



**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO  
CONVENCIONALES PARA LA EXTRACCIÓN DEL BITUMEN EN ZONAS  
POTENCIALES IDENTIFICADAS DE COLOMBIA**

**BYRON DE JESUS MARIN MENDEZ**

**VICTOR JAVIER CAUSIL VERA**

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

**2015**



**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA LA EXTRACCIÓN DEL BITUMEN EN ZONAS POTENCIALES IDENTIFICADAS EN COLOMBIA.**

**BYRON DE JESUS MARIN MENDEZ**

**VICTOR JAVIER CAUSIL VERA**

**Trabajo de grado como requisito para optar el título de:**

**INGENIERO DE PETROLEOS**

**DIRECTOR**

**ING. JULIO CESAR PEREZ ANGULO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2015**

## AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto de grado, especialmente a:

El ingeniero Julio Cesar Pérez Angulo, por su apoyo y orientación durante el desarrollo de este trabajo de grado, y por la confianza brindada en este periodo.

El ingeniero Jorge Mario Palma Bustamente, por su apoyo y orientación durante el desarrollo de este proyecto de grado.

A nuestra querida sede de Barrancabermeja por permitirnos hacer nuestros primeros pasos en nuestra carrera.

A nuestra querida Universidad Industrial de Santander, por habernos permitido formarnos como profesionales, pero sobre todo como personas que buscan el bien para la sociedad. De igual forma agradecemos a todos y cada uno de los profesores que compartieron sus conocimientos con nosotros a lo largo de nuestra carrera.

## DEDICATORIA

*A Dios principalmente, quien gracias a el derramo bendiciones sobre mi para cumplir con mis objetivos y guiarme por los buenos caminos.*

*A mi padre y madre por el cariño, amor y apoyo incondicional el cual me llevo a salir adelante para no dejarme vencer a pesar de las situaciones e inculcándome los buenos valores para ser una gran persona. A mi familia que es la fuente de unión en contribuir con fortaleza para luchar como grupo. A mi tia Eusiris Vera por ayudarme a pesar de las circunstancias a cuidar a mi madre.*

*A Erminda y Maria por brindarme apoyo y orientarme en los buenos caminos. A mis hermanos Jeisson, Feimis y Faenis por ser lo más lindo que aparecieron durante mi etapa de formación.*

*A Furi Lizeth por ser el amor de mi vida, que apareció en mi mundo brindándome amor, apoyo y hacerme feliz. Gracias por ser esa flor que florece todas las mañanas en mi jardín. A mi primo Abel por estar ahí apoyándome en los buenos y malos momentos.*

*Victor Javier Pausil Vera*

## DEDICATORIA

*Gracias primero que todo a Dios, por permitirme levantarme cada día con ganas de dar lo mejor de mí para saber llevar el día a día. En manos de él pongo mis nuevas metas porque sé que sin la ayuda de él este pequeño paso no se hubiese podido hacer realidad.*

*A mi madre, hermana, Abuela y tíos por su apoyo incondicional a lo largo de mi carrera, porque ellos son la razón por la cual me esfuerzo cada día por salir adelante.*

*A mis amigos Amado, Benja, Richard, Jose Alfonso, Jose Mendez, Pausil, Alberto, Ana, Lucia, Aguachica, Luis Eduardo, Dairo, por su apoyo y principalmente por su amistad en estos años de esfuerzo, sacrificio ayudando en mi crecimiento personal.*

*Byron de Jesús Martín Méndez*

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION .....	19
1. ARENAS BITUMINOSAS .....	21
1.1 RESERVAS MUNDIALES DE ARENAS BITUMINOSAS. ....	22
1.1.2. VENEZUELA.....	22
1.1.3. CANADA.....	23
1.2. PRINCIPALES PAISES EXPLOTADORES.....	23
1.3. PROSPECTIVA DE PRODUCCION .....	24
1.4. ARENAS BITUMINOSAS EN COLOMBIA.....	25
2. METODOS DE EXTRACCION DEL BITUMEN.....	26
2.1. MINERIA DE SUPERFICIE .....	27
2.2. Producción de crudo pesado en frio. CHOPS.....	28
2.3. Inyección de aire desde la punta hasta el talón. THAI.....	30
2.4. Drenaje gravitacional asistido por vapor. SAGD.....	33
2.6. Extracción de vapor. VAPEX. ....	39
2.7. METODOS DE EXTRACCION NO CONVENCIONALES.....	42
3. Selección de los métodos para la extracción de bitumen en las zonas potenciales de arenas bituminosas en Colombia.....	44
3.1. Características de los depósitos de arenas bituminosas en Colombia. ....	44
3.1.1. Características depósitos potenciales para la técnica de minería en superficie .....	45
3.1.2 Características depósitos potenciales para la aplicación de métodos .....	48

3.2.	Análisis comparativo con otros yacimientos de bitumen .....	50
3.3	Métodos de recobro seleccionados para la aplicación en las zonas potenciales de Colombia.....	51
4.	Simulación de los métodos seleccionados para la aplicación en las zonas potenciales de Colombia.....	52
4.1.	Simulación proceso de drenaje gravitacional SAGD.....	56
4.1.1	Modelamiento de pozos mediante FLEXWELL.....	56
4.1.4.	Análisis tasas de inyección y producción .....	59
4.1.5.	Producción de aceite.....	62
4.1.6.	Presión del yacimiento .....	63
4.1.7.	Producción acumulada de aceite .....	64
4.1.8.	Variación del caso base a diferentes porosidades. ....	65
4.2.	Simulación proceso inyección cíclica de vapor CSS .....	68
4.2.1	Análisis de los tiempos de los periodos de inyección, remojo y producción para la inyección cíclica de vapor CSS. ....	69
4.2.2.	Tiempos de inyección .....	69
4.2.3.	Tiempos de producción .....	71
4.2.4.	Análisis de la Tasa de inyección modelo base .....	72
4.2.5.	Análisis tasa de producción modelo base .....	74
4.2.6.	Variación del caso base a distintas porosidades.....	75
5.	CONCLUSIONES.....	77
6.	RECOMENDACIONES .....	79
	BIBLIOGRAFIA.....	80
	ANEXOS.....	83

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Total de reservas de hidrocarburos en el mundo .....	21
<b>Figura 2.</b> Países con reservas de arenas bituminosas. ....	22
<b>Figura 3.</b> Depósitos de Bitumen en Canadá. ....	24
<b>Figura 4.</b> Arenas bituminosas en Colombia. ....	25
<b>Figura 5.</b> Mapa conceptual de los métodos para la extracción de bitumen.....	26
<b>Figura 6.</b> Configuración proceso minería de superficie.....	27
<b>Figura 7.</b> Configuración proceso CHOPS.....	29
<b>Figura 8.</b> Configuración del proceso THAI.....	31
<b>Figura 9.</b> Cámara de vapor y configuración proceso.....	34
<b>Figura 10.</b> Configuración proceso CSS.....	37
<b>Figura 11.</b> Configuración proceso VAPEX.....	39
<b>Figura 12.</b> Configuración proceso N-Solv.....	42
<b>Figura 13.</b> Columna estratigráfica de la formación analizada.....	46
<b>Figura 14.</b> Dimensiones del grid SAGD.....	52
<b>Figura 15.</b> Viscosidad vs presión.....	54
<b>Figura 16.</b> Viscosidad vs temperatura.....	55
<b>Figura 17.</b> Curva de permeabilidad relativa.....	55
<b>Figura 18.</b> Curva de permeabilidad relativa.....	56

<b>Figura 19.</b> Etapa de inicialización SAGD.....	57
<b>Figura 20.</b> Etapa de inicialización caso base. SAGD.....	58
<b>Figura 21.</b> Saturación de aceite etapa de inicialización. SAGD.....	58
<b>Figura 22.</b> Etapa de desarrollo SAGD.....	59
<b>Figura 23.</b> Factor de recobro según Tasa de inyección. SAGD.....	60
<b>Figura 24.</b> Factor de recobro según tasa de producción. SAGD.....	61
<b>Figura 25.</b> Tasa de producción Diaria de aceite. SAGD.....	62
<b>Figura 26.</b> Presión del yacimiento. SAGD.....	63
<b>Figura 27.</b> Producción acumulada de aceite. SAGD.....	64
<b>Figura 28.</b> Cámara de vapor al final del proceso. SAGD.....	64
<b>Figura 29.</b> Factor de recobro bajo distintas porosidades. SAGD.....	65
<b>Figura 30.</b> Cámara de vapor porosidad 0.26. SAGD.....	66
<b>Figura 31.</b> Cámara de vapor porosidad 0.24. SAGD.....	66
<b>Figura 32.</b> Cámara de vapor porosidad 0.28. SAGD.....	67
<b>Figura 33.</b> Dimensiones Grid CSS.....	68
<b>Figura 34.</b> Factor de recobro periodos de inyección CSS.....	70
<b>Figura 35.</b> Factor de recobro periodos de producción CSS.....	72
<b>Figura 36.</b> Factor de recobro tasas de inyección CSS.....	73
<b>Figura 37.</b> Factor de recobro tasas de producción. CSS.....	74
<b>Figura 38.</b> Factor de recobro bajo distintas porosidades CSS.....	76

## LISTA DE TABLAS.

	Pág.
<b>Tabla 1:</b> producción de bitumen en Canadá.....	24
<b>Tabla 3.</b> Screening para la implementación de CHOPS.....	30
<b>Tabla 3.</b> Screening proceso THAI.....	32
<b>Tabla 4.</b> Screening proceso SAGD.....	35
<b>Tabla 5.</b> Screening proceso CSS.....	38
<b>Tabla 6.</b> Screening proceso VAPEX.....	41
<b>Tabla 7:</b> Factores a tener en cuenta en la elección de un método para la recuperación de arenas bituminosas.....	43
<b>Tabla 8.</b> Tecnología de recobro para las distintas zonas de bitumen.....	45
<b>Tabla 9.</b> Datos porosidad y permeabilidad.....	47
<b>Tabla 10.</b> Potencial de arenas bituminosas.....	48
<b>Tabla 11.</b> Reservas recobrables según método de extracción.....	49
<b>Tabla 12.</b> Profundidades de yacimientos de arenas bituminosas en Canadá.....	50
<b>Tabla 13.</b> Dimensiones del grid.....	52
<b>Tabla14.</b> Propiedades petrofísicas del modelo.....	53
<b>Tabla15.</b> Propiedades del fluido del modelo.....	53
<b>Tabla 16.</b> Data de las curvas de permeabilidad relativa.....	54
<b>Tabla 17.</b> Diámetros Tuberías. SAGD.....	56

<b>Tabla 18.</b> Constraints etapa de inicialización. SAGD.....	57
<b>Tabla 19.</b> Constraint etapa de desarrollo. SAGD.....	61
<b>Tabla 20.</b> Variación tiempos de inyección. CSS.....	70
<b>Tabla 21.</b> Variación tiempos de producción. CSS.....	71
<b>Tabla 22.</b> Variación tasa de inyección. CSS.....	72
<b>Tabla 23</b> Constraints utilizados para la variación de porosidad.....	75
<b>Tabla 24.</b> Tasas y tiempo utilizados para la variación de porosidad.....	75

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>ANEXO A. GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA FLEXWELL DEL SIMULADOR START DE LA COMPAÑÍA CMG.....</b>	<b>83</b>

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION TECNICA DE LOS METODOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES PARA LA EXTRACCION DEL BITUMEN EN ZONAS POTENCIALES IDENTIFICADAS EN COLOMBIA.\*

**AUTORES:** BYRON DE JESUS MARIN MENDEZ, VICTOR JAVIER CAUSIL VERA. \*\*

**PALABRAS CLAVES:** SAGD, CSS, CAMARA DE VAPOR, METODOS, EXTRACCION, SIMULACIÓN NUMÉRICA, BITUMEN.

Los métodos de recobros son de gran importancia para la extracción de hidrocarburos en yacimientos que contienen crudo pesado, extra pesado y bitumen, es decir de poca gravedad API, el cual hoy en día es el recurso con mayor potencial a nivel mundial. Por esta razón es necesario aplicar técnicas óptimas que valoren que tan eficiente pueden ser para extraer este tipo de hidrocarburos. Canadá es uno de los países con mayor explotación de bitumen por lo que cuenta con la tecnología adecuada que facilitan la obtención de este hidrocarburo, y por esta razón brinda los conocimientos existentes para la aplicación en diferentes locaciones a nivel mundial. Colombia dispone de cantidades significativas de bitumen ubicadas en el Rio Nare, Florencia, Sogamoso, Rio Guejar y San Vicente. Este proyecto brindara una evaluación técnica de los métodos convencionales y no convencionales para la extracción de bitumen en zonas potenciales de Colombia que nos ayudara a escoger el mejor método para obtener este tipo de hidrocarburos analizando quien presente mayor recobro de este. Al valorar estos métodos se escoge los dos mejores y posteriormente simularlos en CMG, Los parámetros esenciales para simulación son las tasas de inyección y producción para SAGD e Inyección Cíclica, pero además para esta última también se tuvo en cuenta los periodos de producción, remojo y producción que serán un factor clave para el buen desarrollo del modelo. Comparando estos dos últimos métodos se tomara el que presente mejor factor de recobro con los mejores parámetros operacionales para cada modelo y de cierta forma tomarlo como la mejor opción para la aplicación de un proyecto asociado a este tipo de hidrocarburo, es decir el bitumen. Muchos beneficios tanto como técnicos y económicos se podrán obtener mediante la ejecución de un proyecto enfocado a las arenas bituminosas debido a que es el recurso con mayor potencial en el mundo.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad Físico- químicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director Ing. Julio Pérez Angulo

## ABSTRACT

**TITULO:** TECHNICAL EVALUATION OF CONVENTIONAL AND NON-CONVENTIONAL METHODS FOR THE EXTRACTION OF BITUMEN IN POTENTIAL AREAS IDENTIFIED IN COLOMBIA. \*

**AUTORES:** BYRON DE JESUS MARIN MENDEZ, VICTOR JAVIER CAUSIL VERA. \*\*

**PALABRAS CLAVES:** SAGD, CSS, CHAMBER OF STEAM, METHODS, EXTRACTION, NUMERICAL SIMULATION, OIL SAND.

Recoveries methods are of great importance for the extraction of hydrocarbon deposits containing heavy oil, bitumen and extra heavy oil, today it is the resource with the greatest potential worldwide, it is necessary to apply optimal techniques that assess how effective can be to extract these hydrocarbons, Canadá is one of the countries with greater exploitation of bitumen so it has the appropriate technology to facilitate the achievement of this hydrocarbon, and therefore provides existing knowledge for application in different locations worldwide. Colombia has significant amounts of bitumen located in Nare, Florence, Sogamoso, Rio and San Vicente Rio Guejar which can serve as a study for the evaluation of a project. This project provides a technical evaluation of conventional and unconventional methods for extracting bitumen in potential areas of Colombia to help us choose the best method for analyzing this type of hydrocarbon who present greater recovery of this. In assessing these methods the two best are chosen and then simulate them in CMG, Essential parameters for the simulation are the injection and production rates for SAGD and Cyclic injection, but also for the latter also took into account production periods, soaking and production that will be a key factor good development model, Comparing the last two methods is chosen which has better recovery factor with the best operational parameters for each model and somehow take it as the best choice for implementing a project associated with this type of hydrocarbon, oil sand. Many benefits as well as technical and economic can be obtained by implementing a project focused on the oil sands because the resource is more potential in the world.

---

\* Work degree

\*\* Faculty of physicochemical's engineering. School of petroleum engineering. Director Julio Cesar Pérez Angulo.

## INTRODUCCION

La mayor parte de los recursos petrolíferos de todo el mundo corresponden a hidrocarburos no convencionales, la explotación de estos recursos requieren un gran esfuerzo técnico y ambiental para su extracción. Hoy en día uno de estos recursos no convencionales más valiosos son las arenas bituminosas, las cuales se ven como una oportunidad para aumentar las reservas en las zonas donde se encuentren; esto, motivado por la disminución que se está presentando en las reservas de hidrocarburos convencionales.

Este tipo de hidrocarburo presentan características tal como su alta viscosidad y alta densidad lo que dificultan su capacidad de fluir y por consiguiente su extracción, es por esto que las investigaciones para la extracción de las arenas bituminosas han ido en aumento, provocando la creación de métodos que permitan producir una mayor cantidad de petróleo y a su vez que sean de menor contaminación en muestra de que la industria está realmente interesada en la obtención de este recurso y causar poco impacto al medio ambiente.

A nivel mundial se encuentra un gran número de zonas potenciales de arenas bituminosas, así como yacimientos que están siendo explotados como lo es el caso de las arenas de Alberta en Canadá, las cuales representan una gran ayuda para quienes pretendan explotar este recurso debido al gran desarrollo tecnológico que se ha logrado.

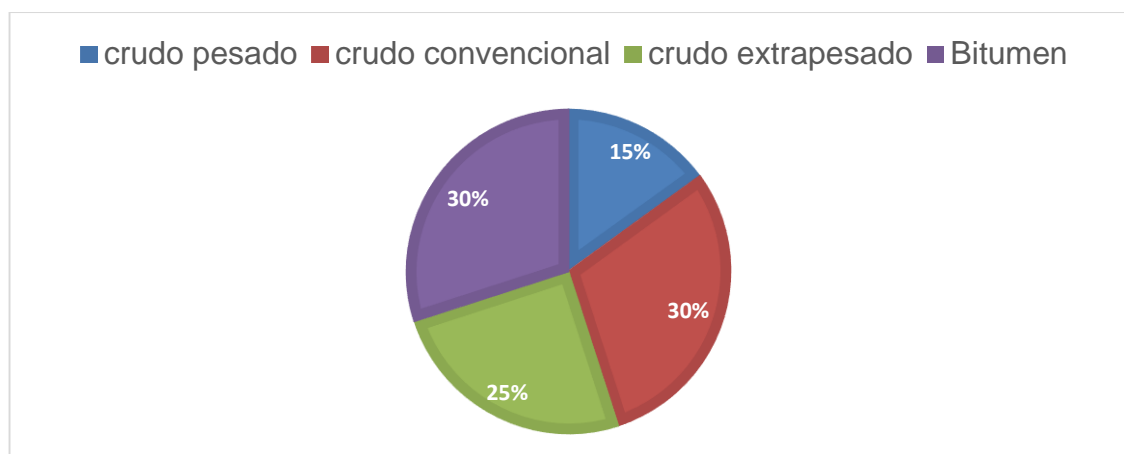
En Colombia se encuentra un gran potencial de este recurso, por lo que se ve la necesidad de evaluar los métodos que sean más factibles para la extracción de este bitumen. Es así como se pretende tomar como base proyectos de extracción en el exterior para contextualizarlos en las zonas potenciales de Colombia, logrando disminuir el grado de incertidumbre y así tener una idea más concreta de como explotar técnicamente este tipo de hidrocarburo por parte de las compañías que pretendan realizar proyectos futuros en Colombia.

A partir de la contextualización de los criterios en las zonas potenciales de arenas bituminosas, que nos permita la elección de los métodos para la extracción del bitumen, se elaborara un modelo conceptual de simulación utilizando el software START de la compañía CMG, a este modelo se le realizaran diferentes análisis para obtener un modelo base de acuerdo a los parámetros que se planteen de cada método, y posteriormente hacer variaciones de este modelo base. Para determinar cuál de los métodos seleccionados se muestra como la mejor opción para la extracción del bitumen.

## 1. ARENAS BITUMINOSAS

Las arenas bituminosas se caracterizan por ser un recurso muy especial, estas son una combinación de arcilla, arena, agua y bitumen; el bitumen es una forma de presentación del petróleo muy densa y viscosa, llegando incluso a presentarse en forma sólida. El producto que se obtiene de estas arenas bituminosas tiene una composición promedio de 83,2 por ciento de carbono, 10,4 por ciento de hidrogeno, 0,94 por ciento de oxígeno, 0,36 por ciento de nitrógeno y 4,8 por ciento de azufre; por lo que se puede decir que es una mezcla muy rica en carbono, pobre en hidrogeno y un alto contenido de azufre, respecto al resto de crudos. Por esto presenta las características de ser tan viscoso y con tan alta densidad, debido a que el carbono representa gran parte de su composición y estando en cadenas hidrocarbonadas muy largas. Normalmente su densidad se encuentra por debajo de los 10° API, que comparándolas con los crudos convencionales se encuentran alrededor de 30 a 40° API, estos hidrocarburos presentan una viscosidad tan alta que no son capaces de fluir por sí mismos, debido a que alcanzan una viscosidad mayor de los 50000 cp. [20]

**Figura 1. Total de reservas de hidrocarburos en el mundo**

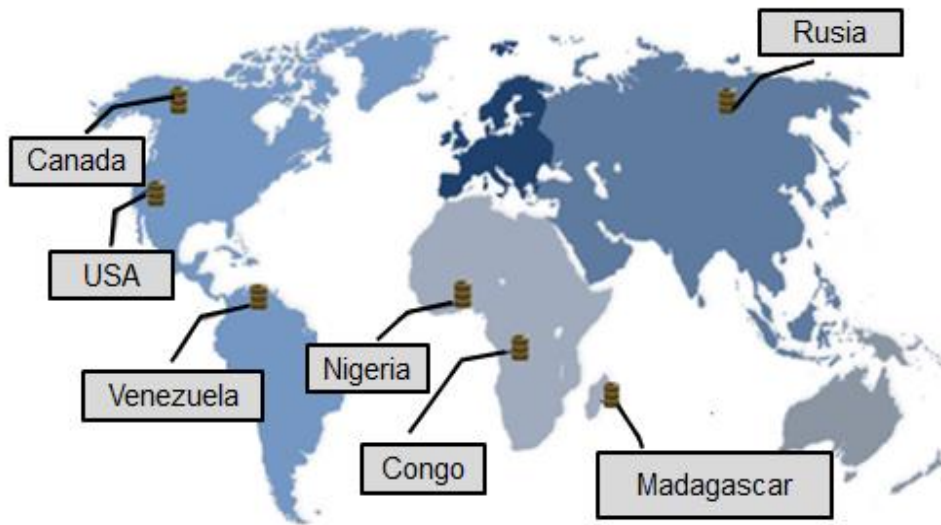


**Fuente:** Jhon Holder, Jon E. Olson, Shear- enhanced two- phase flow properties in Athabasca sands. SPE 160092

## 1.1 RESERVAS MUNDIALES DE ARENAS BITUMINOSAS.

Las arenas bituminosas representan un gran potencial para las reservas mundiales en recursos de hidrocarburos con depósitos encontrados en más de 70 países entre los cuales se resalta una gran reserva de este tipo de hidrocarburo.

**Figura 2. Países con reservas de arenas bituminosas**



**Fuente:** Tar Sand World, Global expansion of tar sand and oil shale. (2000, February 11), from TarsandWorld.com

### 1.1.2. VENEZUELA

Recientemente reconocido por el organismo internacional de energía por tener las mayores reservas petrolíferas del planeta, donde los depósitos de la faja del Orinoco han sido solo una pequeña parte del desarrollo que se ha visto en Canadá. Estos depósitos no son bitumen en sí, pero si es un crudo extra pesado que difieren del bitumen original solo por el grado en el que ellos han sido degradados. Los depósitos venezolanos comparados con los de Canadá son

menos degradados y debido a su ubicación ecuatorial están a una temperatura superior. Aproximadamente 300 billones de barril de bitumen se estiman recuperables, siendo estos depósitos demasiados profundos para la minería de superficie por lo que en un 88 a 92 por ciento, se requieren técnicas in situ SAGD Y CSS. [18]

### **1.1.3. CANADA**

Los depósitos de arenas petrolíferas de Canadá se encuentran en tres áreas principales: en Alberta Athabasca-Wabasca, Peace River, y de Cold Lake, el cual entre ellos cubren más de 140.000 kilómetros cuadrados. Canadá cuenta con unos 170 millones de barriles de petróleo en las arenas bituminosas que se pueden recuperar económicamente con la tecnología actual, ubicándolo en la segunda posición como un país de recursos petroleros después de Arabia Saudita. El total de reservas de bitumen de Canadá se estima en alrededor de 2,5 billones de barriles. [18]

## **1.2. PRINCIPALES PAISES EXPLOTADORES.**

El principal país explotador de arenas bituminosas a nivel mundial actualmente es Canadá, el cual cuenta con el desarrollo tecnológico necesario que le proporciona la capacidad de extraer este bitumen de una manera rentable y en grandes volúmenes en los depósitos de Athabasca, Peace River y Cold Lake. Este desarrollo va ligado de las grandes apuestas que ha tenido Canadá con la industria, debido a que se han invertido miles y miles de millones de dólares en proyectos de extracción de estas arenas, así como en la innovación de nuevas tecnologías de extracción. El desarrollo de estos recursos es importante para la industria, y un elemento clave para el crecimiento económico y el logro de la prosperidad a largo plazo de Canadá. Se prevé seguridad del suministro, crea puestos de trabajo, y promueve la innovación. [14]

**Figura 3. Depósitos de Bitumen en Canadá**



**Fuente:** Robert D. Bott, Canada's Oil Sands, Canadian Centre for Energy Information. November 2011.

### 1.3. PROSPECTIVA DE PRODUCCION

Actualmente las técnicas de producción convencionales ofrecen a Canadá la posibilidad de extraer este bitumen en grandes cantidades, el cual se espera que con la innovación y la utilización de nuevas tecnologías la producción tienda a aumentar la recuperación del hidrocarburo in situ, así como la disminución de los costos de extracción.

**Tabla 1: producción de bitumen en Canadá.**

Millones bbl/día	2013	2015	2020	2025	2030
Minería	0.85	1	1.33	1.52	1.6
In Situ	1.1	1.27	1.87	2.55	3.21
<b>Total</b>	<b>1.95</b>	<b>2.27</b>	<b>3.2</b>	<b>4.07</b>	<b>4.81</b>

**Fuente:** Robert D. Bott. Canada's Oil Sands. Canadian Centre for Energy Information.

#### 1.4. ARENAS BITUMINOSAS EN COLOMBIA.

En Colombia se han realizado estudios que han dado como resultados cinco zonas potenciales de depósitos de arenas bituminosas localizadas en el centro y oriente del país. Estas zonas presentan características de ser algunas superficiales y otras poco profundas. En Colombia las reservas de arenas bituminosas se han estimado en 24 a 39 Gbbl, estos depósitos se han dado debido a los sistemas de hidrocarburos que han estado activo en el tiempo, debido a las rocas depositadas en el cretáceo. [9]

**Figura 4. Arenas bituminosas en Colombia**



**Fuente:** Foro Innovación en los sectores de la minería y la energía, presentación de Javier Gutiérrez Pemberty. Bogotá. 2011.

## 2. METODOS DE EXTRACCION DEL BITUMEN.

En la actualidad existen distintos métodos para la extracción de bitumen que han sido desarrollados y que se pueden clasificar en métodos convencionales y no convencionales dependiendo del grado de desarrollo práctico y tecnológico.

**Figura 5. Mapa conceptual de los métodos para la extracción de bitumen**



## 2.1. MINERÍA DE SUPERFICIE

Este método es aplicable cuando los estratos de bitumen están a una profundidad que permita el movimiento del terreno, normalmente entre 40 y 60 metros de profundidad. Las arenas se extraen mediante excavadoras y se transportan en camiones para su posterior tratado o refinado.

Para realizar el proceso de minería se deben tener en cuenta tantos aspectos geológicos como económicos. Se han realizado diversos estudios para determinar cuándo una arena petrolífera se considera explotable, la profundidad de sobrecarga no es un indicador real de que un área sea sostenible para una operación de extracción por el método de minería. El espesor de la arena, el contenido de arcilla, también son parámetros que se consideran importantes al momento de abordar un proyecto, el contenido de bitumen y el contenido de arcilla pueden dar una idea de la cantidad de bitumen que se puede recuperar. Luego que una zona explotable ha sido abordada, se debe determinar la cantidad de bitumen en sitio, para poder con esto determinar el tamaño óptimo de operación, para estas estimaciones se utilizan distintos métodos volumétricos. [11]

**Figura 6. Configuración proceso minería de superficie**



**Fuente:** Imperial oil Company, oil sand 101, Alberta, 2012, from imperialoil.ca

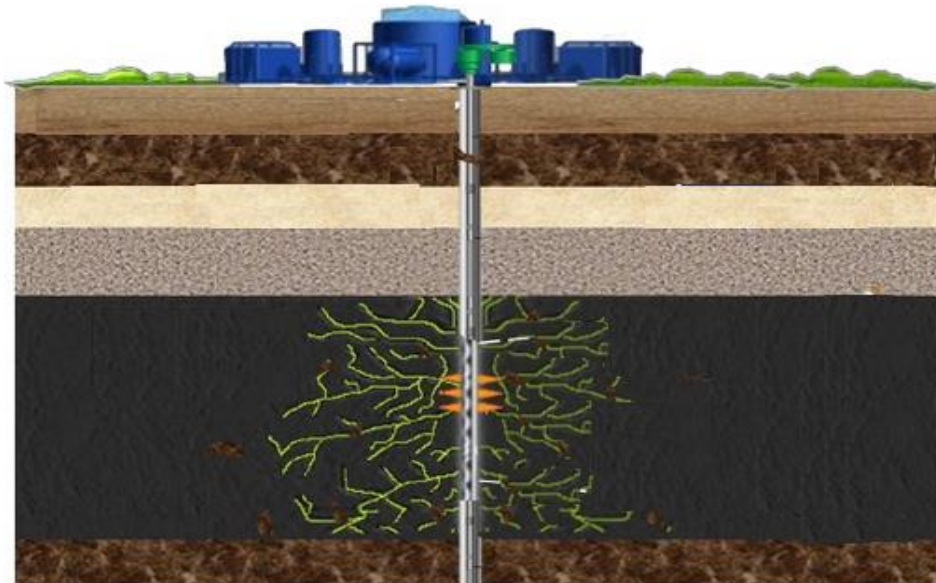
La extracción del bitumen mediante la minería de superficie se muestra en la figura 6. y se basa principalmente en dos etapas; la etapa primaria el material extraído por las maquinas hidráulicas o eléctricas, las cuales ubican el bitumen en los camiones que se encargan de transportarlo hacia la planta de trituración en la cual se fracciona la arena bituminosa y esta es llevada luego a tolvas para su almacenamiento, de allí pasa a la primera sección de separación en el cual se le agrega agua caliente para que el bitumen se diluya y se realice la separación, el bitumen resultante pasa a la sección de separación por espumas. [11]

## **2.2. Producción de crudo pesado en frio. CHOPS.**

Este método es aplicable cuando el crudo es lo suficientemente fluido. Consiste en desplazar grandes masas de arena para que el crudo cercano pase a ocupar su lugar y poder extraerlo mediante pozos. Este método de extracción tiende hacer más económico que el método de minería de superficie, pero la recuperación del crudo es menor entorno al 5 o 6 por ciento.

En este método el aceite se bombea hacia el yacimiento usando bombas de cavidades progresivas, siendo este el método de recuperación más barato, pero solo funciona en bitúmenes con viscosidades bastante bajas, lo que es muy poco común de encontrar en este tipo de hidrocarburo y sería se haría muy difícil su utilización. Es por esto que en este método se ha logrado a través de estudios en el que se puede aumentar la producción de bitumen, eliminando los filtros de arena en los pozos y trayendo como consecuencia un aumento del 2 al 8 por ciento de la producción, pero agregando una desventaja al proceso que es el desgaste de los equipos de producción causada por las partículas de arena. En la figura 4 se puede observar un esquema del método CHOPS. [17]

**Figura 7. Configuración proceso CHOPS**



**Fuente:** Subir Bhattacharjee, A bridge between conventional oil a sustainable energy future. Alberta, 2010.

La mayor parte de producción de arenas bituminosas por el método CHOPS, en yacimientos de arenas bituminosas se da en pozos a pequeña escala, Cuando se inicia un proyecto con tecnología CHOPS, por lo general se tienen grandes producciones de arena en la etapa primaria generando aumentos de producción considerables hasta que alcanza un pico de producción para luego empezar a disminuir y luego de que el pozo haya disminuido su tasa de producción a un nivel considerable el proyecto se hace económicamente inviable. [17]

El método de flujo en frío en cuanto a requerimientos energéticos es muy amigable con el medio ambiente, debido a que no utiliza energía térmica para los procesos de extracción. Las cuestiones ambientales que tiene que resolver este método son las que corresponden en cuanto a la arena producida y el agua, ayudado además por los bajos costos de producción. La tabla 2 muestra el screening del método CHOPS. [10]

**Tabla 2. Screening para la implementación de CHOPS**

<b>CRITERIOS PROCESO CHOPS</b>	
<b>CARACTERISTICAS DEL ACEITE</b>	Recomendado
Gravedad °API	11-13
Viscosidad, Cp	500-15000
<b>CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO</b>	-
Profundidad, Ft	1250-2800
Espesor, Ft	16-55
Saturación de aceite, %	72-88
Porosidad, %	28-32
Temperatura, F	No critica
Contenido de Arcilla	<5% en la zona saturada de aceite
Contenido de asfáltenos	<5% en volumen para 11 °API y 5% para 17 °API
Gas en solución	>90% de CH <sub>4</sub> y <10% de CO <sub>2</sub>

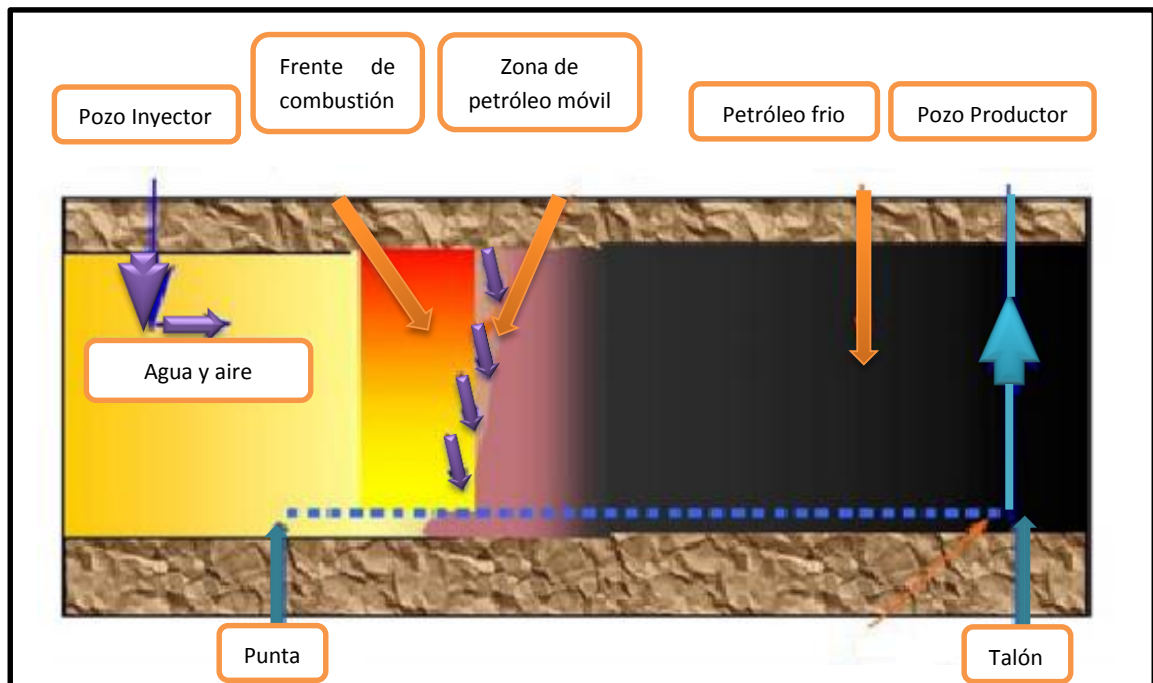
**Fuente:** M.B. Dusseault, U. of Waterloo. Cold Heavy-Oil Production with Sand. Chapter 5

### **2.3. Inyección de aire desde la punta hasta el talón. THAI.**

En lugar de vapor, la tecnología THAI inyecta aire. Generalmente se basa en la combustión subterránea de una porción de aceite para generar el calor requerido para fundir el resto del bitumen y permitir que fluya al pozo de producción. El propósito de este proceso térmico es la extracción del hidrocarburo mediante un pozo horizontal, integrando la tecnología de combustión in situ. Se fundamenta en generar calor in situ, adoptando una configuración especial de pozo vertical y

horizontal con combustión en sitio, logrando calentar el crudo y convertirlo en uno de mejor calidad, es decir mayor gravedad API. El proceso se destina a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el uso del agua. Factores de recobro del 60 al 70 por ciento. [7]

**Figura 8. Configuración del proceso THAI**



**Fuente:** Dorelys Pérez, Gabriela. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan el aumento del factor de recobro. Tesis Caracas, junio 2013.

A diferencia de la combustión en sitio tradicional, que se aplica en pozos verticales y que a su vez presenta una serie de problemas, con esta tecnología se puede controlar el movimiento de la cámara de vapor. En el proceso THAI se pueden distinguir cuatro zonas; la zona de combustión en la cual se inicia el fuego que alimenta la compresión de aire, la zona de choque en donde la cámara de combustión se expande a medida que se bombea aire, lo que provoca calor dentro del yacimiento y la zona de petróleo móvil, en donde el crudo inicialmente frío es

calentado por el calor generado en la cámara de combustión, lo que provoca una disminución en la viscosidad, haciendo que el flujo se dirija hacia el pozo horizontal y por último se encuentra la zona de petróleo frío donde el frente de combustión se mueve hacia el principio del pozo horizontal. En la tabla 3. Se observan los criterios que permiten la aplicación del proceso THAI basados en propiedades de los fluidos y características del yacimiento. [6]

**Tabla 3. Screening proceso THAI**

<b>CRITERIOS PROCESO THAI</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE</b>	<b>Recomendado</b>
Gravedad °API	10-27
Viscosidad, Cp.	>5000
<b>CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</b>	-
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad
Espesor neto, m	>30
Permeabilidad promedio, md	>50
Profundidad, m	<3500
Temperatura, °F	<100
Saturación de aceite, %	>50
Porosidad %	34-38
Presencia de arcilla	Limitante
Presencia de capa de gas	Limitante
Presencia de acuífero	No limitante

**Fuente:** Enriquez Aregullin. Proceso THAI-CAPRI como método de recuperación mejorada de crudo pesado. UNAM. Tesis. México. Marzo 2010.

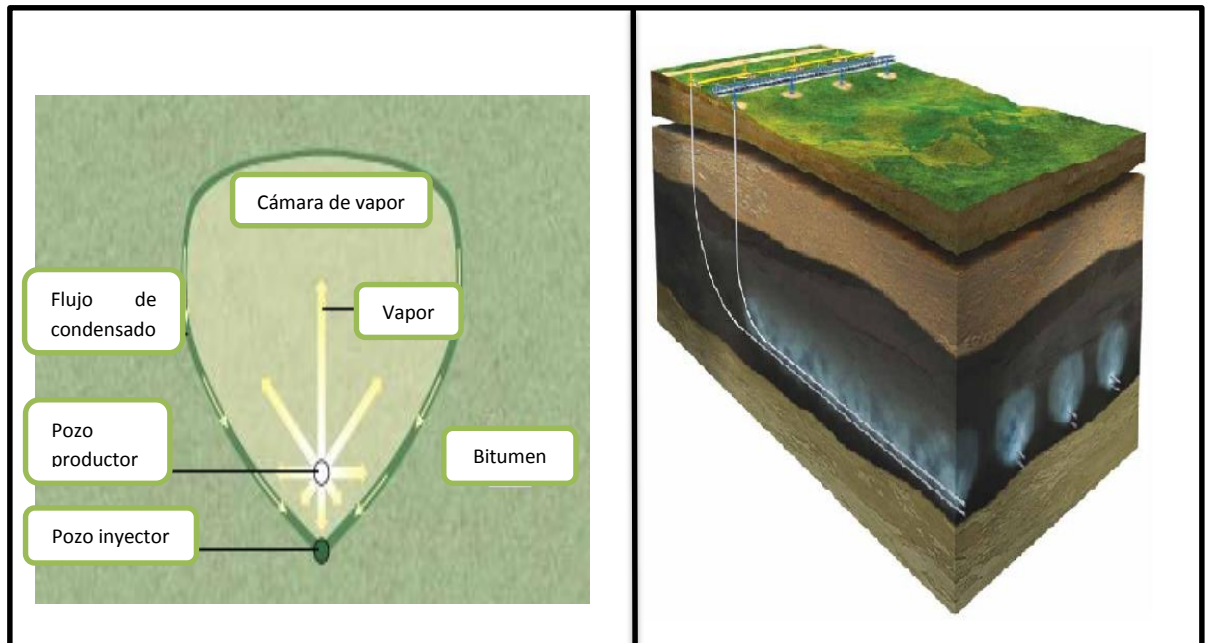
De acuerdo a los criterios se recomienda para proyectos gravedades API mayores de 10 °API, debido a que con esto se logra un buen desplazamiento del frente de combustión. Las porosidades altas son favorables para este método, debido a que se disminuyen las pérdidas de calor logrando con esto obtener una gran cantidad de crudo para ser explotado. Las permeabilidades también deben ser altas para poder mantener la tasa de inyección y minimizar las pérdidas de calor y en cuanto a los espesores deben ser altos debido al desplazamiento que se presenta del crudo a cortas distancias. La profundidad es otro factor importante si esta es muy bajo puede ser limitante debido a que se puede exceder el gradiente de fractura y a altas profundidades se deben tener en cuenta gran cantidad de requerimientos para la compresión del aire. [6]

#### **2.4. Drenaje gravitacional asistido por vapor. SAGD.**

El proceso consiste en perforar dos pozos horizontales en la zona de arenas bituminosas, uno en el fondo de la formación rocosa y otros aproximadamente 5 metros por encima. Normalmente en un yacimiento se perforan varios pares de pozos. El vapor se inyecta por el pozo superior, el cual hace que el bitumen se disuelva y pueda fluir por el pozo inferior y ser bombeado hasta la superficie. El SAGD tiene la ventaja de que es más barato que el CSS y permite una recuperación del crudo alrededor del 60 por ciento. [8]

El proceso se inicia con la circulación de vapor a través del pozo inyector y se fuerza a drenar la formación formando un volumen sobre el cual actúa el vapor, denominado cámara de vapor, a medida que la cámara de vapor se expande hacia arriba y lateralmente, la viscosidad del petróleo en el frente se reduce y el petróleo se vuelve móvil, la fuerza de gravedad hace que el vapor condensado y la mezcla de petróleo móvil descendan hacia el pozo productor desde el cual puede ser bombeado hacia superficie. [8]

**Figura 9. Cámara de vapor y configuración proceso SAGD**



**Fuente.** Farruk Akram, K.C. Young. Oilfield reviews schlumberger. Preparándose para el petróleo pesado. 2014.

Los yacimientos en los cuales se desee implementar este método de recobro deben tener en cuenta consideraciones como que estos deben estar libres de barreras laterales extensas de lutitas que puedan interferir en el crecimiento o normal comportamiento de la cámara de vapor. La arena petrolífera debe estar libre de zonas de pérdida de circulación que puedan afectar la eficiencia térmica lo que podría causar que la cámara de vapor se vaya fuera del pozo, además la formación debe estar sellada por una capa superior impermeable. [8]

En la siguiente tabla 4. Se muestran los criterios que se deben tener en cuenta cuando se decida seleccionar el método SAGD.

**Tabla 4. Screening proceso SAGD**

<b>CRITERIOS PROCESO SAGD</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE</b>	<b>RECOMENDADO</b>
Gravedad, °API	8-20
Viscosidad, Cp.	>1000
<b>CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO</b>	-
Espesor, ft	>10
Porosidad, %	>20
Profundidad, Ft	<4500
Temperatura, F	<123
Saturación de aceite, %	>48
Permeabilidad, md	>100
Permeabilidad horizontal, md	>1000
Presencia de acuífero	limitante
Presencia de capa de gas	No limitante
Presencia de arcilla	Limitante

**Fuente:** Dorelys Pérez, Gabriela. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan el aumento del factor de recobro. Tesis Caracas, junio 2013.

Se debe tener en cuenta que una permeabilidad horizontal alta, con variaciones de permeabilidad vertical favorece el desarrollo lateral de la cámara de vapor, la profundidad y el espesor son dos factores claves; la primera no debe ser mayor a

4500 ft debido a que aumentan las pérdidas de calor debido a la longitud de la tubería; y la segunda debe ser mayor a 10 ft pero no tan grandes debido a que puede comprometerse el buen desarrollo del método. La presencia de acuífero es limitante en cuanto al proceso debido a las pérdidas que se presentan del vapor inyectado por las altas permeabilidades del agua, además la presencia de carbonatos puede ser limitante debido a que promueve la formación de CO<sub>2</sub> lo que podría ocasionar obstrucciones en el pozo. [6]

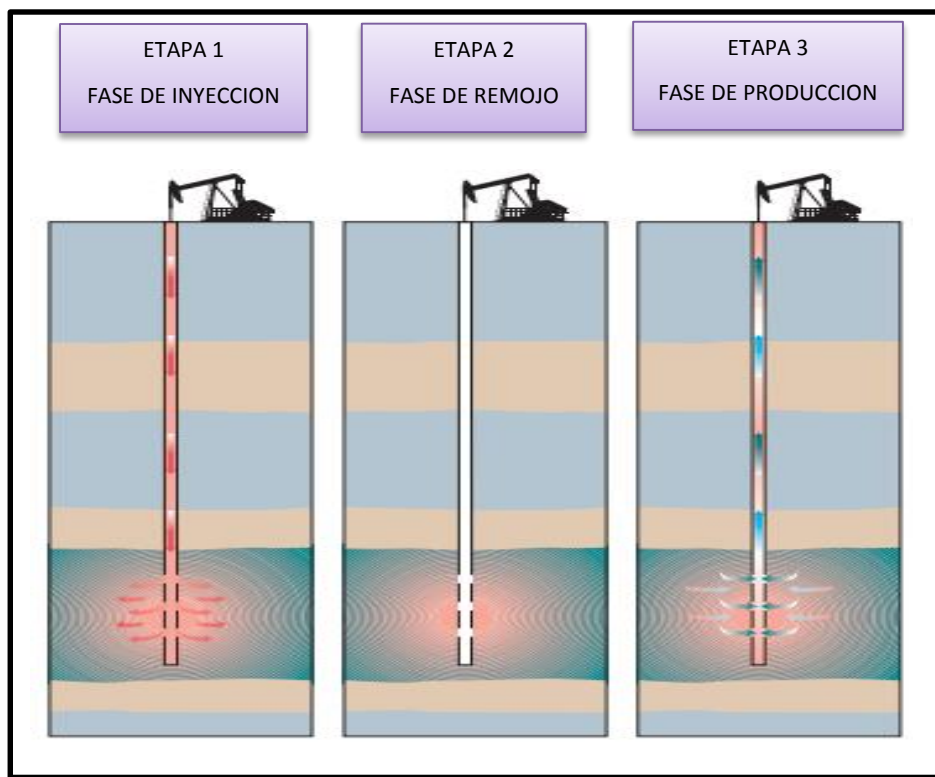
En cuanto al método debido a que es un proceso gravitacional no existe caída de presión considerable bajo debido a la inyección continua de vapor, lo que conllevaría a un mayor volumen al cual se le podría aplicar la tecnología, además SAGD es una tecnología madura, se tiene experiencia en distintos campos con proyectos en desarrollo. [6]

## **2.5. Inyección cíclica de vapor. CSS.**

La inyección cíclica de vapor tiene como intención introducir calor al yacimiento para aumentar la producción de petróleo. Este método consiste en inyectar vapor a temperaturas que oscilan entre los 300 y 400 °C en periodos de semanas o meses; dependiendo de la viscosidad del crudo y de la producción que se requiera, luego se da un periodo de remojo para que el calor empape la formación rocosa y finalmente se da el proceso de producción, de cierta forma convirtiéndolo en un proceso cíclico. Cuando el bombeo ya no es suficiente, se vuelve a inyectar vapor y se vuelve a comenzar el ciclo. Con este proceso se logra recuperar del 20 al 25 por ciento del crudo, pero el costo de inyectar vapor es alto debido a los costos de tratamiento, combustible, entre otros. [4]

En yacimientos de crudos extra pesados y bitumen, es necesario comenzar los ciclos de inyección de vapor con suficiente presión para fracturar la matriz del yacimiento. De esta forma, el vapor y el condensado de vapor son forzados en el volumen incremental creado por las fracturas dentro del yacimiento. Esta práctica busca aumentar la movilidad del petróleo mediante la reducción de la viscosidad e incremento de la permeabilidad de la roca. [6]

**Figura 10. Configuración proceso CSS**



**Fuente:** Hussein, Albodwarej. La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2006.

La inyección cíclica de vapor tiende a mejorar la eficiencia de desplazamiento y de la extracción, el aumento de la temperatura provoca una reducción de viscosidad, permitiendo que el petróleo fluya con mayor facilidad y que tenga una razón de movilidad más favorable, La mayoría de los proyectos que están relacionados con la inyección cíclica de vapor están basados en la experiencia que se ha obtenido

con el desarrollo de estos en campo, por lo que es muy difícil establecer parámetros que puedan asegurar un buen rendimiento del método. En la tabla 5. Se muestran los criterios que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar el método de inyección cíclica de vapor.

**Tabla 5. Screening proceso CSS**

<b>CRITERIOS PROCESO CSS</b>	
<b>CARACTERISTICAS DEL ACEITE</b>	<b>Recomendado</b>
Gravedad °API	< 16
Viscosidad, Cp.	>400
<b>CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO</b>	-
Profundidad, ft	<4500
Espesor, ft	>30
Porosidad, %	>25
Permeabilidad, md	>1000
Temperatura, °F	No critica
Presencia de arcilla	Limitante
Presencia de capa de gas	Limitante
Presencia de acuífero	Limitante

**Fuente:** Dorelys Pérez, Gabriela. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan el aumento del factor de recobro. Tesis. Caracas. Junio 2013.

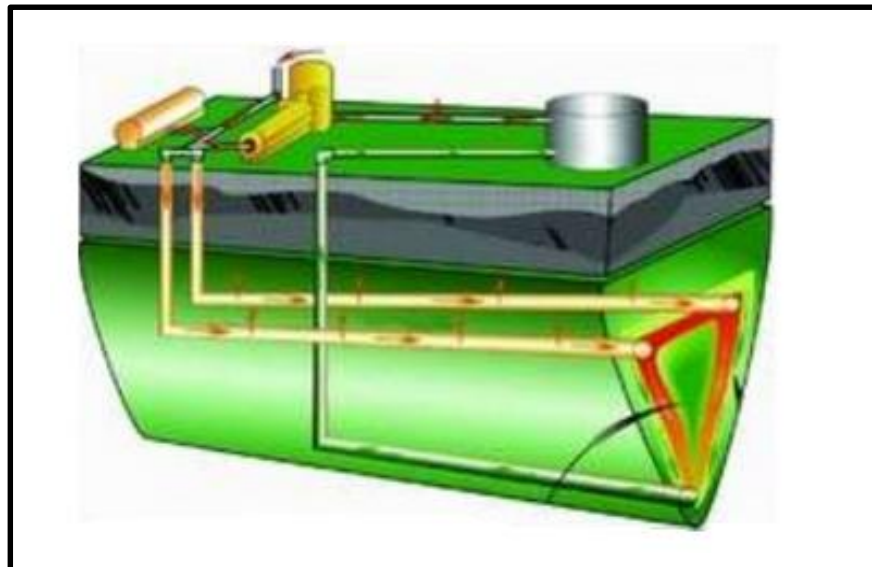
Entre otros factores que contribuyen a un buen diseño de la inyección cíclica de vapor se encuentra la temperatura de inyección que debería estar alrededor de los 300 a 400 °F, cuando los yacimientos presentan presiones por encima de los 700 psi se recomienda utilizar presiones de operación de 500 psi o mayores. Además factores como la disponibilidad de combustible para la generación de vapor, la

disponibilidad de agua económica y ligeramente alcalina así como una presión de yacimiento adecuada en arenas más finas; formaciones homogéneas son favorables para este tipo de proceso. Aunque en las condiciones como la presencia de capa de gas son desfavorables para el mismo. Todas estas condiciones son un factor clave para determinar la factibilidad de este tipo de proyecto que inevitablemente está relacionado al factor económico. [6]

## 2.6. Extracción de vapor. VAPEX.

Este método de extracción es similar al SAGD, pero en lugar de inyectar vapor se inyectan disolventes, este método tiene la ventaja de ser más eficiente energéticamente hablando, ya que no necesita un vapor calentado y, por lo tanto, no hay pérdidas energéticas por calor, además de que se mejora la calidad del crudo antes de su extracción. [19]

**Figura 11. Configuración proceso VAPEX.**



**Fuente:** Gordon M. Croat, Alberta H2O, Leduc Energy, Discovery center, Alberta.2012.

La mayoría de las veces, el bitumen contiene una cantidad significativa de asfáltenos, con valores de alrededor del 22 por ciento en peso. El contenido de asfáltenos es la principal causa de la alta viscosidad de estos crudos. Si la concentración de hidrocarburos de alto peso molecular disminuye debido a la utilización de disolventes en el aceite, puede causar desfalcación y dar lugar a una reducción adicional de la viscosidad. Este aceite mejorado en sitio es de mejor calidad desde el punto de vista del transporte y refinado. Sin embargo, la preocupación importante en el desarrollo del método VAPEX es la posibilidad de la reducción de la permeabilidad de la matriz del yacimiento debido a la deposición de asfáltenos y el consiguiente impedimento para el flujo de aceite hacia fuera del yacimiento. [19]

VAPEX se basa en la combinación de un pozo inyector y productor horizontal análogo al proceso SAGD con el fin de obtener mayor área entre el solvente inyectado y el crudo producido permitiendo mayor interacción entre los fluidos y un mayor efecto del drenaje por gravedad. El uso de solventes puede inducir precipitación de asfáltenos y en algunos casos podría bloquear el flujo de crudo en la formación. El costo del solvente es el factor económico más importante en la implementación de VAPEX. Una gran desventaja es que es una tecnología en etapas primarias de desarrollo, lo que daría mayor incertidumbre a la hora de la realización de un proyecto. El costo del solvente es el factor económico más importante en la implementación de VAPEX. Una gran desventaja es que es una tecnología en etapas primarias de desarrollo, lo que daría mayor incertidumbre a la hora de la realización de un proyecto. [19]

En la tabla 6. Se pueden observar los criterios que se deben tener en cuenta a la hora de implementar el método VAPEX.

**Tabla 6. Screening proceso VAPEX**

<b>CRITERIOS PROCESO VAPEX</b>	
<b>CARACTERISTICAS DEL ACEITE</b>	<b>RECOMENDADO</b>
Gravedad, °API	8-20
Viscosidad, Cp.	>1000
<b>CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO</b>	-
Profundidad, Ft	300-5000
Espesor, Ft	>10
Porosidad, %	>20
Permeabilidad, md	>100
Saturación de aceite, %	>48
Temperatura, F	<123
Presencia de arcilla	No limitante
Presencia de acuífero	No limitante
Presencia de capa de gas	Limitante

**Fuente:** Dorelys Pérez, Gabriela. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan el aumento del factor de recobro. Tesis, Caracas, junio 2013.

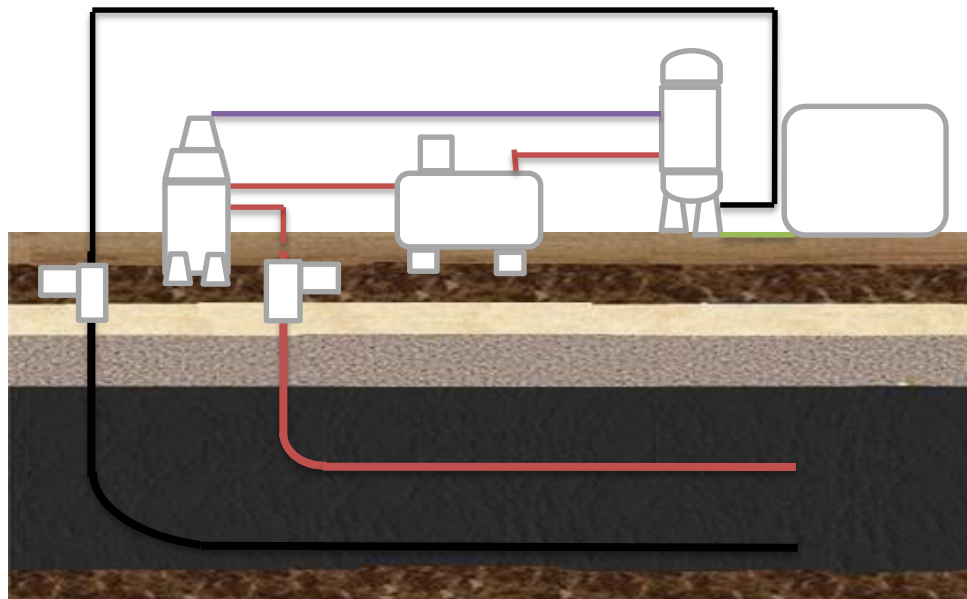
El proceso VAPEX presenta ciertos criterios que deben cumplir tanto el fluido como el yacimiento que son claves para su buen rendimiento, entre estos se encuentra la permeabilidad debido a que esta puede afectar considerablemente la tasa de producción en las zonas de baja permeabilidad donde se pueden presentar acumulaciones del fluido, además la presencia de arcillas no se vuelve un factor limitante porque el uso de solvente evita que se tengan este tipo de problema, la presencia de acuífero puede ser usado como un factor favorable ya

que este puede ser usado para esparcir y distribuir el solvente que se ha vaporizado por debajo de la formación. [6]

## 2.7. METODOS DE EXTRACCION NO CONVENCIONALES





































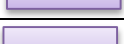

























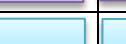















En la actualidad se trabaja en la búsqueda de nuevos métodos de extracción del bitumen que mejoren tanto la recuperación del hidrocarburo in situ, como la disminución de las grandes contaminaciones que tienen los métodos actuales, además con estos nuevos métodos se busca la disminución de costos de extracción que hagan viables los proyectos futuros, entre los proyectos de innovación que está desarrollando la industria para un mejor rendimiento se encuentra el N-Solv, que utiliza tecnología ya existente pero con nuevos mecanismos que permiten que los proyectos de extracción de bitumen sean cada vez más viables. [5]

**Figura 12. Configuración proceso N-Solv**



**Fuente:** Autores

**Tabla 7: Factores a tener en cuenta en la elección de un método para la recuperación de arenas bituminosas.**

<b>Método</b>	<b>VAPEX</b>	<b>THAI</b>	<b>SAGD</b>	<b>CSS</b>	<b>CHOPS</b>	<b>Minería superficie</b>
<b>Subsuelo</b>						
Petrofísica						
Geología						
Caracterización de fluidos						
Propiedades mecánicas de la roca						
<b>Recursos</b>						
Agua						
Gas						
Solventes						
<b>Superficie</b>						
Emisión de Co2						
Requerimiento de combustible						
<b>Costos</b>						
Costos de instalaciones						
Costos de perforación						
Costos de terminación						
<b>Disponibilidad de la tecnología</b>						

**Fuente:** Modificado. Hussein, Albodwarej. La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2006. Pulido, Angélica, Almanza, Diana. Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo. Pontificia Universidad Javeriana. Tesis. 2009.

**Conocimiento**



Critico



Importante



Menos importante

### **3. Selección de los métodos para la extracción de bitumen en las zonas potenciales de arenas bituminosas en Colombia**

Para la selección de un método que permita la extracción del bitumen ya sea de manera superficial o en sitio se deben tener en cuenta una serie de factores que debe cumplir el yacimiento en cuestión para que se le pueda aplicar la técnica, entre los factores que se denominan cruciales para la selección de un método se encuentran los geológicos, propiedades de los fluidos y el económico.

#### **3.1. Características de los depósitos de arenas bituminosas en Colombia.**

En Colombia se encuentran cinco zonas potenciales de arenas bituminosas, en donde los estudios en estas áreas son recientes y no son concretos en cuanto a la exactitud del verdadero potencial que significa este recurso. Los estudios que se han realizado han sido por parte de algunas agencias de consultoría como lo es Arthur D. Little y algunas entidades universitarias como lo son la universidad industrial de Santander y la universidad javeriana. [1]

En los estudios realizados se encuentran cinco zonas de las cuales dos serian potenciales para aplicar la técnica de minería en superficie y tres de ellas para aplicar métodos de recobro en sitio.

**Tabla 8. Tecnología de recobro para las distintas zonas de bitumen**

DEPARTAMENTO	ZONA	TECNOLOGIA DE RECOBRO
Caquetá	San Vicente	Minería de superficie
Caquetá	Florencia	Minería de superficie
Meta	Rio Guejar	In-situ
Santander	Rio Nare	In-situ
Boyacá	Sogamoso	In-situ

**Fuente:** Arthur D. Little, Potential of Unconventional Hydrocarbons in Colombia

### 3.1.1. Características depósitos potenciales para la técnica de minería en superficie

Los estudios para caracterizar petrofísica y geológicamente los afloramientos de bitumen que se encuentran a nivel superficial son recientes, se basan en estudios de campo, en los cuales se realiza la toma de muestra mediante plugs, para determinar mediante análisis de laboratorio datos como porosidad y permeabilidad. Así como estudios cartográficos para realizar las columnas estratigráficas de esas zonas. [3]

Los estudios que se tomaron como base fueron los que se les han realizado a los afloramientos presentes en la formación Meta y Honda, ubicadas en el suroccidente de guayabal en el departamento del Tolima. Para este estudio se tomaron un número considerable de muestra para evaluar detalladamente las rocas que componen este afloramiento. [3]

Figura 13. Columna estratigráfica de la formación analizada



**Fuente:** María Calderón, Laura Meléndez, caracterización geológica de las rocas almacenadoras de bitumen, en los afloramientos ubicados en el suroccidente de Guayabal en el departamento del Tolima. Tesis de pregrado, UIS, 2013.

La columna estratigráfica que se muestra en la figura 14 comprende dos puntos donde se desarrollaron controles geológicos, con el fin de generar una continuidad física entre ellos, en estos se encontraba una característica similar que era el tamaño de grano.

**Tabla 9. Datos porosidad y permeabilidad**

MUESTRA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD (md)
M1D12	41,83	965
M2D12	29,35	48
M3D12	31,58	250
M4D12	31,89	133
M5D12	41,96	2085
M6D12	35,05	609
M7D12	30,71	252
M8D12	27,14	4
M9D12	24,58	3,6
M10D12	24,13	4,2
M1D16	35,48	1067
M2D16	40,18	97
M3D16	39,79	138
M4D16	20,46	3167
M5D16	41,04	627

**Fuente:** María Calderón, Laura Meléndez, caracterización geológica de las rocas almacenadoras de bitumen, en los afloramientos ubicados en el suroccidente de Guayabal en el departamento del Tolima. Tesis de pregrado, UIS, 2013.

Para el análisis petrofísico de esta zona se determinaron la porosidad y permeabilidad de las muestras en dos, en los estudios que se realizaron a estas muestras en el delta 12 de la muestra 1 a la 7, se tratan de areniscas, cuya matriz está impregnada totalmente de bitumen, las muestras del 8 al 10 son arcillolitas, en cuanto a las muestras del delta 16 se tratan de areniscas. Con estos estudios se determinó que la mayoría de estas rocas presentaban una buena capacidad de flujo y de almacenamiento. En las rocas de baja porosidad que se encuentran en un rango del 20 por ciento, aunque están algo bajo con respecto al resto, su buena capacidad de flujo podría representar que funcionaría muy bien a la hora de dejar pasar fluidos en la baja porosidad que presenta. [3]

### 3.1.2 Características depósitos potenciales para la aplicación de métodos In situ.

Los depósitos potenciales para la aplicación de métodos in situ, al igual que los depósitos que se encuentran a nivel superficial cuentan con muy poco estudio en cuanto a los factores geológicos y petrofísicos del yacimiento. En las cuencas sedimentarias donde se encuentra el potencial de arenas bituminosas existe información aislada de pozos exploratorios, que no ayudarían a detallar en profundidad en lo referente a la roca almacenadora y sus propiedades petrofísicas.

Los estudios que se han realizado se basan en estimar el potencial mediante inventarios bibliográficos, asignando parámetros promedios en cuanto a las propiedades para la obtención de valores globales dependiendo del método de recobro utilizado. En la tabla se puede observar las estimaciones que se han realizado por parte de la agencia Arthur D. Little en la cual se muestra el potencial de bitumen que se podría recobrar dependiendo de la técnica utilizada.

**Tabla 10. Potencial de arenas bituminosas**

Zona	Área (Km <sup>2</sup> )	Espesor neto (m <sup>2</sup> )	Volumen inicial en sitio (mbbl)	Aceite en sitio (mbbl)
<b>Florencia</b>	460	50	144.659	20.252
<b>San Vicente</b>	656	50	206.296	28.881
<b>Rio Guejar</b>	350	50	110.066	15.409
<b>Sogamoso</b>	40	20	5.032	704
<b>Rio Narre</b>	50	60	18.698	2.642

**Fuente:** Arthur D. Little, Potential of Unconventional Hydrocarbons in Colombia

En la tabla 10 se puede observar diversas estimaciones que realizó esta agencia de servicios como lo son el área, esta fue determinada tomando como base las medidas que se tienen en los mapas geológicos de ingeominas, el espesor neto fue determinado por lo que se puede observar en los distintos campos cercanos a la zona de bitumen. En cuanto al volumen inicial en sitio se estimó esa cantidad convirtiendo el área de kilómetros cuadrados a barriles y para el cálculo de la cantidad potencial de aceite en sitio se produjo mediante la utilización de la siguiente ecuación. [1]

$$\text{Aceite en sitio} = \text{volumen} \times \text{porosidad} \times (1 - \text{saturación de agua})$$

Teniendo en cuenta las características de los depósitos colombianos donde se observa que las porosidades son bajas, para realizar esta ecuación el valor que se le fue asignado a esta variable fue del 20 %, en cuanto a la saturación de agua se estimó un valor del 30 %.

**Tabla 11. Reservas recobrables según método de extracción**

Zona	Factor de reducción (%)	SAGD (mbbl)	CSS (mbbl)
Florescencia	3	7.088	3544
San Vicente	30	10.109	5054
Rio Guejar	30	5.393	2696
Sogamoso	30	247	123
Rio Nare	30	925	462

**Fuente:** Modificado. Arthur D. Little, Potential of Unconventional Hydrocarbons in Colombia.

Para estimar cuanto podría recobrar cada método primero se toma como base un factor de reducción del 30 %, este representado por tres fuentes la primera de ellas se estima por corredores de protección ambiental a lo largo de ríos, la segunda por la instalación de las facilidades de superficie y la tercera por cuerpos minerales aislados. Para el cálculo de la cantidad de aceite que se podría recobrar de acuerdo a los métodos se estimó un factor de recobro de 50% para la técnica SAGD y de 25 % para CSS. [1]

### 3.2. Análisis comparativo con otros yacimientos de bitumen

Las zonas potenciales de arenas bituminosas aún se encuentran en etapa de desarrollo en cuanto al ámbito investigativo, es por esto que para evaluarlas técnicamente al no tener información en cuanto a las estructuras geológicas se decidió compararlas con yacimientos de arenas bituminosas en el exterior, en este caso se tomó como base las arenas bituminosas de Canadá.

Estos depósitos que se encuentran someros tiendes a estar a profundidades promedio de 600 ft dependiendo de la zona en que se encuentren se logran destacar las siguientes profundidades. [16]

**Tabla 12. Profundidades de yacimientos de arenas bituminosas en Canadá.**

Zona	Profundidad(ft)
Athabasca	656
Peace River	1300
Cold Lake	1500

**Fuente:** Sang Yao, A Study on System Identification and Input Desing For SAGD Reservoir. University of Alberta. 2014.

El gran desarrollo tecnológico que se ha logrado en Canadá debido a la optimización que se lleva a cabo para la obtención de las arenas bituminosas logrando así recuperar mayor hidrocarburo y a su vez contribuir con el medio ambiente. En Cold Lake y Peace River se utiliza la técnica de SAGD y CSS en mayor proporción, en Athabasca se utiliza SAGD como principal fuente de extracción de bitumen. [16]

Estas zonas al tener un alto desarrollo en este tipo de hidrocarburo cuenta con amplia información respecto a la geología y la petrofísica, que serán utilizadas en las zonas potenciales de Colombia, realizando variaciones según las características observadas en Colombia.

### **3.3. Métodos de recobro seleccionados para la aplicación en las zonas potenciales de Colombia.**

La selección de los métodos de recobro fue basada en los criterios principales que son los geológico, petrofísica, económico, y el desarrollo que han tenido estos métodos en proyectos de arenas bituminosas en el exterior, mirando estos aspectos los métodos de recobro que mejor representaban de acuerdo a las características que lograban sobresalir en las zonas de arenas bituminosas en Colombia y realizando el screening de estas características en cada uno de los métodos de recobro. Se decidió que para poder tener un buen rendimiento los métodos que se deberían utilizar serían el SAGD y CSS.

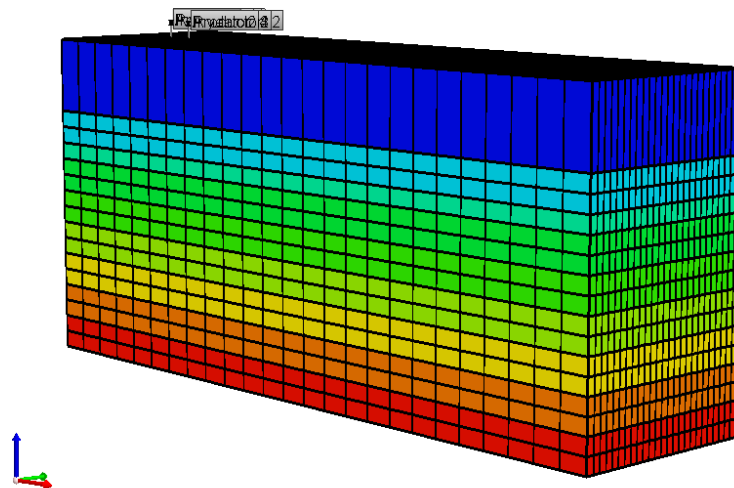
#### 4. Simulación de los métodos seleccionados para la aplicación en las zonas potenciales de Colombia.

Los métodos seleccionados para la simulación en las zonas potenciales de Colombia fueron SAGD y CSS, utilizando la herramienta START de cmg. Para realizar estos casos lo primero que se hizo fue tomar un modelo base que permitiera luego realizar los análisis pertinentes, para esto se creó un modelo homogéneo. El modelo de fluidos fue creado en IMEX para posteriormente ser exportado a START.

**Tabla 13. Dimensiones del grid**

Celdas	N° Celdas
Celdas en I	25
Celdas en J	25
Celdas en K	16
Numero de celdas	10000

**Figura 14. Dimensiones del grid SAGD**



**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). Builder

**Tabla 14. Propiedades petrofísicas del modelo**

Propiedad	Valor
Porosidad, %	26
Profundidad, ft	656
Permeabilidad horizontal, md	7100
Permeabilidad vertical, md	2100
Presión inicial, psi	300
Temperatura, ° F	37
Capacidad térmica de la arena Btu/(ft <sup>3</sup> * °F)	106
Capacidad calorífica de la arena Btu/(ft <sup>3</sup> * °F)	45
Compresibilidad de la arena <i>psi</i> <sup>-1</sup>	5 x 10 <sup>-4</sup>
Saturación de aceite inicial, fracción.	0.8

**Fuente.** Modificado, Kristin Reka Marianayagam, Numerical simulation study on parameters related to Athabasca bitumen recovery with SAGD. June. 2012.

**Tabla 15. Propiedades del fluido del modelo**

Propiedad	Valor
Presión de burbuja, psi	100
Temperatura del yacimiento, °F	37
Densidad del fluido, °API	8

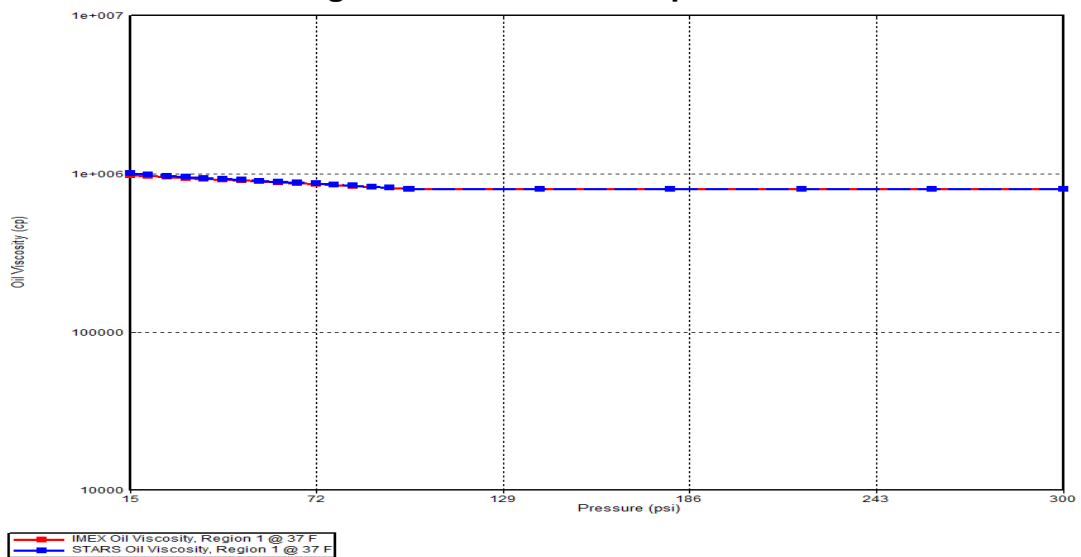
**Fuente.** Kristin Reka Marianayagam, Numerical simulation study on parameters related to Athabasca bitumen recovery with SAGD. June, 2012.

**Tabla 16. Data de las curvas de permeabilidad relativa**

sw	Krw	Krow	SI	Krg	Kro
0.2	0	0.7	0.2	0.85	0
0.25	0.006	0.525	0.25	0.731	0
0.3	0.0013	0.3955	0.3	0.6205	0.0105
0.35	0.0024	0.2905	0.35	0.527	0.0238
0.4	0.0035	0.2135	0.4	0.4446	0.0392
0.45	0.006	0.1575	0.45	0.3723	0.0616
0.5	0.009	0.1155	0.5	0.3128	0.0882
0.55	0.014	0.0784	0.55	0.2618	0.119
0.6	0.02	0.0476	0.6	0.2168	0.154
0.65	0.03	0.0231	0.65	0.1675	0.1925
0.7	0.05	0.0001	0.7	0.1301	0.238
1	1	0	0.75	0.0961	0.2926
			0.8	0.0663	0.3514
			0.85	0.0383	0.4172
			0.9	0.0085	0.4984
			0.95	0	0.5894
			1	0	0.7

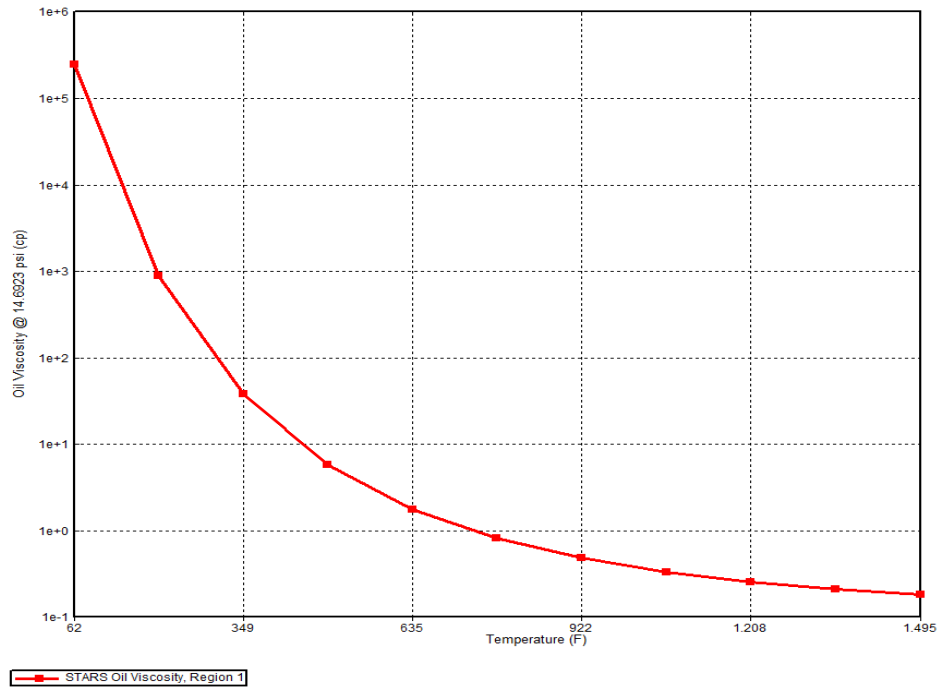
**Fuente.** Kristin Reka Marianayagam, Numerical simulation study on parameters related to Athabasca bitumen recovery with SAGD. June, 2012.

**Figura 15. Viscosidad vs presión**



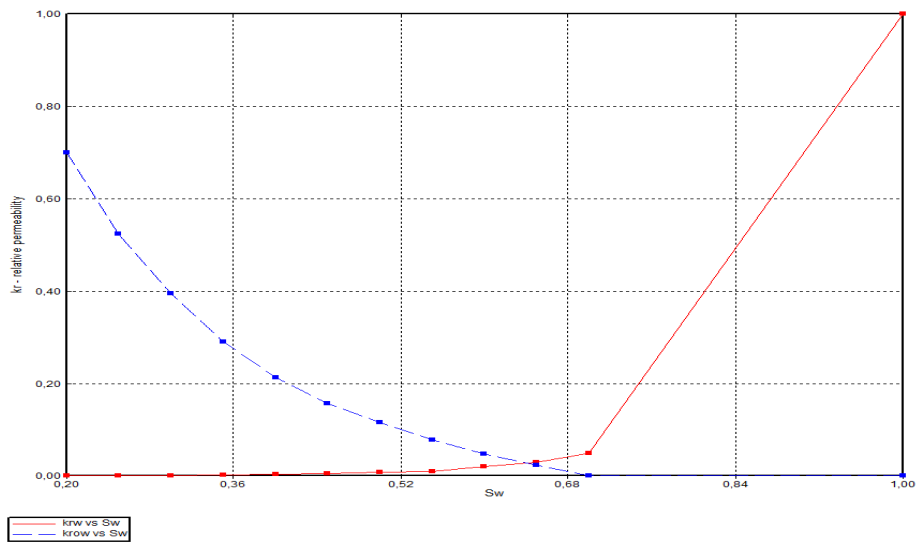
**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). Builder

**Figura 16. Viscosidad vs temperatura**



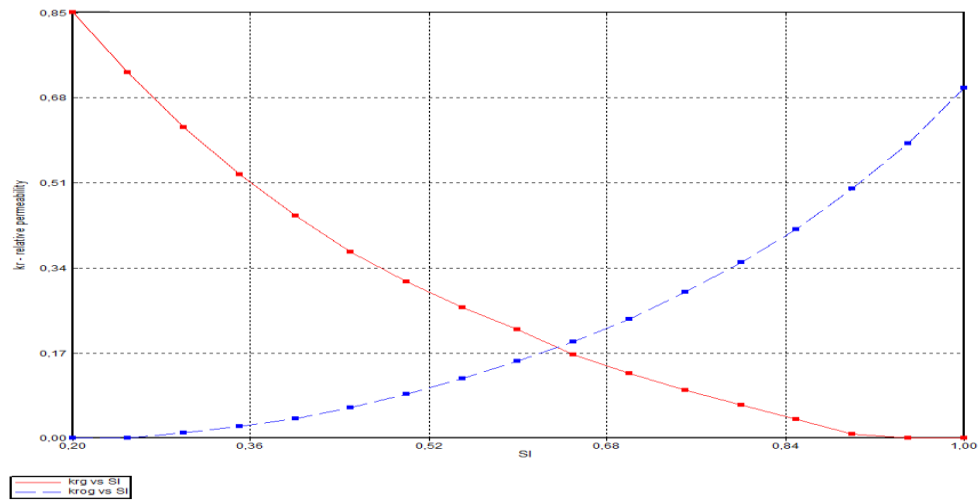
**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). Builder

**Figura 17. Curva de permeabilidad relativa**



**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). Builder

**Figura 18. Curva de permeabilidad relativa**



**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). Builder

#### 4.1. Simulación proceso de drenaje gravitacional SAGD

##### 4.1.1 Modelamiento de pozos mediante FLEXWELL

La simulación del método SAGD tiene como configuración la utilización de dos pozos horizontales separados entre sí por una distancia de 16 pies, para poder modelar un buen comportamiento de este tipo de arreglo se implementó la herramienta FLEXWELL que está incluida en el software START de cmg. Este método tiene las siguientes características; cuenta con una etapa de inicialización en la cual se inyecta vapor por la cabeza de ambos pozos y se produce por el talón de los mismos, al terminar esta etapa se continúa con el desarrollo del proceso en donde el pozo inyector se configura para que inyecte por la cabeza y el talón, y el pozo productor tenga la función de producir por la cabeza y el talón.

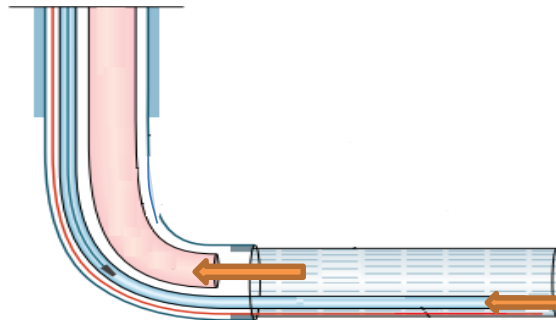
**Tabla 17. Diámetros Tuberías. SAGD**

Tipo de tubería	Diámetros
<b>Tubing</b>	4 1/2
<b>Tubing</b>	3 1/5
<b>Casing</b>	9 5/8

#### 4.1.2. Etapa de inicialización proceso SAGD.

El proceso SAGD en su primera etapa que es de inicialización tiene como propósito, precalentar el yacimiento para permitir un ligero aumento en la movilidad del crudo y lograr una conexión térmica entre los pozos. En el modelo homogéneo que se desarrolló, se tomó un tiempo de inicialización de 4 meses, como se puede observar en la figura 20. Se ve una conexión térmica entre los pozos al finalizar este tiempo, al igual que un aumento en la saturación alrededor de los pozos como se puede observar en las figuras 21 y 22. Los constraints utilizados se pueden observar en la tabla 18. En esta etapa las tasas de inyección son bajas para esta se inyecta 400 bbl/día en cada uno de los pozos hasta completar los 4 meses, a una presión de inyección de 500 psi y una calidad de vapor de 0.85. Como en esta etapa también se da la producción de hidrocarburo pero en menor proporción se utilizó una BHP de 120.

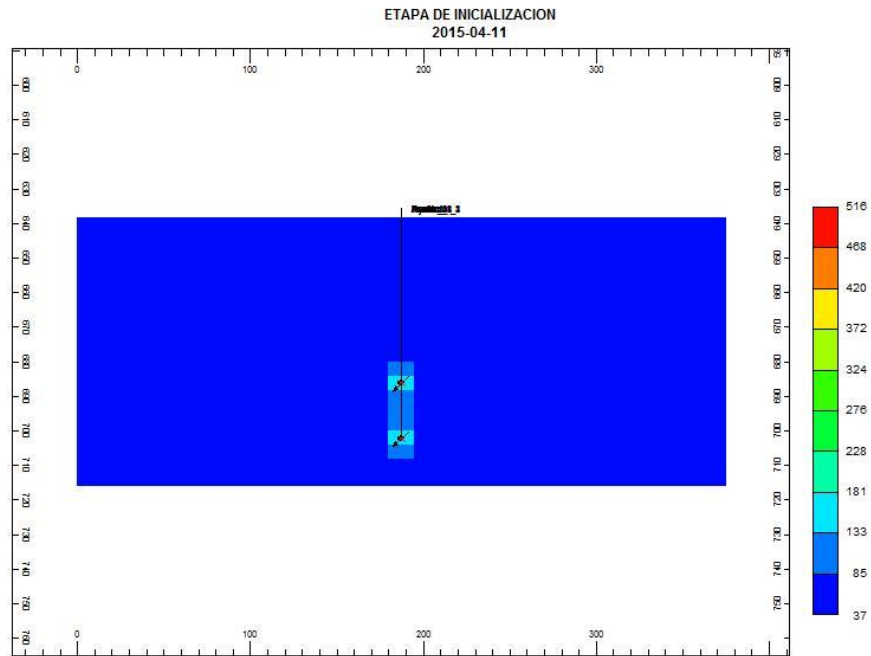
**Figura 19. Etapa de inicialización SAGD.**



**Tabla 18. Constraints etapa de inicialización. SAGD**

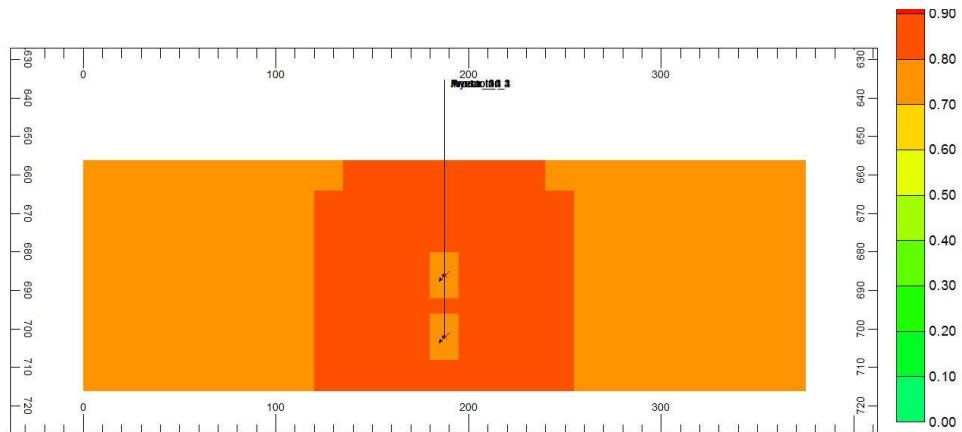
	<b>Pozo Productor</b>		<b>Pozo inyector</b>
<b>BHP</b>	120 psi	<b>BHP</b>	500 Psi
<b>STL</b>	800 bbl/día	<b>Tasa de Inyección</b>	800 bbl/día
<b>Temperatura de inyección</b>	-	-	560 F
<b>Calidad del vapor</b>	-	-	0.85

**Figura 20. Etapa de inicialización caso base. SAGD**



**Fuente:** Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

**Figura 21. Saturación de aceite etapa de inicialización. SAGD**

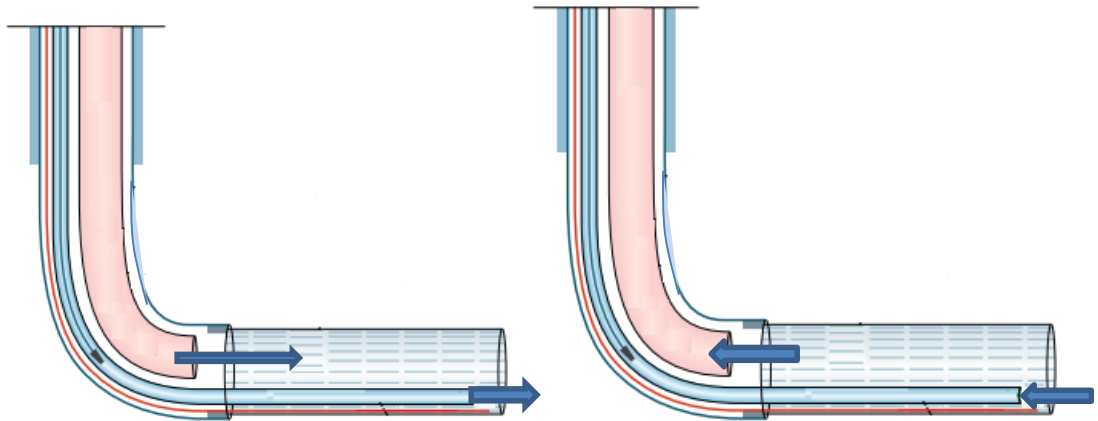


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

### 4.1.3. Etapa de desarrollo proceso SAGD.

Luego que finaliza la etapa de inicialización, donde se logra la conexión térmica entre los pozos se procede a realizar la etapa de desarrollo, la configuración de los pozos en esta etapa se puede observar en la figura 23. En esta etapa las tasas de inyección tienden a aumentar para obtener una mayor recuperación de hidrocarburo, logrando además una rápida expansión vertical de la cámara de vapor, para que luego este se expanda lateralmente a través de la formación. [2]

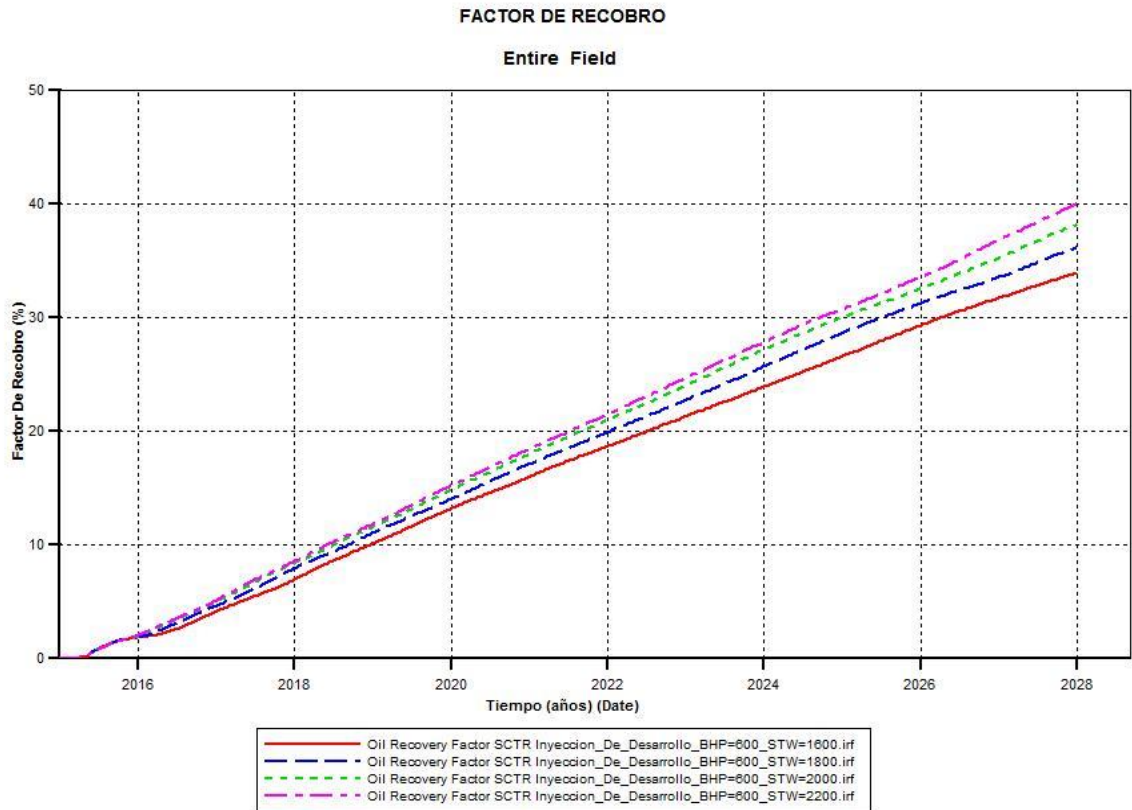
**Figura 22. Etapa de desarrollo SAGD**



### 4.1.4. Análisis tasas de inyección y producción

Con el fin de que se obtuviera un buen comportamiento en la etapa de desarrollo se decidió realizar un análisis con distintas tasas de inyección para observar cual estuviera en un rango adecuado para el mayor recobro de líquido, es por eso que para el desarrollo del modelo se decidió tomar una tasa de inyección de 2200 bbl/día, como se puede observar en la figura 24. Es con esta tasa de inyección con la que se logra el mayor recobro de líquidos.

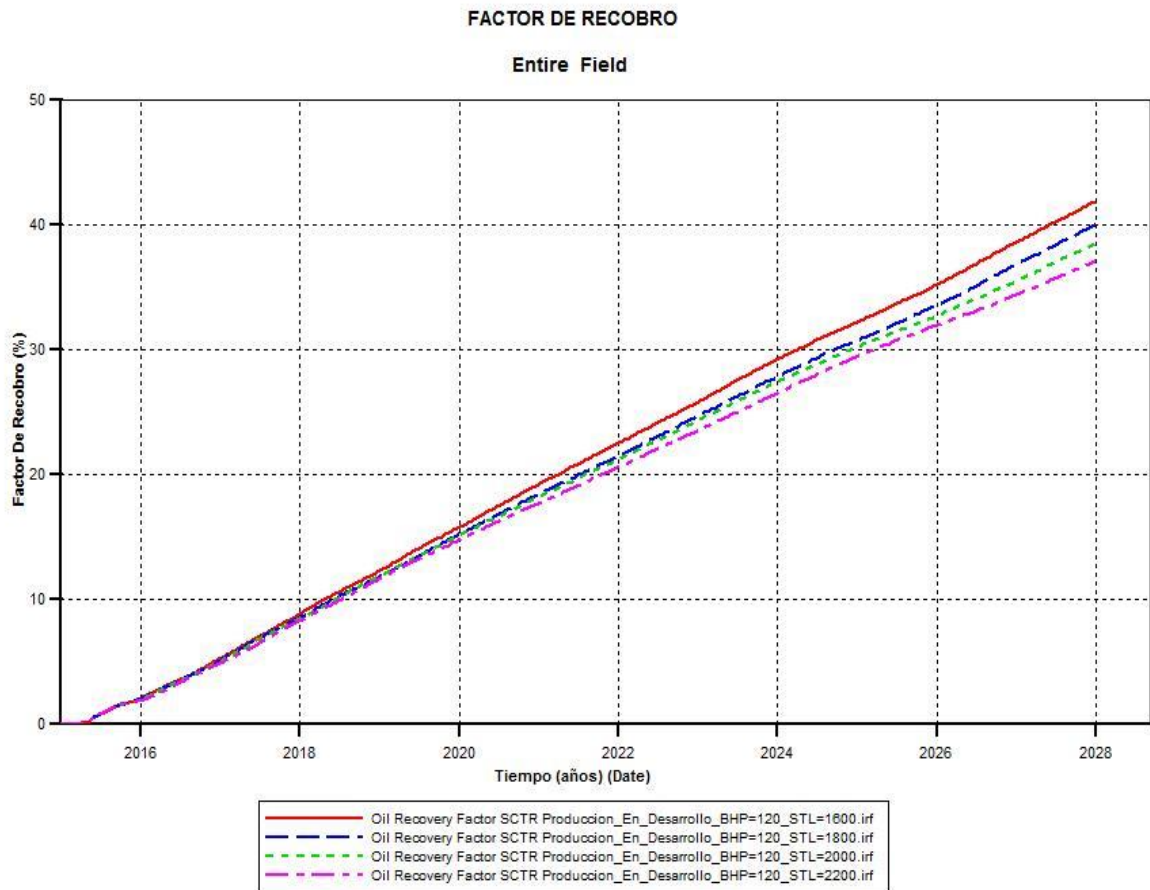
**Figura 23. Factor de recobro según Tasa de inyección. SAGD**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

Una vez se logró determinar la tasa de inyección que presentaba mejor comportamiento, se variaron las tasas de producción para encontrar cual es la más viable para el desarrollo del modelo, como se puede observar en la figura 25. Donde se pueden ver los distintos factores de recobro que se obtuvieron a las distintas tasas de producción se decidió utilizar para el desarrollo del modelo base una tasa de producción de 1600 bbl/día. Una vez obtenida esta tasa de producción se desarrollaron los constraints para el modelo base como se puede observar en la tabla 19.

**Figura 24. Factor de recobro según tasa de producción. SAGD**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

**Tabla 19. Constraint etapa de desarrollo. SAGD**

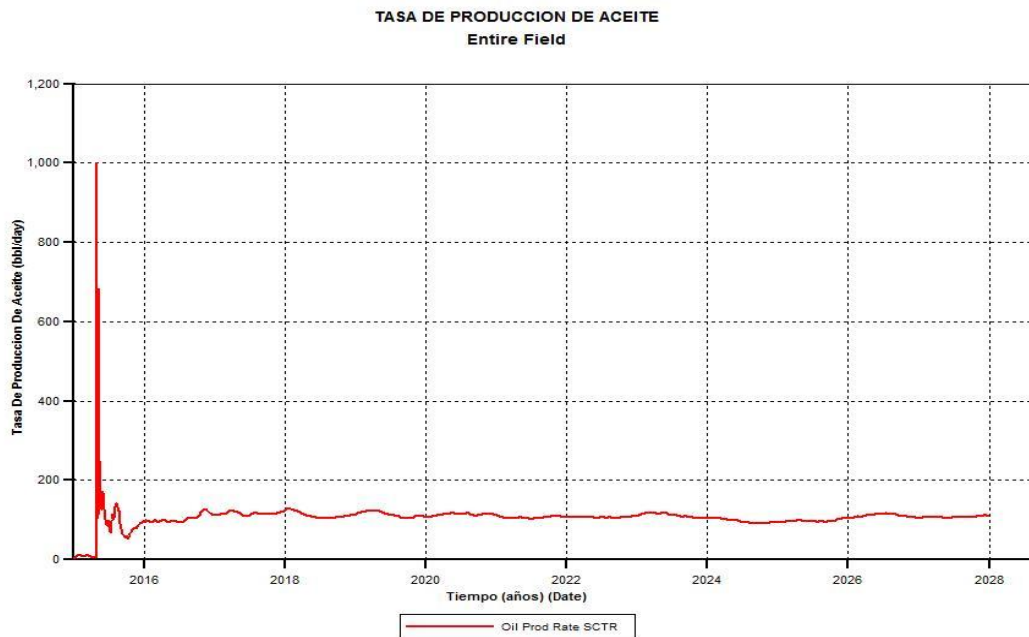
	Pozo productor		Pozo inyector
<b>BHP</b>	120 Psi	<b>BHP</b>	600 Psi
<b>STL</b>	1800 bbl/dia	<b>Tasa de inyección</b>	2200 bbl/dia
-	-	<b>Temperatura de inyección</b>	560 F
-	-	<b>Calidad del vapor</b>	0.85

#### 4.1.5. Producción de aceite.

La producción de aceite del modelo base se puede observar en la figura 26. En esta se pueden observar diferentes comportamientos, desde la etapa de inicialización hasta la etapa de desarrollo.

En la etapa de inicialización la cual tiene una duración de 4 meses se ve que prácticamente no hay producción de hidrocarburo, posteriormente se ve un aumento en la producción esto debido al aumento de la tasas de inyección y al crecimiento vertical de la cámara de vapor, en los meses siguientes la producción prácticamente se mantiene constante debido al constante crecimiento vertical de la cámara de vapor, posterior a este periodo se nota una declinación leve de la producción debido a que el efecto de las fuerzas gravitacionales es menor por la expansión horizontal de la cámara de vapor, comenzando así a actuar las fuerzas viscosas. [15]

**Figura 25. Tasa de producción Diaria de aceite. SAGD**

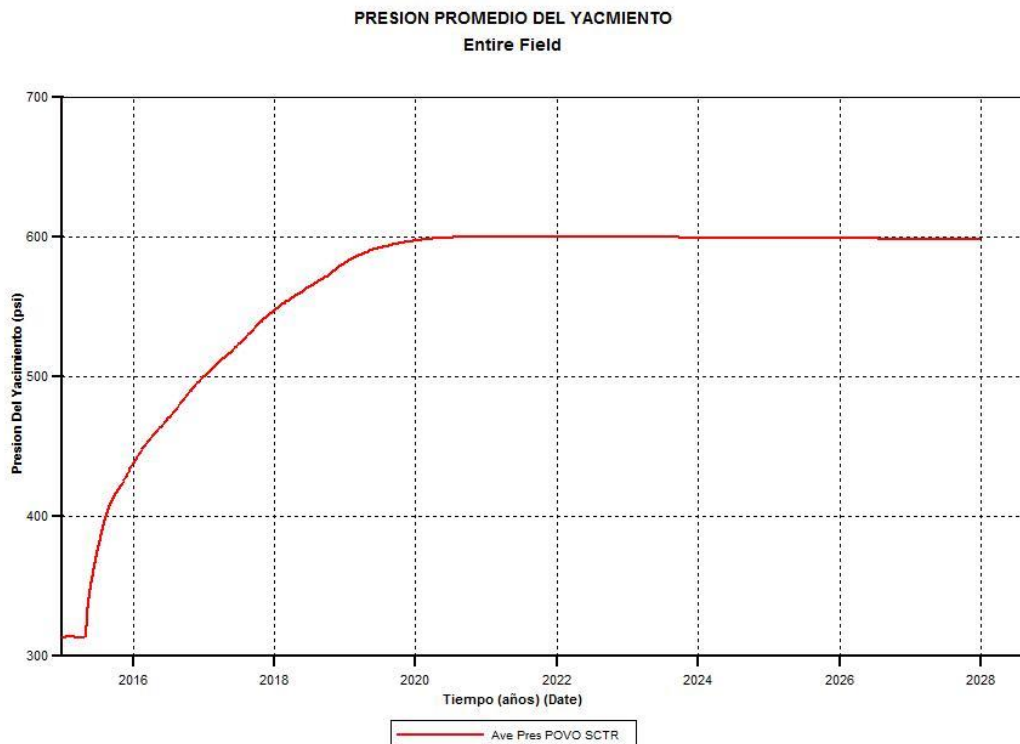


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics.

#### 4.1.6. Presión del yacimiento

El comportamiento de la presión con respecto al tiempo para el caso base se puede observar en la figura 27. En esta se puede notar que primero se presenta una leve disminución en la presión debido a la baja producción que se da durante el proceso de inicialización, posteriormente se logra un aumento en la presión con el tiempo debido a un aumento en la tasa de inyección de vapor durante la etapa de desarrollo, además ayudado por la presión de producción que es mayor a la del yacimiento luego se logra ver que la presión del yacimiento se mantiene constante durante un gran periodo. Lo que ayudaría a un buen desarrollo del modelo debido a que si se presentan caídas de presión muy pronunciadas conllevaría a que las fuerzas viscosas actúen. [15]

**Figura 26. Presión del yacimiento SAGD**

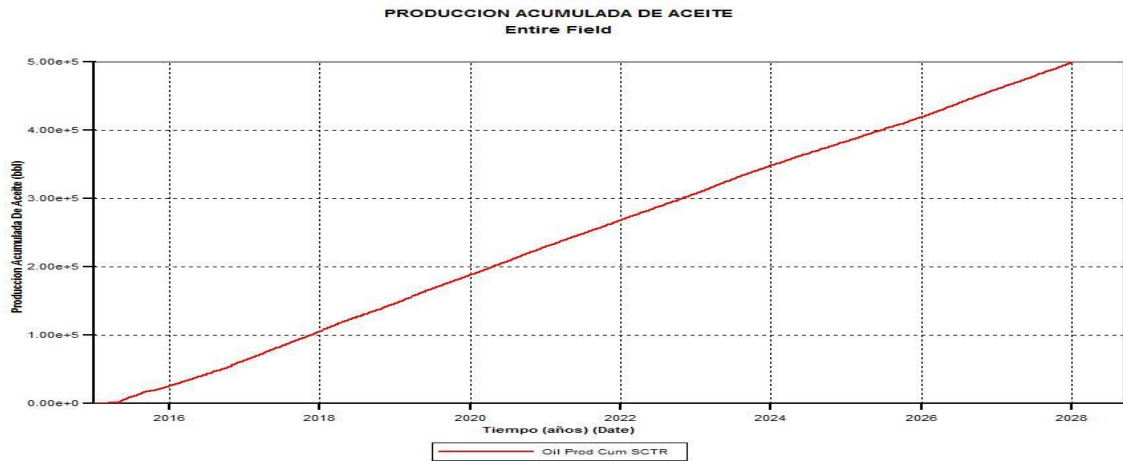


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

#### 4.1.7. Producción acumulada de aceite

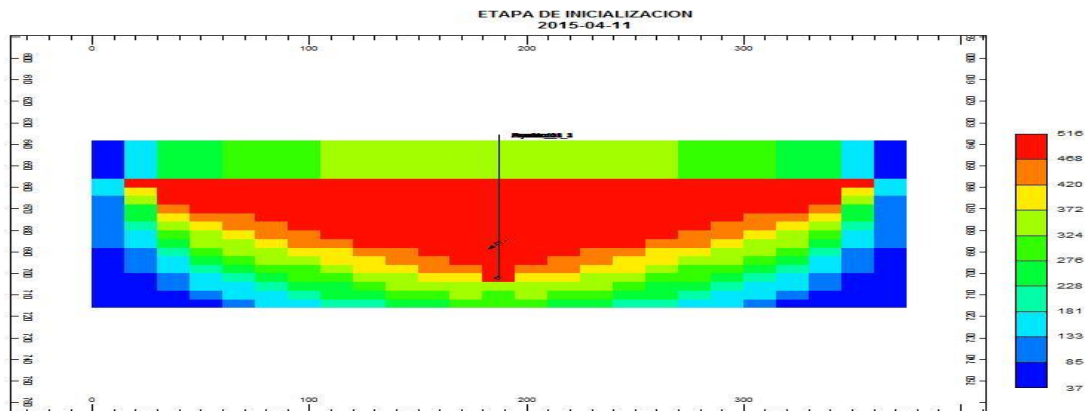
La producción acumulada del modelo base alcanza los 500.000 barriles como se puede observar en la figura 28. Con un factor de recobro del 40%, que comparado con el OOIP que se estima de acuerdo al modelo base es de 1.175.710 barriles, se puede relacionar que con la técnica SAGD se obtendría grandes cantidades de hidrocarburo que se podrían recuperar.

**Figura 27. Producción acumulada de aceite. SAGD**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

**Figura 28. Cámara de vapor al final del proceso. SAGD**

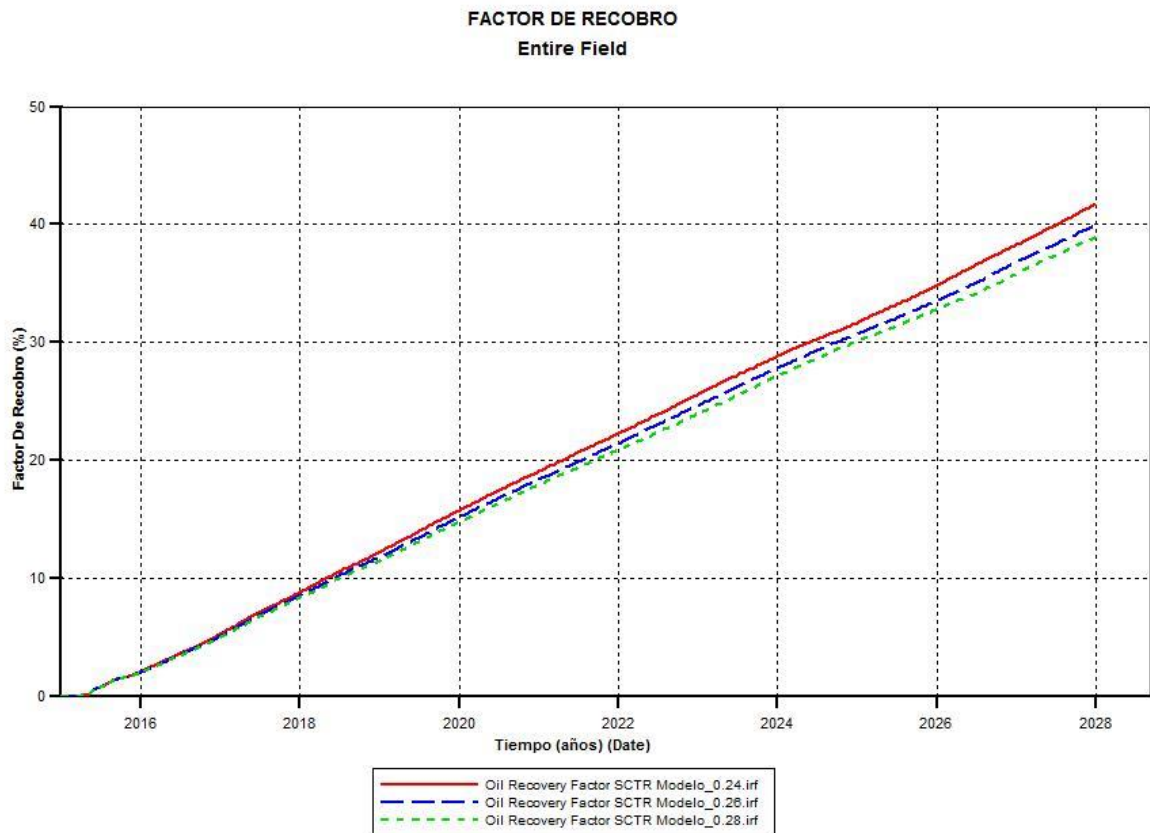


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

#### 4.1.8. Variación del caso base a diferentes porosidades.

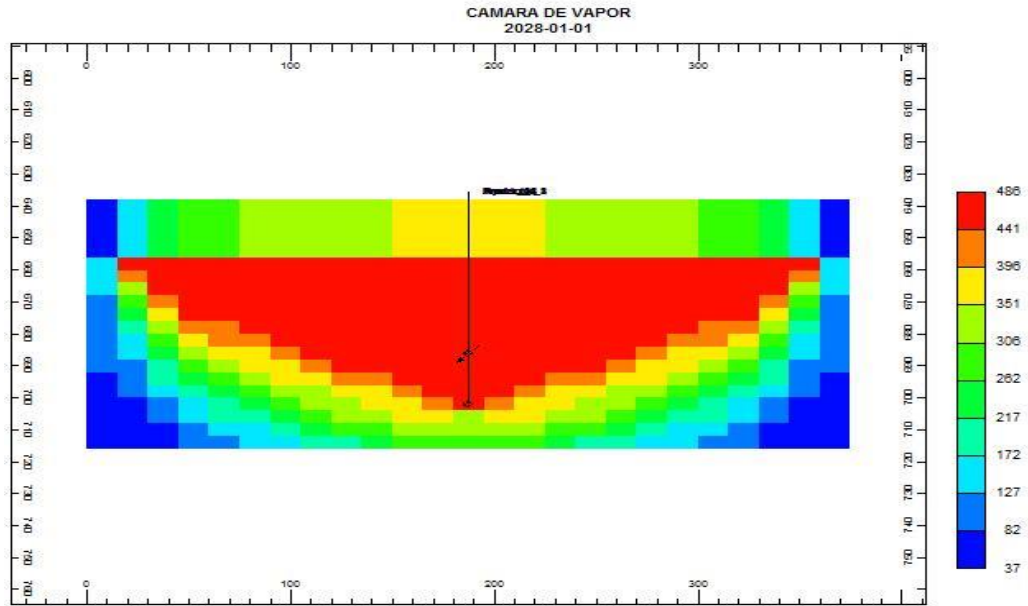
Debido a las bajas porosidades que se presentan en Colombia se decidió hacer una sensibilidad del caso base con porosidades de 0.24 y 0.28, para observar el comportamiento de acuerdo a la técnica SAGD. En los resultados obtenidos en la figura 30. se puede observar que se obtendrían buenos factores de recobro a las distintas porosidades alcanzando 41%, en la gráfica se puede observar que a mayor porosidad se obtiene menos recobro de hidrocarburo debido a que al utilizar los mismos constraints, al tener mayor porosidad el OOIP aumentaría, pero al mantener la tasa de producción constante el factor de recobro disminuye.

**Figura 29. Factor de recobro bajo distintas porosidades. SAGD**



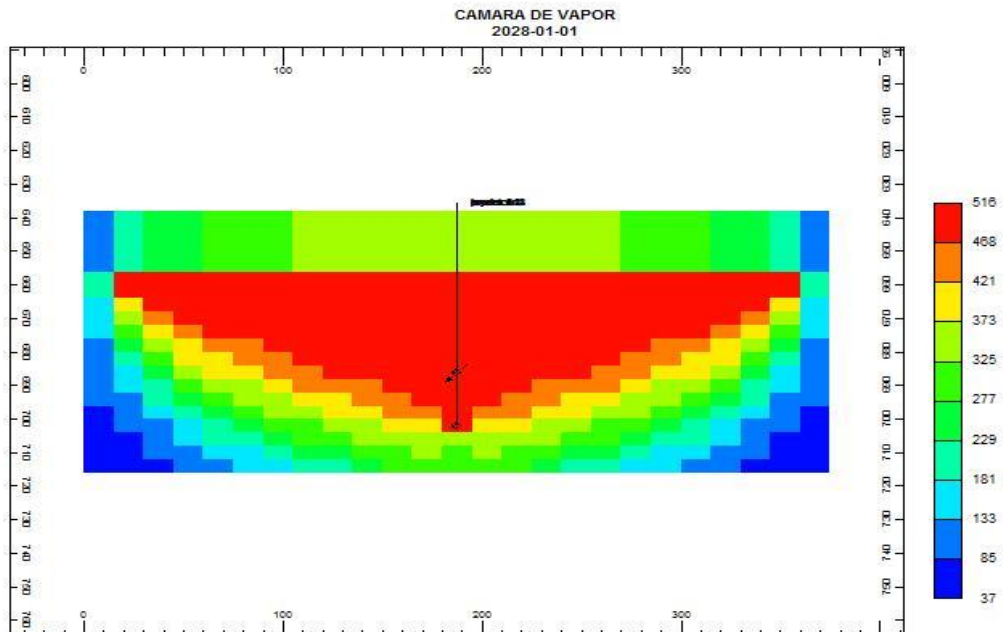
**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

**Figura 30. Cámara de vapor porosidad 0.26. SAGD**



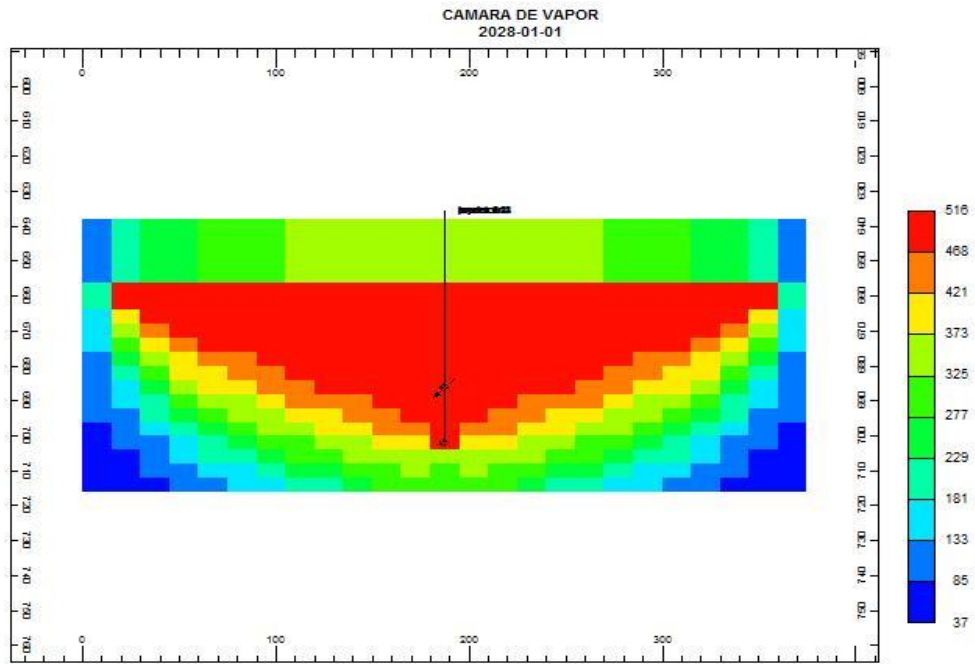
**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

**Figura 31. Cámara de vapor porosidad 0.24. SAGD**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

Figura 32. Cámara de vapor porosidad 0.28. SAGD

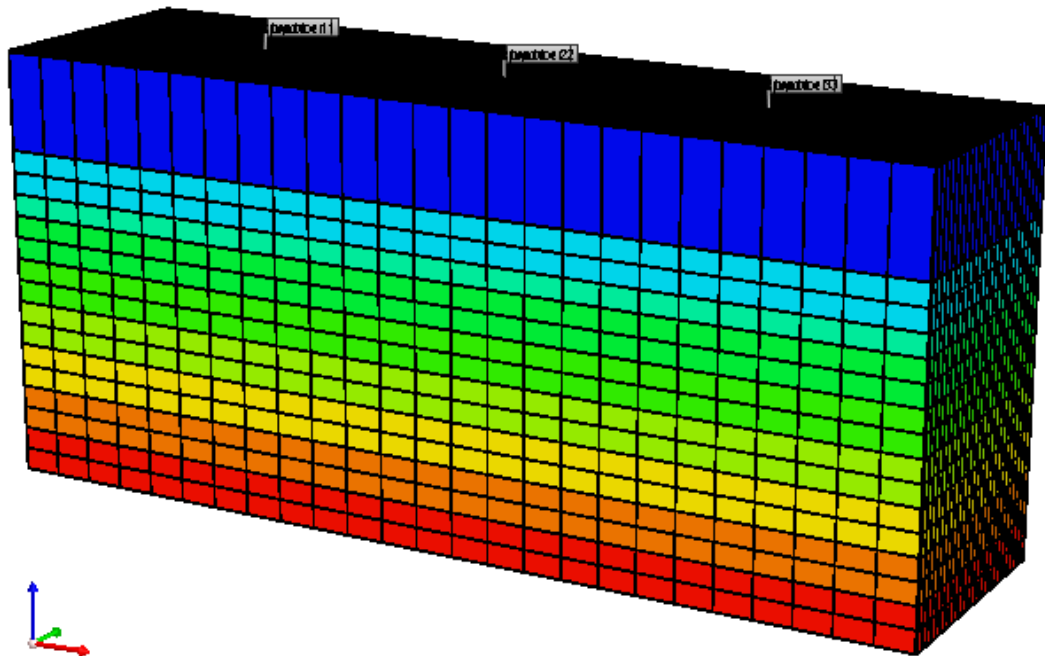


Fuente. Computer Modelling Group (CMG). Results 3D

#### 4.2. Simulación proceso inyección cíclica de vapor CSS

Para la simulación de la inyección cíclica se tomó como base el modelo homogéneo que se utilizó para la simulación del caso base de SAGD, solo variando la configuración de los pozos que de acuerdo a las características de este método son pozos verticales, debido al espaciamiento mínimo que se debe tener entre los pozos, se decidió perforar tres pozos verticales, cada uno con la función de inyectar y producir, cumpliendo así con las características del método de inyección cíclica de vapor.

Figura 33. Dimensiones Grid CSS



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder

#### **4.2.1 Análisis de los tiempos de los periodos de inyección, remojo y producción para la inyección cíclica de vapor CSS.**

Para un correcto análisis de la inyección cíclica de vapor, se deben definir correctamente los periodos de inyección, remojo y producción. Debido a que estos tienen gran influencia en cuanto a la efectividad del método.

En Colombia de acuerdo al tipo de crudo que se ha trabajado los tiempos de inyección oscilan entre 5 a 10 días, y los tiempos de remojo de 1 a 3 días. Si se comparan los tiempos que duran estos periodos con los que se utilizan en Canadá, donde el crudo está en la categoría de extra pesado a bitumen, los tiempos de inyección y remojo son muchísimo más largos. Los tiempos de inyección por lo general tienden a durar meses y los de remojo oscilan entre 10 a 12 días. Sin embargo, la duración de estos periodos está marcada en muchos de los proyectos por las necesidades del mismo, así como de los factores económicos. [12]

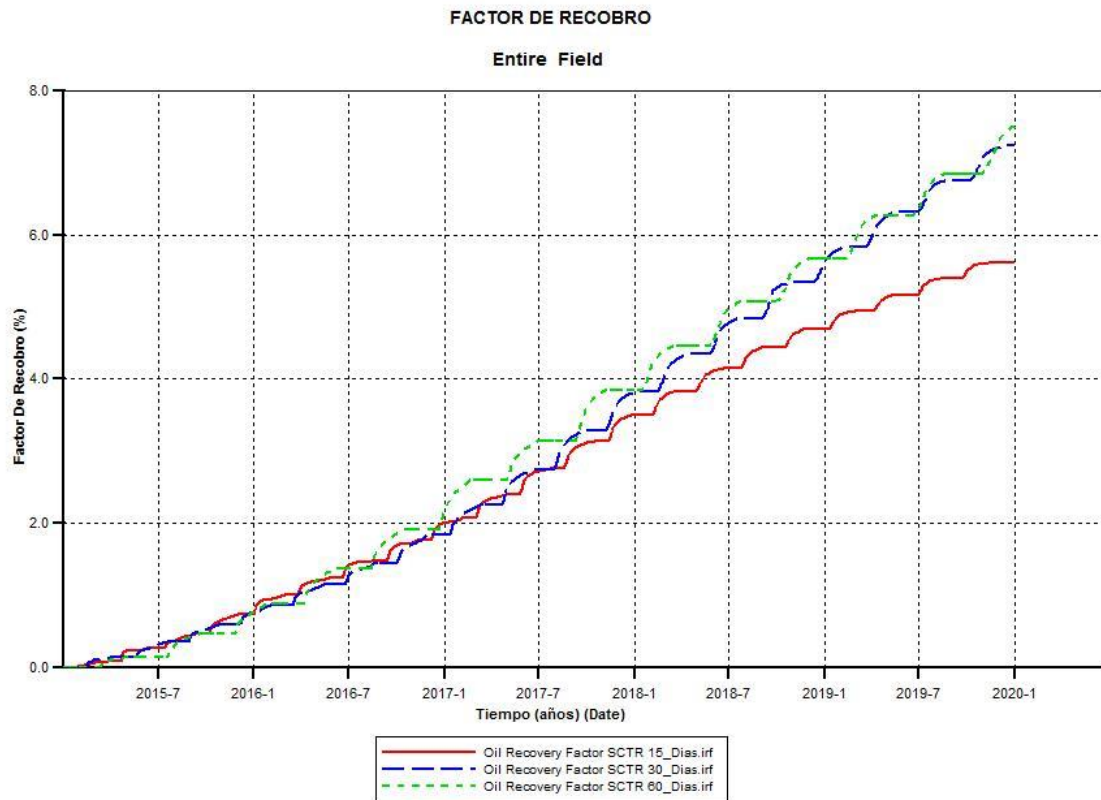
#### **4.2.2. Tiempos de inyección**

Este proyecto se basa en comparar los proyectos del exterior y contextualizarlos en Colombia, es por eso que al trabajar un tipo de hidrocarburo como el bitumen, no se pueden utilizar tiempos de inyección tan cortos como los que se han venido utilizando en Colombia, si no que se deben utilizar tiempos más largos. Es por eso que se realizaron diversos modelos de simulación para determinar cuáles tiempos serían los correctos para el modelo base. Se utilizaron diferentes tiempo de inyección como se pueden observar en la tabla 20. Para determinar cuál sería el mejor para utilizarlo en el modelo base. Como se puede observar en la figura 35. A medida que aumenta los días de inyección el factor de recobro aumenta es por esto que para el modelo se decidió utilizar un tiempo de inyección de 60 días.

Tabla 20. Variación tiempos de inyección. CSS

Casos	Tiempo de inyección (días)	Tiempo de remojo (días)
Caso 1	15	10
Caso 2	30	10
Caso 3	60	10

Figura 34. Factor de recobro periodos de inyección CSS



Fuente. Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

### 4.2.3. Tiempos de producción

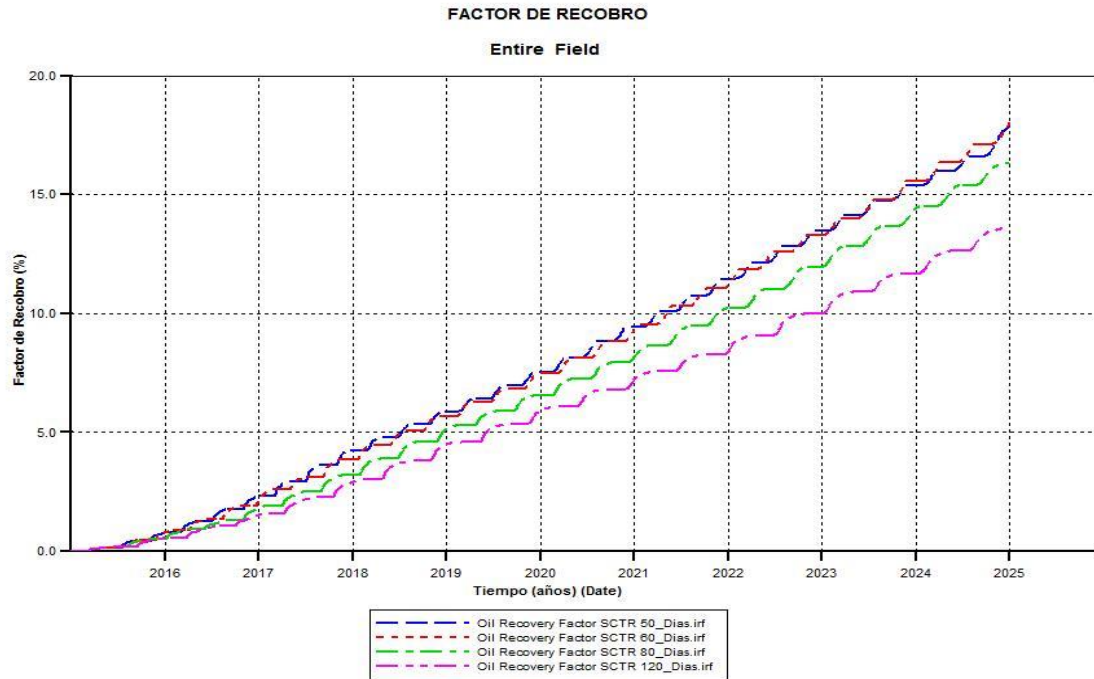
Los tiempos de producción son un factor clave en el desarrollo de la inyección cíclica de vapor, es por esto que para determinar el rango en el cual se pueden obtener un mayor factor de recobro con respecto a la sensibilidad de esta variable, los valores de 50, 60, 80 y 120 días.

**Tabla 21. Variación tiempos de producción. CSS**

Casos	Tiempos de producción (días)	Tiempos de inyección (días)	Tiempo de remojo (días)
<b>Caso 1</b>	50	60	10
<b>Caso 2</b>	60	60	10
<b>Caso 3</b>	80	60	10
<b>Caso 4</b>	120	60	10

En la figura 36. Se puede observar que a tiempos de producción de 50 y 60 días es donde se obtiene un mayor recobro de hidrocarburos con el tiempo. A demás se puede observar que a tiempos de producción de 80 y 120 días, se disminuye considerablemente el factor de recobro, una respuesta a ese comportamiento es que debido a ser un hidrocarburo con viscosidades muy altas, al tener tiempos de producción largos la tasa de producción tiende a disminuir y por ende el factor de recobro. Para el desarrollo del modelo base se decidió utilizar 60 días debido a que en este tiempo se alcanza la mayor recuperación de hidrocarburo.

**Figura 35. Factor de recobro periodos de producción CSS**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

#### 4.2.4. Análisis de la Tasa de inyección modelo base

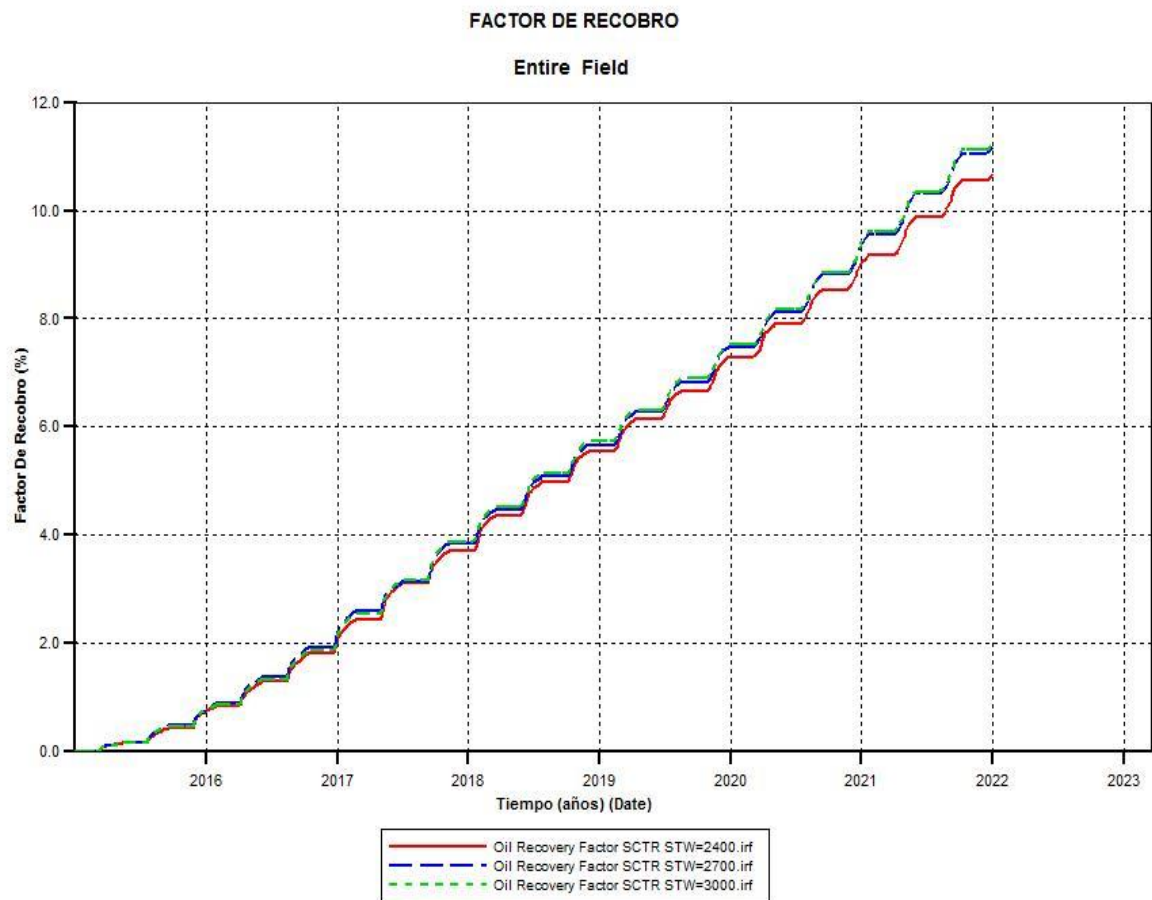
Para determinar la tasa de inyección se evaluaron diferentes casos con tasa de inyección de 2400, 2700 y 3000 bbl/día. Con el fin de mirar con cual se obtendría mejor comportamiento en el yacimiento.

**Tabla 22. Variación tasa de inyección. CSS**

Casos	Tasa de inyección (bbl/día)	Tiempo de producción (días)	Tiempo de remojo (días)	Tiempo de inyección (días)
<b>Caso 1</b>	2400	60	10	60
<b>Caso 2</b>	2700	60	10	60
<b>Caso 3</b>	3000	60	10	60

Como se puede observar en la figura 37. al variar las tasas de inyección se pudo obtener mayor factor de recobro cuando se manejaban tasas de inyección de 2700 y 3000 bbl/día, con factores de recobro de 11.15 % y 11.17 % respectivamente, que comparadas con el factor de recobro obtenido con la tasa de inyección de 2400 bbl/día, que fue de 10.4%, podemos ver que el aumento del factor de recobro no es significativo respecto a una mayor tasa de inyección, por lo que se decidió escoger para el modelo base una tasa de inyección de 2400 bbl/día. [13]

**Figura 36. Factor de recobro tasas de inyección CSS**

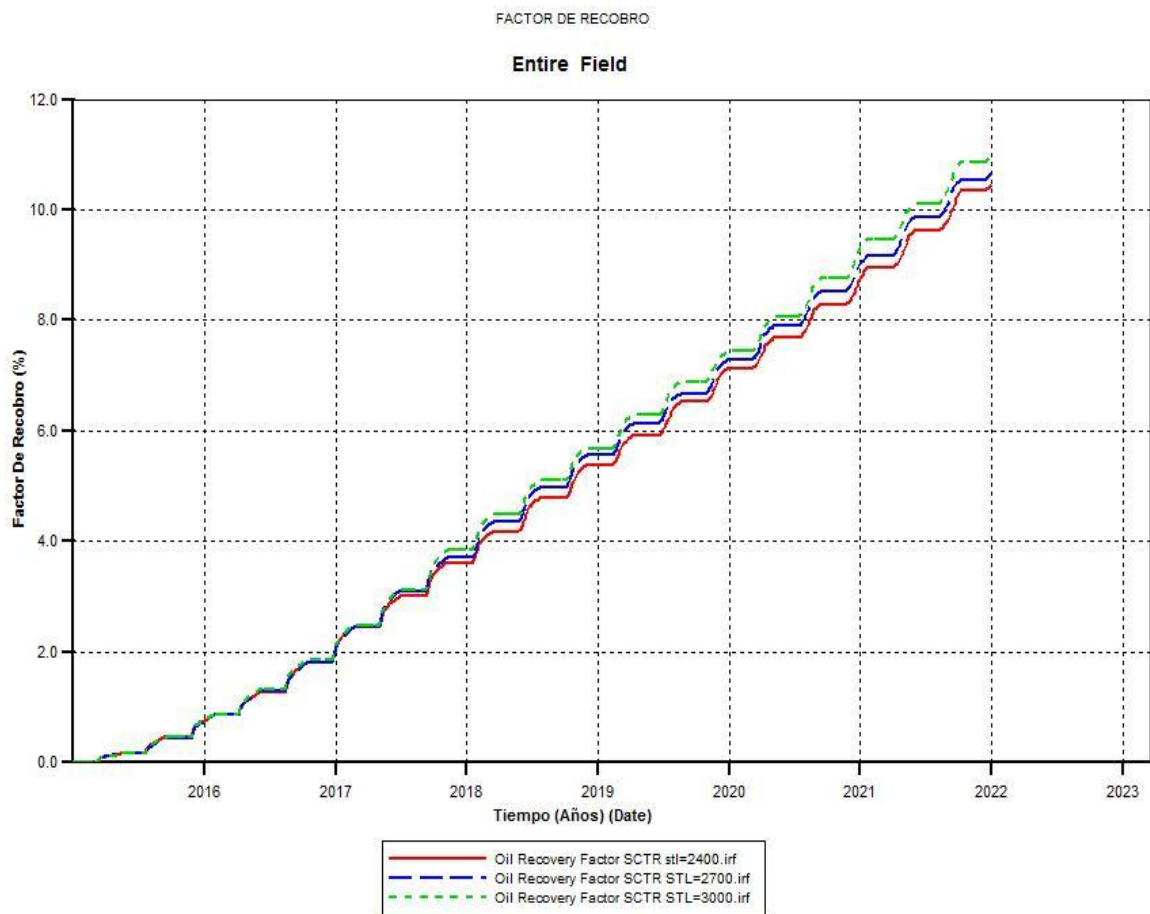


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

#### 4.2.5. Análisis tasa de producción modelo base

Una vez se han ajustado las tasas de inyección, así como los tiempos de los periodos de inyección, remojo y producción; se llevó acabo el ajuste de la tasa de producción, se hicieron variaciones de esta con valores de 2400, 2700 y 3000 bbl/día. Como se puede observar en la figura 38. Con la tasa de producción que se logra obtener mayor factor de recobro es con la de 3000 bbl/día, esta tasa de inyección se utilizó en el modelo base.

Figura 37. Factor de recobro tasas de producción. CSS



Fuente. Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

#### 4.2.6. Variación del caso base a distintas porosidades

Una vez se han realizado los distintos casos para determinar las mejores tasas de inyección, producción; así como los mejores tiempos para los periodos de inyección, remojo y producción Al igual que con el proceso SAGD, se realizó un análisis variando la porosidad del caso base, con valores de porosidades de 0.24 y 0.28. Los constraints utilizados se pueden ver en la tabla 23. Así como las diferentes tasas y los respectivos tiempos utilizados para los distintos periodos se pueden observar en la tabla 24.

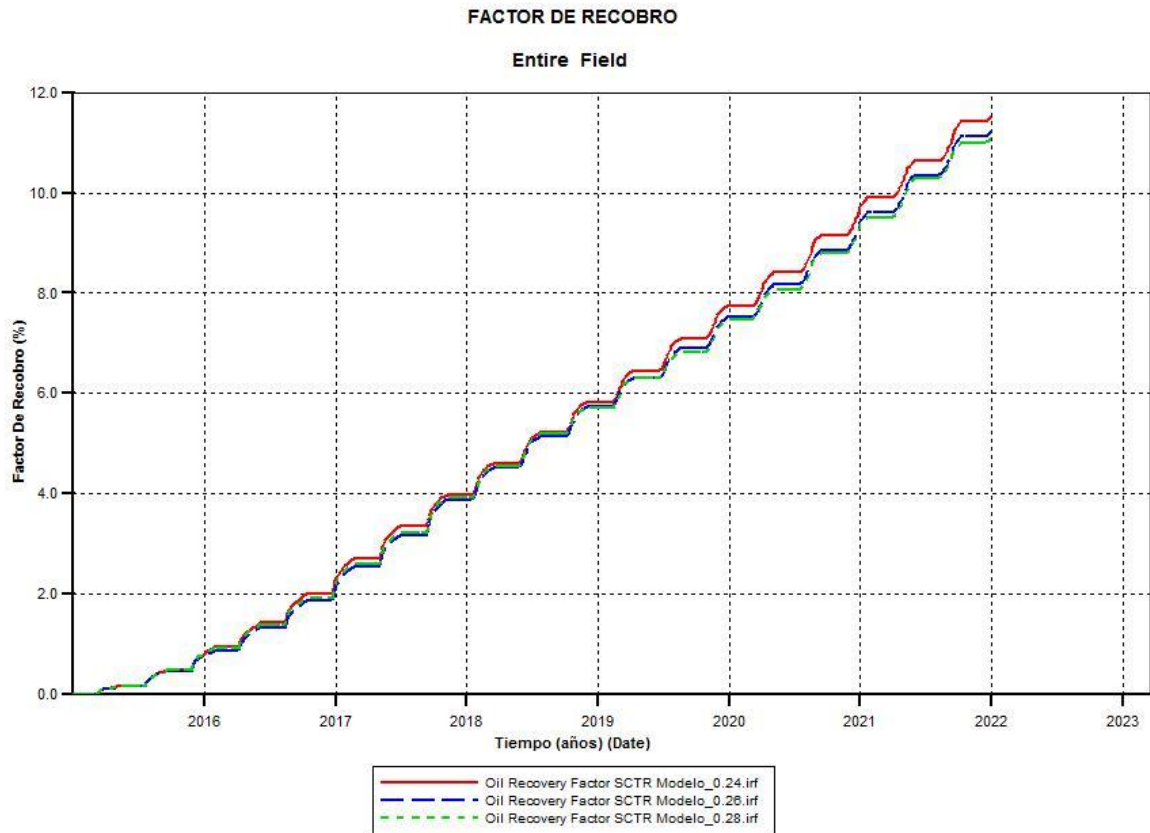
**Tabla 23. Constraints utilizados para la variación de porosidad**

Pozo Productor		Pozo Inyector	
<b>BHP</b>	120 Psi	BHP	600 Psi
<b>STL</b>	3000 Bbl/dia	STW	800 Bbl/dia
-	-	Temperatura	560 F
-	-	calidad	0.85

**Tabla 24. Tasas y tiempo utilizados para la variación de porosidad**

	Tasa de inyección (bbl/día)	Tasa de producción (bbl/día)	Tiempo de inyección (días)	Tiempo de remojo (días)	Tiempo de producción (días)	N° ciclos
<b>Valor</b>	2400	3000	60	10	60	20

**Figura 38. Factor de recobro bajo distintas porosidades CSS**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG). Results Graphics

Como se puede observar en la figura 39. los factores de recobro obtenido con este método, son muy bajos si se comparan con los factores de recobro obtenidos con el proceso SAGD, donde los factores de recobro alcanzan hasta el 40%, con este método se alcanzaría a recobrar alrededor del 11.5%, el comportamiento de la gráfica donde se nota un aumento en el factor de recobro a menor porosidad, esto se da debido a que al trabajar con menor porosidad en el caso de 0.24 el OOIP disminuye y al trabajar con la mismas BHP, el factor de recobro tiende a aumentar en comparación con la gráfica arrojada para las porosidades de 0.26 y 0.28.

## 5. CONCLUSIONES

Evaluando los diferentes métodos convencionales y no convencionales para la extracción de bitumen se pudo determinar que las técnicas que mejor cumplen con los criterios de selección de acuerdo a las propiedades globales que se han podido determinar del bitumen en esas zonas potenciales son los proceso SAGD y el CSS debido a que son los que mejores se ajustan a las características más críticas para el desarrollo óptimo de los métodos.

Durante la simulación de los proceso SAGD y CSS se observó que los parámetros operacionales tales como la tasas de inyección, tasa producción, periodos de inyección, remojo y producción, fueron factores claves para el buen desarrollo del modelo por lo que estos influyen en el comportamiento del yacimiento y en la cantidad de hidrocarburo recuperable en el sitio.

En el proceso CSS los parámetros claves para el buen desarrollo del modelo fueron los tiempos de inyección, remojo e producción, los cuales fueron 60 días, 10 días y 60 días, así respectivamente, que de cierta forma arrojaron mejores resultados en cuanto a la recuperación de hidrocarburos por lo que hubo mayor tiempo de contacto del vapor con el bitumen y simultáneamente reducción viscosidad.

Simulando el proceso SAGD se pudo determinar que en la etapa de desarrollo las mejores condiciones se obtuvieron cuando se operaban a altas tasas de inyección de vapor y a producciones moderadas. De tal manera que se evitara la depleción del yacimiento, logrando un mantenimiento en la presión del yacimiento y logrando obtener mejor distribución de la cámara de vapor llegando casi a los

límites del reservorio para que de cierta forma contacte la mayor cantidad de hidrocarburos posible aumentando el factor de recobro.

Se determinó que el proceso SAGD fue el que mejor cumplió con las expectativas en cuanto a la recuperación de este tipo de hidrocarburo debido a que se estaba trabajando con un fluido no móvil que requiere de continuo calentamiento para alterarles sus propiedades como su viscosidad y de cierta forma aumentar su movilidad para obtener mayor recobro de líquido durante su explotación.

## 6. RECOMENDACIONES

Realizar una evaluación técnica y financiera para observar la viabilidad de un proceso Drenaje Gravitacional Asistido Por Vapor (SAGD) e Inyección Cíclica para poder determinar una mejor toma de decisión en la ejecución de un proyecto.

Desarrollar mediante la simulación numérica sensibilidades con respecto a otros tipos de métodos para hacer una comparación compleja analizando que tan factible pueden ser para la extracción de este tipo de hidrocarburos.

Hacer un estudio ambiental para analizar qué impactos desfavorables puede causar la inyección de vapor a elevadas temperaturas en el subsuelo, así como del impacto que trae consigo el uso de este recurso hídrico en este tipo de proyectos en las comunidades aledañas.

## BIBLIOGRAFIA

1. Arthur D. Little, Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia, ANH Unconventional Hydrocarbons Workshop. Bogota. June 8, 2011.
2. Bottet Jesús, Caldero María. Evaluación del proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor a partir de modelos analíticos y simulación numérica de yacimiento. UIS. 2014.
3. Calderón María, Meléndez Laura, caracterización geológica de las rocas almacenadoras de bitumen, en los afloramientos ubicados en el suroccidente de Guayabal en el departamento del Tolima. UIS. 2013.
4. Camacho U. José A., Pérez O. Argenis J. Estado del arte de la inyección cíclica de vapor. Universidad Central de Venezuela. Tesis. Caracas. Noviembre 2011.
5. Deborah Jaremko. The pure technique of N-Solv may be finally going for make-it-or-break-it field testing. Junewarren-nickle's. September 1, 2011.
6. Dorelys Pérez, Gabriela. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan el aumento del factor de recobro. Tesis Caracas. Junio 2013.

7. Enriquez Aregullin. Proceso THAI-CAPRI Como método de recuperación mejorada de crudo pesado. UNAM. Tesis, México, Marzo 2010.
8. Farruk Akram, K.C. Young. Oilfield reviews schlumberger. Preparándose para el petróleo pesado, 2014.
9. Foro Innovación en los sectores de la minería y la energía, presentación de Javier Gutiérrez Pemberty. Bogotá. 2011.
10. M.B. Dusseault, U. of Waterloo. Cold Heavy-Oil Production with Sand. Chapter 5
11. María Angélica, Diana Carolina. Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo. Pontificia Universidad javeriana. Tesis. 2009.
12. Mateus Tarazona, Yessica. Evaluación técnica y económica del uso del vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado. UIS. 2011.
13. Perdomo Hoyos, Ruben. Ardila Cubillos, Lexly. Evaluación de diferentes estrategias para la inyección selectiva de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Aplicación campo colombiano. UIS. 2014.
14. Robert D. Bott, Canada's Oil Sands, Canadian Centre for Energy Information. November 2011.
15. Rodriguez Castelblanco, Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica

de drenaje gravitacional asistida con vapor SAGD en crudos móviles. UIS. 2014.

16. Sang Yao, A Study on System Identification and Input Desing For SAGD Reservoir. University of Alberta. 2014.
17. Subir Bhattacharjee, A bridge between conventional oil a sustainable energy future. Alberta. 2010.
18. Tar Sand World, Global expansion of tar sand and oil shale. (2000, February 11), from TarsandWorld.com.
19. Yakut Yildirim. Application of vapex (vapour extraction) process on carbonate reservoirs. The Middle East Technical University, Thesis, September 2013.
20. Young Jae Kim, Canada's Oil Sands. Strategic Decisions to Make Canada an Energy Superpower. Waterloo. University of Waterloo. Thesis. 2010.

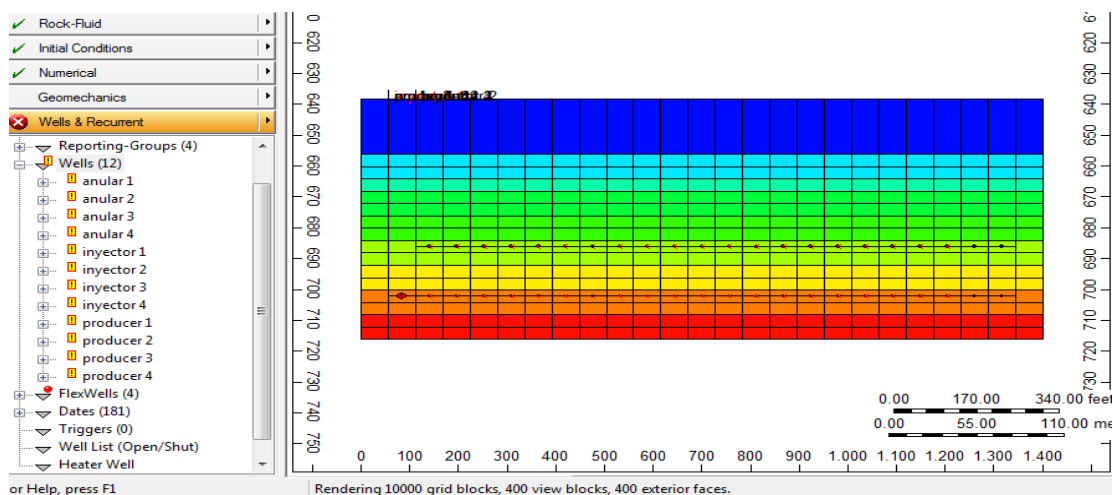
## ANEXOS.

### ANEXO A. GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA FLEXWELL DEL SIMULADOR START DE LA COMPAÑÍA CMG.

Para el desarrollo del proceso SAGD que consta de tuberías de inyección y de producción de forma horizontal, es necesario la utilización del FLEXWELL que se encuentra contenida dentro del simulador CMG con el fin de evitar mayores pérdidas de energía.

Para el proceso SAGD es necesario la perforación de 12 pozos; 4 anulares, 4 inyectores y 4 productores debido a que los pozos utilizados en la etapa primaria del proceso van a ser reemplazados en la etapa de desarrollo y de cierta manera obtener mejores resultados durante la simulación.

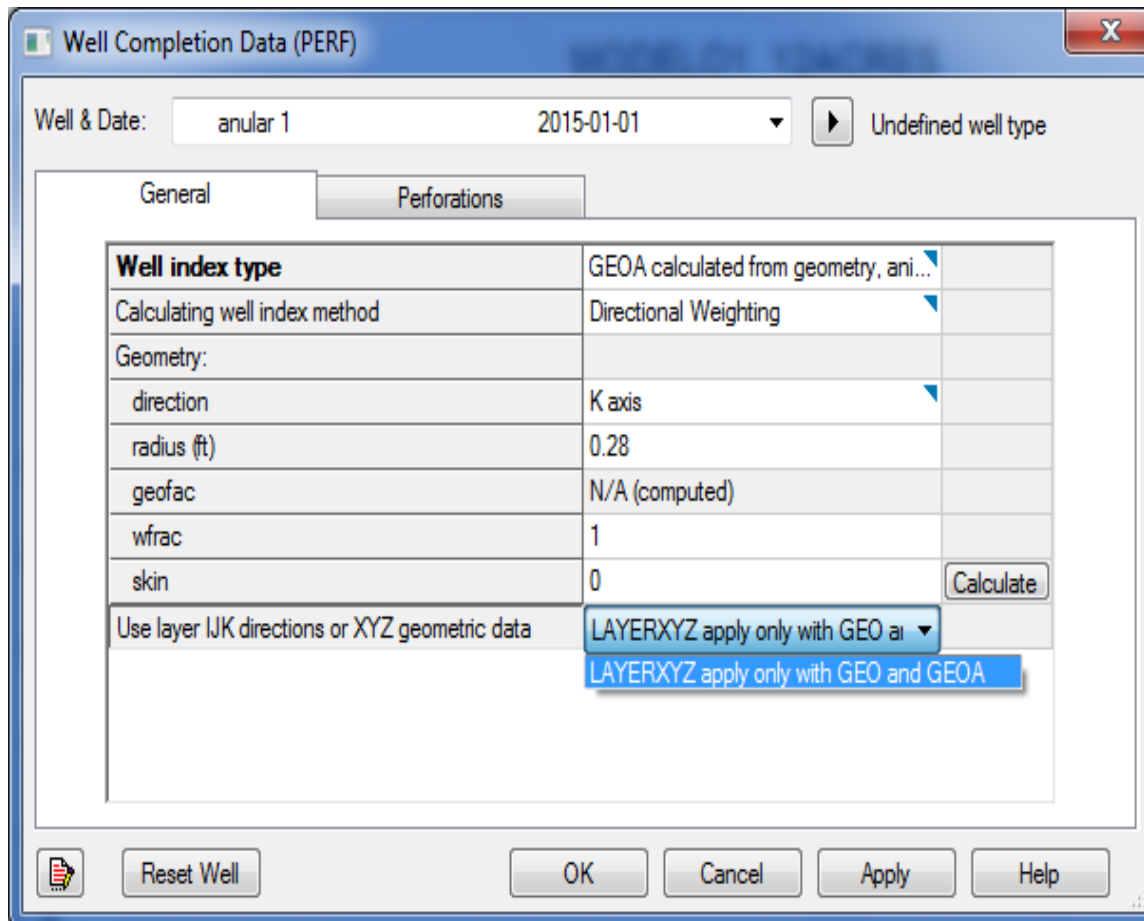
**Figura 39. Perforación de pozos en el GRID**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Durante la perforación se necesitan que los pozos tengan la opción LAYERXYZ apply only with GEO and GEOA y que estén referenciados en el primer layer.

**Figura 40. REFERENCIA PARA LOS POZOS**

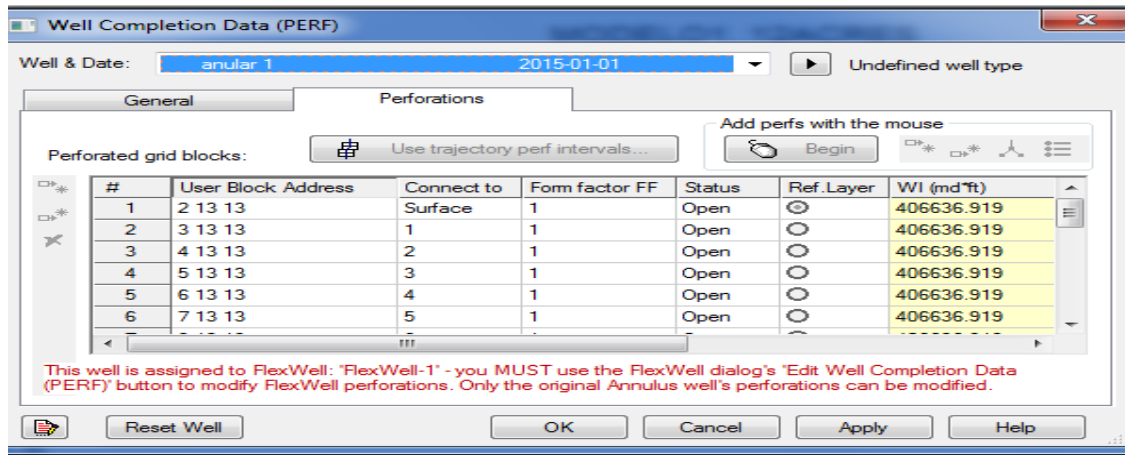


<b>Well index type</b>	GEOA calculated from geometry, ani...
Calculating well index method	Directional Weighting
Geometry:	
direction	K axis
radius (ft)	0.28
geofac	N/A (computed)
wfrac	1
skin	0
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	LAYERXYZ apply only with GEO and GEOA

**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Para el flexwell es necesario un tubo anular el cual es perforado por toda la sección horizontal con el fin de contener dentro de esta el tubo productor e inyector y así evitando que hayan demasiadas pérdidas de energía cuando se inyecta vapor por el tubing de inyección.

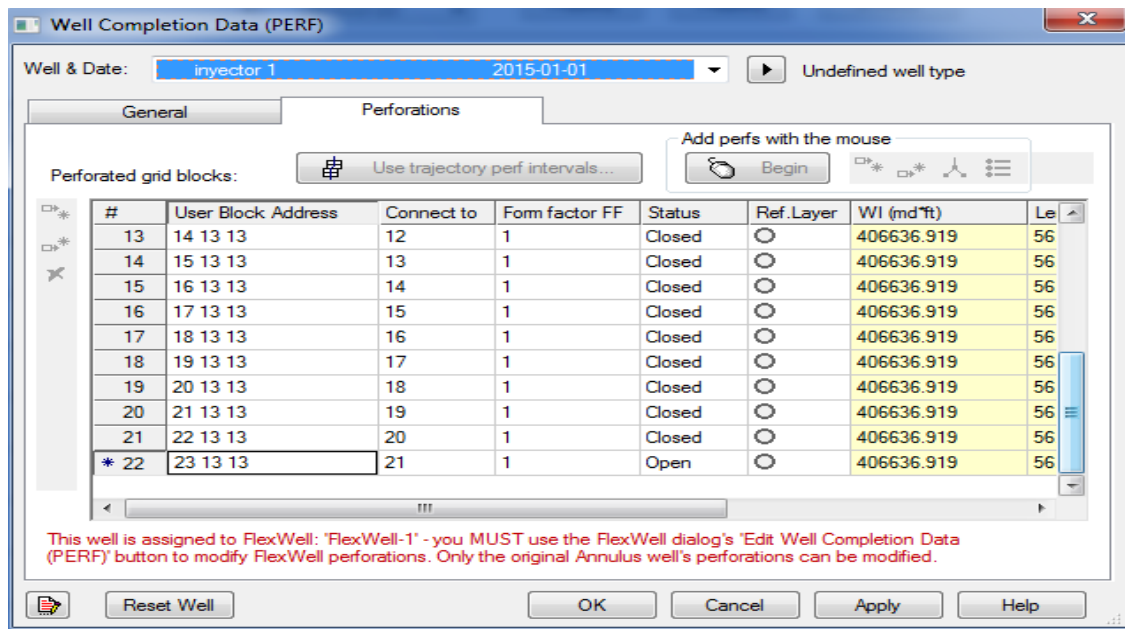
Figura 41. PERFORACIÓN ANULAR



Fuente. Computer Modelling Group (CMG).

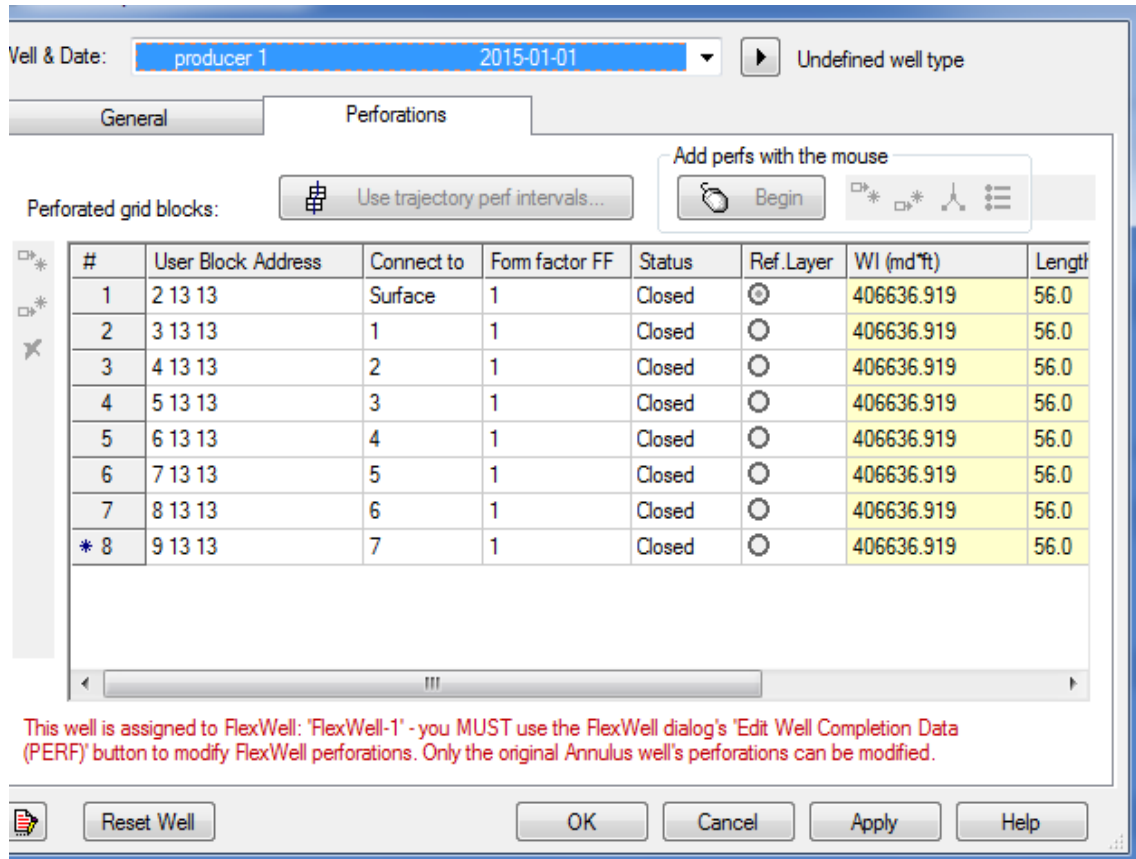
El pozo inyector y productor solo estarán abiertos en la punta de la tubería para que el software no presente problemas cuando se vaya adicionar los tubing dentro del anular.

Figura 42. PERFORACIÓN POZO INYECTOR



Fuente. Computer Modelling Group (CMG).

**Figura 43. PERFORACIÓN POZO PRODUCTOR**

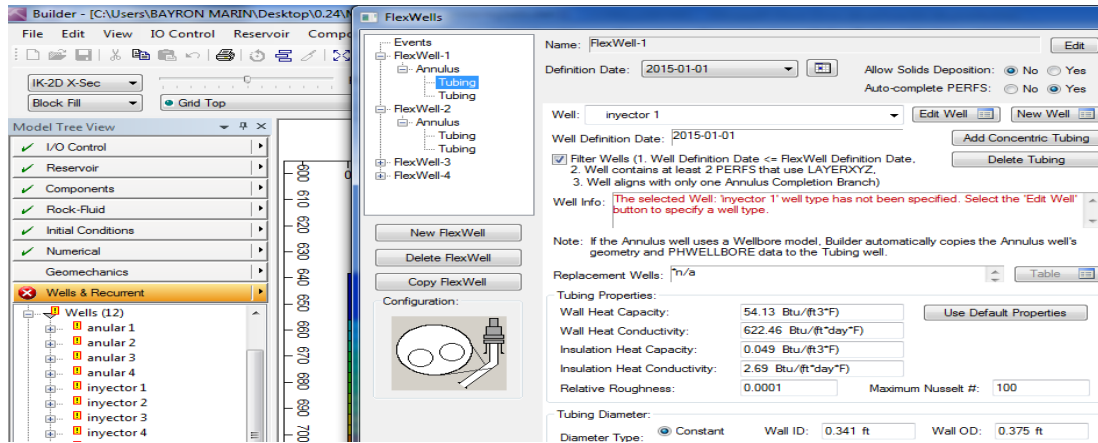


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Después de los siguientes pasos podemos crear el FLEXWELL. Para el proceso SAGD es necesario crear 4 FLEXWELL dos que abarcaran la etapa de inicialización y los otros dos para la etapa de desarrollo.

Los dos primero FLEXWELL serán los de la etapa de inicialización, en el que cada uno constara de tubo anular(casing), un tubing de producción y un tubing de inyección para la realización de la simulación, debido a que en la etapa de inicialización se inyectara vapor por la punta y se producirá líquidos por el talón.

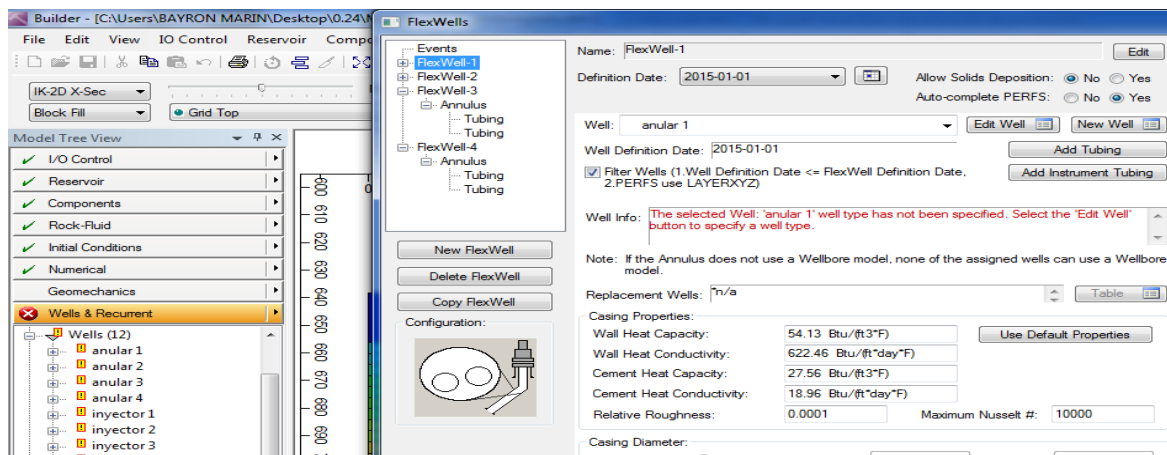
**Figura 44. MODELAMIENTO FLEXWELL ETAPA DE INICIALIZACION**



**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Los dos últimos FLEXWELL que son los de la etapa de desarrollo, donde uno constara de un tubo anular (casing) y dos productores, y el otro de un tubo anular (casing) y dos inyectores para la simulación de dicho proceso.

**Figura 45. MODELAMIENTO FLEXWELL ETAPA DE DESARROLLO**

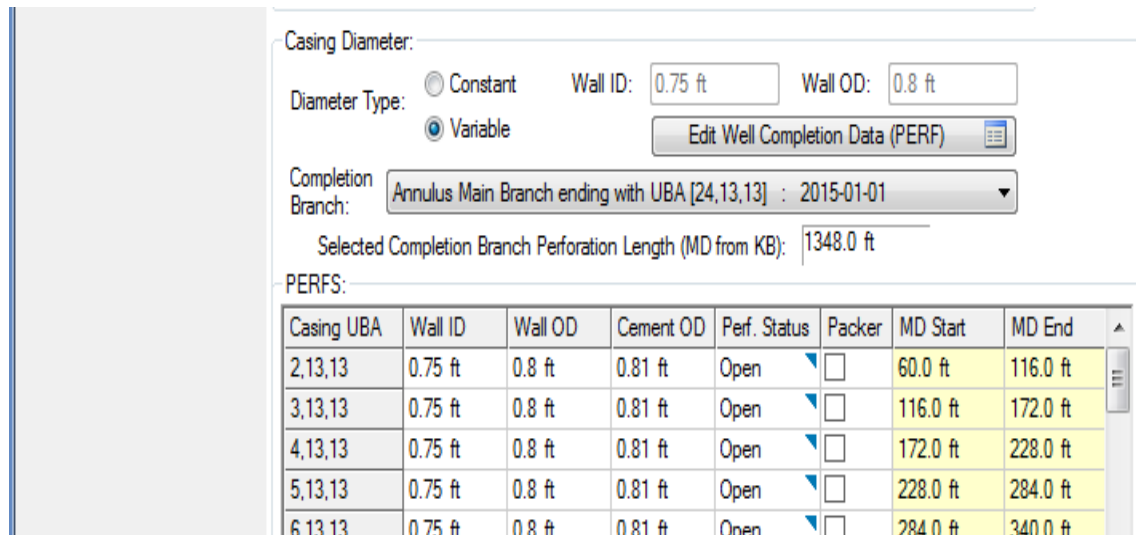


**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Antes de activar y desactivar los FLEXWELL se escogerán los diámetros OD e ID de las tuberías, el cual serán las adecuadas según el criterio de selección para la etapa de inyección y producción. Estos diámetros se modificaran de la siguiente manera:

Para la selección del diámetro del casing, nos ubicaremos en Casing Diameter y tomamos la opción variable, para colocar los diámetros específicos que se va a utilizar sobre toda la sección horizontal.

**Figura 46. PANEL DE TRABAJO PARA DIAMETROS**



Casing Diameter:

Diameter Type:  Constant  Variable

Wall ID:  Wall OD:

Completion Branch:

Selected Completion Branch Perforation Length (MD from KB):

PERFS:

Casing UBA	Wall ID	Wall OD	Cement OD	Perf. Status	Packer	MD Start	MD End
2,13,13	0.75 ft	0.8 ft	0.81 ft	Open	<input type="checkbox"/>	60.0 ft	116.0 ft
3,13,13	0.75 ft	0.8 ft	0.81 ft	Open	<input type="checkbox"/>	116.0 ft	172.0 ft
4,13,13	0.75 ft	0.8 ft	0.81 ft	Open	<input type="checkbox"/>	172.0 ft	228.0 ft
5,13,13	0.75 ft	0.8 ft	0.81 ft	Open	<input type="checkbox"/>	228.0 ft	284.0 ft
6,13,13	0.75 ft	0.8 ft	0.81 ft	Open	<input type="checkbox"/>	284.0 ft	340.0 ft

**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Para la selección del diámetro de los tubing, nos ubicaremos en Tubing Diameter y tomamos la opción constante, para modificar los diámetros específicos que se va a utilizar sobre toda la sección horizontal.

**Figura 47. SELECCIÓN DE DIAMETROS**

Tubing Diameter:

Diameter Type:  Constant    Wall ID: 0.341 ft    Wall OD: 0.375 ft  
 Variable

Completion Branch: Annulus Main Branch ending with UBA [24,13,13] : 2015-01-01

Selected Completion Branch Perforation Length (MD from KB): 1292.0 ft    Edit

PERFS:

Tubing UBA	Wall ID	Wall OD	Insulation OD	Packer	WP	MD Start	MD End
2,13,13	0.341 ft	0.375 ft	0.375 ft	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	60.0 ft	116.0 ft
3,13,13	0.341 ft	0.375 ft	0.375 ft	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	116.0 ft	172.0 ft
4,13,13	0.341 ft	0.375 ft	0.375 ft	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	172.0 ft	228.0 ft
5,13,13	0.341 ft	0.375 ft	0.375 ft	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	228.0 ft	284.0 ft
6,13,13	0.341 ft	0.375 ft	0.375 ft	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	284.0 ft	340.0 ft

**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Para la simulación es necesario activar los dos primeros FLEXWELL, es de decir en la etapa de inicialización que serán los primeros meses, y desactivarlos a la fecha cuando comience la etapa de desarrollo.

**Figura 48. CONSTRAINT ETAPA PRIMARIA**

FlexWells

Events: FlexWell-1

Well: anular 1

Event Date	FlexWell Event Type	Annulus Well Status 'anular 1'	Tubing Well Status Injector 1'	Tubing Well Status producer 1'
2015-01-01	Definition/ACTIVATE	SHUTIN	OPEN*	OPEN*
2015-05-01	DE-ACTIVATE	SHUTIN	SHUTIN	SHUTIN

**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

En la etapa de desarrollo, el cual serán los meses después de la etapa de inicialización, los dos últimos FLEXWELL estarán desactivados y se activarán en la fecha apenas se termine la etapa de inicialización.

**Figura 49. CONSTRAINT ETAPA DE DESARROLLO**

The screenshot shows the FlexWells software interface. On the left, there is a tree view under 'Events' containing 'FlexWell-1', 'Annulus', 'FlexWell-2', 'FlexWell-3', and 'FlexWell-4'. Below this are buttons for 'New FlexWell', 'Delete FlexWell', and 'Copy FlexWell'. A 'Configuration' section shows a well schematic icon. The main area displays a table for 'FlexWell-3' with the following data:

Event Date	FlexWell Event Type	Annulus Well Status 'anular 3'	Tubing Well Status 'producer 3'	Tubing Well Status 'producer 4'
2015-01-01	Defintion/DE-ACTIV...	SHUTIN	SHUTIN	SHUTIN
2015-05-01	ACTIVATE	SHUTIN	OPEN	OPEN

**Fuente.** Computer Modelling Group (CMG).

Al finalizar la creación de los FLEXWELL se modificaran los constraint a la cual se van a operar los pozos para la simulación de un proceso SAGD.