

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR Y  
SOLVENTE (SAS) PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO  
EXTRAPESADO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**MARIA ISABEL SANDOVAL MARTINEZ  
JEFREY DAVID CAMACHO NIÑO**

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

**2015**

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR Y  
SOLVENTE (SAS) PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO  
EXTRAPESADO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**MARIA ISABEL SANDOVAL MARTINEZ  
JEFREY DAVID CAMACHO NIÑO**

**Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleoos**

**Director  
JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN  
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

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

**2015**

## DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, bendecirme cada día, permitirme empezar esta hermosa carrera y por acompañarme en cada uno de mis pasos, entre esos este proyecto.

A mi mamá Gladys Martínez Oviedo, por ser esa mujer luchadora capaz de dar mucho de sí misma, sin pedir nada a cambio, quien es y será mi foco de inspiración en cada una de las travesías que emprenda, ya que todo lo haga es por ella y pensando en un mejor futuro, ahora puedo decir que esta tesis lleva mucho de ella, gracias por estar siempre a mi lado. Te amo mamá.

A mi compañero de tesis y mi gran amigo Jeffrey, porque si en el este trabajo no hubiese sido posible, estaré infinitamente agradecida por su gran paciencia y sus buenos consejos cuando más lo necesite, hoy puedo afirmar sin temor a equivocarme que fue el mejor compañero de tesis que puede encontrar.

A Jaiber Sánchez por haberme acompañado en este largo camino, por estar siempre cuando más lo necesite, por animarme cuando solo quería rendirme, en resumidas cuentas por hacerme feliz todo este tiempo.

A la familia de casa de campo en especial a mis hermanitos Jesica Salcedo, Juliana Alba, Oscar Moncada y Jorge Vega, porque en este sitio y con estas personas podía olvidar todos mis problemas y renovar fuerzas cada fin de semana. Los quiero mucho.

A mi primo Steven por siempre confiar en mí y ponerme los pies sobre la tierra, por acompañarme y aguantarme en cada uno de mis cambios.

A mis compañeros de la universidad en especial a Nora Andrea Guerrero por ser incondicional y una gran amiga.

*Maria Isabel Sandoval Martinez*

## DEDICATORIA

A Dios por permitirme cumplir esta meta porque solo con su voluntad las cosas son posibles.

A mis padres que me dieron todo su apoyo y soporte durante todo este camino y este trabajo es el fruto de sus esfuerzos para brindarme un mejor futuro. Nada de esto hubiese sido posible sin ellos.

A mi hermano que ha estado conmigo en los momentos que más lo he necesitado.

A mi novia Viviana que me ha acompañada durante este gran paso de la vida como lo fue la universidad.

A mi compañera y amiga María que durante mucho tiempo me dio su apoyo y decidió recorrer conmigo la aventura de realizar el proyecto de grado.

A mis amigos de la universidad Alejandro y Juan Andrés que me acompañaron durante este viaje de la vida.

Al M.sc John León que nos guió y brindó sus conocimientos y experiencia para poder desarrollar el presente trabajo de investigación

*Jeffrey David Camacho Niño.*

## AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos expresar nuestra gratitud a todos los que hicieron posible el desarrollo de este trabajo en especial a:

Al **M.sc John León.**, ingeniero de petróleos, quien nos guió y brindó sus conocimientos y experiencia para poder desarrollar el presente trabajo de investigación.

Al **ing. jhon Pabón** (Veneco) por su gran colaboración, orientación y la amistad brindada durante todo este tiempo.

A la **Universidad Industrial de Santander** por permitirnos crecer como personas y como profesionales, siendo motor de conocimiento en todos nuestros proyectos.

A la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** y a toda su planta de profesores por la contribución en nuestro crecimiento personal y profesional.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	19
1. CONCEPTOS BÁSICOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR Y SOLVENTE EN UN YACIMIENTO CON CRUDO EXTRAPESADO	22
1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS	22
1.1.1 Propiedades de crudo extrapesado	24
1.2 MÉTODOS DE RECOBRO	25
1.3 POZOS HORIZONTALES	42
1.3.1 Clasificación de los pozos horizontales	43
1.3.2 ventajas de los pozos horizontales	44
1.3.3 desventajas de los pozos horizontales	45
1.4 SOLVENTES	46
1.4.1 Pentano.	48
2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	52
2.1 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	52
2.2 MODELO DEL MEDIO POROSO	53
2.3 MODELO DE FLUIDOS	58
2.3.1 caracterización del crudo extrapesado	58
2.3.2 caracterización del solvente.	70
2.3.3. Caracterización de la mezcla entre pentano y el crudo extrapesado.	70

2.4 CONDICIONES INICIALES.	71
2.5 DISEÑO DE POZOS Y CONDICIONES OPERACIONALES.	72
2.5.1 Etapa de inicialización	72
2.5.2 Etapa de desarrollo	73
2.5.3 Desarrollo del proceso alternado de inyección de vapor y solvente SAS	74
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VARIABLES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR Y SOLVENTE (SAS)	75
3.1 VARIABLES OPERACIONALES	76
3.1.1 Análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de solvente	76
3.1.2 Análisis de sensibilidad para los intervalos de inyección de solvente	77
3.1.3 Análisis de sensibilidad para el año de implementación del proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS)	84
3.1.4 Análisis de sensibilidad para la longitud de los Pozos	88
3.2.1 Análisis de sensibilidad de relación de permeabilidad vertical y horizontal	89
3.2.3 Análisis de sensibilidad espesor del yacimiento	93
3.3 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS CON MAYOR RELEVANCIA EN EL PROCESO SAS	95
4. CONCLUSIONES	101
5. RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	103

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Porcentajes de tipos de crudo	23
Figura 2. Proceso inyección cíclica de vapor	28
Figura 3. Cámara de vapor	30
Figura 4. Configuración de los pozos en un proceso SAGD	30
Figura 5. VAPEX solvente en proceso de producción.	32
Figura 6 completamiento típico de un pozo inyector en proceso SAS	35
Figura 7. Forma final de la cámara	37
Figura 8. Patrón de inyección en el proceso	38
Figura 9. Concepto del proceso SAS	39
Figura 10. Pozos horizontales	43
Figura 11. Diluyentes provenientes del crudo	48
Figura 12. Representación gráfica del modelo	54
Figura 13. Curvas de Permeabilidades relativas de los fluidos.	56
Figura 14. Viscosidad vs presión en CCE a 184 F	61
Figura 15. Densidad vs presión en CCE a 184 F	62
Figura 16. Compresibilidad del aceite vs presión en CCE a 184 F	62
Figura 17. Relación gas aceite vs presión en LD a 184 F	63
Figura 18. Viscosidad del aceite vs presión en LD a 184 F	64
Figura 19. Viscosidad del aceite vs presión en CCE a 184 F después del ajuste	68
Figura 20. densidad del aceite vs presión en CCE a 184 F después del ajuste	69

Figura 21. volumen relativo vs presion en CCE a 184 F despues del ajuste	69
Figura 22. Variables y parámetros evaluados en el análisis de sensibilidad del modelo conceptual.	75
Figura 23. Grafica de factor de recobro vs tiempo	76
Figura 24. Factor de Recobro para Ciclos de un año, 2 y 6 meses	78
Figura 25. Temperatura promedio de yacimiento	79
Figura 26. Tasa de producción de aceite para Ciclos de una año, 2 y 6 meses	80
Figura 27. Factor de recobro de diferentes combinaciones.	81
Figura 28. Relación Vapor-Aceite acumulada para combinaciones	83
Figura 29. Factor de recobro para diferentes años de implementación del método SAS.	85
Figura 30. Saturación de aceite a 2020	86
Figura 31. Saturación de aceite en el año 2018	87
Figura 32. Saturación de aceite a 2016	87
Figura 33. Factor de recobro para diferentes longitudes de los pozos horizontales	88
Figura 34. Factor de recobro para diferentes relaciones de Kv/Kh.	90
Figura 35. Aceite acumulado producido para diferentes porosidades	92
Figura 36. Aceite acumulado producido para diferentes espesores de yacimiento	93
Figura 37. Temperatura promedio en diferentes espesores de yacimiento.	95
Figura 38. Aceite acumulado vs tasa de inyección de solvente	96
Figura 39. Aceite acumulado vs tasa de inyección de solvente	97
Figura 40. Razón de cambio de las propiedades del yacimiento.	98
Figura 41. Razón de cambio de los parámetros propios del proceso.	99

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación de los crudos según sus propiedades	25
Tabla 2. Criterios de selección para el proceso SAGD	31
Tabla 3. Diseño de pozo	35
Tabla 4. Propiedades físicas del pentano	49
Tabla 5. Propiedades físicas del reservorio	55
Tabla 6. Propiedades térmicas de la roca	55
Tabla 7. End points de las curvas de permeabilidad relativa	55
Tabla 8. Permeabilidades relativas de los fluidos.	57
Tabla 9. Análisis composicional del fluido hasta C36+	58
Tabla 10. Propiedades de los componentes residuales	59
Tabla 11. Propiedades de los componentes cíclicos	60
Tabla 12. Pseudocomponentes del crudo extrapesado	65
Tabla 13. Regresiones realizadas por el simulador winprop para el crudo extrapesado	66
Tabla 14. Propiedades del pentano (NC5)	70
Tabla 15. Regresiones realizadas por el simulador winprop para la mezcla de crudo extrapesado y pentano	71
Tabla 16. Condiciones iniciales	72
Tabla 17. Constraints de los tubing en la etapa de inicialización	73
Tabla 18. Constraints de los tubing en la etapa de desarrollo	73

Tabla 19. Factor de recobro a diferentes tasas de inyección de solvente	77
Tabla 20. Factor de Recobro para Ciclos de un año, 2 y 6 meses	78
Tabla 21. Factor de recobro con diferentes combinaciones.	82
Tabla 22. Relación Vapor-Aceite acumulada para combinaciones	83
Tabla 23. Factor de recobro para diferentes años de implementación del método SAS.	85
Tabla 24. Factor de recobro para diferentes longitudes de los pozos horizontales	89
Tabla 25. Factor de recobro para diferentes relaciones de Kv/Kh.	90
Tabla 26. Aceite acumulado producido para diferentes porosidades	92
Tabla 27. Aceite acumulado producido para diferentes espesores de yacimiento	94
Tabla 28. Parámetros operacionales estudiados en el proceso SAS.	97
Tabla 29. Propiedades del yacimiento estudiadas en el proceso SAS	98

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR Y SOLVENTE (SAS) PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA\*.

**AUTORES:** MARÍA ISABEL SANDOVAL MARTÍNEZ  
JEFREY DAVID CAMACHO NIÑO.<sup>1\*\*</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Solventes, vapor, simulación numérica, crudo extrapesado, factor de recobro.

### DESCRIPCIÓN:

En Colombia y en el mundo, existe una gran cantidad de crudo extrapesado, el cual ha sido difícil de extraer debido a su alta viscosidad. Los métodos de recobro que se han aplicado a yacimientos con este tipo de aceite están basados principalmente en procesos de reducción de la viscosidad como: inyección de fluidos calientes al reservorio e inyección de solventes. El proceso más conocidos para disminuir la viscosidad con calor es SAGD con este se han obtenido excelentes resultados en el factor de recobro sin embargo este procesos tienen problemas por la alta emisión de gases invernaderos y costos adicionales en el tratamiento del agua. El otro mecanismo para reducir la viscosidad es llamado difusión que se puede evidenciar en un proceso VAPEX y se da cuando el crudo extrapesado se pone en contacto con un hidrocarburo liviano y se cambia la composición del crudo, sin embargo este proceso es muy lento y las tasa de recuperación son relativamente bajas. Para solucionar los problemas individuales de cada uno de este mecanismo se ha introducido un método de recobro que contenga los dos procesos difusión y transferencia de calor y este es denominado inyección alternada de vapor y solvente (SAS).

En este trabajo se creó un modelo conceptual del proceso SAS, en el simulador STARS donde se evalúan el efecto de parámetros operacionales como: tasa de inyección de solvente, intervalos de inyección, fecha de inicialización del proceso, longitud de los pozos y propiedades del yacimientos como porosidad, permeabilidad y espesor, finalmente se concluyó cuál de estos factores son más influyentes en este proceso dando como resultado que los parámetros con mayor grado de afectación son los intervalos de inyección y la propiedad del yacimiento que causa mayor cambio en el factor de recobro es la porosidad.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos, director M.Sc John Alexander León Pabón

## ABSTRACT

**TTITLE:** EVALUATION OF STEAM ALTERNATING SOLVENT PROCESS (SAS) FOR INCREASING PRODUCTION OF EXTRA-HEAVY OIL THROUGH NUMERICAL SIMULATION\*

**AUTHOR:** MARÍA ISABEL SANDOVAL MARTÍNEZ  
JEFREY DAVID CAMACHO NIÑO\*\*.

**KEYWORDS:** Solvents, steam, numerical simulation, extra-heavy oil, recovery factor.

### DESCRIPTION

In Colombia and in the world, there is a lot of heavy crude, which has been difficult to remove due to its high viscosity. EOR that have been applied to this kind of deposits are generally two types of methods for the reduction of oil viscosity, injection of hot fluids as such steam and injection of solvents. The best known to decrease viscosity with steam is called SAGD have achieved excellent results in the recovery factor, however this process have problems with high emission of greenhouse gases and additional costs in water treatment. The other mechanism to reduce viscosity is called diffusion that can be evidenced in VAPEX process and occurs when the heavy crude is contacted with a light hydrocarbon then the composition of oil is changed, however this process is very slow and recovery rates are relatively low. To solve individual problems of each of this mechanism has been introduced a method of recovery processes containing both diffusion and heat transfer and this is called steam alternating solvent process (SAS).

This paper presents a conceptual model of the SAS process that it was created in the STARS simulator, where the effect of operational parameters are evaluated, parameters such as: solvent injection rate, injection intervals, the process initialization date, length of wells and reservoirs properties as porosity, permeability and thickness, finally concluded which of these factors are more influential in this process resulting in the parameters with the greatest influence are the intervals injection and reservoir property that causes major change in the recovery factor is the porosity.

---

\* Bachelor thesis.

\*\* Physic-chemist engineering Faculty. Petroleum engineering school, director M.Sc John Alexander León Pabón

## INTRODUCCIÓN

En el mundo existe una gran cantidad de crudo extrapesado, este tipo de aceite se caracteriza por tener viscosidades superiores a 10000 cp, lo que causa que no pueda ser extraído con los métodos convencionales, por lo que se ha visto la necesidad de desarrollar nuevos procesos que disminuyan su viscosidad, mejoren su movilidad y por lo tanto aumente el factor de recobro. Actualmente existen dos métodos para reducir la viscosidad en el yacimiento, el primero consiste en incrementar la temperatura del aceite, esto se puede lograr inyectando un fluido caliente, como por ejemplo vapor o generando una combustión insitu con inyección de oxígeno. El segundo método es diluir el crudo extrapesado con solventes hidrocarburos de baja viscosidad, este segundo método involucra la inyección de solventes puros como pentano, butano, hexano etc. o la mezcla de estos, los cuales por el proceso de transferencia de masa cambian la composición del crudo disminuyendo su viscosidad.

El proceso *steam assisted gravity drainage* (SAGD) ha sido un método de recobro prometedor con dichos fluidos, este genera altos porcentajes en recobro de hidrocarburos que serían imposibles de alcanzar con métodos no convencionales, este aprovecha las bondades de los pozos horizontales, drenaje gravitacional y los efectos térmicos de la inyección de vapor, Pero las altas tasa de inyección de producción están directamente asociadas a un consumo excesivo de energía proveniente del vapor, el cual necesita para su generación quemar algún combustible como gas o aceite, esta combustión genera gases de efecto invernadero como CO<sub>2</sub> siendo esta una de sus principales desventaja, además las cantidades de agua que son necesarias para generar este vapor con lleva a gastos adicionales en tratamiento, así mismo la cantidad de agua que se produce contiene iones que favorecen a la corrosión de los equipos y que en superficie debe ser tratada ya se para reinyectarla o para verterla. Otro método muy

conocido y que ha tenido resultados exitosos es el proceso *vapor assisted petroleum extraction* (VAPEX) el cual consiste en la inyección de hidrocarburos livianos tales como etano, propano, butano, etc. Este proceso tiene como ventaja una menor cantidad de energía consumida, por lo tanto unas cantidades menores de combustible quemado, tratamiento de agua para la inyección y menor cantidad de gases invernaderos al ambiente, sin embargo las tasas de producción son relativamente bajas con respecto al proceso SAGD y adicionalmente no se conoce claramente como es el comportamiento de solvente en el reservorio. Una forma de solucionar los problemas individuales de la dos tecnología mencionadas anteriormente, es combinar los atributos de cada uno y de esta manera obtener un proceso con mayor eficiencia. Este proceso es conocido como inyección alternada de vapor y solvente (SAS) que combina las bondades de los métodos SAGD y VAPEX el cual tiene como propósito disminuir la gran cantidad de vapor utilizado en el SAGD mediante la inyección y recuperación del solvente<sup>2</sup>. El proceso de inyección alternada de vapor y solvente SAS cuenta con la misma configuración de pozos y geometría que de un proceso SAGD, la inyección del solvente se realiza posterior a una inyección de vapor puro que tendrá como fin formar una cámara de vapor, después de la inyección de solvente la temperatura del yacimiento disminuye y es necesario un ciclo de inyección de vapor que será seguido por un ciclo de solvente y de la misma manera consecutivamente hasta que algún parámetro económico o técnico detenga los ciclos de inyección.

En el presente trabajo se creó un modelo de simulación numérica conceptual con la ayuda de software WINPROP Y STARS de *computer modelling group* CMG, el primero fue utilizado para hacer la caracterización del solvente seleccionado, el crudo extrapesado y la mezcla de estos dos fluidos, el segundo software fue seleccionado por ser una de las mejores simuladores en proceso térmicos para evaluar el proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS) para el

---

<sup>2</sup> Zhao, L. Steam alternating solvent process, SPE reservoir evaluation & engineering, 2007. Pag. 2

incremente de la producción en un yacimiento de crudo extrapesado, con dicho modelo se analizan las variables propias del proceso como: tasa de inyección de solvente, intervalos de inyección, año de implementación del proceso y longitud de los pozos horizontales, también son analizados parámetros geológicos del yacimiento como: porosidad, permeabilidad y espesor neto. Finalmente en base a los resultados obtenidos se selecciona cuál de estas variables o parámetros tiene mayor influencia sobre el aceite acumulado producido esto con la idea de conocer un poco mejor el proceso, disminuyendo la incertidumbre y así lograr procesos más exitosos en un futuro.

## **1. CONCEPTOS BÁSICOS DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR Y SOLVENTE EN UN YACIMIENTO CON CRUDO EXTRAPESADO**

La explotación de crudos pesados y extrapesados presentan diferentes retos ya que estos son crudos poseen viscosidades tan altas que se hace imposible su producción de forma natural, a lo largo del tiempo se ha desarrollado diferentes tecnologías que permiten no solo la producción de estos sino que además se logran obtener altos porcentajes de recobro, uno de estos procesos es la inyección alternada de vapor y solvente donde se aprovechan procesos tales como el drenaje gravitacional, inyección de energía al yacimiento en forma de calor y la difusión del solvente para lograr extraer la mayor cantidad de crudo extrapesado posible.

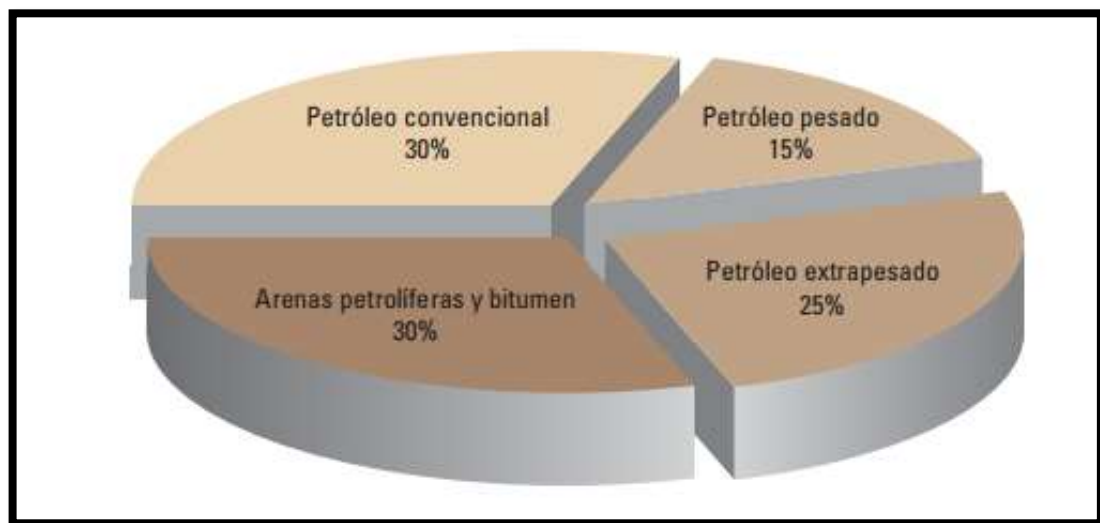
A continuación se presentan conceptos básicos tales como propiedades de los crudos extrapesados, métodos de recobros más populares para la extracción de estos donde se hablará detalladamente del método de inyección alternada de vapor y solvente (SAS), pozos horizontales y por último una breve descripción de los solventes más utilizados en el presente método.

### **1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS**

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que presentan una serie de desafíos en su producción y etapa de refinamiento. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor comercial. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivados de procesos de destilación simple, son las más valiosas. Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en

declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención del mundo se está desplazando hacia la explotación de crudos pesado y extrapesado<sup>3</sup>. Al presentar dificultades en su producción, un valor comercial más bajo y mayores desafíos para su refinamiento, surge la pregunta acerca de por qué el interés de las compañías petroleras en querer extraerlos. La respuesta se divide en dos partes la primera parte de la respuesta, es debido al desarrollo de tecnologías que permiten que los crudos extrapesados puedan ser explotados en forma rentable, la segunda parte es la disponibilidad y abundancia de estos recursos. El total de los recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente  $9$  a  $13 \times 10^{12}$  (trillones) de barriles  $1.4$  a  $2.1$  trillones de  $m^3$ . El petróleo convencional representa solo el  $30\%$  aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen, este se encuentra principalmente en Venezuela y Canadá ver figura 1.

**Figura 1. Porcentajes de tipos de crudo**



Fuente. Panorama de los recursos convencionales

<sup>3</sup> BROWN, George; TRIANA CAÑAS, Jesús Alberto. La importancia del crudo pesado. Alberta, Canadá. Pag.1

De acuerdo con la consultora IHS Cera, América Latina cuenta con el 48% de las reservas recuperables de crudos pesados y extrapesados en el mundo y Colombia es el quinto mercado de la región con mayor potencial para la explotación de estos recursos. Con importantes descubrimientos como los campos Quifa y Rubiales en la cuenca de los Llanos y Capella en el Putumayo, el país ha venido avanzando en un mercado que está adquiriendo cada día más protagonismo y del cual dependerá buena parte de la producción de combustibles fósiles del globo. Se estima que de la producción de petróleo actual de Colombia, el 45% corresponde a crudos pesados y extrapesados y todo apunta a que en el 2018, cuando el país sobrepase la barrera del millón de barriles por día, los aceites de alta densidad representen el 60% del total, gracias al desarrollo de los pozos actuales y a los descubrimientos que se auguran para el futuro. Sin embargo, para llegar a ese punto, el sector y las empresas tienen que enfrentar diferentes brechas para garantizar el mayor aprovechamiento de estos recursos, pues la extracción de este petróleo aún presenta varios retos<sup>4</sup>.

### **1.1.1 Propiedades de crudo extrapesado.**

Estos poseen grados API entre los 10° o menor, caracterizados por ser más pesados que el agua. Los crudos pesados y extrapesado tienden a tener mayores concentraciones de metales y otros elementos que exigen más esfuerzo y erogaciones para su extracción<sup>5</sup>.

Este tipo de crudos se puede dividir en cuatro grupos según sean sus propiedades físicas a condiciones de yacimiento como se verá a continuación ver tabla 1.

---

<sup>4</sup> Colombia energía. Crudos pesados la gran apuesta del sector. colombia, 2013.Pag. 1

<sup>5</sup> ANGUIANO ALVARADO, Aliskair. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. México.: Universidad Nacional autónoma de México, 2009. Pag. 25

**Tabla 1. Clasificación de los crudos según sus propiedades**

Tipo de crudo	Viscosidad cp	Densidad API
A (crudo pesado intermedio)	10-100	15 y 23
B (crudo extrapesado)	100-10000	8 y 15
C (arenas bituminosas)	>10000	< 8

Fuente. Tomado de determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de diluyentes en formación para el incremento de la productividad de crudo extrapesado.

## 1.2 MÉTODOS DE RECOBRO

Básicamente la recuperación del petróleo se puede dar en tres etapas. En la primera etapa denominada recobro primario es aprovechada la energía del yacimiento para drenar el petróleo hasta el pozo gracias a un gradiente existente entre el fondo de pozo y el yacimiento, el factor de recobro puede variar según el mecanismo de empuje, este puede estar entre 10% y 50%.<sup>6</sup>

Cuando la recuperación primaria ya no es rentables o factible es necesario recurrir a un proceso denominado recuperación secundaria que tiene como función energizar el yacimiento, esta energía puede ser suministrada a través de agua o con gases hidrocarburos, este proceso permite elevar la recuperación del POES hasta un 30% con variaciones del 15% al 40% según sea el caso<sup>7</sup>.

Cuando el recobro secundario ya no tiene una viabilidad económica o cuando es técnicamente necesario se da inicio a un proceso llamado recobro terciario que consiste en adicionar energía al yacimiento, la principal diferencia de los demás

---

<sup>6</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo-Venezuela. Pág. 5

<sup>7</sup> COLINA MARCANO, Franklin. Evaluación del proceso de inyección alternada de vapor y solvente en pozos horizontales en el yacimiento jobo 01, campo jobo 02 a través de la simulación numérica. Universidad Oriente de Venezuela.2009.Pag. 47

procesos de recobro radica en que los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, con el fin de crear condiciones para la producción de petróleo, tales interacciones dan lugar a la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de la viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases<sup>8</sup>.

Estas tres etapas pueden ser encontradas o no en la explotación de un yacimiento; la presencia de estas etapas depende de las condiciones de este, ya que ciertas características propias de un yacimiento no permiten que alguna o varias de estas etapas puedan ser desarrolladas; características como la baja permeabilidad y viscosidades elevadas limitan la el desarrollo del recobro primario y secundario, haciéndose necesario pasar al recobro terciario como fase inicial en la explotación de yacimientos con características especiales.

La elección del método no es arbitraria, depende de los siguientes factores:

- Características del petróleo.
- Características del reservorio.
- Profundidad del yacimiento.
- Espesor saturado de petróleo.
- Presión del yacimiento.
- Saturación de agua.
- Temperatura del yacimiento

**1.2.1 Métodos de recobro para crudos pesados y extrapesados.** Para la producción de petróleo pesado, es posible aplicar varios métodos de recobro secundario y mejorado, debido a que los mecanismos naturales de producción no son capaces de hacer fluir el líquido con eficiencia.

---

<sup>8</sup> COLINA MARCANO, Op.Cit ,pag.48-49

Al inicio de la explotación de los yacimientos con crudos pesados la producción se llevaba a cabo con método de recobro no térmicos es decir, a temperatura de yacimiento, obteniendo factores de recobro entre 1% y 10% y posteriormente si se determina que puede llegar a ser económicamente viable se acuden a otros métodos que aporten temperatura al yacimiento y reduzcan la viscosidad.

Algunos de los métodos más conocidos son:

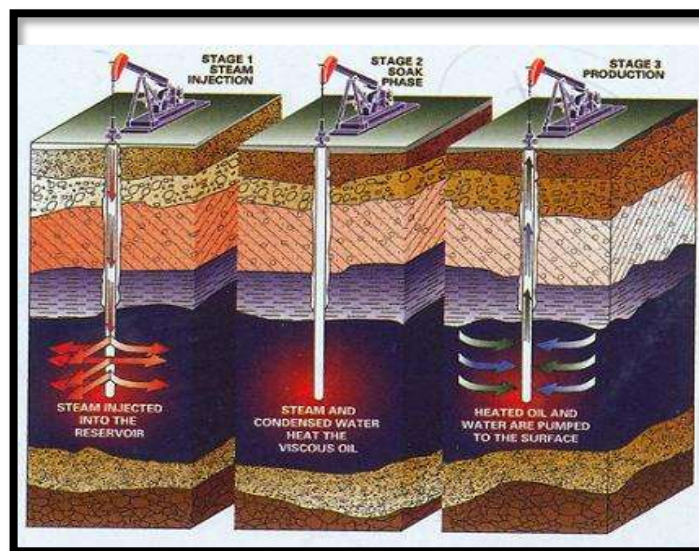
- Inyección cíclica de vapor
- Inyección continua de vapor
- Drenaje por gravedad asistido por vapor SAGD
- Inyección cíclica de solvente (ICS)
- Inyección de vapor solvente VAPEX
- Inyección alternada de vapor y solvente SAS.

A continuación hablaremos de los procesos con más éxito y conocidos para la extracción de crudos pesados y extrapesados.

**1.2.1.1 Inyección de vapor.** Este proceso consiste en aumentar la temperatura del yacimiento que contiene crudo pesado y muy viscoso, ya que a través de este aumento estas propiedades características del hidrocarburo se reducen hasta un valor que permite una extracción más fácil del aceite, procesos de destilación de componentes ligeros también tienen presencia en este proceso, estos productos destilados se condensan en el banco de aceite adelante del frente de vapor y logran una reducción adicional de la viscosidad del petróleo. La inyección de vapor genera un empuje artificial que barre el petróleo hacia el pozo productor en el caso de una inyección continua de vapor, aunque este empuje no se equipara al empuje que se obtiene en la inyección de agua. La inyección de vapor tiene dos formas diferentes de ser inyectada esta puede ser de manera continua o cíclica.

**Inyección cíclica con vapor.** En este método de recuperación térmica el vapor es inyectado por el mismo pozo productor donde durante este tiempo este es usado como pozo inyector, esto se evidencia en la figura 2, después de haber realizado la inyección de la cantidad de vapor que haya sido estimada al yacimiento, se da paso una fase del proceso llamada remojo, en este tiempo el vapor entrega su calor sensible al yacimiento, posterior a ese tiempo el pozo inicia su producción, al iniciar la producción se espera que se produzca el agua caliente que se condensa a partir del vapor y después a esto vendrá el aceite que ha sido calentado, esta producción será mucho mayor que la producción que tenía el pozo productor antes de haber sido realizada la inyección de vapor, los efectos de la inyección de vapor terminan cuando la tasa de producción cae hasta el caudal que tenía el pozo antes de haber realizado la inyección de vapor, si esto ocurre es en ese momento es donde se implementa otro ciclo, el número de ciclos dependerá de la cantidad de aceite adicional recuperado, esta cantidad será cada vez menor con cada ciclo adicional.

**Figura 2. Proceso inyección cíclica de vapor**



Fuente. Tecnologías de inspección vapor combinadas para producir petróleo en yacimientos bitumenosos.2007.

**Inyección continua de vapor.** En este modelo de inyección es necesario contar con dos pozos, uno de ellos a través del cual se inyectara el vapor de manera continua lo que significa que el tiempo de remojo en este proceso no estará presente, el vapor calienta el yacimiento y a su vez desplaza el aceite desde el pozo inyector hacia el pozo productor, a diferencia del proceso de la inyección cíclica de vapor en este proceso el desplazamiento cuenta como un factor que aporta movilidad al crudo. El pozo inyector pudo haber sido un pozo productor que fue adecuado para usarse como inyector además usualmente pero no es una regla que antes de realizar una inyección continua el yacimiento hubiese sido sometido a una inyección cíclica, esta es implementada cuando los efectos de la inyección cíclica deja de representar una verdadera recuperación de hidrocarburos.

**Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD).** Método de producción térmica implementado para crudos extrapesados, este sistema cuenta con dos pozos horizontales paralelos separados una distancia promedio de 15 pies<sup>9</sup>, el pozo inferior está ubicado en la parte más baja del yacimiento y este será el pozo productor, por otro lado el pozo superior inyectara vapor de manera continua durante todo el proceso, este vapor inyectado dará origen a la cámara de vapor y la temperatura en la cámara será la misma que la del vapor inyectado, el vapor fluye hacia el perímetro de la cámara y se condensa entregando el calor por conducción térmica a los alrededores del yacimiento, el vapor condensado y el aceite calentado fluye por gravedad hacia el pozo productor localizado por debajo de la cámara y esta se expandirá en forma ascendente y lateral <sup>10</sup>. Cuando el crudo tiene viscosidades muy altas es necesaria una primera etapa de precalentamiento donde es inyectado vapor a través de los dos pozos con el fin de hacer que el crudo alrededor de estos sea móvil y que así sea posible producirlo

---

<sup>9</sup> JHANBAN, Ghahfaroki, *et al.* Application of solvent alternating SAS process to improve SAGD performance in Athabasca.2013.Pag.3

<sup>10</sup>SHUANSI, Fan y SIJIA, Li. The importance of PVT to the steam solvent process. Pag.2

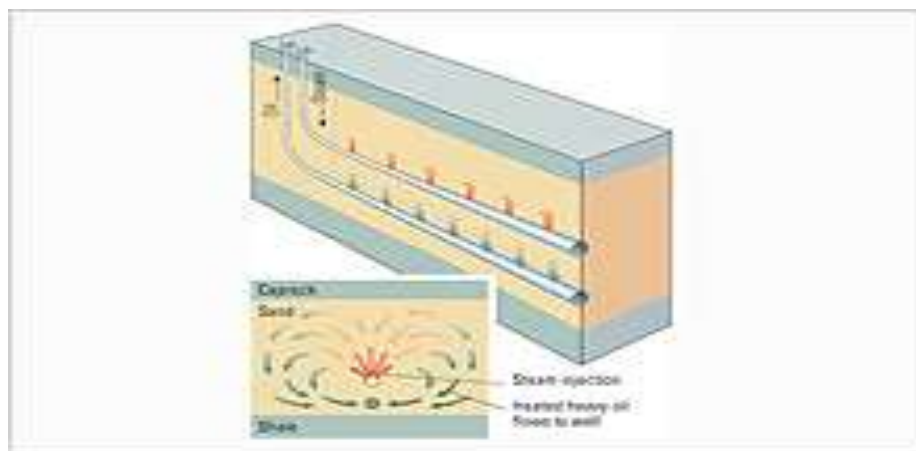
en la etapa inicial del proyecto y de igual manera sea posible inyectar vapor hacia el yacimiento. Este método de recobro aprovecha las bondades de la gran área de drenaje con la cual cuenta los pozos horizontales, la figura 3 y 4 muestran la cámara de vapor y la configuración de los pozos en el proceso SAGD respectivamente.

**Figura 3. Cámara de vapor**



Fuente. The importance of PVT to the steam solvent process

**Figura 4. Configuración de los pozos en un proceso SAGD**



Fuente. Glosario de Schlumberger

Las principales ventajas del proceso SAGD son la gran cantidad de crudo que logra contactar gracias a que son usados pozos horizontales y a la formación de la cámara de vapor que se extiende con el tiempo logrando así acceder a la mayor parte del yacimiento, el aprovechamiento del drenaje gravitacional por el cual los fluidos calientes pueden alcanzar el pozo productor y su clara reducción de la viscosidad en crudos extra pesados gracias a la transferencia de calor del vapor hacia el aceite del yacimiento. Algunas desventajas muy notables son las grandes cantidades de energía que deben ser inyectada al yacimiento mediante el vapor, esto produce un mayor consumo de combustible y costos que conllevan realizar una operación de estas, además la alta producción de gases de combustión que se generan al producir el vapor. A continuación serán presentados en la tabla 2 algunos rangos de propiedades dentro de los cuales es recomendable aplicar el proceso SAGD.

**Tabla 2. Criterios de selección para el proceso SAGD**

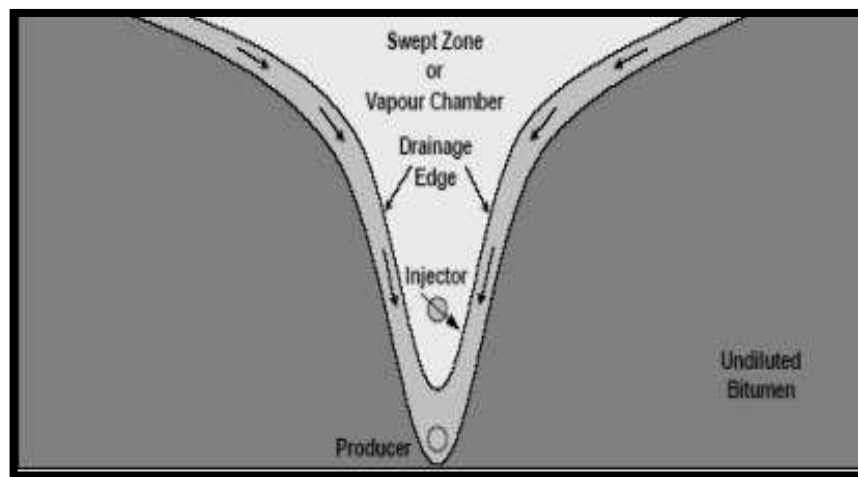
Propiedad	Rango
API	8-20
Presión de yacimiento	150-2000 psi
Espesor	32-164
Permeabilidad	200-10000 mD
Porosidad	10-45
Saturación de aceite	50-95 %
Viscosidad del aceite	570-25000 cp

Fuente. A reservoir screening methodology for SAGD application. 2002.

**1.2.1.2 Extracción de petróleo asistida por vapor (VAPEX).** Este es un método no térmico de producción de crudo con altas viscosidades, tiene una geometría similar y una distribución de pozos similar a la del SAGD, pero en el VAPEX se

usa solventes hidrocarburos en fase gaseosa en lugar del vapor (etano, propano o butano o una mezcla de éstos), el cual se mantiene en fase gaseosa muy cercano a la presión de rocío para de esta manera aumentar los efectos de la dilución que se encargan de reducir la viscosidad del petróleo pesado, este proceso comparte varias etapas con el proceso SAGD como la etapa de formación de cámara y el drenaje del crudo por efecto de la gravedad, en el proceso VAPEX tenemos la difusión que sería el equivalente a la transferencia de calor del vapor. La figura 5 representa el funcionamiento del proceso.

**Figura 5. VAPEX solvente en proceso de producción.**



Fuente. Greening-in-situ-process. VAPEX

Las principales bondades del proceso VAPEX son referenciadas respecto a proceso SAGD, como lo son los bajos costos de operación y el completamiento de los pozos, al no ser un proceso térmico los requerimientos energéticos son menores que en un proceso como el SAGD, además este no se ve afectado por factores como un espesor delgado del yacimiento, fracturas y capa de gas o acuíferos que son características que afectan a los procesos térmicos y es un proceso que no genera gases que se liberen al ambiente generando afectaciones

al medio. Este proceso presenta algunas limitantes como pueden llegar a ser la precipitación de asfáltenos, ya que estos no son solubles en los solventes usados causando así una restricción al flujo en los yacimientos donde este fenómeno se presente, el proceso de difusión es un proceso que conlleva un tiempo, por tanto no es posible evidenciar resultados inmediatos, además las tasas de producción alcanzadas en un proceso VAPEX no son tan altas como las de un proceso SAGD.

**1.2.1.3 Inyección alternada de vapor y solventes (SAS).** Este proceso nace a partir de tomar las ventajas de dos métodos de recobro que son aplicados a crudos extrapesados y bitumen y hace que la fortaleza de uno reemplace a la debilidad del otro como lo son los métodos SAGD y VAPEX. El proceso SAGD genera tasas de recuperación altas en un corto tiempo, pero es necesario inyectar grandes cantidades de energía al yacimiento, por el contrario el proceso VAPEX es un proceso de recuperación no térmico razón por la cual su consumo de energía es mínimo, pero los resultados de la aplicación de este proceso se logran evidenciar en periodos posteriores y con tasas de recuperación bajas, de esta manera al combinar estos dos logramos obtener una menor cantidad de energía consumida ya que, al inyectar solventes posterior a la inyección de vapor este logra los mismos efectos sobre la cantidad del aceite recuperado, si solamente fuera inyectada una gran cantidad de vapor y en una cantidad de tiempo más razonable en comparación del proceso VAPEX.

La configuración de pozos y geometría se conserva del proceso SAGD, la inyección del solvente se realiza posterior a una inyección de vapor puro que tendrá como fin formar una cámara de vapor, después de la inyección del solvente la temperatura del yacimiento disminuye y es necesario un ciclo de inyección de vapor, que será seguido por un ciclo de solvente y de la misma manera consecutivamente hasta que algún parámetro económico o técnico detenga los ciclos de inyección.

**1.2.1.4 Etapas del proceso.** Debido a que este es un proceso similar al SAGD tiene las mismas 3 etapas al iniciar el proceso, las cuales son:

- Diseño de pozos
- Fase de inicialización
- Fase de desarrollo

Posterior a dichas etapas se da inicio a la inyección alternada de solvente, a continuación se explicaran cada una de las fases.

**Diseño de pozos.** En esta etapa se determinara la ubicación en profundidad de los pozos, la distancia entre estos, su longitud, el aislante a utilizar y el tipo de completamiento.

Algunos autores han planteado la posibilidad de que con el proceso de inyección alternada de solvente y vapor se puede alcanzar factores de recobro de hasta 80%. Sin embargo se debe tener en cuenta que estos resultados dependen de los parámetros del proceso y las propiedades de la roca y del fluido.

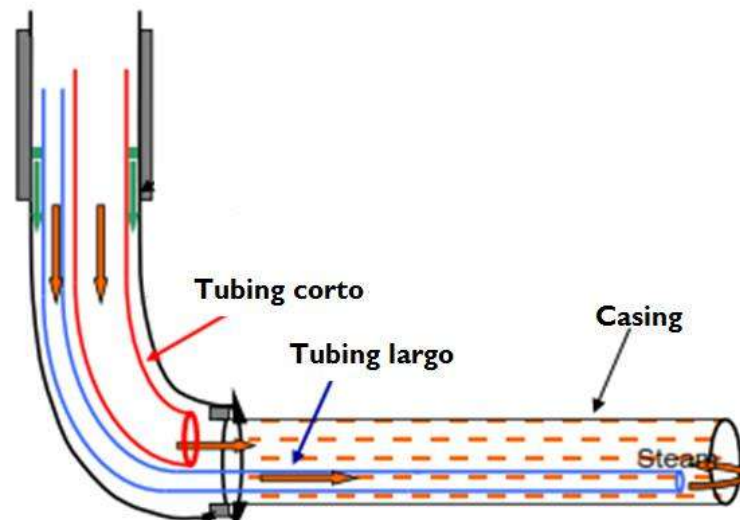
El factor más importante a la hora de hacer el diseño de los pozos, tanto para un proceso SAGD como un proceso SAS es el tipo de completamiento, ya que es necesario tener en cuenta que los completamientos típicos para un proceso SAGD y un proceso SAS incluye 2 tubing por cada pozo revestido con un liner ranurado, un tubing será corto y el otro largo para así tener un punto inyección/producción cerca del talón y otro cerca de la punta para ayudar a una idónea cámara de vapor como se puede ver en la figura 6, algunos autores recomiendan que el tubing corto

tenga una longitud de 1/3 de la del tubing largo<sup>11</sup>, el cual comúnmente tiene una longitud entre 1500 ft y 2000 ft además, la distancia entre los pozos no debe superar a los 15 ft<sup>12</sup> estas y otras recomendaciones se pueden ver en la tabla 3.

**Tabla 3. Diseño de pozo**

parámetro	Valor
Longitud del tubing largo horizontal	1500-2000 ft
Longitud del tubing corto horizontal	1/3 del tubing largo
Diámetro interno del tubing largo	0.249 ft
Diámetro externo del tubing largo	0.292 ft
Diámetro interno del casing	0.604 ft
Diámetro externo del casing	0.667 ft

**Figura 6 completamiento típico de un pozo inyector en proceso SAS**



Fuente. Computer Modelling

<sup>11</sup>GUPTA, S; GITTINS, Simón y ZAHAMAN Maliha. Simulation of noncondensables gases in SAGD steam chamber. Cenovus energy.2013

<sup>12</sup>MONTEZ, Erik y PACHECO, Héctor. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Tesis de pregrado ingeniería de petróleos. Colombia.: Universidad industrial de Santander. Facultad fisicoquímica, 2006.Pag. 84.

En la fase de inicialización es de vital importancia este tipo de completamiento, ya que en esta fase los dos tubings largos del pozo inyector y del productor tendrán la tarea de inyectar vapor mientras que los dos tubings cortos producirán aceite y después en la fase de desarrollo del proceso de inyección alternada de vapor y solvente tanto el tubing corto como el largo del pozo inyector, inyectaran solvente o vapor según sea el caso, mientras que el tubing largo y corto de pozo productor solamente producirán el crudo proveniente del yacimiento.

**Fase de inicialización.** Esta fase es aplicada tanto al proceso SAGD como al proceso SAS, tiene como finalidad establecer comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor <sup>13</sup> esta se puede hacer de dos formas: inyectando solvente previo a la inyección de vapor o inyectando vapor por el pozo productor e inyector<sup>14</sup>.

Con esta etapa se logra un calentamiento uniforme del crudo que se encuentra en las vecindades de los pozos, para de esta forma generar movilidad del petróleo ubicado en esta zona. Debido que en esta etapa la producción es despreciable se recomienda que sea aplicada la máxima cantidad de vapor para lograr que el vapor abarque de forma uniforme la mayor área posible del pozo y además que dicha etapa sea lo más corta posible ya que esta no es económicamente rentable<sup>15</sup>.

**Etapas de desarrollo.** En esta fase se comienza como tal el proceso, esta se da cuando el yacimiento ya se ha calentado lo suficiente para que el crudo tenga buena movilidad, en este momento es cuando la cámara de vapor aumenta su

---

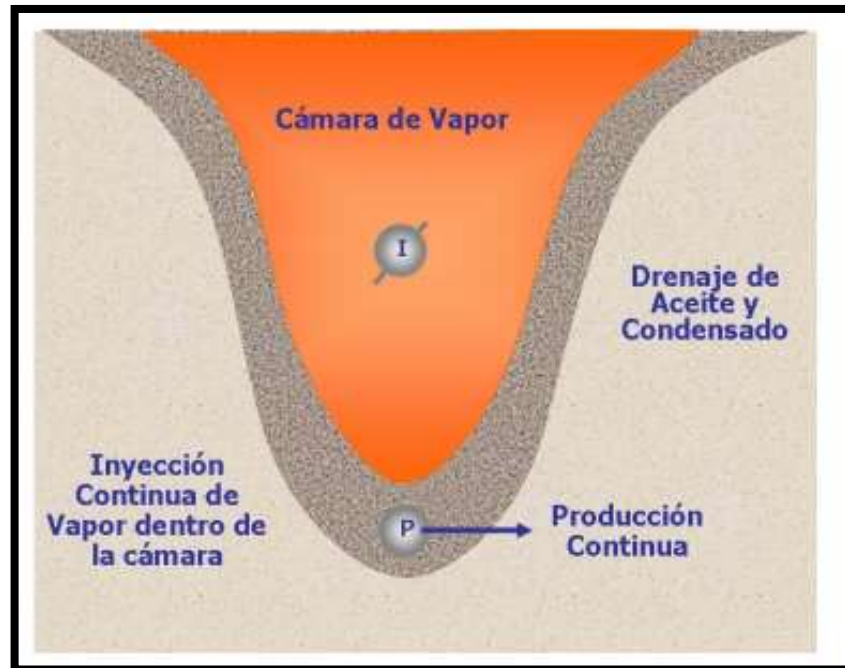
<sup>13</sup>Ibid.Pag .43.

<sup>14</sup> TRIGOS BECERRA, Erika Margarita. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en un yacimiento de crudo pesado, 2010.Pag. 37.

<sup>15</sup> VICENT, K, *et.al.* Developing SAGD operating strategy using a coupled wellbore thermal,2004.Pag 4

volumen logrando la máxima producción cuando alcanza el tope de la formación, a partir de este momento su crecimiento deja de ser vertical y se convierte en lateral, obteniendo finalmente una cámara como se muestra en la figura 7.

**Figura 7. Forma final de la cámara**



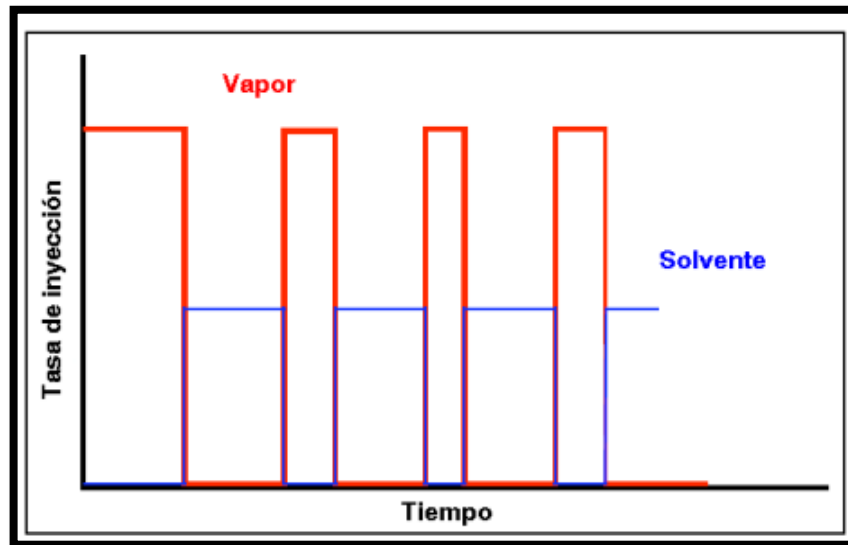
Fuente. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos.2006.

Con el objetivo de que el vapor no irrumpa en el pozo productor tan rápido se recomienda en esta fase controlar la tasa de inyección, es decir, que no sea tan alta para evitar que el vapor llegue al pozo de manera temprana, también es necesario que el diferencial de presión entre el pozo productor y pozo inyector sea mínimo para evitar producción de vapor vivo, algunos autores recomiendan que la presión del pozo productor sea igual o 10 psi menor a la presión del yacimiento.

### Desarrollo del proceso alternado de inyección de vapor y solvente SAS.

Después de haber inyectado vapor se inyecta solvente por un tiempo, pero debido a que la capacidad calorífica del solvente es más baja a comparación de la del vapor la temperatura del yacimiento disminuirá, por lo que será necesario inyectar nuevamente vapor para evitar que la viscosidad aumente y entonces se continuará haciendo ciclos hasta que el proceso deje de ser rentable como se puede ver en la figura 8.

Figura 8. Patrón de inyección en el proceso



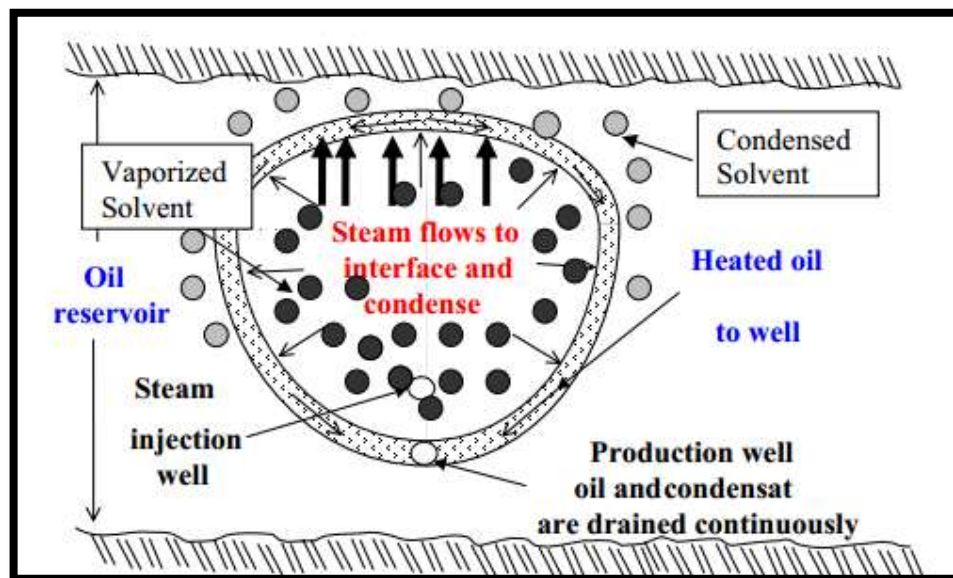
Fuente. Steam alternating solvent process: lab test and simulation

En el momento en que el solvente vaporizado ingresa a la cámara previamente creada, se dirige a los límites de esta, donde a medida que el solvente se condensa se da la transferencia de masa entre el crudo y el diluyente, proceso por el cual se disminuye la viscosidad y aumenta la movilidad del aceite<sup>16</sup> como se puede ver en la figura 9. Por esto se recomienda usar un solvente cuya

<sup>16</sup>BAGCI, Suat ; SAMUEL, O.M y MACKAY,E. Recovery performance of steam alternating solvent (SAS) process in fractured reservoirs. Canada, 2007.Pag.3

temperatura de rocío este entre la temperatura de yacimiento y la temperatura del vapor, para que este se condense, ya que en el caso contrario la liberación de calor del solvente hacia el crudo no sería suficiente y la solubilidad entre estos sería muy baja por lo tanto la disminución de la viscosidad sería baja<sup>17</sup>, además porque se ha visto en algunos trabajos que un solvente líquido mezclado con aceite reduce muchos más la viscosidad que si el solvente estuviese en fase gaseosa<sup>18</sup>.

**Figura 9. Concepto del proceso SAS**



Fuente. Recovery performance of steam alternating solvent (SAS) process in fractured reservoirs.

**1.2.1.5 Mecanismo de recuperación.** Con el proceso SAS se desea disminuir la viscosidad del crudo extrapesado, aumentando la movilidad de este, para finalmente tener un aumento en el factor de recobro, esto se da principalmente

<sup>17</sup>WEIQIANG, Li.DAULAT,D, D. Numerical simulation of thermal solvent replacing steam under assisted gravity drainage (SAGD) process. California, 2010. Pag.2.

<sup>18</sup> Ibíd. Pág.4.

por dos mecanismos, cuando se inyecta vapor el proceso por el cual se da la disminución de la viscosidad es por transferencia de calor, pero al inyectar el solvente como se explicó anteriormente cae la temperatura, sin embargo esta disminución se ve compensado por la transferencia de masa, evitando que la viscosidad aumente lo cual sería perjudicial para el proceso, estos dos mecanismos serán explicados a continuación.

**Transferencia de calor.** La transferencia de calor es un proceso en el que un cuerpo con mayor temperatura pasa su energía a un cuerpo con menor temperatura.

El fenómeno de transporte térmico en un proceso SAS, se da de manera principal en cada ciclo de inyección de vapor, este proceso se da ya que el vapor entra a la formación transfiere su energía al crudo mediante una transferencia de calor por conducción<sup>19</sup> y por convección del inyector a los extremos de la cámara de vapor que se está formando<sup>20</sup>.

**Transferencia de masa.** La transferencia de masa entre el crudo extrapesado y el solvente en un proceso SAS se da principalmente por dos mecanismos:

**Disolución.** Es el proceso en el cual el solvente actúa sobre el crudo formando finalmente una mezcla o solución. Las fuerzas de atracción actúan entre los componentes puros y entre las moléculas diferentes en solución. Si las fuerzas de atracción son más grandes que la de los componentes puros, la disolución va acompañada de un descenso en la energía interna del sistema, entonces la disolución es un proceso exotérmico, pero en el caso contrario en el que las fuerzas de atracción sean más grandes en los componentes puros la energía del

---

<sup>19</sup> UZCATEGUI CORTES, Alberto. optimización de la completación de pozos SAGD. Sartenajes, 2007.pag.15.

<sup>20</sup> AKRAM,farrukh. Reservoir simulation optimizes SAGD.2010.Pag.1

sistema interno se incrementa con la absorción del calor por lo tanto en este caso la disolución es un proceso endotérmico.<sup>21</sup>

**Difusión.** La difusión es el fenómeno donde se transporta un componente hacia zonas de baja concentración en una fase líquida o gaseosa por el mecanismo de difusión molecular, descrita por la ley de Fick (1855) representada por la ecuación 2<sup>22</sup>

$$J_{ijk} = -\Phi * S_j * D_{mij} * \frac{dc_{ij}}{dk} \quad (2)$$

Donde

$J_{ijk}$  = cantidad del componente  $i$  en la fase  $j$  en la dirección  $k$ ,  $\text{gmol/m}^2\text{d}$

$\Phi$  = porosidad. Fracción

$S_j$  = saturación del componente  $j$ , fracción

$D_{mij}$  = coeficiente de difusión molecular de la fase  $i$  en  $j$ ,  $\text{m}^2/\text{d}$

$\frac{dc_{ij}}{dk}$  = Gradiente de concentración del componente  $i$  en la fase  $j$  en la dirección  $k$ ,  $\text{gmol/m}^3\text{m}$ , el cual se puede considerar como la densidad del solvente ( $\rho_s$ ) a las condiciones de yacimiento.

el proceso de difusión molecular se da en la inyección de solvente en un proceso VAPEX como se puede ver en el trabajo realizado por Qi, Jin Xiu (2005) quien estudio a través de simulación la inyección de 30 % de metano y 70% de propano en un yacimiento con crudo extrapesado y obtuvo como resultado una mayor producción debido a la disminución de viscosidad y tensión interfacial causado por el efecto de la difusión ya que el crudo extrapesado después de la inyección se enriqueció de componentes livianos siendo más fácil su recobro.

---

<sup>21</sup> Ullmann, F. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry: Solvents. Wiley-VCH, 2005. p. 1-19.

<sup>22</sup> QUEVEDO A, Luis. Evaluación de la inyección cíclica del solvente (ICS) para el incremento de la producción de crudo pesado y extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco. Caracas, 2013 .pág. 33

La difusión con solvente ha sido estudiada por diferentes autores como Masschelein (2004) quien define la difusión como un fenómeno donde se produce desplazamiento de átomos o moléculas de dos sustancias líquidas que se mezclan.

Otros autores han demostrado por medio de simulación numérica de un proceso VAPEX que este mecanismo de transferencia de masa puede ser despreciable en la producción de crudo, ya que este es un proceso muy lento, es decir que para que sea percibido su efecto es necesario dejarlo en el yacimiento un tiempo considerable.<sup>23</sup>

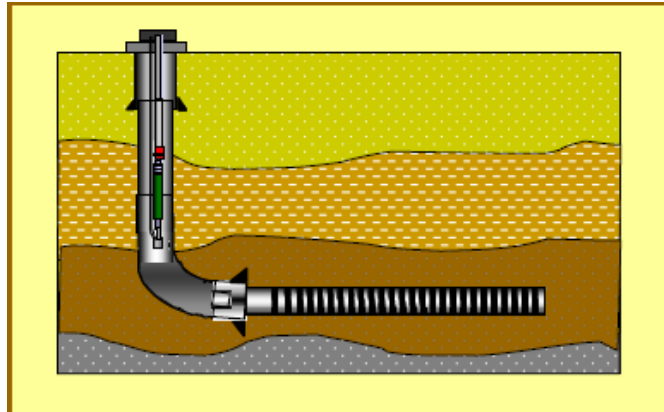
### **1.3 POZOS HORIZONTALES**

Se definen como pozos horizontales aquellos que son perforados de forma paralela a los planos de estratificación (ver figura 10). Cuando se habla de pozos horizontales no necesariamente se hace referencia a pozos con 90° de inclinación con respecto a la vertical, pues también se pueden considerar como horizontales a aquellos que son perforados de forma paralela al buzamiento del estrato.

---

<sup>23</sup>Polikar, J. (2005). Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente. Paper 2005-194, Sexta Conferencia Petrolera Internacional Canadiense de la Sociedad Petrolera (Petroleum Society), Universidad de Alberta. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

**Figura 10. Pozos horizontales**



Su principal diferencia con respecto a los pozos verticales convencionales radica en un área de contacto mayor con el yacimiento, lo cual se traduce en tasas de producción mucho más altas que en los pozos verticales, también mejora la eficiencia de barrido, incrementa la productividad del yacimiento y reduce la conificación en proyectos de inyección de agua, este tipo de pozos permite aprovechar al máximo los efectos de la segregación gravitacional, por esta razón son parte clave en algunos métodos de recobro.

**1.3.1 Clasificación de los pozos horizontales.** Esta clasificación se hace en base a longitud de su curvatura de la siguiente forma:

**1.3.1.1 Pozos de radio ultracorto.** Este tipo de pozos se caracteriza por tener un radio de curvatura entre diez y doce pulgadas. Estos son perforados con agua a alta presión por lo que son muy comunes en formaciones poco consolidadas. En pozos de radio ultracorto es común alcanzar longitudes en la sección horizontal de 100 a 200 ft y un diámetro externo aproximado de 4 pulgadas.

**1.3.1.2 Pozos de radio corto.** Este tipo de pozos también conocidos como “rotacionales” debido a que son perforados con un equipo rotatorio hasta la horizontal. El radio de curvatura es de 50 pies y alcanzan una longitud en la sección horizontal entre los 200 y 800 pies.

**1.3.1.3 Pozos de radio medio.** Son pozos con curvatura de 20 a 75 grados por cada 100 pies perforados, con los que se logra alcanzar una longitud horizontal superior 1000 ft. Estos tipos de pozos han empezado a tomar importancia en métodos de recobro tales como: Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) y el proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS), ya que para estos métodos en diferentes estudios de simulación se ha demostrado que la óptima longitud de la sección horizontal de los pozos debe estar entre 1500 y 2000 ft <sup>24</sup>. Además porque para estos procesos es necesario pozos con valores de diámetro externo grande para poder desarrollar el tipo completamiento propio de cada método, ya que dentro de cada pozo será necesario incluir un tubing largo y tubing cortó.

**1.3.1.4 Pozos de radio largo.** En estos pozos se alcanzan grandes radio de curvatura y longitudes en la sección horizontal que sobrepasa los 3000 pies sin embargo cuando se superan los 4000 pies se pueden presentar problemas en el torque.

**1.3.2 Ventajas de los pozos horizontales.** Como se mencionó anteriormente la ventaja más importante de los pozos horizontales es una gran área de drenaje en el yacimiento que puede ser el doble del área drenada por un pozo vertical<sup>25</sup>. Otras ventajas de dichos pozos serán mostradas a continuación:

**1.3.2.1 Ventajas técnicas.** Los pozos verticales se identifican por tener altas caídas de presión alrededor de la cara del pozo. Una de las ventajas de los pozos horizontales es que la caída de presión es bastante uniforme en todo el yacimiento y en una pequeña región cerca de la cara del pozo se experimenta una

---

<sup>24</sup>MONTEZ, Erik y PACHECO, Héctor. Op. Cit, pag 85.

<sup>25</sup>YATTE GARZÓN, Fabián Camilo y VILLAMIZAR BALLESTAROS, Ingrith Johana. Aplicación de pozos horizontales en proceso de inyección de agua mediante la simulación numérica. Bucaramanga, 2008.Pag 80-90

caída de presión extra, pero que es insignificante al compararla con la experimentada en un pozo vertical. Esta ventaja es aprovechada en yacimientos con agua en el fondo y gas en el tope para evitar problemas de conificación, también es de gran utilidad cuando se trabaja en los procesos de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) e inyección alternada de vapor y solvente (SAS) ya que es importante en estos métodos mantener un diferencial de presión pequeño entre 0 y 10 psi entre la presión del yacimiento y la presión del pozo, para permitir que el vapor inyectado este más tiempo en el yacimiento y pueda entregar su calor latente antes de ser producido.

**1.3.2.2 Ventajas económicas.** En pozos costa afuera, los costos de la plataforma son proporcionales al número de perforaciones, es decir, el número de pozos que pueden ser perforados desde una plataforma. Los pozos horizontales largos pueden ser usados para reducir el número de pozos que se requieren para drenar determinado volumen del yacimiento que puede ser drenado con una única plataforma y reducir significativamente los costos del proyecto costa afuera.

**1.3.2.3 Ventajas ambientales.** En zonas ambientalmente sensibles y yacimientos bajo las ciudades, los pozos horizontales pueden ser empleados para drenar un gran volumen del yacimiento con una mínima alteración de la superficie.

### **1.3.3 Desventajas de los pozos horizontales**

**1.3.3.1 Desventajas técnicas.** La principal desventaja consiste en que con pozos horizontales solo se pueden drenar una zona (pay zone).

**1.3.3.2 Desventaja económica.** Los pozos horizontales son usualmente más costosos que los pozos verticales, por lo general un pozo horizontal cuesta de 1.4 a 3 veces más que un pozo vertical. Sin embargo la diferencia entre costos ha ido disminuyendo con el tiempo, por ejemplo a finales de los años ochenta el valor de

un pozo horizontal superaba de seis a ocho veces el valor de un pozo vertical, pero a finales de la década de los ochenta los costos típicos fueron de dos a tres veces el costo de un pozo vertical.

## 1.4 SOLVENTES

Los solventes son compuestos generalmente a temperatura ambiente y presión atmosférica con la capacidad de disolver otras sustancias. En la industria petrolera, los solventes frecuentemente usados son los crudos livianos, condensados, la nafta pesada y gasoil, afines al aceite crudo ya que provienen de este.

El principio de los procesos de inyección de diluyentes miscibles es reducir las fuerzas de tensión interfacial entre el crudo y el fluido desplazante. Si el yacimiento es mojado por aceite las fuerzas interfaciales tienden a adherir el crudo a la roca, y si es mojado por agua, estas fuerzas pueden crear burbujas de crudo las cuales pueden bloquear los canales porosos mientras las burbujas se resisten al incremento del área de superficie asociado con el forzamiento a través de estos canales<sup>26</sup>. Además debe ser considerada la reducción en la viscosidad, la disminución en la densidad y por consiguiente una aumento en el API del crudo producto de las interacciones con el solvente. Estas interacciones entre el crudo y solvente pueden darse a través de mecanismos de transferencia de masa a escala microscópica como lo son convección, difusión, dispersión y dilución <sup>27</sup>que permiten la trasferencia de masa entre una superficie y un fluido en movimiento en

---

<sup>26</sup>AHMED MAHMOUD, Shehate y NASR, Hisham. Role of Sandstone Mineral Compositions and Rock Quality on the Performance of Low-Salinity Waterflooding, 2014.Pag 34.

<sup>27</sup> IVORY, John; CHANG, Jeannine y COATES, Roy. Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery, 2009. Pag.23.

donde intervienen tanto la difusión de masa como el movimiento de masa en un fluido<sup>28</sup>, el flujo de componentes hacia regiones de baja concentración que es definida por la primera ley de Fick (1855), el mezclado de fluidos causado por la difusión molecular en la dirección de flujo y el aumento del estado de distribución del crudo respectivamente.

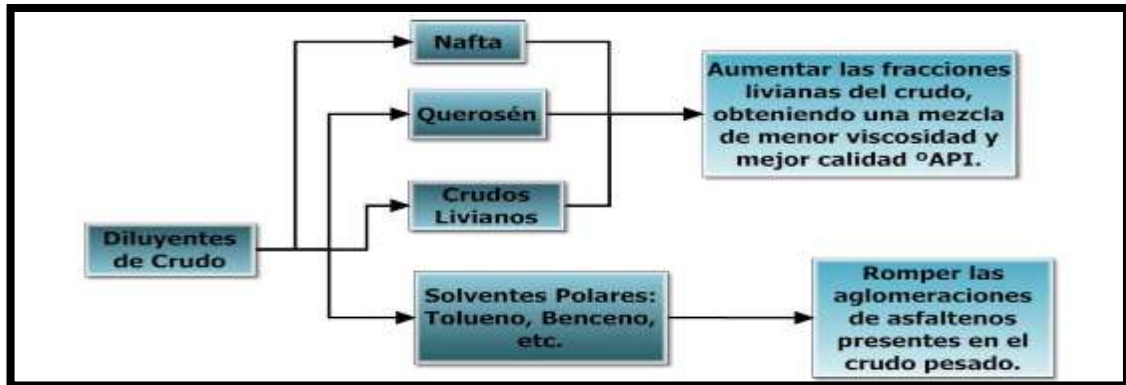
Las interacciones entre el solvente y el crudo reflejan cambios en las propiedades del petróleo como lo son la reducción en la viscosidad, la densidad y un aumento en la gravedad API de este, que son favorables para su extracción, transporte y refinamiento. El mejoramiento de las propiedades anteriormente mencionadas permite la recuperación del crudo de una manera eficiente con un bajo consumo de energía comparado con métodos de recobro de gran eficiencia como lo es la inyección de vapor con gran cantidad de consumo de calor, debido a la gran cantidad de combustible que requiere este método de recobro para producir el vapor se tiene un foco de producción de gases de efecto invernadero lo que hace que este método de recobro genere consecuencia medio ambientales desfavorables y es de tener en cuenta el costo que acarrea la generación del vapor como lo son el costo del combustible y los equipos para la generación del mismo, debido a estas características la inyección de solventes se hace atractiva una combinación de estos métodos.

Los solventes pueden ser crudos livianos, derivados del petróleo e inclusive algunos diluyentes sintéticos como se puede ver en la figura 11, como el caso de Wellflux de la empresa canadiense Oilflow Solutions.

---

<sup>28</sup>HUSSEIN, Hoteit y Abbas, Firoozabadi. Compositional modeling of discrete-fractured media without transfer function by discontinuous Galerkin and mixed methods, 2006. Pag 344.

Figura 11. Diluyentes provenientes del crudo



Fuente. Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extrapesado.

Los compuestos hidrocarburos más usados como solventes son pentano, hexano, heptano, ciclohexano y metilciclohexano.

**1.4.1 Pentano.** Pentano ( $C_5H_{12}$ ) a condiciones estándar se encuentra en la fase líquida, no posee color, con una alta volatilidad, insoluble en agua, posee un olor similar al petróleo, en su fase líquida este posee una densidad superior a la del agua y en su fase vapor mayor a la del aire. Este compuesto hidrocarburo reacciona con el aire y agua, este presenta incompatibilidad con ácidos fuertes, oxidantes, álcalis y oxígeno, este compuesto ataca algunas formas de plástico, caucho y recubrimientos. La manipulación del pentano es un aspecto a tener en cuenta ya que este tiene un nivel de toxicidad, representa un peligro de incendio y sus contenedores pueden explotar.

A continuación se presenta la tabla 4 con las propiedades más relevantes del pentano.

**Tabla 4. Propiedades físicas del pentano**

Peso molecular	75.15 g/mol	Punto de fusión	143.3 K
Densidad	630 kg/m <sup>3</sup>	Temperatura crítica	469.8 K
Punto de ebullición	309.1 K	Presión crítica	33.6 atm

El pentano como solvente puede ser usado como un agente para precipitar asfaltenos del bitumen generando un mejoramiento que puede ser evidenciado en el análisis SARA<sup>29</sup>.

Investigaciones experimentales realizadas por Redford y Mckay (1980) y Redford (1982) en la co-inyección de solventes hidrocarburos puros del metano al pentano, dióxido de carbono, y mezclas de hidrocarburos en los crudos de Canadá indica que los aditivos de alto peso molecular como pentano tienen efectos favorables en el recobro.

Experimentos a escala de laboratorio realizador por Nasr et al.(2002) en solvente hidrocarburos desde metano a octano y diluyentes comerciales muestran que las tasas de producción aumentan significativamente cuando pentano, hexano y diluyentes comerciales fueron usados<sup>30</sup>.

## 1.5 ANTECEDENTES

En el informe técnico de la SPE 165327 realizado por Y.Souraki y otros en el 2013, se muestran resultados de una simulación realizada en el simulador STARS

---

<sup>29</sup>NOURIZIEH, Hossein; KARIZNOVI, Mohhamad y ABEDIL, Jalal.. Pentane as a potential candidate for ES-SAGD and hybrid processes: its phase behaviour with bitumen, 2014. Pag 2.

<sup>30</sup> Ibid. Pág. 6

de dos famosos métodos llamados SAS y SAGD. Donde resultó que SAS es más prometedor que el método SAGD porque este es capaz de producir mayor cantidad de crudo con una menor cantidad de energía y CSOR, por lo tanto una menor cantidad de emisión de CO<sub>2</sub>, y menos problemas ambientales. También concluyeron que la cantidad de solvente depende de las condiciones operacionales. El análisis de sensibilidades demostró que SAS que es efectivo aun para reservorios delgados. El efecto de los parámetros del reservorio así como porosidad y permeabilidad en SAS, fueron menores que estos en SAGD.

El trabajo realizado por L.Zhao en el año 2004 consistió en una simulación en el simulador comercial STARS, donde se generó un modelo en el que se hizo el proceso SAS en el yacimiento de Cold Lake, donde resultó la producción de aceite más alta en un proceso SAS que en un proceso SAGD. La razón por la que es más alto el factor de recobro es porque la alta viscosidad de la mezcla solvente/crudo a lo largo de los límites de la cámara es compensada por la alta permeabilidad del aceite resultante de alta saturación de la fase aceite. Por otra parte, la baja viscosidad del aceite en el SAGD es balanceado por la baja permeabilidad relativa del aceite, causada por la alta saturación de agua en el frente de la cámara. También concluyó que la energía ingresada por unidad de aceite recobrado usada en el proceso SAS es 18% menos que usada en el proceso SAGD.

El trabajo realizado por Suat Bagci y Samuel. O.M en el año 2007 presenta el estudio de una simulación numérica de un proceso SAS en yacimientos fracturados con la idea de identificar los efectos de este proceso en este prototipo de yacimientos. Fueron sensibilizados algunos parámetros como las orientaciones de las fracturas, régimen de inyección y diferencial de presión entre el pozo productor e inyector. En este trabajo se concluyó que la orientación de las fracturas no es un factor que afecta la producción en este proceso, también encontraron que si el reservorio no es fracturado es necesario que este tenga una

buena permeabilidad para lograr un proceso exitoso. Los autores también obtuvieron como resultado que es necesario que la temperatura del yacimiento a la que se encuentra el yacimiento al momento de empezar el desarrollo de SAS sea alta para que el rendimiento sea más o menos como en un proceso SAGD y finalmente recomendaron que es necesaria una apropiada rata de inyección de solvente para poder comparar el proceso SAS con el SAGD.

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

La simulación de yacimientos se puede definir como un proceso de elaboración de un modelo matemático o físico que permite representar diversos escenarios propiedades y características de un yacimiento de hidrocarburo con el fin de evaluar diferentes factores y variables involucradas en cada proceso de estudio como puede ser estimulación para el aumento de producción, producción primaria, recuperación secundario o recobro mejorada entre otros.

En el presente trabajo se utilizó la simulación para evaluar el proceso de inyección alternada de vapor y solvente y de esta forma analizar las diferentes variables que afectan a dicho proceso y aportan más a un aumento en la producción de crudo extrapesado y finalmente identificar cuáles son la variables que más afectan a este proceso.

Para hacer una adecuada elaboración del modelo, este requiere de diferentes etapas como: selección de propiedades petrofísicas, propiedades del fluido, geometría del modelo, restricciones operacionales del pozo, etc.

### **2.1 SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN**

En esta etapa es necesario elegir un software que me permita cumplir con los objetivo planteados, los cuales están basados en la evaluación del proceso de inyección alternada de vapor y solvente SAS, por lo tanto necesitaremos de una software que sea térmico, que me permita variar propiedades tanto del yacimiento como del proceso y que permita diseñar el completamiento de los pozos propios de dicho proceso.

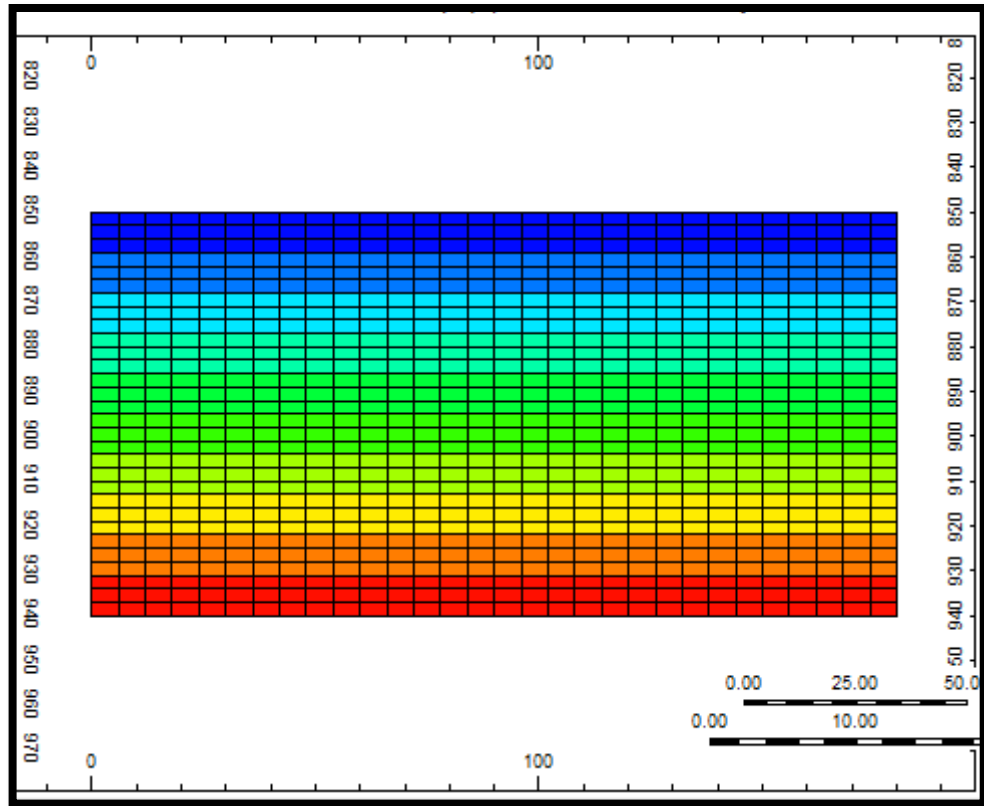
Debido a los requerimientos mencionados anteriormente se decidió trabajar con el simulador STARS 2010 (steam thermal and advanced process reservoir simulator) del grupo CMG (computer modelling grup), ya que este es un simulador trifásico de múltiples componentes de proceso avanzado el cual posee opciones de inyección de vapor, agentes químicos, polímeros, aplicaciones térmicas, pozos horizontales, doble porosidad, combustión insitu, enmallado flexible, y un paquete llamado flexwell que me permite hacer diseño de completamientos.

## **2.2 MODELO DEL MEDIO POROSO**

Para la elaboración del enmallado fue utilizado la sección de “reservoir” de tipo ortogonal corner point con 30 bloques en dirección “I”, 24 bloques en dirección “J” Y 30 capas verticales, con medidas de 3000 ft de largo y 180 ft de ancho, como se muestra en la figura 12, en este grid fue cargado el modelo de fluidos que se describirá más adelante.

Una vez definido el enmallado se procedió a definir las propiedades físicas del reservorio como permeabilidad, porosidad, espesores, profundidad, propiedades térmicas, los end points de las permeabilidades relativas, su respectiva gráfica generada con la ecuación Hirasaki contenida en el simulador y las condiciones iniciales.

**Figura 12. Representación gráfica del modelo**



Fuente. Simulador STARS-CMG

Los valores que mostraremos a continuación en las tablas 5, 6 y 7 fueron extraídos de varios documentos y trabajos de grado, serán utilizados para la construcción del modelo conceptual del medio poroso y la sección de roca-fluido.

Valores tales como permeabilidad, porosidad y espesor son establecidos en esta parte como constantes, sin embargo en el siguiente capítulo serán variadas para analizar cómo pueden estos afectar al proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS).

**Tabla 5. Propiedades físicas del reservorio**

Propiedades físicas del reservorio		
Parámetro	Valor	Unidad
Permeabilidad de la matriz en "I"	2019	md
Permeabilidad de la matriz en "J"	2056.797	md
Relación $K_v/K_h$	0.1	md
Profundidad	1000	ft
Presión de referencia	400	psia
Presión de referencia de la porosidad	400	psia
Compresibilidad de la formación	4.45e-6	1/psia
Temperatura del yacimiento	90	F

**Tabla 6. Propiedades térmicas de la roca**

Propiedades térmicas de la roca		
Capacidad de volumen calorífico	33.9963	Btu/ft <sup>3</sup> *d
Temperatura dependiente de coeficiente	0	F
Conductividades térmicas		
Roca del yacimiento	97.0686	Btu/ft*d°F
Fase aceite	2.14899	Btu/ft*d°F
Fase agua	9.33207	Btu/ft*d°F
Fase gas	0.693347	Btu/ft*d°F

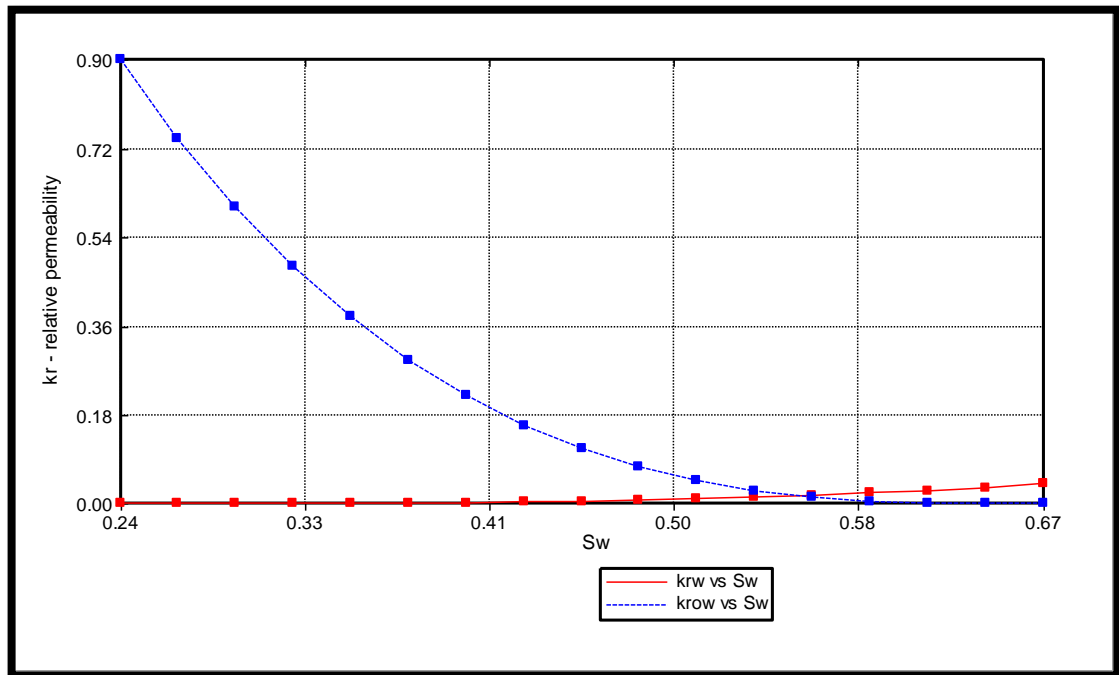
**Tabla 7. End points de las curvas de permeabilidad relativa**

Característica	valor
Saturación de agua inicial( $S_{wi}$ )	0.24
Saturación de agua crítica ( $S_{wcrit}$ )	0.24
Saturación de aceite inicial( $S_{oi}$ )	0.33
Saturación de aceite irreducible( $S_{or}$ )	0.33
Saturación de aceite residual( $S_{oR}$ )	0.05

Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua crítica ( $k_{rocw}$ )	0.9
Permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite irreducible( $k_{rw}$ )	0.04
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al aceite ( $k_{rwiro}$ )	3
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al agua( $k_{rwiro}$ )	3

Los valores mostrados en el la tabla 7 fueron ingresados al simulador y este se encargó de calcular con la ecuación de hirasaki<sup>31</sup> las diferentes permeabilidades relativas tanto del aceite como del agua en relación con la saturación de agua y generó una gráfica de permeabilidades relativa, estos valores se pueden observar en la tabla 8 y figura 13.

**Figura 13. Curvas de Permeabilidades relativas de los fluidos.**



Fuente. Computer Modeling Group, CMG.

<sup>31</sup> YATTE GARZÓN. VILLAMIZAR BALLESTEROS. Op. Cit, pag 77

**Tabla 8. Permeabilidades relativas de los fluidos.**

<b>Sw</b>	<b>Krw</b>	<b>krwo</b>
0.24	0	0.9
0.289	0.005	0.695
0.299	0.006	0.658
0.338	0.009	0.518
0.345	0.01	0.499
0.359	0.011	0.455
0.388	0.014	0.369
0.419	0.017	0.291
0.437	0.019	0.245
0.46	0.021	0.202
0.479	0.022	0.164
0.487	0.023	0.148
0.536	0.028	0.076
0.539	0.028	0.074
0.575	0.032	0.039
0.586	0.033	0.028
0.598	0.034	0.022
0.635	0.038	0.004
0.658	0.04	0.001
0.67	0.041	0
0.69	0.043	0
0.718	0.045	0
0.76	0.05	0

## 2.3 MODELO DE FLUIDOS

Para construir el modelo de fluidos fue usado el simulador *WinProp* (*Windows version of CMGPROP*), el cual está especialmente enfocado en propiedades y el comportamiento de fase de los fluidos.

El software WINPROP es un instrumento de ingeniería completo con ecuaciones de estado, que determinan características del yacimiento y variaciones en la composición del fluido. Se puede utilizar bajo condiciones de yacimiento o de superficie y puede ser exportable para el simulador térmico (STARS) o simulador composicional (GEM).

**2.3.1 Caracterización del crudo extrapesado.** La composición del fluido con la que se trabajó este proyecto es mostrado en la tabla 9, este es un fluido que cuenta con 50 componente siendo C36+ la fracción más pesada.

**Tabla 9. Análisis composicional del fluido hasta C36+**

	Componentes	%molar	%peso		componentes	%molar	%peso
Co2	Dióxido de carbono	6.26	0.68	C12	Duodecano	1.10	0.44
N2	Nitrógeno	0.99	0.07	C13	Tridecano	2.09	0.91
C1	Metano	11.69	0.46	C14	Tetradecano	2.38	1.12
C2	Etano	1.05	0.08	C15	Pentadecano	1.86	0.95
C3	propano	1.04	0.11	C16	Hexadecano	3.24	1.79
lc4	i-butano	0.57	0.08	C17	Heptadecano	2.77	1.63
Nc4	n-butano	1.06	0.15	C18	Octadecano	2.62	1.63
C5	Neo-pentano	0.10	0.02	C19	Nonadecano	2.79	1.82
lc5	i-pentano	0.69	0.12	C20	Eicosano	2.42	1.65
Nc5	n-pentano	0.68	0.12	C21	Heneicosano	2.20	1.59

C6	hexano	0.39	0.08	C22	Docosano	2.20	1.66
	Metil-ciclope	0.26	0.06	C27	Heptacosano	1.44	1.33
	tolueno	0.10	0.02	C28	Octacosano	1.61	1.55
C8	octano	0.71	0.20	C29	Nonacosano	1.52	1.52
	Etil-benceno	0.06	0.03	C32	Triacotanos	1.46	1.51
	M/P-xileno	0.08	0.02	C31	Hentriacotanos	1.24	1.33
	o-xileno	0.10	0.03	C32	Dotriacotanos	1.35	1.48
C9	nonanos	0.57	0.18	C33	Tritiacotanos	1.12	1.27
	Trimetil-benceno	0.11	0.03	C32	Dotritiacotanos	1.35	1.48
C10	decano	1.17	0.41	C35	Pentatriacontanos	1.08	1.31
C11	undecano	1.51	0.55	C36+	Hexatriacontanos	29.42	62.40

Fuente. Reportes PVT, coreLAB 2009

Según la bibliografía se recomienda hacer la caracterización del aceite pesado con ASPEN plus HYSYS, ya que esta herramienta se vale de una base de datos de alta confiabilidad y cuenta con una gran variedad en su librería de componentes, debido a que dicha librería no contiene componentes plus se hace necesario suministrar de forma externa, ya sea por pruebas P-V-T o de la literatura, dichos datos se pueden observar en la tabla 10.<sup>32</sup>

**Tabla 10. Propiedades de los componentes residuales**

Calculo de propiedades residuales			
Componente	%molar	Peso molecular g/gmol	Densidad a 60 F g/cm3
C9+	75.49	524	1.0181
C11+	71.33	547	1.0229
C20+	50.97	680	1.0526
C36+	24.93	1010	1.1301

Fuente. Reportes PVT, coreLAB, 2009.

<sup>32</sup>VEGA MORENO, Sandra Milena. MARTINEZ JAIMES, Julieth Paola. Análisis y desarrollo de modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ. Pág. 52

Para este caso fue necesario extraer de la literatura los pesos moleculares y gravedad específica de los componentes cíclicos mostrados en la tabla 11 (neo-pentano, metil-ciclopentano, M/P-xileno, benceno, ciclohexeno, metilciclohexeno, tolueno, etilbenceno, o-xileno y trimetil-benceno) ya que dichos componentes no se encuentran en la librería de HYSYS.

**Tabla 11. Propiedades de los componentes cíclicos**

Componente	Peso molecular g/gmol	Gravedad específica
Neo-pentano	72.151001	0.35729796
Metil-ciclopentano	84.1619034	0.46418125
M/P-xileno	106.166	0.65999253
Benceno	78.1100006	0.41032624
Ciclohexano	84.1600037	0.46416434
Metil-ciclohexano	98.189003	0.58900638
Tolueno	92.1408005	0.5351843
Etilbenceno	106.166	0.65999253
o-xileno	106.166	0.65999253
Trimetil-beceno	120.194	0.78482567

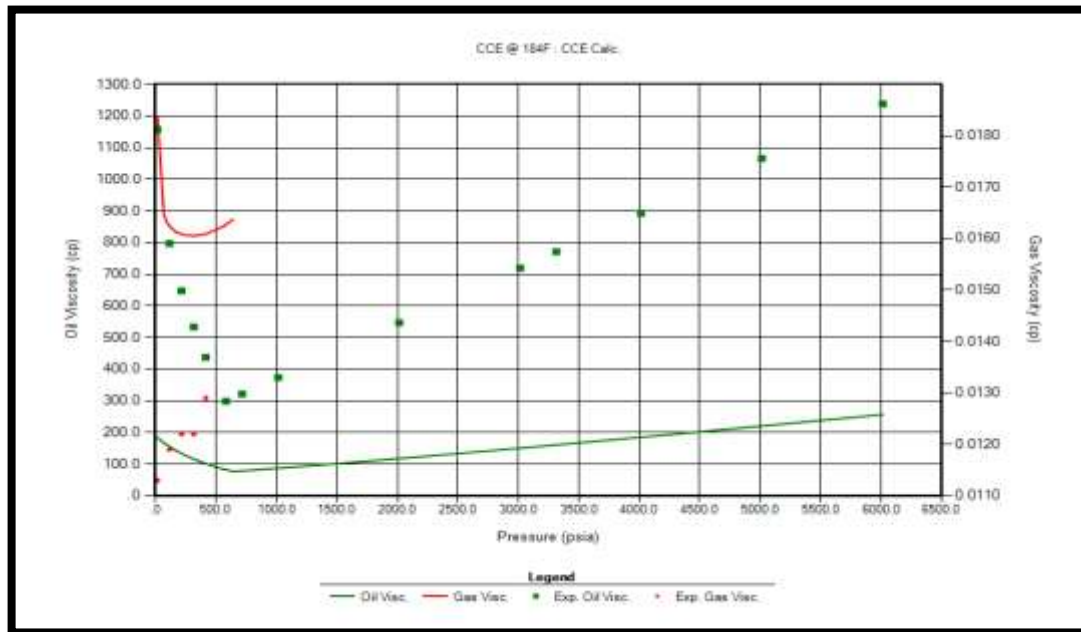
Los componentes y propiedades generadas en HYSYS (peso molecular, densidad, propiedades críticas, factores acéntricos, temperatura de ebullición) fueron llevadas a WINPROP donde los coeficientes de interacción son calculados por lo métodos seleccionados.<sup>33</sup>

**2.5.1.1 Ajuste de comportamiento PVT del fluido.** Con el objetivo de plantear un ajuste fue necesario cargar en winprop algunas pruebas PVT.

<sup>33</sup> Ibid. Pág 53

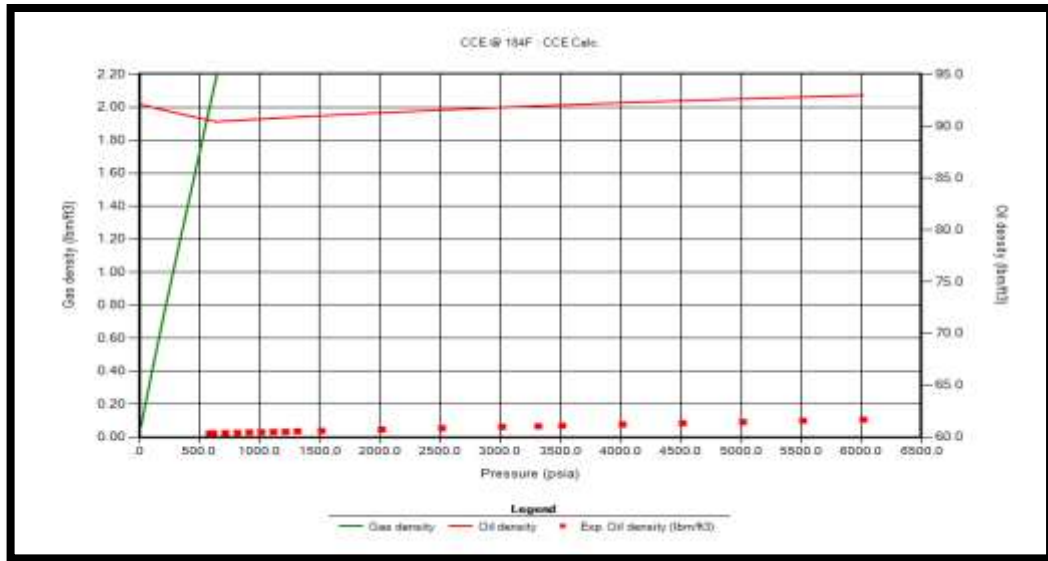
**Expansión a composición constante.** Para el respectivo análisis se contó con dos pruebas de composición constante a 184 F y 300 F estas pruebas cuenta con datos tales como: la presión, volumen relativo (ROV), densidad, viscosidad y compresibilidad, posterior al ingresar los datos, WINPROP generó unas graficas comparativa entre los datos experimentales y los calculado por el simulador como se pueden observar en la figura 14, 15 y 16.

**Figura 14. Viscosidad vs presión en CCE a 184 F**



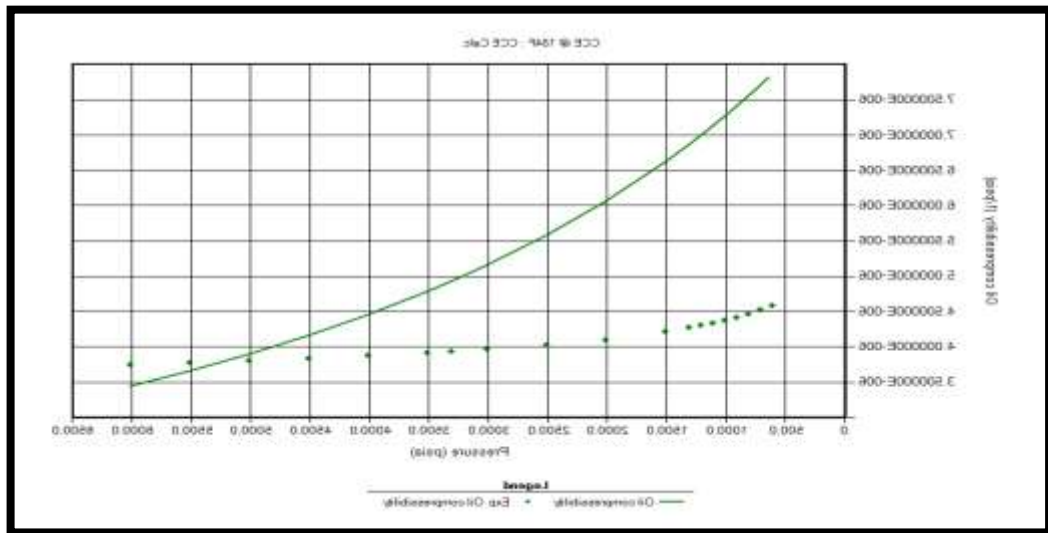
Fuente. Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

**Figura 15. Densidad vs presión en CCE a 184 F**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, Winprop.

**Figura 16. Compresibilidad del aceite vs presión en CCE a 184 F**

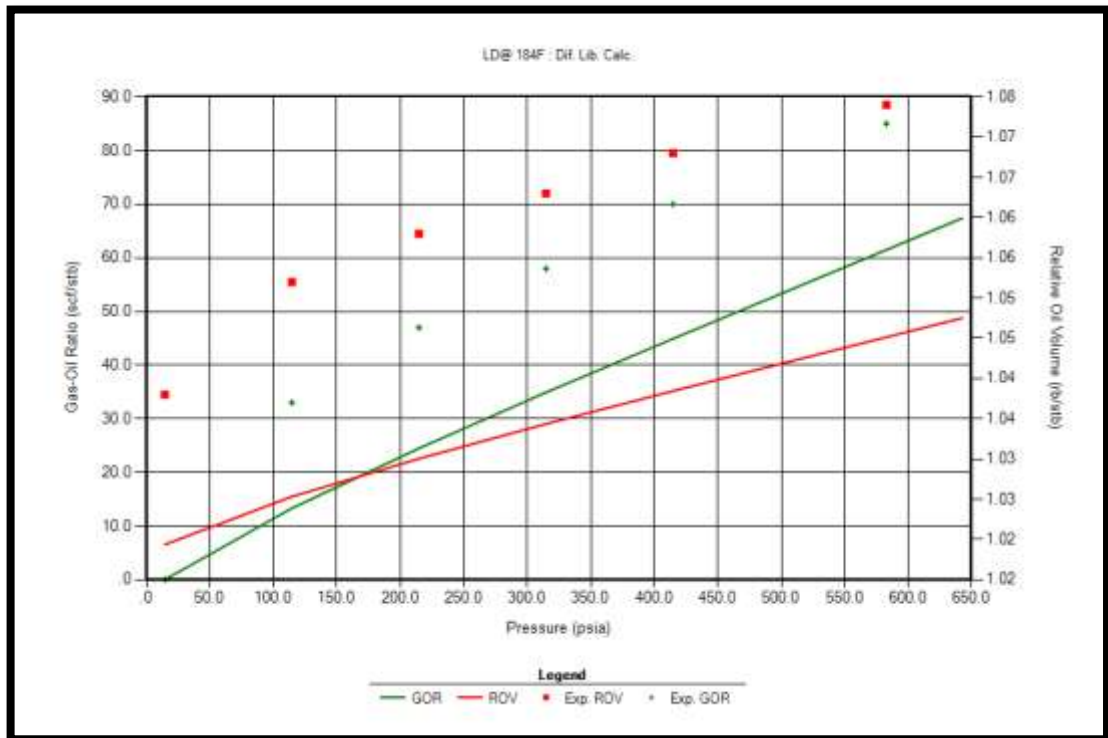


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

En dichas imágenes se puede observar que los datos calculados no se ajustaron a los datos experimentales, por lo que fue necesario practicar un método de ajuste.

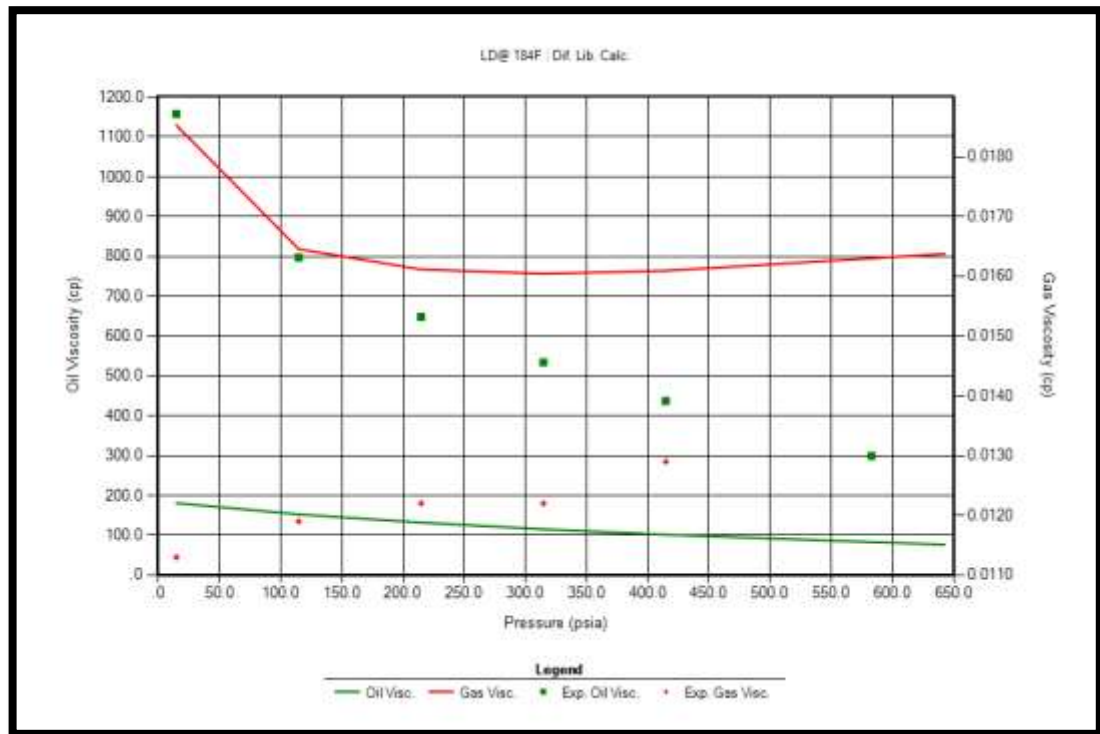
**Liberación diferencial.** Para este análisis se contó con una prueba con datos a 568,400,300,200,100,0 psig la cual presenta información como: relación gas aceite( GOR), volumen relativo (ROV), gravedad específica del aceite, factor de compresibilidad de gas, viscosidad del aceite, viscosidad del gas, factor volumétrico del aceite, factor volumétrico de gas de la misma forma a la prueba de expansión a composición constante fueran generadas unas gráficas comparativas mostradas en a figuras 17 y 18 donde se notó que era necesario hacer un método de ajuste.

**Figura 17. Relación gas aceite vs presión en LD a 184 F**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

**Figura 18. Viscosidad del aceite vs presión en LD a 184 F**



Fuente. Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp.

Antes de hacer dicho ajuste es necesario según autores someter la composición del crudo a un agrupamiento lo cual minimiza el tiempo de cómputo y hacer más fácil el análisis para una inyección alternada de vapor y solvente<sup>34</sup>.

Existen varios esquemas de agrupamiento planteados por algunos autores como se muestra a continuación<sup>35</sup>:

- Lee et al. (1979).
- Whitson (1980).

<sup>34</sup> J.Q.I.M, Polikar. Optimal solvent and well geometry for production of heavy oil by cyclic solvent injection. Universidad de alberta. 2005. pag 2

<sup>35</sup> VEGA MORENO. MARTINEZ JAIME. Op. Cit, pag 73

- Mehra, Heidemann, y Aziz (1980).
- Montel y Gouel (1984).
- Schlijper (1984).
- Behrens y Sandler (1986).
- González, Colonomos y Rusinek (1986).

Para esta trabajo de grado se siguió el esquema donde se sub-clasificaron los componentes en: gases, livianos, intermedios y pesados (ver en la tabla 12), ya que sus fracciones molares, pesos moleculares, gravedades específica y coeficiente binarios de interacción permiten dicha clasificación.

**Tabla 12. Pseudocomponentes del crudo extrapesado**

Componente	Fracción molar	Peso molecular	Gravedad específica
CO2	0.0626	44.009701	0.82530858
N2	0.0099	28.013	0.80634819
C1 A NC4	0.154	23.347888	0.37076394
C5 A C10	0.0602	184.57816	0.74350164
C11 A C36	0.7133	751.12181	0.89381884

Fuente. Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WINPROP.

Con el objetivo de lograr que los de los datos calculados por WINPROP coincidan con las pruebas PVT experimentales nombradas anteriormente fue necesario realizar regresiones en el simulador<sup>36</sup> a 184 F y diferentes presiones mostradas en la tabla 13.

<sup>36</sup> Computer modelling group, ltd. Tutorial Calibración de una ecuación de estado para generar un PVT composicional de un crudo pesado y crudo pesado con solvente.2011.pag 4.

**Tabla 13. Regresiones realizadas por el simulador WINPROP para el crudo extrapesado**

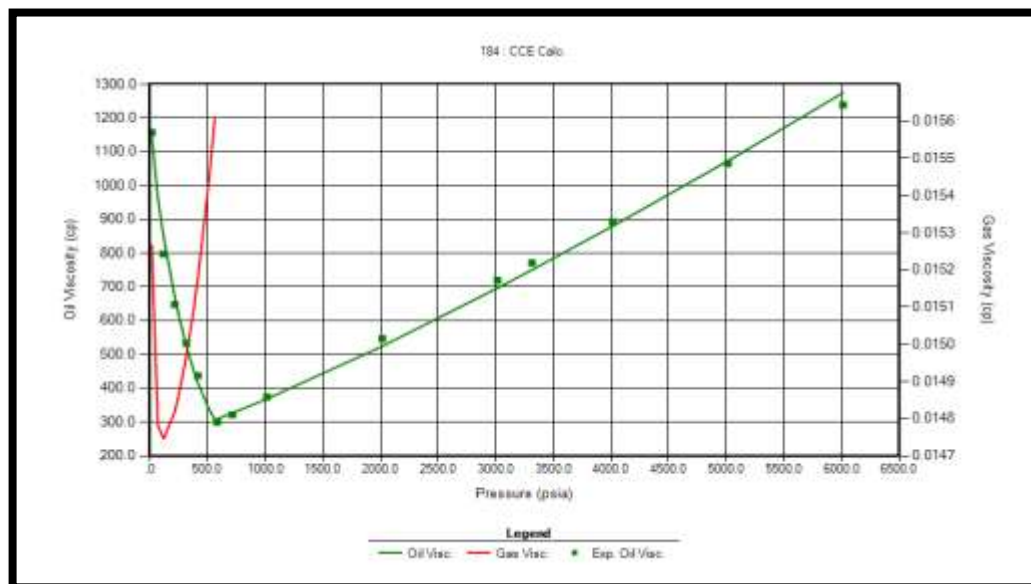
Propiedad	Presión psia	Parámetros de regresión	Valor ingresado	Valor calculado	Error Relativo %
Densidad Kg/m3	6014.7	Volumen shift, coeficientes binarios	988.5	983.0	0.54
	5014.7	Volumen shift, coeficientes binarios	984.7	980.95	0.38
	3314.7	Volumen shift, coeficientes binarios	978.3	976.71	0.16
	2014.7	Volumen shift, coeficientes binarios	973.2	972.7	0.0450
	714.7	Volumen shift, coeficientes binarios	967.8	967.99	0.0191
	414.7	Volumen shift, coeficientes binarios	965.7	970.1	0.0455
	214.7	Volumen shift, coeficientes binarios	970.3	974.26	0.0408
	14.7	Volumen shift, coeficientes binarios	975.2	977.87	0.0246
Viscosidad Cp	6014.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	1238.6	1267.7	2.35
	5014.7	Parámetros de viscosidad de la	1065.6	1070.4	4.49

Propiedad	Presión psia	Parámetros de regresión	Valor ingresado	Valor calculado	Error Relativo %
		ecuación de pederson, omega A y omega B			
	3314.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	771.64	752.38	2.49
	2014.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	546.802	526.66	3.88
	714.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	321.968	327.51	1.72
	582.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	299.139	309.70	3.53
	414.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	437.17	415.60	4.93
	214.7	Parámetros de viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B	648.132	668.34	3.11
	14.7	Parámetros de	1157.441	1148.4	0.785

Propiedad	Presión psia	Parámetros de regresión	Valor ingresado	Valor calculado	Error Relativo %
		viscosidad de la ecuación de pederson, omega A y omega B			
Presión de saturación	300 F	Presión crítica y temperatura crítica	739.7	779.45	5.3
	184 F	Presión crítica y temperatura crítica	582.7	561.5	3.62

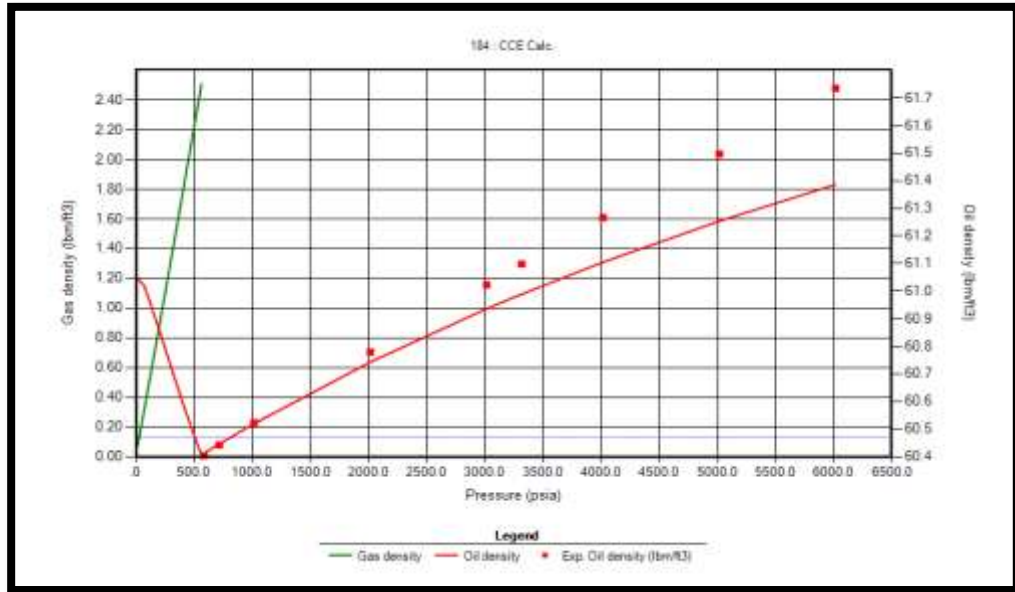
Después de hacer los respectivos ajuste, con la idea de corroborar, fue necesario comparar los datos de las pruebas PVT con los datos calculados nuevamente y se pudo verificar que efectivamente dicho ajuste fue exitoso ya que el margen de error entre dichos datos es mínimo. Ver figuras 19,20 y 21.

**Figura 19. Viscosidad del aceite vs presión en CCE a 184 F después del ajuste**



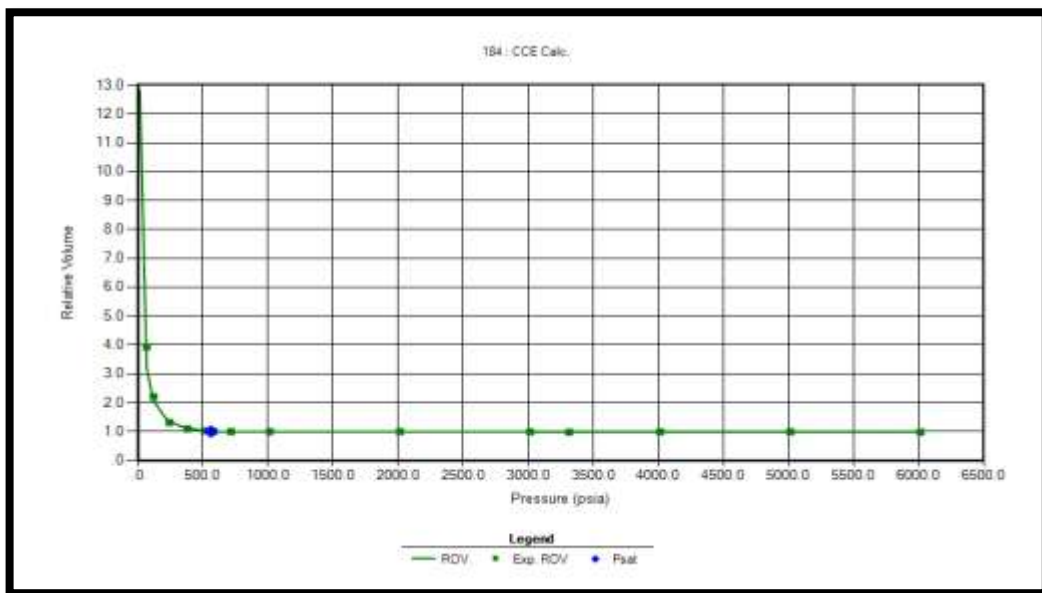
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp

**Figura 20. densidad del aceite vs presión en CCE a 184 F después del ajuste**



Fuente. Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, WinProp

**Figura 21. volumen relativo vs presión en CCE a 184 F después del ajuste**



Fuente. Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program, winprop

**2.3.2 caracterización del solvente.** En el presente trabajo se utilizó pentano en forma gaseoso por las razones descritas en el capítulo anterior.

Debido a que el pentano es un compuesto puro, no fue necesario hacer ajustes como en el caso del crudo, ya que este compuesto se encuentra en la librería de WINPROP con las propiedades expuestas en tabla la 14.

**Tabla 14. Propiedades del pentano (NC5)**

Propiedad	Unidad	Valor
Presión crítica	489.38	psia
Temperature crítica	385.61	F
Factor acentrico	0.251	-
Peso molecular	72.151	Lb/lbmol
Gravedad específica	0.631	-
Temperatura de ebullición	96.89	F

Fuente. Computer Modeling Group, CMG, Phase Behavior and Property Program.

**2.3.3. Caracterización de la mezcla entre pentano y el crudo extrapesado.** En esta parte se ajusta la mezcla que se da cuando el crudo extrapesado se difunde con el solvente, los datos de viscosidad y de densidad de la mezcla (80% petróleo y 20% pentano) son obtenidos de la herramienta HYSYS y son ajustados en WINPROP con un único parámetro de regresión denominado coeficiente de interacción de la mezcla a una temperatura de 184 F, estos datos son mostrados en la tabla 15.

**Tabla 15. Regresiones realizadas por el simulador WINPROP para la mezcla de crudo extrapesado y pentano**

Propiedad	Presión psia	Parámetros de regresión	Valor ingresado (hysys)	Valor calculado (wimpro)	Error Relativo %
Viscosidad cp	6014.7	Coefficiente de interacción	1234.5	1260.636	2.11
	5014.7	Coefficiente de interacción	1062	1063.34	0.126
	3314.7	Coefficiente de interacción	767.5	745.32	2.88
	2014.7	Coefficiente de interacción	542.302	519.6	4.186
	714.7	Coefficiente de interacción	320.89	320.45	0.137
Presión de saturación	300 F	Coefficiente de interacción	539.7	550.4	2

Finalmente esta mezcla fue importada a STARS y se continuó con la construcción del modelo.

## 2.4 CONDICIONES INICIALES.

En la tabla 16 se podrá observar las condiciones iniciales establecidas para este modelo que son de suma importancia a la hora de evaluar el proceso.

**Tabla 16. Condiciones iniciales**

Variable	Valor	Unidades
Presión de referencia	400	psia
Profundidad de referencia a la presión	1000	ft
Contacto de agua-aceite	1051	ft
Contacto de gas-aceite	1000	ft

## **2.5 DISEÑO DE POZOS Y CONDICIONES OPERACIONALES.**

Como se explicó en el capítulo anterior para aplicar el proceso de inyección alternada de vapor y solvente SAS, es necesario trabajar con pozos cuyo completamiento es diferente, por lo que es necesario trabajar con flexwell que es el modulo que me permite simular completamientos dentro de STARS. Como se dijo anteriormente cada pozo contiene dos tubing, uno largo con una longitud de 1500 y uno corto con una longitud de 500 ft, tanto en el pozo productor como en el pozo inyector y la distancia vertical de los pozos es de 15 ft. Los constrains en cada uno de los tubing cambiaran según la etapa del proceso en la que se encuentre como se podrá ver a continuación.

**2.5.1 Etapa de inicialización.** La etapa de inicialización o start-up consistió en inyectar durante 80 días vapor a una temperatura de 450 F y una calidad de 0,7<sup>37</sup> por el tubing largo y producir por el tubing corto del inyector y del productor, los constraints de cada tubing en esta etapa se muestran en la tabla 17.

---

<sup>37</sup> JAHANBANI, Ghahfarokhi, *et al.* Application of solvent alternating SAGD process SAGD performance in Athabasca bitumen reservoir, 2013.pag.5

**Tabla 17. Constraints de los tubing en la etapa de inicialización**

<b>Tubing largo del pozo inyector</b>	
Presión de fondo máxima (BHP)	450 psi
Tasa de inyección de agua	300 bbl/día
<b>Tubing largo del pozo productor</b>	
Presión de fondo máxima (BHP)	450 psi
Tasa de inyección de agua	300 bbl/día
<b>Tubing corto del pozo inyector</b>	
Presión de fondo (BHP)	380 psi
<b>Tubing corto del pozo productor</b>	
Presión de fondo (BHP)	380 psi

**2.5.2 Etapa de desarrollo.** En la tabla 18 se muestran los constraints de los tubing para esta etapa.

**Tabla 18. Constraints de los tubing en la etapa de desarrollo**

<b>Tubing largo del pozo inyector</b>	
Tasa de inyección	150 bbl/día
Presión de inyección	450 psi
<b>Tubing largo del pozo productor</b>	
Presión de fondo máxima (BHP)	380 psi
Steamtrap	54 F
<b>Tubing corto del pozo inyector</b>	
Tasa de inyección	150 bbl/día
Presión de inyección	450 psi
<b>Tubing corto del pozo productor</b>	
Presión de fondo máxima (BHP)	380 psi
Steamtrap	54 F

El constraints steam tramp mostrado en la tabla anterior es la temperatura bajo la cual estará operando el pozo productor que comúnmente es dos o tres grados centígrados por debajo de la temperatura de condensación del vapor para lograr que el vapor inyectado pase a fase líquida cediendo la totalidad de su calor latente.

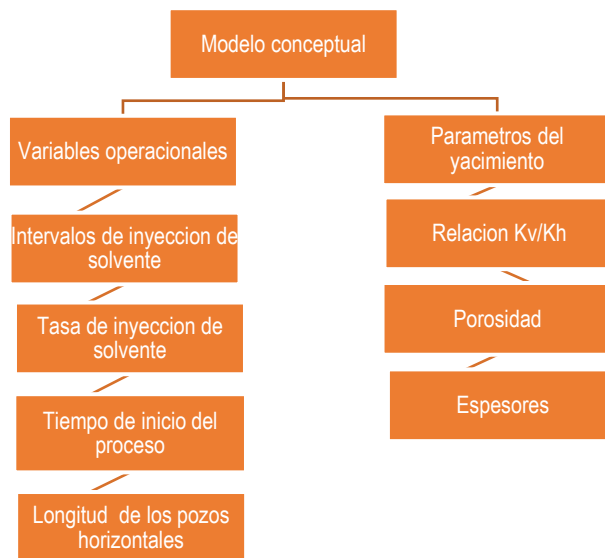
**2.5.3 Desarrollo del proceso alternado de inyección de vapor y solvente SAS.** Se inyectó solo vapor por 6 años hasta la fecha 2020/01/6, a partir de esta fecha se empezó a inyectar de manera alterna vapor y pentano en fase gaseosa, a una temperatura de 450 F, para este el modelo base se hicieron intervalos de dos meses, pero en el siguiente capítulo este será una variable junto a la tasa de inyección de solvente, que serán modificadas para hacer el análisis de sensibilidad correspondiente con el fin de escoger el mejor escenario para el proceso y determina cuál de estas variables lo afecta más.

Una vez definidas las variables del modelo base, el simulador se encuentra habilitado para efectuar las primeras corridas y serán mostradas en el capítulo 3, en las cuales se representará la etapa primaria del modelo, además se comprobarán si los valores arrojados son coherentes y representativos de un yacimiento de similares características.

### 3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE VARIABLES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR Y SOLVENTE (SAS)

En este capítulo se desarrolló el análisis de sensibilidad de factores propios de yacimiento (porosidad, permeabilidad,...) y del método SAS (Intervalos de inyección, tasa de inyección,...) para determinar la forma que estos afectan el factor de recobro del método. Esto se llevó a cabo realizando una comparación entre un caso base que podrá ser modificado a medida que sean encontradas las propiedades más favorables para el método y los diferentes factores a sensibilizar.

**Figura 22. Variables y parámetros evaluados en el análisis de sensibilidad del modelo conceptual.**



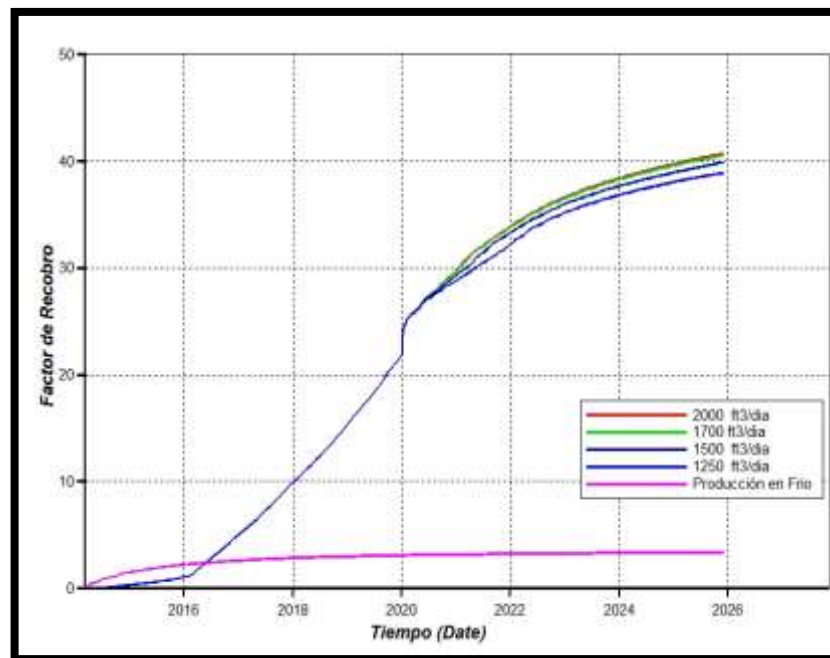
### 3.1 VARIABLES OPERACIONALES

#### 3.1.1 Análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de solvente.

A continuación en la figura 23 y tabla 19 se presentara los resultados obtenidos del factor de recobro al inyectar una variedad de tasas de solvente, con las cuales se llevó a cabo el proceso SAS.

Además de la sensibilidad de las tasas de inyección se muestra el factor de recobro que presenta el yacimiento con la producción en frio a través de dos pozos productores que serían los dos pozos involucrados en el proceso SAS, esto muestra cuanto aceite adicional logra recuperar el método con respecto a la producción natural del yacimiento.

Figura 23. Grafica de factor de recobro vs tiempo



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

**Tabla 19. Factor de recobro a diferentes tasas de inyección de solvente**

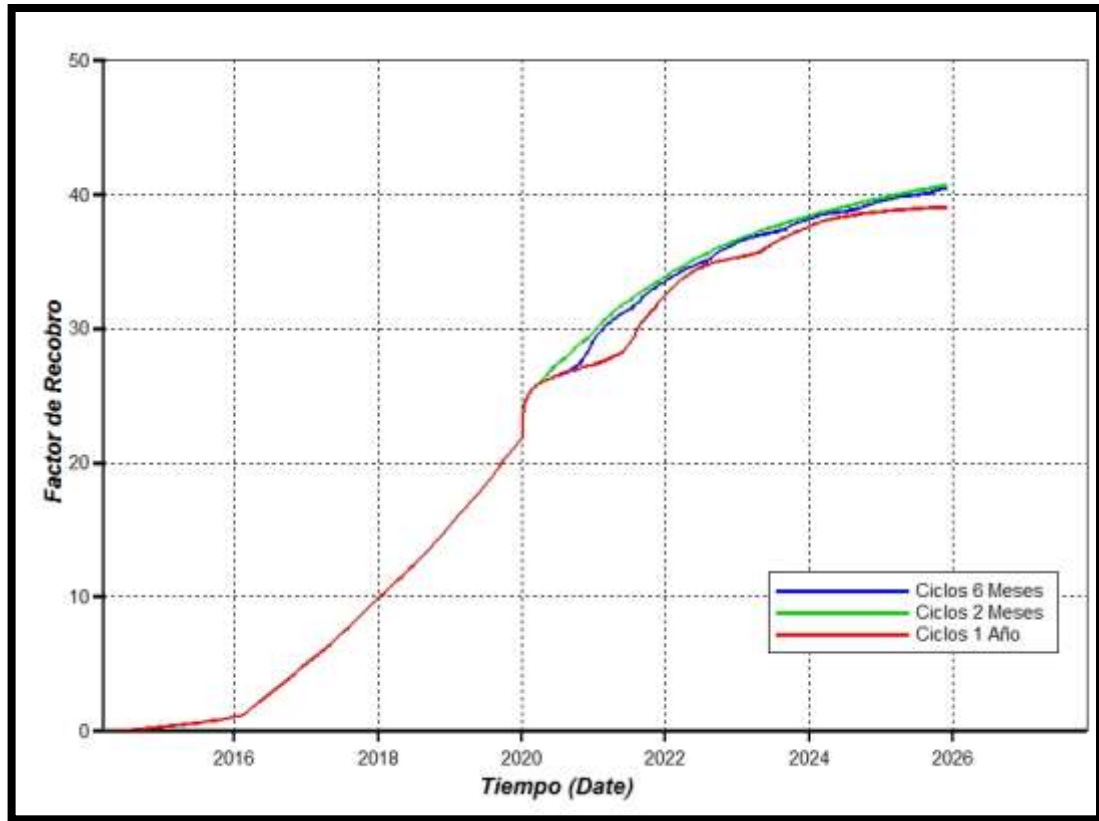
Variable	Factor de Recobro al 06-12-2025	Aceite Acumulado Producido al 06- 12-2025
2000 ft <sup>3</sup> /día	40.7	169848
1700 ft <sup>3</sup> /día	40.7	169848
1500 ft <sup>3</sup> /día	39.8	166353
1250 ft <sup>3</sup> /día	38.9	162379
Producción en frío	3.4	14143

La tasa de solvente inyectado no refleja grandes variantes en el factor de recobro y esto se evidencia en la figura 23, este comportamiento se debe a que la cantidad de solvente necesario para que el fenómeno de la difusión y dilución se lleve a cabo es una cantidad limitada y si esta se excede los efectos no serán mayores, esto se confirma ya que a una tasa superior de 1700 ft<sup>3</sup>/día los resultados no varían. Por esta razón la tasa con la cual se llevaron a cabo las sensibilidades a partir de este punto es de 1700 ft<sup>3</sup>/día, ya que es la tasa mínima que permite un factor de recobro máximo.

### **3.1.2 Análisis de sensibilidad para los intervalos de inyección de solvente.**

Para llevar a cabo este análisis, se trabajó con diferentes intervalos de inyección, un primer grupo donde se inyectó la misma cantidad de tiempo de vapor y solvente ( dos meses, 6 meses y un año), otro grupo donde se inyectó una mayor cantidad de tiempo vapor (dos meses de solvente y 4 de vapor, dos meses de solvente y 6 meses de vapor) y un último grupo donde se inyectó más cantidad de solvente (4 meses de solvente y dos meses de vapor y seis meses de solvente y dos meses de vapor), evaluando los resultados de estos en cuanto al factor de recobro. Los resultados serán presentados a continuación en la figura 24 y tabla 20.

**Figura 24. Factor de Recobro para Ciclos de un año, 2 y 6 meses**



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

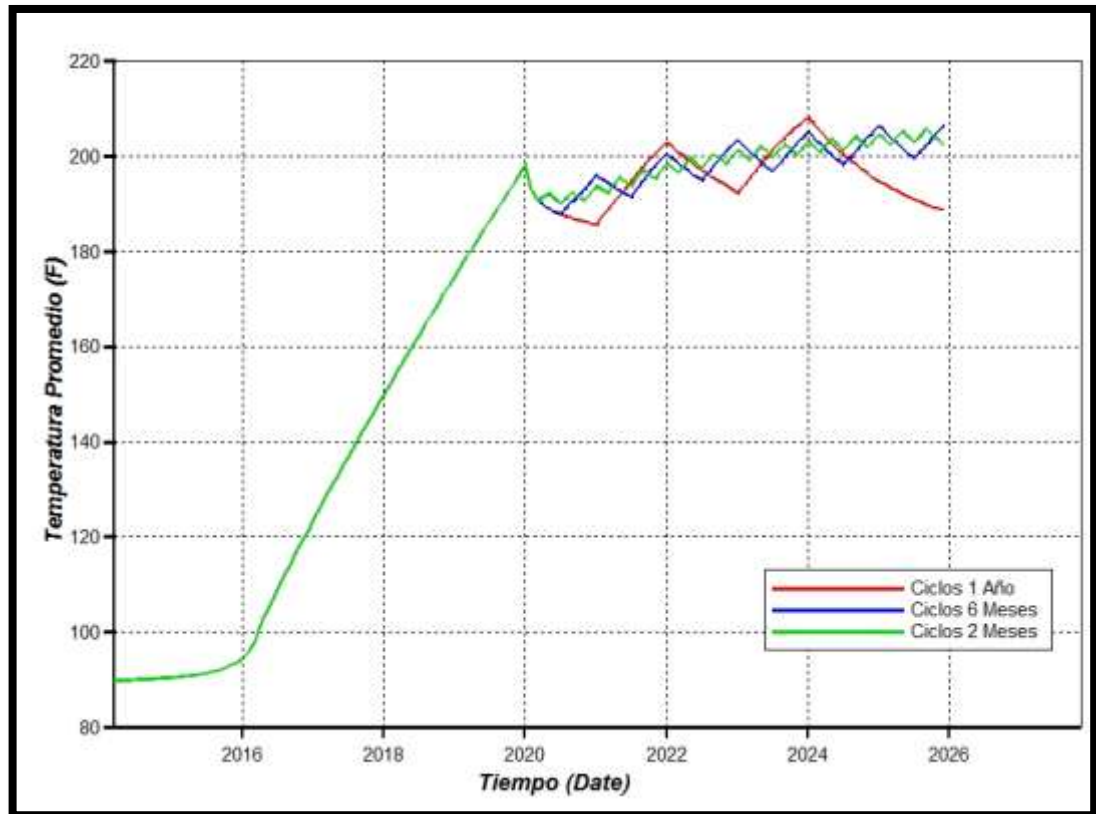
**Tabla 20. Factor de Recobro para Ciclos de un año, 2 y 6 meses**

Variable	Factor de Recobro al 06-12-2025	Aceite Acumulado Producido al 06-12-2025
Ciclos 1 Año	39.1	163177
Ciclos 6 Meses	40.5	169072
Ciclos 2 Meses	40.7	169848

El factor de recobro de los diferentes esquemas de inyección presentan el mismo comportamiento hasta la fecha donde se da inicio a la inyección del solvente, a partir de este punto se nota un comportamiento diferente para cada uno de estos,

haciéndose evidente el comportamiento variable en esquemas que presentan los ciclos más largos y una tendencia constante cuando se realizan ciclos cortos de 2 meses, el valor del factor de recobro final es diferente para cada esquema.

**Figura 25. Temperatura promedio de yacimiento**

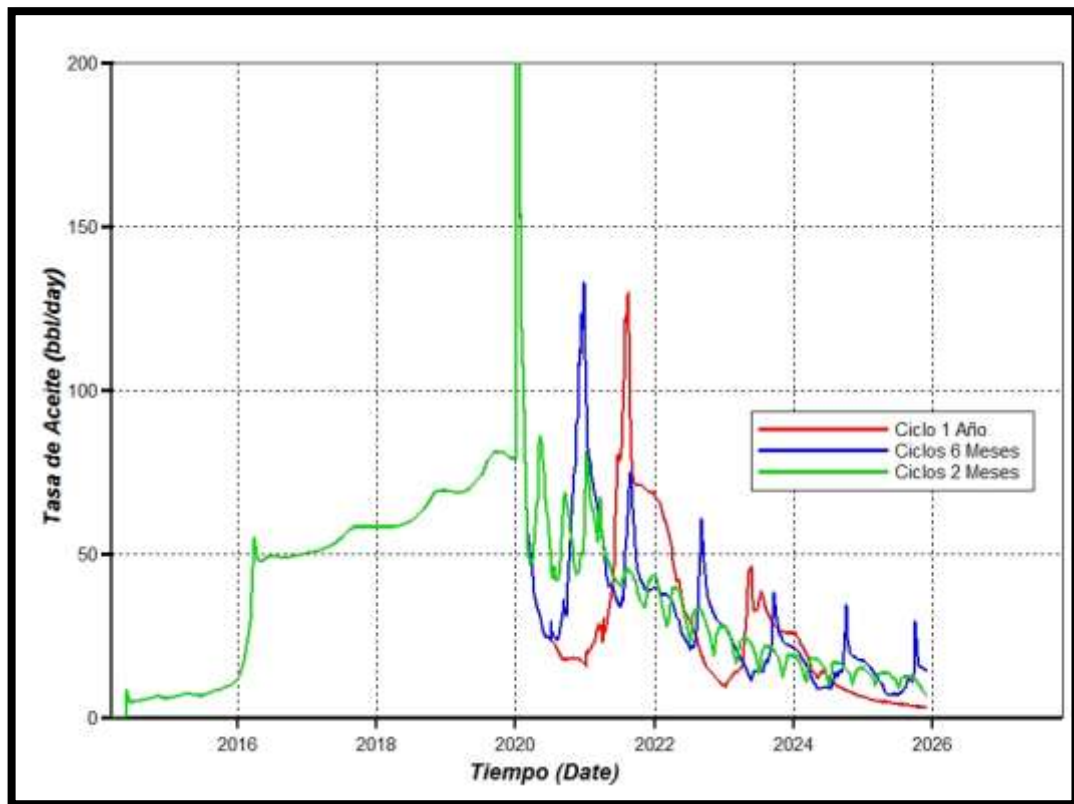


Fuente. Results Graph, simulador CMG.

En la figura 25 se muestra la temperatura promedio del yacimiento que tiene una relación directa con la viscosidad, cuando esta disminuye la viscosidad aumenta, la temperatura del yacimiento disminuye, ya que la capacidad calorífica del gas inyectado es mucho menor que la del agua lo cual se traduce en la reducción de la temperatura durante la inyección de solvente. El solvente genera la reducción de la viscosidad en el crudo pero esta reducción no es de manera inmediata y

tampoco tiene la misma magnitud que en la reducción de la viscosidad causada por el aumento en la temperatura, la reducción de la viscosidad por efectos del solvente es producto de la transferencia de masa, que es un proceso lento como ha sido explicado en el primer capítulo.

**Figura 26. Tasa de producción de aceite para Ciclos de una año, 2 y 6 meses**



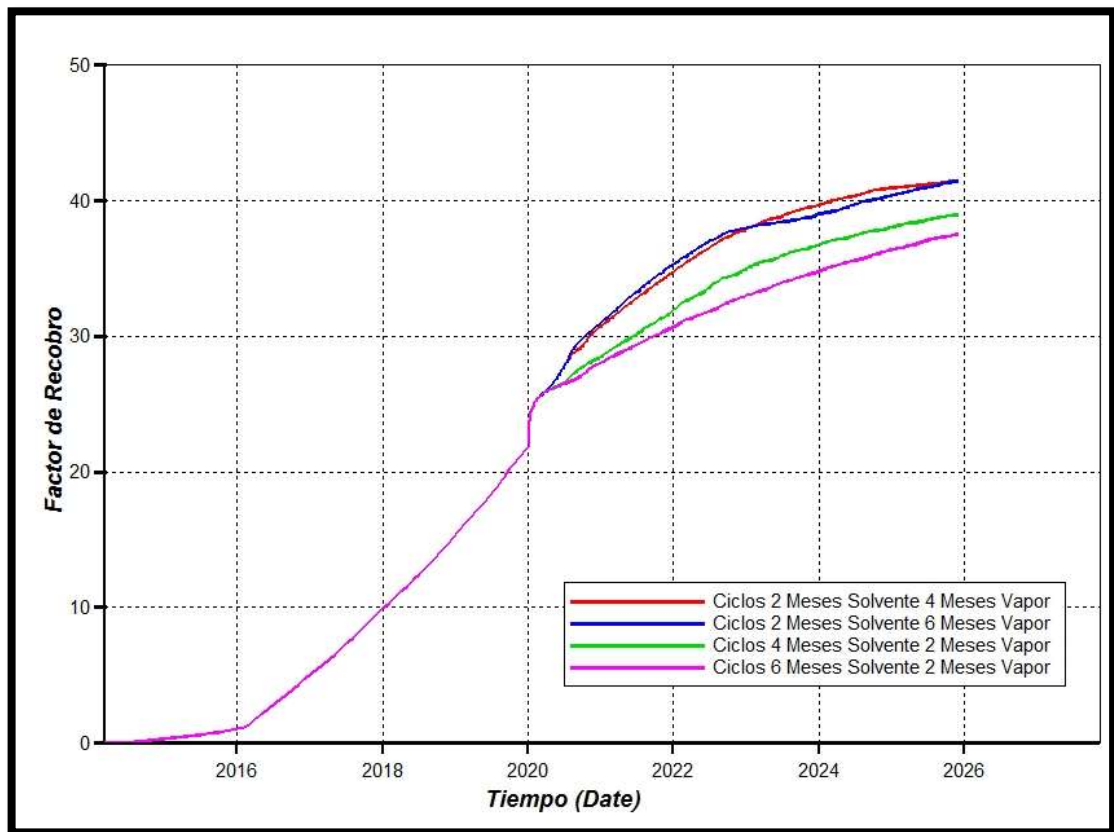
Fuente. Results Graph, simulador CMG.

Las tasas de producción de aceite correspondiente a cada esquema de inyección en la figura 26 presentan el mismo comportamiento hasta la inyección de solvente, a partir de esta fecha cada uno presenta un comportamiento diferente, pero es común para todos, que los picos de mayor producción coinciden con el momento en el cual el solvente ingresa en el yacimiento, para ciclos cortos se notan picos

de mediana altura que cada vez se hacen más pequeños pero con una reducción gradual, para los ciclos más largos se presentan picos mucho mayores pero con valores mínimos por debajo de los esquemas de ciclos cortos, además los valores máximos de los pico se reducen abruptamente.

**3.1.2.1 Factor de Recobro de diferentes combinaciones.** Se decidió realizar este análisis de sensibilidad ya que los esquemas en los que se tienen el mismo tiempo de inyección de solvente que de vapor no presentan grandes variaciones, además encontrar una relación optima entre estos dos fluidos inyectados podrá mostrar el mejor desempeño del método.

**Figura 27. Factor de recobro de diferentes combinaciones**



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

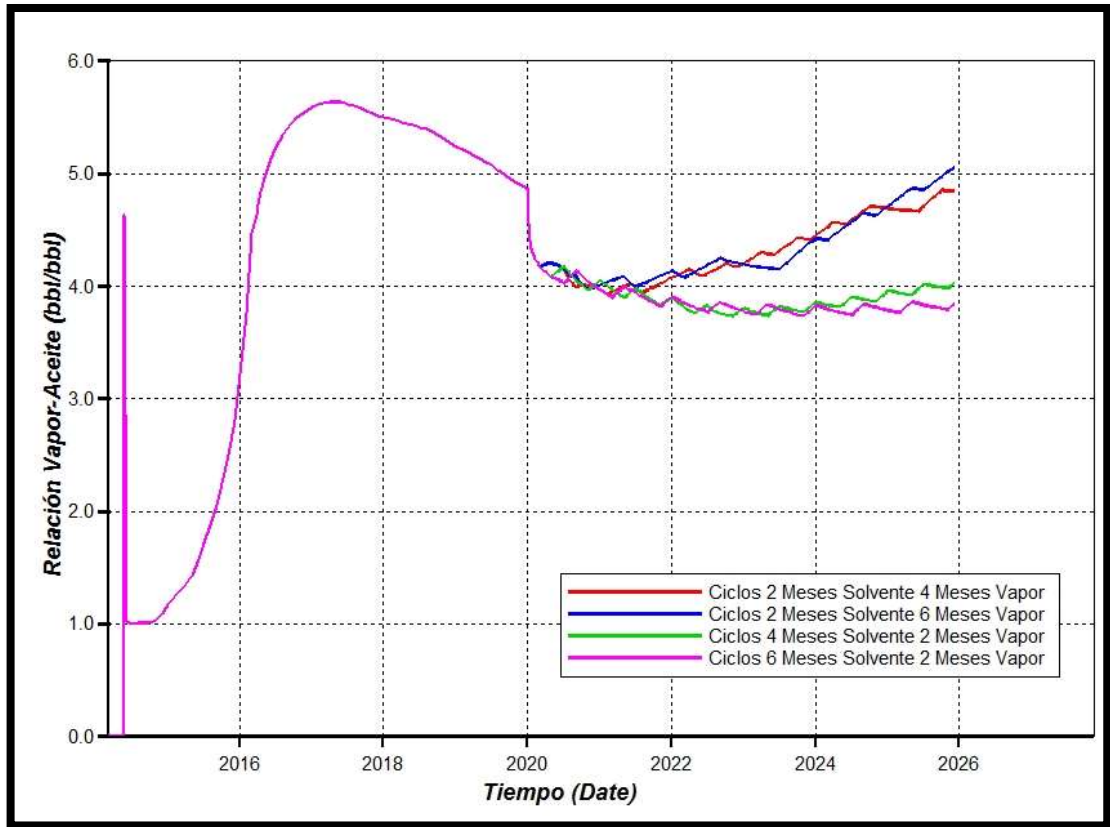
**Tabla 21. Factor de recobro con diferentes combinaciones.**

Variable	Factor de Recobro al 06-12-2025	Aceite Acumulado Producido al 06-12-2025
Ciclos 2 Meses Solvente 4 Meses Vapor	41.5	173100
Ciclos 2 Meses Solvente 6 Meses Vapor	41.5	173100
Ciclos 4 Meses Solvente 2 Meses Vapor	39	162772
Ciclos 6 Meses Solvente 2 Meses Vapor	37.5	156710

En la figura 27 y tabla 21 se presentan diferentes combinaciones de ciclos donde se tiene que la inyección de solvente es mayor que la de vapor y viceversa, es posible notar que los esquemas con los ciclos de inyección de vapor más cortos presentan los factores de recobro más bajos, quedando los esquemas que tienen 4 y 6 meses de inyección de vapor con el máximo factor de recobro. Los esquemas con los dos menores factores de recobro que coinciden con los mayores tiempos de inyección de solvente, deben su comportamiento a que la temperatura del yacimiento cae por la inyección de solvente y su baja capacidad calorífica como se había mencionado anteriormente.

En el caso anterior se presentan dos esquemas que dieron como resultado el mayor factor de recobro, para decidir cuál de estos presenta mejores características, resulta útil revisar la relación vapor-aceite presentes en la figura 28 y tabla 22 que determina los barriles de vapor que es necesario inyectar para producir un barril de aceite. Una relación de vapor-aceite baja significa una alta eficiencia en la inyección, ya que la cantidad de vapor necesaria para producir un barril de aceite es baja, esta es una de las principales características del proceso SAS, ya que esta eficiencia se debe a los efectos del solvente.

**Figura 28. Relación Vapor-Aceite acumulada para combinaciones**



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

**Tabla 22. Relación Vapor-Aceite acumulada para combinaciones**

Variable	Relación Vapor-Aceite al 06-12-2025
Ciclos 2 Meses Solvente 4 Meses Vapor	4.8
Ciclos 2 Meses Solvente 6 Meses Vapor	5
Ciclos 4 Meses Solvente 2 Meses Vapor	4.03
Ciclos 6 Meses Solvente 2 Meses Vapor	3.8

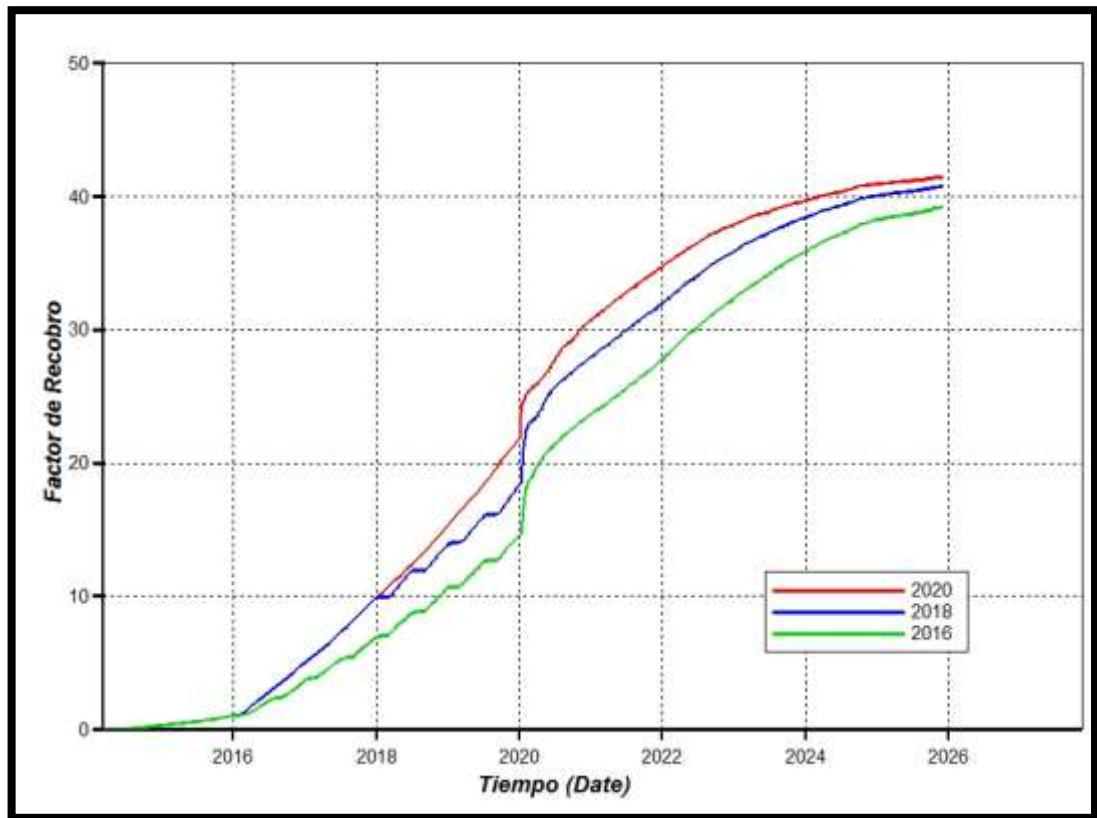
sería de esperar que la mayor inyección de vapor tuviera el mayor factor de recobro, pero es debido a que la diferencia en la temperatura de yacimiento entre

los dos esquemas no tiene un valor representativo para generar un cambio en la viscosidad que se evidenciaría en un factor de recobro más alto, el esquema con la inyección de dos meses de solvente y cuatro meses de vapor presenta un menor valor en la relación vapor aceite, se decidió a partir de este punto trabajar bajo este esquema de inyección.

Es de destacar que una de las mayores ventajas y razones por las cuales el método SAS ha sido investigado es que permite reducir los costos asociados a la generación del vapor y reemplazando sus efectos por la dilución del solvente para reducir la cantidad de vapor inyectada al yacimiento.

**3.1.3 Análisis de sensibilidad para el año de implementación del proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS).** Este análisis de sensibilidad fue realizado ya que en la bibliografía se resalta como factor fundamental del proceso, el inicio del método y estudiar la importancia de esta se hace ineludible, para este análisis se implementó la inyección de solvente en tres diferentes años 2016, 2018 y 2020 como se puede ver en la figura 29 y tabla 23.

**Figura 29. Factor de recobro para diferentes años de implementación del método SAS.**



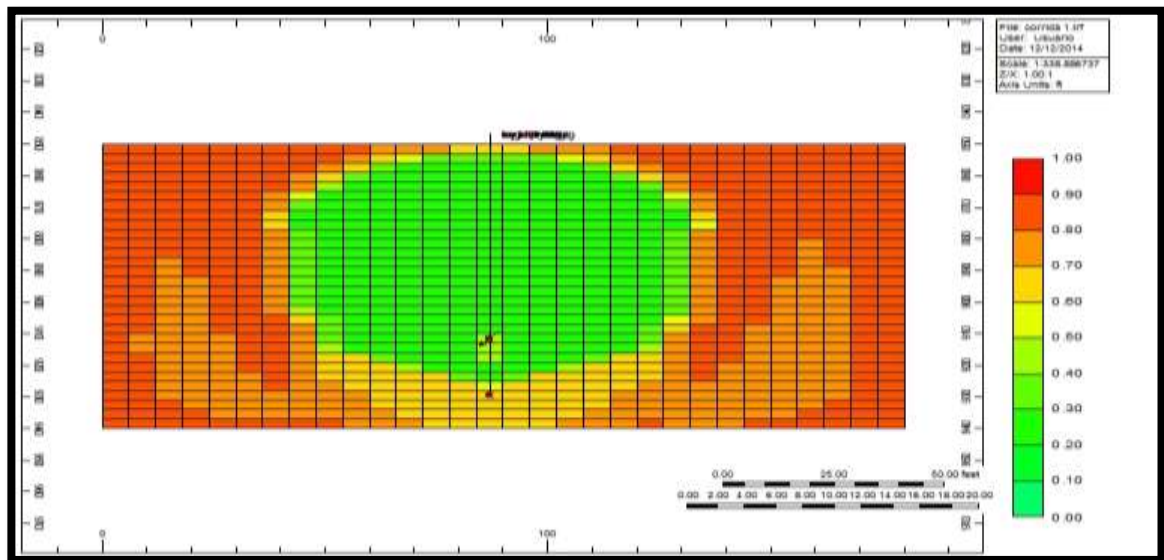
Fuente. Results Graph, simulador CMG.

**Tabla 23. Factor de recobro para diferentes años de implementación del método SAS.**

Variable	Factor de Recobro al 06-12-2025	Aceite Acumulado Producido al 06-12-2025
Inicio 2020	41.5	173100
Inicio 2018	40.8	170192
Inicio 2016	39.2	163758

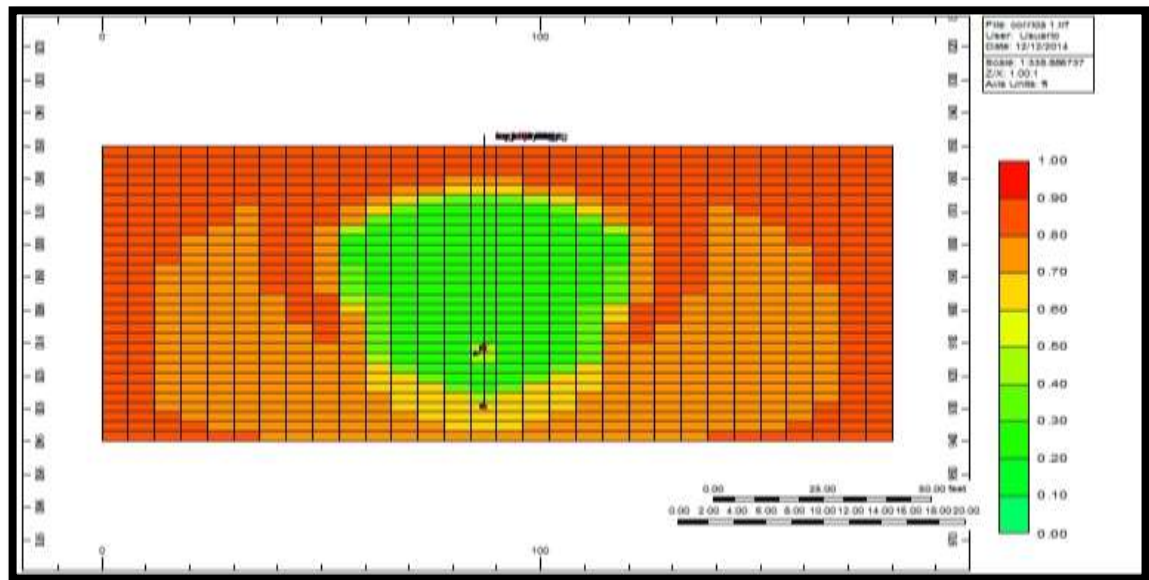
Para este análisis de sensibilidad se mantuvieron constantes todos los parámetros excepto la fecha de inicialización del proceso de inyección del solvente, la fecha con la cual se inició el desarrollo de los modelos fue determinada a partir de información extraída de la bibliografía que resulto ser la más apta ya que esta obtuvo el mayor factor de recobro. Esto se ve asociado a la adecuada formación de la cámara de vapor, donde según la bibliografía la inyección de solvente presenta los mejores resultados cuando la cámara se ha formado completamente, fechas previas a esta donde la cámara de vapor no se ha generado de manera adecuada no permiten un buen desarrollo del método, lo que se ve reflejado en factores de recobro menores, A continuación se presenta en las figuras 30,31 y 32 la gráfica de la saturación de aceite para cada uno de estos años en la herramienta Result 3D donde se evidencia la formación de la cámara de vapor.

**Figura 30. Saturación de aceite a 2020**



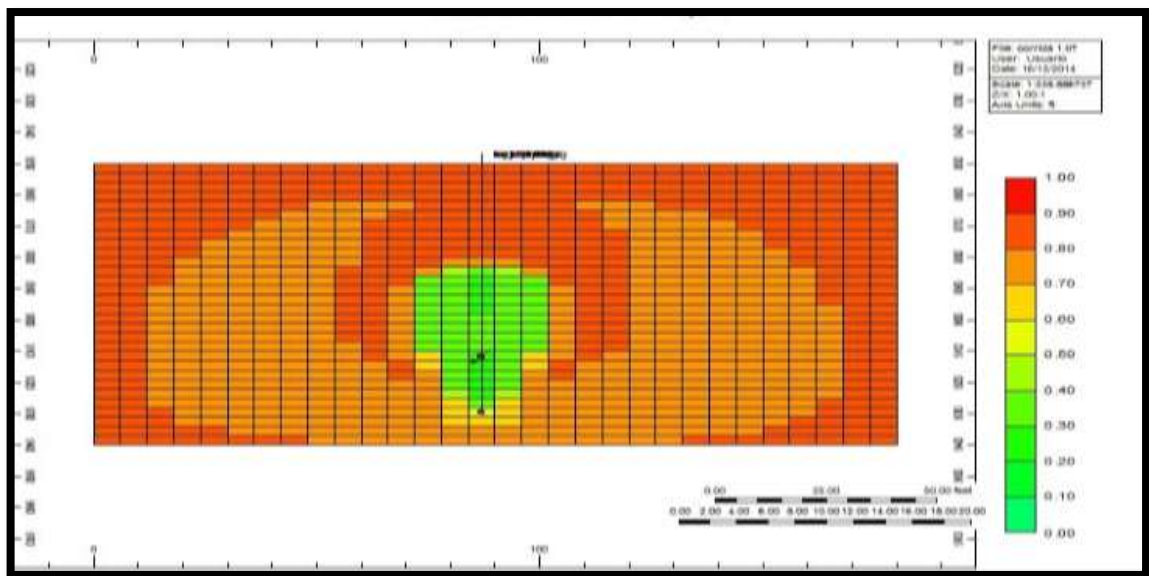
Fuente. Results 3D, simulador CMG.

**Figura 31. Saturación de aceite en el año 2018**



Fuente. Results 3D, simulador CMG.

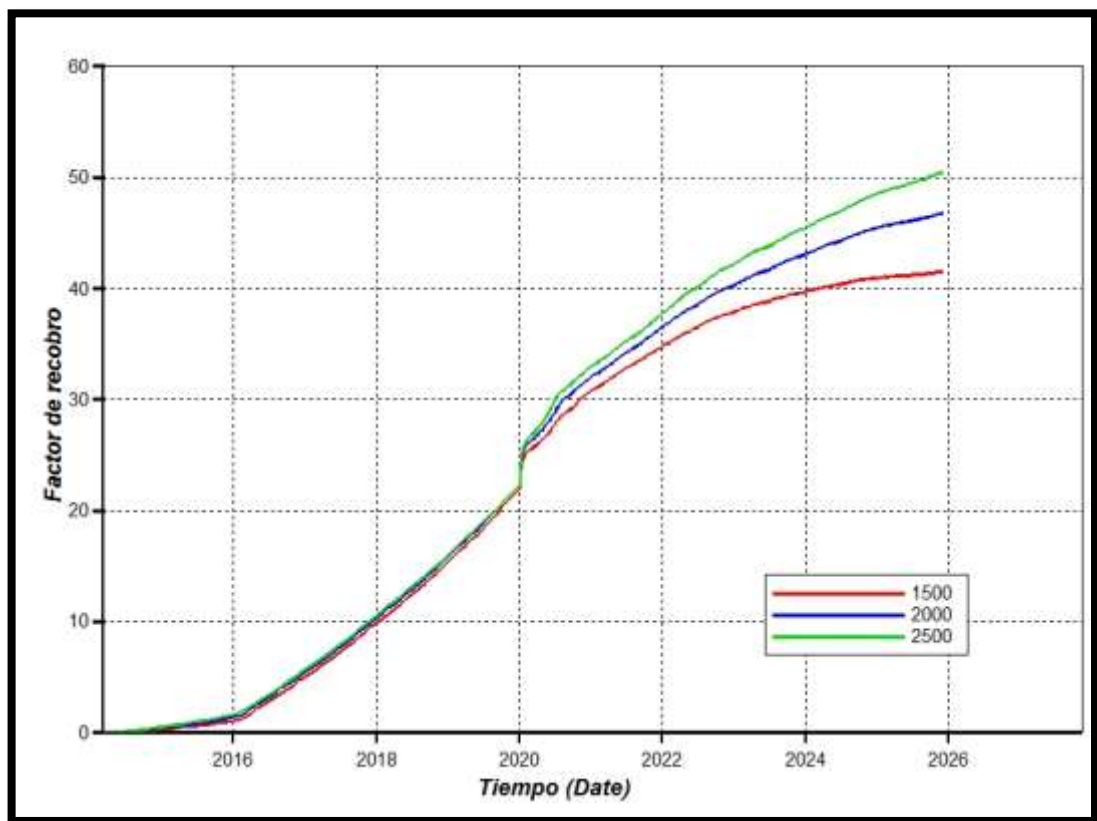
**Figura 32. Saturación de aceite a 2016**



Fuente. Results 3D, simulador CMG.

**3.1.4 Análisis de sensibilidad para la longitud de los Pozos.** El éxito del recobro al inyectar un fluido es proporcional al área que se logra contactar por esta razón realizar una sensibilidad de la longitud del pozo productor e inyector se hace necesario, ya que de esta longitud depende el área contactada en el yacimiento, para este análisis de sensibilidad se llevó a cabo la comparación de los diferentes factores de recobro que ofrece el proceso con las longitudes de 1500, 2000 y 2500 pies obteniendo los resultados que se observan en la figura 33 y tabla 24.

**Figura 33. Factor de recobro para diferentes longitudes de los pozos horizontales**



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

**Tabla 24. Factor de recobro para diferentes longitudes de los pozos horizontales**

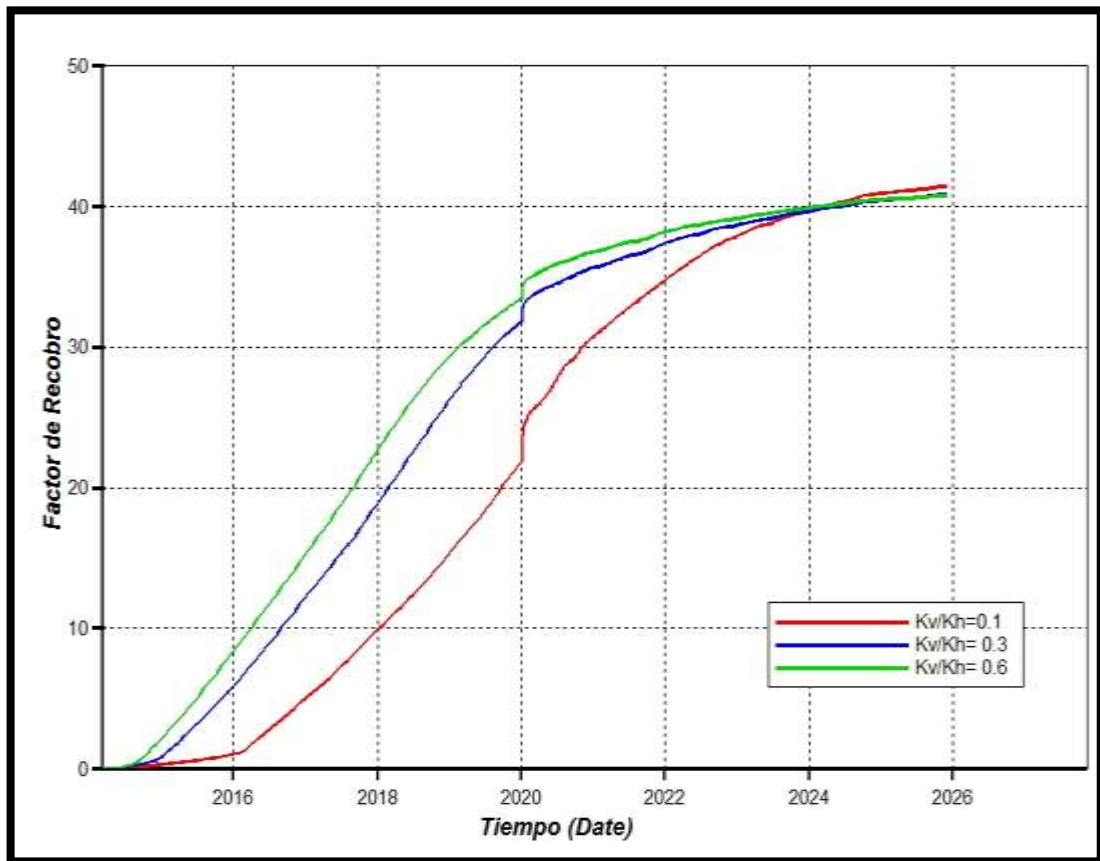
Variable	Factor de Recobro al 06-12-2025	Aceite Acumulado Producido al 06-12-2025
Longitud 1500 ft	41.5	173100
Longitud 2000 ft	46.8	195196
Longitud 2500 ft	50.5	210666

El factor de recobro aumenta al aumentar la longitud de los pozos ya que con pozos más largos son posibles contactar zonas del yacimiento que no habían sido contactadas con pozos más cortos.

## **3.2 PARÁMETROS DE YACIMIENTO**

**3.2.1 Análisis de sensibilidad de relación de permeabilidad vertical y horizontal.** Se destaca de la figura 34 y tabla 25 que el factor de recobro final alcanza el mismo valor lo que sería el factor de recobro máximo del método, el comportamiento de la sensibilidad muestra que cada uno tiene un comportamiento diferente donde se destaca que al aumentar el valor de la relaciones de permeabilidad se alcanza de en un tiempo más corto el valor máximo del factor de recobro, es posible concluir que una mayor relación de permeabilidad vertical y horizontal permite una producción acelerada pero que en algún momento determinado este alcanzara el valor máximo de factor de recobro que ofrece el método.

Figura 34. Factor de recobro para diferentes relaciones de Kv/Kh.



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

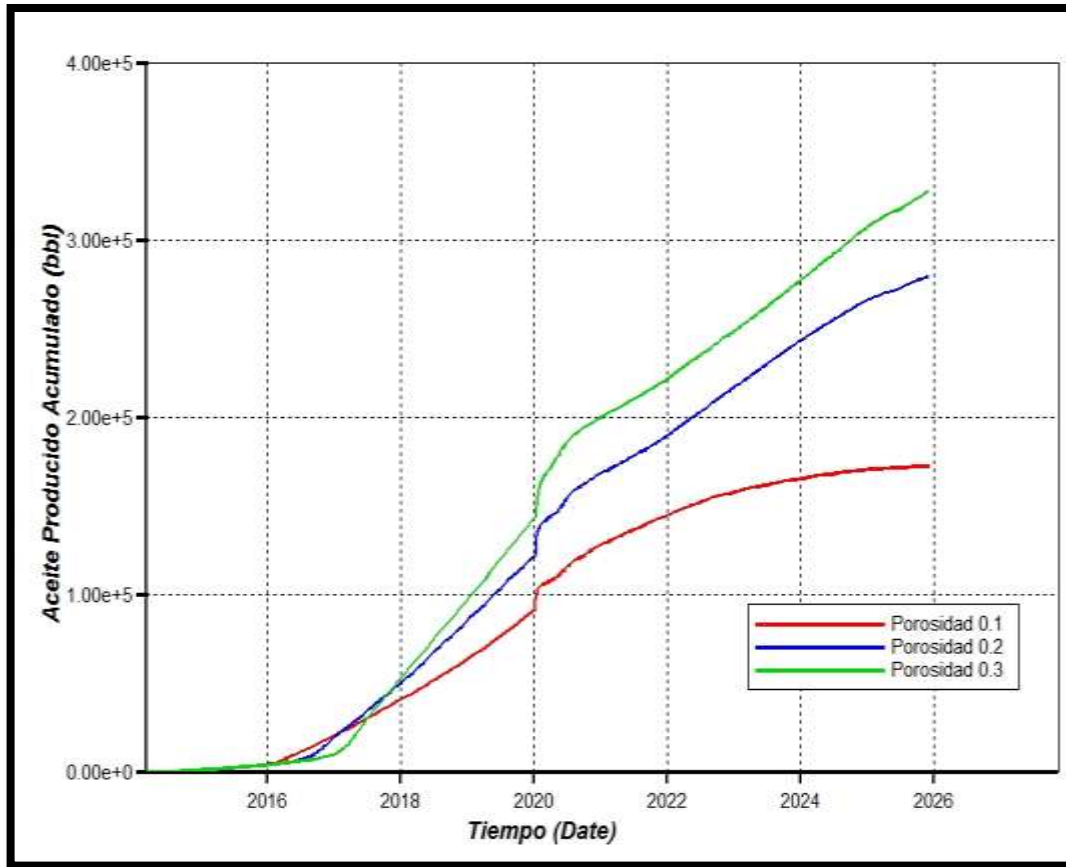
Tabla 25. Factor de recobro para diferentes relaciones de Kv/Kh.

Propiedad	Factor de Recobro al 06-12-2025	Aceite Acumulado Producido al 06-12-2025
Relación Kv/Kh 0.1	41.5	173100
Relación Kv/Kh 0.3	40.1	170658
Relación Kv/Kh 0.6	40.1	170305

Es de tener en cuenta que una permeabilidad vertical alta genera que el vapor se desplace verticalmente a través del yacimiento fácil y rápidamente lo que puede llegar a ser un factor adverso, ya que el vapor necesita un tiempo de tránsito en el yacimiento para que sea posible la entrega del calor del vapor al yacimiento, una permeabilidad vertical alta también puede generar que el vapor sea producido sin haber entregado su calor, la formación de la cámara de vapor se ve afectada por la permeabilidad vertical, ya que una permeabilidad vertical alta genera que el vapor alcance el tope de la formación que es el punto donde se alcanza la máxima producción, sin darle la oportunidad al vapor de entregar su calor a sus vecindades teniendo como consecuencia una deficiente formación en la cámara de vapor.

**3.2.2 Análisis de sensibilidad para la porosidad de yacimiento.** En este análisis de sensibilidad no se usó el factor de recobro para hacer una comparación, ya que al aumentar la porosidad aumenta el petróleo original y la relación porque aunque se haya producido una gran cantidad de aceite al dividirse en un gran valor de aceite original el factor de recobro será bajo y no será posible compararlo con un esquema con una porosidad menor, el petróleo producido acumulado presenta el mismo comportamiento que el factor de recobro por lo tanto es adecuado para realizar la comparación entre ellos.

**Figura 35. Aceite acumulado producido para diferentes porosidades**



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

**Tabla 26. Aceite acumulado producido para diferentes porosidades**

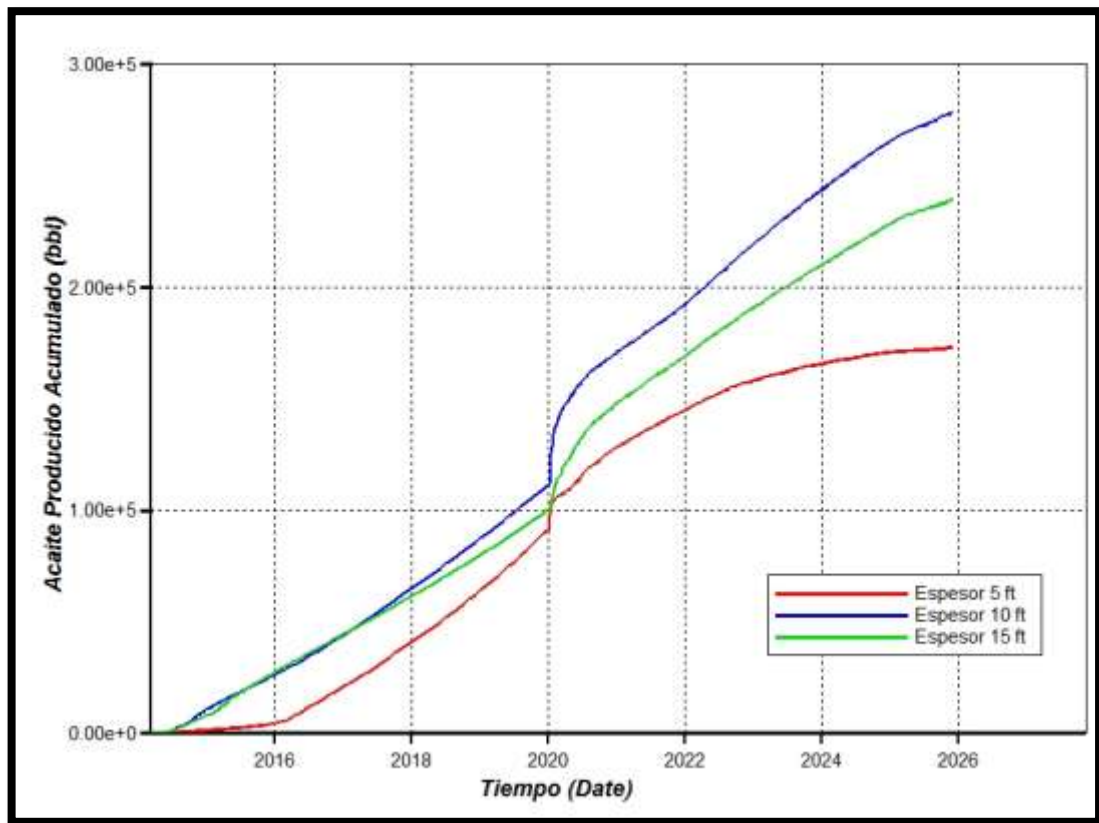
Propiedad	Aceite producido acumulado al 06-12-2025
Porosidad 0.1	173100 bbls
Porosidad 0.2	279841 bbls
Porosidad 0.3	328004 bbls

En este análisis de sensibilidad en la figura 35 y tabla 26 es posible identificar que al aumentar la porosidad, el aceite producido acumulado aumenta, esto se da

porque al aumentar la porosidad aumenta la cantidad de aceite disponible para ser producido.

### 3.2.3 Análisis de sensibilidad para el espesor del yacimiento

Figura 36. Aceite acumulado producido para diferentes espesores de yacimiento



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

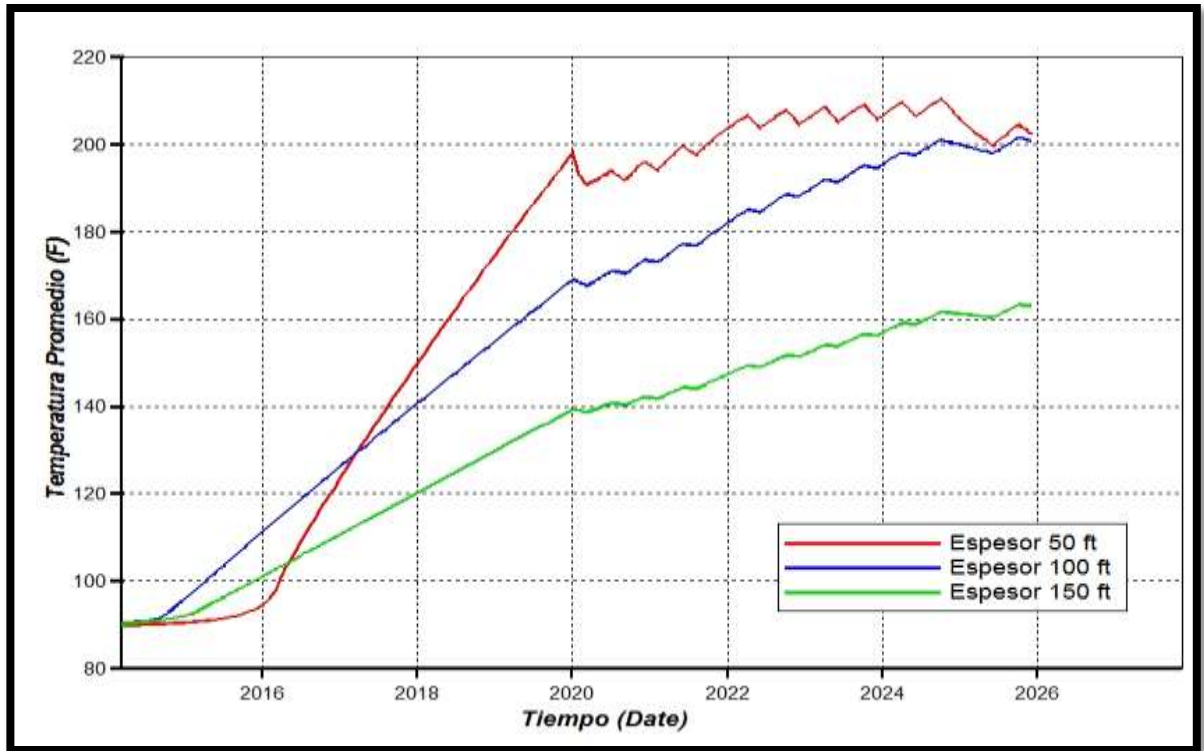
**Tabla 27. Aceite acumulado producido para diferentes espesores de yacimiento**

Propiedad	Aceite producido acumulado al 06-12-2025
Espesor 5 ft	173100 bbls
Espesor 10 ft	278788 bbls
Espesor 15 ft	239564 bbls

En este análisis de sensibilidad se usó de la misma manera y por las mismas razones el aceite producido acumulado como en caso anterior. En la figura 36 y tabla 27 se destaca que al aumentar el espesor aumenta el aceite producido en el caso de 50 a 100 ft de espesor , el mayor espesor de 150 ft tiene un valor menor que el caso donde el espesor es de 100 ft pero mayor que cuando se tiene un espesor de 50 ft, esto se debe a que al aumentar el espesor aumenta el tamaño del yacimiento lo que significa una mayor cantidad de aceite disponible pero a su vez un mayor volumen de roca a calentar, a diferencia del caso anterior que lo que aumentaba era la cantidad de fluido y al no aumentar la cantidad de vapor inyectado este no es suficiente para hacer que la temperatura de este yacimiento más grande aumente, este comportamiento será evidenciado en la figura 37.

Como se mencionó previamente el comportamiento de este esquema muestra que al aumentar el espesor y por consiguiente el tamaño del yacimiento la temperatura promedio del caso de 150 ft de espesor es mucho menor que los demás casos, en el caso del espesor de 100 ft se alcanza aproximadamente la misma temperatura que en el caso del menor espesor pero esta temperatura se alcanza en un tiempo más largo, ya que en el espesor de 50 ft esta temperatura es alcanzada y es mantenida por una importante periodo de tiempo

**Figura 37. Temperatura promedio en diferentes espesores de yacimiento.**



Fuente. Results Graph, simulador CMG.

### **3.3 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS CON MAYOR RELEVANCIA EN EL PROCESO SAS**

En este análisis se llevará a cabo una comparación entre los diferentes factores que fueron sensibilizados previamente y así poder concluir cual o cuales se relacionan con las mayores producciones, serán analizados los parámetros que corresponden a propiedades del yacimiento y aquellos factores que son propios al método de recuperación SAS.

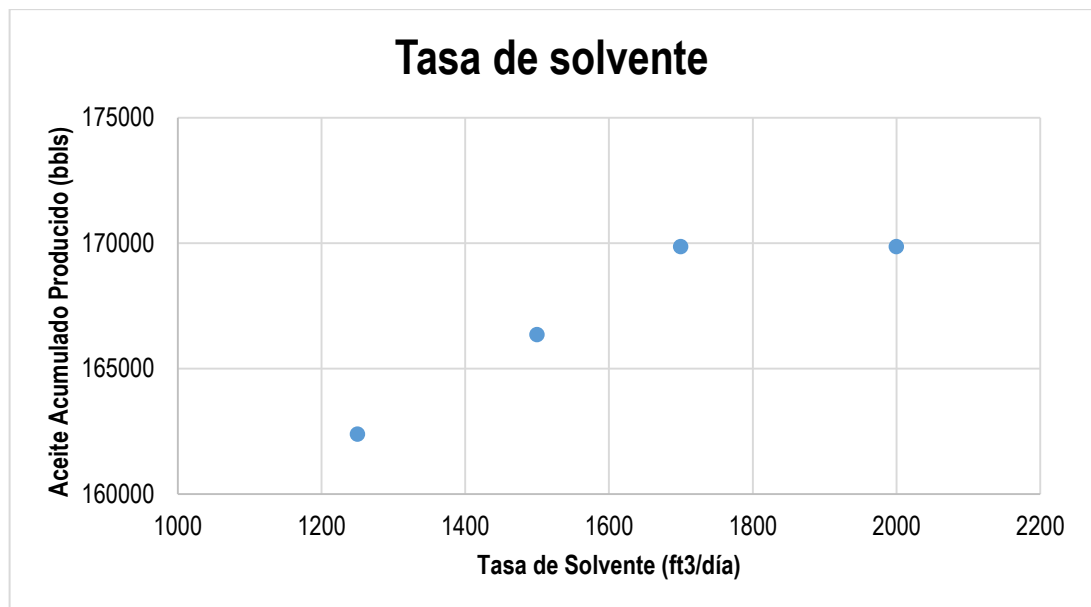
La determinación de la influencia de los factores sensibilizados se determinó mediante la pendiente de la línea que describe la variación del petróleo acumulado

producido y los cambios en el parámetro sensibilizado. La pendiente describe la razón de cambio y la pendiente con el mayor valor será la del factor que produzca un mayor cambio en aceite acumulado producido.

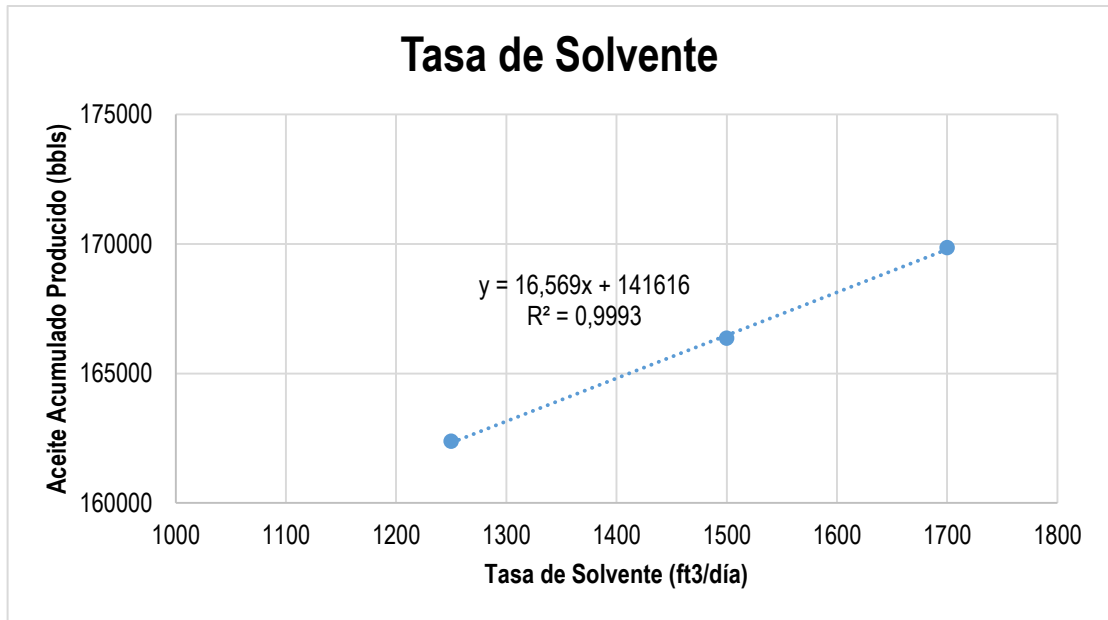
Se decidió usar para este análisis el petróleo acumulado producido ya que este presenta el mismo comportamiento que el factor de recobro.

A continuación se presentan las figuras 38 y 39 del análisis que se realizó para determinar cuál factor posee la mayor razón de cambio.

**Figura 38. Aceite acumulado vs tasa de inyección de solvente**



**Figura 39. Aceite acumulado vs tasa de inyección de solvente**



La tasa de solvente como se mencionó anteriormente presenta un comportamiento lineal hasta la tasa de 1700 ft<sup>3</sup>/día a partir de esta tasa deja de cumplirse este comportamiento. A continuación se presentaran la razón de cambio para cada sensibilidad de manera tabulada en la tablas 28 y 29.

**Tabla 28. Parámetros operacionales estudiados en el proceso SAS.**

Parámetros del proceso SAS	
Factor sensibilizado	Pendiente de la grafica
Tasa de inyección de solvente	16.569
Ciclos de 1 año, 6 y 2 meses	-692
Diferentes combinaciones	-4194
Inicio de la inyección	2335
Longitud de pozos	37

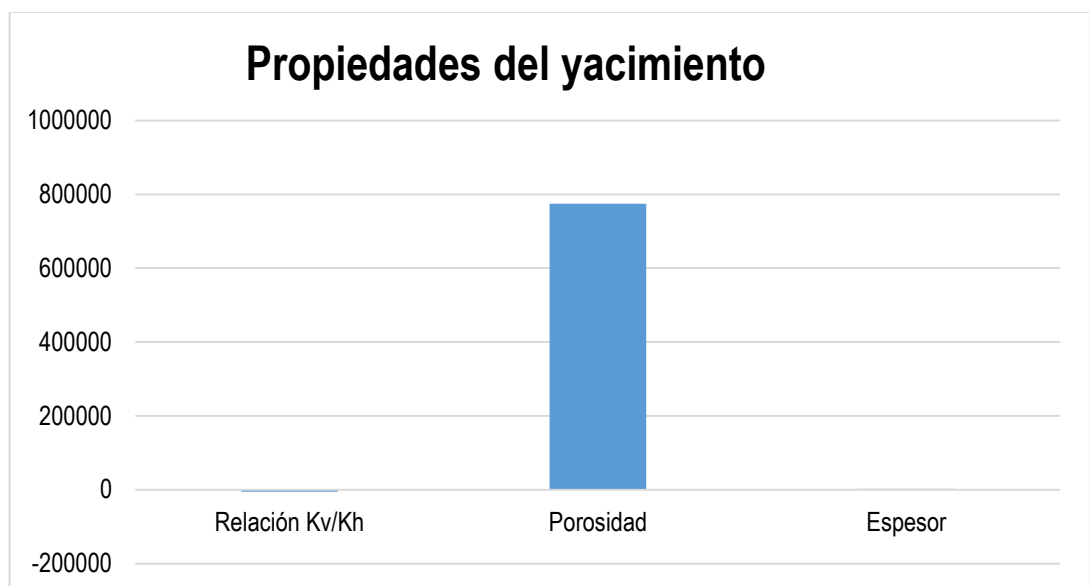
**Tabla 29. Propiedades del yacimiento estudiadas en el proceso SAS**

Propiedades del yacimiento	
Factor sensibilizado	Pendiente de la grafica
Relación Kv/Kh	-5241
Porosidad	774520
Espesor	2113

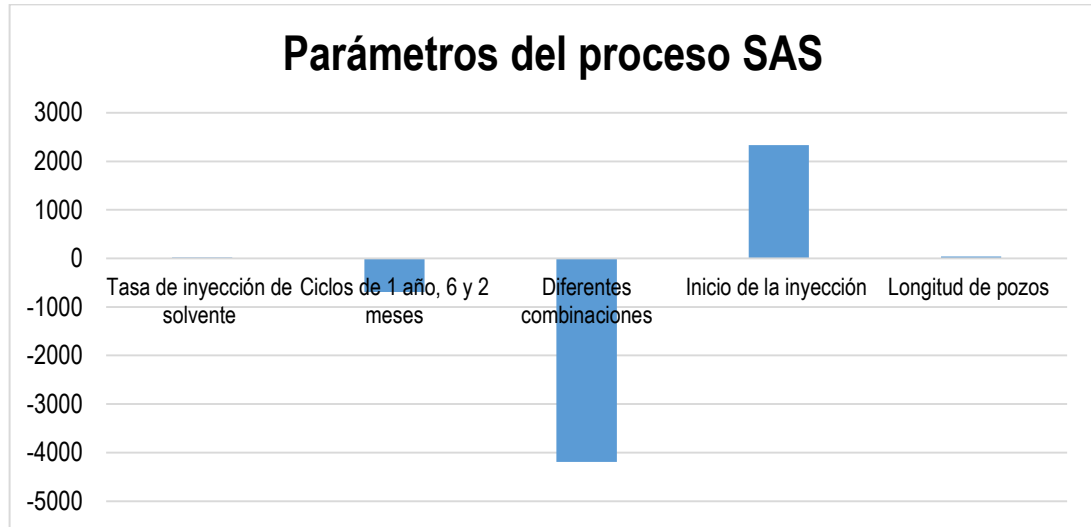
En el análisis de sensibilidad del espesor del yacimiento se tiene un comportamiento como el de la sensibilidad de la tasa de inyección ya que solo se tiene un comportamiento lineal para los valores de 50 y 100 pie por esta razón el análisis se realizó con la tendencia que presentan estos dos valores.

A continuación se presenta de forma gráfica en la figuras 40 y 41 la razón de cambio de todos los parámetros sensibilizados en dos graficas que corresponden a parámetros de operación del proceso y propiedades del yacimiento.

**Figura 40. Razón de cambio de las propiedades del yacimiento.**



**Figura 41. Razón de cambio de los parámetros propios del proceso.**



Se destacan razones de cambio negativas que indican que al aumentar el parámetro sensibilizado la producción de aceite acumulado disminuye, como es el caso de la sensibilidad de los ciclos de inyección y la relación  $K_v/k_h$ .

En las razones de cambio de las propiedades del yacimiento se destaca claramente de manera gráfica y revisando el valor máximo de la razón de cambio presentada en la tabla 29, que un pequeño cambio en el valor de la porosidad genera grandes variantes en el aceite producido acumulado, por esta razón es la porosidad del yacimiento la propiedad que tiene la mayor influencia en la cantidad de aceite que logra recuperar el método, haciéndose acreedor como la propiedad de yacimiento con mayor relevancia a la hora de aplicar el método SAS.

Para los parámetros de operación en el proceso SAS se destacan razones de cambio negativas pero con un valor absoluto de gran magnitud como es el caso de los ciclos de inyección con diferentes combinaciones, que en este escenario es la

característica que generó mayores cambios en el aceite producido acumulado haciéndolo así el parámetro con mayor relevancia con lo que respecta a los parámetros operacionales.

#### 4. CONCLUSIONES

La correcta caracterización y porcentajes de error menores al 5% entre los valores experimentales y los teóricos de los fluidos que se obtienen en el simulador WINPROP, genera la confiabilidad en los resultados obtenidos en la simulación numérica de un proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS).

El análisis de cada una de estas variables se realiza para encontrar cual es el valor más favorable para incrementar el factor de recobro en este proceso y estos fueron los parámetros con los que se obtuvieron los mejores resultados: tasa de inyección de 1700 ft<sup>3</sup>/d de solvente, intervalos de inyección corresponde a 2 meses de solvente y 4 meses de vapor y finalmente la fecha de implementación en el año 2020.

La implementación óptima del método SAS es en el año 2020 ya que en este año se tiene una cámara de vapor desarrollada y por lo tanto los resultados en el factor de recobro son más altos a comparación de las otras fechas de implementación.

En la implementación del método SAS se destaca como principal factor de influencia los ciclos de inyección como parámetro operacional con una razón de cambio de -4194 y la porosidad del yacimiento como la propiedad que genera las mayores variaciones en los resultados del método con un cambio de 774520.

Los parámetros con menor influencia en los resultados del método SAS son la tasa de inyección de solvente y el espesor del yacimiento como parámetro operacional y propiedad del yacimiento con razón de cambio de 16.569 y 2113 respectivamente.

## **5. RECOMENDACIONES**

Realizar una comparación a nivel de simulación numérica entre los métodos SAS, SAGD y VAPEX ya que estos comparten características similares y de esta manera determinar cuál de estos presenta los mejores resultados en el mismo yacimiento.

Desarrollar a nivel de laboratorio la aplicación del método SAS y compararlos con los resultados obtenidos mediante una simulación numérica y así poder determinar si el simulador logra replicar los resultados.

Determinar a través de pruebas de laboratorio como se lleva a cabo el fenómeno de difusión del solvente en el crudo a condiciones de yacimiento.

Evaluar los resultados que se pueden obtener con los métodos SAS usando diferentes solventes, tanto en la fase líquida como gaseosa a través de un simulador numérico y experimentalmente.

## BIBLIOGRAFÍA

AKRAM, Farrukh. Reservoir simulation optimizes SAGD. Paper reproduced for Schlumberger with permission of American oil and gas reporter. Calgary, 2010.

ANGUIANO ALVARADO, Aliskair Alberto. Metodología para el aseguramiento del crudo pesado. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.

AHMED MAHMOUD, Shehate y NASR, Hisham. Role of Sandstone Mineral Compositions and Rock Quality on the Performance of Low-Salinity Waterflooding. En: International Petroleum Technology Conference (2:10-12 December: Kuala Lumpur). Malaysia. SPE, 2014.

BAGCI, Suat ; SAMUEL, O.M y MACKAY,E. Recovery performance of steam alternating solvent (SAS) process in fractured reservoirs. En: Canadian International Petroleum Conference (2:12-14 June: Calgary, Alberta). Canadá, 2007.

BROWN, George; TRIANA CAÑAS, Jesús Alberto. La importancia del crudo pesado. Alberta, Canada.

CHANG, Jeannine e IVORY, John. Field-scale simulation of cyclic solvent injection (CSI).En: SPE Heavy Oil Conference Canada, (2:12-14 June: Calgary). Alberta, Canadá. SPE, 2012.

COMPUTER MODELLING GROUP, Ltd. Tutorial Calibración de una ecuación de estado para generar un PVT composicional de un crudo pesado y crudo pesado con solvente.

CHOW, L y BUTLER, R. M. Numerical simulation of steam assisted gravity drainage process SAGD. Tesis de maestría de ingeniería de petróleos. La Universidad de Calgary, 1996.

GONZALEZ, Dorelys y PÉREZ, Gabriela. Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro. Tesis de pregrado ingeniería de petróleos.: Caracas U.C.V facultad de ingeniería, 2013.

GUPTA, S; GITTINS, Simón y ZAHAMAN Maliha. Simulation of noncondensables gases in SAGD steam chamber.En: Canada unconventional resources conference (2:15-17, noviembre: Calgary).canada. Cenovus energy.2013.

HERRERA SILVA, Luis Ricardo. Estudio de alternativas de recuperación mejorada para la incorporación de nuevas reservas y aumento de la producción en la formación NAPO "T" inferior del campo TIGUINO. Tesis de pregrado ingeniería de petróleos.: Quito Universidad Central del Ecuador, 2013.

HUSSEIN, Hoteit y Abbas, Firoozabadi. Compositional modeling of discrete-fractured media without transfer function by Discontinuous Galerkin and mixed methods. En: SPE journal. Septiembre, 2006. Vol.11.p 341-352.

IVORY, John; CHANG, Jeannine y COATES, Roy. Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery: journal of Canadian petroleum engineers.septiembre.2010. Vol.49.p.22-33.

JAHANBANI, Ghahfarokhi, et al. Application of solvent alternating SAGD process SAGD performance in Athabasca bitumen reservoir. En: la SPE regional y AAPG pacific section meeting (6:19-25, junio: Monterrey, California).California. SPE, 2013.

LEÓN PABÓN, John Alexander. Determinación de las variables que influyen en un proceso de inyección de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesados. Tesis de maestría de hidrocarburos. Bucaramanga.: universidad industrial de Santander. Facultad fisicoquímica, 2013.

M.T.I, Anderson and D.B, Kennedy. SAGD starup: Leaving the heat in the reservoir. En: SPE heavy oil conference-Canada held in Calgary (2:10-12 junio: Alberta, Canada). Alberta. SPE Heavy Oil Conference-Canada, 2012.

MARCANO COLINA, Franklin. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solvente en pozos horizontales en el yacimiento JOBO 01, campo JOBO 02, a través de la simulación numérica”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Barcelona.: Universidad del Oriente, 2009.

MONTEZ, Erik y PACHECO, Héctor. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Tesis de pregrado ingeniería de petróleo. Colombia.: Universidad industrial de Santander. Facultad fisicoquímica, 2006.

NASR, T.N, et al. Novel expanding solvent SAGD process (ES-SAGD).En: la sociedad petrolera. (2:11-13 junio: Calgary, Alberta).Canada.SPE, 2002.

NOURIZIEH, Hossein; KARIZNOVI, Mohhamad y ABEDIL, Jalal. Pentane as a potential candidate for ES-SAGD and hybrid processes: its phase behavior with

bitumen. En: SPE heavy oil conference-Canada (2:10-12, junio: Canadá). Alberta. SPE, 2014.

PATHAK, Varun; BAGADAGLI, Tayfun y NEIL, Edmunds. Mechanics of Heavy-Oil and Bitumen Recovery by Hot Solvent Injection. SPE Reservoir Evaluation and Engineering. [Online] Vol. 15 Abril 2012. [Cited 4 mayo 2014] Available from: One Petro. Richardson, Texas, E.U.

PARIS DE FERRER, magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo- Venezuela.

POLIKAR, J. Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente, Sexta Conferencia Petrolera Internacional Canadiense de la Sociedad Petrolera (Petroleum Society), Universidad de Alberta. Obtenido el 12 de Diciembre de 2011 de la base de datos Onepetro.

QUEVEDO, Luis. Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco. Tesis de pregrado ingeniería de petróleos. Caracas.: Universidad Central de Venezuela, 2013.

RAHNEMA, Hamid; BARRUFET, Maria y MAMORA, Dalaut. Experimental study of air injection in SAGD chamber. En: la unconventional resources conference held (2:15-17, noviembre: Calgary, Canadá). Alberta, Canadá. SPE, 2011.p.1-19.

REDERFORD, David .The use of solvents and gases with steam in the recovery of bitumen from oil sands: Journal of Canadian petroleum technology. Vol. 21.1982

----- MCKAY, Alex. Hydrocarbon-steam process for recovery of bitumen from oil sands. En: la SPE/DOE enhanced oil recovery. (3:20-23 Abril: Tulsa, Oklahoma).Oklahoma. SPE, 1980.

SHUANSI, fan y SIJIA, li. The importance of PVT to the steam solvent process. En: La SPE heavy oil conference Canada held (2:12-14, junio: Calgary, Canadá).Canadá. SPE, 2012

TRIGOS BECERRA, Erika Margarita. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimiento de crudo pesado. Tesis de maestría en hidrocarburos. Bucaramanga.: Ingeniería de petróleos Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2010.

TRUJILLO, Martha, et al. Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods. En: SPE Latin American and Caribbean petroleum conference (2:1-3, diciembre: Lima, Peru).Peru. SPE, 2010.

ULLMANN, F. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry: Solvents. Wiley-VCH.2005.

UZCATEGUI CORTES, Alberto. Optimización de la completación de pozos SAGD. Tesis de pregrado Ingeniería mecánica. Sartenejas.: Universidad simón bolívar, 2007.111p.

VEGA MORENO, Sandra Milena y MARTINEZ JAIMES, Julieth Paola. Análisis y desarrollo de modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ. Bucaramanga.: Tesis de pregrado ingeniería de petróleos. Universidad industrial de Santander. Facultad fisicoquímica.

VICENT, K.D, *et al.* Developing SAGD operating strategy using a coupled wellbore thermal. En: la SPE international thermal operations and heavy oil symposium and western regional meeting (2:16-18, marzo: Bakersfield, California).California .SPE, 2004.

WEIQIANG, Li y MAMORA, Daulat. Numerical simulation of thermal solvent replacing steam under assisted gravity drainage (SAGD) process. En: SPE Western Regional Meeting (27-29 Mayo, Anaheim, California, USA).California. SPE, 2010.

YATTE GARZÓN, Fabián camilo y VILLAMIZAR BALLESTEROS, Ingrith Johana. Aplicación de pozos horizontales en proceso de inyección de agua mediante la simulación numérica. Tesis de pregrado ingeniería de petróleos. Bucaramanga.: Universidad industrial de Santander. Facultad fisicoquímica, 2008.

ZHAO, L; NASR, T. N and HECK, G. Steam alternating solvent process: lab Test and simulation: journal of Canadian petroleum technology. Septiembre, 2005. Vol.44, no.9, p.37-43.