

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN  
CÍCLICA DE VAPOR PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN  
CONTINUA**

LILIANA BOTON GARCÍA

ERIKA ANDREA PACHECO GÓMEZ

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

2007

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN  
CÍCLICA DE VAPOR PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN  
CONTINUA**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

LILIANA BOTON GARCÍA

ERIKA ANDREA PACHECO GÓMEZ

**Director**

M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

**Co-directora**

M. Sc. Claudia Patricia Soto Tavera

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

**2007**

## AGRADECIMIENTOS

A Samuel Fernando Muñoz Navarro por su excelente dirección, en todo momento fue la brújula que orientó nuestro trabajo y gracias a sus recomendaciones y aportes se concluyó satisfactoriamente este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y todo el grupo de profesores, quienes contribuyeron con sus enseñanzas y nos formaron como los profesionales que somos hoy.

A todo el staff de ingenieros del Grupo de Investigación en Recobro Mejorado: Diana Mercado, Fernando Londoño, Robinson Jiménez, Nelson León y Caludia Delgadillo, de diferentes maneras e incondicionalmente contribuyeron con un granito de arena al desarrollo de este trabajo.

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

## DEDICATORIA

*A Dios, quien ha iluminado mi camino para ser quien soy.*

*A mi madre, por su amor inagotable, su comprensión, por haberme inculcado buenos valores y por brindarme su apoyo para alcanzar las metas que me he propuesto.*

*A mi abuelita, que desde el cielo siempre esta conmigo cuidándome y guiándome por el buen camino.*

*A Edwin Fabian, una personita muy especial que apareció en mi vida para llenarla de amor, comprensión y para hacerme muy feliz.*

*A mis hermanos Williams y Yolanda que siempre han estado ahí para apoyarme en cualquier dificultad.*

*A mi padre, por su apoyo.*

***Liliana***

## DEDICATORIA

*A Dios, por darme el privilegio de vivir.*

*A William (Abeja), mi hermano que desde el cielo espero siempre me acompañe.*

*A mis padres Maria y Jesús, que son mi vida y a quienes admiro  
profundamente, gracias por todo su amor y confianza.*

*A mis Hermanos queridos, Zonia y Freddy.*

*A mis angelitos, Andrés, Mariana, Estephany, Ana María y  
William Felipe, los llevo en mi corazón.*

*A Robinson, quien con su alegría, amor y apoyo incondicional,  
cambio mi vida e hizo posible cumplir esta meta.*

*A todos aquellos familiares y amigos que creyeron en mi  
y a quienes siempre recordaré.*

**Erika**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO</b>	3
<b>INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR</b>	4
Proceso de la inyección cíclica de vapor	6
1.1.1.1. Periodo de inyección	8
1.1.1.2. Periodo de remojo	11
1.1.1.3. Periodo de producción	12
1.1.2. Parámetros básicos de la inyección cíclica de vapor	13
1.1.2.1. Parámetros de yacimiento	13
1.1.2.2. Parámetros operacionales	15
1.1.3. Factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor	16
1.1.3.1. Número de ciclos empleados	17
1.1.3.2. Distancia entre pozos	18
1.1.3.3. Saturación de aceite	19
1.2. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	20
1.2.1. Proceso de la inyección continua de vapor	21
1.2.2. Parámetros básicos de la inyección continua de vapor	24
1.2.2.1. Parámetros de yacimiento	24
1.2.2.2. Parámetros operación	27
1.2.3. Factores que afectan el proceso de inyección continua	28
1.2.3.1. Espaciamiento entre pozos	29
1.2.3.2. Heterogeneidades del yacimiento	29
1.2.3.3. Pérdidas de calor en el yacimiento	31
1.2.3.4. Previa estimulación del yacimiento	31
1.2.3.5. Presencia de altas saturaciones de agua	32
1.3. INYECCION DE AGUA CALIENTE	33
1.4. COMBUSTION IN SITU	36
1.5. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)	39
<b>2. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN ESTIMULACIÓN E INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR</b>	42
CAMPO COLD LAKE (CANADÁ)	42

CAMPO DURI (INDONESIA)	49
CAMPO MIDWAY SUNSET (USA)	54
CAMPO KERN RIVER (CALIFORNIA)	59
2.5. OTROS CAMPOS CON INYECCIÓN DE VAPOR	66
2.5.1. Campo los Perales (Argentina)	67
2.5.2. Campo Bachaquero (Venezuela)	71
2.5.3. Campo Mount Poso (California)	74
<b>3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN PREVIO A UNA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO</b>	83
3.1. MODELO DE SIMULACIÓN	84
3.1.1. Selección de los datos	85
3.1.2. Construcción del modelo de simulación	86
3.1.2.1. Enmallado cartesiano	86
3.1.2.2. Enmallado cartesiano	87
3.1.2.3. Enmallado radial	89
3.1.2.4. Enmallado híbrido	90
3.1.3. Selección del enmallado de simulación	96
3.1.4. Secuencia de estimulación de pozos	102
3.2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES EN UN MODELO DE YACIMIENTO ESTRATIFICADO	103
3.2.1. Determinación del número de ciclos de estimulación previos al proceso de inyección continua	103
3.2.2. Sensibilidad de la tasa de inyección del proceso de inyección continua de vapor	111
3.2.3. Sensibilidad de la calidad del vapor del proceso de inyección continua de vapor	114
3.3. ASPECTOS DE IMPORTANCIA EN EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	116
3.3.1. Determinación del área de los patrones de inyección	116
3.3.2. Cálculo del factor de recobro	119
3.3.3. Disminución del tiempo de ruptura del vapor	121
3.3.4. Inyectividad de la formación	123
<b>CONCLUSIONES</b>	134
<b>RECOMENDACIONES</b>	136
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	137
<b>ANEXOS</b>	

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor	8
<b>Figura 2.</b> Inyección convencional	9
<b>Figura 3.</b> Inyección por el espacio anular	10
<b>Figura 4.</b> Inyección selectiva consecutiva	11
<b>Figura 5.</b> Esquema del proceso de inyección continua de vapor	22
<b>Figura 6.</b> Viscosidad del crudo en función de la temperatura y de la gravedad API	26
<b>Figura 7.</b> Efecto de las intercalaciones de arcilla	30
<b>Figura 8.</b> Esquema del proceso de inyección de agua caliente	33
<b>Figura 9.</b> Esquema del proceso de combustión “in situ”	38
<b>Figura 10.</b> Esquema del proceso SAGD	40
<b>Figura 11.</b> Ubicación campo Cold Lake	43
<b>Figura 12.</b> Patrón de siete puntos. Ubicación de los pozos en el proceso de estimulación en el Campo Cold Lake.	46
<b>Figura 13.</b> Producción acumulada de fluidos y cantidad total de vapor inyectado durante el proceso de estimulación en un piloto del Cold Lake	48
<b>Figura 14.</b> Producción acumulada de aceite durante del proceso de inyección continua precedido por 7 ciclos de estimulación	49
<b>Figura 15.</b> Ubicación campo Durí	50
<b>Figura 16.</b> Curvas de producción e inyección del Campo Durí, durante el proceso de inyección continua de vapor	53
<b>Figura 17.</b> Ubicación Campo Midway Subset	55
<b>Figura 18.</b> Producción de aceite para el sexto ciclo de estimulación de un pozo típico del bloque Buena Fe Fee en el campo Midway Sunset	58
<b>Figura 19.</b> Curvas de producción e inyección del Campo Midway Subset durante la inyección continua de vapor	59
<b>Figura 20.</b> Ubicación Campo Kern River	60
<b>Figura 21.</b> Ubicación Campo los Perales	67

<b>Figura 22.</b> Ubicación Campo Bachaquero	71
<b>Figura 23.</b> Pozos activos en el campo Bachaquero	73
<b>Figura 24.</b> Ubicación Campo Mount Poso	74
<b>Figura 25.</b> Esquema del enmallado cartesiano	87
<b>Figura 26.</b> Elementos Refinados	89
<b>Figura 27.</b> Esquema del enmallado radial	89
<b>Figura 28.</b> Esquema del enmallado híbrido	91
<b>Figura 29.</b> Curva de variación de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura. Modelo Estratificado	93
<b>Figura 30.</b> Curva de permeabilidades relativas agua-aceite	95
<b>Figura 31.</b> Factor de recobro para los casos 1 y 2	98
<b>Figura 32.</b> Producción instantánea de aceite	99
<b>Figura 33.</b> Enmallado de simulación Modelo Estratificado. Vista tridimensional	100
<b>Figura 34.</b> Enmallado de simulación estratificado vistas areal y trasversal	101
<b>Figura 35.</b> Esquema de inyección de los pozos en la estimulación	102
<b>Figura 36.</b> Esquema de inyección de los pozos productores de la inyección cíclica	103
<b>Figura 37.</b> Comportamiento del Factor de recobro según número de ciclos previos a la inyección continua	106
<b>Figura 38.</b> RAV vs. Factor de recobro según número de ciclos previos a la inyección continua.	106
<b>Figura 39.</b> Comportamiento la producción de aceite para 9 ciclos de estimulación	107
<b>Figura 40.</b> Comportamiento la producción de agua para 9 ciclos de estimulación	108
<b>Figura 41.</b> Calentamiento de la formación en el proceso de estimulación	109
<b>Figura 42.</b> Aumento en la saturación de agua del yacimiento en el proceso de estimulación	110
<b>Figura 43.</b> Factor de recobro de aceite. Selección de la tasa de inyección	112
<b>Figura 44.</b> Tasa de agua equivalente inyectada al yacimiento	113
<b>Figura 45.</b> Factor de recobro de aceite. Selección de la calidad del vapor	115

<b>Figura 46.</b> Producción de aceite inyección continua. Diferentes espaciamentos	117
<b>Figura 47.</b> Factor de recobro. Diferentes Espaciamentos	118
<b>Figura 48.</b> Esquema de permeabilidad para el modelo estratificado.	119
<b>Figura 49.</b> Comportamiento del factor de recobro según el área de afectación	120
<b>Figura 50.</b> Comportamiento de la producción de aceite. Tiempo de ruptura	122
<b>Figura 51.</b> Comportamiento del factor de recobro. Pozos nuevos estimulados y no estimulados	122
<b>Figura 52.</b> Producción de aceite durante la inyección continua	124
<b>Figura 53.</b> Comportamiento del pozo inyector del centro del modelo	125
<b>Figura 54.</b> Comportamiento del pozo inyector INY-001	125
<b>Figura 55.</b> Calentamiento de la formación. Inyección Continua	126
<b>Figura 56.</b> Cambio en la viscosidad del aceite	127
<b>Figura 57.</b> Comparación presión de yacimiento con la inyectividad	127
<b>Figura 58.</b> Comparación presión de yacimiento con la producción	128
<b>Figura 59.</b> Comportamiento de la inyección de vapor para diferentes espaciamentos	131
<b>Figura60.</b> Comportamiento del factor de recobro con diferentes espaciamentos	132
<b>Figura 61.</b> RAV vs Factor de recobro para diferentes espaciamentos en el proceso de inyección continua.	133

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Screening de la inyección cíclica de vapor	6
<b>Tabla 2.</b> Parámetros del proceso de inyección cíclica de vapor	13
<b>Tabla 3.</b> Screening de la inyección continua de vapor	21
<b>Tabla 4.</b> Parámetros del proceso de inyección continua de vapor	24
<b>Tabla 5.</b> Screening de la inyección de agua caliente	36
<b>Tabla 6.</b> Screening del proceso de Combustión in situ	38
<b>Tabla 7.</b> Screening del proceso SAGD	41
<b>Tabla 8.</b> Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Cold Lake	44
<b>Tabla 9.</b> Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Durí	51
<b>Tabla 10.</b> Propiedades del yacimiento y los fluidos, Yacimiento Metson	56
<b>Tabla 11.</b> Datos de la inyección cíclica de vapor para un pozo típico del bloque Buena Fe Fee en el campo Midway Sunset	57
<b>Tabla 12.</b> Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Kern River	61
<b>Tabla 13.</b> Resultados de la estimulación, Campo Kern River	62
<b>Tabla 14.</b> Propiedades de yacimiento, Los proyectos del Kern River	63
<b>Tabla 15.</b> Recobros estimados por la inyección continua de vapor	66
<b>Tabla 16.</b> Propiedades del yacimiento y los fluidos, Campo los Perales	68
<b>Tabla 17.</b> Resultados obtenidos con la inyección cíclica de vapor	70
<b>Tabla 18.</b> Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Bachaquero	72
<b>Tabla 19.</b> Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Mount Poso	75
<b>Tabla 20.</b> Propiedades de yacimiento y fluido en otros campos con inyección de vapor en el mundo	79
<b>Tabla 21.</b> Parámetros operacionales de otros proyectos de inyección de vapor en el mundo	80
<b>Tabla 22.</b> Resultados de la inyección continua de vapor en el mundo	81
<b>Tabla 23.</b> Resultados de la inyección cíclica de vapor en el mundo	82
<b>Tabla 24.</b> Propiedades del arreglo de simulación. Modelo estratificado	92

<b>Tabla 25.</b> Propiedades de la arena productora. Modelo Estratificado	93
<b>Tabla 26.</b> Propiedades de las formaciones adyacentes. Modelo Estratificado.	94
<b>Tabla 27.</b> Propiedades del fluido Modelo Estratificado	94
<b>Tabla 28.</b> Datos de permeabilidades relativas	95
<b>Tabla 29.</b> Parámetros operacionales. Estimulación e inyección continua de vapor. Modelo Estratificado.	96
<b>Tabla 30.</b> Resumen de las características de los diferentes grid de simulación homogéneos	97
<b>Tabla 31.</b> Variación de la tasa de inyección de vapor del proceso de inyección continua. Modelo Estratificado	111
<b>Tabla 32.</b> Resumen de los parámetros operacionales seleccionados para la inyección continua	115
<b>Tabla 33.</b> Dimensiones del arreglo para diferentes espaciamientos entre pozos.	130
<b>Tabla 34.</b> Producción de aceite de los procesos de estimulación e inyección continua de vapor. Diferentes espaciamientos.	130

## **LISTA DE ANEXOS**

**ANEXO A. GUÍA DE SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA  
PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE  
VAPOR.**

**ANEXO B. ARCHIVO PLANO DE SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN  
CÍCLICA PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN  
CONTINUA DE VAPOR.**

## RESUMEN

**TITULO: SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA\*.**

**AUTORES: LILIANA BOTON GARCÍA  
ERIKA ANDREA PACHECO GÓMEZ \*\***

**PALABRAS CLAVE:** Crudos pesados, yacimiento estratificado, fluido, pozo, movilidad, viscosidad, inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor y simulación numérica.

Uno de los métodos de recuperación mejorada más empleados para la extracción de crudos pesados es la inyección continua de vapor, normalmente esta técnica es precedida por el proceso de estimulación debido a que al aplicarla en un yacimiento frío, el fluido no tiene las condiciones de movilidad y viscosidad apropiadas para permitir que el desplazamiento con vapor sea totalmente eficiente. A nivel mundial, son muchos los campos de crudo pesado en los cuales se ha implementado la combinación de estos procesos, en la mayoría de los casos obteniendo muy buenos resultados en la recuperación de aceite.

El presente proyecto de grado, pretende realizar un estudio de los principales parámetros del proceso de estimulación que afectan el desempeño de la inyección continua de vapor, con el fin de determinar las condiciones bajo las cuales este método de recobro presenta un mejor comportamiento en la producción de aceite. Entre los parámetros evaluados se encuentran: tasa de inyección, calidad del vapor, espaciamiento entre pozos y el número de ciclos de estimulación a partir del cual es adecuado desde el punto de vista técnico y económico implementar de la inyección continua.

Mediante simulación numérica se realizó un análisis de sensibilidad de los principales parámetros que afectan los procesos, empleando para ello un modelo de yacimiento estratificado de crudo pesado con propiedades de roca y fluido similares a las encontradas en los campos del Magdalena Medio colombiano, buscando con ello evaluar la posibilidad de aplicar la inyección continua de vapor en los yacimientos de crudo pesado de nuestro país.

---

\* Tesis de Pregrado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Directora: M.Sc. Claudia Patricia Soto T.

## ABSTRACT

**TITLE: NUMERIC SIMULATION OF THE INFLUENCE OF THE PREVIOUS STEAM SOAK TO PROCESSES STEAM FLOODING\***

**AUTHORS: BOTON GARCIA LILIANA  
PACHECO GOMEZ ERIKA ANDREA\*\***

**KEY WORDS:** Heavy crude, stratified reservoir, fluids, wells, mobility, viscosity, steam soak, steam flooding, numerical simulation.

One of the methods of improved recovery more employees for the extraction of heavy crude it is the steam flooding, this technique is usually preceded by the stimulation process because when applying it in a cold reservoir, the fluid does not have the conditions of mobility and viscosity adapted to allow that the displacement with vapor is completely efficient. At world level, they are many the fields of raw weighed in which the combination of these processes has been implemented, in most of the cases obtaining very good you are you in the recovery of oil.

The present grade project, seeks to carry out a study of the main parameters of the stimulation process that they affect the acting of the steam flooding with the purpose of determining the conditions under which this retrieval method presents a better behavior in the production of oil. Among the evaluated parameters they are: injection rate, quality of the vapor, spacing between wells and the number of stimulation cycles starting from which is adapted from the technical and economic point of view to implement in the steam flooding.

By means of numeric simulation its was carried out an analysis of sensibility of the main parameters that affect the processes, using for it a model of stratified location of heavy crude with rock properties and similar fluid to the opposing ones in the field of the Colombian Magdalena Medio, looking for with it to evaluate the possibility to apply the steam flooding in the locations of heavy crude of our country.

---

\* Grade Thesis

\*\* Faculty of Physique Chemical Engineering's. School of Engineering of Petroleum. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, Colombia enfrenta una carrera contra el reloj para incrementar las reservas de petróleo debido a la posibilidad de perder su autosuficiencia energética, razón por la cual, es necesario buscar fuentes de energía que satisfagan esta necesidad. Una opción para resolver este problema son los yacimientos de crudo pesado, dejados atrás desde hace varias décadas a causa de la dificultad para su extracción, refinamiento y por su alta viscosidad, pero a raíz del avance tecnológico y el precio del petróleo se han convertido en un factor clave para aumentar las reservas del país ofreciendo un gran potencial económico a desarrollar.

En los campos del Magdalena Medio colombiano existen yacimientos de crudo pesado que han sido desarrollados durante un largo tiempo y actualmente en ellos se realizan procesos de inyección cíclica de vapor (recobro térmico), método que se ha implementado llegando a su etapa de madurez, razón por la cual es tiempo de pensar en una nueva alternativa de recuperación como la inyección continua, por ello mediante este proyecto se pretende estudiar el efecto que causa la previa estimulación y el número de ciclos sobre la implementación de un proceso de desplazamiento con vapor. Este esquema de producción es muy usual a nivel mundial, consiste en realizar un calentamiento de la formación antes de implementar la inyección continua, con el fin de aprovechar los efectos sobre el yacimiento tales como: reducción de la viscosidad, mejoramiento en el barrido de la formación y aumento en la producción acumulada.

El desarrollo de este estudio inicia con una conceptualización de los métodos de recobro térmico y en especial los procesos de estimulación e inyección continua de vapor; en los cuales se especifican generalidades del funcionamiento del proceso, parámetros operacionales y de yacimiento y

factores que puedan afectar la inyección de vapor. Además mediante una revisión bibliográfica se presenta una recopilación de experiencias de campo a nivel mundial, donde se ha implementado los procesos de estimulación e inyección continua en un mismo yacimiento, con el fin de mejorar la movilidad del crudo y aumentar el recobro de aceite.

Para el desarrollo de esta tesis, se creó un modelo de simulación para un yacimiento estratificado, el cual es caracterizado con las propiedades promedio de roca y fluido de los campos de crudo pesado del Magdalena Medio colombiano. En la fase de desarrollo que corresponde a la implementación del proceso de estimulación, se utilizaron 9 patrones de cinco puntos invertido y un área por arreglo de cinco acres; posteriormente la etapa madura consistió en la perforación de 4 nuevos pozos para reducir el espaciamiento y luego realizar la inyección continua de vapor.

Mediante el uso del simulador CMG, se efectuó un análisis de sensibilidad de los principales parámetros de yacimiento y operación que afectan el proceso de inyección continua, entre los cuales se encuentran: el número de ciclos de estimulación que deben preceder el empuje con vapor, regiones de alta saturación de agua, tasa de inyección, calidad del vapor y espaciamiento entre pozos.

Estudiar el efecto que trae la previa estimulación del yacimiento y el número de ciclos sobre el desempeño de la inyección continua de vapor en un yacimiento estratificado, representa un aporte importante en el desarrollo de los campos de crudo pesado en nuestro país, logrando con ello establecer una pauta para la implementación un proceso de recuperación que permita aumentar los niveles de producción de crudo.

## 1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO

Los hidrocarburos pesados, son crudos que poseen baja gravedad API ( $7 < \text{API} < 16^\circ$ ) y altos valores de viscosidad ( $1000 < \mu < 10.000$ ), por ello presentan baja movilidad en los diferentes procesos de producción, ya sea en la etapa de producción primaria o en procesos de desplazamiento de hidrocarburo.

Los yacimientos que contienen crudo pesado, generalmente se encuentran a profundidades someras y presión de formación baja, esto hace que los hidrocarburos pesados presenten una relación gas-aceite disuelto muy baja y en algún caso inexistente.

Lo anterior, trae como consecuencia que en la etapa primaria los niveles de producción sean bajos. La mejor forma de aumentar el recobro de aceite es suministrar energía en forma de calor al yacimiento, logrando una reducción en la viscosidad del crudo; los métodos de recuperación térmica causan este efecto en el aceite mediante la inyección de fluidos calientes en el yacimiento; sin embargo, otros beneficios que trae su aplicación pueden ser: reducción de la saturación residual por expansión térmica del petróleo, destilación de livianos, incremento en la eficiencia areal de barrido por aumento en la movilidad, craqueo térmico y desplazamiento miscible.

Cuando un fluido caliente es inyectado en el medio poroso, el calor es transferido a la matriz de la roca y a los fluidos intersticiales que se encuentran en la formación de interés y en las formaciones adyacentes no productoras. El calor inyectado se transfiere principalmente por conducción y convección. La transferencia de calor por conducción a la

matriz ayuda a balancear la temperatura de los fluidos y la roca; sin embargo, el tiempo que tarde alcanzar un equilibrio de temperatura entre ambas fases, dependerá principalmente del tipo de fluido inyectado (Agua caliente, vapor o aire).

Algunos de los procesos térmicos empleados en la actualidad para la recuperación de aceite pesado son: inyección cíclica de vapor, inyección continua, inyección de agua caliente, combustión in situ y drenaje gravitacional de vapor asistido (SAGD).

### **1.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**

La estimulación cíclica con vapor, es el método de recuperación con vapor más ampliamente usado en la industria para el recobro de aceite pesado. Este proceso consiste en inyectar calor a la formación de manera directa, su propósito principal es reducir la viscosidad del petróleo y de esta manera producir de una manera más eficiente el aceite que permanece en el yacimiento.

El método de inyección cíclica de vapor también es conocido como “Estimulación” o “Huff and Puff” y es aplicado principalmente a yacimientos de crudo pesado. Además del efecto de reducción de viscosidad, también se presentan cambios en la tensión interfacial y por ende en la presión capilar, la permeabilidad relativa y la mojabilidad.

La inyección cíclica de vapor fue descubierta en 1957, cuando la Shell Oil Company de Venezuela, realizaba pruebas con pilotos de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande. Un problema de sobrecarga en la presión del pozo inyector, causó la suspensión de las operaciones de inyección por problemas mecánicos; al abrir el pozo nuevamente, se

observó un aumento en la producción de aceite de 10 a 100 Bls/día con un bajo corte de agua<sup>1</sup>, este accidente condujo a la aplicación de un proceso de inyección de vapor y producción de aceite en el mismo pozo de forma cíclica.

El proceso de inyección cíclica de vapor es práctico y económicamente competitivo, por ello presenta varias ventajas con respecto a los demás métodos de recobro térmico como por ejemplo:

- Es recomendado para yacimientos de crudo pesado ya que provee fuerza de movilidad y al transferir calor al yacimiento reduce las fuerzas viscosas facilitando el flujo del crudo hacia los pozos productores.
- Remueve los depósitos orgánicos de la formación o a lo largo de la tubería de producción, dichos depósitos suelen restringir el flujo de crudo reduciendo considerablemente las tasas de producción.
- El calentamiento de la formación genera un aumento en la cantidad de gas libre del yacimiento.
- Se produce una gran disminución en la viscosidad del aceite debido a las altas temperaturas que alcanza el yacimiento tras la inyección del vapor.

A continuación en la Tabla 1, se presenta los parámetros de yacimiento y fluido apropiados para implementar el proceso de inyección cíclica de vapor.

---

<sup>1</sup>. TREBOLLE, R. L. CHALOP, J. P. AND COLMENARES, R. :“The Orinoco Heavy oil Belt Pilots and Development Strategy”, paper SPE 25798.p 2.

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

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	< 15
Viscosidad del crudo (cp)	< 4000
Profundidad (Pies)	< 3000
Espesor Neto (Pies)	<200
Porosidad (Fracción)	> 0.3
Permeabilidad (md)	1000 - 2000
Presión del Yacimiento (Psia)	> 30
Temperatura (°F)	< 1500
Saturación del Crudo	No Critica
$\Phi_{So}$	> 0.55

**Tomada y modificada 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. Proceso de inyección cíclica de vapor.** Es considerada como una técnica de estimulación, pues además de incrementar el recobro de aceite como consecuencia de la disminución de la viscosidad, se logra limpiar las paredes de la formación al eliminarse algunas parafinas que se adhieren en el fondo del pozo con lo cual se disminuye el factor de daño. El factor de recobro alcanzado por este proceso puede ser aproximadamente del 5 al 15% del OOIP dentro del área afectada por la operación y es función del tipo de aceite y de las características del yacimiento.

Actualmente es el método de recobro térmico más ampliamente aplicado en la producción de aceite pesado, ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil aplicación y bajos costos<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> CHAN M. Y S and SARIOGLU, G.: " Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured oil-Sands Reservoirs, paper SPE 22369. p. 1.

Este proceso involucra tres etapas en las cuales la inyección y la producción se realizan en un mismo pozo (Figura 1), su efecto se aprecia en un radio de 80-120 pies de distancia del pozo inyector y presenta alta eficiencia de barrido vertical.

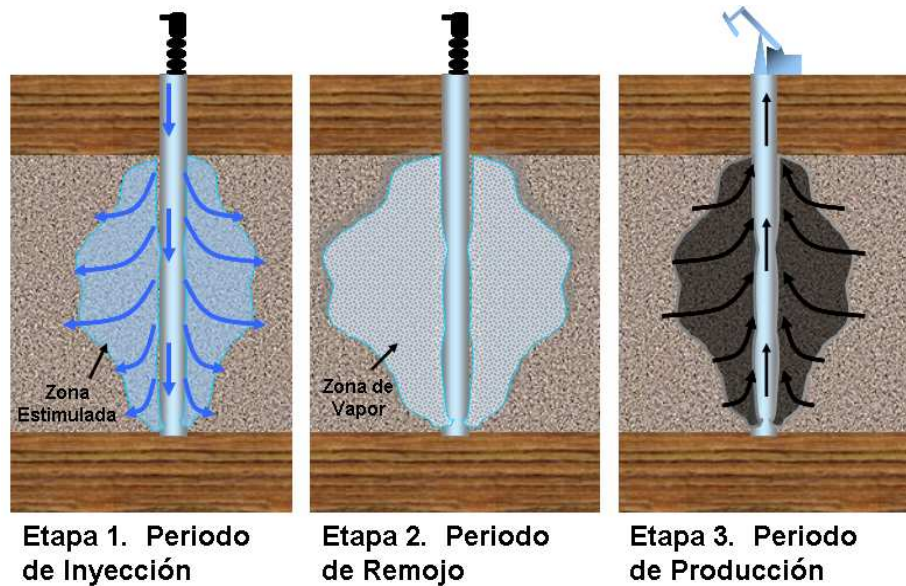
La primera etapa, consta de inyectar un alto volumen de vapor en un pozo vertical por un corto tiempo dado en días o semanas, es recomendable realizar la inyección a la mayor tasa posible para disminuir las pérdidas de calor, cuidando no sobrepasar la presión de fractura del yacimiento.

La segunda etapa es conocida como el periodo de remojo, en esta fase el pozo es cerrado por algunos días después del periodo de inyección, la duración del periodo de remojo depende de características como: presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación y viscosidad del aceite, pérdidas de calor de acuerdo a las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes (capacidad calórica volumétrica y conductividad térmica); en el desarrollo de esta etapa, se transfiere calor a la formación reduciendo la viscosidad del petróleo para permitir que este fluya hacia el pozo productor.

Como tercera y última fase se encuentra el periodo de producción, en el cual el vapor condensado y los fluidos calientes del yacimiento son producidos.

Cuando la tasa de producción de aceite tiende a la tasa al inicio de la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado y debe repetirse el proceso con sus tres etapas varias veces hasta que se alcance el límite económico.

**Figura 1.** Etapas del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor



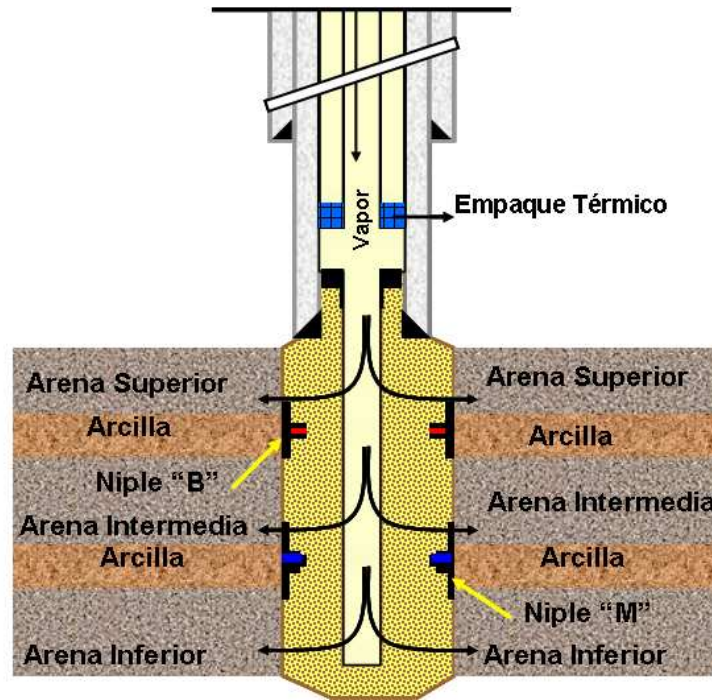
**1.1.1.1. Período de Inyección.** Es la primera etapa del proceso de estimulación (Figura 1), en ella se suministra calor al yacimiento inyectando vapor húmedo a la formación productora durante algunos días, el periodo de inyección depende principalmente del espesor de la arena, de la cantidad y calidad de vapor que se desea inyectar y de los equipos disponibles. Es recomendable que en el periodo de inyección se empleen altas tasas de vapor, con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Según las características de la formación, existen tres formas de inyectar vapor en el yacimiento: inyección convencional, inyección por el espacio anular e inyección selectiva.

En la inyección convencional, generalmente se inyecta por la tubería de producción cerca 25.000 a 30.000 bbls de agua equivalente en la totalidad del yacimiento, durante un periodo no mayor a 15 días, posterior a esto, se procede a cerrar el pozo para la etapa de remojo que varía entre 2 y 4 días,

finalmente el pozo es puesto en producción, esta etapa del proceso puede alcanzar los 2 años de duración.

**Figura 2.** Inyección convencional



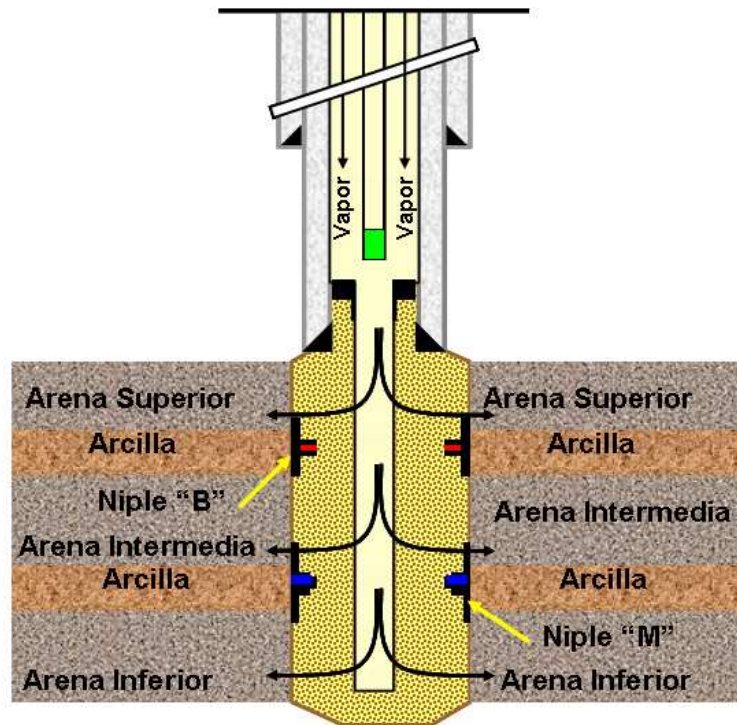
**Tomada y modificada de:** LÓPEZ, Elías. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA. 2002

En la inyección por el espacio anular se produce el levantamiento de una bomba alrededor de 25 pies por encima de la zapata para inyectar el vapor por el espacio anular casing-tubing, cuando finaliza la inyección, el pozo se deja en remojo en un periodo igual al de la inyección convencional, posteriormente el pozo es puesto en producción. El asentamiento de la bomba se da una vez la presión y temperatura del yacimiento hayan declinado.

El principal requerimiento para poder realizar este tipo de inyección, es que el pozo se encuentre cementado en su totalidad hasta superficie. Una

de las ventajas que ofrece la inyección por el espacio anular es que no se necesita retirar el equipo del pozo.

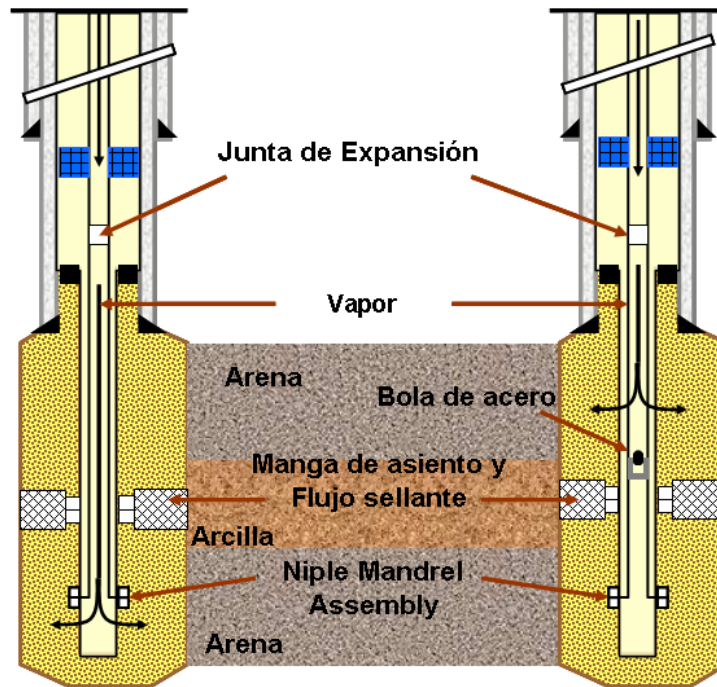
**Figura 3.** Inyección por el espacio anular



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elías. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA. 2002

La inyección selectiva es apropiada para yacimientos estratificados, en ella se realiza un acondicionamiento especial del pozo con el fin de aportar vapor a una arena específica, la inyección puede ser en una sola arena o puede ser una inyección selectiva consecutiva; en este último caso se estimulan primero las arenas inferiores y luego las superiores. A continuación se presenta el esquema de una inyección selectiva consecutiva.

**Figura 4.** Inyección selectiva consecutiva



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elías. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA. 2002

**1.1.1.2. Periodo de remojo.** Una vez finalizado el periodo de inyección, se cierra el pozo buscando estabilizar la presión del yacimiento para que el vapor inyectado se expanda, logrando así que la zona caliente alrededor del pozo se torne homogénea y a medida que se va calentando el crudo se reduzca la viscosidad, esta etapa es conocida como la etapa de remojo (Figura 1). Durante esta etapa parte del vapor inyectado se condensa localizándose en las cercanías del pozo y formando una zona de agua saturada, lo cual genera que al inicio de la etapa de producción el pozo tenga una gran producción de agua<sup>3</sup>. A medida que se produce la condensación del vapor y gracias a su alta temperatura, se presentan cambios en la presión capilar, reducción de la viscosidad del crudo y se

<sup>3</sup> GOZDE, S. and CHHINA, H. S.: "An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs". Paper SPE 18807. p 3.

modifican las permeabilidades relativas al agua y al aceite causando un incremento en la movilidad del mismo.

La duración de este periodo, básicamente depende de la cantidad de calor que ha sido inyectado a la formación y del espesor neto de la arena productora; sin embargo, la etapa de remojo debe durar lo suficiente para permitir que el vapor entregue una buena cantidad de calor al yacimiento, no es recomendable un periodo de remojo muy largo, pues se puede incurrir en pérdidas de calor excesivas hacia las formaciones no productoras del yacimiento<sup>4</sup>.

**1.1.1.3. Periodo de producción.** Una vez se ha estabilizado la presión del yacimiento y el vapor ha calentado la formación, el pozo es puesto en producción (Figura 1). Al comienzo de esta etapa se tiene gran flujo de agua a temperaturas elevadas debido a la condensación del vapor inyectado; la tasa de agua ira disminuyendo paulatinamente, lo cual generará un crecimiento en la producción de aceite; lo anterior, indica que los niveles de producción alcanzados por el pozo después de realizar el ciclo de estimulación dependerán principalmente de: viscosidad del crudo al inicio del proceso, reducción en la viscosidad del aceite por efecto del aumento en la temperatura, permeabilidad de la formación, radio de calentamiento, presión y temperatura del yacimiento y en algunos casos del daño removido por el calor.

La duración de la etapa de producción depende 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.

---

<sup>4</sup> TREBOLLE, R. L, DE PAZ, M.C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Desing Factors of Cyclic Steam Injection in Lake Maracibo Oil Fields". Paper SPE 25810. p 3.

**1.1.2. Parámetros básicos de la inyección cíclica de vapor.** Con el fin de obtener el mejor desempeño en la aplicación de un proceso de recobro térmico, se deben considerar algunos parámetros de yacimiento y operación que contribuirán con el éxito del proceso, tratando siempre de optimizar los resultados y evitar contratiempos o fracasos que ocasionen pérdidas económicas.

Los parámetros básicos de la inyección cíclica de vapor son tenidos en cuenta dentro del diseño del proceso y se clasifican en dos grandes grupos: parámetros de yacimiento y parámetros operacionales, estos permiten realizar chequeos en un plano general y hacen parte fundamental del éxito técnico y económico del proyecto.

**Tabla 2.** Parámetros del proceso de inyección cíclica de vapor

PARÁMETROS	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 la arena productora</li> <li>• Saturación de aceite</li> </ul>
Parámetros Operacionales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de inyección</li> <li>• Presión de inyección</li> <li>• Calidad del vapor a la salida del generador, en cabeza e pozo y en la cara de la arena</li> <li>• Temperatura del vapor</li> <li>• Cantidad de energía inyectada BTU/hr</li> <li>• Tipo de completamiento del pozo</li> </ul>

**1.1.2.1. Parámetros de yacimiento.** Como en todo proceso de recuperación, existen propiedades de formación en las cuales es apropiado aplicar la técnica de estimulación, de la presencia del mejor escenario dependerá el éxito y efectividad de este método.

- **Espesor de la formación:** El espesor de la formación es un parámetro importante en los procesos de recuperación térmica como la inyección cíclica de vapor, ya que dependiendo de la longitud de la arena estimulada se producirán valores altos o bajos en las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Si la formación es muy delgada, las pérdidas de calor hacia las formaciones supradycientes y subadyacentes serán grandes, debido a que existe una mayor área de contacto de la zona de vapor en la arena estimulada con las formaciones vecinas (otras arenas o intercalaciones de arcilla).

En caso de que la formación de interés limitará en sus partes superior e inferior con intercalaciones de arcilla, las pérdidas de calor serían mayores pues este tipo de formaciones posee una capacidad calórica mucho mayor comparada con las arenas.

- **Profundidad de la formación:** Este parámetro limita considerablemente la aplicación de procesos de recuperación con vapor, pues a mayor profundidad se generan mayores pérdidas de calor y se pueden presentar fallas mecánicas en el casing a grandes profundidades<sup>5</sup>.

Cuando la formación es muy profunda, en su recorrido desde superficie parte del vapor inyectado se condensa, repercutiendo en una disminución de la calidad del vapor en la cara del pozo y por ende en una menor eficiencia del proceso; si se realizan procesos de inyección de vapor a profundidades mayores a 3000 pies se corre el riesgo de que el vapor se condense en su totalidad y se termine inyectando tan solo agua caliente.

Una manera de reducir las pérdidas de calor y garantizar que el vapor llegue a la cara de la formación con la mayor calidad posible, es usar

---

<sup>5</sup> DIETZ, D: "Review of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584. 1975. p 6.

aislante térmico en el tubing y empaques térmicos que aislen la zona estimulada del espacio anular.

- **Presión del yacimiento:** Este parámetro, juega un papel muy importante en la recuperación de hidrocarburos mediante la inyección de vapor; justo antes de que el pozo es puesto en producción, la arena calentada por el vapor contiene aceite y agua altamente móviles, lo cual hace que cuando comience la producción y la presión en la cara de la formación disminuya, existan fuerzas de empuje que ayuden a la expulsión del aceite y otros fluido incluyendo el vapor condensado.

La magnitud de las fuerzas de drenaje de aceite en el yacimiento depende principalmente del gradiente de presión generado y de este a su vez, que los fluidos en producidos tengan un flujo natural o sea necesario implementar un sistema de levantamiento artificial en el pozo.

- **Daño a la formación:** La existencia de daño o “Skin” en el pozo, tiene un efecto significativo en la respuesta a la producción cuando se efectúa una estimulación, si hay presencia de daño, la cara de la arena se tapona impidiendo el flujo del aceite, causando una disminución en la producción; en la mayoría de los casos, cuando el daño existente es alto (40-60) y puede ser removido se tiene un aumento en la cantidad de aceite producido por unidad de volumen de vapor inyectado.

**1.1.2.2. Parámetros operacionales.** Durante la recuperación con vapor, la selección de los parámetros operacionales juega un papel importante en el desarrollo y éxito del proceso.

- **Tasa de inyección del vapor (bpd):** Generalmente en los procesos de inyección cíclica de vapor, es recomendable emplear altas tasas de inyección para minimizar las pérdidas de calor hacia las formaciones

adyacentes. El cálculo de la tasa de inyección depende principalmente de factores como: viscosidad del fluido al inicio del proceso, capacidad de los equipos de generación de vapor disponibles, condiciones de presión y temperatura del yacimiento y espesor de la arena estimulada. Un estimativo para determinar la tasa de inyección en la inyección cíclica es inyectar alrededor de 30 MMBTU/pie de formación. Cuando se trabaja con tasas de inyección altas se logra maximizar el radio de calentamiento para mejorar el efecto de la estimulación y que el periodo de cierre en la etapa de remojo sea menor para no perder producción.

- **Presión de inyección de vapor (psi):** La presión de inyección está relacionada directamente con la tasa de inyección; es importante considerar, que para el proceso de estimulación lo ideal es trabajar con tasas de inyección altas lo cual implica una presión de inyección de igual magnitud; sin embargo, si la presión a la cual se inyecta el vapor es mayor que la presión de fractura del yacimiento, se puede dañar la formación generando pérdidas de calor y una disminución considerable en el factor de recobro. En la recuperación de crudo pesado se utilizan generalmente presiones de inyección moderadas, con el fin evitar fracturas en la formación y efectos de sobrepresionamiento que ocasionen baja inyectividad.

**1.1.3. Factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor.** Para determinar los factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor es importante tener presente el comportamiento de la relación aceite incremental vapor inyectado (RAV, bls/bls) frente a cada uno de estos parámetros.

El RAV, es la variable mas importante en los procesos de recuperación térmica, porque esta relacionada con el análisis económico de la

operación<sup>6</sup>. La relación aceite-vapor (RAV) indica cuantos barriles de vapor expresados en barriles equivalentes de agua fría (CWE, Cold Water Equivalent) deben ser inyectados para recuperar un barril de crudo en superficie y puede expresarse de forma instantánea o acumulativa, siendo uno de los aspectos mas importantes para considerar cuando la aplicación de la técnica de estimulación alcanza el límite económico (punto en el que el costo neto de generación de vapor es igual a la ganancia neta).

**1.1.3.1. Número de ciclos empleados.** Una vez se realizó el diseño de la estimulación y se estableció la duración de los periodos de inyección, remojo y producción el siguiente paso, es hacer un estudio acerca del 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.

Típicamente, a medida que se implementan los ciclos de estimulación la tasa de producción de aceite decrece mientras el volumen de agua se incrementa, este fenómeno es dependiente de factores como: viscosidad del petróleo, estado de la zona calentada, propiedades de la formación, incremento en la saturación de agua del yacimiento, factores geológicos y mecanismos de empuje del yacimiento.

---

<sup>6</sup> BOBERG, T. C.: " Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc 1988. p. 69.

La disminución en la cantidad de aceite producido después de cada ciclo de estimulación y la cantidad de vapor inyectado son las variables de las cuales depende el número de ciclos empleados en el proceso, cuyo parámetro de control es la relación de aceite producido por unidad vapor de agua equivalente inyectado o RAV teniendo en cuenta el límite económico, para el caso de la inyección cíclica de vapor el límite económico se alcanza cuando el RAV es igual a  $0.5 \text{ Bl}_{s_o} / \text{Bl}_{s_v}$ .

Generalmente, cuando se realiza un proyecto de inyección cíclica de vapor se prosigue la recuperación de hidrocarburos con la inyección continua; para este caso, durante la estimulación no es necesario realizar demasiados ciclos o alcanzar el límite económico para comenzar a implementar el siguiente proceso, para ello, dos factores deben ser considerados. Primero, el aumento en la movilidad del petróleo, si el crudo es muy viscoso como para aplicar la inyección continua en el yacimiento frío, el número de ciclos empleados estará determinado por la movilidad que se desee alcanzar para mejorar los resultados de la inyección continua. Segundo, alta saturación de agua en el yacimiento, una de las desventajas del proceso de estimulación, es que alrededor del 30% del vapor inyectado al condensarse queda en el yacimiento, lo cual crea zonas de alta saturación de agua que causan una disminución en la eficiencia térmica del proceso de inyección continua reflejándose en una disminución en el recobro de aceite, por ello durante de cada ciclo es importante realizar un seguimiento del agua inyectada y producida para tener un estimativo de cuanta agua sigue en el yacimiento.

**1.1.3.2. Distancia entre pozos.** Aún cuando en el proceso de inyección cíclica de vapor se utiliza un mismo pozo para inyectar y producir, la estimulación de un pozo puede tener un efecto positivo en la respuesta a la producción de otro pozo que no está siendo estimulado. Cuando se

aplica un proceso “huff and puff” en campo, no se estimulan todos los pozos al mismo tiempo, sin embargo, dependiendo del espaciamiento durante la estimulación de un pozo este puede tener un efecto positivo en la producción de un pozo que ya ha sido estimulado.

La distancia entre pozos es función de la viscosidad del fluido, radio de la zona calentada y características geológicas del yacimiento como son la existencia de fallas o formaciones con altos buzamientos; para fluidos muy viscosos como es el caso de los crudos pesados, es recomendable utilizar un espaciamiento entre 8 y 10 acres para el proceso de estimulación, estos valores pueden variar dependiendo de las propiedades del fluido y la geología del yacimiento.

**1.1.3.3. Saturación de aceite.** Gran parte de los yacimientos que presentan porosidades mayores al 20% y saturaciones de aceite mayores al 55% (Tabla 1), son los mejores candidatos para aplicar un proceso de inyección cíclica de vapor.

Es importante tener presente que la existencia de una alta saturación de aceite al inicio de la estimulación, garantizará que en su desarrollo, no se produzca un aumento considerable en la saturación de agua y que la producción de aceite sea mayor ocasionando una mejor eficiencia del proceso; de presentarse el caso contrario, las regiones de alta saturación de agua, se convertirán en zonas de grandes pérdidas de calor debido a que el agua posee un calor específico mayor al del petróleo, por ello podría decirse que mas de la mitad del calor suministrado por el vapor estaría destinado a calentar el agua y no el aceite.

## 1.2. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Al igual que el proceso de estimulación, el objetivo de la inyección continua de vapor es introducir calor a la formación de manera directa mediante la inyección de vapor. Esta técnica es conocida también como “empuje por vapor” y está enfocada en la recuperación de crudos pesados basada en el principio de desplazamiento.

Al parecer, la inyección continua de vapor tuvo sus inicios antes que la inyección cíclica, pero solo hasta 1960 en el estado de California, EEUU, se produjo la aplicación comercial de este método de recobro. El mejor y más antiguo proyecto desarrollado en la inyección continua de vapor, es el piloto Getty Kern (1960) el cual estaba destinado originalmente a una inyección de agua caliente. Hasta hoy, cientos de proyectos y pilotos de inyección continua de vapor han sido implementados, teniendo como casos más representativos los campos Duri y Kern River en Indonesia y California respectivamente. En la inyección continua, el principal mecanismo que actúa en el recobro de aceite es la reducción en la viscosidad del petróleo debido al incremento de la temperatura del yacimiento. Generalmente el factor de recobro alcanzado con la aplicación de este proceso es del de orden del 30-40% del OOIP.

Como en la mayoría de los procesos de recobro térmico, en la inyección continua también se debe considerar las pérdidas de calor hacia las formaciones no productoras, lo cual genera una disminución en su eficiencia térmica. Las pérdidas de calor son mayores si el espesor de la formación de interés es pequeño, debido a que la zona de vapor tiene mayor área de contacto con las formaciones adyacentes; otro factor que aumenta las pérdidas de calor es la estratificación del yacimiento, cuando las formaciones adyacentes son arcillas las cuales poseen una capacidad calórica volumétrica mayor que las arenas y generalmente se encuentran

saturadas de agua que a su vez posee un calor específico mucho mayor que el del petróleo, se produce un flujo de calor significativo hacia las formaciones adyacentes generando que el aceite no se caliente efectivamente y no se facilite su desplazamiento.

A continuación se presentan los parámetros a tener en cuenta al momento de implementar un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento de crudo pesado.

**Tabla 3.** Screening de la Inyección Continua de Vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	13 -25
Viscosidad del crudo (cp)	< 15000
Profundidad (Pies)	< 3000
Espesor Neto (Pies)	> 20
Porosidad (Fracción)	> 0.2
Permeabilidad (md)	> 5
Presión del Yacimiento (Psia)	> 250
Temperatura (°F)	< 1500
Saturación del Crudo	No Critica
$\Phi S_o$	> 0.55

**Tomada y modificada 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.

**1.2.1. Proceso de inyección continua de vapor.** El vapor es inyectado en el yacimiento continuamente para calentar los fluidos in situ, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza desplazando el aceite hacia el pozo productor (Figura 5). En el caso de yacimientos convencionales los pozos inyectoros y productores son cañoneados en la parte mas baja de la

zona de interés, en el inyector se cañonea de esta forma par garantizar que el vapor aumente el barrido vertical, debido que la diferencia de densidades del vapor con los otros fluidos “in situ” hace que este se eleve dentro de la zona productora hasta alcanzar un tope o barrera impermeable, el pozo productor es cañoneado en la parte inferior para reducir la producción de vapor debido a que en su recorrido el vapor se distribuye hacia los pozos productores lateralmente hasta que irrumpir en ellos. En los yacimientos estratificados con el fin de evitar la filtración de vapor hacia las formaciones no permeables como las arcillas, los pozos inyectores y productores son cañoneados únicamente en las arenas productoras.

**Figura 5.** Esquema del proceso de inyección continua de vapor



En la inyección continua, antes de la irrupción del vapor en el pozo productor se presentan tres regiones claramente definidas: zona de vapor, vapor condensado y fluidos fríos. En la zona de vapor, el desplazamiento se lleva a cabo por destilación de livianos, craqueo térmico y desplazamiento miscible. En la región de vapor condensado, la eficiencia de desplazamiento obedece a la reducción en la viscosidad del aceite por

el aumento en la temperatura y el aceite desplazado es llevado delante del frente de vapor. Finalmente, en la zona de fluidos fríos, se produce un desplazamiento con muy baja eficiencia debido a los altos valores en la viscosidad del petróleo.

La parte más importante del proceso de inyección continua, es la zona de vapor, la cual permanece a una temperatura aproximadamente constante  $T_v$  (temperatura del vapor). El aceite contenido en esta zona es altamente móvil y fácilmente desplazado por el vapor. La saturación inicial de aceite en la zona de vapor  $S_{oi}$  disminuye considerablemente tras la inyección de varios volúmenes porosos de vapor hasta alcanzar la saturación residual de aceite de la inyección continua  $S_{oric}$ <sup>7</sup>.

Entre los efectos de la inyección de vapor se encuentra la expansión térmica del aceite que ayuda a incrementar su movilidad, la destilación de fracciones ligeras que ayuda a disminuir la saturación inicial de aceite; otro efecto que trae el aumento de la temperatura del yacimiento es la disminución en la permeabilidad relativa del agua y el aumento en la permeabilidad relativa del petróleo.

Normalmente para mejorar la eficiencia del proceso es recomendable aplicar la inyección continua después de realizar una estimulación con vapor, ya que es muy difícil y poco viable aplicarla en un yacimiento frío por la alta resistencia al flujo que presentan los fluidos de alta viscosidad.

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

---

<sup>7</sup> S. M. ALÍ, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p 7.1

**1.2.2. Parámetros básicos de la 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.

Al igual que en el proceso de inyección cíclica de vapor y en general a la mayoría de los procesos de recobro, los aspectos básicos que deben ser considerados se clasifican en: parámetros de yacimiento y parámetros operacionales.

**Tabla 4.** Parámetros del proceso de inyección continua de vapor

PARÁMETROS	FACTORES
Parámetros de yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profundidad de la formación.</li> <li>• Presión de yacimiento</li> <li>• Viscosidad del crudo</li> <li>• Espesor de la arena productora</li> <li>• Intercalaciones de Arcilla</li> </ul>
Parámetros Operacionales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de inyección</li> <li>• Presión de inyección</li> <li>• Calidad del vapor a la salida del generador, en cabeza e pozo y en la cara de la arena</li> <li>• Temperatura del vapor</li> </ul>

**1.2.2.1 Parámetros de yacimiento.** En el desarrollo de la inyección continua se necesitan algunas propiedades de yacimiento “ideales”, para que el campo pueda ser producido en una forma adecuada por un método

de recuperación con vapor como la inyección continua, dentro de estas propiedades se encuentran:

- **Espesor de la formación:** Es el principal factor del cual dependen las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y el calentamiento efectivo de los fluidos del yacimiento. El espesor de la formación debe ser grande de 50 a 100 pies, pues así se reduce el área de contacto del vapor con los estratos superiores e inferiores y se disminuye la cantidad de calor disperso; recíprocamente, cuando el espesor de la formación productora es grande, el proyecto es muy 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.

- **Profundidad de la formación:** La profundidad a la que se encuentre el yacimiento es otro de los parámetros decisivos en la aplicación de un proyecto de inyección continua de vapor, debido a que a profundidades mayores de 3000 pies, el vapor no puede ser inyectado teniendo un buen nivel de eficiencia del calentamiento; esto se presenta porque a profundidades mayores a las mencionadas, la calidad del vapor en la cara de la formación es realmente baja, ya que este tiene que recorrer una mayor distancia antes de entrar en la zona de interés y al llegar a la arena productora parte del vapor inyectado se ha condensado y en algunos casos puede haberse convertido en agua caliente.

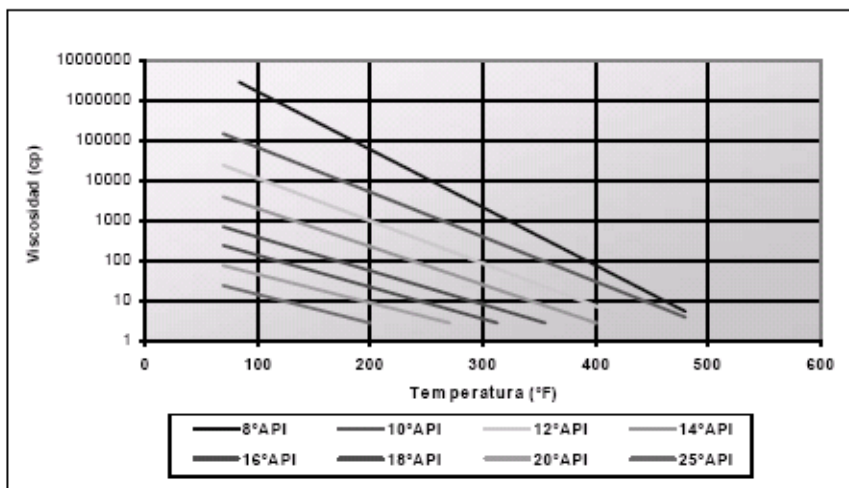
- **Presión del yacimiento:** Es un factor muy influyente en los resultados de la cantidad de aceite recobrado en la inyección continua. Para yacimientos con presiones elevadas, se requiere que la inyección de vapor se realice a una presión alta; sin embargo, este fenómeno irá acompañado de la posibilidad de fracturar la formación si la presión de inyección sobrepasa

la presión de fractura y de algunas desventajas en las altas temperaturas de vapor manejadas.

- **Viscosidad del aceite:** A medida que el vapor entra en la formación productora, la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que este aumente su movilidad y pueda fluir fácilmente hacia el pozo productor.

La reducción en la viscosidad del aceite depende principalmente de la viscosidad original del crudo, es decir la viscosidad del fluido al inicio del proceso; en cuanto más grande sea esta viscosidad mayor va a ser la reducción por efectos del calentamiento.

**Figura 6.** Viscosidad del crudo en función de la temperatura y de la gravedad API.



**Tomada de:** ALVERNIA, Cristian y PRADO, Luís Enrique. " Implementación de Modelos Analíticos en Proceso de Inyección Cíclica de Vapor. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.

Para crudos con viscosidades mayores a 10.000 cp se observa una gran disminución en la viscosidad del petróleo, cuando el fluido experimenta pequeños cambios de temperatura, este fenómeno hace que la

recuperación de petróleo mediante la estimulación sea más efectiva en este tipo de crudos.

El comportamiento de la viscosidad del aceite, es uno de los parámetros de mayor importancia en los procesos de recobro térmico como la inyección cíclica y la inyección continua de vapor, este último se diferencia de la estimulación en que para viscosidades muy altas ( $\mu > 10.000$  cp) la técnica resulta ineficiente, debido a que el vapor bajo dichas condiciones de movilidad del crudo tarda más tiempo en reducir la viscosidad y requiere que una mayor cantidad de energía sea suministrada al yacimiento, lo cual convierte al proyecto en antieconómico; es por ello, que si se desea implementar un proceso de desplazamiento con vapor a un yacimiento con un fluido demasiado viscoso, es recomendable realizar un calentamiento previo de la formación para proporcionarle al petróleo mayor movilidad y permitir que la inyección de vapor sea mas eficiente.

**1.2.2.2. Parámetros de operación.** Son aquellos parámetros que pueden ser modificados o manipulados durante la aplicación de los diferentes procesos. Algunos de los parámetros de operación que tienen gran importancia en el proceso de la inyección continua de vapor son: tasa y presión de inyección, calidad del vapor y espaciamiento entre pozos.

- **Tasa de inyección del vapor (bpd):** En la inyección continua, se utilizan tasas de inyección relativamente altas al inicio del desplazamiento, lo cual lleva a una comunicación térmica temprana entre los pozos productores e inyectores, es decir, a una rápida irrupción del vapor en el pozo productor después de determinado tiempo de inyección; sin embargo, la utilización de una tasa alta de inyección implica que la presión con la cual el vapor es suministrado a la formación sea moderadamente alta, lo cual crea mayores pérdidas de calor en los pozos inyectores y mayores esfuerzos térmicos en

el “casing”<sup>8</sup>. Una aproximación empleada en los campos de crudo pesado de California, propuesta por Faruq Alí para calcular la tasa de inyección de un proceso de desplazamiento con vapor es emplear 1.5 Bls/acre-pie; sin embargo, el valor obtenido de dicha relación depende de la viscosidad del fluido que se desea recuperar, además de la capacidad y disponibilidad de los equipos de generación de vapor.

- **Calidad del vapor:** La calidad del vapor, junto con la tasa y presión de inyección es uno de los parámetros operacionales más importantes en un proceso de recuperación térmica, depende principalmente de las propiedades del agua como temperatura y presión de saturación, calor específico, calor latente y calor sensible<sup>9</sup> y del equipo de generación de vapor que se emplee bien sea portátil o fijo. La calidad de vapor a la salida del generador debe ser lo más cercana a 1 para que al llegar a la cara de la formación después de un recorrido en el cual se generan pérdidas de calor, el vapor conserve la mayor cantidad de energía para calentar efectivamente el petróleo.

**1.2.3. Factores que afectan el proceso de inyección continua.** Para mejorar el desarrollo de la inyección continua de vapor, se debe tener en cuenta los parámetros que afectan el proceso tanto positiva como negativamente; proporcionando un criterio decisivo a la hora de implementar un proyecto de inyección continua de vapor y con los cuales se busca proporcionar el mejor escenario para el desarrollo técnico y económico del proceso.

A continuación se presentan algunos factores a considerar en la aplicación del proceso de inyección continua de vapor entre los cuales se encuentran:

---

<sup>8</sup> BOBERG, Thomas. “Métodos de recobro térmico”1988.

<sup>9</sup> MUNNUCCI, J. E.: “Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales”. 1990. Capítulo 3. p. 14.

el espaciamiento entre pozos, heterogeneidades de la formación, pérdidas de calor en el yacimiento y presencia de altas saturaciones de agua.

**1.2.3.1. Espaciamiento entre pozos.** Para determinar el espaciamiento entre pozos a utilizar en el desarrollo de un proceso de inyección continua de vapor, el principal aspecto a considerar es la viscosidad del fluido, cuando la viscosidad del petróleo es muy alta (alrededor de 10.000 cp), se recomienda que la distancia entre pozos sea menor a 5 acres, debido a que la baja movilidad del aceite requiere que el área en la cual ocurre el desplazamiento no sea muy grande.

Otro factor influyente en el espaciamiento entre pozos es el espesor de la formación, el área del patón en arenas gruesas es determinado por prueba y error, con ello se busca balancear los costos de perforación de pozos con las ingresos netos del recobro de aceite; en esta instancia para grandes patrones de inyección se requieren pocos pozos, pero de esta manera el tiempo del proyecto puede prolongarse haciendo peligrar la economía del mismo. En el caso en el que se trabaje con arenas delgadas, el área en la cual implementar un proceso de inyección continua de vapor, es económicamente viable esta limitado por las pérdidas de calor y puede ser determinada al igual que para las arenas gruesas, pero considerando además la presión del yacimiento y la tasa de inyección. La mayoría de los proyectos de inyección de vapor, emplean espaciamientos menores a 5 acres y en los pocos casos en donde se presentan espaciamientos inferiores a 1,25 acres la razón principal es que el fluido a recuperar tiene una viscosidad muy alta<sup>10</sup>.

**1.2.3.2. Heterogeneidades de yacimiento.** La presencia de intercalaciones de arcilla, fracturas en la formación, acuíferos, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad, grandes variaciones en la

---

<sup>10</sup> S. M. ALÍ, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p 7.1

permeabilidad de la zona productora y la pobre continuidad del yacimiento entre los pozos inyectoros y productores, son la causa de la “no uniformidad” o “heterogeneidad” del yacimiento, haciendo que el vapor no siga la trayectoria ideal y se vaya por trayectorias desconocidas.

- **Intercalaciones de arcilla:** Las arenas productoras libres de arcilla son las mejores candidatas para un proceso de inyección continua de vapor, pues son arenas de alta calidad; sin embargo, las prácticas comunes de análisis de corazones y ripios de perforación, evidencian presencia de arcillas que acompañan las formaciones productoras en capas adyacentes y superadyacentes. La presencia de las intercalaciones de arcilla trae efectos negativos en el recobro de aceite de un proceso de recuperación con vapor como el caso de la inyección continua, pues genera un aumento considerable de las pérdidas de calor en el yacimiento, haciendo que se caliente zonas saturadas de agua y/o aire que roban la energía destinada para calentar el crudo que se encuentra en el yacimiento (Figura 7.) además, influyen en la velocidad de ascenso del vapor, afectando el tiempo que demora en aparecer el vapor por primera vez en el pozo productor (tiempo de ruptura) .

**Figura 7.** Efecto de las intercalaciones de arcilla.



**1.2.3.3. Pérdidas de calor en el yacimiento.** Las pérdidas de calor en el yacimiento están relacionadas con el espesor de la formación productora y con la presencia de intercalaciones de arcilla. Si un yacimiento presenta un espesor pequeño (<20pies), el área de contacto de vapor con las formaciones adyacentes es mayor, debido a que cuando este es inyectado en la arena productora, tiende a elevarse por diferencia de densidades con los demás fluidos encontrando un tope impermeable que lo obliga a continuar su desplazamiento lateralmente hasta irrumpir en el pozo productor; en cambio, en un yacimiento de espesor grande (>80pies) se tienen menores pérdidas de calor pues el área de contacto de la zona de vapor con las formaciones adyacentes es pequeña, además el gran espesor proporciona una mejor eficiencia de barrido vertical ayudada por la segregación gravitacional del vapor.

**1.2.3.4. Previa estimulación del yacimiento.** En la mayoría de los proyectos de recuperación con vapor se acostumbra a complementar los procesos de inyección cíclica y continua, 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 para adquirir movilidad es muy baja, además, las tasas y presiones de inyección manejadas deberán ser altas para garantizar la eficiencia del proceso, lo cual resulta en la utilización de una mayor cantidad de vapor para recuperar una porción de aceite poniendo en riesgo la economía del proyecto; por esta razón, si se efectúa una previa estimulación de la formación durante un periodo de tiempo que sea suficiente para calentar los fluidos y con ello disminuir la viscosidad del petróleo permitiendo que el vapor lo desplace de manera efectiva, la eficiencia del proceso será mayor y los resultados obtenidos en el factor de recobro aumentarán considerablemente las ganancias del proyecto.

En segundo lugar, durante el proceso inyección cíclica el efecto de la estimulación se presenta tan solo en las regiones cercanas al pozo y la cantidad de aceite recuperado en un ciclo es menor que en el anterior, debido a que el petróleo tiene que recorrer una mayor distancia para alcanzar la zona calentada y poder fluir hacia el pozo productor agotando rápidamente la vida del proyecto; por ello, es recomendable luego de la estimulación del yacimiento implementar un proceso de inyección continua de vapor con el cual se obtiene un mejor barrido de la formación y se reduce la saturación residual de aceite .

El proceso de estimulación del yacimiento y el número de ciclos que se empleen dependerán de las condiciones iniciales del fluido como: viscosidad, gravedad API, tensión interfacial y el punto de movilidad que se desea obtener para poder aplicar el proceso de inyección continua de vapor. De igual forma, durante el desarrollo de la técnica de estimulación, se debe tener un control de la cantidad de vapor de agua inyectada que al condensarse, esta siendo retenida por la formación, ya que para el proceso de inyección continua, esto generaría un aumento en las pérdidas de calor y una disminución en la eficiencia térmica del vapor.

**1.2.3.5. Presencia de altas saturaciones de agua.** Normalmente, antes de aplicar un proceso de inyección continua de vapor es recomendable estimular el yacimiento; sin embargo, en dicho proceso una parte del vapor inyectado (aproximadamente del 20 - 30%) es retenido por la formación, creando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos inyectoros, lo cual ocasiona pérdidas de calor debido a que una gran cantidad de agua con un calor específico mayor al del petróleo se calienta<sup>11</sup>, por lo tanto se disminuye la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor. El agua es atrapada en el yacimiento debido

---

<sup>11</sup> GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1. Noviembre de 1989. p 5.

a que la inyección de vapor y los cambios de temperatura modifican la tensión interfacial de los fluidos haciendo que el agua se adhiera en mayor proporción a la roca.

### 1.3. INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

La inyección de agua caliente es probablemente el método térmico de recuperación más simple y seguro en la industria. Dependiendo de características del yacimiento como espesor de la formación, profundidad, temperatura y presión, puede ser una técnica económica.

Es un proceso en el cual el petróleo se desplaza inmisciblemente tanto por agua caliente como por agua fría; en su desarrollo, la zona vecina al pozo inyector se va calentando y a su vez parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes (Figura 8), debido a que el frente de agua tiene un área de contacto grande con los estratos vecinos. Exceptuando los efectos de temperatura y el hecho de que generalmente se aplica a crudos viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección de agua convencional.

**Figura 8.** Esquema del Proceso de Inyección de Agua Caliente



El agua caliente inyectada suple el calor necesario a expensas de su calor sensible (el cual es directamente proporcional a la temperatura) y como resultado disminuye su temperatura considerablemente y de forma muy rápida, haciendo necesario inyectar grandes volúmenes específicos de agua para lograr reducir la viscosidad del aceite.

El agua inyectada se desplaza alejándose del pozo inyector y entra en contacto con los fluidos del yacimiento que se encuentran a la temperatura original, formando una zona calentada en donde la temperatura varía desde la temperatura del agua de inyección en el pozo inyector, hasta la temperatura del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector.

A diferencia de la inyección de vapor, donde la zona formada por el vapor permanece a una temperatura constante (temperatura de saturación) en el caso de la inyección de agua caliente, la temperatura de la zona calentada será igual a la temperatura del agua inyectada solo en un tiempo mínimo.

La viscosidad del agua caliente inyectada (0.79 cp @ 87°F) será menor que la correspondiente a una inyección de agua convencional (1 cp @ 71°F), por ello, el desplazamiento del petróleo por inyección de agua caliente se debe a mecanismos como: mejoramiento en la movilidad del petróleo como resultado de la reducción de su viscosidad y a la reducción del aceite residual a altas temperaturas; lo anterior provoca una irrupción más temprana del fluido inyectado, conduciendo a un mejor desplazamiento en la zona calentada y a un incremento en el recobro final, aun en las zonas en donde la saturación de petróleo residual no disminuye con el aumento de temperatura.

La reducción en la viscosidad del agua dependerá de las propiedades y calidad del agua de inyección.

Aunque el agua caliente es capaz de transportar una mayor cantidad de calor (entalpía) que el vapor, la principal desventaja de la inyección de agua caliente con respecto a la inyección de vapor, es que por cada unidad de volumen de agua equivalente inyectada, la cantidad de calor que se está proporcionando a la formación es baja en comparación con el calor que puede suministrar el vapor con la misma unidad de volumen de agua equivalente.

La inyección de agua caliente es más eficiente cuando se aplica a formaciones de alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta con el objetivo de minimizar las pérdidas de calor.

Además, como el incremento en la temperatura logrado con el agua caliente es menor que el alcanzado con el vapor, la inyección de agua caliente resulta más efectiva en yacimiento que contengan petróleos viscosos que presenten una gran disminución en su viscosidad al experimentar pequeños cambios de temperatura.

Las propiedades de yacimiento con las cuales es recomendable aplicar un proceso de recuperación mediante la inyección de agua caliente se resumen en la tabla 5, dichas características fueron tomadas de daos promedio de casos de campo a nivel mundial en los cuales la implementación de la inyección de agua caliente fue exitosa:<sup>12,13,14</sup>

---

<sup>12</sup> DEFRANCISCO S. T. SANFORD S. J. and HONG K. C.: “Utilizing WASP and Hot Waterflooding to Maximize Value of a Thermally Mature Steam Drive in the West Coalinga Field”. SPE 29665. 1995. p 6.

<sup>13</sup> MESSNER, G .L. and STELLING D.R.: “Dual Injection with Steam and Hot Water in the Kern River. Field. Case History”. CIMSPE 21580. 1990.

<sup>14</sup> SPILLETTE A. G and NIELSEN R.: “Two Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behavior “. SPE 1895. 1967. p 3.

**Tabla 5.** Screening de la inyección de agua caliente

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	10-21
Viscosidad del crudo (cp)	< 3000
Profundidad (Pies)	< 3000
Espesor Neto (Pies)	> 20
Porosidad (Fracción)	> 0.3
Permeabilidad (md)	> 250
Presión del Yacimiento (Psia)	< 1500
Temperatura (°F)	No Critica
Saturación del Crudo	> 0.55

En resumen rara vez, la técnica de inyección de agua caliente se emplea frecuentemente, debido a que presenta grandes pérdidas de calor en las líneas de superficie, el pozo y la formación, causando una fuerte caída en la temperatura del agua y reduciendo su efectividad para disminuir la viscosidad del aceite. No obstante es un proceso empleado para barrer formaciones de crudo pesado donde la utilización del vapor probablemente no es exitosa, es caso de del campo Kaparuk en Alaska.

#### 1.4. COMBUSTIÓN IN SITU

Este complicado proceso ha sido estudiado extensivamente en diferentes tipos de yacimientos. A diferencia de la inyección de vapor tanto cíclica como continua, la inyección de agua caliente y la técnica SAGD, la combustión in situ involucra la creación de un frente de llama mediante la inyección de aire en el yacimiento. Este proceso es considerado único, debido a que una porción del aceite in place es quemado por el calor que se genera tras la inyección de aire en la parte mas alta de la formación.

El proceso inicia con la inyección continua de aire en el pozo logrando la ignición espontánea del crudo en el yacimiento, como ocurre en cualquier reacción de combustión, el oxígeno se combina con el petróleo formando dióxido de carbono, monóxido de carbono, agua y se libera calor. El calor generado en la zona de combustión es transportado por los gases de combustión y es también conducido a través del sistema roca fluido.

El frente de combustión se mueve hacia adelante a través del yacimiento quemando una fracción (alrededor del 10%) del aceite in situ y se extingue a sí mismo cuando el flujo de aire no es suficiente como para mantener la combustión. Como resultado de la oxidación del aceite, se obtiene un alto volumen en el flujo de gas producido.

Como se observa en la Figura 9, cerca del pozo de inyección se encuentra la "zona quemada" a través de la cual el frente de combustión ha progresado, gran parte del líquido ha sido removido de la roca se desplaza dejando solamente poros saturados con aire. En el "frente de la llama", la combustión de los hidrocarburos pesados depositados ocurre a temperaturas entre 600 y 1200°F. Durante la combustión, una porción del calor generado (aproximadamente 30%) se pierde hacia las formaciones adyacentes disminuyendo la eficiencia térmica de todo el proceso. Delante del frente de combustión se encuentra el banco de aceite, allí el agua connata inmóvil, el petróleo desplazado y algunos gases de combustión ocupan el espacio poroso; posterior a esta zona se encuentra la región del yacimiento que no ha sido afectada por el fuego (formación fría) la cual posee la temperatura original del yacimiento. La combustión in situ, a diferencia de los métodos de inyección de vapor, se puede aplicar en la recuperación de crudos con gravedad API entre 10-26° y en yacimientos poco profundos, entre 200 y 5.000 pies<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> 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.

Figura 9. Esquema del Proceso de Combustión “in situ”



Algunos de los parámetros de yacimiento y fluido que se deben considerar para la aplicación un proceso de combustión in situ son presentados a continuación:

Tabla 6. Screening del proceso de Combustión in situ

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	10-16
Viscosidad del crudo (cp)	1200-5000
Profundidad (Pies)	< 11500
Espesor Neto (Pies)	> 20
Porosidad (Fracción)	> 0..2
Permeabilidad (md)	>50
Presión del Yacimiento (Psia)	< 2000
Temperatura (°F)	100-135
Saturación del Crudo (Fracción)	0.5-0.72

Tomada y modificada 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.

Este método de recuperación térmica ha tenido menos éxito en comparación con la inyección de vapor, debido a la dificultad que presenta para controlar el avance del frente de combustión y los altos volúmenes de gases producidos.

### **1.5. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)**

Es uno de los más recientes métodos de recobro de crudo pesado que ha sido probado en campo obteniendo buenos resultados en la producción de aceite. Fue desarrollado inicialmente en Canadá por el Dr. Roger Butler<sup>16</sup> en 1978 y su aplicación se ha extendido a otros países como Venezuela y Estados Unidos. El drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), al igual que la inyección cíclica de vapor y la inyección continua, es un método en el cual la transferencia de calor al sistema roca fluido se da por convección y conducción.

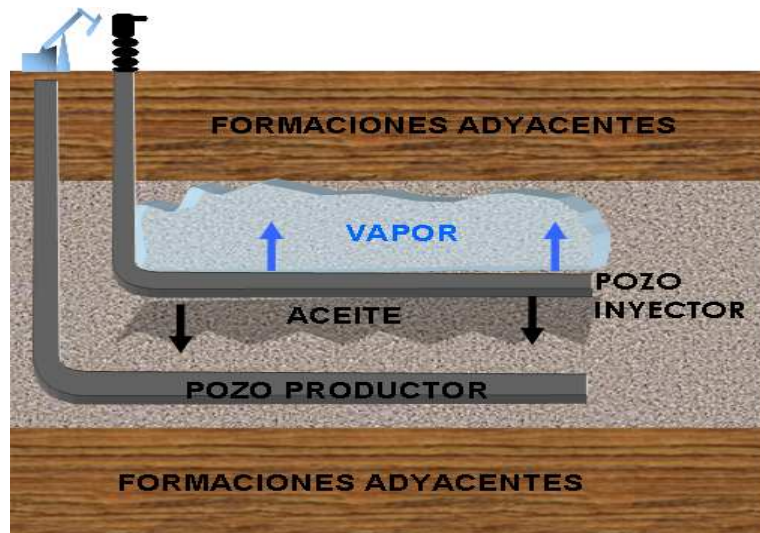
En la actualidad, se han realizado cerca de 35 pruebas piloto, con las cuales se ha confirmado que el SAGD es la estrategia de desarrollo más apropiada para la explotación de crudos pesados y extra pesados. Es un proceso de fácil aplicación, con el cual se puede alcanzar recobros hasta del 60% sobre el petróleo existente en el área de influencia, debido a las altas eficiencias térmicas que ofrece.

El SAGD toma las ventajas de la segregación gravitacional del vapor mediante la perforación de dos pozos horizontales paralelos separados por una distancia vertical (Figura 10). El pozo superior es usado como inyector y el inferior como productor.

---

<sup>16</sup> BUTLER, R.: "Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development Performance and Future: Journal of Canadian Petroleum Technology". 1994. p 45-49.

**Figura 10.** Esquema del Proceso SAGD



El vapor se inyecta de forma continua dentro de la zona de interés y debido a la diferencia de densidades del vapor con los fluidos del yacimiento, este asciende formando una cámara de vapor que calienta el petróleo, reduciendo su viscosidad, movilizándolo y capturándolo por gravedad en el pozo productor.

Para la aplicación del proceso SAGD se consideran criterios similares a los de la inyección continua de vapor, presentando una variación en factores como: viscosidad del fluido, profundidad de formación y gravedad API .

Este proceso es bastante complejo y altamente sensible a las condiciones geológicas, ha sido extensamente probado mostrando su efectividad en la recuperación de pesado y extrapesado en formaciones delgadas. En la actualidad varios proyectos están siendo planeados o se encuentran en alguna etapa de construcción.

**Tabla 7.** Screening del Proceso SAGD

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	< 15
Viscosidad del crudo (cp)	> 1000
Profundidad (Pies)	200 - 1600
Espesor Neto (Pies)	60 - 100
Porosidad (Fracción)	> 0.3
Permeabilidad (md)	> 3000
Presión del Yacimiento (Psia)	< 1500
Temperatura (°F)	No Critica
Saturación del Crudo	> 0.6

**Tomada y modificada de:** RODRIGUEZ Edwin and ORJUELA Jaime.: "Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the County's Heavy Crude-Oil Fields". ICP. 2004.

## **2. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN ESTIMULACIÓN E INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR**

Con el fin de comprender los principales parámetros y los efectos que estos causan sobre los procesos de estimulación e inyección continua de vapor, en este capítulo se presentará una descripción de algunos de los campos mas representativos donde se ha realizado la aplicación de estos procesos.

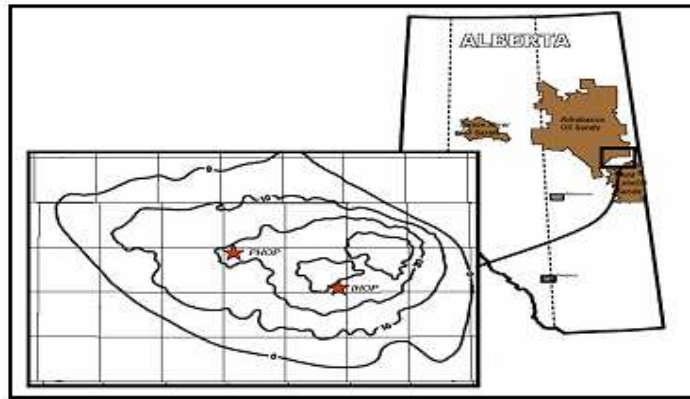
La reseña incluye información básica del campo como: ubicación, año de descubrimiento, características del yacimiento y la información correspondiente a los procesos y resultados obtenidos tras la implementación de procesos de recuperación térmica como la inyección cíclica de vapor e inyección continua, también se incluye un análisis de los principales parámetros que determinaron el éxito o fracaso de cada proyecto.

### **2.1. CAMPO COLD LAKE (CANADÁ)**

Este campo es uno de los cuatro mayores depósitos de aceites en las arenas de Alberta. Sus reservas se depositan aproximadamente en 800.000 hectáreas (dos millones de acres) al este del centro de Alberta, a 290 Km de la ciudad de Edmonton. Particularmente en este campo no se puede hablar de una producción primaria, ya que desde su descubrimiento debido a la alta viscosidad del fluido presente en el yacimiento, ha sido sometido a varios pilotos de inyección de vapor, con el fin de mejorar la producción de aceite. El aceite del Cold Lake se encuentra en secuencias de arenas generalmente gruesa del bajo cretáceo a profundidades de 1100 a 2000 pies.

Las pruebas de campo realizadas para recuperar aceite pesado, en el campo Cold Lake comenzaron en 1964. Los recursos de la compañía Esso Canadá Ltda, fueron destinados para operar una sucesión de pilotos de inyección cíclica de vapor en la formación de Clearwater. Con base a los resultados arrojados por los pilotos, se diseñó un proyecto a escala comercial para recuperar 160,000 barriles de aceite pesado por día (25 440 m<sup>3</sup>/d), este proyecto se suspendió indefinidamente en 1981. Once compañías operan actualmente en 16 proyectos experimentales en los yacimientos de crudo pesado en Cold Lake.

**Figura 11.** Ubicación Campo Cold Lake.



**Tomada de:** R.S. BUCKLES: "Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta". SPE 7994. 1979.

- **Características del campo:** Las arenas del campo Cold Lake ocurrieron principalmente en el cretáceo, las cuales constan de un grupo diverso de formaciones como: McMurray, Clearwater, y Grand Rapids la cual se divide en arena superior e inferior.

En la formación Grands Rapids se presentan arenas delgadas y discontinuas especialmente en la parte superior y hacia la base de la arena se encuentran espesores de 50 pies con buena continuidad. Desafortunadamente, en esta área existe una sección grande de agua de fondo que complica la aplicación de métodos de recuperación térmica.

La formación Clearwater es la de mayor interés al momento de implementar algún método térmico, debido a que las arenas de esta formación presentan un gran espesor, buena continuidad y su área total contiene el 40% de los hidrocarburos del campo Cold Lake.

Las arenas presentes en este campo en general son inconsolidadas y gruesas, tienen un tamaño de grano de 0.15mm, porosidad entre 30 a 35% y saturación promedia de aceite del 11%. El aceite contenido es muy viscoso, aproximadamente de 100,000 cp a la temperatura del yacimiento (55°C).

El hidrocarburo presente en este campo es un aceite con una gravedad de 9.4 °API, lo que lo convierte en un crudo con alta resistencia a flujo. A continuación en la tabla 8 se presentan las propiedades de roca y fluido presentes en el Cold Lake.

**Tabla 8.** Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Cold Lake.

CAMPO COLD LAKE	
Profundidad (pies)	1200
Espesor Neto (Pies)	256
Permeabilidad (md)	2500
Porosidad (Fracción)	0.36
Temperatura del yacimiento (°F)	55
Gravedad del petróleo, °API	9.4
Viscosidad, cp	100000
Presión del Yacimiento, psia	460.7

**Tomada de:** R.S. BUCKLES: "Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta". SPE 7994. 1979.

- **Desarrollo de la estimulación:** En 1976, la compañía Chevron Canadá Resources Ltda, inicia un piloto de inyección cíclica de vapor en las arenas bituminosas, dicho piloto consiste en un patrón de siete puntos invertido (Figura 12), el cual es realizado en dos zonas de interés; las arenas B y C se encuentran aproximadamente a 35 y 1200 pies de profundidad respectivamente.

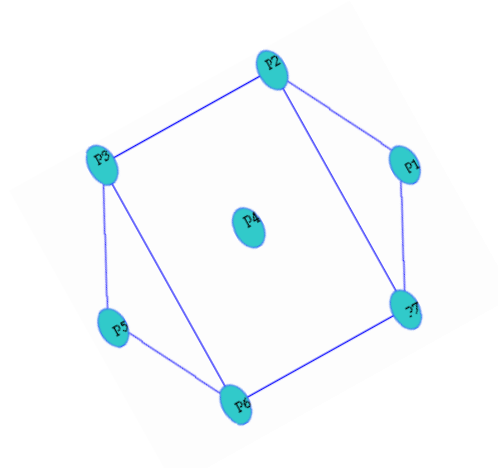
El objetivo principal de este piloto era evaluar el potencial de producción de la arena B y la arena C que hace parte de la formación Grand Rapids.

Inicialmente el vapor fue inyectado cerca de la presión de fractura para alcanzar la inyectividad deseada. Operaciones de monitoreo y observación de la respuesta de la temperatura, presión del yacimiento y nivel de los fluidos producidos, indicaron que se había producido una falla en dirección noreste y que el movimiento del vapor al interior de la fractura era muy lento exceptuando la región cercana al pozo.

En 1978, dos pozos llamados P-7 y P-6 recibieron cinco y cuatro ciclos de estimulación, con una respuesta en la producción, totalmente independiente de los otros pozos del piloto. Los pozos P-7 y P-6 se encontraban ubicados a lo largo de la fractura inducida, un aumento de la producción de estos pozos fue observado como un efecto de la inyección cíclica de pozos vecinos.

La respuesta de producción del proceso de estimulación fue excelente, alcanzó 180 Bls/día de aceite durante 7 días, este incremento en la producción se presentó en el transcurso del primer ciclo de estimulación hasta cuando se produjo arenamiento del pozo y las fallas mecánicas causaron el cierre.

**Figura 12.** Patrón de siete puntos. Ubicación de los pozos en el proceso de estimulación en el Campo Cold Lake.



**Tomada y Modificada de:** DUERKSEN J. H., CRUIKSHANK G. W, and WASSERMAN M. L.: "Performance and Simulation of a Cold Lake Tar Sands Steam Pilot Injection". SPE 11700. 1984.

Durante la inyección cíclica de vapor en el segundo ciclo, se presentó un incremento en la saturación de agua en la arena B debido a la estimulación. Los resultados de la alta cantidad de agua en el yacimiento y la baja producción de aceite causaron la terminación del proyecto después del tercer ciclo.

En abril de 1978, Chevron Canadá Resources Ltda, realiza la inyección cíclica de vapor en un nuevo piloto con un patrón de 21.5 acres en el pozo 79 del campo Cold Lake. En esta etapa, se inyectó el vapor sobre la presión de fractura para lograr las tasas de inyección deseadas. Los resultados del piloto arrojaron que hacia 1981, un 6.3% del petróleo original había sido recuperado alcanzando una relación acumulada de vapor aceite (SOR) de 6.0.

El piloto de inyección de vapor fue aplicado a este yacimiento debido a la baja movilidad que posee el fluido a la temperatura original. La presión de inyección manejada estuvo en un rango de 1.300 a 1.700 Psi y la

temperatura a la cual el vapor era inyectado a la formación fue de 600 °F, allí se implementaron alrededor de 7 a 10 ciclos de estimulación a una tasa de 1.200 Bls/D por pozo, para un volumen total de agua equivalente inyectada de 3.680 a 62.900 Bls por ciclo.

Durante algunos ciclos de inyección de vapor, la presión, temperatura y la respuesta a la producción fueron variables monitoreadas, con lo cual se observó que la formación había sido fracturada en sentido noreste, a partir de ese momento estudios de monitoreo fueron desarrollados en esta región.

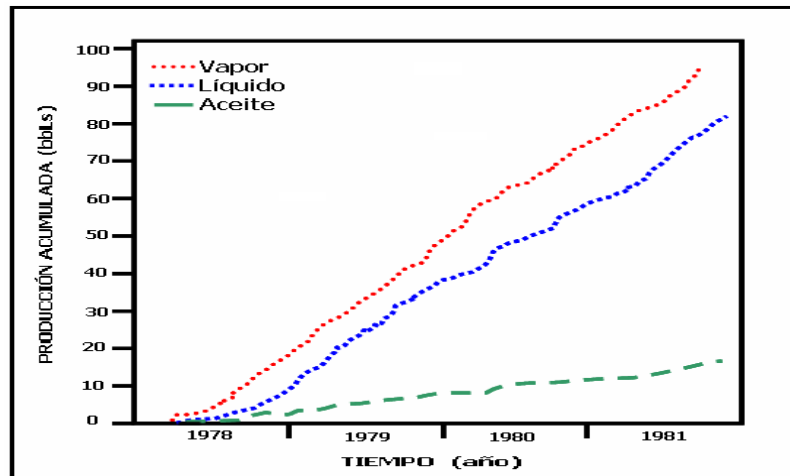
Luego del periodo de producción, cada pozo fue puesto en remojo, para que el vapor calentara los fluidos y suministrara energía al yacimiento. Durante el periodo de producción que se encontraba en un rango de 4 a 164 días, los pozos experimentaron varios cierres debido a problemas de arenamiento o a falta de capacidad de los generadores disponibles.

La producción acumulada de aceite, vapor y líquido para el proceso de estimulación es mostrada en la figura 13. Aunque la producción acumulada de líquido al terminar la inyección cíclica fue menor que la cantidad total de vapor inyectado, el valor del SOR acumulado para este proceso presentó tendencia a caer durante los primeros cinco ciclos de estimulación.

Los bajos niveles de aceite producido con el proceso de estimulación, indicaron que la falla que fue creada debido a las altas tasas de inyección afectaron el proceso, ya que el movimiento del vapor al interior de la fractura era muy lento exceptuando la región cercana al pozo, por esta razón se hace necesario a finales de 1981, implementar un piloto de inyección continua de vapor en el campo Cold Lake, con el fin de evaluar la respuesta en la producción de aceite de este proceso cuando se realiza

previamente una inyección cíclica, aprovechando todos los efectos que esta trae.

**Figura 13.** Producción acumulada de fluidos y cantidad total de vapor inyectado durante el proceso de estimulación en un piloto del Cold Lake.



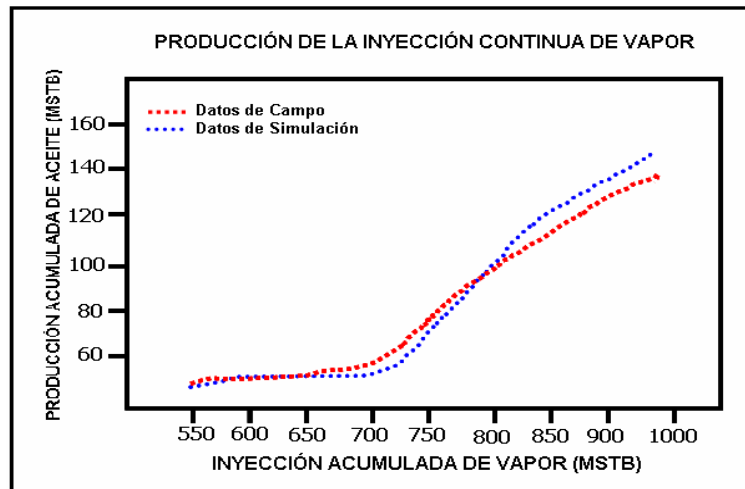
Tomada y Modificada de: DUERKSEN J. H., CRUIKSHANK G. W, and WASSERMAN M. L.: "Performance and Simulation of a Cold Lake Tar Sands Steam Pilot Injection". SPE 11700. 1984.

- **Desarrollo de la inyección continua de vapor:** El piloto de inyección continua de vapor fue desarrollado para evaluar la incidencia de la previa estimulación del yacimiento sobre la producción de aceite en el caso particular en el que existe una fractura inducida en la formación. La estrategia de operación una vez realizados 7 ciclos de estimulación, consistió en inyectar vapor continuamente por encima de la presión de fractura en el pozo P-4 del centro del patrón.

La producción incremental de aceite obtenida, fue relativamente buena (figura 14) debido a que la distancia entre pozos era de 180 pies, se produjo un buen desarrollo en el frente de vapor y por ende la comunicación térmica entre los pozos de inyección y producción permitió

que el aceite fluyera de manera más efectiva y obtuviera una mayor movilidad.

**Figura 14.** Producción acumulada de aceite durante del proceso de inyección continua precedido por 7 ciclos de estimulación.



Tomada y Modificada de: DUERKSEN J. H., CRUIKSHANK G. W, and WASSERMAN M. L.: "Performance and Simulation of a Cold Lake Tar Sands Steam Pilot Injection". SPE 11700. 1984.

## 2.2. CAMPO DURI (INDONESIA)

El Campo Durí se localiza en la parte central de la isla de Sumatra en Indonesia (Figura 15), aproximadamente a 120 km del norte de la ciudad de Pekanbaru en la Provincia de Riau, presenta un área de desarrollo cerca de 20.000 acres, con 18 km de ancho y 18 km de largo, es el segundo campo de aceite mas grande en Indonesia en lo que se refiere al OOIP, actualmente se inyecta 1.2 MMBCWEPD y se produce aproximadamente 285000 BOPD a través de mas de 3000 pozos.

Fue descubierto en 1941 pero su operación comenzó hasta 1954, en la actualidad este campo maneja la más grande operación en inyección cíclica y continua de vapor puesto que es uno de los yacimientos con mayor extensión en el mundo. La operación de este campo esta a cargo de

“P.T. Caltex Pacific Indonesia” (CPI) bajo un contrato de producción compartido en conjunto con el gobierno de este país.

**Figura 15.** Ubicación Campo Durí



**Tomada de:** J.C.PEARCE y E.A, MEGGINSON:“ Current Status Of the Durí Steamflood Project Sumatra, Indonesia”.SPE 21527.

La producción primaria de este campo proviene en su mayoría del empuje por la expansión del gas disuelto y la compactación, la cual se desarrolla con 719 pozos perforados a una profundidad aproximada de 800 pies. En esta etapa, luego de 6 años se alcanzó una producción de 65.000 BOPD en su pico máximo, pero su declinación se dio aproximadamente en un 13% por cada año.

- **Características del Yacimiento:** Este yacimiento se encuentra a una profundidad de 400-600 pies, la depositación de sedimentos se dio en un ambiente deltaico regresivo, es un anticlinal con un contenido de arcilla menor al 20%<sup>17</sup>. En la tabla 8 se presentan las propiedades de roca y fluidos presentes en el yacimiento, las cuales son de gran importancia en el desarrollo del campo Durí.

<sup>17</sup> GAEL. B. T. PUTRO S. T, and MASYKUR, A.:“ Reservoir Managenent in Durí Steamflodd “. SPE 27764. 1994. p 306.

La formación presenta dos fallas con orientaciones diferentes, noreste suroeste en el norte del campo y norte sur en la porción suroeste. Las pruebas realizadas en el campo Durí demostraron que estas fallas actúan como barreras de no flujo, pero en general no presentan gran influencia sobre la producción del campo.

**Tabla 9.** Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Durí

CAMPO DURÍ	
Presión al inicio de la inyección continua, psi	100
Profundidad	400-600
Espesor Neto (Pies)	109
Permeabilidad (md)	1550
Porosidad (Fracción)	0.36
Temperatura del yacimiento (°F)	100
Saturación de aceite al inicio del proyecto	0.53
Gravedad del petróleo, °API	23
Viscosidad	100 °F @ 330 cp 300°F @ 8.2 cp
Espaciamiento entre pozos (acres)	3.8
Patrón	5,7 y 9 invertido
Acres a desarrollar (acres)	15.100
OOIP, MMMBBL	4.4

**Tomada y modificada de:** PEARCE, J. C.: " Current Status of the Durí Steamflood Project Sumatra, Indonesia". SPE 21527.1991.

El campo Durí comprende tres grandes grupos de formaciones: Rindu, Pertama-Kedua que pertenecen a la formación Durí y Baji-Jaga-Dalam que corresponde a Bekasap. La mayor parte de la producción de aceite proviene de las formaciones Pertama y Kedua, las cuales se encuentran

separadas por una arcilla de 50 pies de espesor y representan las 2/3 partes del OOIP.

- **Desarrollo de la inyección cíclica de vapor:** La inyección cíclica de vapor se implementó en este campo a mediados de 1967, con el fin de mejorar la producción. En 1977 ya se habían realizado 330 trabajos de estimulación con vapor con lo cual se alcanzó un factor de recobro del 8%, en el transcurso del desarrollo del proceso se realizó un análisis de este método, en 1975 se llegó a la conclusión, que era necesario inicializar un piloto de inyección continua para mejorar los niveles de producción de aceite en el campo; el piloto de inyección continua, tuvo gran éxito alcanzando una recuperación del 30% del OOIP aproximadamente durante el período de la prueba, dando paso a implementar el primer proyecto de inyección continua de vapor en Indonesia, el cual se pone en marcha en 1985.

- **Desarrollo de la inyección continua:** En el campo Durí se dirigieron dos pruebas piloto de inyección continua con el fin de mejorar la recuperación de aceite, comenzando en 1975; una prueba consistió en la inyección de una solución cáustica en un área de 250 acres, dicha prueba contó con 16 patrones de 5 puntos invertidos en la parte sur del campo, se dio por terminada la prueba piloto en 1979 cuando se llegó a la conclusión que el proceso no proporcionó ningún aumento significativo en el recobro de aceite. La segunda prueba piloto consiste en una inyección continua de vapor, en la cual se trabajó con 16 patrones de 5 puntos invertidos en un área aproximada de 250 acres.

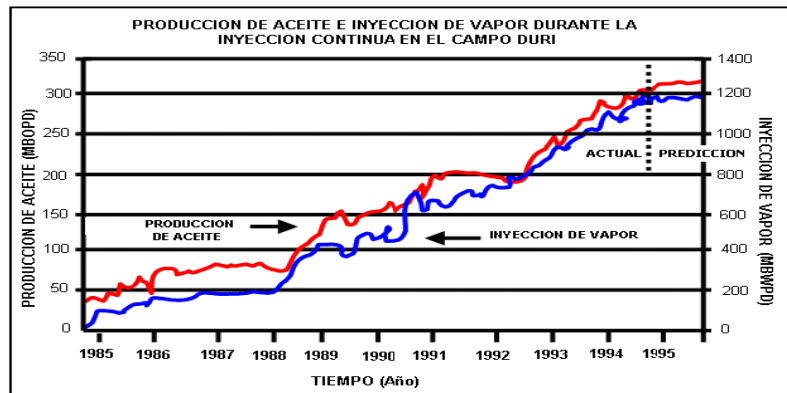
Las arenas Pertamina y Kedua se extienden sobre el área en la cual se realizó dicho piloto, aunque el modelo solo involucró la inyección de vapor en la parte más baja de la arena de Kedua; en el área a desarrollar, se encontraban perforados 27 pozos productores y varios pozos

observadores que se estaban localizados entre los inyectores y los productores, con el fin de ayudar a supervisar la inyección continua de vapor.

En la prueba se inyecta el vapor a una tasa promedio de 1.0 barril de agua equivalente por acre-pie neto de arena, con una calidad del 65% en la cara de la arena, alcanzando a recuperar el 30% del OOIP al iniciar la prueba, dando paso a una implementación con resultados óptimos en 1985.

El proceso de inyección continua de vapor de campo Durí, es el más grande en el mundo, en el cual se inyectan 1.25 MMBCWEPD de vapor actualmente y produce aproximadamente 300,000 BOPD, a través de más de 3000 pozos con un espaciamiento de 2.5 acres (Fig. 16); este proceso, ha tenido aplicación en toda la extensión de campo, el cual ha sido dividido en 13 etapas para tener una mejor administración del yacimiento, 10 de las cuales se encuentran en alguna fase de la inyección. Considerando que el volumen de vapor inyectado ha permanecido constante desde mediados de 1990, la apertura de nuevas áreas se realiza cuando un área existente ha sido totalmente invadida. Es importante señalar que el éxito del proceso de inyección continua en el campo Durí se debe al alto grado de continuidad hidráulica de los estratos.

**Figura 16.** Curvas de producción e inyección del Campo Durí, durante el proceso de inyección continua de vapor.



Tomada y modificada de: PEARCE, J.C.: "Current Status of the DURÍ Steamflood Projects Sumatra, Indonesia". SPE 21527. 1991.

Actualmente los patrones de inyección utilizados son de 9 puntos invertidos en las regiones de mayor espesor, allí se manejan áreas de más de 15.5 acres. Para las regiones que tienen espesores de producción más pequeños, se utilizan patrones de inyección de 5 puntos cubriendo la misma área. Hoy en día, existen alrededor de 4000 pozos productores, 1600 inyectores y 300 pozos observadores, alcanzando un factor de recobro en algunas áreas cerca del 70%.

### **2.3. CAMPO MIDWAY SUNSET (USA)**

Este campo se encuentra ubicado al suroeste de Bakersfield (California), fue descubierto en 1800 y contiene gran parte de las reservas de crudo pesado de esta región, es una de las áreas con mayor actividad de recobro térmico en California, con una producción acumulada superior a 1.1 billones de barriles de aceite.

Inicialmente el campo se encontraba sometido a un proceso de inyección cíclica de vapor con un espaciamiento entre pozos de 2 acres, la implementación de este proceso aumentó la producción de 600 BOPD a un promedio de 1150 BOPD. Luego de cuatro años de haber implementado este método se presentó una declinación en la producción a una tasa del 15% por lo que se vieron obligados a suspender las operaciones. Se llegó a pensar, que el espaciamiento entre pozos era la razón primaria para que la estimulación no se sostuviera. Aunque la respuesta de los pozos cayó después de tres o cuatro ciclos, la relación aceite-vapor todavía era favorable, en el rango de 0.25 a 0.30 bbl/bbl.

En búsqueda de soluciones, la compañía "Tenneco Oil Company" empezó a operar el campo, dando respuesta al problema con la perforación de 77 pozos para reducir el espaciamiento, logrando incrementar significativamente la producción de aceite a 1700 BOPD, a partir de este

momento se inicia la implementación de la inyección cíclica a través de todo el área en desarrollo. Debido a que la formación presenta alto buzamiento el periodo de remojo era ineficiente, por ello se toma la decisión de probar e implementar un piloto de inyección continua de vapor, para mejorar los problemas presentados por la estimulación.

**Figura 17.** Ubicación Campo Midway Subset



Tomada de: REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976.

- **Características del yacimiento:** El campo Midway Sunset se encuentra ubicado en el yacimiento Metson, el cual presenta una arena del mismo nombre, cuya característica principal es su alto grado de buzamiento. La geología compleja de este campo, ha resultado en el acoplamiento de varios yacimientos del pleistoceno, plioceno y algunos del mioceno, que comprenden las formaciones Tulare, San Joaquín, Reef Ridge y Antelope.

Los intervalos productores para estas zonas están en el rango de los 6.000 pies de profundidad; sin embargo, algunas regiones de acumulación de hidrocarburo pesado han sido encontradas alrededor de los 1.000 y 1.500 pies. Durante 1972 y 1973 las operaciones de perforación y producción de este campo, alcanzaron el máximo nivel en su historia.

A continuación, en la tabla 10 se presenta las propiedades de yacimiento y fluido de este campo.

**Tabla 10.** Propiedades del yacimiento y los fluidos, Yacimiento Metson

CAMPO MIDWAY SUNSENT	
Profundidad (Pies)	1050
Porosidad (Fracción)	34
Permeabilidad (md)	2000
Saturación de agua, % PV	75
Gravedad del Petróleo, <sup>a</sup> API	12
Viscosidad del crudo, @ 100 <sup>a</sup> F, cp	3000
Viscosidad del crudo, @ 300 <sup>a</sup> F, cp	10

Tomada y modificada de: REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976.

- **Desarrollo del proceso de inyección cíclica de vapor:** Los esfuerzos de la estimulación con vapor para la recuperación de crudo pesado en el Midway Sunset iniciaron a mediados de 1960 cuando en la industria se comenzó a probar el potencial del método de inyección cíclica de vapor.

Las operaciones de estimulación tenían como objetivo evaluar el comportamiento de los pozos y fueron centradas en el Atlantic Riechfiel y el Buena Fe Fee, siendo estos, dos de los más grandes bloques del campo.

Las operaciones de perforación en el Buena Fe Fee, comenzaron en 1910 y fueron desarrolladas con éxito durante 50 años. El proceso de estimulación para esta sección del campo comenzó en 1964 e involucró la perforación de 130 nuevos pozos de los cuales 86 fueron sometidos a inyección cíclica de vapor y 2 a inyección continua.

El aceite producido en el Buena Fe Fee, es de 13-15° API con una viscosidad de 1.500 cp a condiciones de yacimiento y proviene de la

formación Reef Ridge que pertenece a una era superior a la del mioceno. La tasa de producción de aceite fue quintuplicada con la aplicación del método de inyección cíclica, por ello, en 1974 se continuó con el desarrollo del campo y se perforaron cerca de 70 nuevos pozos.

Para entonces, se habían realizado alrededor de 7 ciclos por pozo, para un total 525 estimulaciones, completando 2.8 MBCWE inyectados y 2.1 MBl de aceite que fueron recuperados. La información de las condiciones operacionales y la respuesta a la producción de agua y aceite para un pozo típico del campo con 7 ciclos de inyección, es mostrada en la tabla 11.

**Tabla 11.** Datos de la inyección cíclica de vapor para un pozo típico del bloque Buena Fe Fee en el campo Midway Sunset.

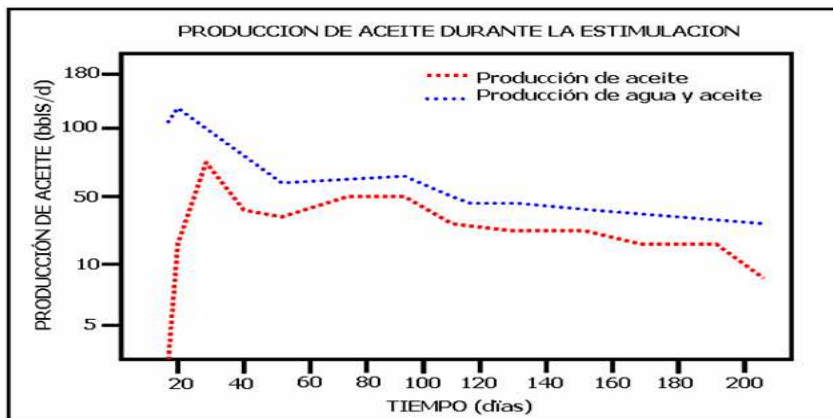
PARAMETRO	NÚMERO DE CICLO						
	1	2	3	4	5	6	7
Vapor inyectado, bbls	6,332	6,179	5,170	4,592	5,610	5,410	5,664
Tiempo de inyección, días	11	15	12	8	9	12	7
Tasa de inyección, bbls/día	666	536	497	600	729	663	791
Temperatura de inyección, °F	350	334	338	327	324	307	415
Presión de Inyección, Psi	125	95	10	90	80	60	275
Tiempo de remojo, días	8	3	3	3	6	3	2
Producción de aceite, bbls	5,585	8,784	5,702	5,898	7,218	5,137	7,393
Producción de agua, bbls	1,854	3,074	2,800	3,185	4,576	4,382	3,940
Producción acumulada de aceite, bbls	5,585	14,369	20,071	25,969	33,187	38,324	45,717
Producción acumulada de agua, bbls	1,854	4,928	7,728	10,913	15,489	19,871	23,811
Agua producida/ Agua inyectada	0.293	0.394	0.437	0.490	0.555	0.597	0.611
Tasa promedio de aceite bbls/ día	55.3	44.3	38.8	31.9	25.5	20.8	22.3

**Tomada y modificada de:** RIVERO r. T. and HEINTS R. C.: "Resteaming Time Determination- Case History of a Steam Soak Well in Midway Sunset". SPE 4892. 1975.

Con base en los datos de producción de aceite de la estimulación y el monitoreo de temperatura realizado a los fluidos producidos, en el cual se indicaba que después cada ciclo el aceite producido se encontraba con un valor de temperatura 10 grados menor que la temperatura del yacimiento, se observó que después del sexto ciclo, los niveles de aceite no decaían (figura 18). Además de lo anterior, se encontró que después del primer ciclo de inyección solamente alrededor de 20 al 40% del agua inyectada fue recuperada; sin embargo, esta proporción aumentó rápidamente y a medida que se implementaron los ciclos una porción mayor de agua fue parte de los fluidos de producción.

Los estudios determinaron que la reducción en la temperatura del aceite producido a medida que se implementaron los ciclos de inyección, obedece a que en el diseño de los proyectos de vapor la inyección debe ser altamente localizada y para el caso no fue un parámetro de estudio.

**Figura 18.** Producción de aceite para el sexto ciclo de estimulación de un pozo típico del bloque Buena Fe Fee en el campo Midway Sunset.



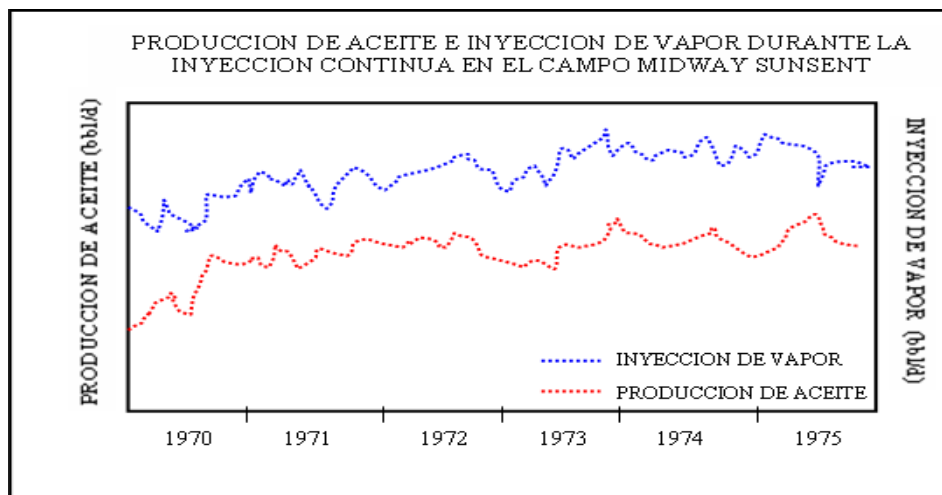
Tomada y modificada de: RIVERO r. T. and HEINTS R. C.: "Resteaming Time Determination- Case History of a Steam Soak Well in Midway Sunset". SPE 4892. 1975.

- **Desarrollo del proceso de inyección continua:** El piloto del proceso de inyección continua, se desarrollo causando un aumento en la producción durante los primeros cinco meses de 10 BOPD hasta 19 BOPD en cada

pozo y el OSR (Oil Steam Ratio) se disparó de 0.1 a 0.2 Bl/Bl al realizar una inyección inicial de 250 Bls de agua fría equivalente a vapor por día.

Debido a los magníficos resultados del proceso, la compañía Tenneco expandió el proyecto de inyección continua y luego de cinco años se logró incrementar la producción del campo de 250 BOPD a un máximo de 1400 BOPD, recuperando de esta forma 2.444 MMBO, resolviendo así el problema de la declinación de producción a la que este campo se encontraba sometido. A continuación se ilustran las curvas de producción e inyección continua del campo.

**Figura 19.** Curvas de producción e inyección del Campo Midway Subset durante la inyección continua de vapor.



Tomada y modificada de: REHKOPF. B.L. Metson Attic Steam Drive. SPE 5855. 1976.

#### 2.4. CAMPO KERN RIVER (CALIFORNIA)

El campo Kern River, fue descubierto en 1899, se localiza a 5 millas al noroeste de Bakersfield (Figura 20) y se caracteriza por ser un yacimiento de crudo pesado poco profundo o somero. Es uno de los campos de aceite más grandes en Estados Unidos en cuanto a reservas se refiere. Durante la producción primaria solo el 9 % del OOIP fue producido, la producción

por pozo declinó de 70 a 4 BOPD en siete años, por lo tanto en 1962 la compañía Crestmont Oil Co decide investigar varios métodos de recobro térmico, para analizar la viabilidad económica de los procesos para recuperar el aceite remanente de este yacimiento.

El recobro térmico, se inicio con una inyección cíclica de vapor en seis de pozos inyectando un promedio de 10.000 BWE por pozo, con una calidad a la salida del generador del 80%, mostrando un aumento en la producción de 1.635 a 13.374 Bls/mes. El incremento de la producción primaria en un 800% gracias a la inyección cíclica, puede considerarse por el hecho de que el fluido contenido en esta zona es altamente sensible al estímulo con vapor, obteniendo un gran disminución en la viscosidad del aceite al generar pequeños aumentos en la temperatura.

**Figura 20.** Ubicación Campo Kern River



**Tomada y modificada de:** M. Kumar y V. Hoang.: " New Developments in Streamflood Modeling". SPE 97719.

- **Características del campo:** La producción del campo Kern River se presenta en varias zonas. Las arenas de este yacimiento fueron depositadas en un ambiente fluvial, presentan propiedades favorables para la recuperación de aceite por medio de métodos térmicos debido a los altos valores de permeabilidad, porosidad, saturación y viscosidad del

aceite, además gracias a que el yacimiento presenta poca profundidad la presión de la formación es relativamente baja.

El yacimiento esta dividido en varias arenas o zonas, estas presentan un espesor de 50 a 100 pies y están separadas por capas de shales; sin embargo, estas intercalaciones no son continuas y variando areal y verticalmente. La profundidad típica del yacimiento es aproximadamente de 300 a 850 pies.

**Tabla 12.** Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Kern River.

CAMPO KERN RIVER	
Profundidad (pies)	850
Espesor Neto (Pies)	100
Permeabilidad (D)	1-5
Porosidad (Fracción)	0.28
Temperatura del yacimiento (°C)	85
Gravedad del petróleo, °API	14
Viscosidad, cp	4000
Presión del Yacimiento, psia	114.7

**Tomada y modificada de:** GARY R. GREASER.: "Steamflood Performance in the Kern River Field". SPE 8834. p 6.

- **Desarrollo de la inyección cíclica:** En el campo Kern River se realiza un piloto de estimulación para uno y dos ciclos, en la tabla 12 se presentan los datos reales de la inyección y la producción de los pozos trabajados en este campo. Los datos de producción presentados para los pozos estimulados, indican una variación considerable de la producción de aceite entre los pozos.

La producción promedio durante los primeros 218 días del primer ciclo después de la inyección alcanzo 28 BOPD. Si se compara la producción de 6.106 Bls de aceite con la producción primaria acumulada después de 15 años que es igual a 29.707, se llega a la conclusión que la producción de los

pozos estimulados es un 20.6 % de la producción primaria acumulada. Cabe resaltar que después de 218 días del primer ciclo, el pozo 9 K no retorno a su producción primaria, aunque la temperatura de aceite del aceite producido retorno a la temperatura inicial.

Los resultados presentados para el pozo 12-C, muestra una muy buena respuesta a lo que se esperaba. El pozo 12-C produjo 15.381 bbl de aceite durante el primer ciclo o un promedio de 95 BOPD, lo que equivale a un 94.2 % del aceite de la producción primaria acumulada durante los últimos siete años.

Según los resultados presentados en la tabla 13, se podría esperar una producción aproximada del 30% de la producción primaria acumulada en el primer ciclo, aunque se debe tener presente que estos pozos tienen de 7 a 15 años de viejos.

**Tabla 13.** Resultados de la estimulación, Campo Kern River.

<b>RESULTADOS DE LA ESTIMULACIÓN, CAMPO KERN RIVER.</b>		
<b>PRODUCCION PRIMARIA</b>	<b>POZO 9-k</b>	<b>POZO 12-C</b>
Producción de Aceite (Bls)	29.707	16.325
Tiempo (año)	15	7
<b>INYECCION DE VAPOR PRIMER CICLO</b>		
Inyección de Vapor (Bls)	15.009	4553
Periodo de Inyección (Días)	21	20
Periodo de Remojo (Días)	3	7
Tasa de Inyección (Bls/día)	715	228
<b>PRODUCCION PRIMER CICLO</b>		
Producción de Aceite (Bls)	6.106	15.381
Tiempo (Días)	218	162

**Tomada y modificada de:** GARY R. GREASER.: "Steamflood Performance in the Kern River Field". SPE 8834. p 6.

- **Desarrollo de la inyección continua:** En este campo se implementa la inyección con vapor desde 1962, la cual comienza en la arena mas baja y secuencialmente se inyecta en las zonas restantes. Todos los pozos productores eran estimulados con vapor inmediatamente antes de realizar este proceso. El primer incremento significativo en la producción es atribuido al buen barrido por el vapor, el cual ocurrió en junio de 1969 cuatro meses después de haber iniciado el proyecto.

La compañía Getty realiza los primeros pilotos de la inyección continua en 1964, el cual se realiza en el centro del campo Kern River con cuatro modelos de cinco puntos invertido. En 1968 y 1969 se adicionaron ocho pilotos de inyección continua en diferentes localizaciones, para evaluar su repuesta en otras arenas. Debido a su respuesta exitosa en estos doce modelos, en 1970 se llego a expandir este piloto a 189 modelos y en 1971 a 325 modelos.

Durante 1970 y 1971, se instalaron 514 modelos de 5 puntos invertidos en el Kern River, los cuales se desarrollaron en tres proyectos por separado, en 1970 en el Canfield y San Joaquin y en 1971 en el Green y Whittier, estos proyectos consta de 263 de los modelos. En la siguiente tabla se presentan las propiedades del yacimiento para estos proyectos.

**Tabla 14.** Propiedades de yacimiento, Los proyectos del Kern River.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO					
Proyecto	Espesor (pies)	Porosidad (%)	Sat. Inical de aceite	Api	Viscosidad (cp) @ 100 F
Canfield	80	31	51	13.5	1700
San Joaquin	29	29	52	14.5	1000
Green y Whittier	60	31	47	13.5	1780

**Tomada y modificada de:** GARY R. GREASER.: "Steamflood Performance in the Kern River Field". SPE 8834. p 6.

- **Proyecto Canfield:** Consta de 210 acres, en los cuales se encuentran 80 patrones. Siguiendo con el éxito obtenido en 1968 por la región "A" del Kern River la inyección de vapor inicia en julio de 1970, este piloto presenta una producción máxima inicial de 67 BOPD por patrón después de un año de inyección. En julio de 1972 las tasas de inyección se aumentan de 300 a 360 BWPD, con una calidad del vapor inyectado del 70%.

La producción de aceite respondió favorablemente con un segundo pico de producción de 72 BOPD por patrón durante 1973. En 1976 se realiza una reducción del 15% en la tasa de inyección, la cual es recomendada para reforzar la economía del proyecto. La producción de aceite declina con la reducción consecutiva de las tasas de inyección y en septiembre de 1977, después de siete años de inyección de vapor el proyecto es terminado.

El recobro acumulado de aceite en 1970 por la inyección continua fue de 155.500 STB por patrón, lo que hace al proyecto Canfield del campo Kern River uno de los proyectos con más proyección económica. Algunas de las razones más influyentes para llegar a alcanzar esta producción fueron el alto OOIP y la buena eficiencia de barrido volumétrica.

En el proyecto Canfield se reduce la saturación de aceite en el tope de la formación del 30 % al 16%, la saturación promedio de aceite en el fondo es del 26 % y el SOR (saturación de aceite residual) es considerado demasiado alto (24 %). La recuperación global de aceite por medio de la inyección continua se estimó entre el 53 y 57 %.

- **Proyecto San Joaquin:** El proyecto San Joaquin inicia en 1970, el cual consta de 186 acres al suroeste del campo Kern River con 69 patrones. Este proyecto se desarrolló en una de las formaciones más delgadas del Kern

River, la viscosidad es aproximadamente 1000 cp a la temperatura inicial del yacimiento como se puede observar en la tabla 14.

La producción de aceite de los pozos completados en esta área tuvieron una rápida respuesta inicial de 65 BOPD/pozo nueve meses después de realizada la inyección; sin embargo, luego de tres años se presentó un descenso en la producción del 45%. A finales de 1973, 15 pozos productores fueron completados, luego estimulados en nuevas zonas y por último se implementó la inyección continua de vapor en la cual la respuesta de producción fue difícil de evaluar.

La producción de aceite acumulada del proyecto San Joaquín, durante la implementación de la inyección continua desde julio de 1970 hasta septiembre de 1976 fue de 9.060.000 STB para el piloto completo, o 131.000 STB por patrón.

Sin embargo, debido a los completamientos en zonas multicapas las cuales no son favorables al momento de aplicar la inyección continua, solo la mitad de la producción es atribuida a la inyección de vapor.

El factor de recobro alcanzado fue del 78%, el cual representa una cifra bastante alta pero que puede esperarse ya que la inyección se realizó durante seis años en una arena muy delgada con un espesor alrededor de 29 pies.

- **Proyecto Green y Whittier:** Este proyecto comenzó en 1971 y consistió en 114 patrones con un área de 307 acres cada uno, a la fecha ochenta patrones de inyección de continua permanecen en la zona inicial.

La inyección continua de vapor inicio en enero de 1972. La producción de aceite alcanzó un pico máximo de 66 BOPD en el primer año de inyección,

los patrones del kern River solo esperaban en este proyecto una producción máxima de 57 BOPD; sin embargo el 64% de los pozos del proyecto fueron completados en zonas multicapas donde no me arrojan buenos resultados al implementar la inyección continua al igual que el en proyecto San Joaquin. En 1977 luego de seis años de inyección, la producción empieza a aumentar considerablemente.

En la siguiente tabla se presentan el recobro estimado y la producción acumulada de los tres proyectos desarrollados en el campo Kern River, en los cuales se implementó la inyección continua de vapor.

**Tabla 15.** Recobros estimados por la inyección continua de vapor.

<b>RECOBRO ESTIMADO POR LA INYECCIÓN CONTIUA</b>			
<b>Propiedad</b>	<b>Proyecto Canfield</b>	<b>Proyecto San Joaquin</b>	<b>Proyecto Green Y Whittier</b>
No. de Patronos	80	69	114
Área (Acres)	210	186	307
Vida del Proyecto (Años)	6.75	5.75	8.17
OOIP Estimado (MMSTB)	20.61	6.15	21.27
Recobro Estimado (MMSTB)	11.76	4.80	12.57

**Tomada y modificada de:** GARY R. GREASER.: "Steamflood Performance in the Kern River Field". SPE 8834. p 6.

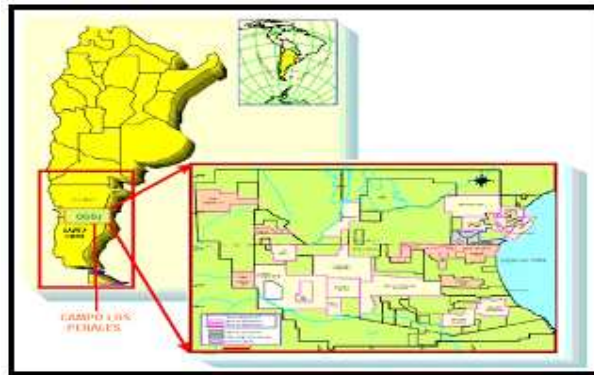
## **2.5. OTROS CAMPOS CON INYECCIÓN DE VAPOR**

Además de los casos de campo mencionados, en los cuales se realizaron los procesos de estimulación e inyección continua de vapor, a continuación se comentan aspectos generales de los campos Bachaquero,

Los Perales y Mount Poso, en los cuales se han implementado procesos de recuperación con vapor.

**2.5. 1. Campo Los Perales (Argentina):** Este campo se encuentra ubicado en la cuenca San Jorge, en la provincia Santa Cruz, Argentina. El área del campo está afectada por un sistema fallado con buzamiento sur oeste, en este yacimiento se presenta una disminución en la porosidad a medida que aumenta la profundidad. El campo los Perales se encuentra sometido al proceso de inyección cíclica de vapor.

**Figura 21.** Ubicación Campo Los Perales



**Tomada de:** E. d'Huteau y B. Saavedra: " Stimulation with Hydraulic Fracture of an Upper Cretaceous Fissured Tuff System in the San Jorge Basin, Argentina". SPE 69586. 2001.

Antes de implementar el proyecto de estimulación, se le realizaron unos estudios preliminares que mostraron la viabilidad del proceso al inyectar vapor en los intervalos de la formación bajo barreal donde se encuentra el crudo pesado a una profundidad de 3300 pies.

El proyecto piloto consiste en perforar cuatro nuevos pozos que se diseñaron específicamente para la inyección de vapor y reacondicionar un pozo viejo para estimularlo con la intención de evaluar la posibilidad de aplicar la inyección cíclica de vapor en este tipo de pozos.

En superficie para el desarrollo de la estimulación de este campo, se utiliza un generador de vapor de 25 MMBTU/h a una presión de 2500 psi.

• **Características del yacimiento:** El yacimiento los perales presenta un sistema fluvial multicapas, principalmente formado por paquetes de cuatro capas, la distancia entre estos paquetes puede variar de 262 a 328 pies y su viscosidad se encuentra en un rango de 300 a 10.000 cp que varía entre pozo-pozo y capa-capa. Los yacimientos que se encuentran en la cuenca San Jorge, presentan una geometría reticular con espesores que no alcanzan a superar los 32 pies. La siguiente tabla resume las propiedades principales de roca y de los fluidos presentes en el yacimiento los perales.

**Tabla 16.** Propiedades del yacimiento y los fluidos, Campo los Perales

CAMPO LOS PERALES	
Profundidad (Pies)	3116
Porosidad (Fracción)	26
Permeabilidad (md)	500
Espesor neto, pies	13
Presión del yacimiento, psia	1208
Temperatura del yacimiento, ° F	150
Gravedad del Petróleo, ° API	13.5
Viscosidad del crudo, @ 150 ° F, cp	5150

**Tomada y modificada de:** PASCUAL, M.R. Cyclic Steam Injection pilot, Yacimiento los Perales. SPE 69632. 2001.

La arenisca de la formación bajo barreal es esquistosa, moderadamente sorteada y de grano medio, las arenas en las secciones verticales de la formación presentan irregularidades y discontinuidades con una distribución difícil, llevando a pensar que este podría ser un problema al

momento de implementar un proceso de inyección cíclica, pero se ha demostrado que los problemas mas importantes en estos campos de aceite se atribuyen a las sendas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos y no a la presencia de arenas como era previamente supuesto.

- **Desarrollo de la estimulación:** La inyección cíclica de vapor se inicio en 1999 en el pozo 804, con los siguientes parámetros de operación: 820 Bl/D de agua fría equivalente, presión de operación de 1800 psi, temperatura del vapor de 625 °F y calidad del vapor en la cara de la arena del 65%, el desarrollo de la estimulación se presentó con períodos de: 18 días de inyección, una semana de remojo, la cual fue interrumpida por problemas en las facilidades de superficie.

Para el desarrollo del proceso de estimulación se realizaron estudios preliminares, los cuales indicaron que la mejor profundidad para inyectar el vapor era 3300 pies donde se localiza el crudo pesado.

Después de realizar la inyección cíclica, los resultados obtenidos muestran que la estimulación con vapor no fue exitosa (tabla 16), probablemente por que no se tuvo en cuenta en el momento del diseño de la inyección, que el yacimiento estratificado presentaba capas muy delgadas y la información que se tenía del campo era muy pobre.

Los pozos 802 y 803 fueron analizados simultáneamente debido a que comparten características en común como: cuatro capas inyectadas y un alto corte de agua en la respuesta inicial al estímulo; estos pozos presentaron durante tres meses una producción con un alto corte de agua, posteriormente los pozos 802 y 803 fueron puestos en producción durante seis y tres meses respectivamente hasta que alcanzaron el limite económico.

En el pozo 801 no se presentó producción, ya que las operaciones de estimulación fueron interrumpidas debido a la baja inyectividad de la formación, debido a que este pozo se encontraba localizado cerca de una falla y la porosidad y el espesor neto eran menores en comparación con los otros pozos piloto. El pozo reacondicionado para la estimulación (Pozo 115), fue una de las grandes posibilidades para el desarrollo de nuevas áreas, dando paso a la evaluación de un proyecto de estimulación donde involucre esta clase de pozos.

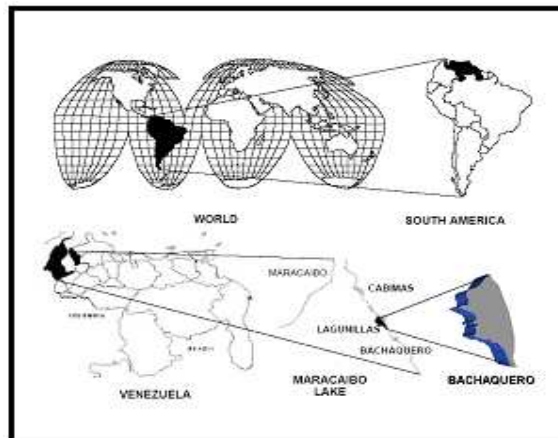
**Tabla 17.** Resultados obtenidos con la inyección cíclica de vapor

PARÁMETRO	POZOS ESTIMULADOS				
	NUEVOS POZOS				POZO VIEJO
	POZO 804	POZO 802	POZO 803	POZO 801	POZO 115
Profundidad, pies.	3260	3214	2902	3198	2296
Espesor Neto, pies.	59	-	-	-	-
Presión en la cabeza del pozo, Psia.	1777	1720	1379	1990	2005
Tasa de inyección, Bls/día.	817	786	786	503	603
Período de inyección, días	18	18	30	4	18
Vapor inyectado total, Bls.	15725	14148	22500	2000	10690
Período de cierre, días	7	20	20		20
Producción de aceite antes de la inyección, Bls/día.	50	-	-	-	-
Producción de aceite máxima después de la inyección, Bls/día.	169	113	34	-	88
Ciclo, días.	365	270	180	-	60

**Tomada y modificada de:** PASCUAL, M.R. Cyclic Steam Injection pilot, Yacimiento los Perales. SPE 69632. 2001..

**2.5.2 Campo Bachaquero (Venezuela):** El campo Bachaquero se encuentra localizado sobre la costa del Lago de Maracaibo, en Venezuela (Figura 22). Este campo contiene las mas grandes reservas de petróleo localizadas en al parte on-shore del lago y vienen siendo producidas desde 1930. Allí se encuentra mas del 50% de las reservas remanentes de crudo en el oeste de Venezuela con 8000 MMB de OOIP, localizadas en los yacimientos que se encuentran sobre la extensión de la costa del Lago Maracaibo<sup>18</sup>. Se han perforaron cerca de 1800 pozos, con lo cual se alcanzó hasta 1999 una producción acumulada de aceite de 1.600 MMB, lo que se traduce en un factor de recobro del 20%.

**Figura 22.** Ubicación Campo Bachaquero



**Tomado de:** A.Pelgrain y L.Cosentino: "A Large Scale Geostatistical Study the Bachaquero 2 Field". SPE 56657. 1999.

La producción primaria de este campo inicia en 1960, su principal mecanismo de producción es el empuje por gas en solución y compactación. La etapa de desarrollo de este campo comenzó con el proceso de inyección cíclica de vapor en 1971, con 370 pozos estimulados logrando recuperar el 5.6% del OOIP, con una relación de petróleo incrementar vapor inyectado alrededor del 3.5 Bbl/Bbl; la presión inicial del yacimiento es de 1370 Psia, sin embargo, durante el proceso esta

<sup>18</sup> ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam Stimulation Experience in Lake Maracaibo" International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada 1989. p 13.

empieza a decaer hasta alcanzar los 700 Psia. La producción máxima de aceite en 1991 fue 45 MSTB/D, su declinación alcanzó un valor de 40 MSTB/d.

- **Características del campo:** El campo Bachaquero, se caracteriza por una estructura relativamente simple y un grado notable de heterogeneidad, estos rasgos hacen particularmente al yacimiento conveniente para realizar estudios de recuperación de hidrocarburos.

La formación está dividida en dos partes, la primera corresponde al área Este, donde se encuentra un monoclin al con buzamiento leve al sur (6 a 8°), mientras la segunda área corresponde al oeste y es una zona compleja reactivada, en la cual se encuentra una falla inversa regional “Pueblo Viejo” que representa el límite oeste del campo. Es importante señalar que las demás fallas dentro del campo no actúan como barreras de no flujo y no presentan una significativa dislocación vertical.

**Tabla 18.** Propiedades de yacimiento y fluido, Campo Bachaquero

CAMPO BACHAQUERO	
Profundidad	4320
Espesor Neto (Pies)	256
Permeabilidad (md)	1760
Porosidad (Fracción)	0.306
Temperatura del yacimiento (°F)	128
Gravedad del petróleo, °API	14
Viscosidad, cp	128° F @ 90 cp
Presión del Yacimiento, psia	1200

**Tomada y modificada:** M. A. Escobar: “A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences”. SPE 7551. 1997.

Las formaciones en el yacimiento del campo Bachaquero tuvieron un ambiente deposicional marino costero en la parte baja y fluvial en la parte

superior, por tanto la heterogeneidad que presenta se relaciona completamente con este fenómeno.

- **Desarrollo de la inyección cíclica:** La inyección cíclica de vapor, empieza como una estrategia de desarrollo en el campo Bachaquero en 1971, logrando estimular hasta diciembre de 1995 un total de 325 pozos cada uno con 860 días de estimulación. Actualmente el yacimiento produce 40000 BOPD con 285 pozos activos.

Debido a que el yacimiento de este campo se encuentra bajo el Lago Maracaibo, el vapor es generado en barcazas equipadas con una planta de tratamiento de agua proveniente del lago, la cual recibe el tratamiento adecuado buscando que sea apta para la inyección. El vapor es inyectado a los pozos a través de conexiones aisladas flexibles para permitir el levantamiento de la cabeza de los mismos y el movimiento de la barcaza ocasionado por las olas y el viento. La figura 23 muestra los pozos activos para el campo Bachaquero.

**Figura 23.** Pozos activos en el campo Bachaquero.



**Tomada y modificada:** M. A. Escobar: "A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences". SPE 7551. 1997.

La inyección cíclica de vapor ha sido implementada como un mecanismo de aceleración de la producción, su aplicación ha sido satisfactoria y con buenos resultados.

En el transcurso de la etapa de inyección de vapor, no se presentaron problemas relacionados con la baja inyectividad debido a que el yacimiento presenta alta permeabilidad y un espesor de arena estimulada grande. La duración del periodo de cierre dependió principalmente de las condiciones de presión y temperatura alcanzadas.

**2.5.3 Campo Mount Poso (California):** El campo Mount Poso fue descubierto en 1926 y se ubica aproximadamente a 15 millas de Bakersfield, en la cuenca San Joaquin (Figura 24). Este campo se desarrollo en tres etapas: en la primera se perforaron 104 pozos entre 1926 y 1930, en la segunda etapa se perforaron 115 pozos entre 1934 y 1936, por ultimo se perforaron 72 pozos entre 1941 y 1943.

En 1934 se alcanzó la máxima producción de aceite del campo Mount Poso aproximadamente de 197.000 BOPD con un corte de agua del 82%, la producción acumulada de petróleo en 1970 se estimaba alrededor de los 90 MMBls.

**Figura 24.** Ubicación Campo Mount Poso.



Tomada y modificada de: Microsoft © Encarta 2005. Microsoft Corporation.

El principal mecanismo de recuperación de aceite en la etapa primaria, se da por efecto del empuje de agua, pero debido a su baja respuesta en el recobro de esta fase, nace la idea de aplicar el método de inyección

continua de vapor, con el fin de mejorar la producción de aceite y por ende el factor de recobro.

• **Características del campo:** El yacimiento Mount Poso consta principalmente de cuatro arenas diferentes todas de la edad del Mioceno Inferior, la arena Vedder superior es la más somera de las cuatro zonas y la más grande en términos de área y volumen. La formación Vedder superior es una arena inconsolidada, con granos de tamaño grueso a medio bien sorteados y posee un espesor bruto promedio de 75 pies, la arena de este yacimiento presenta una excelente calidad y tiene buena continuidad lateral, además se caracteriza por tener algunas intercalaciones delgadas de shales.

La estructura principal del campo Mount Poso es un homoclinal con un buzamiento de 6°. El yacimiento se encuentra limitado en el oriente y norte por la falla Mount Poso, la cual es una falla normal con un desplazamiento de más o menos 400 pies a lo largo del oriente y de 200 pies en el norte. En la tabla 19 se presentan las propiedades de de roca y fluidos del yacimiento Mount Poso.

**Tabla 19.** Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Mount Poso.

CAMPO MOUNT POSO	
Profundidad	1800
Espesor Neto (Pies)	55
Permeabilidad (md)	20000
Porosidad (Fracción)	0.33
Temperatura del yacimiento (°F)	110
Gravedad del petróleo, °API	15
Viscosidad, cp	110° F @ 280 cp
Presión del Yacimiento, psi	450

**Tomada y modificada de:** STOKES, D.D., BREW, S.R. and WHITTEN, D.G.: " Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California". SPE 6522. 1978.

- **Desarrollo de la inyección continua de vapor:** La producción primaria de la zona Vedder Superior del campo Mount Poso, alcanzo su límite económico en 1960. La producción de aceite era aproximadamente de 2000 BOPD y los corte de agua eran muy altos, alrededor del 99%.

Debido a la baja producción de aceite del campo, se llego a la conclusión que era necesario realizar un piloto de inyección continua de vapor para mejorar los niveles de aceite producido.

En el Mount Poso se realizaron dos pilotos de inyección continua, el primero se realizo durante octubre de 1963 y junio de 1964, la máxima producción de aceite alcanzada fue de 260 BOPD adicionales, el vapor total inyectado 280.000 Bls y la producción acumulada de aceite adicional fue igual a 170.000 Bls, debido a la poca cantidad de crudo recuperado durante la inyección de vapor, se considera que los resultados obtenidos fueron poco favorables.

En mayo de 1970 se realizo el segundo piloto de la inyección continua buzamiento abajo, como era de esperarse, la producción de aceite inicio cuatro meses después de realizada la inyección, debido que la mayoría del vapor inyectado se movió buzamiento arriba, este fenómeno fue observado gracias a que los pozos de observación de temperatura fueron perforados alrededor del pozo inyector. Con este piloto se alcanzo una producción máxima de aceite igual a 300 BOPD adicionales y la relación acumulativa aceite vapor para éste piloto fue de 0.1 bbl/bbl.

En las tablas 19-22 se presenta un resumen de los parámetros de yacimiento y operación junto con los resultados obtenidos en los procesos de inyección cíclica y continua de vapor en diferentes campos alrededor del mundo.

En los casos de campo mencionados anteriormente, se puede observar que usualmente en la industria emplea la estimulación antes de implementar un proceso de inyección continua de vapor, con el fin de aprovechar el calentamiento de la formación, mejorar la movilidad del aceite e incrementar al máximo la producción de aceite.

Para efecto del desarrollo de este proyecto de grado, se recopiló la información acerca los estudios realizados en casos de campo a nivel mundial sobre el efecto que causa la previa estimulación en un proceso de inyección continua de vapor, con el fin de tener conocimiento sobre los aspectos más importantes que inciden al momento de su implementación. En la mayoría de los proyectos estudiados se realiza la inyección continua una vez el yacimiento ha sido precalentado con un proceso de estimulación; sin embargo, en estos casos no fueron considerados parámetros como: calentamiento de la formación, tasa de producción de aceite, aumento de la saturación de agua y efecto del número de ciclos previos.

El estudio de los casos de campo relacionados con los procesos de estimulación e inyección continua de vapor en un mismo yacimiento, constituyen un aporte muy importante para el desarrollo del presente estudio, al considerar los aspectos que afectaron positiva y negativamente el desarrollo de estos proyectos, entre los cuales se encuentran: alto grado de continuidad hidráulica de los estratos y fallas que rodean el yacimiento como es el caso del campo Durí, geología compleja y el alto buzamiento de la formación en el campo Midway Sunset, estratificación de la formación en el campo Kern River, sistema fallado y estratos con capas muy delgadas en el campo Los Perales.

Una vez realizado el estudio de los principales parámetros operativos y de yacimiento, que influenciaron el desarrollo de los proyectos de inyección

de vapor en los campos mencionados, se tiene una base para el planteamiento y construcción del modelo de simulación que se empleará en el desarrollo del presente proyecto.

**Tabla 20.** Propiedades de yacimiento y fluido en otros campos con inyección de vapor en el mundo.

PROPIEDADES DE YACIMIENTO Y FLUIDO									
Campo	Año	Espesor Neto/ Bruto	Tope de la formación (pies)	Porosidad %	Saturación inicial de aceite (%)	Permeabilidad ( $\mu\text{m}^2$ )	Temperatura del yacimiento ( $^{\circ}\text{C}$ )	Gravedad específica	Viscosidad (mPa)
Kern River, California	1968	21/ -	200	35	50	4	35	0.95-0.98	400-7000 @ 32 $^{\circ}\text{C}$
Mt. Pozo, California	1970	16/23	550	33	58	20	43	0.96-0.97	280 @ 28 $^{\circ}\text{C}$
Yorba Linda, California	1971	91/ -	200	30	-	0.6	29	0.96-0.99	6400 @ 29 $^{\circ}\text{C}$
Tía Juana, Venezuela	1961	61/75	440-520	33	71	1-3	45	0.96-1	1300-5000 @ 38 $^{\circ}\text{C}$
S.Belridge California	1969	28/64	335	35	69	3	35	0.98	1600 @ 35 $^{\circ}\text{C}$
E. Coalinga, California	1963	15/90	460	31-36	57	0.9-10	38	0.88-0.96	10-300 @ 38 $^{\circ}\text{C}$
San Ardo, California	1965	30/ -	700	35	-	1-3	38	0.98	2500 @ 38 $^{\circ}\text{C}$
Midway Sunset, California	1975	78/105	400	27	36-59	0.52	41	0.97	1500 @ 41 $^{\circ}\text{C}$
Cat Canyon, California	1977	24/24	760	31	65	5	43	1	25000 @ 43 $^{\circ}\text{C}$
Charco Redondo, Texas	-	3/ -	61	30-35	34	2.5	22	0.95	100 @ 16 $^{\circ}\text{C}$

Tomada y modificada de: S.M. FAROUQ ALL.: " Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality Potential, and Problems". SPE 4935. p 12-17.

**Tabla 21.** Parámetros operacionales de otros proyectos de inyección de vapor en el mundo.

PARÁMETROS DE OPERACIÓN EN LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR								
Campo	Tipo de patrón	Área (10 <sup>3</sup> m <sup>2</sup> )	Número de Iny/Pro	Presión de Iny. (MPa)	Tasa de Iny. (m <sup>3</sup> /día/pozo)	Producción de aceite Antes/Después (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /año)	Recobro (%)	Saturación residual de aceite en la zona de vapor (%)
Kern River, California	5 Puntos Inv.	20500	10/32	1.5	50	- /5500	56-73	5-13
Mt. Pozo, California	Productores entre 2 líneas de Iny.	3000	16/90	1.5	300	100/700	38	15
Yorba Linda, California	9 Puntos Inv.	220	16/74	1.5	-	- /200	30	-
Tía Juana, Venezuela	7 Puntos Inv.	320	7/24	2-3	400-600	- /400	20	15
S.Belridge California	1 línea de Iny.	820	15/41	-	-	- /100	-	-
E. Coalinga, California	5 Puntos Irregular	2100	60/93	2.5	-	- /100	10	12
San Ardo, California	9 Puntos Inv.	4700	69/334	-	-	- /1000	60	-
Midway Sunset, California	5 Puntos Inv	90	6/15	2-4	60-130	10/40	-	-
Charco Redondo, Texas	5 Puntos Inv	10	1/4	1.5	90	- /2	30	9

Tomada y modificada de: S.M. FAROUQ ALL.: " Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality Potential, and Problems". SPE 4935. p 12-17.

**Tabla 22.** Resultados de la inyección continua de vapor en el mundo.

RESULTADOS DE LA INYECCION CICLICA DE VAPOR								
Campo	Iny. de vapor total por pozo	Presion de inyección (psi)	Tiempo de inyección (días)	Período de remojo (días)	Producción de aceite (antes) (bbls/día)	Producción de aceite (después) (bbls/día)	Período de producción (meses)	Número de ciclos (mPa)
Kern River, California	14072	392	25	9	3.88	59	5	2
Midway Sunset, California	3995	140-160	8	5	5	60	5.5	3
Wilmington, California	8100	650	6	5	25	95	9	1
Tía Juana, Venezuela	3650	400	-	-	25	250	12	3
Santa Barabara, Venezuela	11000	-	-	2	1075	3500	-	2
Cat Canyon, California	2731	1250	5	1	-	37	5	-
Oxnard, California	4124	800	12	3	-	80	1	4
Huntington, California	9850	-	-	10	30	175	0.533	5
Quiriquire, Venezuela	-	1000	44	-	143	213	14.766	2

Tomada y modificada de: S.M. FAROUQ ALL.: " Heavy Oil Reovery - Principles, Practicality Potential, and Problems". SPE 4935. p 12-17.

**Tabla 23.** Resultados de la inyección cíclica de vapor en el mundo.

RESULTADOS DE LA INYECCION CONTINUA DE VAPOR						
Campo	Presión de inyección (psi)	Tasa de inyección (bbls/día)	Producción de aceite (antes) (bbls/día)	Producción de aceite (después) (bbls/día)	Inyección de vapor total (1000 bbls)	Bls de aceite / Bls de vapor
Kern River, California	420	300	14	190	560.6	0.217
Solcum, Texas	500	2500	263	-	-	-
Inglewood, California	350	1080	90	280	351	0.268
Tía Juana, Venezuela	-	8300	280	5000	15200	0.62
Holman, Texas	900	-	2	60	7	0.17
Schoonebeek, Holland	680	4150	10	2000	11300	0.37
El Dorado, Kans	450	130	2	5	1.7	0.04
Huntington, California	800	1300	-	-	1620	0.20

Tomada y modificada de: S.M. FAROUQ ALL.: " Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality Potential, and Problems". SPE 4935. p 12-17.

### **3. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN PREVIO A UNA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO.**

La simulación de yacimientos es un campo ingenieril muy completo, combina diferentes áreas como: geología, petrofísica, métodos numéricos, ingeniería de yacimientos y métodos de recobro, con el fin de obtener el mejor desarrollo y aumentar los niveles de producción de hidrocarburo en determinado campo petrolífero. La principal herramienta empleada para representar los diferentes eventos y fenómenos en el yacimiento son los modelos numéricos. Un modelo matemático es integrado por conjuntos de ecuaciones que describen los diferentes procesos, únicamente válidos en determinados escenarios y su aplicación está sujeta a restricciones.

En 1960 la simulación numérica comenzó a ser aplicada en la industria petrolera para estudiar los yacimientos; sin embargo, los altos costos y requerimientos de cómputo hacían de este proceso una herramienta de uso limitado. Hacia 1970 con los desarrollos tecnológicos que se produjeron a nivel computacional, se aumentó la calidad del “software” empleado en la simulación y por tanto se estimuló la utilización de los mismos en la predicción del comportamiento de los yacimientos ante una diversidad de procesos.

El principal objetivo de la simulación, es predecir el comportamiento del yacimiento cuando es sometido a un determinado esquema de producción, de igual forma los resultados obtenidos se emplean en la toma de decisiones

ingenieriles con base en el desempeño de procesos como: inyección de agua o vapor y fracturamiento hidráulico, infill drilling, polímeros y acondicionamiento geomecánico entre otros; para ello, es indispensable que la información que se introduce en el simulador al desarrollar el modelo de simulación sea muy similar a las condiciones que se encuentran en el yacimiento de estudio, con el fin de que los resultados obtenidos puedan ser analizados correctamente y tomar las mejores decisiones técnica y económicamente.

Actualmente en la industria petrolera existen varios simuladores comerciales empleados para predecir el comportamiento de los diferentes procesos utilizados en la recuperación de hidrocarburos. Teniendo en cuenta, que este estudio involucra la aplicación de métodos de recobro térmico, particularmente los procesos de estimulación e inyección continua de vapor en un yacimiento estratificado de crudo pesado, se utilizó para el desarrollo del proyecto el simulador térmico STARS<sup>+</sup> de CMG<sup>±</sup>.

### **3.1. MODELO DE SIMULACIÓN**

En los últimos años, fenómenos como el constante incremento en el precio del crudo y la ausencia de descubrimientos de yacimientos con grandes reservas de hidrocarburos livianos, han llevado a que la industria petrolera evalúe las alternativas posibles para recuperar la mayor cantidad de crudo de los yacimientos existentes, en dicha tarea los avances tecnológicos desarrollados en recuperación mejorada juegan un papel muy importante.

---

<sup>+</sup> Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator

<sup>±</sup> Computer Modelling Group

La explotación de petróleo pesado y bitumen se ha convertido en los últimos años en una alternativa de aumento de las reservas de hidrocarburos, aún cuando su proceso de extracción y refinamiento es difícil y costoso. Teniendo en cuenta que los yacimientos de crudo pesado se caracterizan por contener fluidos de viscosidades muy altas que dificultan su desplazamiento dentro del yacimiento, los métodos de recobro térmico son la mejor opción en la recuperación de este tipo de hidrocarburos.

En Colombia, los yacimientos de crudo pesado se han convertido en la mejor y más grande alternativa para aumentar las reservas de hidrocarburos y mantener la autosuficiencia energética del país. En lo anterior, radica la importancia de estudiar la viabilidad y factibilidad de implementar técnicas de recobro terciario en dichos yacimientos.

Para llevar a cabo este estudio, en el cual se presenta la aplicación de un proceso de estimulación previo a una inyección continua de vapor en un yacimiento estratificado de crudo pesado, se diseñó un modelo de simulación que representativo de los campos del Magdalena medio colombiano, la información utilizada para la elaboración del modelo fue tomada promediando los datos más representativos de roca y fluido que se conocen de los campos de esta región del país.

**3.1.1. Selección de los datos.** El diseño del modelo de simulación parte de la elaboración de un modelo de yacimiento homogéneo de crudo pesado, cuya información de roca y fluido fue obtenida de un modelo teórico propuesto en el artículo titulado *“A comparison of steamflood strategies: five-spot pattern vs.*

*inverted nine-spot pattern*"<sup>19</sup> la información corresponde específicamente al campo Kenr River en California. Este modelo de yacimiento preliminar, fue elaborado con el fin de establecer en el enmallado de simulación las dimensiones y el grado de refinamiento apropiados para el desarrollo del estudio. Una vez definidos las dimensiones, el tipo y discretización del grid, se introdujo al modelo la información de las propiedades de roca y fluido características de un yacimiento del Magdalena Medio colombiano, estableciendo así el modelo estratificado empleado para la simulación de los procesos ya mencionados.

**3.1.2. Construcción del modelo de simulación.** Es de gran importancia tener claridad acerca del desarrollo físico de cada proceso en el yacimiento para la selección del grid de simulación, pues dependiendo de la técnica de recobro que se desee representar y del grado de heterogeneidad de la formación, el enmallado de simulación debe permitir su correcto desarrollo dentro del yacimiento, con el fin de que los resultados obtenidos no se encuentren alejados de las tendencias teóricas esperadas y disminuir el grado de incertidumbre.

A continuación se muestran los dos métodos más utilizados en el recobro térmico y el tipo de enmallado que es recomendable utilizar:

- Inyección cíclica de vapor emplea coordenadas cilíndricas
- Inyección continua emplea coordenadas cartesianas.

**3.1.2.1. Sistema en Coordenadas Cartesianas.** Es de uso común ya que representa la forma más simple y reducida de discretización en el espacio, es

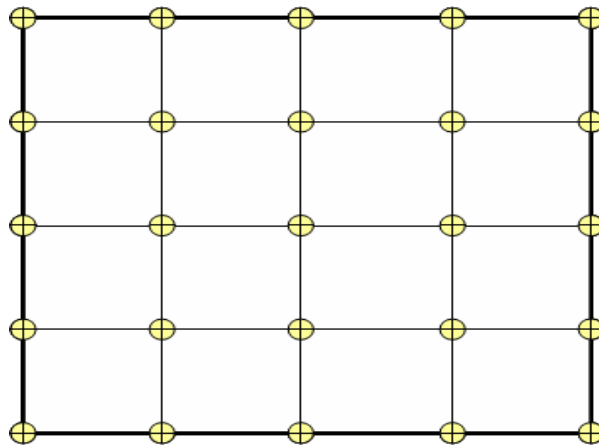
---

<sup>19</sup> ZIEGLER, V.: "A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern vs. Inverted Nine-Spot Pattern. SPE 13620. 1987.

empleado también para describir de mejor forma los límites entre las fases; sin embargo, su aplicación no se extiende para modelos de pozo en estudios de confinamiento o inyección fluidos.

Es el sistema mas sencillo y utilizado, con este tipo de enmallado se puede inclinar en el plano para orientar la malla con la tendencia al flujo o se puede plantear un esquema de 9 puntos para corregir los efectos de la orientación. También permite modificar la malla base a través de refinamientos o agrupamiento de celdas, dependiendo de si se necesita o no, una mayor resolución en determinada zona y si el simulador lo permite. La principal desventaja de este tipo de enmallado es que es demasiado rígido y en la mayoría de los casos no se puede representar de forma adecuada la geometría del yacimiento.

**Figura 25.** Esquema del enmallado cartesiano.



**3.1.2.2. Refinamiento Cartesiano:** La simulación del yacimiento implica su división en un determinado número de celdas o bloques cuyas dimensiones dependen de la extensión del sistema y de la exactitud que se requiere en la evaluación.

A menudo es necesario utilizar celdas más pequeñas en algunas partes del yacimiento, especialmente en las regiones que contienen pozos productores o inyectores, porque es allí donde ocurren los mayores cambios de presión y saturación en cada intervalo de tiempo.

Sin embargo, si todo el yacimiento se dividiera en celdas muy pequeñas, se haría necesario disponer de una gran capacidad de memoria de computador para la ejecución de todas las operaciones matemáticas resultantes y por consiguiente de un mayor tiempo de computación, factores que elevarían considerablemente los costos de la simulación. Este problema puede resolverse usando la técnica conocida como refinamiento local, que consiste en dividir cada celda que así lo requiera, en otras más pequeñas teniendo en cuenta que se debe usar el mínimo número de celdas que proporcionen con seguridad la solución requerida.

- **Refinamiento Local:** Esta técnica puede definirse como la división de cada celda en otras más pequeñas a las cuales se les aplica las mismas consideraciones y ecuaciones que a las más grandes. Este refinamiento puede aplicarse a bloques con diferentes incrementos de tamaño en cualquier dirección; sin embargo, si un elemento es dividido en una de sus direcciones debe también ser dividido en las otras direcciones, considerando al elemento formado por líneas y nodos.

Se deben también considerar que una malla o sistema de celdas no puede ser arbitrariamente refinada sin tener ninguna consideración. Von Rosenberg<sup>20</sup>

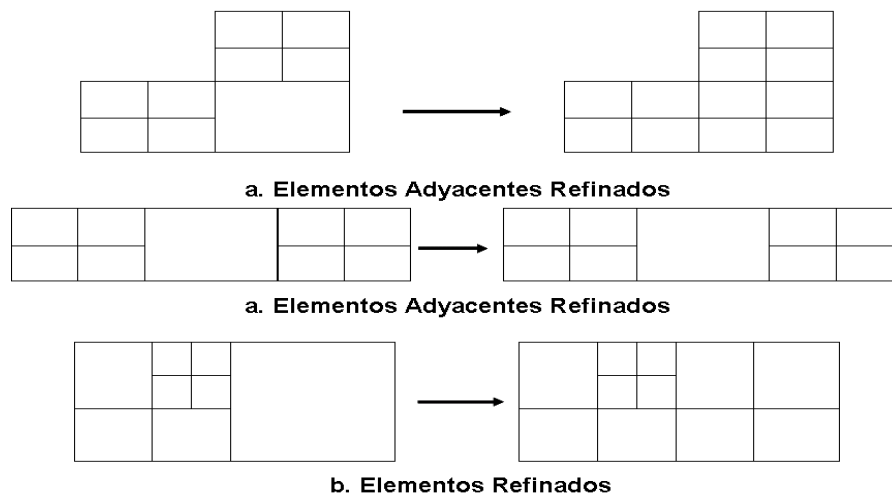
---

<sup>20</sup> VON ROSENBERG D: "Local Mesh Refinement for Finite Difference Methods". SPE 10974. 1982.

autor de esta técnica, establece ciertas condiciones o reglas bajo las cuales debe ser aplicado el refinamiento local, estas consideraciones son:

- Si dos elementos contiguos a un tercero son refinados, este tercer elemento también debe refinarse, figura 26.a.
- Si un elemento pequeño, adyacente a uno más grande, es refinado, este último elemento debe refinarse, es decir debe existir una relación máxima de tamaños de 2:1, figura 26.b.

**Figura 26.** Elementos Refinados.

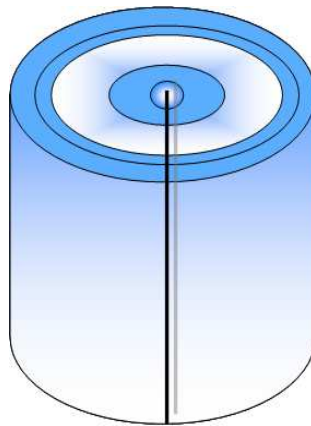


Tomada y modificada de: VON ROSENBERG D: "Local Mesh Refinement for Finite Difference Methods". SPE 10974. 1982.

**3.1.2.3. Enmallado radial.** Este tipo de arreglo es apto para las zonas cercanas a los pozos, por ello, 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. Generalmente el enmallado radial, es usado en combinación con el enmallado cartesiano formando un tipo de esquema híbrido, el cual puede describir muy bien el yacimiento y el comportamiento de los procesos de recobro que en él se realicen.

**Figura 27.** Esquema del enmallado radial.



**3.1.2.4. Enmallado híbrido:** Si se utiliza únicamente el refinamiento local (cartesiano) esto no conduce a resultados satisfactorios en la simulación, pues esta técnica se limita a dividir las celdas y a analizarlas por igual sin hacer ninguna distinción entre ellas. Si se clasifican las diferentes celdas en regiones de pozo y regiones del yacimiento, se recurre al uso de la técnica conocida como hibridación, desarrollada por Oswaldo Pedrosa y Khalid Aziz<sup>21</sup>, la cual permite obtener información más precisa de los cambios de presión y saturación de todo el sistema.

El método híbrido permite el uso de coordenadas radiales en las regiones más cercanas al pozo donde el flujo tiene comportamiento radial y de

---

<sup>21</sup> PEDROSA Jr, O and AZIZ K: "Used of a Hibrid Grid in Reservoir Simulation". SPE. Noviembre. 1986.

coordenadas cartesianas en aquellas regiones del mismo yacimiento que no involucran pozos productores o inyectoros.

Esta opción de cambiar de sistemas coordenados hace que se simplifique el trabajo del computador al evaluar los diferentes parámetros, así como también que se disminuyan los altos costos que implica la simulación. De igual forma y para aumentar la precisión, se pueden refinar las celdas que lo necesitan después de haber sido analizadas con la técnica híbrida. Básicamente la técnica conocida como hibridación divide al yacimiento en dos regiones diferentes: regiones de pozo y región del yacimiento, como se muestra en la figura 28.

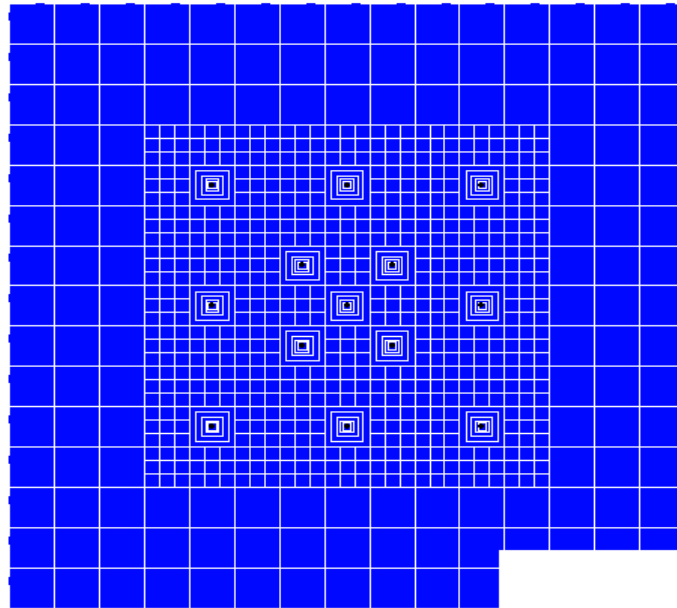
- **Regiones de Pozo:** Se conocen con el nombre de regiones de pozo las celdas que contienen pozos productores o inyectoros y su extensión areal varía desde el pozo mismo hasta una distancia arbitraria generalmente determinada con la ecuación del área de drenaje.

Esta región requiere un tratamiento riguroso para hacer una mejor representación del comportamiento del flujo cerca del pozo, motivo por el cual se utiliza un sistema de malla (grid) cilíndrico si la formación es isotrópica o un malla en coordenadas elípticas si es anisotrópica o si el pozo está fracturado.

- **Región del Yacimiento:** En las regiones alejadas de los pozos la geometría de flujo puede ser analizada como lineal, por lo tanto una malla rectangular en coordenadas cartesianas es apropiada para modelar numéricamente esta región. La región del yacimiento corresponde a las celdas involucradas en el estudio que no contienen pozos.

En la mayoría de los casos con un grid híbrido se reducen considerablemente los tiempos de cómputo y se evita utilizar un enmallado cartesiano en las regiones de pozo, con lo cual se podría incurrir en errores de tendencia en los datos arrojados por el simulador. Los enmallados híbridos, pueden llegar a describir muy bien el yacimiento si sus condiciones lo permiten requiriendo un buen refinamiento vertical, por ello se limita en muchas ocasiones a modelos de pozo individuales por lo cual no es recomendable modelar todos pozos de un campo bajo este esquema al mismo tiempo, pues se puede incurrir en errores de convergencia.

**Figura 28.** Esquema del enmallado híbrido.



Para la simulación del presente estudio, se construyó un modelo híbrido, en el cual se combinan coordenadas cartesianas con cilíndricas debido a que las regiones de pozo son consideradas como homogéneas e isotrópicas, el modelo representa un yacimiento que contiene 9 patrones de cinco puntos invertidos para los procesos de estimulación e inyección continua de vapor en

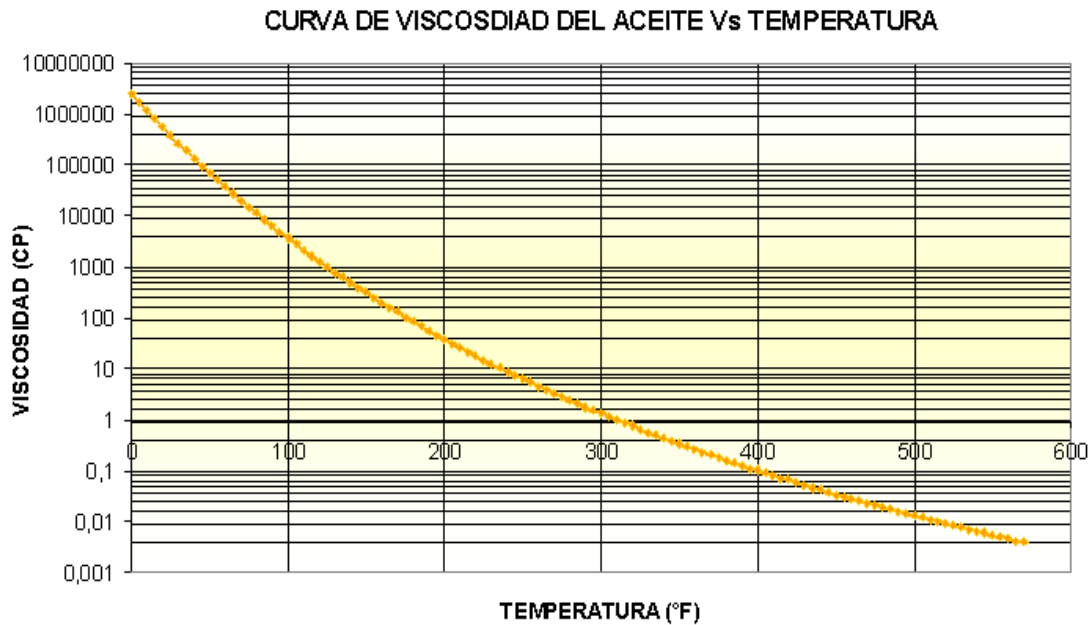
un esquema de yacimiento no confinado, las características se encuentran en la tabla 24.

**Tabla 24.** Propiedades del arreglo de simulación. Modelo Estratificado.

<b>CONDICIONES INICIALES</b>	
Temperatura	105 °F
Presión @1600 pies	890 Psi
Saturación de aceite	55%
Saturación de agua	45 %
<b>GRID DE SIMULACIÓN</b>	
Área del modelo	135 acres
Número de patrones	9
Área del patrón (Estimulación)	5 acres
Distancia entre pozos (Inyección Continua)	1.25 acres
Tope de la formación	1600 pies
Volumen inicial de aceite	5.4 E 6 Bbls
Tipo de enmallado	Híbrido
Espesor neto productor	100 pies

A continuación se presenta la curva que relaciona la variación en la viscosidad del aceite con la temperatura. Este es un aspecto de gran importancia debido a que la reducción de viscosidad es el principal mecanismo de recuperación de aceite que se emplea en los procesos de estimulación e inyección continua de vapor, por ello es necesario conocer el comportamiento que puede adquirir la viscosidad del aceite al aumentar la temperatura del yacimiento.

**Figura 29.** Curva de variación de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura. Modelo Estratificado.



Una vez se construyó el enmallado de simulación con dimensiones acordes para la simulación de los procesos de inyección cíclica y continua de vapor en un yacimiento estratificado de crudo pesado, la información correspondiente a propiedades de roca y fluido fue asignada al modelo. (Tabla 25 - 27).

**Tabla 25.** Propiedades de la arena productora. Modelo Estratificado.

<b>PROPIEDADES DE LA ROCA</b>	
<b>ARENA PRODUCTORA</b>	
Permeabilidad horizontal	800 md
Permeabilidad vertical	240 md
Porosidad	28 %
Compresibilidad de la formación	2.38 E-5 1/psi
Conductividad térmica	12.6 BTU/pie día °F
Capacidad calórica volumétrica	29.57 BTU/pie día °F

**Tabla 26.** Propiedades de las formaciones adyacentes. Modelo Estratificado.

<b>PROPIEDADES DE LA ROCA</b>	
<b>INTERCALACIONES DE ARCILLA</b>	
Capacidad calórica volumétrica de la arcilla	31.37 BTU/ pie día °F
Conectividad térmica	26.77 BTU/ pie día °F

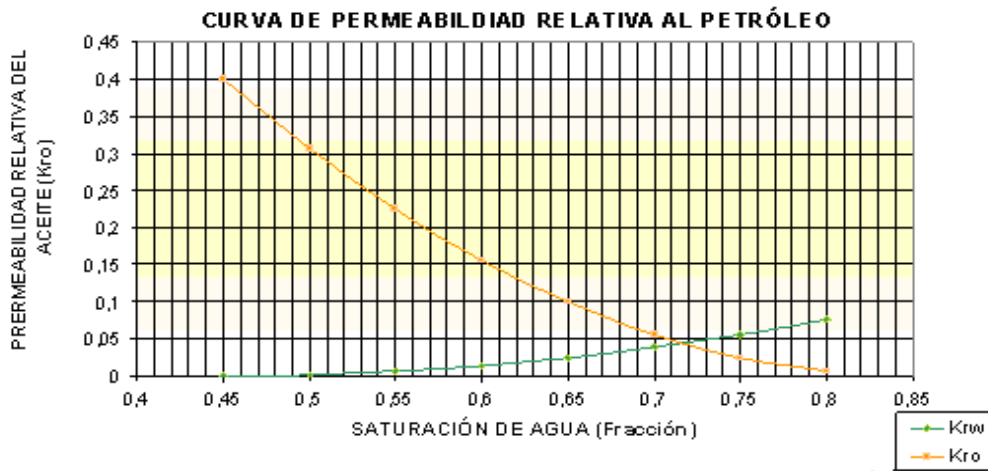
**Tabla 27.** Propiedades del fluido Modelo Estratificado.

<b>PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS</b>	
<b>ACEITE</b>	
Peso molecular	600 Lb-mol
Densidad del aceite	61.81 -Lb-mol/pie <sup>3</sup>
Compresibilidad	5.11 E-06 1/psi
Coefficiente de expansión térmica	3.90 E-04 1/°F
Viscosidad inicial	6609 cp
Gravedad API	12.5°
<b>AGUA</b>	
Propiedades Estándar	

Además de la información de las propiedades de roca y fluido que se introdujo en el simulador, también fue necesario especificar la forma en la que interactúan el agua y el aceite con el sistema, las curvas de permeabilidades relativas ayudan a determinar dicho comportamiento.

Para el caso del modelo estratificado, estos datos fueron tomados del estudio *"A comparison of steamflood strategies: five-spot pattern vs. inverted nine-spot pattern"* debido a que no se disponía de este tipo de información para los campos del Magdalena medio colombiano.

**Figura 30.** Curva de permeabilidades relativas agua-aceite.



Con esta información, se finalizó la construcción de un modelo de simulación que representa un yacimiento estratificado con temperatura inicial de 105°F y una presión de referencia de 890 Psi a 1600 pies de profundidad.

Los parámetros operacionales establecidos para desarrollar los procesos de estimulación e inyección continua de vapor se encuentran en la tabla 29.

**Tabla 28.** Datos de permeabilidades relativas.

DATOS AGUA-ACEITE		
Sw	Krw	Kro
0.27	0.000	1.000
0.42	0.002	0.990
0.51	0.004	0.800
0.56	0.006	0.600
0.62	0.008	0.400
0.65	0.010	0.300
0.68	0.012	0.200
0.72	0.014	0.100
0.8	0.021	0.000

Con la anterior información, se finalizó la construcción de un modelo de simulación que representa un yacimiento estratificado con temperatura inicial de 105°F y una presión de referencia de 890 Psi a 1600 pies de profundidad. Los parámetros operacionales establecidos para desarrollar los procesos de estimulación e inyección continua de vapor se encuentran en la tabla 29.

**Tabla 29.** Parámetros operacionales. Estimulación e inyección continua de vapor. Modelo Estratificado.

<b>DATOS DE POZO</b>	
<b>PRODUCTORES</b>	
Presión mínima de fondo ( $\Delta P_{wf}$ )	17 Psi
Tasa máxima de líquido en superficie	1500 Bls/día
<b>INYECTORES</b>	
Presión máxima de fondo (estimulación e inyección continua)	1200 Psi
Tasa máxima de agua en superficie (estimulación)	2500 Bls/día/pozo
Tasa máxima de agua en superficie (Iny. continua)	750 Bls/día/pozo
<b>VAPOR</b>	
Calidad (cara de la formación)	65 %
Temperatura	570 °F

**3.1.3. Selección del enmallado de simulación:** Basados en que la simulación numérica, utiliza las variables tiempo y espacio para hacer predicciones acerca del comportamiento que tiene un yacimiento al ser sometido a un determinado proceso de recobro, es lógico pensar que las propiedades del enmallado de simulación como: número de celdas, tipo de enmallado y grado de refinamiento, determinarán la confiabilidad de los resultados obtenidos. Por lo anterior, se desarrollaron dos modelos homogéneos de simulación con diferente grado de discretización en la región de yacimiento, con el fin de evaluar el efecto que tiene el refinamiento local sobre el desarrollo de los

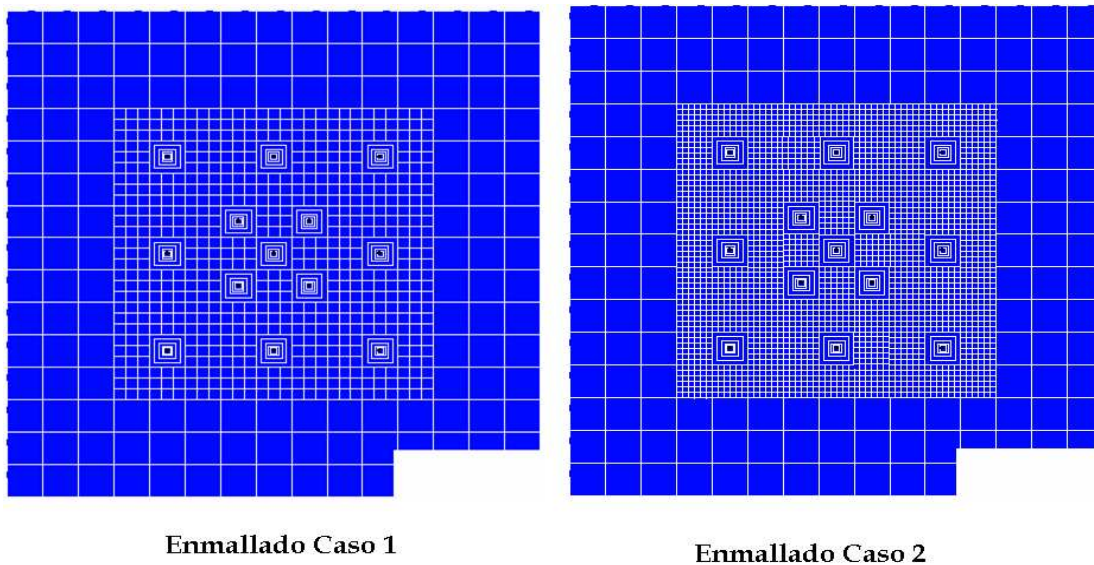
procesos de estimulación e inyección continua de vapor, los parámetros a tener en cuenta en la selección del enmallado de simulación fueron: tiempo de ruptura del vapor, factor de recobro y tiempo de simulación.

A continuación se presentan las características de los enmallados de simulación propuestos y una gráfica de comparación de los dos tipos de enmallado propuestos.

**Tabla 30.** Resumen de las características de los diferentes grid de simulación homogéneos.

CASO	ARREGLO BASE	X (pies)	Y (pies)	Z (pies)	R. L.	NÚMERO DE CELDAS	TIEMPO DE SIMULACIÓN
<b>1</b>	15*15*9	155.71	155.71	20	27*27*27	17.569	4 horas, 35 minutos
<b>2</b>	15*15*9	155.71	155.71	20	45*45*27	45.321	8 horas, 33 minutos

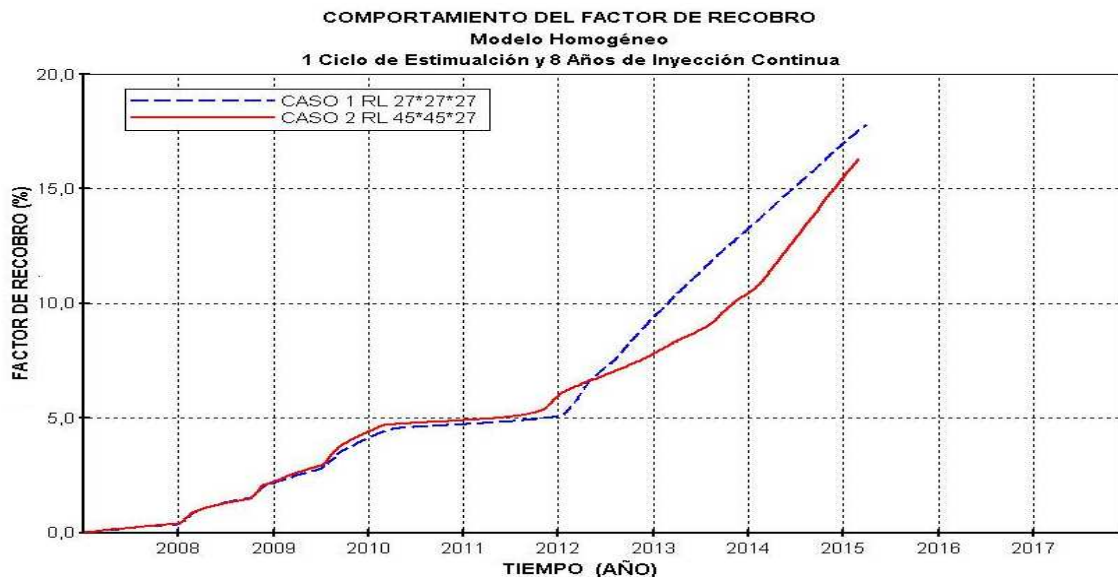
**Figura 31.** Vista areal de los enmallados de los casos 1 y 2.



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

La figura 32, muestra el comportamiento de los enmallados de los casos 1 y 2 frente al factor de recobro en un yacimiento homogéneo de crudo pesado, luego de ser sometido a tres ciclos de estimulación y 8 años de inyección continua de vapor, es importantes aclarar, que no fue posible proponer otros enmallados con mayor grado de refinamiento debido a que sobrepasaban las 80.000 celdas disponibles. En la gráfica se observa una pequeña diferencia en la cantidad de aceite recobrado para cada caso, con lo cual se puede concluir que un mayor grado de refinamiento del modelo permite observar resultados más reales con respecto a lo que se puede esperar del factor de recobro cuando el yacimiento se encuentra bajo el esquema de producción propuesto. Sin embargo, es de gran importancia tener presente que el objetivo del estudio va mas allá de analizar el comportamiento del factor de recobro, por ello, para la selección del enmallado de simulación es necesario determinar si el grado de discretización utilizado en el modelo influye significativamente en el comportamiento de otras variables.

**Figura 32.** Factor de recobro para los casos 1 y 2.

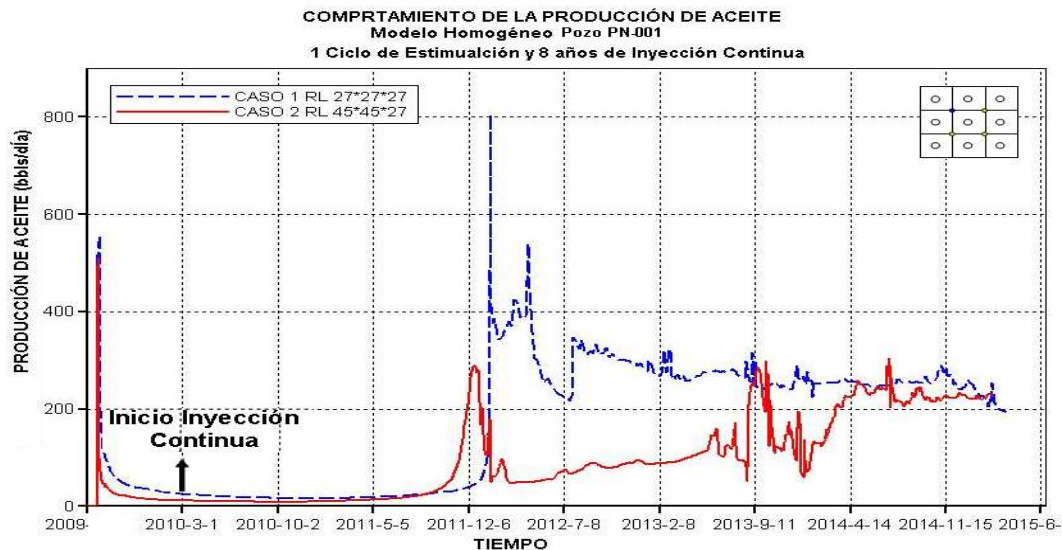


Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Otro de los parámetros a tener en cuenta en la selección del modelo de simulación, es el comportamiento que tienen los enmallados propuestos frente al tiempo que tarda en irrumpir el vapor en los pozos productores.

Teniendo en cuenta, que en la inyección continua al tiempo de ruptura se obtiene el mayor pico de producción de aceite, para los casos 1 y 2 la irrupción del vapor se presentó a 657 y 694 días respectivamente (figura 33). Como se puede observar, la diferencia entre los dos arreglos es tan solo de 37 días, lo cual implica que la relación vapor-aceite es muy similar en ambos casos, por tanto el margen de error se minimiza al momento de determinar los costos de producción de aceite bajo los métodos propuestos.

**Figura 33.** Producción instantánea de aceite.



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

La simulación numérica de procesos térmicos, se basa en ecuaciones de balance de materia y energía que resuelve mediante métodos numéricos, por ello es lógico pensar que a mayor grado de refinamiento local, mayor número

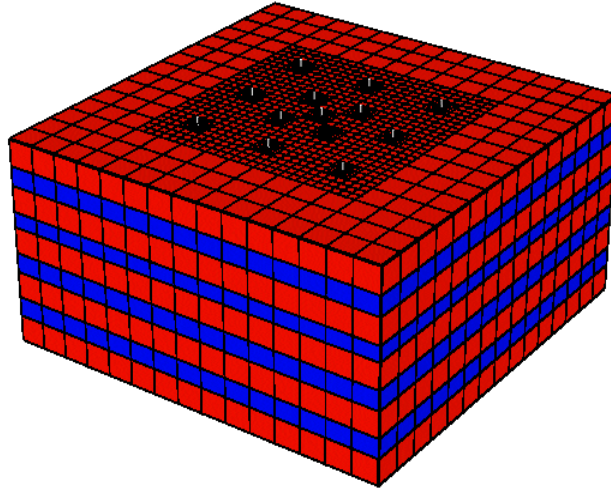
de ecuaciones son generadas para obtener la respuesta del yacimiento ante determinando esquema de producción; sin embargo, es importantes resaltar que el hecho de emplear un gran número de ecuaciones en el sistema, implica un mayor tiempo de cómputo que se refleja en altos costos de simulación.

Como los dos primeros criterios propuestos para la selección del enmallado de simulación tubieron un comportamiento similar, el tiempo de simulación es el tercer criterio a evaluar para determinar cual será el arreglo para el modelo de estudio, la tabla 30 contiene los tiempos de simulación empleados en cada caso. Como se puede observar la diferencia del tiempo de simulación entre el enmallado de  $27*27*27$  y el de  $45*45*27$  es alrededor de 4 horas, esto indica que a mayor número de celdas, mayor es el tiempo que se tarda en resolver el sistema de ecuaciones.

Basados en lo anterior, se seleccionó el enmallado de simulación del caso 1 que representa un arreglo de  $27*27*27$ , con un número total de celdas de 17.569; el grid seleccionado, permite un desarrollo adecuado de los procesos de estimulación e inyección continua de vapor, alcanza un buen grado de exactitud en los resultados, esta acorde con las normas de refinamiento local e involucra un tiempo de cómputo no muy grande en comparación con el otro arreglo propuesto.

Una vez seleccionado el enmallado del modelo homogéneo de simulación, se procedió a introducir las propiedades de roca y fluido mencionadas anteriormente para estructurar el modelo de yacimiento estratificado y con base en este comenzar a realizar las corridas preliminares para el desarrollo de los procesos de estimulación e inyección continua de vapor. En las figuras 34 y 35, se muestra el enmallado del modelo estratificado de simulación seleccionado para el estudio.

**Figura 34.** Enmallado de simulación Modelo Estratificado. Vista tridimensional



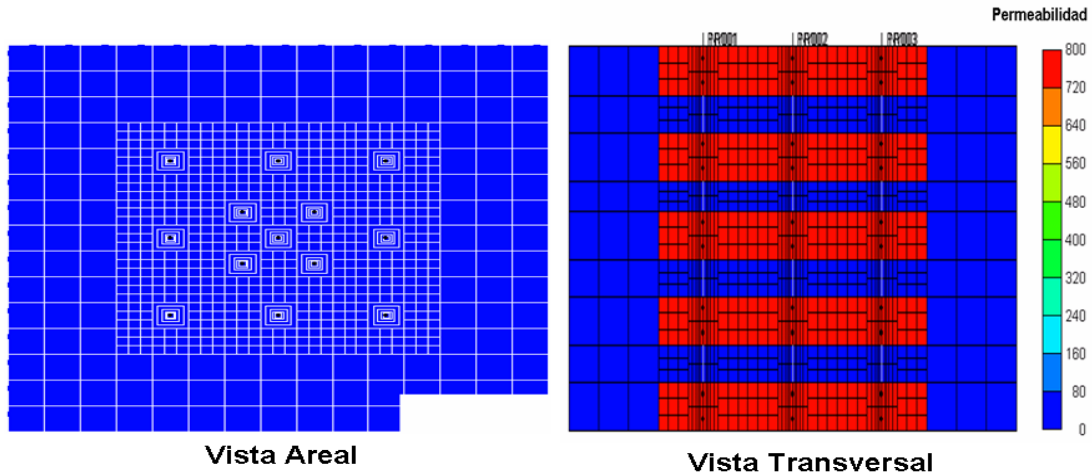
**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

El área total modelo es de 135 acres, en donde se encuentran definidas dos regiones importantes, la primera de ellas comprende un área de 80 acres sin refinamiento local y corresponde a un anillo de no confinamiento impuesto para representar la influencia de los alrededores, siendo este un fenómeno que generalmente se presenta en el desarrollo de los pilotos de campo, la segunda región con 45 acres, involucra la región donde se encuentran ubicados todos los pozos del modelo, presenta refinamiento cartesiano de  $27 \times 27 \times 27$  y un refinamiento híbrido de  $5i \times 2k$  en la región de los pozos, también llamada área de afectación de los procesos, es allí donde se desarrollan los procesos de estimulación e inyección continua de vapor.

Al finalizar la construcción del modelo de simulación, en la etapa de desarrollo que corresponde al proceso de estimulación, se utilizó un arreglo de cinco puntos y un espaciamiento promedio entre pozos de cinco acres, posteriormente para la etapa madura donde se realiza la inyección continua,

se perforaron nuevos pozos reduciendo el espaciamiento hasta obtener una distancia entre pozos inyector-productor de 1.25 acres.

**Figura 35.** Enmallado de simulación estratificado vistas areal y trasversal.



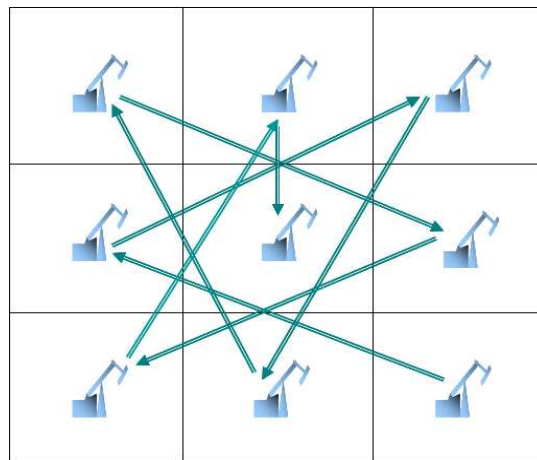
Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

**3.1.4. Secuencia de estimulación de los pozos:** 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 el punto en el que la movilidad del crudo aumente lo suficiente para que la respuesta del yacimiento al efectuar el desplazamiento con vapor sea la mejor, por ello la forma o secuencia en la que se realice la estimulación de los pozos del yacimiento, es un factor determinante en el éxito del proceso. Para el desarrollo del estudio de simulación, se propone el esquema de inyección de la figura 36, con el cual se logra un calentamiento uniforme de la formación y se reduce el efecto de interferencia causado por la estimulación de pozos cercanos.

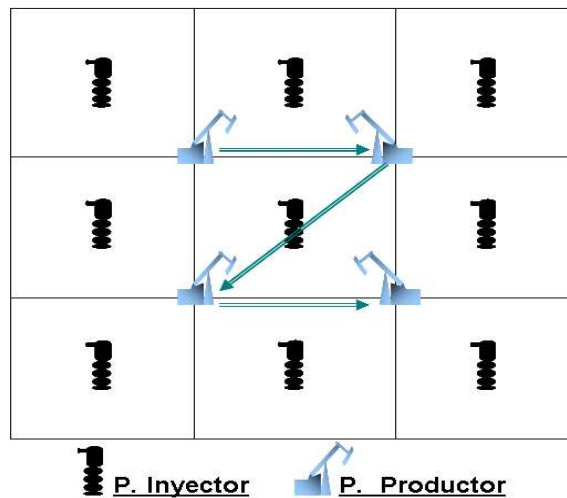
Considerando que la viscosidad del fluido del yacimiento en estudio supera los 6000 cp, es necesario estimular los pozos productores de la inyección

continua, con el fin de incrementar la viscosidad del fluido cercano a la cara de los mismos. Es conveniente resaltar que a estos pozos productores no se recomienda realizar más de un ciclo de inyección, pues se puede generar un aumento significativo de la saturación de agua en esta región, lo cual influye negativamente el proceso de inyección continua aumentando las pérdidas de calor en el sistema y disminuyendo la cantidad de aceite recuperado. Con base en lo anterior, se realizó un solo ciclo de estimulación a los pozos productores de la inyección de vapor con el esquema de inyección mostrado en la figura 37.

**Figura 36.** Esquema de inyección de los pozos en la estimulación



**Figura 37.** Esquema de inyección de los pozos productores de la inyección continua.



## **3.2. SELECCIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO DE CRUDO PESADO.**

Después de realizar la selección del enmallado de simulación, adecuar el modelo con las características propias de un yacimiento estratificado de crudo pesado y establecer el esquema de inyección de los pozos para el desarrollo de la inyección cíclica, se procedió a realizar la simulación de los procesos de estimulación e inyección continua de vapor, se realizaron varias corridas con las cuales se estableció la influencia de los parámetros operacionales de ambos procesos como: tasa de inyección y calidad de vapor, así mismo se determinó un número de ciclos de estimulación, a partir de el cual es recomendable iniciar el proceso de inyección continua obteniendo buenos resultados.

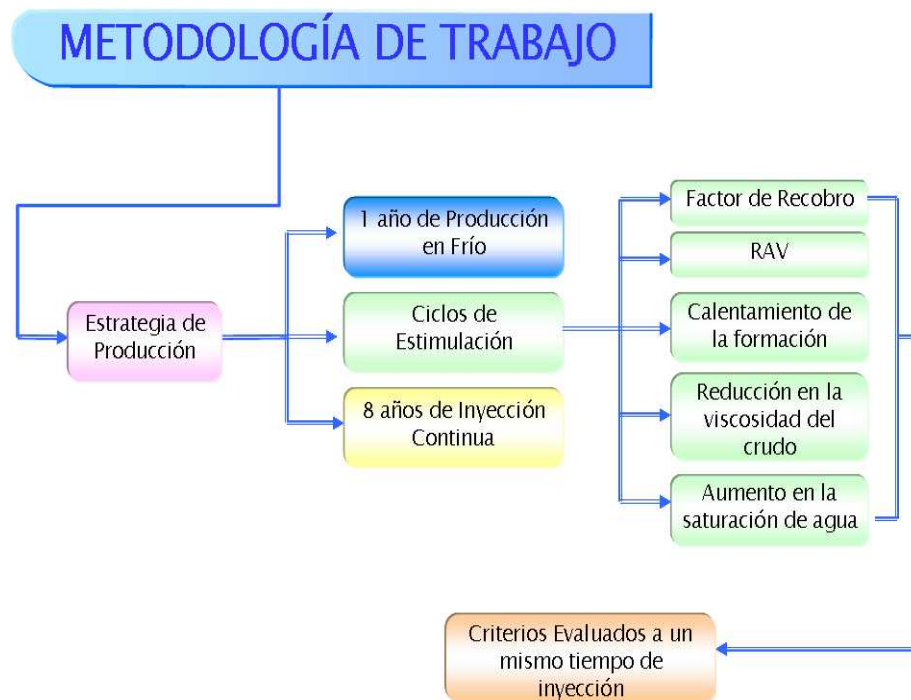
**3.2.1. Determinación del número de ciclos de estimulación previos a la inyección continua de vapor:** Generalmente, en los campos de crudo pesado donde se desea implementar la inyección continua de vapor se realiza un calentamiento previo del yacimiento mediante la aplicación de una inyección cíclica, obteniendo muy buenos resultados en el recobro de aceite. De esta manera, se aprovecha el efecto de calentamiento del yacimiento, permitiendo un mejor y más fácil desplazamiento del crudo y mejorando el barrido de la formación lo cual aumenta la eficiencia del proceso.

Los casos de campo presentados en el capítulo anterior, muestran que la aplicación del proceso de estimulación previo a la inyección continua de vapor, es una técnica muy utilizada en la industria de los crudos pesados; sin embargo, también se observó que la mayoría de los proyectos no contemplaban estudios relacionados con los aspectos de mayor influencia en

cada proceso, razón por la cual algunos de ellos fracasaron. En los proyectos mencionados, la inyección continua era implementada solamente cuando el proceso de estimulación alcanzaba el límite económico, sin considerar además del calentamiento de la formación y la tasa de producción de aceite otros efectos generados por este proceso, entre los que se encuentran el aumento en la saturación de agua y su distribución en el yacimiento.

Para determinar el número de ciclos, se realizaron una serie de corridas de simulación en las cuales, se evaluó el comportamiento de la producción de aceite del modelo propuesto para los procesos de inyección cíclica y continua de vapor tomando como criterio de evaluación el factor de recobro a un tiempo determinado de la vida del proyecto con base en la siguiente metodología.

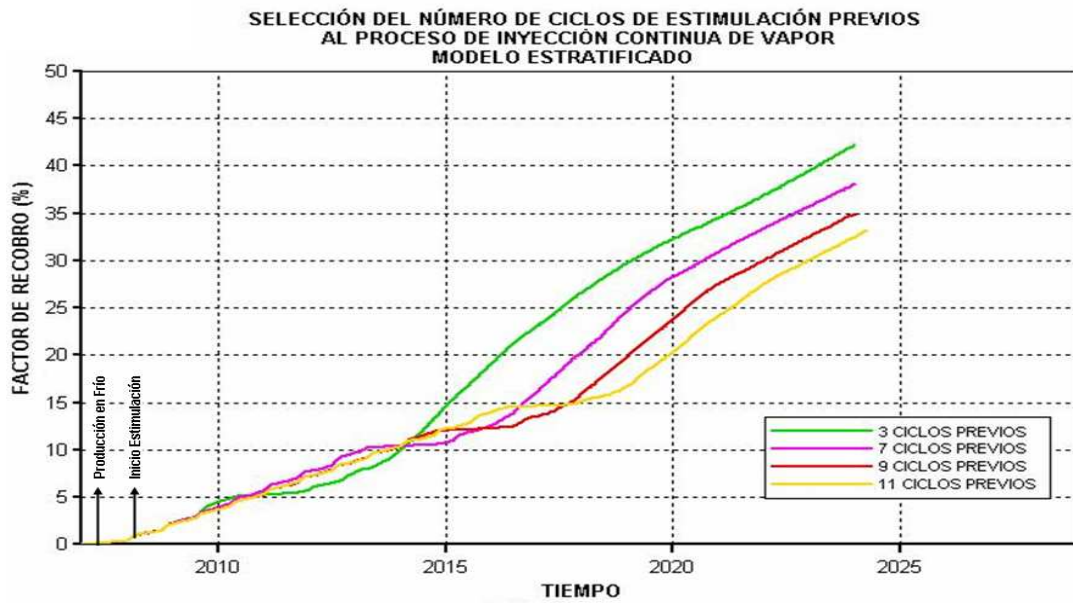
**Figura 38.** Metodología para la determinación del número de ciclos



La figura 39 muestra el comportamiento del factor de recobro de todo el proceso para diferentes ciclos de estimulación previos, allí se puede apreciar que para el año 2020, la cantidad total de petróleo recuperado es mayor a medida que el número de ciclos de estimulación disminuye; sin embargo, considerando que la máxima respuesta a la producción de aceite de la inyección continua se presenta luego de la ruptura del vapor y que el tiempo que tarde en manifestarse este en los pozos productores afecta significativamente la economía del proyecto, para un número de ciclos de estimulación inferior a 3, la irrupción del vapor y la respuesta en la producción es tardía (superior a 2 años), haciendo que se presenten altos valores en la relación vapor-aceite (RAV), lo cual disminuye la vida y economía del proyecto, el comportamiento para los ciclos superiores es diferente, a partir del séptimo ciclo, se observa que tanto el tiempo de ruptura como el RAV, se mantienen dentro de un rango económico.

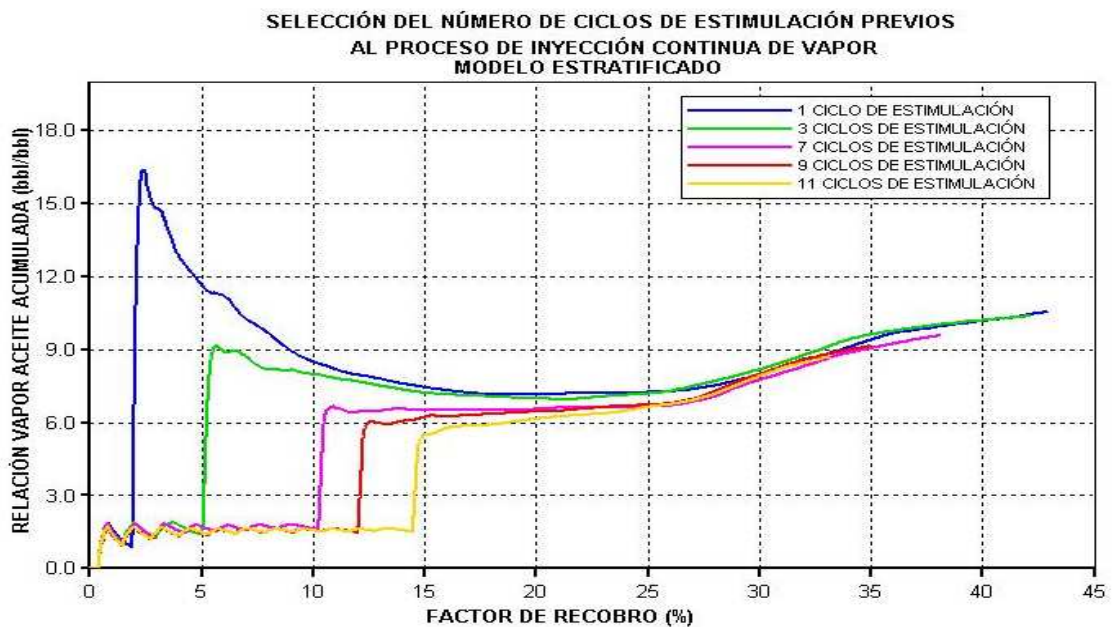
En la figura 40 se observa el comportamiento del RAV del proceso frente al factor de recobro, allí se puede apreciar que cuando un número de ciclos de estimulación inferior a 3 precede la inyección continua, la relación entre la cantidad de aceite recuperado y el vapor inyectado de este proceso sobrepasa el límite económico ( $RAV=6$ ), debido a que la formación no ha sufrido cambios fuertes en su temperatura, lo cual hace que el fluido posea una viscosidad muy cercana a la inicial y por tanto una mayor cantidad de vapor es requerido para aumentar la movilidad del aceite y permitir que este fluya fácilmente hacia el pozo productor; a diferencia de lo anterior, a partir del séptimo ciclo se tiene un mejor calentamiento de la formación, el fluido ha disminuido su viscosidad en mayor proporción facilitando al vapor su desplazamiento.

**Figura 39.** Comportamiento del Factor de recobro según número de ciclos previos a la inyección continua.



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

**Figura 40.** RAV vs. Factor de recobro según número de ciclos previos a la inyección continua.

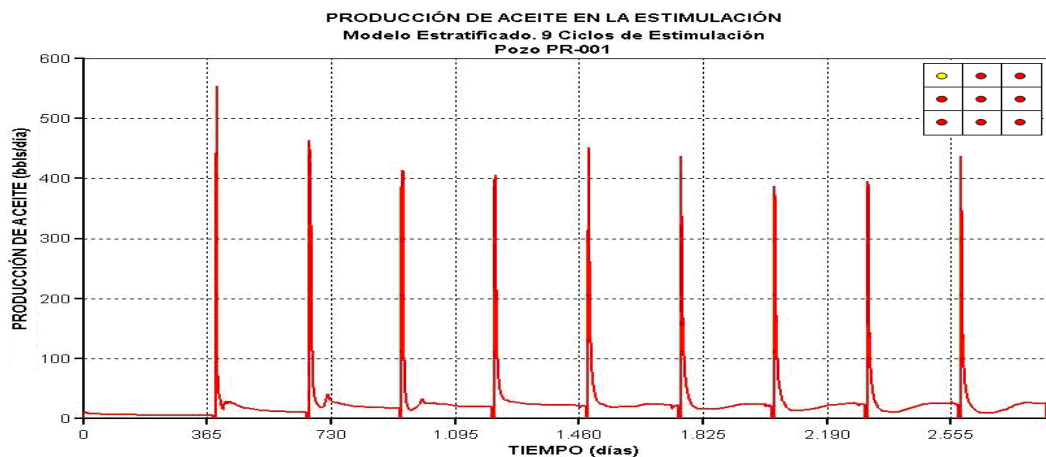


Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Considerando que cuando se realizan nueve ciclos de estimulación previos al desplazamiento con vapor, la respuesta en la producción se presenta en un menor tiempo (tiempo de ruptura 2.05 años), que la cantidad total de aceite recuperado en este punto es el 24.7% del OOIP del modelo y que se mantiene la economía del proyecto con un RAV de 6.32 Bls/Bls, se determinó que este era un buen momento para aplicar en el yacimiento la inyección continua.

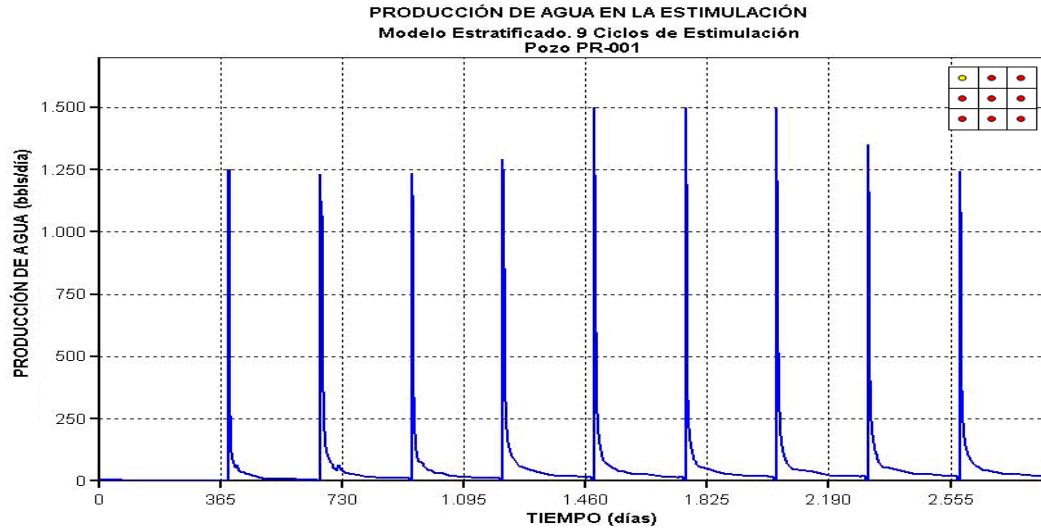
En las figuras 41 y 42 se muestra el comportamiento de la producción de aceite y agua del proceso de estimulación luego de 9 ciclos, es importante mencionar que la inyección cíclica en los pozos se realizó de manera secuencial y pozo por pozo. En la gráfica de aceite se observan algunas irregularidades en la tendencia de la producción de aceite comparada con los datos encontrados en la literatura; estas anomalías corresponden a errores de convergencia por la utilización del enmallado híbrido en todos los pozos del modelo y al alto valor de viscosidad del crudo que hace que se presente alta sensibilidad a los cambios de temperatura y se logre una fuerte disminución en esta propiedad con tan solo incrementar la temperatura del yacimiento en unos pocos grados .

**Figura 41.** Comportamiento la producción de aceite para 9 ciclos de estimulación.



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

**Figura 42.** Comportamiento la producción de agua para 9 ciclos de estimulación.

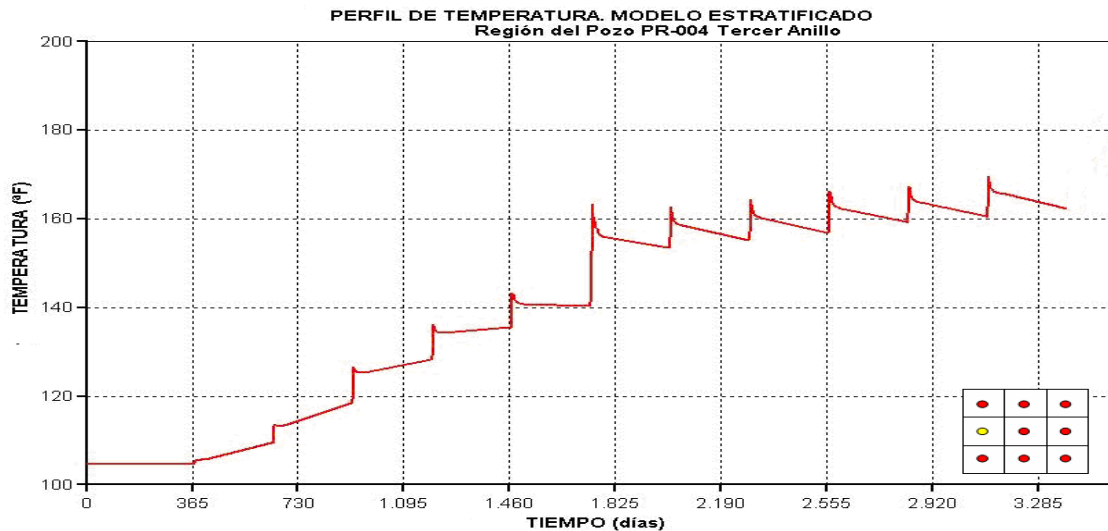


**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Otro parámetro empleado en la selección del número de ciclos previos a la inyección continua de vapor, fue el calentamiento producido en la formación luego de cada ciclo, la figura 43 muestra el perfil de temperaturas durante el proceso de estimulación en la región cercana al pozo PR-004, en ella se observa que inicialmente la temperatura alcanzada por la formación tuvo un aumento considerable (alrededor de 10 a 20°F en comparación con la temperatura inicial del yacimiento) y a medida que el número de ciclos fue aumentando, el incremento en la temperatura de los estratos fue mayor, de allí que al llegar al noveno ciclo de inyección, la temperatura del yacimiento alcanzó un valor muy cercano a los 180°F, el cual en relación con el comportamiento de la viscosidad (figura 29) y suponiendo un calentamiento uniforme de la formación, proporciona al fluido alta movilidad con una viscosidad inferior a los 90 cp; este comportamiento es normal considerando que a mayor número de ciclos mayor cantidad de energía es suministrada a la formación. Este mismo análisis fue realizado para los demás pozos del

modelo que fueron estimulados, observando un comportamiento similar al mencionado.

**Figura 43.** Calentamiento de la formación en el proceso de estimulación.



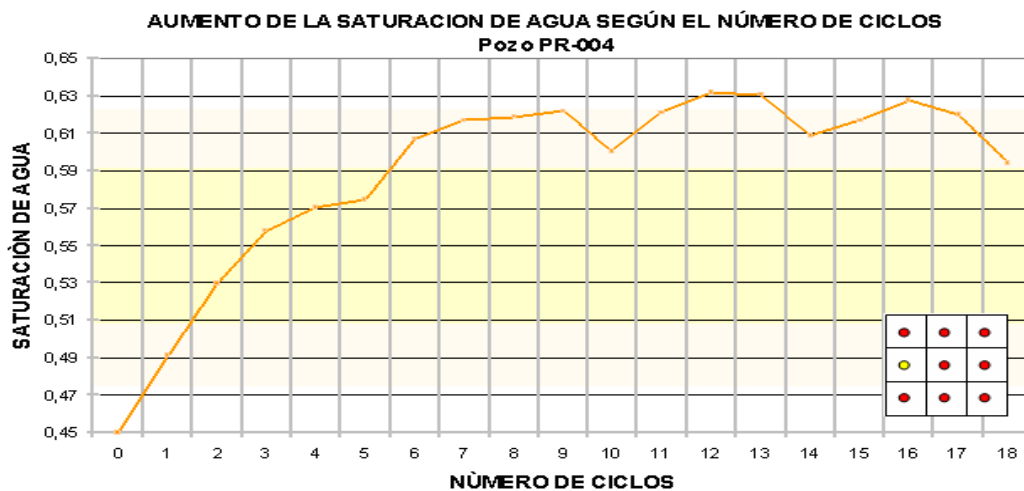
**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Finalmente, como se mencionó en el capítulo I, un factor muy importante del proceso de estimulación que influye de manera negativa la eficiencia de la inyección continua de vapor, es el aumento en la saturación de agua del yacimiento después de cada ciclo de inyección, ubicado puntualmente en la región cercana a los pozos estimulados y que genera una deficiencia térmica durante el empuje por vapor.

La figura 44, muestra el aumento en la saturación de agua del yacimiento evaluada en la región del tercer anillo para el pozo PR-004 en la primera arena, evidenciando que durante los primeros 6 ciclos de inyección la saturación de agua aumenta significativamente y de forma lineal con los ciclos; sin embargo, a partir del séptimo ciclo este incremento se produce irregularmente y en baja proporción, manteniéndose en los ciclos

subsiguientes, razón por la cual luego de implementar el noveno ciclo y alcanzar una saturación de agua del 62.7% se considera un buen momento para implementar la inyección continua de vapor y obtener buenos resultados.

**Figura 44.** Aumento en la saturación de agua del yacimiento en el proceso de estimulación.



Teniendo en cuenta el análisis realizado con cada uno de los criterios de selección, se determinó que a partir del noveno ciclo de estimulación, la formación y los fluidos contenidos allí, tienen las propiedades adecuadas y en condiciones beneficiosas para implementar el proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento estratificado de crudo pesado con las características de roca y fluidos establecidas para este estudio y que con ello se obtienen resultados exitosos en el recobro de aceite. Es importante mencionar que si las propiedades de yacimiento, el esquema de producción y las condiciones de operación son modificados se requiere realizar un estudio, en el cual se emplee una metodología similar para establecer de forma técnica y económica el número de ciclos previos al proceso de inyección de vapor.

**3.2.2. Sensibilidad de la tasa de inyección del proceso de inyección continua:** Con el fin de determinar el grado de influencia que tiene la tasa de inyección de vapor empleada durante un proceso de inyección continua, en un yacimiento con las propiedades del modelo en estudio y utilizando patrones de inyección de cinco puntos invertidos, se realizaron algunas corridas de simulación en las cuales únicamente se modificó en el modelo el valor asignado a la tasa de inyección.

La tabla 31, resume los valores empleados en la sensibilidad y la cantidad de vapor inyectado. La tasa de inyección del caso base fue determinada, teniendo en cuenta una relación frecuentemente utilizada en los campos de crudo pesado de California en los procesos de empuje de vapor, propuesta por Faruq Ali<sup>22</sup>, la cual sugiere inyectar 1.5 Bls/día de agua equivalente en forma de vapor por cada acre-pie de formación. Con base en lo anterior y considerando que el área por patrón es de 5 acres y el espesor neto de la arena es de 100 pies, la tasa de inyección de vapor manejada fue de 750 Bls/día por pozo.

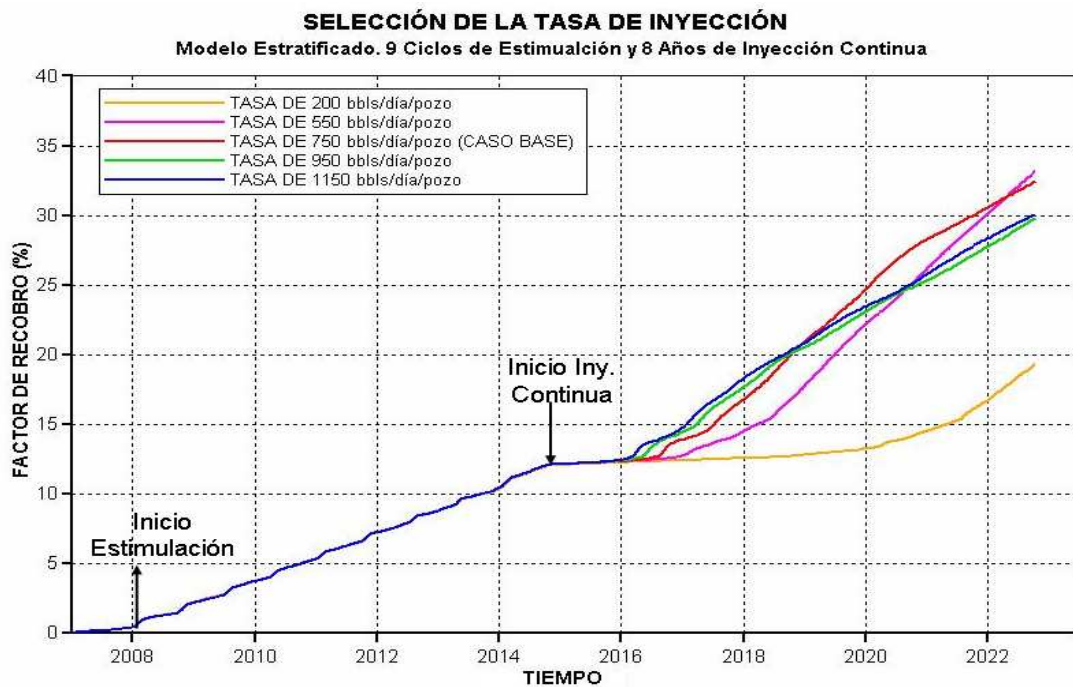
**Tabla 31.** Variación de la tasa de inyección de vapor del proceso de inyección continua. Modelo Estratificado.

CASO	TASA DE INYECCIÓN (bbls/día)	TASA DE INYECCIÓN (bbls/día-Acre-pie)
1	200	0.4
2	550	1.1
3	750 (Caso Base)	1.5
4	950	1.9
5	1150	2.3

<sup>22</sup> ZIEGLER, V.: "A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern vs. Inverted Nine-Spot Pattern. SPE 13620. 1987.

Para estudiar el efecto que trae la utilización altas o bajas tasas de inyección durante el proceso de inyección continua de vapor, en un modelo de yacimiento estratificado de crudo pesado, es necesario evaluar el comportamiento que tienen estas frente al factor de recobro del proceso, este comportamiento puede apreciarse en la figura 45.

**Figura 45.** Factor de recobro de aceite. Selección de la tasa de inyección



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

Es de esperarse que al emplear una tasa de inyección alta, la cantidad de aceite recuperado sea mayor comparada con la obtenida cuando se emplean valores bajos para este parámetro; sin embargo en la gráfica se observa que para tasas de inyección superiores a 750 Bls/día, el factor de recobro del proceso disminuye aunque en baja proporción, en relación con los otros valores propuestos, posiblemente este fenómeno se presenta ya que de acuerdo a las propiedades del yacimiento, la formación solo puede recibir un

determinado volumen de vapor llegando a un punto límite para la admisión del vapor inyectado, lo cual restringe la cantidad de aceite recuperable y retrasa el tiempo de ruptura del vapor. La figura 46 muestra el comportamiento de la tasa de inyección de vapor en el pozo del centro del modelo (PR-005), allí se observa que al trabajar con una tasa de 1150 Bls/día, la formación no alcanza a recibir al totalidad del vapor inyectado, esto se debe a que las propiedades del yacimiento no permiten recibir tal volumen de vapor.

**Figura 46.** Tasa de agua equivalente inyectada al yacimiento



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

Basados en el comportamiento del factor de recobro y la inyectividad de la formación, se determinó que para obtener una mejor eficiencia del proceso de inyección continua de vapor para el modelo de yacimiento propuesto, es apropiado utilizar una tasa de inyección de 750 Bls/día de agua equivalente en forma de vapor. El valor seleccionado para la tasa de inyección no es el

más alto al cual la formación recibe todo el vapor inyectado, sin embargo es la tasa más alta con la cual se obtiene la mayor recuperación de aceite.

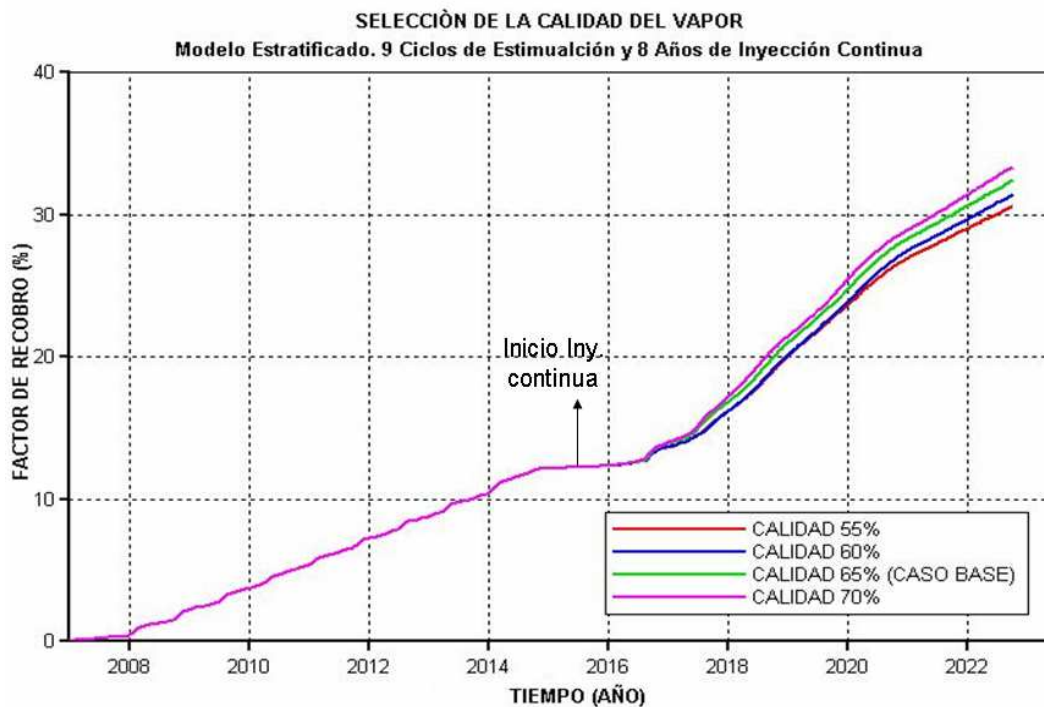
**3.2.3. Sensibilidad de la calidad del vapor del proceso de inyección continua:** Para determinar la influencia que tiene sobre el proceso de inyección continua de vapor, la utilización de diferentes cantidades de energía transferida al sistema roca fluido, es necesario realizar una sensibilidad de la calidad del vapor inyectado medido en el punto en el cual este ingresa a la formación. Es importante tener presente que durante el proceso inyección continua, lo ideal es trabajar inyectando vapor a la mayor calidad posible, con el fin de minimizar las pérdidas de calor que se producen en el sistema.

La calidad del vapor es un factor que depende principalmente de la pérdidas de calor producidas tanto en superficie como en el pozo, especialmente cuando se trabaja con tuberías desnudas o pobremente revestidas, por ello cuando el vapor llega a la cara de la formación su eficiencia ha disminuido en un gran porcentaje, lo cual impide en la practica obtener valores altos en la calidad del vapor.

Normalmente al trabajar con alta calidad de vapor, una cantidad más grande de energía es entregada al fluido para aumentar su temperatura y disminuir su viscosidad, por lo tanto, se espera una mayor movilidad del aceite reflejada en un alto factor de recobro; este comportamiento puede observarse en la figura 47, donde se muestra un aumento en la cantidad de aceite recuperado proporcional al incremento en la calidad del vapor al finalizar el proceso de desplazamiento con vapor.

Teniendo en cuenta que al utilizar una calidad de vapor del 70%, el factor de recobro no es significativamente alto en relación al obtenido cuando se emplean calidades inferiores, que los costos de generación de vapor con dicha calidad son considerablemente elevados y que en la practica no es muy común manejar valores tan altos para este parámetro, se seleccionó la calidad de vapor del 60% debido a que proporciona una buena recuperación de aceite y esta dentro de los rangos de calidad comúnmente utilizados.

**Figura 47.** Factor de recobro de aceite. Selección de la calidad del vapor.



**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

La tabla 32, resume los parámetros operacionales seleccionados para el desarrollo del proceso de inyección continua de vapor, con los cuales se logró obtener un mejor desempeño del proceso, manteniendo la viabilidad técnica y económica del proceso.

**Tabla 32.** Resumen de los parámetros operacionales seleccionados para la inyección continua.

<b>PARÁMETROS OPERACIONALES SELECCIONADOS</b>	
<b>Número de ciclos previos</b>	9
<b>Tasa de inyección de vapor</b>	750 Bls/día/pozo
<b>Calidad del vapor inyectado</b>	60 % (cara de la formación)

### **3.3. ASPECTOS DE IMPORTANCIA EN EL DESARROLLO DEL ESTUDIO**

Con el objetivo de que los resultados obtenidos luego de realizar la simulación del proceso de estimulación previo a la inyección continua de vapor fueran representativos y se asemejaran en gran medida a la realidad, fue necesario establecer algunas condiciones de de yacimiento y de operación que garantizaran dicho comportamiento y que contribuyeran al buen desempeño de lo procesos.

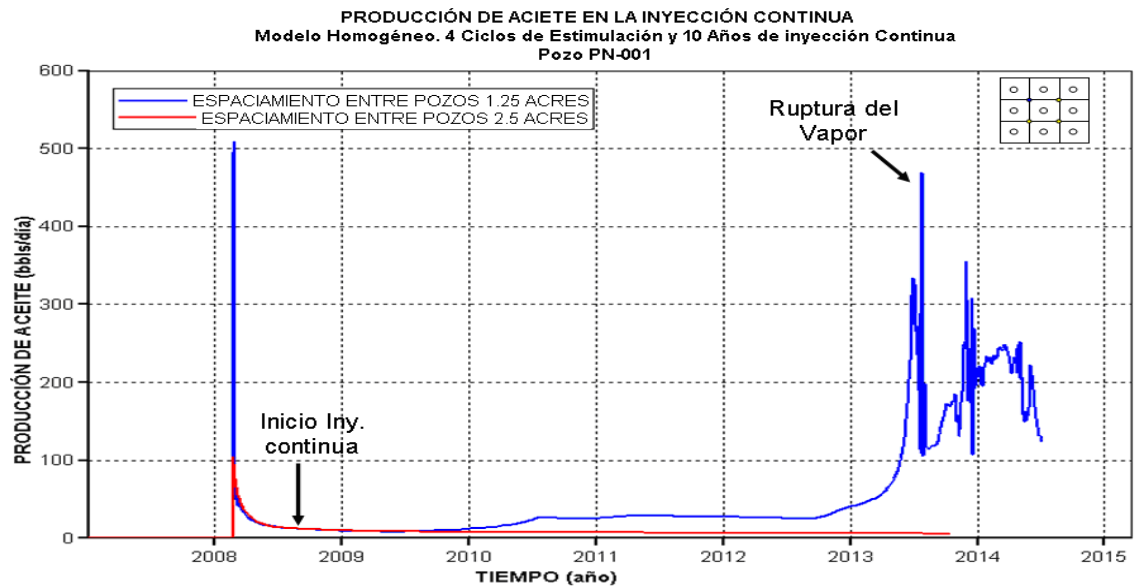
**3.3.1. Determinación del área de los patrones de inyección:** El principal objetivo del estudio, fue realizar un análisis de los principales parámetros que influyen el desempeño de la inyección continua de vapor cuando se realiza una previa estimulación del yacimiento y enfocarlo hacia los campos de crudo pesado en Colombia tomando como referencia los campos del Magdalena Medio, para ello el modelo de simulación propuesto se construyo con las propiedades de roca y fluido que allí se encuentran y los parámetros operacionales del proceso de inyección cíclica fueron basados en los trabajos de estimulación que se adelantan actualmente.

El modelo de simulación como ya se ha mencionado consta de 9 patrones de inyección de 5 puntos, inicialmente el área empleada por patrón fue de 10 acres, este dato fue tomado con base al espaciamiento entre pozos con el cual se trabaja en las operaciones de estimulación del campo Jazmín.

Para el desarrollo de la simulación de la inyección cíclica de vapor este espaciamiento es apropiado, si se tiene en cuenta que el proceso de estimulación involucra un mismo pozo para inyectar y producir y que con este no se realiza desplazamiento de hidrocarburos; sin embargo, cuando se comienza la aplicación de la inyección continua de vapor se observa que no hay respuesta del yacimiento en la producción de aceite y por ende el factor de recobro obtenido es muy bajo en relación con lo que se espera normalmente de este proceso. Otro fenómeno observado es que a nivel de calentamiento de la formación no hay ruptura del vapor, pero la producción de agua incrementa considerablemente luego de 4 años de inyección.

La explicación a lo ocurrido en el yacimiento, es que la longitud entre pozos es demasiado grande aún considerando que para la inyección continua se redujo el espaciamiento a 5 acre con la perforación de 4 nuevos pozos productores, lo cual hace que el agua equivalente inyectada en forma de vapor irrumpa en los pozos productores a una temperatura muy baja (agua fría), por consiguiente al ver el calentamiento de la formación no se observa un aumento considerable en la temperatura del yacimiento, de igual forma la pobre respuesta en la producción de aceite se presentaba debido a que el agua fría actúa como ladrón de energía, impidiendo que el aceite obtenga la cantidad de calor necesario para disminuir su viscosidad y de esta manera permitir su desplazamiento y producción.

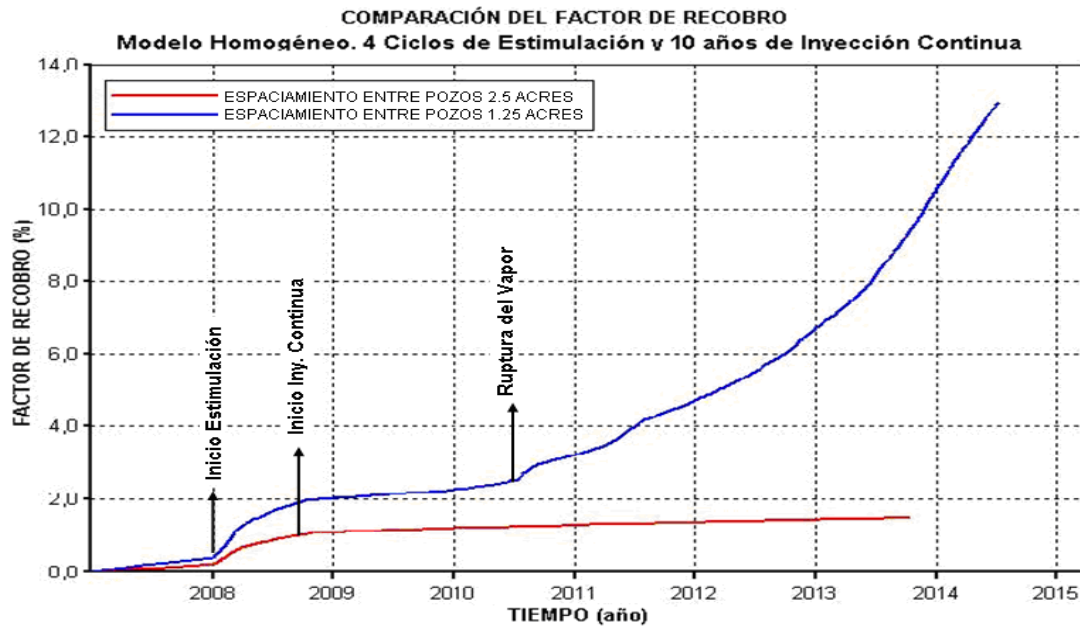
**Figura 48.** Producción de aceite inyección continua. Diferentes espaciamentos.



Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Para dar solución a este problema se varió el área de los patrones de inyección de 10 a 5 acres. Al utilizar un menor espaciamiento se observó un incremento considerable en la producción de aceite de la inyección continua, permitiendo observar allí la aparición del tiempo de ruptura, el cual con un espaciamiento mayor no era posible distinguir, así mismo el factor de recobro aumentó en gran proporción evidenciando una buena eficiencia de desplazamiento del proceso de empuje por vapor. En las figuras 48 y 49 se muestra el comportamiento mencionado con base a la producción de aceite y el factor de recobro para los espaciamientos de 10 y 5 acres. En cuanto al factor de recobro, se observa que al trabajar con un espaciamiento entre pozos de 2.5 acres no se presenta un considerable aumento en la cantidad de aceite recuperado (1.82%) en comparación, con el recobro obtenido al finalizar la estimulación (1.48%).

**Figura 49.** Factor de recobro. Diferentes Espaciamientos



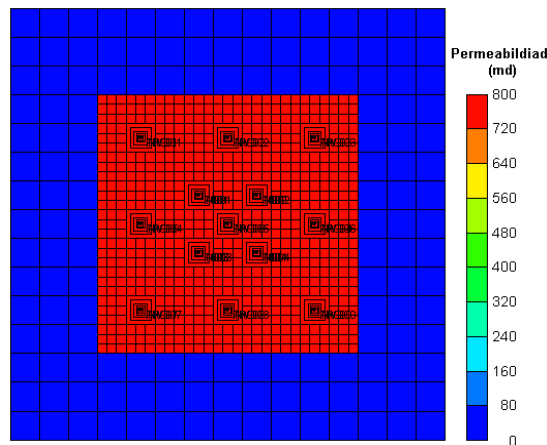
Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Lo anterior deja entre dicho que para implementar la inyección continua de vapor en un yacimiento con las características presentadas en este estudio se requiere, emplear un espaciamiento entre pozos que este acorde con las propiedades del fluido a recuperar y contemplar el área máxima calentada por el proceso.

**3.3.2. Cálculo del factor de recobro:** Teniendo en cuenta que el esquema de producción del presente estudio, está encaminado a incrementar el factor de recobro en un modelo de yacimiento estratificado de crudo pesado, es de gran importancia que los resultados obtenidos sean representativos y realmente confiables, por ello y considerando que el modelo de simulación propuesto es no confinado, dentro del simulador se hace necesario indicar que para en el cálculo del factor de recobro se tenga en cuenta solamente el OOIP del área de interés que corresponde a 45 acres, en donde se encuentran

ubicados los nueve patrones de inyección; así mismo, garantizar que el aceite drenado corresponda únicamente a ésta región debido a que los cambios de temperatura durante el proceso de empuje con vapor, pueden causar que parte del aceite contenido en la región del anillo de no confinamiento sea movilizado y por ende producido. Por lo anterior, se asignó un valor de permeabilidad en todas las direcciones de 0.00006 md, a la región del anillo que rodea el área de afectación de los procesos de estimulación e inyección continua, de tal manera que allí la transmisibilidad entre los bloques fuese muy baja o casi nula.

**Figura 50.** Esquema de permeabilidad para el modelo estratificado.

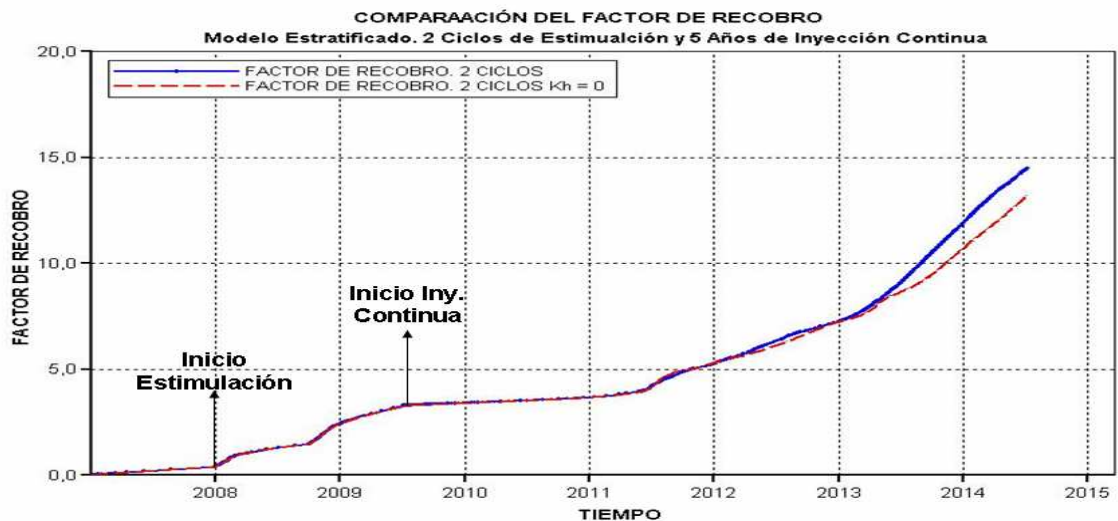


**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Con base en lo anterior, es de esperarse que cuando la barrera de no flujo es impuesta en el modelo el factor de recobro disminuya, en comparación con el obtenido cuando existe aporte de fluidos desde la región del anillo de no confinamiento, este comportamiento se observa en la figura 51 en la cual se presenta la respuesta del factor de recobro de aceite cuando se ha implementado en el yacimiento dos ciclos de estimulación y 5 años de inyección continua, con los parámetros de operación mencionados. La cantidad de aceite recuperado es de 13.75% para el modelo con barrera de no

flujo y de 14.82 para el modelo normal, como puede apreciarse la disminución es tan solo de 1.07 %, este es un valor no muy significativo, sin embargo para que los datos sean totalmente confiables y representativos se requiere impedir el aporte de fluidos de la región del anillo.

**Figura 51.** Comportamiento del factor de recobro según el área de afectación.



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

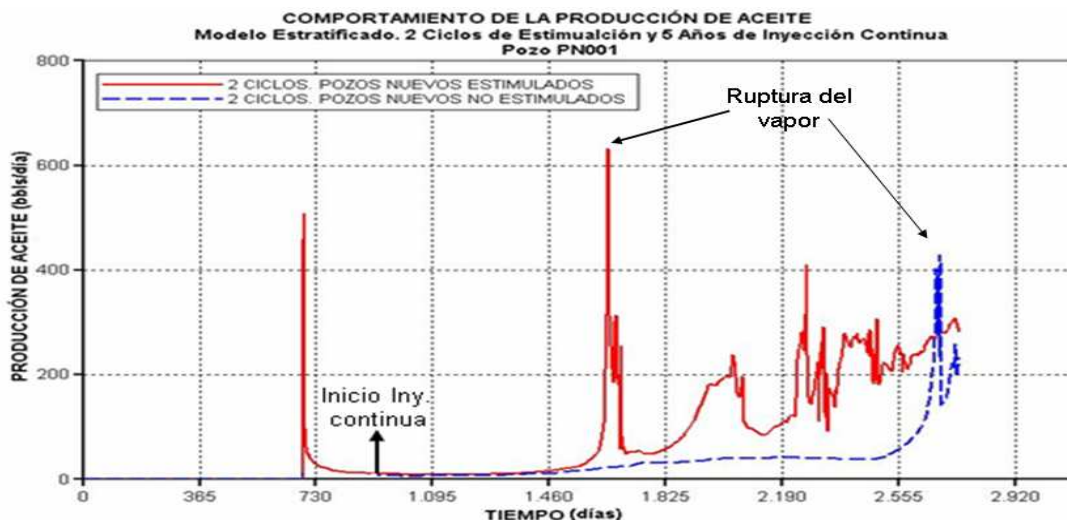
**3.3.3. Disminución del tiempo de ruptura del vapor:** En los procesos de inyección continua de vapor, el momento en que el vapor irrumpe en los pozos productores representa el pico de mayor producción de aceite, este tiempo es dependiente de parámetros como: tasa de inyección, calidad del vapor, espaciamento entre pozos y la viscosidad del fluido al inicio del proceso de empuje, este último a su vez depende de si la formación ha sido previamente calentada o estimulada.

Normalmente, cuando se realiza un calentamiento previo de la formación los pozos que fueron estimulados pasan a ser inyectores y los productores son pozos nuevos perforados para reducir el espaciamento, bajo este esquema el tiempo que demora en manifestarse el vapor en los pozos productores, es

menor comparado con el obtenido cuando la inyección continua se implementa en un yacimiento frío, esto se ve reflejado en una más rápida recuperación del aceite y en un aumento de la cantidad de petróleo recuperado por barril de vapor inyectado, lo cual mantiene la economía del proyecto; sin embargo, cuando se realiza dicha estimulación previa al empuje por vapor en un yacimiento que contiene un fluido de viscosidad muy alta para nuestro caso 6600 cp, se requiere aplicar por lo menos un ciclo de estimulación a los pozos productores, con el fin de aumentar la movilidad del fluido que se encuentra cercano a la región de dichos pozos y que el tiempo de ruptura de disminuya en relación al obtenido al estimular solamente el área cercana a los que serán inyectores, este fenómeno se ve reflejado en igual proporción en el factor de recobro del proceso.

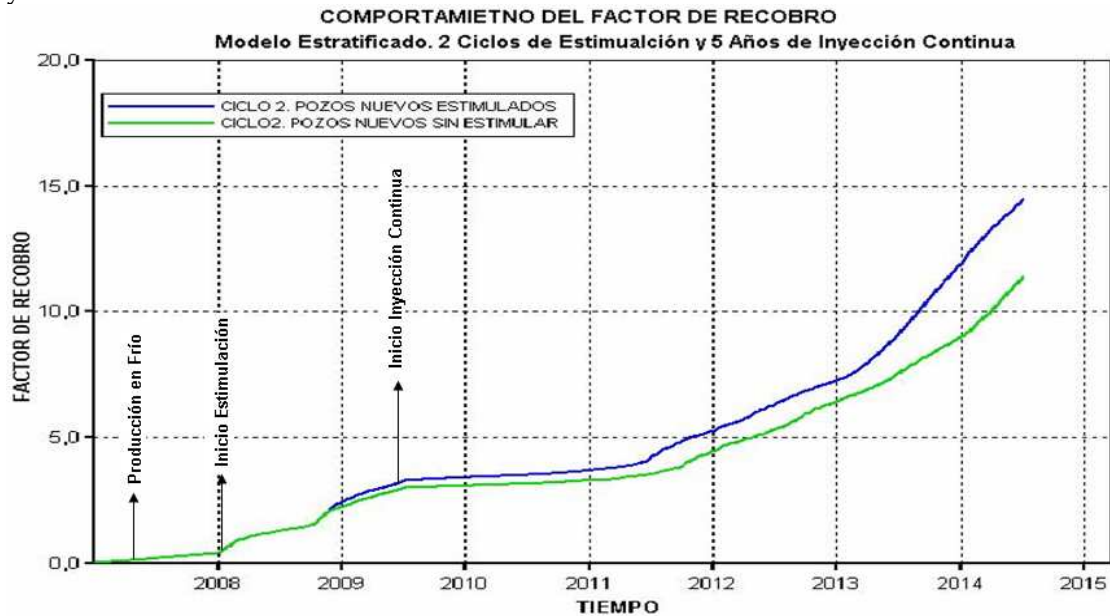
Este comportamiento puede apreciarse claramente en las figuras 52 y 53 las cuales hacen referencia al comportamiento del tiempo de ruptura del vapor evidenciado en la producción de aceite y al factor de recobro final de los procesos de estimulación e inyección continua de vapor.

**Figura 52.** Comportamiento de la producción de aceite. Tiempo de ruptura.



Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

**Figura 53.** Comportamiento del factor de recobro. Pozos nuevos estimulados y no estimulados.



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

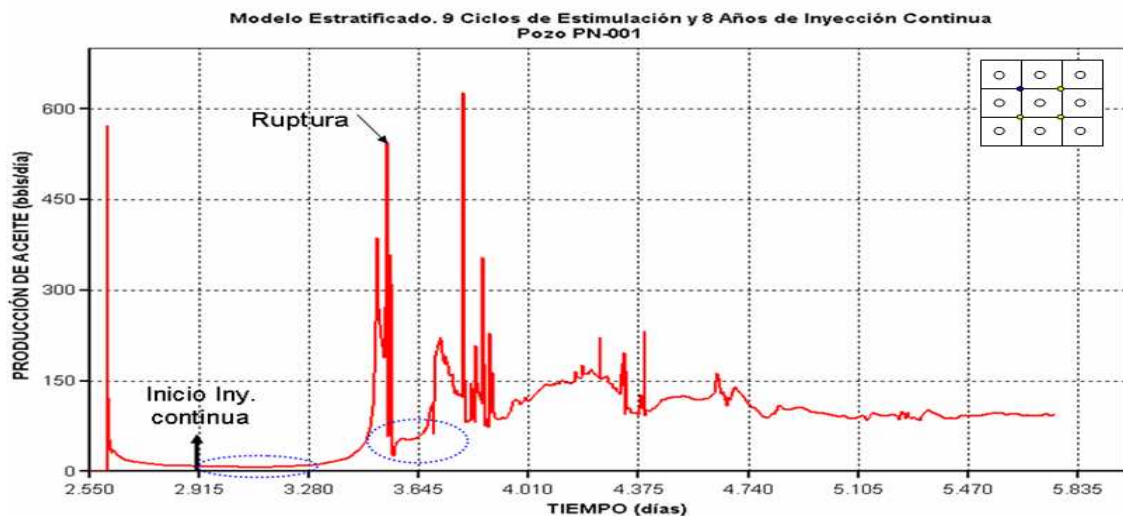
Es importante tener presente, que no es recomendable realizar más de un ciclo de estimulación a los pozos productores del proceso de inyección continua, debido a que luego de cada ciclo parte del agua equivalente inyectada en forma de vapor al condensarse queda en el yacimiento y genera un aumento en la saturación de agua, este fenómeno como ya había mencionado en el capítulo II, afecta negativamente el proceso de empuje por vapor, pues las regiones de alta saturación de agua actúan como zonas ladronas de energía disminuyendo la eficiencia de calentamiento del proceso.

**3.3.4. Inyectividad de la formación:** En la segunda parte de este capítulo, se realizó una sensibilidad para determinar el número de ciclos de estimulación a partir del cual es apropiado implementar la inyección continua de vapor para el modelo de yacimiento propuesto, tomando como referencia el

comportamiento de la producción de aceite y el factor de recobro de ambos procesos.

Generalmente, al implementar la inyección continua de vapor en un yacimiento que ha sido previamente calentado, se espera que el nivel de producción de aceite aumente paulatinamente con el tiempo de inyección y que la máxima tasa de producción de aceite se obtenga justo antes del tiempo de ruptura del vapor, de ahí en adelante continua la recuperación con niveles aceptables de producción; sin embargo, al analizar más detalladamente los resultados obtenidos en la tasa de aceite durante el proceso de empuje por vapor, se observó que a partir del momento en el que comienza el proceso no hay respuesta alguna en la cantidad de aceite producido, estado que se mantiene hasta cuando se alcanza el tiempo de ruptura del vapor, así mismo luego de que el vapor irrumpe en los pozos productores se produce una drástica caída en la producción de aceite por un periodo aproximadamente de 100 días, lo cual es un comportamiento totalmente alejado de la tendencia esperada (figura 54).

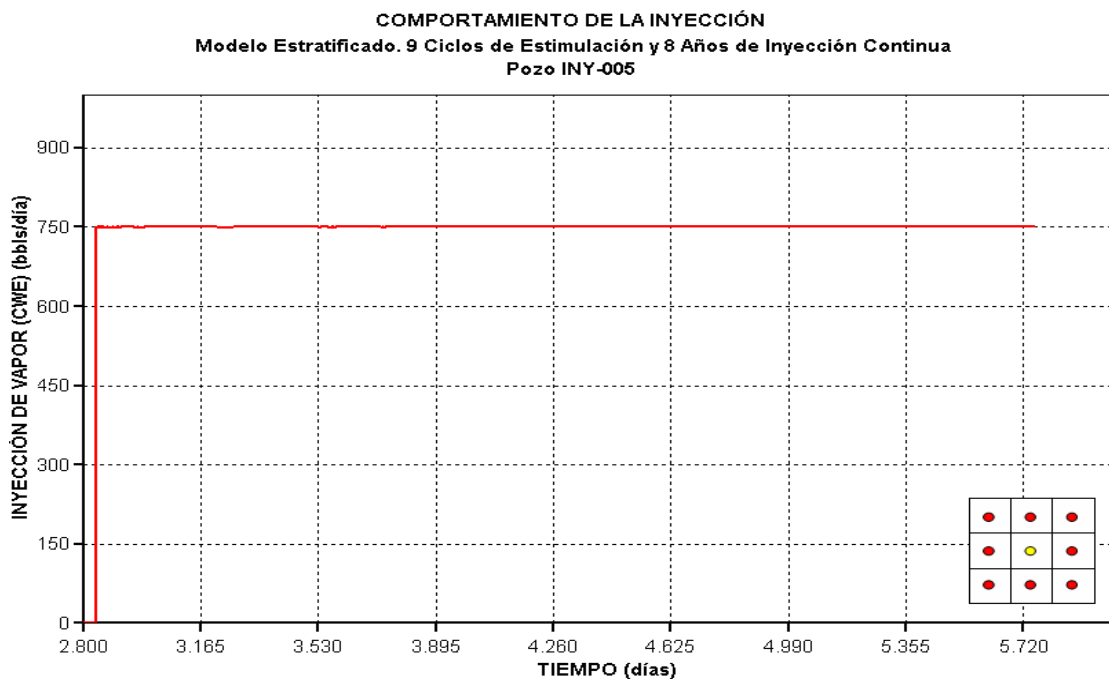
**Figura 54.** Producción de aceite durante la inyección continua.



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

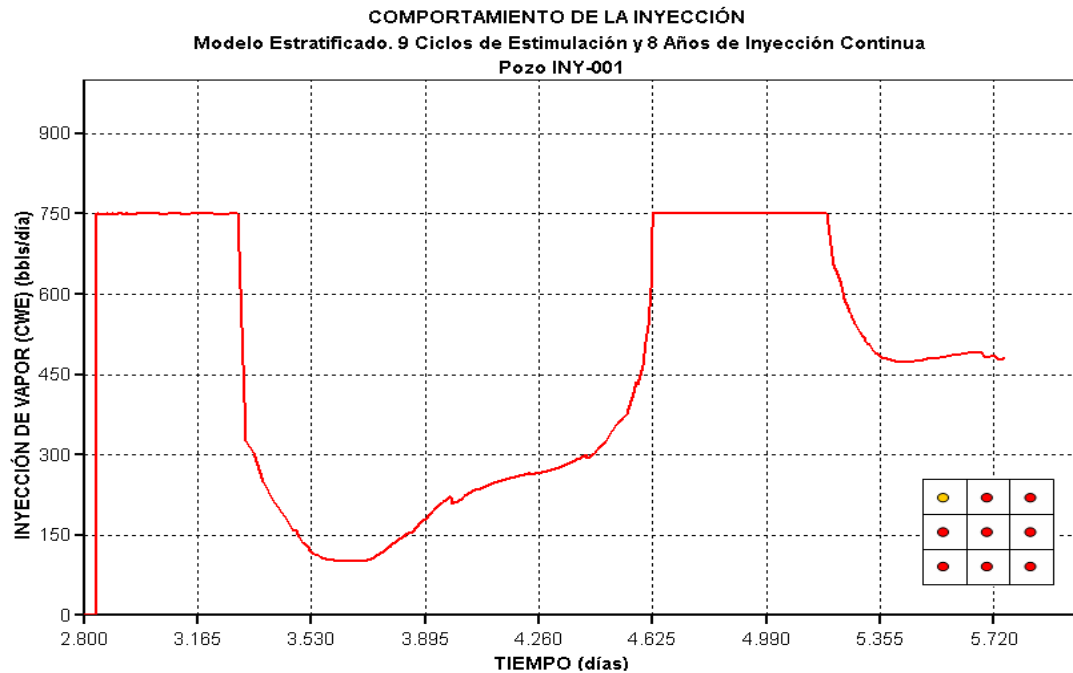
Con el objetivo de encontrar una respuesta al comportamiento mencionado, se entró a examinar si la formación realmente estaba recibiendo la totalidad del vapor inyectado en cada uno de los pozos (750 Bls/día), inicialmente se analizó el comportamiento del pozo inyector del centro del modelo, allí la respuesta de la formación a aceptar el vapor inyectado fue buena durante los 8 años que dura el periodo de inyección (figura 55); sin embargo cuando se analizaron los pozos inyectores más alejados del centro del modelo como el INY-001, se encontró que durante los primeros 18 meses de inyección, el yacimiento recibe en su totalidad el volumen de vapor entregado, pero luego de este tiempo se presenta una significativa disminución en la cantidad de vapor que admite la formación, este fenómeno se prolonga aproximadamente por 4 años, luego de este tiempo la inyección se normaliza a la tasa establecida desde el inicio del proceso (Figura 56).

**Figura 55.** Comportamiento del pozo inyector del centro del modelo.



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

**Figura 56.** Comportamiento del pozo inyector INY-001



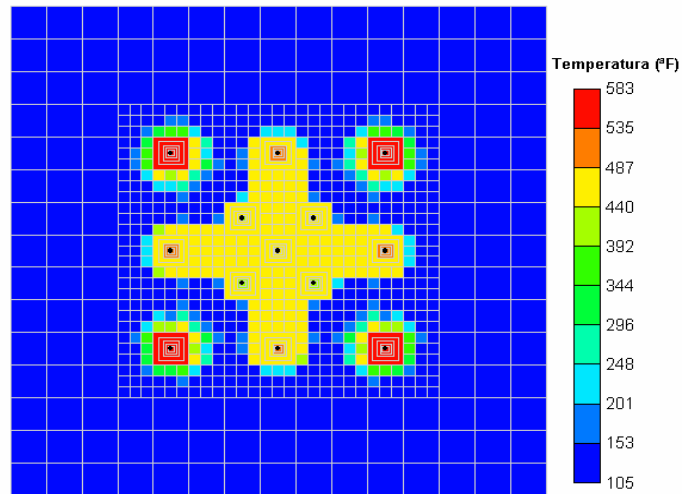
**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Con base en este comportamiento, lo normal es que si la formación no recibe el total del vapor inyectado por pozo, probablemente el calentamiento y la reducción en la viscosidad del aceite no sean los esperados, lo cual produce una disminución en la eficiencia de barrido y por ende en la cantidad de aceite recuperado, este fenómeno puede observarse claramente en un esquema de calentamiento de la formación y viscosidad del petróleo luego de 9 ciclos de estimulación y 1.5 años de haber comenzado la inyección continua (Figura 57 y 58).

Una vez se determinó la causa de la baja respuesta en la producción de aceite al inicio el proceso de inyección continua, el paso siguiente y teniendo en cuenta que la inyectividad de la formación depende principalmente del diferencial de presión que existe entre la presión de inyección y la presión de

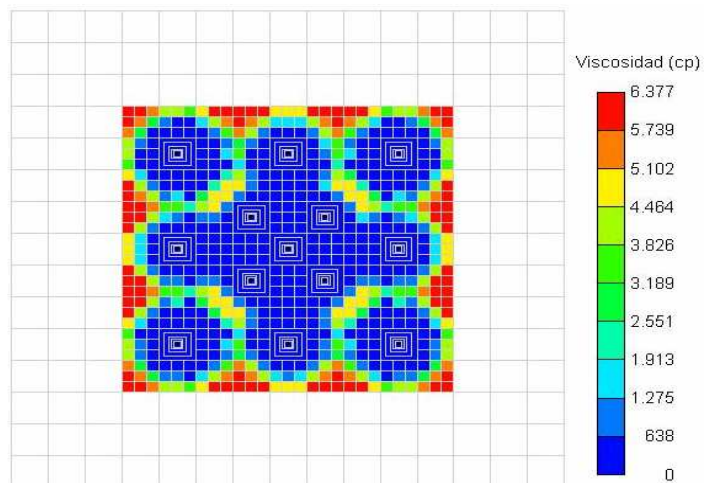
yacimiento, se realizó una comparación del comportamiento de esta última frente a la producción y la inyección para los pozos PN-001 e INY-001, en el mismo periodo de tiempo que fueron tomados los mapas de calentamiento y viscosidad.

**Figura 57.** Calentamiento de la formación. Inyección Continua



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

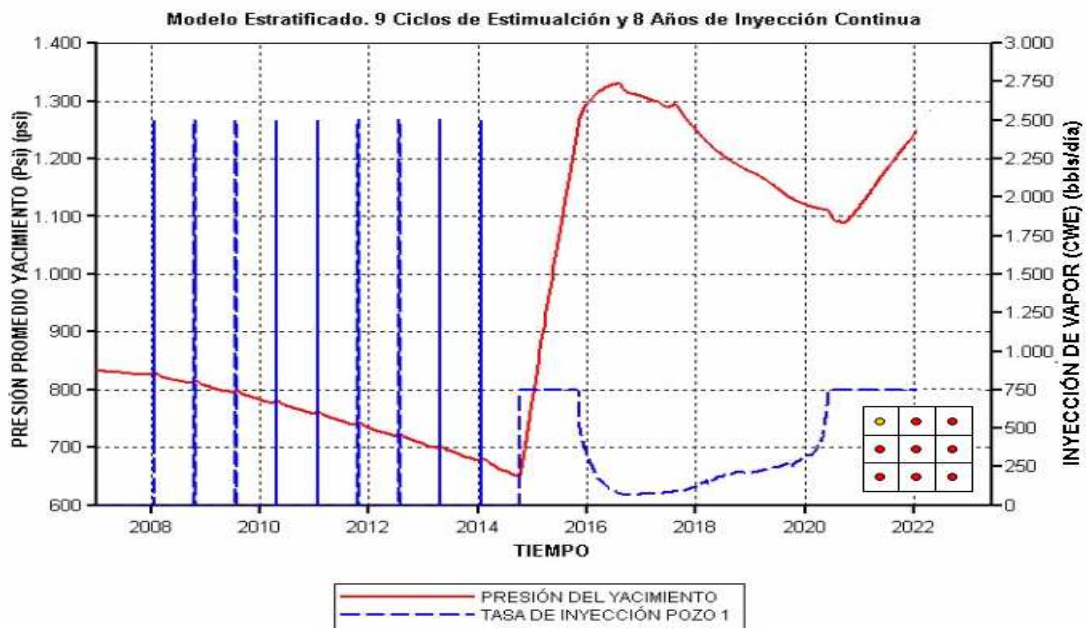
**Figura 58.** Cambio en la viscosidad del aceite



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

Las Figuras 59 y 60 muestran un fuerte incremento en la presión del yacimiento, que pasa de 650 a 1350 Psi alrededor de 1.5 años después de haber comenzado la inyección continua, este punto coincide con la caída de la inyectividad y con los bajos niveles de producción, el comportamiento se mantiene por un periodo de 4 años, luego del cual la presión del yacimiento cae a 1100 Psi y en este punto se restaura la inyección a la tasa de 750 Bls/día.

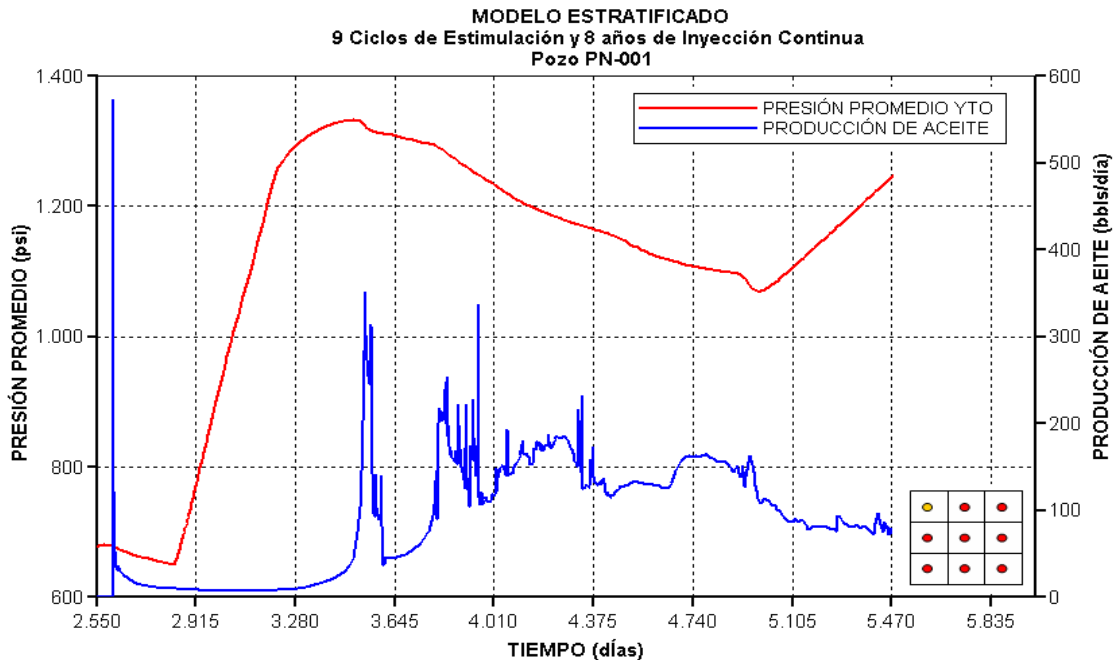
**Figura 59.** Comparación presión de yacimiento con la inyectividad



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

El sobrepresionamiento de la formación, es un efecto del pobre calentamiento y el considerable espaciamiento entre pozos, cuando el vapor entra en la formación, inicialmente se desplaza con facilidad; sin embargo, al avanzar y alcanzar las regiones más alejadas del pozo inyector donde la estimulación no causó una disminución considerable en la viscosidad del fluido, su desplazamiento se dificulta pues el fluido contenido en estas zonas aún es demasiado viscoso y actúa como barrera para el vapor, causando su acumulación.

**Figura 60.** Comparación presión de yacimiento con la producción



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

Para poder explicar el incremento en la presión del yacimiento y su efecto sobre la producción de aceite, es importante considerar cuatro aspectos principales: primero, el yacimiento antes de ser sometido a la inyección continua de vapor sufre un calentamiento de 9 ciclos de estimulación, segundo, los pozos productores también fueron estimulados, tercero, el calentamiento de la formación no es uniforme y simétrico y cuarto al inicio de la inyección de vapor las regiones que mayor temperatura alcanzan y por ende en las que se encuentra el fluido con menor viscosidad, son las correspondientes a los pozos estimulados que posteriormente son convertidos en inyectores.

Teniendo en cuenta lo anterior, es lógico pensar que cuando inicia la inyección continua, el vapor se desplaza con facilidad dentro de la formación debido a que la inyección se realiza en los puntos donde el fluido presenta

menor viscosidad; sin embargo, durante su recorrido hacia el pozo productor el vapor se encuentra con una región en la cual, la viscosidad del fluido sigue teniendo un valor alto (alrededor de 3000 cp) debido a que allí no se presenta un aumento considerable en la temperatura (figuras 57-58), lo cual se convierte en una barrera para el desplazamiento del vapor que es superada únicamente cuando este, transfiere la cantidad de calor suficiente al hidrocarburo para aumentar su movilidad; paralelamente, el vapor continua entrando al yacimiento, se produce un sobrepresionamiento de la formación y finalmente cuando se reduce la viscosidad del aceite que impide el desplazamiento del vapor, la presión del yacimiento se restaura reflejándose en una mejor inyectividad y por consiguiente en un incremento de la producción.

Es importante resaltar, que el fenómeno mencionado se presenta en los pozos que se encuentran en la periferia del modelo, en el pozo inyector del patrón central no se presenta dicho comportamiento, debido a que este se encuentra ubicado en una zona que se ve influenciada por el calentamiento de los pozos productores de la inyección continua, los cuales fueron estimulados con un ciclo de inyección, por ello la viscosidad del fluido en esta región es lo suficientemente baja para permitir el desplazamiento del vapor.

Para proporcionar un indicativo de cómo solucionar el problema en la inyectividad de la formación, se estableció que el espaciamiento entre pozos es el responsable del pobre calentamiento de la formación; por ello se realizaron algunas corridas de simulación en las cuales se varió el área del patrón de inyección de 5 acres (Caso base) a 1.25 acres, con el fin de evaluar el comportamiento de los modelos frente a la producción de aceite, la inyectividad de la formación y el factor de recobro, las tablas 33 y 34,

resumen las dimensiones del modelo y la cantidad de aceite remanente y producido para cada uno de los espaciamientos propuestos.

**Tabla 33.** Dimensiones del arreglo para diferentes espaciamientos entre pozos

Modelo	Área Total del Modelo (acres)	Área por Patrón (acres)	Espaciamiento en la Inyección Continua (acres)	OOIP Total del Modelo MMBO	OOIP por Patrón MBO	FR Total %
<b>Caso 1</b>	45	5	1.25	5.4	600	32
<b>Caso 2</b>	22.5	2.5	0.625	2.7	300	65
<b>Caso 3</b>	11.25	1.25	0.156	1.35	150	79.5

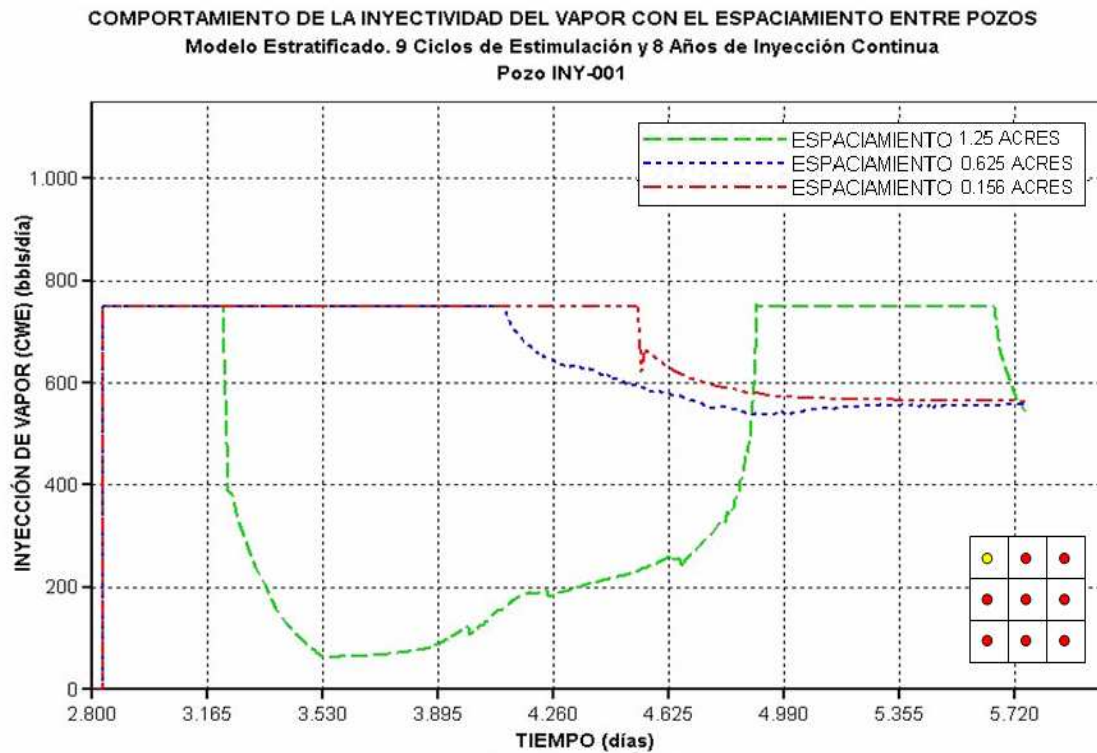
**Tabla 34.** Producción de aceite de los procesos de estimulación e inyección continua de vapor. Diferentes espaciamientos

Modelo	N <sub>p</sub> Estimulación (bbls)	N <sub>R</sub> después de Estimulación (bbls)	N <sub>p</sub> Iny. Continua (bbls)	N <sub>R</sub> Después de la Iny. Continua (bbls)	FR Iny. Continua %
<b>Caso 1</b>	668.690	4'731.310	1'793.470	2'937.840	20.2
<b>Caso 2</b>	810.000	2'619.000	927.126	1'691.864	35.4
<b>Caso 3</b>	596.700	753.300	627.421	125.879	35.5

Las figuras 61 y 62 muestran el comportamiento de la inyección en los pozos INY-001 e INY-004, respectivamente una vez se realizó la reducción del espaciamiento. Allí se observa que al disminuir la distancia entre pozos, la inyektividad mejora considerablemente, debido a que se produce un mejor y más uniforme calentamiento de la formación, de tal forma que los cambios en

la viscosidad del aceite son más significativos en toda la región del yacimiento y permiten que el vapor pueda desplazar fácilmente el petróleo.

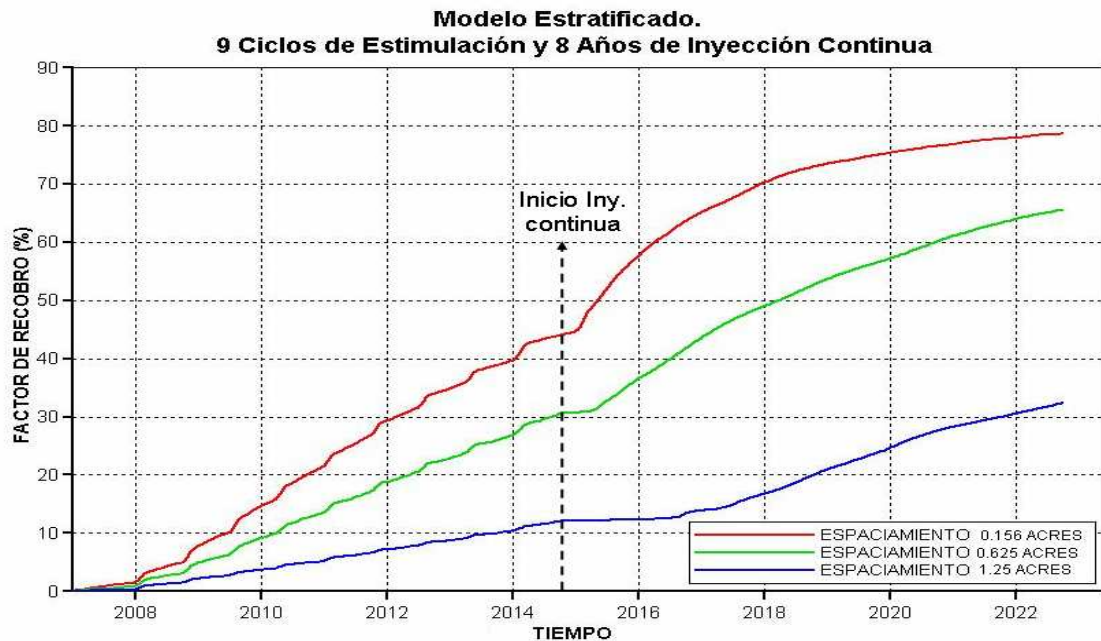
**Figura 61.** Comportamiento de la inyección de vapor para diferentes espaciamientos



Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Como era de esperarse, al reducir el espaciamiento se mejora la inyectividad de la formación, lo cual se ve reflejado en una mayor respuesta en la producción a un menor tiempo; sin lugar a duda, esto es consecuencia de que la eficiencia térmica del proceso se maximiza y la formación es barrida efectivamente por el vapor inyectado. A continuación se muestra una gráfica del factor de recobro de todo el proceso para los diferentes espaciamientos propuestos.

**Figura 62.** Comportamiento del factor de recobro con diferentes espaciamentos.



**Tomada de:** Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Al reducir el espaciamiento entre pozos, se produce: mejor calentamiento de la formación, mayor disminución en la viscosidad del aceite y un alto factor de recobro, lo cual es producto de la buena respuesta de la formación a la inyección del vapor.

Luego de establecer que al disminuir el área de los patrones de inyección a 1.25 acres se puede obtener un factor de recobro casi del 80% y con ello disminuir la saturación de aceite residual del yacimiento, es importante realizar un análisis técnico y económico, para determinar si la cantidad de petróleo original contenido en cada patrón, es económicamente viable de recuperar; para ello una comparación entre el RAV del proceso y el factor de recobro, es necesaria para determinar hasta que punto el proceso es

económicamente viable de implementar bajo las condiciones dadas (figura 63).

**Figura 63.** RAV vs Factor de recobro para diferentes espaciamientos en el proceso de inyección continua.



Tomada de: Computer Modelling Group, CMG. Stream, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Como se puede observar en la gráfica, para un espaciamiento entre pozos en la inyección continua de 0.156 acres la recuperación de aceite es muy buena comparada con los otros casos propuestos, alcanzando un recobro de aceite del 79.55%; sin embargo, la cantidad de vapor que se requiere inyectar para recuperar dicho volumen de aceite es muy alto, por ello se seleccionó el espaciamiento entre pozos que mayor recuperación de aceite proporcionara al llegar a una relación de vapor- aceite de 6.0 Bls/Bls. Con base a lo anterior, se seleccionó el espaciamiento del caso 3, debido a que con una distancia entre pozos de 0.156 acres se maximiza la producción de aceite con un factor de recobro del 60% comparada con el 40% y 13.5% de los otros dos casos propuestos.

## CONCLUSIONES

- Se requiere utilizar un enmallado de simulación híbrido en combinación de coordenadas cartesianas con cilíndricas para garantizar que los resultados obtenidos sean acordes con las tendencias esperadas; sin embargo, no es recomendable simular todos los pozos del modelo bajo este sistema debido a que se pueden generar errores de convergencia.
- Basados en el comportamiento de parámetros como: RAV, tiempo de ruptura y factor de recobro, la inyección continua de vapor en un yacimiento estratificado con las propiedades de roca y fluido propuestas, presenta un mejor desempeño cuando se han implementado previamente en la formación varios ciclos de estimulación; con ello se maximiza la cantidad de aceite recuperado en todo el proceso y se mantiene la economía del proyecto.
- Para el modelo de yacimiento propuesto, al reducir el espaciamiento entre pozos durante la inyección continua se observa un incremento en la producción de aceite, debido a que a menor distancia se produce: mejor calentamiento de la formación, gran disminución en la viscosidad del petróleo y mejor inyectividad en los estratos de interés.
- Debido a la baja movilidad inicial del petróleo la utilización de altas tasas de inyección causa problemas de sobrepresión en el yacimiento, lo cual conlleva a una disminución en la inyectividad de la formación, reflejándose en una menor cantidad de aceite recuperado; por ello, es aconsejable iniciar el desplazamiento con tasas de inyección bajas, de tal forma se genera un

aumento gradual en la presión del yacimiento y se garantiza que el vapor inyectado es aceptado en su totalidad por la formación.

- La utilización de valores altos en la calidad del vapor durante un proceso de inyección continua de vapor, permite recuperar una mayor cantidad de aceite; sin embargo, es importante considerar que en la práctica es muy poco probable realizar la inyección con calidades mayores al 60%, debido a que las pérdidas de calor generadas en el recorrido del vapor desde el generador hasta la cara de la arena técnicamente lo impiden.
- Es indispensable que durante el proceso de inyección cíclica, los pozos estimulados se encuentren alejados uno del otro, con el fin de reducir la interferencia causada por la estimulación de pozos cercanos y realizar un calentamiento más uniforme del yacimiento.

## RECOMENDACIONES

Una vez concluido el presente proyecto, los autores se permiten realizar las siguientes recomendaciones para conseguir la aplicación exitosa de los procesos estudiados:

- Para el desarrollo del presente estudio de simulación se elaboró un modelo de yacimiento el en cual se consideraron propiedades de roca y fluido promedio de los campos del Magdalena Medio colombiano, para proyectos posteriores de aplicación a un campo en particular, sería conveniente introducir el modelo geológico del yacimiento y el grado de heterogeneidad, con el fin de evaluar la incidencia de estos parámetros frente al desarrollo de los procesos.
- Con base en los resultados del estudio y teniendo en cuenta que el parámetro que mayor influencia tiene sobre el desempeño de la inyección continua de vapor es el espaciamiento entre pozos, es recomendable realizar un análisis económico de los procesos y de esta forma respaldar la viabilidad técnica del sistema de producción propuesto.
- Un buen complemento para establecer la influencia de la estimulación previa a la inyección continua de vapor, es realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales de la inyección cíclica de vapor, para determinar las condiciones de operación de dicho proceso con las cuales se obtiene un mejor comportamiento en la producción de aceite, entre las cuales se encuentran: tasa de inyección, calidad de vapor y duración de los periodos de inyección, remojo y producción.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. TREBOLLE, R. L. CHALOP, J. P. AND COLMENARES, R. :“The Orinoco Heavy oil Belt Pilots and Development Strategy”, paper SPE 25798.p 2.
2. 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.
3. CHAN M. Y S and SARIOGLU, G.:“ Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured oil-Sands Reservoirs, paper SPE 22369. p. 1.
4. LÓPEZ, Elías. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA. 2002.
5. GOZDE, S. and CHHINA, H. S.:“An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs”. Paper SPE 18807. p 3.
6. TREBOLLE, R. L, DE PAZ, M.C. and MARTINEZ, D. E.:“Parametric Study of the Design Factors of Cyclic Steam Injection in Lake Maracibo Oil Fields”. Paper SPE 25810. p 3.
7. BURNS, James:“ A Review of Steam Soak Operations in California”, paper SPE 2117. p.2.

8. DIETZ, D: "Review of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584. 1975. p 6.
9. BOBERG, T. C.: "Thermal Methods of Oil Recovery. AN EXXON MONOGRAPH, John Wiley & Sons, Inc 1988. p. 69.
10. S. M. ALÍ, F.: "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p 7.
11. ALVERNIA, Cristian y PRADO, Luís Enrique.: "Implementación de Modelos Analíticos en Proceso de Inyección Cíclica de Vapor. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.
12. BOBERG, Thomas. "Métodos de recobro térmico"1988.
13. MUNNUCCI, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3. p. 14.
14. GONZALO G. L.: "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo 1. Noviembre de 1989. p 5.
15. DEFRANCISCO S. T. SANFORD S. J. and HONG K. C.: "Utilizing WASP and Hot Waterflooding to Maximize Value of a Thermally Mature Steam Drive in the West Coalinga Field". SPE 29665. 1995. p 6.
16. MESSNER, G .L. and STELLING D.R.: "Dual Injection with Steam and Hot Water in the Kern River. Field. Case History". CIMSPE 21580. 1990.

17. SPILLETTE A. G and NIELSEN R.: "Two Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behavior ". SPE 1895. 1967. p 3.
18. BUTLER, R.: "Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development Performance and Future: Journal of Canadian Petroleum Technology". 1994. p 45-49.
19. RODRIGUEZ Edwin and ORJUELA Jaime.: "Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the County's Heavy Crude-Oil Fields". ICP. 2004.
20. R.S. BUCKLES: "Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta". SPE 7994. 1979.
21. DUERKSEN J. H., CRUIKSHANK G. W, and WASSERMAN M. L.: "Performance and Simulation of a Cold Lake Tar Sands Steam Pilot Injection". SPE 11700. 1984.
22. PEARCE, J. C.: " Current Status of the Durí Steamflood Project Sumatra, Indonesia". SPE 21527.1991.
23. DUERKSEN J. H, and GOMAA E. E.: "Designing a Steamflood Pilot in the Thick Monarch Sand of the Midway-Sunset Field". SPE 5853.
24. MCBEAN, W. N.: " Attic Oil Recovery by Steam Displacement". SPE 4170.
25. FUAADI, L.M, and GAEL B.T.: "Evaluation of Steam-Injection Designs for the Duri Steamflood Project". SPE 22995.

26. ELLISON T. K, and CLAYTON A. C.: "Reservoir Simulation Improves Implementation of Midway Sunset Steamflood". SPE 29641.
27. ESCOBAR, M. A.: "A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences". SPE 37551.
28. TONY, S, and MULYAWAN, R.: "Steam Zone Isolation Strategies in the Duri Steamflood". SPE 37543.
29. LARRY NEAL, Jr.: "Use of the Decision Quality Process for Strategic Planning in the Duri Field, Indonesia". SPE 28743.
30. S. M. Farouq All, and ROBERT, F.: "Current Steamflood Fieldexperience". SPE 7546.
31. REVANA, K and HERDOGAN, H.M.: "Optimization of Cyclic Steam Stimulation Under Uncertainty". SPE 107949.
32. HAJDO, L.E.: "Formation Damage of an Unconsolidated Reservoir During Steamflooding". SPE 27385.
33. JOHNSON, R.S.: "History Matching of High and Low Quality Steamfloods in Kern River Field, California". SPE.
34. CENGIZ, S and KUMAR, M.: "Important Modeling Parameters for Predicting Steamflood Performance". SPE 90713.
35. RODRIGUEZ, M.G.: "Increased Oil Production from Bachaquero-01 y Steamflooding Using Horizontal Wells". SPE 59335.

36. GAEL. B. T. PUTRO S. T, and MASYKUR, A.: " Reservoir Management in Durí Steamflood ". SPE 27764. 1994. p 306.
37. REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976.
38. RIVERO r. T. and HEINTS R. C.: "Resteaming Time Determination- Case History of a Steam Soak Well in Midway Sunset". SPE 4892. 1975.
39. M. Kumar y V. Hoang.: " New Developments in Steamflood Modeling". SPE 97719.
40. GARY R. GREASER.: "Steamflood Performance in the Kern River Field". SPE 8834. p 6.
41. E. d'Huteau y B. Saavedra:" Stimulation with Hydraulic Fracture of an Upper Cretaceous Fissured Tuff System in the San Jorge Basin, Argentina". SPE 69586. 2001.
42. PASCUAL, M.R. Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento los Perales. SPE 69632. 2001.
43. A.Pelgrain y L.Cosentino: "A Large Scale Geostatistical Study the Bachaquero 2 Field". SPE 56657. 1999.
44. ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam Stimulation Experience in Lake Maracaibo" International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada 1989. p 13.

45. M. A. Escobar: "A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences". SPE 7551. 1997.
46. STOKES, D.D., BREW, S.R. and WHITTEN, D.G.:" Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California". SPE 6522. 1978.
47. S.M. FAROUQ ALI: "Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality Potential, and Problems". SPE 4935. p 12-17.
48. ZIEGLER, V.:"A Comparison of Steamflood Strategies: Five-Spot Pattern vs. Inverted Nine-Spot Pattern. SPE 13620. 1987.
49. VON ROSENBERG D: "Local Mesh Refinement for Finite Difference Methods". SPE 10974. 1982.
50. PEDROSA Jr, O and AZIZ K: "Used of a Hibrid Grid in Reservoir Simulation". SPE. Noviembre. 1986.

**ANEXO A. GUÍA DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCION  
CICLICA PREVIA A PROCESOS DE INYECCION CONTINUA DE  
VAPOR  
STARS - CMG, versión 2006.10**

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de este proyecto, se refiere a la simulación numérica del proceso de inyección cíclica previa a procesos de inyección continua de vapor, por medio del software STARS de Computer Modeling Group (CMG), simulador que permite el modelamiento de procesos de recobro que implican la inyección de fluidos calientes como el vapor. A continuación se presenta una breve guía de simulación enfocada hacia este proceso, con el fin de facilitar el trabajo de estudiantes y profesionales con conocimientos básicos en simulación de yacimientos, que deseen realizar estudios complementarios a los planteados anteriormente. Sin embargo, para la realización de corridas de simulación que aprovechen todos los recursos del simulador, se recomienda acudir a los manuales profesionales de simulación incorporados en el simulador CMG.

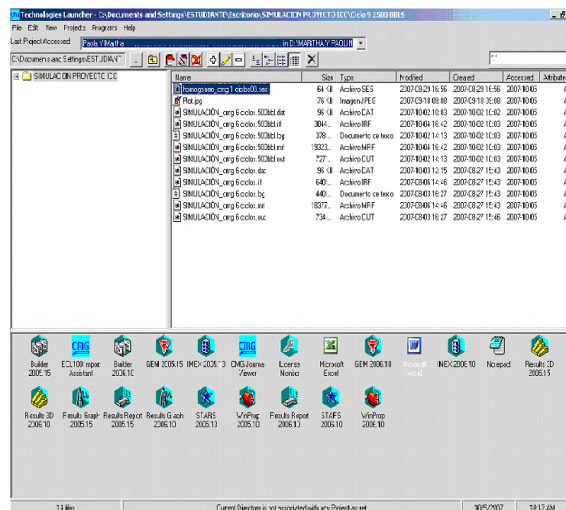
### **A.1. INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (TECHNOLOGIES LAUNCHER)**

En el menú de programas del computador donde esta instalado el simulador, seleccione la carpeta **CMG** y luego haga clic en **Launcher 2005.10**. A continuación se abrirá el **Technologies Launcher**, la plataforma que sirve de enlace a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforma la familia **CMG**, y que a la vez funciona como directorio de proyectos. Mediante este entorno grafico usted podrá manejar los archivos de proyectos utilizados en la simulación y los generados por el simulador e iniciar las simulaciones mediante un sencillo sistema de “**arrastrar y colocar**”. El Technologies Launcher puede correr bajo MS Windows NT, 98,2000 o XP, y su entorno gráfico se observa en la figura A.1.

## A.2. ABRIR UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN

Haga doble clic en el icono del **Builder** (ver la figura A.2.), que se encuentra en la parte inferior de la ventana del Technologies Launcher. En primer lugar deben definirse algunas condiciones del modelo como el tipo de porosidad, sistema de unidades, fecha de inicio de la simulación y simulador empleado. Para este caso, como se observa en la figura A.3., se escogió el simulador STARS, un modelo de una porosidad, unidades de campo y se inició la simulación el 1 de enero de 2007. Cabe anotar que esta selección es definitiva y que de ser necesario algún cambio debe iniciarse con la construcción de otro modelo. Sin embargo, trabajando directamente con el archivo plano puede realizarse la modificación deseada.

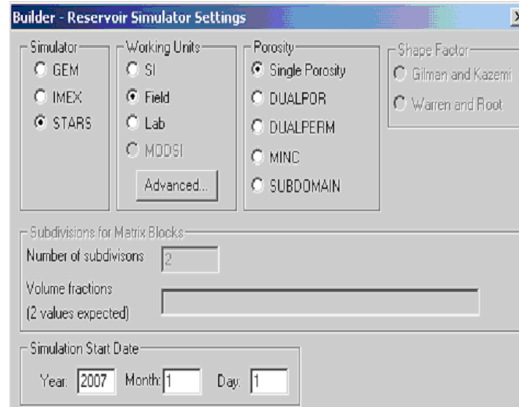
**Figura A.1.** Entorno grafico del Technologies Launcher 2005.10.



**Figura A.2.** Icono del Builder

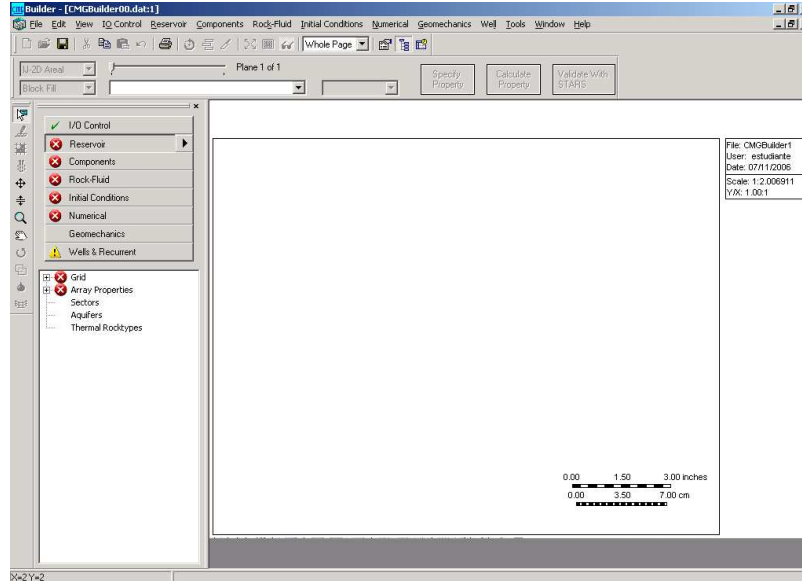


**Figura A.3.** Ajustes iniciales del modelo



Una vez que se han realizado estos ajustes iniciales, se puede ingresar al *Builder* para proceder a la construcción del modelo. El entorno que se encuentra en este programa corresponde al mostrado en la figura A.4.

**Figura A.4.** Entorno del *Builder*



### **A.3. INGRESO DE DATOS EN EL BUILDER**

El Builder está dividido en ocho secciones, de las cuales una no está habilitada (Geomechanical Model), dos son opcionales (Input/Output

Control y Numerical Methods Control), y las cinco restantes son fundamentales, constituyendo el cuerpo de cada modelo de simulación. Estas cinco secciones fundamentales son:

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

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

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

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

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

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

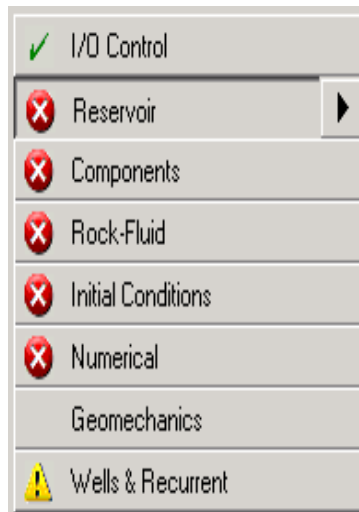
**Nota:** Recuerde que mientras más datos se ingresen al simulador, más precisos serán los resultados obtenidos y mejor será el modelado del yacimiento. Sin embargo, debe

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

Para saber si los datos de una sección están completos debe observarse el color de las viñetas que se encuentran sobre cada botón (ver la figura A.5.). Una viñeta verde (como la que aparece en la figura A.5. sobre el botón I/O Control) indica que el Builder no encontró errores de validación y que la sección está completa. Amarillo indica que la sección está completa, pero los datos ingresados podrían causar fallas de convergencia en la simulación; en otras palabras, es un mensaje de alerta, mas no de error, y se aconseja reevaluar la información ingresada. Rojo indica que la sección está incompleta, pues hacen falta datos básicos por ingresar en la sección.

Una simulación no puede llevarse a cabo si alguna viñeta esta en rojo, sólo si todas las viñetas están de color verde.

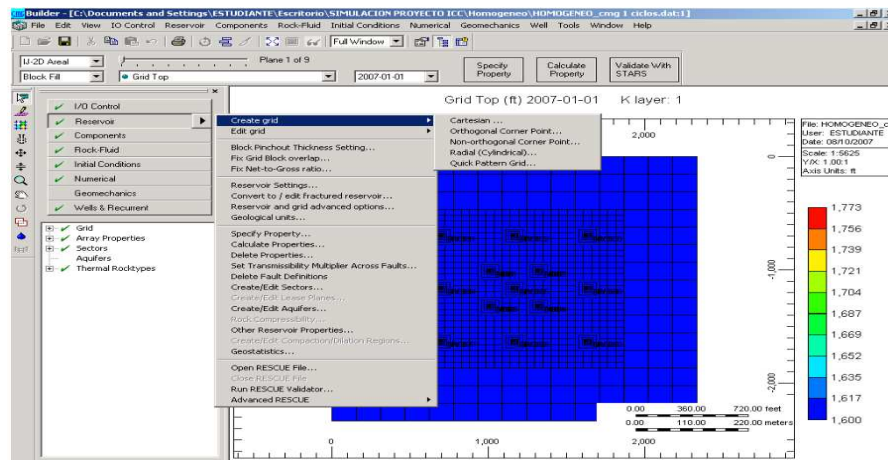
**Figura A.5.** Estado de cada sección del Builder



## A.4 RESERVOIR (DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO)

**A.4.1 Crear el enmallado de simulación.** En la figura A.6. Se indica la ubicación de esta opción en el Builder. Una vez que haga clic en este botón ingresará a un cuadro de diálogo donde podrá definir las dimensiones del enmallado.

**Figura A.6.** Ubicación de Create Grid en el Builder



**Figura A.7.** Definición de la geometría del enmallado



Para este caso se ha optado por la creación de un enmallado de simulación de 15x15x9 celdas, lo cual puede definirse como se muestra en la figura A.7. En este cuadro de diálogo también se define el tamaño de cada celda, como se ve en la sección Block widths. En el caso del espesor de las capas se debe ingresar a otra sección.

**A.4.2 Propiedades del enmallado de simulación.** En la sección General Property Specification se pueden establecer algunas propiedades del enmallado como la porosidad, la permeabilidad, la temperatura y el espesor de cada capa. Como puede observarse en la figura A.8., para este caso se ubicó el tope de la formación a 1600 pies, se usó un espesor de 20 pies en cada capa productora y 15 pies en cada intercalación de arcilla, porosidad de 0,28, permeabilidad horizontal de 800 md y 240 md para la permeabilidad vertical. De igual manera se establecieron las condiciones de presión y temperatura del enmallado como 890psi y 105 grados Fahrenheit.

De esta forma se tiene una definición inicial de las características del enmallado, sin embargo, debido a que se va a realizar la simulación numérica de un proceso térmico, se requiere de la utilización de algunas propiedades térmicas, tal como se puede apreciar en el cuadro de diálogo mostrado en la figura A.9.

**Figura A.8.** Propiedades generales del enmallado

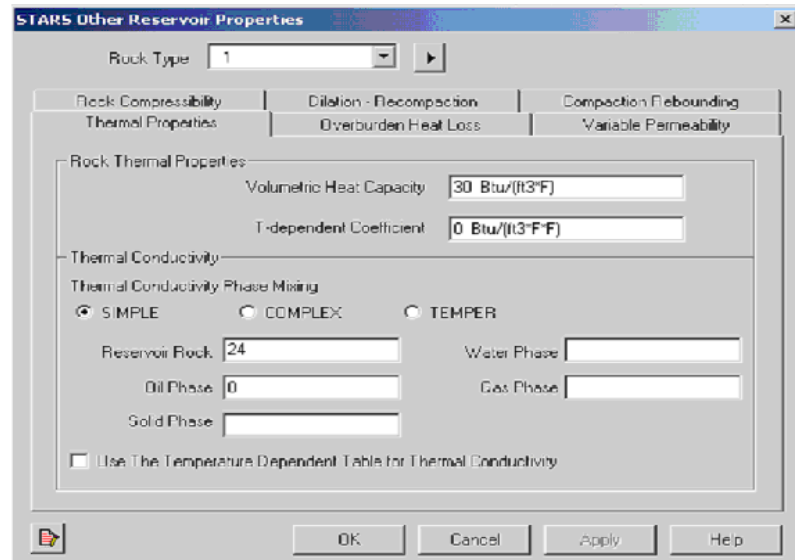
The screenshot shows a software dialog box titled "General Property Specification" with a sub-header "Edit Specification". It features a "Go To Property:" dropdown menu set to "Grid Top" and a "Use Regions / Sectors" checkbox. Below this is a table with the following data:

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I
UNITS:	ft	ft		
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid				
Layer 1	1600	20	0.28	800
Layer 2		15	0	0
Layer 3		20	0.28	800
Layer 4		12	0	0
Layer 5		20	0.28	800
Layer 6		15	0	0
Layer 7		20	0.28	800
Layer 8		15	0	0
Layer 9		20	0.28	800

At the bottom of the dialog box are "OK" and "Cancel" buttons.

Con la utilización de este pequeño número de propiedades de yacimiento es posible efectuar el proceso de simulación, una vez que se hayan ingresado los datos de componentes y pozos en el simulador.

**Figura A.9.** Definición de las propiedades térmicas



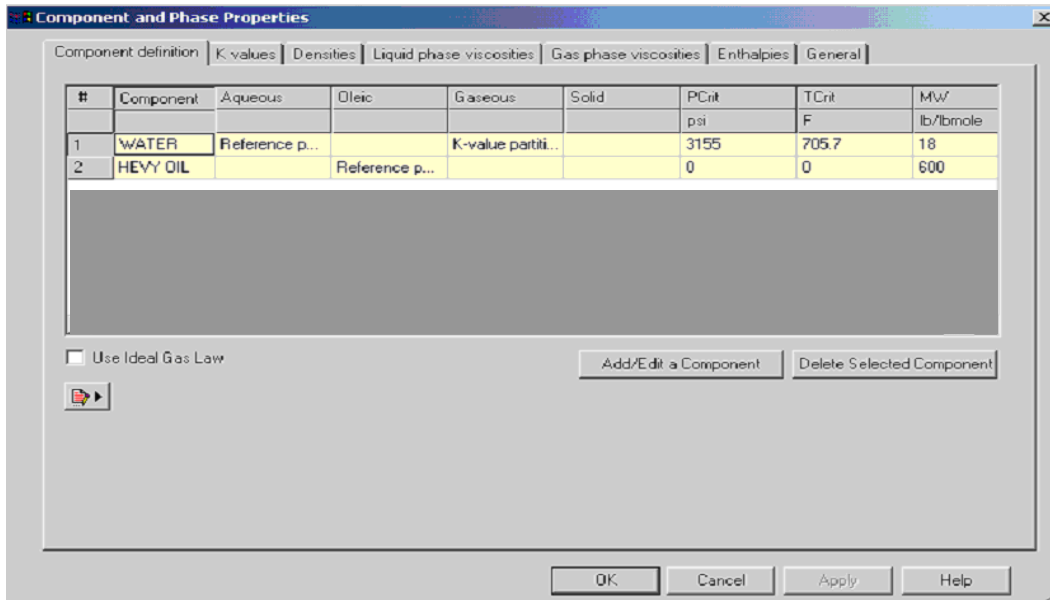
### A.5. COMPONENTS (DEFINICIÓN DE LOS COMPONENTES)

Hasta este momento se cuenta con un enmallado que tiene algunas propiedades, sin embargo, no se ha ingresado información acerca de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, siendo este el objetivo de la sección. En el menú Components se debe ingresar a Create/Edit Components, para llegar a una ventana como la mostrada en la figura A.10. Allí se debe hacer clic en el botón Add/Edit a Component, llegando de esta manera al cuadro de diálogo mostrado en la figura A.11.

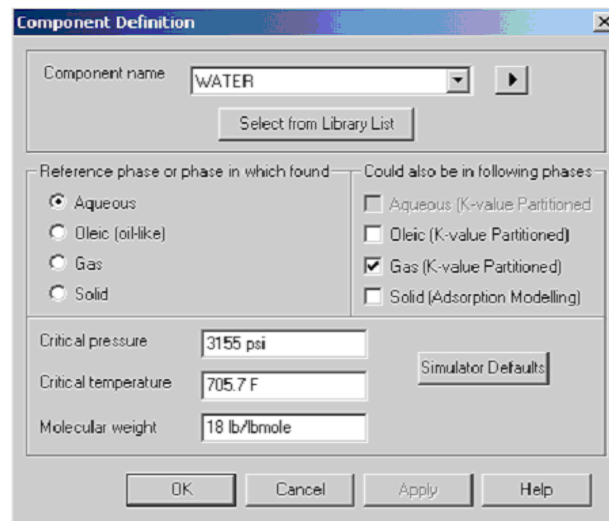
Para el caso de esta simulación deben definirse dos componentes: el agua (que estará presente como fluido de yacimiento, como vapor inyectado y como agua de producción) y el aceite. Para cada uno de estos componentes debe especificarse la fase en la que se encuentra (acuosa, aceitosa, sólida o gaseosa), así como los valores

de presión y temperatura críticas, y su masa molar. En esta sección existen algunos componentes definidos en la biblioteca del software, como nitrógeno, dióxido de carbono, etc.

**Figura A.10.** Componentes del modelo

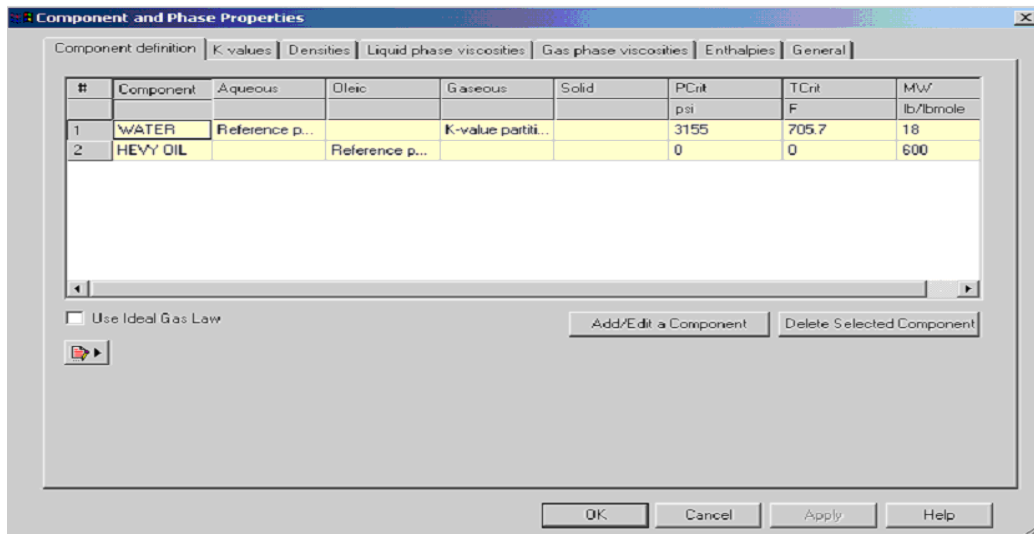


**Figura A.11.** Definición de un componente

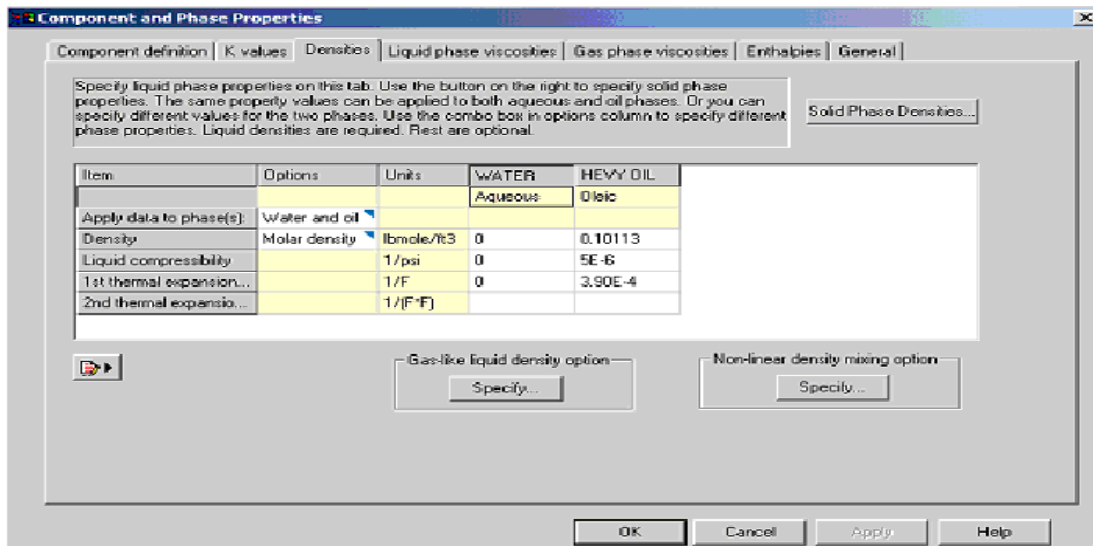


Una vez que se han definido los dos componentes, se obtendrá una ventana como la mostrada en la figura A.12. Posteriormente, deben ingresarse a las pestañas Densities y Liquid Phase Viscosities, donde se definirán las densidades y viscosidades de los fluidos en función de la temperatura. La manera como se ingresan los datos puede observarse en las figuras A.12 y A.13. Nótese que la viscosidad del agua no varía con la temperatura, por lo que dicha columna deberá llenarse con ceros.

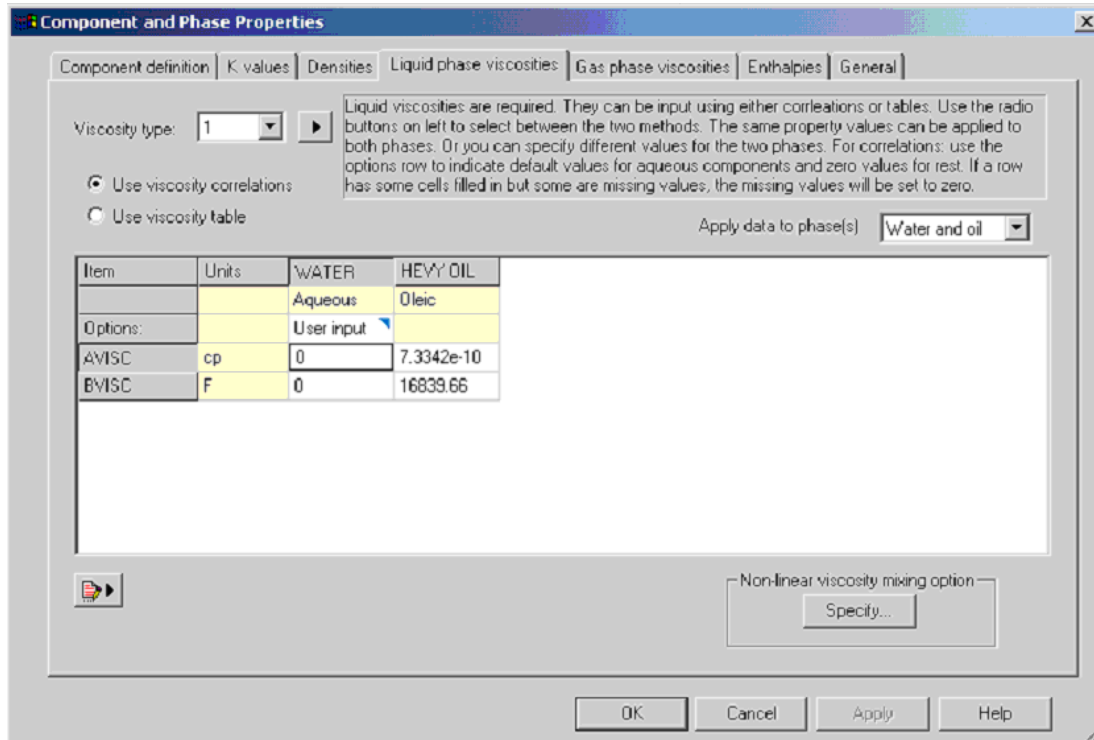
**Figura A.12.** Componentes definidos



**Figura A.13.** Densidades de los componentes



**Figura A.14.** Viscosidades de los componentes en función de la temperatura



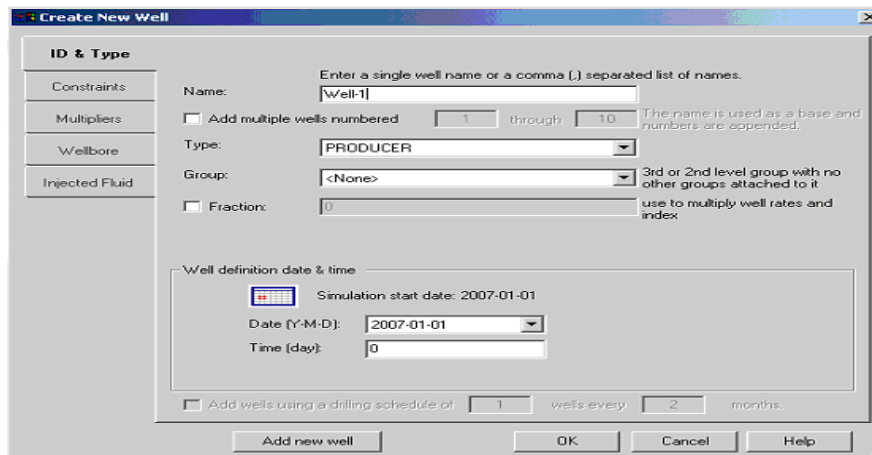
## A.6. WELLS & RECURENT (CREACIÓN DE POZOS Y EVENTOS)

En este instante se hace necesario perforar los pozos necesarios para producir los fluidos del yacimiento, y establecer los eventos que ocurren durante la vida del proyecto que se va a simular.

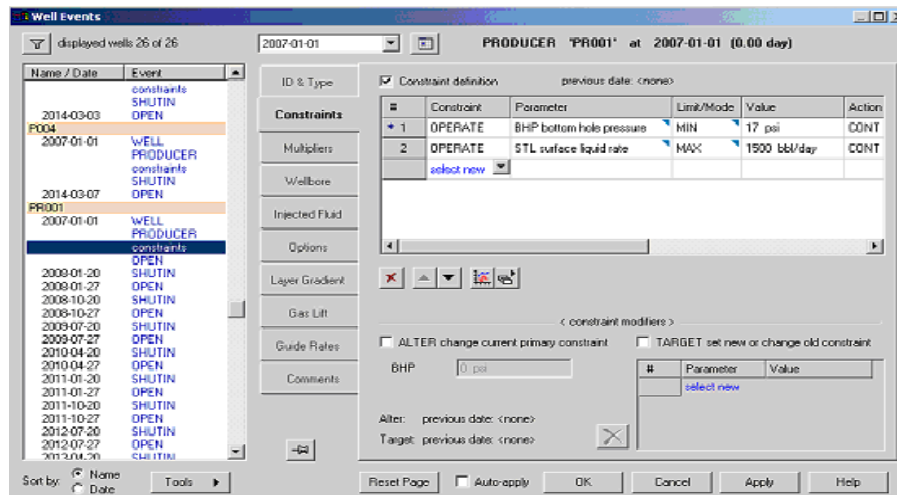
**A.6.1. Agregar nuevos pozos al modelo.** En un proceso de inyección cíclica se utilizan dos pozos, uno inyector y otro productor, los cuales deben estar ubicados en la misma posición, y para la inyección continua es necesario agregar otros pozos productores con el fin de reducir la distancia entre pozos. En primer lugar, debe crearse cada pozo, estableciendo la fecha en la que empieza a operarse, el tipo de pozo (inyector, productor) y el nombre y grupo al que pertenece. Esto se hace ingresando a la opción Create new well del menú Wells & Recurrent, desde donde se accede a la ventana mostrada en la figura A.15.

En primer lugar, deben crearse los nueve pozos verticales que se usan para la inyección cíclica de vapor. Debe nombrarse cada pozo (Productor 1, Productor 2, Productor 3, etc.), establecerse como productor (*Producer*) y su fecha de apertura (2007-01-01). Una vez se ha realizado esta operación, debe accederse a la pestaña Constraints, donde se definen las condiciones de operación de cada pozo. En la figura A.16. Se muestra la manera como se establece una de estas restricciones, la presión mínima de fondo (17psi). Además, debe definirse otra restricción, como la tasa de líquido, por ejemplo, puesto que el simulador requiere dos condiciones para llevar a cabo la corrida.

**Figura A.15.** Creación de un nuevo pozo

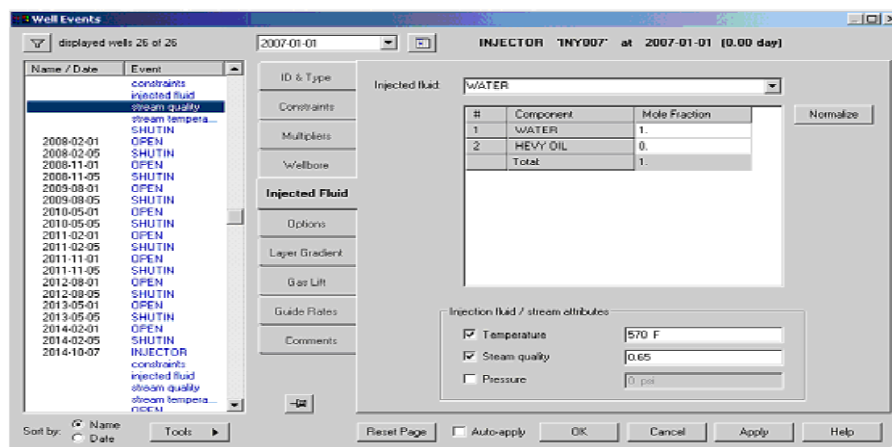


**Figura A.16.** Definición de las condiciones de operación



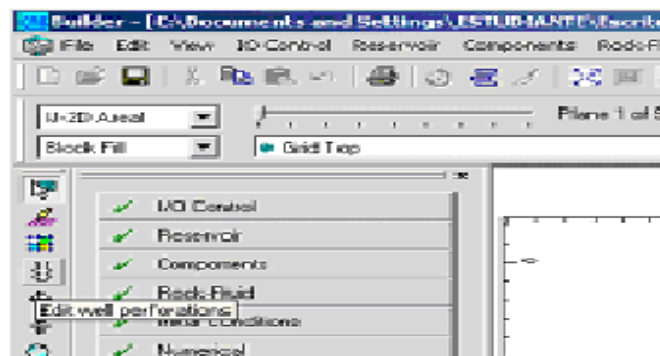
Posteriormente, deben crearse los pozos inyectores, siguiendo las mismas indicaciones dadas anteriormente. Para el caso del pozo inyector, en la opción Well events y la pestaña Injected Fluid, deben definirse las características del fluido inyectado, en cuanto a composición (utilizando los componentes que se crearon anteriormente), temperatura y calidad. En la figura A.17. se observa que, para este caso, el fluido es agua (vapor) a 570°F y con una calidad de 0,65.

**Figura A.17.** Definición del fluido inyectado



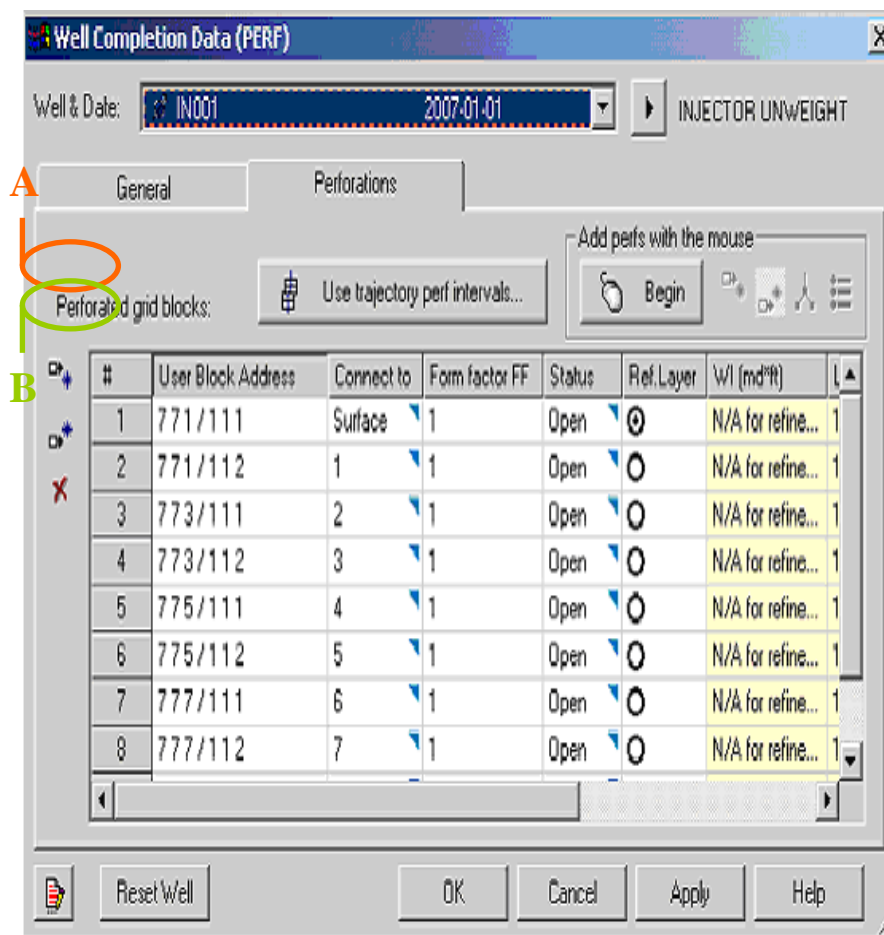
**A.6.2. Agregar perforaciones.** Si bien el simulador ya posee la definición de los pozos, de sus condiciones de operación y de sus fechas de inicio, no existen datos acerca de las trayectorias que éstos poseen, por lo que éstas deben establecerse. En primer lugar, haga clic en el botón Edit well perforations, mostrado en la figura A.18.

**Figura A.18.** Botón Edit well perforations



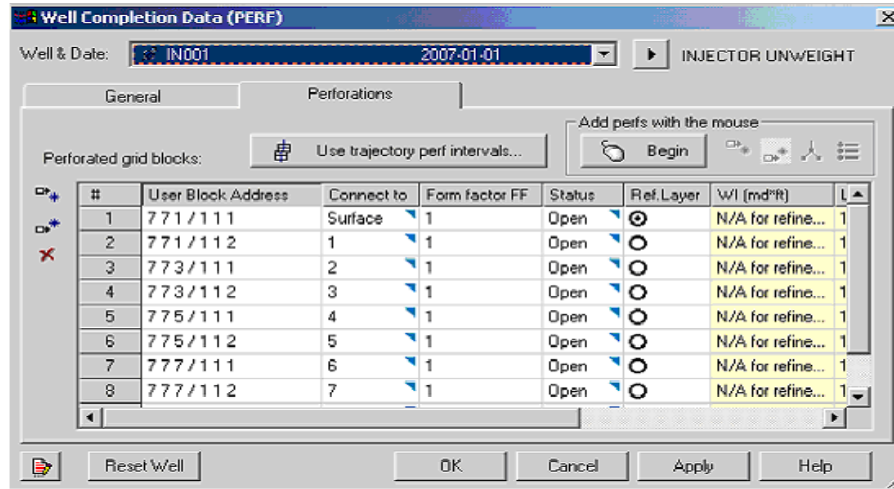
Una vez que se ha hecho clic en este botón, se llegará a una ventana (figura A.19) en la cual se pueden crear las perforaciones. Primero, seleccione el pozo deseado en la parte superior de la ventana (en este caso, Inyector 1), haga clic en el botón resaltado con la letra A en la figura, para establecer la primera celda por la que pasa el pozo, escribiendo la dirección del bloque con el formato X Y Z, dejando un espacio entre cada coordenada.

**Figura A.19.** Creación de las perforaciones



Seguidamente, haga clic en el botón resaltado con la letra B en la figura, para definir los siguientes bloques pertenecientes a la trayectoria del pozo. Una vez que haya repetido esta operación tantas veces como celdas en la trayectoria, haga clic en el botón *OK*, tal como se observa en la figura A.20.

**Figura A.20.** Creación de las perforaciones



Luego de haber efectuado esta operación, la información necesaria para realizar la corrida del simulador está completa, y debe procederse a la realización de la validación del modelo y el lanzamiento de la corrida.

## A.7 VALIDACIÓN DE LOS DATOS

En la ventana principal del Builder, debe hacerse clic en el botón Validate with STARS, ubicado en la parte superior derecha de esta interfaz mostrada en la figura A.21., tras lo cual se accederá a la ventana mostrada en la figura A.22.

**Figura A.21.** Ventana principal con el modelo completo

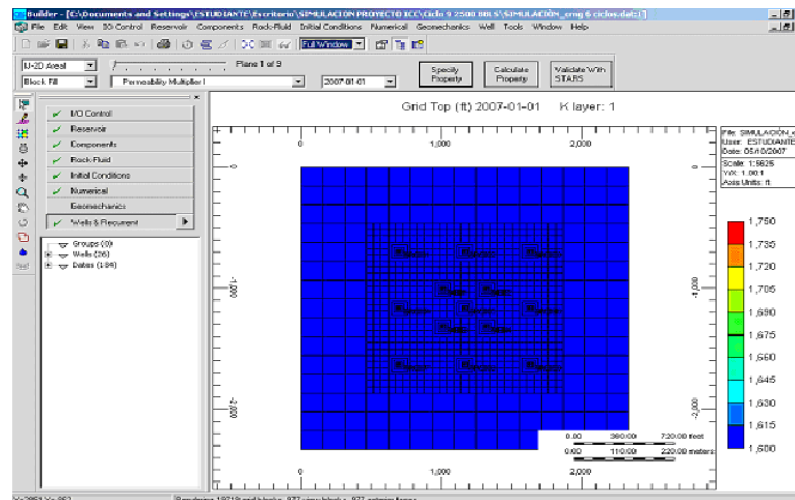
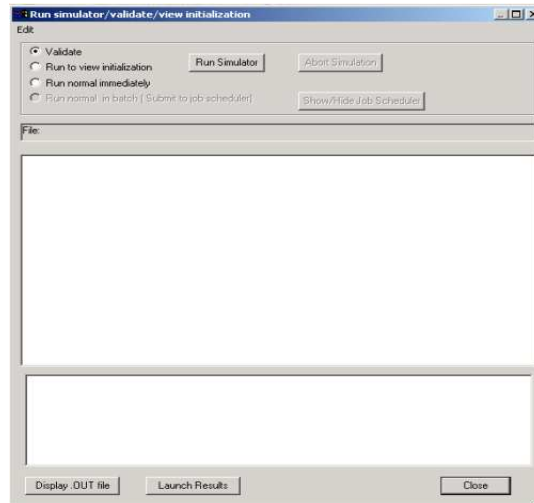
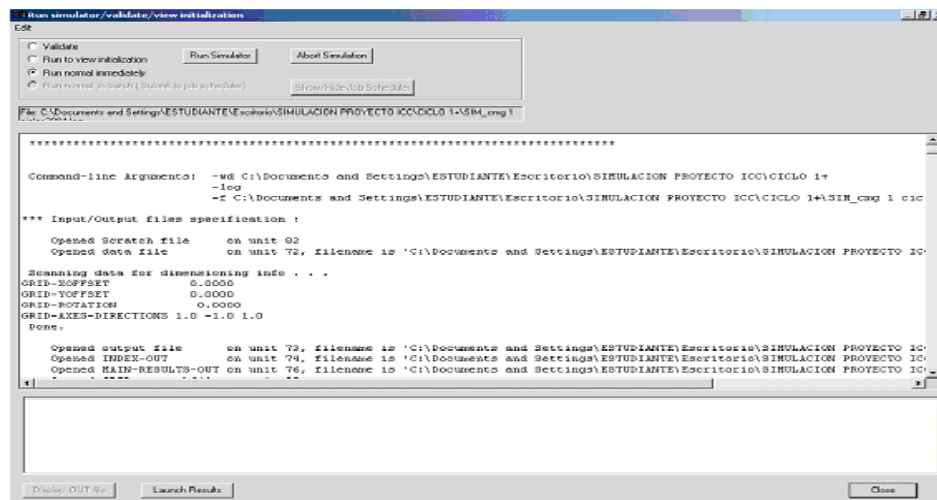


Figura A.22. Ventana de validación



En esta ventana, seleccione la opción Validate y haga clic en el botón Run Simulator, tras lo cual se iniciará el proceso de evaluación de los datos por parte del simulador. Este proceso toma unos cuantos segundos, tras lo cual se presentará un resumen de los errores y warnings encontrados, tal como se ve en la figura A.23. Tenga en cuenta que la presencia de warnings no impide que se lleve a cabo una corrida, pero puede ocasionar errores posteriores; por su parte, un solo error es suficiente para que no se pueda realizar la simulación.

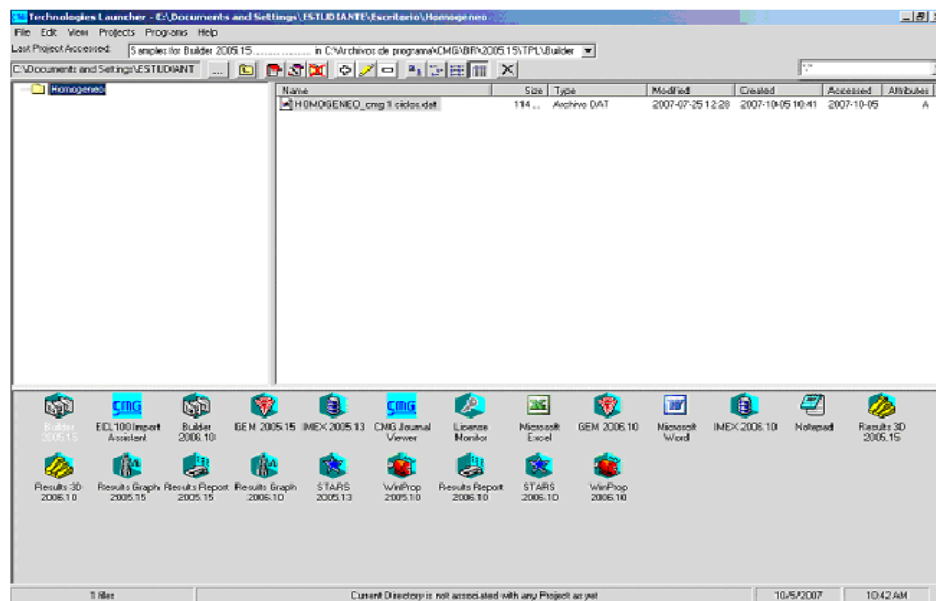
Figura A.23. Validación finalizada



## A.8 INICIO DE LA SIMULACIÓN

Después de haber guardado los cambios, diríjase al *Technologies Launcher*, abra la carpeta de su proyecto y oprima F5 para actualizar los archivos de simulación. Seguidamente, tome el archivo que acaba de crear (\*.dat) y, haciendo clic sostenido con el mouse, arrástrelo hasta el botón del STARS, mostrado en la figura A.25.

**Figura A.24.** Ventana principal del Technologies Launcher con el archivo creado



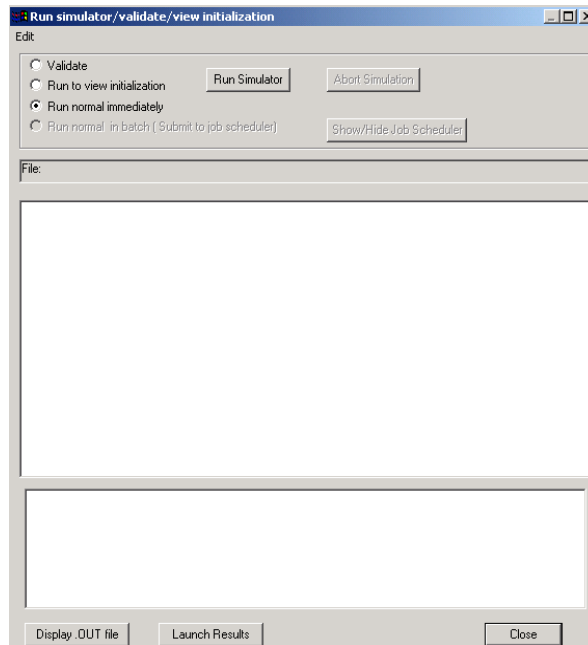
**Figura A.25.** Botón del STARS



En este punto usted ingresará a una ventana como la mostrada en la figura A.26., donde deberán definirse las condiciones de simulación. Usted deberá definir el nombre del archivo de salida (Homogéneo), seleccionar la prioridad

de la corrida (de preferencia, high) y hacer clic en Run immediately, tras lo cual se iniciará la corrida.

**Figura A.26.** Configuración de la corrida



Una vez que haya concluido la simulación, lo cual puede tomar cerca de cuatro horas en este caso, se retornará al Technologies Launcher, desde el cual puede iniciarse el proceso de análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

En el anexo B del presente libro se encuentra el archivo plano de este caso de simulación, en el cual pueden realizarse las modificaciones requeridas en cuanto a fechas, eventos, propiedades y demás, evitando reingresar al Builder, lo cual puede ocasionar la pérdida de algún tipo de información.

**ANEXO B. ARCHIVO PLANO DE SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN  
CÍCLICA PREVIA A PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE  
VAPOR.**

```

** 2007-03-26, 9:52:54 AM, Arnaldo
** 2007-03-26, 10:41:08 AM, Arnaldo
RESULTS SIMULATOR STARS 200600
INUNIT FIELD
WSRF WELL 1
WSRF GRID TIME
WSRF SECTOR TIME
OUTSRF GRID PRES SG SO SW TEMP VISO
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*155.72
DJ JVAR
  15*155.72
DK ALL
  225*20 225*15 225*20 225*12 225*20 225*15 225*20 225*15 225*20
DTOP
  225*1600
REFINE 7,9,9 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 7,9,1 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,9 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,9,1 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,9 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25
REFINE 9,7,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25

```



REFINE 5,8,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,8,1 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,9 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 11,5,1 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,9 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 8,5,1 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,9 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,8 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,7 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,6 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,5 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,4 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,3 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,2 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 5,5,1 INTO 5 1 2 HYBRID KDIR RW 0.25  
REFINE 12,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,9 INTO 3 3 3

REFINE 6,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,9 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,8 INTO 3 3 3

REFINE 12,11,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,8 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,8 INTO 3 3 3

REFINE 6,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,8 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,7 INTO 3 3 3

REFINE 12,5,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,7 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,6 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,6 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,6 INTO 3 3 3

REFINE 6,7,6 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,6 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,5 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,5 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,5 INTO 3 3 3

REFINE 5,9,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,5 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,4 INTO 3 3 3

REFINE 10,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,4 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,3 INTO 3 3 3

REFINE 7,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,3 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,3 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 7,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,3 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,3 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,3 INTO 3 3 3

REFINE 10,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,3 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,2 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,2 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,8,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 11,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 8,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 5,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,7,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 11,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 8,6,2 INTO 3 3 3

REFINE 7,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 5,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,6,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,5,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,5,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,5,2 INTO 3 3 3  
REFINE 7,5,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,5,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,5,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 11,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 10,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 9,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 8,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 7,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 6,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 5,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 4,4,2 INTO 3 3 3  
REFINE 12,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 11,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 10,12,1 INTO 3 3 3

REFINE 9,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 8,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 7,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 6,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 5,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 4,12,1 INTO 3 3 3  
REFINE 12,11,1 INTO 3 3 3  
REFINE 10,11,1 INTO 3 3 3  
REFINE 9,11,1 INTO 3 3 3  
REFINE 7,11,1 INTO 3 3 3  
REFINE 6,11,1 INTO 3 3 3  
REFINE 4,11,1 INTO 3 3 3  
REFINE 12,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 11,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 10,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 9,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 8,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 7,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 6,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 5,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 4,10,1 INTO 3 3 3  
REFINE 12,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 11,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 10,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 8,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 6,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 5,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 4,9,1 INTO 3 3 3  
REFINE 12,8,1 INTO 3 3 3  
REFINE 10,8,1 INTO 3 3 3  
REFINE 9,8,1 INTO 3 3 3  
REFINE 7,8,1 INTO 3 3 3  
REFINE 6,8,1 INTO 3 3 3

REFINE 4,8,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 12,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 11,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 10,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 8,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 6,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 5,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 4,7,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 12,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 11,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 10,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 9,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 8,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 7,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 6,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 5,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 4,6,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 12,5,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 10,5,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 9,5,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 7,5,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 6,5,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 4,5,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 12,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 11,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 10,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 9,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 8,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 7,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 6,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 5,4,1 INTO 3 3 3  
 REFINE 4,4,1 INTO 3 3 3  
 \*\*\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1  
 \*\*\$ 0 = null block, 1 = active block  
 NULL CON 1  
 \*\*\$ Property: Porosity Max: 0.28 Min: 0  
 POR KVAR  
 0.28 0 0.28 0 0.28 0 0.28 0 0.28  
 \*\*\$ Property: Permeability I (md) Max: 800 Min: 0  
 PERMI KVAR  
 800 0 800 0 800 0 800 0 800  
 \*MOD  
 1:15 1:3 1:9 = 0  
 1:3 4:15 1:9 = 0  
 4:15 13:15 1:9 = 0  
 13:15 4:12 1:9 = 0  
 \*\*\$ Property: Permeability J (md) Max: 800 Min: 0  
 PERMJ KVAR  
 800 0 800 0 800 0 800 0 800  
 \*MOD  
 1:15 1:3 1:9 = 0  
 1:3 4:15 1:9 = 0  
 4:15 13:15 1:9 = 0  
 13:15 4:12 1:9 = 0  
 \*\*\$ Property: Permeability K (md) Max: 240 Min: 0  
 PERMK KVAR



0 7.3342e-10

BVISC

0 16839.66

ROCKFLUID

RPT 1 WATWET

SWT

```
**$   Sw      krw      krow
      0.45      0      0.4
      0.475 9.76563e-005 0.351563
      0.5 0.000552427 0.30625
      0.525 0.00152231 0.264063
      0.55 0.003125 0.225
      0.575 0.00545915 0.189063
      0.6 0.00861149 0.15625
      0.625 0.0126603 0.126562
      0.65 0.0176777 0.1
      0.675 0.0237305 0.0765625
      0.7 0.0308816 0.05625
      0.725 0.0391906 0.0390625
      0.75 0.0487139 0.025
      0.775 0.0595057 0.0140625
      0.8 0.0716177 0.00625
      0.825 0.0850997 0.0015625
      0.85 0.1 0
```

SLT

```
**$   Sl      krg      krog
      0.45      0.2      0
      0.5 0.170182 0
      0.55 0.142015 0
      0.574375 0.128911 0.00117361
      0.59875 0.116237 0.00469444
      0.623125 0.104008 0.0105625
      0.6475 0.0922411 0.0187778
      0.671875 0.0809547 0.0293403
      0.69625 0.0701702 0.04225
      0.720625 0.0599124 0.0575069
      0.745 0.0502097 0.0751111
      0.769375 0.041096 0.0950625
      0.79375 0.0326122 0.117361
      0.818125 0.0248089 0.142007
      0.8425 0.0177518 0.169
      0.866875 0.0115301 0.19834
      0.89125 0.00627621 0.230028
      0.915625 0.00221898 0.264063
      0.94 0 0.300444
      0.97 0 0.348444
      1 0 0.4
```

INITIAL

VERTICAL DEPTH\_AVE

INITREGION 1

REFPRES 800

REFDEPTH 1600

\*\*\$ Property: Pressure (psi) Max: 800 Min: 800

PRES CON 800

\*\*\$ Property: Temperature (F) Max: 105 Min: 105

```

TEMP CON      105
NUMERICAL
RUN
DATE 2007 1 1
DTWELL 0.1
**$
WELL 'INY001'
INJECTOR UNWEIGHT 'INY001'
INCOMP WATER 1. 0.
TINJW 570.
QUAL 0.65
OPERATE MAX BHP 1200. CONT
OPERATE MAX STW 2500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'INY001'
**$ UBA      ff Status Connection
  5 5 1 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
  5 5 1 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 1
  5 5 3 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 2
  5 5 3 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 3
  5 5 5 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 4
  5 5 5 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 5
  5 5 7 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 6
  5 5 7 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 7
  5 5 9 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 8
  5 5 9 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 9
LAYERXYZ 'INY001'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
  5 5 1 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1600.010000 700.740000 700.740000 1609.990000
10.000000
  5 5 1 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1610.010000 700.740000 700.740000 1619.990000
10.000000
  5 5 3 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1635.010000 700.740000 700.740000 1644.990000
10.000000
  5 5 3 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1645.010000 700.740000 700.740000 1654.990000
10.000000
  5 5 5 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1667.010000 700.740000 700.740000 1676.990000
10.000000
  5 5 5 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1677.010000 700.740000 700.740000 1686.990000
10.000000
  5 5 7 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1702.010000 700.740000 700.740000 1711.990000
10.000000
  5 5 7 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1712.010000 700.740000 700.740000 1721.990000
10.000000
  5 5 9 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1737.010000 700.740000 700.740000 1746.990000
10.000000
  5 5 9 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1747.010000 700.740000 700.740000 1756.990000
10.000000
SHUTIN 'INY001'
**$
WELL 'INY002'
INJECTOR UNWEIGHT 'INY002'
INCOMP WATER 1. 0.
TINJW 570.
QUAL 0.65

```

```

OPERATE MAX BHP 1200. CONT
OPERATE MAX STW 2500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'INY002'
**$ UBA      ff Status Connection
  8 5 1 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
  8 5 1 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 1
  8 5 3 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 2
  8 5 3 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 3
  8 5 5 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 4
  8 5 5 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 5
  8 5 7 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 6
  8 5 7 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 7
  8 5 9 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 8
  8 5 9 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 9
LAYERXYZ 'INY002'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
  8 5 1 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1600.010000 1167.900000 700.740000 1609.990000
10.000000
  8 5 1 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1610.010000 1167.900000 700.740000 1619.990000
10.000000
  8 5 3 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1635.010000 1167.900000 700.740000 1644.990000
10.000000
  8 5 3 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1645.010000 1167.900000 700.740000 1654.990000
10.000000
  8 5 5 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1667.010000 1167.900000 700.740000 1676.990000
10.000000
  8 5 5 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1677.010000 1167.900000 700.740000 1686.990000
10.000000
  8 5 7 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1702.010000 1167.900000 700.740000 1711.990000
10.000000
  8 5 7 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1712.010000 1167.900000 700.740000 1721.990000
10.000000
  8 5 9 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1737.010000 1167.900000 700.740000 1746.990000
10.000000
  8 5 9 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1747.010000 1167.900000 700.740000 1756.990000
10.000000
SHUTIN 'INY002'
**$
WELL 'INY003'
INJECTOR UNWEIGHT 'INY003'
INCOMP WATER 1. 0.
TINJW 570.
QUAL 0.65
OPERATE MAX BHP 1200. CONT
OPERATE MAX STW 2500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'INY003'
**$ UBA      ff Status Connection
 11 5 1 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER
 11 5 1 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 1
 11 5 3 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 2
 11 5 3 / 1 1 2 1. OPEN  FLOW-FROM 3
 11 5 5 / 1 1 1 1. OPEN  FLOW-FROM 4

```

11 5 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 11 5 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 11 5 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 11 5 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 11 5 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'INY003'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 11 5 1 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1600.010000 1635.060000 700.740000 1609.990000  
 10.000000  
 11 5 1 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1610.010000 1635.060000 700.740000 1619.990000  
 10.000000  
 11 5 3 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1635.010000 1635.060000 700.740000 1644.990000  
 10.000000  
 11 5 3 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1645.010000 1635.060000 700.740000 1654.990000  
 10.000000  
 11 5 5 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1667.010000 1635.060000 700.740000 1676.990000  
 10.000000  
 11 5 5 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1677.010000 1635.060000 700.740000 1686.990000  
 10.000000  
 11 5 7 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1702.010000 1635.060000 700.740000 1711.990000  
 10.000000  
 11 5 7 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1712.010000 1635.060000 700.740000 1721.990000  
 10.000000  
 11 5 9 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1737.010000 1635.060000 700.740000 1746.990000  
 10.000000  
 11 5 9 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1747.010000 1635.060000 700.740000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'INY003'  
 \*\*\$  
 WELL 'INY004'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY004'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'INY004'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 5 8 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 5 8 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 5 8 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 5 8 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 5 8 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 5 8 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 5 8 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 5 8 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 5 8 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 5 8 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'INY004'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 5 8 1 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1600.010000 700.740000 1167.900000 1609.990000  
 10.000000  
 5 8 1 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1610.010000 700.740000 1167.900000 1619.990000  
 10.000000

5 8 3 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1635.010000 700.740000 1167.900000 1644.990000  
10.000000  
5 8 3 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1645.010000 700.740000 1167.900000 1654.990000  
10.000000  
5 8 5 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1667.010000 700.740000 1167.900000 1676.990000  
10.000000  
5 8 5 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1677.010000 700.740000 1167.900000 1686.990000  
10.000000  
5 8 7 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1702.010000 700.740000 1167.900000 1711.990000  
10.000000  
5 8 7 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1712.010000 700.740000 1167.900000 1721.990000  
10.000000  
5 8 9 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1737.010000 700.740000 1167.900000 1746.990000  
10.000000  
5 8 9 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1747.010000 700.740000 1167.900000 1756.990000  
10.000000  
SHUTIN 'INY004'  
\*\*\$  
WELL 'INY005'  
INJECTOR UNWEIGHT 'INY005'  
INCOMP WATER 1. 0.  
TINJW 570.  
QUAL 0.65  
OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
OPERATE MAX STW 2500. CONT  
\*\*\$ rad geofac wfrac skin  
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
PERF GEO 'INY005'  
\*\*\$ UBA ff Status Connection  
8 8 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
8 8 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
8 8 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
8 8 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
8 8 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
8 8 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
8 8 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
8 8 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
8 8 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
8 8 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
LAYERXYZ 'INY005'  
\*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
8 8 1 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1600.010000 1167.900000 1167.900000 1609.990000  
10.000000  
8 8 1 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1610.010000 1167.900000 1167.900000 1619.990000  
10.000000  
8 8 3 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1635.010000 1167.900000 1167.900000 1644.990000  
10.000000  
8 8 3 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1645.010000 1167.900000 1167.900000 1654.990000  
10.000000  
8 8 5 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1667.010000 1167.900000 1167.900000 1676.990000  
10.000000  
8 8 5 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1677.010000 1167.900000 1167.900000 1686.990000  
10.000000  
8 8 7 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1702.010000 1167.900000 1167.900000 1711.990000  
10.000000

8 8 7 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1712.010000 1167.900000 1167.900000 1721.990000  
 10.000000  
 8 8 9 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1737.010000 1167.900000 1167.900000 1746.990000  
 10.000000  
 8 8 9 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1747.010000 1167.900000 1167.900000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'INY005'  
 \*\*\$  
 WELL 'INY006'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY006'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'INY006'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 11 8 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 11 8 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 11 8 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 11 8 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 11 8 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 11 8 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 11 8 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 11 8 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 11 8 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 11 8 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'INY006'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 11 8 1 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1600.010000 1635.060000 1167.900000 1609.990000  
 10.000000  
 11 8 1 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1610.010000 1635.060000 1167.900000 1619.990000  
 10.000000  
 11 8 3 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1635.010000 1635.060000 1167.900000 1644.990000  
 10.000000  
 11 8 3 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1645.010000 1635.060000 1167.900000 1654.990000  
 10.000000  
 11 8 5 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1667.010000 1635.060000 1167.900000 1676.990000  
 10.000000  
 11 8 5 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1677.010000 1635.060000 1167.900000 1686.990000  
 10.000000  
 11 8 7 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1702.010000 1635.060000 1167.900000 1711.990000  
 10.000000  
 11 8 7 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1712.010000 1635.060000 1167.900000 1721.990000  
 10.000000  
 11 8 9 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1737.010000 1635.060000 1167.900000 1746.990000  
 10.000000  
 11 8 9 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1747.010000 1635.060000 1167.900000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'INY006'  
 \*\*\$  
 WELL 'INY007'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY007'  
 INCOMP WATER 1. 0.

TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'INY007'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 5 11 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 5 11 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 5 11 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 5 11 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 5 11 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 5 11 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 5 11 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 5 11 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 5 11 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 5 11 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'INY007'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 5 11 1 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1600.010000 700.740000 1635.060000 1609.990000  
 10.000000  
 5 11 1 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1610.010000 700.740000 1635.060000 1619.990000  
 10.000000  
 5 11 3 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1635.010000 700.740000 1635.060000 1644.990000  
 10.000000  
 5 11 3 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1645.010000 700.740000 1635.060000 1654.990000  
 10.000000  
 5 11 5 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1667.010000 700.740000 1635.060000 1676.990000  
 10.000000  
 5 11 5 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1677.010000 700.740000 1635.060000 1686.990000  
 10.000000  
 5 11 7 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1702.010000 700.740000 1635.060000 1711.990000  
 10.000000  
 5 11 7 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1712.010000 700.740000 1635.060000 1721.990000  
 10.000000  
 5 11 9 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1737.010000 700.740000 1635.060000 1746.990000  
 10.000000  
 5 11 9 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1747.010000 700.740000 1635.060000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'INY007'  
 \*\*\$  
 WELL 'INY008'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY008'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'INY008'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 8 11 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 8 11 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 8 11 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2

8 11 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 8 11 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 8 11 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 8 11 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 8 11 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 8 11 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 8 11 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9

LAYERXYZ 'INY008'

\*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length

8 11 1 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1600.010000 1167.900000 1635.060000 1609.990000  
 10.000000  
 8 11 1 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1610.010000 1167.900000 1635.060000 1619.990000  
 10.000000  
 8 11 3 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1635.010000 1167.900000 1635.060000 1644.990000  
 10.000000  
 8 11 3 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1645.010000 1167.900000 1635.060000 1654.990000  
 10.000000  
 8 11 5 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1667.010000 1167.900000 1635.060000 1676.990000  
 10.000000  
 8 11 5 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1677.010000 1167.900000 1635.060000 1686.990000  
 10.000000  
 8 11 7 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1702.010000 1167.900000 1635.060000 1711.990000  
 10.000000  
 8 11 7 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1712.010000 1167.900000 1635.060000 1721.990000  
 10.000000  
 8 11 9 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1737.010000 1167.900000 1635.060000 1746.990000  
 10.000000  
 8 11 9 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1747.010000 1167.900000 1635.060000 1756.990000  
 10.000000

SHUTIN 'INY008'

\*\*\$

WELL 'INY009'

INJECTOR UNWEIGHT 'INY009'

INCOMP WATER 1. 0.

TINJW 570.

QUAL 0.65

OPERATE MAX BHP 1200. CONT

OPERATE MAX STW 2500. CONT

\*\*\$ rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.

PERF GEO 'INY009'

\*\*\$ UBA ff Status Connection

11 11 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 11 11 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 11 11 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 11 11 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 11 11 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 11 11 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 11 11 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 11 11 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 11 11 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 11 11 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9

LAYERXYZ 'INY009'

\*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length

11 11 1 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1600.010000 1635.060000 1635.060000 1609.990000  
 10.000000

11 11 1 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1610.010000 1635.060000 1635.060000 1619.990000  
 10.000000  
 11 11 3 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1635.010000 1635.060000 1635.060000 1644.990000  
 10.000000  
 11 11 3 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1645.010000 1635.060000 1635.060000 1654.990000  
 10.000000  
 11 11 5 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1667.010000 1635.060000 1635.060000 1676.990000  
 10.000000  
 11 11 5 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1677.010000 1635.060000 1635.060000 1686.990000  
 10.000000  
 11 11 7 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1702.010000 1635.060000 1635.060000 1711.990000  
 10.000000  
 11 11 7 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1712.010000 1635.060000 1635.060000 1721.990000  
 10.000000  
 11 11 9 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1737.010000 1635.060000 1635.060000 1746.990000  
 10.000000  
 11 11 9 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1747.010000 1635.060000 1635.060000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'INY009'  
 \*\*\$  
 WELL 'PR001'  
 PRODUCER 'PR001'  
 OPERATE MIN BHP 17. CONT  
 OPERATE MAX STL 1500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'PR001'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 5 5 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER  
 5 5 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1  
 5 5 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2  
 5 5 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3  
 5 5 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4  
 5 5 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5  
 5 5 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6  
 5 5 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7  
 5 5 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8  
 5 5 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9  
 LAYERXYZ 'PR001'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 5 5 1 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1600.010000 700.740000 700.740000 1609.990000  
 10.000000  
 5 5 1 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1610.010000 700.740000 700.740000 1619.990000  
 10.000000  
 5 5 3 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1635.010000 700.740000 700.740000 1644.990000  
 10.000000  
 5 5 3 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1645.010000 700.740000 700.740000 1654.990000  
 10.000000  
 5 5 5 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1667.010000 700.740000 700.740000 1676.990000  
 10.000000  
 5 5 5 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1677.010000 700.740000 700.740000 1686.990000  
 10.000000  
 5 5 7 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1702.010000 700.740000 700.740000 1711.990000  
 10.000000  
 5 5 7 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1712.010000 700.740000 700.740000 1721.990000  
 10.000000

```

5 5 9 / 1 1 1 700.740000 700.740000 1737.010000 700.740000 700.740000 1746.990000
10.000000
5 5 9 / 1 1 2 700.740000 700.740000 1747.010000 700.740000 700.740000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR001'
**$
WELL 'PR002'
PRODUCER 'PR002'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'PR002'
**$ UBA      ff Status Connection
8 5 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
8 5 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
8 5 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
8 5 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
8 5 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
8 5 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
8 5 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
8 5 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
8 5 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
8 5 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'PR002'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
8 5 1 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1600.010000 1167.900000 700.740000 1609.990000
10.000000
8 5 1 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1610.010000 1167.900000 700.740000 1619.990000
10.000000
8 5 3 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1635.010000 1167.900000 700.740000 1644.990000
10.000000
8 5 3 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1645.010000 1167.900000 700.740000 1654.990000
10.000000
8 5 5 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1667.010000 1167.900000 700.740000 1676.990000
10.000000
8 5 5 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1677.010000 1167.900000 700.740000 1686.990000
10.000000
8 5 7 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1702.010000 1167.900000 700.740000 1711.990000
10.000000
8 5 7 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1712.010000 1167.900000 700.740000 1721.990000
10.000000
8 5 9 / 1 1 1 1167.900000 700.740000 1737.010000 1167.900000 700.740000 1746.990000
10.000000
8 5 9 / 1 1 2 1167.900000 700.740000 1747.010000 1167.900000 700.740000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR002'
**$
WELL 'PR003'
PRODUCER 'PR003'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'PR003'
**$ UBA      ff Status Connection

```

```

11 5 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
11 5 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
11 5 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
11 5 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
11 5 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
11 5 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
11 5 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
11 5 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
11 5 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
11 5 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'PR003'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
11 5 1 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1600.010000 1635.060000 700.740000 1609.990000
10.000000
11 5 1 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1610.010000 1635.060000 700.740000 1619.990000
10.000000
11 5 3 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1635.010000 1635.060000 700.740000 1644.990000
10.000000
11 5 3 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1645.010000 1635.060000 700.740000 1654.990000
10.000000
11 5 5 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1667.010000 1635.060000 700.740000 1676.990000
10.000000
11 5 5 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1677.010000 1635.060000 700.740000 1686.990000
10.000000
11 5 7 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1702.010000 1635.060000 700.740000 1711.990000
10.000000
11 5 7 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1712.010000 1635.060000 700.740000 1721.990000
10.000000
11 5 9 / 1 1 1 1635.060000 700.740000 1737.010000 1635.060000 700.740000 1746.990000
10.000000
11 5 9 / 1 1 2 1635.060000 700.740000 1747.010000 1635.060000 700.740000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR003'
**$
WELL 'PR004'
PRODUCER 'PR004'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'PR004'
**$ UBA ff Status Connection
11 8 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
11 8 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
11 8 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
11 8 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
11 8 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
11 8 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
11 8 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
11 8 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
11 8 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
11 8 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'PR004'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
11 8 1 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1600.010000 1635.060000 1167.900000 1609.990000
10.000000

```

11 8 1 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1610.010000 1635.060000 1167.900000 1619.990000  
10.000000  
11 8 3 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1635.010000 1635.060000 1167.900000 1644.990000  
10.000000  
11 8 3 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1645.010000 1635.060000 1167.900000 1654.990000  
10.000000  
11 8 5 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1667.010000 1635.060000 1167.900000 1676.990000  
10.000000  
11 8 5 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1677.010000 1635.060000 1167.900000 1686.990000  
10.000000  
11 8 7 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1702.010000 1635.060000 1167.900000 1711.990000  
10.000000  
11 8 7 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1712.010000 1635.060000 1167.900000 1721.990000  
10.000000  
11 8 9 / 1 1 1 1635.060000 1167.900000 1737.010000 1635.060000 1167.900000 1746.990000  
10.000000  
11 8 9 / 1 1 2 1635.060000 1167.900000 1747.010000 1635.060000 1167.900000 1756.990000  
10.000000  
OPEN 'PR004'  
\*\*\$  
WELL 'PR005'  
PRODUCER 'PR005'  
OPERATE MIN BHP 17. CONT  
OPERATE MAX STL 1500. CONT  
\*\*\$ rad geofac wfrac skin  
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
PERF GEO 'PR005'  
\*\*\$ UBA ff Status Connection  
5 8 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER  
5 8 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1  
5 8 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2  
5 8 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3  
5 8 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4  
5 8 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5  
5 8 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6  
5 8 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7  
5 8 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8  
5 8 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9  
LAYERXYZ 'PR005'  
\*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
5 8 1 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1600.010000 700.740000 1167.900000 1609.990000  
10.000000  
5 8 1 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1610.010000 700.740000 1167.900000 1619.990000  
10.000000  
5 8 3 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1635.010000 700.740000 1167.900000 1644.990000  
10.000000  
5 8 3 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1645.010000 700.740000 1167.900000 1654.990000  
10.000000  
5 8 5 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1667.010000 700.740000 1167.900000 1676.990000  
10.000000  
5 8 5 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1677.010000 700.740000 1167.900000 1686.990000  
10.000000  
5 8 7 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1702.010000 700.740000 1167.900000 1711.990000  
10.000000  
5 8 7 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1712.010000 700.740000 1167.900000 1721.990000  
10.000000

```

5 8 9 / 1 1 1 700.740000 1167.900000 1737.010000 700.740000 1167.900000 1746.990000
10.000000
5 8 9 / 1 1 2 700.740000 1167.900000 1747.010000 700.740000 1167.900000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR005'
**$
WELL 'PR006'
PRODUCER 'PR006'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'PR006'
**$ UBA      ff Status Connection
8 8 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
8 8 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
8 8 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
8 8 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
8 8 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
8 8 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
8 8 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
8 8 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
8 8 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
8 8 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'PR006'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
8 8 1 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1600.010000 1167.900000 1167.900000 1609.990000
10.000000
8 8 1 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1610.010000 1167.900000 1167.900000 1619.990000
10.000000
8 8 3 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1635.010000 1167.900000 1167.900000 1644.990000
10.000000
8 8 3 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1645.010000 1167.900000 1167.900000 1654.990000
10.000000
8 8 5 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1667.010000 1167.900000 1167.900000 1676.990000
10.000000
8 8 5 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1677.010000 1167.900000 1167.900000 1686.990000
10.000000
8 8 7 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1702.010000 1167.900000 1167.900000 1711.990000
10.000000
8 8 7 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1712.010000 1167.900000 1167.900000 1721.990000
10.000000
8 8 9 / 1 1 1 1167.900000 1167.900000 1737.010000 1167.900000 1167.900000 1746.990000
10.000000
8 8 9 / 1 1 2 1167.900000 1167.900000 1747.010000 1167.900000 1167.900000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR006'
**$
WELL 'PR007'
PRODUCER 'PR007'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'PR007'
**$ UBA      ff Status Connection

```

```

5 11 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
5 11 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
5 11 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
5 11 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
5 11 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
5 11 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
5 11 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
5 11 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
5 11 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
5 11 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'PR007'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
5 11 1 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1600.010000 700.740000 1635.060000 1609.990000
10.000000
5 11 1 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1610.010000 700.740000 1635.060000 1619.990000
10.000000
5 11 3 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1635.010000 700.740000 1635.060000 1644.990000
10.000000
5 11 3 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1645.010000 700.740000 1635.060000 1654.990000
10.000000
5 11 5 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1667.010000 700.740000 1635.060000 1676.990000
10.000000
5 11 5 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1677.010000 700.740000 1635.060000 1686.990000
10.000000
5 11 7 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1702.010000 700.740000 1635.060000 1711.990000
10.000000
5 11 7 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1712.010000 700.740000 1635.060000 1721.990000
10.000000
5 11 9 / 1 1 1 700.740000 1635.060000 1737.010000 700.740000 1635.060000 1746.990000
10.000000
5 11 9 / 1 1 2 700.740000 1635.060000 1747.010000 700.740000 1635.060000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR007'
**$
WELL 'PR008'
PRODUCER 'PR008'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'PR008'
**$ UBA ff Status Connection
8 11 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
8 11 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
8 11 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
8 11 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
8 11 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
8 11 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
8 11 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
8 11 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
8 11 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
8 11 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'PR008'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
8 11 1 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1600.010000 1167.900000 1635.060000 1609.990000
10.000000

```

8 11 1 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1610.010000 1167.900000 1635.060000 1619.990000  
 10.000000  
 8 11 3 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1635.010000 1167.900000 1635.060000 1644.990000  
 10.000000  
 8 11 3 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1645.010000 1167.900000 1635.060000 1654.990000  
 10.000000  
 8 11 5 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1667.010000 1167.900000 1635.060000 1676.990000  
 10.000000  
 8 11 5 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1677.010000 1167.900000 1635.060000 1686.990000  
 10.000000  
 8 11 7 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1702.010000 1167.900000 1635.060000 1711.990000  
 10.000000  
 8 11 7 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1712.010000 1167.900000 1635.060000 1721.990000  
 10.000000  
 8 11 9 / 1 1 1 1167.900000 1635.060000 1737.010000 1167.900000 1635.060000 1746.990000  
 10.000000  
 8 11 9 / 1 1 2 1167.900000 1635.060000 1747.010000 1167.900000 1635.060000 1756.990000  
 10.000000  
 OPEN 'PR008'  
 \*\*\$  
 WELL 'PR009'  
 PRODUCER 'PR009'  
 OPERATE MIN BHP 17. CONT  
 OPERATE MAX STL 1500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'PR009'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 11 11 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER  
 11 11 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1  
 11 11 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2  
 11 11 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3  
 11 11 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4  
 11 11 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5  
 11 11 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6  
 11 11 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7  
 11 11 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8  
 11 11 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9  
 LAYERXYZ 'PR009'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 11 11 1 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1600.010000 1635.060000 1635.060000 1609.990000  
 10.000000  
 11 11 1 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1610.010000 1635.060000 1635.060000 1619.990000  
 10.000000  
 11 11 3 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1635.010000 1635.060000 1635.060000 1644.990000  
 10.000000  
 11 11 3 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1645.010000 1635.060000 1635.060000 1654.990000  
 10.000000  
 11 11 5 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1667.010000 1635.060000 1635.060000 1676.990000  
 10.000000  
 11 11 5 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1677.010000 1635.060000 1635.060000 1686.990000  
 10.000000  
 11 11 7 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1702.010000 1635.060000 1635.060000 1711.990000  
 10.000000  
 11 11 7 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1712.010000 1635.060000 1635.060000 1721.990000  
 10.000000

```

11 11 9 / 1 1 1 1635.060000 1635.060000 1737.010000 1635.060000 1635.060000 1746.990000
10.000000
11 11 9 / 1 1 2 1635.060000 1635.060000 1747.010000 1635.060000 1635.060000 1756.990000
10.000000
OPEN 'PR009'
**$
WELL 'P001'
PRODUCER 'P001'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P001'
**$ UBA      ff Status Connection
7 7 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
7 7 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
7 7 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
7 7 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
7 7 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
7 7 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
7 7 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
7 7 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
7 7 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
7 7 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'P001'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
7 7 1 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1600.010000 1012.180000 1012.180000 1609.990000
10.000000
7 7 1 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1610.010000 1012.180000 1012.180000 1619.990000
10.000000
7 7 3 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1635.010000 1012.180000 1012.180000 1644.990000
10.000000
7 7 3 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1645.010000 1012.180000 1012.180000 1654.990000
10.000000
7 7 5 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1667.010000 1012.180000 1012.180000 1676.990000
10.000000
7 7 5 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1677.010000 1012.180000 1012.180000 1686.990000
10.000000
7 7 7 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1702.010000 1012.180000 1012.180000 1711.990000
10.000000
7 7 7 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1712.010000 1012.180000 1012.180000 1721.990000
10.000000
7 7 9 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1737.010000 1012.180000 1012.180000 1746.990000
10.000000
7 7 9 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1747.010000 1012.180000 1012.180000 1756.990000
10.000000
SHUTIN 'P001'
**$
WELL 'P002'
PRODUCER 'P002'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P002'
**$ UBA      ff Status Connection

```

```

9 7 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
9 7 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
9 7 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
9 7 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
9 7 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
9 7 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
9 7 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
9 7 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
9 7 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
9 7 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'P002'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
9 7 1 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1600.010000 1323.620000 1012.180000 1609.990000
10.000000
9 7 1 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1610.010000 1323.620000 1012.180000 1619.990000
10.000000
9 7 3 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1635.010000 1323.620000 1012.180000 1644.990000
10.000000
9 7 3 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1645.010000 1323.620000 1012.180000 1654.990000
10.000000
9 7 5 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1667.010000 1323.620000 1012.180000 1676.990000
10.000000
9 7 5 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1677.010000 1323.620000 1012.180000 1686.990000
10.000000
9 7 7 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1702.010000 1323.620000 1012.180000 1711.990000
10.000000
9 7 7 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1712.010000 1323.620000 1012.180000 1721.990000
10.000000
9 7 9 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1737.010000 1323.620000 1012.180000 1746.990000
10.000000
9 7 9 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1747.010000 1323.620000 1012.180000 1756.990000
10.000000
SHUTIN 'P002'
**$
WELL 'P003'
PRODUCER 'P003'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P003'
**$ UBA ff Status Connection
7 9 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
7 9 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
7 9 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
7 9 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
7 9 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
7 9 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
7 9 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
7 9 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
7 9 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
7 9 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'P003'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
7 9 1 / 1 1 1 1012.180000 1323.620000 1600.010000 1012.180000 1323.620000 1609.990000
10.000000

```

```

7 9 1 / 1 1 2 1012.180000 1323.620000 1610.010000 1012.180000 1323.620000 1619.990000
10.000000
7 9 3 / 1 1 1 1012.180000 1323.620000 1635.010000 1012.180000 1323.620000 1644.990000
10.000000
7 9 3 / 1 1 2 1012.180000 1323.620000 1645.010000 1012.180000 1323.620000 1654.990000
10.000000
7 9 5 / 1 1 1 1012.180000 1323.620000 1667.010000 1012.180000 1323.620000 1676.990000
10.000000
7 9 5 / 1 1 2 1012.180000 1323.620000 1677.010000 1012.180000 1323.620000 1686.990000
10.000000
7 9 7 / 1 1 1 1012.180000 1323.620000 1702.010000 1012.180000 1323.620000 1711.990000
10.000000
7 9 7 / 1 1 2 1012.180000 1323.620000 1712.010000 1012.180000 1323.620000 1721.990000
10.000000
7 9 9 / 1 1 1 1012.180000 1323.620000 1737.010000 1012.180000 1323.620000 1746.990000
10.000000
7 9 9 / 1 1 2 1012.180000 1323.620000 1747.010000 1012.180000 1323.620000 1756.990000
10.000000
SHUTIN 'P003'
**$
WELL 'P004'
PRODUCER 'P004'
OPERATE MIN BHP 17. CONT
OPERATE MAX STL 1500. CONT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'P004'
**$ UBA ff Status Connection
9 9 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
9 9 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 1
9 9 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 2
9 9 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 3
9 9 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 4
9 9 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 5
9 9 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 6
9 9 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 7
9 9 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-TO 8
9 9 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-TO 9
LAYERXYZ 'P004'
**$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length
9 9 1 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1600.010000 1323.620000 1323.620000 1609.990000
10.000000
9 9 1 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1610.010000 1323.620000 1323.620000 1619.990000
10.000000
9 9 3 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1635.010000 1323.620000 1323.620000 1644.990000
10.000000
9 9 3 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1645.010000 1323.620000 1323.620000 1654.990000
10.000000
9 9 5 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1667.010000 1323.620000 1323.620000 1676.990000
10.000000
9 9 5 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1677.010000 1323.620000 1323.620000 1686.990000
10.000000
9 9 7 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1702.010000 1323.620000 1323.620000 1711.990000
10.000000
9 9 7 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1712.010000 1323.620000 1323.620000 1721.990000
10.000000

```

9 9 9 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1737.010000 1323.620000 1323.620000 1746.990000  
 10.000000  
 9 9 9 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1747.010000 1323.620000 1323.620000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'P004'  
 \*\*\$  
 WELL 'IN001'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'IN001'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'IN001'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 7 7 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 7 7 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 7 7 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 7 7 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 7 7 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 7 7 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 7 7 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 7 7 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 7 7 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 7 7 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'IN001'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 7 7 1 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1600.010000 1012.180000 1012.180000 1609.990000  
 10.000000  
 7 7 1 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1610.010000 1012.180000 1012.180000 1619.990000  
 10.000000  
 7 7 3 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1635.010000 1012.180000 1012.180000 1644.990000  
 10.000000  
 7 7 3 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1645.010000 1012.180000 1012.180000 1654.990000  
 10.000000  
 7 7 5 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1667.010000 1012.180000 1012.180000 1676.990000  
 10.000000  
 7 7 5 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1677.010000 1012.180000 1012.180000 1686.990000  
 10.000000  
 7 7 7 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1702.010000 1012.180000 1012.180000 1711.990000  
 10.000000  
 7 7 7 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1712.010000 1012.180000 1012.180000 1721.990000  
 10.000000  
 7 7 9 / 1 1 1 1012.180000 1012.180000 1737.010000 1012.180000 1012.180000 1746.990000  
 10.000000  
 7 7 9 / 1 1 2 1012.180000 1012.180000 1747.010000 1012.180000 1012.180000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'IN001'  
 \*\*\$  
 WELL 'IN002'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'IN002'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65

OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'IN002'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 9 7 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 9 7 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 9 7 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 9 7 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 9 7 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 9 7 5 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 9 7 7 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 9 7 7 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 9 7 9 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 9 7 9 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'IN002'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 9 7 1 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1600.010000 1323.620000 1012.180000 1609.990000  
 10.000000  
 9 7 1 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1610.010000 1323.620000 1012.180000 1619.990000  
 10.000000  
 9 7 3 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1635.010000 1323.620000 1012.180000 1644.990000  
 10.000000  
 9 7 3 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1645.010000 1323.620000 1012.180000 1654.990000  
 10.000000  
 9 7 5 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1667.010000 1323.620000 1012.180000 1676.990000  
 10.000000  
 9 7 5 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1677.010000 1323.620000 1012.180000 1686.990000  
 10.000000  
 9 7 7 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1702.010000 1323.620000 1012.180000 1711.990000  
 10.000000  
 9 7 7 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1712.010000 1323.620000 1012.180000 1721.990000  
 10.000000  
 9 7 9 / 1 1 1 1323.620000 1012.180000 1737.010000 1323.620000 1012.180000 1746.990000  
 10.000000  
 9 7 9 / 1 1 2 1323.620000 1012.180000 1747.010000 1323.620000 1012.180000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'IN002'  
 \*\*\$  
 WELL 'IN003'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'IN003'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'IN003'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 7 9 1 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 7 9 1 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 7 9 3 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 7 9 3 / 1 1 2 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 7 9 5 / 1 1 1 1. OPEN FLOW-FROM 4

795/112 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 797/111 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 797/112 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 799/111 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 799/112 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'IN003'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 791/111 1012.180000 1323.620000 1600.010000 1012.180000 1323.620000 1609.990000  
 10.000000  
 791/112 1012.180000 1323.620000 1610.010000 1012.180000 1323.620000 1619.990000  
 10.000000  
 793/111 1012.180000 1323.620000 1635.010000 1012.180000 1323.620000 1644.990000  
 10.000000  
 793/112 1012.180000 1323.620000 1645.010000 1012.180000 1323.620000 1654.990000  
 10.000000  
 795/111 1012.180000 1323.620000 1667.010000 1012.180000 1323.620000 1676.990000  
 10.000000  
 795/112 1012.180000 1323.620000 1677.010000 1012.180000 1323.620000 1686.990000  
 10.000000  
 797/111 1012.180000 1323.620000 1702.010000 1012.180000 1323.620000 1711.990000  
 10.000000  
 797/112 1012.180000 1323.620000 1712.010000 1012.180000 1323.620000 1721.990000  
 10.000000  
 799/111 1012.180000 1323.620000 1737.010000 1012.180000 1323.620000 1746.990000  
 10.000000  
 799/112 1012.180000 1323.620000 1747.010000 1012.180000 1323.620000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'IN003'  
 \*\*\$  
 WELL 'IN004'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'IN004'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1200. CONT  
 OPERATE MAX STW 2500. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'IN004'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 991/111 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 991/112 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 993/111 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 993/112 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 995/111 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 995/112 1. OPEN FLOW-FROM 5  
 997/111 1. OPEN FLOW-FROM 6  
 997/112 1. OPEN FLOW-FROM 7  
 999/111 1. OPEN FLOW-FROM 8  
 999/112 1. OPEN FLOW-FROM 9  
 LAYERXYZ 'IN004'  
 \*\*\$ perf geometric data: UBA, block entry(x,y,z) block exit(x,y,z), length  
 991/111 1323.620000 1323.620000 1600.010000 1323.620000 1323.620000 1609.990000  
 10.000000  
 991/112 1323.620000 1323.620000 1610.010000 1323.620000 1323.620000 1619.990000  
 10.000000

9 9 3 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1635.010000 1323.620000 1323.620000 1644.990000  
 10.000000  
 9 9 3 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1645.010000 1323.620000 1323.620000 1654.990000  
 10.000000  
 9 9 5 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1667.010000 1323.620000 1323.620000 1676.990000  
 10.000000  
 9 9 5 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1677.010000 1323.620000 1323.620000 1686.990000  
 10.000000  
 9 9 7 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1702.010000 1323.620000 1323.620000 1711.990000  
 10.000000  
 9 9 7 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1712.010000 1323.620000 1323.620000 1721.990000  
 10.000000  
 9 9 9 / 1 1 1 1323.620000 1323.620000 1737.010000 1323.620000 1323.620000 1746.990000  
 10.000000  
 9 9 9 / 1 1 2 1323.620000 1323.620000 1747.010000 1323.620000 1323.620000 1756.990000  
 10.000000  
 SHUTIN 'IN004'  
 DATE 2008 1 1  
 OPEN 'INY009'  
 SHUTIN 'PR009'  
 DATE 2008 1 5  
 OPEN 'INY004'  
 SHUTIN 'INY009'  
 SHUTIN 'PR004'  
 DATE 2008 1 7  
 OPEN 'PR009'  
 DATE 2008 1 10  
 OPEN 'INY003'  
 SHUTIN 'INY004'  
 SHUTIN 'PR003'  
 DATE 2008 1 12  
 OPEN 'PR004'  
 DATE 2008 1 15  
 SHUTIN 'INY003'  
 OPEN 'INY008'  
 SHUTIN 'PR008'  
 DATE 2008 1 17  
 OPEN 'PR003'  
 DATE 2008 1 20  
 OPEN 'INY001'  
 SHUTIN 'INY008'  
 SHUTIN 'PR001'  
 DATE 2008 1 22  
 OPEN 'PR008'  
 DATE 2008 1 25  
 SHUTIN 'INY001'  
 OPEN 'INY006'  
 SHUTIN 'PR006'  
 DATE 2008 1 27  
 OPEN 'PR001'  
 DATE 2008 2 1  
 SHUTIN 'INY006'  
 OPEN 'INY007'  
 SHUTIN 'PR007'  
 DATE 2008 2 3  
 OPEN 'PR006'

DATE 2008 2 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2008 2 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2008 2 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2008 2 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2008 2 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2008 2 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2008 10 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2008 10 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2008 10 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2008 10 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2008 10 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2008 10 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2008 10 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2008 10 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2008 10 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2008 10 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2008 10 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2008 11 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2008 11 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2008 11 5

OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2008 11 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2008 11 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2008 11 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2008 11 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2008 11 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2009 7 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2009 7 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2009 7 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2009 7 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2009 7 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2009 7 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2009 7 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2009 7 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2009 7 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2009 7 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2009 7 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2009 8 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2009 8 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2009 8 5  
OPEN 'INY002'

SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2009 8 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2009 8 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2009 8 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2009 8 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2009 8 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2010 4 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2010 4 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2010 4 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2010 4 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2010 4 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2010 4 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2010 4 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2010 4 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2010 4 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2010 4 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2010 4 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2010 5 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2010 5 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2010 5 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'

SHUTIN 'PR002'  
DATE 2010 5 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2010 5 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2010 5 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2010 5 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2010 5 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2011 1 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2011 1 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2011 1 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2011 1 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2011 1 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2011 1 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2011 1 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2011 1 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2011 1 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2011 1 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2011 1 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2011 2 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2011 2 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2011 2 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'

DATE 2011 2 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2011 2 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2011 2 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2011 2 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2011 2 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2011 10 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2011 10 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2011 10 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2011 10 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2011 10 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2011 10 15  
SHUTIN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2011 10 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2011 10 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2011 10 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2011 10 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2011 10 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2011 11 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2011 11 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2011 11 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2011 11 7

OPEN 'PR007'  
DATE 2011 11 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2011 11 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2011 11 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2011 11 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2012 7 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2012 7 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2012 7 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2012 7 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2012 7 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2012 7 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2012 7 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2012 7 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2012 7 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2012 7 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2012 7 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2012 8 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2012 8 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2012 8 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2012 8 7  
OPEN 'PR007'

DATE 2012 8 10  
SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2012 8 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2012 8 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2012 8 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2013 4 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2013 4 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2013 4 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2013 4 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2013 4 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2013 4 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2013 4 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2013 4 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2013 4 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2013 4 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2013 4 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2013 5 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2013 5 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2013 5 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2013 5 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2013 5 10

SHUTIN 'INY002'  
OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2013 5 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2013 5 15  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2013 5 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2014 1 1  
OPEN 'INY009'  
SHUTIN 'PR009'  
DATE 2014 1 5  
OPEN 'INY004'  
SHUTIN 'INY009'  
SHUTIN 'PR004'  
DATE 2014 1 7  
OPEN 'PR009'  
DATE 2014 1 10  
OPEN 'INY003'  
SHUTIN 'INY004'  
SHUTIN 'PR003'  
DATE 2014 1 12  
OPEN 'PR004'  
DATE 2014 1 15  
SHUTIN 'INY003'  
OPEN 'INY008'  
SHUTIN 'PR008'  
DATE 2014 1 17  
OPEN 'PR003'  
DATE 2014 1 20  
OPEN 'INY001'  
SHUTIN 'INY008'  
SHUTIN 'PR001'  
DATE 2014 1 22  
OPEN 'PR008'  
DATE 2014 1 25  
SHUTIN 'INY001'  
OPEN 'INY006'  
SHUTIN 'PR006'  
DATE 2014 1 27  
OPEN 'PR001'  
DATE 2014 2 1  
SHUTIN 'INY006'  
OPEN 'INY007'  
SHUTIN 'PR007'  
DATE 2014 2 3  
OPEN 'PR006'  
DATE 2014 2 5  
OPEN 'INY002'  
SHUTIN 'INY007'  
SHUTIN 'PR002'  
DATE 2014 2 7  
OPEN 'PR007'  
DATE 2014 2 10  
SHUTIN 'INY002'

OPEN 'INY005'  
SHUTIN 'PR005'  
DATE 2014 2 12  
OPEN 'PR002'  
DATE 2014 2 15  
OPEN 'IN001'  
SHUTIN 'INY005'  
DATE 2014 2 17  
OPEN 'PR005'  
DATE 2014 2 20  
SHUTIN 'IN001'  
OPEN 'IN002'  
DATE 2014 2 22  
OPEN 'P001'  
DATE 2014 2 25  
SHUTIN 'IN002'  
OPEN 'IN003'  
DATE 2014 2 27  
OPEN 'P002'  
DATE 2014 3 1  
SHUTIN 'IN003'  
OPEN 'IN004'  
DATE 2014 3 3  
OPEN 'P003'  
DATE 2014 3 5  
SHUTIN 'IN004'  
DATE 2014 3 7  
OPEN 'P004'  
DATE 2014 10 7  
SHUTIN 'PR001'  
SHUTIN 'PR002'  
SHUTIN 'PR003'  
SHUTIN 'PR004'  
SHUTIN 'PR005'  
SHUTIN 'PR006'  
SHUTIN 'PR007'  
SHUTIN 'PR008'  
SHUTIN 'PR009'  
INJECTOR UNWEIGHT 'INY001'  
INCOMP WATER 1. 0.  
TINJW 570.  
QUAL 0.65  
OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
OPERATE MAX STW 750. CONT  
OPEN 'INY001'  
INJECTOR UNWEIGHT 'INY002'  
INCOMP WATER 1. 0.  
TINJW 570.  
QUAL 0.65  
OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
OPERATE MAX STW 750. CONT  
OPEN 'INY002'  
INJECTOR UNWEIGHT 'INY003'  
INCOMP WATER 1. 0.  
TINJW 570.  
QUAL 0.65

OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY003'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY004'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY004'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY005'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY005'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY006'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY006'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY007'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY007'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY008'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY008'  
 INJECTOR UNWEIGHT 'INY009'  
 INCOMP WATER 1. 0.  
 TINJW 570.  
 QUAL 0.65  
 OPERATE MAX BHP 1350. CONT  
 OPERATE MAX STW 750. CONT  
 OPEN 'INY009'  
 DATE 2019 10 7  
 DATE 2022 10 7  
 STOP  
 DATE 2025 1 1  
 RESULTS RELPERMCORR NUMROCKTYPE 1  
 RESULTS RELPERMCORR CORRVALS 0.45 0.45 0.15 0.15 0 0.1 0 0.06  
 RESULTS RELPERMCORR CORRVALS 0.4 0.1 0.2 -99999 2.5 2 2 1.5  
 RESULTS RELPERMCORR CORRVALS\_HONARPOUR -99999 -99999 -99999 -99999 -99999  
 -99999 -99999 -99999  
 RESULTS RELPERMCORR STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'  
 RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -99999  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 800  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 2  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 3  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 800  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 4 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 4  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 5 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 5  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 800  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 6 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 6  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 7 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 7  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 800  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 8 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 8  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 9 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 9  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 800  
 RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'  
 RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -99999  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 240

RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 2  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 3  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 240  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 4 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 4  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 5 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 5  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 240  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 6 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 6  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 7 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 7  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 240  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 8 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 8  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 9 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 9  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 240  
 RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'  
 RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAl -99999  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 800  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 2  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 0  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1

RESULTS SPEC LAYERNUMB 3  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 800  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 4 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 4  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 5 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 5  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 800  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 6 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 6  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 7 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 7  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 800  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 8 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 8  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 9 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 9  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 800  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Pressure'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 800  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0.28  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 2  
RESULTS SPEC PORTYPE 1

RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 3  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0.28  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 4 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 4  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 5 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 5  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0.28  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 6 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 6  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 7 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 7  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0.28  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 8 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 8  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 9 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 9  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0.28  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 1600  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL -99999  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 20  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1

RESULTS SPEC LAYERNUMB 2  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 15  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 3  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 20  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 4 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 4  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 12  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 5 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 5  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 20  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 6 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 6  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 15  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 7 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 7  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 20  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 8 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 8  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 15  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 9 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 9  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 20  
 RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Thermal/rock Set Num'  
 RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL -99999  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 1  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 2 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 2  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 2  
 RESULTS SPEC REGION 'Layer 3 - Whole layer'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 3  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1

RESULTS SPEC CON 1  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 4 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 4  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 2  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 5 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 5  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 1  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 6 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 6  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 2  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 7 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 7  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 1  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 8 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 8  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 2  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 9 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 9  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 1  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Temperature'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAl -99999  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 105  
RESULTS SPEC STOP