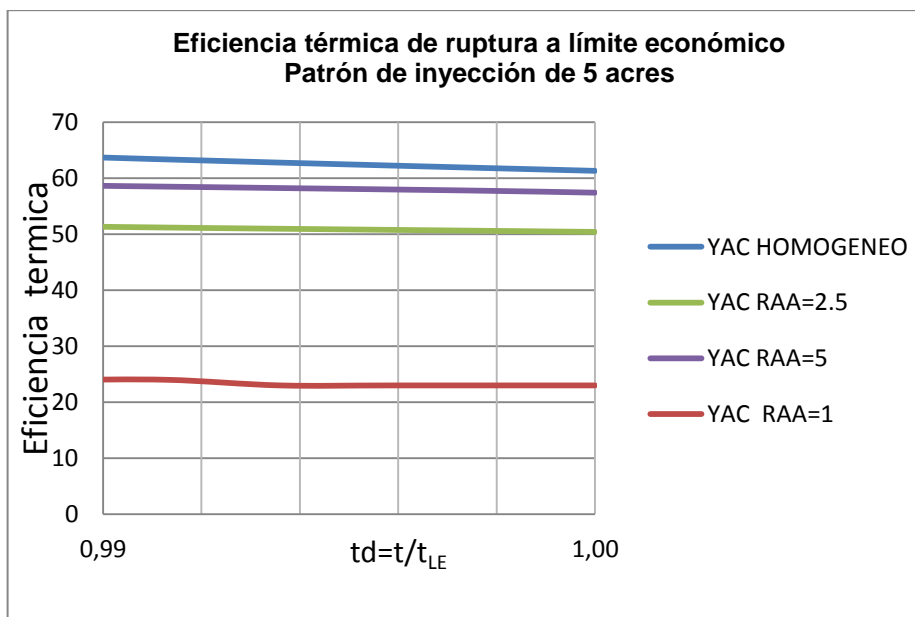
Las figuras 46 y 47 presentan el comportamiento de la eficiencia térmica del proceso antes de alcanzar el tiempo de ruptura y desde este tiempo hasta alcanzar el límite económico del proyecto respectivamente para los casos planteados en un área de 5 acres. El comportamiento de las curvas permite ver claramente la tendencia que presenta la eficiencia térmica en cada uno de los escenarios durante la inyección continua de vapor con un patrón de inyección de 5 acres. De igual forma

Figura 46. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura para modelos con un área de 5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

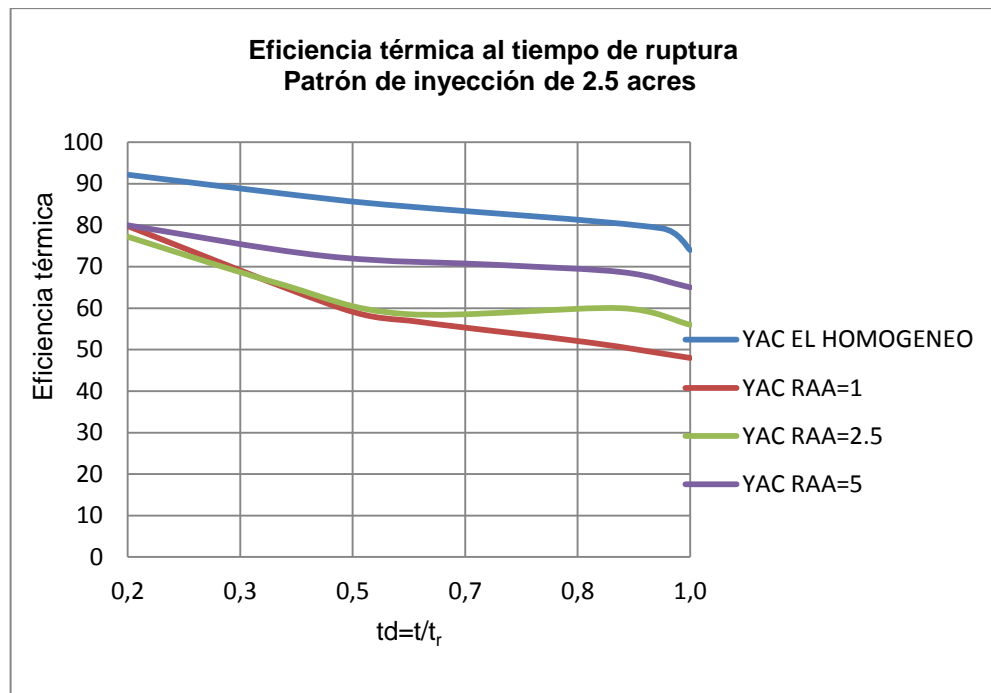
Figura 47. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico para modelos con un área de 5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

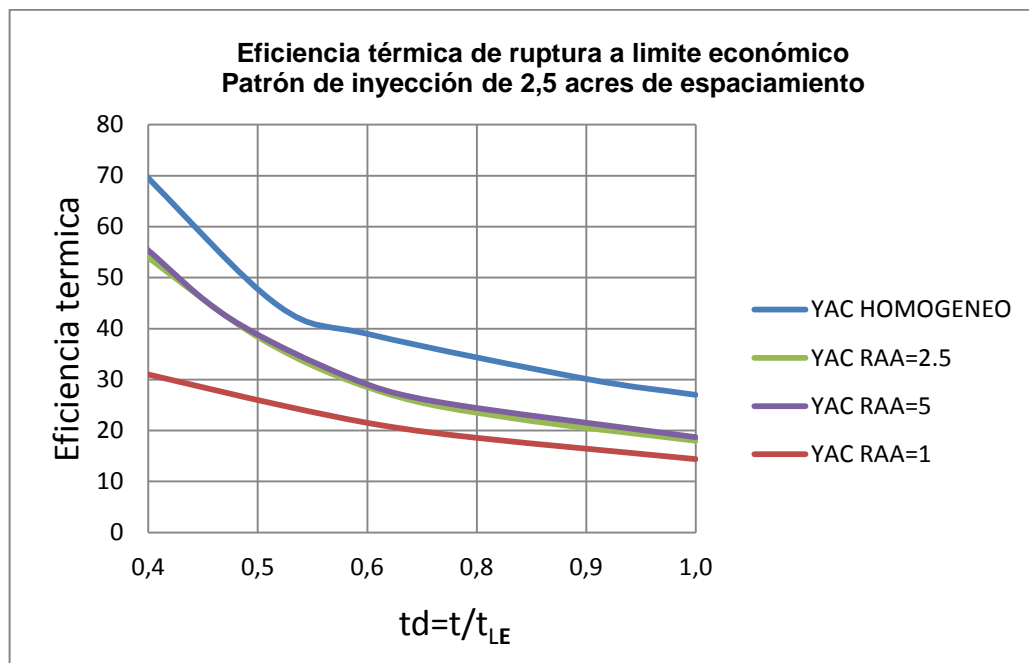
Las figuras 48 y 50 muestran el resultado de la eficiencia térmica desde el inicio del proceso hasta alcanzar el tiempo de ruptura y las figuras 49 y 51 muestra la eficiencia desde la ruptura del vapor hasta alcanzar el límite económico de los demás proyectos planeados. De estas curvas se puede resaltar que las mayores eficiencias las presenta el modelo homogéneo por no contener zonas ladronas de calor, igualmente se observa como disminuye la eficiencia térmica del proceso con la presenta de intercalaciones de arcillas; Adicionalmente a esto, se aprecia como la eficiencia térmica disminuye muy poco en estos patrones de inyección una vez se ha alcanzado la ruptura del vapor. Estos comportamientos son explicados con más detalle en análisis posteriores.

Figura 48. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo a dimensional desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura para modelos con un área de 2.5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

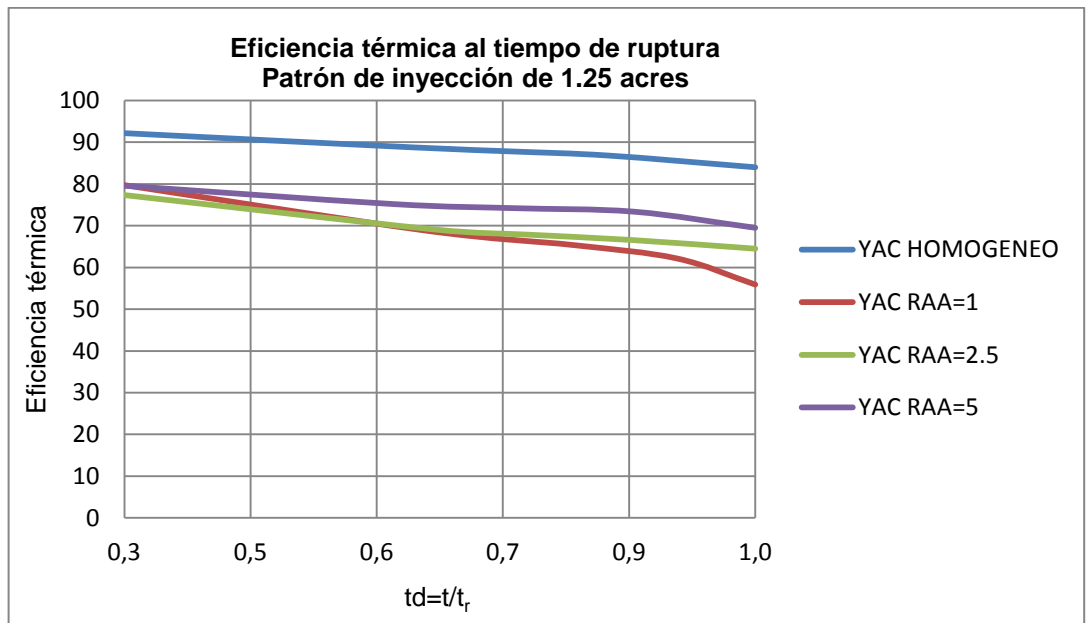
Figura 49. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico para modelos con un área de 2.5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

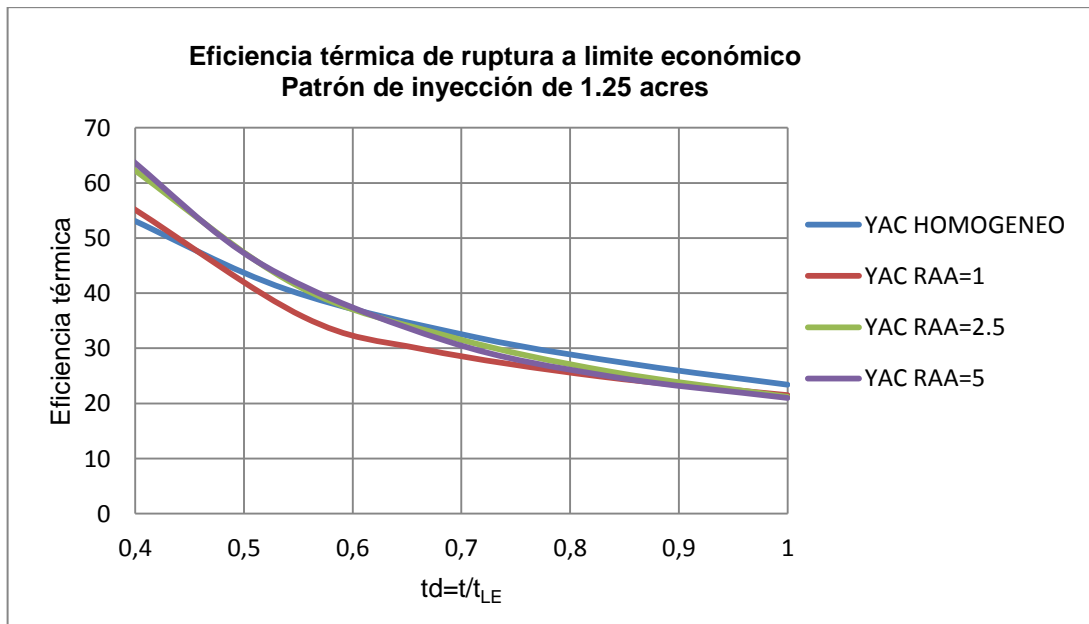
Como se aprecia en las curvas de las figuras 46, 48, 50 al inicio del proceso de inyección continua de vapor, la cantidad de energía presente en la formación productora es la misma independientemente del área del patrón de inyección, esta función varía con el tiempo por la presencia de zonas no productoras. La figura 46 muestra el comportamiento de la eficiencia térmica en escenarios con un patrón de inyección de 2.5 acres desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico, en esta se logra observar que los escenarios con una RAA=2.5 y RAA=5 presentan un comportamiento similar en cuanto a la cantidad de energía almacenada en las arenas después de alcanzar el tiempo de ruptura. Como ocurrió en los escenarios planteados en las figuras anteriores, la inyección continua de vapor no es muy eficiente en el escenario con una RAA=1 con un patrón de inyección de 2.5 acres, debido a que el espesor de la arcilla supera el espesor de los estratos productores y provoca pérdidas considerables de calor hacia los estratos arcillosos.

Figura 50. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo a dimensional desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura para modelos con un área de 1.25 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Figura 51. Resultados de la eficiencia térmica en función de un tiempo adimensional desde el tiempo de ruptura hasta alcanzar el límite económico para modelos con un área de 1.25 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Un comportamiento importante de analizar lo encontramos los primero 5 meses de la inyección continua de vapor para los escenarios con intercalaciones de arcillas, durante este periodo la eficiencia térmica del proceso es mayor para los escenarios con RAA=1 para todos los patrones de inyección planteados con respecto a las demás RAA trabajadas, por cuestiones de escala en las figuras 46, 48 y 50 no se logra visualizar con claridad este comportamiento, pero en el anexo A se tabularon los resultados de eficiencia térmica y por lo tanto se observa esta tendencia.

De acuerdo a lo que dice Hong, las intercalaciones de arcillas presentes en los yacimientos que contienen múltiples arenas, por su característica de impermeabilidad restringen la migración vertical del vapor pero no necesariamente del calor, lo cual es transportado a través de estas capas por conducción⁵³. Esto explica que debido al diferencial de temperatura que se encuentra entre la zona productora y las zonas ladronas de calor al inicio del proceso de inyección de vapor, la arcilla con mayor espesor tenderá a tomar más energía; parte de esta energía es transferida a la arena que se encuentra en la capa superior; es decir, la arena que se encuentra inmediatamente arriba de la arcilla existente, llega a ser calentada por un proceso llamado hot-plate heating o preheating. El vapor inyectado tiende a desplazarse hacia arriba de la formación por efecto de la gravedad y moverse a través del tope del yacimiento, esto promueve el calentamiento de la arena superior a través de la barrera de la arcilla.⁵⁴

Para complementar los análisis del proceso se tabularon los resultados obtenidos para cada patrón en el tiempo de ruptura como se muestra en la tabla 16. Los resultados mostrados en esta tabla son considerados para los siguientes análisis; como se observa en los valores tabulados los modelos homogéneos presentan una mayor cantidad de energía almacenada en las arenas y a medida que el

⁵³ HONG, K.C.: Steamflood Reservoir Management. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma. 1994. P. 279.

⁵⁴ Ibid., p.279.

tamaño del patrón se hace menor este valor se incrementa, esto sucede gracias a que las pérdidas que se presentan en el sistema son únicamente causadas por la presencia de formaciones adyacentes al límite superior e inferior del sistema.

La presencia de intercalaciones de arcilla ocasiona que el calor que es entregado a la arena disminuya en la medida en que el espesor de la formación no productora aumenta; sin embargo, esta entrega de calor es mayor al tiempo de ruptura cuando se utilizan pequeños patrones de inyección. Con respecto a la transferencia de calor hacia las arcillas este fenómeno no es muy cambiante con el tamaño del patrón, cuando el espesor del estrato arcilloso es menor a la capa de arena. Pero cuando la formación contiene estratos arcillosos con un espesor superior a la capa de arena, pequeños patrones de inyección provocan menores transferencias de calor hacia las arcillas; es decir, el tamaño del patrón si influye en las pérdidas de calor hacia las arcillas.

Las pérdidas de calor en el yacimiento también están relacionada con el espesor del estrato productor; en este estudio se encontró que cuando el yacimiento presenta una formación productora de gran espesor, como es el caso del yacimiento homogéneo, el área de contacto del vapor con las formaciones adyacentes es mayor gracias a la diferencia de densidades entre el vapor y los demás fluidos del yacimiento, obligando al vapor a elevarse al tope de la formación, provocando la transferencia de calor. Adicionalmente a esto, cuando el tiempo de ruptura es mayor las pérdidas hacia el overburden se incrementan.

Tabla 17. Fracción de calor presente en cada una de las zonas de la formación al tiempo de ruptura para los modelos desarrollados

Modelos con patrón de 5 acres								
Modelos	Homogéneo		RAA 1		RAA=2.5		RAA=5	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Tiempo de ruptura	880 días		1454		1231 días		1097 días	
Tasa de inyección	2,78E+11	BTU	4,60E+11	BTU	3,89E+11	BTU	3,47E+11	BTU
E. en las arcillas	0	0	1,79E+11	39,03	9,22E+10	23,70	4,90E+10	14,12
E. en la arenas	1,97E+11	70,75	1,85E+11	40,17	2,03E+11	52,26	2,09E+11	60,14
E. producida	1,47E+09	0,53	4,95E+09	1,08	7,54E+09	1,94	8,64E+09	2,49
E. perdida u/o	7,99E+10	28,73	9,07E+10	19,72	8,60E+10	22,10	8,06E+10	23,25
Eficiencia		70,7		40,17		52,3		60,1
Modelos con patrón de 2,5 acres								
Modelos	Homogéneo		RAA 1		RAA=2.5		RAA=5	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Tiempo de ruptura	395 días		593 días		542 días		493 días	
Tasa de inyección	1,25E+11	BTU	1,87E+11	BTU	1,71E+11	BTU	1,56E+11	BTU
E. en las arcillas	0	0	6,53E+10	34,81	4,12E+10	24,04	2,31E+10	14,82
E. en la arenas	9,28E+10	74,32	8,97E+10	47,84	9,56E+10	55,82	1,01E+11	64,69
E. producida	5,57E+09	4,46	3,22E+09	1,72	6,29E+09	3,67	5,42E+09	3,48
E. perdida u/o	2,65E+10	21,22	2,93E+10	15,62	2,82E+10	16,47	2,65E+10	17,01
Eficiencia		74		48		56		65
Modelos con patrón de 1,25 acres								
Modelos	Homogéneo		RAA 1		RAA=2.5		RAA=5	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Tiempo de ruptura	190 días		249 días		237 días		230 días	
Tasa de inyección	6,01E+10	BTU	7,87E+10	BTU	7,49E+10	BTU	7,27E+10	BTU
E. en las arcillas	0	0	2,05E+10	26,05	1,71E+10	22,86	1,11E+10	15,22
E. en la arenas	5,06E+10	84,26	4,41E+10	55,97	4,83E+10	64,46	5,05E+10	69,49
E. producida	7,06E+08	1,18	4,56E+09	5,79	7,64E+08	1,02	2,25E+09	3,10
E. perdida u/o	8,75E+09	14,56	9,60E+09	12,20	8,74E+09	11,66	8,86E+09	12,18
Eficiencia		84		56		64,4		69

Los resultados de eficiencia térmica obtenidos para cada patrón al límite económico son mostrados en la tabla 17 y son analizados de la siguiente manera:

En los escenarios planteados en un patrón de inyección de 5 acres, la energía transferida hacia las arenas es relativamente igual en el tiempo de ruptura y en el límite económico (ver tabla 16 y 17), esto se debe a que una vez se llega el tiempo de ruptura el límite económico se alcanza rápidamente; por lo tanto, entre el tiempo de ruptura y el límite económico las pérdidas de calor hacia las intercalaciones y formaciones adyacentes no son muy significativas. La

disminución de eficiencia térmica se debe principalmente a la fracción de calor producido una vez se alcanza el tiempo de ruptura.

Cuando el vapor ha irrumpido en el pozo productor la cantidad de calor que se produce es significativo perjudicando la transferencia de calor hacia la formación productora. Este comportamiento es más notorio en pequeños patrones de inyección, debido a la rapidez con la que el vapor alcanza la ruptura, provocando una disminución de la eficiencia térmica del proceso desde la ruptura hasta alcanzar el límite económico de aproximadamente del 30%.

Tabla 18. Fracción de calor presente en cada una de las zonas de la formación al límite económico para los modelos desarrollados

Modelos con patrón de 5 acres								
Modelos	Homogéneo		RAA 1		RAA=2.5		RAA=5	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Límite económico (L_E)	918 días		2189 días		1260 días		1127 días	
Tasa de inyección	2,90E+11	BTU	6,91961E+11	BTU	3,98E+11	BTU	3,56E+11	BTU
E. en las arcillas	0	0	2,22501E+11	32,16	9,37E+10	23,51	4,98E+10	13,98
E. en la arenas	1,78E+11	61,29	1,61162E+11	23,29	2,01E+11	50,38	2,05E+11	57,42
E. producida	2,76E+10	9,51	1,66792E+11	24,10	1,39E+10	3,48	1,68E+10	4,72
E. perdida u/o	8,47E+10	29,19	1,41506E+11	20,45	9,01E+10	22,62	8,51E+10	23,88
Eficiencia		61,3		23,4		50,5		57
Modelos con patrón de 2,5 acres								
Modelos	Homogéneo		RAA 1		RAA=2.5		RAA=5	
	Valor	%	VALOR	%	Valor	%	Valor	%
Límite económico (L_E)	1000 días		1811 días		1187 días		1036 días	
Tasa de inyección	3,16E+11	BTU	5,72473E+11	BTU	4,33E+11	BTU	4,29E+11	BTU
E. en las arcillas	0	0	1,15E+11	20	4,55E+10	10,52	2,33E+10	5,44
E. en la arenas	8,55E+10	27,05	8,23E+10	14,37	7,82E+10	18,06	8,02E+10	18,72
E. producida	1,77E+11	55,93	3,05E+11	53,30	2,46E+11	56,85	2,61E+11	60,82
E. perdida u/o	5,38E+10	17,02	7,06E+10	12,33	6,30E+10	14,57	6,44E+10	15,02
Eficiencia		27		14,4		18		18,7
Modelos con patrón de 1,25 acres								
Modelos	Homogéneo		RAA 1		RAA=2.5		RAA=5	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
Límite económico (L_E)	603 días		631 días		622 días		619 días	
Tasa de inyección	1,91E+11	BTU	1,99E+11	BTU	1,97E+11	BTU	1,96E+11	BTU
E. en las arcillas	0	0	4,55E+10	22,79283	2,40E+10	12,20	1,16E+10	5,95
E. en la arenas	4,47E+10	23,43	4,28E+10	21,47798	4,15E+10	21,11	4,04E+10	20,65
E. producida	1,23E+11	64,61	8,74E+10	43,82397	1,07E+11	54,23	1,20E+11	61,49
E. perdida u/o	2,28E+10	11,96	2,37E+10	11,90522	2,45E+10	12,45	2,33E+10	11,91
Eficiencia		23,4		21,5		21		21

4.4 DESARROLLO DE CORRELACIONES ESTADÍSTICAS

En respuesta al comportamiento de la eficiencia térmica desde el inicio del proceso hasta el tiempo de ruptura y posteriormente hasta el límite económico del proyecto, se elaboraron tres correlaciones para facilitar el cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua de vapor, implementado en escenarios con intercalaciones de arcillas y homogéneos. Cada una de ellas está en función de la relación arena-arcilla y del tiempo, para patrones de inyección de 5, 2.5 y 1.25 acres.

En la elaboración de los modelos de simulación las relaciones arena-arcilla utilizadas se diferencian por el espesor de la arcilla mientras que espesor de las capas de arena permanecen constantes (espesor neto 100 pies), es decir, el cálculo de eficiencia térmica en escenarios con diferente espesor de arena no se tuvo en cuenta en este estudio.

Las ecuaciones generadas para este propósito fueron elaboradas mediante el software CurveExpert versión 1.6 y el procedimiento utilizado para tal fin se describe en el Anexo B. Las ecuaciones generadas son llamadas Full Cubic y corresponde a un polinomio, ésta fue tomada por mostrar mayor precisión en los resultados de la eficiencia. Según el espaciamiento del patrón de inyección utilizado durante la implementación del proceso de recobro térmico, se creó una correlación para cada condición

4.4.1 Correlación para escenarios con un área por patrón de 5 acres. Con los resultados de eficiencia térmica obtenidos a partir de la simulación de los modelos elaborados, se obtuvo la siguiente correlación que representa la curva generada a partir de los datos suministrados al software Curve Expert.

$$EF = a + b * RAA + c * t + d * RAA^2 + e * t^2 + f * RAA^3 + g * t^3 + h * RAA * t + i * RAA^2 * t + j * RAA * t^2 \quad (4.4)$$

Dónde:

EF: Eficiencia térmica [%]
RAA: Relación arena-arcilla [adimensional]
t: Tiempo [días]

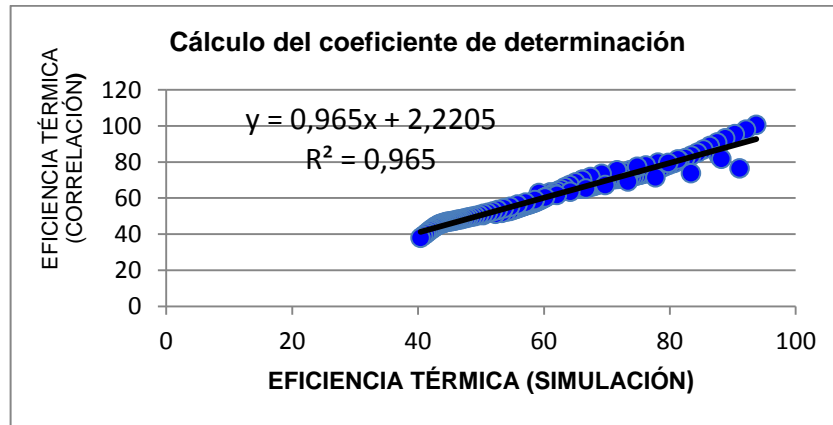
Los coeficientes de la correlación planteada en la ecuación 4.4 se encuentran tabulados en la tabla 18. Para lograr mayor precisión en los resultados de eficiencia térmica es necesario utilizar los coeficientes con el mayor número de decimales.

Tabla 19. Coeficientes de correlación para determinar la eficiencia térmica de los escenarios planteados con un área por patrón de 5 acres

Coeficiente de correlación	
a	1.03510214580106E+02
b	-4.13748094104571E+01
c	-9.81648419437545E-02
d	1.942733792328980E+01
e	1.004015511550540E-04
f	-2.376924278595300E+00
g	-3.59868435100401E-08
h	4.13603326215782E-03
i	3.564787315745730E-04
j	-3.37447174514434E-06

Fuente: CurveExpert Professional 1.6

Figura 52. Cálculo del coeficiente de determinación, área de 5 acres. $R^2=0.96$



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Con el fin de determinar la precisión de la correlación se graficaron los resultados dados por el simulador y por la correlación para obtener el coeficiente de determinación, que define la similitud de los resultados generados por la simulación y por la correlación; según los valores obtenidos el coeficiente de determinación para esta correlación es $R^2=0.96$ como lo muestra la figura 52.

4.4.2 Correlación para escenarios con un área por patrón de 2.5 acres. Con el fin de crear correlaciones más precisas se creó una nueva a partir de los resultados de eficiencia, obtenidos de la simulación de los escenarios con un patrón de inyección de 2.5 acres. La figura 53 muestra el coeficiente de determinación con el que es posible medir la precisión de la correlación. La correlación mencionada es la siguiente.

$$EF = a + b * RAA + c * t + d * RAA^2 + e * t^2 + f * RAA^3 + g * t^3 + h * RAA * t + i * RAA^2 * t + j * RAA * t^2 \quad (4.5)$$

Dónde:

EF: Eficiencia térmica [%]
RAA: Relación arena-arcilla [adimensional]
t: Tiempo [días]

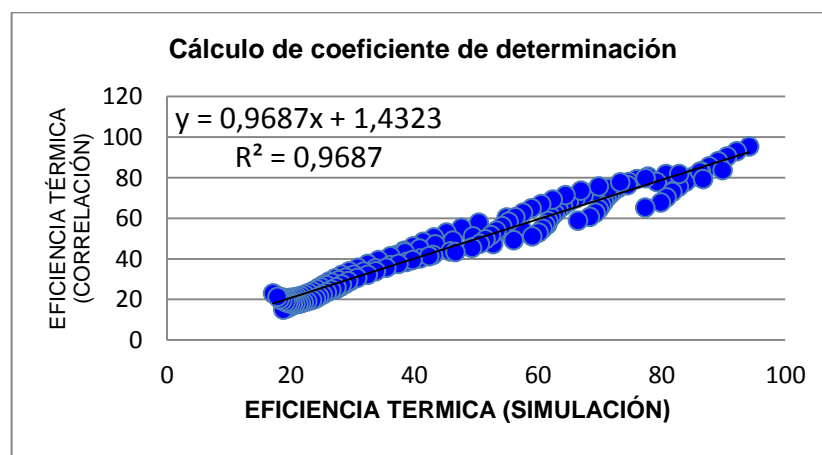
Los coeficientes de esta correlación son mostrados en la siguiente tabla 19. Para lograr mayor precisión en los resultados de eficiencia térmica es necesario utilizar los coeficientes con el mayor número de decimales.

Tabla 20. Coeficientes de correlación para determinar la eficiencia térmica de los escenarios planteados con un área por patrón de 2.5 acres

Coeficiente de correlación	
a	9,77373178055910E+01
b	-1,68524272535941E+01
c	-7,77435204331275E-02
d	5,20920460848596E+00
e	-2,59685034595934E-05
f	-4,77501525012901E-01
g	3,05085505861477E-08
h	1,68817172118538E-02
i	-1,60530360199826E-03
j	-5,66844465610530E-06

Fuente: CurveExpert Professional 1.6

Figura 53. Cálculo del coeficiente de determinación, área de 2.5 acres. $R^2=0.97$



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

4.4.3 Correlación para escenarios con un área patrón de 1.25 acres. La correlación planteada en esta sección fue obtenida a partir de los resultados de eficiencia con ayuda de la simulación numérica, de los modelos planteados en un patrón de inyección de 1.25 acres. La precisión de esta correlación fue medida por el coeficiente de determinación calculado a partir de la figura 54.

$$EF = a + b * RAA + c * t + d * RAA^2 + e * t^2 + f * RAA^3 + g * t^3 + h * RAA * t + i * RAA^2 * t + j * RAA * t^2 \quad (4.6)$$

Dónde:

EF: Eficiencia térmica [%]
RAA: Relación arena-arcilla [adimensional]
T: Tiempo [días]

La tabla 20 presenta los coeficientes de correlación para ser utilizados en la ecuación 4.6 en la determinación de la eficiencia térmica del proceso. Para lograr mayor precisión en los resultados de eficiencia térmica es necesario utilizar los coeficientes con el mayor número de decimales.

Tabla 21. Coeficientes de la correlación para determinar la eficiencia térmica de los escenarios con área por patrón de 1.25 acres

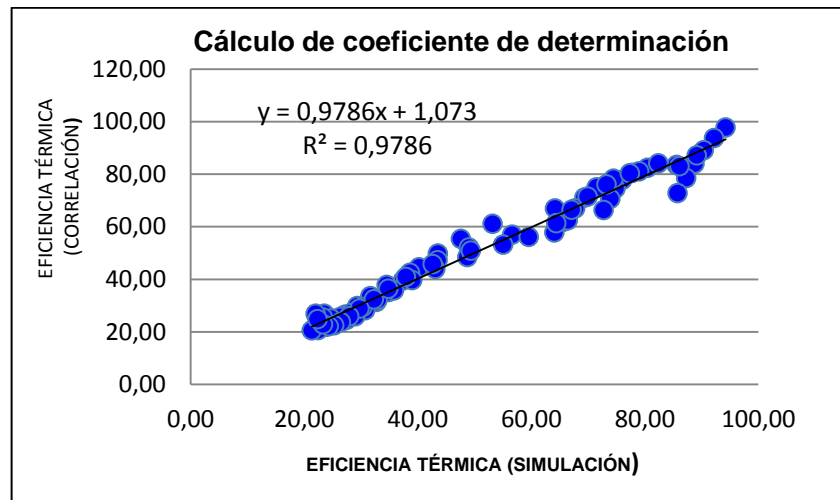
Coeficiente de correlación	
a	1.01245981544892E+02
b	-1.60535929707481E+01
c	-1.02919793215198E-01
d	4.90600983553079E+00
e	-4.22472240860071E-04
f	-4.79529949672724E-01

Tabla20 (continuacion)

Coeficiente de correlación	
g	6.45746923795974E-07
h	3.79941684775192E-02
i	-3.04144510083735E-03
j	-3.17537318989923E-05

Fuente: CurveExpert Professional 1.6

Figura 54. Cálculo del coeficiente de determinación, área de 1.25 acres. $R^2=0.98$



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Las correlaciones obtenidas durante el desarrollo de este proyecto, pueden ser aplicadas para determinar la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua de vapor utilizando un patrón de inyección de cinco puntos invertidos; este dato puede ser obtenido tanto para un yacimiento homogéneo como para un yacimiento con intercalaciones de arcillas. El yacimiento homogéneo se expresó con una $RAA=0$, que para esta caso quiere decir que no hay presencia de arcilla y que la arena es de espesor considerable, con el propósito facilitar el procedimiento. Para hacer uso de estas correlaciones es necesario que el modelo a analizar contenga propiedades cercanas a las utilizadas en este trabajo. A

continuación se describen las propiedades que se deben tener en cuenta en el momento de hacer uso de las correlaciones.

Enmallado de simulación cartesiano

Crudo pesado de viscosidad:	1125 cP
Tope de la formación productora:	1400 pies
Permeabilidad horizontal:	809 mD
Relación Kv/Kh:	0,6
Temperatura de la zona productora:	90°F
Gravedad API:	13,5
Presión a 1400 pies:	400 psi
Tasa de inyección de vapor:	1000 Bwe/día
Calidad del vapor:	65%
Temperatura de inyección del vapor:	510 °F
Saturación de agua connata	0.2
Saturación de petróleo residual a agua	0.2
Presión de burbuja	150 psi

4.5 EVALUACIÓN DE LAS CORRELACIONES VARIANDO PROPIEDADES DEL MODELO BASE

Con el fin de evaluar la aplicabilidad de las correlaciones se modificaron las siguientes propiedades: espesor de la arena y de la arcilla, permeabilidad y tasa de inyección.

4.5.1 Variación del espesor de las capas de arena y de arcilla. Con el propósito de probar la correlación elaborada para determinar la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor en un modelo de 5 acres, se mantuvo la RAA= 5 pero ahora con 10 arenas de 10 pies y 9 arcillas de 2.2 ft cada una y los resultados arrojados son mostrados en la tabla 20. En ella se puede observar que el error asociado es pequeño, lo cual indica que la correlación da resultados cercanos a los reales, sin importar el número de estrato y el espesor de ellos, lo importante de mantener el espesor neto.

Tabla 22. Cálculo de la eficiencia térmica para un modelo con RAA=5

Resultados de eficiencia térmica RAA:5 10 arenas y 9 arcillas			
Tiempo (Días)	EF Calculada	EF Calculada por correlación	Error asociado
208	74,5	74,23	0,4
392	71,0	69	2,8
568	68,5	66,6	2,7
1035	64,0	63,8	0,3
1124	62,8	63	-0,3

4.5.2 Cálculo de eficiencia térmica en modelo con diferente permeabilidad. La correlación también se utilizó para determinar la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor desarrollado en un modelo de permeabilidad vertical de 404,5 md. En la tabla 21 se presentan los resultados de eficiencia térmica y en la columna de error asociado encontramos valores relativamente pequeño, lo cual muestra la precisión de la correlación para un modelo con una permeabilidad cercana a la utilizada en el desarrollo de las mismas.

Tabla 23. Cálculo de la eficiencia térmica para un modelo con diferente permeabilidad

Resultados de eficiencia térmica RAA:5 y kv/kh: 0,5 kv=404,5			
Tiempo (Días)	EF Calculada	EF Calculada por correlación	Error asociado
411	69,5	68,6	1,2
672	66,8	65,9	1,3
935	64,5	64,7	-0,3

4.5.3 Cálculo de la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor utilizando una tasa 900 bwe/día. Se utilizó la correlación para determinar la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua de vapor con una tasa de inyección de 900 Bwe/día, los resultados de eficiencia calculados por medio de la correlación, muestra similitud con los resultados de eficiencia térmica calculados teniendo en cuenta la energía almacenada en las arenas y la energía inyectada, tal como se muestran en la tabla 22.

Tabla 24. Cálculo de la eficiencia térmica para un modelo con diferente tasa de inyección a la propuesta en modelo base

Resultados de eficiencia térmica RAA:5 y Tasa de inyección: 900 Bwe/día			
Tiempo (Días)	EF Calculada	EF Calculada por correlación	Error asociado
62	81	81,2	-0,25
411	69,5	68,6	1,29
672	66,7	65,9	1,20
935	64,5	64,7	-0,31
1124	62,3	62,55	-0,40

Pruebas realizadas a las correlaciones confirman su gran utilidad para el cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua de vapor siempre y

cuando las propiedades del modelo de simulación sean similares a las descritas en el inciso 4.4. Es importante aclarar que estas correlaciones arrojan errores significativos cuando el espesor neto de la formación es diferente a 100 pies.

5. COSTOS DE ENERGÍA PÉRDIDA Y UTILIDADES POR LA VENTA DEL PETRÓLEO PRODUCIDO.

En este capítulo se busca determinar la utilidad obtenida por la venta del crudo producido, para identificar cual escenario permite un mayor ingreso a causa de la producción de crudo y por ende de la comercialización del mismo.

Igualmente, teniendo en cuenta que los escenarios presentados en este proyecto muestran resultados de pérdidas de energía como consecuencia de la inyección continua de vapor en formaciones que tiene presencia de arcillas, con el objetivo de tener mayor claridad de lo que significa las pérdidas de calor en un proyecto de recuperación mejorada fue necesario darle un valor monetario para entender cómo afectan la economía de un proyecto.

5.1 COSTO DE PRODUCIR UN MILLÓN DE BTU

El costo de producir un millón de BTU/hr implica la relación de los parámetros más importantes en la generación de dicha cantidad de energía. Para el cálculo de este costo se utilizó una herramienta desarrollada en el grupo de investigación de recobro mejorado - GRM UIS, llamada "Asistente de cálculo para la administración de calor en procesos de inyección de vapor". Las tablas 20 y 21 detallan las variables requeridas y los datos empleados para la determinación de dicho valor.

Tabla 25. Costo del gas natural

Gas Natural			
Criterio	Precio Gas real	Valor	Unidades
Poder calorífico del gas		1120	BTU/scf
Costo del gas natural	5	5	USD/MBTU
	2,57	5	USD/MBTU
	5,6	6,00	USD/Kscf

Fuente: GRM-UIS.: “Asistente de cálculo para la administración de calor en procesos de inyección de vapor”.2012.

Tabla 26. Costo de producir un millón de BTU

Variables económicas			
Criterio		Valor	Unidades
Dólar TRM	0		COL/USD
		0	COL/USD
Costo del gas	6	6,00	USD/Kscf
Precio del petróleo		60,00	USD/Bbl
Costo de tratamiento de agua		8,21	USD/KBbl
Salario Operadores		150	USD/D
Salario Supervisor		253	USD/D
Costo del generador		700000	USD
Vida útil del generador		20	Años
Costo Planta de tratamiento		453000	USD
Vida útil de la planta de tratamiento		25	Años
almacenamiento de agua filtrada		300000	USD
Vida útil del tanque		20	Años
Precio del KWh		0,0517	USD/KWh
Consumo de electricidad de equipos		258,12	KWh
Costo del gasoducto (con city gate)		2300000	USD
Vida útil gasoducto		15	Años
Capacidad de transporte		4150	Kscf/D
Costo del millón de BTU	6,98560802	6,99	USD/MBTU

Fuente: GRM-UIS.: “Asistente de cálculo para la administración de calor en procesos de inyección de vapor”.2012.

Después de realizar los debidos cálculos mediante la herramienta, se llegó a un costo de millón de BTU equivalente a 6,99 USD/MBTU bajo las condiciones pertinentes en el presente trabajo de grado.

5.2 CÁLCULO DE INGRESOS

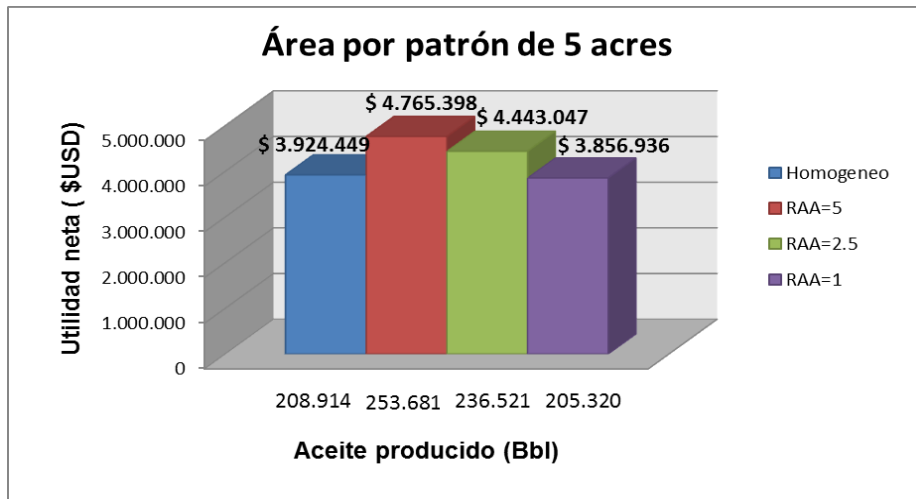
Con el propósito de conocer cual escenario permite mayores ingresos con consecuencia de la venta del crudo, fue necesario primero calcular cuánto representa en dinero el aceite producido en cada uno de los escenarios planteados, para esto fue necesario tener en cuenta el precio de oportunidad; considerando que el fluido trabajado corresponde a un crudo pesado, el precio del crudo trabajado en este cálculo corresponde al 60% a la cotización actual del petróleo tomado de la página web precio petróleo.net de US\$ 96.36. Fue también necesario tener en cuenta algunos datos adicionales que corresponden a costos de levantamiento, transporte y tratamiento de fluidos producidos, adicionalmente a esto las regalías y los impuestos generados por la producción del crudo, la tabla 20 presenta los valores utilizados para el cálculo de utilidades netas de los proyectos trabajados en este estudio.

Tabla 27. Costos generados por la producción del crudo

Variable	Valores
Precio del crudo	58 us\$/bbl
Levantamiento	5 us\$/bbl
Transporte de fluidos de producción	12 us\$/bbl
Tratamiento de fluidos producidos	0,5 us\$/bbl
Regalías	20%
Impuesto sobre la renta	35%

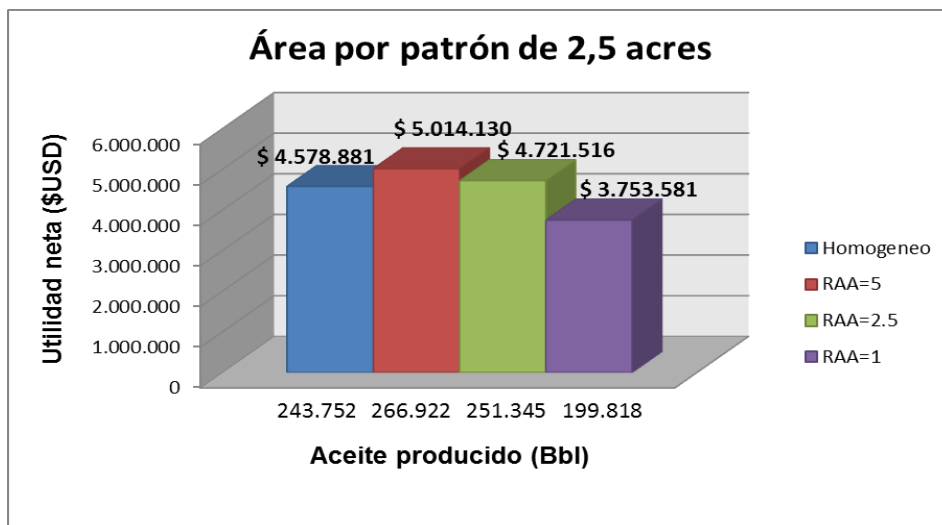
Los cálculos obtenidos de utilidad neta de los diferentes escenarios se muestran en las figuras 60, 61 y 62. En ellas se muestra la producción de aceite al límite económico de cada proyecto y la utilidad por la venta del mismo.

Figura 55. Utilidad neta de escenarios con un patrón de inyección de 5 acres



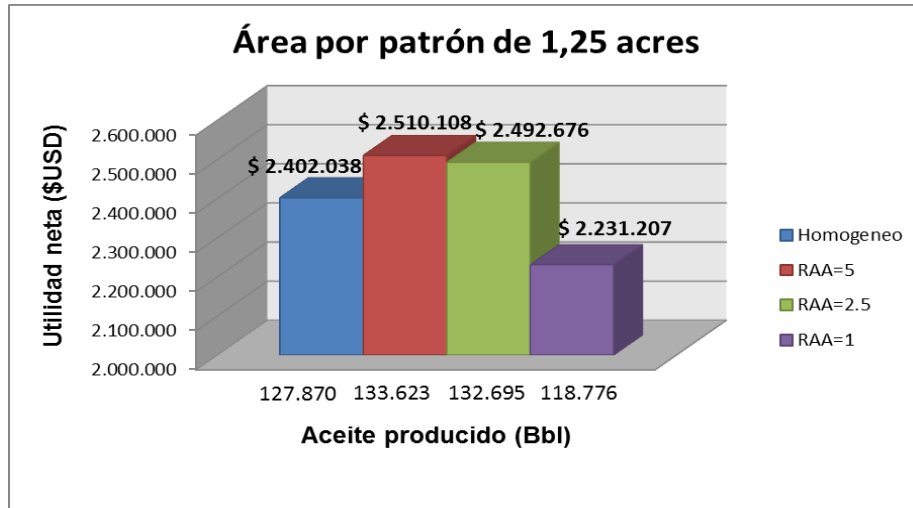
Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Figura 56. Utilidad neta de escenarios con un patrón de inyección de 2.5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Figura 57. Utilidad neta de escenarios con un patrón de inyección de 1.25 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Las utilidades obtenidas por la venta del petróleo están directamente relacionadas con la cantidad de crudo producido acumulado durante la implementación de la inyección continua de vapor. La duración de este proceso térmico depende del límite económico y la producción de aceite depende la eficiencia térmica del proceso. Por esta razón se realizaron los diferentes cálculos para saber el aceite producido cuando dinero representa.

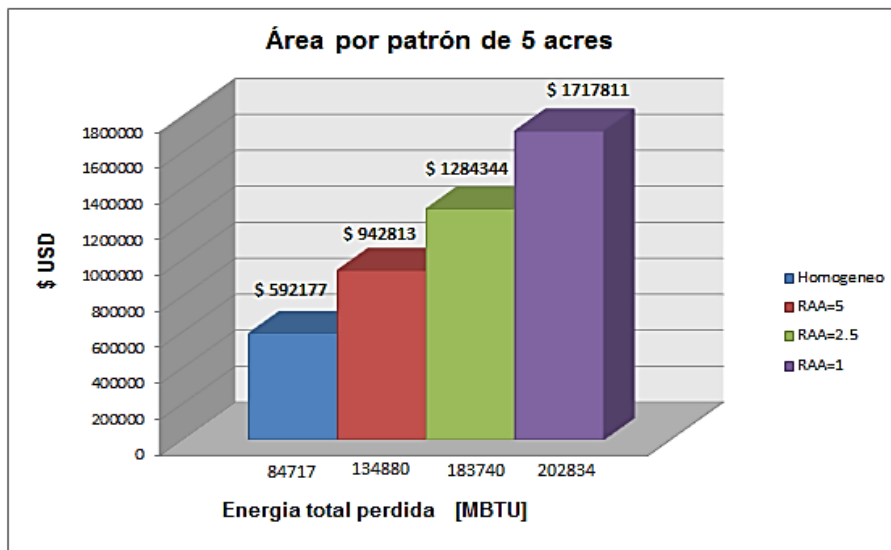
En los resultados obtenidos y mostrados en las figuras 60, 61 y 62 se observa que los modelos que generan mayores ingresos por la producción de petróleo son los escenarios que representan un yacimiento con una RAA=5, esto significa que la implementación de la inyección continua de vapor fue eficiente, con respecto a los otros escenarios los modelos con una RAA=1 son desde el punto de vista económico menos viables a consecuencia del mal desempeño del vapor en el yacimiento. En el caso de los escenarios homogéneos la baja productividad se debe al deficiente barrido vertical de vapor y este comportamiento se ve reflejado en la producción de aceite.

5.3 COSTO DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR A CAUSA DE LAS INTERCALACIONES DE ARCILLA

Las figuras 63, 64 y 65 a continuación, muestran la pérdida de energía total en MBTU y el costo (\$USD) que representan al llegar al límite económico en cada uno de los modelos. En el caso de los modelos de 5 acres y 2.5 acres con RAA=1 el límite económico se alcanzó más allá del tiempo estimado para la inyección de vapor.

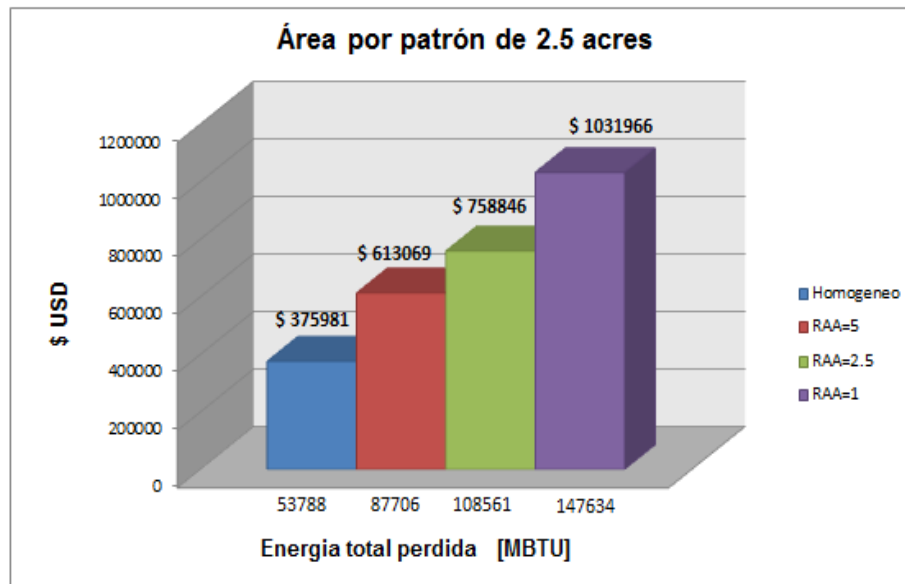
Al observar los modelos es evidente una pérdida de calor mayor a medida que la RAA es menor. Como se describe en el Capítulo 4, el modelo que cuenta con mayor cantidad de arcilla requiere una demanda mayor de energía para calentar el yacimiento, lo cual representa una mayor pérdida económica. El costo adicional debido a la pérdida de calor se incrementa aún más con el espaciamiento, mayor inversión de energía para un estrato de mayor tamaño.

Figura 58. Energía total pérdida en MBTU Y \$USD para un área de 5 acres



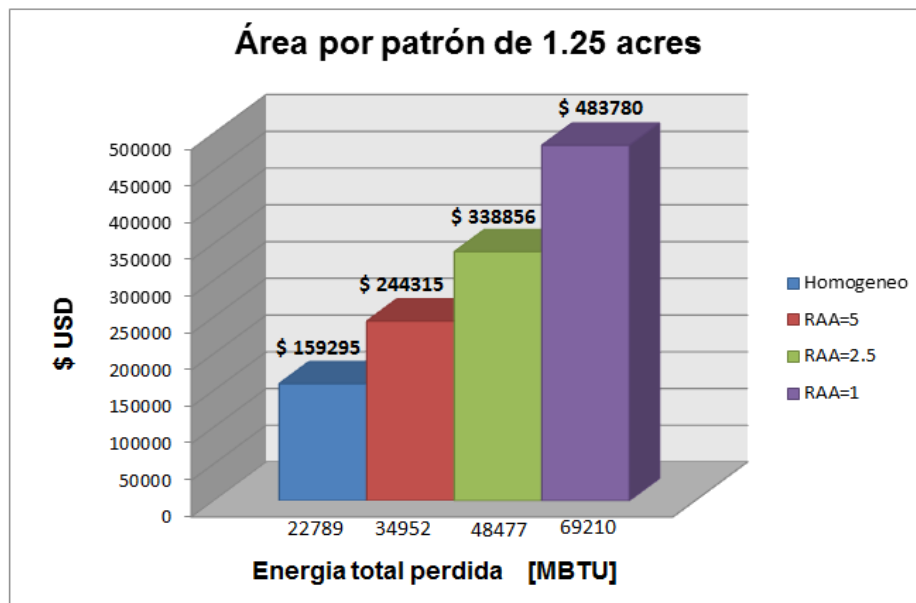
Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Figura 59. Energía total pérdida en MBTU Y \$USD para un área de 5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

Figura 60. Energía total pérdida en MBTU Y \$USD para un área de 5 acres



Fuente: Gráfica realizada en MS Excel

CONCLUSIONES

A partir del desarrollo de este proyecto se generaron las siguientes conclusiones:

- El desempeño del proceso de inyección continua de vapor en modelos que representan yacimientos homogéneos y yacimientos estratificados, fue menos efectivo desde el punto de vista térmico en los yacimientos con intercalaciones de arcillas, debido a que en ellos se presentan pérdidas de calor por la presencia de zonas no productoras como las arcillas.
- A pesar de que las arcillas intervienen de forma negativa en la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor, las intercalaciones de arcillas de pequeño espesor también favorece la distribución del vapor a través de la formación, debido a que estas intercalaciones actúan como barreras pues son consideradas litológicamente impermeable, evitando que por la diferencia de densidades entre los fluidos presentes en la zona, el vapor migre hacia el tope de la formación y parte de la ella quede sin ser saturada, es decir así como su presencia ocasiona pérdidas de energía, estas permiten una distribución más uniforme del vapor a través del yacimiento.
- La implementación de la inyección continua de vapor en modelos que representan un yacimiento homogéneo, provoca que grandes zonas no sean invadidas por el vapor a consecuencia del overriding, dando como resultado una mínima disminución de la viscosidad del crudo presente y como consecuencia de esto, bajas tasas de producción de aceite. Sin embargo cuando el vapor llega al pozo productor empieza a ver una mayor transferencia de energía a la formación, provocando un incremento

continuo del factor de recobro. El efecto de overriding se hace más notorio en grandes patrones de inyección.

- En los proyectos de inyección continua de vapor desarrollados en este trabajo, antes de llegar al tiempo de ruptura se encontraron altas eficiencias térmicas; una vez alcanzado este punto la eficiencia disminuyó considerablemente. Esto se debe, a que una vez el vapor alcanza la ruptura se da inicio de la producción de calor. Este comportamiento es más apreciable en escenarios con patrones de inyección pequeños.
- Cuando se planea desarrollar en un yacimiento la inyección continua de vapor, mediante el uso de un patrón de inyección inverso de cinco puntos, es importante identificar la tasa de inyección de vapor adecuada, para garantizar el mayor aprovechamiento del calor en la formación productora. Por lo tanto la tasa de inyección se convierte en un parámetro operacional importante en la economía de un proyecto.
- Analizando el tiempo de ruptura se encontró que el vapor tarda más en irrumpir en el pozo productor en yacimientos con intercalaciones de arcilla de gran espesor, esta condición no es favorable para el desempeño del proceso, ya está directamente relacionada con las pérdidas de calor. En formaciones donde hay presencia de arcillas muy gruesas, el proceso de inyección continua de vapor puede no resultar exitoso.
- Las correlaciones planteadas en este proyecto, utilizadas para determinar la eficiencia térmica, constituyen una gran herramienta para evaluar el comportamiento de la inyección continua de vapor en diferentes escenarios.
- El resultado de eficiencia térmica suministrado por la correlación facilita el análisis económico de un proyecto de recobro térmico, pues conociendo el comportamiento del vapor en la formación se pueden tomar medidas para

garantiza el aprovechamiento del mismo, como realizar un programa de administración de calor en el yacimiento y de esta manera garantizar la viabilidad del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Este estudio se limitó a analizar el efecto de diferentes relaciones de arena arcilla en un proceso térmico variando el espesor de la arcilla. Para una investigación más completa es recomendable tener en cuenta la variación del espesor de la arena productora en la evaluación de la eficiencia térmica.
- Debido a la influencia que tiene la tasa de inyección de vapor en las pérdidas de calor, resultaría muy importante realizar este estudio teniendo en cuenta la tasa adecuada de vapor de acuerdo al área del patrón. adicionalmente a esto, aplicar la administración de calor cuando el vapor ha alcanzado la ruptura sería un gran aporte al análisis de la eficiencia térmica.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALI FAROUQ.: "Practical Heavy Oil Recovery". Capítulo 7. Steam flooding. 2006. P 7-1.
2. ALVARADO D, BANZER C.: "Recuperación Térmica del Petróleo". Capítulo 2. Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos. Universidad del Zulia. Maracaibo, Noviembre 1998.
3. ALVARADO, DOUGLAS.BANZER.: "Recuperación Térmica del Petróleo". Capítulo 8. Inyección continúa de vapor. Maracaibo. Noviembre 1998.
4. BASHAM, MIKE. : "Important Modeling Parameters for Predicting Steamflood Performance". SPE 90713-MS. Septiembre 2004.
5. BELTRAN JESUS ENRIQUE.: "Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Continua de Vapor Mediante Analogías" Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2005.
6. BOBAR A.R.: "Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing". SPE 15338-MS. Enero de 1985.
7. BOBERG, THOMAS: "Thermal Methods of Oil Recovery". United States of América. 1988.
8. BOTON, L. y PACHECO, E.: "Simulación Numérica de la Influencia de la Inyección Cíclica de Vapor Previa a Procesos de Inyección Continua". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2007.

9. BURSELL, C.G. AND PITTMAN, G.M.: "Performance of Steam Displacement the Kern River Field". Revista JPT 27(8). SPE 5017-PA Agosto 1975.
10. BUTLER. M, ROGER: "Thermal recovery of oil and bitumen. Prentice Hall". Alberta, Canada. 1998.
11. CHU, CHIEH, GETTY OIL CO.: "State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects". Journal of Petroleum Technology_37(10). SPE 11733-PA. Octubre 1985.
12. CHU, CHIEH, GETTY OIL CO: "Pattern Configuration Effect on Steamflood Performance". Revista JPT_SPE 31(9). SPE 6728-PA. Septiembre 1979.
13. COMPUTER MODELLING GROUP, LTD. Builder/Imex-stars. 2012.
14. CURTIS CARL., KOPPER ROBERT, ET AL.: "Yacimientos de Petróleo Pesado". Revista Oil Fiel Review 15 (4): 32-55, 2003.
15. ESCOBAR FREDDY, SEPÚLVEDA JAIRO: "Simulación de yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas". Unidad 1.
16. GÓMEZ PRADA, LUIS GONZALO.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1989. p. 61.
17. GONZALES ANDRÉS, PINILLA JAIME.: "Evaluación de Procesos de Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados Mediante el Análisis de la Eficiencia Térmica: Aplicación Campo Teca "Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga" 2009.

18. GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1. Noviembre de 1989.
19. GUÍA DE SIMULACIÓN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR (MODELOS DE LAB) STARS-CMG. Anexo de versión 2009.10 y 20010.13.
20. HOLMAN J.P.: "Transferencia de Calor". McGraw Hill, 1999.
21. HONG K.C.: "Steamflood Reservoir Management". Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma. 1994.
22. JEAN-LOUIS SALAGER.: "Recuperación mejorada del petróleo". 2005.
23. LONDONI A. y ASTIZ B. L.: "Oil Well Spacing a Technical and Economic Analysis". SPE 8111. Conference paper in 5th World Petroleum Congress, May 30 - June 5, 1959, New York, USA.
24. MANNUCCI, J.E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3. P. 14.
25. MARCEL LATIL.: "Enhanced Oil Recovery". 1980.
26. MATEUS, YESSICA.: "Evaluación Técnica y Económica del Uso de Vapor para Acelerar el Factor de Recobro en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado". Tesis Universidad Industrial de Santander. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011.
27. OGLESBY, K.D., BLEVINS, T.R., ROGERS, E.E., JOHNSON, W.M.: "The 10 Pattern Steam Flood, Kern River Field, California". JPT/SPE 8833-PA, Volumen 34 (10). Octubre 1982.

- 28.** PARIS MAGDALENA.: “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”. Capitulo cuatro. Desplazamientos de fluidos inmiscibles. Segunda edición.
- 29.** PDVSA.: “Recobro Adicional de Petróleo por métodos convencionales”.
- 30.** PEDROSA O y AZIZ K.: “Used of Hybrid Grid in Reservoir Simulation”. SPE Noviembre de 1986.
- 31.** PETROPHYSICS BY EKWERE J. PETERS. Department of petroleum & Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin.
- 32.** PRATS MICHAEL ET AL.: “The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes”. Journal of Petroleum Technology. 21(3). SPE 2211-PA.1969.
- 33.** S.M. ALI, FAROUQ. JONES, J.A. MELDAU, R.F.: “Practical Heavy Oil Recovery”. Capítulo 7. Steamflooding. 2006.
- 34.** SOMERTON W.H.: “Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid Systems”. Capitulo 5. Difusividad Térmica de las rocas. 1992.
- 35.** TAREK AHMED.: “Reservoir Engineering Handbook”. Tercera edición.
- 36.** TRIGOS, E. M., GONZALES A. R., PINILLA J.M., S.M. MUÑOZ.: “Feasibility Study of Applying Steam flooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. SPE 132775. Junio 2010.
- 37.** URIBE CARLOS.: “Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales”. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander-GRM. Bucaramanga. 2012.

- 38.** WIDMYER R.H.: "The Charco Redondo Steam Flood Pilot-Reservoir Monitoring Operations". SPE 5824.
- 39.** ZIEGLER V.: "A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern Vs. Inverted Nine-Spot Pattern". Revista SPE Reservoir Engineering 2(4). SPE 13620. Noviembre 1987.

Anexo A.

**EFICIENCIA TÉRMICA EN FUNCIÓN DEL TIEMPO PARA LOS 12 CASOS
PLANTEADOS**

PATRÓN DE INYECCIÓN DE 5 ACRES

Tiempo (mes)	Homogéneo (%)	RAA=5 (%)	RAA=2,5 (%)	RAA=1 (%)
1	93,75	87,83	88,20	91,14
2	92,12	81,31	79,79	83,36
3	90,35	78,15	74,83	77,76
4	88,82	76,20	71,64	73,39
5	87,55	74,65	69,19	69,76
6	86,39	73,65	67,40	66,72
7	85,35	72,91	66,08	64,21
8	84,40	72,25	65,02	62,07
9	83,42	71,68	64,13	60,21
10	82,48	71,16	63,37	58,56
11	81,57	70,70	62,72	57,11
12	80,72	70,28	62,16	55,83
13	79,88	69,86	61,63	54,68
14	79,13	69,47	61,15	53,65
15	78,43	69,12	60,70	52,70
16	77,75	68,76	60,30	51,86
17	77,11	68,41	59,95	51,07
18	76,49	68,07	59,63	50,37
19	75,92	67,77	59,34	49,72
20	75,35	67,48	59,07	49,13
21	74,84	67,21	58,80	48,60
22	74,35	66,94	58,53	48,12
23	73,87	66,67	58,29	47,67
24	73,41	66,40	58,05	47,26
25	72,98	66,16	57,79	46,88
26	72,56	65,90	57,57	46,53
27	72,14	65,63	57,36	46,20
28	71,69	65,34	57,17	45,89
29	71,14	65,06	56,97	45,59
30	66,22	64,77	56,78	45,29
31	58,62	64,46	56,58	45,00

32	53,78	64,10	56,38	44,71
33	50,12	63,65	56,15	44,44
34	47,62	63,02	55,90	44,19
35	45,77	62,15	55,65	43,95
36	44,16	60,99	55,38	43,71
37	42,87	59,22	55,05	43,49
38	41,80	55,57	54,64	43,27
39	40,86	52,02	54,08	43,05
40	39,96	49,37	53,33	42,82
41	39,10	47,24	52,30	42,58
42	38,29	45,34	50,38	42,34
43	37,52	43,39	48,13	42,09
44	36,79	41,68	46,05	41,83
45	36,11	40,23	43,91	41,54
46	35,47	38,98	42,34	41,23
47	34,84	37,84	41,01	40,85
48	34,25	36,73	39,76	40,40

PATRÓN DE INYECCIÓN DE 2.5 ACRES				
Tiempo (mes)	Homogéneo (%)	RAA=5 (%)	RAA=2,5 (%)	RAA=1 (%)
1	94,15	86,20	86,69	89,88
2	92,12	80,71	79,18	82,83
3	90,58	77,79	74,51	77,40
4	89,14	76,00	71,43	73,30
5	87,69	74,72	69,11	69,82
6	86,37	73,77	67,40	66,95
7	85,08	72,95	66,08	64,46
8	83,90	72,16	64,98	62,37
9	82,77	71,59	64,04	60,53
10	81,75	71,09	63,31	58,95
11	80,80	70,68	62,69	57,55
12	79,88	70,27	62,14	56,32
13	77,36	69,85	61,65	55,22

14	62,43	69,34	61,21	54,22
15	54,90	68,36	60,72	53,29
16	50,43	66,45	60,12	52,40
17	47,61	61,48	59,05	51,51
18	45,21	57,31	56,06	50,55
19	43,19	53,41	52,77	49,31
20	41,40	49,51	49,24	46,66
21	39,79	46,23	45,79	42,41
22	38,32	43,38	43,04	39,70
23	36,97	40,82	40,94	37,41
24	35,69	38,44	38,73	35,45
25	34,50	36,11	36,14	33,76
26	33,39	34,15	33,70	32,47
27	32,35	32,46	31,77	30,73
28	31,38	30,86	30,23	29,30
29	30,46	29,46	28,91	28,28
30	29,61	28,25	27,74	27,40
31	28,79	27,17	26,73	26,58
32	28,03	26,20	25,82	25,84
33	27,29	25,31	25,01	25,17
34	26,59	24,52	24,26	24,58
35	25,92	23,82	23,55	24,07
36	25,27	23,17	22,88	23,44
37	24,65	22,58	22,24	22,69
38	24,05	22,03	21,63	22,12
39	23,47	21,51	21,06	21,65
40	22,90	21,02	20,53	21,20
41	22,36	20,55	20,04	20,77
42	21,83	20,10	19,58	20,35
43	21,32	19,65	19,15	19,94
44	20,84	19,22	18,73	19,57
45	20,38	18,80	18,32	19,15
46	19,95	18,39	17,92	18,65
47	19,54	17,99	17,53	18,23

48	19,14	17,61	17,15	17,86
----	-------	-------	-------	-------

PATRÓN DE INYECCIÓN DE 1,25 ACRES				
time (mes)	Homogéneo (%)	RAA=5 (%)	RAA=2,5 (%)	RAA=1 (%)
1	94,26	85,64	86,11	89,18
2	92,22	80,50	79,01	82,41
3	90,39	77,75	74,53	77,36
4	88,76	76,03	71,50	73,28
5	87,28	74,83	69,37	69,96
6	85,79	73,94	67,77	67,12
7	64,18	72,79	66,43	64,44
8	53,20	65,59	64,08	59,55
9	47,61	56,62	55,04	49,34
10	43,54	49,04	48,76	42,64
11	40,23	43,48	43,09	37,90
12	37,42	38,68	39,06	34,82
13	34,93	34,55	35,83	32,30
14	32,72	31,68	32,96	29,76
15	30,77	29,34	30,32	27,96
16	29,03	27,21	28,23	26,49
17	27,48	25,38	26,35	25,31
18	26,06	23,82	24,74	24,35
19	24,75	22,49	23,31	23,31
20	23,55	21,32	22,00	22,33
21	22,43	20,28	20,81	21,51
22	21,42	19,34	19,73	20,72
23	20,49	18,48	18,77	19,96
24	19,65	17,71	17,90	19,15
25	18,88	16,99	17,12	18,40
26	18,17	16,33	16,43	17,68
27	17,50	15,73	15,79	17,02
28	16,89	15,16	15,20	16,40
29	16,32	14,64	14,66	15,83

30	15,78	14,15	14,15	15,29
31	15,27	13,69	13,69	14,79
32	14,79	13,26	13,25	14,32
33	14,35	12,85	12,84	13,87
34	13,93	12,47	12,45	13,45
35	13,53	12,12	12,09	13,05
36	13,15	11,78	11,75	12,67
37	12,80	11,46	11,43	12,31
38	12,46	11,15	11,13	11,96
39	12,15	10,86	10,84	11,63
40	11,84	10,59	10,57	11,32
41	11,55	10,33	10,31	11,01
42	11,28	10,08	10,06	10,72
43	11,02	9,85	9,83	10,44
44	10,77	9,62	9,60	10,16
45	10,53	9,41	9,39	9,90
46	10,30	9,20	9,18	9,65
47	10,08	9,01	8,98	9,42
48	9,87	8,82	8,80	9,20

Anexo B.

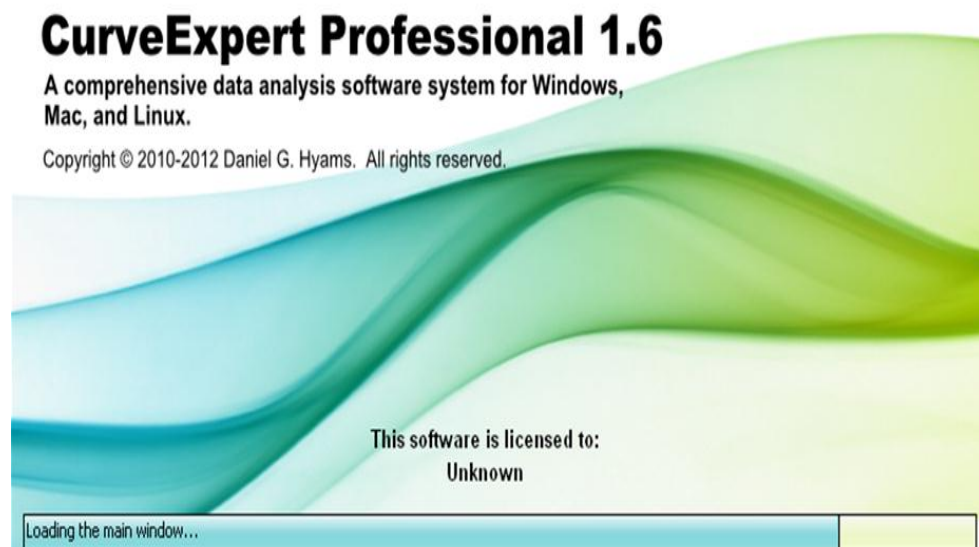
GUÍA PARA EL MANEJO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE CURVEEXPERT PROFESSIONAL 1.6

Curve Expert Professional es una multiplataforma utilizada para el análisis de datos y el ajuste de curvas. Este software está diseñado con el propósito de generar resultados de alta calidad y ahorrar tiempo en el proceso de salida de la información.

Los datos ingresados al software pueden ser modelados mediante una caja de herramientas con la que cuenta el programa, la cual consta de un conjunto de modelos de regresión lineal, modelos de regresión no lineal, métodos de suavizado, entre otros. También existe la posibilidad de que el usuario cree modelos de regresión personalizada. Asimismo, las opciones presentes en la interfaz de trabajo, permiten la comparación de datos de manera que se pueda elegir el mejor ajuste posible.

Al ejecutar el programa se mostrara una imagen como la siguiente (figura B.1):

Figura B.1. Icono de entrada al software CurveExpert Professional

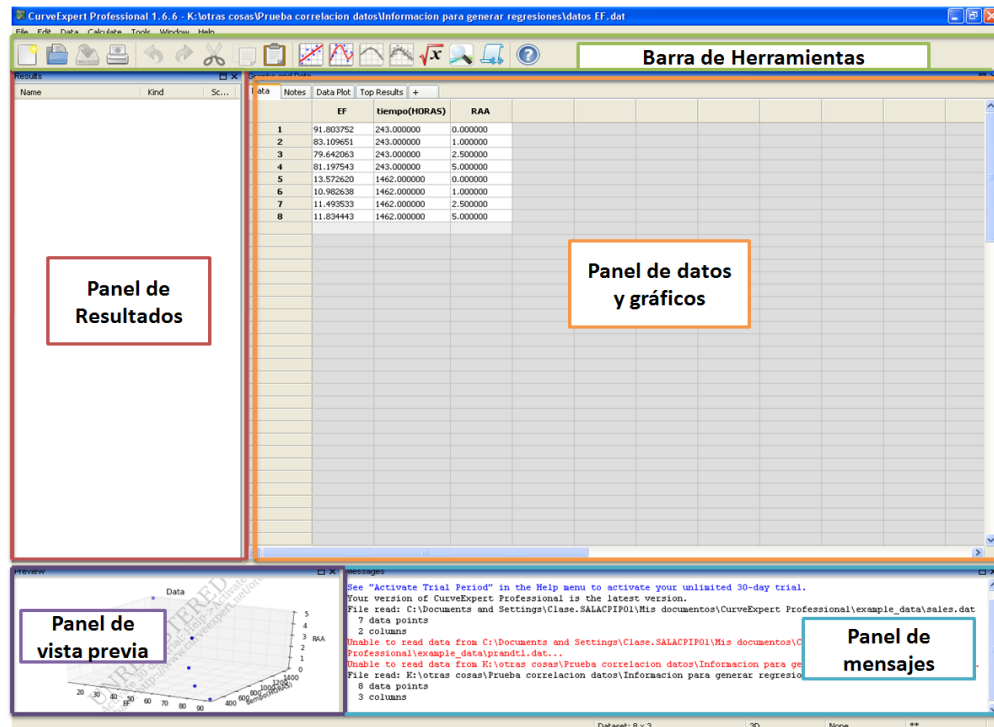


Fuente: CurveExpert Professional 1.6

B.1 INTERFAZ DEL USUARIO

La interfaz del usuario, está formada por los paneles de **RESULTADOS**, **GRÀFICOS Y DATOS**, **VISTA PREVIA** y **MENSAJES** tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura B.2. Secciones de la interfaz del usuario



Fuente: CurveExpert Professional 1.6

B.1.1 RESULTADOS

El panel de resultados muestra una lista de los resultados calculados actualmente. Al pulsar cada resultado obtenido por individual, aparecerá una pantalla adicional donde el usuario puede sacar estos resultados y archivarlos, o ver la información detallada de cada uno. En esta sección se pueden encontrar las siguientes descripciones:

- **Nombre**
- **Clase**
- **Familia**
- **Puntos**
- **R** (Coeficiente de correlación)
- **R²** (Coeficiente de determinación)
- **Std_Err**(Error estándar)

B.1.2 GRAFICOS Y DATOS

El panel de "Datos y gráficos" es una sección donde se puede visualizar el conjunto de los datos tanto ingresados como obtenidos y los respectivos gráficos. Dentro de esta sección están presentes las siguientes partes: "Trama de datos" y "Primeros resultados". Como su nombre lo indica, la trama de datos siempre muestra los datos iniciales sin otra clase de resultados, mientras que la parte de primeros resultados muestra los primeros resultados de cada cálculo que el usuario ha ejecutado.

B.1.3 VISTA PREVIA

El panel de vista previa muestra el resultado preliminar o el conjunto de puntos de un gráfico, una vez se haya ejecutado una opción.

B.1.4 MENSAJE

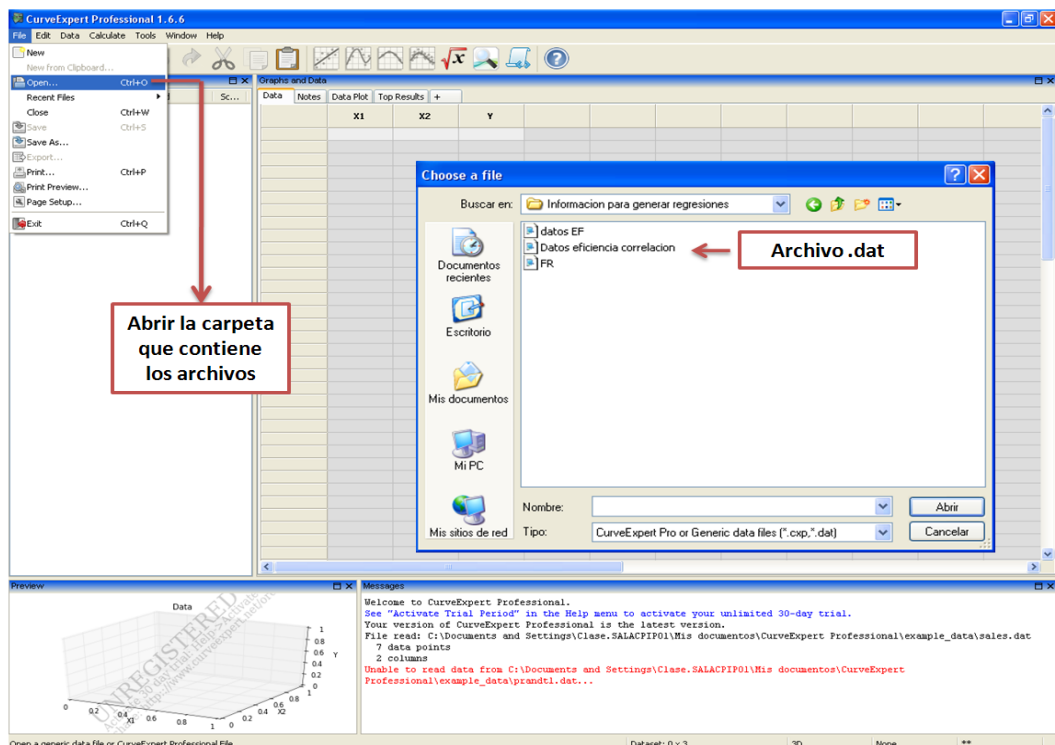
El panel de mensajes es un área donde Curve Expert profesional envía todas las notificaciones que el usuario puede leer o elegir. Por ejemplo, cuando se lee un archivo, un resumen del contenido del archivo aparece en este panel. Asimismo, cuando se emprende cualquier cálculo, un resumen del resultado aparece también. El contenido de esta sección puede copiarse y pegarse a otro lugar simplemente mediante la opción Ctrl+C. Para notificar los errores, los mensajes aparecen en el panel en color rojo, y los mensajes especiales en color azul.

B.2 PASOS PARA GENERAR UNA CORRELACIÓN

Para generar una correlación usando los datos proporcionados por el usuario se deben llevar a cabo los siguientes pasos:

- 1) Para empezar debe abrirse el archivo de trabajo, dando clic en la pestaña **FILE** y luego en **OPEN**. Allí se desplegará una ventana que dará las opciones de búsqueda para identificar el lugar donde se encuentra el archivo. El formato de estos documentos debe ser el mismo de un bloc de notas con extensión **.DAT**, tal como se ilustra en la figura.

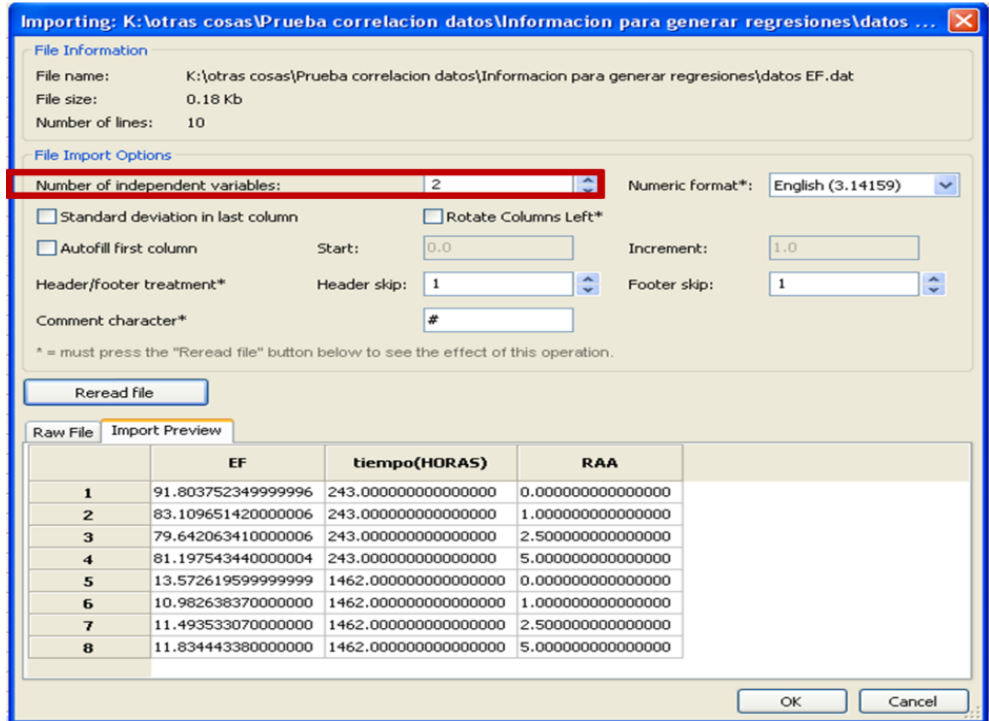
Figura B.3. Ingreso de datos



Fuente: CurveExpert Professional 1.6

Después de dar abrir al archivo de trabajo, debe aparecer una ventana como la siguiente:

Figura B.4. Visualización de los datos ingresados y especificación del número de variables independientes



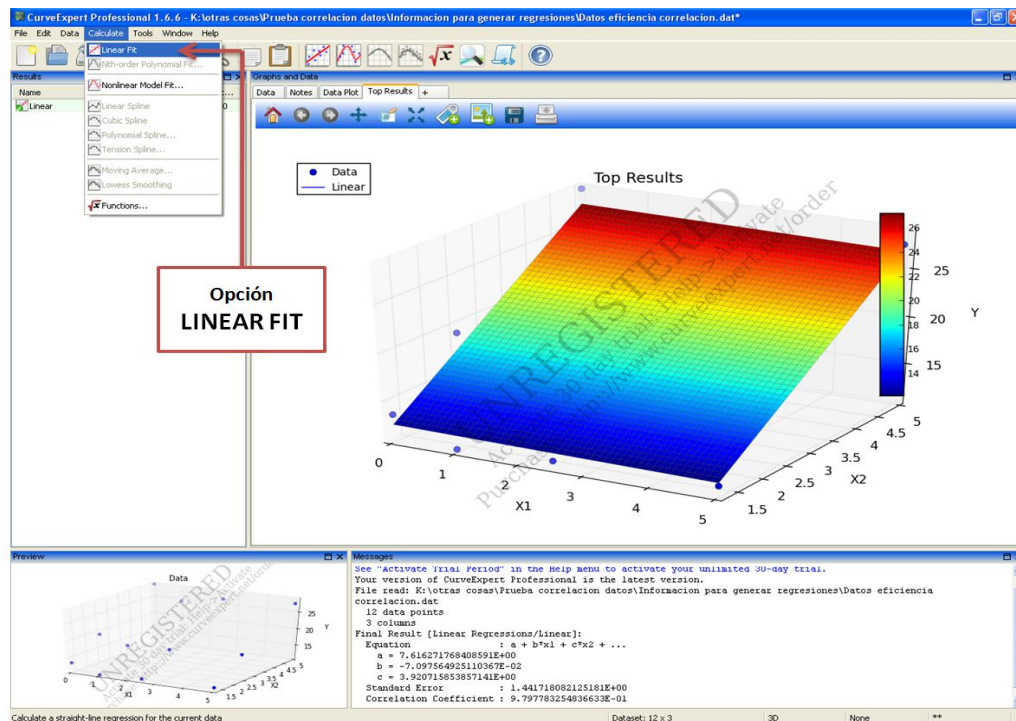
Fuente: CurveExpert Professional 1.6

Esta ventana permite visualizar cuantos son los datos ingresados al programa. También es necesario definir el número de variables independientes a trabajar, tal como se especifica dentro del recuadro rojo. Inmediatamente se visualizará la interfaz de trabajo con los datos cargados.

2) Para generar regresiones lineales nos dirigimos hasta la pestaña **CALCULATE** en la barra de menú, donde se desplegarán una serie de opciones, de las cuales escogemos **LINEAR FIT** dando clic sobre ella. Inmediatamente sobre el

panel de datos y gráficos debe aparecer una figura que represente la regresión escogida tal como se muestra a continuación.

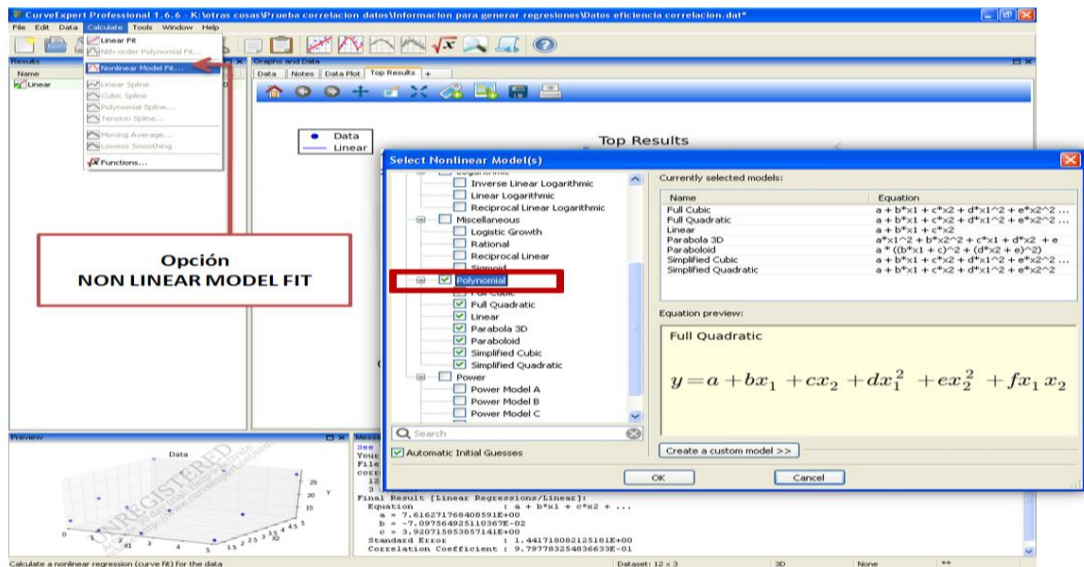
Figura B.5. Regresión Lineal



Fuente: CurveExpert Professional 1.6

En el caso de trabajar con regresiones no lineales, nos dirigimos a la misma pestaña pero esta vez seleccionamos la opción **NONLINEAR MODEL FIT**. Aparecerá una ventana como la siguiente, en donde el usuario deberá escoger el tipo de ecuación no lineal que más le convenga de acuerdo a lo que busca obtener en su trabajo. Para nuestro caso en particular se escogieron las ecuaciones de tipo polinomio ya que estas mostraron datos de salida con mayor exactitud.

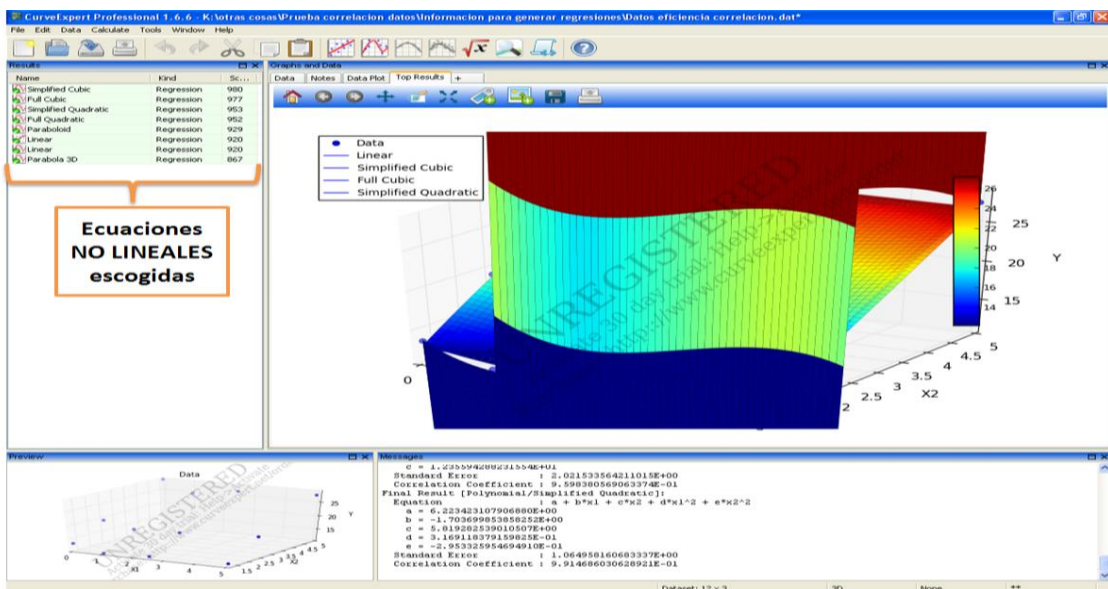
Figura B.6. Regresión No Lineal



Fuente:CurveExpert Professional 1.6

En seguida deberá aparecer la interfaz de trabajo como se muestra en la figura:

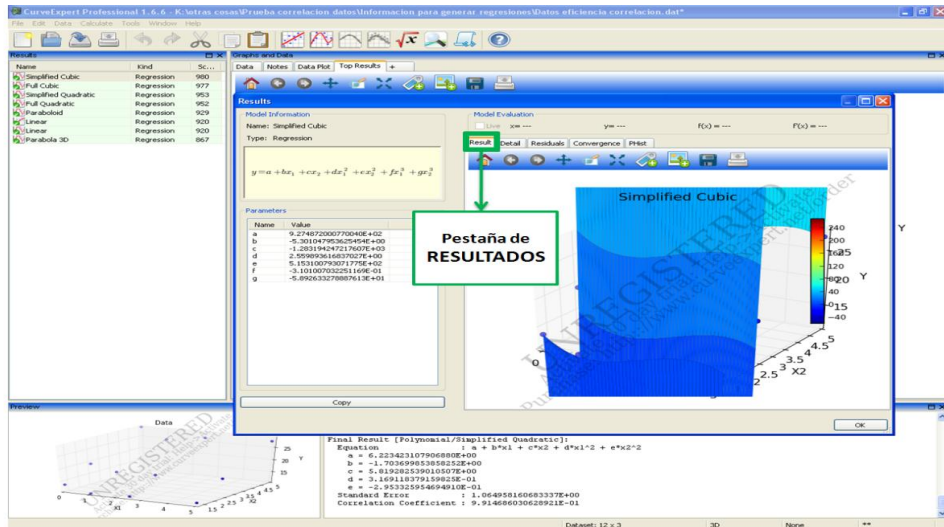
Figura B.7. Interfaz de trabajo en el caso de regresiones no lineales



Fuente:CurveExpert Professional 1.6

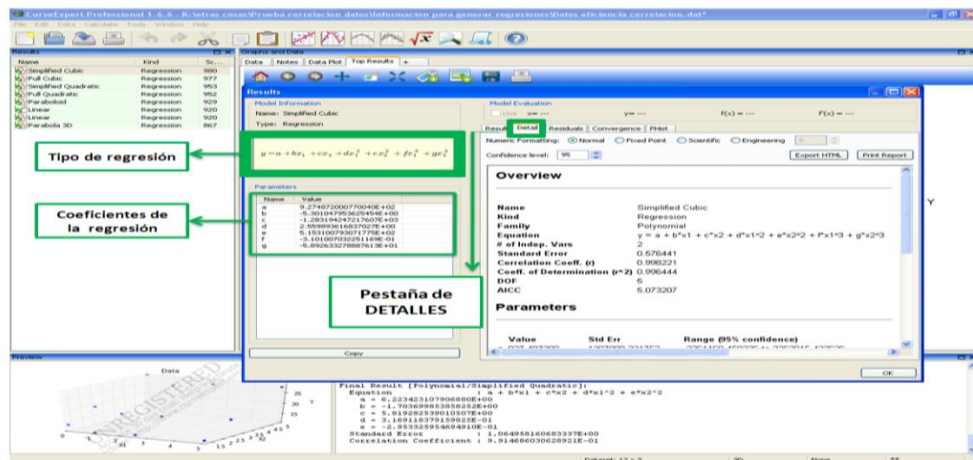
3) Para poder obtener más detalles de las curvas, gráficos y regresiones generadas, debe hacerse clic en las opciones mostradas en el panel de resultados. Aparecerá de forma inmediata una ventana anexa en donde se podrán visualizar los resultados de la regresión escogida, entre otras cosas.

Figura B.8. Pestaña Results de la ventana de resultados en la regresión escogida



Fuente: CurveExpert Professional 1.6

Figura B.9. Pestaña Details de la ventana de resultados en la regresión escogida



Fuente: CurveExpert Professional 1.6

ANEXO C.

GUÍA DE SIMULACIÓN PARA EL INGRESO DE DATOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS STARS – CMG, Version 2012.10

C.1 STARS – Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator

STARS es el software especializado en procesos térmicos y avanzados de simulación de yacimientos que ofrece la compañía CMG. Los ingenieros de yacimientos usan STARS para simular cambios en el yacimiento basados en el comportamiento de fluidos, inyección de vapor o aire, calentamiento eléctrico o inyección de químicos.

Para el desarrollo de este trabajo de grado se hizo uso de esta herramienta software, ya que se debía simular un proceso térmico. A continuación, se presenta una guía de simulación detallada de cómo se ingresan los datos al simulador.

C.2 GUÍA DE SIMULACIÓN PARA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS CON INTERCALACIONES DE ARCILLA

C.2.1 Inicio de la plataforma (LAUNCHER)

Para poder acceder al software STARS se debe hacer clic en el icono del Launcher 2012.10, el cual se muestra en la figura x. Este permite no solo el acceso al software STARS, sino también a los otros programas que ofrece CMG.

Figura C.1. Icono del launcher 2012.10 de CMG

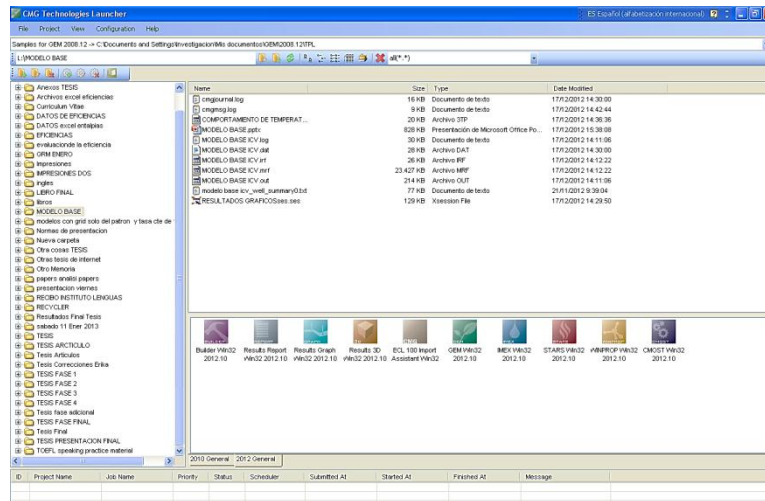


Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

A continuación, se abrirá la plataforma que sirve de enlace a los distintos simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia de CMG (Ver figura C.2.). A través de este entorno gráfico se pueden manejar los

archivos utilizados en la simulación y los generados por el simulador. De igual forma, esta interfaz funciona como directorio de proyectos.

Figura C.2. Entorno gráfico del Launcher 2012.10

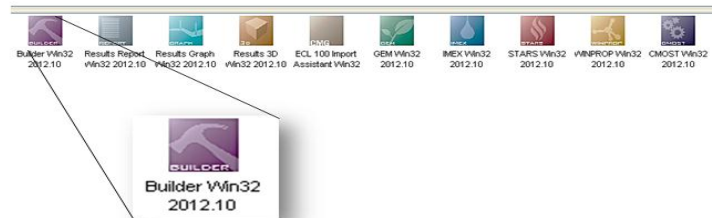


Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

C.2.2 Abrir un archivo de simulación

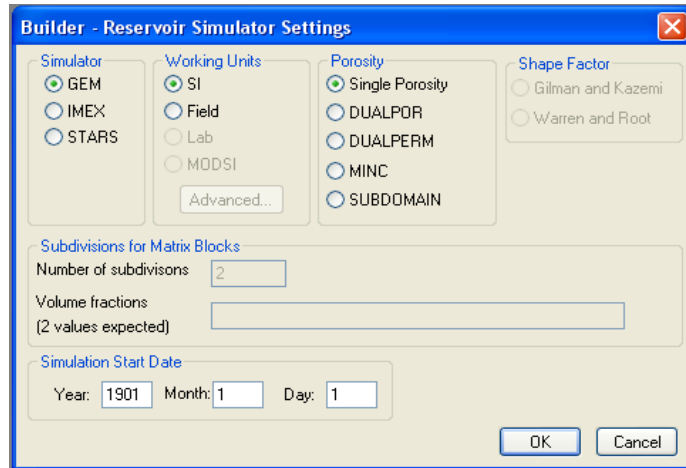
Para crear un archivo de simulación de trabajo, debe hacerse clic en **Builder** (Ver figura C.3.) y definir algunas condiciones del modelo a elaborar tales como: sistema de unidades, porosidad, fecha de inicio de la simulación y tipo de simulador empleado. Hacer clic en el icono de Builder (Ver figura C.4.).

Figura C.3. Icono de Builder



Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

Figura C.4. Ajustes iniciales del modelo de simulación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS.

Esta selección es necesaria para la construcción del modelo. Si se desea realizar algún cambio debe iniciarse nuevamente el proceso o trabajar directamente con el archivo plano.**dat**.

C.2.3 Ingreso de datos en el Builder

El builder se encuentra dividido en ocho secciones, las cuales requieren de una serie de datos para que puedan ser habilitadas (Ver figura C.5.). Las cinco secciones principales son descritas a continuación:

Reservoir: Esta sección contiene características generales de la formación (porosidad, permeabilidad, entre otras), condiciones iniciales del yacimiento como temperatura, presión y saturación de fluidos y características geométricas del grid.

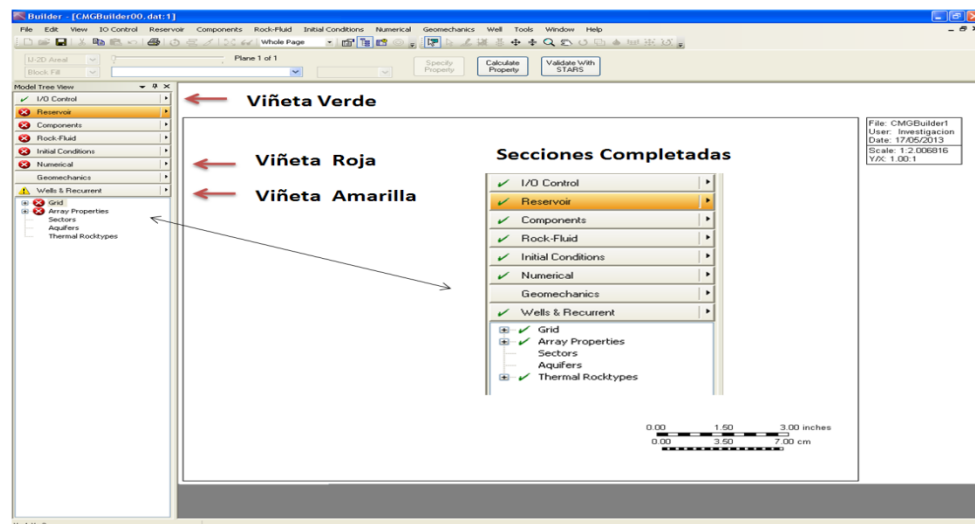
Components: En esta sección se definen los componentes que constituyen los fluidos del yacimiento y las respectivas propiedades físicas y termodinámicas de cada uno de estas fases.

Rock-Fluid: En esta sección deben ser definidas las propiedades de la interacción roca-fluido y generarse las tablas de saturación.

Initial Conditions: En esta sección se especifican las condiciones iniciales para la simulación.

Wells and recurrent: En esta sección deben ser definidas las propiedades de los pozos y las respectivas restricciones de operación. Además, se diseña el cronograma de eventos, es decir, fechas de inicio de inyección, cierre de pozos, inicio de la producción, entre otras.

Figura C.5. Secciones del Builder



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS.

Para conocer si una sección esta completada debe observarse la viñeta que se encuentra sobre cada botón.

Viñeta Verde. Indica que el Builder no encontró errores de validación y que la sección está completa.

Viñeta Amarilla. Es un mensaje de alerta que Indica que la sección esta completa pero que los datos que fueron ingresados podrían causar una falla de convergencia en la simulación.

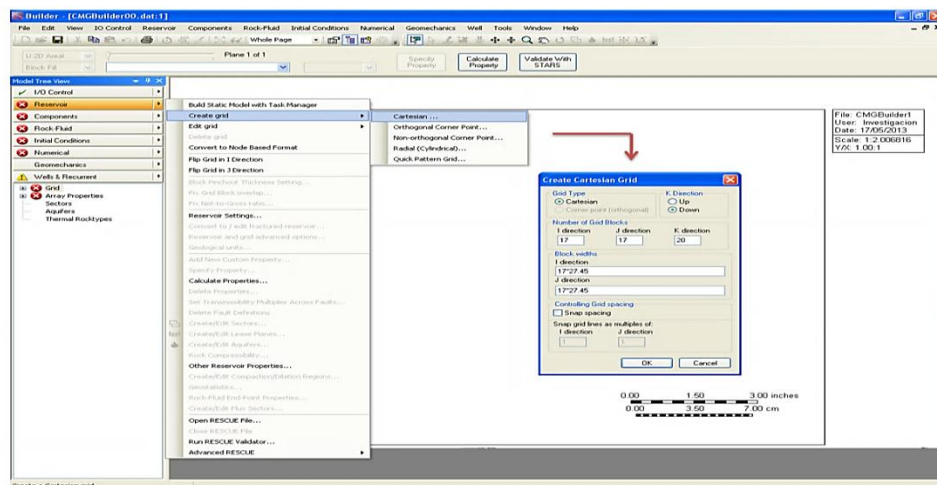
Viñeta Roja. Indica que la sección está incompleta como resultado de la falta de datos que son necesarios o que tal vez estos son erróneos.

C.2.4 Sección Reservoir – Yacimientos

Es la primera sección en ser completada. A continuación, se describen los pasos para llevar a cabo esto.

C.2.4.1. Creación del enmallado de simulación. Haciendo clic en la pestaña **Reservoir** se abrirá una ventana que muestra la opción para crear el grid de simulación (**create grid**), inmediatamente se abrirá otra ventana indicándome los tipos de grid para trabajar. Una vez hecho esto, se abrirá un cuadro de diálogo donde se definirán las dimensiones del enmallado en las direcciones i, j, k y se especificarán el número de celdas. (Ver figura C.6.).

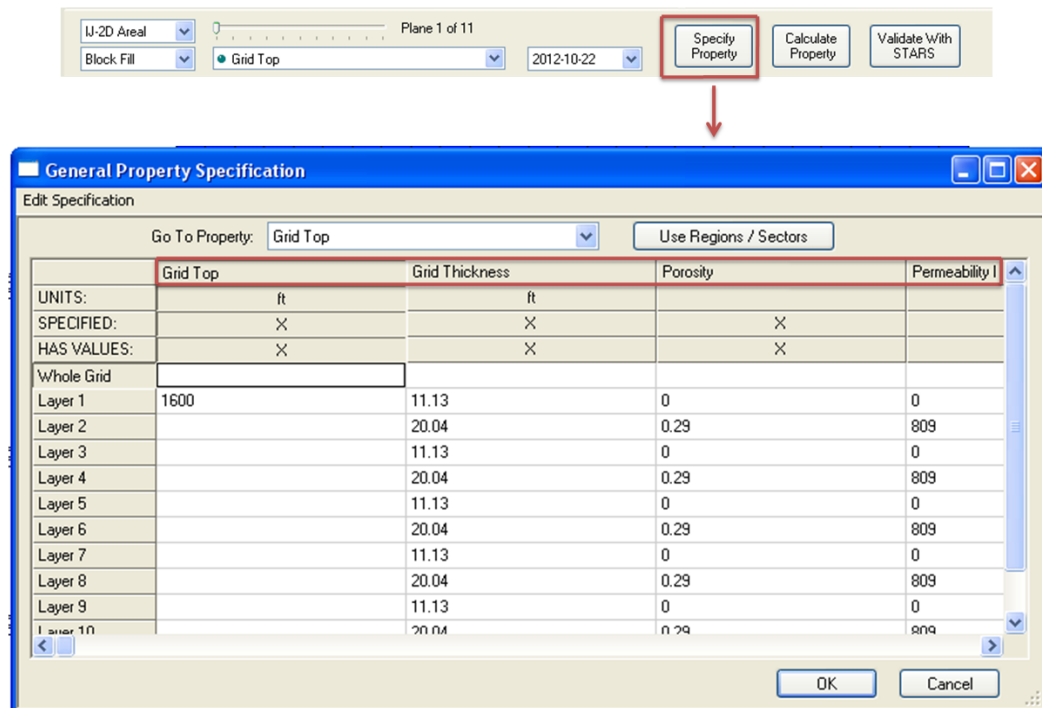
Figura C.6. Creación del enmallado de simulación y definición del número de celdas.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

C.2.4.2. Propiedades del grid de Simulación. Haciendo clic en el botón **Specify Property** como se indica en la figura C.7., se pueden establecer algunas propiedades necesarias como porosidad, permeabilidad, profundidad de la formación en cada uno de los layers definidos en la dirección k, que hacen parte del enmallado.

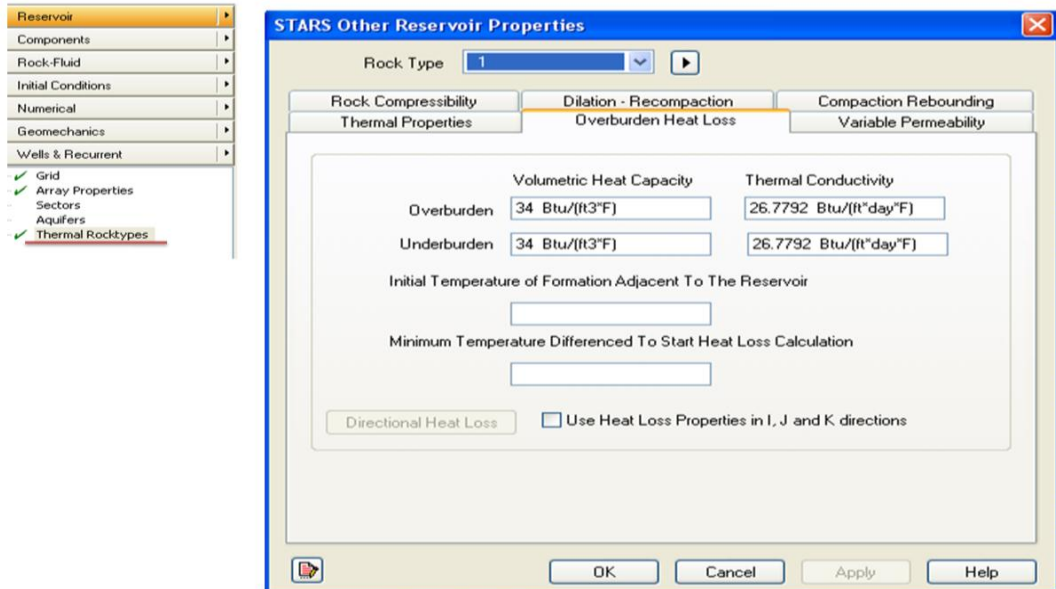
Figura C.7. Definición de las propiedades del grid de simulación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS.

Para la simulación del proceso térmico es necesario definir en el grid las propiedades térmicas de las arenas productoras y de las intercalaciones de arcilla, haciendo clic en la opción **Thermal Rocktypes** (Ver figura C.8.). De igual forma aquí se definen los tipos de roca, en este caso se escogió tipo de roca 1 para las arenas y tipo de roca 2 para las intercalaciones de arcilla.

Figura C.8. Definición de las propiedades térmicas de la roca



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

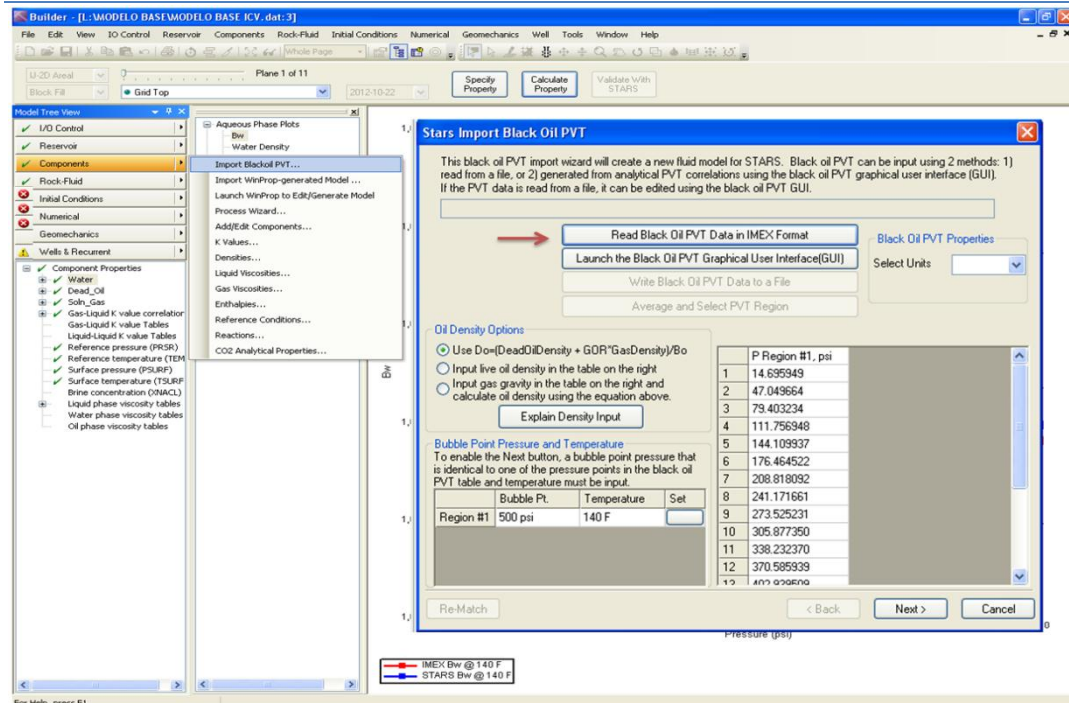
C.2.5 Sección Components – Componentes del yacimiento

En este estudio los componentes fueron ingresados por medio de la opción **import Blackoil PVT** que se encuentra dentro del menú **components**. La figura C.9., ilustra el procedimiento.

La figura C.10., muestra parte de la información suministrada al simulador, con el fin de generar las propiedades PVT del fluido a partir de correlaciones. Este procedimiento es posible mediante la construcción de un PVT sintético elaborado en IMEX y exportado al archivo STARS.

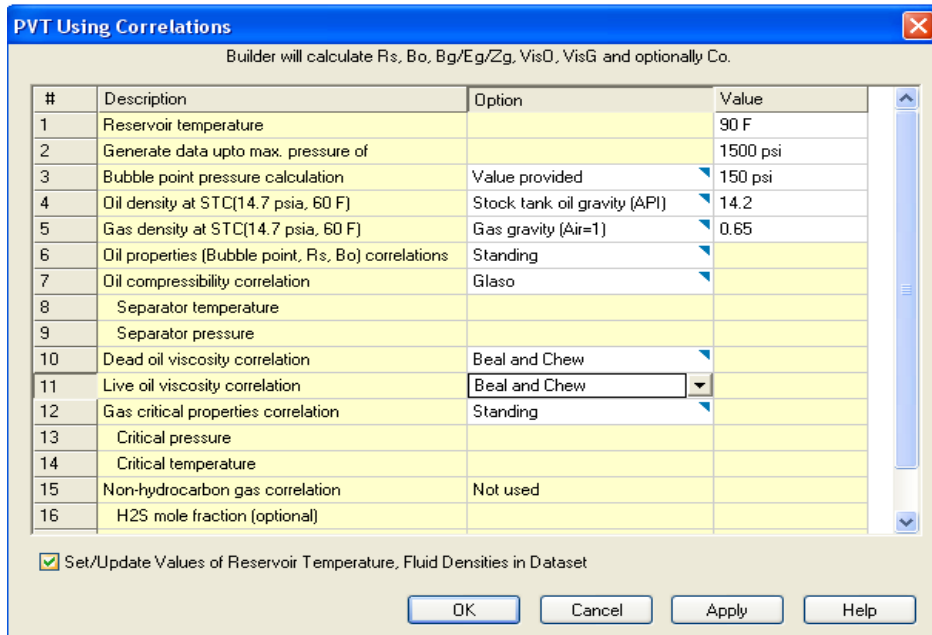
Para la elaboración del modelo PVT fue necesario modificar los modelos existentes en el simulador, con el propósito de ajustar estos modelos a las condiciones que requería el modelo de trabajo.

Figura C.9. Opción Import Blackoil PVT



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

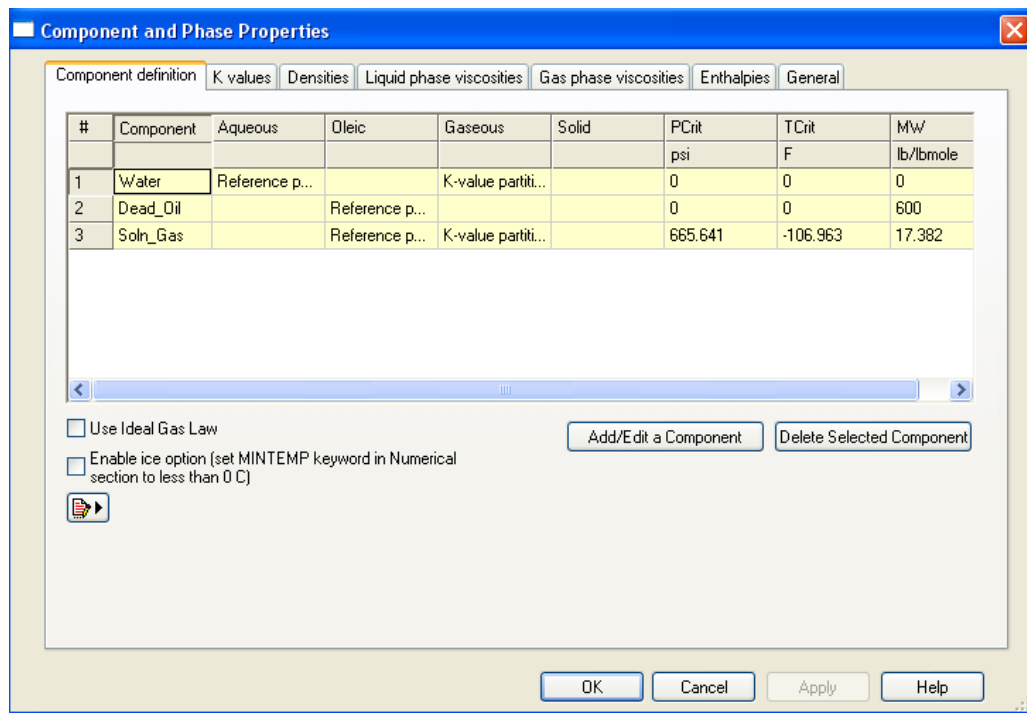
Figura C.10. Construcción del PVT usando correlaciones en CMG



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STAR

Otra manera de realizar la definición de componentes es haciendo clic en el botón **Add/Edit component**. Posteriormente deben ingresarse los datos correspondientes en las pestañas **Densities** y **Liquid Phase Viscosities** para definir las densidades y las viscosidades de los fluidos presentes en función de la temperatura, (Ver figura C.11.).

Figura C.11. Definición de propiedades del yacimiento



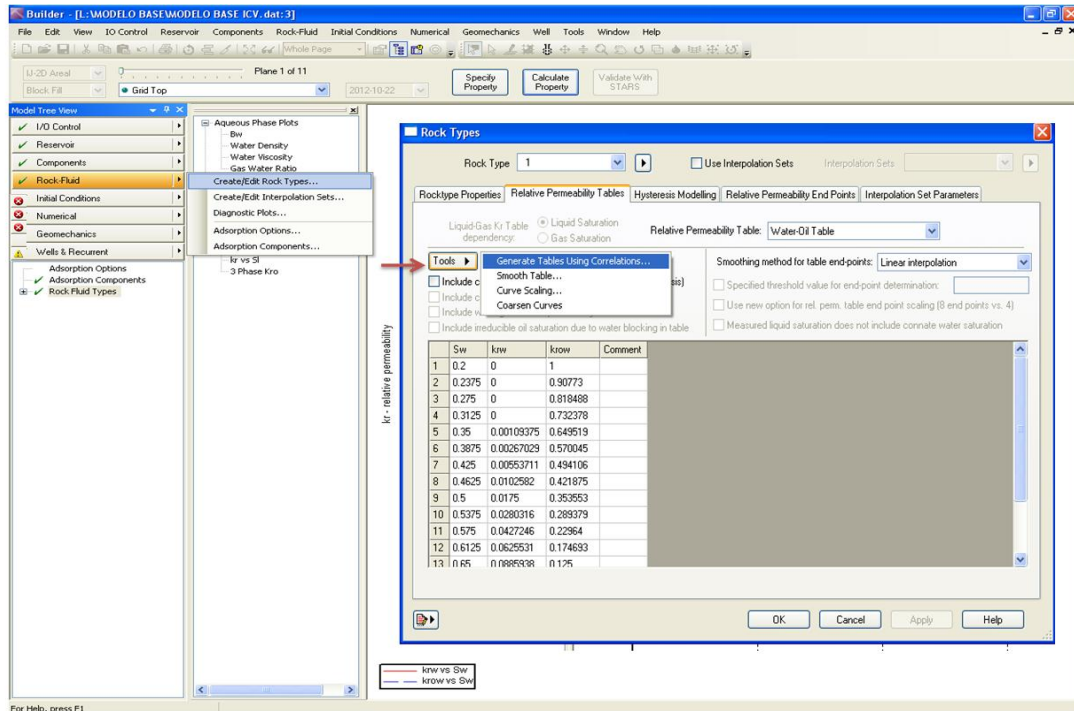
Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

C.2.6 Sección Rock-Fluid – Propiedades de la interacción roca fluido

Aquí se muestran las permeabilidades relativas de las fases liquido-gas y agua-aceite. Haciendo clic en el menú de **Rock-Fluid** y luego en **Create/Edit Rock Types** se abrirá una ventana adicional en donde se debe crear el tipo de roca (1 o 2 dependiendo si es arena o arcilla) y asignar las tablas de permeabilidades relativas tanto para las fases liquido-gas como para las fases agua-aceite, las

cuales pueden ser exportadas desde un documento en Excel o por medio de correlaciones utilizando los end-point. Esta última, fue la opción escogida para establecer las propiedades roca-fluido en este estudio, (Ver figura C.12.).

Figura C.12. Definición de propiedades de la interacción roca-fluido



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS.

Luego de cargar las tablas con los valores de las permeabilidades relativas se puede visualizar el comportamiento por medio de las gráficas que automáticamente genera el simulador.

C.2.7 Sección Wells Recurrent –Creación de pozos y eventos

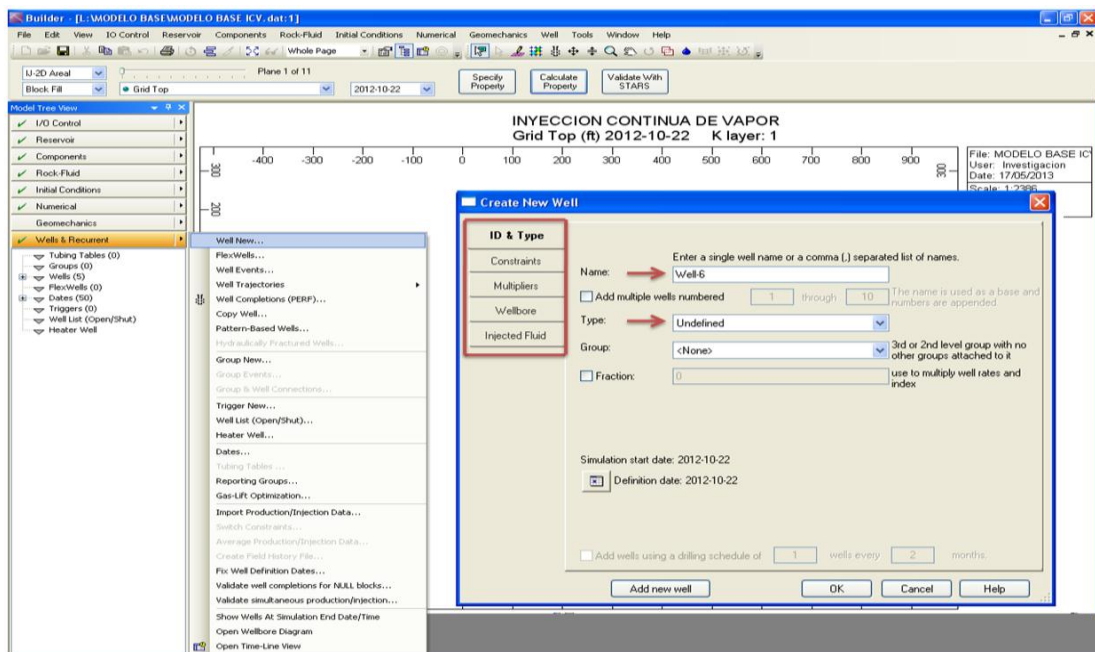
En esta sección se perforan los pozos necesarios para producir los fluidos del yacimiento en diferentes ubicaciones y se establecen los eventos que se presentaran durante la vida productiva del proyecto que se quiere simular.

C.2.7.1 Creación de nuevos pozos. Para simular el proceso de inyección continua de vapor en este estudio, se necesitará de la creación de 5 pozos en un patrón de 5 puntos invertidos, es decir, un pozo inyector y 4 productores.

Para esto debe tenerse en cuenta la fecha de perforación, la fecha de inicio de producción en frío, la fecha de inicio del proceso de inyección continua de vapor, el tipo de pozo y el nombre con el que se quiera identificar el pozo.

Ir a la pestaña **Well & Recurrent** y hacer clic en la opción **Well New** tal como lo muestra la figura C.13.

Figura C.13. Creación de nuevos pozos

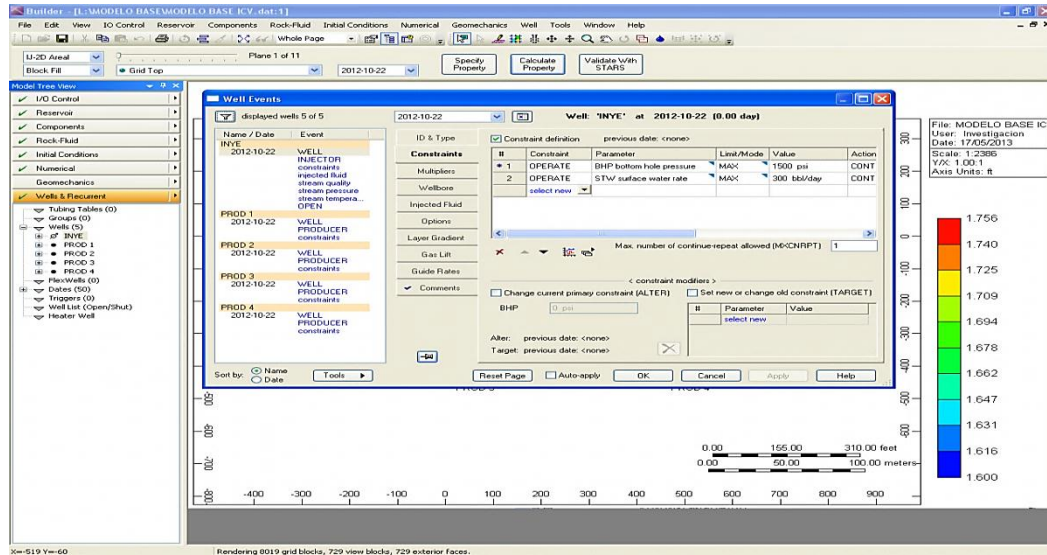


Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS.

Por otro lado deben establecerse las **constraints** que representan las condiciones de operación de cada pozo (Ver figura C.14.).

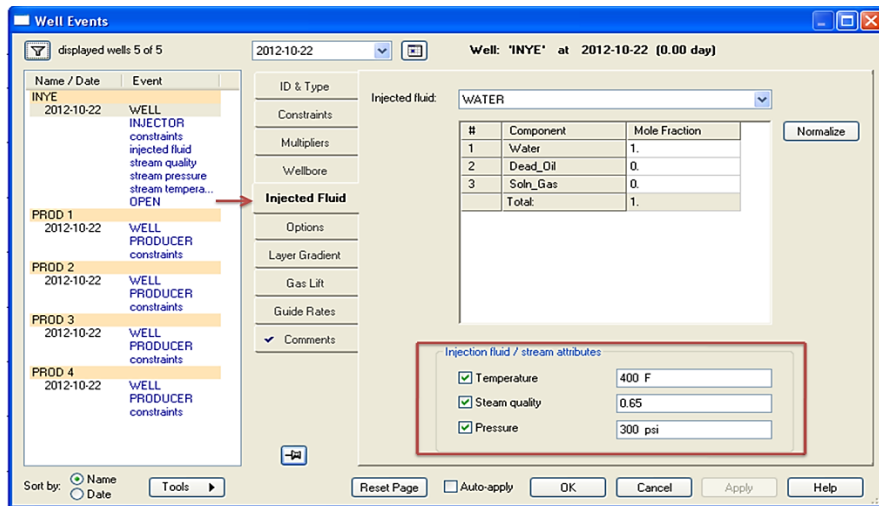
Para la creación de los pozos inyectoros, en la opción **well events** y en la pestaña **Inject Fluid**, deben ser definidas las características del fluido a inyectar, tales como: temperatura y calidad (Ver figura C.15.).

Figura C.14. Establecer constraints



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

Figura C.15. Establecer propiedades fluido inyectado

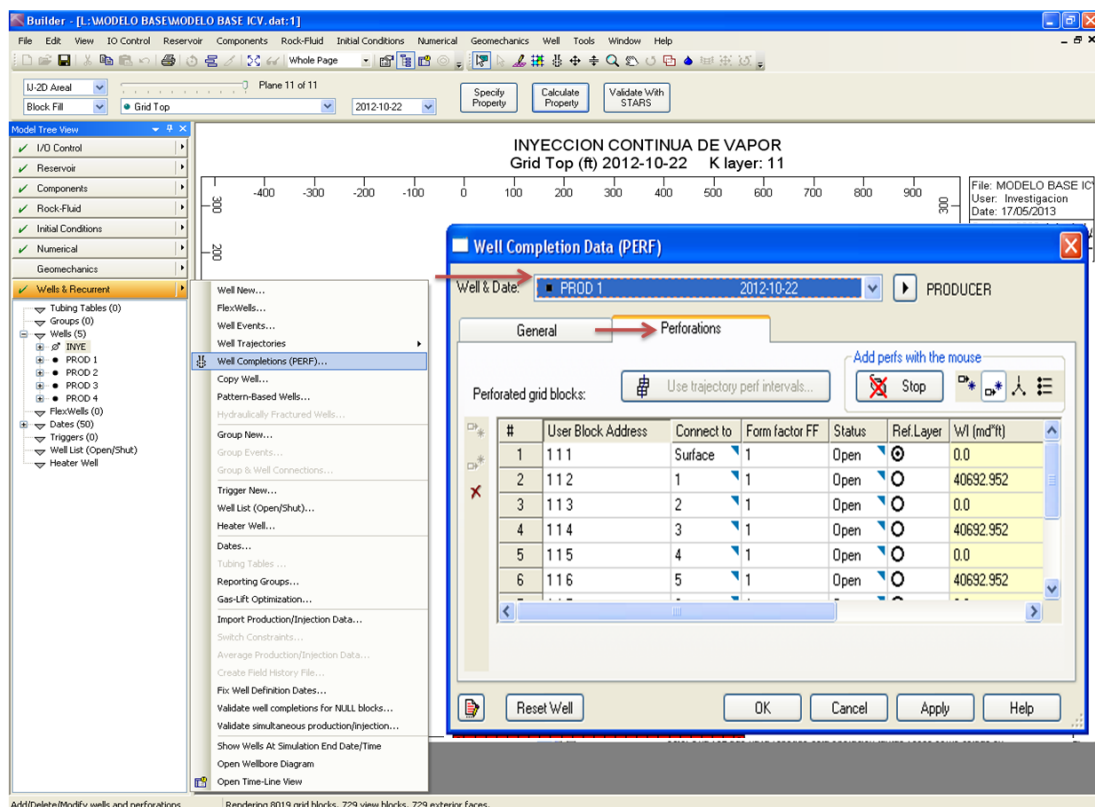


Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

C.2.7.2 Agregar Perforaciones. En esta parte se deben establecer las trayectorias de los pozos perforados. En el menú **well & Recurrent** debe hacerse clic en la pestaña **Well Completions PERF**. Inmediatamente, se abrirá una ventana adicional en la que se podrán crear las perforaciones. Esto se muestra en la figura C.16.

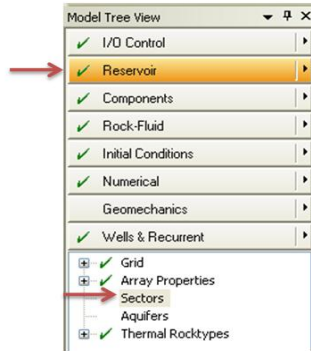
En primer lugar debe seleccionarse el pozo en la parte superior de la ventana como lo indica la flecha, luego, se hace clic en la figura del mouse hasta que aparezca sobre esta una X de color rojo, con el fin de poder ubicar las perforaciones, tal como se muestra en la figura C.16.

Figura C.16. Establecer propiedades fluido inyectado



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

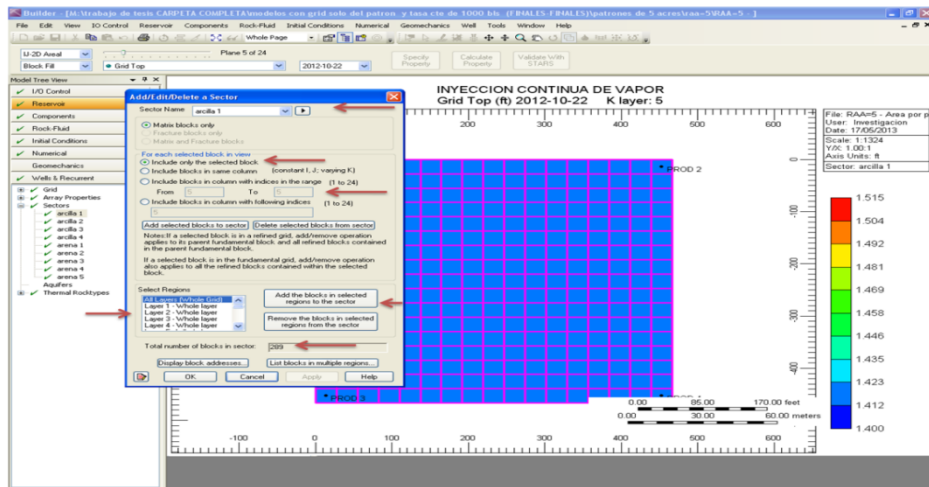
Figura C.18. Menú de condiciones iniciales



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

Seguidamente aparece una nueva ventana como la que se muestra en la figura C.19. En primer lugar, debe crearse el nuevo sector y asignarle un nombre, después se deben seleccionar las celdas sobre las cuales se va a crear el sector, luego, debe hacerse clic en las celdas seleccionadas y seleccionar los bloques en profundidad, finalmente OK. Las flechas en las figura C.19., indican los pasos descritos.

Figura C.19. Menú de condiciones iniciales



Fuente: Computer Modeling Group, CMG – STARS

Anexo D.

**.DAT DE SIMULACIÓN CORRESPONDIENTE AL MODELO CON
INTERCALACIONES DE ARCILLAS (RAA=5) EN UN ÁREA DE 5 ACRES EN
DONDE SE IMPLEMENTA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR**

TITLE1 'INYECCION CONTINUA DE VAPOR'
 INUNIT FIELD
 TITLE2 'MODELO BASE'
 TITLE3 'LAURA CABRALES Y MARCELA RUIZ'
 CASEID '01'
 WSRF WELL 1
 WSRF GRID TIME
 WSRF SECTOR TIME
 OUTSRF GRID MASDENO PRES SG SO SW TEMP VISO
 OUTSRF WELL LAYER NONE
 OUTSRF WELL DOWNHOLE
 OUTSRF WELL COMPONENT ALL
 PARTCLSIZE 3.53147e-016
 WPRN GRID 0
 OUTPRN GRID CCHLOSS OBHLOSS
 OUTPRN RES NONE
 **\$ Distance units: ft
 RESULTS XOFFSET 0.0000
 RESULTS YOFFSET 0.0000
 RESULTS ROTATION 0.0000 **\$ (DEGREES)
 RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
 \$ ***
 **\$ Definition of fundamental cartesian grid
 \$ ***
 GRID VARI 17 17 24
 KDIR DOWN
 DI IVAR
 17*27.45
 DJ JVAR
 17*27.45
 DK ALL
 6936*5
 DTOP
 289*1400
 PERMI KVAR
 4*809 0 4*809 0 4*809 0 4*809 0 4*809
 PERMJ EQUALSI
 PERMK EQUALSI * 0.6
 **\$ 0 = null block, 1 = active block
 NULL CON 1
 POR KVAR
 4*0.29 0 4*0.29 0 4*0.29 0 4*0.29 0 4*0.29
 **\$ 0 = pinched block, 1 = active block
 PINCHOUTARRAY CON 1
 SECTORARRAY 'arcilla 1' KVAR
 4*0 1 19*0
 SECTORARRAY 'arcilla 2' KVAR
 9*0 1 14*0
 SECTORARRAY 'arcilla 3' KVAR
 14*0 1 9*0
 SECTORARRAY 'arcilla 4' KVAR
 19*0 1 4*0
 SECTORARRAY 'arena 1' KVAR
 4*1 20*0

SECTORARRAY 'arena 2' KVAR
 5*0 4*1 15*0
 SECTORARRAY 'arena 3' KVAR
 10*0 4*1 10*0
 SECTORARRAY 'arena 4' KVAR
 15*0 4*1 5*0
 SECTORARRAY 'arena 5' KVAR
 20*0 4*1
 END-GRID
 ROCKTYPE 1
 PRPOR 750
 CPOR 5E-4
 ROCKCP 30 0
 THCONR 24
 THCONW 8.6
 THCONO 20
 THCONG 1.2
 HLOSST 90
 HLOSSTDIF 10
 HLOSSPROP OVERBUR 40 30
 UNDERBUR 40 30
 THTYPE KVAR
 4*1 2 4*1 2 4*1 2 4*1 2 4*1
 ROCKTYPE 2
 PRPOR 750
 CPOR 34.67e-6
 ROCKCP 40 0
 THCONR 30
 **\$ Model and number of components
 MODEL 3 3 3 1
 COMPNAME 'Water' 'Dead_Oil' 'Soln_Gas'
 CMM
 0 400 18.8305
 PCRIT
 0 0 666.614
 TCRIT
 0 0 -113.073
 KV1
 0 0 53386.8
 KV2
 0 0 -1.3773
 KV3
 0 0 362.188
 KV4
 0 0 -1583.98
 KV5
 0 0 -446.782
 PRSR 14.6488
 TEMR 90
 PSURF 14.6488
 TSURF 62.33
 MASSDEN
 62.5751 60.2604 12.8616
 CP

3.07857e-006 3e-005 3e-005
 CT1
 0.000150949 0.00039401 0.00039401
 AVG
 0 0 2.04129e-005
 BVG
 0 0 1

VISCTABLE

*ATPRES 150

**\$ temp
 41 1.71119 10837.7 137.985 ** Live oil visc (P=150) = 9206.28
 59 1.27868 5052.18 85.8468 ** Live oil visc (P=150) = 4338.24
 77 1.00399 2508.74 55.544 ** Live oil visc (P=150) = 2175.64
 90 0.860246 1568.11 41.4659 ** Live oil visc (P=150) = 1368.96
 108 0.706684 855.902 28.4506 ** Live oil visc (P=150) = 753.622
 180 0.390653 113.858 8.10411 ** Live oil visc (P=150) = 103.147
 252 0.257111 26.0231 3.23134 ** Live oil visc (P=150) = 24.0707
 324 0.192332 8.64666 1.62592 ** Live oil visc (P=150) = 8.12297
 396 0.155066 3.74353 0.964562 ** Live oil visc (P=150) = 3.55846
 468 0.129443 1.96199 0.644499 ** Live oil visc (P=150) = 1.882
 540 0.109527 1.18335 0.470014 ** Live oil visc (P=150) = 1.1432
 612 0.0954432 0.792691 0.365934 ** Live oil visc (P=150) = 0.770111
 684 0.0839058 0.574969 0.299389 ** Live oil visc (P=150) = 0.56111
 756 0.0748544 0.443324 0.254462 ** Live oil visc (P=150) = 0.434218
 828 0.0673577 0.35845 0.222785 ** Live oil visc (P=150) = 0.352133
 900 0.0610604 0.300849 0.199651 ** Live oil visc (P=150) = 0.296272
 972 0.0556961 0.260099 0.182261 ** Live oil visc (P=150) = 0.256664
 1044 0.0510717 0.230272 0.168874 ** Live oil visc (P=150) = 0.227618
 1116 0.047044 0.207814 0.158357 ** Live oil visc (P=150) = 0.205713
 1188 0.0435045 0.1905 0.149954 ** Live oil visc (P=150) = 0.188803
 1260 0.0403695 0.176881 0.143139 ** Live oil visc (P=150) = 0.175487
 1332 0.0375734 0.165984 0.137543 ** Live oil visc (P=150) = 0.164822
 1404 0.0350641 0.157136 0.132895 ** Live oil visc (P=150) = 0.156154
 1476 0.0327996 0.149858 0.128998 ** Live oil visc (P=150) = 0.14902

*ATPRES 1500

**\$ temp
 41 1.71119 3341.93 42.5493 ** Live oil visc (P=1500) = 2838.86
 59 1.27868 1557.9 26.4719 ** Live oil visc (P=1500) = 1337.75
 77 1.00399 773.598 17.1276 ** Live oil visc (P=1500) = 670.883
 90 0.860246 483.544 12.7865 ** Live oil visc (P=1500) = 422.135
 108 0.706684 263.927 8.77308 ** Live oil visc (P=1500) = 232.388
 180 0.390653 35.1095 2.499 ** Live oil visc (P=1500) = 31.8066
 252 0.257111 8.02455 0.996423 ** Live oil visc (P=1500) = 7.42247
 324 0.192332 2.6663 0.501371 ** Live oil visc (P=1500) = 2.50481
 396 0.155066 1.15436 0.297434 ** Live oil visc (P=1500) = 1.09729
 468 0.129443 0.605002 0.198739 ** Live oil visc (P=1500) = 0.580338
 540 0.109527 0.3649 0.144934 ** Live oil visc (P=1500) = 0.352518
 612 0.0954432 0.244436 0.11284 ** Live oil visc (P=1500) = 0.237473
 684 0.0839058 0.177298 0.0923201 ** Live oil visc (P=1500) = 0.173025
 756 0.0748544 0.136704 0.0784664 ** Live oil visc (P=1500) = 0.133896
 828 0.0673577 0.110532 0.0686983 ** Live oil visc (P=1500) = 0.108584
 900 0.0610604 0.0927704 0.0615646 ** Live oil visc (P=1500) = 0.091359
 972 0.0556961 0.0802047 0.0562025 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0791454
 1044 0.0510717 0.0710071 0.0520742 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0701886

1116 0.047044 0.0640819 0.0488313 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0634341
 1188 0.0435045 0.0587429 0.04624 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0582196
 1260 0.0403695 0.0545434 0.0441387 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0541135
 1332 0.0375734 0.0511832 0.042413 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0508248
 1404 0.0350641 0.0484546 0.0409799 ** Live oil visc (P=1500) = 0.048152
 1476 0.0327996 0.0462104 0.0397781 ** Live oil visc (P=1500) = 0.0459521

VSMIXCOMP 'Soln_Gas'

VSMIXENDP 0.00653164 0.047

VSMIXFUNC 0.00653164 0.0104971 0.0144834 0.0184962 0.0225353 0.0265977 0.0306868
 0.0348027 0.0389413 0.0430813 0.0472213

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

**\$ Sw krw krow

**\$ Sw krw krow

**\$ Sw krw krow

SWT

SMOOTHEND LINEAR

	0.2	0	1
	0.2375	6.83594e-005	0.823975
	0.275	0.000546875	0.669922
	0.3125	0.0018457	0.536377
	0.35	0.004375	0.421875
	0.3875	0.00854492	0.324951
	0.425	0.0147656	0.244141
	0.4625	0.0234473	0.177979
	0.5	0.035	0.125
	0.5375	0.049834	0.0837402
	0.575	0.0683594	0.0527344
	0.6125	0.0909863	0.0305176
	0.65	0.118125	0.015625
	0.6875	0.150186	0.0065918
	0.725	0.187578	0.00195312
	0.7625	0.230713	0.000244141

0.8 0.28 0

**\$ SI krg krog

**\$ SI krg krog

SLT

	0.6	0.5	0
	0.625	0.411987	0.000244141
	0.65	0.334961	0.00195312
	0.675	0.268188	0.0065918
	0.7	0.210938	0.015625
	0.725	0.162476	0.0305176
	0.75	0.12207	0.0527344
	0.775	0.0889893	0.0837402
	0.8	0.0625	0.125
	0.825	0.0418701	0.177979
	0.85	0.0263672	0.244141
	0.875	0.0152588	0.324951
	0.9	0.0078125	0.421875
	0.925	0.0032959	0.536377
	0.95	0.000976563	0.669922
	0.975	0.00012207	0.823975

```
      1      0      1
KRTEMTAB SORW SORG
**$  TEMP      SORW      SORG
      90      0.2      0.4
      445      0.135      0.1143
```

```
INITIAL
VERTICAL OFF
```

```
INITREGION 1
REFPRES 400
REFDEPTH 1400
PRES KVAR
4*400 405.73 4*412.875 418.59 4*425.734 431.448 4*438.591 444.306
4*451.449
TEMP KVAR
4*90 90.2 4*90.45 90.65 4*90.9 91.1 4*91.35 91.55 4*91.8
MFRAC_OIL 'Soln_Gas' CON 0.037387
MFRAC_OIL 'Dead_Oil' CON 0.962613
NUMERICAL
RUN
DATE 2012 10 22
DTWELL 0.001
```

```
**$
WELL 'PROD 1'
PRODUCER 'PROD 1'
OPERATE MIN BHP 50. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT
**$ UBA ff Status Connection
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEOA 'PROD 1'
**$ UBA ff Status Connection
1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
1 1 3 1. OPEN FLOW-TO 2
1 1 4 1. OPEN FLOW-TO 3
1 1 5 1. OPEN FLOW-TO 4
1 1 6 1. OPEN FLOW-TO 5
1 1 7 1. OPEN FLOW-TO 6
1 1 8 1. OPEN FLOW-TO 7
1 1 9 1. OPEN FLOW-TO 8
1 1 10 1. OPEN FLOW-TO 9
1 1 11 1. OPEN FLOW-TO 10
1 1 12 1. OPEN FLOW-TO 11
1 1 13 1. OPEN FLOW-TO 12
1 1 14 1. OPEN FLOW-TO 13
1 1 15 1. OPEN FLOW-TO 14
1 1 16 1. OPEN FLOW-TO 15
1 1 17 1. OPEN FLOW-TO 16
1 1 18 1. OPEN FLOW-TO 17
1 1 19 1. OPEN FLOW-TO 18
1 1 20 1. OPEN FLOW-TO 19
1 1 21 1. OPEN FLOW-TO 20
```

```

1 1 22 1. OPEN FLOW-TO 21
1 1 23 1. OPEN FLOW-TO 22
1 1 24 1. OPEN FLOW-TO 23
OPEN 'PROD 1'
**$
WELL 'PROD 2'
PRODUCER 'PROD 2'
OPERATE MIN BHP 50. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT
**$ UBA ff Status Connection
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEOA 'PROD 2'
**$ UBA ff Status Connection
17 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
17 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
17 1 3 1. OPEN FLOW-TO 2
17 1 4 1. OPEN FLOW-TO 3
17 1 5 1. OPEN FLOW-TO 4
17 1 6 1. OPEN FLOW-TO 5
17 1 7 1. OPEN FLOW-TO 6
17 1 8 1. OPEN FLOW-TO 7
17 1 9 1. OPEN FLOW-TO 8
17 1 10 1. OPEN FLOW-TO 9
17 1 11 1. OPEN FLOW-TO 10
17 1 12 1. OPEN FLOW-TO 11
17 1 13 1. OPEN FLOW-TO 12
17 1 14 1. OPEN FLOW-TO 13
17 1 15 1. OPEN FLOW-TO 14
17 1 16 1. OPEN FLOW-TO 15
17 1 17 1. OPEN FLOW-TO 16
17 1 18 1. OPEN FLOW-TO 17
17 1 19 1. OPEN FLOW-TO 18
17 1 20 1. OPEN FLOW-TO 19
17 1 21 1. OPEN FLOW-TO 20
17 1 22 1. OPEN FLOW-TO 21
17 1 23 1. OPEN FLOW-TO 22
17 1 24 1. OPEN FLOW-TO 23

**$
WELL 'PROD 3'
PRODUCER 'PROD 3'
OPERATE MIN BHP 50. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT
**$ UBA ff Status Connection
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEOA 'PROD 3'
**$ UBA ff Status Connection
1 17 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
1 17 2 1. OPEN FLOW-TO 1
1 17 3 1. OPEN FLOW-TO 2
1 17 4 1. OPEN FLOW-TO 3
1 17 5 1. OPEN FLOW-TO 4

```

1 17 6 1. OPEN FLOW-TO 5
 1 17 7 1. OPEN FLOW-TO 6
 1 17 8 1. OPEN FLOW-TO 7
 1 17 9 1. OPEN FLOW-TO 8
 1 17 10 1. OPEN FLOW-TO 9
 1 17 11 1. OPEN FLOW-TO 10
 1 17 12 1. OPEN FLOW-TO 11
 1 17 13 1. OPEN FLOW-TO 12
 1 17 14 1. OPEN FLOW-TO 13
 1 17 15 1. OPEN FLOW-TO 14
 1 17 16 1. OPEN FLOW-TO 15
 1 17 17 1. OPEN FLOW-TO 16
 1 17 18 1. OPEN FLOW-TO 17
 1 17 19 1. OPEN FLOW-TO 18
 1 17 20 1. OPEN FLOW-TO 19
 1 17 21 1. OPEN FLOW-TO 20
 1 17 22 1. OPEN FLOW-TO 21
 1 17 23 1. OPEN FLOW-TO 22
 1 17 24 1. OPEN FLOW-TO 23
 OPEN 'PROD 3'

**\$
 WELL 'PROD 4'
 PRODUCER 'PROD 4'
 OPERATE MIN BHP 50. CONT
 OPERATE MAX STL 3000. CONT
 **\$ UBA ff Status Connection
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
 PERF GEOA 'PROD 4'
 **\$ UBA ff Status Connection
 17 17 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
 17 17 2 1. OPEN FLOW-TO 1
 17 17 3 1. OPEN FLOW-TO 2
 17 17 4 1. OPEN FLOW-TO 3
 17 17 5 1. OPEN FLOW-TO 4
 17 17 6 1. OPEN FLOW-TO 5
 17 17 7 1. OPEN FLOW-TO 6
 17 17 8 1. OPEN FLOW-TO 7
 17 17 9 1. OPEN FLOW-TO 8
 17 17 10 1. OPEN FLOW-TO 9
 17 17 11 1. OPEN FLOW-TO 10
 17 17 12 1. OPEN FLOW-TO 11
 17 17 13 1. OPEN FLOW-TO 12
 17 17 14 1. OPEN FLOW-TO 13
 17 17 15 1. OPEN FLOW-TO 14
 17 17 16 1. OPEN FLOW-TO 15
 17 17 17 1. OPEN FLOW-TO 16
 17 17 18 1. OPEN FLOW-TO 17
 17 17 19 1. OPEN FLOW-TO 18
 17 17 20 1. OPEN FLOW-TO 19
 17 17 21 1. OPEN FLOW-TO 20
 17 17 22 1. OPEN FLOW-TO 21
 17 17 23 1. OPEN FLOW-TO 22

17 17 24 1. OPEN FLOW-TO 23
OPEN 'PROD 4'

DATE 2012 10 23.00000
DATE 2012 11 23.00000
DATE 2012 12 23.00000
DATE 2013 1 23.00000
DATE 2013 2 23.00000
DATE 2013 3 23.00000

**\$

WELL 'iny'
INJECTOR UNWEIGHT 'iny'
INCOMP WATER 1. 0. 0.
TINJW 510.
QUAL 0.65
OPERATE MAX STW 1000. CONT
OPERATE MAX BHP 1400. CONT
**\$ UBA ff Status Connection
**\$ UBA ff Status Connection
**\$ UBA ff Status Connection
**\$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEOA 'iny'

**\$ UBA ff Status Connection

9 9 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
9 9 2 1. OPEN FLOW-FROM 1
9 9 3 1. OPEN FLOW-FROM 2
9 9 4 1. OPEN FLOW-FROM 3
9 9 6 1. OPEN FLOW-FROM 4
9 9 7 1. OPEN FLOW-FROM 5
9 9 8 1. OPEN FLOW-FROM 6
9 9 9 1. OPEN FLOW-FROM 7
9 9 11 1. OPEN FLOW-FROM 8
9 9 12 1. OPEN FLOW-FROM 9
9 9 13 1. OPEN FLOW-FROM 10
9 9 14 1. OPEN FLOW-FROM 11
9 9 16 1. OPEN FLOW-FROM 12
9 9 17 1. OPEN FLOW-FROM 13
9 9 18 1. OPEN FLOW-FROM 14
9 9 19 1. OPEN FLOW-FROM 15
9 9 21 1. OPEN FLOW-FROM 16
9 9 22 1. OPEN FLOW-FROM 17
9 9 23 1. OPEN FLOW-FROM 18
9 9 24 1. OPEN FLOW-FROM 19

OPEN 'iny'

PRODUCER 'PROD 1'
OPERATE MIN BHP 100. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT
PRODUCER 'PROD 2'
OPERATE MIN BHP 100. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT
PRODUCER 'PROD 3'
OPERATE MIN BHP 100. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT

PRODUCER 'PROD 4'
OPERATE MIN BHP 100. CONT
OPERATE MAX STL 3000. CONT
DATE 2013 4 23.00000
DATE 2013 5 23.00000
DATE 2013 6 23.00000
DATE 2013 7 23.00000
DATE 2013 8 23.00000
DATE 2013 9 23.00000
DATE 2013 10 23.00000
DATE 2013 11 23.00000
DATE 2013 12 23.00000
DATE 2014 1 23.00000
DATE 2014 2 23.00000
DATE 2014 3 23.00000
DATE 2014 4 23.00000
DATE 2014 5 23.00000
DATE 2014 6 23.00000
DATE 2014 7 23.00000
DATE 2014 8 23.00000
DATE 2014 9 23.00000
DATE 2014 10 23.00000
DATE 2014 11 23.00000
DATE 2014 12 23.00000
DATE 2015 1 23.00000
DATE 2015 2 23.00000
DATE 2015 3 23.00000
DATE 2015 4 23.00000
DATE 2015 5 23.00000
DATE 2015 6 23.00000
DATE 2015 7 23.00000
DATE 2015 9 23.00000
DATE 2015 11 23.00000
DATE 2015 12 23.00000
DATE 2016 1 23.00000
DATE 2016 2 23.00000
DATE 2016 3 23.00000
DATE 2016 4 23.00000
DATE 2016 5 23.00000
DATE 2016 6 23.00000
DATE 2016 7 23.00000
DATE 2016 8 23.00000
DATE 2016 9 23.00000
DATE 2016 10 23.00000
DATE 2016 11 23.00000
DATE 2016 12 23.00000
DATE 2017 1 23.00000
DATE 2017 2 23.00000
DATE 2017 3 23.00000
DATE 2017 4 23.00000
STOP