

**EVALUACIÓN DE UNA ALTERNATIVA AL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA
DE VAPOR MEDIANTE LA ADICIÓN DE UN SOLVENTE EN UN CAMPO
COLOMBIANO (LASER)**

**JULEY MARÍA GRANADOS PADILLA
EMILIO ADOLFO GIL DÍAZ**

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

2014

**EVALUACIÓN DE UNA ALTERNATIVA AL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA
DE VAPOR MEDIANTE LA ADICIÓN DE UN SOLVENTE EN UN CAMPO
COLOMBIANO (LASER)**

**JULEY MARÍA GRANADOS PADILLA
EMILIO ADOLFO GIL DÍAZ**

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

**DIRECTOR
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
M. Sc. INGENIERO DE PETRÓLEOS**

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

2014

DEDICATORIA

Quiero darle gracias a Dios y a la Virgen María por permitirme conseguir este logro, por darme la fuerza para luchar cada día.

Quiero darle las gracias a mis Padres: Pedro y Marlenys, por todo su apoyo que me brindaron, sus sacrificios, sus luchas que hicieron durante este tiempo, a mis hermanos: Pedro Antonio y Angi, por todo su amor y cariño brindado.

Gracias a todos mis familiares que estuvieron pendiente en esta etapa de mi vida y por brindarme cariño, en especial a mis nonitos: Ismene y Hernan Padilla.

A Emilio mi compañero de tesis por su colaboración y apoyo prestada durante la elaboración de este proyecto.

A mis amigos, Jesús, Stivenson, Cesar, Michael, Yineth, Edgar, Laura, Yenifer, Lala, Kildar, Leo, Yeni, Xiomy a mi grupo grupo juvenil LeSaMi, a los Sacerdotes Carlos Caro y Carlos Zerpa, a la Pastoral Juvenil de Bucaramanga, que estuvieron apoyándome y que me ofrecieron su compañía, dándome fuerza, consejos y alegrías.

JULEY

DEDICATORIA

En primer lugar le dedico este Éxito a Dios, por darme la fuerza y la templanza para poder sacar adelante esta carrera.

A mi compañera Juley, por darme la oportunidad y la confianza de hacer parte de este proyecto.

A mis padres, mis hermanas, mi abuelita y mi tía bella, por todas las ayudas y las oraciones en los momentos más difíciles a mi tía Ruth , Toño , Ana y mi Padrino por su colaboración para la realización de mi proyecto.

A Duban mi ahijado por su constante colaboración, Carpio , Fula, Naddia, Judit, Diana F, Maria Paula, Alberta, Willy, kathe, chucho, Javier, El Veneco, Maria Claudia, Naidry, Lina Chinome, Stephany Cañas, Jully Peña.
Y muchos más que siempre estaban ahí pendiente de todos mis pasos.

EMILIO

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros agradecimientos a todas las personas que con su apoyo y colaboración, hicieron posible la realización de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por permitirnos hacer parte de esta Institución.

Al ingeniero Jorge Mario Palma Bustamante, por toda su colaboración y apoyo brindado en la dirección del presente proyecto, por compartir con nosotros su tiempo y conocimiento.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. FUNDAMENTOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR Y LASER	20
1.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CSS)	20
1.1.1 Descripción del Proceso	20
1.1.1.1 Inyección	23
1.1.1.2 Remojo	23
1.1.1.3 Producción	23
1.1.2 Ventajas de la Inyección Cíclica de Vapor	24
1.1.3 Desventajas de la Inyección Cíclica de Vapor	24
1.1.4 Criterios para la selección de un yacimiento para una Inyección Cíclica de Vapor	24
1.1.5 Aplicación de Inyección Cíclica de Vapor en Colombia	25
1.2 LASER (LIQUID ADDITION TO STEAM FOR ENHANCING RECOVERY)	26
1.2.1 Descripción del Proceso	27
1.2.2 Etapas del Proceso	28
1.2.2.1 Inyección	28
1.2.2.2 Remojo	28
1.2.2.3 Producción	28
1.2.3 Ventajas LASER	29
1.2.4 Desventajas LASER	30
1.2.5 Solvente a Utilizar	30
1.2.6 Aplicación en el Mundo	31

2. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL PROCESO	34
2.1 RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS DATOS	34
2.2 CONCEPTUALIZACIÓN DEL MÉTODO	34
2.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO	35
2.4 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA POR MEDIO DEL SIMULADOR (CMG)	39
2.5 DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	40
2.6 INFORMACIÓN UTILIZADA EN LA CREACIÓN DEL MODELO	40
2.7 DESARROLLO DEL MODELO	41
2.8 PARÁMETROS A MODIFICAR EN EL MODELO REPRESENTATIVO	44
2.9 RESULTADOS PRELIMINARES	45
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	53
3.1 ANÁLISIS FINANCIERO	69
3.1.1 Ingresos	69
3.1.2 Egresos	69
3.1.3 Desarrollo del Análisis Económico	70
4. CONCLUSIONES	80
5. RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Proceso Inyección Cíclica de Vapor.....	21
Figura 2 Respuesta de Producción de la Inyección Cíclica de Vapor	22
Figura 3 Comparación de la Inyección Cíclica de Vapor y LASER.....	27
Figura 4 Etapas de LASER.....	29
Figura 5 Lugar de la Primera aplicación de la técnica LASER	33
Figura 6 Construcción del modelo físico	36
Figura 7. Adición de los Componentes	37
Figura 8 Tabla de Valores de Permeabilidad para el componente Light	38
Figura 9 Tabla de Valores de Permeabilidad para el componente Heavy	38
Figura 10 Ubicación de los Pozos.....	39
Figura 13 Modelo Representativo	42
Figura 14 Gráfica de comparación de los tres casos	47
Figura 15 Efectos de la Inyección Cíclica de Vapor en la Saturación de Aceite. ...	47
Figura 16 Efectos de LASER en la Saturación de Aceite.....	48
Figura 17 Efectos de CSS en la Saturación de Agua.....	49
Figura 18 Efectos de LASER en la Saturación de Agua	50
Figura 19 Efecto de la Presión en CSS.....	50
Figura 20 Efecto de la Presión en LASER	51
Figura 21 Comparación de la Presión.....	52
Figura 22 Comportamiento de CSS y LASER.....	53
Figura 23 Comparación de las Temperaturas	57
Figura 24 Producción Acumulada por Temperaturas	58
Figura 25 Comparación Tasa de Inyección.....	59
Figura 26 Producción Acumulada por Tasas de Inyección.....	59
Figura 27 Comparación Días de Inyección	61

Figura 28 Producción Acumulada Días de Inyección	62
Figura 29 Comparación Días de Remojo	62
Figura 30 Producción Acumulada por Días de Remojo.....	63
Figura 31 Comparación Fracción Molar del Solvente.....	64
Figura 32 Producción Acumulada por Fracción Molar del Solvente inyectado	64
Figura 33 Comparación Factor de Recobro	66
Figura 34 Comparación de Presiones.....	67
Figura 35 Valor Presente Neto para los Tres Casos	76
Figura 36 Tasa Interna de Retorno	77
Figura 37 Payback Simple	79

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Criterios para la aplicación de un proceso de Inyección Cíclica de Vapor.....	25
Tabla 2. Definición de las Propiedades Petrofísicas del Yacimiento	36
Tabla 3. Condiciones Iniciales	39
Tabla 4. Datos Utilizados en el Modelo Representativo	41
Tabla 5 Propiedades Críticas de los componentes del yacimiento.....	43
Tabla 6 Datos utilizados en el Modelo Representativo.....	43
Tabla 7 Condiciones de Operación de Inyección Cíclica de Vapor	44
Tabla 8 Condiciones de Operación de LASER	44
Tabla 9 Sensibilidades a Realizar en CSS.....	45
Tabla 10 Sensibilidades a Realizar en LASER	45
Tabla 11 Resultados Bases	46
Tabla 12 Sensibilidades Realizadas y sus Resultados	55
Tabla 13 Resultados de las Sensibilidades.....	55
Tabla 14 Comparación de Resultados	68
Tabla 15 Precio del Crudo	70
Tabla 16 Ingresos para Producción en Frío	70
Tabla 17 Ingresos para CSS.....	71
Tabla 18 Ingresos para LASER	71
Tabla 19 Cálculos Para determinar la Cantidad de Gas requerido para la Inyección y su Costo en CSS	72
Tabla 20 Cálculos para determinar la Cantidad de Gas requerido para la Inyección y su Costo en LASER	72
Tabla 21 Cálculos del costo del Tratamiento del Agua para la generación del vapor.....	73

Tabla 22 Egresos para CSS	73
Tabla 23 Egresos para LASER	73
Tabla 24 Flujo de Caja para Producción en Frío.....	74
Tabla 25 Flujo de Caja para CSS	74
Tabla 26 Flujo de Caja para LASER	75
Tabla 27 Valor Presente Neto para los tres Casos	75
Tabla 28 Tasa Promedio de Retorno	77
Tabla 29 Payback Simple	78

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE UNA ALTERNATIVA AL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEDIANTE LA ADICIÓN DE UN SOLVENTE EN UN CAMPO COLOMBIANO (LASER)*.

AUTORES: JULEY MARIA GRANADOS PADILLA
EMILIO ADOLFO GIL DÍAZ**

PALABRAS CLAVES: LASER, Inyección Cíclica de Vapor, Solvente, CMG,

El comportamiento de un yacimiento se puede representar de forma real a través de un simulador numérico por lo cual es indispensable tener en cuenta las propiedades más importantes a la hora de escoger dicho simulador. Como es bien sabido, en Colombia, la explotación de crudo pesado tiene una amplia cobertura a nivel nacional, es por ello que los métodos más utilizados para dicha explotación corresponden a los métodos térmicos, entre ellos la Inyección Cíclica de Vapor y la técnica LASER.

El presente trabajo de grado tiene como finalidad establecer un modelo de inyección cíclica de vapor mejorada por medio de la adición de un solvente, conocido como LASER (Liquid Addition to Steam for Enhanced Recovery), a través del simulador CMG (STARS), el cual permite realizar un análisis completo de la incidencia del solvente en la inyección cíclica de vapor y en yacimiento donde se está desarrollando la técnica, con el fin de aumentar las reservas del yacimiento.

Para dicho objetivo, se construye un modelo de simulación numérica con datos predominantes de los campos de crudo pesado en Colombia sometidos a estimulación de vapor, donde posteriormente se evaluará la adición del solvente, con el fin de analizar el comportamiento de la producción incremental, la presión del yacimiento y el factor de recobro, en los pozos donde se implemente este método. Para obtener el mejor modelo por medio del simulador CMG (CMOST), se hacen sensibilidades en parámetros operaciones, como cambios en la temperatura, la tasa de inyección, los tiempos de inyección y remojo, entre otras y así escoger el mejor escenario para una posible aplicación en uno de estos campos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director, M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of an alternative to the process of cyclical injection of steam through of the addition of a solvent in a Colombian field^{*}

Authors: Juley María Granados Padilla
Emilio Adolfo Gil Díaz^{**}

Keywords: LASER, cyclic steam injection, solvent, CMG

The behavior of a reservoir can be represented in a real form through a numerical simulator, it is essential to take into account the most important properties when choosing a simulator.

As is well known, in Colombia, the exploitation of heavy oil has an extensive nationwide coverage, which is one the methods commonly used for such exploitation correspond to thermal methods, including cyclic steam injection and the laser technique. the purpose of this thesis is to establish a cyclic steam injection model enhanced through the addition of a solvent known as LASER (Liquid Addition To Steam for Enhanced recovery) through the simulator CMG (STARS) which allows to make an complete analysis of the incidence of the solvent in cyclic steam injection and in the wells where this developing the technique, with the purpose of increasing reservoir production.

For that purpose, a numerical simulation model with prevailing data from heavy oil fields in Colombia, under steam stimulation, where later the addition of solvent was evaluated, in order to analyze the behavior of the incremental production is constructed, reservoir pressure and the recovery factor in the wells where this method is implemented. For the best model via simulator CMG (CMOST), sensitivities are in operation parameters, such as changes in temperature, injection rate, injection times and soak, among others, as well as a financial analysis of the process by observing profitability to choose the best scenario for a possible application in one of these fields

^{*} Thesis

^{**} Faculty of physical- chemical engineerings. Petroleum Engineering. Director, M, sc Jorge Mario Palma Bustamante.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha incrementado la demanda de petróleo a nivel mundial, debido al crecimiento de las diferentes necesidades del ser humano, donde muchas de estas cosas proceden del petróleo y de sus derivados, lo que ha generado una mayor utilización del petróleo con tales fines, por consiguiente, el crudo convencional está presentando un declive en su producción, ya que los yacimientos con este tipo de crudo se están agotando y cada vez es más difícil encontrar yacimiento con características similares a los que existen; donde se tiene una fácil explotación, transporte, y refinación, entre tanto, los yacimientos que se están descubriendo actualmente la mayoría son de crudo pesado y extrapesado, es decir, crudo no convencional; crudo que es más difícil su explotación, transporte, y refinación, ya que son crudos con características específicas como su alta viscosidad y compuestos no hidrocarburos que dificultan estos procesos para su comercialización, este tipo de crudos también se encuentran en yacimientos complejos, que a pesar del avance de la tecnología aún se presentan situaciones que se han convertido en retos.

Estos tipos de crudos no convencionales tienen la mayor reserva a nivel mundial con un 70% conformado por un 30% de arenas bituminosas, 25% de crudo extrapesado y un 15% de crudo pesado, mientras que el crudo convencional tiene un 30%¹.

Los crudos pesados y extrapesados son crudos con una alta viscosidad que impide su movilidad con respecto a los otros crudos, son crudos que tienen en poca proporción de componentes livianos como el metano, etano, propano y con

¹ <http://crashoil.blogspot.com/2012/03/por-que-se-modifican-las-reservas-de.html>

una mayor presencia de componentes pesados como el c_{7+} , entre otros. Debido a esto su extracción es más difícil por lo que es necesario utilizar diferentes procesos para ayudar a disminuir la viscosidad y así haya una mejor movilidad y una mejor extracción de estos crudos, es decir, mayor producción de ellos.

Para estos tipos de yacimientos a nivel mundial se han realizados diferentes procesos para mejorar la producción, uno de ellos es la inyección cíclica de vapor, donde por medio del vapor se calienta el crudo para que éste disminuya su viscosidad y haya una mayor producción, por lo tanto este método es utilizado a nivel mundial, a pesar de su aporte en la producción se ha trabajado para mejorar éste método, una de las formas es la técnica LASER (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery), donde al vapor se le añade un solvente que pueda evaporarse junto con el agua para ser transportado al yacimiento y allí cuando se condensa los componentes menos pesados de unen con el crudo haciendo que éste disminuya su viscosidad, por ende, se tiene un mejor desplazamiento de fluidos.

Con este proyecto se quiere tener una base de datos para los campos de colombianos donde actualmente se tiene la inyección cíclica de vapor como método para mejorar su producción, y aumentar el factor de recobro del yacimiento.

Se presenta una mejora al proceso de Inyección Cíclica implementada en campos Colombianos para mejorar la producción de los yacimientos de crudo pesado.

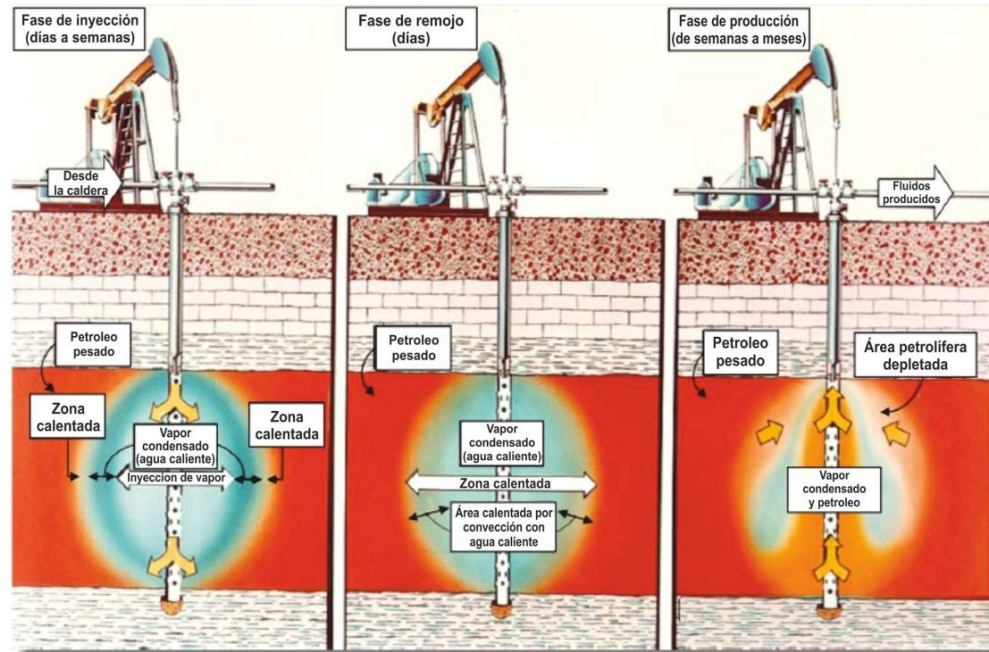
1. FUNDAMENTOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR Y LASER

1.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CSS)

Para obtener una mayor producción en un yacimiento donde el fluido se caracteriza por su alta viscosidad y baja movilidad, es necesario aplicar procesos que permitan mejorar estas propiedades. Uno de esos procesos es la Inyección Cíclica de Vapor, en donde se inyecta agua en forma de vapor para obtener una mayor producción de estos fluidos por el mismo pozo.

1.1.1 Descripción del Proceso La CCS es un proceso térmico de recobro que consiste en la estimulación individual de cada pozo productor mediante la inyección intermitente de vapor. De forma sencilla, el proceso consiste en inyectar vapor en una formación productora a través de un pozo inyector- productor por un periodo determinado, luego el pozo es cerrado por un cierto tiempo permitiendo la transferencia de calor del vapor a la formación para luego ser abierto y colocarlo nuevamente en producción como lo muestra la figura 1.

Figura 1 Proceso Inyección Cíclica de Vapor



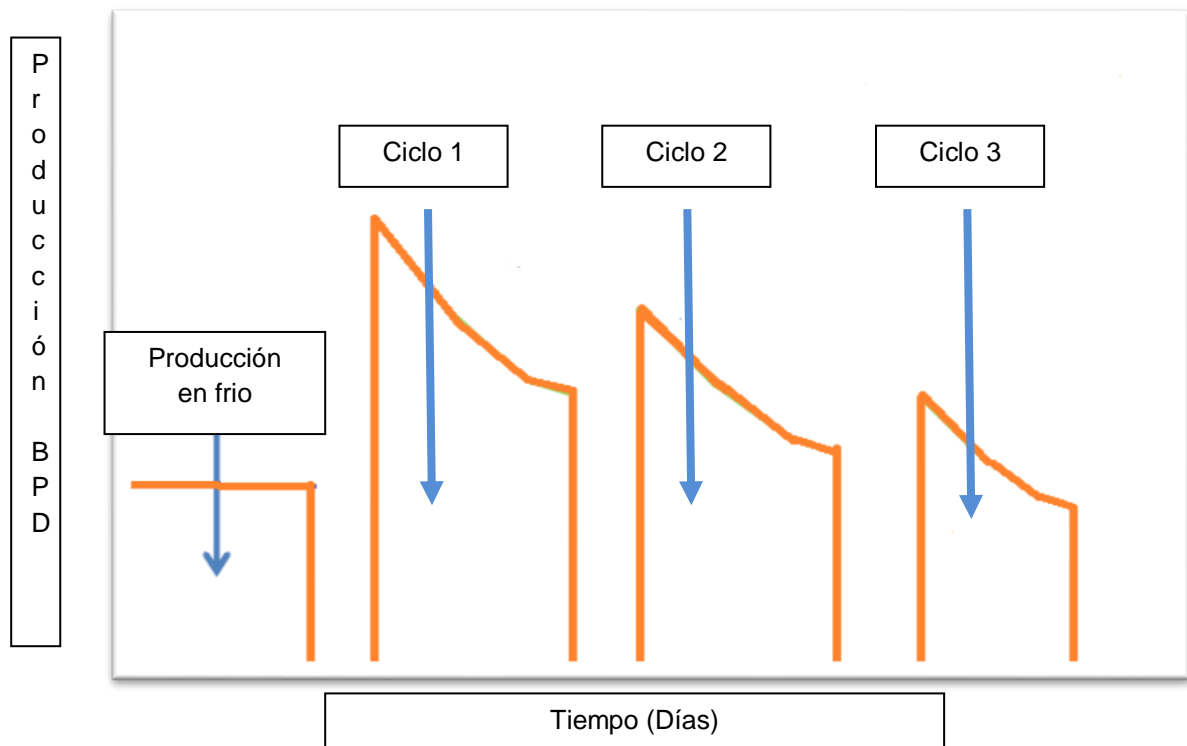
Fuente: Modificado por autores de avibert.blogspot.com/2012/10/inyeccion-ciclica-de-vapor-douglas.html

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante inyección alterna de vapor son: la disminución de la viscosidad del petróleo, la expansión térmica de los fluidos de la formación e incremento de los mecanismos de producción por compactación. Durante la inyección de vapor y los periodos de remojo, la viscosidad del petróleo es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo expansión térmica del petróleo y del agua.

Este método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante la fase de producción secundaria. Durante este tiempo se ayuda a la energía natural del yacimiento porque el vapor reduce la viscosidad del petróleo facilitando su movimiento a través de la formación y aumentando la producción de los pozos.

El nombre del método se debe al período que existe entre las etapas de inyección de vapor y producción de petróleo en un mismo pozo. Las etapas de inyección, remojo y producción, el tiempo que duran constituyen un ciclo en el proceso, por lo que también se denomina inyección cíclica de vapor o remojo con vapor. El ciclo, también conocido como *huff and Puff*, puede repetirse hasta que la respuesta resulte marginal como lo muestra la figura 2, debido a la declinación de la presión del yacimiento y al aumento de la producción de agua².

Figura 2 Respuesta de Producción de la Inyección Cíclica de Vapor



Fuente: Modificado por autores

² https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf

1.1.1.1 Inyección Consiste en inyectar durante dos o tres semanas a través del pozo inyector/productor. La tasa de inyección debe ser la máxima posible con el fin de evitar que la cantidad de calor que se pierden en las paredes del pozo sea elevada y minimizar el tiempo que el pozo está sin producir, también debe tenerse en cuenta todos los factores que intervienen en la respuesta a la inyección de vapor, como son la viscosidad del petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación de petróleo, saturación de agua, entre otros.

1.1.1.2 Remojo Consiste en mantener el pozo cerrado por un determinado tiempo el cual va a depender del historial de la producción del campo y del yacimiento a ser aplicado el proceso. En yacimientos donde se encuentran activos los mecanismos de producción primaria y presenta suficiente presión, es recomendable que el tiempo de remojo sea algo prolongado de modo que el vapor se desplace a través del medio poroso y disipe el calor a yacimiento, aunque este período no debe ser demasiado prolongado ya que el vapor se condensaría, el yacimiento se podría enfriar y la saturación de agua aumentaría excesivamente; en cambio en yacimientos con poca presión, se recomienda dejar poco tiempo de remojo con el fin de utilizar el aumento de la presión del yacimiento en las cercanías del pozo para desplazar hacia los pozos.

1.1.1.3 Producción Consiste en abrir el pozo a producción una vez considerado que el yacimiento ha sido calentado y el petróleo se encuentra en mejores condiciones para ser producido. Al comienzo puede observarse una elevada tasa de agua debido a que mucho vapor se condensa en las cercanías del pozo, pero al cabo de un tiempo comienza la producción normal de petróleo. Esta etapa culmina cuando el pozo presente tasas similares a las presentadas por producción en frío o tasas no rentables.

1.1.2 Ventajas de la Inyección Cíclica de Vapor

- Se obtiene rápidamente elevadas tasas de producción de petróleo.
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es pequeño.
- No es afectado considerablemente por las heterogeneidades del yacimiento.
- La respuesta del yacimiento es inmediata

1.1.3 Desventajas de la Inyección Cíclica de Vapor

- Se incrementa considerablemente la producción de agua si el pozo está cerca de un acuífero.
- Más del 50% del agua inyectada en forma de vapor se queda en el yacimiento, creando una zona de alta saturación de agua.
- El condensado del vapor hidrata las arcillas y reduce la productividad de los pozos.

1.1.4 Criterios para la selección de un yacimiento para una Inyección Cíclica de Vapor Resulta difícil establecer criterios que garanticen que la aplicación de un proyecto de inyección cíclica de vapor sea exitosa, debido que la mayoría de estos depende de las características de cada campo siendo la experiencia la mejor guía para la selección de criterios. La tabla 1 muestra los criterios más utilizados para la realización de éste proceso:

- Se cree comúnmente que el petróleo en sitio debe ser del orden de 1.200 Bbls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- La permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir una inyección rápida del vapor y una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo.

- El mayor éxito se obtiene cuando la viscosidad del petróleo es del orden de 4.000 cP a condiciones de yacimiento, pero puede ocurrir que en algunos casos se tenga una viscosidad menor.
- La gravedad del petróleo es conveniente que esté en el rango de 8 a 15 °API.
- La máxima profundidad práctica es 3.000 pies. Valores de profundidad menores son deseables ya que las pérdidas en el pozo son menores.
- El espesor de arena neta debe ser mayor de 30 pies y se considera conveniente que la presión del yacimiento sea moderadamente alta, sin embargo, existen proyectos exitosos donde la presión es baja, del orden de 40 Psi.
- Porosidad alrededor de 30% y saturación de petróleo de 60%.

Tabla 1 Criterios para la aplicación de un proceso de Inyección Cíclica de Vapor.

PARÁMETRO	VALOR
Viscosidad (cP)	< 4.000
°API	< 16
Profundidad (pies)	< 3.000
Espesor (pies)	> 30
Porosidad (%)	>30
Saturación de Petróleo (bls/ acre- pie)	>1.200
Permeabilidad (mD)	>1.000
Transmisibilidad (mD-ft/cP)	>100

Fuente: Colina Marcano, Franklin José, Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento jobo 01, campo jobo 02, a través de la simulación numérica, Barcelona, Octubre 2009.

1.1.5 Aplicación de Inyección Cíclica de Vapor en Colombia En Colombia son muy pocos los campos que tienen Inyección Cíclica de Vapor, estos pozos se encuentran ubicados en el Valle del Magdalena Medio, cerca de la ciudad de Barrancabermeja, en campos de crudo pesado como Teca, Nare, Jazmín,

Cocorná, Girasol, en donde se ha convertido en el principal mecanismo de explotación en estos campos.

La inyección cíclica de vapor en el campo Teca se inició en 1984 y desde entonces se ha aplicado ampliamente en todo el campo. La respuesta de este campo a este proceso es muy irregular, a pesar de esto se puede decir que es bueno en los primeros ciclos. La cantidad de vapor de agua varía de un ciclo a otro, siendo el valor promedio de 19.000 barriles equivalentes de agua por ciclo.

En el caso del campo Cocorná la inyección cíclica de vapor comenzó en 1965 y terminó en 1980, desde entonces hay producción primaria. El proceso de estimulación se inició en 1990 en el campo Nare, al tiempo que se inició en 2008 en los campos Girasol y Moriche³.

1.2 LASER (LIQUID ADDITION TO STEAM FOR ENHANCING RECOVERY)

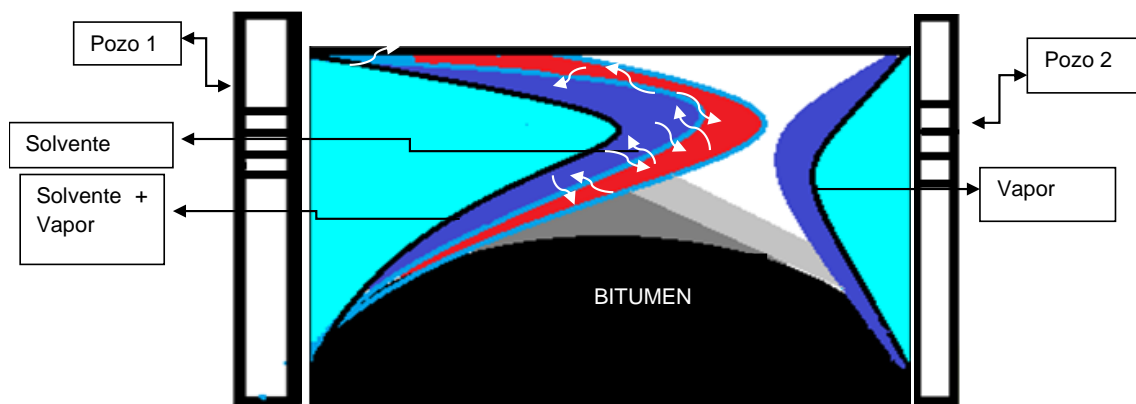
Los campos de crudo pesado y extrapesado en el mundo, representan un reto para la industria al momento de ser explotados, ya que son crudos con una viscosidad alta y una baja movilidad, siendo la inyección cíclica de vapor uno de los métodos más utilizados a nivel mundial, aunque en algunos países como Canadá, se están implementando nuevas tecnologías mejorando estos métodos, una de ellas es la tecnología LASER (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery), que permite una mayor extracción del crudo presente en el yacimiento son se esté aplicando.

³ R. Castro, SPE; G. Maya, SPE; D. Mercado, SPE; M. Trujillo, SPE; C. Soto, SPE; H. Perez, SPE; A. Lobo, SPE; A. Ordoñez, SPE; J. E. Sandoval, SPE/ ECOPETROL S.A. Enhanced Oil Recovery (EOR) Sstatus – Colombia, SPE 139199, Diciembre 2010.

1.2.1 Descripción del Proceso La técnica empleada en este proceso consiste en la adición de un solvente o diluyente al vapor en la cabeza del pozo, el diluyente es transportado junto con el vapor de agua al yacimiento hasta que se presenta una condensación de vapor significativa que permita llegar a la mayor distancia posible desde la cara del pozo hacia la zona donde se encuentra el petróleo frío, este proceso también consta de una etapa de inyección, una de remojo y una de producción, los ciclos se hacen de acuerdo a las características del yacimiento donde se esté implementando.

La aplicación del proceso LASER es preferible iniciarlo después de varios ciclos del proceso del CSS (Inyección Cíclica de Vapor), en especial cuando la relación vapor-aceite aumente considerablemente, pero también hay casos aplicados desde el inicio de la inyección cíclica de vapor. A continuación, la figura 3 representa una comparación de los procesos de CSS y LASER.

Figura 3 Comparación de la Inyección Cíclica de Vapor y LASER



Fuente: Modificado por Autores de R.P. LÉAUTÉ, B.S. CAREY Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake SPE 79011, Noviembre 2002

1.2.2 Etapas del Proceso

1.2.2.1 Inyección En esta etapa es inyectado un volumen específico de vapor de agua, que va de acorde a la capacidad del generador utilizado en la inyección cíclica de vapor, a este vapor se le añade una cantidad de aproximadamente 6% en volumen, el vapor que es inyectado calienta el crudo pesado y extrapesado en el yacimiento, reduciendo su viscosidad de >100.000 cP a menos de 10 cP. Esta etapa puede durar de un mes (durante los primeros ciclos) a casi seis meses (durante los ciclos posteriores), estos tiempos dependen del yacimiento donde se esté aplicando. Este proceso se realiza con el fin de aumentar el porcentaje del aceite incremental obtenido después de un ciclo de CSS.

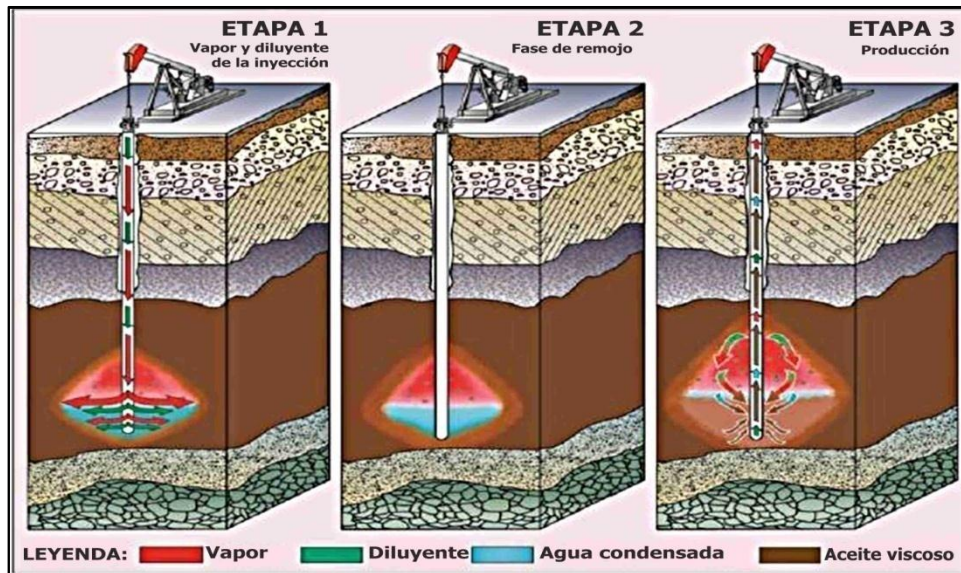
1.2.2.2 Remojo Durante esta etapa el pozo se cierra para que actúe como un amortiguador de presión entre los pozos adyacentes que todavía están en la etapa de inyección o en la etapa de producción, esta etapa puede tener una duración de días a semanas, todo depende de la cantidad de vapor inyectado y de la región se esté realizando.

1.2.2.3 Producción Durante esta etapa del proceso el pozo es abierto y puesto en producción nuevamente, esta etapa puede tener una duración de menos de un año, durante los primeros ciclos hasta cuatro años, en los ciclos posteriores, esto depende de la presión de fondo que tenga el yacimiento y del efecto del proceso en la disminución en la viscosidad y la mejora de la movilidad del crudo pesado y extrapesado⁴.

A continuación la figura 4 nos muestra las diferentes etapas del proceso.

⁴ R.P. LÉAUTÉ, B.S. CAREY Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake SPE 79011, Noviembre 2002

Figura 4 Etapas de LASER



Fuente: Cold lake commercialization of the LASER process - IPTC 16795

1.2.3 Ventajas LASER

- El solvente necesario para inyectar es relativamente bajo aproximadamente un 6% en volumen específico del vapor a inyectar.
- La recuperación del solvente inyectado es relativamente buena con aproximadamente un 66% del 6% de volumen específico inyectado.
- Los elementos necesarios para la realización del proceso son los mismos que se utilizan en una inyección cíclica de vapor, permitiendo un tiempo de retorno más pequeño.
- Los criterios de aplicación son los mismos que el de una inyección cíclica de vapor.
- La duración de los ciclos es mayor que en una inyección cíclica de vapor.
- Puede haber aumento del factor de recobro, ya que tiene una zona de influencia mayor que la de un CSS normal.
- La eficiencia térmica es aumentada al tener una zona de influencia más grande que la de un CSS normal.

1.2.4 Desventajas LASER

- Ésta técnica es utilizada en pocos campos, ya que todavía se están haciendo estudios para mejorarla y obtener mejores resultados de los ya presentados.
- Puede acelerar el proceso de compactación y subsidencia en la superficie ya que se obtiene una mayor producción de petróleo.
- El número de ciclos depende de la relación vapor aceite (SOR), ya que va disminuyendo con cada ciclo hasta llegar a un punto en el que un nuevo ciclo es poco rentable.
- La presencia de un acuífero muy activo, provoca una pérdida de calor considerable, dejando pocos resultados para el yacimiento.
- La presencia de una capa de gas, ya que el vapor va a tender ocupar primero este lugar y mientras se condensa, las partículas de condensados se precipitan y se pierde el efecto de diluir el petróleo de la formación.
- El disolvente tiene que ser un fluido compatible con el del yacimiento, preferiblemente hidrocarburos ligeros, para que estos no se escapen y se disuelvan con el crudo que hay en el yacimiento.
- Este proceso no siempre es utilizado desde un principio, sino que el CSS es utilizado primero, perdiéndose así una mayor extracción de crudo.
- El volumen de disolvente que puede ser transportado por el vapor es bajo, aunque con ese volumen se puede obtener buenos resultados.

1.2.5 Solvente a Utilizar El solvente o diluyente utilizado en los campos donde se ha implementado esta técnica han sido hidrocarburos ligeros, como el C₃, C₄, C₅₊, entre otros.

Estos primeros experimentos se hicieron con la inyección continua de vapor dando resultados negativos, pero al utilizarlo en la inyección cíclica de vapor los resultados fueron mejores. En las investigaciones realizadas para definir él o los solventes adecuados para este proceso fue necesario tener en cuenta el punto de

ebullición, ya que al ser inyectado junto con el vapor de agua este diluyente debe ir también en forma de vapor, para que su transporte sea efectivo.

En 2011 Li et al, ^[5] llevó a cabo estudios para encontrar disolvente óptimo para baja presión (1.650 KPa ~ 34,46 Psi) condiciones de Athabasca. En su trabajo, el 5% en peso molar de los diferentes hidrocarburos como C₃, C₅, C₆, C₇, y C₁₂ se inyectaron y los resultados fueron comparados, dando como resultado que los disolventes pesados como el C₇ y el C₁₂ fueron considerados como disolventes adecuados para ser inyectados junto con el vapor de agua en una concentración molar óptima de 5-7%, siendo ésta una proporción muy alta para la inyección.

También en el mismo año Yanzdani et al, hizo unos estudios de simulación paramétrica en un esfuerzo para obtener el tipo y la concentración óptima. Sus resultados revelaron que el disolvente óptimo no sólo debe ser elegido sobre la base de la capacidad de mejora de la movilidad, sino que también debe considerar otra, la fase operativa teniendo en cuenta el flujo y las condiciones de comportamiento geológico que permanecen presentes en el yacimiento.

En los estudios que se han realizados para obtener el mejor disolvente entre los hidrocarburos inyectados (C₄, C₅, C₆-C₈, y C₇) co-inyectados con el vapor de agua, se llegó a una conclusión donde el n-Butano (C₄) conduce a mejores resultados para el proceso, fueron inyectados entre 2-5% en volumen y el resultado fue que el aumento de la concentración de disolvente no es proporcional con el aumento en la tasa de producción de petróleo⁵.

1.2.6 Aplicación en el Mundo El concepto de la utilización de hidrocarburos ligeros como aditivo de vapor no es nuevo, como lo demuestran varias patentes

⁵ M. Ardali, M.A. Barrufet, Texas A&M University, D.D. Mamora, Mamora and Associates, F. Qiu, Schlumberger, A Critical Review of Hybrid Steam-Solvent Processes to Recover Heavy Oil, SPE 159257 Octubre 2012

realizadas en la década de 1970 y a principios de 1980. Se han propuesto varios métodos para utilizar disolventes hidrocarburos en combinación con el vapor para mejorar la recuperación de petróleo, estudios realizados en Canadá y Estados Unidos.

A finales de 1990, la técnica LASER fue propuesta por primera vez como un método para incrementar la recuperación en el campo Cold Lake. La primera fase en el programa de investigación LASER fue desarrollar un modelo conceptual del proceso de recuperación, probando el modelo conceptual en varios estudios de laboratorio. En 1999, la prueba exitosa del concepto LASER se logró utilizando un modelo físico 3D. Una adición de 6% en volumen de disolvente en el vapor dio como resultado una elevación significativa de petróleo para la técnica LASER en comparación con el proceso CSS. Los resultados de los modelos físicos apoyaron la expectativa de la técnica LASER de proporcionar una mejora importante para el proceso CSS, con un aumento de la productividad en aproximadamente 40%, estos resultados eran vistos como respuestas cualitativas para la nueva técnica en desarrollo, por lo tanto, para obtener unos resultados cuantitativos para la técnica, tenía que demostrarse en un piloto a gran escala.

Entre los años 2002 y 2005 se realizó el primer ciclo de la técnica LASER en uno de los pozos piloto para el proceso, en el campo Cold Lake de Canadá, siendo este el ciclo número siete que se realizaba en el pozo de CSS, los resultados fueron favorables, superando algunas expectativas que se tenían sobre el nuevo método de recuperación para el campo.

Entre los años 2005 y 2007 se realizó el segundo ciclo LASER en el mismo pozo donde se había realizado el ciclo anterior, produciendo resultados favorables, aunque en algunos datos las expectativas esperadas no coincidieron con los resultados, sin embargo, la producción del pozo fue superior a la esperada con el método CSS.

2. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL PROCESO

Se diseñó un modelo experimental, para la implementación de esta nueva tecnología, y así estudiar los alcances que ésta puede obtener en los pozos donde se esté desarrollando, para esto se tuvo en cuenta varios factores para escoger los datos empleados en el modelo representativo para el proceso que se va a llevar a cabo, tomando como base de datos los campos de crudos pesados en Colombia donde actualmente se realiza una estimulación por vapor.

2.1 RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE LOS DATOS

Como la técnica LASER, es un método nuevo, reciente y su implementación en los campos de crudos pesados apenas está iniciando, las referencias bibliográficas son pocas y se reduce a los artículos que han sido publicados, tras los resultados obtenidos en los campos pilotos donde se ha aplicado el proceso.

A partir del estudio de los datos utilizados en los campos descritos en los diferentes artículos, se escogieron los mejores para realizar el modelo representativo, con el fin de cumplir los objetivos propuestos para este proyecto.

2.2 CONCEPTUALIZACIÓN DEL MÉTODO

En esta fase del proyecto se identificó detalladamente el proceso LASER, las diferentes etapas que tiene, sus ventajas y desventajas, además de los antecedentes de su aplicación, así como las variables que más influyen en su

aplicación, con el fin de aumentar la producción de los pozos donde se está implementando o va a ser implementado.

2.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO

En esta etapa del proyecto, se procedió al estudio del simulador a utilizar CMG (STARS), se escogió este simulador para obtener el mejor resultado en el modelo representativo, porque nos permite realizar simulaciones de yacimientos de crudos pesados donde se están realizando procedimientos térmicos.

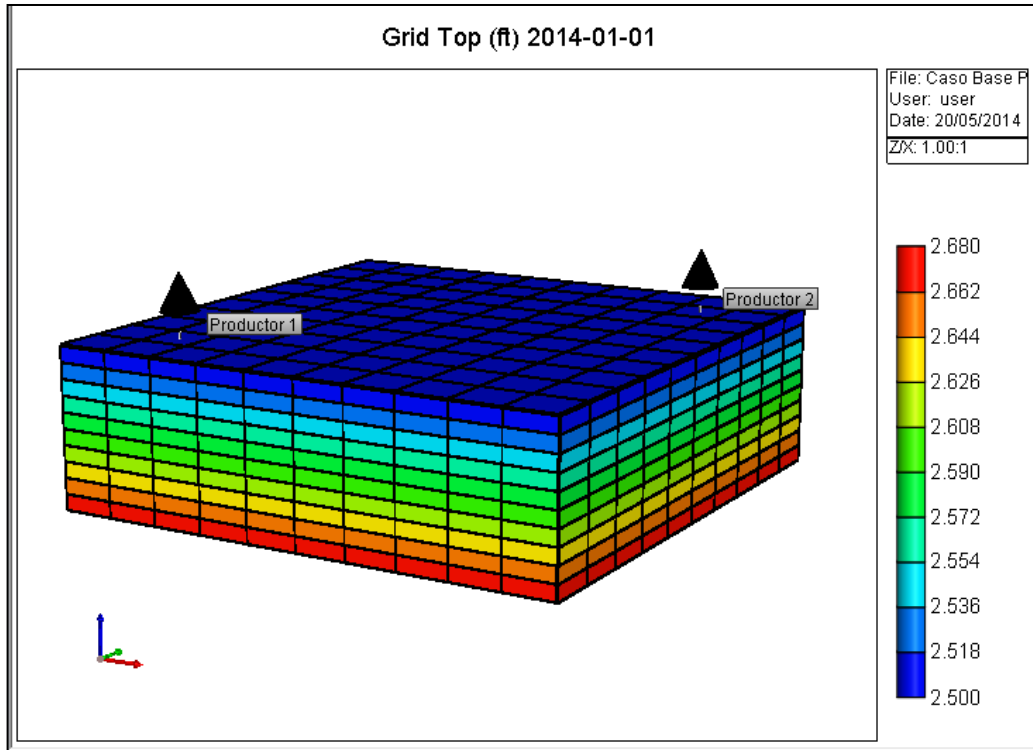
Con la ayuda de este simulador, trabajado desde el Builder, con las condiciones generada por los autores, bajo los rangos de los procesos CSS y LASER, se desarrolló los modelos representativos.

Para la realización del diseño del modelo de simulación se siguieron los siguientes pasos:

- Construcción del modelo físico (Figura 6)
- Definición de las propiedades petrofísicas del yacimiento (Tabla 2)
- Creación del fluido del yacimiento (Figura 7, 8, 9)
- Definición de las condiciones iniciales (Tabla 3)
- Construcción de los pozos del yacimiento (Figura 10)
- Definición de los parámetros operacionales (Tabla 6, 7)

El área aproximada del grid es 10 acres, se encuentra dividido en 10 celdas en cada uno de los vectores X, Y, Z, con las mismas propiedades petrofísicas en cada una de las celdas, al igual que los componentes del yacimiento.

Figura 6 Construcción del modelo físico



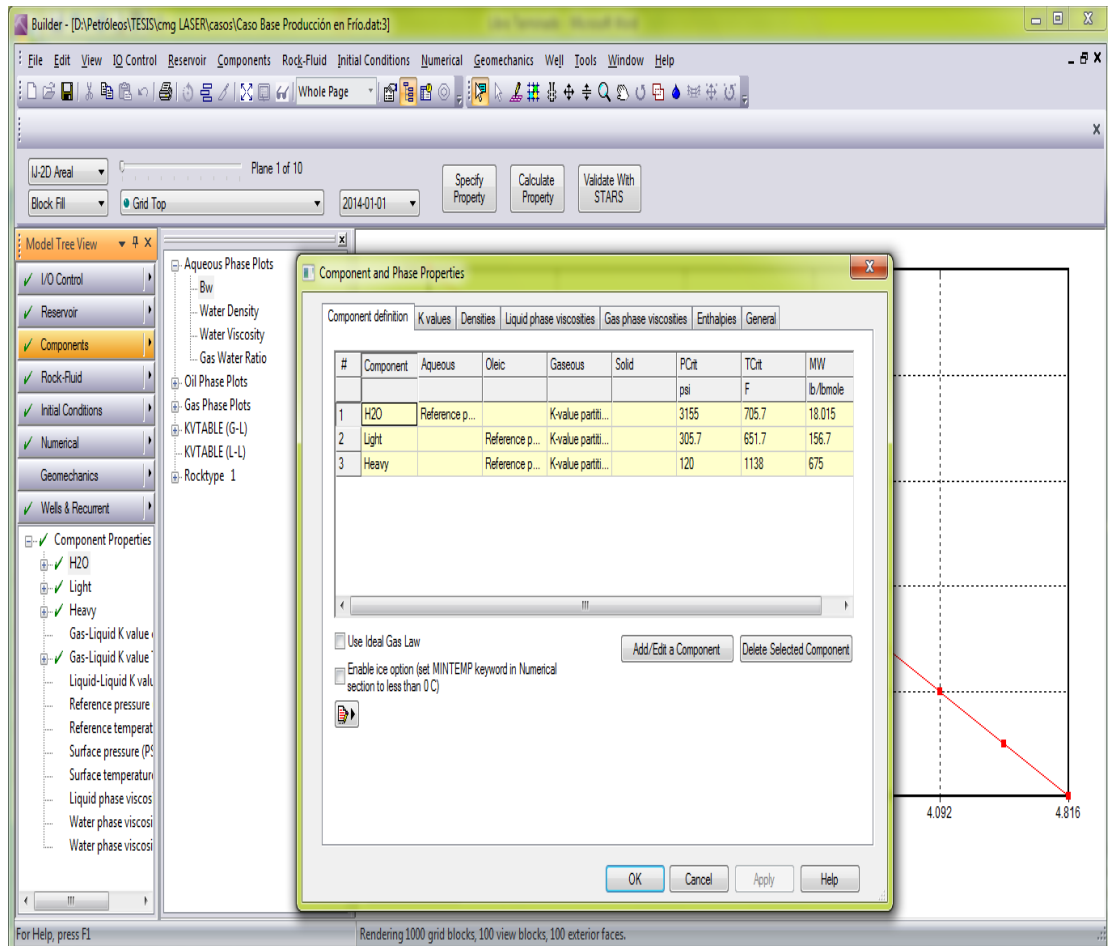
Fuente: Realizado por los Autores en el Builder de CMG.

Tabla 2. Definición de las Propiedades Petrofísicas del Yacimiento

Propiedad	Valor
Profundidad de Referencia (ft)	2500
Espesor de cada celda (ft)	20
Porosidad (%)	30
Permeabilidad i (mD)	50
Permeabilidad j (mD)	50
Permeabilidad k (mD)	12.5
Fracción Molar Heavy Oil (fracción)	0.58
Fracción Molar Light Oil (fracción)	0.42
Saturación de Agua (fracción)	0.2
Saturación de Aceite (fracción)	0.8

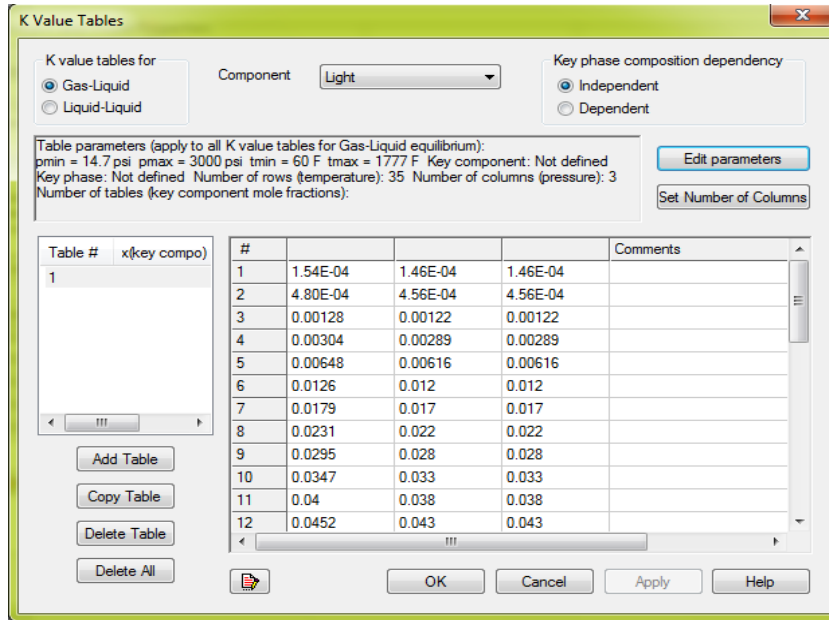
Fuente: Realizado por los Autores.

Figura 7. Adición de los Componentes



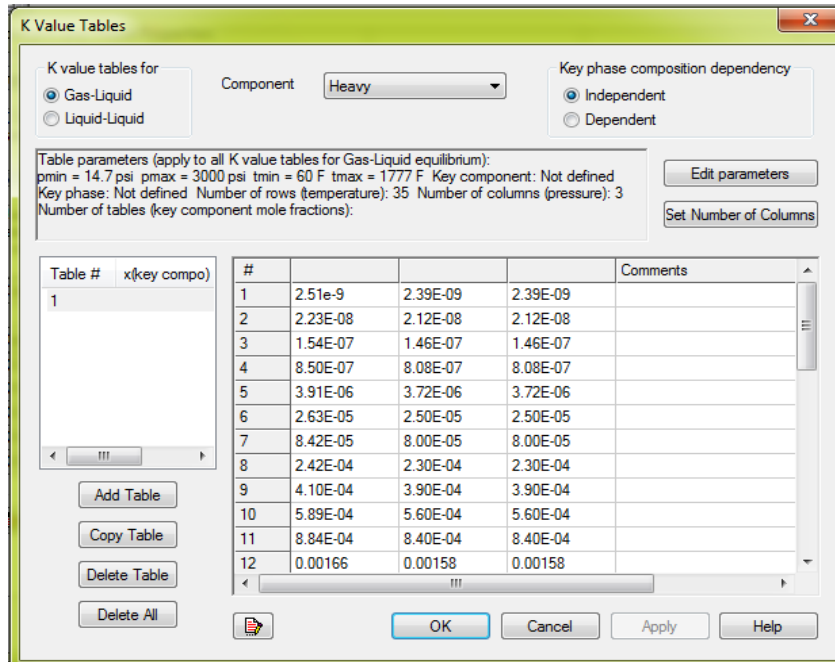
Fuente: Realizado por los Autores en Builder de CMG

Figura 8 Tabla de Valores de Permeabilidad para el componente Light



Fuente: Realizado por los Autores en Builder de CMG.

Figura 9 Tabla de Valores de Permeabilidad para el componente Heavy



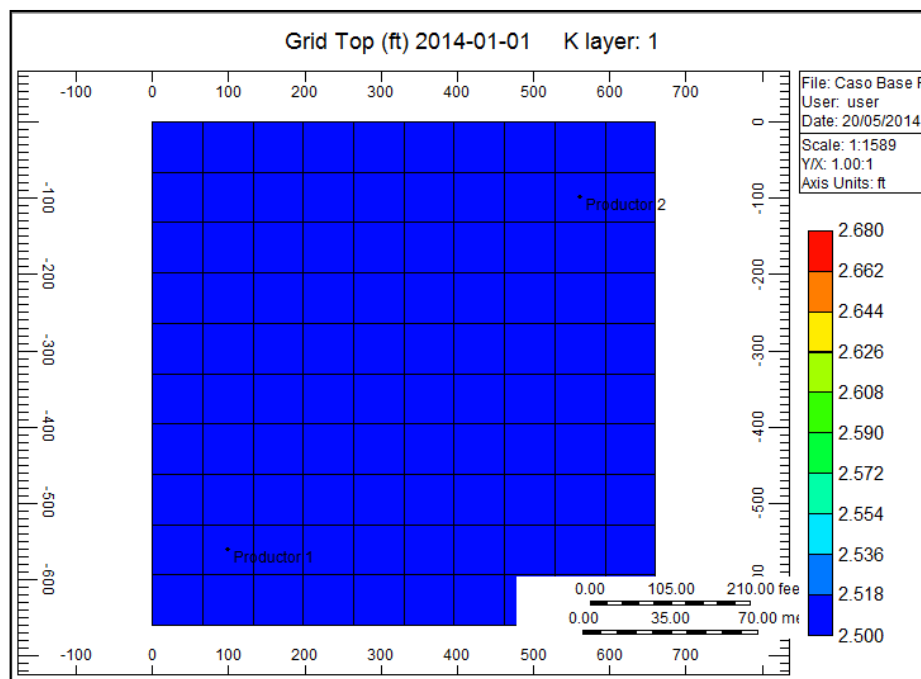
Fuente: Realizado por los Autores en Builder CMG.

Tabla 3. Condiciones Iniciales

Propiedad	Valor
Profundidad de Referencia (ft)	2500
Presión (psi) @ 2500 ft	1200
Contacto Gas-Aceite (ft)	2505
Contacto Agua-Aceite (ft)	2660

Fuente: Realizado por los Autores

Figura 10 Ubicación de los Pozos



Fuente: Realizado por los Autores en Builder de CMG.

2.4 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA POR MEDIO DEL SIMULADOR (CMG)

La simulación es una herramienta que se ha venido utilizando desde hace varios años con el fin de predecir el comportamiento de los procesos que se puedan llevar a cabo en un campo de petrolero, tanto en el yacimiento como en superficie, para así, tener una óptima producción de cada uno de los pozos de dicho campo.

Se han desarrollado varios simuladores para los diferentes procesos que se llevan a cabo en la industria, como la técnica utilizada en el presente proyecto.

LASER es una técnica para mejorar la producción de los campos de crudos pesados y extrapesados, mejorando la Inyección Cíclica de Vapor por medio de la inyección conjunta con el vapor de un hidrocarburo liviano (solvente), para la realización del proyecto se utilizó como simulador de yacimientos con procesos térmicos STARS (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la empresa CMG (Computer Modelling Group Ltda), el cual tiene como proceso EOR (Enhanced Oil Recovery) a la Inyección Cíclica de Vapor.

2.5 DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de simulación fue desarrollado en el BUILDER de CMG, que permite crear el grid donde se puede realizar el proceso de recobro planteado en el presente proyecto, el cual incluye propiedades de roca y fluido, condiciones iniciales del área a estudiar en el yacimiento, propiedades de los componentes presentes en el yacimiento, realizando el mejor modelo representativo del área, para obtener los resultados obtenidos.

2.6 INFORMACIÓN UTILIZADA EN LA CREACIÓN DEL MODELO

Los datos que se tuvieron en cuenta para la realización del modelo representativo son:

- Presión del yacimiento a la profundidad estudiada
- Profundidad
- Espesor
- Saturación (S_o , S_w)

- Porosidad
- Permeabilidad
- Propiedades Criticas de los fluidos del yacimiento (Tabla 4)
- Presión de Fondo (BHP)

Tabla 4. Datos Utilizados en el Modelo Representativo

Propiedad	Valor
Presión del Yacimiento a 2500 ft (psi)	1200
Profundidad (ft)	2500
Espesor (ft)	200
Porosidad (%)	30
Permeabilidad en I (mD)	50
Permeabilidad en J (mD)	50
Permeabilidad en K (mD)	12.5
saturación de agua (fracción)	0.2
Saturación de aceite (fracción)	0.8
Presión de Fondo (psi)	980

Fuente: Datos Generados por los Autores

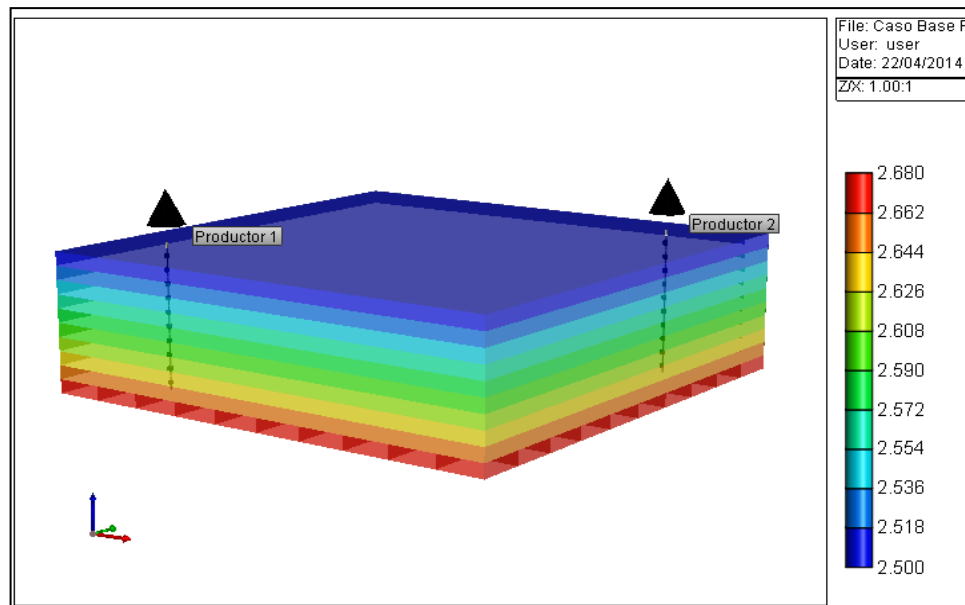
2.7 DESARROLLO DEL MODELO

Teniendo en cuenta la información requerida para el modelo representativo del proyecto, éste se realizó de la siguiente forma: del espesor total del yacimiento se dividió en 10 celdas, todos de igual tamaño, se colocaron dos pozos en sitios estratégicos para poder observar el efecto de cada uno como se muestra en la figura 6, las propiedades petrofísicas como la porosidad, permeabilidad, saturación (S_o y S_w), son iguales para todas las celdas, la presión de fondo utilizada permite que los pozos produzcan, sin provocar que el yacimiento se comience a depletar tan rápido, teniendo en cuenta que el yacimiento es de crudo pesado, por lo que tiene una viscosidad alta y una movilidad baja. El tiempo manejado es de 60 meses (5 años).

En la Inyección Cíclica de Vapor y LASER, los tiempos de inyección y remojo son los mismos, a partir de estos se empieza hacer las diferentes sensibilidades para observar el comportamiento del yacimiento cuando son cambiadas las diferentes variables para buscar el caso más óptimo del proceso que se está llevando a cabo.

Como en la técnica LASER, el fluido inyectado al yacimiento es una mezcla del vapor de agua con un hidrocarburo ligero, que es necesario describir este componente, que se encuentra en menor proporción en el yacimiento, así como el componente pesado que se encuentra en mayor proporción en el yacimiento.

Figura 11 Modelo Representativo



Fuente: Realizada por los autores en el BUILDER de CMG

Los componentes se llamaron Heavy Oil, que representa al crudo pesado en el yacimiento y Light Oil que representa el crudo liviano presente en el yacimiento y que a su vez es inyectado junto con el vapor, para la realización de la técnica LASER, las propiedades de estos componentes que se tuvieron en cuenta son:

Tabla 5 Propiedades Críticas de los componentes del yacimiento

Componente	P Crítica (psi)	T Crítica (°F)	MW (lb/lbmole)
H₂O	3155	705.7	18.015
Heavy Oil	120	1138	675
Light Oil	305.7	651.7	156.7

Fuente: Tutorial, "Combustión Seca" Computer Modelling Group, Ltda., usando Builder-Stars, v2011.10

Entre los principales datos utilizados para la realización del modelo representativo tenemos:

Tabla 6 Datos utilizados en el Modelo Representativo

Propiedad	Valor
Profundidad de Referencia (ft)	2500
Presión (psi) @ 2500 ft	1200
Saturación de Aceite (Fracción)	0.8
Saturación de Agua (Fracción)	0.2

Fuente: Datos Generados por los Autores.

Tanto para la Inyección Cíclica de Vapor como para LASER los parámetros operacionales utilizados fueron los mismos y a partir de estos valores se hicieron las diferentes sensibilidades.

Los valores para las condiciones de operación para la Inyección Cíclica de Vapor son creados a partir de datos promedios de campos colombianos donde actualmente se está haciendo este proceso y los datos de las condiciones operacionales para LASER, son tomados a partir de los datos de CSS, teniendo en cuenta las variaciones que existe entre los dos procesos.

Tabla 7 Condiciones de Operación de Inyección Cíclica de Vapor

Parámetro Operacional	Valor
Caudal de Inyección (Bbl/Día)	1500
Calidad del vapor (fracción)	0.6
Temperatura de Inyección (°F)	500
Cantidad de Vapor Inyectado (%)	100
Duración periodo de inyección (días)	5
Duración periodo de remojo (días)	5

Fuente: Datos Generados por los Autores

Tabla 8 Condiciones de Operación de LASER

Parámetro Operacional	Valor
Caudal de Inyección (BB/Día)	1500
Calidad del vapor (fracción)	0.6
Temperatura de Inyección (°F)	500
Cantidad de Vapor Inyectado (%)	94
Cantidad de Solvente ligero Inyectado (%)	6
Duración periodo de inyección (días)	5
Duración periodo de remojo (días)	5

Fuente: Datos Generados por los Autores

2.8 PARÁMETROS A MODIFICAR EN EL MODELO REPRESENTATIVO

En la Inyección cíclica y en LASER hay diferentes parámetros que pueden ser modificados con el fin de optimizar la producción del pozo donde se esté desarrollando el proceso, entre estos parámetros se encuentra la temperatura de inyección, la cantidad de barriles inyectados por día, los días de inyección y remojo y en LASER, también se puede hacer una modificación en cuanto a la cantidad de hidrocarburo ligero inyectado al yacimiento.

En el presente proyecto se tuvieron en cuenta todos estos parámetros, para poder determinar que puede mejorar o afectar la técnica a realizar, todas las

sensibilidades parten del caso base, sin salirse de los rangos correspondientes a cada uno de ellos.

Tabla 9 Sensibilidades a Realizar en CSS

Parámetros	Base	Variaciones
Temperatura (°F)	500	450, 475, 525
Tasa de Inyección (Bbl/día)	1500	1600, 1700
Días de Inyección (días)	5	10, 15, 20
Días de Remojo (días)	5	10, 15, 20

Fuente: Datos Generados por los Autores

Tabla 10 Sensibilidades a Realizar en LASER

Parámetros	Base	Variaciones
Temperatura (°F)	500	450, 475, 525
Tasa de Inyección (Bbl/día)	1500	1600, 1700
Días de Inyección (días)	5	10, 15, 20
Días de Remojo (días)	5	10, 15, 20
Fracción Molar del Hidrocarburo Ligero (fracción)	0.06	0.03, 0.09

Fuente: Datos Generados por los Autores

2.9 RESULTADOS PRELIMINARES

Al realizar las simulaciones respectivas para los diferentes casos: Producción en Frío, Inyección Cíclica de Vapor (CSS) y LASER, se obtiene los siguientes resultados, por los cual nos guiaremos, para determinar qué factores contribuyen a

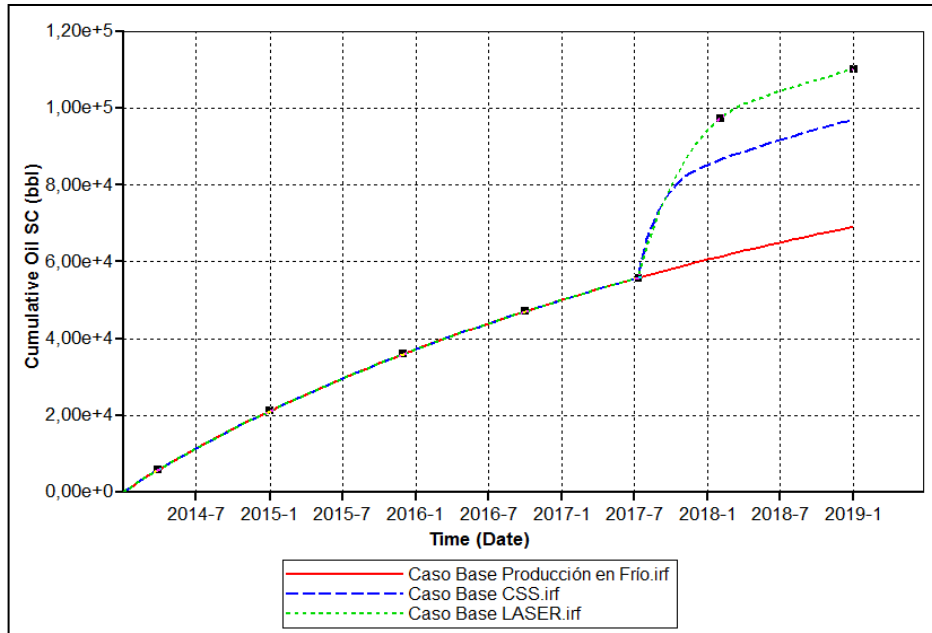
una mejor producción y a un posible aumento del factor de recobro, para este proyecto.

Tabla 11 Resultados Bases

Parámetro	Valor Base	Incremental	Total
Volumen Fase Aceite (MMBbl)	133.69		
Producción Acumulada por pozo en Frío (Bbl)	69.130		69.130
Producción Acumulada por pozo CSS (Bbl)	96.942	27.812	96.942
Producción Acumulada por pozo LASER (Bbl)	110.081	40.951	110.081

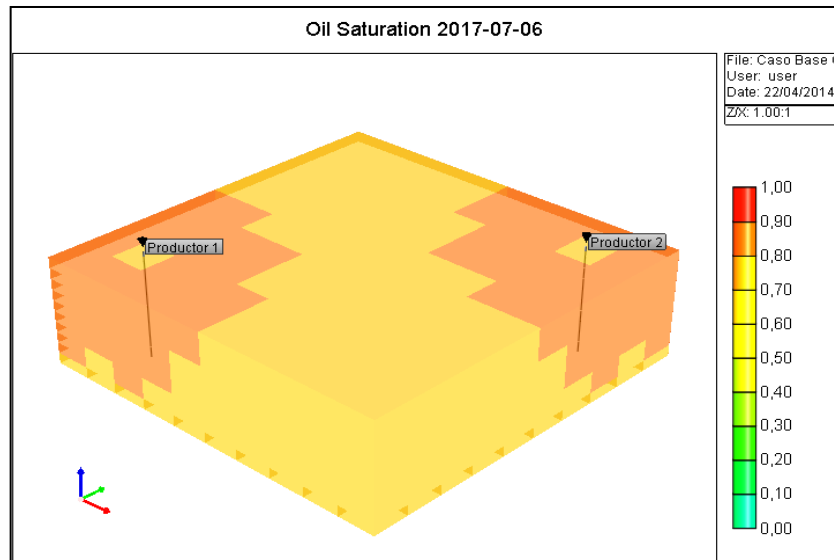
Fuente: Datos tomados de Builder-Stars de CMG

Figura 12 Gráfica de comparación de los tres casos



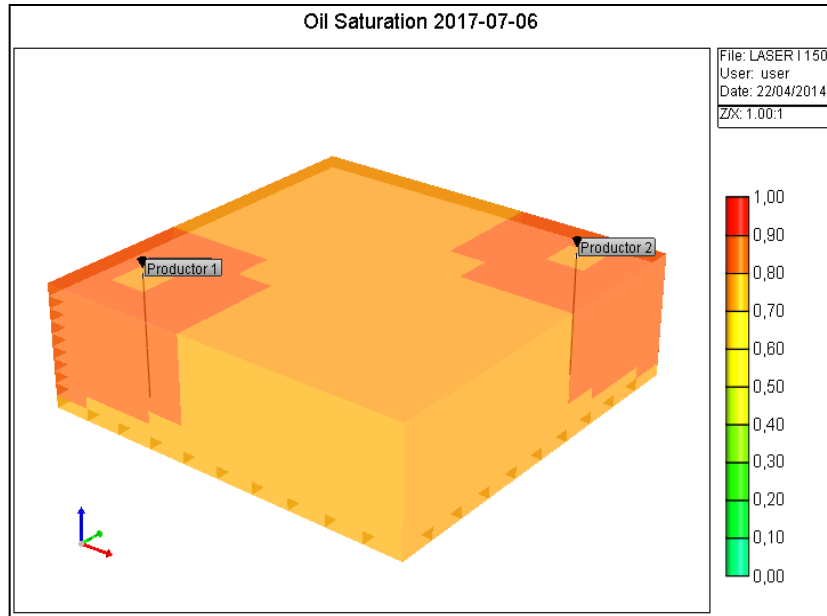
Fuente: Results Graph de CMG, Realizado por los Autores

Figura 13 Efectos de la Inyección Cíclica de Vapor en la Saturación de Aceite.



Fuente: Results 3D de CMG, Realizado por los Autores

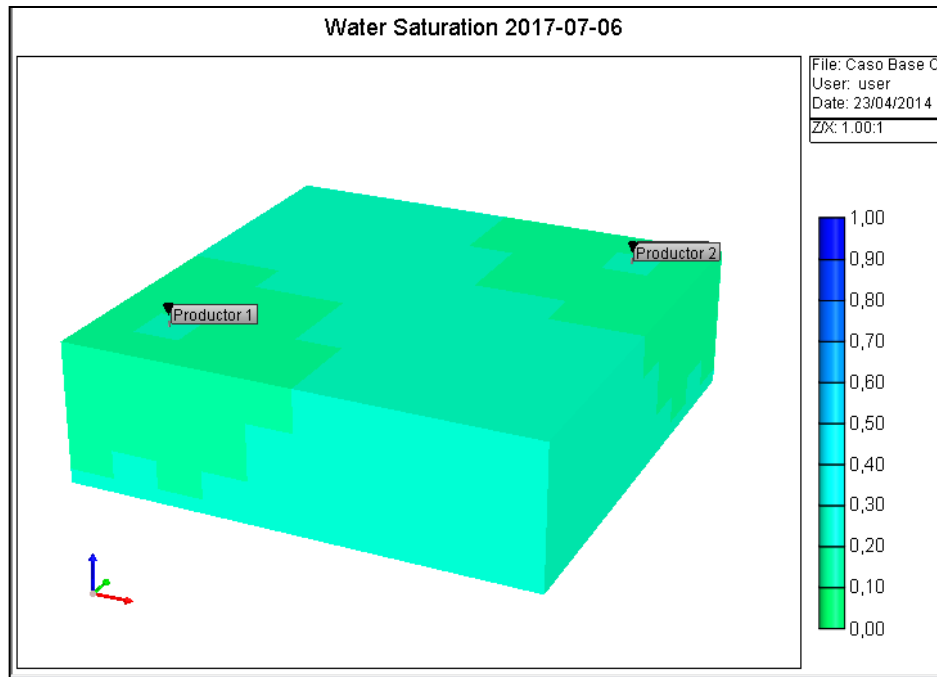
Figura 14 Efectos de LASER en la Saturación de Aceite.



Fuente: Results 3D de CMG, Realizado por los Autores

Como se puede observar en las anteriores Figuras (15 y 16), la técnica LASER hace un mayor barrido de la zona de influencia mientras que en CSS la eficiencia del barrido es menor, es decir, el proceso LASER puede producir más petróleo, ya que el vapor inyectado junto con el solvente (hidrocarburo ligero) tiene una mayor zona de influencia, permitiendo calentar más crudo pesado, debido al solvente que es inyectado, por ser un hidrocarburo ligero es más fácil mezclarse con el fluido del yacimiento, porque las moléculas que lo conforman son más pequeñas que las del crudo pesado, por lo tanto, este solvente se combina con el fluido del yacimiento, disminuyendo la viscosidad y aumentando la movilidad del fluido presente en el yacimiento.

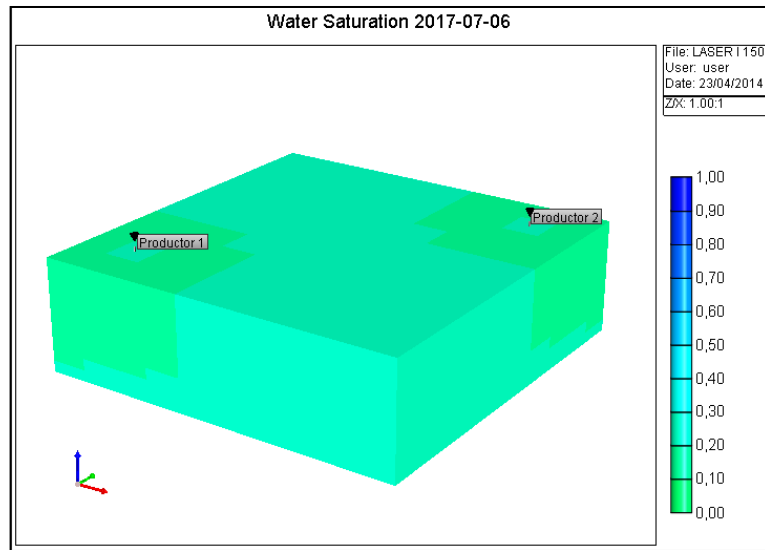
Figura 15 Efectos de CSS en la Saturación de Agua



Fuente: Realizada por los Autores, Results 3D, CMG

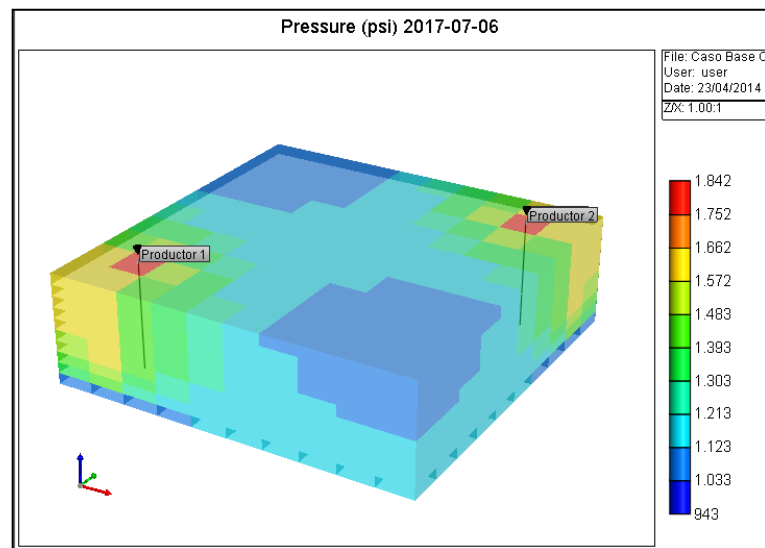
Comparando las figuras de la saturación de aceite y la saturación del agua, se puede observar que la zona de influencia es la misma, es decir, tanto el vapor de agua con el vapor + solvente, se comportan de la misma forma, y la cantidad de fluido de yacimiento calentado es la misma para ambos procesos.

Figura 16 Efectos de LASER en la Saturación de Agua



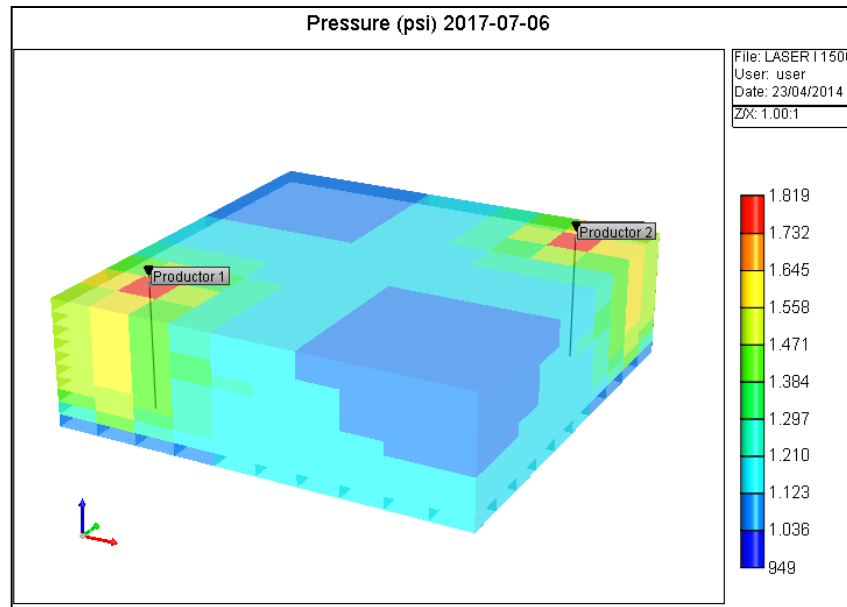
Fuente: Realizado por los Autores, Results 3D, CMG

Figura 17 Efecto de la Presión en CSS



Fuente: Realizado por los autores, Results 3D. CMG

Figura 18 Efecto de la Presión en LASER

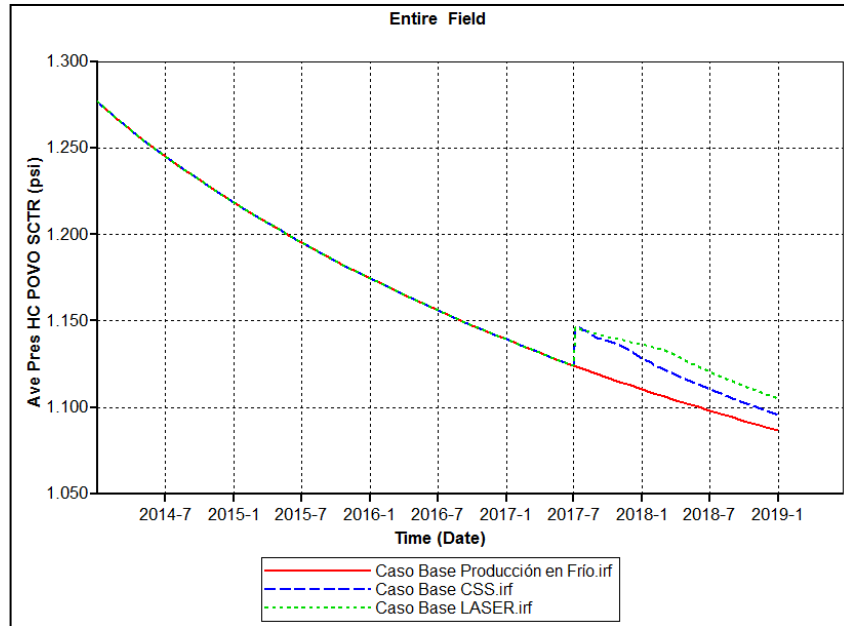


Fuente: Realizado por los Autores, Results 3D, CMG

En las anteriores figuras (19 y 20), se puede observar, como ha declinado la presión del yacimiento y el momento el aumento de ésta por efecto de la inyección, en la zona de influencia, también podemos observar que los dos pozos se comunican y son afectados por lo que pasa en el otro pozo, por dicha razón, la tendencia de los dos pozos es a tener casi los mismos valores de producción, por lo tanto, al final del tiempo estudiado su producción acumulativa puede ser igual.

En la siguiente figura (21), se puede apreciar como la presión baja con el tiempo y lo que sucede con ella cuando el fluido de inyección ingresa al yacimiento y hace que esta aumente hasta casi la presión inicial del yacimiento, la presión del proceso CSS cae más rápido que la del proceso LASER, debido a que el solvente que se ha mezclado con el crudo pesado, mientras que el agua es menos densa que el fluido del yacimiento, por lo tanto fluye más rápido en el yacimiento provocando que el crudo pesado de quede en él, mientras que el solvente no se escapa tan rápido del yacimiento, permitiendo que fluya más crudo pesado mientras que mantiene la presión.

Figura 19 Comparación de la Presión



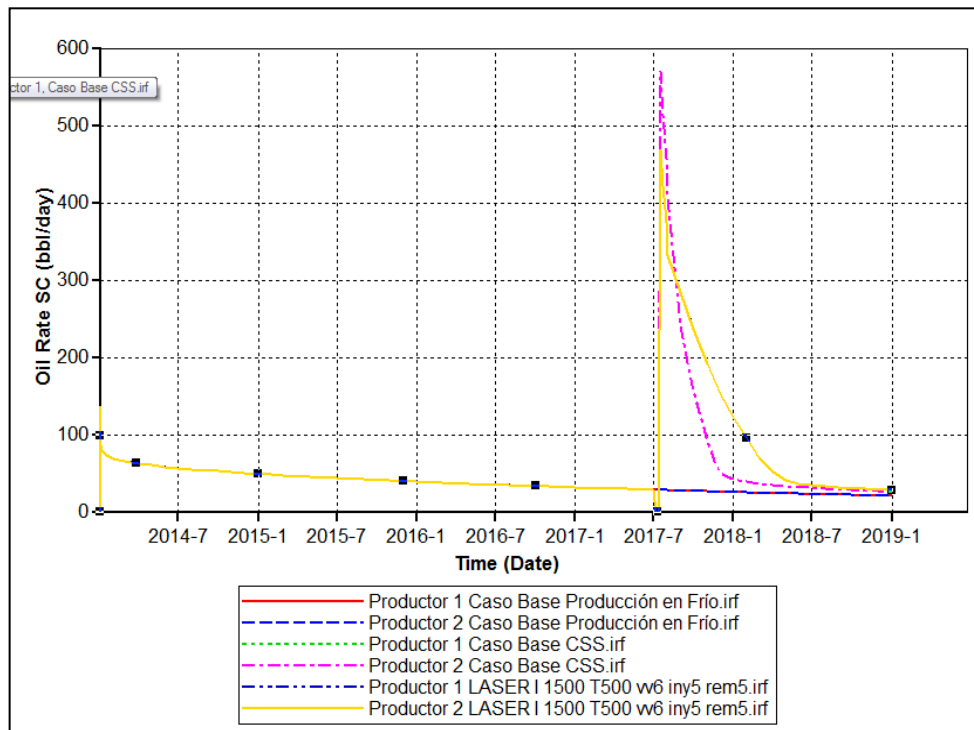
Fuente: Realizado por los Autores en Results Graph de CMG.

Teniendo el modelo representativo, seleccionando los mejores datos y realizando las simulaciones correspondientes, se pudo desarrollar los dos casos bases de un proceso térmico y su avance al inyectarle un solvente, observando el efecto que tiene esta técnica para su posterior aplicación en un campo colombiano.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con los resultados obtenidos a partir de las sensibilizaciones realizadas al proceso LASER, se puede tomar una determinación sobre su aplicación en un campo colombiano, con los antecedentes positivos en los pozos donde se originó la técnica por la cual se mejora la Inyección Cíclica de Vapor y que se está comercializando en los diferentes campos de crudos pesados y extrapesados con CSS, para así obtener una mayor producción y un aumento en el factor de recobro, en el pozo donde se está realizando la técnica.

Figura 20 Comportamiento de CSS y LASER



Fuente: Results Graph, de CMG, Realizado por los Autores

Teniendo en cuenta los resultados de los pozos en la Producción en Frío (Figura 22), se toma una decisión para iniciar con el proceso tanto de CSS como de LASER (Figura 22), se toma una fecha donde la producción se vuelve casi constante en la vida productiva del campo, observando el comportamiento de los diferentes casos en estudio.

En los resultados obtenidos podemos apreciar que CSS, obtiene una producción más alta al inicio, pero a medida que va pasando el tiempo esta producción declina muy rápido, pero llega a un punto donde se vuelve casi constante, con valores aproximados a los de la Producción en Frío.

También podemos observar que la técnica LASER, no presenta una producción tan alta al principio, pero cuando transcurre el tiempo la producción no declina tan rápido, aunque al final del ciclo llega a una tasa de producción casi igual a la de CSS y la Producción en Frío, lo que produce que la producción acumulativa sea más alta, ya que la presencia del solvente (hidrocarburo ligero) en el yacimiento, no permite que la producción decline fácilmente, por el contrario favorece a que el fluido del yacimiento tenga una mejor movilidad, por ende, una mayor producción.

En las diferentes sensibilidades realizadas a los casos bases, se puede observar que algunas de ellas aumentan la producción y otras las disminuyen, también pueden alterar el tiempo en donde la producción empieza a declinar y la producción acumulativa de los pozos, donde se esté realizando los diferentes procesos.

Tabla 12 Sensibilidades Realizadas y sus Resultados

Parámetro	Producción Acumulada por pozo (Bbl)					
	Mínimo	Base	Máximo	Mínima	Base	Máxima
Temperatura del fluido de Inyección (°F)	450	500	525	108.750	110.081	110.436
Tasa de Inyección (Bbl/día)	1500	1500	1700	110.081	110.081	124.349
Días de Inyección (días)	5	5	20	110.081	110.081	98.809
Días de Remojo (días)	5	5	20	110.081	110.081	97.841
Fracción Molar del Hidrocarburo Ligero (fracción)	0.03	0.06	0.09	113.697	110.081	107.469

Fuente: Realizada por los Autores

Tabla 13 Resultados de las Sensibilidades

Parámetro	Incremental (Bbl)			Porcentaje del Incremental (%)		
	Mínima	Base	Máxima	Mínima	Base	Máxima
Temperatura del fluido de inyección (°F)	53.228	54.559	54.914	48.35	49.56	49.88
Tasa de Inyección (Bbl/día)	54559	54.559	68.827	49.56	49.56	62.52
Días de Inyección	54559	54.559	43.287	49.56	49.56	39.32

Parámetro (días)	Incremental (Bbl)			Porcentaje del Incremental (%)		
	Mínima	Base	Máxima	Mínima	Base	Máxima
Días de Remojo (días)	54559	54.559	42.319	49.56	49.56	38.44
Fracción Molar del Hidrocarburo Ligero (fracción)	58.175	54.559	51.947	52.84	49.56	47.18

Fuente: Realizada por los Autores

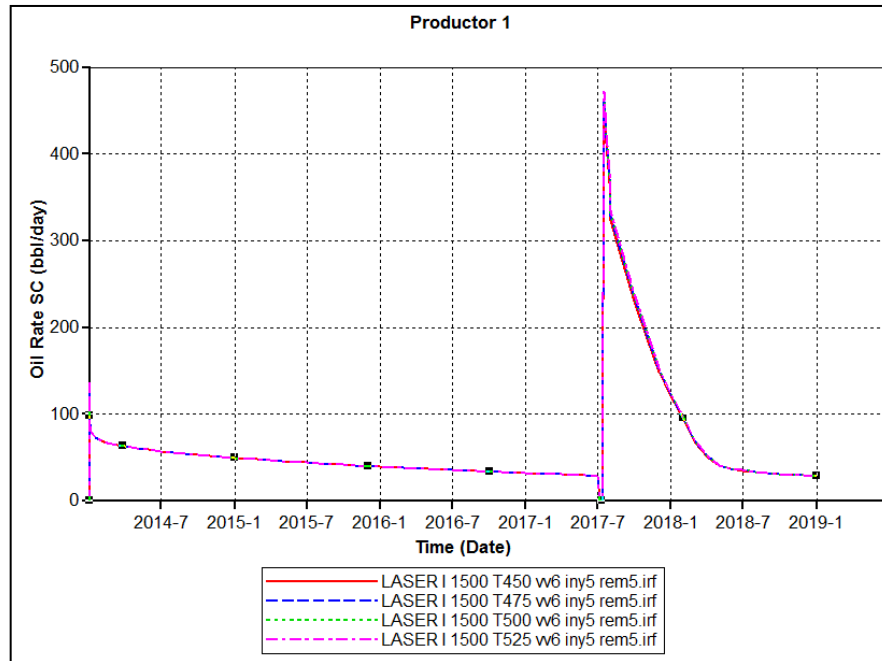
En la Tabla 12, podemos observar el comportamiento que presenta la producción acumulada al final del período estudiado para el proyecto con un tiempo de 60 meses (5 años), al realizar las diferentes sensibilidades con respecto a la temperatura, tiempos de inyección y remojo, tasa de inyección y la fracción molar del solvente a utilizar junto con el vapor que es inyectado al yacimiento.

En la Tabla 13, se puede apreciar los incrementales que tienen las diferentes sensibilidades y el porcentaje que este presenta del total de la producción, se puede observar que los factores que más afectan este porcentaje son los tiempos de inyección y remojo, así como la fracción molar del solvente a inyectar y la tasa de inyección, mientras que el efecto que tiene la temperatura es mínimo comparado con los otros.

El cambio en la temperatura produce que la producción se vea afectada, a medida que éste valor va bajando la producción también baja y viceversa, aunque la diferencia entre los valores no es tan considerable respecto al valor base, como se puede apreciar en la Figura 31, la variación en la temperatura, genera un cambio mínimo al final del ciclo en la producción acumulada y el efecto que se aprecia en

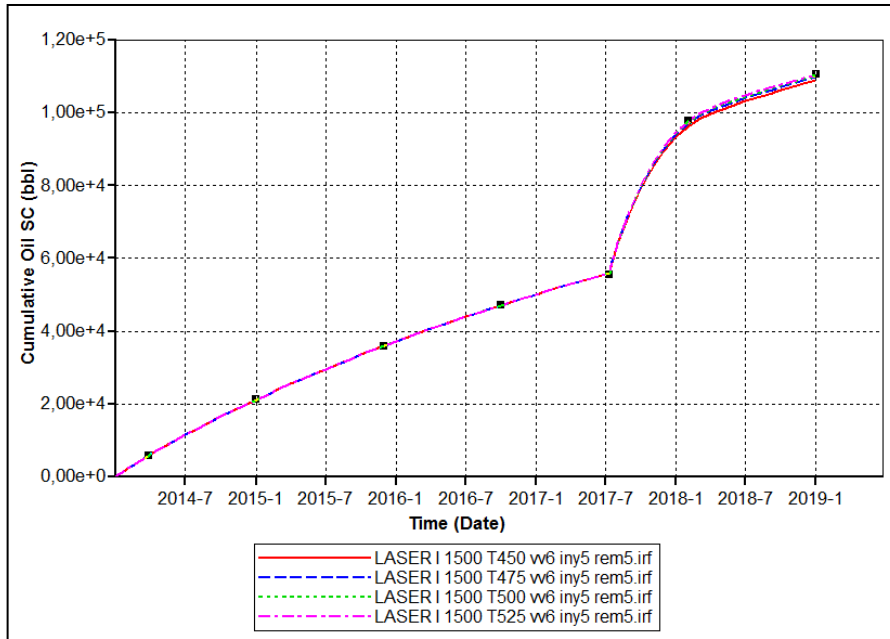
la figura generado por la temperatura es mínimo, a medida que va subiendo la temperatura, el vapor + solvente, va perdiendo su efecto, ya que la zona de influencia del fluido inyectado va llegando al tope y el petróleo que es calentado, cada vez es menor y la energía del vapor que llega es estas zonas son mínimas.

Figura 21 Comparación de las Temperaturas



Fuente: Realizado por los Autores en Results Graph de CMG

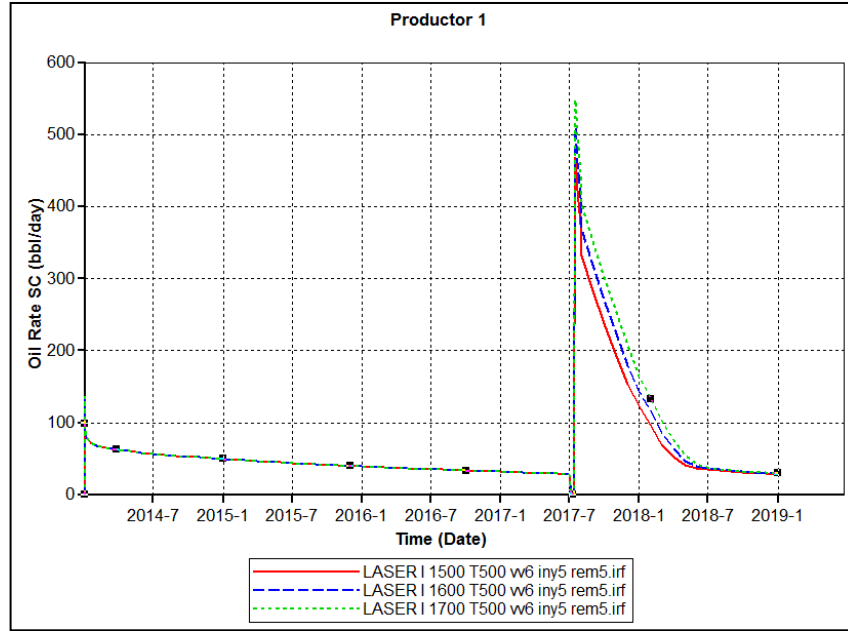
Figura 22 Producción Acumulada por Temperaturas



Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph en CMG

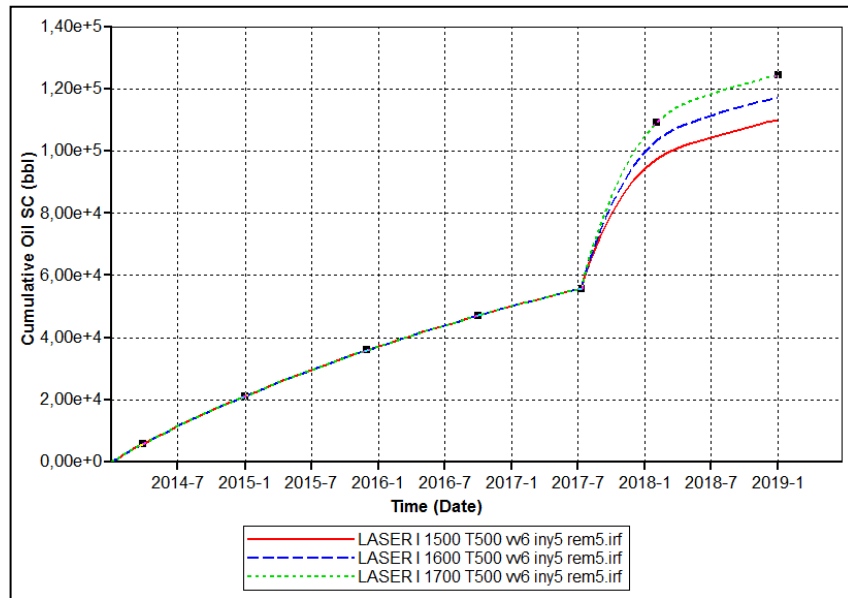
Al variar la tasa de inyección los efectos en la producción acumulada de cada pozo son más notorios, ya que, dicha variación permite que haya más fluido de yacimiento calentando el fluido, lo que permite que haya un aumento en la producción y el aceite incremental aumenta al final del ciclo en la producción acumulada, ya que la zona de influencia es mayor, o por el contrario puede que la producción no se incremente lo estipulado y el aceite incremental sea menor, generando al final menor producción acumulada, producto de una zona de influencia menor.

Figura 23 Comparación Tasa de Inyección



Fuente: Realizada por los Autores, Results Graph, CMG

Figura 24 Producción Acumulada por Tasas de Inyección



Fuente: Realizado por los Autores en Results Graph CMG

Como se puede observar en la Figura 25, al incrementar o disminuir la tasa de inyección, la capacidad del pozo de producir aumenta o disminuye y esto, se ve reflejado en la máxima producción que puede tener al principio de la etapa de producción, también se puede observar que en la declinación del ciclo, éste se ve más pronunciado cuando la tasa de inyección es baja que cuando ésta es alta, es decir, cuando se inyecta más fluido al yacimiento, la zona de influencia es más grande y por lo tanto, se genera una mayor proporción de petróleo calentado y con más movilidad que el del resto del yacimiento, además la cantidad de solvente que se inyecta es mayor lo cual permite, que la compatibilidad y el calentamiento de la zona de influencia, tenga mejor eficiencia y mejore la movilidad del crudo presente en el yacimiento.

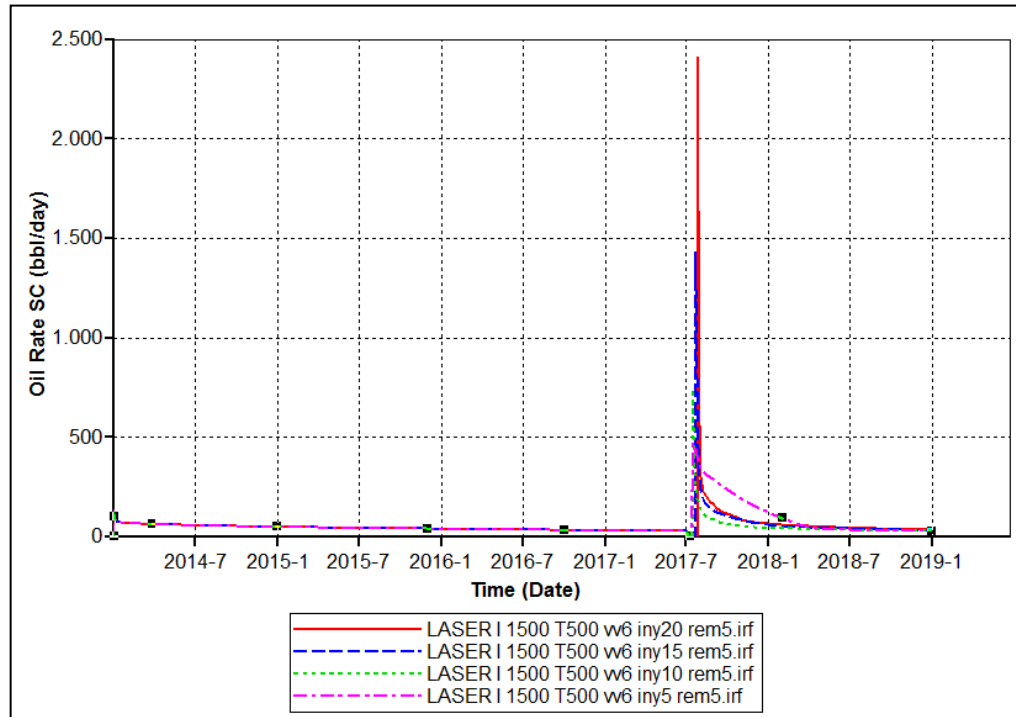
Los días de inyección afectan la producción del yacimiento ya que entre más días, la producción puede aumentar o disminuir, dependiendo del tiempo de remojo que se tenga en el pozo, ambas variables están relacionadas y la una afecta a la otra. Como se puede apreciar en la Figura 26, cuando el tiempo de inyección es alto, al inicio de la etapa de producción, se va a obtener una cantidad grande y a medida que transcurre el tiempo la presión cae muy rápido, cuando el tiempo de inyección es cercano al tiempo de remojo, la presión no cae tan rápido.

Durante los días de inyección y remojo el pozo es cerrado, lo cual afecta la producción y pueden generar gastos extras en el pozo, por lo tanto, entre las dos variables inyección y remojo no superan el mes y cuando el pozo es reabierto se busca recuperar los días en el que estuvo cerrado.

Al final del ciclo dependiendo del tiempo de remojo la producción acumulada puede aumentar o disminuir, en la Figura 27, se puede observar que al menor tiempo escogido para hacer las inyecciones, es el que mayor producción tuvo, pero el valor máximo de días de inyección que se escogió la producción no es tan

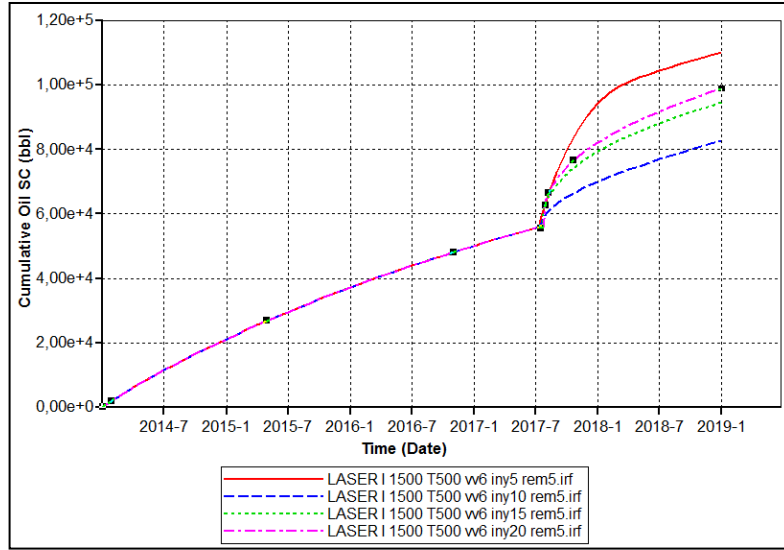
bajita como se esperaba, mientras que las producciones de 10 y 15 días son las más bajitas.

Figura 25 Comparación Días de Inyección



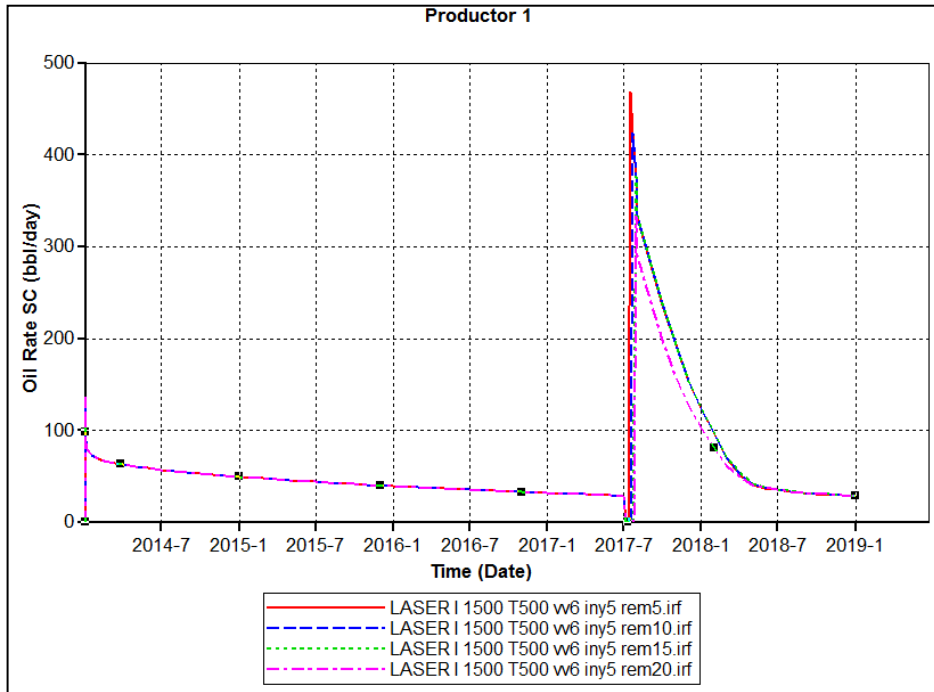
Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph, CMG

Figura 26 Producción Acumulada Días de Inyección



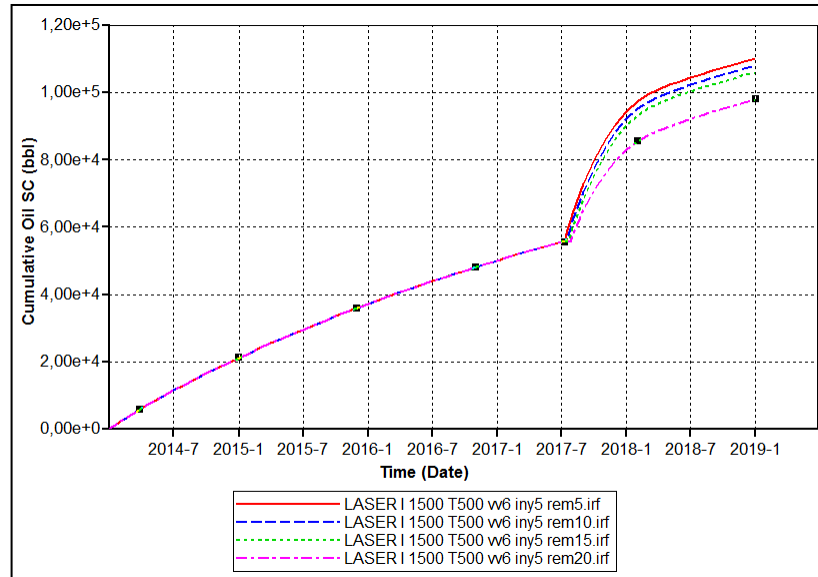
Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph CMG

Figura 27 Comparación Días de Remojo



Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph, CMG

Figura 28 Producción Acumulada por Días de Remojo



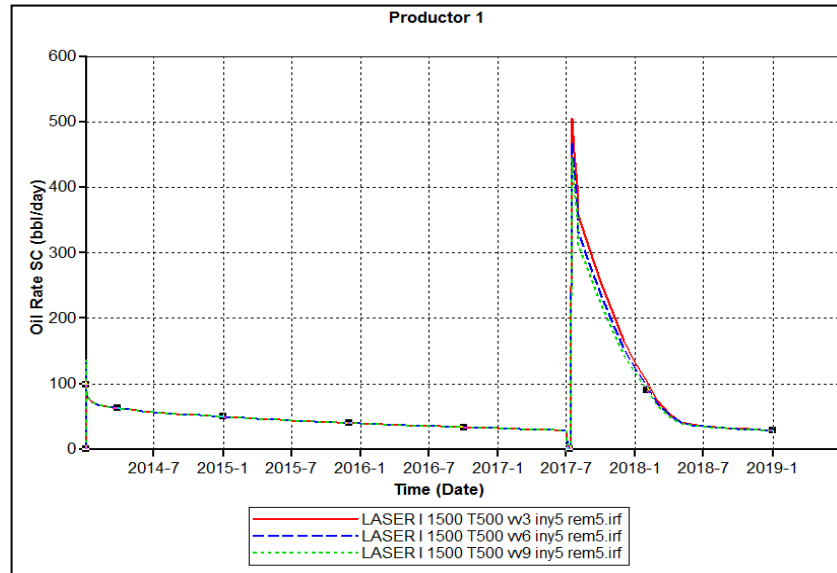
Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph CMG

En la Figura 30, se aprecia que cuando el tiempo de remojo se aleja del tiempo de inyección, la producción máxima al inicio de la ésta etapa es menor, que cuando este tiempo se acerca al de inyección, es decir, cuanto mayor sea el tiempo de remojo, la producción va a disminuir, ya que, el petróleo que había sido calentado se va enfriando y la zona de influencia que se tenía antes, se va a reducir y el fluido del yacimiento no se va a mover con la misma facilidad, que cuando este tiempo se acerca al tiempo de inyección, este efecto se puede apreciar en la Figura 37, donde la menor producción acumulativa al final la tiene el mayor tiempo de remojo utilizado y la mayor producción al que menor tiempo de remojo se le asigno.

En el proceso LASER también se puede variar la fracción molar de solvente que será inyectado junto con el vapor, según los estudios realizados en los campos donde se ha realizado esta práctica este valor varía entre 0.03 y 0.09, siendo 0.06 el valor promedio utilizado en estos campos. Al aumentar o disminuir este valor la

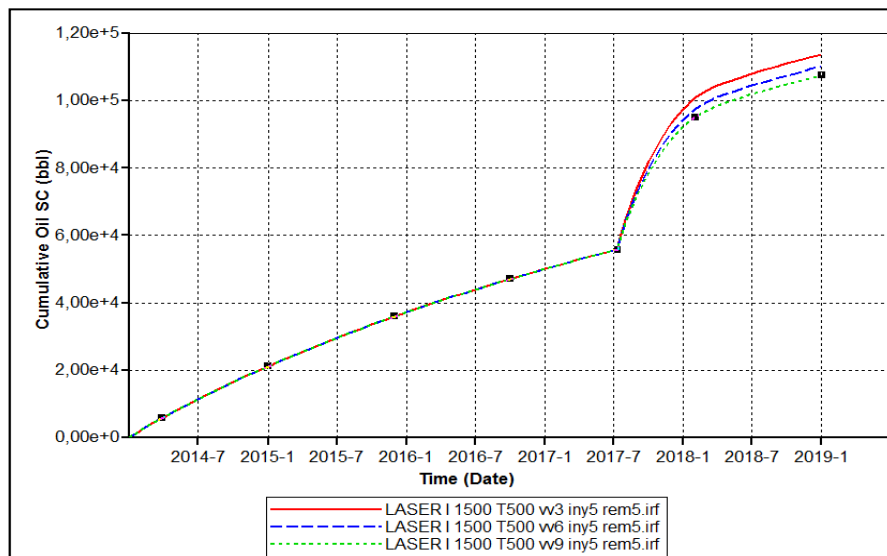
producción cambia, ya que, el fluido inyectado puede aumentar la cantidad de petróleo calentado en el yacimiento.

Figura 29 Comparación Fracción Molar del Solvente



Fuente: Realizada por los Autores, Results Graph, CMG

Figura 30 Producción Acumulada por Fracción Molar del Solvente inyectado

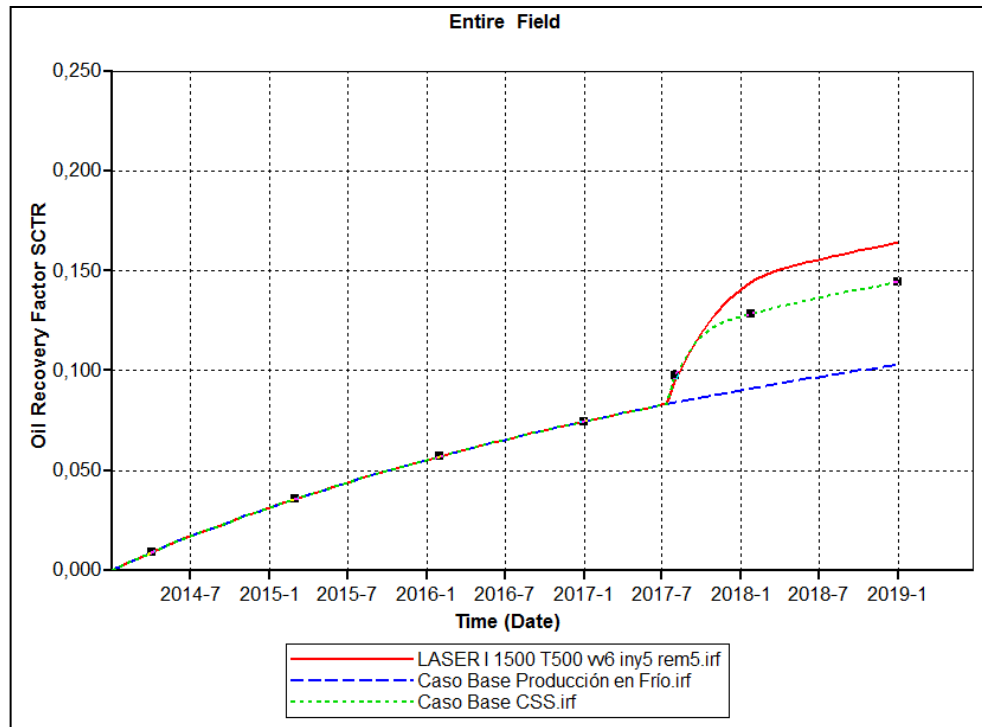


Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph CMG

En la figura 31 se puede observar que las tres variaciones tienen la misma tendencia, con resultados muy parecidos, pero entre menor sea la cantidad de solvente inyectado, mejor es la respuesta del pozo cuando empieza a producir y entre mayor sea esta tasa el efecto de aumentar la producción del yacimiento se va perdiendo y tiende a declinar más rápido, así como cuando se está utilizando CSS, con la diferencia de que el pico de producción no es tan pronunciado. Mientras que en Figura 32, se puede apreciar que cuando la cantidad de solvente inyectado es menor, la producción al final del ciclo va a ser mayor y a medida que se va aumentando esta cantidad la producción es cada vez menor.

El factor de recobro es uno de los índices, que nos permite determinar si el proceso que se está llevando cabo en el pozo está funcionando, o por el contrario mantiene una estabilidad muy parecida a la de producción en frío, también es un índice de si el proceso que se está realizando es rentable o es preferible continuar con la producción en frío.

Figura 31 Comparación Factor de Recobro

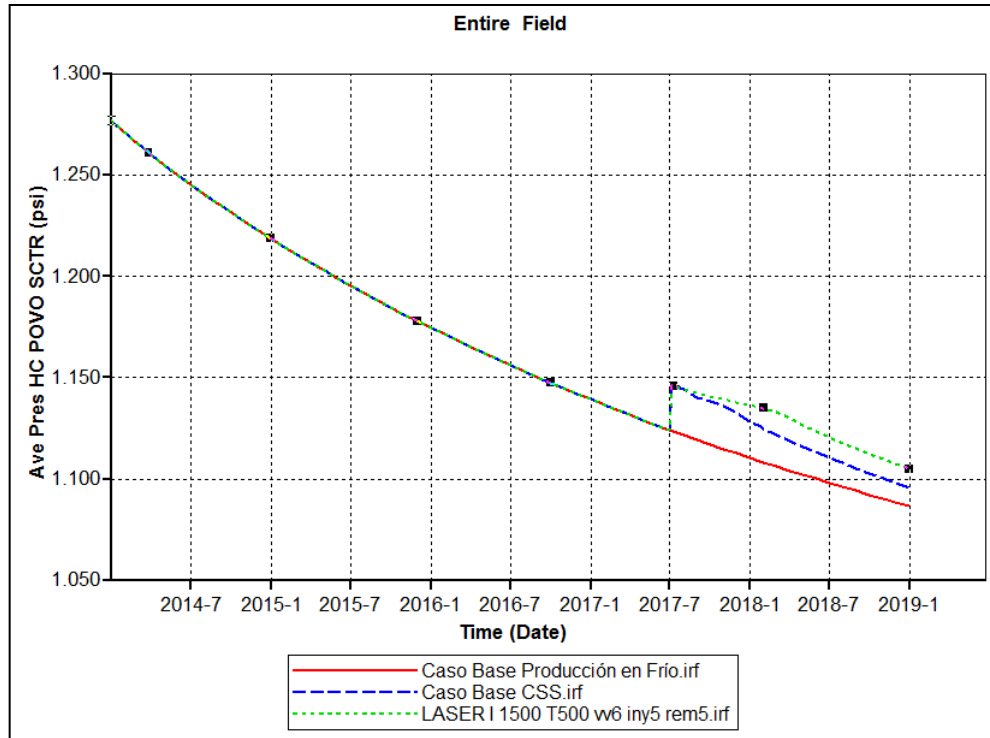


Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph, CMG

En la Figura 33 de puede observar el incremento en el factor de recobro que genera un proceso térmico, en los yacimientos de crudos pesado y extrapesado, además se aprecia que la técnica LASER, tiene una mejor respuesta a esta variable que el proceso CSS, por lo tanto, nos puede traer muchos beneficios, con un aumento en la producción del campo en comparación con la Producción en Frío, que tiene inicialmente el yacimiento.

Al hacer la comparación de la cantidad de fluido inyectado, tanto en CSS como en LASER podemos observar, que la cantidad de solvente inyectado es muy pequeña en comparación con la inyección del vapor de agua y se tiene una mayor producción, a partir de los estudios realizados en los pozos donde se ha realizado esta técnica, la recuperación de solvente es aproximadamente el 66% y puede variar con cada ciclo.

Figura 32 Comparación de Presiones



Fuente: Realizado por los Autores, Results Graph, CMG

En la Figura 34, se puede apreciar la caída de presión que tiene el yacimiento, como respuesta a la producción de petróleo, en un determinado tiempo, cuando es inyectado un fluido ya sea vapor en el caso de CSS o vapor + solvente (hidrocarburo ligero) en LASER, la presión aumenta a un mismo punto, pero en el proceso de Inyección Cíclica de Vapor, ésta presión cae más rápido que la presión que se presenta cuando se está realizando el proceso LASER, en consecuencia de ésta caída, la capacidad de producción de CSS, es menor que la de LASER, ya que al fluido del yacimiento se mueve más lento, porque la presión cada vez se acerca a la BHP, que se está utilizando y el fluido empieza a aumentar de nuevo su viscosidad.

Tabla 14 Comparación de Resultados

	Producción en Frío	CSS	LASER
Producción Acumulada (Bbl)	69130	96942	110081
Números de ciclos	0	1	1
Presión de Fondo (psi)	980	980	980
Días de Inyección (días)	0	5	5
Días de Remojo (días)	0	5	5
Tasa de Inyección (Bbl)	0	1500	1500
Tasa de Inyección de Agua (Bbl)	0	1500	1410
Tasa de Inyección de Solvente (Bbl)	0	0	90
Solvente Recuperado (Bbl)	0	0	59.4
Solvente en el Yacimiento (Bbl)	0	0	30.6

Fuente: Realizada por los Autores

En este proyecto el proceso LASER se empieza desde el primer ciclo, dando buenos resultados y abre la puerta para una posible aplicación de este método en un campo colombiano donde ya exista CSS, ya que ambos procesos utilizan los mismos elementos necesarios para la inyección y producción, por ende, el proceso resulta más económico.

Las sensibilidades realizadas en este proyecto corresponden a parámetros operacionales, para determinar el comportamiento de la producción de cada pozo, cuando éstos son alterados, buscando una optimización del proceso LASER.

3.1 ANÁLISIS FINANCIERO

Al realizar el análisis financiero se tuvo en cuenta que este proyecto comienza a partir de una Inyección Cíclica de Vapor, con su mejoramiento al adicionarle un solvente al fluido de inyección, con el fin de aplicarlo a un campo colombiano, por lo que los costos de los elementos necesarios para esta implementación no serán tomados en cuenta, ya que el campo cuenta con estos equipos, por lo tanto, en la realización de este análisis solo se tomaron datos relacionados con la producción del campo y la tasas de inyección.

3.1.1 Ingresos Los ingresos generados en este análisis económico, se originan a partir del momento en el que se inician los procesos CSS y LASER, por la venta del aceite incremental producido a partir de ese tiempo, el monto puede variar dependiendo del precio del crudo y la producción que se tuvo, por lo tanto, éstos valores deben ser conocidos.

El precio del barril de crudo se tomará a partir del crudo de referencia para nuestro país WTI valor que es cotizado en la NYMEX (New York Mercantiles Exchange), valor que puede variar drásticamente en el día, la semana, debido a los aspectos políticos y sociales.

3.1.2 Egresos Los egresos son todas las inversiones realizadas para la realización del proyecto, para éste análisis se van a tener en cuenta las inversiones generadas a partir de la inyección de fluidos al yacimiento, los impuestos y regalías que se pagan en Colombia por la explotación de petróleo.

Los impuestos a la renta varían entre 30 – 35%⁷ y las regalías para campos con una producción de hasta 5.000 Bbl/día son del 8%⁸.

3.1.3 Desarrollo del Análisis Económico Para la realización de este análisis económico tomó como referencia el precio del crudo WTI, en un escenario donde este precio tiene muchas variaciones, se tomó un 20% como seguridad y este se mantuvo así durante los años de estudio.

Tabla 15 Precio del Crudo

Valor (USD)	
Precio WTI	102.13
-20% de Seguridad	-20.496
Precio Neto	81.704

Fuente: Realizado por los Autores

Tabla 16 Ingresos para Producción en Frío

Ingresos (USD)			
Año	Precio del Crudo (USD/Bbl)	Producción (Bbl/año)	Totales Ingresos
1	81.704	21.174	1'730.000
2	81.704	15.988	1'306.283
3	81.704	12.898	1'053.818
4	81.704	10.485	856.666
5	81.704	8.587	701.592

Fuente: Realizado por los Autores

⁷ EJÍA, Jenny y Palma, Jorge. Metodología para la Evaluación Económica y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Tesis de Grado UIS, 2008

⁸ Disponible en: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>

Tabla 17 Ingresos para CSS

Ingresos (USD)			
Año	Precio del Crudo (USD/Bbl)	Producción (Bbl/año)	Totales Ingresos (USD)
1	81.704	21.174	1'730.000
2	81.704	15.988	1'306.283
3	81.704	12.898	1'053.818
4	81.704	35.185	2'874.755
5	81.704	11.699	955.855

Fuente: Realizada por los Autores

Tabla 18 Ingresos para LASER

Ingresos (USD)			
Año	Precio del Crudo (USD/Bbl)	Producción (Bbl/año)	Totales Ingresos (USD)
1	81.704	21.174	1'730.000
2	81.704	15.988	1'306.283
3	81.704	12.898	1'053.818
4	81.704	44.323	3'621.366
5	81.704	15.699	1'282.671

Fuente: Realizada por los Autores.

Para la realización de los egresos, se tiene en cuenta la cantidad de vapor que es inyectado por día, es decir, el costo que tiene generar ese vapor, incluyendo también el costo que tiene el tratamiento del agua para la generación del vapor, que es igual a 6 US\$/Bbl⁹, para generar el vapor se necesita gas y su costo es 6.32 US\$/MBTU¹⁰, en esta parte no se tiene en cuenta el costo del solvente, ya que se asume que es del mismo fluido del yacimiento, teniendo en cuenta que :

⁹ URIBE Hidalgo, Carlos Andrés, Evaluación Técnico-Financiera de un proceso de Inyección Cíclica de Vapor usando pozos horizontales, Universidad Industrial de Santander, 2012.

¹⁰ Disponible en : <<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42605>, Gas Opón>

1 Bbl → 350 Lb

1 Lb → 1000 BTU

1 BblE → 350,000 BTU

Tabla 19 Cálculos Para determinar la Cantidad de Gas requerido para la Inyección y su Costo en CSS

	Valor
Tasa de Inyección de Agua (Bbl/días)	1.500
Número de Días	5
Total Barriles Inyectados	7.500
BTU Requerido para la Inyección (BTU)	2'625'000.000
Calidad del Generador	0.8
Energía Suministrada (BTU)	3'281'250.000
Energía Suministrada (MBTU)	3.281,25
Costo Gas USD/MBTU	6,32
Total Costo	20.738

Fuente: Realizado por los Autores.

Tabla 20 Cálculos para determinar la Cantidad de Gas requerido para la Inyección y su Costo en LASER

	Valor
Tasa de Inyección de Agua (Bbl/días)	1.410
Número de Días	5
Total Barriles Inyectados	7.050
BTU Requerido para la Inyección (BTU)	2'467'500.000
Calidad del Generador	0.8
Energía Suministrada (BTU)	3'084'375.000
Energía Suministrada (MBTU)	3.084,375
Costo Gas USD/MBTU	6,32
Total Costo	19.494

Fuente: Realizada por los Autores

Tabla 21 Cálculos del costo del Tratamiento del Agua para la generación del vapor

	CSS	LASER
Tasa total de Inyección de Agua (Bbl)	7.500	7.050
Costo Tratamiento del Agua (USD/Bbl)	6	6
Total Gastos (USD)	45.000	42.300

Fuente: Realizada por los Autores

Tabla 22 Egresos para CSS

Año	Egresos (USD)
1	-
2	-
3	-
3.5	65.738
4	-
5	-

Fuente: Realizado por los Autores

Tabla 23 Egresos para LASER

Año	Egresos (USD)
1	-
2	-
3	-
3.5	61.794
4	-
5	-

Fuente: Realizado por los Autores

Para la realización de los flujos de caja, solo se tuvieron en cuenta los flujos a partir de la aplicación de los procesos CSS y LASER, estos procesos se llevaron a cabo desde el mes 42 (3.5 años).

Tabla 24 Flujo de Caja para Producción en Frío

Año	3.5	4	5
Ingresos (USD)	0	410.317	701.592
Egresos (USD)	-	-	-
Regalías (USD, 8%)	0	32.825	56.127
Impuesto de Renta (USD, 34%)	0	139.507	238.541
Total Flujo de Caja	0	237.985	406.924

Fuente: Realizada por los Autores

Tabla 25 Flujo de Caja para CSS

Año	3.5	4	5
Ingresos (USD)	0	2'428.406	955.855
Egresos (USD)	65.738	-	-
Regalías (USD, 8%)	0	145.704	57.351
Impuesto de Renta (USD, 34%)	0	825.658	324.990
Total Flujo de Caja	65.738	1'457.044	537.514

Fuente: Realizado por los Autores

Tabla 26 Flujo de Caja para LASER

Año	3.5	4	5
Ingresos (USD)	0	3'175.017	1'282.671
Egresos (USD)	61.794	-	-
Regalías (USD, 8%)	0	190.501	76.960
Impuesto de Renta (USD, 34%)	0	1'079.505	436.108
Total Flujo de Caja/año (USD)	61.794	1'905.011	769.603

Fuente: Realizado por los Autores

El Valor Presente Neto es calculado con los flujos de efectivo del proyecto para diferentes tasas de interés, observando su comportamiento para la viabilidad del proyecto y se hace por la siguiente ecuación:

Ecuación 1
$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1+i)^n}$$

Tabla 27 Valor Presente Neto para los tres Casos

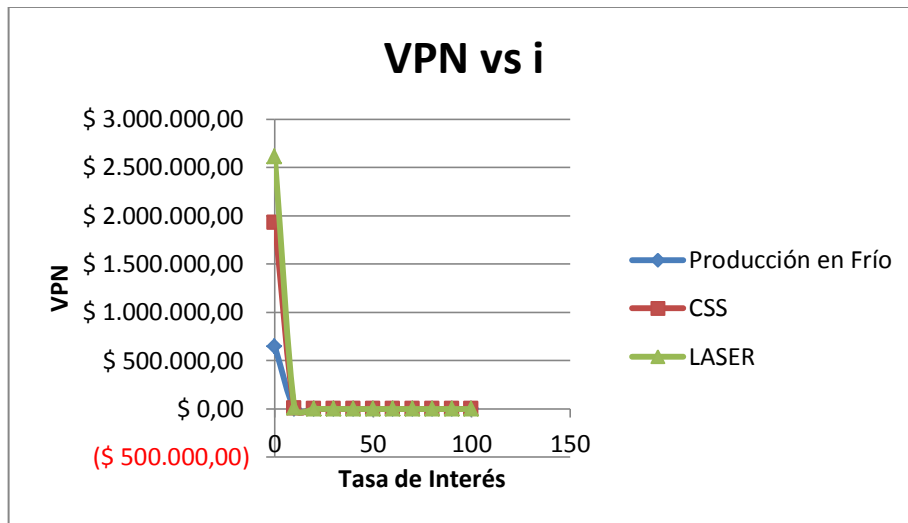
	Valor Presente Neto (VPN)				
	0	10	20	30	40
Producción en Frío	\$ 644,909.00	\$ 2,272.55	\$ 583.59	\$ 261.30	\$ 147.48
CSS	\$ 1,928,820.00	\$ 6,469.35	\$ 231.61	(\$ 586.36)	(\$ 728.79)
LASER	\$ 2,612,820.00	\$ 10,704.47	\$ 1,460.28	\$ 14.80	(\$ 362.74)

Continuación Tabla 24.

Valor Presente Neto (VPN)					
50	60	70	80	90	100
\$ 94.57	\$ 65.75	\$ 48.35	\$ 37.04	\$ 29.28	\$ 23.72
(\$ 724.74)	(\$ 683.73)	(\$ 635.35)	(\$ 588.49)	(\$ 545.73)	(\$ 507.52)
(\$ 473.43)	(\$ 497.66)	(\$ 490.28)	(\$ 471.09)	(\$ 447.99)	(\$ 424.33)

Fuente: Realizado por los Autores

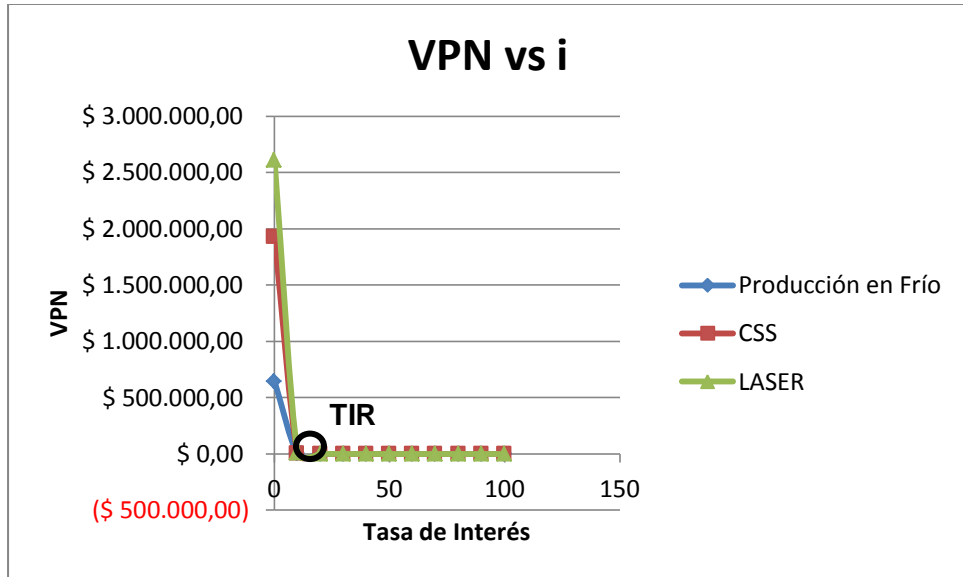
Figura 33 Valor Presente Neto para los Tres Casos



Fuente: Realizado por los Autores

La tasa interna de retorno, TIR, es conocida como la tasa de la rentabilidad y consiste en buscar la tasa de interés donde el valor presente neto se hace cero, es decir, donde éste valor es igual al valor de la inversión inicial, nos permite determinar si un proyecto es rentable, no rentable, o da igual que el anterior proyecto. De forma gráfica se puede observar cuando el valor presente neto corta con el eje X

Figura 34 Tasa Interna de Retorno



Fuente: Realizado por los Autores.

La tasa promedio de Retorno, es la que representa la forma como se va a recuperar la inversión inicial, con respecto a los flujos de cajas anuales, este criterio, es aplicado cuando hay varios proyectos para realizar y se elige el que de la mayor tasa de rendimiento y es calculado por la siguiente ecuación:

Ecuación 2.
$$TPR = \frac{\frac{\sum_{j=1}^n \text{Flujo de Caja}}{\text{Número de años (n)}}}{\text{inversión inicial}}$$

Tabla 28 Tasa Promedio de Retorno

		Años				
		Inversión Inicial	3.5	4	5	TPR
Flujos de Caja Anual	Producción en Frío	0	0	237985	406924	-
	CSS	65738	0	1457044	537514	20.2273469
	LASER	61794	0	1905011	769603	28.8551639

Fuente: Realizada por los Autores.

El Payback Time, es el tiempo donde la inversión inicial del proyecto es recuperada, es muy utilizada en los países donde su economía es inestable, ya que lo más importante para ellos es recuperar la inversión inicial, este tiempo se puede calcular de dos maneras el Payback Simple y el Payback Ajustado. El Payback Simple no tiene en cuenta la variación del dinero en el tiempo, mientras que el Payback Ajustado si lo tiene en cuenta, por lo que se puede decir, que el Payback Simple es un cálculo erróneo porque el precio de la moneda que se está utilizando no es el mismo todos los días. En este proyecto se tomará el Payback Simple, para hacer una aproximación del tiempo donde se recupera la inversión inicial y se calcula por la siguiente ecuación.

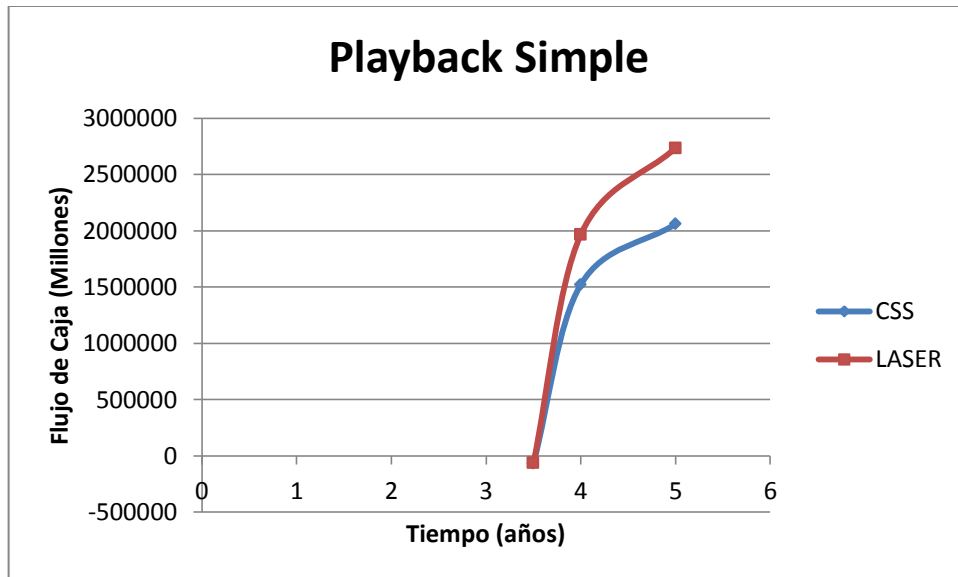
Ecuación 3. Payback Simple = $\frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Flujo de Efectivo Anual}}$

Tabla 29 Payback Simple

		Años					Payback Simple		
		Inversión Inicial	3.5	4	5	3.5	4	5	
Flujos de Caja Anual	Producción en Frío	0	0	237985	406924	0	-	-	
	CSS	65738	0	1457044	537514	-65738	1522782	2060296	
	LASER	61794	0	1905011	769603	-61794	1966805	2736408	

Fuente: Realizado por los Autores

Figura 35 Payback Simple



Fuente: Realizado por los Autores

En la anterior Figura 37, se puede observar que la inversión del fluido inyectado se recupera muy rápido, debido al incremental de petróleo que tiene el ciclo, aunque a final de éste el proceso LASER, deja una mayor rentabilidad del proceso, por lo tanto, se puede afirmar que éste proceso tiene viabilidad financiera.

En el análisis financiero de este proyecto no se tuvo en cuenta los años de la producción en frío, ya que, se quería observar el comportamiento financiero de los procesos, a partir de la fecha de la aplicación del proyecto, solo se tomó un tiempo de estudio de cinco años, por lo que a ese tiempo es donde el primer ciclo iguala la producción en frío, según las condiciones del modelo base, con el fin de estudiar el proyecto con sus alcances y efectos, para un aplicación en el futuro en un campo colombiano, inicialmente donde ya se ha realizado una Inyección Cíclica de Vapor y posteriormente aplicarla en un campo donde CSS, sea el proceso más adecuado para utilizar y se pueda mejorar su uso por medio de LASER.

4. CONCLUSIONES

- Al analizar las gráficas, se observa que el aceite incremental en el proceso CSS corresponde a un 38.5%, es un porcentaje alto en comparación a la producción en frío, mientras que el aceite incremental de LASER es del 57.25%, superando en casi un 20% a la Inyección Cíclica de Vapor.
- Por medio de las sensibilidades a los parámetros operacionales, se pudo observar el comportamiento de los pozos con respecto a ellos, para que el aceite incremental sea lo mayor posible, en el proceso LASER, teniendo en cuenta el rango de la adición de solvente al vapor, que va a ser inyectado.
- Se observó que al cambiar la temperatura del fluido de inyección, ésta no produce gran cambio en la producción del proceso, ni al final del ciclo, aunque si esta es menor la producción es menor y viceversa.
- Los días de inyección y remojo son unos de los parámetro operacionales que más afectan el proceso, ya que dependiendo del tiempo que tengan los dos, la zona de influencia aumenta o disminuye, lo que hace que la producción aumente o disminuya, durante la realización del ciclo como al final de este.
- La tasa de inyección que se utiliza es otro de los parámetros a tener en cuenta al realizar el proceso, ya que si la tasa es alta, se genera una zona de influencia del vapor + solvente mayor, a que si esta es más baja, por lo tanto, la producción durante el ciclo y al final de este puede aumentar o disminuir.
- La variación de la fracción molar del solvente que es adicionado al vapor, tampoco genera mayor cambio en las tasas de producción, pero si este es

menor la tasa de producción es mayor y a medida que la tasa es aumentada la producción disminuye, pero éste parámetro también depende de la tasa de inyección, ya que dependiendo de la cantidad de solvente inyectado, la producción se puede ver afectada.

- Por medio del análisis económico, se pudo observar que si el solvente es sacado del mismo campo, como la consideración que se tuvo en cuenta para la realización del análisis financiero, el Payback del campo tendrá un retorno menor a seis meses, con una rentabilidad mayor a la del proceso CSS.
- Con este análisis financiero, se pudo comprobar que la técnica LASER, mejora las condiciones rentables del CSS, por lo que puede ser una opción en la realización de un proyecto de recobro mejorado que necesite un proceso térmico para obtener una mayor producción del fluido de yacimiento en un campo de Colombia.

5. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en este proyecto, se recomienda continuar con el proyecto aumentando los parámetros a sensibilizar, tanto operacionales como del yacimiento, donde se pueda obtener los mejores resultados, para su aplicación en un campo de crudo pesado en Colombia.
- Por medio de los resultados obtenidos en este proyecto, generar ambientes, en donde se pueda desarrollar y observar el proceso LASER, para llevarlo a estudios como piloto en un campo de crudo pesado en Colombia.
- Se recomienda aumentar el número de ciclos, para observar si el comportamiento se mantiene igual que el primer ciclo y si no es así, observar en cuanto disminuye el aceite incremental y la producción al final de los siguientes ciclos, así como ver cuál es el comportamiento a nivel financiero, para determinar la cantidad de ciclos que se puedan hacer, hasta cuando ya no sea rentable.
- Se recomienda realizar un nuevo análisis financiero, donde se tenga en cuenta que el campo es nuevo y que hay que instalar todos los elementos necesarios para la realización del proyecto y la obtención del solvente (hidrocarburo ligero), por fuera del campo, para observar la rentabilidad producida implementando el proceso LASER, desde el inicio de la aplicación de una técnica de recobro mejorado.
- Se recomienda observar en un laboratorio el efecto que tiene sobre la viscosidad la realización de la técnica LASER, buscando la forma de mejorar su efecto en el campo donde se vaya a aplicar.

- Se recomienda realizar un estudio más profundo de los solventes (hidrocarburos ligeros), que pueden ser utilizados y hasta qué porcentaje de solvente es rentable inyectar al pozo.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ COLINA Marcano, Franklin José, Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento jobo 01, campo jobo 02, a través de la simulación numérica, Barcelona, Octubre 2009.
- ✓ CUBIDES Laura & Peña Paula, Sensibilidad de las Variables Operaciones en el Transporte de Crudo Pesado
- ✓ Disponible en :
<<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42605>, Gas Opón>
- ✓ Disponible en: <<http://avibert.blogspot.com/2012/10/inyeccion-ciclica-de-vapor-douglas.html>>
- ✓ Disponible en: <<http://www.acipet.com/portal/noticias.php?idnoticia=71>>
- ✓ Disponible en: <https://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>
- ✓ Disponible en:
<https://www.slb.com/~/_media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf. >
- ✓ M. Ardali, M.A. Barrufet, Texas A&M University, D.D. Mamora, Mamora and Associates, F. Qiu, Schlumberger, A Critical Review of Hybrid Steam-Solvent Processes to Recover Heavy Oil, SPE 159257 Octubre 2012.

- ✓ MEJÍA, Jenny y Palma, Jorge. Metodología para la Evaluación Económica y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Tesis de Grado UIS, 2008
- ✓ OIL & Gas, Intelligence Serie, La atracción del Petróleo no convencional de América Latina, Resumen ejecutivo, Junio 2012
- ✓ OPINA Peña, Johan Alberto, Evaluación Técnica de las pérdidas de calor en superficie en los pozos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor – Campo Teca, Universidad Industrial de Santander, 2004.
- ✓ PALMA Bustamante, Jorge Mario, Recobro Mejorado-8-Inyección Cíclica de Vapor, Bucaramanga, 2012.
- ✓ R. Castro, SPE; G. Maya, SPE; D. Mercado, SPE; M. Trujillo, SPE; C. Soto, SPE; H. Perez, SPE; A. Lobo, SPE; A. Ordoñez, SPE; J. E. Sandoval, SPE/ ECOPETROL S.A. Enhanced Oil Recovery (EOR) Sstatus – Colombia, SPE 139199, Diciembre 2010.
- ✓ R.P. LÉAUTÉ, B.S. CAREY Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake SPE 79011, Noviembre 2002
- ✓ R.P. LÉAUTÉ, B.S. CAREY, Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Results from de First Pilot Cycle, September 2007, Volume 46, No. 9,
- ✓ R.P. LÉAUTÉ, B.S. CAREY, Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Results from de First Pilot Cycle, Junio 2005

- ✓ Rueda Neira, Silvia Fernanda y Rocha Arrieta, Jair Andrés, Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de Inyección Cíclica de Vapor en un campo Colombiano mediante simulación numérica, Universidad Industrial de Santander, 2011.

- ✓ SHANE D. Stark Cold Lake Commercialization of the Liquid Addition to Steam for Enhanced Recovery (LASER) Process IPTC 16795, Mach 2013

- ✓ URIBE Hidalgo, Carlos Andrés, Evaluación Técnico-Financiera de un proceso de Inyección Cíclica de Vapor usando pozos horizontales, Universidad Industrial de Santander, 2012.