

**EVALUACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN
YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA
EFICIENCIA TÉRMICA: APLICACIÓN CAMPO TECA**

ANDRES RICARDO GONZALES BARRIOS

JAIME MIGUEL PINILLA TORRES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA, 2009**

**EVALUACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN
YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA
EFICIENCIA TÉRMICA: APLICACIÓN CAMPO TECA**

ANDRES RICARDO GONZALES BARRIOS

JAIME MIGUEL PINILLA TORRES

Trabajo de grado presentado para optar el título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

M.SC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

DIRECTOR

M.Sc. DIANA PATRICIA MERCADO SIERRA

Ing. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA

CO-DIRECTORAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA, 2009

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresen sus agradecimientos a:

A Samuel Fernando Muñoz Navarro por su gran colaboración y apoyo, en todo momento, gracias por siempre exigirnos mas y enseñarnos hacer las cosas bien, a mejorar como ingenieros pero sobre todo a mejorar como personas.

A Diana Patricia Mercado y Erika Margarita por su valiosa orientación y consejos siempre que los necesitamos para la correcta terminación de este proyecto.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado y especialmente al Staff de ingenieros: Fernando Londoño, Nelson León, Claudia Delgadillo y Camilo Yate, con su amistad y apoyo contribuyeron al desarrollo de este trabajo.

A los ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), que contribuyeron en la elaboración de esta tesis.

A la Universidad Industrial de Santander y a sus profesores, quienes ayudaron con sus enseñanzas a nuestra formación como profesionales.

DEDICATORIA

*A DIOS porque siempre me ilumino el camino, porque siempre puso excelentes personas en mi vida
y porque que sin Él no sería nadie.*

*A mi Papa Andrés Julián porque no existe una persona en el mundo a la que admire más que al él
y por siempre darlo todo de sí para que yo esté bien.*

*A mi Mami Tuyi por ese amor tan grande que me ha profesado toda su vida y por el incalculable
sacrificio hecho para darme siempre lo mejor.*

A mi Mami Tere por acogerme como su hijo y darme ese amor que solo una madre puede dar.

*A Hernán Noguera por todo el cariño que me profesó desde que era un niño y enseñarme tantas
cosas en la vida.*

*A mis Ahijados José Isaac, Juanita y Paulinita porque son lo más bello que me ha pasado en la
vida y siempre podrán contar conmigo.*

*A mi Novia Silvia Fernanda Rueda por haberme permitido pasar a su lado momentos
inolvidables, que de ser necesario los volvería a vivir junto a ella, por todo el amor que me ha dado
y hacerme tan feliz.*

A todas aquellas personas que a lo largo de mi vida me han dado su cariño y han sido parte de mi desarrollo como persona (Mi Abuela, La Negra, Mi Tío Chero, Nancy, José Paz y muchas otras personas de las que tal vez no me acuerde pero que estuvieron ahí para mí).

A mis amigos por Giovanni Navarro, Alejo Cortez, Jaime Pinilla y Jaime Lizarazo brindarme su apoyo incondicional durante el logro de esta meta

A Ada Luz mi lorita por aguántame tantas maldades jajá.

ANDRES RICARDO

DEDICATORIA

*A Dios, quien ha iluminado mi vida y siempre me abrió una ventana
cuando se cerró una puerta.*

*A mis padres quienes con su inagotable apoyo y amor, me han inculcaron buenos valores a lo
largo de toda mi vida y me enseñaron que nunca debo desfallecer.*

*A mi hermanita Jimena que siempre me ha brindado la mano cuando lo necesito
y me ha acompañado a lo largo de todo el camino.*

*Al Angelito de la casa Samuel Alejandro Valderrama, que nos ha dado muchas alegrías desde su
llegada y siempre me va a tener a su lado.*

A Laura T, gracias por convertirme en mi apoyo incondicional y por llegar en el momento justo.

*A mis amigos, los de siempre, los que me han acompañado en las buenas y en las malas Jaime L,
Javier Sissa, Andrés N, Andrés G y Andrea B, siempre podrán contar con migo.*

JAIME

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	1
1.GENERALIDADES DE LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR.....	3
1.1 PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	4
1.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	5
1.2.1 Destilación de livianos.....	6
1.2.2 Mejoramiento de la Movilidad del crudo.....	6
1.2.3 Craqueo Térmico.	7
1.3 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR	7
1.3.1 Conducción.....	7
1.3.2 Convección.....	8
1.3.2.1. Convección Forzada.	8
1.3.2.2. Convección natural o libre.	8
1.3.3 Radiación.....	8
1.4 PERDIDAS DE CALOR EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA	9
1.4.1 Perdidas de calor en superficie.	9
1.4.2 Perdidas de calor en el pozo.....	11
1.4.3 Perdidas de calor en la Formacion	12
1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	13
1.5.1 Propiedades del Yacimiento.	13
1.5.1.1. Presión del yacimiento.....	13
1.5.1.2. Viscosidad del crudo.....	14

1.5.1.3. Profundidad del yacimiento.....	14
1.5.1.4. Espesor de la arena productora.....	15
1.5.2 Heterogeneidades del yacimiento.....	16
1.5.2.1 Intercalaciones de arcillas.....	16
1.5.2.2. Variación direccional de la permeabilidad.....	17
1.5.2.3. Continuidad lateral del yacimiento.	17
1.5.3 Propiedades térmicas de la roca.....	17
1.5.3.1. Capacidad calórica.	18
1.5.3.2. Conductividad térmica.	18
1.5.3.3. Difusividad térmica.....	19
1.5.4 Parámetros operacionales.	20
1.5.4.1. Caudal de inyección.....	20
1.5.4.2. Calidad del vapor	20
1.5.4.3 Espaciamiento entre pozos.....	21
1.5.5 Estimulación previa del yacimiento.....	21
1.6 GENERALIDADES CAMPO TECA.....	23
1.6.1 Ubicación.	24
1.6.2 Geología Estructural.	24
1.6.3 Estratigrafía.....	26
1.6.4 Zonas Productoras.....	27
1.6.5 Mecanismos de empuje del yacimiento.	28
1.6.6 Geología del petróleo.....	30
1.6.7 Perforación y completamiento de los pozos.....	32

2.EVALUACION DE UN PROCESO DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR	34
2.1 MODELOS ANALITICOS PARA LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR	36
2.2 MODELO ANALITICO PARA LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.	39
2.2.1 Definición del sistema a modelar.	39
2.2.2 Suposiciones del modelo <i>Mercado & Muñoz</i>	40
2.2.3 Relaciones matemáticas propuestas por <i>Mercado& Muñoz</i>	43
2.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD MODELO MERCADO-MUÑOZ.	48
2.3.1 Modelo Base	48
2.3.2 Sensibilidades modelo M&M.....	50
3. SIMULACION DE LA INYECCION CICLICA Y CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS. APLICACIÓN CAMPO TECA	56
3.1 ESTABLECIMIENTO MODELO BASE	58
3.1.1 Propiedades Petrofísicas, del Fluido y Condiciones Iniciales.	59
3.1.1.1. Propiedades de las Rocas.	60
3.1.1.2. Propiedades de los Fluidos.....	61
3.1.1.3. Propiedades roca-fluido.	63
3.1.1.4. Condiciones Iniciales	65
3.1.1.5. Condiciones de Operación.....	67
3.1.2 Propiedades del Enmallado.	67

3.1.2.1. Número de celdas del Patrón.....	68
3.1.2.3. Numero de Celdas del Anillo de No Confinamiento.	76
3.2 PROCESO DE ESTIMULACION CON VAPOR.....	85
3.3 IMPLEMENTACIÓN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	90
3.3.1 Parámetros Operacionales Inyección de Vapor.....	91
3.3.2 Resultados Obtenidos.....	99
3.4 EVALUACION DE LA EFICIENCIA TERMICA DEL PROCESO.....	101
3.4.1 Modelo Homogéneo.....	101
3.4.2 Comparación de la Eficiencia Térmica.....	102
3.4.3 Inyección Selectiva.	104
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	114
BIBLIOGRAFIA	116
ANEXOS	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de la inyección continua de vapor.....	5
Figura 2. Perdidas de calor en superficie.....	10
Figura 3. Perdidas de calor en el pozo.....	12
Figura 4. Perdidas de calor en la formación.....	12
Figura 5. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura...	15
Figura 6. Ubicación geográfica campo TECA.....	25
Figura 7. Zonas productoras.....	28
Figura 8. Herramientas predicción procesos.....	34
Figura 9. Modelos analíticos para la inyección continua de vapor.....	37
Figura 10. Esquema modelo Mercado y Muñoz.....	39
Figura 11. Crecimiento de la zona de vapor.....	40
Figura 12. Conductividad térmica de las arcillas.....	41
Figura 13. Volumen de control planteamiento del balance de calor.....	44
Figura 14. Arreglo modelo base sensibilidad modelo M&M.....	50
Figura 15. Sensibilidad Conductividad de la Arcilla.....	52
Figura 16. Sensibilidad Capacidad Calórica Volumétrica de la arcilla	53
Figura 17. Sensibilidad espesor de la arcilla.....	53
Figura 18. Sensibilidad Capacidad Calórica Volumétrica de la arena.....	54
Figura 19. Sensibilidad espesor de la arena.....	55

Figura 25. Plan de trabajo.....	58
Figura 26. Modelo base de simulación.....	59
Figura 23. Curva de viscosidades relativas CAMPO TECA.....	62
Figura 24. Curva permeabilidades relativas Aceite-Agua.....	64
Figura 25. Curva permeabilidades relativas Liquido- Gas.....	65
Figura 7. Enmallado cartesiano de simulación.....	69
Figura 27. Evaluación FR% sensibilidad numero de celdas.....	71
Figura 28. Sensibilidad número de celdas.....	71
Figura 29. Vista Areal Modelo Confinado.....	73
Figura 30. Vista Areal Modelo No-Confinado.....	74
Figura 31. Vista Areal Modelo No-Confinado (reducción permeabilidad)...	74
Figura 32. Curva de caída de presión vs tiempo caso comparativo.....	75
Figura 33. Curva de factor de recobro vs tiempo caso comparativo.....	76
Figura 34. Caso 1 sensibilidad celdas anillo no confinamiento	77
Figura 35. Caso 2, sensibilidad número celdas anillo no confinamiento....	78
Figura 36. Caso 3, sensibilidad número celdas anillo no confinamiento....	78
Figura 37. Caso 4, sensibilidad número celdas anillo no confinamiento....	79
Figura 38. Caída presión vs tiempo anillo no confinamiento.....	80
Figura 39. Caso 1 Refinamiento cartesiano.....	82
Figura 40. Caso 2, Refinamiento hibrido.....	82

Figura 41.	Distribución temperatura cercanías de pozo.....	83
Figura 42.	Distribución presión cercanías de pozo.....	83
Figura 43.	Distribución saturación de aceite cercanías de pozo.....	84
Figura 44.	Comparación refinamiento cartesiano y refinamiento híbrido....	84
Figura 45.	Arreglo inicial utilizado.....	85
Figura 46.	Modelo con Espaciamiento de Cinco Acres.....	86
Figura 47.	Arreglo Cuatro Patrones de 2.5 acres.....	87
Figura 88.	Arreglo reducción cuatro patrones de 2.5 acres.....	88
Figura 49.	Factor de Recobro Estimulación con Vapor.....	88
Figura 50.	Tasas de Producción Estimulación con Vapor.....	89
Figura 51.	Tasas de Inyección Estimulación con Vapor.....	89
Figura 52.	Vista areal viscosidad Posterior a la Estimulación	90
Figura 53.	Vista areal Saturación Aceite Posterior a la Estimulación.....	91
Figura 54.	Arreglo previo a iniciar la inyección continua de vapor.....	92
Figura 55.	Sensibilidad Tasas de Inyección.....	93
Figura 56.	Sensibilidad Tasas de Inyección (Fr vs RAV).....	94
Figura 57.	Sensibilidad Calidad del Vapor	95
Figura 58.	Sensibilidad Calidad del Vapor (Fr vs RAV).....	96
Figura 57.	Vista Areal Saturación de Agua.....	97
Figura 59	Vista Areal Saturación de Aceite.....	98

Figura 60. Vista Areal Saturación de Agua Pozos Cerrados.....	98
Figura 61. Vista Areal Saturación de Aceite Pozos Cerrados.....	99
Figura 62. Factor de Recobro y RAV vs Tiempo.....	100
Figura 64. Tasas de inyección de Agua Convertida en Vapor.....	101
Figura 65. Vista 3D Modelo Homogéneo.....	102
Figura 66. Eficiencia Térmica Modelo TECA y Modelo Homogéneo.....	103
Figura 67. Factor de Recobro Modelo Homogéneo y Estratificado.....	104
Figura 68. Factor de Recobro y RAV vs Tiempo Arenas A.....	106
Figura 69. Tasa de Producción de Aceite Arenas A.....	106
Figura 70. Tasas de inyección de Agua Convertida de Vapor Arenas A....	107
Figura 71. Eficiencia Térmica Arenas A.....	107

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening de la inyección continua de vapor.....	16
Tabla 2. Propiedades rocas secas y saturadas 100% de agua.....	19
Tabla 3. Fortalezas y debilidades de los modelos analíticos.....	38
Tabla 4. Propiedades del modelo base.....	49
Tabla 5. Sensibilidad modelo M&M.....	51
Tabla 6. Resultados sensibilidad modelo M&M.....	55
Tabla 7. Propiedades arenas productoras.....	60
Tabla 8. Propiedades intercalaciones de arcilla.....	61
Tabla 9. Propiedades de los fluidos.....	62
Tabla 10. Permeabilidades relativas Agua-Aceite.....	63
Tabla 11. Permeabilidades relativas liquido-gas.....	64
Tabla 12. Condiciones iniciales CAMPO TECA.....	66
Tabla 13. Área del yacimiento bajo estudio.....	66
Tabla 14. Condiciones de operación.....	67
Tabla 15. Sensibilidad numero de celdas patrón.....	70
Tabla 15. Casos anillo confinamiento.....	77
Tabla 17. Casos Refinamiento.....	81
Tabla 18. Modelo inicial utilizado.....	85
Tabla 19. Sensibilidad tasas de inyección.....	92

Tabla 20. Sensibilidad calidad del vapor.....	95
Tabla 21. Modelo TECA vs modelo HOMOGENEO.....	102
Tabla 22. Resultados diferentes esquemas de inyección continua	111

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. GUÍA DE SIMULACIÓN DE LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR PARA YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA TÉRMICA: APLICACIÓN CAMPO TECA.

AUTORES: ANDRES RICARDO GONZALES BARRIOS

JAIME MIGUEL PINILLA TORRES

PALABRAS CLAVE: inyección continúa de vapor, simulación numérica, yacimientos estratificados, recobro mejorado, eficiencia térmica.

DESCRIPCION:

La ingeniería de petróleos se enfoca hacia el desarrollo de campos maduros, la extracción de crudo pesado, extrapesado, bitumen y la explotación de yacimientos no convencionales. Colombia es un país que cuenta con reservas importantes de crudo pesado, ubicadas principalmente en los llanos orientales y en la cuenca del valle medio del Magdalena.

Se ha pensado en la inyección continua de vapor como una nueva alternativa para la extracción del aceite remanente; pero, las intercalaciones de arcilla presentes en los yacimientos en cuestión, actúan como ladronas de calor afectando la eficiencia térmica del proceso, razón por la cual no se sabe a ciencia cierta si la inyección continua de vapor será viable en los yacimientos del valle medio del Magdalena, más concretamente en el campo TECA.

Por esto, se hace necesario realizar un estudio para determinar el efecto de las intercalaciones de arcilla sobre la eficiencia térmica y así decidir si es factible la aplicación de la inyección continua de vapor.

Este estudio se realizó haciendo uso de simulación numérica y modelos analíticos; en el caso de la simulación numérica se contrastaron los resultados de un modelo con intercalaciones de arcilla y un modelo homogéneo, se analizaron los parámetros operacionales para establecer los mejores escenarios para implementación de un proyecto de inyección continua de vapor, incluyendo la posibilidad de que la inyección se realice de forma selectiva.

Finalmente, se ha obtenido como resultado que la eficiencia térmica se ve afectada de gran manera por las intercalaciones de arcilla haciendo que esta disminuya hasta en un 30%, un valor considerablemente alto que afectaría seriamente la viabilidad técnica y económica del proyecto; sin embargo se ha podido observar que aplicando un esquema de inyección selectiva se podría aumentar la eficiencia del proceso, haciendo que este sea más factible de realizar.

* Proyecto de grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: EVALUACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA TÉRMICA: APLICACIÓN CAMPO TECA.

AUTHORS: ANDRES RICARDO GONZALES BARRIOS

JAIME MIGUEL PINILLA TORRES

KEY WORDS: inyección continua de vapor, simulación numérica, yacimientos estratificados, recobro mejorado, eficiencia térmica.

DESCRIPTION:

the trend of the petroleum engineering to the development of mature oil fields, the extraction of heavy oil, extra-heavy oil and the exploitation of no conventional reservoirs.

However, Colombia is a country with important reserves of heavy oil, located mainly at the "llanos orientales" and at the "valle medio del Magdalena" basin, the oilfields located in this basin, have been developed using cyclic steam stimulation, showing recovery factors close to 15%, indicating that a large quantity of oil has not been removed yet.

Because of the previous reasons, it has been thought in the steamflooding as an alternative to the extraction of the remanent oil; but, the shale layers in the reservoir in question, act as thieves of energy affecting the thermal efficiency of the process, why is not clear whether the continuous injection of steam will be viable in the reservoirs of the "valle medio del Magdalena", specifically in the TECA.

Given the circumstances described above, it is necessary to conduct a study to determine the effect of the intercalated clay on the thermal efficiency and decide whether it is feasible the implementation of the steamflooding.

This study was carried out using numerical simulation and analytical models in the case of the numerical simulation results are contrasted with an intercalated clay and a homogeneous model, further analysis was performed and a sensitivity to the properties of rock and fluid, and the operational parameters to establish the best scenarios for implementing a continuous injection of steam, including the possibility that the injection is done selectively.

* Project of degree

** Industrial University of Santander. Empower of physical Engineering-chemical. School of Engineering of oil. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCION

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro térmico empleado en la recuperación de crudos pesados, el cual se basa principalmente en el aumento de la temperatura promedio de la formación. El aumento de temperatura generado por la inyección de fluidos calientes en el yacimiento, causa una significativa disminución en la viscosidad del aceite, lo cual genera que este pueda ser desplazado con una mayor facilidad de la formación hacia los pozos productores.

La inyección continua de vapor es una técnica empleada para la recuperación de crudos de alta viscosidad, generalmente al inicio del proyecto estos presentan problemas debido a la baja inyectividad de vapor en la zona de interés. Con el objetivo de mejorar la inyectividad inicial del vapor es muy común antes de iniciar la inyección continua de vapor, realizar varios ciclos de estimulación.

En nuestro país existe un número importante de yacimientos sometidos a una estimulación con vapor. Uno de estos casos es el CAMPO TECA, el cual se encuentra en una etapa madura de inyección cíclica de vapor, alcanzando un Factor de Recobro menor al 15%, lo que indica que el campo posee una alta saturación aceite que podría ser recuperada, lo cual lo hace un candidato propicio para la implementación de otras técnicas de recuperación mejorada; como la inyección continua de vapor. Este campo presenta como particularidad un gran número de intercalaciones de arcilla, las cuales aumentan las pérdidas de calor en el yacimiento disminuyendo la eficiencia térmica del proceso.

Por esta razón, es necesario realizar un estudio para evaluar el comportamiento de la eficiencia térmica del proceso en la inyección continua de vapor donde se determinen los escenarios o condiciones (parámetros operacionales) bajo las cuales la implementación de dicho proceso es factible para el campo teca

1. GENERALIDADES DE LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR

Los yacimientos de crudo convencional (crudos con API > 20) han tenido una extracción y explotación muy activa a lo largo del desarrollo de la industria de los hidrocarburos. La mayoría de estos yacimientos alcanzaron su máxima producción y actualmente tienen tasas de declinación aceleradas; por lo tanto, existe la necesidad de considerar alternativas como las reservas de crudos pesados, que antes no eran consideradas por los elevados costos de su desarrollo.

Los esfuerzos para producir el crudo pesado están desarrollándose con gran intensidad a nivel mundial. En Venezuela se han venido ejecutando proyectos en la faja del Orinoco, donde se estima que existen 300 mil millones de barriles de aceite pesado recuperable.¹ En China se estima que existen unas reservas de crudo pesado de 8 mil millones de barriles, las cuales están siendo explotadas a una tasa de 150 mil barriles de aceite por día (bopd), por otro lado en Indonesia, el campo Durí produce 300 mil barriles por día (bopd).

En los casos mencionados anteriormente y en otras partes del mundo como Canadá y el Mar del Norte, se han empleado diferentes tecnologías para la extracción de crudos pesados. La mayoría de dichas tecnologías consisten en reducir la viscosidad del crudo a partir del suministro de calor al yacimiento, incrementando la tasa de producción y mejorando los factores de recobro.

¹ ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam Stimulation Experience in Lake Maracaibo". International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, the Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada 1989. P 13.

Si bien factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión son características importantes del yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que determinan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados presentan retos de producción especiales, pero no insuperables.

La mayoría de los operadores tratan de producir la mayor cantidad de petróleo posible utilizando métodos de recuperación primaria. Los factores de recuperación en frío para crudo pesados varían del 1 al 8%. Una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, una de las alternativas es la implementación de métodos de recobro térmico.

A continuación se describe la técnica inyección continua de vapor, que ha sido el proceso de recobro térmico de más usado a nivel mundial y el que mejores resultados arroja después de su implementación.²

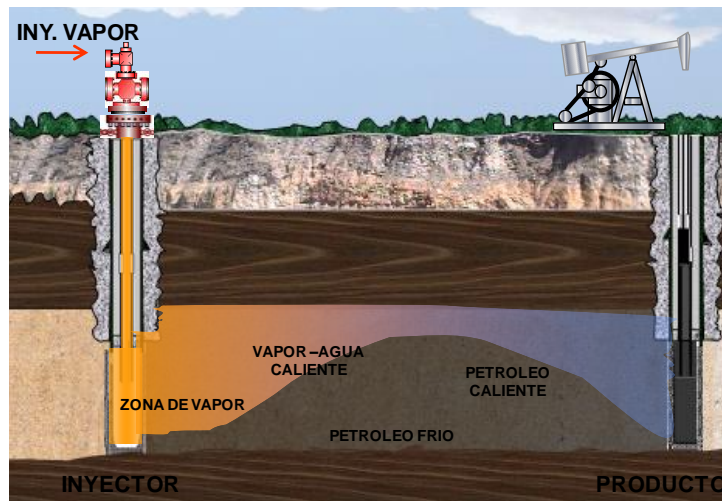
1.1 PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro térmico, que consiste en inyectar vapor de agua por un pozo inyector para producir aceite por un pozo productor que se encuentra a determinada distancia, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza por la parte superior del yacimiento, desplazando el aceite hacia el pozo productor y además reduciendo su viscosidad como se muestra en la figura 1, con este método se obtienen factores de recobro en el orden del 40-50 %.

² CHAN M. Y. S and SARIOGLU, G.: "Numerical Modeling of Cyclically Steamed and Fractured oil-sand Reservoirs", SPE 22369. P. 1.

Al implementar un proceso de recobro térmico de este tipo, se deben tener en cuenta tanto las propiedades de roca y fluido del yacimiento, además los parámetros operacionales, las heterogeneidades del yacimiento y problemas asociados al pozo que causan que el vapor viaje a lo largo de trayectorias desconocidas, saliéndose del modelo ideal. Las heterogeneidades incluyen intercalaciones de arcilla, pobre continuidad lateral del yacimiento, variación direccional de la permeabilidad y de la porosidad entre otras.

Figura 9. Esquema de la inyección continua de vapor



1.2 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PRESENTES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En un proceso de inyección continua de vapor, están presentes mecanismos que ayudan a la extracción del petróleo, dentro de los principales están: mejoramiento de la movilidad del crudo, destilación de livianos y craqueo térmico, sin embargo se encuentran presentes mecanismos secundarios que también ayudan a la extracción del crudo dentro de los cuales están: expansión del crudo, agotamiento de presión y drenaje gravitacional.

Cada uno de estos mecanismos juega un papel diferente dependiendo de la gravedad API del crudo, en los crudos livianos la destilación es lo más importante, mientras que en los crudos pesados tiene un rol más protagónico el mejoramiento de la movilidad del crudo.³

A continuación se describen los mecanismos más importantes presentes en un proceso de inyección continua de vapor.

1.2.1 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, éstos son transportados hacia el frente por el vapor, hasta que se condensan en zonas de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, originándose con ello extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aportando a la producción.

Como se especificó anteriormente, el porcentaje de recuperación por este mecanismo depende de la composición del crudo, su aporte se hace más significativo que el de la reducción de la viscosidad en crudos medianamente livianos, mientras que en los pesados es lo contrario.

1.2.2 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 crudos pesados.

El calor inyectado al yacimiento es transferido hacia la roca y los fluidos que esta contiene, logrando una disminución en la viscosidad del crudo, lo cual hace que se mejore la movilidad (M) del mismo, de acuerdo a la ecuación 1:

$$M = \left(\frac{\mu_o}{K_w} \right) \quad (1)$$

Donde:

μ_o :Viscosidad del aceite

K_w : Permeabilidad efectiva del agua.

Se inyecta vapor en forma continua, dentro del yacimiento se forma un frente de vapor, el cual se desplaza a lo largo del mismo, aumentando la temperatura delante del frente, disminuyendo así la viscosidad del crudo.

1.2.3 Craqueo Térmico. Es este proceso, las moléculas más pesadas se dividen (craquean) en moléculas más simples por efectos del calor y la presión, aumentando el rendimiento de la destilación.

1.3 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El calor se define como la forma de energía que se trasmite en la dirección de un gradiente de temperatura. Este es transmitido por: Conducción, convección y radiación.

1.3.1 Conducción. Se presenta cuando existen diferencias de temperatura entre dos cuerpos sólidos, o entre dos partes de un mismo cuerpo, entre los cuales existe contacto físico de sus superficies. La conducción térmica en el yacimiento ocurre cuando la roca se calienta debido a la inyección de fluidos calientes en el medio poroso. Según la ecuación de Fourier, la transferencia de calor por conducción se puede calcular mediante la ecuación 2.

$$q = -k \times \nabla T \quad (2)$$

Donde:

– K : Conductividad termica de la formacion (BTU/Hr-ft-°F).

q : Es el calor transferido (BTU/Hr-ft²)

∇T : Es el gradiente de temperatura (°F/ft)

1.3.2 Convección. Se presenta cuando una superficie de un cuerpo sólido se encuentra en contacto con un fluido que esta a una temperatura diferente. En el yacimiento este fenómeno se produce si el calor es transportado dentro de la formación por convección forzada, provocando mediante la inyección de sustancias calientes el calentamiento de los fluidos contenidos en el yacimiento.³ Existen dos tipos de transferencia de calor por convección:

1.3.2.1. Convección Forzada. Se presenta cuando el fluido fluye debido a algún tipo de fuerza externa, como por ejemplo un fluido impulsado mecánicamente (este tipo es el que se presenta en la inyección continua de vapor).

1.3.2.2. Convección natural o libre. Se presenta cuando el fluido fluye o viaja debido a algún tipo de fuerza natural.

1.3.3 Radiación. Este es un fenómeno de transferencia de calor de superficie, y a diferencia de la convección y de la conducción no necesita de

³ GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". P 20.

materia presente para actuar como un vehículo de transporte del calor. Este fenómeno no es significativo en la transferencia de calor en medios porosos.

1.4 PERDIDAS DE CALOR DURANTE EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Durante el proceso de inyección continua de vapor, no todo el calor generado llega hasta el yacimiento, cumpliendo con el objetivo de aumentar la temperatura promedio del mismo, durante su transporte desde el generador se presentan pérdidas hacia los alrededores, llegar a estimar y a mitigar estas pérdidas es una de las partes más importantes a la hora de implementar la inyección continua de vapor.

En un proceso de inyección continua de vapor, se presentan pérdidas de calor durante todo el proceso, por la diferencia de temperatura entre el vapor y el medio que lo rodea. La naturaleza de estas pérdidas varía de acuerdo al punto del sistema en que nos encontremos; por tal motivo para facilitar su estudio, estas se clasifican así:

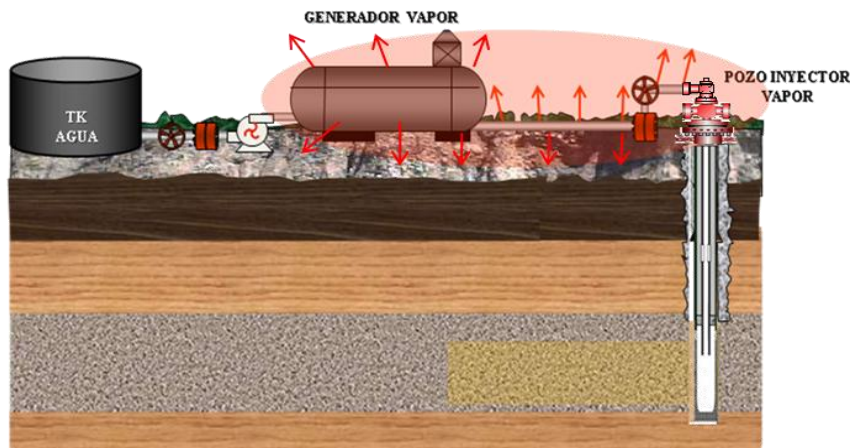
- Pérdidas de calor en superficie
- Pérdidas de calor en el pozo
- Pérdidas de calor en la formación

A continuación se describe cada una de estas, teniendo en cuenta los factores más importantes.

1.4.1 Pérdidas de calor en superficie. Estas pérdidas de calor ocurren a medida que el vapor se mueve desde el generador, a través de la tubería, hasta la cabeza de pozo como se muestra en la figura 2. Al momento de

analizar las pérdidas de calor en superficie se deben tener en cuenta los tres mecanismos de transferencia de calor antes mencionados, así como la temperatura ambiente de la zona y el tipo de revestimiento de la tubería en caso de que se cuente con este.

Figura 10. Pérdidas de calor en superficie



Las pérdidas de calor en superficie, no están restringidas a las tuberías que transportan el vapor, también se presentan en el generador de vapor y en la cabeza de pozo. En el cálculo de las pérdidas de calor en el generador, lo cual se hace por medio de un balance de masa, se debe tener en cuenta la cantidad de agua que entra al generador, su temperatura, la calidad y la presión del vapor.

En las tuberías de transporte de vapor, estas pérdidas dependen de la diferencia de temperatura entre el medio ambiente en el que se encuentra la tubería y la temperatura del fluido transportado a través de ella, además del espesor del aislante, si lo hay, el diámetro y la longitud de las líneas de superficie. Cabe anotar que entre mayor sea el caudal de vapor que fluye a través de la tubería, menores serán las pérdidas de calor presentes durante el proceso.

El calor perdido por el fluido caliente por unidad de tiempo y de longitud.

$$q = UA(T_s - T_{amb}) \quad (3)$$

Donde:

q : Tasa de pérdida de calor (BTU / Hr-ft).

T_s : Temperatura del fluido caliente (°F).

T_{amb} := Temperatura ambiente (°F).

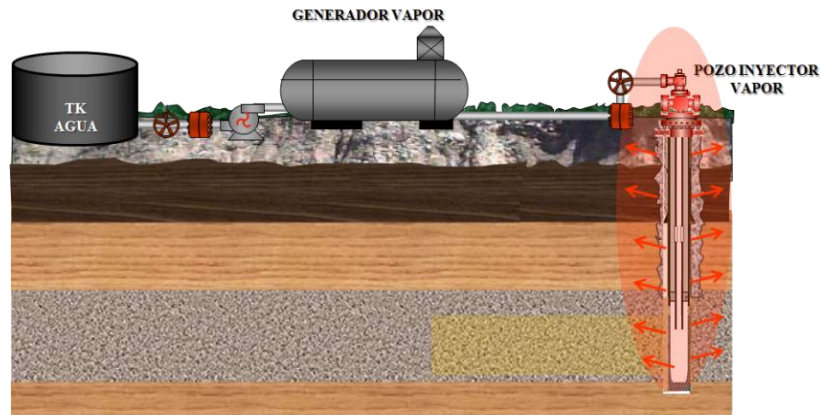
A : Área de referencia interna de la tubería, o externa del Aislante (ft²).

U : Coeficiente de transferencia de calor total (BTU / Hr-ft²- °F).

1.4.2 Perdidas de calor en el pozo. En la trayectoria del vapor desde la cabeza de pozo hasta el fondo del mismo, se deben tener en cuenta varios factores que pueden aumentar o disminuir las pérdidas de calor, tales como la cantidad de vapor que se está inyectando, el espesor del aislante si está presente, el tipo de completamiento, así como el tipo de roca que esta alrededor del pozo. Al igual que en las pérdidas de calor en superficie, las pérdidas de calor en el pozo se producen por transferencia de calor por convección y conducción, y ocurren hacia los alrededores del pozo, como se muestra en la figura 3.

Para llevar estas pérdidas a un valor mínimo se debe hacer un buen diseño de el equipo de pozo, para que se produzcan la menor cantidad de esfuerzos en el casing, lo que originará problemas en el pozo (como pandeamiento o rompimiento del casing), además de sobrecostos.

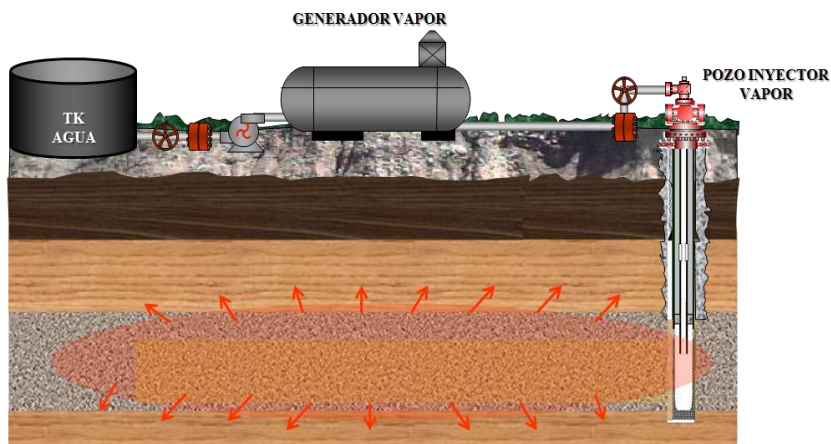
Figura 11. Perdidas de calor en el pozo



1.4.3 Perdidas de calor en la formación. Estas ocurren cuando el calor suministrado a la formación productora de crudo, comienza a transferirse a las formaciones suprayacente y subyacente, debido a la diferencia de temperatura entre la formación productora y dichas zonas, como se muestra en la figura 4.

También se debe tener en cuenta si en la formación productoras hay presentes intercalaciones de arcilla, que son otra fuente de pérdidas de calor en la formación, estas se comportan como ladronas de calor y hace que disminuya le eficiencia del proceso.

Figura 12. Perdidas de calor en la formación



1.5 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

El proceso de inyección continua de vapor al igual que cualquier proceso de recobro mejorado se ve seriamente afectado por la variación en las condiciones tanto operacionales como de yacimiento.

Para mejorar los resultados obtenidos en un proceso de inyección continua de vapor, es necesario tener en cuenta los parámetros tanto operacionales como aquellos inherentes al yacimiento, y como estos afectan el desarrollo del proceso, para de esta manera encontrar las condiciones bajo las cuales la implementación de un proceso de inyección continua de vapor es técnica y económicamente viable.

A continuación se presentaran algunos de los parámetros a tener en cuenta para el desarrollo e implementación de un proceso de inyección continua de vapor.

1.5.1 Propiedades del Yacimiento. Existen ciertas propiedades del yacimiento que hacen posible o no la implementación de determinado proceso de recuperación mejorada. Dentro de dichas propiedades encontramos la presión del yacimiento, la viscosidad del crudo, la profundidad de la formación y el espesor de la arena productora.

1.5.1.1. Presión del yacimiento. La presión del yacimiento juega un papel muy importante ya que está, junto con la presión de fractura de la formación determinará los rangos de la presión de inyección del vapor. A medida que aumenta la presión de yacimiento aumentara la presión de inyección requerida para inyectar el vapor y por consiguiente aumentaran las probabilidades de alcanzar la presión de fractura de dicho yacimiento. Al

establecer el rango de la presión de inyección, se traducirá en mayores o menores requerimientos en cuanto a los equipos de superficie y a la seguridad manejada en estos.

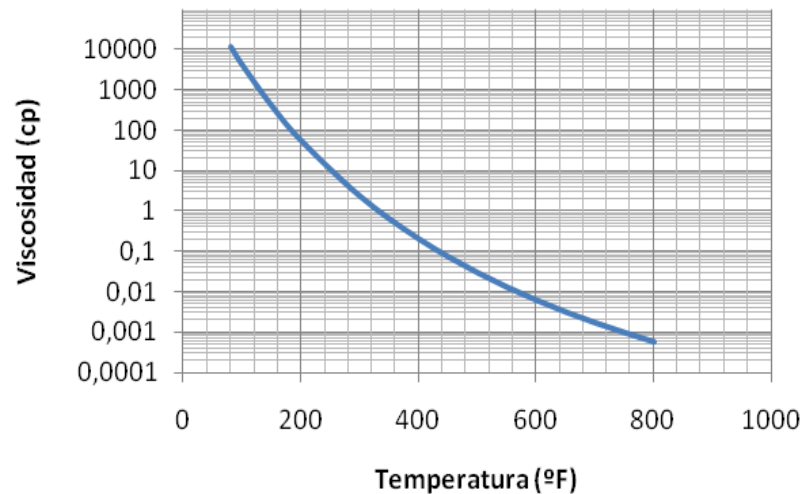
1.5.1.2. Viscosidad del crudo. En un proceso de recobro térmico la viscosidad del crudo es reducida a medida que el vapor avanza dentro de la formación facilitando su desplazamiento hacia los pozos productores. Esta disminución de la viscosidad dependerá exclusivamente de la viscosidad original del crudo, es decir, de la viscosidad del crudo antes de la implementación de proceso; cuanto más alta sea esta mayor va ser su reducción al aumentar la temperatura. Esto se debe al comportamiento exponencial decreciente que tiene la viscosidad cuando es graficado contra temperatura en papel semilogaritmico, como se puede observar en la figura 5.

El requerimiento de viscosidad necesario para la aplicación de la inyección continua de vapor es de valores inferiores a 1500 cp, sin embargo aun valores por debajo de 2000 cp pueden ser utilizados para dicho propósito ya que valores más altos dificultan la inyección del vapor y el desempeño del proceso en general. En caso de no tener dicha viscosidad es necesario realizar un calentamiento previo de la formación implementando una estimulación con vapor para de esta manera alcanzar los valores de viscosidad requeridos.

1.5.1.3. Profundidad del yacimiento. Otro de los parámetros determinantes para la implementación de un proyecto de inyección continua de vapor es la profundidad, ya que a medida que aumenta la profundidad del yacimiento la eficiencia de calentamiento disminuirá a causa de las bajas calidades con las que llegara el vapor inyectado a la cara de la formación. Se habla de que a más 3000 pies de profundidad no es viable inyectar vapor, ya que las

perdidas que sufrirá este al viajar desde superficie hasta la formación productora se traducirán en calidades muy bajas que no representen una buena eficiencia de calentamiento, y en algunos casos puede resultar en la condensación de todo el vapor llegando a la cara de la formación como agua caliente.

Figura 5. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura



1.5.1.4. Espesor de la arena productora. El espesor de la arena productora es un factor determinante en la implementación de un proceso de inyección continua de vapor, si se tiene un espesor de arena pequeño (<20 ft) las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes influirán en la viabilidad técnica y económica del proyecto. Por otro lado espesores grandes de arena (>60 ft) generaran que el proceso de overriding del vapor se presente en el yacimiento y esto disminuirá la eficiencia de barrido vertical del proceso.

En la tabla 1 se presenta un screening de aplicación de la inyección continua de vapor.

Tabla 1. Screening de la Inyección Continua

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad (ft)	<3000
Gravedad °API	13-25
Viscosidad del Crudo (cp)	<1500
Espesor Neto (ft)	>20
Permeabilidad (md)	>250
Porosidad (fracción)	>0.2
Presión del Yacimiento (psia)	<1500
Saturación del Crudo	No Crítica

Tomada de: Boberg Thomas “Métodos de recobro térmico” 1988.

1.5.2 Heterogeneidades del yacimiento. Dentro de las heterogeneidades más comunes que afectan el proceso de inyección continua de vapor se pueden encontrar: las intercalaciones de arcilla, la variación direccional de la permeabilidad, la falta de continuidad lateral del yacimiento, estas causan en el proceso efectos como la formación de canales preferenciales de flujo, pobres eficiencias de barrido en el patrón seleccionado, debido a la pobre continuidad lateral del yacimiento y pérdidas de calor hacia las intercalaciones de arcilla, reduciendo la eficiencia térmica del proceso entre otros.

1.5.2.1 Intercalaciones de arcillas. La presencia de intercalaciones de arcillas en un yacimiento candidato a inyección continua de vapor implica mayores requerimientos de calor a inyectar, ya que este tipo litologías son consideradas como formaciones ladronas de calor y esto se va a reflejar en un aumento en los costos del proceso. Las arcillas presentan este tipo de comportamiento debido a su alta capacidad calórica volumétrica y a su alta conductividad, condiciones que les permiten almacenar y conducir más calor que una arena saturada con crudo, haciendo que el calor que debería ser

transferido netamente hacia el crudo, se vea disminuido a causa de la presencia de las litologías anteriormente mencionadas.

1.5.2.2. Variación direccional de la permeabilidad. Las variaciones direccionales de la permeabilidad son cambios de ésta propiedad tanto en dirección vertical como horizontal a medida que nos movemos dentro del yacimiento o formación productora, causando que se creen 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 verticales.

1.5.2.3. 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 fallas. Dicho fenómeno si no es tenido en cuenta puede ser el responsable de problemas de comunicación entre pozo inyector y pozo productor, causando resultados negativos no esperados durante el proceso de inyección continua de vapor.

1.5.3 Propiedades térmicas de la roca. El medio a través del cual es inyectado el vapor y por consiguiente la energía necesaria para causar una disminución de la viscosidad del crudo es la roca; la cual que posee diversas propiedades térmicas tales como la capacidad calórica volumétrica, la conductividad térmica y difusividad térmica, propiedades que nos ayudan a comprender mejor el comportamiento que tiene la transferencia de calor cuando el vapor es inyectado en las formaciones productoras. Estas propiedades afectan directamente el desarrollo del proceso ya que

determinan cuanto calor se transfiere y cuanto calor se almacena en cada una de las formaciones productoras y rocas sello.

1.5.3.1. Capacidad calórica. La capacidad calórica de una roca saturada es la capacidad de un volumen determinado de dicha roca para almacenar calor al experimentar un cierto cambio en su temperatura. Normalmente esta capacidad está dada en unidades de Btu/ft³-°F y puede ser calculada mediante la ecuación 4.

$$M = \phi(s_o\rho_o c_o + s_w\rho_w c_w + s_g\rho_g c_g) + (1 - \phi)c_r\rho_r \quad (4)$$

Donde:

M=Capacidad calórica de la roca saturada, Btu/ft³-°F.

ϕ = Porosidad de la roca, fracción.

s_o = Saturación de aceite, fracción.

ρ_o = densidad del aceite, lb/ft³.

c_o = Calor específico del aceite, Btu/lb-°F

s_i = Saturación de agua, fracción.

ρ_w = densidad del agua, lb/ft³.

c_w = Calor específico del agua, Btu/lb-°F

s_g = Saturación de gas, fracción.

ρ_g = densidad del gas, lb/ft³.

c_g = Calor específico del gas, Btu/lb-°F

ρ_r = densidad de la roca, lb/ft³.

c_r = Calor específico de la roca, Btu/lb-°F

1.5.3.2. Conductividad térmica. Puede ser definida como la facilidad con la cual una roca puede transmitir calor. Esta es una propiedad difícil de medir ya que depende de otros parámetros como la densidad, temperatura, tipo de fluidos que saturan la roca, saturación y movimiento de los fluidos dentro de la roca entre otros. La experiencia ha mostrado que este parámetro tiende a

aumentar con la densidad de la roca y a disminuir con la temperatura. Para el interés de la ingeniería de petróleos esta propiedad es expresada en Btu/Hr-ft-°F.

1.5.3.3. Difusividad térmica. Es un indicativo de que tan rápido se difunde o se transfiere calor a través de un medio, en este caso será la roca, junto con los fluidos que la saturan. Matemáticamente es la relación entre la conductividad y la capacidad calórica volumétrica, es decir, entre la capacidad de conducir o transferir calor y la capacidad de almacenarlo, lo cual indicaría que para un coeficiente de difusividad alto el medio sería más apto para conducir calor mientras que para valores bajos el medio sería más apto para almacenar calor. Las unidades de esta propiedad, para interés de la ingeniería de petróleos es ft^2/Hr .

Las propiedades anteriormente mencionadas, varían en gran medida de una litología a otra, lo cual hace que cada yacimiento se comporte de manera diferente cuando se le implementan procesos que involucran transferencia de calor. A continuación se presenta una tabla de valores comparativos para distintas litologías.

Tabla 2. Propiedades de las rocas secas y saturadas 100% con agua

Roca	Cr (BTU/lb°F) Seca	Cr (BTU/lb°F) Saturada	Kr (BTU/hr-pie°F) Seca	Kr (BTU/hr-pie°F) Saturada	D (Pie ² /hr) Seca	D (Pie ² /hr) Saturada
Arenisca	0.183	0.252	0.507	1.542	0.0213	0.0445
Arenisca Arcillosa	0.202	0.288	0.400	1.500	0.0167	0.0394
Limolita	0.204	0.276	0.396	1.510	0.0162	0.0414
Arcilla	0.192	0.213	0.603	0.975	0.0216	0.0307
Caliza	0.202	0.266	0.983	2.050	0.0335	0.0517
Arena Fina	0.183	0.339	0.362	1.590	0.0194	0.0372
Arena Gruesa	0.183	0.135	0.322	1.775	0.0161	0.0933

Tomada y modificada de: GOMEZ, G. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Cíclica y Continua de Vapor" Noviembre 1989 UIS.

1.5.4 Parámetros operacionales. Los parámetros operacionales son aquellas condiciones que son establecidas por el ingeniero, algunas de estas variables operacionales son: el caudal de inyección, la calidad del vapor y el espaciamiento entre pozos.

1.5.4.1. Caudal de inyección. Generalmente en un proceso de inyección continua de vapor se suelen utilizar tasas de inyección relativamente altas al inicio de la inyección, esto conlleva a que se presente una rápida irrupción del vapor en los pozos productores; no obstante la utilización de altas tasas de inyección implica la utilización de altas presiones de inyección, las cuales pueden generar mayores pérdidas de calor disminuyendo la calidad con la cual el vapor llega a la formación y se incrementan los esfuerzos térmicos a los cuales está sometido el revestimiento³. Una aproximación o regla de la mano derecha para calcular la tasa de inyección, propuesta por Farouq Ali para el crudo pesado de California es emplear la relación de 1.5 BIs/acre-pie, sin embargo, este valor puede variar dependiendo de la viscosidad del crudo a recuperar, la disponibilidad y capacidad de los equipos para la generación de vapor.

1.5.4.2. Calidad del vapor. La calidad del vapor es una propiedad de las más importantes en la implementación de un proyecto de inyección continua de vapor y depende de las propiedades del agua como la temperatura, presión de saturación, calor específico, calor sensible y calor latente⁴. Esta propiedad determina qué cantidad del agua inyectada permanece como vapor y cuál ha pasado a fase líquida. Esta da un indicativo indirecto de cuánto calor estoy transfiriendo del fluido inyectado a la formación. Lo que se busca con esta calidad es que tenga el valor más alto posible técnica y

³ BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.

⁴ MANNUCCI, J. E. "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3. p. 14.

económicamente a la salida del generador, para que luego de haber sufrido una serie de pérdidas al pasar por la línea de transporte y la tubería de inyección del pozo llegue a la cara de la formación con la más alta calidad posible y así conserve la mayor cantidad de calor transferible para de esta manera calentar más el crudo dentro del yacimiento.

1.5.4.3 Espaciamiento entre pozos. El espaciamiento entre pozos es un factor determinante en la implementación de un proceso de inyección continua de vapor, ya que este será fundamental para lograr una buena eficiencia de barrido del proceso y por consiguiente altos valores en los factores de recobro obtenidos. En general se busca utilizar espaciamientos no mayores a 5 acres y no menores a 1.25 acres, el valor utilizado dentro de este rango dependerá de la viscosidad del crudo a recuperar y de la presencia de barreras de no flujo. Sin embargo valores de espaciamiento menores a 1.25 son utilizados cuando la viscosidad del aceite a recuperar es muy alta⁵.

1.5.5 Estimulación previa del yacimiento. El hecho de implementar una inyección cíclica previa a la implementación de una inyección continua está basado en dos hechos principalmente, primero, porque generalmente las viscosidades encontradas en los yacimientos de crudo pesado son relativamente altas y al inyectar vapor de forma continua se obtiene una pobre respuesta en cuanto a la movilidad del crudo se refiere, además de esto las condiciones operacionales necesarias tales como tasas y presiones de inyección para lograr dicha respuesta del yacimiento son siempre muy altas.

Segundo, cuando el yacimiento es estimulado con vapor el efecto de dicha estimulación es solo apreciable en las cercanías del pozo sometido a la

⁵ S. M. ALÍ, F. "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p. 7.1

inyección y a medida que aumentan el número de ciclos las cantidades de aceite recuperadas son cada vez menores ya que es mayor la distancia que este debe recorrer para llegar a la cara del pozo y de esta manera fluir hacia superficie, haciendo de esta técnica una técnica de tiempo limitado. Por esta razón es casi que una regla que luego de realizar un proyecto de inyección cíclica de vapor se implemente un proceso de inyección continua de vapor, para que con dicho proceso y con la previa reducción de viscosidad del aceite in-situ se pueda desplazar y recuperar cantidades de crudo aun mayores.

Las condiciones anteriormente implican la utilización de cantidades de vapor cada vez más altas poniendo en riesgo la viabilidad económica del proyecto, eso contando con que el yacimiento tome el vapor a dichas condiciones. Ahora estas dificultades anteriormente mencionadas pueden ser superadas si se realiza una estimulación previa del yacimiento (inyección cíclica de vapor) durante cierto periodo de tiempo, para asegurar una buena reducción de la viscosidad del crudo y de esta manera permitir que posteriormente este sea desplazado efectivamente por el vapor, obteniendo eficiencias del proceso mayores y por consiguientes factores de recobro también mayores.

El momento en el cual es necesario implementar la inyección continua de vapor dependerá de ciertas condiciones del yacimiento como: la viscosidad del crudo, la gravedad API, tensión interfacial, la saturación de aceite remanente luego de la inyección cíclica y la movilidad requerida para que el desplazamiento sea efectivo.

1.6 GENERALIDADES CAMPO TECA

El campo Teca inicio su producción en el año de 1981 y en el año de 1984 se inicia la implementación de la inyección cíclica de vapor alcanzando su pico de producción de 18000 barriles de petróleo por día en el año de 1986; actualmente cuenta con 294 pozos que producen en promedio 2200 barriles diarios de crudo por día. A la fecha en promedio cada pozo tiene 14 ciclos de estimulación.

Este campo tuvo un cierre forzoso en el año de 1992 y principios de 1993, como consecuencia de este cierre el campo no volvió a recuperar sus niveles de producción. A partir del año de 1994 el campo presentó una declinación de su producción hasta el año de 1999, año en el cual se perforan nuevos pozos buscando estabilizar el comportamiento de la producción. Ese mismo año como consecuencia de la implementación de mayores ciclos de inyección, mayores volúmenes de agua inyectada y pobre respuesta del yacimiento aumenta la producción de agua.

La explotación de este campo ha estado sujeta a los siguientes dos acuerdos:

- **Concesión Cocorná.** La Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) celebraron un contrato de asociación para el campo descubierto donde se incluye la exploración y explotación de áreas cercanas, dicho contrato fue llevado a cabo el 26 de febrero de 1967.

En el momento de la firma de dicho acuerdo la Texas Petroleum Company se reservó el derecho de la explotación de aquella área, la cual se encontraba en producción, este acuerdo se conoce como Cocorna 100% , los campos y las áreas contenidas en dicho acuerdo ya revirtieron a Ecopetrol.

• **Asociación Cocorna.** La segunda parte del desarrollo y exploración del área, se inició con la celebración del contrato de asociación entre la Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) el 1 de septiembre de 1980 para un área de 49552 hectáreas.

Posteriormente el 20 de agosto de 1981 se declara comercial el campo Teca, al año siguiente se comienza la producción y el 14 de marzo de 1984 se adicionan 61 hectáreas al área anteriormente declarada comercial.

Campo Teca fue operado hasta el año de 1995 por la empresa Texas Petroleum Company, quien cedió los derechos a Omimex de Colombia LTD, quien posteriormente en el año 2006 cambio su razón social a Mansarovar Energy de Colombia LTD quien actualmente ya ha entregado dicho campo a la estatal Colombiana ECOPETROL.

1.6.1 Ubicación. El campo Teca se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, entre los límites de los departamentos de Antioquia y Boyacá a 190Km de la refinería de Barranca y a 160Km de Santa Fe de Bogotá, más exactamente en jurisdicción de los municipios de Puerto Triunfo y Puerto Nare.

1.6.2 Geología Estructural. Campo Teca es una estructura monoclinal con rumbo Suroeste-Noreste, con un pequeño buzamiento de entre 5-7° hacia el oriente. La zona se encuentra atravesada por dos fallas de rumbo, la falla de Cocorná cuya dirección es Sureste-Noreste y movimiento lateral derecho y

la falla Velázquez-Palagua con dirección Noroeste-Sureste con movimiento lateral izquierdo.

Figura 6. Ubicación geográfica campo TECA.



La interacción de estos dos sistemas de fallas dio lugar a la aparición de cierres estructurales de tamaños considerables, que permitieron la acumulación de grandes volúmenes de hidrocarburos, como los encontrados

en los campos Nare, Teca y Jazmín ligados a la falla Cocorná y los encontrados en los campos Moriche, Palagua y Velásquez ligados a la falla Velásquez-Palagua.

1.6.3 Estratigrafía. La columna estratigráfica generalizada de campo teca se encuentra constituida por un grupo de rocas metamórficas e ígneas originarias de la edad precretácica sobre las cuales descansan los sedimentos pobremente consolidados de origen fluvial.

En el campo Teca se pueden identificar dos unidades estratigráficas principales dentro de las cuales se encuentran las dos zonas productoras de dicho campo; la primera de estas unidades comprende las formaciones Diamante y Zorro del Plio-pleistoceno mientras que la segunda comprende las formaciones Tune y Guaduas del Oligoceno. Entre dichas secuencias se ha encontrado una discordancia que funciona como sello para la migración vertical de tanto hidrocarburos como agua, además de la gran densidad de intercalaciones de arcillas.

La primera de estas unidades se encuentra conformada por areniscas conglomeráticas líticas y conglomerados de fragmentos ígneos, metamórficos, sedimentarios, cuarzo, feldespato y chert, presentándose en espesores de hasta 48 pies, intercalados por arcillolitas color grisáceo-verdoso claro. La segunda de estas unidades está conformada por areniscas de grano grueso a conglomerático con espesores de hasta 19 pies, intercalados por arcillolitas.

1.6.4 Zonas Productoras. El Intervalo productor de hidrocarburos se puede dividir en dos zonas, zona A y zona B, antes de alcanzar las profundidades de los intervalos productores (1600 pies) se encuentra una zona de salinidad intermedia denominada zona de transición. A continuación se resumirán algunas de las características más importantes de cada zona.

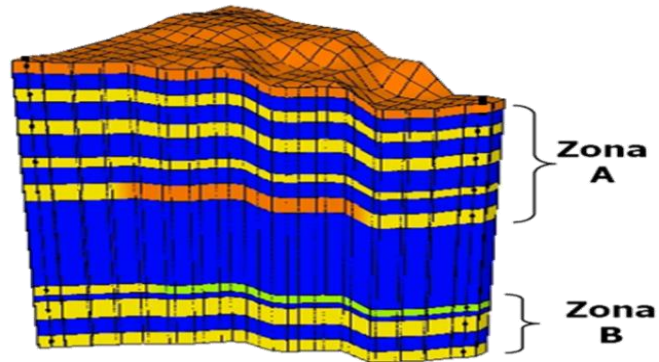
1.6.4.1. Zona A. Esta zona se localiza en la parte superior del intervalo productor, inmediatamente debajo de la zona de transición. Está conformado por una serie de grupos de areniscas de discontinuidad lateral y depositación por canales fluviales.

Dicha zona puede ser encontrada en una profundidad de entre 1400 a 1800 pies con permeabilidades de hasta 1080md porosidades de 29% y espesores brutos de hasta 390 pies. En algunos pozos del campo esta zona no está abierta debido a que presenta areniscas con altas saturaciones de agua.

1.6.4.2. Zona B. Esta zona se encuentra localizada en el intervalo de 1920 a 2050 pies, encontrándose porosidades de 28%, permeabilidades de hasta 780md y espesores de hasta 130 pies. Esta zona del yacimiento es la zona que más aporta hidrocarburos a la producción del campo, encontrándose abierta en todos los pozos perforados.

Por el hecho de que ambas zonas están conformadas por cuerpos de arena independientes con discontinuidad tanto vertical como lateralmente y debido a su depositación de tipo fluvial se encuentran alargados en dirección longitudinal paralela a los canales se encuentran distintos contactos agua-aceite en los grupos de arena.

Figura 7. Zonas productoras.



Tomado de: Grupo de Investigación Recobro Mejorado UIS-ICP

1.6.5 Mecanismos de empuje del yacimiento. En campo Teca se pueden encontrar varios mecanismos de empuje, dentro de los cuales podemos encontrar empuje por acuífero, gas en solución, compactación de la formación y un leve drenaje gravitacional. La combinación de estos mecanismos de producción influye de gran manera en el comportamiento que poseen los fluidos del yacimiento tanto en superficie como en subsuelo, además del comportamiento o mantenimiento de presión del mismo. La presión inicial del yacimiento es 875 psi medida a una profundidad de 1600 pies (punto medio de la zona productora).

A pesar de la combinación de los diversos mecanismos de empuje mencionados anteriormente, este yacimiento no posee la energía suficiente para producir los fluidos naturalmente, por lo cual prácticamente desde sus inicios los fluidos se extraen haciendo uso del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico.

Actualmente la presión de yacimiento luego de 27 años de vida productiva se encuentra en valores cercanos a los 300 psi, razón por la cual es muy importante conocer y comprender como los distintos mecanismos de empuje afectan la producción de fluidos del yacimiento. A continuación se explicaran brevemente los mecanismos de producción presentes.

1.6.5.1. Acuífero. Campo Teca cuenta con acuífero ubicado a lo largo de la zona oriental del campo a una profundidad promedio de 2300 pies, proporcionando un empuje hidráulico que ejerce un efecto de mantenimiento de presión sobre el yacimiento, que por obvias razones se ve más acentuado en las zonas limítrofes entre el yacimiento y el acuífero.

Mediante la recopilación de datos de pruebas de presión, a las cuales fue sometido el campo, se pudo determinar que en los pozos localizados en la parte baja de la estructura, en las cercanías del contacto agua-petróleo, la presión de yacimiento se encontraba en valores muy cercanos a la original, 875 psi al nivel de referencia mientras que para los pozos que se encuentran ubicados en la parte alta de la estructura en las cercanías a la falla Cocorná, mostraban presión cercanas a los 200 psi al mismo nivel de referencia.

El fenómeno anteriormente descrito es explicado por la baja transmisibilidad que poseen las formaciones productoras de dicho yacimiento y la pobre continuidad de las arenas productoras en algunos sectores del yacimiento. Bajo estos lineamientos se puede decir que para efectos prácticos de yacimiento el mecanismo de empuje por acuífero es nulo o despreciable.

1.6.5.2. Gas en Solución. Este mecanismo ha tenido un efecto positivo y tangible sobre la producción del yacimiento, ya que al empezar a producirse gas en el yacimiento este alivia la columna de fluido y permite que los fluidos sean producidos con mayor facilidad, sin embargo actualmente este efecto

no es muy apreciable ya que al realizar un análisis histórico de la producción de gas y del GOR, no se observa un aumento de estos parámetros sino más bien una disminución en los volúmenes de gas producidos lo cual es un índice de la disminución del empuje por gas en solución.

1.6.5.3. Compactación de la Formación. Este mecanismo ha tenido un efecto sobre el yacimiento más apreciable que los anteriormente mencionados, esto gracias a que siendo un yacimiento que se encuentra a poca profundidad las formaciones presentes en el son poco consolidadas lo cual permite que sean compactadas con mayor facilidad por el peso de los estratos superiores y el agotamiento de la presión.

Aunque no se han realizado estudios detallados para cuantificar el efecto de la compactación de la formación, se estima por analogías con yacimientos de similar profundidad que este valor puede encontrarse entre el 4% y el 6%. Si bien este es el mecanismo predominante en el yacimiento cabe mencionar que este es el mecanismo de empuje que menores factores de recobro arroja y esto sumado a las altas viscosidades del crudo hacen de este un mecanismo poco eficiente.

1.6.5.4. Efecto Gravitacional. Este mecanismo es considerado como insignificante debido a que la formación tiene poco buzamiento entre 4 y 6 grados. Aun así con miras hacia la implementación de un proyecto de inyección continua de vapor esta situación sería beneficiosa ya que permitiría tener un mejor control del frente de avance del vapor.

1.6.6 Geología del petróleo. El Campo Teca es un entrampamiento estructural asociado a la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a una extensión que comprende los campos Nare, Underriver, Jazmín relacionados

a la misma falla. En general, el Campo Teca es un campo superficial (1200 a 2500 pies de profundidad); los yacimientos corresponden a areniscas, constituidos por una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. La gravedad del crudo producido es de 11.5 a 12.5° API, de alta viscosidad (36,000 cp a 90 °F, 170 cp a 200 °F crudo muerto).

1.6.6.1. Generación y Migración. En la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las lutitas ricas en materia orgánica, depositadas en ambientes marinos hipersalinos, restringidos, pertenecientes a la Formación la Luna cuyo depósito tuvo lugar durante el Cretáceo Medio. Estos sedimentos se hallan presentes en la parte profunda de la Cuenca, hacia el este del área de estudio. Allí han sido generados y expulsados los hidrocarburos que a través de los estratos arenosos de las unidades terciarias han migrado, buzamiento arriba, hacia el occidente.

1.6.6.2. Reservorios. Las rocas almacenadoras en esta parte de la Cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de meandros y canales entrelazados (braided streams), de edad del Terciario (Paleoceno-Eoceno-Oligoceno), correspondientes a los Grupos Chorro y Chuspas, con porosidades promedio de 28%, permeabilidades comprendidas entre 600 y 1200 md y espesor neto petrolífero promedio de 200 pies. Históricamente toda la producción de hidrocarburos en esta cuenca proviene de yacimientos del Terciario (Formación La Cira, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz y Lisama) y ocasionalmente de carbonatos del período Cretáceo; La tendencia de llenado de las rocas almacenadoras de esta cuenca, debido a factores como la profundidad y patrones estructurales, se da desde el Este hacia el Oeste.

1.6.6.3. Sellos. Las rocas de cubrimiento más importantes se presentan en sistemas petrolíferos del Terciario, dentro de este grupo se tiene la base de la Formación la Paz (El Toro Shale), niveles intra-arcillosos de la Formación Lisama, Horizonte fosilífero de "Los Coros" de la Formación Esmeraldas, Intra Formación Esmeraldas-Mugrosa, Horizonte fosilífero "La Cira" de la Formación Colorado (llamado Formación Santa Teresa al sur de la cuenca) el intra grupo Real.

1.6.7.4. Trampas. El Campo Teca es un atrapamiento estructural asociado al bloque hundido de la Falla de Cocorná y básicamente corresponde a la extensión norte de los campos Teca y Nare, relacionados a la misma falla. El área comercial aprobada por Ecopetrol es de 1700 acres. Las trampas estratigráficas están asociadas con acuñamientos del Mioceno - Eoceno Superior y arenas del Cretáceo son los principales objetivos para exploraciones futuras. También existe potencial en trampas diagenéticas en calizas del Cretáceo, combinadas con trampas paleogeomórficas asociadas con pliegues erosionados y truncados. Dentro del área comercial la profundidad del tope de la sección productora varía entre 1000 pies en oeste y 1350 pies en el este.

1.6.7 Perforación y completamiento de los pozos. Los pozos son completados con tubería de revestimiento superficial de 9 5/8" sentada a 160 pies para proteger los acuíferos superficiales. Posteriormente se perfora con broca de 8 1/2 hasta la profundidad total y se asienta revestimiento de producción de 7 pulgadas hasta el tope de la formación productora, cementado hasta superficie. La zona productora es ensanchada a 11

pulgadas, revestida con tubería ranurada de 5 pulgadas y empacada con grava tamaño 8 -12. La tubería de producción es de 2 7/8" de diámetro, más o menos 50, pies por encima del fondo de la tubería ranurada y la bomba es de tipo THM con un pistón de 2-1/4".

2. EVALUACION DE UN PROCESO DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR

Cuando se va a implementar un proceso de recobro mejorado en un yacimiento, se debe realizar un estudio de la respuesta que el sistema tendría al mismo y seleccionar el mejor programa de operación de forma teórica⁶, para esto se cuenta con herramientas que permiten predecir el comportamiento del yacimiento con cierta exactitud, las cuales se presentan en la figura 8.

Figura 8. Herramientas predicción procesos



En la etapa inicial de selección de un proceso de recobro mejorado, se deben tener en cuenta las herramientas que implican un menor costo y que se pueden utilizar de la manera más sencilla. Dentro de dichas herramientas se pueden mencionar los modelos analíticos y las analogías, los modelos de simulación son tenidos en cuenta después de usar las

⁶ MERCADO, Diana.: "Modelo Analítico para Predecir el comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado". Grupo de Investigación de Recobro Mejorado. 2008. P 8.

herramientas anteriormente mencionadas, esto debido a que se requiere gran cantidad de información del yacimiento.

Otra de las herramientas disponibles son los modelos de analogías, que están basados en un principio de similitud entre el yacimiento candidato a ser sometido al proceso de recuperación mejorada y yacimientos donde dicha técnica ya ha sido aplicada. Este tipo de modelos utilizan la similitud entre las características de la estructura, propiedades de la roca y los fluidos, parámetros operacionales a utilizarse y dan un indicio acerca del comportamiento que se podría tener si se implementara el mismo proceso en el yacimiento en estudio. Estos modelos presentan un inconveniente debido a que no se tiene en cuenta todos los parámetros que tienen influencia en los diferentes procesos, lo cual los hace menos precisos a pesar de los bajos costos de su utilización.

Los modelos físicos, son la representación de los modelos reales escalados a pruebas en laboratorio, estos permiten obtener una aproximación cuantitativa de lo que puede llegar a pasar en el yacimiento además de representar los fenómenos físicos que ocurren en el proceso. El principal problema que presentan estos modelos es que durante las pruebas en laboratorio no se pueden representar de manera exacta las condiciones de flujo de fluidos que se presentan en el yacimiento.

Los modelos analíticos, son herramientas matemáticas que permiten realizar cálculos para predecir el comportamiento de la implementación de un proceso de recobro mejorado. Una de las ventajas de este tipo de modelos es que no requieren información detallada del yacimiento, por esto son

tenidos en cuenta en la etapa de selección del proceso a utilizar, pero se debe recordar que no brindan demasiada exactitud.

Los modelos numéricos, son herramientas que permiten describir el yacimiento en forma más aproximada, en comparación con los modelos de analogías y los modelos analíticos, pero su manejo se considera un poco más tedioso.

En el momento de implementar un nuevo proceso que involucra altos costos de inversión lo más adecuado es combinar las diferentes técnicas mencionadas y así lograr una disminución en la incertidumbre de los resultados que va a tener el yacimiento después de implementado el proceso.

2.1 MODELOS ANALITICOS PARA LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR.

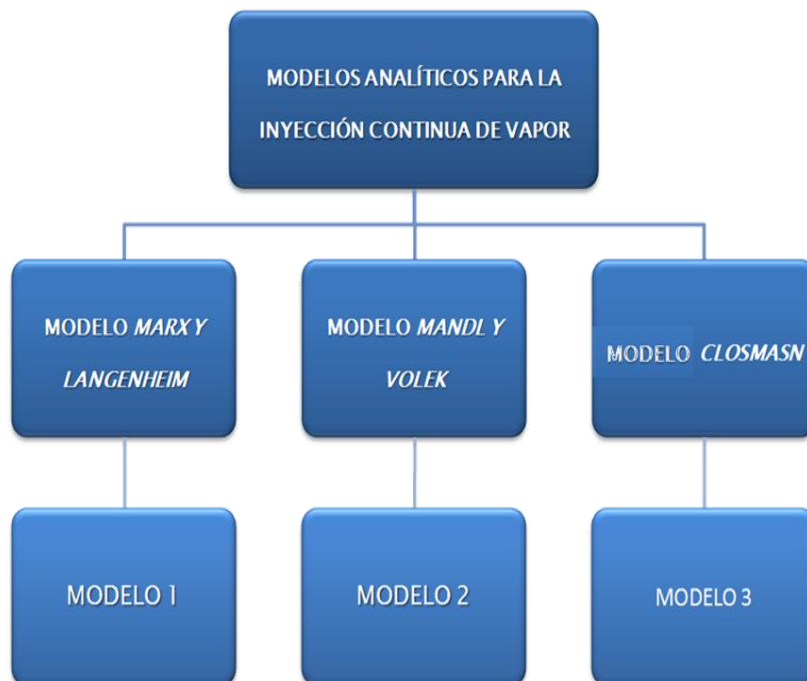
Los modelos analíticos son herramientas preliminares de predicción que permiten obtener resultados rápidos de un yacimiento a procesos de recuperación mejorada⁷. Una de las técnicas a las cuales diferentes autores han intentado representar por medio de modelos analíticos ha sido la inyección continua de vapor, donde cada uno de estos ha incorporado diferentes principios físicos que gobiernan el flujo de calor y fluidos en el medio poroso buscando acercarse de manera más acertada a la realidad.

⁷ Ibid., p 10.

En el año 2008 se desarrollo un modelo analítico (Modelo Mercado&Muñoz), que tiene en cuenta la presencia de intercalaciones de arcilla, lo cual hace que este cobre gran importancia debido a que algunos yacimientos de crudo pesado en el valle medio del magdalena Colombiano, como el Campo TECA, presentan este tipo de arreglos en su columna estratigráfica.

En el presente trabajo se va a utilizar el modelo analítico Mercado&Muñoz para evaluar la eficiencia de un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento de crudo pesado con presencia de intercalaciones de arcilla, pero además se deben tener en cuenta algunas características importantes de los modelos desarrollados para la inyección continua de vapor previos al modelo M&M. En la figura 9, se muestra un resumen de los modelos mas importantes desarrollados para este tipo de procesos.

Figura 9. Modelos analíticos para la inyección continua de vapor



A cada uno de estos modelos se le identificaron sus fortalezas y debilidades, donde se tuvieron en cuenta parámetros como el origen, las causas que lo originaron, la esencia, la estructura, la utilidad, el contexto y la importancia, estas fortalezas y debilidades se resumen en la tabla 3.

Tabla 3. Fortalezas y debilidades modelos analíticos para inyección continua de vapor

FORTALEZAS	MODELOS		
	1	2	3
Presenta un modelamiento básico de los fenómenos de transferencia de calor que ocurren en el yacimiento durante la inyección continua de vapor.	Si	Si	Si
No existe restricción en cuanto a la forma de la zona invadida por el vapor.	Si	Si	Si
Considera la transferencia de calor delante del frente de condensación.	No	Si	No
Requiere de poca información para su evaluación.	Si	Si	Si
Permite establecer un estimativo de los requerimientos de energía para el proceso.	Si	Si	Si
Describe el crecimiento de la zona de vapor en yacimientos estratificados.	No	No	Si
Tiene en cuenta la variación de las propiedades térmicas de los fluidos con la temperatura.	No	Si	No
DEBILIDADES	1	2	3
No describe en forma adecuada el comportamiento de la inyección después de la ruptura.	Si	Si	Si
No permite una descripción adecuada de la tasa de producción de aceite.	Si	Si	Si
No considera las pérdidas de calor por los fluidos producidos.	Si	Si	Si
Considera la transferencia de calor únicamente en una dimensión.	Si	Si	Si
Describe el comportamiento de la inyección continua de vapor en sistemas muy idealizados.	Si	Si	Si
Sobrestiman la respuesta del yacimiento a la inyección de vapor.	Si	Si	Si
Presenta problemas de exactitud a medida que disminuye la calidad del vapor.	Si	No	-
Considera que la eficiencia de desplazamiento es igual al 100%.	Si	Si	Si

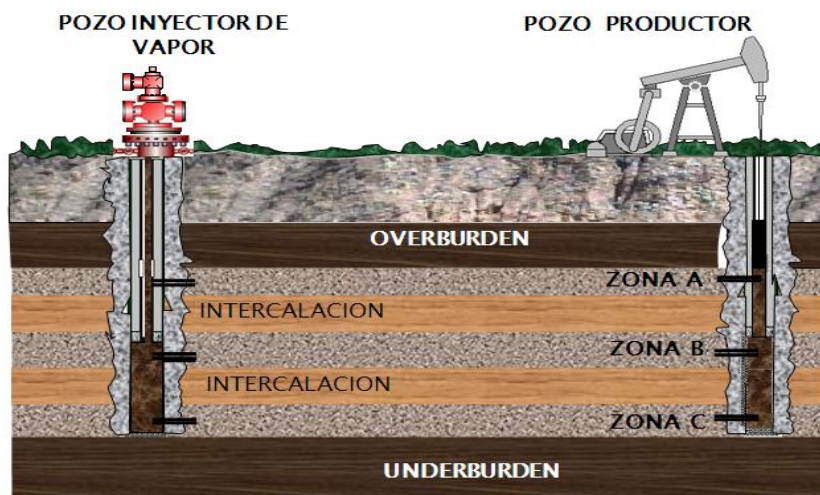
Tomado de: MERCADO, Diana.: “Modelo Analítico para Predecir el comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado”. Grupo de Investigación de Recobro Mejorado. 2008.

2.2 MODELO ANALITICO PARA LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

En el año 2008 en el grupo de investigación de recobro mejorado (GRM) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), se desarrollo un modelo analítico para yacimientos estratificados. El desarrollo del modelo propuesto parte de modelos analíticos existentes, de los cuales se toman los principios físicos que gobiernan el flujo de calor y fluidos en el medio poroso⁸.

2.2.1 Definición del sistema a modelar. El modelo analítico propuesto considera una serie de zonas productoras horizontales que están siendo sometidas en forma simultánea a inyección continua de vapor y que se encuentran separadas entre si por formaciones impermeables. En la figura 10 se presenta un esquema del sistema a representar.

Figura 10. Esquema modelo Mercado y Muñoz



Tomado y modificado de: MERCADO, Diana.: “Modelo Analítico para Predecir el comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado”. Grupo de Investigación de Recobro Mejorado. 2008.

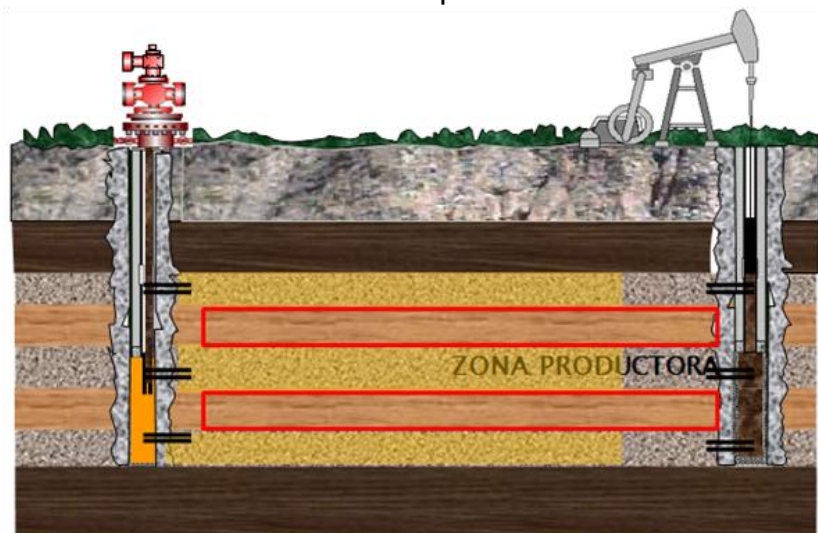
⁸ Ibid. , p 28.

2.2.2 Suposiciones del modelo *Mercado & Muñoz*. El planteamiento matemático propuesto por *Mercado y Muñoz*, parte de un conjunto de suposiciones a partir de las cuales se delimita el sistema modelado.

Dichas suposiciones son presentadas a continuación:

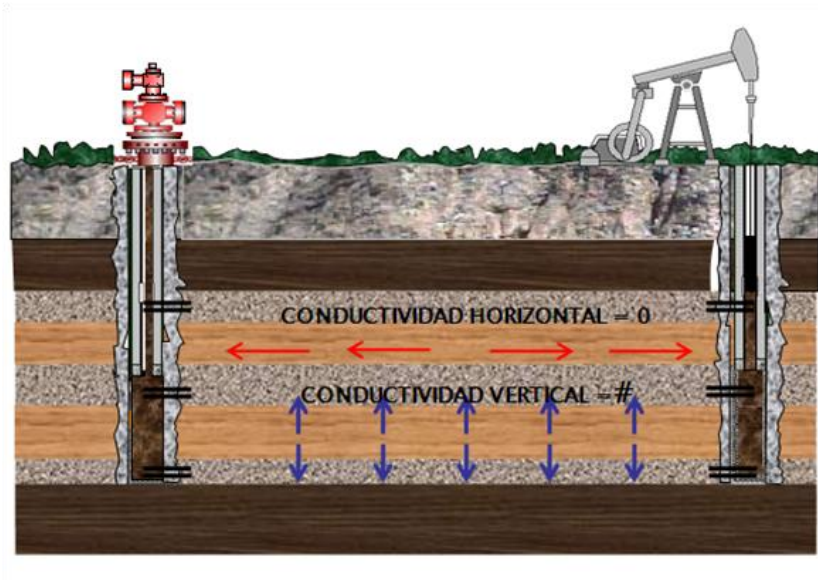
- Las arenas productoras que conforman el sistema son consideradas zonas homogéneas de espesor uniforme, lo cual permite suponer un crecimiento uniforme de la zona de vapor al igual que una mayor estabilidad en el frente de inyección. En este caso en particular no se ha establecido ninguna restricción en cuanto al espesor de las arenas y tampoco se ha fijado un número límite de zonas productoras, siempre y cuando éstas se encuentren separadas por formaciones impermeables, como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Crecimiento de la zona de vapor



- Dado que las propiedades térmicas de la roca, conductividad y difusividad térmica, gobiernan el flujo de calor en la misma, se asume para dichas zonas una conductividad térmica infinita de tal manera que se pueda garantizar que el equilibrio térmico se alcance una vez el vapor entra en contacto con el sistema roca-fluido.
- Las intercalaciones de arcilla han sido definidas como formaciones horizontales de espesor uniforme y finito, con diferentes propiedades y espesores entre si. De igual forma, se ha establecido que la conductividad térmica horizontal es igual a cero y la conductividad térmica vertical tiene un valor finito diferente de cero, como se muestra en la figura 12, esto con el objetivo de considerar el flujo de calor por conducción solo en dirección vertical.

Figura 12. Conductividad térmica de las arcillas



- A diferencia de las intercalaciones de arcilla, las formaciones adyacentes a los límites superior e inferior del sistema son consideradas zonas de espesor infinito, de tal manera que se pueda suponer que para cualquier

tiempo es posible hallar a una determinada distancia del contacto con la zona de vapor, la temperatura inicial promedio del yacimiento.

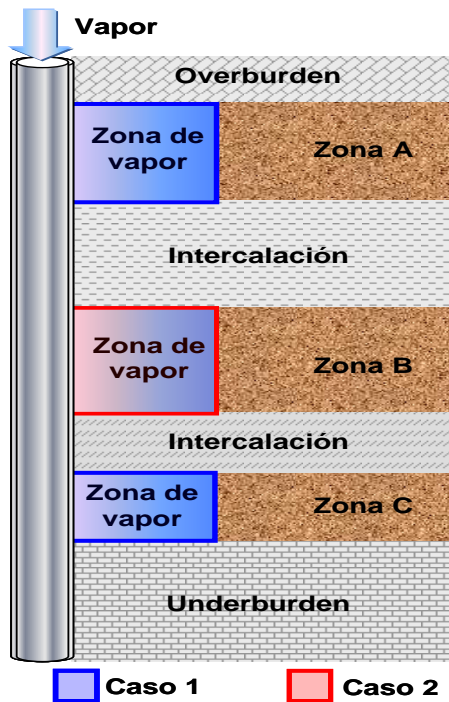
- La inyección de vapor se realiza en un punto concéntrico del sistema.
- El vapor ingresa simultáneamente en todas las zonas productoras a la misma tasa por unidad de volumen y a través de todo el espesor productor.
- No existe segregación gravitacional del vapor.
- El desplazamiento de vapor se efectúa en una sola dimensión.
- En la zona productora no existe un gradiente vertical de temperatura.
- En la zona de vapor no se presenta una caída apreciable de presión por lo cual se puede considerar que dicha zona permanece a una temperatura constante, es decir, la temperatura del vapor.
- La distribución de temperatura en la zona calentada puede ser aproximada a una función escalonada que va desde la temperatura del vapor en la zona de vapor hasta la temperatura del yacimiento en la zona inalterada.
- La transferencia de calor a través del frente de condensación es despreciable.

- La temperatura de las zonas productoras, las intercalaciones de arcilla y las formaciones adyacentes a los límites del sistema justo antes de iniciar el proceso de inyección continua de vapor.
- Durante la inyección continua de vapor, los contactos entre la zona de vapor y las zonas no productoras permanecen a la temperatura del vapor.

2.2.3 Relaciones matemáticas propuestas por Mercado & Muñoz. Cuando un yacimiento de una sola capa es sometido a inyección continua de vapor, es posible suponer que el volumen de la zona de vapor es equivalente al volumen de la zona calentada, siempre y cuando la transferencia de calor delante del frente de condensación sea despreciable. Teniendo en cuenta que el volumen de la zona calentada puede ser determinado a partir de un balance de calor en la zona de vapor, es posible obtener una expresión para la tasa de desplazamiento de aceite como una función de la variación del volumen de la zona de vapor.

En el caso de yacimientos que presentan intercalaciones de arcilla y cuyas zonas productoras se encuentran sometidas a inyección continua de vapor en forma simultánea, es posible realizar el modelamiento como si se tratara de un arreglo en serie de yacimientos de una sola capa. Por ello, se establece la necesidad de plantear un balance de calor sobre cada una de las zonas de vapor presentes en el modelo, como se aprecia en la figura 13. En forma general, se identifican dos casos de estudio.

Figura 13. Volumen de control para el planteamiento del balance de calor



Tomado de: MERCADO, Diana.: “Modelo Analítico para Predecir el comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado”. Grupo de Investigación de Recobro Mejorado. 2008.

- **Caso 1:** La zona productora se encuentra limitada por una intercalación de arcilla y el overburden o underburden.
- **Caso 2:** La zona de vapor está limitada por dos intercalaciones de arcilla.

Para cada uno de los casos el modelo presenta las relaciones para calcular el volumen de la zona calentada, además se incluye la ecuación para hallar el calor contenido en las arenas productoras y el calor inyectado, estas ecuaciones se van a utilizar para calcular la eficiencia térmica del proceso.

Caso 1:

$$V_c(t) = \frac{\dot{Q}_i L h_{arena}}{2\sqrt{\alpha_{ar}}(T_v - T_r)} \left[\frac{\sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{\frac{\omega_n^2 \alpha_{ar} t}{L^2}}}{\omega_n \left[\frac{K_{ar}}{\sqrt{\alpha_{ar}}} \omega_n \sec h^2(\omega_n) - \frac{K_{ar}}{\sqrt{\alpha_{ar}}} \operatorname{Tanh}(\omega_n) - \frac{K_{ob}}{\sqrt{\alpha_{ob}}} \right]}}{\sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\omega_n \left[\frac{K_{ar}}{\sqrt{\alpha_{ar}}} \omega_n \sec h^2(\omega_n) - \frac{K_{ar}}{\sqrt{\alpha_{ar}}} \operatorname{Tanh}(\omega_n) - \frac{K_{ob}}{\sqrt{\alpha_{ob}}} \right]}} \right] \quad (4)$$

Para obtener ω se deben hallar las raíces de la ecuación 5.

$$C_1^* C_4^* + C_2^* C_4^* \operatorname{Tanh}(\omega) + \omega C_3^* = 0 \quad (5)$$

Donde:

$$C_1^* = \frac{K_{ob}(T_v - T_r)}{\sqrt{\alpha_{ob}}}$$

$$C_2^* = \frac{K_{ar}(T_v - T_r)}{\sqrt{\alpha_{ar}}}$$

$$C_3^* = M_s h_{arena} (T_v - T_r)$$

$$C_4^* = \frac{L}{\sqrt{\alpha_{ar}}}$$

Caso 2: El cálculo del volumen de la zona calentada se hace mediante la ecuación 6.

$$V_c(t) = \frac{\dot{Q}_i h_{arena}}{(T_v - T_r)} \left[\frac{t}{M_{ar1} L_1 + M_{ar2} L_2 + M_s h_{arena}} + \frac{K_{ar1} L_1^3 \alpha_{ar2}^2 + K_{ar2} L_2^3 \alpha_{ar1}^2}{3 \alpha_{ar1}^2 \alpha_{ar2}^2 [M_{ar1} L_1 + M_{ar2} L_2 + M_s h_{arena}]^2} - 2^* \right. \\ \left. \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\omega_n^2 t}}{\frac{K_{ar1} \omega'_n}{\sqrt{\alpha_{ar1}}} \tan\left(\frac{L_1 \omega'_n}{\sqrt{\alpha_{ar1}}}\right) + \frac{K_{ar1} L_1 \omega_n'^2}{\alpha_{ar1}} \sec^2\left(\frac{L_1 \omega'_n}{\sqrt{\alpha_{ar1}}}\right) + \frac{K_{ar2} \omega'_n}{\sqrt{\alpha_{ar2}}} \tan\left(\frac{L_2 \omega'_n}{\sqrt{\alpha_{ar2}}}\right) + \frac{K_{ar} L_2 \omega_n'^2}{\alpha_{ar2}} \sec^2\left(\frac{L_2 \omega'_n}{\sqrt{\alpha_{ar2}}}\right)} \right] \quad (6)$$

Para obtener ω se debe resolver la ecuación 7.

$$C'_1 \tan(C'_4 \omega') + C'_2 \tan(C'_5 \omega') + C'_3 \omega' = 0 \quad (7)$$

Donde:

$$C'_1 = \frac{K_{ar1} (T_v - T_r)}{\sqrt{\alpha_{ar1}}}$$

$$C'_2 = \frac{K_{ar2} (T_v - T_r)}{\sqrt{\alpha_{ar1}}}$$

$$C'_3 = M_s h_{arena} (T_v - T_r)$$

$$C'_4 = \frac{L_1}{\sqrt{\alpha_{ar1}}}$$

$$C'_5 = \frac{L_2}{\sqrt{\alpha_{ar2}}}$$

El cálculo del volumen de la zona calentada es necesario para hallar el calor contenido en las arenas productoras mediante la siguiente ecuación (8):

$$Q_{ca} = \frac{M_S V_C (T_V - T_{YTO})}{1000000} \quad (8)$$

Donde:

M_S : Capacidad calórica volumétrica de la roca Saturada $[BTU/pe^3 \text{ } ^\circ F]$

V_C : Volumen de la zona calentada $[ft^3]$

T_V : Temperatura del vapor $[F^\circ]$

T_{yto} : Temperatura del yacimiento $[F^\circ]$

El calor inyectado se halla mediante la ecuación 9.

$$Q_i = \frac{350Wh_t [(h_w - h_y) + (XL_v)]}{24h_{nzp}} \quad (9)$$

Donde:

W : Volumen equivalente de agua inyectada $[Bl/dia]$

ht : Espesor arena sometida a inyección $[ft]$

hw : Entalpia del agua saturada $[BTU/lb]$

h_y: Entalpia del agua a la temperatura del yacimiento [BTU/lb]

X: Calidad del vapor

L_v: Entalpia del vapor saturado [BTU/lb]

h_{mzp}: Espesor neto arena productora [ft]

2.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD MODELO MERCADO-MUÑOZ.

Con el fin de entender de una mejor manera el comportamiento de la eficiencia térmica en un proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados se realizo un análisis de sensibilidad al modelo M&M variando algunas propiedades del modelo tales como espesores de arena, arcilla y propiedades térmicas de la roca, además se analizo el efecto de cada uno de estas sobre la eficiencia térmica del proceso.

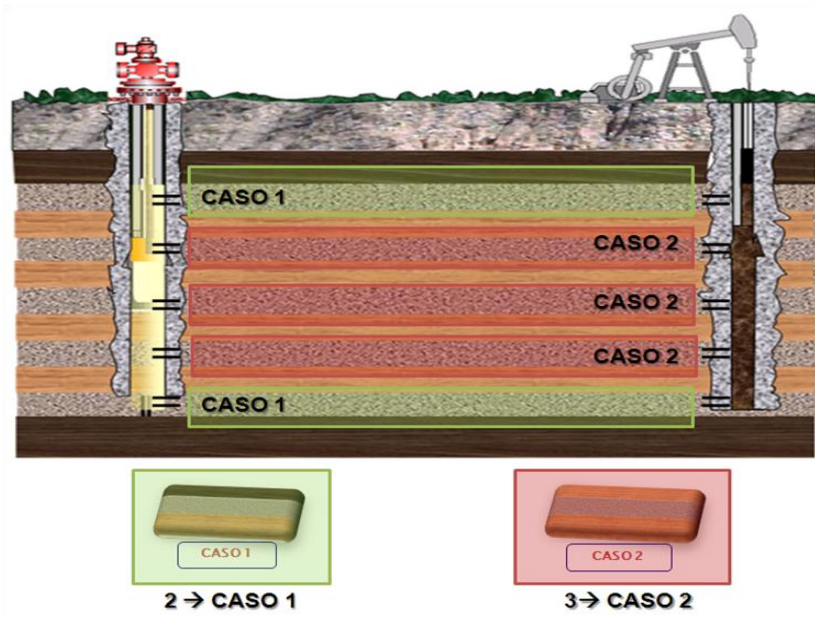
2.3.1 Modelo Base. Para establecer los escenarios de sensibilidad se planteo un modelo base, con propiedades similares a los yacimientos estratificados de crudo pesado del valle medio del magdalena, principalmente del campo TECA, del cual se tomaron los valores de propiedades petrofísicas tales como porosidad, permeabilidad y saturaciones de los fluidos, las propiedades térmicas de la roca como capacidad calórica volumétrica, conductividad térmica tanto para las arenas como para las arcillas y los parámetros operacionales fueron tomados de la simulación numérica realizada en este trabajo. Un resumen de las propiedades más importantes se presenta en la tabla 4.

Tabla 4. Propiedades Modelo Base

YACIMIENTO	
Área del Patrón	2.5 Acres
Porosidad	0.29
Factor Volumétrico de Aceite	1.04
Saturación de Aceite	105°F
ARENA PRODUCTORA	
Numero de Zonas Productoras	5
Espesor Arena Productora	20
Espesor Total Sometido a Inyección	100
PROPIEDADES TERMICAS	
Capacidad Calórica Volumétrica de la zona Productora	37.5 (BTU/pie ³ °F)
Capacidad Calórica Volumétrica de la Arcilla	40 (BTU/pie ³ °F)
Conductividad de la Arcilla	1.25 (BTU/hr pie ³ °F)
PARAMETROS OPERACIONALES	
Volumen equivalente de Agua Inyectada	600 (bbl/día)
Calidad del Vapor	0.65
Presión de Inyección	1400 (psi)

Como se menciona antes el modelo divide el análisis en dos casos, para el planteamiento del modelo base se combinaron 2 casos 1 en los cuales está incluido el overburden, el underburden, con 3 casos 2 esto para obtener un espesor neto productor de 100 pies buscando ajustarnos a la información de CAMPO TECA, esta distribución se muestra en la figura 14.

Figura 14. Arreglo modelo base sensibilidad modelo M&M



2.3.2 Sensibilidades modelo M&M. Para realizar la sensibilidad se plantearon tres casos de análisis variando algunas propiedades, el caso base el cual toma los valores mencionados en la tabla 4, el caso A, el cual toma valores por debajo de la propiedad que se está analizando y el caso B, que toma valores por encima de la propiedad de análisis. Los valores de las propiedades para los tres casos a los cuales se les realizó la sensibilidad se presentan en la tabla 5.

Además se presentan las graficas realizadas de la sensibilidad para ver la influencia de estas variaciones sobre la eficiencia térmica del proceso, la cual se calculo con la ecuación 10.

$$EF = \left[\frac{Q_{ca}}{Q_{it}} \right] \times 100 \quad (10)$$






Donde:

Q_{ca} : Calor contenido en la arena productora [$MBTU$]

Q_i : Calor inyectado a la formación [$MBTU / dia$]

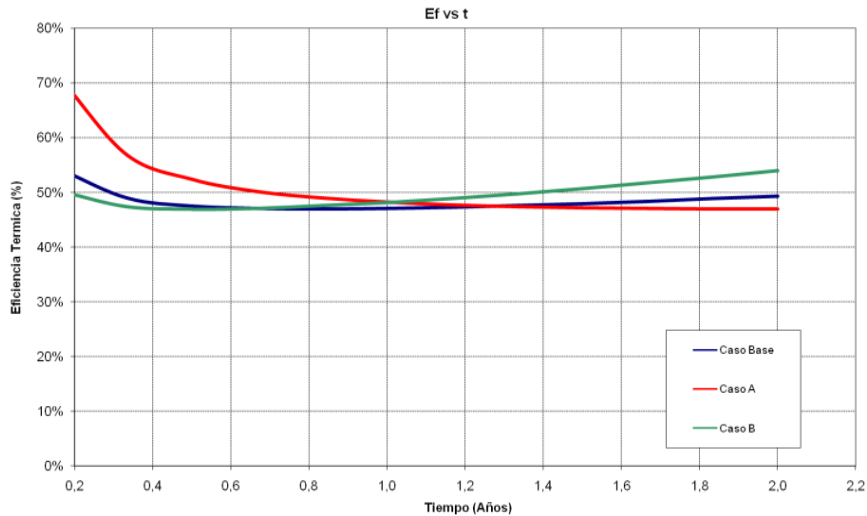
t : Tiempo de inyección [$dias$]

Tabla 5. Sensibilidad modelo M&M

PROPIEDAD	CASO BASE	CASO A	CASO B	RESULTADOS
CONDUCTIVIDAD ARCILLA (BTU/ hr ft °F)	1.25	0.5	2	
CAPACIDAD CALORICA VOLUMETRICA ARCILLA (BTU/ft^3 °F)	40	37.5	42.5	
ESPESOR ARCILLA (ft)	20	10	30	
CAPACIDAD CALORICA VOLUMETRICA ARENA (BTU/ft^3 °F)	37.5	35	40	
ESPSOR ARENA (ft)	20	10	30	

2.3.2.1. Sensibilidad Conductividad de la arcilla. Se debe tener en cuenta que la conductividad térmica de una sustancia es la mayor o menor facilidad con que trasmite calor, y si esta aumenta va haber una mayor transferencia de calor hacia los alrededores por hora, por cada pie de formación, por cada grado Fahrenheit que aumenta la temperatura. En la figura 15 se muestran los resultados obtenidos de la sensibilidad para los tres casos planteados.

Figura 15. Sensibilidad Conductividad de la Arcilla

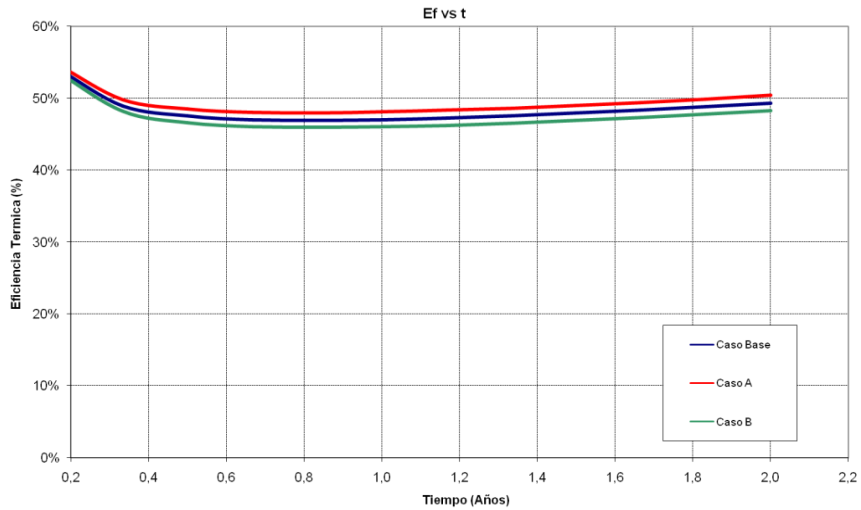


Como se observa en la figura para el caso en el que la conductividad de la arcilla es mayor la eficiencia del proceso aumenta con el tiempo, esto debido a que la transferencia de calor en este caso es mayor en la arcilla y transfiere el calor a las arenas productoras adyacentes a la misma.

2.3.2.2. Sensibilidad Capacidad Calórica Volumétrica de la arcilla. La capacidad calórica se define como el número de BTU que un pie cúbico puede almacenar por cada grado Fahrenheit que aumenta la temperatura. En la figura 16 se presentan los tres casos planteados para la sensibilidad.

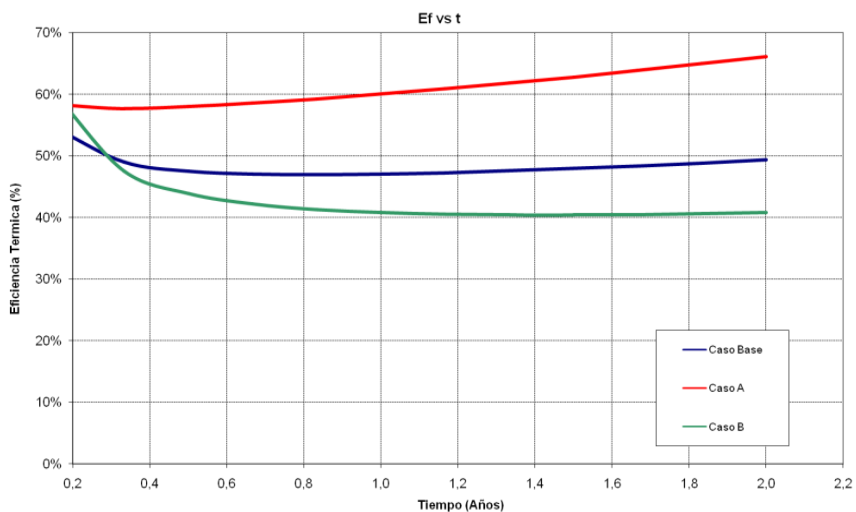
Se puede observar que al aumentar la capacidad calórica volumétrica de la arcilla (caso B) la eficiencia del proceso disminuye debido a que la arcilla va a tener una mayor capacidad de almacenamiento de calor con lo cual va a robar más energía de las zonas productoras a las cuales se les está realizando la inyección.

Figura 16. Sensibilidad Capacidad Calórica Volumétrica de la arcilla



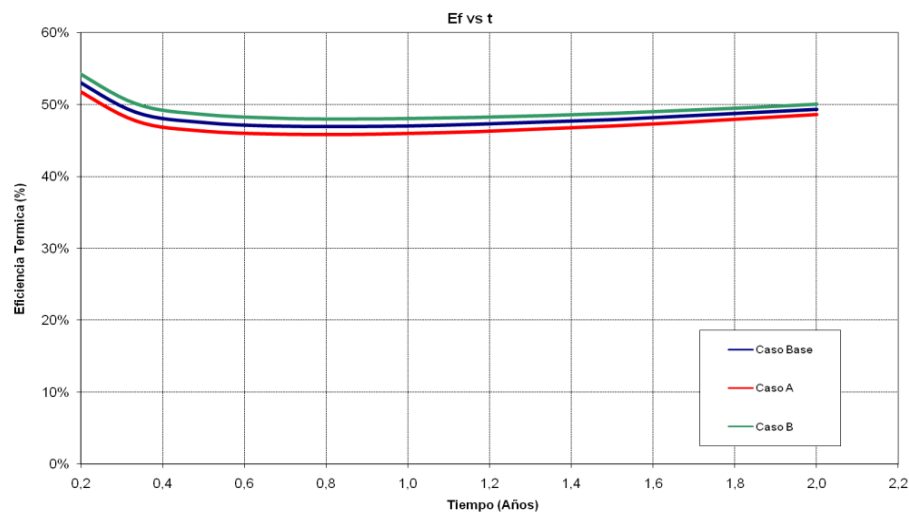
2.3.2.3. Sensibilidad espesor de la arcilla. Al variar el espesor de la arcilla esto va a estar directamente relacionado con la capacidad de almacenamiento de calor de la misma y la influencia de esta variación es muy representativa en el cálculo de la eficiencia térmica del proceso. En la figura 17 se presentan los tres casos planteados para la sensibilidad.

Figura 17. Sensibilidad espesor de la arcilla



2.3.2.4. Sensibilidad Capacidad Calórica Volumétrica de la arena. Como se menciona antes al variar la capacidad calórica volumétrica de la roca esta va a tener una mayor o menor capacidad de almacenar calor que un pie cubico de formación, por cada grado Fahrenheit que aumente la temperatura. En la figura 18 se presentan los tres casos planteados.

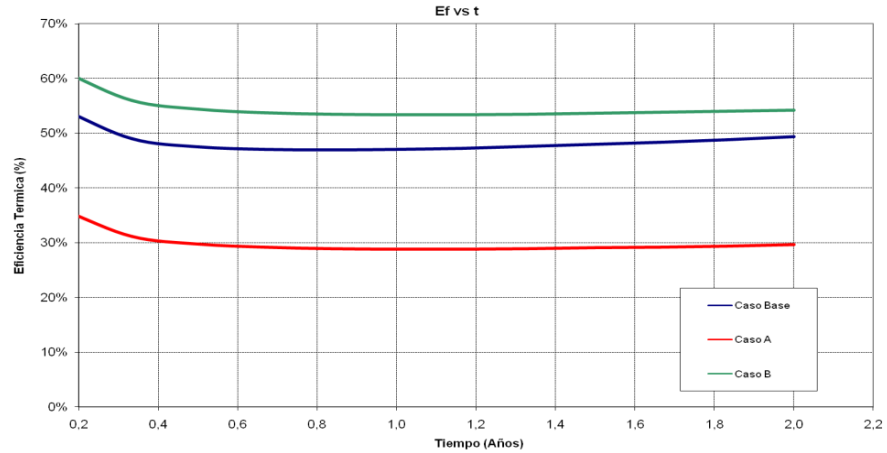
Figura 18. Sensibilidad Capacidad Calórica Volumétrica de la arena



Se puede observar en la figura que al aumentar la capacidad calórica de las arenas la eficiencia del proceso va a aumentar, esto debido a que en la roca va a haber una mayor cantidad de calor almacenado durante todo el proceso y menos calor va a estar disponible para irse a las arcillas adyacentes.

2.3.2.5. Sensibilidad espesor de la arena. Al variar el espesor de la arena va a aumentar o disminuir su capacidad para almacenar calor, en la figura 19 se presentan los tres casos planteados para la sensibilidad.

Figura 19. Sensibilidad espesor de la arena



Como se observa en la figura al aumentar el espesor de la arena caso B la eficiencia del proceso va a aumentar debido a que una mayor cantidad del calor inyectado va a permanecer en la zona de interés.

2.3.3 Resumen Resultados sensibilidad modelo M&M. A continuación se presenta un resumen de la influencia de las diferentes propiedades analizadas sobre la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados en la tabla 6.

Tabla 6. Resultados Sensibilidad modelo M&M

PROPIEDAD	CASO BASE	CASO A	EF	CASO B	EF
CONDUCTIVIDAD ARCILLA (BTU/ hr ft °F)	1.25	↓	↓	↑	↑
CAPACIDAD CALORICA VOLUMETRICA ARCILLA (BTU/ft³ °F)	40	↓	↑	↑	↓
ESPESOR ARCILLA (ft)	20	↓	↑	↑	↓
CAPACIDAD CALORICA VOLUMETRICA ARENA (BTU/ft³ °F)	37.5	↓	↓	↑	↑
ESPESOR ARENA (ft)	20	↓	↓	↑	↑

3. SIMULACION DE LA INYECCION CICLICA Y CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS. APLICACIÓN CAMPO TECA

La simulación de yacimientos es una de las ramas de la ingeniería de petróleos más utilizada actualmente para la predicción de procesos de recobro mejorado previa a su implementación en campo. En esta se combinan conocimientos de las diferentes áreas de esta ciencia tales como los métodos numéricos, geología, petrofísica, yacimientos, producción entre otras, lo cual permite tener en cuenta una descripción detallada del yacimiento, las variables involucradas en el proceso y la evaluación de diferentes escenarios de producción así como la variación de las distintas propiedades inherentes al yacimiento.

El desarrollo de la simulación numérica de yacimientos ha venido de la mano del desarrollo informático y computacional. A pesar de tener sus inicios en los años 60's sus principales limitaciones se debían a la etapa primitiva en la que se encontraban los computadores sobre los cuales se corría el simulador. En los años 70's con el desarrollo de la computación empezó el auge de esta herramienta para la toma de decisiones ingenieriles en diversas áreas de la industria petrolera.

Los simuladores son utilizados como herramientas de predicción que permiten de manera rápida y "económica" representar diversos procesos, que de otra manera involucrarían un alto riesgo e incertidumbre en cuanto a su desempeño técnico y económico. Entre los procesos que puede ser representados con la simulación están: inyección continua de vapor, SAGD, inyección de agua, fracturamiento hidráulico, perforación infill etc.

Teniendo en cuenta la falta de descubrimientos de nuevas reservas de crudo o gas a nivel mundial y en nuestro país, se hacen atractivos los campos de crudo no convencional (Aceite pesado) que antes no eran tenidos en cuenta por la dificultad que conlleva su desarrollo. Estos yacimientos de crudo pesado en su mayoría implican la implementación de un proceso de recobro térmico con lo cual se busca disminuir la viscosidad del crudo para facilitar su extracción, dentro de las principales técnicas utilizadas están: la estimulación con vapor, la inyección continua de vapor y la combustión in situ.

A nivel mundial la inyección continua de vapor ha sido el proceso térmico que mejores resultados arroja, por esto, en este estudio se analiza la factibilidad de la implementación de un proyecto de inyección continua de vapor en un yacimiento estratificado de crudo pesado mediante simulación numérica y como es el caso de campo TECA. Este campo actualmente se encuentra en una etapa avanzada de estimulación con vapor.

Para determinar la factibilidad de la implementación de un proceso de inyección continua en campo TECA se utilizara el simulador de yacimientos de procesos térmicos STARS de CMG, la selección del simulador se hizo teniendo en cuenta que se ajusta al proceso que se quiere representar y es la herramienta con la que se cuenta en el Grupo de Recobro Mejorado (GRM).

Para realizar el análisis de la viabilidad se planteó un plan de trabajo que se presenta en la figura 21, que incluye: construcción del modelo base de simulación, implementación de los ciclos de estimulación previos a la

inyección continua de vapor, implementación del proceso de inyección continua de vapor y finalmente la evaluación de la eficiencia térmica del proceso, analizando el efecto que tienen las intercalaciones de arcilla presentes en campo TECA.

Figura 213. Plan de trabajo



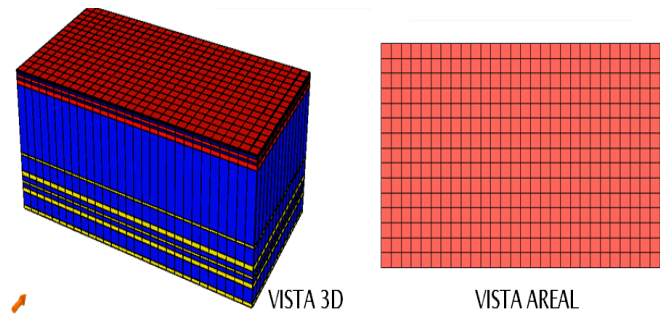
Con este plan de trabajo se pretende dar claridad sobre las tareas a realizar y así tener una línea de seguimiento para el desarrollo del trabajo

3.1 ESTABLECIMIENTO MODELO BASE

El primer paso del plan de trabajo es la construcción del modelo base de simulación, cuyo objetivo es establecer el grid de simulación sobre el cual se implementaran los procesos de recobro planteados para el análisis, en este se deben incluir las propiedades de roca y fluido, las propiedades iniciales del yacimiento, el área del yacimiento sobre el cual se va a realizar el

análisis, la columna estratigráfica del campo, además el número de celdas que van a conformar el modelo de simulación, el tipo de refinamiento, etc. Para finalmente obtener un modelo como el que se muestra en la figura 22 donde se incluyen las propiedades anteriormente mencionadas.

Figura 214. Modelo base de simulación



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

La selección de las propiedades del yacimiento como, área del yacimiento, interacción roca-fluido, entre otras, constituyen uno de los aspectos más críticos en la construcción de un modelo de simulación, ya que de acuerdo a la calidad de los datos introducidos, serán los resultados obtenidos, en otras palabras los datos introducidos en el simulador deben ser representativos del yacimiento a estudiar.

3.1.1 Propiedades Petrofísicas, del Fluido y Condiciones Iniciales. Las propiedades usadas en la construcción del modelo de simulación corresponden al campo TECA los cuales fueron suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, se selecciono este campo por que se encuentra en una etapa avanzada de estimulación con vapor y por que en

poco tiempo revierte a la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL) una de las entidades interesadas en el desarrollo de este proyecto.

3.1.1.1. Propiedades de las Rocas. El campo TECA se caracteriza por presentar un número considerable de intercalaciones de arcilla en su columna estratigráfica. Además este campo presenta dos tipos de arenas productoras con diferentes propiedades.

Las primeras arenas que encontramos en profundidad son las arenas A inferiores de la formación Chuspas, cuyos espesores varían entre 5 y 25 pies separadas por intercalaciones de arcillas⁹.

La otra formación productora de la columna estratigráfica de este campo se encuentra conformada por las arenas B de la formación Chorro cuyos espesores varían entre 10 y 40 pies de espesor, igualmente intercaladas por litologías arcillosas. Las principales propiedades de estas arenas son presentadas en la tabla 7.

Tabla 7. Propiedades de las arenas productoras

PROPIEDADES DE LA ROCA		
ARENAS PRODUCTORAS	Arenas A	Arenas B
Permeabilidad horizontal	1080 md	780 md
Permeabilidad Vertical	360md	208md
Porosidad	29%	28%
Compresibilidad de la formación	5E-4 1/psi	
Conductividad Térmica	36 Btu/(ft ^o F día)	
Capacidad Calórica volumétrica	37.5 Btu/(ft ³ oF)	

⁹ FRANCO, Francy y LEON ,Emiro.: “Evaluacion del Sistema de Inyeccion Ciclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.

Las intercalaciones de arcillas presentes en la columna estratigráfica de campo TECA, son de gran importancia en la representación del yacimiento y del proceso térmico como tal, ya que podría tener un efecto negativo sobre la cantidad de calor que permanece en las formaciones productoras es decir disminuyen la eficiencia térmica del proceso por su carácter de ladronas de calor. Las propiedades más importantes de estas arcillas son presentadas en la tabla 8.

Tabla 8. Propiedades intercalaciones de arcilla

PROPIEDADES DE LA ROCA	
INTERCALACIONES DE ARCILLA	
Compresibilidad de la formación	34.67E-6 1/psi
Conductividad Térmica	40 Btu/(ft ^o F día)
Capacidad Calórica volumétrica	40 Btu/(ft ³ oF)

Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

3.1.1.2. Propiedades de los Fluidos. Las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado, dentro de estas encontramos la viscosidad, la gravedad API, la densidad y la compresibilidad entre otras.

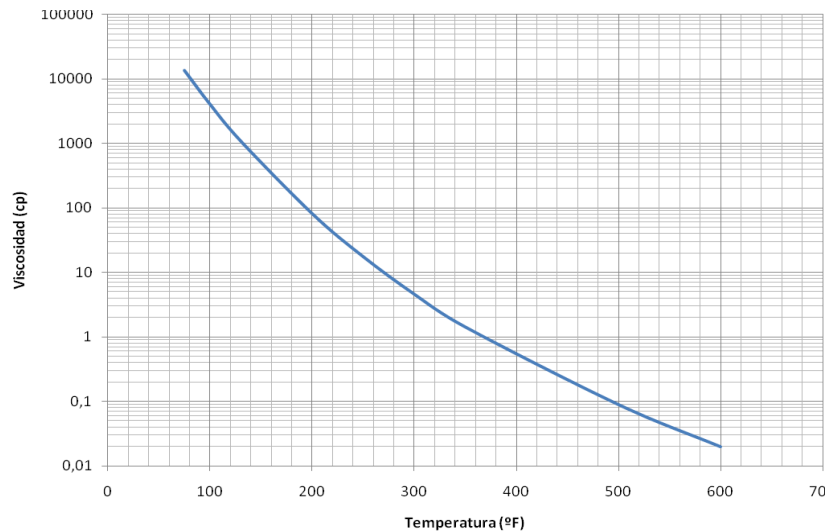
El fluido encontrado en campo TECA, es un crudo pesado lo cual determino su desarrollo bajo un esquema de procesos térmicos. Actualmente se encuentra en una etapa avanzada de estimulación con vapor, por lo cual en

este trabajo se desarrollara un estudio de simulación para evaluar si es posible implementar inyección continua de vapor. En la tabla 9, se presenta las principales propiedades de los fluidos para el campo TECA y en la figura 23, se muestra la grafica de las viscosidades versus temperatura del crudo para campo TECA.

Tabla 9. Propiedades de los fluidos

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
ACEITE	
Peso molecular	600 lb-mol
Densidad del aceite	61.2 lb-mol/pie ³
Compresibilidad	5E-06 1/psi
Coefficiente de expansión térmica	3.8E-04 1/°F
Viscosidad inicial	4031 cp
Gravedad API	12.8°
AGUA	
Propiedades Estándar	

Figura 23. curva de viscosidades relativas CAMPO TECA



Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

3.1.1.3. Propiedades roca-fluido. Las propiedades de la interacción roca-fluido dan una idea del comportamiento del movimiento de los fluidos en el yacimiento, estos datos son la base de los modelos numéricos para la predicción del comportamiento de cualquier proceso de recobro mejorado, entre las propiedades más importantes en la interacción roca-fluido encontramos las curvas de permeabilidades relativas y la presión capilar. A continuación se presenta en la tabla 10 y la tabla 11, los datos de permeabilidades relativas para la fase agua-aceite y liquido-gas respectivamente.

Tabla 10. Permeabilidades relativas Agua-Aceite

DATOS AGUA-ACEITE		
Sw	Kro	Krw
0,326	1,0000	0,00
0,458	0,4970	0,05
0,475	0,4620	0,06
0,516	0,3230	0,09
0,563	0,2060	0,12
0,622	0,1100	0,18
0,659	0,0550	0,22
0,681	0,0400	0,27
0,696	0,0290	0,30
0,715	0,0170	0,32
0,728	0,0110	0,36
0,737	0,0083	0,40
0,759	0,0015	0,42
0,765	0,0004	0,45

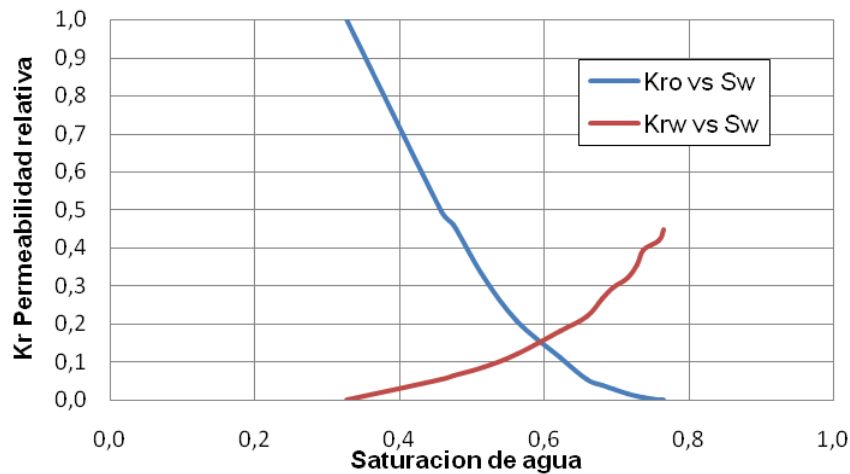
Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

Tabla 11. Permeabilidades relativas Liquido-gas

DATOS LIQUIDO-GAS		
SI	Krg	Krog
0,3260	0,4500	0,0000
0,4000	0,3712	0,0021
0,5000	0,2730	0,0166
0,6000	0,1854	0,0919
0,7000	0,1100	0,2279
0,8260	0,0360	0,4856
0,9260	0,0015	0,7588
1,0000	0,0000	1,0000

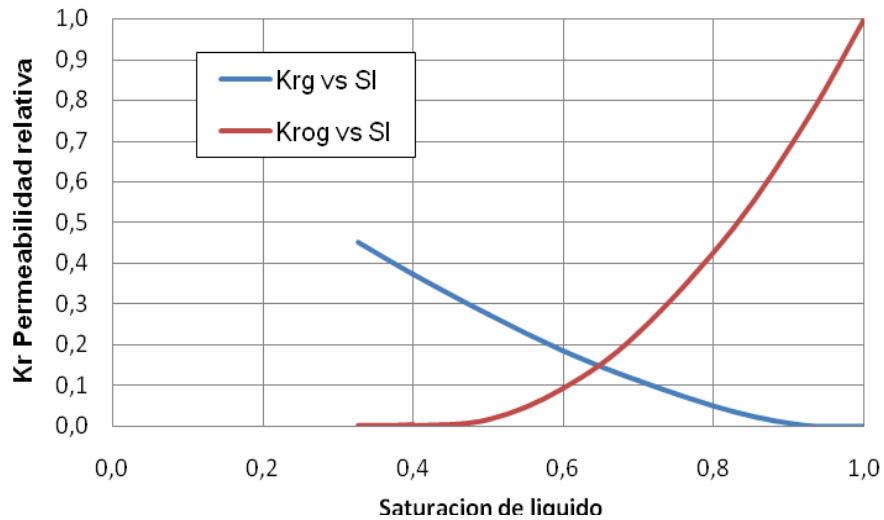
Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo pretolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

Figura 24. Curva permeabilidades relativas Aceite-Agua



Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo pretolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

Figura 25. Curva permeabilidades relativas Liquido- Gas



Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

De acuerdo al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, figura 24, se puede clasificar el yacimiento como mojado por agua, lo cual favorece el desplazamiento del aceite por agua; sin embargo, este efecto es opacado por la alta viscosidad que presenta este crudo a condiciones de yacimiento. Finalmente en la figura 25, se puede observar la curva de permeabilidades relativas liquido-gas.

3.1.1.4. Condiciones Iniciales. Las condiciones iniciales hacen referencia a las propiedades del yacimiento en el momento de su descubrimiento, las más importantes son la presión, la temperatura, la gravedad API, la saturación de aceite, se debe tener en cuenta que estas propiedades cambian con el tiempo y se debe analizar su estado actual antes de pensar en implementar

un nuevo proceso, en la tabla 12 se presentan algunas de las condiciones iniciales de campo TECA.

Tabla 12. Condiciones iniciales CAMPO TECA

CONDICIONES INICIALES	
Temperatura	112.5 °F
Presión @ 1859 pies	1016.64 Psi
Saturación de aceite	67%
Saturación de agua	33%

Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo pretolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

Además de las condiciones iniciales se debe tener en cuenta si el modelo de simulación va a considerar todo la extensión del yacimiento o solo una sección del mismo, en este caso solo se considerara un área piloto cuyas propiedades se presentan en la tabla 13.

Tabla 13. Área del yacimiento bajo estudio

REGION DE YACIMIENTO BAJO ESTUDIO	
Área del modelo	20 acres
Tope de la formación	1859 pies
Espesor neto productor	107 pies

Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo pretolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

3.1.1.5. Condiciones de Operación. Las variables operacionales más importantes en procesos de inyección de fluidos son: tasas de inyección, presiones máximas de inyección mientras que para los procesos térmicos, la calidad del vapor inyectado y la presión son las más relevantes. En la tabla 14, se presentan las condiciones de operación tanto de la producción primaria como de la estimulación con vapor y la inyección continua para el modelo de simulación.

Tabla 14. Condiciones de operación

VARIABLES OPERACIONALES		
PRODUCTORES	P. Primaria	Cíclica
Presión mínima de fondo	264 psi	700psi
Tasa máxima de liquido en superficie	300bbl/día	500bbl/día
INYECTORES	N/A	Cíclica
Presión máxima de fondo	N/A	1400psi
Tasa máxima de agua en superficie	N/A	2300bbl/día
VAPOR	N/A	Cíclica
Calidad (cara de la formación)	N/A	0.65
Temperatura	N/A	587.43 °F

Tomado y modificada de: FRANCO, Francy y PALLARES, Emiro. Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero colombiano. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2003.

3.1.2 Propiedades del Enmallado. Si bien las propiedades de roca y fluido, así como las condiciones operacionales e iniciales juegan un papel importante en la construcción de un modelo de simulación, y en la representación de cualquier proceso de recobro mejorado, el enmallado, el refinamiento, las condiciones de confinamiento también son importantes porque permiten acercar el modelo a la realidad del yacimiento para que

arroje resultados representativos con tiempos de simulación apropiados. El enmallado de simulación se refiere al número de celdas y a la manera como se van a distribuir estas para representar la extensión física y la forma del yacimiento.

3.1.2.1. Número de celdas del Patrón. Antes de realizar la selección de el numero de celdas del modelo es necesario establecer el tipo de enmallado a utilizar. El tipo de enmallado presente en un modelo de simulación numérica puede ser de cartesiano o cilíndrico según el proceso que se quiera representar.

En la representación de procesos como la inyección cíclica de vapor tienen un área de afectación cercana a la cara del pozo lo más apropiado es utilizar un enmallado cilíndrico por que allí se presenta un flujo de tipo radial.

Por otro lado una de las técnicas que cae en esta categoría es la estimulación cíclica con vapor, en la representación del flujo que comprende una región de afectación mas allá de la cercanía de pozo se debe considerar un enmallado tipo cartesiano, esto debido a que en estas zonas el flujo puede ser considerado lineal, en esta categoría está la inyección continua de vapor y la inyección de agua.

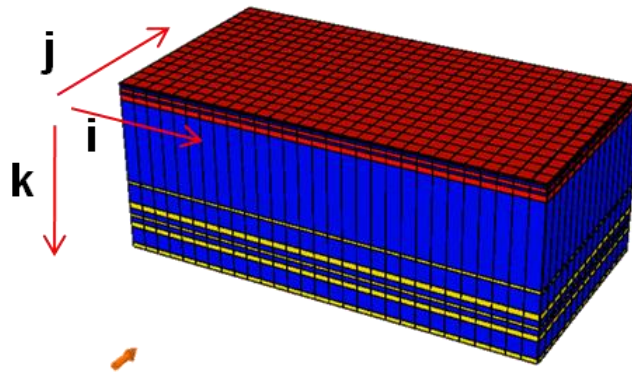
Aunque se debe tener en cuenta que en todo proceso se presenta tanto flujo radial como lineal, la caracterización anterior se hace teniendo en cuenta el tipo de flujo predominante en la extensión del yacimiento sobre la cual es

aplicado dicha técnica. Por esta razón el tipo de enmallado utilizado es cartesiano.

Luego de la selección del tipo de enmallado se deben establecer el número de celdas que van a representar la extensión del yacimiento, dicha escogencia depende de una mayor o menor exactitud de los resultados esperados y el tiempo empleado en la simulación.

En este estudio se va a representar un área de 20 acres y 15 estratos con un espesor total de 520 pies, usando un enmallado cartesiano, como se presenta en la figura 26.

Figura 15. Enmallado cartesiano de simulación



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

Para establecer el número de celdas óptimo para el modelo de simulación, se realizó una sensibilidad a las mismas planteando cuatro casos, en los cuales se varían el numero de celdas en las direcciones i, j, k. en la tabla 15,

se presentan los casos planteados y el tiempo de simulación para cada uno de ellos.

Tabla 15. Sensibilidad numero de celdas del patrón

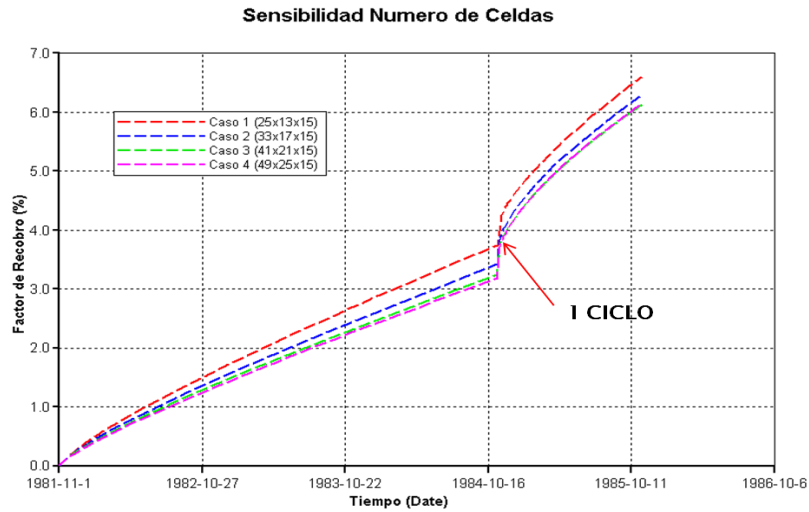
ENMALLADO	TAMAÑO CELDA (pies)	TIEMPO (min.)	No CELDAS
25x13x15	50.77	1.416	4875
33x17x15	38.82	3.28	8415
41x21x15	31.43	6.68	12915
49x25x15	26.4	8.4	18375

Los criterios de selección usados para establecer el número adecuado de celdas fueron el factor de recobro, las tasas de producción y el tiempo de simulación, estos modelos se corrieron con 3 años de producción primaria e implementando un ciclo de estimulación, con el fin de tener en cuenta el efecto del numero de celdas sobre un proceso térmico. Al ser la estimulación cíclica con vapor un proceso térmico los resultados obtenidos implementando un solo ciclo de estimulación pueden ser extendidos a mas ciclos de estimulación e incluso un proceso de inyección continua de vapor.

En la figura 27 y figura 28, se presentan los resultados de la evaluación del factor de recobro versus tiempo y tasas de producción versus tiempo para los cuatro arreglos de celdas utilizados en la sensibilidad.

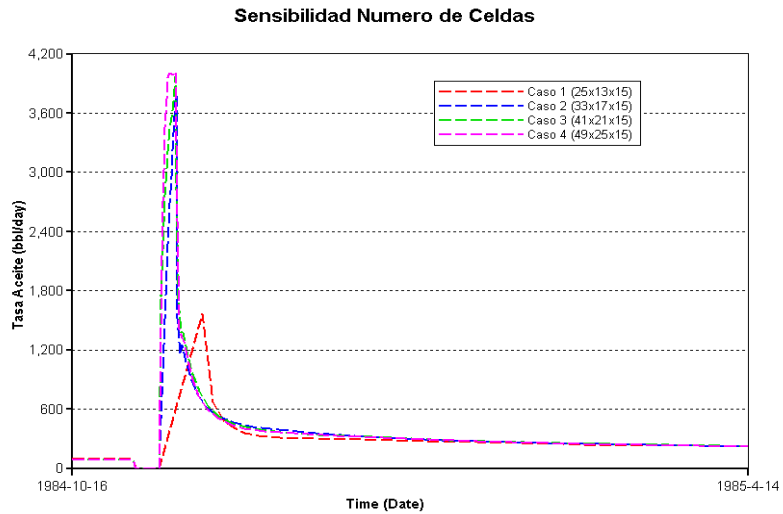
Se escogió el caso dos (enmallado 33x17x15) debido a que presenta una buena exactitud en cuanto al factor de recobro, las tasas de producción y el tiempo de simulación es aceptable en comparación con los otros casos.

Figura 27. Evaluación FR% sensibilidad numero de celdas



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

Figura 28. Evaluación tasas de producción sensibilidad número de celdas



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

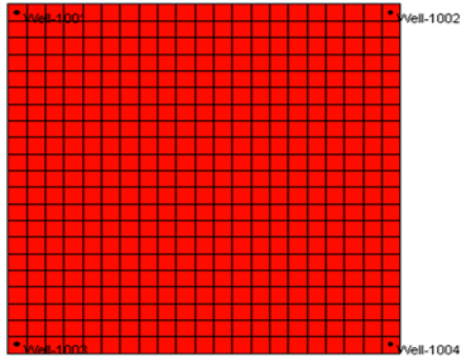
3.1.2.2. Selección condiciones de confinamiento/no confinamiento. El confinamiento es una problemática inherente en la construcción de modelos de simulación, ya que cuando se busca representar una sección del yacimiento no se tiene en cuenta el efecto que podría la extensión restante de este sobre el modelo simulación. Dentro de los efectos que no son apropiadamente representados al construir modelos confinados, se encuentran el mantenimiento de presión que ejercería el resto del yacimiento sobre al área de estudio, así como el aporte de fluidos por esas regiones circundantes especialmente durante la producción primaria y en procesos de estimulación.

Para solucionar este problema se construye un anillo de cierto número de celdas alrededor del enmallado original como se muestra en la figura 30. Este anillo se conoce con el nombre de anillo de no confinamiento y lo que se representa con este es un mayor volumen poroso de yacimiento con la finalidad de tener un aporte de fluidos de los alrededores y a su vez un mantenimiento de presión a causa de estos. Para el caso de estudio, considerando que el campo TECA posee una etapa de producción primaria y 12 ciclos de estimulación, fue necesario realizar un análisis sobre la inclusión o no de un anillo de no confinamiento.

El mantenimiento de presión fue junto con el aporte de fluidos el criterio de selección utilizado para la escogencia o no del anillo externo. Esta selección fue realizada a partir de un análisis de sensibilidad en el que se plantearon 3 casos de comparación, cuyo esquema de producción inicialmente simulado está conformado por un patrón de 10 acres que posee cuatro pozos uno en cada esquina (figura 29) y un periodo de producción primaria de 20 años. Los escenarios de sensibilidad son descritos a continuación:

El primer caso es un modelo confinado, con las propiedades presentadas en las tablas y figuras previas de este capítulo, en la figura 29, se presenta una vista areal del modelo.

Figura 29. Vista Areal Modelo Confinado

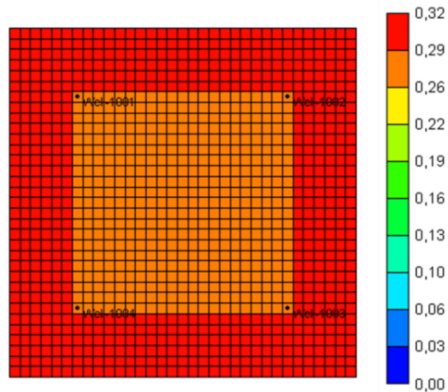


Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

El segundo caso es un modelo no confinado con un anillo externo de un tercio del área del patrón. Dicho anillo para representar un mayor volumen poroso. En la figura 30, se presenta una vista areal de la distribución de porosidades.

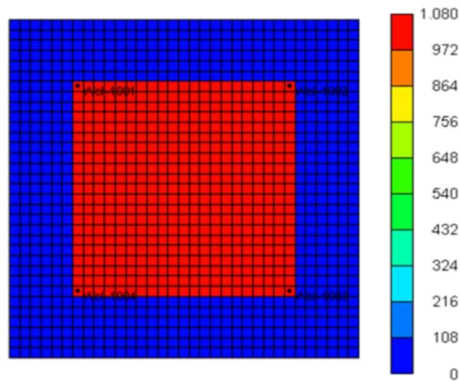
El tercer caso planteado para este análisis es un modelo no confinado con un anillo externo (de porosidad del 32% y una reducción de permeabilidad hasta 0.00016 md para evitar el aporte de fluidos). En la figura 31, se presenta una vista areal de la distribución de permeabilidades.

Figura 30. Vista Areal Modelo No-Confinado



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

Figura 31. Vista Areal Modelo No-Confinado (reducción permeabilidad)



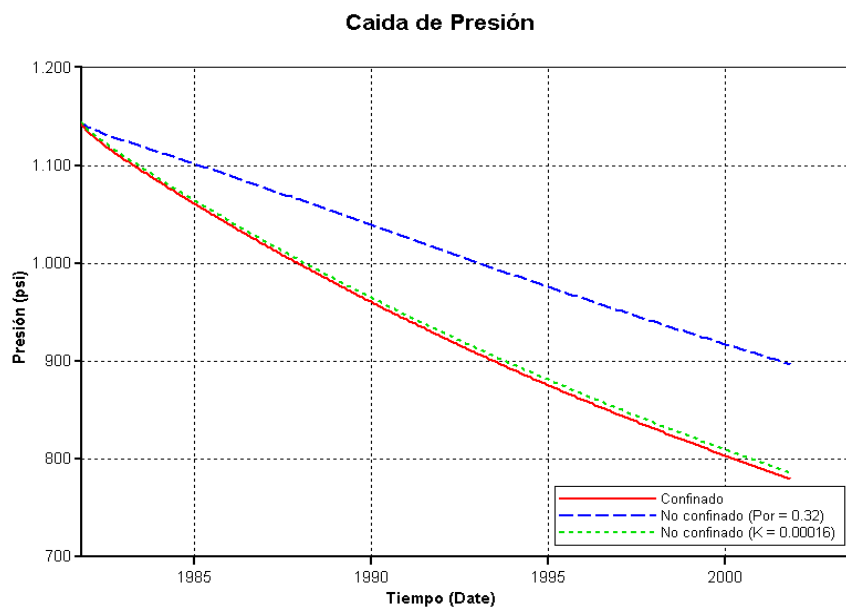
Tomado de : Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En las figuras 32 y 33, se presentan los resultados para la presión y el factor de recobro para los tres casos. Teniendo en cuenta que el objetivo es el mantenimiento de presión, el caso que cumple con dicho cometido es el del modelo no confinado (caso 2). De igual manera en la figura 33, se puede observar que el modelo que representa de mejor manera el aporte fluidos de

los alrededores es el caso 2. Este comportamiento era esperado ya que el caso 1 no posee anillo externo y el caso 3 la permeabilidad es prácticamente nula por lo cual no se espera aporte de fluidos.

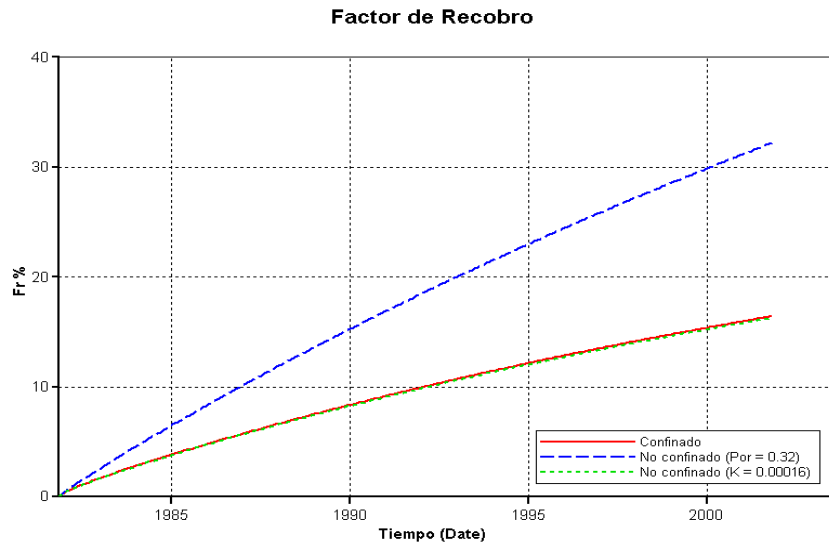
Luego del análisis anterior se escogió el caso 2 para resolver los problemas de confinamiento.

Figura 32. Curva de caída de presión vs tiempo caso comparativo



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

Figura 33. Curva de factor de recobro vs tiempo caso comparati



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

3.1.2.3. Numero de Celdas del Anillo de No Confinamiento. Una vez establecido el uso del anillo de no confinamiento, es necesario determinar el número de celdas necesaria para la construcción del mismo, ya que de acuerdo al número de celdas que posea este anillo y a las propiedades asignadas a este, la representación del aporte de fluidos y del mantenimiento de presión en el yacimiento se verá afectada.

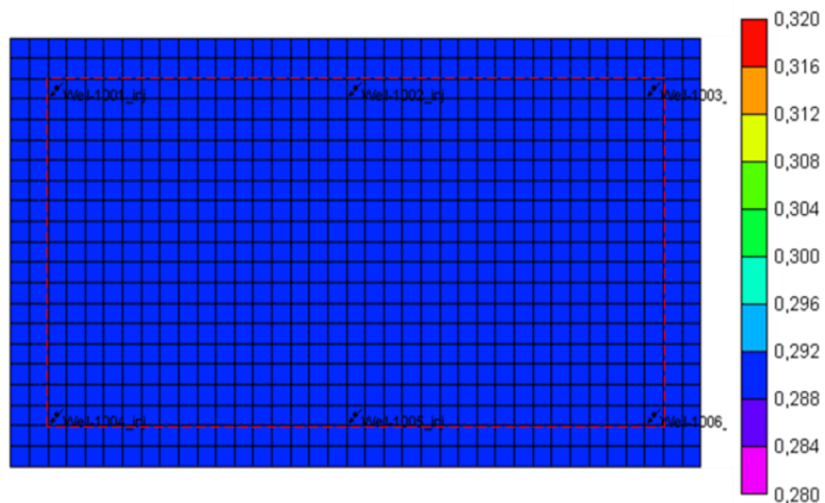
El número de celdas óptimo se determino a partir de una sensibilidad, donde se plantearon cuatro casos los cuales se encuentran resumidos en la tabla 16 , usando un esquema de producción para una área de 20 acres, con espaciamiento entre pozos de 10 acres , como se muestra en la figura 34, un arreglo de seis pozos para todo el modelo el cual se mantuvo en producción primaria durante tres años, luego se le implemento 14 ciclos de estimulación, esto para ver cómo era la respuesta del factor de recobro y la

presión de los mismos. Además, en tres de los casos planteados se modificó la porosidad en algunas de las celdas del anillo buscando representar un mayor volumen poroso del yacimiento, la escala de esta se muestra en cada una de las figuras. Los casos planteados para la sensibilidad se muestran a continuación.

Tabla 16. Casos Anillo de Confinamiento

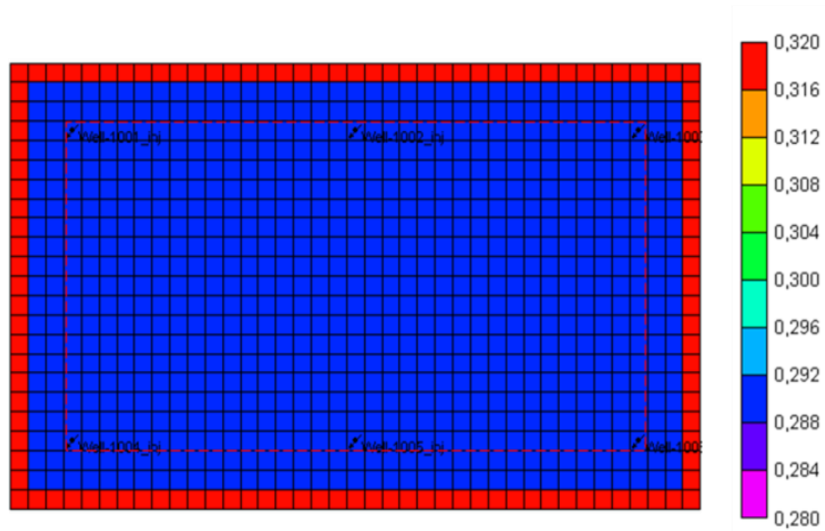
Caso	Celdas Dirección i	Celdas Dirección j	Celdas Dirección k	Numero de Sectores	Tamaño y Porosidad Sector 1		Tamaño y Porosidad Sector 2	
Caso 1	4	4	Const.	1	4 celdas	29%	n/a	n/a
Caso 2	6	6	Const. -	2	4 celdas	29%	2 celdas	32%
Caso 3	8	8	Const.	2	6 celdas	29%	2 celdas	32%
Caso 4	10	10	Const.	2	6 celdas	29%	4 celdas	32%

Figura 34. Caso 1 sensibilidad celdas anillo no confinamiento



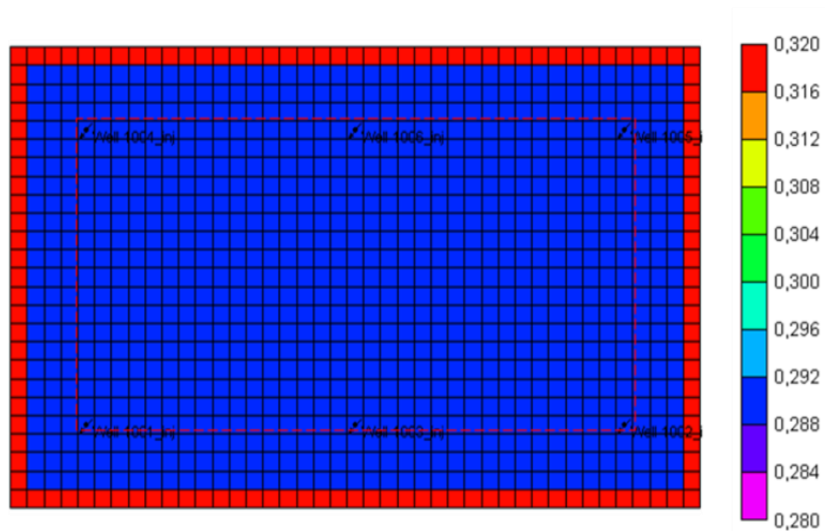
Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 35. Caso 2, sensibilidad número celdas anillo no confinamiento



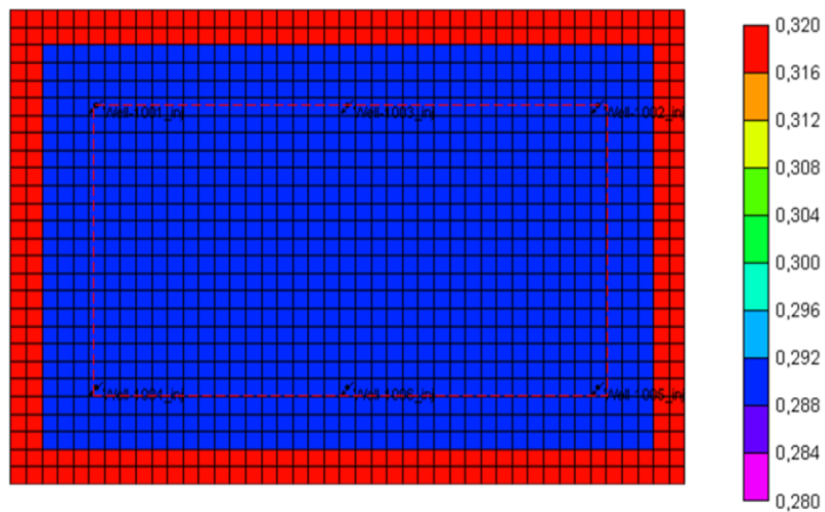
Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 36. Caso 3, sensibilidad número celdas anillo no confinamiento



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

Figura 37. Caso 4, sensibilidad número celdas anillo no confinamiento



Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

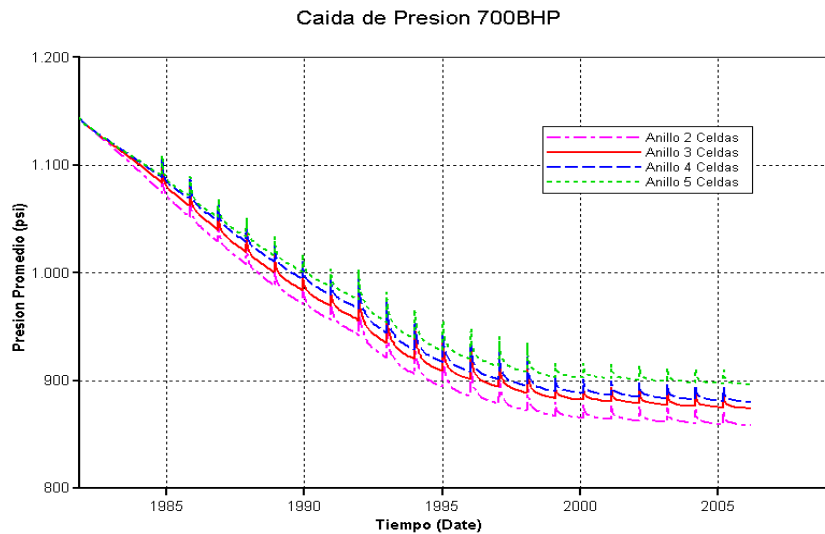
Luego de planteados los cuatro casos para la sensibilidad y de correr las simulaciones para cada uno, se analizó como era el comportamiento de la caída de presión para el yacimiento como se muestra en la figura 38.

El análisis del factor de recobro no es representativo en esta sensibilidad, debido a que al aumentar el número de celdas del modelo se está modificando el OOIP de cada caso, razón por la cual no sería conveniente comparar el factor de recobro para la sensibilidad realizada.

El criterio de selección utilizado fue el análisis de la caída de presión y el escenario que se escogió después del análisis fue el planteado en el caso dos, debido a que este permite un aporte de fluidos de los alrededores y además cumple con el fin de la implementación del anillo de no

confinamiento que es un mantenimiento de presión simulando un mayor volumen poroso.

Figura 38. Caída presión vs tiempo anillo no confinamiento



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

3.1.2.4. Selección del Tipo de Refinamiento. A menudo es conveniente refinar ciertas zonas del modelo de simulación, es decir aumentar el número de celdas en estas zonas, para así obtener resultados más exactos en las regiones que así lo requieran. En todo modelo se consideran dos tipos de regiones, regiones de pozo y regiones de yacimiento.

Las regiones de pozo son las celdas que contienen pozos ya sea inyectores o productores. En estas regiones se presentan los cambios más drásticos en propiedades tales como la presión, las saturaciones, entre otras. Por esta

razón y por el tipo de flujo presente en estas zonas se utiliza un refinamiento radial que permite describir de una manera más cercana a la realidad de los procesos que allí ocurren.

Las regiones de yacimiento, son aquellas regiones en las que el flujo puede ser considerado lineal, debido a la lejanía que presentan con respecto a las regiones de pozo. Esta región está conformada por aquellas celdas que no contienen pozos, por lo tanto un refinamiento cartesiano es apropiado para representar estas regiones en caso de ser necesario.

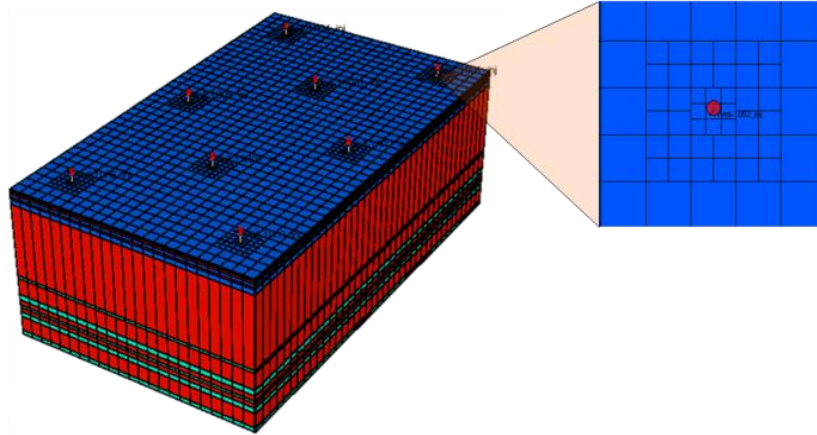
Teniendo en cuenta los diferentes tipos de flujo que se presentan en la mayoría de los procesos implementados en un yacimiento, la opción más utilizada es la combinación de los dos tipos de refinamientos mencionados anteriormente, dando como resultado lo que se conoce como enmallado híbrido, donde se usa refinamiento radial en las celdas que contienen pozos y refinamiento cartesiano para las demás zonas.

Dada la complejidad del proceso a representar, se hizo necesario llevar a cabo un análisis de sensibilidad sobre el tipo de refinamiento a utilizar, para este fin se plantearon dos escenarios los cuales son descritos en la tabla 17 y mostrados en las figuras 39 y 40.

Tabla 17. Casos Refinamiento

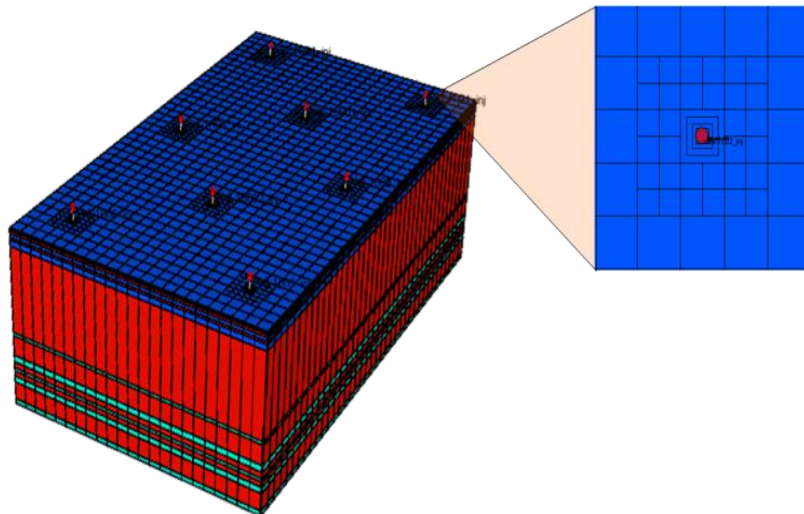
Caso	Tipo de Refinamiento	Configuración Celda Pozo	Configuración Celdas adyacentes
Caso 1	Cartesiano	3i-3j-2k	2i-2j-2k
Caso 2	Híbrido	5z-10-2k	2i-2j-2k

Figura 39. Caso 1 Refinamiento cartesiano.



Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

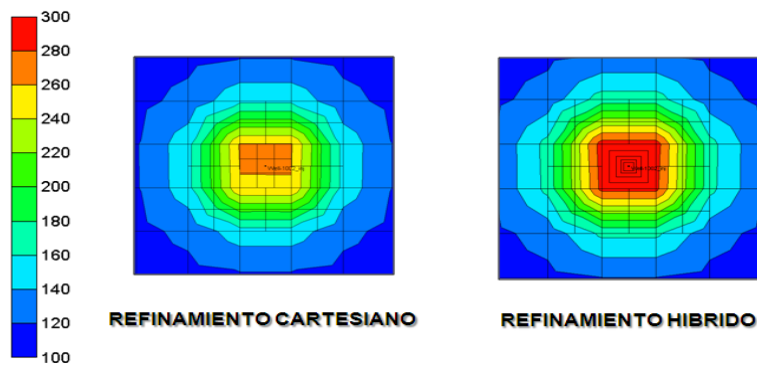
Figura 40. Caso 2, Refinamiento hibrido.



Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

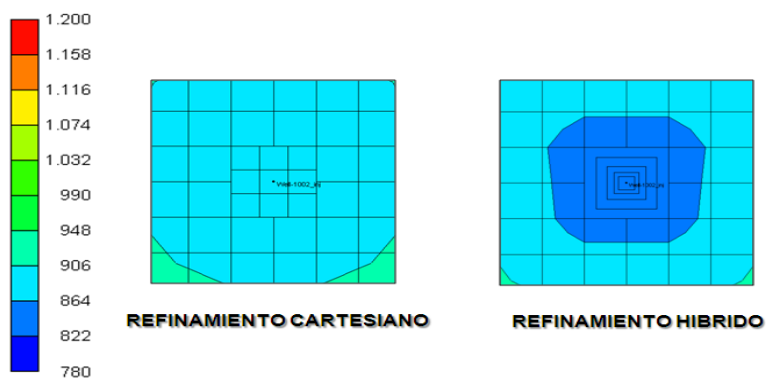
Realizadas las corridas de los casos anteriormente descritos, se realizó un análisis de los fenómenos de pozo entre los cuales están: la temperatura, la presión y la saturación de aceite en las cercanías de los pozos, como se muestra en la figura 41, 42 y 43 para un mismo pozo y para un mismo periodo de tiempo.

Figura 41. Distribución temperatura cercanías de pozo



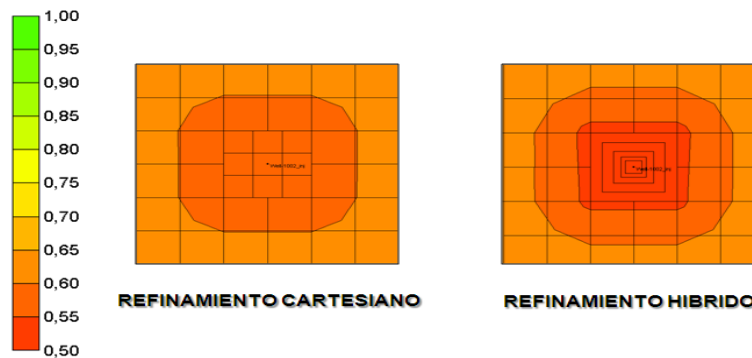
Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 42. Distribución presión cercanías de pozo



Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

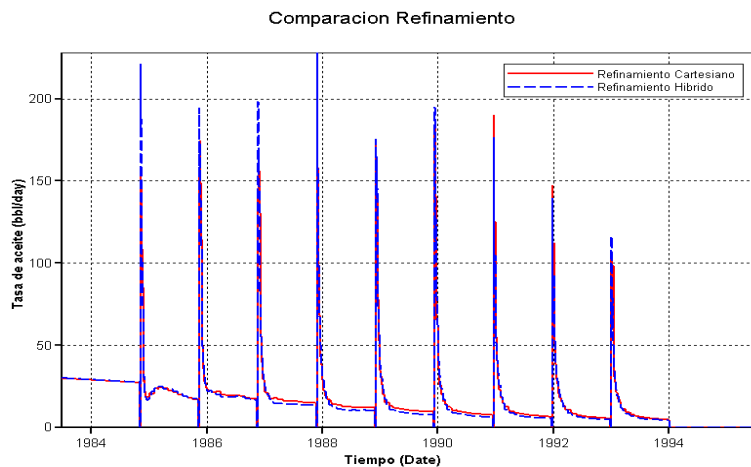
Figura 43. Distribución saturación de aceite cercanías de pozo



Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

De acuerdo al análisis realizado se escogió el caso 2 (R. híbrido), esto debido a que su configuración geométrica permite realizar una mejor representación de los fenómenos presentes durante el desarrollo de los procesos implementados, las tasas de producción se muestran en la figura 44.

Figura 44. Comparación Tasas de producción refinamiento cartesiano y refinamiento híbrido.



Tomado de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

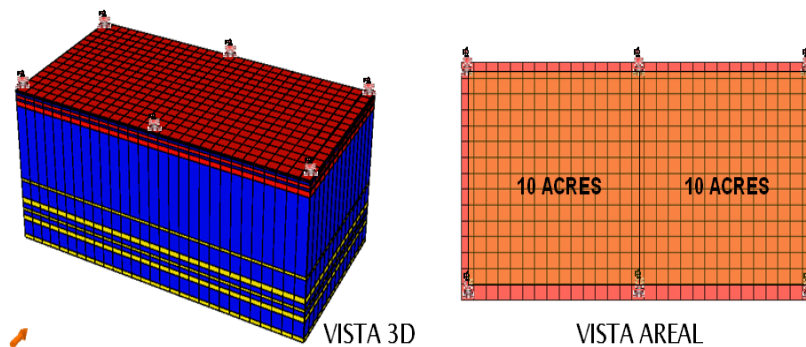
3.2 PROCESO DE ESTIMULACION CON VAPOR

Una vez establecido el modelo base se realizo la estimulación para un espaciamiento entre pozos de 10 acres como se muestra en la figura 45, cada patrón tiene 4 pozos, los cuales son puestos en producción primaria durante 3 años, después de esto se implementaron 4 ciclos de estimulación inicialmente. Las condiciones operacionales son mostradas en la tabla 18, estas condiciones son mantenidas durante los 12 ciclos de estimulación implementados.

Tabla 18. Modelo inicial utilizado

CONDICIONES OPERACIONALES	
Periodo de inyección	5 días
Periodo de remojo	2 días
Periodo de producción	365 días
Presión de inyección	1400psi
Tasa de inyección	2300bbl/día
Calidad del Vapor	0.65
Temperatura del Vapor	587.43°F

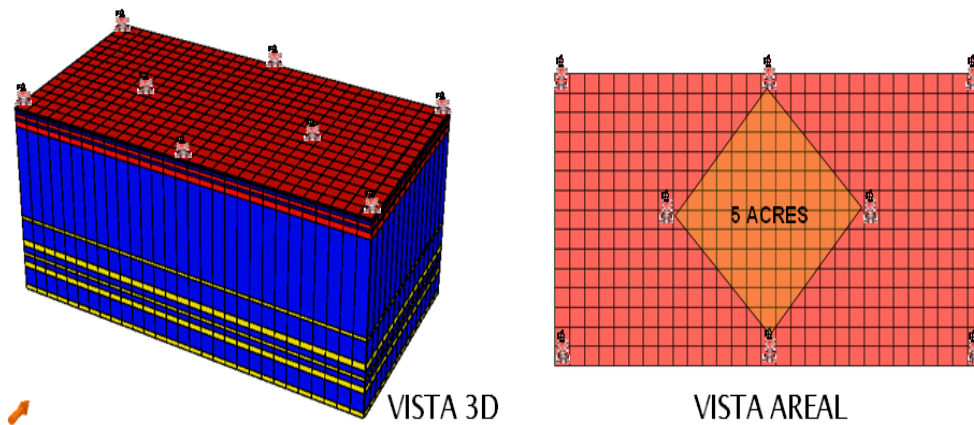
Figura 45. Arreglo inicial utilizado



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

Después de esto se redujo el espaciamiento de 10 acres a 5 acres, como se muestra en la figura 46, donde se perforan dos nuevos pozos los cuales son producidos por recobro primario durante 1 mes, al cabo del cual se les implementan 4 ciclos de estimulación. Los primeros seis pozos se les implementan 4 ciclos más de estimulación en esta etapa, esto con el fin de que la formación mantenga el aumento de temperatura.

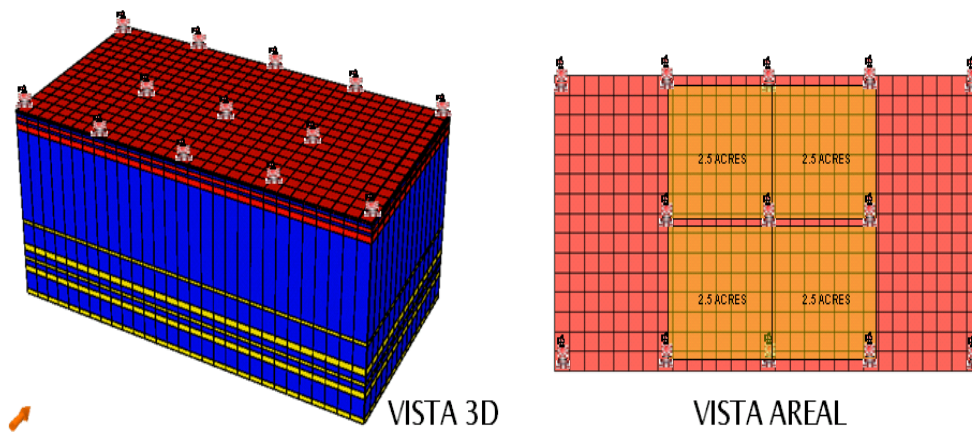
Figura 46. Modelo con Espaciamiento de Cinco Acres.



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

Antes del inicio de la inyección continua de vapor se efectuó una reducción de espaciamiento de 2.5 acres, debido a que esta distancia se recomienda para un proceso de este tipo como se presenta en la figura 47.

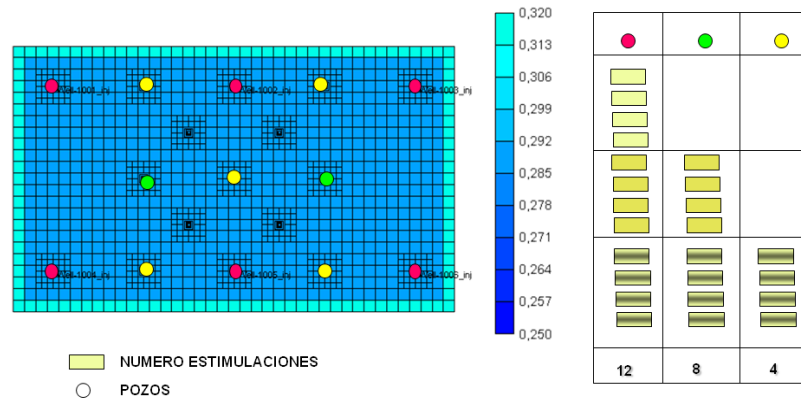
Figura 47. Arreglo Cuatro Patrones de 2.5 acres



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

Para la reducción de espaciamento a 2.5 acres se incluyeron 5 nuevos pozos a los cuales se les implementaron 4 ciclos de estimulación, a los primeros 6 pozos del modelo también se les implementaron 4 ciclos mas de estimulación para un total de 12 ciclos de estimulación, mientras que a los dos pozos incluidos para reducir el espaciamento a 1 patrón de 5 acres se les implementaron también cuatro ciclos mas de estimulación para un total de 8 ciclos de estimulación. Esto se hizo con el fin de mantener el aumento de temperatura en todo el yacimiento para facilitar la movilidad del vapor cuando se inicie el proceso de inyección continua de vapor. En la figura 48 se puede observar un resumen del número de ciclos implementados para cada campaña de perforación.

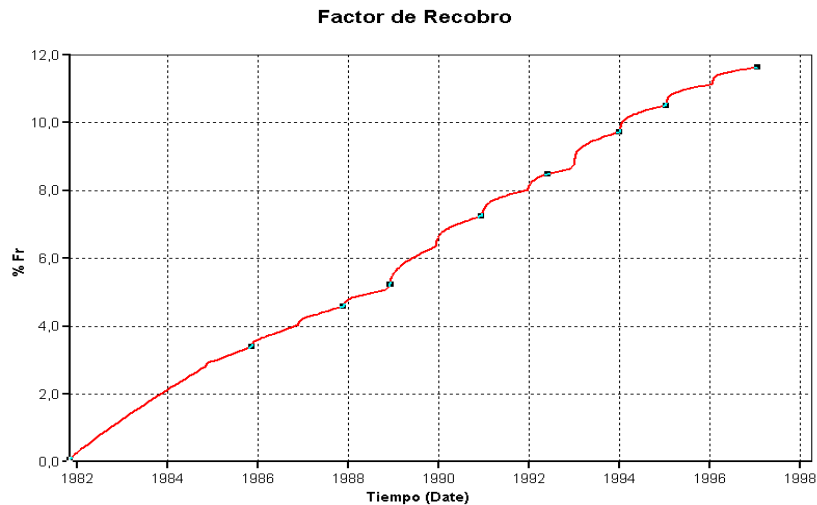
Figura 168. Arreglo reducción cuatro patrones de 2.5 acres



Los resultados obtenidos luego realizar la estimulación con vapor son mostrados de la figura 49, 50, 51.

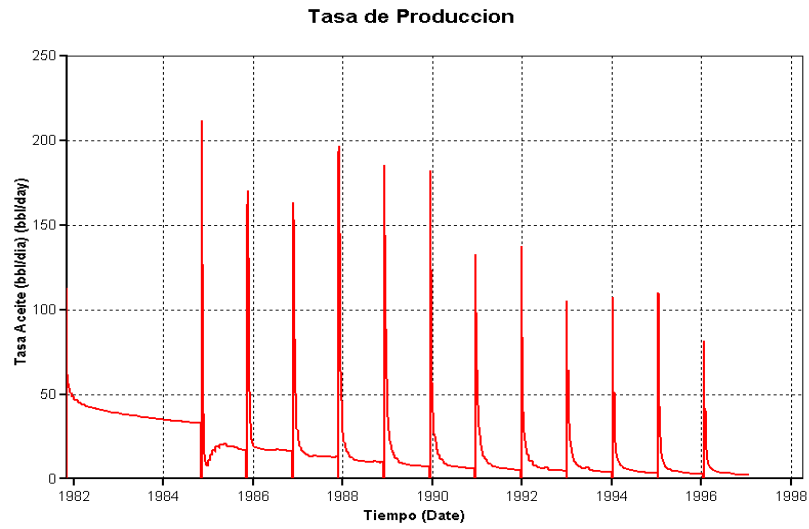
Los resultados obtenidos en cuanto a factor de recobro y tasas de producción se ajustan al comportamiento típico de un proceso de recobro de este tipo.

Figura 49. Factor de Recobro Estimulación con Vapor



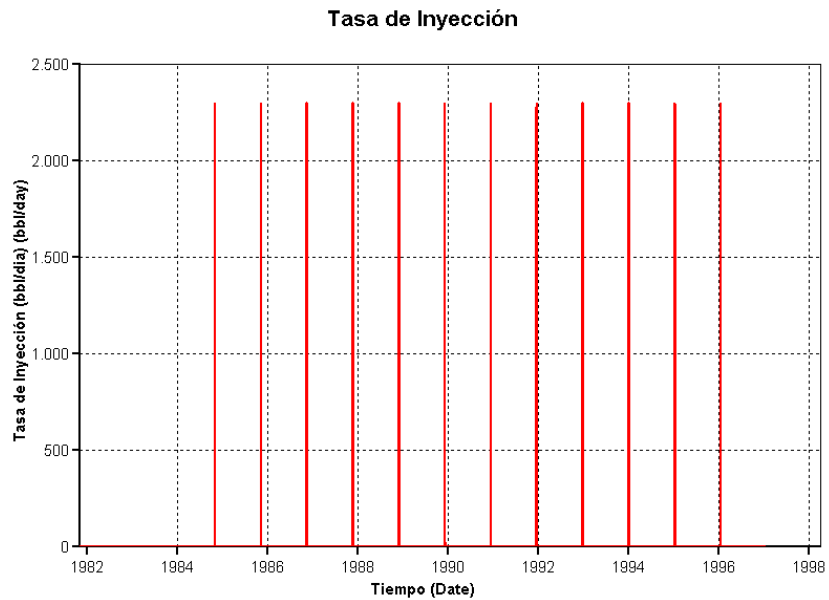
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 50. Tasas de Producción Estimulación con Vapor



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

Figura 51. Tasas de Inyección Estimulación con Vapor

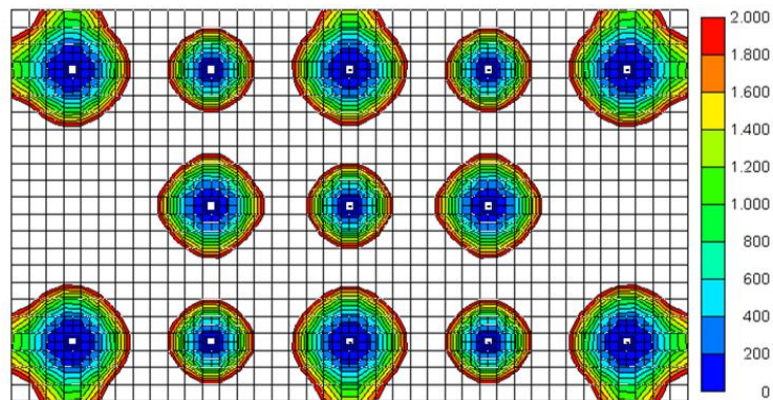


Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3 IMPLEMENTACIÓN INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

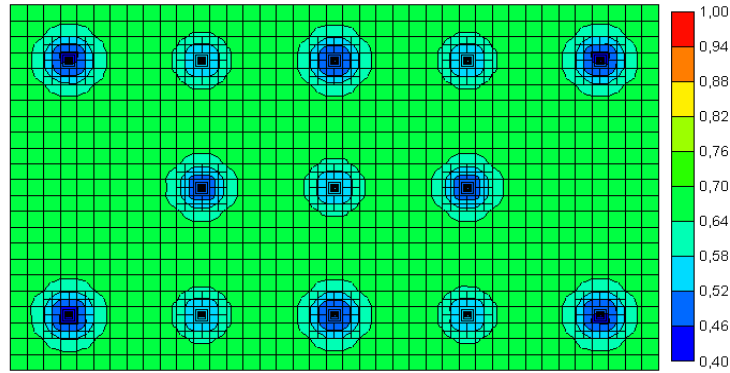
Realizadas las estimulaciones, se llevó a cabo un análisis de las condiciones de saturación y viscosidad del aceite para determinar si era adecuado implementar el proceso de inyección continua de vapor. Para este fin se generaron vistas areales del comportamiento de estas dos propiedades mostradas en las figuras 52 y 53, en la cuales se observó que las viscosidades del fluido se encontraban por debajo entre 0-1500 cp en radio de estimulación de entre 95 y 132 pies, mientras que los valores de saturación se encontraban en un rango de 0.6-0.66 en la zona objetivo. Los valores obtenidos son adecuados para iniciar un proceso de inyección continua de vapor.

Figura 52. Vista areal viscosidad Posterior a la Estimulación con Vapor



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

Figura 53. Vista areal Saturación Aceite Posterior a la Estimulación con Vapor.

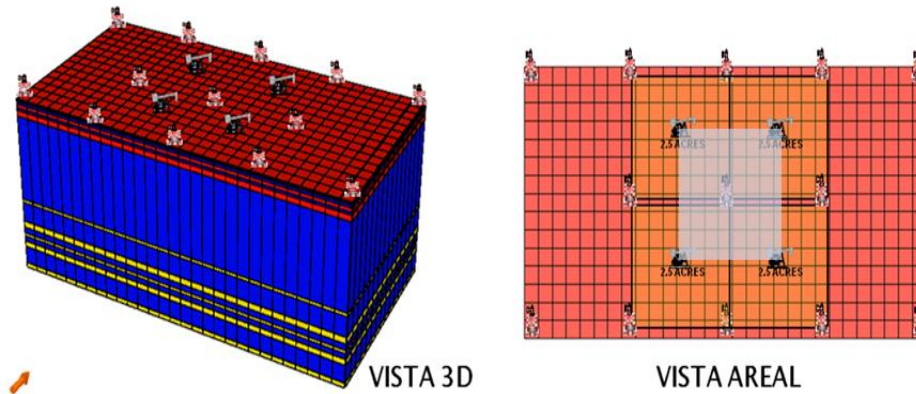


Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3.1 Parámetros Operacionales Inyección de Vapor. Una vez evaluados los criterios de decisión para la implementación de la inyección continua se incorporaron cuatro pozos productores para formar cuatro patrones de 2.5 acres conformados de forma normal (cuatro pozos inyectoros de vapor y un pozo productor, para cada patrón) y un patrón invertido (cuatro pozos productores y un pozo inyector en el medio), como se observa en la figura 54.

Para determinar las mejores condiciones operacionales, se efectuó un estudio de sensibilidad para los caudales de inyección y la calidad del vapor en la cara de la formación.

Figura 54. Arreglo previo a iniciar la inyección continua de vapor



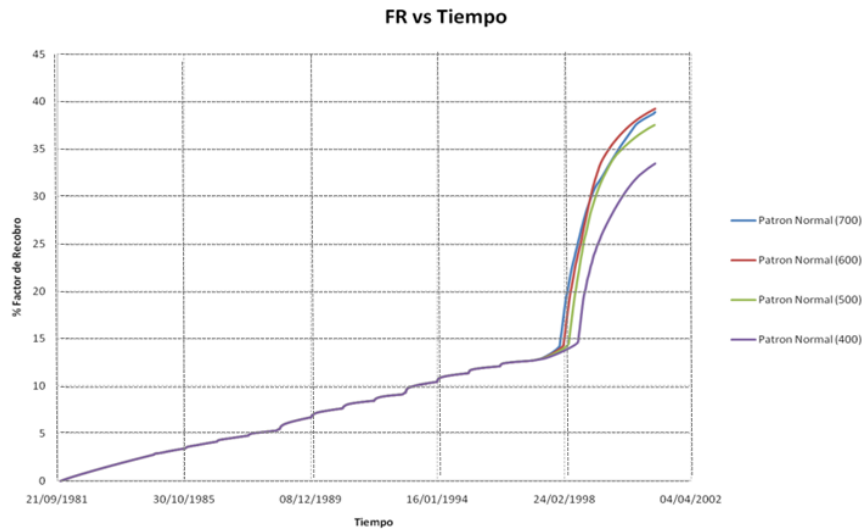
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3.1.1. Tasa de Inyección de Vapor. El punto de partida para la sensibilidad de los caudales de inyección fue la regla de la mano derecha de Farouq Ali de 1.5bbl/acre-pie y el valor recomendado por el director del proyecto de $\frac{1}{4}$ de la tasa inyectada en los ciclos de estimulación. Los valores utilizados en la sensibilidad del caudal de inyección y los valores de factor de recobro obtenidos son presentados en la tabla 19 y los resultados obtenidos son presentados en la figura 55.

Tabla 19. Sensibilidad Tasas

Tasa de Inyección	Factor de Recobro
700 bbl/dia	38.88%
600 bbl/dia	39.26%
500 bbl/dia	37.52%
400 bbl/dia	33.42%

Figura 55. Sensibilidad Tasas de Inyección



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

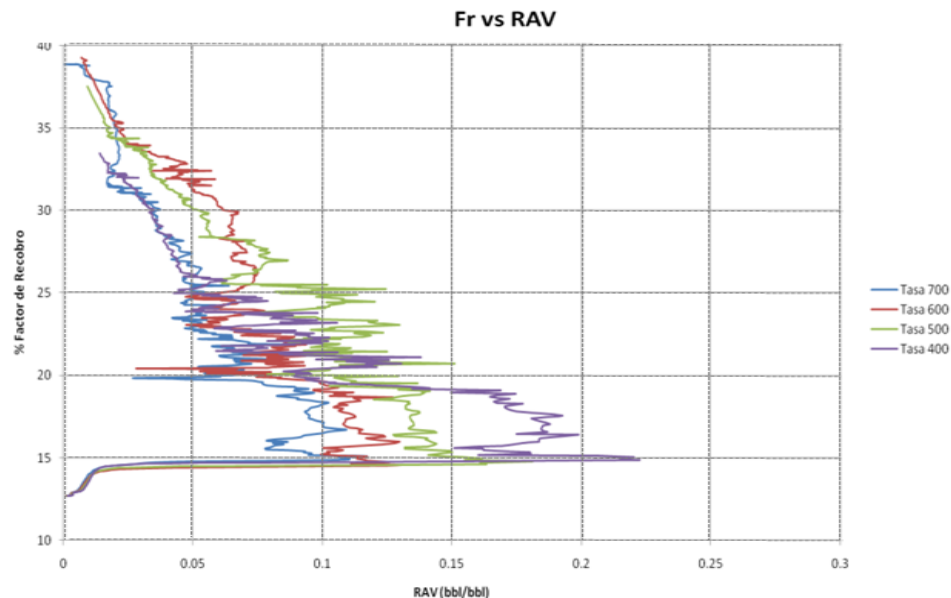
Según los resultados obtenidos en la curva de factor de recobro, se puede concluir que la mejor tasa de inyección para el modelo de simulación planteado es la tasa de inyección de 600bbl/día con la cual se alcanza un factor de recobro de 39.26% luego de 4 años de inyección, sin embargo luego de una observación detallada de la curva de factor de recobro se ve que esta aun no se ha estabilizado y se podría seguir inyectando aun mas, aun así es necesario determinar el limite económico del proyecto ya que no sería viable seguir inyectando vapor si no es factible desde el punto de vista económico.

El límite económico se estableció en un valor de RAV (Relación Aceite Petróleo) mínima para la cual el proyecto es económicamente viable, este valor fue establecido en 0.06 (bbl Petróleo/bbl Vapor) a sugerencia de el director del proyecto, para este fin se realizo de igual manera un análisis de

sensibilidad para cada tasa, comparando factor de recobro contra RAV como se muestra en la figura 56.

Al analizar la figura 56, se concluyo que la mejor tasa de inyección para el modelo de simulación planteado en este trabajo es la tasa de 600bbbl/día, ya que es la que mayor factor de recobro alcanza con un RAV de más 0.06bbbl/bbl, sin embargo la observación más importante de este grafico es que nos muestra que contrario a lo que se pensaba, en vez de seguir inyectando vapor durante más tiempo, lo que se debía era disminuir el tiempo de implementación de la inyección continua de 4 años a 2 años ya que después del segundo año el valor del RAV caía por debajo del valor establecido como limite económico. Al implementar la inyección continua de vapor por un periodo de 2 años el valor de factor de recobro obtenido fue de 30%.

Figura 56. Sensibilidad Tasas de Inyección (Fr vs RAV)



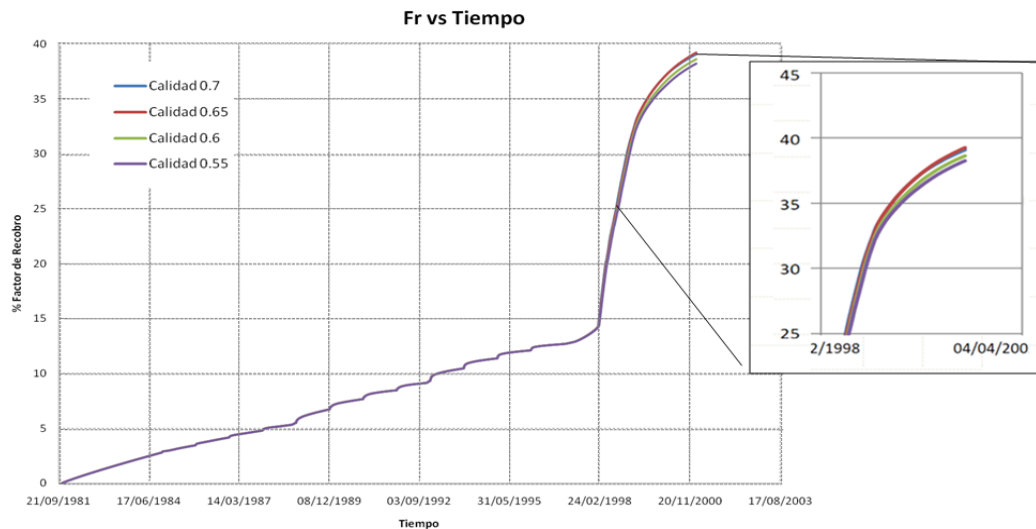
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3.1.2. Calidad del Vapor en la Cara de la Formación. Una vez establecida la tasa de inyección de 600bbl/día como el valor óptimo de inyección para el modelo de conceptual con datos representativos de campo TECA, se continuó con el análisis de sensibilidad para la calidad del vapor en la cara de la formación partiendo de valores cercanos a los obtenidos en campo TECA para la estimulación con vapor, los valores utilizados para dicha sensibilidad y los factores de recobro alcanzados son mostrados en la tabla 20 y la figura 57 y 58.

Tabla 20. Sensibilidad Calidad

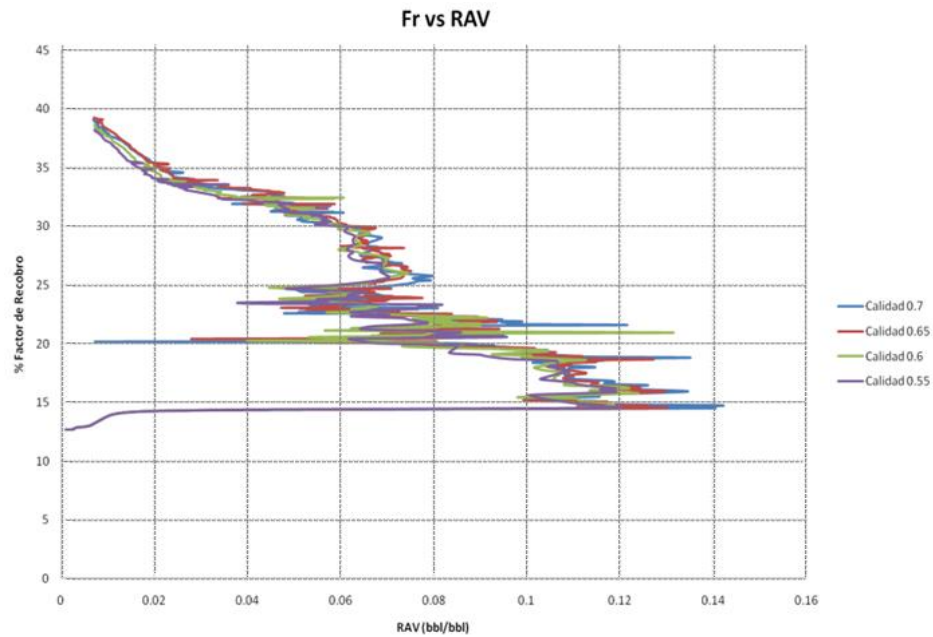
Calidad del Vapor	Factor de Recobro
0.55	38.26%
0.6	38.64%
0.65	39.26%
0.7	39.11%

Figura 57. Sensibilidad Calidad del Vapor



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

Figura 58. Sensibilidad Calidad del Vapor (Fr vs RAV)



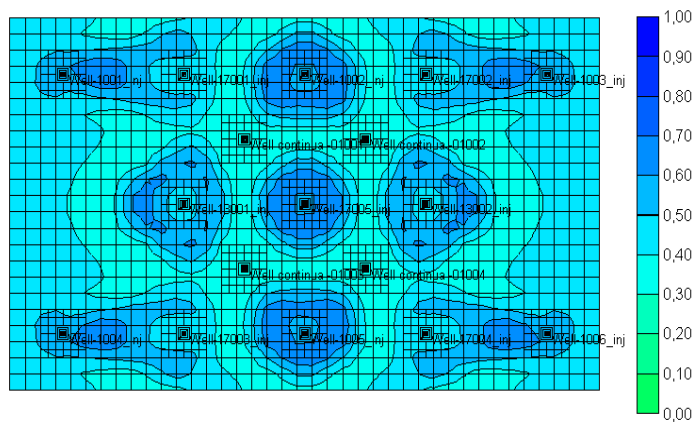
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Realizado el análisis de los resultados obtenidos se encontró que en el rango de valores utilizados en la calidad en la cara del pozo no se observan cambios significativos ni para el factor de recobro ni para el RAV que permitan decantarse por un valor particular. Debido a lo anterior se escogió una calidad de 0.6 justificada por el hecho de que es un valor típicamente obtenido en campo TECA para la estimulación con vapor, y no implicaría gastos adicionales en la implementación de la inyección continua, ya que no sería necesario mejorar las condiciones aislantes ya existentes.

3.3.1.3. Problema de Canalización Encontrado. Después de realizar el análisis de sensibilidad de la tasa de inyección y la calidad del vapor, se

encontró que se estaba presentando canalización del vapor hacia los pozos de las equinas, esto debido a que en esas zonas se presentaban valores de presión y viscosidad menores a que estos pozos son los que más ciclos de estimulación poseen, haciendo que estos llegaran primero a ruptura y de esta manera retrasando la ruptura en los pozos de los arreglos, este fenómeno se puede observar en las figuras 59 y 60.

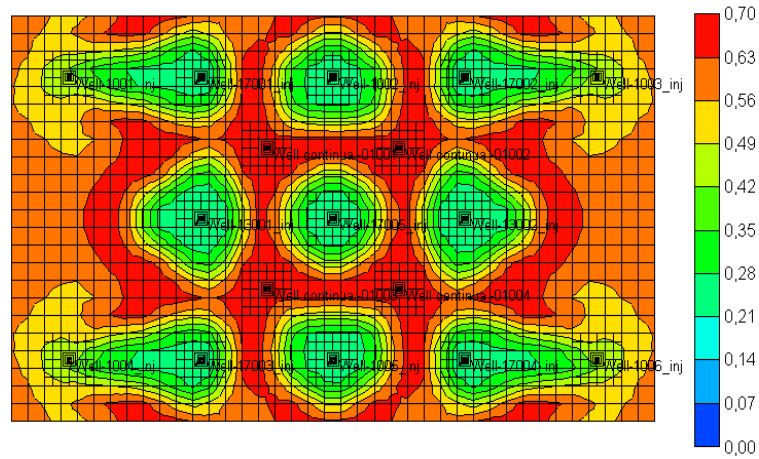
Figura 57. Vista Areal Saturación de Agua



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

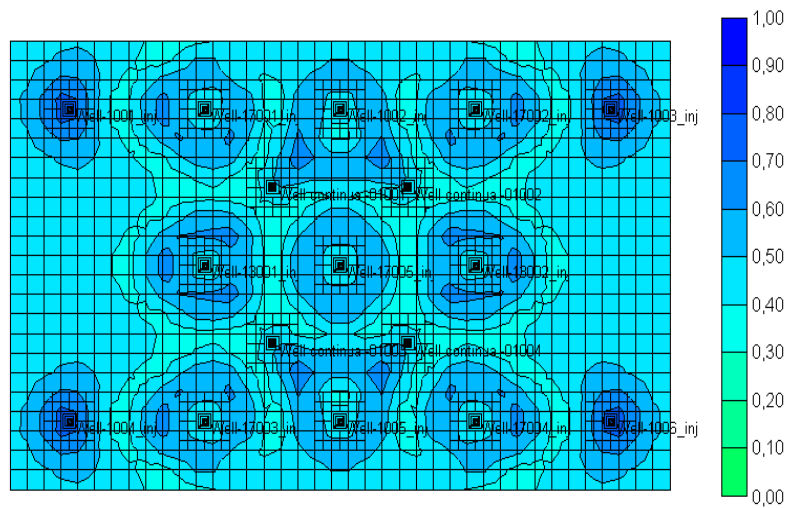
Este fenómeno se solucionó cerrando los cuatro pozos de las esquinas obteniendo los resultados en las figuras 59, 60 y 61 en donde se puede observar que ya no se presenta el problema de canalización y que el frente de desplazamiento del vapor se mueve en la dirección deseada, barriendo el crudo hacia los pozos productores de los patrones seleccionados.

Figura 59 Vista Areal Saturación de Aceite.



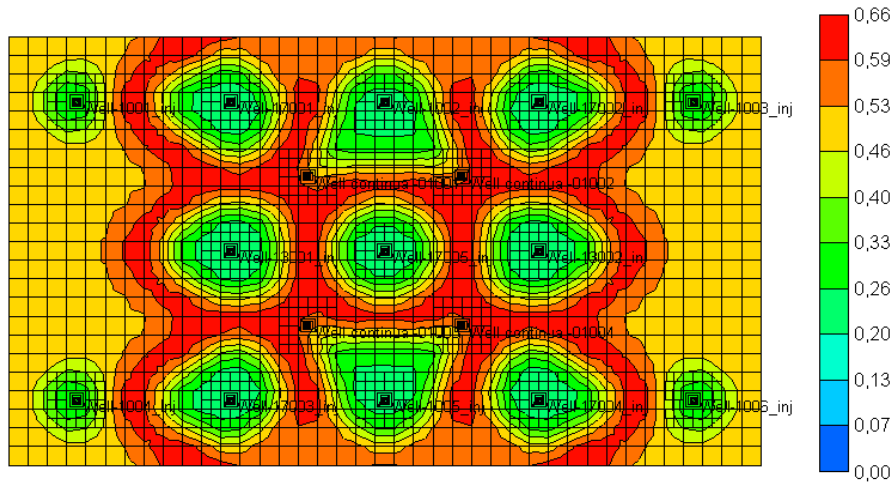
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 60. Vista Areal Saturación de Agua Pozos Cerrados.



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

Figura 61. Vista Areal Saturación de Aceite Pozos Cerrados.

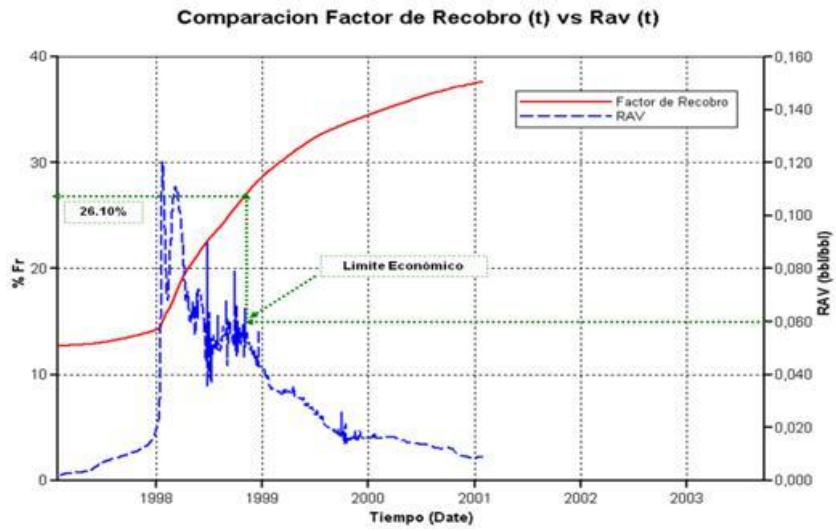


Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3.2 Resultados Obtenidos. Luego de escogidos los parámetros operacionales de tasas de inyección, calidad del vapor y de solucionado el problema de canalización se obtuvieron los siguientes resultados de factor de recobro tasa de producción y tasas de inyección recopilados en las figuras 6, 62, 63 y 64.

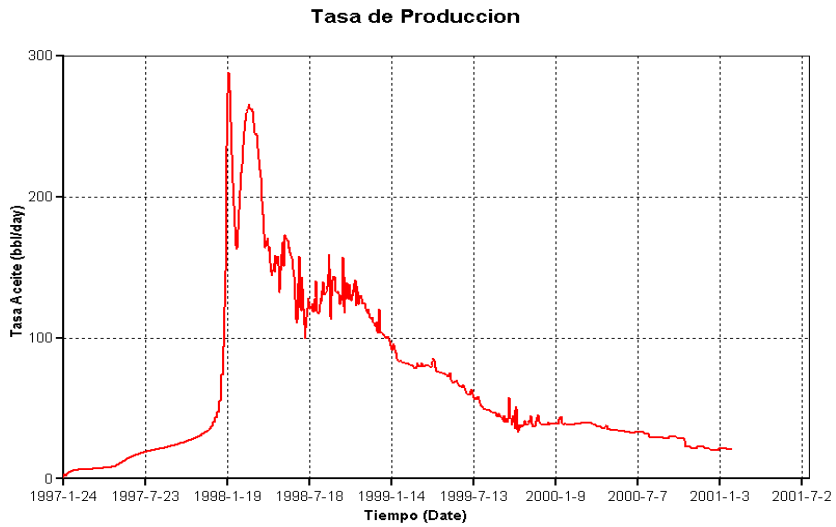
Los resultados obtenidos muestran comportamientos típicos para un proceso de inyección continua de vapor en cuanto a tasa y factor de recobro llegándose a obtener un recobro del 26% luego de un periodo de inyección de 1 año y 10 meses, tomando como limite económico del proyecto un valor de RAV de 0.06 (bbl Petróleo/bbl Vapor), sin embargo existe una saturación de aceite remanente alta en las arenas B debido al flujo preferencial del vapor a través de las arenas A, esto debido a su mayor permeabilidad en comparación con la arenas B. Este aceite remanente podría ser recuperado realizando una inyección selectiva sobre el intervalo productor B.

Figura 62. Factor de Recobro y RAV vs Tiempo.



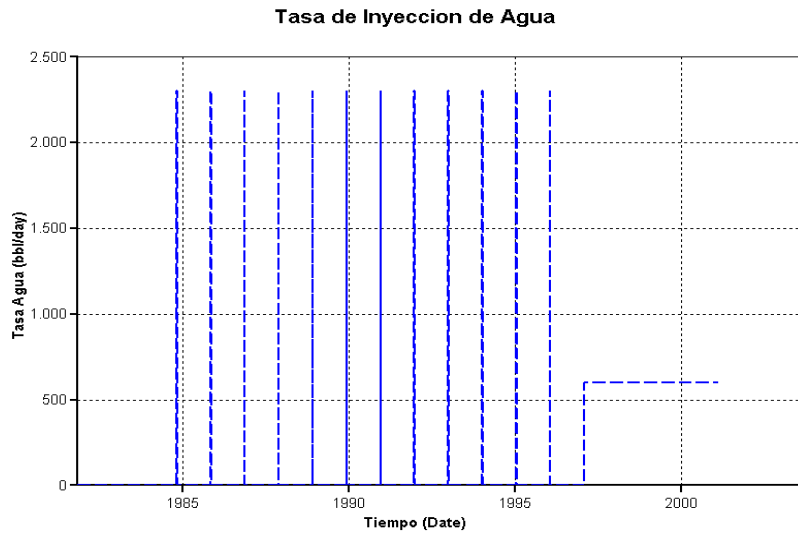
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 63. Tasa de Producción de Aceite



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

Figura 64. Tasas de inyección de Agua Convertida en Vapor



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

3.4 EVALUACION DE LA EFICIENCIA TERMICA DEL PROCESO

Finalmente se realizará el análisis de la eficiencia térmica del proceso, esta variable es un indicativo sobre cuánto del vapor inyectado se está acumulando en la formación y cuanto del mismo se está perdiendo a las intercalaciones de arcilla. Para realizar dicho análisis se planteó un modelo homogéneo como base de referencia para comparación.

3.4.1 Modelo Homogéneo. Es un modelo que posee las mismas características de roca y fluido del modelo de conceptual de campo TECA con la diferencia de que posee solo una intercalación de arcilla separando los dos grupos de arenas. Es decir se mantiene variables tales como la tasa de inyección y es espesor neto productor. En la tabla 21 se muestran resumidas

las propiedades de este modelo y en la figura 65 se muestra una vista 3D de este modelo.

3.4.2 Comparación de la Eficiencia Térmica. Construido el modelo homogéneo, se simuló el proceso de inyección continua de vapor, que posteriormente se comparó con los resultados obtenidos para el modelo TECA, los resultados comparados en este análisis son la eficiencia térmica para tanto un patrón normal como un patrón inverso, que son mostrados en la figura 66.

Tabla 21. Modelo TECA vs Modelo Homogéneo

Propiedad	Modelo TECA	Modelo Homogéneo
Propiedades Roca	=	=
Propiedades Fluidos	=	=
Ciclos de Estimulación	=	=
Numero de Celdas	=	=
Tipo de Refinamiento	=	=
Tipo de Confinamiento	=	=
Numero Intercalaciones	7	1

Figura 65. Vista 3D Modelo Homogéneo

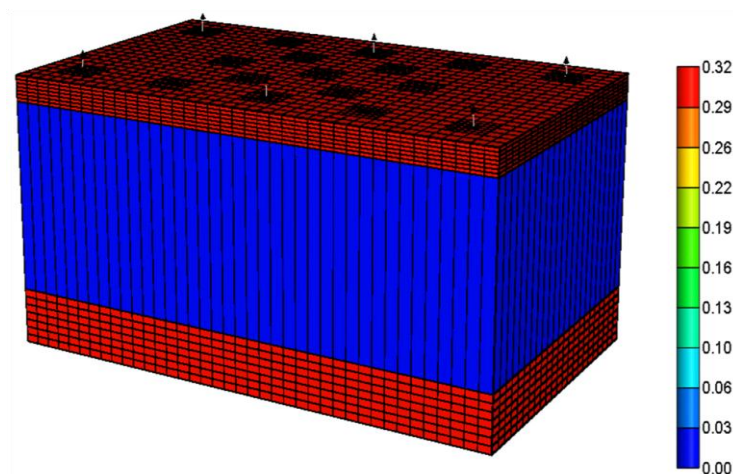
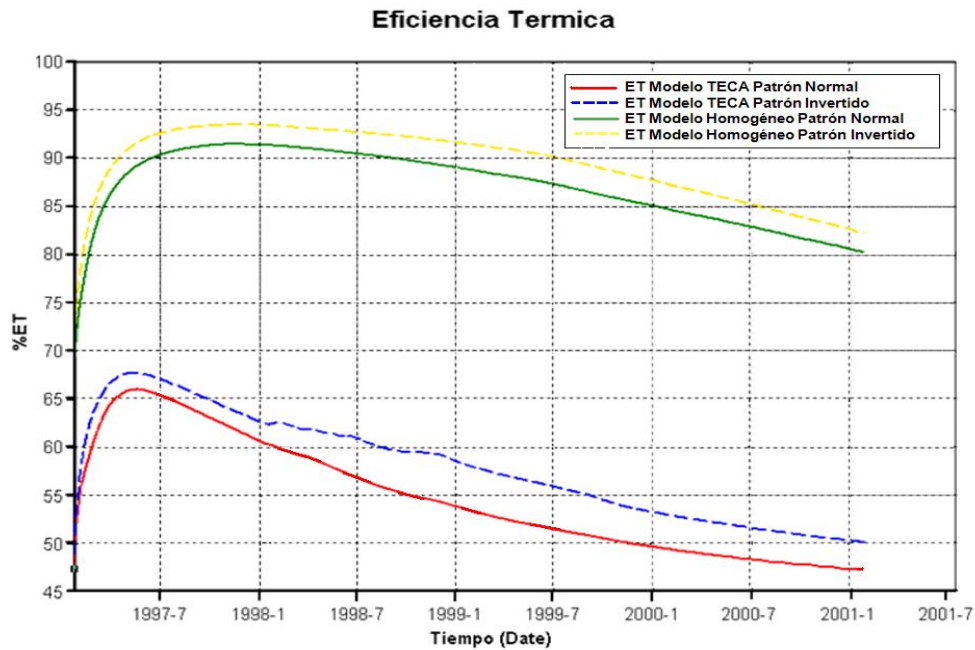


Figura 66. Eficiencia Térmica Modelo TECA y Modelo Homogéneo

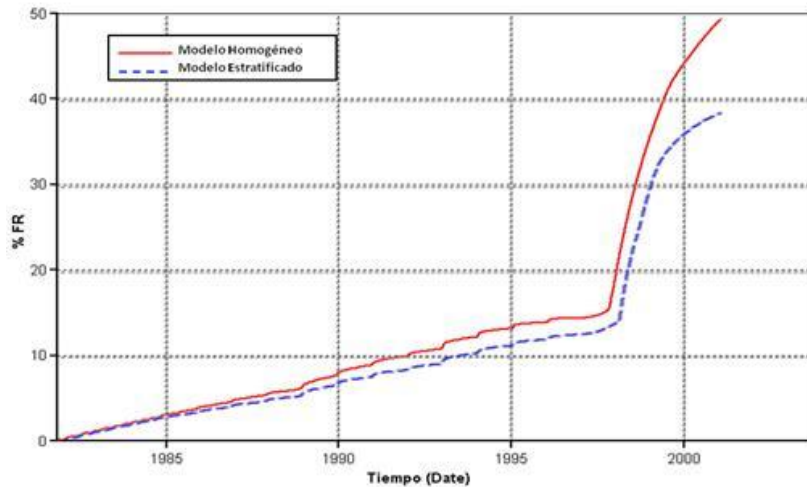


Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la figura 67 se puede ver claramente la diferencia que existe entre el modelo homogéneo y el modelo TECA, mostrando diferencias en la eficiencia térmica del 30% en promedio un valor considerablemente alto en comparación con los factores de recobro alcanzados, en la figura 66 se muestra el factor de recobro para ambos casos.

En complemento se observa, que los patrones invertidos muestran una eficiencia térmica más alta de alrededor de un 4% en comparación con un patrón normal, sin embargo estos resultados deben ser analizados cuidadosamente por la diferencia en el número de pozos inyectores utilizados en cada arreglo.

Figura 67. Factor de Recobro Modelo Homogéneo y Modelo Estratificado



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

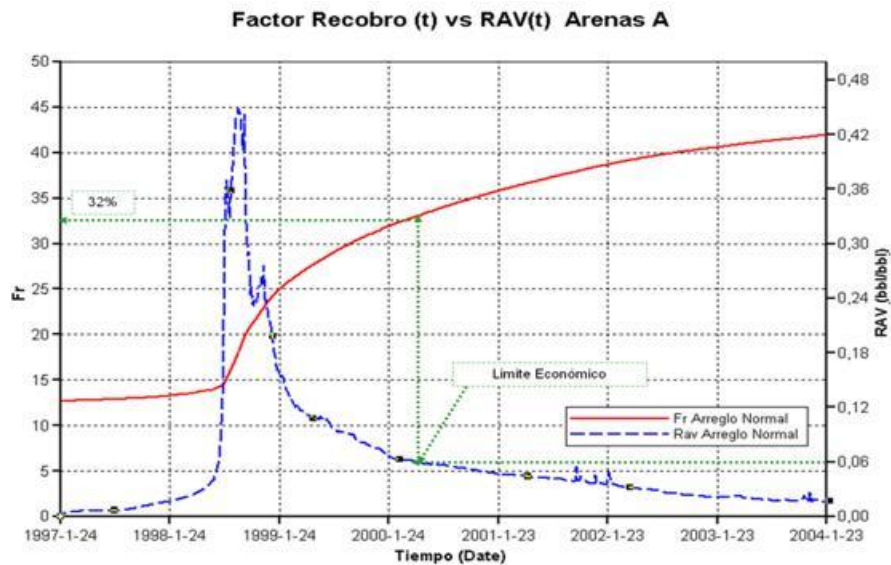
3.4.3 Inyección Selectiva. Una vez realizado el análisis anterior, se implemento un esquema de inyección selectiva en vez de una inyección global para de esta manera mejorar la eficiencia del proceso, para este fin se realizaron dos simulaciones, una en la cual se inyecte únicamente por el grupo de arenas superiores (A) y la otra en la cual se inyecte solo por el grupo de las arenas inferiores (B).

3.4.3.1 Inyección Selectiva Arenas A. Para la realización de la inyección selectiva en las arenas A, se estimó la tasa de inyección usando la tasa de inyección óptima encontrada durante la realización de la inyección continua global en relación con el espesor neto a inyectar. Como se puede observar en la ecuación 11, el resultado es una tasa de inyección de 185bbl/día agua equivalente. Los resultados obtenidos pueden son mostrados en las figuras 67, 68, 69 y 70. En la figura 68 se puede observar el factor de recobro alcanzado para un valor de RAV de 0.06 que es el valor de límite económico

planteado. En las figuras 69 y 70 muestran la tasa de producción alcanzada y la tasa de inyección de agua equivalente, finalmente en la figura 71 se puede observar la eficiencia térmica obtenida en el proceso para un patrón normal y patrón invertido.

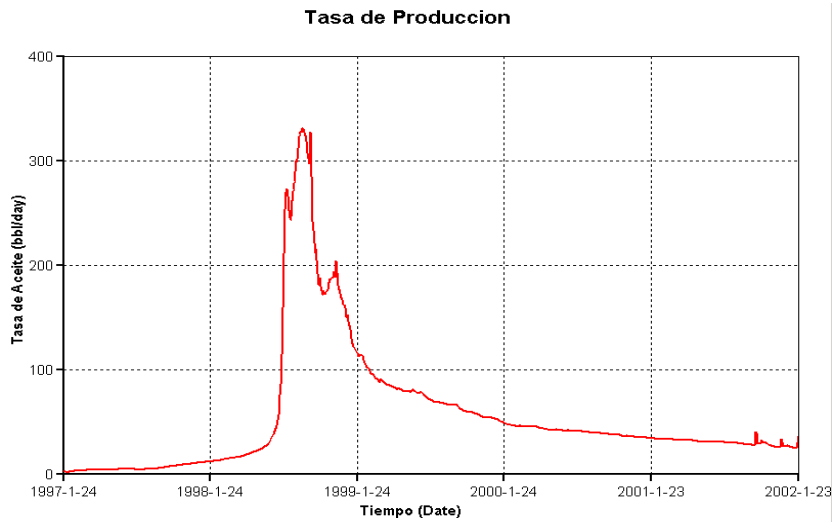
$$X \left(\frac{bbl}{dia} \right) = \frac{600bbl/dia \times 33ft}{107ft} \quad (11)$$

Figura 68. Factor de Recobro y RAV vs Tiempo Arenas A.



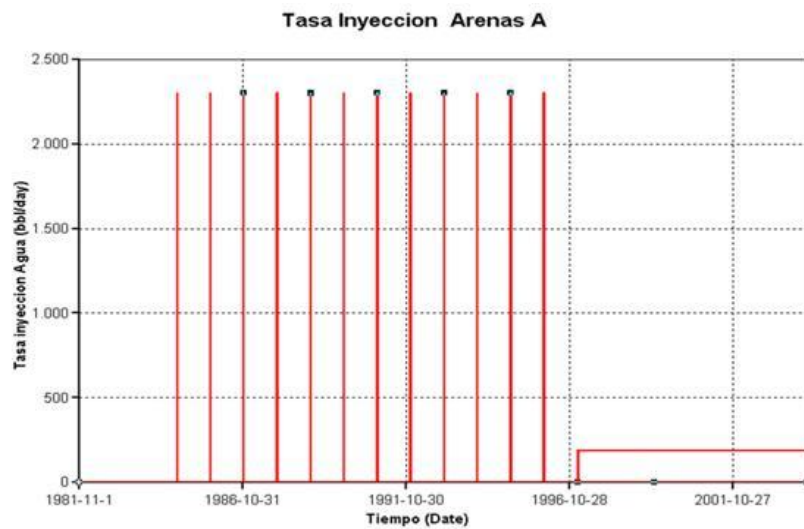
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 69. Tasa de Producción de Aceite Arenas A



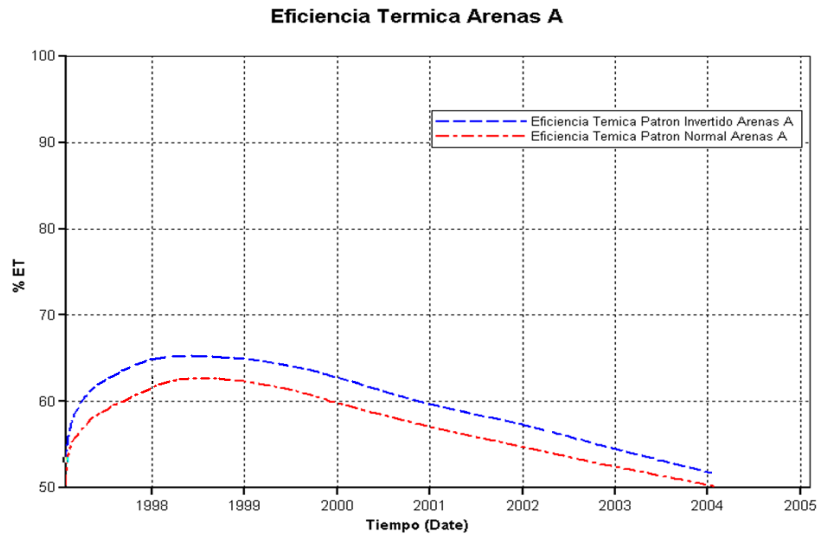
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 70. Tasas de inyección de Agua Convertida de Vapor Arenas A



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

Figura 71. Eficiencia Térmica Arenas A



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

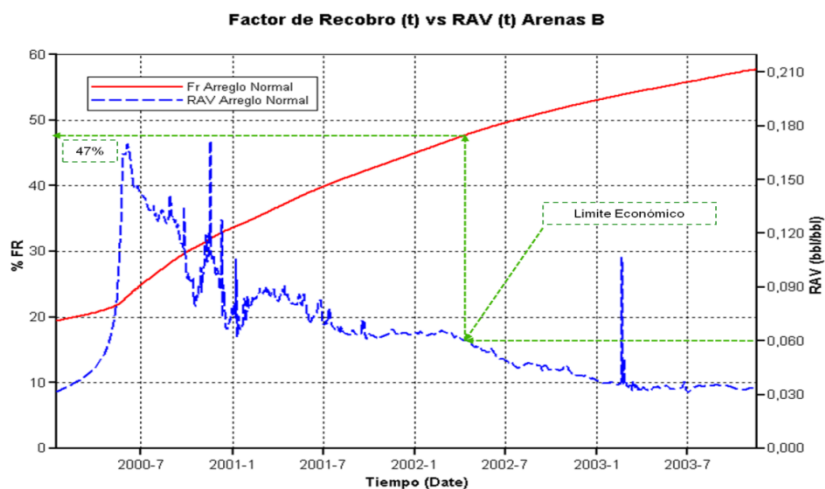
Al observar los resultados obtenidos, se podría pensar que en comparación con la inyección global los resultados de la inyección selectiva no son los esperados, debido a los valores de la eficiencia térmica, sin embargo los valores obtenidos para el factor de recobro alcanzado para la inyección selectiva para un límite económico de RAV de 0.06 es mayor que el obtenido en la inyección global.

3.4.3.2 Inyección Selectiva Arenas B. De igual manera que para las Arenas A, se estimó la tasa de inyección usando la tasa de inyección óptima encontrada durante la realización de la inyección continua en relación con el espesor neto a inyectar mostrado en la ecuación 12, dando como resultado una tasa de inyección de 415bbl/día agua equivalente. Sin embargo debido a la diferencia de permeabilidades existente entre las arenas A y B, siendo las primeras las más permeables, durante el periodo de estimulación la mayor

parte de el vapor se canalizo por las arenas A dejando las arenas B prácticamente sin estimular, razón por la cual, previo a la inyección selectiva de vapor, fue necesario estimular con vapor las arenas B a lo largo de 6 ciclos, estructurados de la siguiente manera 5 días de inyección 2 días de remojo y 4 meses de producción, luego de los cuales fue implementada la inyección continua en las arenas B. los resultados obtenidos pueden ser observados en las figuras 72,73,74 y 75. En la figura 72 se muestra el comportamiento del factor de recobro y del RAV contra tiempo resaltando como punto importante el valor de factor de recobro obtenido cuando el límite económico de RAV 0.06 es alcanzado, las figuras 73 y 74 muestran la tasa de producción alcanzada y la tasa de inyección de agua equivalente, finalmente en la figura 75 podemos observar la eficiencia térmica obtenida en el proceso para un patrón normal y patrón invertido.

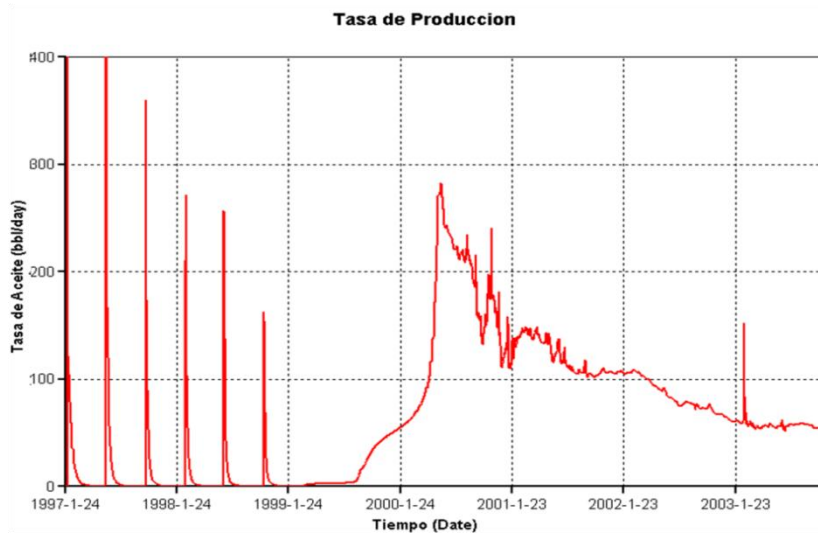
$$X \left(\frac{bbl}{dia} \right) = \frac{600bbl/dia \times 74ft}{107ft} \quad (12)$$

Figura 72. Factor de Recobro y RAV vs Tiempo Arenas B.



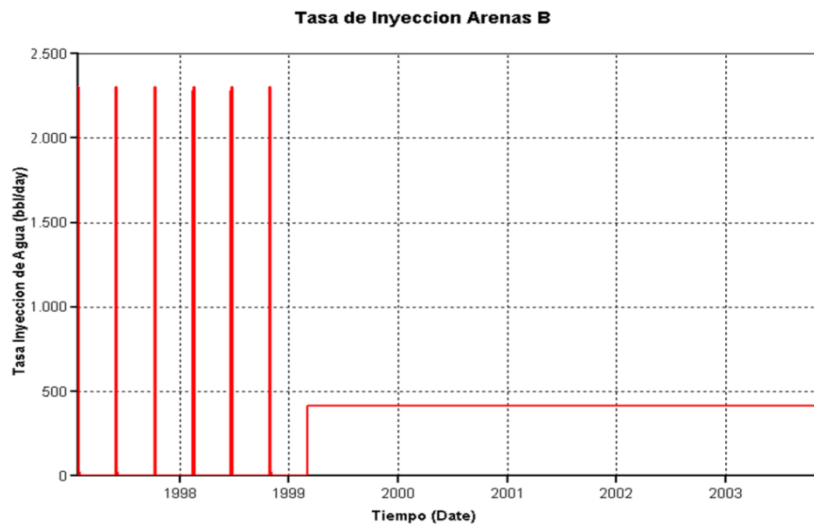
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 73. Tasa de Producción de Aceite Arenas B



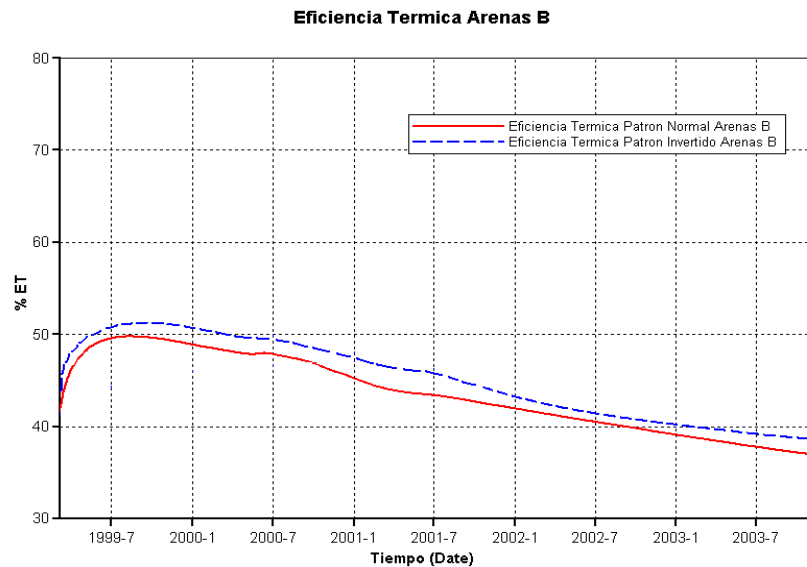
Tomada de: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Figura 74. Tasas de inyección de Agua Convertida en Vapor Arenas B



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

Figura 75. Eficiencia Térmica Arenas B



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

De la misma manera que ocurrió con la inyección selectiva en las arenas A, los resultados obtenidos para la eficiencia térmica en las arenas B son inferiores en comparación con la inyección global, sin embargo los valores de factor de recobro obtenidos para el límite económico de RAV 0.06 es más alto en comparación con la inyección global. En la tabla 23 se encuentran resumidos los resultados obtenidos para los esquemas de inyección global y los esquemas de inyección selectiva.

Tabla 23. Resultados Diferentes Esquemas de Inyección Continua

Propiedad	Inyección Modelo TECA (estratificado)	Inyección Modelo Homogéneo	Inyección Selectiva Arenas A	Inyección Selectiva Arenas B
Factor de Recobro	26.10%	37%	32%	47%
RAV (bbl/bbl)	0.06	0.06	0.06	0.06
Eficiencia Térmica Max	67%	94%	65%	52%
Tiempo Ruptura (meses)	9 meses	16 meses	12 meses	11 meses

CONCLUSIONES

- La presencia de intercalaciones de arcilla, afectan el comportamiento de la eficiencia térmica en procesos de inyección continua de vapor, siendo el espesor de arcilla y de arena las propiedades que más afectan dicha propiedad.
- A partir de un análisis de sensibilidad de las variables que afectan la eficiencia térmica en un proceso de inyección continua de vapor usando el modelo M&M, se determinó que las propiedades que presentan una mayor influencia son el espesor de las arcillas y la capacidad calórica de la misma.
- Se observó que la diferencia de permeabilidades entre las dos grupos de arenas productoras de campo TECA permitió una canalización de el vapor por las arenas superiores impidiendo de esta manera que la tanto la inyección cíclica y la inyección continua tuvieran buenos resultados en las arenas inferiores. Este problema fue solucionado realizando un esquema de estimulación e inyección continua selectiva en las arenas inferiores.
- La eficiencia térmica en procesos de inyección continua de vapor no es una variable que sirva para comparar esquemas de inyección selectiva y no selectiva en campo TECA puesto que el número de arcillas presentes en los diferentes arreglos no es el mismo en ninguno de los casos.

- A partir del análisis del factor de recobro y la relación aceite-vapor se determino que un esquema de inyección selectiva constituye el mejor escenario para la implementación de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados.

RECOMENDACIONES

- La aplicación del modelo analítico M&M está limitado por el espesor de las arenas, presentando resultados erróneos para menos de 15 pies, por lo cual se recomienda tener esto en cuenta para próximas aplicaciones.
- Se recomienda para estudios posteriores, realizar un estudio del efecto que tiene el espaciamiento sobre el comportamiento de la eficiencia térmica en yacimientos con intercalaciones de arcilla.
- Luego de realizar un esquema de inyección selectiva por grupos de arenas, se recomienda realizar un esquema de inyección selectiva por arena individual, para evaluar la eficiencia del proceso teniendo en cuenta su viabilidad económica.
- Se recomienda realizar un estudio para determinar el número y los tiempos óptimos en los ciclos de estimulación con vapor de las arenas inferiores puesto que estas no fueron estimuladas durante el periodo de estimulación inicial.
- Acompañar el estudio realizado con un análisis económico donde se involucren los diferentes parámetros que tienen efecto a la hora de implementar un proceso de inyección continua de vapor para un yacimiento con intercalaciones de arcilla.

- Desarrollar un estudio de la influencia de los pozos cercanos al patrón de inyección y analizar el efecto de estos sobre el flujo de calor hacia los pozos de interés

BIBLIOGRAFIA

1. ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam Stimulation Experience in Lake Maracaibo". International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, the Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada 1989. P 13.
2. GAEL. B. T. PUTRO S.T, and MASYKUR, A.: "Reservoir Management in Durí Steamflod ". SPE 27764. 1994. P 306.
3. CHAN M. Y. S and SARIOGLU, G.: "Numerical Modeling of Cyclically Steamed and Fractured oil-sand Reservoirs", SPE 22369. P. 1.
4. GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". P 20.
5. PRATS, M."The Effect of Heat Transfer To a Nearby Layer on Heat Efficiency" SPE 69680.
6. BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico" 1988.
7. MANNUCCI, J. E."Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capitulo 3. p. 14.
8. S. M. ALÍ, F. "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p. 7.1

9. GONZALEZ, Deisy.: “Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor Mediante Analogías”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2005.

10. FRANCO, Francy y LEON ,Emiro.: “Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.

11. MERCADO, Diana.: “Modelo Analítico para Predecir el comportamiento de la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado”. Grupo de Investigación de Recobro Mejorado. 2008. P 8.

12. BOTON, Liliana y PACHECO, Erika.: “Simulación Numérica de la Influencia de la Inyección Cíclica de Vapor Previa a Procesos de Inyección Continua”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2007.

13. S. M. ALÍ, F.: “Practical Heavy Oil Recovery”. Chapter 7. Steam flooding. 2006. P 1.

14. BELTRAN, Jesus.: “Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Continua de Vapor Mediante Analogías”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2005.

15. MEDINA, Miguel.: “Análisis de Sensibilidad de las Variables Presentes en un Piloto Vertical de Inyección Continua de Vapor de Cinco Puntos Utilizando Simulación Numérica de Yacimientos”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2005.

16. OSPINA, Johan.: "Evaluación Técnica de las Perdidas de Calor En Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor- Campo Teca ". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2004.
17. TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R.: "EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE Reservoir Engineering. 1997
18. DEFRANCISCO S. T. SANFORD S. J. and HONG K. C.: "Utilizing WASP and Hot Waterflooding to Maximize Value of a Thermally Mature Steam Drive in the West Coalinga Field". SPE 29665. 1995. p 6.
19. ESCOBAR, M. A.: "A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences". SPE 37551.
20. RIVERO r. T. and HEINTS R. C.: "Resteaming Time Determination- Case History of a Steam Soak Well in Midway Sunset". SPE 4892. 1975.
21. M. A. Escobar: "A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences". SPE 7551. 1997.
22. MCBEAN, W. N.: "Attic Oil Recovery by Steam Displacement". SPE 4170.
23. RODRIGUEZ, M.G.: "Increased Oil Production from Bachaquero-01 y Steamflooding Using Horizontal Wells". SPE 59335.
24. FUAADI, L.M, and GAEL B.T.: "Evaluation of Steam-Injection Designs for the Duri Steamflood Project". SPE 22995.

25. DIETZ, D: "Review of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584. 1975.
26. S. M. Farouq Ali, and ROBERT, F.: "Current Steamflood Field Experience". SPE 7546.
27. TREBOLLE, R. L, DE PAZ, M.C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors of Cyclic Steam Injection in Lake Maracibo Oil Fields". Paper SPE 25810.
28. BOBERG, T. C.: "Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc 1988. p. 69.
29. TREBOLLE, R. L. CHALOP, J. P. AND COLMENARES, R. : "The Orinoco Heavy oil Belt Pilots and Development Strategy", paper SPE 25798.p 2.
30. R.S. BUCKLES: "Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta". SPE 7994. 1979.

ANEXO A.

**GUIA DE SIMULACION DEL PROCESO DE INYECCION CONTINUA DE
VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS**

STARS – CMG, versión 2007.10

La simulación numérica es una de las herramientas más eficaces con la que se cuenta en la industria petrolera para realizar predicciones de los resultados que se obtendrían al implementar un esquema de explotación en un yacimiento. Para la realización de este trabajo se utilizó el simulador de yacimientos de Computer Modeling group (CMG), cuyos inicios datan de 1978 y es ampliamente reconocido en la industria por sus buenos resultados en el estudio de procesos térmicos.

En este trabajo se utilizó el software START de CMG, debido a que permite simular procesos térmicos y tiene en cuenta las características del mismo. A continuación se presenta una guía de simulación desarrollada para el proceso de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados con estimulaciones previas.

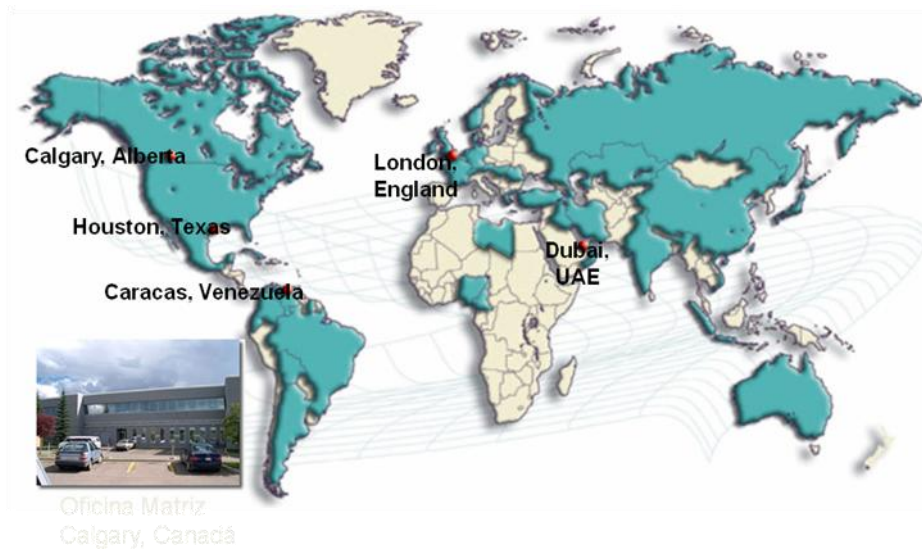
Computer modeling group ha desarrollado software desde hace más de 28 años con más de 275 clientes en 44 países y es una de las empresas líderes en este ámbito, tiene cinco oficinas principales las cuales se muestran en la figura A.1. Y su estrategia está basada en tres pilares principales:

- **Investigación Patrocinada**
 - Fundación
 - Gobierno
 - Industria

- **Retención de los empleados**
 - Mantener bajo los reemplazos
 - Retener Experiencia

- **Bajos costos**
Compañía de tamaño perfecto
Precios competitivos

Figura A.1. Oficinas principales CMG



Tomada de: Computer modeling group

A.1 ETAPAS DE UNA SIMULACION POR MEDIO DE CMG

El desarrollo de un trabajo de simulación por medio de esta herramienta se divide en tres pasos principales:

Pre- procesamiento → procesamiento → post- procesamiento

A.1.1 Pre-procesamiento. Se hace por medio de la herramienta **builde** (El icono para acezar a la mismas se muestra en la figura A. 2) Por medio de esta se construyen los modelos de simulación, se incluye información de yacimiento, roca fluido, modelo geológico, condiciones iniciales, pozos.

Figura A. 2. Builder de CMG



Toda esta información se organiza en un archivo plano **.dat** el cual que es llevado al procesamiento.

A.1.2 Procesamiento. CMG cuenta con cuatro software de procesamiento los cuales se presentan en la figura A.3. Cada uno de estos ha sido desarrollado para diferentes tipos de procesos y se debe tener muy claro cuál es el más adecuado para el proceso que se quiere representar.

Figura A. 3. Software de procesamiento CMG

Imex



Stars



Gem



Winprop



A.1.2.1. Imex. Este software permite realizar diversos procesos para Black oil, entre los cuales están:

- Modo trifásico y bifásico (Gas/Petróleo/Agua, Gas/Agua, Petróleo/Agua)
- Posibilidad de incluir un cuarto componente adicional (polímero, gas, solvente)

Escenarios de desarrollo:

- Agotamiento Primario
- Inyección de agua
- Inyección de gas seco
- Inyección de polímero y/o solvente
- Trazadores
- WAG

A.1.2.2. Stars. Este software es especializado para procesos térmicos, químicos y avanzados entre los cuales están:

- SAGD – Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor
- Combustión in situ
- Inyección de aire
- Inyección continua de vapor
- Inyección cíclica de vapor
- Inyección de agua caliente
- Precipitación de Parafinas y Asfáltenos
- Emulsiones

- VAPEX
- Crudo Espumante

A.1.2.3. Gem. Simulador composicional de EOS, con capacidad térmica entre los procesos que se pueden simular con esta herramienta se encuentran:

- Condensado, petróleo volátil y fluidos cercanos a condiciones críticas
- Inyección miscible de gas
- Desplazamiento inmisible
- Inyección alterna de agua y gas WAG
- Inyección cíclica de gas
- Inyección N₂ / CO₂
- Múltiples regiones de EOS

A.1.2.4. Winprop. Es una herramienta útil para analizar el comportamiento de fases entre sus principales aplicaciones se encuentran:

- Herramienta para modelar comportamiento de fases
- Ambiente Windows
- Gráficas en Excel
- Completo análisis de fluido y pruebas de laboratorio
- Genera datos PVT para los simuladores CMG
- Compatible con Builder para cargar el PVT generado en el modelo de simulación

Al terminar el proceso de procesamiento la herramienta software arroja varios archivos planos dentro de los cuales se encuentra **.log**, **.mrf**, y **.irf** cada uno de los cuales posee una información específica de los resultados de la simulación, para visualizar los resultados de la misma se debe llevar el archivo **.irf** a la [herramienta de post-procesamiento](#).

A.1.3 Post-Procesamiento. Luego de realizar el procesamiento de los datos introducidos en el simulador se pasa al post-procesamiento para realizar una visualización de los resultados, para esto CMG cuenta con dos software los cuales son [Results 3D](#) y [Results Graph](#) cuyos iconos se presentan en la figura A.4.

Figura A. 4. Software de post-procesamiento

Results 3D



Results Graph



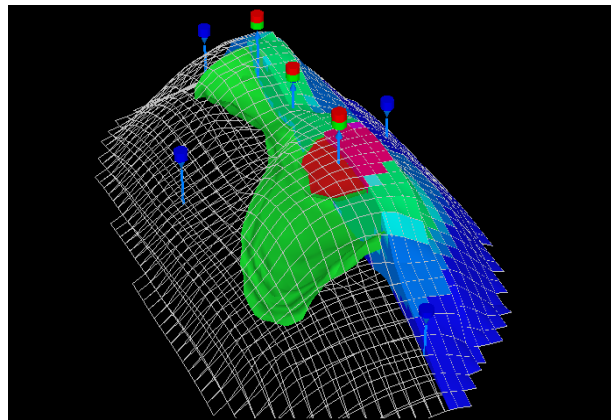
A.1.3.1. Results 3D. Esta herramienta permite entre otras cosas:

- Análisis de resultados de las simulaciones
- Combinación de visualización 3D y gráficos x,y
- Diagramas de burbuja, visualización de vectores de flujo y velocidad
- Calculadora
- Vistas Múltiples

- Exportar fácilmente a Microsoft Office e Imágenes, video (AVI)

Esta aplicación es bastante útil para ver analizar la variación de diferentes propiedades de una manera muy didáctica en modelos en 3D como se muestra en la figura A.5.

Figura A. 5. Vista modelo Results 3D



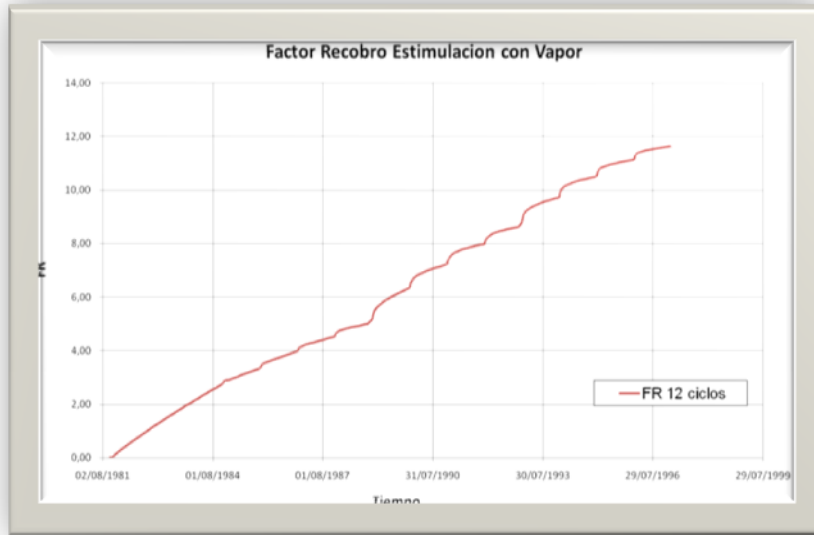
Tomada de: Computer modeling group

A.1.3.2. Results Graph. Permite elaborar gráficos en dos dimensiones a partir de los resultados que arrojo el simulador, se pueden realizar para pozos individuales, para sectores del grid de simulación o para la totalidad del mismo entre los principales gráficos están:

- Fr % vs tiempo
- Np vs tiempo
- W Inyectada vs tiempo
- Caída de presión vs tiempo

Además permite introducir formulas involucrando diferentes propiedades, un grafico de este tipo se muestra en la figura A.6.

Figura A. 6. Modelo Results graph

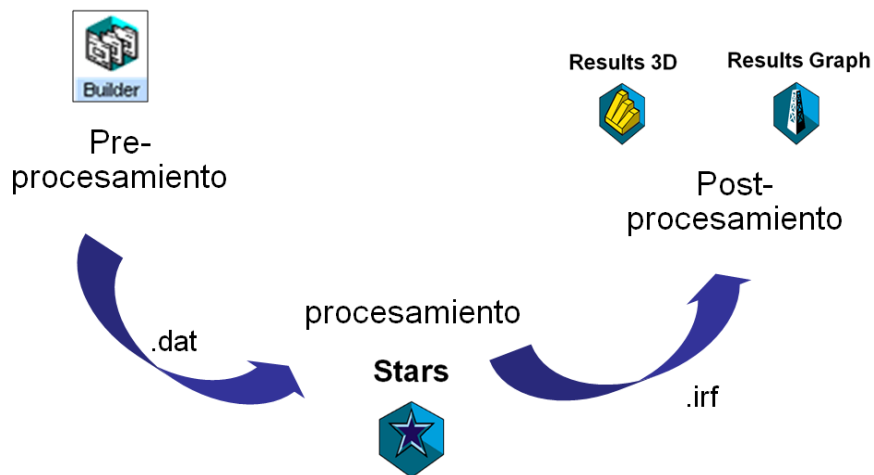


Tomada de: Computer modeling group

A.2 GUIA SIMULACION INYECCION CONTINUA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

Para el desarrollo de este trabajo se utilizo el software Stars de CMG debido a que se debía simular un proceso térmico, la metodología utilizada se presenta en el esquema de la figura A.7, y luego se entra en una descripción detallada de la guía de simulación.

Figura A. 7. Metodología simulación inyección continua de vapor



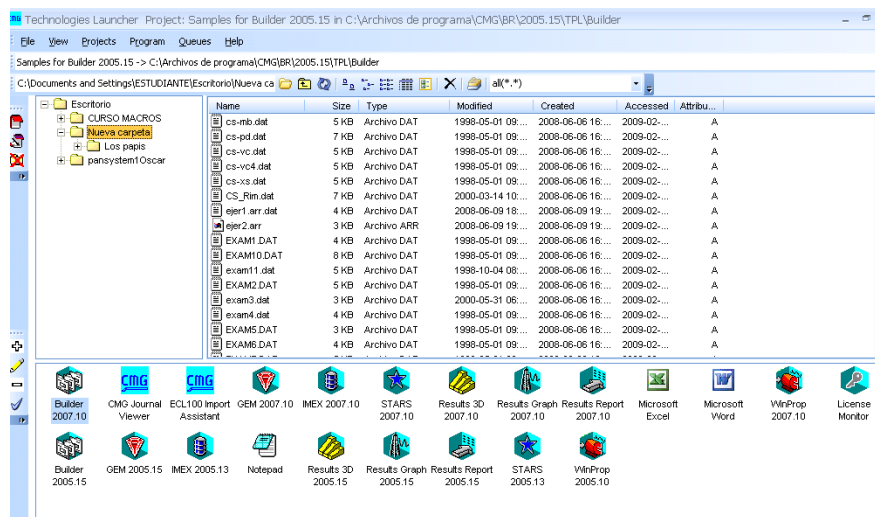
A.2.1 Inicio de la plataforma de lanzamiento (TECHNOLOGIES LAUNCHER). En el escritorio del computador donde se encuentra instalado el simulador, haga clic en el icono del **Launcher 2007.10**. El cual se muestra en la figura a A.8.

Figura A. 8. Icono del launcher simulador CMG



A continuación se abrirá el **Technologies Launcher**, la plataforma que sirve de enlace a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforma la familia **CMG**, y que a la vez funciona como directorio de proyectos. Mediante este entorno grafico usted podrá manejar los archivos de proyectos utilizados en la simulación y los generados por el simulador e iniciar las simulaciones mediante un sencillo sistema de “arrastrar y colocar”. El **Technologies Launcher** puede correr bajo MS Windows NT, 98,2000 o XP, pero se debe tener en cuenta que dependiendo de la capacidad del procesador el simulador va a trabajar de forma más rápida, su entorno gráfico se observa en la figura A.9.

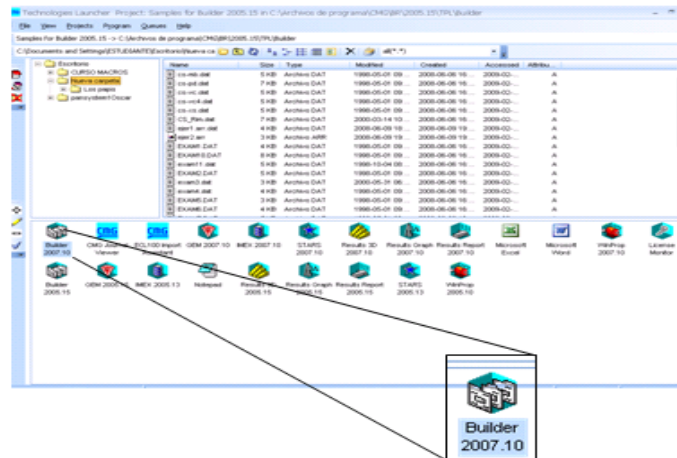
Figura A. 9. Entorno grafico del Technologies Launcher 2007.10



A.2.2 Abrir un nuevo archivo de simulación. Haga doble clic en el icono del **Builder** (ver la figura A.10.), que se encuentra en la parte inferior de la ventana del Technologies Launcher. En primer lugar deben definirse algunas condiciones del modelo como el tipo de porosidad, sistema de unidades, fecha de inicio de la simulación y simulador empleado.

Para este caso, se escogió el simulador STARS, un modelo de una porosidad, unidades de campo y se inició la simulación el 1 de Noviembre de 1981, buscando ajustar la simulación a la información del CAMPO TECA, como se observa en la figura A.11.

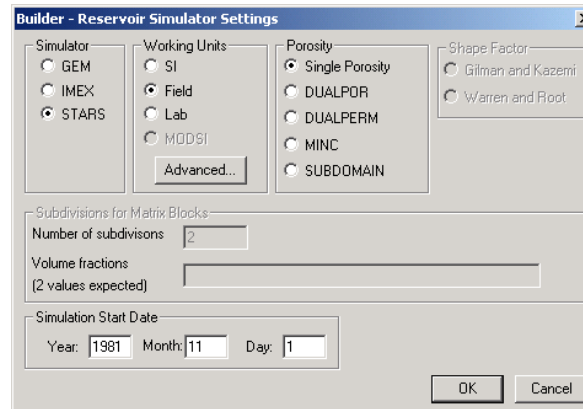
Figura A. 10. Abrir un nuevo archivo **Builder**



Cabe anotar que esta selección es definitiva y que de ser necesario algún cambio debe iniciarse con la construcción de otro modelo. Sin embargo, trabajando directamente con el archivo plano puede realizarse la modificación deseada, (El archivo plano se refiere a **.dat** abriéndolo como archivo en block de notas).

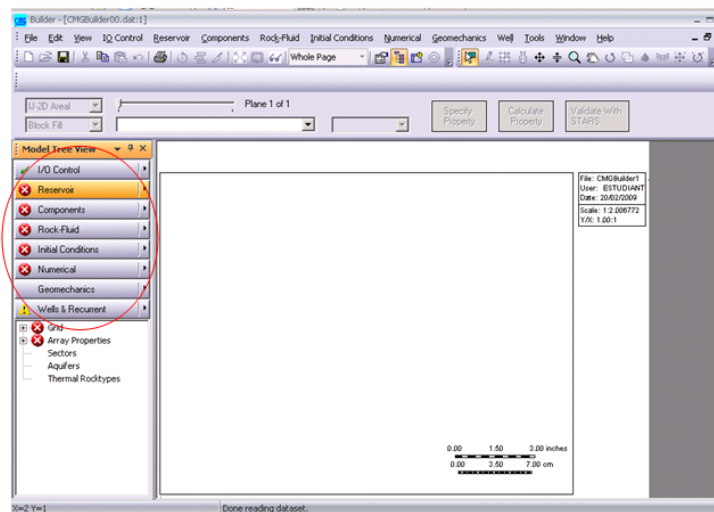
Una vez que se han realizado estos ajustes iniciales, se puede ingresar al **Builder** para proceder a la construcción del modelo.

Figura A. 11. Ajustes iniciales modelo de simulación



A.2.3 Ingreso de datos en el Builder. El Builder está dividido en ocho secciones, de las cuales una no está habilitada (Geomechanical Model), dos son opcionales (Input/Output Control y Numerical Methods Control), y las cinco restantes son fundamentales, estas secciones se muestran en la figura A.12, constituyendo el cuerpo de cada modelo de simulación.

Figura A. 12. Secciones Builder



Las cinco secciones fundamentales son:

- **Reservoir:** En esta sección se definen las características geométricas del grid que se va a utilizar, y se ingresan las características generales de la formación, como son porosidad, acuíferos, permeabilidad, propiedades térmicas y compactación, entre otras. También se pueden definir la gran mayoría de condiciones iniciales en el yacimiento como son temperatura, presión y saturaciones de fluidos.

- **Components:** En esta sección se definen los componentes que constituyen los fluidos del yacimiento (agua, aceite, gas y, en el caso de inyección de fluidos, dióxido de carbono, nitrógeno, etc.), al igual que sus propiedades físicas y termodinámicas.

- **Rock-fluid:** Se definen las propiedades de interacción del sistema roca–fluido y se generan las tablas de saturación.

- **Initial conditions:** Especifica las condiciones iniciales para la simulación.

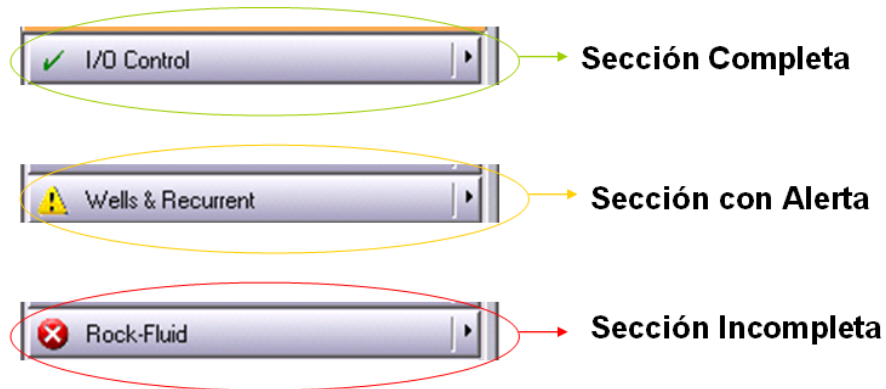
- **Wells and recurrent:** Se definen las propiedades de los pozos involucrados en la simulación y sus restricciones de operación. En esta sección también se diseña el cronograma de eventos (fechas de inyección, cierre de pozos, inicio de producción, entre otras).

Para ingresar a cada sección se debe hacer clic en su respectivo botón, en la parte izquierda de la ventana principal del Builder. Para realizar una simulación, solo es necesario completar las cinco secciones expuestas anteriormente. Se recomienda completar cada sección en el orden en que aparecen, pues algunas dependen de la anterior.

Debe tenerse presente que hay datos que no son necesarios, pues el simulador puede determinarlos mediante correlaciones internas. Esta guía incluye los datos más comunes, necesarios para una simulación confiable y completa.

Se puede saber si los datos de una sección están completos observando el color de las viñetas que se encuentran sobre cada botón. Una viñeta verde (como la que aparece en la figura A.13. sobre el botón **I/O Control**) indica que el **Builder** no encontró errores de validación y que la sección está completa. Amarillo indica que la sección está completa, pero los datos ingresados podrían causar fallas de convergencia en la simulación; en otras palabras, es un mensaje de alerta, mas no de error (como el que se observa en la sección de **Wells and recurrent** en la figura A.13), y se aconseja reevaluar la información ingresada. Rojo indica que la sección está incompleta, pues hacen falta datos básicos por ingresar en la sección o los datos ingresados son errados, (como el de la sección **Rock-fluid** en la figura A.13).

Figura A. 13. Indicador estado de cada sección

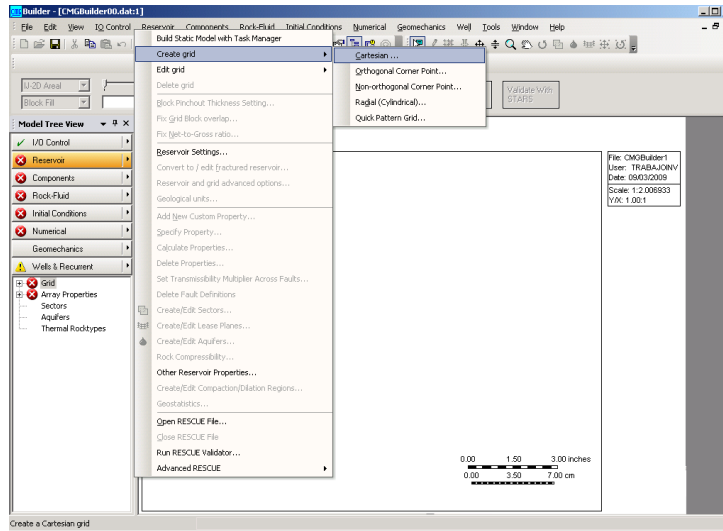


Una simulación no puede llevarse a cabo si alguna viñeta esta en rojo, si esta en amarillo la simulación se realiza pero puede presentar algún tipo de problema, sólo si todas las viñetas están de color verde la simulación se realiza de forma correcta.

A.2.4 Reservoir (Sección de yacimiento). Esta sección se debe completar realizar inicialmente, pues a partir de la información en ella, se crea el enmallado de simulación y se establecen algunas propiedades del mismo como se describe a continuación.

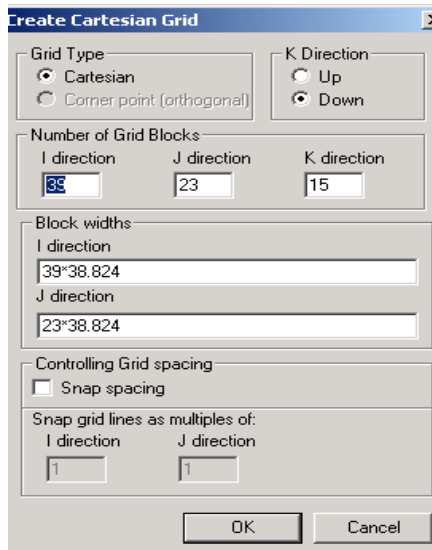
A.2.4.1. Crear el enmallado de simulación. En la figura A.14, se indica la ubicación de esta opción en el Builder. Una vez que haga clic en este botón ingresará a un cuadro de diálogo donde podrá definir las dimensiones del enmallado en las direcciones i, j, k y además especificar el tamaño de las celdas. Acá se debe tener en cuenta a que a mayor numero de celdas que conformen el grid de simulación los resultados arrojados por la simulación van a ser más precisos, pero se requerirá más tiempo de procesamiento.

Figura A. 14. Ubicación casilla crear enmallado de simulación



Para este caso se ha optado por la creación de un enmallado de simulación de 39i x 23j x 15k celdas, lo cual puede definirse como se muestra en la figura A.15. el espesor de la capa se define en otra sección.

Figura A. 25. Definición numero celdas enmallado de simulación



A.2.4.2 Propiedades del grid de simulación. En la sección Array properties se pueden establecer algunas propiedades del enmallado como la profundidad del yacimiento, porosidad, la permeabilidad, la temperatura y el espesor de cada uno de los layers que definimos en la dirección k (para este caso se tienen 15 layers), como se muestra en la figura A.16.

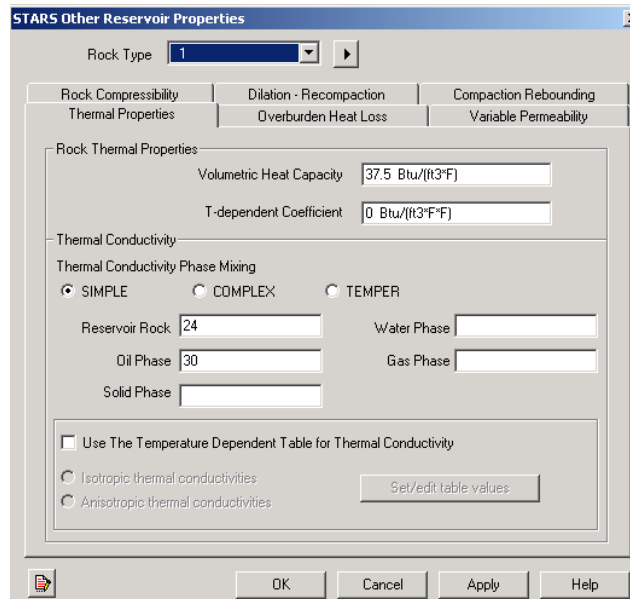
Figura A. 36. Definición propiedades del grid de simulación

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I
UNITS:	ft	ft		
SPECIFIED:	X	X	X (regions)	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid				
Layer 1	1859	5		1080
Layer 2		8		0
Layer 3		11		1080
Layer 4		7.5		0
Layer 5		18		1080
Layer 6		252.5		0
Layer 7		10		780
Layer 8		59		0
Layer 9		20		780
Layer 10		18		780

El tope de la formación se ubico a 1859 pies, se asigno un valor de espesor a cada layer de acuerdo a los datos del campo teca, los valores de porosidad de las arenas superiores e inferiores fueron 0,29 y 0.28 respectivamente y a las intercalaciones de arcilla se les asigno el valor de 0, permeabilidad horizontal y vertical para las arenas superiores e inferiores fue de 1080 md y 780 md respectivamente y para las arcillas 0. De igual manera se establecieron la condición de temperatura del enmallado como 112.5 grados Fahrenheit.

De esta forma, se tiene una definición inicial de las características del enmallado; sin embargo, debido a que se va a realizar la simulación numérica de un proceso térmico, es necesario definir algunas propiedades térmicas tanto para las arenas productoras como para las intercalaciones de arcillas definidas en el grid, esto se realiza en la opción **Thermal Rocktypes**, la ventana de la definición de las propiedades térmicas se muestra en la figura A.17.

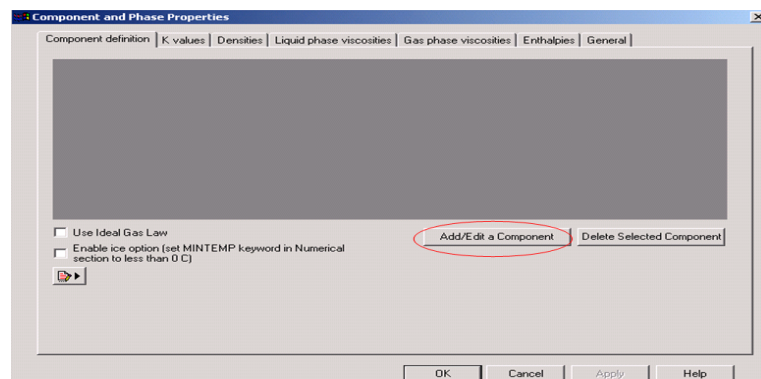
Figura A. 47. Definición propiedades térmicas de la roca



En esta sección se pueden definir varios tipos de roca, en este proyecto se escogieron dos tipos, asignando tipo de roca 1 a las arenas productoras y tipo de roca 2 a las intercalaciones de arcilla puesto que estas presentan diferentes propiedades térmicas.

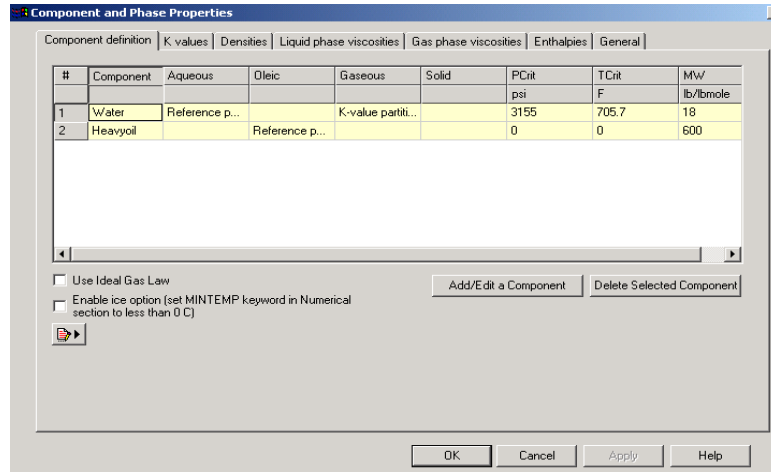
A.2.5 Components (Definición componentes del yacimiento). Hasta este momento se cuenta con un emallado de simulación al que se le asignaron algunas propiedades, sin embargo, no se ha ingresado información acerca de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, siendo este el objetivo de la sección. En el menú Components se debe ingresar a **Create/Edit Components**, para abrir una ventana como la mostrada en la figura A.18. Allí se debe hacer clic en el botón **Add/Edit a Component**.

Figura A. 58. Definición componentes del yacimiento



Para este proyecto deben definirse dos componentes: el agua (que estará presente como fluido de yacimiento, como vapor inyectado y como agua de producción) y el aceite. Para cada uno de estos componentes debe especificarse la fase en la que se encuentra (acuosa, aceitosa, sólida o gaseosa), así como los valores de presión y temperatura críticas, y su masa molar. Una vez que se han definido los dos componentes, se obtendrá una ventana como la mostrada en la figura A.19.

Figura A. 69. Definición propiedades



Posteriormente, deben ingresarse a las pestañas **Densities** y **Liquid Phase Viscosities**, donde se definirán las densidades y viscosidades de los fluidos en función de la temperatura. La manera como se ingresan los datos puede observarse en las figuras A.20 y A.21. Nótese que la viscosidad del agua no varía con la temperatura, por lo que dicha columna deberá llenarse con ceros.

Figura A. 20. Definición densidades de los componentes

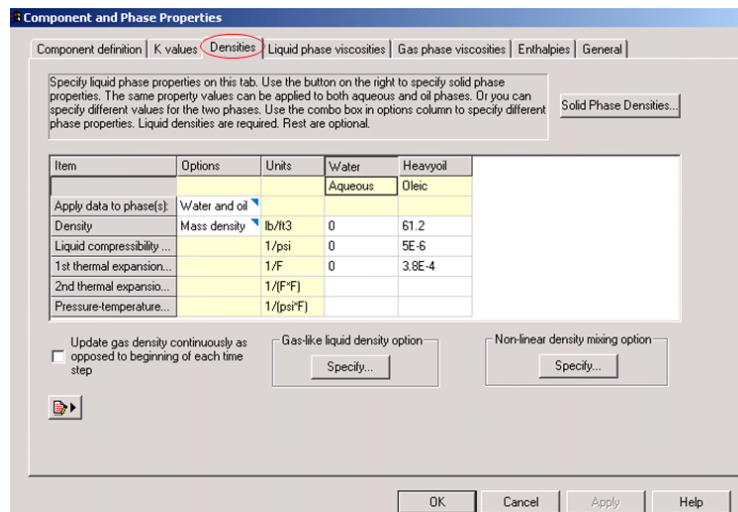
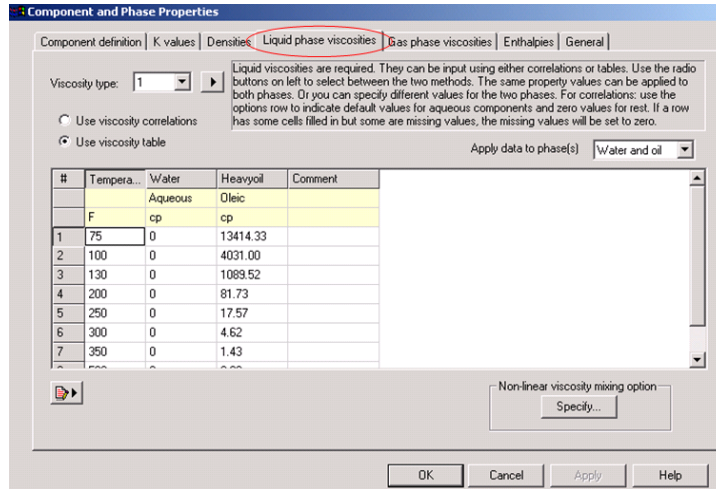
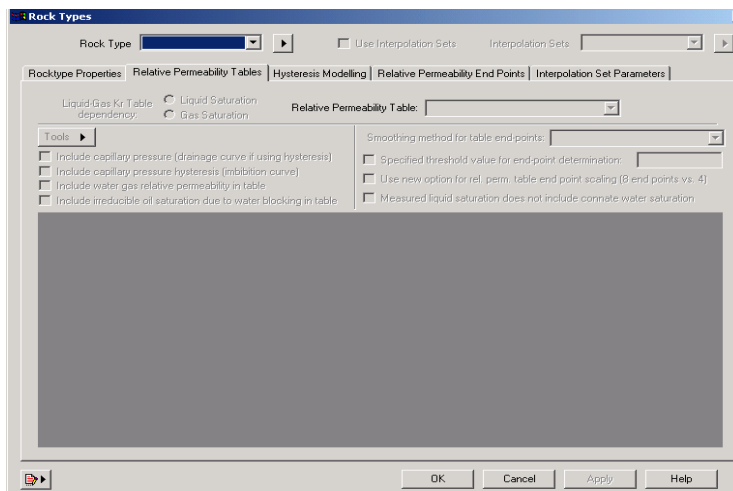


Figura A. 21. Definición viscosidades de los componentes



A.2.6 Rock-fluid (propiedades de la iteración roca y fluido). En esta sección se definen las propiedades de la interacción roca fluido que se presentan en el yacimiento como son las permeabilidades relativas tanto para liquido-gas, como para el agua-aceite, después de ingresar en la sección roca y fluido observa una ventana como la que se muestra en la figura A.22.

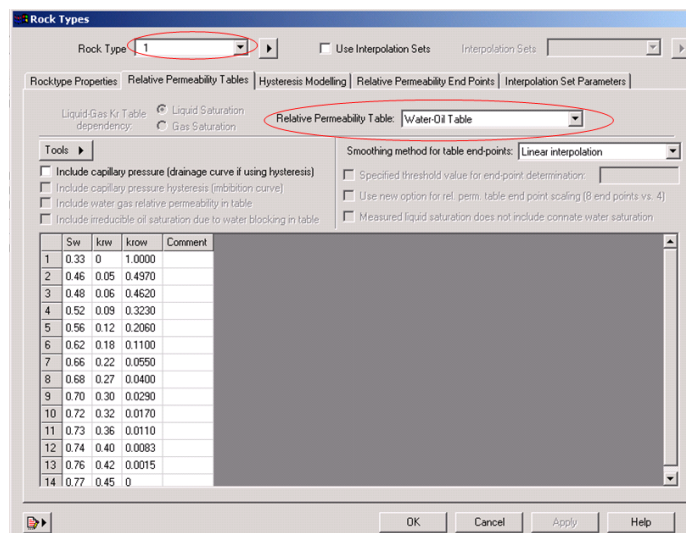
Figura A. 22. Definición propiedades roca-fluido



En esta ventana se debe crear un nuevo tipo de roca y asignarle las tablas de permeabilidades relativas tanto para liquido-gas, como para agua-aceite, estas se pueden traer desde Excel o crearlas por medio de correlaciones utilizando los end-points. Para la realización de este proyecto se utilizaron las tablas de permeabilidades relativas para CAMPO TECA, en este punto se tendría una ventana como la que se muestra en la figura A.23.

Luego de cargar las tablas con los valores asignados de permeabilidades relativas se puede observar el comportamiento por medio de estas graficas, generadas automáticamente por el simulador.

Figura A. 23. Propiedades Roca-fluido



A.2.7 Wells & Recurrent (creación de pozos y eventos). Luego de haber completado satisfactoriamente las secciones anteriores se procede a perforar los pozos necesarios para producir los fluidos del yacimiento en sus diferentes ubicaciones, y establecer los eventos que se presentan durante la

vida del proyecto que se va a simular, así como asignar diferentes características de acuerdo al proceso implementado.

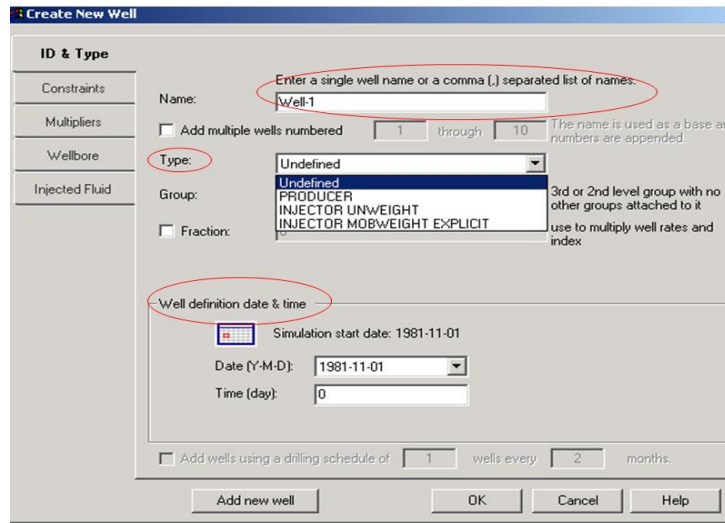
A.2.7.1 Agregar nuevos pozos al modelo. En la simulación de un proceso de inyección cíclica de vapor se deben utilizar dos pozos, uno para representar el proceso de inyección de vapor y el otro para la etapa de producción, los cuales deben estar ubicados en la misma posición, y para la inyección continua es necesario agregar otros pozos productores con el fin de reducir el espaciamiento entre pozos.

Se debe crear cada uno de los pozos que se va utilizar durante la simulación, teniendo en cuenta la fecha de perforación y en la que empieza a operarse, el tipo de pozo (inyector, productor) y el nombre (con el cual se va a identificar este durante toda la simulación). Esto se hace ingresando a la opción **Create new well** del menú **Wells & Recurrent** y se puede ver una ventana como la que se muestra en la figura A.24.

Primero se crearon 6 pozos productores que iban a estar incluidos en la simulación desde el comienzo. Se les asigno el nombre por defecto (well 1001, well 1002, well 1003, etc.), se le asigno tipo **producer** y su fecha de perforación establecida en 1981/11/01.

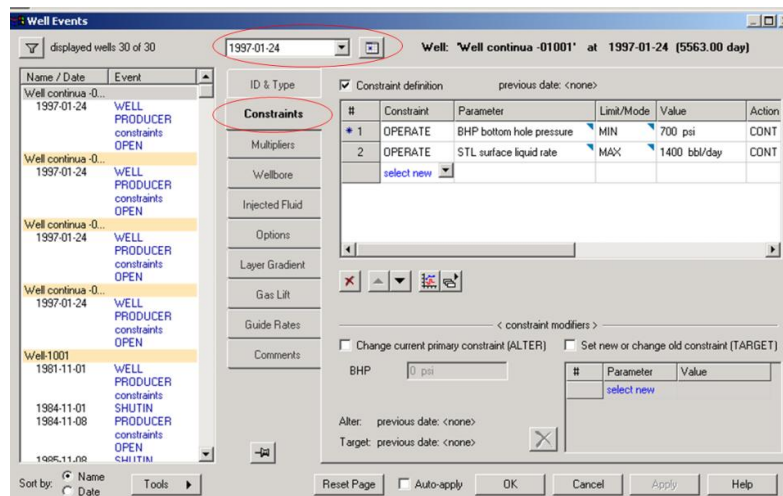
Ahora se deben establecer las **Constraints** (condiciones de operación de cada pozo). Esto se hace ubicándose en la pestaña de constraints teniendo en cuenta la fecha a la cual se van a fijar estas condiciones de operación, como se muestra en la figura A.25.

Figura A. 24. Creación de nuevos pozos



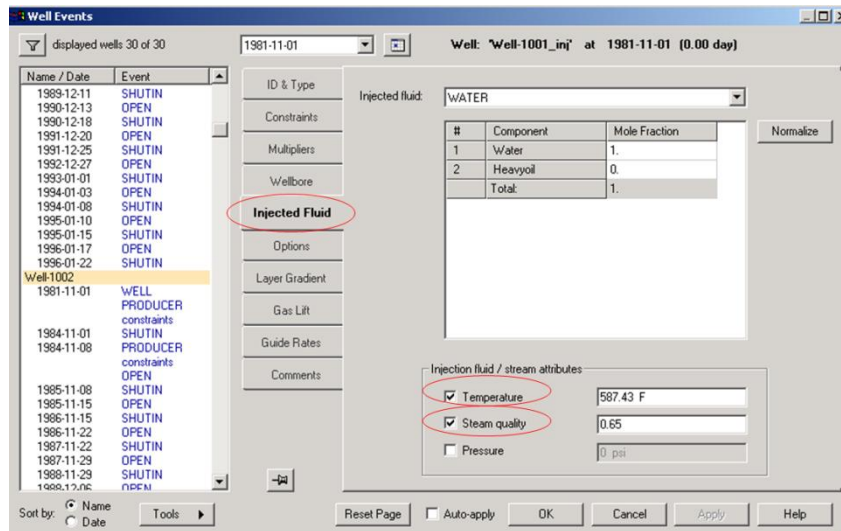
Para este caso para los pozos productores se establecieron 2 Constraints, la primera la presión mínima de fondo (700psi). Además, debe definirse otra restricción, como la tasa de líquido en superficie máxima (1400bbl/d), como se muestra en la figura A.25

Figura A. 25. Establecimiento Constraints



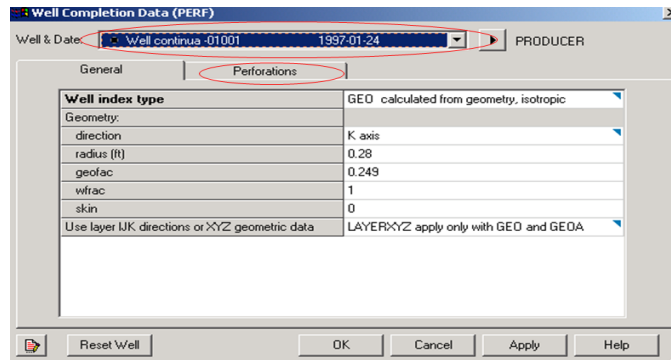
Posteriormente, deben crearse los pozos inyectoros, siguiendo las mismas indicaciones dadas anteriormente. Para el caso del pozo inyector, en la opción Well events y la pestaña Injected Fluid, deben definirse las características del fluido inyectado como la temperatura y calidad. En la figura A.26. Se muestra que el fluido inyectado es agua (vapor) a 587.43°F y con una calidad de 0,65.

Figura A. 26. Establecimiento propiedades fluido inyectado



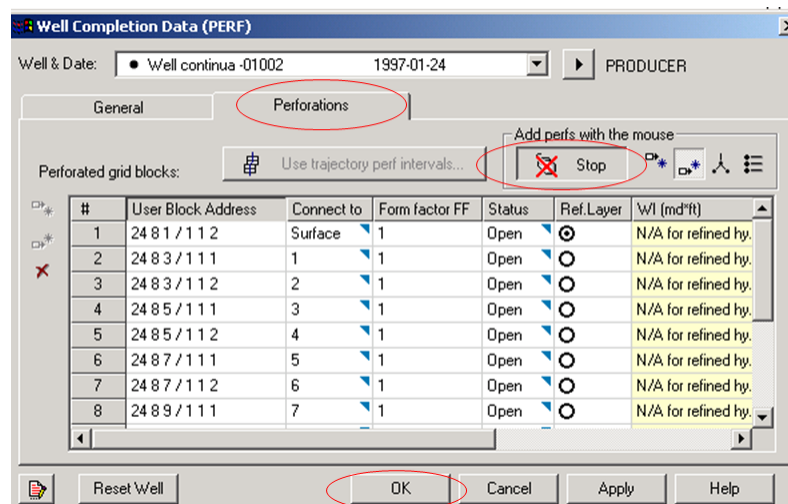
A.2.7.2 Agregar perforaciones. Si bien el simulador ya posee la definición de los pozos, de sus condiciones de operación y de sus fechas de inicio, no existen datos acerca de las trayectorias que éstos poseen en la perforación, por lo que éstas deben establecerse. En primer lugar, haga clic en el botón Edit well perforations. Una vez que se ha hecho clic en este botón, se llegará a una ventana en la cual se pueden crear las perforaciones, como la que se muestra en la figura A.27.

Figura A. 27. Ventana agrgar perforaciones



Primero, seleccione el pozo deseado en la parte superior de la ventana (productor well continua 1002), se debe hacer click en la figura del mouse que está en la ventana hasta que quede con una x de color rojo, esto va a permitir empezar a ubicar las perforaciones desplazándose con ayuda de los planos i, j y los planos j, k. como se muestra en la figura A.28. Después de esto. Una vez que haya repetido esta operación tantas veces como celdas en la trayectoria, haga clic en el botón *OK*, y así quedara definida las trayectorias de perforación para este pozo.

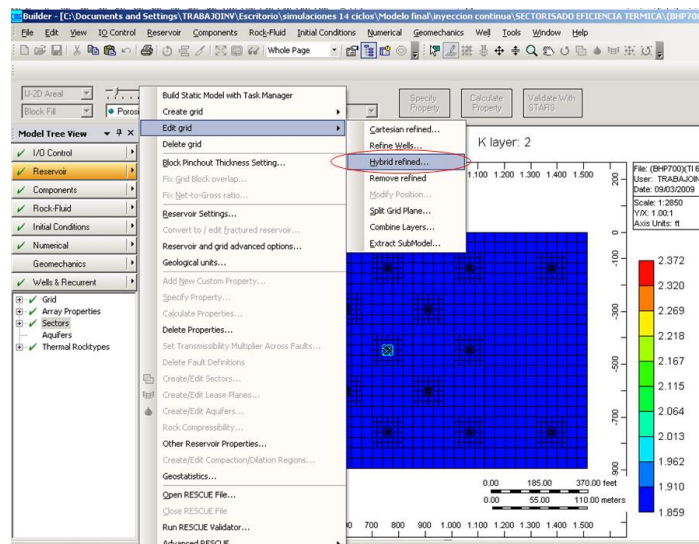
Figura A. 28. Ubicación perforaciones de un pozo



A.2.8 Otros procedimientos realizados. Además de los procedimientos mostrados anteriormente se realizaron otros cambios a la creación del modelo tratando de acercarlo más a la realidad y corrigiendo algunos errores y mensajes de advertencia mostrados durante la simulación, los más importantes se presentan a continuación.

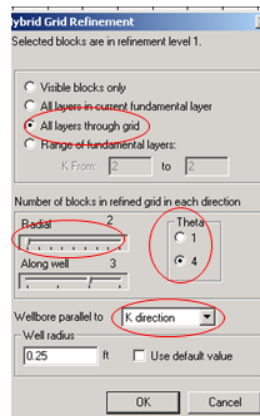
A.2.8.1 Refinamiento híbrido a las celdas cercanas a los pozos. En las celdas que poseen pozos, donde el flujo se comporta de manera radial se debe realizar un refinamiento radial para esto se debe ingresar en la sección de reservorio, seleccionar edit grid, refinamiento híbrido como se muestra en la figura A.29. se debe tener en cuenta que si se hace este tipo de refinamiento a la celda que contiene el pozo se debe hacer un refinamiento cartesiano a las celdas de alrededor de la que posee el pozo, el no hacer esto puede generar un error a la hora de correr la simulación.

Figura A. 29. Refinamiento Híbrido del grid de simulación



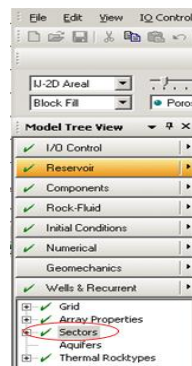
Luego de hacer click en esta pestaña aparecerá una ventana como la que se muestra en la figura A.30. Se deben definir los componentes del refinamiento radial en las direcciones radial, teta y k y seleccionar que esto se haga en todos los layers que componen estas celdas, luego pulsar ok.

Figura A. 30. Establecimiento Refinamiento hibrido



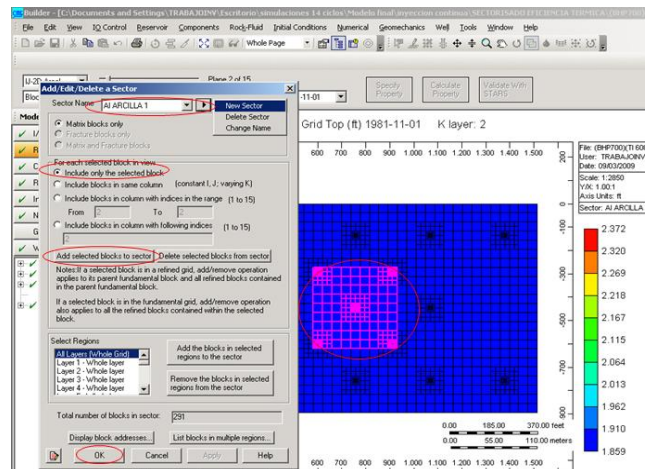
A.2.8.2 Crear un sector en el modelo de simulación. Si se quiere evaluar cierta propiedad en un área específica del modelo de simulación lo mas adecuado es crear un sector, para esto se debe seguir el siguiente procedimiento. En la sección de reservorio dar click en sectores como se muestran en la figura A.31.

Figura A. 31. Establecimiento de un sector



Después de esto aparece una ventana como la que se muestra en la figura A.32. Lo primero es crear el nuevo sector y asignarle un nombre, después de esto se deben seleccionar las celdas sobre las cuales se va a crear el sector, después dar click en agregar las celdas seleccionadas y seleccionar los bloques en profundidad que van a ser parte de este sector y finalmente OK.

Figura A. 32. Sector creado para analisis

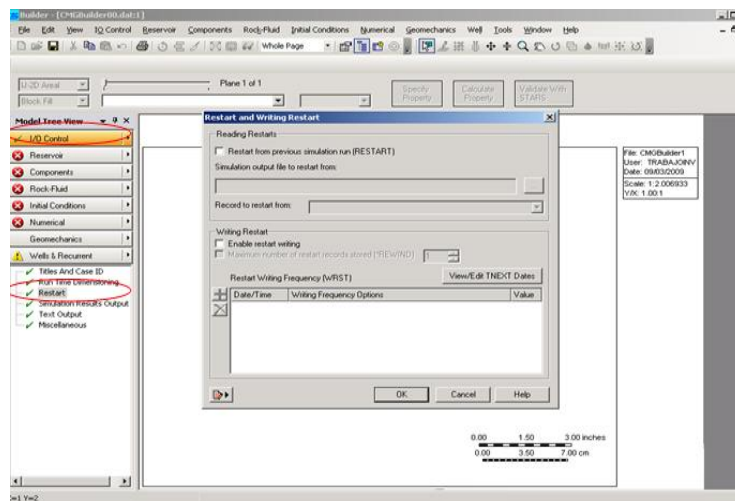


A.2.8.3 Crear un modelo restart. Algunas veces durante la ejecución de una simulación el tiempo que dura la misma es un parámetro crítico, teniendo en cuenta que en algunos casos hay procesos que siempre se repiten durante la ejecución del modelo. En el desarrollo de este proyecto se debía implementar un proceso de inyección continua de vapor con previos ciclos de estimulación, para esto se planteo un modelo restart hasta que se cumplieran los ciclos de estimulación y para la implementación del nuevo proceso el simulador empezaría la nueva simulación desde el año que iniciaba la inyección continua cargando los datos de los ciclos de

estimulación realizados con el modelo restart para reducir de manera significativa los tiempos de simulación. Para esto se debe:

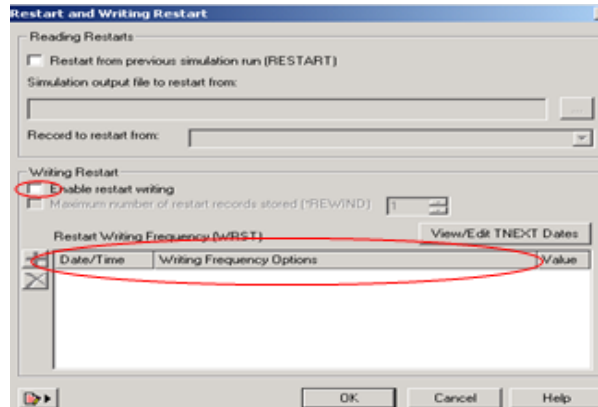
En primer lugar cargar todos los datos de las secciones que van a ir incluidos en el modelo restart, tener claro hasta que año y que procesos va a incluir el mismo después de esto se debe habilitar el modelo restar, esto se hace en la seccion I/O Control, dando click en restart como se muestra en la figura A.33.

Figura A. 33. Creación modelo restart



Con esto aparecerá una ventana como la mostrada en la figura A.33 allí se deberá habilitar el modelo restar dando click en la caja de check box que se muestra en la figura A.34, además de esto se debe introducir la fecha hasta la cual se va a realizar el modelo restart.

Figura A. 34. Activación Restart

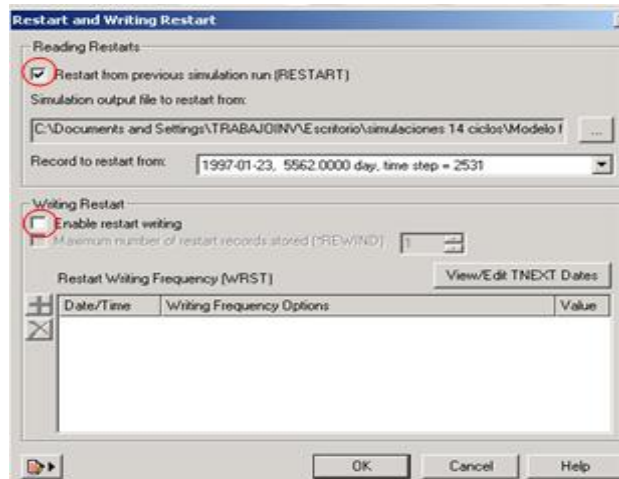


Después de esto se debe correr el modelo normalmente teniendo claro el nombre que se le asigno al mismo.

Después de realizar esta acción y que haya terminado la simulación del modelo restart, se debe abrir de nuevo el modelo en el builder guardado con el restart, cargar el archivo del modelo restart y asignarle otro nombre al nuevo archivo al cual se le van a realizar nuevos cambios, para cargarlo se debe habilitar una nueva check box y además se debe deshabilitar la que se había activado anteriormente, para obtener algo como lo que se muestra en la figura A.35.

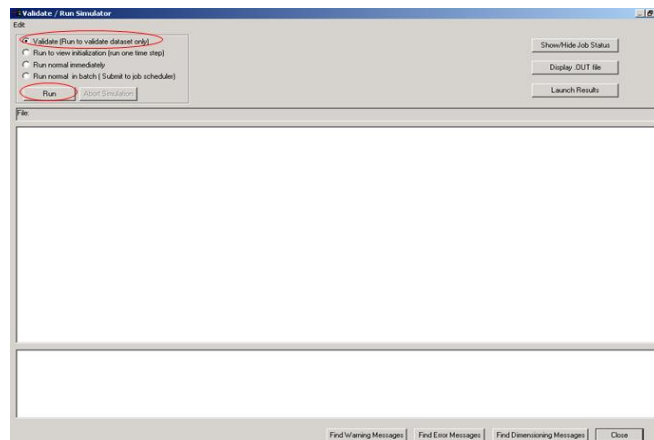
Luego de haber efectuado estas operaciones, la información necesaria para realizar la corrida del simulador está completa, y debe procederse a la realización de la validación del modelo y el lanzamiento de la corrida, pero primero se debe evaluar que todas las secciones estén completas.

Figura A. 35. Cargar modelo restart



A.2.9 Validación de los datos. En la ventana principal del Builder, debe hacerse clic en el botón Validate with STARS, tras lo cual se accederá a la ventana mostrada en la figura A.33.

Figura A. 33. Ventana de validación modelo de simulación

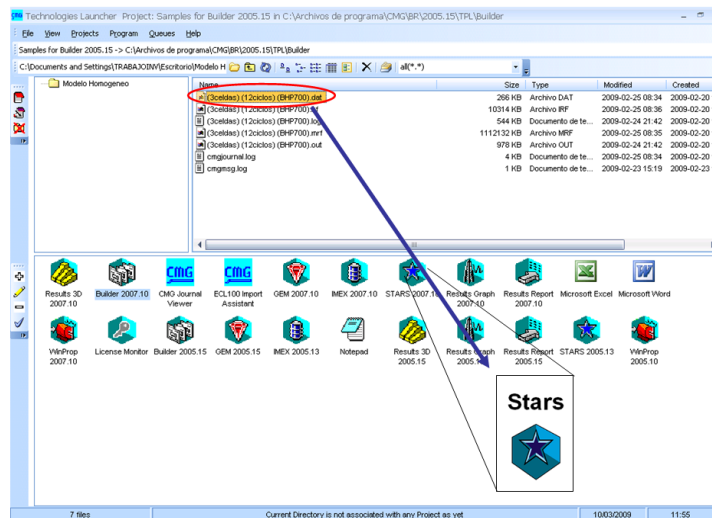


En esta ventana, seleccione la opción Validate y haga clic en el botón Run

Simulator, tras lo cual se iniciara el proceso de evaluación de los datos por parte del simulador. Este proceso toma unos cuantos segundos, tras lo cual se presentara un resumen de los errores y warnings encontrados. Tenga en cuenta que la presencia de warnings no impide que se lleve a cabo una corrida, pero puede ocasionar errores posteriores; por su parte, un solo error es suficiente para que no se pueda realizar la simulación.

A.2.10 Inicio de la simulación. Después de haber guardado los cambios, diríjase al Technologies Launcher, abra la carpeta de su proyecto y oprima F5 para actualizar los archivos de simulación. Seguidamente, tome el archivo que acaba de crear (.dat) y, haciendo clic sostenido con el mouse, arrástrelo hasta el botón del STARS, como se muestra en la figura A.34.

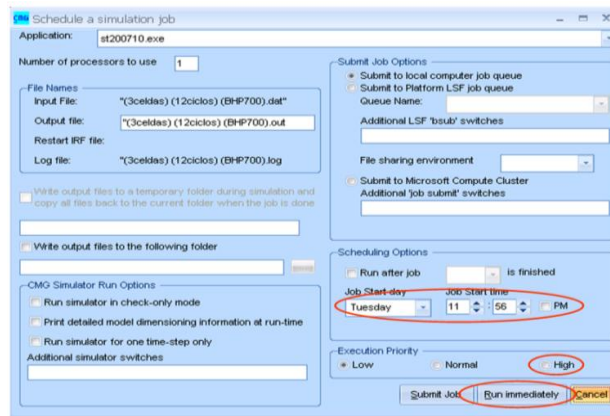
Figura A. 34. Software Stars



En este punto usted ingresara a una ventana, donde deberán definirse las condiciones de simulación. Usted deberá seleccionar la prioridad de la

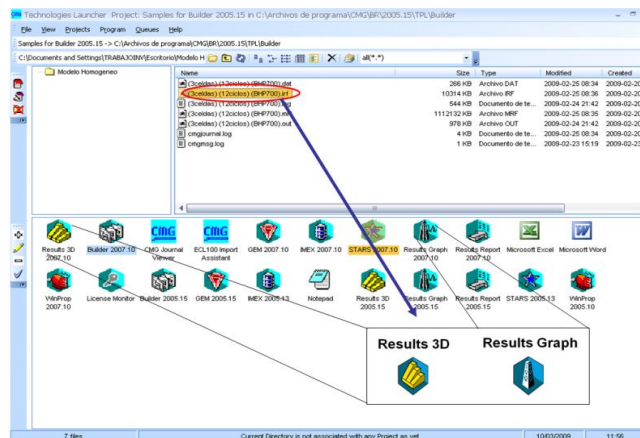
corrida (de preferencia, high) y hacer clic en Run immediately, tras lo cual se iniciara la corrida de simulación, como se muestra en la figura A.35.

Figura A. 35. Iniciar simulación



Hasta este punto se ha realizado la ejecución de la simulación, por ultimo se deben visualizar los resultados obtenidos de la misma, para esto se debe arrastrar el archivo plano .irf a cualquiera de los elementos que se menciono anteriormente el result 3D o el result Graft como se muestra en la figura A-36.

Figura A. 36. Representación de resultados



Con estos dos paquetes se pueden realizar representaciones de los resultados obtenidos de la simulación tanto en graficas 3D, como en graficas X vs Y, representaciones de este tipo se presentan a lo largo de todo el desarrollo de este trabajo.