

MODELADO DE CURVAS IPR PARA POZOS VERTICALES TENIENDO EN
CUENTA LOS EFECTOS TÉRMICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

YULLY MAYERLY RINCÓN MARTÍNEZ

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

2018

MODELADO DE CURVAS IPR PARA POZOS VERTICALES TENIENDO EN
CUENTA LOS EFECTOS TÉRMICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

YULLY MAYERLY RINCÓN MARTÍNEZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera de Petróleos

Director

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

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

2018

DEDICATORIA

A Dios quien me acompaña siempre, por todas las bendiciones recibidas. Por iluminarme y permitirme lograr todo lo que quiero. Y demostrarme que no hay cosas imposibles para él.

A mi mamá, la mejor del mundo, por todos los consejos y enseñanzas que me han formado con buenos sentimientos y valores. Por su amor incondicional, sacrificio y dedicación. Por ser mi mejor ejemplo a seguir y mi mayor motivación. Este logro es tuyo.

Te amo.

A Nata, por ser mi cómplice, apoyarme siempre y ahora acompañarme y cuidarme desde el cielo.

A Cate y Álvaro, por ser los mejores amigos que la vida me pudo dar.

A mí, por toda la paciencia y dedicación.

A todas las personas que me apoyaron y que de alguna manera contribuyeron para que me fuera posible alcanzar esta meta.

Yully

“Dejó detrás de sí pequeñas huellas de su paso por el mundo, visibles sólo para aquel que sepa dónde mirar”.

El laberinto del fauno.

AGRADECIMIENTOS

La autora de este proyecto agradece a:

Dios, por ser el autor principal de este proyecto y quien dirige mi vida. Por permitirme culminar una etapa más de manera satisfactoria. Por guiarme siempre y enseñarme que yo sé lo que quiero pero él sabe lo que necesito.

Mi mami, por creer en mí, apoyarme, motivarme y nunca dejar que me diera por vencida, por todas sus oraciones y por su apoyo incondicional a pesar de nuestras diferentes opiniones.

La Universidad Industrial de Santander sede Bucaramanga y sede Socorro, porque allí pasé gratos momentos y conocí extraordinarias personas. A todos los docentes que tuve oportunidad de conocer en mi paso por la universidad, gracias por la dedicación, las enseñanzas y las lecciones de vida.

El ingeniero Erik Montes, director de este proyecto, por su asesoría.

El ingeniero Fernando Calvete por las correcciones y recomendaciones.

El ingeniero Eider Niz Velásquez por la ayuda con la validación de los resultados.

Los verdaderos amigos que conocí en las aulas y pasillos de la universidad, quienes hicieron que estos años estuvieran llenos de maravillosos momentos y a quienes agradezco toda la confianza, el apoyo y el cariño.

Las segundas mamás que la vida me ha dado: mi tía Inés, mi madrina Luz Marina, Margarita, la señora Isabel y Ana Beatriz, quienes me han apoyado y me han colmado de amor.

Mi primo Andrés, por su apoyo, compañía y desafiar mi paciencia.

La señora Otilia, que nunca me deja rendir. Por todo el amor y cada una de sus oraciones que me ayudaron mucho a hacer realidad este sueño.

La señora Betty por el cariño, los regaños y cuidados mientras viví en Bucaramanga.

Todas aquellas personas que compartieron conmigo durante esta etapa y aportaron directa o indirectamente a mi proceso de formación como persona y profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. MODELOS DE PRODUCTIVIDAD	17
2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	24
2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	26
2.1.1. Etapa de inyección	26
2.1.2. Etapa de remojo	26
2.1.3. Etapa de producción	27
2.2. TIPOS DE INYECCIÓN DE VAPOR	29
2.2.1. Inyección convencional	29
2.2.2. Inyección por el espacio anular	29
2.2.3. Inyección selectiva	30
2.3. PARÁMETROS QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCION CÍCLICA DE VAPOR	32
2.3.1. Parámetros del yacimiento y de los fluidos	32
2.3.2. Parámetros operacionales	37
3. MODELOS DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS CON INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	40
4. SELECCIÓN Y DEFINICIÓN DE LAS VARIABLES DE TRABAJO	44
4.1. METODOLOGÍA MICMAC	44
4.1.1. Listado de variables	44
4.1.2. Descripción de las relaciones entre las variables	46
4.1.3. Llenado de la matriz en el software	46
4.1.4. Identificación de las variables clave	46
4.2. VARIABLES DE TRABAJO SELECCIONADAS	50
5. MODELO DE SIMULACIÓN	51

5.1.	CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA	51
5.2.	MODELO DE FLUIDO	54
5.3.	MODELO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	55
5.4.	CONDICIONES OPERATIVAS	58
6.	SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	60
6.1.	OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS	60
6.2.	DEFINICIÓN DEL CASO BASE	62
6.3.	VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS	64
7.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	65
7.1.	METODOLOGÍA	65
7.1.1.	Construcción de la curva IPR adimensional	65
7.1.2.	Comparación de los modelos	66
7.1.3.	Generación del modelo	66
7.2.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	67
7.2.1.	Construcción de las curvas IPR adimensionales.	67
7.2.2.	Comparación de los modelos	68
7.2.3.	Generación del modelo	71
7.3.	GENERACIÓN DE CURVAS IPR A PARTIR DEL MODELO OBTENIDO	74
7.4.	DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO ANALÍTICO	75
8.	CONCLUSIONES	79
9.	RECOMENDACIONES	81
	BIBLIOGRAFÍA	82
	ANEXOS	86

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Parámetros V y n vs Factor de recobro.....	22
Figura 2. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor	28
Figura 3. Inyección cíclica de vapor convencional	30
Figura 4. Inyección cíclica de vapor por el espacio anular	31
Figura 5. Inyección cíclica de vapor selectiva	31
Figura 6. Efecto de la relación arena – arcilla sobre la relación aceite incremental – vapor inyectado (RAV).....	34
Figura 7. Efecto del daño sobre la tasa de producción de aceite.	35
Figura 8. Viscosidad de crudo en función de la temperatura y la gravedad API.	36
Figura 9. Efecto de la viscosidad inicial sobre el RAV.....	36
Figura 10. Efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre el RAV.	38
Figura 11. Transferencia de calor y flujo de fluidos.	41
Figura 12. Matriz estructural de variable.	47
Figura 13. Gráfico de influencia por dependencia.	48
Figura 14. Mapa de influencia / dependencia directa.	50
Figura 15. Malla que representa el modelo conceptual	53
Figura 16. Representación de la capa sello ubicada en el tope de la formación ...	54
Figura 17. Curva de permeabilidades relativas aceite - agua.....	56
Figura 18. Curva de permeabilidades relativas gas - liquido	56
Figura 19. Curva de permeabilidades relativas dependiente de la temperatura	57
Figura 20. Producción diaria de aceite en frío.....	59
Figura 21. Comparación de la producción diaria de aceite en frío con la producción diaria después de un ciclo de inyección de vapor.	62
Figura 22. Comparación de la producción acumulada de aceite en frío con la producción acumulada después de un ciclo de inyección de vapor.	63
Figura 23. Producción después de la inyección de vapor para diferentes temperaturas de inyección.....	64
Figura 24. Curva IPR adimensional para diferentes tiempos de producción.	68

Figura 25. Curva IPR adimensional para cada modelo.	71
Figura 26. Parámetro n en función del tiempo para diferentes temperaturas de inyección.	74
Figura 27. Diagrama de flujo del modelo analítico	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Coeficientes utilizados para el modelo de productividad de Cheng, según el ángulo de inclinación del pozo.	22
Tabla 2. Screening de la inyección cíclica de vapor.....	25
Tabla 3. Listado de variables	45
Tabla 4. Parámetros del yacimiento.....	52
Tabla 5. Propiedades térmicas de los fluidos.....	53
Tabla 6. Propiedades térmicas de las formaciones adyacentes.....	53
Tabla 7. Propiedades del fluido.....	54
Tabla 8. Datos para las curvas de permeabilidad relativa (End Points).	55
Tabla 9. Permeabilidades relativas dependientes de la temperatura.	57
Tabla 10. Condiciones de operación para el modelo base.....	58
Tabla 11. Resultados de la producción primaria.	58
Tabla 12. Valores utilizados para la optimización.	61
Tabla 13. Valores obtenidos en la optimización.	61
Tabla 14. Resultados de la producción del caso base luego de un ciclo de inyección de vapor.	63
Tabla 15. Datos obtenidos en el primer día de producción a $T_{inj} = 320$ °F.	67
Tabla 16. Datos obtenidos con el modelo de Vogel.	69
Tabla 17. Datos obtenidos con el modelo de Fetkovich.....	70
Tabla 18. Valores de n calculados para cada caso.....	72

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Matiz estructural de variable.....	86
Anexo B. Diagrama de flujo de la metodología MICMAC.....	88
Anexo C. Datos de producción de aceite obtenidos con la simulación para una temperatura de inyección de 320°F.	89
Anexo D. Datos de producción de aceite obtenidos con la simulación para una temperatura de inyección de 370°F.	91
Anexo E. Datos de producción de aceite obtenidos con la simulación para una temperatura de inyección de 420°F.	93

RESUMEN

TÍTULO: MODELADO DE CURVAS IPR PARA POZOS VERTICALES TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS TÉRMICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR. *

AUTOR: YULLY MAYERLY RINCÓN MARTÍNEZ. **

PALABRAS CLAVE: CURVA DE DESEMPEÑO DE INFLUJO, TEMPERATURA DE INYECCIÓN, INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, POZO VERTICAL.

DESCRIPCIÓN:

El comportamiento de la producción de hidrocarburos puede representarse por medio del índice de productividad o de la curva de desempeño de influjo, los cuales establecen una relación entre la presión de fondo fluyendo y la tasa de producción del yacimiento. A través de los años diversos autores han desarrollado diferentes modelos de productividad para pozos verticales, horizontales y desviados; algunos también incluyen los efectos de ciertas propiedades del crudo o de la formación.

El proceso de inyección cíclica de vapor consiste en inyectar cierta cantidad de calor en forma de vapor húmedo a la formación de manera directa con el objetivo de aumentar la tasa de producción, este proceso es uno de los métodos de recobro térmico más utilizados debido a su fácil implementación, buena respuesta y costos relativamente bajos.

En este trabajo se investigan los efectos de la temperatura de inyección de vapor sobre la productividad en pozos verticales a los cuales se les aplica inyección cíclica de vapor. Mediante la utilización de un simulador comercial se simula el proceso de inyección cíclica de vapor a diferentes temperaturas de inyección, y por medio de una metodología basada en modelos de productividad ya existentes se analizan los datos de producción obtenidos por medio de la simulación con el objetivo de modelar el efecto de la temperatura de inyección del vapor sobre el índice de productividad y sobre las curvas de desempeño de influjo.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: MODELING OF IPR CURVES FOR VERTICAL WELLS TAKING INTO ACCOUNT THE THERMAL EFFECTS OF THE CYCLIC STEAM INJECTION.*

AUTHOR: YULLY MAYERLY RINCÓN MARTÍNEZ. **

KEYWORDS: INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP, FLUID INJECTION TEMPERATURE, CYCLIC STEAM INJECTION, VERTICAL WELL.

DESCRIPTION:

The behavior of hydrocarbon production can be represented through of the productivity index or the inflow performance curve, which establish a relationship between the flowing bottomhole pressure and the production rate of the deposit. Over the years several authors have developed different productivity models for vertical, horizontal and deviated wells; some of them also include the effects of certain properties of the crude or of the formation.

The process of cyclic steam injection consists of injecting an amount of heat in the form of wet steam to the formation of direct way with the objective of increasing the rate of production, this process is one of the most used thermal recovery methods due to its easy implementation, good response and relatively low costs.

In this work we investigate the effects of steam injection temperature on productivity in vertical wells to which cyclic steam injection is applied. By means of the use of a commercial simulator, the cyclic steam injection process is simulated at different injection temperatures, and by means of a methodology based on already existing productivity models, the production data obtained through the simulation are analyzed with the objective of modeling the effect of steam injection temperature on the productivity index and on the inflow performance relationship curves.

* Bachelor Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

El presente estudio tiene como objetivo determinar el efecto de la temperatura sobre la producción de aceite cuando se aplican procesos de inyección cíclica de vapor en pozos verticales. Para lo cual, se hace una identificación y selección de las principales variables que afectan la productividad en estos pozos, seguido de la sensibilización de las variables seleccionadas mediante simulación numérica de yacimientos y a partir de datos obtenidos en la simulación generar un modelo de productividad.

El capítulo 1 contiene una descripción de los diferentes modelos que han sido propuestos para predecir el comportamiento de la producción de hidrocarburos en pozos verticales.

En el capítulo 2 se abordan los aspectos teóricos relacionados con el proceso de inyección cíclica de vapor, las características del proceso, las etapas de aplicación, los tipos de inyección de vapor, además de los parámetros del yacimiento y de los fluidos y los parámetros operacionales que afectan el proceso.

En el capítulo 3 se describen los diferentes modelos que han sido propuestos con el objetivo de calcular la productividad de un pozo vertical sometido al proceso de estimulación cíclica de vapor.

En el capítulo 4 se presenta y explica paso a paso la metodología MICMAC (Matriz de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada para una Clasificación) utilizada para la selección y definición de las variables de trabajo.

En el capítulo 5 se detalla la creación del modelo de simulación utilizando el software comercial CMG (Computer Modeling Group Ltd.), se incluye la construcción de la malla, el modelo de fluido, el modelo de permeabilidades relativas y las condiciones operativas, utilizadas para generar el caso base de la simulación.

En el capítulo 6 se expone la forma en que se realizó la simulación del proceso de inyección cíclica de vapor, incluyendo la optimización de los parámetros mediante el uso de la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assesmet Tool) perteneciente a la empresa CMG, además de la definición del caso base de simulación del proceso y la variación de los parámetros. En el capítulo 7 se ofrece la discusión e interpretación de los resultados además de una descripción detallada de la metodología utilizada para llegar a ellos.

En el capítulo 8 y 9 se presentan las conclusiones y recomendaciones de esta tesis, respectivamente.

Finalmente, se encuentra la bibliografía utilizada para la investigación y algunos anexos que son soporte de la misma.

El desarrollo de este trabajo lleva a la obtención de un modelo de productividad basado en los datos obtenidos en las simulaciones realizadas con la herramienta STARS, las cuales se basan en la optimización de los parámetros a través de la herramienta CMOST y en la selección e identificación de las variables de trabajo a través de la metodología MICMAC.

1. MODELOS DE PRODUCTIVIDAD

El primer modelo utilizado para determinar el comportamiento de los fluidos en un medio poroso fue el de Darcy, desarrollado en 1856; en el cual se establece que cuando un fluido es transportado a través de un medio poroso el caudal (q) es directamente proporcional a la permeabilidad (k), la caída de presión y al área transversal de flujo (A), y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (μ) y a la longitud del medio poroso (L). Este modelo fue definido para representar el flujo lineal de un fluido monofásico en estado estacionario a través de un medio poroso homogéneo y saturado con el mismo fluido. La relación matemática que describe dicho comportamiento, es la siguiente:

$$q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad \text{Ecuación (1)}$$

La ley de Darcy sólo puede ser utilizada cuando en el yacimiento se produce un flujo monofásico, es decir, para un yacimiento de petróleo cuya presión de fondo fluyendo esté por encima de la presión de burbuja. La ecuación en dicho caso es:

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_y - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde,

Q_o : Caudal, $\frac{STB}{d}$

P_y : Presión yacimiento en estado estático, Psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, Psi

K_h : Permeabilidad horizontal, mD

β_o : Factor volumétrico de formación del crudo, $\frac{bl}{STB}$

μ_o : Viscosidad del crudo, cp

r_w : Radio del pozo, ft

r_e : Radio de drenaje del pozo, *ft*

h : Espesor de la formación, *ft*

S : Factor de daño

Muchos modelos han sido propuestos con el objetivo de predecir el comportamiento de la producción de hidrocarburos de los yacimientos. Este comportamiento puede ser representado por medio del índice de productividad (IP) o de la curva de desempeño de influjo (IPR). Estos dos métodos establecen una relación entre la presión del fondo fluyendo (P_{wf}) y la tasa de producción del yacimiento (Q).

A través de los años se han desarrollado diferentes modelos para pozos verticales, horizontales y desviados; algunos modelos también incluyen los efectos de ciertas propiedades del crudo o de la formación, como lo son: la gravedad API y el factor de daño (skin), además de parámetros como la longitud de la tubería, este último en el caso de pozos horizontales.

En 1954, Gilbert¹ fue el primero en proponer el IPR para explicar el comportamiento de un pozo. Definió el IPR en un rango de presión entre la presión promedio del yacimiento y la presión atmosférica.

Vogel², en 1968 desarrolló una ecuación IPR en la cual estableció la relación adimensional entre la presión del fondo fluyendo y la tasa de producción del yacimiento debido al empuje por gas en solución, para un caso en el que el yacimiento se encuentra en estado estacionario y además la presión del yacimiento

¹ GILBERT, W. E.: "Flowing and Gas-lift well Performance. American Petroleum Institute, drill production practice", 1954.

² VOGEL, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells" paper SPE 1476-PA, 1968.

y la tasa máxima de producción son constantes, dando como resultado una curva IPR que presenta un comportamiento lineal para un modelo de flujo monofásico y una curva IPR con forma de parábola para un modelo de flujo multifásico.

Para el caso en que el flujo sea bifásico, el modelo matemático que Vogel propone es el siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde,

Q_o : Caudal, $\frac{STB}{d}$

$Q_{om\acute{a}x}$: Caudal máximo, STB

P_y : Presión yacimiento en estado estático, Psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, Psi

Basándose en el modelo propuesto por Vogel, en 1973 Fetkovich³ derivó una relación en función del cuadrado de la presión usando como base la teoría de estado pseudoestable además de una relación lineal para modelar la movilidad del crudo en el yacimiento.

La ecuación propuesta por Fetkovich para modelar el comportamiento de la producción del pozo, es la siguiente:

$$Q_o = C(P_y^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde,

P_y : Presión yacimiento en estado estático, Psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, Psi

³ FETKOVICH, M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", paper SPE 4529-MS, 1973.

C : Coeficiente de flujo

n : Exponente que depende de las características del pozo

El coeficiente de flujo C , se define a partir de la siguiente ecuación:

$$C = \frac{0,00708kh}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right) + S} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde,

k : Permeabilidad, mD

r_w : Radio del pozo, ft

r_e : Radio de drenaje del pozo, ft

h : Espesor de la formación, ft

S : Factor de daño

Bendakhlia & Aziz ⁴ (1989) usaron un modelo de yacimiento para generar las curvas IPR para un número de pozos horizontales y encontraron que una combinación de las ecuaciones de Vogel y Fetkovich podía ajustarse a los datos generados. En este modelo se incluyen dos parámetros que dependen del factor de recobro. La ecuación propuesta para calcular la curva IPR para pozos horizontales es la ecuación 6. En la figura 1, se presenta la gráfica utilizada para encontrar el valor de los parámetros a utilizar en esta ecuación.

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = \left[1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right]^n \quad \text{Ecuación (6)}$$

Donde,

Q_o : Caudal, $\frac{STB}{d}$

⁴ BENDAKHLIA, H., y Aziz, K.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Horizontal Wells", paper SPE 19823-MS, 1989.

$Q_{0m\acute{a}x}$: Caudal máximo, $\frac{STB}{d}$

P_y : Presión yacimiento en estado esttico, Psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, Psi

V y n : Parámetros que varian con el factor de recobro.

En 1990, Cheng ⁵ desarrolló una ecuación a partir de los resultados de simulación generados con el simulador NIPER, esta ecuación permite calcular la curva IPR para pozos horizontales y desviados. El modelo utilizado es un pozo horizontal produciendo en estado pseudoestable y ubicado en el centro de un yacimiento rectangular limitado, homogéneo e isotrópico con una saturación de agua constante durante el período de producción, por lo que en el yacimiento solo hay petróleo y gas. Se desprecian las fuerzas de presión capilar de los fluidos del yacimiento.

Este modelo permite generar curvas IPR para pozos inclinados, variando el ángulo de inclinación desde un pozo vertical hasta un pozo horizontal. A partir de la siguiente ecuación, la cual se basa en el modelo desarrollado por Vogel:

$$\frac{Q_o}{Q_{0m\acute{a}x}} = a_0 - a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde,

Q_o : Caudal, $\frac{STB}{d}$

$Q_{0m\acute{a}x}$: Caudal, $\frac{STB}{d}$

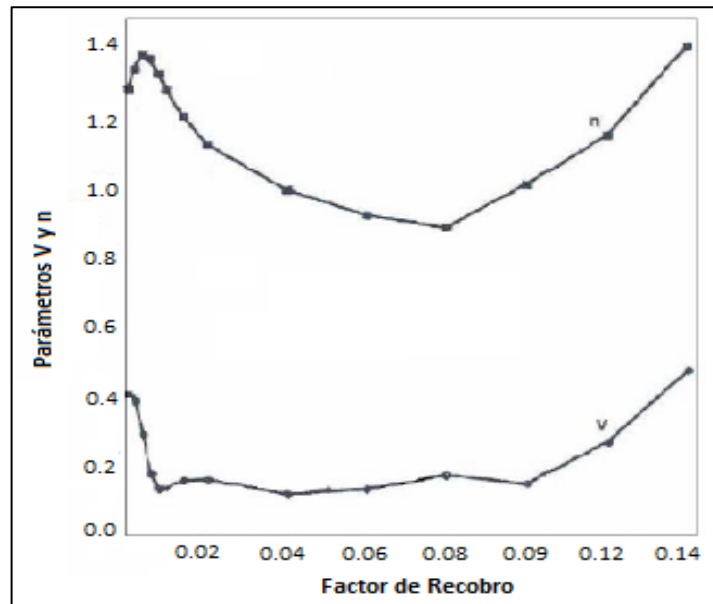
P_y : Presión yacimiento en estado esttico, Psi

P_{wf} : Presión de fondo fluyente, Psi

a_0, a_1 y a_2 Dependen del ángulo de inclinación del yacimiento, sus valores se pueden encontrar en la tabla 1.

⁵ CHENG, A. M.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells", paper SPE 20720-MS, 1990.

Figura 1. Parámetros V y n vs Factor de recobro.



Fuente: BENDAKHLIA, Op. Cit.

Tabla 1. Coeficientes utilizados para el modelo de productividad de Cheng, según el ángulo de inclinación del pozo.

Ángulo	a_0	a_1	a_2
0 (vertical)	1	- 0.2	- 0.8
15	0.9998	- 0.2210	- 0.7783
30	0.9969	- 0.1254	- 0.8682
45	0.9946	- 0.0221	- 0.9663
60	0.9926	0.0549	- 1.0395
75	0.9915	0.1002	- 1.0829
85	0.9915	0.1120	- 1.0942
88.56	0.9914	0.1141	- 1.0964
90 (horizontal)	0.9885	0.2055	- 1.1818

Fuente: CHENG, Op. Cit.

Luego, en 1993 Klins & Clark⁶ basándose en el modelo desarrollado por Vogel, presentaron un modelo en el cuál incluyeron un nuevo término en función de la presión de burbuja del fluido (d). La ecuación propuesta para el cálculo del IPR, es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^d \quad \text{Ecuación (8)}$$

$$d = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{P_y}{P_b} \right) \right] (1.24 + 0.001P_b) \quad \text{Ecuación (9)}$$

Posteriormente en 1996, Liu *et al.*⁷, propusieron un modelo de curvas IPR para pozos horizontales estimulados con vapor, obtenido a partir de una regresión basada en la simulación numérica térmica. Demostraron que la cantidad de energía inyectada y la longitud horizontal del pozo son parámetros que tienen un papel importante en el comportamiento de la producción. También encontraron que el comportamiento del pozo mejora a medida que se aumenta la longitud del pozo horizontal para un área de drenaje específica.

⁶ KILNS, M. A., & CLARK, J. W.: "An Improved Method to Predict Future IPR Curves", paper SPE 20724-PA, 1993.

⁷ LIU, H., WU, X., ZHANG, Q., LIU, S., & HARRIS, H. G.: "Methodology of IPR Study for Steam Stimulation Horizontal Well", paper SPE 37146-MS, 1996.

2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El proceso de estimulación o inyección cíclica de vapor es también conocido como “*Huff and Puff*”. Este método fue descubierto en 1957, cuando la empresa Shell Oil Company realizaba pruebas de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande de Venezuela. Las operaciones fueron suspendidas debido a un problema de sobrecarga de presión en el pozo inyector, al volver a abrir el pozo se evidenció un incremento en la producción de aceite de 10 a 100 bbl/día con un bajo corte de agua⁸.

Este proceso es actualmente el método de recobro térmico más utilizado para la producción de aceite pesado y bitumen. Se considera uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil implementación y costos relativamente bajos⁹.

Consiste en inyectar calor a la formación de manera directa, con el objetivo de recobrar más eficientemente los hidrocarburos que todavía permanecen en esta. El propósito de la inyección cíclica de vapor es incrementar la tasa de producción de un pozo por un periodo de tiempo o extender la vida de producción total del mismo. Cualquiera de estas dos actividades tiene un gran impacto en la rentabilidad del proceso¹⁰.

La inyección cíclica de vapor es un método atractivo y altamente recomendado en yacimientos de crudo pesado ya que disminuye las fuerzas viscosas al proveer una fuerza de movilidad y transferir calor al yacimiento, facilitando así el flujo de los

⁸ TREBOLLE, R. L., CHALOP, J. P. y COLMENARES, R.: “The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy”, paper SPE 25798.

⁹ CHAN, M. Y. S. y SARIOGLU, G.: “Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured Oil-Sands Reservoirs”, paper SPE 2236, 1992.

¹⁰ CURRY, Guy L., et al.: “Optimal Scheduling for Cyclic Steam Injection Projects”, paper SPE 69632. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1969.

fluidos hacia los pozos productores, además de remover los depósitos orgánicos de la formación o a lo largo de la tubería de producción, también, debido al calentamiento se aumenta la presencia de gas libre. El principal efecto de calentar el yacimiento es la reducción de la viscosidad del crudo por lo cual se incrementa la tasa de producción; también hay otros efectos menores, como cambios en la tensión superficial que se manifiestan también en cambios en la presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad¹¹.

Algunas ventajas adicionales de este método son: remoción del daño del pozo, fácil implementación, baja inversión inicial, rápido retorno y preparación del yacimiento para posteriormente llevar a cabo otras técnicas de recobro como la inyección continua de vapor.

Tabla 2. Screening de la inyección cíclica de vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad, °API	< 15
Viscosidad del crudo, cp	< 4000
Profundidad, ft	< 3000
Espesor neto, ft	< 200
Presión del yacimiento, psia	> 30
Saturación del crudo	No crítica
Porosidad, fracción	> 0.3
Permeabilidad, md	1000 - 2000
Temperatura, °F	< 1500

Fuente: TABER, J. MARTIN F y SERIGHT, R: "EOR Screening Criteria Revisited Part 1.: Introduction to Screening Criteria and Enhanced recovery Field Projects". SPE Reservoir Engineering, 1997, vol. 12, no 03, p. 189-198.

¹¹ TREBOLLE, R. L., Op. Cit.

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Un ciclo completo de estimulación consiste en la inyección de una cantidad de vapor seguida por la producción de aceite¹². La producción de aceite para cada ciclo es determinada hasta el límite económico y cuando este se alcanza otra cantidad de vapor es inyectada nuevamente. El proceso entonces se repite hasta alcanzar el límite de recobro del yacimiento y/o el límite económico del proyecto¹³. Cada ciclo de un proceso de inyección cíclica de vapor se compone de tres etapas: inyección, remojo y producción. Como se observa en la figura 2.

2.1.1. Etapa de inyección: En esta etapa se suministra calor al yacimiento inyectando un alto volumen de vapor húmedo a la formación productora a través de un pozo vertical durante un corto periodo de tiempo, el cual puede estar dado en días o semanas. El tiempo de inyección depende del espesor de la arena, de la cantidad y la calidad de vapor que se desee inyectar y de los equipos que se tengan disponibles para el proceso. Es recomendable que la inyección de vapor se realice a la mayor tasa posible para así disminuir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, cuidando de no sobrepasar la presión de fractura del yacimiento.

2.1.2. Etapa de remojo: Esta etapa consiste en cerrar el pozo por algunos días. La duración depende de la presión y la temperatura del yacimiento, la cantidad de vapor inyectado, el espesor neto de la arena productora, la viscosidad del aceite, las pérdidas de calor debido a las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes (capacidad calórica volumétrica y conductividad térmica). Además, esta

¹² RIVERO, R. T. and HEINTZ, R. C.: "Restreaming Time Determination – Case History of a Steam – Soak Well in Midway Sunset", paper SPE 4892. p. 3, 1975.

¹³ CHAN, Op. Cit., p.2.

etapa debe durar el tiempo suficiente para permitir que el vapor transfiera una buena cantidad de calor al yacimiento. No se recomienda que el tiempo de remojo sea muy largo ya que las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes pueden aumentar significativamente¹⁴.

Durante el tiempo de remojo se busca que la presión del yacimiento se estabilice para que el vapor inyectado se expanda a través de éste transfiriéndole calor y consiguiendo así que la zona caliente alrededor del pozo se torne homogénea y a medida que se va calentando el crudo se reduzca su viscosidad facilitando que este fluya hacia el pozo. A demás, la alta temperatura del vapor y su condensación generan cambios en la presión capilar y modifican las permeabilidades relativas al agua y al aceite incrementando también la movilidad de éste.

En el periodo de remojo parte del vapor inyectado se condensa localizándose en las cercanías del pozo y formando una zona de agua saturada, lo cual genera que al principio de la etapa de producción el pozo produzca una gran cantidad de agua¹⁵.

2.1.3. Etapa de producción: En esta última etapa, el pozo es abierto y puesto en producción una vez se haya estabilizado la presión del yacimiento y el vapor haya calentado la formación.

Debido a la condensación del vapor, al inicio de esta etapa se obtendrá producción de una gran cantidad de agua a temperaturas elevadas, la cual disminuirá gradualmente al tiempo que la producción de aceite incrementará.

La cantidad de aceite producido dependerá especialmente de: la viscosidad del crudo al inicio del proceso, la reducción de la viscosidad del aceite por efecto del

¹⁴ TREBOLLE, R. LDE PAZ, M.C. and MARTNEZ, D. E.: "Parametric Study of the Desing Factors of Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", paper SPE 25810. p. 3, 1993.

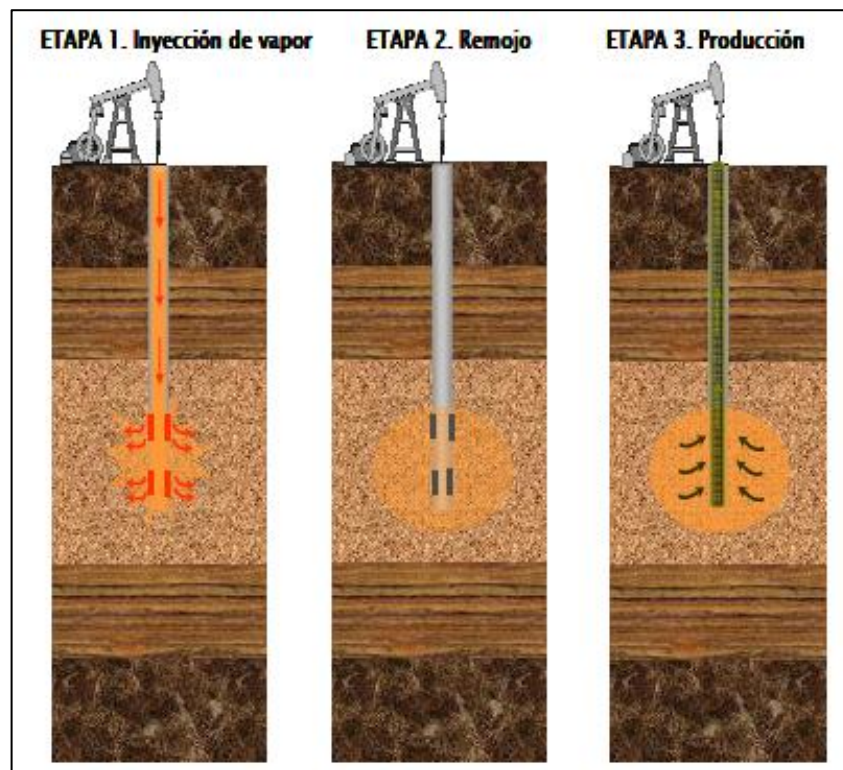
¹⁵ 26. GOZDE, S., CHHINA, H. S. & BEST, D. A.: "An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs", paper SPE 18807. En SPE California Regional Meeting, 1989.

aumento de la temperatura, la permeabilidad de la formación, el radio de calentamiento, la presión y la temperatura del yacimiento y el daño del pozo que en algunos casos es removido por el calor.

La duración de esta etapa está definida por la rapidez con la que los fluidos producidos enfríen la formación además de la cantidad de energía que sea transmitida hacia las formaciones adyacentes ya sea en sentido vertical o radial.

Cuando la producción de aceite tiende al valor que tenía antes del inicio de la estimulación, se supone que el yacimiento se ha enfriado y por ende deben repetirse las tres etapas del proceso, hasta que se alcance el límite económico del proyecto.

Figura 2. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor



Fuente: RUEDA, Silvia y ROCHA, Jair. Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Bucaramanga, 2011. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

2.2. TIPOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Según las características de la formación, existen tres formas de inyectar vapor al yacimiento: inyección convencional, inyección por el espacio anular e inyección selectiva. Independientemente de cual sea el tipo de inyección cíclica de vapor que se implemente, el proceso contará con las tres etapas descritas anteriormente para completar cada uno de los ciclos de inyección.

2.2.1. Inyección convencional: Consiste en inyectar por la tubería de producción, aproximadamente, entre 25000 a 30000 bls de agua equivalente en todas las arenas del yacimiento, durante un periodo menor o igual a 15 días, posteriormente el pozo se deja en periodo de remojo durante 2 a 4 días, luego de este tiempo el pozo es puesto en producción; se puede llegar a alcanzar un periodo de producción de hasta 2 años. Ver figura 3.

2.2.2. Inyección por el espacio anular: En el proceso de inyección cíclica de vapor por el espacio anular se levanta la bomba alrededor de 25 pies por encima de la zapata y se inyecta el vapor por el espacio anular que hay entre el casing y el tubing, al terminar de inyectar el vapor se deja el pozo en remojo durante unos 2 a 4 días (el mismo tiempo que en la inyección convencional). Ver figura 4.

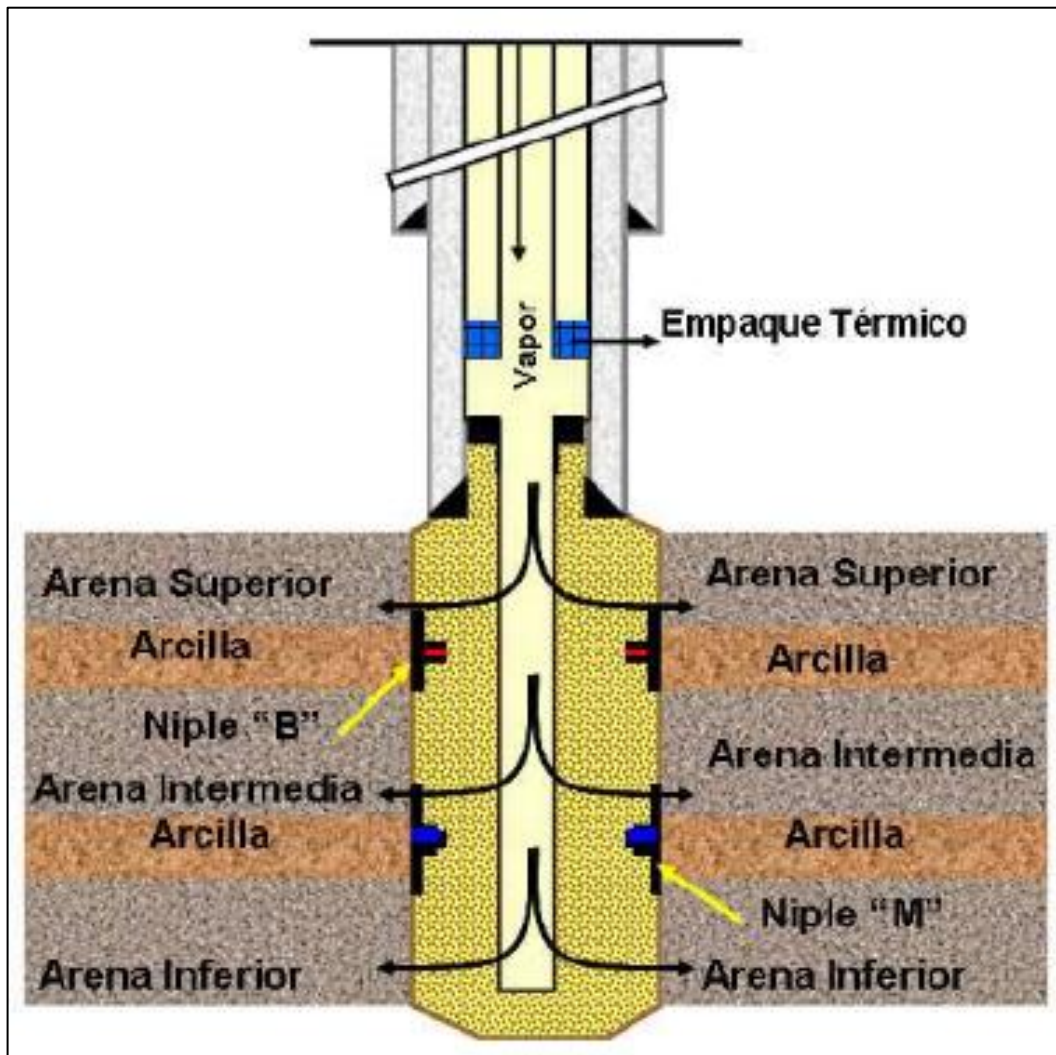
Después del tiempo de remojo, el pozo se pone nuevamente en producción.

En el momento en que la presión y la temperatura del yacimiento hayan declinado se asienta la bomba.

Para poder llevar a cabo este tipo de inyección cíclica de vapor se requiere que el pozo esté cementado hasta superficie. La ventaja de este tipo de inyección es que no es necesario retirar del pozo el equipo de inyección.

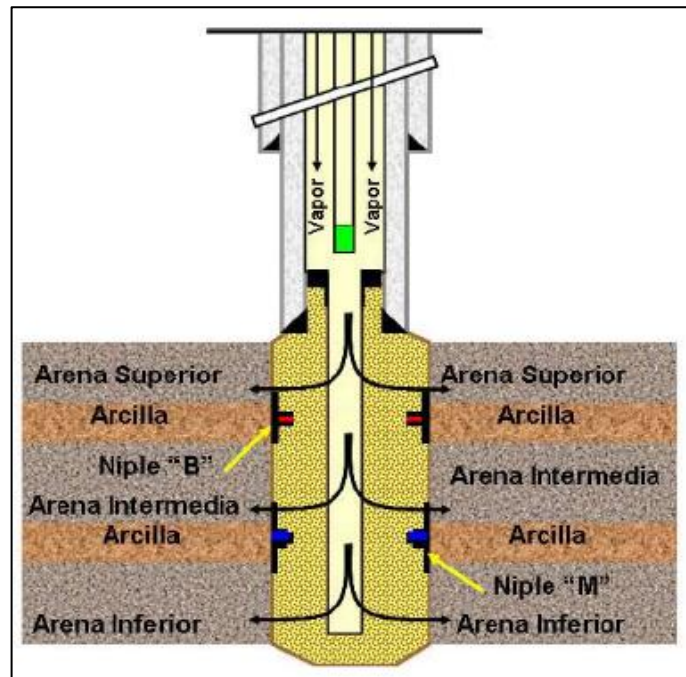
2.2.3. Inyección selectiva: Este tipo de inyección cíclica de vapor es utilizada en yacimientos estratificados. Para lo cual es necesario realizar un acondicionamiento especial al pozo y así poder inyectar el vapor a una arena específica, o a varias arenas mientras éstas sean consecutivas, en dicho caso se estimulan primero las arenas inferiores y luego las superiores. Ver figura 5.

Figura 3. Inyección cíclica de vapor convencional



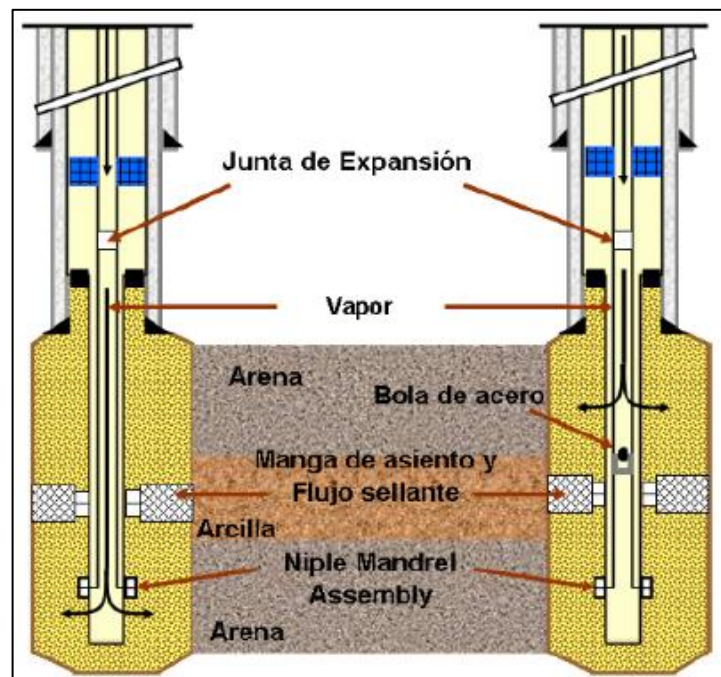
Fuente: BOTON, Liliana y PACHECO, Erika. Simulación numérica de la influencia de inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 4. Inyección cíclica de vapor por el espacio anular



Fuente: BOTON, Op. Cit.

Figura 5. Inyección cíclica de vapor selectiva



Fuente: BOTON, Op. Cit.

2.3. PARÁMETROS QUE AFECTAN EL PROCESO DE INYECCION CÍCLICA DE VAPOR

El desempeño de un proyecto de inyección cíclica de vapor puede ser afectado por diferentes parámetros, tanto operacionales como del yacimiento. Los cuales es necesario conocer para así definir las condiciones óptimas para la implementación del proceso, disminuir la probabilidad de que ocurran problemas operacionales e incrementar las posibilidades de que el proyecto sea exitoso.

2.3.1. Parámetros del yacimiento y de los fluidos: Existen diversos parámetros del yacimiento y de los fluidos que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor. La relación aceite incremental – vapor inyectado (RAV, Bls/Bls) se utiliza para evaluar el efecto que cada uno de los parámetros del yacimiento tiene sobre el proceso y está relacionada con el análisis económico de los proyectos de inyección cíclica de vapor. Esta relación indica cuántos barriles de vapor expresados en barriles equivalentes de agua fría deben ser inyectados para recuperar un barril de aceite en superficie¹⁶.

◆ **Profundidad de la formación:** a mayor profundidad las pérdidas de calor aumentan, además se pueden presentar fallas mecánicas en el casing lo que limita la aplicación del proceso¹⁷.

Durante el recorrido que hace el vapor desde superficie hasta la zona de interés se presentan las mayores pérdidas de energía, ya sea porque la tubería no está aislada térmicamente o porque la distancia que recorre el vapor es muy larga, lo que

¹⁶ BOBERG, T. C.: "Thermal Methods of Oil Recovery". An Exxon Monograph, John Willey & Sons, Inc., 1998. p. 69.

¹⁷ DIETZ, D.: "Reservoir of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584. 1975. p. 6.

contribuye a disminuir la calidad del vapor de manera considerable resultando en un proceso menos eficiente.

Cuando la profundidad es mayor a 3000 pies, el vapor puede condensarse totalmente lo que dará como resultado que se inyecte agua caliente por lo que el proceso no será eficiente.

◆ **Espesor de la formación:** dependiendo de las dimensiones de la arena objetivo, las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes serán mayores o menores. Es decir, si la formación es muy delgada, las pérdidas de calor hacia las formaciones supradycientes y subadyacentes serán mayores puesto que existe una mayor área de contacto.

◆ **Relación Arena – Arcilla:** entre mayor sea el espesor de arcilla, menor será la cantidad de aceite recuperado debido a que las pérdidas de calor aumentaran ocasionando así una menor temperatura y por ende una menor tasa de producción, como se puede observar en la figura 6.

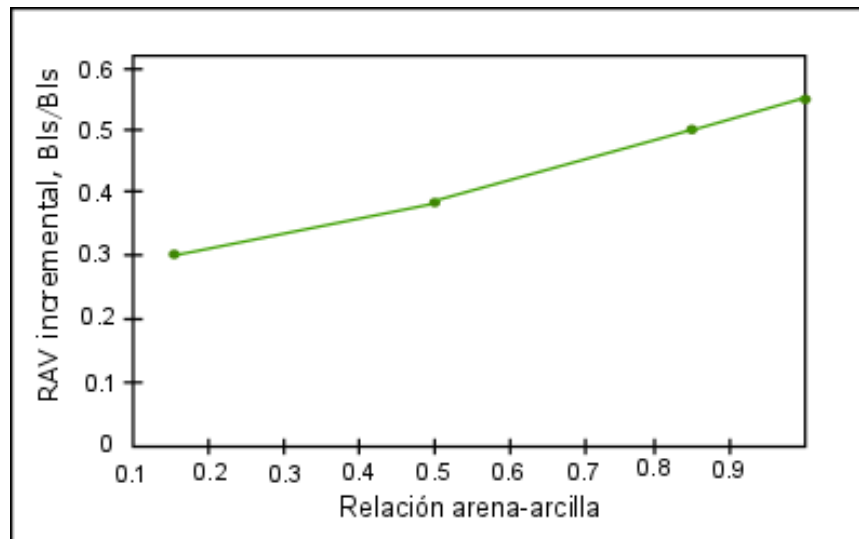
En los casos en que la formación de interés es adyacente con intercalaciones de arcilla en la parte superior y/o inferior, las pérdidas de calor serán mayores debido a que las arcillas tienen una capacidad calórica y un coeficiente de difusividad mucho mayor que las arenas.

◆ **Presión del yacimiento:** la magnitud de las fuerzas de drenaje del aceite en el yacimiento depende primordialmente del gradiente de presión creado lo cual genera la energía suficiente para producir los fluidos.

En caso de que la presión del yacimiento caiga rápidamente la estimulación sólo será económicamente viable para unos cuantos ciclos.

◆ **Daño a la formación:** con el daño, la cara de la formación de interés se taponan impidiendo el flujo de los fluidos, causando una disminución en la producción. Como se puede observar en la figura 7.

Figura 6. Efecto de la relación arena – arcilla sobre la relación aceite incremental – vapor inyectado (RAV).



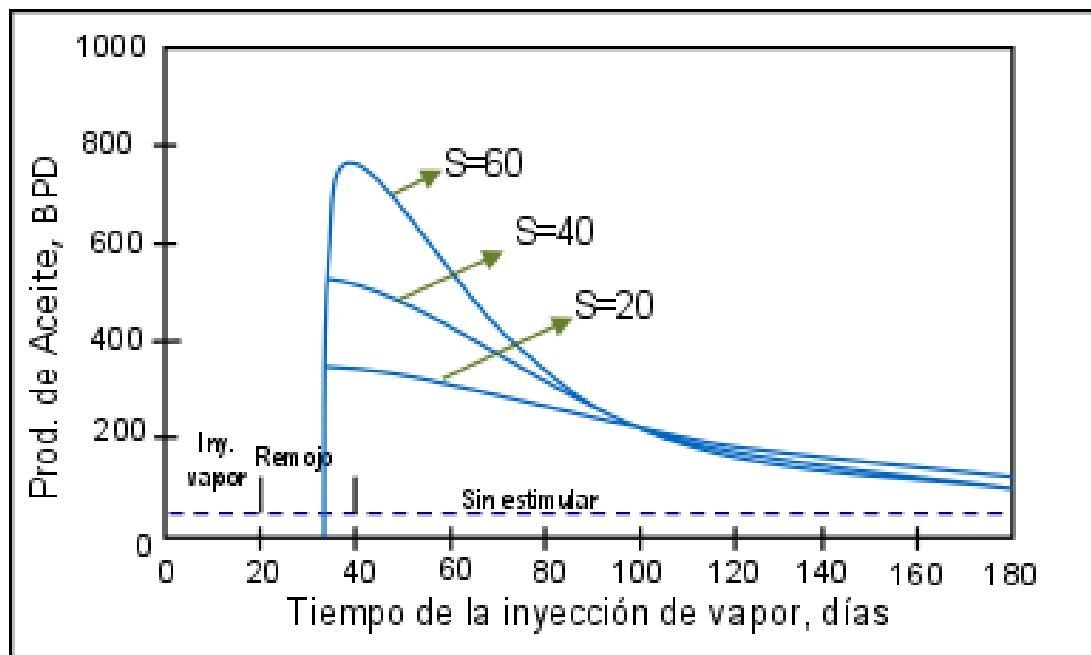
Fuente: BOBERG. Op. Cit. "Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well".

◆ **Viscosidad del aceite:** Cuando el aceite tiene alta viscosidad, con un pequeño aumento de la temperatura se logra una disminución considerable de esta. Cuando el aceite tiene baja viscosidad, al aumentar la temperatura la viscosidad disminuirá pero en menor medida en comparación a la situación anterior. Es decir, el incremento en la producción después de la inyección de vapor será menor para los crudos que tengan baja viscosidad inicial, como se observa en la figura 8. En la figura 9, se ilustra el efecto de la viscosidad antes de iniciar el proceso de inyección cíclica de vapor sobre la relación aceite incremental – vapor inyectado.

◆ **Saturación de aceite:** los mejores candidatos para procesos de estimulación con vapor son los yacimientos que presentan altas porosidades (mayor a 20%) y altas saturaciones de aceite (mayor a 55%). El requisito de que la saturación de aceite sea alta se debe a que de esta manera se garantiza que no haya tanta agua presente en la formación, ya que esta posee un mayor calor específico que el aceite convirtiéndose así en ladrona de calor lo que se refleja en una menor eficiencia del proceso. Adicional a esto, entre mayor sea la saturación de aceite, mayor será la cantidad que se pueda recuperar.

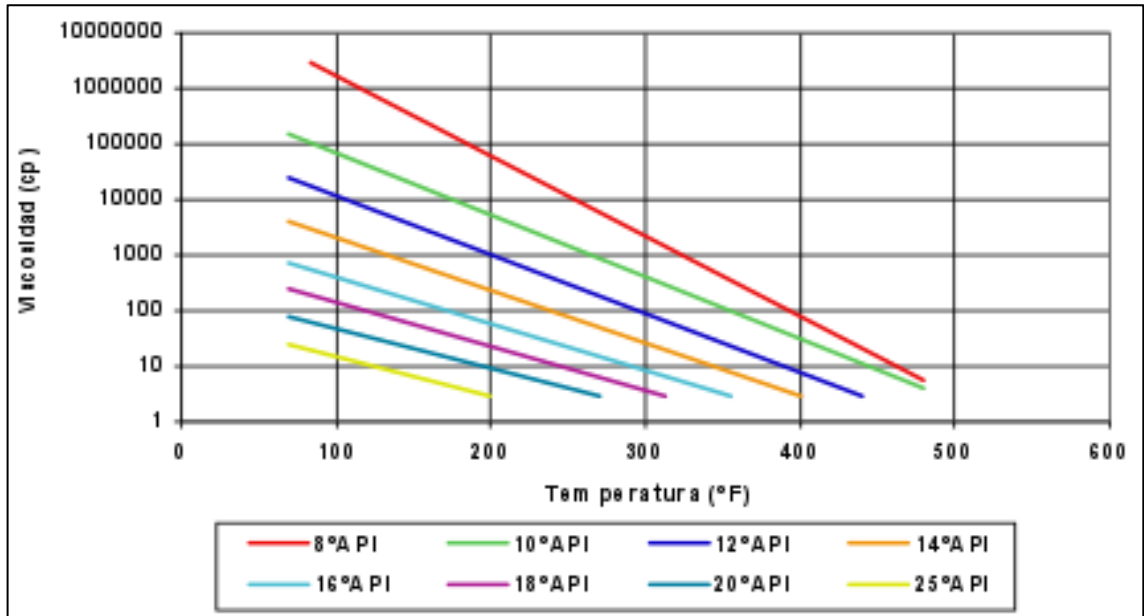
- ◆ **Tasa de producción en frío o índice de productividad antes de la inyección de vapor:** a mayor tasa de producción en frío, mayor será la relación aceite incremental – vapor inyectado cuando se haya implementado el proceso de inyección cíclica de vapor.
- ◆ **Relación Agua – Aceite (WOR):** si esta relación es alta, el proceso será menos eficiente ya que el flujo de grandes volúmenes de agua a través de la zona calentada acelerará el enfriamiento de ésta debido a que la capacidad calorífica del agua es muy alta (aproximadamente el doble que la del aceite).
- ◆ **Mecanismos primarios de producción:** El mecanismo de producción presente puede ser: presión del yacimiento, drenaje por gravedad, compactación de la roca del yacimiento, expansión térmica del aceite, calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor y efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas.

Figura 7. Efecto del daño sobre la tasa de producción de aceite.



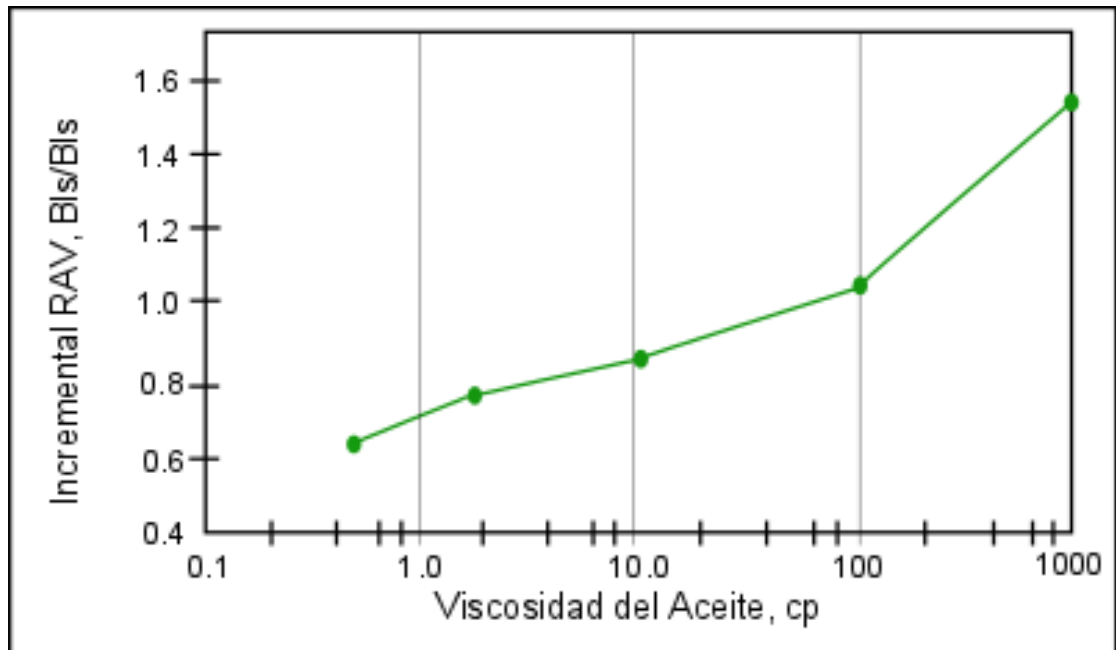
Fuente: BOBERG. Op. Cit. "Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well".

Figura 8. Viscosidad de crudo en función de la temperatura y la gravedad API.



Fuente: ALVERNIA, Cristian y PRADO, Luis Enrique. Implementación de modelos analíticos en procesos de inyección cíclica de vapor. Bucaramanga, 2003. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Figura 9. Efecto de la viscosidad inicial sobre el RAV.



Fuente: BOBERG, Op. Cit. "Thermal Methods of Oil Recovery".

- ◆ **Relación Gas – Aceite (GOR):** la producción de altas tasas de gas reduce la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada lo que genera un incremento en la liberación de este y por ende un aumento en las pérdidas de calor.

- ◆ **Agua de fondo y capa de gas:** muchas formaciones que contienen crudos pesados poseen alguna de estas dos características, lo cual desfavorece la respuesta del yacimiento a la inyección cíclica de vapor¹⁸.

La presencia de una zona de agua en el fondo puede desviar el vapor inyectado, reduciendo así el calor que llega a la zona de aceite. Mientras que la capa de gas en la parte superior de la formación incrementa la posibilidad de que el vapor inyectado se canalice, lo que conlleva a que la eficiencia de barrido vertical sea menor.

2.3.2. Parámetros operacionales: diversos factores operacionales pueden determinar la tasa de crecimiento del radio calentado a medida que el vapor penetra en la formación. Los parámetros con mayor influencia son los siguientes:

- ◆ **Caudal de inyección de vapor:** se recomienda inyectar el vapor a altas tasas para minimizar las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, maximizar el radio de calentamiento y disminuir el tiempo inyección ya que es un tiempo en que el pozo no está produciendo.

- ◆ **Calidad del vapor:** depende de las propiedades del agua: temperatura y presión de saturación, calor latente y calor sensible además del equipo de generación de vapor utilizado. El vapor empleado en la inyección cíclica de vapor, es vapor húmedo con calidad entre 80% – 90%.

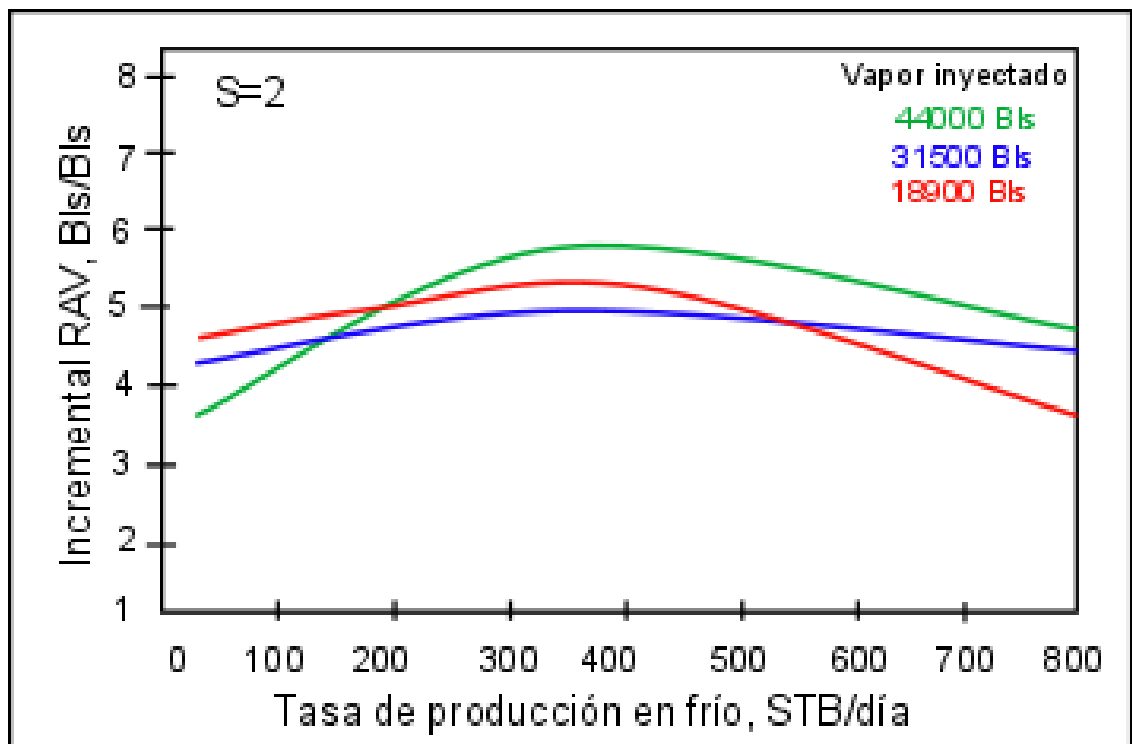
¹⁸ FAROUQ ALI, S. M.: “Effect of Bottom water and Gas Cap on Thermal Recovery”, paper SPE 11732. p. 4, 1983.

◆ **Cantidad de vapor inyectado:** es la variable más importante que puede ser manejada y optimizada durante la inyección cíclica de vapor. Altas cantidades de vapor requieren ser inyectadas en pozos con alta productividad, con grandes espesores productores, sin daño y con crudos de altas viscosidades¹⁹.

Pequeñas cantidades de vapor pueden ser inyectadas en pozos en los que el principal problema es el daño en la cara del pozo y la conificación. La cantidad de vapor inyectado se define a partir de un análisis económico del proyecto.

En la figura 10, se observa que con el aumento en la cantidad de vapor inyectado se incrementa la relación aceite incremental – vapor inyectado hasta que alcanza un punto máximo, momento en el que empieza a declinar.

Figura 10. Efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre el RAV.



Fuente: BOBERG, Op. Cit. "Thermal Methods of Oil Recovery".

¹⁹ MANUCCI, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". Capítulo 3. p. 14. Maracaibo, Zulia. Universidad del Zulia. 1990.

- ◆ **Presión de inyección:** está relacionada directamente con la tasa de inyección, lo de ideal es trabajar con altas presiones de inyección teniendo en cuenta que no sea mayor a la presión de fractura para evitar daños en la formación lo que generaría pérdidas adicionales de calor y por ende una reducción considerable del aceite recuperado, debido al sobrepresionamiento de los estratos productores que afecta directamente la porosidad y permeabilidad.

- ◆ **Número de ciclos:** depende del calentamiento de la formación, la reducción de la viscosidad del aceite y el RAV. A medida que se implementan ciclos de estimulación, la tasa de producción de aceite disminuye y el volumen de agua producida aumenta. El número de ciclos estará definido por el límite económico del proyecto.

- ◆ **Tiempo de remojo:** no debe ser mayor a una semana puesto que los beneficios que se obtienen al extender este periodo no son significativos y adicionalmente se pierde producción al tener el pozo cerrado. En yacimientos depletados, es recomendable poner el pozo en producción inmediatamente para aprovechar la presión de inyección.

3. MODELOS DE PRODUCTIVIDAD PARA POZOS CON INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

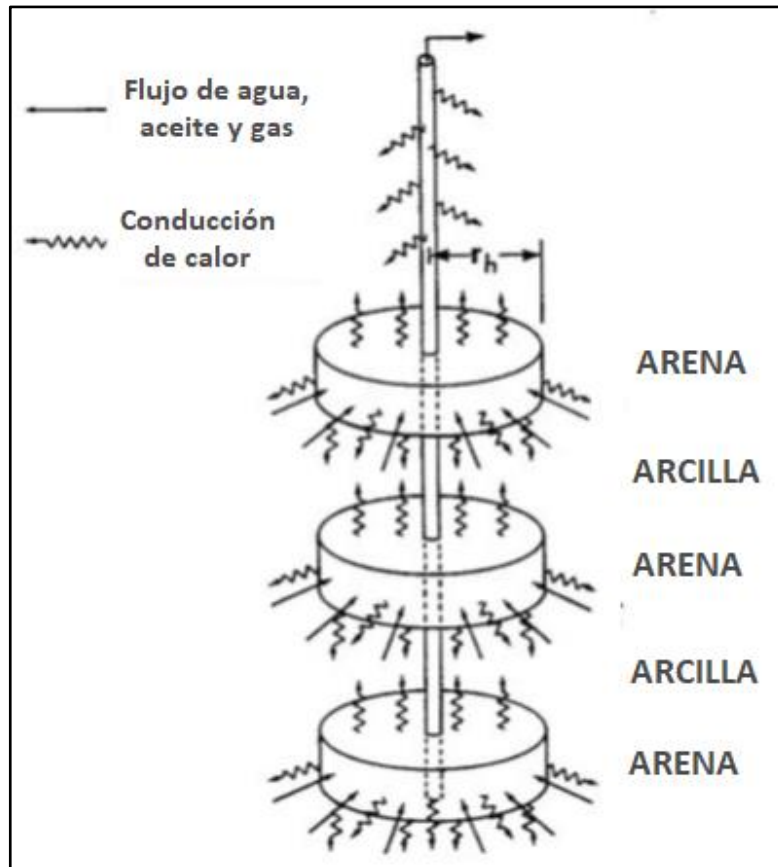
En 1966, Boberg y Lantz²⁰ desarrollaron el primer modelo analítico para calcular la productividad de un pozo vertical sometido a estimulación cíclica de vapor. Considerando la presión del yacimiento como el principal mecanismo de conducción para la producción de petróleo e ignorando el drenaje por gravedad. Se supone que la zona de vapor se propaga radialmente hacia fuera desde el pozo durante la inyección de vapor. El radio de la zona de vapor se basa en el modelo desarrollado por Marx y Langenheim²¹. Durante el período de remojo y de producción, la temperatura media se calcula teniendo en cuenta las pérdidas de calor en dirección vertical, las pérdidas en dirección radial y las pérdidas de calor de producción de fluidos calientes. En la figura 11 se muestra un diagrama esquemático que representa la transferencia de calor y el flujo de fluido considerado en el modelo.

El cálculo supone que la formación es invadida uniforme y radialmente por el vapor inyectado. En el cálculo del radio calentado, se toman en cuenta las pérdidas de energía en el pozo y la conducción hacia las formaciones adyacentes. Después de que se detiene la inyección de vapor, la formación empieza a enfriarse debido a la conducción. Se calcula la temperatura media de la región calentada como una función del tiempo, y a partir de la temperatura media calculada, se determina la viscosidad del aceite. La tasa de producción de petróleo se calcula mediante una aproximación de flujo radial en estado estacionario, que explica la reducción de la viscosidad del aceite.

²⁰ BOBERG, T. C. y Lantz, R. B.: "Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well", paper SPE 1578-PA, 1966.

²¹ MARX, J.W. y LANGENHEIM, R.H.: "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection", 1959.

Figura 11. Transferencia de calor y flujo de fluidos.



Fuente: BOBERG, Op. Cit.

Davidson, Miller y Mueller²², en 1967 proponen un modelo matemático para representar el comportamiento de un yacimiento en la etapa de producción durante un ciclo de un proceso de inyección cíclica de vapor. Describe la influencia de diversos parámetros del yacimiento como: el espesor, la conductividad térmica del yacimiento, la viscosidad del aceite, la relación gas en solución – aceite y el cambio en la permeabilidad relativa del aceite con la temperatura. Además de algunos parámetros operacionales como: el caudal de inyección de vapor, la temperatura del vapor y el tiempo de inyección.

²² MUELLER, T. D.: "A Mathematical Model of Reservoir Response During the Cyclic Injection of Steam", paper SPE 1577-PA, 1967.

En 1969, Seba y Perry²³ desarrollaron un modelo que considera el caso de estimulación con vapor en un yacimiento donde el principal mecanismo de producción es el drenaje gravitacional, basándose en los siguientes supuestos: la formación horizontal está compuesta por una o más capas homogéneas no interconectadas que contienen fluidos incompresibles (cada capa se trata por separado), la zona de interés se calienta por inmersión inicial y se mantiene a la temperatura del vapor correspondiente a la presión atmosférica y la altura de la superficie del pozo productor es en todo momento cero.

Luego, en 1970 Kuo, Shain y Phocas²⁴ presentaron un modelo de productividad para procesos de inyección de vapor en yacimientos cuyo mecanismo principal de producción es el drenaje por gravedad (al igual que en el modelo anterior). Se supone que la zona de flujo de vapor se mantiene a una temperatura constante fija y que parte del calor inyectado es transportada a la zona fría por conducción radial. Con estos supuestos construyeron un modelo matemático para representar el rendimiento de la producción.

También en 1970, Closmann, Ratliff y Truitt²⁵ propusieron un modelo que simula el rendimiento de la producción del primer ciclo durante la inyección cíclica de vapor en yacimientos que producen mediante empuje por gas en solución. Incluye la distribución del vapor y la viscosidad del petróleo en el yacimiento y la especificación del intervalo de inyección, también estudia los efectos del cambio de saturación de los fluidos y el flujo cruzado en un pozo cíclico. Pero desprecia el drenaje por gravedad y simplifica el mecanismo de pérdida de calor.

²³ SEBA, R. D., y PERRY, G. E.: "A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs", paper SPE 1894-PA, 1969.

²⁴ KUO, C. H., SHAIN, S. A., & PHOCAS, D. M.: "A Gravity Drainage Model for the Steam-Soak Process", paper SPE 2329-PA, 1970.

²⁵ CLOSSMANN, P. J., RATLIFF, N. W., & TRUITT, N. E. "A Steam-Soak Model for Depletion-Type Reservoirs", paper SPE /2516-PA, 1970.

El modelo de Swaan²⁶ en 1972, simula la estimulación de vapor, tanto en yacimientos con empuje por gas en solución, como con drenaje gravitacional. Este modelo considera una solución analítica para la distribución de la temperatura y una solución numérica para la ecuación de difusividad, ya que considera flujo monofásico.

Después, en 1976 Williamson, Drake y Chappellear²⁷ tratan los efectos de la saturación transitoria relativa de fluidos y la viscosidad frente a la temperatura en pozos individuales, pero su modelo está diseñado específicamente para uso en un simulador numérico de yacimiento isotérmico.

Posteriormente, Jones²⁸ en 1977 desarrolló un modelo para yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor, que permite calcular la presión, la temperatura y la calidad del vapor. Además, calcula las tasas de producción de aceite y agua teniendo en cuenta los efectos de la variación de la temperatura, los niveles de fluido, la permeabilidad relativa, la viscosidad y la saturación de los fluidos.

En 1984 Gontijo y Aziz²⁹, presentan un modelo, en el cual el caudal de aceite está influenciado por la viscosidad del mismo, la permeabilidad efectiva de la zona calentada, la porosidad, la permeabilidad al aceite, la porosidad, la saturación del aceite y la difusividad térmica del yacimiento. También se tiene en cuenta el cambio en la temperatura del yacimiento con el tiempo lo que resulta en la disminución en la tasa de producción de petróleo durante el ciclo. Además, el modelo explica el calor restante en el depósito de los ciclos anteriores.

²⁶ DE SWAAN, A.: "Improved Numerical Model of Steam-Soak Process". Oil & Gas J. January 3, 1972, p. 58, 62.

²⁷ WILLIAMSON, A. S., DRAKE, L. P., & CHAPPELEAR, J. E.: "A Steam-Soak Well Model for an Isothermal Reservoir Simulator", paper SPE 5739-MS, 1976.

²⁸ JONES, J.: "Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted Gravity Drainage Reservoirs", paper SPE 6544-MS, 1977.

²⁹ GONTIJO, J. E., & AZIZ, K.: "A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs", paper SPE 13037-MS, 1984.

4. SELECCIÓN Y DEFINICIÓN DE LAS VARIABLES DE TRABAJO

Con base en la literatura consultada se realizó un listado de todas las variables que influyen en el comportamiento de la producción de aceite en un pozo vertical sometido a inyección cíclica de vapor como método de recobro, para posteriormente seleccionar las variables de trabajo. Utilizando el método de análisis MICMAC, se seleccionaron los parámetros que mayor impacto tienen sobre la productividad de los pozos verticales en los que se aplica la inyección cíclica de vapor.

4.1. METODOLOGÍA MICMAC

La metodología MICMAC (Matriz de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada para una Clasificación) tiene como propósito identificar las variables claves, que son las más motrices y las más dependientes, y construir una tipología de dichas variables mediante la clasificación de sus relaciones directas, indirectas o potenciales. La comparación de los resultados obtenidos de las relaciones: directa, indirecta y potencial permite confirmar la importancia de ciertas variables y descubrir otras que se tenían por poco importantes³⁰. Esta metodología consiste en elevar la matriz de análisis estructural a una potencial de valores sucesivos, de este modo se analizan miles de millones de líneas en la mayoría de sistemas concretos³¹.

4.1.1. Listado de variables: el inventario de las variables se realiza a partir de estudios previos, y se justifica a través del marco teórico y la revisión bibliográfica.

³⁰ CELY, A. V.: "Metodología de los Escenarios para Estudios Prospectivos". Revista Ingeniería e Investigación No. 44, p. 26 – 35. Diciembre de 1999.

³¹ GODET, M.: "La caja de herramientas de la prospectiva estratégica". Centro Lindavista. México, 2003.

Se recomienda que el número de variables no sea mayor a 80³². Para el presente trabajo, se seleccionaron 40 variables las cuales se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Listado de variables

Aceite original	Factor volumétrico	Gravedad API	Gas en solución
Calidad del vapor	Gas libre	Radio del pozo	Radio de drenaje
Daño	Tipo de empuje	Tiempo de remojo	Porosidad
Área del yacimiento	Poder calorífico del vapor	Saturación de agua	Caudal de producción
Caudal de inyección	Permeabilidad horizontal	Viscosidad del aceite	Tiempo de producción
Espesor cañoneado	Permeabilidad vertical	Temperatura del vapor	Presión de fondo del pozo
Compresibilidad de la roca	Presión de inyección	Temperatura del yacimiento	Densidad del aceite
Compresibilidad del fluido	Presión de burbuja	Tiempo de inyección	Presión del yacimiento
Espesor bruto	Factor de recobro	Profundidad	Régimen de flujo
Capacidad calorífica de la roca	Presión en cabeza de pozo	Tipo de roca adyacente	Tipo de roca almacenadora

Se crea una tabla con la lista de variables y cada una de ellas se debe definir con el objetivo de tener claro su significado y evitar así duplicarlas³³.

³² GODET. Op. Cit.

³³ ARANGO M., X. A. y CUEVAS P., V. A.: "Método de Análisis Estructural: Matriz de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada a una Clasificación (MICMAC)". Universidad Autónoma de Nuevo León. Tesis Doctoral. Tirant Lo Blanch. 2014.

4.1.2. Descripción de las relaciones entre las variables: para llevar a cabo esta fase, se enlistan las variables en una tabla llamada “matriz estructural de variables”, y se utiliza un nombre corto para cada una de ellas para reducir el espacio utilizado. Cada una de las variables debe ser ubicada en el encabezado de las filas y columnas de la tabla (como se muestra en la figura 12)³⁴.

Posteriormente, se procede a llenar la matriz, haciendo la siguiente pregunta para cada pareja de variables: “¿Existe una relación de influencia directa de la variable i (fila) sobre la variable j (columna)?”, si la respuesta es no, se coloca “0” en el cuadro correspondiente; en el caso contrario se coloca: “1”, “2” o “3” según la magnitud de su influencia o “P” si existe un potencial de influencia³⁵. En el presente trabajo se utilizó el valor de “0” para indicar que no hay influencia entre las variables y “3” para indicar que sí la hay.

4.1.3. Llenado de la matriz en el software: Una vez se tiene la matriz llena, se procede a digitar los datos en el software, el cuál pide la lista de variables, el nombre corto de cada una y su definición. Luego de esto se llenan los datos de la matriz en el sistema electrónico y se continúa con la siguiente fase. La Figura 12, muestra parte de la matriz estructural de variable creada en el software MICMAC.

4.1.4. Identificación de las variables clave: esta fase consiste en la identificación de las variables esenciales para la evolución del sistema, primero mediante una clasificación directa y posteriormente por una clasificación indirecta. Las variables se proyectan sobre un gráfico de influencia y dependencia, su distribución permite identificar cuatro categorías de variables, las que mantienen una diferencia dependiendo de la función de la dinámica del sistema³⁶.

³⁴ ARANGO, Op. Cit

³⁵ GODET, Op. Cit.

³⁶ ARANGO, Op. Cit.

Figura 12. Matriz estructural de variable.

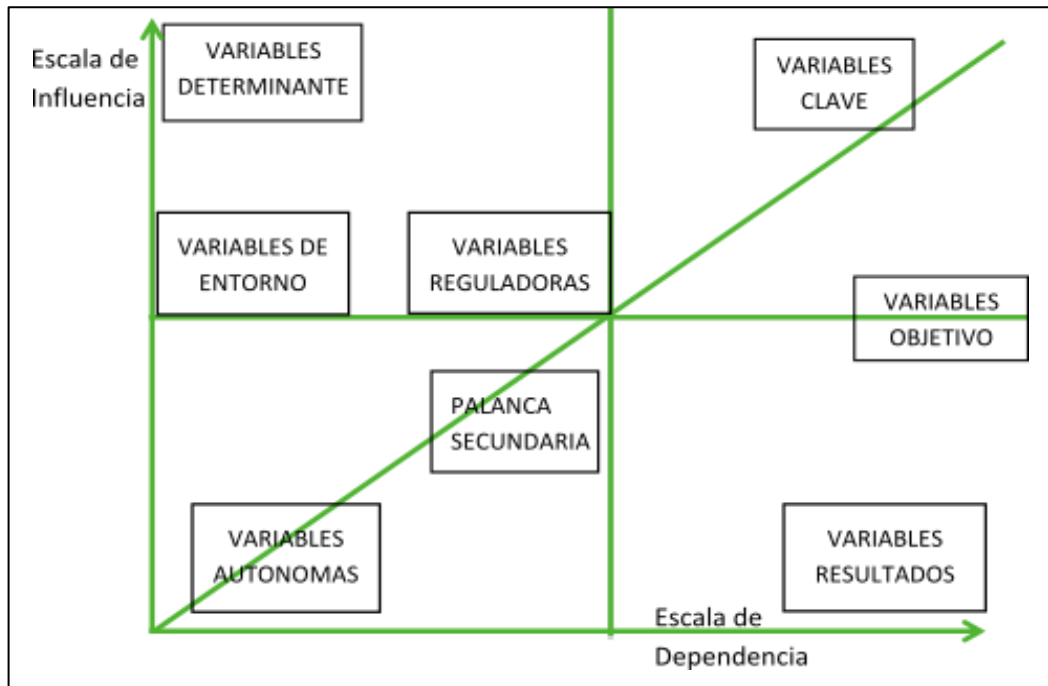
	1 : OOIP	2 : A	3 : X	4 : Qi	5 : Qp	6 : Cpr	7 : Cr	8 : Cf	9 : S	10 : D	11 : hb	12 : hn	13 : FR	14 : Bo	15 : Gsl
1 : OOIP	■	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
2 : A	3	■	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 : X	0	0	■	3	3	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
4 : Qi	0	0	0	■	3	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
5 : Qp	0	0	0	0	■	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
6 : Cpr	0	0	3	3	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 : Cr	3	0	0	0	3	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0
8 : Cf	0	0	0	0	3	0	0	■	0	0	0	0	0	3	3
9 : S	0	0	0	3	3	0	0	0	■	0	0	0	3	0	0
10 : D	3	0	0	0	0	0	0	3	0	■	0	0	0	3	0
11 : hb	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0
12 : hn	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0
13 : FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0
14 : Bo	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	■	3
15 : Gsl	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■

El método de análisis MICMAC provee una matriz y un gráfico llamado plano de influencia y dependencia de las variables del sistema de estudio y las categoriza en: variables de entorno, variables reguladoras, palancas secundarias, variables objetivo, variables clave, variables resultado, variables autónomas y variables determinantes³⁷.

El comportamiento de las variables depende de donde se sitúen en el plano de influencia y dependencia, el cual se ilustra en la figura 13.

³⁷ GODET. Op. Cit.

Figura 13. Gráfico de influencia por dependencia.



Fuente: GODET, Op. Cit.

- ◆ **Variables determinantes.** Se encuentran en la parte superior izquierda del plano de influencia y dependencia, son las variables que según su evolución a lo largo del periodo de estudio se convierten en frenos o motores del sistema.
- ◆ **Variables entorno.** Son las variables con escasa dependencia del sistema, pueden ser consideradas una decoración, se encuentran en la zona media de la parte izquierda del plano de influencia y dependencia. Su objetivo es complementar el sistema.
- ◆ **Variables clave.** Se encuentran en la zona superior derecha del plano de influencia y dependencia. Son muy motrices y muy dependientes, perturban el funcionamiento normal del sistema. Determinan el sistema y son inestables.
- ◆ **Variables reguladoras.** Están situadas en la zona central del plano de influencia y dependencia, se convierten en llave de paso para alcanzar el cumplimiento de las variables clave. Determinan el buen funcionamiento del sistema en condiciones normales.

◆ **VARIABLES OBJETIVO.** Se ubican en la parte central a la derecha en el plano de influencia y dependencia; son muy dependientes y medianamente motrices. Son objetivo ya que en ellas se puede influir para que su evolución sea la deseada.

◆ **PALANCAS SECUNDARIAS.** Son variables complementarias a las variables reguladoras, y éstas a su vez afectan a la evolución de las variables clave. En el plano de influencia y dependencia se encuentran ubicadas debajo de las reguladoras.

◆ **VARIABLES RESULTADO.** Están en la zona inferior derecha del plano de influencia y dependencia. Se caracterizan por su baja motricidad y alta dependencia. Son junto con las variables objetivo, indicadores descriptivos de la evolución del sistema. Son variables que no se pueden abordar de frente, sino a través de las que dependen en el sistema.

◆ **VARIABLES AUTÓNOMAS.** En el plano de influencia y dependencia se encuentran en la zona inferior izquierda. Son poco influyentes o motrices y poco dependientes. No constituyen parte determinante para el futuro del sistema.

Otro gráfico que genera el sistema MICMAC es el plano de influencia y dependencia indirecta, el cual tiene resultados similares al plan de influencia y dependencia directo; pero éste se refiere a la relación de las variables en forma indirecta. El tercer gráfico generado por el sistema es el mapa de influencia y dependencia directa potencial, el cual crea análisis a futuro. El cuarto gráfico de resultados que arroja el sistema es la gráfica de influencia directa, en esta el sistema permite determinar cuántas variables se desean visualizar para establecer qué tan fuerte, relativamente fuerte o débil es su influencia sobre dichas variables. El software también arroja gráficas de la influencia potencial indirecta, y al igual que en la gráfica anterior es posible decidir la cantidad de variables que se desea mostrar en la gráfica, las que pueden ser desde dos hasta el total de variables insertadas en el sistema³⁸.

³⁸ ARANGO, Op. Cit.

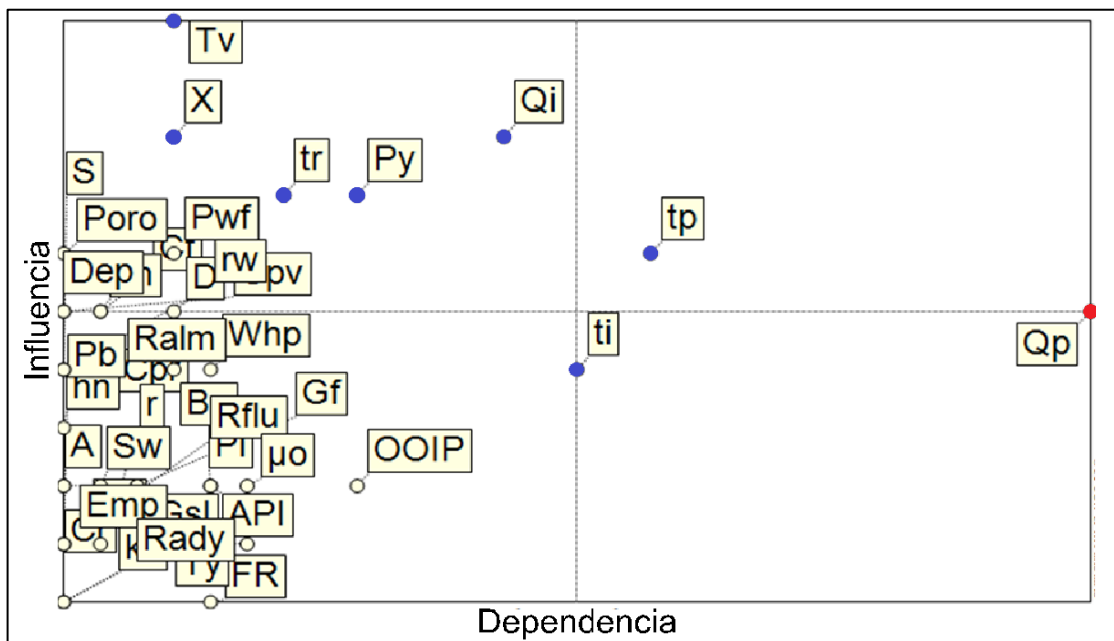
4.2. VARIABLES DE TRABAJO SELECCIONADAS

Para conformar el grupo de variables clave, se seleccionaron aquellas variables pertenecientes a las zonas de poder y conflicto y las de la zona de salida de menor dependencia y mayor motricidad según el plano de influencia dependencia, es decir, las variables reguladoras, determinantes y objetivo. En la figura 14 se encuentra el mapa de influencia / dependencia directa que dio como resultado para el presente caso y a partir del cual se seleccionaron las variables de trabajo.

Las variables de trabajo seleccionadas fueron: temperatura del vapor (T_v), tiempo de inyección (t_i), tiempo de remojo (t_r), tiempo de producción (t_p), presión del yacimiento (P_y), calidad del vapor (X) y caudal de inyección (Q_i). Además de la variable caudal de producción (Q_p) que fue seleccionada como variable objetivo.

Las variables seleccionadas fueron analizadas y validadas por el Ph.D. Eider Niz Velásquez especialista en recobro mejorado, quien manifiesta que estas variables son las más relevantes operacionalmente hablando, y aunque hay otros parámetros del yacimiento que son importantes estos no se pueden controlar.

Figura 14. Mapa de influencia / dependencia directa.



5. MODELO DE SIMULACIÓN

El desarrollo de este proyecto se enfoca en la simulación numérica del proceso de inyección cíclica de vapor mediante el software comercial STARS (Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator) versión 2015.10 perteneciente a la empresa CMG. Este software, fue creado con el fin de simular procesos de recobro que implican la inyección de fluidos calientes, como: inyección y reinyección de vapor e inyección de vapor con aditivos, además de procesos de combustión y procesos con aditivos químicos.

Con este software se realizó un modelo conceptual base a partir del cual se variaron algunas de las propiedades clave seleccionadas anteriormente para evidenciar la influencia de estas en la producción de aceite cuando se inyecta vapor cíclicamente.

El modelo de simulación se basó en el completamiento de un único pozo en el centro de un yacimiento radial, a continuación se muestran los parámetros utilizados para la creación del modelo.

5.1. CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA

Se construyó una malla en coordenadas cilíndricas y de escala “Single Well”, lo que permite simular de una mejor manera la distribución de los fluidos y el flujo de los mismos hacia el pozo. Las características del yacimiento se encuentran detalladas en la tabla 4. La malla que representa el modelo conceptual del yacimiento se puede observar en la figura 15.

Se colocó un acuífero radial infinito de tipo “Carter Tracy” conectado al fondo del yacimiento, el cual tiene como objetivo ayudar a mantener la presión de este,

además de permitir simular de una manera más real el comportamiento del yacimiento. En el tope de la formación se ubicó una capa sello (con porosidad cero), la cual es una barrera de no flujo que impide que los fluidos contenidos en el medio poroso migren hacia las zonas adyacentes. Esta se muestra en la Figura 16.

Tabla 4. Parámetros del yacimiento

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	
Profundidad tope (capa sello), ft	2600
Presión promedio, psi	1480
Espesor capa sello, ft	20
Espesor bruto, ft	400
Espesor neto, ft	120
Radio de drenaje, ft	10000
WOC (Water Oil Contact), ft	3040
Permeabilidad horizontal, md	1000
Permeabilidad vertical, %kh	100
Porosidad	30
Compresibilidad de la formación, 1/psi	18 E -5
Conductividad térmica, Btu/ (ft °F día)	106
Capacidad calórica volumétrica Btu / (ft ³ °F)	35

Fuente: Campo colombiano.

Además, se asignaron las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos en la sección *reservoir / other reservoir property*. Para el agua se utilizaron propiedades a condiciones estándar. Estas propiedades se encuentran en las tablas 5 y 6.

Tabla 5. Propiedades térmicas de los fluidos.

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LOS FLUIDOS	
Conductividad térmica del aceite, Btu / (ft día °F)	1.3
Conductividad térmica del agua, Btu / (ft día °F)	8.6
Conductividad térmica del gas, Btu / (ft día °F)	0.32

Tabla 6. Propiedades térmicas de las formaciones adyacentes

CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LAS FORMACIONES ADYACENTES	
Capacidad calorífica volumétrica del overburden, Btu / (ft ³ °F)	35
Conductividad térmica del overburden, Btu / (ft día °F)	24
Capacidad calorífica volumétrica del underburden, Btu / (ft ³ °F)	35
Conductividad térmica del underburden, Btu / (ft día °F)	24

Figura 15. Malla que representa el modelo conceptual

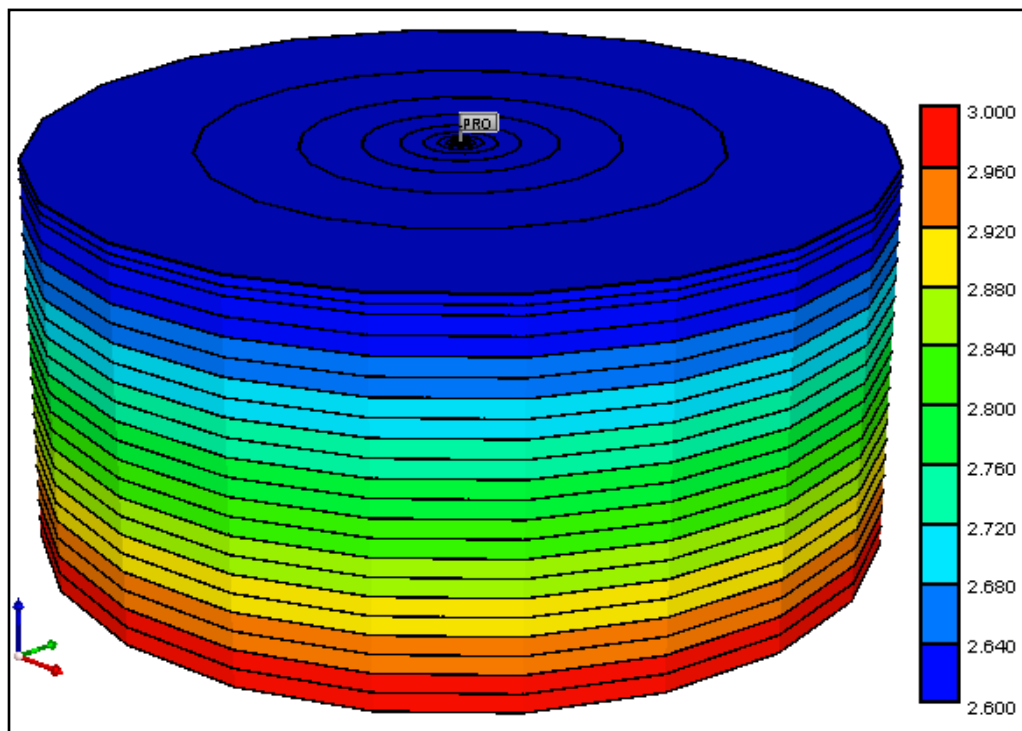
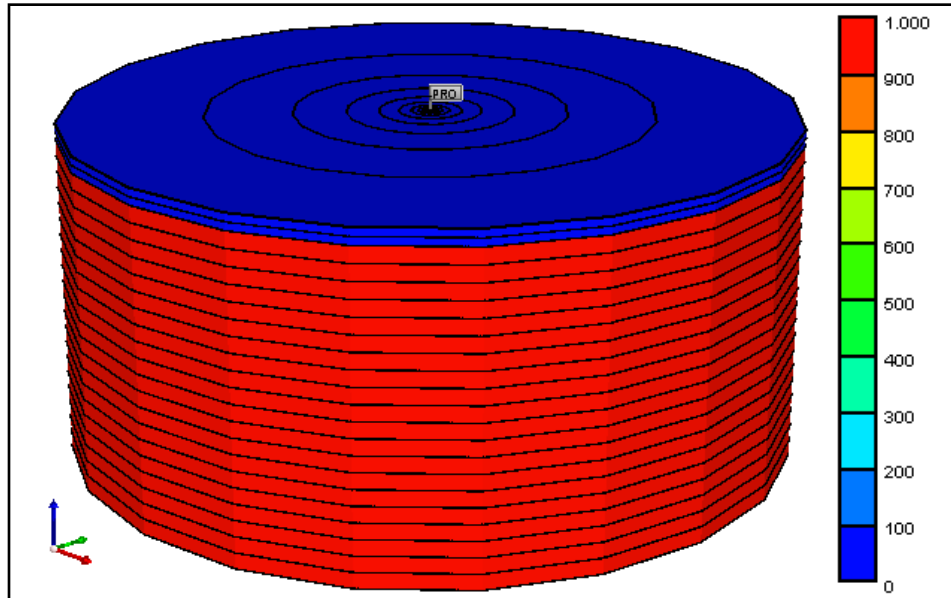


Figura 16. Representación de la capa sello ubicada en el tope de la formación



5.2. MODELO DE FLUIDO

Se utilizó un modelo de fluido Black Oil, el cual fue creado utilizando la herramienta WINPROP 2015.10 a partir de las propiedades PVT de un fluido real de un campo colombiano, las propiedades de dicho fluido se describen en la tabla 7.

Tabla 7. Propiedades del fluido

PROPIEDADES DEL FLUIDO	
Temperatura del yacimiento, °F	131.9
API	7.74
Densidad del aceite, lb/ft ³	63.41
Viscosidad del aceite @ P _y , cp	299.136
Compresibilidad, 1/psi	4.17E-6
Coefficiente de expansión térmica	1.0419
Gravedad específica del gas	1.496

5.3. MODELO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Es clave en la simulación de yacimientos, establece la interacción entre la roca y los fluidos y permite conocer el movimiento de los fluidos en el yacimiento respecto a la saturación de cada uno. En la tabla 8 se establecen los valores utilizados para definir las permeabilidades relativas del modelo. En la figura 17 se ilustra la curva de permeabilidades relativas aceite – agua y en la figura 18 la curva de gas – líquido.

Tabla 8. Datos para las curvas de permeabilidad relativa (End Points).

Saturación de agua connata - SWCON	0.2
Saturación de agua crítica – SWCRIT	0.2
Saturación de aceite irreducible @Agua/Aceite -SOIRW	0
Saturación de aceite residual @Agua/Aceite – SORW	0.35
Saturación de aceite irreducible @Gas/Líquido - SOIRG	0
Saturación de aceite residual @Gas/Líquido – SORG	0.25
Saturación de gas connata - SGCON	0
Saturación de gas crítica - SGCRIT	0.05
Permeabilidad relativa del aceite @SWCON – KROCW	0.8
Permeabilidad relativa del agua @SOIRW-KRWIRO	1
Permeabilidad relativa del gas – KRGCL	0.3
Permeabilidad relativa del aceite @SGCON-KROGCG	0.3
Exponente para el cálculo de K_{rw}	2
Exponente para el cálculo de K_{row}	2
Exponente para el cálculo de K_{rog}	2
Exponente para el cálculo de K_{rg}	2

Figura 17. Curva de permeabilidades relativas aceite - agua

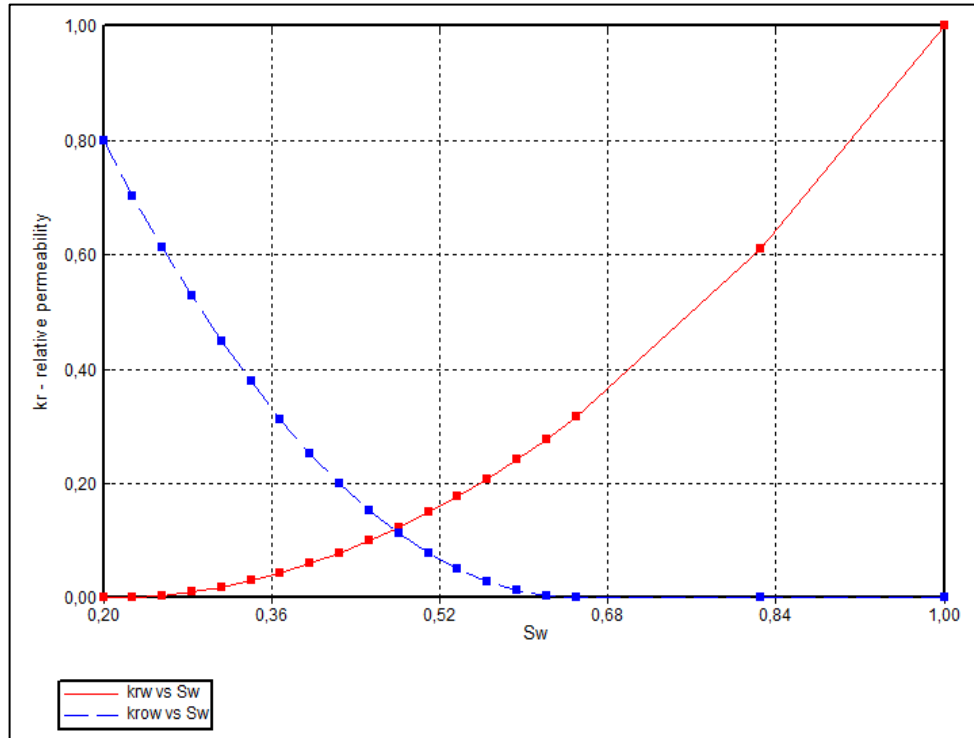
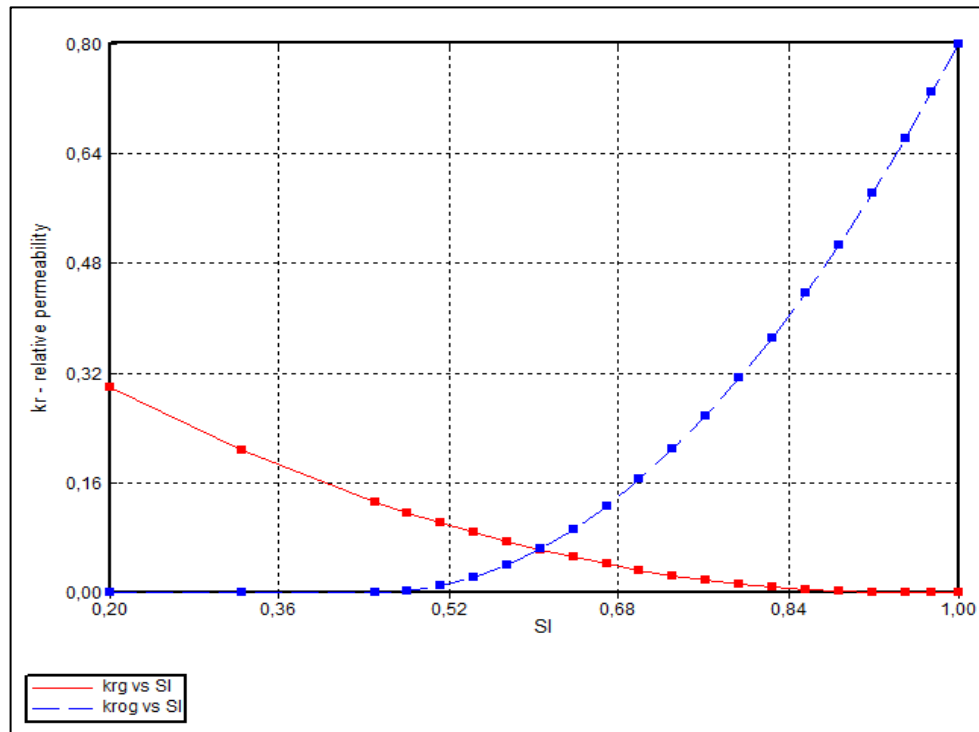


Figura 18. Curva de permeabilidades relativas gas - liquido



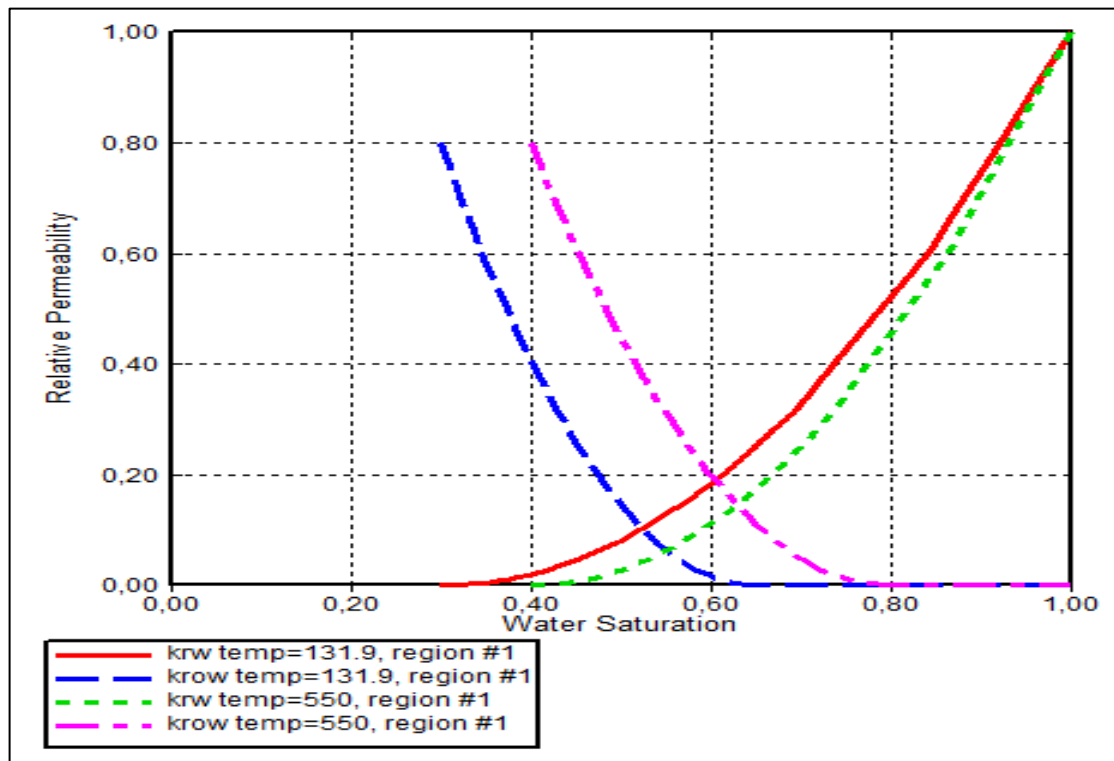
Estas curvas de permeabilidad relativa son típicas para un modelo de yacimiento donde no existen grandes variaciones de temperatura. Para procesos en que se usa agua caliente o vapor es necesario incorporar modificaciones en las permeabilidades relativas, las cuales dependen de los cambios en la temperatura.

En la tabla 9, se encuentran los datos que se incluyeron en el modelo para evidenciar los cambios de las permeabilidades relativas debido a las variaciones de la temperatura y en la figura 19 se ilustran las curvas correspondientes.

Tabla 9. Permeabilidades relativas dependientes de la temperatura.

PARÁMETRO	SWR	SORW	SORG
T = 131.9	0.2	0.35	0.25
T = 550	0.4	0.2	0.05

Figura 19. Curva de permeabilidades relativas dependiente de la temperatura



5.4. CONDICIONES OPERATIVAS

Las condiciones operativas son las únicas variables que se pueden modificar según el objetivo de la simulación.

Las condiciones operativas utilizadas en el modelo de simulación para realizar el ajuste de la producción primaria se encuentran en la tabla 10.

Tabla 10. Condiciones de operación para el modelo base.

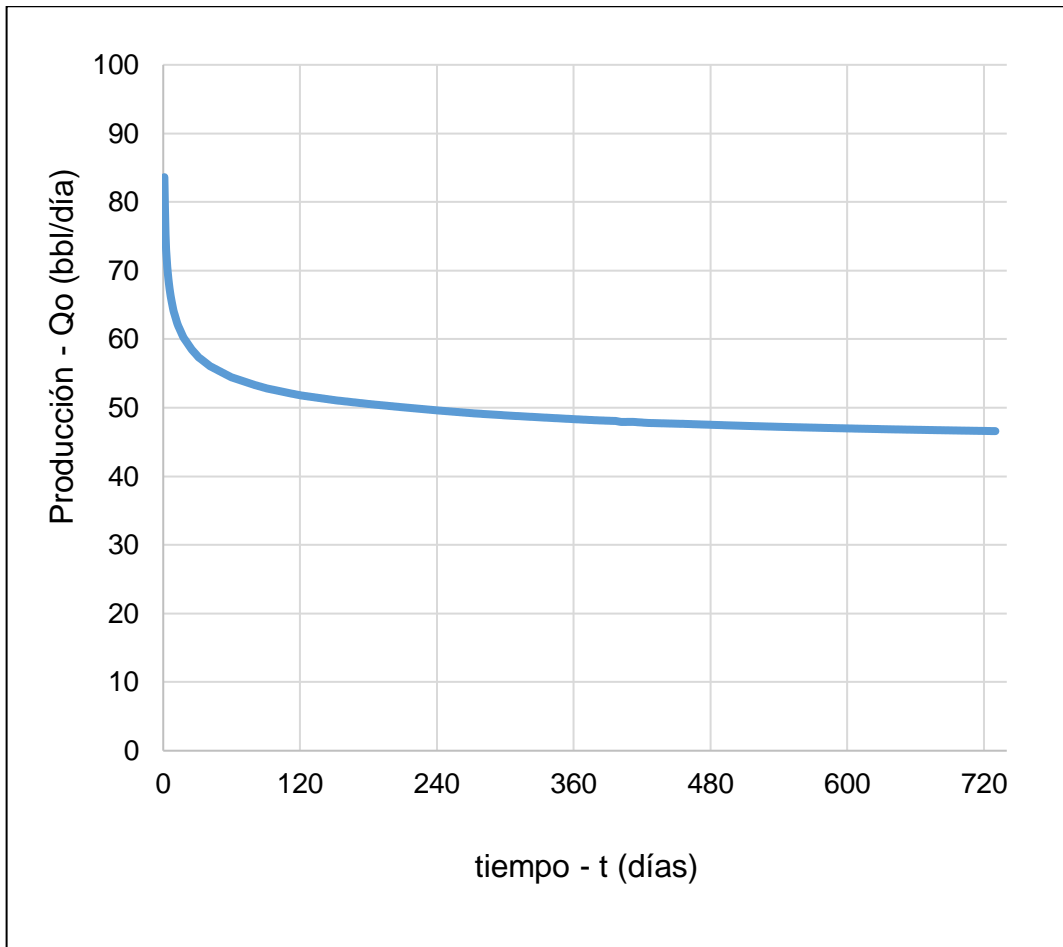
PARÁMETRO	VALOR
Presión de fondo fluyendo (Pwf), psi	1350

Bajo estas condiciones, el pozo se puso en producción durante un período de dos años, obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 11. En la figura 20 se encuentra la gráfica de producción diaria de aceite en función del tiempo.

Tabla 11. Resultados de la producción primaria.

PARÁMETRO	VALOR
Tiempo de producción, años	2
Presión del yacimiento, psi	1480
Producción de aceite al final de los dos años, bbl/día	46.59
Producción acumulada de aceite, bbl	36177.6
Producción de gas, ft ³ /día	3210
Corte de agua, %	0

Figura 20. Producción diaria de aceite en frío



6. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Partiendo del modelo de simulación definido y de las variables de trabajo seleccionadas, se procede a simular el proceso de inyección cíclica de vapor.

6.1. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS

Mediante el uso de la herramienta CMOST 2015.10 (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assesmet Tool) perteneciente a la empresa CMG, se seleccionaron los valores óptimos para cada una de las variables a utilizar en la simulación del proceso de inyección cíclica de vapor. Esta herramienta optimiza los parámetros basándose en el algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution), el cual requiere del establecimiento de una función objetivo y de parámetros de entrada y bloquea los parámetros que reconoce como no beneficiosos para el éxito del proyecto³⁹. Dicho algoritmo es un proceso iterativo que se divide en dos etapas: diseño de exploración y evolución controlada.

◆ **Diseño de exploración:** en esta fase, mediante un diseño experimental se toman los valores asignados a cada variable y se efectúa una búsqueda de las posibles soluciones partiendo de cada una de las combinaciones.

◆ **Evolución controlada:** consiste en analizar estadísticamente los resultados de las simulaciones generadas en la etapa anterior. Se evalúa de manera independiente los resultados obtenidos para cada parámetro con el objetivo de determinar si éstos tienen un efecto positivo en la función objetivo y en caso de que no lo tenga, se suprime este parámetro para las futuras corridas.

³⁹ Tutorial: Computer Assited History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), versión 2015.10.

En la tabla 12 se encuentran los valores utilizados en la optimización realizada en CMOST y en la tabla 13 se encuentran los resultados de la optimización.

Los valores de temperatura de inyección del vapor se calculan a partir de las tablas de vapor, el máximo valor de temperatura (570 °F) corresponde a la presión del yacimiento y el mínimo valor (212 °F) corresponde a la presión atmosférica. El rango de optimización de los demás parámetros es escogido acorde a los rangos de aplicación de este proceso en Colombia.

Tabla 12. Valores utilizados para la optimización.

PARÁMETRO	VALORES					
Presión de inyección, psi	1730	1780	1830	1880	1930	1980
Tasa de inyección, bbls/día	3000	3200	3400	3600	3800	4000
Tiempo de inyección, días	6	8	10	12	14	16
Tiempo de remojo, días	2	3	4	5	6	7
Calidad del vapor, fracción	0.60	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85
Temperatura de inyección, °F	220	240	260	280	300	320

Tabla 13. Valores obtenidos en la optimización.

PARÁMETRO	VALOR
Presión de inyección, psi	1830
Tasa de inyección, bbls/día	3800
Tiempo de inyección, días	14
Tiempo de remojo, días	5
Calidad del vapor, fracción	0.75
Temperatura de inyección, °F	320

6.2. DEFINICIÓN DEL CASO BASE

El caso base de la simulación se realizó tomando en cuenta el valor de los parámetros optimizados anteriormente. Con respecto a los demás parámetros seleccionados por el software MICMAC y que no fueron optimizados se precisó hacer las simulaciones para un solo ciclo de inyección de vapor y dejar producir el pozo por un periodo de 1 mes después del tiempo de remojo.

En la figura 21, se grafica la producción diaria de aceite para el caso base de producción primaria y para el caso base luego de un ciclo de inyección de vapor.

En la tabla 14, se encuentran los resultados de producción obtenidos en el caso base luego de un ciclo de inyección de vapor.

En la figura 22, se evidencia el incremental de producción de aceite entre el caso base de producción primaria y el caso base luego de un ciclo de inyección de vapor.

Figura 21. Comparación de la producción diaria de aceite en frío con la producción diaria después de un ciclo de inyección de vapor.

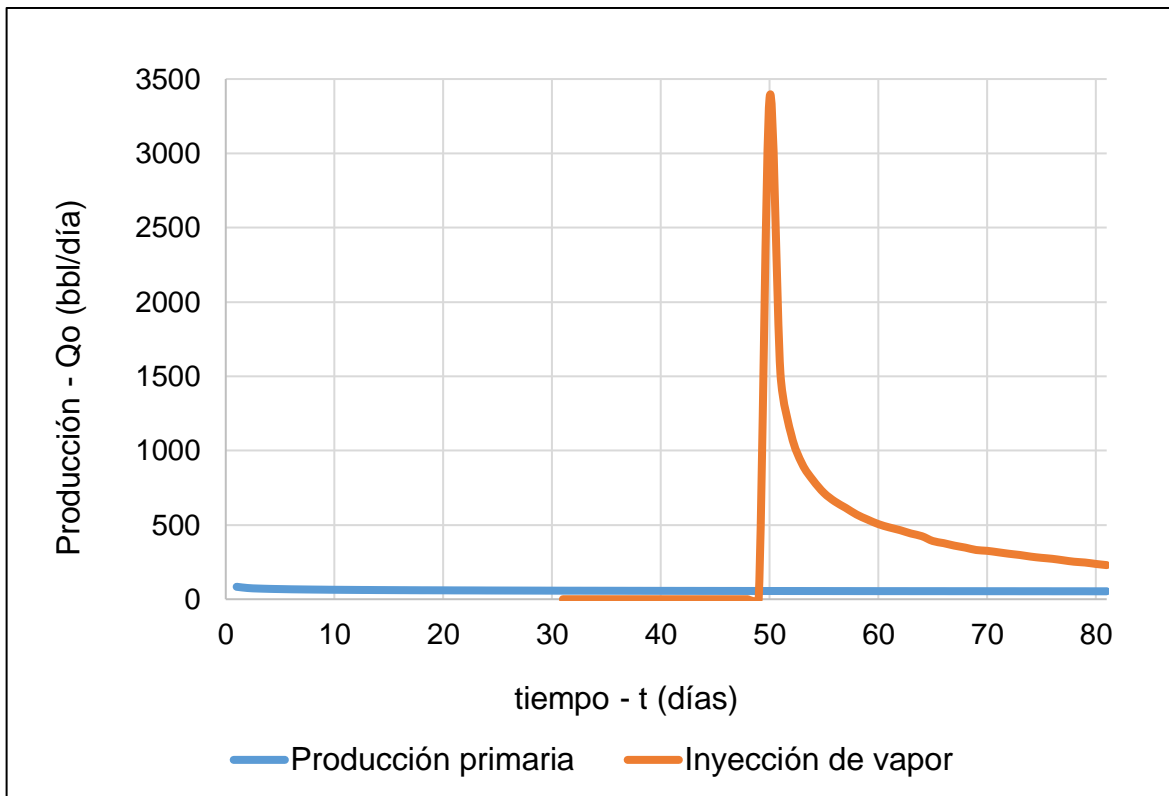
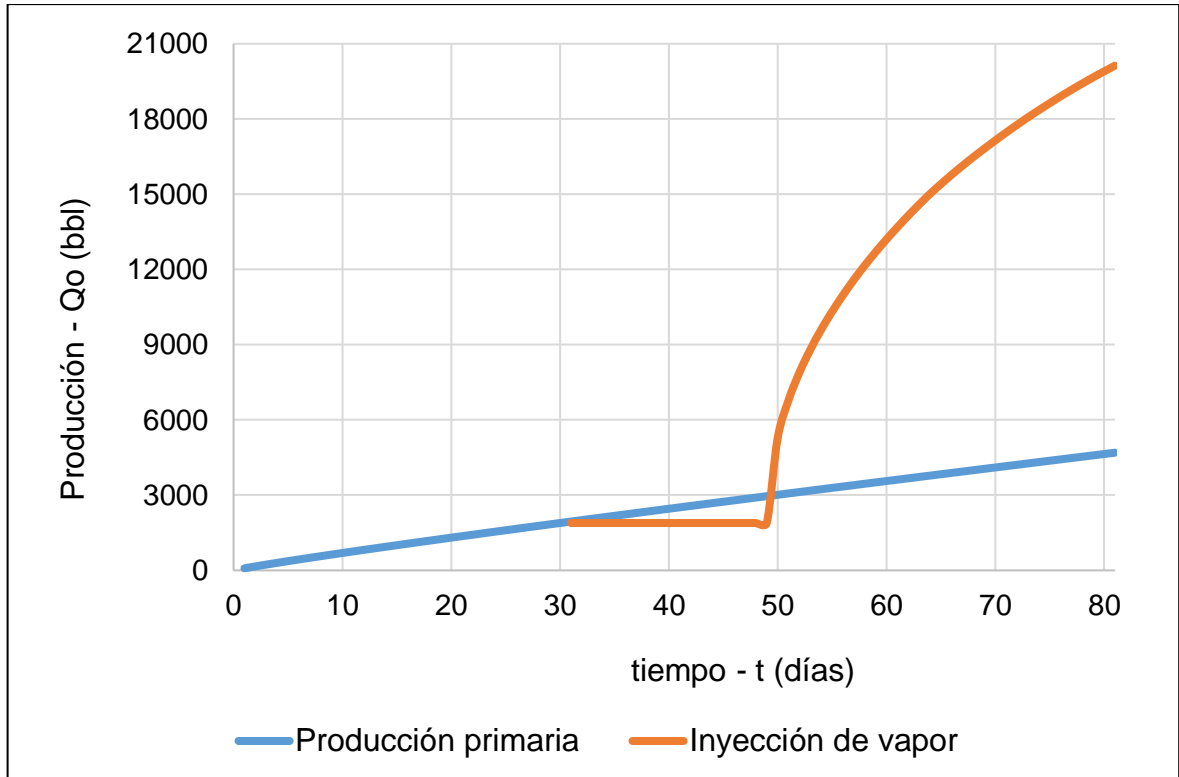


Tabla 14. Resultados de la producción del caso base luego de un ciclo de inyección de vapor.

PARÁMETRO	VALOR
Tiempo de producción luego de la inyección, días	30
Presión del yacimiento, psi	1480
Producción de aceite, bbl/día	229.25
Producción acumulada de aceite, bbl	20127.45
Producción incremental, bbl	15434.51
Producción de gas, ft ³ /día	7494
Corte de agua, %	0

Figura 22. Comparación de la producción acumulada de aceite en frío con la producción acumulada después de un ciclo de inyección de vapor.

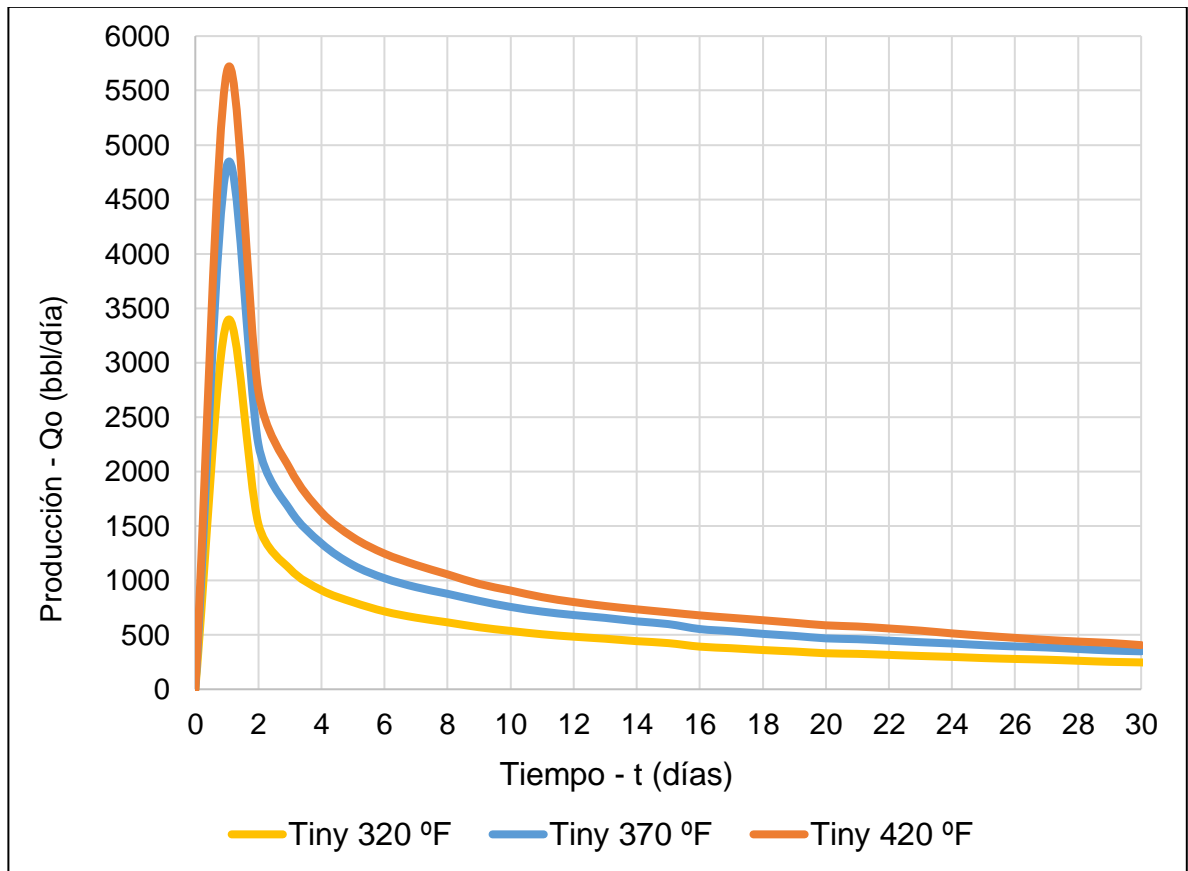


6.3. VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS

Teniendo en cuenta el modelo de simulación del caso base definido anteriormente, se simuló el proceso cambiando la temperatura de inyección del vapor entre los valores de 320 °F, 370 °F y 420 °F. Para cada una de estas temperaturas se realizó una corrida de simulación cambiando el valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en intervalos de 150 psi, desde 0 psi hasta la presión del yacimiento (1480 psi). Los resultados de producción obtenidos en las simulaciones para cada caso se encuentran en los anexos C, D y E.

En la figura 23 se grafica el caudal de producción luego del tiempo de remojo para cada una de las temperaturas a una presión de fondo fluyendo de 1350 psi.

Figura 23. Producción después de la inyección de vapor para diferentes temperaturas de inyección.



7. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Después de tener los resultados de las simulaciones, el siguiente paso es la generación del modelo de productividad.

Para generar un modelo de productividad algunos autores se han basado en trabajos previos. Como es el caso de Fetkovich⁴⁰, Cheng⁴¹, Klins & Clark⁴², García & Pinto⁴³, entre otros que han tomado la ecuación de Vogel⁴⁴ como base para generar sus propios modelos a partir de las simulaciones realizadas. Otros autores se han basado en la ecuación de Fetkovich o en una combinación de la ecuación de Vogel y la de Fetkovich como es el caso de Bendakhlija & Aziz⁴⁵.

7.1. METODOLOGÍA

7.1.1. Construcción de la curva IPR adimensional. El primer paso es construir una curva IPR adimensional, es decir, dividir cada caudal (Q_o) entre el caudal máximo ($Q_o \text{ máx}$) y cada presión de fondo fluyendo (P_{wf}) entre la presión del yacimiento (P_y).

Con los datos obtenidos se grafica la curva IPR correspondiente para cada caso (P_{wf}/P_y vs $Q_o/Q_{o \text{ máx}}$).

⁴⁰ FETKOVICH, Op. Cit.

⁴¹ CHENG, Op. Cit.

⁴² KLINS, Op. Cit.

⁴³ GASBARRI, S., GARCIA, J. A., MARTINEZ, V., PINTO, R., GARCIA, L., & GIL, C. "Inflow Performance Relationships for Heavy Oil", paper SPE 122292. 2009.

⁴⁴ VOGEL, Op. Cit.

⁴⁵ BENDAKHLIJA, Op. Cit.

7.1.2. Comparación de los modelos. Este paso consiste en comparar la curva IPR adimensional obtenida en el paso anterior con las curvas IPR adimensionales para el modelo de Vogel, Fetkovich y la combinación de ambas (propuesta por Bendakhlia & Aziz).

- ◆ Ecuación adimensional y modificada de Vogel

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - \left[(1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación (10)}$$

- ◆ Ecuación adimensional de Fetkovich

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right)^n \quad \text{Ecuación (11)}$$

- ◆ Ecuación adimensional propuesta por Bendakhlia & Aziz

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = \left\{ 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - \left[(1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right] \right\}^n \quad \text{Ecuación (12)}$$

La idea es generar una curva para el modelo de Vogel y una para el modelo de Fetkovich y compararlas con la curva obtenida con los datos de la simulación, para cada uno de los casos. Si ninguno de los dos modelos se ajusta, se procede a utilizar el modelo sugerido por Bendakhlia y Aziz.

7.1.3. Generación del modelo. Una vez se haya identificado cuál de los tres modelos se ajusta mejor a la data obtenida en la simulación, se procede a calcular el valor de los parámetros en función de las variables de interés, ya sea de manera gráfica o mediante una ecuación.

- ◆ Para el modelo de Vogel, se calcula el parámetro V.
- ◆ Para el modelo de Fetkovich, se calcula el parámetro n.
- ◆ Para el modelo combinado, se calculan los parámetros V y n.

7.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

El análisis de los resultados obtenidos en la simulación se realiza mediante la metodología descrita en el capítulo anterior. A continuación se presenta un ejemplo de esta metodología.

7.2.1. Construcción de las curvas IPR adimensionales. Para cada uno de los casos se calculan los valores de $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ y P_{wf}/P_y .

En la tabla 15, se presenta como ejemplo los datos obtenidos en el primer día de producción después de la inyección de vapor a una temperatura (T_{iny}) de 320 °F y los valores calculados para $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ y P_{wf}/P_y correspondientes.

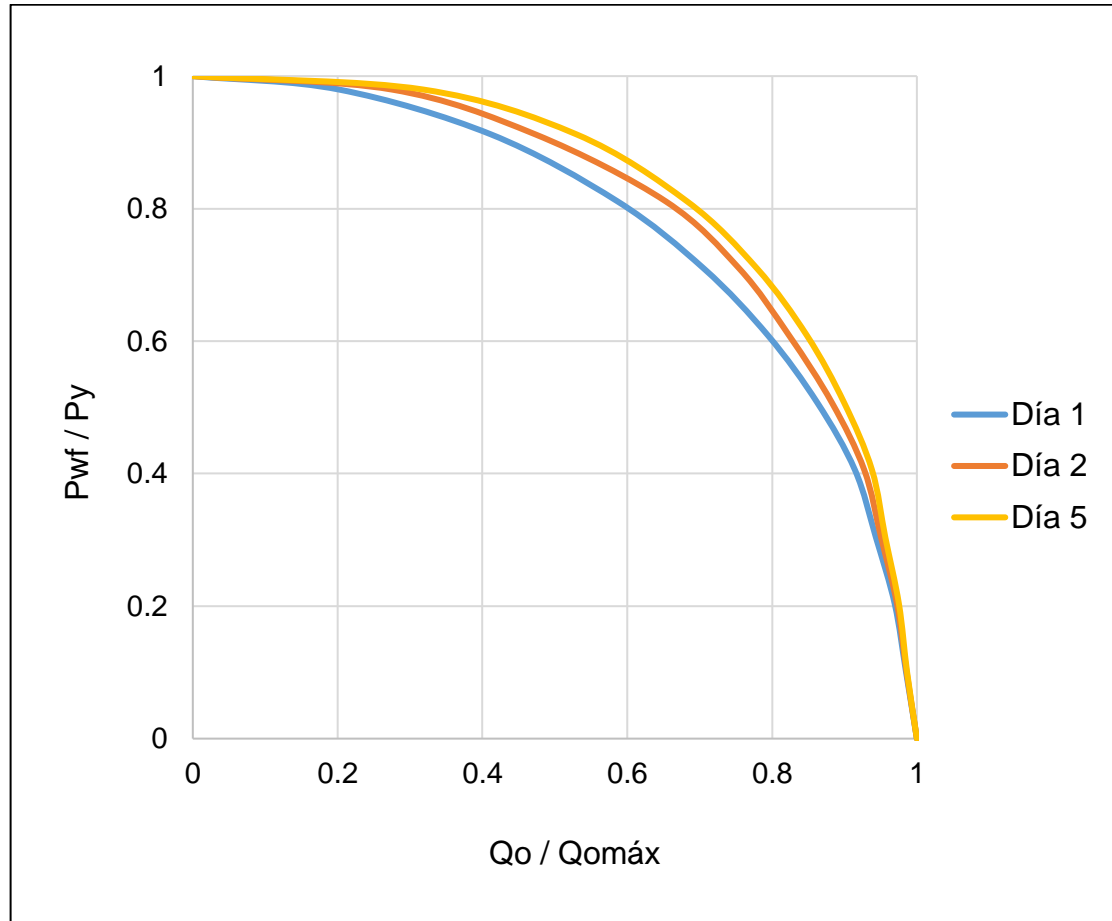
Tabla 15. Datos obtenidos en el primer día de producción a $T_{iny} = 320$ °F.

Pwf (psi)	Qo (bbl/día)	Pwf/Py	Qo / Qomáx
0	8195.24	0.0000	1.0000
150	8071.69	0.1014	0.9849
300	7945.61	0.2027	0.9695
450	7730.86	0.3041	0.9433
600	7494.62	0.4054	0.9145
750	7069.78	0.5068	0.8627
900	6512.64	0.6081	0.7947
1050	5784.74	0.7095	0.7059
1200	4808.41	0.8108	0.5867
1350	3372.27	0.9122	0.4115
1450	1653.72	0.9797	0.2018
1480	0.00	1.0000	0.0000

Después de calcular los valores de $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ y P_{wf}/P_y se realiza la gráfica IPR adimensional (P_{wf}/P_y vs $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$).

En la figura 24 se encuentra la gráfica de la curva IPR adimensional para diferentes tiempos de producción.

Figura 24. Curva IPR adimensional para diferentes tiempos de producción.



7.2.2. Comparación de los modelos. Se calcula el valor de $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$, para el modelo de Vogel y Fetkovich y además se calcula el error en cada uno de los datos.

◆ **Cálculos modelo de Vogel.** En la tabla 16, se encuentran los valores obtenidos para $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ a partir del modelo de Vogel y el error porcentual asociado a cada uno de éstos valores. Los cálculos se realizaron para el primer día de producción después de la inyección de vapor a una temperatura (T_{iny}) de 320 °F

Para calcular el valor de $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$, se despeja de la ecuaci3n 10 la variable V (ver ecuaci3n 13) y se halla su valor para cada $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ obtenido en la simulaci3n. Despu3s se calcula el valor promedio de V y con este valor se trabaja en la ecuaci3n 10 para hallar $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ calculado por Vogel.

$$V = \left[\frac{\left(\frac{P_{wf}}{P_y}\right)^2 + \frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} - 1}{\left(\frac{P_{wf}}{P_y}\right)^2 - \left(\frac{P_{wf}}{P_y}\right)} \right] \quad \text{Ecuaci3n (13)}$$

El valor de V utilizado para calcular $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ en este caso es: 0.1263.

Como se evidencia en la tabla 16, a medida que la P_{wf} aumenta, el error porcentual entre los datos obtenidos en la simulaci3n y los obtenidos con el modelo de Vogel aumenta. Debido a que se tienen errores hasta del 80%, se decide probar con el modelo de Fetkovich.

Tabla 16. Datos obtenidos con el modelo de Vogel.

P_{wf} / P_y	$Q_o / Q_{om\acute{a}x}$ Simulaci3n	V	$Q_o / Q_{om\acute{a}x}$ Vogel	Error %
0.0000	1.0000	0	1.0000	0.00%
0.1014	0.9849	-0.0048	0.9782	0.68%
0.2027	0.9695	0.0106	0.9385	3.20%
0.3041	0.9433	0.0358	0.8808	6.63%
0.4054	0.9145	0.0789	0.8052	11.95%
0.5068	0.8627	0.1195	0.7116	17.51%
0.6081	0.7947	0.1645	0.6001	24.49%
0.7095	0.7059	0.2092	0.4706	33.33%
0.8108	0.5867	0.2441	0.3232	44.91%
0.9122	0.4115	0.2435	0.1578	61.64%
0.9797	0.2018	0.1617	0.0376	81.36%
0.00	0.0000	0	0.0000	0.00%

◆ **Cálculos modelo de Fetkovich.** En la tabla 17, se encuentran los valores de $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ calculados con el modelo de Fetkovich y el error porcentual asociado a cada uno de éstos valores. Para hallar $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$, se despeja n de la ecuación 11 (ver ecuación 14), luego se halla el valor de n para cada $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ obtenido en la simulación y se calcula el valor promedio del parámetro n . Con este valor promedio y con la ecuación 11 se calcula $Q_o/Q_{om\acute{a}x}$ por el modelo de Fetkovich.

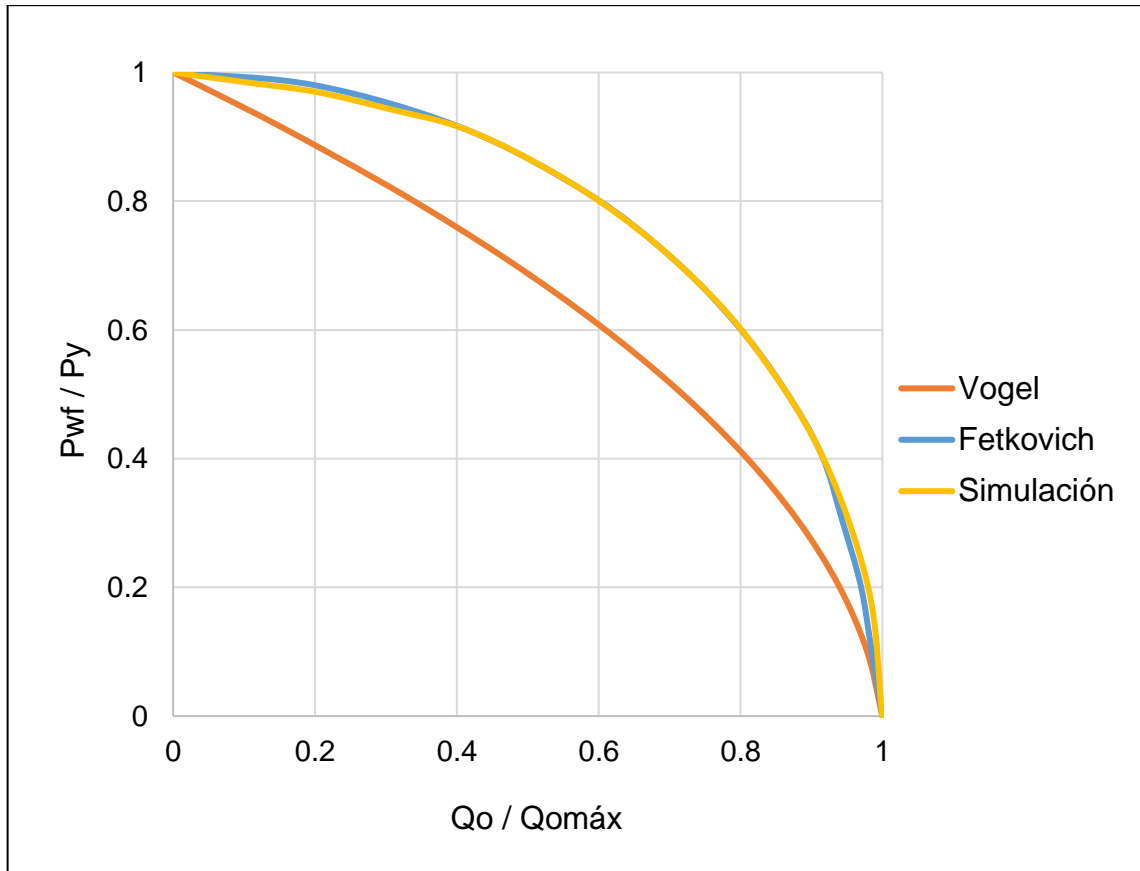
$$n = \frac{\ln \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right]}{\ln \left[\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} \right]} \quad \text{Ecuación (14)}$$

Tabla 17. Datos obtenidos con el modelo de Fetkovich

P_{wf} / P_y	$Q_o / Q_{om\acute{a}x}$ Simulación	n	$Q_o / Q_{om\acute{a}x}$ Fetkovich	Error %
0.0000	1.0000	0.4977	1.0000	0.00%
0.1014	0.9849	1.4712	0.9949	-1.01%
0.2027	0.9695	0.7373	0.9793	-1.01%
0.3041	0.9433	0.6013	0.9529	-1.01%
0.4054	0.9145	0.49773	0.9145	0.00%
0.5068	0.8627	0.4977	0.8627	0.00%
0.6081	0.7947	0.4977	0.7947	0.00%
0.7095	0.7059	0.4977	0.7059	0.00%
0.8108	0.5867	0.4977	0.5867	0.00%
0.9122	0.4115	0.4977	0.4115	0.00%
0.9797	0.2018	0.4977	0.2018	0.00%
0.00	0.0000	0.4977	0.0000	0.00%

En la figura 25 se encuentran las curvas IPR adimensionales obtenidas para el modelo de Vogel y de Fetkovich además de la curva IPR adimensional correspondiente a los datos obtenidos de la simulación.

Figura 25. Curva IPR adimensional para cada modelo.



7.2.3. Generación del modelo. Una vez se tienen todos los valores de n para cada uno de los casos, se agrupan los datos, para el presente trabajo los datos están agrupados por tiempo y temperatura de inyección del vapor. Esto se hace para poder encontrar una relación entre el parámetro n y el tiempo y la temperatura de inyección del vapor.

En la tabla 18 se presentan los valores de n calculados para cada uno de los casos obtenidos en la simulación, es decir, para tres temperaturas de inyección de vapor (320 °F, 370°F y 420°F) y treinta días para cada una de las temperaturas.

Tabla 18. Valores de n calculados para cada caso.

Tiempo	n Tiny = 320	n Tiny = 370	n Tiny = 420
1	0.49052	0.49773	0.52365
2	0.41149	0.43518	0.44571
3	0.38354	0.42168	0.43138
4	0.36193	0.39806	0.41009
5	0.35621	0.40252	0.40534
6	0.36368	0.41001	0.41825
7	0.37124	0.41760	0.42623
8	0.37532	0.42170	0.43194
9	0.37921	0.42559	0.44618
10	0.37999	0.43500	0.45113
11	0.38638	0.44145	0.46416
12	0.38438	0.43941	0.46321
13	0.38112	0.43614	0.45867
14	0.39135	0.44641	0.47255
15	0.39518	0.45026	0.47945
16	0.42524	0.48042	0.49111
17	0.43254	0.48776	0.50102
18	0.44700	0.50224	0.51112
19	0.45241	0.50767	0.51481

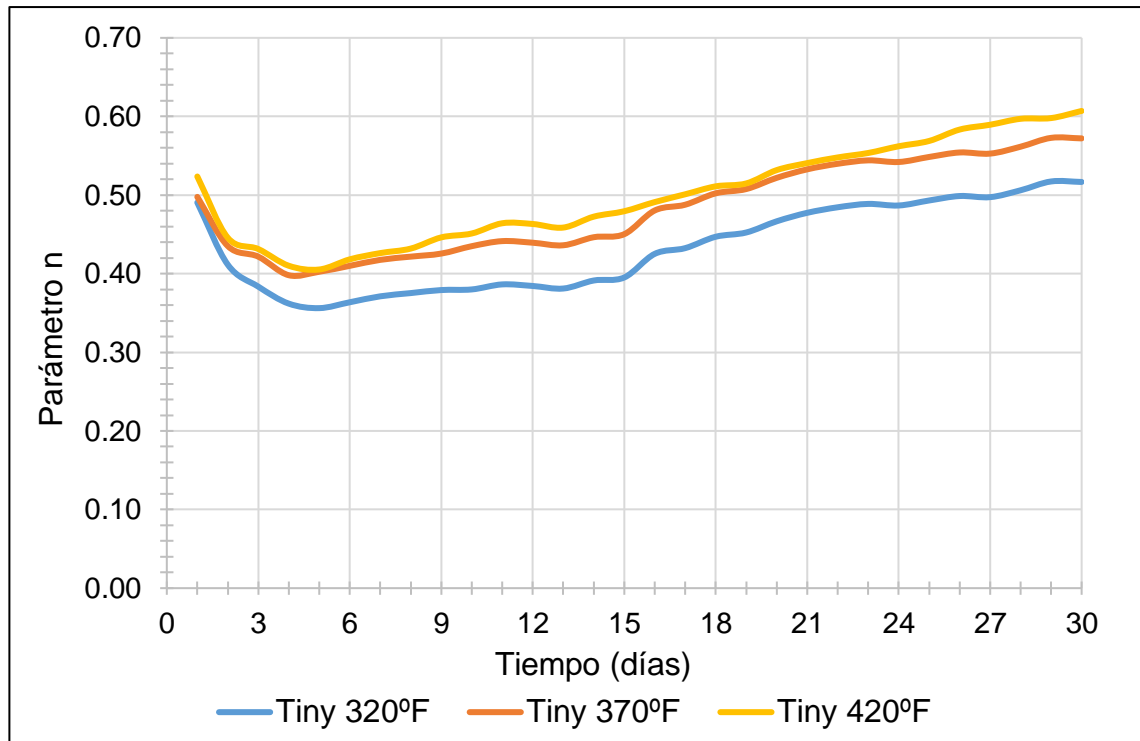
Tiempo	n Tiny = 320	n Tiny = 370	n Tiny = 420
20	0.46666	0.52194	0.53176
21	0.47742	0.53272	0.54067
22	0.48449	0.53982	0.54790
23	0.48877	0.54414	0.55356
24	0.48675	0.54209	0.56209
25	0.49314	0.54849	0.56885
26	0.49879	0.55421	0.58335
27	0.49737	0.55277	0.58946
28	0.50613	0.56156	0.59703
29	0.51734	0.57280	0.59796
30	0.51669	0.57212	0.60701

Con los datos de la tabla 18 se genera la gráfica de la figura 26 en la cual se observa la relación existente entre el parámetro n y el tiempo y la temperatura de inyección del vapor.

Dependiendo de la tendencia que tengan los datos se puede generar una ecuación para expresar la relación del parámetro n con las variables de interés o se puede dejar expresada esta relación por medio de una gráfica.

Para el caso objeto de estudio se decidió expresar de manera gráfica la relación de n con la temperatura de inyección del vapor y el tiempo, esto debido a que la tendencia de esta relación es una ecuación de sexto orden que no resulta práctica.

Figura 26. Parámetro n en función del tiempo para diferentes temperaturas de inyección.



7.3. GENERACIÓN DE CURVAS IPR A PARTIR DEL MODELO OBTENIDO

Una vez definidos el tiempo y la temperatura de inyección de vapor para los cuales se desea generar la curva IPR, se lleva a cabo el siguiente procedimiento.

- ◆ Cálculo del parámetro n mediante la gráfica de la figura 26 teniendo en cuenta los valores definidos para el tiempo y la temperatura de inyección del vapor.
- ◆ Una vez calculado el parámetro n, se reemplaza este en la ecuación 11 para cada valor de P_{wf} deseado, con el objetivo de hallar el valor de $Q_o/Q_{omáx}$.
- ◆ Con los valores obtenidos en el paso anterior, se genera una tabla de datos que contenga $Q_o/Q_{omáx}$ y cada P_{wf} dividida entre la presión del yacimiento, P_{wf}/P_y .
- ◆ Con los datos de la tabla creada previamente se genera un gráfico de P_{wf}/P_y vs $Q_o/Q_{omáx}$, el cual dará como resultado una curva IPR adimensional.

7.4. DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO ANALÍTICO

El diagrama de flujo general que debe seguirse para la aplicación del modelo analítico se muestra en la figura 27, y la descripción de éste se presenta a continuación:

- ◆ El primer paso para la aplicación del modelo consiste en dividir cada presión de fondo fluyendo entre la presión del yacimiento para hallar la presión adimensional (P_{ad}) y cada caudal de producción entre el caudal máximo de producción para obtener el caudal adimensional (Q_{ad1}) y generar una tabla de datos con los valores de presión y caudal adimensional obtenidos.
- ◆ Posteriormente, se procede a calcular el parámetro v a partir de la ecuación de Vogel para cada pareja de datos de presión y caudal adimensional que se tenga.
- ◆ Una vez calculados todos los valores del parámetro v , se halla un valor promedio de éstos.
- ◆ Con el valor promedio del parámetro v y utilizando la ecuación de Vogel, se procede a calcular el caudal adimensional (Q_{ad2}) para cada una de las presiones.
- ◆ Seguidamente, se procede a calcular el error porcentual de cada caudal calculado en el paso anterior, tomando como base Q_{ad1} .
- ◆ Ahora, se ingresa a un condicional, en el cual se compara el error obtenido, en caso de que este sea $< 5\%$ se procede a generar un gráfico o una ecuación que permita representar el parámetro v en función de la temperatura de inyección del vapor, con lo cual se podrán generar las curvas IPR correspondientes.

Para el caso en que el error sea mayor al 5 %, se procede a realizar el mismo procedimiento pero ahora con el modelo de Fetkovich.

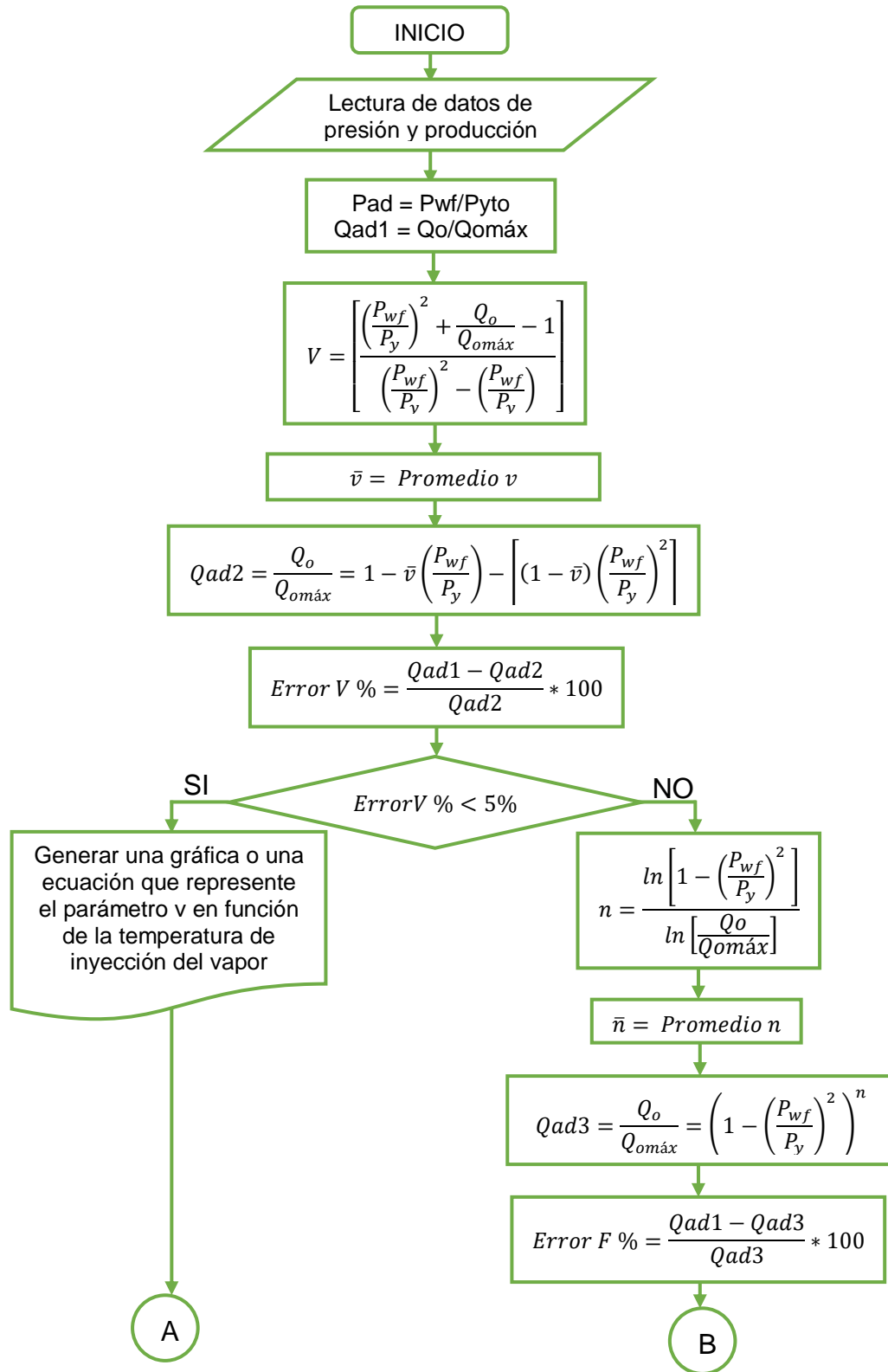
- ◆ Se calcula el valor del parámetro n a partir de la ecuación de Fetkovich, para cada pareja de datos de presión y caudal que se tenga.

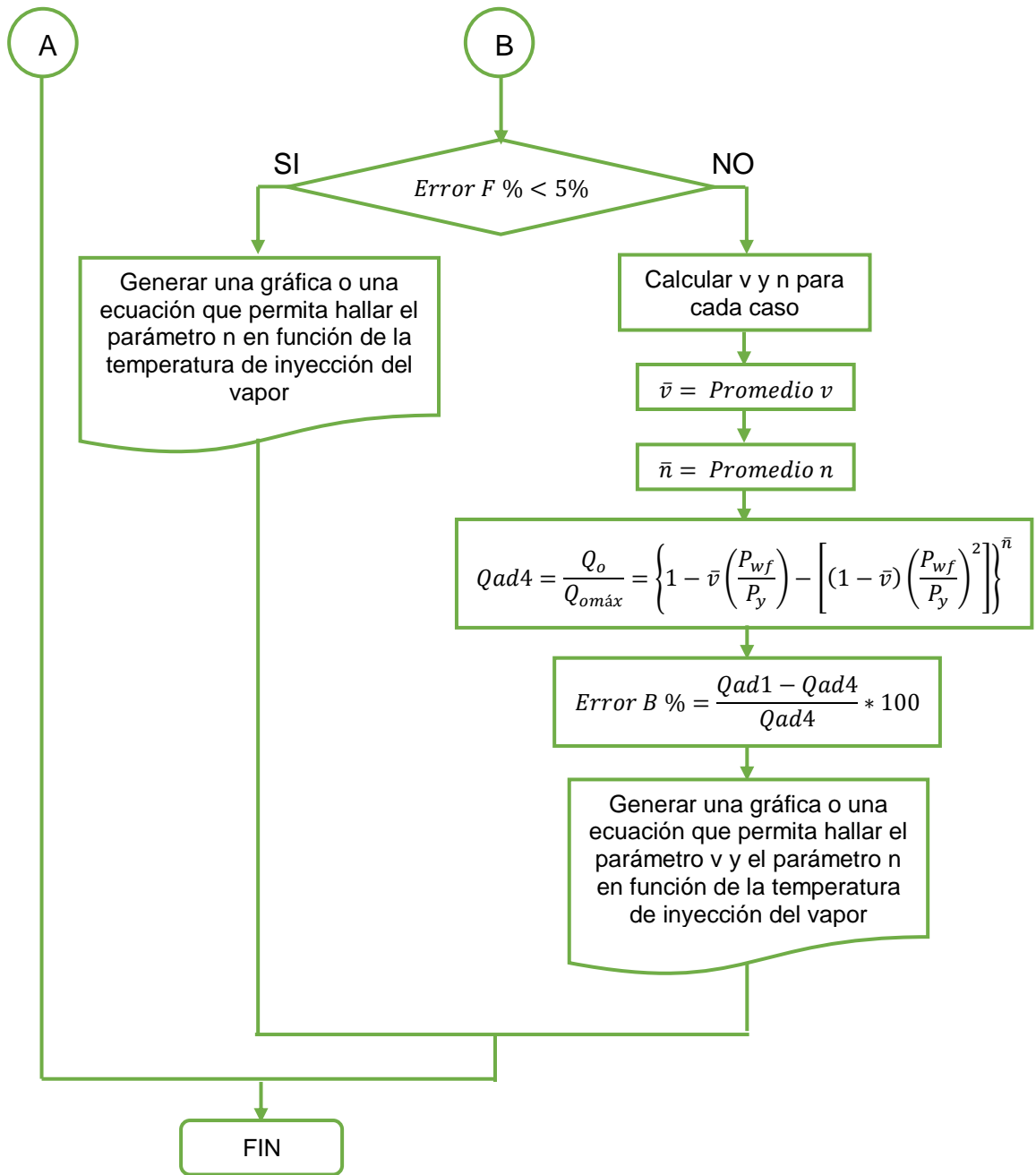
- ◆ Una vez calculados los valores del parámetro n , se halla el valor promedio de este.
- ◆ Utilizando la ecuación del Fetkovich y el valor promedio de n hallado anteriormente se procede a calcular el caudal adimensional (Q_{ad3}) para cada una de las presiones.
- ◆ Partiendo de los resultados de caudal obtenidos en el paso anterior, se procede a calcular el error porcentual tomando como base Q_{ad1} .
- ◆ Se ingresa nuevamente a un condicional, en el cual se analiza el error obtenido, si este es menor que 5%, se puede generar una gráfica o ecuación que permita hallar el parámetro n en función de la temperatura de inyección. Esta gráfica servirá para generar las curvas IPR.

Si el error es mayor al 5%, se repite el procedimiento pero ahora para la ecuación propuesta por Bendakhlia y Aziz, que es una combinación del modelo de Vogel y Fetkovich.

- ◆ Se calcula el valor de los parámetros v y n de la ecuación propuesta por Bendakhlia y Aziz para cada uno de los casos.
- ◆ Luego de calcular todos los valores de los parámetros v y n , se halla el valor promedio para cada uno de ellos.
- ◆ Utilizando los valores promedio hallados, y la ecuación de Bendakhlia y Aziz se halla cada caudal correspondiente (Q_{ad4}).
- ◆ Tomando como base el caudal hallado en el primer paso (Q_{ad1}), se calcula el error porcentual correspondiente a cada uno de los caudales. Se espera que este error no sea significativo.
- ◆ Se procede a generar un gráfico o una expresión matemática que permita calcular el parámetro v y el parámetro n en función de la temperatura de inyección del vapor. Los cuales servirán para generar las curvas IPR.
- ◆ Fin del proceso.

Figura 27. Diagrama de flujo del modelo analítico





8. CONCLUSIONES

Haciendo uso de la metodología MICMAC se seleccionaron las siguientes variables de trabajo: temperatura del vapor, tiempo de inyección, tiempo de remojo, tiempo de producción, presión del yacimiento, calidad del vapor y caudal de inyección, además de la variable caudal de producción como variable objetivo.

Mediante el uso de la herramienta CMOST se realizó la sensibilización de cada una de las variables seleccionadas y se obtuvo el valor óptimo de cada parámetro para realizar las simulaciones.

Utilizando la herramienta STARS y los valores de cada parámetro optimizados con la herramienta CMOST, se creó un caso base de simulación a partir del cual se hicieron simulaciones para diferentes presiones de fondo fluyendo y variando la temperatura de inyección del vapor.

Teniendo en cuenta el procedimiento utilizado por algunos autores para generar sus propios modelos basándose en modelos ya existentes, se planteó una metodología que permite encontrar un modelo de productividad para los resultados obtenidos en la simulación.

Con el modelo de Fetkovich el error porcentual máximo obtenido para el caudal de producción fue de 4.01 % mientras que con el modelo de Vogel el error porcentual máximo alcanza valores de hasta 81.36 %.

Con los resultados obtenidos en la simulación se obtuvo una gráfica para el parámetro n de la ecuación de Fetkovich en función del tiempo de producción y la temperatura de inyección del vapor. Con la información de esta gráfica se pueden generar curvas IPR adimensionales.

Se propuso un modelo analítico que permite hallar un modelo de productividad específico para pozos verticales en los que se aplica el proceso de inyección cíclica de vapor.

9. RECOMENDACIONES

Se recomienda extender este trabajo de investigación a otras temperaturas de inyección de vapor, lo cual puede ayudar a caracterizar mejor el comportamiento de la producción del pozo.

Se recomienda ampliar el alcance de este trabajo, incluyendo el cálculo del parámetro c para la ecuación de Fetkovich, con el objetivo de obtener una curva IPR no adimensional.

Se recomienda incluir variaciones en las propiedades del yacimiento y/o del fluido con el fin de generar un modelo numérico de productividad que pueda ser utilizado para cualquier pozo vertical al cual se le aplique el proceso de inyección cíclica de vapor.

BIBLIOGRAFÍA

ARANGO M., X. A. y CUEVAS P., V. A.: “Método de Análisis Estructural: Matriz de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada a una Clasificación (MICMAC)”. Universidad Autónoma de Nuevo León. Tesis Doctoral. Tirant Lo Blanch. 2014.

ARCADE, J., et al.: “Análisis estructural con el método MICMAC, y estrategias de actores con el método MACTOR”. Argentina, 2004.

BENDAKHLIA, H., y Aziz, K.: “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Horizontal Wells”, paper SPE 19823-MS, 1989.

BOBERG, T. C. y Lantz, R. B.: “Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well”, paper SPE 1578-PA, 1966.

BOBERG, T. C.: “Thermal Methods of Oil Recovery”. An Exxon Monograph, John Willey & Sons, Inc., 1998. p. 69.

BOTON, Liliana y PACHECO, Erika. Simulación numérica de la influencia de inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

CELY, A. V.: “Metodología de los Escenarios para Estudios Prospectivos”. Revista Ingeniería e Investigación No. 44, p. 26 – 35. Diciembre de 1999.

CHAN, M. Y. S. y SARIOGLU, G.: “Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured Oil-Sands Reservoirs”, paper SPE 2236, 1992.

CHENG, A. M.: “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells”, paper SPE 20720-MS, 1990.

CLOSSMANN, P. J., RATLIFF, N. W., & TRUITT, N. E. “A Steam-Soak Model for Depletion-Type Reservoirs”, paper SPE /2516-PA, 1970.

CURRY, Guy L., et al.: "Optimal Scheduling for Cyclic Steam Injection Projects", paper SPE 69632. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 1969.

CUY, Arcadio. Incidencia de los parámetros operacionales y de yacimiento en el desempeño de los procesos de inyección de vapor. Bucaramanga, 2013. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

DE SWAAN, A.: "Improved Numerical Model of Steam-Soak Process". Oil & Gas J. January 3, 1972, p. 58, 62.

DIETZ, D.: "Reservoir of Thermal Recovery Methods". SPE-AIME 5584. 1975. p. 6.

DONG, T., & AYALA, L. F.: "Two-phase flow models for thermal behavior interpretation in horizontal wellbores". Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2016.

FAROUQ ALI, S. M.: "Effect of Bottom water and Gas Cap on Thermal Recovery", paper SPE 11732. p. 4, 1983.

FAROUQ ALI, S. M.: "Practical Heavy Oil Recovery". HOR H 2006.

FETKOVICH, M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", paper SPE 4529-MS, 1973.

FONTANILLA, J. P., & AZIZ, K.: "Prediction of Bottom-hole Conditions For Wet Steam Injection Wells". Petroleum Society of Canada. 1982.

GARCÍA A., José y MARTÍNEZ G., Valentina. Comportamiento de afluencia en pozos horizontales e inclinados de crudo pesado. Caracas, 2008. Trabajo especial de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Central de Venezuela.

GASBARRI, S., GARCIA, J. A., MARTINEZ, V., PINTO, R., GARCIA, L., & GIL, C. "Inflow Performance Relationships for Heavy Oil", paper SPE 122292. 2009.

GILBERT, W. E.: "Flowing and Gas-lift well Performance. American Petroleum Institute, drill production practice", 1954.

GODET, M. & DURANCE, P.: "Prospectiva Estratégica: problemas y métodos". Cuadernos de LIPSOR, vol. 104. 2007.

GODET, M.: "Creating Futures: Scenario Planning as a Strategic Management Tool". Second Edition, Paris. Económica Brookings Ltd, 2006.

GODET, M.: "La caja de herramientas de la prospectiva estratégica". Centro Lindavista. México, 2003.

GONTIJO, J. E., & AZIZ, K.: "A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs", paper SPE 13037-MS, 1984.

GONZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías. Bucaramanga, 2005, 194 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

GOZDE, S., CHHINA, H. S. & BEST, D. A.: "An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs", paper SPE 18807. En SPE California Regional Meeting, 1989.

JONES, J.: "Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted Gravity Drainage Reservoirs", paper SPE 6544-MS, 1977.

KILNS, M. A., & CLARK, J. W.: "An Improved Method to Predict Future IPR Curves", paper SPE 20724-PA, 1993.

KUO, C. H., SHAIN, S. A., & PHOCAS, D. M.: "A Gravity Drainage Model for the Steam-Soak Process", paper SPE 2329-PA, 1970.

LIU, H., WU, X., ZHANG, Q., LIU, S., & HARRIS, H. G.: "Methodology of IPR Study for Steam Stimulation Horizontal Well", paper SPE 37146-MS, 1996.

MANUCCI, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". Capítulo 3. p. 14. Maracaibo, Zulia. Universidad del Zulia. 1990.

MARX, J.W. y LANGENHEIM, R.H.: "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection", 1959.

MUELLER, T. D.: "A Mathematical Model of Reservoir Response During the Cyclic Injection of Steam", paper SPE 2118/1577-PA, 1967.

PÁEZ S. Javier D., et al.: "Screening EOR Campos de la Gerencia del Alto Magdalena". Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2003.

RIVERO, R. T. and HEINTZ, R. C.: "Restreaming Time Determination – Case History of a Steam – Soak Well in Midway Sunset", paper SPE 4892. p. 3, 1975.

RUEDA, Silvia y ROCHA, Jair. Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Bucaramanga, 2011. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

SEBA, R. D., y PERRY, G. E.: "A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs", paper SPE 2118/1894-PA, 1969.

TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R: "EOR Screening Criteria Revisited Part 1.: Introduction to Screening Criteria and Enhanced recovery Field Projects". SPE Reservoir Engineering, 1997, vol. 12, no 03, p. 189-198.

TREBOLLE, R. L., CHALOP, J. P. y COLMENARES, R.: "The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy", paper SPE 25798.

TREBOLLE, R. L.; DE PAZ, M.C. y MARTNEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors of Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", paper SPE 25810. p 3, 1993.

Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), versión 2015.10.

Tutorial: Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator (STARS), versión 2015.10.

VOGEL, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells" paper SPE 1476-PA, 1968.

WILLIAMSON, A. S., DRAKE, L. P., & CHAPPELEAR, J. E.: "A Steam-Soak Well Model for an Isothermal Reservoir Simulator", paper SPE 5739-MS, 1976.

ANEXOS

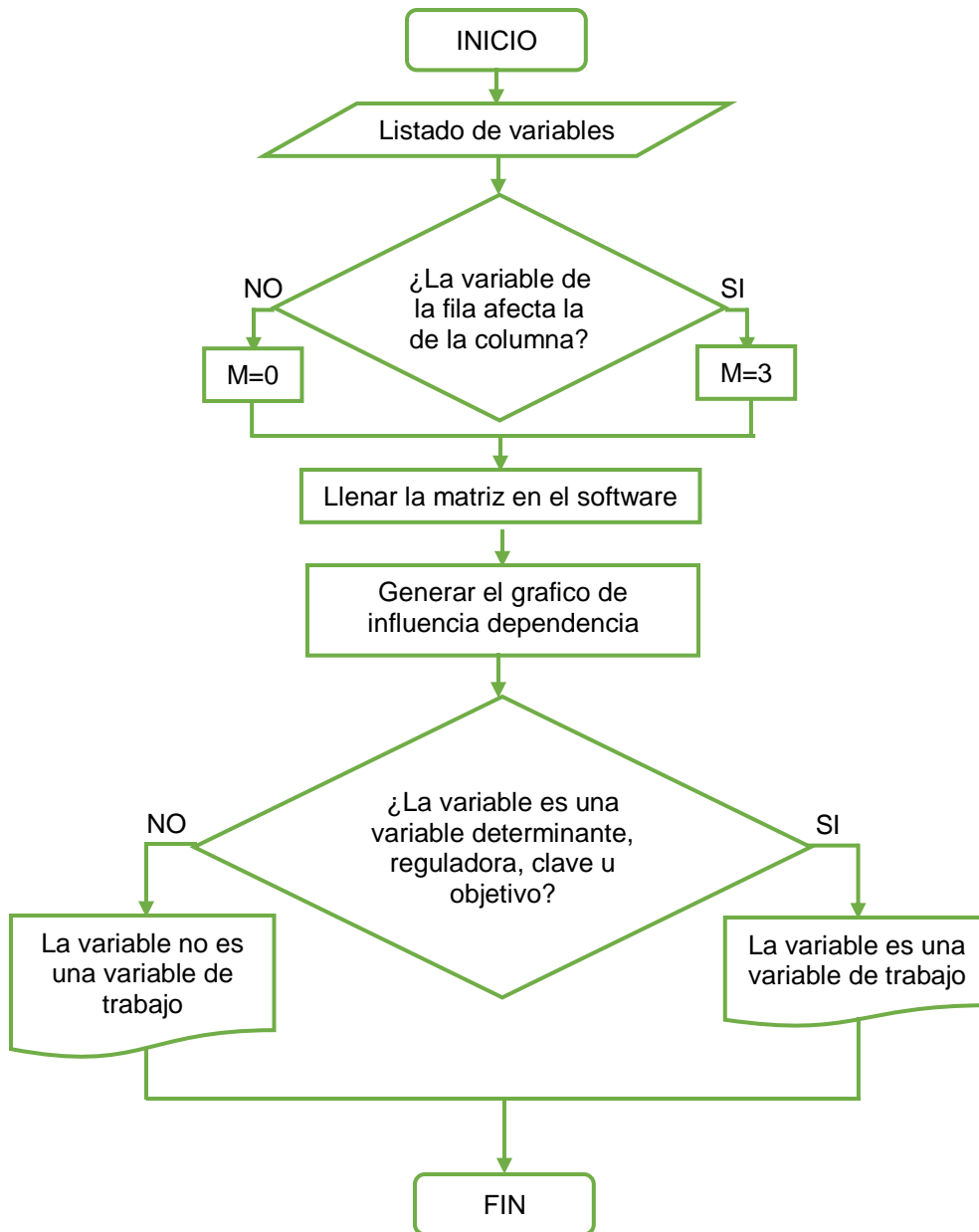
Anexo A. Matiz estructural de variable.

	OOIP	A	X	Qi	Qp	Cpr	Cr	Cf	S	Dep	hb	hn	FR	Bo	Gsl	Gf	API	Kh	Kv	Por
OOIP	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
A	3	3	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
X	0	0	3	3	3	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Qi	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0	0
Qp	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Cpr	0	0	3	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cr	3	0	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cf	0	0	0	0	3	0	0	3	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0
S	0	0	0	3	3	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Dep	3	0	0	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	3	0	0	3	0	0	0
hb	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
hn	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
Bo	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0
Gsl	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
Gf	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0
API	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
Kh	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
Kv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0
Por	3	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Pb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pwf	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pi	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Py	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Whp	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dep	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cpv	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
r	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
rw	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rfl	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sw	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tv	0	0	3	3	3	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
Ty	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ti	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
tp	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0
tr	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
Emp	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ram	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
μo	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0

Continuación del anexo A.

	Pb	Pwf	Pi	Py	Whp	Dep	Cpv	r	rw	Rfl	Sw	Tv	Ty	ti	tp	tr	Emp	Rad	Ram	μo
OOIP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
X	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	3	0	0	0	0
Qi	0	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0
Qp	0	3	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
Cpr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0
Cr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cf	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
Dep	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
hb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
hn	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0
FR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gsl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
Gf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
API	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kh	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0
Kv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Por	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0
Pb	■	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Pwf	0	■	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0
Pi	0	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0
Py	0	0	3	■	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0
Whp	0	3	0	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0
Dep	0	0	0	3	0	■	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0
Cpv	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0
r	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
rw	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0	3	3	0	0	0	0	0
Rfl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sw	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tv	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	3	3	3	3	0	0	0	3
Ty	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0	0	0	0	3
ti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	3	3	0	0	0	0
tp	0	3	0	3	3	0	0	0	0	0	3	0	0	0	■	0	0	0	0	0
tr	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3	■	0	0	0	3
Emp	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0	0
Rad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■	0	0
Ram	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	■	0
μo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	■

Anexo B. Diagrama de flujo de la metodología MICMAC



Anexo C. Datos de producción de aceite obtenidos con la simulación para una temperatura de inyección de 320°F.

Tiempo\Pwf	0	150	300	450	600	900	1050	1200	1350	1450
1	8195.24	8071.69	7945.61	7730.86	7494.62	7069.78	6512.64	5784.74	4808.41	3372.27
2	3211.43	3165.56	3123.79	3052.41	2978.22	2835.16	2645.48	2423.77	2098.12	1518.37
3	2271.26	2239.65	2212.65	2166.42	2120.11	2026.89	1902.65	1736.58	1506.02	1105.78
4	1760.12	1736.20	1716.99	1684.06	1652.40	1585.64	1496.27	1376.05	1207.53	909.74
5	1511.01	1490.40	1473.70	1445.09	1417.39	1359.41	1281.86	1177.61	1031.68	800.34
6	1368.39	1349.62	1334.19	1307.75	1281.89	1228.39	1156.89	1060.92	926.89	715.24
7	1275.58	1257.99	1243.30	1218.15	1193.33	1142.50	1074.66	983.74	857.04	657.78
8	1200.98	1184.37	1170.39	1146.45	1122.72	1074.38	1009.90	923.55	803.39	614.80
9	1120.99	1105.44	1092.25	1069.69	1047.20	1001.67	940.94	859.70	746.77	569.90
10	1055.94	1041.29	1028.84	1007.55	986.30	943.33	886.03	809.37	702.84	536.08
11	1007.11	993.06	981.01	960.35	939.61	897.99	842.55	768.48	665.74	505.46
12	959.31	945.95	934.52	914.95	895.34	855.88	803.31	733.05	635.53	483.22
13	917.07	904.33	893.50	874.95	856.42	818.99	769.10	702.37	609.66	464.63
14	888.66	876.22	865.44	846.99	828.36	791.21	741.75	675.75	584.33	442.08
15	858.64	846.59	836.07	818.08	799.83	763.61	715.43	651.18	562.28	424.24

Tiempo\Pwf	0	150	300	450	600	900	1050	1200	1350	1450
16	836.59	824.60	813.58	794.76	775.09	737.40	687.45	621.25	530.49	391.77
17	816.35	804.59	793.65	774.98	755.35	718.00	668.56	603.13	513.62	377.34
18	800.00	788.34	777.27	758.38	738.30	700.60	650.82	585.10	495.60	360.38
19	778.20	766.82	755.93	737.34	717.48	680.42	631.50	567.01	479.31	347.19
20	761.13	749.89	738.90	720.16	699.95	662.69	613.60	549.07	461.70	331.06
21	763.23	751.87	740.60	721.40	700.53	662.40	612.24	546.45	457.67	325.66
22	750.00	738.78	727.56	708.40	687.51	649.55	599.67	534.33	446.34	316.00
23	731.79	720.82	709.77	690.93	670.31	632.98	583.95	519.79	433.50	305.97
24	709.14	698.53	687.86	669.67	649.80	613.76	566.41	504.42	421.00	297.58
25	691.11	680.72	670.18	652.24	632.55	597.01	550.38	489.40	407.50	286.73
26	678.22	667.99	657.53	639.72	620.12	584.90	538.71	478.38	397.48	278.55
27	660.16	650.20	640.05	622.76	603.76	569.56	524.71	466.10	387.49	271.83
28	646.09	636.30	626.19	608.98	589.97	555.98	511.45	453.38	375.68	261.90
29	634.84	625.14	614.99	597.73	578.53	544.48	499.95	442.00	364.74	252.25
30	620.43	610.94	601.04	584.19	565.46	532.22	488.75	432.17	356.71	246.82

Anexo D. Datos de producción de aceite obtenidos con la simulación para una temperatura de inyección de 370°F.

Pwf Tiempo	0	150	300	450	600	900	1050	1200	1350	1450
1	11602.4	11501.5	11353.2	11086.9	10642.9	10042.7	9255.27	8225.96	6844.25	4809.01
2	4891.47	4864.67	4802.97	4689.27	4523.81	4298.79	4001.08	3607.21	3068.87	2250.41
3	3502.99	3484.28	3441.56	3362.59	3247.56	3090.90	2883.25	2607.80	2229.75	1650.89
4	2726.03	2712.13	2680.88	2622.77	2537.99	2422.26	2268.35	2063.22	1779.67	1340.02
5	2340.38	2328.34	2301.19	2250.76	2177.20	2076.83	1943.44	1765.80	1520.59	1141.30
6	2119.76	2108.68	2083.60	2037.10	1969.32	1876.89	1754.18	1591.01	1366.28	1020.05
7	1976.25	1965.78	1941.92	1897.79	1833.49	1745.88	1629.69	1475.43	1263.46	938.18
8	1860.81	1850.87	1828.18	1786.23	1725.12	1641.90	1531.59	1385.25	1184.43	876.92
9	1736.98	1727.63	1706.24	1666.73	1609.19	1530.87	1427.10	1289.56	1101.02	812.92
10	1644.31	1635.30	1614.57	1576.37	1520.77	1445.15	1345.11	1212.75	1031.82	756.73
11	1568.45	1559.75	1539.67	1502.70	1448.93	1375.84	1279.23	1151.59	977.44	713.56
12	1493.95	1485.70	1466.66	1431.61	1380.61	1311.28	1219.62	1098.45	933.05	682.15
13	1428.09	1420.25	1402.20	1368.93	1320.52	1254.69	1167.61	1052.43	895.04	655.88
14	1384.09	1376.35	1358.41	1325.43	1277.48	1212.34	1126.29	1012.70	857.97	624.13
15	1337.43	1329.89	1312.40	1280.27	1233.56	1170.13	1086.39	975.93	825.64	598.97

Pwf Tiempo	0	150	300	450	600	900	1050	1200	1350	1450
16	1303.77	1296.02	1277.75	1244.40	1196.02	1130.52	1044.40	931.51	779.29	553.32
17	1272.39	1264.73	1246.61	1213.59	1165.70	1100.91	1015.82	904.43	754.58	532.99
18	1247.21	1239.50	1221.20	1187.90	1139.66	1074.49	989.08	877.60	728.26	509.12
19	1213.34	1205.79	1187.77	1155.03	1107.63	1043.63	959.81	850.52	704.37	490.51
20	1187.02	1179.45	1161.31	1128.41	1080.83	1016.67	932.82	823.80	678.63	467.80
21	1190.51	1182.79	1164.20	1130.55	1081.91	1016.40	930.92	820.01	672.80	460.23
22	1170.02	1162.35	1143.82	1110.33	1061.94	996.81	911.90	801.90	656.21	446.61
23	1141.71	1134.17	1115.94	1083.01	1035.44	971.44	888.06	780.13	637.38	432.46
24	1106.33	1099.05	1081.45	1049.66	1003.72	941.91	861.36	757.05	618.99	420.60
25	1078.31	1071.14	1053.78	1022.44	977.18	916.31	837.06	734.57	599.19	405.29
26	1058.32	1051.22	1033.99	1002.92	958.08	897.81	819.39	718.09	584.50	393.76
27	1030.10	1023.20	1006.48	976.32	932.77	874.24	798.07	699.65	569.80	384.25
28	1008.31	1001.47	984.83	954.85	911.60	853.51	778.02	680.64	552.51	370.25
29	990.94	984.11	967.41	937.38	894.09	836.02	760.66	663.67	536.49	356.65
30	968.43	961.75	945.46	916.15	873.89	817.19	743.61	648.90	524.68	348.97

Anexo E. Datos de producción de aceite obtenidos con la simulación para una temperatura de inyección de 420°F.

Pwf Tiempo	0	150	300	450	600	900	1050	1200	1350	1450
1	14538.2	14459.8	14222.3	13818.1	13233.6	12445.5	11415.8	10077.5	8296.41	5711.96
2	6227.30	6198.71	6111.93	5963.79	5748.37	5455.69	5069.05	4558.61	3863.15	2811.68
3	4577.86	4557.51	4495.75	4390.24	4236.67	4027.71	3751.13	3384.93	2883.82	2120.45
4	3434.36	3419.85	3375.77	3300.42	3190.57	3040.79	2841.94	2577.53	2213.39	1652.38
5	2951.12	2938.80	2901.36	2837.33	2743.97	2616.61	2447.41	2222.21	1911.63	1431.92
6	2757.25	2745.37	2709.29	2647.62	2557.77	2435.37	2273.04	2057.56	1761.53	1307.41
7	2521.06	2509.99	2476.37	2418.95	2335.32	2221.48	2070.69	1870.84	1596.93	1178.53
8	2255.70	2245.66	2215.19	2163.14	2087.37	1984.29	1847.85	1667.23	1420.11	1043.77
9	2118.11	2108.38	2078.83	2028.39	1955.04	1855.39	1723.77	1550.01	1313.30	955.51
10	1999.98	1990.68	1962.48	1914.34	1844.37	1749.35	1623.92	1458.51	1233.52	894.32
11	1914.91	1905.75	1877.98	1830.60	1761.79	1668.47	1545.52	1383.80	1164.67	836.59
12	1799.03	1790.45	1764.41	1719.98	1655.46	1567.95	1452.62	1300.91	1095.30	787.29
13	1704.37	1696.32	1671.89	1630.20	1569.63	1487.44	1379.07	1236.38	1042.71	751.92
14	1693.14	1684.90	1659.90	1617.28	1555.41	1471.58	1361.25	1216.37	1020.58	728.72
15	1638.93	1630.84	1606.29	1564.45	1503.74	1421.54	1313.47	1171.76	980.62	696.76

Pwf Tiempo	0	150	300	450	600	900	1050	1200	1350	1450
16	1627.21	1618.98	1594.02	1551.50	1489.87	1406.51	1297.08	1153.93	961.54	677.55
17	1611.68	1603.36	1578.15	1535.22	1473.03	1388.99	1278.84	1135.02	942.31	659.33
18	1591.11	1582.73	1557.35	1514.14	1451.59	1367.16	1256.64	1112.63	920.26	639.27
19	1535.35	1527.21	1502.54	1460.56	1399.79	1317.80	1210.54	1070.88	884.52	612.83
20	1506.35	1498.10	1473.11	1430.62	1369.18	1286.43	1178.42	1038.26	852.19	583.35
21	1482.15	1473.90	1448.91	1406.42	1345.03	1262.41	1154.71	1015.21	830.51	564.89
22	1449.40	1441.23	1416.46	1374.38	1313.60	1231.87	1125.44	987.78	805.90	545.34
23	1383.34	1375.46	1351.58	1311.02	1252.46	1173.75	1071.35	939.04	764.53	515.26
24	1348.62	1340.82	1317.19	1277.05	1219.15	1141.40	1040.35	910.01	738.56	494.74
25	1314.72	1307.02	1283.71	1244.14	1187.07	1110.48	1011.04	882.96	714.81	476.54
26	1296.88	1289.09	1265.53	1225.53	1167.91	1090.70	990.66	862.17	694.22	458.05
27	1267.78	1260.09	1236.81	1197.32	1140.45	1064.29	965.70	839.22	674.21	442.91
28	1240.06	1232.44	1209.38	1170.28	1114.01	1038.70	941.30	816.55	654.16	427.43
29	1211.55	1204.10	1181.54	1143.27	1088.21	1014.53	919.25	797.25	638.47	416.89
30	1190.62	1183.19	1160.68	1122.54	1067.68	994.33	899.61	778.54	621.40	403.14