

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE VAPOR PARA  
ACELERAR EL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS  
DE CRUDO PESADO**

**YESSICA DEL CARMEN MATEUS TARAZONA**

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

**2011**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE VAPOR PARA  
ACCELERAR EL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS  
DE CRUDO PESADO**

**YESSICA DEL CARMEN MATEUS TARAZONA**

Trabajo de grado para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

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

**ING. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE  
CO-DIRECTOR**

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

**2011**

## AGRADECIMIENTOS

A la distinguida Universidad Industrial de Santander, por permitirme hacer parte de tan prestigiosa institución y por enseñarme a ser una profesional integral con la capacidad suficiente para enfrentar de manera idónea los desafíos propios de una industria dinámica como lo es la petrolera.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos, a todos sus profesores por su dedicación, apoyo y por brindarme sus conocimientos. Gracias a todos ustedes.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, por permitirme hacer parte de tan reconocido y divertido grupo, gracias especiales al profesor Samuel Fernando Muñoz por brindarme su conocimiento, apoyo y confianza. A todos los ingenieros integrantes del grupo a Palmis, Yatte, Nelson, Fernando y a todos aquellos que siempre ayudaron a mi crecimiento profesional y a la construcción de tan alto logro. Mil gracias.

## DEDICATORIA

*A DIOS por tu infinito amor, gracias padre santo por guiarme en cada momento de mi vida, por enseñarme que a tu lado todo es posible, por todas las hermosas bendiciones que me has regalado, por hacerme conocer el verdadero y eterno amor y por hacerme tan feliz=D.*

*A mi hermosa familia Mateus Tarazona, por su apoyo y consejos, con ustedes he podido conocer el trabajo en equipo, siempre actuando bajo la gracias de Dios. A la mami más linda del mundo Flor alba Tarazona por ser tan especial, cariñosa, amorosa y por ser mi mejor amiga, gracias por guiarme, por siempre apoyarme y por ser un claro ejemplo de vida. . . . Este trabajo significa para ti una profesión mas eres Maestra, Ingeniera Civil, Geóloga, Diseñadora, Medica y finalmente Ingeniera de Petróleos. . . . .gracias mami!!!!*

*A mi padre Clemente Mateus por enseñarme a ser una mujer fuerte y de convicciones, siempre convencida que nadie puede cortar nuestras alitas y que nuestros sueños y aspiraciones si son posibles.*

*A mis herman@s Jeffer, Darwin, Jaleita y Moni, por siempre cuidarme, por ayudarme a escoger esta carrera y apoyarme en esta profesión tan linda. . . . amo ser ingeriera de petróleos. . . no estaría culminando tan grande logro si no fuera por todos ustedes mil gracias =D*

*A todos mis amig@s especialmente a la K morales y a silvis por apoyarme cuando más las necesite. . . a mis compañeritos de trabajo Adri, Andre O y Herniee. A todos aquellos que me brindaron su cariño. . . . Javi, Jhon A, Buzz, por siempre hacerme reir. A todos los integrantes del GRM por brindarme su conocimiento y cariño.*

*Gracias,*

*YessMateus*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>1. PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO CON INYECCIÓN DE VAPOR. ....</b>	<b>18</b>
1.1 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	18
1.1.1 <i>Periodo de Inyección</i> .....	21
1.2.2 <i>Periodo de remojo</i> .....	21
1.1.3 <i>Periodo de producción</i> .....	22
1.2 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	22
1.2.1 <i>Numero de ciclos empleados</i> .....	23
1.2.3 <i>Distancia entre pozos</i> .....	23
1.3 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR.....	24
1.4 FACTORES QUE AFECTAN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	25
1.4.1 <i>Heterogeneidades de los yacimientos</i> .....	26
1.4.2 <i>Intercalaciones de arcilla</i> .....	26
1.4.3 <i>Estimulación previa a la inyección continua de vapor</i> .....	27
1.5 PRESSURE CYCLE STEAM DRIVE.....	28
1.5.1 <i>Estimulación con inyección cíclica de vapor</i> .....	28
1.5.2 <i>Inyección continua de vapor</i> .....	29
1.5.3 <i>Aplicaciones de la técnica pcsd</i> .....	31
1.6 PARÁMETROS INFLUYENTES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR .....	33
1.6.1 <i>Parámetros de yacimiento</i> .....	34
1.6.1.1 <i>Profundidad de la formación</i> .....	34
1.6.1.2 <i>Viscosidad del crudo</i> .....	34
1.6.1.3 <i>Relación arena arcilla</i> .....	35
1.6.1.4 <i>Espesor de la formación</i> .....	36
1.6.1.5 <i>Saturación de aceite</i> .....	36
1.6.2 <i>Parámetros operacionales</i> .....	36
1.6.2.1 <i>Tasa de inyección de vapor</i> .....	37
1.6.2.2 <i>Presión de inyección</i> .....	37
1.6.2.3 <i>Calidad del vapor</i> .....	37
<b>2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....</b>	<b>39</b>
2.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS .....	39
2.1.1 <i>Información necesaria para la simulación de yacimientos</i> .....	39
2.1. 1.1 <i>Descripción física del yacimiento</i> .....	40
2.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO BASE PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN. ....	41
2.2.1 <i>Zonas del yacimiento</i> .....	41
2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	42
2.3.1 <i>Dimensiones del Grid de simulación</i> .....	43
2.3.2 <i>Propiedades de la roca</i> .....	44
2.3.3 <i>Propiedades de los fluidos</i> .....	46
2.4 SECUENCIA DE ESTIMULACIÓN.....	49
2.5 SELECCIÓN DE UN SECTOR DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	50
2.6 TIPOS DE REFINAMIENTOS .....	51

2.6.1 Refinamiento cartesiano .....	51
2.6.2 Refinamiento radial .....	52
2.6.3 Refinamiento híbrido .....	53
2.6.4 Determinación del tipo de refinamiento a usar .....	54
<b>3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PRECEDIDA POR UN SÓLO CICLO DE ESTIMULACIÓN. ....</b>	<b>55</b>
3.1 SIMULACIÓN DE LA ETAPA DE ESTIMULACIÓN. ....	56
3.1.1 Caudal de inyección en la etapa de estimulación.....	57
3.1.2 Factor de recobro según la tasa de inyección. ....	58
3.1.3 Etapas de estimulación .....	60
3.1.2.1 Radio de calentamiento. ....	61
3.1.2.2 Viscosidad en la zona alterada. ....	62
3.1.2.3 Factor de recobro en la etapa de estimulación.....	63
3.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR. ....	65
3.2.1 Caudal de inyección.....	65
3.2.2 Administración de la energía después de tiempo de ruptura. ....	68
3.3 MODELO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA. ....	69
3.4 RESULTADOS DE SIMULACION .....	70
3.4.1 Comparación con las técnicas convencionales. ....	70
3.4.2 Eficiencia térmica de la técnica del proceso. ....	72
3.4.2.1 Eficiencia térmica en la estimulación. ....	72
3.4.2.2 Eficiencia térmica durante la inyección continua de vapor. ....	73
3.4.3 Secuencia de estimulación. ....	74
3.5 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS .....	76
3.5.1 perforación de pozos infill. ....	77
3.5.2 Generalidades de los patrones de inyección. ....	78
3.5.2.1 Arreglo de pozos .....	79
3.5.3 Determinación del espaciamiento entre pozos a usar.....	80
3.5.3.1 Sensibilidad al área del patrón.....	80
3.5.3.2 Tasa de inyección de agua .....	81
3.5.3.3 Tiempo de ruptura.....	83
3.5.3.4 Factor de recobro.....	84
3.5.3.5 Relación vapor aceite.....	86
<b>4. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS INFLUYENTES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR .....</b>	<b>88</b>
4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS INFLUYENTES EN LA INYECCIÓN DE VAPOR.....	88
4.1.1 CMOST (COMPUTER ASSISTED HISTORY MATCHING, OPTIMIZATION AND UNCERTAINTY ASSESSMENT TOOL).....	89
4.1.2 Análisis de sensibilidad en cmost .....	89
4.1.3 Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales .....	90
4.1.3.1 Resultado del análisis de sensibilidad durante la estimulación. ....	96
4.1.3.2 Resultados del análisis de sensibilidad durante la continua.....	97
4.1.4 Análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento. ....	100
4.2 OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES.....	102

4.2.1 proceso de optimización .....	104
4.2.2 Función objetivo .....	106
4.2.3 Algoritmo DECE (DESIGNED EXPLORATION AND CONTROLLED EVOLUTION)....	108
4.2.4 Análisis de resultados .....	108
<b>5. ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>113</b>
5.1 INVERSIÓN NETA .....	114
5.2 INGRESOS.....	115
5.3 EGRESOS.....	116
5.4 EVALUACIÓN Y RESULTADOS.....	116
5.4.1 Evaluación de resultados.....	118
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>122</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>123</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>124</b>
<b>ANEXO 1 .....</b>	<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1, ETAPAS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	19
FIGURA 2. ESQUEMA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR.....	24
FIGURA 3. ETAPA DE INYECCIÓN CÍCLICA EN EL EN EL PROCESO PCSD .....	29
FIGURA 4. ETAPA DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR A ALTAS PRESIONES.....	30
FIGURA 5. ETAPA DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR A BAJAS PRESIONES.....	31
FIGURA 6, ESQUEMA DE LA DISTRIBUCIÓN DEL ACUÍFERO EN PEACE RIVER. ....	32
FIGURA 7, ESQUEMA DE PRODUCCIÓN DEL PILOTO PRISP .....	33
FIGURA 8, VISCOSIDAD VS TEMPERATURA EN FUNCIÓN DE LA GRAVEDAD API DE LOS CRUDOS. ....	35
FIGURA 9, MODELO BASE DE SIMULACIÓN .....	43
FIGURA 10. DISTRIBUCIÓN DE LA PERMEABILIDAD HORIZONTAL .....	45
FIGURA 11. INTRODUCCIÓN DE LAS PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA .....	46
FIGURA 12, VISCOSIDAD VS TEMPERATURA.....	48
FIGURA 13, CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	49
FIGURA 14, ESQUEMA DE ESTIMULACIÓN CON INYECCIÓN CÍCLICA.....	50
FIGURA 15, SELECCIÓN DEL SECTOR DE SIMULACIÓN .....	51
FIGURA 16, REFINAMIENTO CARTESIANO.....	52
FIGURA 17, ESQUEMA DEL ENMALLADO RADIAL .....	53
FIGURA 18, REFINAMIENTO HIBRIDO .....	54
FIGURA 19. SENSIBILIDAD AL CAUDAL DE INYECCIÓN EN LA ETAPA DE ESTIMULACIÓN .....	57
FIGURA 20. RADIOS DE CALENTAMIENTO SEGÚN EL CAUDAL DE INYECCIÓN.....	59
FIGURA 21. FACTOR DE RECOBRO SEGÚN EL CAUDAL DE INYECCIÓN EN LA ETAPA DE ESTIMULACIÓN. ....	60
FIGURA 22, RADIO DE CALENTAMIENTO SEGÚN EL TIEMPO DE INYECCIÓN. ....	62
FIGURA 23, REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN EL YACIMIENTO .....	63
FIGURA 24, ACELERACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO POR EL AUMENTO DEL TIEMPO DE INYECCIÓN.....	64
FIGURA 25, CAUDAL DE INYECCIÓN DURANTE LA CONTINUA.....	66
FIGURA 26, ACELERACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO POR EL CAUDAL DE INYECCIÓN EN LA CONTINUA. ....	67
FIGURA 27, FACTOR DE RECOBRO SEGÚN LOS CICLOS PCSD.....	68
FIGURA 28, COMPARACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO SEGÚN LAS TÉCNICAS DE RECOBRO .....	72
FIGURA 29, EFICIENCIA TÉRMICA DURANTE LA ESTIMULACIÓN .....	73
FIGURA 30, EFICIENCIA TÉRMICA DURANTE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	74
FIGURA 31, COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO SEGÚN LA SECUENCIA DE ESTIMULACIÓN.....	75
FIGURA 32, PRODUCCIÓN VS TIEMPO EN POZOS INFILL.....	77
FIGURA 33, ARREGLO DE POZOS PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR .....	79
FIGURA 34. ÁREAS DEL PATRÓN USADAS PARA LA SENSIBILIDAD .....	80
FIGURA 35, CAUDAL DE AGUA DE INYECCIÓN VS TIEMPO .....	82
FIGURA 36. CAUDAL DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO SEGÚN EL ÁREA DEL PATRÓN .....	84
FIGURA 37, FACTOR DE RECOBRO VS TIEMPO SEGÚN EL ÁREA DEL PATRÓN. ....	85
FIGURA 38. RELACIÓN VAPOR/ACEITE VS TIEMPO SEGÚN EL ÁREA DEL PATRÓN.....	87
FIGURA 39, INGRESO DE INFORMACIÓN AL ARCHIVO DE CMOST .....	93
FIGURA 40, MÉTODO DE MUESTREO CMOST .....	94
FIGURA 41, FUNCIONES OBJETIVO-CMOST .....	95
FIGURA 42, RESULTADOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DURANTE LA ESTIMULACIÓN. ....	97
FIGURA 43, RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DURANTE LA CONTINUA.....	99
FIGURA 44, RESULTADOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS DE YACIMIENTO. ....	101
FIGURA 45, PROCEDIMIENTO UTILIZADO PARA LA SELECCIÓN DE LOS MEJORES ESCENARIOS .....	103

FIGURA 46, CYCLING CONSTRAINS.....	104
FIGURA 47, PARÁMETROS SELECCIONADOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DURANTE LA ETAPA DE ESTIMULACIÓN .....	105
FIGURA 48, NUMERO DE SIMULACIONES DURANTE LA OPTIMIZACIÓN .....	109
FIGURA 49, FLUJO DE CAJA.....	118
FIGURA 50, "PAYBACK TIME" DEL PROYECTO.....	119
FIGURA 51, VALOR PRESENTE VS TASA DE INTERÉS .....	120

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1, SCREENING INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	21
TABLA 2, SCREENING INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	25
TABLA 3. PROPIEDADES DEL CAMPO PEACE RIVER, CANADÁ .....	32
TABLA 4, PARÁMETROS INFLUYENTES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR. ....	33
TABLA 5, CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	44
TABLA 6, PROPIEDADES DE LA ROCA.....	44
TABLA 7, PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	47
TABLA 8, PERMEABILIDAD RELATIVA VS SATURACIÓN DE AGUA .....	47
TABLA 9, MODELOS PARA OBSERVAR EL EFECTO DEL TIEMPO DE INYECCIÓN. ....	61
TABLA 10. DISTANCIA ENTRE POZOS SEGÚN EL ÁREA DEL PATRÓN. ....	81
TABLA 11, PARÁMETROS A ANALIZAR DURANTE LA ETAPA DE ESTIMULACIÓN.....	92
TABLA 12, PARÁMETROS A ANALIZAR DURANTE LA ETAPA DE INYECCIÓN CONTINUA.....	92
TABLA 13, PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y SUS RANGOS MÍNIMO Y MÁXIMO DURANTE LA ESTIMULACIÓN. ..	93
TABLA 14, PARÁMETROS DE OPERACIÓN Y SUS VALORES MÍNIMO Y MÁXIMO DURANTE LA CONTINUA .....	94
TABLA 15, PARÁMETROS PARA LA OPTIMIZACIÓN. ....	106
TABLA 16, CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL PRECIO DE VENTA DEL CRUDO. ....	107
TABLA 17, VALORES NECESARIOS PARA EL CÁLCULO DE VPN .....	107
TABLA 18, RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN.....	109
TABLA 19, COSTOS DE PERFORAR UN POZO .....	115
TABLA 20, INVERSIÓN NETA.....	115
TABLA 21, INGRESOS TOTALES.....	116
TABLA 22, EGRESOS .....	116
TABLA 23, INDICADORES ECONÓMICOS.....	121

## **LISTA DE ANEXOS**

<b>ANEXO A.</b> Archivo plano de simulación de un proceso de estimulación previo a la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado.....	<b>127</b>
--	------------

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DEL VAPOR PARA ACELERAR EL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO\*

**AUTOR:** YESSICA DEL CARMEN MATEUS TARAZONA \*\*

**PALABRAS CLAVE:** inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor, simulación numérica, crudo pesado, aceleración del factor de recobro, yacimientos estratificados, recobro mejorado, eficiencia térmica.

### DESCRIPCION:

Los métodos de recobro mejorado son una parte vital en el desarrollo de procesos de producción, especialmente en yacimientos de crudo pesado, los cuales se consideran actualmente como el mayor potencial petrolífero. Colombia cuenta con recursos significativos de crudo pesado ubicados principalmente en los Llanos Orientales y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Es de gran importancia investigar y desarrollar nuevas técnicas que permitan aumentar el factor de recobro y disminuir el tiempo de aplicación del proceso. El presente trabajo de grado muestra los resultados de una evaluación técnica y económica desarrollada al estudio del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado, implementado un proceso de estimulación previo a la inyección continua de vapor. Basándose en los siguientes parámetros; corto espaciamiento entre los pozos, periodos largos de inyección durante la estimulación, tiempos de remojo cortos, alto caudal de inyección y administración de la energía entregada al yacimiento después de tiempo de ruptura del vapor. Estudiar un proceso de aceleración del factor de recobro requiere un completo trabajo de simulación, con el fin de determinar las condiciones óptimas para su implementación estableciendo parámetros como distancia entre pozos, presión de inyección y caudal de inyección. Calculando adicionalmente la eficiencia térmica del proceso. Las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes e intercalaciones de arcilla son clave para el diseño del proceso en los yacimientos estratificados. Múltiples beneficios económicos se obtendrán al implementar el método propuesto en yacimientos de crudo pesado, reduciendo el tiempo de producción aproximadamente 70%, obteniendo los ingresos suficientes para costear las inversiones inherentes a la técnica, permitiendo aumentar significativamente los ingresos del proyecto, haciendo este método, técnica y económicamente rentable.

\*Trabajo de Grado

\*\* Facultad de ingenierías Físico- Químicas. Ingeniería de Petróleos

Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-director: Ing. Jorge Mario Palma Bustamante

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION OF USING STEAM FOR ACCELERATING OIL RECOVERY FACTOR IN STRATIGRAPHIC HEAVY OIL RESERVOIRS\*.

**AUTHORS:** YESSICA DEL CARMEN MATEUS TARAZONA\*\*

**KEYWORDS:** cyclic steam stimulation, steam drive, numerical simulation, heavy oil, accelerating oil recovery factor, stratigraphic reservoir, enhanced oil recovery, Thermal efficiency.

### DESCRIPTION:

Enhanced oil recovery methods are fundamental in the success of development oil production projects, especially in heavy oil reservoirs; they are actually the highest petroleum potential. Colombia has significant heavy oil resources, located specially in Valle Medio del Magdalena basin. In this dynamic world is very important to research and develop new technology for increasing oil recovery factor in a short time. This paper shows how to use the steam for acceleration oil recovery factor in stratigraphic heavy oil reservoirs, using the following parameters: short well distance, steam stimulation with long injection times, short soak time, during the stimulation, steam drive with high injection rates, injection energy management after steam break out.

Studying the accelerating oil recovery factor process, needs a complete simulation work for establishing optimal operational and reservoir condition for implementing the process, like distance between wells, injection pressure, and steam injection. Furthermore, to calculate thermal efficiency, that provides the energy lost to thermal receiving formations typical of stratigraphic reservoirs.

Implementing the proposed process multiples profits will be reach, reducing time of a conventional processes in about 70%, gaining enough come in money to settle total inversion, making the process technical and economical profitable.

\*Graduate Project- Thesis

\*\* Faculty of Physic-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Co-director: Ing. Jorge Mario Palma Bustamante

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de crudo pesado y extra pesado son actualmente la fuente de petróleo más prominente a nivel mundial. A diferencia de estos, los crudos convencionales han alcanzado su máxima producción y actualmente se encuentran en una etapa de declinación acelerada. Colombia cuenta con importantes recursos de crudo pesado, ubicados principalmente en los Llanos Orientales y en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se han desarrollado proyectos de recobro mejorado con inyección de vapor, con el fin de aumentar las reservas.

La inyección cíclica y continua de vapor son técnicas de recobro térmico que se usan en crudos de baja gravedad API, la inyección continua generalmente presenta problemas al inicio del proyecto, debido a la baja capacidad de inyección de la zona productora de aceite. Con el objetivo de aumentar dicha inyectividad, es común realizar periodos de estimulación previos a la implementación de procesos de inyección continua de vapor. Como consecuencia de esto y de la complejidad que presenta la extracción de petróleo en yacimientos de crudo pesado se han desarrollado varios métodos de recobro mejorado, además del perfeccionamiento de las técnicas ya existentes. Una de estas desarrollo en 1972 y se denominada Pressure Cycle Steam Drive (PCSD), ésta técnica se ha implementado en las arenas bituminosas de Canadá, en el campo Peace River, dando como resultado factores de recobro hasta del 40% en cortos periodos de tiempo, este método se explicará más ampliamente en el capítulo 1.

La finalidad del presente proyecto es realizar un estudio que determine la factibilidad técnica y económica de implementar una estimulación previa a un proceso de inyección continua de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado, donde se determinen los parámetros operacionales y de yacimiento bajo las cuales es factible incrementar la

producción de crudo en un corto tiempo. Este proyecto servirá como una guía para posteriores investigaciones y posibles aplicaciones de la técnica en campo, dando un esquema general de costos adicionales y condiciones operacionales para su implementación.

## **1. PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO CON INYECCIÓN DE VAPOR.**

Los hidrocarburos pesados, son fluidos con alta viscosidad ( $1000 \leq \mu \leq 10.000$ ) y baja gravedad API, este tipo de hidrocarburo no tiene la suficiente capacidad de fluir sin ayuda de procesos adicionales, por tal razón se hace necesario implementar técnicas de recobro térmico como; inyección cíclica y continua de vapor y así suministrar la energía necesaria para el correcto flujo del petróleo.

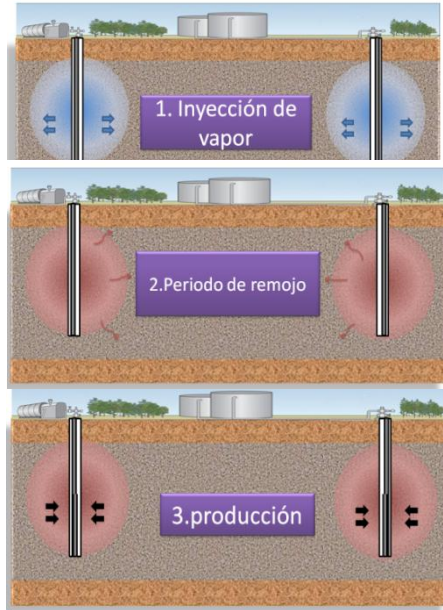
### **1.1 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

La inyección cíclica de vapor es el método de recobro térmico más ampliamente usado en la extracción de crudos pesados, ésta tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo facilitando su movilidad para su posterior extracción. Este proceso se desarrolla en un mismo pozo con tres etapas; inyección, remojo y producción (ver figura 1). Este método de recobro mejorado también es considerado como una estimulación, ya que permite limpiar las paredes de la formación productora, eliminando las parafinas que se depositan en el fondo de pozo, permitiendo así disminuir el factor de daño de la formación. La implementación de este proceso afecta las propiedades del yacimiento tales como la mojabilidad, permeabilidad relativa, tensión interfacial y presión capilar.

El desarrollo operacional de la técnica se describe a continuación; inicialmente el vapor es inyectado por varios días, la duración de ésta etapa depende del tipo de crudo y formación donde se inyecte; las formaciones que contienen fluidos muy viscosos, necesitan tiempos de inyección mayores que aquellas formaciones con fluidos no tan viscosos, ya que la transferencia de energía en estos últimos es más rápida. Por otra parte los yacimientos que son estratificados, suelen tener grandes

pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes, efecto que se puede minimizar al aumentar el flujo másico del vapor.

figura1, Etapas de la inyección cíclica de vapor



Fuente, Autor

Después de inyectar el vapor, el pozo debe ser cerrado por un periodo corto (de días), ésta etapa se denomina remojo, y tiene como finalidad transferir calor hacia la roca y los fluidos, permitiendo que la viscosidad disminuya lo suficiente para permitir su movilidad.

Seguido de la etapa de remojo, se debe abrir el pozo a producción, donde inicialmente se producirá gran cantidad de agua y aceite, debido a su alta movilidad y saturación en la zona estimulada. Los periodos de inyección, remojo y producción se deben repetir hasta llegar al límite económico del proyecto, el cual se debe determinar con un completo análisis económico.

La presión de yacimiento juega un papel muy importante durante la etapa de producción, ya que los yacimientos que tengan una alta presión inicial tienden a producir caudales mayores a los obtenidos durante la producción en frío, lo cual es causado por el aumento en la movilidad del aceite<sup>1</sup>.

Cuando los fluidos en la zona calentada son producidos, ésta queda con una baja saturación de aceite, los fluidos fríos cerca a ésta zona fluyen y aumentan nuevamente la saturación de aceite, pero este efecto no es significativo en los primeros ciclos de estimulación ya que el vapor calienta una pequeña parte del yacimiento. Por otra parte, el factor de recobro en los procesos de estimulación con vapor se ve directamente afectado por el espaciamiento entre pozos ya que áreas pequeñas permiten una mejor distribución del calor que aquellos patrones con áreas muy grandes.

En un proyecto de inyección de vapor se debe evaluar la factibilidad técnica en conjunto con la económica, para este último se usan diferentes parámetros definidos por ingeniería, sin embargo uno de los más comunes para la evaluación de este tipo de proyectos es la relación vapor aceite, ésta es definida como el volumen de vapor inyectado (barriles equivalentes de agua) para poder producir un barril de petróleo, este parámetro debe ser lo más bajo posible para que el proyecto sea económicamente rentable, es normal encontrar valores de 4 hasta 5 como máximo, la determinación de este límite económico depende de factores económicos inherentes al proceso.

Determinar el yacimiento candidato para inyectar vapor es de vital importancia para la rentabilidad del proceso, la tabla 1 muestra algunos de los parámetros de yacimiento requeridos para poder implementar un proceso de inyección cíclica de vapor.

---

<sup>1</sup>Boton, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007

**Tabla 1,**Screening Inyección cíclica de vapor

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Gravedad API</b>	≤ 15
<b>Viscosidad cp</b>	≤4000
<b>Profundidad(pies)</b>	≤3000
<b>Espesor neto(pies)</b>	≤200
<b>Porosidad %</b>	≥ 0.30
<b>Permeabilidad (md)</b>	1000-2000

**Fuente:** Modificado de 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.

### **1.1.1 Periodo de Inyección**

La etapa de inyección es la primera de las tres que componen el proceso de inyección cíclica de vapor, en ésta se suministra calor a la formación por medio de vapor húmedo; la duración es función de la cantidad de vapor inyectado y ésta de las condiciones de desarrollo, así como de la capacidad de los equipos utilizados para el proyecto. Para esta etapa se recomienda que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, con el fin de reducir las pérdidas de calor. Debido a que este parámetro se encuentra directamente relacionado con la presión de inyección, se debe tener en cuenta la presión de fractura del yacimiento para no sobrepasarla, de lo contrario se pueden producir daños a la formación productora<sup>2</sup>.

### **1.2.2 Periodo de remojo.**

Después del periodo de inyección, se cierra el pozo por varios días para que el calor inyectado se distribuya alrededor del pozo, la duración del periodo de remojo depende de parámetros tales como: la presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación, viscosidad del aceite, pérdidas de calor de acuerdo a las

---

<sup>2</sup>IBID 1

propiedades térmicas de las formaciones adyacentes y la cantidad de vapor inyectado<sup>3</sup>.

### **1.1.3 Periodo de producción**

Una vez el vapor ha calentado la formación y la presión del yacimiento se ha estabilizado, el pozo es abierto y puesto en producción. Al inicio se registran grandes cantidades de agua a altas temperaturas como resultado de la condensación del vapor inyectado, luego la tasa de producción de agua comenzará a disminuir, mientras que la producción de aceite tenderá a aumentar por un tiempo, la respuesta del pozo a la estimulación depende principalmente de la viscosidad del crudo, la permeabilidad existente, el radio de calentamiento, la presión inicial del yacimiento y de las pérdidas de calor.<sup>4</sup>

La duración de la etapa de producción dependerá principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfríen la formación y de las pérdidas de calor que se presenten en el sistema hacia las formaciones adyacentes. Cuando la tasa de producción de aceite tiende a la tasa de inicio de la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado lo suficiente para iniciar con otra etapa de estimulación.

## **1.2 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

Como en todo proceso de recuperación térmica, existen parámetros de yacimiento y de operación que influyen en el óptimo desarrollo de estos así como propiedades adecuadas para poder aplicar las técnicas de recobro, en el presente capítulo se muestran dichos parámetros. De la presencia del mejor escenario dependerán el éxito y efectividad de estos procesos de recuperación mejorada.

---

<sup>3</sup>Trebolle, R. L. De PAZ, M. C. and MARTINEZ, D.E "Parametric study of the design factors for cyclic Steam injection in lake Oil Fields", paper SPE 25810. P3

<sup>4</sup>RODRIGUEZ, E; BARRIOS W; SANTOS, N: "Numerical simulation for cyclcic steam injection a Santa Clara Field" CT&F Ciencia, Tecnología y futuro, Vol 3, Num 4 Diciembre 2008

### **1.2.1 Numero de ciclos empleados**

Una vez se realiza el diseño de la estimulación y se establece la duración de los periodos de inyección, remojo y producción, se procede a determinar el número de ciclos de estimulación que deben ser aplicados en el yacimiento, teniendo en cuenta el calentamiento de la formación, la reducción en la viscosidad del aceite y la relación aceite-vapor (RAV). En caso de requerir un proceso de inyección continua de vapor posterior a la estimulación, es importante establecer el número de ciclos de estimulación que son técnica y económicamente viables de implementar antes de llevar a cabo dicho proyecto.<sup>5</sup>

### **1.2.3 Distancia entre pozos**

La distancia entre los pozos juega un papel muy importante en el proceso, aunque se inyecta y se produce por el mismo pozo, cuando la distancia entre los pozos es corta, la estimulación de un pozo puede afectar en gran medida la respuesta de producción de otro pozo que no se estimule. Este efecto se ve claramente en los proyectos de campo ya que los pozos no se pueden estimular todos al mismo tiempo, sin embargo dependiendo del espaciamiento, durante la estimulación de un pozo puede tener un efecto positivo en la producción de los demás pozos que no han sido estimulados.

La distancia entre pozos depende de la viscosidad del fluido y características geológicas del yacimiento como son la existencia de fallas o formaciones con altos buzamientos<sup>4</sup>; para fluidos muy viscosos como el caso de los yacimientos del

---

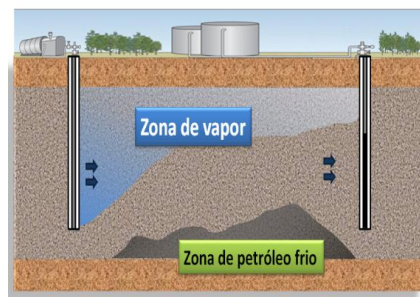
<sup>5</sup>Boton, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua".Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007

Valle Medio del Magdalena Colombiano, es recomendable usar espaciamentos no mayores a 10 acres.

### 1.3 GENERALIDADES DE LOS PROCESOS DE INYECCION CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un método de recobro terciario (EOR) y al igual que en la inyección cíclica de vapor, ésta tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo para aumentar su movilidad. La inyección continua de vapor fue evaluada antes que la inyección cíclica de vapor, pero fue en 1960 cuando en California, se dio inicio comercialmente a este método de recobro<sup>6</sup>. Su funcionamiento consiste en inyectar vapor de agua en la zona productora por medio de un pozo inyector (Figura 2), causando un frente de vapor que por diferencia de densidad con el aceite, tenderá a permanecer en la parte superior de la formación, este frente se considera a temperatura constante y el aceite presente en él se encuentra con una alta movilidad, adicionalmente el aceite es sometido a expansión térmica por lo cual es fácilmente desplazado por el vapor hacia el pozo productor, generando una disminución en la viscosidad del crudo y un aumento en la presión del yacimiento, dando como resultado un aumento en la producción de aceite.

**Figura 2.** Esquema de un proceso de inyección continua de vapor



**Fuente:** autor

<sup>6</sup> Farouq Ali, Practical Heavy Oil Recovery p 6-3

En la inyección continua de vapor es muy importante considerar las pérdidas de calor hacia las formaciones no productoras como las arcillas, las cuales se conocen como formaciones ladronas de calor, debido a que estas presentan una mayor capacidad calórica que las arenas productoras. Dichas pérdidas son mayores si el espesor de la formación de interés es pequeño, ya que en ésta la zona de vapor tiene mayor área de contacto con las formaciones adyacentes. En este método se puede obtener un recobro de aceite mayor al obtenido en la estimulación cíclica de vapor ya que se contacta mayor área del yacimiento.

Determinar el tipo de yacimiento donde se implemente este método es de vital importancia para el éxito de ésta, la tabla 2 muestra algunos de los parámetros de yacimiento requeridos para poder implementar un proceso de inyección continua de vapor.

**Tabla 2,** Screening Inyección continua de vapor

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
<b>Gravedad API</b>	13- 25
<b>Viscosidad cP</b>	≤1500
<b>Profundidad(pies)</b>	≤3000
<b>Espesor neto(pies)</b>	≥ 20
<b>Porosidad %</b>	≥ 0.20

**Fuente:**Modificado de 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.

#### **1.4 Factores que afectan los procesos de inyección continua de vapor**

En el diseño de una inyección continua de vapor, es importante tener presentes algunos parámetros de yacimiento y operación, para garantizar el buen desempeño del proceso. Con ello se busca dar mejores condiciones de funcionamiento, evitar posibles inconvenientes en el desarrollo del proyecto y prevenir posibles desventajas económicas.

#### **1.4.1 Heterogeneidades de los yacimientos.**

La presencia de heterogeneidades en los yacimientos donde se desea implementar procesos de inyección de vapor, tales como zonas de alta permeabilidad, baja saturación de aceite, fracturas, intercalaciones de arcilla entre otras son la causa de la disminución en la eficiencia de estos procesos de recobro térmico y de la disminución de la producción de aceite. Las zonas de alta permeabilidad presentes en los yacimientos se conocen como canales preferenciales de flujo y pueden conducir a la ruptura del vapor de agua rápidamente, adicionalmente se pueden generar zonas con alta saturación de agua las cuales causan pérdidas de calor ya que el agua tiene una alta capacidad calorífica.

#### **1.4.2 Intercalaciones de arcilla**

Las arenas productoras con horizontes continuos son ideales para implementar procesos de recobro térmico como inyección cíclica y continua de vapor, debido a que estos permiten la correcta distribución del calor inyectado en la roca y los fluidos. La mayoría de yacimientos no presentan esta cualidad, por el contrario, estos presentan intercalaciones con formaciones que por sus características disminuyen la eficiencia térmica del proceso. La presencia de intercalaciones de arcilla es una característica común en los yacimientos Colombianos de crudo pesado, estas formaciones son consideradas como ladronas de calor, debido a su alta capacidad calórica, por lo tanto el calor inyectado a la formación productora no es entregado totalmente a la roca y a los fluidos presente en ellas, por el contrario gran parte de este se disipa hacia las arcillas, lo cual se ve reflejado negativamente en el factor de recobro de aceite. Este efecto se puede cuantificar por medio del cálculo de la eficiencia térmica del proceso, que se define como la relación entre la cantidad de calor almacenado en la roca y el total inyectado a la formación.

### **1.4.3 Estimulación previa a la inyección continua de vapor**

En la mayoría de los proyectos de recuperación con vapor se acostumbra a complementar la inyección continua con inyección cíclica, por dos razones importantes: en primera instancia, se encuentra la poca movilidad del aceite, generalmente cuando se implementa un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento frío con una viscosidad de crudo muy alta, la respuesta del fluido a la producción es muy baja, además, las tasas de inyección manejadas deberán ser altas para garantizar la eficiencia del proceso, lo cual resulta en la utilización de una mayor cantidad de vapor, por tal razón se recomienda estimular el pozo con uno o varios ciclos antes de implementar la inyección continua de vapor.

En segundo lugar, y una de las razones más importantes, es la disminución de la saturación de aceite en la zona cerca al pozo, la producción de aceite es alta en los primeros cíclicos de estimulación, pero si el yacimiento no tiene la capacidad para restaurar la saturación de aceite en la zona calentada, la producción de agua aumentará drásticamente y la producción de aceite será muy baja, por lo tanto se recomienda implementar inyección continua de vapor después de ciertos ciclos de estimulación. El número de estimulaciones que se debe realizar en el yacimiento depende de las características de este y del fluido tales como; la permeabilidad, la presión de yacimiento y la viscosidad del crudo.

Es de gran importancia tener en cuenta el aumento de la saturación de agua en la zona estimulada ya que esto genera un aumento de las pérdidas de calor, por lo tanto, no es recomendable implementar muchos ciclos de estimulación antes de la inyección continua de vapor, además se debe realizar un estudio profundo de las características y comportamiento del yacimiento.

## **1.5 PRESSURE CYCLE STEAM DRIVE**

El concepto de la técnica Pressure Cycle Steam Drive (PCSD), fue desarrollada en 1974 por la compañía Shell en conjunto con Wang Pratts y Campbell. Al igual que la inyección cíclica y continua de vapor, este es un método de recobro mejorado que tiene como finalidad aumentar la producción de crudo; se ha implementado en Canadá dando como resultado factores de recobro entre 40 y 50%, en formaciones con crudo bituminoso. El desarrollo de la técnica se compone de dos etapas, en donde la primera de ellas consta de un proceso de estimulación a alta presión por medio de inyección cíclica de vapor, y en la segunda fase, se inyecta vapor de forma continua, periodo en el cual se administra la energía entregada al yacimiento con periodos de alto y bajo caudal de inyección, lo cual permitirá aumentar la producción de aceite en un corto tiempo<sup>7</sup>.

### **1.5.1 Estimulación con inyección cíclica de vapor.**

La primera etapa del proceso Pressure Cycle Steam Drive PCSD, consiste en estimular los pozos con varios ciclos de inyección de vapor. Considerando un patrón de 5 puntos donde un pozo es inyector y los cuatro restantes son productores, se procede a estimular previamente los pozos de la siguiente manera; los pozos inyectores y productores se estimulan con diferente caudal de inyección, los primeros se deben estimular con caudales menores a los pozos productores, esto con el objetivo de no generar un aumento significativo de la saturación de agua en las cercanías de los pozos inyectores, mientras que el caudal de inyección en los pozos productores debe ser lo más alto posible para poder aumentar la presión del yacimiento, disminuir pérdidas de calor y aumentar rápidamente la producción de aceite. Los periodos de inyección, remojo y producción se verán definidos por las características del crudo y de la formación productora. Debido a la alta viscosidad del crudo en el campo Peace River,

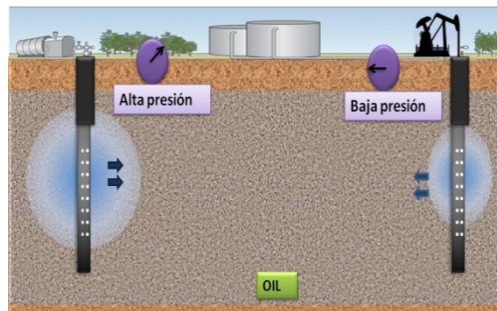
---

<sup>7</sup>W.S Tortike “ A numerical study of pressure cycling Athabasca oil sand with steam and carbon dioxide” AOSTRA 91-11

Canadá, donde se ha implementado la técnica, el periodo de inyección es largo (meses) con pocos días para la etapa de remojo, mientras que la producción dura varios meses. La figura 3 muestra un esquema general del periodo de estimulación. Cabe aclarar que la técnica fue desarrollada para yacimientos de bitumen, por lo cual se hace necesario modificar la técnica para los yacimientos estratificados de crudo pesado típicos de Colombia, tal como se muestra en el capítulo 4.

Uno de los factores más importantes para el éxito de esta técnica es el corto espaciamiento entre los pozos, lo cual da como resultado una mejor distribución del calor en la formación productora, mayor radio de calentamiento y una mayor producción de aceite.

**Figura 3.** Etapa de inyección cíclica en el en el proceso PCSD



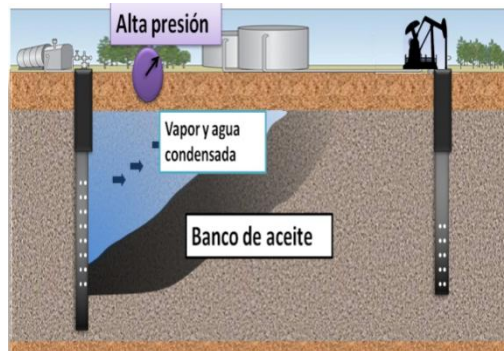
Fuente, Autor

### 1.5.2 Inyección continua de vapor

Esta etapa es la segunda fase del proceso PCSD, donde se van a tener periodos de alto y bajo caudal de inyección. Esta consiste en inyectar vapor a alto caudal en la formación productora (figura 4) después de haber sido estimulado previamente el pozo. Una vez el vapor irrumpa en el pozo productor se debe disminuir la tasa de inyección para disminuir la cantidad de energía usada. Un factor influyente en esta etapa es el tiempo de inicio de inyección después de la

ruptura del vapor, el cual debe ser el mínimo, para asegurar que el yacimiento no disminuya su temperatura y por ende no aumente su viscosidad.

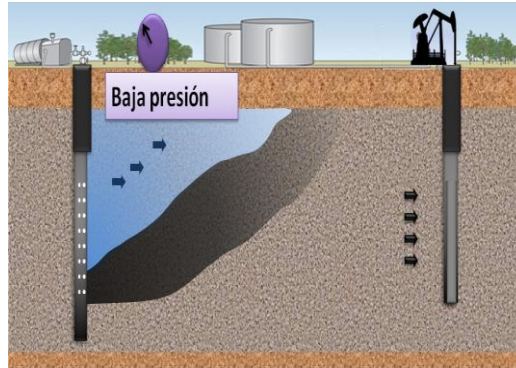
**Figura 4.** Etapa de inyección continua de vapor a altas presiones



**Fuente,** Autor

La siguiente etapa como se muestra en la figura 5 es, la continuación de la inyección continua de vapor pero con bajo caudal de inyección, lo cual permitirá disminuir la cantidad de energía usada en el proceso, esta etapa se implementa cuando el vapor irrumpa en el pozo. El efecto de disminuir la tasa de inyección se verá reflejado en una disminución de la tasa de producción, momento en el cual se debe aumentar al máximo nuevamente el caudal de inyección, esto con el objetivo de aumentar nuevamente la presión del yacimiento y generar así un aumento significativo de la producción de aceite. El aumento y disminución de la presión del yacimiento como producto de cambios en el caudal de inyección se denominan “ciclos de presión” o “Pressure Cycle”

**Figura 5.** Etapa de inyección continua de vapor a bajas presiones



**Fuente,** Autor

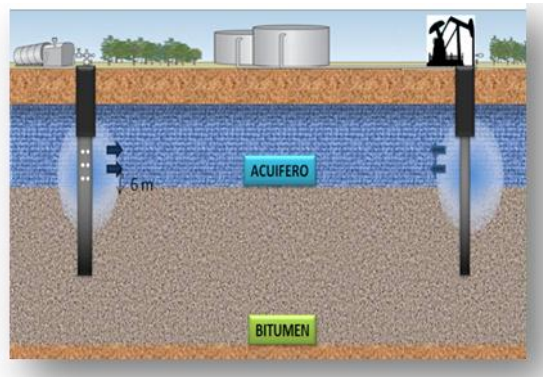
El proceso de inyección continua de vapor se debe implementar hasta llegar al límite económico del proyecto, determinado por factores como la relación vapor aceite y la eficiencia térmica del proceso.

### **1.5.3 Aplicaciones de la técnica pcsd<sup>8</sup>**

La técnica PCSD fue implementada en las arenas bituminosas de Canadá, en dos proyectos denominados PRISP y PREP el primero de estos se inició en 1980 y se finalizó en 1994, el segundo de estos se inició en 1987 y finalizó en el año 2002 debido a que el proyecto alcanzó rápidamente el límite económico. La tabla 3 muestra las propiedades iniciales del yacimiento. El diseño del proyecto fue modificado ya que el yacimiento presentaba un acuífero asociado, a causa de esto la estimulación debió realizarse en la zona del acuífero como se muestra en la Figura 6. Parte de la energía suministrada se perdió calentando el agua, además de las pérdidas causadas por la conducción del calor hacia zonas aledañas, pero parte de esta energía fue entregada a la zona productora de bitumen, lo cual redujo su viscosidad y este se produjo por drenaje gravitacional.

<sup>8</sup>Shell, Canada limited Peace River complex, annual performance presentation to EUB, November 2005

**Figura6,**Esquema de la distribución del acuífero en PeaceRiver.



**Fuente,** Autor

El piloto se dividió en dos etapas como se muestra en la figura 7; en la primera se usó un arreglo de siete puntos y se obtuvo una producción promedio de 3000 bbl/día. En 1987 se dio inicio a la segunda fase del proyecto donde se perforaron alrededor de 200 pozos, algunos de ellos fueron pozos horizontales y se obtuvo una producción máxima de 13000 bbl/d y el factor de recobro aumentó hasta 40%.

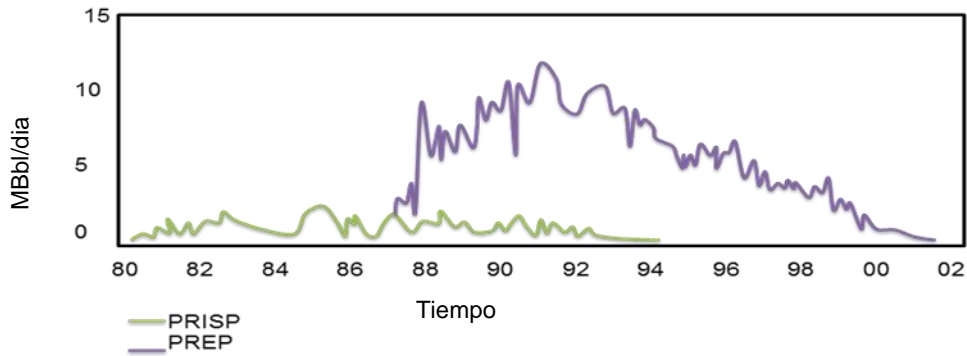
**Tabla 3.** Propiedades del campo PeaceRiver, Canadá

Propiedad	Valor
Temperatura	62,2 °F
Viscosidad	200,000 cp
Profundidad	1804 ft
OOIP	7 Billones

**Fuente:** Modificado de:Shell, Canada limited Peace River complex, annual performance presentation to EUB, November 2005

El proyecto fue culminado en el año 2002 ya que la respuesta obtenida por la producción no fue la esperada, lo cual condujo a alcanzar el límite económico prematuramente.

**Figura 7**, esquema de producción del piloto PRISP



**Fuente:** Modificado de: Shell, Canada limited Peace River complex, annual performance presentation to EUB, November 2005

## 1.6 PARÁMETROS INFLUYENTES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Existen parámetros de yacimiento y de operación que influyen en el óptimo desarrollo de los procesos de inyección de vapor, así como propiedades adecuadas para poder aplicar las técnicas de recobro; la tabla 4 muestra dichos parámetros clasificados en operacionales y de yacimiento. De la presencia del mejor escenario dependerán el éxito y efectividad de estos procesos de recobro mejorado.

**Tabla 4**, Parámetros influyentes en los procesos de inyección de vapor.

PARÁMETRO	FACTORES
PARÁMETROS DE YACIMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profundidad de la formación</li> <li>• Presión de yacimiento</li> <li>• Daño de la formación</li> <li>• Viscosidad del crudo</li> <li>• Relación arena-arcilla</li> <li>• Espesor de las arenas productoras</li> <li>• Saturación de aceite</li> <li>• Movilidad del crudo</li> </ul>
PARÁMETROS OPERACIONALES	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de inyección</li> <li>• Presión de inyección</li> <li>• Calidad del vapor</li> <li>• Temperatura del vapor</li> <li>• Cantidad de energía inyectada</li> <li>• Tipo de completamiento</li> </ul>

**Fuente,** Modificado de Boton L, Pacheco E. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua, Universidad Industrial de Santander 2007.

### **1.6.1 Parámetros de yacimiento**

El desarrollo de los procesos de inyección de vapor necesitan algunas propiedades de yacimiento “ideales” para que el yacimiento se pueda desarrollar de una forma adecuada por un método de recobro mejorado.

#### **1.6.1.1 Profundidad de la formación.**

Es uno de los parámetros más relevantes en los procesos de recobro térmico debido a su directa relación con la calidad del vapor inyectado y con las pérdidas durante su trayectoria. El vapor pierde energía a medida que fluye a través de toda la línea hasta llegar a la cara del pozo, esto causa la condensación de cierta parte del vapor bajando la eficiencia del proceso. Se considera que la profundidad de los yacimientos no debe ser mayor a 3000 pies, ya que profundidades mayores pueden ocasionar la condensación total del vapor.

#### **1.6.1.2 Viscosidad del crudo**

La viscosidad del crudo es uno de los parámetros de estudio con más relevancia en los procesos de recobro térmico especialmente para inyección continua, a medida que el vapor es inyectado en la formación productora, este transfiere su energía al aceite, reduciendo su viscosidad y permitiendo un aumento en la movilidad para que fluya fácilmente al pozo productor. A diferencia de la inyección continua, la inyección cíclica no presenta mayor restricción en el valor de la viscosidad; se considera que se puede implementar en crudos con valores mayores a 300 cP, lo cual indica que se puede usar en yacimientos de crudo pesado y bitumen. Por otra parte la inyección continua de vapor en yacimientos de crudo pesado hace que relación de movilidad entre el vapor y el aceite sea muy baja y el aceite no es desplazado efectivamente hacia el pozo productor, por lo cual se aconseja implementar la inyección continua en yacimientos de crudos con viscosidades no mayores a 1500 cp.

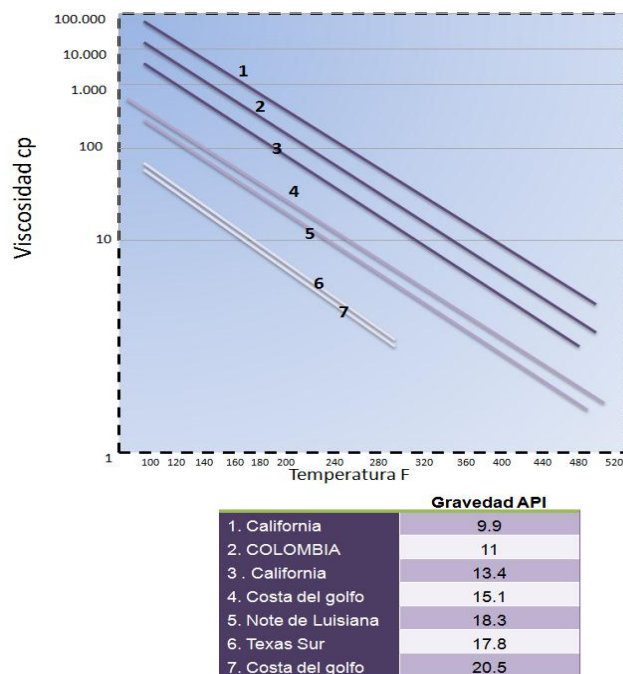
El efecto de reducción de la viscosidad depende de su valor original, la figura 8 muestra la viscosidad en función de la temperatura según la gravedad API de

diferentes crudos, en ésta se puede ver claramente el efecto de la viscosidad inicial del crudo, es decir que tan liviano o pesado es el crudo antes de inyectar vapor. En cuanto mayor sea la viscosidad inicial del crudo, mayor va a ser la reducción por efecto de calentamiento.

### 1.6.1.3 Relación arena arcilla

Esta relación permite cuantificar la arcilla presente en la zona de interés. En formaciones ideales no hay presencia de arcillas pero se ha visto que la mayoría de los yacimientos contienen este tipo de formaciones, en estos casos la relación arena arcilla debe ser lo más alto posible, las arenas productoras libres de arcilla son las mejores candidatas para un proceso de recobro térmico ya que altas cantidades de arcilla generan mayores pérdidas de calor en la formación, disminuyendo así la eficiencia del proceso.

**Figura 8,** Viscosidad Vs Temperatura en función de la gravedad API de los crudos.



**Fuente,** modificado de Yessica Mateus, notas clase recobro mejorado 2011

#### **1.6.1.4 Espesor de la formación**

El espesor de la formación está directamente relacionado con las pérdidas de calor en la formación. El calor que se pierde es entregado a las zonas adyacentes ya sean arenas no productoras o arcillas; cuando el espesor es pequeño, aumenta el área de contacto con los estratos superior o inferior aumentando la cantidad de calor perdido, por tanto, se recomienda implementar el proceso en formaciones con espesor mayor a 20 ft. Cuando el espesor de la formación es grande, el proyecto tiene mayor probabilidad de ser económico, debido a que se maneja valores altos en la relación aceite vapor(RAV) es decir, para una misma cantidad de vapor inyectado se obtiene mayor producción de aceite en un yacimiento con espesor grande que en un yacimiento de formación delgada, este comportamiento no es garantizado, por lo que es necesario realizar un estudio a la formación de interés y evaluar su comportamiento ante este tipo de procesos

#### **1.6.1.5 Saturación de aceite**

La saturación de aceite es de gran importancia en los procesos de recuperación mejorada, ya que da un estimativo del petróleo remanente en el yacimiento, de la misma manera se puede determinar la viabilidad económica del proyecto. El volumen de aceite se expresa a partir de la relación definida por el producto de la porosidad y la saturación de aceite ( $\phi S_o$ ), la cual según la National Petroleum Council debe ser mayor a 0,1 para que el proyecto de inyección de vapor sea económicamente atractivo<sup>9</sup>.

#### **1.6.2 Parámetros operacionales**

Los parámetros operacionales, son aquellos que se pueden modificar y determinar por el personal de ingeniería, su estudio es de vital importancia ya que se puede

---

<sup>9</sup> Mercado D, "Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado.", proyecto de grado Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, 2005

determinar aquellos con mayor influencia en los procesos de inyección de vapor, adicionalmente se puede determinar los parámetros óptimos para obtener la mejor respuesta del yacimiento.

#### **1.6.2.1 Tasa de inyección de vapor**

Uno de los problemas que se presenta en los procesos de recobro térmico son altas pérdidas de calor durante todo el proceso, las cuales pueden disminuir al aumentar la tasa de inyección del vapor. Al aumentar el flujo másico, se disminuyen las pérdidas de calor durante la trayectoria del vapor desde superficie hasta la formación, por lo cual se recomienda inyectar el vapor a altas tasas. Se debe tener en cuenta que la inyección de altos caudales aumenta la presión de inyección, y ésta no debe sobrepasar la presión de fractura, de lo contrario se ocasionarían problemas de inyectividad disminuyendo la efectividad del proceso. Los altos caudales también pueden generar irrupción temprana del vapor en el pozo productor; pero para mitigar este efecto, es necesario cañonear la zona del pozo productor en la parte más baja de la formación productora, asegurando de esta manera un mayor barrido de la formación de interés. Una regla de la mano derecha para la tasa de inyección en los procesos de inyección cíclica es 30MMBTU/pie de formación.

#### **1.6.2.2 Presión de inyección**

La presión de inyección está directamente relacionada con la tasa de inyección del vapor, lo ideal es inyectar a altas presiones pero se debe tener en cuenta la presión de fractura, debido a que sobrepasarla puede causar daño a la formación y por tanto disminuir el factor de recobro, usualmente se inyecta 300 lb por encima de la presión del yacimiento, es recomendable inyectar a presiones moderadas para tener un efecto de calentamiento adecuado.

#### **1.6.2.3 Calidad del vapor**

Es uno de los parámetros más influyentes en los procesos de inyección de vapor, ésta depende de las propiedades del agua como; la temperatura y presión de

saturación, calor específico, calor sensible y calor latente. Esta propiedad determina qué cantidad del vapor inyectado permanece como vapor y cual ha pasado a fase líquida, además da un indicativo indirecto de cuanto calor se está transfiriendo del fluido inyectado a la formación.

Lo que se busca es que la calidad sea lo más cercana posible a uno ya que desde la salida del generador hasta fondo de pozo, se disminuye su magnitud debido a las pérdidas en superficie y en fondo de pozo.

## 2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

La simulación numérica es una herramienta que permite predecir el comportamiento de los yacimientos cuando estos son sometidos a diferentes esquemas de explotación. Evaluar el comportamiento de un yacimiento previo a la implementación de un método de recobro mejorado se ha convertido en una etapa vital para su desarrollo. En la actualidad existen diferentes simuladores numéricos que permiten reproducir el comportamiento del yacimiento. Para evaluar la factibilidad técnica de implementar un proceso de inyección continua de vapor precedida por un ciclo de estimulación se hará uso el simulador CMG de la compañía Computer Modelling Group LTD.

### 2.1 Generalidades de la simulación numérica de yacimientos

La construcción del modelo conceptual, representativo de un campo del Magdalena Medio Colombiano, se realizó mediante la herramienta Stars (**S**team, **T**hermal and **A**dvanced **P**rocesses **R**eservoir **S**imulator) del simulador CMG, el cual modela el flujo en tres fases de fluidos multi-componentes y predice el comportamiento de los yacimientos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado como inyección de vapor, aire, solventes y químicos.

Una de las ventajas de realizar una simulación numérica de un yacimiento, es que se puede realizar un infinito número de veces, además se puede realizar un análisis de sensibilidad a los parámetros de mayor influencia en el proceso para posteriormente realizar una optimización de éste.

#### 2.1.1 Información necesaria para la simulación de yacimientos

Para realizar una correcta y confiable simulación se debe contar un una información básica que represente las condiciones de yacimiento, de lo contrario los datos obtenidos por el simulador no predecirán el comportamiento de este cuando es sometido a un determinado método de recobro. A continuación se

menciona aquellas características básicas para la construcción del modelo conceptual de simulación.

### **2.1. 1.1 Descripción física del yacimiento.**

La descripción física del yacimiento es la base para la simulación numérica, ésta se debe apoyar de un estudio completo de la zona de interés que defina estratigráficamente y estructuralmente al yacimiento. La cantidad de datos necesarios para introducir al simulador depende de la complejidad del proceso que se desee reproducir, algunos de los datos necesarios para el simulador se muestran a continuación<sup>10</sup>.

#### 1. Mapas geológicos y petrofísicos del área

- Límites del yacimiento.
- Discontinuidades de las capas
- Características de la formación y del acuífero (si hay presencia de este)

#### 2. Propiedades petrofísicas

- Permeabilidades.
- Porosidades
- Saturaciones (agua, aceite y gas)
- Compresibilidad de la roca y de los fluidos

#### 3. Propiedades PVT

- Viscosidad del aceite y del agua
- Factor volumétrico del aceite
- Comportamiento de fases.

#### 4. Estado mecánico de los pozos.

- Orientación de cada pozo
- Profundidad
- Radio del pozo

---

<sup>10</sup>MEDINA M “ Análisis de sensibilidad de las variables presentes en un piloto vertical de inyección continua de vapor de cinco puntos utilizando simulación numérica de yacimientos” p 71

- Datos del revestimiento
- Calendario de eventos

## **2.2 Descripción del yacimiento base para la construcción del modelo conceptual de simulación.**

El modelo conceptual de simulación representa un yacimiento típico de los campos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena Colombiano. Los datos usados para la construcción del modelo son un promedio de las características del campo Teca, ubicado a 160 kilómetros del noroccidente de Bogotá. El campo teca tiene un área de 2788 acres y está compuesto por una estructura monoclinal, la estructura ha sido dividida en bloques por fallas tensionales. La estratigrafía muestra un basamento de rocas ígneas y metamórficas de edad pre cretácica, que está cubierto por una secuencia sedimentaria no consolidada de edad terciaria, compuesta por granos finos, conglomerados, arcillolitas, arenas fluviales e intercaladas de shales, la sección sedimentaria tiene un espesor que varía entre 2000 y 3000 pies<sup>11</sup>.

### **2.2.1 Zonas del yacimiento.**

La parte superior de la secuencia del oligoceno comienza con los cuerpos de arena que contienen agua de salinidad intermedia, a los cuales se ha denominado como la zona de transición con un espesor que varía de 90 a 220 pies, por debajo de este intervalo de transición se encuentra la sección de hidrocarburos dividida en dos zonas:

- Zona A: se encuentra en la parte superior del intervalo productor, inmediatamente debajo de la zona de transición. Consiste en una serie de grupos arenosos correspondientes a canales fluviales lateralmente discontinuos que se van adelgazando hacia el oeste.

---

<sup>11</sup> FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano" p 17. Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2005

La zona A se ubica a una profundidad entre 1400-1800 pies, con un espesor bruto aproximado de 390 pies, tiene una porosidad de 29% y una permeabilidad de 1080 mD. El área no está abierta a producción en todos los pozos del campo por presentar originalmente una o varias capas de areniscas saturadas con agua, especialmente en la parte baja de los bloques fallados<sup>9</sup>.

- Zona B: se ubica en el intervalo de 1920 a 2050 pies, con un espesor aproximado de 130 pies; tiene una porosidad de 28 % y una permeabilidad de 780 md. La zona B es la sección más prolífica en la producción de hidrocarburos, todos los pozos desarrollados tienen abierta la producción en este intervalo.

Al igual que la unidad A, la zona B está compuesta por una serie de mantos de arena que se comportan como cuerpos independientes, discontinuos tanto lateral como verticalmente y de acuerdo con el ambiente fluvial de depósito se encuentran alargados en dirección longitudinal paralela a los canales, en esta unidad es posible distinguir igualmente diferentes contactos agua –aceite en los cuerpos de arena.

### **2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.**

Los modelos conceptuales permiten evaluar el comportamiento de los yacimientos cuando estos son sometidos a diferentes esquemas de explotación sin tener en cuenta la historia de producción de este. Para su construcción es necesario determinar las dimensiones del grid de simulación y conocer las propiedades de la roca y de los fluidos. A continuación se presenta el desarrollo del modelo conceptual usado.

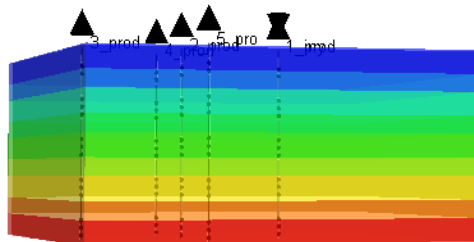
### 2.3.1 Dimensiones del Grid de simulación

La herramienta Builder del simulador CMG, tiene las siguientes opciones para el tipo de enmallado:

- Cartesiano
- Radial
- Espesor Variable

La construcción de este modelo se hizo con un enmallado tipo cartesiano, el cual nos permite modelar el flujo lineal de los fluidos en patrones con áreas grandes. Las dimensiones del grid son: 15i, 15j, 9k, con dimensiones de 155 pies en las direcciones i,j. El área total del modelo es de 125 acres, donde las 9 capas en dirección k, se dividen en arenas 4 capas productoras con 25 pies de espesor y 5 capas de arcillas con 12 pies de espesor, las cuales representan la zona A del campo Teca, la figura 9 muestra el modelo base de simulación y la tabla 5 muestra las condiciones iniciales las cuales fueron tomadas y modificadas de los datos del campo Teca.

**Figura 9,** Modelo base de simulación



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

**Tabla 5,** Condiciones Iniciales del modelo de simulación

Propiedad	valor
Temperatura	105 F
Saturación de aceite	80%
Saturación de Agua	20%
Presión @ 1600 ft	890 psi
Área del modelo	125 acres
Espesor neto productor	100 Ft

**Fuente :** tomado y modificado de: FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano"

### 2.3.2 Propiedades de la roca

Las propiedades de los fluidos y la roca juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado, dentro de estas se encuentran la viscosidad, la gravedad API, la densidad y las compresibilidades de la roca y fluidos entre otras, la tabla 6 muestra las propiedades de las rocas presentes en el modelo de simulación.

**Tabla 6,** propiedades de la roca

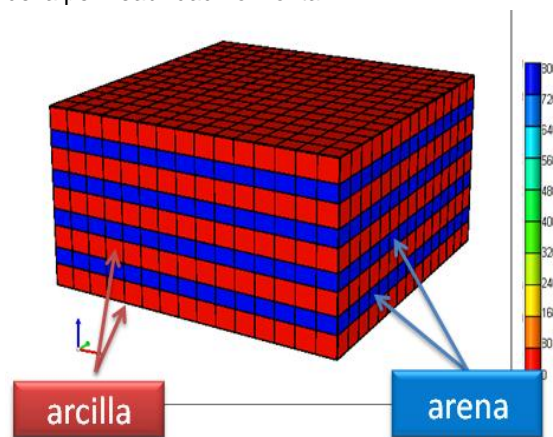
Propiedad	Valor
Permeabilidad horizontal	800 md
Permeabilidad vertical	240 mD
Porosidad	30%
Conductividad térmica	12,6 Btu/Pie día
Compresibilidad	2,38E-5 /psi
Capacidad calórica arena	29,57 Btu/pie día Ft <sup>3</sup>
Capacidad calórica arcilla	37,31 Btu/ pie día Ft <sup>3</sup>

**Fuente :** tomado y modificado de: FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano"

La caracterización de las formaciones de arcilla es muy importante para observar el comportamiento de los procesos de recobro térmico en yacimientos estratificados. El simulador CMG, en su herramienta Builder, permite caracterizar estas formaciones de diferentes formas; sin embargo, no es aconsejable darlas como nulas, ya que estas no se tienen en cuenta para transferencia de masa ni de

energía. Inicialmente se crearon dos tipos de roca, tipo 1 para las arenas y tipo 2 para las arcillas. Las arcillas tienen permeabilidades muy bajas, para este caso se consideró que las permeabilidades de la arcilla son iguales a cero en todas las direcciones del modelo. La figura 10 muestra la permeabilidad en dirección  $i$ , para todo el modelo, como se puede observar, para las arcillas se asignó un valor de cero y para las arenas productoras un valor de 800mD.

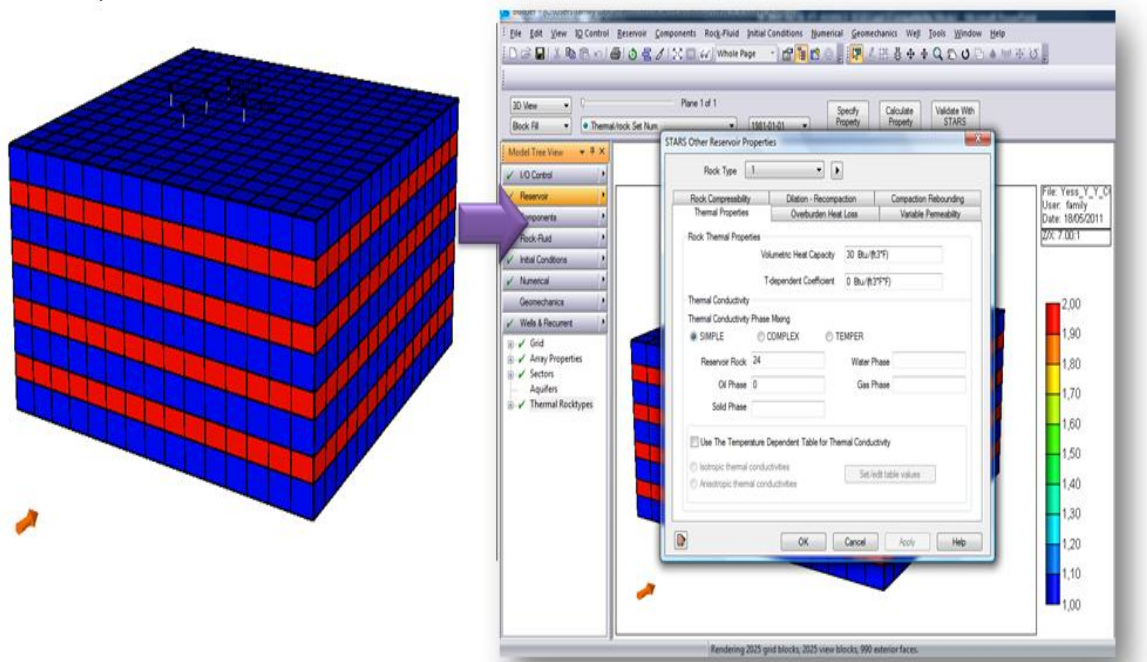
**Figura 10.** Distribución de la permeabilidad horizontal



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

Por otra parte, la herramienta Builder, específicamente dentro de la sección "Reservoir", permite asignar las propiedades térmicas de las rocas, como la capacidad calórica y la conductividad térmica, estas propiedades nos ayudan a catalogar a las arcillas como formaciones ladronas de calor, hecho que ayuda a que la representación del yacimiento sea más cercana a la realidad, la figura 11 muestra el paso a paso para este procedimiento.

**Figura 11.** Introducción de las propiedades térmicas de la roca



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

### 2.3.3 Propiedades de los fluidos.

Las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento dan a conocer su comportamiento cuando factores como la temperatura, presión y saturación de estos mismos cambia, además permiten modelar el flujo de uno de los fluidos con respecto a los demás presentes en el yacimiento. Para su modelamiento es necesario conocer la viscosidad, las permeabilidades relativas, densidades y saturaciones. La tabla 7 muestra las propiedades iniciales de los fluidos y la tabla 8 muestra el comportamiento de las permeabilidades relativas Vs la saturación de agua.

**Tabla 7,** Propiedades de los fluidos

Propiedad	Valor
Peso molecular	600 lbm/lbmol
Densidad	61,81 lb /pie <sup>3</sup>
Viscosidad @105 °F	4031 cP
Gravedad API	12,5
Saturación de aceite inicial	80%

**Fuente :** tomado y modificado de: FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de en un campo petrolero Colombiano"vapor

**Tabla 8,** Permeabilidad relativa Vs Saturación de agua

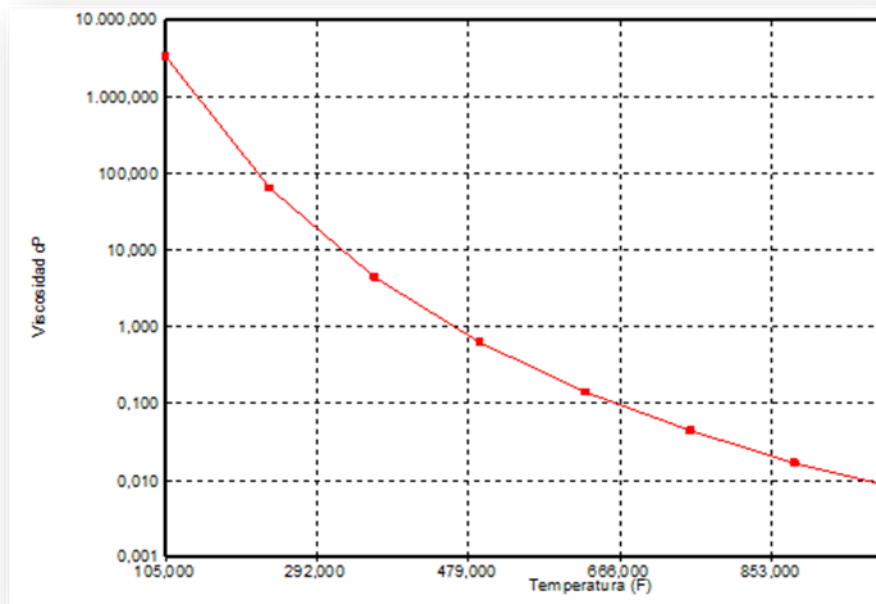
sw	Kwr	Krow
0.2	0	1
0.2375	4,27E-01	0.9375
0.275	6,84E+00	0.875
0.3125	0.000346069	0.8125
0.35	0.00109375	0.75
0.3875	0.00267029	0.6875
0.425	0.00553711	0.625
0.4625	0.0102582	0.5625
0.5	0.0175	0.5
0.5375	0.0280316	0.4375
0.575	0.0427246	0.375
0.6125	0.0625531	0.3125
0.65	0.0885938	0.25
0.6875	0.122026	0.1875
0.725	0.164131	0.125
0.7625	0.216293	0.0625
0.8	0.28	0

**Fuente :** tomado y modificado de: FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano"

Una de las propiedades más importantes en un proceso de recuperación o de estimulación térmica es la viscosidad del aceite, la cual se ve afectada por la temperatura. La viscosidad de los otros fluidos comprometidos en el problema son

igualmente importantes, ya que ésta determina la relativa movilidad del petróleo a las distintas temperaturas encontradas en el yacimiento. Para este caso en particular, la viscosidad del agua no cambia con el tiempo. La viscosidad tiene un papel relativo de acuerdo con el mecanismo de flujo que predomine en un proceso térmico. Si el proceso es inyección cíclica de vapor, el recobro de petróleo se hace casi exclusivamente por disminución de la viscosidad del mismo, en cambio en un proceso de desplazamiento con vapor, la viscosidad ocupa un segundo lugar, ya que el mecanismo principal es la destilación con vapor<sup>12</sup>. La figura 12 muestra el comportamiento de la viscosidad Vs la temperatura del fluido, en la cual se puede observar que el mayor efecto de reducción en la viscosidad se da al inicio, esto se debe a que los fluidos muy viscosos que son sometidos a un aumento de temperatura cambian rápidamente la resistencia al flujo, situación que no ocurre en fluidos poco viscosos donde la reducción se da en menor escala.

**Figura 12,** Viscosidad Vs Temperatura

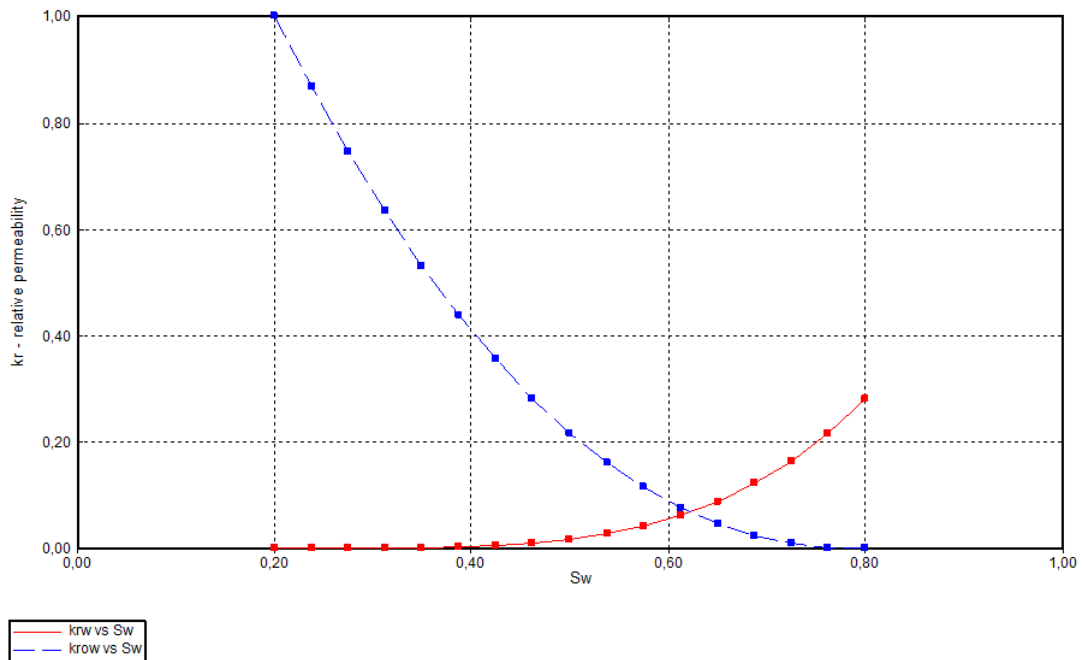


**Fuente :** tomado y modificado de: FRANCO.F, LEON. E. "Evaluación del sistema de inyección cíclica de vapor en un campo petrolero Colombiano"

<sup>12</sup>GOMEZ G. "Recuperación mejorada de hidrocarburos inyección cíclica y continua de vapor". Proyecto de Grado, Universidad industrial de Santander , 2008 Pag27

Otra de las propiedades con mucha importancia en los procesos de desplazamiento de aceite son las curvas de permeabilidad relativa, las cuales indican el comportamiento de flujo de los fluidos dentro del yacimiento, según la saturación de estos. La figura 13 muestra la curva de permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua, con esta gráfica se puede deducir que el yacimiento está mojado por agua, lo cual favorece el proceso, ya que ésta característica permite un buen desplazamiento del aceite en comparación con el agua, por lo que la producción de aceite se verá beneficiada.

**Figura13,** Curva de permeabilidad relative



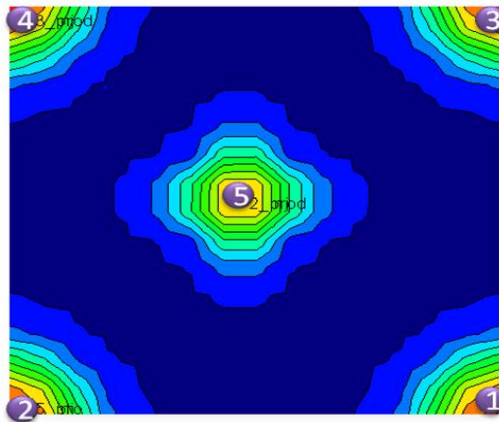
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

## 2.4 SECUENCIA DE ESTIMULACIÓN.

El objetivo de realizar un proceso de inyección cíclica de vapor previo a la inyección continua, es calentar la formación y los fluidos allí contenidos hasta que la movilidad del crudo aumente lo suficiente para que la respuesta del yacimiento

al efectuar el desplazamiento con vapor sea la mejor. Con un patrón de cinco puntos no hay mayor problema con el tipo de secuencia a usar, debido a que los pozos son muy cercanos y cualquier distribución presenta un comportamiento similar. Por tal razón la secuencia de estimulación es la mostrada en la figura 14, en ella se puede tener una buena distribución del calor en el yacimiento y disminuir el efecto de interferencia que puede ocurrir si los pozos se estimulan en orden alrededor del pozo inyector.

**Figura 14,** Esquema de estimulación con inyección cíclica



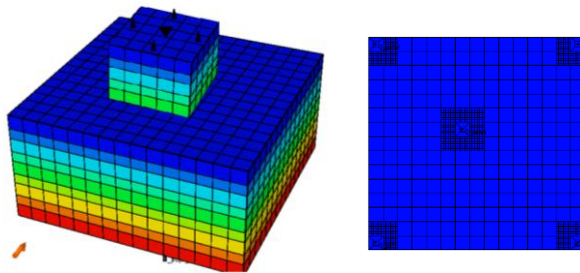
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

## **2.5 SELECCIÓN DE UN SECTOR DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.**

Los sectores de los modelos de simulación son un conjunto de bloques que el usuario debe definir y se usan para observar el comportamiento del yacimiento en un espacio específico, un bloque del grid puede pertenecer a diferentes sectores según su determinación por el usuario. Esta opción es comúnmente usada cuando el área de estudio es muy grande y se desea observar el comportamiento en un pequeño sector, además es muy útil cuando los yacimientos a modelar son heterogéneos, con horizontes productores discontinuos o cuando hay presencia de acuíferos, ya que permite escoger el sector adecuado para implementar el proceso que se quiera reproducir, en este caso en particular, estimulación con inyección cíclica y continua de vapor. Por tal razón se escogió un sector de 5

acres para poder evidenciar claramente los efectos de la inyección de vapor en todo el patrón de inyección. La figura 15 muestra claramente la selección del sector y la distribución de los pozos.

**Figura 15,** Selección del sector de simulación



**Fuente:**Modificado de Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

## 2.6 TIPOS DE REFINAMIENTOS

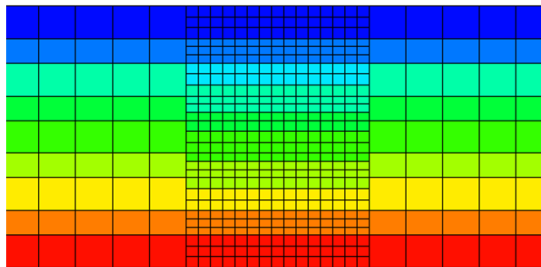
Es de gran importancia tener claridad del desarrollo físico de cada proceso en el yacimiento para la correcta selección del grid de simulación, el cual puede variar en radial o cartesiano según el comportamiento del tipo de flujo de los fluidos presentes en el yacimiento. Inicialmente se usó un enmallado cartesiano, pero debido a que el flujo cerca a la cara del pozo es tipo radial se recomienda realizar una refinación para que el comportamiento sea más cercano a la realidad. Existen diferentes tipos de refinamientos; cartesiano, híbrido y radial, la selección depende de las necesidades del proyecto. Sin embargo no es común refinar toda el área de estudio ya que, esto implica una gran capacidad de memoria del computador y mayor tiempo de simulación, lo que causa mayores costos para el proceso de simulación.

### 2.6.1 Refinamiento cartesiano

Inicialmente el modelo de simulación se encuentra dividido en celdas, el refinamiento cartesiano consiste en subdividir dichas celdas en tamaños aun

menores, las dimensiones de estos depende de la extensión del sistema y de la exactitud que se requiere en la evaluación. A menudo es necesario refinar partes del yacimiento, especialmente la zona donde se encuentran ubicados los pozos inyectoros y productores ya que es ahí donde ocurren en gran medida los cambios de presión, temperatura y saturación de los fluidos. La figura 16 muestra el refinamiento cartesiano realizado al modelo de simulación, en donde se subdividieron las celdas en tres partes, permitiendo así tener una mejor resolución en el área de interés.

**Figura16,** Refinamiento Cartesiano

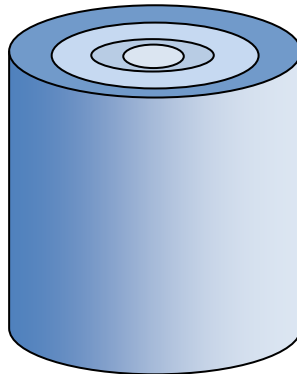


**Fuente** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

### **2.6.2 Refinamiento radial**

Este tipo de refinamiento es ideal para las zonas cercanas a los pozos inyectoros y productores, es importante resaltar que si en dichas regiones las condiciones son isotrópicas el modelo a emplear es cilíndrico, en caso de presentarse condiciones anisotrópicas, el modelo debe ser elíptico; con este sistema se reducen considerablemente los tiempos de cómputo y se evita utilizar un enmallado cartesiano en las regiones de pozo<sup>5</sup>.

**Figura 17,** Esquema del enmallado radial



### **2.6.3 Refinamiento híbrido.**

El comportamiento de los fenómenos ocurridos cerca a la cara del pozo tienen una gran influencia en los resultados de la simulación, por tal razón el refinamiento híbrido es recomendado en estos casos.<sup>13</sup> Este divide el sector en dos zonas, una de ellas usa el refinamiento cartesiano, usualmente son las zonas alejadas a los pozos, mientras que la zona cerca a los pozos usa refinamiento radial. La inyección continua de vapor implica la comunicación entre pozos y el enmallado cartesiano se usa para discretizar el yacimiento y reproducir el comportamiento de los procesos presente en esta zona, pero esta representación muchas veces no es adecuada, especialmente cuando los fluidos son muy viscosos, la capacidad de inyectar vapor depende de la reducción en la viscosidad a causa de la conducción y convección de calor en las vecindades de los pozos, el mejor enmallado para reproducir los fenómenos cerca a los pozos es el enmallado cilíndrico<sup>14</sup>.

---

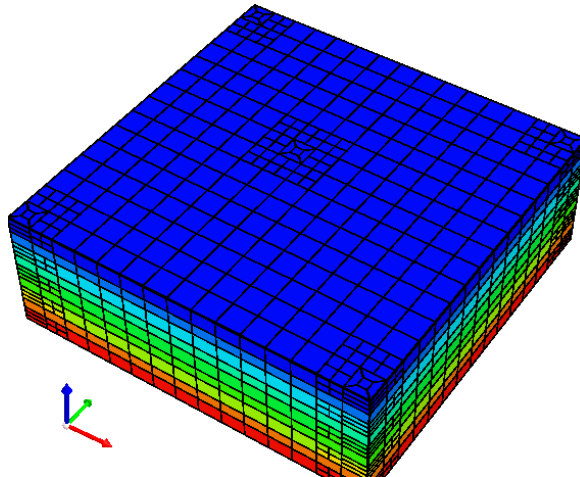
<sup>13</sup>PEDROSA Jr, O and AZIZ K: "Used of a hibrid grid in reservoir simulation". SPE November 1986

<sup>14</sup>Manual de usuario, Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

#### 2.6.4 Determinación del tipo de refinamiento a usar

El refinamiento híbrido reduce considerablemente los tiempos de cómputo y costos inherentes a este proceso, por tal razón se implementó un refinamiento de este tipo, en el cual se combinaron las coordenadas cartesianas y cilíndricas, el tiempo total de simulación fue de 2:30 horas con un número total 15930 celdas. La figura 18 muestra el grid de simulación con refinamiento híbrido.

**Figura18,** Refinamiento hibrido



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

### **3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PRECEDIDA POR UN SÓLO CICLO DE ESTIMULACIÓN.**

La inyección continua de vapor es uno de los métodos de recobro mejorado más usados, su funcionamiento se basa en la destilación de livianos, el desplazamiento de los fluidos miscible e inmisible y la reducción de viscosidad. En los procesos de desplazamiento es determinante la relación de movilidades, la cual se refiere a la capacidad que tiene un fluido de desplazarse en comparación con otro, este es un parámetro de yacimiento que permite predecir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Los fluidos muy viscosos (crudo pesado) tienen bajas movilidades, contrario a los fluidos poco viscosos que tienen una alta movilidad (agua), cuando estos últimos fluidos se usan para desplazar aquellos con baja capacidad de movilidad se presentan algunos problemas como la digitación viscosa, la cual se conoce como la creación de canales preferenciales de flujo que generan los fluidos y por los cuales fluyen rápidamente llegando al pozo productor, para evitar tal inconveniente se desea tener una relación de movilidad cercana a uno, significando que el fluido desplazante actúe como un pistón sin fugas, es decir empuja efectivamente todo el crudo. En ocasiones la movilidad del petróleo presente en el yacimiento es tan baja que este pierde la capacidad para recibir el fluido inyectado, específicamente vapor de agua.

El problema de inyectividad que presentan formaciones que contienen crudos muy pesados se puede minimizar mediante la estimulación con vapor. Durante este proceso el vapor afecta las propiedades el fluido y la formación cerca al pozo, permitiendo mejorar la movilidad del crudo, adicionalmente la estimulación con vapor acondiciona el yacimiento para posteriormente implementar otros métodos de recobro, tal como la inyección continua de vapor.

Como se ha mencionado, la finalidad propuesta para el presente estudio es acelerar el factor de recobro en los yacimientos estraficados de crudo pesado de Colombia. A continuación se mencionan aquellos parámetros básicos y su

variación planteados para el proceso de aceleración usando un solo ciclo de estimulación previo a un proceso de inyección continua de vapor.

- Corto espaciamiento entre los pozos.
- Periodos largos de inyección durante la estimulación.
- Tiempos de remojo cortos
- Alto caudal de inyección.
- Administración de la energía entregada al yacimiento después de tiempo de ruptura del vapor.

Es de gran importancia evaluar técnicas que permitan optimizar la producción de aceite cuando los yacimientos son sometidos a procesos de recobro mejorado. El presente capítulo muestra la simulación numérica realizada con la ayuda de la herramienta STARS del simulador CMG al proceso anteriormente mencionado para acelerar el factor de recobro, en un modelo conceptual representativo de los campos estratificados de crudo pesado en Colombia.

La herramienta STARS es un avanzado simulador de procesos, usado para modelar flujo trifásico de fluidos multi-componentes, adicionalmente se puede modelar formaciones complejas geológicamente, incluyendo yacimientos naturalmente fracturados o fracturamiento hidráulico. El simulador puede usarse para representar procesos de inyección de vapor, eventos geomecánico (Fracturamiento, compactación), componentes dispersos (Polímeros, geles, emulsiones) y combustión insitu.

### **3.1 SIMULACIÓN DE LA ETAPA DE ESTIMULACIÓN.**

Es común realizar una estimulación previa a la implementación de un proceso de inyección continua de vapor, su duración varía según el tipo del yacimiento donde se desarrolle el proyecto. Diferentes estudios se han desarrollado con el fin de determinar en número de ciclos con los cuales se obtenga una mayor producción, en este caso en particular, se evaluó el comportamiento de un yacimiento

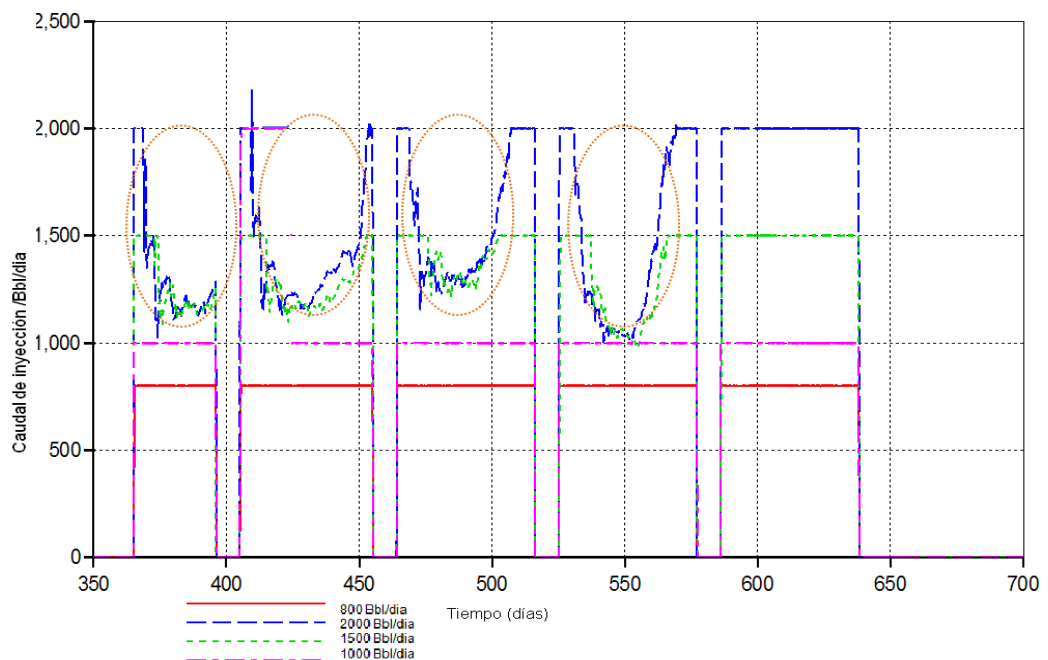
estratificado cuando es sometido a estimulación con un sólo ciclo de inyección de vapor y un pozo a la vez es estimulado.

### 3.1.1 Caudal de inyección en la etapa de estimulación.

Los yacimientos estratificados presentan grandes pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes debido a la alta capacidad calorífica de las arcillas, una forma de disminuir estas pérdidas es aumentando el flujo másico de vapor inyectado a la formación.

La inyectividad es la capacidad que tiene una formación productora de aceite de recibir un fluido, ésta depende de propiedades tales como; viscosidad del fluido, permeabilidad de la formación y de las discontinuidades propias de la formación. Para observar el comportamiento del modelo conceptual según diferentes caudales de inyección, se realizó una sensibilidad a este, como se muestra en la Figura 19.

**Figura 19.** Sensibilidad al caudal de inyección en la etapa de estimulación



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

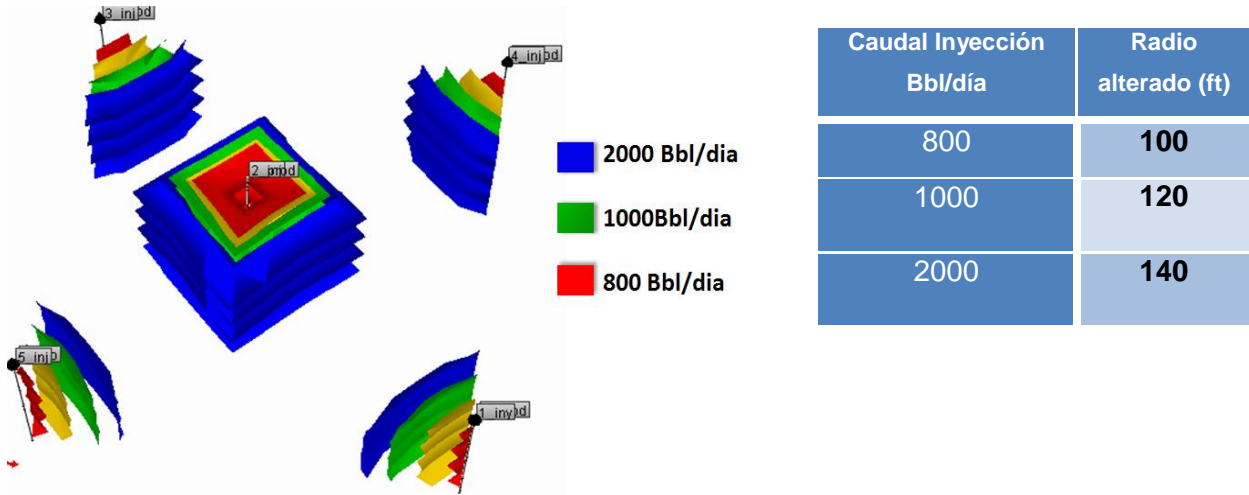
Inicialmente se inyectó a una tasa de 2000 Bbl/día, comportamiento representado por la línea azul, como se puede evidenciar de la Figura 19, el caudal permanece constante por un corto tiempo, disminuyendo hasta 1250 Bbl/día en promedio. El comportamiento presentado por el caudal de 1500 Bbl/día es igual al de 2000Bbl/día, los círculos enmarcados hacen referencia a la disminución de la tasa de inyección causada por la baja capacidad de inyección de la formación.

Por otra parte, los caudales de 1000-800 Bbl/día son inyectados de forma correcta a la formación ya que durante todo el proceso de estimulación se mantiene constante dicho caudal, como se puede observar en la Figura 19. Realizar un análisis donde se determine la capacidad de inyección de un yacimiento es muy importante, ya que permite diseñar correctamente los procesos de inyección de vapor, de lo contrario se puede incurrir en errores operacionales y económicos; como la sobre estimación en la producción de aceite.

### **3.1.2 Factor de recobro según la tasa de inyección.**

Al evaluar el comportamiento del yacimiento según la tasa de inyección para la etapa de estimulación, se pudo concluir que ésta afecta directamente el factor de recobro. Al inyectar con caudales diferentes, se generan diferentes radios de calentamiento, es decir la zona calentada debido a los efectos térmicos depende de la tasa de inyección, como se muestra en la Figura 20, de la cual se puede afianzar lo expuesto anteriormente, en ella se muestra el radio de calentamiento al final del periodo de inyección para un caudal de 2000, 1000 y 800Bbl/día, y la comparación de los diferentes radios de calentamiento, los cuales afectan la producción de crudo.

**Figura 20.** Radios de calentamiento según el caudal de inyección.

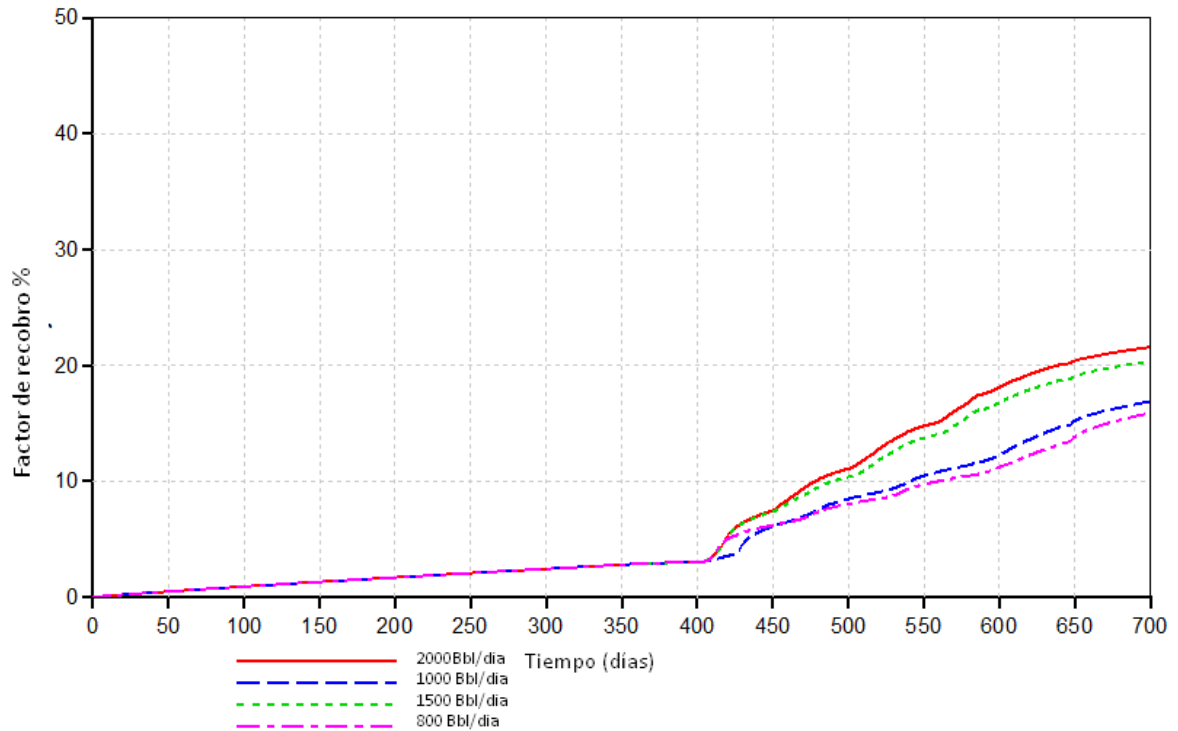


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Debido a que el yacimiento usa su propia energía para la producción y el efecto que prevalece en estos procesos de estimulación es la reducción de viscosidad, se hace necesario inyectar a altas tasas, con el fin de tener mayor área de contacto con la formación y acelerar el factor de recobro. Se debe tener en cuenta el análisis previamente desarrollado sobre la capacidad de inyección, para poder escoger el máximo caudal que la formación permita inyectar.

La Figura 21 refleja el factor de recobro según el caudal de inyección, la mayor producción se obtiene con los caudales más altos (1500-2000Bbl/día), mientras que la producción de petróleo no es tan alta para los caudales de 800 y 1000Bbl/día. Según la prueba de inyección que se realizó previamente, se concluye que los mejores caudales son los de 800 y 1000 Bbl/día, ya que estos presentan altos factores de recobro aproximadamente 14-16% respectivamente y la formación los puede inyectar constantemente. Con el fin de acelerar el factor de recobro se determinó que el mejor caudal para inyección es de 1000 Bbl/día.

**Figura 21.** Factor de recobro según el caudal de inyección en la etapa de estimulación.



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

### 3.1.3 Etapas de estimulación

Después de haber determinado el caudal de inyección, se debe proceder a definir los periodos de inyección, remojo y producción. El primero de estos influencia el radio de calentamiento y el segundo influye en la cantidad energía entregada del vapor hacia la formación y los fluidos.

En Colombia se utilizan tiempos de inyección que varían entre 5-10 días, con periodos de remojo de 1-3 días. Por otro lado, en Canadá se usan periodos de inyección aproximados a 60 días y periodos de remojo de 10 días. La diferencia de estos técnicamente radica en la diferencia de viscosidad, ya que crudos muy viscosos como los de Canadá necesitan largos periodos de exposición al vapor para que la viscosidad disminuya considerablemente. El uso de tiempos cortos para la inyección de vapor depende de las necesidades técnicas y económicas del

proyecto, ya que durante este periodo la producción del pozo que esté siendo estimulado es nula.

Para realizar un correcto análisis sobre el comportamiento en la producción según los periodos de inyección y remojo es necesario evaluar diferentes modelos con variación en los periodos de estimulación y realizar comparaciones del radio de calentamiento, factor de recobro y viscosidad en la zona afectada. Para esto se usaron dos modelos, basados en los proyectos de Canadá y Colombia, las etapas y sus resultados se muestran a continuación.

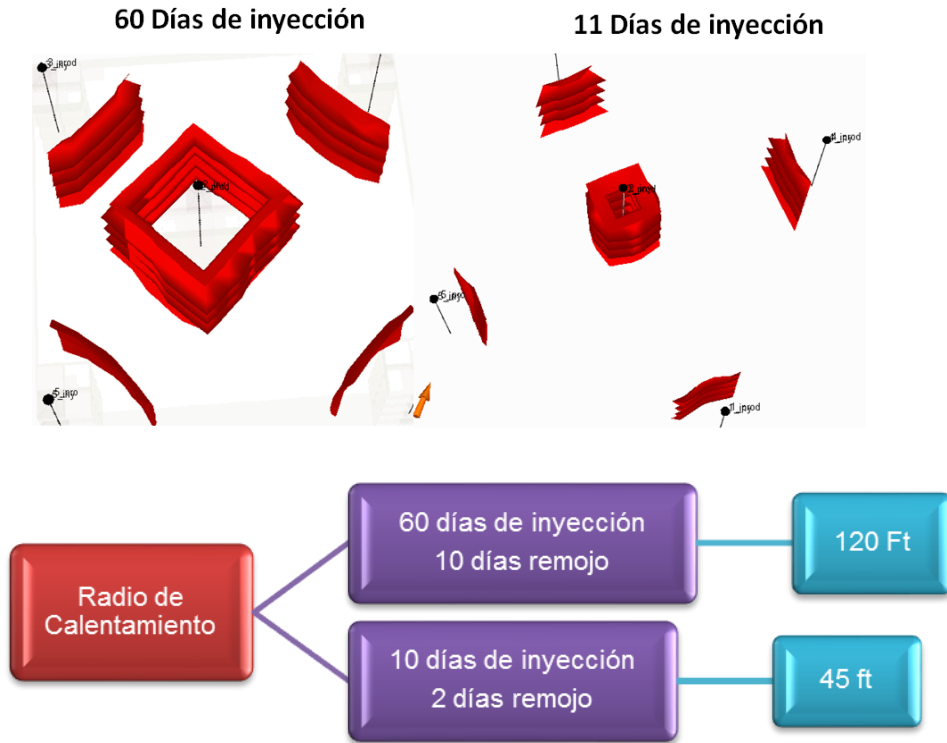
**Tabla 9,** modelos para observar el efecto del tiempo de inyección.

Modelo		
1	Inyección	10 días
	Remojo	5 días
2	Inyección	60 días
	Remojo	10 días

### 3.1.2.1 Radio de calentamiento.

El tiempo de inyección influye directamente en el radio de calentamiento, a mayor tiempo mayor zona alterada, a su vez, el radio de la zona alterada influye positivamente en la producción de aceite. La Figura 22 representa los radios de calentamiento según el tiempo de inyección, como se puede observar el mayor radio se da cuando se usa un periodo de inyección de 60 días, con este se garantiza que exista un contacto térmico entre los pozos, ayudando de esta manera a acelerar el factor de recobro.

**Figura 22,** Radio de calentamiento según el tiempo de inyección.

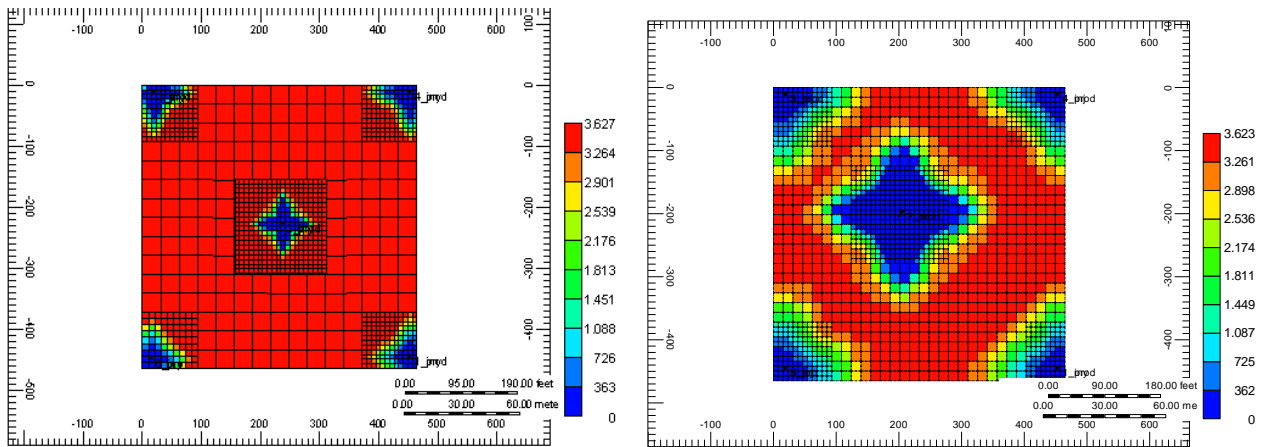


### 3.1.2.2 Viscosidad en la zona alterada.

Durante mucho tiempo se ha considerado que una de las limitantes para usar periodos largos de inyección es que aumentar la temperatura por mucho tiempo no afecta considerablemente la disminución de la viscosidad del fluido.

La reducción de la viscosidad en la zona alterada es un indicativo de qué tan efectivo está siendo el calentamiento, la figura 23 muestra el cambio de viscosidad en el área alterada, con esta se puede concluir que la mayor reducción de la viscosidad se da cuando se usan periodos largos de inyección, por tanto se tendrá un mayor efecto en la reducción de las fuerzas viscosas, con lo cual se puede afirmar que la producción instantánea será mayor que en aquellos modelos que usan cortos periodos de inyección.

**Figura 23,** reducción de viscosidad en el yacimiento



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, STARS.

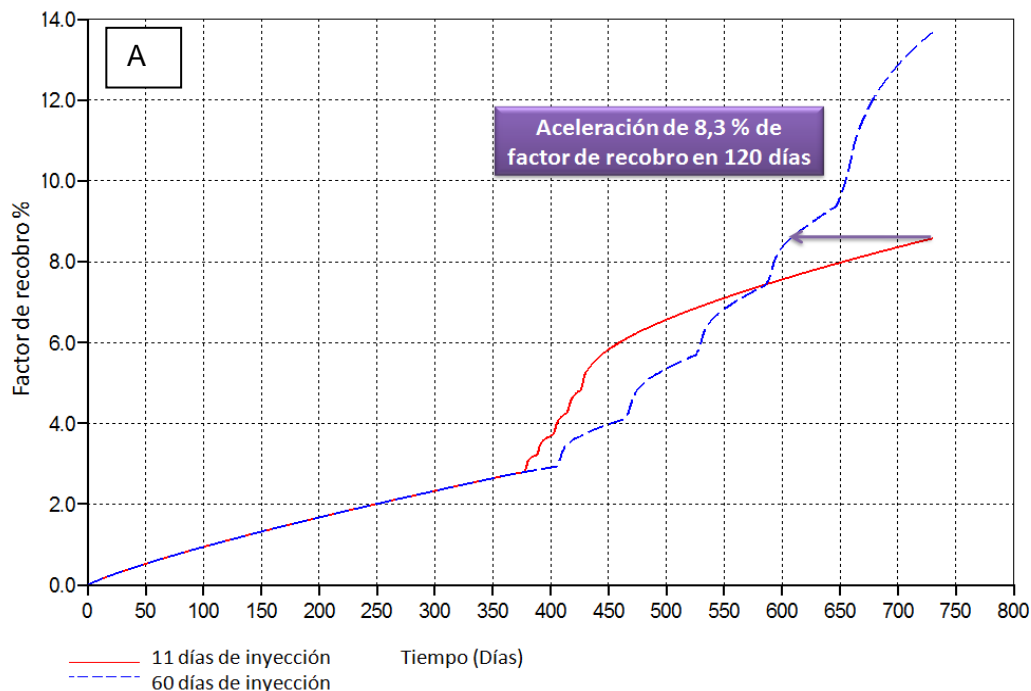
### 3.1.2.3 Factor de recobro en la etapa de estimulación

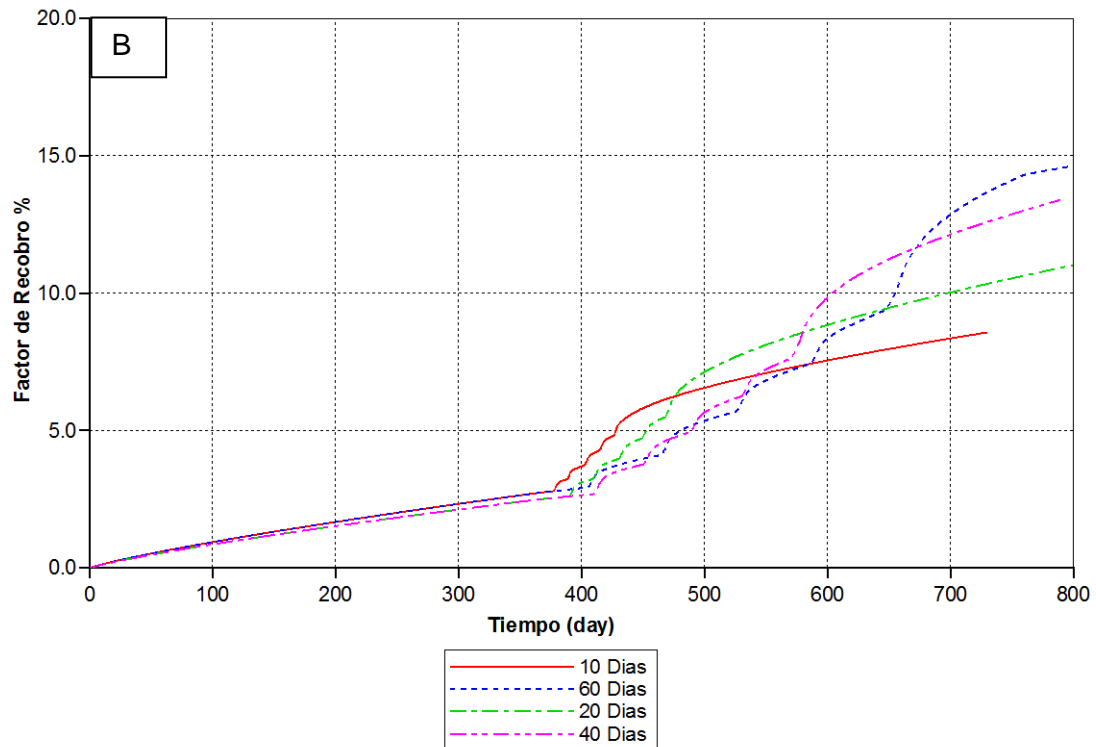
Para realizar un completo análisis sobre las etapas de la estimulación, es necesario comparar el resultado del factor de recobro según los dos modelos planteados anteriormente y como estos afectan la producción de aceite en el tiempo. Debido a la influencia del tiempo de inyección sobre la producción de aceite, los procesos que usan periodos largos tienen un mejor comportamiento en comparación con aquellos que usan periodos cortos, como se ha mencionado, este parámetro genera una mayor área calentada por el vapor, lo cual se refleja claramente en los resultados del factor de recobro, como se observa en la Figura 24-A, la diferencia en el factor de recobro de los dos modelos usados es aproximadamente de 6% al final de 780 días de producción, adicionalmente se puede observar que al final de 780 días el factor de recobro del modelo que usa 10 días de inyección alcanza un valor de 8,3%, y que este valor se puede acelerar por 120 días con el modelo que usa 60 días de inyección, tiempo en el cual se

han estimulado 3 pozos y está siendo estimulado el cuarto, lo cual es fundamento para concluir que se tendrá un mayor factor de recobro al final de la estimulación.

Uno de los objetivos para usar periodos largos de inyección es obtener un mejor contacto térmico entre los pozos y así permitir que este se encuentre en condiciones adecuadas para iniciar la inyección continua de vapor. Al observar la Figura 24-B donde se muestran diferentes tiempos de inyección, se puede estimar que la temperatura del yacimiento se disminuye más al usar periodos cortos de inyección, ya que al finalizar el periodo de estimulación ( 450 días), la distribución de calor en el yacimiento se disminuirá rápidamente, comparado con un período de inyección más largo donde el vapor seguirá contactando la formación productora (725 días) afectando positivamente una posible inyección continua de vapor posterior al periodo de estimulación.

**Figura 24,** Aceleración del factor de recobro por el aumento del tiempo de inyección.





### 3.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

Posterior a la simulación y determinación de los parámetros a usar en la estimulación, se procede a estudiar la inyección continua de vapor, evaluando el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción y determinando parámetros como caudal, tiempos de inyección y todos aquellos cambios propuestos para acelerar el factor de recobro.

#### 3.2.1 Caudal de inyección

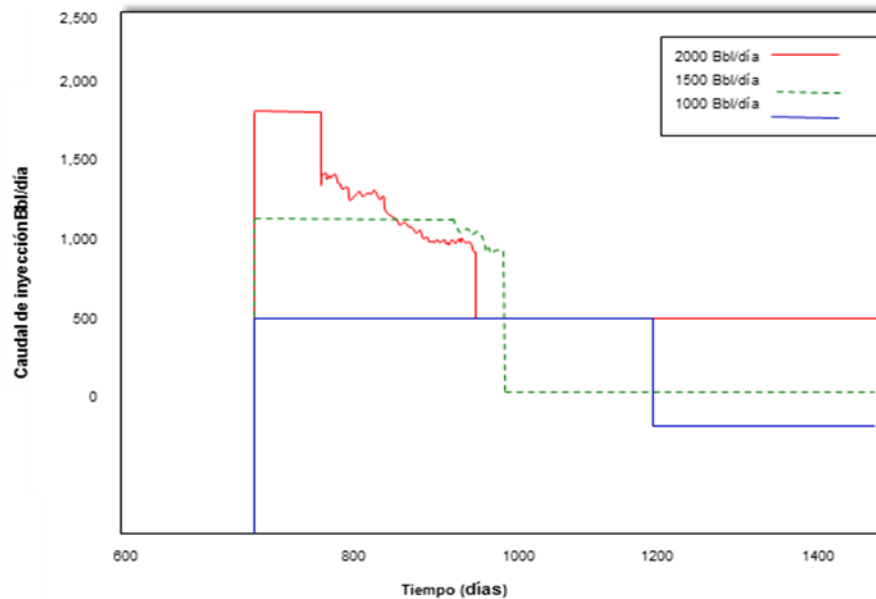
Para determinar el caudal a usar es necesario realizar una prueba con la ayuda del simulador que permita determinar el comportamiento del yacimiento según diferentes tasas de inyección.

La metodología propuesta se basa en la administración de la energía después del tiempo de ruptura, para esto se necesita disminuir el caudal de inyección después de este tiempo. La disminución del caudal puede variar según el yacimiento en estudio y de la economía del proyecto. Con los estudios realizados se determinó

que caudales muy altos después de ruptura pueden generar altos factores de recobro, adicionalmente causando un alcance rápido de la máxima relación vapor aceite, delimitada como el tiempo de límite económico, por tal razón se propone usar durante la etapa posterior a tiempo de ruptura, caudales iguales o menores a los usados durante la etapa previa a dicho tiempo. La disminución del caudal aunque reduce la producción de hidrocarburos, ayuda a mantener la temperatura del yacimiento, permitiendo el contacto térmico inicialmente definido por el periodo de alto caudal y manteniendo el efecto de desplazamiento del fluido presente en el yacimiento.

Como se vio durante la etapa de estimulación, los caudales de 2000 y 1500 bbl/día no podían ser soportados por el yacimiento debido a la baja capacidad de inyección (Figura 19), y al comparar el comportamiento inicial del yacimiento con el observado durante la etapa de inyección continua de vapor se puede concluir que la estimulación efectivamente ayudó de manera positiva la capacidad de inyección durante la el periodo de continua

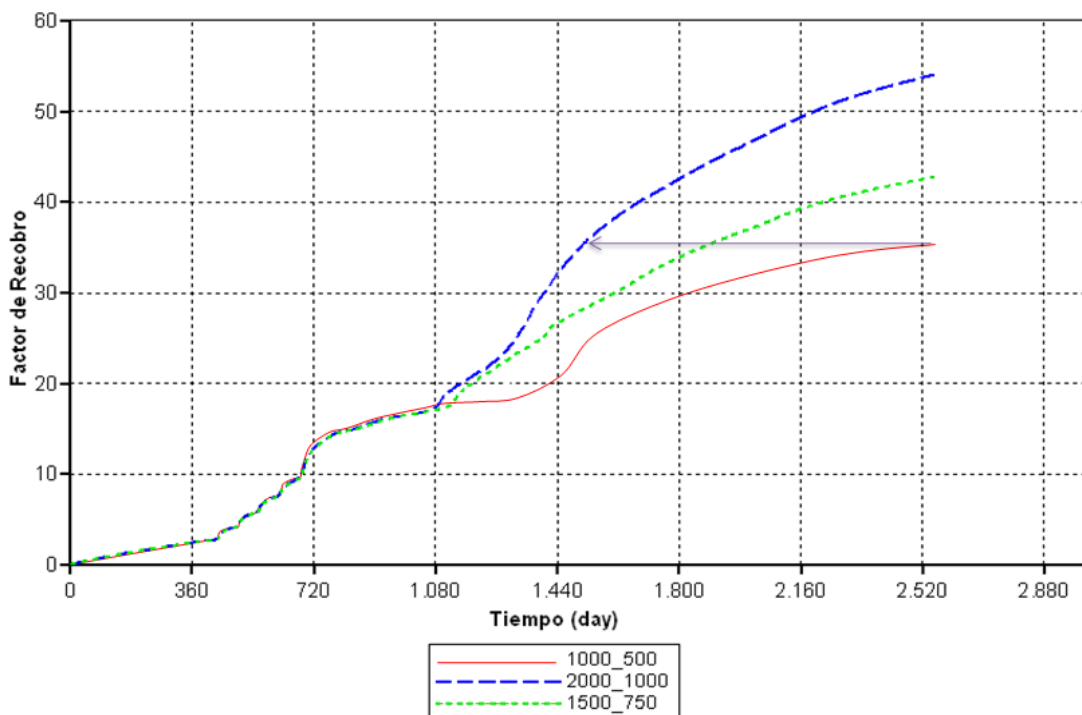
**Figura 25**, caudal de inyección durante la inyección continua de vapor.



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

En la Figura 25 se observan los resultados del yacimiento cuando se inyecta de forma continua vapor a diferentes caudales, además se muestra la posterior reducción del caudal de inyección a la mitad, tal como se aconsejó anteriormente. La disminución anormal que se observa en el caudal de 2000Bbl/día se debe a que caudales muy altos no pueden ser soportados por el yacimiento, aun cuando ha sido estimulado previamente; a diferencia de este, los caudales de 1000 y 1500 Bbl/día, se inyectan continuamente durante toda la etapa de inyección. Al poder usar caudales altos durante la etapa de inyección continua se puede afirmar que la producción de aceite aumentará considerablemente en un menor tiempo, en comparación con la producción cuando se usan caudales muy bajos, tal como se puede observar en la Figura 26.

**Figura 26,** Aceleración del factor de recobro por el caudal de inyección en la inyección continua de vapor.

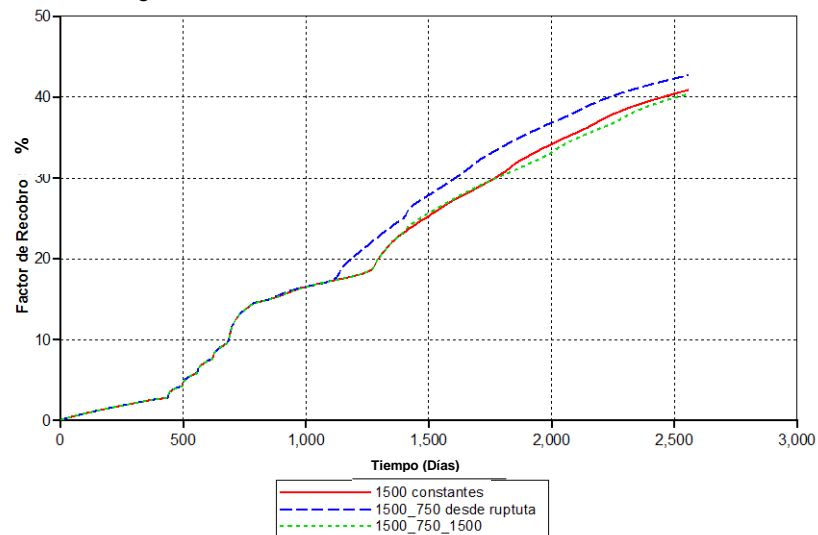


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

### 3.2.2 Administración de la energía después de tiempo de ruptura.

Como se mencionó en el capítulo 1, uno de los factores a tener en cuenta para acelerar el factor de recobro es la energía entregada al yacimiento, esta energía se puede administrar cambiando el caudal de inyección, iniciando con un periodo de alto caudal, manteniendo constante la tasa de inyección por un tiempo igual o mayor al tiempo de ruptura del vapor y posteriormente disminuyendo el caudal de inyección hasta llegar al final del proyecto. La presente sección muestra los resultados obtenidos al usar diferentes tiempos para los periodos antes y después del tiempo de ruptura, para esto se consideraron tres modelos diferentes (Figura 27). En el primero de ellos se inyectó vapor de forma continua con un caudal de 1500 Bbl/día, es decir sin ciclos de presión, el cual se construyó como modelo base para posteriores comparaciones; por otro lado se construyeron dos modelos más, en uno de ellos el caudal de inyección se mantiene constante hasta tiempo de ruptura y se disminuye a la mitad manteniendo este constante hasta el final del proyecto, es decir medio ciclo de presión. Finalmente un modelo en el cual; se mantiene constante el caudal hasta tiempo de ruptura y se disminuye hasta la mitad por un periodo de tiempo igual al tiempo de ruptura y por último se aumenta el caudal hasta el inicial, con lo cual se completa un ciclo de presión.

Figura 27, Factor de recobro según los ciclos PCSD



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

Al observar el comportamiento en la Figura 27, se puede concluir que implementar un ciclo completo de presión no tiene mayor relevancia en la producción de aceite, ya que su comportamiento es muy similar al caso donde se inyecta continuamente el vapor, esto se debe a que el crudo no es inmóvil, en casos donde la movilidad del crudo es cero el efecto que predomina la producción es drenaje, donde se puede observar claramente el efecto de aumentar el caudal de inyección. La mejor respuesta del yacimiento se da cuando se inyecta continuamente hasta ruptura y se disminuye el caudal hasta el final del proyecto, así se asegura tener la mayor producción de aceite durante la etapa de alto caudal y se mantiene el contacto térmico entre los pozos al disminuir el caudal de inyección hasta la mitad. Lo cual se ha propuesto como administración de la energía entregada al yacimiento.

### **3.3 MODELO BASE DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

Al evaluar el comportamiento y determinar los parámetros operacionales necesarios para la simulación numérica del proceso de aceleración del factor de recobro, se procede a determinar el modelo base de simulación, necesario para posteriores análisis.

*Espaciamiento entre pozos.*

Al evaluar la respuesta del yacimiento cuando se usan diferentes áreas en el patrón de inyección se concluye que el mejor comportamiento se da cuando se usa un área de 5 acres.

*Estimulación*

En esta etapa se usó un caudal de inyección de 1000 Bbl/día, con tiempos de inyección de 60 días y periodos de remojo de 5 días. La estimulación se realizó una sola vez a cada pozo y un pozo a la vez.

### *Inyección continua*

En esta etapa se usó administración sobre la energía entregada al yacimiento, para los periodos de alto y bajo caudal de inyección usaron tasas de 1500 y 750Bbl/día respectivamente. La duración de cada periodo se muestra a continuación:

- Duración del periodo antes de ruptura = Tiempo de ruptura del vapor
- Duración del periodo después de ruptura = Tiempo de límite económico

Etapa		
Estimulación	Caudal de inyección	1000 Bbl/día
	Tiempo de Inyección	60 días
	Tiempo de remojo	5 días
Inyección Continua de Vapor	Caudal de inyección	1500 Bbl/día
	Periodo de alto caudal	Igual al tiempo de ruptura del vapor.
	Periodo de Bajo caudal	Igual al tiempo de límite económico del proyecto.

## **3.4 RESULTADOS DE SIMULACIÓN**

Para reconocer la diferencia existente entre el método planteado para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado y las técnicas convencionales de recobro con inyección de vapor, se presentan los resultados de comparaciones entre las técnicas, así como los resultados obtenidos mediante la simulación numérica.

### **3.4.1 Comparación con las técnicas convencionales.**

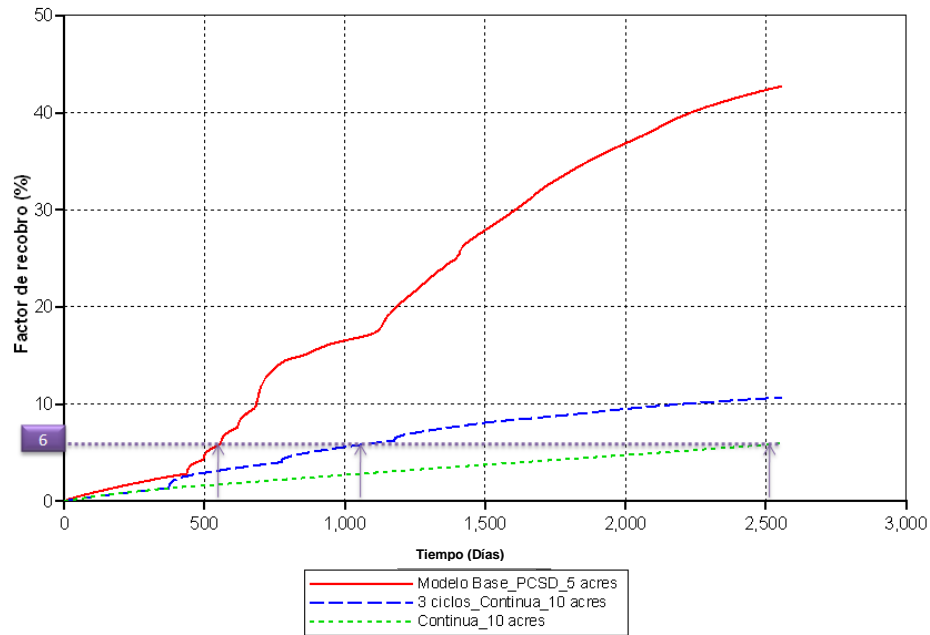
Al evaluar un proceso para acelerar la producción de petróleo es necesario comparar los resultados obtenidos con las técnicas convencionales, para esto se construyeron dos modelos adicionales al base de simulación; uno de ellos

representa un proceso de inyección continua de vapor y otro una estimulación precedida por inyección continua.

La Figura 28 muestra los resultados para los tres modelos de simulación, la línea verde representa un proceso de inyección continua convencional, se usó un modelo de 10 acres, con una tasa de inyección de 350 Bbl/día, en ésta se observa la pobre respuesta del yacimiento, obteniendo una recuperación del 6% después de 7 años de producción. La línea azul representa un proceso convencional donde se estimulan todos los pozos al tiempo con tres ciclos de inyección de vapor, se usó un caudal de 1000 Bbl/día y posteriormente se inyectó vapor continuamente a un caudal de 750Bbl/día. La línea roja representa el modelo base de simulación, como se mencionó anteriormente, este consta de la estimulación de los pozos con un sólo ciclo y un sólo pozo la vez, con las características mencionadas anteriormente.

La Figura 28 muestra como efectivamente es acelerado el factor de recobro al implementar el proceso propuesto por la presente investigación, en un yacimiento estratificado. Para poder recuperar el 6% del petróleo original insitu necesitan 2140 días después de iniciado la inyección continua de vapor y 740 días cuando se estimula con tres ciclos previos a la inyección continua, sin embargo la misma producción se puede obtener en un tiempo menor, con el método propuesto se puede tener un factor de recobro del 6% en 240 días después de iniciar la estimulación de los pozos, disminuyendo de esta manera en un 76% aproximadamente el tiempo de producción. Adicionalmente se obtiene al final de 7 años de producción un recobro de 43%, que comparado con las técnicas convencionales no superan la cuarta parte de esta producción. Lo anteriormente mencionado demuestra la factibilidad técnica de implementar los cambios propuestos para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado.

**Figura 28,** Comparación del factor de recobro según las técnicas de recobro



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

### 3.4.2 Eficiencia térmica de la técnica del proceso.

A continuación se presenta el análisis de la eficiencia térmica del proceso, esta variable es un indicativo sobre cuánto del vapor inyectado se está acumulando en la formación productora y cuanto del mismo se está perdiendo a las intercalaciones de arcilla. El análisis requirió separar los cálculos para las dos etapas presentes en el proceso; estimulación e inyección continua de vapor.

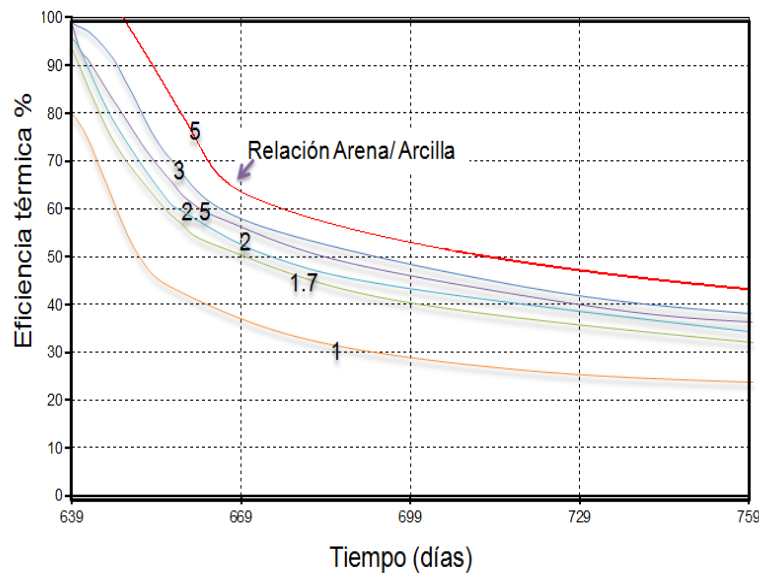
#### 3.4.2.1 Eficiencia térmica en la estimulación.

Para determinar la eficiencia térmica durante la estimulación, se crearon unos sectores cerca a los pozos aproximadamente de 150 Ft, con estos sectores se analizó el cambio de temperatura en las arenas productoras y la energía almacenada en ellas, se consideró que la energía no almacenada en las arenas fue distribuida en las formaciones adyacentes de arcillas.

Debido a la estratificación que presentan los campos de crudo pesado en Colombia, se realizó un análisis a la eficiencia térmica según la relación arena

arcilla de los yacimientos. Se sabe que la relación arena arcilla puede tener efectos diferentes sobre las pérdidas de calor según la distribución de las arcillas presentes en el yacimiento, por tal razón dichas formaciones se dejaron constantes en tamaño y distribución en el yacimiento, con un espesor de 60 pies distribuidos en cinco capas de igual tamaño, el espesor de la arena productora inicialmente es de 100 pies distribuidos en cuatro capas iguales. La Figura 29 muestra los resultados obtenidos del análisis de eficiencia térmica según la relación arena arcilla, en ésta se observa como disminuyen las pérdidas de calor hacia las formaciones vecinas cuando aumenta el espesor de las arenas productoras, el modelo base se representa por la línea verde con una relación de 1,7.

**Figura 29,** Eficiencia térmica durante la estimulación

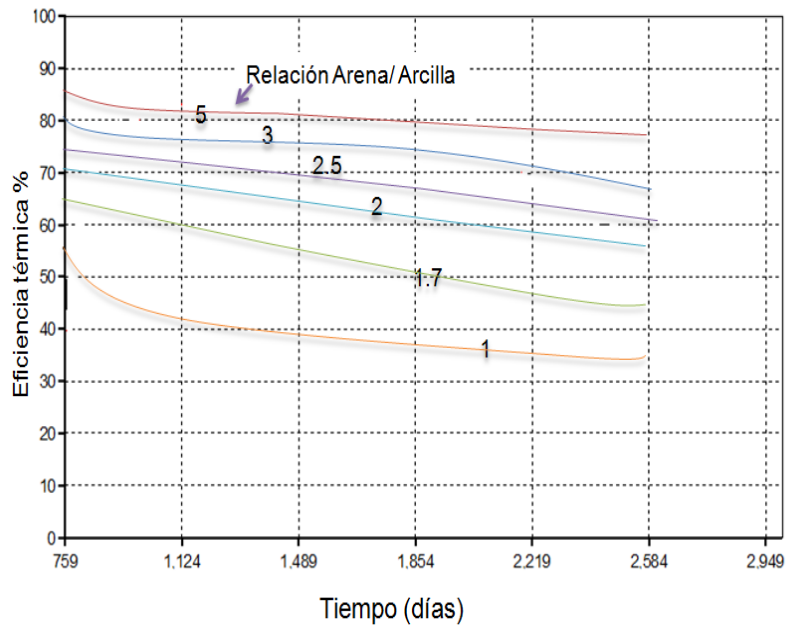


### 3.4.2.2 Eficiencia térmica durante la inyección continua de vapor.

Para realizar el análisis de la eficiencia térmica durante la etapa de inyección continua de vapor, se cuantificó la energía almacenada en las arenas de todo el modelo conceptual. Los resultados obtenidos se pueden ver en la Figura 30, a diferencia del comportamiento durante la estimulación, en esta etapa las pérdidas

hacia las formaciones de arcilla se ven mitigadas, obteniendo en el modelo base una reducción de la eficiencia térmica en 20 % al final del proyecto. Al igual que en la etapa de estimulación, al aumentar la cantidad de arena productora en el modelo las pérdidas de calor disminuyen y la eficiencia térmica se mantiene más estable.

**Figura 30,** Eficiencia térmica durante la inyección continua de vapor



### 3.4.3 Secuencia de estimulación.

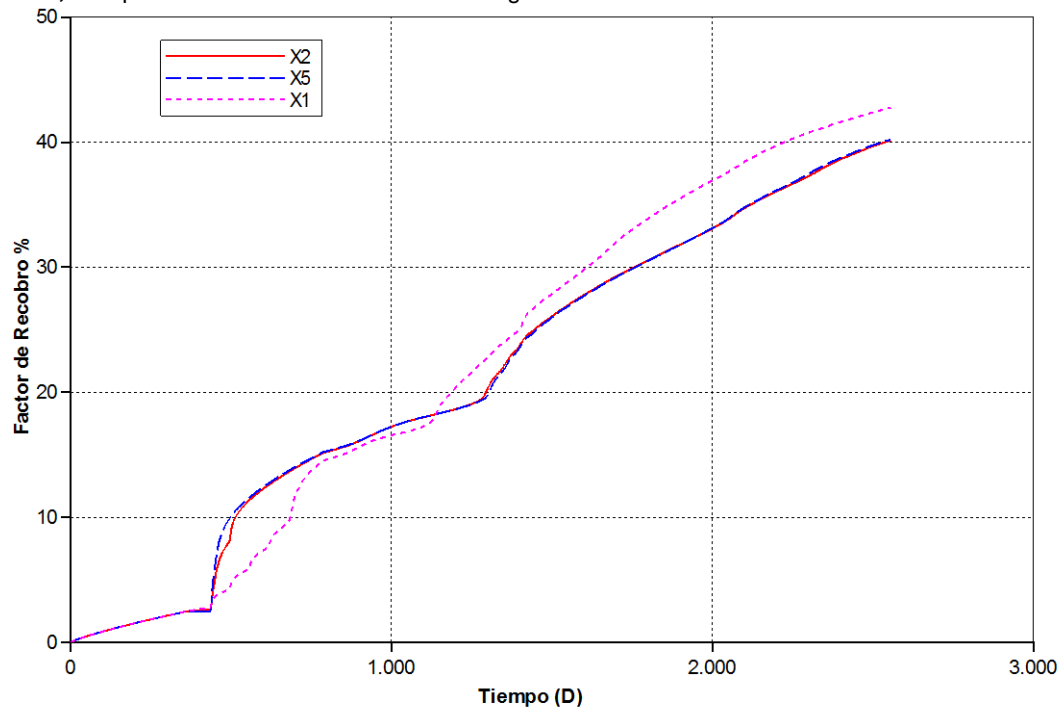
El modelo base de simulación presenta una secuencia de estimulación como se muestra en la figura 14, en la cual se estimula un pozo a la vez, de ésta manera se usa menos del 50 % de la capacidad del generador, lo que se puede considerar como desuso de la inversión inicial. Con el objetivo de asemejar lo más posible la simulación a un proyecto de campo, se realizaron diferentes secuencias de estimulación y se realizó un análisis a su influencia en la producción de petróleo.

Se crearon dos modelos adicionales al base de simulación; en el primero de ellos se estimulan dos pozos a la vez, al igual del modelo base se usó un caudal de 1000 Bbl/día, en el segundo modelo se estimularon los cinco pozos a la vez(Figura

31), este último esquema requiere costos adicionales ya que es necesario usar dos generadores para la cantidad de vapor a usar. Dependiendo de la cantidad de vapor necesaria y de la secuencia de estimulación, se deben usar uno ó varios generadores, los cuales incrementan la inversión inicial, estos costos deben ser estudiados en el análisis económico con el fin de evaluar la factibilidad económica de la técnica.

Al evaluar el comportamiento del factor de recobro según el esquema de estimulación observada en la Figura 31, la recuperación de crudo al final de 800 días difiere en 1% entre los modelos que estimulan varios pozos a la vez y el modelo base, sin embargo se observa que la recuperación de petróleo se ve acelerada con los modelos que usan secuencias de dos o cinco pozos a la vez. Con lo anterior se puede concluir que la secuencia de estimulación es un factor que afecta positivamente la aceleración del factor de recobro en yacimientos estratificados.

**Figura 31,** Comportamiento del factor de recobro según la secuencia de estimulación.



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

### **3.5 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS**

El espaciamiento entre pozos es uno de los factores con mayor relevancia en los procesos de recobro mejorado, ya que se considera un parámetro para optimizar este tipo de procesos. Al inyectar vapor a la formación productora, se generan una serie de efectos térmicos que facilitan la producción de aceite, estos pueden afectar de forma positiva el comportamiento de pozos cercanos, aun cuando estos no estén siendo estimulados. En los procesos de inyección de vapor no es común estimular todos los pozos a la vez, ya que esto significaría tener gran cantidad de generadores a disposición, por el contrario, se acostumbra a estimular un pozo a la vez o en algunos casos más de uno, dependiendo de la distancia entre ellos y las tasas de inyección a usar. Cuando los pozos son estimulados en secuencia se puede observar el cambio positivo que generan los pozos que están siendo estimulados sobre aquellos que no están siendo estimulados; la producción de aceite aumenta y la inyectividad de la formación mejora, tal efecto se puede apreciar claramente a medida que el espaciamiento entre los pozos disminuye.

El espaciamiento escogido, operacionalmente depende de las características del yacimiento y se debe realizar un estudio que determine las condiciones estratigráficas y petrofísicas de este, para así determinar el espaciamiento que permita obtener la mejor respuesta del yacimiento ante el proceso a desarrollar. El modelo de distribución escogido debe tener en cuenta la continuidad del yacimiento, así como las propiedades del medio poroso y de los fluidos, los cuales van a determinar el comportamiento de flujo en la formación.

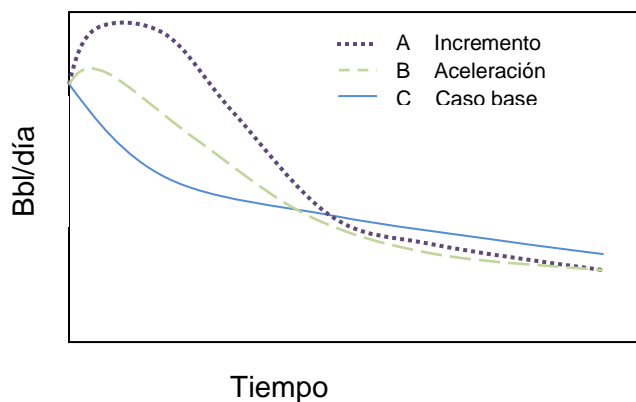
Una forma común de disminuir el espaciamiento entre pozos ubicados en patrones ya existentes es por medio de la perforación de pozos infill, los cuales ayudan a acelerar la producción de aceite.

### 3.5.1 perforación de pozos infill.

La perforación infill consiste en perforar nuevos pozos en un patrón inicialmente determinado, normalmente se usan después del desarrollo primario y secundario de los yacimientos. La perforación de estos pozos da como resultado la aceleración de la producción de aceite en yacimientos homogéneos, mas no incrementa el recobro de aceite; sin embargo, se puede obtener recobro adicional en yacimientos heterogéneos, ya que estos pueden contactar capas que no se tenían en cuenta inicialmente.

La figura 32 muestra una curva de producción de aceite en función del tiempo, las líneas a, b y c representan el comportamiento; caso base inicial, aceleración y producción incremental respectivamente. Para el caso donde la producción es acelerada; el área bajo la curva es igual al área bajo la curva de producción inicial, con lo cual se puede concluir que no hubo recobro incremental, para el caso donde hay incremento en el recobro de aceite, el área bajo la curva c, es mayor que el área de la curva de producción inicial.

Figura 32, Producción Vs tiempo en pozos infill



Fuente: Modificado de Integrated Waterflood Asset Management, cap 6, p 114

Las discontinuidades presentes en los yacimientos dificultan los procesos de recobro, ya que estas no permiten la correcta conexión entre pozos inyectoros y productores, dejando capas productoras sin explotar. Cuando los yacimientos presentan discontinuidades o son estratificados, es necesario que los pozos inyectoros y productores se encuentren perforados conectando todas las arenas

productoras, esto con el objetivo de barrer todas las capas y tener un óptimo recobro. La perforación infill se puede considerar como un proceso de optimización en los procesos de recobro primario, secundario y terciario.

La perforación de patrones de distribución de pozos que tengan áreas grandes tardan más tiempo en incrementar la producción, debido a las largas distancias entre los pozos, este efecto aumenta cuando propiedades tan importantes para el desplazamiento de fluidos como la permeabilidad de la formación son bajas.

La ubicación de los pozos en patrones de inyección ayuda a mantener la presión del yacimiento por medio del balance entre las tasas de inyección y de producción. Los yacimientos heterogéneos, discontinuos o con baja conectividad pueden ser controlados por medio de los pozos infill, ya que reducen el espaciamiento y mejoran la conectividad entre los pozos. Los factores que contribuyen a incrementar el factor de recobro después de implementar perforación infill son los siguientes<sup>15</sup>:

- Mejoramiento de la eficiencia de barrido areal
- Mejoramiento del balance de inyección-producción.
- Mejoramiento de la eficiencia de barrido vertical
- Continuidad lateral
- Aumenta reservas
- Aumenta la eficiencia de recobro

### **3.5.2 Generalidades de los patrones de inyección.**

Los campos actualmente se perforan siguiendo patrones de inyección definidos, no solamente para la posterior implementación de procesos de recobro secundario y terciario, sino con el objetivo de asegurar un mejor drenaje del yacimiento durante su vida productiva. Existen diferentes arreglos de pozos que son usados

---

<sup>15</sup>*Integrated Waterflood Asset Management*, cap 6 pag 112

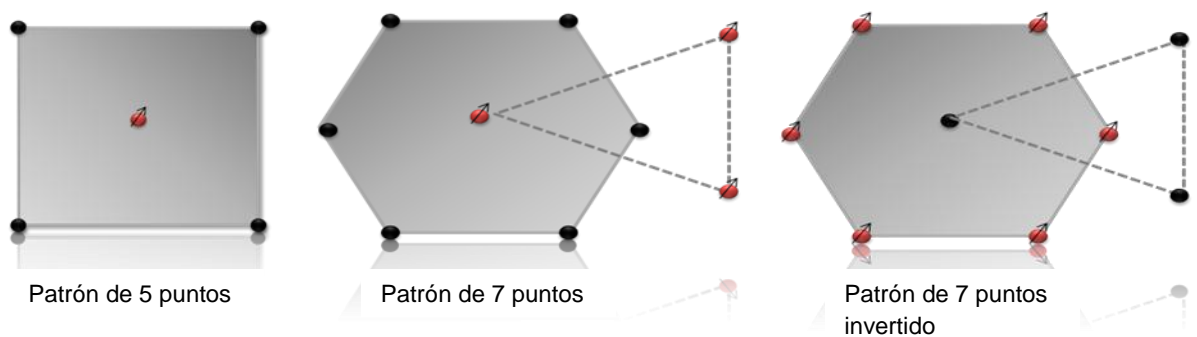
según las características de los yacimientos y de las necesidades del proyecto, estos se pueden clasificar en patrones geométricos o irregulares.


- Geométricos: los pozos se encuentran ubicados de tal manera que generan diferentes formas geométricas conocidas, estos se dividen en:
  - En línea
    - Línea directa
    - Línea alterna o diagonal
  - Periféricos
    - Cinco pozos
    - Siete pozos normal e invertido
    - Nueve pozos normal e invertido
- Irregulares: los pozos no forman geometrías regulares y cada caso requiere de estudio en particular


### 3.5.2.1 Arreglo de pozos

Los arreglos de pozos más usados son el modelo de cinco puntos y el modelo de siete puntos normal o invertido, los cuales se muestran en la figura 33.

**Figura 33**, Arreglo de pozos para la inyección de vapor



 Pozo inyector

 Pozo productor

En el arreglo de siete puntos, la relación es de 2 inyectores por cada productor, mientras que en el de siete puntos invertido ésta relación es de 1 a 2, ya que por cada seis pozos productores se tienen 3 pozos inyectores. Cada uno de estos arreglos tendrá su propia eficiencia areal, que junto con la eficiencia vertical y desplazamiento, dará el factor de recobro.

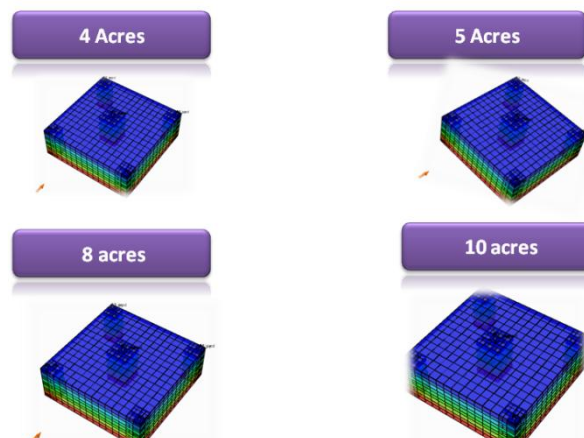
### 3.5.3 Determinación del espaciamiento entre pozos a usar

Determinar el espaciamiento entre los pozos es una etapa muy importante en el desarrollo de procesos de inyección de vapor, ya que esta ayuda a evaluar el comportamiento del yacimiento en diferentes escenarios, adicionalmente permite determinar la vida útil del proyecto mediante el cálculo del límite económico. Realizar una sensibilidad al área del patrón a usar permite evaluar y estudiar el cambio con el tiempo de parámetros tales como; aumento y aceleración del factor de recobro, relación vapor aceite, corte de agua y tiempo de ruptura, necesarios para determinar económicamente la vida del proyecto.

#### 3.5.3.1 Sensibilidad al área del patrón.

Para determinar el espaciamiento óptimo que permita obtener una mejor respuesta del yacimiento, es necesario evaluar el proceso de recobro mejorado en diferentes escenarios de producción, variando el área del patrón a usar, para esto se usaron 4 diferentes areas como se muestra en la figura 34. La distancia entre pozos se puede observar en la tabla 10.

**Figura 34.** Áreas del patrón usadas para la sensibilidad



**Tabla 10.** Distancia entre pozos según el área del patrón.

Área (acres)	Distancia Pozo productor-productor (ft)	Distancia Pozo inyector productor (ft)
4	417	294
5	466	329
8	590	417
10	660	466

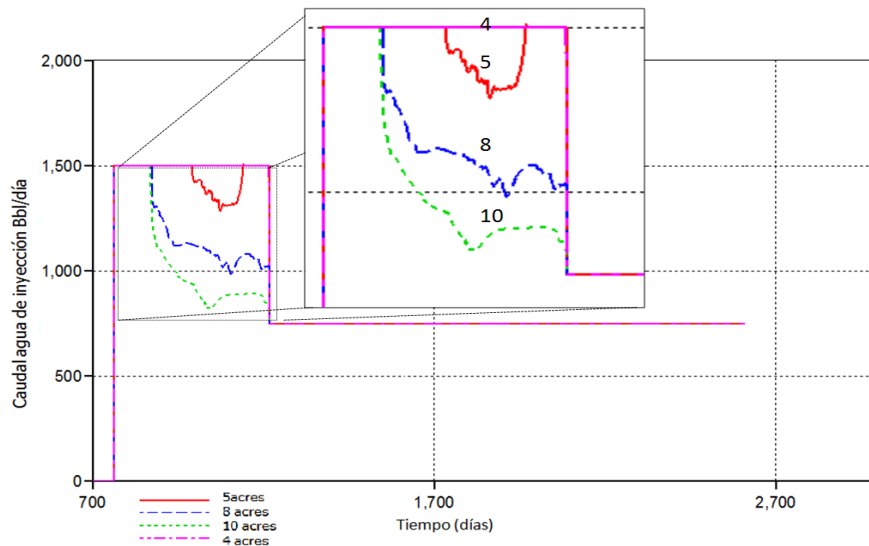
### 3.5.3.2 Tasa de inyección de agua

Al diseñar un proyecto de recuperación mejorada se hace necesario realizar un completo estudio sobre el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción. La simulación de yacimientos permite hacer una sensibilidad a diferentes parámetros operacionales básicos para el correcto funcionamiento de los proyectos de recobro mejorado empleados en la zona de interés. En un proyecto de inyección de vapor, el caudal de inyección de agua en barriles equivalentes es uno de estos. Su importancia radica económicamente en; el número de generadores a usar, la calidad del vapor a inyectar, el tiempo de ruptura y la relación vapor aceite, el cual se usa como parámetro para definir el tiempo de límite económico.

En los procesos de inyección cíclica y continua de vapor, es recomendado inyectar a tasas altas, ya que esto disminuye las pérdidas de calor, los yacimientos que contienen crudos muy viscosos no permiten que el vapor entre totalmente a la formación debido a que su relación de movilidades es muy baja, es decir el vapor no es capaz de desplazar correctamente al aceite, esto se presenta en tiempos tempranos de la inyección, donde la viscosidad no se ha disminuido en gran medida. Mediante la simulación numérica se puede reproducir el comportamiento del yacimiento cuando se inyecta vapor, la figura 35 muestra el agua de inyección Vs el tiempo según el área del patrón, durante la inyección continua de vapor. La

tasa de inyección usada es de 1500 Bbl/día y los patrones de 8 y 10 acres muestran como el yacimiento no recibe correctamente el vapor inyectado debido a que las áreas de distribución de los pozos son muy grandes, por tal razón es común encontrar proyectos donde las tasa son bajas, lo cual repercute negativamente en la eficiencia del proceso dando como resultado disminución en el factor de recobro.

**Figura 35,** Caudal de agua de inyección Vs tiempo



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

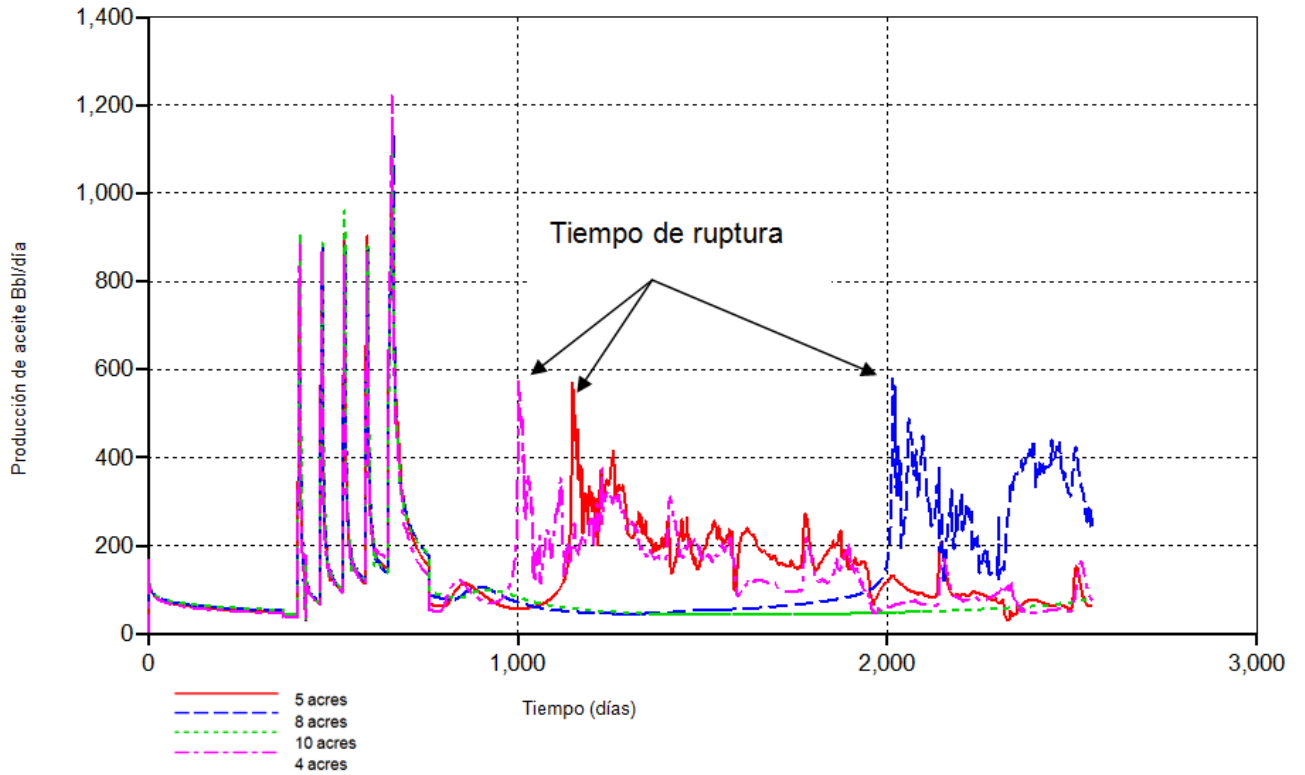
Los patrones de 4 y 5 acres son los que aceptan de mejor manera la cantidad de vapor inyectado, esto se debe a la previa estimulación del yacimiento y la corta distancia entre los pozos; lo cual causó la correcta distribución del vapor en todo el sector, lo que genera la disminución de la viscosidad de gran parte del crudo contenido en él, adicionalmente el efecto térmico cambia propiedades tales como; la permeabilidad relativa, la tensión interfacial y presión capilar, generando una adecuada inyección del vapor.

### **3.5.3.3 Tiempo de ruptura**

El espaciamiento entre los pozos influye directamente en el tiempo de ruptura del vapor, este se considera como el tiempo que tarda el vapor para hacer irrupción en el pozo productor. Los patrones de gran área tienen mayor tiempo de ruptura, es decir el vapor debe recorrer mayor distancia para llegar al pozo productor en comparación con la distancia recorrida por el vapor en un patrón de área menor.

El tiempo de ruptura del vapor, ayuda a determinar la viabilidad económica del proyecto, ya que la tasa máxima de producción se da en este tiempo y después de él se disminuye la producción de aceite mientras aumenta la de agua. Se considera recomendable que el tiempo de ruptura no sea muy rápido, de lo contrario la tasa de aceite iniciaría su declinación de manera acelerada y el límite económico del proyecto se presentaría prematuramente. La Figura 36 muestra el comportamiento de la tasa de producción contra el tiempo, según el área del patrón. El menor tiempo de ruptura corresponde al área de 4 acres, seguido por el patrón de 5 y 8 acres, donde el tiempo de ruptura es mayor, para el patrón de 10 acres no se alcanza a determinar este tiempo ya que el vapor debe recorrer una gran distancia para irrumpir en el pozo productor.

**Figura 36.** Caudal de producción Vs tiempo según el área del patrón

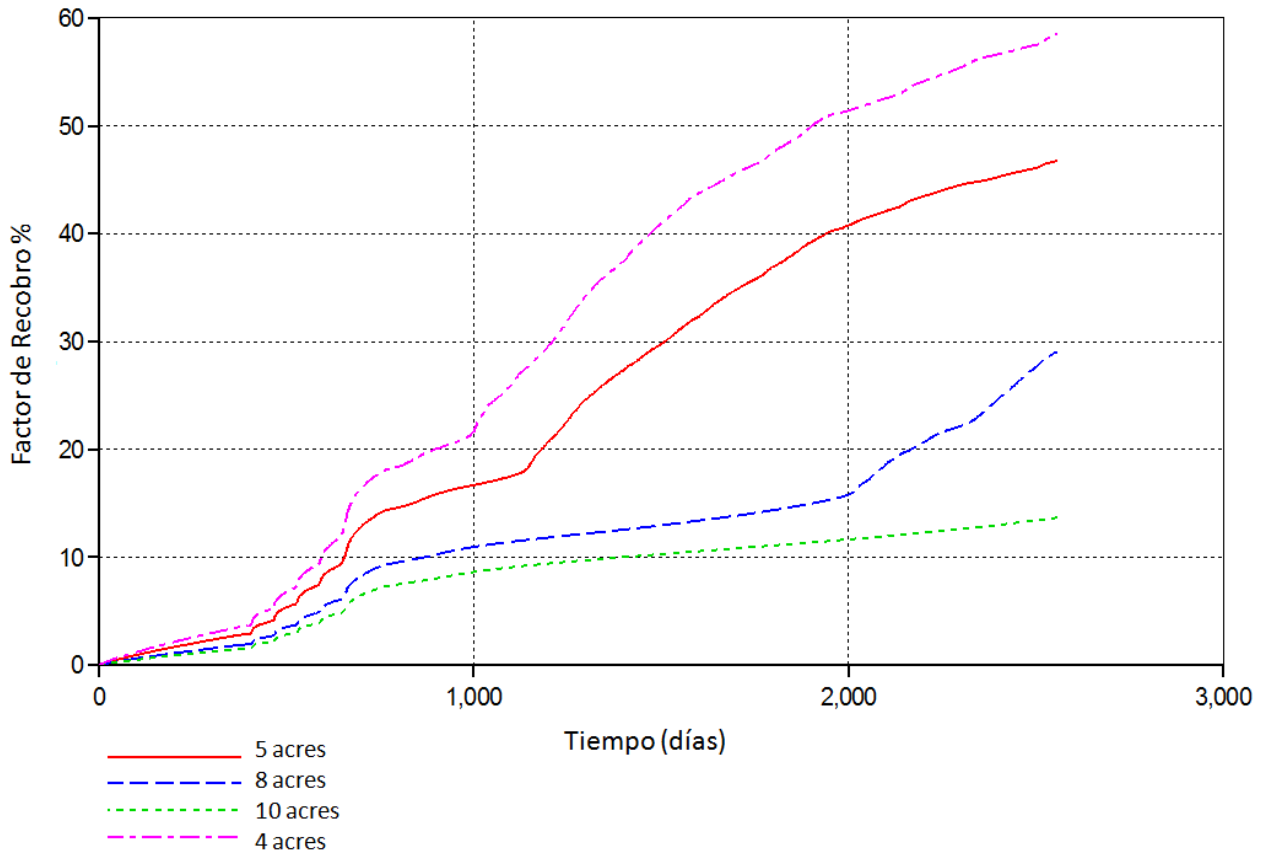


**Fuente** Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

### 3.5.3.4 Factor de recobro

Un parámetro de gran influencia para determinar el espaciamiento entre los pozos es el factor de recobro. Al disminuir éste parámetro se incrementa rápidamente el factor de recobro y el tiempo de ruptura se alcanza en menor un menor tiempo, lo que se refleja en la figura 37 en un aumento en el factor de recobro en los modelos de 4, 5 y 8 acres.

**Figura 37,** Factor de recobro Vs tiempo según el área del patrón.



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

La disminución de la distancia entre los pozos inyectores y productores genera aumento del factor de recobro durante la estimulación de estos, el radio estimulado de un pozo donde se está inyectando vapor puede afectar significativamente las propiedades de las zonas aledañas a los demás pozos que no están siendo estimulados. Lo anteriormente mencionado se evidencia en la comparación del factor de recobro contra el tiempo, según el área del patrón, como se muestra en la figura 37. Adicionalmente, el efecto de disminuir el espaciamiento entre pozos se evidencia con la aceleración del factor de recobro, es decir, se tiene el mismo recobro de aceite que un patrón de área mayor pero en un menor tiempo.

### **3.5.3.5 Relación vapor aceite.**

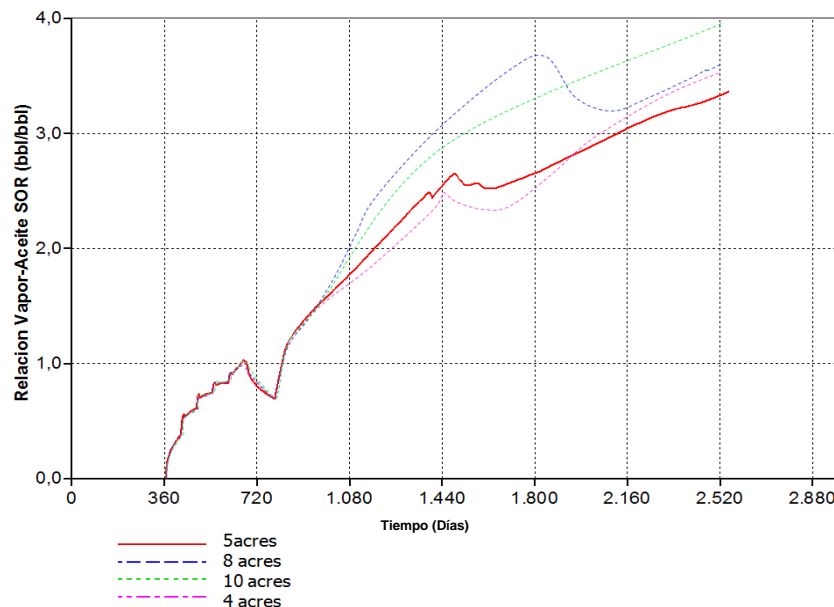
La relación vapor aceite se define como la cantidad de vapor necesario para extraer un barril de petróleo, su límite puede variar según las necesidades y economía del proyecto. Su gran importancia radica en la evaluación económica de los proyectos, ya que es uno de los parámetros con más incidencia en el cálculo del tiempo de límite económico, normalmente se toma como valores máximos relaciones de 4-5, sin embargo este se determina por criterio económico e ingenieril.

Cuando los yacimiento tienen un alto grado de estratificación parte de la energía inyectada se pierde hacia formaciones vecinas o ladronas de calor, como lo son las arcillas, la baja energía que es entregada a la formación productora y a los fluidos presentes en ella, genera disminución en la producción de aceite, por lo cual, es necesario inyectar grandes cantidades de vapor para poder producir la misma cantidad de aceite que un yacimiento no estratificado, en estos casos se alcanza rápidamente el límite económico determinado por la relación vapor-aceite. La figura 38 muestra el comportamiento de la relación vapor/aceite Vs el tiempo según el área del patrón, durante la etapa de estimulación la cantidad de vapor usada para producir un barril de aceite es baja; alcanzando un valor máximo de 1. Esto se debe a que durante esta etapa la producción de aceite es alta y el tiempo de inyección de vapor es corto, es decir no se inyectan grandes cantidades de vapor al yacimiento; sin embargo, durante la etapa de inyección continua, esta relación aumenta rápidamente ya que el vapor es inyectado a tasas altas y de manera constante, mientras los efectos térmicos tales como destilación de livianos y disminución de viscosidad afectan la movilidad del crudo para su posterior extracción, este aumento llega a su tope máximo en tiempo de ruptura, donde la producción de aceite es la mayor, momento en el cual se debe disminuir la tasa de inyección de vapor (como anteriormente se ha planteado) y la relación vapor aceite desciende mientras que la producción de aceite inicia su declinación, a medida que el yacimiento produce más aceite la presión del yacimiento cae lo cual

repercute de forma negativa en la tasa de producción, durante la etapa de declinación la relación vapor aceite aumenta nuevamente, este efecto dura hasta que la producción aumente nuevamente, para lo cual se debe implementar algún proceso adicional. Como se observa en la figura 38, la relación vapor aceite disminuye mientras que la producción de aceite se mantiene al máximo. Al iniciar la declinación normal de producción, la relación vapor aceite aumenta nuevamente llegando hasta un máximo de 3,9 en el peor de los casos.

Al aumentar el área del patrón, el tiempo de ruptura es mayor, lo cual influye en el cambio de la relación vapor/aceite, como se observa en la figura 38, el patrón de 8 acres llega a ruptura aproximadamente después de 2000 días e inmediatamente disminuye la cantidad de vapor necesaria para producir un barril de hidrocarburo. El patrón de 10 acres tarda aún más que el patrón de 8 acres ya que la distancia que debe recorrer el vapor y el área que debe calentar es mayor que los demás patrones

**Figura 38.** Relación Vapor/aceite Vs tiempo según el área del patrón.



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

## **4. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS INFLUYENTES EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**

Una optimización se puede definir como un análisis realizado a diferentes parámetros influyentes en un proceso con el objetivo de determinar las combinaciones que permitan la mejor respuesta del yacimiento según unas funciones objetivo. Para realizar una optimización se considera apropiado realizar previamente un análisis de sensibilidad y determinar aquellos parámetros con mayor relevancia en un proceso determinado.

### **4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS INFLUYENTES EN LA INYECCIÓN DE VAPOR**

Un análisis de sensibilidad tiene como objetivo cuantificar la influencia que tiene la modificación de una variable independiente sobre una función objetivo, la cual se determina por criterio ingenieril y por las necesidades técnicas y económicas del proyecto, comúnmente estas variables son el factor de recobro y la relación vapor aceite, las cuales dan un indicativo de la factibilidad técnica y económica respectivamente de un proceso. Con este tipo de análisis se puede determinar qué variables pueden producir cambios significativos en los resultados y cuáles no, lo que facilita las decisiones técnicas en los proyectos de recobro mejorado.

Con el objetivo de determinar la factibilidad técnica de aplicar un proceso que permita acelerar el factor de recobro en los yacimientos estratificados de crudo pesado, se realizó un análisis de sensibilidad que permitió establecer las variables operacionales de mayor impacto en el desempeño del proceso, para posteriormente encontrar el escenario de aplicación que conlleve a los mejores resultados. Para el análisis de sensibilidad se dio uso de la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) de la compañía Computer modelling group, CMG.

#### **4.1.1 CMOST (COMPUTER ASSISTED HISTORY MATCHING, OPTIMIZATION AND UNCERTAINTY ASSESSMENT TOOL )**

Los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad son usados para determinar la variación y el efecto que tienen diferentes parámetros sobre los procesos simulados; esta información puede ser usada posteriormente en el ajuste histórico, optimización o análisis de incertidumbre, ayudando a determinar los parámetros que deben ser variados y los rangos aproximados que se deben usar en la técnica. El análisis de sensibilidad usa dos valores para cada parámetro, un mínimo y un máximo que deben ser determinados por criterio ingenieril.

CMOST está totalmente acoplado a simuladores de CMG (IMEX, GEM Y STARS), permitiendo al ingeniero realizar un análisis asistido de manera eficiente sobre todos los regímenes de recuperación primaria, secundaria o mejorada con el fin de maximizar la recuperación, las tasas de flujo o VPN (Valor presente neto), minimizar el SOR, las tasas o presiones de inyección y cualquier otro objetivo posible de optimización en un corto tiempo de ejecución<sup>16</sup>.

#### **4.1.2 Análisis de sensibilidad en CMOST**

Como se mencionó, el análisis de sensibilidad desarrollado en la herramienta CMOST del simulador CMG, es usado para determinar la variación total en los resultados de simulación bajo diferentes valores de parámetros y determinar así los que tienen mayor efecto en el proceso simulado.

El análisis de sensibilidad se puede llevar a cabo de dos diferentes formas:

---

<sup>16</sup> Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009, P 2

- Sensibilidad Mono-parámetro: Esta consiste en medir los cambios en la función objetivo resultado de la variación de un solo parámetro mientras los demás se mantienen constantes.
- Sensibilidad Multi-parámetro: Esta consiste en medir los cambios en la función objetivo resultando de la variación individual y de la interacción con todos los parámetros.

La sensibilidad multi-parámetro es más eficiente <sup>17</sup> ya que investiga todas las posibles combinaciones de parámetros presentes en el estudio de simulación, puede presentarse el caso en que la combinación de los parámetros tenga un fuerte impacto en la función objetivo a pesar que de forma independiente no lo tenga. El diseño experimental utilizado en la herramienta CMOST es de tipo fraccional de segundo nivel donde a cada parámetro se le asignan dos valores, un máximo y un mínimo para establecer el rango en que se evalúa cada variable usando todas las posibles combinaciones de los parámetros a evaluar. <sup>18</sup>

#### **4.1.3 Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales**

Para realizar un análisis de sensibilidad se necesita el acceso a varios archivos de la simulación base, los tipos de archivos que son requeridos se muestran a continuación.

- Base Dataset .dat
- Base IFR .irf
- Base Session File
- Field History File

De los archivos anteriormente mencionados son obligatorios únicamente el .dat y el .irf, los cuales contienen la información básica del modelo a simular y los resultados de la simulación base. Para poder iniciar el análisis es necesario

---

<sup>17</sup>Gutierrez H, Salazar R, "Análisis y diseño de experimentos" Mc Graw Hill.

<sup>18</sup> IBID 15

realizar unas modificaciones al archivo .dat original para que el lenguaje se adapte a la estructura de CMOST, los parámetros a los cuales se le debe cambiar el lenguaje son aquellos que se quieren variar, como la presión de inyección, tiempo de inyección, remojo y producción, caudal y demás parámetros necesarios para un completo análisis. El cambio en el lenguaje se debe hacer tal como se muestra en el siguiente ejemplo.

- Lenguaje STARS (inicial)

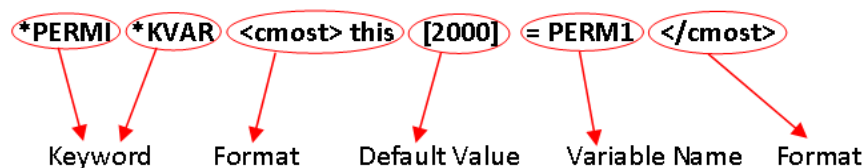
```
PERMI KVAR 200 100 50 15
```

Donde se muestra la variación de la permeabilidad vertical de cuatro capas diferentes, se aclara que este cambio se puede realizar de la misma manera para cualquier parámetro a analizar, sean parámetros operacionales o de yacimiento.

- Lenguaje CMOST (análisis de sensibilidad)

```
PERMI KVAR <cmost>this [200]=PER1</cmost>
<cmost>this [100]=PER2</cmost>
<cmost>this [50]=PER3</cmost>
<cmost>this [15]=PER4</cmost>
```

Teniendo como esquema el siguiente modelo:



De esta manera deben quedar todos los parámetros a los cuales se desea realizar en análisis de sensibilidad en CMOST. Después de modificar el archivo .dat. Se debe guardar el archivo con un formato .cmm, el cual contiene la información necesaria para el análisis de sensibilidad. El análisis de sensibilidad se dividió en dos partes: estimulación e inyección continua de vapor. Cabe resaltar que los

parámetros base fueron elegidos de acuerdo al criterio de ingeniería, estos muestran en las tablas 11 y 12

**Tabla 11,** Parámetros a analizar durante la etapa de estimulación.

Parámetros a analizar- Estimulación	Valor base
Tiempo de inyección (Tiny)	60 días
Presión de inyección (Piny_Est)	1200 psi
Caudal de inyección (Qiny_Est)	1000 Bbl/día
Tiempo de remojo (Trem)	5 días

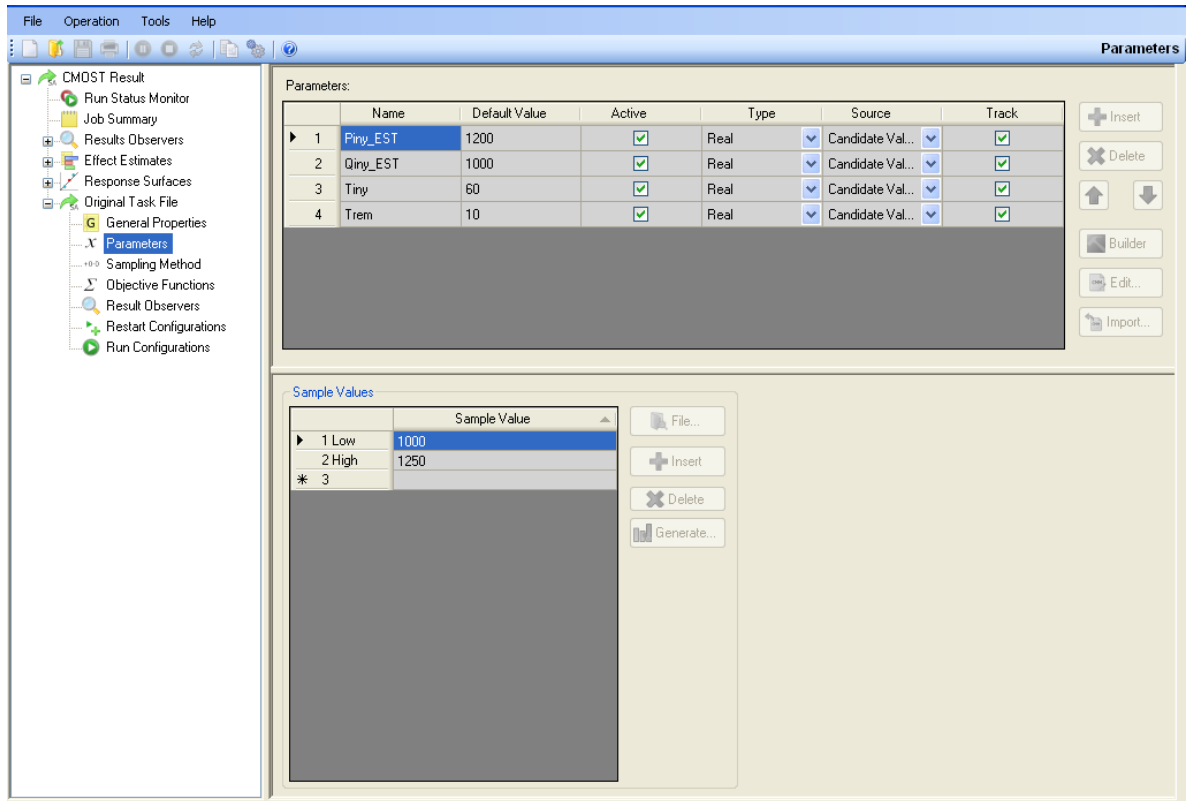
Como se ha mencionado, la técnica propuesta tiene periodos de alto y bajo caudal, antes y después del tiempo de ruptura respectivamente, por lo tanto se realizó un análisis de sensibilidad a todos los parámetros influyentes durante la inyección continua de vapor, tales como el tiempo de duración del periodo de alto caudal y sus respectivos caudales.

**Tabla 12,** Parámetros a analizar durante la etapa de inyección continua

Parámetros a analizar- Continua	Valor base
Tiempo de inyección en periodo de alta (Tup)	600 días
Caudal antes de ruptura (Qiny_up)	1500Bbl/día
Caudal después de ruptura (Qiny_dw)	750Bbl/día

Después de determinar los parámetros para realizar el análisis de sensibilidad se procede a introducir esta información al archivo de CMOST (.cmt), ver Figura 39, en la sección de “parameters” se importan los parámetros anteriormente seleccionados para la sensibilidad y se generan los valores máximo y mínimo para ver su comportamiento, estos valores se muestran en la tabla 13, los cuales se determinaron por criterio ingenieril.

**Figura 39,** ingreso de información al archivo de CMOST



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

**Tabla 13,** parámetros de operación y sus rangos mínimo y máximo durante la estimulación.

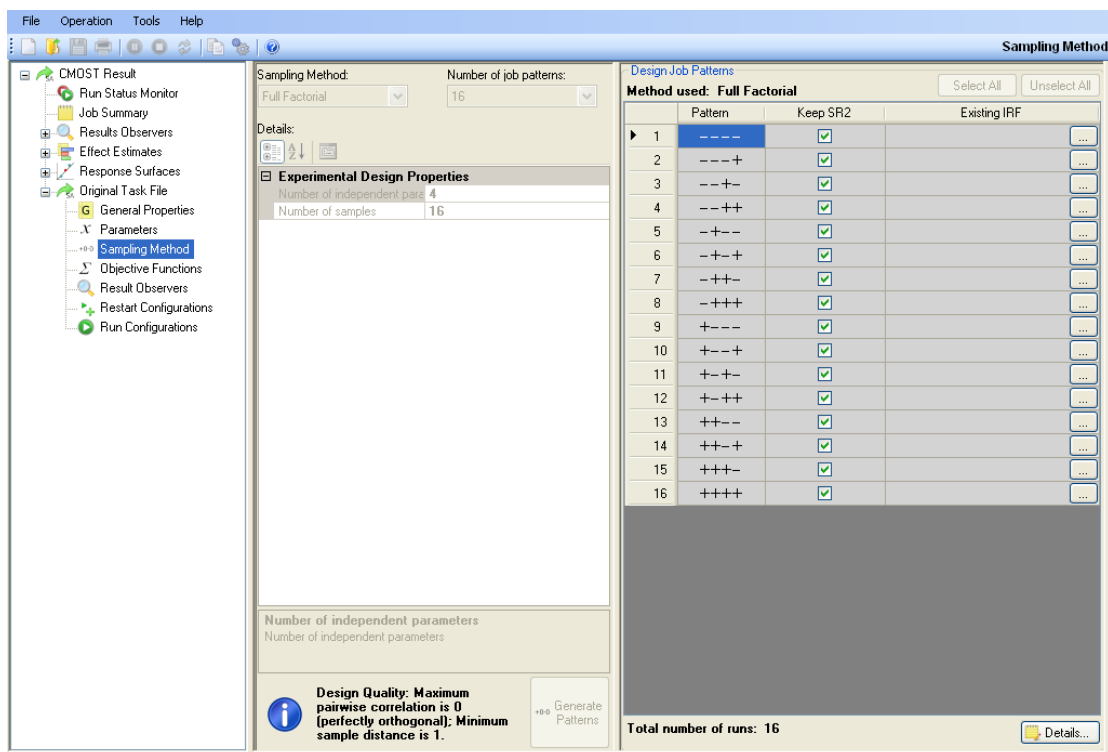
Parámetro Estimulación	Mínimo	Valor base	Máximo
Tiempo de inyección (Tiny) días	5	60	70
Presión de inyección (Piny_Est) psi	1000	1200	1250
Caudal de inyección (Qiny_Est) Bbl/día	800	1000	2500
Tiempo de remojo (Trem) días	1	5	15

**Tabla 14,** Parámetros de operación y sus valores mínimo y máximo durante la continua

Parámetros a analizar- Continua	Mínimo	Valor base	Máximo
Tiempo de inyección en periodo de alta (Tup) días	300	600	900
Caudal antes de ruptura (Qiny_up) bbl/día	800	1500	2000
Caudal después de ruptura (Qiny_dw) Bbl/dia	550	750	800

El siguiente paso es elegir el método de muestreo, para este caso el usado es tipo full factorial, en este caso se corren todas las posibles combinaciones de los parámetros, tal como se observa en la siguiente figura.

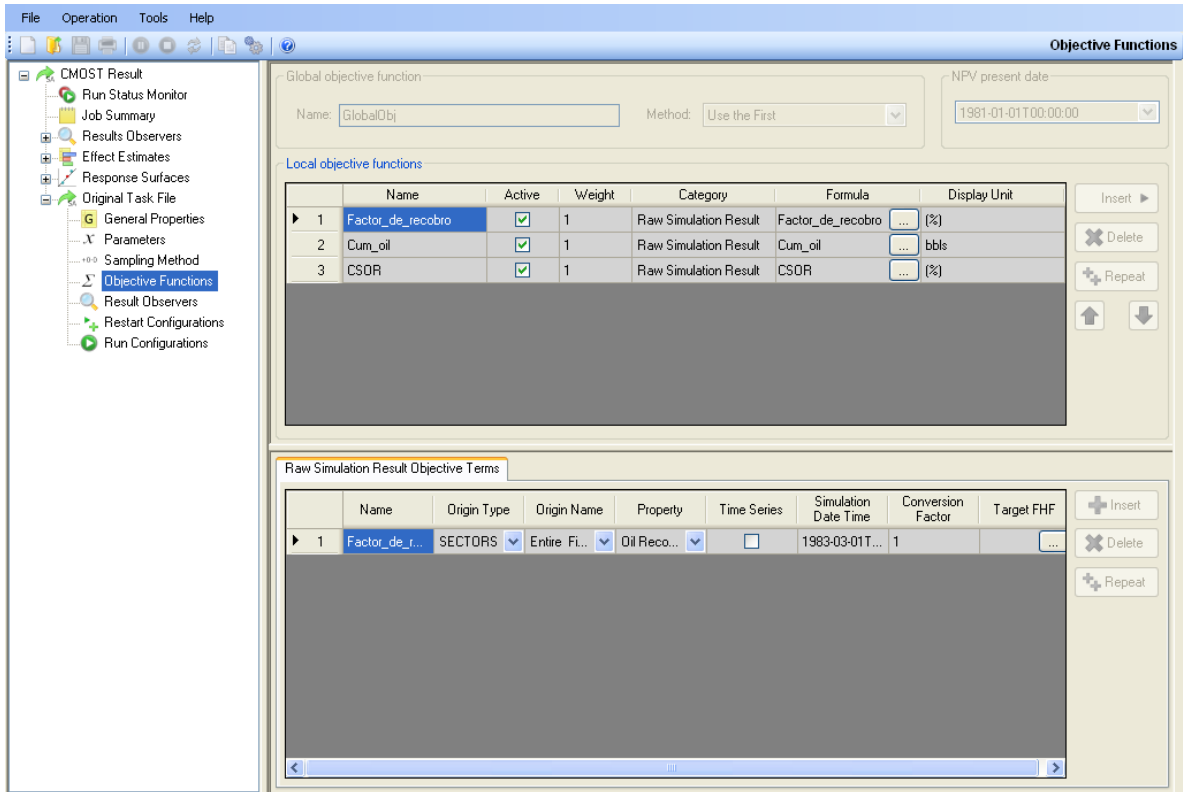
**Figura 40,** Método de muestreo CMOST



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Posteriormente se establecen las funciones objetivo. Para este caso se tomaron como funciones objetivo; el factor de recobro, el aceite producido acumulado, y la relación vapor-aceite, los cuales se pueden observar en la figura 41.

**Figura 41,** Funciones objetivo-CMOST



**Fuente:** Compute rModeling Group, CMG, CMOST

CMOST determina que valores producen los mejores resultados permitiendo reducir de forma significativa el número de corridas requeridas para encontrar la mejor combinación de parámetros operacionales para obtener la mejor respuesta del proceso. A continuación se dan a conocer los resultados obtenidos.

#### **4.1.3.1 Resultado del análisis de sensibilidad durante la estimulación.**

El análisis de sensibilidad a la etapa de estimulación se realiza para establecer aquellos parámetros con mayor influencia es esta etapa. A continuación se mencionan los parámetros que se deben analizar en este tipo de proyectos.

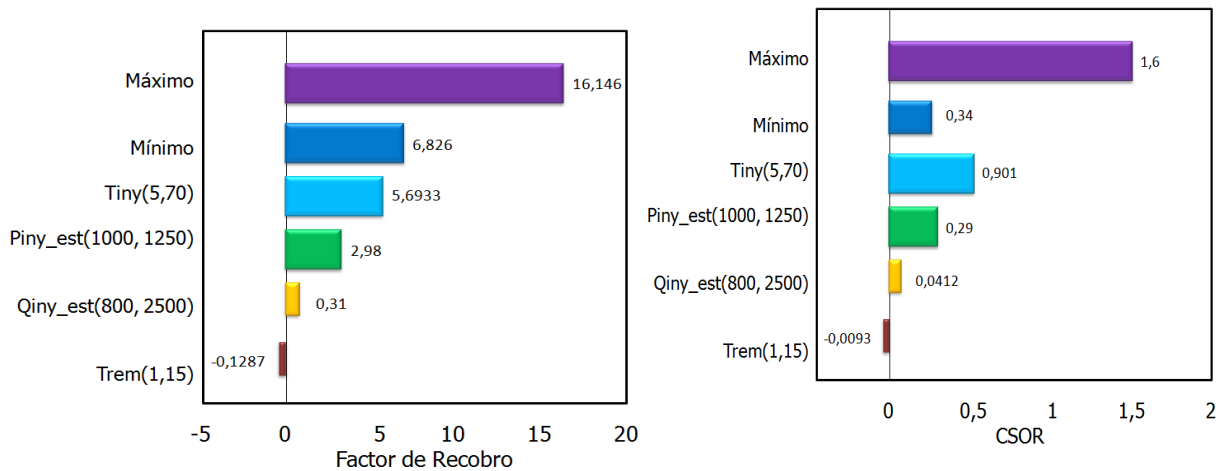
- Tiempo de inyección (Tiny)
- Presión de inyección (Piny\_est)
- Caudal de inyección (Qiny\_est)
- Tiempo de remojo. (Trem)

La figura 42 muestra los resultados del factor de recobro y de la relación vapor aceite, obtenidos en el estudio. Al analizar la respuesta del yacimiento según el primero de estos, se observa que las mejores combinaciones pueden generar una recuperación máxima del 16% al final de la estimulación y una mínima recuperación de 6 %. La mayor influencia sobre el aumento y aceleración de factor de recobro lo tiene el tiempo de inyección, tal como se ha planteado con la técnica en estudio, al tener mayor tiempo de inyección mayor será el área estimulada, resultando en un aumento significativo de la producción. El segundo parámetro con mayor influencia es la presión de inyección, la cual debe estar muy cerca a la presión de fractura para tener los mejores resultados. El tercer parámetro con influencia en los resultados es el caudal de inyección, aunque la diferencia de usar 800 y 2500 Bbl/día es del 0.31%, este se puede considerar alto en formaciones tan extensas como las del campo Teca. Por último, el parámetro con menor influencia es el tiempo de remojo, el cual tiene una influencia negativa, es decir a media que este parámetro se acerca al límite inferior se obtiene una mejor respuesta del yacimiento, ya que disminuir el tiempo de cierre del pozo significa aumentar la producción.

Al observar la respuesta de la relación vapor aceite, se puede ver como el parámetro con mayor influencia es el tiempo de inyección, llegando hasta un

máximo 0.9 al usar tiempos muy largos de estimulación, sin embargo esta respuesta está dentro de los límites aceptados tomando como máximo permitido un RVA de 4-5. Cabe aclarar que los límites económicos son determinados para cada proyecto específicamente al realizar un completo análisis de la técnica.

**Figura 42,** Resultados de análisis de sensibilidad durante la estimulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

#### 4.1.3.2 Resultados del análisis de sensibilidad durante la continua.

Uno de los parámetros con mayor influencia para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados es la administración de la energía entregada al yacimiento, la cual se lleva a cabo al disminuir el caudal de vapor de inyección después de tiempo de ruptura, por lo tanto los parámetros analizados durante la etapa de inyección continua fueron los siguientes:

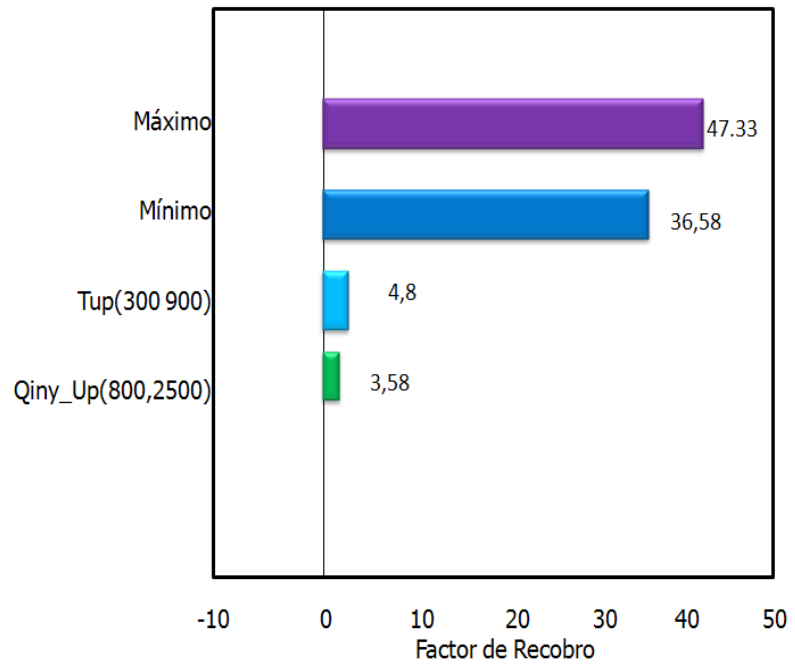
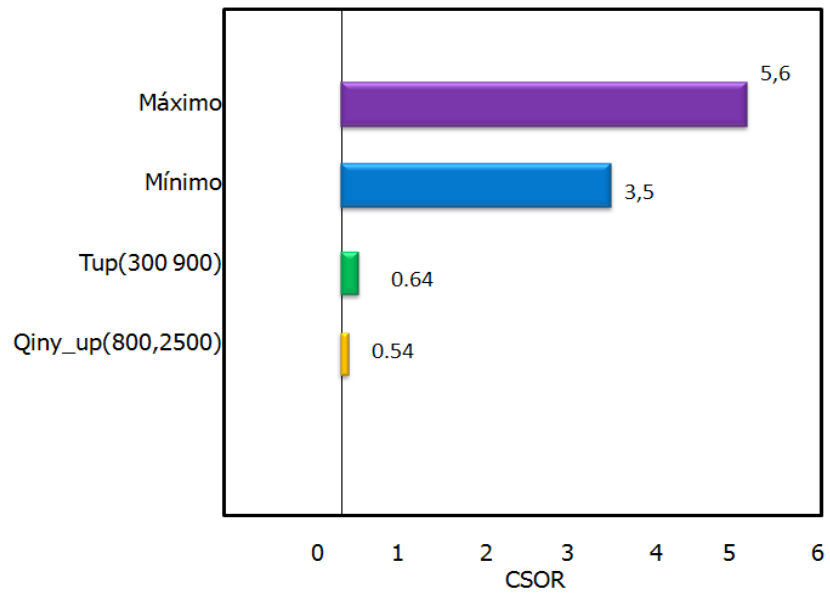
- Tiempo de duración etapa de alto caudal (antes de ruptura). (Tup)
- Caudal de inyección durante la etapa antes de ruptura. (Qiny\_up)
- Caudal de inyección durante la etapa después de ruptura.(Qiny\_dw)

Al evaluar el resultado del factor de recobro durante la etapa de inyección continua de vapor (figura 43), se observa que la mayor influencia la tiene el tiempo que

dura la etapa de alto caudal(antes de ruptura) ya que, la energía inyectada a la formación es la máxima comparada con las demás etapas durante todo el proceso. En segunda posición de influencia se encuentra el caudal durante la etapa de alto caudal (antes de ruptura), el cual debe ser el máximo que la formación sea capaz de aceptar, para esto se debe realizar un completo estudio que permita determinar el comportamiento del caudal de inyección y escoger aquellos valores que se mantengan constantes durante toda la etapa de inyección (ver figura 25). En tercera posición se encuentra el caudal de inyección durante la etapa de bajo caudal (después de ruptura), el cual debe ser lo suficientemente alto para no permitir el enfriamiento del yacimiento y mantener el contacto térmico entre los pozos que se creó previamente, aunque esté se encuentre de última posición su aporte sigue siendo significativo, con un valor estimado de 1.29 % cuando se usan caudales altos.

Por otra parte, el comportamiento del SOR ( Steam Oil Ratio) muestra que el mayor aumento se debe a los altos tiempos de inyección durante la etapa previa al tiempo de ruptura, esto se debe a que al inyectar vapor por largos periodos la saturación de agua en el yacimiento se incrementa, generando afección en tiempos futuros la producción de fluidos, aumentando la producción de agua y disminuyendo la producción de aceite. El segundo lugar de influencia sobre el SOR es el caudal de inyección durante la etapa posterior al tiempo de ruptura, esto se debe a que después de cierto tiempo la producción de aceite inicia la declinación normal e inyectar con tasas demasiado altas no supe la necesidad energética del yacimiento para poder mantener la producción estable. El parámetro con menor influencia sobre la relación vapor aceite, en este proyecto, es el caudal durante la etapa posterior a tiempo de ruptura, de él se puede afirmar que el SOR disminuye, ya que se inyecta menos vapor mientras que la producción de aceite se mantiene acorde a la tasa de inyección.

**Figura 43,**Resultados análisis de sensibilidad durante la continua.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

#### **4.1.4 Análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento.**

Los parámetros de yacimiento tienen una gran influencia en la respuesta del yacimiento a cualquier método de recobro mejorado y es de gran importancia estudiar la variación de la producción y del factor de recobro según el cambio de algunos parámetros del yacimiento. Se aclara que este análisis sólo pretende estudiar el comportamiento de la técnica cuando se varían algunos parámetros y poder determinar cuál de estos tiene mayor influencia en los resultados obtenidos.

Para realizar este análisis se usó la herramienta CMOST, del simulador CMG, la metodología usada fue la misma empleada para el análisis de sensibilidad para los parámetros operacionales.

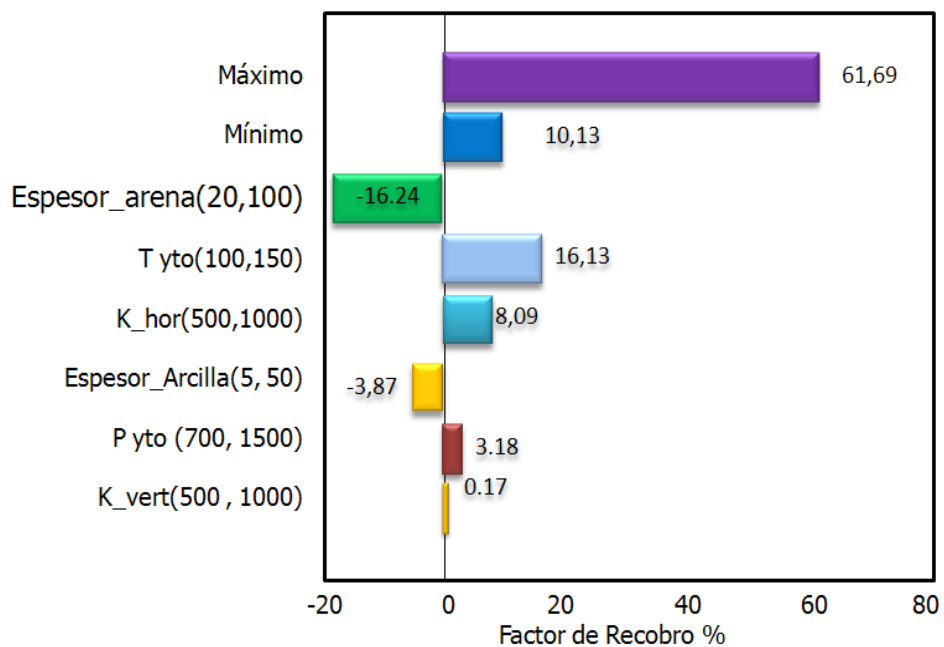
Los parámetros que fueron sensibilizados son:

- Espesor de las arenas productoras c/u (Espesor\_arena)
- Temperatura inicial del yacimiento (T yto)
- Permeabilidad horizontal (K\_hor)
- Espesor de las capas de arcilla c/u (Espesor\_Arcilla)
- Presión inicial del yacimiento (P yto)
- Permeabilidad vertical (K\_vert)

Al realizar diferentes combinaciones de las propiedades del yacimiento se encontraron dos escenarios; uno optimista y uno pesimista, alcanzando un factor de recobro máximo de 61.69% y mínimo de 10,13% respectivamente (Figura 44). Los resultados hacen ver al espesor de las capas productoras como el parámetro de mayor influencia, en la figura 44 se muestra que el efecto de este parámetro es negativo, significando que el factor de recobro será mayor en formaciones productoras con espesores cercanos a 20 pies, es decir, en yacimientos estratificados es mejor tener formaciones no tan gruesas, este efecto se puede

justificar con el comportamiento del frente de vapor que se crea en las formaciones, al tener espesores moderados el vapor entra uniformemente a la formación y el barrido es mejor, comparado con formaciones gruesas donde no se puede contactar la totalidad del yacimiento, a lo anteriormente expuesto se debe adicionar el hecho de mantener constante el caudal de inyección, lo cual no es adecuado, debido a que es necesario aumentar la cantidad de energía entregada al yacimiento por cada pie de formación adicional al modelo base. Cabe resaltar que el espesor usado se refiere a cada capa, para conocer el espesor neto productor se debe multiplicar por las cuatro capas productoras presentes en el modelo.

**Figura 44,** Resultados análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

El segundo parámetro de operación con mayor influencia en la producción de petróleo es la temperatura inicial del yacimiento, esto se debe a que al aumentar la temperatura, la viscosidad del fluido disminuye afectando significativamente la movilidad del crudo, por lo tanto la producción aumentará aún sin estimular el yacimiento. El efecto de aumentar la temperatura de yacimiento hasta 150°F se ve en el incremento del petróleo recuperado en 16.13%.

Uno de los parámetros con mayor análisis debe ser la permeabilidad, tanto horizontal como vertical, los resultados muestran que la primera de estas tiene un efecto positivo en el factor de recobro, aumentándolo hasta el 8.09 %, y la segunda un aumento hasta de 0.17%, esto se debe a que el efecto que predomina en el proceso es el desplazamiento y no drenaje, con lo que se puede concluir que la permeabilidad horizontal tiene una mayor influencia sobre los procesos de recobro con inyección de vapor en yacimientos estratificados.

Al evaluar el efecto que tienen las arcillas dentro del modelo, se puede ver cómo influyen negativamente, es decir menor cantidad de estas tienen un efecto positivo en el factor de recobro, esto se debe a la gran pérdida de calor que generan las arcillas, disminuyendo la cantidad de energía entregada a la formación productora.

## **4.2 OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES**

El proceso de optimización que realiza la herramienta CMOST del simulador CMG, tiene su fundamento matemático en el algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution), algoritmo que requiere del establecimiento de una función objetivo y de parámetros de entrada, bloqueando los parámetros que él reconoce como no beneficiosos para el éxito del proyecto e imitando el trabajo que

desarrolla un ingeniero de yacimientos para encontrar las condiciones optimas para la aplicación de un proceso<sup>19</sup>.

Como primer paso para realizar la optimización se crea el caso base para CMOST dentro de un archivo .cmm de la misma manera que se realizó en el análisis anterior. Este caso corresponde al utilizado durante el análisis de sensibilidad con una serie de comandos que le permite al CMOST saber que parámetros van a ser estudiados y cuál es su valor base.

El esquema general que usa la herramienta CMOST para desarrollar un proceso de optimización se presenta en la figura 45, esta metodología que consta de seis etapas principales fue utilizada para la selección de escenarios de desarrollo del proceso en estudio.

**Figura 45**, procedimiento utilizado para la selección de los mejores escenarios



**Fuente:** Garcia Y, Zafra T "Factibilidad de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica" Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2010

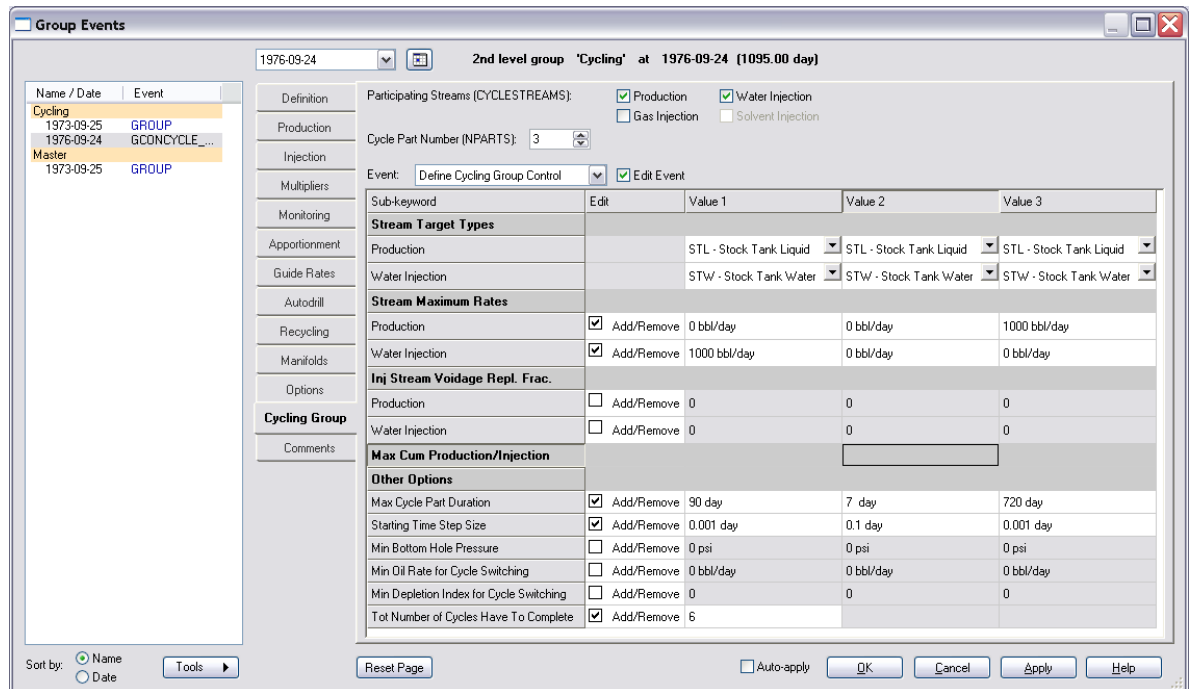
<sup>19</sup>Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009, PAG 26

#### 4.2.1 proceso de optimización.

Después de tener el modelo base con el lenguaje adecuado para CMOST y de haber definido los rangos superior e inferior con la ayuda del análisis de sensibilidad, se procede a introducir la información a la herramienta CMOST.

Para realizar la optimización durante la etapa de estimulación de una manera más fácil, se aconseja usar restricciones para ciclos (cycling constrains), las cuales se encuentran disponibles en el Builder(Figura 46). Estas restricciones permiten especificar las etapas de los ciclos como: tiempo de inyección, remojo y producción, caudal y presión de inyección entre otros parámetros.

Figura 46, Cycling Constrains



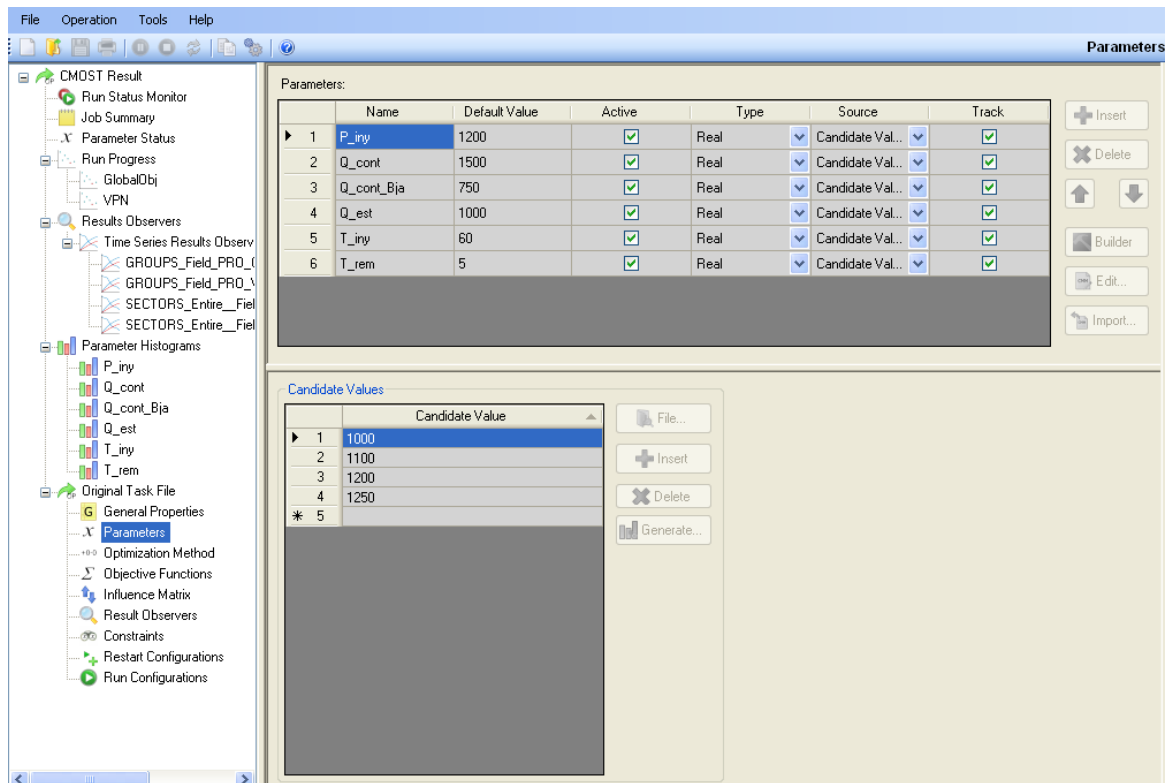
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, BUILDER

Antes de continuar con la construcción del proceso de optimización se debe asegurar tener todos los archivos necesarios para este, los archivos son; .CMM

.dat y .irf, los cuales fueron generados por medio de STARS y contienen información básica para del modelo.

El siguiente paso consiste en importar los parámetros para realizar la optimización, tal como se muestra en la figura 47, en ésta se ven los parámetros seleccionados para realizar el análisis durante la etapa de estimulación, además se ve como se escogen los valores que se desean analizar para el tiempo de inyección, esto se debe realizar con todos los parámetros que se deseen analizar, cabe aclarar que el número de valores asignado para cada variable no tiene límite y que el aumento de particiones necesita mayor tiempo y memoria de computo.

**Figura 47,** Parámetros seleccionados para la optimización durante la etapa de estimulación



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Durante el análisis de sensibilidad se definieron los parámetros con mayor influencia en todo el proceso, dichos parámetros fueron los escogidos para realizar

la optimización, cabe aclarar que los límites de cada parámetro se escogieron con criterio de ingeniería basados en la aceleración del factor de recobro como esencia del proyecto. La tabla 15 muestra todos los parámetros escogidos para analizar, donde caudal-continua-up y caudal-continua-dw se refieren a los caudales usados durante los periodos antes y después del tiempo de ruptura respectivamente.

**Tabla 15**, parámetros para la optimización.

Parámetro de análisis	Valor mínimo	Valor base	Valor máximo
Presión de inyección	1000	1200	1250
Caudal- estimulación	800	1000	2500
Tiempo de inyección	5	60	70
Tiempo de remojo	5	10	10
Caudal- continua-up	1000	1500	2000
Caudal-continua-dw	500	750	800

Después de haber determinado los rangos de estudio se procede a determinar la función objetivo, ésta es la base para optimizar los parámetros seleccionados anteriormente, es decir en simulador CMG toma como buenas combinaciones aquellas que ayuden a incrementar la función objetivo.

Las funciones objetivo pueden ser cualquier parámetro de salida o resultado y ésta debe ser determinada por criterio ingenieril, comúnmente son el factor de recobro y el valor presente neto, los cuales son de referencia para evaluar técnica y económicamente el proyecto en estudio.

#### **4.2.2 Función objetivo**

El valor presente neto (VPN), es el valor calculado a partir de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El valor numérico del VPN puede ser interpretado de varias formas; esto dará lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto.

- VPN > 0: proyecto viable
- VPN = 0: proyecto indiferente
- VPN < 0: proyecto no viable

CMOST utiliza el VPN como variable de tránsito para encontrar los parámetros que optimizan el proceso. El simulador en este módulo, determina los flujos de caja generados a partir de la ejecución del proyecto, tomando como ingresos la venta de crudo y como egresos los costos del tratamiento del agua de producción y de generar el vapor inyectado.

Para establecer el precio de venta del crudo, fue necesario tener en cuenta el precio de oportunidad, el lifting cost, las regalías y los impuestos generados por la producción de crudo (tabla 16)

**Tabla 16,** Costos para determinar el precio de venta del crudo.

	Valor (USD)
Precio	56
Regalías 5%	3,36
Lifting cost	4,77
Bruto	47,87
Impuestos 35%	16,75
Neto	32

La tabla a continuación muestra los valores requeridos por el simulador para el cálculo del valor presente neto (tabla 17)

**Tabla 17,** valores necesarios para el cálculo de VPN

Detalle	valor <sup>20</sup>
Costo de tratamiento agua de producción (US/BW)	0,5
Costo de generar vapor(incluido tratamiento agua a generar Us/BEW)	6
Tasa de descuento anual %	10

<sup>20</sup> GARCIA Y. y ZAFRA T: "Factibilidad de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica", Universidad Industrial de Santander, 2011

### **4.2.3 Algoritmo DECE (DESIGNED EXPLORATION AND CONTROLLED EVOLUTION)<sup>21</sup>**

El algoritmo ejecutado en la optimización es un proceso iterativo que consta de dos etapas; Designed Exploration and Controlled Evolution. Inicialmente se lleva a cabo la etapa de Designed Exploration, en la cual se toman los valores asignados a cada parámetro (tasa de inyección, presión de inyección y demás parámetros definidos anteriormente) y realiza una búsqueda de las posibles soluciones a partir de las diferentes combinaciones entre ellas. En esta fase del algoritmo crea un Dataset de las simulaciones más representativas. Secuencialmente la fase Controlled Evolution, toma los resultados de las simulaciones generadas en la primera etapa, analizándolos estadísticamente. El algoritmo evalúa todos los posibles valores de cada variable y determina si estos tienen un efecto positivo en la función objetivo, de lo contrario, el simulador lo renombra, descartándolo para próximas simulaciones. Un aporte significativo del DECE, es la capacidad de incorporar el juicio del ingeniero, en cuanto al entendimiento del comportamiento del yacimiento en el proceso de optimización, adoptando el concepto de matriz de influencia. Cada parámetro en la matriz de influencia, permite incluir una estimación del impacto que tiene las variables de operación en la función objetivo, este valor es tomado a partir de la evaluación de un análisis de sensibilidad.

### **4.2.4 Análisis de resultados**

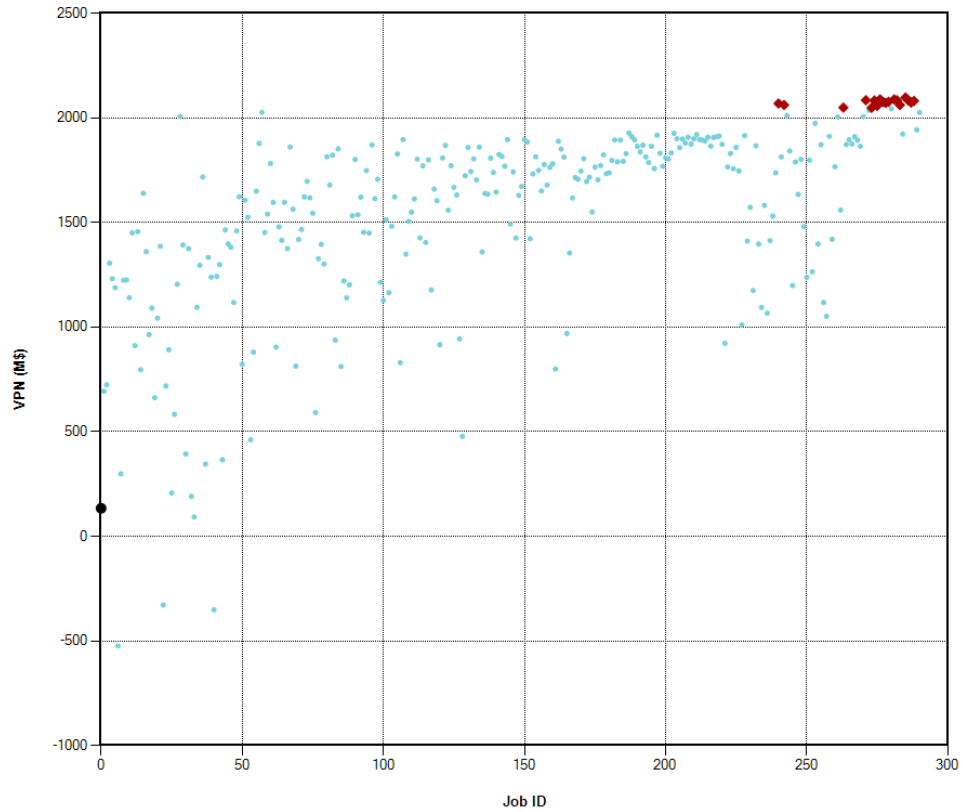
La etapa de optimización determina posibles combinaciones de parámetros que permitan obtener la mejor respuesta del yacimiento durante el desarrollo del proceso, a continuación se dan a conocer los resultados obtenidos y su respectivo análisis.

Como se puede observar en la siguiente figura, se realizaron aproximadamente 290 corridas para poder determinar las mejores combinaciones, este proceso requirió un tiempo de cómputo de 41,6 horas, usando una memoria de 9,22 GB.

---

<sup>21</sup>Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009.

**Figura48**, numero de simulaciones durante la optimización



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG, CMOST

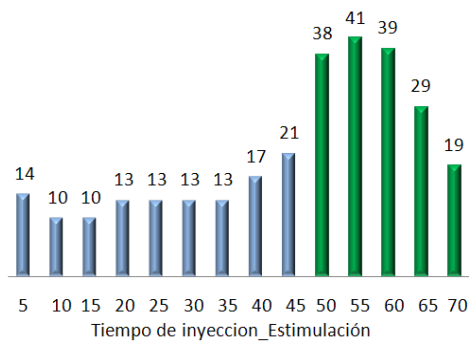
Al realizar todas las corridas, el simulador presenta todos los parámetros y sus valores determinados inicialmente, dando a conocer cuáles de estos afectan positivamente la respuesta del yacimiento y cuáles no. La tabla 18 muestra los resultados obtenidos por el simulador, los valores que se encuentran en rojo son aquellos que el simulador descarto por la negativa influencia que tienen en el valor presente neto del proyecto

**Tabla 18**, resultados de optimización

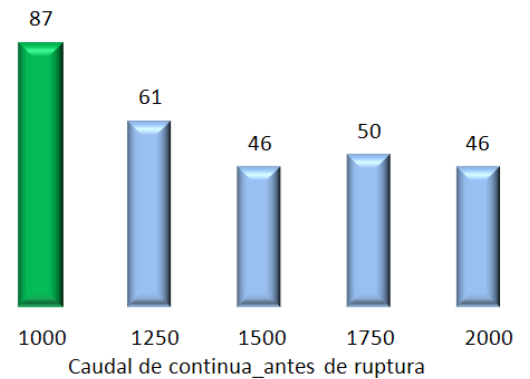
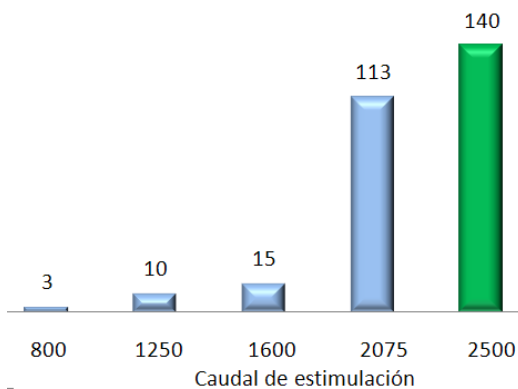
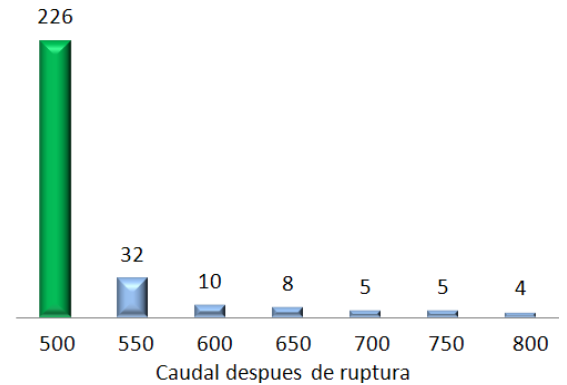
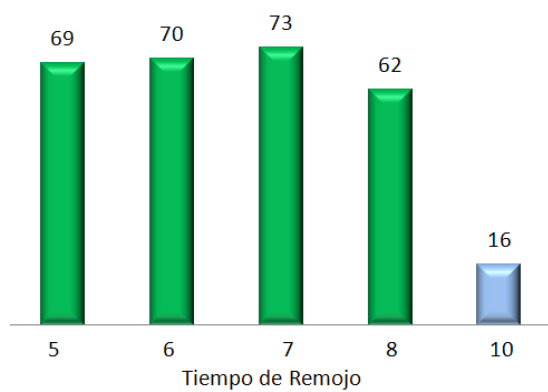
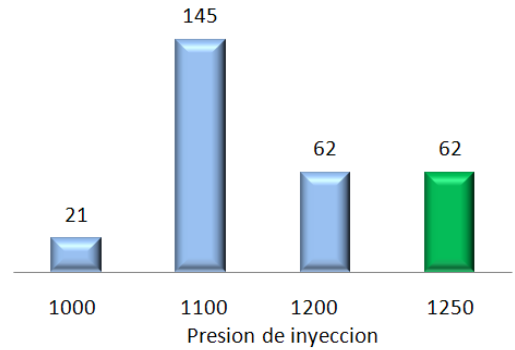
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Piny	1000	1100	1200	1300										
Q_est	800	1250	1650	2075	2500									
T iny	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
Trem	5	6	7	9	10									
Q up	1000	1250	1500	1750	2000									
Qdw	500	550	600	650	700	750	800							

A continuación se muestran las barras estadísticas del proceso, las cuales comparan la cantidad de veces que el simulador uso un valor de determinado parámetro.

Estimulación



Continua



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, CMOST

Al analizar los resultados del tiempo de inyección durante la etapa de estimulación se puede observar que los valores más usados por el simulador son los tiempos mayores a 50 días, estos a su vez fueron escogidos por el simulador como beneficiosos para el valor presente neto del proyecto y dejándolos como las opciones más recomendadas para obtener el mejor resultado del yacimiento. Con esta respuesta se corrobora una vez más lo planteado inicialmente en el proyecto y lo observado en el análisis de sensibilidad ya que, el tiempo de inyección es de gran influencia para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado, dejando además un buen aporte económico al proyecto.

Por otra parte se puede observar que la presión de inyección tuvo la respuesta esperada, ya que el simulador tomo como la mejor opción la mayor presión de inyección, se debe tener en cuenta la presión de fractura para no sobrepasarla, de lo contrario se puede incurrir en problemas operacionales.

Al observar los resultados obtenidos del caudal de inyección durante la estimulación se puede concluir que los valores más usados fueron caudales de 2075 y 2500Bbl/día, pero el simulador tomo este ultimo como la mejor opción descalificando a todos los demás, este comportamiento se debe a que el aumento de la energía entregada al yacimiento genera mayor área de contacto entre el vapor y la formación productora, manteniendo así un constante contacto térmico entre los pozos lo cual va a favorecer la producción de petróleo, sin embargo como se mostro en el capítulo 4, caudales tan altos no pueden ser inyectados constantemente al yacimiento por lo que se debe realizar una prueba que permita determinar el caudal adecuado de inyección durante la estimulación.

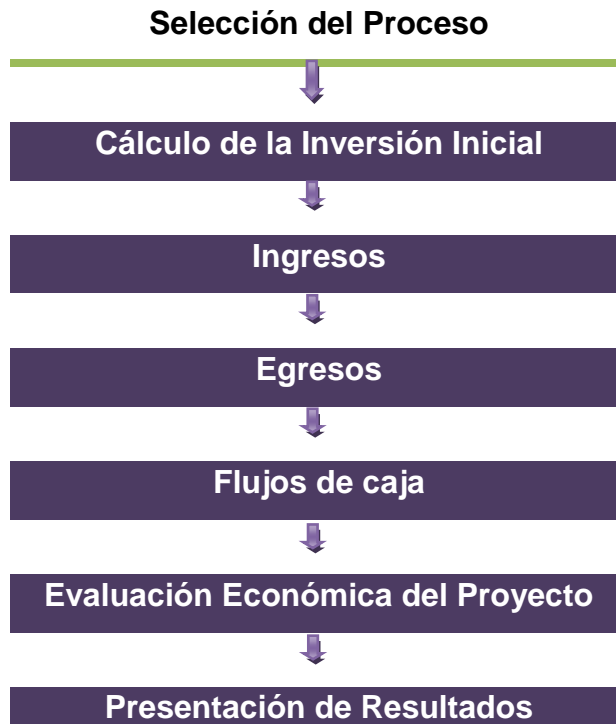
El tiempo de remojo tiene la respuesta esperada, los tiempos cortos disminuyen la pérdida de producción, adicionalmente estos no son tan importantes en este tipo de procesos ya que la inyección dura aproximadamente 60 días, tiempo suficiente para que la energía sea transferida al fluido y roca presentes en la formación.

Los parámetros evaluados para la etapa de inyección continua de vapor fueron los caudales antes y después de ruptura, inicialmente se tenían caudales de 1500 y 750 Bbl/día respectivamente, sin embargo el simulador muestra los caudales de 1000 y 500 Bbl/día como las mejores opciones. Aunque las tasas altas de inyección permiten aumentar el factor de recobro, estas mismas afectan la economía del proyecto ya que cuando se inicie la declinación de la producción de petróleo el yacimiento se encontrará altamente saturado con agua, lo cual incurre en gastos adicionales de tratamiento del agua de producción, afectando negativamente este hecho la economía del proyecto.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Evaluar desde el punto de vista económico el impacto que presenta un proyecto de recobro mejorado es el principal criterio para tomar la decisión de implementarlo, por esta razón, se ha dedicado el presente capítulo para realizar el análisis económico del proceso en estudio, que permite acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado, este análisis se realizó con la herramienta software STEAM desarrollado por el grupo de investigación de recobro mejorado (GRM), la información usada proviene de los resultados obtenidos en la simulación numérica desarrollada previamente en el simulador CMG.

La evaluación económica es un proceso de gran complejidad que involucra un sin número de variables relacionadas con la naturaleza del proyecto, tales como: la infraestructura, los ingresos, los costos de operación y mantenimiento, los impuestos y otros. El impacto económico que tiene cada variable, depende de la magnitud y condiciones bajo las cuales se va a desarrollar la inyección de vapor. A continuación se muestra una metodología para la evaluación económica de un proyecto de inyección de vapor, en la cual se integran las variables involucradas en la generación, tratamiento y transporte de los fluidos.



**Fuente:** COLMENARES K, MARTINEZ E. "Análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor" Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander, 2008

El análisis económico estudia la estructura y evolución de los ingresos- egresos de un proyecto y la rentabilidad de los capitales utilizados. A continuación se describirán las variables que influyen en este análisis económico y se realizará la evaluación que establecerá que tan rentable es el proyecto o si generará las ganancias suficientes para satisfacer la inversión inherente al proceso.

### 5.1 INVERSIÓN NETA

La inversión es la etapa inicial de un proyecto, en ella están incluidos todos los costos en que se incurren por la construcción y desarrollo de un proyecto. Para este en especial se consideró la perforación de cinco pozos verticales, la compra de un generador portátil, las líneas de distribución del vapor y del aceite producido, y se destinó un monto para posibles obras civiles. Adicionalmente se consideró que los equipos de tratamiento se encuentran instalados en el campo. A continuación se presentan todos los costos de perforar un pozo.

**Tabla 19,** costos de perforar un pozo

Descripción	Cantidad	US/ unidad	Total (US)
locación	1	54.792	54.792
Alquiler de equipo de perforación (días)	10	8.992	89.915
Combustible y lubricantes	9	878	7.903
Lodo de perforación y aditivos	1	13.206	13.206
Registros	1	46.363	46.363
Cementación	1	89.915	89.915
Casing	1	92.163	92.163
Brocas	1	25.289	25.289
Cañoneo (pies)	100	983	98.345
Sarta de inyección(pies)	1700	22	35.966
Cabeza de inyección	1	28.099	28.099
Equipo de fondo de pozo	1	43.834	43.834
Equipo de levantamiento	1	109.584	109.584
accesorios	1	28.098	28.098
			765.483

Como se mencionó, la inversión neta tiene en cuenta todos los gastos necesarios para el desarrollo del proyecto, a continuación se da a conocer la inversión neta.

**Tabla 20,** inversión neta

Descripción	Costo (US \$)
Pozos	3'269.447
Generadores de vapor	500.000
Líneas de distribución	3.050
Obras civiles	200.000
total	3'972.497

## 5.2 INGRESOS

Los ingresos, se refiere a todos aquellos incrementos económicos adicionales, producto del aumento en la producción de petróleo, en este proyecto en particular se presentan los incrementos debidos a la aceleración del factor de recobro. Los cálculos se realizaron con un precio de crudo (WTI) de 53 US/Barril.

**Tabla 21,** ingresos totales

<b>Año</b>	<b>Producción (Bbl/año)</b>	<b>Total ingresos US</b>
1	87.202	4.621.706
2	41.202	2.183.706
3	74.572	3.952.316
4	56.499	2.994.447
5	41.132	2.179.996
6	24.143	1.297.579
		<b>12.654.261</b>

### 5.3 EGRESOS.

En la inyección de vapor, se tienen tres grandes grupos que representan los egresos, estos son: la operación, el mantenimiento y los impuestos. Dentro de los costos de operación se contemplan principalmente el tratamiento químico, el consumo de energía y el consumo de gas natural. El dinero destinado al mantenimiento pretende tener el proyecto en condiciones óptimas de operación. El último grupo de egresos son los impuestos, los cuales son dos para la industria petrolera Colombiana, se tienen en cuenta las regalías y el impuesto de renta. La siguiente tabla muestra los costos tenidos en cuenta para el cálculo de los egresos totales.

**Tabla 22,** Egresos

<b>Descripción</b>	<b>costo</b>
<b>Costo del gas</b>	4 US/MMBTU
<b>Tratamiento de agua</b>	0,5 US/Bbl
<b>Impuesto de renta</b>	35%
<b>regalías</b>	5%

### 5.4 EVALUACIÓN Y RESULTADOS

Para realizar la evaluación económica de un proyecto se utilizan diferentes métodos, entre los que se pueden mencionar el valor presente neto (VPN), el índice de rendimiento y el tiempo de recuperación de la inversión o “Payback time”. Cada método evalúa un criterio diferente, evaluar un proyecto a partir de

sólo uno de ellos no es conveniente, para la selección se debe utilizar varios de estos métodos que lleven al inversionista a tomar la decisión más adecuada.

- Valor presente neto (VPN): es un método de evaluación de proyectos de inversión a largo plazo, este permite determinar si una inversión cumple o no con el objetivo básico financiero, ya que tiene en cuenta los flujos de caja originados por la inversión. Se pueden presentar tres casos
  - ✓  $VPN > 0$ : para este caso, las utilidades que representa la implementación del proyecto son mayores a los costos de inversión; de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.
  - ✓  $VPN < 0$ : en casos con datos de valor presente neto menores a cero, no es viable el desarrollo del proyecto, ya que la inversión para la implementación del proyecto nunca será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.
  - ✓  $VPN = 0$ : en esta situación la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente, ya que el costo de la inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo<sup>22</sup>
  
- Índice de rendimiento: es un método de evaluación de proyectos, que se basa en el valor presente y que consiste en dividir el valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos. Si este índice es

---

<sup>22</sup>Palma, J. "Metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua" Tesis UIS, 2008.

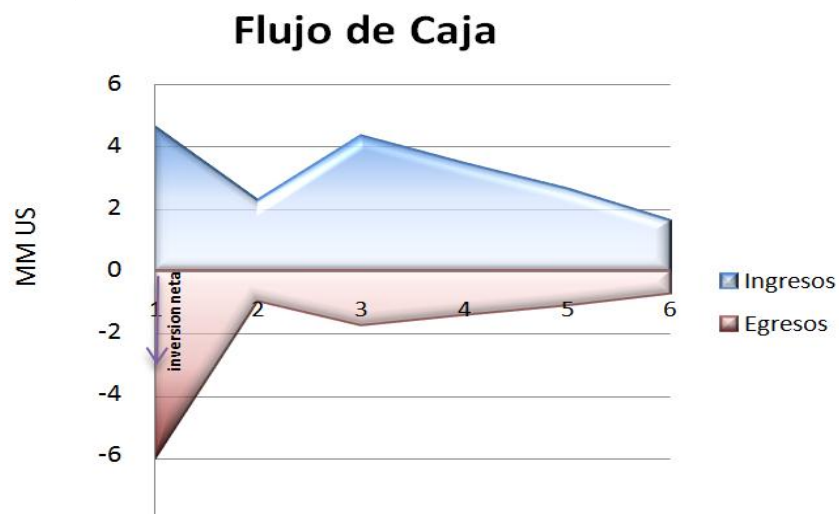
mayor que 1 se acepta el proyecto; si es inferior que 1 no se acepta, ya que significa que la rentabilidad del proyecto es inferior al costo del capital.

- Tiempo de recuperación de la inversión o “Payback time”: se refiere al periodo de tiempo requerido para el retorno de la inversión total inicial.

#### 5.4.1 Evaluación de resultados

Para iniciar un análisis económico es recomendado realizar un cálculo sobre el flujo de caja del proyecto, en el cual se contabilizan los ingresos y egresos del proyecto, dando un estimativo de la rentabilidad de este. Para un proyecto de inyección de vapor se debe tener en cuenta como ingresos: la producción de crudo y como egresos: la inversión neta inicial, los costos asociados a tratamiento de fluidos, los impuestos, los costos operativos y de mantenimiento. A continuación se muestra el flujo de caja para el presente proyecto, del cual se puede concluir que es rentable ya que los ingresos son superiores a los egresos, dejando un margen de ganancia suficiente para cubrir los gastos inherentes al proyecto y para cubrir las expectativas económicas del proyecto.

Figura 49, Flujo de caja.

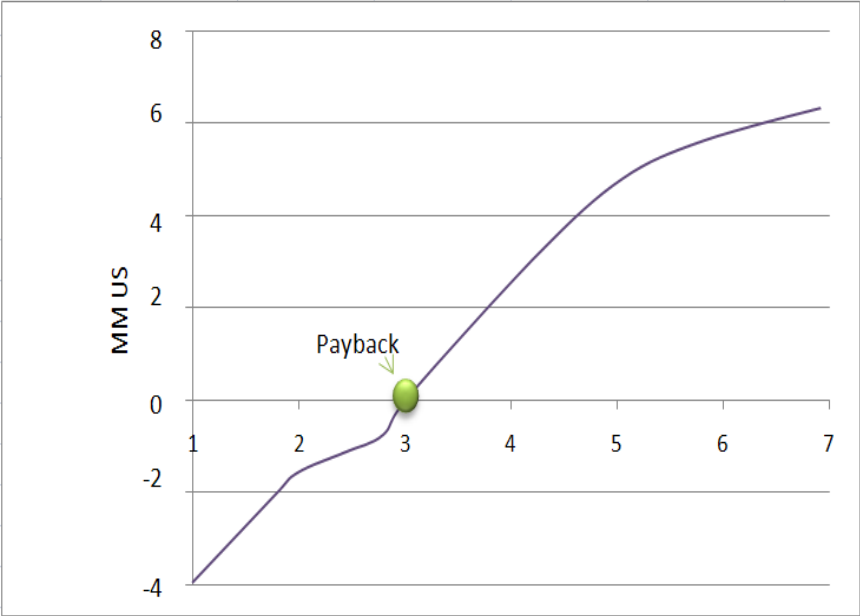


Fuente: Autor

Un análisis económico adicional que se debe realizar al flujo de caja es el “Payback”, el cual estima el tiempo necesario para pagar la inversión neta inicial. Para este proyecto se consideró la perforación de cinco pozos inyectores-productores, sin embargo el campo en estudio (Teca), es un campo desarrollado, por lo tanto se aconseja realizar un completo análisis sobre las condiciones actuales del campo para determinar la inversión neta a realizar en las condiciones actuales, lo cual podría reducir considerablemente los costos de la técnica.

El “Payback” para el proyecto es de dos años, tiempo en el cual las ganancias son suficientes para pagar la inversión inicial y demás costos inherentes al proyecto. Se debe tener en cuenta que el área total del modelo es cinco acres, ocupando un pequeño porcentaje de la extensión total del campo en estudio, lo cual lleva a pensar que un proyecto de este tipo a mayor escala podría representar un significativo aumento en las ganancias obtenidas.

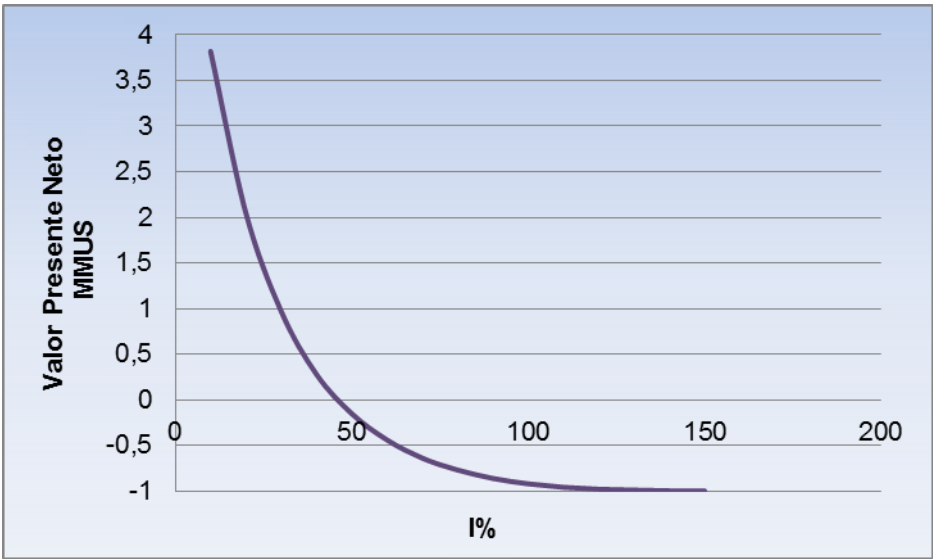
Figura 50, “Payback time” del proyecto



Fuente: Autor

Como se mencionó anteriormente el valor presente neto es un cálculo que permite determinar el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros. Para este caso en particular el valor presente es mayor a cero, por lo tanto se considera un proyecto viable. El valor presente neto es inversamente proporcional a la tasa de interés, disminuyendo a medida que ésta aumenta. De acuerdo con la figura 51 los intereses generan suficientes ganancias hasta un máximo de 46%, en donde el valor presente neto es cero. Usar tasas mayores genera pérdidas y el proyecto se consideraría inviable.

Figura 51, Valor presente Vs tasa de interés



Fuente: Autor

Para tener un panorama más amplio sobre el comportamiento económico del presente proyecto se realizó una comparación del valor presente neto, el payback y el TIR cuando el precio del crudo cambia. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos, con la cual se puede concluir que en diferentes escenarios es proyecto es económicamente rentable.

**Tabla 23,** Indicadores económicos

<b>WTI(\$/B)</b>	40	50	55	60	70	75
<b>VPN(MMUS)</b>	2,097	3,850	4,210	4,914	6,323	7,027
<b>PAYBACK(años)</b>	3	2.0	1.7	1.5	1.2	1
<b>TIR%</b>	30	46	49	55	68	74

## CONCLUSIONES

- Realizar una estimulación con un sólo ciclo de inyección extendido y posterior implementación de inyección continua de vapor con administración de la energía entregada al yacimiento permite acelerar e incrementar el factor de recobro en yacimientos típicos del Magdalena Medio colombiano.
- Disminuir el espaciamiento entre los pozos, aumentar el tiempo de inyección durante la etapa de estimulación, aumentar el caudal de inyección y administrar la energía entregada al yacimiento después de tiempo de ruptura permiten acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo
- La presencia de intercalaciones de formaciones arcillosas afectan negativamente la eficiencia térmica del proceso planteado para acelerar el factor de recobro.
- A partir del análisis de sensibilidad realizado a los parámetros operacionales y de yacimiento influyentes en los procesos de inyección de vapor, se determinó el tiempo de inyección y el espesor de las arenas productoras como los parámetros con mayor influencia sobre la producción de aceite. Determinándose por medio de la optimización que el tiempo de inyección durante la etapa de estimulación debe ser mayor a 50 días y el espesor de cada capa productora debe ser cercano a 20 pies, obteniéndose de esta manera una mejor distribución del vapor en el yacimiento.
- El análisis económico desarrollado permite definir el proyecto como rentable, determinando un “Payback” de dos años con una tasa interna de retorno de 46 %

## **RECOMENDACIONES**

- Debido a los buenos resultados obtenidos del estudio realizado con un modelo conceptual de simulación, se recomienda realizar un completo análisis técnico y económico con datos actualizados de un campo estratificado de crudo pesado.
- Se recomienda realizar una actualización del estado de los campos, su desarrollo e infraestructura, lo cual permitirá realizar análisis técnicos y económicos verídicos para una posible implementación a campo del estudio realizado.
- Realizar un estudio que cubra una mayor área del campo en estudio para obtener una visión más global del desarrollo de la técnica en campo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007
2. TREBOLLE, R.L ; DE PAZ, M.C and MARTINEZ, D.E. "Parametric study of the design factors for cyclic Steam injection in lake Oil Fields", paper SPE 25810
3. RODRIGUEZ, E; BARRIOS W; SANTOS, N: "Numerical simulation for cyclcic steam injection a Santa Clara Field" CT&F Ciencia, Tecnología y futuro, Vol. 3, Núm. 4 Diciembre 2008
4. 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.
5. Shell, Canada limited Peace River complex, annual performance presentation to EUB, November 2005
6. Mercado D, "Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado." Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2008
7. MEDINA M " 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

8. FRANCO. y LEON, E: “Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano”. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.
9. GONZALES A. y PINILLA J.: “Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación Campo Teca”, Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2009.
10. PEDROSA Jr, O and AZIZ K: “Used of a hibrid grid in reservoir simulation”. SPE November 1986.
11. GARCIA Y. y ZAFRA T: “Factibilidad de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica, Universidad Industrial de Santander, 2011.
12. Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2011.
13. Manual de usuario, Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS
14. Integrated Waterflood Asset Management
15. Gutiérrez H, Salazar R, “Análisis y diseño de experimentos” Mc Graw Hill.

16. .PALMA J. y MEJIA J: "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
  
17. W.S Tortike " A numerical study of pressure cycling Athabasca oil sand with steam and carbon dioxide" AOSTRA 91-11

**ANEXO A. ARCHIVO PLANO DE SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE  
ESTUMULACION PREVIO A LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR EN  
YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO**

```

INUNIT FIELD
WRST TIME
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF GRID PRES SG SO SW TEMP
OUTSRF WELL LAYER NONE
WPRN GRID 0
OUTPRN GRID NONE
OUTPRN RES NONE
**$ Distance units: ft
RESULTS XOFFSET          0.0000
RESULTS YOFFSET          0.0000
RESULTS ROTATION          0.0000 **$
(DEGREES)
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0
**$
*****
*****
**$ Definition of fundamental cartesian grid
**$
*****
*****
GRID VARI 15 15 9
KDIR DOWN
DI IVAR
15*31
DJ JVAR
15*31
DK ALL
225*20 225*15 225*20 225*15 225*20 225*15
225*20 225*15 225*20
DTOP
225*1600
REFINE 8,8,9 INTO 2 2 2

REFINE 7,8,9 INTO 2 2 2

REFINE 6,8,9 INTO 2 2 2

REFINE 8,7,9 INTO 2 2 2

REFINE 6,7,9 INTO 2 2 2

REFINE 8,6,9 INTO 2 2 2

REFINE 7,6,9 INTO 2 2 2

REFINE 6,6,9 INTO 2 2 2

REFINE 8,8,7 INTO 2 2 2

REFINE 7,8,7 INTO 2 2 2

REFINE 6,8,7 INTO 2 2 2

REFINE 8,7,7 INTO 2 2 2

REFINE 6,7,7 INTO 2 2 2

REFINE 2,2,1 INTO 2 2 2

```

```

REFINE 1,2,1 INTO 2 2 2

REFINE 2,1,1 INTO 2 2 2

REFINE 7,7,9 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,7,7 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,7,5 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,7,3 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,7,1 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 15,15,9 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,15,7 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,15,5 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,1,9 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,1,7 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,1,5 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,1,3 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 15,1,1 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW
0.25
REFINE 1,1,9 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 1,1,7 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 1,1,5 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 1,1,3 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 1,1,1 INTO 2 4 3 HYBRID KDIR RW 0.25
**$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1
**$ 0 = null block, 1 = active block
**$ 0 = null block, 1 = active block
**$ 0 = null block, 1 = active block
NULL CON          1
**$ Property: Porosity Max: 0.3 Min: 0
POR KVAR
0.3 0 0.3 0 0.3 0 0.3 0 0.3
**$ Property: Permeability I (md) Max: 800 Min:
0
PERMI KVAR
800 0 800 0 800 0 800 0 800
**$ Property: Permeability J (md) Max: 800 Min:
0
PERMJ KVAR
800 0 800 0 800 0 800 0 800
**$ Property: Permeability K (md) Max: 240 Min:
0
PERMK KVAR
240 0 240 0 240 0 240 0 240
**$ Property: PinchoutArray Max: 1 Min: 1
**$ 0 = pinched block, 1 = active block
**$ 0 = pinched block, 1 = active block
**$ 0 = pinched block, 1 = active block
PINCHOUTARRAY CON          1
SECTORARRAY 'Sector 3' ALL
64*0 5*1 10*0 5*1 10*0 5*1 10*0 5*1 10*0 5*1
385*0 5*1 10*0 5*1 10*0 5*1
10*0 5*1 10*0 5*1 385*0 5*1 10*0 5*1 10*0 5*1
10*0 5*1 10*0 5*1 385*0 5*1

```

10\*0 5\*1 10\*0 5\*1 10\*0 5\*1 10\*0 5\*1 385\*0 5\*1  
 10\*0 5\*1 10\*0 5\*1 10\*0 5\*1  
 10\*0 5\*1 96\*0  
 SECTORARRAY 'Sector 3' RG 7,7,9 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 3' RG 7,7,7 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 3' RG 7,7,5 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 3' RG 7,7,3 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 3' RG 7,7,1 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' KVAR  
 1 0 1 0 1 0 1 0 1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 7,7,9 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 7,7,7 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 7,7,5 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 7,7,3 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 7,7,1 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,15,9 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,15,7 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,15,5 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,15,3 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,15,1 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,15,9 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,15,7 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,15,5 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,15,3 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,15,1 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,1,9 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,1,5 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,1,3 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 15,1,1 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,1,9 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,1,7 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,1,5 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,1,3 ALL

2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 4' RG 1,1,1 ALL  
 2\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 3\*1 0 1 0 1 0 1\*1  
 SECTORARRAY 'Sector 1' KVAR  
 0 1 0 1 0 1 0 1 0  
 END-GRID  
 ROCKTYPE 1  
 PRPOR 750  
 CPOR 5E-4  
 ROCKCP 30 0  
 THCONR 24  
 THCONO 0  
 THCONMIX SIMPLE  
 HLOSST 105  
 HLOSSPROP OVERBUR 34 26.7792  
 UNDERBUR 34 26.7792  
 ROCKTYPE 2  
 PRPOR 750  
 CPOR 34.67e-6  
 ROCKCP 40 0  
 THCONR 30  
 THCONMIX SIMPLE  
 \*\*\$ Property: Thermal/rock Set Num Max: 2 Min:  
 1  
 THTYPE KVAR  
 1 2 1 2 1 2 1 2 1  
 \*\*\$ Model and number of components  
 MODEL 2 2 2 1  
 COMPNAME 'water' 'Oil'  
 CMM  
 18 600  
 PCRIT  
 3155 0  
 TCRIT  
 705.7 0  
 MOLDEN  
 0 0.10113  
 CP  
 0 5E-6  
 CT1  
 0 0  
 VISCTABLE  
 \*\*\$ temp  

100	0	4021.217
200	0	150.566
300	0	14.96338
400	0	2.421507
500	0	0.572693
600	0	0.177788
700	0	0.067526
800	0	0.029907
900	0	0.014931
1000	0	0.008199
1100	0	0.004861
1200	0	0.00307
1300	0	0.002043
1400	0	0.00142

 ROCKFLUID  
 RPT 1 WATWET  
 \*\*\$ Swkrwkrow  
 \*\*\$ Swkrwkrow  
 SWT

0.2	0	1
0.2375	4.27246e-006	0.90773
0.275	6.83594e-005	0.818488
0.3125	0.000346069	0.732378
0.35	0.00109375	0.649519
0.3875	0.00267029	0.570045
0.425	0.00553711	0.494106
0.4625	0.0102582	0.421875
0.5	0.0175	0.353553
0.5375	0.0280316	0.289379
0.575	0.0427246	0.22964
0.6125	0.0625531	0.174693
0.65	0.0885938	0.125
0.6875	0.122026	0.0811899
0.725	0.164131	0.0441942
0.7625	0.216293	0.015625
0.8	0.28	0

\*\*\$ Slkrkgrog  
SLT

0.6	0.5	0
0.621875	0.398905	0.00299072
0.64375	0.313327	0.0119629
0.665625	0.241742	0.0269165
0.6875	0.182677	0.0478516
0.709375	0.134718	0.0747681
0.73125	0.0965051	0.107666
0.753125	0.0667419	0.146545
0.775	0.0441942	0.191406
0.796875	0.0276945	0.242249
0.81875	0.0161465	0.299072
0.840625	0.00852992	0.361877
0.8625	0.00390625	0.430664
0.884375	0.00142717	0.505432
0.90625	0.000345267	0.586182
0.928125	3.05176e-005	0.672913
0.95	0	0.765625
0.975	0	0.878906
1	0	1

INITIAL  
VERTICAL OFF

INITREGION 1  
REFPRES 800  
REFDEPTH 1600  
\*\*\$ Property: Pressure (psi) Max: 890 Min: 890  
PRES CON 890  
\*\*\$ Property: Temperature (F) Max: 105 Min:  
105  
TEMP CON 105  
\*\*\$ Property: Water Saturation Max: 1 Min: 0.35  
SW KVAR  
0.35 1 0.35 1 0.35 1 0.35 1 0.35  
\*\*\$ Property: Oil Saturation Max: 0.65 Min: 0  
SO KVAR  
0.65 0 0.65 0 0.65 0 0.65 0 0.65  
NUMERICAL  
RUN  
DATE 1981 1 1  
DTWELL 0.001  
GROUP 'CSS1' ATTACHTO 'Field'  
GROUP 'CSS2' ATTACHTO 'Field'  
GROUP 'CSS3' ATTACHTO 'Field'

GROUP 'CSS4' ATTACHTO 'Field'  
GROUP 'CSS5' ATTACHTO 'Field'  
GROUP 'CONT' ATTACHTO 'Field'  
\*\*\$  
\*\*\$  
\*\*\$  
\*\*\$  
\*\*\$  
WELL '1\_prod' ATTACHTO 'CSS1'  
PRODUCER '1\_prod'  
OPERATE MIN BHP 100. CONT  
OPERATE MAX STW 1500. CONT  
\*\*\$ rad geofacwfrac skin  
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.  
PERF GEOA '1\_prod'  
\*\*\$ UBA ffStatus Connection  
15 15 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-TO  
'SURFACE' REFLAYER  
15 15 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-TO 1  
15 15 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-TO 2  
15 15 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 3  
15 15 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 4  
15 15 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 5  
15 15 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 6  
15 15 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 7  
15 15 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 8  
15 15 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 9  
15 15 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO  
10  
15 15 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO  
11  
15 15 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO  
12  
15 15 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO  
13  
15 15 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO  
14  
OPEN '1\_prod'  
\*\*\$  
\*\*\$  
\*\*\$  
\*\*\$  
WELL '3\_prod' ATTACHTO 'CSS3'  
PRODUCER '3\_prod'  
OPERATE MIN BHP 100. CONT REPEAT  
OPERATE MAX STW 1500. CONT REPEAT  
\*\*\$ rad geofacwfrac skin  
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.  
PERF GEOA '3\_prod'  
\*\*\$ UBA ffStatus Connection  
1 1 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-TO  
'SURFACE' REFLAYER  
1 1 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-TO 1  
1 1 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-TO 2  
1 1 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 3  
1 1 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 4  
1 1 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 5  
1 1 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 6  
1 1 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 7  
1 1 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 8  
1 1 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 9  
1 1 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 10

```

1 1 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 11
1 1 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 12
1 1 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 13
1 1 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 14
OPEN '3_prod'
**$
**$
**$
**$
WELL '4_prod' ATTACHTO 'CSS4'
PRODUCER '4_prod'
OPERATE MIN BHP 100. CONT REPEAT
OPERATE MAX STW 1500. CONT REPEAT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '4_prod'
**$ UBA ffStatus Connection
15 1 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-TO
'SURFACE' REFLAYER
15 1 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-TO 1
15 1 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-TO 2
15 1 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 3
15 1 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 4
15 1 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 5
15 1 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 6
15 1 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 7
15 1 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 8
15 1 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 9
15 1 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 10
15 1 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 11
15 1 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 12
15 1 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 13
15 1 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 14
OPEN '4_prod'
**$
**$
**$
**$
WELL '5_pro' ATTACHTO 'CSS5'
PRODUCER '5_pro'
OPERATE MIN BHP 100. CONT REPEAT
OPERATE MAX STW 1500. CONT REPEAT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '5_pro'
**$ UBA ffStatus Connection
1 15 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-TO
'SURFACE' REFLAYER
1 15 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-TO 1
1 15 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-TO 2
1 15 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 3
1 15 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 4
1 15 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 5
1 15 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 6
1 15 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 7
1 15 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 8
1 15 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 9
1 15 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 10
1 15 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 11
1 15 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 12
1 15 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 13
1 15 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 14

```

```

OPEN '5_pro'
**$
**$
**$
**$
WELL '1_iny' ATTACHTO 'CSS1'
INJECTOR UNWEIGHT '1_iny'
INCOMP WATER 1. 0.
TINJW 570.
QUAL 0.8
OPERATE MAX BHP 1200. CONT REPEAT
OPERATE MAX STW 1500. CONT REPEAT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '1_iny'
**$ UBA ffStatus Connection
15 15 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-
FROM 'SURFACE' REFLAYER
15 15 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-
FROM 1
15 15 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-
FROM 2
15 15 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 3
15 15 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 4
15 15 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 5
15 15 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 6
15 15 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 7
15 15 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 8
15 15 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 9
15 15 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 10
15 15 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 11
15 15 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 12
15 15 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 13
15 15 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-
FROM 14
**$
**$
**$
**$
WELL '2_prod' ATTACHTO 'CSS2'
PRODUCER '2_prod'
OPERATE MIN BHP 100. CONT REPEAT
OPERATE MAX STW 1500. CONT REPEAT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '2_prod'
**$ UBA ffStatus Connection
7 7 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-TO
'SURFACE' REFLAYER
7 7 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-TO 1
7 7 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-TO 2

```

```

7 7 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 3
7 7 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 4
7 7 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 5
7 7 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 6
7 7 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 7
7 7 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 8
7 7 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 9
7 7 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 10
7 7 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 11
7 7 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-TO 12
7 7 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-TO 13
7 7 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-TO 14
OPEN '2_prod'
**$
WELL '2_inj' ATTACHTO 'CSS2'
INJECTOR UNWEIGHT '2_inj'
INCOMP WATER 1. 0.
TINJW 570.
QUAL 0.65
OPERATE MAX BHP 1200. CONT
OPERATE MAX STW 1500. CONT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '2_inj'
**$ UBA ffStatus Connection
7 7 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-FROM
'SURFACE' REFLAYER
7 7 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-FROM
1
7 7 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-FROM
2
7 7 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
3
7 7 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
4
7 7 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
5
7 7 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
6
7 7 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
7
7 7 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
8
7 7 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
9
7 7 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
10
7 7 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
11
7 7 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
12
7 7 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
13
7 7 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
14
**SHUTIN
'2_inj'YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY
YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY
**$
WELL '3_inj' ATTACHTO 'CSS3'
INJECTOR UNWEIGHT '3_inj'
INCOMP WATER 1. 0.

```

```

TINJW 570.
QUAL 0.65
OPERATE MAX BHP 1200. CONT
OPERATE MAX STW 1500. CONT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '3_inj'
**$ UBA ffStatus Connection
1 1 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-FROM
'SURFACE' REFLAYER
1 1 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-FROM
1
1 1 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-FROM
2
1 1 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
3
1 1 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
4
1 1 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
5
1 1 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
6
1 1 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
7
1 1 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
8
1 1 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
9
1 1 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
10
1 1 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
11
1 1 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
12
1 1 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM
13
1 1 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM
14
**SHUTIN
'3_inj'YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY
YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY
**$
WELL '4_inj' ATTACHTO 'CSS4'
INJECTOR UNWEIGHT '4_inj'
INCOMP WATER 1. 0.
TINJW 570.
QUAL 0.65
OPERATE MAX BHP 1200. CONT
OPERATE MAX STW 1500. CONT
**$ rad geofacwfrac skin
GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.
PERF GEOA '4_inj'
**$ UBA ffStatus Connection
15 1 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-FROM
'SURFACE' REFLAYER
15 1 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-FROM
1
15 1 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-FROM
2
15 1 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM
3

```

4 15 1 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 5 15 1 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 6 15 1 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 7 15 1 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 8 15 1 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 9 15 1 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 10 15 1 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 11 15 1 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 12 15 1 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 13 15 1 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 14 15 1 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 \*\*SHUTIN  
 '4\_inj'YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY  
 YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY  
 Y  
 \*\*\$  
 WELL '5\_inj' ATTACHTO 'CSS5'  
 INJECTOR UNWEIGHT '5\_inj'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 1500. CONT  
 \*\*\$ rad geofacwfrac skin  
 GEOMETRY K 0.25 0.37 1. 0.  
 PERF GEOA '5\_inj'  
 \*\*\$ UBA ffStatus Connection  
 1 15 1 / 1 1 1 0.499667 OPEN FLOW-FROM  
 'SURFACE' REFLAYER  
 1 15 1 / 1 1 2 0.499667 OPEN FLOW-FROM  
 1 15 1 / 1 1 3 0.499667 OPEN FLOW-FROM  
 2 1 15 3 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 3 1 15 3 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 4 1 15 3 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 5 1 15 5 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 6 1 15 5 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 7 1 15 5 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 8 1 15 7 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 9 1 15 7 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 10 1 15 7 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 11

12 1 15 9 / 1 1 1 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 13 1 15 9 / 1 1 2 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 14 1 15 9 / 1 1 3 0.999333 OPEN FLOW-FROM  
 \*\*\$  
 \*\*\$  
 \*\*SHUTIN  
 '5\_inj'YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY  
 YYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYYY  
 Y  
 WLISTSHUT '1\_inj' '5\_inj' '4\_inj' '3\_inj' '2\_inj'  
 WLISTSHUT '5\_inj' '4\_inj' '3\_inj' '2\_inj'  
 WLISTSHUT '4\_inj'  
 WLISTSHUT '3\_inj'  
 WLISTSHUT '2\_inj'  
 DATE 1981 1 2.00000  
 DATE 1981 1 3.00000  
 DATE 1981 1 4.00000  
 DATE 1981 1 5.00000  
 DATE 1981 1 6.00000  
 DATE 1981 1 7.00000  
 DATE 1981 12 27.00000  
 DATE 1981 12 28.00000  
 DATE 1981 12 29.00000  
 DATE 1981 12 30.00000  
 DATE 1981 12 31.00000  
 DATE 1982 1 1.00000  
 WLISTOPEN '1\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS1'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'  
 NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 1000.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 60.000000 10.000000 395.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1982 1 2.00000  
 DATE 1982 1 3.00000  
 DATE 1982 3 1.00000  
 WLISTOPEN '5\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS5'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'  
 NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 1000.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 60.000000 10.000000 335.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1982 3 2.00000  
 DATE 1982 3 29.00000  
 DATE 1982 4 24.00000

DATE 1982 4 25.00000  
 DATE 1982 4 30.00000  
 DATE 1982 5 1.00000  
 WLISTOPEN '4\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS4'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'  
 NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 1000.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 60.000000 10.000000 275.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1982 5 2.00000  
 DATE 1982 5 3.00000  
  
 DATE 1982 6 29.00000  
 DATE 1982 6 30.00000  
 DATE 1982 7 1.00000  
 WLISTOPEN '3\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS3'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'  
 NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 1000.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 60.000000 10.000000 215.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1982 7 2.00000  
 DATE 1982 7 3.00000  
  
 DATE 1982 8 30.00000  
 DATE 1982 8 31.00000  
 DATE 1982 9 1.00000  
 WLISTOPEN '2\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS2'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'  
 NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 1000.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 60.000000 10.000000 155.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1982 9 2.00000  
 DATE 1982 9 3.00000  
 DATE 1982 9 4.00000  
 DATE 1983 2 28.00000  
 DATE 1983 3 1.00000  
 WLISTOPEN '2\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS2'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'

NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 1500.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 600.000000 1.000000 1.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1983 3 2.00000  
 DATE 1983 3 3.00000  
 DATE 1983 3 4.00000  
 DATE 1984 3 31.00000  
 DATE 1984 4 1.00000  
 DATE 1984 4 2.00000  
 DATE 1984 10 14.00000  
 DATE 1984 10 15.00000  
 DATE 1984 11 1.00000  
 DATE 1984 11 2.00000  
 WLISTOPEN '2\_inj'  
 GCONCYCLE\_START 'CSS2'  
 CYCSTREAMS 'PROD' 'WATI'  
 NPARTS 3  
 TARGETTYPES  
 'PROD' 'STL' 'STL' 'STL'  
 'WATI' 'STW' 'STW' 'STW'  
 MAXRATES  
 'PROD' 0.000000 0.000000 5000.000000  
 'WATI' 750.000000 0.000000 0.000000  
 MAXTIMES 1500.000000 1.000000 1.000000  
 NCYCLES 1  
 GCONCYCLE\_END  
 DATE 1984 11 3.00000  
 STOP