

Desarrollo de una Herramienta *Software* para la Evaluación Financiera de Proyectos de
Inyección de Vapor

Angie Tatiana León Torrado, Paula Mercedes Padilla Azaín

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieras de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

M. Sc., M. E en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Ana Paula Villaquirán Vargas

Ingeniera de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, por darme la vida y la sabiduría para alcanzar mis metas.

A mis padres, Lucela y Gustavo, por su amor y apoyo incondicional, por ser mi mayor fuente de motivación, la razón de mis logros y los pilares de mi vida.

A mis hermanos, María Paula, Gustavo e Isabella, por traerle alegría a mi vida e impulsarme a ser una mejor persona.

A mi abuela, María de los Ángeles, por su inmenso amor y ser mi ejemplo de vida.

A mis amigos, Nayla, Laura, Carlos, Julián, Edwar, Sebastián, Daniela, Katherin, Angie, por hacer de la universidad una de las mejores etapas de mi vida.

A Paula, por ser una increíble compañera de tesis y una gran amiga.

A Carlos y Sebastián, por enseñarme el valor de la paciencia y la amistad.

Angie León.

Dedicatoria

A Dios Espíritu Santo por ser fortaleza y guía, por su grande amor. Cada logro en mi vida,
enteramente a Él.

A mi familia, especialmente a mis padres Sergio Antonio y Martha Lucía por su apoyo e incondicional compañía. Cada esfuerzo es motivado en sus palabras, gracias por ser inspiración
y mi real muestra de bondad, coraje y fe.

A mi mamita Luz y a mi hermana Catalina, porque a su lado no hay más sentimientos que paz
y un amor tan puro, que sencillamente desvanece cualquier preocupación en mi vida.

A mis amigos por su alegría y constante apoyo, por ser parte del proceso y del resultado. Un
grato recuerdo de cada uno de ustedes siempre en mi memoria.

A mi amiga y compañera de tesis por su apoyo y entrega a esta investigación, a pesar de las circunstancias logramos salir adelante, gracias por los buenos momentos y por cada esfuerzo que
nos permitió culminar juntas esta etapa.

A mi familia pastoral, compartir a su lado los últimos semestres de mi pregrado fue una
bendición. Dios siga bendiciendo su vida y premiando la de las demás con su presencia.

A Luis Acevedo. Difícil es expresar el gran cariño y gratitud que conservo bajo una gran
cantidad de recuerdos. Gracias a la vida por tu compañía y esa felicidad compartida durante
largo tiempo.

Paula M.

Agradecimientos

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a cada una de las personas que de alguna u otra manera contribuyeron en la realización de este trabajo, especialmente:

Al profesor Samuel Fernando Muñoz por su constante apoyo y confianza brindada durante nuestra estancia en el Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Un ejemplo de disposición y servicio al crecimiento científico y profesional.

A la Ingeniera Ana Paula Villaquirán Vargas por su grata compañía, disposición, seguimiento y respaldo a lo largo de esta investigación.

A Carlos Andrés Berdugo y Jeyson Andrés Vega por su paciencia y valiosa colaboración. Sin su apoyo no hubiera sido posible culminar de manera exitosa este trabajo. Mil gracias.

A Jesús Botett y Venus Díaz por su orientación. Sus consejos y aportes fueron indispensables en la proyección y alcance de este trabajo de investigación.

A los integrantes del Grupo de Investigación Recobro Mejorado, que con cada aporte y crítica permitieron el continuo mejoramiento de este proyecto y de nuestra formación integral como profesionales.

Finalmente, a José Santos por su disposición a la resolución de dudas e inquietudes durante el desarrollo del modelo de simulación.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	18
1. Objetivos.....	21
1.1 Objetivo General.....	21
1.2 Objetivos Específicos.....	21
2. Tecnologías de recuperación térmica por inyección de vapor	22
2.1 Antecedentes	22
2.2 Inyección cíclica de vapor	23
2.2.1 Descripción del proceso	23
2.2.2 Mecanismos de producción.	26
2.2.3 Criterios de Diseño.	27
2.3 Inyección continua de vapor	30
2.3.1 Descripción del proceso.	30
2.3.2 Mecanismos de producción.	33
2.3.3 Criterios de diseño.	37
3. Análisis financiero de proyectos de recuperación mejorada por inyección de vapor	40
3.1 Conceptos financieros básicos	41
3.1.1 Valor del dinero en el tiempo.	41
3.1.2 Interés.	41

3.1.3 Valor presente y valor futuro.....	42
3.1.4 Inflación.....	42
3.1.5 Riesgo e incertidumbre.....	42
3.2 Metodología de evaluación de proyectos.....	43
3.2.1 Flujo de caja.	43
3.2.2 Ingresos.....	43
3.2.3 Egresos.	45
3.2.4 Tasa de descuento.....	51
3.2.5 Indicadores financieros.....	52
4. Modelo base de simulación	56
4.1 Selección del campo en estudio	57
4.1.1 Generalidades del campo seleccionado.	57
4.1.2 Distribución de propiedades de las arenas seleccionadas.....	57
4.2 Desarrollo del modelo conceptual de simulación	58
4.2.1 Definición del enmallado y dimensiones del <i>grid</i> de simulación.....	58
4.2.2 Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas del modelo.	59
4.2.3 Modelo de fluidos.....	63
4.2.4 Interacción roca – fluido.....	64
4.3 Resultados preliminares de la producción en frío.....	70
4.4 Evaluación de escenarios en inyección cíclica de vapor	71
4.4.1 Fase I	71
4.4.2 Fase II.	73
4.4 Evaluación de escenarios en inyección continua de vapor	75

5. Programa “IGNIA”	76
5.1 Introducción	76
5.2 Validación	83
5.2.1 Descripción de la oportunidad.....	84
5.2.2 Premisas macroeconómicas y financieras.	85
5.2.3 Condiciones contractuales.	85
5.2.4 Estimación de los ingresos.	85
5.2.5 Estimación del <i>CAPEX</i>	87
5.2.6 Estimación del <i>OPEX</i>	89
5.2.7 Depreciación.....	98
5.2.8 Impuesto sobre la renta.....	98
5.2.9 Flujo de caja e índices financieros.....	98
4. Conclusiones.....	103
5. Recomendaciones	105
Referencias bibliográficas	106
Apéndices	112

Lista de Tablas

Tabla 1. Criterios de <i>screening</i> para un proceso térmico por inyección cíclica de vapor	28
Tabla 2. Parámetros de diseño y datos promedio de campo para procesos de inyección cíclica de vapor.....	29
Tabla 3. Criterios de <i>screening</i> para un proceso térmico por inyección continua de vapor	38
Tabla 4. Guía de <i>screening</i> general para inyección continua de vapor	39
Tabla 5. Dimensiones del enmallado de simulación.....	59
Tabla 6. Distribución de espesores en el grid de simulación	60
Tabla 7. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación	60
Tabla 8. Propiedades térmicas de la arenisca.....	62
Tabla 9. Propiedades térmicas de la arcilla.....	63
Tabla 10. Datos ingresados al simulador para la generación del PVT sintético.....	64
Tabla 11. Puntos finales en las curvas de permeabilidad relativa.....	67
Tabla 12. Condiciones operacionales en inyección cíclica de vapor – fase I.....	72
Tabla 13. Condiciones operacionales en inyección cíclica de vapor – fase II.....	74
Tabla 14. Condiciones operacionales en inyección continua de vapor	76
Tabla 15. Formulación precio de venta para el crudo de 18° API.....	86
Tabla 16. Estimación de ingresos en la etapa de inyección cíclica de vapor.....	87
Tabla 17. Estimación del CAPEX de subsuelo, etapa de inyección cíclica de vapor	88
Tabla 18. Estimación del CAPEX de infraestructura, etapa de inyección cíclica de vapor	88
Tabla 19. Especificaciones operacionales, etapa de inyección cíclica de vapor	90
Tabla 20. Distribución de ciclos en el año calendario, etapa de inyección cíclica de vapor ...	90

Tabla 21. Barriles de agua equivalente inyectada en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día	91
Tabla 22. Energía inyectada acumulada en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	94
Tabla 23. Costo de generación de vapor en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	94
Tabla 24. Costo de extracción de crudo en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	95
Tabla 25. Costo por uso de diluyente en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	96
Tabla 26. Resumen de costos variables en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	96
Tabla 27. Resumen de costos fijos en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	97
Tabla 28. Flujo de efectivo en inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	99
Tabla 29. Indicadores financieros en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.....	99
Tabla 30. Resultado de la evaluación de la etapa de inyección cíclica de vapor mediante indicadores financieros	100
Tabla 31. Resultado de la evaluación de la etapa de inyección continua de vapor mediante indicadores financieros	101
Tabla 32. Comparación de resultados entre algoritmo base e IGNIA	102

Lista de Figuras

Figura 1. Esquema de inyección cíclica de vapor.....	25
Figura 2. Respuestas típicas de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.	26
Figura 3. Esquema de inyección continua de vapor..	31
Figura 4. Perfiles de temperatura y saturación en procesos de inyección continua de vapor..	32
Figura 5. Contribución de los mecanismos de la inyección continua de vapor al recobro de aceite.	34
Figura 6. Distribución del porcentaje de regalías según el número de barriles producidos. ...	49
Figura 7. Distribución de la porosidad en el modelo de simulación.....	61
Figura 8. Distribución de la permeabilidad en el modelo de simulación.....	62
Figura 9. Factor volumétrico de formación vs Presión, PSI.	65
Figura 10. Relación gas – aceite, ft ³ /Bbl vs Presión, PSI.....	65
Figura 11. Viscosidad del aceite, cP vs Presión, PSI.....	66
Figura 12. Relación gas – aceite, ft ³ /Bbl vs Presión, PSI.	66
Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite.	68
Figura 14. Curvas de permeabilidad relativa líquido – gas.	68
Figura 15. Vista areal del modelo base de simulación con cuatro patrones de cinco puntos invertido.	69
Figura 16. Factor de recobro (%), Presión promedio (PSI) vs Tiempo (años) – Etapa de producción en frío.	71
Figura 17. Radio calentado después de 10 ciclos de inyección.	73
Figura 18. Pantalla inicial del <i>software</i> IGNIA.	77

Figura 19. Módulo de información de operaciones del <i>software</i> IGNIA.	78
Figura 20. Módulo de información de pozos y eventos del <i>software</i> IGNIA.....	79
Figura 21. Módulo de información de <i>CAPEX</i> y <i>OPEX</i> del <i>software</i> IGNIA.....	80
Figura 22. Costo del vapor (<i>LCOE</i> , USD/ton) vs costo del combustible (USD/MMBTU)	81
Figura 23. Módulo de pronóstico de inversión del <i>software</i> IGNIA.	82
Figura 24. Presentación de resultados en el <i>software</i> IGNIA.....	83

Lista de Apéndices

Apéndice A. Etapa de producción en frío	112
Apéndice B. Etapa de inyección cíclica de vapor.....	114
Apéndice C. Etapa de inyección continua de vapor	123
Apéndice D. Manual del usuario <i>software</i> IGNIA	129

Resumen

Título: Desarrollo de una herramienta *software* para la evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor*.

Autores: Angie Tatiana León Torrado**

Paula Mercedes Padilla Azaín**

Palabras clave: Inyección de vapor, herramienta *software*, evaluación financiera, alternativa de inversión, costo energético nivelado, modelo de simulación.

Descripción:

Con el propósito de contribuir al estudio de viabilidad de implementación de proyectos de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y continua de vapor, el presente trabajo de investigación tiene como objetivo desarrollar una herramienta *software* capaz de analizar de forma detallada diferentes alternativas de inversión, a través del estudio de indicadores financieros determinantes en procesos de planeación estratégica y toma de decisiones, encaminados hacia el éxito corporativo de cualquier entidad gestora.

IGNIA, el *software* de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor ofrece funcionalidades y servicios de modelado financiero entorno a cuatro ejes principales: requerimientos de capital, gastos operativos, flujos de efectivo y medidas de rentabilidad, con base en el cálculo del costo energético nivelado como indicador de competitividad energética global, para sistemas de generación convencional. A partir de la definición de variables financieras de entrada, IGNIA realiza estimaciones a criterios de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación y Eficiencia de Inversión (EI).

A fin de validar su comportamiento operacional y desempeño matemático, fue establecido un algoritmo base de programación en *Microsoft Excel*, el cual permitió contrastar los resultados obtenidos de la implementación *software*, frente a una serie de datos prueba producto de la construcción de un modelo de simulación numérica de un proceso de inyección continua de vapor precedido por una etapa de inyección cíclica en un campo de crudo pesado colombiano. El modelo conceptual comprendió la evaluación de escenarios bajo diferentes tasas de inyección y condiciones operacionales. Una vez obtenida la data de producción de cada modelo, se procedió a determinar los ingresos correspondientes a la venta de crudo y, a partir de estos, la realización del análisis financiero que permitiría determinar la viabilidad de implementación de cada alternativa de inversión coadyuvando a decidir la más conveniente.

*Proyecto de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc., M.E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: M. Sc. (C) Ana Paula Villaquirán Vargas.

Abstract

Title: Development of a software tool for the financial evaluation of steam injection projects*.

Authors: Angie Tatiana León Torrado**

Paula Mercedes Padilla Azaín**

Keywords: Steam injection, software tool, financial evaluation, investment alternative, Levelized Cost of Energy, simulation model.

Description:

In order to contribute to the feasibility study of the implementation of thermal recovery projects under cyclic and continuous steam injection mode, this research work aims to develop a software tool capable of analyzing in detail different investment alternatives, to through the study of decisive financial indicators in strategic planning processes and decision making, directed towards the corporate success of any managing entity.

IGNIA, the financial evaluation software for steam injection projects, offers financial modeling functionalities and services around four main axes: capital requirements, operating expenditures, cash flows, and profitability measures, based on the Levelized Cost of Energy (LCOE) calculation, as an indicator of global energy competitiveness, for conventional generation systems. From the definition of input financial variables, IGNIA makes estimations to profitability criteria such as Net Present Value (NVP), Internal Rate of Return (IRR), payback period and Investment Efficiency (IE).

In order to validate its operational behavior and mathematical performance, a basic programming algorithm was established in Microsoft Excel, which allowed comparing the results obtained from the software implementation, as opposed to a series of test data product of the construction of a simulation model of a continuous steam injection process preceded by a cyclic injection stage in a Colombian heavy oil field. The conceptual model included the evaluation of scenarios under different injection rates and operational conditions. Once the production data of each model was obtained, the proceeds of the sale of crude oil were determined and, based on these, the financial analysis that would determine the viability of implementation of each investment alternative, helping to decide the most convenient.

*Undergraduate Project Thesis.

**Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc., M.E. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: M. Sc. (C) Ana Paula Villaquirán Vargas.

Introducción

A pesar de ubicarse entre los cinco mayores productores de América Latina, después de México, Venezuela y Brasil (U. S. Energy Information Administration, 2018), Colombia experimenta una reducción en su total de reservas probadas. Luego de alcanzar 2002 millones de barriles en 2015, en el año siguiente, este valor se vio reducido en un 17% (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017); ratificándose la inminente necesidad de no sólo explorar nuevas reservas de petróleo, sino también, de mejorar el nivel de aprovechamiento de crudo; es decir, de incrementar el factor de recuperación en Colombia, el que se encuentra muy por debajo del promedio a nivel mundial (Velandia, 2017).

A raíz de lo anterior, la recuperación mejorada de petróleo constituye un enfoque que va más allá de las estrategias convencionales de exploración y producción, abarcando una serie de técnicas bastante prometedoras, entre ellas la inyección de vapor, método térmico capaz de incrementar el factor de recobro a valores considerables de hasta un 50% (Alvarado & Banzér, 2002) (Curtis, y otros, 2003), lo que incentiva su uso y permite que se consolide como un proyecto de gran viabilidad en la industria petrolera. Su efectividad radica en el momento en que energía en forma de calor se transfiere a la formación productora, calienta el petróleo *in situ* y reduce su viscosidad, lo que impacta directamente en la movilidad del hidrocarburo hacia los pozos productores (Zhao, Wang, & Gates, 2013), mejorando, consecuentemente, las eficiencias de desplazamiento y barrido areal (Ahmed & Meehan, 2012).

Ahora bien, Colombia posee una cantidad considerable de reservas de crudo pesado. En un panorama de producción nacional el 42% de los 866.488 barriles de petróleo que produce a

diario el país, es atribuida a este tipo de hidrocarburos (Semana, 2018), catalogando a la inyección de vapor como uno de los principales métodos de extracción, que si bien es reconocida gracias a excelentes resultados en términos de recuperación de hidrocarburo, como se mencionó, representa enormes desafíos de implementación asociados a la complejidad e incertidumbre, altos costos, largos periodos de aplicación y de retorno de la inversión, que junto a la volatilidad del entorno de negocio, obstaculizan su desarrollo y amenazan su óptimo desempeño.

El fracaso prematuro de proyectos de inversión, independientemente del tipo de metodología que se esté evaluando, obedece frecuentemente a la improvisación en la asignación de los recursos cuando no viene precedida por estudios íntegros que les provean a los inversionistas mayor información para tomar la delicada decisión de invertir. Lo anterior, constituye la esencia de los estudios de evaluación financiera, proceso mediante el cual, una vez conocida la inversión inicial y los beneficios netos esperados, tiene como objetivo principal medir la rentabilidad de los proyectos y su viabilidad de implementación ante cambios en las variables financieras involucradas, fortaleciendo los procesos de planeación estratégica y toma de decisiones.

De acuerdo con lo anterior, con el propósito de contribuir al estudio de viabilidad de implementación de proyectos de recuperación térmica por inyección de vapor, se desarrolla una herramienta *software* capaz de analizar de forma detallada diferentes alternativas de inversión, a través del estudio de *ratios* o indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación y Eficiencia de Inversión (EI), con base en el costo energético nivelado como indicador de competitividad energética, permitiendo analizar el efecto del precio del combustible en el costo del vapor para equipos convencionales de generación.

Este documento consta de cuatro capítulos; en el primero, se estudian las tecnologías de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y continua de vapor a través de revisión bibliográfica, haciendo énfasis en sus características de funcionamiento y criterios de diseño. En el capítulo dos, se presenta lo concerniente a teoría financiera, destacando los diferentes métodos de evaluación de proyectos de inversión y definiendo los equipos y parámetros que se clasificarían como *CAPEX* y *OPEX* en un balance financiero de la implementación de este tipo de tecnologías.

En el capítulo tres, se presenta el desarrollo de un modelo de simulación numérica de un proceso de inyección de vapor en un campo de crudo pesado colombiano. El modelo conceptual comprende la evaluación de diferentes tasas de inyección y condiciones operacionales a fin de recrear diferentes escenarios que permitieran estimar los datos de producción bajo las cuales tendría origen la evaluación financiera de proyectos.

Finalmente, en el capítulo cuatro se procede a realizar la presentación del *software* de evaluación financiera describiendo sus principales módulos y atributos de funcionamiento; adicionalmente, en aras de seleccionar la mejor alternativa de inversión, se describe la metodología de análisis financiero de cada uno de los escenarios propuestos en el tercer capítulo mediante el algoritmo base de programación en *Microsoft Excel*. A fin de validar el comportamiento operacional y desempeño matemático de IGNIA, se contrastan los resultados obtenidos por medio de esta última la herramienta, frente a los reportados por medio de la aplicación producto de este trabajo de investigación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta *software* que determine la viabilidad de implementación de proyectos de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y continua de vapor mediante indicadores financieros.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar las tecnologías de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y continua de vapor a través de revisión bibliográfica.
- Desarrollar un modelo de simulación conceptual de inyección cíclica y continua de vapor, a fin de estimar datos de producción de un campo de crudo pesado colombiano.
- Realizar el flujo de efectivo y evaluación financiera de proyectos de inversión en tecnologías de inyección cíclica y continua de vapor; a partir de la estimación de los datos de ingresos, producto de los resultados de producción obtenidos, y de los parámetros *CAPEX* y *OPEX* involucrados.
- Desarrollar el *software* de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor en un lenguaje de programación de alto nivel, a partir de un modelo conceptual elaborado en la aplicación *Microsoft Excel*.

2. Tecnologías de recuperación térmica por inyección de vapor

2.1 Antecedentes

El uso de la inyección de vapor comienza entre el año 1931 y 1932 cuando se inyectó vapor de manera continua, durante 235 días, a una arena de 18 pies de espesor a 380 pies de profundidad en Woodson, estado de Texas, Estados Unidos (Alvarado & Banzér, 2002). Veinte años después, en 1952, se encuentra el siguiente registro, donde un piloto de inyección de vapor se cataloga como exitoso en Yorba Linda, California, Estados Unidos (Matthews, 1963). Posteriormente, en 1959, en Mene Grande, estado Zulia, Venezuela, se descubre de manera accidental la inyección cíclica de vapor durante una prueba piloto de inyección continua que se llevaba a cabo; en ella, el vapor de la formación irrumpe en superficie por lo que la prueba es detenida, cuando los pozos inyectoros se abren para liberar la presión producen petróleo, lo que conduce al descubrimiento de los beneficios de inyectar vapor de forma alterna en una formación.

Más adelante, a principios de la década de 1960 se inician proyectos de inyección de vapor a gran escala con el campo Kern River en California, Estados Unidos, donde el vapor inyectado de manera cíclica llegó a representar el 75% de la producción para el año de 1973 (Curtis, y otros, 2003). En 1968 y 1969, proyectos de inyección continua de vapor vuelven a alcanzar el éxito en campos ubicados en Schoonebeek, Holanda y Tía Juana, Venezuela, respectivamente; pero es hasta 1975 donde el campo Duri en Sumatra, Indonesia, se cataloga como el mayor proyecto de inyección de vapor, no solamente en términos de vapor inyectado sino también de producción,

luego de que se llegara a recuperar un 70% del OOIP en algunas áreas del campo (Pearce & Megginson, 1991) (Jenkins, Waite, & Bee, 1997)

2.2 Inyección cíclica de vapor

2.2.1 Descripción del proceso. La inyección cíclica de vapor se lleva a cabo en un solo pozo que opera como inyector y productor al mismo tiempo. Es uno de los métodos de recuperación más ampliamente utilizados en la actualidad; su popularidad deriva de una fácil aplicación, de la baja inversión inicial y de un rápido retorno. Los resultados del tratamiento pueden observarse en pocas semanas, a diferencia de otros métodos de tipo desplazamiento para la recuperación de petróleo, como la inyección continua de vapor, que puede llegar a tardar varios meses antes de poder notar un incremento en la producción (Alvarado & Banzér, 2002). Fundamentalmente, se desarrolla en tres etapas, ver figura 1.

Etapas de inyección: Vapor húmedo es inyectado a la formación productora de manera continua por un cierto periodo de tiempo, según los requerimientos estimados, generalmente un mes (Ahmed & Meehan, 2012); sin embargo, esta variable depende de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos destinados al proyecto.

Etapas de remojo: El pozo es cerrado durante un corto intervalo, normalmente durante tres a cinco días (Ahmed & Meehan, 2012), dejándose en fase de remojo a fin de estabilizar la presión del sistema y de que el calor inyectado se transfiera y se distribuya de manera uniforme. Durante la inyección de vapor y la fase de remojo, la viscosidad del aceite disminuye dentro de la zona de vapor, ocurriendo una expansión de este y del agua. Este grado de disminución depende de la

viscosidad original del crudo, es decir que a medida en que se le aplique calor, la reducción en su viscosidad es mayor cuanto más viscoso sea el mismo.

Cabe resaltar que, algo del vapor inyectado se condensa cerca de la cara del pozo, dejando la zona con agua saturada; por ello se prevé que se producirá gran cantidad de este fluido al inicio de la etapa de producción (Gozde, Chhina, & Best, 1989). Adicionalmente, a medida que se condensa el vapor y debido a la alta temperatura, se estima que se producen cambios en las permeabilidades relativas al agua y al aceite, y en la presión capilar, lográndose de este modo, junto con la reducción de la viscosidad del crudo, un aumento en la permeabilidad relativa al aceite, lo que se traduce en un incremento en su movilidad.

Finalmente, el periodo de remojo debe ser optimizado para permitir la transferencia de calor por conducción entre el vapor inyectado, los fluidos y roca del yacimiento. Deberá ser lo suficientemente corto para evitar excesivas pérdidas de calor a estratos no productores del yacimiento, pero no debe ser tan pequeño para que el vapor sea capaz de entregar calor a la roca yacimiento (Trebolle, De Paz, Martínez, & Lagoven, 1993).

Etapas de producción: Una vez el pozo es abierto en fase de producción, inicialmente, se observa una gran cantidad de agua producida debido a la condensación del vapor inyectado; sin embargo, la tasa de agua disminuye poco a poco, originándose un incremento en la tasa de producción de aceite y, por lo tanto, también en su permeabilidad relativa. Por este motivo la respuesta del pozo a la estimulación dependerá principalmente de la viscosidad del petróleo, de la permeabilidad existente, del radio calentado, de la presión inicial del yacimiento y del daño removido con el calor.

La duración del efecto de estimulación (periodo de producción) depende principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfrían la formación productora y de la proporción de

energía que se transmita a las formaciones adyacentes, tanto en sentido vertical como radial. Estos factores, con el tiempo, serán los que originen un descenso proporcional en la producción de aceite, y que, a un tiempo posterior a cuatro o seis meses, la producción decline a la tasa original, momento en el cual puede emplearse un segundo ciclo de inyección. Esta operación se repite hasta que el pozo deja de ser económicamente viable.

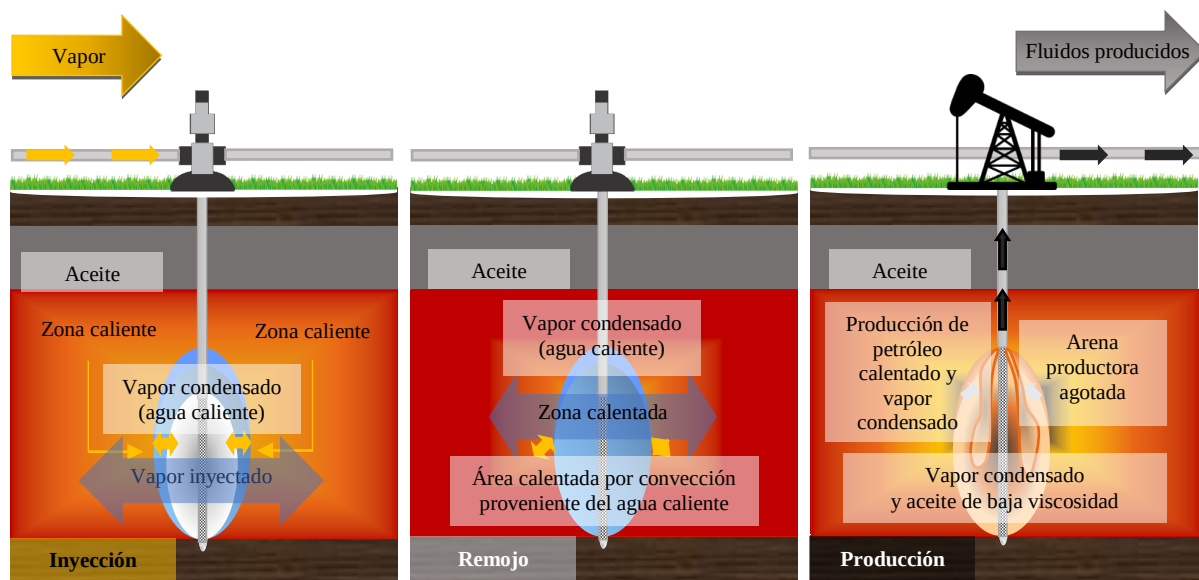


Figura 1. Esquema de inyección cíclica de vapor. Adaptado de Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México D. F.: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En la literatura técnica se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos (Alvarado & Banzér, 2002). Por otra parte, autores como Liu (1997), aseguran que una vida útil típica de la inyección cíclica de vapor posee ocho o doce ciclos, donde la eficiencia del proceso y el incremento de aceite se reduce durante los ciclos sucesivos, por lo que, en consecuencia, se necesita inyectar un mayor volumen de vapor. La

figura 2, presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

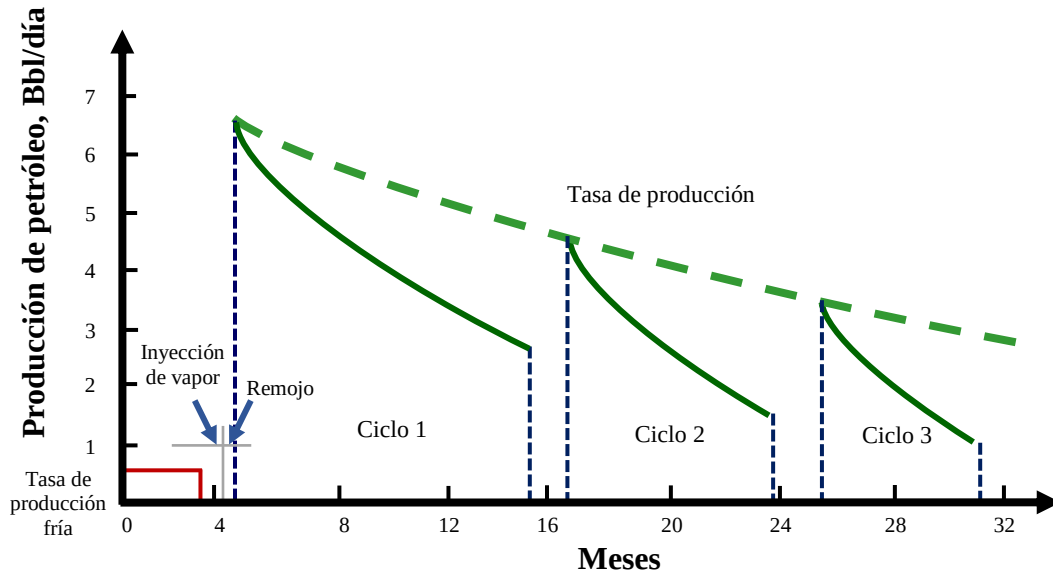


Figura 2. Respuestas típicas de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor. Adaptado de Alvarado, D. A., & Banzér, C. S. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas.

2.2.2 Mecanismos de producción. Los yacimientos de petróleo pesado se caracterizan por poseer viscosidades del aceite a la temperatura del yacimiento del orden de 100 a 10.000 cP (Green & Willhite, 1998). Cuando un yacimiento tiene una fuente de energía natural para desplazar el petróleo de la roca reservorio a los pozos de producción, la tasa de producción de petróleo se controla principalmente por la resistencia al flujo en las inmediaciones del pozo. Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos, y sin duda, la reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo afecta ampliamente el comportamiento de la producción (Alvarado & Banzér, 2002).

La inyección cíclica de vapor calienta la roca del yacimiento alrededor del punto de inyección y permite que esta región permanezca a una temperatura elevada durante largos períodos de tiempo. El requisito esencial para que exista una estimulación cíclica de vapor exitosa es una fuente natural de energía en yacimiento.

Esta energía puede estar disponible en la forma de: (1) expansión del fluido mediante empuje de gas en solución, adicionalmente, cabe resaltar que, en yacimientos de alta presión, el petróleo se produce a tasas más altas debido a la disponibilidad de fuerzas de empuje, que incrementan la movilidad del aceite como resultado de la disminución de la viscosidad (Butler, 1997); (2) empuje natural de agua, (3) drenaje por gravedad, mecanismo significativo en formaciones gruesas o en yacimientos depletados; y finalmente, (4) compactación, donde a medida que la presión de los poros disminuye, se da una consolidación en la roca del yacimiento, lo que resulta en una disminución de la porosidad promedio, y por lo tanto, el petróleo es expulsado de la roca porosa. Ejemplos de cada una de estas fuentes de energía en yacimiento pueden encontrarse en literatura que describe proyectos exitosos de inyección cíclica de vapor (Green & Willhite, 1998) (De Haan & Van Lookeren, 1969) (Burns, Babson, & Burns, 1967). Otro mecanismo importante que es la clave del éxito en Cold Lake es la fracturación de la formación. El vapor se inyecta a la presión de fractura creando fracturas en la formación y dando como resultado un aumento en la productividad del yacimiento (Butler, 1991).

2.2.3 Criterios de Diseño. Cabe resaltar que no existe una sola documentación en criterios de diseño que permita representar yacimientos candidatos a un proceso de inyección cíclica de vapor; pues este tipo de tablas guía se realizan como una compilación entre ciertos valores reportados por expertos en la literatura y otros documentados en varias experiencias de campo.

Por tal razón, se presentan dos tablas elaboradas por diferentes autores que resumen criterios de diseño típicos.

Tabla 1.

Criterios de screening para un proceso térmico por estimulación cíclica de vapor.

Propiedad	Valor
Gravedad del aceite, API	8 - 35
Viscosidad del aceite, cP	$10^3 - 10^6$
Profundidad, ft	400 - 3.000
Espesor, ft	>20-150
Permeabilidad, mD	>250
Presión del yacimiento, psia	400 -1.500
Saturación de aceite, %	>50

Nota: Adaptado de Dickson, J. L., Leahy-Dios, A., & Wylie, P. (2010). *Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers.

La tabla 1, provee los criterios de *screening* para un proceso térmico por estimulación cíclica con vapor, elaborados por Dickson, Leahy- Dios y Wylie (2010), mediante una recopilación de valores enunciados en la literatura (Clancy, Gilchrist, Cheng, & Bywater, 1985) (Singhal, Ito, & Kasraie, 1998) (Taber, Martin, & Seright, 1997) (Strycker, Sarathi, & Wang, 1999) y la experiencia interna de ExxonMobil.

Tabla 2.

Parámetros de diseño y datos promedio de campo para procesos de inyección cíclica de vapor.

Parámetros	Valores criterio	Criterios de diseño	Datos de campo
Gravedad del aceite, API	8-35	<15	14,4
Viscosidad del aceite <i>in situ</i> , cP	50-350.000	4.000	5.247
Saturación de aceite, fracción	>0,4	-	-
Espesor neto, ft	>20	>30	794
Porosidad, fracción	>0,18	>0,35	0,32
Permeabilidad, mD	>50	>1.000	1.736
Profundidad, ft	<5.000	<3.000	1.700
Calidad del vapor, %	-	80-85	-
Presión de inyección, psig	-	~1500	900
Tiempo de inyección, días	-	14-21	11
Tiempo de remojo, días	-	1-4	6,25
Número de ciclos	-	3-5	3
Duración del ciclo, meses	-	~6	~6
Capa de gas	No deseable		
Acuífero	No deseable		
Arcillas	Baja		

Nota: Adaptado de Sheng, J. J. (2013). Chapter 16-Cyclic Steam Stimulation. En J. J. Sheng, *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (págs. 389-412). Texas: Gulf Professional Publishing.

Por otro lado, la tabla 2 resume criterios modificados por Sheng (2013) a los valores reportados por Taber *et al.*, (1997) y Green y Willhite (1998), quienes establecieron criterios generales de selección sin diferenciar entre inyección continua e inyección cíclica de vapor, cuando, de manera general, las condiciones aplicables para inyección cíclica de vapor son menos restrictivas que para una inyección continua.

Sheng (2013), incluye parámetros usados en prácticas de campo y, adicionalmente, trae a colación los criterios de diseño resumidos por Farouq Ali (1974). Cabe resaltar que, con base en los datos de encuesta sobre proyectos de campo chinos (no publicados) y los datos de la encuesta reportados por Farouq Ali (1974) y Farouq Ali y Meldau (1979), el autor realizó un análisis estadístico (rango y percentil) para algunos de los parámetros, algunos de los datos promedio para los proyectos de campo encuestados se presentan en esta misma tabla.

2.3 Inyección continua de vapor

2.3.1 Descripción del proceso. La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento similar a la inyección de agua, en el sentido de que se elige un patrón adecuado y se inyecta vapor en un número determinado de pozos, mientras que el petróleo se produce a partir de pozos adyacentes.

La mayoría de los proyectos de inyección continua de vapor se desarrollan tradicionalmente con espaciamientos de ± 5 acres; sin embargo, tal valor, dependerá de las propiedades del fluido y del yacimiento (Ahmed & Meehan, 2012). La técnica consiste en inyectar a la formación vapor generado en superficie de manera continua, a fin de desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores, ver figura 3.

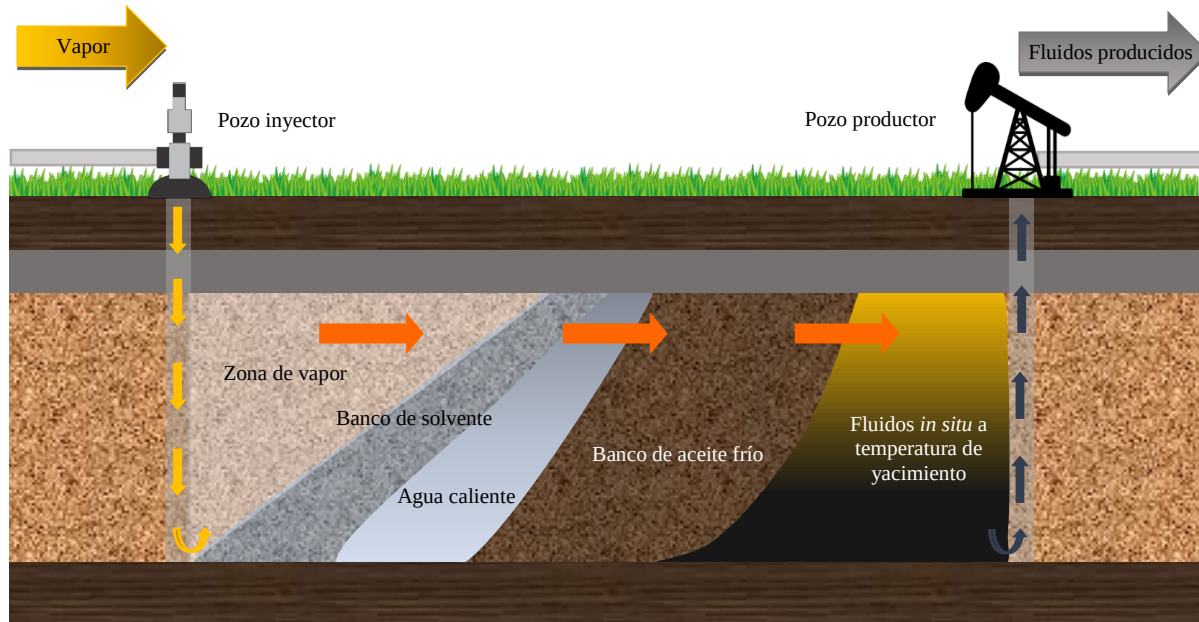


Figura 3. Esquema de inyección continua de vapor. Nota: Adaptado de Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México D. F.: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

En el interior de la formación, el vapor circula a través del espacio poroso donde se vaporizan ciertos compuestos livianos del crudo durante un periodo de tiempo previo a la temperatura de condensación. El frente de vapor avanza conjunto al frente de crudo y se condensa eventualmente gracias a las pérdidas de calor que ocurren hacia las formaciones vecinas, por ende, a medida que el vapor se mueve en el yacimiento, entre el pozo inyector y el productor, crea varias regiones de diferentes temperaturas y saturaciones de aceite, ver figura 4.

Zona de vapor “región A”: A medida que el vapor entra en la zona de interés, forma alrededor una zona saturada de vapor, con una temperatura que es casi igual a la del vapor inyectado. Un perfil de temperatura típico para la inyección de vapor se muestra por la curva superior de la figura 4. Dicho perfil muestra la transición gradual de la temperatura del vapor en el pozo de inyección a la temperatura del yacimiento en el pozo productor.

Debido a la alta temperatura en la región A, la saturación de petróleo se reduce a su saturación más baja, esta drástica reducción en la saturación de petróleo es atribuida a:

- La significativa mejora en la movilidad del aceite cuando se reduce su viscosidad.
- La destilación del vapor y vaporización de los componentes más livianos del crudo. En la zona de vapor la recuperación de hidrocarburos es mayor para los aceites más livianos debido a que contienen una mayor fracción de componentes vaporizables.

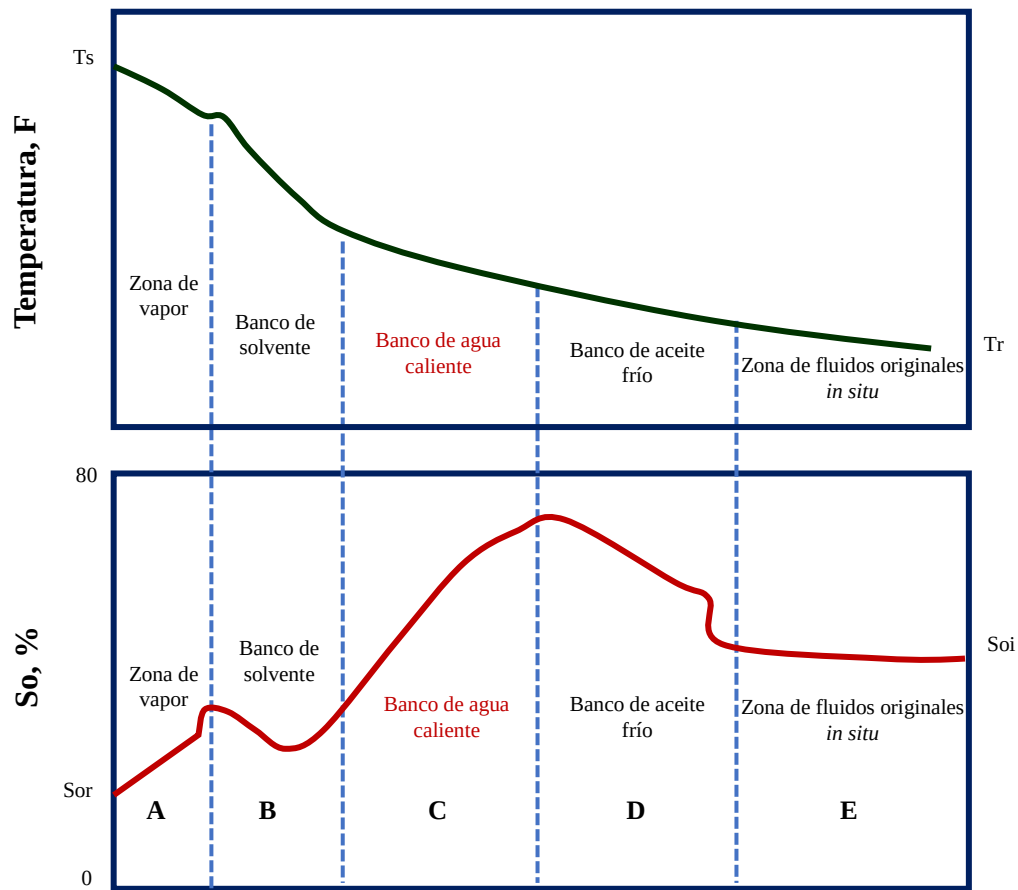


Figura 4. Perfiles de temperatura y saturación en procesos de inyección continua de vapor. Adaptado de Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery. En *Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition)*. Gulf Professional Publishing.

Zona de condensación caliente “regiones B y C”: La zona de condensación caliente se puede dividir en un banco de solvente "B" y un banco de agua caliente "C." A medida que la zona de vapor se aleja del pozo inyector, su temperatura disminuye debido a la pérdida de calor hacia formaciones adyacentes, y a cierta distancia del pozo inyector, el vapor y parte del hidrocarburo vaporizado se condensan para formar la zona de condensación caliente. Esta zona puede describirse como una mezcla de un banco de solventes (banco de hidrocarburos condensados) y un banco de agua caliente. Aquí, el banco de solventes extrae aceite adicional de la formación para formar un bache miscible con el aceite original *in situ*. Este desplazamiento miscible contribuye significativamente al último proceso de recuperación de petróleo mediante la inyección de vapor.

Banco de petróleo “región D”: A medida que el petróleo móvil es desplazado por el frente de vapor y agua caliente, se forma un banco de petróleo con una saturación superior a la saturación inicial en la región D. La zona se caracteriza por un perfil de temperatura que varía desde la temperatura de la zona de condensación a la temperatura inicial del yacimiento.

Zona de fluidos originales del yacimiento “región E”: La región E representa esencialmente la parte del depósito que no ha sido afectada o contactada por el vapor, contiene el fluido de yacimiento las condiciones iniciales en términos de saturación de fluidos y temperatura original del yacimiento.

2.3.2 Mecanismos de producción. Bajo la inyección continua de vapor, el aceite es recuperado bajo combinaciones de diversos mecanismos de recuperación, todos con diferentes grados de contribución e importancia. Básicamente, hay cinco mecanismos que se han identificado como las principales fuerzas de empuje (Ahmed & Meehan, 2011), ver figura 5.

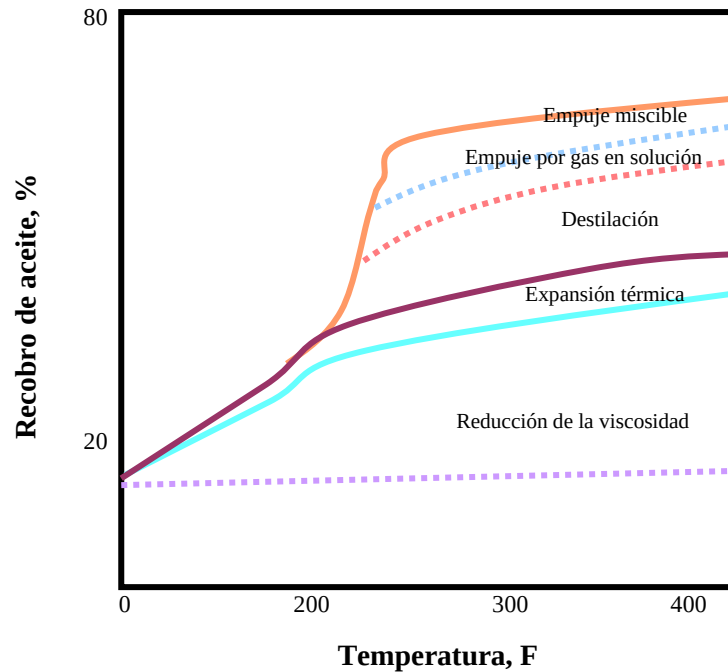


Figura 5. Contribución de los mecanismos de la inyección continua de vapor al recobro de aceite. Adaptado de Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery. En *Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition)*. Gulf Professional Publishing.

Reducción de la viscosidad: La disminución de la viscosidad del aceite con el aumento de la temperatura es, quizá, el mecanismo más importante para la recuperación de aceites pesados. El resultado neto, del aumento de la temperatura, es la mejora en la relación de movilidad "M", definida por:

$$M = \left(\frac{K_w}{K_o} \right) \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Entendiéndose: K_w , como la permeabilidad efectiva al agua; K_o , la permeabilidad efectiva al aceite; μ_o , la viscosidad del aceite; y, μ_w , la viscosidad del agua.

En ese sentido, con una menor viscosidad del crudo, las eficiencias de desplazamiento y barrido areal mejoran considerablemente. A medida que el aceite se desplaza desde la región de

alta temperatura a un área donde la temperatura puede ser menor, la viscosidad del aceite aumenta nuevamente y, como resultado, se reduce la tasa de flujo de aceite. En consecuencia, una gran cantidad de petróleo se acumula para formar un banco de petróleo. Este banco, que a menudo se observa cuando el vapor inunda el aceite, es responsable de las altas tasas de producción de petróleo y las bajas proporciones de agua-aceite antes de que el calor irrumpa en el pozo productor.

Expansión térmica e hinchamiento del aceite: La expansión térmica es un importante mecanismo de recuperación en la región de condensado caliente, con una recuperación de aceite que depende en gran medida de:

- La saturación de aceite inicial.
- El tipo de crudo.
- La temperatura de la zona calentada.

A medida que el aceite se expande al aumentar la temperatura, la saturación aumenta y se vuelve más móvil. La cantidad de expansión depende de la composición del aceite, pues la capacidad del aceite para expandirse es mayor para aceites ligeros que para aceites pesados. En general, la contribución de recuperación de la expansión térmica oscila entre el 5% y el 10%.

Destilación de componentes livianos: La destilación es el principal mecanismo de recuperación en la zona de vapor. El proceso de destilación implica la vaporización de los componentes relativamente livianos del crudo para formar una mezcla de vapor y vapores de hidrocarburos condensables.

Algunos de los vapores de hidrocarburo se condensarán junto con el vapor y se mezclarán con el aceite residual atrapado por la región de condensado caliente que avanza delante de la zona de vapor; esta mezcla crea un banco de solventes detrás del frente de condensación

caliente. La destilación del crudo soslayado por la zona de condensación que avanza puede dar lugar a saturaciones de aceite residuales muy bajas en la zona barrida por vapor.

Empuje por gas en solución: Con el aumento de la temperatura, el gas que se encuentra en solución se libera del aceite. El gas liberado se expande proporcionalmente con el gradiente de disminución de presión entre el pozo inyector y el pozo productor.

Esta expansión en la fase de gas proporciona fuerzas de empuje adicionales que contribuyen al proceso de recuperación. Adicionalmente, CO₂ puede ser generado durante el proceso de inyección, ya sea a partir de reacciones a alta temperatura con la formación que contiene CO₂ o con el aceite que contiene este mismo compuesto. Si se liberan grandes cantidades de dióxido de carbono, existiría una contribución a una recuperación adicional del petróleo debido a su capacidad de reducir la viscosidad del crudo a medida que el gas liberado se expande y entra en contacto con más aceite original *in situ*.

Desplazamiento miscible: En la zona de condensado caliente, el banco de solvente generado por la zona de vapor extrae aceite adicional de la formación para formar un "empuje miscible en fase oleosa". Esencialmente, la zona de vapor "fabrica" un bache de aceite miscible que puede desplazar el petróleo que contacta con 100% de eficiencia de desplazamiento. La recuperación de petróleo adicional debido a este desplazamiento miscible oscila entre el 3% y el 5% del aceite original *in situ*.

En sentido macroscópico, la inyección continua de vapor depende de los siguientes parámetros (Goyal & Kumar, 1989):

Alteración de las propiedades de los fluidos *in situ*: Esto comprende cambios en el comportamiento de fases, densidad, viscosidad, composición, compresibilidad y relaciones PVT.

Propiedades de la roca: Tales como permeabilidad absoluta, porosidad, compresibilidad de la roca y los cambios que se van presentando en estas propiedades a medida que el vapor es inyectado al yacimiento.

Propiedades relacionadas a la interacción roca-fluido: Entre estas se encuentran las saturaciones residuales, permeabilidades relativas, presiones capilares y su dependencia con la temperatura.

Las propiedades térmicas de la formación y de los fluidos contenidos: Tales como calores específicos, conductividades térmicas y coeficientes térmicos de expansión.

El ambiente del yacimiento: Espesor neto y bruto, heterogeneidad, propiedades de las formaciones adyacentes, la saturación inicial de aceite, temperatura y presión.

La geometría de flujo: Forma del patrón y espaciamiento, completamiento de los pozos inyectoros y productores y el espesor de la formación.

Factores operacionales. Tasa de inyección y calidad del vapor, presión de inyección, entre otros.

2.3.3 Criterios de diseño. Hama, Wei, Saleh y Bai (2014), investigadores de la Universidad de Ciencia y Tecnología de Missouri, realizaron una recolección de datos en criterios de *screening* a partir de la experiencia en campo y laboratorio de varios expertos en inyección continua de vapor desde el año 1973 a 2010; lo anterior, a fin de efectuar un ajuste, empleando métodos gráficos y estadísticos, que permita tener en cuenta todos los criterios de selección publicados hasta el momento y elimine aquellos datos duplicados, inconsistentes y faltantes.

La tabla 3, proporciona las estadísticas estándar utilizadas (media, mediana, desviación estándar y valores mínimo y máximo) para cada uno de los criterios evaluados.

Por su parte, la tabla 4, proporciona el set de datos utilizado por los autores para realizar dicho ajuste.

Tabla 3.

Criterios de screening para un proceso térmico por inyección continua de vapor.

Estadística	°API	μ_o, cP	D, ft	ϕ, %	K, mD	So, %
Media	13,7	24.766,2	1.511,3	32,1	2.529,2	67,7
Mediana	13,0	2.100,0	1.372,5	32,0	2.000,0	65,0
Desviación estándar	3,7	224.773,5	754,5	4,3	2.457,2	14,9
Valor mínimo	5,8	6,0	100,0	7,5	1,0	31,8
Valor máximo	34,0	5.000.000,0	5.410,0	40,3	20.000,0	100,0

Nota: Adaptado de Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. Calgary: Society of Petroleum Engineers.

Tabla 4.

Guía de screening general para inyección continua de vapor.

Autor (año)	°API	μ_o, cP	D, ft	Ø, %	K, mD	S_o, %
Geffen (1973)	>10	-	<4.000	-	**	-
Farouq Ali (1974)	12-25	<1.000	<3.000	≥30	1.000	1.200-1.700 bbl/ac-ft
Lewin & Assocs (1976)	>10	NC	<5.000	-	NC	>50
Iyoho (1978)	10-20	200-1.000	2.500-5.000	≥30	>1.000	>50
Chu (1985)	<36	-	>400	>20	-	>40
Brashear & Kuuskraa (1978)	>10	NC	<5.000	-	NC	42
Taber & Martin (1997)	8-25	<100.000	<5.000	-	>200	>40
Dickson (2010)	8-20	1.000-10.000	400-4.500	-	>250	>40
Aladasani & Bai (2010)	8-30	5E6-3	200-9.000	12-65	1-15.000	35-90

Nota: NC = No crítico, **Requiere pruebas de laboratorio para confirmar idoneidad. Adaptado de Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. Calgary: Society of Petroleum Engineers.

3. Análisis financiero de proyectos de recuperación mejorada por inyección de vapor

Los proyectos petroleros se caracterizan por requerir altos montos de inversión y por poseer un eminente riesgo asociado al negocio. Descubrir una acumulación de hidrocarburo es, quizá, la actividad de mayor riesgo para una empresa; sin embargo, el descubrimiento no es suficiente para lograr determinar si el hidrocarburo que se encuentra en yacimiento generará ganancias. Para ello, es necesario realizar proyecciones y estimaciones de los precios del mercado, considerar las condiciones del entorno, los costos asociados a la infraestructura y procesos de producción, la logística y transporte hasta llevar el producto a puerto seguro para su venta final.

Hernández (2005), define el análisis financiero como una técnica de evaluación del comportamiento operativo de una empresa, que facilita el diagnóstico de la situación actual y la predicción de cualquier acontecimiento futuro; así mismo, está orientado hacia la consecución de objetivos ya preestablecidos.

En ese sentido, el análisis financiero comprende la recopilación, interpretación, comparación y estudio de los estados financieros y datos operacionales de un negocio. Esto implica el cálculo e interpretación de porcentajes, tasas, tendencias, indicadores y estados financieros complementarios o auxiliares (Prieto, 2010), con el objetivo de determinar la rentabilidad, es decir, determinar si los beneficios obtenidos compensan los gastos que incurren en la planeación y ejecución del proyecto, de manera que se maximice el valor de la empresa.

3.1 Conceptos financieros básicos

3.1.1 Valor del dinero en el tiempo. Cuando una persona natural o jurídica invierte en un proyecto espera recibir un beneficio, a esta retribución se le conoce como costo de oportunidad y puede ser diferente para cada individuo, pues depende de las oportunidades de negocio que se presenten.

El precio que se genera por el uso del dinero en un lapso determinado da origen al concepto de valor del dinero en el tiempo, primer término financiero fundamental sobre el cual se basa la metodología de evaluación de proyectos.

El valor del costo de oportunidad es conocido como interés, y si es medido de manera porcentual recibe el nombre de tasa de interés o retorno, que en la práctica definen el mismo concepto, pero se utilizan en forma diferente según el contexto donde se encuentren. Normalmente, se utiliza el término tasa de retorno para reflejar la ganancia que se obtiene de una inversión y tasa de interés cuando se trata de operaciones relacionadas a entidades bancarias y préstamos.

3.1.2 Interés. Con base en lo anterior, se define interés como la retribución por el costo de oportunidad durante un determinado tiempo o como el arriendo pagado por un dinero tomado en préstamo durante cierto periodo, y puede ser clasificado como simple o compuesto (Moix, 2014).

3.1.2.1 Interés simple. Se denomina interés simple al dinero obtenido al final de un plazo determinado sobre una suma de dinero inicial o capital aportado (Moix, 2014). De acuerdo a esta definición, el monto conseguido por interés simple se recibe al final del periodo y se calcula con base en el capital aportado, únicamente.

3.1.2.2 Interés compuesto. El interés compuesto se caracteriza porque su cálculo es efectuado sobre el capital más los intereses ganados en periodos anteriores, a diferencia del interés simple donde el capital permanece constante (Moix, 2014). En ese sentido, el capital original va siendo modificado por la capitalización de los intereses de manera periódica. El concepto de interés compuesto es el fundamento para definir los términos de valor presente y futuro.

3.1.3 Valor presente y valor futuro. La aplicación del valor del dinero en el tiempo da origen a dos conceptos dentro de las matemáticas financieras conocidos como valor presente y valor futuro.

De manera conceptual, el valor futuro representa la cantidad de dinero que tendrá un inversionista después de transcurrido un periodo de tiempo, el cual será equivalente al capital inicial, más la ganancia generada por los intereses obtenidos. Análogamente, el valor presente representa la cantidad de dinero que debe ser invertida en el momento para obtener el valor futuro deseado a una tasa de interés determinada (Moix, 2014).

3.1.4 Inflación. Se denomina inflación al fenómeno económico que hace que el dinero diariamente pierda poder adquisitivo debido al incremento de los precios de los bienes y servicios en un tiempo determinado.

3.1.5 Riesgo e incertidumbre. El riesgo y la incertidumbre son dos factores que se presentan en la evaluación de proyectos. El riesgo considera que los supuestos de la proyección se basan en probabilidades de ocurrencia que se pueden estimar; el segundo, afronta una serie de eventos futuros a los cuales es imposible asignarles una probabilidad. Es decir, existen riesgos cuando los posibles escenarios con sus resultados se conocen y existen antecedentes para estimar su distribución de frecuencia; y hay incertidumbre cuando los escenarios o su distribución de frecuencia se desconocen (Bazzani & Cruz, 2008).

En la medida en que mejore la cantidad y calidad de información y se realicen los análisis pertinentes, un inversionista podrá medir la consecuencia de riesgos, evaluar su capacidad de afrontarlos y tomar la decisión de llevar a cabo la inversión.

3.2 Metodología de evaluación de proyectos

3.2.1 Flujo de caja. La metodología utilizada para visualizar los resultados financieros de un proyecto se conoce como flujo de caja descontado. Dicha metodología consiste en la elaboración de un modelo matemático – financiero, a fin de simular variables económicas y financieras asociadas a la operación futura de un proyecto durante su tiempo de vida económica, para finalmente calcular el valor que genera a los accionistas, considerando el valor del dinero en el tiempo (Moix, 2014).

Esta metodología asocia los tres elementos básicos del negocio: la inversión, los ingresos y los costos y gastos, bajo ciertas condiciones de financieras de costo de capital, a fin de estimar el flujo de dinero que se obtiene al final de cada periodo y lograr calcular su rendimiento bajo diversas condiciones de riesgo.

3.2.2 Ingresos. Los ingresos se definen como las entradas líquidas del proyecto gracias a la venta de productos y servicios producidos. En la industria petrolera los ingresos son calculados a partir de la venta del hidrocarburo, cuya extracción depende de un plan de producción con base en las reservas probadas del campo (Moix, 2014). Adicionalmente, forma parte del grupo de ingresos aquellos generados por el cobro de intereses, el valor de salvamento correspondientes a los activos fijos, incremento de cuentas por pagar, la recuperación del capital de trabajo y la venta de parcial o total del negocio al final de la vida económica del proyecto.

La proyección de la producción es una consideración de suma importancia, pues a partir de esta se estima la dimensión de la infraestructura que se requiere en superficie para el tratamiento de los fluidos; así mismo, los costos de operación del campo. La simulación numérica de yacimientos y diversos métodos analíticos son herramientas comúnmente usadas por parte de la industria para tal fin (Rey & Velasco, 2007).

No obstante, el total de la producción de petróleo no genera ingresos, ya que a esta se le debe descontar, por ejemplo, el consumo propio, el pago de regalías, contribuciones adicionales de las entidades que otorgan los contratos y otras participaciones.

3.2.2.1 Diluyentes. En los casos de producción de petróleo pesado es necesario diluir el crudo con gasolina natural, crudo más liviano o algún otro tipo de diluyente, a fin de que pueda fluir a través de un oleoducto o llevarlo a una especificación de gravedad API para la venta. Por lo tanto, el volumen total de venta incluye el diluyente utilizado; sin embargo, el costo de dicho volumen de diluyente debe ser considerado como un costo adicional.

3.2.2.2 Precio de venta del crudo. El crudo es catalogado como un *commodity*, es decir, un bien transable mundialmente cuyas características son similares o comparables con un patrón de referencia (Moix, 2014). Existe la tendencia a equilibrar los precios en el mercado mundial ajustando los valores con los costos de transporte y ajustes relativos a la calidad y usando como referencia ciertos crudos conocidos como marcadores, siendo los más utilizados el *West Texas Intermediate (WTI)* y el *BRENT*. En Colombia es usado como crudo de referencia internacional el *BRENT*, el cual se constituye como una mezcla de crudos producidos principalmente en el Mar del Norte con una gravedad API de 38° y 0.37% de azufre.

3.2.2.3 Valor de salvamento. El valor de salvamento o rescate hace referencia a la venta del negocio o los activos al final de la vida económica (Moix, 2014), es decir, a aquella parte del

costo original del activo o negocio que se espera recuperar mediante su venta o permuta al final de su vida útil.

3.2.3 Egresos. Los egresos de un proyecto tienen diversas causas y son tratados contablemente de forma diferente. Se pueden clasificar en dos grupos: el *CAPEX* y el *OPEX*. También, hace parte del grupo egresos los gastos administrativos y generales, tales como obligaciones bancarias, además de las contribuciones tributarias correspondientes a regalías e impuestos.

3.2.3.1 CAPEX. El *CAPEX* está compuesto por la compra de equipos u otros bienes que pasan a formar parte de los activos del proyecto. Estos costos se consideran parte de la inversión inicial, que está conformada por los costos de adquisición o adecuación de la infraestructura necesaria para ejecutar el proyecto. Para el cálculo del *CAPEX* se tiene en cuenta la siguiente clasificación:

3.2.3.1.1 CAPEX de subsuelo. Las inversiones de subsuelo corresponden al costo integral del pozo, incluyendo la operación del taladro, obras civiles y mecánicas, perforación, completamiento y registros.

Operaciones de recuperación térmica de petróleo por inyección de vapor hacen uso de diferentes tipos de pozos dependiendo de la modalidad de inyección. El completamiento de pozos inyectoros para procesos de recuperación térmica en modalidad continua, propician de una serie de consideraciones enmarcadas en diseños específicos que hagan uso de juntas de expansión y empaques térmicos en las sartas de tubería de inyección; lo anterior, con el propósito de minimizar el estrés térmico en el revestimiento y tubería, las fallas en la cementación primaria y las pérdidas de calor hacia el revestimiento y la formación, previniendo el estallido del revestimiento cuando la presión de inyección es alta. Así mismo, configuraciones

de cabeza de pozo que provean acceso fácil en la instalación de termocuplas u otros dispositivos de medición de temperatura. En cuanto al completamiento de pozos productores, se requiere el uso de revestimientos cañoneados, *liners* ranurados y flujos en empaque de grava (Rey & Velasco, 2007)

Por otro lado, los pozos inyectoros/productores en procesos de inyección cíclica de vapor son sometidos a los mismos esfuerzos y consideraciones explicadas anteriormente en un proceso de inyección continua de vapor, esto quiere decir que requieren del mismo tipo de revestimientos, tuberías de producción y cementación, sin hacer uso de empaques térmicos, en algunas ocasiones.

Cabe resaltar que la perforación de pozos de recolección de agua de alimentación al generador y pozos disposal, también formarán parte del *CAPEX* de subsuelo.

3.2.3.1.2 CAPEX de infraestructura. La producción proveniente de los pozos productores debe ser enviada a los centros de tratamiento y venta, para lo cual son ejecutadas las inversiones de infraestructura que corresponden a la construcción de todas las facilidades requeridas para transportar y procesar los gases, líquidos y sólidos producidos desde la boca de pozo hasta su punto de entrega de ventas (Moix, 2014).

Las inversiones de infraestructura son subclasificadas a criterio de cada empresa a los fines prácticos de identificación según el tipo de proceso.

Campos que involucren la inyección de vapor como método de recuperación de hidrocarburo requerirán, en primera instancia, la adquisición del sistema de generación de vapor, es decir, el equipo generador de vapor, así como también la planta de tratamiento de agua de inyección; del mismo modo, líneas de distribución especializadas no solamente en la producción de crudo pesado, sino también, líneas de flujo revestidas con aislante térmico para evitar pérdidas de

energía en el proceso de transporte del vapor desde el generador hasta cabeza de pozo; así mismo, requerirán la adquisición de un centro de procesamiento de fluidos juntos con todos aquellos equipos involucrados en el tratamiento de crudos pesados, centros de generación de energía eléctrica, centros de almacenamiento o baterías de tanques y la inclusión de sistemas de levantamiento artificial.

Por otro lado, formará parte de la inversión inicial todo lo relacionado al proceso de gerenciamiento del campo, es decir, el costo por estudios de viabilidad social y ambiental, compensaciones, inmobiliaria, licencias, permisos y/o seguros.

3.2.3.2 OPEX. Los costos operativos u *OPEX* pueden definirse como los desembolsos relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa o no pueden ser capitalizados. Los costos operativos pueden tener mayor impacto en comparación con el *CAPEX*, por eso es importante evitar el uso de premisas generales y simples de costos constantes por barril producido (Moix, 2014). Los costos operativos pueden clasificarse en variables y fijos.

3.2.3.2.1 Costos variables. Una instalación petrolera para la producción de hidrocarburos, al igual que todo proceso productivo, incurre en desembolsos que están directamente relacionados con la cantidad de unidades producidas, conocidos como costos variables.

En procedimientos de recuperación térmica por inyección de vapor estos estarán enmarcados esencialmente por el costo por generación de un millón de BTU, el cual depende estrictamente del consumo de combustible para la generación, del consumo de energía eléctrica y del tratamiento químico necesario para llevar el agua de alimentación a especificaciones de diseño sobre las cuales se propicia el correcto funcionamiento del sistema de generación de vapor. Es importante destacar que existirán también costos variables por el manejo de los fluidos

producidos, enmarcados por costos de levantamiento, gastos administrativos, uso de diluyentes y otros costos asociados al procesamiento del crudo.

3.2.3.2 Costos fijos. Se define costos fijos como todos aquellos desembolsos que son independientes de la producción, cada uno de ellos depende de variables particulares conocidas como drivers, tales como la cantidad de clústeres, cantidad de pozos, áreas de campo, cantidad de instalaciones de superficie, entre otros (Moix, 2014).

Algunos ejemplos de costos fijos pueden ser los costos de personal, costos de gestión social y ambiental, seguridad física y costos de mantenimiento.

3.2.3.3 Servicio a pozos. La periodicidad de los servicios a pozos y su alcance de trabajo es muy variable, para los efectos de evaluación financiera normalmente son considerados como un costo promedio aplicado cada cierto tiempo según el criterio de los operadores de campo. Este es un *OPEX* que no está en función del barril, pero tampoco es un costo fijo permanente.

3.2.3.4 Regalías. Las regalías se definen como la contraprestación económica a favor del Estado por la explotación de recursos no renovables como petróleo y gas; y se establecen como un porcentaje del hidrocarburo producido. En Colombia, la ley 756 de 2002 establece el porcentaje de regalías en función de la producción y pueden ser recaudadas en dinero o en especie, ver figura 6.

3.2.3.5 Costo de abandono. Al finalizar un proyecto las compañías son responsables de entregar las áreas que fueron ocupadas en las condiciones que exige el contrato y clausurar los pozos; el costo por realizar dicha actividad es conocido como costo de abandono.

Su valor puede ser desembolsado en un solo pago al final del proyecto o ser erogado a una serie de pagos anuales establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de la siguiente forma:

$$A = C \left(\frac{P}{R} \right)$$

Ecuación 2

Entendiéndose: A , como el valor del fondo de abandono; P , como la producción acumulada de hidrocarburos desde el inicio de su producción hasta el 31 de diciembre del año para el cual se realiza el cálculo; R , volumen de reservas probadas, expresadas en barriles de hidrocarburo líquido; y C , costo estimado de las operaciones de abandono del área de producción en el valor presente.

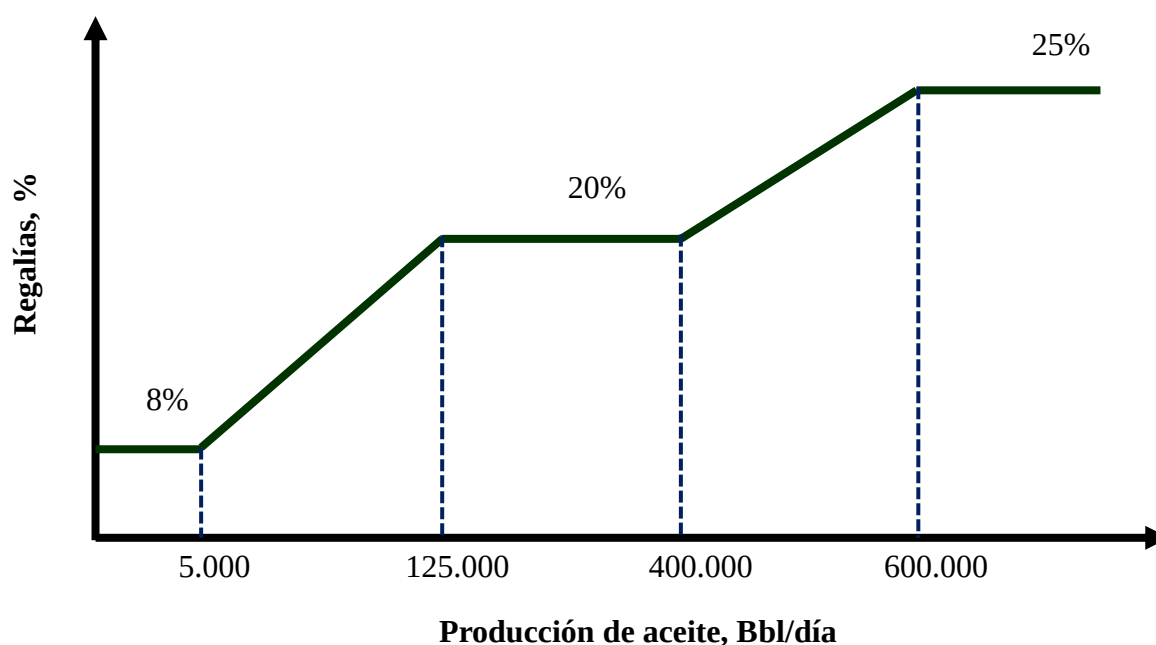


Figura 6. Distribución del porcentaje de regalías según el número de barriles producidos. Adaptado de Moix, R. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*. Bogotá D. C.: Pacific Rubiales Energy.

3.2.3.6 Impuesto sobre la renta. La metodología de evaluación incluye el pago del impuesto de la renta, el cual grava todos los ingresos que obtenga un contribuyente en el año, que sean susceptibles de producir incremento neto del patrimonio en el momento de su percepción,

siempre que no hayan sido expresamente exceptuados, y considerando los costos y gastos en que se incurre para producirlos.

Con el artículo 100 de la Ley 1819 de 2006, se modificó el artículo 240 del Estatuto Tributario que rige en Colombia, y se estableció la tarifa general del impuesto sobre la renta del 34% para el año gravable 2017 y del 33% del año 2018 en adelante.

3.2.3.7 Depreciación. Aunque la depreciación no es un costo real, con su cálculo se puede distribuir el uso de un activo a través del tiempo para considerarlo a efectos del cálculo del impuesto sobre la renta. Al utilizar un activo, con el tiempo se hace necesario reemplazarlo, por lo cual tendrá una vida útil que dependerá de su naturaleza.

En Colombia, los inmuebles (incluidos oleoductos) tienen una vida útil de 20 años; la maquinaria, equipos y otros bienes muebles de 10 años; vehículos automotores y equipos de computación, 5 años. Para el caso de pozos petroleros, la vida útil es igual al periodo de producción (Moix, 2014).

Las técnicas más usadas para hallar la depreciación son el modelo por línea recta y el modelo por unidad de producción.

Método de depreciación por línea recta: El método de depreciación por línea recta se aplica a todos los activos cuya vida útil asocia un periodo determinado, tal como se muestra a continuación:

$$D_t = \sum_{t=1}^t \frac{I}{VU}$$

Ecuación 3

Entendiéndose: D_t , como depreciación del año t ; t , el año dentro del periodo de vida útil; I , el monto de inversión del activo; y VU , la vida útil del activo a depreciar.

En el monto de inversión del activo debe incluir los costos asociados a su puesta en operación como los costos de diseño, pruebas y arranque.

Método de depreciación por unidades producidas: El modelo de depreciación por unidad de producción relaciona una cantidad total de producción durante la vida útil del activo, la siguiente formula es utilizada para su cálculo:

$$D_t = P_t \left(\frac{I}{\sum_{t=1}^t P_t} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Entendiéndose: D_t , como la depreciación del año t ; P_t , la producción total del año t ; I , el monto de inversión del activo; y $\sum_{t=1}^t P_t$, la producción total del pozo durante su vida útil.

3.2.4 Tasa de descuento. La tasa de descuento puede ser definida como la tasa mínima de interés, por la cual un inversionista está dispuesto a invertir su capital bajo un determinado grado de riesgo.

Existen modelos económicos que permiten establecer una tasa de descuento apropiada al tipo de negocio, uno de los más conocidos es el modelo de equilibrio de activos financieros (*Capital Asset Pricing Model, CAPM*), el cual debe ser ajustado con el riesgo país y complementado con el costo de capital ponderado (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*).

Adicionalmente, para la puesta en marcha del modelo, es importante definir conceptos financieros tales como, el costo de *equity*, definido como el retorno económico que produce un negocio sin considerar su deuda y, el costo de capital, que indica la retribución económica que produce un negocio considerando su deuda (Moix, 2014).

Es necesario contar con información del mercado, donde los inversionistas disponen su capital y las empresas retornan una ganancia, para deducir una formula empírica con la que sea posible estipular la tasa de descuento para un proyecto.

La bolsa de valores de Nueva York es una fuente de información, a través de su experiencia ha demostrado que el mercado de capitales ajusta el interés de un negocio en términos de riesgo asociado a su actividad.

Entre los parámetros que se tiene en cuenta en la fórmula derivada del modelo está la tasa libre de riesgo, definida como el rendimiento que ofrece un instrumento financiero que no tiene riesgo de quiebra, ni de retornar tasas de rendimiento menores a las concertadas (Moix, 2014). Un ejemplo concreto de tasa libre de riesgo es el rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos, debido a que esta nación cuenta con una base económica sumamente sólida sin riesgo de quiebra.

Por otra parte, el riesgo al que está sujeto un inversionista dependerá de su decisión de diversificar su portafolio de inversiones; por lo que, si el portafolio lo compone un solo negocio o acciones en una sola empresa, el riesgo dependerá únicamente del comportamiento de este sector del mercado.

3.2.5 Indicadores financieros. Los indicadores financieros son métodos de evaluación que relacionan los ingresos y egresos a partir del flujo de caja, teniendo en cuenta la tasa de descuento establecida para el proyecto.

3.2.5.1 Valor Presente Neto (VPN). El valor presente neto brinda información de la cifra monetaria a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión inicial (Gitman, 2007). La fórmula general que se utiliza para calcular el VPN es la siguiente:

$$VPN = \sum_{i=1}^t \left(\frac{FNE}{(1+k)^t} \right) \quad \text{Ecuación 5}$$

Entendiéndose: *FNE*, como flujo neto de efectivo; *k*, la tasa de descuento; y *t*, el número de periodos. La tasa de descuento utilizada para trasladar los flujos netos de efectivo del futuro al presente será la tasa de oportunidad del inversionista.

El Valor Presente Neto presenta tres diferentes resultados:

- Cuando el resultado es positivo ($VPN > 0$), representa el importe de dinero que se logra como ganancia después de recuperar la inversión inicial; por lo tanto, el proyecto se debe aceptar.
- Cuando el resultado es cero ($VPN = 0$), se hace referencia a que se recuperó solamente la inversión inicial.
- En los casos en que el resultado es negativo ($VPN < 0$), se muestra el importe de dinero faltante para cumplir con la recuperación del monto de la inversión inicial; por consiguiente, el proyecto se debe ser rechazado.

De manera general, el Valor Presente Neto representa grandes ventajas de cálculo, considerándose un método de fácil aplicación que considera el valor del dinero en el tiempo, además de la inflación, de manera que la inversión y los beneficios futuros (flujos de efectivo), se transforman en cifras monetarias equivalentes al valor presente, determinando así, la rentabilidad del proyecto.

3.2.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). La tasa interna de retorno ofrece información sobre el rendimiento del proyecto en forma porcentual y determina la tasa de descuento a la que el Valor Presente Neto (VPN) arroja un valor de cero, es decir, cuando los flujos netos de efectivo

son iguales a la inversión inicial (Gitman, 2007). La fórmula que se utiliza en el cálculo de la TIR es la siguiente:

$$VPN = 0 = \sum_{i=1}^t \left(\frac{FNE}{(1 + TIR)^t} \right) \quad \text{Ecuación 6}$$

Entendiéndose: *FNE*, como el flujo neto de efectivo; *TIR*, la tasa interna de retorno; y *t*, el número de periodos.

La resolución de la formula anterior solo es posible mediante iteración matemática, en otros términos, asignando un valor a la TIR y calculando el resultado repetidas veces hasta encontrar el resultado igual a cero; sin embargo, la herramienta *Microsoft Excel* ofrece una fórmula que facilita su cálculo, para la cual se requieren los valores de los flujos netos de efectivo desde el año cero, hasta el último año del horizonte económico.

La Tasa Interna de Retorno presenta tres diferentes resultados:

- Cuando la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar. El inversionista obtiene un rendimiento mayor al exigido.
- Cuando es igual a la tasa de descuento, el inversionista recupera el monto de la inversión inicial.
- Cuando es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe ser rechazado.

Cabe resaltar que si bien, el cálculo de la Tasa Interna de Retorno considera el valor del dinero en el tiempo, midiendo la rentabilidad del proyecto sobre el dinero que permanece invertido en él, expresada como tasa de interés, este depende de una tasa de referencia o comparación para decidir si aceptar o no el proyecto, lo cual representa una de sus grandes desventajas.

3.2.5.3 Eficiencia de Inversión (EI). La eficiencia de inversión o relación beneficio – costo, mide la cantidad de flujos netos de efectivo que se obtienen después de recuperar la tasa interés exigida en el proyecto de inversión, y está representada por la siguiente ecuación (Bolten, 1997):

$$EFI = \left[\frac{\sum_{i=1}^t \left(\frac{FNE}{(1+k)^t} \right)}{I_o} - 1 \right] * 100 \quad \text{Ecuación 7}$$

Entendiéndose: *FNE*; como el flujo neto de efectivo; *k*, la tasa de descuento; *t*, el número de periodos; e *I_o*, inversión inicial.

Cuando los flujos de efectivo exceden el monto de inversión, representan la ganancia adicional en porcentaje, o también el beneficio porcentual adicional logrado. Cuando la fórmula de beneficio – costo proporciona un valor negativo se interpreta como el porcentaje de inversión faltante que no generaron los flujos netos de efectivo, es decir, el costo que no se cubre de la inversión.

3.2.5.4 Tiempo de recuperación. Mediante este indicador financiero es posible determinar el tiempo que se requerirá para recuperar la inversión inicial neta, es decir, en cuantos años los flujos de efectivo igualarán el monto de la inversión inicial (Moix, 2014). Básicamente, el tiempo de recuperación puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de recuperación} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Flujo neto de efectivo}} \quad \text{Ecuación 8}$$

En el caso de que los flujos de efectivo no sean iguales, el periodo de recuperación se calcula sumando los flujos de efectivo desde el primero hasta el último año, y se registra como el valor

acumulado. El año en que el acumulado de los flujos de efectivo sea igual al monto de la inversión, es el número de años o tiempo que se requiere para recuperar la inversión.

Es importante establecer el periodo máximo de recuperación que se acepta para los proyectos de inversión, con el fin de seleccionar los que cumplen con este requisito.

El tiempo de recuperación es un indicador financiero utilizado con mucha frecuencia, que, propiciando cálculos sencillos, permite comparar proyectos de vidas económicas iguales y con flujos de efectivo uniformes, ayudando a estimar los plazos en desarrollo de proyectos de inversión; sin embargo, no considera el valor del dinero en el tiempo, sin incluir el horizonte económico.

4. Modelo base de simulación

La simulación numérica constituye una de las herramientas más avanzadas con las que actualmente cuenta la ingeniería de yacimientos. Bajo la integración de una serie de factores, entre ellos la física, la matemática, la geología y la programación de computadores, es posible describir, con cierta precisión, el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento bajo diferentes mecanismos de desplazamiento y condiciones de operación y, con base en los resultados obtenidos, optimizar parámetros de interés que permitan establecer el plan de desarrollo y programa de explotación o de revitalización óptimo que derive un incremento en el factor de recuperación y reducción en el riesgo financiero del proyecto.

4.1 Selección del campo en estudio

4.1.1 Generalidades del campo seleccionado. El modelo desarrollado es una representación conceptual de las propiedades más importantes de un campo de crudo pesado colombiano ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Su intervalo productor de hidrocarburos corresponde a areniscas constituidas por una secuencia de sedimentos poco consolidados de origen fluvial y depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. Este intervalo puede ser dividido en dos zonas, A y B, respectivamente (Trigos, Gonzales, Pinilla, Munoz, & Mercado, 2010).

Zona A: La zona A es compuesta por una serie de grupos de esquisto de discontinuidad lateral, ubicados a una profundidad entre 1.400 y 1.800 pies, inmediatamente debajo de la zona de transición.

Zona B: La zona B se encuentra ubicada entre 1.920 y 2.050 pies de profundidad; respecto a la anterior, es la zona que proporciona la mayor cantidad de hidrocarburo a la producción del campo; por lo anterior, se selecciona como el área de estudio de esta investigación.

4.1.2 Distribución de propiedades de las arenas seleccionadas. A partir de los datos encontrados en la literatura, al igual que la zona A, la zona B está compuesta por cinco cuerpos de arena con intercalaciones de arcilla (Ardila & Hoyos, 2014). Estas zonas productoras de edad Eoceno - Oligoceno y pertenecientes al grupo Chorro son excelentes reservorios. Consisten en paquetes gruesos de conglomerados y areniscas, alternando con intervalos de lodolitas. Presentan porosidades promedio del 28% y permeabilidades comprendidas entre 500 mD a 1.200 mD (Trigos *et al.*, 2010) (Ospina, 2004).

4.2 Desarrollo del modelo conceptual de simulación

Un modelo conceptual constituye una representación simplificada de los yacimientos en estudio. Utilizados para evaluar su comportamiento frente a distintos escenarios de explotación, este tipo de modelos de simulación difiere principalmente en el tamaño de malla y la configuración estructural de la misma frente a un *full field model*, lo que permite agilizar el tiempo de cómputo y proporcionar eficacia en la realización de análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales y de yacimiento.

En el presente estudio, se desarrolla un modelo conceptual de simulación de un proceso de inyección continua de vapor precedido por un periodo de producción en frío y una etapa de inyección cíclica de vapor; lo anterior, con el propósito de representar las tres fases de desarrollo que usualmente se presentan en un campo de crudo pesado.

Para tal fin, se hace uso del *software STARS (Steam Thermal and Advance Processes Reservoir Simulation)* de la compañía *CMG (Computer Modelling Group)*. *STARS* es el simulador estándar de la industria para el modelado avanzado de procesos de recuperación que involucran la inyección de vapor, solventes, aire y diversos aditivos químicos, empleando una gama amplia de modelos de enmallado y porosidad tanto a escala de campo como de laboratorio.

A continuación, se describe la metodología utilizada en la construcción del modelo de simulación.

4.2.1 Definición del enmallado y dimensiones del *grid* de simulación. La creación del modelo de simulación se realiza haciendo uso de la herramienta *BUILDER* de la interfaz *LAUNCHER* de la compañía *CMG*. La tabla 5 resume las dimensiones del enmallado del modelo base; por otra parte, la tabla 6, muestra la distribución de espesores de cada estrato, teniendo en

cuenta que de las cinco arenas productoras pertenecientes a la zona B, fueron seleccionadas cuatro de ellas.

Tabla 5.

Dimensiones del enmallado de simulación.

Propiedad	Valor		
Área, acres	10		
Espesor, ft	130		
Tope, ft	1.920		
Base, ft	2.050		
Número de celdas	i	j	K
	132	132	26
Número total de bloques	453.024		
Delta, ft	5		

4.2.2 Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas del modelo. Una vez establecido el tipo de enmallado y su dimensionamiento, se procede al ingreso de los datos petrofísicos y térmicos. Estas propiedades determinarán factores de importancia en el desempeño del yacimiento, tales como la capacidad de almacenamiento de fluidos, la capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos, pérdidas de energía a nivel de yacimiento, entre otros.

Con el objetivo de desarrollar un modelo de simulación conceptual heterogéneo, las propiedades petrofísicas de cada *layer* se diferenciaron de acuerdo con el tipo de roca que representaban. Valores de porosidad oscilaron entre un 25% a 28% en cada intervalo productor.

Por su parte, los valores de permeabilidad transcurrieron entre rangos de 600 mD a 1.300 mD, concluyendo en un valor promedio de 950 mD en cada arena productora, ver figuras 7 y 8.

Tabla 6.

Distribución de espesores en el grid de simulación.

Nº de layers	Espesor, ft	Tipo de roca
1 – 8	40	Arena 1
9	5	Arcilla
10 – 14	25	Arena 2
15 – 16	10	Arcilla
17 – 18	10	Arena 3
19 – 20	10	Arcilla
21 – 26	30	Arena 4

Tabla 7.

Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.

Parámetro	Arena 1	Arena 2	Arena 3	Arena 4
Permeabilidad, mD	600 – 1.300	700 – 1.200	800 – 1.100	900 – 1.000
Relación Kv/Kh		0,27		
Porosidad, %		25 – 28		

Los valores de porosidad y permeabilidad de las arenas se muestran en la tabla 7. Por otra parte, en intercalaciones de arcilla estas propiedades se consideraron insignificantes.

Debido a la variación del comportamiento térmico de las rocas de acuerdo con su composición y naturaleza, cada medio rocoso debe ser modelado de manera diferente. En el presente modelo se utilizan dos tipos de rocas térmicas, las cuales representan el comportamiento de la arenisca y de las capas de arcilla en el *overburden* y *underburden* ajustando el desempeño térmico del proceso a condiciones reales, pues se tiene en cuenta las diversas pérdidas de energía hacia las capas superiores e inferiores a nivel de yacimiento. Las propiedades térmicas de la arenisca y arcilla se presentan en la tabla 8 y tabla 9, respectivamente.

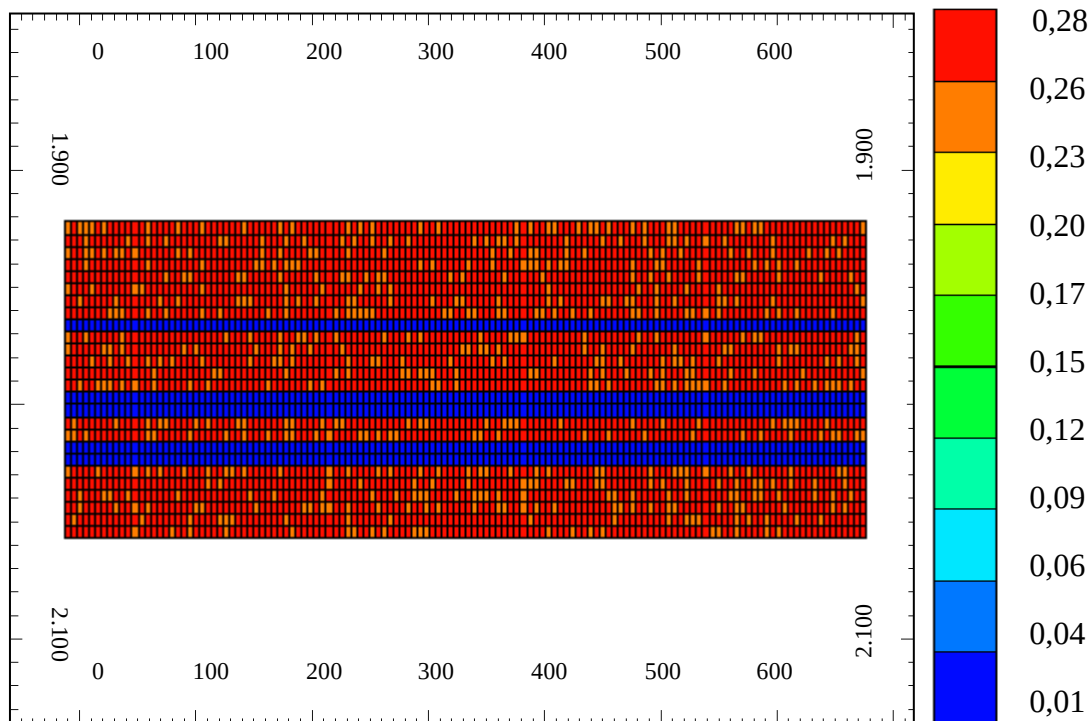


Figura 7. Distribución de la porosidad en el modelo de simulación. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

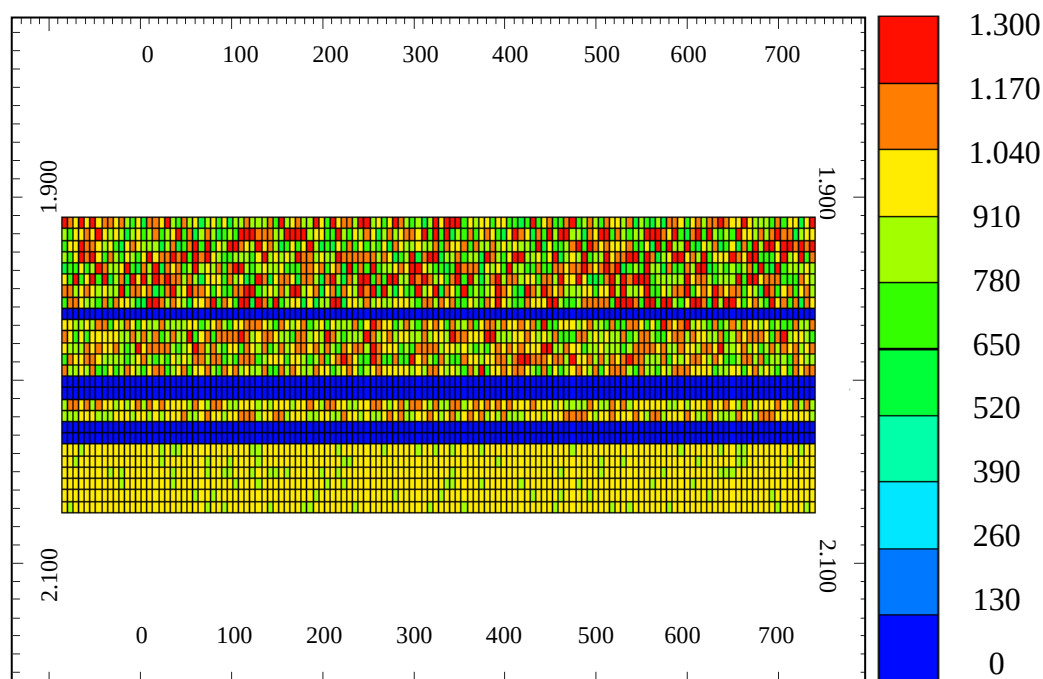


Figura 8. Distribución de la permeabilidad en el modelo de simulación. Adaptado de Computer Modelling Group – Builder (2018).

Tabla 8.

Propiedades térmicas de la arenisca.

Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Conductividad térmica, BTU/ft*día*F	44	Conductividad térmica del petróleo, BTU/ft*día*F	1.8
Capacidad calórica volumétrica, ft ³ *F	30	Conductividad térmica del gas, BTU/ft*día*F	0.5
Compresibilidad, 1/PSI	5E-4	Conductividad térmica del agua, BTU/ft*día*F	8.6

Nota: Adaptado de Hidalgo, C. (2011). *Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Tabla 9.

Propiedades térmicas de la arcilla.

Propiedad	Valor
Conductividad térmica, BTU/ft*día*F	24
Capacidad calórica volumétrica, ft ³ *F	35
Compresibilidad, 1/PSI	34.67E-6

Nota: Adaptado de Hidalgo, C. (2011). *Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

4.2.3 Modelo de fluidos. El modelo de fluidos es uno de los componentes de mayor importancia dentro un modelo de simulación numérica de yacimientos, pues representa el comportamiento de los fluidos hidrocarburos ante cambios de presión, temperatura y volumen (Pinto, 2013). Ante la obtención limitada de datos PVT que permitieran generar el modelo de fluidos, se procedió a la elaboración de un PVT sintético haciendo uso de correlaciones numéricas disponibles bajo la plataforma del simulador *IMEX*, de la compañía *CMG*.

Aunque el simulador ofrece algunas correlaciones para el cálculo de cada propiedad de interés, estas fueron escogidas a partir de los rangos de aplicabilidad disponibles en la literatura. El comportamiento del factor volumétrico de formación, el punto de burbuja y la razón de solubilidad del gas en el aceite se estimó a partir de la correlación propuesta por Standing; la compresibilidad del aceite fue estimada con base en la correlación de Glaso; finalmente, para estimar la viscosidad del aceite muerto y vivo se seleccionó la correlación de Beggs & Robinson (Bánzer, 1996). La tabla 10, presenta los parámetros proporcionados al simulador para la elaboración del PVT sintético de un aceite negro.

Tabla 10.

Datos ingresados al simulador para la generación del PVT sintético.

Parámetro	Valor
Presión de referencia, PSI	948
Temperatura, F	112
Presión de burbuja, PSI	500
Gravedad API del crudo	12
Gravedad específica del gas	0,6
Viscosidad del crudo muerto @ 112 F, cP	4.031

Basado en aquellas propiedades y, tras exportar el modelo de fluidos a *STARS*, se estimó el comportamiento de propiedades como el factor volumétrico de formación, razón de solubilidad y viscosidad frente a presión y temperatura para un crudo vivo. La representación de las propiedades enunciadas puede visualizarse en las figuras 9 a 12.

4.2.4 Interacción roca – fluido. La interacción entre la roca y los fluidos se relaciona con la movilidad y el flujo individual que desarrolle cada fase dentro del yacimiento (Bernal & León, 2015) y puede ser modelada a partir de las curvas de permeabilidad relativa. Debido a que no se contó con estudios petrofísicos y pruebas de laboratorio que permitieran modelar la permeabilidad relativa de cada fase a una determinada saturación, su comportamiento fue estimado a partir de correlaciones empíricas desarrolladas por Hirasaki, siendo necesario contar con los valores de permeabilidad relativa de cada fase a saturaciones críticas y connatas conocidos como *endpoints*, los cuales se muestran en la tabla 11.

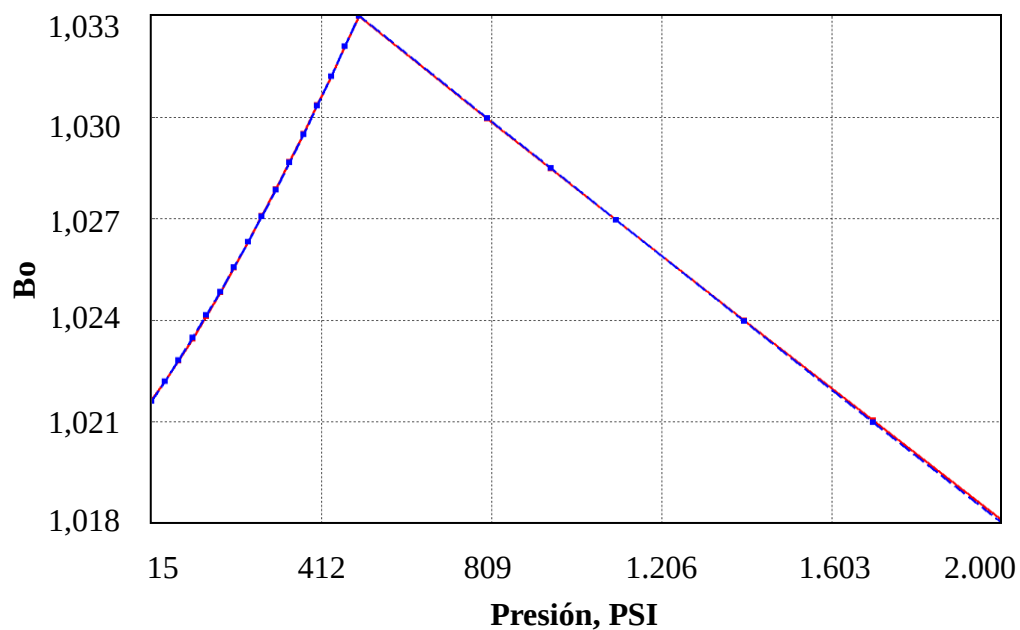


Figura 9. Factor volumétrico de formación vs Presión, PSI. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

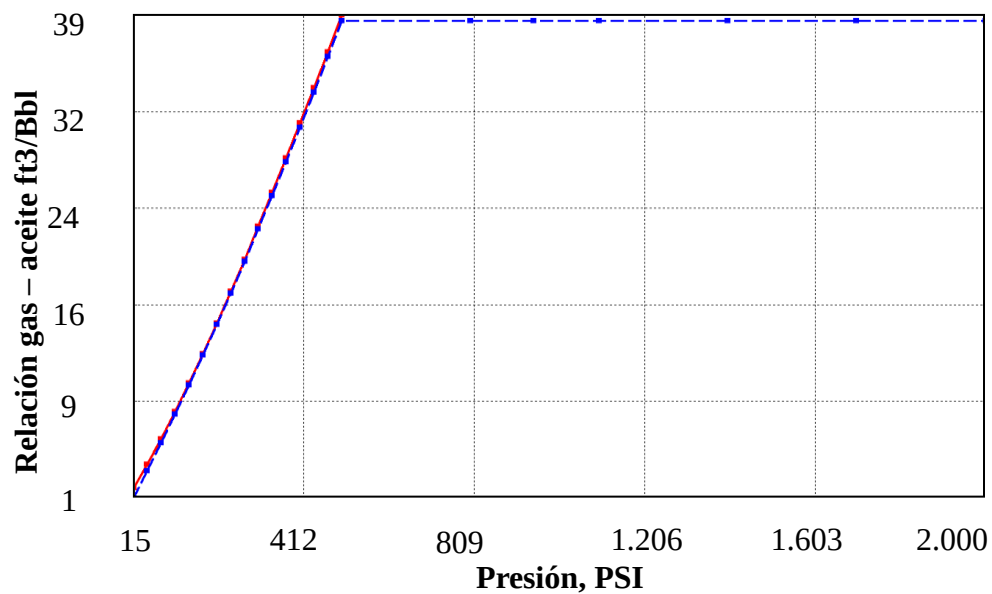


Figura 10. Relación gas – aceite, ft³/Bbl vs Presión, PSI. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

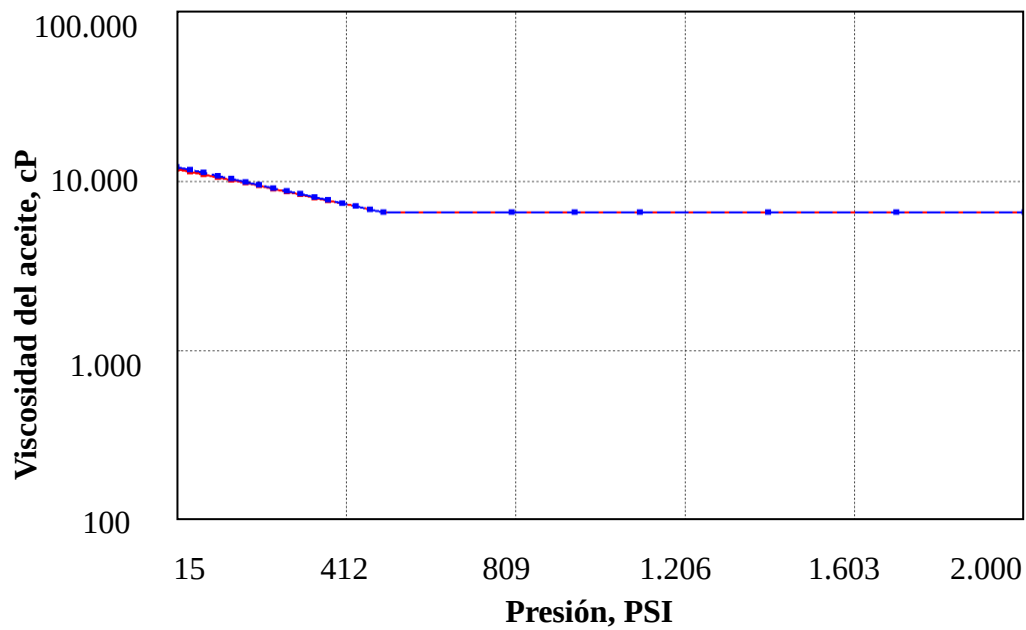


Figura 11. Viscosidad del aceite, cP vs Presión, PSI. Adaptado de Computer Modelling Group – Builder (2018).

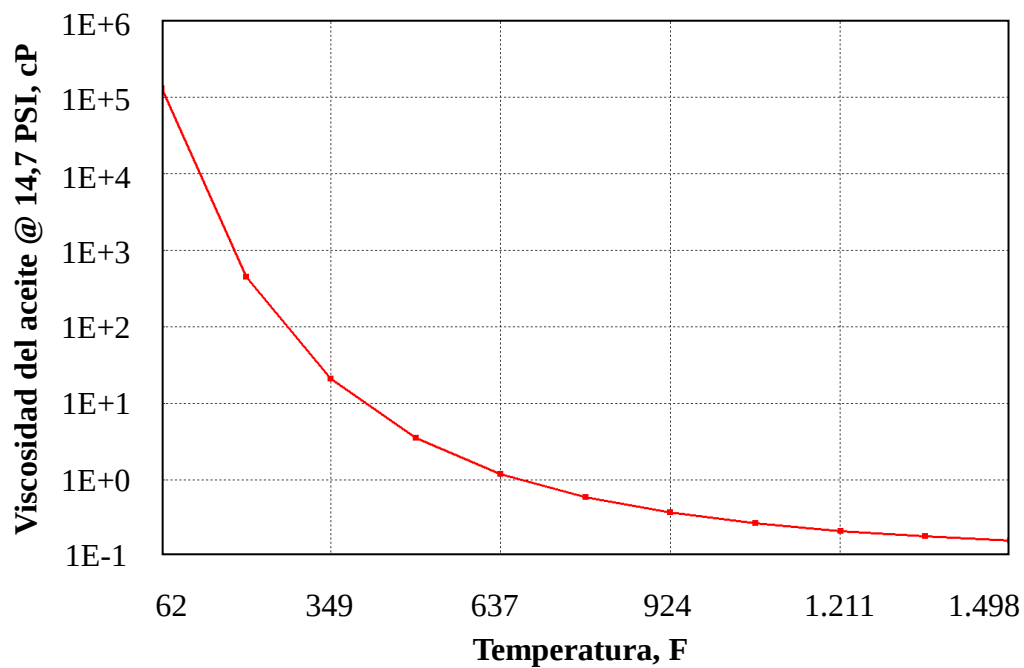


Figura 12. Relación gas – aceite, ft³/Bbl vs Presión, PSI. Nota: Adaptado de Computer Modelling Group – Builder (2018).

Tabla 11.

Puntos finales en las curvas de permeabilidad relativa.

Endpoint	Valor	Parámetro	Valor
Saturación de agua connata (SWCON)	0,326	Saturación de aceite residual al gas (SORG)	0
Saturación de agua crítica (SWCRIT)	0,326	Saturación de gas connata (SGCON)	0
Saturación de aceite irreducible al agua (SOIRW)	0,235	Saturación de gas crítica (SGCRIT)	0
Saturación de aceite residual al agua (SORW)	0,235	Permeabilidad relativa del agua @ SORW (KRWIRO)	1
Saturación de aceite irreducible al gas (SOIRG)	0	Permeabilidad relativa del aceite @ SWCON (KROCW)	0,45

Nota: Adaptado de Gonzales, A., & Pinilla, J. (2009). *Evaluación de procesos de Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados mediante el Análisis de la Eficiencia Térmica: Aplicación Campo Teca*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

La saturación de aceite residual es una función de la temperatura, del número capilar y de la mojabilidad; debido a la implementación de técnicas de recuperación térmica la temperatura de formación incrementará, por lo tanto, este valor debe contar con temperaturas de referencia. Se utiliza una saturación de aceite residual al agua de 23,5% a una temperatura de 112 F y una saturación de aceite residual al agua de 9,2% a una temperatura de 587 F. Las curvas generadas para el sistema agua – aceite y gas – líquido se muestran en las figuras 13 y 14, respectivamente.

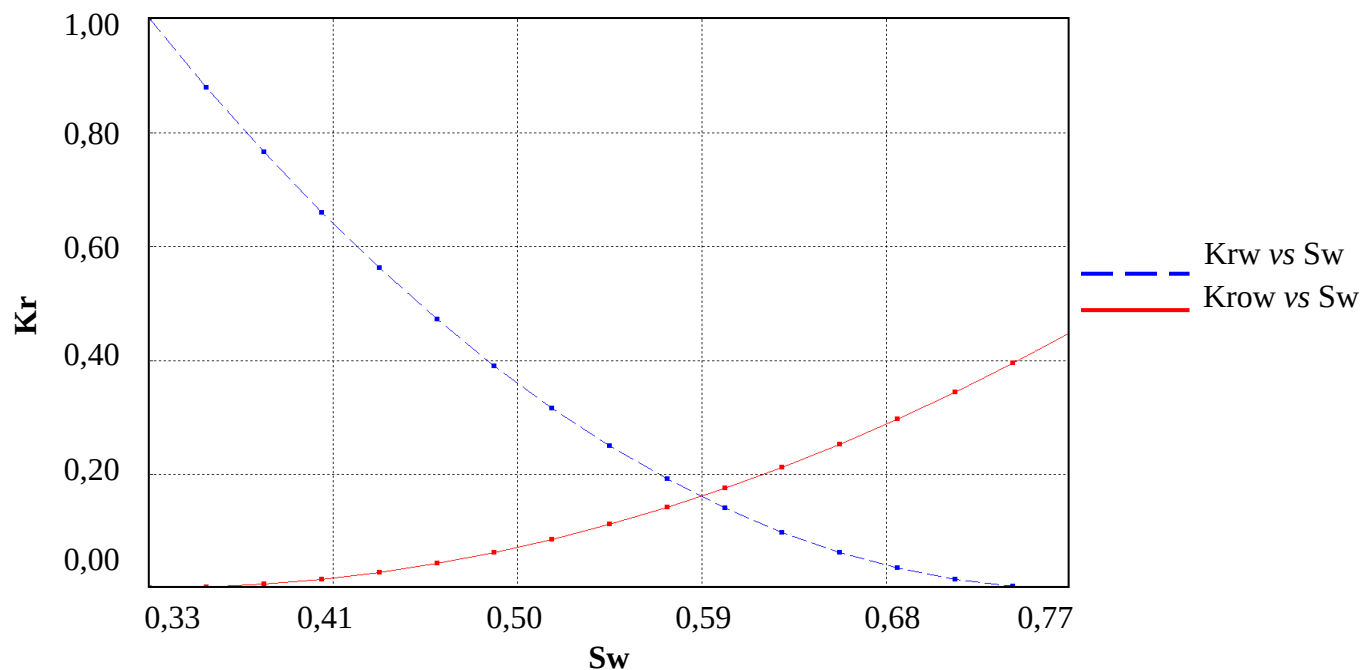


Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

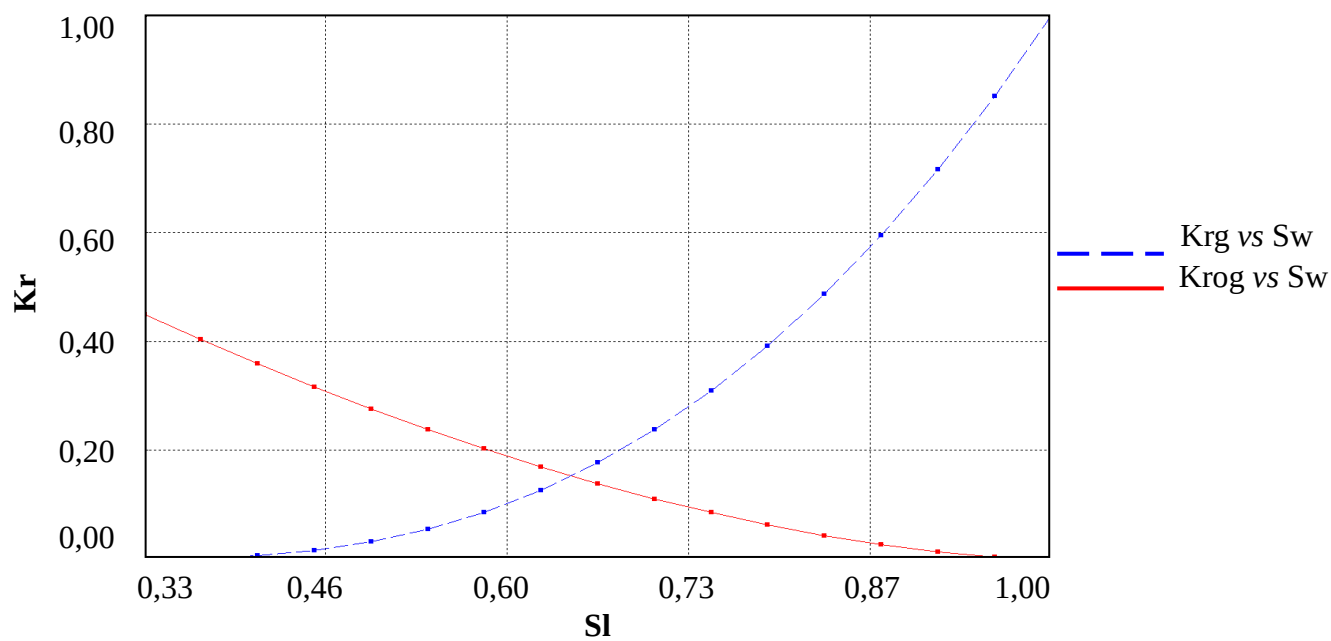


Figura 14. Curvas de permeabilidad relativa líquido – gas. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

4.2.5 Configuración de pozos y condiciones operacionales. El modelo de simulación desarrollado utiliza cuatro patrones de cinco puntos invertido en la etapa de inyección continua de vapor, ver figura 15. Sin embargo, durante la etapa de producción en frío y la primera fase de inyección cíclica de vapor se hace uso de los pozos de la periferia, únicamente.

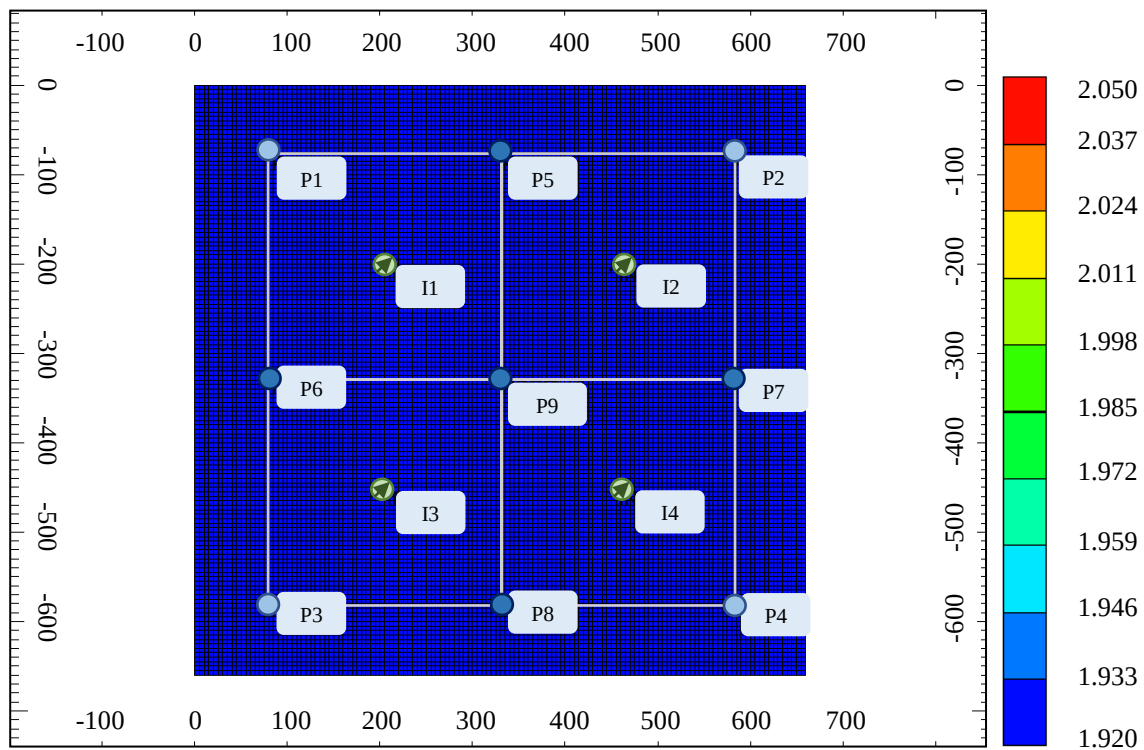


Figura 15. Vista areal del modelo base de simulación con cuatro patrones de cinco puntos invertido. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

Cada pozo se encuentra espaciado 500 ft entre sí y atraviesan las 21 capas del grid correspondientes a las arenas productoras.

La perforación de pozos en estas dos etapas se realiza en la misma fecha de inicio de la simulación; no obstante, son perforados cinco pozos adicionales luego de dos años de producción, los cuales inician la segunda etapa de estimulación y reducen el área de

espaciamiento en el modelo de simulación a 1,4 acres. Por otra parte, el diferencial de presión, la presión de fondo fluyente y la producción máxima de líquidos en los pozos productores se establece a partir de un análisis de sensibilidad.

4.3 Resultados preliminares de la producción en frío

En el esquema de explotación habitual de un yacimiento de crudo pesado, antes de iniciar la producción mediante algún tipo de tecnología de recuperación mejorada, se hace necesaria la explotación del hidrocarburo a las condiciones naturales de temperatura y viscosidad, siempre y cuando las tasas sean lo suficientemente altas para operar el yacimiento entre los límites económicos.

Debido a lo anterior, y con el fin de representar adecuadamente un proceso de inyección continua de vapor, se toma como base un tiempo de simulación para la extracción en frío de un año, realizando un análisis de sensibilidad a la presión de fondo de los pozos productores, ver apéndice A.

Al analizar cuatro diferentes posibilidades de explotación se observa la conveniencia de implementar una producción en frío a una presión de fondo fluyente de 370 PSI y de ejecutarla durante un periodo de seis meses. Lo anterior, debido a que después de un año de producción la presión promedio del yacimiento se encuentra lejos de alcanzar la presión de burbuja, y que, a este mismo intervalo de tiempo, el factor de recobro es mínimo y las producciones suficientemente bajas como para motivar la implementación de un método de recuperación térmica.

Finalmente, luego de seis meses de producción, se obtiene un factor de recuperación cercano al 1,0% y una presión promedio del yacimiento de 938 PSI, aproximadamente, ver figura 16.

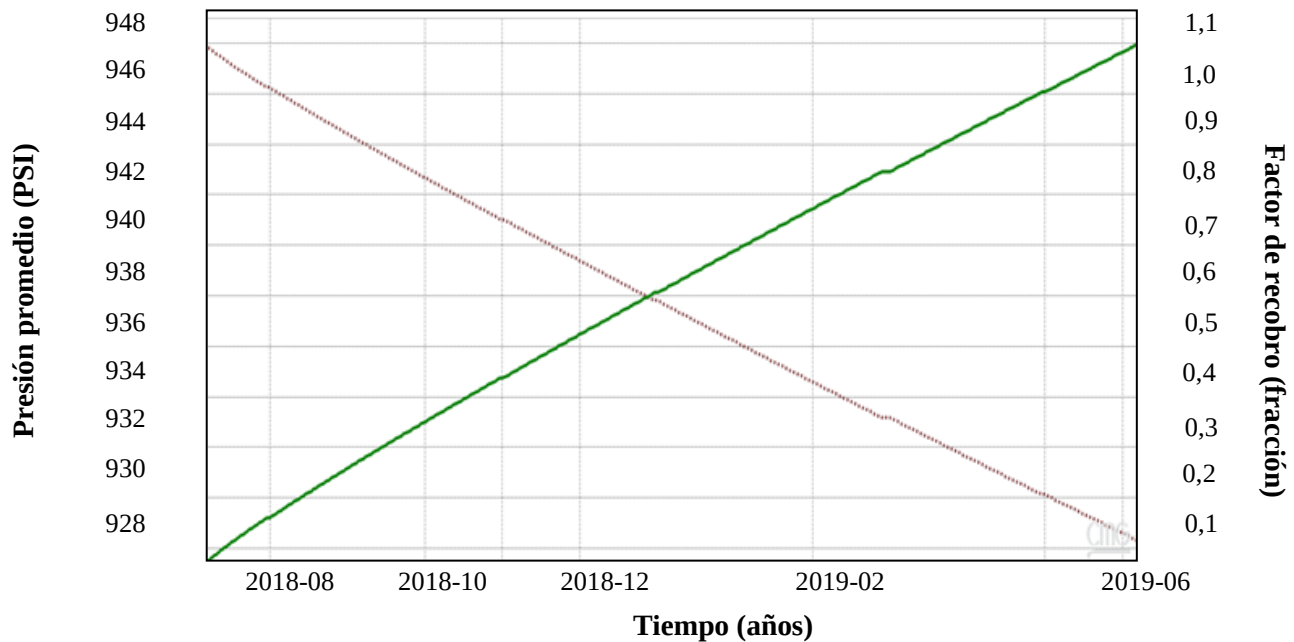


Figura 16. Factor de recobro (%), Presión promedio (PSI) vs Tiempo (años) – Etapa de producción en frío. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

4.4 Evaluación de escenarios en inyección cíclica de vapor

4.4.1 Fase I. Con objetivo de definir el escenario óptimo para la implementación de la inyección continua de vapor en el campo de estudio, y luego de definir la presión de fondo fluyente de 370 PSI para la etapa de producción en frío, se procede a determinar las condiciones operacionales adecuadas para el periodo de inyección cíclica de vapor. En este estudio, son seleccionadas tres tasas de inyección: 1.300 Bbl/día, 1.500 Bbl/día y 1.700 Bbl/día, y se realiza sensibilizaciones al diferencial de presión y a la producción máxima de líquidos en los pozos productores, analizándose la respuesta del yacimiento a la tasa de inyección más baja durante

tres ciclos de inyección, ver apéndice B. La tabla 12, resume los parámetros operacionales de relevancia en la implementación de la tecnología.

Tabla 12.

Parámetros operacionales en la implementación de la inyección cíclica de vapor – fase I.

Parámetro	Valor
Presión de inyección, PSI	1.400
Temperatura de inyección, F	587
Calidad, fracción	0,7
Número de ciclos	5
Tiempo de inyección, días/ciclo	5
Tiempo de remojo, días/ciclo	3
Tiempo de producción, días/ciclo	180

Se observó la conveniencia de utilizar un diferencial de presión de 90 PSI y una producción máxima de líquidos de 900 Bbl/día; una vez definidas tales condiciones, se procedió a establecer el número adecuado de ciclos antes de iniciar la inyección continua de vapor. Inicialmente, se realizó una simulación con diez ciclos de inyección, lo cual permitió observar los valores de caída de presión y los porcentajes de factor de recobro y factor de recobro incremental alcanzados, los resultados pueden ser observados en el apéndice B. Si bien, la presión del yacimiento se encontraba por encima de la presión de burbuja aún en el décimo ciclo, el cual era uno de los escenarios sobre el cual se quería implementar la inyección continua de vapor, se notó

que el radio calentado obtenido era bajo, del orden de 50 ft cuando la distancia entre pozos era de 500 ft, ver figura 17. En ese sentido, se decide realizar una segunda fase de estimulación.

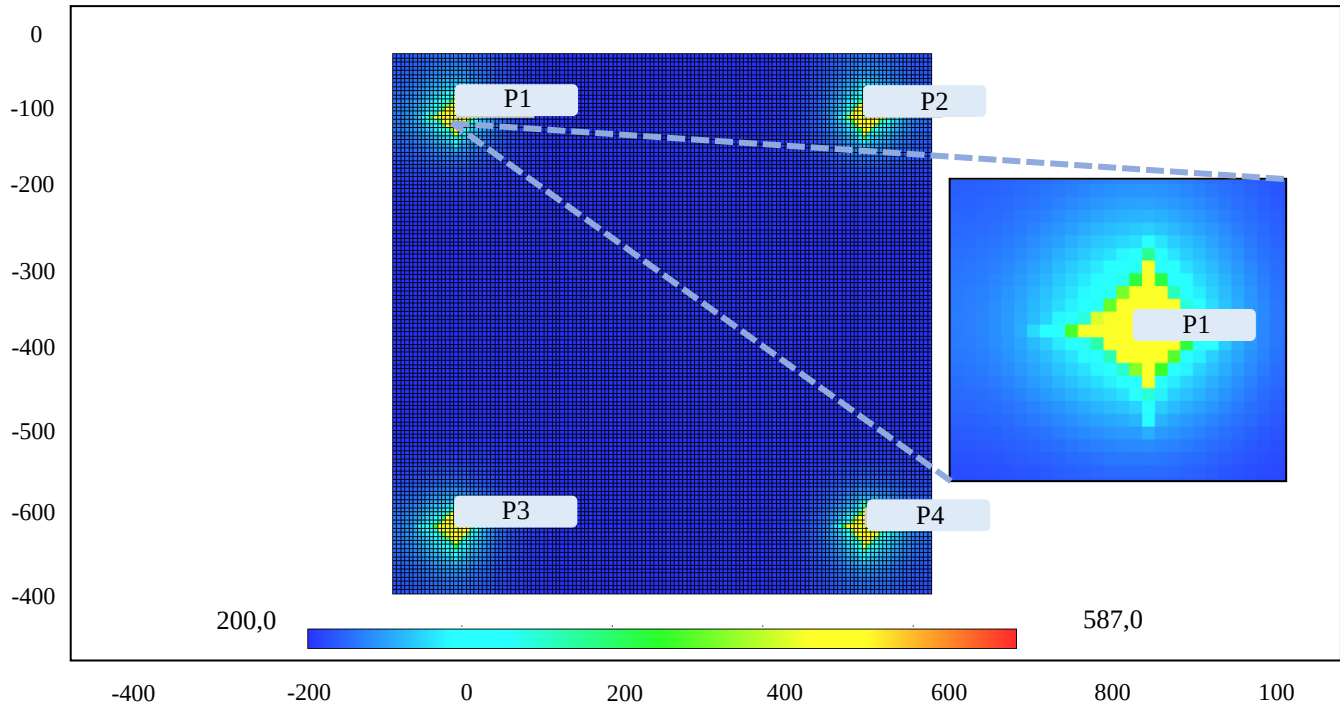


Figura 17. Radio calentado después de 10 ciclos de inyección. Adaptado de *Computer Modelling Group – Builder* (2018).

4.4.2 Fase II.

Para la segunda fase de inyección cíclica de vapor son abiertos a producción cinco pozos adicionales, los pozos cinco a nueve en la figura 14 bajo una ventana operacional en donde se realizan cinco ciclos de estimulación por parte de los pozos incluidos en la fase I y dos ciclos de estimulación por parte de los pozos abiertos en la fase II, los cuales iniciaban su proceso de inyección una vez finalizaba el tercer ciclo de los anteriores empleando las mismas condiciones operacionales de funcionamiento, ver tabla 13.

Tabla 13.

Parámetros operacionales en la implementación de la inyección cíclica de vapor – fase II.

Parámetro	Valor
Presión de inyección, PSI	1.400
Temperatura de inyección, F	587
Calidad, fracción	0,7
Número de ciclos	2
Tiempo de inyección, días/ciclo	5
Tiempo de remojo, días/ciclo	3
Tiempo de producción, días/ciclo	180

Todo lo anterior, como se explicó, se realizó a una tasa de inyección de 1.300 Bbl/día; sin embargo, la viabilidad financiera de este tipo de proyectos se determina a partir del número de barriles diarios inyectados a la formación productora. Por lo tanto, luego de realizar los análisis de sensibilidad frente a la tasa de inyección base, se observan resultados frente a las tasas de inyección de 1.500 Bbl/día y 1.700 Bbl/día, entorno al factor de recobro, energía inyectada acumulada y relación vapor – aceite, por cada tasa de inyección en estudio, ver apéndice B, y se procede a realizar la evaluación financiera preliminar del proceso, la cual se explicará en detalle en el siguiente capítulo.

4.4 Evaluación de escenarios en inyección continua de vapor

Luego de seleccionar la tasa de inyección óptima en el proceso de inyección cíclica de vapor, de acuerdo con la evaluación financiera del proceso y la elección del escenario que proyecte la mayor rentabilidad, se procede a la implementación de la técnica de inyección de vapor en modalidad continua. Bajo las simulaciones previas, se tiene el siguiente plan de explotación:

Producción primaria: Seis meses de producción; inicia el 06/06/2018, finaliza el 06/12/2018.

Inyección cíclica de vapor: Dos años y siete meses de producción; inicia el 07/12/2018, finaliza el 14/07/2021.

Inyección continua de vapor: Diez años de producción; inicia el 15/07/2021, finaliza el 15/07/2031.

Cuatro pozos inyectoros son perforados y abiertos en la fecha de inicio establecida anteriormente. Nuevamente, son estudiadas tres tasas de inyección: 250 Bbl/día, 550 Bbl/día y 850 Bbl/día. Se realiza sensibilizaciones al diferencial de presión y a la presión de fondo fluyente en los pozos productores, analizándose la respuesta del yacimiento a una tasa de inyección base de 550 Bbl/día, ver apéndice C. La tabla 14, resume los parámetros operacionales de relevancia en la implementación de la tecnología.

Finalmente, luego de realizar los análisis de sensibilidad frente a la tasa de inyección base, se observan resultados entorno al factor de recobro, energía inyectada acumulada y relación vapor – aceite, por cada tasa de inyección en estudio, ver apéndice C, y se procede a realizar la evaluación financiera del proceso en aras de seleccionar la mejor alternativa de inyección.

Tabla 14.

Parámetros operacionales en la implementación de la inyección continua de vapor.

Parámetro	Valor
Presión de inyección, PSI	1.400
Temperatura de inyección, F	587
Calidad, fracción	0,7

5. Programa “IGNIA”

5.1 Introducción

IGNIA, el *software* de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor constituye una novedosa propuesta *software* que permitirá analizar de forma detallada diferentes alternativas de inversión, a través del estudio de indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación y eficiencia de inversión (EI), con base en el costo energético nivelado como indicador de competitividad energética a nivel global. Gracias a ello, permitirá al profesional modelar diversos escenarios, analizar el efecto del precio del combustible en el costo del vapor para equipos convencionales de generación y facilitar la elaboración de análisis de riesgos posteriores, en aras de coadyuvar a decidir la alternativa más conveniente.

El *software* incorpora una interfaz intuitiva y amigable con el usuario, ver figura 18, que permite el análisis de diversos escenarios en cuestión de minutos. IGNIA consta de siete módulos principales dentro de los cuales se realiza el cálculo que cuantifica el monto de la inversión inicial, el dimensionamiento de los beneficios que genera cada alternativa de inversión y el cálculo de medida de rentabilidad asociado a cada una de ellas. A continuación, se describen las características pertinentes entorno a los módulos incorporados dentro de la herramienta.

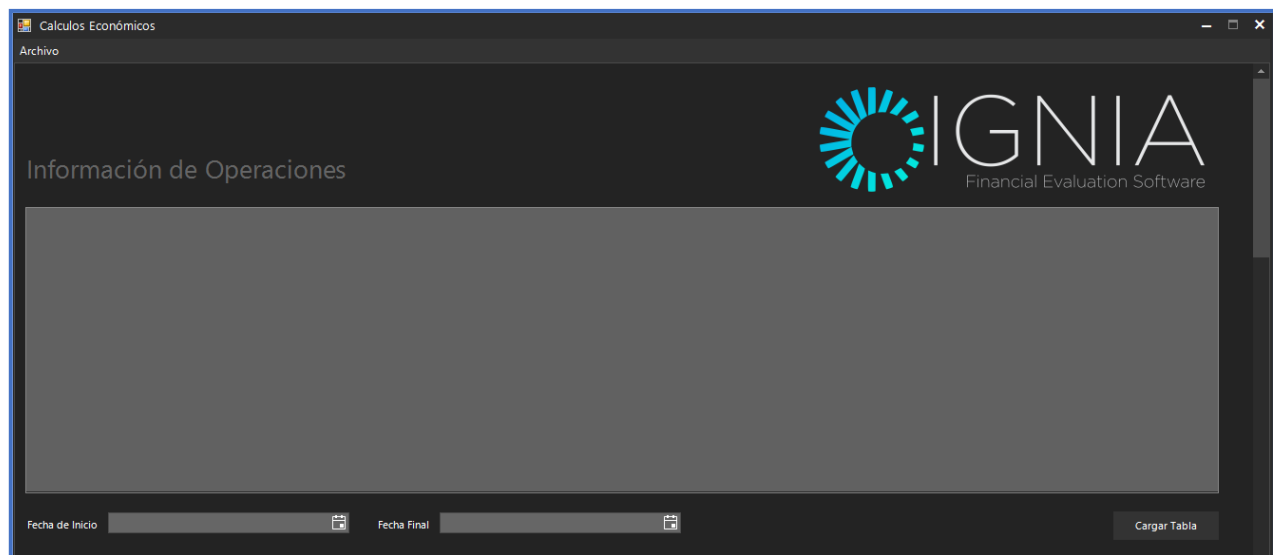


Figura 18. Pantalla inicial del *software* IGNIA.

Módulo 1: Información de operaciones. Una vez definido el periodo de evaluación financiera, permitirá cargar una línea de tiempo con información referente al día de inicio y finalización de las actividades de inyección, producción y/o remoyo, por cada pozo presente en el proyecto, ver figura 19. Este módulo constituye una alternativa dinámica de visualización de eventos que provee al usuario mayor certeza en el ingreso correcto de la información.



Figura 19. Módulo de información de operaciones del software IGNIA.

Módulo 2: Información de pozos. Permitirá al usuario cargar la lista de pozos partícipes en el proyecto a evaluar junto con su fecha de perforación, ver figura 20. La generación de este listado puede realizarse de manera manual o ser importada desde un documento en *Microsoft Excel*.

Módulo 3: Información de eventos. Al seleccionar cada pozo en estudio, este módulo permitirá ingresar el tipo de actividad realizada junto con su fecha de inicio y finalización, ver figura 20.

De evaluarse un proyecto de inyección cíclica, se procederá a seleccionar eventos de inyección, remojo y producción; de lo contrario, en caso de proceder a evaluar proyectos en modalidad continua, se dejará de lado eventos de remojo y se continuará con eventos de inyección y producción, únicamente.

The screenshot displays the IGNIA software interface with two main sections: 'Información de Pozos' on the left and 'Información de Eventos' on the right. The 'Información de Pozos' table lists three wells, all with a drilling date of 06/06/2018. The 'Información de Eventos' table lists three events: 'Inyección' (05/06/2018 to 06/10/2018), 'Remojo' (06/10/2018 to 06/12/2018), and 'Producción' (06/12/2018 to 06/19/2018). Buttons for 'Agregar Evento' and 'Eliminar Evento' are at the top right, and 'Añadir Pozo', 'Abrir', and 'Eliminar Pozo(s)' are at the bottom left.

Información de Pozos		Información de Eventos		
Nombre del Pozo	Fecha de Perforación	Tipo de Evento	Fecha de Inicio	Fecha Final
Pozo 1	06/06/2018	Inyección	05/06/2018	06/10/2018
Pozo 2	06/06/2018	Remojo	06/10/2018	06/12/2018
Pozo 3	06/06/2018	Producción	06/12/2018	06/19/2018

Figura 20. Módulo de información de pozos y eventos del *software* IGNIA.

Módulo 4: Información de CAPEX. Este módulo solicitará la información referente al monto de la inversión inicial a través de los siguientes ítems, ver figura 21:

- Pozos. Dentro de los cuáles es posible destacar pozos tipo inyector, productor, disposal y de recolección de agua.
- Generador de vapor.
- Líneas de distribución de vapor y fluidos producidos.
- Planta de tratamiento de agua de inyección. Incluye la compra de unidades de sedimentación, filtración, intercambio iónico, desaireación, remoción de materia orgánica y tanques de almacenamiento.
- Planta de tratamiento de fluidos producidos. Incluye la compra de separadores bifásicos, separadores tipo *FWKO*, *gunbarrels*, tratadores termoelectrostáticos, unidades de flotación y tanques de almacenamiento.
- Obras civiles. En relación con la construcción de locaciones y vías de acceso.
- Gerenciamiento. Inversiones por estudios de viabilidad social, ambiental, inmobiliaria, compensaciones, licencias, permisos y seguros.

Módulo 5: Información de OPEX. Este módulo solicitará información referente a los costos operacionales producto de la generación de vapor, el tratamiento de fluidos producidos, uso de diluyentes y otros descuentos, ver figura 21.

The screenshot shows a software interface for financial evaluation. On the left, under 'Información de CAPEX', there is a list of categories: Generador de Vapor, Gerenciamiento, Líneas de Distribución, Obras Civiles, Planta de Tratamiento de Agua de Inyección, Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos, and Pozos. On the right, under 'Información de OPEX', there are three main input sections. The 'Generación de Vapor' section has four input fields: 'Presión de Inyección [psi]' (0), 'Calidad [Fracción]' (0.00), 'Costo de Combustible [USD/MMBTU]' (0), and 'Costo de Generación [USD/MMBTU]' (0). The 'Fluidos Producidos y Diluyentes' section has three input fields: 'Costo de Extracción [USD/Barrel]' (0), 'Costo del Diluyente [USD/Galón]' (0), and 'Rendimiento [BBL Crudo / BBL Diluyente]' (0). The 'Otros' section has five input fields: 'Gestión Social [USD/Año]' (0), 'Gestión Ambiental [USD/Año]' (0), 'Seguridad Física [USD/Año]' (0), 'Servicio a Pozo [USD/Año]' (0), and 'Fondo de Abandono' (0), plus a dropdown for 'Tipo de Pago'. At the bottom right, there is a 'Pronóstico de Inversión' section with a 'Cargar Pronóstico de Inversión' button.

Figura 21. Módulo de información de CAPEX y OPEX del software IGNIA.

Con relación al costo de generación de vapor, como se mencionó, el *software* estima su valor con base en el cálculo del costo energético nivelado, el cual representa el ingreso promedio por unidad de energía generada que se requeriría para recuperar los costos de construcción y operación de una planta generadora durante un ciclo de vida y servicio financiero asumido (U.S Energy Information Administration, 2019). El *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*, por sus siglas en inglés) se cita a menudo como una medida de resumen conveniente de la competitividad general de diferentes tecnologías de generación; en ese sentido, dado a que el vapor generado para llevar a cabo métodos de recuperación térmica consume 1,7 TPC/año de gas natural y que este recurso se vuelve cada vez más limitado y costoso en muchas partes del mundo (Chaar, Venetos, Dargin, & Palmer, 2015), existe la necesidad de comprender mejor los aspectos

económicos de su proceso generación analizando la posibilidad de utilizar fuentes de energía diferentes a la tradicional que garanticen el desarrollo de los proyectos a menores costos.

La estimación al costo por generación de vapor realizada por IGNIA, se fundamenta en el estudio realizado por Chaar, Venetos, Dargin y Palmer (2015), quienes estimaron el costo por generación de vapor asociado al uso de generadores convencionales o de un solo paso a través del serpentín, cogeneradores de vapor mediante *flue gas* y generadores de vapor solares, a partir de modelos de rendimiento de *LCOE* que representan el precio mínimo al que se debe vender la energía del proyecto para que este pueda suplir sus costos, teniendo en cuenta datos de *CAPEX*, *OPEX*, costos de combustible, así como también cargas económicas y ambientales.

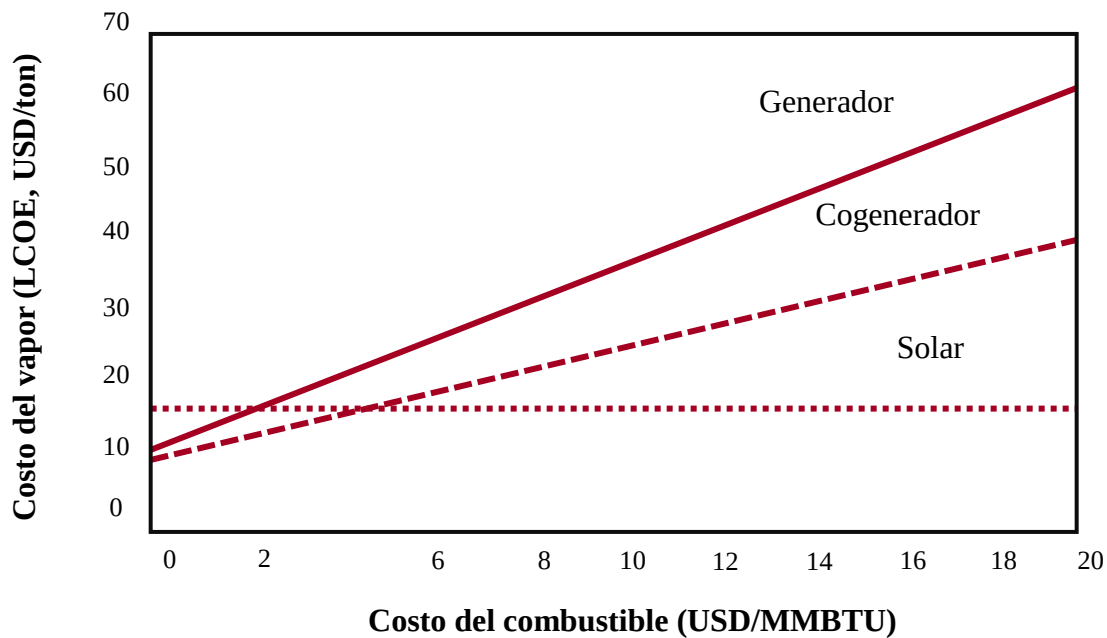


Figura 22. Costo del vapor (LCOE, USD/ton) vs costo del combustible (USD/MMBTU). Adaptado de Chaar, M., Venetos, M., J., D., & Palmer, D. (2015). Economics of Steam Generation for Thermal Enhanced Oil Recovery.

La figura 22 muestra el costo atribuido a la generación de vapor con base en el LCOE, para los tres métodos de generación de vapor mencionados, y su relación con el precio del combustible (Chaar, Venetos, Dargin, & Palmer, 2015)

Módulo 6: Pronóstico de inversión. Luego de ingresar la información correspondiente a la inversión inicial y gastos operacionales, el módulo de pronóstico de inversión permitirá al usuario ingresar los datos de producción por año de evaluación, así como también la información necesaria para estimar el precio de venta del crudo, sus descuentos por transporte y calidad, las premisas macroeconómicas y condiciones contractuales adscritas al proyecto, ver figura 23. Respecto al descuento de transporte de crudo pesado sobre el precio de venta de un barril, IGNIA estima su valor de acuerdo con el estudio elaborado por (Malagón, 2016), quien detalla el costo de transporte de un barril de petróleo desde el centro de producción por departamento hasta el lugar de destino, con base en información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Figura 23. Módulo de pronóstico de inversión del software IGNIA.

Módulo 7: Presentación de resultados. Finalmente, después de proporcionar la información solicitada, es posible visualizar los resultados del análisis financiero del proyecto mediante un archivo exportado en *Microsoft Excel*, en el cual se observa el flujo de efectivo dentro del periodo de evaluación financiera predeterminado y los resultados entorno a cada uno de los indicadores de rentabilidad, ver figura 24.

 Resultados de Análisis												
Año	0	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Regalías	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Neta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Bariles Diluyente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bariles a Venta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ingresos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Egresos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBITDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortización	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Depreciación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valor de Salvamento	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuesto de Renta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ganancia Neta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Acumulado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VP Acumulado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Indicadores Financieros												
Valor Presente Neto	0.0											
Tasa Interna de Retorno	0.0%											
EFI	0.0											
Payback Time	0.0											

Figura 24. Presentación de resultados en el software IGNIA.

5.2 Validación

Como se mencionó anteriormente, a fin de validar el comportamiento operacional y desempeño matemático de IGNIA, fue establecido un algoritmo base de programación haciendo uso de la herramienta *Microsoft Excel*, el cual permitió contrastar los resultados obtenidos mediante la implementación *software* frente a la serie de datos prueba producto de la construcción del modelo de simulación numérica, descrito en el capítulo 4.

A continuación, se describe el caso hipotético de evaluación financiera correspondiente al proyecto de inyección cíclica y continua de vapor en el campo de crudo pesado colombiano seleccionado.

5.2.1 Descripción de la oportunidad. En el campo petrolero en estudio, ubicado en el departamento de Antioquia, se realizan procedimientos de recuperación térmica de hidrocarburos mediante tecnologías de inyección de vapor desde hace cinco años; sin embargo, existe un área en el campo que hasta el momento no ha sido intervenida mediante ningún tipo de técnica EOR. Una vez la producción en frío llega a su límite económico, se decide iniciar la inyección de vapor bajo un esquema operacional que prevé la implementación de una estimulación previa a la inyección en modalidad continua.

Etapas de inyección cíclica de vapor: El área por intervenir cuenta con nueve pozos productores, separados una distancia de 250 ft uno de otro. Los ingenieros de yacimientos, haciendo uso de técnicas de modelado, determinaron que este procedimiento se debe desarrollar en dos fases. La primera, asume la participación de cuatro pozos bajo cinco ciclos de inyección. La segunda fase, considera que, una vez los cuatro pozos terminen su tercer ciclo, los cinco pozos restantes se abren a estimulación con dos ciclos de inyección.

Se desea analizar financieramente tres tasas de inyección (1.300, 1.500 y 1.700 Bbl/día), que, siendo estudiadas a través de simulación numérica de yacimientos reportaron la data de producción correspondiente a cuatro años de evaluación. Una vez es seleccionada la tasa de inyección más adecuada, se procede al estudio de la tecnología de inyección en modalidad continua.

Etapas de inyección continua de vapor: Cuatro pozos inyectores serán perforados dando origen a una configuración de cuatro patrones de cinco puntos invertido. Del mismo modo, se

proyecta evaluar tres tasas de inyección por un lapso de diez años (250, 550 y 850 Bbl/día). El estudio financiero de cada una de las alternativas de inversión permitirá seleccionar la más conveniente y definir el plan de explotación óptimo.

El hidrocarburo que se espera producir tiene una gravedad API de 12°. Existe una estación de recepción de crudo a una distancia de 4,06 Km desde el campo, con capacidad disponible de 4.785 Bbl/día y una gravedad mínima de 18° API (MinMinas, 2017) (Ecopetrol, 2018), que llega hasta el puerto de exportación. Para llevar el crudo a la gravedad API requerida, es necesario mezclarlo con 12,5% de nafta.

5.2.2 Premisas macroeconómicas y financieras. De acuerdo con las organizaciones de finanzas y de planificación se tendrán en cuenta dos premisas en la proyección del flujo de efectivo en términos corrientes. La primera, la Tasa de cambio Representativa del Mercado (TRM) para el mes de abril de 2019, correspondiente a 3.125,34 pesos colombianos por dólar estadounidense; y la segunda, una tasa de descuento de 14,09%, asumiendo un porcentaje de costo de capital ponderado del 12,09% y un porcentaje de riesgo país de 2,00% (Damodaran, 2018).

5.2.3 Condiciones contractuales. Se considerará un porcentaje de regalías de acuerdo con lo establecido en el artículo 16 de la Ley 756 de 2002. El pago se realizará en volumen; por lo tanto, será descontado de la producción un porcentaje correspondiente al 8%.

5.2.4 Estimación de los ingresos. El precio de venta del crudo colombiano está normalmente referenciado a los crudos Vasconia y/o Castilla, que a su vez se correlacionan con otros crudos marcadores internacionales. La proyección a largo plazo será lineal respecto al precio del crudo *BRENT* menos un porcentaje de descuento por calidad y tarifa promedio de transporte a punto de comercialización, ver tabla 15 (Malagón, 2016).

Tabla 15.

Formulación precio de venta para el crudo de 18° API.

Ítem	USD/Bbl	Porcentaje, %
Precio referencial BRENT	70	100
Diferencia por calidad sobre el BRENT	15,52	22,17
Tarifa promedio de transporte a punto de comercialización	1,80	2,57
Precio final de venta	52,68	75,26

Considerando la limitación del oleoducto de transportar crudo pesado, se hace necesario diluir el hidrocarburo producido con 12,5% de nafta, como se especificó. El volumen a venta será igual a la producción neta más el volumen de diluyente, teniendo en cuenta que la evaluación financiera de proyectos EOR se realiza sobre el número de barriles incrementales atribuidos a la técnica sobre el número estimado de producción en frío.

Inicialmente, fueron estimados los datos de ingresos para la etapa de inyección cíclica de vapor. Los resultados por producción incremental anual de hidrocarburo y número de barriles de diluyente utilizados en el año pueden observarse en la tabla 16.

Tabla 16.

Estimación de ingresos en la etapa de inyección cíclica de vapor.

Ítem	2018	2019	2020	2021
Promedio de producción, Bbl	31.193	80.309	126.158	93.268
Regalías, fracción	0,08	0,08	0,08	0,08
Descuento por regalías, Bbl	2.495,44	6.424,72	10.092,64	7461,44
Producción neta anual, Bbl	28.697,56	73.884,28	116.065,36	85.806,56
Promedio de diluyente, Bbl	3.899,12	10.038,62	15.769,75	11.658,50
Volumen neto a venta, Bbl	32.596,68	83.922,91	131.835,11	97.465,06
BRENT, USD/Bbl	70,00	70,00	70,00	70,00
Precio del crudo, USD/Bbl	52,68	52,68	52,68	52,68
Ingresos, USD	1'717.193,37	4'421.058,64	6'945.073,59	5'134.459,36

5.2.5 Estimación del CAPEX. La unidad de proyectos contempla inversiones en CAPEX de subsuelo, correspondiente a la adecuación de cuatro pozos inyectoros y obras civiles y mecánicas; e inversiones en CAPEX de infraestructura, con relación a la compra de un generador de vapor estático y líneas de distribución de vapor y fluidos producidos. Se debe tener en cuenta que la adecuación de los cinco pozos restantes no hará parte de la inversión inicial, pues su valor se contempla en el tercer año de evaluación cuando cada uno inicia procesos de inyección; así mismo, la adecuación de cada pozo asume un monto del 30% sobre el valor de la perforación y completamiento de un pozo térmico. Adicionalmente, es requerido un generador de vapor de 100 MMBTU/hr, capaz de tratar 200 galones de agua por minuto, asumiendo una eficiencia térmica del 85%, y 20 años de vida útil.

Como se mencionó en líneas anteriores, al tratarse de un campo en donde se realizan procedimientos de recuperación térmica de hidrocarburos mediante tecnologías de inyección de vapor, no es necesaria la adquisición de equipos de tratamiento de agua de inyección y fluidos producidos, ni tampoco baterías de almacenamiento de crudo. Las tablas 17 y 18 resumen los costos estimados por cada activo asociado al proyecto.

Tabla 17.

Estimación del CAPEX de subsuelo en la etapa de inyección cíclica de vapor.

CAPEX de subsuelo				
Descripción	Unidad	Pozos	Precio unitario	Total
Adecuación inyector	Global	4	\$ 330.000,00	\$1'320.000,00
Obras civiles	Global	4	\$ 45.046,85	\$ 189.187,40

Tabla 18.

Estimación del CAPEX de infraestructura en la etapa de inyección cíclica de vapor.

CAPEX de infraestructura				
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Total
Generador de 100MMBTU/hr	EA	1	\$ 1'000.000,00	\$1'000.000,00
Línea de distribución de vapor	Ft	2.664	\$ 54,86	\$ 146.147,04
Aislante térmico + Revestimiento	Ft	2.664	\$ 25,72	\$ 68.518,08
Línea de distribución de fluidos	Ft	3.146	\$ 36,58	\$ 115.080,68

5.2.6 Estimación del OPEX.

5.2.6.1 Cálculo del OPEX variable. Las organizaciones operacionales estiman costos variables con relación al costo por generación de un millón de BTU, por extracción de un barril de crudo y por uso de diluyentes. De igual manera, prevé sumas de dinero anual por imprevistos o por cualquier operación adicional no contemplada.

Costo por la generación de vapor: En cuanto al costo por generación de un millón de BTU, su estimación se realizará haciendo uso del costo energético nivelado para unidades de generación convencional o generadores de vapor de un solo paso a través del serpentín; lo anterior, con el fin de comparar, a futuro, el costo de generación asociado al caso de estudio frente al costo de generación por uso diferentes tecnologías.

Inicialmente, se deberá calcular los barriles equivalentes anuales de agua inyectada, lo que dependerá exclusivamente de la tasa de inyección en estudio, del número de ciclos y días de inyección, del número de pozos involucrados y de la fecha de inicio del proceso. En ese sentido, tomando como cálculo tipo una tasa de inyección de 1.700 Bbl/día, los cálculos serán realizados del modo siguiente.

De acuerdo con el total de días que componen un ciclo de inyección y con la fecha de inicio de las operaciones, se calcula el número de ciclos que deben ser cargados en el año calendario en el cual se desarrolla el evento de inyección. La tabla 19 presenta las especificaciones bajo las cuales se desarrollan las fases de estimulación I y II. Por su parte, la tabla 20 resume la distribución de ciclos a cargar por cada año calendario de evaluación, según la información suministrada. De ese modo, se tiene que para la fase I, por ejemplo, los cinco días de inyección asociados al ciclo 1 deberán cargarse al año 2018; por su parte, en la fase II, deberán ser cargados al año 2020.

Tabla 19.

Especificaciones operacionales en la etapa de inyección cíclica de vapor.

Especificación	Fase I	Fase II
Número de pozos	4	5
Día de inicio de la inyección	183	757
Número de ciclos	5	2
Días de inyección	5	5
Días de remojo	3	3
Días de producción	180	180

Tabla 20.

Distribución de ciclos en el año calendario de la etapa de inyección cíclica de vapor.

Fase I					
Ciclo	1	2	3	4	5
Año por cargar	2018	2019	2019	2020	2020
Fase II					
Ciclo	-	-	-	1	2
Año por cargar				2020	2020

Una vez definido el número de ciclos por cada año de evaluación, se procede a calcular el número de barriles equivalentes de agua inyectada, a partir de la ecuación 9.

$$BWE = C * P * I * Q$$

Ecuación 9

Entendiéndose: *BWE*, como el número de barriles de agua equivalente inyectados en el año de evaluación (Bbl); *C*, el número de ciclos asociados al mismo año; *P*, el número de pozos; *I*: los días de inyección en el ciclo (día); y *Q*, el caudal inyectado (Bbl/día). La tabla 21 proporciona el número anual de barriles equivalentes de agua inyectada por cada una de las fases de estimulación.

Tabla 21.

Agua inyectada en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Fase I				
Año	2018	2019	2020	2021
BWE (Bbl)	34.000	68.000	68.000	-
Fase II				
Año	2018	2019	2020	2021
BWE (Bbl)	-	-	85.000	-

Posteriormente, de acuerdo con el número de barriles equivalentes de agua inyectados en el año, se calcula la energía total inyectada, mediante de la ecuación 10.

$$EI = \frac{BWE * Hv * h * 350}{1'000.000}$$

Ecuación 10

Entendiéndose: EI , como energía inyectada (MMBTU); BWE , número de barriles equivalentes de agua (Bbl); y H_{vh} , entalpía del vapor húmedo (BTU).

En cuanto al cálculo de la entalpía del vapor húmedo se debe tener en cuenta que, con el propósito de que la formación productora reciba la totalidad de barriles equivalentes de agua, las pruebas de inyectividad reportaron el uso de una presión de inyección igual a 1.400 PSI; de ese modo, se realizan los cálculos sobre las propiedades térmicas del agua y del vapor a partir de las correlaciones propuestas por Ejiogu & Fiori (1978), para presiones comprendidas entre 500 PSIA y 2.500 PSIA.

Inicialmente, se calcula el calor sensible al agua saturada, definido como el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta su temperatura de saturación correspondiente a una presión dada (Alvarado & Banzér, 2002), en nuestro caso 1.400 PSI. Para presiones menores a 1.500 PSI, se tiene:

$$H_w = 77,036 (P^{0,28302}) \quad \text{Ecuación 11}$$

Entendiéndose: H_w , como el calor sensible del agua (BTU/lbm); y P , presión de saturación (PSI). De ese modo, se tiene que el calor necesario para llevar el agua hasta su temperatura de saturación a una presión de 1.400 PSI corresponde a 598,56 BTU/lbm.

Se procede a calcular la entalpía del vapor seco, definida como la cantidad de calor contenida en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación (Alvarado & Banzér, 2002).

$$H_s = 1.204,8 - (0,000197697 * (P - 453,23)^{1,73808}) \quad \text{Ecuación 12}$$

Entendiéndose: H_s , como entalpía del vapor seco (BTU/lbm); y P , presión de saturación (PSI). Así, se tiene que la entalpía del vapor seco evaluada a 1.400 PSI se aproxima a 1.175,36 BTU/lbm.

Se calcula el calor latente de vaporización definido como la cantidad de calor que debe suministrarse a una libra de agua a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor (Alvarado & Banzér, 2002). La ecuación 13, permite estimar un calor latente de vaporización igual a 576,79 BTU/lbm para el caso en estudio.

$$Lv = Hs - Hw$$

Ecuación 13

Entendiéndose: L_v , como el calor latente de vaporización (BTU/lbm); H_s , entalpía del vapor seco (BTU/lbm); y H_w , el calor sensible al agua saturada (BTU/lbm).

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina vapor húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total o calidad (Alvarado & Banzér, 2002).

De ese modo, es estimada la entalpía del vapor húmedo como 1.002,32 BTU/lbm, a partir de la ecuación 14.

$$H_{vh} = Hw + x (Lv)$$

Ecuación 14

Entendiéndose: H_{vh} , como entalpía del vapor húmedo (BTU/lbm); H_w , calor sensible al agua saturada (BTU/lbm); x , calidad (fracción); L_v , calor latente de vaporización (BTU/lbm).

De ese modo, es posible calcular la energía inyectada acumulada por cada año de evaluación haciendo uso de la ecuación 10. La tabla 22 resume los resultados entorno a los millones de BTU generados desde el año 2018 hasta el año 2021.

Tabla 22.

Energía inyectada en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año	Energía inyectada (MMBTU)
2018	11.927,61
2019	23.855,22
2020	53.674,24
2021	0,00

Tabla 23.

Costo de generación de vapor en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año	Costo por generación de vapor
2018	\$ 108.302,70
2019	\$ 216.605,40
2020	\$ 487.362,10
2021	\$ 0,00

Finalmente, se calcula el costo anual por generación del número de millones de BTU teniendo en cuenta el precio del combustible utilizado. Se tomará como referente el precio del gas natural Cusiana como 3,58 USD/MMBTU (El Tiempo, 2018); a partir de ello, haciendo uso del cálculo del costo energético nivelado, como se mencionó, se obtiene un valor de 9,08 USD por cada millón de BTU generado, ver tabla 23.

Costo de extracción por barril de crudo: La Asociación Colombiana de Petróleo (2017), reporta un total de 7,7 USD/Bbl frente al costo de extracción de un barril de crudo. El costo estimado tiene en cuenta costos de levantamiento, es decir, costos con relación a la operación y mantenimiento de pozos, equipos e instalaciones por barril de petróleo equivalente (U. S. Energy Information Administration, 2018); gastos de administración y otros costos relacionados al tratamiento del crudo. De ese modo, se estima el costo anual por el total de hidrocarburo producido en cada uno de los años de evaluación en estudio, ver tabla 24.

Tabla 24.

Costo de extracción de crudo en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año	Costo de extracción
2018	\$ 240.186,10
2019	\$ 618.379,30
2020	\$ 971.416,60
2021	\$ 718.163,60

Costo por uso de diluyentes: A partir del número de barriles de diluyente necesarios por el total de hidrocarburo producido, se calcula el monto anual tomando como base un valor de 130

USD/Bbl (Mosalve & Pinzón, 2018). La tabla 25 reporta el costo por uso de nafta por cada año de evaluación.

Tabla 25.

Costo por uso de diluyente en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año	Costo por uso de diluyente
2018	\$ 506.847,26
2019	\$ 1'304.920,86
2020	\$ 2'049.909,80
2021	\$ 1'515.488,42

Tabla 26.

Resumen de costos variables en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año/ítem	2018	2019	2020	2021
Generación de vapor	\$ 108.302,70	\$ 216.605,40	\$ 487.362,10	\$ 0,00
Extracción de crudo	\$ 240.186,10	\$ 618.379,30	\$ 971.416,60	\$ 718.163,60
Diluyentes	\$ 506.847,26	\$ 1'304.920,86	\$ 2'049.909,80	\$ 1'515.488,42
Adecuación de pozos	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 1'650.000,00	\$ 0,00
Imprevistos	\$ 21.383,40	\$ 53.497,64	\$ 128.967,21	\$ 55.841,30
Total	\$ 876.719,46	\$ 2'193.403,20	\$ 5'287.655,71	\$ 2'289.493,32

Imprevistos/requerimientos adicionales: En el año 2020 se inician nuevamente actividades de adecuación de pozos, como fue especificado; en este caso, se cargarán costos por la inclusión de cinco pozos adicionales, los cuales representarán el 30% sobre el valor de la perforación y

completamiento de un pozo térmico; en ese sentido, se atribuye un monto de \$ 1'650.000 al cuarto año de evaluación financiera. Por otra parte, con el propósito de salvaguardar el rendimiento del proyecto, será asignado a cada uno de los años dentro del periodo de evaluación un valor correspondiente a imprevistos por el 2,5% sobre los egresos estimados, ver tabla 26.

5.2.6.2 Cálculo del OPEX fijo. De igual forma, las organizaciones operacionales estiman costos fijos por gestión social, enmarcada por contribuciones en acuerdo con las comunidades de la región y las políticas de la empresa; gestión ambiental, con relación a auditorías ambientales, toma de análisis de muestras, remediaciones y reforestaciones; y seguridad física, en convenios con entidades privadas y fuerzas públicas. La tabla 27 presenta los montos atribuidos entorno a lo mencionado.

Tabla 27.

Resumen de costos fijos en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año	Gestión social	Gestión ambiental	Seguridad física
2018	\$ 17.500,00	\$ 12.000,00	\$ 27.500,00
2019	\$ 17.500,00	\$ 12.000,00	\$ 27.500,00
2020	\$ 17.500,00	\$ 12.000,00	\$ 27.500,00
2021	\$ 17.500,00	\$ 12.000,00	\$ 27.500,00

5.2.6.3 Servicio a pozo. A criterio de los operadores del campo se asume un servicio a pozo cada tres años con un costo promedio de \$ 4.651,50. De acuerdo con lo anterior, el servicio a pozo será aplicado a los incluidos en la primera fase de estimulación, de ser así, en el año 2021 será cargado un monto de \$ 18.606,00.

5.2.7 Depreciación. Se prevé que las inversiones de infraestructura serán depreciadas mediante el método de línea recta, teniendo en cuenta un valor residual del 10% sobre su costo inicial, lo anterior, con la finalidad de aplicar correctamente la normatividad contable. En este caso de aplicación, se depreciará únicamente la unidad de generación de vapor que como se especificó, cuenta con una vida útil de 20 años. La ecuación 15 permite obtener el monto anual a depreciar.

$$D = \frac{I - (I * VR)}{VU} \quad \text{Ecuación 15}$$

Entendiéndose: D , como la depreciación anual (USD); I , monto de inversión del activo (USD); VR , valor residual (fracción); y VU , vida útil (años).

En ese sentido, se obtiene un monto por depreciación de \$ 45.000,00 al año por cada unidad de generación de vapor. Al ser un proyecto que se espera continúe con la implementación de la técnica en modalidad continua, no se tendrá en cuenta un valor de rescate o salvamento al finalizar la etapa.

5.2.8 Impuesto sobre la renta. El modelo de evaluación financiera debe incluir el pago de impuesto sobre la renta. Se establece un impuesto de renta del 33% de acuerdo con el Estatuto Tributario que rige en Colombia, y se calcula sobre la resta entre el EBITDA (ganancia antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortización) y los montos por depreciación y amortización.

5.2.9 Flujo de caja e índices financieros. Finalmente, se incorpora el *CAPEX*, *OPEX*, cálculos de ingresos y cada uno de los elementos de costo calculados, consolidándolos en la tabla 28, la cual representa el flujo de efectivo del proyecto de evaluación de inyección cíclica

para una tasa de 1.700 barriles de agua por día. El resultado de esta evaluación a partir de los indicadores financieros en estudio se resume en la tabla 29.

Tabla 28.

Flujo de efectivo en inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Año/Ítem	0	2018	2019	2020	2021
Ingresos		\$ 1'717.193,37	\$ 4'421.058,64	\$ 6'945.073,59	\$ 5'134.459,36
Egresos	\$ 2'838.933,20	\$ 933.719,46	\$ 2'250.403,20	\$ 5'344.655,71	\$ 2'365.099,32
EBITDA		\$ 783.473,91	\$ 2'170.655,44	\$ 1'600.417,88	\$ 2'769.360,04
Depreciación		\$ 45.000	\$ 45.000	\$ 45.000	\$ 45.000
Impuesto de renta		\$ 243.696,39	\$ 701.466,29	\$ 513.287,90	\$ 899.038,81
Ganancia neta	-\$ 2'838.933,20	\$ 539.777,52	\$ 1'469.189,15	\$ 1'087.129,98	\$ 1'870.321,23
Flujo acumulado	-\$ 2'838.933,20	-\$2'299.155,68	-\$829.966,74	\$257.163,24	\$2'127.484,47

Tabla 29.

Indicadores financieros en la etapa de inyección cíclica de vapor – Tasa de 1.700 Bbl/día.

Valor Presente Neto (VPN)	\$ 598.850,51
Tasa Interna de Retorno (TIR)	23%
Tiempo de recuperación	3.27 años
Eficiencia de Inversión (EI)	\$ 1.22

Esta misma metodología es utilizada para evaluar los escenarios con tasas de inyección de 1.300 Bbl/día y 1.700 Bbl/día, que se constituyen como alternativas de igual término de duración

y sujetas al mismo horizonte de planeación. La tabla 30 resume los resultados obtenidos entorno a los indicadores financieros por cada tasa de estudio a partir de la cual se selecciona la alternativa de mayor conveniencia.

Tabla 30.

Resultado de la evaluación de la etapa de inyección cíclica de vapor mediante indicadores financieros.

Indicador/Tasa	1.300 Bbl/día	1.500 Bbl/día	1.700 Bbl/día
Valor Presente Neto (VPN)	\$ 326.411,04	\$ 479.439,03	\$ 598.850,51
Tasa Interna de Retorno (TIR)	19%	21%	23%
Tiempo de recuperación	3.99 años	3.32 años	3.27 años
Eficiencia de inversión	\$ 1.19	\$ 1.20	\$ 1.22

Como se puede observar, cada una de las alternativas de inversión es viable financieramente, es decir, todas pueden ser aceptadas por parte de los inversionistas; sin embargo, una de ellas se considera más apropiada. Los indicadores financieros llevan a concluir que utilizar una tasa de inyección de 1.700 Bbl/día se consideraría más rentable a la Tasa Mínima de Oportunidad establecida. El Valor Presente Neto reporta que \$ 598.850,51 se logran como ganancia después de recuperar la inversión inicial, monto indiscutiblemente superior al obtenido con la implementación de las otras tasas de inyección; adicionalmente, la Tasa Interna de Retorno permite concluir que el proyecto analizado devuelve el capital invertido más una ganancia adicional que supera en un 8,91% el rendimiento mínimo requerido; así mismo, la inversión

inicial es recuperada luego de 3 años de ejecución, permitiendo ganar 1.22 dólares por cada dólar invertido.

Es así como se continúa la evaluación de la implementación de la técnica de inyección de vapor, pero ahora en modalidad continua, partiendo de la selección de una tasa de 1.700 Bbl/día en la etapa de inyección cíclica de vapor. Como se explicó, la metodología de evaluación financiera es la misma, tan sólo se debe tener en cuenta la inclusión de 4 pozos inyectoros una vez se inicia el nuevo periodo de inyección.

Con base en lo anterior, la tabla 31 permite observar los resultados reportados por los indicadores financieros entorno a la evaluación de las tasas de 250 Bbl/día, 550 Bbl/día y 850 Bbl/día.

Tabla 31.

Resultado de la evaluación de la etapa de inyección continua de vapor mediante indicadores financieros.

Indicador/Tasa	250 Bbl/día	550 Bbl/día	850 Bbl/día
Valor Presente Neto (VPN)	-\$ 138.258,12	\$ 175.316,64	-\$ 2'328.308,38
Tasa Interna de Retorno (TIR)	12%	16%	-
Tiempo de recuperación	-	5.42 años	-
Eficiencia de inversión	\$ 1.057	\$ 1.055	\$ 0.934

En este caso, no todos los escenarios son viables en términos financieros; implementar una tasa de inyección de 250 Bbl/día o de 850 Bbl/día señala que la tasa de rendimiento del proyecto es menor a la mínima requerida, es decir, no es capaz de producir el dinero suficiente para que se

recupere la inversión inicial a una tasa de oportunidad del 14,09%. Si bien una tasa de inyección de 850 Bbl/día permitió recuperar una mayor cantidad de hidrocarburo, no fue el suficiente para suplir el gasto adicional por generación de energía, incluso conllevando a una pérdida mayor de dinero que la prevista por el escenario donde se empleaba la tasa de inyección más baja. Por el contrario, emplear una tasa de inyección de 550 Bbl/día permitirá obtener una Tasa Interna de Retorno superior al 14,09%, es decir, el inversionista conseguirá una ganancia a una tasa de rendimiento mayor, llegando a cubrir la inversión inicial luego de 5 años de ejecución del proyecto, mientras que en los otros escenarios dentro de los 14 años de evaluación no se alcanza a cubrir tal monto.

Finalmente, es seleccionada una tasa de inyección de 550 Bbl/día, escenario que satisface los requerimientos mínimos establecidos y se establece como la mejor alternativa de inversión. A continuación, se muestra una tabla de comparación entre la información reportada anteriormente por la implementación de la tasa seleccionada, producto del algoritmo base desarrollado en *Microsoft Excel*, y los resultados generados mediante el *software* IGNIA, ver tabla 32.

Tabla 32.

Comparación de resultados entre algoritmo base e IGNIA.

Indicador/Tasa	<i>Microsoft Excel</i>	IGNIA	Error (%)
Tasa Interna de Retorno (TIR)	16%	17,5%	9,37%
Eficiencia de inversión (EFI)	\$ 1.055	\$ 1.056	0.09%
Tiempo de recuperación	5.42 años	\$ 5.29 años	2.39%

Según los datos reportados, la herramienta *software* logra obtener una aproximación con un error inferior al 9,5% sobre el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR), Eficiencia de Inversión (EFI) y tiempo de recuperación. Cabe resaltar, que no se tuvo en cuenta el error obtenido sobre la estimación del Valor Presente Neto (VPN), pues al ser una variable que representa el monto de dinero obtenido luego de recuperar la inversión inicial, y que a su vez depende de los flujos de efectivo anuales asociados al proyecto durante su periodo de evaluación, su resultado es muy sensible a la fluctuación de estos parámetros, lo que conllevaría a un error significativo si es analizada sobre escenarios que contemplen variaciones mínimas en los datos de ingreso al programa.

4. Conclusiones

- A partir de estimaciones a indicadores financieros sobre flujos netos de efectivo proyectados a través de IGNIA, se cuantificó la capacidad de un proyecto de inyección de vapor de generar rentabilidad financiera reduciendo la incertidumbre del riesgo sobre la inversión; del mismo modo, al analizar el efecto del precio del combustible en el costo del vapor mediante el cálculo del costo energético nivelado, se dio paso al estudio del uso de fuentes de energía diferentes a la tradicional que logran garantizar el desarrollo de proyectos a menores costos.
- Se determinó que los parámetros de mayor influencia en el cálculo de egresos se constituyen como el *CAPEX* y el costo de generación de vapor asociado al proyecto. En ese sentido,

tanto la gestión de activos como la de gastos operacionales requiere de un análisis exhaustivo con relación a la programación y planificación de recursos, pues la rentabilidad generada depende principalmente de su porcentaje de participación en el flujo de efectivo asociado al proyecto.

- A partir del caso de aplicación desarrollado se concluye que para los escenarios donde fue evaluada la inyección cíclica de vapor, si bien no se reportó diferencia significativa en términos de factor de recobro, lo que llevaría a proponer la tasa de inyección más baja, los indicadores financieros calculados sustentaron la selección del caudal de inyección más alto, pues la producción incremental frente a los otros escenarios logró compensar los costos de generación asociados a la diferencia de barriles de agua equivalente inyectada.
- La evaluación de escenarios bajo la tecnología de inyección continua de vapor demostró que la implementación de una tasa de inyección más alta, si bien permite obtener una mayor producción de crudo, no representa la mejor alternativa de inversión. En ese sentido, el factor de recobro no se constituye como el único parámetro de decisión, pues no en todos los casos de aplicación el gasto adicional por generación de energía y adquisición de equipos de mayor capacidad será compensado por la producción obtenida.
- Con el fin de reducir tiempos de cómputo y obtener datos de mayor precisión se escribió, en el lenguaje de programación C#, una secuencia de órdenes y algoritmos con los cuales se desarrolló el *software* IGNIA de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor.

5. Recomendaciones

- Complementar el *software* con la adición de una metodología que incluya los barriles de agua producida y los costos de manejo de este fluido, pues la producción de agua asociada a la extracción del crudo suele representar costos significativos de tratamiento químico y gasto de energía para su final disposición, los cuales podrían causar subejecuciones en la proyección del *OPEX* si no son tenidos en cuenta.
- Utilizar modelos probabilísticos y fuentes de información basados en el análisis de oferta y demanda con los cuales se pueda plantear posibles escenarios económicos de desarrollo, debido a que el precio de venta del crudo es una variable de impacto significativo en la evaluación financiera como consecuencia de las fluctuaciones de los precios del mercado global.
- Expresar cifras monetarias correspondientes al precio del crudo y a los costos operacionales en términos corrientes, a fin de mantener la relación de equivalencia con los diferentes elementos contables y financieros involucrados en esta metodología.
- Complementar el *software* a partir de la implementación de otras correlaciones que permitan estimar el costo del vapor mediante el uso de diferentes tecnologías de generación.

Referencias bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos*. (15 de Mayo de 2019). Obtenido de <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx>
- Ahmed, T., & Meehan, D. N. (2012). Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery. En *Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition)*. Gulf Professional Publishing.
- Alvarado, D. A., & Banzér, C. S. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas.
- Ardila, L., & Hoyos, R. (2014). *Evaluación de Diferentes Estrategias para la Inyección Selectiva de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado. Aplicación Campo Colombiano*. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga.
- Bánzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T*. Maracaibo: Universidad del Zulia.
- Bazzani, C., & Cruz, E. (2008). Análisis de riesgo en proyectos de inversión un caso de estudio. *Scientia et Technica*, 309-314.
- Bernal, D., & León, P. (2015). *Evaluación Técnico Financiera de la Implementación de un Proceso de Inyección Continua de Vapor en Yacimiento de Crudo Medio-Caso Colombiano*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Bolten, S. E. (1997). *Administración financiera*. Balderas, México: Limusa.
- Burns, J., Babson, & Burns. (1967). *A Review of Steam Soak Operations in California*. California: Society of Petroleum Engineers.

- Butler, R. M. (1991). *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Calgary: Prentice Hall, Englewood Cliffs.
- Chaar, M., Venetos, M., Dargin, J., & Palmer, D. (2015). *Economics of Steam Generation for Thermal Enhanced Oil Recovery*.
- Clancy, J. P., Gilchrist, R. E., Cheng, L. H., & Bywater, D. R. (1985). *Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria*. Society of Petroleum Engineers.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México D. F.: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., . . . Waite, M. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. *Oilfield Review*, 14, págs. 32-55.
- De Haan, H. J., & Van Lookeren, J. (1969). Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. *Journal of Petroleum Technology*, 101-110.
- Dickson, J. L., Leahy-Dios, A., & Wylie, P. (2010). *Development of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers.
- Ecopetrol. (27 de Julio de 2018). *Boletín de transporte por oleoducto*. Obtenido de https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/transporte/boletin-de-transporte-oleoducto/descripcion-general-de-los-sistemas-de-transporte/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DZwt3QwcjTwsQxw9g7xCQo31C7IdFQ

- El Tiempo*. (2018 de Octubre de 2018). Obtenido de <https://www.eltiempo.com/economia/finanzas-personales/precio-del-gas-natural-en-colombia-subira-en-el-2019-277346>
- Gitman, L. (2007). *Principios de administración financiera*. México: PEARSON.
- Gonzales, A., & Pinilla, J. (2009). *Evaluación de procesos de Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Estratificados mediante el Análisis de la Eficiencia Térmica: Aplicación Campo Teca*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Goyal, K. L., & Kumar, S. (1989). Chapter 11-Steamflooding for Enhanced Oil Recovery. En *Enhanced Oil Recovery, II - Processes and Operations* (págs. 317-349). Erle C. Donaldson, George V. Chilingarian, Teh Fu Yen.
- Gozde, S., Chhina, H. S., & Best, D. A. (1989). *An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs*. Bakersfield: Society Petroleum Engineers.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. Calgary: Society of Petroleum Engineers.
- Hernández. (12 de Octubre de 2005). *Análisis Financiero*. Obtenido de www.gestiopolis.com/canales5/fin/anfinancier.htm
- Hidalgo, C. (2011). *Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Jenkins, S. D., Waite, M. W., & Bee, M. F. (1997). *Time-lapse monitoring of the Duri steamflood: A pilot and case study*. Sumatra: Society of Petroleum Engineers.

- León, P., & Bernal, D. (2015). Evaluación Técnico Financiera de la Implementación de un Proceso de Inyección Continua de Vapor en un Yacimiento de Crudo Medio-Caso Colombiano . Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. PNUD.
- Matthews, C. S. (1963). Steamflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 465-471.
- MinMinas. (18 de Diciembre de 2017). *Documento compilado diagnóstico y pruebas metodológicas*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/23957986/201217_estudio_oleoductos_MME_2017.pdf/9fe7072f-85e9-43eb-893f-f8caa3533e13
- Moix, R. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*. Bogotá D. C.: Pacific Rubiales Energy.
- Mosalve, L., & Pinzón, L. (2018). *Evaluación Técnico Financiera de la Implementación de Diluyentes en un campo de Crudo Pesado Colombiano*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Nava, R., & Marbelis, A. (2009). Análisis Financiero: una herramienta clave para una gestión financiera eficiente. *Revista Venezolana de Gerencia (RVG)*, 606-628.
- Ospina, J. (2004). *Evaluación Técnica de las Pérdidas de Calor en Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica de vapor-Campo Teca*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Pearce, J. C., & Megginson, E. A. (1991). *Current Status of the Duri Steamflood Project*. Sumatra: Society of Petroleum Engineers.

- Pinto, J. (2013). Desarrollo de una Metodología para la Implementación de la Administración de Energía en Procesos de Inyección Continua de Vapor a través de la Simulación Numérica de Yacimientos y Métodos Analíticos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Prieto, C. (2010). *Análisis Financiero*. Bogotá D. C: Fundación para la Educación Superior San Mateo.
- Rey, S., & Velasco, J. (2007). Aplicación Software para la Evaluación Económica de Proyectos de Inyección de Vapor. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Semana*. (11 de Noviembre de 2018). Obtenido de Colombia se adaptó al mercado de los crudos pesados: <https://www.semana.com/contenidos-editoriales/hidrocarburos-son-el-futuro/articulo/colombia-se-adapto-al-mercado-de-los-crudos-pesados/590038>
- Sheng, J. J. (2013). Chapter 16-Cyclic Steam Stimulation. En J. J. Sheng, *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (págs. 389-412). Texas: Gulf Professional Publishing.
- Singhal, A. K., Ito, Y., & Kasraie, M. (1998). *Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects*. Calgary: Society of Petroleum Engineers.
- Strycker, A., Sarathi, P., & Wang, S. (1999). *Evaluation of In Situ Combustion for Schrader Bluff*. Bartlesville: TRW Petroleum Technologies.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). *EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. Tulsa: Society of Petroleum Engineers.
- Trebolle, R. L., De Paz, M. C., Martínez, D. E., & Lagoven, S. A. (1993). *Parametric Study of the Design Factors foy Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields*. Bakersfield: Society Petroleum Engineers.

- Trigos, E. M., Gonzales, A. R., Pinilla, J. M., Munoz, S. M., & Mercado, D. P. (2010). *Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir With High Shale/Sand: Teca Field*. Trinidad: Society of Petroleum Engineers.
- U. S. Energy Information Administration. (12 de Junio de 2018). Obtenido de <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>
- U. S. Information Administration (2019). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019*.
- Velandia, O. (3 de Diciembre de 2017). "Hay reservas de petróleo para 4,5 años en Colombia": Presidente de la ANH. (Colprensa, Entrevistador)
- Zhao, D. W., Wang, J., & Gates, I. D. (20 de Septiembre de 2013). Thermal recovery strategies for thin heavy oil reservoirs. *Fuel*, págs. 1-11.

Apéndices

Apéndice A. Etapa de producción en frío.

Como se mencionó, en el esquema de explotación habitual de un yacimiento de crudo pesado antes de iniciar la producción mediante algún tipo de tecnología de recuperación terciaria, se hace necesaria la explotación del hidrocarburo a las condiciones naturales de temperatura y viscosidad, siempre y cuando las tasas sean lo suficientemente altas para operar el yacimiento entre los límites económicos. Debido a lo anterior, y con el fin de representar adecuadamente un proceso de inyección continua de vapor, se toma como base en la simulación un tiempo para la extracción en frío de un año, realizando un análisis de sensibilidad a la presión de fondo de los pozos productores.

A.1 Análisis de sensibilidad a la BHP (*Bottom Hole Pressure*) o presión de fondo de los pozos.

Teniendo en cuenta que la presión promedio del yacimiento es 948 PSI y su presión de burbuja 500 PSI, se evalúan cuatro presiones de fondo fluyente de 240, 370, 500 y 630 PSI. Las figuras A.25 y A.26 muestran el comportamiento de la presión y del factor de recobro para cada escenario planteado. De las anteriores es posible apreciar que si bien, con una presión de fondo fluyente de 240 PSI se obtiene el mayor factor de recobro, bajo la misma, la presión promedio del yacimiento alcanza el valor más bajo entre los cuatro posibles panoramas, como es de esperarse; sin embargo, no hay diferencia significativa entre las cuatro alternativas posibles, por

lo que es conveniente escoger aquel escenario en donde el factor de recuperación y la presión promedio del yacimiento se equilibren.

Al analizar las diferentes posibilidades de explotación se observa la conveniencia de implementar una producción en frío a una presión de fondo fluente de 370 PSI y de ejecutar la producción en frío por un periodo de seis meses.

Lo anterior, debido a que después de un año de producción la presión promedio del yacimiento se encuentra lejos de alcanzar la presión de burbuja, y que, a este mismo intervalo de tiempo, el factor de recobro es mínimo y las producciones suficientemente bajas como para motivar la implementación de un método de recuperación térmica.

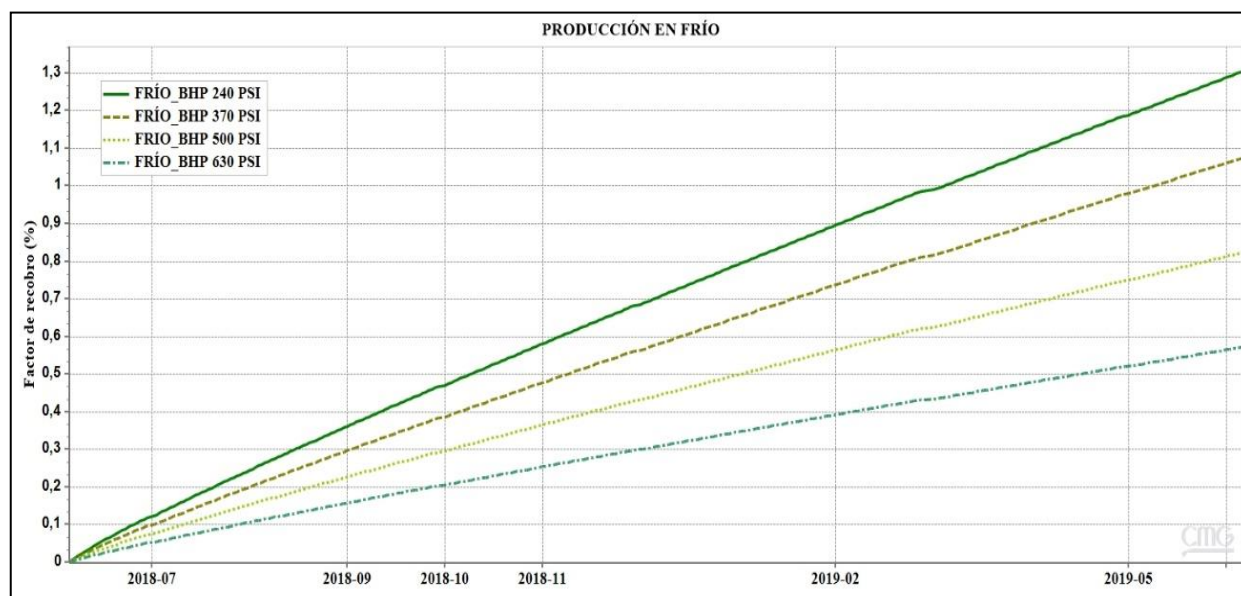


Figura A.25. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 240, 370, 500 y 630 PSI.

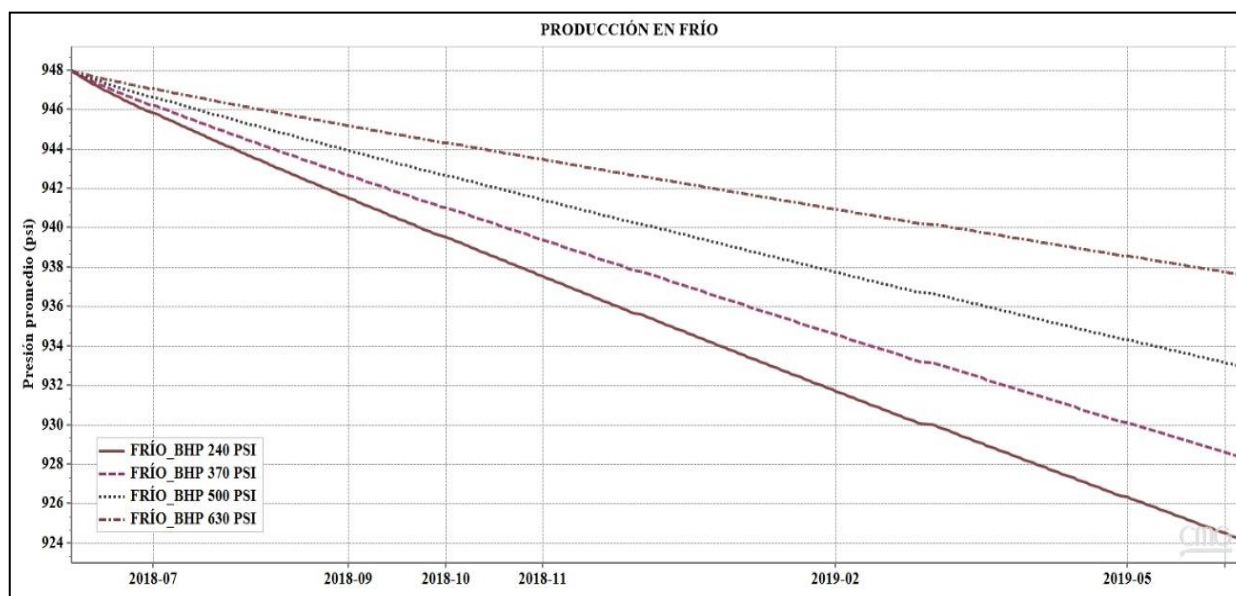


Figura A.26. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 240, 370, 500 y 630 PSI.

Apéndice B. Etapa de inyección cíclica de vapor.

Para la determinación de los parámetros operacionales que representaran el mejor escenario de inyección cíclica de vapor se sensibilizó el diferencial de presión en fondo de los pozos, la tasa máxima de producción de líquidos, el número de ciclos y la tasa de inyección del vapor.

Estos parámetros fueron evaluados respecto a la tasa de producción de aceite, la presión promedio del yacimiento y el factor de recobro generados a partir de la simulación del caso de estudio.

B.1 Análisis de sensibilidad al diferencial de presión en fondo de pozo.

Fueron analizados diferenciales de 50, 90, 130 y 170 PSI, con una restricción base de restricción de líquidos de 1200 Bbl/día, la cual fue sensibilizada una vez se estableciera el valor

de diferencial de presión a emplear. Los resultados obtenidos para la caída de presión, la producción de aceite y el factor de recobro se muestran en las figuras B.27 a B.29.

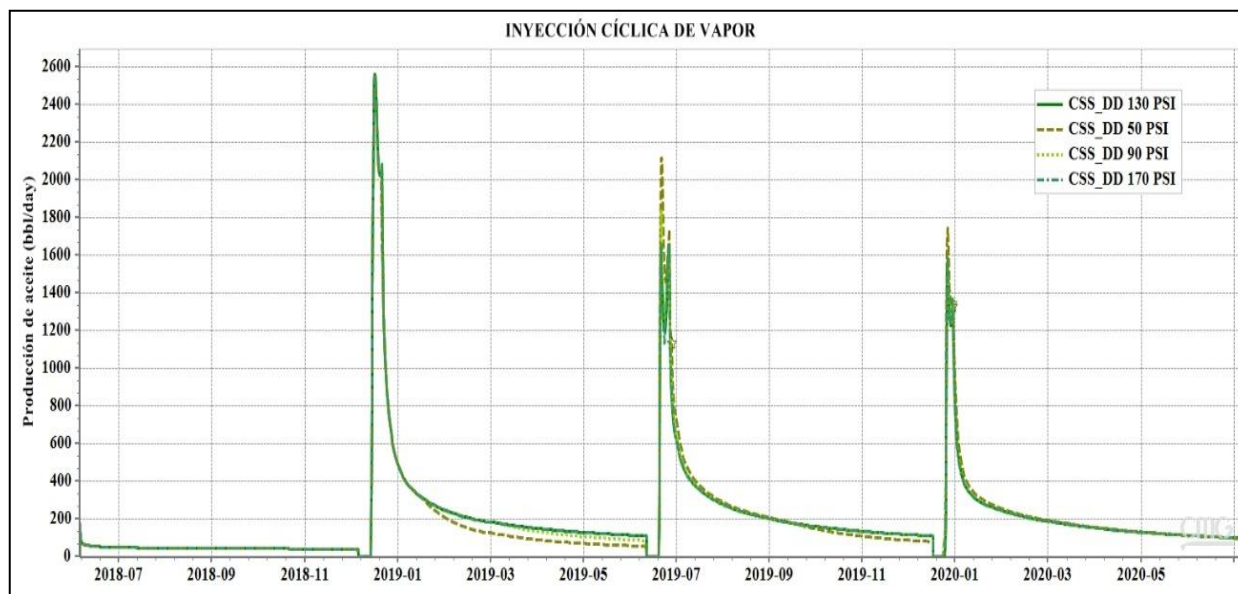


Figura B.27. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad al DD de 50, 90, 130 y 170 PSI.

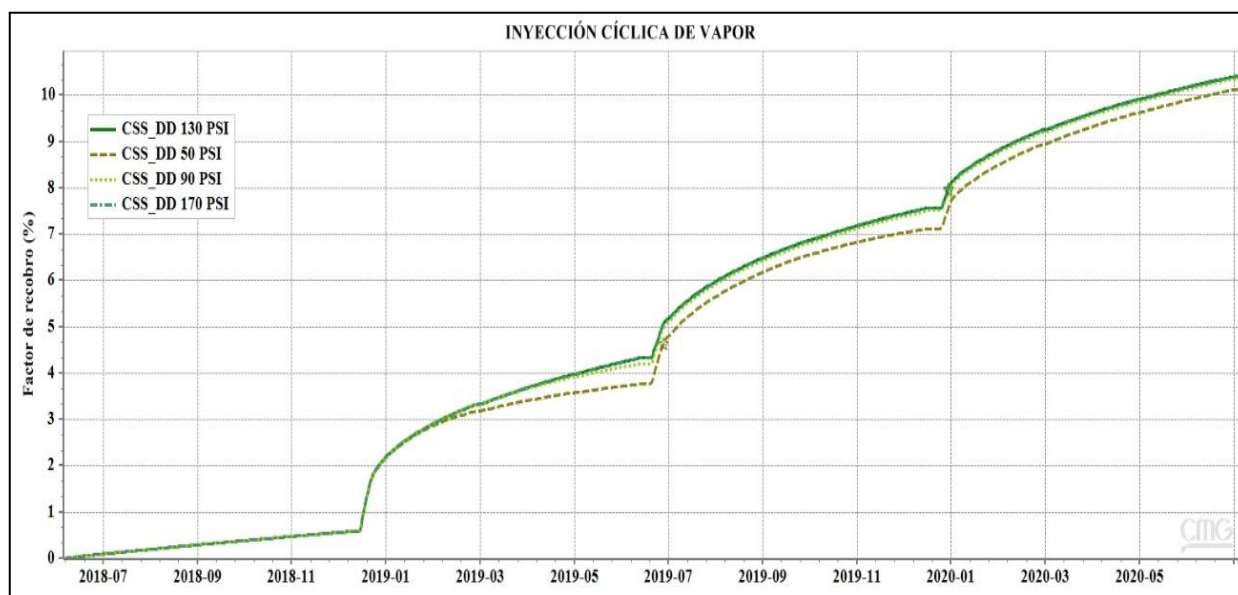


Figura B.28. Factor de recobro de aceite vs tiempo, sensibilidad al DD de 50, 90, 130 y 170 PSI.

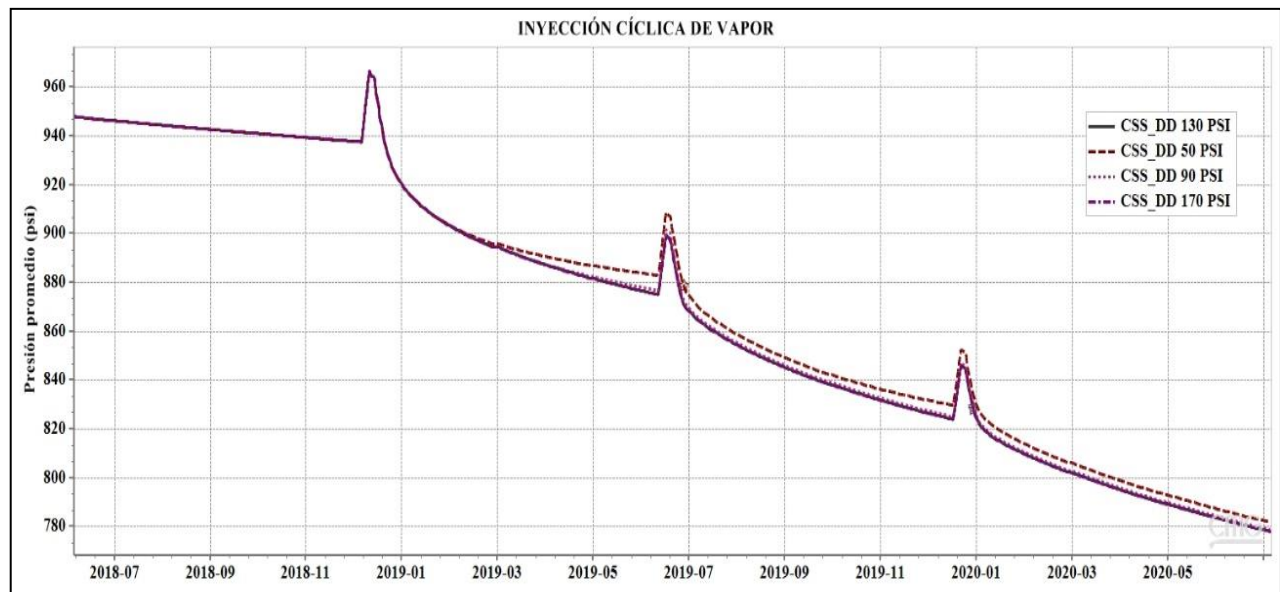


Figura B.29. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad al DD de 50, 90, 130 y 170 PSI.

Al analizar las diferentes posibilidades de explotación se observa la conveniencia de implementar un diferencial de presión de 90 PSI. Lo anterior, debido a que frente a los escenarios de 130 y 170 PSI, la respuesta a la caída de presión y factor de recuperación del yacimiento no demuestra diferencia significativa, pero, frente al diferencial de presión de 50 PSI, permite recuperar mayor cantidad de aceite, sin obtener una caída de presión abrupta.

B.2 Análisis de sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos.

Fueron evaluaron cuatro tasas correspondientes a 900, 1000, 1100 y 1200 Bbl/día. Los resultados obtenidos se muestran en las gráficas a continuación.

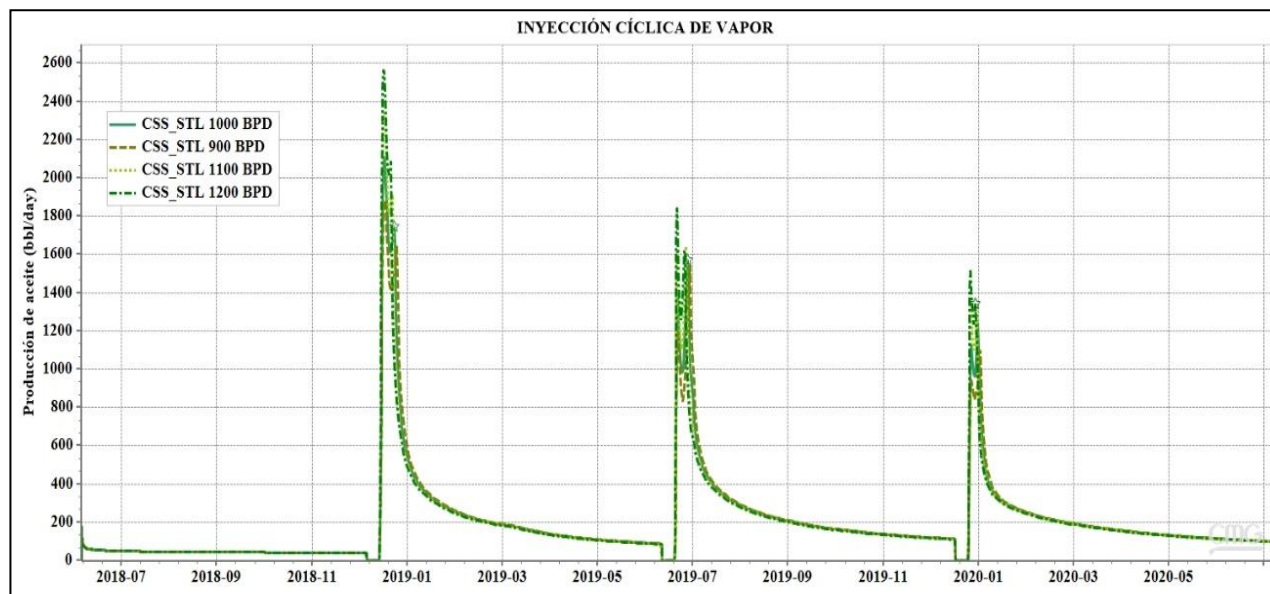


Figura B.30. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 900, 1000, 1100 y 1200 Bbl/día.

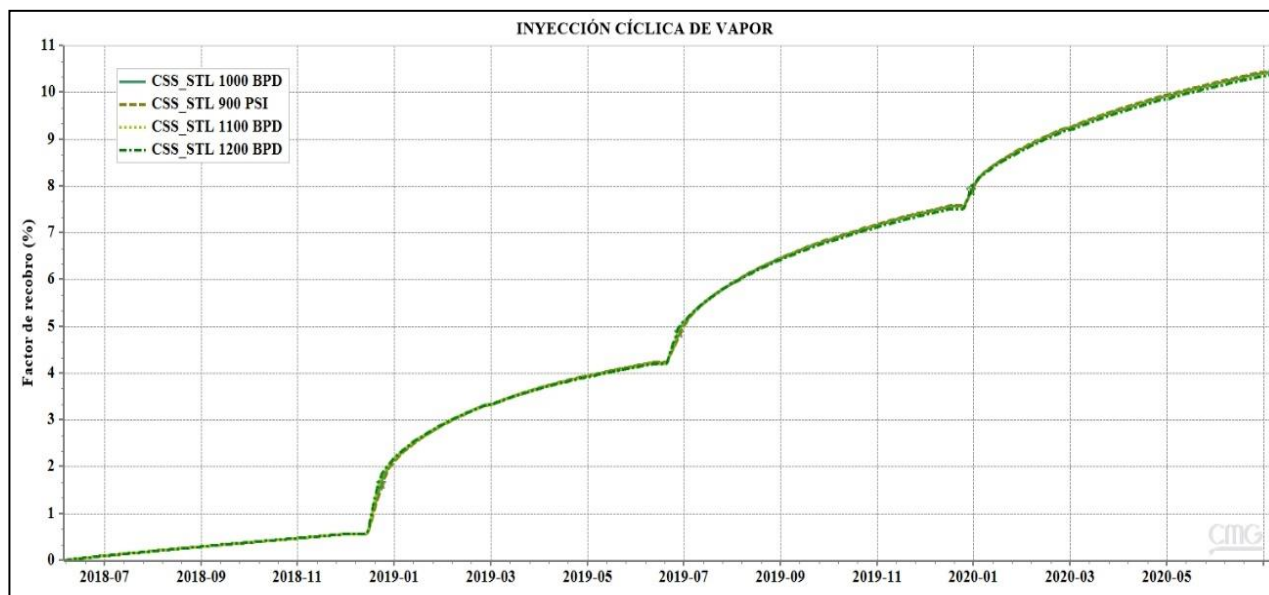


Figura B.31. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 900, 1000, 1100 y 1200 Bbl/día.

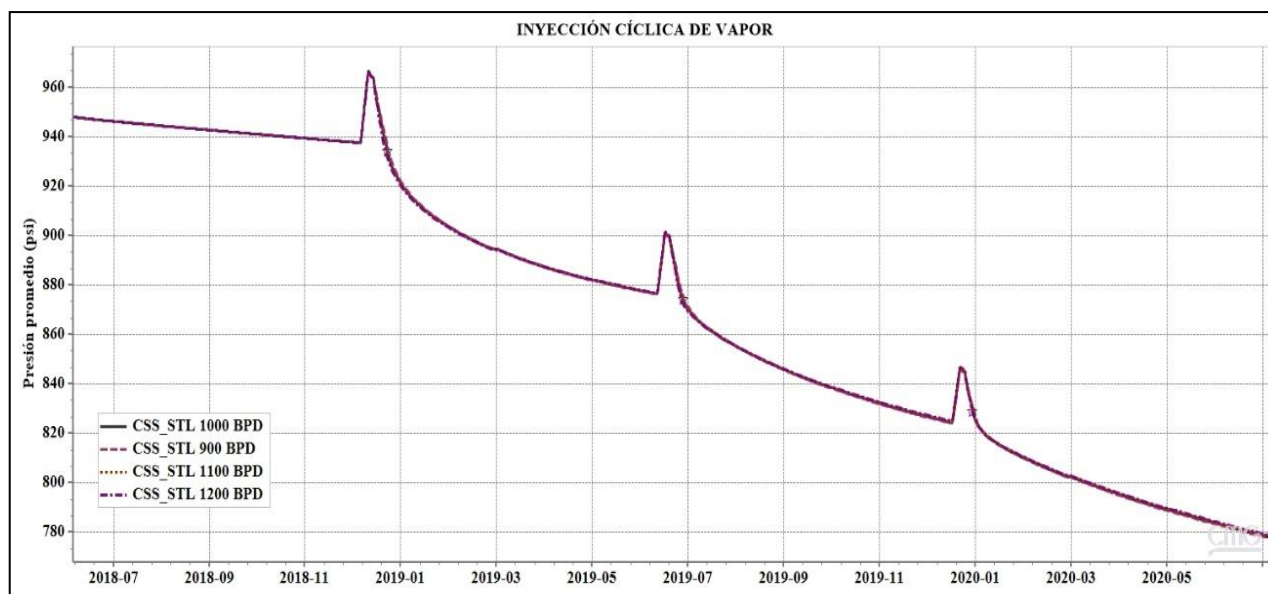


Figura B.32. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la tasa máxima de producción de líquidos de 900, 1000, 1100 y 1200 Bbl/día.

Al analizar las diferentes posibilidades de explotación se observa la conveniencia de implementar una restricción en la producción de líquidos de 900 Bbl/día. Lo anterior, debido a que una variación en la STL no ocasiona un cambio significativo en la respuesta a la caída de presión, producción de aceite y factor de recuperación del yacimiento. En ese sentido, en comparación a los otros escenarios, una restricción de líquidos de 900 Bbl/día permite obtener el mayor factor de recobro, correspondiente a 8,32% frente a una presión promedio en yacimiento de 809 PSI, por lo cual, es seleccionada.

B.3 Análisis de sensibilidad al número de ciclos de inyección de vapor.

Con el objetivo de determinar el adecuado número de ciclos antes de iniciar la inyección continua de vapor, se procede a realizar una simulación con 10 ciclos de inyección, lo cual,

permitió observar los valores de caída de presión, producción de aceite y factores de recobro alcanzados, ver figura B.33 a B.35.

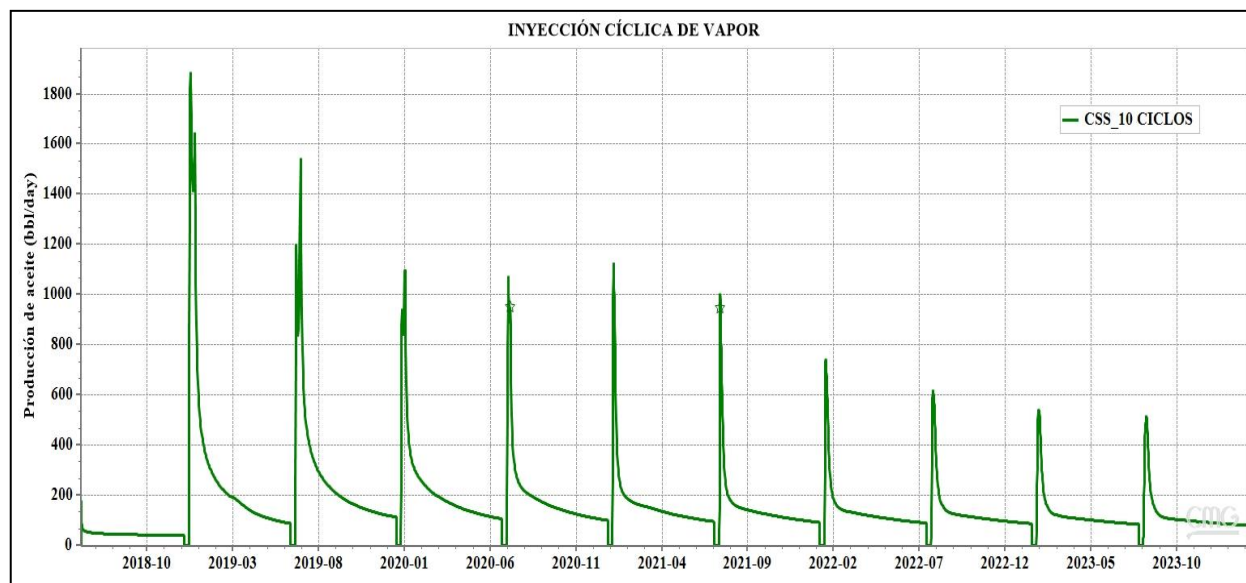


Figura B.33. Producción de aceite vs tiempo durante 10 ciclos de inyección de vapor.

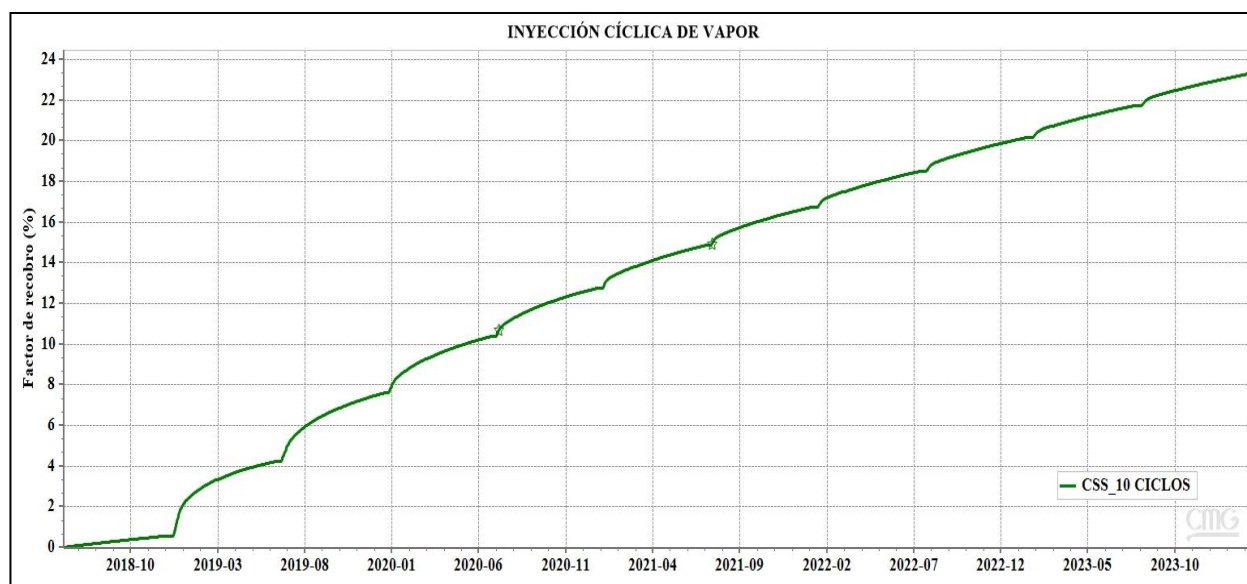


Figura B.34. Factor de recobro vs tiempo durante 10 ciclos de inyección de vapor.

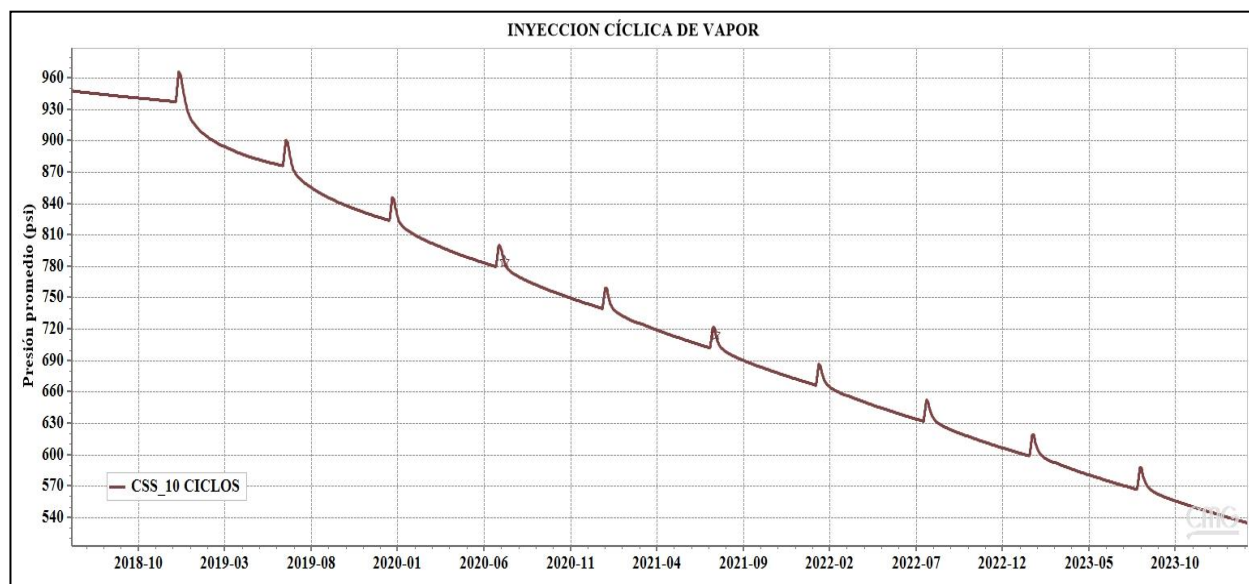


Figura B.35. Presión del yacimiento vs tiempo durante 10 ciclos de inyección de vapor.

B.4 Análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de vapor.

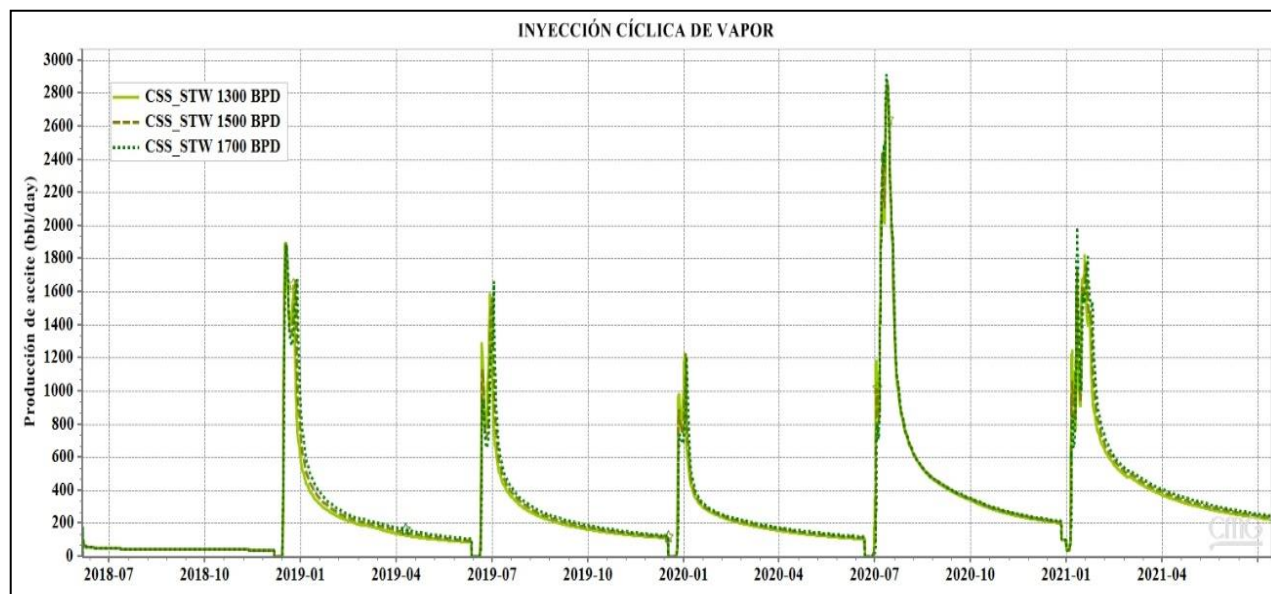


Figura B.36. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 1300, 1500 y 1700 BWPD.

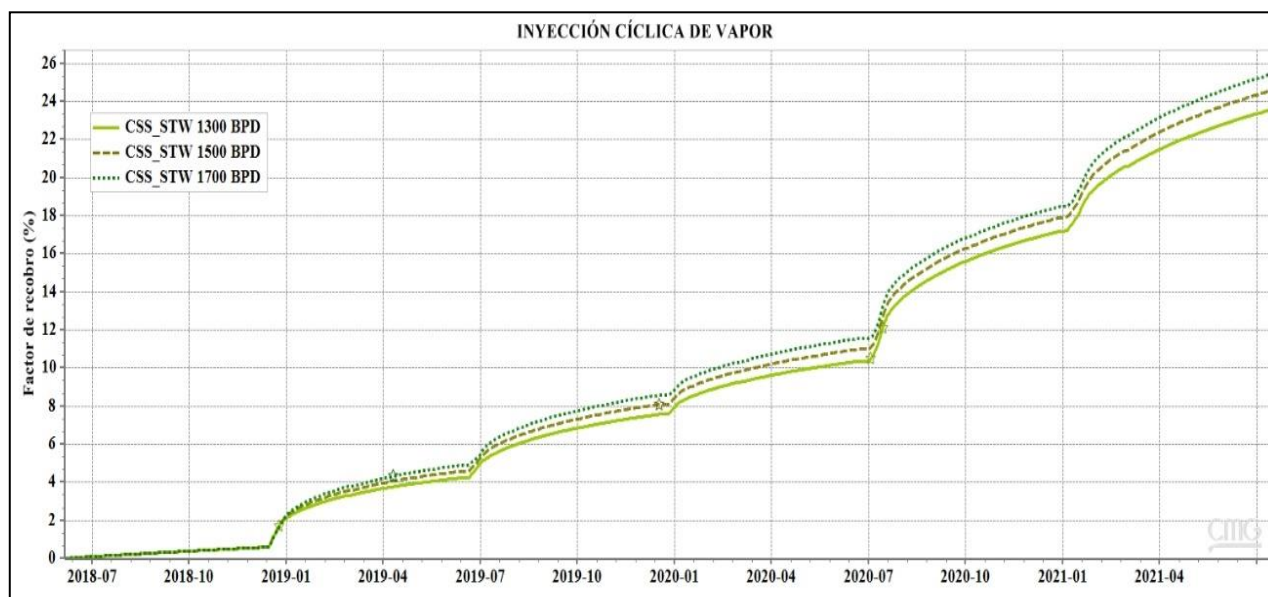


Figura B.37. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 1300, 1500 y 1700 BWPD.

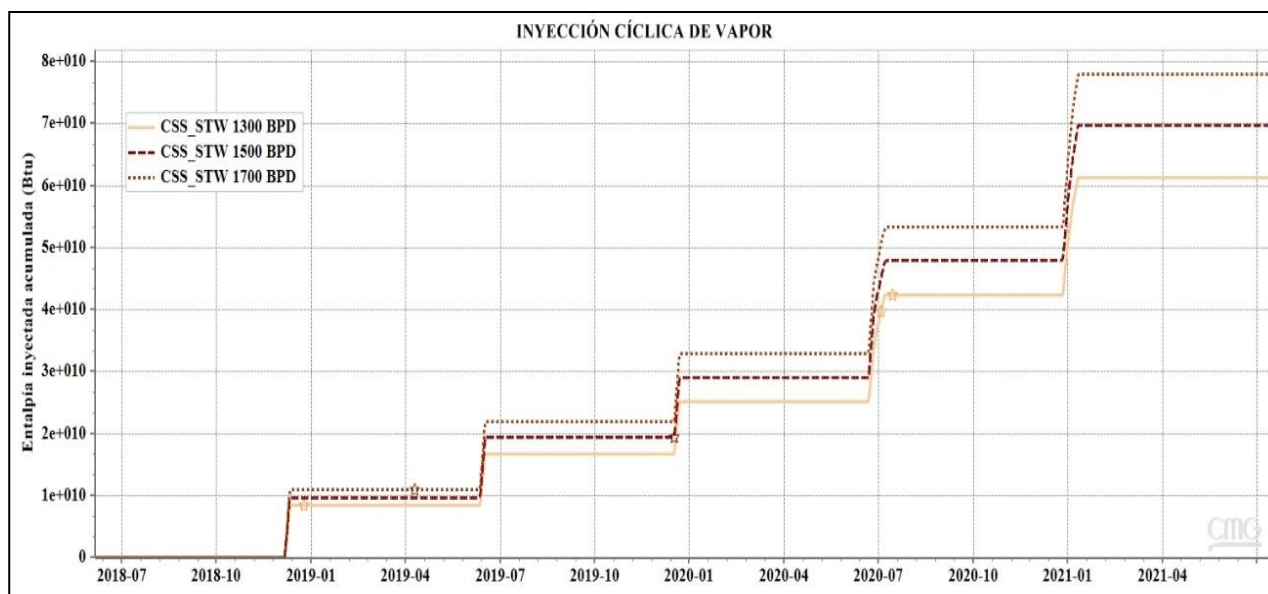


Figura B.38. Entalpía inyectada acumulada vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 1300, 1500 y 1700 BWPD.

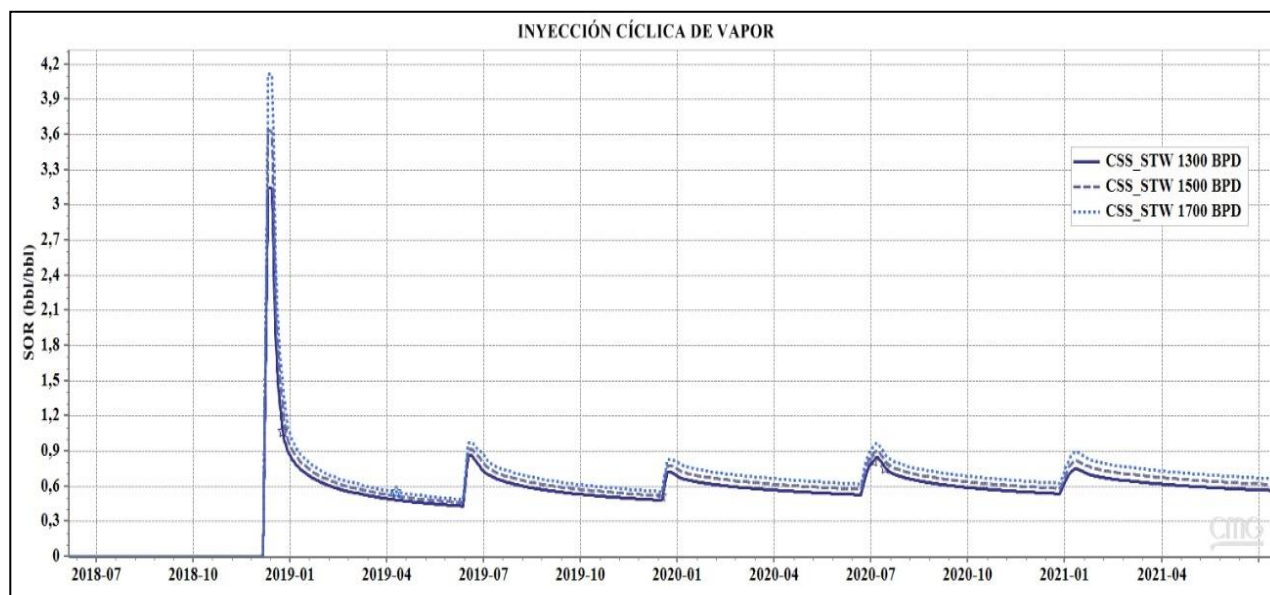


Figura B.39. Relación vapor – aceite vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 1300, 1500 y 1700 BWPD.

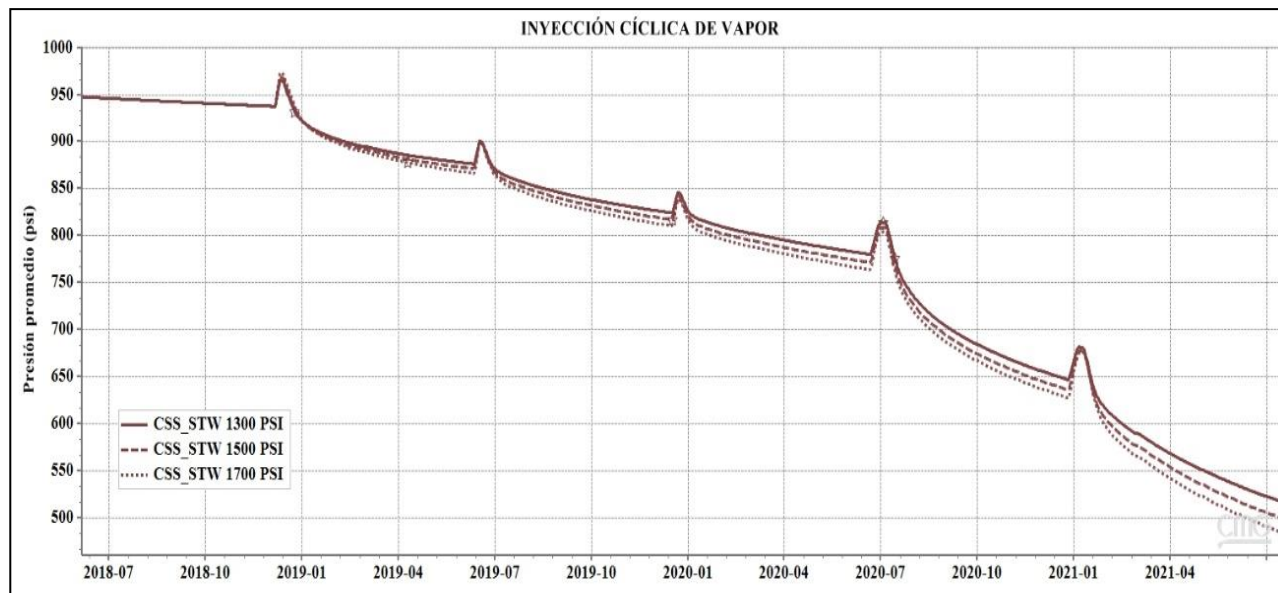


Figura B.40. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 1300, 1500 y 1700 BWPD.

Se llevaron a cabo tres escenarios de simulación con tasas de inyección de vapor de 1300, 1500 y 1700 BWPD. Los resultados obtenidos se muestran en las figuras B.36 a B.40 a continuación.

Apéndice C. Etapa de inyección continua de vapor.

Con el fin de determinar los parámetros operacionales que favorecieran el buen desempeño de la etapa de la inyección continua de vapor, se realizaron sensibilizaciones del diferencial de presión de fondo del pozo, la BHP (*Bottom Hole Pressure*) y la tasa de inyección de vapor.

C.1 Análisis de sensibilidad al diferencial de presión de fondo de pozo.

Se plantearon cuatro escenarios con diferencial de presión de fondo de 20, 50, 80 y 110 PSI, los cuales arrojaron los siguientes resultados, ver figura C.41 a C.43.

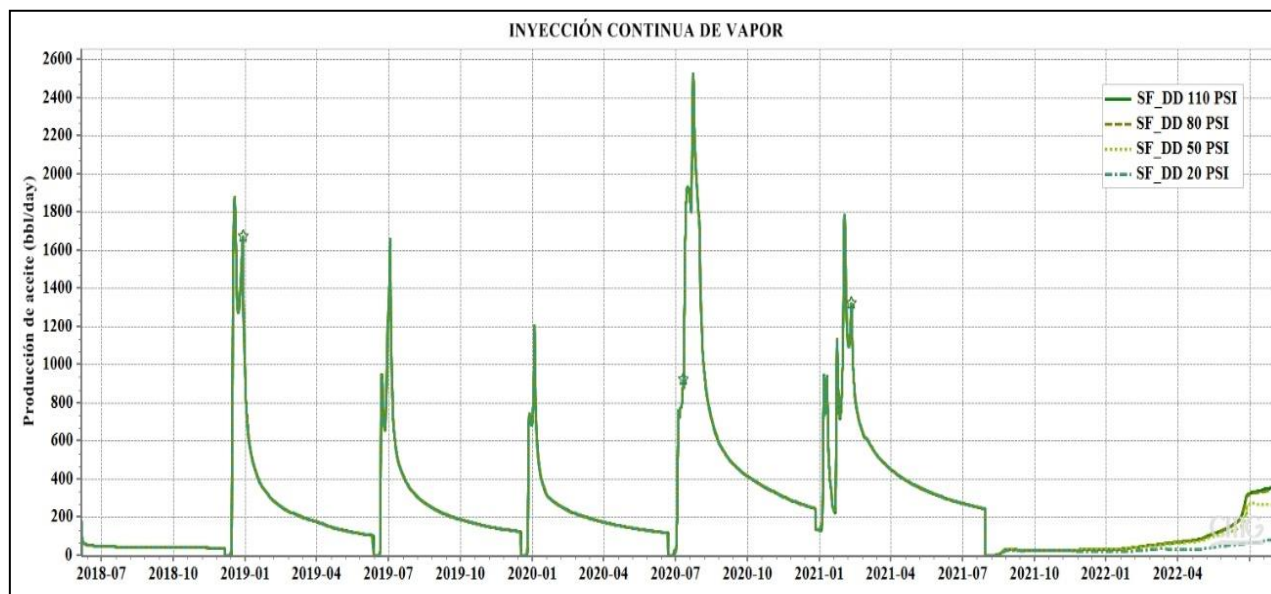


Figura C.41. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad al DD de 20, 50, 80 y 110 PSI.

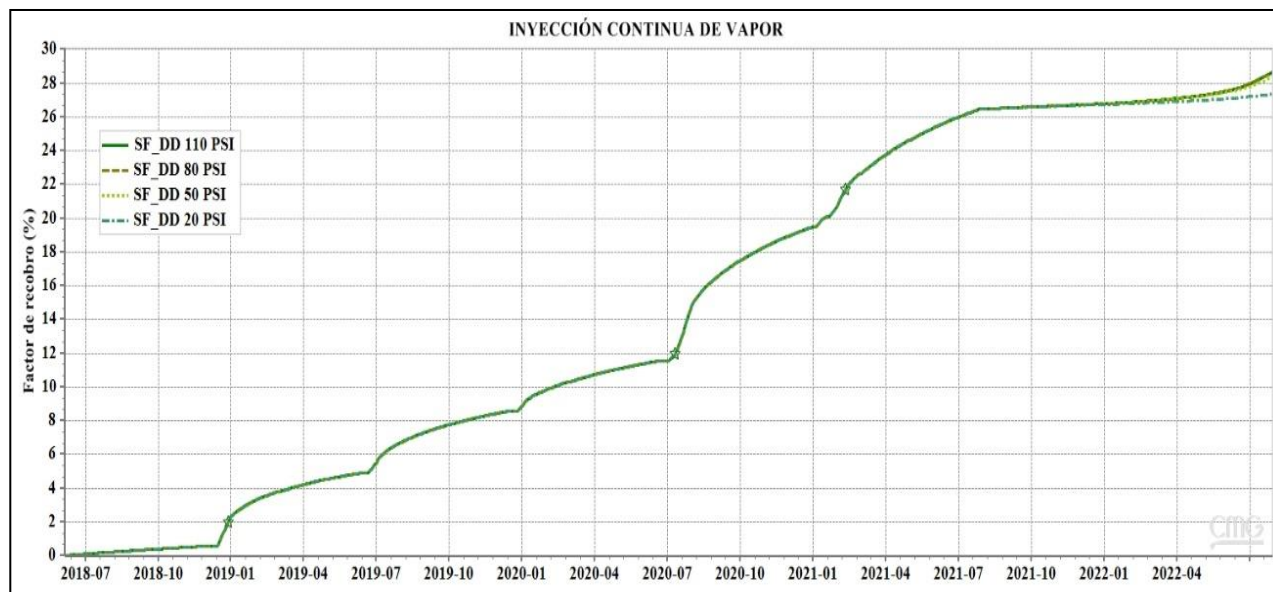


Figura C.42. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad al DD de 20, 50, 80 y 110 PSI.

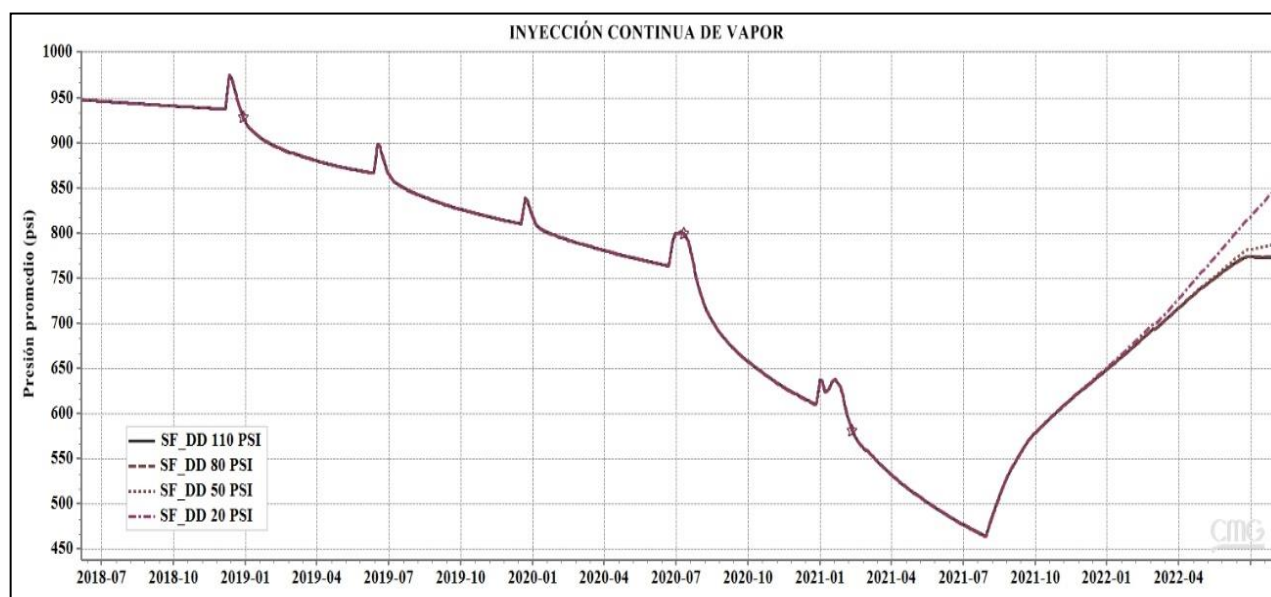


Figura C.43. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad respecto al DD de 20, 50, 80 y 110 PSI.

C.2 Análisis de sensibilidad a la BHP (*Bottom Hole Pressure*) o presión de fondo de los pozos.

Para determinar el valor de la BHP (*Bottom Hole pressure*) se evaluaron los valores de 40, 170, 300 y 430 PSI, ver figura C.44 a C.46.

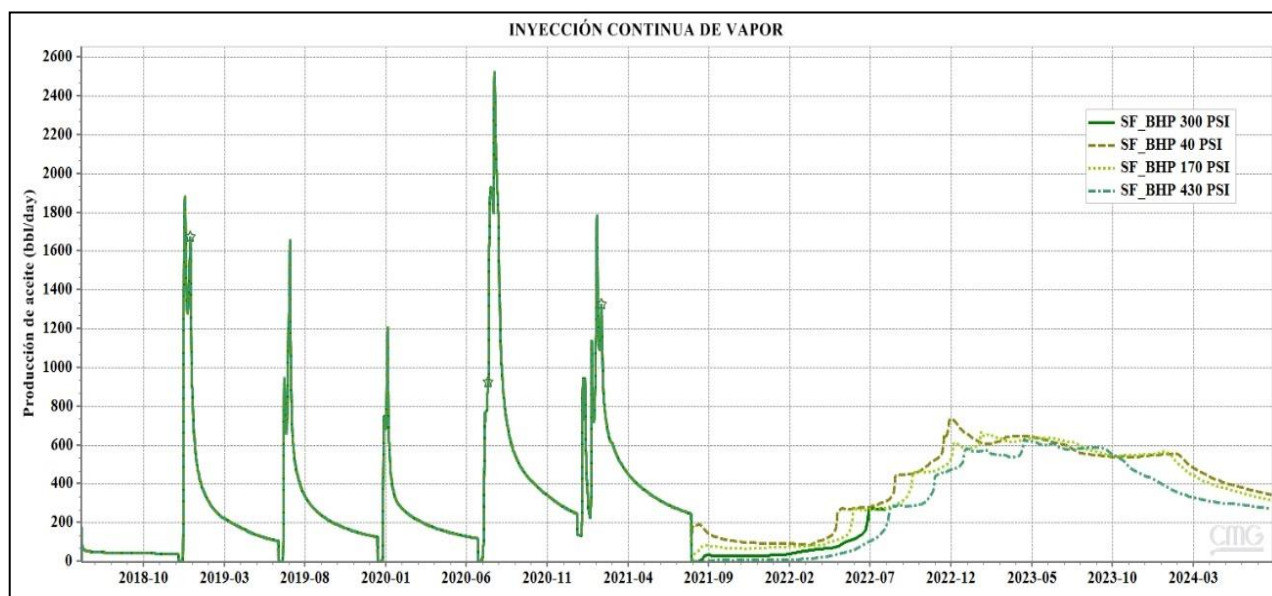


Figura C.44. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 40, 170, 300 y 430 PSI.

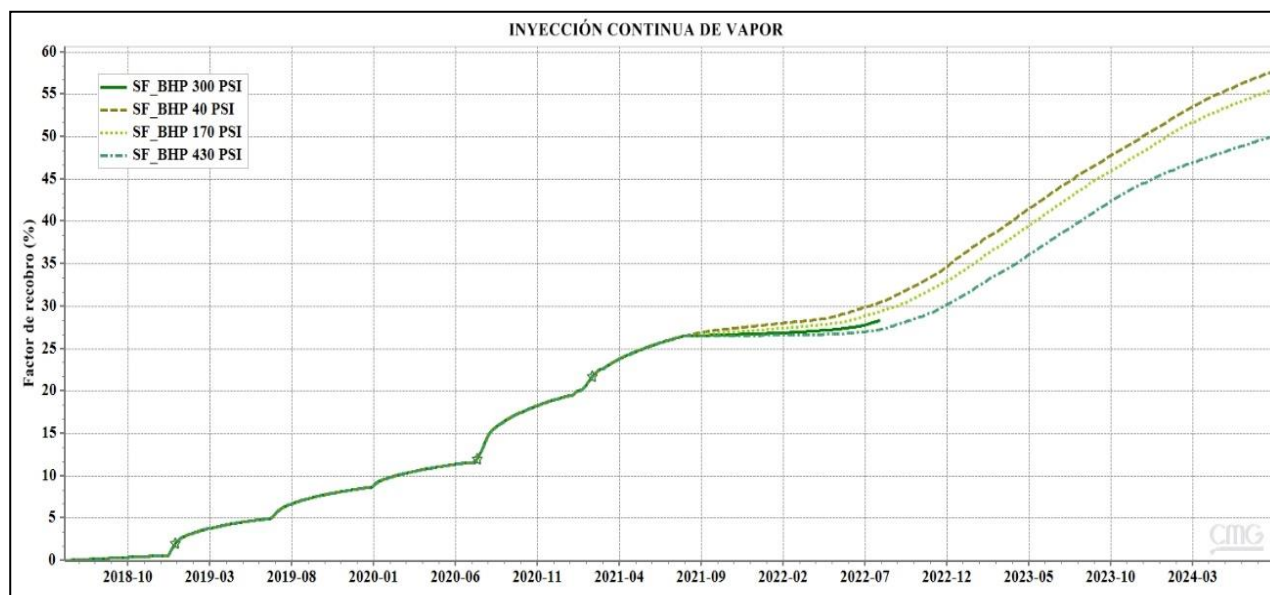


Figura C.45. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 40, 170, 300 y 430 PSI.



Figura C.46. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a la BHP de 40, 170, 300 y 430 PSI.

C.3 Análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de vapor.



Figura C.47. Producción de aceite vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 250, 550 y 800 BWPD.

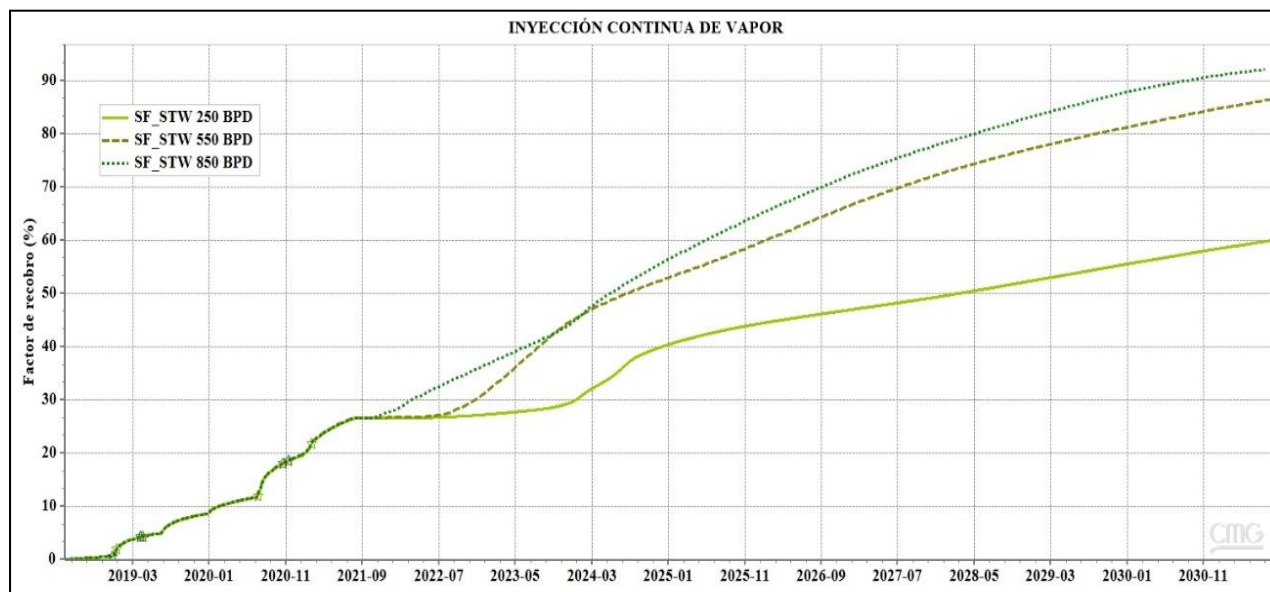


Figura C.48. Factor de recobro vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 250, 550 y 800 BWPD.



Figura C.49. Entalpía inyectada acumulada vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 250, 550 y 800 BWPD.

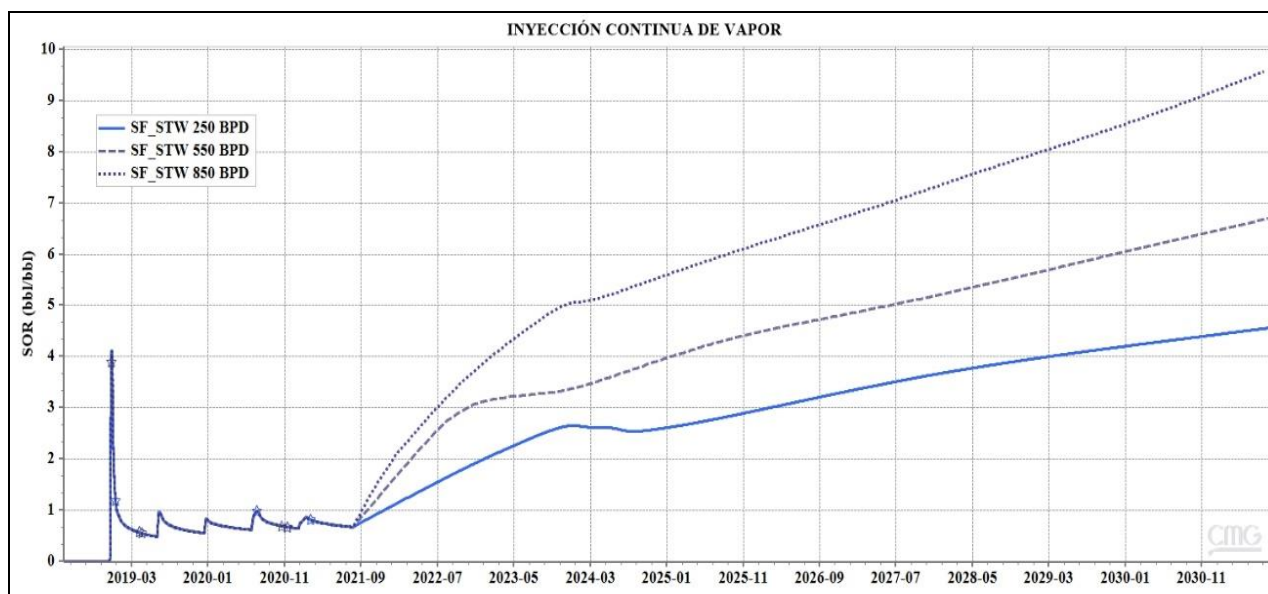


Figura C.50. Relación vapor – aceite vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 250, 550 y 800 BWPD.

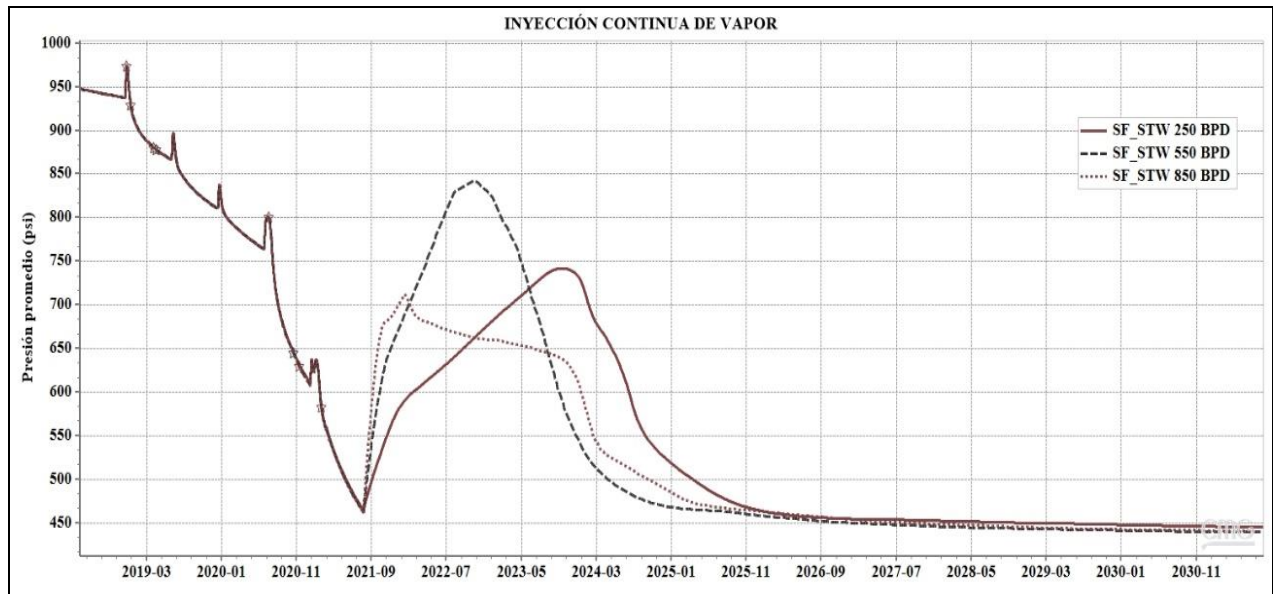


Figura C.51. Presión del yacimiento vs tiempo, sensibilidad a las tasas de inyección de 250, 550 y 800 BWPD.

Se desarrollaron tres escenarios de tasas de inyección de vapor de 250, 550 y 850 BWPD. Los resultados obtenidos se muestran a continuación, ver figuras C.47 a C.51.

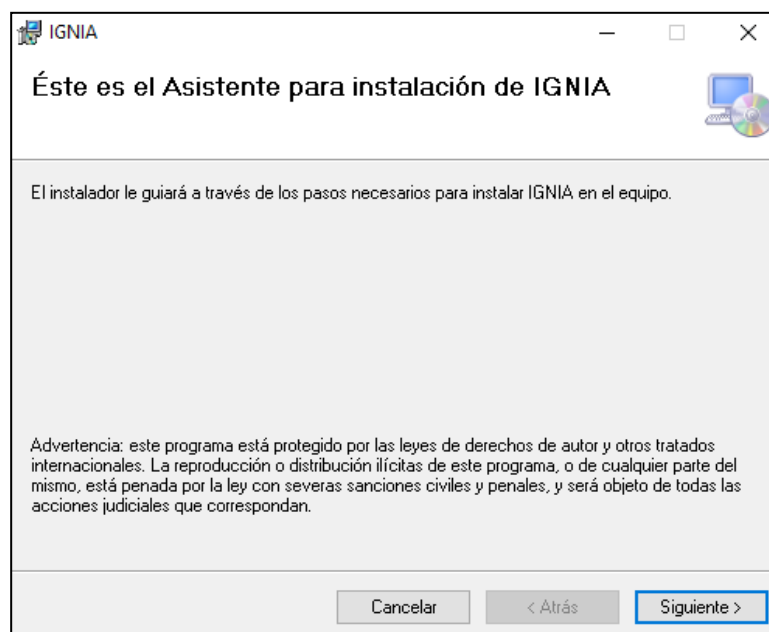
Apéndice D. Manual del usuario *software* IGNIA.

La herramienta *software* IGNIA es una aplicación diseñada para realizar análisis financiero de proyectos de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y/o continua de vapor. El *software* calcula diferentes indicadores financieros tales como, valor presente neto, tasa interna de retorno, beneficio/costo o EI y tiempo de recuperación de la inversión basado en los datos ingresados por el usuario, referentes a los costos y gastos del proyecto y, la producción de petróleo estimada anualmente con la implementación de la técnica de inyección de vapor.

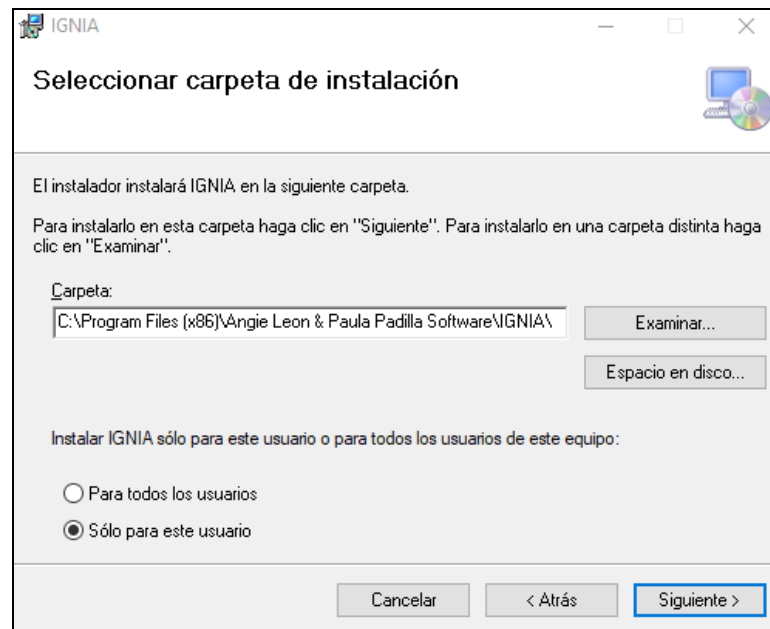
Adicionalmente, en la carpeta que contiene el instalador del *software* encontrará un archivo en el que se sugieren un estimado de los costos que involucran un proyecto de inyección de vapor para el año 2019.

D.1 Instalación del *software*.

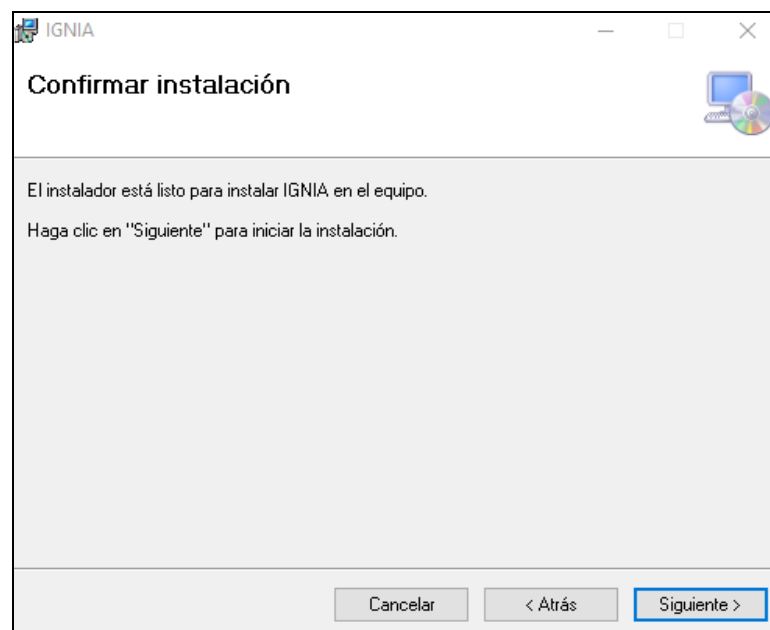
1. El ordenador en el cual sea descargado el programa debe contar con Net Framework 4.0; descargue la carpeta “IGNIA” y guárdela en la ubicación de interés, tenga en cuenta que los resultados generados por el programa serán guardados en la misma ubicación.
2. Ejecute el instalador llamado “IGNIA.msi”, inmediatamente se abrirá la ventana que se muestra a continuación:



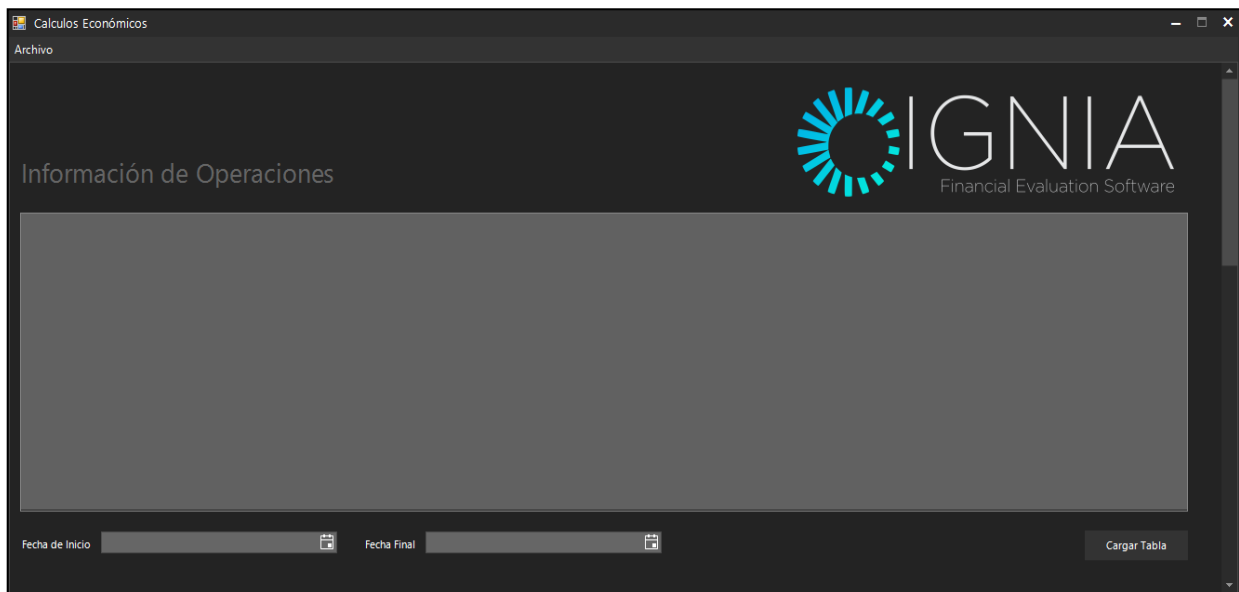
3. Oprima sobre el botón “siguiete”, se mostrará la siguiente ventana en la cual debe especificar la ubicación en la que se guardara el programa y los resultados generados por el *software*; luego, oprima sobre el botón “siguiete”.



4. En la siguiente ventana oprima sobre el botón “siguiente”.



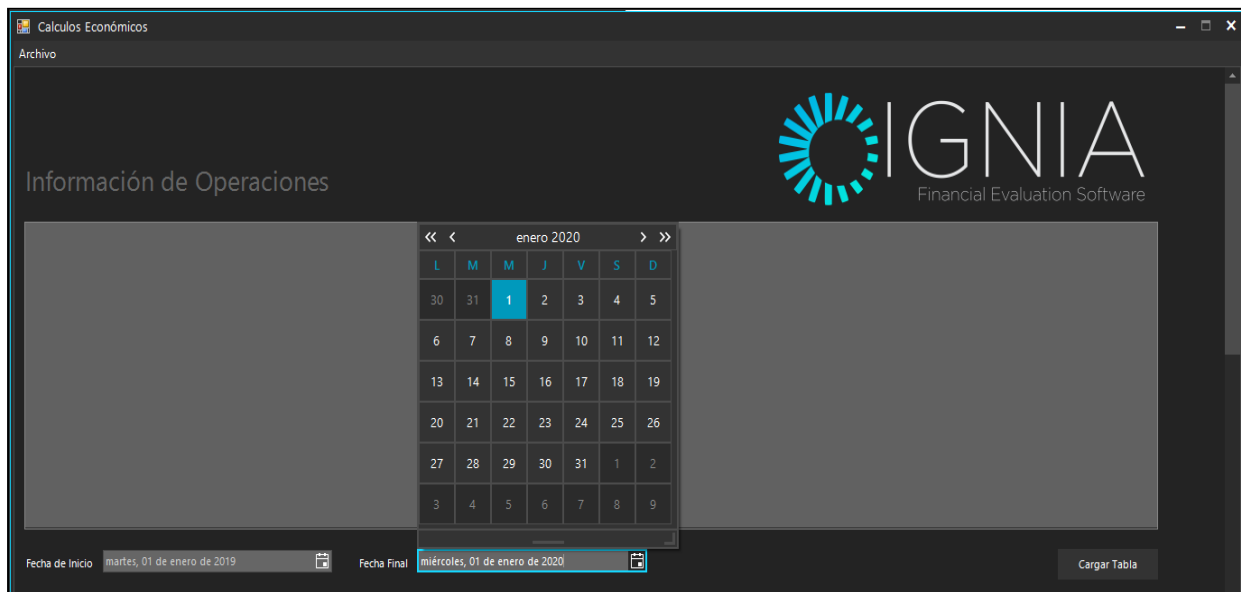
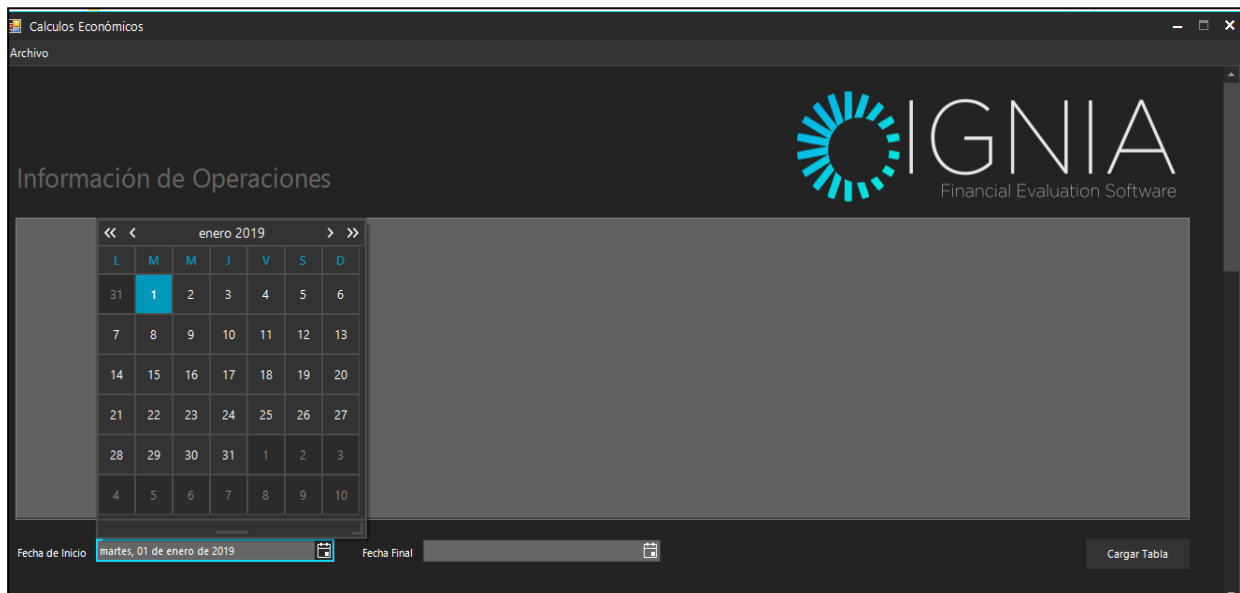
5. Después de instalada la aplicación ejecute el archivo “IGNIA”, inmediatamente se abrirá la siguiente ventana.



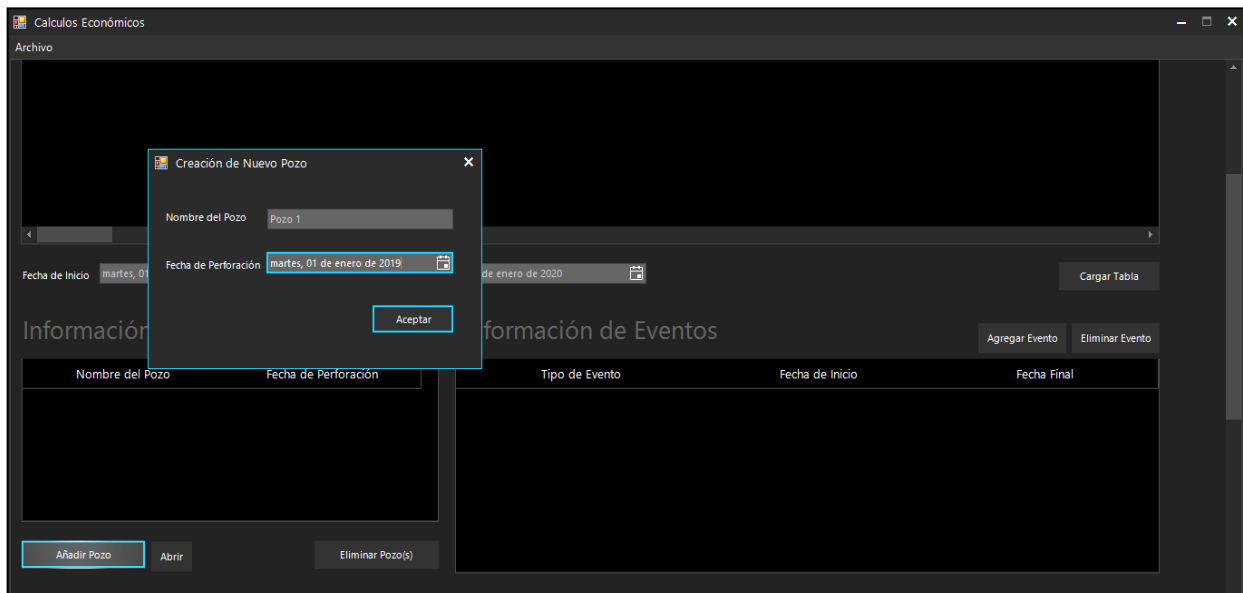
D.2 Descripción del *software*.

El *software* se divide en siete módulos nombrados: información de operaciones, información de pozos, información de eventos, información de *CAPEX*, información de *OPEX*, pronóstico de inversión e iniciar análisis financiero. El usuario deberá ingresar los datos en los primeros seis módulos para poder realizar el análisis financiero y visualizar los resultados.

1. **Módulo de información de operaciones.** En esta sección el usuario deberá ingresar la fecha de inicio y finalización de la evaluación financiera del proyecto. Seguidamente, oprimir sobre el botón “cargar tabla”.

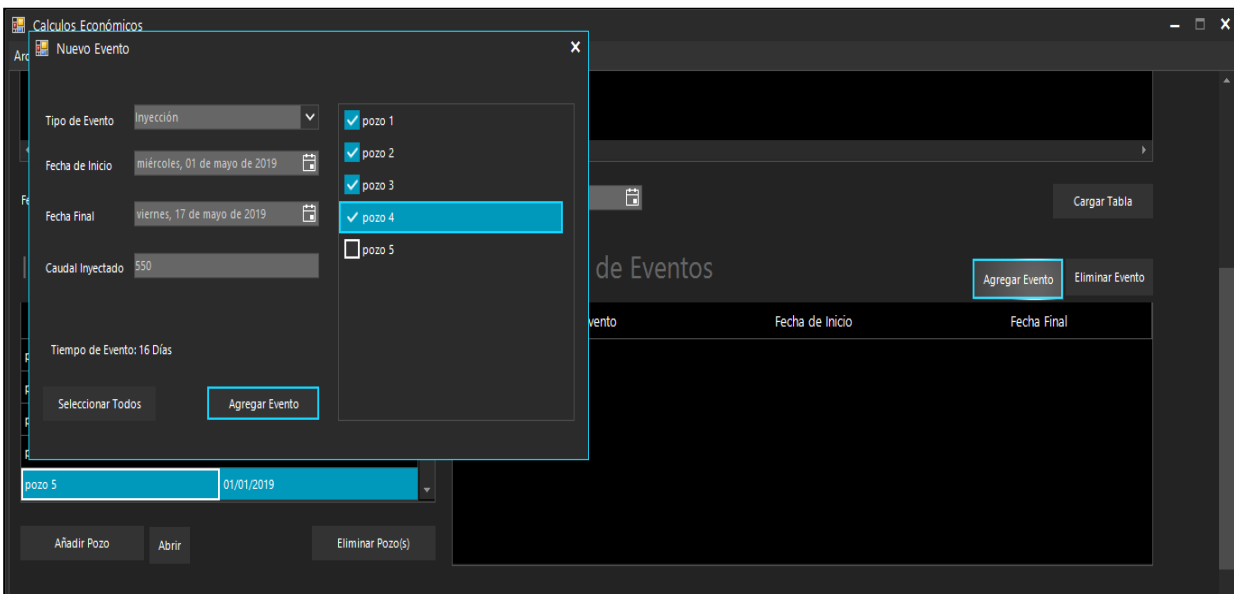


2. **Módulo de información de pozos.** En este componente el usuario debe añadir los pozos y las fechas en los cuales son perforados oprimiendo sobre el botón “añadir pozo” donde se mostrará la siguiente ventana.



En caso de desear eliminar los datos de un pozo ingresado, este se debe seleccionar y oprimir sobre el botón “eliminar pozo(s)”.

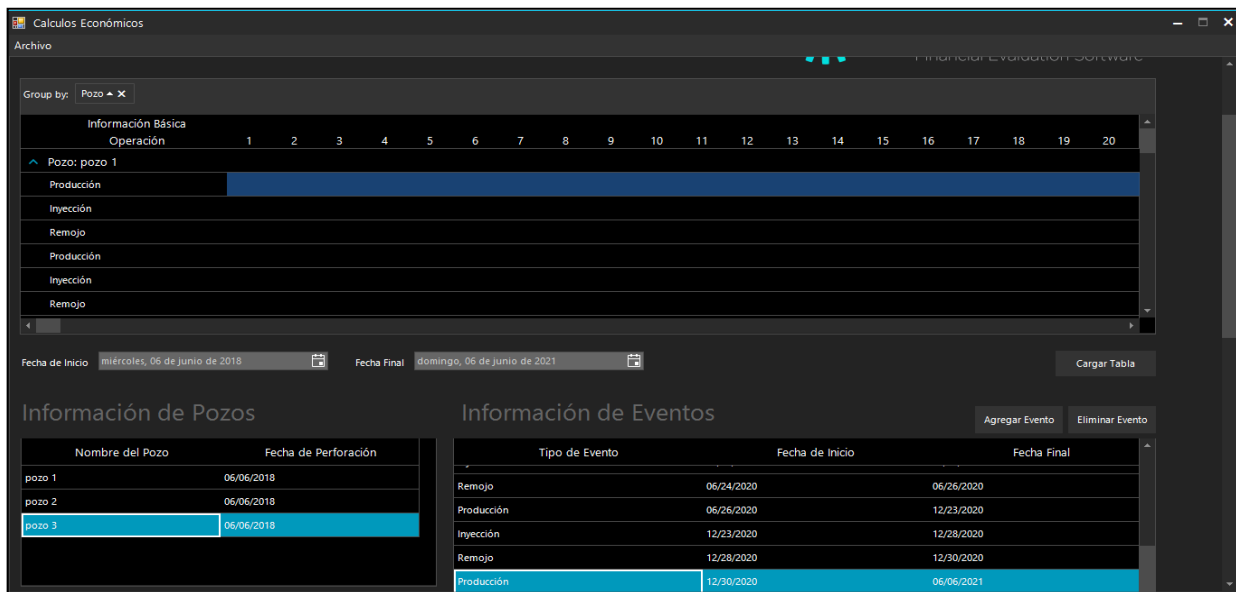
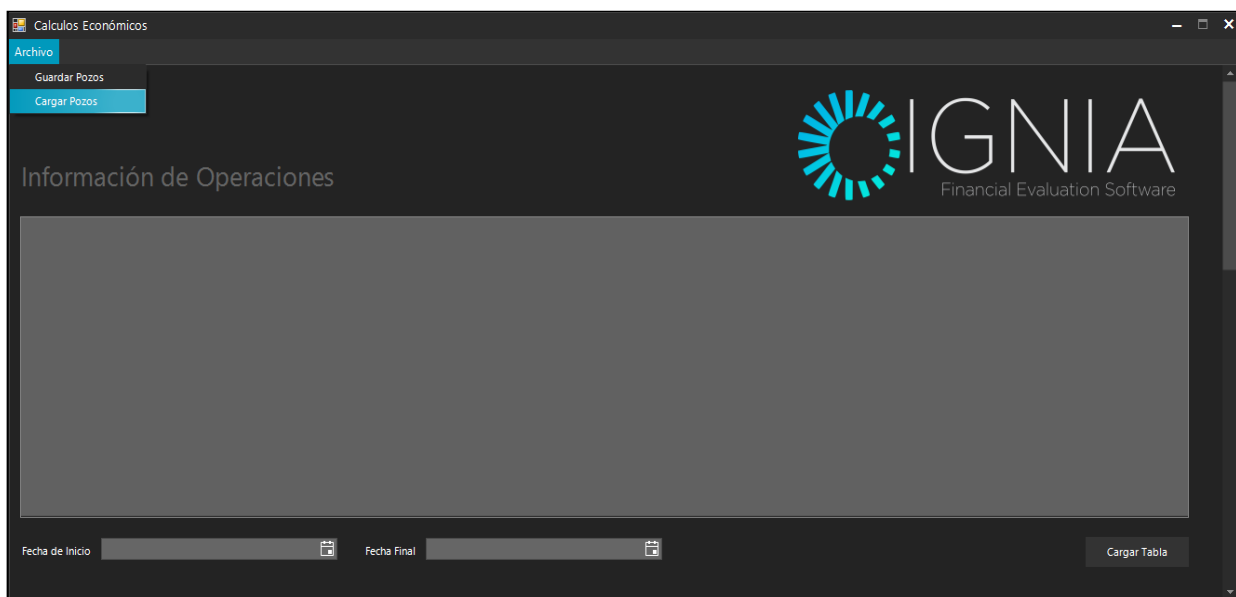
3. **Módulo de información de eventos.** En esta sección se cargará la información de los eventos asociados a cada pozo los cuales se clasifican en 3: inyección, remojo y producción. Se debe escoger el tipo de evento, la fecha en la cual se lleva a cabo, el pozo o los pozos a los cuales se asocia y el caudal de inyección de vapor, si aplica, en BWE/día.



Si el usuario desea utilizar la información de fechas de inicio y finalización, pozos y eventos analizados anteriormente debe oprimir sobre la pestaña “archivo” ubicada en la parte superior izquierda de la ventana, señalar la opción cargar pozos y seleccionar el archivo de interés con extensión “.ampdat”.

Para guardar los datos de fechas, pozos y eventos, el usuario debe ingresar la información en las casillas correspondientes y luego dirigirse a la pestaña archivo y oprimir sobre la sección guardar pozos.

En la tabla de “información de eventos” se podrá observar los eventos que se asociaron a cada pozo. Adicionalmente, se genera una línea de tiempo que muestra los eventos para cada pozo durante las fechas establecidas.



En la tabla de “información de eventos” se podrá observar los eventos que se asociaron a cada pozo. Adicionalmente, se genera una línea de tiempo que muestra los eventos para cada pozo durante las fechas establecidas.

4. Módulo de información de CAPEX. En esta sección el usuario debe cargar la información relacionada al CAPEX del proyecto.

- Generadores: Se deberá ingresar la cantidad de generadores de vapor a usar, el costo por unidad en USD/generador y la vida útil del equipo en años.
- Gerenciamiento: En esta sección se ingresará la información relacionada a los costos por estudios de viabilidad social, ambiental, inmobiliaria y compensaciones en dólares americanos. Adicionalmente, si para llevar a cabo el proyecto se debe contar con licencias, permisos y seguros, los costos y el tiempo de duración deben ser ingresados.

Información de CAPEX																			
Generador de Vapor Gerenciamiento <table border="1"> <tr> <td>Estudios de Viabilidad Social</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Estudios de Viabilidad ambiental</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Inmobiliaria [USD]</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Compensaciones [USD]</td> <td>0</td> </tr> </table> Licencias <table border="1"> <tr> <td colspan="2">0 por 0 Años</td> </tr> <tr> <td>Costo [USD]</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Duración [Años]</td> <td>0</td> </tr> </table> Permisos <table border="1"> <tr> <td colspan="2">0 por 0 Años</td> </tr> </table> Seguros <table border="1"> <tr> <td colspan="2">0 por 0 Años</td> </tr> </table> Líneas de Distribución Obras Civiles Planta de Tratamiento de Agua de Inyección		Estudios de Viabilidad Social	0	Estudios de Viabilidad ambiental	0	Inmobiliaria [USD]	0	Compensaciones [USD]	0	0 por 0 Años		Costo [USD]	0	Duración [Años]	0	0 por 0 Años		0 por 0 Años	
Estudios de Viabilidad Social	0																		
Estudios de Viabilidad ambiental	0																		
Inmobiliaria [USD]	0																		
Compensaciones [USD]	0																		
0 por 0 Años																			
Costo [USD]	0																		
Duración [Años]	0																		
0 por 0 Años																			
0 por 0 Años																			

- Líneas de distribución: Las líneas de distribución se clasificaron en dos grupos, las que transportan vapor y las que transportan los fluidos producidos. En ambos casos el usuario deberá ingresar los pies y el costo en USD/ft para cada una.

Información de CAPEX

Abrir

Exportar

▼ Generador de Vapor

▼ Gerenciamiento

▲ Líneas de Distribución

▼ Vapor

0 ft | \$0,00 USD/ft

Longitud [ft]

0

Costo [USD/ft]

0

▼ Fluidos de Producción

0 ft | \$0,00 USD/ft

Longitud [ft]

0

Costo [USD/ft]

0

▼ Obras Civiles

▼ Planta de Tratamiento de Agua de Inyección

▼ Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos

▼ Pozos

➤ Obras civiles: La pestaña obras civiles hace referencia a los costos generados por la compra y/o adecuación de la locación, vías de acceso y otros costos asociados en dólares americanos.

Información de CAPEX

Abrir

Exportar

▼ Generador de Vapor

▼ Gerenciamiento

▼ Líneas de Distribución

▲ Obras Civiles

Locacion [USD]

0

Vías de Acceso [USD]

0

Otros [USD]

0

▼ Planta de Tratamiento de Agua de Inyección

▼ Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos

▼ Pozos

- Planta de tratamiento de agua de inyección: La planta de tratamiento de agua de inyección la componen las unidades de sedimentación, filtración, intercambio iónico, desaireación, remoción de materia orgánica y tanques de almacenamiento a las cuales se deberá ingresar, si aplica, el costo (USD/unidad), la cantidad y la vida útil en años de cada equipo.

The screenshot shows a software window titled 'Información de CAPEX' with 'Abrir' and 'Exportar' buttons. The interface is a tree view with the following structure:

- ▼ Obras Civiles
 - ▲ Planta de Tratamiento de Agua de Inyección
 - ▼ Unidades de Sedimentación 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años

Vida útil [Años]	0
Cantidad	0
Costo [USD/Unidad]	0
 - > Unidades de Filtración 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
 - > Unidades de Intercambio Iónico 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
 - > Unidades de desaireación 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
 - > Unidades de Remoción de Materia Or... 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
 - > Tanques de Almacenamiento 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
 - > Otras Unidades 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
 - ▼ Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos
 - ▼ Pozos

- Planta de tratamiento de fluidos producidos: En la sección de la planta de tratamiento de fluidos producidos debe ingresar la información correspondiente a costo (USD/unidad), cantidad y vida útil en años, relacionada a los separadores, *Free Water Knockout*, *gunbarrel*, tratadores termoelectroestáticos, unidades de flotación y tanques de almacenamiento

Información de CAPEX

[Abrir](#) [Exportar](#)

- ▼ Obras Civiles
- ▼ Planta de Tratamiento de Agua de Inyección
- ▲ Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos
- ▼ Separadores 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años

Vida útil [Años]	0
Cantidad	0
Costo [USD/Unidad]	0
- > Free Water Knockout 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
- > Gunbarrel 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
- > Tratadores Termoelectrostáticos 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
- > Unidades de Flotación 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
- > Tanques de Almacenamiento 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
- > Otros 0 Unidades - \$0.00 - 0 Años
- ▼ Pozos

- Pozos: Los pozos pueden ser inyectores, productores, recolectores y disposal. El usuario debe ingresar los datos de costos de perforación y/o adecuación de los pozos y la cantidad según la modalidad de inyección, ya sea, cíclica o continua.

Información de CAPEX

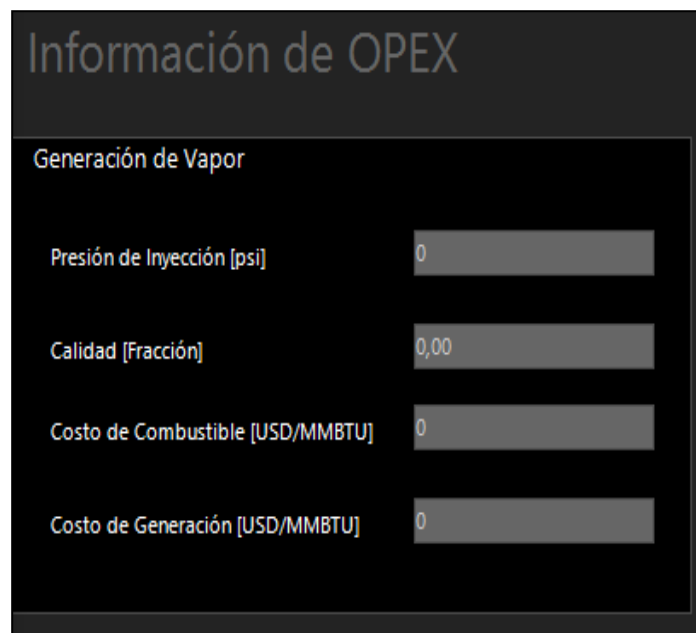
[Abrir](#) [Exportar](#)

- ▼ Generador de Vapor
- ▼ Gerenciamiento
- ▼ Líneas de Distribución
- ▼ Obras Civiles
- ▼ Planta de Tratamiento de Agua de Inyección
- ▼ Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos
- ▲ Pozos
- ▼ Pozos Inyectores [#] 0 Pozos | \$0,00 USD/Pozo

Cantidad	0
Costo [USD/Pozo]	0
- > Pozos Productores [#] 0 Pozos | \$0,00 USD/Pozo
- > Pozos Recolectores [#] 0 Pozos | \$0,00 USD/Pozo
- > Pozos Disposal [#] 0 Pozos | \$0,00 USD/Pozo

5. **Módulo de información de OPEX.** Este módulo se divide en tres secciones: generación de vapor, fluidos producidos y diluyentes y otros.

- Generación de vapor: Los datos de presión de inyección (PSI), calidad de vapor (fracción), costo de combustible empleado para generar el vapor (USD/MMBTU) o el costo de generación de vapor (USD/MMBTU) se deben ingresar en esta sección.



The screenshot displays a software interface titled "Información de OPEX". Below the title is a section labeled "Generación de Vapor". This section contains four input fields, each with a label and a numerical value:

Label	Value
Presión de Inyección [psi]	0
Calidad [Fracción]	0,00
Costo de Combustible [USD/MMBTU]	0
Costo de Generación [USD/MMBTU]	0

- Fluidos producidos y diluyentes: El usuario debe ingresar el costo de extracción (USD/barril), costo del diluyente (USD/galón) y el rendimiento de este último (Bbl crudo/Bbl diluyente).

Información de OPEX

Generación de Vapor

Presión de Inyección [psi]	0
Calidad [Fracción]	0,00
Costo de Combustible [USD/MMBTU]	0
Costo de Generación [USD/MMBTU]	0

Fluídos Producidos y Diluyentes

Costo de Extracción [USD/Barril]	0
Costo del Diluyente [USD/Galón]	0
Rendimiento [BBL Crudo / BBL Diluyente]	0

- Otros: Si aplican costos relacionados a gestión social, gestión ambiental, seguridad física, servicio a pozo y fondo de abandono se deben añadir en esta sección. Los costos deben estar en dólares americanos por año y adicionalmente, se debe seleccionar el término de pago del fondo de abandono.

Información de OPEX

Exportar Importar

Generación de Vapor

Presión de Inyección [psi]	0
Calidad [Fracción]	0,00
Costo de Combustible [USD/MMBTU]	0
Costo de Generación [USD/MMBTU]	0

Fluídos Producidos y Diluyentes

Costo de Extracción [USD/Barril]	0
Costo del Diluyente [USD/Galón]	0
Rendimiento [BBL Crudo / BBL Diluyente]	0

Otros

Gestión Social [USD/Año]	0
Gestión Ambiental [USD/Año]	0
Seguridad Física [USD/Año]	0
Servicio a Pozo [USD/Año]	0
Fondo de Abandono	0
Tipo de Pago	

Pronóstico de Inversión

Cargar Pronóstico de Inversión

6. **Pronóstico de inversión.** El usuario debe oprimir en el botón “cargar pronóstico de inversión”, se desplegará la siguiente ventana:

En la sección izquierda de la ventana se ingresan los datos relacionados a los barriles producidos de petróleo y los costos de imprevistos (USD) por año. En los parámetros de precio, se digitará el precio de venta (USD/Bbl), el departamento donde está ubicada la locación, el valor del castigo que se atribuye debido a la calidad del crudo (USD/Bbl), el valor que aplique de regalías según la producción diaria (fracción), la tasa de descuento (fracción) y el impuesto sobre la renta vigente (fracción).

7. **Iniciar análisis financiero.** Una vez haya sido cargada la información se oprime sobre el botón “iniciar análisis financiero” y posteriormente, se desplegará una hoja de *Excel* con una tabla que resume la información suministrada y los resultados del procesamiento de datos de la evaluación financiera donde se mostrarán los valores obtenidos

