

Evaluación técnica de la co-inyección de gases no condensables en un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor en un yacimiento de bitumen

Fabio Andrés Chávez Guarín, Tania Marcela Pereira Montañez

Trabajo de Grado Presentado Como Requisito Para Optar al Título de Ingenieros de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro  
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Co-Directores

Marcio Augusto Sampaio Pinto  
Doctor en Ciencias e Ingeniería de Petróleo  
Astrid Xiomara Rodriguez Castelblanco  
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos  
Jesús Alberto Bottet Cervantes  
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial De Santander  
Facultad De Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela De Ingeniería De Petróleos  
Bucaramanga

2018

### **Dedicatoria**

A mi madre, porque lo que soy y lo que he hecho es producto de su esfuerzo y de su amor. Ella ha sido mi mayor ejemplo y la persona que más admiro, la persona que me ha apoyado desde un inicio y hasta que tenga el gozo de tenerla a mi lado, sin importar la adversidad, ni la hora ni la fecha. Porque además de ser mi madre, es mi amiga, mi consejera y mi guía y la persona que ocupa el espacio más grande de mi corazón.

A mis hermanas, Yury y Jenny, por su apoyo lo cual me ha dado fuerza y motivación para ofrecer lo mejor de mí.

A mi familia en Lebrija, a mis tías, tíos, primas y primos y especialmente a mi nona Odilia, porque junto a ellos he compartido momentos muy especiales, por recibirme siempre con los brazos abiertos y con mucho cariño, mi estadía en esta ciudad, no hubiese sido igual de acogedora sin su compañía, por lo que le estoy inmensamente agradecido.

A Tania, por la maravillosa compañera y mujer que es, siempre dando lo mejor de sí en todo lo que hace, por su paciencia y comprensión y permitirme compartir con ella tantos maravillosos momentos que permanecen en lo más profundo de mi memoria.

A mis amigos, Mauro, Jeison y Canelo, porque siempre he contado con su apoyo incondicional, porque a pesar de la distancia ellos saben que pueden contar conmigo en las buenas y aquellas no tan buenas.

A mis compañeros Carlitos, Alejandra, Andrés, Margareth y Karen, porque han sido parte de las amistades más bonitas que he construido a lo largo de mi pregrado, por su compañía en locuras y apoyo para superarme.

A mis amigos del grupo de recobro mejorado, los cuales dispusieron de su tiempo para escucharme y aconsejarme, tanto en aspectos académicos como de otra índole.

A Wilson Carreño, por ser un gran ejemplo de ser humano, un gran amigo, por su consejo y amabilidad, por su humildad y sencillez, las cuales deberían estar presentes en todos los seres humanos, sin importar su estrato social ni escolaridad.

A todas aquellas personas que, aunque no menciono directamente aquí, me apoyaron, me acompañaron, me enseñaron, me escucharon y me aconsejaron, este logro es el producto de todas las enseñanzas transmitidas por aquellas personas y que tuve la oportunidad de aprovechar.

**Fabio Andrés Chávez Guarín**

### **Dedicatoria**

A Dios, por ser mi guía en cada uno de mis pasos y mostrarme que en su infinita bondad y amor todo es posible.

A mis padres, Claudia y Pedro por darlo todo por mí siempre, por apoyarme a cumplir mis sueños y motivarme a ser una mejor persona cada día sin importar las circunstancias de la vida, por forjar en mí una mujer de principios y valores. Por enseñarme que el dinero no lo es todo y que si quieres algo debes luchar por hecho a capa y espada, sin importar que tan arduo sea el camino.

A mis hermanitos del alma, Fabian y Dayi, por darme tanto amor, cariño, risas, por ser parte de mi vida, sin ustedes mi existir no sería lo mismo. Los amo infinitamente, todo es por ustedes y para ustedes.

A mis nonitos, tíos y primos por estar a mi lado, por animarme y bendecir mi andar.

A Fabio, mi compañero de caminar. Gracias Fa por tanto amor, comprensión, templanza, fortaleza, risas y locuras. Por brindarme lo mejor de su ser cada día, y enseñarme a ver lo positivo en cada circunstancia. Gracias por caminar a mi lado, ni más lento, ni más rápido, simplemente viviendo cada instante al máximo. Por siempre en mi corazón.

A mis amigos: Laura, Andrés, Vanessa, Fabio, Carlitos, Alejis, Carencita, Andrés J. y Margareth, por permitirme compartir con ustedes una de las mejores épocas de mi vida y colmarme de momentos maravillosos. Ustedes, más que mis amigos, mi familia.

Al profe Wilson, quien con sus enseñanzas me ha demostrado que la vida es un complemento entre el saber y el ser, y lo más importante a vivir el presente como el mayor de los regalos entendiendo que todo tiene un propósito.

A todas las personas que han sido parte de mi existir, con quienes he tenido infinitos aprendizajes. Me llevo lo mejor de ustedes.

**Tania Marcela Pereira Montañez**

### **Agradecimientos**

En primer lugar, a la Universidad Industrial de Santander, por formarnos como personas de bien, integras y competentes.

A la Escuela Politécnica de la Universidad de Sao Paulo, especialmente al profesor Marcio Sampaio por su apoyo en el desarrollo de este proyecto.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos-UIS, profesores y administrativos, por brindarnos los recursos necesarios para desarrollarnos profesionalmente.

A la familia GRM por apoyarnos, soportarnos y brindarnos la información necesaria para culminar satisfactoriamente este proyecto investigativo.

A nuestro director, M.Sc. Samuel Fernando Muñoz, por su apoyo, acompañamiento y disposición incondicional.

A nuestros co-directores, M.Sc. Astrid X. Rodríguez, M.Sc. Jesús A. Bottet y Ph.D Marcio Augusto Sampaio, por su valiosa colaboración y aportes.

**Tabla de contenido**

	Pág.
Introducción .....	18
1. Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor .....	19
1.1 Cámara de Vapor .....	21
1.1.1 Desarrollo.....	21
1.2 Movimiento de los Fluidos. ....	22
1.2.1 Trampa de vapor. ....	24
1.3 Etapas del Proceso SAGD .....	26
1.3.1 Etapa de precalentamiento o Start-up. ....	26
1.3.2 Etapa de desarrollo o crecimiento.....	27
1.3.3 Etapa de mejoramiento. ....	29
1.4 Parámetros que Afectan la Técnica.....	29
1.4.1 Propiedades del yacimiento y los fluidos.....	29
1.4.1.1 Profundidad.....	30
1.4.1.2 Porosidad.....	30
1.4.1.3 Espesor de la zona de interés. ....	30
1.4.1.4 Saturación inicial de gas. ....	30
1.4.1.5 Permeabilidad. ....	31
1.4.1.6 Mojabilidad de la roca. ....	31
1.4.1.7 Heterogeneidad del yacimiento.....	31
1.4.1.8 Gravedad API y viscosidad del crudo.....	32
1.4.2 Parámetros operacionales.....	33

1.4.2.1 Presión de producción.....	33
1.4.2.2 Temperatura.....	33
1.4.2.3 Diferencial de presión entre el pozo inyector y productor.....	33
1.5 Criterios de Selección de la Técnica.....	34
1.5.1 Espesor de la zona de interés.....	35
1.5.2 Permeabilidad (>3.0 Darcys).....	36
1.5.3 Acuífero y capa de gas (ausentes).....	36
1.5.4 Presión de operación.....	36
2. Co-inyección de Gases no Condensables en SAGD.....	38
2.1 Revisión Bibliográfica de la Adición de GNCs en SAGD.....	39
2.2 Esquema de la Cámara de Vapor en SAGD con Gases no Condensables.....	41
2.2.1 Regiones de transferencia de calor en la cámara de SAGP.....	43
2.2.1.1 Región de vapor.....	43
2.2.1.2 Región de gas.....	44
2.3 Beneficios de la Co-inyección de GNCs en SAGD.....	44
2.3.1 Reducción de la viscosidad por disolución de GNCs.....	44
2.3.2 Mantenimiento de la presión.....	45
2.3.3 Reducción de las pérdidas de calor en el yacimiento.....	46
2.4 Efecto del Tiempo de Inyección del GNC.....	46
3. Modelo de Simulación Numérica.....	47
3.1 Modelo Estático.....	48
3.2 Modelo de Fluidos.....	49
3.3 Interacción Roca – Fluidos.....	52

3.4 Propiedades Térmicas de la Roca y Fluidos .....	53
3.5 Condiciones Iniciales .....	54
3.6 Diseño de Pozos y Operación de SAGD.....	55
3.7 Análisis de Sensibilidad del Modelo de Simulación.....	57
3.7.1 Análisis de la grilla de simulación. ....	58
3.7.2 Etapa de precalentamiento o Start-Up. ....	60
3.7.3 Etapa de <i>Ramp-up</i> . ....	61
3.7.4 Etapa de desarrollo del SAGD. ....	63
3.8 Adición de GNCs en la Corriente de Inyección.....	72
3.8.1 Evaluación del tiempo de inyección del GNC. ....	72
3.8.2 Evaluación del tipo y de la concentración del GNC en la corriente de vapor. ....	76
4. Recomendaciones .....	85
5. Conclusiones .....	86
Referencias bibliográficas.....	88

### Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Configuración de pozos proceso SAGD.....	20
<i>Figura 2.</i> Esquema de cámara de vapor SAGD.....	22
<i>Figura 3.</i> Flujo en el tope de la cámara de vapor - Ceiling. ....	23
<i>Figura 4.</i> Piscina de líquidos. ....	25
<i>Figura 5.</i> Etapa de precalentamiento o Start-up. ....	27
<i>Figura 7.</i> Efecto del diferencial de presión .....	34
<i>Figura 8.</i> Perfil de la cámara de vapor con gases no condensables.....	42
<i>Figura 9.</i> Regiones de transferencia de calor cámara madura SAGP.....	43
<i>Figura 10.</i> Efecto de la disolución del gas en la viscosidad del crudo .....	45
<i>Figura 11.</i> Efecto del gas en la reducción de pérdidas de calor .....	46
<i>Figura 12.</i> Efecto de gas en solución en el desarrollo de la cámara de vapor.....	50
<i>Figura 13.</i> Relación entre viscosidad y temperatura del bitumen. ....	51
<i>Figura 14.</i> Set de curvas de permeabilidad relativa .....	52
<i>Figura 15.</i> Arreglo del pozo inyector y productor – Etapa Start up.....	56
<i>Figura 16.</i> Arreglo del pozo inyector y productor – Etapa SAGD.....	56
<i>Figura 17.</i> Efecto del tamaño de celda en la dirección j. CMG 2017 - .....	59
<i>Figura 19.</i> Perfil de temperatura a lo largo de la vista frontal – Start up .....	62
<i>Figura 20.</i> Perfil de temperatura a lo largo de la vista lateral – Start up.....	62
<i>Figura 21.</i> Perfil de temperatura a lo largo de la vista frontal – Ramp-Up .....	63
<i>Figura 22.</i> Perfil de temperatura a lo largo de la vista lateral – Ramp-Up.....	64

<i>Figura 23.</i> Análisis de sensibilidad – Tasa de producción de crudo. ....	65
<i>Figura 24.</i> Análisis de sensibilidad – Relación vapor aceite acumulada .....	66
<i>Figura 25.</i> Análisis de sensibilidad – Factor de Recobro. ....	66
<i>Figura 26.</i> STEP en función de la presión de inyección. ....	68
<i>Figura 27.</i> Tasa de producción de crudo – Caso base. ....	69
<i>Figura 28.</i> Factor de recobro – Caso base. ....	69
<i>Figura 29.</i> Relación vapor aceite acumulada – Caso base. ....	70
<i>Figura 30.</i> Producción de vapor – Caso base .....	70
<i>Figura 31.</i> Perfil frontal de la cámara de vapor – 2.5 años. ....	71
<i>Figura 32.</i> Perfil frontal de la cámara de vapor – 4 años. ....	71
<i>Figura 33.</i> Efecto del tiempo de inyección del gas no condensable sobre el factor de recobro... 73	
<i>Figura 34.</i> Efecto del tiempo de inyección del gas no condensable en la relación vapor aceite acumulada. ....	74
<i>Figura 35.</i> Efecto del tiempo de inyección del gas no condensable en el desarrollo de la cámara de vapor. ....	75
<i>Figura 36.</i> Efecto de la concentración de CO <sub>2</sub> sobre el factor de recobro .....	77
<i>Figura 37.</i> Efecto de la concentración de CO <sub>2</sub> sobre la relación vapor aceite acumulada .....	77
<i>Figura 38.</i> Efecto de la concentración de N <sub>2</sub> sobre el factor de recobro. ....	78
<i>Figura 39.</i> Efecto de la concentración de N <sub>2</sub> sobre la relación vapor aceite acumulada. ....	78
<i>Figura 40.</i> Efecto de la concentración de Flue Gas sobre el factor de recobro.....	79
<i>Figura 41.</i> Efecto de la concentración de Flue Gas sobre la relación vapor aceite acumulada....	79
<i>Figura 42.</i> Efecto del tipo de GNC sobre el factor de recobro.....	81
<i>Figura 43.</i> Efecto del tipo de GNC sobre la relación vapor aceite acumulada. ....	81

<i>Figura 44.</i> Resultados CO <sub>2</sub> -0.5% molar. ....	82
<i>Figura 45.</i> Resultados Flue Gas <sub>2</sub> -0.5% molar. ....	83
<i>Figura 46.</i> Resultados N <sub>2</sub> -0.5% molar.....	84

**Lista de Tablas**

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de aplicación sugeridos para la técnica SAGD	37
Tabla 2. Parámetros de aplicación de campo de SAGD	37
Tabla 3. Dimensiones de grilla de simulación	48
Tabla 4. Propiedades de la roca del modelo de simulación	48
Tabla 5. Principales propiedades de bitumen modelado	49
Tabla 6. Propiedades térmicas de la roca y fluidos	53
Tabla 7. Condiciones iniciales	54
Tabla 8. Diámetros del arreglo de tuberías	55
Tabla 9. Resultados etapa de precalentamiento o start up	60
Tabla 10. Resultados estudio de sensibilidad a 7 años de evaluación	65
Tabla 11. Resultados etapa de desarrollo SAGD – STEP	68
Tabla 12. Parámetros operacionales caso base SAGD	72
Tabla 13. Resultados de la co-inyección de CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> y Flue Gas	76
Tabla 14. Resultados de los mejores escenarios de inyección de gas no condensable	80

## Resumen

**Título:** Evaluación técnica de la co-inyección de gases no condensables en un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD) en un yacimiento de bitumen<sup>1</sup>.

**Autores:** Fabio Andrés Chávez Guarín  
Tania Marcela Pereira Montañez\*\*

**Palabras claves:** Recobro mejorado, drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, gases no condensables, relación vapor aceite, SAGP.

## Descripción

Esta investigación presenta la evaluación de la viabilidad técnica de la adición de gases no condensables (GNC) en la corriente de inyección de la técnica de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD), mediante simulación numérica de yacimientos.

En primera instancia, se construyó un modelo conceptual de simulación, empleando el simulador térmico STARS de la compañía CMG, mediante la revisión bibliográfica de proyectos exitosos SAGD, tomando como principal referencia el proyecto Christina Lake, el cual tiene lugar en Canadá. Se creó un modelo 3D el cual modela una sarta de inyección y producción. Se realizó una optimización del tamaño de la grilla de simulación, así como de los parámetros operacionales para obtener un óptimo escenario SAGD donde se maximice la producción y se minimice el requerimiento de vapor. Una vez se optimizó la técnica SAGD se procedió con la evaluación de los principales parámetros relacionados con la adición de GNCs en la corriente de vapor. Los parámetros evaluados fueron: tipo de GNC, concentración del GNC respecto a la corriente total y tiempo de inicio de la co-inyección de los GNCs.

Los resultados fueron interpretados analizando el comportamiento del factor de recobro, relación vapor aceite y pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas. Los resultados obtenidos permitieron concluir que los efectos obtenidos tras la adición del GNC no varían de forma considerable al variar el tipo de GNC evaluado; existe una concentración de GNC óptima que permite obtener la mejor relación entre recuperación de crudo y eficiencia térmica; la adición del GNC restringe el desarrollo de la cámara de vapor, por lo que el inicio de su co-inyección debe realizarse una vez que la cámara se ha desarrollado y el factor de recobro este próximo a estabilizarse, para obtener el máximo beneficio de reducción de requerimiento de vapor sin afectar la recuperación de aceite.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directores: PhD. Marcio Sampaio; M.Sc. Xiomara Rodríguez; M.Sc. Jesús Bottet

### Abstract

**Title:** Evaluation of the technical feasibility of the co-injection of non-condensable gases in a steam-assisted gravity drainage (SAGD) process in a bitumen field.\*

**Authors:** Fabio Andrés Chávez Guarín  
Tania Marcela Pereira Montañez\*\*

**Keywords:** Enhanced oil recovery, Steam-assisted gravity drainage, SAGD, Non-condensable gases, Steam-oil ratio, SAGP.

### Description

This research presents the evaluation of the technical feasibility of non-condensable gases (NCG) addition to steam flow in steam-assisted gravity drainage technique (SAGD), using reservoir numerical modeling.

First, a simulation conceptual model was built by using thermal simulator STARS by CMG company. For that, a bibliographic review of previous SAGD projects was done and the Christina Lake project which has been taking place in Canada was chosen as the main reference project.

A 3D model which models a single SAGD pad was built. An optimization of the grid size was carried out, as well as the operational parameters to obtain an optimal SAGD scenario where production is maximized, and the steam requirement is minimized. Once the SAGD technique was optimized, the main parameters related to the addition of NCG's in the steam stream were evaluated. The parameters evaluated were: type of NCG, the concentration of NCG with respect to the total current and time of the beginning of the co-injection of the NCG's.

The results were interpreted analyzing the behavior of the recovery factor, steam-oil ratio and heat losses to the *overburden* formation. The results obtained allowed to conclude that the effects obtained after the addition of NCG do not vary considerably when varying the type of NCG evaluated; there is an optimum NCG concentration that allows obtaining the best ratio between oil recovery and thermal efficiency; the addition of NCG restricts the development of the steam chamber, so the initiation of its co-injection should be carried out once the chamber has been enough developed and the recovery factor is close to stabilizing, to obtain the maximum benefit of steam requirement reduction without affecting the recovery of oil.

---

\* Bachelor thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-directores: PhD. Marcio Sampaio; M.Sc. Xiomara Rodríguez; M.Sc. Jesús Bottet

## Introducción

Desde hace unas décadas la industria petrolera ha venido incluyendo los recursos de crudo pesado, extrapesado y bitumen dentro de su portafolio de interés debido a la abundancia de estos y al progresivo agotamiento de los recursos convencionales. Regiones con grandes acumulaciones de bitumen como Canadá son pioneros en el desarrollo y aplicación de tecnologías enfocadas a recuperar crudos no convencionales, como lo son las arenas bituminosas en su caso. La técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) ha demostrado ser el método de recobro mejorado con mayor efectividad para la explotación de arenas bituminosas gracias a su alto grado de madurez de desarrollo e idoneidad de aplicación en estas regiones (Sood, 2016). En aras de incrementar la eficiencia de SAGD, la adición de gases no condensables (GNC) surgió como una alternativa a la inyección convencional de vapor (Butler & Yee, 1986).

Esta alternativa permite a la industria petrolera contribuir a la reducción de emisión y al aprovechamiento de gases de efecto invernadero como lo es el CO<sub>2</sub> o el Flue Gas dentro de una cadena industrial, lo cual está alineado con su compromiso con la preservación del medio ambiente y modelo de sostenibilidad ambiental.

De acuerdo con Butler el GNC al ser menos denso que el vapor se ubicará en el tope de la formación y actuará como un tipo de agente aislante que permitirá disminuir las pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas, esto se traducirá en una reducción en la relación vapor aceite (SOR), mejorando así la eficiencia térmica de la técnica.

En términos de rentabilidad, por un lado, este proceso permite el aprovechamiento de gases residuales y de esta forma reemplazar una fracción del vapor que se requiere para el desarrollo de

la cámara de vapor, si bien la fracción molar del GNC en la corriente de inyección es baja (cerca al 1% molar), en términos volumétricos es significativa, disminuyendo hasta en un 80% el volumen de vapor requerido en términos de barriles de agua equivalente (CWE), una vez tiene inicio la co-inyección del GNC.

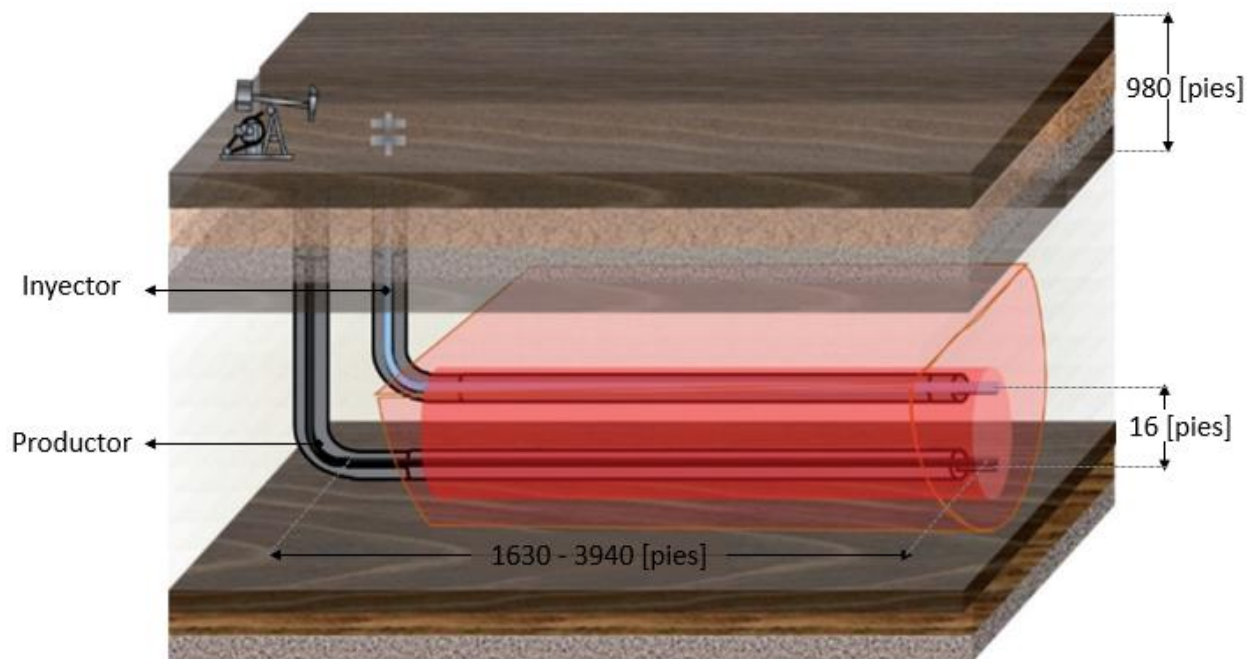
Debido a los potenciales beneficios que puede traer consigo esta alternativa de la técnica SAGD, se evaluó el efecto de la adición de estos gases en el desempeño de la técnica a través de simulación numérica. Se evaluaron el CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y Flue Gas en un rango de concentración del 1% al 2% molar, así como el momento más propicio para iniciar su co-inyección. Se analizó el impacto de estos GNCs en la recuperación de crudo, relación vapor aceite y pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

### **1. Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor**

El drenaje gravitacional asistido con vapor, *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD), es una técnica orientada a la recuperación de crudos de alta viscosidad, considerada como la más exitosa en la recuperación de bitumen (Sood, 2016). Diversos autores a través de estudios teóricos y experimentales predijeron que SAGD podría alcanzar tasas de producción del orden de varios cientos a más de un millar de barriles de crudo por día, empleando pares de pozos horizontales; esto fue confirmado en el desarrollo de los pilotos en Athabasca, Cold Lake, Peace River y Lloydminster (Roger Butler, 1998).

Una de las principales razones para el desarrollo de SAGD consistió en encontrar una forma de recuperar crudo pesado y bitumen de forma sistemática, solventando los inconvenientes asociados

con el *overriding* del vapor en la inyección de vapor convencional, el cual afecta negativamente la recuperación de crudo causando un barrido volumétrico ineficiente, así como una ruptura temprana del vapor. Mientras que, en la inyección de vapor convencional, el principal mecanismo de recuperación es la reducción de la viscosidad del crudo, facilitando su desplazamiento hacia el pozo productor, en SAGD la gravedad es quien juega un papel fundamental, evitando el fenómeno de digitación viscosa (R. Butler, 1997).



*Figura 1.* Configuración de pozos proceso SAGD. Adaptado de Rodríguez, X., Palma, J., & Muñoz, S. (2016). Drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, aplicado a yacimientos de crudos pesados. Revista Fuentes: El Reventón Energético, 14(1), 35-42.

El drenaje gravitacional asistido por vapor como método de recobro mejorado fue propuesto inicialmente por Roger Butler y sus colegas a finales de 1970. Su principal característica consiste en introducir vapor de forma continua al yacimiento formando una zona de vapor saturado denominada cámara de vapor, la cual libera y transfiere su calor latente al crudo en sitio a través

de los mecanismos de conducción y convección térmica, disminuyendo notablemente la viscosidad y mejorando la movilidad para finalmente permitir su drenaje. Lo anterior se logra empleando pares de pozos horizontales paralelos de una longitud que oscila entre 1640-3940 pies, ubicados uno encima del otro con un espaciamiento que dependerá de la viscosidad del crudo y que generalmente se encuentra entre 16-33 pies (Sood, 2016). Ver figura 1.

## 1.1 Cámara de Vapor

Numerosos estudios llevados a cabo por Butler y otros autores han permitido obtener una mejor comprensión de los fenómenos asociados al desarrollo de la cámara de vapor. Aunque el pozo productor e inyector están muy próximos entre sí, la cámara de vapor se expande de forma gradual y eventualmente logra drenar crudo a partir de un área de gran tamaño. A continuación, se presenta las principales características de la cámara de vapor.

**1.1.1 Desarrollo.** De acuerdo con la teoría inicial propuesta por Butler, la cámara de vapor se expande de forma vertical en primera instancia; en este lapso es común que se presenten las mayores tasas de recuperación del proceso, dado que mayores cantidades de crudo son continuamente contactadas por el vapor y a que la distancia que debe recorrer el bitumen caliente es mínima. La expansión vertical de la cámara continuará hasta que la misma contacte el tope de la formación, una vez que este sea contactado, la cámara solo tenderá a crecer lateralmente y por lo tanto el aceite que contacta la interfase de la cámara será el que se producirá. Es común que la tasa de producción decline con el tiempo debido a que una menor cantidad de crudo es contactada en este periodo.

Al introducirse el vapor al yacimiento, este asciende y fluye hacia el perímetro de la cámara donde posteriormente tendrá lugar su condensación, el vapor condensado junto al aceite caliente se drenan por los límites de la cámara hacia el pozo productor gracias al efecto de la gravedad (figura 2). El crecimiento continuo de la cámara se presenta en la medida que los líquidos son removidos y el espacio poroso que es liberado es ocupado por vapor.

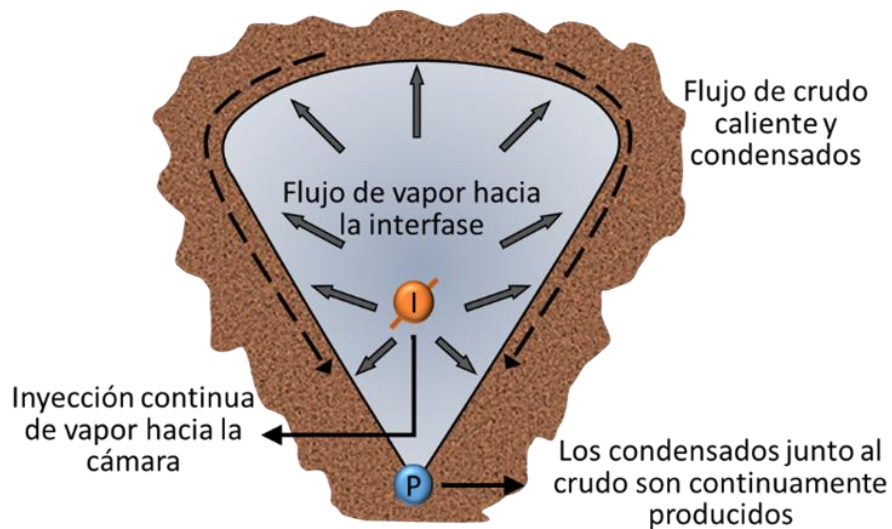


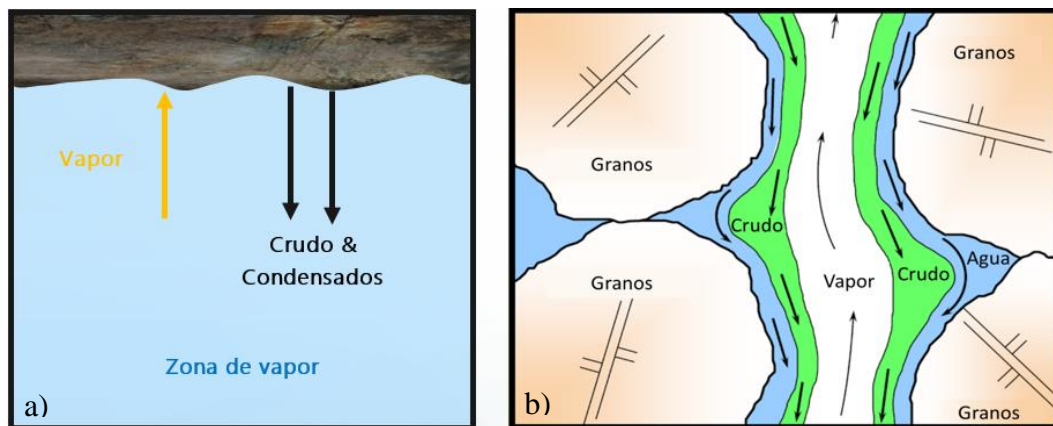
Figura 2. Esquema de cámara de vapor SAGD. Montes, E., Pacheco, H., Delgadillo, C., Muñoz, S., & Barrios, W. (2009). Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. UIS Ingenierías, 8(1).

## 1.2 Movimiento de los Fluidos.

En la cámara de vapor existen dos tipos de flujos, uno tiene lugar en el tope, llamado *ceiling* y el otro en los bordes, *slope*, para los cuales la tasa de drenaje es controlada principalmente por la permeabilidad.

En el tope de la cámara de vapor, el crudo que es contactado por el vapor fluye en contracorriente gracias a la reducción de la viscosidad e incremento de la movilidad, tal como se

puede apreciar en la figura 3 (Dusseault, 2003). La diferencia de densidades entre el vapor y el crudo causa que este junto al vapor condensado drenen hacia el fondo a través de la cámara de vapor, cuando este fenómeno se presenta, el espacio que el aceite deja vacío es ocupado por el vapor que está siendo inyectado, con lo cual se genera la expansión de la cámara en dirección vertical y horizontal (Edmunds, Kovalsky, Gittins, & Pennacchioli, 1994).



*Figura 3.* Flujo en el tope de la cámara de vapor - Ceiling. a) Edmunds, N., Kovalsky, J., Gittins, S., & Pennacchioli, E. (1994). Review of phase a steam-assisted gravity-drainage test. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21529-PA b) Dusseault, M. B. (2003). New oil production technologies. Society of Petroleum Engineers.

Por otro lado, se tiene la producción de bitumen y vapor condensado a través del borde de la cámara de vapor, fenómeno que se presenta debido a que en esta zona se genera la interacción del vapor condensado y el crudo; gracias a la transferencia de calor, el aceite mejora su movilidad y se acumula en esta región, lo que permite su posterior segregación por efecto de la gravedad, fluyendo hacia el pozo productor junto al vapor condensado (Edmunds, Kovalsky, Gittins, & Pennacchioli, 1994). Ver figura 2.

Cabe resaltar que la velocidad a la cual los líquidos drenan dentro de la cámara de vapor es mayor que la velocidad de crecimiento de la cámara de vapor, de manera que las saturaciones de

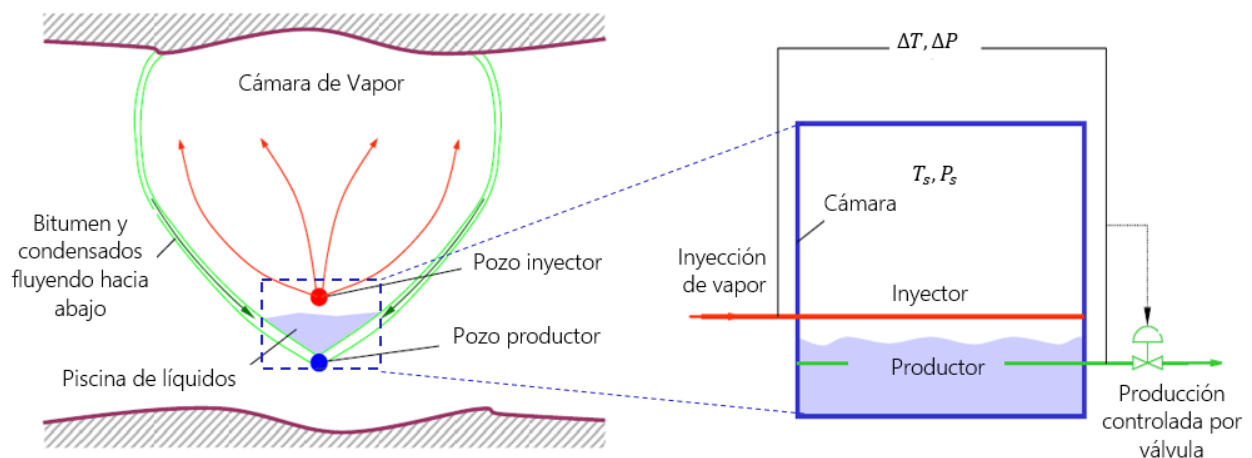
gas en la cámara son elevadas, con lo cual las saturaciones de agua y aceite se mantienen próximas a los valores residuales, además de ello, la producción acumulada de aceite es función del volumen de la cámara de vapor (Butler, McNab, & Lo, 1981; Butler, R. McNab, G. Lo, 1981; Closmann & Smith, 1983). Una ventaja de la técnica SAGD es la facilidad de que el crudo permanezca caliente a medida que se drena hacia el pozo productor, a diferencia de un proyecto de inyección continua de vapor, donde el crudo a medida que se acerca al pozo productor se enfría (Butler R., 1990).

**1.2.1 Trampa de vapor.** Esta técnica es empleada con el objetivo de mantener la eficiencia térmica de la técnica SAGD (Heidari & Nghiem, 2017). Esta práctica operacional consiste en mantener un diferencial de temperatura entre el pozo inyector y productor, donde la temperatura de los fluidos producidos es inferior a la temperatura de condensación del vapor.

Cuando se emplea esta práctica, se permite la acumulación de cierto volumen de líquidos dentro de la cámara de vapor sobre el pozo productor, a este volumen de líquido se le conoce como piscina de líquidos, la cual actúa como una barrera de resistencia al flujo de gases, previniendo la producción de vapor vivo y por ende mejorando considerablemente la eficiencia térmica del proceso al permitir que el vapor ceda a su paso por el yacimiento la totalidad de su calor latente y parte de su calor sensible (Gates & Leskiw, 2008).

La piscina de líquidos crece a partir del volumen de bitumen movilizado y de vapor condensado que fluyen hacia abajo a través de los bordes de la cámara de vapor, dado que el nivel de líquido no puede ser medido directamente en aplicaciones de campo, se garantiza su existencia a través del continuo monitoreo de la temperatura *subcool* o de subenfriamiento, la cual se define como la diferencia de temperatura entre el vapor inyectado y los fluidos producidos (Edmunds N. , 1998)

El objetivo de definir una temperatura de subenfriamiento es evitar la producción de vapor vivo y por consiguiente mejorar la eficiencia térmica de SAGD mediante la reducción del SOR, sin embargo, entre mayor sea la magnitud de este parámetro, mayor será la afectación reductiva en la producción acumulada de aceite, por lo que un valor óptimo debe ser empleado para obtener los mayores beneficios financieros. A partir de estudios experimentales, este delta de temperatura puede oscilar entre 27 °F y 72 °F (Ito & Suzuki, 1999), sin embargo, posteriores investigaciones reflejaron un efecto positivo de la trampa de vapor en el desempeño de SAGD a partir de diferencias de temperaturas superiores a 36 °F (Das, 2005). Mientras que en 2008, al emplearse un diferencial de temperatura de 18 °F, la trampa de vapor daba lugar a una reducción en la producción de crudo y una menor relación vapor aceite (SOR), de esta forma, cuando no se empleaba la trampa de vapor, se obtenía mayores tasas de producción, aunque también incrementaba el SOR (Ivory, Zheng, Deng, & Heck, 2008).



*Figura 4.* Piscina de líquidos. Adaptado de: Gates, I., & Leskiw, C. (2008). Impact of steam trap control on performance of steam-assisted gravity drainage. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2008-112-EA.

A partir de datos de temperatura obtenidos por sistemas de termocuplas ubicadas en el pozo productor, es posible controlar la producción en superficie empleando un arreglo sistemático que

permite el flujo solo si se cumple con la condición de *subcool* preestablecida, además de permitir monitorear la presión de inyección y producción. En la figura 4 se puede observar el perfil de la cámara de vapor incluyendo la piscina de líquidos y como esta piscina puede ser controlada desde superficie a través de una válvula por diferencia de temperaturas.

### 1.3 Etapas del Proceso SAGD

La técnica SAGD cuenta para su desarrollo con tres etapas fundamentales: precalentamiento, desarrollo y mejoramiento, las cuales serán explicadas con mayor detalle a continuación.

**1.3.1 Etapa de precalentamiento o Start-up.** En el caso de SAGD, se requiere que el fluido que se encuentra entre el pozo inyector y productor sea calentado a una temperatura lo suficientemente alta para generar comunicación térmica entre los pozos.

Aunque existen diferentes técnicas para lograr dicho propósito la circulación de vapor en cada pozo es la más empleada (Yuan & McFarlane, 2009). Esta etapa consiste en la circulación de vapor a través de cada par de pozos para calentar progresivamente las regiones aledañas a estos a través del mecanismo de conducción, una vez el crudo depositado entre el par de pozos es calentado hasta que adquiere movilidad, se puede iniciar la inyección de vapor por el par de pozos superiores y la producción por los pares de pozos inferiores.

En general, la fase de inicialización es lenta y las tasas de aceite son bajas, por lo tanto, la duración de esta etapa debe ser la menor posible evitando comprometer la rentabilidad del proyecto (Nasr, Law, & Korpany, 2000). A partir de estudios experimentales y de laboratorio se tiene que una vez el bitumen ha sido calentado entre 50 y 100°C, este es lo suficientemente móvil como para

que inicie su drenaje hacia el pozo productor. (Edmunds & Gittins, 1993). Comúnmente para los yacimientos de Athabasca una temperatura mínima en el punto medio de los dos pozos de 70° a 90 °C es usada como un indicador para terminar la etapa de circulación (Yuan & McFarlane, 2009). En la figura 5 se puede observar una descripción de esta fase.

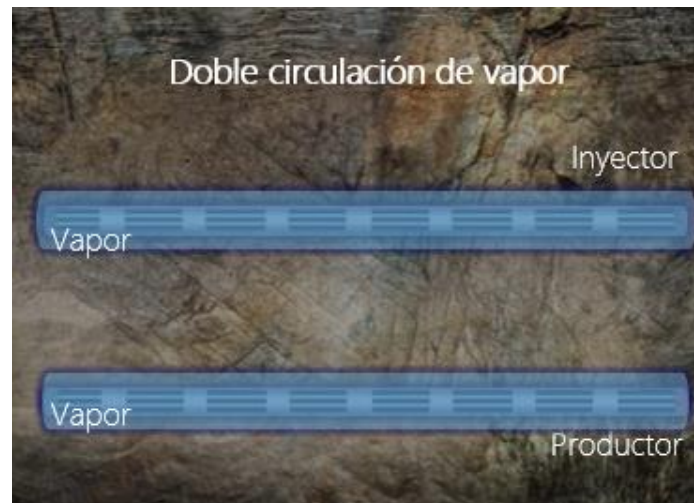


Figura 5. Etapa de precalentamiento o Start-up. Adaptado de: Duong, A., & Tomberlin, T. (2008). A new analytical model for conduction heating during the SAGD circulation phase. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/117434-MS.

**1.3.2 Etapa de desarrollo o crecimiento.** En esta fase, el vapor es introducido a través del pozo inyector de manera continua a la formación mientras que simultáneamente los condensados y el aceite son producidos a través del pozo productor.

Durante esta etapa, pueden ser definidas dos fases: fase de aceleración y fase de estabilización (Tavallali, 2013). La Fase de aceleración o *Ramp-Up* es aquella en que el crecimiento de la cámara de vapor en la dirección vertical es más rápido que el crecimiento lateral, con un aumento progresivo en las tasas de inyección y producción. Por otro lado, en la fase de estabilización o *plateau*, la cámara alcanza el tope de la formación y el crecimiento lateral predomina, con una declinación paulatina de la tasa de producción.

A medida que el tiempo transcurre, la cámara de vapor se expande lateralmente y la interfaz comienza a ser más inclinada, el aceite tendrá que viajar mayores distancias hasta alcanzar el pozo productor y una gran área de la cámara de vapor estará expuesta a la roca. Consecuentemente la tasa de aceite declina y la relación vapor aceite (SOR) aumenta.

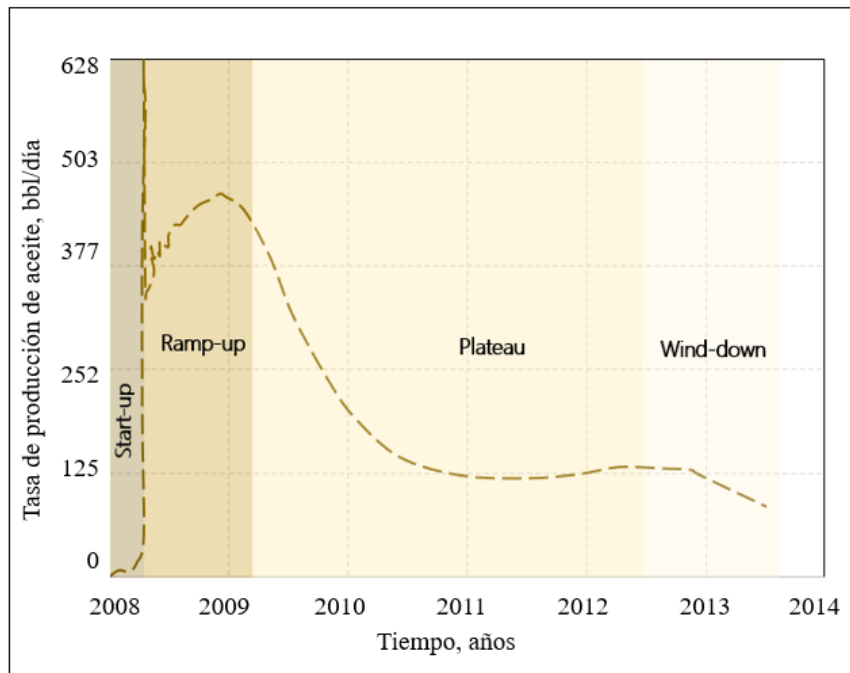


Figura 6. Etapas del proceso SAGD – Curva típica de producción de crudo. Adaptado de Tavallali, M. (2013). Physical and numerical modelling of SAGD under new well configurations. Calgary.

Las características de SAGD han permitido que se alcancen factores de recobro final típicamente del 50%. En la figura 6 se puede apreciar una gráfica típica de producción de crudo para un campo sometido al proceso SAGD. Se puede identificar cuatro zonas fundamentales, las cuales van desde la etapa de inicialización, pasando por la fase de aceleración y estabilización y finalmente un continuo decremento de la producción el cual va de la mano con un aumento inaceptable en la relación vapor aceite.

**1.3.3 Etapa de mejoramiento.** En esta fase se realizan optimizaciones del proceso SAGD, específicamente en el aprovechamiento de la energía suministrada al yacimiento. En primera instancia, la generación de un diferencial de presión entre cámaras aledañas, la cual consiste en la disminución de la presión de operación en una de las cámaras permitiendo que el vapor fluya desde la cámara de mayor a la de menor presión, mejora la eficiencia de barrido en hasta un 20% gracias a que el vapor contacta zonas que no había sido barridas (Rodríguez & Orjuela, 2004).

Por otro lado, la inyección de solventes implica la co-inyección de solventes junto con el vapor permitiendo reducciones en la relación vapor aceite, incrementos en el factor de recobro, mejoramiento de la relación de movilidad, reducción de la tensión interfacial y de la viscosidad del bitumen, rompimiento de las emulsiones generadas, entre otros. En los bordes de la cámara de vapor, el vapor cede su calor latente vía condensación, mientras que el solvente se difunde en el crudo (Orr, 2009).

## **1.4 Parámetros que Afectan la Técnica**

Los parámetros que controlan el desarrollo de la técnica SAGD pueden ser categorizados en propiedades de yacimiento y parámetros operacionales.

**1.4.1 Propiedades del yacimiento y los fluidos.** Las propiedades relacionadas con la acumulación de crudo: espesor, porosidad y saturación de aceite; presentan un mayor efecto en el desempeño de SAGD que las propiedades relacionadas con el flujo: permeabilidad, viscosidad, gravedad API y presión de yacimiento (Llaguno, Moreno, García, Méndez, & Escobar, 2002).

**1.4.1.1 Profundidad.** Yacimientos profundos tienen altas presiones de operación lo cual significa altas temperaturas de saturación de vapor. Altas presiones de vapor acarrearán altas entalpías -pero menor fracción de calor latente-. Así mismo las pérdidas de calor en el pozo y el yacimiento incrementan debido a la alta temperatura y al incremento de la longitud.

**1.4.1.2 Porosidad.** Los resultados de los estudios realizados sobre el efecto de la porosidad en el desempeño de SAGD empleando modelos analíticos, presentan una relación proporcional entre la producción diaria/acumulada y la porosidad, lo que quiere decir que la porosidad promueve el desarrollo de SAGD, desde un enfoque analítico.

**1.4.1.3 Espesor de la zona de interés.** Diversos estudios revelan que mayores espesores tienen un impacto positivo en el desempeño de SAGD, dado que zonas con espesores pequeños están asociadas con mayores pérdidas de calor y relaciones vapor aceite, en este sentido, se tiene que zonas con un espesor inferior a 50 pies tienen muy poca probabilidad de ser exitosas económicamente (Chan, Fong, & Leshchyshyn, 1997; Sasaki, Akibayashi, Yazawa, Doan, & Farouq-Ali, 2001; Shin & Polikar, 2007; Edmunds & Chhina, 2001).

**1.4.1.4 Saturación inicial de gas.** A partir de estudios experimentales se encontró que, si existe saturación inicial de gas, la velocidad del frente de vapor es inferior respecto al escenario en el cual el gas está ausente (Nasr, Law, Golbeck, & Korpany, 2000) afectando negativamente el desempeño de SAGD.

**1.4.1.5 Permeabilidad.** Numerosos autores han estudiado el efecto de la permeabilidad sobre el SOR, la producción diaria y acumulada de crudo; sin embargo, los resultados obtenidos no convergen en un efecto concreto. Por un lado, a través de la recreación de un yacimiento de carbonatos empleando modelos de simulación 2D se encontró que la permeabilidad de la matriz no tiene un efecto significativo en la producción; sin embargo, se apreció una declinación más rápida para permeabilidades inferiores (Das, 2007). Por otro lado, estudios de simulación numérica apuntaron que una menor permeabilidad vertical está relacionada con reducciones en la tasa de producción diaria e incrementos en la relación vapor aceite en la etapa inicial; no obstante, en etapas avanzadas el efecto era opuesto (Kisman & Yeung, 1995) y (Luo & Baker, 2006).

**1.4.1.6 Mojabilidad de la roca.** La mojabilidad de la roca modificará la permeabilidad relativa del aceite-agua y la saturación de aceite residual, lo que a su vez afectará el drenaje por gravedad del petróleo y su recuperación final (Tavallali, 2013). Alterando la mojabilidad en la zona cercana al pozo productor de mojado por agua a mojado por aceite, junto a los bajos diferenciales de presión que se presentan en SAGD, es un escenario favorable para la imbibición espontánea del crudo, facilitando su flujo hacia el pozo productor (Isaacs, Nasr, & Babchin, 2001). Sin embargo, esta propuesta debería ser aplicada de forma temporal, evitando la acumulación de agua entre la zona mojada por agua y la mojada por aceite, lo cual afecta negativamente el flujo de crudo, el crecimiento y estabilidad de la cámara de vapor (Yuan, Law, & Nasr, 2002).

**1.4.1.7 Heterogeneidad del yacimiento.** Un problema significativo en el desarrollo del proceso SAGD es la posible existencia de barreras verticales de flujo dentro del yacimiento. Estas pueden consistir en capas de *shale* de un tamaño significativo o ser barreras de un tamaño de grano cuyo

efecto se refleja en una permeabilidad vertical menor que la horizontal. En algunas situaciones, extensas y continuas barreras de *shale* dividen el yacimiento y cada sub-yacimiento tiene que ser drenado por separado. Sin embargo, es común encontrar capas de *shale* de pocos centímetros de espesor con una longitud horizontal limitada la cual no divide el yacimiento, pero genera que los fluidos serpenteen a su alrededor para poder fluir verticalmente. Siendo así la velocidad de flujo es determinada por la permeabilidad en la dirección de flujo y no por la permeabilidad vertical (Cardwell Jr & Parsons, 1949). De manera general, SAGD puede tolerar barreras parciales de arcillas y debido a su presencia en forma de rocas no productoras dentro de la zona que contiene al aceite, se calentarán al igual que la arena que contiene el crudo. Este calor extra suministrado que no tiene un efecto en la producción de petróleo causará un aumento en el cSOR.

**1.4.1.8 Gravedad API y viscosidad del crudo.** Los crudos pesados y el bitumen contienen una alta fracción de asfáltenos, lo cual los caracterizan por ser altamente viscosos y algunas veces inmóviles a condiciones de yacimiento, haciendo su recuperación sea difícil. La tasa de drenaje de aceite en SAGD bajo condiciones de estado pseudoestable depende de la viscosidad del aceite caliente, sin embargo, el tiempo requerido para establecer comunicación entre el inyector y el productor depende ampliamente de la viscosidad inicial del aceite. Cuando la viscosidad inicial del aceite es baja y el aceite es lo suficientemente móvil, la comunicación entre los pozos no representa un obstáculo. (Das, 2007) estudió el efecto de la viscosidad utilizando modelos 2D; este autor encontró que la tasa de producción y la inyectividad incrementaban al emplear crudos menos viscosos. Por otro lado, (Luo & Baker, 2006) estudiaron el efecto de la gravedad API en el desempeño de SAGD y observaron que al incrementar la gravedad API se reducía la producción de crudo. Generalmente se concibe que el mejor escenario de esta propiedad para un prospecto

SAGD son crudos de baja gravedad API y de alta viscosidad, los cuales al interactuar con el calor disminuirán significativamente su viscosidad y por ende una notable mejora en su movilidad, lo que contribuye a obtener mayores tasas de recuperación.

**1.4.2 Parámetros operacionales.** Los principales parámetros asociados con la operación del proyecto de inyección se presentan a continuación.

**1.4.2.1 Presión de producción.** La presión de operación juega un papel fundamental en la tasa de recuperación. Bajas presiones de operación reducen el SOR, la producción de H<sub>2</sub>S, la disolución de sílice y por ende la reducción en los problemas de tratamiento del agua (Das, 2005). Por otro lado, una mayor presión de operación causará una mayor dilatación de la roca, lo que aumentará la porosidad efectiva del yacimiento y la permeabilidad, mejorando significativamente de las recuperaciones proyectadas de SAGD, aunque también implica la inyección de una mayor cantidad de vapor, lo que se traduce en mayores costos operacionales.

**1.4.2.2 Temperatura.** A bajas temperaturas de inyección de vapor, la matriz de la arena se calienta a una menor temperatura y la energía requerida para calentar el yacimiento disminuye. Conceptualmente, esto debería conducir a un menor SOR. Sin embargo, estas bajas temperaturas pueden incrementar la viscosidad del aceite que ha sido previamente calentado y reducir la tasa de drenaje (Tavallali, 2013).

**1.4.2.3 Diferencial de presión entre el pozo inyector y productor.** Una vez la porción de yacimiento ubicada entre los dos pozos es suficientemente calentada y se evidencia movilidad del

crudo, un diferencial de presión es aplicado entre los dos pozos. El riesgo de aplicar este diferencial de presión es la creación de un patrón de flujo del vapor en dirección de menor presión (pozo productor) lo cual puede resultar en un ineficiente uso de la energía suministrada. La determinación del tiempo en el cual inducir este diferencial de presión, así como su magnitud son parámetros críticos en la optimización del proceso (Tavallali, 2013). En la figura 7 se puede observar el efecto del diferencial de presión aplicado entre los pozos.

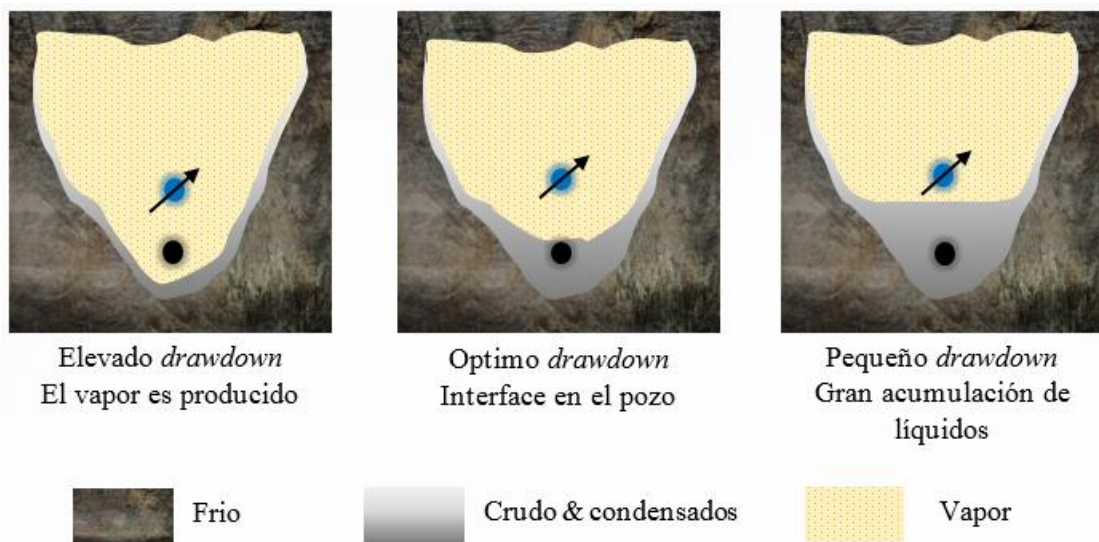


Figura 7. Efecto del diferencial de presión. Adaptado de Edmunds, N., & Gittins, S. (1993). Effective steam assisted gravity drainage to long horizontal well pairs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. doi:10.2118/93-06-05.

### 1.5 Criterios de Selección de la Técnica

A partir de un análisis profundo de tres proyectos exitosos en Canadá (Tangleflags, Underground Test Facility & Imperial Oil's Horizontal Well Pilot I), Singhal, Das, Leggitt, Kasraie, & Ito (1996) desarrollaron un *screening* de aplicación para SAGD. A continuación, se presenta las principales conclusiones de este trabajo investigativo:

- En yacimientos con crudo móvil, espesores mayores a 50 pies y viscosidades en fondo menores a 35,000 cP se encontró que la presencia de capas de gas o acuíferos delgados, inferiores a 7 pies, no perjudican de forma significativa el desempeño de la técnica; adicionalmente, la trampa de vapor puede ser ignorada bajo ciertas circunstancias, especialmente durante periodos tempranos de la inyección del vapor, además de existir la posibilidad de emplearse pozos inyectoros verticales.
- Para crudos con viscosidades mayores a 65,000 cP, el uso de pozos horizontales ubicados directamente sobre los productores y la trampa de vapor desempeñan un papel más crítico.
- Para obtener una cámara de vapor de una amplitud lateral considerable, se puede considerar emplear un espaciamiento entre pares de pozos de 330 pies, aunque esto dependerá del espesor. Con lo anterior, se busca contactar las cámaras individuales para dar lugar a una cámara continua de mayor tamaño.
- El mínimo espesor productor para un crudo de 10,000 cP es de 50 pies, y éste puede ser menor para crudos más livianos.

Por otro lado, McCormack (2001) presentó valores límites de parámetros de yacimiento generalmente aceptados, asociados a un adecuado desempeño técnico y económico de un proyecto SAGD.

**1.5.1 Espesor de la zona de interés.** Se recomienda un espesor de la formación de interés superior a 40 pies. El requerimiento de espesor se basa principalmente en evitar las altas pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas y asegurar la existencia de un volumen interesante de bitumen, lo cual afecta directamente la recuperación de capital necesario para cubrir los costos asociados a la perforación de pozos, adquisición de las facilidades de superficie, entre otros. En

este sentido, zonas productoras de mayor espesor incurrirán en menores pérdidas de calor, mejorando así la relación vapor aceite y por ende la economía del proyecto. Adicionalmente, mayores espesores proporcionan una mayor capacidad de almacenamiento y por consiguiente una mayor producción acumulada de crudo.

**1.5.2 Permeabilidad (>3.0 Darcys).** Se recomienda una permeabilidad absoluta superior a 3.0 Darcys, este requerimiento compromete la posibilidad de alcanzar las tasas necesarias para que el proyecto sea económicamente viable. Una zona productora de baja permeabilidad ralentizará el drenaje del crudo, resultando en un incremento de las pérdidas de calor hacia el *overburden* y consigo un SOR mayor. Cabe resaltar que la técnica SAGD es particularmente sensible a la permeabilidad vertical, debido a la naturaleza del proceso de drenaje gravitacional.

**1.5.3 Acuífero y capa de gas (ausentes).** Se recomienda aplicar de forma preferente SAGD en un yacimiento con ausencia de acuífero o capa de gas. La restricción de la presencia de un acuífero o una capa de gas se basa en la premisa de que la presencia de éstos, en el mejor de los casos, la presión de operación del proceso se verá severamente limitada o en el peor de los casos, resultará en una pérdida incontrolable de vapor o el colapso de la cámara de vapor.

**1.5.4 Presión de operación.** Es recomendando operar la técnica SAGD a una presión superior a 145 psi, esta restricción actúa para limitar prospectos SAGD en los cuales la temperatura del vapor no será lo suficientemente alta para causar una reducción significativa en la viscosidad del bitumen, lo que puede comprometer la viabilidad técnica del proyecto.

Tabla 1

*Parámetros de aplicación sugeridos para SAGD*

<b>Parámetro/Autor</b>	<b>Ito &amp; Shingal</b>	<b>Dusseault</b>	<b>Bryson</b>	<b>Alberta Research Country</b>
Profundidad, [pies]	-	>500	-	<4593
Saturación de aceite, [%]	>50	-	>75	-
Porosidad, [%]	-	>25	-	>26
Espesor neto, [pies]	>98	>66	>50	>49
Permeabilidad, [mD]	>1000	>500	>1000	>1000
Viscosidad, [cP]	>2000	>500,000	-	>2000
Espesor capa de gas, [pies]	<7	-	-	<15

Nota: Tomado de: Trigos, E. (2010). Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. Universidad Industrial de Santander.

Tabla 2

*Parámetros de aplicación de campo de SAGD*

<b>Proyecto</b>	<b>Profundidad pies</b>	<b>Espesor pies</b>	<b>Kh Darcy</b>	<b>Ø %</b>	<b>Viscosidad 10<sup>4</sup> cP</b>	<b>So inicial %</b>
Christina Lake	1148	66	7.0	33	260	80
UTF	591	69	2.96-4.93	33	200-300	85
Hangingstone	837-919	98-164	1.97-3.95	30	>100	85
Foster Creek	591-738	82	2.96-4.93	33	6-8	85
MacKay River	322-476	49-82	2.96-4.93	31	>100	84
Long Lake	689	98	1.97	30	-	80
Peace River	1805-1969	95	1.48	28	1-100	77
Firebag	886-1066	121	6.91	32	-	84
Celtic	1542	66	197-12.83	30-40	1.5	80
Fengheng	328-755	108	1.78	33	1.4	75
Liahoe	1739-2100	299	5.43	36.3	23.19	> 65

Nota: Tomado de: Dong, X., Liu, H., Hou, J., Chen, Z., & Zhang, T. (2015). An empirical correlation to predict the SAGD recovery performance. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176410-M.

Finalmente, Dusseault (2008) presenta valores de ciertos parámetros que juegan un papel crítico en el desempeño de SAGD, aunque aclara que estos valores representan una guía y que existen

otros parámetros que deben ser tenidos en cuenta. Adicionalmente, menciona que cada yacimiento debe ser evaluado antes de seleccionar un esquema de producción. La guía sugerida por Dusseault y otros autores se presenta a continuación, en la tabla 1., por otro lado, en la tabla 2. se presenta una recopilación los parámetros más relevantes de algunos campos en los cuales la aplicación de la técnica SAGD ha sido exitosa.

## 2. Co-inyección de Gases no Condensables en SAGD

La co-inyección de gases no condensables en la corriente de vapor en un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor fue propuesta por Roger Butler en 1997, técnica a la cual denominó *Steam and Gas Push* (SAGP). Un gas no condensable -N<sub>2</sub>, Flue Gas, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, etc.- es aquel que puede permanecer dentro de la cámara de vapor sin condensarse en gran proporción para un amplio rango de temperaturas (Aherne & Birrell, 2002).

De acuerdo con Butler, el objetivo central detrás de SAGP es conservar la región cercana al pozo a la temperatura del vapor manteniendo altas tasas de producción, mientras que el resto de la cámara de vapor se encuentra a una temperatura más baja, reduciendo las pérdidas de calor hacia el *overburden*, y por ende la relación vapor aceite acumulada.

Dado que el GNC inyectado posee una menor densidad que el vapor, este ascenderá hacia el tope de la cámara donde se acumulará y desempeñará un rol de aislante térmico. Si bien la conductividad térmica del vapor es baja, a medida que este se condensa, su capacidad de transferir calor aumenta considerablemente, por consiguiente, la presencia de un GNC en el tope de la

cámara de vapor conllevaría a menores pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas y un mejor aprovechamiento de la energía suministrada al yacimiento (Onwughalu, 2015).

En SAGD el vapor no solo moviliza el crudo por calentamiento, sino que también ecualiza la presión verticalmente, y permite que el líquido drene. En este caso, el vapor debe ser inyectado de manera continua a una tasa relativamente alta, de otra manera el vapor se condensaría y la cámara de vapor colapsaría. Esta limitación puede ser superada en un proceso SAGP. Aunque el vapor puede condensarse, el GNC permanece en el yacimiento previniendo el colapso de la zona calentada y manteniendo la presión en el tope de la cámara (Jiang, Butler, & Yee., 1998).

De acuerdo con la teoría de SAGP, la cantidad de GNC adicionado a la corriente de vapor debe ser inferior a 0.5 % molar (Butler R., 1998). Por otro lado, en aplicaciones a campo se ha requerido una cantidad de GNC tan alta como 2% molar, como ocurrió en el proyecto de adición de GNC ejecutado por Suncor Energy en Canadá (Al-Murayri, 2011).

## **2.1 Revisión Bibliográfica de la Adición de GNCs en SAGD**

Butler & Yee (1986) llevaron a cabo experimentos en modelos físicos que confirmaron que la adición de pequeñas cantidades de GNC en la corriente de vapor tiene una repercusión positiva sobre SAGD, debido al efecto de aislante térmico exhibido.

Kisman & Yeung (1995) señalaron que una pequeña cantidad de GNC inyectada junto con el vapor en SAGD podría mejorar su desempeño, sin embargo, una gran cantidad podría llegar a generar un detrimento.

Good, Rezk, & Felty (1997) investigaron el efecto de la co-inyección de metano con vapor en el proceso SAGD, concluyendo que fue benéfica cuando la cámara de vapor había madurado lo suficiente, mejorando el *conformance* del vapor dentro del yacimiento.

Butler R. (1998) realizó una serie de experimentos en donde presenta las isotermas de la cámara de vapor para SAGD y para SAGP -adición de 0.3% molar de nitrógeno a la corriente de vapor-. Este autor observó una disminución en la recuperación del crudo, relación vapor aceite y en la temperatura de la cámara de vapor; además se pudo apreciar la existencia de un gradiente de temperatura en la cámara de vapor para SAGP lo cual afecta de manera negativa el área disponible para la transferencia de calor al crudo y por ende de la disminución de su viscosidad, caso que no ocurre en SAGD, en donde la temperatura de la cámara de vapor se mantiene constante.

Jiang, Butler, & Yee (1998) emplearon modelos físicos experimentales de laboratorio, en los cuales confirmaron que la adición de GNCs en la corriente de vapor reduce la temperatura de la cámara de vapor en las partes más altas. También se pudo apreciar que alrededor del 80% del gas inyectado fue producido a través del pozo durante la prueba.

Ito & Suzuki (1999) investigaron el efecto de la inyección de gas hidrocarburo sobre la producción de aceite durante SAGD empleando simulación numérica de yacimientos. Los resultados mostraron que la inyección de un GNC en etapas tempranas de SAGD disminuye la tasa de producción de aceite y el factor de recobro final, dado que el GNC se acumula en el borde de la cámara de vapor alterando la transmisión de calor hacia la arena e impidiendo el crecimiento de la cámara. Por otro lado, los resultados mostraron que si se realiza la co-inyección del GNC cuando la cámara de vapor ha crecido totalmente en sentido vertical e inicia su expansión lateral dentro del yacimiento, el GNC se acumula en el tope del yacimiento y contribuye a reducir la transferencia de calor hacia las formaciones suprayacentes. En este caso, se evidenció una reducción del SOR

sin una afectación significativa en la tasa de producción de aceite. Dichos resultados fueron respaldados posteriormente por Ito, Ichikawa, & Hirata (2001) quienes probaron las observaciones de Butler a través de estudios de simulación numérica.

Yuan, y otros (2011) estudiaron la distribución de los gases no condensables en la cámara de vapor a través de simulación numérica de yacimientos; señalaron que el gas no condensable se acumula principalmente en el tope del yacimiento suprimiendo efectivamente las pérdidas de calor del vapor.

Wang, Ezeuko, & Gates (2012) estudiaron el transporte de energía en operaciones SAGP y SAGD: Los resultados revelan que la co-inyección de un GNC en etapas tempranas disminuye el crecimiento de la cámara de vapor mientras que en etapas tardías el proceso induce un crecimiento lateral de la cámara en la base y en el medio donde existe una menor concentración de GNC, concluyendo que la co-inyección de un GNC reduce tanto la relación vapor aceite acumulada, así como el factor de recobro.

## **2.2 Esquema de la Cámara de Vapor en SAGD con Gases no Condensables**

Existe una amplia discusión acerca de cómo se encuentra distribuido el gas en la cámara de vapor en un proceso SAGP. Esta distribución puede ser obtenida a través de un perfil de temperatura o de densidad, tal como se muestra en la figura 8.

Producto de la inyección continua de vapor, la saturación de líquido en la región abarcada por la cámara es baja. Dentro de esta zona, donde los GNCs pueden mezclarse con el vapor, la presión es aproximadamente constante. Por otro lado, la temperatura puede no ser la misma a través de esta zona, pues su magnitud dependerá de la fracción molar de vapor en cada punto.

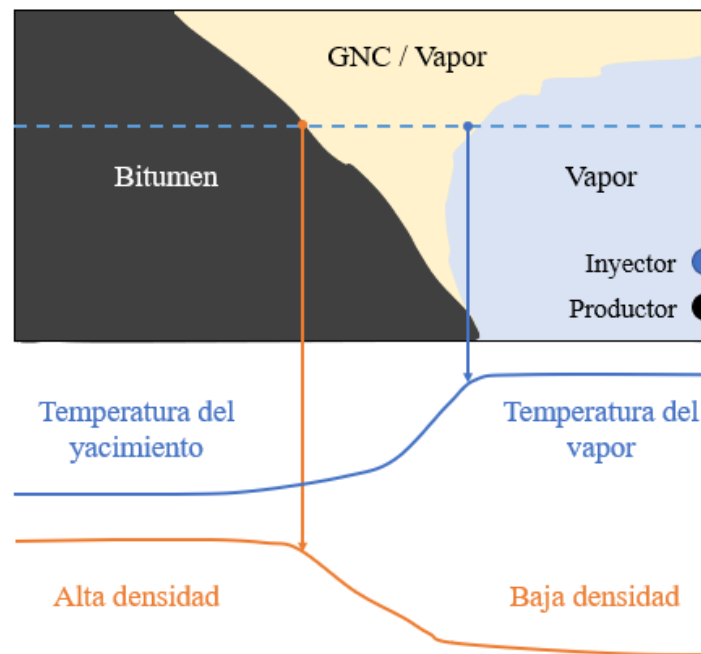


Figura 8. Perfil de la cámara de vapor con gases no condensables. Adaptado de Yuan, J.-Y., Chen, J., Pierce, G., Wiwchar, B., Golbeck, H., Wang, X., Cameron, S. (2011). Noncondensable gas distribution in SAGD chambers. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(03). doi:10.2118/137269-P.

Una menor fracción molar de vapor -alta concentración de GNC- puede indicar una menor presión parcial de este gas, es decir una temperatura inferior. El vapor contará con una mayor presión parcial en aquellas zonas donde se encuentre a una alta saturación y, por consiguiente, la temperatura de aquella zona será mayor. De este modo, en aquellas regiones donde la saturación del vapor es cercana al 100%, la temperatura será próxima a la temperatura de saturación del vapor correspondiente a la presión de la cámara de vapor.

A medida que aumenta la distancia del seno de la cámara, la temperatura decrecerá, por lo que la región que se encuentra a la temperatura de saturación no representará la cámara de vapor en su totalidad. Entonces, una distribución de temperatura no representaría un verdadero mapeo de la cámara de vapor cuando una cantidad significativa de GNC está presente. Para obtener una mejor representación de la cámara de vapor, la combinación de perfiles de distribución de densidad y

temperatura para un mismo tiempo dado puede contribuir a identificar la presencia y distribución de GNC dentro de la cámara (Yuan, y otros, 2011).

**2.2.1 Regiones de transferencia de calor en la cámara de SAGP.** El diagrama en la figura 9 representa una sección transversal del yacimiento durante una operación de SAGP. Las regiones mostradas han sido observadas en todos los experimentos llevados a cabo con SAGP.

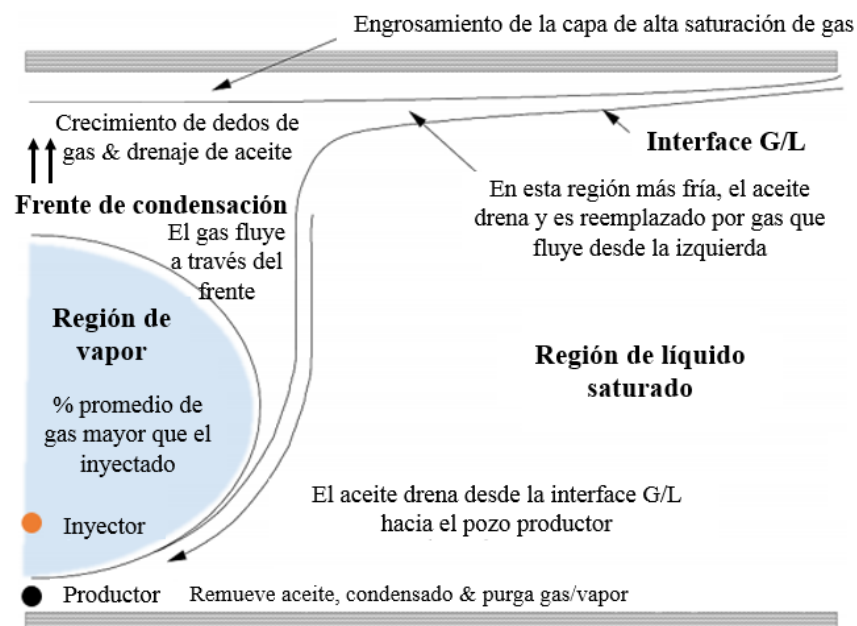


Figura 9. Regiones de transferencia de calor cámara madura SAGP. Adaptado de Butler, R., Jiang, Q., & Yee, C. (2000). Steam and gas push (SAGP)-3; recent theoretical developments and laboratory results. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39 (08).

**2.2.1.1 Región de vapor.** Esta región contiene al pozo inyector y es caracterizada por una temperatura muy cercana a la temperatura de saturación del vapor a la presión de operación. El vapor y el gas permanecen mezclados por difusión y dispersión. La mayor parte del vapor inyectado se condensa dentro de esta región; el gas no condensable se mezcla con una pequeña fracción del vapor fluyendo principalmente hacia arriba, a través del frente de condensación. El

GNC llena el espacio poroso que ha quedado vacío producto del drenaje de crudo y el exceso de GNC fluye hacia abajo en dirección del pozo productor.

**2.2.1.2 Región de gas.** Inicialmente el GNC desplaza muy poco aceite, sin embargo, llevan consigo presión a las partes más altas del yacimiento. Un análisis matemático muestra que cuando el GNC se digita, la presión en el tope del yacimiento es casi igual a la presión en la base del yacimiento. Debido a que al GNC se le atribuye el mantenimiento de presión en el tope del yacimiento, se le considera como la fuente de un mecanismo de empuje del aceite hacia el pozo productor.

## **2.3 Beneficios de la Co-inyección de GNCs en SAGD**

Un profundo entendimiento de los mecanismos de recuperación es esencial para diseñar y evaluar la co-inyección de vapor y GNCs. La adición de GNCs en SAGD implica mecanismos de recuperación más sofisticados que en caso de la inyección exclusiva de vapor debido a la complejidad del fluido inyectado. A continuación, se mencionan los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación y mejora en la eficiencia térmica de la técnica (Sun, y otros, 2013).

**2.3.1 Reducción de la viscosidad por disolución de GNCs.** Además de la temperatura, la disolución de gases tiene un efecto importante sobre la viscosidad del crudo. Como se puede observar en la figura 10, la disolución de los gases como nitrógeno o dióxido de carbono resultan

en una reducción de la viscosidad, en mayor o menor proporción. Estudios experimentales muestran que el CO<sub>2</sub> puede reducir la viscosidad de un crudo extrapesado entre un 41% -58%.

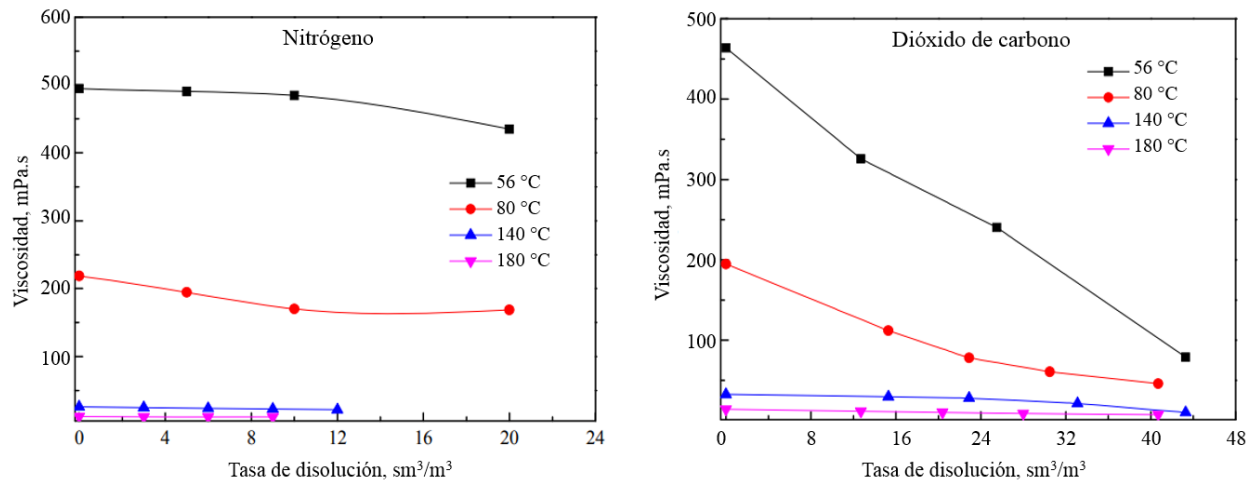
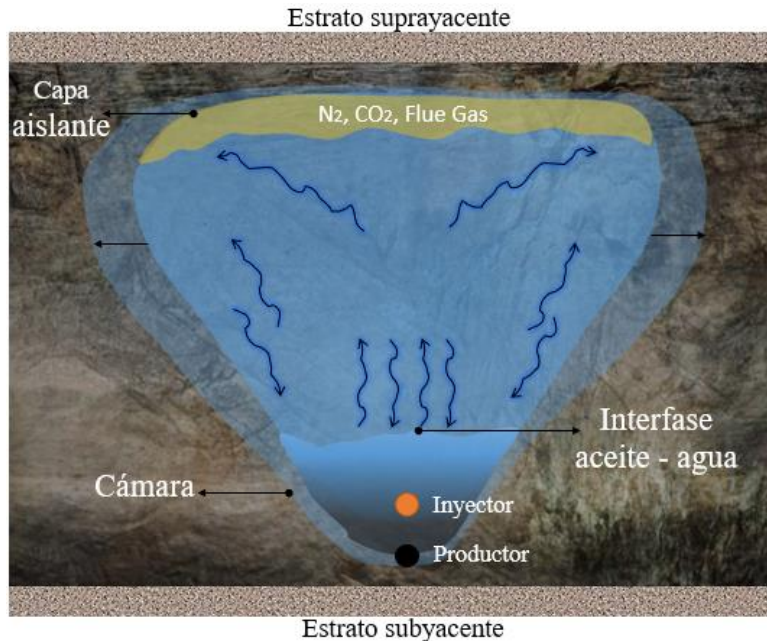


Figura 10. Efecto de la disolución del gas en la viscosidad del crudo. Adaptado de Lin, T., Sun, Y., Ma, Z., Sun, Y., Liu, H., & Wang, S. (2012). A preliminary discussion on Oil viscosity reduction by heat-gas activity in multiple thermal fluids. *Offshore Oil*, 32(4), 74-76.

El CO<sub>2</sub> se disuelve en el crudo haciendo que este se expanda, reduciendo la resistencia capilar del crudo que está fluyendo y la resistencia al flujo, lo cual deja una disminución de la viscosidad (Lin, y otros, 2012). Aunque también se debe considerar que los fenómenos difusivos asociados con las altas temperaturas son muy superiores a los relacionados con las interacciones de fases, los cuales se ven reducidos por las altas temperaturas.

**2.3.2 Mantenimiento de la presión.** En SAGD, el GNC juega un papel fundamental en el mantenimiento de la presión en la cámara de vapor, puesto que este no presenta un cambio de fase en el yacimiento, conservando a lo largo del proceso su alta compresibilidad. Gracias a dicha propiedad, la presión de esta fase no se ve seriamente comprometida por cambios modestos de presión, como si sucede en el caso de la fase líquida (Fan, Li, & Qin, 2016).

**2.3.3 Reducción de las pérdidas de calor en el yacimiento.** Después de inyectar en la formación, el gas migrará hacia el tope de la formación creando una capa aislante la cual restringe las pérdidas de calor hacia el estrato suprayacente, tal y como se observa en la figura 11.



*Figura 11.* Efecto del gas en la reducción de pérdidas de calor. Adaptado de Lin, T., Sun, Y., Ma, Z., Sun, Y., Liu, H., & Wang, S. (2012). A preliminary discussion on Oil viscosity reduction by heat-gas activity in multiple thermal fluids. *Offshore Oil*, 32(4), 74-76.

## 2.4 Efecto del Tiempo de Inyección del GNC

El mayor beneficio de adicionar un GNC en la corriente de vapor es lograr reducir las pérdidas de calor hacia el *overburden* mediante la reducción de la temperatura en el tope la cámara de vapor, manteniendo altas tasas de producción de aceite. Un proceso con mínimas pérdidas de calor y máxima tasa de aceite es deseable. Además, la adición de GNCs permite la reducción del requerimiento de volumen de vapor, reduciendo los costos asociados a la generación de este.

Durante un proceso SAGD, no existe pérdidas de calor hacia el *overburden* antes que el tope de la formación sea calentado. Por consiguiente, es posible iniciar con la inyección exclusiva de vapor en el periodo inicial del proyecto (Jiang, Butler, & Yee, 2000). Sin embargo, estudios realizados por Fan, Li, & Qin (2016) muestran que la selección del tiempo de inicio de la inyección del GNC dependerá del comportamiento de cada yacimiento, razón por la cual debe evaluarse diferentes escenarios en función del factor de recobro y cSOR versus el tiempo de inyección del GNC, y justo cuando estas dos curvas se crucen, se sugiere iniciar la inyección.

Ito, Ichikawa, & Hirata (2001) a través de estudios de simulación numérica, encontraron una fuerte dependencia del tiempo de inicio de la co-inyección de los GNCs con los beneficios obtenidos. Estos autores evaluaron 6, 18, 24, 32, 36 y 48 meses para dar inicio a la inyección del GNC, teniendo como resultado que a medida que aumenta el número de meses, se presenta un menor detrimento en el factor de recobro y una mejora en la relación vapor aceite. Esto puede ser explicado a través del perfil de distribución del GNC en la cámara de vapor, el cual no solo se ubica en el tope, sino que también en los bordes de la cámara de vapor, impidiendo su crecimiento y expansión. Lo anterior conlleva a que un menor volumen de yacimiento sea contactado y por lo tanto se presente una disminución en el factor de recobro final.

### **3. Modelo de Simulación Numérica**

A continuación, se presenta el modelo de simulación numérica desarrollado en el presente trabajo, donde se describe tanto el modelo estático como el dinámico, así como los resultados obtenidos para la técnica SAGD y su comportamiento al adicionar gases no condensables.

### 3.1 Modelo Estático

El modelo de simulación consta de 151 celdas en dirección i, 14 celdas en dirección j y 20 celdas en dirección k; equivalentes a 42,280 celdas. La Tabla 3 presenta la descripción de las dimensiones del modelo.

Tabla 3.  
*Dimensiones de grilla de simulación*

Dirección	Dimensión	Longitud total
I	91*3.28084 ft	299 ft
J	2*65.6168 5*459.318 2*65.6168	2560 ft
K	20*3.28084 ft	66 ft

Tabla 4.  
*Propiedades de la roca del modelo de simulación.*

Propiedad	Valor
Porosidad [fracción]	0.34
Permeabilidad horizontal [md]	4000
Permeabilidad vertical [md]	2400
Tope de formación de interés [pies]	1150
Espesor [pies]	66
Compresibilidad de la roca [1/psi]	$1.64 \cdot 10^{-4}$

Nota: Tomado de: Cenovus FCCL Ltd. (2017). Christina Lake In-situ Progress Report Scheme 8591 2016 update Oil & gas and financial information.

Para evaluar el efecto de la adición de GNCs en un proyecto SAGD, el modelo conceptual de simulación fue construido tomando como referencia las propiedades del campo Christina Lake, el cual es considerado una de las más exitosas y relevantes aplicaciones SAGD a nivel mundial

(Cenovus Energy, 2016; MEG Energy, 2017). Este campo se encuentra ubicado en la región de Athabasca en Alberta, Canadá; desde el año 2008 las compañías Cenovus Energy y MEG Energy han venido implementando la técnica SAGD obteniendo resultados satisfactorios con una eficiencia térmica sobresaliente. Las propiedades petrofísicas y relacionadas con el modelo estático se presentan a continuación en la tabla 4.

### **3.2 Modelo de Fluidos**

El modelo de fluidos empleado representa un bitumen típico de Athabasca, caracterizado por presentar una alta viscosidad, una baja cantidad de gas en solución y ser inmóvil a condiciones iniciales de yacimiento. Dicho modelo al igual que el set de curvas de permeabilidad relativas fue proporcionado por la compañía Computing Modelling Group (CMG) propietaria del simulador térmico STARS, el cual fue empleado para llevar a cabo la simulación de la técnica SAGD.

En este estudio de simulación se empleó un crudo muerto para lograr representar adecuadamente el impacto de la adición de los GNCs en la corriente de vapor. Al aumentar la temperatura, producto de la inyección de vapor, el gas en solución es liberado del crudo, tras esto, se evidenció un efecto perjudicial en el crecimiento de la cámara de vapor. Se encontró en la bibliografía que en aplicaciones piloto y a escala de campo, el gas en solución que es liberado es producido ya sea junto a los otros fluidos de producción o bien porque este se re-disuelve en el crudo (Wang, Ezeuko, & Gates, 2012), además los autores mencionan que el gas liberado no desempeña un rol apreciable en el desarrollo del proceso (Gittins, Gupta, & Zaman, 2013).

Al momento de realizar un estudio inicial con un crudo vivo se evidenció que el gas liberado se acumulaba en los límites laterales de la cámara de vapor, como se puede apreciar en la figura 12.

La acumulación del GNC causó que la cámara de vapor no se desarrollara adecuadamente puesto que la presencia de este restringe su crecimiento. Estudios anteriores han arrojado resultados análogos a los mencionados, lo cual refuerza la coherencia de los mismos (Nourozieh, Ranjbar, & Kumar, 2015). Debido a que la presencia de gas en solución no permitiría el desarrollo convencional de la cámara de vapor y que podría apantallar el efecto de la adición del GNC se optó por realizar el estudio empleando un crudo muerto.

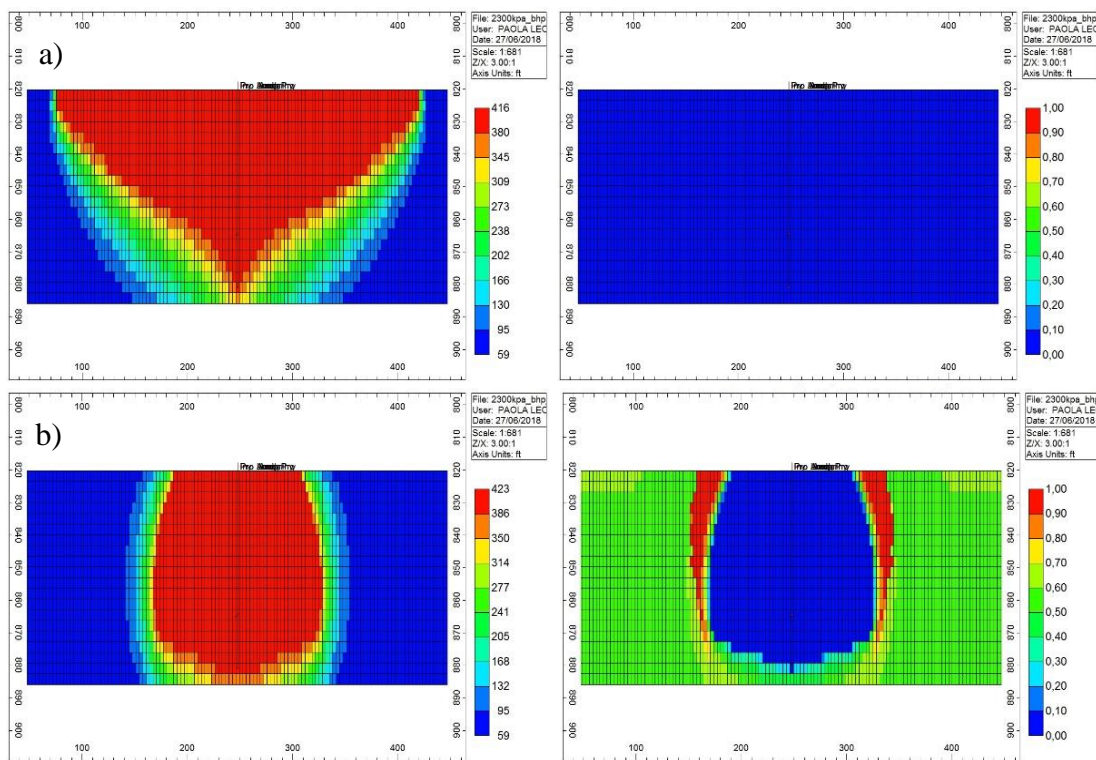


Figura 12. Efecto de gas en solución en el desarrollo de la cámara de vapor; a) crudo vivo; b) crudo muerto. Adaptado de CMG 2017 - Results Graph.

El bitumen se modeló empleando un seudocomponente denominado HOIL, sus principales propiedades se presentan en la tabla 5. La Figura 13 presenta el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura, es importante destacar que, a las condiciones iniciales del yacimiento, 59 °F, la viscosidad del bitumen es de aproximadamente 2'630,000 cP, lo cual hace

que el crudo sea inmóvil a condiciones de yacimiento y por consiguiente no es posible obtener una producción primaria. Debido a las características del crudo en estudio, la inyección de vapor es una alternativa tentativa para el desarrollo de este proyecto, además las propiedades del yacimiento son propicias para la implementación de la técnica SAGD.

Tabla 5.

*Principales propiedades del bitumen modelado.*

Propiedad	Valor
Gravedad API	10
Viscosidad inicial [Cp]	2'630,000
Masa molecular [lb/mol]	645.8
Presión crítica [psia]	134
Temperatura crítica [°F]	958

Nota: Tomado de: Computer Modelling Group. (2017). Template: stflu057.

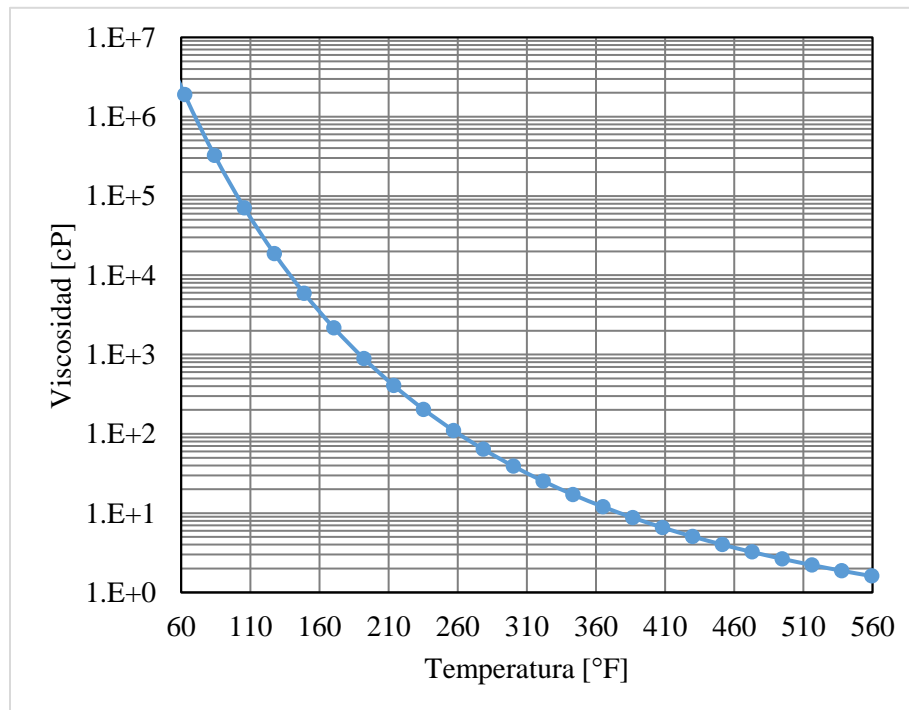


Figura 13. Relación entre viscosidad y temperatura del bitumen. Adaptado de Computer Modelling Group. (2017). Template: stflu057.

### 3.3 Interacción Roca – Fluidos

Para describir la interacción que existe entre el yacimiento y los fluidos presentes en el, se debe introducir las curvas de permeabilidad relativa entre el bitumen – agua y las fases líquido – gas.

Dichas curvas se presentan en la figura 14.

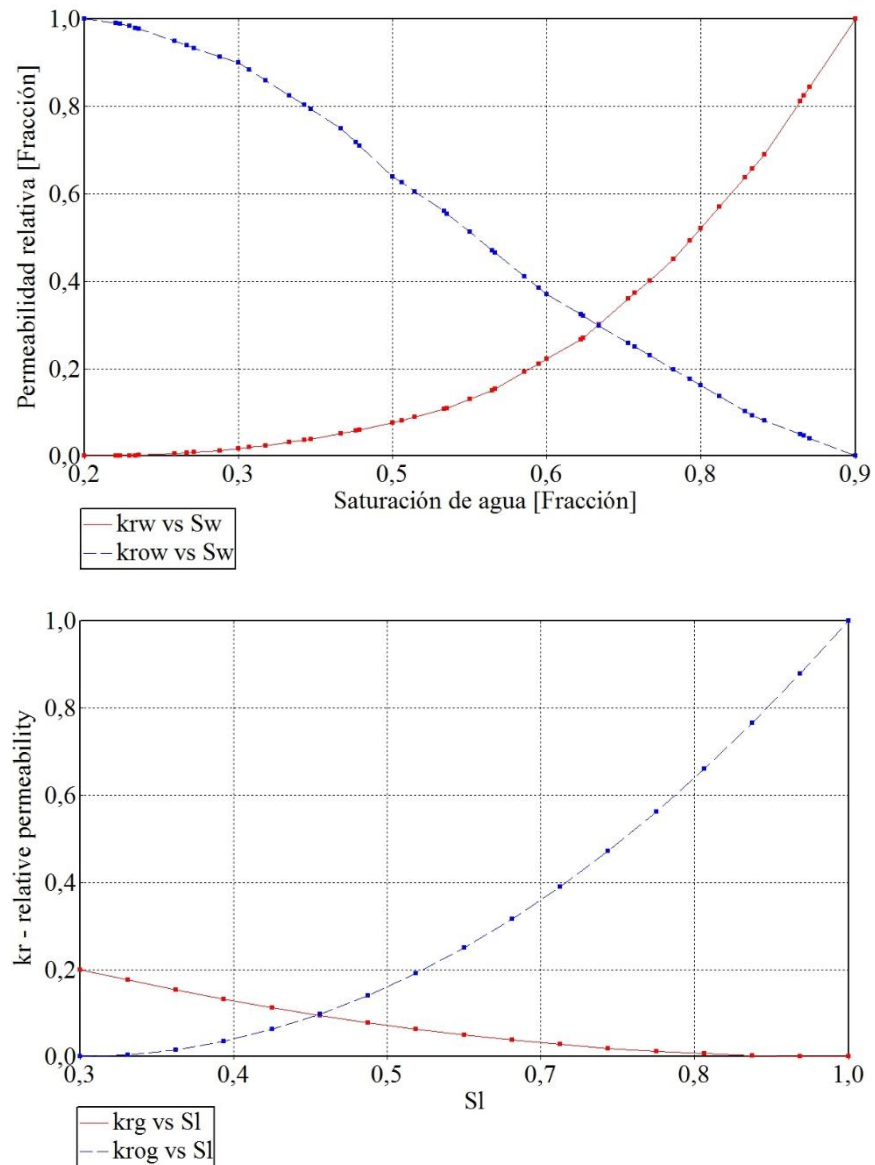


Figura 14. Set de curvas de permeabilidad relativa; a) bitumen – agua; b) líquido – gas. Adaptado de: Computer Modelling Group. (2017). Template: stflu057.

### 3.4 Propiedades Térmicas de la Roca y Fluidos

La tabla 6 se presenta los valores de conductividad térmica y capacidad calorífica de la roca - sin considerar la porosidad- y de los fluidos, empleados en el modelo de simulación. Estas propiedades fueron obtenidas de estudios previos realizados por diversos autores (Keshavarz, Okuno, & Babadagli, 2015; Lee, Park, & Park, 2017; Liu, Cheng, Wu, Huang, & Meng, 2018; Souraki, Ashrafi, Karimaie, & Torsaeter, 2012). Las propiedades térmicas globales fueron calculadas empleando las reglas de mezclado asociadas al simulador STARS.

Tabla 6.

*Propiedades térmicas de la roca y fluidos*

Propiedad	Valor
Conductividad térmica de la roca [Btu/ft*día*°F]	106
Conductividad térmica del agua [Btu/ft*día*°F]	9
Conductividad térmica del aceite [Btu/ft*día*°F]	2
Capacidad calorífica de la roca [Btu/ft <sup>3</sup> *°F]	39
Conductividad térmica del under/over burden [Btu/ft*día*°F]	40
Capacidad calorífica del under/over burden [Btu/ft <sup>3</sup> *°F]	39
Conductividad térmica global inicial [Btu/ft*día*°F]	22.5
Capacidad calorífica global inicial [Btu/ft <sup>3</sup> *°F]	38.3

Nota: Tomado de: Messmer, J. (1984). The effective thermal conductivity of quartz of sands and sandstones. Society of Petroleum Engineers - AIME, 1-10; Mc Laws, I. (1980). Silica sand in the Fort McMurray area; Chekhonin, E., Parshin, A., Pissarenko, D., Popov, Y., Romushkevich, R., Safonov, S., Stenin, V. (2012). When rocks get hot: Thermal properties of reservoir rocks. Oilfield Review Autumn, 3(24), 20-37.

Una regla de mezclado complejo fue empleada para determinar la conductividad térmica del sistema roca-fluidos (W H Somerton, Keese, & Chu, 1974). Este modelo de mezcla fue seleccionado porque se obtienen resultados más cercanos a aquellos reportados experimentalmente en la literatura (Wilbur H Somerton, 1958) y además recrea de una forma más adecuada el cambio

de la conductividad térmica global del sistema roca – fluidos en función de las saturaciones de los fluidos (CMG, 2018), puesto que con el modelo lineal la conductividad global del sistema es prácticamente independiente de la saturación de cada uno de los fluidos; esta dependencia de la conductividad térmica será clave para poder reproducir el efecto de aislante térmico de los GNC.

La conductividad de la roca es alta dado que representa la conductividad del material sólido - sin tener en cuenta fluidos ni porosidad- y adicionalmente porque la arena de formaciones someras y poco consolidadas como es el caso en la formación Mc Murray está compuesta casi en su totalidad de cuarzo, 95 – 98%, (Mc Laws, 1980), cuya conductividad térmica es de aproximadamente 120 Btu/ft\*día\*°F (Messmer, 1984). No obstante, al aplicarse la regla de mezclado la conductividad térmica de la arena saturada se encuentra dentro de un rango normal de dicha propiedad (Chekhonin, y otros, 2012).

### 3.5 Condiciones Iniciales

Es común que en los depósitos de arenas bituminosas en Athabasca se presenten valores altos de saturación de aceite -típicamente entre un 75 y 80%- (Gates & Chakrabarty, 2005), gradientes de presiones subnormales (Dickey & Cox, 1977) y bajas temperaturas. Los valores de los parámetros mencionados anteriormente fueron aquellos que tuvieron lugar en el proyecto Christina Lake (Cenovus FCCL Ltd, 2017) y que se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7.  
*Condiciones iniciales*

Propiedad	Valor
Presión inicial en el tope [psia]	290
Temperatura inicial [°F]	59
Saturación inicial de aceite [fracción]	0.8

### 3.6 Diseño de Pozos y Operación de SAGD

La técnica SAGD consta básicamente de dos etapas de inyección: Start-up y SAGD, tal y como se mencionó en el capítulo 1. El esquema típico para SAGD es un completamiento dual que consta básicamente de un revestimiento en el cual están contenidas dos tuberías de diferente diámetro y longitud, las cuales producirán o inyectarán de acuerdo con la etapa en la que se encuentre el proceso. Para el desarrollo del presente trabajo se seleccionó el arreglo de tuberías presentado en la tabla 8 con un espaciamiento entre pares de pozos de 16 pies, de acuerdo a proyectos de campo exitosos (Pengrowth, 2013; Statoil Canada Ltd., 2014; Athabasca Oil Corporation, 2018; Cenovus Energy, 2016; BlackPearl Resources Inc, 2017).

Durante la etapa de precalentamiento tanto el pozo inyector como productor inyectan vapor a través de la tubería larga y producen condensados y crudo a través de la tubería corta, tal y como se observa en la figura 15. Se definió el fin de esta etapa cuando los bloques intermedios alcancen una temperatura de alrededor de 176 °F (70 °C) (Yuan & McFarlane, 2009); esto da un buen indicio del aumento de la movilidad del crudo y de la generación de conexión térmica entre el inyector y productor.

Tabla 8.

*Diámetros del arreglo de tuberías*

Tubería	Diámetro externo, pulgadas	Longitud (sección horizontal), pies
Casing	9 5/8	2324.52
Tubería larga	3 ½	2342.52
Tubería corta	4 ½	964.57

Nota: Tomado de: Cenovus Energy. (2016). Cenovus Christina Lake - In situ oil sands scheme 8591; MEG Energy. (2017). Christina Lake regional project.

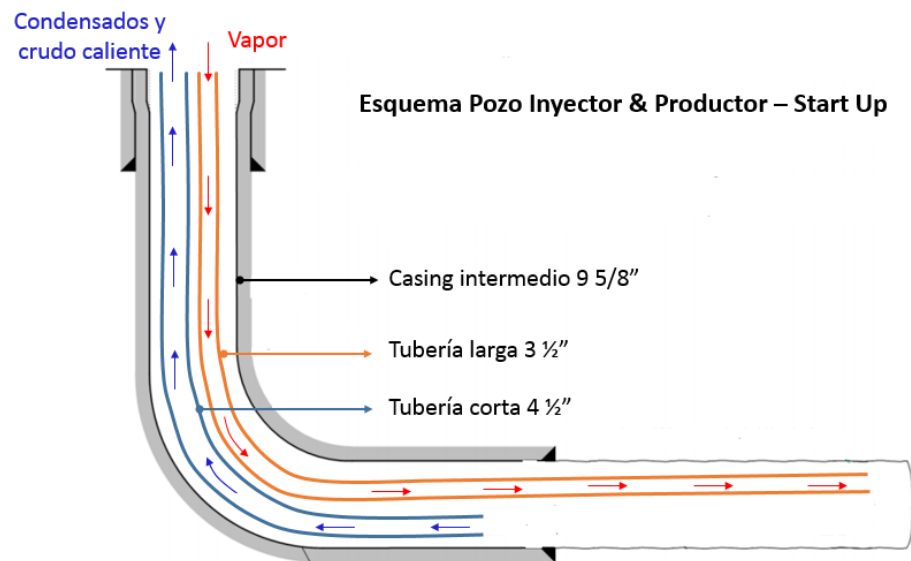


Figura 15. Arreglo del pozo inyector y productor – Etapa Start up. Adaptado de Cenovus Energy. (2016). Cenovus Christina Lake - In situ oil sands scheme 8591; MEG Energy. (2017). Christina Lake regional project.

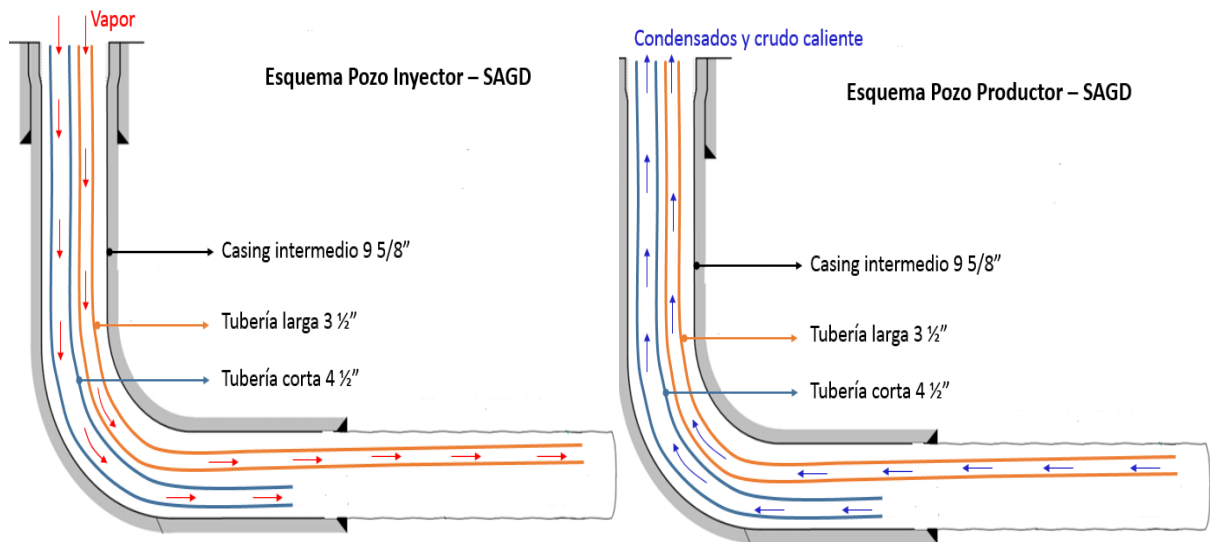


Figura 16. Arreglo del pozo inyector y productor – Etapa SAGD. Adaptado de Cenovus Energy. (2016). Cenovus Christina Lake - In situ oil sands scheme 8591; MEG Energy. (2017). Christina Lake regional project.

Cuando se realiza el cambio a la etapa full SAGD, se inyecta vapor y se produce condensados y crudo, a través del pozo inyector y productor respectivamente como se observa en la figura 16.

Para representar este arreglo de inyección y producción en el simulador numérico STARS, se empleó la herramienta de modelamiento de tubería flexible (Flexwell) la cual permite simular diferentes tipos de completamientos (paralelos, concéntricos, dispositivos de control de flujo, empaques, calentadores, etc.) y geometría de pozo complejos, además de representar adecuadamente y con mayor precisión la física asociada a la transferencia de calor y flujo de fluidos en el pozo, y su interacción con el yacimiento (Computer Modelling Group, 2015).

En cuanto a los parámetros operacionales empleados para controlar el pozo inyector y productor, se tiene: presión de inyección/producción, temperatura del vapor, calidad del vapor, tasa máxima de líquidos en superficie, tasa máxima de vapor producido.

### **3.7 Análisis de Sensibilidad del Modelo de Simulación**

Un simulador numérico de yacimientos predice el desempeño del yacimiento mediante la solución de ecuaciones de flujo en una grilla discreta que es seleccionada por el ingeniero con el ánimo de representar el reservorio. Según Aziz (1993), la grilla es normalmente seleccionada teniendo en cuenta una o más de las siguientes consideraciones:

- Geología y tamaño del yacimiento, así como los datos disponibles para caracterizarlo.
- Tipo de desplazamiento de fluido o proceso de depletamiento que se modelará.
- Desarrollo anticipado de los campos (localización y tipos de pozos).
- Precisión numérica deseada.
- Opciones de software disponible.
- Objetivos del estudio de simulación.
- Competencias del ingeniero o equipo de simulación.

- Recursos informáticos disponibles, limitaciones de tiempo o presupuesto del proyecto.

Con base en lo anterior, el objetivo de este proyecto es representar la técnica SAGD y el efecto que tiene la adición de gases no condensables en la cámara de vapor. Por el hecho de tratarse de un proceso térmico, diversos autores sugieren emplear tamaños de celda lo suficientemente pequeñas que permitan apreciar los fenómenos de transferencia de energía principalmente por conducción y convección, con tiempos de cómputo aceptables.

**3.7.1 Análisis de la grilla de simulación.** En 2012, Shin, Hwang, & Chon encontraron a partir de estudios de simulación numérica que para representar adecuadamente el desarrollo de la técnica SAGD, el tamaño de celda en la dirección  $j$ , es decir, aquella en la que los pozos están perforados no tiene un impacto significativo en los resultados finales (factor de recobro, relación vapor aceite, etc.) y que por el contrario puede reducir notablemente el tiempo de cómputo. Así mismo, los autores reportan que dado que la cámara de vapor se desarrolla en las dirección vertical y horizontal ( $i,k$ ), y por ende los fenómenos de transferencia de energía por conducción y convección; la relación existente entre  $i,k$  es importante en la evaluación de los resultados.

Para evaluar y validar el efecto del tamaño de celda en la dirección  $j$ , se realizaron tres escenarios de diferente número de divisiones (5, 10 y 15 divisiones), con un tiempo de evaluación igual a tres años. En la figura 17 se presenta los resultados obtenidos, observándose el factor de recobro tuvo valores de 47 y 45 % para el caso de 5 y 15 divisiones respectivamente; mientras que el tiempo de computo paso de 168 minutos (15 divisiones) a 33 minutos (5 divisiones). En conclusión, se obtuvo una reducción en el factor de recobro del 2% y del 81% en el tiempo de computo del caso de 5 divisiones comparado con el de 15; seleccionado así el caso de 5 divisiones.

Dado que el objetivo del presente trabajo de investigación, es evidenciar el efecto que tiene el gas no condensable en la cámara de vapor y por ende su ubicación en la misma, el tamaño de celda en las direcciones  $i,k$  repercuten significativamente en los resultados. De acuerdo a Shin, Hwang, & Chon (2012), debe existir una relación de tamaño de celda entre  $i/k$  igual a uno, tamaños diferentes o relaciones  $i/k$  diferentes de uno afectan en gran medida los resultados. Los autores plantean en las conclusiones de su estudio que el tamaño de celda optimo y recomendado para representar la técnica SAGD es de 3.28 pies ( $i$ ) por 3.28 pies ( $k$ ), permitiendo obtener una adecuada resolución vertical y horizontal de la cámara de vapor, evitando en gran medida los errores asociados al promedio de valores de presión, temperatura y saturación en los que incurre en simulador cuando se emplea tamaños de celda mayores, lo cual afecta los resultados obtenidos y por ende su interpretación.

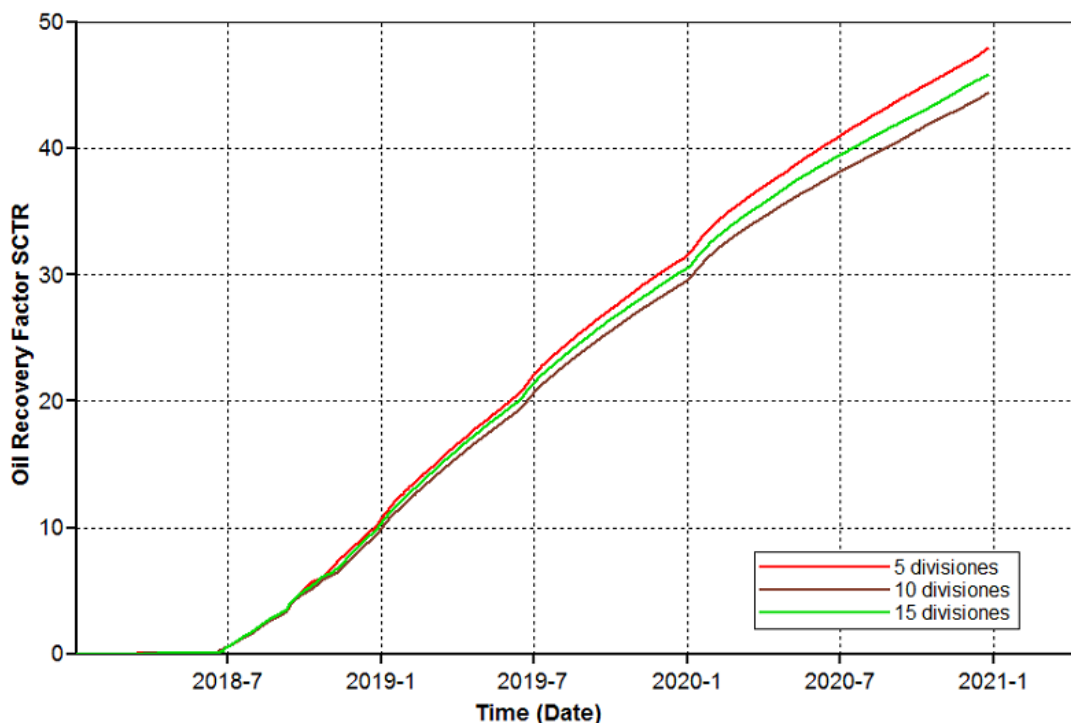


Figura 17. Efecto del tamaño de celda en la dirección  $j$ . CMG 2017 - Results Graph.

**3.7.2 Etapa de precalentamiento o Start-Up.** Se definió el fin de esta etapa cuando los bloques intermedios entre en pozo productor e inyector alcancen una temperatura de alrededor de 176 °F (Yuan & McFarlane, 2009); esto da un buen indicio del aumento de la movilidad del crudo y de la generación de conexión térmica entre el inyector y productor.

De acuerdo con aplicaciones de campo, esta etapa debe ser lo suficientemente corta evitando así que el proyecto sea inviable económicamente, dado que durante esta fase las tasas de producción de crudo son ínfimas, con una gran cantidad de energía adicionada al yacimiento. De acuerdo con los datos reportados por las operadoras del campo Christina Lake (MEG Energy, 2017; Cenovus Energy, 2016).

Se ha llevado a cabo un proceso de optimización de esta etapa, el cual consiste en inyectar vapor a alta presión disminuyendo notablemente el tiempo en alcanzar la interconexión, en este sentido, se evaluaron diferentes presiones de inyección para esta fase: 290, 435, 580 y 725 psia, con el fin de encontrar aquella que disminuya el tiempo de interconexión sin aumentar drásticamente la cantidad de vapor inyectado a la formación. En la tabla 9 y figura 18 se presentan los resultados obtenidos, para esta etapa con relación al tiempo de interconexión y cantidad de barriles de agua equivalentes inyectados a la formación.

Tabla 9.

*Resultados etapa de precalentamiento o start up*

Caso	Presión de inyección, psi	Temperatura del vapor, °F	Tiempo de interconexión, días	Barriles de agua equivalente, CWE
1	290	414	180	4,580
2	435	453	110	3,320
3	580	482	46	4,390
4	725	507	30	7,150

De acuerdo con los resultados, a mayor presión de inyección, el tiempo requerido para alcanzar la interconexión es menor, sin embargo, cuando se inyectó el vapor a 725 psia, el consumo de

vapor fue prácticamente el doble de los demás escenarios. Acorde a lo anterior el mejor escenario es el caso 3, debido a que exhibe la mejor relación entre tiempo de interconexión y consumo de vapor. En las figuras 19 y 20 se presenta el perfil de temperatura a lo largo de la vista frontal y lateral al final de la etapa de circulación, respectivamente.

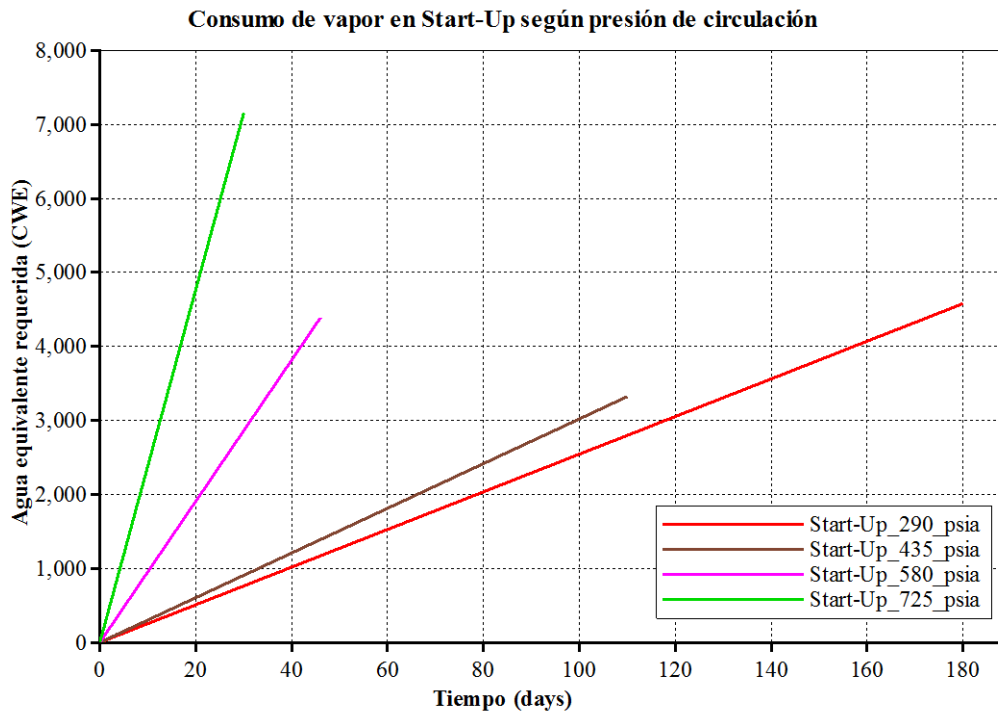


Figura 18. Efecto de la presión sobre el consumo de vapor y tiempo requerido para alcanzar la etapa de circulación. CMG 2017 - Results Graph.

**3.7.3 Etapa de Ramp-up.** La etapa de *Ramp-Up* se caracteriza por el crecimiento de la cámara de vapor en dirección vertical, finalizando cuando alcanza el tope de la formación, momento en el cual se obtienen las mayores tasas de producción. En esta fase las tuberías larga y corta superiores inyectan vapor y las tuberías larga y corta inferiores producen crudo caliente y condensado. Aplicaciones a campo ratifican que esta etapa de producción podría realizarse a altas presiones, acelerando así, el crecimiento de la cámara y por ende la recuperación de crudo.

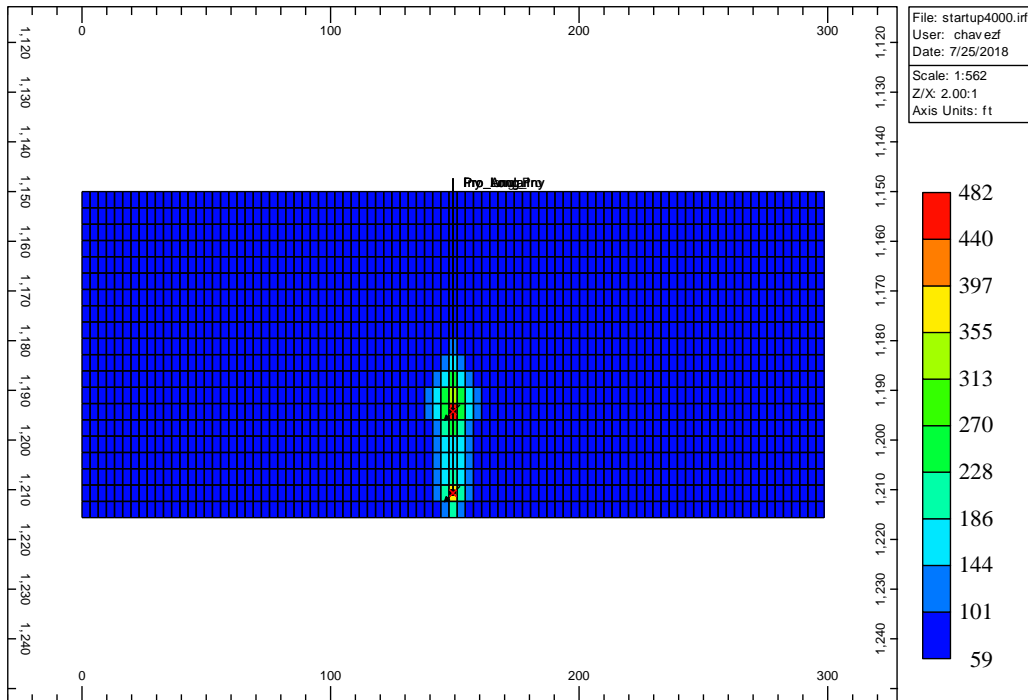


Figura 19. Perfil de temperatura a lo largo de la vista frontal – Start up. CMG 2017 -Results 3D.

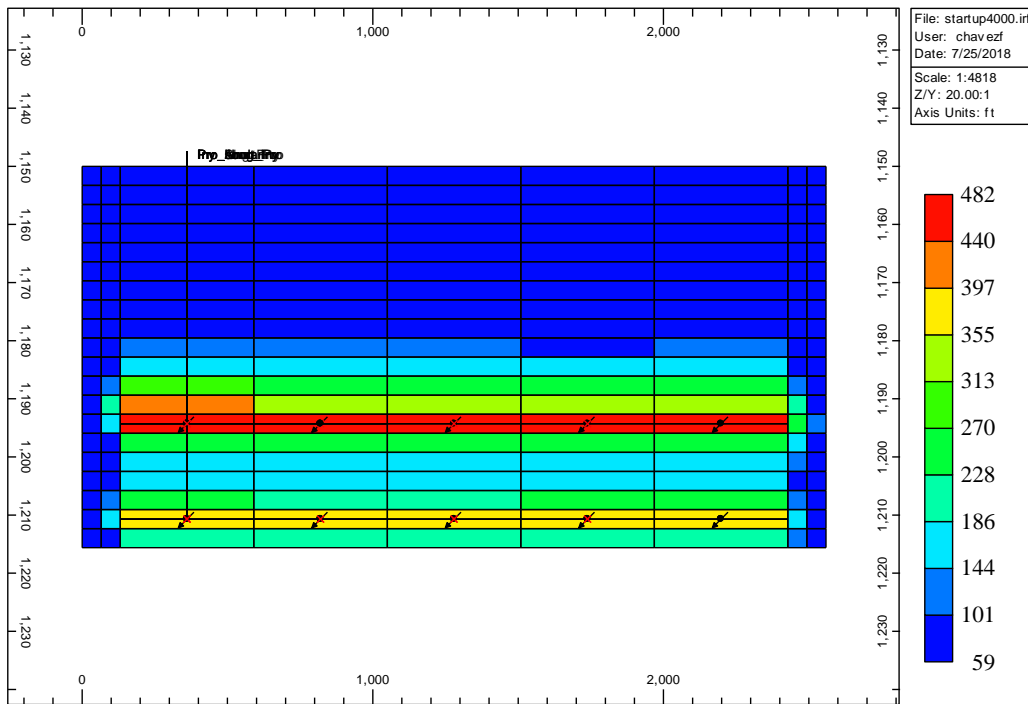


Figura 20. Perfil de temperatura a lo largo de la vista lateral – Start up. CMG 2017- Results 3D.

En campos donde se han realizado este tipo de operaciones a alta presión, se ha empleado la misma presión de inyección con la que se realizó la etapa de circulación, es así como, para este trabajo se seleccionó como presión de inyección 580 psi, mientras que los pozos productores fueron operados con una tasa máxima de producción de vapor de 10 bbl de vapor por día, garantizando una mínima producción de vapor vivo, mientras que se da paso de manera indirecta a la formación de la piscina de líquidos. En la figura 21 y 22 el perfil de temperatura a lo largo del perfil frontal y lateral al final de la etapa de *Ramp-Up*, respectivamente.

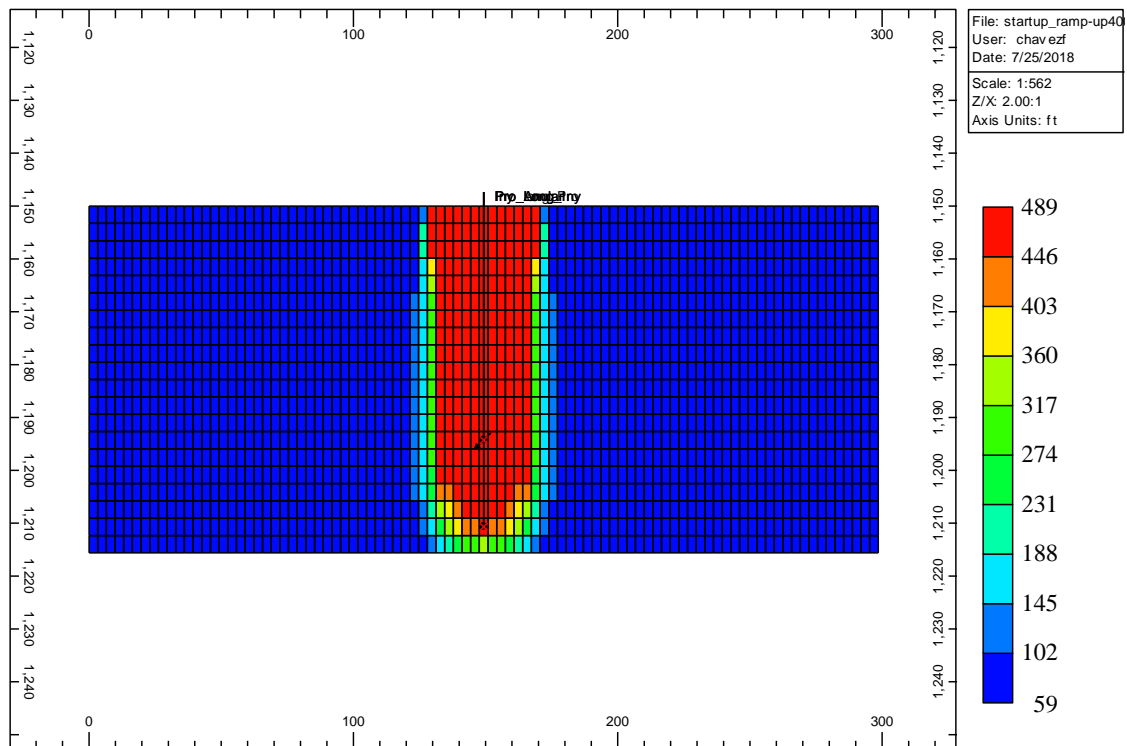


Figura 21. Perfil de temperatura a lo largo de la vista frontal – *Ramp-Up*. CMG 2017 -Results 3D.

**3.7.4 Etapa de desarrollo del SAGD.** Para dar inicio a la etapa de desarrollo de la técnica SAGD se parte de la base que tanto la etapa de precalentamiento como de *Ramp-Up* será a alta presión, las cuales fueron definidas en los ítems anteriores. Con el fin de encontrar los parámetros adecuados para la implementación de la técnica SAGD, se llevó a cabo un estudio de sensibilidad

empleando la herramienta CMOST, los escenarios evaluados estuvieron basados en la presión de inyección durante la etapa de desarrollo, para la cual se tenía aplicaciones a campo (Andora Energy Corporation, 2016; Athabasca Oil Corporation, 2018; BAYTEX Energy Ltd., 2015; BlackPearl Resources Inc., 2017; BRION Energy, 2017; Canadian Natural, 2017; Cenovus Energy, 2015) con datos de presiones empleadas las cuales oscilaban desde 290 psi (baja presión) hasta 725 psi (alta presión).

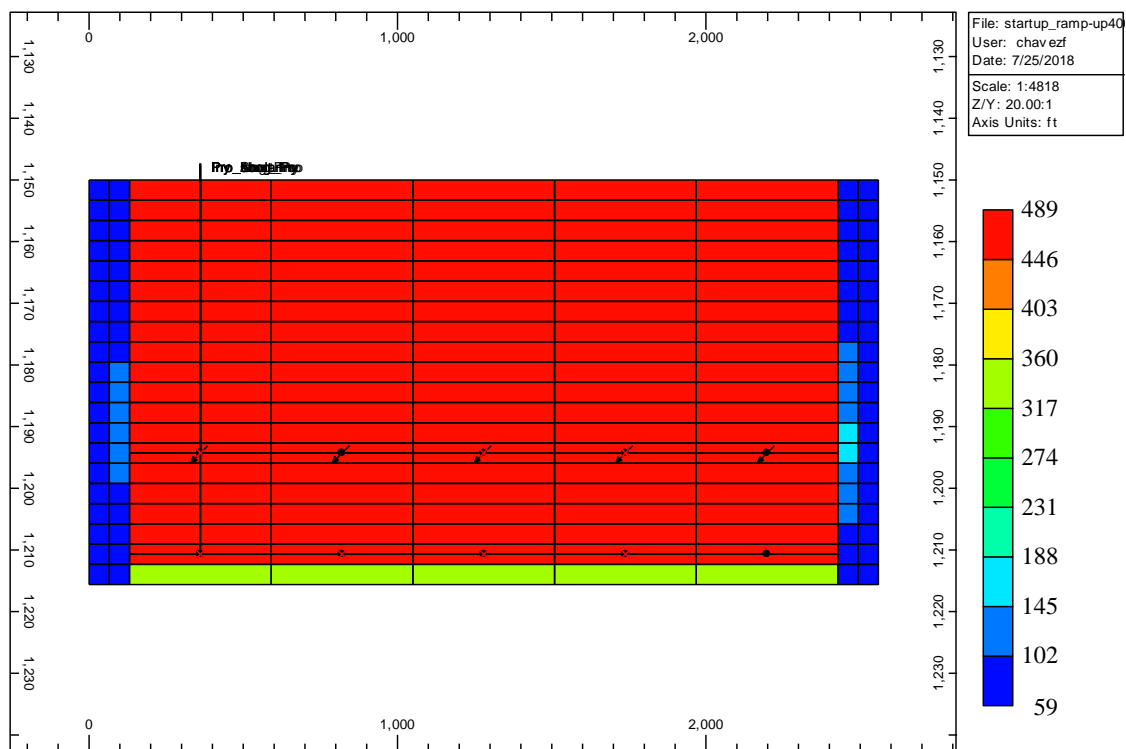


Figura 22. Perfil de temperatura a lo largo de la vista lateral – Ramp-Up. CMG 2017 - Results 3D.

En la tabla 10 se presenta los resultados de la etapa de sensibilidad en función de la presión de inyección, para los cuales se tienen los siguientes comentarios: En la figura 23 se presenta los resultados obtenidos, en donde se puede apreciar que existe una dependencia con la presión de inyección, a mayor presión de inyección menor fue la tasa de producción al final de crudo, esto quiere decir que se recuperó más. Así mismo, en la figura 24 se muestra los resultados para el SOR

oscilando entre valores de 3.2 – 4.6, los valores más pequeños se obtuvieron con menores presiones de inyección. Finalmente, en cuanto al factor de recobro (figura 25), se tiene una relación directa con la presión de inyección. Cabe resaltar que estos escenarios fueron evaluados para un tiempo igual a 7 años, esto con el fin de identificar el momento en el cual el factor de recobro tiende a estabilizarse dando un indicio del final de la técnica; para este caso, se seleccionó como tiempo límite de evaluación igual a 4 años para continuar con la evaluación.

Tabla 10.

*Resultados estudio de sensibilidad a 7 años de evaluación*

Caso	Presión de inyección, psi	Tasa final de producción de aceite, bbl/día	Relación vapor aceite acumulada	Factor de recobro, %
1	290	122	3.2	72.5
2	363	68	3.6	72.6
3	435	50	4.0	73.8
4	507	43	4.2	75.1
5	580	37	4.6	75.9

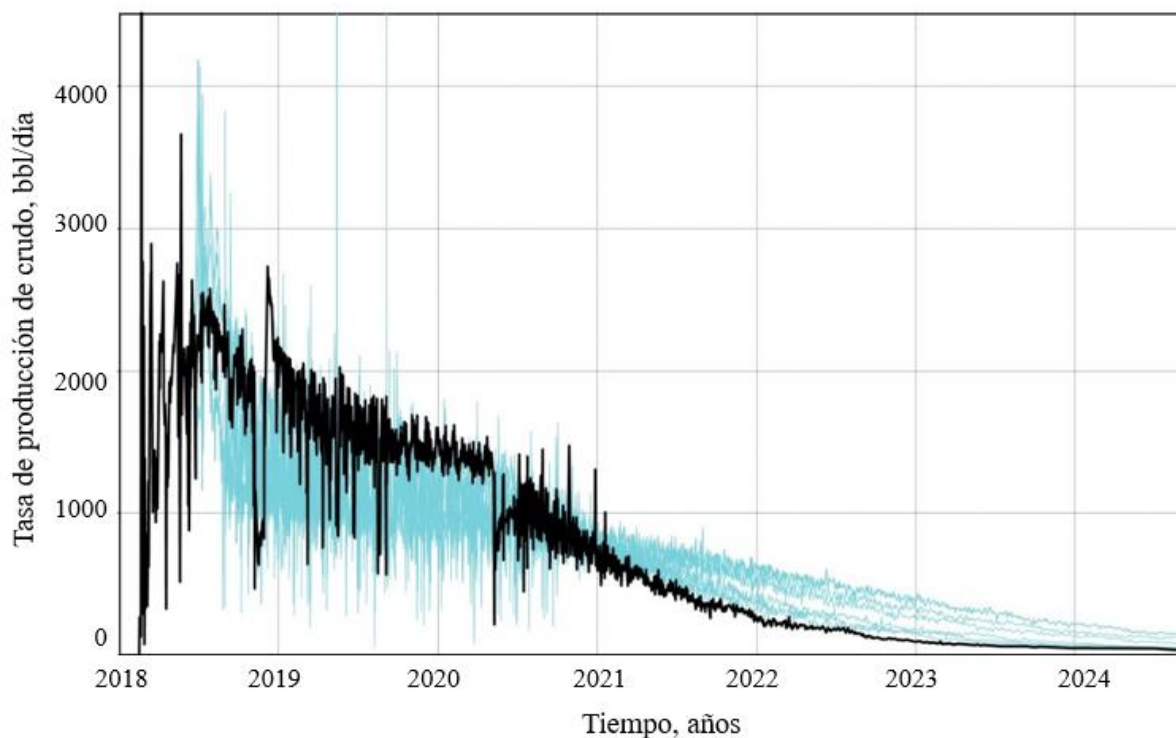


Figura 23. Análisis de sensibilidad – Tasa de producción de crudo. CMG 2017 – CMOST.

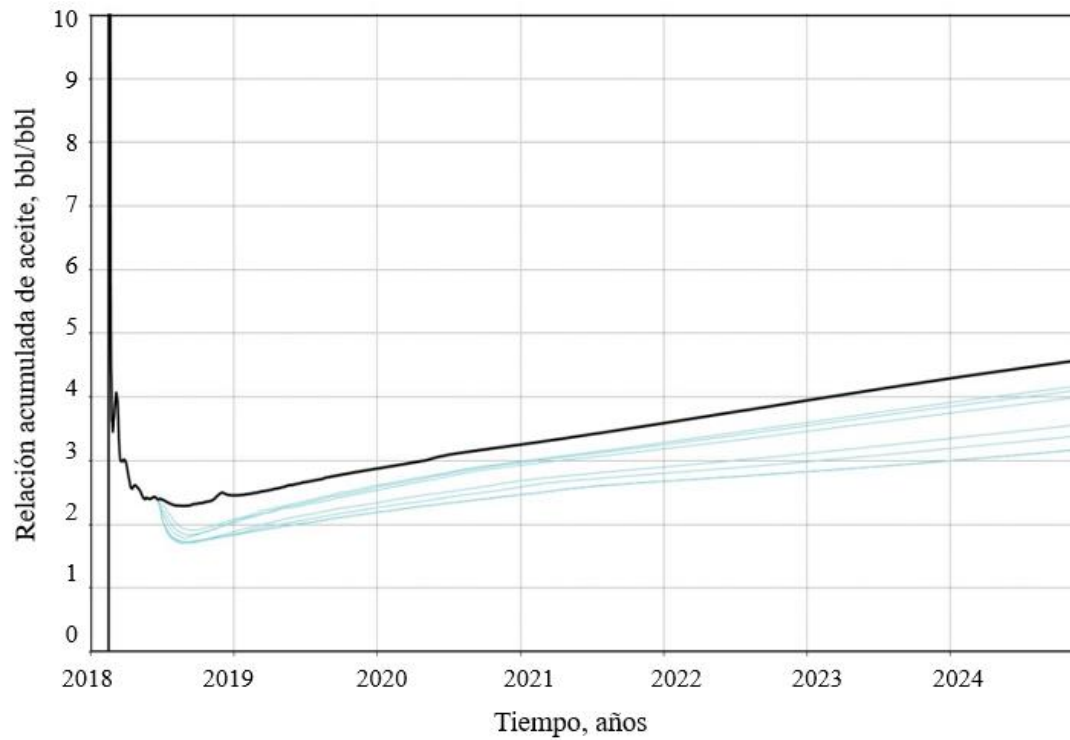


Figura 24. Análisis de sensibilidad – Relación vapor aceite acumulada. CMG 2017- CMOST

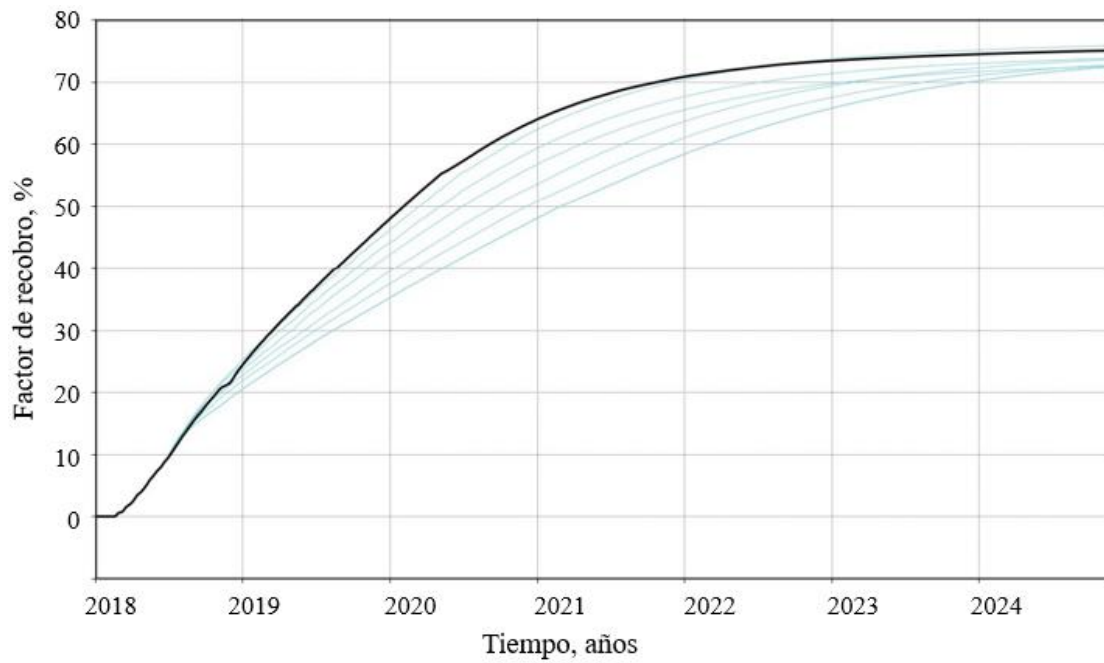


Figura 25. Análisis de sensibilidad – Factor de Recobro. CMG 2017 – CMOST

Con base en lo anterior, se hizo indispensable emplear una metodología que permitiera tener en cuenta los parámetros de producción, así como de la energía suministrada y el tiempo requerido para alcanzar un factor de recobro representativo. Es así como, se empleó el indicador económico denominado STEP (Simple thermal efficiency parameter) desarrollado por Kisman & Ruitenbeek (1986), y que ha sido utilizado en diversas aplicaciones a campo hasta la fecha (Shin & Polikar, 2005). Este indicador se basa en la relación vapor aceite acumulada (cSOR), tasa de aceite día calendario (CDOR), y factor de recobro (FR) a un tiempo de evaluación correspondiente a una relación vapor aceite instantánea (SOR) de 4 (ver ecuación 1). La intención con este parámetro de evaluación es maximizar la producción de aceite con la menor cantidad de vapor inyectado y en el menor tiempo posible, en este sentido, aquel escenario con mayor STEP será el que represente las mejores condiciones de operación.

$$STEP = \frac{FR * CDOR}{cSOR^{2.4}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Los escenarios evaluados son los que se presentan en la tabla 11, cabe resaltar que la lecturas de FR, CDOR y cSOR fueron realizadas para cada caso en particular cuando cada uno de ellos alcanzará un SOR instantaneo de 4 y con un tiempo máximo de evaluación de 4 años tal y como se planteó anteriormente, lo cual hace que el tiempo en el cual se reporten estos valores varíe de acuerdo al caso de estudio.

La curva que representa estos datos se muestra en la figura 26, esto quiere decir, que existe una presión óptima de operación en la cual el STEP es el máximo, esto significa que, para los escenarios evaluados, el caso 3 (435 psi) encuentra un equilibrio entre la tasa de producción de

crudo, cantidad de energía suministrada al yacimiento y el tiempo requerido. La figura 27, 28 y 29 se representa las curvas de producción de aceite, factor de recobro y relación vapor aceite acumulado, respectivamente. Además, en la figura 30 se presenta la producción de vapor a través de los pozos productores, donde se puede observar que la tasa de producción de vapor no supera los 10 bbl/día en cada uno de los pozos productores durante la etapa de desarrollo. Así mismo, en las figuras 31 y 32 se puede observar el perfil frontal de la cámara de vapor para la etapa de desarrollo a 2.5 y 4 años

Tabla 11.

*Resultados etapa de desarrollo - STEP*

Caso	Presión de inyección, psi	FR	CDOR	cSOR	STEP
1	290	0.495	750	2.6	37.47
2	363	0.489	954	2.61	46.66
<b>3</b>	<b>435</b>	<b>0.548</b>	<b>1010</b>	<b>2.75</b>	<b>48.83</b>
4	507	0.574	1050	2.88	47.59
5	580	0.554	1080	3.03	41.83

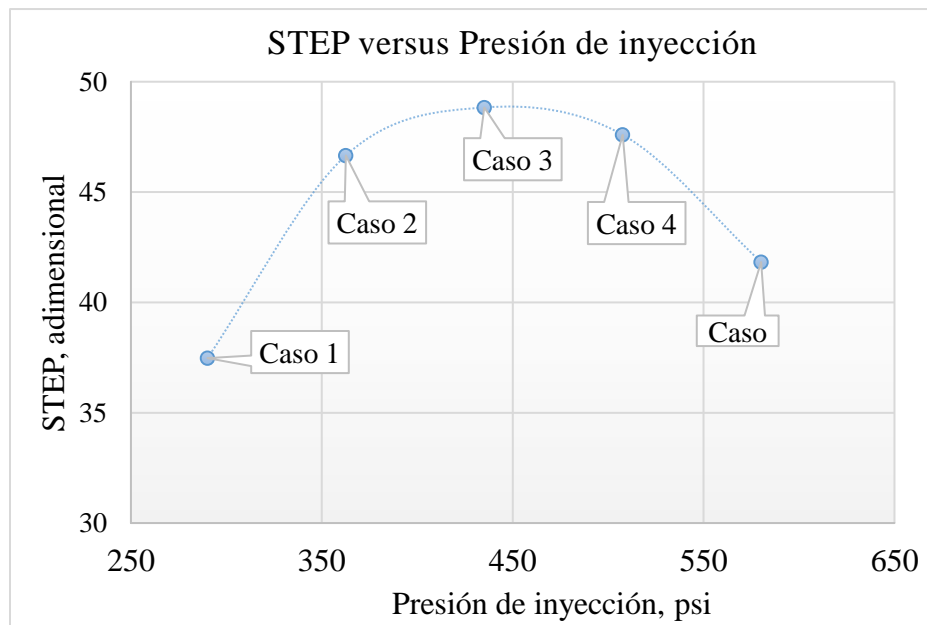


Figura 26. STEP en función de la presión de inyección. CMG 2017 - Results 3D

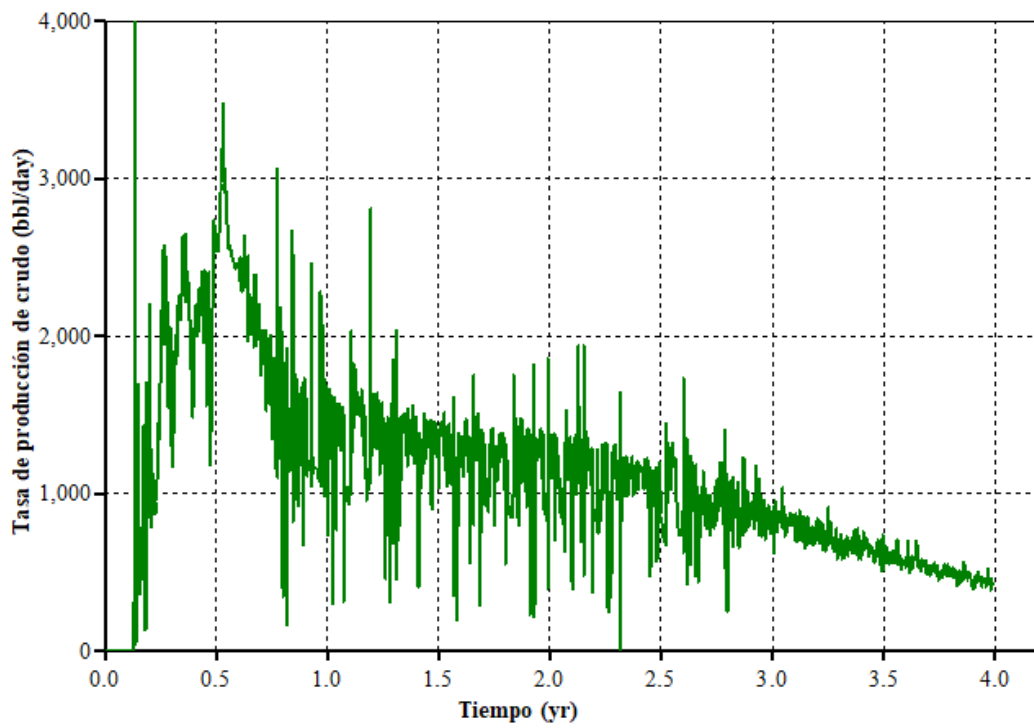


Figura 27. Tasa de producción de crudo – Caso base. CMG 2017 - Results Graph

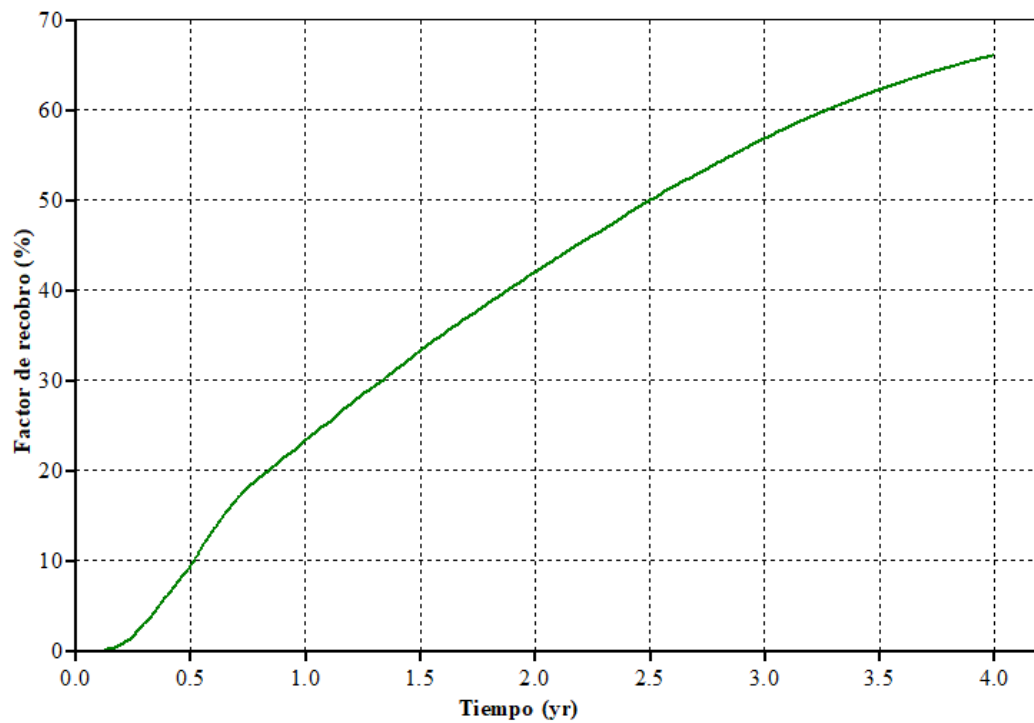


Figura 28. Factor de recobro – Caso base. CMG 2017 - Results Graph

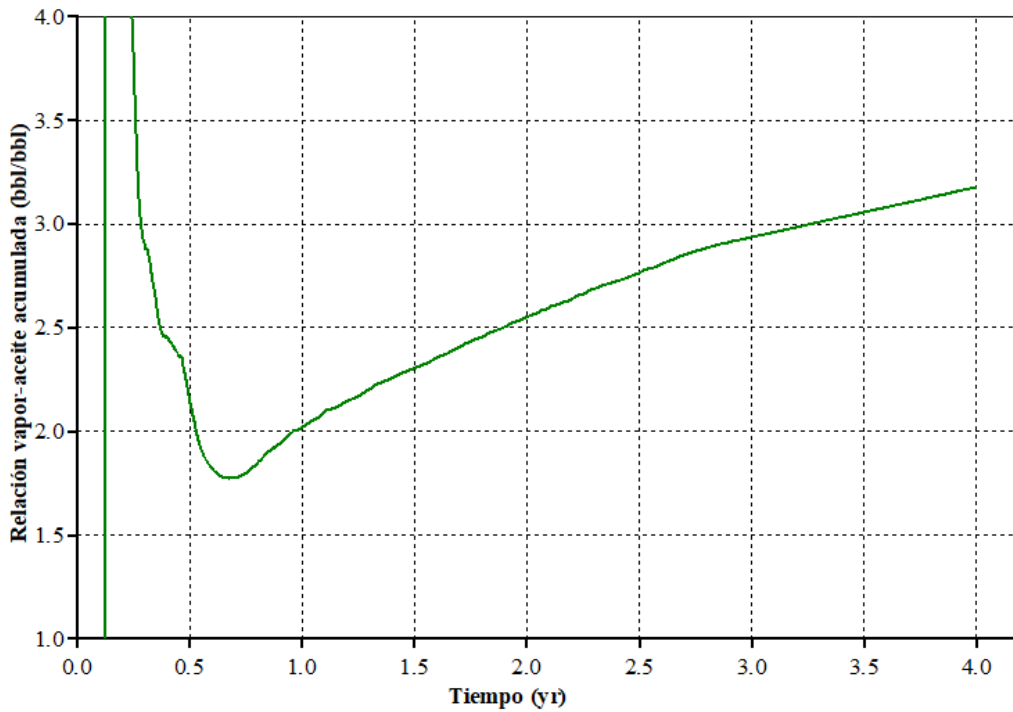


Figura 29. Relación vapor aceite acumulada – Caso base. CMG 2017 - Results Graph

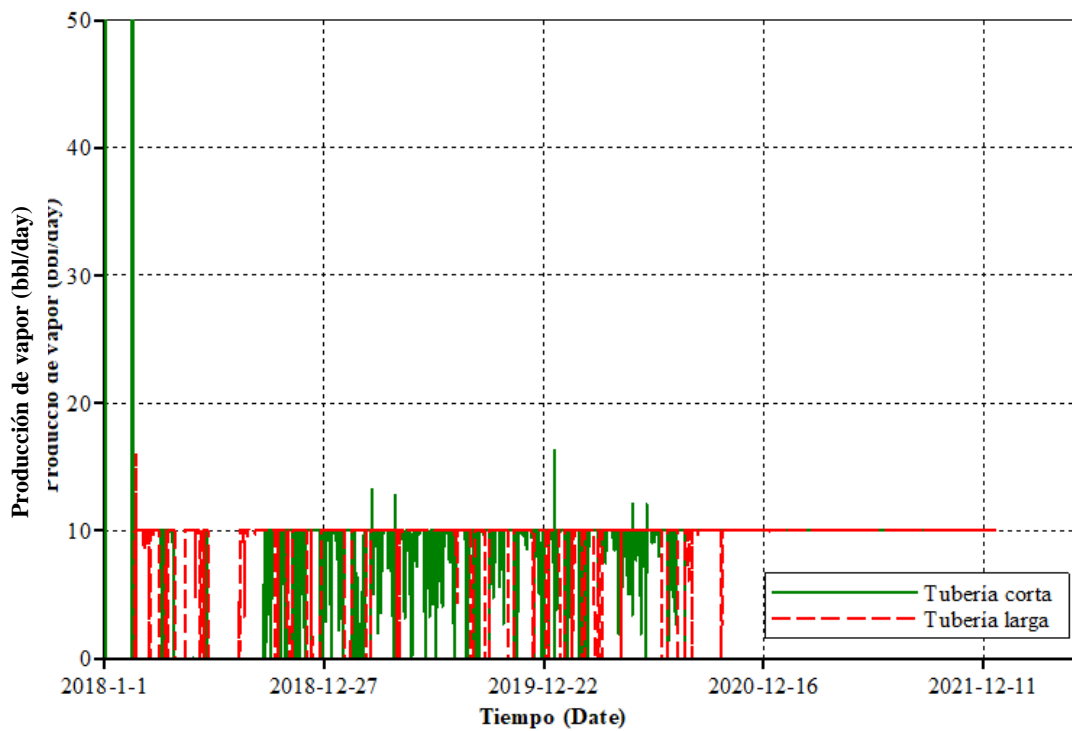


Figura 30. Producción de vapor – Caso base. CMG 2017 - Results Graph

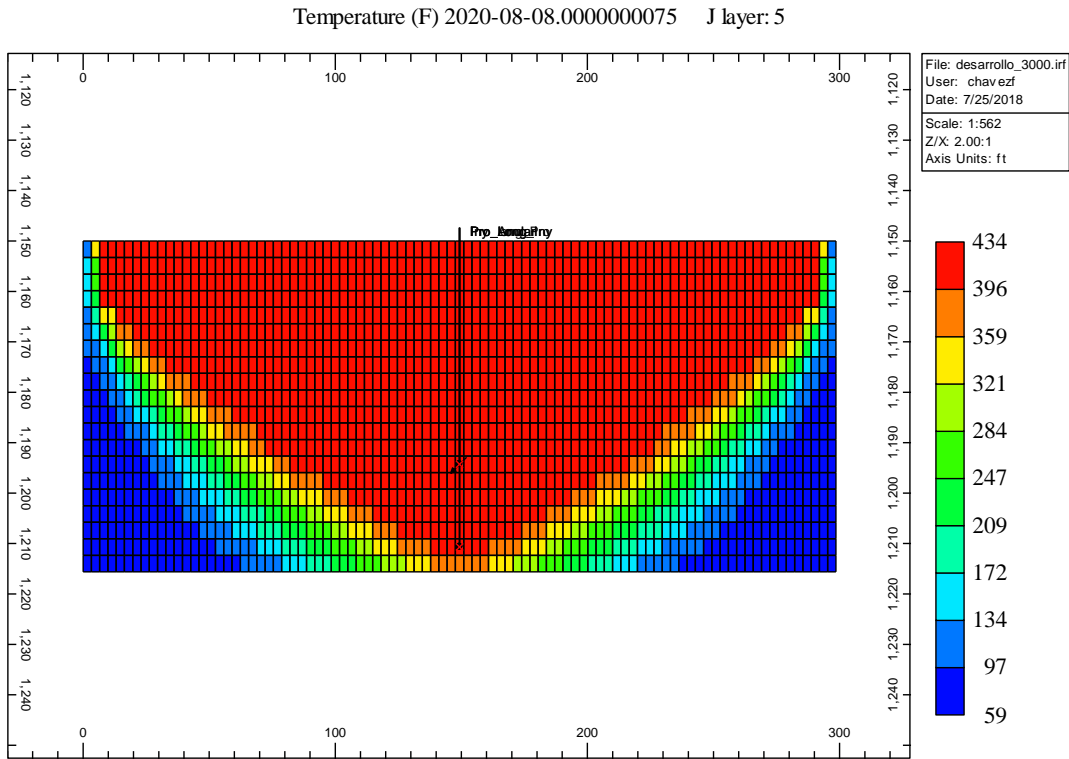


Figura 31. Perfil frontal de la cámara de vapor – 2.5 años. CMG 2017 – Results Graph

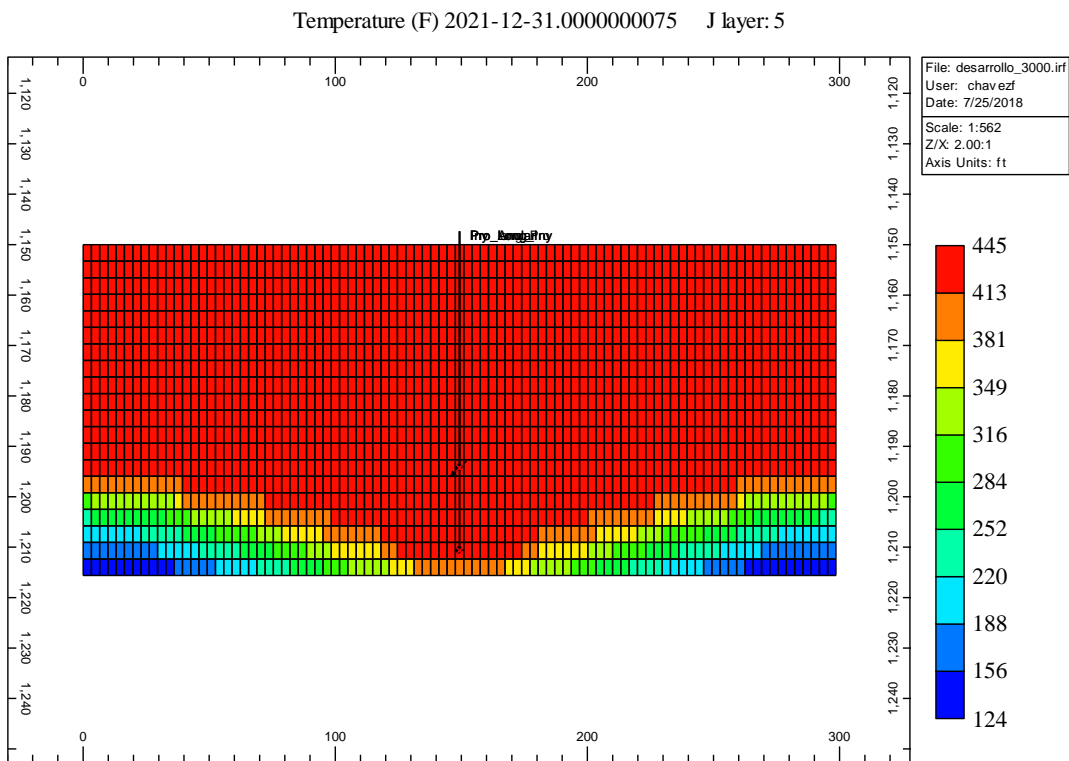


Figura 32. Perfil frontal de la cámara de vapor – 4 años. CMG 2017 – Results Graph

En la tabla 12 se presentan los parámetros de operación seleccionados para la técnica SAGD, el cual representará el modelo base para la siguiente etapa de inyección de gas.

Tabla 12.

*Parámetros operacionales caso base SAGD*

Parámetro	Start Up	Ramp-Up	Full SAGD
Presión de inyección, psia	580	580	435
Temperatura de inyección, °F	483	483	453
Calidad del vapor, fracción	0.8	0.8	0.8
Tasa máxima de producción de vapor, bbl/día	N.A	20	20

### 3.8 Adición de GNCs en la Corriente de Inyección

Teniendo el modelo base de simulación de la técnica SAGD, ahora se procederá con la evaluación del efecto de adicionar gases no condensables ( $N_2$ ,  $CO_2$  y Flue gas) en la corriente de inyección del vapor. Para cumplir con ello, se plantea en primer lugar encontrar el tiempo adecuado para iniciar la co-inyección de los gases y en segundo lugar evaluar la concentración óptima con la cual se disminuya la relación vapor aceite sin afectar significativamente el factor de recobro. Es menester mencionar que los GNCs fueron inyectados a la misma temperatura con que el vapor es inyectado a la formación, esto implica que estos gases fueron previamente adecuados en superficie para posteriormente ser adicionados a la corriente de inyección.

**3.8.1 Evaluación del tiempo de inyección del GNC.** El momento en que la inyección del GNC inicia, presenta una repercusión absoluta en el desempeño de la técnica SAGD. La adición del GNC está relacionada con un retardo en el crecimiento de la cámara de vapor, por lo que una inyección temprana del GNC podría implicar una afectación considerable en el factor de recobro. La inyección puede hacerse desde que la cámara de vapor alcanza el tope de la formación, sin

embargo, es recomendable determinar cuál es el momento óptimo para iniciar su co-inyección con la corriente de vapor.

En este trabajo se evaluaron 4 instantes de tiempo para iniciar la co-inyección del GNC, el primero tras alcanzar el tope de la formación; así como 8, 16 y 24 meses después de finalizar la etapa de *Ramp-Up*. Para seleccionar el instante más adecuado se analizó el impacto de la adición del GNC en el factor de recobro y en la relación vapor aceite acumulada. El escenario óptimo sería aquel que redujera en mayor medida el cSOR pero, que a su vez afectara en lo menor posible el factor de recobro.

El gas empleado para evaluar dichos escenarios fue el nitrógeno en una concentración del 0.5% molar. Los resultados obtenidos se presentan en las figuras 33, 34 y 35.

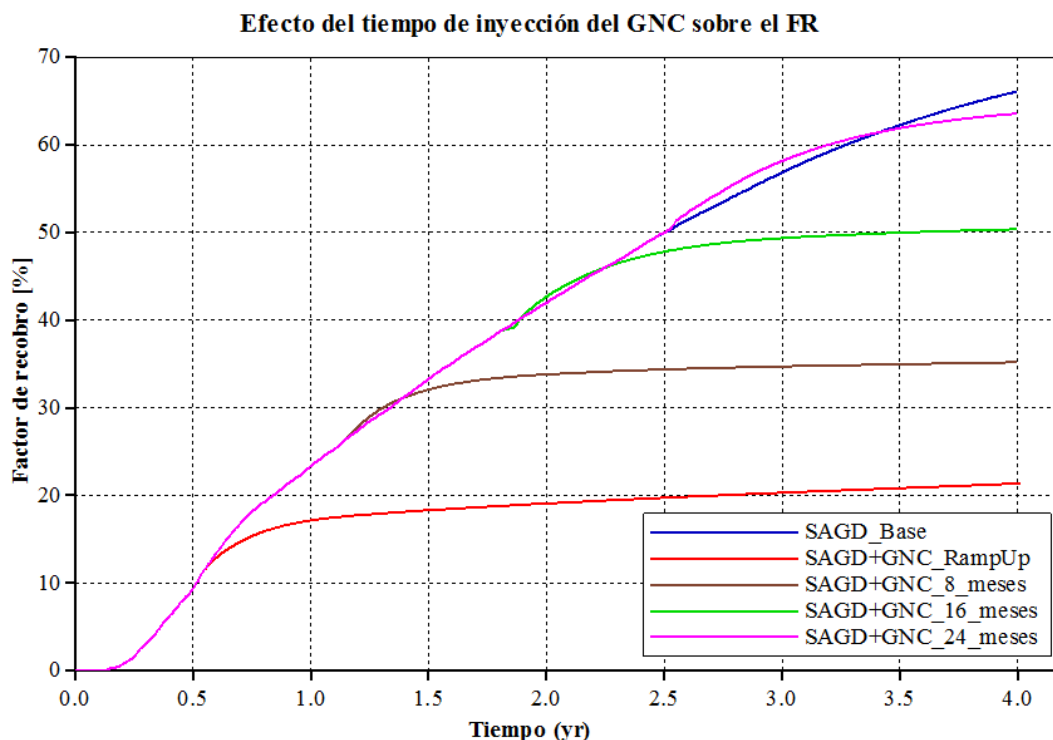


Figura 33. Efecto del tiempo de inyección del gas no condensable sobre el factor de recobro. CMG 2017 – Results Graph

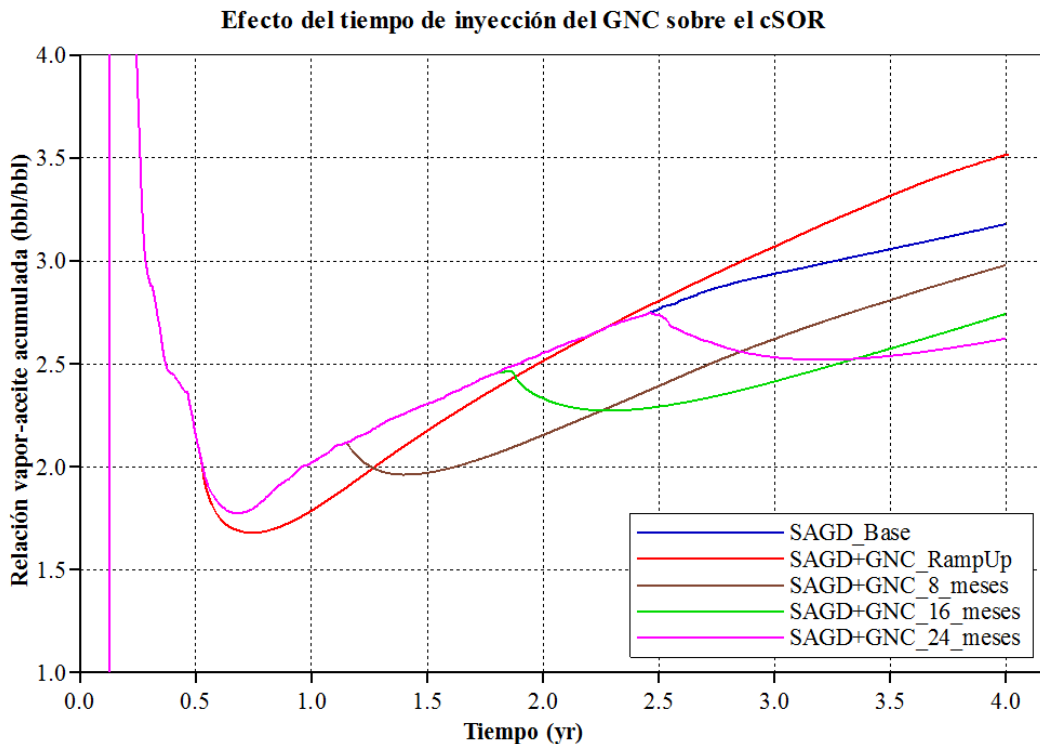


Figura 34. Efecto del tiempo de inyección del gas no condensable en la relación vapor aceite acumulada. CMG 2017 – Results Graph

Los resultados muestran que tras la adición del GNC se obtiene un breve periodo de incremento en el factor de recobro, seguido de una estabilización de este; por consiguiente, se puede deducir que cuando el GNC se inyecta en etapas tempranas, se genera un impacto perjudicial en el recobro final de la técnica SAGD, dado que tras un periodo cercano a un año el factor de recobro no seguirá incrementando significativamente.

Así mismo, una adición temprana del GNC no siempre puede asociarse con una reducción en la relación vapor aceite, puesto que la afectación en la recuperación de aceite puede llegar a ser tan severa que incremente esta relación. Incluso en escenarios en que dicha relación es reducida respecto al caso base, si bien se puede resaltar que la eficiencia térmica es mejorada, la efectividad de recuperación de crudo se ve seriamente comprometida, descartando la viabilidad de dichos escenarios.

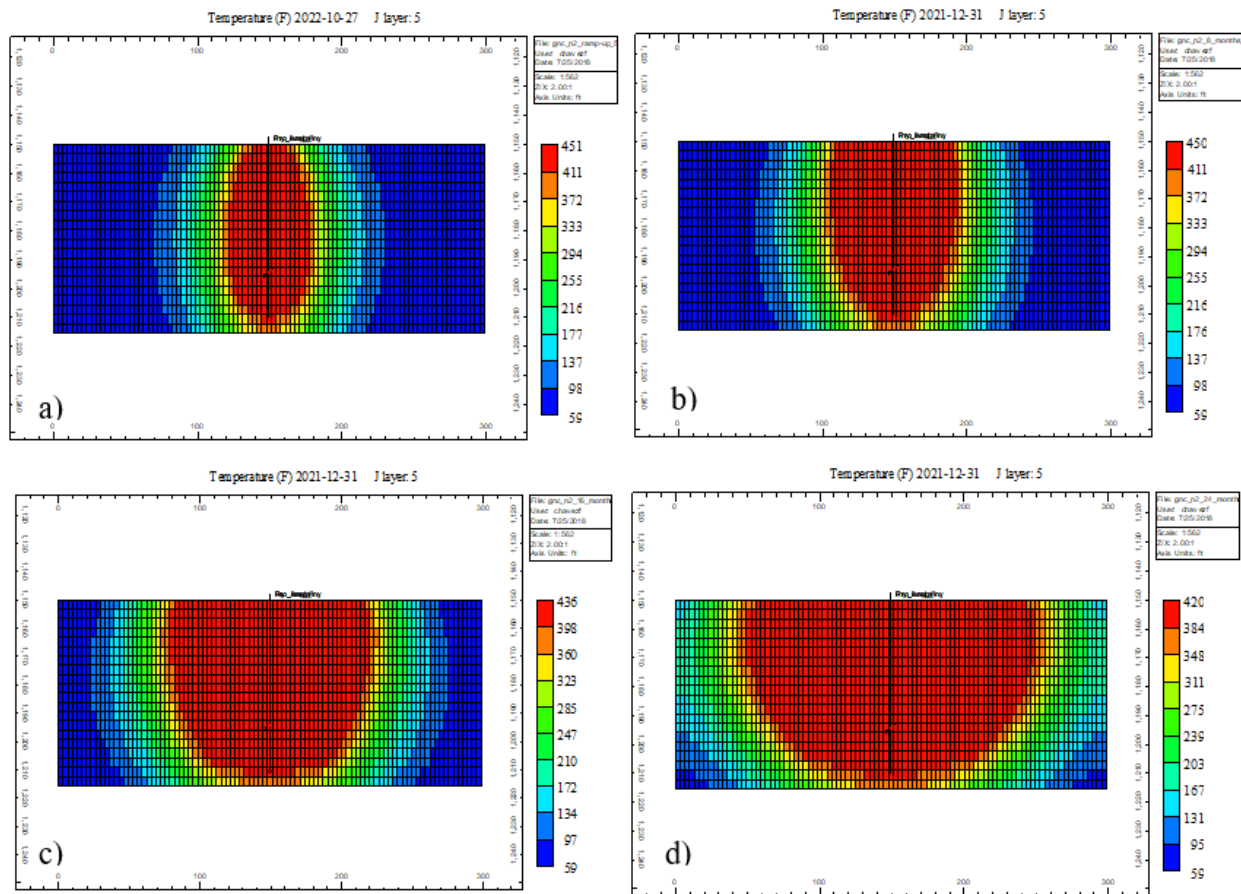


Figura 35. Efecto del tiempo de inyección del gas no condensable en el desarrollo de la cámara de vapor. a) *Ramp-Up* b) 8 meses c) 16 meses d) 24 meses. CMG 2017 – Results Graph

Con base en lo anterior, la adición del GNC debe realizarse cuando el factor de recobro este pronto a estabilizarse y a su vez permitiendo que actúe como un agente potenciador de la eficiencia térmica del proyecto durante un periodo de tiempo considerable. En este estudio, la inyección tras 2 años del final de la etapa de *Ramp-Up* fue la mejor opción entre las evaluadas, puesto como se aprecia en las figuras 33 y 34 presentó una baja afectación en el factor de recobro y una mejora considerable en la eficiencia energética de la técnica, lo cual puede apreciarse en la reducción en la relación vapor aceite acumulada.

**3.8.2 Evaluación del tipo y de la concentración del GNC en la corriente de vapor.** Los GNCs evaluados fueron dióxido de carbono, nitrógeno y flue gas (85% N<sub>2</sub> y 15% CO<sub>2</sub>), en un rango de concentraciones que van desde 0.5% hasta 2% molar. Si bien el modelamiento de la solubilidad de estos componentes en las fases oleica y acuosa estaba fuera del alcance de este proyecto, se quiso evaluar si la diferencia entre las propiedades físicas de dichos gases desempeñaría un rol significativo en el desempeño de cada uno como GNC.

En las tablas 13 y las figuras 36-41 se presentan los escenarios evaluados y los resultados obtenidos con la adición de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y flue gas a diferentes concentraciones, respectivamente. En general se puede apreciar que existe un valor de concentración óptimo que permite alcanzar un máximo factor de recobro, siendo este valor incluso mayor al obtenido cuando se inyectó exclusivamente vapor (caso base). Se encontró que dicho porcentaje corresponde a un 1% molar para el caso del N<sub>2</sub> y del flue gas.

Tabla 13.  
*Resultados de la co-inyección de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y Flue Gas*

Gas	Fracción molar, %	Factor de Recobro, %	cSOR, bbl/bbl	Pérdidas de calor, MMBTU
Vapor	0	66.1	3.18	503
CO <sub>2</sub>	0.5	66.4	2.52	444
	1.0	65.3	2.35	421
	1.5	66.4	2.24	414
	2.0	64.9	2.25	406
	0.5	65.3	2.56	438
N <sub>2</sub>	1.0	67.0	2.30	421
	1.5	66.6	2.23	411
	2.0	65.0	2.25	404
Flue Gas	0.5	66.0	2.53	441
	1.0	67.1	2.29	421
	1.5	66.6	2.24	412
	2.0	65.2	2.24	404

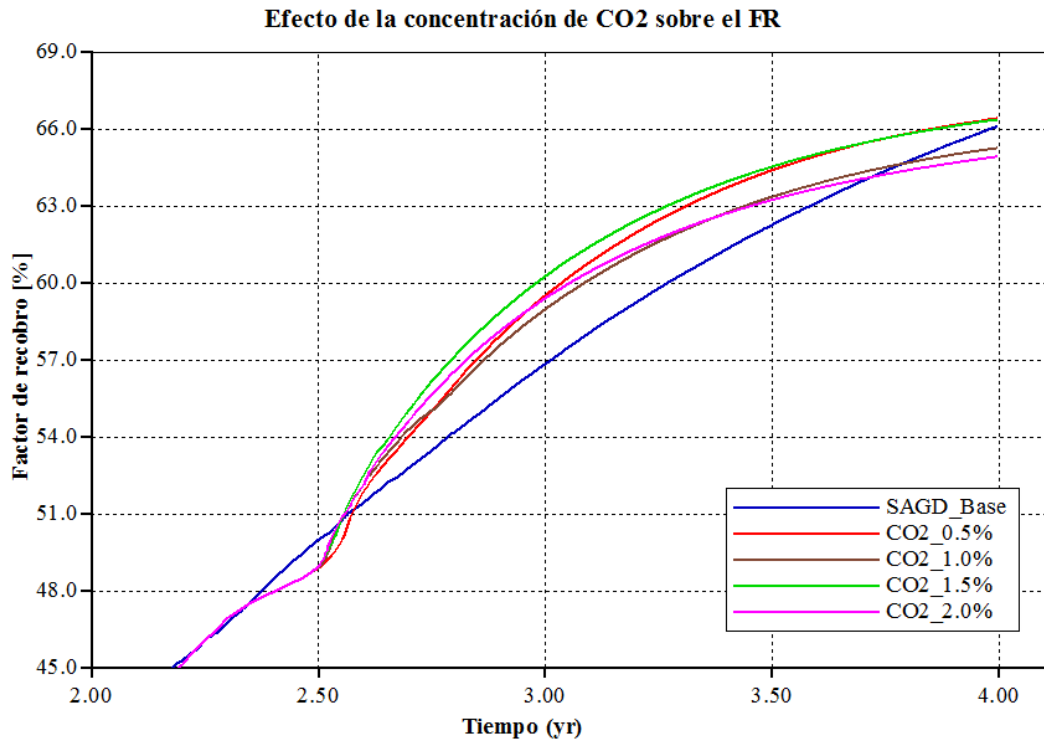


Figura 36. Efecto de la concentración de CO<sub>2</sub> sobre el factor de recobro. CMG 2017 - Results Graph

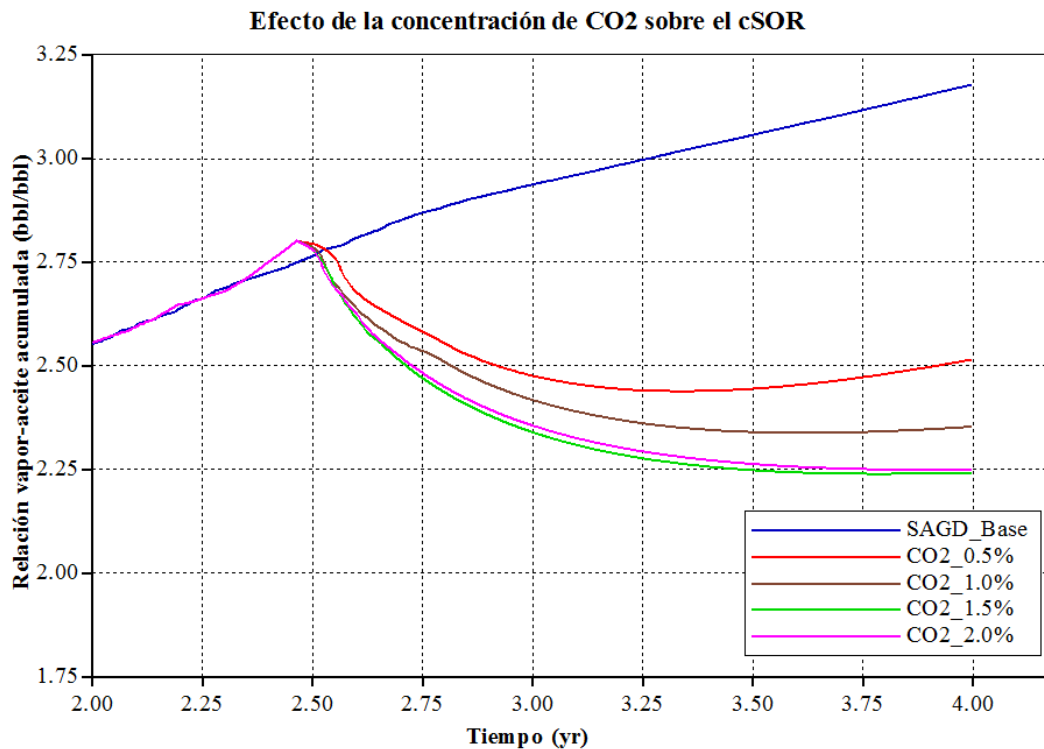


Figura 37. Efecto de la concentración de CO<sub>2</sub> sobre la relación vapor aceite acumulada. CMG 2017 - Results Graph

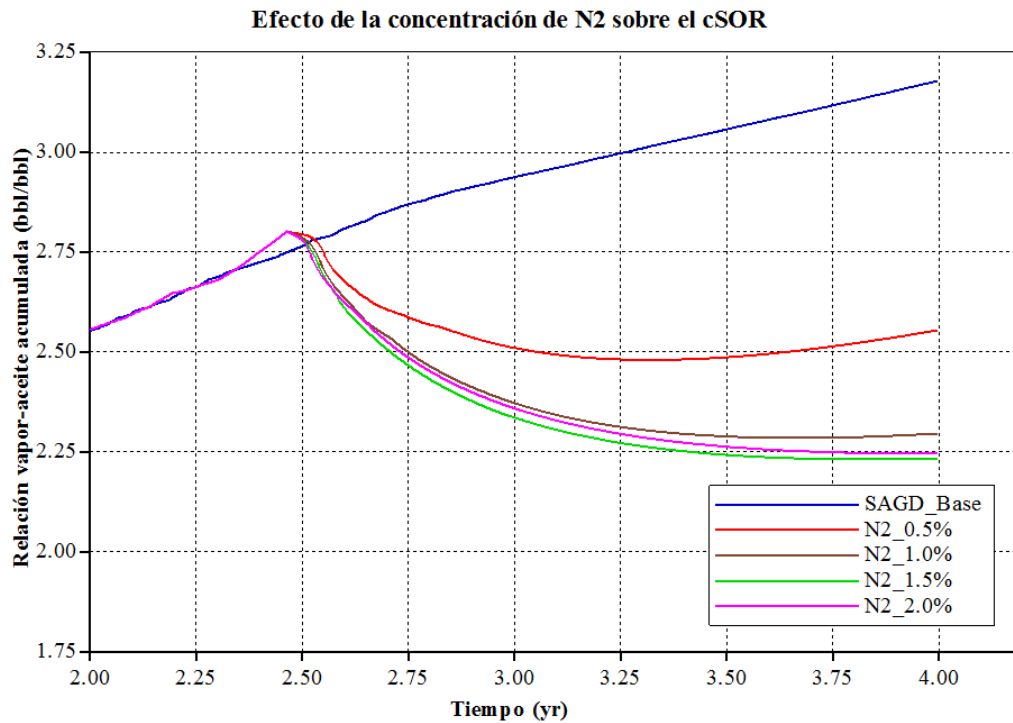


Figura 38. Efecto de la concentración de N2 sobre el factor de recobro. CMG 2017 -Results Graph

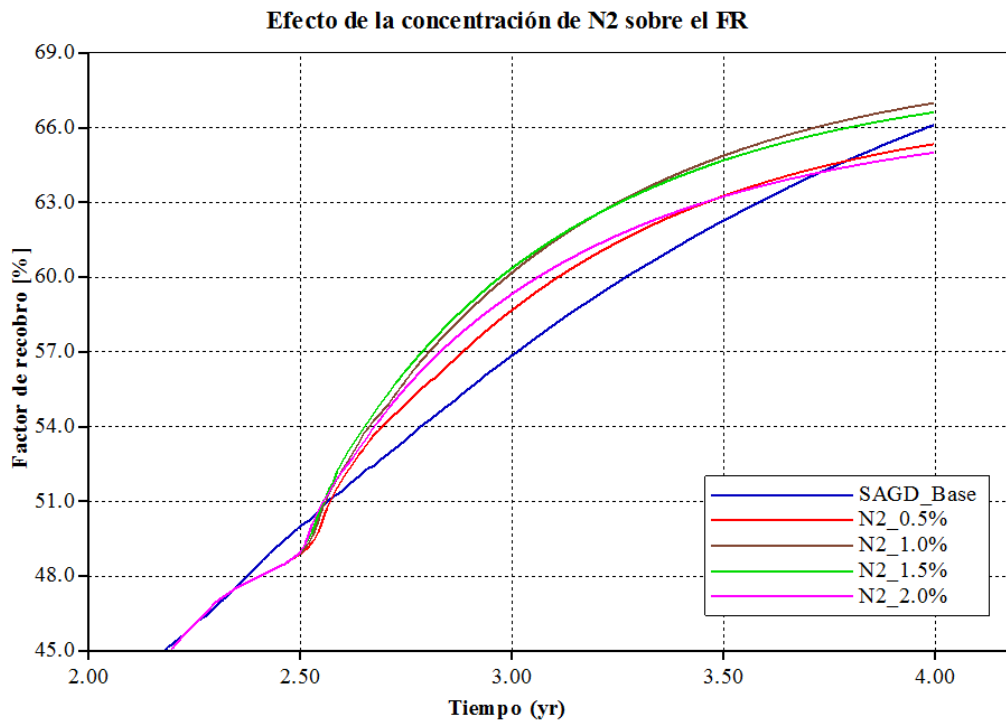


Figura 39. Efecto de la concentración de N2 sobre la relación vapor aceite acumulada. CMG 2017 - Results Graph

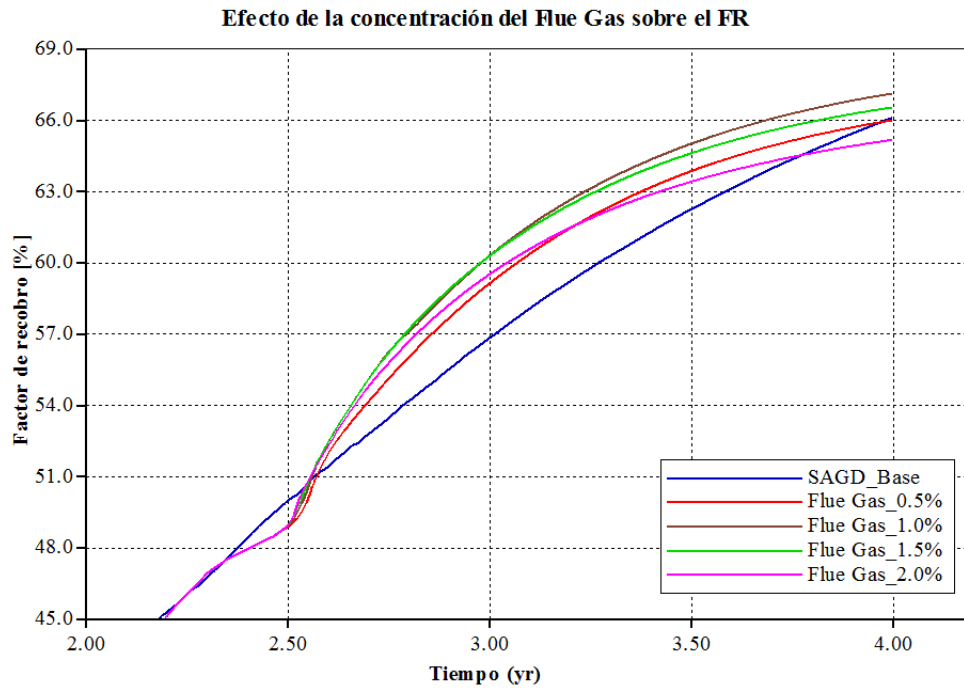


Figura 40. Efecto de la concentración de Flue Gas sobre el factor de recobro. CMG 2017 - Results Graph

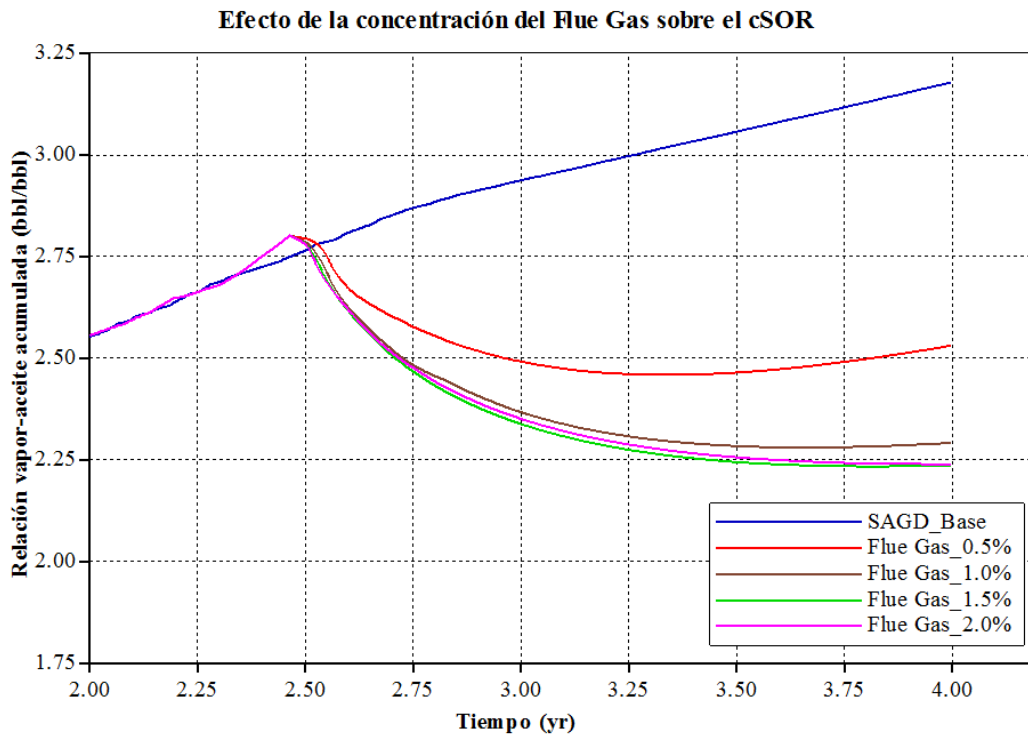


Figura 41. Efecto de la concentración de Flue Gas sobre la relación vapor aceite acumulada. CMG 2017 - Results Graph

Por otro lado, se encontró que existe una tendencia de reducción en el cSOR y en las pérdidas de calor entre mayor sea la concentración del GNC dentro del rango evaluado. Obteniendo valores óptimos de reducción de pérdidas de calor a una concentración del 2% molar. El GNC al ubicarse en el tope de la formación reduce las pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas y entre mayor sea su concentración en mayor medida se exhibirá esta situación. Como se puede apreciar en la figura # el gas no solo se ubica en el tope, sino que también está presente en los bordes de la cámara de vapor, reduciendo la facilidad en que el vapor transfiere su calor al bitumen que rodea la cámara de vapor, por consiguiente, es razonable esperar que no exista una relación directamente proporcional entre la concentración del gas no condensable y el factor de recobro obtenido.

Al considerar el beneficio de la reducción en las pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas y la importancia de recuperar un volumen atractivo de crudo de forma simultánea, la inyección de los gases a una concentración de 1.5% es el escenario más indicado. Si bien este escenario no permite obtener el mayor factor de recobro, la reducción adicional en el cSOR con respecto al escenario que obtiene una mayor recuperación es predominante. En la tabla 14 se encuentra el resumen de estos escenarios y en las figuras 42-46 su esquematización.

Tabla 14.

*Resultados de los mejores escenarios de inyección de gas no condensable*

Caso	Factor de Recobro, %	cSOR, bbl/bbl	Pérdidas de calor, MMM BTU
SAGD-Base	66.1	3.18	503
CO <sub>2</sub> – 1.5%	66.4	2.24	414
N <sub>2</sub> – 1.5%	66.6	2.23	411
Flue gas – 1.5%	66.6	2.24	412

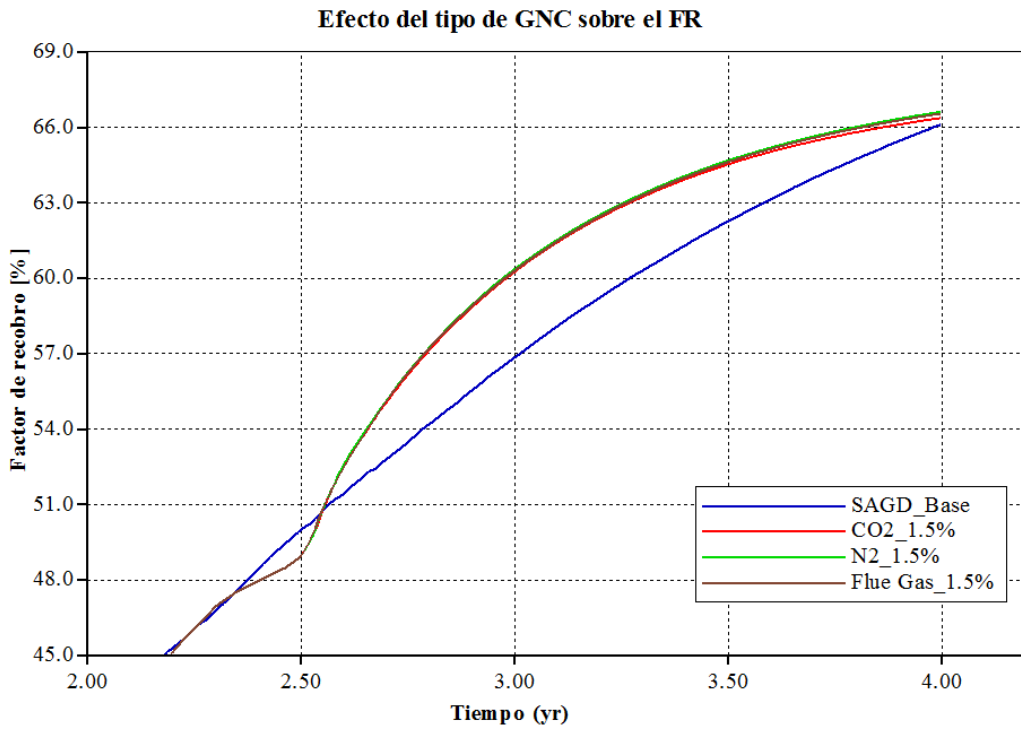


Figura 42. Efecto del tipo de GNC sobre el factor de recobro. CMG 2017 - Results Graph

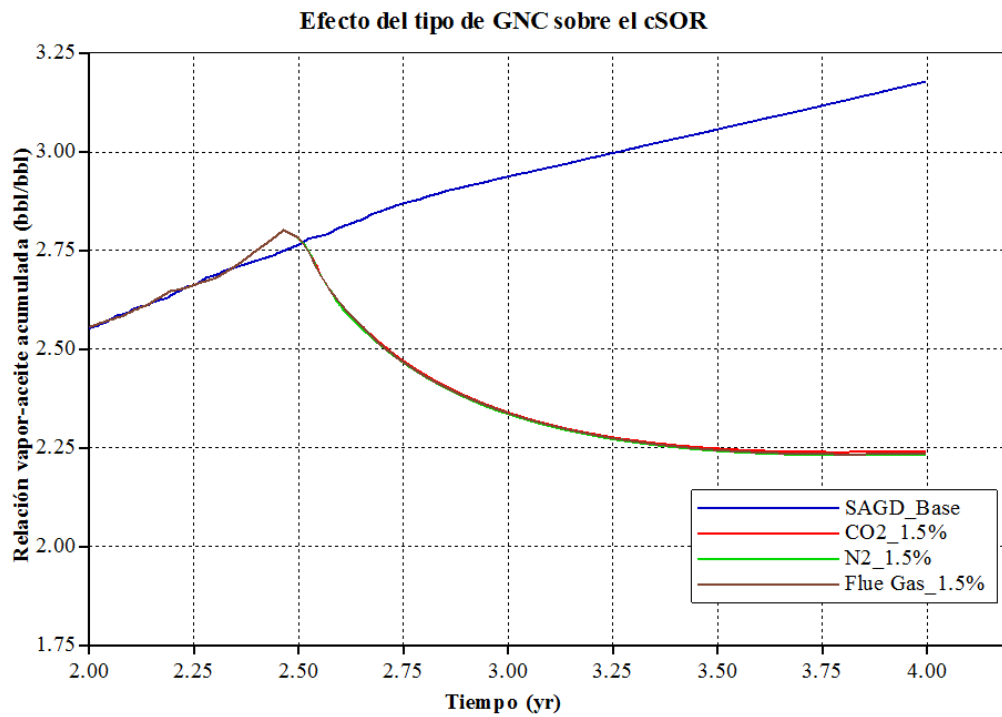


Figura 43. Efecto del tipo de GNC sobre la relación vapor aceite acumulada. CMG 2017 - Results Graph

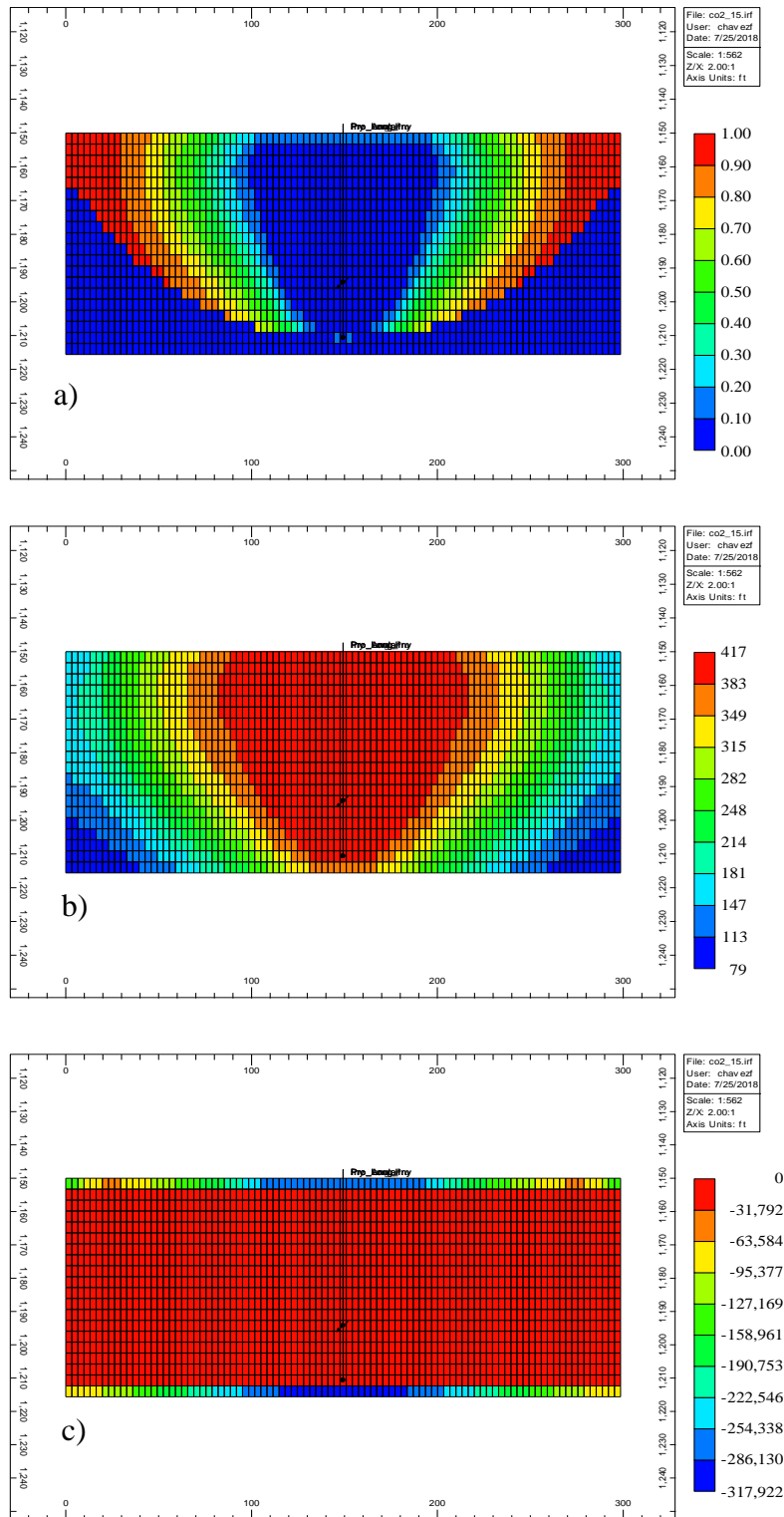


Figura 44. Resultados CO<sub>2</sub>-0.5% molar. a) Perfil de saturación b) Perfil de temperatura c) Perfil de pérdidas de calor. CMG 2017 - Results 3D

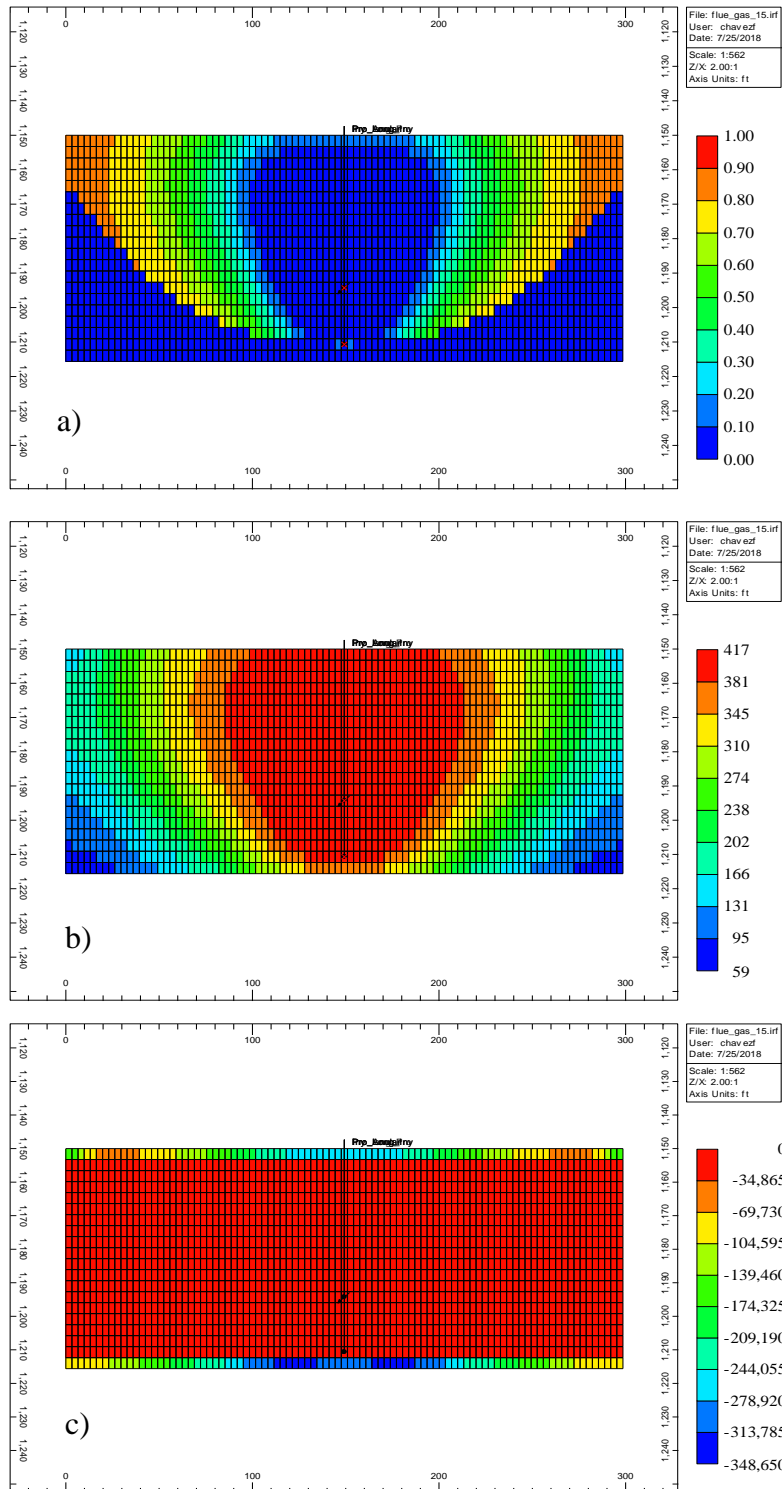


Figura 45. Resultados Flue Gas<sub>2</sub>-0.5% molar. a) Perfil de saturación b) Perfil de temperatura c) Perfil de pérdidas de calor. CMG 2017 - Results 3D

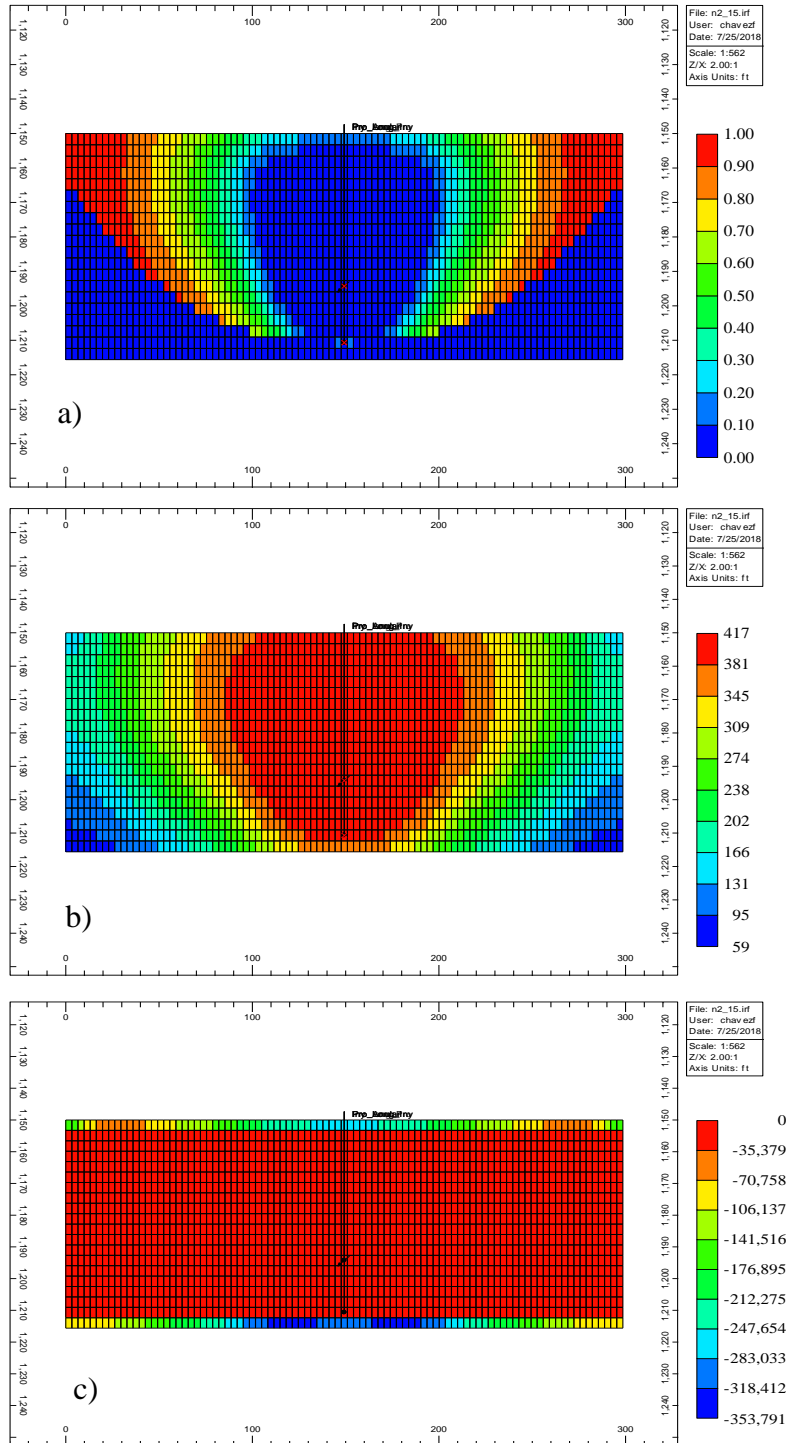


Figura 46. Resultados N<sub>2</sub>-0.5% molar. a) Perfil de saturación b) Perfil de temperatura c) Perfil de pérdidas de calor. CMG 2017 - Results 3D

#### 4. Recomendaciones

Para futuros estudios se recomienda:

Evaluar el efecto de la solubilidad de los GNCs en el bitumen, para determinar si los fenómenos difusivos entre fases pueden tener un efecto apreciable en el factor de recobro, relación vapor aceite acumulada, forma de la cámara de vapor, entre otros.

Incorporar un modelo geomecánico para representar el efecto que tiene la inyección de vapor a alta presión dentro de la formación, lo que daría lugar a un aumento de la porosidad y la permeabilidad y por consiguiente una mejora en el desempeño global de la técnica.

Estudiar el impacto de la dependencia de las curvas de permeabilidad relativa con la temperatura, puesto que diferentes autores divergen en su postura respecto a la incidencia de dicho tópico en el desempeño de la técnica SAGD.

Realizar un análisis financiero del impacto que representa adicionar GNCs en SAGD, teniendo en cuenta la cantidad de energía y gas inyectado al yacimiento, así como, el recobro de crudo obtenido; con el fin de encontrar un punto de equilibrio técnico-económico.

Evaluar la adición de GNC' en un modelo de simulación heterogéneo, para determinar si los beneficios potenciales asociados a su adición en la corriente de vapor están presentes y justifican la ejecución de un proyecto de esta escala.

## 5. Conclusiones

La adición del GNC se debe realizar cuando el factor de recobro esté pronto a estabilizarse, pero a su vez permitiendo que dicho gas actúe como potenciador de la eficiencia térmica durante un periodo de tiempo significativo. De esta forma, se afecta en la menor medida posible el factor de recobro, pudiendo llegar incluso a incrementarlo y a su vez se obtiene una significativa reducción en la relación vapor aceite.

El tiempo durante el desarrollo de un proceso SAGD en el cual se inicia la co-inyección del GNC tiene un impacto crítico en los resultados del proyecto. Se encontró que, una vez iniciada la inyección del GNC, el factor de recobro aumenta durante un breve periodo de tiempo (alrededor de un año) y seguido a esto se estabiliza, por consiguiente, la inyección del GNC en etapas tempranas de un proyecto SAGD compromete la efectividad de la técnica para recuperar crudo.

Tras evaluar el impacto de la adición de diferentes tipos de GNCs no se evidenció una diferencia significativa en el desempeño de la técnica en términos de recuperación de aceite y eficiencia térmica, al emplear gases con diferentes propiedades físicas como lo son el CO<sub>2</sub>, el N<sub>2</sub> y el Flue Gas. Esto puede deberse a que estos gases fueron modelados como fluidos inmiscibles en la fase oleica y acuosa y a su similitud respecto a la conductividad térmica.

Existe una concentración óptima de GNC en la corriente de inyección que permite obtener la mejor relación entre recuperación de aceite y relación vapor aceite, para este estudio se determinó

que es del 1.5% molar, indiferentemente del GNC que se utilice. Si bien, entre mayor sea la concentración del GNC mayor es la reducción del cSOR (dentro del rango evaluado), existe una concentración que permite obtener la mayor recuperación y ambos parámetros deben ser considerados para optimizar la eficiencia global de la técnica.

**Referencias bibliográficas**

- Aherne, A., & Birrell, G. (2002). Observations relating to non-condensable gasses in a vapour chamber: phase B of the dover project. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/79023-MS
- Al-Murayri, M. (2011). Impact of noncondensable gas on performance of steam-assisted gravity drainage. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/148943-PA
- Andora Energy Corporation. (2016). *Sawn Lake single SAGD wellpair demonstration project*. Alberta Energy Regulator (AER). Obtenido de <https://www.aer.ca/documents/oilsands/insitu-presentations/2016PeaceRiverAndoraSawnLakeSAGD11341.pdf>
- Athabasca Oil Corporation. (2018). *AER Hangingstone project update*.
- Athabasca Oil Corporation. (2018). *AER Hangingstone project update*. Alberta Energy Regulator (AER). Obtenido de <https://www.aer.ca/documents/oilsands/insitu-presentations/2018AthabascaAOCHangingstoneSAGD11888.pdf>
- Aziz, K. (1993). Reservoir simulation grids: opportunities and problems. *Journal of Petroleum Technology*, 45(07). doi:10.2118/25233-PA
- BlackPearl Resources Inc. (2017). *Blackrod SAGD Pilot Project*.
- BlackPearl Resources Inc. (2017). *Blackrod SAGD pilot project*. Alberta Energy Regulator (AER). Obtenido de <https://www.aer.ca/documents/oilsands/insitu-presentations/2018AthabascaBlackPearlBlackrodSAGD11522.pdf>

- BRION Energy. (2017). *MacKay River commercial project*. Alberta Energy Regulator (AER).  
Obtenido de <https://www.aer.ca/documents/oilsands/insitu-presentations/2017Brion11715.pdf>
- Butler, R. (1990). *Thermal recovery for oil and bitumen*. (P. H. PTR, Ed.) GravDrain.
- Butler, R. (1998). SAGD comes of AGE! *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/98-07-DA
- Butler, R., & Yee, D. (1986). A theoretical study of steam condensation in the presence of non-condensable gases. *AOSTRA Journal of Research*, 15-23.
- Butler, R., & Yee, D. (1986). Theoretical study of steam condensation in the presence of non-condensable gases. *AOSTRA Journal of Research*, 15-23.
- Butler, R., Jiang, Q., & Yee, C. (2000). Steam and gas push (SAGP)-3; recent theoretical developments and laboratory results. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39(08).
- Butler, R., Jiang, Q., & Yee, C. (2010). Steam and gas push (SAGP) -3 ; recent theoretical developments and laboratory results. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 39(08). doi:10.2118/00-08-04
- Butler, R., McNab, G., & Lo, H. (1981). Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in- situ steam heating. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 59(4), 455-460.
- Canbolat, S., Serhat, A., & Kovscek, A. (2002). A Study of steam-assisted gravity drainage performance in the presence of noncondensable gases. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/75130-MS
- Cenovus Energy. (2016). *Cenovus Christina Lake - In situ oil sands scheme 8591*.

- Chekhonin, E., Parshin, A., Pissarenko, D., Popov, Y., Romushkevich, R., Safonov, S., . . . Stenin, V. (2012). When rocks get hot: Thermal properties of reservoir rocks. *Oilfield Review Autumm*, 3(24), 20-37.
- Closmann, P. J., & Smith, R. A. (1983). Temperature observations and steam-zone rise in the vicinity of a steam-heated fracture. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/9898-PA
- Computer Modelling Group. (2015). *Advanced processes & thermal reservoir simulator*.
- Das, S. (2005). Improving the performance of SAGD. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/97921-MS
- Dong, X., Liu, H., Hou, J., Chen, Z., & Zhang, T. (2015). An empirical correlation to predict the SAGD recovery performance. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/176410-MS
- Duong, A., & Tomberlin, T. (2008). A new analytical model for conduction heating during the SAGD circulation phase. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/117434-MS
- Dusseault, M. B. (2003). New oil production technologies. *Society of Petroleum Engineers*.
- Edmunds, N. (1998). Investigation of SAGD steam trap control in two and three dimensions. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/50413-MS
- Edmunds, N. (2007). Effect of solution gas on 1D steam rise in oil sands. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(01). doi:10.2118/07-01-07
- Edmunds, N., & Gittins, S. (1993). Effective application of steam assisted gravity drainage to long horizontal well pairs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49-55. doi:10.2118/93-06-05
- Edmunds, N., & Gittins, S. (1993). Effective steam assisted gravity drainage to long horizontal well pairs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. doi:10.2118/93-06-05

- Edmunds, N., Kovalsky, J., Gittins, S., & Pennacchioli, E. (1994). Review of phase A steam-assisted gravity-drainage test. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/21529-PA
- Fan, J., Li, X., & Qin, T. (2016). Feasibility study on steam and gas push with dual horizontal wells in a moderate-depth heavy oil reservoir. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, 151-158.
- Gao, Y., & Liu, S. (2008). Improving oil recovery by adding N<sub>2</sub> in SAGD process for super-heavy crude reservoir with top-water. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/114590-MS
- Gates, I., & Leskiw, C. (2008). Impact of steam trap control on performance of steam-assisted gravity drainage. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/2008-112-EA
- Good, W., Rezk, C., & Felty, B. (1997). *Possible effect of gas caps on SAGD performance*. Calgary Alberta Energy.
- Heidari, M., & Nghiem, L. (2017). Simulation of dynamic steam-trap control technique - formulation, implementation, and performance analysis. *Society of Petroleum Engineers*. doi:<https://doi.org/10.2118/182611-MS>
- Ito, Y., & Suzuki, S. (1999). Numerical simulation of the SAGD process in the Hangingstone oil sands reservoir. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(9). doi:10.2118/99-09-02
- Ito, Y., Ichikawa, M., & Hirata, T. (2001). The effect of gas injection on oil recovery during SAGD projects. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 40(01). doi:10.2118/01-01-03
- Ito, Y., Ichikawa, M., & Hirata, T. (2001). The effect of gas injection on oil recovery during SAGD projects. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 40(01). doi:10.2118/01-01-03
- Ivory, J., Zheng, R., Deng, X., & Heck, G. (2008). Investigation of low pressure ES-SAGD. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/117759-MS

- Jiang, Q., Butler, R., & Yee, C. (1998). The steam and gas push (SAGP)-2: mechanism analysis and physical model testing. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/98-43
- Jiang, Q., Butler, R., & Yee, C. (1998). The steam and gas push (SAGP)—2: mechanism analysis and physical model testing. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/98-43
- Jiang, Q., Butler, R., & Yee, C. (2000). Steam and gas push (SAGP) - 4; recent theoretical developments and laboratory results using layered models. *Petroleum Society of Canada*.
- Jiang, Q., Butler, R., & Yee, C. (2000). The steam and gas Push (SAGP)-2:mechanism analysis and physical model testing. *Petroleum Society of Canada*. doi:10.2118/00-04-04
- Kisman, K., & Yeung, K. (1995). Numerical study of the SAGD process in the burnt lake oil sands lease. *Society of Petroleum Engineers*.
- Lin, T., Sun, Y., Ma, Z., Sun, Y., Liu, H., & Wang, S. (2012). A preliminary discussion on Oil viscosity reduction by heat-gas activity in multiple thermal fluids. *Offshore Oil*, 32(4), 74-76.
- Mc Laws, I. (1980). *Silica sand in the Fort McMurray area*.
- MEG Energy. (2017). *Christina Lake regional project*.
- Messmer, J. (1984). The effective thermal conductivity of quartz of sands and sandstones. *Society of Petroleum Engineers - Aime*, 1-10.
- Montes, E., Pacheco, H., Delgadillo, C., Muñoz, S., & Barrios, W. (2009). Aplicacion de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. *UIS Ingenierías*, 8(1).
- Nasr, T., Law, D., & Korpany, G. (2000). Counter-current aspect of the SAGD process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. doi:10.2118/00-01-03
- Onwughalu, N. (2015). *Impact of top water on SAGD*. Calgary.

- Orr, B. (2009). ES-SAGD; past, present and future. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/129518-STU
- Parmar, G., Zhao, L., & Graham, J. (s.f.). Start-up of SAGD wells: History match, wellbore design and operation. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. doi:10.2118/09-01-42
- Pengrowth. (2013). *Pengrowth energy Corporation Lindbergh SAGD Project*.
- Rodríguez, E., & Orjuela, J. (2004). Feasibility to apply the steam assisted gravity drainage (SAGD) technique in the country's heavy crude-oil fields. *Ct&F Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2(5).
- Shin, H., & Polikar, M. (2005). New economic indicator to evaluate SAGD performance. *Society of Petroleum Engineers*.
- Shin, H., Hwang, T., & Chon, B. (2012). Optimal grid system design for SAGD simulation. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/157900-MS
- Sood, A. (2016). Convective SAGD process. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/180734-MS
- Statoil Canada Ltd. (2014). *Leismer SAGD project*.
- Sun, Y., Zhong, L., Hou, J., Sun, Y., Liu, H., Li, Y., . . . Zhao, L. (2013). Case study: thermal enhance bohái offshore heavy oil recovery by co-stimulation of steam and Ggases. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/165410-MS
- Tavallali, M. (2013). *Physical and numerical modelling of SAGD under new well configurations*. Calgary.
- Trigos, E. (2010). *Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado*. Universidad Industrial de Santander.

- Wang, J., Ezeuko, C., & Gates, I. (2012). Energy (heat) distribution and transformation in the SAGP process. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/157808-MS
- Yuan, J., & McFarlane, R. (2009). Evaluation of steam circulation strategies for sagd start-up. *Canadian International Petroleum Conference*. doi:10.2118/2009-014
- Yuan, J., & McFarlane, R. (2009). Evaluation of steam circulation strategies for SAGD start-up. *Canadian International Petroleum Conference*. doi:10.2118/2009-014
- Yuan, J., Law, D., & Nasr, T. (2006). Impacts of gas on SAGD: history matching of lab scale tests. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 45(01), 27-32. doi:10.2118/06-01-01
- Yuan, J.-Y., Chen, J., Pierce, G., Wiwchar, B., Golbeck, H., Wang, X., . . . Cameron, S. (2011). Noncondensable gas distribution in SAGD chambers. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 50(03). doi:10.2118/137269-PA