

**APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN  
DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS**

**ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ  
HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN  
DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ  
HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ

**Director**

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz

**Co-director**

Ing. Wilson Barrios Ortiz

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## DEDICATORIA

*Al Todopoderoso por engendrar a la imaginación y el conocimiento.*

*A mis padres, principales motivadores de mis sueños.*

*A Natalia, cuyo amor y respeto me obliga a realizar todas mis acciones  
con rectitud.*

*A Claudia, pues sin su amor, apoyo y confianza nada de esto hubiera  
sido posible.*

*A toda mi familia, de donde heredé la pasión por la vida.*

*Al Teatro UIS y a Omar Álvarez, condimento perfecto de este trasegar  
universitario.*

*A la memoria de la madre de mi compañero de proyecto.*

*Erik*

## DEDICATORIA

*A mi mami, por creer siempre en mí.*

*A mi abuelita Anita, por acompañarme desde el cielo.*

*A mi hermanita, por ser un motivo más para seguir luchando.*

*A mi papá, por apoyarme en la consecución de éste logro.*

*A mi tío Germán y mi abuelo Álvaro, por acompañarme en los momentos  
difíciles.*

*A mis demás familiares y seres queridos.*

*Héctor David*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores se permiten expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Samuel Fernando Muñoz por su abnegación, propia de un verdadero maestro, y por sus correcciones, sus correcciones, sus correcciones, etc.

A la Universidad Industrial de Santander y su cuerpo docente pues fueron sus enseñanzas las que nos convirtieron en los que somos ahora (?).

A cada uno de los ingenieros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) que de alguna forma contribuyeron en la elaboración de este trabajo.

Al Grupo de Investigación en Recobro Mejorado, en especial a Robinson Jiménez y Hans Herrera, cuyas disertaciones acerca de táctica y técnica futbolística fueron un aporte para nuestro buen humor.

Al FC Bayern München y el Real Madrid CF, por alegrar nuestras vidas.

Al señor Franz Beckenbauer por la exitosa organización de la Copa Mundial de Fútbol que amenizó la realización de este proyecto.

A todos los que por caprichos de las circunstancias en este momento escapan a nuestra memoria.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	10
<b>1. TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES</b>	12
1.1. MARCO HISTÓRICO	12
1.2. APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES	14
1.2.1. Yacimientos naturalmente fracturados (YNF)	14
1.2.2. Zonas productoras delgadas	15
1.2.3. Yacimientos estratificados	16
1.2.4. Problemas de conificación	17
1.2.5. Yacimientos de crudo pesado	19
1.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES	20
1.4. COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES	22
1.4.1. Completamiento a hueco abierto	22
1.4.2. Completamiento con liner ranurado	23
1.4.3. Completamiento con grava	24
1.4.4. Sección horizontal cementada	25
1.5. COMPLETAMIENTO DE POZOS TÉRMICOS HORIZONTALES	26
<b>2. SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR</b>	32
2.1. MARCO HISTÓRICO	32
2.2. CONCEPTO DEL SAGD	34
2.3. DISEÑO Y PERFORACIÓN DE LOS POZOS	37
2.4. MECANISMO DE OPERACIÓN	38
2.4.1. Fase inicial o "Start-up"	38
2.4.2. Fase de crecimiento	43
2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SAGD	44
2.5.1. Ventajas técnicas	44
2.5.2. Ventajas económicas	45
2.5.3. Ventajas ambientales	46

2.5.4. Desventajas del SAGD	46
2.6. MECANISMO DE TRAMPA DE VAPOR	47
2.6.1. Trampa flotante de vapor	48
2.6.2. Trampa termodinámica de vapor	49
2.7. EXPERIENCIAS EN LA APLICACIÓN DEL SAGD	51
2.7.1. Proyecto Hilda Lake, Canadá	53
2.7.2. Proyecto Christina Lake	54
2.7.3. Proyecto Senlac	54
2.7.4. Proyecto Tía Juana	55
2.8. CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DEL SAGD EN YACIMIENTOS PROFUNDOS DE CRUDO PESADO	56
<b>3. GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO</b>	<b>58</b>
3.1. GENERADORES DE COMBUSTIÓN (DSG)	58
3.1.1. Generadores de vapor de contacto directo	59
3.1.2. Generadores de vapor de contacto indirecto	60
3.1.3. Consideraciones acerca de los generadores de vapor de fondo que utilizan combustión	61
3.1.4. Aplicaciones de los generadores de vapor de fondo que utilizan combustión	63
3.2. GENERADORES ELÉCTRICOS (EDSG)	68
<b>4. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO SAGD CON GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO</b>	<b>71</b>
4.1. GENERALIDADES DEL MODELO DE SIMULACIÓN	71
4.2. CASO BASE DEL MODELO DE SIMULACIÓN	77
4.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	81
4.3.1. Tasa de inyección de vapor	82
4.3.2. Posición de los pozos	84
4.3.3. Distancia entre pozos	86
4.3.4. Longitud del pozo inyector	88
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>91</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>93</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>95</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>99</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Yacimientos fracturados	15
<b>Figura 2.</b> Zonas productoras delgadas	16
<b>Figura 3.</b> Yacimientos estratificados	17
<b>Figura 4.</b> Conificación de agua en un pozo vertical	18
<b>Figura 5.</b> Fenómeno de cresting en un pozo horizontal	19
<b>Figura 6.</b> Esquema sistema SAGD	20
<b>Figura 7.</b> Completamiento a hueco abierto	22
<b>Figura 8.</b> Completamiento con liner ranurado	24
<b>Figura 9.</b> Completamiento con grava	25
<b>Figura 10.</b> Sección horizontal cementada	26
<b>Figura 11.</b> Esquema del sistema SAGD	35
<b>Figura 12.</b> Cámara de vapor del SAGD	36
<b>Figura 13.</b> Taladro inclinado SLANT	37
<b>Figura 14.</b> Circulación de vapor durante la fase inicial del SAGD	39
<b>Figura 15.</b> Forma final de la cámara de vapor	43
<b>Figura 16.</b> Trampa flotante con su válvula abierta	48
<b>Figura 17.</b> Trampa flotante con su válvula cerrada	49
<b>Figura 18.</b> Componentes de una trampa termodinámica	49
<b>Figura 19.</b> Trampa termodinámica abierta	50
<b>Figura 20.</b> Trampa termodinámica cerrada	50
<b>Figura 21.</b> Generador de vapor de contacto directo	58
<b>Figura 22.</b> Generador de vapor de contacto indirecto	59
<b>Figura 23.</b> Vista exterior del generador eléctrico	68
<b>Figura 24.</b> Esquema de la configuración interna del generador eléctrico	69
<b>Figura 25.</b> Vista superior del enmallado	72
<b>Figura 26.</b> Vista externa del enmallado	72

<b>Figura 27.</b> Vista de los pozos	73
<b>Figura 28.</b> Viscosidad del aceite vs. temperatura	74
<b>Figura 29.</b> Permeabilidades relativas aceite-agua	75
<b>Figura 30.</b> Permeabilidades relativas gas-aceite	75
<b>Figura 31.</b> Vista general del modelo con pozos verticales	77
<b>Figura 32.</b> Factor de recobro vs. tiempo sólo con pozos verticales	78
<b>Figura 33.</b> Vista general del modelo de simulación	78
<b>Figura 34.</b> Factor de recobro vs. tiempo para el caso base	80
<b>Figura 35:</b> Factor de recobro y relación vapor-aceite vs. tiempo para el caso base	81
<b>Figura 36.</b> Factor de recobro vs. tiempo para diferentes tasas de inyección	83
<b>Figura 37.</b> Relación vapor-petróleo para una inyección de cinco millones de BTU por hora	84
<b>Figura 38.</b> Variación de la ubicación de la pareja de pozos	84
<b>Figura 39.</b> Factor de recobro para diferentes posiciones de los pozos	85
<b>Figura 40.</b> Relación vapor-petróleo cuando los pozos se encuentran cerca del fondo de la formación de interés	86
<b>Figura 41.</b> Variación de la distancia vertical entre los pozos	87
<b>Figura 42.</b> Factor de recobro vs. tiempo para diferentes distancias entre pozos	87
<b>Figura 43.</b> Relación vapor-petróleo cuando los pozos tienen una separación de 38 pies	88
<b>Figura 44.</b> Variación de la longitud del pozo inyector	89
<b>Figura 45.</b> Factor de recobro vs. Tiempo para diferentes longitudes del pozo inyector	89

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Propiedades del campo Athabasca	40
<b>Tabla 2.</b> Propiedades del enmallado de simulación	73
<b>Tabla 3.</b> Propiedades de los fluidos del modelo	74
<b>Tabla 4.</b> Condiciones de operación	79
<b>Tabla 5.</b> Valores utilizados en la sensibilidad	82

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Guía de simulación del proceso de segregación gravitacional asistida por vapor	100
<b>Anexo B.</b> Archivo plano de simulación del proceso SAGD	119

## RESUMEN

**TITULO: APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS<sup>1</sup>**

**AUTORES: ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ  
HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ \*\***

**PALABRAS CLAVE:** SAGD, crudo pesado, generación de vapor en fondo, yacimientos profundos.

La explotación de crudo pesado implica normalmente la implementación de métodos de recobro mejorado como la inyección de vapor, que no es recomendable cuando los yacimientos se encuentran a más de tres mil pies de profundidad, debido a que las pérdidas de energía que ocurren durante el flujo del vapor, desde el generador ubicado en superficie hasta la cara del pozo, son muy elevadas. Esto impide que se inyecte la energía requerida para alcanzar una temperatura a la cual el petróleo tenga movilidad y pueda ser producido.

El presente proyecto de grado pretende proponer la utilización de generadores de vapor en fondo, con el objetivo de lograr inyectar vapor húmedo en los yacimientos profundos. Sin embargo, la limitación que presentan estos generadores se encuentra en la cantidad de vapor que pueden producir, que al ser baja, no permite realizar una inyección continua convencional. De esta forma, se plantea el uso de la técnica de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD), debido a que emplea cortas distancias entre pozos, por lo que requiere tasas de inyección bajas, como las que proporcionan estos generadores.

Se realizó un análisis de sensibilidad de este proceso, con el fin de determinar las condiciones de operación y diseño de pozo que permiten incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado cuya profundidad sea mayor que tres mil pies, dejando sentadas las bases para la implementación de procesos para la recuperación mejorada de una enorme cantidad de hidrocarburos que se encuentran en regiones como los Llanos Orientales Colombianos.

---

<sup>1</sup> Tesis de Pregrado

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

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Wilson Barrios Ortiz.

## ABSTRACT

**TITLE: APLICATION OF NEW TECHNOLOGIES FOR HEAVY OIL RECUPERATION IN DEEP OIL FIELDS<sup>2</sup>**

**AUTHORS: ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ  
HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ \*\***

**KEYWORDS:** SAGD, heavy oil, downhole steam generation, deep reservoirs.

The exploitation of heavy oil normally implies the use of enhanced oil recovery methods, like steam flooding, which is not recommended when the reservoir depth is more than three thousand feet, because of the high heat losses that happens during the steam flow from the surface generator until the wellbore. This does not make possible the injection of the required energy to reach a temperature value what allows the oil production.

This degree project proposes the use of downhole steam generators (DSG) to achieve the injection of wet steam in deep reservoirs, although these generators produce a low amount of steam. This characteristic does not allow its utilization in steam drive processes. The technique Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) can be used along with the downhole steam generation because of involves short distances between wells, therefore this method needs low injection rates, such as the rates provided by a downhole steam generator.

A sensibility analysis was made, which determined operation conditions and well design parameters that increase the recovery factor in deep heavy oil reservoirs. Of this manner, the bases have been established for the implementation of thermal processes that can recover the huge quantity of hydrocarbons founded at regions like Llanos Orientales Colombianos.

---

<sup>2</sup> Undergraduate Project.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Wilson Barrios Ortiz.

## INTRODUCCIÓN

Los requerimientos mundiales de energía se encuentran en un aumento constante, como consecuencia del continuo desarrollo e industrialización de más países que cada día consumen energía de muchas maneras. El hecho de que en los últimos años no se hayan realizado hallazgos significativos de petróleo que permitan satisfacer estas necesidades, ha generado una enorme preocupación en el sector energético mundial.

La industria petrolera propende actualmente por el hallazgo de nuevas reservas y por la búsqueda de métodos de recobro mejorado que permitan extraer los hidrocarburos que aún existen en los campos maduros del mundo. En Colombia, por ejemplo, esos hallazgos significativos no han ocurrido, y ya que las reservas actuales comienzan a escasear, se ha planteado la necesidad de explotar los yacimientos de crudo pesado, los cuales representan una gran cantidad de reservas que han sido ignoradas durante muchos años, debido a que su contenido de hidrocarburos livianos, la facilidad para su explotación y la sencillez de su transporte son mucho menores que las del crudo liviano.

La inyección de vapor ha sido el proceso más utilizado para recuperar el crudo pesado, pero su aplicación ha sido limitada a yacimientos someros, debido a que se presentan grandes pérdidas de energía durante el flujo del vapor desde el generador hasta la formación de interés, por lo que intentar llevar vapor a un yacimiento profundo implicaría que al fondo del pozo llegara únicamente agua caliente.

Según cifras presentadas en la revista Carta Petrolera (Octubre - Noviembre de 2004), hasta la fecha, se estima que en Colombia se han encontrado entre 7.000 y 8.000 millones de barriles de Petróleo Original In-Situ de crudos pesados. De este potencial, entre el 70% y 75% (5000 a 6000 millones de barriles) se concentra en tres campos de la cuenca de los Llanos Orientales: Castilla y Chichimene, operados directamente por Ecopetrol; y campo Rubiales, en el contrato de asociación con la compañía Meta Petroleum. En el caso de Castilla y Chichimene, que se encuentran a más de cuatro mil pies de profundidad, se hace necesaria la implementación de nuevas tecnologías que permitan extraer dichos hidrocarburos, con lo cual pueden llegar a solucionarse los requerimientos energéticos de nuestro país en el mediano plazo.

En el desarrollo de este proyecto de grado, se realizará un análisis de la técnica de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD), utilizada hasta ahora con gran éxito en la producción de crudo pesado en países como Canadá y Venezuela, y se planteará su posible utilización en campos colombianos. Debido a que en nuestro país las reservas importantes de crudo pesado no se encuentran en yacimientos someros, se hace necesario buscar la manera de llevar el vapor hasta las formaciones de interés. Para esto se considerará la utilización de generadores de vapor en fondo, tecnología aún en desarrollo, cuya capacidad de generación puede adaptarse a un sistema SAGD.

Se modelará este sistema en un simulador numérico de yacimientos, y se realizará un análisis de sensibilidad de los parámetros que determinan su funcionamiento, lo cual permitirá establecer las condiciones de operación y diseño de pozo que permitan recuperar de la mejor manera las reservas de crudo pesado de los yacimientos profundos colombianos.

## **1. TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES**

El primer pozo de petróleo que se perforó en el mundo, en el año 1859, se encontraba en Titusville, Pennsylvania, y permitió acceder a un yacimiento ubicado a sólo veintiún metros de profundidad utilizando herramientas rudimentarias. Desde este primer pozo hasta nuestros días han ocurrido grandes avances que permiten llegar hasta enormes profundidades con pozos de trayectorias inverosímiles, siendo los pozos horizontales el mayor ejemplo de estos desarrollos, puesto que permiten drenar grandes secciones de un yacimiento con sólo un pozo, siendo esto muy beneficioso desde el punto de vista económico, técnico y ambiental. De hecho, la segregación gravitacional asistida por vapor, método de recobro mejorado entorno al cual gira el presente proyecto, se basa en el uso de los pozos horizontales y el aprovechamiento de la gravedad como mecanismo de producción de petróleo, que sólo puede realizarse usando este tipo de pozos.

### **1.1. MARCO HISTÓRICO**

El alto costo que siempre ha presentado la perforación de un pozo horizontal respecto a la de uno vertical ha implicado que la aplicación de esta tecnología haya estado supeditada a factores como el precio internacional del petróleo y la relación costo-beneficio del pozo, es decir, la relación que existe entre la inversión que se requiere para la perforación del pozo y los ingresos económicos que éste pueda generar durante su vida útil.

Un hecho importante para el auge de la perforación horizontal fue el precio del crudo (de alrededor de treinta y cinco dólares) que se registró a finales de los años setenta y comienzos de los ochenta, lo cual motivó a la empresa francesa Elf Aquitaine para implementar pozos horizontales en un yacimiento de calizas con crudo pesado del campo Rospo Mare, en el Mar Adriático, con el propósito de mejorar la productividad, reducir la conificación de gas y agua e interceptar fracturas naturales, disminuyendo así la relación costo-beneficio del pozo.

Se planteó entonces la explotación primaria de este campo con pozos horizontales y verticales de manera conjunta, lo cual permitió corroborar el éxito de los horizontales, pues la producción inicial del campo Rospo Mare fue de treinta mil barriles de petróleo por día, con una producción diez veces mayor en los pozos horizontales que en los pozos verticales vecinos.

De esta manera la perforación horizontal comenzó un proceso de investigación y desarrollo en busca de pozos con mayores profundidades y trayectorias mejor definidas. Respecto a este punto, en cuanto al control de la dirección de los pozos, en los últimos años se han hecho varios avances técnicos como el desarrollo de las herramientas LWD (logging while drilling) y MWD (measuring while drilling) las cuales permiten obtener pozos con geometrías bien definidas y controladas, tomando datos de profundidad, ángulo de inclinación del pozo, temperatura y presión, así como registros eléctricos en tiempo real mientras se está realizando la perforación del pozo. De igual manera, se han registrado avances otros aspectos de la perforación horizontal, que han permitido perforar y completar pozos multilaterales, perforar con coiled-tubing y con fluidos neumáticos de perforación.

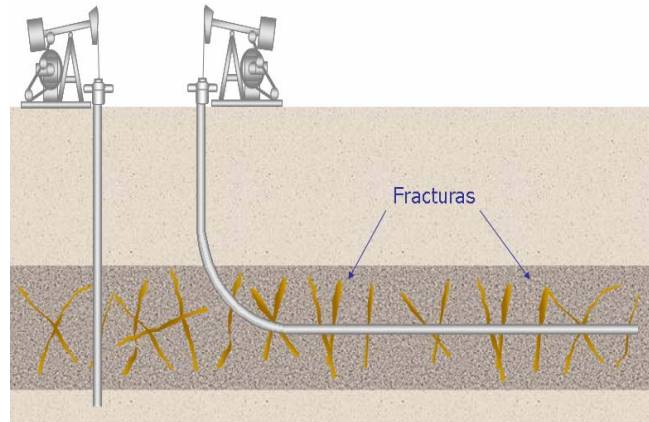
## 1.2. APLICACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES

Si bien los pozos horizontales han mostrado su efectividad al ser implementados en algunos campos del mundo, resulta evidente que no todos los yacimientos son apropiados para ser drenados por medio de este tipo de pozos. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que en algunos casos, como los que se citarán a continuación, la utilización de pozos horizontales es muy apropiada debido a que los resultados obtenidos, en comparación con el uso de pozos verticales, son altamente satisfactorios.

**1.2.1. Yacimientos naturalmente fracturados.** La producción de un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) se debe fundamentalmente al aporte de fluidos desde las fracturas hacia los pozos, por lo que debe procurarse que los pozos intercepten el sistema de fracturas para obtener una alta tasa de producción de aceite.

Los trenes principales de fracturas generalmente son verticales, razón por la cual un pozo vertical tiene poca posibilidad de interceptar el sistema de fracturas, ofreciendo un método poco eficiente para la producción de este tipo de yacimientos. De esta forma la perforación de un pozo horizontal, orientado en dirección perpendicular al sistema de fracturas, seguramente dará como resultado una alta productividad de acuerdo con el número de fracturas interceptadas. En la figura 1 puede apreciarse un esquema de un sistema de fracturas y en la que se compara el uso de pozos verticales y horizontales, siendo estos últimos los que permiten un mejor drenaje de los fluidos del yacimiento debido a que interceptan el sistema de fracturas.

**Figura 1.** Yacimientos fracturados.



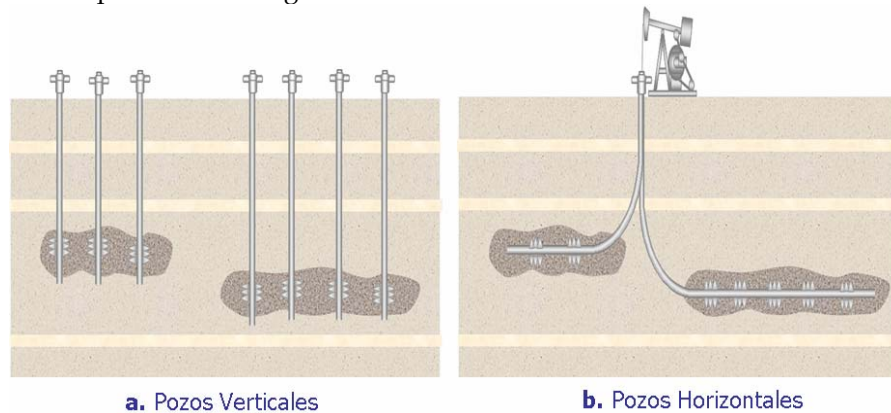
**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

**1.2.2. Zonas productoras delgadas.** El diseño un esquema de explotación de un campo debe apuntar hacia el mayor factor de recobro posible, teniendo en cuenta factores como los mecanismos de producción del yacimiento, el tipo de fluidos presentes y el drenaje que permitan los pozos. En el caso de yacimientos cuyo espesor es muy reducido, surgen muchos problemas si se explotan por medio de pozos verticales, puesto que para producirlos por medio de un pozo vertical se requeriría de la aplicación de una gran caída de presión en la cara del pozo para conseguir que los fluidos se desplacen hasta el pozo. De esta forma, se requeriría del uso de una gran cantidad de pozos verticales para conseguir el drenaje de la totalidad del yacimiento, como se muestra en la parte a de la figura 2.

Si se utiliza un pozo horizontal se puede lograr un drenaje más eficaz, puesto que este pozo se encontraría ubicado a lo largo de la formación, como se ilustra en la parte b de la figura 2, posibilitando la utilización de pequeñas caídas de presión en la cara del pozo para drenar los hidrocarburos presentes en el yacimiento, con lo cual se puede llegar a obtener una recuperación de

petróleo similar a la conseguida con el uso de muchos pozos verticales, pero con sólo un pozo.

**Figura 2.** Zonas productoras delgadas



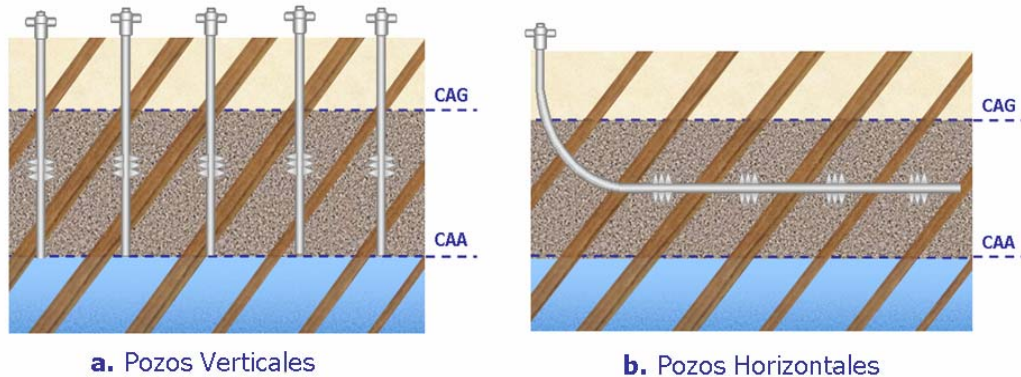
**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

**1.2.3. Yacimientos estratificados.** La forma y el tamaño que tiene un yacimiento depende del ambiente en el que se depositaron los sedimentos. Por ejemplo, en los ambientes fluviales es normal que ocurra la depositación alternada de capas de arena y de arcilla, las cuales normalmente presentan un ángulo de inclinación respecto a la horizontal. Este tipo de yacimientos posee muchos inconvenientes para su explotación, pues la zona de aceite, por ejemplo, no presenta una continuidad en la horizontal, por lo que pretender explotar este tipo de yacimientos con pozos verticales resulta un poco ineficiente, tal como puede apreciarse en la parte a de la figura 3.

De esta manera puede plantearse la posibilidad de emplear pozos horizontales en este tipo de yacimientos debido a la posibilidad que presentan para explotar simultáneamente las diferentes capas de arena que contienen hidrocarburos. En la figura 3, parte b, puede notarse que un yacimiento de este tipo, en el que la zona de petróleo no presenta continuidad

lateral, puede explotarse mediante el uso de pozos horizontales para obtener fluidos de las diferentes capas que conforman esta formación productora.

**Figura 3.** Yacimientos estratificados



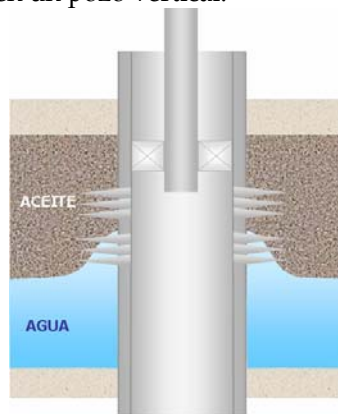
**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

**1.2.4. Problemas de conificación.** La conificación está relacionada con yacimientos que presentan zonas de agua y/o gas adyacentes a la zona de petróleo, y se origina por los gradientes de presión establecidos alrededor de la cara de la formación, los cuales son requeridos para la producción de fluido. Estos gradientes de presión tienden a deformar hacia abajo la superficie de contacto gas - petróleo y/o deformar hacia arriba la superficie de contacto agua - petróleo en la vecindad del pozo, en donde los gradientes de presión son más severos.

En oposición a estos gradientes de flujo se presenta la tendencia del gas a permanecer por encima del petróleo debido a su menor densidad, y la tendencia del agua a encontrarse por debajo del petróleo por la misma razón. Por lo tanto, existe un balance creado entre dos fuerzas: las fuerzas viscosas relacionadas con el gradiente de presión y las fuerzas gravitacionales causadas por la diferencia entre las densidades de los fluidos. Si la caída de

presión ocasionada por el flujo es suficiente para vencer las fuerzas gravitacionales se producirá la deformación de los contactos agua-aceite y/o gas-aceite, los cuales tomarán una forma de cono que crecerá en dirección de las perforaciones hasta que irrumpa en el pozo, originando la producción de gas y/o agua junto con el petróleo. Este fenómeno se encuentra esquematizado en la figura 4.

**Figura 4.** Conificación de agua en un pozo vertical.



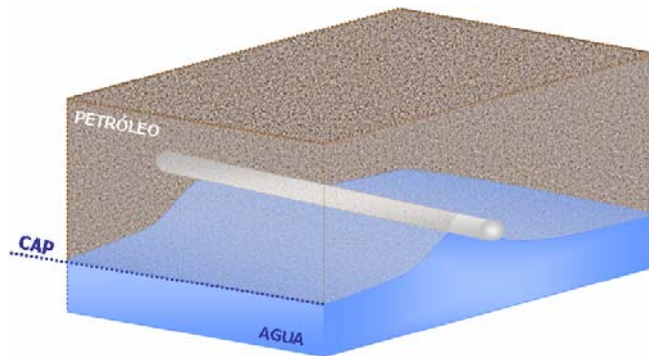
**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

El balance entre las fuerzas viscosas y las gravitacionales depende principalmente de la tasa a la cual se está produciendo el petróleo de la formación, siendo la llamada “tasa crítica” la máxima tasa a la cual se mantiene dicho balance, por lo que debe procurarse que la tasa de producción se encuentre por debajo de ese valor para asegurar que no se produzca la deformación de los contactos.

En el caso de los pozos horizontales también puede presentarse una deformación de los contactos, conocida como “cresting”, que se ilustra en la figura 5. Sin embargo, la posibilidad de que ocurra cresting es mucho menor que la del fenómeno de conificación, debido a que normalmente en los pozos

horizontales se emplean mínimas caídas de presión en la cara de la formación, puesto que en un pozo horizontal la producción por unidad de longitud es baja, pero debido a su gran longitud se obtienen altas tasas de producción de petróleo.

**Figura 5.** Fenómeno de cresting en un pozo horizontal.



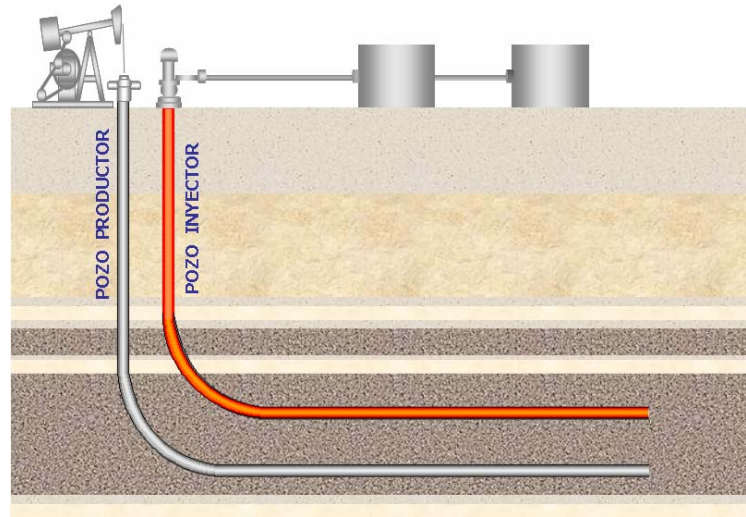
**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

**1.2.5. Yacimientos de crudo pesado.** Mediante la perforación de pozos horizontales se puede mejorar la recuperación de un yacimiento de crudo pesado puesto que se facilita el drenaje por medio de la fuerza gravitacional que se ejerce a lo largo del pozo. Este es el caso de la técnica de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) en la cual se aprovecha el efecto de la gravedad como mecanismo de producción de los hidrocarburos.

Aunque esta técnica hasta ahora sólo ha podido ser implementada en yacimientos que se encuentran a menos de tres mil pies de profundidad, se encuentra dentro de los objetivos del presente proyecto plantear su implementación a profundidades mayores, al involucrarle al SAGD un sistema de generación de vapor en fondo.

En la figura 6 se ilustra la configuración típica de un sistema SAGD, consistente en un par de pozos horizontales y paralelos, los cuales permiten drenar un yacimiento de crudo pesado aprovechando el mecanismo de segregación gravitacional.

**Figura 6.** Esquema sistema SAGD.



**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

### 1.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS POZOS HORIZONTALES

Según el artículo “Cost/Benefits of Horizontal Wells” de S. D. Joshi presentado a la SPE en 2003, los pozos horizontales presentan los siguientes beneficios:

- Los pozos horizontales brindan un área de drenaje mayor que la obtenida mediante el uso de pozos verticales, por lo cual se obtienen tasas de producción de petróleo y factores de recobro mayores que los alcanzados con los pozos verticales.

- Para producir la misma cantidad de petróleo, se necesita menor número de pozos horizontales comparado con el que se requiere de pozos verticales. Esto trae como resultado la reducción de locaciones, líneas de superficie, etc.

Sin embargo, existen desventajas que deben ser tomadas en cuenta al momento de plantear un proyecto de perforación horizontal. Las principales desventajas de los pozos horizontales son:

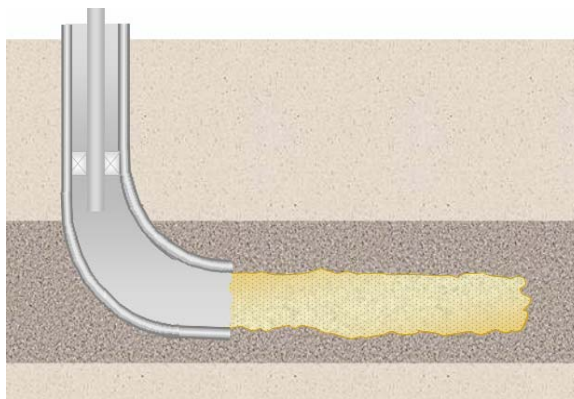
- El costo de la perforación y el completamiento de los pozos horizontales es mucho mayor que el requerido para el caso de los pozos verticales, por lo que se requiere de un conocimiento detallado del yacimiento, lo cual garantice que la producción de petróleo sea suficientemente alta como para que la inversión realizada pueda ser recuperada a corto plazo.
- No es recomendable emplear este tipo de pozos en el caso de yacimientos que poseen varias arenas productoras ubicadas a diferentes profundidades, puesto que un pozo horizontal sólo permite la producción de los fluidos de una zona.
- Se requiere de un gran conocimiento de la zona en la que se planea la perforación de un pozo horizontal puesto que al no poseer suficiente información sobre las dimensiones, forma y características del yacimiento se corre un gran riesgo de que el pozo no resulte exitoso desde el punto de vista económico. De hecho, según la experiencia obtenida en la perforación de pozos en Estados Unidos y planteada en el citado artículo de S. D. Joshi, se tiene una probabilidad de éxito sólo en dos de cada tres pozos horizontales.

## 1.4. COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES

El diseño del completamiento de un pozo se basa inicialmente en datos concernientes a la naturaleza de las rocas, los fluidos encontrados y la presencia de heterogeneidades en el yacimiento. Aunque los pozos horizontales no tienen aplicación universal, la variedad de yacimientos desarrollados por medio de pozos horizontales presenta a la ingeniería de completamiento numerosas posibilidades de diseño. Las alternativas más usadas son el completamiento a hueco abierto, el uso de liner ranurado, el empaquetamiento con grava y la cementación de la sección horizontal.

**1.4.1. Completamiento a hueco abierto.** En los inicios de la perforación horizontal, la mayoría de los completamientos se realizaban a hueco abierto, es decir, eran pozos en los que no se empleaba ninguna tubería de revestimiento. Esto puede apreciarse en la figura 7, en la cual se muestra la terminación típica de este tipo de pozos, en los que existe un revestimiento hasta la sección curvada del pozo, pero que no existe ningún casing en la sección horizontal del pozo.

**Figura 7.** Completamiento a hueco abierto.



**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

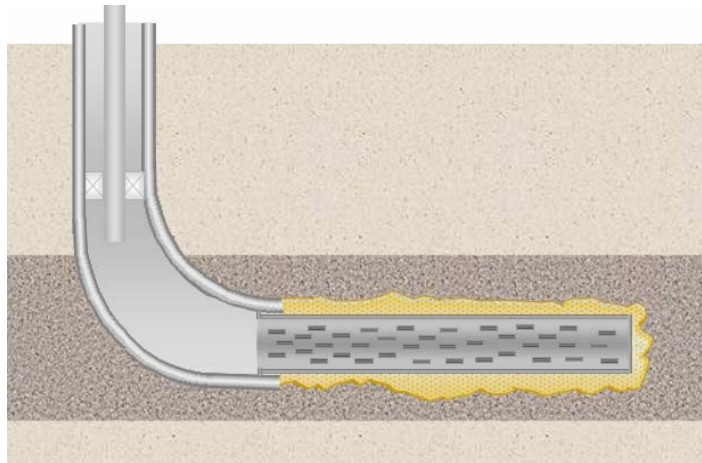
Este tipo de completamiento tiene gran efectividad cuando la roca del yacimiento está bien consolidada y no existe riesgo de colapso de las paredes del pozo, por lo que no se requiere del revestimiento como soporte. Además, si el yacimiento es naturalmente fracturado se recomienda el empleo del completamiento a hueco abierto, puesto que si se usara un revestimiento sería necesario cañonear exactamente en los puntos en los que las fracturas interceptan el pozo para lograr obtener una buena producción de fluidos. De este modo, utilizar completamiento a hueco abierto permite que el aporte de fluidos desde las fracturas hacia el pozo ocurra adecuadamente.

Sin embargo, la utilización de completamiento a hueco abierto presenta inconvenientes tales como la imposibilidad de usar herramientas para la toma de registros, debido a la dificultad para deslizar la sonda registradora a través del pozo al no existir una tubería que facilite esta operación. Adicionalmente, al no existir una tubería de revestimiento se excluye la posibilidad de aislar zonas para realizar una producción selectiva, es decir, la producción de fluidos de una zona manteniendo cerradas las demás.

**1.4.2. Completamiento con liner ranurado.** Un liner es una tubería que se usa como revestimiento sin encontrarse cementada a las paredes del pozo sino que está colgada por medio de un hanger en la parte inferior de una tubería de revestimiento cementada. Aunque algunos liners no poseen ranuras, el liner ranurado es el que se emplea con mayor frecuencia debido a que permite controlar en parte la producción de arena. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que si el tamaño de los granos de arena es mucho menor que la anchura de las ranuras ocurrirá la producción de esta arena, la cual implica problemas de abrasión en la tubería, los sistemas de levantamiento artificial y las facilidades de superficie. La figura 8 permite visualizar el esquema

empleado en este tipo de completamiento, en el cual existe un revestimiento cementado en la sección vertical y la zona curvada, y un liner ranurado en la sección horizontal.

**Figura 8.** Completamiento con liner ranurado

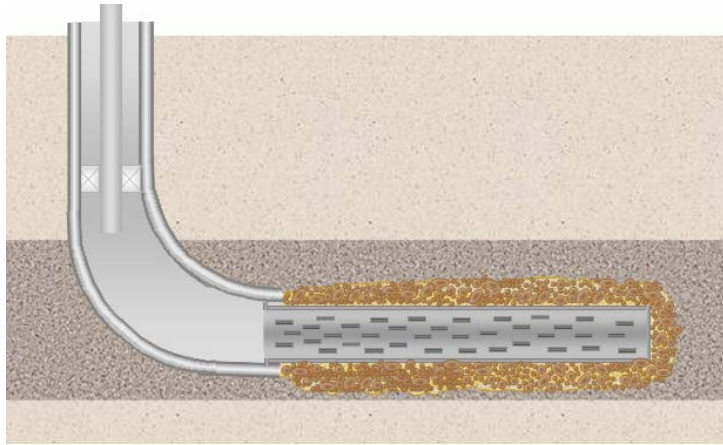


**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

El liner brinda un soporte para formaciones que presentan cierto riesgo de colapso y además permite tomar registros debido a que es posible deslizar la sonda registradora a través del pozo sin mayores problemas, pero si las ranuras de un liner no son suficientes para evitar la producción de arena debe recurrirse a otro diseño de completamiento, incluyendo el uso de algún tipo de grava.

**1.4.3. Completamiento con grava.** Como ya se mencionó, en ocasiones un liner no provee un control adecuado de la arena que se produce; en estos casos se recomienda realizar el completamiento con un liner ranurado forrado en una malla y empaquetar con grava el anular. Un esquema del completamiento con grava puede apreciarse en la figura 9.

**Figura 9.** Completamiento con grava



**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

La grava debe ser resistente a los esfuerzos que soporta la tubería y tener una adecuada esfericidad y redondez, de esta forma se garantiza que la permeabilidad de ésta sea alta y por consiguiente, que se obtengan buenas tasas de producción de petróleo. Además, es necesario que la grava sea poco soluble en componentes ácidos. De esta forma se evita que la grava se desintegre, con lo cual se permitiría el paso de arena hacia el pozo. Esto tiene una mayor importancia para el caso de un pozo inyector de vapor a condiciones de alta presión y alta temperatura, ya que es posible que se genere ácido sulfhídrico in situ, lo que causaría una rápida disolución de la grava.

**1.5.4. Sección horizontal cementada.** La necesidad de cementar la sección horizontal surge cuando debe llevarse a cabo un aislamiento definitivo de zonas que producirían fluidos no deseados, como por ejemplo, cuando por desconocimiento de la geología se perforan zonas adyacentes al yacimiento,

en las cuales existe agua o gas. El esquema de este tipo de completamiento se presenta en la figura 10.

**Figura 10.** Sección horizontal cementada



**Fuente:** JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

Este tipo de completamiento presenta dificultades al momento de realizar la cementación, debido a que el revestimiento (que debe estar centrado en el pozo) tiende a recostarse a la parte inferior del hueco. Además, debe tenerse en cuenta que debido a la diferencia de densidades entre el cemento y el agua, el cemento tenderá a ubicarse en la parte inferior del anular, haciendo que la cementación del pozo sea defectuosa.

## 1.5. COMPLETAMIENTO DE POZOS TÉRMICOS HORIZONTALES

La implementación de métodos de recobro térmico acompañados de pozos horizontales se ha constituido en una opción cada vez más atractiva para la explotación de yacimientos de crudo pesado, debido a las grandes ventajas que ofrecen los pozos horizontales respecto a los pozos verticales, como son el aumento de la productividad y el mejor aprovechamiento del mecanismo de drenaje gravitacional.

Un factor muy importante para el éxito de un proyecto en el que se involucren pozos horizontales y métodos de recuperación térmica de hidrocarburos, es la realización de un adecuado completamiento y de la puesta en práctica de técnicas correctas de cementación que permitan obtener pozos más estables y duraderos, los cuales aseguren que el mecanismo de recobro mejorado sea ejecutado de acuerdo con el diseño realizado y con la duración requerida para alcanzar el factor de recobro buscado.

La forma más común para revestir la sección horizontal de un pozo consiste en el uso de liner ranurado, y en el caso de pozos en los que se presenta una alta producción de arena se realiza empaquetamiento con grava. Una vez que estas tuberías son ubicadas dentro del pozo y se ha iniciado la inyección de vapor, los cambios de temperatura pueden expandir, contraer o pandear la sarta, por lo tanto, al momento de diseñar el revestimiento debe tomarse en cuenta esta situación, ya que puede ocasionar serios problemas a la estabilidad del pozo.

En el caso de los procesos térmicos, se hace necesario conocer la variación de la temperatura durante la vida del proyecto de inyección de vapor, por lo que deben bajarse al pozo herramientas de monitoreo para realizar una constante medición de la temperatura. Las razones por las que debe vigilarse la temperatura son variadas; por ejemplo, en el caso de la técnica SAGD, el monitoreo de temperatura permite vigilar el crecimiento de la cámara de vapor durante el proceso. Los equipos empleados principalmente para este fin son las termocuplas; sin embargo, actualmente existen sistemas de fibra óptica, los cuales permiten obtener perfiles de temperatura en tiempo real.

A pesar de que en la mayoría de proyectos de SAGD se han empleado liners en el completamiento de la sección horizontal de los pozos, debe considerarse

que no es ésta la única zona de los pozos en la que se presentan esfuerzos de tipo térmico. En la sección vertical (y asimismo en la sección curva del pozo) existen tensiones y compresiones ocasionadas por el calentamiento que es producido por el flujo de fluidos calientes a través de estas tuberías, las cuales generalmente se encuentran cementadas a las paredes del hueco.

En general, la principal función del cemento consiste en aislar unas zonas de otras, lo cual debe mantenerse a lo largo de toda la vida del pozo, pues esto asegura que no ocurra la producción de fluidos no deseados. Un adecuado aislamiento es alcanzado en la mayoría de los casos asegurando que todo el lodo sea removido del anular y se reemplace por cemento con una permeabilidad suficientemente baja para evitar el flujo de fluidos a través de él. Sin embargo, el hecho de que inicialmente el cemento se encuentre en las condiciones adecuadas para permitir el aislamiento de las zonas no asegura que durante la vida útil del pozo este aislamiento persista. Diferentes tipos de esfuerzos pueden ocasionar fracturas en el cemento, las cuales actuarán como canales de flujo que comunicarán las diferentes zonas con el pozo. Los esfuerzos más comunes son los de tipo tectónico y, en el caso de los pozos utilizados en procesos de inyección de vapor, los térmicos, siendo éstos los que se deben a cambios en la temperatura del cemento.

Los esfuerzos térmicos más importantes son el de tensión, el esfuerzo que sufre el cemento debido a dos fuerzas que actúan sobre él en sentidos opuestos tendiendo a incrementar su volumen; y el de compresión, en el que estas fuerzas opuestas tienden a disminuir el volumen del cemento. El esfuerzo de tensión ocurre generalmente cuando el pozo se enfría mientras que el de compresión se presenta en las ocasiones en que existe un calentamiento en el pozo.

Cuando se encuentra sometido a alguno de estos esfuerzos, el cemento ofrece una resistencia a la deformación la cual depende del tipo de cemento y de los aditivos agregados para combatir la retrogresión. Estas resistencias que ofrece el cemento son, correspondientemente, la resistencia a la tensión y la resistencia a la compresión.

La resistencia a la compresión puede ser definida como la cantidad máxima de esfuerzo compresivo que puede resistir el cemento bajo confinamiento, es decir, cuando se encuentra bajo la acción de dos fuerzas que tienden a reducir su volumen mientras que el cemento no puede expandirse lateralmente, lo cual ocurre cuando la formación adyacente al cemento tiene un modulo de Young relativamente alto, lo cual implica que sea necesario aplicar un esfuerzo muy grande para producir una pequeña deformación en la roca. En esta condición ocurre que el cemento, al intentar expandirse, se verá impedido para hacerlo por la formación que lo rodea, lo cual desembocará en un excesivo esfuerzo compresivo en el cemento, que de alcanzar un valor mayor que el de la resistencia a la compresión del cemento terminará ocasionando su ruptura.

La resistencia a la tensión puede ser definida como la cantidad máxima de esfuerzo de tensión que puede resistir el cemento sin estar en condiciones de confinamiento. La falla por tensión ocurre cuando la resistencia a la tensión o límite elástico del cemento es superado. Esto es común cuando hay un importante cambio de temperatura y la formación adyacente al cemento tiene un modulo de Young relativamente bajo, por lo que el cemento se expande gradualmente sin verse detenido, hasta que finalmente llega al límite elástico y sucede su ruptura.

Este tipo de fallas son muy comunes en pozos que se encuentran sometidos a grandes cambios de temperatura, lo cual puede presentarse indudablemente en pozos usados en procesos de recobro térmico, pues en estos casos, por ejemplo, un revestimiento que se encuentra cementado a las paredes de un pozo en una formación cuya temperatura es de unos ciento ochenta grados Fahrenheit perfectamente puede ser usado para conducir vapor que se encuentre a unos trescientos grados, lo cual generará esfuerzos que pueden conducir a alguna falla del cemento.

Hasta 1954, no se había dado demasiada importancia al problema de la inestabilidad de la resistencia del cemento a altas temperaturas. Antes de esta fecha se consideraba que la resistencia del cemento a la compresión aumentaba con la temperatura, hasta que N. C. Ludwig y otros investigadores encontraron que lo anterior era correcto solamente hasta una temperatura aproximada de 230°F y que por encima de este valor la disminución de esta resistencia es mayor mientras más alta es la temperatura.

Los estudios realizados por Ludwig permitieron concluir que este fenómeno de disminución de la resistencia del cemento al incrementar la temperatura, conocido como retrogresión, es común a todos los cementos tipo Pórtland (los más empleados en operaciones de completamiento de pozos), y que estos cementos pueden perder más del 50% de su resistencia a la compresión en 24 horas cuando son fraguados a altas temperaturas. Se demostró también que la máxima pérdida de resistencia ocurre en el intervalo comprendido entre el séptimo y el vigésimo octavo día después de haberse realizado la cementación, dependiendo de la magnitud de la temperatura.

La cementación de pozos térmicos debe ser realizada tomando las suficientes precauciones en el diseño y durante la ejecución misma de la operación, con

el propósito de evitar problemas como los mencionados anteriormente, los cuales se traducen en grandes pérdidas de eficiencia en los procesos de inyección de vapor y, posteriormente, en pérdidas de dinero para las compañías operadoras.

## **2. SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR**

Iniciada en Canadá y difundida en Venezuela, Estados Unidos y China, la técnica de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) ha surgido como una opción muy llamativa para incrementar la recuperación de crudos pesados a nivel mundial, debido a que presenta grandes ventajas desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental. Sin embargo, la limitación que presenta el SAGD es la misma que poseen los procesos de inyección de vapor convencionales: no pueden ser aplicados a grandes profundidades debido a las pérdidas de calor que ocurren durante el flujo del vapor desde superficie hasta la formación de interés, siendo éste el gran obstáculo que impide aplicar el SAGD en yacimientos profundos.

### **2.1. MARCO HISTÓRICO**

El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor surgió como una alternativa para la producción de arenas bituminosas, en las cuales no se pueden realizar proyectos de inyección continua de vapor, debido a que la inexistente movilidad del bitumen impide que se pueda establecer un frente de vapor que realice un barrido de los hidrocarburos, sino que se generan canales preferenciales de flujo que conducen el vapor inyectado directamente hacia el pozo productor, impidiendo que exista una transferencia de calor suficiente para movilizar el petróleo.

El primer intento de proyecto SAGD fue realizado en Canadá, en el año 1978, por la compañía Imperial Oil y el Dr. Roger Butler, pero sólo hasta 1987 fueron perforados los dos pozos que constituyeron el primer piloto de esta técnica, proyecto realizado en Fort McMurray (Alberta, Canadá), donde los pozos fueron perforados desde un túnel subterráneo, con una distancia de cinco metros entre si, en un yacimiento muy somero, es decir, de unos trescientos pies de profundidad.

Posteriormente, la implementación de modernas prácticas de perforación horizontal permitió que los pozos comenzaran a ser perforados desde superficie con equipos que permitieron llevar la técnica SAGD a formaciones un poco más profundas, siempre con la limitante de la imposibilidad de inyectar vapor a más de tres mil pies de profundidad debido a las pérdidas de calor.

Países como Canadá y Venezuela son los líderes mundiales de la técnica SAGD, debido a la gran cantidad de proyectos implementados y los buenos resultados obtenidos por medio de éstos, en campos como Athabasca, Cold Lake y Tía Juana, en los cuales se han conseguido incrementos significativos del factor de recobro de petróleo junto a altas tasas de producción de aceite y bajas relaciones vapor-aceite, factores que tornan atractiva la implementación de esta técnica. Todos estos proyectos SAGD tienen características comunes: se han realizado en arenas productoras de petróleo pesado a menos de tres mil pies de profundidad, con viscosidades muy elevadas (desde los diez mil hasta más de un millón de centipoises) y con vapor generado en superficie.

El presente proyecto pretende plantear la implementación de esta técnica en formaciones que almacenan crudos pesados móviles y que se encuentran a más de tres mil pies de profundidad, incluyendo el uso de la generación de

vapor en fondo como alternativa para la inyección de vapor a esas profundidades. Sin embargo, se hace necesario realizar un estudio detenido de las características del SAGD y los resultados que ha ofrecido en sus aplicaciones, para luego determinar las variaciones que se deben realizar a esta técnica para conseguir su aplicación bajo las condiciones planteadas.

## **2.2. CONCEPTO DEL SAGD**

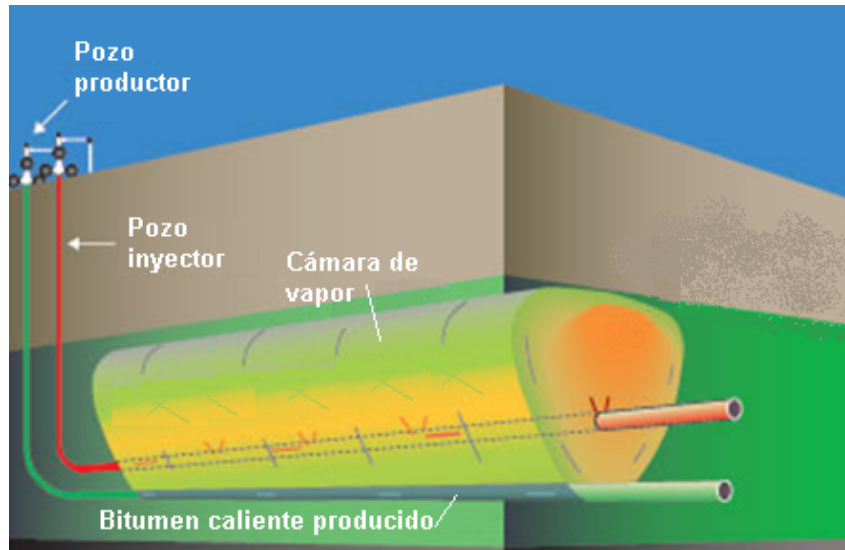
La Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, mientras aprovecha de manera combinada los mecanismos de conducción y convección del calor proporcionado por una cantidad de vapor que es inyectada a una formación que contiene crudo pesado. Debido a la diferencia de densidades, el vapor tenderá a ascender hasta el tope de la formación, mientras que el crudo y el condensado se movilizarán en sentido contrario.

Un sistema SAGD se compone de dos pozos horizontales y paralelos, ubicados uno encima del otro. Debido a la poca movilidad que usualmente poseen estos crudos se utiliza una distancia de unos pocos pies entre los pozos para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior. Por ejemplo, en el campo Tía Juana, ubicado en la Faja del Orinoco en Venezuela y en el cual la viscosidad del petróleo es de diez mil a veinte mil centipoises, se usan distancias de sólo quince pies entre los pozos.

Para el funcionamiento del sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectada de manera continua a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este pozo. Este vapor servirá para calentar el

crudo y reducir su viscosidad haciendo que, por gravedad, fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior. Esta configuración puede ser apreciada en la figura 11.

**Figura 11:** Esquema del sistema SAGD



**Fuente:** Feasibility of SAGD implementation, C sand, Morichal-01 reservoir, Jobo-02 field. CASTRO, Luis. SPE, 2001.

El flujo del vapor ocurre, como se ilustra en la figura 12, hacia arriba y lateralmente, lo cual hace que la cámara de vapor tenga una forma de pirámide invertida, limitada por una zona, denominada interfase, en donde ocurre la condensación del vapor. De esta manera, el agua condensada y el petróleo calentado fluyen por gravedad hacia el pozo inferior.

En el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor ocurren de manera combinada los procesos de conducción y convección de calor, para cuyo análisis se toman en cuenta algunas consideraciones con el fin de simplificar el estudio del proceso físico que ocurre en una formación sometida a la técnica SAGD.

**Figura 12:** Cámara de vapor del SAGD



**Fuente:** Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. BUTLER, R.M. JCPT, 1994.

En primer lugar, se considera que la temperatura al interior de la cámara es la misma temperatura de saturación del vapor a la presión de inyección, y que la temperatura fuera de la cámara es la de la formación. También se supone que el vapor fluye perpendicularmente a la interfase, y el petróleo calentado lo hace de manera paralela a ésta. Finalmente, se considera que el calor se transfiere por conducción (a través de las rocas) en dirección normal a la interfase. De manera general podemos enunciar algunas características importantes del proceso:

- La presión en la cámara de vapor es constante.
- La máxima producción de aceite ocurre cuando la cámara de vapor alcanza el tope de la formación productora.
- Existe saturación residual de aceite en la cámara de vapor.

- La temperatura a lo largo de pozo productor da una indicación de la altura de la cámara de vapor y es función de la presión de operación de este pozo.

### 2.3. DISEÑO Y PERFORACIÓN DE LOS POZOS

Como se ha dicho, los pozos utilizados en el proceso SAGD son horizontales y paralelos, los cuales son perforados de forma convencional. Sin embargo, como la técnica SAGD se utiliza en yacimientos someros generalmente se utilizan equipos de perforación especiales, como taladros inclinados, que permiten “ganar” algo de inclinación desde el comienzo mismo de la perforación de los pozos. En la figura 13 puede apreciarse uno de estos equipos utilizados frecuentemente para la perforación de pozos direccionales y horizontales.

**Figura 13:** Taladro inclinado SLANT



**Fuente:** MILLER, H., OSMAK, G., Octubre, 2003.

La perforación del primer pozo, que generalmente es el pozo inferior o productor, se realiza de manera convencional. Posteriormente se perfora el segundo pozo utilizando la herramienta MGT (Magnetic Guidance Tool), que permite que la distancia entre los dos pozos se mantenga constante a lo largo de las secciones horizontales de los mismos.

Una vez perforados los pozos, debe seleccionarse el grado de la tubería con la que se completarán, para lo cual deben tomarse en cuenta los esfuerzos térmicos a los que se verá sometido cada pozo. En el completamiento de los pozos horizontales normalmente se utiliza un revestimiento en la sección vertical y liner ranurado en la sección horizontal. Como se enunció en el capítulo anterior, el liner ranurado permite el control del arenamiento de los pozos. Además, debe ubicarse una sarta de tubing en cada pozo con el fin de realizar a través de ellas la circulación de vapor requerida en la fase inicial del proceso SAGD.

## **2.4. MECANISMO DE OPERACIÓN**

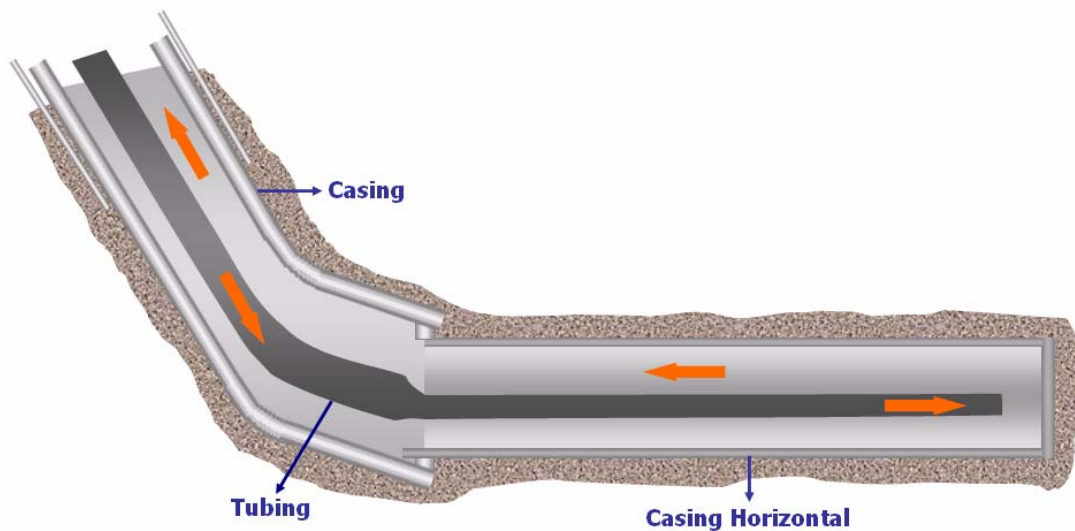
Para que se obtengan buenos resultados durante el desarrollo de un proceso de segregación gravitacional asistida por vapor en arenas bituminosas y yacimientos de petróleo de baja movilidad, se requiere de la implementación de dos fases: una fase inicial o “start-up”, en la que se realiza un precalentamiento de la formación, y una fase de crecimiento, donde el proceso propiamente dicho ocurre.

**2.4.1. Fase inicial o “Start-up”.** Cuando se va a comenzar con el proceso SAGD, es necesario realizar un precalentamiento que permita establecer una

conexión de flujo entre los dos pozos, con el fin de facilitar el posterior funcionamiento del sistema. Esta fase inicial del SAGD se da en tres etapas bien definidas.

**a) Inyección de vapor en ambos pozos.** Una vez que se han perforado y completado los dos pozos horizontales, debe iniciarse un proceso de circulación de vapor en ambos pozos. Usualmente los pozos se completan con una sarta de tubería, la cual se utiliza para la inyección del vapor y la producción de fluidos en los pozos superior e inferior, respectivamente. Este esquema puede apreciarse en la figura 14, donde se ilustra la inyección que se realiza a través del tubing y el retorno del vapor por medio del anular.

**Figura 14:** Circulación de vapor durante la fase inicial del SAGD.



**Fuente:** VINCENT, K.D. y otros. Developing SAGD Operating Strategy using a Coupled Wellbore Thermal. Calgary: SPE, 86970.

El objetivo de esta etapa es lograr un calentamiento uniforme del crudo que se encuentra en las vecindades de los pozos, para generar movilidad de los hidrocarburos en estas zonas. Sin embargo, para el caso de la implementación del SAGD en yacimientos de profundos no se requerirá esta primera etapa,

puesto que la viscosidad del crudo, debido a la temperatura del yacimiento, será lo suficientemente baja como para que el petróleo posea una cierta movilidad que le permita fluir hacia el pozo productor.

Debido a las pérdidas de calor que ocurren a lo largo de la sección horizontal de los pozos, es normal que la temperatura sea mayor en el talón del pozo que en el extremo. La duración de la etapa de circulación dependerá de cuán rápido se obtenga una temperatura uniforme a lo largo del pozo. Una vez se haya alcanzado este estado puede pasarse a la siguiente etapa del proceso.

Por medio de simulación de yacimientos se han realizado análisis de sensibilidad de los parámetros que poseen una influencia directa en el desarrollo de esta primera etapa. Uno de los pocos ejemplos existentes en la literatura, es el que se realizó en el campo Athabasca en Canadá. Las propiedades del yacimiento se encuentran reseñadas en la tabla número 1. Las variables analizadas fueron las tasas de inyección de vapor en ambos pozos, así como el diámetro y el aislante usados en las sartas de tubería.

**Tabla 1:** Propiedades del Campo Athabasca

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad del tope	658 pies
Espesor	98 pies
Permeabilidad vertical	2,5darcy
Relación entre permeabilidad horizontal y vertical	2
Porosidad	35%
Viscosidad del crudo @ 12°C	2 000 000cp
Presión del yacimiento	218psi
Saturación de aceite	0,8

**Fuente:** VANEGAS, J.W. y otros. Impact of Operational Parameters and Reservoir Variables During Startup Phase of a SAGD Process. Calgary: SPE, 97918.

El artículo “Developing SAGD Operating Strategy using a Coupled Wellbore Thermal” (SPE 86970), en el que se encuentra este estudio del campo Athabasca, presenta como conclusiones de la sensibilidad de parámetros, que es importante realizar una inyección de altas tasas de vapor para conseguir que esta etapa de circulación sea corta y eficiente, puesto que una gran cantidad de vapor permite lograr que la temperatura a lo largo de toda la sección horizontal de cada uno de los pozos se incremente, hasta alcanzar la temperatura de saturación del vapor. En el caso contrario, si se inyecta una pequeña cantidad de vapor, el precalentamiento de la formación sólo se presentara en las cercanías del talón de los pozos.

El estudio también plantea que el tubing ubicado dentro del pozo debe tener el mayor diámetro posible, debido a que una tubería de diámetro grande ofrece una menor resistencia al flujo que una de diámetro pequeño, por lo que se obtendrán menos pérdidas de calor si se utilizan tuberías de gran tamaño. Aunque teóricamente el uso de tuberías de diámetro pequeño tiene el efecto de un incremento en la velocidad del flujo, lo cual llevaría a la ocurrencia de una disminución de las pérdidas, la experiencia ha mostrado que este segundo efecto es mucho menor que el citado inicialmente, por lo que la opción correcta es la utilización de tubería de gran diámetro, lo cual permite reducir la duración de la etapa de circulación.

**b) Generación del diferencial de presión entre los pozos.** Una vez que se ha conseguido una temperatura uniforme en los pozos del sistema SAGD, debe generarse un diferencial de presiones que permita el flujo de fluidos hacia el pozo inferior, reduciendo la presión a la cual se está inyectando vapor en el pozo inferior. Cabe aclarar que respecto a esta etapa no existe mucha documentación disponible, puesto que cada compañía efectúa la fase inicial de manera diferente y estos procedimientos suelen tratarse de manera

confidencial. Sin embargo, en el estudio del campo Athabasca, citado anteriormente se concluye que el diferencial de presión debe ser pequeño, pues de lo contrario se generará un canal preferencial de flujo que implicará la producción de vapor vivo y pérdidas en la eficiencia del proceso.

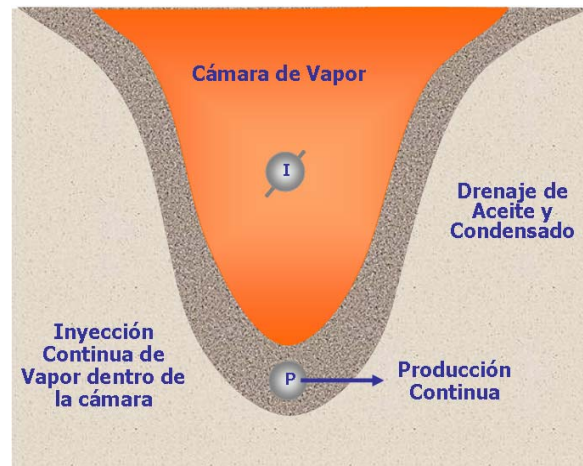
También se establece que la aplicación del diferencial de presión en un tiempo cercano a la finalización de la etapa de circulación conlleva a la obtención de bajas tasas de producción de petróleo. Esto se debe a que aún el vapor no se ha distribuido a través de toda la formación, por lo cual parte del petróleo no presenta movilidad y no podrá fluir por gravedad, resultando ineficaz la realización de esta etapa.

**c) Inicio de la Fase de Crecimiento del SAGD.** Una vez que se ha precalentado la zona, y que se ha establecido el diferencial de presiones entre la pareja de pozos del sistema, puede realizarse la conversión al SAGD propiamente dicho. Desde el punto de vista operacional, debe suspenderse la inyección de vapor en el pozo inferior, chocarse ese pozo para mantener la presión de fondo que se logró en la etapa anterior, e iniciarse la producción, bien sea por flujo natural o con la ayuda de un sistema de levantamiento artificial.

En el análisis realizado en el Campo Athabasca, se estudió la influencia del momento en el que se realiza la conversión al SAGD, y se observó que sobre el factor de recobro no existía una gran influencia del momento en el que ésta se realizara. Esto se debe a que el efecto de detener la inyección en el pozo productor no influye en el mecanismo de drenaje gravitacional, por lo que el factor de recobro final no dependerá del instante en que se lleve a cabo este paso.

**2.4.2. Fase de crecimiento.** Una vez que se ha establecido una comunicación entre los dos pozos horizontales es cuando inicia el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor, en una etapa denominada “fase de crecimiento” pues es donde la cámara de vapor aumenta su volumen, logrando la máxima producción cuando alcanza el tope de la formación productora. A partir de ese momento, el crecimiento de la cámara comienza a ocurrir lateralmente, lo cual lleva a la obtención de la forma final de la cámara, que corresponde a la mostrada en la figura 15.

**Figura 15.** Forma final de la cámara de vapor.



**Fuente:** Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. BUTLER, R.M. JCPT, 1994.

Para que esta parte del proceso sea eficiente es fundamental monitorear constantemente la tasa de producción con el fin de que el desarrollo de la cámara de vapor ocurra de forma óptima a lo largo de la vida del proyecto, lo cual se obtiene evitando que ocurra la ruptura del vapor, pues después de que ésta se produce se genera un canal preferencial de flujo y una parte del vapor que se inyecta fluye directamente hacia el pozo productor, lo cual implica un uso ineficiente de la energía. Por esta razón debe procurarse que la tasa de producción no sea muy alta, pues esto conlleva a una rápida ruptura del vapor.

Si la tasa de producción es muy baja, los fluidos calientes se acumularán en el yacimiento; por lo tanto la cámara tenderá a desarrollarse únicamente en la zona superior del yacimiento. Esto implica una considerable disminución en la eficiencia del proceso, al no poder calentarse una buena parte de la formación productora. Por estas razones se hace necesario verificar constantemente que la tasa de producción se encuentre en un nivel que permita un buen funcionamiento del proceso, evitando al máximo estas pérdidas de energía.

## **2.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SAGD**

La técnica de segregación gravitacional asistida por vapor presenta varias ventajas respecto a los métodos térmicos convencionales (como las inyecciones continua y cíclica de vapor) cuando es utilizada en el recobro de crudos pesados. Debido a que estas ventajas se encuentran en los puntos de vista técnico, económico y ambiental la técnica SAGD se ha convertido en un método muy atractivo para la industria petrolera.

**2.5.1. Ventajas técnicas.** Las ventajas técnicas se deben a diferentes factores que intervienen en un proceso SAGD. Por ejemplo, debido al uso de pozos horizontales en este método de recobro se presentan algunas ventajas:

- Comparado con los resultados obtenidos con métodos en los que se emplean pozos verticales, al utilizar pozos horizontales se presenta un incremento en el área de drenaje, permitiendo la producción de hidrocarburos que de otra forma no serían recuperables.

- Debido a que los pozos horizontales generan una menor caída de presión por unidad de longitud, se reducen las probabilidades de conificación del agua, minimizando el daño al pozo.

Además, debido a las condiciones de operación que ocurren durante el proceso se tienen las siguientes ventajas:

- Debido a que el SAGD es un proceso en el que se aprovecha únicamente el drenaje gravitacional, por lo cual no se realiza un empuje con el fluido inyectado, se requiere de una menor presión de inyección comparada con la inyección continua y la cíclica. Esto se traduce en menores costos de compresión así como en la posibilidad de utilizar tuberías de menor resistencia.
- Se alcanza una mejor movilidad del petróleo, ya que éste permanece caliente hasta que es drenado al pozo productor. Esto se debe principalmente al empleo de distancias cortas entre los pozos y a que se asegura que el crudo se encuentre siempre en contacto con fluidos calientes.

**2.5.2. Ventajas económicas.** Cabe señalar que las anteriores ventajas reducen costos y hacen que el proceso sea más rentable. Además existen otras ventajas que presenta el SAGD desde el punto de vista económico, a saber:

- El costo de la perforación de una sección horizontal puede ser cuatro veces el costo de un pozo vertical, pero la producción alcanzada en el primer caso puede ser diez veces mayor que la registrada tras la implementación de pozos verticales.

- Los dos pozos del sistema SAGD son perforados en una misma locación, lo que reduce significativamente los costos de la perforación y de las facilidades de superficie.

**2.5.3. Ventajas ambientales.** En este punto debe tomarse en cuenta que el hecho que en el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor se realice todo un esquema de explotación de un yacimiento con pocos pozos y que las facilidades de superficie son menores que las requeridas en otros procesos es un factor determinante para la disminución drástica del impacto ambiental que el proceso puede llegar a generar.

**2.5.4. Desventajas del SAGD.** Algunas de las principales desventajas que implica la técnica de segregación gravitacional asistida por vapor desde el punto de vista práctico se enuncian a continuación:

- Debido a las grandes pérdidas que ocurren durante el flujo del vapor hacia la formación de interés, el proceso se restringe a profundidades menores de 3000 pies. Sin embargo, el objetivo del presente proyecto apunta hacia la superación de este obstáculo, permitiendo que muchas reservas, que hasta ahora han sido dejadas de lado por el simple hecho de no poder implementar procesos de recobro mejorado para su explotación, puedan ser recuperadas.
- Por ser implementado en formaciones muy delgadas, en las que ocurren grandes pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, se requiere que el vapor sea de una calidad alta.

- Esta técnica no ha presentado resultados satisfactorios en yacimientos altamente heterogéneos, por lo que su aplicación se restringe a formaciones homogéneas y con altas permeabilidades verticales.

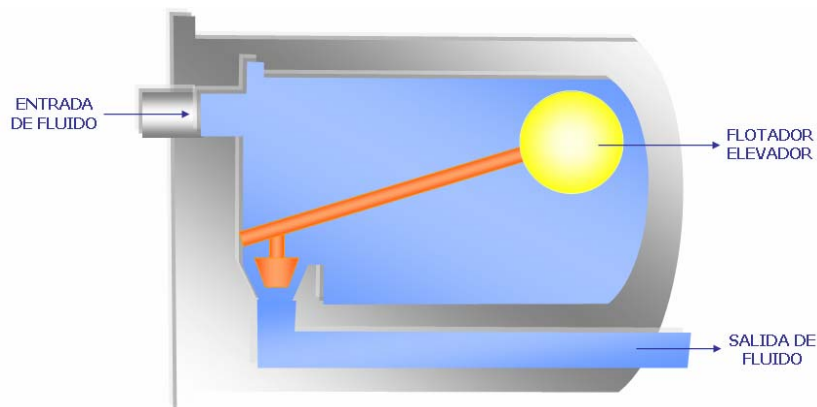
## 2.6. MECANISMO DE TRAMPA DE VAPOR

Para que un proceso de SAGD sea óptimo es indispensable que la cámara de vapor sea drenada correctamente, es decir, que se produzca todo el petróleo que fue calentado por el vapor y que no se produzca vapor sino agua líquida, tanto de la formación como aquella que es producto de la condensación del vapor. Por esta razón se hace necesario adoptar medidas que permitan controlar el flujo que ocurre a través del pozo inferior. El Dr. Roger Butler planteó la implementación de trampas de vapor, equipos que, sin haber sido diseñados para su uso en la industria del petróleo, se plantearon como una solución para el problema de la producción de vapor.

Una trampa de vapor es una válvula automática ubicada en el pozo productor cuya principal función es drenar el condensado sin permitir que se escape vapor vivo, el cual tiene un alto contenido energético. Estas válvulas fueron ideadas inicialmente para ser empleadas en fábricas y evitar el ingreso de gases a algunos equipos que pudieran verse afectados por la presencia de estos fluidos. Los dos tipos de trampas de vapor más comúnmente utilizadas en las industrias del mundo son las de tipo flotante y las termodinámicas, siendo las primeras las que funcionan con base en la diferencia de densidades de un líquido y un gas, y las segundas las que aprovechan la diferencia en presiones entre estos dos tipos de fluido.

**2.6.1. Trampa flotante de vapor.** Este tipo de trampas de vapor es utilizado frecuentemente en refinerías y otros procesos industriales para evitar el flujo de gases en algunas tuberías. El funcionamiento de esta trampa se basa en la diferencia de densidades del vapor y del condensado. La trampa flotante presenta un mecanismo similar al que ocurre en el tanque de un sanitario. Si por la tubería sólo fluye líquido, la cámara interna de la trampa se mantendrá llena únicamente de líquido y el flotador que ésta contiene se mantendrá elevado dentro de la cámara, con lo cual la válvula de salida permanecerá abierta, tal como se muestra en la figura 19.

**Figura 16:** Trampa flotante con su válvula abierta

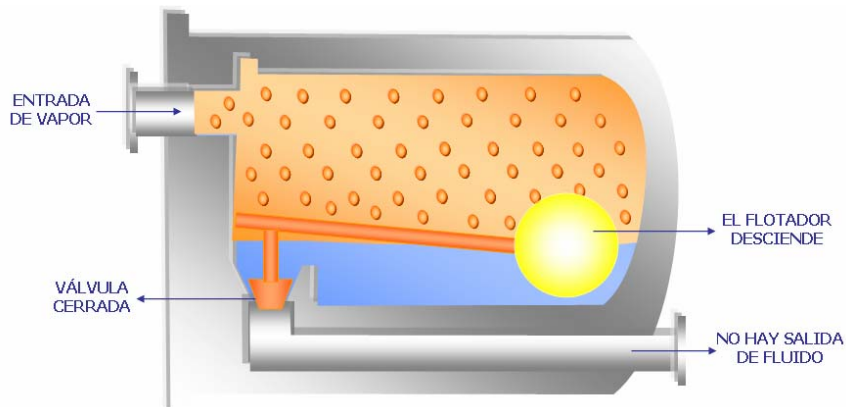


**Fuente:** [www.steamcontrol.com](http://www.steamcontrol.com)

Una vez que se inicia el flujo de gas o vapor, el nivel de líquido dentro de la cámara comienza a descender y el flotador cierra la válvula, evitando la salida de fluido. Esta posición de la válvula puede apreciarse en la figura 20.

Las trampas flotantes son lo suficientemente pequeñas para encajar en un pozo, pero debido a que son instrumentos delicados, no se recomienda su utilización en proyectos de recobro mejorado; por esta razón, en un proceso SAGD en campo deberían utilizarse obligatoriamente trampas termodinámicas.

**Figura 17:** Trampa flotante con su válvula cerrada

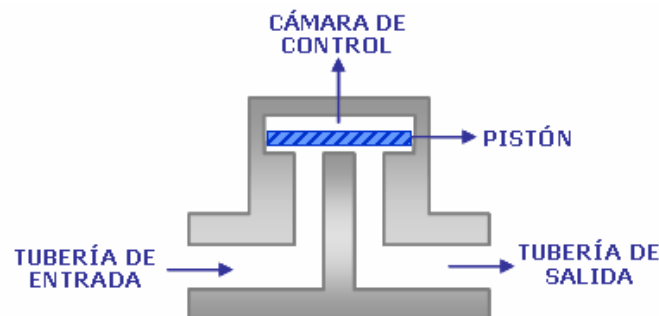


**Fuente:** [www.steamcontrol.com](http://www.steamcontrol.com)

**2.7.2. Trampa termodinámica de vapor.** Estas trampas se basan en el principio físico que señala que cuando un fluido fluye a una gran velocidad su presión es baja mientras que si fluye a una gran presión su velocidad será baja. En este caso se refiere al flujo de un líquido y al de un gas, siendo estos últimos los que fluyen más rápidamente a través de una tubería.

Una trampa de tipo termodinámico consta de una tubería de entrada, una tubería de salida, un diafragma y una cámara en la que se encuentra confinado un gas, cuya disposición en el equipo puede ser observada en la figura 21..

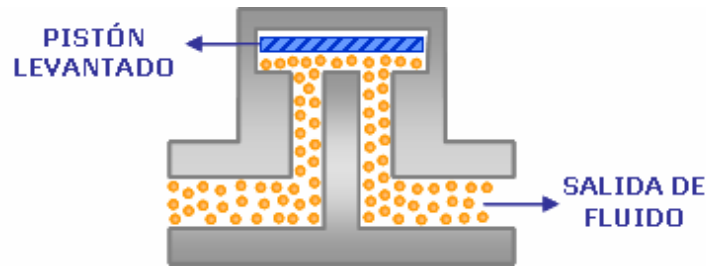
**Figura 18:** Componentes de una trampa termodinámica



**Fuente:** [www.steamcontrol.com](http://www.steamcontrol.com)

El flujo de líquido ocurre a una presión que excede la presión del gas confinado en la cámara, la cual mantiene levantado el pistón, permitiendo que circule el fluido por la válvula, como se ilustra en la figura 22.

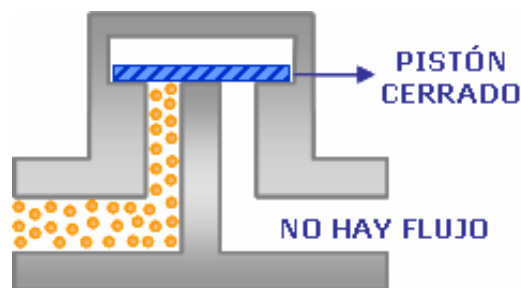
**Figura 19:** Trampa termodinámica abierta



**Fuente:** [www.steamcontrol.com](http://www.steamcontrol.com)

Cuando comienza a fluir vapor, éste lo hace con una mayor velocidad y en consecuencia, a una menor presión, por lo que el pistón desciende, cerrando la válvula e impidiendo el flujo.

**Figura 20:** Trampa termodinámica cerrada



**Fuente:** [www.steamcontrol.com](http://www.steamcontrol.com)

Aunque estos dos tipos de trampas de vapor pueden permitir un control de la producción de vapor en un sistema SAGD, su implementación en campo aún no ha sido realizada debido a la complejidad que presentan en cuanto a su instalación, operación y mantenimiento. Las prácticas que se realizan para

controlar la producción de vapor en este caso tienen que ver con la reducción de la tasa de inyección o con el “choque” del pozo productor, con el fin de reestablecer un balance entre la energía que se está inyectando al yacimiento y aquella que está siendo transferida al petróleo para su calentamiento y posterior producción. Por estas razones el uso de las trampas de vapor se ha visto relegado en la industria del petróleo y su implementación futura se ve aún muy lejana.

## **2.7. EXPERIENCIAS EN LA APLICACIÓN DEL SAGD**

Se ha hecho referencia de manera muy breve a algunos proyectos de segregación gravitacional asistida por vapor en diferentes regiones del mundo. Debe realizarse un análisis de las características de los yacimientos en los que se ha implementado con el fin de determinar las similitudes y diferencias que existen entre estos casos y los yacimientos profundos de crudo pesado hacia los cuales se encamina la realización de este proyecto.

Debido a los recobros de hasta 30% que generaba la inyección cíclica de vapor, durante los años 70 y 80 el doctor Roger Butler (Universidad de Calgary) desarrollo la base teórica del SAGD. Este método fue probado en 1978 en Cold Lake pero con un pozo vertical inyector y un pozo horizontal productor, pero los resultados no fueron los deseados. Después se desarrollaron más pilotos por un gran número de compañías donde combinaban varios pozos verticales inyectores con un pozo horizontal productor, la cual tuvo más éxito en Cold Lake. La versión de dos pozos horizontales fue implementada por el Departamento de Energía de Alberta (Antiguamente AOSTRA) en la Facilidad de Prueba de Subsuelo en la Formación McMurray construido en 1985 y probado hasta 1993, donde se

observaron mayores tasas de producción y un mayor recobro de crudo que los procesos convencionales observándose recobros del 60 al 70 por ciento del OOIP. La contribución vital hecha por la AOSTRA fue el diseño de programas de computación para el proceso SAGD. Este proceso también fue probado por *Shell* Canadá en la formación *Peace River* en esa misma época pero sin mucho éxito, por lo cual realizaron variaciones con pozos verticales para aplicar su propio método.

En los años 80 y 90 la perforación horizontal avanzó rápidamente y a finales de 1997, 22 proyectos piloto de SAGD estaban activos y presentando la necesidad de optimización para la producción económica de un yacimiento dado. A partir del 2000 se empezó a aplicar a escala comercial y mediados del 2005 existían 10 proyectos comerciales

**2.7.1. Proyecto Hilda Lake, Canadá.** Este piloto es operado por *BlackRock Ventures Inc.*, y consiste de una pareja de pozos horizontales (productor e inyector) de 3000 pies de longitud, con una separación vertical de 20 pies; y cuatro pozos verticales observadores de temperatura, para producir bitumen de la formación *ClairWater* en *Cold Lake* con un espesor de 125 pies en la zona productora.

El crudo posee una viscosidad de cien mil centipoises a la temperatura de yacimiento (60 °F). El OOIP del área del piloto es de 694 millones de barriles, de los cuales se espera recuperar más del cuarenta por ciento.

La fase inicial del SAGD en Hilda Lake se realiza diferente a otros campos. Debido a que el yacimiento posee una buena inyectividad, no es necesario circular vapor al comienzo del proceso, sino que es suficiente con inyectar un

solvente para lograr la comunicación entre pozos. El proyecto comenzó en septiembre de 1997 y ha sido operado continuamente desde entonces. A diciembre del 1998 el proyecto había operado 475 días y el SOR (relación vapor aceite) era de 3.8.

**2.7.2. Proyecto Christina Lake.** Este proyecto dirigido por la empresa PanCanadian, se planeó para recuperar bitumen de 7.5 a 9°API de las arenas de Athabasca en la formación McMurray, ubicadas en la región noreste de Alberta. El objetivo es recuperar 600 millones de barriles de bitumen durante los 30 años de vida del proyecto, lo cual corresponde a un factor de recobro del 20%.

La formación de interés presenta un espesor que varía entre 65 y 190 pies. La porosidad se encuentra es de 30 a 35 % y la permeabilidad oscila entre 3 y 10 darcies. El crudo posee una viscosidad de un millón de centipoises a 60 °F (temperatura de yacimiento). La longitud de los pozos se halla entre 1600 y 2500 pies, con una separación vertical aproximadamente de 16 pies.

Tras la perforación de veinte pares de pozos se registró una producción inicial de diez mil barriles de petróleo por día, con una proyección de treinta mil barriles al final del proyecto. El éxito de este proyecto se debió a las buenas características petrofísicas del yacimiento como son el elevado índice de inyectividad, la buena permeabilidad y la alta porosidad.

**2.7.3. Proyecto Senlac.** Este proyecto emprendido por CS Resources se llevó a cabo en Canadá, cerca a Senlac, Saskatchewan, con el objetivo de recuperar veinte millones de barriles de crudo, cuya gravedad es de 13 °API,

correspondiente a un factor de recobro de 65%. El yacimiento se encuentra a una profundidad de 2460 pies, con una porosidad del 33% y una permeabilidad que varía entre 5 y 10 darcies. La presión inicial del yacimiento fue de 754 psi y la temperatura de 84 °F, con una viscosidad del crudo de 15000 cp a 68 °F.

Inicialmente, se perforaron tres parejas de pozos horizontales de 1640 a 1970 pies de longitud, lo cual permitió una producción de petróleo cercana a los mil setecientos barriles por día. Esto llevó a la planeación de 8 a 21 parejas de pozos a lo largo de la vida del proyecto, la cual se encuentra entre 7 y 15 años.

Esta alta tasa de producción de aceite se debe a las características del aceite, cuya viscosidad es mucho menor que la de un crudo bituminoso, por lo que se requiere de una menor cantidad de energía para inducir el flujo del petróleo hacia el pozo productor, lo cual implica una mayor eficiencia del proceso.

**2.7.4. Proyecto Tía Juana.** Ubicado en el Oeste de Venezuela, este campo de crudo pesado tiene un área de 39000 acres, con un OOIP de 11000 millones de barriles. El crudo posee una gravedad de entre 9 y 11 °API y una viscosidad de 20000 cp a 110 °F. El yacimiento se encuentra a una profundidad de 1000 pies presenta una porosidad entre 30 y 40 %, y una permeabilidad que varía entre 1 y 2 darcies.

El método de recobro utilizado en Tía Juana ha sido la inyección cíclica de vapor, obteniéndose buenos resultados en gran parte del campo. Sin embargo, en la zona norte del campo se ha obtenido un factor de recobro bajo, aproximadamente de diez por ciento, situación que llevó a la realización

de investigaciones para determinar qué técnica se podría emplear para aumentar la recuperación de hidrocarburos en esta zona. Se concluyó que una buena opción sería la implementación de un proceso SAGD, por lo que se decidió realizar un piloto, el cual comprendía la perforación de 2 pozos horizontales de 1390 pies de longitud, con lo que se obtuvo un factor de recobro final de 60% del OOIP del área del piloto.

## **2.8. CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DEL SAGD EN YACIMIENTOS PROFUNDOS DE CRUDO PESADO NO BITUMINOSO**

El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor fue concebido inicialmente con el objetivo de recuperar un enorme volumen de crudo pesado y bitumen existente en Canadá, que asciende a trescientos mil millones de barriles, en yacimientos que se encuentran a profundidades menores que tres mil pies. Estos hidrocarburos se caracterizan por tener una gravedad API menor que diez y viscosidades de más de cincuenta mil centipoises a condiciones de yacimiento, razón por la cual el bitumen no tiene movilidad en el medio poroso, lo que constituye la principal dificultad al momento de explotar un yacimiento con un hidrocarburo de esta clase.

Sin embargo, la experiencia ha mostrado que el SAGD no sólo puede implementarse en arenas bituminosas, sino que en algunos casos (como Tía Juana y Senlac) en los que existe petróleo móvil, puede llevarse a cabo este proceso obteniéndose grandes tasas de producción de aceite y altos factores de recobro. La aplicación de la técnica SAGD en un yacimiento de petróleo móvil y grandes profundidades implica tener en cuenta algunos aspectos que difieren de la teoría original de Butler.

En primer lugar, debido a que el hidrocarburo posee cierta movilidad, no es necesario llevar a cabo la fase inicial del SAGD para lograr una comunicación entre el pozo productor y el pozo inyector. El proceso se inicia directamente con la fase de crecimiento, inyectándose vapor únicamente a través del pozo superior. Esta situación significa una considerable disminución en los costos del proyecto, debido a que no se utilizará la cantidad de vapor requerida para llevar a cabo esta etapa inicial.

Al aplicar la técnica SAGD en arenas bituminosas, debe asegurarse que la distancia entre los pozos horizontales sea mínima, de tal manera que durante el flujo del crudo hacia el pozo productor no ocurran pérdidas de la energía que posee el petróleo que impliquen un aumento drástico de la viscosidad del aceite, el cual no llegaría a producirse. En el caso de yacimientos de petróleo móvil, no existe una restricción en cuanto a la distancia vertical entre pozos, puesto que no existe el riesgo de perder movilidad mientras el crudo se desplaza hasta el pozo productor. Sin embargo, para tener resultados concluyentes sobre esta afirmación se debe realizar una simulación numérica del proceso.

Finalmente, cuando se implementa el proceso SAGD en yacimientos de bitumen, la presión de inyección es relativamente baja, ya que éstos comúnmente se encuentran en profundidades someras; caso contrario ocurre para el caso de un yacimiento profundo, en el cual se hace necesario que la inyección se realice a altas presiones para asegurar una adecuada inyectividad hacia la formación de interés.

### **3. GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO**

A través del tiempo, la generación de vapor en proyectos de recobro mejorado se ha realizado exclusivamente por medio de generadores en superficie. La facilidad en el mantenimiento y las altas capacidades de generación les han permitido posicionarse en la industria petrolera como la opción más acertada para llevar a cabo la generación de vapor. Sin embargo, en la actualidad una tecnología esta emergiendo como una opción viable para la generación de vapor, la generación de vapor en fondo, que puede realizarse con dos clases de generadores: los de tipo eléctrico y los que emplean combustión.

#### **3.1. GENERADORES DE COMBUSTIÓN**

Son aquellos que utilizan combustión para generar el vapor, razón por la cual poseen una gran complejidad en cuanto a su instalación y funcionamiento. La complejidad se debe que requieren de varias tuberías de alimentación (para el agua, para el combustible y para el aire) así como del manejo de gases de combustión.

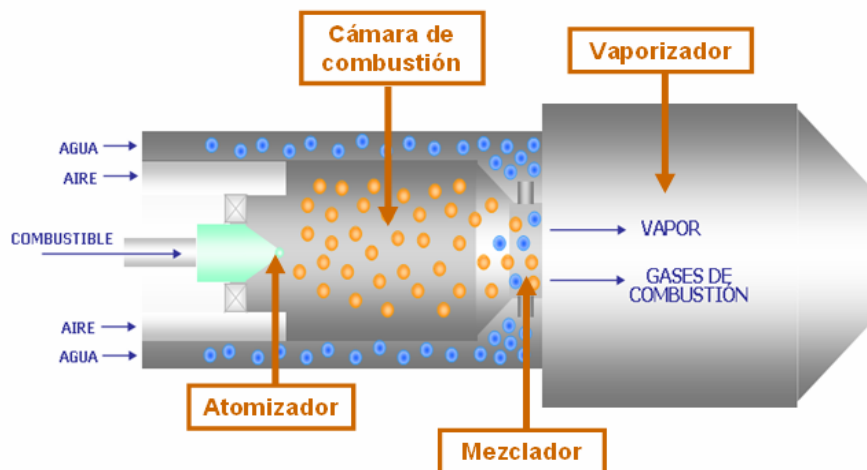
Existen dos tipos de generadores de vapor en fondo que utilizan combustión: los de contacto directo, en los cuales los gases de combustión se mezclan con el vapor que es inyectado a la formación, y los de contacto indirecto, en los

que existe una tubería para retornar los gases de combustión a superficie evitando que se mezclen con el vapor.

**3.1.1. Generadores de vapor de contacto directo.** La configuración de un generador de vapor de contacto directo fue propuesta por Robert Schirmer y Rod Eson (SPE 10705). La configuración propuesta para estos generadores consta de cuatro partes principales: el atomizador, la cámara de combustión, el mezclador y el vaporizador.

El *atomizador* es un pequeño dispositivo que sirve para que el combustible se reduzca a partículas muy pequeñas con el fin de facilitar la combustión. En la *cámara de combustión* ocurre la reacción química entre el combustible y el aire, dando origen a los gases de combustión. Estos gases llegan al *mezclador*, donde el agua se distribuye uniformemente en los gases calientes producidos. Finalmente, en el *vaporizador*, ocurre la evaporación del agua gracias a la energía generada. Este proceso de generación puede verse en forma esquemática en la figura 24.

**Figura 21.** Generador de vapor de contacto directo

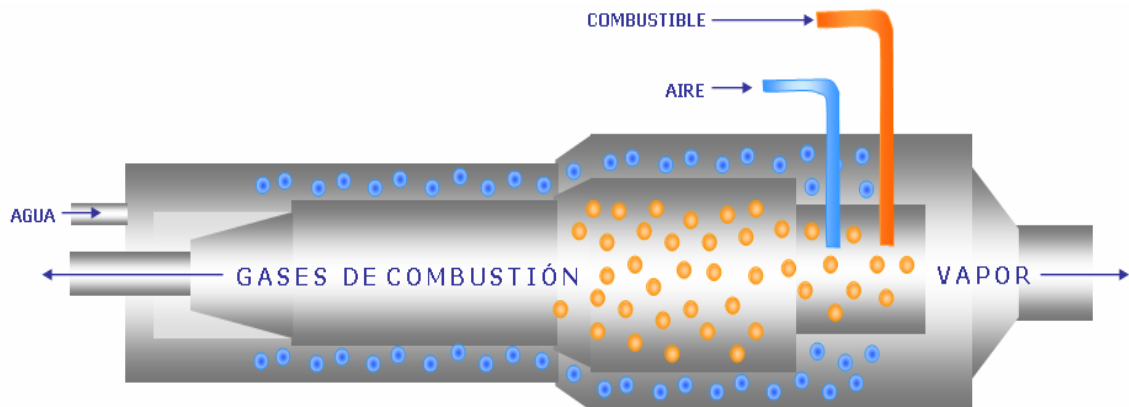


**Fuente:** A Direct - Fired Downhole Steam Generator- From Design to Field Test. ESON, R., y SCHRIRMER R. SPE 10705. 1985.

Algunos estudios afirman que los gases de combustión pueden ayudar a incrementar el recobro, ya que el nitrógeno y el dióxido de carbono que se producen en la combustión puede servir como empuje. Sin embargo, este tema está siendo sometido aún a debates, debido a que las pruebas de campo no han permitido verificar esta hipótesis.

**3.1.2. Generadores de vapor de contacto indirecto.** La configuración de un generador de vapor de contacto indirecto se muestra en la figura 25, esta configuración fue propuesta por la empresa Sandia National Laboratories, compañía norteamericana que fue la iniciadora del desarrollo de estas tecnologías de generación de vapor.

**Figura 22.** Generador de vapor de contacto indirecto



**Fuente:** NGUYEN, D.; SINGH, S., WONG, S. The commercial viability and comparative economics of downhole steam generators in Alberta. JCPT: 1988.

El generador es alimentado con combustible y aire, a través de dos tuberías que llegan hasta la cámara de combustión, donde se produce la reacción química que libera la energía necesaria para la evaporación del agua, que a su vez es bombeada al equipo por medio de otra tubería, que lo conduce a través de la región externa de la cámara de combustión, que actúa como un intercambiador de calor, haciendo que ocurra la evaporación del agua gracias

al calor de los gases de combustión. Finalmente, los gases de combustión salen por el exhosto, ubicado en la parte superior del generador, y son dirigidos a la superficie mientras que el vapor sale por la parte inferior del equipo hacia la cara del pozo.

**3.1.3. Consideraciones acerca de los generadores de vapor de fondo que utilizan combustión.** El uso de generadores de vapor en fondo en la recuperación mejorada de crudos ha generado un debate sobre su viabilidad y conveniencia, existen diferentes circunstancias que deben tomarse en consideración al hablar de generadores de vapor de fondo y compararlos con los de superficie, a continuación se enumerará cada tema en discusión, explicando los puntos a favor y los puntos en contra de cada uno de ellos.

- **Disminución de las pérdidas de calor.** Se ha estimado que durante el recorrido del vapor desde el generador hasta la cabeza de pozo se pierde alrededor de un treinta y dos por ciento de su energía, esto sin incluir las pérdidas que suceden mientras el vapor llega hasta la formación de interés, por lo que el uso de un generador de vapor en fondo permitiría minimizar éstas pérdidas. Sin embargo, estos generadores requieren el uso de un compresor de aire, lo cual representa un requerimiento adicional de energía y de tuberías para conducir el aire, el agua y el combustible hasta el fondo del pozo; así mismo, para evitar este inconveniente puede emplearse un generador de tipo eléctrico, el cual no precisa de estos elementos.
- **Reducción de la contaminación del aire.** Los gases de combustión pueden ser inyectados a la formación y las pruebas de campo parecen apoyar este punto de vista. Por otra parte, algunas investigaciones dicen que estos

gases pueden ser liberados a través de los pozos de producción y por ende, el problema se mantendría a menos que se utilice un combustible limpio o energía eléctrica, pero para esto se requiere de una prueba extensa de campo para tener certeza en este aspecto.

- **Uso potencial en zonas más profundas.** Los generadores de vapor en fondo pueden operar a profundidades mayores de tres mil pies, lo que permitiría recuperar un gran volumen de crudo pesado en el mundo, algo que no se podría realizar usando generación de vapor en superficie.
- **Riesgo de perder el pozo.** El hecho de introducir una herramienta adicional al pozo puede ser la fuente de futuros inconvenientes y en el caso de los generadores de vapor que emplean combustión se está hablando de varias sargas de tubería, así como de algunos elementos adicionales que multiplican los riesgos de perder el pozo.
- **Limitada flexibilidad.** Los generadores de vapor en fondo no son apropiados para inyección cíclica de vapor, ya que es necesario removerlos y reinstalarlos antes y después de cada ciclo de producción, esto es un serio inconveniente si se piensa que este proceso de inyección es muy utilizado en diferentes regiones del mundo, de hecho, en nuestro país es la única técnica de recobro térmico que ha sido aplicada hasta ahora.
- **Problemas de mantenimiento.** Algunas pruebas de campo indican que son relativamente pocos los problemas relacionados con el generador en el fondo, la mayoría de las complicaciones ocurren debido a problemas con el equipo de superficie por lo que puede aseverarse que los generadores de vapor en fondo requieren mínimo mantenimiento. Sin embargo, si se presenta un mal funcionamiento, aunque sea debido a una falla mínima,

se tiene que sacar del pozo toda la unidad para corregir el fallo, lo cual representa una gran desventaja frente a los generadores convencionales, que son fácilmente accesibles y reparables.

- **Presencia de corrosión.** Algunos gases de combustión con compuestos de azufre pueden ocasionar corrosión, para esto se necesitaría desarrollar nuevos empaques que resistan las altas presiones y altas temperaturas que soportan los generadores de vapor en fondo. Sin embargo, nuevos materiales y controladores de pH pueden eliminar este problema.

**3.1.4. Aplicaciones de los generadores de vapor en fondo que emplean combustión.** El proceso de desarrollo de generadores de vapor en fondo fue iniciado en el año 1973 gracias a la iniciativa del gobierno norteamericano por posibilitar los procesos de inyección de vapor en yacimientos que se encuentran a profundidades mayores que tres mil pies. De esta manera se constituyó la empresa Sandia, con un presupuesto de veintitrés millones de dólares y con un equipo de investigadores conformado por algunos de los mejores ingenieros electricistas, mecánicos y de petróleos del momento.

Las principales restricciones para el diseño eran el diámetro del generador (que no podía superar las seis pulgadas) y la presión de operación (puesto que la combustión a altas presiones no puede ser controlada fácilmente). Además se buscó generar un equipo con instalación y manejo sencillos, así como con el menor impacto ambiental posible. Sandia presentó una propuesta de generador, la cual fue probada en dos campos estadounidenses: Kern River y Wilmington.

- **Campo Kern River.** Este fue el primer intento de uso de un generador de contacto directo para producir cinco millones de BTU por hora a una presión de cuatrocientas libras por pulgada cuadrada. El diámetro externo del generador fue de cuatro y media pulgadas y éste fue ubicado dentro de una tubería de revestimiento de siete pulgadas. El combustible seleccionado fue propano. Sin embargo, debido a que debía monitorearse constantemente el desempeño del equipo, este generador fue instalado en superficie y desde allí se envió el vapor hacia el yacimiento.

El campo ya había sido estimulado con vapor y su presión de yacimiento era bastante baja. Además existía una gran comunicación entre los pozos inyectores y los productores por lo que era muy difícil simular un proceso de inyección cíclica de vapor. No se notaron grandes cosas en esta prueba, salvo la depositación de un poco de sílice en el generador. Además, la producción de aceite no se vio incrementada pues este ya era un campo estimulado durante años por inyección continua de vapor y no fue posible plantear una inyección cíclica debido a las condiciones de la roca y los fluidos. Sin embargo, el generador respondió a las expectativas puesto que permitió generar la cantidad de vapor requerida durante el tiempo en el que estuvo funcionando.

- **Campo Wilmington.** En este caso se utilizó un generador instalado dentro del pozo para generar cinco millones de BTU por hora a una presión de mil cuatrocientas libras por pulgada cuadrada. La instalación fue un proceso bastante complejo. Los diámetros del generador (4.5"), de la línea de aire (2.375"), la del combustible (0.375") y del agua (1.66") fueron parámetros bastante importantes en el diseño. Además debió instalarse una termocupla para monitorear constantemente la temperatura en fondo. En este caso el combustible usado fue diesel, por lo que existía el riesgo de

que se produjeran ácidos fuertes debido al alto contenido de azufre que posee este combustible, cosa que no ocurría con el propano.

El principal problema observado fue la corrosión tanto en el generador como en las líneas. Esta corrosión era el resultado de la formación de ácidos en el proceso de combustión. Otro problema fue la tensión y compresión presentadas en las tuberías debido a la elongación térmica de estos materiales, lo cual llevó a tener que reemplazar rápidamente las líneas de alimentación del generador. Sin embargo la producción se vio incrementada debido a la inyección de gases de combustión hacia la formación. Pero esto acarrió que la calidad del gas producido disminuyera y, por consiguiente, también lo hiciera su precio de venta.

Este fue el último proyecto de la empresa Sandia, cuyas operaciones fueron obviamente muy poco aptas para la utilización práctica de los generadores de vapor de fondo. Los requerimientos de sofisticados equipos para la instalación y operación de los generadores, así como el uso de combustibles muy costosos tornaron como inviable esta tecnología. Estas consideraciones fueron tomadas en cuenta para el diseño de un nuevo equipo que pudiera ser operado por una sola persona y que empleara como combustible gas o petróleo crudo del mismo yacimiento. Además se pensó en el uso de estos generadores para procesos de inyección continua de vapor en lugar de la inyección cíclica debido a las dificultades que existían al tener que instalar y desinstalar repetidamente el generador. De esta manera surge la empresa Enhanced Energy Systems la cual realizó aplicaciones de sus generadores en los campos Hondo, Oildale, Maricopa, Taft y Cymric.

- **Campo Hondo, Texas.** Este es un yacimiento somero, con un espesor entre siete y cuarenta pies, en el cual los fluidos se encuentran en una roca calcárea de pobre permeabilidad en el cual se había intentado realizar una estimulación con vapor la cual no resultó viable desde el punto de vista económico.

Para la prueba se instaló un generador en superficie y el vapor fue llevado hasta la formación a través de tubos que no estaban aislados, para ser inyectado junto a los gases de combustión. El generador se utilizó a una tasa muy baja (2MMBTU/hora) debido a la baja inyectividad de la formación, pero se operaba a la máxima presión posible (1000psi). El combustible usado fue crudo de la formación y la formación de ácidos se inhibió inyectando amoníaco junto con el combustible. El resultado fue que la producción no se incrementó en gran medida, por lo que no se continuó con este programa.

- **Campo Oildale.** Este es el caso de un yacimiento de setenta y cinco pies de espesor y mil ochocientos pies de profundidad, en el que se había intentado realizar un proceso de inyección continua de vapor con pobres resultados. Nuevamente se utilizó un generador a su menor tasa y mayor presión pues la inyectividad era pobre. El combustible usado fue diesel y la neutralización se realizó con soda cáustica. Una vez más los resultados fueron pobres debido a las características del yacimiento.
- **Campo Maricopa.** Este es un campo de mejores características: gran espesor, buena inyectividad y poca profundidad. Como combustible se empleó crudo del sitio y el generador se operó desde superficie. Los resultados fueron altamente alentadores: una relación vapor-aceite cercana a uno, la cual es aproximadamente la mitad de la de una inyección

continua. Esto se le atribuyó tentativamente al empuje adicional suministrado por los gases de combustión, los cuales eran inyectados al yacimiento junto con el vapor generado.

- **Campo Taft.** Este yacimiento somero (menos de 500 pies) de aceite muerto, en el que no existe capa de gas, ha sido estimulado previamente con inyección cíclica de vapor pero debido a que el único mecanismo de producción es el drenaje gravitacional, no se obtuvieron buenos resultados con este método de recobro mejorado. Sin embargo al intentar realizar un proceso de inyección continua de vapor con generación de vapor en fondo se obtuvieron muy buenas respuestas, con tasas de producción de aceite cercanas a los quinientos barriles por día, todo debido a la gran inyectividad que posee el yacimiento.
- **Campo Cymric.** Las condiciones de este yacimiento no eran tan favorables como las de otros campos en la zona de California, Estados Unidos, por lo que se inyectó vapor a la máxima presión permitida por el generador con el fin de superar la baja inyectividad de los pozos. A pesar de esta situación, las operaciones se desarrollaron de una manera muy tranquila, y el único inconveniente que ocurrió fue la producción de grandes cantidades de gases de combustión en los pozos vecinos al pozo inyector.

De esta manera debe advertirse que la experiencia indica que el desempeño de los generadores de vapor en fondo ha sido favorable en yacimientos que poseen buenos índices de inyectividad, y que estos equipos pueden ser empleados para procesos que requieran bajas tasas de inyección (cercanas a los 5MMBTU/hora), como el caso del SAGD. De hecho, este valor de cinco millones de BTU por hora será el empleado posteriormente en la simulación numérica del sistema SAGD con el fin de

evaluar la respuesta que se tendría al realizar una estimulación de este tipo.

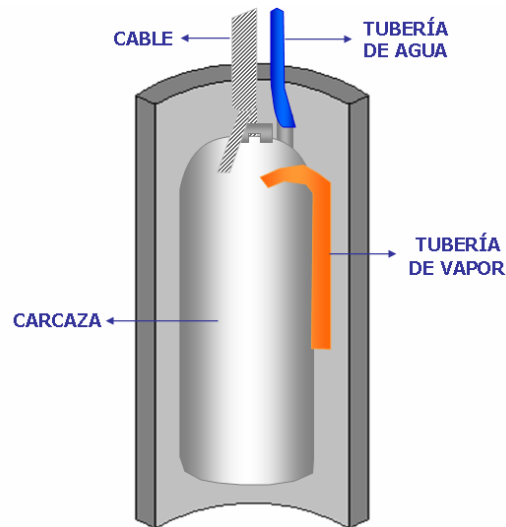
### **3.2. GENERADORES ELÉCTRICOS**

Como se vio anteriormente, los generadores de vapor en fondo que emplean combustión presentan grandes desventajas en cuanto a su instalación, manejo y funcionamiento, dificultades que pueden llegar a ser resueltas con la implementación de un generador de tipo eléctrico, debido a la mayor simplicidad que presentan la instalación de estos equipos, puesto que sólo precisan de una tubería para la conducción de agua y de un cable para la corriente eléctrica.

Debe considerarse también, que los generadores eléctricos no emiten gases que puedan llegar a generar impacto sobre el medio ambiente, por lo que la alternativa de generación de vapor a partir de electricidad se torna muy llamativa para la industria. Sin embargo, estos generadores aún constituyen una tecnología muy reciente que se encuentra en sus primeras fases de desarrollo, por lo que se requiere de años de investigación para poder llegar a implementarlos en procesos de recobro mejorado.

Un generador eléctrico de vapor en fondo está constituido principalmente por una carcaza (cuya longitud depende directamente de la cantidad de vapor que puede ser generado), un cable, dos electrodos y dos tuberías. En la figura 26 puede apreciarse un esquema de la vista exterior de un generador de este tipo.

**Figura 23.** Vista exterior del generador eléctrico

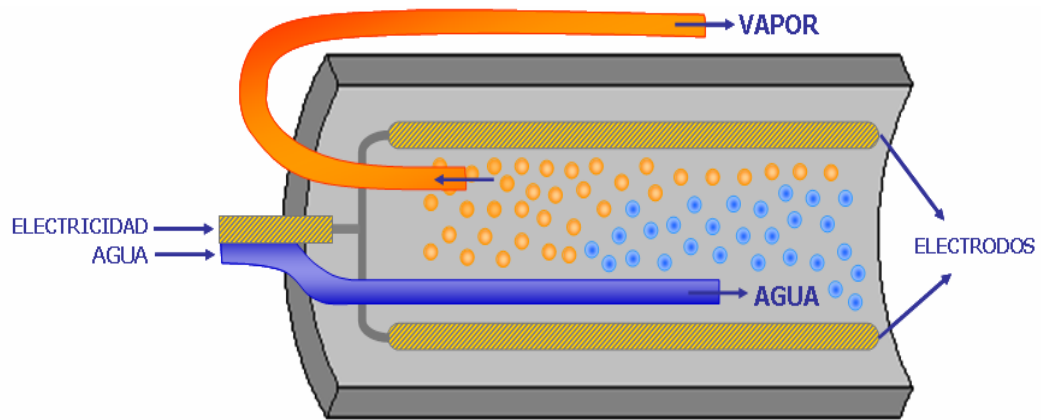


**Fuente:** UNITED STATES PATENT # 4783585. 1988.

El funcionamiento del generador es sencillo: el agua es bombeada a través de una tubería hasta la carcasa en la cual se encuentran los electrodos, que generan el calor necesario para que se produzca la evaporación del agua; finalmente, el vapor sale del equipo por medio de una tubería que lo conduce hasta la formación de interés. En la figura 27 puede apreciarse un esquema de la configuración interna de un generador eléctrico y del recorrido que realizan los fluidos en su interior.

Para reducir las pérdidas de calor que pueden presentarse se pueden tomar algunas medidas. En cuanto a la configuración del equipo, la carcasa puede ser revestida internamente con un material aislante, como por ejemplo una resina fenólica, lo cual impide el flujo de calor hacia fuera del generador. Además, pueden emplearse tuberías aisladas térmicamente en la sarta que conduce el vapor hasta el yacimiento, lo cual puede ser económicamente viable debido a que la longitud de esta sarta generalmente es de menos de quinientos pies.

**Figura 24.** Esquema de la configuración interna del generador eléctrico



**Fuente:** UNITED STATES PATENT # 4783585. 1988.

De esta manera, se pueden utilizar los generadores eléctricos para llevar vapor hacia la formación de interés. Sin embargo, estos son equipos que se encuentran en una etapa primitiva de su desarrollo y es necesario realizar muchas investigaciones antes de poder emplearlos en procesos como el SAGD.

## **4. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO SAGD CON GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO**

Desde el punto de vista teórico es posible plantear la aplicación simultánea de la segregación gravitacional asistida por vapor y de la generación de vapor en fondo, sin embargo, es necesario determinar si un sistema de estas características puede llegar a tener un buen funcionamiento, generando un incremento del factor de recobro de un yacimiento de crudo pesado, razón por la que se requiere modelar el sistema planteado por medio de un simulador numérico comercial.

### **4.1. GENERALIDADES DEL MODELO DE SIMULACIÓN**

Para el desarrollo del proyecto ha sido necesario seleccionar el software que se utilizará para la elaboración del modelo. Se han considerado tres de los paquetes disponibles en el mercado: VIP (Landmark), Eclipse (Geoquest) y STARS (CMG). Luego de varias consultas se ha decidido que el simulador indicado es STARS de CMG, debido a la especialidad de éste para el modelado de procesos de recobro que implican la inyección de fluidos calientes.

STARS constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG, la cual incluye opciones tales como la inyección de agentes químicos/polímeros, aplicaciones térmicas, inyección de

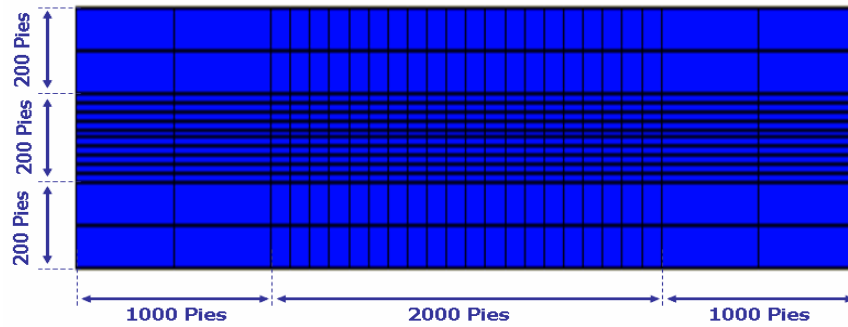
vapor, pozos horizontales, doble porosidad/permeabilidad, enmallados flexibles, combustión in situ, entre muchas otras.

Este software fue desarrollado con el fin de simular la inyección de vapor, la reinyección de vapor, vapor con aditivos, la combustión en seco y en húmedo, además de numerosos tipos de procesos con aditivos químicos, empleando una gama amplia de modelos de enmallado y porosidad tanto a escala de campo como de laboratorio, razones por las que se ha optado por el uso del software STARS de CMG para el modelado del proceso de segregación gravitacional asistida por vapor con generación de vapor en fondo, lo cual constituye el punto central de este proyecto.

Uno de los principales objetivos del presente trabajo es la determinación de los parámetros de operación y diseño de pozo que permitan obtener el mejor desempeño de un proceso SAGD con generación de vapor en fondo. Para conseguir esto se hace necesaria la creación de un modelo de simulación que permita realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que pueden afectar este proceso.

Debido a que la segregación gravitacional asistida por vapor es una técnica que utiliza cortas distancias entre los pozos inyector y productor se hace necesario construir un modelo con una alta discretización tanto areal como vertical en la zona en la que se encuentran perforados los pozos. Por esta razón se ha optado por la utilización de un enmallado cartesiano de 24x14x25 cuya sección central se encuentra más discretizada que la zona externa. La figura 28 presenta una vista superior del modelo de simulación empleado, la cual permite observar la discretización areal utilizada.

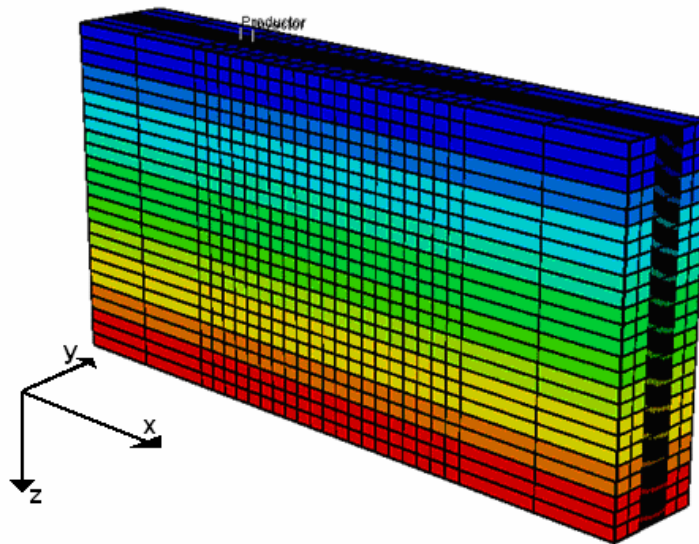
**Figura 25.** Vista superior del enmallado



**Fuente:** CMG.

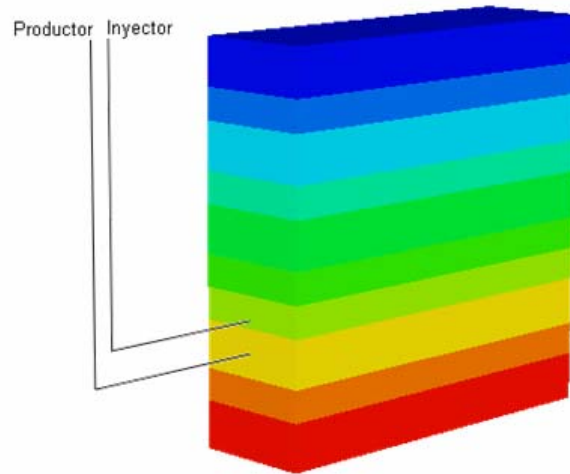
Esta zona central del enmallado se encuentra conformada por celdas de 100x20x4 pies debido a que la existencia de celdas muy pequeñas en la vecindad de los pozos es una condición sine qua non para la visualización de una cámara de vapor en el simulador. En esta sección central del enmallado se han perforado dos pozos horizontales y paralelos cuyas secciones horizontales se extienden a lo largo de la dirección x. En las figuras 29 y 30 se presentan dos vistas externas del enmallado en las que pueden apreciarse la ubicación de los pozos horizontales.

**Figura 26.** Vista externa del enmallado



**Fuente:** CMG.

**Figura 27.** Vista de los pozos



**Fuente:** CMG.

Una vez construido el enmallado se ha procedido a la asignación de las propiedades para cada una de las celdas. Se ha planteado que este enmallado debe representar el tipo de yacimientos existentes en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, los cuales se ajustan a las condiciones para las cuales se ha planteado el presente proyecto. En las tablas 3 y 4 presentan, respectivamente, las propiedades del enmallado de simulación y de los fluidos presentes en el modelo.

**Tabla 2.** Propiedades del enmallado de simulación

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad del tope (ft)	5000
Porosidad (%)	17.683
Permeabilidad horizontal (md)	471.15
Permeabilidad vertical (md)	0.3*Kx
Gravedad API (°API)	13.7
Temperatura inicial (°F)	198
Presión inicial (psia)	2000
Compresibilidad de la roca (psia <sup>-1</sup> )	3e <sup>-4</sup>
Capacidad calórica volumétrica (Btu/(ft <sup>3</sup> *F))	26.9

**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

**Tabla 3.** Propiedades de los fluidos del modelo

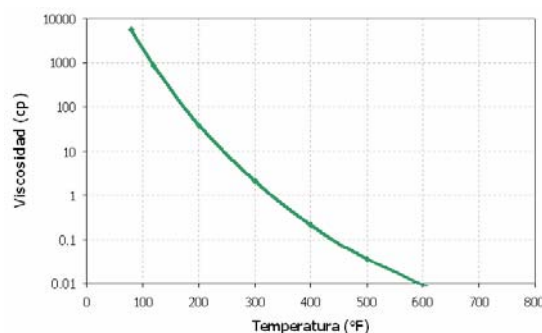
PROPIEDAD	VALOR
Temperatura crítica del agua (°F)	705.47
Presión crítica del agua (psia)	3197.79
Masa molar del agua (lb/lbmol)	18.015
Densidad del aceite (lb/ft <sup>3</sup> )	60.678
Compresibilidad del aceite (psia <sup>-1</sup> )	5e <sup>-6</sup>
Primer coeficiente de expansión térmica del aceite (°F <sup>-1</sup> )	3.8e <sup>-4</sup>
Masa molar del aceite (lb/lbmol)	780

**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

Cabe anotar que el valor de la presión crítica del agua es una limitante para las condiciones de operación, pues se convierte en la presión máxima a la cual puede inyectarse vapor húmedo a la formación. En el caso particular de los campos de la Cuenca de los Llanos Orientales se tiene una presión que se encuentra dentro del rango de aplicabilidad del proceso.

Por medio de la ecuación de Andrade, y partiendo de algunos valores de viscosidad de algunos campos de esta región colombiana, se ha llegado a una curva de variación de viscosidad con temperatura la cual es necesaria cuando se plantea la simulación de procesos térmicos de recobro mejorado. En la figura 28 se muestra esta curva, en la cual se ha decidido utilizar una escala logarítmica en el eje de las ordenadas con el fin de facilitar la lectura de los valores de viscosidad registrados a altas temperaturas.

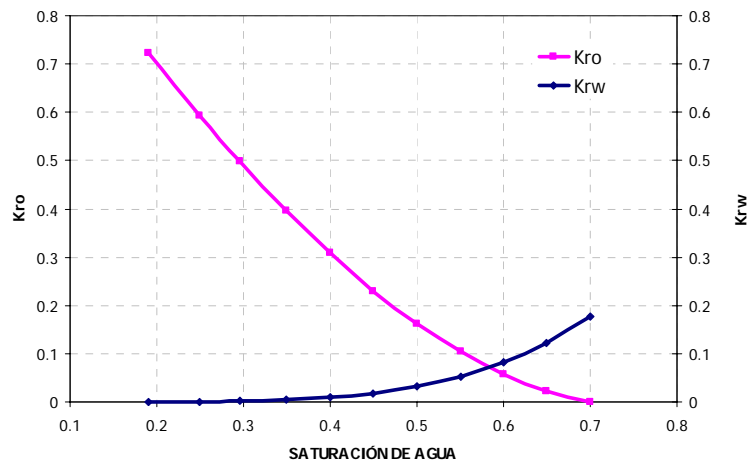
**Figura 28.** Viscosidad del aceite vs. Temperatura



**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

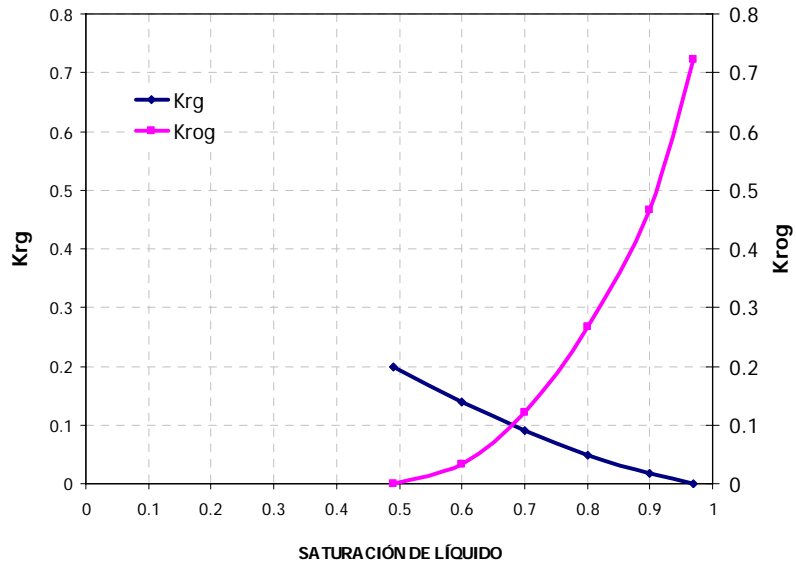
Además, se seleccionaron curvas de permeabilidad relativa aceite-agua y gas-líquido que corresponden a las características de las rocas y los fluidos de los yacimientos de crudo pesado de la Cuenca de los Llanos Orientales de nuestro país. Estas curvas se pueden apreciar en las figuras 29 y 30.

**Figura 29.** Permeabilidades relativas aceite-agua



Fuente: MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

**Figura 30.** Permeabilidades relativas gas-líquido



Fuente: MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

Finalmente, deben plantearse las condiciones de operación para un caso base a partir del cual se realice el análisis de sensibilidad. Para esto es necesario realizar una corrida de un caso inicial para determinar la presión de yacimiento en el momento en el cual debe comenzar el proceso SAGD y de acuerdo a este valor determinar la presión y temperatura de inyección.

## **4.2. CASO BASE DEL MODELO DE SIMULACIÓN**

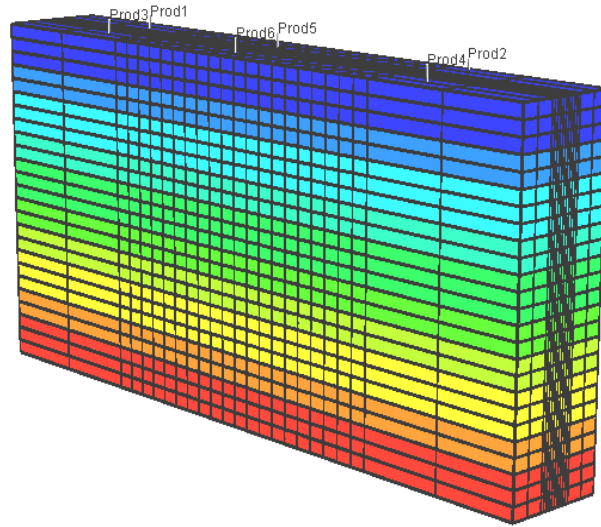
Para satisfacer los objetivos del proyecto es necesario realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que inciden directamente en el desempeño del proceso de segregación gravitacional asistida por vapor generado en el fondo del pozo.

Según la literatura, variables como la distancia vertical entre los pozos, la ubicación de éstos en la zona de interés y su longitud horizontal, entre otros, son las que afectan el proceso SAGD convencional. Sin embargo, debido a que el proyecto se encuentra orientado a campos colombianos de crudo pesado (como el caso de Castilla, en los Llanos Orientales) en los cuales se desea producir crudo móvil y no bitumen como se hace en los campos canadienses en los que se ha aplicado esta técnica, es necesario determinar las variables que influyen en el SAGD con vapor generado en fondo.

Inicialmente se plantea un caso que no incluye el par de pozos horizontales sino únicamente algunos pozos verticales que drenan el yacimiento. Este procedimiento de producción en frío es el que se realiza habitualmente al inicio de la explotación de campos que poseen un crudo con buena movilidad a condiciones yacimiento. De esta forma se podrá determinar el momento en que el factor de recobro presenta una tendencia a permanecer constante,

instante en el cual es necesario implementar un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos. La disposición de estos pozos verticales puede apreciarse en la figura 34.

**Figura 31.** Vista general del modelo con pozos verticales

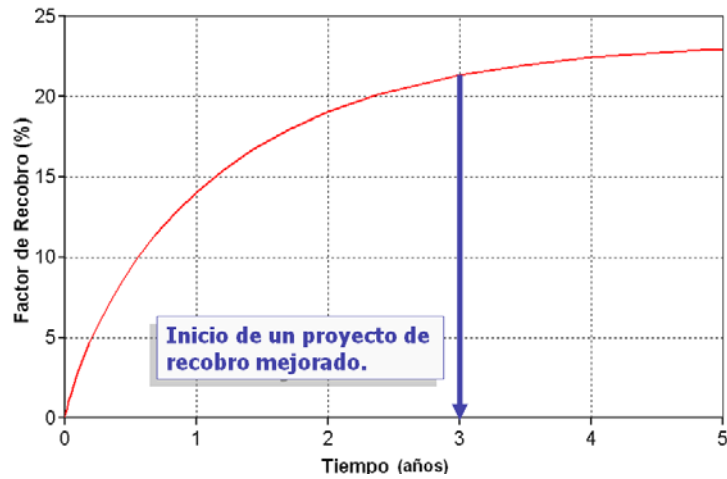


**Fuente:** CMG.

Los pozos se encuentran ubicados en la zona externa del enmallado, con un espaciamiento de 8 acres aproximadamente, que es un valor que se encuentra dentro de los rangos normales utilizados para el desarrollo de campos de crudo pesado.

El objetivo de la realización de este caso es la determinación del momento en el cual se hace necesario implementar un proceso de recobro mejorado, en este caso el SAGD. Como se aprecia en la figura 32, la curva comienza a tender a un valor de veintitrés por ciento cuando han transcurrido aproximadamente diez años de explotación del yacimiento, por lo que este es el momento escogido para implementar el sistema de segregación gravitacional asistida por vapor.

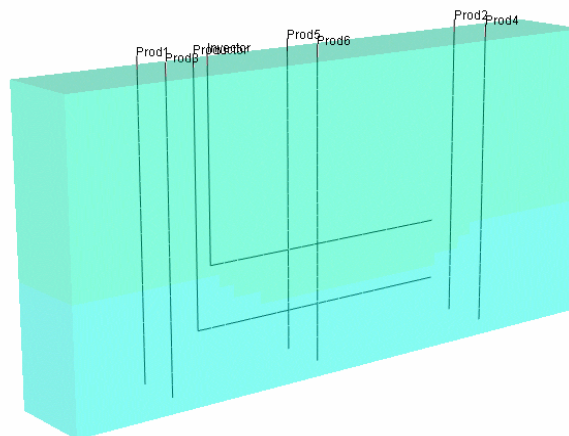
**Figura 32.** Factor de recobro vs. tiempo sólo con pozos verticales



Fuente: CMG.

Se ha planteado un caso base, en el cual se perforan los dos pozos horizontales paralelos que se requieren para el proceso SAGD, y se comienza la inyección y la producción a través de estos pozos después de tres años de explotación del yacimiento. En la figura 38 puede apreciarse la ubicación de los pozos horizontales en este caso base.

**Figura 33.** Vista general del modelo de simulación



Fuente: CMG.

Teniendo en cuenta el valor de la presión de yacimiento en el momento en que se inicia la inyección de vapor, se establecen las condiciones de operación del sistema, con lo cual se consigue un modelo de simulación del proceso

SAGD que permitirá la realización de la sensibilidad planteada en el proyecto.

**Tabla 4.** Condiciones de operación

PROPIEDAD	VALOR
Presión de inyección (psia)	1700
Tasa de inyección (bbl/día)	361.5
Presión de fondo en el pozo productor (psia)	300
Tasa máxima de producción de líquido (bbl/día)	1000
Calidad del vapor	0.6
Calor inyectado (MMBTU/hora)	5
Longitud de la sección horizontal de los pozos (ft)	2000
Distancia vertical entre los pozos (ft)	19.2
Profundidad del pozo inyector (ft)	5031.2
Profundidad del pozo productor (ft)	5050.4

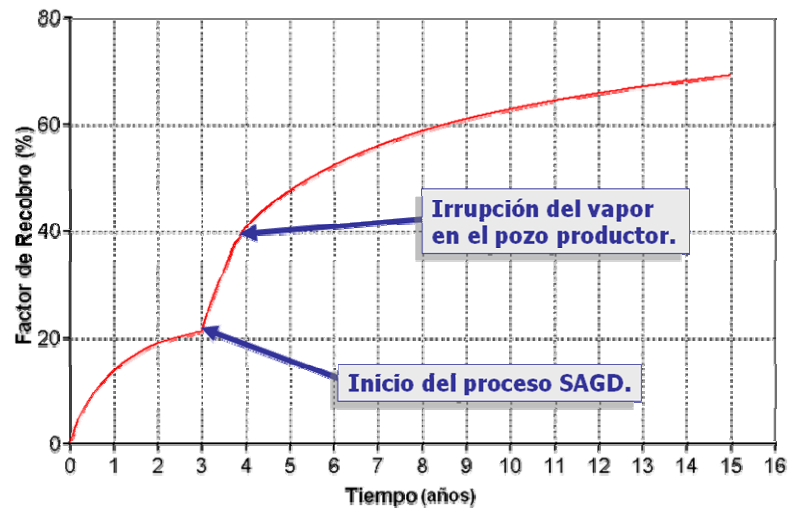
**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

Teniendo en cuenta estas condiciones de operación se ha realizado la primera corrida de simulación, la cual permite obtener una visión preliminar de los resultados que pueden llegar a alcanzarse con la aplicación del SAGD con generación de vapor en fondo. Por ejemplo, se puede observar que con este diseño puede obtenerse un factor de recobro bastante favorable alcanzándose valores cercanos al sesenta por ciento durante la vida del yacimiento. La figura 39 presenta gráficamente el comportamiento del factor de recobro contra el tiempo en este caso base.

En esta gráfica pueden apreciarse algunos puntos de interés. En primer lugar, debe notarse que tres años después de iniciada la explotación del yacimiento se ha implementado el SAGD como técnica de recobro mejorado, lo cual se ha reflejado en un aumento del factor de recobro cercano al veinte por ciento en

el primer año del proceso. Al final de este año ocurre la irrupción del vapor en el pozo productor, que puede observarse en un cambio brusco en la pendiente de la curva de factor de recobro, debido a que a partir de el momento en que ocurre la ruptura se genera una conexión física entre los pozos a través de la cual fluye una cierta cantidad de vapor, lo cual implica una disminución de la eficiencia energética del proceso.

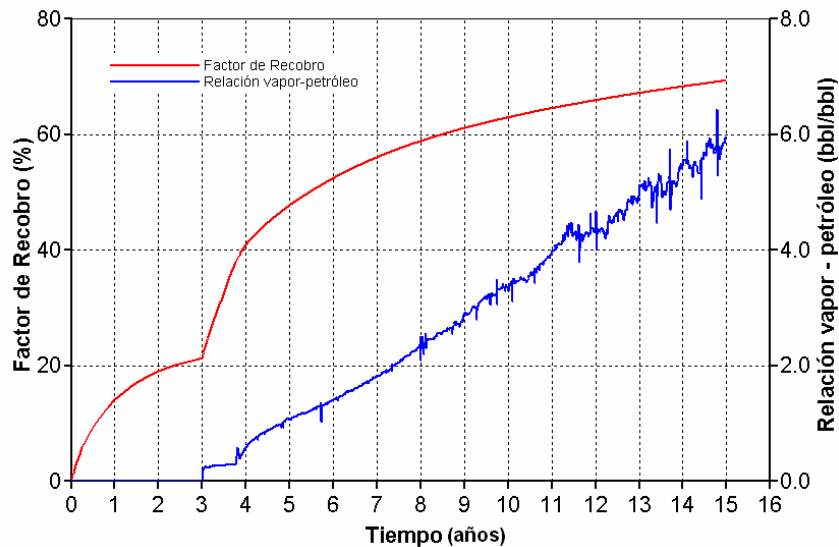
**Figura 34.** Factor de recobro vs. tiempo para el caso base



Fuente: CMG.

Luego de este primer análisis, debe determinarse desde el punto de vista económico, el momento en el cual debe concluirse el proceso SAGD. Para esto debe recurrirse a la curva de relación vapor-petróleo (steam-oil ratio, SOR, en inglés) que da un indicio de la viabilidad económica del proyecto, puesto que debe mantenerse el vapor de la relación vapor-petróleo en valores menores que diez para garantizar el retorno de la inversión realizada en la generación del vapor. En la figura 40 puede apreciarse que el valor de esta relación alcanza un valor de seis luego de doce años de inyección de vapor al yacimiento.

**Figura 35.** Factor de recobro y relación vapor-aceite vs. Tiempo para el caso base



**Fuente:** CMG.

Es importante recalcar que este es un caso base y que la realización de un análisis de sensibilidad es imprescindible para la optimización del proceso, generando un incremento en el factor de recobro obtenido gracias a la aplicación del SAGD y una reducción de la relación vapor-petróleo, lo cual puede convertir el proyecto en una alternativa llamativa desde el punto de vista económico para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos.

### 4.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En un análisis de sensibilidad se realizan variaciones sobre una determinada cantidad de parámetros, con el propósito de estudiar la influencia de cada uno de ellos sobre el desempeño de un sistema. En el caso de la industria del petróleo, existen parámetros de yacimiento y parámetros operacionales, siendo estos últimos los que serán analizados a continuación.

El análisis de sensibilidad se realizó sobre parámetros relacionados con las condiciones de operación y de diseño de pozo, como la ubicación y distancia de los pozos así como las tasas de inyección utilizadas. La tabla 6 presenta los parámetros estudiados y los valores para los cuales se realizaron las corridas.

**Tabla 5.** Valores utilizados en la sensibilidad

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Tasa de inyección de vapor	3, 4 y 5	MMBTU/hr
Distancia vertical entre los pozos	10, 19, 29 y 38	Pies
Longitud del pozo inyector	500, 1000, 1500 y 2000	Pies
Ubicación de los pozos (pozo superior, pozo inferior)	(5009.6, 5028.8), (5019.2, 5038.4) y (5038.4, 5057.6)	Pies

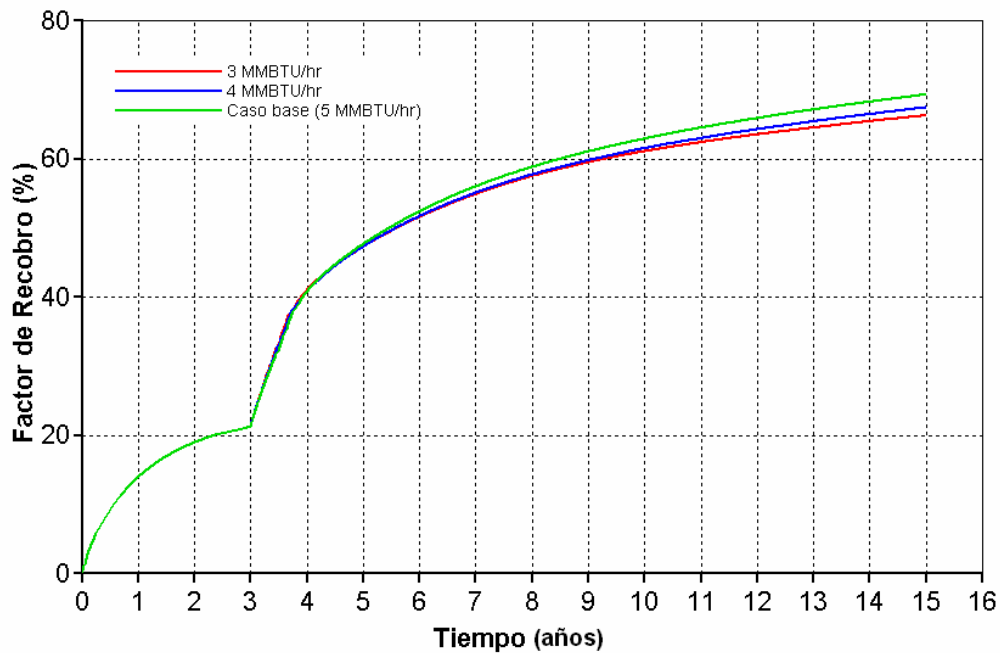
**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

**4.5.1. Tasa de inyección de vapor.** Los generadores de vapor en fondo poseen la capacidad de generar un máximo de seis a diez millones de BTU por hora, por lo que en este análisis se utilizaron valores de tres, cuatro y cinco millones de BTU por hora con el fin de determinar la influencia de éstos sobre el factor de recobro. Un primer análisis de los resultados mostrados en la figura 36 permite corroborar que el factor de recobro último depende directamente de la tasa de inyección empleada, debido a que la inyección de una mayor cantidad de masa (y por ende, de energía) al yacimiento implica que la cantidad de petróleo calentado, y posteriormente movilizado en la formación sea mayor, resultando un incremento en la recuperación de crudo.

Sin embargo, se observa con claridad que durante el primer año de inyección se tiene un factor de recobro prácticamente igual para todas las tasas de inyección. Esto se debe a que durante el comienzo del proceso la cámara de

vapor presenta un desarrollo similar para todos los casos, ya que el vapor no ha irrumpido en el pozo productor ni se ha alcanzado los límites del yacimiento. De acuerdo con esto, una buena estrategia de operación de un proceso SAGD consiste en iniciar la inyección de vapor a tasas bajas, e ir incrementando el valor de esta con el transcurso del tiempo.

Figura 36. Factor de recobro vs. tiempo para diferentes tasas de inyección



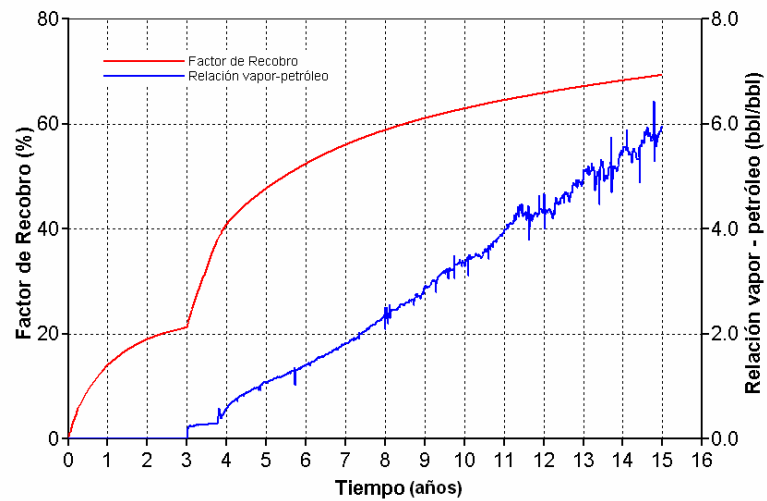
Fuente: Results Graph, simulador CMG.

Desde el punto de vista económico, debe analizarse el valor de la relación vapor-petróleo obtenida en el proceso. En la figura 37, se puede observar la relación vapor-petróleo instantánea para el caso en el que se empleó una tasa de inyección de cinco millones de BTU por hora, cuyo valor es menor que diez, razón por la cual se puede considerar este proceso como económicamente viable.

Este resultado permite concluir que es necesario tener en cuenta la RVP al momento de determinar que tasa de inyección se implementará, ya que si

bien es cierto que en los proyectos de recobro térmico generalmente se busca incrementar al máximo el factor de recobro, en ocasiones puede resultar económicamente inviable si la cantidad de vapor para lograr este propósito es considerable.

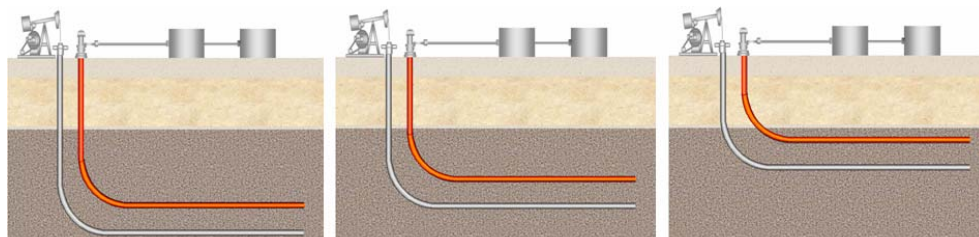
**Figura 37.** Relación vapor-petróleo para una inyección de cinco millones de BTU por hora



Fuente: Results Graph, simulador CMG.

**4.5.2. Posición de los pozos.** Desde el punto de vista del diseño de un sistema SAGD debe decidirse a qué profundidad deben ubicarse los pozos en el yacimiento, por lo que se planteó un análisis de sensibilidad de este parámetro, variando la ubicación de la pareja de pozos en la vertical, tal como se muestra en la figura 38.

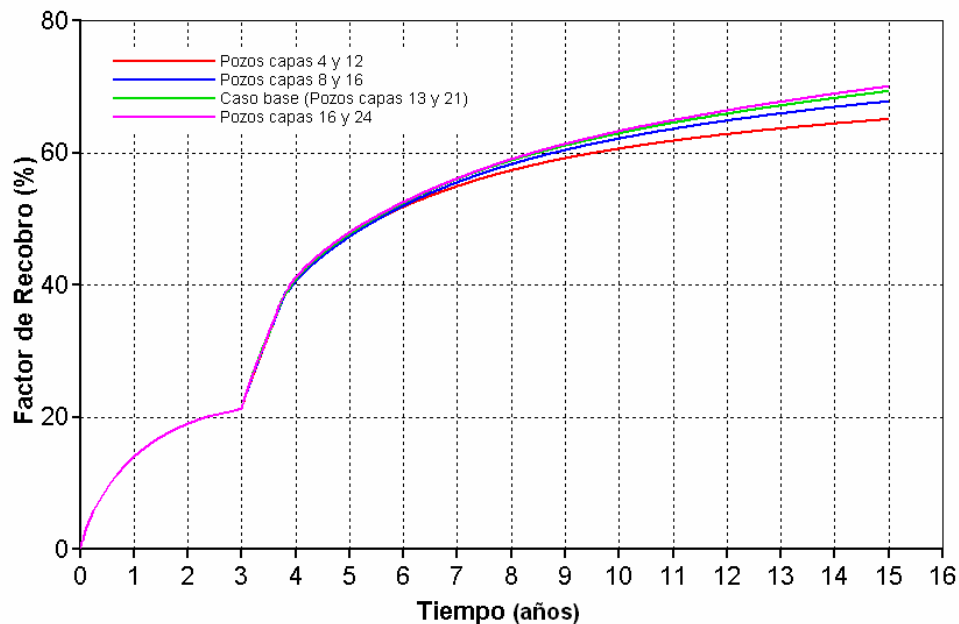
**Figura 38.** Variación de la ubicación de la pareja de pozos



Fuente: MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

En la figura 39 se ilustran los resultados obtenidos de la simulación numérica del proceso, donde se puede observar que mientras más cerca se localicen los pozos del fondo de la formación de interés, mayor será el factor de recobro, lo cual se debe a que el SAGD sólo aprovecha como mecanismo de producción el drenaje gravitacional, por lo que los fluidos que pueden ser producidos por medio de este proceso son los que se encuentran por encima del pozo productor, por lo que este pozo debe estar cerca del fondo del yacimiento.

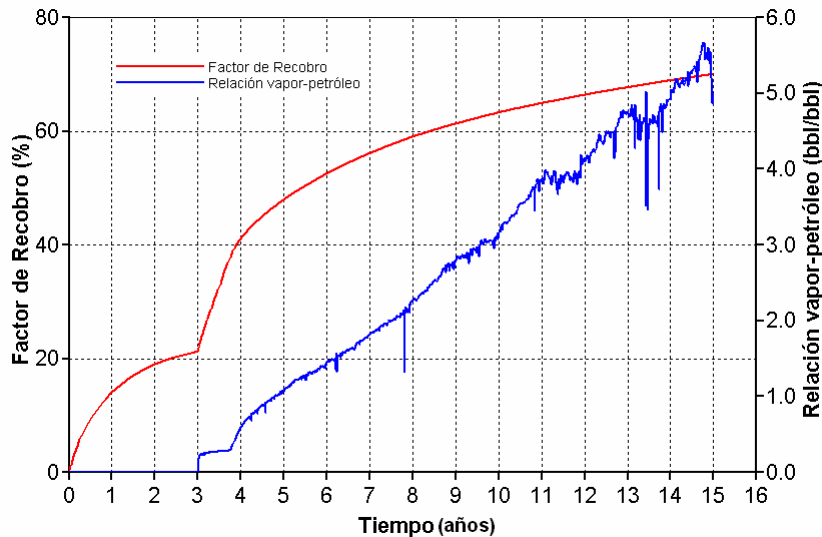
**Figura 39.** Factor de recobro para diferentes posiciones de los pozos en el yacimiento



**Fuente:** Results Graph, simulador CMG.

En la figura 40 se presenta la curva de la relación vapor-petróleo obtenida en el caso en que los pozos se encuentran más cerca del fondo del yacimiento. Este parámetro presenta un valor cercano a cinco al final del proceso, magnitud que se encuentra dentro de los parámetros normales, garantizando la viabilidad económica del proyecto.

**Figura 40.** Relación vapor-petróleo cuando los pozos se encuentran cerca del fondo de la formación de interés



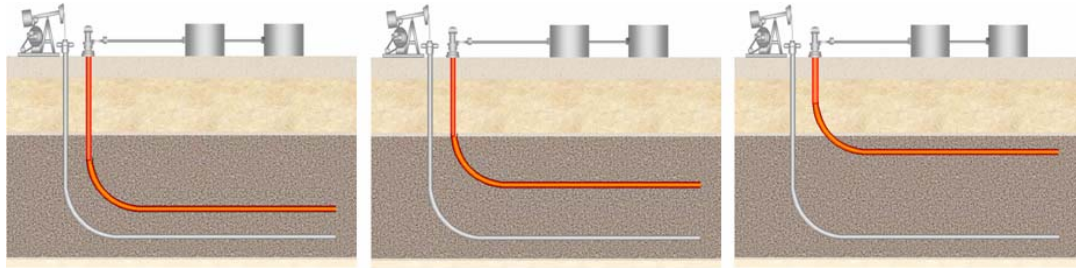
**Fuente:** Results Graph, simulador CMG.

Para determinar la influencia de la ubicación del pozo inyector en el comportamiento se hace necesaria la realización de un nuevo análisis de sensibilidad, dejando fija la ubicación del pozo productor y variando la distancia a la cual se ubica el pozo inyector.

**4.5.3. Distancia entre pozos.** En la teoría original de la segregación gravitacional asistida por vapor propuesta por Butler, se plantea que en el caso de la implementación de esta técnica en arenas bituminosas debe emplearse una mínima distancia entre los pozos horizontales para garantizar que se produzcan los fluidos del yacimiento, debido a que el bitumen no tiene una movilidad inicialmente. Sin embargo, como en este caso el crudo posee una movilidad debido a que su viscosidad es baja, debe considerarse el efecto que tiene la separación entre los pozos en el recobro final de aceite. Para este análisis lo que se planteó fue dejar fija la ubicación del pozo productor y

variar la profundidad del pozo inyector, aumentando la distancia vertical entre ellos, como se ve en la figura 41.

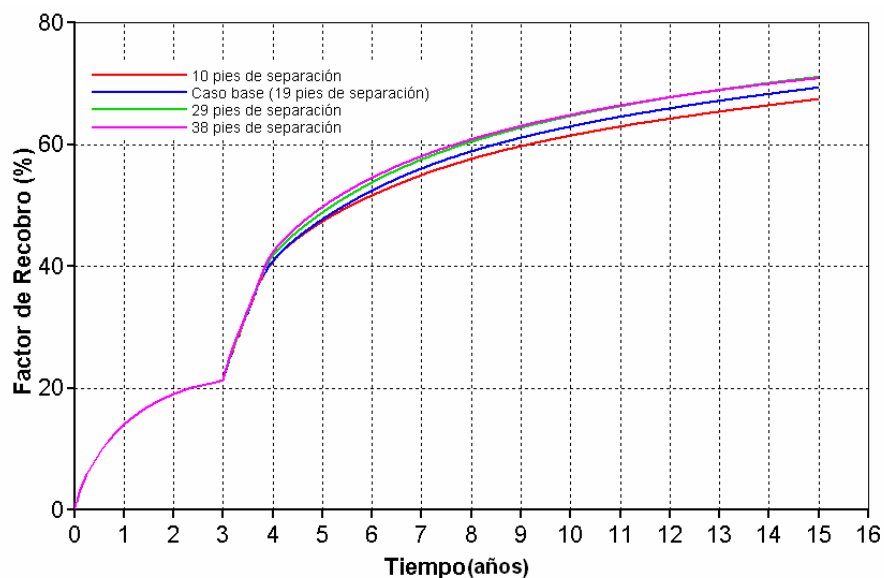
**Figura 41.** Variación de la distancia vertical entre los pozos



**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

Los resultados presentados en la figura 42, permiten inferir que un incremento de la distancia vertical entre el pozo inyector y el pozo productor implica un aumento del factor de recobro final de petróleo. Esto se debe a que si se aumenta la separación, el vapor debe recorrer una mayor distancia antes de irrumpir en el pozo productor, con lo que se retrasará este momento, a partir del cual el factor de recobro comienza a declinar.

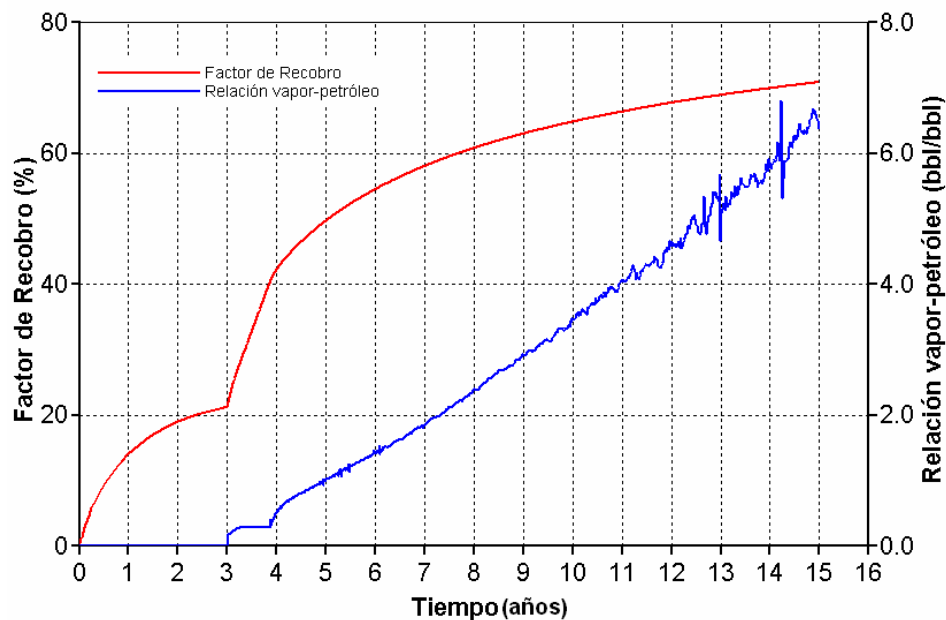
**Figura 42.** Factor de recobro vs. tiempo para diferentes distancias entre pozos



**Fuente:** Results Graph, simulador CMG.

En este caso, el proyecto continúa siendo económicamente viable, debido a que la relación vapor-petróleo obtenida doce años después de iniciada la inyección del vapor al yacimiento se encuentra dentro de los valores aceptados como normales. Esto puede observarse en la gráfica de relación vapor-petróleo presentada en la figura 43.

**Figura 43.** Relación vapor-petróleo cuando los pozos tienen una separación de 38 pies



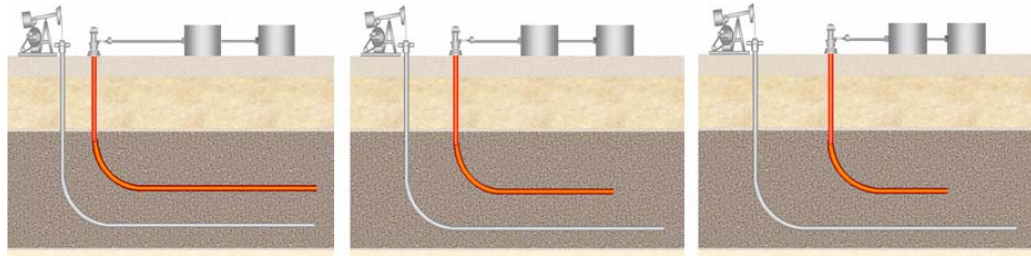
Fuente: Results Graph, simulador CMG.

**4.5.4. Longitud del pozo inyector.** Debido a que la producción de un pozo depende principalmente del área de contacto con el yacimiento, razón por la cual la disminución de la longitud del pozo productor se refleja en una reducción del factor de recobro, se planteó realizar un análisis de sensibilidad de la longitud del pozo inyector, tal como se muestra en la figura 44.

Los resultados de esta sensibilidad pueden observarse en la figura 45, donde se muestra la gráfica del factor de recobro para cada una de las longitudes del pozo inyector. Puede observarse que si el pozo inyector es muy corto (500 ó

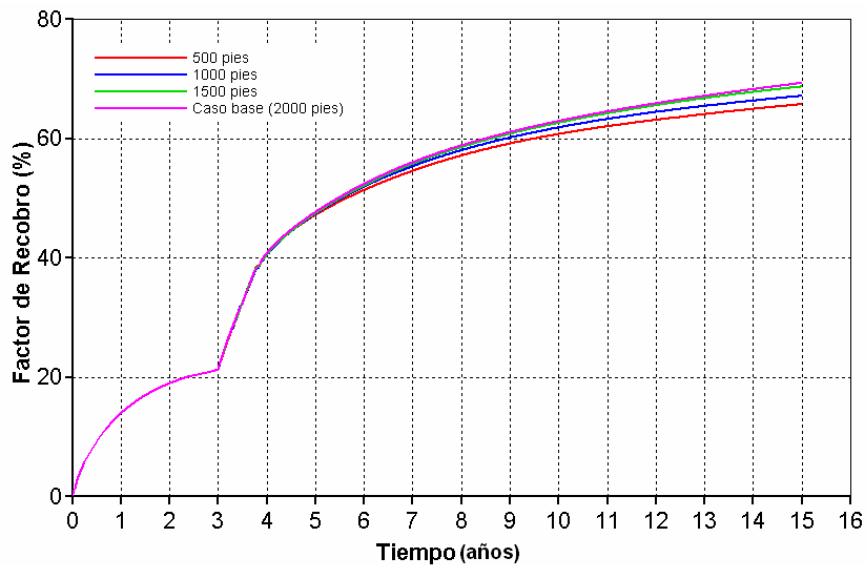
1000 pies), el factor de recobro disminuye, debido a que el vapor no alcanza a llegar a algunas zonas del yacimiento, por lo que existe una cantidad significativa de petróleo que no se recupera.

**Figura 44.** Variación de la longitud del pozo inyector



**Fuente:** MONTES, Erik. PACHECO, Héctor.

**Figura 45.** Factor de recobro vs. Tiempo para diferentes longitudes del pozo inyector



**Fuente:** Results Graph, simulador CMG.

También puede notarse que el factor de recobro final es muy similar para los casos en que el pozo inyector tiene 1500 y 2000 pies de longitud, debido a que en el caso en que el pozo es muy largo se presentan con más facilidad pérdidas de la energía que posee el vapor, por lo que existe una disminución en la eficiencia del proceso.

Desde el punto de vista económico, puede pensarse que es más conveniente usar un pozo inyector de dos mil pies de longitud, debido a que permite recuperar un poco más de petróleo que si se utiliza un pozo inyector de mil quinientos pies de longitud; sin embargo, el costo de la perforación de estos quinientos pies adicionales es mayor que la ganancia que puede obtenerse debido al incremento en el recobro que se consigue al emplear pozos más largos.

De esta manera, la simulación permite concluir que el mejor desempeño de este tipo de técnica se obtiene si el pozo productor es perforado muy cerca del fondo de la formación y, a su vez, el inyector es perforado lejos del productor y con una longitud horizontal intermedia. Además, debe emplearse una baja tasa de inyección al inicio del proceso y la mayor tasa de inyección posible una vez que la cámara se encuentra bien desarrollada.

## CONCLUSIONES

- El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) constituye una buena alternativa para el recobro de crudo pesado, comparado con la inyección continua de vapor, debido a que no se realiza un empuje del petróleo, sino que se aprovecha la fuerza de gravedad como mecanismo de producción, permitiendo alcanzar bajas saturaciones residuales de aceite.
- Debido a que el SAGD es una técnica que involucra cortas distancias entre los pozos, utiliza de forma más eficiente el vapor inyectado, por lo que al ser comparado con otros métodos térmicos, puede calentar yacimientos más grandes con una menor cantidad de vapor.
- La implementación de un método de recobro térmico como el SAGD en yacimientos profundos, está condicionada al desarrollo de una tecnología que permita que el vapor llegue a la formación productora con la mayor calidad posible. Una tecnología que busca alcanzar este objetivo la constituyen los generadores de vapor en fondo, sin embargo, se requiere que en la industria del petróleo se realicen investigaciones que garanticen su aplicación exitosa en proyectos comerciales de recobro mejorado.
- En un proyecto SAGD, la irrupción temprana del vapor en el pozo productor ocasiona una disminución a largo plazo del petróleo recuperado, así como un aumento de la relación vapor-petróleo, afectando la economía del proyecto. Para evitar esta situación, es aconsejable iniciar

la inyección del vapor a bajas tasas, e ir incrementando paulatinamente la cantidad de vapor suministrada a la formación productora.

- La posición de los pozos es fundamental en el desempeño de un proceso SAGD, porque mientras más cerca se ubique el pozo productor del fondo de la formación, mayor será la recuperación de petróleo. Asimismo, se determinó que los pozos deben perforarse a la máxima separación vertical posible, logrando de esta forma que el vapor tarde más tiempo en llegar al pozo productor para evitar la irrupción temprana.
- La utilización de un pozo inyector muy corto, no permitirá que el vapor alcance a calentar una gran cantidad de petróleo en el yacimiento, reduciendo el factor de recobro final de aceite. Por el contrario, un pozo inyector muy largo implica que ocurran significativas pérdidas de energía mientras el vapor es inyectado, disminuyendo la eficiencia del proceso SAGD. Por lo tanto, es necesario determinar un valor óptimo de la longitud de la sección horizontal del pozo inyector, permitiendo un uso eficiente de la energía inyectada y una reducción en los costos del proyecto.

## RECOMENDACIONES

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

- Considerando que el SAGD aplicado en yacimientos profundos presenta variaciones respecto a la teoría original presentada por el Dr. Roger Butler, se hace necesario realizar un desarrollo matemático que permita obtener expresiones que describan el fenómeno físico ocurrido durante el proceso SAGD bajo las condiciones planteadas en este trabajo.
- Los generadores eléctricos se vislumbran como la solución a los inconvenientes que han presentado los generadores que emplean combustión, en cuanto a su instalación, operación e impacto ambiental. Por lo tanto, es necesario recopilar mayor información acerca de las características, diseño y funcionamiento de los generadores eléctricos, para establecer la viabilidad de la implementación de esta tecnología en un proyecto SAGD.
- Para este estudio se elaboró un modelo geológico sintético, con propiedades promedio de la cuenca de los Llanos Orientales. La utilización de un modelo geológico real permitiría predecir el comportamiento de estas tecnologías con una mayor exactitud.

- Además de la segregación gravitacional asistida por vapor, pueden considerarse otros métodos de recobro mejorado, como el VAPEX o la combustión in-situ, así como la factibilidad de utilizar tuberías con aislante en lugar de generadores de vapor en fondo, para incrementar el factor de recobro en yacimientos profundos.
- Finalmente, debe llevarse a cabo un análisis económico detallado de este proyecto, con el fin de respaldar los resultados favorables que se obtuvieron desde un punto de vista técnico en la simulación numérica del proceso.

## BIBLIOGRAFÍA

- AZIZ, K; RAMESH A. Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators. SPE 13510, 1987.
- BITTAR, Salín. Completamiento de pozos horizontales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1990.
- BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. JCPT, 1994.
- BUTLER, R.M.; McNAB, G.S.; LO, H.Y. Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil In-Situ During Steam Heating. Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981.
- BUTLER, R.M.; STEPHENS, D.J. The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. JCPT, 1981.
- Carta Petrolera. Abril - Mayo 2006.
- Carta Petrolera. Julio - Agosto 2004.
- Carta Petrolera. Octubre - Noviembre 2004.
- CASTRO, Luis. Feasibility of SAGD implementation, C sand, Morichal-01 reservoir, Jobo-02 field. Louisiana: SPE, 2001.
- CALHOUN, John. Fundamentals of reservoir engineering. Oklahoma: University of Oklahoma, 1947.
- DONALDSON, A.B. Reflections on a Downhole Steam generator Program. SPE 38276, 1997.
- DONELLY, John. Hilda Lake a Gravity Drainage Success. SPE 54093, 1999.
- EDMUNDS, N.R. Investigation of SAGD Steam Trap Control in Two and Three Dimensions. SPE 50413, 1998.

- EDMUNDS, N.R.; SUGGETT, J.C. Design of a commercial SAGD heavy oil project. SPE 30277, 1995.
- EGERMANN, P.; RENARD, G.; DELAMAIDE, E. SAGD Performance Optimization Through Numerical Simulations: Methodology and Field Case Example. SPE 69690, 2001.
- ESON, R.; SCHRIRMER R. A Direct - Fired Downhole Steam Generator-From Design to Field Test. SPE 10705, 1985.
- ETHERINGTON, J.; McDONALD, I. Is Bitumen a Petroleum Reserve?. SPE 90242, 2004.
- FAROUQ ALI, S.M., THOMAS, S. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. JCPT, 1996.
- GARCÉS, Miguel; MÉRCADO, César. Recobro mejorado de crudos pesados en pozos horizontales mediante el método segregación gravitacional asistida por vapor utilizando un solo pozo (SW-SAGD). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2003.
- GÓMEZ, Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1989.
- HARI, Carolyne. A Comparative Evaluation of Surface and Downhole Steam Generation Techniques. SPE 10704. 1982.
- Improved Oil Recovery. Interstate Oil Compact Commission. Oklahoma: 1983.
- JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Universidad Industrial de Santander, 1989.
- JIMÉNEZ; RIVERA. Evaluación técnico-económica de los trabajos de workover, mantenimiento y varilleo realizados en los pozos del campo Castilla de ECOPETROL - Gerencia Llanos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2003.
- JOSHI. S.D. Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE 83621, 2003.
- JOSHI. S.D. Horizontal Well Technology. Oklahoma: Penn well books, 1991.

- LACAYO, J.; SANDOVAL, R. Análisis de sensibilidades para pozos de crudo pesado sometidos a inyección cíclica mediante la herramienta STARS. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2003.
- MARSHALL, B.W.; MORENO, J.B y MUIR, J.F, Evaluation of a Direct Contact Downhole Steam Generator in a Field Environment - Final Results. SPE 11738, 1983.
- MATTHEWS, C.S. Steamflooding. SPE 9993, 1983.
- MEDINA, S.; OCANDO, J. Evaluación general de los empaquetamientos con grava en el sector norte del campo Casabe. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1987.
- MENDOZA, Humberto; FINOL, José; BUTLER, Roger. SAGD, Pilot Test in Venezuela. SPE 53687, 1999.
- MENDOZA, Humberto. Mechanical and Thermal Properties of Unconsolidated Sands and Its Applications to the Heavy Oil SAGD Project in the Tia Juana Field, Venezuela. SPE 54009, 1999.
- NGUYEN, D.; SINGH, S., y WONG, S. The commercial viability and comparative economics of downhole steam generators in Alberta. JCPT 88-05-08. 1988.
- NIÑO, J.; RINCÓN, A. Simulación analítica y numérica de los fenómenos de conificación y cresting en los pozos vertical Apiay 16 y horizontal Guatiquía 3H. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2000.
- RODRÍGUEZ, Edwin; OREJUELA, Jaime. Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. ECOPETROL S.A. - ICP Instituto Colombiano del Petróleo. 2004.
- SUGGETT, J.; GITTINS, S.; YOUN, S.; Christina Lake Thermal Project. SPE 65520, 2000.
- STARS. Guía para el usuario. Computer Modeling Group.
- UNITED STATES PATENT # 4783585. 1988.
- VANEGAS, J.W. y otros. Impact of Operational Parameters and Reservoir Variables During Startup Phase of a SAGD Process. Calgary: SPE, 97918.

- VINCENT, K.D. y otros. Developing SAGD Operating Strategy using a Coupled Wellbore Thermal. Calgary: SPE, 86970.
- [www.steamcontrol.com](http://www.steamcontrol.com)

**ANEXO A. GUÍA DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE SEGREGACIÓN  
GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR (SAGD)  
STARS - CMG, versión 2005.10**

## INTRODUCCIÓN

El punto central del desarrollo del presente proyecto, se refiere a la simulación numérica del proceso de segregación gravitacional asistida por vapor, por medio del software STARS de Computer Modeling Group (CMG), simulador que permite el modelado 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 está 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 gráfico 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 junio de 2005. 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.

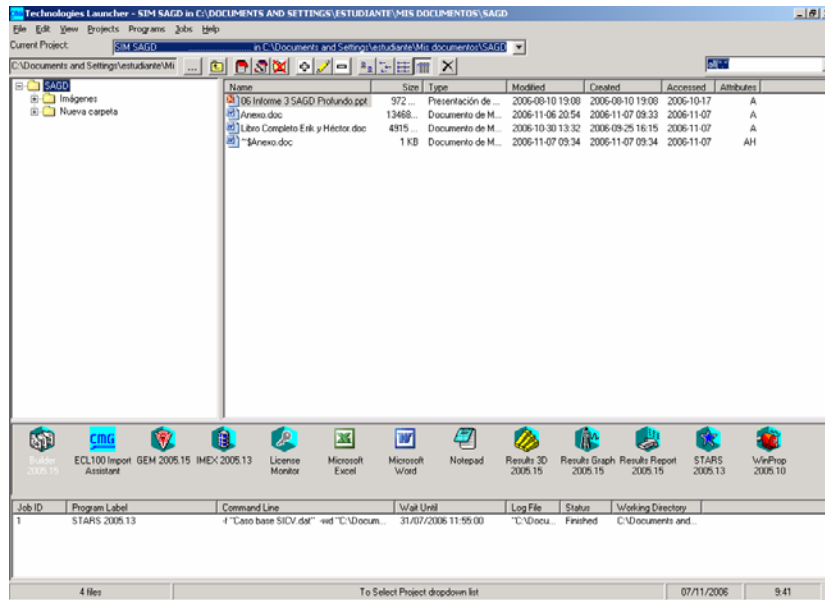
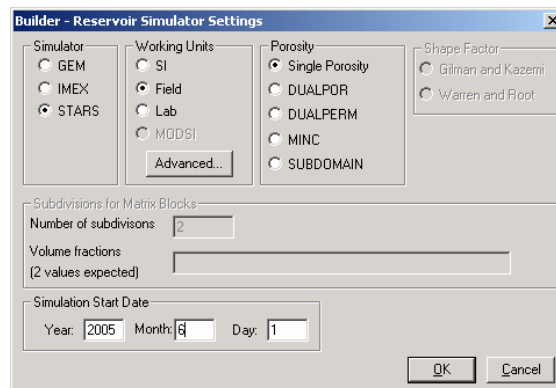


Figura A.2. Ícono del Builder

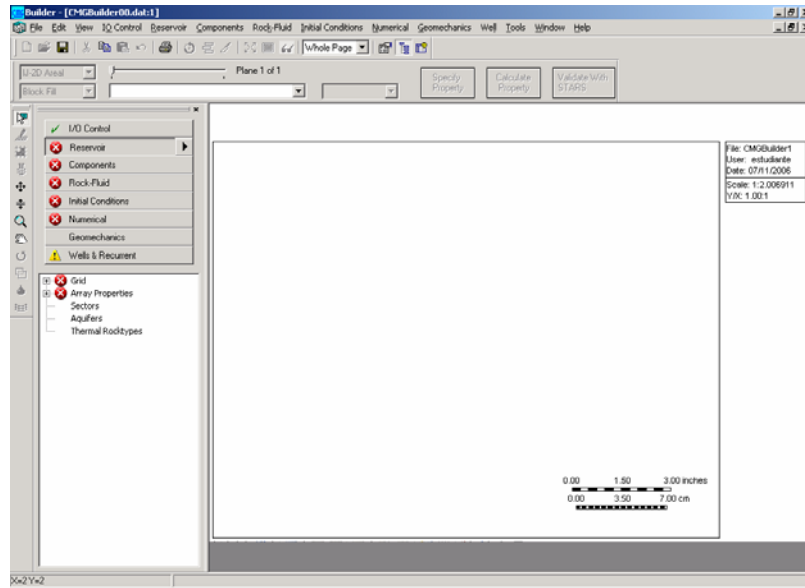


Figura A.3. Ajustes iniciales del modelo



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.

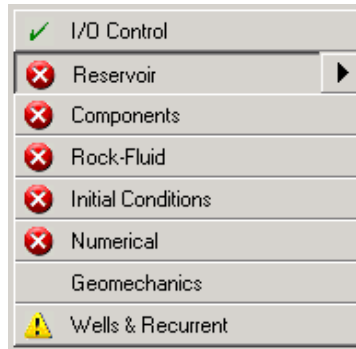
- **Rock-fluid.** Se definen las propiedades de interacción del sistema roca – fluido y se generan las tablas de saturación.
- **Initial conditions.** Especifica las condiciones iniciales para la simulación.
- **Wells and recurrent.** Se definen las propiedades de los pozos involucrados en la simulación 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*

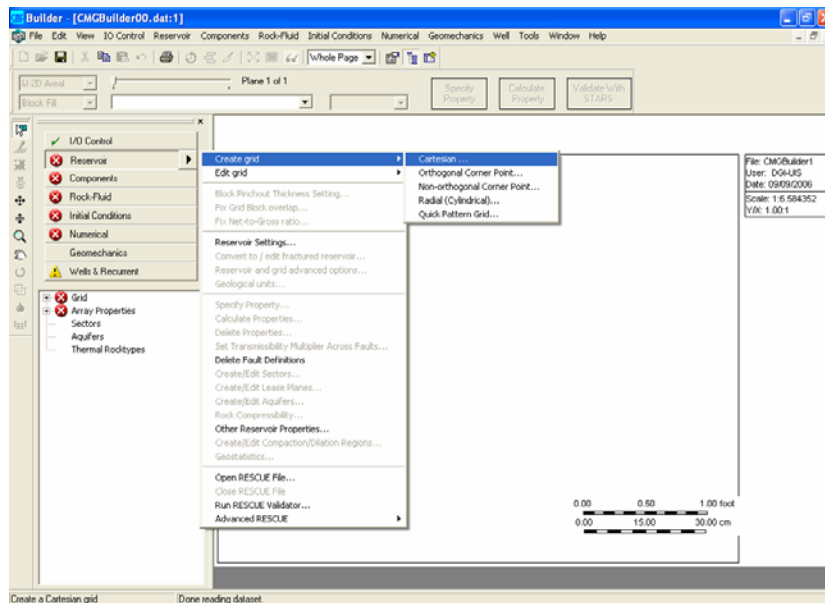
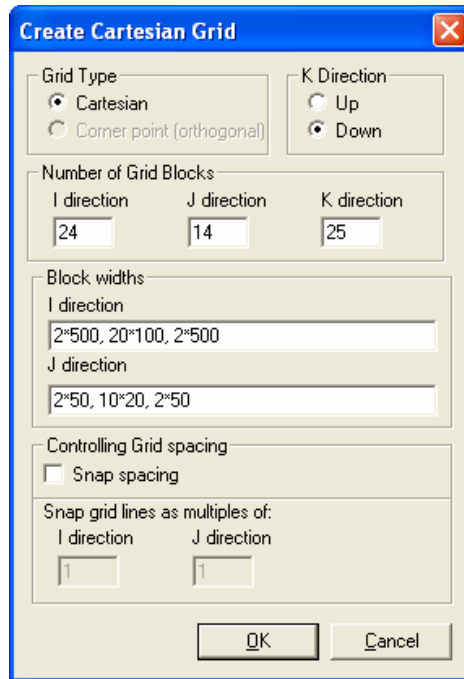


Figura A.7. Definición de la geometría del enmallado



Para este caso se ha optado por la creación de un enmallado de simulación de 24x14x25 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 5000 pies, se usó un espesor de 2,4 pies en cada capa, porosidad de 0,17683, permeabilidad horizontal de 471,15 md y tres décimos de la anterior para la permeabilidad vertical. De igual manera se establecieron las condiciones de presión y temperatura del enmallado como 2000psi y 198 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

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K	Net Pay	Pressure	Temperature
UNITS:	ft	ft		md	md	md	ft	psi	F
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X		X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X				X	X
Whole Grid		2.4	0.17683	471.15	Equals I (equal)	Equals I * 0.3		2000	198
Layer 1	5000								
Layer 2									
Layer 3									
Layer 4									
Layer 5									

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

Rock Type: 1

Rock Thermal Properties:

- Volumetric Heat Capacity: 26.9 Btu/(ft<sup>3</sup>°F)
- T-dependent Coefficient: 0 Btu/(ft<sup>3</sup>°F<sup>2</sup>)

Thermal Conductivity Phase Mixing:

SIMPLE  COMPLEX  TEMPER

Reservoir Rock: 0.9672      Water Phase: 0.145657

Oil Phase: 0.066      Gas Phase:

Solid Phase:

Use The Temperature Dependent Table for Thermal Conductivity

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

Hasta este momento ya 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

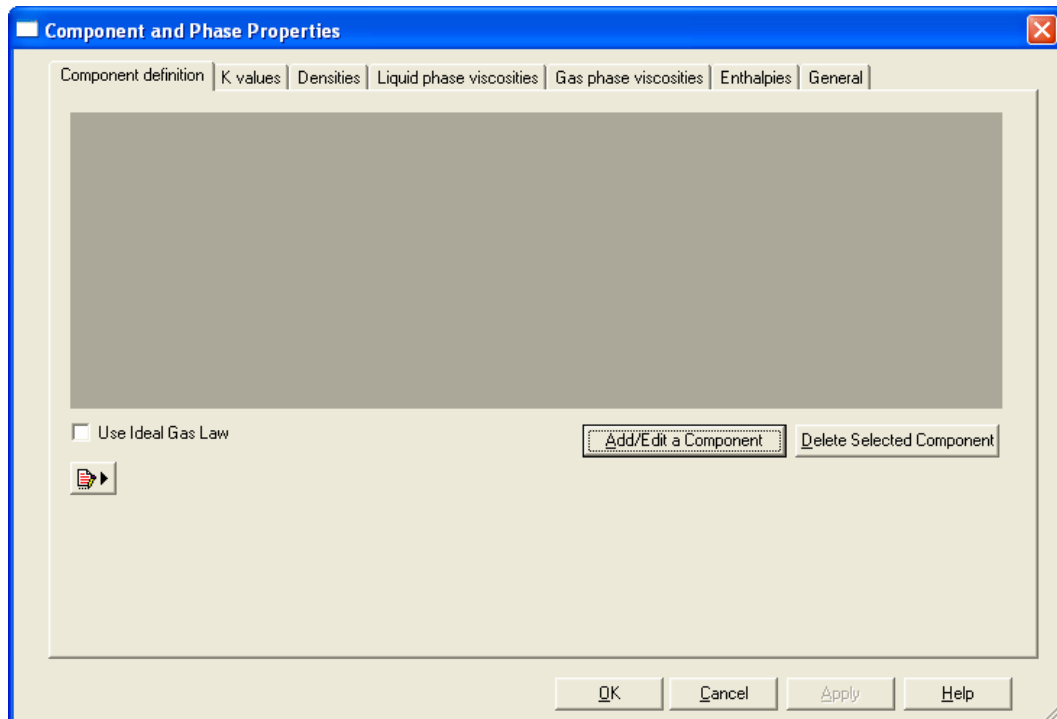


Figura A.11. Definición de un componente

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

#	Component	Aqueous	Oleic	Gaseous	Solid	PCrit	TCrit	MW
						psi	F	lb/lbmole
1	H2O	Reference p...		K-value partiti...		3197.79	705.47	18.015
2	Aceite		Reference p...			0	0	780

Figura A.13. Densidades de los componentes

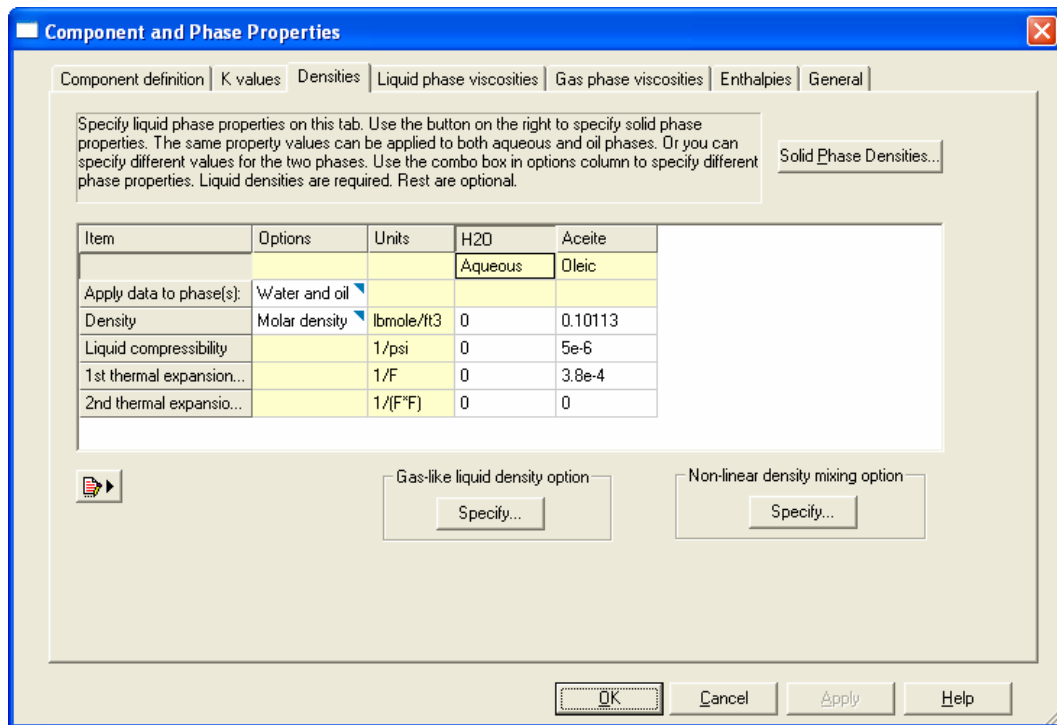
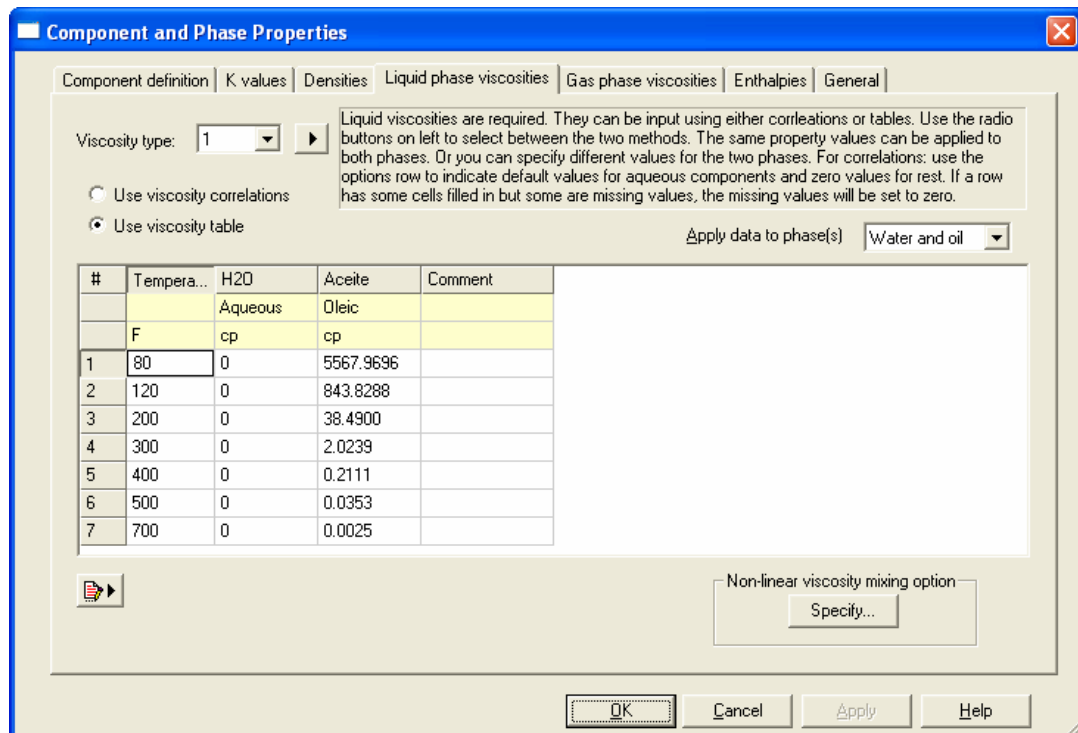


Figura A.14. Viscosidades de los componentes en función de la temperatura



## 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 SAGD se deben utilizar dos pozos, uno inyector y otro productor, los cuales deben estar ubicados de manera paralela, a diferentes profundidades. 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 seis pozos verticales que se usan para la explotación en frío del yacimiento. Debe nombrarse cada pozo (Vertical 1, Vertical 2, etc.), establecerse como productor (*Producer*) y su fecha de apertura (2005-06-01). 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 (300psi). Además, debe definirse otra restricción, como la tasa de producción, por ejemplo, puesto que el simulador requiere dos condiciones para llevar a cabo la corrida.

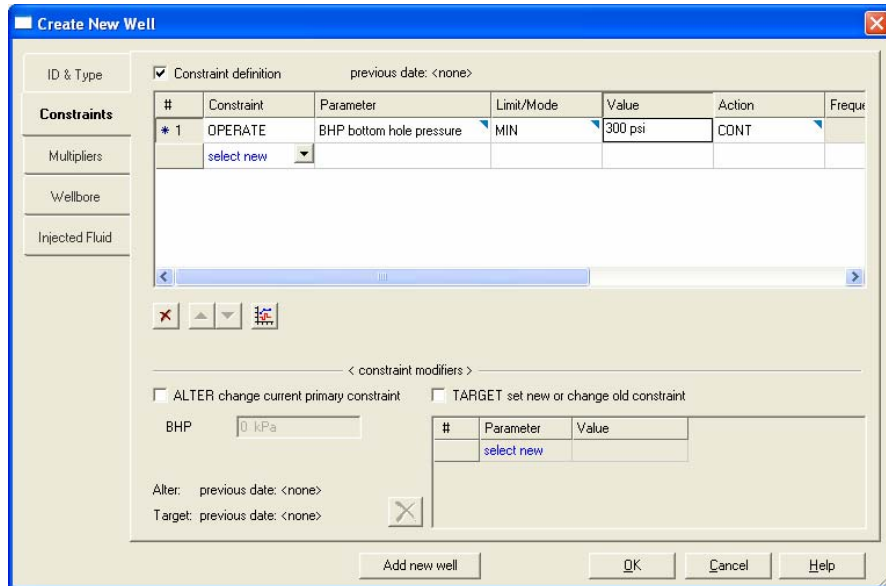
Figura A.15. Creación de un nuevo pozo

The screenshot shows the 'Create New Well' dialog box. It features a sidebar on the left with tabs for 'ID & Type', 'Constraints', 'Multipliers', 'Wellbore', and 'Injected Fluid'. The main area contains the following fields and options:

- Name:** A text input field containing 'Well-1'. A note states: 'Enter a single well name or a comma (,) separated list of names. The name is used as a base and numbers are appended.'
- Add multiple wells numbered:** A checkbox that is currently unchecked. Next to it is a range of '1 through 10'.
- Type:** A dropdown menu set to 'PRODUCER'.
- Group:** A dropdown menu set to '<None>'. A note states: '3rd or 2nd level group with no other groups attached to it'.
- Fraction:** A checkbox that is unchecked, followed by a text input field containing '0'. A note states: 'use to multiply well rates and index'.
- Well definition date & time:** A section containing a calendar icon, 'Simulation start date: 2005-06-01', 'Date (Y-M-D): 2005-06-01', and 'Time (day): 0'.
- Drilling schedule:** A checkbox 'Add wells using a drilling schedule of 1 wells every 2 months.' which is unchecked.

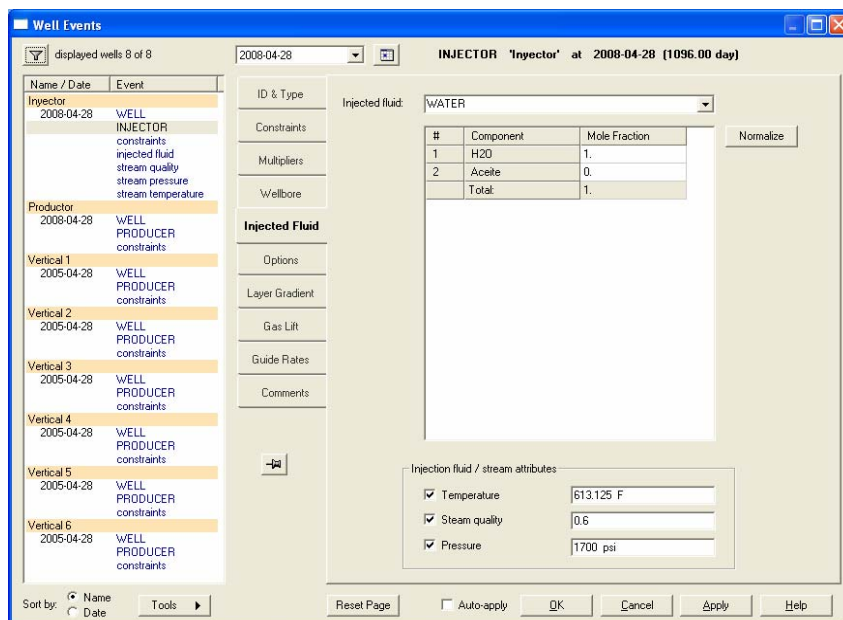
At the bottom of the dialog are four buttons: 'Add new well', 'OK', 'Cancel', and 'Help'.

Figura A.16. Definición de las condiciones de operación



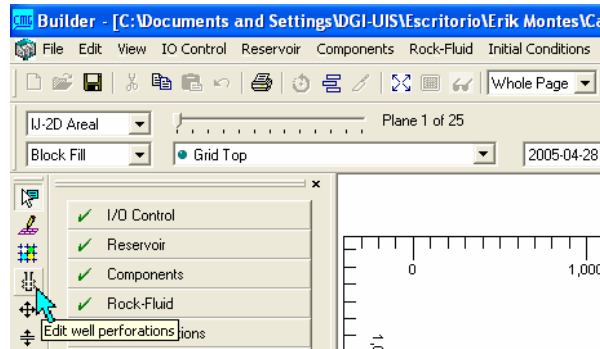
Posteriormente, deben crearse los dos pozos horizontales, siguiendo las mismas indicaciones dadas anteriormente. Para el caso del pozo inyector, en la opción *Well events* y la pestaña *Injected Fluid*, deben definirse las características del fluido inyectado, en cuanto a composición (utilizando los componentes que se crearon anteriormente), presión, temperatura y calidad. En la figura A.17. se observa que, para este caso, el fluido es agua (vapor), a 613°F y 1700psi, y con una calidad de 0,6.

Figura A.17. Definición del fluido inyectado



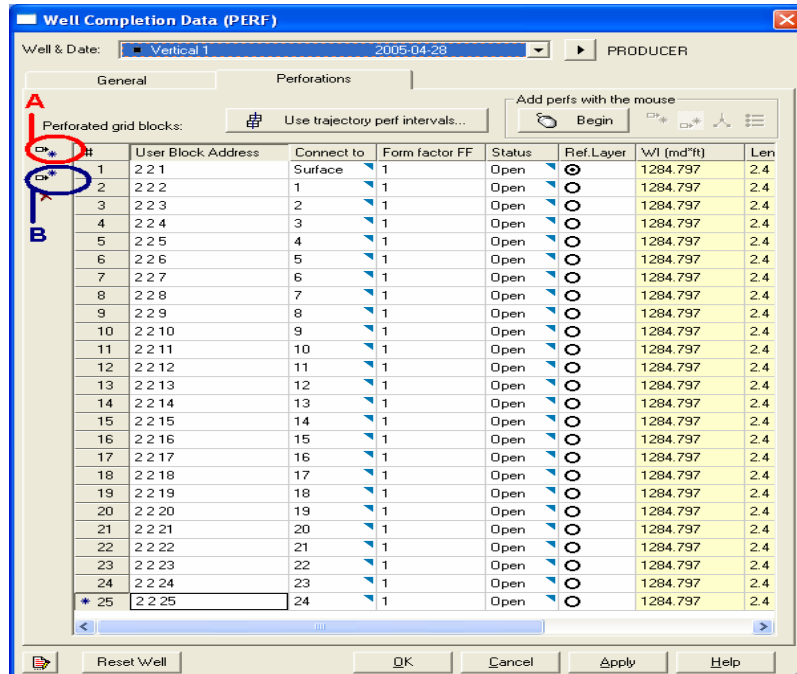
**A.6.2. Agregar perforaciones.** Si bien el simulador ya posee la definición de los pozos, de sus condiciones de operación y de sus fechas de inicio, no existen datos acerca de las trayectorias que éstos poseen, por lo que éstas deben establecerse. En primer lugar, haga clic en el botón *Edit well perforations*,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

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



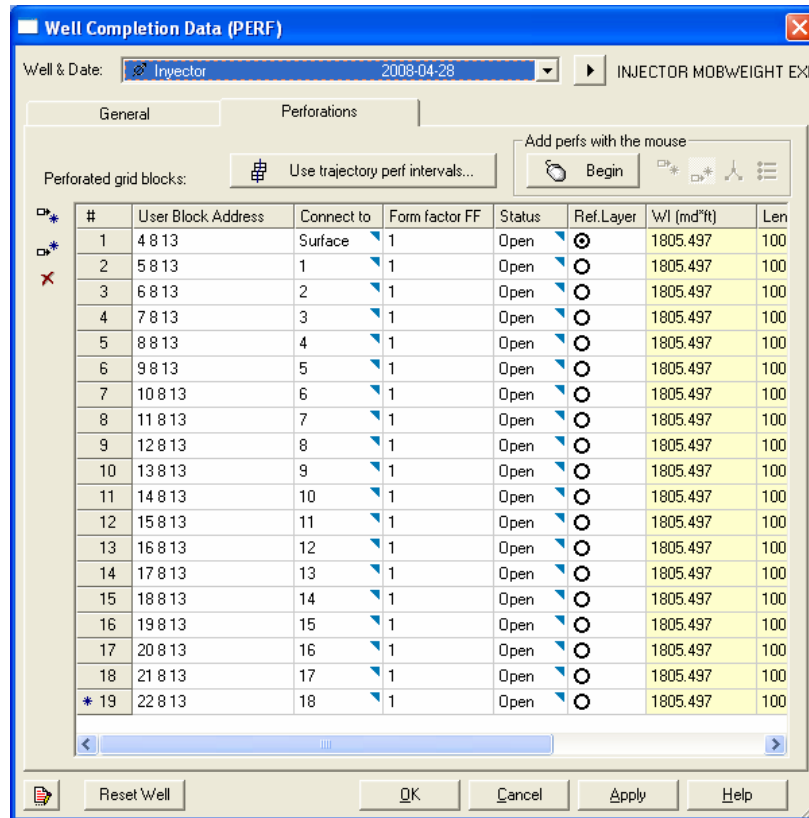
Una vez que se ha hecho clic en este botón, se llegará a una ventana (figura A.19) en la cual se pueden crear las perforaciones. Primero, seleccione el pozo deseado en la parte superior de la ventana (en este caso, Vertical 1), haga clic en el botón resaltado con la letra A en la figura, para establecer 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*. Para el caso de los pozos horizontales, la trayectoria se define de la misma manera, sólo que en estos se mantiene constante la coordenada *z*, 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

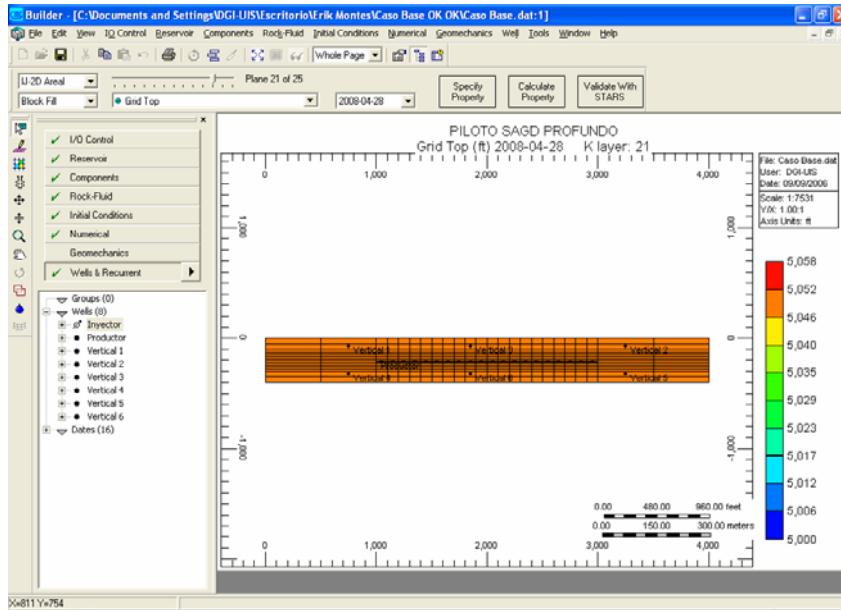
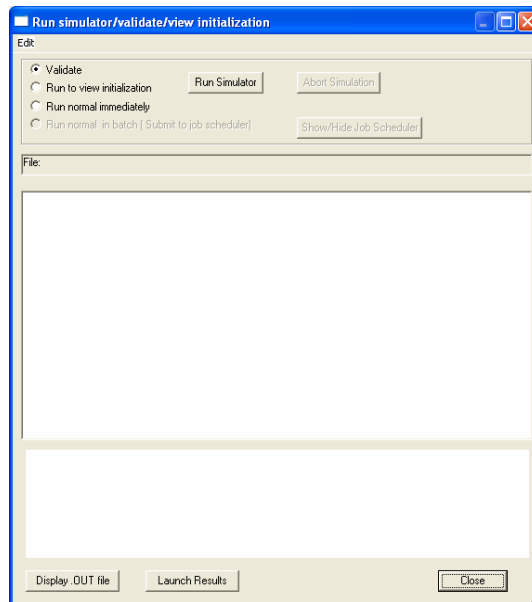


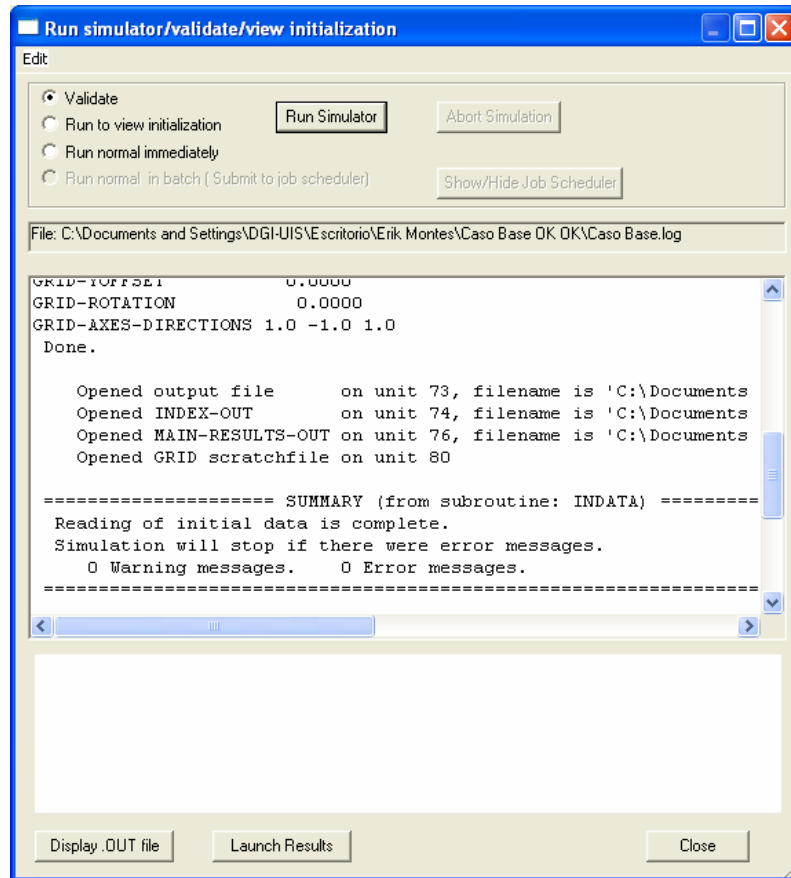
Figura A.22. Ventana de validación



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

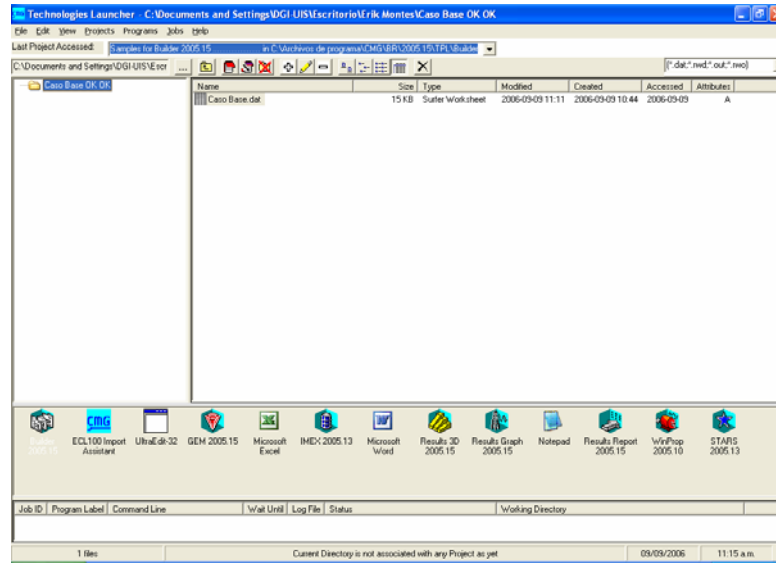
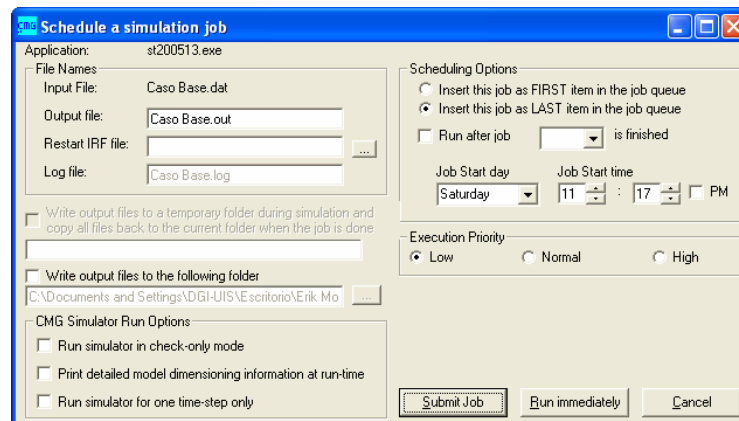


Figura A.25. Botón del STARS



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 (Caso Base.out), 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 una hora 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 DEL PROCESO SAGD**

\*\* 01/06/2005, 15:03:53, Administrador  
RESULTS SIMULATOR STARS 200410

INUNIT FIELD  
TITLE1 'PILOTO SAGD PROFUNDO'  
TITLE2 'Pozos horizontales'  
TITLE3 'GRM - UIS'  
WSRF WELL 1  
WSRF GRID TIME  
WSRF SECTOR TIME  
OUTSRF GRID CCHLOSS CCHLOSS HEATCAP KRO KRW OBHLOSS PRES SG SO SW  
TEMP  
VISO  
OUTSRF WELL LAYER NONE  
WPRN GRID 0  
OUTPRN GRID CCHLOSS CCHLOSSCUM HEATCAP KRO KRW OBHLOSS PRES SO SW  
TEMP VISO  
  
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 24 14 25  
KDIR DOWN  
DI IVAR  
2\*500 20\*100 2\*500  
DJ JVAR  
2\*50 10\*20 2\*50  
DK ALL  
8400\*2.4  
DTOP  
336\*5000  
\*\*\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1  
\*\*\$ 0 = null block, 1 = active block  
NULL CON 1  
\*\*\$ Property: Porosity Max: 0.17683 Min: 0.17683  
POR CON 0.17683  
\*\*\$ Property: Permeability I (md) Max: 471.15 Min: 471.15  
PERMI CON 471.15  
PERMJ EQUALSI  
PERMK EQUALSI \* 0.3  
\*\*\$ Property: Pinchout Array Max: 1 Min: 1  
\*\*\$ 0 = pinched block, 1 = active block  
PINCHOUTARRAY CON 1  
END-GRID  
ROCKTYPE 1

CPOR 3e-4  
 ROCKCP 26.9 0  
 THCONR 0.9672  
 THCONW 0.145657  
 THCONO 0.066  
 THCONMIX SIMPLE  
 \*\*\$ Model and number of components  
 MODEL 2 2 2 1  
 COMPNAME 'H2O' 'Aceite'  
 CMM  
 18.015 780  
 PCRIT  
 3197.79 0  
 TCRIT  
 705.47 0  
 MOLDEN  
 0 0.10113  
 CP  
 0 5e-6  
 CT1  
 0 3.8e-4  
 CT2  
 0 0  
 VISCTABLE  
 \*\*\$ temp  
     80    0 5567.9696  
    120    0 843.8288  
    200    0 38.4900  
    300    0 2.0239  
    400    0 0.2111  
    500    0 0.0353  
    700    0 0.0025  
 ROCKFLUID  
 RPT 1 WATWET  
 SWT  
 \*\*\$ Sw    krw    krow    Pcow  
     0.19    0 0.72163756    2  
     0.25 0.000476169 0.592016969 1.579795939  
     0.296 0.001491816 0.498127095 1.234953704  
     0.35 0.004216209 0.395290844 0.773497386  
     0.4 0.009182872 0.308330831 0.5826084  
     0.45 0.017733773 0.230347692 0.453743721  
     0.5 0.031361148 0.162206849 0.362823101  
     0.55 0.051854033 0.104603174 0.296376043  
     0.6 0.081309177 0.058050069 0.246399972  
     0.65 0.122141007 0.022922745 0.207903385  
     0.7 0.177090791    0 0.177644918  
 SLT  
 \*\*\$ Sl    krg    krog  
     0.49 0.199842442    0  
     0.6 0.138810542 0.03357099  
     0.7 0.090160092 0.122353773

0.8 0.049076938 0.266625796  
0.9 0.017351318 0.466387058  
0.97 0 0.72163756

INITIAL  
VERTICAL DEPTH\_AVE

INITREGION 1  
REFPRES 2000  
REFDEPTH 5000  
\*\*\$ Property: Pressure (psi) Max: 2000 Min: 2000  
PRES CON 2000  
\*\*\$ Property: Temperature (F) Max: 198 Min: 198  
TEMP CON 198  
\*\*\$  
\*\*

NUMERICAL  
RUN  
DATE 2005 4 28  
DTWELL 0.1  
\*\*\$  
WELL 'Vertical 1'  
PRODUCER 'Vertical 1'  
OPERATE MIN BHP 1300. CONT  
OPERATE MAX STL 500. CONT  
\*\*\$ rad geofac wfrac skin  
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
PERF GEO 'Vertical 1'  
\*\*\$ UBA ff Status Connection  
2 2 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER  
2 2 2 1. OPEN FLOW-TO 1  
2 2 3 1. OPEN FLOW-TO 2  
2 2 4 1. OPEN FLOW-TO 3  
2 2 5 1. OPEN FLOW-TO 4  
2 2 6 1. OPEN FLOW-TO 5  
2 2 7 1. OPEN FLOW-TO 6  
2 2 8 1. OPEN FLOW-TO 7  
2 2 9 1. OPEN FLOW-TO 8  
2 2 10 1. OPEN FLOW-TO 9  
2 2 11 1. OPEN FLOW-TO 10  
2 2 12 1. OPEN FLOW-TO 11  
2 2 13 1. OPEN FLOW-TO 12  
2 2 14 1. OPEN FLOW-TO 13  
2 2 15 1. OPEN FLOW-TO 14  
2 2 16 1. OPEN FLOW-TO 15  
2 2 17 1. OPEN FLOW-TO 16  
2 2 18 1. OPEN FLOW-TO 17  
2 2 19 1. OPEN FLOW-TO 18  
2 2 20 1. OPEN FLOW-TO 19  
2 2 21 1. OPEN FLOW-TO 20  
2 2 22 1. OPEN FLOW-TO 21  
2 2 23 1. OPEN FLOW-TO 22

```

2 2 24 1. OPEN FLOW-TO 23
2 2 25 1. OPEN FLOW-TO 24
**$
WELL 'Vertical 2'
PRODUCER 'Vertical 2'
OPERATE MIN BHP 1300. CONT
OPERATE MAX STL 500. CONT
**$    rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'Vertical 2'
**$ UBA    ff Status Connection
23 2 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
23 2 2 1. OPEN FLOW-TO 1
23 2 3 1. OPEN FLOW-TO 2
23 2 4 1. OPEN FLOW-TO 3
23 2 5 1. OPEN FLOW-TO 4
23 2 6 1. OPEN FLOW-TO 5
23 2 7 1. OPEN FLOW-TO 6
23 2 8 1. OPEN FLOW-TO 7
23 2 9 1. OPEN FLOW-TO 8
23 2 10 1. OPEN FLOW-TO 9
23 2 11 1. OPEN FLOW-TO 10
23 2 12 1. OPEN FLOW-TO 11
23 2 13 1. OPEN FLOW-TO 12
23 2 14 1. OPEN FLOW-TO 13
23 2 15 1. OPEN FLOW-TO 14
23 2 16 1. OPEN FLOW-TO 15
23 2 17 1. OPEN FLOW-TO 16
23 2 18 1. OPEN FLOW-TO 17
23 2 19 1. OPEN FLOW-TO 18
23 2 20 1. OPEN FLOW-TO 19
23 2 21 1. OPEN FLOW-TO 20
23 2 22 1. OPEN FLOW-TO 21
23 2 23 1. OPEN FLOW-TO 22
23 2 24 1. OPEN FLOW-TO 23
23 2 25 1. OPEN FLOW-TO 24
**$
WELL 'Vertical 3'
PRODUCER 'Vertical 3'
OPERATE MIN BHP 1300. CONT
OPERATE MAX STL 500. CONT
**$    rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'Vertical 3'
**$ UBA    ff Status Connection
11 2 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
11 2 2 1. OPEN FLOW-TO 1
11 2 3 1. OPEN FLOW-TO 2
11 2 4 1. OPEN FLOW-TO 3
11 2 5 1. OPEN FLOW-TO 4
11 2 6 1. OPEN FLOW-TO 5
11 2 7 1. OPEN FLOW-TO 6

```

```

11 2 8 1. OPEN FLOW-TO 7
11 2 9 1. OPEN FLOW-TO 8
11 2 10 1. OPEN FLOW-TO 9
11 2 11 1. OPEN FLOW-TO 10
11 2 12 1. OPEN FLOW-TO 11
11 2 13 1. OPEN FLOW-TO 12
11 2 14 1. OPEN FLOW-TO 13
11 2 15 1. OPEN FLOW-TO 14
11 2 16 1. OPEN FLOW-TO 15
11 2 17 1. OPEN FLOW-TO 16
11 2 18 1. OPEN FLOW-TO 17
11 2 19 1. OPEN FLOW-TO 18
11 2 20 1. OPEN FLOW-TO 19
11 2 21 1. OPEN FLOW-TO 20
11 2 22 1. OPEN FLOW-TO 21
11 2 23 1. OPEN FLOW-TO 22
11 2 24 1. OPEN FLOW-TO 23
11 2 25 1. OPEN FLOW-TO 24
**$
WELL 'Vertical 4'
PRODUCER 'Vertical 4'
OPERATE MIN BHP 1300. CONT
OPERATE MAX STL 500. CONT
**$ rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'Vertical 4'
**$ UBA ff Status Connection
2 13 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
2 13 2 1. OPEN FLOW-TO 1
2 13 3 1. OPEN FLOW-TO 2
2 13 4 1. OPEN FLOW-TO 3
2 13 5 1. OPEN FLOW-TO 4
2 13 6 1. OPEN FLOW-TO 5
2 13 7 1. OPEN FLOW-TO 6
2 13 8 1. OPEN FLOW-TO 7
2 13 9 1. OPEN FLOW-TO 8
2 13 10 1. OPEN FLOW-TO 9
2 13 11 1. OPEN FLOW-TO 10
2 13 12 1. OPEN FLOW-TO 11
2 13 13 1. OPEN FLOW-TO 12
2 13 14 1. OPEN FLOW-TO 13
2 13 15 1. OPEN FLOW-TO 14
2 13 16 1. OPEN FLOW-TO 15
2 13 17 1. OPEN FLOW-TO 16
2 13 18 1. OPEN FLOW-TO 17
2 13 19 1. OPEN FLOW-TO 18
2 13 20 1. OPEN FLOW-TO 19
2 13 21 1. OPEN FLOW-TO 20
2 13 22 1. OPEN FLOW-TO 21
2 13 23 1. OPEN FLOW-TO 22
2 13 24 1. OPEN FLOW-TO 23
2 13 25 1. OPEN FLOW-TO 24

```

```

**$
WELL 'Vertical 5'
PRODUCER 'Vertical 5'
OPERATE MIN BHP 1300. CONT
OPERATE MAX STL 500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'Vertical 5'
**$ UBA      ff Status Connection
  23 13 1  1. OPEN  FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
  23 13 2  1. OPEN  FLOW-TO 1
  23 13 3  1. OPEN  FLOW-TO 2
  23 13 4  1. OPEN  FLOW-TO 3
  23 13 5  1. OPEN  FLOW-TO 4
  23 13 6  1. OPEN  FLOW-TO 5
  23 13 7  1. OPEN  FLOW-TO 6
  23 13 8  1. OPEN  FLOW-TO 7
  23 13 9  1. OPEN  FLOW-TO 8
  23 13 10 1. OPEN  FLOW-TO 9
  23 13 11 1. OPEN  FLOW-TO 10
  23 13 12 1. OPEN  FLOW-TO 11
  23 13 13 1. OPEN  FLOW-TO 12
  23 13 14 1. OPEN  FLOW-TO 13
  23 13 15 1. OPEN  FLOW-TO 14
  23 13 16 1. OPEN  FLOW-TO 15
  23 13 17 1. OPEN  FLOW-TO 16
  23 13 18 1. OPEN  FLOW-TO 17
  23 13 19 1. OPEN  FLOW-TO 18
  23 13 20 1. OPEN  FLOW-TO 19
  23 13 21 1. OPEN  FLOW-TO 20
  23 13 22 1. OPEN  FLOW-TO 21
  23 13 23 1. OPEN  FLOW-TO 22
  23 13 24 1. OPEN  FLOW-TO 23
  23 13 25 1. OPEN  FLOW-TO 24
**$
WELL 'Vertical 6'
PRODUCER 'Vertical 6'
OPERATE MIN BHP 1300. CONT
OPERATE MAX STL 500. CONT
**$      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.
PERF GEO 'Vertical 6'
**$ UBA      ff Status Connection
  11 13 1  1. OPEN  FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
  11 13 2  1. OPEN  FLOW-TO 1
  11 13 3  1. OPEN  FLOW-TO 2
  11 13 4  1. OPEN  FLOW-TO 3
  11 13 5  1. OPEN  FLOW-TO 4
  11 13 6  1. OPEN  FLOW-TO 5
  11 13 7  1. OPEN  FLOW-TO 6
  11 13 8  1. OPEN  FLOW-TO 7
  11 13 9  1. OPEN  FLOW-TO 8

```

11 13 10 1. OPEN FLOW-TO 9  
11 13 11 1. OPEN FLOW-TO 10  
11 13 12 1. OPEN FLOW-TO 11  
11 13 13 1. OPEN FLOW-TO 12  
11 13 14 1. OPEN FLOW-TO 13  
11 13 15 1. OPEN FLOW-TO 14  
11 13 16 1. OPEN FLOW-TO 15  
11 13 17 1. OPEN FLOW-TO 16  
11 13 18 1. OPEN FLOW-TO 17  
11 13 19 1. OPEN FLOW-TO 18  
11 13 20 1. OPEN FLOW-TO 19  
11 13 21 1. OPEN FLOW-TO 20  
11 13 22 1. OPEN FLOW-TO 21  
11 13 23 1. OPEN FLOW-TO 22  
11 13 24 1. OPEN FLOW-TO 23  
11 13 25 1. OPEN FLOW-TO 24  
DATE 2006 4 28  
DATE 2007 4 28  
DATE 2008 4 28  
\*\*\$  
WELL 'Inyector'  
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'  
INCOMP WATER 1. 0.  
TINJW 613.125  
QUAL 0.6  
PINJW 1700.  
OPERATE MAX BHP 1700. CONT  
OPERATE MAX STW 362. CONT  
\*\*\$ rad geofac wfrac skin  
GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
PERF GEO 'Inyector'  
\*\*\$ UBA ff Status Connection  
4 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
5 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 1  
6 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 2  
7 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 3  
8 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 4  
9 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 5  
10 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 6  
11 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 7  
12 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 8  
13 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 9  
14 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 10  
15 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 11  
16 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 12  
17 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 13  
18 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 14  
19 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 15  
20 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 16  
21 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 17  
22 8 13 1. OPEN FLOW-FROM 18  
\*\*\$

WELL 'Productor'  
 PRODUCER 'Productor'  
 OPERATE MIN BHP 300. CONT  
 OPERATE MAX STL 2000. CONT  
 \*\*\$ rad geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K 0.28 0.249 1. 0.  
 PERF GEO 'Productor'  
 \*\*\$ UBA ff Status Connection  
 3 8 21 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER  
 4 8 21 1. OPEN FLOW-TO 1  
 5 8 21 1. OPEN FLOW-TO 2  
 6 8 21 1. OPEN FLOW-TO 3  
 7 8 21 1. OPEN FLOW-TO 4  
 8 8 21 1. OPEN FLOW-TO 5  
 9 8 21 1. OPEN FLOW-TO 6  
 10 8 21 1. OPEN FLOW-TO 7  
 11 8 21 1. OPEN FLOW-TO 8  
 12 8 21 1. OPEN FLOW-TO 9  
 13 8 21 1. OPEN FLOW-TO 10  
 14 8 21 1. OPEN FLOW-TO 11  
 15 8 21 1. OPEN FLOW-TO 12  
 16 8 21 1. OPEN FLOW-TO 13  
 17 8 21 1. OPEN FLOW-TO 14  
 18 8 21 1. OPEN FLOW-TO 15  
 19 8 21 1. OPEN FLOW-TO 16  
 20 8 21 1. OPEN FLOW-TO 17  
 21 8 21 1. OPEN FLOW-TO 18  
 22 8 21 1. OPEN FLOW-TO 19  
 DATE 2009 4 28  
 DATE 2010 4 28  
 DATE 2011 4 28  
 DATE 2012 4 28  
 DATE 2013 4 28  
 DATE 2014 4 28  
 DATE 2015 4 28  
 DATE 2016 4 28  
 DATE 2017 4 28  
 DATE 2018 4 28  
 DATE 2019 4 28  
 DATE 2020 4 28  
 STOP

RESULTS SPEC 'Permeability I'  
 RESULTS SPEC SPECNOTCALCVL 0  
 RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
 RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
 RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
 RESULTS SPEC PORTYPE 1  
 RESULTS SPEC CON 471.15  
 RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability K'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC EQUALSI 1 0.3  
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 2000  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Permeability J'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC EQUALSI 0 1  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Porosity'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 0.17683  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Temperature'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0  
RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 198  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Thickness'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0

RESULTS SPEC REGION 'All Layers (Whole Grid)'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 0  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 0  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 2.4  
RESULTS SPEC STOP

RESULTS SPEC 'Grid Top'  
RESULTS SPEC SPECNOTCALCVAL 0  
RESULTS SPEC REGION 'Layer 1 - Whole layer'  
RESULTS SPEC REGIONTYPE 1  
RESULTS SPEC LAYERNUMB 1  
RESULTS SPEC PORTYPE 1  
RESULTS SPEC CON 5000  
RESULTS SPEC STOP