

**EVALUATION OF THE RECOVERY FACTOR CHANGE USING HEAT MANAGEMENT MODELS OF STEAM INJECTION IN HEAVY CRUDE DEPOSITS IN A BRAZILIAN FIELD**

Julián Esteban Gutiérrez-Vega <sup>a</sup>, María José Reyes-Caicedo <sup>b</sup>; Erik Montes-Páez <sup>c</sup>, Yasin Kahtan-Naman <sup>d</sup> & Camilo Guerrero-Martin <sup>d,e</sup>.

<sup>a</sup> Petroleum Engineering Student, Fundación Universidad de América, Bogotá Colombia.  
julian.gutierrez@estudiantes.uamerica.edu.co

<sup>b</sup> Petroleum Engineering Student, Fundación Universidad de América, Bogotá Colombia.  
maria.reyes5@estudiantes.uamerica.edu.co

<sup>c</sup> Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga Colombia. erimonpa@uis.edu.co

<sup>d</sup> Energy Department, Fundación Universidad de América, Bogotá Colombia.  
yasin.naman@profesores.uamerica.edu.co

<sup>e</sup> Centre for Energy and Environmental Economics (CENERGIA), Energy Planning programme, PPE/COPPE, Universidad Federal Do Rio de Janeiro, Brazil. camilo.guerrero@ppe.ufrj.br

**Abstract**

Cyclic steam injection is an advanced recovery method that allows the reduction of crude oil viscosity, being widely used for heavy and extra-heavy oil reservoirs. The energy management models, enunciated by five authors, are used to increase the production and the recovery factor in the applied field and the oil industry by continuous steam injection. To successfully carry out the implementation of the models in the field and have favorable results for the investigation, it is necessary to consider the thermal maturity of the reservoir, the steam injection times, the quality of the steam, the lifetime of the reservoir and a rigorously planned economic evaluation. In the present investigation, we analyze the performance and application of the continuous steam injection thermal method using as study material a Brazilian field that is in the formation of Amazonas, Brazil, identifying the high impact variables and simulating the process using CMG simulator. The chosen field is optimal for the implementation of this method, since it produces a heavy crude oil, which is one of the most important features to apply heat management models that seek to find the optimal flow rate for the application of thermal methods. We found that the model that would work better for that field is the HONG model, since it increases the

production and the recovery factor evaluated according to the results of the economical evaluation, simulation and experimentally.

Keywords: Continuous steam injection; Recovery factor; Heat management models.

## **Resumen**

La inyección cíclica de vapor es un método de recuperación avanzada que permite la reducción de la viscosidad del crudo, siendo ampliamente utilizado para yacimientos de crudo pesado y extra pesado. El presente artículo tuvo como material de estudio un campo brasileño que se ubica en la formación de Amazonas, Brasil; Es un campo petrolífero óptimo para la implementación ya que presenta un crudo pesado, lo cual es una de las propiedades mas importantes para la implementación de modelos de gestión de calor, debido a que estos modelos buscan encontrar el caudal óptimo para la aplicación de métodos térmicos, los modelos de administración de energía los cuales son enunciados por cinco autores se utilizan para incrementar la producción y el factor de recobro en el campo aplicado y la industria petrolera, utilizando inyección continua de vapor. Para llevar a cabo con éxito la implementación de los modelos en campo, es necesario considerar la madurez térmica del reservorio, los tiempos de inyección de vapor, la calidad del vapor, la vida útil del reservorio y una evaluación económica rigurosamente planeada con el fin de llevar a cabo con éxito la implementación de los modelos en campo y tener resultados favorables para la investigación.

Palabras clave: Inyección continua de vapor; Factor de recobro; Modelos de administración de calor.

## **1. Introducción**

En la industria de los hidrocarburos existe una necesidad energética muy alta, reflejada en la producción que lleve cada campo, estas tasas de crudo se pueden encontrar en base a diferentes factores importantes como peso del crudo, viscosidad, gravedad API, entre otros. Como método principal a evaluar es la inyección de vapor continuo que se conoce como un método de recobro optimo para campos de crudo pesado ya que el fluido de inyección de estos métodos cuentan con propiedades térmicas que son transferidas al

fluido y ayuda exponencialmente a los campos implementados en temas de tasas de producción y vida útil del reservorio.

Como objetivo del proyecto a realizar se quiere obtener la viabilidad de la implementación de este proceso de una forma correcta para tener los resultados esperados, sin embargo los impedimentos empiezan desde las tasas de inyección, como calcularlas y bajo que tiempos, por eso se desea implementar una serie de modelos analíticos de data tanto de administración de calor como de recobro dando así unos valores pertinentes como caudal requerido de vapor y combinándolo mediante los diferentes modelos de recobro. Principalmente se quiere analizar y describir todos los aspectos que influyen en esta inyección, como métodos de administración de calor; se quiere explicar e implementar cada uno de ellos para con el valor de caudal pertinente de vapor poder correlacionar los datos con los modelos analíticos de recobro para tener los valores de tasas de petróleo y así mismo la obtención del factor de recobro, de igual manera verificar la viabilidad del proyecto mediante la vida útil y con una evaluación económica según los datos.

Para los modelos analíticos se encuentran dos tipos; los primeros son los de administración de calor los cuales ayudan a obtener valores de caudal de vapor pertinentes a usar para la inyección entre estos métodos se tienen los modelos de Mhiil & Stegemeier, Vogel, Newman, Kern River y Hong estos métodos están constituidos a mas de 30 años de antigüedad lo cual pueden ser usados para la industria por su confiabilidad y porque tiene en cuenta la madurez térmica del reservorio, por otra parte se desea explicar la combinación de los modelos ya contados con el modelo de recobro el cual es el modelo de Marx & Langenheim y con una correlación se genera la alimentación de datos que suministran los modelos de administración de calor se podrá obtener los caudales de crudo al pasar el tiempo y así mismo tener el comportamiento del factor de recobro que se pueda tener en el reservorio estudiado, para finalizar con una evaluación de viabilidad de la implementación o no del sistema.

La investigación comienza teniendo en cuenta las posteriores investigaciones realizadas se puede ver que se basa en investigaciones como Evaluación de la implementación de los patrones no convencionales para la inyección continua de vapor [18], evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimiento de crudo pesado, mediante un modelo analítico [17], Modelo analítico para inyección continua de vapor en yacimientos estratigráficos de crudo pesado [10], Evaluación del uso de energía solar

concentrada para la generación de vapor y posterior inyección en un campo petrolero [9], Prognóstico de produção em campos de óleo pesado utilizando o método de recuperação de injeção de vapor na bacia do espírito santo. [19] y Nuevo modelo analítico de administración de energía en procesos de inyección continua de vapor [12]. Esta investigación resulta novedosa dado que toma como base el estudio de modelos de administración de energía y correlaciona resultados con un modelo de recobro lo cual da una compilación de análisis, comparación e implementación de los modelos analíticos de energía.

El campo Urucú es el campo al cual se le desea realizar la implementación de los modelos analíticos de energía, la ubicación del campo como se observa en la Figura(1), es en la cuenca de amazonas en el municipio de Coari a 650 km de la capital Manaus tiene fronteras al oeste con Pará al norte de Mato Grosso y al sur de Roraima. El campo Urucú se escogió porque cuenta con propiedades específicas las cuales son óptimas para la implementación de dichos modelos como se observa en la Tabla (1).

Figura 1: Ubicación del campo Urucú.



Tabla 1: Propiedades del hidrocarburo pesado.

Propiedad	Valor
Viscosidad (CP)	4907,23
Gravedad API ( ° )	11,6
Temperatura de reservorio (°F)	117
Densidad del petróleo ( lb-mol/ft <sup>3</sup> )	61

## 2. Fundamentación conceptual

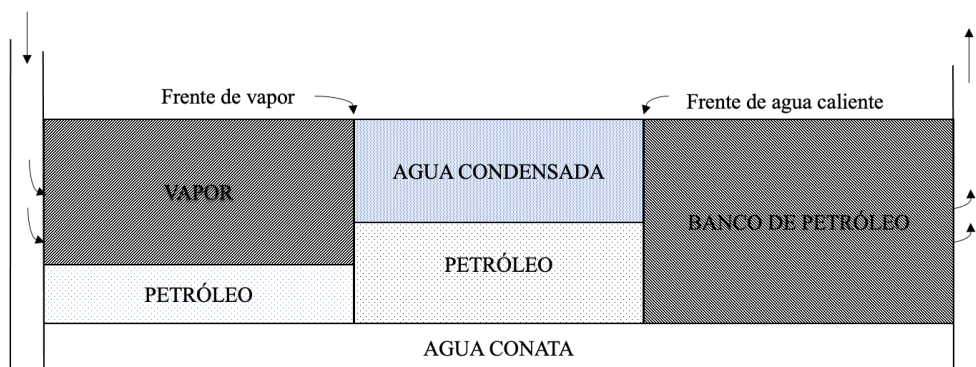
### 2.1. Métodos térmicos

Los métodos térmicos se clasifican en dos categorías: inyección de fluidos calientes (agua caliente y vapor de agua) en combustión *in-situ* [20,21,22].

### 2.2. Inyección de fluidos calientes

El propósito de la recuperación térmica es calentar el reservorio y el petróleo que existe para aumentar su factor de recuperación [23]. En la inyección de fluido calentado, se genera calor en la superficie y se transporta al reservorio por el fluido inyectado, que generalmente es agua, resultando un proyecto de inyección de vapor de agua caliente [24]. En el Gráfico 1 se ilustra la inyección de vapor utilizada como método especial de la recuperación de petróleo [25,26].

Gráfico 1. Inyección de vapor de agua. Tomado: DE FERRER, Magdalena París. Inyección de agua y gas en yacimientos. 2001.



El calor afecta la recuperación de aceite al reducir la viscosidad, lo que provoca un aumento en la eficiencia. por barrido, y por expansión y destilación del aceite, y extracción por solvente, lo que aumenta la eficiencia de desplazamiento [27]. Los proyectos de inyección de fluidos calientes que han tenido éxito a menudo se benefician de una combinación de estos mecanismos [28,29].

El efecto más obvio de calentar un yacimiento de crudo extra pesado es reducir la viscosidad del aceite. Se observa que las mayores reducciones de viscosidad se experimentan en los aceites con °API más bajos (y generalmente más viscoso) que en los aceites de alto °API [30,31].

Otro mecanismo básico inherente al recobro térmico es la expansión del aceite del yacimiento después del calentamiento. Dependiendo de la composición, el aceite crudo puede hincharse entre un 10 y un 20% durante una inyección de vapor [32]. Esto ocurre en menor grado en la inyección de agua caliente, ya que en este caso las temperaturas son más bajas que en la inyección de vapor. Otro posible beneficio de la recuperación por inyección de vapor es la destilación de aceite. En el desplazamiento de un aceite volátil por vapor, a alta temperatura, se pueden vaporizar las fracciones más ligeras del aceite residual. Estas fracciones se condensan cuando entran en contacto con la formación más fría, formando un solvente o banco miscible frente a la zona de vapor [33, 34, 35].

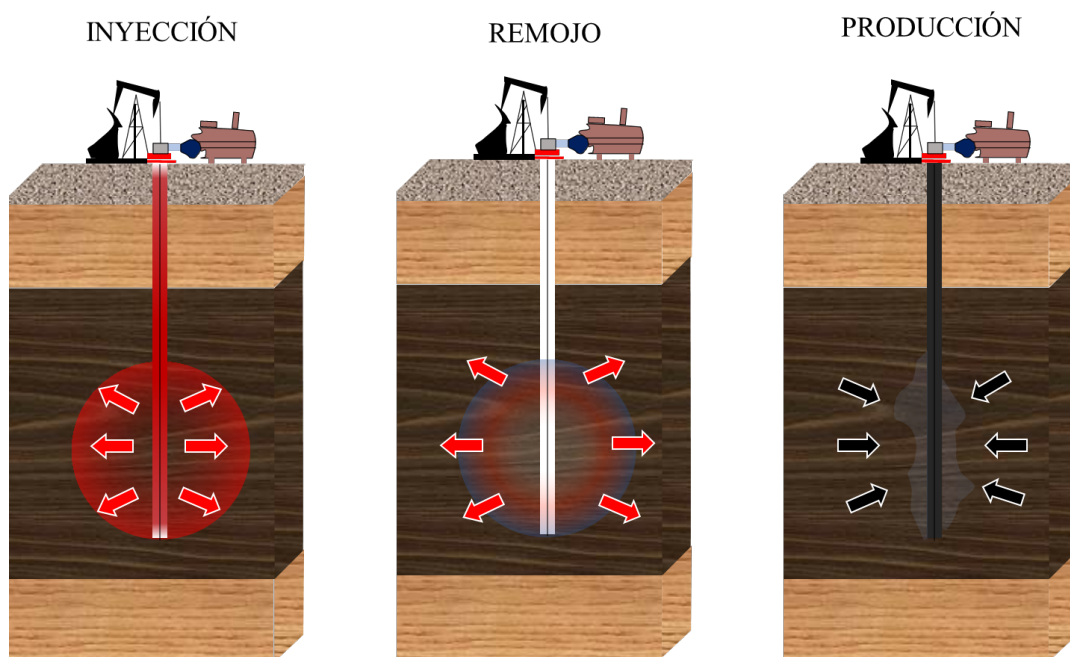
Por otra parte, se incluyen los efectos de los mecanismos de los gases y un posible cambio en las características de permeabilidad relativa. La importancia de cada uno de los factores mencionados depende del tipo de proyecto y de las características del yacimiento y del campo. Sin embargo, incluso para proyectos específicos [36, 37, 38]. De igual manera, es importante destacar que el agua es el medio básico utilizado en los métodos térmicos para generar calor superficial. Después de alcanzar la temperatura de ebullición, el suministro continuo de calor convierte cada vez más agua en vapor a esa temperatura. La fracción en peso del agua convertida en vapor se denomina calidad del vapor. Después de alcanzar el 100% de calidad, el suministro de calor adicional eleva la temperatura nuevamente, produciendo vapor sobrecalentado [39, 40]. Por otra parte, para entender la química del procedimiento es importante destacar que la energía adicional necesaria para convertir el agua hirviendo en vapor se llama calor latente [41]. Un sistema de agua-vapor puede ganar o perder este tipo de energía sin variar la temperatura o la presión. El calor latente es mayor a presiones más bajas y disminuye a cero en el punto crítico de agua de 705 ° F (374 °C) y 3206 psia (225 kg / cm<sup>2</sup>) [42,43]. Por encima de este punto, el agua existe solo en una sola fase En la presión rango de 100 psia (7 kg/cm<sup>2</sup>) a 1500 psia (105 kg/cm<sup>2</sup>), donde operan la mayoría de los proyectos térmicos, el vapor transporta considerablemente más calor que agua caliente. Por ejemplo: 1 bbl de agua convertida en vapor de calidad 80% grados superiores 150.000.000 BTU más calor que agua hirviendo a la misma temperatura [44]. A continuación, se explicarán a detalles cada uno de los procedimientos aplicados en la inyección de fluidos calientes.

### **2.2.1 Inyección cíclica de vapor.**

La inyección cíclica de vapor se aplica para mejorar la recuperación primaria de los yacimientos de aceite viscoso. Es principalmente una técnica de estimulación que, a través de la reducción de la viscosidad y los efectos de limpieza, el alrededor del pozo ayuda a que la energía natural del yacimiento expulse el petróleo [45].

La inyección cíclica de vapor consta de períodos de inyección, retención y producción (Gráfico 2) [46]. La inyección de un cierto volumen de vapor suele ir seguida de un período de espera para que mejore el calor inyectado, distribuido en la mayor parte del yacimiento, el pozo entra en producción hasta que se repite el ciclo. Todas las fases del ciclo se pueden variar para optimizar el proceso [47].

[1] Gráfico 2. Fases de la inyección cíclica de vapor. Tomado: RECUPERACIÓN TÉRMICA PARA CRUDOS PESADOS A TRAVÉS DE PROCESOS DE ESTIMULACIÓN (IAV/CEFP) Recuperado de: <https://elpetroleoysusavances.com/>



La respuesta a la inyección cíclica de vapor varía considerablemente según el tipo de yacimiento. Para estructuras: gruesas, empinadas, el drenaje por gravedad es dominante y son posibles muchos ciclos como aceite menos viscoso y calentado continúan fluyendo hacia abajo hacia el pozo productor [49, 50]. Para reservorios poco profundos donde el mecanismo de producción es el gas de solución, la energía del reservorio está limitando

rápidamente el número de ciclos de inyección. Independientemente del tipo del yacimiento, la inyección cíclica generalmente se vuelve menos eficiente a medida que aumenta el número de ciclos. En la inyección cíclica de vapor, grandes fracciones del vapor inyectado se producen en forma líquida, lo que hace el manejo del agua es un factor importante. Desde un punto de vista económico, un buen indicador de desempeño es la relación entre el aceite producido y el agua inyectada [51, 52]. Los mejores resultados presentados en la literatura mostraron que los primeros ciclos recuperando alrededor de 30 bbl (4,77 m<sup>3</sup>) de aceite por bbl (0,159 m<sup>3</sup>) de agua inyectada en forma de vapor. A medida que se agota la energía del yacimiento, esta relación tiende a disminuir [53, 54].

### 2.2.2. Inyección continua de vapor.

La inyección de vapor, a diferencia de la cíclica, consiste en una inyección continua de este fluido; mientras que en la inyección cíclica tanto la inyección como la producción ocurren en el mismo pozo, en la inyección continua los pozos inyector y productor son diferentes, como se muestra en la Gráfica 3<sup>a</sup> y 3b. Se forma una zona de vapor alrededor del pozo de inyección; que se expande con inyección continua. En esta zona la temperatura es aproximadamente la del vapor inyectado, por delante del vapor se forma una zona de agua condensada, a través de la cual la temperatura desciende de la del vapor a la del yacimiento [23, 55].

Gráfico 3a. Inyección continua de vapor. Tomado: [23].

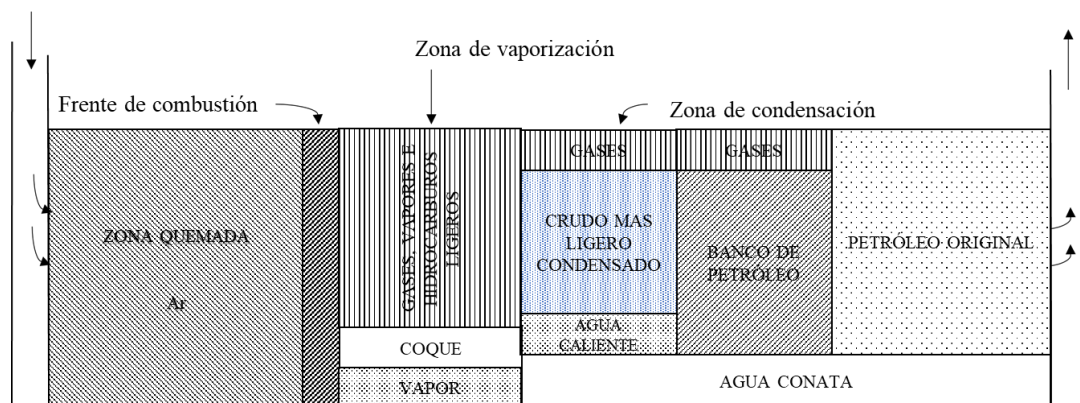
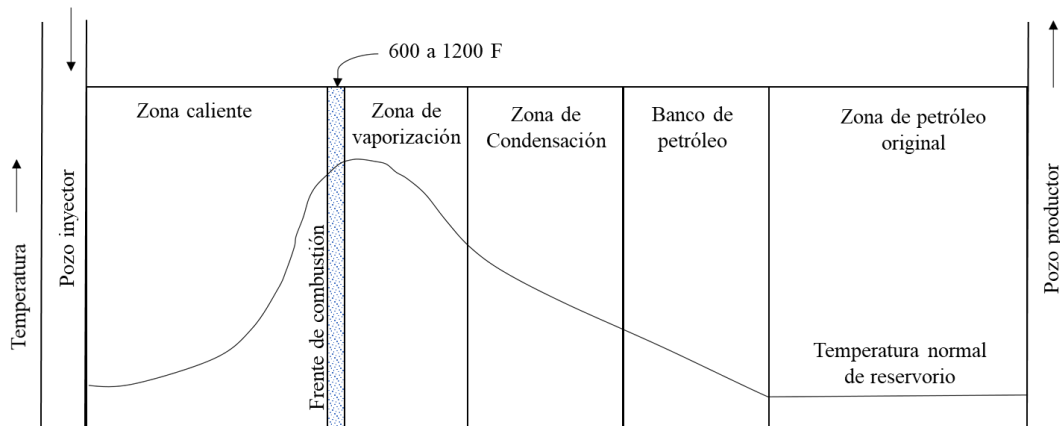




Gráfico 3b. Inyección continua de vapor, zonas de vaporización. Tomado: [23].



La recuperación por inyección continua de vapor depende de varios factores. Los más importantes son los efectos de inyección de agua caliente en la zona de agua condensada. La reducción de la saturación de aceite es máxima en esta zona debido a viscosidades más bajas, expansión del aceite y alta temperatura. En la zona invadida por vapor, saturación. El petróleo se reduce aún más por los efectos de los mecanismos del gas y posiblemente la destilación al vapor y la extracción con solventes [23, 56, 57].

la cantidad de calor recibido y retenido por la formación productora determina la respuesta al proceso de inyección de vapor. El rápido y continuo crecimiento de la zona de vapor; Como resultado de un flujo de petróleo de alto desplazamiento, es necesario que se pierda un mínimo de calor a través de las capas superficiales, en los pozos de inyección y en las formaciones adyacentes. Las pérdidas de calor durante la inyección de vapor son función de la temperatura de inyección, las características del tanque de inyección y del equipo utilizado, la pérdida en la superficie del pozo puede ser parcialmente controladas, pero en condiciones de yacimiento no pueden, y son los más críticos para determinar la viabilidad del proyecto [58,59,60].

La relación entre la temperatura y la presión de vapor de una sustancia determinada, es decir, la llamada curva de presión de vapor proporciona varias indicaciones sobre la aplicabilidad de la inyección de vapor de agua. A presiones más altas, se requiere una temperatura más alta para convertir el agua en vapor. Las pérdidas de calor aumentan con la temperatura del vapor, por lo que las aplicaciones de baja presión tienen menos pérdidas de calor. Esto muestra la influencia de la profundidad del yacimiento. Para superar la alta presión de formación en zonas profundas es necesario: utilizar vapor a

mayor presión y temperatura, resultando en una mayor pérdida de calor. Cuanto más perfilado es un pozo, mayor es la pérdida de calor [61,62,63].

### **2.3. Aplicaciones de la inyección cíclica y continua de vapor.**

La inyección de fluido calentado tiene un uso limitado a relativamente pocos yacimientos. A continuación, se presenta una lista de las características favorables del yacimiento para la aplicación de estos métodos [23,47,57,58,62,63,64,65]:

- Los aceites viscosos entre 10 y 20 °API son más susceptibles a la reducción de la viscosidad por el calor. Se pueden considerar aceites con alto °API para el método de inyección de vapor debido a la recuperación adicional causada por la destilación del aceite y la extracción de solventes.
- Los yacimientos de menos de 3000 pies (900 m) de profundidad minimizan la pérdida de calor. El calor latente también es mayor a presiones más bajas. Por lo tanto, se puede transportar más calor por unidad de masa de vapor inyectado a yacimientos poco profundos de baja presión que a zonas más profundas a altas presiones.
- La permeabilidad mayor o igual a 500 md ayuda al flujo de aceites viscosos. La permeabilidad en los diseños de inyección de vapor es muy importante porque la respuesta depende de la tasa de inyección.
- Una saturación de aceite cercana a 0,15 de petróleo/ m<sup>3</sup> de roca aumenta las posibilidades de éxito económico.
- Generalmente se requieren espesores de arenisca que excedan los 30 pies (9 m) a 50 pies (15 m) para limitar las pérdidas de calor de formación en proyectos de inyección de vapor.

### **2.4. Ventajas de la inyección cíclica y continua de vapor.**

La recuperación térmica mediante inyección de fluido caliente es un método probado en el campo para producir aceites viscosos con bajo API. En muchos casos, ningún otro método puede ser factible para mejorar la recuperación primaria o secundaria. Tiene una ventaja sobre la combustión in situ que es que daña menos los pozos. Además, los métodos de inyección de vapor proporcionan tasas de inyección de calor más altas que

otros métodos térmicos. Por lo tanto, se aplica rápidamente más calor al yacimiento [23, 63,64,]. De otro lado, la eficiencia de desplazamiento aumenta con el calor a medida que fluye más aceite. Las saturaciones de aceite detrás de la zona de vapor, para el proceso de inyección continua, pueden ser tan bajas como 5%. El agua caliente se puede utilizar para transportar calor con variaciones mínimas en el equipo y la inyección de agua convencional. Este método es aplicable en áreas sensibles al agua dulce o en áreas de alta presión donde no se puede usar vapor [23,32,33,36].

## **2.5. Ventajas y desventajas de la inyección cíclica y continua de vapor.**

Las pérdidas de calor, generadas en superficie a un alto costo, son significativas en las líneas de inyección, en los pozos y en la formación. Debido a esto, el calor no se puede utilizar en yacimientos profundos, delgados o poco permeables. En otro frente, la falla en la cementación, en los pozos de terminación convencionales, es frecuente en las operaciones térmicas. Los pozos nuevos deben estar terminados y equipados para operar a altas temperaturas. La producción de arena es común en este tipo de proyectos. La formación de emulsiones es posible con algunos aceites durante la inyección de vapor. La inversión inicial en generadores de vapor es alta [23,33,34,41,44].

Por otra parte, La disponibilidad y el costo del combustible para calentar agua o generar vapor son factores importantes. El gas natural o el petróleo tienen ventajas y desventajas. Los generadores de aceite pueden convertir unos 15 m<sup>3</sup> de agua en vapor por cada m<sup>3</sup> de aceite quemado. Por lo tanto, debería ser recuperado al menos 1 m<sup>3</sup> de aceite por cada 15 m<sup>3</sup> de agua inyectada en forma de vapor. Los aceites de alta viscosidad generalmente son considerados para proyectos térmicos son también los de menor precio. El resultado de la alta inversión, los altos costos operativos y el menor precio del petróleo es una ganancia relativamente baja. Y finalmente los proyectos exitosos a menudo utilizan instalaciones centralizadas para reducir los costos de producción y generación de vapor [23,65,66,67,68].

## **3. Métodos.**

El proyecto lo que busca es interpretar los caudales requeridos de vapor a inyectar el cual se usa en la inyección térmica de vapor, dado que es un método que se implementa para

campos de crudo pesado el cual este mismo ayuda aumentar las tasas de producción y por ende el factor de recobro; esta implementación se da por medio de los modelos analíticos de administración de calor para combinar con los modelos analíticos de recobro para llegar a la respectiva comparación mediante la simulación numérica de la data real del campo brasilero y poder revisar si es optimo la implementación o no. Se aplico una Metodología investigativa experimental.

### **3.1 Variables de mayor impacto en la inyección continua de vapor.**

Identificar las variables que generan mayor impacto en el proceso de inyección de vapor inyección de vapor como las propiedades del yacimiento, parámetros operacionales, escenarios de implementación del proceso, modelos dinámicos y estáticos.

### **3.2 Modelos de administración de energía.**

Se desea calcular el caudal requerido de vapor por medio de los modelos analíticos de administración de calor; mediante los modelos que se usarán se tiene cinco autores ya definidos con sus modelos representativos para identificar el caudal optimo de vapor.

### **3.3 Modelo de MYHILL Y STEGEMEIER (1978).**

El primer modelo de administración de calor se tiene el de MYHILL Y STEGEMEIER (1978), el cual consiste en un balance de energía básico el cual se baso en un modelo propuesto en 1959 dedo por MARX Y LANGENHEIM'S el cual ayuda a predecir las tasas pertinentes, en este modelo de administración de calor se necesitan datos como la Área de la zona de vapor, espesor neto, porosidad promedio, variación en la saturación de aceite durante la inyección para calcular el volumen de aceite desplazado y finalmente llegar a la tasa de inyección, en este modelo se usará la Ecuación (1). [4]

$$Q_i = \frac{A_s h_t M_s \Delta T}{E h_s}$$

Ecuación 1: Tasa de inyección por el modelo de myhill y stegemeier.

### **3.4 Modelo de VOGEL (1984).**

El siguiente modelos de administración de calor en el de VOGEL (1984), lo que busca es simplificar la geometría de la zona de vapor en el reservorio, una vez este alcanza el área de interés lo cual nos dice el modelo que todo vapor inyectado se distribuye uniformemente en el tope de la arena productora lo cual permite la simplificación del calculo de perdidas de energía, el cual nos dará los caudales óptimos de calor donde se necesita data como área de la zona de vapor en contacto con la roca, conductividad térmica, diferencia entre las temperaturas, difusividad térmica, tiempo , capacidad calorífica y velocidad vertical de la zona de vapor, para poder hacer los cálculos pertinentes de caudales y llegar a las tasas optimas para la inyección, en este modelo se implementara la Ecuación (2). [5]

$$Q_i = \left( \frac{A\lambda\Delta T}{\sqrt{\pi at}} \right) + ((p\ c)_s \Delta T A v_s) \quad \text{Ecuación 2: Tasa de inyección por el modelo de Vogel.}$$

### 3.5 Modelo de NEWMAN (1985).

El siguiente modelo que se va adaptar es el de NEWMAN (1985), igual que los autores anteriores basa su modelo como un balance de energía básico el cual a partir de una sola ecuación simplificada y con datos de fácil acceso del campo se pueden calcular la tasa optima, los datos requeridos son la calidad del vapor, fracción de vapor producido, tasa de inyección antes de la optimización, calidad del vapor antes del cambio de tasa, tiempo en días de el ultimo cambio de tasa y al momento de el inicio de la inyección continua de vapor, en este modelo se llevará a cabo mediante la Ecuación (3). [6]

$$\dot{Q}_{ia} x_a (1 - f_{psa}) = \dot{Q}_{ib} x_b (1 - f_{psb}) \frac{2}{\pi} \tan^{-1} \frac{t^*}{t - t^*} \quad \text{Ecuación 3: Tasa de inyección por el modelo de Newman.}$$

### 3.6 Modelo de KERN RIVER – CHEVRON (1989).

El siguiente modelo que se usará es el de KERN RIVER – CHEVRON (1989), este modelo de energía se creo mediante los datos experimentales de la compañía chevron el cual se dio un estudio en 3 partes la primera en la tasa de perdida de energía, la segunda

la tasa de absorción de energía y tercera la tasa de energía producida, este proyecto ayudo enriquecida mente a la inyección de vapor continua implementada en dicho pozo, como datos a conocer son la conductividad térmica, área del proyecto, diferencia de temperaturas, difusividad térmica, tiempos, capacidad calorífica, porosidad y variación en la saturación, en este modelo se usará la Ecuación (4). [7]

$$\dot{Q}_i = \left( \frac{43560 K A \Delta T}{\sqrt{\pi a t}} \right) + \left( \frac{5.615 M_s \Delta T q_o}{\phi(\Delta S)} \right) + (\dot{Q}_p)$$

Ecuación 4: Tasa de inyección por el modelo de Kern River.

### 3.7 Modelo de HONG (1994).

El ultimo modelo que se implementara es el de HONG (1994), es un modelo que busca corregir las incertidumbres del modelo de Newman teniendo como cambio la metodología y suposiciones, como datos importantes se tiene la calidad de vapor, fracción de vapor producido, tasa de inyección antes de la optimización, tiempos antes y durante la inyección de vapor continua y por ultimo la tasa de inyección antes de la optimización, en este modelo se implementa mediante la Ecuación (5).[8]

$$\dot{Q}_{ia} x_a (1 - f_{psa}) = \dot{Q}_{ib} x_b (1 - f_{psb}) \frac{2}{\pi}$$

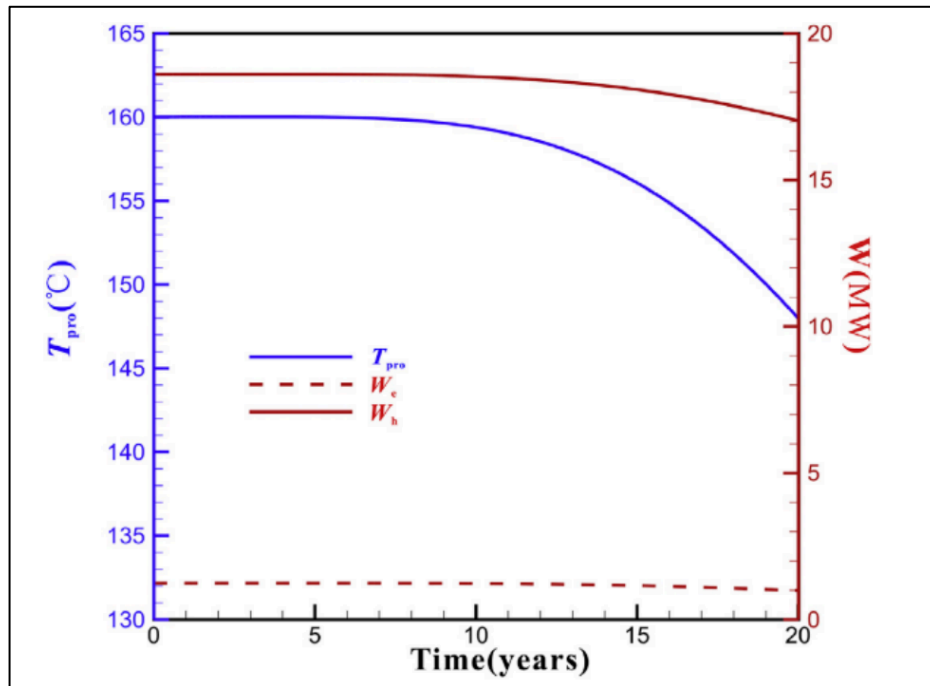
Ecuación 5: Tasa de inyección por el modelo de Hong.

### 3.8 Modelo de recobro MARX Y LANGENHEIM.

Se deben tomar una serie de pasos, Comenzando a utilizar el modelo de Marx y Langenheim (para estimar el radio de la zona caliente), Considerar la distribución de temperaturas en el yacimiento en el tiempo después de la inyección de vapor, que se representa como una función escalonada , es decir, considera un descenso gradual de temperatura Figura(2), La arena es invadida de manera uniforme y radial por la inyección de vapor, Si varios granos productores de arena son estimulados en un pozo, las arenas serán invadidas por vapor en el mismo radial distancia, es decir, el frente de vapor avanzado en los dos granos de arena se moverá a la misma distancia y La caída de presión en el tanque es insignificante, por lo que se asume una interfaz gas-petróleo, sin zona de

transición entre estos dos, Se asume que antes de la estimulación, el reservorio debe tener suficiente energía para producir petróleo a la temperatura inicial del reservorio, utilizando algunos de los portadores de energía primaria, en una descarga corta, el tanque tenía que producir inicialmente frío. [10]

Figura 2: Descenso gradual de la temperatura. Tomado: [14]



Se debe mantener un orden de ecuaciones establecidas para obtener los valores relevantes a encontrar, el orden de las fórmulas que se tendrán que utilizar será el siguiente. [9]

1. Se comienza con la ecuación de temperatura estimada de calor inicial, la cual va ligada a la temperatura del yacimiento y del vapor.

$$T_{avg(i)} = \frac{T_s + T_r}{2} \quad \text{Ecuación 6: } (T_{avg(i)})$$

2. Se continua con el calculo del calor eliminado por el petróleo y el gas producido, el cual se calcula con la siguiente ecuación.

$$H_{o,g} = (5,615 * P_o * C_o + R_g * C_g) + (T_{avg} * T_r) \quad \text{Ecuación 7: } (H_{o,g})$$

3. El tercer paso es calcular la presión de vapor saturado el cual se calcula con la temperatura de vapor.

$$P_s = T_s^{1/0,225} / 115.2 \quad \text{Ecuación 8: ( P_s )}$$

4. Calcular la entalpia de agua a la temperatura estimada de vapor inicial.

$$H_w = C_w * (T_{avg} - 32) \quad \text{Ecuación 9: ( H_w )}$$

5. Calcular la entalpia de agua a la temperatura del yacimiento .

$$H_w(r) = C_w * (T_r - 32) \quad \text{Ecuación 10: ( H_{w®} )}$$

6. En este paso se calcula el calor latente de vaporización, el cual va ligado a la presión de vapor saturado.

$$L_v = 1318 * P_s^{0,08774} \quad \text{Ecuación 11: ( L_v )}$$

7. Calcular el calor sensible y latente eliminado de la formación por el agua y producido, con la siguiente ecuación.

$$H_{w,s} = 5,15 * P_w(R_w(H_w - H_R) + R_s L_v) \quad \text{Ecuación 12 : ( H_{w,s} )}$$

8. Se sigue obteniendo el caudal de inyección de vapor inicial, teniendo en cuenta las temperaturas del sistema y la compresibilidad.

$$Q_i = \left( \frac{350}{24} \right) I_{st}(C_w(T_s - T_r) + X_{st} L_v) \quad \text{Ecuación 13 : ( Q_i )}$$

9. Se calcula siguiendo el orden el timelessness teniendo en cuenta valores como el  $M_{ob}$  y  $K_{hob}$ .

$$t_D = \frac{4 * K_{hob} * M_{ob} * t}{M_s * h_t} \quad \text{Ecuación 14: ( t_D )}$$

10. Calcular el factor dimensional teniendo en cuenta el paso anterior.

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85 * \sqrt{t_D}} \quad \text{Ecuación 15 : ( F_1 )}$$

11. Calculando el factor dimensional se necesita el área de vapor el cual se halla con la siguiente ecuación.



$$A_s = \frac{Q_i * K_{hob} * F1 * ht}{a * K_{hob} * M_s * (T_s * Tr)} \quad \text{Ecuación 16 : (A}_s\text{)}$$

12. Obteniendo el área de vapor calcular el radio de calor de la inyección de vapor.

$$Rh = \sqrt{\frac{A_s}{\pi}} \quad \text{Ecuación 17 : (Rh)}$$

13. Calcular las constantes a y b que nos ayudaran a calcular las viscosidades.

$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^\circ} \quad \text{Ecuación 18 : (Ln}\mu\text{)}$$

14. Siguiendo con el paso a paso se tiene que calcular la viscosidad caliente.

$$\mu_{hc} = a * T_{avg}^b \quad \text{Ecuación 19 : (}\mu_{h_c}\text{)}$$

15. Siguiendo con el paso a paso se tiene que calcular la viscosidad fría.

$$\mu_{hf} = a * T_r^b \quad \text{Ecuación 20 : (}\mu_{h_f}\text{)}$$

16. Para calcular la tasa de producción de aceite frío, se necesita la permeabilidad, viscosidad, espesores, entre otros.

$$q_{of} = \frac{w * \pi * 1,127 * ht * k * (Pe - Pw)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad \text{Ecuación 21 : (q}_{of}\text{)}$$

17. Para calcular la tasa de producción de aceite caliente, se necesita la permeabilidad, viscosidad, espesores, entre otros.

$$q_{oc} = \frac{w * \pi * 1,127 * ht * k * (Pe - Pw)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}} \quad \text{Ecuación 22 : (q}_{oc}\text{)}$$

18. Siguiendo con el paso a paso se calcula el incremento de los espesores de la formación.

$$h^- = \frac{ht * tD}{F1} \quad \text{Ecuación 23 : (h}^- \text{)}$$

19. Calculo de la variable x.

$$x = \text{Log} \left( \frac{4 * K_{hob}}{M_{ob}} * \frac{t}{rh^2} \right) \quad \text{Ecuación 24 : (x)}$$

20. Calculo de la variable y.

$$y = \text{Log}\left(\frac{4 * Khob}{Mob} * \frac{t}{h^{-2}}\right) \quad \text{Ecuación 25 : ( y )}$$

21. Calcular el termino Vr es una solución de la ecuación de calor en la dirección radial, teniendo en cuenta la variable x.

$$\begin{aligned} Vr = & 0,180304 - (0,41269 * x) & \text{Ecuación 26 : ( Vr )} \\ & + (0,18217 * (x^2)) \\ & + (0,149516 * (x^3)) \\ & + (0,024183 * (x^4)) \end{aligned}$$

22. Calcular el termino Vz es una solución de la ecuación de calor en la dirección radial, teniendo en cuenta la variable y.

$$\begin{aligned} Vz = & 0,474884 - (0,56632 * y) & \text{Ecuación 27 : ( Vz )} \\ & + (0,239719 * (y^2)) \\ & + (0,035737 * (y^3)) \end{aligned}$$

23. En el paso a paso se sigue con el cálculo de la tasa de calor eliminado por los fluidos producción el cual tiene en cuenta tasas y el calor eliminado.

$$Hf = q_{OH} * H_{o,g} + H_{w,g} \quad \text{Ecuación 28 : ( Hf )}$$

24. En este paso se calcula la energía eliminada por los fluidos adimensionales producidos.

$$\delta = \frac{1}{2} * \frac{Hf * (t)}{\pi * (rh^2 * h - Ms * (Ts - Tr))} \quad \text{Ecuación 29 : ( \delta )}$$

25. De nuevo se calcula la temperatura del vapor con en base a la energía eliminada por los fluidos.

$$T_{avg} = Tr + (Ts - Tr) * (vr * v * (1 - \delta) - \delta) \quad \text{Ecuación 30 : ( T_{avg} )}$$

26. Se termina el paso a paso calculando el calor restante, el cual se halla con la siguiente ecuación.

$$Rema ht = \pi * rh^2 * Ms * h * (T_{avg} - Tr) \quad \text{Ecuación 31 : ( Rema ht )}$$

### 3.9 Simulación en CMG.

Simular el proceso de inyección continua de vapor mediante el software CMG, se realizara la simulación en CMG ya que es un software donde se puede tener en cuenta las propiedades y se puede realizar el estudio para poder identificar el mejor escenario para el proceso a implementar, esto se hará con el fin de cumplir con el objetivo de tener una mejor comparación con los modelos analíticos que se desea implementar en el campo.[15]

1. Para la construcción de la simulación, el primer paso es leer y describir los datos que se utilizarán para acelerar la búsqueda de los datos como propiedades típicas de un yacimiento y el fluido.
2. El siguiente paso es realizar la selección del tamaño de la cuadrícula de simulación, el número de celdas a trabajar, el tipo de malla a utilizar y las propiedades petrofísicas de las rocas presentes en el yacimiento, luego reconocer las características petrofísicas del roca y de la misma manera cómo influyen en el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
3. Como se sabe este proceso se implementa para crudos pesados y viscosos, es necesario crear un fluido sintético en el software, para lo cual ciertas características del fluido se introducen y mediante correlaciones generan el comportamiento PVT de presión, temperatura y volumen.
4. Para involucrar las interacciones roca-fluido, se realiza la elaboración de las curvas de permeabilidad relativa.
5. En este paso es necesario conocer las condiciones iniciales del yacimiento para saber qué tasas de producción tenía naturalmente de agua y petróleo crudo.
6. En la implementación de la inyección de vapor continuo, es necesario integrar la estimulación al yacimiento para facilitar la inyección ya que debe tener un precalentamiento para permitir el movimiento del crudo durante el proceso de inyección de vapor continuo.
7. Todo este proceso se genera para encontrar el mejor escenario posible para la implementación de la inyección de calor y confirmar que si aumentan las tasas de producción de hidrocarburos y el factor de recobro.

## **2.8 Evaluación económica de la inyección continua de vapor**

A través de identificadores financieros como costos de producción, valor presente (PV), gastos de capital (CAPEX), precio del petróleo, entre otros. Una vez se tiene la viabilidad técnica del proyecto, se pasa con la evaluación económica para ver si es viable financieramente, se realizara un análisis según los datos obtenidos en los modelos para

determinar qué valores económicos tendrá la empresa que requiere o desea implementar el proyecto en un reservorio de crudo pesado.

#### 4. Resultados y discusiones

##### 4.1 Modelos de administración de calor

Los modelos analíticos se consideran con cualidades que presentan varios procesos en el mundo real, estos se implementan con el fin de ayudar a la complejidad de su proceso, teniendo en cuenta las características importantes, ignorando el efecto de características menos importantes que si se llegaran a incluir contribuirán con un análisis mucho mas complejo y que los resultados no aportaran positivamente al proyecto. Con el fin de validar los modelos de administración de energía y su exactitud se llevo a cabo el estudio del mejor escenario; los valores que se usaron para los cálculos de la tasa de inyección de vapor mediante las ecuaciones se pueden visualizar en la Tabla(2), este estudio quiso probar que la implementación de los modelos de administración de calor ayudaran a la producción del campo elegido, como se visualiza en la Tabla (3), Se obtuvieron los caudales de inyección pertinentes para la correcta implementación de la inyección térmica de vapor continuo, teniendo en cuenta la vida útil del yacimiento y aumentando la producción del campo Urucú ubicado en la cuenca de Amazonas Brasil.

Tabla 2 : Valores que se utilizaron en los modelos.

SIGLAS	VALORES
$A_s$	261.360 ft <sup>2</sup>
$h_t$	1.233 ft <sup>2</sup>
$M_s$	32,655 BTU/ft <sup>3</sup> F
$\Delta T$	463 F
A	42 acres
K (Con. Térmica)	26,92 BTU/ft D F

<b>t</b>	844 Días
<b><math>\alpha</math></b>	0,8976 ft <sup>2</sup> /D
<b><math>\Delta S</math></b>	0,62
<b>X<sub>a</sub></b>	62,7 %
<b>F<sub>psb</sub></b>	0,10

Tabla 3: Resultados de los modelos aplicados.

<b>Modelos de administración de calor</b>	<b>Caudal de inyección de vapor</b>
<b>Modelo de VOGEL (1984)</b>	270,50 BOE/D
<b>Modelo de Newman (1985)</b>	384,29 BOE/D
<b>Modelo de MYHILL &amp; STEGEMEIER (1978)</b>	840,65 BOE/D
<b>Modelo de KERN RIVER – CHEVRON (1989)</b>	1.208,69 BOE/D
<b>Modelo de HONG (1994)</b>	1.366,14 BOE/D

Como se observa en la Tabla (3), los modelos que se usaron en el campo urucú para verificar su comportamiento fueron los de MYHILL & STEGEMEIER, KERN RIVER, HONG, NEWMAN Y VOGEL, se realizaron los respectivos cálculos de las tasas de inyección para el proceso debido a que se desea observar su comportamiento en correlación con el modelo de recobro el cual deja visualizar las tasas de producción y el factor de recobro a la finalización del tiempo del estudio.

Se desea conocer el mejor o los mejores escenarios que se puedan tener en el campo Urucú, ya que para una buena implementación del proceso a realizar se tiene que llevar un análisis en base que modelo aporta resultados positivos. Se eligieron tres modelos base como prospectos a mejores escenarios dado que son los que mejor aportan tasas de

producción según sus tasas de inyección iniciales, los modelos que no se catalogaron como prospectos a mejores escenarios fueron los de VOGEL y NEWMAN, dado que en el proceso de implementación dichos modelos arrojan tasas de inyección bajas las cuales observando el comportamiento de sus resultados en campo mediante el modelo de recobro no es el mejor como se puede ver en la Figura (4), dado que sus tasas de producción son inferiores al 50 % del comportamiento del modelo que aporta mejores tasas de producción por lo tanto se define como modelos no usados por sus resultados esperados.

Los modelos implementados en el campo se eligieron con base a las propiedades que abarcan, los caudales de inyección y los resultados posteriores, como se puede ver en la Tabla (4), los modelos de MYHILL & STEGEMEIER, KERN RIVER y HONG son los que mayor propiedades usan, los cuales arrojan resultados más certeros, dados que en el modelo de MYHILL & STEGEMEIER el cálculo del crecimiento de vapor se basa en una modificación del método de Mandl y Volek's, la cual enuncia que "mientras no haya inyección de vapor no existe vapor en el yacimiento", también se presenta que la saturación es uniforme, no presenta buzamiento, entre otros, de la misma forma el modelo de KERN RIVER abarca unas consideraciones favorables para su implementación ya que para el cálculo de la tasa de energía se requiere calcular a partir del volumen y tipo de fluido producido, sea vapor, agua o aceite, el modelo de HONG se escogió dado que es una corrección analítica del modelo de NEWMAN y además incluye la calidad del vapor y la fracción de vapor producida antes y después de la implantación del método estudiado.

Tabla 4: Propiedades usadas por los modelos de administración de energía

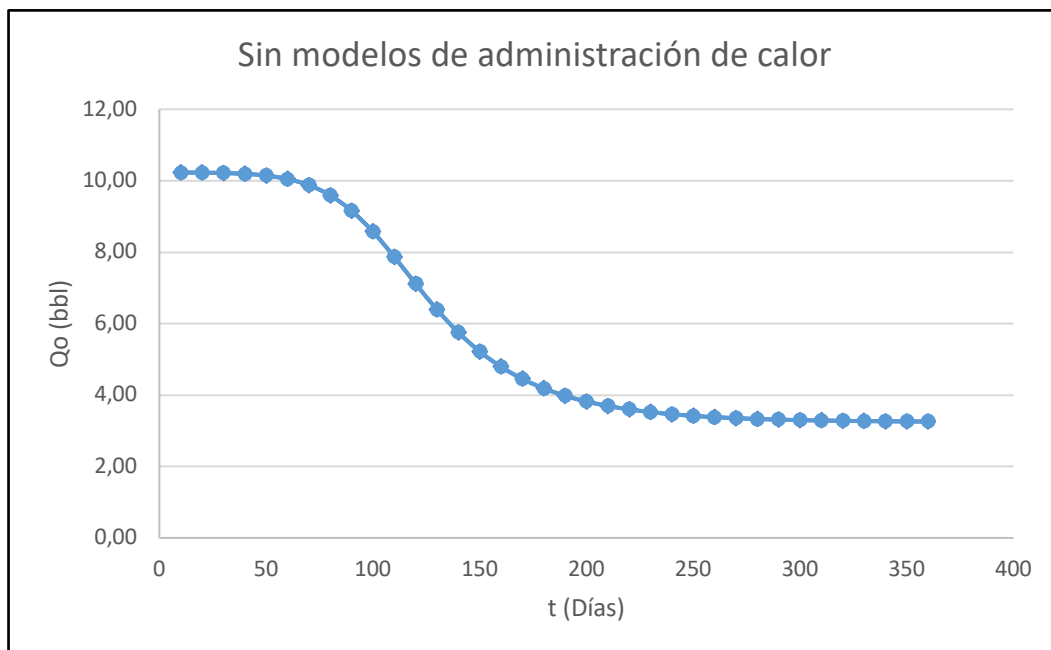
Modelos de administración de calor	Calidad del vapor (%)	Tasa de inyección (BOE/D)	Porosidad (%)	Capacidad calorífica de vapor (BTU/ft <sup>3</sup> -F)	Delta de temperatura (F)	Delta de saturación	Área (ft <sup>2</sup> )	Conductividad térmica (BTU/ft D F)
Modelo de MYHILL & STEGEMEIER (197			x	x	x	x	X	
Modelo de KERN RIVER			x	x	x	x	x	x

- CHEVRON (1989)								
Modelo de HONG (1994)	x	x						

#### 4.1.1 Modelo de recobro

Como el objetivo de todo proceso en la industria petrolera es de obtener valores por encima de la que el yacimiento podía arrojar antes de la implementación del proceso, se quiere probar el verdadero impacto de los modelos de administración de calor en la producción de crudo del campo Urucú, mediante el modelo de MARX Y LANGENHEIM, el cual busca arrojar resultados certeros con el caudal de producción al pasar el tiempo de implementación del proyecto. Como se puede ver en la Figura (3), se visualiza el comportamiento de los valores de los caudales de producción que arroja el reservorio sin la implementación de ningún modelo de administración de calor activo, estos resultados son preocupantes para la vida útil y producción del campo dado que como se visualiza el decaimiento del caudal al pasar el tiempo es notorio debido que al finalizar el ciclo de estudio se obtuvo una tasa de 3,26 BBL.

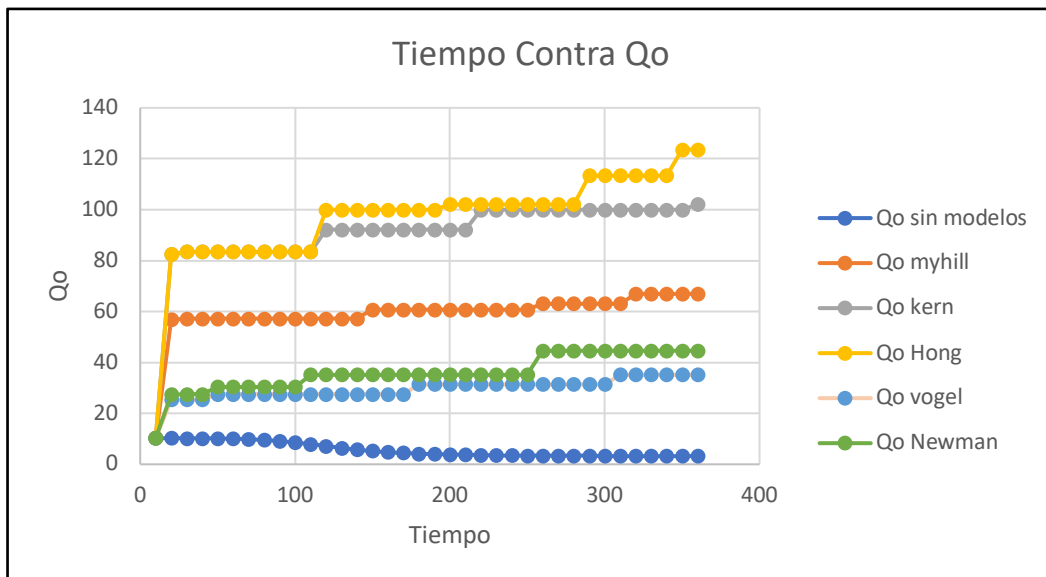
Figura 3: Grafica de tiempo contra caudal sin implementación de un modelo de energía.



Continuando con el análisis de los resultados se visualiza que la implementación de los modelos de administración de calor presentan un comportamiento positivo en base a los

resultados de caudal de petróleo respecto al transcurrir el tiempo, dicho comportamiento es de aumentar exponencialmente; el cual es favorable para el proyecto como se puede observar en la Figura (4), Como se puede ver en la figura las tasas de producción de los prospectos mejores escenarios son óptimos ya que presentan tasas de 67 a 121 BBL a la finalización del ciclo estudiado, se analiza que el modelo que presenta mejores resultados proporcionado a lo esperado en el campo urucú y catalogado como el mejor escenario matemático esta dado por el modelo de HONG, ya que como se observa en la Figura (4); se visualiza que es el modelo que aporta mas tasas de producción al terminar el ciclo estudiado y a partir de ello se comparara con los resultados de la simulación numérica para verificar la viabilidad técnica del proyecto.

Figura 4: Grafica de tiempo VS caudal con implementación de los modelos de energía.



Se observa que el uso de los modelos de administración de energía o de calor son excelentes para el campo Urucú, dado que no solo aporta un aumento de producción, también cuida su vida útil, su madurez térmica y aumentan las ganancias económicamente



hablando, es un proyecto el cual se visualiza que a partir de este modelo se tiene resultados positivos.

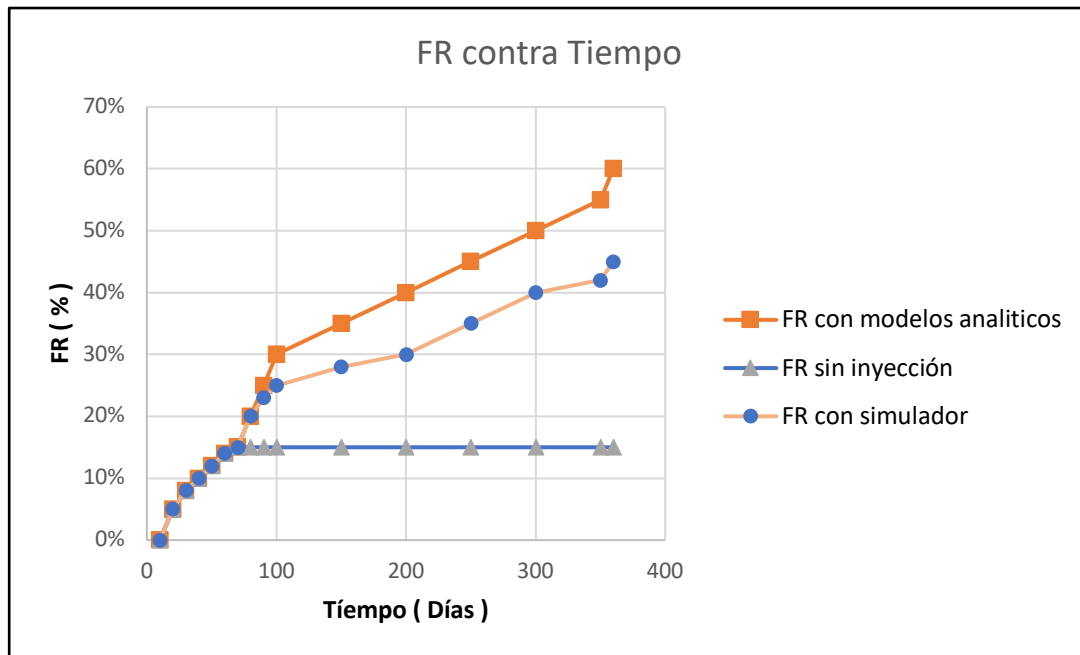
Otro resultado que se analizo gracias al modelo de MARX Y LANHENHEIM en el comportamiento del factor de recobro (FR) al pasar el tiempo, como información relevante para el respectivo calculo del FR se tiene que el campo presenta un Original Oil In Place (OOIP) de un valor 1.425.785 BBL dada por la compañía operadora, adicional se obtiene un factor de recobro antes de la implementación de la inyección continua de vapor del 15 %, se cuenta con una reserva de hidrocarburo anterior a la implementación de los modelos de 208.000 BBL y una reserva de hidrocarburo dada por el mejor escenario matemático de 864.000 BBL, el comportamiento del factor de recobro se analizara con tres valores principales el FR anterior a la inyección, el FR posterior simulado y el FR posterior matemáticamente hallado el cual se uso la Ecuación (32).

$$FR = \frac{\text{Reservas de hidrocarburo}}{\text{Hidrocarburo original en sitio}} \times 100$$

Ecuación 32 : Calculo del factor de recobro

Como se puede visualizar en la Figura (5); se observo el comportamiento del FR al pasar el tiempo se determino que la viabilidad del mejor escenario estudiado es optima ya que se tiene un FR del 60%, de igual manera se realizo el estudio de que tan certera es la información suministrada por los modelos analíticos de energía el cual se obtuvo que se cuenta con un porcentaje de error del 33 % dado que el comportamiento del FR por una simulación numérica a una tasa de inyección de 1366,14 BOE/D arrojó un resultado de factor de recobro del 45%, de igual forma que con las tasas de producción los resultados obtenidos son positivos para el campo Urucú al terminar el ciclo estudiado, el comportamiento que se muestra en la Figura (6) es el arrojado por la simulación numérica.

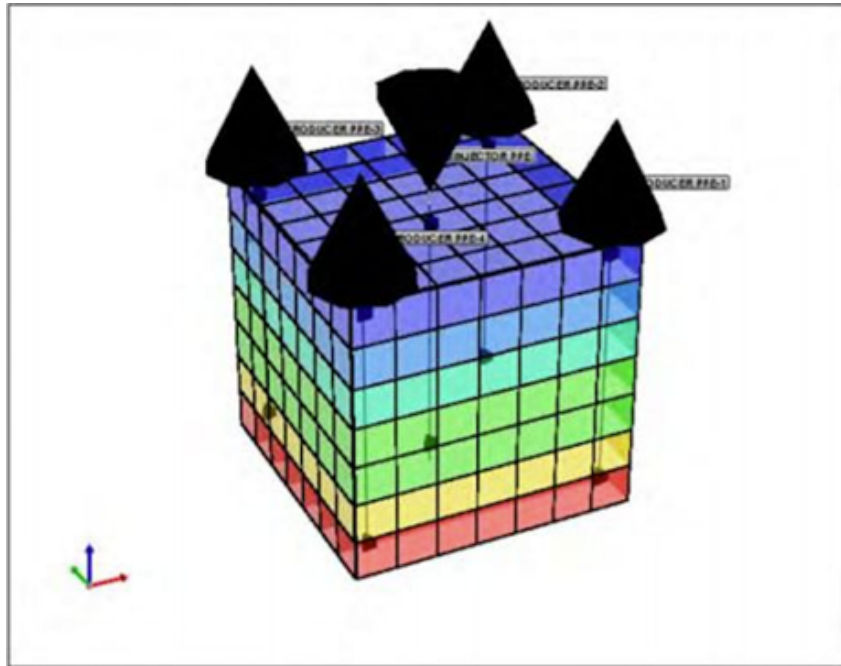
Figura 5 : Comportamiento del factor de recobro (FR) contra el tiempo.



#### 4.2 Simulación en CMG para comparar resultados teóricos

Para llevar a cabo la creación de un modelo conceptual que reflejara el comportamiento del reservorio se lleva a cabo la selección del grid utilizando el software CMG con un grid de rejilla  $700 \times 800 \times 30$ , Las características petrofísicas de la roca se estimaron de acuerdo con los datos de campo disponibles. La inyección de estimulación de vapor se simuló a través de una geometría de cinco pozos invertidos como se encuentra en la Figura (6).

Figura 6 : Geometría de pozo.



Después de que se observo el arreglo de pozo que se tendrá en cuenta para la implementación en el campo Urucú, en la Tabla(5) se observa las condiciones iniciales que se usaron para la simulación, adicional se encontraron algunas propiedades petrofísicas y térmicas de la arena y la arcilla como se observa en la Tabla (6). Siguiendo con el análisis del campo simulado se puede evidenciar en la Figura (7) las profundidades del estudio, empezando desde 2798 ft hasta 3539 ft. La zona de interés esta situada a los 3200 ft de profundidad, la cual es conocida como formación Juréia la cual cuenta con una litología de areniscas y intercalaciones de areniscas – limo, las otras dos formaciones en el campo elegido son las formaciones Marambaia y la formación Itajaí-Açu.

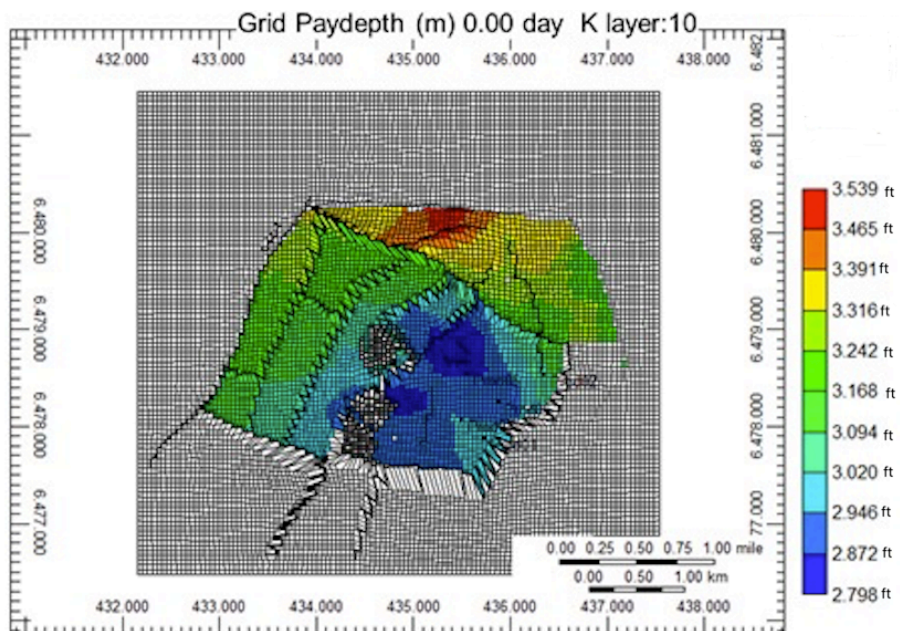
Tabla 5 : Condiciones iniciales de la simulación.

Propiedades	Valores
Área total del modelo	42 Acres
Área del patrón	6 Acres
Total de bloques	216.000
Profundidad	3200 ft
Presión inicial @ 3200 ft	1426 psi

Tabla 6 : Condiciones petrofísicas y térmicas de la arena y la arcilla.

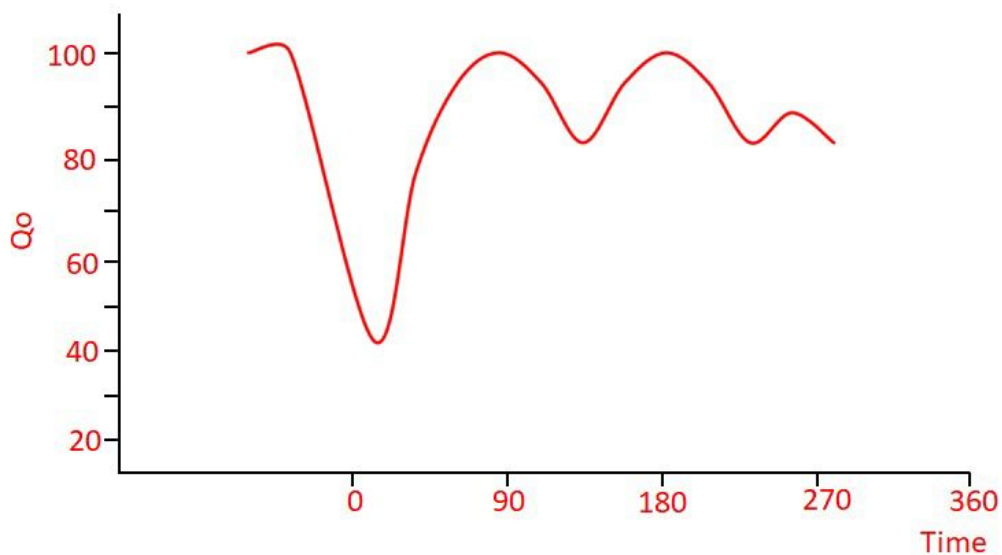
ARENA	
Propiedades	Valores
Capacidad Calorífica	32,655 BTU/ft <sup>3</sup> *F
Compresibilidad	5 X 10 <sup>-4</sup> PSI <sup>-1</sup>
Porosidad	22 %
Permeabilidad	999,8 MD
ARCILLA	
Compresibilidad	34,6 x 10 <sup>-6</sup> PSI <sup>-1</sup>
Conductividad Térmica	26,92 BTU/ft*D*F
Capacidad Calorífica	39 BTU/ft <sup>3</sup> *F

Figura 7: Grid de profundidades



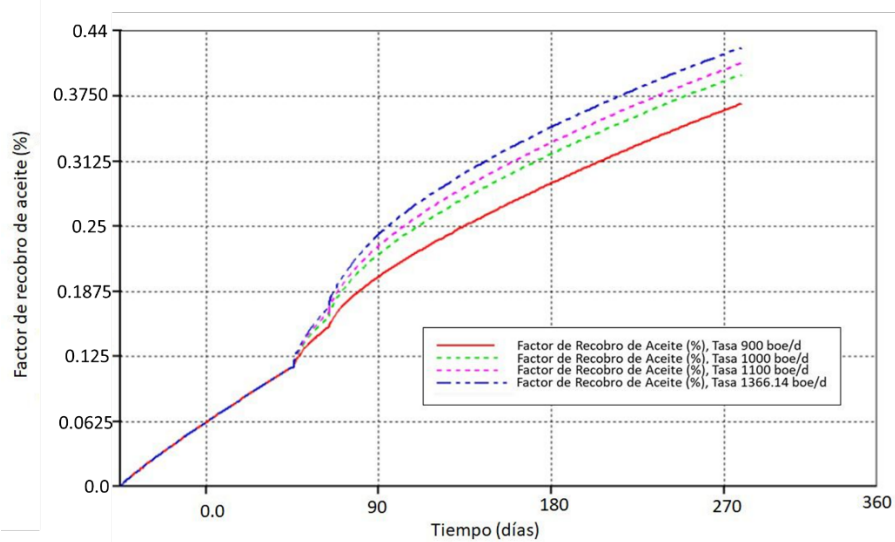
La simulación en CMG se realizó en un ciclo el cual tiene un periodo de duración de 360 días, en el proyecto se maneja un área total del proyecto de 42 acres y un máximo de 216.000 bloques, lo que se busca mediante la simulación es ver el comportamiento de la tasa de inyección al pasar el tiempo del mejor escenario arrojado por los modelos analíticos de energía. Fue hecho un análisis de sensibilidad que tuvo en cuenta cuatro caudales de inyección: 900 BOE/D, 1000 BOE/D, 11000 BOE/D y 1366,14 BOE/D, el escenario con mayor desempeño fue el de la de inyección de 1366,14 BOE/D, dicho comportamiento de barriles incrementales se puede observar en la Figura (8).

Figure 8: Tiempo contra tasa de producción arrojada por CMG.



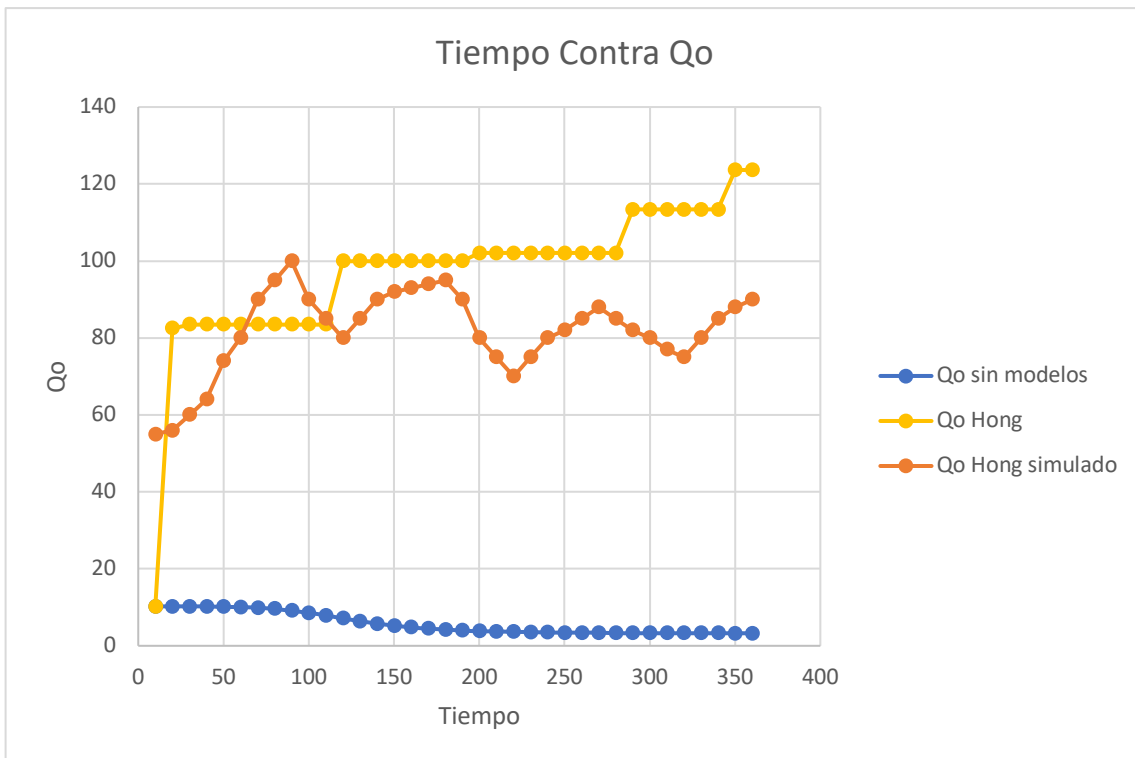
Por otra parte, el Gráfico 4 presenta el incremento en puntos porcentuales del factor de recuperación de la técnica aplicada al reservorio. Como fue mencionado anteriormente el caudal que mejor comportamiento presentó fue el de 1366,14 BOE/D, obteniendo un factor de recobro cercano al 45%

Gráfico 4. Incremento de factor de recobro.



Después de obtener los resultados matemáticos y los resultados simulados se realizó una comparación analítica de datos para evidenciar el comportamiento de los modelos que se quieren implementar en el campo Urucú, como se demuestra en la Figura (4); la cual es la validación de los modelos de administración de energía y su respectivo comportamiento de los resultados correlacionados con los modelos de recobro, para evidenciar la viabilidad técnica del proyecto. Puede observarse que el comportamiento de la tasa de producción al pasar el tiempo del proyecto arrojado por la simulación numérica. Comparando los resultados se observa que los modelos de administración de energía tienen una veracidad del 75% ya que el modelo matemático no tiene en cuenta factores como decaimiento de la tasa dada por una disminución de presión o de temperatura del fluido inyectado como se puede observar en la Figura (9) el modelo evaluado matemáticamente al finalizar el ciclo de estudio finaliza con una tasa de 121 bbl a comparación del modelo simulado que tiene una tasa de producción final de 90 bbl partiendo en la diferencia mas notoria en los puntos de inflexión que presenta la simulación, sin embargo los dos modelos arrojan resultados positivos para la producción del campo lo cual indica que técnicamente que el proyecto es viable en este punto del estudio.

Figura 9 : Comportamiento de las tasas de producción del mejor escenario.



### 4.3 Evaluación económica del proyecto.

Se pretendió evaluar el proyecto económicamente, para así tener la certeza que la compañía que implemente los modelos tendrá una viabilidad positiva, para ello se necesitó de unos indicadores económicos como los son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio-costos (R B/C) Y el plazo de recuperación (PR). Dichos indicadores se obtuvieron en base a una información inicial como inversión, PIB, IPC, costos, entre otros los cuales se pueden observar en la Tabla (7).

Tabla 7 : Información requerida para aplicar los indicadores.

Variable	Inversión (USD)	PIB	IPC	Costo de inyección (USD)	TIO
Valor	6.000.000	2,30%	2,68%	180	5%

Durante el desarrollo del proyecto se realizó una inversión de 6.000.000 USD teniendo en cuenta que los costos que generaron la inyección de vapor continua, se evaluaron al pasar el tiempo del proyecto, los ingresos y gastos del proyecto para poder obtener las utilidades de cada uno de los modelos a implementar en el campo Urucú, como se

observar en la Tabla (8), los ingresos de los diferentes proyectos que se implementaron fueron mayores que los gastos, arrojándonos una utilidad positiva para el proyecto.

Tabla 8 : Valores de utilidades.

MODELO		Año 2021	Año 2022	Año 2023
MYHILL & STEGERMEIER	<b>Ingresos</b>	12.507.934 USD	13.138.539 USD	13.800.937 USD
	<b>Gastos</b>	8.774.248 USD	8.976.055 USD	9.182.505 USD
	<b>Utilidades</b>	3.733.686 USD	4.162.484 USD	4.618.432 USD
KERN RIVER	<b>Ingresos</b>	17.984.078 USD	18.890.770 USD	19.843.175 USD
	<b>Gastos</b>	12.615.733 USD	12.905.894 USD	13.202.730 USD
	<b>Utilidades</b>	5.638.345 USD	5.984.875 USD	6.640.444 USD
HONG	<b>Ingresos</b>	20.271.005 USD	21.292.996 USD	22.366.512 USD
	<b>Gastos</b>	14.220.000 USD	14.547.060 USD	14.881.642 USD
	<b>Utilidades</b>	6.051.005 USD	6.745.936 USD	7.484.870 USD

En base a las utilidades obtenidas se realizaron unos indicadores económicos para evaluar la viabilidad del proyecto, Se comienza con el valor presente neto (VPN) del proyecto y el VPN anual los cuales se calculan teniendo en cuenta las utilidades arrojadas por cada uno de los modelos y la TIO, este indicador arrojó resultados mayores a la inversión por lo que según los resultados como se pueden ver en la Figura (10) son viables, en la Figura (11) se observa el periodo de retorno (PR) se calcula con una división entre la inversión inicial y el VPN anual del proyecto, los resultados tienen que ser menores al 50+1, se observo que el PR arrojado tiene una viabilidad positiva dado que los periodos de recuperación no son muy extensos el cual ayuda al proyecto, también se dio uso del indicador de la tasa interna de retorno (TIR) el cual se calculo mediante el uso del programa Excel y teniendo en cuenta que los resultados tienen que dar porcentajes positivos se analiza que el estudio es optimo y el ultimo indicador usado fue la relación beneficio-costos el cual se calcula teniendo en cuenta los VPN de los ingresos y los gastos, los resultados por este indicador deben ser mayores a uno, se observo que son resultados óptimos para el proyecto como se puede visualizar en la Tabla (9).[16]



Figura 10 : VPN del proyecto según los modelos.

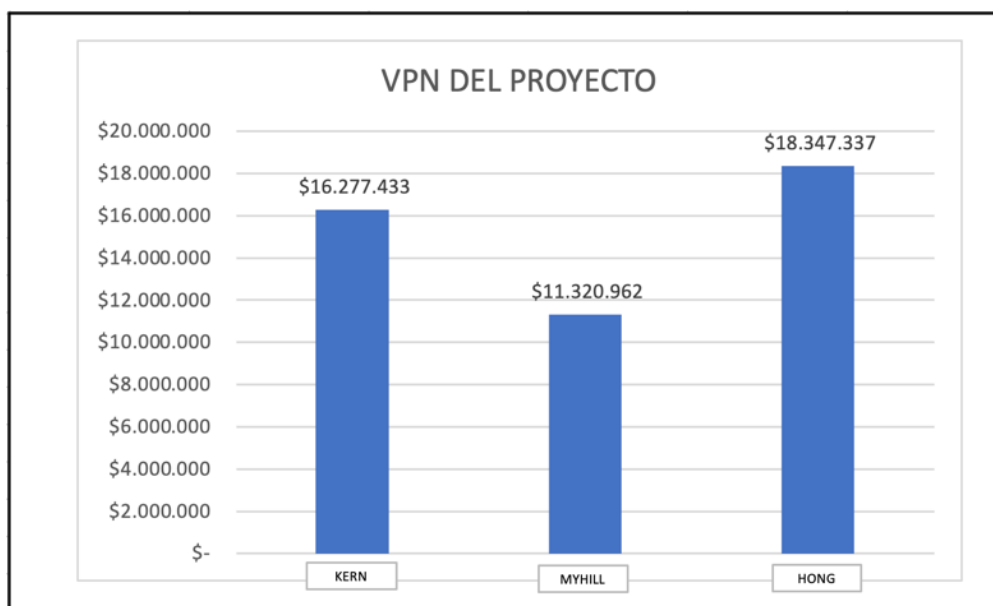


Figura 11 : Periodo de recuperación de la inversión dada por los modelos.

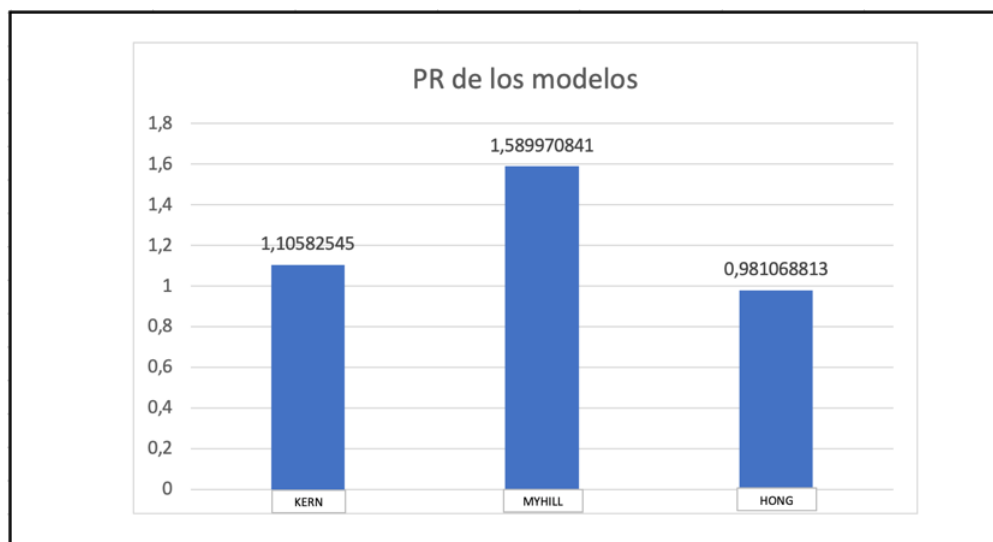


Tabla 9 : Indicadores económicos

MODELOS		Valores
MYHILL & STEGERMEIER	<b>Relación beneficio costo</b>	1,4634
	<b>TIR</b>	46%
KERN RIVER	<b>Relación beneficio costo</b>	1,4634
	<b>TIR</b>	79%
HONG	<b>Relación beneficio costo</b>	1,4634
	<b>TIR</b>	93%

## **5. conclusiones**

1. La implementación de los modelos de administración de energía son óptimos, ya que el caudal de producción al finalizar el ciclo de estudio presentaba una tasa de 3,65 bbl y con el mejor escenario dado por el modelo de HONG termina con una tasa entre 85 bbl a 120 bbl.
2. En el análisis del factor de recobro (FR), se obtuvo que el campo contaba con un FR de 15% y se observó un incremento a un FR del 60% hallado matemáticamente, esto representa que se tuvo un incremento de 45 puntos porcentuales. Por otra parte, el FR dado por la simulación fue del 45% representando un incremento de 30 puntos porcentuales en el factor de recobro.
3. La simulación implementada con el mejor modelo analítico se dio con una tasa de inyección de 1366,14 BOE/D, dándonos un valor máximo de tasa de producción de 90 bbl para observar el comportamiento positivo de dicho proyecto en el campo elegido.
4. Los modelos de administración de calor tienen un comportamiento de aumento exponencial que comparándolos con los resultados dados por la simulación se observó que tienen un 75 % de veracidad respecto al estudio realizado en el software CMG.
5. La evaluación económica que se realizó para determinar la factibilidad del proyecto, fue exitosa dado que los indicadores económicos evaluados dieron una viabilidad positiva para la empresa que requiera la implementación del proyecto.

## **Agradecimientos**

Se agradece a los ingenieros que estuvieron presentes en el proceso de implementación del proyecto a la Fundación Universidad de América, la Universidad Industrial de Santander y la Universidad Federal Rio do Janeiro de Brasil.

## **Referencias**

- [2] GONZALO G.L. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor. Capítulo 1. 1989.
- [3] MRLDUL KUMAR, CHEVRON PRODUCTION TECHNOLOGY CO. Y Y.M. ZIEGLER. Injection schedules and production strategies for optimizing steamflood performance. SPE-20763. 1992.

- [4] CARBAJAL, MEDINA, “Estudio experimental en la inyección de vapor en medio poroso saturado de aceite”. Capitulo 2. 2017.
- [5] GUTIERREZ D, The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT Abril del 2009.
- [6] HANZLIK, E.J. MIMS, D.S. Forty Years of Steam Injection in California - The Evolution of Heat Management. SPE. 84848
- [7] HONG. K.C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. PennWell books. Tulsa, Ok. 1994.
- [8] MANNUCCI, J. E.: “Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales”. 1990. Capítulo 3. p. 14.
- [9] MRLDUL KUMAR, CHEVRON PRODUCTION TECHNOLOGY CO. Y Y.M. ZIEGLER. Injection schedules and production strategies for optimizing steamflood performance. SPE-20763. 1992.
- [10] CADENA-TRIANA, PADILHA LOPES, GUERRERO MARTIN. Assessment of use of concentrated solar power technology for steam generation and subsequent injection in a Colombian oil field: an application of solar EOR. April 30, 2021. P. 224.
- [11] MERCADO-SIERRA, MUÑOZ-NAVARRO, ORDOÑEZ-RODIRGUEZ. Desarrollo de un modelo analítico en reservorios estratificados de crudos pesados. 24 de febrero, 2015.
- [12] UIS, M. TRIGOS, S.F. Muñoz, J.M. PINILLA. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. ACIPET-2009.
- [13] UIS, RINCON CAÑAS-MARIA MONICA. Nuevo modelo analítico de administración de energía en procesos de inyección continua de vapor. Octubre 28, 2014. Bucaramanga, Colombia.
- [14] EUSKO JAURLARITZAREN ARGITALPEN ZERBITZU NAGUSIA. El petróleo y la energía. 2008 Victoria-Gasteiz, Gobierno Vasco.
- [15] CHRISTIAN DAVID BUITRAGO. CARACTERIZACIÓN DE POZOS PETROLEROS. 2021, BOGOTA COLOMBIA.
- [16] J.M. Pinilla, Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. Aplicación campo TECA. 2009, Bogotá Colombia.

- [17] Centro de estudios para la preparación socioeconómica de proyectos, CEPEP, Indicadores de rentabilidad. Junio 2017. México.
- [18] Benavides Nieves – Pinilla Najar, Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. 2017, FUA, Bogotá Colombia.
- [19] Rodríguez Hoyos, Evaluación de la implementación de los patrones no convencionales para la inyección continua de vapor. 2021, FUA, Bogotá Colombia.
- [20] Draeger de olivera, Prognóstico de produção em campos de óleo pesado utilizando o método de recueração de injeção de vapor na bacia do espírito santo.2016, Niterói, RJ, Brasil.
- [21] GATES, Ian Donald, et al. Steam injection strategy and energetics of steam-assisted gravity drainage. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, vol. 10, no 01, p. 19-34.
- [22] WILLMAN, B. T., et al. Laboratory studies of oil recovery by steam injection. Journal of Petroleum Technology, 1961, vol. 13, no 07, p. 681-690.
- [23] MUÑOZ, Miguel. Current overview of cyclic steam injection process. 2013.
- [24] DE FERRER, Magdalena París. Inyección de agua y gas en yacimientos. 2001.
- [25] WILLHITE, G. Paul. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells. Journal of Petroleum technology, 1967, vol. 19, no 05, p. 607-615.
- [26] AULT, J. W.; JOHNSON, W. M.; KAMILOS, G. N. Conversion of mature steamfloods to low-quality steam and/or hot-water injection projects. En SPE California Regional Meeting. OnePetro, 1985.
- [27] JENSEN, Trond B.; SHARMA, Mrityunjai P. Thermal hydraulics of wellbores and surface lines during steam/hot water injection—Part I: Theoretical model. 1989.
- [28] ZHAO, Rongchao, et al. Comparative study on different water/steam injection layouts for fuel reduction in a turbocompound diesel engine. Energy conversion and management, 2018, vol. 171, p. 1487-1501.
- [29] PRATAMA, Randy Agra; BABADAGLI, Tayfun. Tertiary-Recovery Improvement of Steam Injection Using Chemical Additives: Pore-Scale Understanding of Challenges and Solutions Through Visual Experiments. SPE Journal, 2021, vol. 26, no 03, p. 1552-1571.

- [30] LI, Xiuluan, et al. Experimental study on viscosity reducers for SAGD in developing extra-heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 166, p. 25-32.
- [31] FILIMONOV, O. V.; GALIULLINA, I. F. Area of reservoir heating during steam cyclic treatment of oil wells. En *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing, 2018. p. 082010.
- [32] WAN, Tao, et al. Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 185, p. 106613.
- [33] DOMINGOS, Maria Dalgeany de Araújo. Utilização de resíduo da indústria cimenteira como aditivo de pastas de cimento para poços de petróleo submetidos à injeção de vapor. 2019.
- [34] DE ANDRADE, Mário Celso Neves. Análise da perda de calor em linhas de superfície aéreas de injeção de vapor.
- [35] FATTAHPOUR, V., et al. Sand control testing for steam injection wells. En *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. OnePetro, 2018.
- [36] SUN, Fengrui, et al. Performance analysis of superheated steam injection for heavy oil recovery and modeling of wellbore heat efficiency. *Energy*, 2017, vol. 125, p. 795-804.
- [37] DE SOUZA, Wendell Rossine Medeiros, et al. Numerical simulation of the thermomechanical behavior of cement sheath in wells subjected to steam injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 167, p. 664-673.
- [38] SUN, Fengrui; YAO, Yuedong; LI, Xiangfang. Effect analysis of non-condensable gases on superheated steam flow in vertical single-tubing steam injection pipes based on the real gas equation of state and the transient heat transfer model in formation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 8, no 4, p. 1325-1330.
- [39] GUEVARA, J. L.; PATEL, Rajan G.; TRIVEDI, Japan J. Optimization of Steam Injection for Heavy Oil Reservoirs Using Reinforcement Learning. En *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*. OnePetro, 2018.
- [40] DONG, Xiaohu, et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Applied energy*, 2019, vol. 239, p. 1190-1211.

- [41] ZHAO, Qiuyang, et al. Enhanced oil recovery and in situ upgrading of heavy oil by supercritical water injection. *Energy & Fuels*, 2019, vol. 34, no 1, p. 360-367.
- [42] SÁNCHEZ, V. G. O.; PINEDA, P. J. Sistema de almacenamiento de energía térmica mediante calor latente con eritritol como material de cambio de fase. En CIES2020-XVII Congreso Ibérico e XIII Congreso Ibero-americano de Energía Solar. LNEG-Laboratório Nacional de Energia e Geologia, 2020. p. 503-510.
- [43] COLUNGA, Alejandro, et al. Mecanismos de transferencia de calor. *TEPEXI Boletín Científico de la Escuela Superior Tepeji del Río*, 2020, vol. 7, no 14, p. 58-61.
- [44] CARO VÉLEZ, Cristina. Impacto en la incorporación de reservas en procesos de recobro mejorado térmico de inyección cíclica de vapor mediante el uso de nanofluidos.
- [45] PÉREZ, Romel, et al. Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Fuentes, el reventón energético*, 2018, vol. 16, no 2.
- [46] DANTAS, Sávio Wesley Bezerra. Estudo sobre os métodos de recuperação de campos maduros onshore. 2020.
- [47] ASECICIO MIRABA, Carlos Adrian. Evaluación técnica de la inyección cíclica de vapor para la explotación en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. 2020. Tesis de Licenciatura. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2020.
- [48] DAZA SÁNCHEZ, Kevin Arturo; ESPAÑA ENDO, María Alejandra. Evaluación técnico-financiera del uso de una emulsión inversa de crudo pesado, en la caldera, para el proceso de inyección cíclica de vapor del Campo Girasol. 2017. Tesis de Licenciatura. Fundación Universidad de América.
- [49] RECUPERACIÓN TÉRMICA PARA CRUDOS PESADOS A TRAVÉS DE PROCESOS DE ESTIMULACIÓN (IAV/CEFP) Recuperado de: <https://elpetroleoysusavances.com/>
- [50] ERSAHIN, Ahmet; ERTEKIN, Turgay. Artificial Neural Network Modeling of Cyclic Steam Injection Process in Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2020, vol. 23, no 03, p. 0979-0991.

- [51] AGEEB, Alhadi Adam, et al. The Influence of Steam Injection Volume on Sand and Oil Production in Cyclic Steam Stimulation (CSS) Wells. 2017. Tesis Doctoral. Sudan University of Science and Technology.
- [52] WANG, Yanyong; REN, Shaoran; ZHANG, Liang. Mechanistic simulation study of air injection assisted cyclic steam stimulation through horizontal wells for ultra heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, p. 209-216.
- [53] ZHANG, Qichen, et al. An investigation of production performance by cyclic steam stimulation using horizontal well in heavy oil reservoirs. *Energy*, 2021, vol. 218, p. 119500.
- [54] ANDRADE, Everton de Lima de. Análise da coinjeção cíclica de vapor e solvente em reservatório do nordeste brasileiro. 2019. Tesis de Maestría. Brasil.
- [55] SOUZA, Wendell Rossine Medeiros de. Simulação numérica do comportamento mecânico da bainha de cimento em estado confinado em poços submetidos à injeção cíclica de vapor. 2017.
- [56] SILVA, Fabrício Pereira Feitoza da. Avaliação da permeabilidade na interface revestimento metálico-bainha de cimento em poços submetidos à injeção de vapor. 2021. Tesis de Maestría. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- [57] SOUZA, Wendell Rossine Medeiros de. Simulação numérica do comportamento mecânico da bainha de cimento em estado confinado em poços submetidos à injeção cíclica de vapor. 2017.
- [58] VENERA, Alberto M. Pérez, et al. Técnicas para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. *Fuentes: El reventón energético*, 2017, vol. 15, no 1, p. 109-117.
- [59] VILLAQUIRÁN VARGAS, Ana Paula; RODRÍGUEZ CASTELBLANCO, Astrid Xiomara; MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo. *Revista Ion*, 2017, vol. 30, no 2, p. 65-77.
- [60] WU, Zhengbin, et al. Experimental investigation on improved heavy oil recovery by air assisted steam injection with 2D visualized models. *Fuel*, 2019, vol. 252, p. 109-115.
- [61] PRATAMA, Randy Agra; BABADAGLI, Tayfun. Wettability State and Phase Distributions during Steam Injection with and without Chemical Additives: An

- Experimental Analysis Using Visual Micromodels. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2020, vol. 23, no 03, p. 1133-1149.
- [62] LIU, Pengcheng, et al. Experimental study of the steam distillation mechanism during the steam injection process for heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, vol. 166, p. 561-567.
- [63] KANG, Zhiqin, et al. A pilot investigation of pyrolysis from oil and gas extraction from oil shale by in-situ superheated steam injection. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 186, p. 106785.
- [64] MUKHERJEE, Biplab, et al. Laboratory evaluation of novel surfactant for foam assisted steam EOR method to improve conformance control for field applications. En SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro, 2018.
- [65] BAO, Yu; WANG, Jingyi; GATES, Ian D. Steam injection gravity drainage as a follow-up process for cyclic steam stimulation. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, vol. 153, p. 268-282.
- [66] CASAS, Martha Patricia Medina, et al. Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. Fuentes, el reventón energético, 2019, vol. 17, no 2, p. 27-37.
- [67] FORERO, Carlos Alejandro, et al. Technical and economic assessment of the development of a Colombian Tight Oil reservoir: a simulation case study of Valle Medio del Magdalena basin. Dyna, 2021, vol. 88, no 219, p. 35-43.
- [68] TRIANA, Luisa Maria Cadena, et al. Assessment of use of concentrated solar power technology for steam generation and subsequent injection in a Colombian oil field: an application of solar EOR. Dyna, 2021, vol. 88, no 217, p. 220-227.
- [69] Marana, Anderson Luis Oliveira, et al. "Modelling and simulation of a thermoelectric waste heat recovery system–TWRHS." Dyna 88.217 (2021): 265-272.