

**NUEVO MODELO ANALÍTICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN  
PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.**

**MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**NUEVO MODELO ANALÍTICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN  
PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.**

**MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS**

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de  
Magister en Ingeniería de  
Hidrocarburos*

**Director**

**M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **DEDICATORIA**

A Dios por permitir que este compartiendo este logro tan importante con las personas que quiero y que siempre han estado a mi lado.

A mis papas por su amor, apoyo y comprensión; por entregar todo de ustedes para hacer de mí una mejor persona, cultivando en mí el cariño, la confianza y el amor.

A rafa por ser mi mejor amigo, confidente y lo más importante el amor de mi vida, mi presente, mi futuro y motivo de felicidad.

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todos aquellos que de una u otra manera permitieron la obtención de este logro y de manera especial a:

Ingeniero **Samuel Fernando Muñoz Navarro** por sus valiosos aportes en este trabajo y su apoyo y confianza en mí.

A los ingenieros **Carlos Eduardo Naranjo, Jorge Mario Palma y Luis Roberto Oliveros** por sus recomendaciones y aportes.

A **Rafael Eduardo Pérez Hernández** por su paciencia y apoyo durante todo el proceso, por amarme tanto.

A **Xiomy** por su compañía e inolvidables momentos durante esta experiencia de vida y crecimiento profesional que experimentamos juntas.

A todos mis compañeros de oficina, Fernando y Sindy, tesistas y auxiliares del GRM con quienes compartí durante estos años momentos muy gratos.

## CONTENIDO

	<b>Pag.</b>
INTRODUCCIÓN.....	18
1. ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	21
1.1. INYECCIÓN DE VAPOR.....	21
1.1.1. Inyección cíclica de vapor .....	22
1.1.2. Inyección continua de vapor.....	23
1.2. VARIABLES DE MAYOR INCIDENCIA EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	25
1.2.1. Propiedades del yacimiento .....	25
1.2.2. Parámetros operacionales .....	27
1.3. ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA .....	28
1.3.1. Surgimiento de la administración .....	29
1.4. IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.....	30
1.4.1. Etapas para la implementación. ....	31
1.5. MODELOS ANALÍTICOS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA .....	34
1.5.1. Modelo de <i>MYHILL</i> y <i>STEGEMEIER</i> (1978).....	35
1.5.2. Modelo de <i>VOGEL</i> (1984).....	37
1.5.3. Modelo <i>NEWMAN</i> (1985).....	39
1.5.4. Modelo <i>KERN RIVER – CHEVRON</i> (1989) .....	40
1.5.5. Modelo de <i>HONG</i> (1994) .....	42
2. EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO DE UN YACIMIENTO DURANTE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS .....	44
2.1. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	44
2.1.1. Propiedades del grid de simulación .....	45

2.1.2.	Propiedades de la roca .....	46
2.1.3.	Modelo de fluidos .....	48
2.1.4.	Interacción roca – fluido .....	49
2.1.5.	Resultados iniciales.....	51
2.2.	IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....	52
2.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA PARA EL CRECIMIENTO DE LA ZONA DE VAPOR.....	59
2.3.1.	Diseño experimental del análisis de sensibilidad .....	60
2.3.2.	Resultados del análisis de sensibilidad.....	62
3.	DESARROLLO DEL NUEVO MODELO ANALITICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.....	66
3.1.	METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE ADMINISTRACIÓN.....	67
3.2.	OPTIMIZACIÓN DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR .....	68
3.2.1.	Inicio de la administración de energía.....	68
3.2.2.	Estimación de los cambios operacionales para implementar la administración de energía.....	71
3.2.4.	Optimización 2: Valor Presente Neto (VPN).....	76
3.3.	NUEVO MODELO ANALÍTICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA. ....	78
3.3.1.	Consideraciones del modelo:.....	80
3.3.2.	Planteamiento matemático:.....	80
4.	EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO MODELO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA MaMo.....	91
4.1.	EVALUACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA CON LOS MODELOS DE EXISTENTES.....	92
4.2.	ANÁLISIS FINANCIERO .....	95
4.2.1.	Gastos Capitales (CAPEX) .....	95

4.2.2.	Costos de producción o Lifting cost.....	96
4.2.3.	Precio del barril de crudo .....	96
4.2.4.	Costo del Millón de BTU/h.....	98
4.3.	INDICADORES FINANCIEROS .....	100
4.3.1.	Valor presente neto: .....	100
4.3.2.	Período de recuperación del capital o la inversión (PR).....	103
4.4.	ÍNDICES DE DESEMPEÑO ECONÓMICO .....	103
4.5.	VALIDACIÓN DEL MODELO EN FLUIDOS DE DIFERENTES VISCOSIDADES .....	109
5.	CONCLUSIONES.....	114
6.	RECOMENDACIONES .....	115
	BIBLIOGRAFÍA .....	116

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1:</b> ESQUEMA GENERAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR .....	22
<b>FIGURA 2:</b> ESQUEMA GENERAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR .....	24
<b>FIGURA 3:</b> ESQUEMA DE DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE INFORMACIÓN .....	32
<b>FIGURA 4:</b> ETAPAS DEL PROCESO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA. ....	33
<b>FIGURA 5:</b> GRID DE SIMULACIÓN (CASO BASE)-PROFUNDIDAD .....	45
<b>FIGURA 6:</b> CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA ACEITE – AGUA. ....	50
<b>FIGURA 7:</b> CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA LIQUIDO – GAS.....	50
<b>FIGURA 8:</b> COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y ACEITE DURANTE LA ETAPA DE PRODUCCIÓN POR FLUJO NATURAL. ....	51
<b>FIGURA 9:</b> COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO Y LA PRESIÓN DE YACIMIENTO DURANTE LA ETAPA DE PRODUCCIÓN POR FLUJO NATURAL.....	52
<b>FIGURA 10:</b> COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO PARA CADA UNO DE LOS TRABAJOS EN ESTUDIO.....	54
<b>FIGURA 11:</b> COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO PARA CADA UNO DE LOS TRABAJOS EN ESTUDIO.....	54
<b>FIGURA 12:</b> RESULTADOS DEL EFECTO DE CADA UNA DE LAS VARIABLES SOBRE LA PRESIÓN PROMEDIO DE YACIMIENTO.....	55
<b>FIGURA 13:</b> TASA DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PARA EL MODELO BASE DE SIMULACIÓN EVALUADO A DIFERENTES TASAS DE INYECCIÓN.....	56
<b>FIGURA 14:</b> FACTOR DE RECOBRO PARA EL MODELO BASE DE SIMULACIÓN EVALUADO A DIFERENTES TASAS DE INYECCIÓN.....	56
<b>FIGURA 15:</b> VALOR PRESENTE NETO EN EL TIEMPO DEL PROYECTO CON LAS TASAS DE ESTUDIO.....	57
<b>FIGURA 16:</b> LÍNEA DEL TIEMPO DEL PROYECTO.....	58

<b>FIGURA 17:</b> TASA DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y ACEITE.....	58
<b>FIGURA 18:</b> TASA DE INYECCIÓN DE AGUA Y COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE YACIMIENTO.....	59
<b>FIGURA 19:</b> COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE LOS 4 FLUIDOS PVT GENERADOS.....	61
<b>FIGURA 20:</b> COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE YACIMIENTO DE LOS 4 FLUIDOS PVT GENERADOS.....	61
<b>FIGURA 21:</b> COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DE LOS 4 FLUIDOS PVT GENERADOS.....	62
<b>FIGURA 22:</b> RESULTADOS DEL EFECTO DE CADA UNA DE LAS VARIABLES SOBRE EL FACTOR DE RECOBRO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	63
<b>FIGURA 23:</b> RESULTADOS DEL EFECTO DE CADA UNA DE LAS VARIABLES SOBRE LA ENTALPIA TOTAL ACUMULADA EN EL MODELO DE SIMULACIÓN.....	64
<b>FIGURA 24:</b> RESULTADOS DEL EFECTO DE CADA UNA DE LAS VARIABLES SOBRE VOLUMEN DE LA ZONA DE VAPOR EN EL MODELO DE SIMULACIÓN.....	65
<b>FIGURA 25:</b> VISTA SUPERIOR DEL COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE AGUA DESPUÉS DE 1 AÑO DE HABER INICIADO LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	69
<b>FIGURA 26:</b> PRODUCCIÓN DE AGUA DEL MODELO BASE.....	70
<b>FIGURA 27:</b> COMPORTAMIENTO FINANCIERO DEL PROYECTO (CASO BASE).....	71
<b>FIGURA 28:</b> TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR CON EL MODELO DE ENERGÍA-KERN RIVER.....	72
<b>FIGURA 29:</b> RESULTADO DE LA OPTIMIZACIÓN EN CMOST EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO.....	74
<b>FIGURA 30:</b> COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO PARA CADA UNO DE LOS EXPERIMENTOS REALIZADOS EN LA OPTIMIZACIÓN.....	74

<b>FIGURA 31:</b> VPN COMPARATIVO DE LAS GANANCIAS DEL PROYECTO CALCULADAS AL MODELO DE ENERGÍA Y LA OPTIMIZACIÓN 1 (FACTOR DE RECOBRO).....	75
<b>FIGURA 32:</b> VALORES INTRODUCIDOS A CMOST PARA EL CÁLCULO DEL VPN A OPTIMIZAR.....	76
<b>FIGURA 33:</b> OPTIMIZACIÓN EN CMOST EN FUNCIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO DEL PROYECTO.....	77
<b>FIGURA 34:</b> RESULTADOS DE LA ÓPTIMA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR EN FUNCIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO. ....	77
<b>FIGURA 35:</b> COMPARACIÓN DE QS PARA EL MODELO DE ENERGY Y EL MAMO - MODEL.....	87
<b>FIGURA 36:</b> TENDENCIA DE DECAIMIENTO EN LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA EL MODELO MAMO.....	90
<b>FIGURA 37:</b> TASAS DE INYECCIÓN PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EVALUADOS. ....	93
<b>FIGURA 38:</b> FACTOR DE RECOBRO PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.....	94
<b>FIGURA 39:</b> TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.....	94
<b>FIGURA 40:</b> COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL PETROLEO 2006-2014. ....	97
<b>FIGURA 41:</b> CALCULO DEL COSTO DE 1MBTU/H.....	99
<b>FIGURA 42:</b> VPN PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DE ADMINISTRACIÓN MEDIANTE LA HERRAMIENTA HMA. ....	101
<b>FIGURA 43:</b> VPN INCREMENTAL PARA CADA UNO DE LOS MODELOS DE ADMINISTRACIÓN MEDIANTE LA HERRAMIENTA HMA. ....	102
<b>FIGURA 44:</b> TASA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE PARA EL MODELO ANALÍTICO MAMO Y EL CASO BASE (BBL/DIA) .....	104
<b>FIGURA 45:</b> RELACION VAPOR ACEITE PARA EL MODELO ANALÍTICO MAMO Y EL CASO BASE. ....	105

<b>FIGURA 46:</b> PRODUCCION DE AGUA DIARIA BBL/D PARA EL MODELO ANALÍTICO MAMO Y EL CASO BASE. ....	106
<b>FIGURA 47:</b> ENERGIA INYECTADA Y PRODUCIDA PARA EL MODELO ANALÍTICO MAMO Y EL CASO BASE. ....	107
<b>FIGURA 48:</b> VOLUMEN DE LA CÁMARA DE VAPOR PARA EL MODELO ANALÍTICO MAMO Y EL CASO BASE. ....	108
<b>FIGURA 49:</b> TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA LOS DOS FLUIDOS. ...	110
<b>FIGURA 50:</b> FACTOR DE RECOBRO PARA LOS DOS FLUIDOS. ....	111
<b>FIGURA 51:</b> RELACIÓN VAPOR ACEITE PARA LOS DOS FLUIDOS. ....	111
<b>FIGURA 52:</b> PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL MODELO DE VISCOSIDAD 933 CP. ....	112
<b>FIGURA 53:</b> PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL MODELO DE VISCOSIDAD 933 CP. ....	113

## LISTA DE TABLAS

<b>TABLA 1:</b> CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACIÓN .....	46
<b>TABLA 2:</b> PROPIEDADES TÉRMICAS Y PETROFÍSICAS DE LA ARENA.....	47
<b>TABLA 3:</b> PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ARCILLA.....	47
<b>TABLA 4:</b> PROPIEDADES DEL HIDROCARBURO PESADO UTILIZADO EN EL MODELO DE SIMULACIÓN.....	48
<b>TABLA 5:</b> PUNTOS FINALES PARA LA ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	49
<b>TABLA 6:</b> DISEÑO EXPERIMENTAL DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA ESTIMULACIÓN CON VAPOR:.....	53
<b>TABLA 7:</b> DISEÑO EXPERIMENTAL DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA ESTUDIAR EL EFECTO DE CADA VARIABLE EN EL CRECIMIENTO DE LA ZONA CALENTADA: .....	60
<b>TABLA 8:</b> TASAS DE INYECCIÓN CALCULADAS PARA EL DISEÑO EXPERIMENTAL DE OPTIMIZACIÓN EN CMOST.....	73
<b>TABLA 9:</b> TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA EL CÁLCULO DE LA OPTIMIZACIÓN.....	89
<b>TABLA 10:</b> CAMBIOS EN LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA CADA UNO DE OS MODELOS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.....	92
<b>TABLA 11:</b> CALCULO DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN POR BARRIL DE PETRÓLEO O LIFTING COST.....	96
<b>TABLA 12:</b> CALCULO DEL COSTO DE CADA BARRIL DE PETRÓLEO.....	98
<b>TABLA 13:</b> CALCULO DE LAS TASAS DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA LOS DOS FLUIDOS MEDIANTE EL MODELO ANALÍTICO MAMO .....	110

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: GUÍA DE LA HERRAMIENTA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR HMA-PLUS .....	119
--	-----

## RESUMEN

**TÍTULO:** NUEVO MODELO ANALÍTICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR. \*

**AUTOR:** ING. MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Inyección de vapor, Crudos pesados con movilidad, modelo analítico, Recobro mejorado, Simulación numérica.

Una de las alternativas más eficientes y prometedoras para la explotación de yacimientos de crudo pesado a nivel mundial es la inyección de vapor, éste por ser un método térmico permite reducir la viscosidad del petróleo permitiendo de esta manera una mejor movilización del crudo en el yacimiento y facilitando su producción. Los procesos de inyección de vapor se ven fuertemente impactados por las pérdidas de energía que este sufre en su viaje desde el generador hasta el yacimiento lo que hace que los resultados no sean siempre los esperados.

En la actualidad diversos campos petroleros han logrado mantener la vida de proyectos de inyección de vapor por periodos extensos llegando incluso a los 40 años, pero este proceso no se ha llevado a cabo de manera convencional. Usualmente los proyectos de inyección continua de vapor se caracterizan por inyectar tasas constantes durante la vida del proyecto lo que impacta negativamente las finanzas del proyecto, esto se debe principalmente a que las tasas de producción de aceite con el paso de los años van declinando.

Con el fin de extender la vida de los proyectos de inyección de continua de vapor se desarrolla un modelo analítico de administración de energía que calcula la madurez térmica del yacimiento que ha sido sometido a inyección de vapor con el fin de determinar la tasa optima técnica y económicamente así mismo permite determinar el momento apropiado para iniciar con los cambios operacionales que permitan extender la vida del proyecto obteniendo márgenes de rentabilidad más elevados.

---

\* Trabajo de Investigación.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co director: M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo

## ABSTRACT

**TITLE:** NEW HEAT MANAGEMENT ANALYTICAL MODEL IN CONTINUOUS STEAM INJECTION PROCESSES. \*

**AUTHOR:** ING. MARÍA MÓNICA RINCÓN CAÑAS \*\*

**KEYWORDS:** Steam Injection, Heavy Oil With Mobility, Analytical Model, Improved Oil Recovery Numerical Simulation.

One of the most promising and efficient alternative to exploit heavy oil reservoirs worldwide is steam injection, this is a thermal method that reduces oil viscosity allowing better mobility of the oil in the reservoir and facilitating their production. The steam injection processes are strongly impacted by energy losses it suffers on its journey from the generator to the reservoir, which makes the results are not always as expected.

Nowadays many oil fields achieved maintain the life of steam injection projects for extended periods even to 40 years, but this process has not been carried out in a conventional way. Usually steamflood projects are characterized by constant injection rates over the life of the project which negatively impacts the finances of the project, this is mainly because production rates of oil over the years are declining.

In order to extend the life of the steamflood projects a new heat management analytical model is develop. The model calculates the thermal maturity in a reservoir that has been subjected to steam injection in order to determine the optimum technical and economical injection rate likewise to determine the appropriate time to start with the operational changes that will allow the project to extend the life getting higher margins of profitability.

---

\* Research Work.

\*\*Faculty of Engineering Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo.

## INTRODUCCIÓN

La extracción de petróleo en el mundo mediante métodos de recobro mejorado se ve fuertemente caracterizada por la implementación de métodos de recobro térmico, los cuales no solamente han arrojado resultados positivos en yacimientos de crudo pesado que son los que en la actualidad representan el mayor porcentaje de reservas mundiales, sino que también han demostrado su efectividad en yacimientos con crudos medios y livianos. La implementación de procesos térmicos como la inyección de vapor a la cual se le atribuye cerca del 40% de los proyectos de recobro mejorado activos en este momento, tiene una gran ventaja y radica en el amplio conocimiento que se tiene sobre la técnica, lo que ha permitido su implementación en yacimientos que incluso llegan a desafiar sus principales limitaciones como son la profundidad, el alto contenido de arcillas y las altas saturaciones de agua.

Los procesos de inyección continua de vapor se caracterizan por una serie de mecanismos que ocurren en el yacimiento como lo son la destilación de livianos, la reducción de la viscosidad y la expansión térmica de los fluidos entre otros, los cuales se ven fuertemente determinados por las propiedades del yacimiento y los fluidos que esta contiene.

Como es bien conocido los yacimientos de crudo pesado se clasifican según el sistema de referencia planteado por el Instituto Americano del Petróleo (API), en el cual los aceites pesados poseen una gravedad entre 10 y 22,3 °API, y su viscosidad se encuentra en un rango de 20 a 1000000 cP. Es común encontrar yacimientos de crudo pesado móviles y no móviles, esta situación pone a prueba la efectividad del proceso de inyección de vapor el cual ha tenido su mayor aplicación en yacimientos

de Estados Unidos y Canadá cuyas viscosidades son muy altas y hacen que el comportamiento de este fluido inyectado sea diferente.

En el caso de los yacimientos cuyas viscosidades son altas pero aun permiten la movilidad del petróleo son pocos los estudios que se han desarrollado, lo que ha conllevado a que la implementación de la técnica no siempre logre los resultados esperados. Una de las variables de mayor importancia durante la implementación del método de inyección continua de vapor son las tasas de inyección las cuales dependen de las propiedades de la roca y el fluido de yacimiento que no han sido consideradas en su totalidad al asumir comportamientos similares entre los yacimientos en estudio.

La selección de la tasa de inyección en los tiempos iniciales del proyecto viene dada por la máxima tasa de infectividad de la arena, sin embargo a medida que pasa el tiempo la madures térmica del yacimiento va a aumentando por lo que los requerimientos para mantener la temperatura del yacimiento y la producción de los fluidos es menor, lo más complejo es determinar cuanto menos, ya que esto depende estrictamente de la reproducción del proceso que ocurre en yacimiento, ante esta dificultad, se desarrollan los modelos analíticos de administración de energía los cuales brindan una estimación de la tasa de inyección de vapor requerida por el yacimiento en etapas posteriores al inicio de la inyección, basada en los requerimientos energéticos del mismo.

Por otra parte están las variables que influyen para que la zona calentada en el yacimiento aumente, lo cual no implica necesariamente que la temperatura de este aumente, sino que el volumen calentado sea mayor, estas variables están directamente relacionadas con la distribución de los fluidos en yacimiento, las cuales se estudiaron a través de la simulación numérica y se encuentran enmarcadas por la viscosidad del hidrocarburo y por la presencia de condensados calientes de vapor

los cuales aportan calor sensible a los fluidos presentes mejorando así su viscosidad, y transfiriendo calor por conducción y convección a lo largo del yacimiento.

Con el fin de incluir una mayor cantidad de variables que involucren en especial la viscosidad del crudo la cual puede ser diferente para cada tipo de yacimiento de crudo pesado, se planteó un modelo analítico que solucionara las principales falencias de los modelos propuestos por otros autores previamente y de esta manera plantear una mejor opción para el cálculo de la tasa de inyección en procesos de inyección continua de vapor.

Finalmente es importante establecer un método de validación cuando se desarrolla un modelo analítico que en ciertos casos cuando este no se puede aplicar a un campo real es posible validarlo mediante una aplicación a escala de simulación de yacimientos y un análisis económico del proyecto lo que mostrara el balance del modelo.

## 1. ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El proceso de inyección continua de vapor, es una de las técnicas de recobro mejorado térmico más ampliamente aplicado, principalmente a yacimientos de crudo pesado, este proceso involucra simultáneamente transporte de calor y masa, lo cual conlleva a un grado de complejidad mayor en su estudio. La variación de la permeabilidad, la reducción de la viscosidad, la expansión térmica y la segregación gravitacional influyen en la eficiencia del desplazamiento, la distribución vertical del vapor y las tasas de recuperación de aceite. La tasa con la cual se inyecta el vapor es una variable operacional de gran importancia ya que no solo es la encargada de aumentar la temperatura del yacimiento si no también garantiza el desplazamiento de los fluidos, dicha tasa es posible estimarla mediante modelos de administración de energía.

### 1.1. INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor como método de recuperación térmica de petróleo puede ser aplicada a yacimientos de diferentes características siempre y cuando se tenga un estricto control en el proceso que garantice su éxito técnico y económico, este puede ser implementado de manera continua o como una estimulación mediante ciclos de inyección de vapor. <sup>1</sup>El proceso consiste en la inyección de vapor saturado a alta temperatura al yacimiento con el fin de aumentar la temperatura de yacimiento y así lograr una reducción en la viscosidad del aceite *in situ*, un aumento en la movilidad, la destilación de fracciones livianas y el desplazamiento de los fluidos.

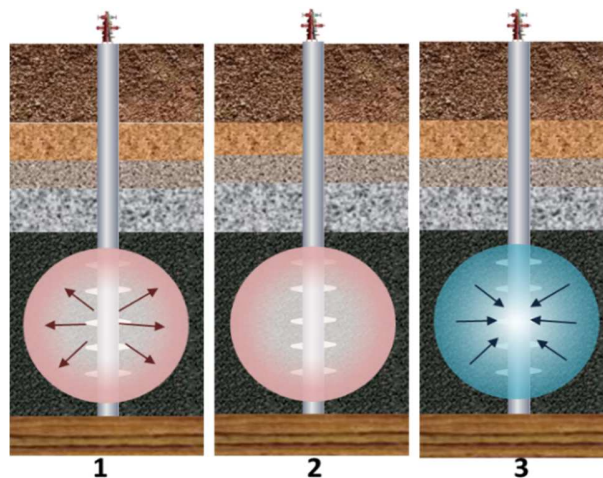
---

<sup>1</sup> DIETZ, D. "Review of Thermal Recovery Methods". Paper SPE-AIME 5558. 1975.

### 1.1.1. Inyección cíclica de vapor

Este método de recuperación térmica consiste en inyectar vapor en un pozo el cual después es puesto en producción. Un proceso de inyección cíclica con vapor incluye tres etapas (Figura 1).

**Figura 1:** Esquema general de un proceso de inyección cíclica de vapor



Fuente: Autor

La primera etapa es la inyección, durante la cual se introduce vapor en el yacimiento a una alta tasa. La segunda etapa, o fase de remojado, requiere cerrar el pozo durante algunos días para permitir la distribución uniforme del calor. Por último, durante la tercera etapa, se produce el petróleo calentado a través del mismo pozo. Se repite el ciclo tanto tiempo como sea técnica y económicamente viable para la producción de petróleo.

La inyección cíclica con vapor se utiliza de manera extensiva en yacimientos de petróleo pesado, arenas bituminosas y, en algunos casos, para mejorar la

inyectividad antes de operaciones de inyección continua con vapor o combustión *In Situ*<sup>2</sup>.

### 1.1.2. Inyección continua de vapor

La inyección continua de vapor es un proceso cuyos resultados son llamativos en el momento de seleccionar este método debido a que es posible recuperar grandes cantidades de crudo pesado sin arriesgar de manera inminente el personal de operación ni al yacimiento. Como resultado del proceso el yacimiento experimenta<sup>3</sup>:

- Incremento de la temperatura de la roca y los fluidos.
- Reducción en la viscosidad de agua y el aceite.
- Vaporización de las fracciones livianas del hidrocarburo.
- Incremento en el volumen de roca y fluido a causa de la reducción en su densidad.
- Reducción en las fuerzas interfaciales.

El proceso de inyección continua de vapor consiste en la inyección de vapor saturado al yacimiento de manera continua con el fin de desplazar el aceite hacia los pozos productores. Este proceso usualmente arroja mayores factores de recobro si compara con el proceso de inyección cíclica de vapor. Como cualquier proceso de desplazamiento, se requiere que exista continuidad a lo largo del yacimiento entre el pozo inyector y productor<sup>4</sup>.

Durante un proceso de desplazamiento con vapor se generan diferentes frentes a lo largo del yacimiento. A medida que el vapor se va desplazando a lo largo del

---

<sup>2</sup> Oilfield Glossary, Schulumberger.

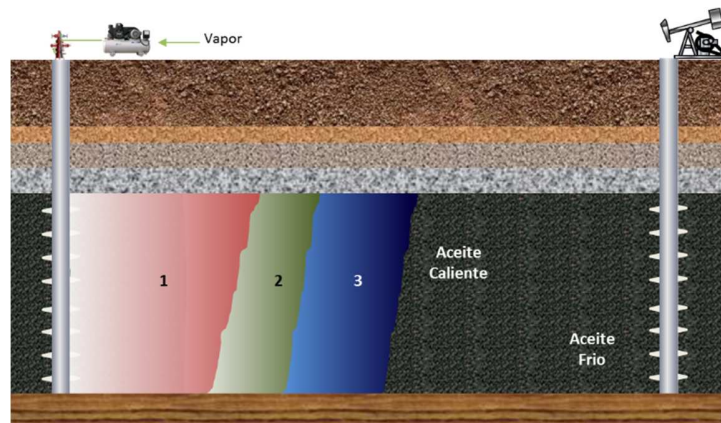
<sup>3</sup> RAMEY, H. J., "A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection" SPE 12247

<sup>4</sup> PRATS, M. "A Current Appraisal of Thermal Recovery" SPE 7044

yacimiento este va perdiendo energía y cambia a estado líquido, en la figura 2 se puede observar cada uno de los frentes presentes en el yacimiento:

1. Zona de vapor
2. Banco de solvente
3. Zona de agua caliente
4. Zona de aceite caliente
5. Zona de aceite frío

**Figura 2:** Esquema general de un proceso de inyección continua de vapor



Fuente: Autor

Una de las características que más afectan el proceso son las propiedades petrofísicas, geológicas y del fluido presente del yacimiento las cuales llegan a determinar el movimiento de los fluidos inyectados en el yacimiento y por ende el éxito técnico del proceso. La tasa de inyección en estos procesos suele ser menor que en la estimulación con vapor ya que en este caso el vapor debe viajar a lo largo del yacimiento hacia los pozos productores e ir desplazando una gran cantidad de petróleo frío por lo cual resulta complejo con el paso del tiempo estimar dicha tasa.

Para la implementación de estos proyectos usualmente se llevan a cabo una serie de pasos<sup>5</sup>:

- a) Evaluación del screening de aplicación del método respecto a las características del yacimiento.
- b) Implementación y evaluación de una prueba piloto
- c) Implementación del proyecto a nivel de campo
- d) Administración del yacimiento.

## **1.2. VARIABLES DE MAYOR INCIDENCIA EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR**

El proceso de inyección de vapor igual que cualquier proceso de recobro mejorado se ve seriamente afectado por condiciones del yacimiento y de operación, a continuación se realizara una breve descripción de cada uno de ellos y como llegan a afectar al proceso<sup>6</sup>:

### **1.2.1. Propiedades del yacimiento**

Estas propiedades determinan el movimiento de los fluidos inyectados y movilizados en el yacimiento.

Presión del yacimiento: determina el rango de presión de inyección del vapor. Cuando se opera a presiones muy elevadas se aumentan los requerimientos en los equipos generadores de superficie y la presión de trabajo se acerca más a la presión de fractura, por otra parte el volumen del vapor se reduce significativamente por lo que se hace necesario inyectar mayores cantidades de vapor.

---

<sup>5</sup> Blevins TED, "Steamflooding in the U.S. A Status Report". SPE 20401

<sup>6</sup> GONZALO G.L. "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor". Capítulo1. 1989

Profundidad de yacimiento: es común que en los procesos de inyección de vapor se generen muchas pérdidas de energía desde superficie hasta fondo de pozo, bien sea por las líneas de flujo o directamente en el pozo inyector, por tal razón a medida que aumenta la profundidad mayores serán las pérdidas y por ende con menor calidad llegará el vapor al yacimiento, por otra parte a mayor profundidad se ve asociada una mayor presión de yacimiento lo que reduce el volumen del vapor inyectado.

Espesor del yacimiento: el comportamiento de los fluidos en el yacimiento se ve influenciado por el estado en que estos se encuentren, aquellos que se encuentran en estado gaseoso se ubican en la parte superior de la arena provocando una rápida canalización hacia los pozos productores. Por otra parte en los yacimientos con arenas delgadas el frente de desplazamiento del vapor es relativamente homogéneo pero se caracteriza por las altas pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes.

Heterogeneidades del yacimiento: Las intercalaciones de arcilla afectan negativamente al proceso, ya que estas por lo general tienden a estar saturadas con agua, además por su estructura son las principales ladronas de calor en este tipo de proyectos. Su presencia favorece la estratificación en el yacimiento que propicia la canalización y la irrupción temprana del vapor a los pozos productores.

Propiedades térmicas: las propiedades térmicas de la roca de yacimiento son determinantes para calcular los requerimientos térmicos del mismo. Para poder suplir la necesidad de los fluidos presentes en la formación de interés hay que tener en cuenta la cantidad de energía que es requerida por la roca para mantener su temperatura a condiciones de inyección.

Viscosidad: es una propiedad en la cual los crudos pesados que son el objeto de estudio de este trabajo difieren en gran proporción y determinan a su vez el movimiento de los fluidos en el medio poroso, ya que este afecta directamente la movilidad y por ende el requerimiento energético para disminuirla.

Saturación de aceite: En general yacimientos que presentan altas porosidades (mayor a 20%) y altas saturaciones de aceite (mayor a 55%) son buenos candidatos para el proceso de inyección de vapor.

### **1.2.2. Parámetros operacionales**

Estos parámetros se determinan a partir del análisis de costos y facilidades de superficie disponibles o que se pueden adquirir, para garantizar la tasa y calidad de inyección requeridas para el éxito del proyecto.

Caudal de inyección: esta es una variable dependiente que se determina a partir de la viscosidad y la capacidad de los equipos de generación de vapor, así como la inyectividad del yacimiento. Manejar altos caudales permite mantener en cierta proporción la calidad del vapor, y en muchas ocasiones permite obtener tazas de aceite superiores, sin embargo este incremento en la producción de aceite no es proporcional al aumento en la tasa.

Calidad del vapor: mantener la máxima calidad a la salida del generador favorece que la calidad que llegue a fondo sea suficiente para asegurar el éxito del proceso, debido a que la mayor parte del aporte energético proviene del vapor y no del agua condensada.

Espaciamiento entre pozos: esta es una variable dependiente de la viscosidad ya que debe calcularse correctamente para evitar que los fluidos calientes pierdan toda la energía ganada al atravesar el banco de petróleo frío junto al pozo productor, este espaciamiento se sugiere entre 1,25 - 5 acres sin embargo en ocasiones cuando la viscosidad del petróleo es muy alta se hace necesario reducir dicho espacio.

Estimulaciones previas de yacimiento: en algunas ocasiones es difícil de determinar si tiene un efecto positivo o negativo, los yacimientos de crudo pesado al poseer altas viscosidades arrojan una pobre respuesta cuando se inyecta de manera inmediata vapor en forma continua, siempre es recomendado realizar algunos ciclos de estimulación que permitan realizar un precalentamiento del fluido y de esta manera que el proceso de inyección continua sea favorable.

### **1.3. ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA**

La administración de energía es un proceso que se aplica a yacimientos sometidos a inyección de vapor con el fin de aumentar la rentabilidad del proyecto a partir de cambios operacionales en la tasa de inyección de vapor basados en el monitoreo e interpretación de la información del yacimiento.

Debido al cambio en los requerimientos energéticos del yacimiento la administración de energía es un proceso cíclico cuyo objetivo principal es aumentar las ganancias del proyecto a través del cálculo de la distribución de la energía disponible y necesaria. La optimización de energía en procesos de inyección vapor requiere un entendimiento de los mecanismos físicos que gobiernan el proceso y de métodos adecuados de monitoreo y análisis de los mismos.

### 1.3.1. Surgimiento de la administración

Los procesos de inyección de vapor se ven fuertemente afectados por las pérdidas de energía desde su generación en superficie y durante su viaje desde el generador por las líneas de flujo hasta fondo pozo, culminando en el yacimiento con las pérdidas hacia las formaciones adyacentes y suprayacentes. Estas pérdidas energéticas se pueden contrarrestar de manera mecánica, mediante aislamiento térmico en las líneas de superficie y a nivel de pozo con el uso de diferentes tipos de casing y cementos con el fin de minimizar esas pérdidas de calor hacia la formación desde la tubería.

Finalmente cuando el vapor se encuentra en contacto con el yacimiento es imposible aplicar un método de contingencia para evitar que el calor se pierda, por lo cual surge como alternativa en los años 80's los métodos analíticos de administración de energía, a partir de estos se determinan las necesidades energéticas del yacimiento durante un periodo de tiempo establecido y de esta manera se logra cuantificar los requerimientos energéticos y así controlar las pérdidas energéticas.

Diferentes proyectos<sup>7</sup> de administración de energía han sido empleados en campos a nivel mundial que han inyectado vapor a los yacimientos por muchos años en algunos casos entre 40 y 50 años, este tiempo ha permitido a los ingenieros de yacimientos llegar a obtener un mayor entendimiento del proceso razón por la cual han logrado concluir<sup>8</sup> que las tasas de producción de aceite se ven muy poco afectadas por tasas de inyección superiores a las calculadas como requeridas por el yacimiento por lo que la administración de energía en dichos campos ha resultado favorable técnica y económicamente.

---

<sup>7</sup> GAEL, B. T., et al. Reservoir Management in the Duri Steamflood. SPE 27764. 1994.

<sup>8</sup> HANZLIK, E.J. MIMS, D.S. "Forty Years of Steam Injection in California - The Evolution of Heat Management". SPE. 84848

#### 1.4. IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.

La implementación de la administración de energía se da usualmente un tiempo después de haber dado inicio al proceso de inyección de vapor, esto con el fin de que se hayan alcanzado etapas como la de estabilización de la tasa de inyección la cual no es desde el momento inicial la diseñada debido a que en estos procesos se requiere de un calentamiento gradual de los fluidos que permita la inyectividad máxima permitida por la formación la cual genera el pico máximo de producción de aceite.

Durante la inyección de vapor es común que se generen canalizaciones o bien una irrupción en los pozos productores antes de barrer completamente la formación, este tiempo es dependiente de la viscosidad, espesor, presencia de heterogeneidades y espaciamiento entre pozos por mencionar algunos, según los resultados de aplicación de este proceso en campo este rango de tiempo puede tardar entre unos cuantos meses hasta 3 o 4 años en algunos yacimientos, momento en cual se hace inminente la aplicación de un proceso de administración de energía que minimice las pérdidas energéticas y por lo tanto genere rentabilidad al proyecto<sup>9</sup>.

Para la implementación de la administración se requiere de un monitoreo constante del proceso desde sus inicios, lo cual permite llegar a conocer mejor el yacimiento, sin embargo se puede afirmar que no solo para este método de recobro si no para cualquiera se debe realizar un monitoreo y análisis de la información que facilite la oportuna aplicación de cambios operacionales que favorezcan el proyecto. Dichos cambios deben preverse con alguna antelación que permita su implementación oportuna y su debido planeamiento ya que en algunas ocasiones requiere de alta inversión.

---

<sup>9</sup> HANZLIK, E.J. MIMS. *et al.* Op. Cit.

#### 1.4.1. Etapas para la implementación.

Con el fin de llevar a cabo un proceso exitoso de administración de energía se requiere llevar a cabo una serie de etapas<sup>10</sup>, cada una de estas tienen como finalidad garantizar el éxito técnico y económico del proyecto, estas serán descritas a continuación:

- *Monitoreo del yacimiento:*

Este proceso comprende la recolección, distribución y administración de la información adquirida desde el mismo momento que inicia la inyección de vapor, en esta etapa se tiene en cuenta desde la inyección de vapor en el día uno hasta que se alcanza el pico máximo de inyección y producción seguido por la irrupción del vapor en los pozos productores.

Este proceso pretende recolectar información de facilidades de superficie, equipos de generación y pozos inyectores, productores y observadores. Por otra parte es importante determinar qué tipo de información será recopilada específicamente para ser analizada con el fin de aplicar la administración de energía, esta dependerá del tipo de yacimiento y sus características, sin embargo las tasas de producción e inyección, la temperatura del yacimiento y de las formaciones adyacentes y la relación vapor aceite resultan ser las más relevantes.

Para logra un proceso eficiente de monitoreo es importante establecer al personal encargado de recolección y análisis así como la periodicidad de los mismos.

- *Análisis de la información:*

Esta es la etapa más importante del proceso e involucra el análisis de mapas, la comparación con proyectos análogos, la implementación de modelos analíticos

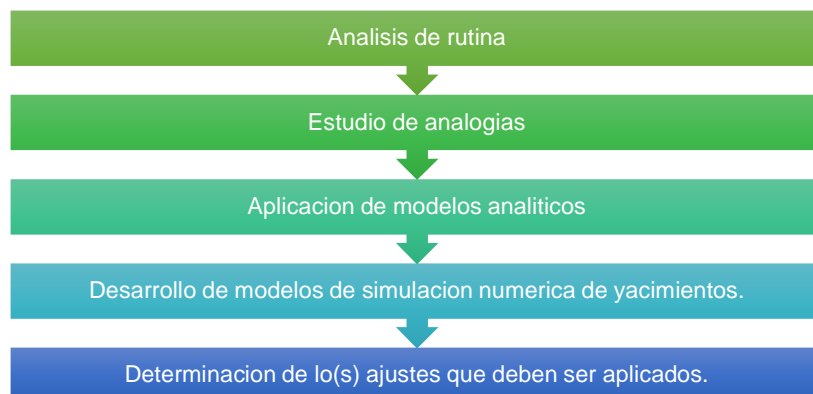
---

<sup>10</sup> ZIEGLER, *et al.* Op. Cit.

y el desarrollo de modelos de simulación de yacimiento, finalizando con la determinación de los parámetros operacionales que deben ser ajustados para garantizar que se cumplan los requerimientos energéticos del yacimiento asegurando la rentabilidad del proyecto.

Esta etapa se caracteriza por ser aquella que demanda una mayor cantidad de tiempo y dedicación, en muchas ocasiones no se cuenta con información de proyectos similares y se hace necesario implementar inmediatamente los modelos analíticos, los cuales se describirán más adelante, pero que es claro afirmar que debido a las suposiciones que estos manejan, resulta en muchos casos en un mal cálculo de la tasa de inyección estimada, lo que requiere que se recurra a la simulación numérica la cual ha demostrado ser la mejor en predecir el comportamiento de los fluidos de yacimiento e inyectados, así como en el cálculo de pérdidas de energía dentro del yacimiento, por otra parte estos métodos permiten el cálculo de los requerimientos energéticos, los cuales deben ser calculados en esta etapa para asegurar que el suministro de energía al yacimiento sea suficiente. A continuación se especifica de manera más clara el esquema de desarrollo de la etapa de análisis de la información:

**Figura 3:** esquema de desarrollo del análisis de información



Fuente: Autor

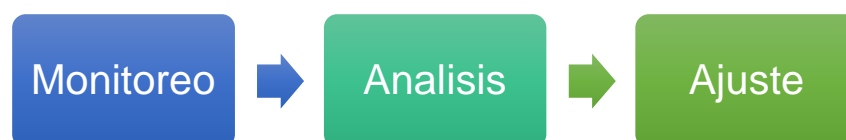
- *Ajustes operacionales:*

El ajuste operacional es el proceso de realizar cambios operacionales durante un proceso de inyección continua de vapor con el fin de optimizar la operación. Esta etapa consiste en realizar los cambios necesarios, obtenidos mediante la estimación de los requerimientos energéticos del yacimiento con el fin de optimizar el rendimiento del proceso de inyección.

Estos ajustes se basan en los resultados del análisis de información realizado en la etapa anterior, sin embargo es usual que los cambios sean con respecto a la tasa de inyección de vapor y su calidad. Los cambios operacionales deben realizarse basados en las condiciones y capacidades actuales de las facilidades de superficie, y es recomendable realizarlo mínimo cada 6 meses ya que antes dificultaría el proceso de preparación y modificación de los equipos en superficie para el cambio de tasa.

Es importante recordar que la administración de energía es un proceso cíclico que ubica cada etapa del proceso en un lapso de tiempo el cual debe ser previamente definido pero que puede ir cambiando dependiendo del análisis que se haga de la información y de los resultados obtenidos durante el monitoreo del tiempo inmediatamente anterior al vigente, es decir que tras la implementación de los cambios operacionales, finaliza el primer ciclo de administración de energía y deberá iniciarse nuevamente en la etapa 1 (figura 4):

**Figura 4:** Etapas del proceso de administración de energía.



Fuente: Autor

## 1.5. MODELOS ANALÍTICOS DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

Los modelos analíticos de administración de energía han sido propuestos por diferentes autores con el fin de tratar de predecir la tasa óptima de inyección, dichos modelos son expresiones matemáticas que a partir de la relación de las diferentes variables involucradas en el proceso, buscan determinar alguna de ellas. Se pueden clasificar dependiendo de la forma en la cual se desplaza el vapor dentro de formación como: modelos de avance frontal y modelos de overriding<sup>11</sup>, en los primeros se asume que el comportamiento del vapor se desplaza como un pistón sin fugas bien sea en la dirección horizontal o vertical y en los segundos se asume que se forma un overriding inmediato o bien que el tiempo que le toma al vapor llegar a tomar esta forma es insignificante por lo que se parte de que el vapor se desplaza de tope a base de la formación siguiendo dicha geometría.

Para la construcción de los modelos de administración se parte de los balances de materia y energía con el fin de lograr determinar de la manera correcta el comportamiento de los fluidos, siendo relevante a su vez la simplificación de los cálculos ya que estos deben ser lo más acertados posibles pero sin perder de vista el objetivo el cual es determinar la tasa optima de inyección de vapor, por esta razón se ha empleado un balance energético elemental el cual ha servido como base de cálculo para los diferentes autores de los modelos de administración, este ha demostrado ser capaz de determinar la tasa optima de inyección, sin embargo dicho balance no permite predecir las tasas de producción de aceite<sup>12</sup>, lo que permitiría emplearlos como modelos de recobro pero que para lograrlo incrementaría la dificultad en los cálculos lo cual es indeseable en estos casos.

---

<sup>11</sup> NEUMAN, C. H. y CHEVRON OIL FIELD RESEARCH Co. A Gravity Override Model of Steamdrive. 13348-PA. 1985.

<sup>12</sup> MRLDUL KUMAR, CHEVRON PRODUCTION TECHNOLOGY CO. Y Y.M. ZIEGLER. Injection schedules and production strategies for optimizing steamflood performance. SPE-20763. 1992.

Modelo de balance de energía básico:

$$\dot{Q}_i = \dot{Q}_{loss} + \dot{Q}_s + \dot{Q}_p \quad [1.1]$$

Donde:

$\dot{Q}_i$  = Tasa de inyección de vapor, BTU/D

$\dot{Q}_{loss}$  = Tasa de energía perdida en el overburden y underburden, BTU/D

$\dot{Q}_s$  = Tasa de absorción de energía para el crecimiento vertical de la zona de vapor, BTU/D

$\dot{Q}_p$  = Tasa de energía producida en forma de vapor y fluidos calientes, BTU/D

A continuación se presentan los métodos analíticos de administración de energía propuestos por los diferentes autores de manera cronológica:

### 1.5.1. Modelo de *MYHILL* y *STEGEMEIER* (1978)

Este modelo fue propuesto por Myhill y Stegemeier en 1978<sup>13</sup>, consiste en un balance de energía básico el cual se basó en el modelo propuesto por Marx y Langenheim's en 1959, es por esto que este modelo puede predecir tasas de producción de aceite a diferencia de otros modelos de administración de energía propuestos por los autores posteriores.

$$F_{so} = \frac{Vs}{Np} \quad [1.2]$$

---

<sup>13</sup> HONG. K.C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. Penwell books. Tulsa, Ok. 1994.

Donde  $N_p$  es el volumen de aceite desplazado que está dado por la siguiente ecuación:

$$N_p = A_s H_n \phi \frac{\Delta S}{5.61}, \text{ Bbl} \quad [1.3]$$

Donde:

$A_s$  = Área de la zona de vapor, Ft<sup>2</sup>

$H_n$  = espesor neto, Ft

$\phi$  = Porosidad promedio, fracción

$\Delta S$  = Variación en la saturación de aceite durante la inyección.

Finalmente se tiene que la tasa de inyección se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Q_i = \frac{A_s h_t M_s \Delta T}{E_{hs}} \quad [1.4]$$

Las principales consideraciones del modelo son:

- El cálculo de la tasa de aceite producido se basa en el volumen equivalente del vapor inyectado en agua fría, por lo que todo el volumen de vapor equivalente inyectado corresponde al aceite producido.
- El cálculo de del crecimiento de la zona de vapor se basa en una modificación del método de Mandl y Volek's en 1969, por lo que mientras no haya inyección de vapor no existe vapor en yacimiento.

- El yacimiento es considerado homogéneo, cuyas propiedades como porosidad y permeabilidad no varían en ninguna dirección.
- No se presenta buzamiento en el yacimiento.
- La saturación es uniforme a lo largo del yacimiento.
- El desplazamiento del fluido inyectado se comporta tipo pistón sin fugas en dirección horizontal.

### 1.5.2. Modelo de VOGEL (1984)

Vogel, en su modelo<sup>14</sup> busca simplificar la geometría de la zona de vapor en el yacimiento, una vez este alcanza el área de interés, esto lo hace asumiendo esta geometría como rectangular, lo que quiere decir que no se considera el cabalgamiento del vapor que comúnmente se presenta durante un proceso de inyección continua de vapor, si no que todo el vapor inyectado se distribuye uniformemente en el tope de la arena productora lo cual le permite la simplificación del cálculo de pérdidas de energía hacia el overburden.

$$\dot{Q}_i = \dot{Q}_{loss} + \dot{Q}_s \quad [1.5]$$

Según Vogel la energía perdida hacia overburden y underburden está dada por:

$$\dot{Q}_{loss} = \frac{A\lambda\Delta T}{\sqrt{\pi\alpha t}} \quad [1.6]$$

Donde:

A= área de la zona de vapor en contacto con la roca, Ft<sup>2</sup>

---

<sup>14</sup> VOGEL. J.V. Simplified heat calculation for steamfloods. SPE 11219. 1984.

$\lambda$  = Conductividad térmica (Btu/día/ft/°F)

$\Delta T$  = diferencia entre la temperatura de inyección del vapor y la del yacimiento, °F

$\alpha$  = Difusividad térmica (Ft<sup>2</sup>/ día)

t= tiempo, seg

Para el cálculo de la tasa necesaria para mantener el crecimiento de la zona de vapor se tiene:

$$\dot{Q}_s = (\rho c)_s \Delta T A v_s \quad [1.7]$$

Donde:

$\dot{Q}_s$  = Tasa de absorción de energía para el crecimiento de la zona de vapor [BTU/D]

$(\rho c)_s$  = Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor [BTU/°F ft<sup>3</sup>]

$\Delta T$  = Diferencia de temperatura entre el vapor y la temperatura inicial de yacimiento [°F]

$v_s$  = Velocidad vertical de la zona de vapor [ft/D]

Las principales consideraciones del modelo son:

- Yacimiento homogéneo sin variación de porosidad y permeabilidad en ninguna dirección.
- El tiempo que le toma al vapor ocupar el tope de la formación es despreciable comparado con la duración del proyecto.
- El desplazamiento del fluido inyectado ocurre de manera vertical de tope a base de la formación productora en forma de pistón sin fugas.

- Los fluidos producidos como agua de yacimiento y aceite están fríos, es decir que la energía inyectada nunca sale del yacimiento y que en ningún momento se produce vapor.
- No existe condensación del vapor dentro del yacimiento, todo el volumen inyectado se encuentra en estado de vapor.

### 1.5.3. Modelo **NEWMAN** (1985)

Newman, al igual que los autores anteriores basa su modelo<sup>15</sup> en el balance de energía básico el cual a partir de sub ecuaciones calcula cada una de las variables involucradas llevando a una sola ecuación simplificada, es por esto que este modelo es el de más amplia aplicación a nivel mundial debido a la sencillez de la ecuación final a la cual fue reducido, involucrando variables de fácil acceso en campo.

$$\dot{Q}_{ia}x_a(1 - f_{psa}) = \dot{Q}_{ib}x_b(1 - f_{psb})\frac{2}{\pi}\tan^{-1}\frac{t^*}{t - t^*} \quad [1.8]$$

Donde:

$\dot{Q}_{ia}$  = Nueva tasa de inyección

$x_a$  = Calidad del vapor después del cambio de tasa

$f_{psa}$  = Fracción de vapor producido después del cambio de tasa

$\dot{Q}_{ib}$  = Tasa de inyección antes de la optimización

$x_b$  = Calidad del vapor antes del cambio de tasa

$f_{psb}$  = Fracción de vapor producido antes del cambio de tasa

$t^*$  = Tiempo en días desde el último cambio de tasa

$t$  = Tiempo en días desde el inicio de la inyección continua de vapor.

Las consideraciones del método son las siguientes:

<sup>15</sup> NEUMAN, C. H.; CHEVRON OIL FIELD RESEARCH Co. *et al.* Op. Cit.

- El yacimiento es homogéneo y sin buzamiento.
- El overriding del vapor ocurre rápidamente en comparación al tiempo que le toma al vapor cubrir toda el área del yacimiento.
- Las saturaciones residuales son uniformes en la zona de vapor y de agua caliente, es decir que existe una condensación del vapor en yacimiento.
- El crecimiento de la zona calentada se debe exclusivamente a la zona saturada de vapor.
- La saturación es uniforme a lo largo del yacimiento.

#### 1.5.4. Modelo *KERN RIVER – CHEVRON* (1989)<sup>16</sup>

El modelo Kern River o modelo de energía inicio su desarrollo en 1989 por la compañía Chevron, para el desarrollo del modelo se creó un equipo multidisciplinario el cual estudio la sección 3 del mencionado campo para implementar un plan de administración de energía, este proyecto se enriqueció de los años previos de inyección de vapor que se habían realizado en el campo y les permitió desarrollar la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_i = \dot{Q}_l + \dot{Q}_s + \dot{Q}_p \quad [1.9]$$

Donde:

$\dot{Q}_i$  = Tasa de inyección de vapor [BTU/D]

$\dot{Q}_l$  = Tasa de pérdida de energía hacia el overburden y underburden [BTU/D]

$\dot{Q}_s$  = Tasa de absorción de energía para el crecimiento de la zona de vapor [BTU/D]

$\dot{Q}_p$  = Tasa de energía producida a través del pozo productor [BTU/D].

---

<sup>16</sup> ZIEGLER, *et al.* Op. Cit.

La siguiente expresión permite calcular la tasa de pérdida de energía hacia el overburden y underburden:

$$\dot{Q}_l = \frac{43560 KA \Delta T}{\sqrt{\pi \alpha t}} \quad [1.10]$$

Donde:

$K$ = conductividad térmica, Btu/ft-D- $^{\circ}$ F

$A$  = Área del proyecto, Acres

$\Delta T$ = diferencia entre la temperatura de inyección del vapor y la del yacimiento,  $^{\circ}$ F

$\alpha$ = difusividad térmica del yacimiento, ft<sup>2</sup>/D

$t$  = tiempo desde que inicio la inyección de vapor, días

La siguiente expresión presenta la tasa necesaria para mantener el crecimiento de la zona de interés está dada por la siguiente expresión:

$$\dot{Q}_s = \frac{5.615 M_s \Delta T q_o}{\phi(\Delta S)} \quad [1.11]$$

Donde:

$M_s$ = capacidad calórica del vapor, Btu/ft<sup>3</sup>- $^{\circ}$ F

$\Delta T$ = diferencia entre la temperatura de inyección del vapor y la del yacimiento,  $^{\circ}$ F

$q_o$ = tasa de producción de aceite, Bbl

$\phi$  = Porosidad promedio, fracción

$\Delta S$ = variación en la saturación de aceite antes y después de la inyección de vapor.

El término de tasa de energía producida se debe calcular a partir del volumen y tipo de fluido producido, vapor, agua y aceite incluyendo el calor sensible y latente.

### 1.5.5. Modelo de *HONG* (1994)

Este modelo se crea a partir de la necesidad de eliminar una indeterminación que se presentaba en las ecuaciones originalmente presentadas por Newman en 1985. Hong en 1994<sup>17</sup>, soluciona de manera matemática el inconveniente presentado sin cambiar la metodología de aplicación y las suposiciones del modelo planteadas originalmente por Newman.

$$\dot{Q}_{ia}x_a(1 - f_{psa}) = \dot{Q}_{ib}x_b(1 - f_{psb})\frac{2}{\pi} \quad [1.12]$$

Donde

$\dot{Q}_{ia}$  = Nueva tasa de inyección

$x_a$  = Calidad del vapor después del cambio de tasa

$f_{psa}$  = Fracción de vapor producido después del cambio de tasa

$\dot{Q}_{ib}$  = Tasa de inyección antes de la optimización

$x_b$  = Calidad del vapor antes del cambio de tasa

$f_{psb}$  = Fracción de vapor producido antes del cambio de tasa

$t^*$  = Tiempo en días desde el último cambio de tasa

$t$  = Tiempo en días desde el inicio de la inyección continua de vapor.

---

<sup>17</sup> HONG. K.C. Op. Cit.

Finalmente se puede afirmar que dentro de los modelos más utilizados están el de Vogel, quien fue el punto de partida para los modelos siguientes y el de Newman, siendo este último el más utilizado debido a la sencillez de su cálculo. Sin embargo se ha encontrado que de los modelos de administración planteados el modelo de Energía de Kern River genera mayor rentabilidad al proyecto en el momento de aplicarlo<sup>18</sup>. Por otra parte es importante resaltar que dichos modelos no son modelos de recobro, son modelos matemáticos que estiman los requerimientos energéticos de la formación a partir de balances de energía básicos.

---

<sup>18</sup> PINTO. J. "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" 2013

## **2. EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO DE UN YACIMIENTO DURANTE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

En este capítulo se estudiara el comportamiento térmico que tiene un yacimiento sometido a proceso de inyección continua de vapor, a partir de un modelo base de simulación construido con el fin de evaluar el crecimiento de la zona calentada con respecto a las variables de mayor incidencia.

### **2.1. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN**

Para la construcción del modelo base se seleccionaron propiedades típicas de un yacimiento y fluido sometido a un proceso de inyección continua de vapor, que permitieran el correcto desplazamiento del vapor en yacimiento.

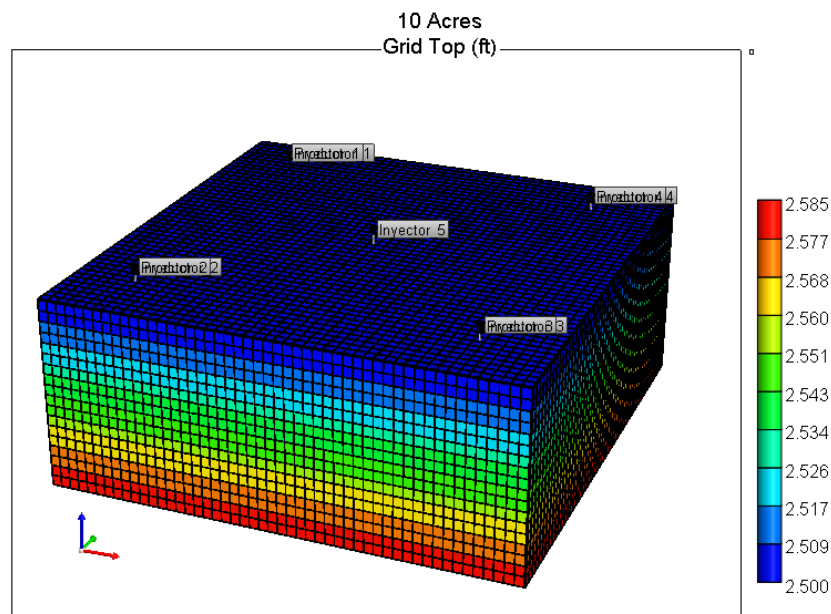
Para la construcción del modelo conceptual, se trabajó con Builder y STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG, con el fin de reproducir un proceso de inyección continua de vapor y así lograr identificar las variables de mayor incidencia en el crecimiento de la zona de vapor en el yacimiento.

Por otra parte se analizó cada uno de los modelos de administración para definir las consideraciones que fueron tenidas en cuenta por cada uno de los autores y de esta manera identificar las diferencias de cada uno de estos con respecto al comportamiento de los fluidos que se tendrán en un yacimiento de crudo pesado móvil para poder trazar los posibles escenarios de estudio que busquen resolver algunas de estas diferencias.

### 2.1.1. Propiedades del grid de simulación

Para llevar a cabo la creación de un modelo conceptual, uno de los primeros pasos a llevar a cabo es la selección del tamaño del grid de simulación, el número de celdas a trabajar y las propiedades petrofísicas básicas de las rocas presentes en el yacimiento, así mismo es importante identificar el tipo de enmallado a utilizar el cual para este caso será cartesiano el cual permite evaluar de manera eficiente el flujo lineal de los fluidos.

**Figura 5:** Grid de simulación (Caso Base)-Profundidad



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

Para este caso se seleccionó enmallado cartesiano con un área de 10 acres que corresponden a un número de bloques de 45000 con celdas distribuidas así: 50 i x 50 j x 18 k con un área de patrón de 5 acres y un espesor de 90 pies, la tabla 1 muestra un resumen de las propiedades del modelo construido.

A continuación se tabulan las condiciones iniciales del modelo de simulación resaltando dentro de las más importantes la temperatura inicial del yacimiento de 105 °F, la saturación de aceite y agua y la presión a la profundidad de referencia que está en 1200 psi.

**Tabla 1:** Condiciones iniciales del modelo de simulación

Propiedad	Valor
Área total del modelo	10 acres
Área del patrón	5 acres
Tipo de patrón	5 puntos invertido
Total de bloques	45000
Espesor de la arena neta	90 pies
Profundidad	2500 pies
Temperatura	105°F
Presión inicial @2500 pies	1200 psi
Saturación de aceite	0.7
Saturación de agua	0.3

**Fuente:** Autor

### 2.1.2. Propiedades de la roca

Las características petrofísicas de la roca de igual forma influyen el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento por lo que se tomó como referencia las propiedades promedio de yacimientos donde se han implementado procesos de inyección de vapor, dentro de estas se encuentra la conductividad térmica la

compresibilidad de la roca, la capacidad calorífica de la arena y la arcilla y las propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, tabla 2 y 3.

**Tabla 2:** Propiedades térmicas y petrofísicas de la arena.

Arena	
Cond. Térmica	24 [BTU/ft D °F]
Compresibilidad	$5 \times 10^{-4}$ [PSI <sup>-1</sup> ]
Cap. Calorífica	30 [BTU/ft <sup>3</sup> °F]
Porosidad	0.23
Permeabilidad Horizontal	800 md
Permeabilidad Vertical	0,2 * Kh

**Fuente:** Autor

**Tabla 3:** Propiedades térmicas de la arcilla.

Arcilla	
Cond. Térmica	30 [BTU/ft D °F]
Cap. Calorífica	40 [BTU/ft <sup>3</sup> °F]
Compresibilidad	$34.6 \times 10^{-6}$ [PSI <sup>-1</sup> ]

**Fuente:** Autor

Para el caso del segundo tipo de roca que es la arcilla se introducen solamente las propiedades térmicas, ya que estas se introducen como propiedades de la roca

adyacente y supradyacente, las cuales son identificadas como roca sello por el simulador.

### 2.1.3. Modelo de fluidos

Los procesos de inyección continua de vapor son comúnmente implementados a yacimientos de crudo pesado, este tipo de fluido posee ciertas características como su alta viscosidad y bajo contenido de gas en solución entre otras que dificultan su producción y que se ven drásticamente alterados durante un proceso de inyección de vapor, el cual al inyectar energía en forma de calor modificar ciertas propiedades del crudo.

Para lograr reproducir las propiedades típicas de un crudo pesado se procede a la creación de un fluido sintético mediante el software STARS a partir del cual se introducen ciertas características del fluido Tabla 4 y por medio de correlaciones se genera el comportamiento PVT de presión, volumen y temperatura del fluido en estudio.

**Tabla 4:** Propiedades del hidrocarburo pesado utilizado en el modelo de simulación.

Propiedades del fluido	
<b>Peso Molecular</b>	600 lb-mol
<b>Densidad del aceite</b>	61,2 Lb-mol/pie3
<b>Compresibilidad</b>	5E-06 1/psi
<b>Coef. de expansión térmica</b>	3,8 E-04 1/°F
<b>Viscosidad en Frio</b>	1505 cp
<b>Gravedad API</b>	12°

**Fuente:** Autor

#### 2.1.4. Interacción roca – fluido

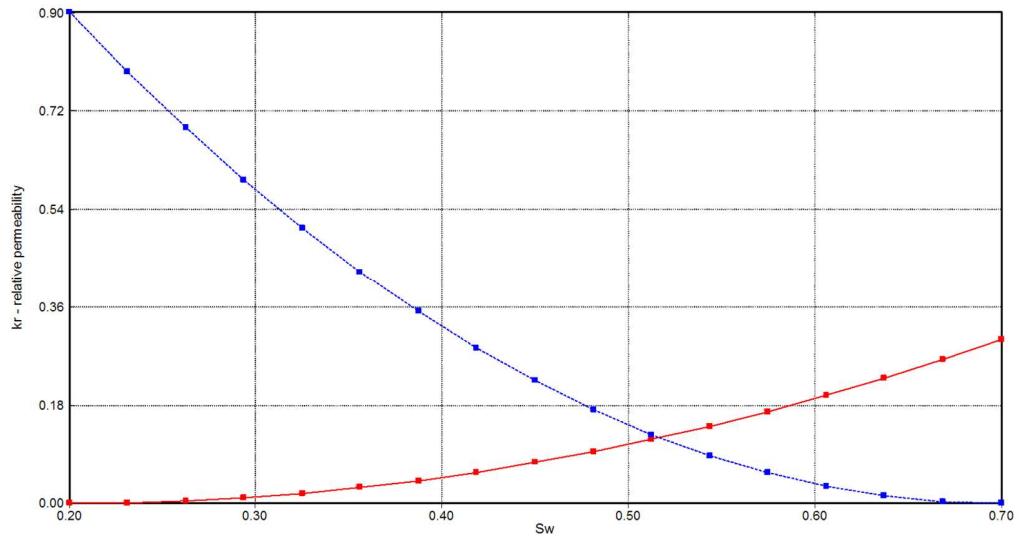
Para involucrar las interacciones roca fluido se elaboraron las curvas de permeabilidad relativa a partir de los puntos finales de cada una de ellas. Para lograrlo se utilizaron los valores descritos en la tabla 5. A partir de las ecuaciones de Hirasaky se generan las curvas; (figura 6 y 7) donde se pueden apreciar las curvas de permeabilidad relativa aceite - agua y liquido – gas.

**Tabla 5:** Puntos finales para la elaboración de las curvas de permeabilidad relativa

Descripción	Valor
<b>SWCON - Saturación de agua connata</b>	0.2
<b>SWCRIT – Saturación de agua critica</b>	0.2
<b>SOIRW – Saturación de aceite irreducible al agua</b>	0.3
<b>SORW – Saturación de aceite irreducible residual al agua</b>	0.3
<b>SOIRG – saturación de aceite irreducible al gas</b>	0.3
<b>SORG – Saturación de aceite residual al agua</b>	0.3
<b>SGCON – Saturación de gas connata</b>	0
<b>SGCRIT – Saturación de gas critica</b>	0.05
<b>KROCW – permeabilidad relativa del aceite a SWCON</b>	0.9
<b>KRWIRO – permeabilidad relativa del agua a SORW</b>	0.3

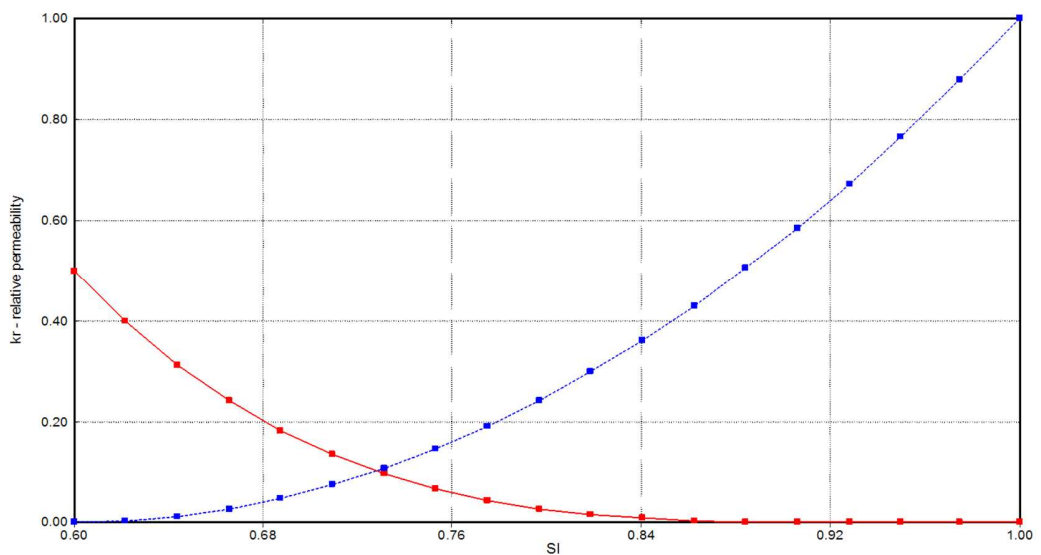
Fuente: Autor

**Figura 6:** Curva de permeabilidad relativa aceite – agua.



**Fuente:** Computer modeling group, CMG.

**Figura 7:** Curva de permeabilidad relativa liquido – gas.

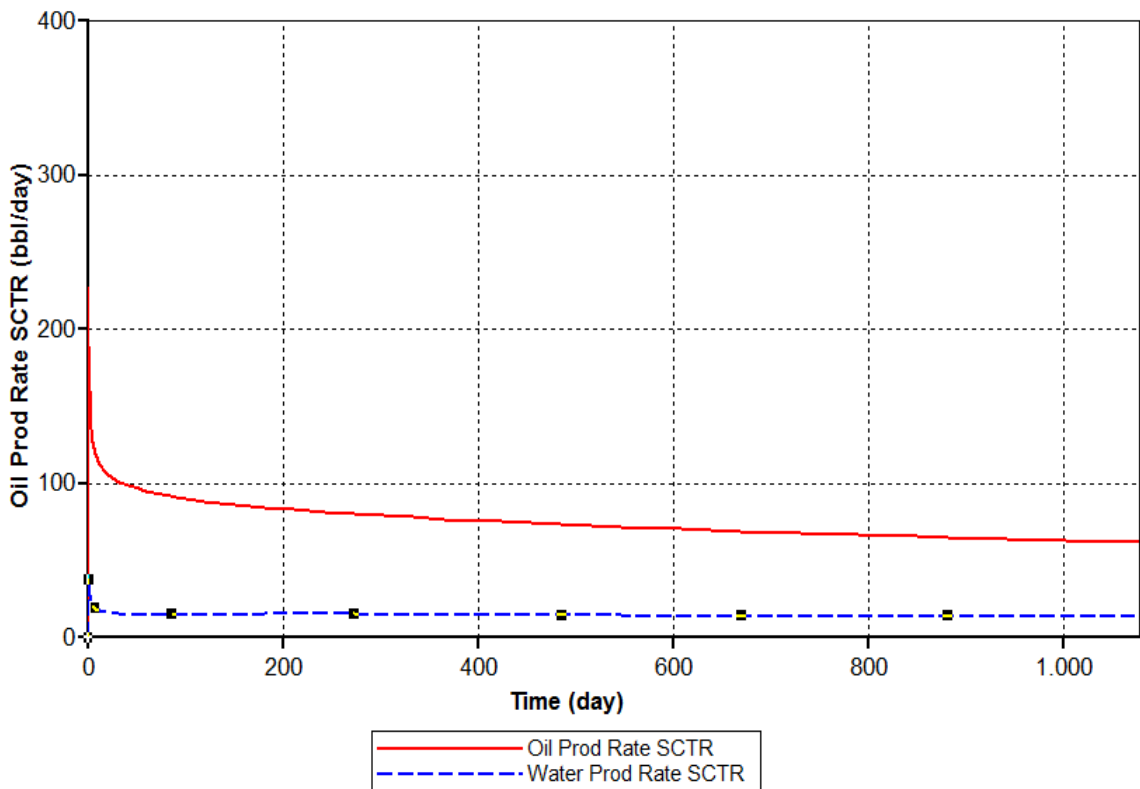


**Fuente:** Computer modeling group, CMG

### 2.1.5. Resultados iniciales

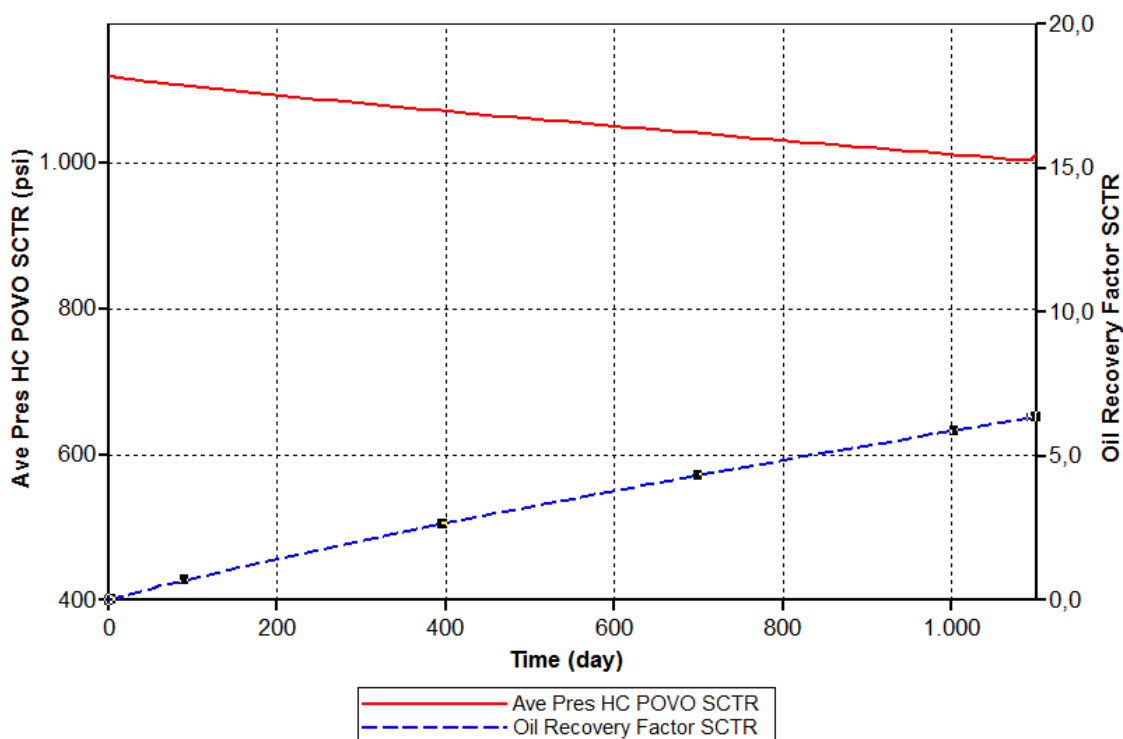
Como el objetivo de todo proceso de recuperación mejorada de petróleo es el de lograr una recuperación por encima de la que el yacimiento podía arrojar bajo condiciones de producción natural en la figura 8 y 9 se muestran los resultados iniciales de producción de agua y aceite así como de factor de recobro para la implementación de proceso de producción en frío bajo mecanismos de producción natural.

**Figura 8:** Comportamiento de producción de agua y aceite durante la etapa de producción por flujo natural.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

**Figura 9:** Comportamiento del factor de recobro y la presión de yacimiento durante la etapa de producción por flujo natural.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

Como se puede observar en la figura 8 y 9 las tasas de producción de aceite son muy bajas y el factor de recobro después de 3 años ha alcanzado un 5,89%, estos motivos hacen que sea necesario implementar un proceso de recuperación mejorada de petróleo que permita desarrollar un correcto programa de explotación.

## 2.2. IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Para llevar a cabo la implementación de un proceso de inyección continua de vapor es necesario realizar una estimulación previa al yacimiento que facilite el proceso

de inyección continua de vapor ya que debe existir un precalentamiento que permita el movimiento del hidrocarburo con mayor facilidad durante el periodo de inyección continua.

Para la definir el esquema de la estimulación a implementar se tuvo en cuenta un análisis de sensibilidad realizado al modelo a partir de unas variables de estudio y unas funciones objetivo (Tabla 6) que son aquellas sobre las que se evaluara el grado de influencia de las variables de estudio para saber cuánto influyen en los resultados del factor de recobro y la presión promedio del yacimiento para este caso.

Este análisis de sensibilidad contemplo 12 trabajos cuyo tiempo total de simulación fue de 146.8 horas

**Tabla 6:** Diseño experimental del análisis de sensibilidad para la estimulación con vapor:

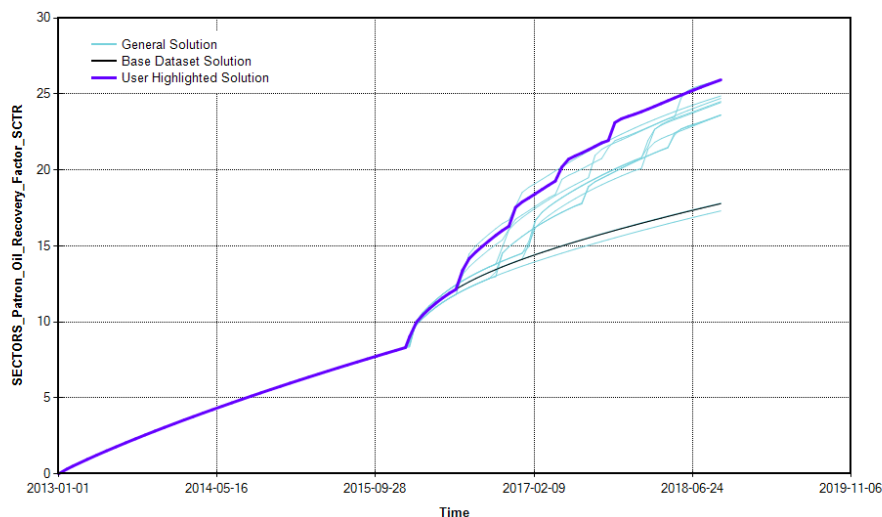
Variables de estudio	Funciones objetivo
Numero de ciclos	Factor de recobro
Tiempo de inyección	Presión promedio de yacimiento
Tiempo de remojo	
Tiempo de producción	

**Fuente:** Autor

Los resultados de este análisis de sensibilidad son mostrados en las (figura 10, 11 y 12) que permitieron seleccionar el esquema de 6 días de inyección seguido de 1 ciclo de remojo y 150 días de producción debido a que el proceso de inyección continua se ve altamente favorecido cuando la presión de yacimiento ha disminuido

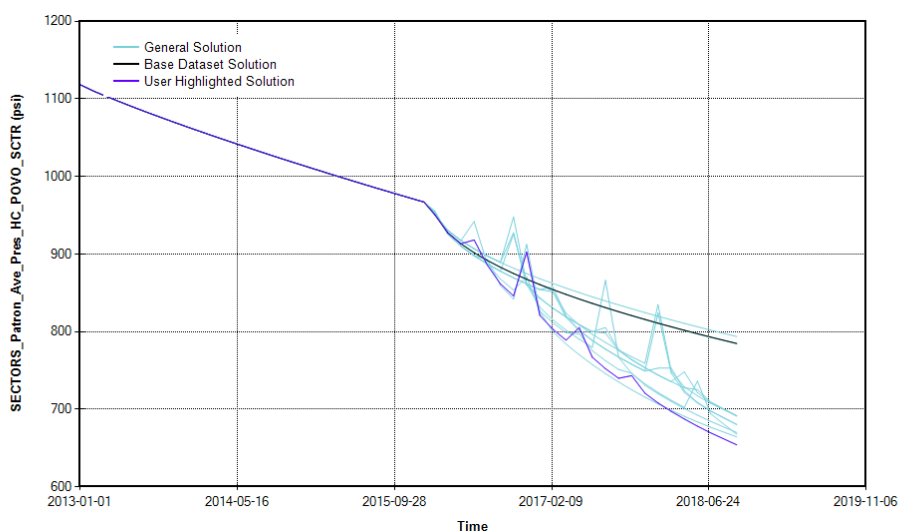
lo suficiente para que el impacto de la presión de inyección y el desplazamiento de los fluidos se vean favorecidos por diferenciales de presión considerables.

**Figura 10:** Comportamiento del factor de recobro para cada uno de los trabajos en estudio.



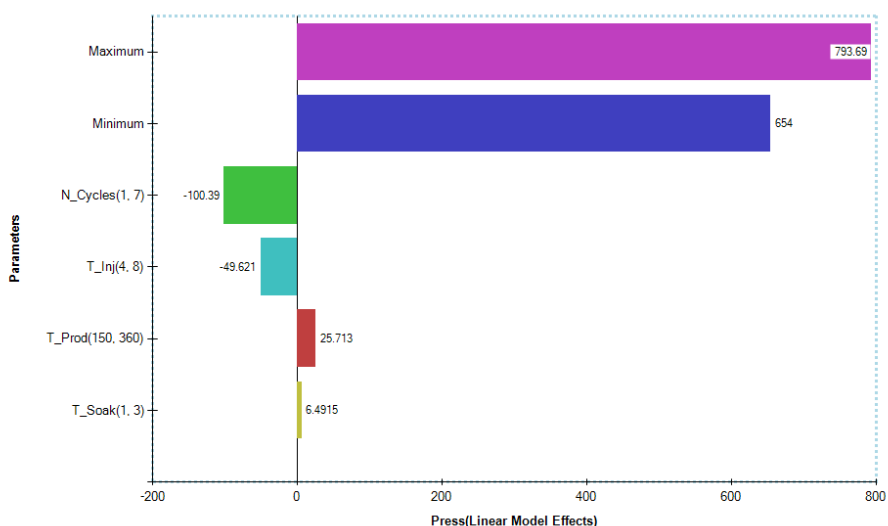
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

**Figura 11:** Comportamiento de la presión promedio del yacimiento para cada uno de los trabajos en estudio.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

**Figura 12:** Resultados del efecto de cada una de las variables sobre la presión promedio de yacimiento.

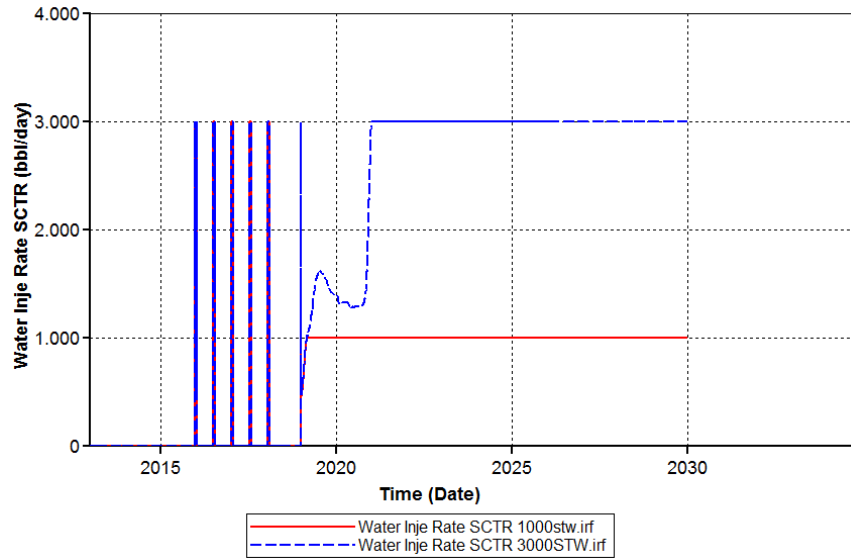


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

Con el análisis de sensibilidad realizado se selecciona el escenario más favorable que en este caso es el que alcanzo un factor de recobro de 25,93% después de la estimulación con vapor o inyección cíclica de vapor. Para continuar con el proceso se debe evaluar diferentes tasas de inyección continua de vapor, teniendo en cuenta la capacidad del yacimiento de tomar fluidos de inyección que en este caso es vapor y el factor de recobro obtenido con cada una de estas tasas.

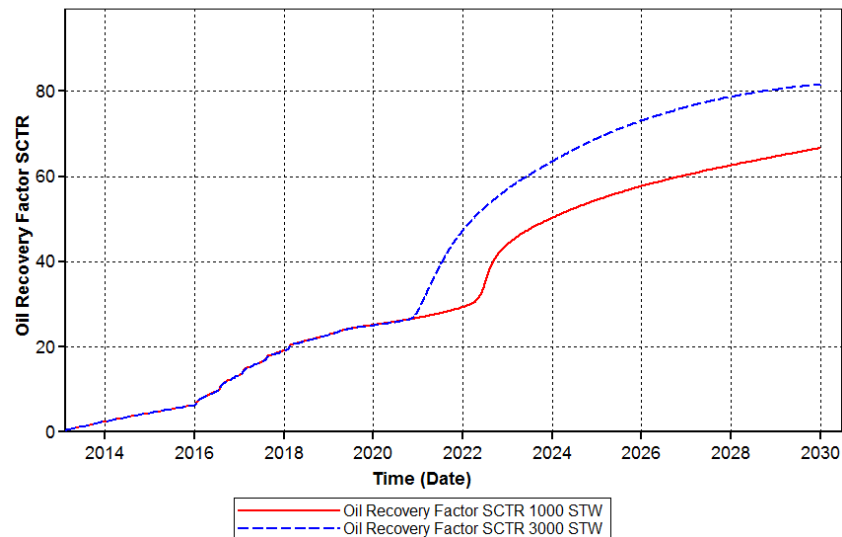
Como se puede apreciar en la Figura 13 probaron tasas de 3000 STW y 1000 STW las cuales son tomadas por el yacimiento sin presentar inconvenientes. En la figura 14 se puede observar que el factor de recobro alcanzado con la tasa de 3000 STW está por encima del obtenido con la tasa de 1000 STW por lo que se procede a analizarlo desde el punto de vista financiero para evaluar cuanto tiempo se demora en recuperar la inversión, uno de los parámetros más importantes en el momento de seleccionar un proyecto que requiere de una inversión inicial tan elevada.

**Figura 13:** Tasa de inyección continua de vapor para el modelo base de simulación evaluado a diferentes tasas de inyección.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

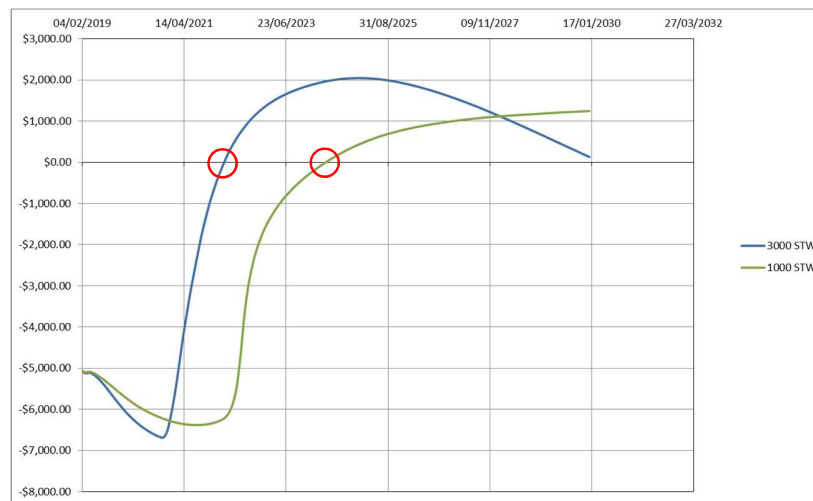
**Figura 14:** Factor de recobro para el modelo base de simulación evaluado a diferentes tasas de inyección.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

En la Figura 15 se puede observar que con la tasa de 1000 STW la recuperación de la inversión se da a los 5,5 años mientras que con la tasa de 3000 STW se obtiene una recuperación de la inversión al cabo de 3 años por lo que se determina que la tasa de inyección a implementar es la de 3000 STW.

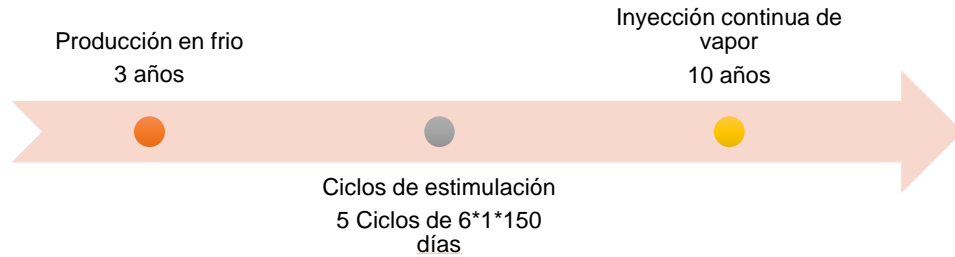
**Figura 15:** valor presente neto en el tiempo del proyecto con las tasas de estudio.



**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”.

Finalmente a partir del análisis anterior se generó el esquema de explotación del modelo base (Figura 16) que permitirá cuantificar los beneficios obtenidos de un proceso de administración de energía. El objetivo de definir un periodo de inyección de vapor de 10 años es que transcurra el tiempo suficiente para que sea necesario la implementación de la administración de energía como consecuencia de una disminución en la rentabilidad y un aumento en las tasas de producción de agua producto de la irrupción del agua en los posos productores.

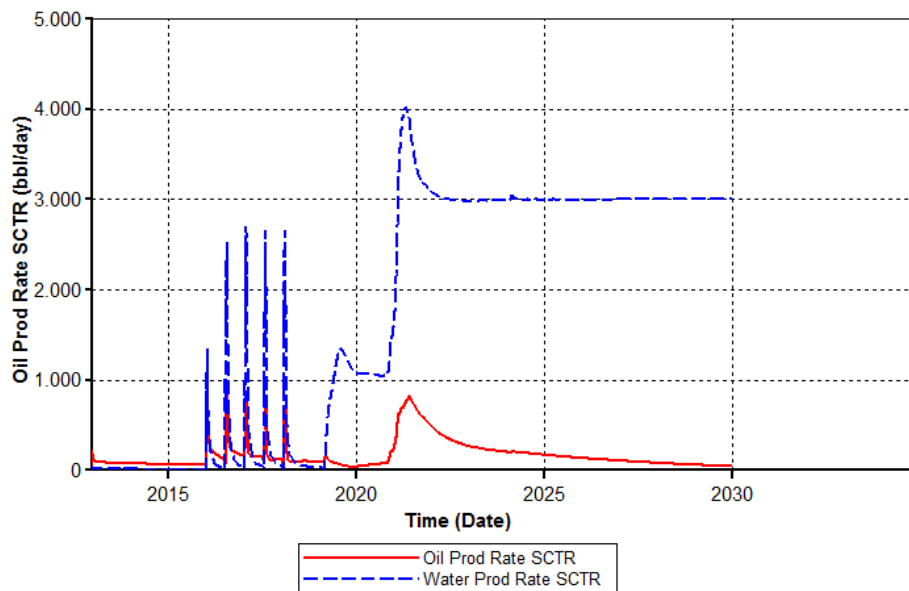
**Figura 16:** Línea del tiempo del proyecto.



**Fuente:** Autor

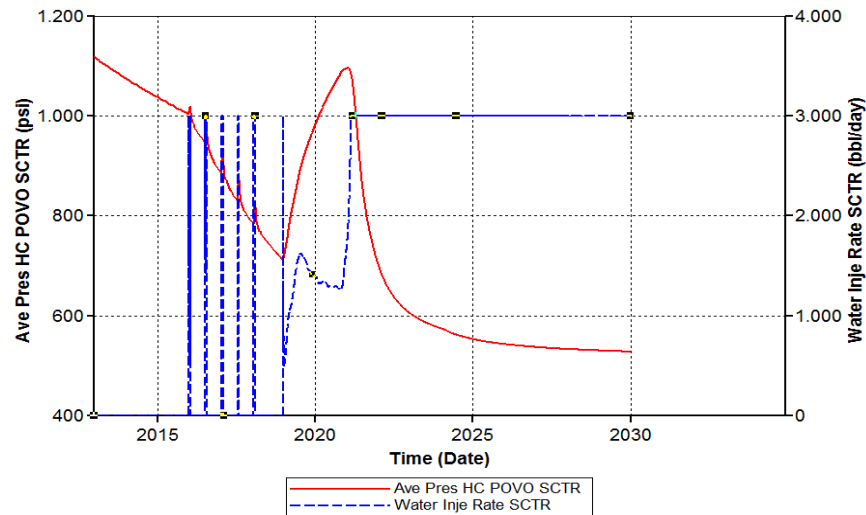
Los resultados obtenidos con el software STARS de la compañía CMG en cuanto a tasas de producción de agua y aceite y comportamiento de la presión del yacimiento como resultado del proceso de inyección se muestran a continuación:

**Figura 17:** Tasa de producción de agua y aceite.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

**Figura 18:** Tasa de inyección de agua y comportamiento de la presión de yacimiento.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

### 2.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA PARA EL CRECIMIENTO DE LA ZONA DE VAPOR

Para evaluar el grado de influencia de diferentes variables involucradas en el proceso de inyección de vapor, específicamente las que afectan el flujo de vapor que es el que determinará el área calentada dentro del yacimiento, se optó por realizar un análisis de sensibilidad mediante la herramienta CMOST de la compañía CMG.

El análisis de sensibilidad mediante la herramienta software CMOST requiere de la selección de las variables candidatas a estudio, donde se seleccionaron aquellas que influyen en el flujo de vapor y en su capacidad de ser transferido al fluido de yacimiento, variable que determinara el área calentada dentro del yacimiento.

### 2.3.1. Diseño experimental del análisis de sensibilidad

Como se mencionó anteriormente el objetivo de seleccionar las variables de estudio presentadas en la tabla 7 fue encontrar el efecto que tenía cada una de ellas en el factor de recobro, la entalpía acumulada y volumen de la zona de vapor dentro del yacimiento, variables de alto impacto en el momento de evaluar el proyecto. A partir de la recuperación de aceite se pueden establecer los ingresos del proyecto, a partir de la entalpia total acumulada se puede evidenciar la madurez térmica del yacimiento y por consiguiente menores serán los requerimientos futuros de inyección que al ser menores impactaran positivamente los gastos.

**Tabla 7:** Diseño experimental del análisis de sensibilidad para estudiar el efecto de cada variable en el crecimiento de la zona calentada:

Variables de estudio	Funciones objetivo
Conductividad térmica de la roca	Factor de recobro
Permeabilidad	Entalpia total inyectada acumulada
Porosidad	Volumen de la zona de vapor
Viscosidad	

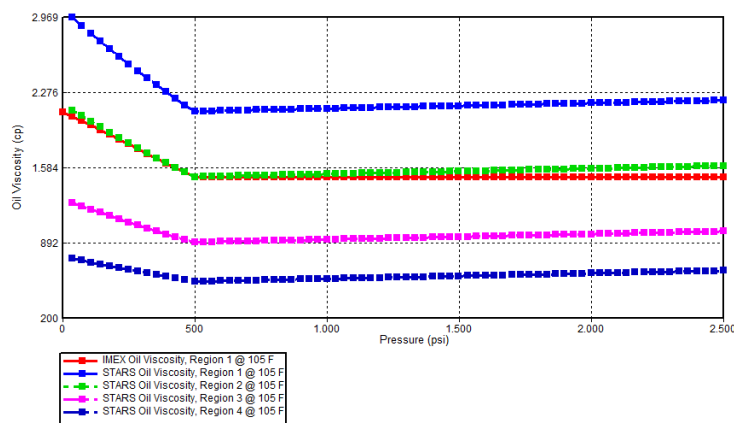
**Fuente:** Autor

La viscosidad al ser una variable dependiente del tipo del fluido y adicionalmente verse afectada por la temperatura y la presión requirió para evaluación la creación de tres fluidos PVT sintéticos adicionales al que se desarrolló para el modelo base que permitieran realizar el análisis de sensibilidad.

En este caso los fluidos se crearon a partir de la herramienta STARS de la compañía CMG, para lo que se tuvo en cuenta los rangos de viscosidad para los cuales es aplicable la inyección continua de vapor; los resultados obtenidos son mostrados en la figura 19, 20 y 21.

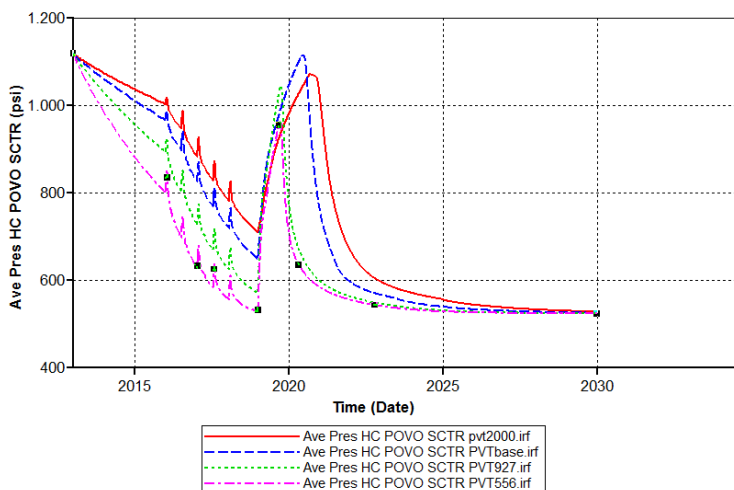
A partir de estas gráficas se puede observar un comportamiento típico de los crudos pesados en donde a menor viscosidad se observa una despresurización más rápida del yacimiento debido a altas tasas de producción de aceite las cuales están directamente relacionadas con mejores relaciones de movilidad.

**Figura 19:** Comportamiento de la viscosidad de los 4 fluidos PVT generados.



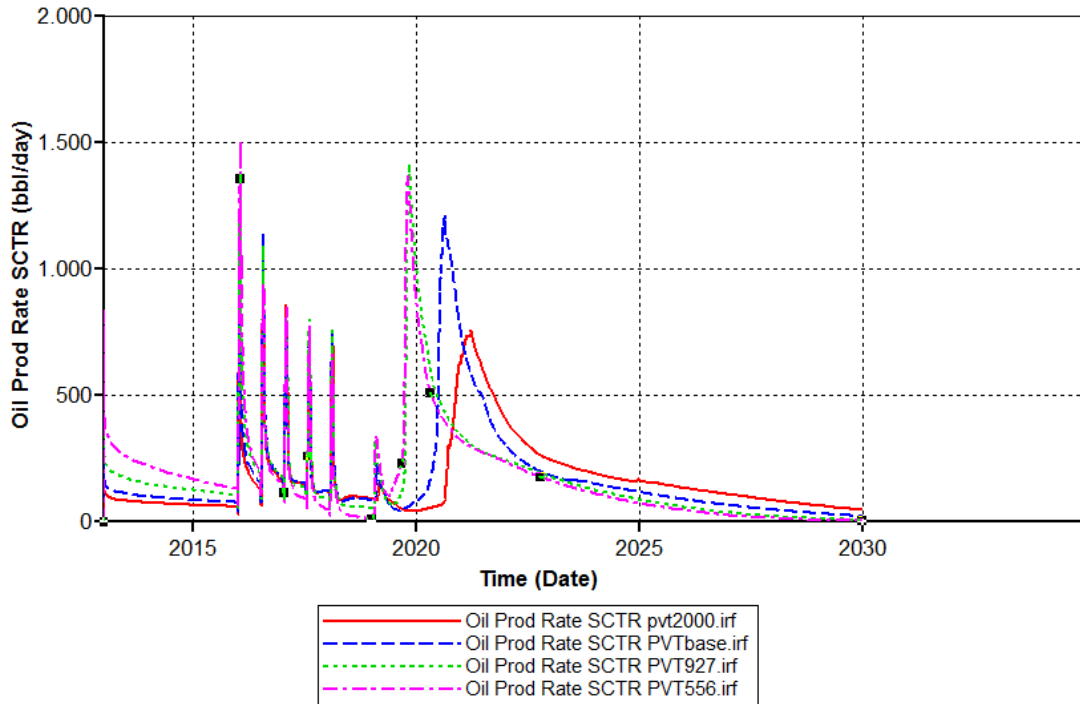
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

**Figura 20:** Comportamiento de la Presión de yacimiento de los 4 fluidos PVT generados.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

**Figura 21:** Comportamiento de la Producción de aceite de los 4 fluidos PVT generados.



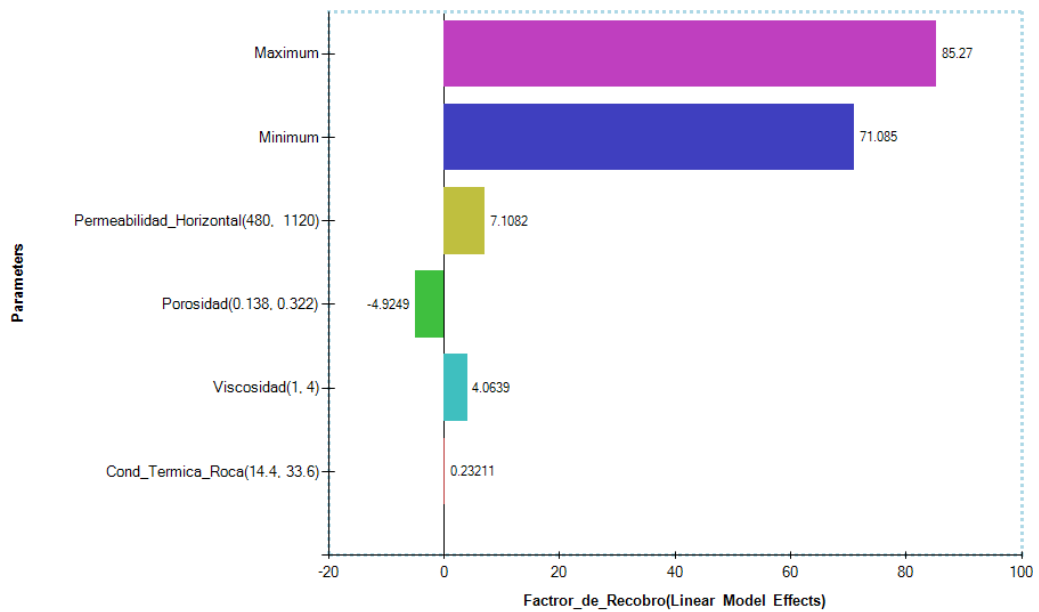
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

### 2.3.2. Resultados del análisis de sensibilidad

Para el diseño experimental se tuvieron en cuenta las variables de estudio y el efecto de cada una sobre las funciones objetivo, para lograrlo se generan 12 trabajos los cuales tomaron un tiempo de simulación de 16,5 horas, arrojando como resultado el efecto de las variables de estudio sobre las funciones objetivo. Dentro de los resultados obtenidos es importante recalcar que estos muestran el grado de influencia positiva o negativa de cada variable sobre la función objetivo y no es posible obtener el grado de correlación o modelo de variación de cada una de estas.

**Factor de recobro:** el factor de recobro es además del objetivo principal de cualquier método de recobro, un indicativo de la eficiencia del mismo por lo que es importante analizar que variables son las que mayor influencia tienen en este.

**Figura 22:** Resultados del efecto de cada una de las variables sobre el factor de recobro del modelo de simulación.

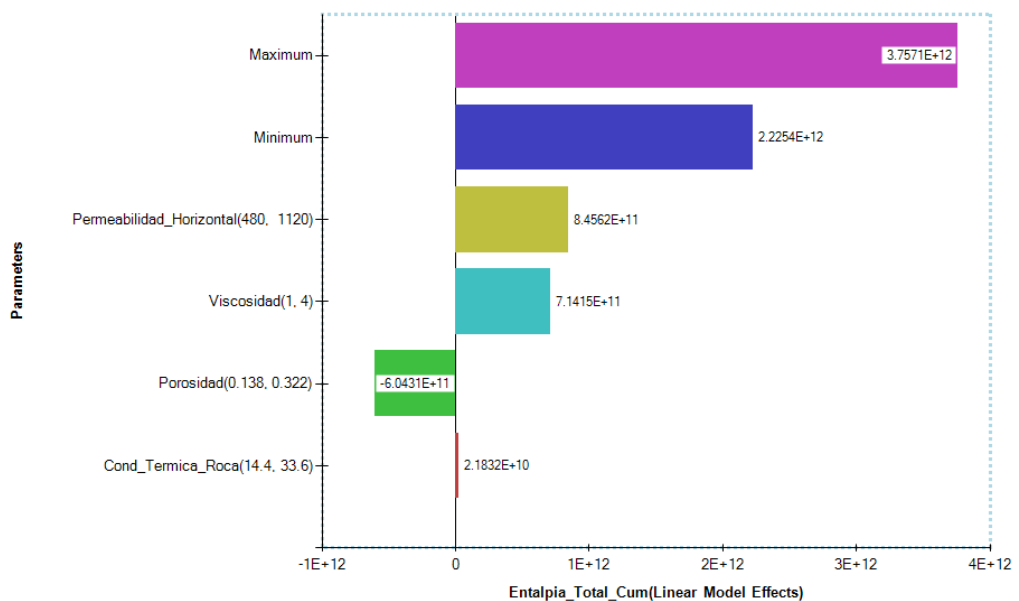


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

A partir del análisis de sensibilidad para esta variable se logó cuantificar el grado de influencia que tenían las variables de estudio sobre el factor de recobro, donde claramente se evidenció que las propiedades de la roca eran influyentes pero estas no se encuentran directamente relacionadas con el tipo de fluido que es sobre el cual se está realizando una modificación al inyectar vapor al yacimiento. En este caso se determinó que la variable que debía ser considerada era la viscosidad.

Entalpia total inyectada acumulada: la entalpia total inyectada indica cuanta energía puede ingresar al yacimiento como consecuencia de la variación de cada parámetro; adicionalmente la entalpia total acumulada muestra cuanta madurez térmica tiene el yacimiento.

**Figura 23:** Resultados del efecto de cada una de las variables sobre la entalpia total acumulada en el modelo de simulación.

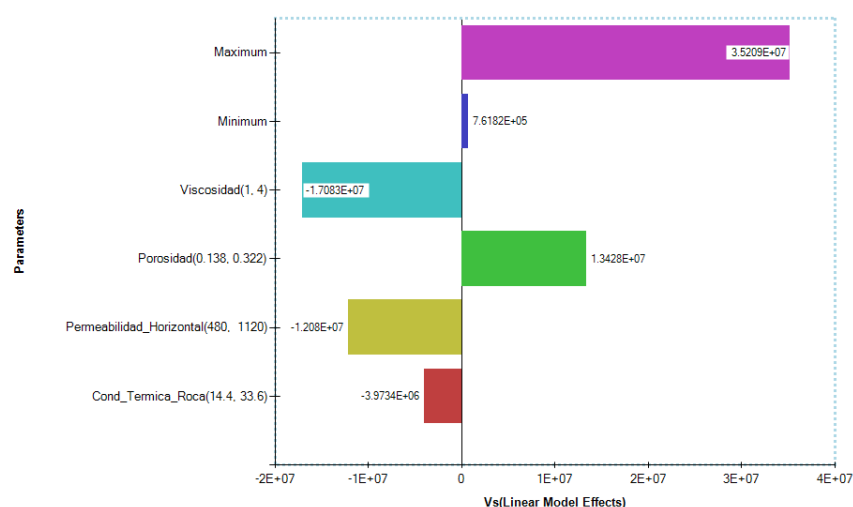


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

A partir de la figura 23 se puede observar que la entalpia total inyectada acumulada estaría fuertemente influenciada por la permeabilidad que es una propiedad de flujo que influenciará la tasa de inyección pero que a su vez la viscosidad de fluido que le ofrece una barrera de desplazamiento al vapor inyectado era la que debía ser seleccionada para incluir en el nuevo modelo.

Volumen de la zona de vapor: la zona de vapor dentro del yacimiento además de indicar un volumen que está siendo desplazado de petróleo también permite identificar si el yacimiento se está enfriando o que si por el contrario permite el continuo intercambio térmico con nuevas zonas no contadas por el vapor.

**Figura 24:** Resultados del efecto de cada una de las variables sobre volumen de la zona de vapor en el modelo de simulación.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

A partir de estos resultados se determinó que la variable con mayor viabilidad de implementación en el nuevo modelo era la viscosidad debido a ser muy influyente comparada con propiedades de la roca que no varían durante el proceso de inyección de vapor. Por otra parte la viscosidad es una variable que al ser incluida pretende influenciar el resultado de la tasa de inyección en yacimientos de crudo pesado con mayor o menor viscosidad lo que le asegura una mayor aplicabilidad al modelo.

### 3. DESARROLLO DEL NUEVO MODELO ANALITICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

Los modelos analíticos son consideración de las cualidades de uno o varios procesos que ocurren en el mundo real, estos se crean con el fin de reducir la complejidad de la realidad permitiendo así, que se observen las características importantes del proceso, ignorando el efecto de detalles menos importantes que al incluirlos harían que el análisis fuese más complejo y que en los resultados finales no llegan a aportar significativamente; estas abstracciones son representaciones matemáticas que contienen un conjunto de variables y sus interrelaciones. Los modelos de administración de energía pueden simplificarse en una ecuación general de balance de energía (Ecuación [1.1]), sin embargo el cálculo de cada una de las variables involucradas resulta más complejo.

Los yacimientos petroleros son acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo contenidos por rocas porosas y permeables, formadas hace millones de años que han sufrido procesos de transformación química y física. Modelar el comportamiento de fluidos de un yacimiento es una tarea compleja que involucra numerosas variables, razón por la cual se desarrollaron los simuladores numéricos de yacimiento. La simulación numérica hoy en día se han convertido en una herramienta indispensable cuando se trata de estudiar el comportamiento de un yacimiento, a partir de esta se puede obtener mucha información relevante que no siempre es analizada.

Para llevar a cabo la construcción del nuevo modelo de administración de energía, se plantea el uso de una metodología que se complementa con los resultados de la

simulación numérica, con el fin de dar mayor precisión a los cálculos realizados mediante la incorporación de algunos resultados obtenidos del simulador.

Uno de los beneficios que se obtiene al implementar esta metodología es que los modelos de yacimiento construidos con esa herramienta tendrán la robustez y aplicabilidad de acuerdo al modelo construido, si bien es cierto que esto traerá consigo tiempos de simulación más extensos es criterio del usuario identificar las principales características del yacimiento y de esta manera podrá analizar diferentes esquemas de explotación que no impacten de manera significativa el tiempo de simulación.

### **3.1. METODOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE ADMINISTRACIÓN**

La metodología a implementar fue propuesta en el grupo de investigación de recobro mejorado y consiste en el desarrollo de un modelo de simulación de acuerdo a las características del yacimiento en estudio. Esta metodología fue desarrollada para ser implementada con ayuda de la herramienta software de simulación numérica de yacimientos de la compañía CMG, sin embargo si se cuenta con otro tipo de simulador comercial se hace necesario cambiar el nombre de las KEYWORDS especiales a manejar y tendrá la misma aplicabilidad.

Para continuar con la metodología se debe escoger el modelo de administración de energía por el cual se desea realizar la optimización y realizar el cambio de tasa en la fecha indicada y realizar una nueva corrida de simulación con la nueva tasa. La descripción detallada de la metodología se encuentra descrita en el Anexo 1 donde se especifican las keywords adicionales que deben ser activadas en el simulador y la función de cada una de ellas así como el procedimiento para implementar la metodología.

### 3.2. OPTIMIZACIÓN DE LA TASA DE INYECCIÓN DE VAPOR

Antes de dar inicio con cualquier proceso de optimización es necesario identificar en qué momento se hace necesario realizar los cambios operacionales en la tasa de inyección, en la literatura no se encuentra mucha información al respecto ya que este momento es usualmente definido por el operador del campo en el momento que empieza a identificar que los problemas asociados al proceso están impactando negativamente la economía del proyecto.

#### 3.2.1. Inicio de la administración de energía

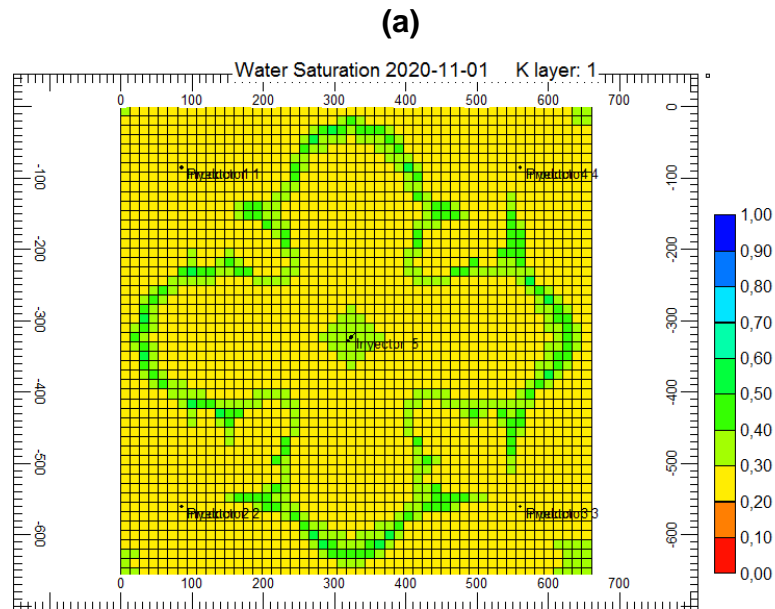
La administración de energía es una alternativa para aumentar la vida del proyecto disminuyendo los egresos asociados a la generación de vapor teniendo en cuenta la madurez térmica del yacimiento y la declinación en la producción de aceite a continuación se muestran dos alternativas para determinar este momento:

- **Tiempo de Ruptura:**

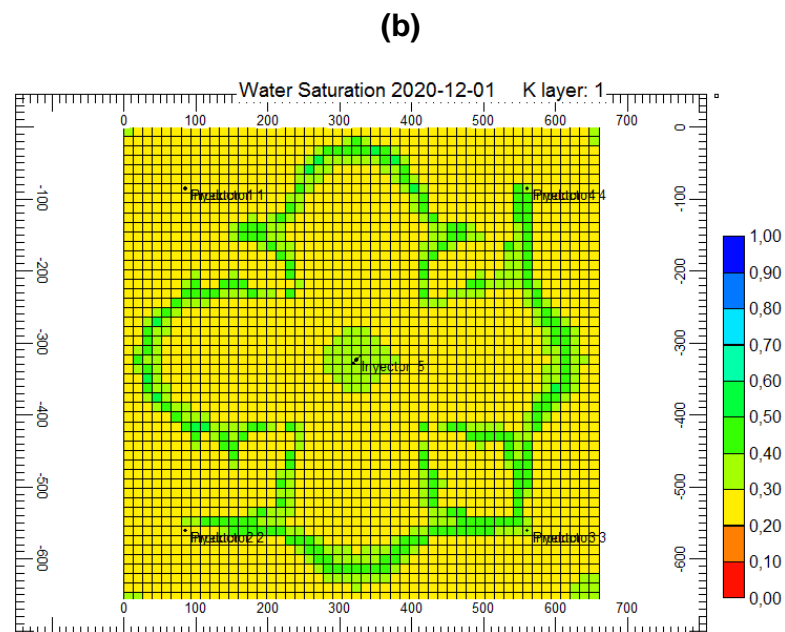
El tiempo de ruptura es una variable importante en el momento de evaluar este tipo de proyectos ya que esta indica el momento a partir del cual las tasas de producción de agua empezarán a incrementar a una tasa considerable producto del canal de producción formado por la primera intrusión.

En la figura 25 se observan dos pasos de tiempo para el comportamiento de la saturación de agua donde se puede observar que la ruptura se da en el 2020 - 12-01 donde los pozos 2, 3 y 4 presentan un aumento en la saturación de agua. En la Figura 26 se observa que en esta fecha se alcanza un pico en la producción de agua y después la producción de agua inyectada producida es casi la misma.

**Figura 25:** Vista superior del comportamiento de la saturación de agua después de 1 año de haber iniciado la inyección continua de vapor.

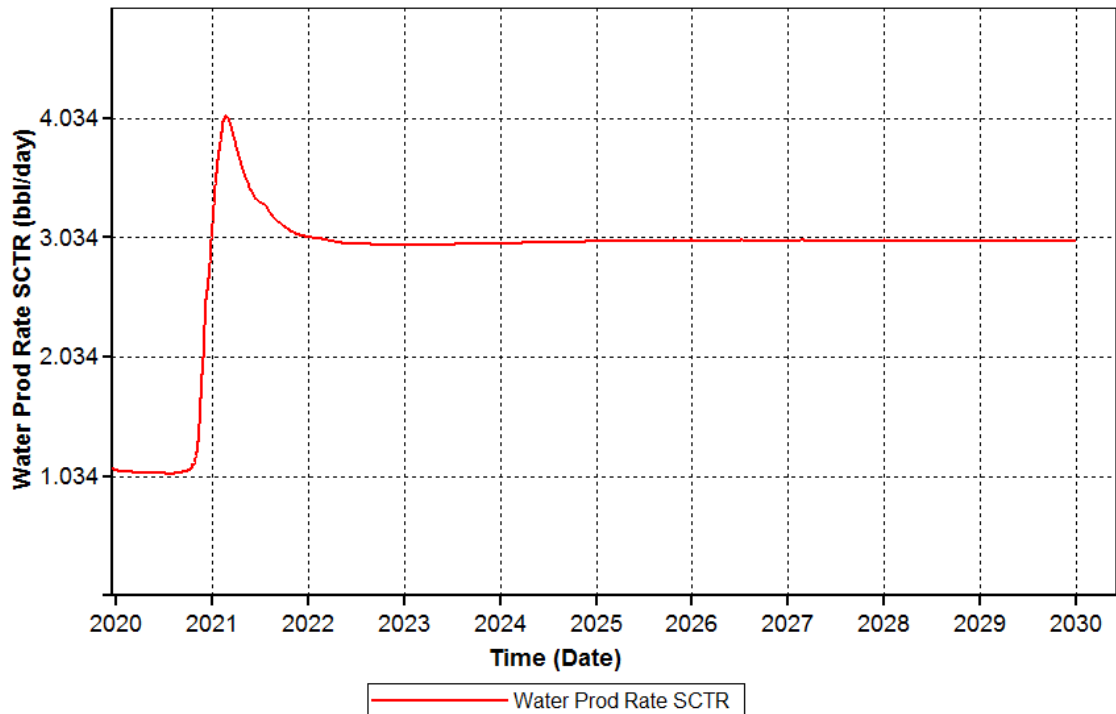


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

**Figura 26:** Producción de agua del modelo base.

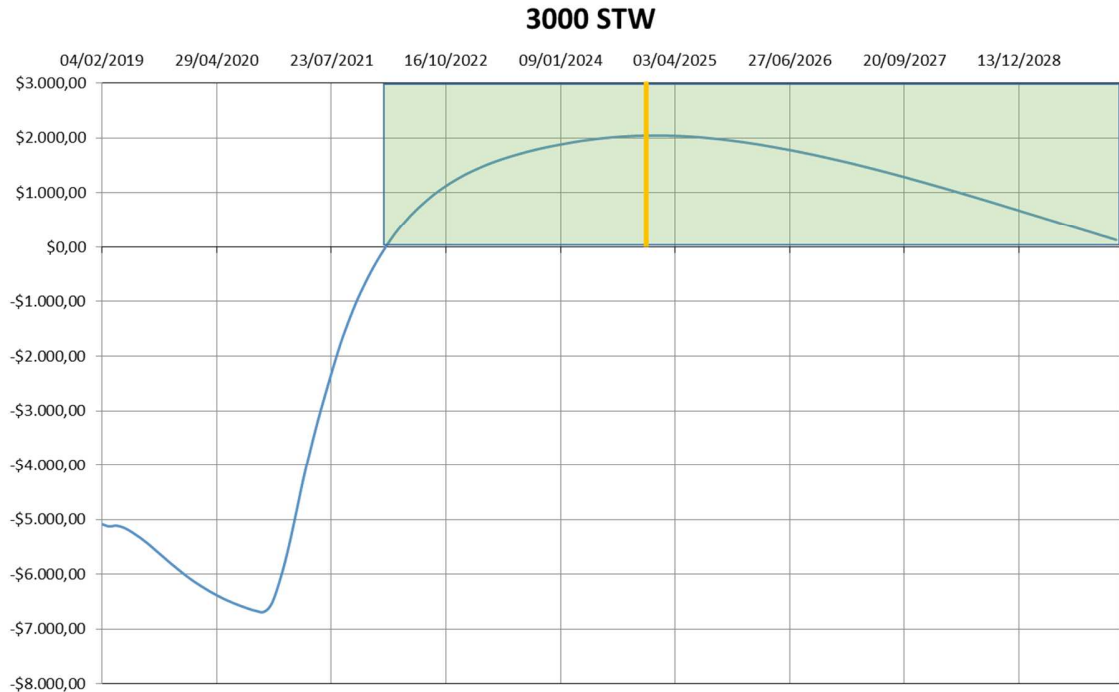


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

- **Comportamiento financiero del proyecto:**

Analizar el comportamiento financiero de un proyecto a través del tiempo es una herramienta útil en el momento de evaluar la posibilidad de implementación del mismo. El objetivo de cualquier proyecto es generar la máxima rentabilidad posible y en el caso de la administración de energía es su objetivo principal, es por este motivo que se procede a graficar (figura 27) el valor presente neto del proyecto para cada año se puede observar que el valor presente neto de los flujos de caja para cada año muestran que el pico máximo de rentabilidad es alcanzado en el 2025 por lo que a pesar de que se inicie una producción de agua considerable la producción de aceite hace sostenible y rentable al proyecto.

**Figura 27:** Comportamiento financiero del proyecto (caso base)



**Fuente:** Herramienta HMA del Grupo de Recobro Mejorado GRM.

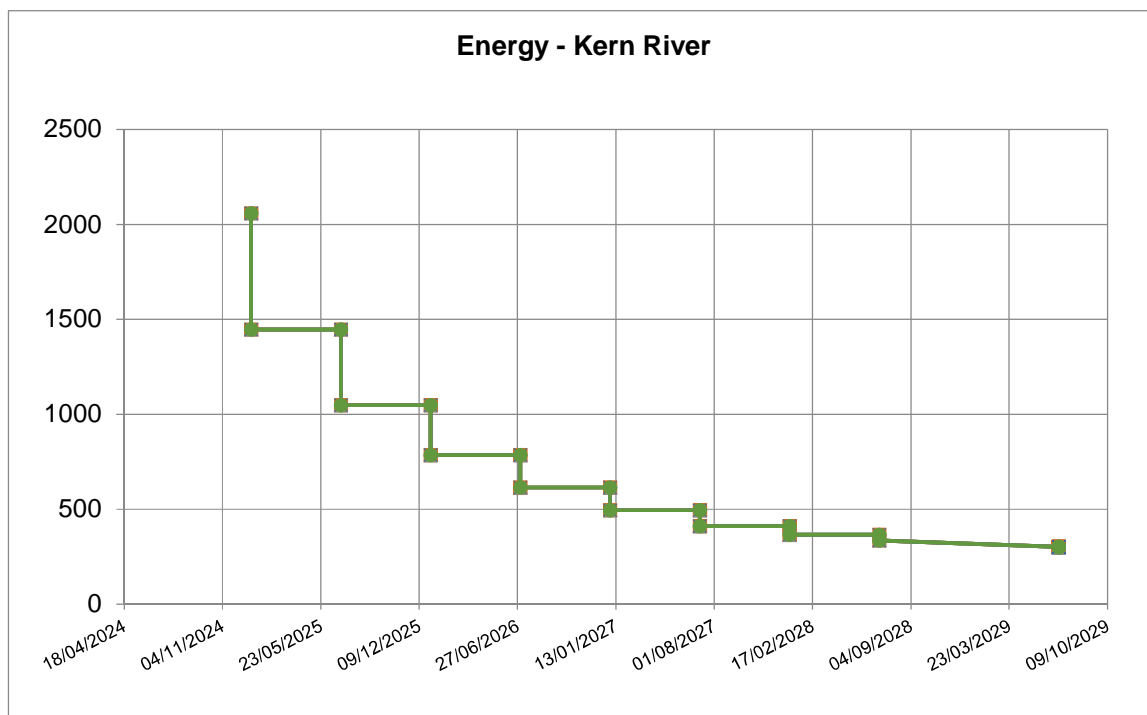
### 3.2.2. Estimación de los cambios operacionales para implementar la administración de energía.

Con el fin de determinar las tasas óptimas de inyección de vapor para el modelo de simulación construido y descrito en el capítulo anterior, el cual representa las características típicas de un yacimiento sometido a inyección de vapor se utilizó la herramienta CMOST de la compañía CMG. Esta herramienta permite calcular la tasa óptima de inyección de vapor (Variable en estudio) en este caso a partir de una función objetivo.

Para desarrollar un modelo experimental no aleatorio se tomó como referencia los cálculos obtenidos a partir del modelo de Energía desarrollado por Chevron para

una sección del campo Kern River (Figura 28) pero con la metodología descrita previamente.

**Figura 28:** Tasa de inyección de vapor con el modelo de Energía-Kern River.



**Fuente:** Herramienta HMA del Grupo de Recobro Mejorado GRM.

Teniendo en cuenta que la herramienta CMOST requiere de ciertos límites definidos por el usuario, se pretendió darle mayor validez a los cálculos tomando valores calculados por el modelo de energía, modelo de administración que ha demostrado arrojar buenos resultados en la predicción de las tasas en yacimiento de crudo pesado ya que este fue resultado de la implementación de un caso real a partir del cual desarrollaron un planteamiento matemático consistente dimensionalmente.

### 3.2.3. Optimización 1: Factor de Recobro

La primera optimización se realizó en función del factor de recobro con el fin de determinar con qué tasa de inyección se obtenía el mayor factor de recobro posible.

Para lograrlo se introdujo la tasa de inyección calculada a partir del modelo de energía de Kern River y el límite superior e inferior (Tabla 8). El número de trabajos a realizar para este diseño experimental en este caso fue de 70 con un tiempo total de simulación de 132 horas.

**Tabla 8:** Tasas de inyección calculadas para el diseño experimental de optimización en CMOST.

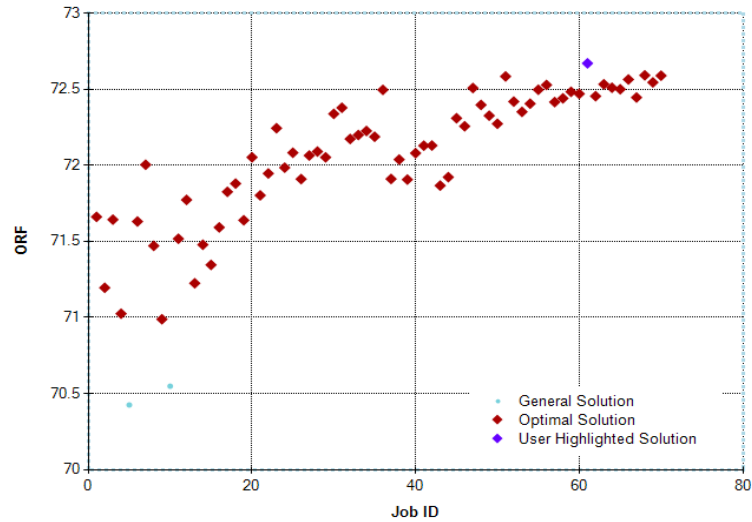
	Q Inyección en Bls/Día		
	Energía	Límite Superior	Límite Inferior
2025-01-01	2059	2985	927
2025-07-02	1447	2098	651
2026-01-01	1048	1520	472
2026-07-02	786	1139	354
2027-01-01	614	891	277
2027-07-02	495	718	223
2028-01-01	412	597	185
2028-07-01	366	531	165
2028-12-31	336	487	151
2029-07-01	302	437	136

**Fuente:** Autor

Con el fin de determinar la óptima tasa de inyección desde el punto de vista técnico se analizó únicamente el factor de recobro, ya que este es un indicativo de la cantidad de petróleo a recuperar y por ende impacta la economía del proyecto.

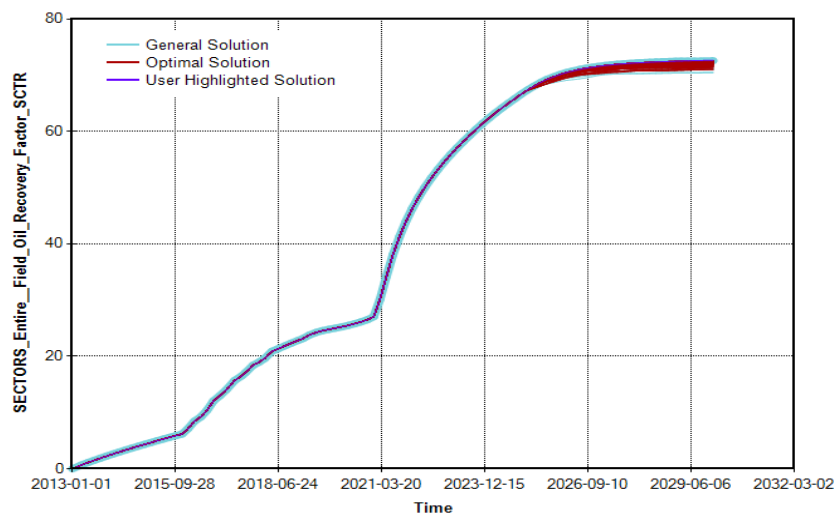
Los resultados obtenidos de la optimización en función del factor de recobro se pueden apreciar en la figura 29 que los factores de recobro alcanzados durante el proceso de optimización oscilaron entre 70,4% y 72,7%.

**Figura 29:** Resultado de la optimización en CMOST en función del factor de recobro.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

**Figura 30:** Comportamiento del factor de recobro para cada uno de los experimentos realizados en la optimización.



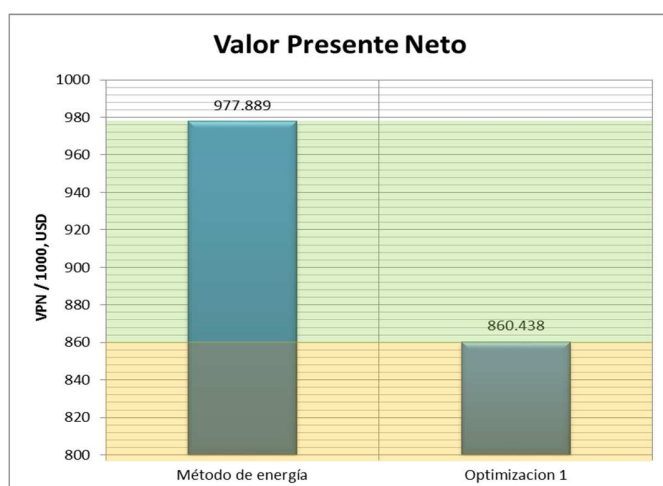
**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

A partir de la figura 30 se puede analizar que el comportamiento del factor de recobro varía durante los últimos 5 años que fue donde se implementó la administración de energía. Teniendo en cuenta los resultados arrojados por el simulador se tomaron las tasas calculadas para el factor de recobro más alto.

Finalmente se realizó un análisis financiero para comparar los resultados de la optimización con el método de energía (figura 31). A partir del análisis financiero se observó que la energía requerida para aumentar en un pequeño porcentaje el factor de recobro no necesariamente es viable económicamente frente a otras alternativas.

Para este caso el proyecto está dejando de ganar 117 mil dólares lo que demuestra que esta tasa es óptima técnicamente pero no económicamente; teniendo como objetivo principal en la administración de energía maximizar la rentabilidad de un proyecto esta optimización no cumple con el objetivo deseado por lo que se procede nuevamente a realizar otro proceso de optimización.

**Figura 31:** VPN comparativo de las ganancias del proyecto calculadas al modelo de energía y la optimización 1 (Factor de Recobro).



**Fuente:** Autor

### 3.2.4. Optimización 2: Valor Presente Neto (VPN)

Los resultados obtenidos de la primera optimización llevaron a la conclusión de que debía ser tomada en cuenta la rentabilidad del proyecto ya que la administración de energía así lo requiere, y que la tasa óptima de inyección debía ser cuantificada no solo mediante el éxito técnico sino también desde el punto de vista financiero.

Para la construcción del diseño experimental se utilizaron las mismas tasas de inyección calculadas así como los límites de la misma (tabla 8) pero la optimización se realizó en función del valor presente neto. El valor presente neto de un proyecto consiste en devolver unos flujos futuros al presente en el cual se está analizando el proyecto. Con el fin de lograr evaluar esta función con la herramienta CMOST de la compañía CMG se emplearon valores promedio calculados a partir del pronóstico del comportamiento del costo del barril de aceite (Figura 32) por otra parte para el valor de levantar cada barril (Lifting cost) y el costo de tratamiento y generación de vapor se tuvo en cuenta que los crudos pesados resultan más costosos de producir y que la generación del vapor se ve impactada principalmente por el costo del gas y el tratamiento del agua. En esta ocasión el número de trabajos realizados fue de 63 con un tiempo de simulación de 122.5 horas.

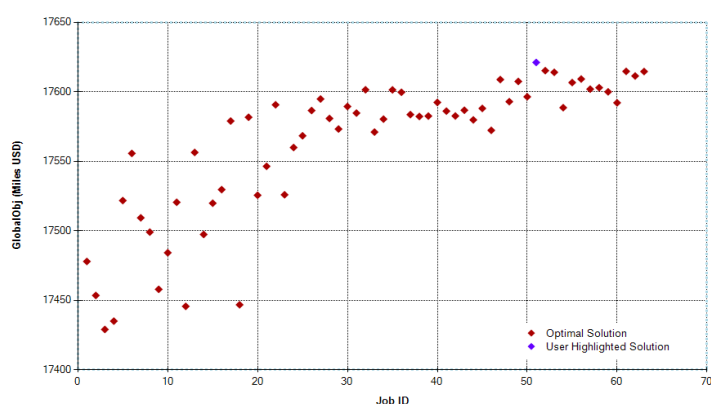
**Figura 32:** valores introducidos a CMOST para el cálculo del VPN a optimizar



**Fuente:** Autor

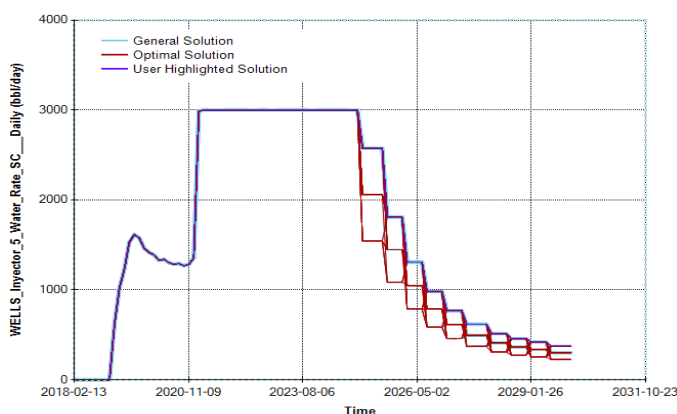
Los resultados obtenidos de la optimización en función del VPN se muestran en las figuras 33 y 34 donde se puede observar las diferentes estrategias de inyección evaluadas a partir de la cual se seleccionó aquella con mayor rentabilidad con el fin de determinar la tasa óptima financieramente ya que este criterio es uno de los más importantes en el momento de implementar un proyecto de cualquier tipo en campo.

**Figura 33:** Optimización en CMOST en función del valor presente neto del proyecto.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

**Figura 34:** Resultados de la óptima tasa de inyección de vapor en función del valor presente neto.



**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG).

A partir de estos resultados optimizados se procede a trabajar en el nuevo modelo analítico que permita modelar la tasa óptima de inyección de vapor en función de la viscosidad y las variables previamente incluidas por el modelo de energía.

### **3.3. NUEVO MODELO ANALÍTICO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA.**

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro mejorado aplicado a yacimientos de petróleo pesado. La predicción en el comportamiento del proceso es esencial en el momento de contar con la información necesaria para una correcta implementación del proyecto. Existen diferentes modelos matemáticos (estadísticos, analíticos y numéricos) que son ampliamente utilizados para predecir el comportamiento del proceso de inyección continua de vapor.

Los modelos estadísticos se basan en la información histórica del comportamiento del proceso de inyección de vapor en yacimientos cuyas propiedades de roca y fluido son similares; sin embargo estos modelos no involucran parámetros de flujo lo que hace que en muchas ocasiones puedan ser imprecisos en el momento de ser aplicados a yacimientos particulares. Los modelos analíticos por su parte además de ser económicos a expensas de menor precisión y flexibilidad son herramientas ingenieriles útiles y sencillas de implementar, en muchos casos, que permiten tener una idea del comportamiento del proceso en un yacimiento real. Finalmente Los modelos numéricos a pesar de requerir mucha información del yacimiento y en la mayoría de los casos largos tiempos de simulación y análisis de resultados son herramientas muy completas.

El nuevo modelo de administración de energía denominado modelo MaMo por el nombre de su autor principal, es un modelo que integra los resultados del modelo numérico con el analítico mediante una plataforma de integración denominada HMA

(Heat Management Assistant) por sus siglas en inglés desarrollado por el Grupo de Investigación Recobro Mejorado al cual se le realizó una modificación con el fin de incluir un módulo independiente para el nuevo modelo de administración desarrollado.

El modelo MaMo tuvo en cuenta el análisis inicial a cada uno de los modelos de administración planteados por los diferentes autores, los resultados del análisis de sensibilidad mediante el cual se determinó que la variable a incluir que es la viscosidad y las optimizaciones a las tasas de inyección realizadas previamente. Para el desarrollo matemático se trabajó con una herramienta software de solución multiplataforma, para ajuste de curvas y análisis de datos, a partir del cual se utilizó una regresión lineal para proponer la ecuación descrita.

Para alimentar el software se analizó únicamente los requerimientos térmicos para la expansión de la zona de vapor ya que este modelo obtiene a partir del simulador las tasas de energía perdida hacia las formaciones adyacentes y la tasa de energía producida en forma de vapor y fluidos calientes como el agua y el aceite; a partir de estas variables exportadas por el simulador se procede a la construcción del modelo que representa la tasa de energía requerida para el crecimiento de la zona de vapor.

Como cualquier modelo, esta parte se basa en una serie de supuestos que simplifican el sistema de estudio. Estos supuestos se determinan con el fin de hacer que el modelo sea sencillo de emplear desde el punto de vista matemático o numérico. Es importante reconocer que las consideraciones que serán planteadas a continuación fueron determinadas teniendo en cuenta que su ajuste con el mundo real fuera lo suficientemente congruente con las características de yacimientos donde ha sido exitosa la implementación de procesos de inyección continua de vapor.

### 3.3.1. Consideraciones del modelo:

Las consideraciones tenidas en cuenta a continuación son para calcular la energía requerida para que aumente la zona de vapor dentro del yacimiento; las demás características del modelo dependen del modelo de simulación construido por el usuario.

Hay que tener en cuenta que el modelo se desarrolló a partir de un modelo conceptual y por ende los resultados tendrán una mayor precisión si las características del yacimiento en estudio son semejantes.

- La arena productora es una roca limpia y homogénea.
- El área y espesor del patrón es finito y constante.
- La inyección de vapor se realiza en un punto concéntrico del sistema.
- La zona de vapor no presenta una caída apreciable de presión por lo que se considera que la temperatura de la zona permanece constante, a la temperatura de inyección del vapor.
- Las propiedades petrofísicas de la roca son iguales en la dirección (i) y (j).
- El cálculo de la tasa de inyección está sujeto a la metodología de integración con simulación numérica de yacimientos planteada por el modelo.

### 3.3.2. Planteamiento matemático:

Para la construcción del nuevo modelo de administración de energía MaMo, se incorporó el efecto de la viscosidad del petróleo pesado en la tasa de inyección de vapor mediante la siguiente ecuación:

Relación adimensional de viscosidades:

$$\mu_r = \frac{\mu_{or}}{\mu_{os}} \quad [3.1]$$

Donde:

$\mu_r$  = Relación adimensional de viscosidades modelo MaMo.

$\mu_{or}$  = Viscosidad del aceite a temperatura inicial de yacimiento, cP

$\mu_{os}$  = Viscosidad del aceite a temperatura de inyección del vapor, cP

La relación de viscosidades se manejó de manera adimensional con el fin de no afectar la dimensionalidad de la ecuación pero que al mismo tiempo permitiera reflejar en la tasa de inyección el efecto que tiene realizar un proceso de inyección continua de vapor a un yacimiento de crudo pesado de diferentes viscosidades, las cuales varían en un rango bastante amplio.

Por otra parte se incluyó una variable de tiempo adimensional el cual busca relacionar los días que lleva implementándose la optimización en la tasa de inyección en función de los días que lleva todo el proyecto:

$$t_{adm} = \frac{t_{opt}}{t_{pro}} \quad [3.2]$$

Donde:

$t_{adm}$  = Tiempo adimensional modelo MaMo

$t_{opt}$  = Tiempo desde que inicio la administración de energía, días

$t_{pro}$  = Tiempo desde que inicio la producción del campo, días

El objetivo principal que tiene incluir esta variable es que mediante esta es posible incluir el efecto de la madurez térmica del yacimiento la cual implica que ha mayor tiempo de llevarse a cabo la optimización menores serán los requerimientos del yacimiento ya que térmicamente se encuentra maduro.

Con el fin de tener en cuenta el planteamiento matemático que le permitió a los diferentes autores determinar la tasa de energía necesaria para el crecimiento de la zona de vapor se tuvieron en cuenta el modelo de energía de Vogel; Newman y Energía Kern River los cuales fueron descritos de manera general en el capítulo 1 y a continuación se presentan enfocados únicamente para la variable  $Q_s$  la cual se busca modificar en el nuevo modelo MaMo.

- **Modelo de Vogel<sup>19</sup>**

Vogel primer exponente de la administración de energía propone para el cálculo de la tasa necesaria para mantener el crecimiento de la zona de vapor la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_s = (\rho c)_s \Delta T A v_s \quad [3.3]$$

Donde:

$\dot{Q}_s$  = Tasa de absorción de energía para el crecimiento de la zona de vapor, BTU/día

$(\rho c)_s$  = Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor, BTU/ Pies<sup>3</sup> °F

$\Delta T$  = Diferencia entre la temperatura del vapor y la temperatura inicial de yacimiento, °F

$v_s$  = Velocidad vertical de la zona de vapor, pies/día

---

<sup>19</sup> VOGEL. J.V. Op. Cit.

Si bien es cierto que el modelo de Vogel presenta ciertas inconsistencias enfocadas hacia el cálculo de las pérdidas y al no considerar que se producen fluidos calientes lo que hace que la madurez térmica del yacimiento sea aparentemente mayor con su modelo; presenta una buena aproximación a los requerimientos de la zona de vapor.

- **Modelo de Newman<sup>20</sup>**

El modelo de Newman se caracteriza por hacer predicciones desde el inicio del proyecto hasta un tiempo  $t^*$  que es el tiempo desde que se viene implementado la optimización. El modelo estima los requerimientos de la zona de vapor de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_s = \frac{V_s M_s (\Delta T_{s1} - \Delta T_{s2})}{t^*} \quad [3.4]$$

Donde:

$\dot{Q}_s$  = Tasa de absorción de energía para el crecimiento de la zona de vapor, BTU/D

$V_s$  = Volumen de la cámara de vapor, Pies<sup>3</sup>

$M_s$  = Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor, BTU/ Pies<sup>3</sup> °F.

$\Delta T_{s1} - \Delta T_{s2}$  = es el diferencial de temperatura en la zona de vapor antes y después de la optimización.

$t^*$  = tiempo desde que inició la optimización

---

<sup>20</sup> NEUMAN C.H. Op. Cit.

El modelo aunque presenta inconsistencias para calcular el primer cambio de tasa debido a que se genera una indeterminación cuando los días de optimización son 0, se puede evidenciar que es muy similar con el modelo de Vogel, ya que Newman considera es un volumen de la cámara mientras que Vogel tiene en cuenta es la velocidad de expansión en función del área.

- **Modelo de Energía Kern River<sup>21</sup>**

El modelo de energía Kern River desarrollado por Chevron propone la siguiente expresión para calcular la tasa necesaria para mantener el crecimiento de la zona de vapor; si bien el modelo se fundamenta en el modelo de Vogel este asume que la energía será transferida únicamente al hidrocarburo lo cual no es correcto en el momento de analizar los elementos que componen al sistema como son la roca y el agua presente en el yacimiento.

$$\dot{Q}_s = \frac{5.615 M_s \Delta T q_o}{\phi(\Delta S)} \quad [3.5]$$

Donde:

$M_s$  = capacidad calórica del vapor, BTU/ Pies<sup>3</sup> °F

$\Delta T$  = diferencia entre la temperatura de inyección del vapor y la del yacimiento, °F

$q_o$  = tasa de producción de aceite, Bbl

$\phi$  = Porosidad promedio, Fracción

$\Delta S$  = variación en la saturación de aceite antes y después de la inyección de vapor.

---

<sup>21</sup> ZIEGLER, *et al.* Op. Cit.

Finalmente se tuvieron en cuenta las variables tenidas en cuenta por el modelo de Vogel, con la diferencia que la energía transferida por el vapor sería hacia la roca el petróleo y el agua presentes; A partir de eso se plantea la ecuación para calcular el crecimiento de la zona de vapor dentro del yacimiento el cual se ve influenciado por la velocidad con la que se expande la cámara de vapor. Esta velocidad está dada por la siguiente ecuación:

$$v_s = \frac{V_{sc}}{A * t_{opt}} \quad [3.6]$$

Donde:

$v_s$  = Velocidad de expansión de la zona de vapor, Pies /día.

$V_{sc}$  = Volumen de la cámara de vapor, Pies<sup>3</sup>

$A$  = Área del patrón, Pies<sup>2</sup>.

$t_{opt}$  = Tiempo desde que inicio la inyección de vapor, días

La velocidad de expansión del vapor está dada en función del tamaño de la cámara de vapor la cual es importada del simulador a la fecha a la cual se está calculando la optimización, adicionalmente el área del patrón y el tiempo en días que lleva el proceso de inyección determina que tan rápido está creciendo la cámara. A partir de las ecuaciones planteadas anteriormente y las tasas de inyección de vapor calculadas a partir de la optimización realizada al modelo de energía por medio de una herramienta software de ajuste de curvas y análisis de datos se procedió a utilizar una regresión lineal para llegar a la ecuación del modelo.

$$Q_s = \frac{1 + \alpha * v_s * \Delta T * A * M_s + \frac{t_{adm}}{\mu_r}}{1 + \beta * \frac{t_{adm}}{\mu_r}} \quad [3.7]$$

Donde:

$Q_s$  = Tasa de absorción de energía para el crecimiento vertical de la zona de vapor, BTU/día

$v_s$  = Velocidad de expansión de la zona de vapor, Pies /día.

$A$  = Área del patrón, Pies<sup>2</sup>.

$M_s$  = Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor, BTU/ Pies<sup>3</sup> °F.

$\Delta T$  = Diferencial de temperatura entre el vapor inyectado y la temperatura inicial de yacimiento, °F.

$t_{adm}$  = Tiempo adimensional modelo MaMo.

$\mu_r$  = Relación adimensional de viscosidades modelo MaMo.

$\alpha$  = 9,96 \* 10<sup>6</sup>, Parámetro del nuevo modelo

$\beta$  = 11,36, Parámetro del nuevo modelo

Para el cálculo de capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor se emplea la siguiente ecuación:

$$M_s = (1 - \phi)\rho_r C_r + \phi\rho_w S_{wrs} C_r + \phi\rho_o S_{ors} C_o \quad [3.8]$$

Donde:

$M_s$  = Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor, BTU/ Pies<sup>3</sup> °F.

$\phi$  = Porosidad promedio de yacimiento, Fracción

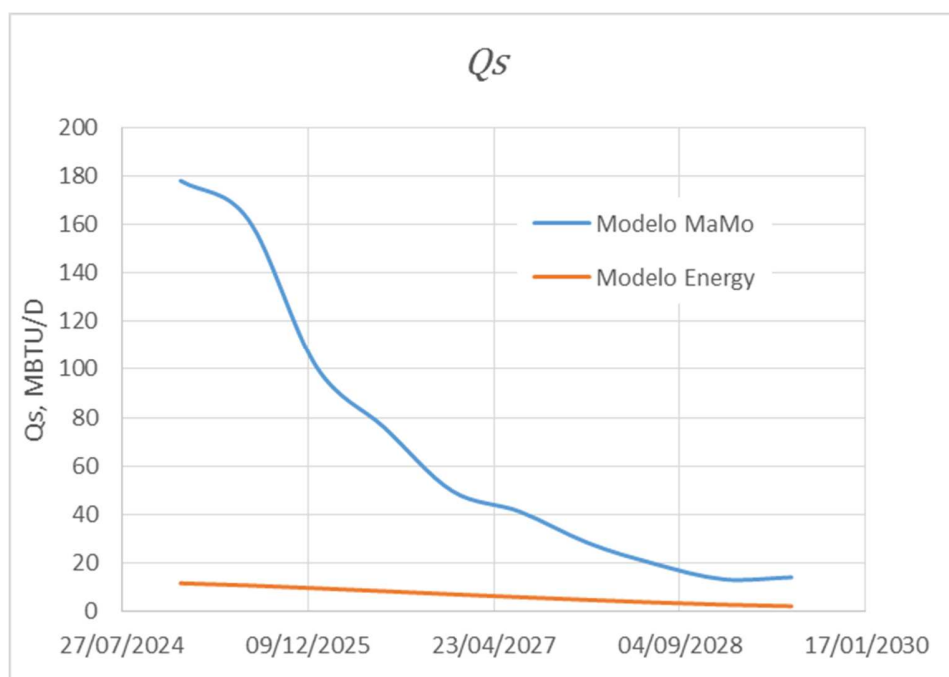
$\rho$  = Densidad de la roca el agua y el aceite respectivamente, lbm/ Pies<sup>3</sup>

$S$  = Saturación de la roca el agua y el aceite respectivamente, Fracción

$C$  = Capacidad calorífica de la roca el agua y el aceite respectivamente, BTU/lbm °F.

Adicionalmente se realizó un análisis a partir del cual se tuvieron en cuenta los cálculos de la variable  $Q_s$  para el modelo de energía y el modelo MaMo con el fin de comparar el comportamiento de cada uno de ellos en función del tiempo (figura 35).

**Figura 35:** Comparación de  $Q_s$  para el modelo de Energy y el MaMo - Model



**Fuente:** Autor

A partir de la ecuación planteada se puede analizar que crudos pesados de viscosidades menores tendrán menos requerimientos energéticos que aquellos que no lo tengan, esta es una de las variables que mayor aplicabilidad le agrega al modelo. Por otra parte se puede analizar que a medida que aumentan los días desde que inicio la inyección de vapor mayor será la madurez térmica del yacimiento y por ende menor serán los requerimientos energéticos para mantenerlo energéticamente.

Finalmente se da paso a la formulación de la ecuación final de tasa de inyección de vapor, que incluye las modificaciones planteadas por el modelo y se aplica mediante la metodología señalada.

$$\dot{Q}_i = \dot{Q}_{loss} + \frac{1 + \alpha * v_s * \Delta T * A * M_s + \frac{t_{adm}}{\mu_r}}{1 + \beta * \frac{t_{adm}}{\mu_r}} + \dot{Q}_p, \frac{BTU}{Day} \quad [3.9]$$

Donde:

$\dot{Q}_i$  = Tasa de inyección de vapor, BTU/día

$\dot{Q}_{loss}$  = Tasa de energía perdida en el overburden y underburden, BTU/ día

$\dot{Q}_p$  =Tasa de energía producida en forma de vapor y fluidos calientes, BTU/ día

$Q_s$  = Energy absorption rate for the vertical growth of the steam zone, BTU / día

$v_s$  = Velocidad de expansión de la zona de vapor, Pies / día.

$A$  = Área del patrón, Pies<sup>2</sup>.

$M_s$  =Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor, BTU/ Pies<sup>3</sup> °F.

$\Delta T$  = Diferencial de temperatura entre el vapor inyectado y la temperatura inicial de yacimiento, °F.

$t_{adm}$  = Tiempo adimensional modelo MaMo.

$\mu_r$  = Relación adimensional de viscosidades modelo MaMo.

$\alpha$  =9,96 \*10<sup>6</sup>, Parámetro del nuevo modelo

$\beta$  =11,36, Parámetro del nuevo modelo

Con el fin de evaluar el grado de exactitud del modelo se realiza el cálculo de la tasa de inyección de vapor mediante la ecuación y se compara con los resultados obtenidos del proceso de optimización en función del valor presente neto. El porcentaje de error promedio calculado fue del 0,72% alcanzándose un error máximo de 1,52% en la última etapa de optimización y errores inferiores al 0,1% durante las primeras etapas lo que garantiza una alta representatividad del mismo (Tabla 9).

**Tabla 9:** Tasa de inyección de vapor para el cálculo de la optimización.

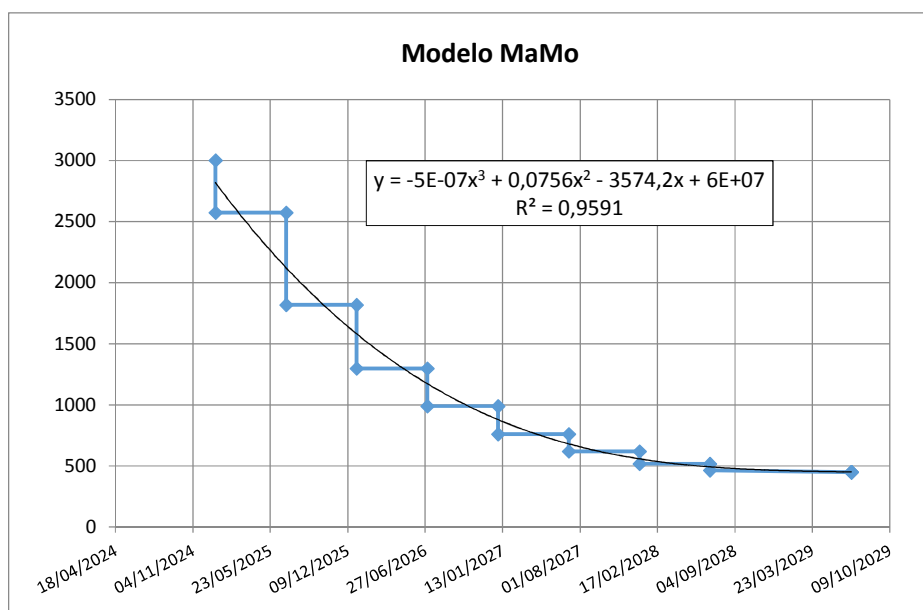
Tasa de inyección de vapor		Error
Optimización 2 Bb/D	Modelo MaMo Bb/D	
3000	3002	0.08%
2574	2575	0.02%
1809	1818	0.49%
1310	1299	0.87%
982	989	0.72%
768	760	1.10%
619	620	0.10%
514	518	0.83%
458	465	1.51%
420	414	1.52%
<b>Error Promedio</b>		<b>0.72%</b>

**Fuente:** Autor

Mediante el modelo descrito anteriormente se procede a graficar la tendencia de decaimiento en la tasa de inyección que presenta el modelo (Figura 32) aunque esta tendencia polinómica de tercer orden da una idea de cómo varía la tasa suponiendo que los cambios de tasa se realizaran a diario es importante recordar que la administración de energía no es recomendable aplicarla en periodos menores a seis

meses ya que se requiere de planeación, análisis y logística operacional para efectuar los cambios.

**Figura 36:** Tendencia de decaimiento en la tasa de inyección de vapor para el modelo MaMo



**Fuente:** Autor

Finalmente es importante recalcar que aunque la implementación del proceso de inyección se realizó para un periodo de 10 años la implementación del modelo MaMo permite llegar a valores de factor de recobro de 72,7% realizando cambios de tasa con periodicidad de seis meses utilizando la metodología y la ecuación propuesta en este trabajo.

#### **4. EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO MODELO DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA MaMo**

Para evaluar un proyecto de administración de energía es necesario valerse de herramientas como la simulación numérica para la evaluación técnica y de índices financieros y económicos que permitan establecer los beneficios asociados a la implementación del proyecto. De lo contrario se requerirían varios años si se quisiera implementar en campo.

La evaluación económica de todo proyecto es fundamental en el momento de determinar si es viable o no su implementación. Para este trabajo se pretende evaluar económicamente cada uno de los modelos de administración con el modelo propuesto y de esta manera validar los resultados obtenidos con el nuevo modelo analítico frente a otros modelos.

Al realizar una evaluación económica de un proyecto es importante reconocer los costos asociados al proyecto con el fin de valorar la rentabilidad de la inversión de acuerdo a indicadores estándares. En este caso la variación en la inversión estará dada por la tasa de inyección de vapor calculada por cada modelo bajo un mismo marco de referencia económico.

Finalmente se realizará una evaluación a una de las variables de mayor incidencia para el desarrollo del modelo que fue la viscosidad. Mediante simulación numérica y el nuevo modelo analítico MaMo se evaluaron dos crudos adicionales de viscosidades menores al empleado para el modelo base con el fin de mostrar el comportamiento de la tasa de inyección para cada uno de estos modelos y la respuesta del yacimiento a estas.

#### 4.1. EVALUACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA CON LOS MODELOS DE EXISTENTES

Con el fin de validar el modelo de administración propuesto (MaMo) se procede a realizar una evaluación de este en función de los modelos previamente descritos por autores. Mediante el uso de la herramienta HMA<sup>22</sup> se calculan los cambios operacionales en la tasa de inyección con los modelos de Newman, Vogel y Energy a partir de los cuales se tabulan los diferentes cambios en la tasa de inyección como se observa en la tabla 10.

**Tabla 10:** Cambios en la tasa de inyección de vapor para cada uno de los modelos de administración de energía.

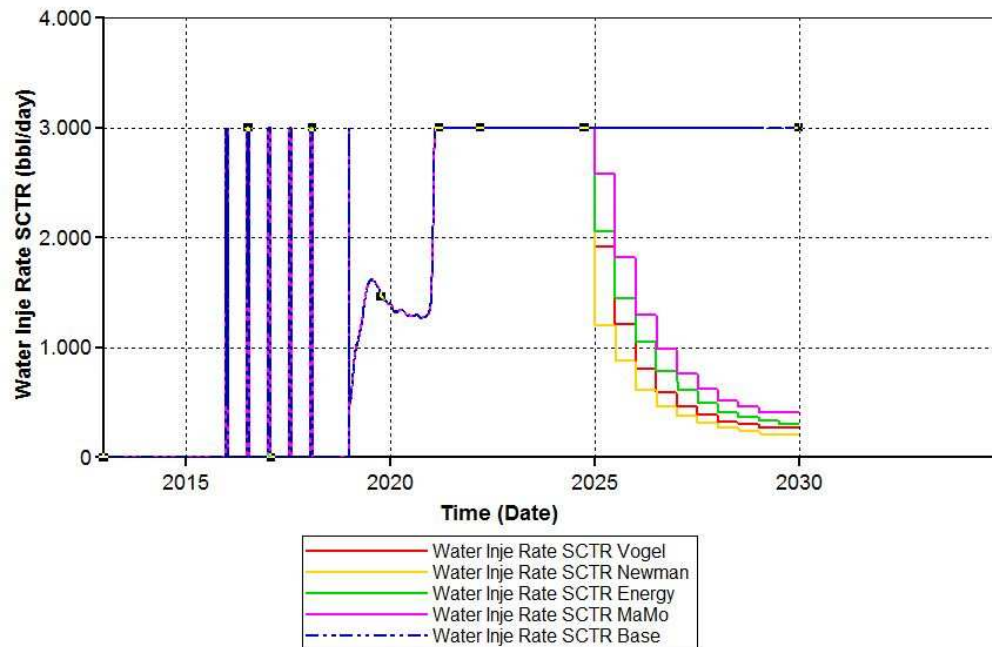
Vogel	Newman	Energy	MaMo
1922	1203	2059	2575
1212	884	1447	1818
806	614	1048	1299
594	468	786	989
463	377	614	760
391	315	495	620
328	271	412	518
299	237	366	465
273	211	336	414

**Fuente:** Autor

A partir del cálculo de las tasas de inyección con cada uno de los métodos de administración de energía se obtienen los resultados de aplicarlas al modelo base de simulación numérica construido.

<sup>22</sup> Grupo de Investigación Recobro Mejorado GRM. HMA (*Heat Management Assistant*).

**Figura 37:** Tasas de inyección para cada uno de los modelos de administración de energía evaluados.

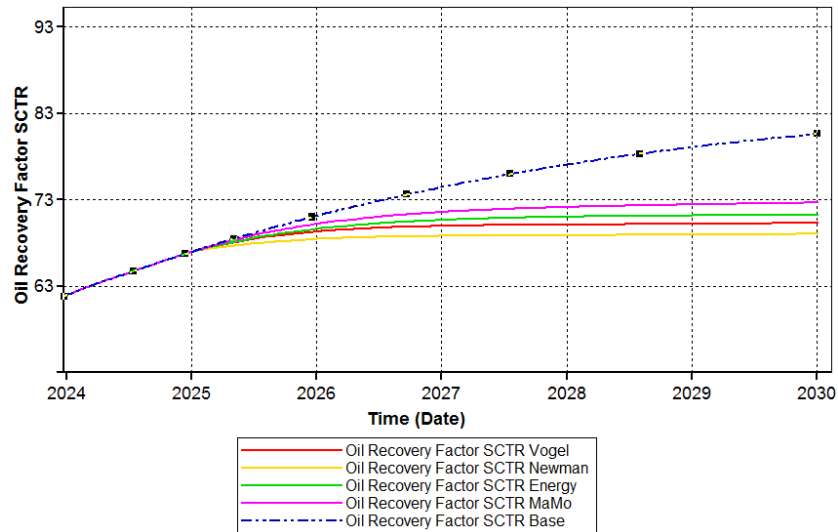


**Fuente:** Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

Finalmente se procede a graficar el factor de recobro y las tasas de producción de aceite (figura 38 y 39) con cada uno de estos modelos, respecto al modelo MaMo desarrollado en este trabajo y en función del modelo base al cual no se le aplica ningún cambio operacional.

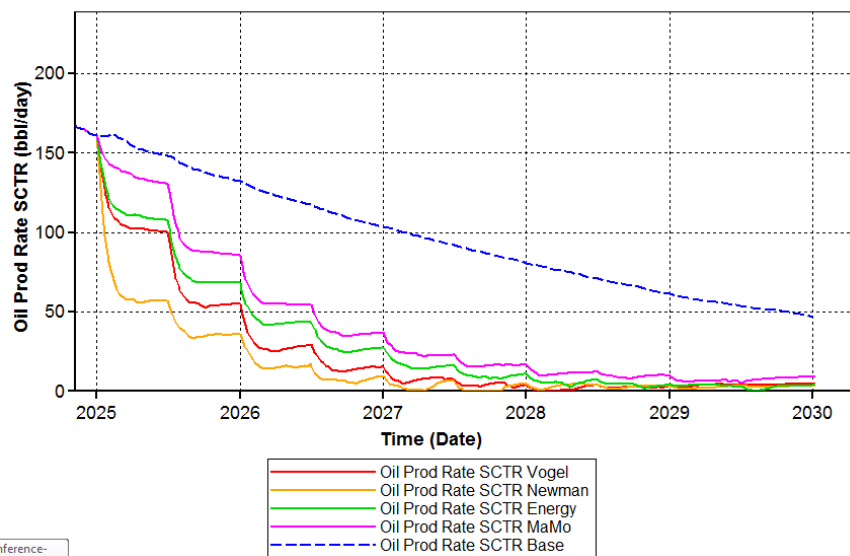
Como se puede observar en la figura 38 de factor de recobro alcanzado por cada uno de los modelos se puede observar que el mayor factor de recobro es alcanzado por el modelo base en cual se inyecta de manera continua 3000 sin embargo como se había mencionado en el capítulo anterior mayor factor de recobro no asegura siempre una mayor rentabilidad.

**Figura 38:** Factor de recobro para cada uno de los modelos de administración de energía



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

**Figura 39:** Tasa de producción de aceite para cada uno de los modelos de administración de energía



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

En la figura 39 se observan las diferentes tasas de producción de aceite obtenidas con cada uno de los modelos evaluados obteniéndose de igual forma una mayor producción de aceite en el modelo base seguido por el modelo MaMo propuesto en este trabajo.

## 4.2. ANÁLISIS FINANCIERO

Cada componente de un estado financiero tiene un significado y en efecto dentro de la estructura contable y financiera de la empresa, efecto que se debe identificar y de ser posible, cuantificar.

El análisis financiero es el estudio que se hace de la información contable de un proyecto, mediante la utilización de indicadores. La contabilidad representa y refleja la realidad económica y financiera del proyecto evaluado, de modo que es necesario interpretar y analizar esa información. La información contable o financiera no es de mucha utilidad si no se interpreta y allí es donde surge la necesidad del análisis financiero.

Para realizar el análisis financiero de este proyecto se tuvieron en cuenta los gastos comúnmente asociados a los procesos de inyección continua de vapor. A continuación se explica brevemente las consideraciones tenidas en cuenta para cada uno de los parámetros empleados.

### 4.2.1. Gastos Capitales (CAPEX)

En estos gastos se asocian los costos de instalación de infraestructura adicional como facilidades de superficie, equipos de generación y pozos de inyección. Para el caso de este proyecto se manejó un valor de 5.000.000 USD esto sin tener en cuenta los costos de generación del vapor y tratamiento del agua de inyección ya

que estos serán tenidos en cuenta más adelante en el cálculo del costo del millón de BTU/hora.

#### 4.2.2. Costos de producción o Lifting cost

Los yacimientos de crudo pesado en la mayoría de las ocasiones tienen costos de producción más elevados debido a que estos requieren un mayor número de tratamientos para que las especificaciones del mismo se encuentre bajo la normatividad a si mismo estos requieren en muchas ocasiones equipos de dilución o calentamiento en superficie que permitan la movilización del hidrocarburo a través de los equipos y líneas de producción. Teniendo en cuenta valores promedios presentados por Ecopetrol para algunos de sus campos de crudo pesado se determinó el Lifting cost.

**Tabla 11:** Calculo de los costos de producción por barril de petróleo o Lifting cost.

Costos de producción o Lifting cost	
Parámetro	Valor USD
Levantamiento	5,5
Tratamiento de fluido (Petroleo y agua)	0,5
Vertimiento	0,03
Indirectos y/o otros	1
<b>Total</b>	<b>7,03</b>

**Fuente:** ECOPETROL S.A.

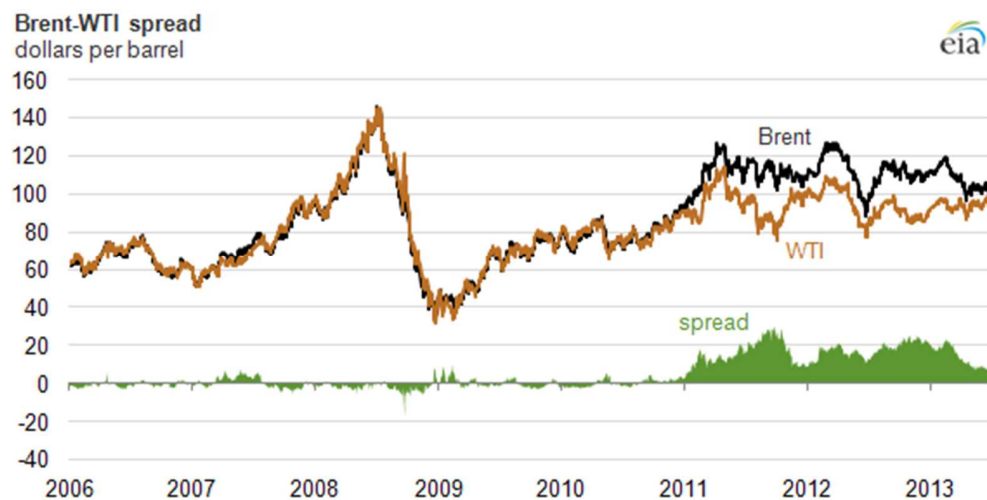
#### 4.2.3. Precio del barril de crudo

El precio del barril de petróleo es fundamental en el momento de evaluar proyectos de inversión en la industria del petróleo. En Colombia el crudo de referencia es el WTI (West Texas Intermediate), el cual cotiza en la bolsa de Nueva York y suele

fluctuar de manera inesperada por la oferta, demanda y situación sociopolítica mundial.

El crudo WTI es un crudo ligero con una gravedad API cercana al 39.6 y una gravedad específica de 0,827, esta característica lo hace más ligero que el Brent (Crudo de referencia para Europa) es considerado un crudo dulce porque su contenido de azufre esta alrededor de 0,24%.

**Figura 40:** Comportamiento del precio del petroleo 2006-2014.



**Fuente:** US Energy Information Administration

Como es sabido los proyectos de inyección de vapor son comúnmente implementados en yacimientos de crudo pesado que no reciben el 100% del valor del barril debido a que no cumple con las características del crudo de referencia y es penalizado

- Regalías e impuestos: la industria petrolera tiene dos principales impuestos directos sobre los ingresos; las regalías y el impuesto a la renta que es de 35%. A continuación se explica el cálculo de la regalías:

Para el cálculo de las regalías se tiene en cuenta la Ley 756 del 2002 la cual establece que los campos con producciones de aceite de hasta 5.000 BOPD tendrán regalías del 8%; de 125.00 a 400.000 BOPD pagaran regalías del 20% y de más de 600.000 BOPD pagaran el 25% en regalías sin embargo es importante tener en cuenta que los campos de crudo en Colombia tienden a ser pequeños o estar fraccionados por lo que aquellos que tengan una producción de entre 5.000 y 125.000 BOPD tendrán un pago escalonado entre el 8%-20% por esta razón se toma un valor intermedio de 15%.

A continuación se muestra una tabla resumen mediante la cual se calcula el costo del barril de petróleo.

**Tabla 12:** Calculo del costo de cada barril de petróleo

Precio de venta barril de petróleo	
Parámetro	USD
Precio de venta WTI	95
- Ajuste por calidad del petróleo 80%	76
- Regalías <sup>23</sup> 15%	64,6
- Impuesto a la renta 35%	42
- Costo de producción	<b>35 USD</b>

**Fuente:** Autor.

#### 4.2.4. Costo del Millón de BTU/h

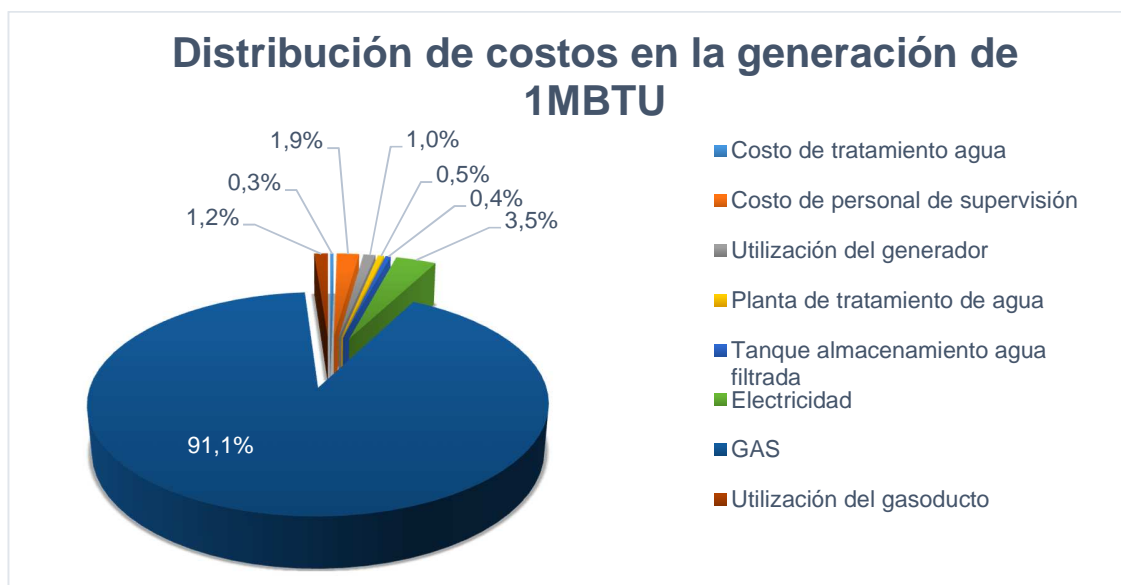
El costo de generación de un millón de BTU/h de energía mediante vapor de agua implica diferentes parámetros además del combustible requerido por el generador.

<sup>23</sup> Ley 756 del 2002.

A continuación se muestran los costos tenidos en cuenta para la generación de 1MBTU/h<sup>24</sup>:

- Costo por tratamiento químico del agua
- Costo por supervisión de la generación de vapor
- Costo por utilización del generador de vapor
- Costo por utilización de planta de tratamiento
- Costo por utilización del tanque de almacenamiento
- Costo de consumo de energía eléctrica
- Costo por consumo de gas natural
- Costo por utilización de gasoducto

**Figura 41:** Calculo del costo de 1MBTU/h.



**Fuente:** Pinto.J. Distribución de costos en la generación de 1MBTU.

<sup>24</sup> Pinto.J. Op.Cit

A partir de ese análisis se determinó que el costo de generación del millón de Btu/h es de 7.5 USD/MBTU

### 4.3. INDICADORES FINANCIEROS

Los indicadores financieros son relaciones entre cifras obtenidas de los ingresos y egresos de un proyecto. Tienen como propósito reflejar en forma objetiva el comportamiento del proyecto para que se puedan llegar a tomar las decisiones referentes a su implementación.

#### 4.3.1. Valor presente neto:

El valor presente neto (VPN)<sup>25</sup> se puede definir como una serie temporal de flujos de efectivo, tanto entrantes como salientes, es decir la suma del valor presente (VP) de los flujos de efectivo individuales en un periodo de tiempo establecido. El valor presente neto es simplemente el valor actual de los flujos de caja proyectados menos el precio de compra (que es su propio VP). El VPN es una herramienta central en el descuento de flujos de caja empleado en el análisis a la hora de evaluar elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles a largo plazo.

- **Tasa de interés anual**

La industria de los hidrocarburos maneja diferentes márgenes de rentabilidad dependiendo del subsector del cual se esté enfocando, sin embargo es comúnmente manejado un valor de entre el 11% y el 15% para las diferentes empresas que conforman el negocio. Para este caso se trabajó con una tasa de interés anual del 13%.

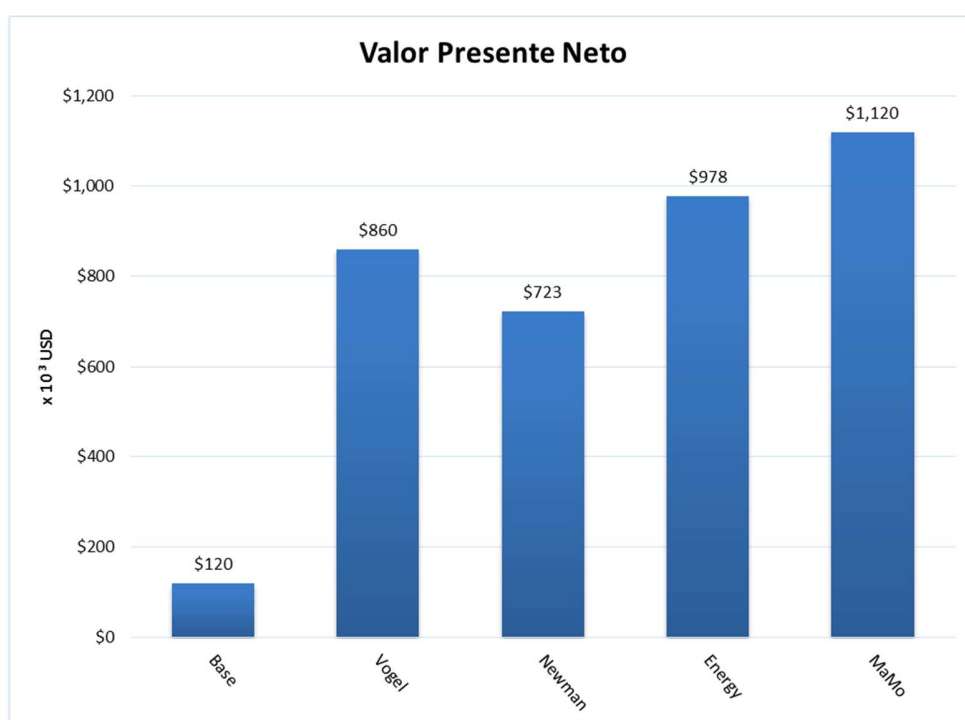
---

<sup>25</sup> Zvi Bodie, Robert C. Merton. Finanzas 2000

Para el caso de este proyecto el análisis de VPN se realiza al año 2030 fecha en la cual finalizan los cambios operacionales, esta fecha se escogió con el fin de lograr evaluar el proceso de administración de energía en un tiempo suficiente para cuantificar los beneficios obtenidos mediante este.

Es importante aclarar que es necesario implementar el proceso un tiempo después de dar inicio a la inyección continua de vapor ya que es precisamente como su nombre lo indica la administración de la energía que es inyectada al yacimiento después de que empiezan a presentarse los problemas operacionales. A continuación se muestra el análisis económico del valor presente neto realizado con la herramienta HMA para cada uno de los modelos de administración:

**Figura 42:** VPN para cada uno de los modelos de administración mediante la herramienta HMA.

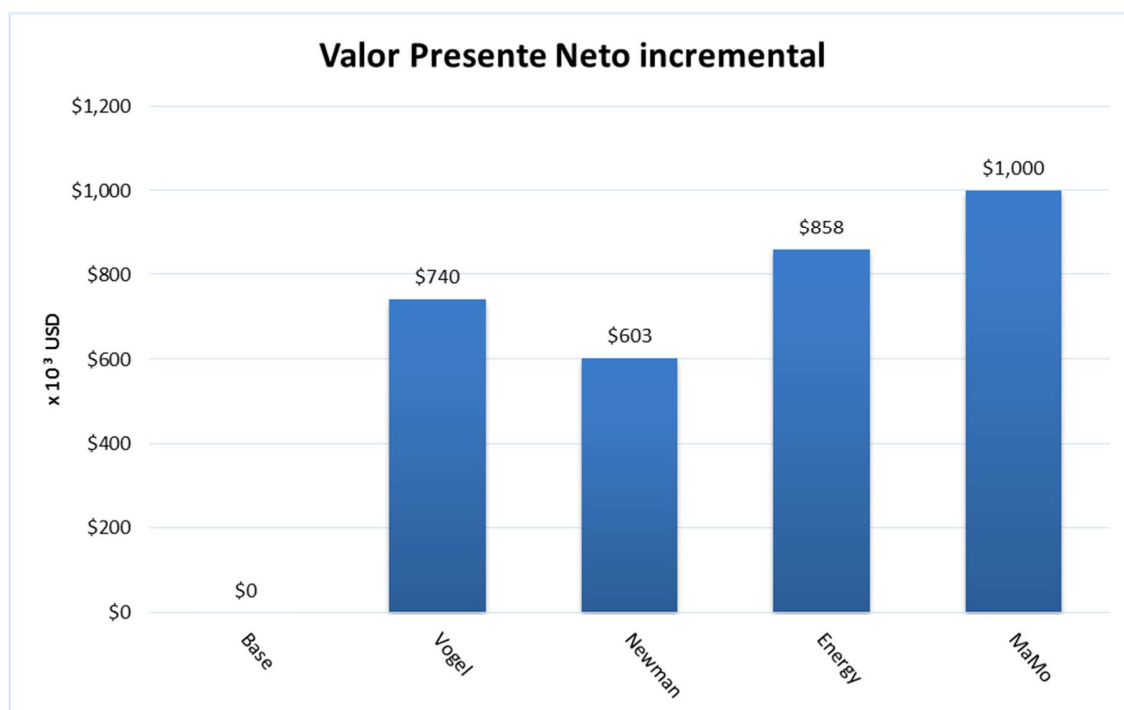


**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”.

A partir de la figura anterior se puede observar que los modelos de administración propuestos por los autores previos como Vogel, Newman y Chevron (Energy) proponen disminuciones en tasa de inyección de vapor que al mismo tiempo generan una disminución de la tasa de producción de aceite considerable que impacta los ingresos afectando de esta forma los flujos de caja del proyecto.

Finalmente con la implementación del modelo se pueden obtener ganancias del 933% comparada con la estrategia de implementación común que consiste en inyectar de manera continua una tasa de vapor al yacimiento hasta finalizar el proyecto.

**Figura 43:** VPN incremental para cada uno de los modelos de administración mediante la herramienta HMA.



**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”.

Al analizar el valor presente incremental del proyecto se puede observar que se pueden obtener 1 MUSD adicionales de lo obtenido con el esquema de inyección convencional. A partir de los resultados obtenidos se observa como el modelo MaMo en comparación con los demás modelos es aquel que permite obtener una mayor rentabilidad para satisfacer el objetivo principal del mismo al maximizar las ganancias del proyecto.

#### **4.3.2. Período de recuperación del capital o la inversión (PR)<sup>26</sup>**

El período de recuperación del capital es el plazo (número de años) en que la inversión original se recupera con las utilidades futuras. La regla de decisión asociada a este indicador señala que se deben preferir los proyectos con menor período de recuperación. Cuanto más corto sea éste, mejor.

En este proyecto el periodo de recuperación bajo los diferentes esquemas de explotación evaluados es el mismo ya que la administración de energía fue implementada algunos años después de alcanzar la recuperación de la inversión.

#### **4.4. ÍNDICES DE DESEMPEÑO ECONÓMICO**

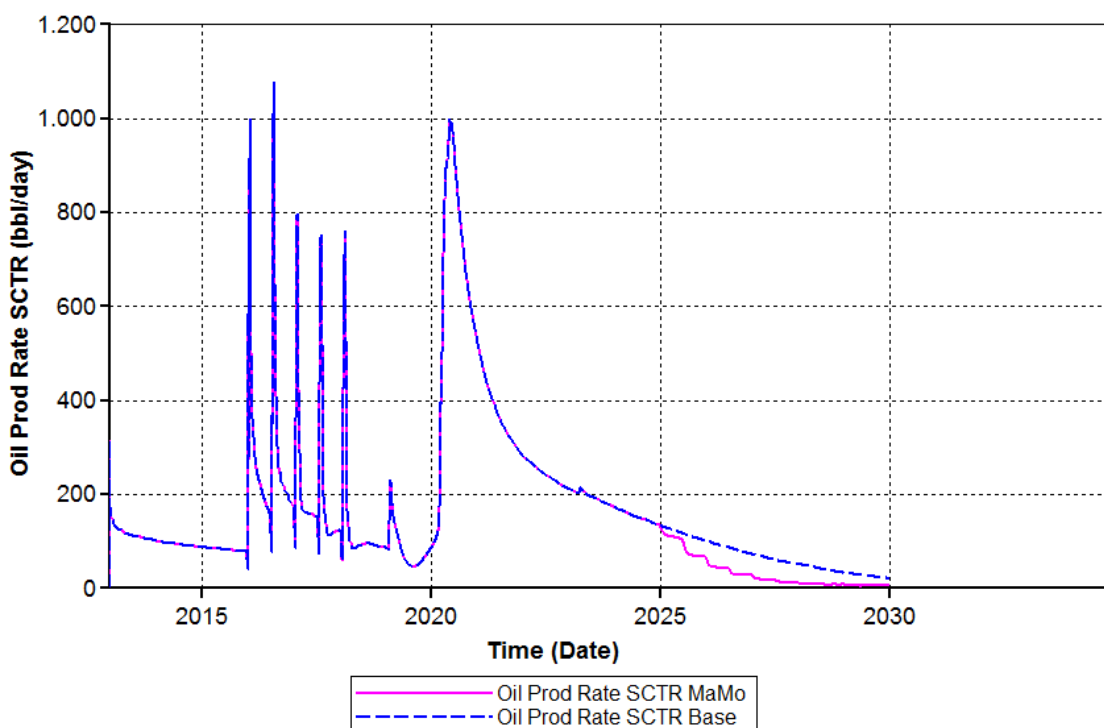
Para cuantificar los beneficios de un proyecto siempre es importante tener en cuenta no solo la evaluación financiera si no también aquellos parámetros que permiten medir el impacto financiero y económico de la administración de energía en los proyectos de inyección de vapor. Para determinar cómo se comporta el proyecto a lo largo de su vida se requiere que se tengan en cuenta algunos índices económicos como los siguientes:

---

<sup>26</sup> Douglas R. Emery, John D. Finnerty, John D. Stowe. Fundamentos de administración financiera. México, D.F. : Pearson Educación, 2000

- ✓ Producción de aceite: este parámetro permite comparar cómo se comportan las tasas de producción instantáneas de los pozos para cuantificar las ganancias que pueden obtenerse de la implementación. (Figura 44)

**Figura 44:** Tasa de producción de aceite para el modelo analítico MaMo y el caso Base (Bbl/día)



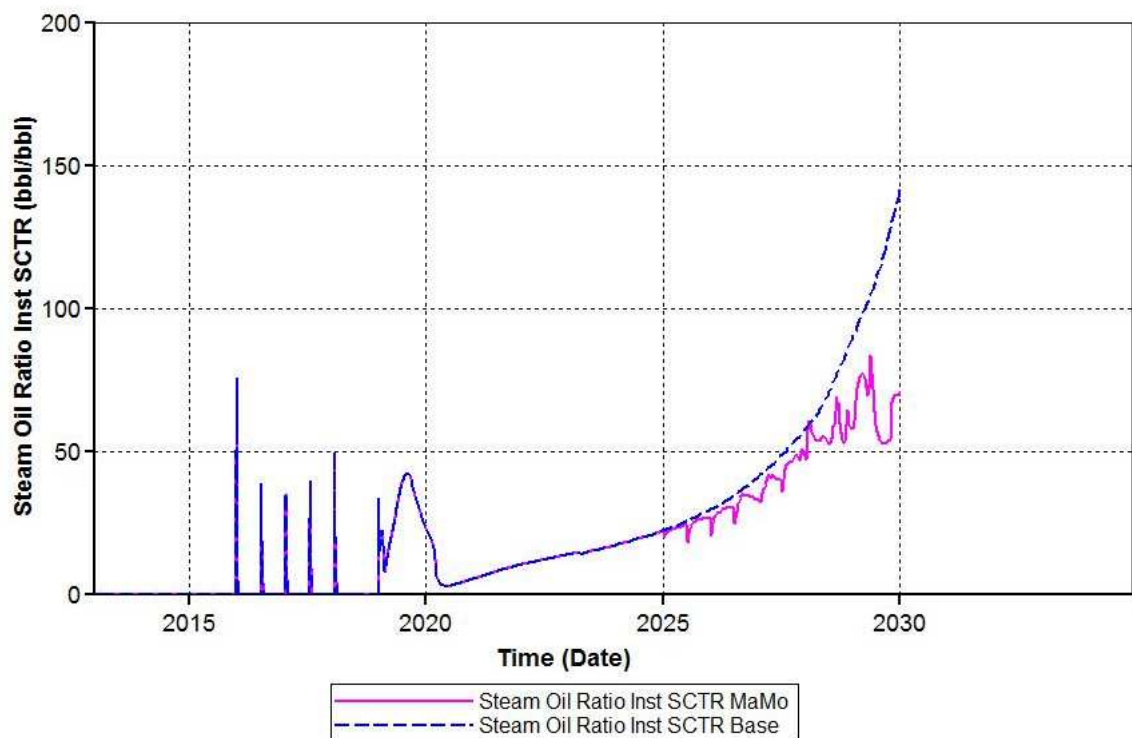
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

Como se puede observar en la figura 44 las tasas obtenida durante la administración son inferiores pero ofrecen mayor rentabilidad a proyecto por lo que no necesariamente una mayor producción asegura mayor rentabilidad en este caso los costos asociados a la generación superan los benéficos obtenidos por la recuperación

✓ Relación vapor aceite (Steam Oil Ratio -SOR):

La relación vapor aceite es un indicativo de la eficiencia de la inyección en el proceso, permite estimar los requerimientos para generar ese vapor y hasta qué punto es económicamente viable desarrollar el proyecto. A continuación se muestra como es el comportamiento del SOR para la optimización con el modelo analítico MaMo respecto al modelo base donde se puede apreciar que con el modelo se reduce este índice.

**Figura 45:** Relacion vapor aceite para el modelo analítico MaMo y el caso Base.



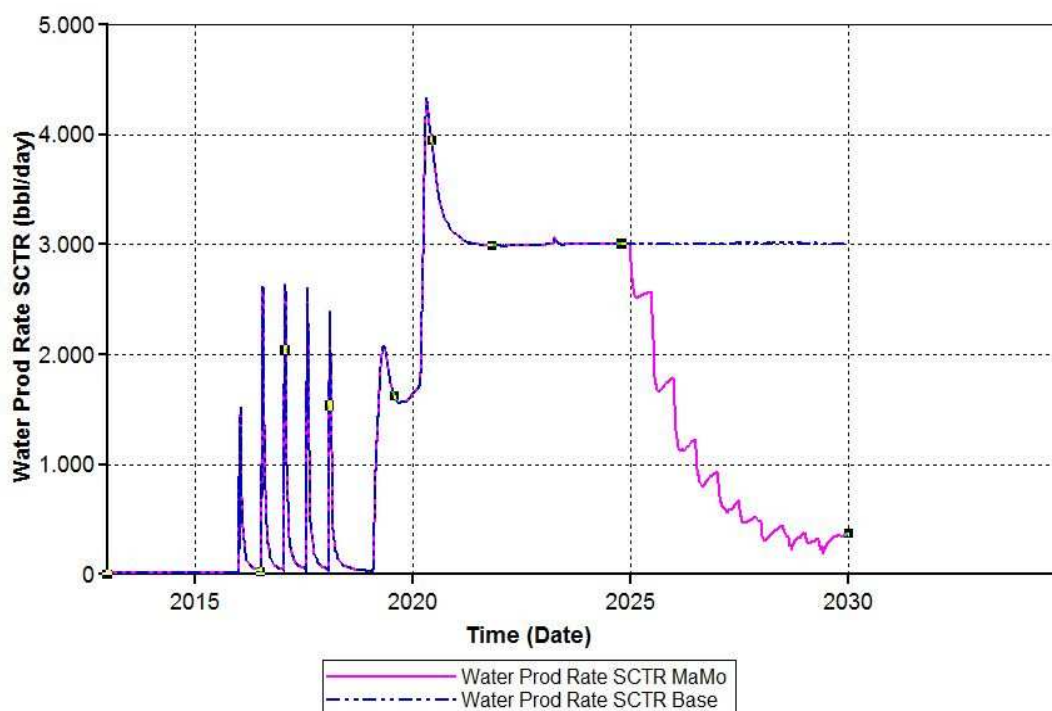
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

✓ Producción de agua diaria:

La producción de agua es un indicador que refleja la eficiencia en el desplazamiento del fluido inyectado. Es usual que manejar altas tasas de producción represente una canalización en el frente de desplazamiento que

facilite el movimiento del agua a lo largo del yacimiento. A continuación se muestra cómo se comporta la producción de agua para el nuevo modelo en función del base, es importante tener en cuenta que este indicador refleja un costo asociado al tratamiento de agua de producción por lo que lograr una disminución en la producción de esta impacta positivamente los flujos de caja del proyecto.

**Figura 46:** Produccion de agua diaria Bbl/d para el modelo analítico MaMo y el caso Base.



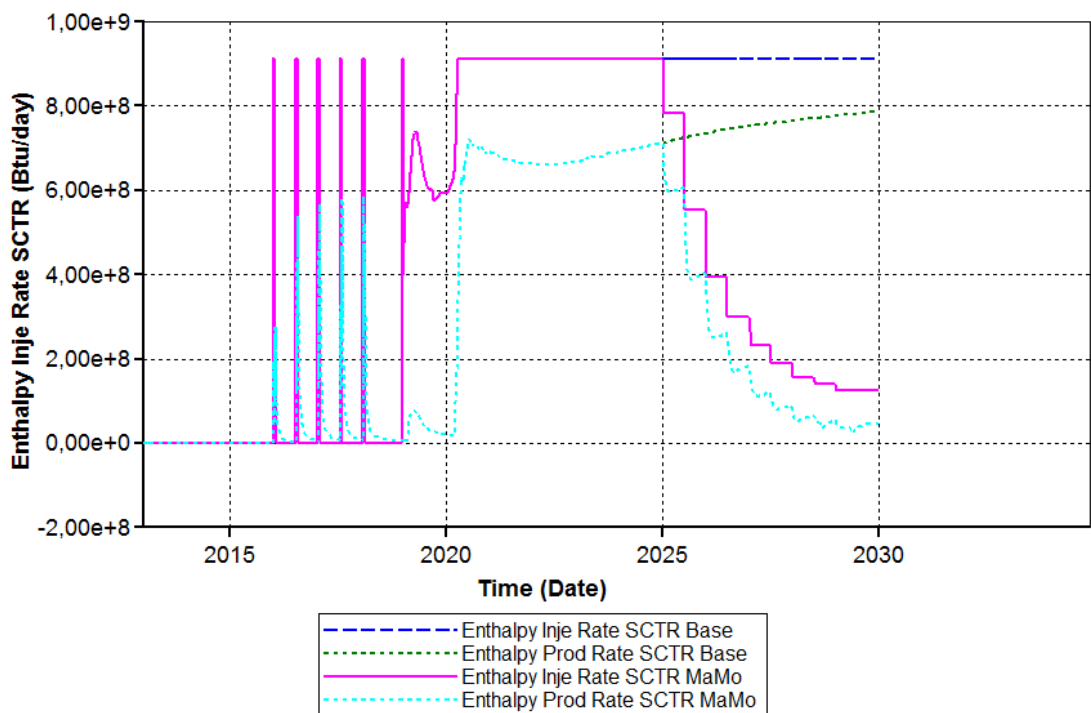
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

✓ Entalpia producida:

La entalpia producida se refiere a la cantidad de energía que está asociada a los fluidos producidos como el agua y el aceite. Al momento de implementar un

proyecto de inyección de vapor se busca mejorar la movilidad del crudo empleando principalmente una reducción en la viscosidad. En este caso es necesario que la energía inyectada al yacimiento sea empleada para movilizar los fluidos del yacimiento pero no para que sea producida. Si bien es cierto que se requiere que cierta cantidad de energía sea producida para asegurar que el diferencial de presión de los pozos sea suficiente para llevar los fluidos hasta superficie en la figura 47 se puede observar la energía inyecta y producida.

**Figura 47:** Energía inyectada y producida para el modelo analítico MaMo y el caso Base.

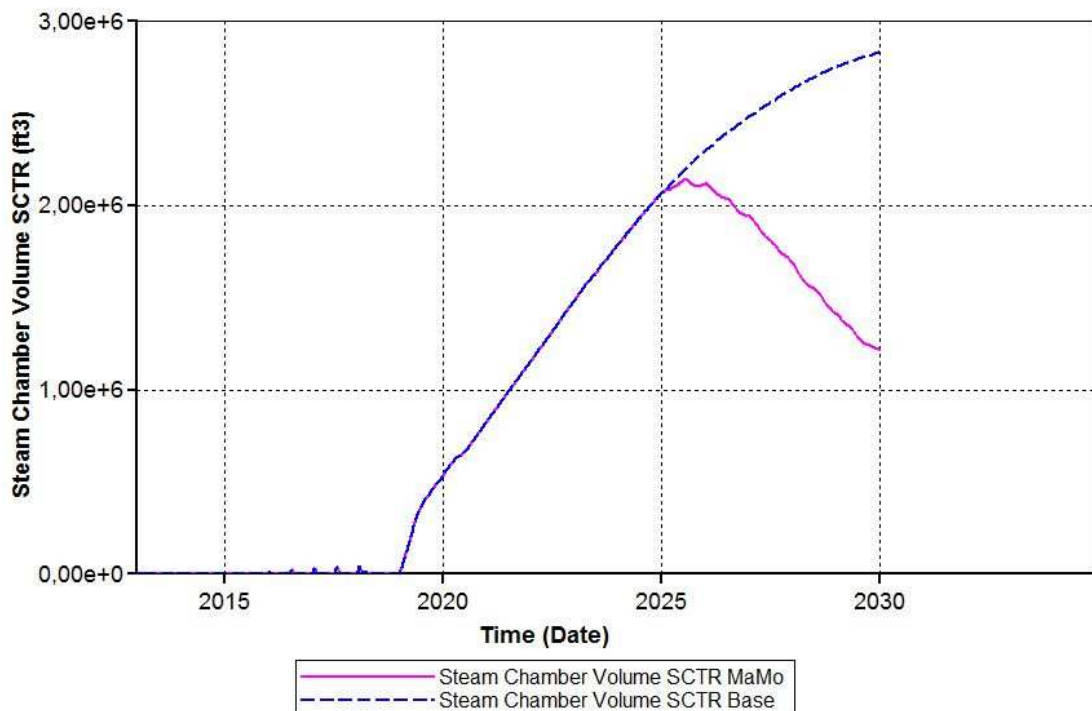


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

✓ Volumen de la cámara:

El volumen de la cámara es un indicador de que tan eficiente es la transferencia de la energía del agua vaporizada a los fluidos y la roca de yacimiento. Esta zona aumentara en la medida en que los fluidos y la roca se encuentren saturados de energía es decir que no estén en capacidad de recibir más. En la figura 48 se puede observar como el volumen de la cámara de vapor disminuye con el nuevo modelo debido a que se está inyectado menos vapor y se permite una transferencia más eficiente de la energía inyectada que para tiempos tardíos como es el caso donde se implementa la administración de energía los requerimientos son menores que los iniciales.

**Figura 48:** Volumen de la cámara de vapor para el modelo analítico MaMo y el caso Base.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

#### 4.5. VALIDACIÓN DEL MODELO EN FLUIDOS DE DIFERENTES VISCOSIDADES

La principal variable tenida en cuenta para el desarrollo del nuevo modelo analítico de administración fue la viscosidad por esta razón se procede a realizar el proceso de administración de energía a dos fluidos de diferentes viscosidades que fueron desarrollados de manera sintética mediante el simulador de yacimientos de la compañía CMG y descritos en el capítulo 2 de este trabajo.

Teniendo en cuenta que los modelos de administración fueron desarrollados por los diversos autores existentes para yacimientos de crudo pesado con altas viscosidades se procede a evaluar el desempeño del modelo en aquellos yacimientos de crudo pesado con viscosidades menos elevadas. Para este caso se escogió el fluido con viscosidad de 933 Cp y 572 cP

Antes de dar inicio el proceso de administración se analizó el tiempo de inicio de la optimización el cual se determinó para el año 2022 - 01 – 01 y posteriormente se calcularon las tasas correspondientes para periodos de optimización anuales (Tabla 13). Para evaluar el proceso de administración de energía empleando el nuevo modelo analítico desarrollado se adiciono un nuevo módulo a la herramienta de administración de energía HMA.

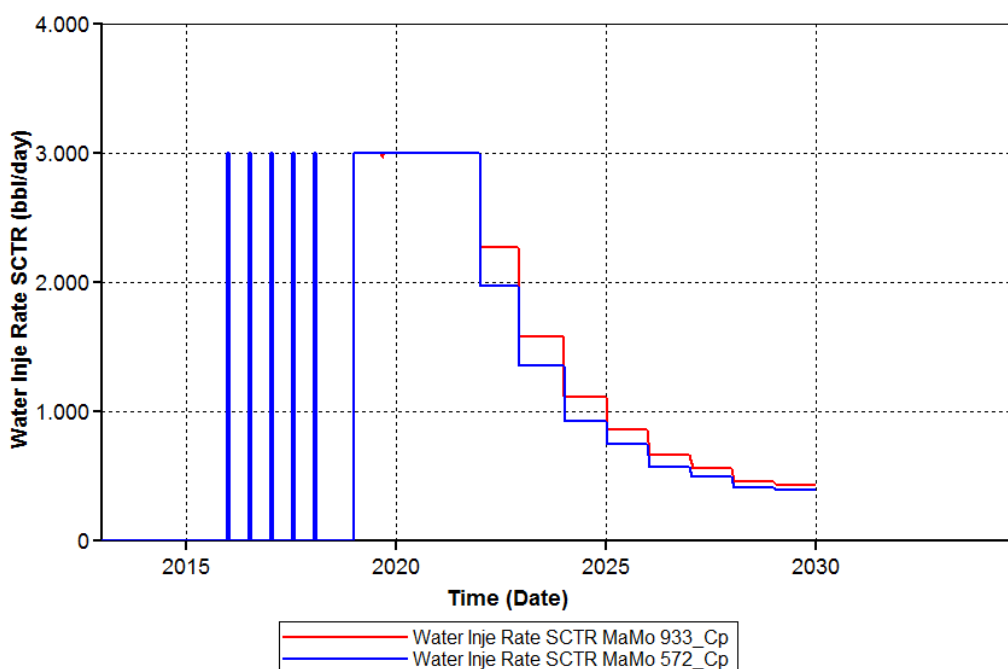
Empleando las tasas de inyección de vapor calculadas mediante el modelo MaMo (Figura 49) se procede a realizar un análisis de los resultados de la implementación evaluando el factor de recobro y la relación vapor aceite para cada modelo, finalmente se analizan los resultados en las tasas de producción de cada modelo respecto a la implementación convencional del modelo con una tasa constante.

**Tabla 13:** Calculo de las tasas de inyección de vapor para los dos fluidos mediante el modelo analítico MaMo

Fecha	MaMo Visc_933 cp	MaMo Visc_572 cp
2022-01-01	2274	1974
2023-01-01	1585	1361
2024-01-01	1118	926
2025-01-01	864	746
2026-01-01	670	572
2027-01-01	561	503
2028-01-01	465	416
2029-01-01	429	400

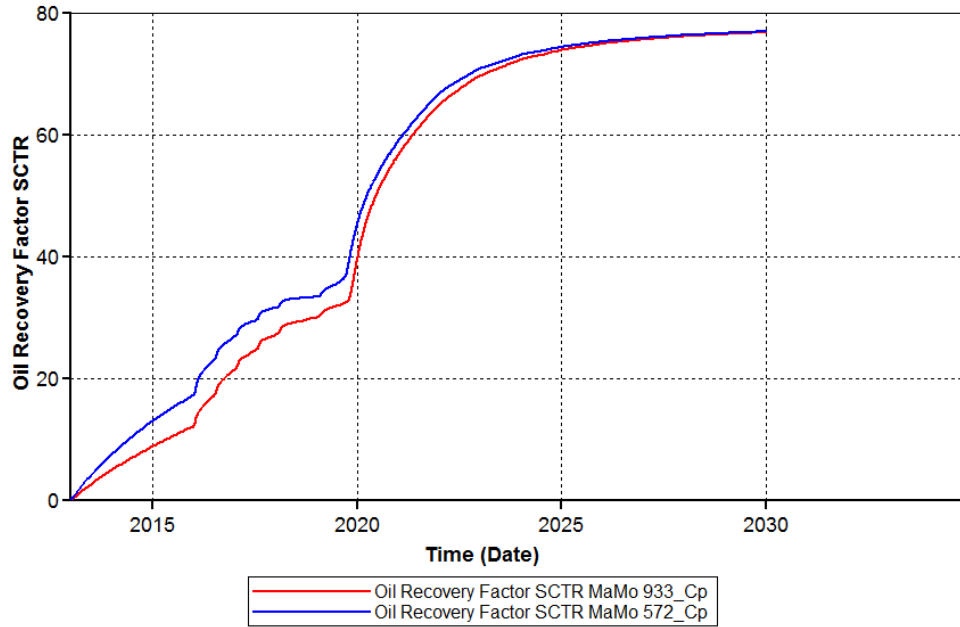
**Fuente:** Autor.

**Figura 49:** Tasa de inyección de vapor para los dos fluidos.



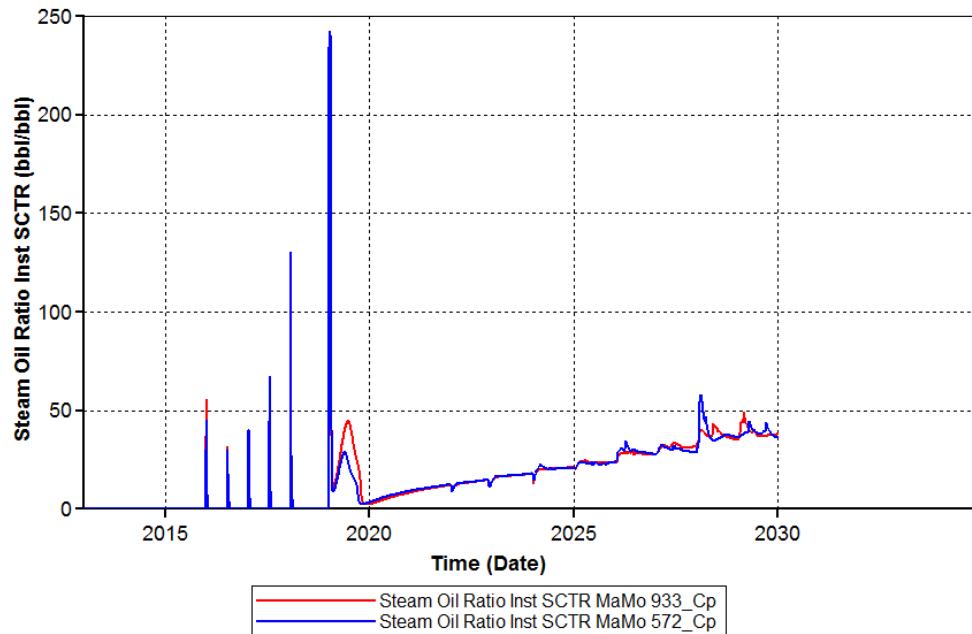
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

**Figura 50:** Factor de recobro para los dos fluidos.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

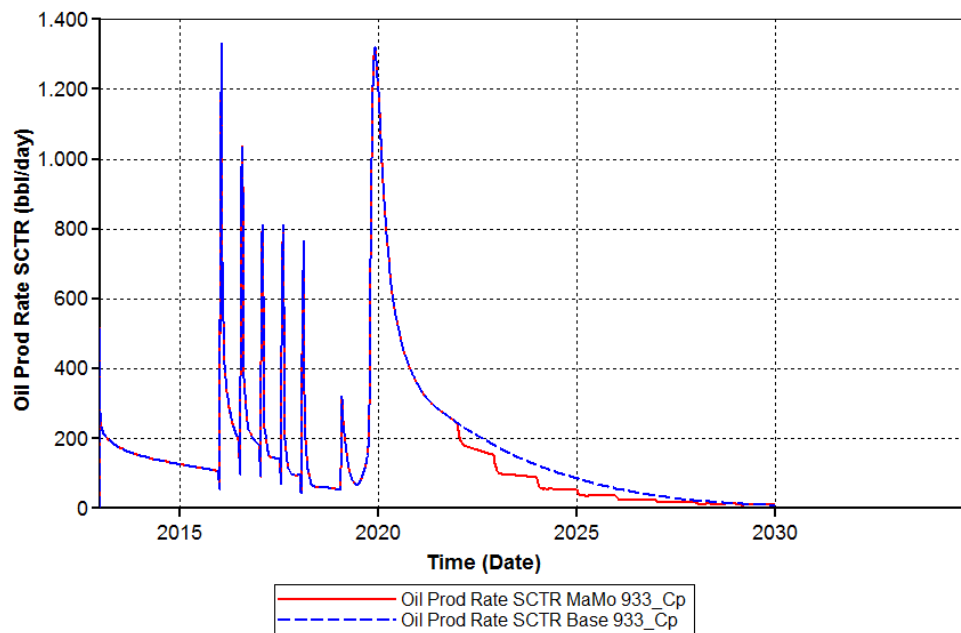
**Figura 51:** Relación vapor aceite para los dos fluidos.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

De la figura 50 se puede observar que el factor de recobro de aceite alcanzado con cada uno de los fluidos es el mismo a pesar del manejar fluidos diferentes con diferentes tasas de inyección. En la figura 51 se observa que se logra mantener la relación vapor aceite muy similar para los dos fluidos lo que indica que el modelo es capaz de mantener este indicador en un rango apropiado a pesar de que los fluidos al tener propiedades diferentes se comportan de manera diferente frente al vapor inyectado y por ende las tasa calculadas para el fluido de menor viscosidad son menores debido a que los requerimientos son menores.

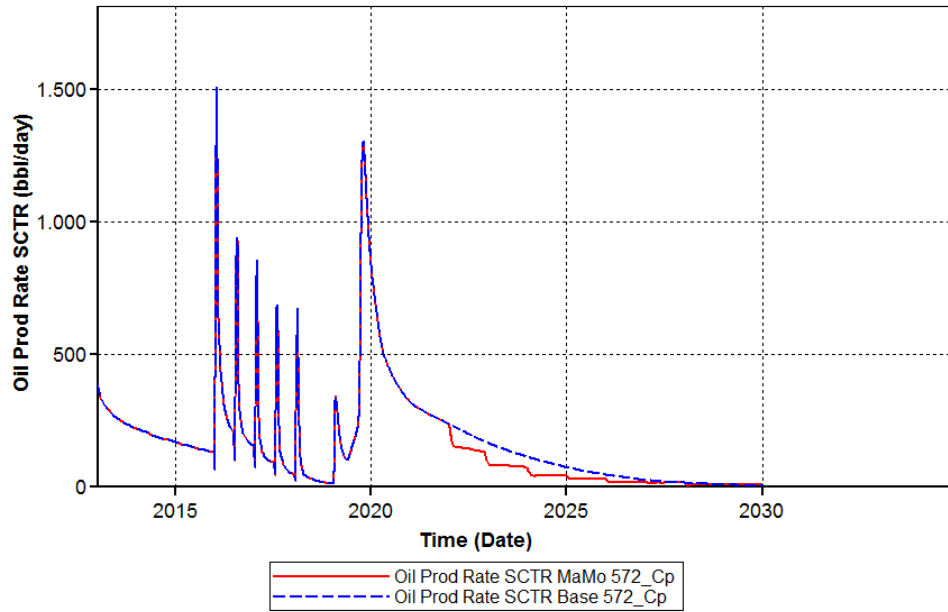
**Figura 52:** Producción de aceite del modelo de viscosidad 933 cP.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

Para concluir se realizó un análisis del comportamiento de la producción de aceite de cada uno de los fluidos frente al proceso convencional de inyección a tasa constante durante el tiempo de vida del proyecto, en este caso las tasas de producción de aceite son bastante cercanas con reducciones en la tasa de inyección de vapor considerables permitiendo así beneficiar financieramente el proyecto.

**Figura 53:** Producción de aceite del modelo de viscosidad 572 cP.



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG.

## 5. CONCLUSIONES

- ❖ La administración de energía es un proceso que pretende optimizar la inyección continua de vapor en el momento en que esta empieza a generar problemas operacionales que acarrear costos adicionales al proyecto e impiden continuar con la implementación.
- ❖ La administración de energía logra reducir los costos asociados al tratamiento de agua de producción, ya que a diferencia de la implementación convencional ésta permite reducir las tasas de producción de agua.
- ❖ El modelo de administración de energía MaMo permite maximizar las ganancias del proyecto calculando una tasa de inyección apropiada según los requerimientos térmicos del yacimiento y los ingresos asociados a la producción de aceite.
- ❖ El nuevo modelo analítico de administración de energía predice de manera óptima el crecimiento vertical de la zona calentada permitiendo extender la vida del proyecto al manejar relaciones vapor aceite inferiores que permitan continuar con el proceso de inyección a tiempos mayores.
- ❖ La rentabilidad asociada al proyecto de administración de energía mediante el modelo MaMo logra generar un 933% más de rentabilidad que la implementación del proceso de inyección continua de vapor de manera convencional.
- ❖ El nuevo modelo de administración es aplicable a yacimientos de crudo de pesado con movilidad ofreciendo una predicción acertada en las tasas de inyección de vapor acorde a las necesidades del fluido *in situ*.

## 6. RECOMENDACIONES

- ❖ Al momento de implementar la administración de energía a nivel de campo es necesario realizar un monitoreo de la información para determinar si el tiempo de cambio de tasa sea conveniente de forma variable y no constante.
- ❖ Para seleccionar el momento de inicio de la administración de energía se deben tener en cuenta más de un análisis del proceso, ya que hay que tener en cuenta que después del tiempo de ruptura puede generarse una alta rentabilidad pero las tasas de producción de agua pueden ser bastante altas y las facilidades de superficie deben estar adecuadas para el tratamiento de estos volúmenes o bien empezar con la optimización antes, con el fin de evitar inversiones adicionales en equipos de tratamiento.
- ❖ Analizar el efecto de la implementación del modelo de administración a tiempo de ruptura, con el fin de determinar el impacto económico que esto pueda representar.
- ❖ Construir modelos más grandes que representen el tamaño de un yacimiento real, con el fin de evaluar la capacidad de extensión de la vida de los proyectos de inyección de vapor mediante la administración de energía.

## BIBLIOGRAFÍA

ARBELAEZ de Moncaleano .Ruby. “El proceso de la Investigación”, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2005

Blevins TED, “Steamflooding in the U.S. A Status Report”. SPE 20401

BOBERG, Thomas. “Métodos de recobro térmico” 1988.

BOTON, L; Pacheco, E. “Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.

BRAVO & SANCHEZ. Gestión integral de riesgos Tomo. 2007.

DIETZ, D. “Review of Thermal Recovery Methods”. Paper SPE-AIME 5584. 1975.

DON GREEN, PAUL WILLHITE, Enhanced Oil Recovery. 2003.

FAROUQ ALI S.M. “Practical Heavy Oil Recovery”. HOR Heavy oil recovery technologies. Octubre de 2006.

GAEL, B. T., et al. Reservoir Management in the Duri Steamflood. SPE 27764. 1994.

GOMMA. E. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. 1980.

GONZALES, D. “Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

GONZALO G.L. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor. Capítulo1. 1989

GUTIERREZ D, The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT Abril del 2009.

HANZLIK, E.J. MIMS, D.S. Forty Years of Steam Injection in California - The Evolution of Heat Management. SPE. 84848

HONG. K.C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. Penwell books. Tulsa, Ok. 1994.

MANNUCCI, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3. p. 14.

MRLDUL KUMAR, CHEVRON PRODUCTION TECHNOLOGY CO. Y Y.M. ZIEGLER. Injection schedules and production strategies for optimizing steamflood performance. SPE-20763. 1992.

NEUMAN, C. H. y CHEVRON OIL FIELD RESEARCH Co. A Gravity Override Model of Steamdrive. 13348-PA. 1985.

PINTO. J. "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" 2013

PRATS, M. "A Current Appraisal of Thermal Recovery" SPE 7044

RAMEY, H. J., "A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection" SPE 12247

S.CHANDRA y D.D. MAMORA, Texas A&M University. Improved Steamflood Analytical Model. SPE-97870. 2007.

TEREZ, I.E.; EHLIG-ECONOMIDES, C. "Horizontal Wells in Thermal Applications for Displacement and Gravity Drainage". Paper SPE 78974. 2002.

VOGEL. J.V. Simplified heat calculation for steamfloods. SPE 11219. 1984.

ZIEGLER, V M, et al. Recommended Practices for Heat Management of Steamflood projects. SPE 25808. p.1. 1993.

## ***ANEXO A: GUÍA DE LA HERRAMIENTA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR HMA-PLUS***

La Herramienta para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor HMA fue desarrollada por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado en el año 2013 empleando el software Excel 2010. Para la implementación del nuevo modelo analítico de administración de energía MaMo se le agregaron los módulos pertinentes con la ecuación desarrollada en este trabajo siguiendo la metodología planteada para su implementación.

Teniendo en cuenta la actualización del Software Excel y del simulador de la compañía CMG algunas actualizaciones debieron realizarse y se adicionaron para todos los modelos incluidos en la herramienta, generando así una actualización de la herramienta denominada HMA\_Plus.

### **Preparación para la administración**

Para llevar a cabo la implementación de la administración es necesario construir un modelo de simulación de acuerdo a las características de roca y fluido del yacimiento en estudio, es importante tener en cuenta que una mayor robustez en el modelo de simulación permitirá cálculos más precisos pero igualmente acarreará tiempos mayores de simulación que en algunas ocasiones no resulta relevante.

### **Reporte de salida del simulador**

Una de las características más importantes de la herramienta es su capacidad de integrar los resultados del simulador de la compañía CMG. Para obtener la información requerida por algunos modelos es necesario activar unas funciones especiales que el simulador calcula pero no las reporta a menos de que se le sea indicado. A continuación se describen las funciones especiales que deben ser activadas para el correcto funcionamiento de la herramienta:

- **Perdidas de energía hacia las formaciones adyacentes:** Esta permite exportar los resultados de los cálculos de pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes. Se activa con la keyword *\*OBHLOSS* de la categoría grid y la keyword *\*OBHLOSSRATE* de la categoría especial.
- **Capacidad calorífica de la formación:** Permite visualizar la capacidad calorífica en diferentes zonas a diferentes tiempos de simulación. Se activa la keyword *\*HEATCAP*.
- **Entalpia producida:** Permite reportar en cada iteración a entalpia producida. Se activa con la keyword *\*FLUIDH*.
- **Pozo de observación de presión y temperatura:** Permite reportar datos de presión y temperatura empleados por los modelos. Su ubicación es definida por el usuario y depende del modelo de simulación construido. Se recomienda que se ubique en medio del pozo inyector y un pozo productor.
- **Restart:** con el propósito de disminuir el tiempo de simulación después de cada optimización se recomienda crear un archivo restart justo antes de dar inicio a la administración de energía. Mediante la keyword *\*WRST* se permite la escritura del archivo restart.
- **Sector model:** Teniendo en cuenta que la herramienta permite evaluar más de un patrón se requiere definir sectores cada uno que encierre los pozos pertenecientes a cada patrón con el fin de definir esta información e la herramienta HMA\_Plus y poder analizar cada patrón de manera independiente.

### **Diligenciamiento de datos iniciales en la herramienta**

Los datos requeridos por la herramienta HMA\_Plus para el cálculo de las tasas de inyección de vapor están divididos en dos módulos “principal” y “Patrones”.

**Principal:** La pestaña principal se encuentra diseñada para suministrar información básica del modelo y 2 secciones muy importantes la de fecha y propiedades del archivo base en estudio. (Figura A-1)

**Figura A-1:** Modulo principal herramienta HMA\_Plus

Fechas		
Parametro	Valor	Formato-Unidades
Fecha de terminación de la simulación	01/01/2030	[DD-MM-AAAA]
Número máximo de timesteps durante la simulación	1812	

Propiedades del modelo		
Parametro	Valor	Unidades
Área del patrón de inyección	5	Acres
Temperatura inicial del yacimiento	105	°F
Temperatura del vapor	557,72	°F
Presión del vapor	1200	psia
Calidad	0,6	Fracción
Capacidad calorífica volumetrica de la zona de vapor	33,1	BTU/ft <sup>3</sup> °F
Capacidad calorífica volumetrica del aceite	30,72	BTU/ft <sup>3</sup> °F
Capacidad Calorífica Volumetrica del agua	62,3	BTU/ft <sup>3</sup> °F
Temperatura de la zona de vapor antes de la administración de energía	567	°F
Saturación de aceite residual	0,2	Fracción
Porosidad	0,23	Fracción
Espesor de la arena neta	90	ft

Propiedades de archivo		
Parametro	Ejemplo	Valor
Ruta del directorio de trabajo	E:\Misdocumentos\ Simulacion	C:\Users\Maria Monica Rincon\Desktop\Op timizacion
Nombre del archivo irf	Base.irf	opti_baseSTW3000.i rf

**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA\_Plus”.

El control de las iteraciones es otra de las secciones que comprende la pestaña principal donde se lleva un control de la cantidad de optimizaciones realizadas con cada modelo, esto le permite a la herramienta generar las pestañas correspondientes de cada iteración con la información que debe ser adicionada al archivo plano del modelo de simulación. Figura A-2

**Figura A-2:** Sección Iteraciones de la pestaña principal herramienta HMA\_Plus

	Vogel	Energy	Gomma	MaMo
1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA\_Plus”.

**Patrones:** Esta pestaña permite proporcionar por parte del usuario la información sobre los pozos y numero de patrones del modelo así como fecha de inicio de la estimulación con vapor. Figura A-3.

Figura A-3: Pestaña patrones herramienta HMA\_Plus

Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor

Escenario del modelo de simulación

1 Patrón  
  2 Patrones  
  3 Patrones  
  4 Patrones  
  5 Patrones  
  6 Patrones

Parametro	Ejemplo	Valor
Nombre del patrón	Sección 1	Patron
Número del patrón a analizar	2	2
Fecha de inicio de la inyección continua de vapor	[DD-MM-AAAA]	01/01/2019
Fecha de inicio de la administración de energía	[DD-MM-AAAA]	01/01/2025
Frecuencia de optimización	meses	6
Nombre del pozo productor 1	Pozo_1	Productor_1
Nombre del pozo productor 2	Pozo_2	Productor_2
Nombre del pozo productor 3	Pozo_3	Productor_3
Nombre del pozo productor 4	Pozo_4	Productor_4
Nombre del pozo inyector 1	Pozo_1	Inyector_5
Tasa de inyección pozo inyector_5	[BCWED]	3000
Ubicación del bloque observador UBA 1	1,1,1	17,17,5
Ubicación del bloque observador UBA 2	1,1,2	17,17,8

Patron 1

**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA\_Plus”.

### Implementación del modelo de administración MaMo mediante la herramienta HMA\_Plus.

1. Pestaña Viscosidad: como la viscosidad es una variable que solo es requerida por el modelo MaMo se requiere diligenciar basándose en el modelo PVT del fluido empleado la pestaña Viscosidad de la herramienta solo se requiere suministrar la viscosidad a diferentes temperaturas. Esta información puede obtenerse del modelo base de simulación en el archivo plano .dat en la sección VISCTABLE. Figura A-4

**Figura A-4:** Pestaña viscosidad Modelo MaMo herramienta HMA\_Plus



*Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor*

Temperatura	Viscosidad
62	6215.53
65,2112	5766.42
66,8169	5554.18
68,4225	5349.76
70,0281	4962.99
71,6337	4780.33
73,2393	4434.73
74,8449	4271.51
76,4506	3962.7
78,0562	3816.85
79,6618	3676.37
81,2674	3410.58
82,873	3285.05
84,4787	3047.56
86,0843	2935.39
87,6899	2827.35
89,2955	2723.29

**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA\_Plus”.

2. Posteriormente el usuario se debe dirigir a la pestaña RWD del modelo de interés que para este caso es el modelo MaMo aquí encontrara una serie de keywords requeridas por software Result Report de CMG mediante el cual se generara un archivo de Excel que posteriormente será leído por la herramienta para importar la información que este contiene. Figura A-5.

Este archivo debe guardarse en un archivo plano con la extensión indicada en la sección superior [Guardar como:]. Finalmente este archivo debe abrirse con el software Result Report de CMG para que genere el archivo de salida requerido por la herramienta.

3. Finalmente debe dirigirse a la pestaña \_OUT del modelo y verificar la fecha y la tasa de inyección calculada por la herramienta. Con esta información debe dirigirse al archivo plano .dat y realizar los cambios en la fecha calculada.

Figura A-5: Pestaña RWD Modelo MaMo herramienta HMA\_Plus



*Herramienta de calculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor*

```

*****
**                                     **
**      UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER      **
**      FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS      **
**      ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS          **
**      GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE RECOBRO MEJORADO      **
**                                     **
*****
**Guardar en: C:\Users\Maria Monica Rincon\Desktop\Optimizacion
**Guardar como: Mamo1.rwd
*****
FILES 'opti_baseSTw3000.irf'

OUTPUT 'Mamo1.xls'

SPREADSHEET

** Patron
DATES-FOR 'YYYY 01 01' 'YYYY 07 02' 'YYYY 01 01' 'YYYY 07 02' 'YYYY 01 01' 'YYYY 07 02' 'YYYY 01 01' 'YYYY 07 01' 'YYYY 12 31' 'YYYY 07 01' 'YY
TABLE-FOR SECTORS 'Patron' '2'
COLUMN-FOR SPECIALS 'ENERGYRATE Lost to All Boundaries'
COLUMN-FOR PARAMETERS 'Steam Chamber Volume SCTR'
COLUMN-FOR PARAMETERS 'Enthalpy Prod Rate SCTR'
COLUMN-FOR SPECIALS 'PRES 17,17,5'
COLUMN-FOR SPECIALS 'PRES 17,17,8'

TABLE-END

```

**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA\_Plus”.

4. El análisis financiero es una sección muy útil de la herramienta implementada para cuantificar los beneficios obtenidos de la implementación de la administración.

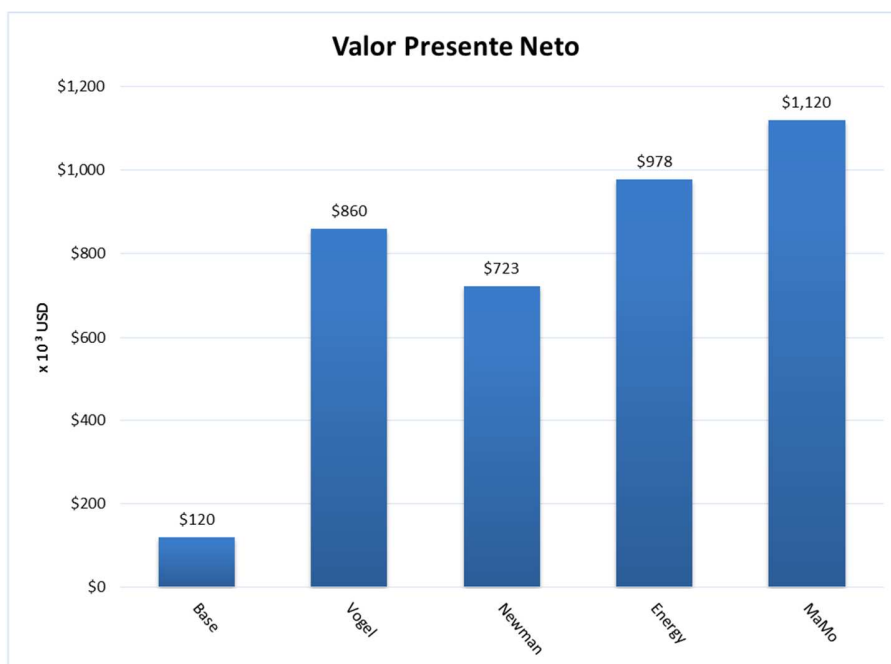
Inicialmente deben diligenciarse parámetros económicos que permitirán realizar los cálculos a la herramienta entre ellos se encuentra: el precio del

barril de aceite, el costo del levantamiento por barril y costo del millón de BTU. Así mismo debe proporcionarse la tasa interna de oportunidad, la inversión inicial y la fecha de evaluación del VPN.

Finalmente debe dirigirse a la pestaña Econo\_RWD el cual contendrá una serie de keywords que deben guardarse en un archivo plano con la extensión indicada en la sección superior [Guardar como:]. Finalmente este archivo debe abrirse con el software Result Report de CMG para que genere el archivo de salida requerido por la herramienta.

A partir de este archivo se podrán visualizar el VPN Figura A-6, el VPN incremental, el VPN acumulado y los flujos de caja, resultados útiles en el momento de calcular la eficiencia de cada modelo evaluado.

**Figura A-6:** Resultados financieros herramienta HMA\_Plus



**Fuente:** Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA\_Plus”.