

**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**

JOHN PINTO CARVAJAL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA
DE VAPOR A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS Y
MÉTODOS ANALÍTICOS**

JOHN PINTO CARVAJAL

**Trabajo de Grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Avalado por el Grupo de Recobro Mejorado en el marco del Convenio de
Cooperación Tecnológica 004 de 2004 entre la Universidad Industrial de
Santander y ECOPETROL S.A - Instituto Colombiano del Petróleo**



SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

MSc. Ingeniería de Petróleos

Director

MSc. CARLOS EDUARDO NARANJO SUAREZ

Ing. LUIS ROBERTO OLIVEROS GOMEZ

Codirectores

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A:

DIOS, por acompañarme fielmente a lo largo del camino, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente para afrontar cada reto de la vida.

MADRE, por el esfuerzo que has hecho al acompañarme incondicionalmente en cada paso que he dado en esta vida, gracias por brindarme todo tu amor y convertirte en mi ejemplo de vida.

Hermanos, Gerardo, Cesar, Eduardo y Libia, por todo el apoyo y cariño que recibí en momentos donde más lo necesitaba.

A todos los miembros de mi querida familia, por convertirse en mi bastón de apoyo en momentos esenciales de mi vida, gracias por ese voto de confianza al creer en mis capacidades.

A todos mis amigos y amigas que me han acompañado en esta etapa maravillosa de la vida, gracias por sus enseñanzas, apoyo y amistad.

A la familia GRM, por el apoyo y ayuda incondicional brindada a lo largo de mi formación profesional.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su incondicional apoyo, voto de confianza y orientación durante mi formación profesional.

Ingeniera Erika Trigos Becerra, por sus valiosas opiniones y orientación durante el desarrollo del presente trabajo, gracias por esa alta exigencia demandada.

Ingeniero Jorge Mario Palma Bustamante, por su valiosa orientación y paciencia durante etapas críticas en el desarrollo de este trabajo.

Ingeniero Luis Roberto Oliveros, por su voto de confianza, orientación y apoyo a lo largo del desarrollo de mis proyectos profesionales.

Ingeniero Cesar Augusto Pineda, por su incondicional apoyo, valiosos consejos e importante orientación a lo largo de mi formación profesional.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado y todos sus integrantes, la gran familia, gracias por la ayuda brindada y soporte incondicional durante mi formación profesional como ingeniero.

A la Empresa Colombiana de Petróleos, representada por el Instituto Colombiano del Petróleo, en especial al Ingeniero Carlos Eduardo Naranjo, por brindarme la oportunidad de crecer como profesional.

A la Sociedad de Ingenieros de Petróleos (SPE), por el apoyo y reconocimiento recibido, además de su importante rol en la formación de los futuros Ingenieros de Petróleos.

A mi querida alma mater, la Universidad Industrial de Santander, por haberme brindado la oportunidad de formarme como profesional y persona; mi especial agradecimiento a todo el profesorado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por todos los conocimientos y experiencias compartidas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. INYECCIÓN DE VAPOR Y ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	19
1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (SCREENING)	21
1.2. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.	22
1.2.1. Reducción de viscosidad	22
1.2.2. Destilación de livianos	23
1.2.3. Expansión térmica	23
1.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE VAPOR	24
1.3.1. Presión de yacimiento	26
1.3.2. Viscosidad del crudo	26
1.3.3. Espesor de la arena productora.	27
1.3.4. Contenido de arcilla	27
1.3.5. Variación direccional de la permeabilidad.	27
1.3.6. Propiedades térmicas de la roca.	28
1.3.7. Caudal de inyección	28
1.3.8. Calidad del vapor	29
1.3.9. Espaciamiento entre pozos	29
1.4. DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	29
1.4.1. Delimitación de la administración de energía en procesos de inyección de vapor	30
1.5. LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DENTRO DE LA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS	32
1.5.1. Diseño y construcción	32

1.5.2.	Steam Ramp-up	33
1.5.3.	Etapa principal de monitoreo y optimización	33
1.5.4.	Etapa posterior a la depleción	34
1.6.	EL PROCESO DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	35
1.6.1.	Monitoreo de la información	35
1.6.2.	Análisis de la información	36
1.6.3.	Análisis de rutina	37
1.6.4.	Estimación de los requerimientos energéticos del yacimiento y respuesta de la producción	40
1.6.5.	Ajuste de operaciones	45
2.	MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	47
2.1.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE	48
2.1.1.	Dimensiones del Grid de Simulación	48
2.1.2.	Propiedades del medio poroso	49
2.1.3.	Modelo de Fluidos	51
2.1.4.	Curvas de permeabilidades relativas.	52
2.1.5.	Configuración de pozos	56
2.2.	RESULTADOS PRELIMINARES PRODUCCIÓN EN FRÍO.	57
2.3.	RESULTADOS PRELIMINARES ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR	60
3.	MÉTODOS ANALÍTICOS Y METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	67
3.1.	MÉTODOS ANALÍTICOS EN LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	67
3.1.1.	Método de Newman	68
3.1.2.	Método de Newman Modificado	69
3.1.3.	Método de Vogel	70
3.1.4.	Balance de Energía	71
3.1.5.	Método de Gomma	73

3.2. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.	76
3.2.1. Preparación del modelo de simulación numérica	77
3.2.2. Suministro de datos a la herramienta HMA	82
3.2.3. Cálculo de nuevas tasas de inyección	83
3.2.4. Implementación de los resultados	83
4. APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA A UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	86
4.1. MODELO DE SIMULACIÓN DE CINCO ACRES	86
4.1.1. Determinación de la fecha de inicio de la administración de energía	87
4.1.2. Resultados Operacionales	91
4.1.3. Resultados Financieros	94
4.2. MODELO DE SIMULACIÓN DE 40 ACRES	99
4.3. APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO	103
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFÍA	113
ANEXOS	116

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de la inyección continua de vapor.	20
Figura 2. Comportamiento de la viscosidad con la temperatura para un crudo pesado.	23
Figura 3. Mecanismos de desplazamiento en la inyección continua de vapor.	24
Figura 4. Proceso del vapor en la inyección.	31
Figura 5. Etapas del proceso de administración de energía.	35
Figura 6. Metodología del análisis de rutina.	37
Figura 7. Avance frontal y overriding.	42
Figura 8. Proceso del balance energético.	44
Figura 9. Modelo base de simulación	49
Figura 10. Factor volumétrico de formación vs Presión.	53
Figura 11. Gas en Solución vs Presión.	53
Figura 12. Viscosidad vs Presión	54
Figura 13. Viscosidad vs Temperatura para crudo vivo.	54
Figura 14. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.	55
Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas.	56
Figura 16. Pozos productores del modelo.	57
Figura 17. Factor de recobro para diferentes presiones en fondo de pozo.	58
Figura 18. Presión promedio del yacimiento para diferentes presiones en fondo de pozo.	58
Figura 19. Tasas de producción de aceite para diferentes presiones en fondo de pozo.	59
Figura 20. Sensibilidad factor de recobro.	61
Figura 21. Sensibilidad Presión Promedio del yacimiento.	62
Figura 22. Sensibilidad de la temperatura promedio de yacimiento.	63
Figura 23. Sensibilidad de la relación vapor – aceite.	64

Figura 24. Factor de recobro para diversos escenarios de simulación	64
Figura 25. Comportamiento de la presión para los diversos escenarios de simulación.	65
Figura 26. Comportamiento de la temperatura promedio del yacimiento.	66
Figura 27. Factor de recobro – Energía efectiva inyectada	74
Figura 28. Factor de utilización de energía- Calidad del vapor	76
Figura 29. Esquema general de la metodología de aplicación de la administración de energía	78
Figura 30. Activación de la función special	80
Figura 31. Activación de la keyword *BLOCKVAR	81
Figura 32. Visualización de resultados de la herramienta HMA.	84
Figura 33. Modificación de la tasa de inyección en notación CMG.	84
Figura 34. Producción de aceite para el escenario base y escenario de alta inyección.	89
Figura 35. Flujo de caja para el escenario de alta y baja inyección	89
Figura 36. VPN acumulado escenarios alta y baja tasa de inyección	90
Figura 37. Tasas de Inyección optimizadas modelo de cinco acres	92
Figura 38. Tasa de producción de aceite para los modelos optimizados.	93
Figura 39. Factor de Recobro alcanzado por cada escenario de inyección optimizado.	93
Figura 40. Valor Presente Neto resultado de la optimización.	94
Figura 41. Ganancias adicionales resultado de la administración de energía	95
Figura 42. Flujo de caja del modelo de simulación optimizado	96
Figura 43. Valor Presente Neto acumulado para los escenarios optimizados.	97
Figura 44. Análisis de riesgo e Incertidumbre método de Gomma	98
Figura 45. Análisis de riesgo e Incertidumbre método de balance energético	99
Figura 46. Modelo de simulación de 40 acres.	100
Figura 47. VPN resultado de la optimización modelo de 40 acres.	101
Figura 48. VPN incremental modelo de 40 acres.	101
Figura 49. VPN acumulado modelo 40 acres.	102

Figura 50. VPN acumulado para el escenario de alta y baja tasa de inyección	104
Figura 51. Tasa de producción de aceite modelos optimizados	105
Figura 52. Tasa de producción de aceite posterior a la implementación de la administración de energía.	106
Figura 53. Resultados financieros de la administración de energía.	107
Figura 54. Valor Presente Neto incremental para los diversos escenarios de inyección.	107
Figura 55. VPN acumulado aplicación a un campo Colombiano	108

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Screening inyección continua de vapor.	21
Tabla 2. Dimensiones del enmallado de simulación.	48
Tabla 3. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.	50
Tabla 4. Propiedades de la arenisca.	50
Tabla 5. Propiedades de la arcilla.	50
Tabla 6. Propiedades del fluido	51
Tabla 7. Puntos finales curvas de permeabilidad relativa.	55
Tabla 8. Rangos utilizados en el análisis de sensibilidad.	60
Tabla 9. Parámetros financieros del proyecto.	90
Tabla 10. Tasas de Inyección optimizadas modelo de cinco acres	91
Tabla 11. Rangos de Variación de incertidumbre	97
Tabla 12. Tasas de inyección optimizadas para el caso de campo.	104

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GUÍA DEL USUARIO HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR “HMA”	116
ANEXO B. CÁLCULO DEL COSTO DEL MILLÓN DE BTU	130

RESUMEN

TÍTULO: 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.

AUTORES: JOHN PINTO CARVAJAL **

PALABRAS CLAVE: Administración de energía, inyección continua de vapor, optimización, modelo de simulación numérica, métodos analíticos.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo principal de este trabajo de investigación es desarrollar una metodología para la implementación de la administración de energía en modelos de simulación numérica para procesos de inyección continua de vapor. En primera instancia se describe el soporte teórico de la inyección continua de vapor y la administración de energía.

Posteriormente, se describe el modelo conceptual de simulación utilizado en el presente trabajo, sus propiedades PVT, petrofísica, iteración roca fluido, etc. Una vez establecido lo anterior, se diseña la metodología de aplicación de la administración de energía; para ello se desarrolla una herramienta computacional titulada *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor "HMA"*. En primera instancia debe definirse la fecha de inicio de la administración de energía, lo cual se establece a través de un análisis financiero hecho en la herramienta antes mencionada.

Una vez aplicada la metodología establecida se analizan los resultados técnicos y financieros a través de la herramienta *HMA*, lográndose determinar que el método analítico más eficiente en términos financieros es el método de Gomma, el cual fue adaptado en el presente trabajo como método analítico para la implementación de la administración de energía. Este método logró incrementos en las rentabilidades hasta en un 921% respecto al escenario de máxima tasa de inyección de vapor, incrementando de manera sustancial la rentabilidad del proyecto y extendiendo la vida productiva del mismo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo Suarez, Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY TO THE APPLICATION OF HEAT MANAGEMENT IN STEAMFLOODING PROCESSES USING NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION AND ANALYTICAL METHODS*.

AUTHOR: JOHN PINTO CARVAJAL**

KEYWORDS: Heat Management, Steamflooding process, reservoir simulation, optimization, analytical methods.

DESCRIPTION:

The main goal of this research job is to develop a methodology for the implementation of heat management in numerical reservoir simulation models for steamflooding processes. First of all, a heat management and steamflooding theoretical background is given in first chapters.

Afterwards, the conceptual Numerical reservoir model used in this job is described, PVT properties, rock fluid properties, petrophysic properties, etc. Once this is established, it is developed a methodology for the application of heat management; for this propose, a computational tool based on Excel® named Calculation tool to the application of Heat management in steamflooding process "HMA" is developed. First of all, a start day for Heat Management should be defined, this can be done through an economic analysis of current injection scenario, which can be done using the tool HMA.

Once the methodology is applied, technical and economic results should be analyzed using the tool HMA, the best economic performance is achieved by the Gomma's method, which was adapted in this research job for the application of heat management. This method achieved economic' boosts up to 921% regarding the highest injection rate scenario, increasing in this way the profitability of the project and extending its commercial life. Economic performance of five different methods are analyzed on final chapters as well as an application for a sector model of a Colombian heavy oil reservoir.

* Undergraduate Project

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, M.Sc. Carlos Eduardo Naranjo Suarez, Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez.

INTRODUCCIÓN

La inyección continua de vapor es un proceso térmico de recobro mejorado aplicado principalmente a yacimientos de crudo pesado, el fenómeno más relevante en este proceso es el aumento de la movilidad del crudo debido a la disminución de la viscosidad, la cual es causada por un incremento significativo de la temperatura del fluido hidrocarburo debido a la inyección de vapor de agua húmedo al yacimiento.

En términos financieros, los parámetros más importantes a tomar en cuenta son la producción incremental de hidrocarburos y la cantidad de energía inyectada al yacimiento, costos fijos y variables del proyecto; lo anterior producirá una curva de rentabilidad que debe analizarse con el fin de determinar el punto en el cual el proceso deja de ser efectivo técnica y financieramente. A partir de este punto debe iniciarse la aplicación de la administración de energía con el fin de aumentar la vida productiva del proyecto y mejorar la rentabilidad del mismo.

La administración de energía puede definirse como el proceso de revisión e interpretación de toda la información del proceso de inyección continua, con el fin de determinar una tasa óptima de inyección que permita satisfacer las necesidades energéticas del yacimiento, incrementando de esta manera las ganancias del proyecto de inyección.

En el presente trabajo se desarrolla una metodología que permite la aplicación de la administración de energía a modelos de simulación numérica a través de una herramienta computacional desarrollada. De igual manera esta herramienta permite el análisis financiero de diversos escenarios de inyección en términos de Valor Presente Neto.

En primera instancia se diseña un modelo conceptual de simulación que representará un proceso de inyección continua de vapor, precedido por varios ciclos de estimulación cíclica y varios años de producción en frío. Posteriormente se aplica la metodología propuesta a través de la herramienta computacional desarrollada en presente trabajo, aplicando los métodos analíticos de Newman, Newman modificado, Vogel, Método de balance energético tipo Kern River y el método de Gomma.

El modelo de Gomma en realidad corresponde a un modelo para la predicción del factor de recobro en procesos de inyección continua de vapor, el cual es adaptado en el presente trabajo como método de administración de energía, a través de modificaciones en su metodología de aplicación.

Por último se analizan los resultados financieros obtenidos de cada escenario de inyección, resultado de la aplicación de los métodos analíticos anteriormente relacionados. El método de Gomma ofrece los mejores resultados financieros en el proceso de inyección continua de vapor, seguido por el método de balance energético tipo Kern River. A través del presente trabajo se puede demostrar que en términos generales, la mejor estrategia de inyección corresponde a altas tasas de inyección al principio del proceso, seguido por reducciones escalonadas en etapas de alta madurez térmica.

1. INYECCIÓN DE VAPOR Y ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

La inyección de vapor es un proceso térmico de recobro mejorado, cuyo principal objetivo es disminuir la viscosidad del aceite a fin de incrementar su movilidad a condiciones de yacimiento. Existen dos modalidades de inyección de vapor: inyección cíclica e inyección continua.

La inyección cíclica de vapor utiliza cada pozo como inyector y productor, la primera etapa consiste en inyectar una cantidad determinada de vapor de agua a la zona productora (usualmente entre 5 y 20 MBbl/Ciclo)¹ durante varios días o semanas; posteriormente, el pozo es cerrado (periodo de remojo) con el fin de permitir la transferencia de energía entre el vapor y los fluidos del yacimiento, produciéndose una condensación del vapor de agua y un calentamiento de la zona aledaña al pozo estimulado. Por último, el pozo es abierto a producción permitiendo la extracción de los fluidos calentados (menos viscosos) y los fluidos fríos que se encontraban por fuera del radio de calentamiento del pozo, los cuales tendrán un incremento de temperatura tras su flujo a través de la roca calentada. Cuando las tasas de producción del pozo no sean económicamente viables, el ciclo completo es repetido.

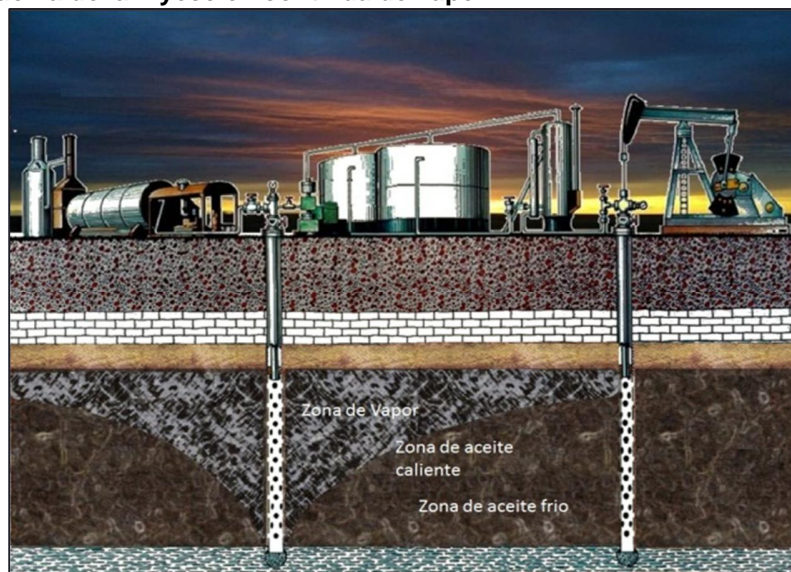
El proceso de inyección continua, a diferencia de la inyección cíclica de vapor, utiliza dos pozos diferentes: uno para la inyección y otro para la producción de fluidos; el vapor es inyectado de manera continua hasta que el proceso no sea viable financieramente. Inicialmente, el vapor calienta la zona aledaña al pozo inyector, eventualmente se creará una zona de vapor que crecerá de manera proporcional a la cantidad de vapor inyectado al yacimiento. Debido al incremento de temperatura y el efecto de presión, el vapor reduce la saturación de aceite en la zona de vapor expulsando el aceite móvil fuera de ésta hacia la zona no

¹ HONG. K.C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. Penwell books. Tulsa, Ok. 1994.

calentada, formando un banco de aceite que se desplaza delante de la zona de vapor. Una vez el vapor pierde energía, el agua se condensa y se desplaza a través de la zona de vapor ayudando al desplazamiento del aceite a través de la misma.

Debido a la diferencia de densidades entre el vapor inyectado y los fluidos originales en yacimiento, el vapor presenta un fenómeno de cabalgamiento o “overriding”, en el cual el vapor fluye preferencialmente a través de la parte superior de la formación (ver Figura 1); debido al cabalgamiento del vapor, la eficiencia de barrido volumétrica disminuye a medida que el espesor neto de la arena sometida al proceso de inyección continua de vapor aumenta.

Figura 1. Esquema de la inyección continua de vapor.



Fuente: HONG. K.C. Recent Engineering Advances in Steamflooding. Bakersfield, CA. EE.UU. International Thermal Operations/Heavy Oil Symposium. SPE 54078-MS. Modificada por el autor.

1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (SCREENING)

La inyección continua de vapor no es un proceso de recobro mejorado aplicable a todo tipo de yacimientos, por ello es recomendable comparar las características del yacimiento con unos criterios de selección o "Screening criteria", mostrados en la Tabla 1, con el fin de determinar la aplicabilidad de esta técnica EOR a un yacimiento dado; sin embargo cada proyecto debe ser estudiado y analizado individualmente mediante la utilización de diversas herramientas, como la simulación de yacimientos, con el propósito de determinar la aplicabilidad de la técnica.

Tabla 1. Screening inyección continua de vapor.

Criterio	Valor	Unidades
Profundidad	< 3.000	Pies
Densidad del crudo	13 - 25	°API
Viscosidad del crudo	< 1.500	cP
Espesor Neto	> 20	Pies
Permeabilidad	> 250	mD
Porosidad	> 20	%
Presión de yacimiento	<1.500	PSI
Saturación de crudo	> 40	% (VP)

Fuente: BOBERG. Thomas. *et. al.* Métodos de recobro térmico. 1988

La profundidad del yacimiento es la principal limitante del proceso de inyección continua de vapor, debido principalmente a las considerables pérdidas de energía que presenta el vapor al inyectarse a profundidades mayores a 3000 pies. Del mismo modo, el espesor neto de la arena productora debe superar los 20 pies, ya que espesores menores presentan pérdidas de energía hacia los estratos adyacentes muy significativas, disminuyendo la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor.

La viscosidad del crudo es otro parámetro importante a considerar, ya que éste, junto con otros parámetros de yacimiento y propiedades de los fluidos, determinará el grado de inyectividad del vapor en la formación. Por lo cual,

viscosidades iniciales muy altas restringirán la tasa de inyección de vapor, aumentando las pérdidas de energía del vapor en la formación.

1.2. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

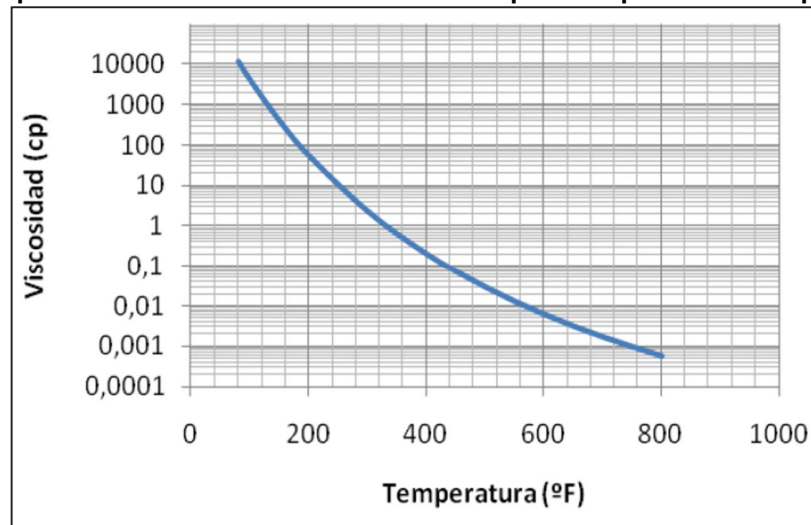
Varios son los fenómenos presentes en la inyección continua de vapor, cada uno de éstos contribuye en cierta medida a la producción de hidrocarburos a través de los pozos productores, a continuación se enuncian algunos de los factores más importantes:

1.2.1. Reducción de viscosidad

Debido a la diferencia de temperaturas entre el vapor inyectado y los fluidos del yacimiento, el vapor transfiere energía hacia el petróleo mediante los diferentes mecanismos de transferencia de calor; como consecuencia de este incremento de temperatura, la viscosidad del crudo disminuye de manera exponencial (ver Figura 2) incrementando de esta manera su movilidad a condiciones de yacimiento.

La viscosidad tiene un comportamiento reversible a temperaturas menores a la temperatura de ebullición a una presión dada, es decir, una vez la temperatura del crudo disminuye, la viscosidad del mismo aumentará nuevamente hasta alcanzar valores similares a su viscosidad inicial. Cuando el vapor se mueve a través del yacimiento, el crudo contactado en la zona de vapor se mueve hacia zonas de menor presión y menor temperatura, con lo cual su temperatura disminuirá nuevamente y consecuentemente su viscosidad aumentará de manera exponencial; este aumento de la viscosidad obstaculiza el movimiento de los fluidos calientes que fluyen detrás del crudo enfriado, permitiendo la acumulación de aceite y posterior formación de un banco de aceite en esta zona del yacimiento.

Figura 2. Comportamiento de la viscosidad con la temperatura para un crudo pesado.



Fuente: GONZALES, Andrés. PINILLA, Jaime. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo teca. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

1.2.2. Destilación de livianos

Tras el contacto del petróleo original con el vapor a alta temperatura, los componentes hidrocarburos se volatilizan y pasan a la fase de vapor incorporándose a la zona de vapor; Estos vapores hidrocarburos son arrastrados por el vapor hacia zonas de menor temperatura donde se condensan y entran en contacto nuevamente con el petróleo líquido. Dicha zona es conocida como banco de solventes.

Este fenómeno origina un desplazamiento miscible que ayuda a incrementar el factor de recobro. La relevancia de este fenómeno depende principalmente de la composición del crudo y de su contenido de hidrocarburos livianos.

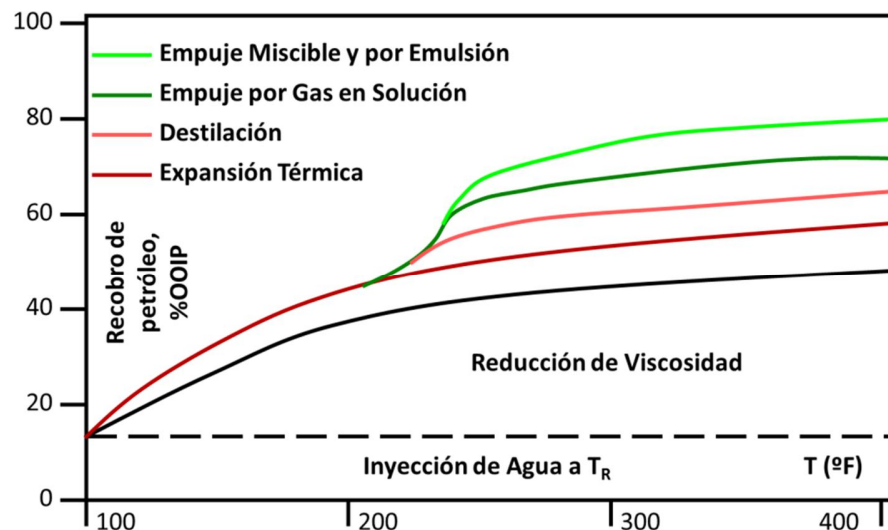
1.2.3. Expansión térmica

A medida que el petróleo se dilata por el aumento de temperatura, la saturación residual del mismo en la roca de yacimiento decrece debido al aumento relativo de

volumen del mismo. La relevancia de este mecanismo varía dependiendo de la composición del crudo, y puede llegar a aportar alrededor de un 5 a 10%² en el factor de recobro por inyección continua de vapor.

En términos generales, la Figura 3 ilustra el aporte de cada uno de los mecanismos de desplazamiento implicados en la inyección continua de vapor, siendo la reducción de viscosidad y la destilación de livianos los mecanismos más relevantes en el proceso.

Figura 3. Mecanismos de desplazamiento en la inyección continua de vapor.



Fuente: MUÑOZ. Samuel Fernando. Inyección del vapor. Modificada por el autor.

1.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE VAPOR

La efectividad de este método de recobro mejorado se ve afectado en gran medida por dos tipos de variables, operacionales y de yacimiento. A continuación se analizan las variables más relevantes en el proceso de inyección continua de vapor.

² Ibid., p. 20.

1.3.1. Presión de yacimiento

Esta variable de yacimiento determina la presión del sistema de inyección de vapor, por lo cual determina la presión de saturación a la cual se encuentra el vapor en el sistema. Diferentes propiedades termodinámicas como el calor latente y el calor sensible dependen directamente de la presión de saturación del agua, además de la calidad, por lo cual se busca trabajar el sistema bajo presiones que permitan un mayor contenido específico de energía. En términos generales, el vapor inyectado no se maneja bajo condiciones termodinámicas supercríticas, es decir, a la presión del sistema no debe sobrepasar los 3200 psia.

1.3.2. Viscosidad del crudo

Como se mencionó anteriormente, la reducción de la viscosidad es el principal mecanismo de desplazamiento de la inyección continua de vapor. Este fenómeno se observa más claramente a través de la definición matemática de la movilidad del aceite (expresado en la ecuación 1).

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (1)$$

μ_o = Viscosidad del aceite.

K_o = Permeabilidad efectiva del aceite.

La magnitud de la reducción de la viscosidad depende exclusivamente de la viscosidad del aceite previa al inicio del proceso de inyección continua. A mayor viscosidad inicial del petróleo, mayor será la reducción de la misma tras el incremento de la temperatura del fluido.

1.3.3. Espesor de la arena productora.

El espesor de la arena es un factor determinante en el éxito de un proceso de inyección continua de vapor, debido al impacto de este factor sobre las pérdidas de energía a nivel de yacimiento; arenas netas muy delgadas, presentarán mayores pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes, a su vez, espesores netos mayores a 150 pies tendrán pobres eficiencias de barrido volumétricas debido al cabalgamiento del vapor en la zona productora.

1.3.4. Contenido de arcilla

Debido a las características térmicas de este tipo de rocas, las arcillas absorben una gran cantidad de energía tras su contacto con el vapor, disminuyendo la eficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor³. Las arcillas se pueden encontrar de manera laminar o dispersa en la zona de interés y su volumen determinará la cantidad de energía robada del vapor.

Dependiendo del espesor y la continuidad de la arcilla laminar, esta pudiera aislar zonas de la arena productora impidiendo el calentamiento de las mismas; por otra parte, la arcilla dispersa además de absorber energía del vapor, disminuye la permeabilidad y porosidad del medio poroso dificultando el movimiento de los fluidos a través del mismo.

1.3.5. Variación direccional de la permeabilidad.

Variaciones areales y verticales en los valores de permeabilidad determinan las direcciones con las que los fluidos se moverán con mayor facilidad, de esta manera, los fluidos se moverán a través de caminos presenciales hacia las zonas de menor presión. A mayor heterogeneidad en los valores de permeabilidad,

³ Ibid. P. 22.

menor es la eficiencia de barrido volumétrica del vapor, por lo cual menor será la cantidad fluidos calentados y desplazados por el proceso de inyección continua de vapor.

La relación de permeabilidad vertical respecto a la permeabilidad horizontal determina la facilidad con la que el vapor puede desplazarse verticalmente en la formación, por lo cual establece el grado de cabalgamiento o “overriding” del vapor en la arena productora.

1.3.6. Propiedades térmicas de la roca.

Para poder incrementar la temperatura de los fluidos del yacimiento, también es necesario calentar el medio en el cual están almacenados, es decir, el medio rocoso. Para ello es esencial determinar la capacidad calorífica, difusividad y conductividad térmica del medio poroso. Estos valores determinarán la facilidad con la que la energía es transferida a los fluidos almacenados, además de la velocidad de disipación de la energía una vez el medio ha sido calentado.

1.3.7. Caudal de inyección

El caudal de inyección es una variable operacional relevante, dado que el tiempo de irrupción del vapor en los pozos productores depende esencialmente de la rapidez con la que se inyecte el vapor a la zona productora, es decir, de la tasa de inyección de vapor.

En el proceso de inyección continua de vapor se prefieren altas tasas de inyección, debido al efecto que estas tienen sobre las pérdidas de energía, es decir, a mayor tasa de inyección, menor es la cantidad de energía perdida por transferencia de calor hacia las formaciones adyacentes.

1.3.8. Calidad del vapor

La calidad del vapor define la cantidad de energía específica almacenada en el vapor, es decir, determina la fracción del calor latente que el vapor puede transportar hacia el yacimiento. Sin embargo, en el proceso de inyección de vapor no se utiliza vapor sobrecalentado debido a que el agua líquida dispersa en el vapor solubiliza los sólidos presentes en el agua, que de otra manera se precipitarían en las tuberías, dificultando del transporte del vapor hacia el yacimiento

1.3.9. Espaciamiento entre pozos

Este factor de diseño es de vital importancia ya que determinará el volumen de yacimiento que se necesita cubrir con cada pozo inyector, y por ende la eficiencia de barrido volumétrico que pueda alcanzar el proceso; es decir a menor espaciamiento, mayor es la eficiencia de barrido volumétrica alcanzada por el proceso de inyección continua de vapor.

En términos generales se buscan espaciamientos entre pozos no mayores a 5 acres, y no menores a 1.25⁴ acres. El valor seleccionado dependerá de la viscosidad del crudo, grado de estratificación, continuidad de las arenas productoras, relación espesor neto – espesor bruto, etc.

1.4. DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

La administración de energía puede definirse como el proceso de hacer cambios operacionales, principalmente de tasa de inyección, basado en la interpretación de la información de monitoreo del yacimiento, con el fin de incrementar la

⁴ ALÍ. S.M. Practical Heavy Oil recovery. Cap. 7. Steamflooding 2006.

rentabilidad del proyecto a través de la inyección de vapor a una tasa óptima para el yacimiento⁵.

Debido al constante cambio en las condiciones termodinámicas y requerimientos energéticos del yacimiento, la administración de energía es un proceso periódico, usualmente es realizado cada seis o doce meses. De igual manera su objetivo principal es aumentar la rentabilidad del proyecto a través de la correcta distribución de la energía disponible.

Lo anterior se consigue a través de la correcta caracterización del yacimiento, monitoreo constante de la misma y correcta interpretación de todos los datos aportados por el yacimiento y las facilidades de superficie.

1.4.1. Delimitación de la administración de energía en procesos de inyección de vapor

Todo proceso de inyección de vapor consta principalmente de tres etapas operacionales relacionadas con el vapor, generación, transporte a través de ductos y distribución del vapor en el yacimiento.

Como se observa en la Figura 4, en cada una de las etapas asociadas a la inyección de vapor existen pérdidas de energía hacia el entorno; las cuales dependen de la tasa de inyección y las medidas de control que se tomen para controlar estas pérdidas de energía.

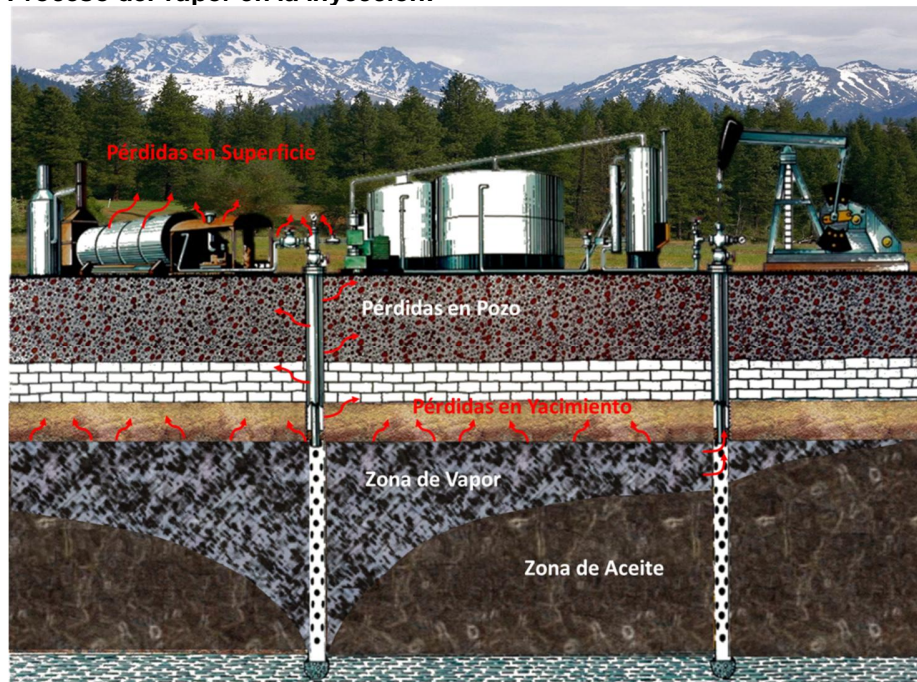
Un porcentaje importante de estas pérdidas energéticas se pueden disminuir directamente de manera mecánica, en superficie el aislamiento térmico de las líneas de distribución puede contribuir a un transporte más eficiente del vapor, a

⁵ ZIEGLER, V M, *et al.* Recommended Practices for Heat Management of Steamflood projects. SPE 25808. p.1. 1993.

nivel de pozo diferentes tipos de casing, tubing y cementos pueden ser utilizados con el fin de minimizar las pérdidas de energía por transferencia de calor.

En el yacimiento las pérdidas de energía son incontrolables y no existe una manera directa de limitarlas, por lo cual se debe emplear un método indirecto, a través de la administración de energía, para minimizar las pérdidas de energía hacia la formación suprayacente. La determinación de las necesidades energéticas de la formación en un tiempo dado es la única manera de minimizar las pérdidas de energía.

Figura 4. Proceso del vapor en la inyección.



Fuente: HONG. K.C. Recent Engineering Advances in Steamflooding. Bakersfield, CA. EE.UU. International Thermal Operations/Heavy Oil Symposium. SPE 54078-MS. Modificada por el autor.

Por lo anterior, a través de la administración de energía se busca una tasa óptima de inyección, en la cual se inyecte justo la energía necesaria para alcanzar los objetivos térmicos necesarios para generar una producción incremental de aceite lo suficientemente alta para incrementar las ganancias del proyecto.

1.5. LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DENTRO DE LA ADMINISTRACIÓN DE YACIMIENTOS

Los principales aspectos dentro de la administración de yacimientos aplicados a cualquier proceso de inyección continua de vapor pueden ser identificados como:

- Diseño y construcción
- Steam Ramp-up.
- Etapa principal de monitoreo y optimización.
- Etapa posterior a la depleción.

1.5.1. Diseño y construcción

Comprende la primera etapa en todo proceso de inyección de vapor, en esta etapa no solo se diseñan todas las facilidades necesarias, si no también parámetros operacionales iniciales como calidad de vapor y tasa de inyección inicial; a continuación se enuncian varios de los principales puntos de diseño:

- ✓ Tasa de inyección de vapor.
- ✓ Facilidades necesarias tomando como base de procesamiento la máxima tasa esperada del campo.
- ✓ Presión de inyección.
- ✓ Calidad de vapor de inyección.
- ✓ Patrón de pozos.
- ✓ Separación de pozos.
- ✓ Completamiento de pozos inyectoros.
- ✓ Completamiento de pozos productores.
- ✓ Equipos de levantamiento artificial.
- ✓ Facilidades para las pruebas de pozo.
- ✓ Sistema de recolección de vapor (casing Collection System).

- ✓ Pozos observadores de temperatura.
- ✓ Sistema de aislamiento térmico para conductos de vapor en superficie.

1.5.2. Steam Ramp-up

Esta etapa consiste en incrementar gradualmente la tasa de inyección de vapor hasta alcanzar la tasa de diseño. Lo anterior usualmente toma alrededor de un año, periodo durante el cual la producción de aceite se acerca a su pico.

El aspecto clave de esta etapa es el aseguramiento del envío uniforme del vapor hacia todas las arenas sometidas al proceso; Especial interés debe prestarse al rompimiento temprano del vapor en los pozos productores y tomar las medidas necesarias para minimizar la producción de vapor vivo.

Es útil realizar estudios de los perfiles del vapor a nivel de yacimiento, lo cual es medido mediante la utilización de gases radioactivos, con el fin de determinar la distribución vertical del vapor en el yacimiento. De igual manera, debe asegurarse la adecuada evacuación de los fluidos producidos en los pozos productores ya que producción estará muy cercana a su pico durante esta etapa. Para este tiempo la producción se habrá elevado hasta cinco veces⁶.

1.5.3. Etapa principal de monitoreo y optimización

Durante esta etapa, se mantiene la tasa de diseño de inyección de vapor alcanzada durante la etapa de ramp-up hasta que una cantidad significativa de vapor realice el rompimiento en los pozos productores y otros problemas se presenten. Posterior a ello, todos los esfuerzos se concentran en optimizar la tasa

⁶ GAEL, B. T., *et al.* Reservoir Management in the Duri Steamflood. SPE 27764. 1994.

de inyección a través de la administración de energía con el fin de incrementar la rentabilidad del proyecto.

Lo anterior puede ser alcanzado mediante el monitoreo constante del yacimiento y el avance del vapor, lo cual generará una idea clara de los requerimientos energéticos necesarios por parte del yacimiento; en este orden de ideas la energía proporcionada por el vapor es aprovechada por el fluido hidrocarburo y no disipada hacia las fronteras del sistema.

1.5.4. Etapa posterior a la depleción

Como es normal, tras la explotación de un área del yacimiento la presión de esta disminuye hasta un punto donde el yacimiento no produce el suficiente volumen de hidrocarburos para mantener las operaciones en dicha zona, por lo cual, eventualmente esta zona es abandonada o se explota mediante otro método de recobro mejorado.

Es posible que en zonas aledañas a la ya explotada tengan procesos activos de inyección de vapor; este proceso está influenciado de manera negativa por el diferencial de presión generado entre la zona de interés y la zona depletada, lo cual generará una eventual migración de hidrocarburos hacia dicha zona.

En consecuencia, es necesario monitorear la migración de hidrocarburos a través de pozos perforados en la frontera de ambas zonas, lo anterior con el fin de captar y recuperar dichos fluidos en movimiento debido al diferencial de presión.

1.6. EL PROCESO DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

La administración de energía es un proceso que se realiza en los proyectos de inyección de vapor con el fin de maximizar el tiempo de vida de operación y del campo, además de las ganancias del mismo a través de la optimización de la tasa de inyección. Este proceso está conformado principalmente por tres etapas, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Etapas del proceso de administración de energía.



Fuente: Autor.

1.6.1. Monitoreo de la información

En este subproceso, se recolecta toda la información que pueda ser útil para el diagnóstico adecuado del desempeño del proceso de inyección en el yacimiento. De igual manera, forma parte del proceso toda la logística utilizada en la recolección, almacenamiento y distribución de dicha información.

Los datos son recolectados de todas las posibles fuentes de información tales como:

- ✓ Generadores de vapor.

- ✓ Facilidades de superficie.
- ✓ Pozos inyectores.
- ✓ Pozos de observación de temperatura.
- ✓ Sistema de recolección de vapores.
- ✓ Pozos productores.

Con el fin de hacer un manejo adecuado de toda la información necesaria, es recomendable establecer de manera escrita las frecuencias de recolección de cada uno de los datos necesarios, descripción detallada de la información a ser recolectada, costo de recolectar dicha información, equipo a cargo de la interpretación de la información recolectada y el uso que se le dará a la información recolectada.

Posterior a la recolección de los datos, es importante asegurarse que los datos estén completos y éstos sean almacenados de manera segura en las bases de datos correspondientes.

1.6.2. Análisis de la información

Ésta es una de las etapas más importantes en la administración de energía, ya que en ella se analizará toda la información recolectada y se determinará los requerimientos energéticos del yacimiento, lo cual es base en la determinación de la tasa y calidad de inyección óptima.

El proceso de análisis está constituido por los análisis de rutina, analogías, métodos analíticos, modelos de simulación y establecimiento de objetivos de calentamiento para el proceso de inyección.

1.6.3. Análisis de rutina

El objetivo principal del análisis de rutina es determinar el rendimiento del proceso de inyección de vapor. Para lo cual utiliza principalmente la información de inyección y producción. El análisis de rutina es usualmente desarrollado en tres pasos:

Figura 6. Metodología del análisis de rutina.



Fuente: Autor.

Comparar el desempeño actual con el establecido

El objetivo principal de este proceso es la validación de las suposiciones técnicas y económicas que fueron tomadas en la determinación del desempeño esperado o establecido en el anterior análisis de datos; estas suposiciones fueron empleadas para la determinación de la tasa de inyección de vapor óptima en el anterior ciclo de administración de energía.

La comparación entre los desempeños reales y establecidos se realiza mediante la comparación de índices de desempeño o “metrics”, los cuales pueden ser clasificados en dos grandes categorías: índices de desempeño económicos e índices de desempeño de mejoramiento. A continuación se relacionan los índices de desempeño más utilizados.

Índices de desempeño económico:

Como su nombre lo indica, son aquellos parámetros que permiten medir el impacto financiero y económico de la administración de energía en los proyectos de inyección continua de vapor. Entre estos índices de desempeño se pueden encontrar:

- ✓ Producción de aceite [Bbl/día y Bbl/D/pozo].
Permite establecer los ingresos de dinero al proyecto.
- ✓ Razón aceite-combustible instantánea $[(\text{Bbl/D})/(\text{BOEG/día})]$.⁷
Define la eficiencia actual de la operación de inyección de vapor. Dicha comparación es preferible realizarla respecto al combustible ya que de esta manera se elimina el efecto de la variación en la calidad del vapor sobre el otro parámetro de medición como el SOR (Steam Oil Ratio).
- ✓ Recobro acumulado [%]
Ofrece una idea del tiempo de vida del proyecto.
- ✓ Costo de combustible por barril de crudo producido [\$/Bbl].
- ✓ Costos totales de operación por cada barril de crudo producido [\$/Bbl].

Índices de desempeño de mejoramiento:

Estos índices de desempeño miden el progreso de la administración de energía a lo largo del proyecto de inyección de vapor. De igual forma son un indicador de la importancia de la administración de energía en el proceso de inyección continua de vapor.

Estos parámetros son:

⁷ BOEG = Barriles de petróleo equivalentes

- ✓ Número de análisis de calentamiento y eficiencia térmica hechos al proyecto.
- ✓ Porcentaje del tiempo del equipo de ingenieros dedicado a las tareas relacionadas con la administración de energía.

Determinar la madurez térmica

La madurez térmica se define como el contenido de energía por cada acre-pie de la zona de vapor en el yacimiento en relación al máximo valor de energía posible⁸; es decir, una alta madurez térmica indica que el yacimiento necesita un estricto control a través de la administración de energía debido a que su contenido energético es cercano al máximo valor posible, por lo cual, una vez superado este valor las pérdidas de energía se incrementarían paulatinamente.

De igual manera, existe otro indicador de eficiencia térmica, la efectividad de inyección de calor, el cual compara la cantidad de vapor inyectado en la cara de pozo con la ganancia de energía de la zona de interés tras un periodo determinado de tiempo; es decir, un valor alto en este indicador significa que el proyecto está teniendo un buen desempeño y que la tasa de inyección utilizada es adecuada; por el contrario un bajo valor de la efectividad de inyección de calor indica que una nueva tasa de inyección debe ser determinada.

Balance de materia

A través de la utilización de esta herramienta de la ingeniería de yacimientos, es posible relacionar los fluidos inyectados, los producidos y aquellos que aún se encuentran almacenados en el yacimiento.

⁸ ZIEGLER, *et al.* Op. Cit., p. 4.

Mediante este análisis se puede determinar si el vapor está migrando hacia zonas indeseables o si se posee una intrusión de agua dentro de la zona de interés. Estas dos circunstancias hacen que las pérdidas de calor aumenten a nivel de yacimiento y por lo tanto se desaproveche la energía del vapor.

1.6.4. Estimación de los requerimientos energéticos del yacimiento y respuesta de la producción

Tres principales métodos son utilizados para la estimación de estas dos importantes variables, incrementando su efectividad se tiene:

- ✓ Analogías
- ✓ Modelos analíticos
- ✓ Modelos de simulación

Analogías

Mediante este método se puede obtener una idea de los requerimientos energéticos de las formaciones de interés, a través de la comparación del proyecto actual con proyectos ya desarrollados; El factor clave en este tipo de comparaciones es la verdadera similitud entre los dos proyectos a comparar.

Es especialmente útil en proyectos de extensión muy grande, en el cual la inyección de vapor se desarrolla por zonas en tiempos diferentes; por lo cual, en etapas maduras del proyecto de inyección se tendrá conocimiento respecto al desempeño del yacimiento bajo diferentes condiciones operacionales anteriormente utilizadas en otras zonas.

Dentro de sus ventajas se puede encontrar que no se requieren datos muy específicos del yacimiento. A su vez, este método también posee desventajas

tales como la poca validez del análogo resultando en predicciones totalmente alejadas de la realidad; a través de este método no es posible hacer una sensibilización de las variables más relevantes en el proceso, tan sólo brinda una idea de cómo debe ser operado el proceso basándose en el prototipo.

Dentro de las variables que se deben conocer para hacer una comparación entre los dos proyectos se pueden enunciar:

- ✓ Profundidad.
- ✓ Espesor de los estratos.
- ✓ Buzamiento.
- ✓ Obstáculos de flujo.
- ✓ Continuidad de arcillas.
- ✓ Coeficiente de Dykstra & Parsons.
- ✓ Porosidad.
- ✓ Permeabilidad horizontal.
- ✓ Permeabilidad vertical.
- ✓ Capa de gas.
- ✓ Acuífero de fondo.
- ✓ Saturación de agua.
- ✓ Saturación de aceite.
- ✓ Saturación residual de aceite.
- ✓ Gravedad API del aceite.
- ✓ Viscosidad del aceite.
- ✓ Presión de yacimiento.
- ✓ Patrón de pozos.
- ✓ Espaciamiento entre pozos.
- ✓ Tipo de completamiento.
- ✓ Factor de recobro por producción primaria.
- ✓ Respuesta a la inyección cíclica.
- ✓ Tasa de inyección por pozo.
- ✓ Practicas operacionales.

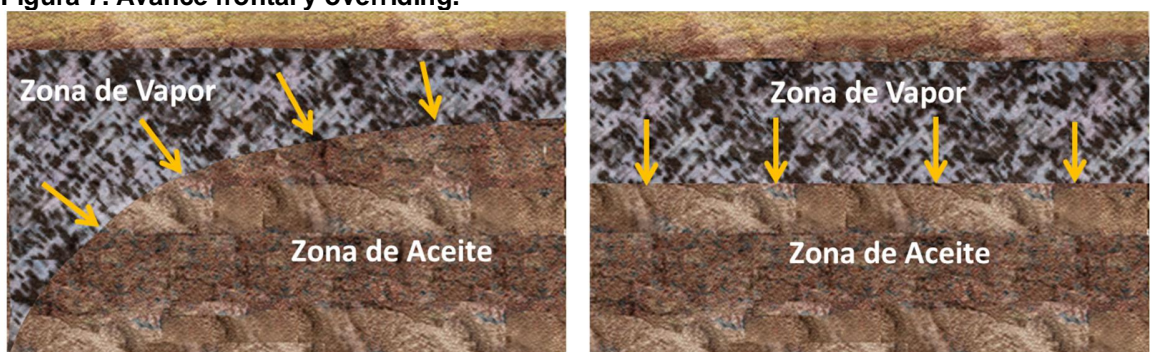
Modelos analíticos

Los modelos analíticos son expresiones matemáticas que relacionan diferentes variables de un proceso, con el fin de determinar una tercera.

En la inyección de vapor se ha observado que el crecimiento de la zona de vapor es bastante predecible a través de estos métodos⁹. Mediante la interpretación de la información recolectada en la etapa 1 se puede definir, a través de modelos analíticos, los requerimientos energéticos de la formación o formaciones de interés.

Los modelos analíticos pueden ser divididos en dos categorías, modelos de avance frontal y modelos de overriding; es decir, algunos de ellos asumen un desplazamiento frontal y los otros consideran el efecto de la gravedad y las diferencias de densidades entre el vapor y el aceite (overriding del vapor), como se observa en la Figura 7.

Figura 7. Avance frontal y overriding.



Fuente: ZIEGLER, V M, *et al.* Recommended Practices for Heat Management of Steamflood projects. SPE 25808. 1993.

Por facilidades de cálculo todos los modelos están basados en la suposición de saturación uniforme a lo largo del yacimiento, lo cual se aleja de la realidad; debido a ello estos modelos no pueden ser considerados como modelos de recobro, son modelos matemáticos que estiman los requerimientos energéticos de la formación.

⁹ NEWMAN, C. H. y CHEVRON OIL FIELD RESEARCH Co. A Gravity Override Model of Steamdrive. 13348-PA. 1985.

Diferentes estrategias de inyección son tomadas basados en el modelo base, es decir, si se asume un modelo de desplazamiento frontal la tasa de inyección debería maximizarse para disminuir las pérdidas de energía por conducción¹⁰. Por otra parte, si se trabaja con el modelo de overriding, una estrategia diferente debe emplearse debido a que una cantidad considerable de fluidos hidrocarburos aún se encuentra en el subsuelo tras el rompimiento del vapor en los pozos productores. En base a lo anterior, es recomendable inyectar en un principio a altas tasas con el fin de establecer una conexión térmica entre los pozos inyectoros y productores, posterior a ello las tasas de inyección son disminuidas con el fin de disminuir las pérdidas de calor.

Uno de los modelos más acertados es el modelo propuesto por Newman el cual permite la estimación de los requerimientos energéticos de la formación de interés e información de desplazamiento de aceite¹¹. El modelo de Newman se encuentra clasificado en el desplazamiento por overriding del vapor.

Sin embargo este modelo no permite la estimación de tasas de producción de aceite debido a la suposición de saturación homogénea en las diferentes zonas del yacimiento. De manera muy general, el modelo está basado en el siguiente balance energético:

$$Q_s = Q_{loss} + Q_{grow} + Q_p \quad (2)$$

Q_s = Tasa de inyección de vapor, [BTU/h]

Q_{loss} = Pérdidas de calor por conducción, [BTU/h]

Q_{grow} = Tasa de crecimiento de la zona de vapor, [BTU/h]

Q_p = Tasa de producción de calor como vapor, [BTU/h]

¹⁰ ZIEGLER, *et al.* Op. Cit., p. 5

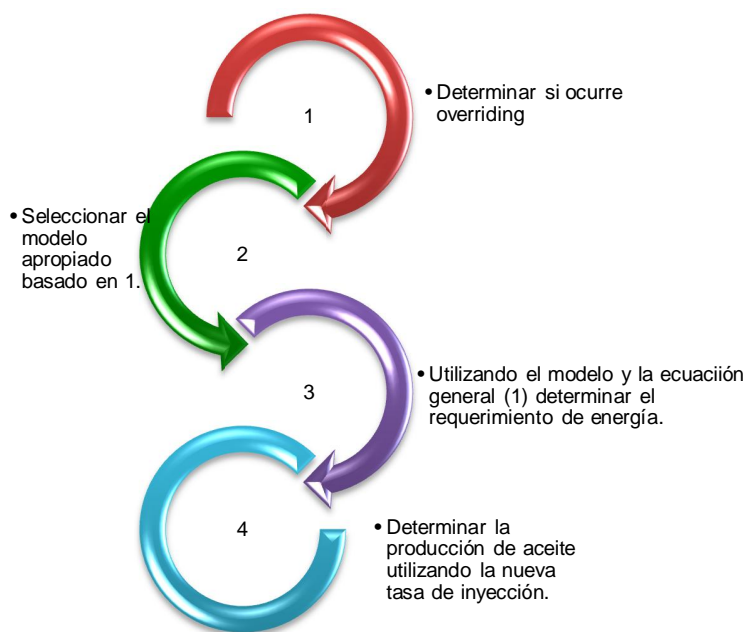
¹¹ *Ibid.*, p. 5.

El proceso de la determinación de la tasa de inyección se presenta en la Figura 8.

Modelos de simulación numérica

La simulación numérica es una de las herramientas más avanzadas con la que cuenta la ingeniería de yacimientos actualmente, mediante ella se pueden obtener pronósticos y estimaciones bastante aproximadas de lo que pudiera ser el desempeño del proceso de inyección y la respuesta de la producción. Lo anterior es posible siempre y cuando la información del modelo de simulación corresponda al estado actual del yacimiento. A través de la simulación se puede desarrollar la sensibilización de las diferentes variables involucradas en el proceso.

Figura 8. Proceso del balance energético.



Fuente: Autor

Sin embargo, para poder obtener los resultados anteriormente relacionados es necesario conocer información relativamente específica comparado con los otros métodos, de igual manera, un buen modelo de simulación implica un tiempo

prolongado de desarrollo, y dependiendo de su tamaño y discretización, un tiempo considerable de cómputo.

1.6.5. Ajuste de operaciones

El ajuste de operaciones 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.

Los ajustes operacionales más comunes son el cambio en la tasa de inyección de vapor y su calidad de inyección. Lo anterior debido a que son variables de fácil ajuste, en comparación con otras variables, como por ejemplo el cambio en el aislamiento térmico del sistema de distribución de vapor, que además de costoso es operacionalmente dispendioso. Otro de los cambios operacionales comunes es el mantenimiento de pozos y sellado de zonas donde el vapor ha irrumpido de manera drástica en el pozo productor.

Los cambios operacionales necesarios deben realizarse basados en las condiciones y capacidades actuales de las facilidades de superficie además del marco contractual para la compra del gas. Es decir, si por ejemplo se requiere incrementar la tasa de inyección debe considerarse la capacidad máxima de generación de vapor y la capacidad máxima de transporte de los ductos. Si por el contrario, se requiere disminuir la tasa de inyección, debe considerarse el marco de contratación del gas utilizado en la generación del vapor, es decir, no tener consumos de gas inferiores a los mínimos especificados en el contrato correspondiente.

Tras la implementación de estos cambios operacionales, el ciclo de administración de energía habrá concluido, es decir, deberá iniciarse nuevamente la recolección

y monitoreo de la información para posteriormente realizar el ciclo completo nuevamente y determinar la nueva tasa óptima de inyección.

2. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Un modelo conceptual de simulación es un modelo simplificado en comparación con un modelo de campo entero, difiere principalmente en el tamaño del modelo y configuración estructural del mismo, conservando las principales características geológicas, petrofísicas y de fluidos del modelo original.

El objetivo principal de implementar un modelo conceptual de simulación es agilizar el tiempo de cómputo con el fin estudiar un fenómeno específico a nivel de yacimiento. Para este caso, se estudia la inyección continua de vapor precedido de un periodo de producción en frío y cinco estimulaciones cíclicas de vapor, lo anterior con el fin de representar las etapas de desarrollo que usualmente se presentan en un campo de crudo pesado.

En el presente trabajo se utilizan dos modelos de simulación, un modelo conformado por un patrón de inyección con un área de 10 acres que representa el comportamiento de un piloto y un modelo sectorizado de seis patrones de inyección con un área total de 40 acres. El primero de ellos es utilizado para sensibilizar los diferentes parámetros operacionales y de yacimiento con el fin de determinar el modelo de simulación más adecuado para la implementación de la inyección continua de vapor. El modelo de 40 acres es el modelo que representa un sector del yacimiento al cual se le aplica la administración de energía, lo anterior con el objetivo de observar la influencia que tienen patrones adyacentes sobre el sector donde se aplica la administración de energía.

2.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE

2.1.1. Dimensiones del Grid de Simulación

El primer paso en la creación de un modelo de simulación es establecer el tamaño del mismo, de igual manera es necesario establecer el tipo del enmallado a utilizar; para este caso se utiliza un enmallado cartesiano y el tamaño total del modelo de simulación fue de 10 acres.

Posterior a ello, debe establecerse el grado de discretización del modelo de simulación, es decir, el número de celdas en el cual será dividido el modelo en cada una de las direcciones. La Tabla 2 presenta las dimensiones del enmallado del modelo base.

Tabla 2. Dimensiones del enmallado de simulación.

Propiedad	Valor
Divisiones en x	50
Divisiones en j	50
Divisiones en Z	18
Numero de celdas	45000

Fuente: Autor

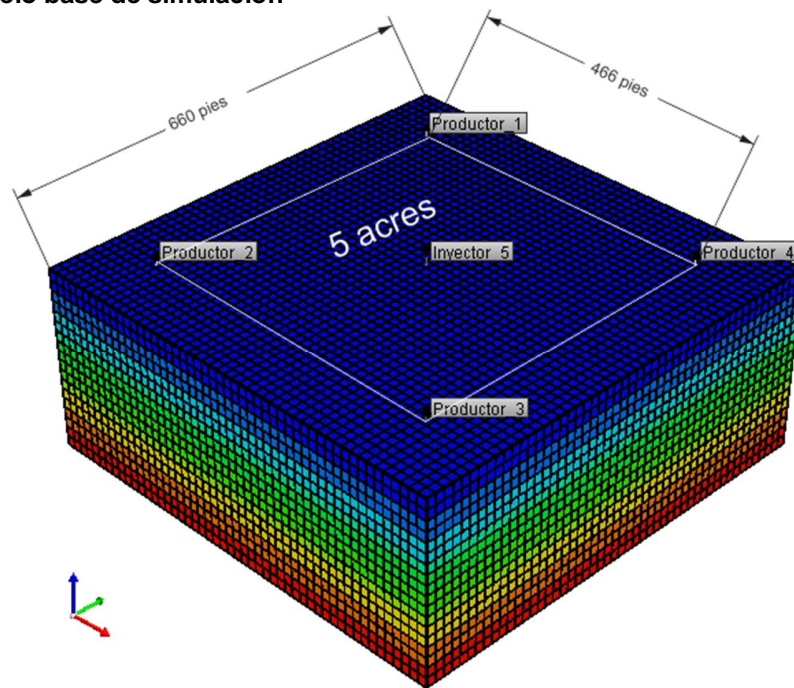
Una mayor discretización del modelo permite obtener mayor detalle en los fenómenos analizados, sin embargo implica un mayor tiempo de cómputo por parte del simulador.

En la Figura 9 se observa el modelo base de simulación, el cual tiene un área total de 10 acres, de los cuales tan sólo cinco acres son ocupados por el patrón de pozos. De igual manera, se representará una arena neta de 90 pies limitada por una formación de arcilla en la parte superior e inferior de la arena.

2.1.2. Propiedades del medio poroso

Las propiedades petrofísicas de la roca determinarán factores importantes en el desempeño del yacimiento, tales como: capacidad de almacenamiento de fluidos, la capacidad del medio rocoso para permitir el flujo de los fluidos almacenados, pérdidas de energía a nivel de yacimiento, etc.

Figura 9. Modelo base de simulación



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por el autor.

En la Tabla 3 se pueden observar las propiedades más relevantes del medio poroso para el modelo base de simulación numérica.

Debido a la variación en el comportamiento térmico de las rocas en función de su naturaleza y composición, los diferentes medios rocosos deben ser modelados de manera diferente, en el presente modelo se utilizan dos tipos de rocas térmicas, las cuales representan el comportamiento de la arenisca y las capas de arcilla del overburden y underburden.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación.

Propiedad	Valor
Profundidad	2500 pies
Porosidad	23 %
Permeabilidad Horizontal	800 md
Permeabilidad Vertical	160 md

Fuente: Autor

La utilización de diferentes tipos de rocas con sus respectivas propiedades térmicas en un modelo de simulación ajusta el desempeño térmico del proceso a condiciones reales, debido a que de esta manera se tienen en cuenta las diversas pérdidas de energía presentadas a nivel de yacimiento hacia las capas superiores e inferiores. Estas propiedades pueden observarse en la Tabla 4 y Tabla 5.

Tabla 4. Propiedades de la arenisca.

Propiedad	Valor
Conductividad térmica	24 Btu/(pie D °F)
Capacidad Calorífica	30 Btu/(pie ³ °F)
Compresibilidad	5X10 ⁻⁴ psi ⁻¹
Conductividad térmica del petróleo	2.0 Btu/(pie D °F)
Conductividad térmica del gas	1.2 Btu/(pie D °F)
Conductividad térmica del agua	8.6 Btu/(pie D °F)

Fuente: URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Tesis de pregrado. UIS 2011.

Tabla 5. Propiedades de la arcilla.

Propiedad	Valor
Conductividad térmica	30 Btu/(pie D °F)
Capacidad Calorífica	40 Btu/(pie ³ °F)
Compresibilidad	34.67X10 ⁻⁶ psi ⁻¹

Fuente: URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Tesis de pregrado. UIS 2011.

2.1.3. Modelo de Fluidos

El modelo de fluidos es uno de los componentes de mayor relevancia en un modelo de simulación numérica, dado que este representa el comportamiento de los fluidos hidrocarburos en yacimiento ante los cambios de presión, temperatura y volumen.

Para representar lo anterior es necesario contar con diversas pruebas PVT, en caso de que eso sea imposible se requiere la elaboración de un PVT sintético, lo cual se consigue mediante la implementación de correlaciones numéricas para el cálculo de las diferentes propiedades PVT del fluido a diferentes presiones y temperaturas.

En este modelo de simulación se utiliza un PVT sintético construido en la plataforma del Simulador IMEX, de la compañía CMG, el cual posteriormente es exportado al simulador térmico STARS, también de la compañía CMG.

En la Tabla 6 se observan los valores proporcionados al simulador para la elaboración del PVT artificial para un aceite negro. Basado en las anteriores propiedades y tras exportar el modelo de fluido al simulador térmico STARS se obtuvieron los resultados observados a continuación:

Tabla 6. Propiedades del fluido

Propiedad	Valor
Temperatura de Yacimiento	105 °F
Presión de Burbuja	500 psi
Densidad del crudo	12 °API
Gravedad específica del gas	0.6
Correlación viscosidad de crudo muerto	Beal and Chew
Correlación viscosidad de crudo vivo	Beal and Chew

Fuente: Autor

En la Figura 10 se observa el comportamiento del factor volumétrico de formación en función de la presión, dicho comportamiento es típico de un aceite negro, en este caso, un crudo de 12° API.

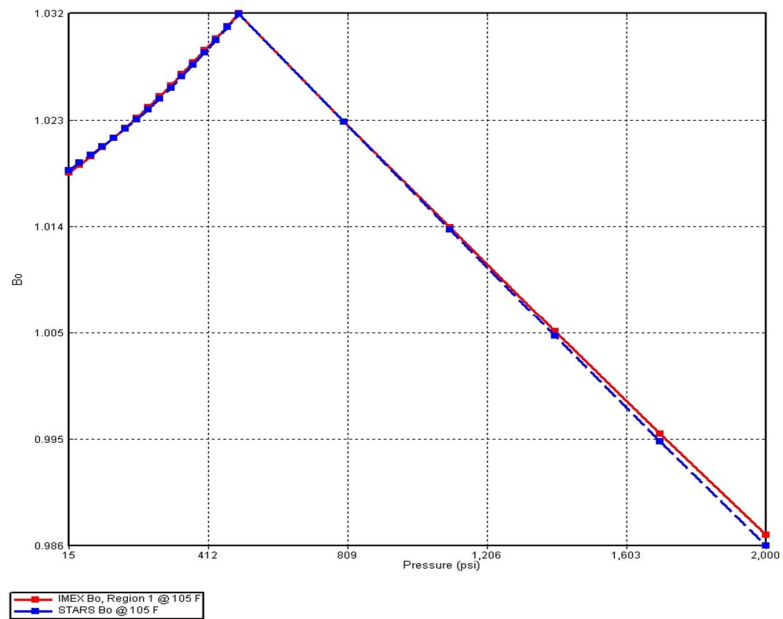
La Figura 11 muestra el comportamiento del gas en solución, R_s , contra la presión. Lo cual es típico para un aceite pesado como el que se representa en el presente modelo de simulación. El comportamiento de la viscosidad del crudo a diferentes condiciones puede ser observado en la Figura 12 y en la Figura 13. El anterior comportamiento evidencia una viscosidad a condiciones de yacimiento de de 1400 cP.

2.1.4. Curvas de permeabilidades relativas.

Debido a que no se contó con estudios petrofísicos puntuales, se procede a elaborar las curvas de permeabilidad relativa basados en los puntos finales (End-Points) de las mismas, para ello se utilizaron los valores descritos en la Tabla 7. Para ello se emplean las ecuaciones de Hirasaky para la construcción de las mismas.

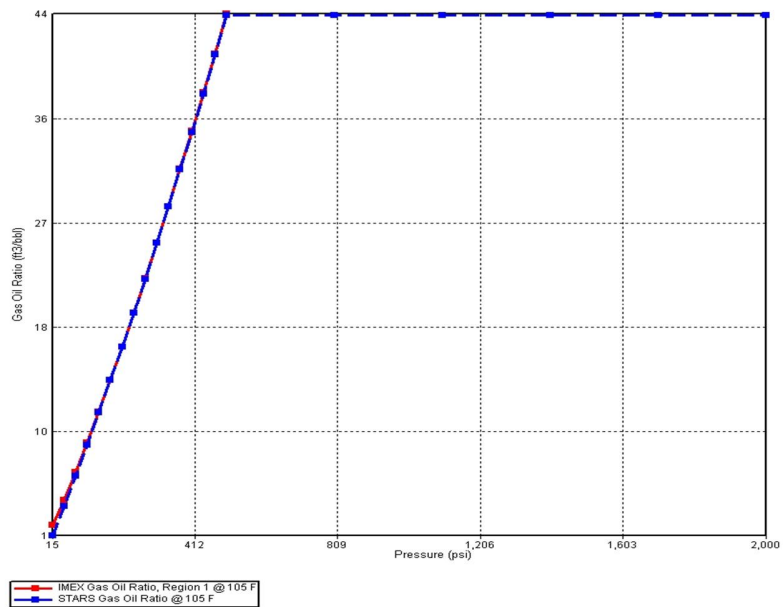
La saturación de aceite residual es una función de la temperatura, número capilar y mojabilidad de la roca; debido al proceso de inyección continua de vapor, la temperatura de la formación se incrementará por lo que este valor debe tener temperaturas de referencia; en este caso se utiliza una saturación de aceite residual al agua de 30% a una temperatura de 105°F y una saturación de aceite residual al agua de 20,71% a una temperatura de 520 °F. Para el caso de la saturación de aceite residual al gas se utiliza un valor de 30% a temperatura de yacimiento y una saturación de aceite residual al gas de 8,57% a una temperatura de 520°F.

Figura 10. Factor volumétrico de formación vs Presión.



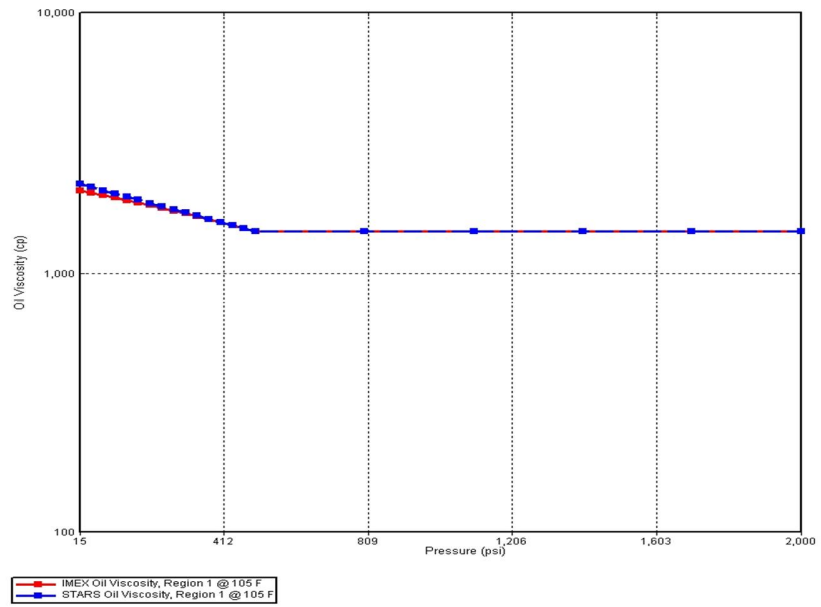
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder.

Figura 11. Gas en Solución vs Presión.



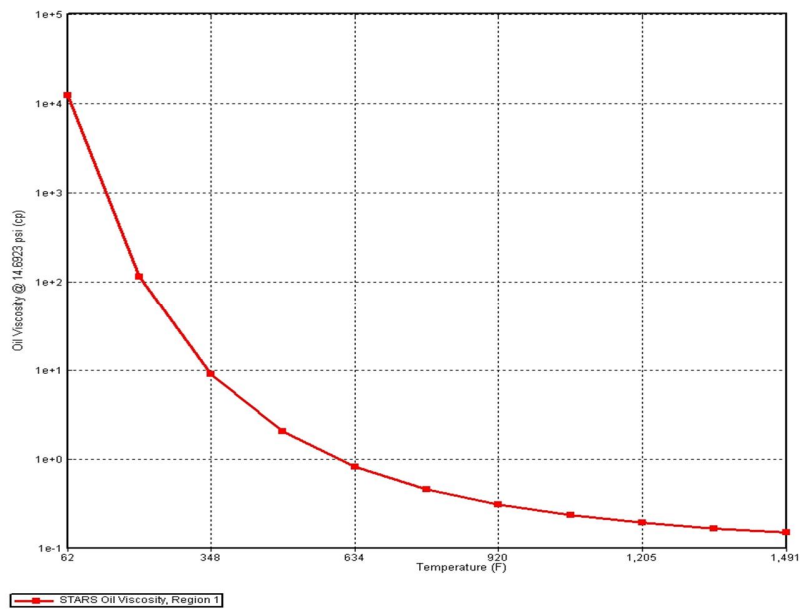
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder.

Figura 12. Viscosidad vs Presión



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder.

Figura 13. Viscosidad vs Temperatura para crudo vivo.



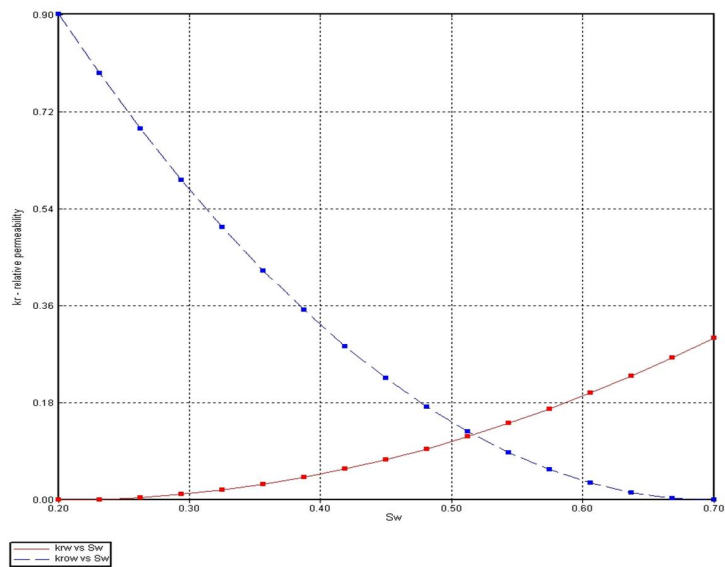
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder.

Tabla 7. Puntos finales curvas de permeabilidad relativa.

End Point	Valor	End Point	Valor
Saturación de Agua Connata (SWCON)	0.2	Saturación de aceite residual al agua (SORG)*	0.3
Saturación de agua Crítica (SWCRIT)	0.2	Saturación de gas Connata (SGCON)	0
Saturación de aceite irreducible al agua (SOIRW)	0.3	Saturación de gas crítica (SGCRIT)	0.05
Saturación de aceite residual al agua (SORW)*	0.3	Permeabilidad Relativa del agua @SORW (KRWIRO)	0.3
Saturación de aceite irreducible al gas (SOIRG)	0.3	Permeabilidad relativa del aceite @SWCON (KROCW)	0.9

Fuente: Autor.

Figura 14. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

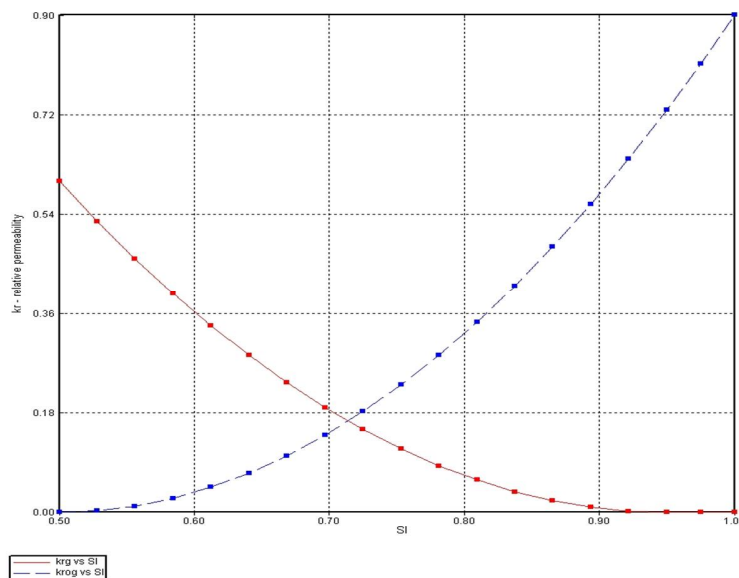


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder.

2.1.5. Configuración de pozos

El modelo utiliza un patrón de cinco puntos inverso en la etapa de inyección continua de vapor, sin embargo, durante la etapa de producción en frío y estimulación cíclica de vapor se utilizan solo los pozos de las esquinas del patrón para la producción del fluido de yacimiento. Cada pozo se encuentra espaciado 466 pies entre si y atraviesan las 18 capas del grid correspondientes a la arena productora.

Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas.



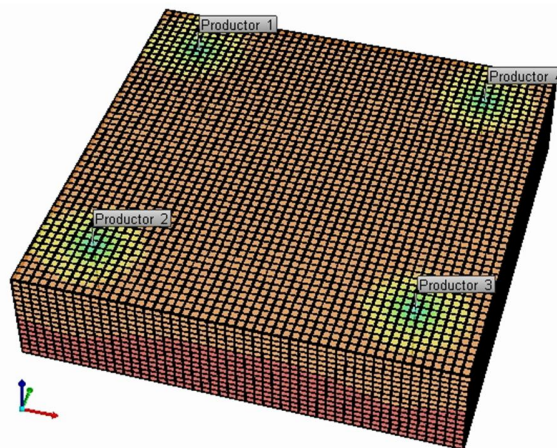
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder.

En términos generales cada pozo productor tiene una restricción de producción de líquidos de 1000 Bbl/D y una presión de fondo fluyendo de 500 [psi]; de igual modo los pozos inyectoros utilizan vapor de agua con una calidad en fondo de pozo del 60% a una presión de inyección de 1100 psi.

2.2. RESULTADOS PRELIMINARES PRODUCCIÓN EN FRÍO.

Con el fin de representar de manera adecuada el esquema habitual de explotación de un yacimiento de petróleo pesado, es necesaria la explotación del mismo a condiciones naturales de temperatura y viscosidad, es decir, una producción en frío. Usualmente antes de implementar un proceso de recobro mejorado como la inyección continua de vapor, el yacimiento es sometido a una producción en frío si las tasas de producción de hidrocarburos son lo suficientemente altas para operar el yacimiento entre los límites económicos.

Figura 16. Pozos productores del modelo.



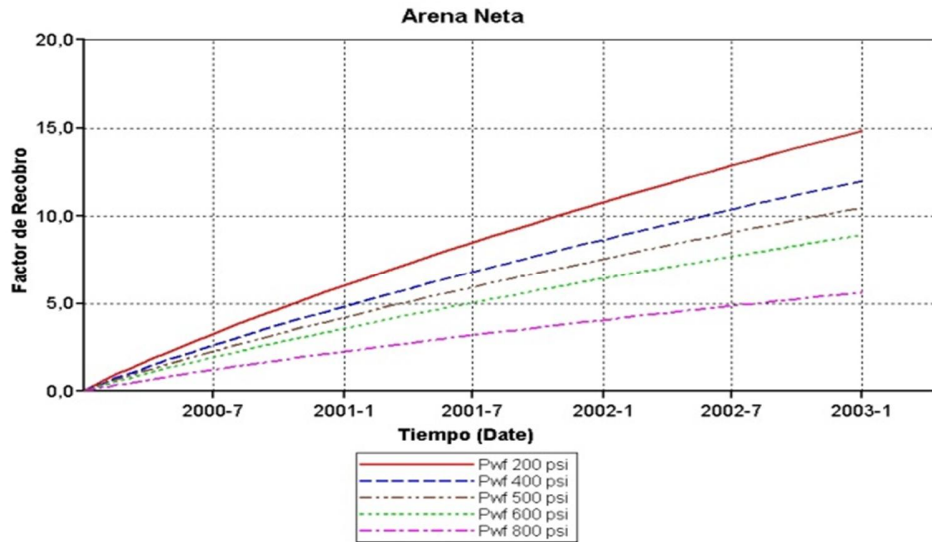
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

Para el caso actual, se toma como base un tiempo para la extracción en frío de tres años, variando las presiones en fondo de los pozos, con lo cual se obtuvieron diversos escenarios de explotación. En la Figura 17 se observa el comportamiento de los escenarios en términos de su factor de recobro, de lo cual, el mayor factor de recobro fue obtenido por el modelo con una presión de fondo fluyendo de 200 psi.

Sin embargo, si se operan los pozos durante la producción en frío a una presión de fondo de 200 psi, la presión promedio del yacimiento después de los tres años

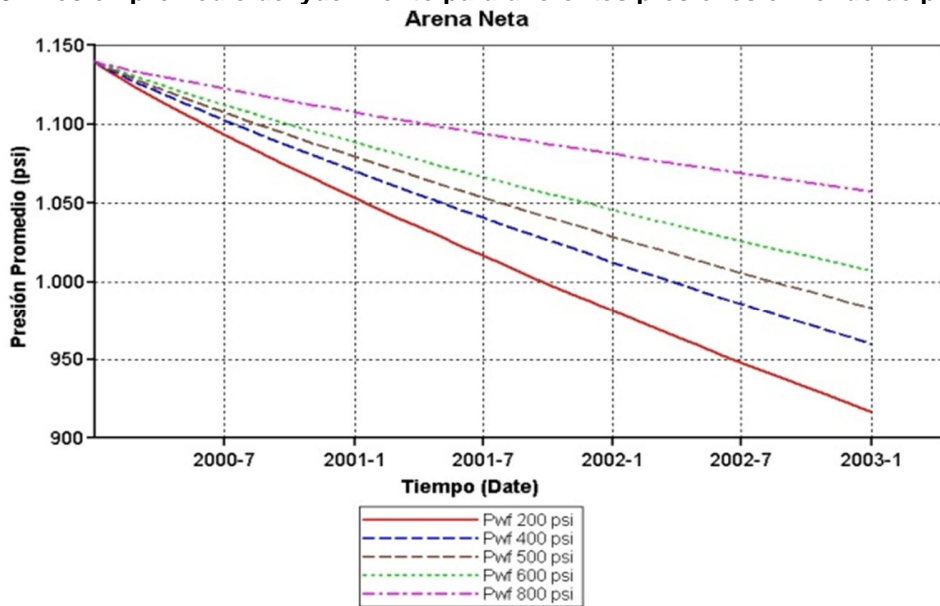
de explotación sería inferior a la presión de burbuja del fluido hidrocarburo, lo cual no es conveniente para el proceso de inyección continua de vapor que se implementará posteriormente, debido a que el vapor se canalizaría por la zona de gas disminuyendo el volumen de yacimiento contactado.

Figura 17. Factor de recobro para diferentes presiones en fondo de pozo.



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

Figura 18. Presión promedio del yacimiento para diferentes presiones en fondo de pozo.

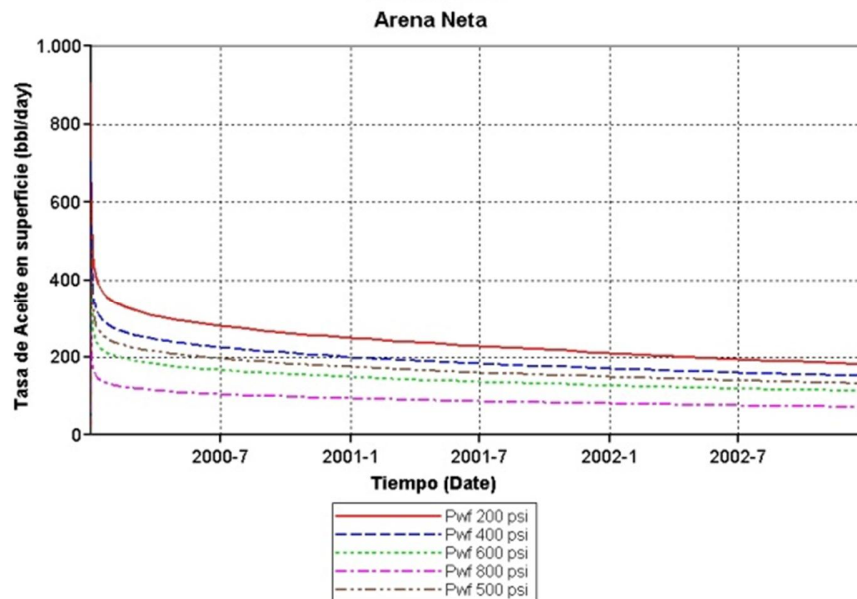


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

Al analizar las diferentes posibilidades de explotación se observa la conveniencia de implementar una producción en frío a una presión de fondo fluyendo de 500 psi. La presión promedio del yacimiento después de los tres años de extracción es de 983 psi y se tiene un factor de recobro del 10.5%, lo cual corresponde una cifra normal tratándose de un crudo pesado.

Como se observa en la Figura 19, la tasa de producción de aceite para una presión en fondo de pozo de 500 psi al final del periodo de producción en frío es de 132 Bbl/D para el patrón. Es decir que cada pozo produce en promedio 33 Bbl/D, lo cual es una cifra común en este tipo de campos de crudo pesado.

Figura 19. Tasas de producción de aceite para diferentes presiones en fondo de pozo.



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

Con base en a lo anterior, se concluye que la presión en fondo de pozo más adecuada para la explotación en frío es 500 psi debido a que el yacimiento no depletará lo suficiente para alcanzar su presión de burbuja; el factor de recobro corresponde a lo que normalmente se puede encontrar en un yacimiento de crudo

pesado y las tasas de producción de petróleo al final del periodo de producción en frío son lo suficientemente bajas como para motivar a la implementación de un método de recobro mejorado.

2.3. RESULTADOS PRELIMINARES ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Una vez seleccionada la presión de fondo fluyendo de 500 [psi] para la producción en frío, se procede a determinar aquellas variables operacionales que afectan en mayor medida la estimulación cíclica de vapor, con el fin de definir el escenario óptimo para la implementación de la inyección continua de vapor.

Para definir las variables operacionales de mayor relevancia en el proceso de estimulación cíclica de vapor, se utiliza el software CMOST de la compañía CMG, el cual, a través de un diseño experimental determina los diversos escenarios de implementación de la técnica basado en los rangos operacionales proporcionados por el usuario. La Tabla 8 contiene los valores base y los rangos de variación de los parámetros operacionales analizados.

Con el fin de realizar un análisis de sensibilidad, es necesario determinar las funciones objetivo a sensibilizar, para este caso se toma el factor de recobro, la presión promedio del yacimiento, la temperatura promedio de la arena y la relación vapor-aceite.

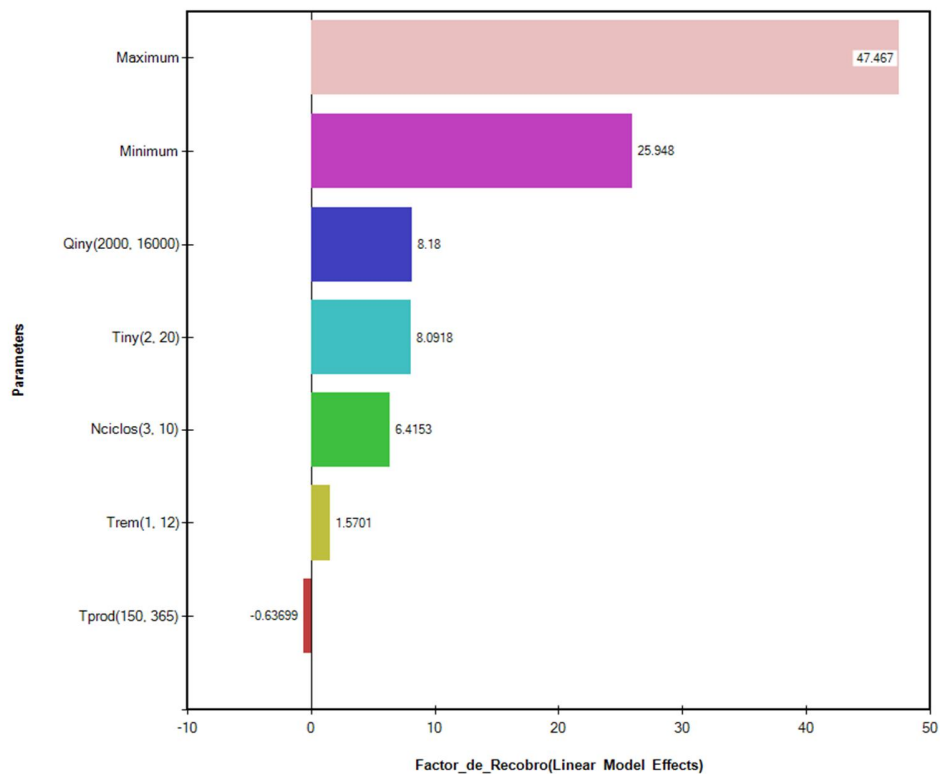
Tabla 8. Rangos utilizados en el análisis de sensibilidad.

Parámetro	Valor Base	Rango de variación
Número de ciclos	5	3 - 10
Tasa de inyección de vapor [Barriles equivalentes/campo]	8000	2000-16000
Tiempo de inyección [D]	5	2-20
Tiempo de remojo [D]	2	1-12
Tiempo de producción [D]	180	150 - 365

Fuente: Autor

La Figura 20 muestra el diagrama tornado obtenido del análisis de sensibilidad para el factor de recobro, del cual se observa que los parámetros más relevantes en esta función objetivo son la tasa de inyección, el tiempo de inyección y el número de ciclos aplicados al pozo.

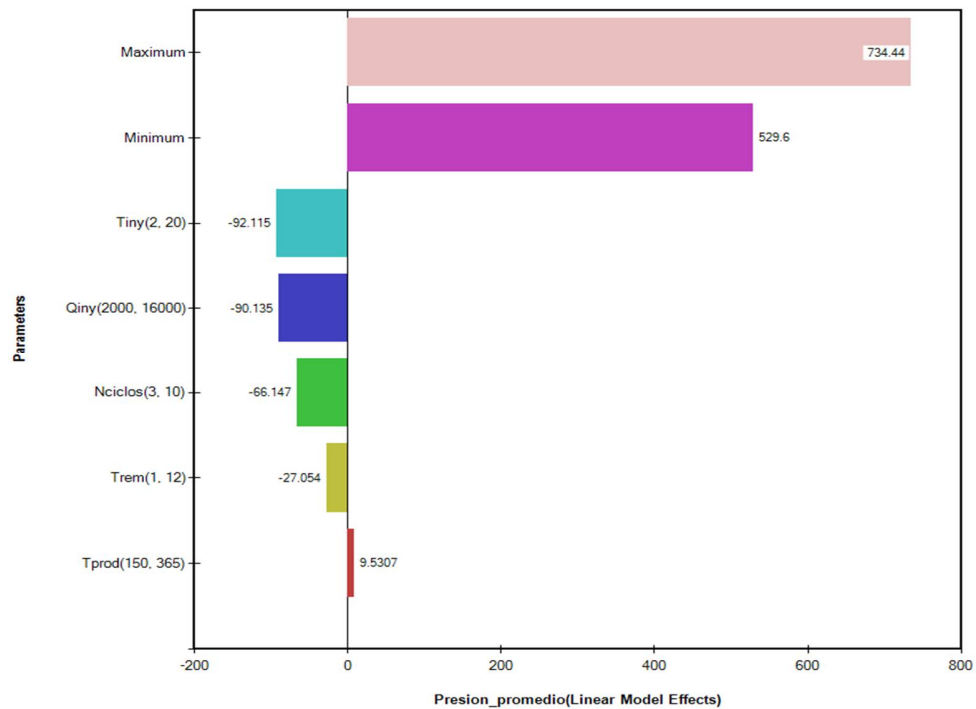
Figura 20. Sensibilidad factor de recobro.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

De igual forma la presión promedio del yacimiento está influenciada de manera negativa principalmente por el tiempo de inyección, seguido del caudal de inyección; por lo cual especial cuidado debe tenerse en el diseño de los ciclos de estimulación mediante vapor, debido a que posteriormente se implementará un proceso de inyección continua de vapor.

Figura 21. Sensibilidad Presión Promedio del yacimiento.

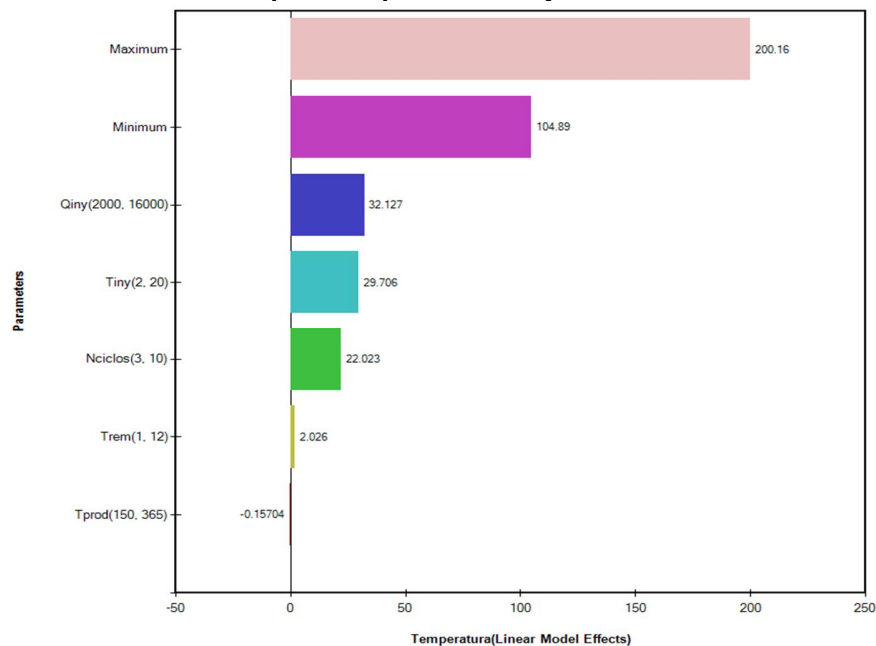


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

Al analizar la Figura 22 se puede establecer que los parámetros más relevantes en la temperatura promedio del yacimiento son: la tasa de inyección y el tiempo de inyección, seguido por el número de ciclos de estimulación. Lo anterior se debe a la proporcionalidad directa entre la tasa, tiempo de inyección, número de ciclos y la energía global inyectada al yacimiento, sin embargo, las pérdidas de energía también son mayores bajo esas condiciones de operación.

De igual manera, la relación Vapor – Aceite encuentra influenciada principalmente por la tasa de inyección, el tiempo de inyección en cada ciclo y el número de ciclos totales.

Figura 22. Sensibilidad de la temperatura promedio de yacimiento.

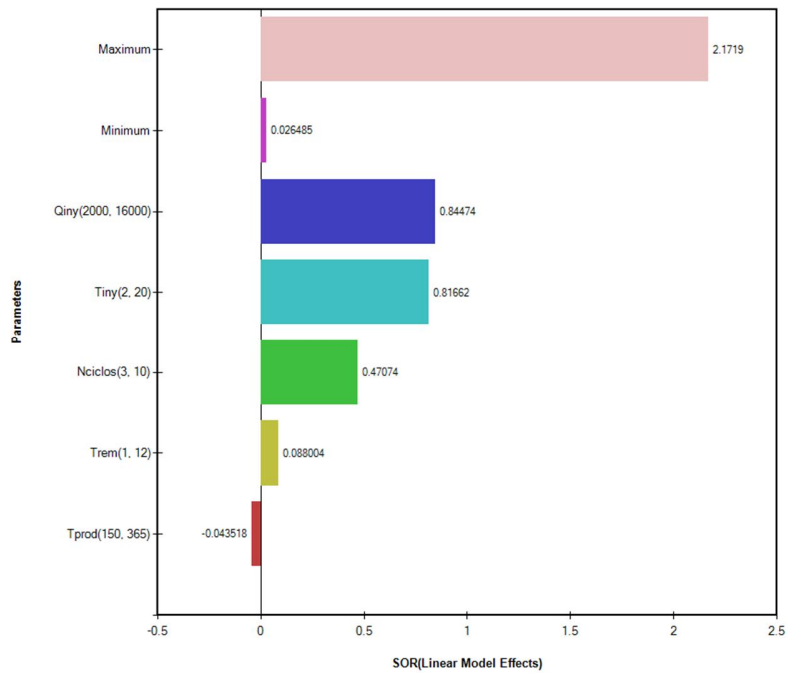


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

La Figura 24 muestra el comportamiento del factor de recobro para los diversos escenarios de simulación; el caso base alcanza un factor de recobro del 34.77% lo cual se encuentra por debajo del mayor factor de recobro alcanzado del 47.47%, sin embargo para este escenario los requerimientos energéticos son considerablemente altos en relación al modelo base.

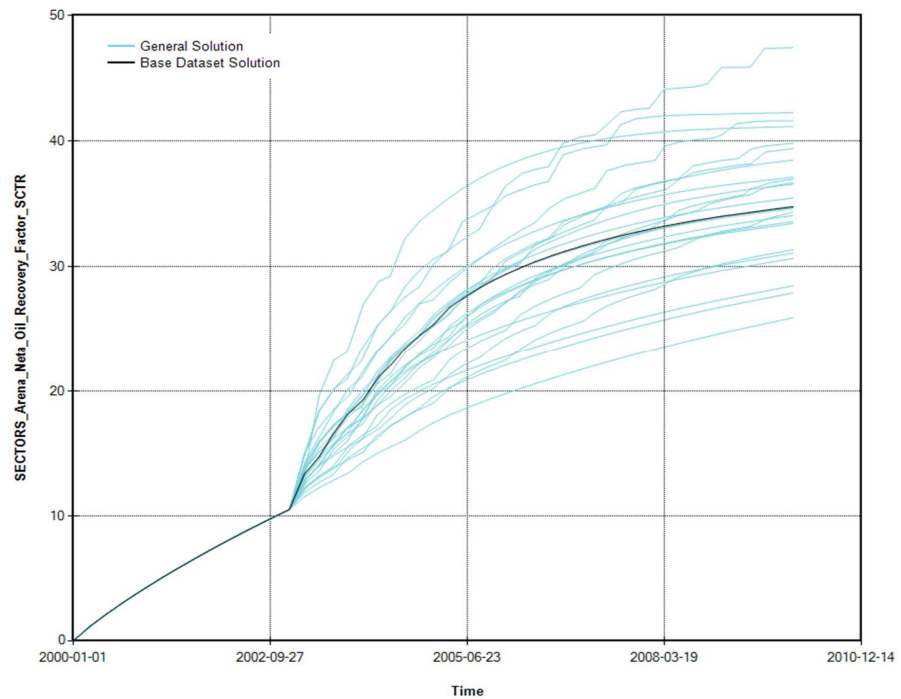
De la Figura 25 se puede analizar comportamiento de la presión en los diferentes escenarios de inyección cíclica, se observa que el modelo base tiene un comportamiento aceptable debido a que su presión promedio al final del proceso de estimulación cíclica no es inferior al punto de burbuja. Existen otros escenarios donde la presión promedio del yacimiento en ese punto es mayor, pero esto se debe a la poca cantidad de vapor inyectado al yacimiento, por lo cual, la viscosidad del crudo no disminuye considerablemente y el proceso se asemeja a una producción en frío.

Figura 23. Sensibilidad de la relación vapor – aceite.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

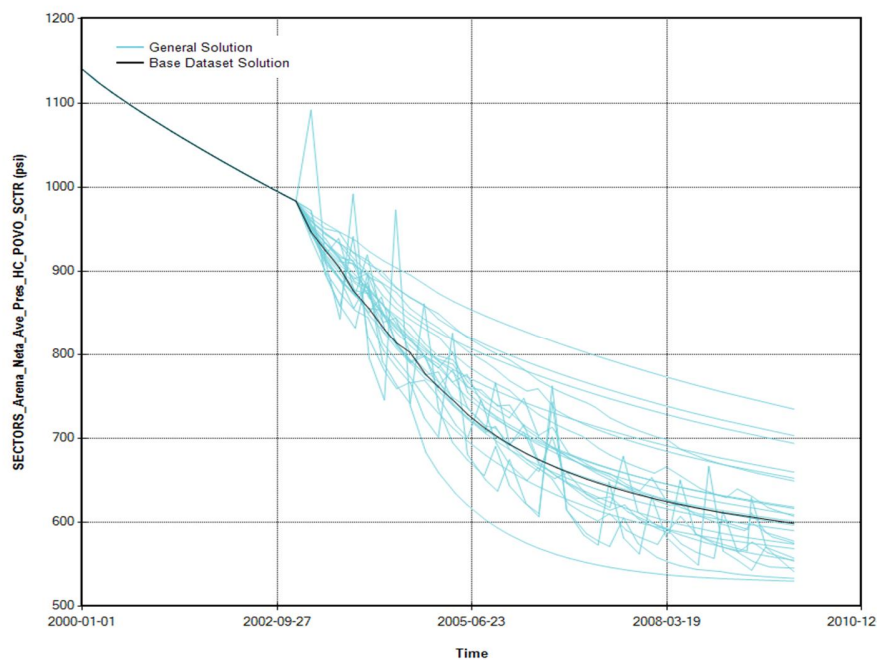
Figura 24. Factor de recobro para diversos escenarios de simulación



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

Por último, el comportamiento de la temperatura promedio de la arena productora puede ser observado en la Figura 26, de lo cual se concluye que a mayor número de ciclos y mayores tasas de inyección, la temperatura al final de la estimulación será más alta. Sin embargo, este comportamiento debe analizarse tomando en cuenta la temperatura promedio de la arena al final del último ciclo realizado y no al final del periodo de simulación.

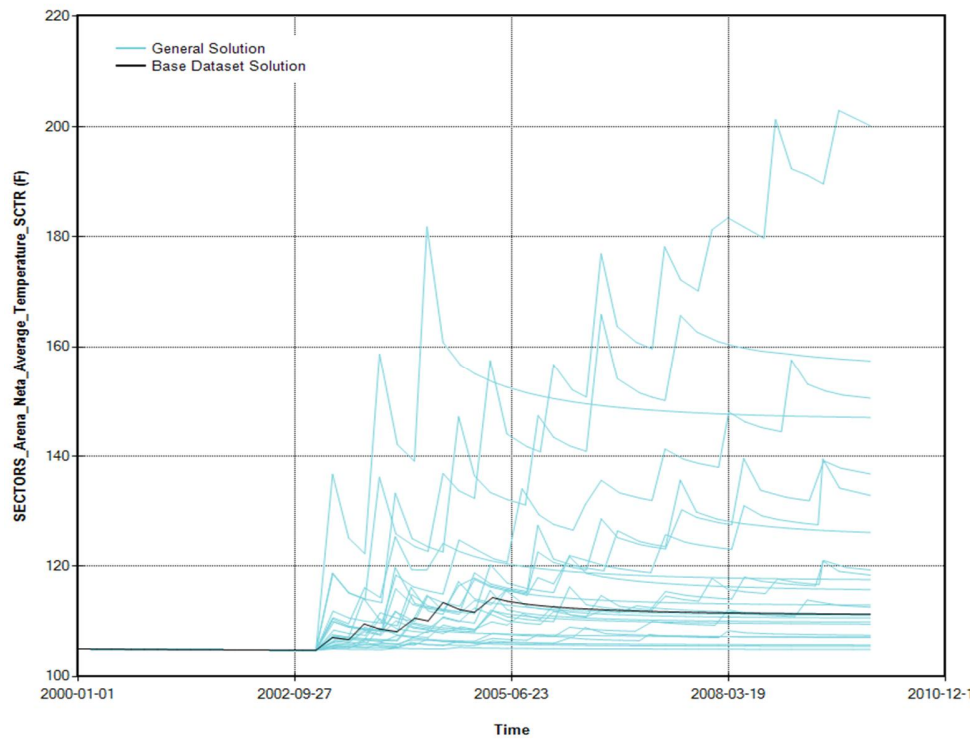
Figura 25. Comportamiento de la presión para los diversos escenarios de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

Para finalizar se puede observar que el caso base utilizado en el análisis de sensibilidad tiene un buen comportamiento en términos de factor de recobro, presión promedio del yacimiento y temperatura al final de la estimulación cíclica con vapor; sin embargo, basado en los resultados arrojados por el análisis de sensibilidad, es conveniente mantener el número de ciclos en esta parte del proceso, debido a que la presión al final de la inyección cíclica de vapor debe ser lo suficientemente alta para mantener las tasas de producción de aceite suficientes para operar el campo entre de los límites económicos.

Figura 26. Comportamiento de la temperatura promedio del yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

3. MÉTODOS ANALÍTICOS Y METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

La administración de energía puede definirse como el proceso de hacer cambios operacionales, principalmente de tasa de inyección, basado en la interpretación de la información de monitoreo del yacimiento, con el fin de incrementar la rentabilidad del proyecto a través de la inyección de vapor a una tasa óptima para el yacimiento¹².

Diversos estudios a lo largo de los años han publicado métodos analíticos utilizados para el cálculo de la tasa óptima de inyección, estos métodos analíticos pueden clasificarse desde diversos puntos de vista, siendo el más importante el criterio de overriding o cabalgamiento del vapor en el yacimiento. A continuación se presentan los métodos analíticos más utilizados para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor; posteriormente se introducirá la metodología propuesta para su aplicación a un modelo de simulación numérica.

3.1. MÉTODOS ANALÍTICOS EN LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

Los métodos analíticos son correlaciones numéricas que permiten calcular la tasa de inyección necesaria para garantizar el crecimiento de la zona de vapor y minimizar las pérdidas de energía hacia las formaciones aledañas en un proceso de inyección de vapor; en la literatura se encuentran varios métodos diseñados para tal fin, los cuales están basados principalmente en un balance de energía a nivel de yacimiento. En términos generales, algunos métodos son simplificaciones de otros más complejos, como se observa a continuación:

¹² ZIEGLER, V M, *et al.* Op. Cit. P.1

3.1.1. Método de Newman

C.H. Newman en 1985 fue uno de los primeros ingenieros en estudiar los requerimientos energéticos de un proceso de inyección continua de vapor, cuando este ha alcanzado un alto grado de madurez térmica. Las siguientes son algunas de las principales suposiciones hechas por Newman en la deducción de su método analítico.

- El tiempo necesario para que se produzca el overriding del vapor en la zona productora es despreciable respecto al tiempo que le toma al vapor calentar el área de interés.
- Los gradientes de presión horizontales son de menor magnitud que los gradientes de presión verticales debido a la influencia de la diferencia de densidades de los fluidos.
- Saturación homogénea de fluidos en las diversas zonas del yacimiento.

En su trabajo Newman presenta ecuaciones que permiten calcular diversos parámetros operacionales relevantes en el proceso de inyecciones continuas de vapor, orientadas a su aplicación en campo, donde no se tiene pleno conocimiento de estas variables. Sin embargo, en el presente trabajo se utilizan los resultados de la simulación numérica de yacimientos, por lo cual se evita así el uso de varias ecuaciones propuestas originalmente.

La reducción de tasa propuesta por Newman en 1985 está dada por la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_{ia}x_a(1 - f_{psa}) = \dot{Q}_{ib}x_b(1 - f_{psb})\frac{2}{\pi}\tan^{-1}\frac{t^*}{t-t^*} \quad (3)$$

Donde

\dot{Q}_{ia} = Nueva tasa de inyección, [BTU/D].

x_a = Calidad del vapor después del cambio de tasa, Fracción.

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

\dot{Q}_{ib} = Tasa de inyección antes de la optimización, [BTU/D].

x_b = Calidad del vapor antes del cambio de tasa, Fracción.

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

t^* = Tiempo en días desde el último cambio de tasa, [D]

t = Tiempo en días desde el inicio de la inyección continua de vapor, [D].

3.1.2. Método de Newman Modificado

Las ecuaciones originalmente presentadas por Newman en 1985 fueron modificadas posteriormente por Hong en 1994¹³, sin embargo la metodología de aplicación del método y las suposiciones del modelo siguieron siendo las mismas. Debido a lo anterior este método modificado no es adecuado para el cálculo de tasas de producción debido a las suposiciones de saturaciones homogéneas en diversas zonas del yacimiento.

La siguiente ecuación presenta la ecuación principal utilizada para el cálculo de la nueva tasa de inyección de vapor según Hong:

$$\dot{Q}_{ia}x_a(1 - f_{psa}) = \dot{Q}_{ib}x_b(1 - f_{psb})\frac{2}{\pi}\sin^{-1}\left(\frac{t^*}{t}\right)^{0.5} \quad (4)$$

¹³ HONG. K.C. Steamflood: Reservoir Management. PenWell Books. Tulsa, OK. 1994.

Donde

Q_{ia} = Nueva tasa de inyección, [BTU/D].

X_a = Calidad del vapor después del cambio de tasa, Fracción.

F_{psa} = Fracción de vapor producido después del cambio de tasa, Fracción.

Q_{ib} = Tasa de inyección antes de la optimización, [BTU/D].

X_b = Calidad del vapor antes del cambio de tasa, Fracción.

F_{psb} = Fracción de vapor producido antes del cambio de tasa, Fracción.

t^* = Tiempo en días desde el último cambio de tasa, [D]

t = Tiempo en días desde el inicio de la inyección continua de vapor, [D].

Cómo se observa en las ecuaciones presentadas, los dos métodos de Newman dependen principalmente del tiempo de optimización y el tiempo de inyección continua, lo cual representa de manera indirecta la madurez térmica del proyecto.

3.1.3. Método de Vogel

El método de Vogel es una simplificación del método de Newman en términos de la geometría de la zona de vapor en el yacimiento, una vez el vapor alcanza el área de interés. Para Newman esta zona tendrá una forma de cono debido al overriding del vapor, sin embargo, Vogel asume esta geometría como rectangular lo cual le permite la simplificación del cálculo de pérdidas de energía hacia el overburden. Vogel supone, para el desarrollo de su método, que el vapor se posicionará en la parte superior de la formación en un tiempo despreciable comparado con el tiempo de inyección necesario para calentar el volumen del proyecto.

Una vez más, el objetivo del presente trabajo es utilizar la metodología propuesta por cada método analítico empleando los resultados ofrecidos por la simulación numérica de yacimientos, razón por la cual no se utilizarán algunas de las

ecuaciones encontradas en los artículos originales, si no las consideraciones fundamentales de cada método.

Este método analítico propone que la tasa adecuada de inyección será la suma de la tasa de energía perdida hacia el overburden y underburden, y de la tasa necesaria para mantener el crecimiento de la zona de vapor. El primer término del balance es tomado de los resultados de la simulación numérica a través del software Results Report de la compañía CMG.

La tasa de energía necesaria para el crecimiento de la zona de vapor es calculada mediante la siguiente expresión

$$\dot{Q}_s = (\rho c)_s \Delta T A v_s \quad (5)$$

\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 pie³]

ΔT = Diferencia de temperatura entre el vapor y la temperatura inicial de yacimiento [°F]

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

De las variables expresadas en la ecuación anterior, la única incógnita es el valor de la velocidad vertical de la zona de vapor, para lo cual se sugiere obtenerla indirectamente a través del volumen de la zona de vapor (resultado entregado por el simulador) y el área del patrón de pozos.

3.1.4. Balance de Energía

Ziegler, *et al.* A través de su trabajo expuesto en su artículo "Recommended Practices for Heat Management of Steamflood projects" presenta la metodología

de administración de energía utilizada por Chevron en la sección 3 del campo Kern River, el cual permite el cálculo de la nueva tasa de inyección de vapor a través de un balance de energía del yacimiento expresado en la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_i = \dot{Q}_l + \dot{Q}_s + \dot{Q}_p \quad (6)$$

\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].

Como se observa en la ecuación anterior, el balance de energía considera un término adicional que no fue considerado por Vogel: las pérdidas de energía debidas a la producción de vapor y de fluidos calientes. De igual manera, se utilizan las pérdidas de energía hacia el overburden y underburden obtenidas de la simulación numérica y no se emplearan las correlaciones sugeridas para tal fin en los métodos originales.

La siguiente expresión matemática presenta tasa de vapor energía necesaria para mantener el crecimiento de la zona de vapor, en este caso es necesario conocer la tasa de producción de aceite, la cual no debe ser calculada a través de los métodos analíticos ya que estos no son correlaciones de recobro mejorado.

$$\dot{Q}_s = \frac{5.615 M_s \Delta T q_o}{\phi(S_{oi} - S_{or})} \quad (7)$$

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

M_s = Capacidad calorífica volumétrica de la zona de vapor [BTU/°F pie³].

ΔT = Diferencia de temperatura entre el vapor y la temperatura inicial de yacimiento [°F].

q_o = Tasa de producción de aceite [Bbl/D].

Φ = porosidad, fracción.

S_{oi} = saturación de aceite inicial, fracción.

S_{or} = Saturación de aceite residual, fracción.

El término de tasa de energía producida a través del pozo productor puede ser obtenido de los resultados de la simulación numérica a través de la entalpía producida para cada pozo productor en el patrón.

3.1.5. Método de Gomma

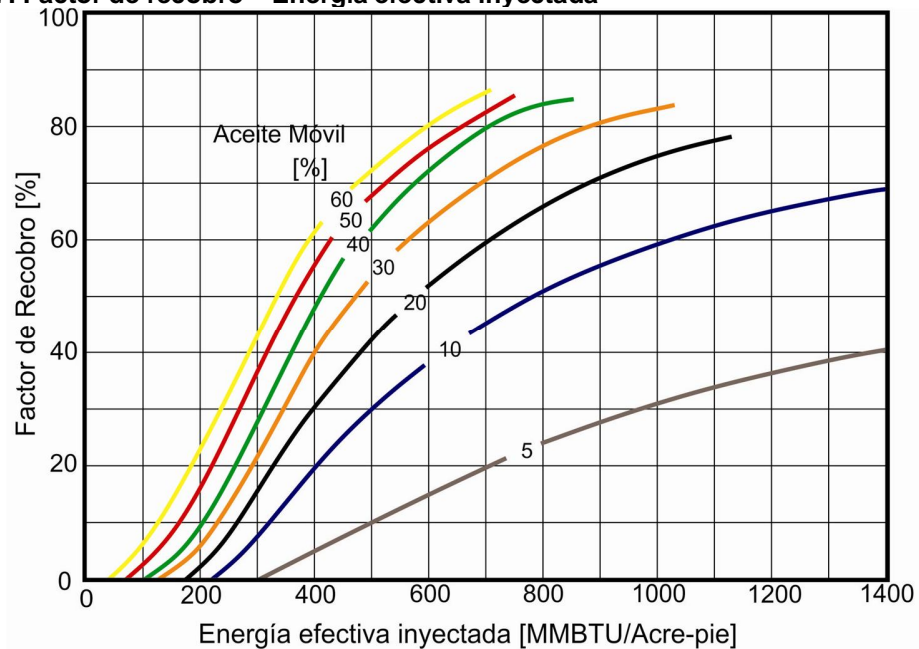
A diferencia de los métodos anteriores, el método de Gomma es un modelo matemático para el cálculo del factor de recobro obtenido a través de la inyección continua de vapor en crudos pesados; en el presente trabajo se utiliza este método en sentido inverso con el fin de calcular la tasa de inyección de vapor adecuada para obtener un factor de recobro determinado. De los resultados de la simulación numérica puede conocerse el factor de recobro obtenido en cierto punto del proyecto, por lo cual es posible utilizar el modelo en sentido inverso para hallar la tasa de inyección de vapor, que de acuerdo a Gomma, debería utilizarse para obtener estos resultados; de esta manera se determina si existe sobre inyección de energía para hacer los ajustes necesarios al proceso.

En primera instancia se calcula la energía efectiva inyectada por acre-pie para un factor de recobro dado a través de la Figura 27. Posteriormente se obtiene el factor de utilización de la energía a través de la Figura 28, con estos valores se obtiene la tasa de inyección de vapor en términos de energía por cada acre pie utilizando la ecuación 8.

(8)

i_e = Tasa de energía por cada acre-pie de yacimiento [MMBTU/D /Acre-pie].
 Q_e = energía efectiva inyectada por acre pie [MMBTU /Acre-pie].
 Y = Factor de utilización de la energía, fracción.
 h_l = Fracción de energía perdida hacia el overburden y underburden, fracción.
 ΔT = periodo de tiempo, [Años].

Figura 27. Factor de recobro – Energía efectiva inyectada



Fuente: GOMMA. E. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. 1980. SPE 6169. Modificada por el autor

Finalmente se calcula la tasa de inyección de vapor como agua equivalente en superficie a través de la siguiente expresión

(9)

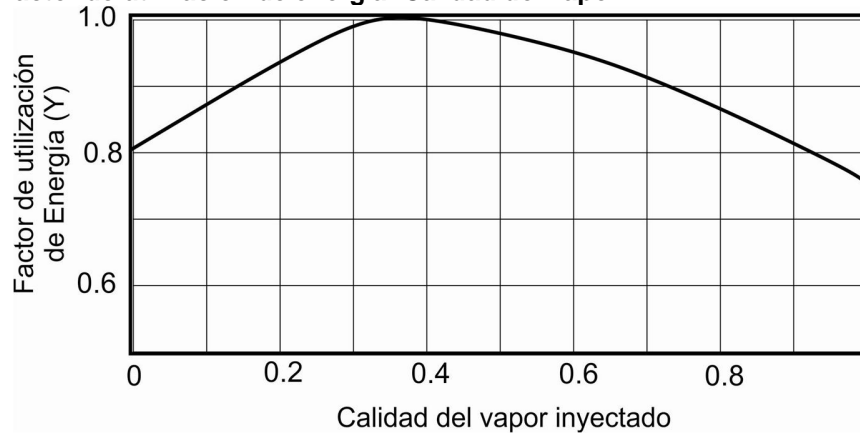
i = Tasa de inyección de vapor, [BCWE /D].
 i_e = Tasa de energía por cada acre-pie de yacimiento [MMBTU/D /Acre-pie].

A = Área del pratron de inyección, [Acres].

h = Espesor de la arena, [Pies].

H_v = Entalpía del vapor inyectado, [BTU/Lbm].

Figura 28. Factor de utilización de energía- Calidad del vapor



Fuente: GOMMA. E. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. 1980. SPE 6169. Modificada por el autor.

3.2. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.

A continuación se presenta la metodología sugerida para la aplicación de los métodos analíticos de la administración de energía a un modelo de simulación numérica, a través de la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor "HMA"* desarrollada en el presente trabajo de grado.

La Figura 29 muestra el esquema general de la metodología propuesta, sin embargo el proceso puede ser agrupado en cuatro etapas principales:

- ❖ Preparación del modelo de simulación
- ❖ Suministro de datos a la herramienta HMA
- ❖ Cálculo de nuevas tasas de inyección
- ❖ Implementación de las nuevas tasas en el modelo de simulación

3.2.1. Preparación del modelo de simulación numérica

El modelo de simulación numérica debe estar habilitado para calcular y reportar los valores numéricos necesarios para el cálculo de la nueva tasa de inyección de acuerdo a los diversos métodos analíticos utilizados. Para ello CMG utiliza una serie de palabras clave “Keywords” que a continuación se describen.

De igual manera la administración de energía es un proceso implementado a cada patrón de pozos del proyecto de manera individual, por lo cual es necesario que el modelo de simulación se encuentre sectorizado de la misma manera.

3.2.1.1. Pérdidas de energía hacia la formación supradyciente (overburden)

Esta característica debe estar activada en el modelo base a implementar, para ello se debe utilizar la keyword *OBHLOSS en la categoría grid y la keyword *OBHLOSSRATE de la categoría especial.

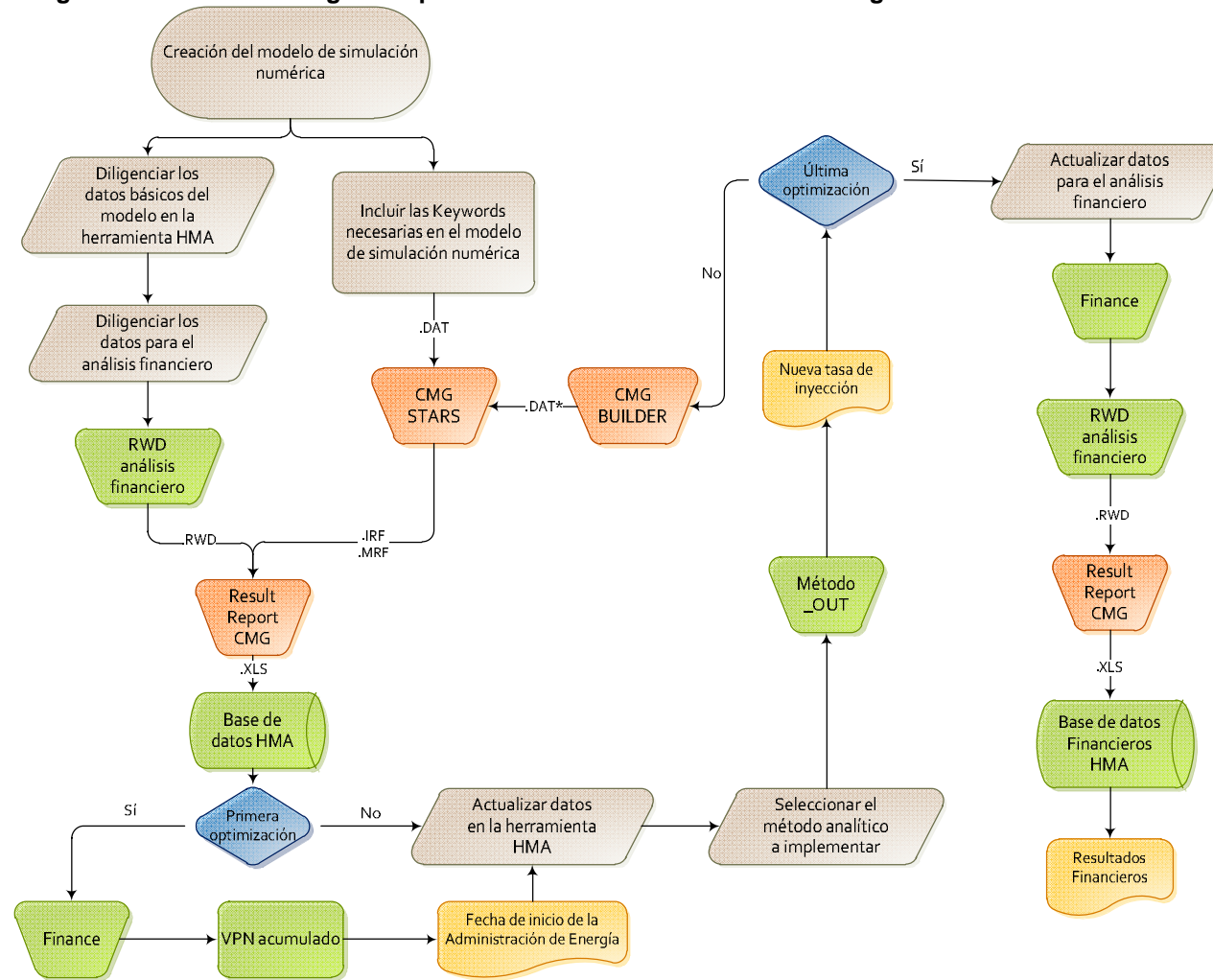
3.2.1.2. Capacidad calorífica de la formación

En la categoría grid, debe activarse la keyword *HEATCAP la cual permitirá visualizar la capacidad calorífica de las diferentes zonas del modelo a diferentes tiempos de simulación.

3.2.1.3. Entalpía producida

El modelo de simulación debe reportar en los archivos SR2 la entalpía producida para cada iteración, para ello se debe activar la keyword *FLUIDH en la categoría grid.

Figura 29. Esquema general de la metodología de aplicación de la administración de energía



Fuente: Autor

3.2.1.4. Saturación de aceite.

Debe asegurarse que la keyword *SO de la categoría grid se encuentre activada, con el fin de poder reportar las saturaciones de aceite a diversos tiempos de simulación.

3.2.1.5. Pozo de observación de presión y temperaturas

Un pozo de observación debe ser especificado en el modelo de simulación con el fin de reportar datos de presión, que serán tomados por los métodos analíticos como la presión de la cámara de vapor, el usuario debe definir la mejor ubicación del pozo de observación según el sector model que se desee optimizar. Sin embargo, en términos generales se aconseja que este se encuentre en algún punto medio entre el pozo inyector y el primer pozo que presente irrupción de vapor según los resultados previos de simulación.

Para lo anterior, deberán definirse dos celdas de simulación por cada patrón de inyección que representen el pozo observador, para lo cual, la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor "HMA"* promediará la presión de dichas celdas y las asumirá como la presión de la cámara de vapor. Para ello deberán especificarse la ubicación de las dos celdas escogidas por el usuario (una a la vez) mediante la implementación de la keyword *BLOCKVAR de la sección SPECIAL del dataset.


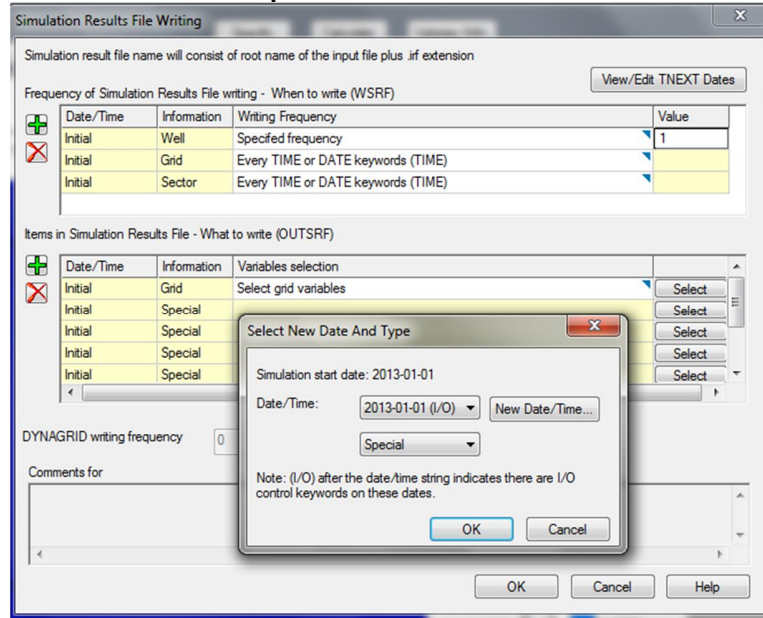

Con el fin de caracterizar adecuadamente el pozo de observación se debe ir a la sección *I/O control > Simulation results output*. Click sobre la ficha el botón  de la ficha *Items in simulation result files what to write (OUTSRF)*. Como se observa en la Figura 30.

Figura 30. Activación de la función especial



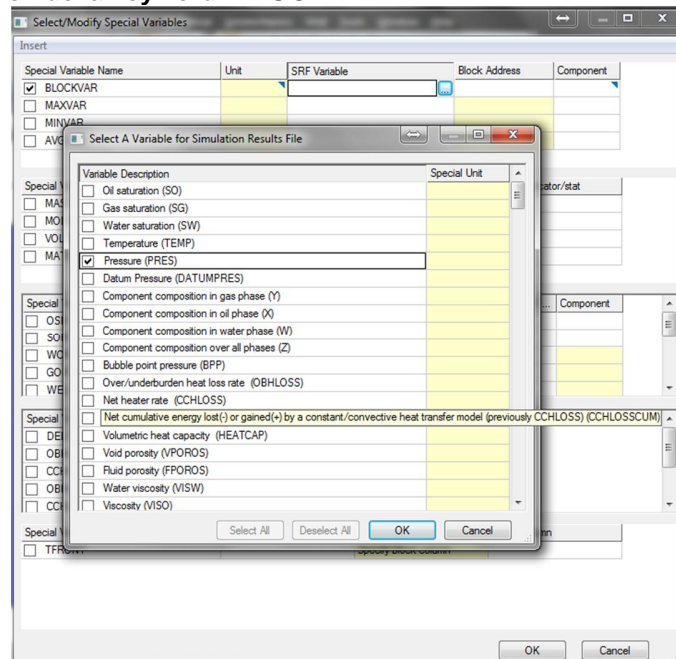
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

Posteriormente se debe dar click en *ok* seguido de otro click en el botón *select* en la sección *special*. Posterior a ello se debe activar la casilla *BLOCKVAR* y seleccionar *pressure* tras dar click sobre el botón .

En la casilla *block adress* deberá especificarse la dirección uba de una de las dos celdas seleccionadas como representativas del pozo de observación. Por ejemplo, si se quisiera representar el bloque 17 17 5 como uno de los dos bloques que conforman el pozo observador, se puede verificar que el proceso se realizó correctamente al observar el archivo plano del dataset y encontrar una línea similar a la siguiente:

```
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR PRES 17,17,5
```

Figura 31. Activación de la keyword *BLOCKVAR



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

3.2.1.6. Restart.

Es aconsejable crear un archivo restart justo antes de iniciar el proceso de administración de energía, de igual manera el dataset debe permitir la escritura de archivo restart mediante la utilización de la keyword *WRST.

3.2.1.7. Sector model


Debido a que la administración de energía se implementa individualmente en cada patrón de pozos de proyecto de inyección, es necesario especificar en el modelo de simulación y en la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”* a que patrones específicamente se busca realizar el proceso de administración. Para ello es necesario que el utilizar la keyword *SECTOR en la sección *Definition of fundamental cartesian grid*. Se debe asegurar que dicho sector haga referencia tan

sólo al volumen encerrado por el patrón de pozos, para ello es aconsejable sectorizar a través del archivo plano siguiendo la siguiente notación:

```
*SECTOR 'Sector_Name' i1:i2 j1:j2 k1:k2
```

Donde i1:i2 corresponde al rango de celdas en la dirección i donde que cubre el sector, j1:j2 el rango encerrado en la dirección j y k1:k2 el rango comprendido en la dirección k.

3.2.1.8. Fechas

Por facilidad de visualización y con el fin de evitar posibles inconvenientes debido a los años bisiestos, es altamente aconsejable iniciar el proceso de administración de energía el primer día del mes seleccionado, de igual manera, deberá asegurarse que en el archivo SR2 se reporten datos de simulación para todos los meses subsecuentes al inicio de la administración de energía en el primer día de cada mes. Para ello se debe ir a la sección *Wells and recurrent > dates > add a range of dates*  y seleccionar la fecha de inicio de la administración de energía en *From* y la fecha final de simulación en *To* con un *step* de un mes.

3.2.2. Suministro de datos a la herramienta HMA

La Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA” es una aplicación basada en Excel 2010® que permite la aplicación de los métodos analíticos anteriormente relacionados a un modelo de simulación numérica.

El suministro de datos para los métodos analíticos implementados se realiza a través de hojas electrónicas individuales que son creadas por el programa Results Report de CMG. Para ello es necesario la creación de un archivo *.rwd* mediante la

herramienta HMA y la especificación del archivo *.irf* del cual se desean extraer los datos. Es importante recalcar que dichos datos numéricos se encontrarán en los archivos SR2 siempre y cuando se hayan utilizado la totalidad de las keywords relacionadas en la sección anterior.

3.2.3. Cálculo de nuevas tasas de inyección

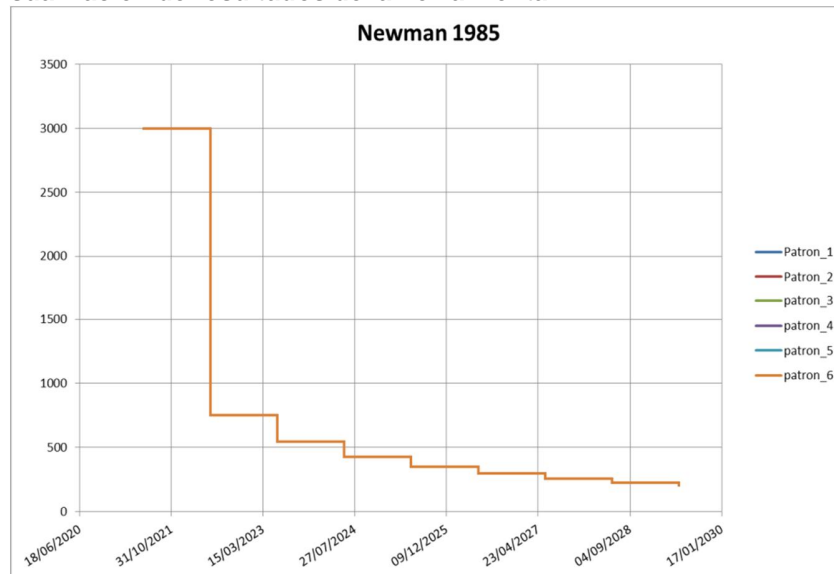
Siete módulos internos de la herramienta HMA permiten el cálculo de las nuevas tasas de inyección de vapor utilizando los métodos analíticos relacionados en la sección correspondiente. Para ello es necesario que las hojas electrónicas en las cuales se encuentran reportados los datos numéricos resultado de la simulación se encuentren abiertas. La herramienta está diseñada con el propósito de minimizar la intervención del usuario en el cálculo de las nuevas tasas de inyección; esta intervención se encuentra limitada al diligenciamiento de un formulario encontrado en la pestaña *principal* y la pestaña *patrones*. Para mayor detalle del funcionamiento y módulos de la herramienta consultar el manual de la herramienta en el anexo correspondiente.

3.2.4. Implementación de los resultados

Una vez la herramienta *HMA* ha calculado la nueva tasa de inyección, a través de los diferentes métodos analíticos, el usuario deberá dirigirse a la pestaña *_OUT* correspondiente al método que se desee implementar.

En esta pestaña se encontrará un gráfico con el historial de las tasas de inyección resultado de la aplicación del método, así como una columna de texto con la notación utilizada por CMG para la modificación de dicha tasa en el modelo de simulación numérica a través de su archivo plano.

Figura 32. Visualización de resultados de la herramienta HMA.



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

Figura 33. Modificación de la tasa de inyección en notación CMG.

```

Date 2023 06 01
ALTER 'Inyector_1SD'
880

ALTER 'Inyector_2SD'
854

ALTER 'Inyector_3SD'
651

ALTER 'Inyector_4SD'
626

ALTER 'Inyector_5SD'
748

ALTER 'Inyector_6SD'
723
Date 2024 06 05
STOP
    
```

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

Debido al efecto generado por el cambio en las condiciones operacionales sobre los resultados de la simulación numérica, los métodos analíticos de Vogel, Gomma y balance energético calcularán una optimización a la vez. Es decir, se calculará la nueva tasa de inyección de vapor para una iteración dada y se necesitará el efecto de ese cambio en el desempeño del proceso para el cálculo de la nueva tasa en la iteración subsecuente.

A su vez, los métodos de Newman y Newman modificado dependerán sólo de las fechas de optimización, por lo cual la herramienta generará el total de las optimizaciones sin necesidad de simulaciones intermedias.

4. APLICACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA A UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la administración de energía a un modelo conceptual de simulación. En primera instancia se presenta el dimensionamiento del modelo de simulación utilizado; posteriormente se relacionan las nuevas tasas calculadas mediante los diferentes métodos analíticos presentados en la sección anterior, por último se realiza un análisis técnico y financiero del impacto de la administración de energía en un proceso de inyección continua de vapor.

4.1. MODELO DE SIMULACIÓN DE CINCO ACRES

En el capítulo 2 se presentaron las propiedades más relevantes del modelo conceptual de simulación utilizado en el presente trabajo, además de este, se utiliza un modelo de simulación de mayores dimensiones con el fin de analizar el efecto de patrones adyacentes sobre el sector donde se realiza la optimización mediante la administración de energía.

Siguiendo la metodología descrita en el capítulo 3 y mostrada en la Figura 29, se procede a determinar la fecha en la cual se debe iniciar la administración de energía; para ello se debe proporcionar a la herramienta por lo menos dos escenarios: el primero de ellos el escenario base sobre el cual se calculará la producción incremental de hidrocarburos, el segundo corresponde a un escenario de alta inyección de vapor, es decir, el modelo de simulación en el cual se inyecte a la mayor tasa posible para el yacimiento dado. Sin embargo es recomendable comparar estos resultados con un tercer escenario más conservador, es decir, un esquema de explotación donde se manejen tasas de inyección mucho más bajas que en el primer caso; para ello se recomienda estudiar el comportamiento del

yacimiento a una tasa de inyección equivalente a una cuarta parte de la inyección más alta lograda.

4.1.1. Determinación de la fecha de inicio de la administración de energía

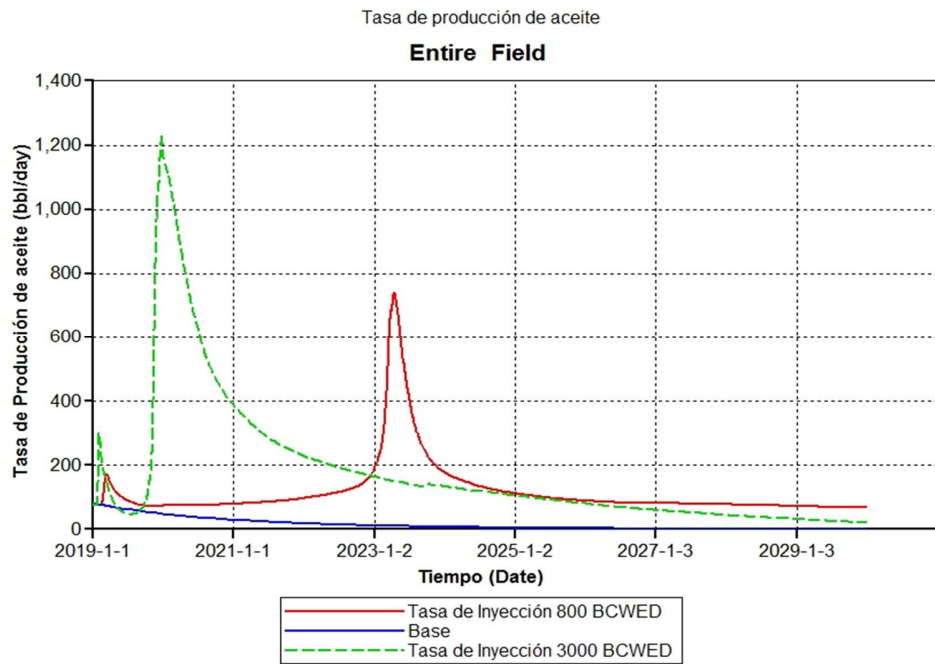
Una vez obtenidos los resultados de los tres escenarios anteriormente relacionados, se procede a analizar el desempeño operacional y financiero de cada esquema con el fin de determinar la fecha óptima para el inicio de la administración de energía.

La tasa de producción de aceite es presentada en la Figura 34, como se observa el escenario en el cual se inyecta a 3000 BCWED (Barriles de Agua Equivalente por Día) obtiene una respuesta de la producción bastante rápida, sin embargo, su declinación durante sus años de madurez es mayor que para el escenario al cual se inyectó a 800 BCWED. En términos energéticos (que se traducen en costos para el proyecto), el escenario de alta tasa de inyección tiene un valor de entalpía inyectada acumulada cuatro veces superior en relación al escenario moderado.

En función de lo anterior, resulta más eficiente analizar el comportamiento financiero de cada uno de los escenarios estudiados, la Figura 35 muestra el flujo de caja para el escenario de alta y baja tasa de inyección de vapor, el cual tiene un comportamiento muy similar a la tasa de producción de hidrocarburos. Sin embargo, este flujo de caja considera diversos costos como costo de levantamiento total y el costo del millón de BTU.

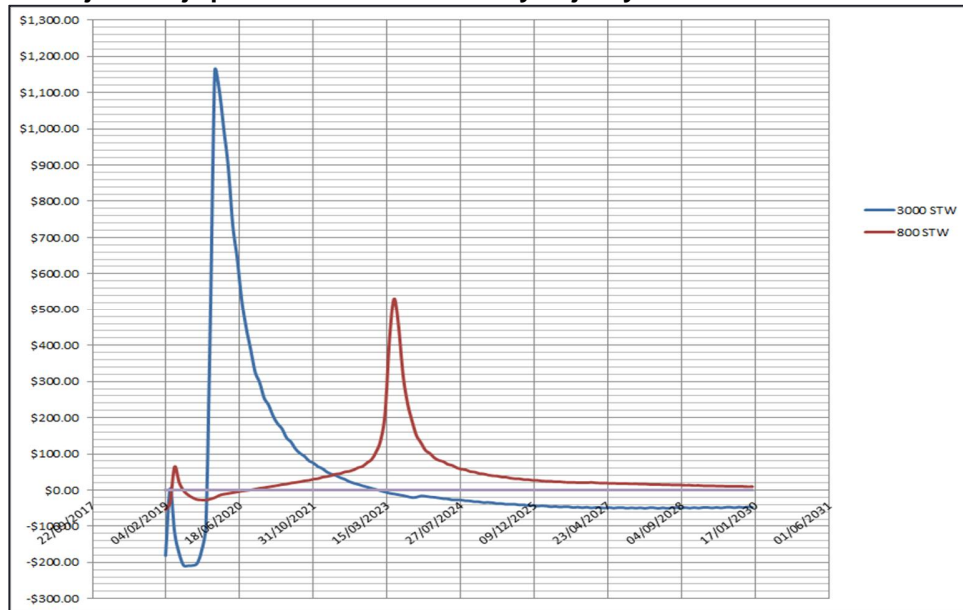
La Tabla 9 muestra los parámetros financieros utilizados en el presente análisis financiero; El CAPEX (Capital Expenditure) corresponde a la inversión neta inicial, la cual debe tener en cuenta tan solo costos no relacionados con la generación del vapor, ya que estos serán tenidos en cuenta en el cálculo del precio del Mega-BTU/Hora (ANEXO B).

Figura 34. Producción de aceite para el escenario base y escenario de alta inyección.



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

Figura 35. Flujo de caja para el escenario de alta y baja inyección



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

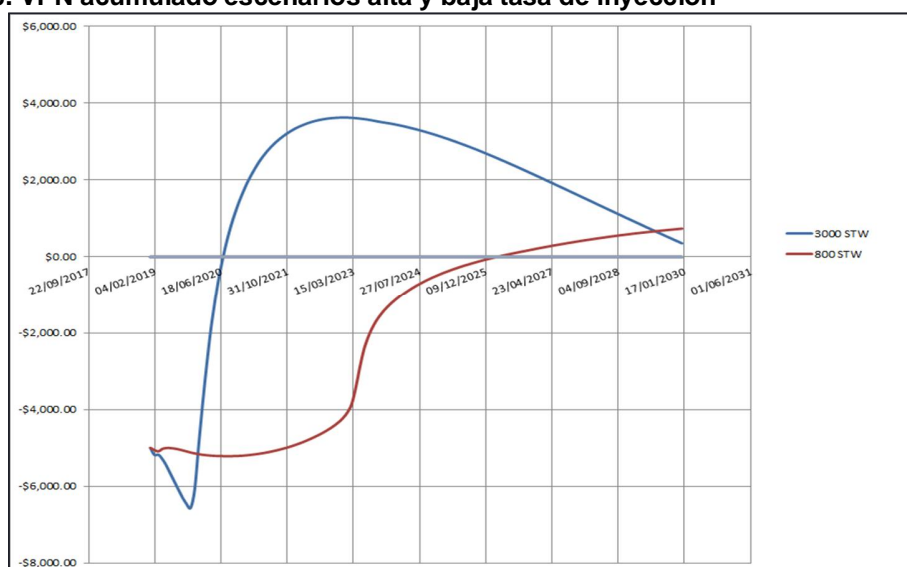
Tabla 9. Parámetros financieros del proyecto.

Parámetro	Valor	Unidades
Tasa de interés anual	13	%
CAPEX	5000	X 1000 USD
Fecha de evaluación del VPN	01/01/2019	
Precio del barril de crudo	60	USD/Bbl
Lifting Cost	15	USD/Bbl
Precio del MMBTU	7.5	USD

Fuente: Autor.

Al analizar la Figura 36 se puede observar el comportamiento del valor presente neto acumulado para el escenario de alta y baja tasa de inyección de vapor, el cual alcanza un valor máximo y luego su rentabilidad disminuye paulatinamente; esta declinación en las ganancias del proyecto se debe a la ineficiencia térmica del proceso de inyección continua de vapor causado por una tasa de inyección que supera las necesidades energéticas del yacimiento. Un beneficio importante obtenido tras la implementación de una alta tasa de inyección de vapor al inicio del proyecto es el valor del tiempo de pago (*pay back*), el cual es cuatro veces menor en relación a un escenario de inyección moderado (800 BCWED).

Figura 36. VPN acumulado escenarios alta y baja tasa de inyección



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

Con base en lo anterior, se decide iniciar la aplicación de la administración de energía en el año 2021 siguiendo la metodología expuesta en la Figura 29. Para ello se implementan los métodos de Newman, Newman modificado, Vogel, Gomma y el método de balance de energía de Kern River.

4.1.2. Resultados Operacionales

Una vez aplicados los diferentes métodos analíticos de administración de energía se obtienen las tasas mostradas en la Tabla 10 y en la Figura 37, como se puede observar el Método de Newman y Newman modificado mantienen la actual tasa de inyección en el primer año de optimización, para posteriormente hacer reducciones significativas en la tasa de inyección. De lo anterior se pudiera esperar una fuerte caída en la tasa de producción de aceite, sin embargo en términos financieros representa un recorte importante de gastos por concepto de generación de vapor.

Tabla 10. Tasas de Inyección optimizadas modelo de cinco acres

Fecha	Newman	Newman modificado	Energy	Vogel	Gomma
01/01/2021	3000	3000	2033	1965	1201
01/01/2022	884	1113	1408	1197	1067
01/01/2023	614	960	1003	801	924
01/01/2024	468	857	743	581	847
31/12/2024	377	781	575	454	777
31/12/2025	315	723	466	380	730
31/12/2026	271	676	392	324	683
31/12/2027	237	637	338	292	649
30/12/2028	211	604	303	268	622

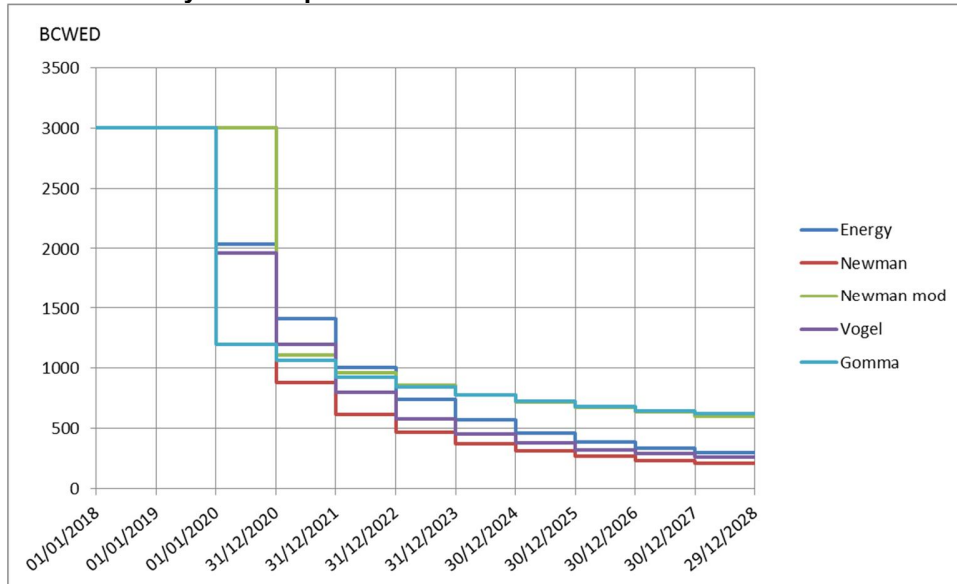
Fuente: Autor

Las reducciones de tasa en el método de balance energético de Kern River (Energy) son más pausadas en relación a las propuestas por Newman y Hong; a su vez, Vogel propone reducciones en la tasa de inyección más drásticas en un

principio y un poco más suavizadas en etapas maduras de los proyectos de inyección.

Como se observa en la Figura 37, la utilización del método de recobro de Gomma tiene una reducción drástica en un principio de la optimización, pero posteriormente la tasa de inyección se reduce en un menor porcentaje, por lo cual, la tasa de producción de aceite no caerá en gran medida. Las tasas de producción de aceite pueden ser observadas en la Figura 38, de igual manera el factor de recobro alcanzado por cada escenario optimizado es mostrado en la Figura 39.

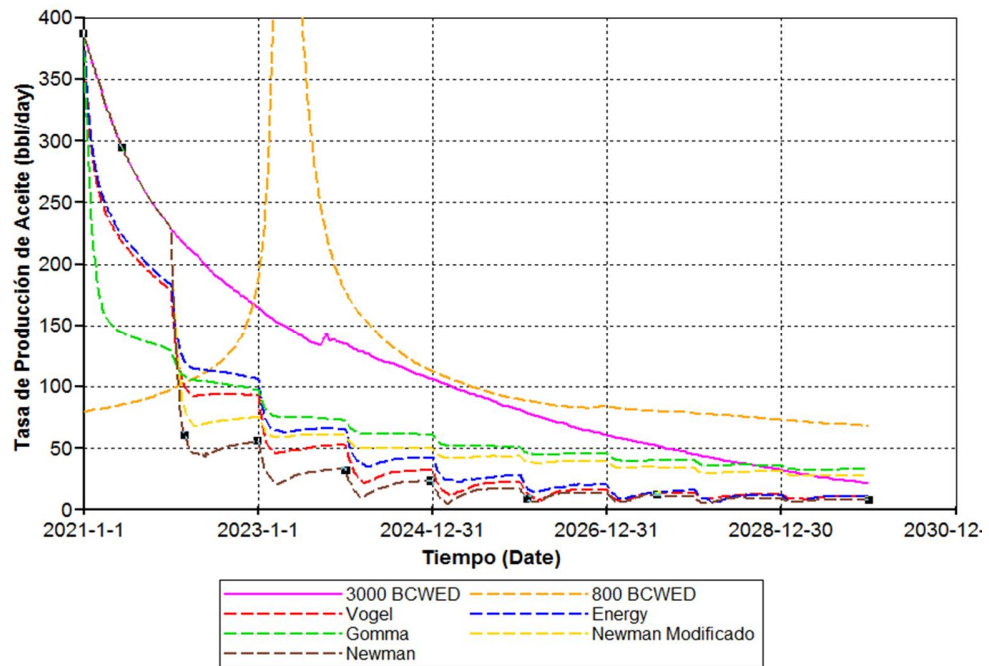
Figura 37. Tasas de Inyección optimizadas modelo de cinco acres



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

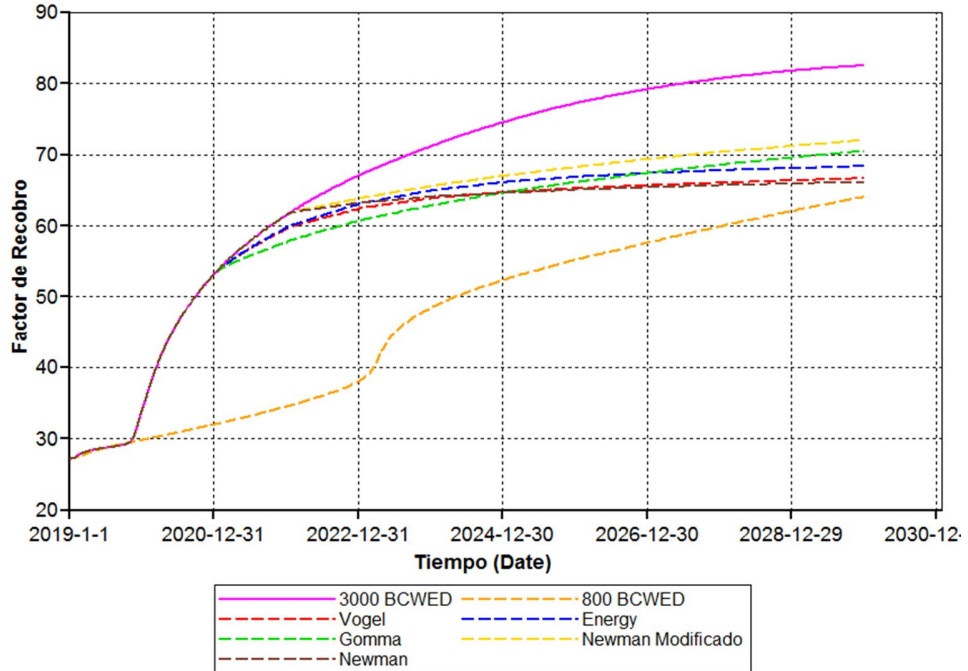
La pérdida de producción debido a la reducción gradual de la tasa de inyección de vapor se debe recuperar por los ahorros significativos que se obtienen al generar menos vapor; sin embargo, la única manera de evaluar el grado de rentabilidad de estas operaciones es mediante un análisis financiero que se presenta en la siguiente sección.

Figura 38. Tasa de producción de aceite para los modelos optimizados.



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

Figura 39. Factor de Recobro alcanzado por cada escenario de inyección optimizado.

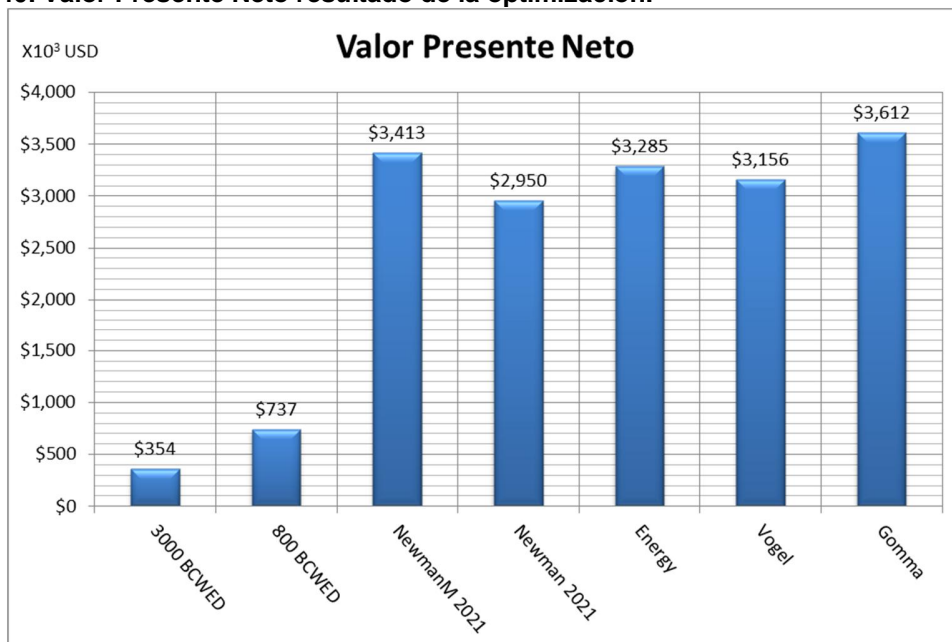


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

4.1.3. Resultados Financieros

La Figura 40 muestra los resultados financieros en términos de valor presente neto (VPN), obtenidos a través de la implementación de cada método analítico al modelo de simulación numérica a través de la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”*.

Figura 40. Valor Presente Neto resultado de la optimización.



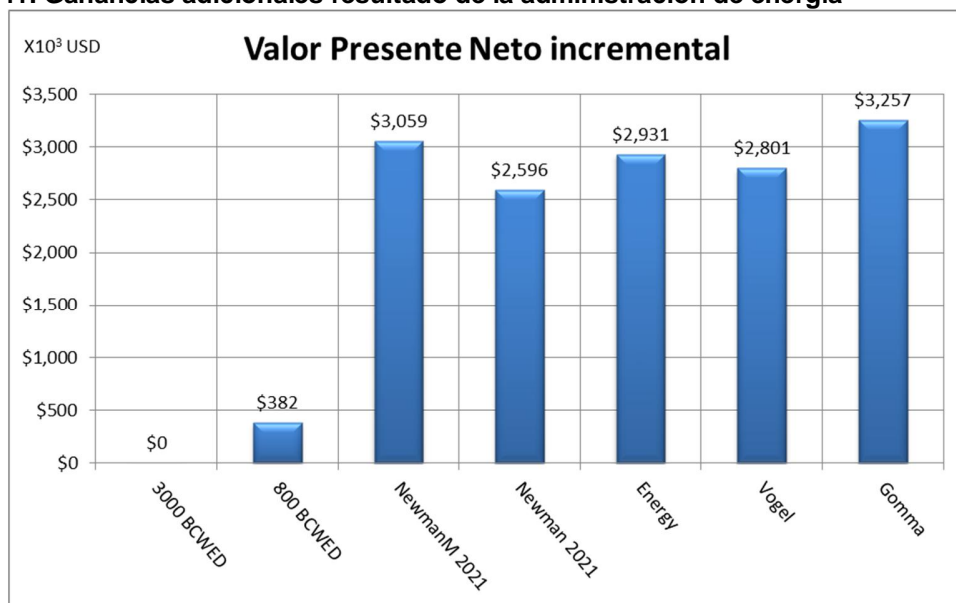
Fuente: Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”.

En esta figura se puede apreciar el impacto positivo sobre las finanzas de un proyecto de inyección continua de vapor resultado de la correcta administración de la energía; en relación al escenario de inyección a 3000 BCWED la rentabilidad del proyecto se incrementa en el mejor de los casos en un 921% (método de Gomma); es decir, se producirían ganancias adicionales por un valor de \$3'257.000 USD en un lapso de 11 años, lo cual corresponde a ganancias

adicionales anuales de \$296.000 USD, la Figura 41 muestra el VPN incremental para cada método analítico implementado.

El efecto de la administración de energía sobre el flujo de caja del proyecto puede ser apreciado en la Figura 42, el cual corresponde a un balance de capitales entre los gastos y ganancias del proyecto de inyección.

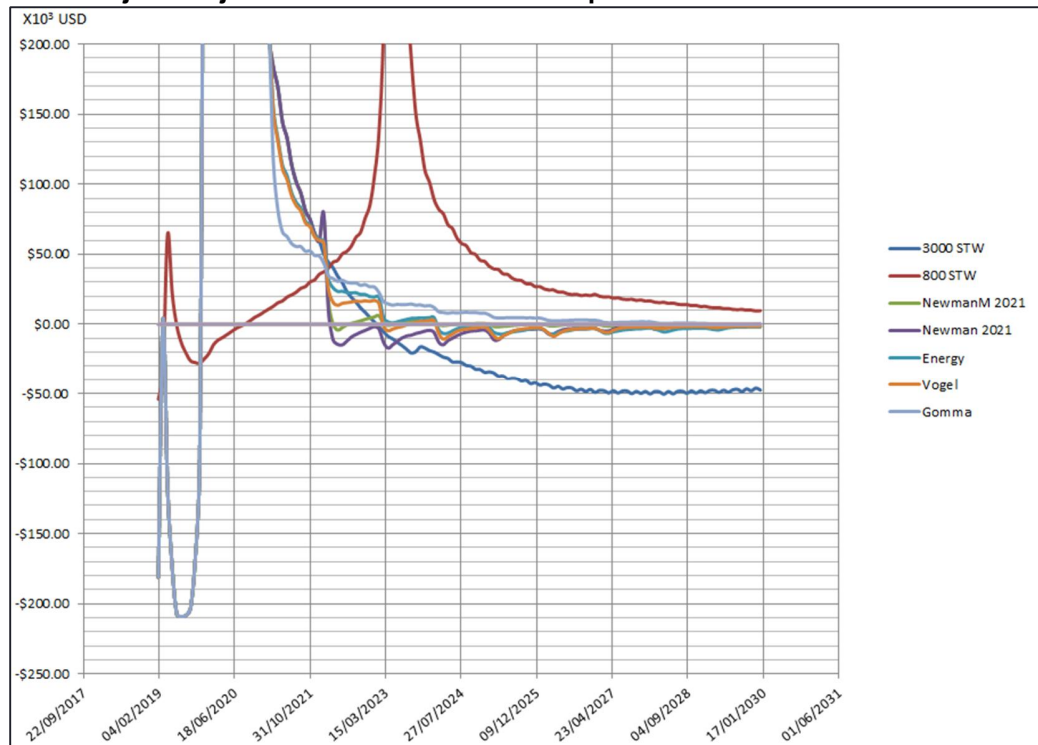
Figura 41. Ganancias adicionales resultado de la administración de energía



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

Debido a lo anterior, el proyecto de inyección continua de vapor sigue generando ganancias significativas por un periodo adicional de tiempo, en relación a la declinación presentada en el escenario de alta inyección de vapor; por lo cual se puede afirmar que a través de la administración de energía se puede prolongar el tiempo de vida de un proyecto de inyección continua de vapor.

Figura 42. Flujo de caja del modelo de simulación optimizado



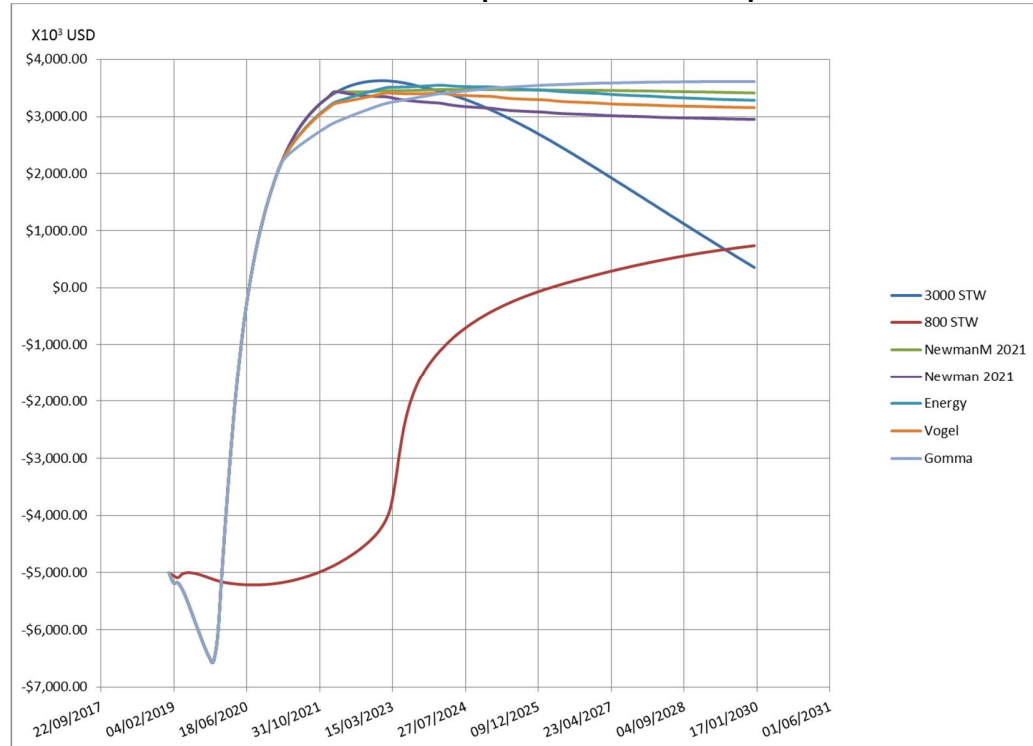
Fuente: Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA”.

Al analizar la Figura 43 se puede observar que el tiempo de pago para los escenarios optimizados a través de los métodos analíticos no se ve alterado, ya que la fecha de inicio de la administración de energía es posterior al payback, por lo cual, se toma ventaja de la producción acelerada que se obtiene de un escenario de inyección a altas tasas. De igual manera, esta producción acelerada tiene un valor financiero mucho mayor debido a su proximidad a la fecha de evaluación del VPN.

Un análisis de riesgo e incertidumbre es necesario con el fin de interpretar correctamente un análisis financiero, especialmente cuando se trata de predicciones superiores a los dos años. En el presente trabajo se consideran la

incertidumbre en las mediciones de porosidad, permeabilidad, conductividad térmica del overburden y calidad del vapor inyectado en fondo de pozo.

Figura 43. Valor Presente Neto acumulado para los escenarios optimizados.



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

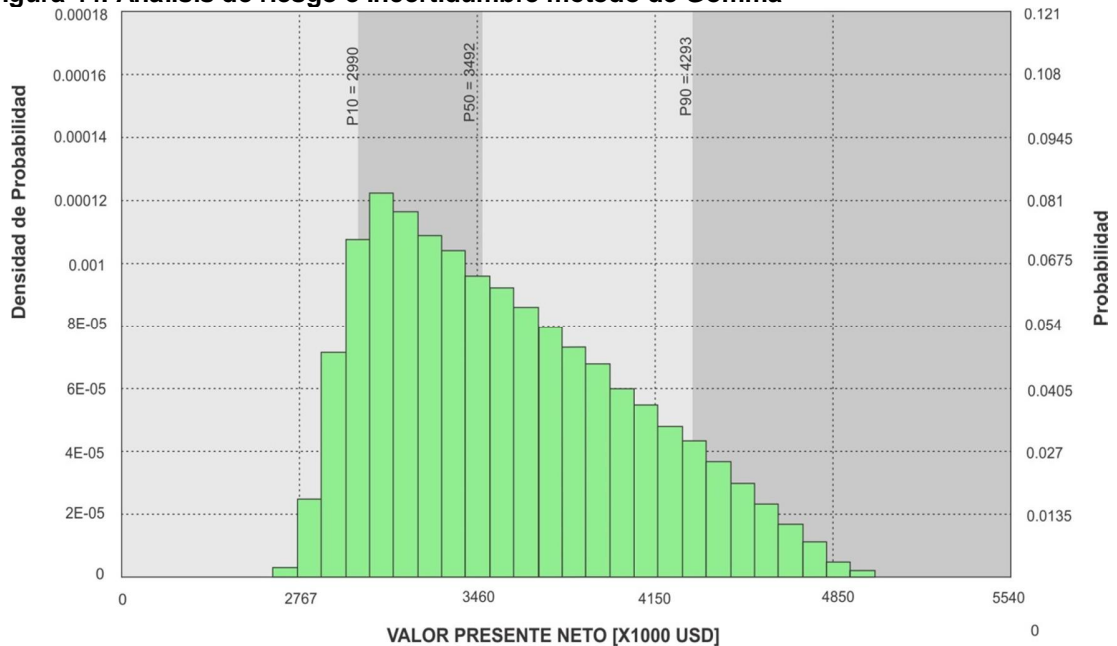
La Tabla 11 muestra los intervalos de incertidumbre de las propiedades evaluadas siguiendo sus distribuciones estadísticas normales, es decir, triangular para la porosidad; log-normal para la permeabilidad; triangular para la calidad del vapor en fondo de pozo y la porosidad del medio poroso.

Tabla 11. Rangos de Variación de incertidumbre

Propiedad	Rango de variación	Unidades
Porosidad	10 – 30	%
Permeabilidad	100 – 1500	mD
Cond. Térmica del overburden	27 – 35	BTU/D pie °F
Calidad del vapor en fondo de pozo	0.3 – 0.6	Fracción

Fuente: Autor

Figura 44. Análisis de riesgo e Incertidumbre método de Gomma

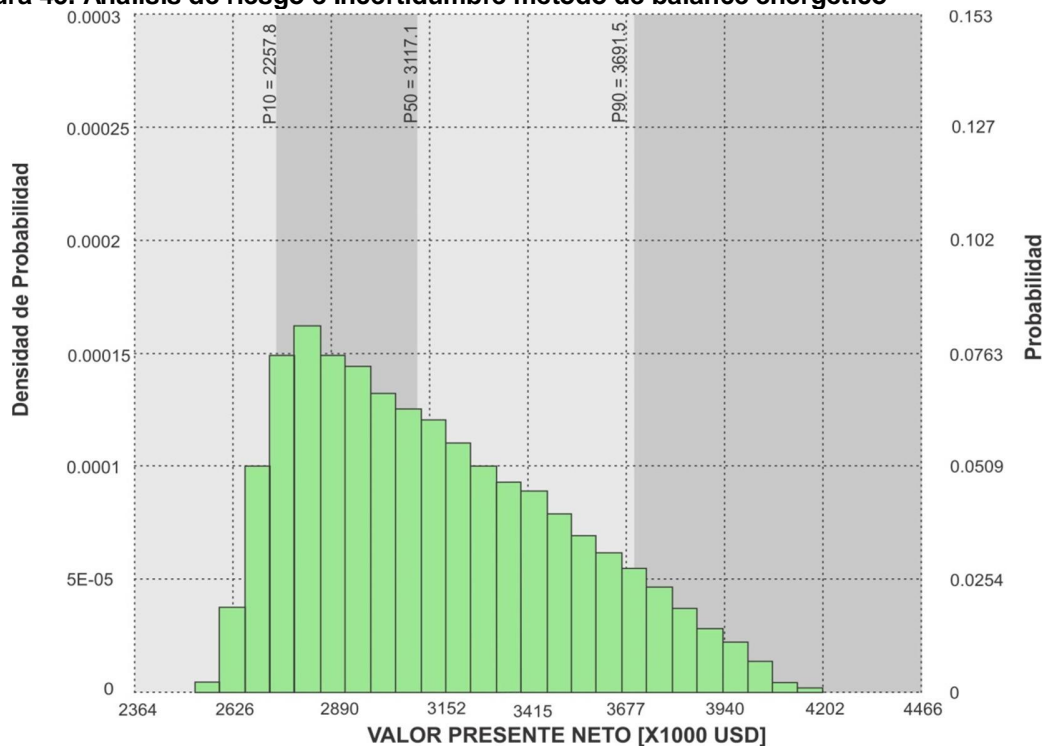


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

La Figura 44 muestra los resultados del análisis de riesgo e incertidumbre para el método de Gomma, en el cual se observa que un escenario optimista (P90) tendría un Valor Presente Neto de \$4'293.000 USD a lo largo de los 11 años de inyección continua. Al analizar el valor del P50 (\$3'492.000 USD) es superior al VPN obtenido del análisis financiero mediante la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor "HMA"* (\$3'212.000 USD), lo cual significa que el valor calculado mediante esta herramienta corresponde a un escenario moderado teniendo en cuenta los rangos de incertidumbre analizados y sus posibles combinaciones.

En el peor de los escenarios (P10), el VPN obtenido tras la implementación de la administración de energía mediante el método de Gomma es de \$2'990.000 USD a lo largo de los 11 años del proyecto; la Figura 45 muestra el resultado del análisis de riesgo e incertidumbre para el método de balance energético, el cual se interpreta de manera similar.

Figura 45. Análisis de riesgo e Incertidumbre método de balance energético



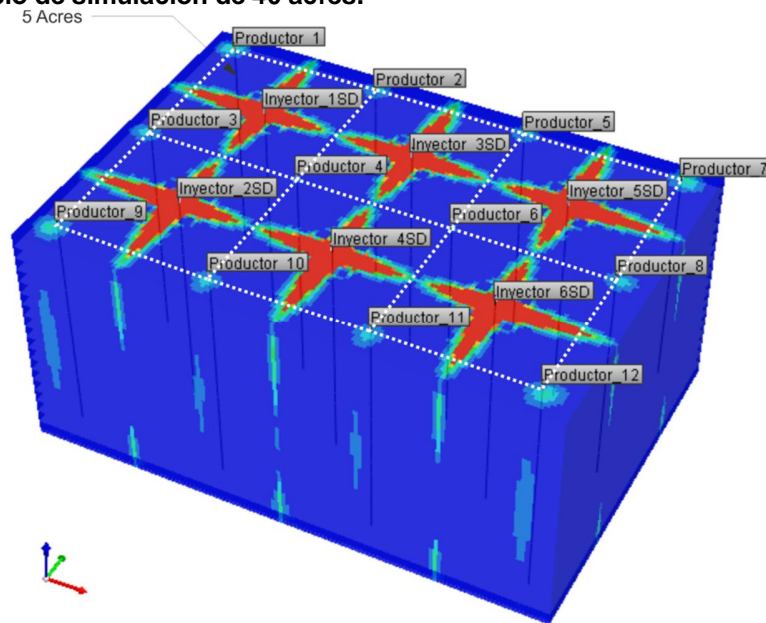
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). CMOST Studio.

4.2. MODELO DE SIMULACIÓN DE 40 ACRES

En la Figura 46 se observa un esquema del modelo de simulación de mayores proporciones, está conformado por seis patrones inversos de inyección de cinco acres cada uno, el modelo tiene un anillo externo no confinado de 10 acres, para un total de 40 acres. Las propiedades petrofísicas, modelo de fluidos, iteración roca fluido son las especificadas en capítulo 2.

El objetivo principal de implementar la administración de energía en este modelo de simulación es determinar los efectos de patrones y secciones adyacentes sobre el área donde se implementa la administración de energía.

Figura 46. Modelo de simulación de 40 acres.



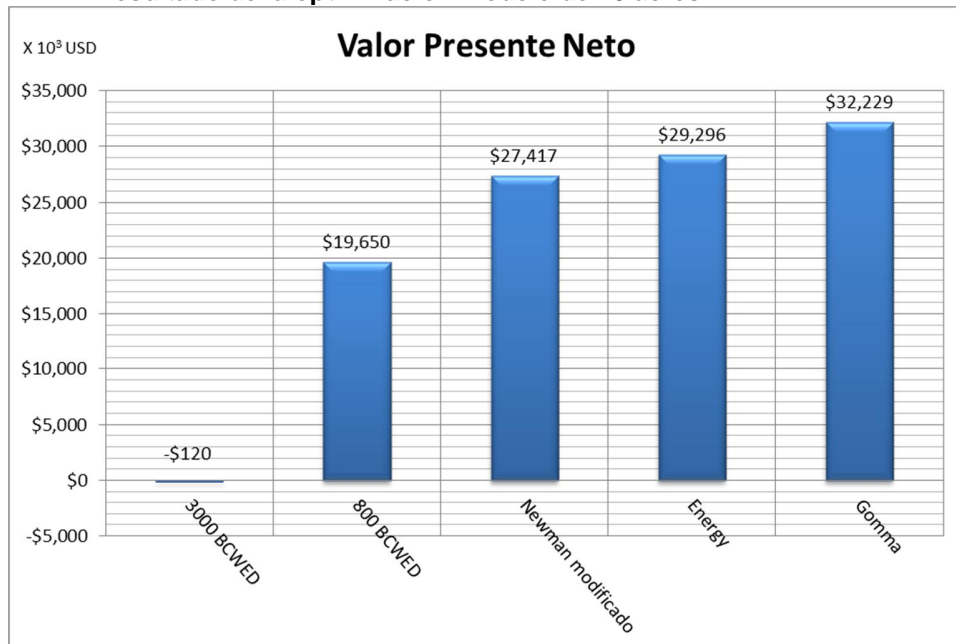
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

La Figura 47 muestra el valor presente neto obtenido bajo los diversos escenarios optimizados; en este caso se utilizan los métodos de Newman modificado, balance energético y Gomma para implementar la administración de energía en el modelo de simulación.

En este caso, el método de Gomma sigue siendo el método más efectivo en términos financieros, ya que ofrece un mayor Valor Presente Neto (evaluado bajo los parámetros presentados en la Tabla 9)

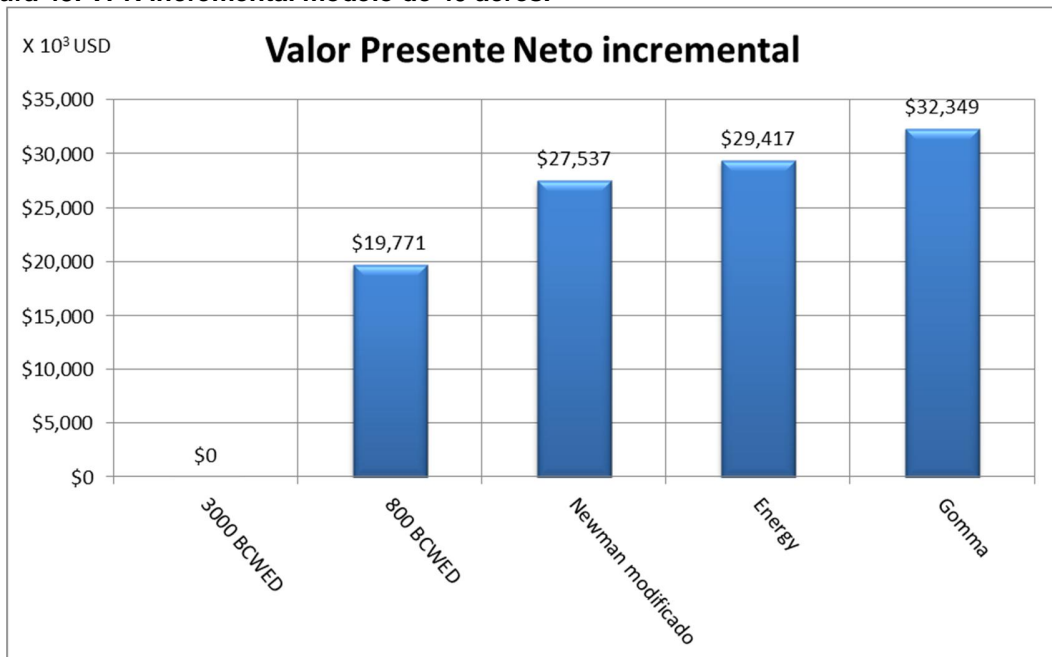
Sin embargo, la rentabilidad por patrón obtenida del modelo de 40 acres (\$488.318 USD/año-Patrón) es mayor a la obtenida por el modelo de 10 acres (\$296.000 USD/año-Patrón), esto se debe principalmente al efecto del mantenimiento de presión debido a las secciones adyacentes sobre el patrón de interés.

Figura 47. VPN resultado de la optimización modelo de 40 acres.



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

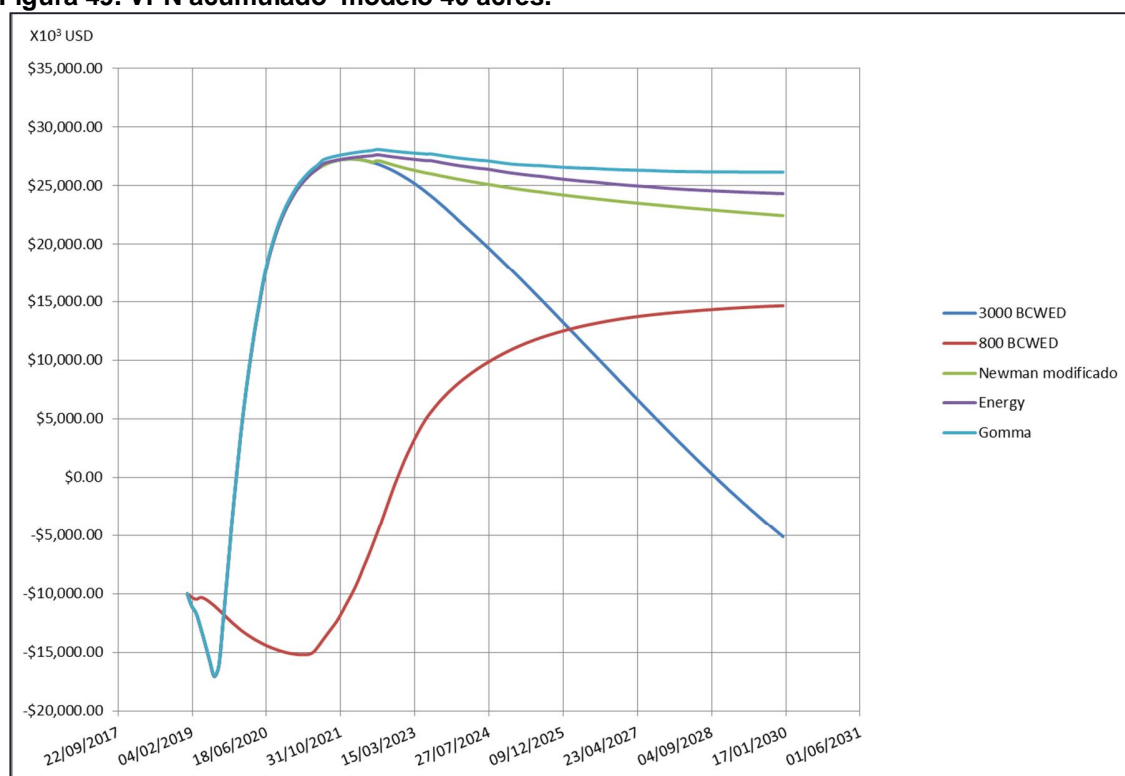
Figura 48. VPN incremental modelo de 40 acres.



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

En el caso del escenario de inyección a 3000 BCWED, pasó de generar una baja rentabilidad a ser inviable financieramente, debido a que el efecto de la disminución de la viscosidad tras el incremento de la temperatura no tiene la misma relevancia en la producción de hidrocarburos ya que este modelo tienen un mejor mecanismo de desplazamiento de fluidos debido al mantenimiento de presión.

Figura 49. VPN acumulado modelo 40 acres.



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

La Figura 49 muestra el valor presente neto acumulado para el modelo de 40 acres tras la implementación de la administración de energía, al igual que en el modelo de 10 acres, el payback del proyecto no se ve alterado una vez se aplican los diversos métodos analíticos. Por el contrario, se toma ventaja de la producción acelerada producto de las altas tasas de inyección y posteriormente se reduce paulatinamente la tasa de inyección de vapor a fin de inyectar a una tasa

adecuada para mantener las necesidades energéticas de la formación, lo cual se ve evidenciado en el balance de capitales de la Figura 49.

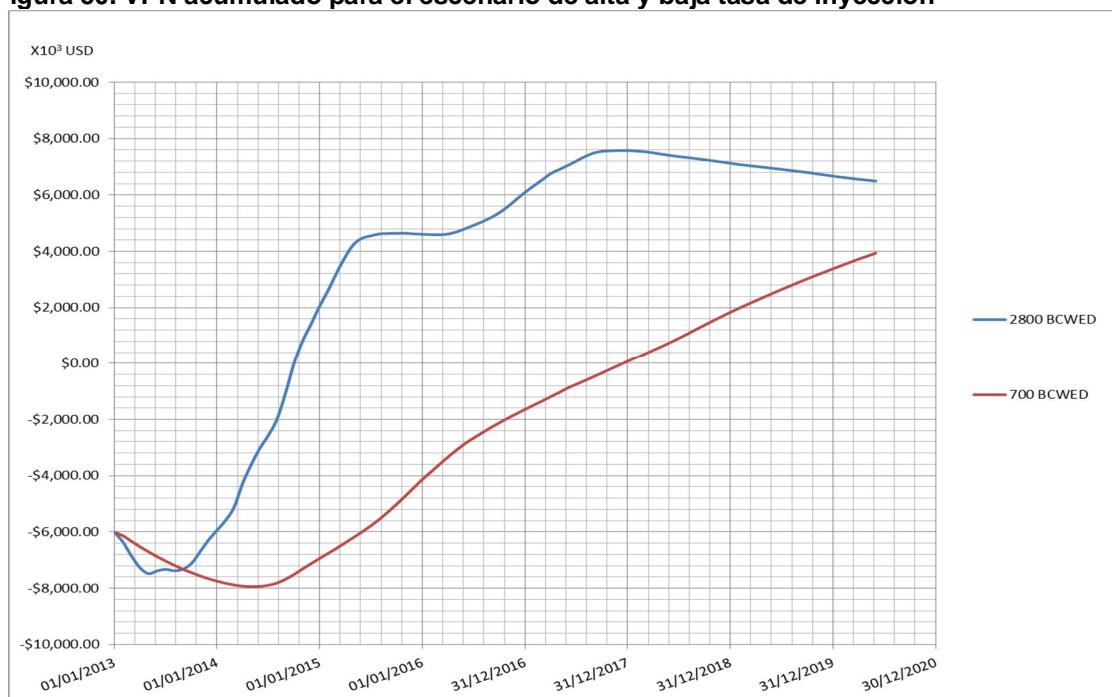
4.3. APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO

La metodología expuesta en capítulos anteriores y aplicada a modelos conceptuales de simulación, es ahora implementada en un sector model de un campo de crudo pesado del valle medio del magdalena operado por la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL). Este modelo de simulación está conformado por cuatro patrones inversos, con un área aproximada de 5 acres por patrón; la producción de hidrocarburos proviene principalmente de una arena arcillosa de 200 pies de espesor bruto. El proceso de inyección continua se realiza después de varios ciclos de inyección alternada, lo cual implica un grado de madurez térmica al principio del proceso de inyección continua.

En primera instancia, se procede a determinar el punto óptimo para el inicio de la administración de energía, para ello se analiza el desempeño financiero de un escenario de alta tasa de inyección de vapor, en este caso 2800 BCWED, comparado con uno de baja tasa de inyección (700 BCWED), mostrado en la Figura 50. Para ello se utiliza una tasa interna de oportunidad del 13% anual, una inversión neta inicial de 6 Millones de dólares, correspondiente a los costos de perforación de nuevos pozos inyectoros, facilidades de superficie adicionales para el tratamiento de fluidos y sistemas de control, los costos de los equipos y personal relacionados con la generación de vapor son incluidos dentro del costo del Millón de BTU (referirse al anexo correspondiente).

La rentabilidad más alta se alcanza entre el año 2017 y 2018 del proyecto de inyección continua, por lo cual se toman estas dos alternativas como posibles fechas de inicio de la administración de energía.

Figura 50. VPN acumulado para el escenario de alta y baja tasa de inyección



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

Como resultado de la aplicación de la administración de energía, mediante los métodos analíticos de Newman modificado, Balance energético y Gomma se obtienen las tasas que se observan a continuación:

Tabla 12. Tasas de inyección optimizadas para el caso de campo.

Fecha	Patrón 1			Patrón 2			Patrón 3			Patrón 4		
	N	E	G	N	E	G	N	E	G	N	E	G
01/01/2018	2000	549	427	2000	755	466	2800	1172	984	1500	1161	971
01/01/2019	521	342	506	521	493	541	521	555	279	521	446	878
01/01/2020	482	276	482	482	366	506	482	436	238	482	276	1075

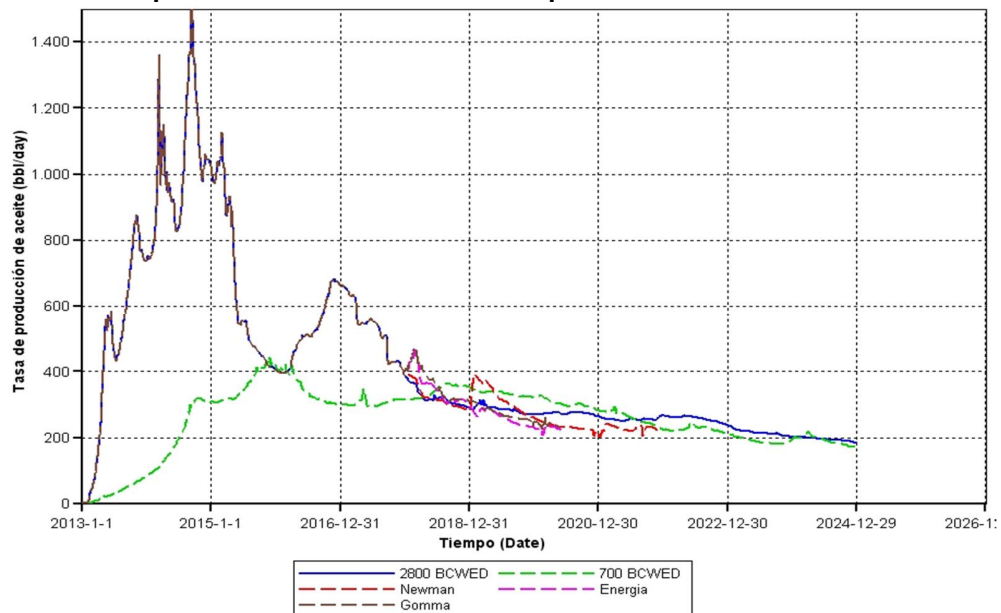
Fuente: Autor.

Un análisis detallado del sector model permite establecer que este no es el más adecuado para la aplicación de la metodología expuesta, debido a que el modelo de simulación representa varias arenas intercaladas dentro del mismo grid de simulación, con lo cual el simulador representa como overburden y underburden

las capas suprayacentes e inferiores del modelo en su totalidad, y no de la arenisca en la cual se implementa la inyección continua de vapor y posteriormente la administración de energía. De igual manera, cambios rutinarios en las tasas de inyección de vapor desestabilizan numéricamente el sector model proporcionado, por lo cual la simulación sólo pudo ser desarrollada exitosamente hasta la primera mitad del año 2020 correspondiente a siete años de inyección continua y tres años de Administración de energía.

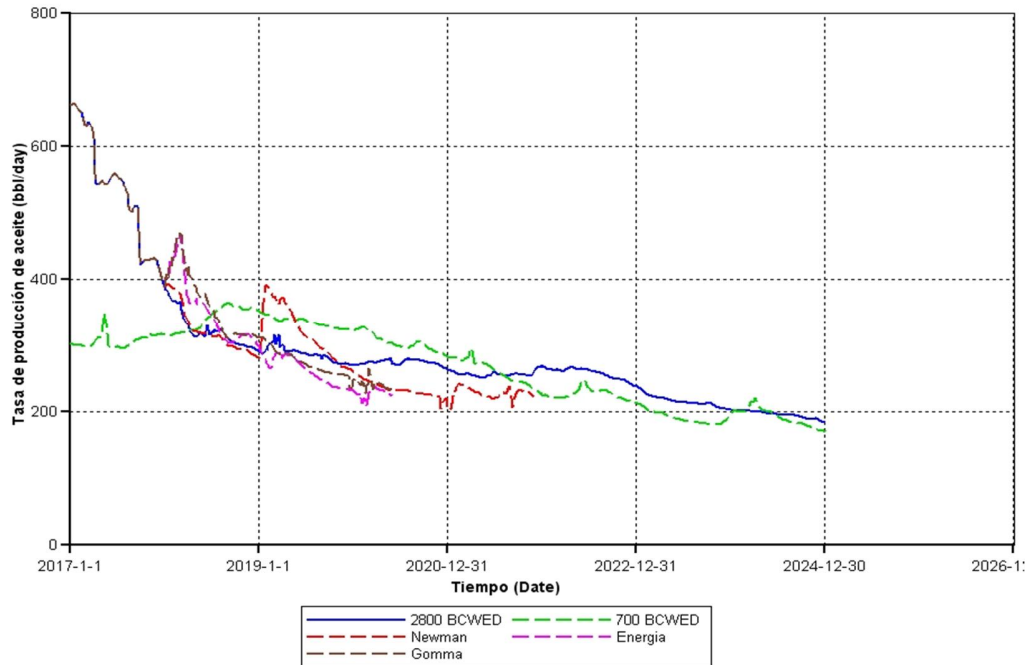
Con el fin de calcular las tasas óptimas de acuerdo a los diversos métodos que toman en cuenta las pérdidas energéticas hacia el overburden y underburden, se utiliza la correlación numérica de Vogel para el cálculo de estas pérdidas. Este cálculo sobreestima las pérdidas reales presentadas en el sistema, debido principalmente al contenido de shale disperso en la arenisca y la diferencia de temperaturas entre la formación de interés y su capa supraduyente. Lo anterior se ve reflejado en las bajas tasas de inyección sugeridas por los resultados presentados en la Tabla 12.

Figura 51. Tasa de producción de aceite modelos optimizados



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

Figura 52. Tasa de producción de aceite posterior a la implementación de la administración de energía.

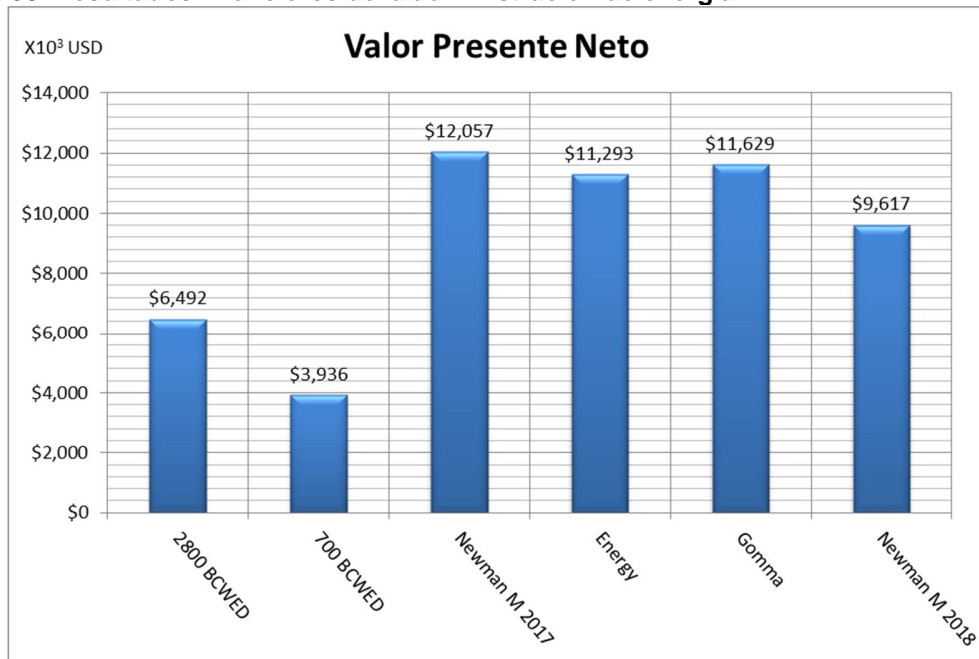


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator.

La Figura 51 y la Figura 52 muestran el comportamiento de la tasa de producción de aceite para los diversos escenarios analizados. Como se observa la tasa de producción de aceite básicamente se ajusta a su tasa de declinación normal del yacimiento; es decir, la reducción de la tasa de inyección no afecta significativamente la tasa de producción del modelo de simulación, como si ocurre en los modelos conceptuales.

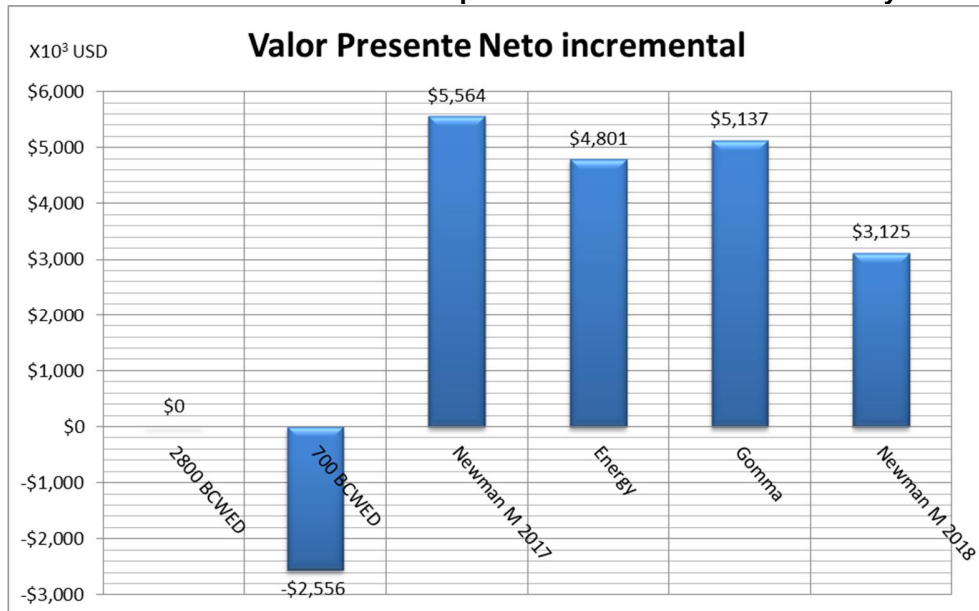
Lo anterior se debe a la correcta administración de la energía, ya que las nuevas tasas de inyección proveerán la energía suficiente para garantizar el crecimiento de la tasa de vapor, reduciendo sustancialmente las pérdidas de energía hacia el overburden y underburden, además de minimizar la cantidad de energía producida como vapor vivo en los pozos productores.

Figura 53. Resultados financieros de la administración de energía.



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

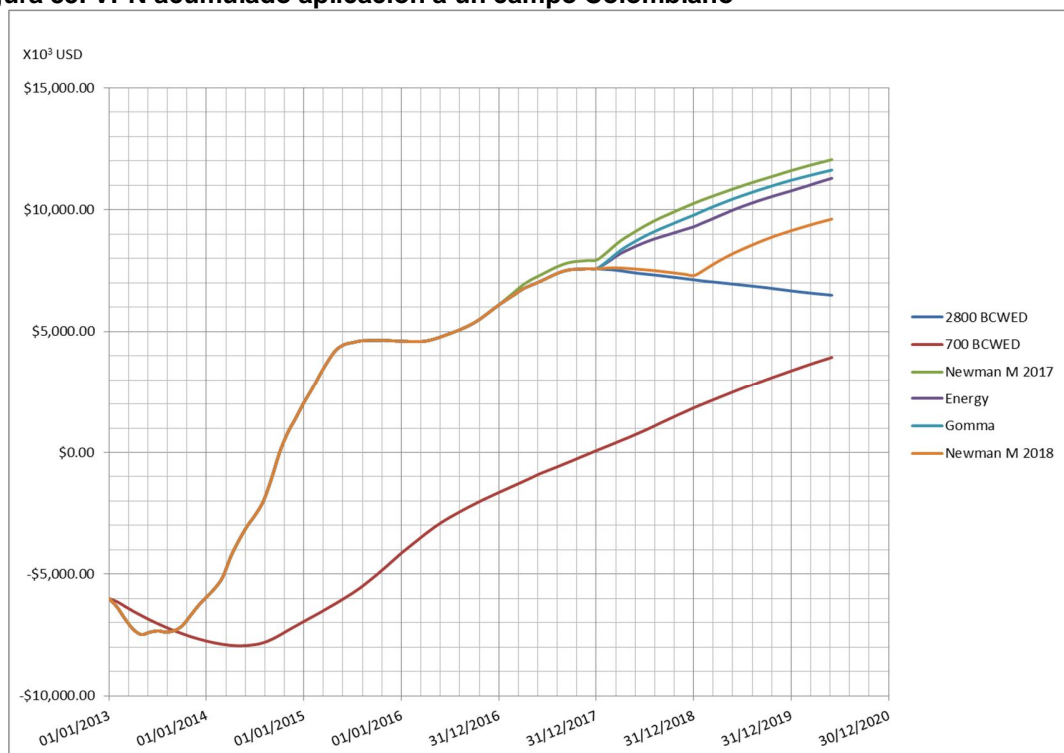
Figura 54. Valor Presente Neto incremental para los diversos escenarios de inyección.



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

Después de 7 años y seis meses de inyección continua de vapor en los cuatro patrones modelados en la simulación numérica, se obtienen los resultados financieros observados en la Figura 53 y Figura 54, para este caso, el método analítico que mejores resultados presenta es el de Newman Modificado, debido a que este método no toma en cuenta las pérdidas de energía hacia el overburden y underburden, las cuales fueron sobre estimadas por la correlación de Vogel.

Figura 55. VPN acumulado aplicación a un campo Colombiano



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

La Figura 55 muestra el flujo de caja acumulado para el proyecto de inyección continua, el tiempo de pago del proyecto se alcanza en menos de dos años y este no se ve influenciado por la implementación de la administración de energía; Aunque no fue posible la simulación de un mayor tiempo de inyección continua, el impacto financiero de la administración de energía es muy bueno debido al incremento de la rentabilidad del proyecto en un 185% en el mejor de los casos

(método de Newman modificado). El inicio de la implementación de la administración de energía en el año 2018 proporciona un VPN menor, por lo cual se puede afirmar que la fecha indicada para iniciar la aplicación de los métodos analíticos es 2017.

CONCLUSIONES

- ✓ La implementación de la metodología propuesta en el presente trabajo permite economizar importante tiempo de cómputo en modelos de simulación numérica, debido a que se requiere simulaciones en serie para optimizar un modelo de simulación dado, descartando el uso de escenarios aleatorios que implican simulaciones innecesarias.
- ✓ A través de la correcta implementación de la administración de energía y los costos de operación se logra prolongar la vida productiva de un proyecto de inyección continua de vapor.
- ✓ La mejor estrategia para la implementación de un proceso de inyección continua de vapor es la inyección a altas tasas durante las etapas tempranas de inyección, con la reducción subsecuente de la tasa en etapas maduras del proceso.
- ✓ El punto más adecuado para iniciar la reducción de la tasa de inyección a través de la implementación de la administración de energía es el máximo punto de rentabilidad alcanzado en términos de Valor Presente Neto acumulado.
- ✓ La implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor no altera el tiempo de pago original de un proyecto.
- ✓ El método analítico más efectivo para la implementación de la administración de energía es el modelo analítico de Gomma, adaptado en el presente trabajo como método analítico de administración de energía, debido a sus consideraciones realistas respecto a los cambios y desempeño térmico a nivel de yacimiento.

- ✓ El método analítico de Newman y Newman modificado debe implementarse un año antes de la fecha óptima para el inicio de reducción de tasa, debido a que estos métodos analíticos mantienen la tasa de inyección de vapor constante para la primera optimización, lo cual pospone un año el verdadero inicio de la administración de energía afectando negativamente el desempeño financiero del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Estudiar el efecto técnico y financiero obtenido de la combinación de métodos analíticos de administración de energía en procesos de inyección continua de vapor.
- Analizar el efecto que genera la reducción progresiva o escalonada de la tasa de inyección de vapor para una optimización dada.
- Aislar la arena productora de interés en el modelo de simulación numérica del sector model utilizado, con el fin de poder contabilizar el total de pérdidas de energía hacia el las capas adyacentes al sistema; de igual manera es necesario mejorar el desempeño numérico del modelo utilizado actualmente.
- Estudiar la posible aplicabilidad de otros métodos de predicción de factor de recobro para procesos de inyección continua de vapor como métodos adaptados para la implementación de la administración de energía.
- Aplicar el concepto de Dynagrid con el fin de observar el ahorro en el tiempo de cómputo tras el amalgamiento de celdas en modelos de simulación numérica de procesos de inyección continua de vapor con administración de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- DONALDSON, ERLE C. Enhanced Oil Recovery II, processes and operations. Pg 317 – 397.1989.
- FRAM. J.H. DAILEY. W.H. Turn Down the Burner: Impact of Heat Management on the Field, California. SPE 76726. 2002.
- GAEL, B. T., et al. Reservoir Management in the Duri Steamflood. SPE 27764. 1994.
- GOMMA. E. Correlations for predicting oil recovery by steamflood. 1980. SPE 6169
- GONZALES BARRIOS, Andrés. PINILLA TORRES, Jaime Miguel. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación campo Teca. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander 2009.
- HANZLIK, E. J., MIMS, D. S. y CHEVRON TEXACO. Forty Years of Steam Injection in California - The Evolution of Heat Management. SPE 84848. 2003.
- HONG. K.C. Recent Engineering Advances in Steamflooding. 1998.
- HONG. K.C. Steamflood Reservoir Management: Thermal enhanced oil recovery. PennWellBooks. Tulsa, OK. EE.UU. 1994.
- INTEGRATED SCIENCES GROUP. Practical Aspects of Heat Management. Third Edition. 2011.

- KUMAR, Mridul. ZIEGLER. V.M. Injection Schedules and production strategies for optimizing Steamflood Performance. 1993.
- NEWMAN, C. H. y CHEVRON OIL FIELD RESEARCH Co. A Gravity Override Model of Steamdrive. 13348-PA. 1985.
- REY GOMEZ, Silvia J. VELASCO ORJUELA, Johnnie A. Aplicación software para la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander, 2007.
- RUEDA NEIRA, Silvia Fernanda. Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. UIS 2011.
- S.M, FAROUQ ALI, S.M.JONES AND MELDAU, R. F. "Practical Heavy Oil Recovery", 434p. 1997.
- SOMERTON. W.H. Thermal Properties and Temperature-related behavior of rock/fluid systems. Elsevier. New York. EE.UU. 1992.
- TEREZ. Ivan E. BARNHARDIT. Carl M. Effective Steamflood Management Using Heat and Mass Balance Model. SPE 56546. 1999.
- URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación Técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander 2012.
- VOGEL. J.V. Simplified heat calculation for steamfloods. SPE 11219. 1984.

- WELCH. Mike. Greener EOR: Employing Cogeneration to improve the Energy Efficiency of thermal EOR Projects. SPE 144224. 2011.
- ZAHEDI A. JOHNSON. R. Heat Management in Coalinga – New Insight to manage heat in Old Field. SPE 86984. 2004
- ZIEGLER, V M, et al. Recommended Practices for Heat Management of Steamflood projects. SPE 25808. 1993.

ANEXOS

ANEXO A. GUÍA DEL USUARIO HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR “HMA”

1. Descripción y requerimientos de la Herramienta

1.1. Introducción

La *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor* es una aplicación basada en Excel 2010 (extensión xlms) que le permite al usuario aplicar los métodos de administración de energía de Newman 1985¹⁴, Newman modificado¹⁵, Vogel¹⁶ y balance de energía¹⁷, a un modelo de simulación dado; lo cual le permitirá optimizar la tasa de inyección de vapor para un proceso de inyección continua de vapor.

1.2. Requerimientos del sistema

Con el fin de poder usar la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor* es necesario que el usuario tenga instalado un paquete de Microsoft office 2010 o superior, CMG suite con licencia para usar Results Report así como un procesador de texto sencillo como el bloc de notas de Windows.

¹⁴ NEWMAN, C. H. y CHEVRON OIL FIELD RESEARCH Co. A Gravity Override Model of Steamdrive. 13348-PA. 1985.

¹⁵ HONG. K.C. Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery. Penwell books. Tulsa, Ok. 1994.

¹⁶ VOGEL. J.V. Simplified Heat Calculations for steamfloods. SPE 11219. 1984

¹⁷ ZIEGLER, V M, et al. Recommended Practices for Heat Management of Steamflood projects. SPE 25808. 1993.

1.3. Requisitos del modelo de simulación

La *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor* requiere que el archivo SR2 reporte valores especiales para poder implementar los modelos analíticos anteriormente relacionados.

1.3.1. Pérdidas de energía hacia la formación supradyacente (overburden)

Esta característica debe estar activada en el modelo base a usar, para ello se debe utilizar la keyword *OBHLOSS en la categoría grid y la keyword *OBHLOSSRATE de la categoría especial.

1.3.2. Capacidad calorífica de la formación

En la categoría grid, debe activarse la keyword *HEATCAP la cual permitirá visualizar la capacidad calorífica de las diferentes zonas del modelo a diferentes tiempos de simulación.

1.3.3. Entalpía producida

El modelo de simulación debe reportar en los archivos SR2 la entalpía producida para cada iteración, para ello se debe activar la keyword *FLUIDH en la categoría grid.

1.3.4. Saturación de aceite.

Debe asegurarse que la keyword *SO de la categoría grid se encuentre activada.

1.3.5. Pozo de observación de presión y temperaturas

Un pozo de observación debe ser especificado en el modelo de simulación con el fin de reportar datos de presión que serán tomados por los métodos analíticos como la presión de la cámara de vapor, el usuario debe definir la mejor ubicación

del pozo observador según el sector model que se desee optimizar. Sin embargo, en términos generales se aconseja que este se encuentre en algún punto medio entre el pozo inyector y el primer pozo que presente irrupción de vapor según los resultados previos de simulación.

Para lo anterior deberán definirse tres celdas de simulación que representen el pozo observador, para lo cual la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor* promediará la presión de dichas celdas y las asumirá como la presión de la cámara de vapor. Para ello deberán especificarse la ubicación de las tres celdas escogidas por el usuario (una a la vez) mediante la implementación de la keyword *BLOCKVAR de la sección SPECIAL del dataset.


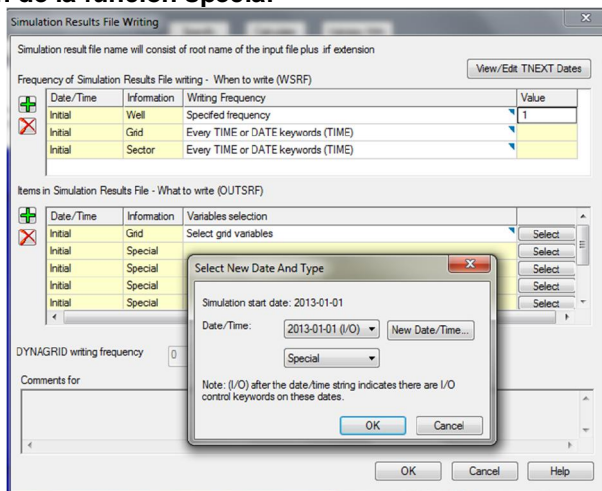
Con el fin de caracterizar adecuadamente el pozo de observación se debe ir a la sección *I/O control > Simulation results output*. Click sobre la ficha el botón  de la ficha *Items in simulation result files what to write (OUTSRF)*. Tal como se observa en la Figura.

Figura A-1. Activación de la función special



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


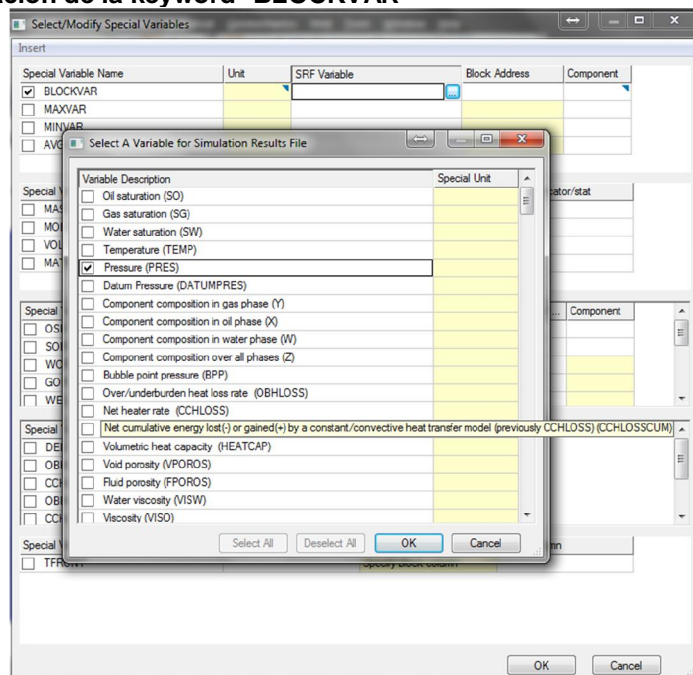
Posteriormente se debe dar click en ok seguido de otro click en el botón select en la sección especial. Posterior a ello se debe activar la casilla BLOCKVAR y seleccionar pressure tras dar click sobre el botón , tal como se observa en la Figura .

Figura A-2. Activación de la keyword *BLOCKVAR



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

En la casilla *block adress* deberá especificarse la dirección uba de una de las tres celdas seleccionadas como representativas del pozo de observación.

Por ejemplo, si se quisiera representar el bloque 17 17 5 como uno de los tres bloques que conforman el pozo observador, se pudiera estar seguro de que el proceso se realizó correctamente al observar el archivo plano del dataset y encontrar un línea muy similar a la siguiente:

```
OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR PRES 17,17,5
```

1.3.6. Restart.

Es aconsejable crear un archivo restart hasta justo antes de iniciar el proceso de administración de energía, de igual manera el dataset debe permitir la escritura de archivo restart mediante la utilización de la keyword *WRST.

1.3.7. Sector model


Debido a que la administración de energía se realiza para cada patrón de pozos de proyecto de inyección, es necesario especificar en el modelo de simulación y en la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor* a que patrón específicamente se le quiere realizar el proceso. Para ello es necesario que el utilizar la keyword *SECTOR en la sección *Definition of fundamental cartesian grid*. Se debe asegurar que dicho sector haga referencia tan sólo al volumen encerrado por el patrón de pozos, para ello es aconsejable sectorizar a través del archivo plano siguiendo la siguiente notación:

```
*SECTOR 'Sector_Name' i1:i2 j1:j2 k1:k2
```

Donde i1:i2 corresponde al rango de celdas en la dirección i donde que cubre el sector, j1:j2 el rango encerrado en la dirección j y k1:k2 el rango comprendido en la dirección k.

1.3.8. Fechas

Por facilidad de visualización y con el fin de evitar posibles inconvenientes debido a los años bisiestos, es altamente aconsejable iniciar el proceso de administración de energía el primer día de un mes dado, de igual manera deberá asegurarse que en el archivo SR2 se reporten datos de simulación para todos los meses subsecuentes al inicio de la administración de energía en el primer día de cada mes. Para ello se debe ir a la sección *Wells and recurrent > dates > add a range of*

dates  y seleccionar la fecha de inicio de la administración de energía en *From* y la fecha final de simulación en *To* con un *step* de un mes.

2. Datos generales Principal y patrones

En primera instancia el usuario debe diligenciar el total de la información solicitada bajo las hojas “*principal*” y “*patrones*”, con el fin de brindar la información necesaria del modelo de simulación y la ubicación del mismo.

2.1. Ruta del directorio de trabajo

La herramienta computacional debe ser copiada al directorio de trabajo en el cual se almacenarán todos los modelos de los diversos escenarios de inyección y sus correspondientes resultados de simulación. La ruta de este directorio debe ser especificada en la ficha directorio de trabajo en la hoja “*Principal*”. Para lo anterior se sugiere ubicar el directorio mediante el explorador de Windows y copiar la ruta del encabezado de la carpeta y pegarlo directamente en la herramienta.

2.2. Número máximo de time steps durante la simulación

Este valor es de vital importancia para el correcto funcionamiento de la herramienta, para ello se recomienda al usuario dirigirse al .log de la simulación del escenario a alta tasa de inyección, y verificar el número total de time steps de la simulación.

Figura A-3. Verificación numero time steps durante la simulación

S T A R S T I M E S T E P S U M M A R Y
6 patrones

---Time Step---		C		Time		Production					Injection		Mat			---Maximum Changes---				
No.	Size	IT	T	days	yy/mm/dd	Oil	Gas	water	GOR	wat.	Gas	water	Bal	Pres	Sat	Temp	Err	psi	w/o/g	deg F
	days					bb1/d	ft3/d	bb1/d	/bb1	Cut	ft3/d	bb1/d	%				%			
2181	9.760	1	5944	2029/04/10	36.93	1185	1.80e4	32.09	99.80		1.80e4	2.560	-0.214	0.0750g	14.77					
2182	14.83	3	5959	2029/04/25	35.99	1159	1.80e4	32.19	99.80		1.80e4	2.560	-0.219	0.1606g	19.71					
2183	5.409	1	5964	2029/05/01	35.67	1139	1.80e4	31.94	99.80		1.80e4	2.560	-0.129	0.0481g	7.532					
2184	11.30	2	5975	2029/05/12	34.99	1123	1.80e4	32.08	99.81		1.80e4	2.560	-0.135	0.1134g	12.31					
2185	14.81	1	5990	2029/05/27	34.29	1104	1.80e4	32.19	99.81		1.80e4	2.561	-0.131	0.0805g	18.16					
2186	4.886	1	5995	2029/06/01	34.00	1075	1.80e4	31.61	99.81		1.80e4	2.561	.1628	0.1314g	8.858					
2187	16.59	2	6012	2029/06/17	33.14	1061	1.80e4	32.01	99.82		1.80e4	2.561	-0.204	0.1520g	21.38					
2188	13.41	2	6025	2029/07/01	32.50	1029	1.80e4	31.66	99.82		1.80e4	2.561	-0.110	0.1154g	16.04					
2189	17.30	1	6042	2029/07/18	31.96	1018	1.80e4	31.85	99.82		1.80e4	2.562	-95e-3	0.0949g	18.41					
2190	13.70	1	6056	2029/08/01	31.54	996.0	1.80e4	31.58	99.83		1.80e4	2.563	-0.109	0.1362g	17.83					
2191	16.75	1	6073	2029/08/17	31.12	978.4	1.80e4	31.44	99.83		1.80e4	2.564	-95e-3	0.1466g	18.78					
2192	14.25	1	6087	2029/09/01	30.78	974.0	1.80e4	31.64	99.83		1.80e4	2.565	-77e-3	0.1070g	18.27					
2193	19.41	2	6106	2029/09/20	30.13	956.5	1.80e4	31.75	99.83		1.80e4	2.566	-0.171	0.1617g	27.06					
2194	10.59	1	6117	2029/10/01	29.76	936.7	1.80e4	31.48	99.84		1.80e4	2.566	-96e-3	0.1052g	17.29					
2195	13.93	1	6131	2029/10/14	29.42	924.1	1.80e4	31.41	99.84		1.80e4	2.566	-97e-3	0.1180g	19.08					
2196	17.07	1	6148	2029/11/01	29.15	916.8	1.80e4	31.45	99.84		1.80e4	2.568	-0.110	0.0878g	18.05					
2197	23.70	2	6172	2029/11/24	28.48	898.5	1.80e4	31.54	99.84		1.80e4	2.568	-0.168	0.1588g	31.79					
2198	6.304	1	6178	2029/12/01	28.33	859.1	1.80e4	30.33	99.84		1.80e4	2.568	.1213	0.1179g	9.691					
2199	20.55	1	6199	2029/12/21	27.92	861.1	1.80e4	30.84	99.85		1.80e4	2.569	-0.127	0.0910g	17.28					
2200	10.45	1	6209	2030/01/01	27.65	839.3	1.80e4	30.36	99.85		1.80e4	2.569	-0.113	0.1596g	14.24					

Stopping end time reached time = 6209.00000 days 1 Jan 2030

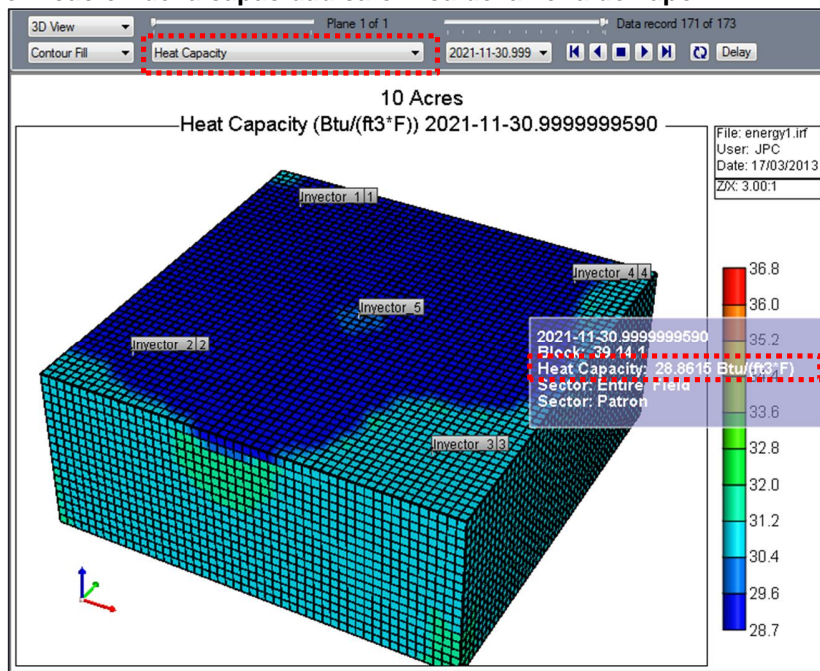
it,it-nin,icytot,nrep2,mtfail,IMPES: 2200 1504 3080 1 24 0%

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

2.3. Capacidad calorífica de la zona de vapor

Con el fin de determinar este valor, se requiere ejecutar el .irf con el software results 3D de CMG. Ubicarse en la propiedad *Heat Capacity*, seleccionar una fecha en la cual el yacimiento se encuentre sometido a inyección continua de vapor, ubicarse en una celda donde haya presencia de vapor y leer dicha propiedad (observar figura)

Figura A-4. Verificación de la capacidad calorífica de la zona de vapor



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

2.4. Número del patrón a analizar

Este valor puede determinarse al abrir el archivo plano del .irf y dirigiéndose a la sección SECTOR-NAME.

Figura A-5. Verificación del número asignado a cada sector

```
SECTOR-REC WATSEPCRM OILSEPCRM GASSEPCRM WATSECINCM OILSECINCM GASSECINCM
WATSEPRRT OILSEPRRT GASSEPRRT WATSECINRT OILSECINRT GASSECINRT WAQCUMSEC
PRSCUMSEC PHHCUMSEC WATSECAVSA OILSECAVSA GASSECAVSA AVGTEMPSEC WATSECSU
OILSECSU GASSECSU WATSECRECU OILSECRECU GASSECRECU WATSECRECO OILSECRECO
GASSECRECO PVCUMSEC CHFLVOLSEC HPVCUMSEC STCHVOLSEC ENHSEPCRM ENHSECINCM
ENHSEPRRT ENHSECINRT ENHSECRECU SORSECRT SORSECCM OSRSECRT OSRSECCM
ENHSECHTCM ENHSECHTRT /
```

```
SECTOR-NAME:
1: 'Entire Field'
2: 'Patron_1'
3: 'Patron_2'
4: 'Patron_3'
5: 'Patron_4'
6: 'Patron_5'
7: 'Patron_6'
TIME 697 2222.00000000 20190201
TIMCHR ' 2222.00000 days' ' 1 Feb 2019'
```

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

2.5. Control de Iteraciones

Un control estricto del número de iteraciones hechas mediante cada método analítico utilizado debe llevarse, para ello se utiliza el indicador de iteraciones ubicado en la pestaña principal, en el cual se denotará con una marca positiva una iteración una vez la simulación correspondiente haya terminado.

Figura A-5. Indicador de Iteraciones

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

En la pestaña "patrones" se encontrará toda la información operacional requerida para el correcto funcionamiento de cada uno de los métodos de administración de energía utilizados en el presente trabajo. Principalmente el usuario debe indicar el número de patrones que conforman el modelo de simulación y las características solicitadas de cada patrón. Esta información es utilizada por la herramienta para obtener la información numérica resultado de la simulación, es por ello que debe tenerse especial cuidado al diligenciar adecuadamente cada dato solicitado.

Figura A-6. Indicador de Patrones en la Herramienta

Escenario del modelo de simulación

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

Patrón	Wells
1	1
2	1, 2
3	1, 2, 3
4	1, 2, 3, 4
5	1, 2, 3, 4, 5
6	1, 2, 3, 4, 5, 6

Patrón 1		
Nombre del patrón	Sección 1	Patron_1
Número del patrón a analizar	2	2
Fecha de inicio de la inyección continua c	{DD-MM-AA}	01/01/2019
Fecha de inicio de la administración de i	{DD-MM-AA}	01/06/2021
Frecuencia de optimización	meses	12
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_1SD
Tasa de inyección pozo Inyector_1SD		3000
Ubicación del bloque observador UBA 1		38,17,3
Ubicación del bloque observador UBA 2		38,17,6

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

3. Aplicación de los métodos analíticos

Con el fin de optimizar un modelo de simulación dado a través de los métodos analíticos disponibles en la *Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor*, el usuario debe establecer la fecha de inicio de aplicación de la administración de energía para cada patrón del modelo. Para ello se recomienda que se realice un análisis financiero previo sobre el escenario de alta tasa de inyección.

Una vez determinada la fecha de inicio de la administración de energía el usuario debe dirigirse a la pestaña RWD del método de interés, es decir, si se quiere implementar el método analítico de Vogel, el usuario deberá dirigirse a la pestaña RWD_Vogel. En esta pestaña el usuario encontrará una serie de palabras clave “Keywords” que serán utilizadas por el Software *Results Report* de CMG para

usuario con el fin de alimentar el set numérico que el método analítico en cuestión requiere.

Una vez la hoja de cálculo con la información necesaria es abierta, el usuario debe dirigirse a la pestaña *_OUT* del método que se esté implementando, por ejemplo, si se está realizando la optimización mediante el método de Vogel, el usuario debe dirigirse a la pestaña *Vogel_OUT*. En esta pestaña se encuentra la nueva tasa resultado de la aplicación del método analítico la cual estará expresada a través de keywords del simulador térmico STARS de CMG; por lo cual el usuario debe copiar la información suministrada por la pestaña y pegarla directamente sobre el archivo plano del modelo de simulación en la sección correspondiente.

Figura A-8. Resultado de la optimización.

```
ALTER 'Inyector_2SD'  
854  
  
ALTER 'Inyector_3SD'  
651  
  
ALTER 'Inyector_4SD'  
626  
  
ALTER 'Inyector_5SD'  
748  
  
ALTER 'Inyector_6SD'  
723  
Date 2024 06 05  
STOP
```

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

4. Módulo de Análisis financiero

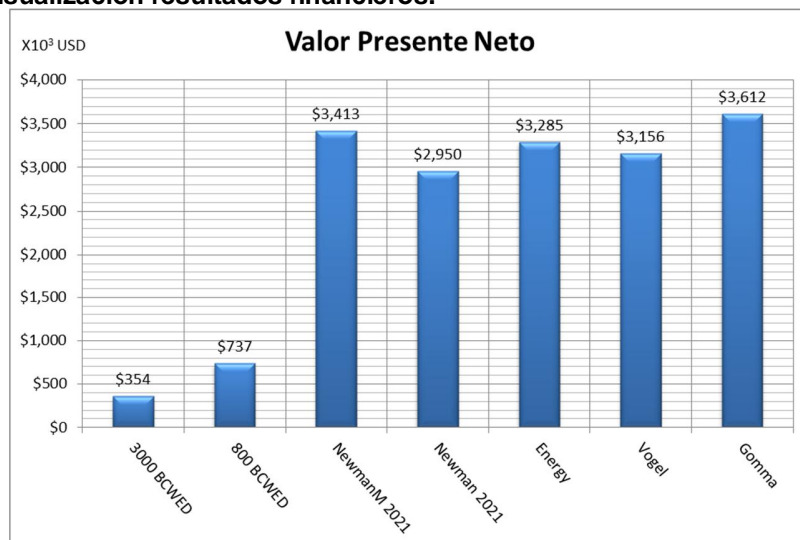
Una vez aplicados los métodos analíticos al modelo de simulación se procede a analizar el desempeño financiero de cada método, para ello el usuario debe dirigirse a la pestaña del módulo de análisis financiero. En primera instancia el usuario debe ajustar los parámetros financieros a utilizar: Tasa interna de

oportunidad, Inversión inicial, fecha de evaluación del VPN, costo del Mega-BTU para cada fecha solicitada, costo del barril para cada fecha solicitada, entre otros. Es importante considerar que el cálculo del Valor Presente Neto se da sobre la producción incremental de hidrocarburos, por lo cual el usuario debe proveer a la herramienta de un escenario base sobre el cual se calculará la producción incremental para un escenario de inyección dado.

Una vez estos parámetros han sido diligenciados exitosamente, el usuario debe copiar la información disponible en la pestaña *Econo_RWD* y ejecutarla mediante el software *Results Report* de CMG. Como resultado obtendrá un archivo de Excel titulado "*Ecobase.xls*", que deberá ser abierta para poder llevar a cabo el análisis financiero mediante la herramienta.

Posterior a la apertura del set numérico contenido en el libro de cálculo *Ecobase.xls*, el usuario puede visualizar el Valor Presente Neto de cada escenario analizado. De igual manera se puede observar el diagrama de flujo de caja y Valor Presente Neto acumulado donde se podrá observar el tiempo de pago para el escenario analizado.

Figura A-9. Visualización resultados financieros.



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

5. Reducción Escalonada de la tasa

La Herramienta de cálculo para la implementación de la Administración de Energía en procesos de inyección de vapor “HMA” cuenta con un módulo que permite realizar la reducción de la tasa de inyección para una iteración dada de manera escalonada, es decir, en lugar de realizar el total de la reducción de tasa sugerida por un método analítico, esta se realiza en varias reducciones subsecuentes.

Para ello el usuario debe dirigirse a la hoja de cálculo “Reducción escalonada”, en primera instancia seleccionar el método analítico aplicado, posteriormente el usuario seleccionará la iteración que desea hacer de manera escalonada; por último el mismo deberá seleccionar los porcentajes en los cuales se reducirá la tasa (en fracción) y el número de días con anterioridad en los cuales se realizará dicha reducción.

Figura A-10. Reducción escalonada de la tasa de inyección.

Método de optimización

Newman Newman modificado Vogel Energía Kern River Gomms

Iteración: 4

Días	Porcentaje de Reduccion
60	0.33
30	0.66
0	1

1

Date 2024 04 01
ALTER 'Inyector_1SD'
505
Date 2024 05 01
ALTER 'Inyector_1SD'
466
Date 2024 05 31
ALTER 'Inyector_1SD'
425

2

Date 2024 04 01
ALTER 'Inyector_2SD'
505
Date 2024 05 01
ALTER 'Inyector_2SD'
466
Date 2024 05 31
ALTER 'Inyector_2SD'
425

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

ANEXO B. CÁLCULO DEL COSTO DEL MILLÓN DE BTU

El costo de generar un millón de BTU/h implica muchos parámetros adicionales al combustible necesario para el abastecimiento del generador, tal como se relaciona a continuación:

- ✓ 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 la planta de tratamiento
- ✓ Costo por utilización del tanque de almacenamiento de agua filtrada.
- ✓ Costo por consumo de energía eléctrica.
- ✓ Costo por consumo de gas natural.
- ✓ Costo por utilización del gasoducto.

A continuación se describirá en detalle cada uno de los costos:

Un generador de 50 [MBTU/h] trabajando a su plena potencia requiere un caudal de alimentación de agua de 94 [GPM] y produce un total de 1200 [MBTU/D].

✓ **Costo por tratamiento químico del agua**

Actualmente un tratamiento químico del agua tiene un costo de 8.21 [USD/KBbl], debido a que se deben tratar 94 [GPM], es decir, un caudal de 0.137 [KBbl/h]: el costo de dicho tratamiento estaría dado por la multiplicación del caudal por el costo del mismo, dando como resultado 1.125 [USD/h].

Debido a que en una hora se producen 50 MBTU, el costo del tratamiento químico sería **\$0.0225 [USD/MBTU]**.

✓ **Costos de personal de supervisión**

El salario de los operadores necesarios es de 150 [USD/D], y el salario del supervisor es de 253 [USD/D]. Considerando que los operarios dedican un 50% de su tiempo a las tareas directas de generación de vapor y el supervisor un 40% del mismo, se tiene que: Costo supervisión $(150 \text{ [USD/D]} \cdot 0.5) + (253 \text{ [USD/D]} \cdot 0.4) = 176.2 \text{ [USD/D]}$.

Ya que en un día se producen 1200 MBTU, el costo por este concepto sería de **\$0.1468 [USD/MBTU]**.

✓ **Costos por utilización del generador**

En este caso debe tomarse en cuenta la vida útil del generador y calcular la cantidad de energía que se produce en ese lapso. Usualmente la vida útil de un generador de vapor es de 20 años, por lo cual produciría 8'760.000 [MBTU]. El costo del generador es de \$700000[USD]; por lo cual el costo por este concepto es de $700000 \text{ [USD]} / 8'760.000 \text{ [MBTU]}$, es decir, **0.0799 [USD/MBTU]**.

✓ **Costo por utilización de la planta de tratamiento**

Siguiendo la misma metodología que el ítem anterior, se estima que la vida útil de una planta de tratamiento es de 25 años, a su vez su costo es de 453000 [USD], por lo cual el costo por este concepto sería de **\$0.0413 [USD/MBTU]**.

✓ **Costo por utilización del tanque de agua filtrada**

De acuerdo a la metodología ya trabajada, el costo del tanque de 10000 Bbls es de 300000 [USD], el cual tiene en promedio una vida útil estimada de 20 años, por lo cual el costo por este concepto sería de **\$0.0342 [USD/MBTU]**.

✓ **Costo de la energía eléctrica**

Los equipos necesarios para la generación de vapor consumen usualmente 258.12 KWh, el costo actual del KWh es de 0.0517 [USD]; por lo cual el costo por este concepto es de **\$0.27 [USD/MBTU]**.

✓ **Consumo del gas natural**

El consumo del gas natural con un poder calorífico de 1000 [BTU/PCS] y una efectividad térmica del generador de 0.8 es de 1500 [KPCS/D]. El costo del pie cubico de gas natural actualmente puede alcanzar valores de es de 6.5 [USD/KPCS]. Basado en lo anterior el costo por consumo de gas natural **6.83 [USD/MBTU]**.

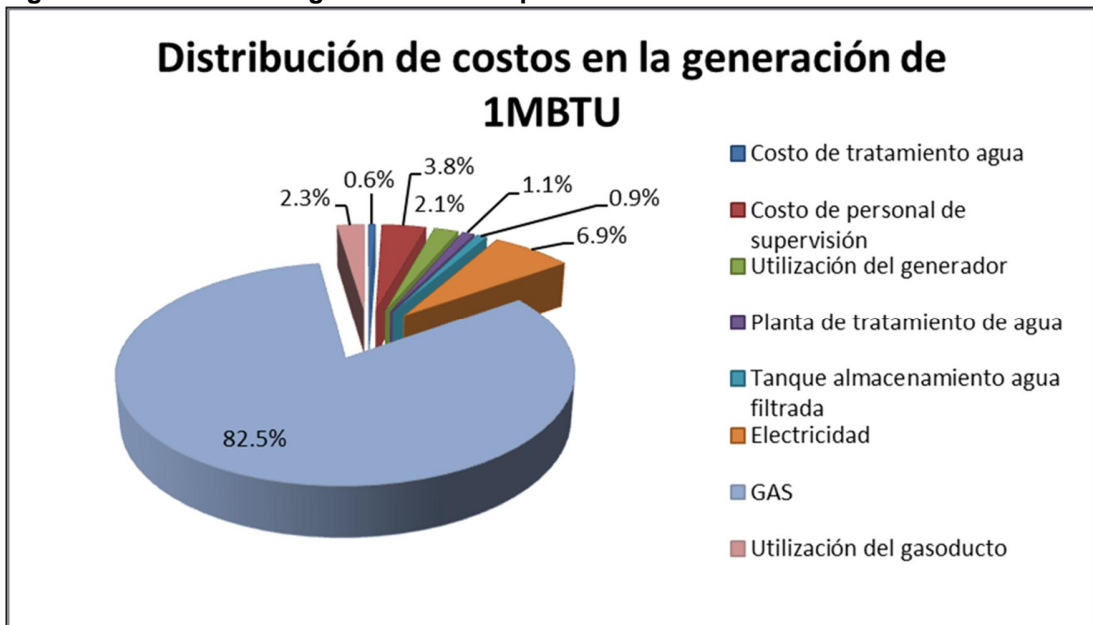
✓ **Costo por utilización de gasoducto**

El costo actual del gasoducto es de 2300000 [USD] lo cual incluye el city gate. La vida útil de este gasoducto es usualmente de 15 años; la capacidad de transporte del gasoducto es de 4150 [KPCS/D]; en este lapso se generan 22'721.250 [MBTU]. Por lo cual el costo por este concepto es de **0.1012 [USD/MBTU]**.

Teniendo en cuenta los anteriores parámetros, el costo total de un millón de BTU es de **7.5 [USD]**.

En la Figura se presenta la distribución de los costos anteriormente relacionados, se puede apreciar que los costos más relevantes en la generación de un millón de BTU son el costo del gas natural, el costo del servicio eléctrico y el costo del personal de supervisión.

Figura B-1. Costos de la generación de vapor.



Fuente: Autor.