

**MODELO DE PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE
VAPOR PARA TIEMPOS POSTERIORES A RUPTURA**

LUIS CARLOS MONSALVE PARRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

**MODELO DE PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE
VAPOR PARA TIEMPOS POSTERIORES A RUPTURA**

LUIS CARLOS MONSALVE PARRA

**Trabajo de grado presentado como requisito para aspirar al título de
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS**

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios,

A mi Papá Carlos, mi mayor ejemplo

A mi mamá Myriam, el ser que más admiro

A Erika, que estuvo conmigo en las buenas y en las no tan buenas,

A mi familia,

A mis amigos

y a todos aquellos que hicieron posible este proyecto

Quedo eternamente agradecido con ustedes.

Luis Carlos Monsalve Parra

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Carlos y Myriam, mis primeros maestros, por brindarme la oportunidad de enriquecerme integralmente con mis estudios.

A mi familia y especialmente a mi hermano Oscar, a mis tías Edilia, Milena, María y a mi tío Mauricio, por su gran apoyo.

A mis amigos Andrés†, Frann, David, Camilo, Daniel, Alejo, George y a todos los que me acompañaron desde donde estuvieran.

A los Profesores y compañeros Andrés Ortiz, Jorge Padilla, Raúl Martínez y William Navarro por su contribución en este camino de formación.

A la Universidad Industrial de Santander por ofrecerme el entorno adecuado para crecer profesionalmente.

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM) por permitirme hacer parte de tal enriquecedora experiencia.

A mi director de tesis Samuel Fernando Muñoz Navarro por todos sus aportes en el desarrollo del proyecto.

A los integrantes del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP-Ecopetrol) por sus comentarios, consejos y ayudas durante el progreso del proyecto.

A todos muchas gracias.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	16
1. INYECCIÓN DE VAPOR	17
1.1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	17
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	18
1.3. PARÁMETROS DE MAYOR INCIDENCIA EN EL PROCESO	19
2. PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.....	22
2.1. PRINCIPALES MODELOS ANALÍTICOS DE PREDICCIÓN	23
2.2. LIMITACIONES REPRESENTATIVAS DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN.	33
2.3. MODELOS PROXY	34
3. MODELO BASE DE SIMULACIÓN.....	41
3.1. CAMPO KERN RIVER, CALIFORNIA, ESTADOS UNIDOS	41
3.2. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN	41
3.3. ELABORACIÓN DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN	42
3.4. PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS.....	43
3.5. PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA	44
3.6. CURVAS DE PERMEABILIDAD.....	44
3.7. CONFIGURACIÓN DEL PATRÓN DE POZOS	46
3.8. AJUSTES INICIALES	46
3.9. CORRECCIÓN DE LA VISCOSIDAD (V_0).....	47
3.10. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES	48
3.11. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	50
3.12. COMPARACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS Y LA SIMULACIÓN (POST-RUPTURA).....	53
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL TIEMPO DE IRRUPCIÓN.....	56
4.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	57
4.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	66
5. DESARROLLO Y VERIFICACIÓN DEL MODELO DE PREDICCIÓN.....	68
5.1. DESARROLLO DEL MODELO	68
5.2. COMPARACIÓN DEL NUEVO MODELO CON OTROS MODELOS.....	83
5.3. VERIFICACIÓN	85
6. CONCLUSIONES.....	87

7. RECOMENDACIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA.....	90
ANEXOS	94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Enmallados de simulación.	43
Tabla 2. Propiedades de la roca y de los fluidos.	43
Tabla 3. Propiedades térmicas de la roca.	44
Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad como función de la temperatura.	48
Tabla 5. Valor base, máximo y mínimo de los parámetros a sensibilizar.	59
Tabla 6. Diseño de experimentos para el análisis de sensibilidad.	61
Tabla 7. Parámetros de yacimiento para cada tiempo de irrupción y casos que presentan estas condiciones.	66
Tabla 8. Diseño experimental Box-Behnken para el desarrollo del Modelo Proxy (STATGRAPHICS Centurion XV, Versión 15.02.5, 2007)	70
Tabla 9. Resultados de las variables para la construcción de las correlaciones.	79
Tabla 10. Resultados de las variables para la construcción de las correlaciones.	80
Tabla 11. Producción acumulada de aceite para el modelo Proxy, Marx & Langenheim y Mandl & Volek, comparados con los resultados de la simulación.	84
Tabla 12. Parámetros de los casos 25, 26 y 27 para la verificación del modelo.	85
Tabla 13. Resultados obtenidos con el Proxy de los casos de verificación comparadas con la simulación.	85
Tabla 14. Relaciones para el cálculo de los componentes del factor de captura, A_{cD} , V_{oD} y V_{pD} para los modelos de JONES y CHANDRA-MAMORA.	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Patrón de inyección de vapor (5 puntos invertido).	17
Figura 2. Zonas generadas durante la Inyección Continua de Vapor.	18
Figura 3. Ubicación de diferentes tipos de modelos empleados durante la simulación numérica.	23
Figura 4. Resultados de producción campo Kern River comparado con la tendencia de la correlación de Myhill y Stegemeier (1978).	30
Figura 5. Tendencia de la correlación de MYHILL-STEGEMEIER y el modelo de JONES en las etapas de la inyección de vapor.	31
Figura 6. Comparación Modelos de MYHILL-STEGEMEIER y JONES con los datos de producción del campo Tía Juana, Venezuela, sometido a ICV.	32
Figura 7. Comparación modelos de JONES y CHANDRA-MAMORA con los datos obtenidos de la simulación de un proceso de ICV en un modelo del campo Hamaca, Venezuela.	33
Figura 8. Esquema general de una red neuronal (Zangl, 2006).	38
Figura 9. Diagrama de flujo para la construcción de un Modelo Proxy. (Yaten et al, 2005.)	40
Figura 10. Dirección de los vectores i, j y k para el modelo.	42
Figura 11. Permeabilidad relativa (K_r) como función de la saturación de agua (S_w).	45
Figura 12. Permeabilidad relativa (K_r) como función de la saturación de líquidos (S_l).	45
Figura 13. Configuración del patrón de pozos.	46
Figura 14. Comportamiento de la viscosidad del aceite.	47
Figura 15. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento. (CMG, 2013).....	49
Figura 16. Comportamiento del factor de recobro. (CMG, 2013).....	49
Figura 17. Factor de recobro para la ICV. (CMG Ltd, 2013).....	50
Figura 18. Tasa de producción de aceite. (CMG Ltd., 2013).....	51
Figura 19. Relación vapor aceite. (CMG Ltd., 2013)	52
Figura 20. Corte de agua durante el proceso ICV. (CMG Ltd, 2013).....	53
Figura 21. Resultados de la producción de aceite para el modelo de simulación.	54
Figura 22. Resultados de la producción de aceite para los modelos analíticos.	54
Figura 23. Metodología para la realización de un análisis de sensibilidad.	56

Figura 24. Diagrama tornado, efecto de las variables sobre el corte de agua. (CMG, CMOST 2014)	62
Figura 25. Comportamiento del corte de agua para los casos planteados. (CMG, CMOST, 2014)	62
Figura 26. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 100 días). (CMG, CMOST, 2014)	63
Figura 27. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 200 días). (CMG, CMOST, 2014)	63
Figura 28. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 400 días). (CMG, CMOST, 2014)	64
Figura 29. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 500 días). (CMG, CMOST, 2014)	64
Figura 30. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 600 días). (CMG, CMOST, 2014)	65
Figura 31. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 1000 días). (CMG, CMOST, 2014)	65
Figura 32. Diagrama tornado, efecto de las variables sobre la tasa de producción de aceite. (CMG, CMOST 2014).....	69
Figura 33. Comportamiento de la producción de aceite y corte de agua para el experimento 12.....	71
Figura 34. Comportamiento de la producción de aceite y corte de agua para el experimento 14.....	71
Figura 35. Comportamiento de la producción de aceite y corte de agua para el experimento 24.....	72
Figura 36. Etapas de producción durante la Inyección Continua de Vapor.	73
Figura 37. Distribución del vapor durante la etapa 1 de la ICV.....	74
Figura 38. Distribución del vapor durante la etapa 2 de la ICV.....	74
Figura 39. Distribución del vapor durante la etapa 3 de la ICV.....	75
Figura 40. Distribución del vapor durante la etapa 4 de la ICV.....	75
Figura 41. Imagen esquemática de la relación del comportamiento de la producción de aceite y el corte de agua.....	76
Figura 42. Comparación de resultados del Modelo Proxy con la simulación, Caso 1.....	82
Figura 43. Comparación de resultados del Modelo Proxy con la simulación, Caso 5.....	82

Figura 44. Comparación de resultados del Modelo Proxy con la simulación, Caso 6.....	83
Figura 45. Producción de aceite como función del tiempo durante las etapas de la ICV..	97
Figura 46. Corte de agua como función del tiempo durante las etapas de la ICV.	97
Figura 47. Relación vapor-aceite durante las etapas de la ICV.....	98
Figura 48. Tamaño de la cámara de vapor durante las etapas de la ICV.....	98
Figura 49. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{irrup}$	99
Figura 50. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{med}$	99
Figura 51. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{wmax}$	100
Figura 52. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{final}$	100
Figura 53. Comportamiento de la viscosidad de los 3 fluidos estudiados.....	101
Figura 54. Producción de aceite [barriles/día] como función del tiempo [días].	102
Figura 55. Flujo del vapor dentro del yacimiento (etapas iniciales).	103
Figura 56. Flujo del vapor dentro del yacimiento (etapas avanzadas).....	103
Figura 57. Distribución de la temperatura de acuerdo a las viscosidades.	104

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Tabla relaciones para el cálculo de los componentes del factor de captura (Γ).	95
Anexo B. Comportamiento de las variables de ICV para cada etapa de producción	97
Anexo C. Efecto de la viscosidad en procesos de ICV	101

RESUMEN

TÍTULO: "MODELO DE PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR PARA TIEMPOS POSTERIORES A RUPTURA".*

AUTOR: LUIS CARLOS MONSALVE PARRA**

Palabras claves: Inyección continua de vapor, modelo de predicción, tiempo de ruptura, simulación numérica, análisis de sensibilidad.

La disminución de los recursos hidrocarburos convencionales durante los últimos años ha redirigido la atención hacia otras alternativas de obtención de recursos energéticos, dentro de estas se encuentran los crudos pesados, los cuales han sido incluidos dentro de las reservas recuperables de aceite, países pioneros en recuperación de hidrocarburos han aumentado el número de proyectos que involucran nuevos métodos de recobro y la optimización de los ya existentes.

En los métodos de recuperación de crudos pesados se encuentra la Inyección de vapor, este proceso térmico puede ser evaluado mediante modelos analíticos de predicción, modelos numéricos, modelos físicos, entre otros. Estas formas de evaluación varían en cuanto a su tiempo de aplicación, grado de incertidumbre y complejidad, razón por la cual es indispensable conocer la mejor alternativa que permita reducir tiempo e incertidumbre del análisis.

Anteriormente, se han trabajado variedad de métodos para analizar el desempeño de este proceso de recobro, sin embargo, cuando el vapor inyectado ha alcanzado los pozos productores y se produce la ruptura del vapor, se generan cambios radicales en la producción de aceite, complejos de modelar, esto ocasiona una alta incertidumbre los resultados de predicción de la producción obtenidos con los métodos mencionados de evaluación.

Dentro de las herramientas de predicción, se encuentran los Modelos Proxy, los cuales serán trabajados a lo largo de este proyecto para construir un modelo que disminuya la incertidumbre en la predicción de la producción de aceite durante la inyección continua de vapor.

El Modelo Proxy elaborado, permite reproducir el comportamiento de la tasa de producción de aceite través del tiempo de un yacimiento sometido a inyección continua de vapor, en cada una de sus etapas, como función de las principales variables que lo afectan y la influencia del tiempo de irrupción, para un caso de aplicación fundamentado en datos reales.

* Trabajo de Grado Maestría.

** Facultad de Ingenierías Físico - Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: “PREDICTION MODEL OF STEAMFLOOD PROCESS FOR TIME AFTER STEAM BREAKTHROUGH”.*

AUTHORS: LUIS CARLOS MONSALVE PARRA**

KEYWORDS: Steam injection, prediction model, numerical simulation, breakthrough time, sensitivity analysis.

The oil conventional resources decrease during the last years has changed the attention to other alternatives to obtain energetic sources, one of these is the heavy oil, which has been added to the oil recoverable reserves, the principals oil recovery pioneers worldwide have increased the number of projects which involve new recovery methods and the optimization of the conventional alternatives.

One of the oil recovery methods is the Steamflood, this thermal process can be evaluated using analytic models of prediction, numerical models, physic models, among others. These alternatives of evaluation are different according to the time use for its application, uncertainty, and complexity, these are the reasons why it is mandatory to find the best alternative which decrease the time of application and deviation in the results.

Previously, it has been worked a variety of methods to analyze the behavior of the Steamflood process, however, when the steam injected reaches the oil producer wells the steam breakthrough is produced, it generates radical changes in the oil production, complexes to modelling, and the results uncertainly is higher, when the conventional analysis methods are applied.

One of the prediction tools are the Proxy Models, which will be used during this project to develop a new prediction model that decreases the uncertainly in the oil production results during the Steamflood process.

The new Proxy Model cans predict the oil production behavior during each one of the stages of the Steamflood process, based on the main parameters that affect it and the steam breakthrough time influence, for an application case.

* Master Degree Graduate Project - Thesis

**Faculty of Physic – Chemical Engineering. Engineering Petroleum School.
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

Debido a la realidad que se conoce del agotamiento de los recursos hidrocarburos convencionales, los crudos pesados han tomado especial importancia, estos ante su factible extracción, se han incluido dentro de las reservas de aceite recuperable globales. El recurso de crudo pesado y no convencional a nivel mundial rondan las cifras de los 8 trillones de barriles en sitio y su producción diaria se acerca a los 6 millones de barriles por día¹. Poder extraer este combustible no convencional requiere la aplicación de métodos de recobro, en especial se aplican métodos térmicos como la inyección de vapor.

Como muestra de la globalización e importancia de la inyección continua de vapor se tiene que, para finales del año 2012 en Estados Unidos, país pionero en recobro mejorado, se tenían activos 60 proyectos de inyección de vapor de un total de 200 proyectos en todo el país².

Con el fin de examinar el desempeño del proceso en su aplicación, se han establecido modelos analíticos de predicción, modelos físicos, entre otros. Agregado a lo anterior se cuenta con la simulación numérica que permite establecer modelos conceptuales para estudiar a fondo el proceso y el impacto en la variación de parámetros. Lo anterior se hace con el fin de definir una alternativa que permita conocer cómo se ve influenciado el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos de hidrocarburos en tiempos posteriores a la ruptura, sin embargo, las herramientas mencionadas presentan inconvenientes como altos tiempo de análisis, complejidad del modelo e incertidumbre alta.

En este proyecto se presenta una alternativa para el modelamiento de la producción de aceite durante el proceso de inyección continua de vapor que mejore las predicciones de los modelos analíticos existentes y que además permita reducir los tiempos prolongados de análisis de los modelos de simulación numérica.

¹OPEC Monthly Oil Market Report, Mayo 2017.

² Survey: Miscible CO₂ now eclipses steam in US EOR production, 2012, Oil & Gas Journal.

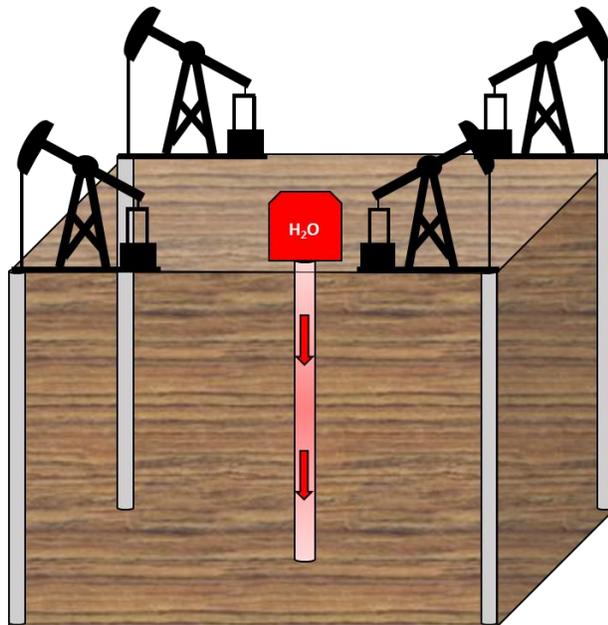
1. INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor es el proceso térmico de recuperación de hidrocarburos más utilizado globalmente para la extracción de crudos pesados³, su principio se basa en el aumento de la temperatura de la formación para lograr la reducción de la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad. La inyección de vapor puede ser llevada a cabo continuamente (ICV o Steamflood) o de manera alternada (IAV o Huff and Puff).

1.1. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Durante el proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV), el vapor se inyecta continuamente bajo un patrón de pozos inyectores-productores en esquemas geométricos como se muestra a en la *Figura 1*, como producto del contacto del vapor con el aceite de la formación, este es desplazado hacia los pozos productores.

Figura 1. Patrón de inyección de vapor (5 puntos invertido).



³ Agarwal, A., & Kovscek, A. R. "Producer Well Temperature Control and Optimal Oil Production During a Steamflood". EN: Society of Petroleum Engineers. Abril, 2017.

Durante el desarrollo del proceso, el vapor inyectado produce los siguientes efectos en la formación⁴:

- Incremento de la temperatura de la roca y los fluidos.
- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Vaporización de las fracciones livianas del hidrocarburo.
- Incremento del volumen de la roca y fluidos como consecuencia de la disminución de la densidad.
- Reducción de las fuerzas interfaciales.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso de inyección continua de vapor toma lugar tras la inyección de vapor saturado en el yacimiento de forma continua, una vez el calor ingresa al yacimiento se generan varias zonas (*Figura 2*).

Figura 2. Zonas generadas durante la Inyección Continua de Vapor.



Fuente: Modificado de OLIVEROS, L. "Evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas", Universidad Industrial de Santander, Tesis de maestría, 2013.

⁴ Ramey, H. J. "A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection". EN: World Petroleum Congress. Enero. 1967.

La primera zona generada es la zona de vapor, donde está presente el agua, tanto en forma de vapor como líquido y aceite residual al vapor. La segunda zona que se genera es de aceite destilado donde se condensan las fracciones más livianas del aceite que se desprendieron del crudo, evaporándose como producto del calor. Como resultado de las pérdidas de calor, el vapor disminuye en su calidad y esto conlleva a la condensación, generando la zona de agua caliente. La cuarta zona corresponde al aceite alterado por el calor y la última zona representa la región más alejada del pozo inyector, donde permanece el aceite que no ha sido contactado.

1.3. PARÁMETROS DE MAYOR INCIDENCIA EN EL PROCESO

El proceso de ICV se ve afectado tanto por parámetros de yacimiento como por parámetros operacionales, a continuación, se describen los más importantes^{5,6}:

Parámetros de yacimiento

Están constituidos por las características propias de la formación, son propiedades que no pueden ser modificadas, sin embargo, del estudio de su influencia en el proceso se puede establecer la factibilidad de aplicación⁷.

- Presión del yacimiento: Este parámetro determina dentro de qué rango de presiones se inyecta el vapor, es un factor limitante del proceso, ya que presiones muy elevadas demandan mayores cantidades de vapor.
- Profundidad del yacimiento: Esta característica del yacimiento determina la cantidad de pérdidas de calor que tendrá el vapor en el trayecto desde cabeza de pozo hasta el fondo, tiene una relación directa con las pérdidas y con la presión del yacimiento.
- Espesor de la formación: Influencia el desplazamiento del vapor, la homogeneidad en el avance del frente de calor, espesores muy altos ocasionan canalización del vapor,

⁵ ALVARADO D., Banzer C., “Recuperación Térmica Del Petróleo”. Venezuela, Caracas. 2002.

⁶ GONZALO G.L. “Recuperación Mejorada de Hidrocarburos: Inyección Cíclica y Continua de Vapor”. 1989.

⁷ MERCADO, D. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado”. Universidad Industrial de Santander, tesis de maestría. 2008.

mientras que espesores muy delgados causan altas pérdidas de calor hacia las zonas adyacentes.

- Existencia de heterogeneidades en la formación: La existencia de zonas ladronas de calor tienen un efecto desfavorable en el proceso, ocasiona canalización del vapor y en ciertos casos propician rupturas tempranas.
- Propiedades térmicas de la roca: Estas propiedades establecen la eficiencia del proceso en cuanto a calentamiento de la formación y su conocimiento permite establecer los requerimientos energéticos para la aplicación efectiva de la técnica.
- Viscosidad y permeabilidad: Estos parámetros determinan la movilidad del hidrocarburo en la formación, la viscosidad tiene una relación inversa con la movilidad, mientras que la permeabilidad mantiene una relación directa.
- Saturación de aceite y porosidad: Estas propiedades permiten definir la cantidad de hidrocarburo presente en la formación, para procesos de inyección de vapor se recomienda tener saturaciones mayores a 0.55 y cuyo producto con la porosidad ($S_o \cdot \phi$) se mantenga en valores mayores a 0.1.

Parámetros operacionales

Estos parámetros son controlables y están definidos de acuerdo a las necesidades energéticas de la formación, inyektividad del yacimiento y factores económicos.

- Presión y tasa de inyección: Se determinan a partir de la inyektividad del yacimiento, lograr mantener altas tasas de inyección permiten el sostenimiento de la calidad del vapor, no obstante tasas demasiado altas pueden ocasionar canalización del vapor.
- Calidad del vapor: El sostenimiento de la calidad del vapor desde la salida del generador hasta el fondo de pozo es una tarea de gran importancia ya que mientras mayor sea la calidad mayor cantidad de calor se está transportando, cabe resaltar que la calidad debe ser menor al 90% debido a que, así los sólidos disueltos son llevados en el vapor,

mientras que, si se aumenta la calidad sobre ese valor, estas partículas se depositan en los equipos, causando daños y deterioro de los mismos.

- Espaciamiento del patrón: Este parámetro tiene una estrecha relación con la duración del proyecto de inyección de vapor, a menores espaciamientos el barrido de la formación es más rápido, a pesar de esta condición, la definición del tamaño de patrón también está estrechamente ligado con factores financieros. Es recomendable usar espaciamientos entre 1,25 y 5 [acres] sin embargo, en ocasiones cuando la viscosidad del petróleo es muy alta se hace necesario reducir dicho espaciamiento⁸.

⁸ RINCON, M., MUÑOZ, S., “Nuevo modelo analítico de administración de energía en procesos de inyección continua de vapor”, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Maestría, 2014.

2. PREDICCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La predicción del comportamiento de la producción de aceite en el tiempo, durante un proceso de inyección de vapor, puede ser lograda mediante diferentes herramientas como modelos numéricos, modelos físicos, modelos analíticos, entre otros. La *Figura 3* muestra esquemáticamente las diferencias en cuanto grado de incertidumbre, tiempo de análisis y complejidad de cada uno de las herramientas de evaluación de procesos⁹.

Tal como se describe en la figura en mención, los modelos analíticos constituyen la elección que disminuye de mayor manera el tiempo de análisis, pero cuentan con el más alto grado de incertidumbre.

Los modelos físicos representan la alternativa con menor incertidumbre, a pesar de esto, son los que mayor tiempo conllevan desde su aplicación hasta la obtención de resultados, además su implementación tiene un alto grado de complejidad. Finalmente, se cuenta con los modelos numéricos (o de simulación), este tipo de modelos son una buena alternativa debido a su bajo grado de incertidumbre y su mediano tiempo de análisis.

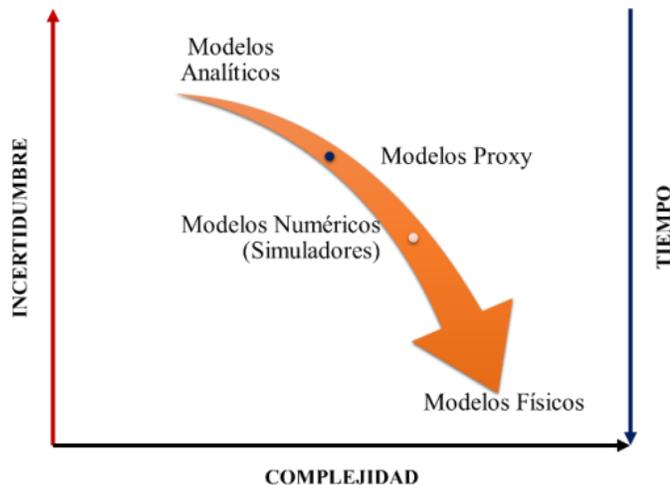
En adición a lo anterior, existe una herramienta que logra combinar el rápido tiempo de análisis con la baja incertidumbre, los Modelos Proxy, este tipo de modelos, inspirados en los modelos analíticos y aplicados de la mano con la simulación numérica de yacimientos, surgen como una opción importante para la evaluación de procesos de recobro mejorado de hidrocarburos.

Los Modelos Proxy, tal como se muestra en la *Figura 3*, se asemejan en nivel de complejidad a los modelos analíticos, sin embargo, se diferencian en el grado de incertidumbre. En su mayoría, estos modelos los cuales serán aplicados para el desarrollo del nuevo modelo de predicción, deben ser capaces de reproducir el comportamiento altamente no lineal del modelo real, sencillos en cuanto a su construcción y simples de

⁹ AZAD, A. y CHALATURNYK, R. J. Application of Analytical Proxy Models in Reservoir Estimation for SAGD Process: UTF-Project Case Study. En SPE 165576, publicado en Journal of Canadian Petroleum Technology, 2013.

utilizar¹⁰ (estos modelos, sus tipos, generalidades y metodología de construcción son detallados en el numeral 2.3 de este capítulo).

Figura 3. Ubicación de diferentes tipos de modelos empleados durante la simulación numérica.



Fuente: Adaptado de AZAD y CHALATURNYK, 2013.

2.1. PRINCIPALES MODELOS ANALÍTICOS DE PREDICCIÓN

Para llevar a cabo el desarrollo de un nuevo modelo para la evaluación de la producción de aceite durante un proceso de inyección continua de vapor, es indispensable conocer las características de los modelos de predicción más representativos que han sido elaborados, para identificar sus avances, limitaciones y así plantear sus posibles mejoras.

➤ **Modelo de Marx y Langenheim**

Marx y Langenheim¹¹ con el fin de poder describir el comportamiento del proceso de inyección de vapor, este primer modelo analítico toma como referencia la cantidad de

¹⁰ BEVILLION, D. y MOHAGERANI, S. A Miscible EOR Project in a Mature, Offshore, Carbonate Middle East Reservoir – Uncertainty Analysis with Proxy Models Based on Experimental Design of Reservoir Simulations. En: SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 2015.

¹¹ MARX, J., LANGENHEIM, R., “Reservoir Heating by Hot Fluid Injection”, Trans. AIME, 216-312. 1959.

energía inyectada en la formación para determinar el volumen de la zona calentada mediante este proceso térmico. Para el desarrollo del modelo los autores se valieron de las siguientes suposiciones que delimitan el sistema modelado:

- Sistema de flujo en una dimensión (Flujo Radial o lineal).
- Inyección del vapor se realiza en un punto concéntrico del sistema.
- La zona donde el vapor es inyectado es homogénea y de espesor uniforme.
- Las propiedades de la roca y fluidos son constantes.
- La saturación de aceite en la zona calentada es igual a la saturación residual al vapor. (Este es un valor que se puede obtener de pruebas de laboratorio)
- El efecto de las fuerzas gravitacionales y de boyanza no es significativo, por tanto, no se presenta drenaje gravitacional.
- La inyección de vapor se realiza a través de todo el espesor productor.
- En la zona de vapor no se presenta una caída apreciable de presión por lo cual se considera que esta zona permanece a temperatura constante (a temperatura del vapor).
- La conductividad térmica vertical es finita, mientras que la horizontal es cero.
- La tasa de inyección del vapor en la formación es constante.
- La distribución de la temperatura en la zona calentada se aproxima a una función escalonada que va, desde la temperatura del vapor hasta la temperatura del yacimiento.
- En la zona productora no existe un gradiente vertical de temperatura.
- Las pérdidas de calor de la zona calentada hacia las formaciones adyacentes se presentan solo en dirección vertical.

- Las formaciones adyacentes a la zona de interés son idénticas y de espesor infinito.
- Para tiempos mayores a cero la temperatura en el contacto entre la zona calentada y las formaciones adyacentes es igual a la temperatura del vapor.
- Al inicio de la inyección de vapor, las formaciones adyacentes se encuentran a una temperatura igual a la temperatura del yacimiento.

Las anteriores suposiciones permitieron a los autores construir un modelo de predicción de ICV, el cual permite calcular el área calentada a la temperatura del vapor, el volumen de la zona calentada, la tasa de desplazamiento de aceite (la cual es el principal enfoque del trabajo), la tasa de pérdidas de calor instantáneas y el límite económico teórico del proceso.

Este modelo constituyó el primer avance en cuanto a la determinación analítica del desempeño de un proceso de ICV, sin embargo, cabe aclarar que sus condiciones muy idealizadas permiten realizar el modelamiento del proceso, pero desprecian factores relevantes como la segregación, el cambio de viscosidad como producto del calentamiento, el calor transmitido horizontalmente por la condensación, entre otros. A continuación, se presenta la relación para el cálculo de la producción de aceite:

$$q_o = 4.274 \frac{Q_i \Phi (S_o - S_{or})}{M_s (T_v - T_r)} e^{x^2} \operatorname{erf}(x) \quad (1)$$

Donde:

q_o : Tasa de desplazamiento de aceite. [Barriles/día]

Q_i : Tasa de inyección de calor. [BTU/hora]

Φ : Porosidad.

S_o : Saturación de aceite.

S_{or} : Saturación de aceite al vapor

M_s : Capacidad calorífica de la formación. [BTU/pie - hora - °F]

T_v y T_r : Temperatura del vapor y del yacimiento. [°F]

$erf()$: Función error.

x: Argumento de la función error.

➤ **Modelo de Mandl y Volek**

MANDL y VOLEK¹² luego de analizar diferentes pruebas de campos sometidos a Inyección Continua de Vapor, evidenciaron la desviación de las predicciones del modelo de Marx & Langenheim con respecto a los resultados reales. Esta desviación, según su trabajo, se hacía evidente a partir de un tiempo (tiempo crítico) en el cual la transferencia de calor delante del frente de condensación tenía un efecto significativo sobre el crecimiento de la zona de vapor.

Así para tiempos menores al tiempo crítico, el flujo de calor hacia la zona inalterada se da sólo por el vapor directamente, mientras que, para tiempos mayores al tiempo crítico, se debía no solo al frente de vapor, sino que también al frente de condensación, primando este último. La inclusión de este tipo de transferencia de calor por convección en un Modelo Analítico se logró mediante el acoplo del flujo de masa y de calor, propios de un fluido en movimiento. Durante el tratamiento del modelo desarrollado se tuvieron en cuenta las siguientes suposiciones, adicionales a las planteadas por Marx y Langenheim:

- El frente de condensación actúa en un plano perpendicular a los límites del sistema.
- La densidad, la viscosidad y el calor específico del aceite varían en función de la temperatura.
- El calor específico del agua y de la roca son constantes.
- La saturación promedio de aceite en la zona de vapor se mantiene constante.

¹² MANDL, G. and VOLEK, C.W. "Heat and Mass Transport in Steam-Drive Processes". SPEJ (March 1969) 59. Trans. AIME, 246.

Teniendo en cuenta estas suposiciones adicionales que modifican las relaciones planteadas en el modelo de Marx y Langenheim (1959), se obtiene un modelo que representa un comportamiento para el inicio del proceso y una variación considerable al incluir el calor adicional que se atribuye al frente de condensación. A continuación, se presentan las relaciones matemáticas para el cálculo de la producción de aceite:

$$q_o = 4.274 \left[\frac{Q_i \phi (S_o - S_{oR})}{M_s (T_v - T_r)} \right] \left[\left(1 - \frac{(x^2 - x_c^2 - 2) \sqrt{x^2 - x_c^2}}{3\sqrt{\pi}} - \frac{x^2 - x_c^2 - 3}{6\sqrt{\pi(x^2 - x_c^2)}} \right) e^{x^2} \operatorname{erf}(x) \right. \\ \left. + \frac{1}{3\pi} \left(x^2 - x_c^2 - 2 + \frac{x_c^2}{2x^2} \right) \sqrt{\frac{x^2 - x_c^2}{x^2} - \frac{\beta}{2\sqrt{\pi(x^2 - x_c^2)}}} \right] \quad (\text{II})$$

$$\beta = \left(1 + \frac{L_v f_{st}}{C_w (T_v - T_r)} \right)^{-1} \quad (\text{III})$$

$$\beta = e^{x_c^2} \operatorname{erfc}(x_c) \quad (\text{IV})$$

$$t_c = \left(\frac{x_c M_s h_{arena} \sqrt{\alpha_{ob}}}{2K_{ob}} \right)^2 \quad (\text{V})$$

Donde:

β : Parámetro del modelo Mandl y Volek.

L_v : Calor latente de vaporización. [BTU/lb]

C_w : Calor específico del agua. [BTU/lb°F]

f_{st} : Calidad del vapor. [Fracción]

t_c : Tiempo crítico. [Horas]

h_{arena} : Espesor de la formación. [Pie]

α_{ob} y K_{ob} : Difusividad y conductividad térmica de las formaciones.

x_c : Argumento de la función error evaluado a t_c .

➤ **Modelo de Myhill y Stegemeier**

Myhill y Stegemeier¹³, presentan un modelo matemático basado en un balance de energía para predecir la recuperación de petróleo y la razón petróleo/vapor en un proceso de inyección continua de vapor. Las suposiciones que tuvieron en cuenta para modelar el proceso son las siguientes:

- El yacimiento contiene una cantidad uniforme de aceite por unidad de volumen, la cual está definida por el producto de la porosidad, el espesor neto y la saturación de aceite. Tanto el área como el espesor inyectado son constantes a lo largo del yacimiento.
- Las propiedades térmicas, incluyendo la temperatura inicial de la formación, capacidad calorífica de la roca y capacidad y conductividad térmica de las zonas adyacentes se asumen constantes a través de la zona de interés.
- El vapor es inyectado a presión, calidad y tasa constante.
- Los gradientes verticales de temperatura son cero.
- Las pérdidas de calor de la zona de vapor son por conducción únicamente y tienen lugar en los límites con las formaciones adyacentes. El calor en el yacimiento es transferido únicamente por convección y el calor que tiene lugar por condensación ocurre luego del tiempo crítico de Mandl y Volek.

El procedimiento de cálculo para estimar la recuperación de petróleo es similar al modelo anteriormente presentado, la relación es modificada para considerar la función $F_{M\&S}$:

$$q_o = \frac{24 Q_i \phi (S_{oi} - S_{or})}{5.615 M_s (T_v - T_r)} E_c \left(\frac{h_h}{h_t} \right) F_{M\&S} \quad (VI)$$

¹³ MYHILL, N., STEGEMEIER, G., "Steam-Drive Correlation and Prediction", Journal of Petroleum Technology. 1978.

Donde:

Q_i : tasa de inyección de calor, (BTU/hora)

ϕ : porosidad de la formación, (fracción)

S_{oi} : saturación de aceite inicial, (fracción)

S_{or} : saturación de aceite residual al vapor, (fracción)

M_s : capacidad calorífica de la formación, (BTU/pie³-°F)

T_v : temperatura del vapor, (°F)

T_r : temperatura de la formación, (°F)

E_c : factor de captura, (fracción)

h_n : espesor neto de la formación, (pies)

h_t : espesor total de la formación, (pies)

$F_{M\&S}$: Función de Myhill y Stegemeier¹⁴

➤ **Modelo de Jones**

Jones¹⁵ en el año 1981 desarrolla un modelo basado en las publicaciones de Van Lookeren¹⁶ (1977) y Myhill y Stegemeier (1978), donde busca principalmente corregir el comportamiento de la producción de aceite, para así ajustarla adecuadamente con los datos de producción reales como se muestra en la *Figura 4*.

¹⁴ MYHILL, N., STEGEMEIER, G., "Steam-Drive Correlation and Prediction", Journal of Petroleum Technology. 1978.

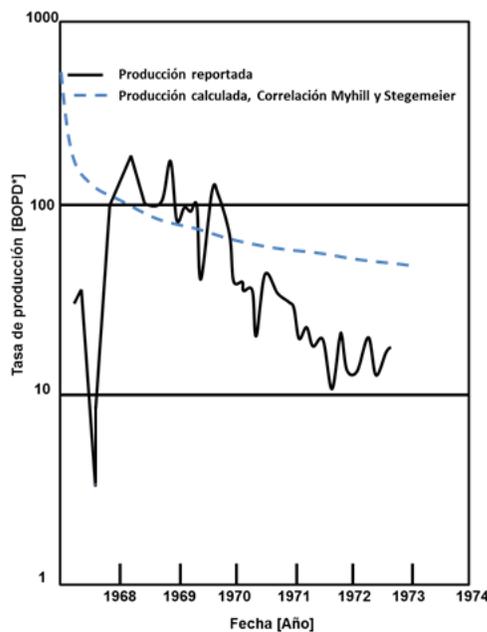
¹⁵ JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". Journal of Petroleum Technology 33. 1583-1598. 1981.

¹⁶ VAN LOOKEREN, J., "Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs". EN SPE 52nd Annual Technical Conference and Exhibition, Denver. 1977.

El autor propone considerar tres etapas durante recuperación con inyección de vapor (*Figura 5*) la etapa 1 de producción está dominada por la viscosidad inicial y está afectada por el proceso de llenado del yacimiento. Se genera una canalización temprana del vapor, como producto de la alta viscosidad del aceite.

Durante la segunda etapa, la producción está dominada por la movilidad alta del aceite caliente y la permeabilidad del yacimiento, es al inicio de esta etapa que se da el valor máximo de producción y la cantidad de aceite móvil y la eficiencia térmica definen la duración de esta etapa. La tercera y última etapa en la que ha decaído la producción tiene una duración ligada a la viabilidad económica del proceso

Figura 4. Resultados de producción campo Kern River comparado con la tendencia de la correlación de Myhill y Stegemeier (1978).

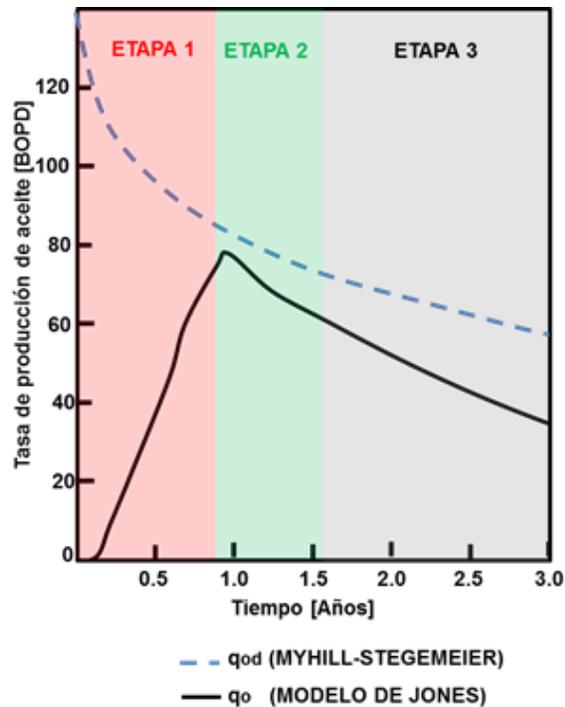


Fuente: JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". Journal of Petroleum Technology 33. 1583-1598. 1981.

La corrección a la correlación de Myhill y Stegemeier propuesta por Jones, corresponde a la corrección del factor de eficiencia de captura (Γ), mediante unas relaciones (Ver Anexo

A), el cual depende de las relaciones A_{cD}^{17} , V_{oD}^{18} y V_{pD}^{19} , que modifican la tasa de aceite desplazado para obtener la tasa de aceite producido.

Figura 5. Tendencia de la correlación de MYHILL-STEGERMEIER y el modelo de JONES en las etapas de la inyección de vapor.



Fuente: Modificado de JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". Journal of Petroleum Technology 33. 1583-1598. 1981.

En su trabajo, Jones compara el modelo con catorce proyectos de campo. A pesar de mejorar la predicción, en comparación con modelos anteriores, *la Figura 6* muestra que existe una desviación alta en la tendencia de producción, apreciable en la segunda etapa del proceso, dentro de la cual se contempla el máximo valor de producción y ocurre la ruptura del vapor en los pozos productores.

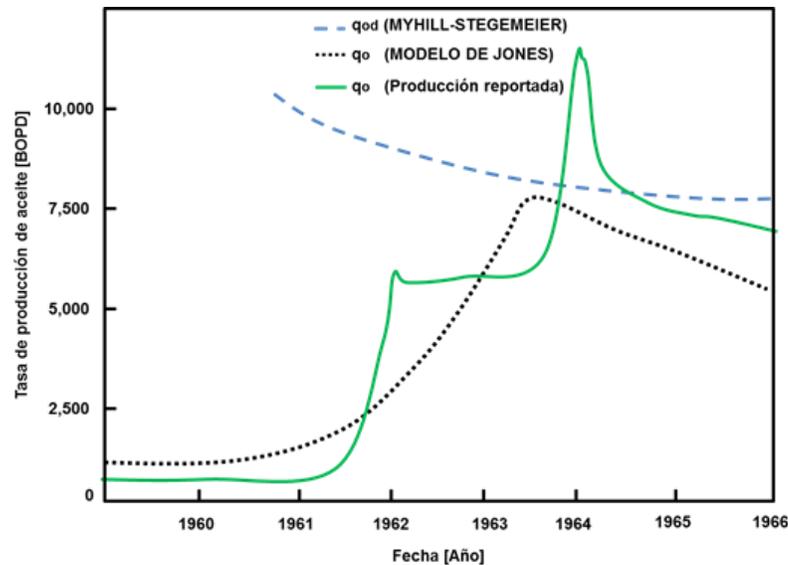
¹⁷ A_{cD} : Tamaño adimensional de la zona de vapor.

¹⁸ V_{oD} : Volumen de aceite desplazado, fracción.

¹⁹ V_{pD} : Volumen poroso invadido por el vapor y el agua, fracción.

*BOPD: Barriles de aceite por día.

Figura 6. Comparación Modelos de MYHILL-STEGEREIER y JONES con los datos de producción del campo Tía Juana, Venezuela, sometido a ICV.



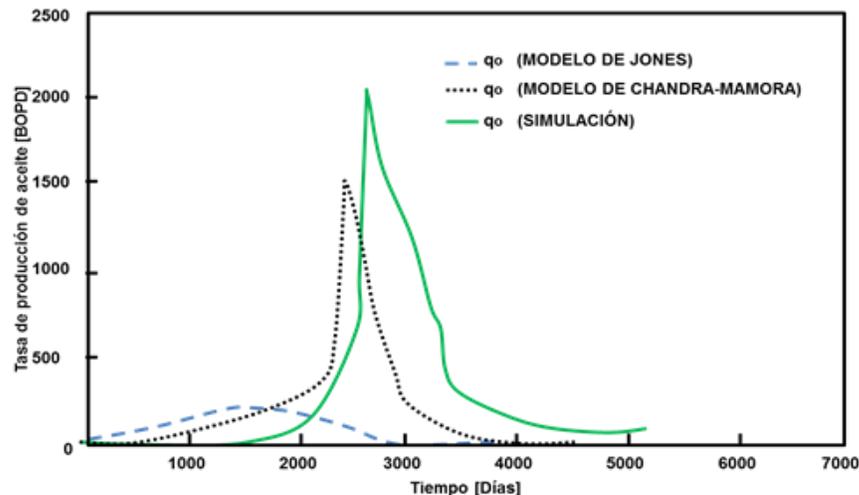
Fuente: Modificado de JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". Journal of Petroleum Technology 33. 1583-1598. 1981.

➤ **Modelo de Chandra y Mahamora**

Chandra y Mamora²⁰ (2007), partiendo de la base propuesta de tres etapas, denotadas por Jones (1981), modifica las relaciones matemáticas para el cálculo de los parámetros que determinan el valor del factor de eficiencia de captura (Γ) (Anexo A). Los autores buscan principalmente mejorar el desempeño del modelo propuesto por Jones (1981) logrando un mejor ajuste de la tendencia en la predicción de la producción de aceite, en este caso utilizan la simulación numérica como base de comparación de resultados, sin embargo, persiste la desviación considerablemente alta, no en la tendencia sino en la magnitud de los resultados (*Figura 7*).

²⁰ CHANDRA, S., MAMORA, D., "Improved Steamflood Analytical Model". Society of Petroleum Engineers, Texas A&M University, EN International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary. 2007.

Figura 7. Comparación modelos de JONES y CHANDRA-MAMORA con los datos obtenidos de la simulación de un proceso de ICV en un modelo del campo Hamaca, Venezuela.



Fuente: Modificado de CHANDRA, S., MAMORA, D., "Improved Steamflood Analytical Model". Society of Petroleum Engineers, Texas A&M University, EN International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, 2007.

2.2. LIMITACIONES REPRESENTATIVAS DE LOS MODELOS DE PREDICCIÓN

Las principales limitaciones que tienen los modelos de predicción del proceso de Inyección Continua de Vapor en cuanto al cálculo de la producción de aceite son:

- No predicen adecuadamente la producción en tiempos posteriores a ruptura: los modelos de predicción realizan sus pronósticos tomando como referencia el espacio ocupado por el vapor y la reducción del aceite hasta la saturación residual al vapor, sin embargo, al no delimitar el área, estos tienden a extenderse fuera del área del patrón generando recuperaciones que incluso sobrepasan factores de recobro del 100%, obviando el cambio en el comportamiento de la producción de aceite cuando el vapor alcanza los pozos productores y se da la irrupción.

- No tienen en cuenta los ciclos previos de estimulación: los modelos analíticos no tienen en cuenta los cambios que pueden generar en la formación los ciclos previos de inyección alternada, dentro de los cuales está el precalentamiento de la formación y la reducción de las saturaciones de aceite en las zonas cercanas al pozo.
- Disminuyen su precisión con la disminución de calidad del vapor.
- En su mayoría, están limitados por la viscosidad: los modelos desarrollados por Jones y por Chandra y Mahamora, establecen un límite de viscosidad dentro del cual trabajan.
- Describen el proceso en sistemas cuyas condiciones son muy idealizadas: para poder modelar el proceso mediante modelos analíticos se deben establecer condiciones idealizadas que se alejan de la realidad de las condiciones de un yacimiento, esto genera una alta incertidumbre ya que se omiten efectos como la heterogeneidad y la segregación gravitacional, altamente representativos en el proceso.

2.3. MODELOS PROXY

Los Modelos Proxy permiten predecir el comportamiento de una función objetivo (i.e. tasas de producción de fluidos, comportamiento de la presión de yacimiento, entre otras) en función de algunos parámetros determinados, a partir, de los resultados de un grupo de simulaciones bases empleadas para la obtención de una función matemática.

Los Modelos Proxy se fundamentan en la integración de métodos estadísticos, como el diseño de experimentos y la metodología de superficie de respuesta (RSM – Response Surface Methodology). El diseño de experimentos permite definir el número de simulaciones que deben ser realizadas para la obtención de un Modelo Proxy.

En general, existen diferentes tipos de Modelos Proxy, los más empleados en la industria de los hidrocarburos son: *Modelos Polinómicos*, *Modelos tipo Kriging*, *Modelos de Splines* y *Redes Neuronales*. La calidad de un Modelo Proxy está dada por su desviación estándar, un valor de “1” indica un ajuste perfecto entre los resultados del Proxy y los reales de la

simulación, por el contrario, un valor de “0” corresponde a un mal ajuste. Comúnmente, un Modelo Proxy con una desviación estándar superior 0.6 es considerado aceptable (Bevillion, 2015).

- *Modelo Polinómico*

En particular, los modelos provenientes de regresiones polinómicas son los más empleados en la industria petrolera para el análisis y representación de procesos físicos, esto debido, a su facilidad de entendimiento, flexibilidad y eficiencia computacional (Zubarev, 2009). En general, para formular una regresión de tipo cuadrática se emplea la *Ecuación (VII)*.

$$y(x) = \beta_0 \sum_{i=1}^{n_d} \beta_i x_i + \sum_{j=1}^{n_d} \sum_{j>i}^{n_d} \beta_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^{n_d} \beta_{ii} x_i^2 \quad (VII)$$

Donde x es el vector de variables de entrada de longitud n_d , x_i es un término lineal, $x_i x_j$ es un término intermedio y x_i^2 es el término cuadrático y β_0 , β_i , β_{ij} , β_j representan los coeficientes de regresión desconocidos. Los términos beta son determinados a partir de mínimos cuadrados.

El uso de un modelo de regresión polinómica incluye la selección de los parámetros a incluir y la estimación de los coeficientes de regresión. Adicionalmente, se debe tener presente que este tipo de modelos no es eficiente para representar fenómenos altamente no lineales en tiempo y espacio.

- *Modelos tipo Kriging*

En este modelo se parte del principio que puntos próximos en el espacio tienden a tener valores similares contrario a los puntos más distantes. Es por ello, que basan su análisis en variogramas, por medio de los cuales pueden asignar pesos a los parámetros considerados para la construcción del Modelo Proxy (Fedutenku et al., 2013). Existen modelos Kriging tipo simple, ordinario y universal, sin embargo, el más empleado para la construcción de Proxys es el modelo Kriging ordinario. Para estimar el valor en el punto de interés se utiliza la *Ecuación (VIII)*:

$$\hat{y}(x) = f^T(x)\hat{\beta} + r^T(x)R^{-1}(Y - F\hat{\beta}) \quad (VIII)$$

Donde $f(x)$ es el vector que contiene los términos de la función de regresión, $\hat{\beta}$ es el vector de los coeficientes de regresión desconocidos, $r(\cdot)$ es un vector de correlación y R es una matriz de correlación, F y Y son vectores de valores de la función de regresión para el conjunto de datos de entrada y el vector de respuestas de conjunto de datos de entrada. Para estimar los valores del vector beta se requiere emplear un algoritmo de optimización.

Los Modelos Proxy construidos a partir de este método reproducen completamente la información empleada para su construcción; sin embargo, podrían no ser muy acertados con combinaciones de parámetros diferentes a los empleados en su construcción. El tiempo empleado para la construcción de este tipo de modelos depende de: el número de variables de entrada, el número de experimentos iniciales (diseño de experimentos), tipo de función y la capacidad computacional.

- *Modelo de thin plate splines (TSP)*

Es un esquema de interpolación multidimensional para datos con espaciamentos variables. Se define en la *Ecuación (IX)*:

$$y(x) = \sum_{i=1}^{n_d+1} \beta_i m_i + \sum_{j=1}^{n_s} \theta_j U(\|x + x^k\|) \quad (IX)$$

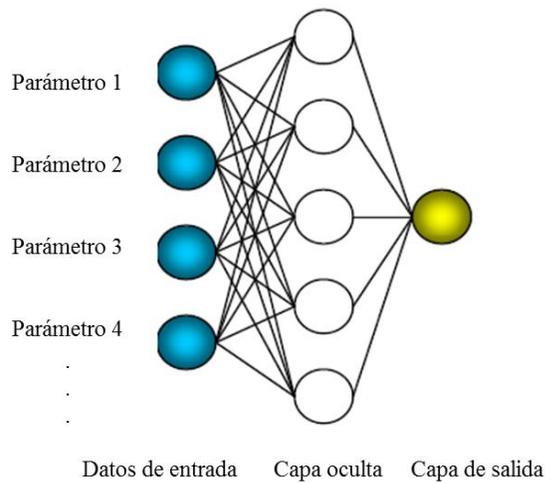
Donde m es un vector de monomios, β_i y θ_j representan los coeficientes desconocidos, $U(r) = r^2 \log(r)$ es un *plate spline*, $\|\cdot\|$ es una norma Euclidiana, x^k es un punto de muestreo por fuera de la data inicial y x es el punto de interés. Los modelos TSP reproducen completamente la data de entrada, sin embargo, requieren de un gran número de experimentos para reproducir datos diferentes a los de entrada.

- *Redes Neuronales*

Las Redes Neuronales Artificiales, ANN (Artificial Neural Networks) están inspiradas en las redes neuronales biológicas del cerebro humano. Están constituidas por elementos que se comportan de forma similar a la neurona biológica en sus funciones más comunes. Estos elementos están organizados de forma parecida a la que presenta el cerebro humano.

Las ANN, además de parecerse al cerebro, presentan una serie de características propias del cerebro (i.e. aprenden de la experiencia, generalizan de ejemplos previos a ejemplos nuevos y abstraen las características principales de una serie de datos, Basogain, 2014). En la *Figura 8* se presenta un esquema general de una red neuronal.

Figura 8. Esquema general de una red neuronal (Zangl, 2006).



En las ANN, la unidad análoga a la neurona biológica es llamada elemento procesador, PE o nodo. Un elemento procesador tiene varias entradas y las combina, normalmente con una suma básica. La suma de las entradas es modificada por una función de transferencia y el valor de la salida de esta función de transferencia se pasa directamente a la salida del elemento procesador.

Para construir una ANN, es necesario definir una topología: número de capas ocultas, nodos por capa y una función de activación. Esta última, es la encargada de calcular la información de salida para cada nodo. Por otra parte, el número de capas ocultas está limitado por el número de experimentos empleados para construir la ANN.

Cabe resaltar que además de los modelos mencionados, existen Modelos Proxy que combinan correlaciones, ecuaciones y sistemas de respuesta a estímulos como el trabajo desarrollado por THOMAS et al, 2011, quien durante su investigación combinó correlaciones obtenidas de la simulación numérica con ecuaciones establecidas para el cálculo del tiempo necesario para alcanzar el equilibrio composicional.

- *Descripción de la metodología*

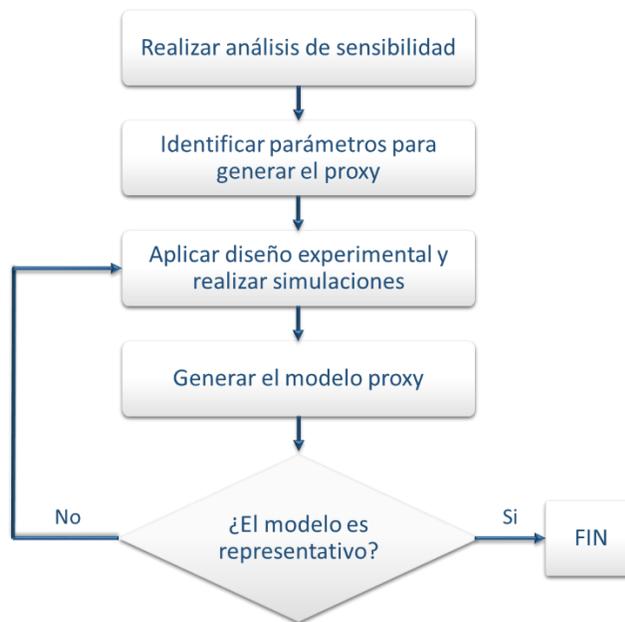
Partiendo del análisis de variables, se puede llegar a la selección de los parámetros más relevantes que definen el diseño de experimentos, el cual permite obtener la mayor información de la influencia de determinada variable sobre la(s) función(es) objetivo, realizando un mínimo número de corridas (experimentos). Existen diferentes metodologías para el diseño de experimentos, sin embargo, las más usadas para la generación de Modelos Proxy son: diseño factorial multinivel y diseño de superficie de respuesta (Box-Behnken).

Yaten et al. (2005) propusieron un procedimiento general para la construcción de Modelos Proxy. El primer paso comprende un análisis de sensibilidad de los parámetros basado en un diseño factorial de dos niveles. Este análisis contempla todas las posibles combinaciones entre los valores máximo y mínimo para cada parámetro, el objetivo de este primer paso es el de identificar los parámetros más influyentes en el comportamiento de la función objetivo. El diseño factorial requiere la realización de 2^n simulaciones, donde n representa el número de variables a evaluar.

Luego de realizar el análisis de sensibilidad, se genera un diagrama tornado con la información recolectada y se determinan los parámetros que deben ser empleados para la generación del Modelo Proxy. Posteriormente, se planean el número total de simulaciones a realizar para la construcción del Proxy, para ello se recomienda emplear el método de Box-Behnken, debido a que, el número de experimentos a realizar corresponde a un punto intermedio entre los diseños factoriales de dos y tres niveles.

Una vez se cuenta con los resultados de las diferentes simulaciones se procede a generar el Proxy, empleando alguno de los modelos antes descritos. Finalmente, se realiza la validación del Proxy empleando una combinación de variables que no haya sido considerada para su generación. En caso de que el modelo no sea representativo, se debe realizar un nuevo diseño experimental. En la *Figura 9*, se presenta un esquema de la metodología.

Figura 9. Diagrama de flujo para la construcción de un Modelo Proxy. (Yaten et al, 2005.)



3. MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Para la construcción del modelo de simulación y con la finalidad de que el proceso de inyección continua de vapor sea aplicable, se tuvo en cuenta las propiedades de un campo donde se ha llevado a cabo esta técnica de manera exitosa como el caso del campo Kern River, ubicado a unos kilómetros de Bakersfield en California, Estados Unidos.

3.1. CAMPO KERN RIVER, CALIFORNIA, ESTADOS UNIDOS

Ubicado en Kern County en el valle de San Joaquín de California, al noreste de Bakersfield, el campo Kern River fue descubierto hacia 1890 con la perforación de un pozo a una profundidad de 73 [pies]. Debido a la naturaleza del crudo, solo fue hasta el año 1950 cuando con la inclusión de nuevas tecnologías se inició su explotación.

Los procesos de recobro mejorado mediante procesos térmicos comenzaron en este campo con el uso de calentadores en fondo, el área aproximada del campo es de 10,000 [Acres], donde se han desarrollado 668 patrones de desplazamiento con inyección de vapor, se registra una cantidad cercana a los 9,000 pozos activos.

Teniendo en cuenta la efectividad que ha tenido el proceso en este campo y la información que se puede encontrar en cuanto a propiedades generales del yacimiento se tomará como base para la elaboración del modelo base de simulación.

3.2. SELECCIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Para la construcción del modelo y posterior simulación del proceso de ICV, se utilizó el software CMG, específicamente la herramienta STARS de la compañía COMPUTER MODELING GROUP LTD, el cual permite aplicar diferentes escenarios de producción, aplicando procesos térmicos, el caso en estudio de inyección de vapor, para la recolección de datos de producción.

3.3. ELABORACIÓN DEL ENMALLADO DE SIMULACIÓN

Para la construcción del enmallado de simulación se creó un modelo para representar un patrón de 2.5 [Acres] de área, inicialmente el tamaño total del enmallado tenía el mismo tamaño del patrón, sin embargo, al observar el decaimiento abrupto de la presión, se decidió, luego de consultas con el personal capacitado de la compañía proveedora del software, aumentar el tamaño total del modelo a 10 [Acres] pero dentro del mismo delimitando el área deseada del patrón con la ubicación de los pozos.

Con respecto a la definición del tamaño de celda se varió el mismo entre 5, 10 y 15 [pies] en dirección i y j , (ver *Figura 10*) teniendo en cuenta que tamaños menores a 5 [pies] aumentan el tiempo de cómputo y presenta mayores dificultades numéricas en la convergencia de los resultados. Para la dirección k , se definió un tamaño de 7 [pies].

Inicialmente se crearon 3 modelos, uno para cada una de las dimensiones mencionadas arealmente (i y j). Estos se resumen en la *Tabla 1*, las distancias en i y j totales para abarcar el tamaño de 10 [acres] son 660 [pies] cada una.

Figura 10. Dirección de los vectores i , j y k para el modelo.

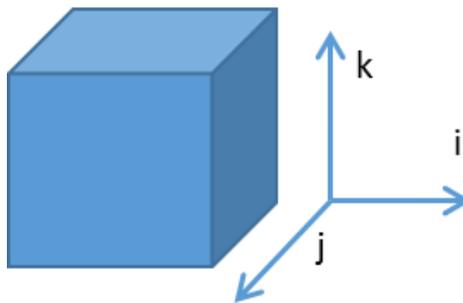


Tabla 1. Enmallados de simulación.

Modelo	Tamaño en i, j [pies]	Tamaño en k [pies]	Número total de celdas
1	5	7	174,240
2	10	7	43,560
3	15	7	19,360

3.4. PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

Para la población de las celdas de cada uno de los modelos, se utilizó la información reportada en estudios realizados en el campo de estudio²¹, estas propiedades se resumen en la *Tabla 2*.

Tabla 2. Propiedades de la roca y de los fluidos.

Propiedad	Valor
Profundidad Tope	700 [pies]
Espesor de la formación	70 [pies]
Porosidad	0.35
Permeabilidad i, j	7,000 [mD]
Permeabilidad k	3,500 [mD]
Saturación de aceite	0.52
Temperatura del Yacimiento	80 [°F]
Gravedad API	14
Compresibilidad de la roca	4e-6 [psi ⁻¹]

Fuente: Tomado de Blevins T., Billingsley R., The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California, American Institute of Mining, 1975.

²¹ Blevins T., Billingsley R., The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California, American Institute of Mining, 1975.

3.5. PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA

Con respecto a las propiedades térmicas de la roca, teniendo en cuenta que es un modelo conceptual y lo que se busca es realizar un estudio técnico del desarrollo del proceso ICV, se tomaron como referencia los datos característicos de las rocas involucradas en este tipo de procesos²².

Tabla 3. Propiedades térmicas de la roca.

Propiedad	Valor
Capacidad calorífica de la roca	35 [BTU/pie ³ °F]
Conductividad térmica de la roca	100 [BTU/pie-día-°F]
Capacidad calorífica de las formaciones adyacentes	35 [BTU/pie ³ °F]
Conductividad térmica de las formaciones adyacentes	24 [BTU/pie-día-°F]

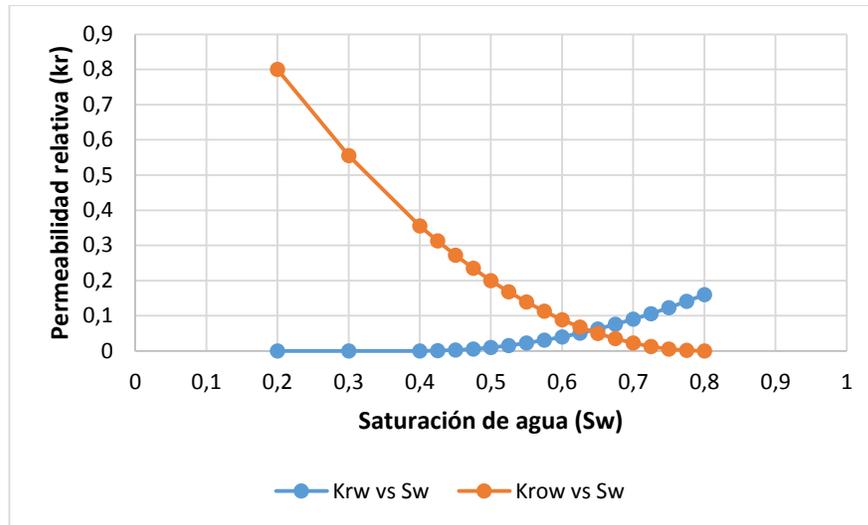
3.6. CURVAS DE PERMEABILIDAD

Las curvas de permeabilidad para Kr (Permeabilidad relativa) del aceite y del agua como función de la saturación de agua (S_w) y la permeabilidad relativa (Kr) del gas y del líquido como función de la saturación de líquidos se presentan a continuación (*Figuras 11 y 12*), la información fue obtenida de un trabajo previo desarrollado en el campo Kern River²³.

²² Tutorial Thermal Simulation Model Tutorial Using STARS, CMG, 2014.

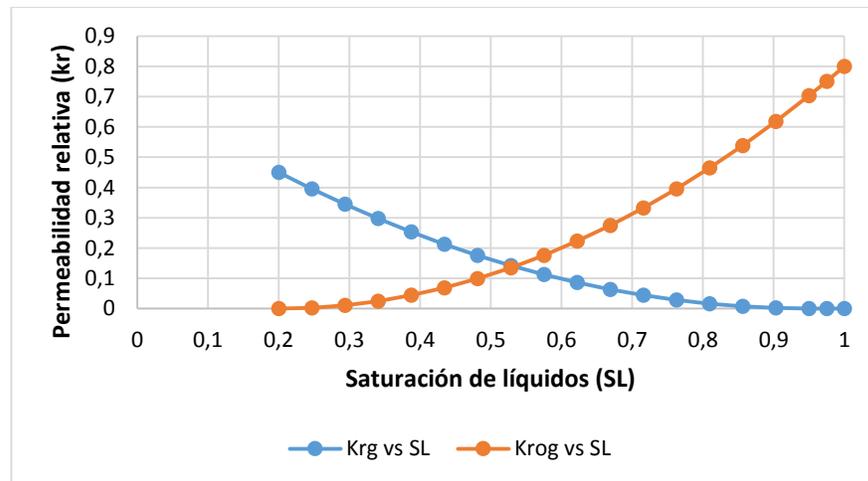
²³ Williams, L., Williams, S., y Mridul K., Effects Of Discontinuous Shales On Multi-zone Steamflood Performance In The Kern River Field, SPE, New Orleans, Louisiana, 1998.

Figura 11. Permeabilidad relativa (K_r) como función de la saturación de agua (S_w).



Fuente: Tomado de Williams, L., Williams, S., y Mridul K., Effects Of Discontinuous Shales On Multi-zone Steamflood Performance In The Kern River Field, SPE, New Orleans, Louisiana, 1998.

Figura 12. Permeabilidad relativa (K_r) como función de la saturación de líquidos (S_l).



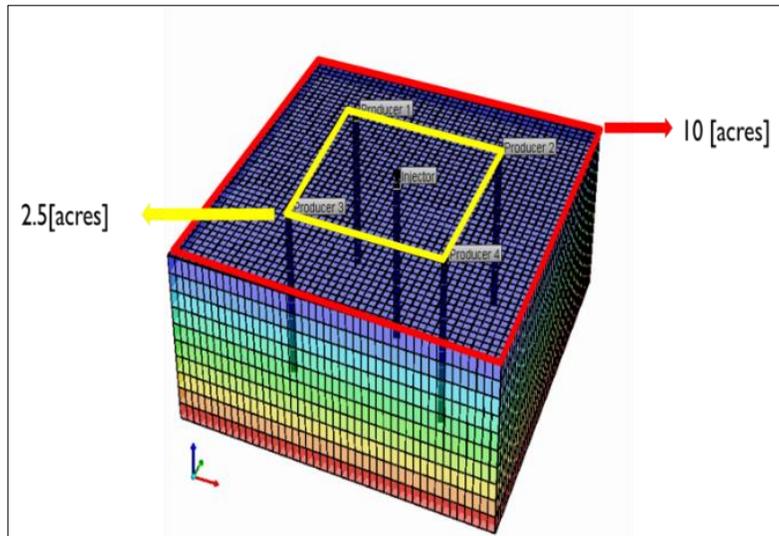
Fuente: Tomado de Williams, L., Williams, S., y Mridul K., Effects Of Discontinuous Shales On Multi-zone Steamflood Performance In The Kern River Field, SPE, New Orleans, Louisiana, 1998.

De acuerdo al análisis de las curvas de permeabilidad, cabe resaltar que el yacimiento es mojado por agua.

3.7. CONFIGURACIÓN DEL PATRÓN DE POZOS

La *Figura 13* muestra la configuración del patrón de pozos de 5 puntos invertido de 2.5 [acres] dentro de un tamaño total del modelo de 10 [acres].

Figura 13. Configuración del patrón de pozos.



Fuente: Modificado de Computer Modeling Group Ltd, CMG, STARS, 2013.

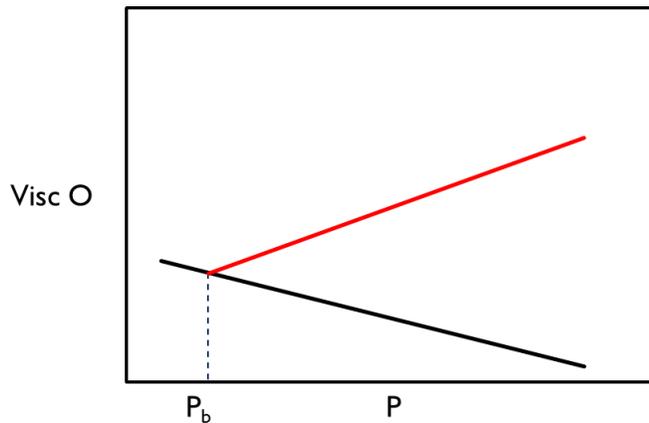
3.8. AJUSTES INICIALES

Posterior a la creación del modelo base existen unas correcciones que se deben hacer relacionadas con el comportamiento de la viscosidad, y del factor volumétrico, adicional a esto se debe realizar el ajuste de los parámetros operacionales de los pozos como presión en fondo y descenso de presión.

3.9. CORRECCIÓN DE LA VISCOSIDAD (V_o)

Debido a que el simulador no modela adecuadamente el comportamiento de la viscosidad del aceite (V_o) para valores superiores al punto de burbuja (región sub-saturada), este modelamiento se debe incluir a través de una tabla de datos ingresada en la herramienta. El comportamiento de la viscosidad del aceite se muestra en la *Figura 14*:

Figura 14. Comportamiento de la viscosidad del aceite.



La *Figura 14* muestra esquemáticamente el comportamiento de la viscosidad que genera el simulador (Línea negra) a través de las correlaciones que incluye internamente, sin embargo, el comportamiento normal que debería presentar para presiones mayores a la presión de burbuja es el que se muestra con la línea roja.

Para lograr esta tendencia se debe incluir el valor de la viscosidad reportado en trabajos desarrollados en el campo Kern River, en los cuales se registra una viscosidad de 2,700 [cP] a condiciones de presión inicial de yacimiento (300 psi), al incluir este valor, el comportamiento toma valores representativos del fluido tomado de referencia, tal como se muestra esquemáticamente en la *Figura 14* (línea roja).

Adicionalmente, se debe incluir el comportamiento de la viscosidad como función de la temperatura, para esto se ingresan los valores que tomará la viscosidad del aceite a diferentes valores de temperatura, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad como función de la temperatura²⁴.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
80	5,047
140	302
180	79
200	44
250	20
300	9

3.10. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES

Para la selección de los parámetros operacionales se tuvo en cuenta el comportamiento de la producción de aceite, estos parámetros fueron una presión en fondo para los pozos productores de 100 [psi], adicionalmente de la misma manera se pudo seleccionar el tamaño óptimo de celda para llevar a cabo la simulación del proceso, para esta selección se observó el comportamiento de parámetros como la presión de yacimiento y el factor de recobro de aceite.

Para el tamaño de celda equivalente a divisiones en dirección i y j de 5 [pies] se presentaban errores de convergencia y los resultados generaban desviaciones superiores al 13% lo cual hacía al modelo no representativo.

Las *Figuras 15 y 16* muestran la tendencia de los resultados de la presión promedio del yacimiento y el factor de recobro respectivamente, para cada uno de los tamaños de celda de los modelos de simulación planteados:

²⁴ Dietrich, J.K., Todd, Dietrich & Chase Inc., The Kern River Horizontal-Well Steam Pilot, SPE California Regional Meeting held in Ventura, California, 1987.

Figura 15. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento. (CMG, 2013)

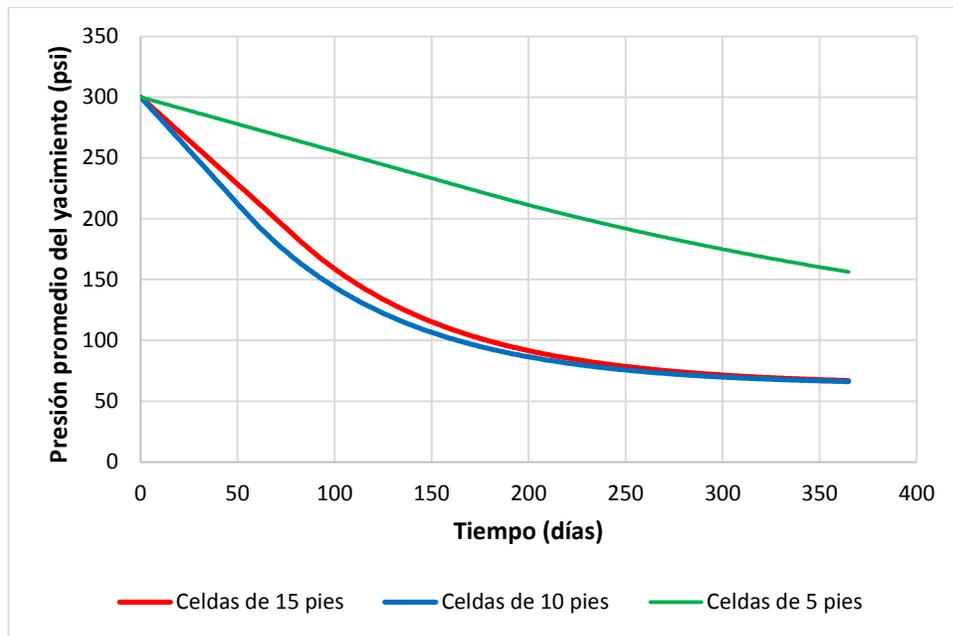
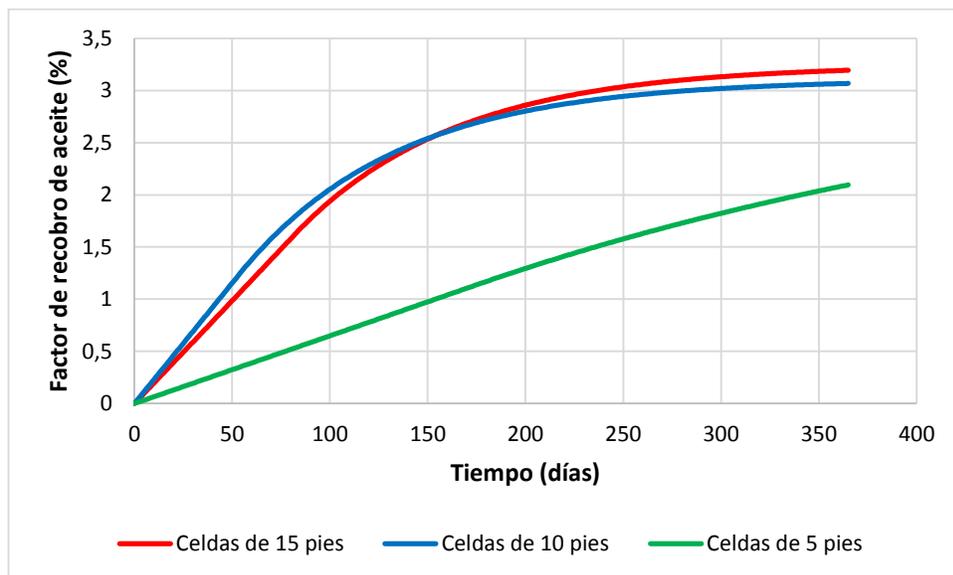


Figura 16. Comportamiento del factor de recobro. (CMG, 2013)



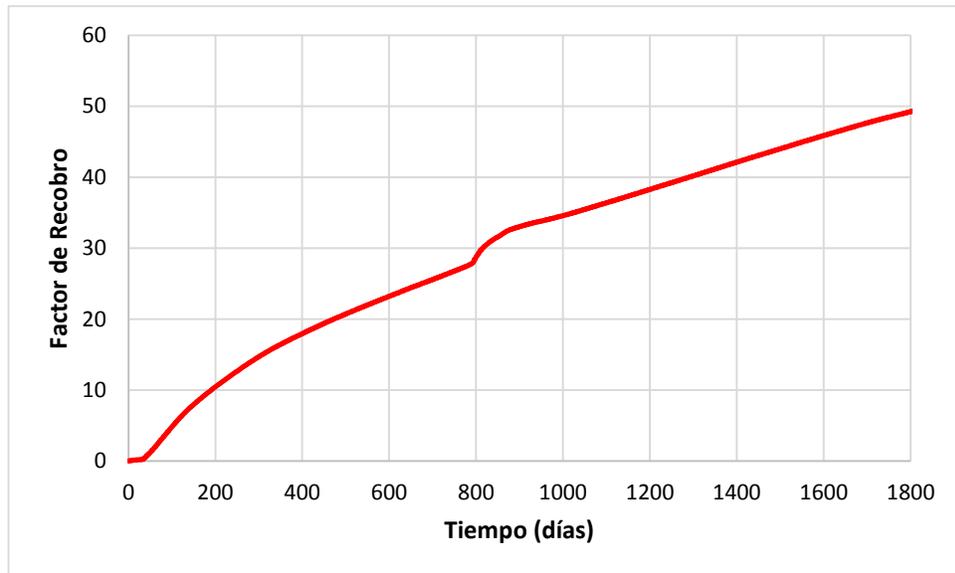
De las anteriores figuras se puede observar la tendencia de los modelos con tamaños de celda de 10 [pies] y de 15 [pies] (Líneas azul y roja respectivamente), la cual es similar, la

tendencia del modelo de 5 [pies] en el tamaño de celda es diferente, pero debido a los errores ya mencionados no se toma como representativa. Teniendo en cuenta la similitud en cuanto al comportamiento de las curvas de factor de recobro, presión promedio de yacimiento, entre otras variables como la tasa de producción, se decidió utilizar el modelo de 15 [pies] en el tamaño de celda ya que brinda resultados similares, pero en menor tiempo de cómputo.

3.11. SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

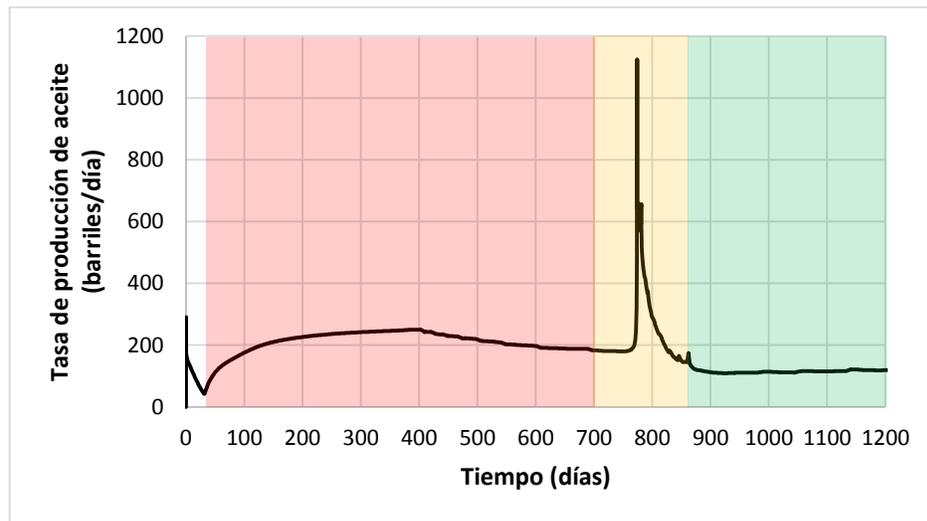
Para la simulación del proceso ICV ya se tenía como base el modelo descrito anteriormente y la recuperación de los patrones del campo Kern River. Para definir la tasa de inyección, se tomó en cuenta la relación de inyección recomendada por Farouq Ali de 1.5 [Barriles/Acre-pie], definiendo así, de acuerdo al área del patrón y el espesor de la formación (2.5 acres y 70 pies respectivamente), una tasa cercana a los 250 [Barriles/día]. Las tendencias de los resultados de la implementación del proceso térmico se resumen en las Figuras 17, 18, 19 y 20 de la siguiente forma:

Figura 17. Factor de recobro para la ICV. (CMG Ltd, 2013)



Con respecto al factor de recobro se observan valores por encima del 50%, luego de casi 4 años de inyección de vapor, con tendencia seguir aumentando, debido a las condiciones favorables de movilidad (alta permeabilidad del yacimiento, tasas suficientes de vapor que permiten disminuir la viscosidad lo suficiente) conducen a estos valores altos de recuperación de hidrocarburos.

Figura 18. Tasa de producción de aceite. (CMG Ltd., 2013)



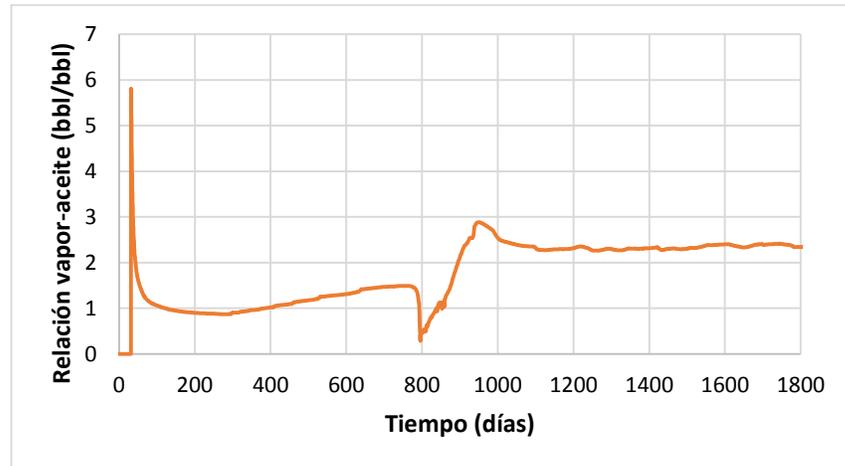
En el comportamiento de la tasa de producción de aceite se observa el crecimiento de la misma tras el inicio de la ICV como respuesta al proceso, tal como lo describe Jones²⁵ en su trabajo, se pueden evidenciar 3 etapas, la inicial de incremento de producción (zona roja *Figura 18*), una segunda etapa (zona amarilla *Figura 18*) donde ocurre el pico de producción, en estas dos primeras zonas, se plantea en esta investigación que debe ocurrir la ruptura y finalmente la tercera etapa (zona verde *Figura 18*) donde se muestra el decaimiento de la misma.

La relación vapor aceite (*Figura 19*) durante la ICV se sostiene en valores mayores a 2, lo cual es muy favorable para el proceso. Estas tendencias bajas, demuestran la viabilidad de

²⁵ JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". *Journal of Petroleum Technology* 33. 1583-1598. 1981.

la técnica, lo que coincide con la realidad del campo Kern River donde se ha llevado a cabo la recuperación mediante este método térmico por más de 60 años.

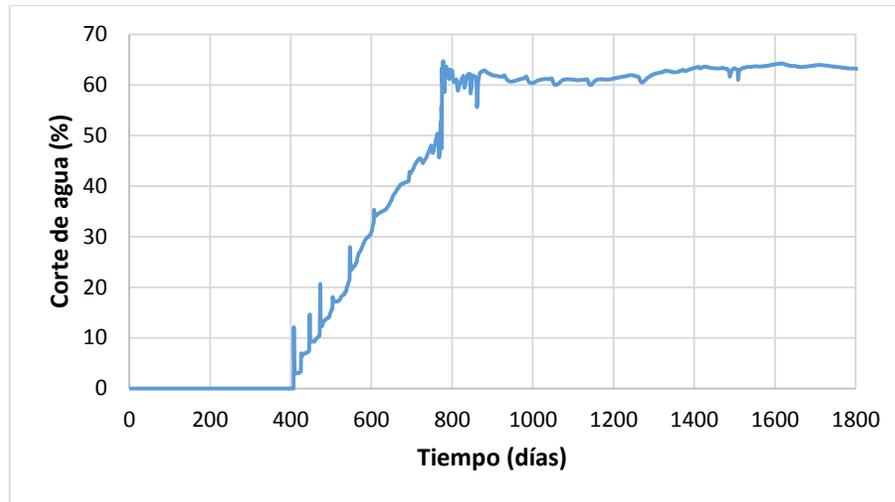
Figura 19. Relación vapor-aceite. (CMG Ltd., 2013)



La importancia que tiene el comportamiento del corte de agua (*Figura 20*) reside en que la tendencia de esta variable permitió evidenciar que existe ruptura del vapor en los pozos productores, aumentando en los mismos el corte de agua, es de resaltar que esta ruptura se dará en forma de agua caliente ya que por pérdidas de calor durante el viaje del vapor a través del yacimiento este se condensa.

La tendencia de la gráfica hace evidente la ruptura cerca de 400 días luego de iniciada la inyección, momento en el cual el corte de agua aumenta desmedidamente. Es vital resaltar que luego de la irrupción del agua se produce un cambio en el comportamiento de la tasa de producción de aceite, y momentos posteriores se registra el pico máximo de producción.

Figura 20. Corte de agua durante el proceso ICV. (CMG Ltd, 2013)



3.12. COMPARACIÓN DE LOS MODELOS ANALÍTICOS Y LA SIMULACIÓN (POST-RUPTURA)

De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación de la inyección continua de vapor (*Figura 21*) en cuanto a producción de aceite, se puede evidenciar que es un proceso que se da progresivamente, de acuerdo al tiempo de respuesta del yacimiento al calor inyectado.

De acuerdo a lo anterior, en la *Figura 21* se pueden observar las etapas descritas en la literatura²⁶. Donde inicialmente se presenta un crecimiento paulatino de la producción, posteriormente ya calentada la formación se presenta el pico en la producción, que de acuerdo a los estudios coincide con tiempos posteriores a la ruptura del vapor en los pozos productores y finalmente, se presenta el decaimiento de la producción, asociado a la disminución de las saturaciones de aceite debido al paso del vapor.

²⁶ JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". *Journal of Petroleum Technology* 33. 1583-1598. 1981.

Figura 21. Resultados de la producción de aceite para el modelo de simulación.

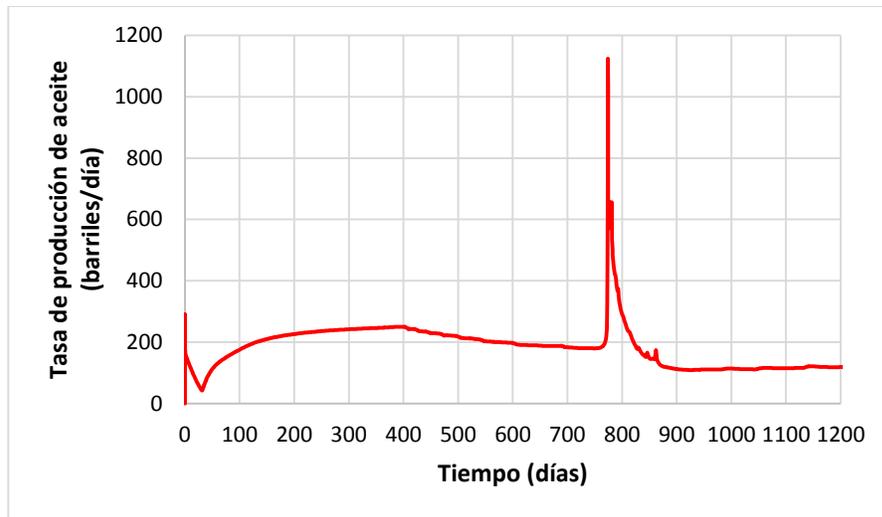
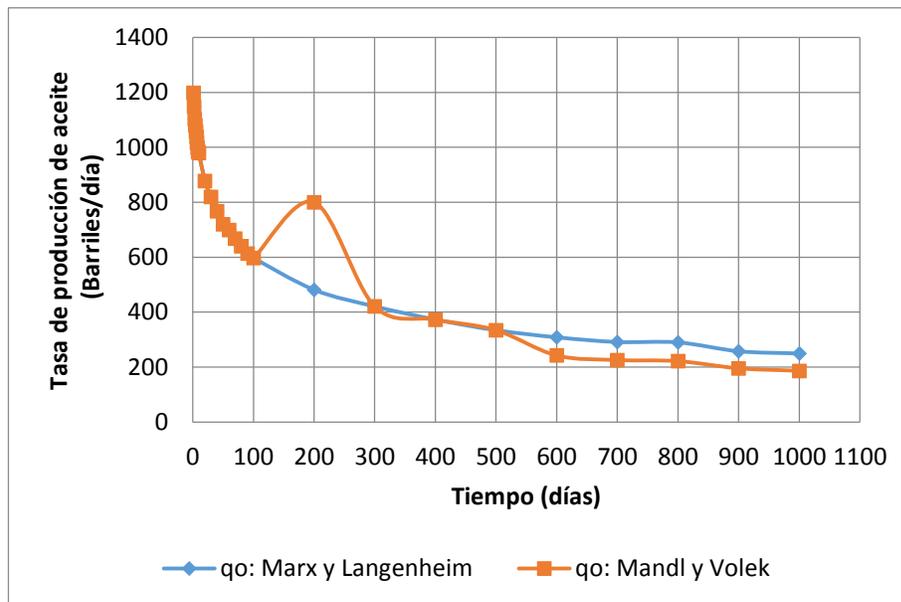


Figura 22. Resultados de la producción de aceite para los modelos analíticos.



*qo: Tasa de producción.

Este comportamiento obedece al comportamiento típico de un proceso de inyección continua de vapor²⁷, a diferencia del comportamiento de los modelos analíticos (*Figura 22*) que no esquematizan el proceso y solo permiten dar nociones en cuanto al comportamiento del proceso en general, dando una idea al evaluador de qué valores son cercanos a los reales en la aplicación, teniendo en cuenta pocas variables para un cálculo rápido, no tan preciso como lo es la aplicación de modelos numéricos en procesos de simulación.

Luego de comparar las *Figuras 21 y 22*, se puede concluir que, si bien se acercan en cuanto a los valores numéricos de los picos máximos (Alrededor de 1,200 barriles tanto para los modelos analíticos como para la simulación) la simulación representa de mejor manera el comportamiento del proceso, en cuanto al esquema normal de etapas que cumple el proceso, lo que lleva a entender que la aplicación de los modelos analíticos de predicción se debe hacer como herramienta de evaluación general pero no definitiva.

Sin embargo, si se lograran mejorar los modelos de predicción en cuanto al esquema real del proceso, sus resultados podrían tomar mayor relevancia en cuanto a análisis de aplicación y factibilidad de implementación de un proceso de inyección continua de vapor.

²⁷ CHANDRA, S., MAMORA, D., "Improved Steamflood Analytical Model". Society of Petroleum Engineers, Texas A&M University, EN International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Nov, 2007.

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL TIEMPO DE IRRUPCIÓN

Los análisis de sensibilidad permiten estudiar y cuantificar la influencia de n cantidad de variables independientes sobre n cantidad de variables dependientes, lo anterior permite definir qué variable afecta de manera más representativa un proceso y del mismo modo qué variables no tienen un efecto apreciable.

Para la realización de un análisis de sensibilidad se debe llevar a cabo un procedimiento previamente establecido, esta metodología (*Figura 23*) describe de forma general los principales componentes de un análisis de sensibilidad.

Luego de culminar el análisis de sensibilidad se puede inferir qué variables, de las cuales se hizo el estudio de su efecto, tienen una incidencia representativa como para ser tenidas en cuenta como variables críticas dentro del proceso y cuales, por el contrario, no muestran un efecto decisivo.

En este trabajo se lleva a cabo el análisis de sensibilidad de las variables que afectan el proceso de inyección continua de vapor, lo anterior con el fin de definir cuáles tienen el mayor efecto sobre el tiempo en que ocurre la irrupción del vapor en los pozos productores durante la aplicación de la inyección continua de vapor.

Figura 23. Metodología para la realización de un análisis de sensibilidad.



4.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Tal como se describe en la *Figura 23* el primer paso para comenzar con el análisis de sensibilidad es la selección del caso base, para este análisis se tomó el modelo base de inyección continua de vapor, que representa las condiciones del campo Kern River ubicado al noroeste de los Estados Unidos, en Bakersfield, California, el cual será sometido al proceso de inyección continua de vapor.

Para la selección de los parámetros a estudiar su efecto sobre el tiempo de ruptura se tuvieron en cuenta trabajos desarrollados por TABER JJ., 1997; FAROUQ, A., 2006; OLIVEROS, L. 2013; entre otros. Estos trabajos coinciden en que las variables principales que afectan el proceso de inyección de vapor son los siguientes:

- Presión del yacimiento.
- Espesor de la formación.
- Distribución de permeabilidades.
- Propiedades térmicas de la roca.
- Viscosidad del crudo.
- Saturaciones (Aceite y agua, principalmente).
- Tasa y presión de inyección del vapor.
- Calidad del vapor inyectado.
- Espaciamiento del patrón de inyección.
- Número de estimulaciones con vapor previas a la inyección continua.

De las variables mencionadas anteriormente y, teniendo en cuenta que se hará el estudio de un caso particular de aplicación, se pueden seleccionar los 5 parámetros principales que presentarían variaciones representativas, los cuales corresponden tanto a parámetros de yacimiento como operacionales.

Las propiedades de la formación pueden variar de una zona a otra del yacimiento, para el caso en estudio del campo Kern River de acuerdo a experiencias realizadas (BLEVINS T. y BILLINGSLEY R., 1975) se reportan variaciones de acuerdo al sector del yacimiento.

Consecuentemente con lo mencionado, las siguientes son las propiedades que evidencian un cambio considerable y corresponden a los parámetros a sensibilizar en el análisis:

1. Espesor de la formación.
2. Distribución de las permeabilidades.
3. Saturaciones (Agua y aceite).

Además de los parámetros de yacimiento, existen parámetros operacionales que están sujetos a la capacidad de los equipos con los que se cuente para la operación, estos también son variables a tener en cuenta, principalmente:

4. Presión y tasa de inyección.
5. Calidad del vapor a inyectar.

Variables como presión del yacimiento, propiedades térmicas de la roca, viscosidad del crudo, espaciado del patrón de inyección y número de estimulaciones con vapor previas a la inyección continua, se consideran parámetros ya definidos cuando se trabaja en un caso de aplicación específico.

Con los parámetros a sensibilizar ya definidos, el siguiente paso de la metodología corresponde a la selección de la función objetivo, sobre la cual se va estudiar el efecto de la variación de los parámetros. Debido a que se busca determinar cómo se ve afectado el tiempo de irrupción del vapor, se puede lograr a través de la medición de la influencia de las variables a sensibilizar sobre el parámetro que determina o no la ruptura del vapor, el corte de agua.

A cada uno de los parámetros a sensibilizar y a la función objetivo se le asignó nombre corto, debido a requerimientos de software, de la siguiente forma: Espesor de la formación [THICK], Permeabilidad [PERM], Saturación de aceite [SO], Tasa de inyección [WATER_INJ_RATE] y Calidad del vapor [STEAMQ].

Tomando como referencia las variables seleccionadas, se define qué valores (valores críticos) van a tomar para la generación de los datos de salida, la *Tabla 5* muestra el valor base, máximo y mínimo para cada parámetro.

Tabla 5. Valor base, máximo y mínimo de los parámetros a sensibilizar.

Variable	Valor Base	Valor Mínimo	Valor Máximo
THICK (pies)	70	50	90
PERM (mD*)	7,000	3,500	10,000
SO (Fracción)	0.52	0.4	0.7
WATER_INJ_RATE (Barriles/día)	250	150	350
STEAMQ (Fracción)	0.65	0.55	0.75

*mD: Milidarcy.

La selección de los valores máximos y mínimos, para los parámetros de yacimiento se seleccionaron de acuerdo a los valores reportados entre los que podían variar las propiedades de acuerdo a la zona en estudio, mientras que para los parámetros operacionales se tuvieron en cuenta los valores recomendados en la literatura (FAROUC, A., 2006; OLIVEROS, L., 2013; ALVARADO D. y Banzer C., 2002, entre otros), dentro un rango donde el proceso tiene viabilidad técnica.

Como paso preliminar de la metodología, se debe hacer el diseño de experimentos, para lo cual se seleccionó el diseño factorial completo, el cual, de acuerdo a su metodología, (MONTGOMERY, 2002) incluye los experimentos con todas las combinaciones posibles que incluyen las variaciones de los cinco parámetros previamente seleccionados, la *Ecuación X* muestra el cálculo del número de experimentos:

$$n^k = x \quad (X)$$

Donde:

n: Nivel de los parámetros (Cantidad de variaciones por parámetro).

k: Factores (Cantidad de parámetros a sensibilizar).

x: Número de experimentos.

Aplicando la *Ecuación (X)* se tiene:

$$2^5 = 32$$

De acuerdo a lo anterior, se requieren 32 experimentos (o casos) para el análisis de sensibilidad planteado, la definición de las combinaciones de variables se muestra en la *Tabla 6*, la cual se construyó siguiendo la metodología para el diseño experimental factorial completo (MONTGOMERY, 2002).

La *Figura 24* muestra los resultados del grado de incidencia de cada uno de los factores seleccionados para el análisis de sensibilidad, mediante un diagrama tornado de donde cabe resaltar el alto efecto del espesor del yacimiento y la baja influencia de la calidad del vapor, sobre el corte de agua.

La *Figura 25 muestra* el comportamiento del corte de agua para cada uno de los casos planteados en el diseño del análisis de sensibilidad, algunos de los mismos presentaron problemas de convergencia debido a que se usaban tasas muy altas de inyección en espesores que no contaban con esa capacidad, lo anterior ocasiona valores numéricos fuera de los rangos en las iteraciones permitidas, ocasionando errores fatales en las corridas y por esta razón no se muestran los resultados.

Las *Figuras 26, 27, 28, 29, 30, y 31* muestran el comportamiento de la producción de aceite. Esto se hace con el fin de verificar la influencia directa de la irrupción del vapor sobre el comportamiento de la producción.

Tabla 6. Diseño de experimentos para el análisis de sensibilidad.

Caso	THICK (pies)	PERM (mD)	SO (Fracción)	WATER_INJ_RATE (Barriles/día)	STEAMQ (Fracción)
1	50	3,500	0.4	150	0.55
2	50	3,500	0.4	350	0.55
3	90	3,500	0.4	150	0.55
4	90	3,500	0.4	350	0.55
5	50	3,500	0.4	150	0.75
6	50	3,500	0.4	350	0.75
7	90	3,500	0.4	150	0.75
8	90	3,500	0.4	350	0.75
9	50	3,500	0.7	150	0.55
10	50	3,500	0.7	350	0.55
11	90	3,500	0.7	150	0.55
12	90	3,500	0.7	350	0.55
13	50	3,500	0.7	150	0.75
14	50	3,500	0.7	350	0.75
15	90	3,500	0.7	150	0.75
16	90	3,500	0.7	350	0.75
17	50	10,000	0.4	150	0.55
18	50	10,000	0.4	350	0.55
19	90	10,000	0.4	150	0.55
20	90	10,000	0.4	350	0.55
21	50	10,000	0.4	150	0.75
22	50	10,000	0.4	350	0.75
23	90	10,000	0.4	150	0.75
24	90	10,000	0.4	350	0.75
25	50	10,000	0.7	150	0.55
26	50	10,000	0.7	350	0.55
27	90	10,000	0.7	150	0.55
28	90	10,000	0.7	350	0.55
29	50	10,000	0.7	150	0.75
30	50	10,000	0.7	350	0.75
31	90	10,000	0.7	150	0.75
32	90	10,000	0.7	350	0.75

Figura 24. Diagrama tornado, efecto de las variables sobre el corte de agua. (CMG, CMOST 2014)

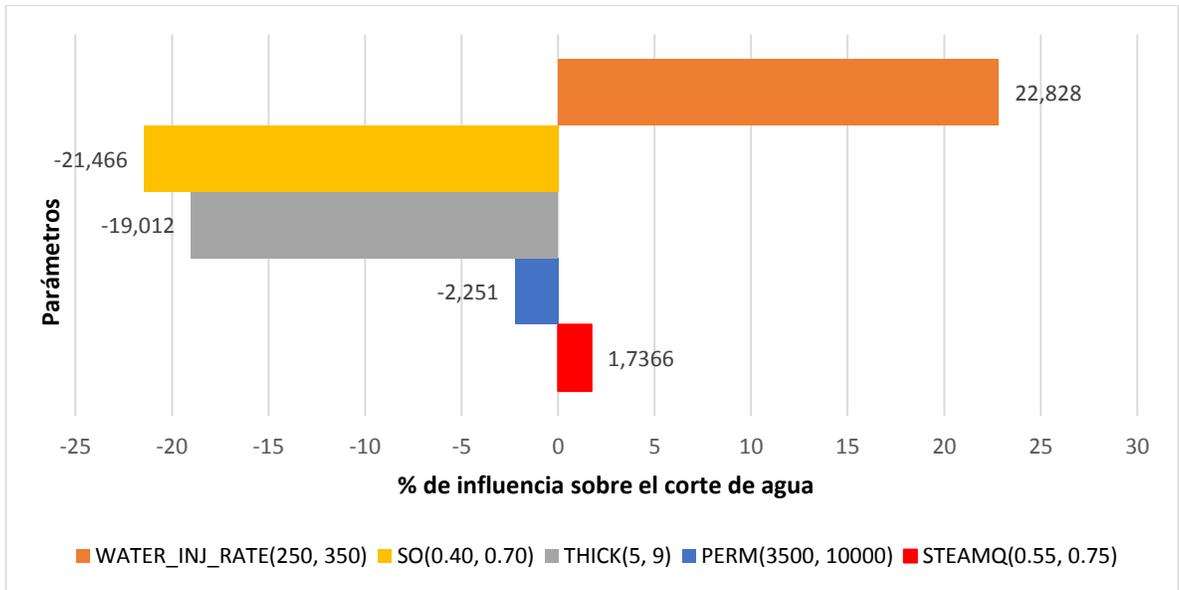


Figura 25. Comportamiento del corte de agua para los casos planteados. (CMG, CMOST, 2014)

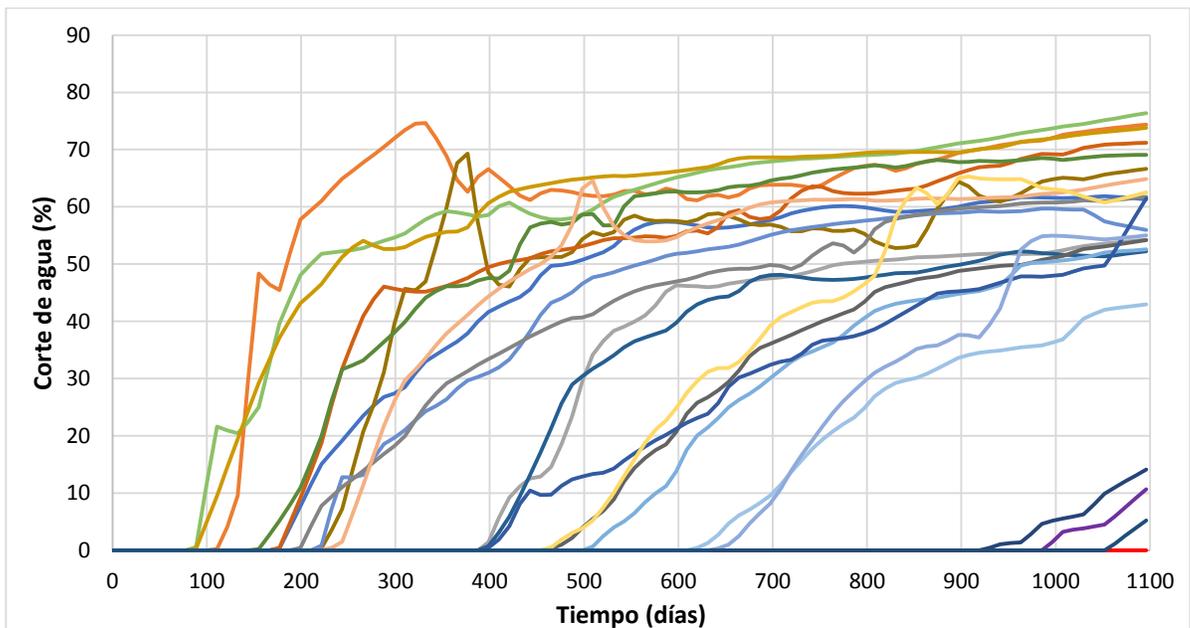


Figura 26. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 100 días). (CMG, CMOST, 2014)

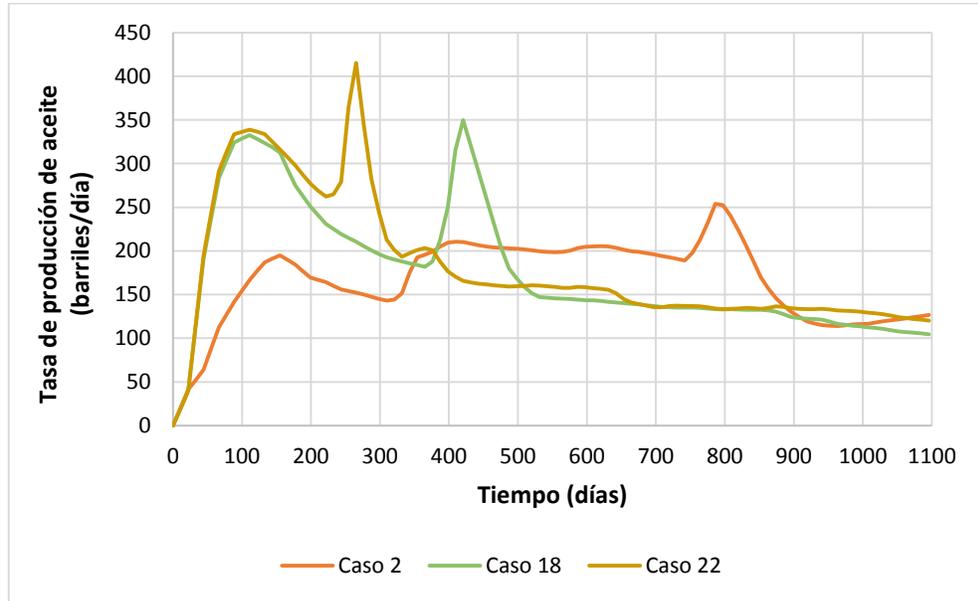


Figura 27. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 200 días). (CMG, CMOST, 2014)

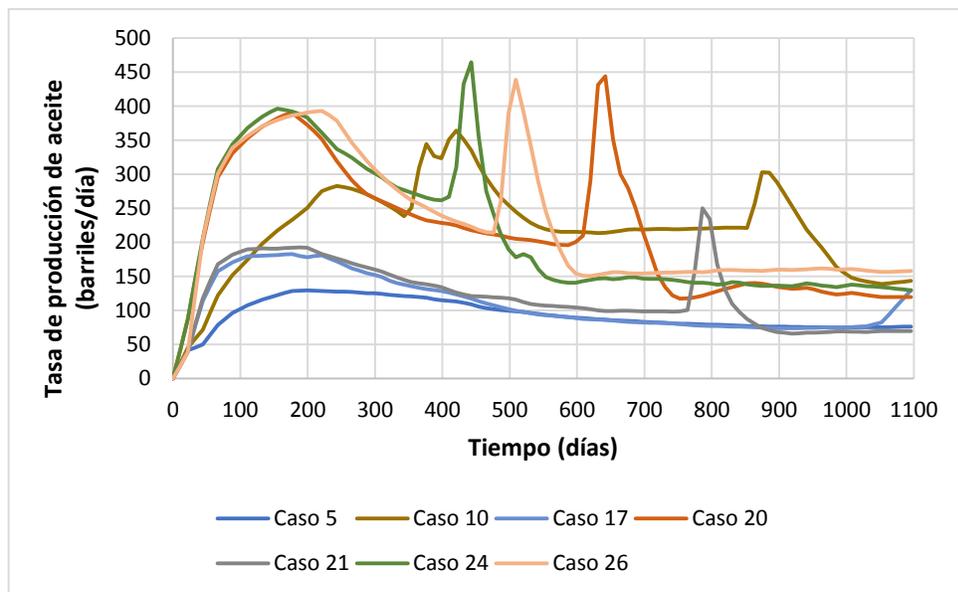


Figura 28. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 400 días). (CMG, CMOST, 2014)

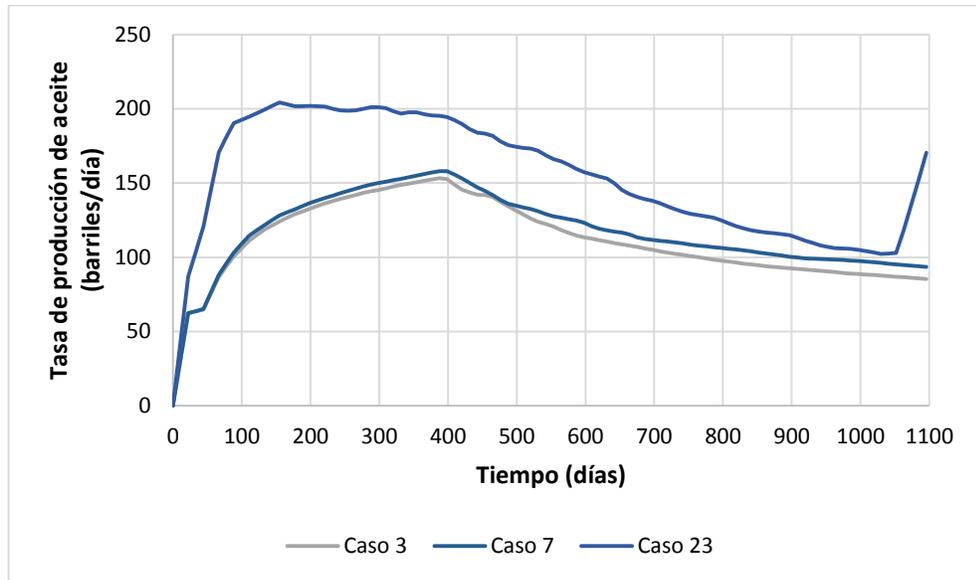


Figura 29. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 500 días). (CMG, CMOST, 2014)

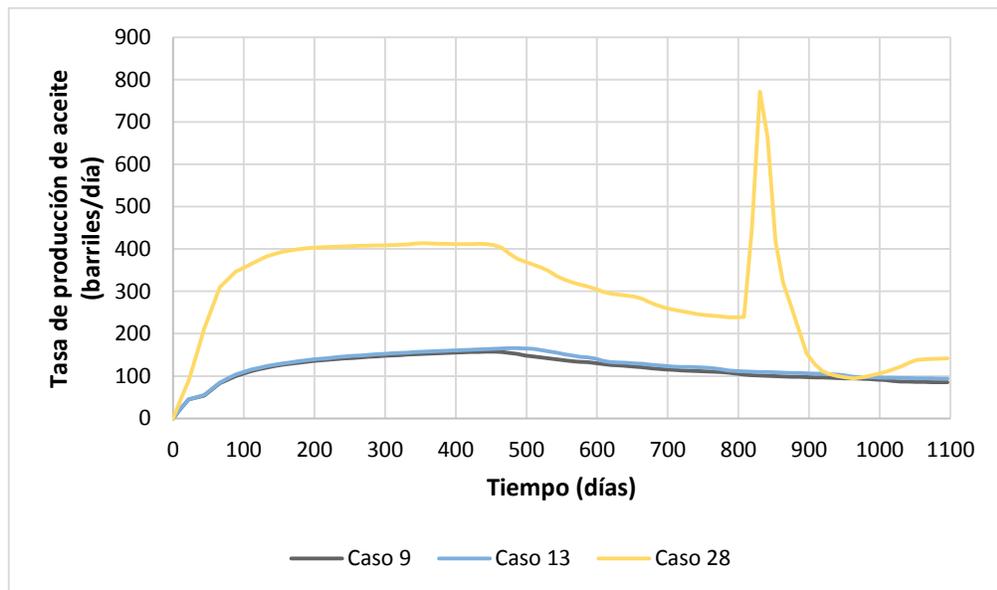


Figura 30. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 600 días). (CMG, CMOST, 2014)

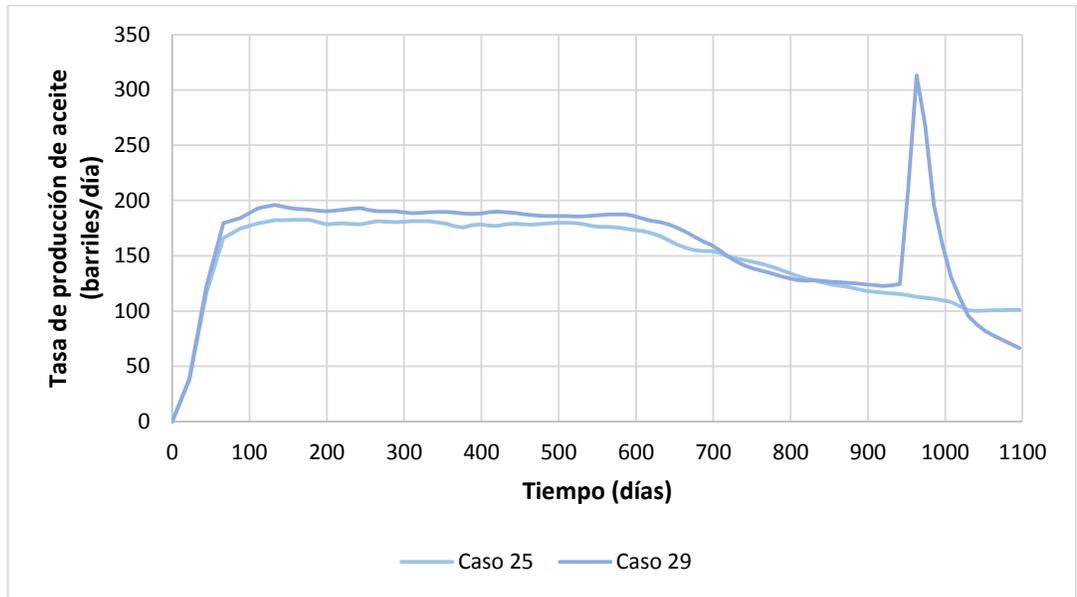
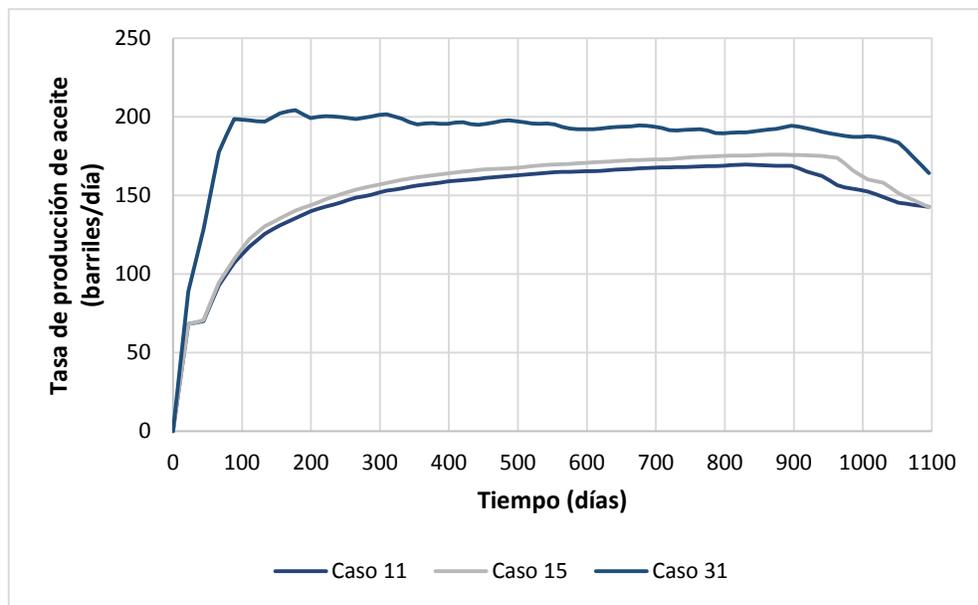


Figura 31. Producción de aceite como función del tiempo (Tiempo de irrupción aproximado 1000 días). (CMG, CMOST, 2014)



4.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados generados para cada uno de los casos evidencian tendencias entre 6 tiempos aproximados de irrupción de 100, 200, 400, 500, 600 y 1,000 días. La *Tabla 7* relaciona cada tiempo de irrupción con las propiedades más representativas que influyen la ocurrencia de este fenómeno. En esta distribución de propiedades, para cada tiempo de ruptura, cabe resaltar que, en aquellos casos con valores altos de tasa de inyección (q_{winy}), bajos valores de saturación (S_o) y espesor (h), se obtienen los tiempos más cortos de irrupción.

A medida que se varía la tendencia de estos parámetros se aumenta el tiempo de irrupción, hasta los casos en que ocurría a los 1,000 días, donde se presentaba lo inverso en cuanto a combinación de parámetros, resumidos principalmente en bajos valores de tasa de inyección y altos valores de saturación.

Tabla 7. Parámetros de yacimiento para cada tiempo de irrupción y casos que presentan estas condiciones.

Tiempo aproximado de irrupción (días)	Propiedades	Casos
100	$\uparrow q_{winy}, \downarrow S_o, \downarrow h$	2, 18 y 22
200	$\uparrow q_{winy}, S_o, h$	5, 10, 17, 20, 21, 24 y 26
400	$\uparrow q_{winy}, \uparrow S_o, h$	3, 7 y 23
500	q_{winy}, S_o, h	9, 13 y 28
600	$\downarrow q_{winy}, \downarrow S_o, \uparrow h$	25 y 29
1,000	$\downarrow q_{winy}, \uparrow S_o$	11, 15 y 31

Donde: \uparrow : Indica valores altos dentro de los rangos de variación; \downarrow : Indica valores bajos dentro de los rangos de variación. Propiedad de una fila sin símbolo de tendencia (\uparrow o \downarrow) indica que existen tanto valores altos como bajos de la misma dentro de los casos que tienden al mismo tiempo de irrupción.

El efecto de la tasa de inyección es inversamente proporcional al tiempo de irrupción, donde valores altos de este parámetro operacional producen una ruptura más temprana y los valores bajos dificultan el flujo uniforme del vapor a través de la formación incrementando así el tiempo en que se da la irrupción.

Los altos valores de saturación de aceite afectan de manera directa al tiempo de irrupción, pues al existir mayor cantidad de fluido para calentar y como consecuencia de su viscosidad se disminuye la movilidad efectiva del vapor ocasionando mayor dificultad en su paso a través de la formación y dando como resultado tiempos tardíos de irrupción. De acuerdo a la Tabla 7, cuando los espesores son de gran magnitud (dentro del rango de aplicación) se afecta directamente el tiempo en que ocurrirá la ruptura del vapor

Cabe resaltar que los resultados descritos corresponden al caso de aplicación, donde como se describió en la sección de Análisis de Sensibilidad, existen parámetros no modificables, debido a que son parámetros propios del yacimiento como la viscosidad, la presión y propiedades térmicas de la roca, otra variable de control es el espaciamiento del patrón. La variación de estos parámetros, representaría otro caso diferente de aplicación.

Finalmente, en las *Figuras 26, 27, 28, 29, 30, y 31* se muestra la variación en el comportamiento de la producción de aceite para tiempos que se aproximan al tiempo de irrupción, comprobando que este instante durante la inyección continua de vapor, afecta representativamente el proceso, permitiendo así plantear que instantes posteriores al tiempo de ruptura se pueden asociar a variaciones en la tendencia de los resultados de la producción de aceite, asociados al decaimiento de la misma y a tasas máximas de producción que se pueden atribuir a la respuesta del yacimiento a valores específicos de volumen de vapor inyectado.

5. DESARROLLO Y VERIFICACIÓN DEL MODELO DE PREDICCIÓN

La predicción del comportamiento de una función objetivo, como la tasa de producción de aceite, se puede lograr mediante la utilización de modelos analíticos, modelos numéricos, modelos físicos, entre otros. En este proyecto, estas predicciones se realizan mediante la construcción y utilización de un Modelo Proxy, este tipo de modelos se fundamentan en la integración de métodos estadísticos como el diseño de experimentos los cuales son aplicados y soportados con los resultados de simulación numérica de yacimientos.

5.1. DESARROLLO DEL MODELO

El desarrollo del modelo se realizó a partir de la metodología ya descrita anteriormente (*Figura 9*), cada uno de los pasos se presentan, a continuación:

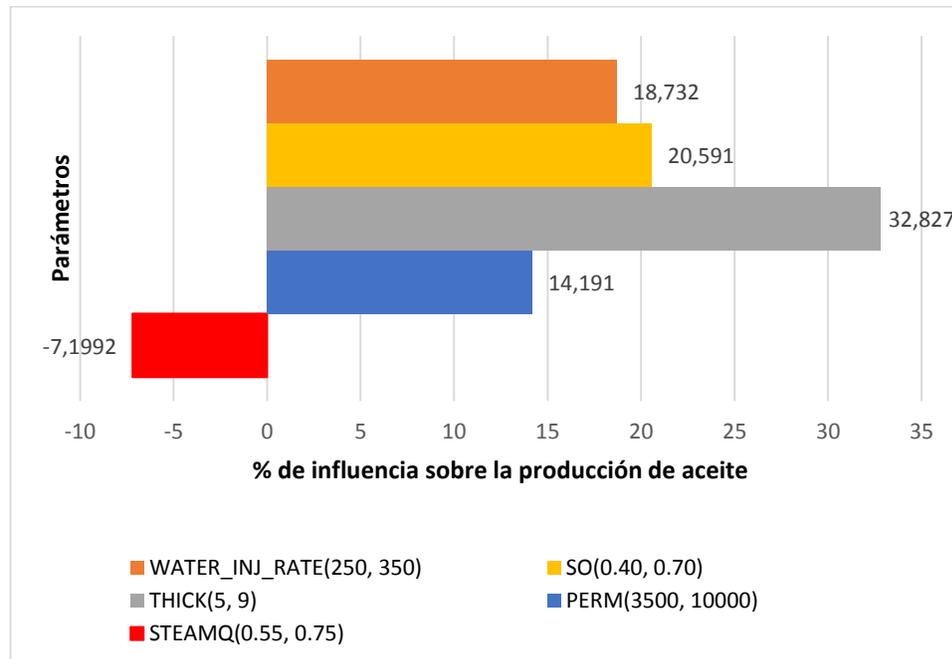
- *Análisis de sensibilidad y selección de parámetros*

De acuerdo a la metodología descrita, los resultados del análisis de sensibilidad arrojan que, para el tiempo de irrupción, las variables que más lo afectan son, en el mismo orden de importancia: la tasa de inyección de vapor (q_{winy}), la saturación de aceite (S_o) y el espesor de la formación (h), guardando proporciones muy cercanas.

Luego de conocer cuáles son los parámetros que afectan el tiempo de irrupción se puede proceder con el desarrollo del modelo de predicción, con el cual se busca, a través de relaciones matemáticas, obtener la reproducción del comportamiento de la tasa de producción de aceite como función de las variables que más la afecten y además de la influencia del tiempo de irrupción del vapor.

Para este fin también se hace necesario sensibilizar qué variables, de las cuales se estudió su efecto, tienen mayor incidencia sobre el comportamiento de la producción de aceite, los resultados de este estudio, análogo al hecho para el tiempo de irrupción, se resumen en el diagrama tornado de la *Figura 32*.

Figura 32. Diagrama tornado, efecto de las variables sobre la tasa de producción de aceite. (CMG, CMOST 2014)



De acuerdo a lo evidenciado en el diagrama tornado de la *Figura 32*, los parámetros estudiados que más influyen el comportamiento de la producción de aceite durante un proceso de inyección continua de vapor son el espesor de la formación (h), la saturación de aceite (S_o), la tasa de inyección de vapor (q_{winy}) y la permeabilidad (K). En adición a las variables consideradas, se tendrá en cuenta el comportamiento del proceso para diferentes viscosidades, esta propiedad se tiene en cuenta debido a que es una de las principales limitantes de los modelos desarrollados hasta el momento.

- *Diseño experimental y simulación de los casos*

El diseño experimental escogido es el diseño Box-Behnken, el cual permite analizar las variables con un número reducido de experimentos, disminuyendo así el tiempo de computo. Cabe resaltar que este tipo de diseños puede presentar un número de escenarios aceptable, de no ser suficiente, demandaría un replanteamiento con opciones como el diseño factorial multinivel, cuya muestra es mucho mayor (lo que implica mayores tiempos

de cómputo) y sus resultados son más exactos. La *Tabla 8*, presenta el diseño Box-Behnken de 24 experimentos (escenarios de simulación numérica) para 5 variables.

Tabla 8. Diseño experimental Box-Behnken para el desarrollo del Modelo Proxy (STATGRAPHICS Centurion XV, Versión 15.02.5, 2007)

#	Permeabilidad (mD)	Espesor (Pies)	Saturación de aceite	Tasa de inyección de vapor (Barriles Eq. agua/día)	Viscosidad (cP)
1	3,500	50	0.4	150	600
2	10,000	90	0.4	350	600
3	10,000	90	0.4	150	600
4	10,000	90	0.4	350	1,000
5	10,000	90	0.4	150	1,000
6	10,000	90	0.4	350	1,400
7	10,000	90	0.4	150	1,400
8	3,500	50	0.4	350	1,400
9	7,000	70	0.4	250	1,400
10	7,000	70	0.52	150	600
11	10,000	70	0.52	250	600
12	3,500	70	0.52	250	600
13	7,000	70	0.52	250	600
14	7,000	70	0.52	150	1,000
15	7,000	90	0.52	250	1,000
16	10,000	70	0.52	250	1,000
17	3,500	70	0.52	250	1,000
18	7,000	70	0.52	250	1,000
19	7,000	70	0.52	150	1,400
20	3,500	70	0.52	250	1,400
21	3,500	90	0.7	150	600
22	3,500	90	0.7	150	1,000
23	3,500	90	0.7	350	1,400
24	10,000	50	0.7	350	1,400

Los resultados de los 24 experimentos planteados muestran una tendencia marcada que relaciona el comportamiento de la producción de aceite con el corte de agua, en las *Figuras 33, 34 y 35* se muestran ejemplos donde se evidencia que en tiempos cercanos al tiempo de irrupción (el cual en adelante se abreviará t_{irrup}) se presenta un máximo local y en tiempos cercanos a la estabilización del corte de agua en su valor máximo, se presenta el máximo absoluto de la producción de aceite.

El comportamiento de tasa de producción de aceite durante la implementación de la inyección continua de vapor se resume en crecimientos y decaimientos exponenciales hasta alcanzar tanto el máximo local como el máximo absoluto de esta función.

Figura 33. Comportamiento de la producción de aceite y corte de agua para el experimento 12.

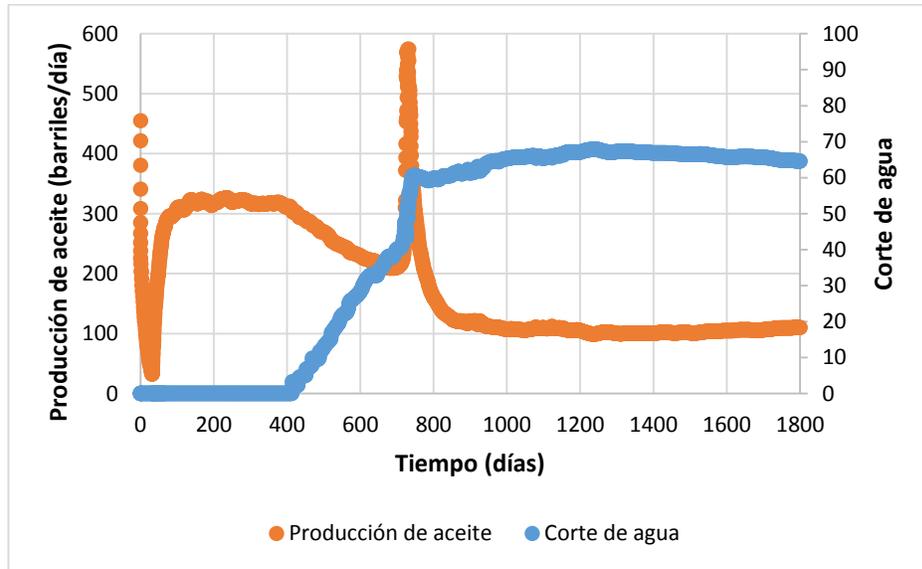
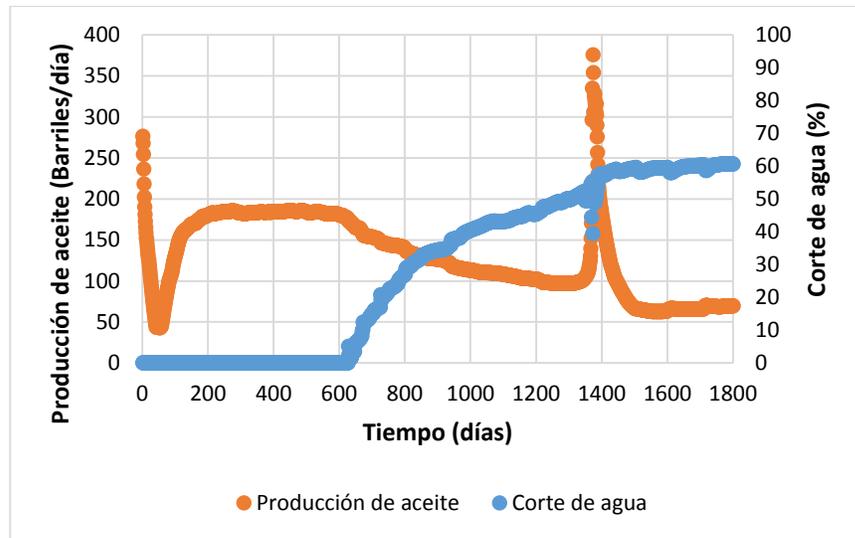
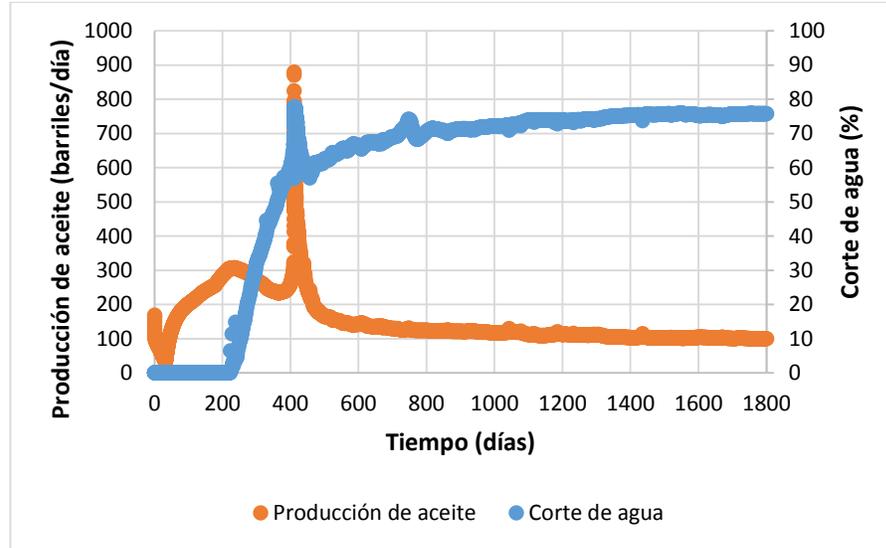


Figura 34. Comportamiento de la producción de aceite y corte de agua para el experimento 14.



Fuente: (CMG, STARS, 2014)

Figura 35. Comportamiento de la producción de aceite y corte de agua para el experimento 24.



Fuente: (CMG, STARS, 2014)

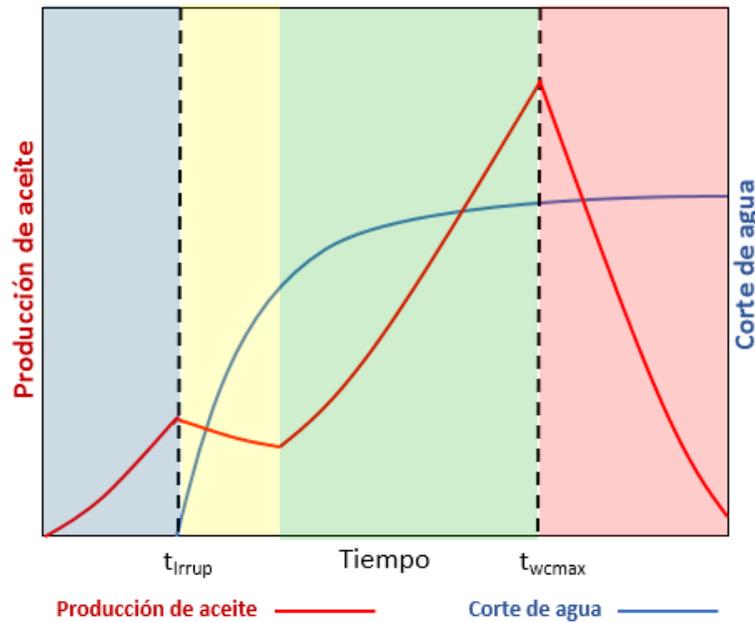
- *Descripción de las etapas de producción durante la ICV*

Durante el proceso de inyección de vapor se diferencian 4 etapas de producción (*Figura 36*), la primera (azul en el gráfico) corresponde a un incremento de la producción de aceite como respuesta al ingreso del calor en el sistema y movilización del crudo cercano a los pozos productores, posteriormente se presenta la segunda etapa (amarillo en los gráficos) que sucede justo después de la irrupción del vapor en el pozo productor, esta se caracteriza por la disminución de la producción debido a que el aceite móvil contactado inicialmente por el vapor, direccionado a canales preferenciales en la zona superior de la formación, ya ha sido producido en la primer etapa.

Durante la tercera etapa (verde en las figuras) el aceite ha sido contactado por una considerable cantidad de vapor, esto se traduce en el aumento de la producción hasta sus valores máximos, dando lugar a la última etapa, donde la producción de aceite disminuye

como consecuencia de la cantidad de agua presente dentro del yacimiento, la distribución de calor en un espacio mayor, entre otras razones.

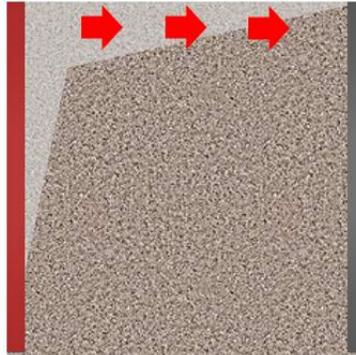
Figura 36. Etapas de producción durante la Inyección Continua de Vapor.



A continuación, se presenta la descripción en detalle de cada etapa, teniendo en cuenta el comportamiento de los resultados de producción, relación de vapor – aceite, tamaño de la cámara de vapor y distribución de temperatura (*Figuras 45 a 52*; ver Anexo B), durante el proceso.

ETAPA 1: Durante la primera etapa, el vapor se dirige a la parte superior de la formación (*Figura 37*), movilizand una cantidad menor de aceite hacia el pozo productor, aumentado la producción, en esta etapa aún no se produce agua, la relación de vapor aceite es baja y el tamaño de la cámara de vapor es pequeño.

Figura 37. Distribución del vapor durante la etapa 1 de la ICV.



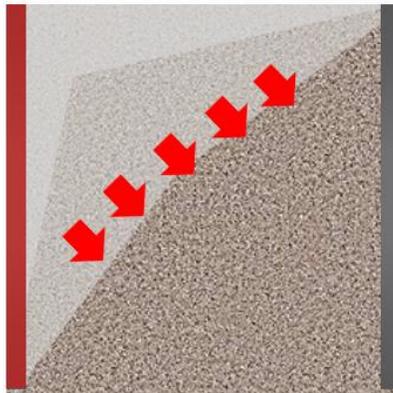
ETAPA 2: En la segunda etapa, el vapor ha llegado al pozo productor (*Figura 38*), esto incrementa el corte de agua, por lo tanto, la saturación de agua en la zona contactada inicialmente es alta, disminuyendo tanto la efectividad del vapor como la tasa de producción, como consecuencia de esto la relación vapor-aceite comienza a aumentar.

Figura 38. Distribución del vapor durante la etapa 2 de la ICV.



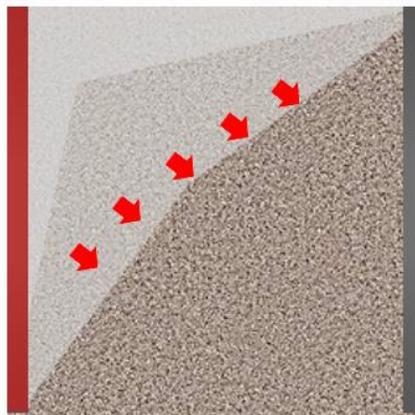
ETAPA 3: Luego de un tiempo considerable de calentamiento y alcanzada la tercera etapa, la zona contactada por el vapor es mucho mayor (*Figura 39*), generando así, la movilidad de una cantidad considerable de crudo, aumentando tanto la producción de aceite (hasta el valor máximo absoluto) como el tamaño de la cámara de vapor, hasta el momento en el cual se alcanza valores de corte de agua estabilizados en una tendencia cercana a su máximo valor.

Figura 39. Distribución del vapor durante la etapa 3 de la ICV.



ETAPA 4: Finalmente, en la etapa 4 (*Figura 40*), el corte de agua es alto, por lo tanto, la relación vapor-aceite aumenta, la zona contactada por el vapor en el yacimiento es alta, sin embargo, la saturación de agua también, generando disminución en la producción de aceite y el crecimiento lento del tamaño de la cámara de vapor. Adicionalmente, la temperatura promedio de toda la zona contactada es menor, ya que, a pesar de que la tasa de inyección de vapor es constante ahora existe una demanda mayor de energía para contactar un mayor volumen.

Figura 40. Distribución del vapor durante la etapa 4 de la ICV.

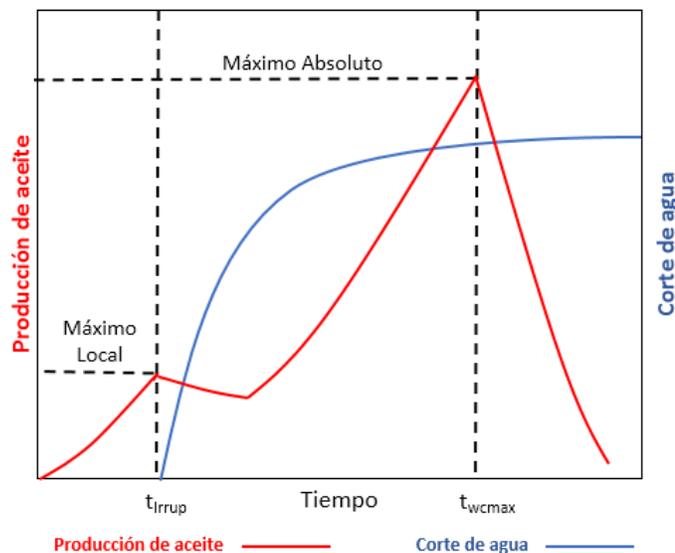


- *Generación del Modelo Proxy*

Los resultados obtenidos del diseño experimental sugieren un comportamiento, en el cual se observan ciertas generalidades como el máximo local de producción de aceite que se alcanza cerca de los valores donde el corte de agua comienza a tomar valores mayores a 0, es decir, luego de la irrupción del vapor en los pozos productores. Además, el máximo absoluto de producción se da para tiempos cercanos al tiempo en que el corte de agua es máximo (en adelante se llamará $t_{wcm\max}$) estas tendencias se resumen en la *Figura 41*.

De acuerdo a lo mostrado en la *Figura 41*, el comportamiento de la producción de aceite durante un proceso de inyección de vapor se puede representar con un modelo que tenga en cuenta los valores máximos locales y absolutos de producción, además de los tiempos de irrupción (t_{irrup}) y el tiempo de al cual se estabiliza en su valor máximo el corte de agua ($t_{wcm\max}$), para cada uno de los experimentos propuestos. Estos valores asociados a una función que represente adecuadamente el crecimiento y decrecimiento de la producción permiten modelar su comportamiento a través del tiempo que se lleve a cabo la inyección de vapor.

Figura 41. Imagen esquemática de la relación del comportamiento de la producción de aceite y el corte de agua.



Para representar el comportamiento de la producción de aceite se puede partir de la base de la ecuación de decaimiento exponencial (*Ecuación XI*)

$$q_t = q_i * e^{(-D_i t)} \quad (XI)$$

Donde:

q_t : Tasa de producción de aceite.

q_i : Tasa inicial de producción de aceite.

D_i : Tasa de declinación.

t : Tiempo.

Con la función seleccionada para modelar el comportamiento de la producción de aceite, se definen cuatro etapas de aumento y decaimiento en la producción de aceite:

- Etapa 1: Producción desde el inicio de la inyección hasta el tiempo de irrupción (Etapa 1 → $t < t_{irrup}$).
- Etapa 2: Producción desde el tiempo de irrupción hasta el tiempo en donde cambie la tendencia de decaimiento a crecimiento, denominado tiempo medio (t_{med}). (Etapa 2 → $t_{irrup} < t < t_{med}$).
- Etapa 3: Producción desde el tiempo medio (t_{med}) hasta el tiempo en el cual se estabiliza en su valor máximo el corte de agua (t_{wcmax}). (Etapa 3 → $t_{med} < t < t_{wcmax}$).
- Etapa 4: Producción para tiempos mayores a t_{wcmax} (Etapa 4 → $t > t_{wcmax}$).

Los coeficientes de declinación para cada etapa son diferentes, estos se denominarán S_1 , S_2 , S_3 y S_4 , respectivamente. La tasa de producción de aceite de referencia para las etapas 1 y 2 será la tasa de producción encontrada al tiempo de irrupción (será llamada $q_o @ t_{irrup}$), mientras que la tasa de producción base para las etapas 3 y 4 será la tasa de producción

hallada para el tiempo en el cual el corte de agua se estabiliza en su valor máximo (se denominará $q_o@t_{wcmax}$).

Dado que los experimentos tienen grandes diferencias en tiempos (t_{irrup} y t_{wcmax}) de uno a otro, debido a las diferentes configuraciones de cada caso, se requiere inicializar la variable de tiempo en cada etapa, por lo tanto, el tiempo vendrá dado por las *Expresiones (XII), (XIII), (XIV) y (XV)* para las etapas 1, 2, 3 y 4 en el mismo orden.

$$t - t_{irrup} \quad (XII)$$

$$t_{irrup} - t \quad (XIII)$$

$$t - t_{wcmax} \quad (XIV)$$

$$t_{wcmax} - t \quad (XV)$$

El orden de las variables relacionadas con el tiempo, está asociado y se fundamenta en la tendencia de crecimiento o decrecimiento de cada etapa. Con las modificaciones mencionadas, las *Ecuaciones (XVI), (XVII), (XVIII) y (XIX)* corresponden al modelo de predicción planteado.

- Para $t < t_{irrup}$:

$$q_o(t) = q_o@t_{irrup} * e^{S_1(t-t_{irrup})} \quad (XVI)$$

- Para $t_{irrup} < t < t_{med}$:

$$q_o(t) = q_o@t_{irrup} * e^{S_2(t_{irrup}-t)} \quad (XVII)$$

- Para $t_{med} < t < t_{wcmax}$:

$$q_o(t) = q_o@t_{wcmax} * e^{S_3(t-t_{wcmax})} \quad (XVIII)$$

- Para $t > t_{wcmax}$:

$$q_o(t) = q_o@t_{wcmax} * e^{S_4(t_{wcmax}-t)} \quad (XIX)$$

Para calcular la tasa de producción de aceite es necesario conocer los valores de t_{irrup} , $t_{wcmáx}$, $q_o@t_{irrup}$, $q_o@t_{wcmáx}$, S_1 , S_2 , S_3 y S_4 , estos serán calculados a partir de regresiones multivariantes basadas en la muestra de acuerdo al diseño experimental, en este ejercicio de aplicación se usaron 24 casos.

Las *Tablas 9 y 10* muestra estos valores para cada caso. Los tiempos t_{irrup} y $t_{wcmáx}$ son calculados como función de los volúmenes porosos inyectados hasta irrupción y hasta la estabilización del valor máximo del corte de agua, respectivamente.

Tabla 9. Resultados de las variables para la construcción de las correlaciones.

Diseño #	Vol. Por. Iny. @ t_{irrup}	$q_o @ t_{irrup}$ (barriles/día)	Vol. Por. Iny. @ $t_{wcmáx}$	$q_o @ t_{wcmáx}$ (barriles/día)
1	0.132	194	0.424	336
2	0.144	516	0.238	635
3	0.131	235	0.209	295
4	0.101	425	0.287	678
5	0.107	205	0.298	342
6	0.103	311	0.333	747
7	0.087	184	0.342	358
8	0.147	112	0.410	304
9	0.099	177	0.483	525
10	0.223	221	0.283	378
11	0.224	365	0.274	573
12	0.218	326	0.384	545
13	0.226	347	0.310	664
14	0.185	185	0.420	466
15	0.173	310	0.335	699
16	0.184	310	0.354	587
17	0.166	215	0.434	677
18	0.157	315	0.419	609
19	0.147	163	0.500	370
20	0.171	164	0.342	251
21	0.279	211	0.317	361
22	0.249	180	0.302	747
23	0.248	292	0.408	595
24	0.230	305	0.433	890

Fuente: CMG, STARS, 2014.

Tabla 10. Resultados de las variables para la construcción de las correlaciones.

Diseño #	S ₁	S ₂	S ₃	S ₄
1	0.0137	0.0018	0.0030	0.0012
2	0.0129	0.0026	0.0771	0.0013
3	0.0034	0.0015	0.0097	0.0035
4	0.0136	0.0021	0.0371	0.0013
5	0.0039	0.0012	0.0146	0.0029
6	0.0088	0.0014	0.0491	0.0022
7	0.0030	0.0008	0.0139	0.0042
8	0.0104	0.0003	0.0160	0.0009
9	0.0068	0.0007	0.0283	0.0019
10	0.0036	0.0017	0.0085	0.0019
11	0.0068	0.0019	0.0248	0.0012
12	0.0054	0.0014	0.0182	0.0014
13	0.0070	0.0015	0.0633	0.0015
14	0.0025	0.0010	0.0196	0.0039
15	0.0048	0.0012	0.0348	0.0019
16	0.0068	0.0017	0.0381	0.0026
17	0.0059	0.0010	0.0329	0.0022
18	0.0067	0.0014	0.0293	0.0017
19	0.0025	0.0007	0.0106	0.0081
20	0.0048	0.0007	0.0014	0.0007
21	0.0013	0.0010	0.0084	0.0029
22	0.0042	0.0002	0.0254	0.0030
23	0.0042	0.0009	0.0208	0.0016
24	0.0097	0.0019	0.0105	0.0010

Fuente: CMG, STARS, 2014.

Como resultado de las regresiones multivariantes se obtienen las correlaciones (XX), (XXI), (XXII), (XXIII), (XXIV), (XXV), (XXVI) y (XXVII) las cuales tienen coeficientes de regresión (R^2) mayores a 0.6 en los casos más críticos y superiores a 0.95 en los mejores casos.

$$\begin{aligned}
 \text{Vol Por Iny @ } t_{\text{irrup}} &= (-0.00049243 * h) + (0.46674131 * S_o) + (6.0783E - 05 * q_w \text{Iny}) \quad (\text{XX}) \\
 &+ (-5.6333E - 05 * \mu_o) + 0.01762756
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 q_o @ t_{\text{irrup}} &= (0.01313582 * k) + (1.3309089 * h) + (126.634477 * S_o) \quad (\text{XXI}) \\
 &+ (6.0783E - 05 * q_w \text{Iny}) + (-5.6333E - 05 * \mu_o) - 40.9622877
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Vol\ Por\ Iny\ @\ t_{wc\ max} &= (-0.00294497 * h) + (0.09280216 * S_o) \\ &+ (-0.00016281 * q_{w\ Iny}) + (0.00011364 * \mu_o) + 0.45344038 \end{aligned} \quad (XXII)$$

$$\begin{aligned} q_o\ @\ t_{wc\ max} &= (0.0213874 * k) + (0.49858373 * h) + (846.160211 * S_o) \\ &+ (1.25924719 * q_{w\ Iny}) + (-0.06700738 * \mu_o) - 317.426031 \end{aligned} \quad (XXIII)$$

$$\begin{aligned} S_1 &= (1.8802E - 08 * k) + (-7.5696E - 05 * h) + (-0.01253795 * S_o) \\ &+ (3.0524E - 05 * q_{w\ Iny}) + (-2.827E - 06 * \mu_o) + 0.0139721 \end{aligned} \quad (XXIV)$$

$$\begin{aligned} S_2 &= (1.3233E - 07 * k) + (-4.7942E - 06 * h) + (0.0006596 * S_o) \\ &+ (2.8201E - 06 * q_{w\ Iny}) + (-1.12E - 06 * \mu_o) + 0.00085016 \end{aligned} \quad (XXV)$$

$$\begin{aligned} S_3 &= (9.1537E - 07 * k) + (0.00038102 * h) + (-0.02182993 * S_o) \\ &+ (0.00014679 * q_{w\ Iny}) + (-1.8075E - 05 * \mu_o) - 0.0156086 \end{aligned} \quad (XXVI)$$

$$\begin{aligned} S_4 &= (1.2623E - 07 * k) + (1.594E - 05 * h) + (0.00109366 * S_o) \\ &+ (-1.435E - 05 * q_{w\ Iny}) + (1.8286E - 06 * \mu_o) + 0.00117357 \end{aligned} \quad (XXVII)$$

Donde:

k: Permeabilidad (mD).

h: Espesor (pies).

S_o: Saturación de aceite (fracción).

q_{winy}: Tasa de inyección de vapor (Barriles Eq. de agua/día).

μ_o: Viscosidad del aceite (cP)

Al igualar (XVII) y (XVIII) se puede encontrar el valor de t_{medio}, Ecuación (XXVIII), para definir hasta qué valor se aplica la Ecuación (XVII) y a partir de ese valor usar la Ecuación (XVIII).

$$t_{medio} = \frac{\ln(q_o@t_{irrup}) + S_2 * t_{irrup} - \ln(q@t_{wc max}) + S_3 * t_{wc max}}{(S_3 + S_2)} \quad (XXVIII)$$

- *Resultados del Modelo Propuesto*

El modelo de predicción permite obtener la tasa de producción de aceite como función del tiempo, al comparar el modelo con los resultados de simulación, se puede observar un buen ajuste, tal como se muestra en los ejemplos de las Figuras 42, 43 y 44.

Figura 42. Comparación de resultados del Modelo Proxy con la simulación, Caso 1.

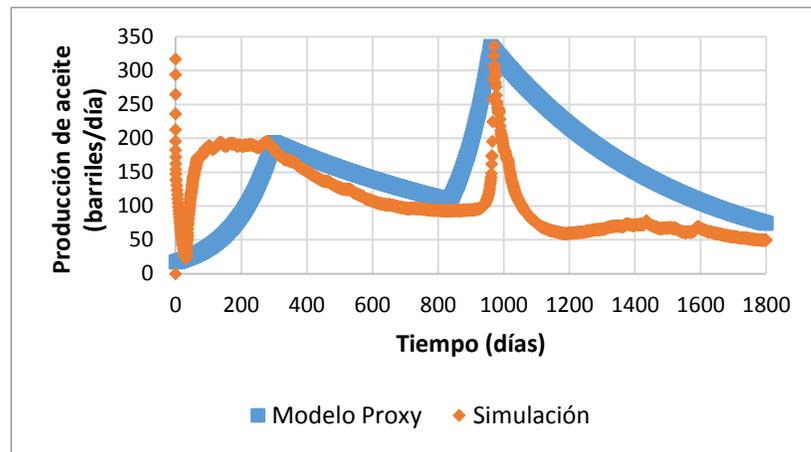


Figura 43. Comparación de resultados del Modelo Proxy con la simulación, Caso 5.

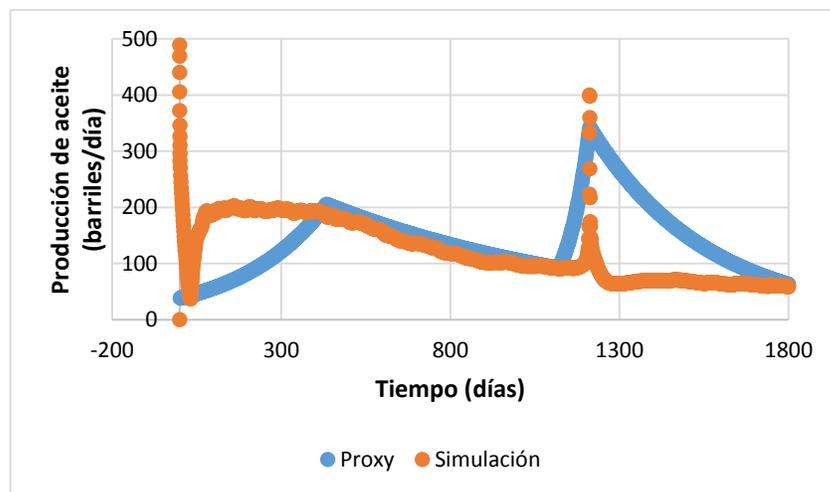
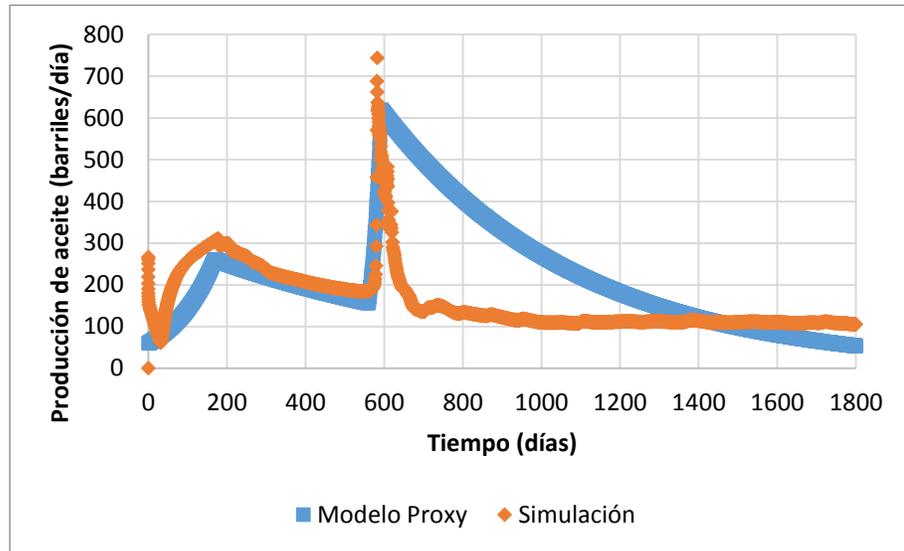


Figura 44. Comparación de resultados del Modelo Proxy con la simulación, Caso 6.



5.2. COMPARACIÓN DEL NUEVO MODELO CON OTROS MODELOS

A pesar de que los modelos muestran, en general, un buen ajuste, se hace necesario verificar su aplicabilidad mediante la evaluación de la producción acumulada de aceite. Para poder obtener los valores de la tasa acumulada se debe obtener la integral de la función que determina la tasa de producción de aceite, así:

$$y = q_o(t) = q_o@t_x * e^{S_n(t-t_{irrup})}$$

$$\begin{aligned} \int y &= \int q_o(t) = \int q_o@t_x * e^{S_n(t-t_{irrup})} dt \\ &= q_o@t_x * \int e^{S_n(t-t_{irrup})} dt \end{aligned}$$

$$u = S_n(t - t_{irrup}) ; \frac{du}{dt} = S_n; \frac{du}{S_n} = dt$$

$$\int y = q_o@t_x * \int \frac{e^u}{S_n} du = \frac{q_o@t_x}{S_n} * e^{S_n(t-t_{irrup})} \quad (XXIX)$$

Con la *Ecuación (XXIX)* se calcula la producción acumulada de aceite, la *Tabla 11*, muestra los resultados comparados con simulación, además compara 2 modelos analíticos aplicables, con los resultados del modelo numérico.

Tabla 11. Producción acumulada de aceite para el modelo Proxy, Marx & Langenheim y Mandl & Volek, comparados con los resultados de la simulación.

Diseño #	**N _p total Simulación (Barriles)	N _p total Proxy (Barriles)	Error total Proxy (%)	N _p Marx & Langenheim (Barriles)	Error total M&L (%)	N _p Mandl & Volek (Barriles)	Error total M&V (%)
1	194,058	196,880	1.45	15,683	91.92	123,077	36.58
2	391,730	802,805	104.94	90,786	76.82	489,103	24.86
3	183,467	163,502	10.88	38,908	78.79	209,616	14.25
4	334,323	537,785	60.86	90,803	72.84	589,041	76.19
5	219,017	282,221	28.86	38,916	82.23	299,589	36.79
6	291,180	394,078	35.34	90,847	68.80	488,874	67.89
7	202,859	329,480	62.42	38,935	80.81	209,517	3.28
8	251,676	494,471	96.47	36,720	85.41	587,130	133.29
9	220,400	265,182	20.32	46,442	78.93	279,461	26.80
10	223,797	252,768	12.95	45,334	79.74	267,274	19.43
11	327,589	421,351	28.62	75,557	76.94	445,457	35.98
12	328,580	449,223	36.72	45,274	86.22	77,966	76.27
13	330,724	432,901	30.89	56,342	82.96	168,752	48.97
14	232,429	271,378	16.76	45,362	80.48	267,235	14.98
15	540,341	332,974	38.38	104,370	80.68	256,301	52.57
16	252,449	314,403	24.54	75,603	70.05	445,392	76.43
17	490,372	335,901	31.50	75,603	84.58	345,392	29.57
18	299,688	344,581	14.98	75,603	74.77	445,392	48.62
19	210,730	375,763	78.31	45,435	78.44	467,130	121.67
20	272,716	279,022	2.31	75,725	72.23	445,217	63.25
21	293,797	311,313	5.96	98,314	66.54	518,160	76.37
22	329,271	397,553	20.74	98,322	70.14	518,055	57.33
23	442,645	493,382	11.46	229,471	48.16	1,208,133	172.94
24	271,040	538,498	98.68	99,493	63.29	713,831	163.37
Error Promedio		36.43 %		76.32 %		61.57 %	

**N_p: Producción acumulada de aceite

La comparación del Modelo Proxy con la simulación muestra valores altos de desviación de la producción acumulada de aceite, los cuales en especial los que superan el 40%, por lo tanto, es de vital importancia revisar el diseño experimental y optimizar el diseño, aplicando uno que contenga un número mayor de experimentos y así mejorar el muestreo de datos. Sin embargo, se resalta que los valores de error del modelo planteado, en promedio, son menores que los errores de los modelos de predicción aplicables comparados.

5.3. VERIFICACIÓN

Para la verificación del modelo se llevaron a cabo 3 corridas de simulación adicionales, generadas aleatoriamente, que se encuentran dentro del rango de las variables evaluadas (*Tabla 12*), con el fin de observar que los resultados conserven el mismo rango de error y así avalar la aplicación del modelo para cualquier escenario dentro del rango de aplicación. La *Tabla 13* muestra los resultados de los casos de verificación obtenidos con el Modelo Proxy comparadas con la simulación.

Tabla 12. Parámetros de los casos 25, 26 y 27 para la verificación del modelo.

Diseño #	Permeabilidad (mD)	Espesor (pies)	Saturación de aceite	Tasa de inyección (barriles/día)	Viscosidad (cP)
25	7,000	70	0.7	250	1,000
26	3,500	50	0.4	350	600
27	7,000	70	0.7	250	1,400

Tabla 13. Resultados obtenidos con el Proxy de los casos de verificación comparadas con la simulación.

Diseño #	Np total Simulación (Barriles)	Np total Proxy (Barriles)	Error total Proxy (%)
25	334,369	396,373	18.54
26	315,186	420,199	33.32
27	288,053	361,627	25.54

Tomando como base los resultados, se puede comprobar que el modelo evaluado en puntos fuera del diseño experimental, dentro del dominio de aplicación, sigue estando dentro del mismo rango de error que los casos que se contemplaron en la generación de las correlaciones del Modelo Proxy. A pesar de que los resultados son mejores en promedio

que los obtenidos con los modelos analíticos de predicción, optimizar el modelo, permitiría tener resultados de desviación menores.

6. CONCLUSIONES

Los resultados del análisis de sensibilidad permitieron verificar que, de los factores estudiados, aquellos que más afectan el tiempo de irrupción son, de manera inversa la tasa de inyección de vapor (a mayor tasa de inyección, menor tiempo de irrupción) y de forma directa, la saturación de aceite y el espesor de la formación (a mayor saturación y espesor, mayor tiempo de ruptura).

De acuerdo al estudio presentado, el comportamiento de la producción de aceite durante un proceso de inyección continua de vapor, mantiene una estrecha relación con el tiempo de ruptura, ya que este suceso afecta radicalmente la tendencia de los resultados generando máximos locales en la producción y su posterior decaimiento.

Los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad soportan la teoría, donde altas permeabilidades facilitan el flujo del vapor a través de la formación, las bajas saturaciones de aceite disminuyen la cantidad de fluido por calentar mejorando la movilidad del vapor y finalmente arenas de bajo espesor (dentro del rango de aplicación) permiten un desplazamiento uniforme del vapor a través de la formación proporcionando una mejora en su desplazamiento en el medio poroso.

El Modelo Proxy desarrollado permite dar una aproximación al comportamiento de la producción de aceite durante la inyección continua de vapor, sin embargo, la precisión de los resultados de las tasas acumuladas de producción es aceptable, por tanto, este debe ser sometido a procesos de optimización para obtener un modelo más representativo.

El modelo elaborado presenta resultados de tasas acumuladas de producción, en promedio, con una mejor aproximación que los modelos analíticos existentes y aplicables a un proceso de inyección continua de vapor en crudos pesados. Adicionalmente representa de mejor manera las etapas de producción durante la inyección continua de vapor.

El Modelo Proxy construido puede ser utilizado y aplicado en procesos de optimización del proceso, ajuste histórico y viabilidad de aplicación de la técnica, apoyados con la herramienta de simulación numérica.

Al variar la viscosidad del crudo en el modelo desarrollado, sus resultados evidencian que este parámetro afecta de forma inversa tanto al tiempo de irrupción como a la tasa de producción de aceite, los tiempos menores de irrupción y las bajas tasas, obtenidos para la viscosidad más alta, se deben a la baja movilidad de este tipo de crudo, ocasionando que, por efectos de segregación, el vapor realice su desplazamiento más rápido por la zona superior de la formación.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar trabajos posteriores en optimización del modelo propuesto, con el fin de obtener un modelo más representativo del proceso de inyección continua de vapor.

Estudiar el comportamiento del proceso de inyección continua de vapor para fluidos con diferentes viscosidades con el fin de definir el rango de aplicación del modelo propuesto y establecer la influencia de esta propiedad en el comportamiento de la producción de aceite.

Proponer un Modelo Proxy de redes neuronales para la predicción del proceso de inyección de vapor que permita la alimentación de datos para la obtención de resultados más precisos y con una base experimental ilimitada.

Se recomienda proponer un modelo de predicción que tenga en cuenta el efecto de los ciclos de inyección de vapor que se hacen previos a la implementación de la inyección continua.

BIBLIOGRAFÍA

ALVARADO D., Banzer C., "Recuperación Térmica Del Petróleo". Venezuela, Caracas. 2002.

AZAD, A. y CHALATURNYK, R. J. Application of Analytical Proxy Models in Reservoir Estimation for SAGD Process: UTF-Project Case Study. En SPE 165576, publicado en Journal of Canadian Petroleum Technology, 2013.

BASOGAIN, X. Curso de Redes Neuronales Artificiales y sus Aplicaciones: documento electrónico tomado de internet. [Fecha de consulta 5 de febrero de 2016], disponible en: <http://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/quimica/5_anio/orientadora1/monograis/matich-redesneuronales.pdf>

BEVILLION, D. y MOHAGERANI, S. A Miscible EOR Project in a Mature, Offshore, Carbonate Middle East Reservoir – Uncertainty Analysis With Proxy Models Based on Experimental Design of Reservoir Simulations. En: SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 2015.

BLEVINS T., BILLINGSLEY R., The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California, American Institute of Mining, 1975.

BOX, G. y BEHNKEN, D. "Some new three level designs for the study of quantitative variables", Technometrics, Volumen 2, 1960. 455–475p

CHANDRA, S., MAMORA, D., "Improved Steamflood Analytical Model". Society of Petroleum Engineers, Texas A&M University, EN International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Nov, 2007.

CLOSMANN, P. RATLIFF, N. "A Steam-Soak Model for Depletion Type Reservoirs". J. Pet. Tech. (June, 1970) P 757-770.

FAROUQ, A. "Graphical Determination of Oil Recovery in a Five-Spot Steamflood". Society of Petroleum Engineers of Aime, SPE 2900. 1970.

FAROUQ, A. Practical Heavy Oil Recovery. Chapter 7. Steamflooding. 2006.

FEDUTENKO, E., YANG, C., CARD, C., NGHIEM, L.X. Time-Dependent Proxy Modeling of SAGD Process. En SPE 165395 presentado en SPE Heavy Oil Conference Canadá, Calgary, 2013.

GÓMEZ, L. "Recuperación mejorada de hidrocarburos, inyección cíclica y continua de vapor". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1989.

HOLMAN J. P. Transferencia de Calor. McGraw Hill. 1999.

HOYOS, R. ARDILA, L. Evaluation of Different Strategies for Selective Steam Injection in Stratified Heavy-Oil Reservoirs, En: SPE, 2014.

JONES, J., "Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators". Journal of Petroleum Technology 33. 1583-1598. 1981.

KELIU WU, XIANFANG LI, YUJIA ZHAI, "The Model for Predicting Steam Breakthrough Timing during Steam Drive Development of Heavy Oil Reservoirs". China University of Petroleum, Beijing, China. EN SPE Heavy Oil Conference and Exhibiton held in Kuwait City, Dec, 2011.

LECHNER, J. P., ZANGL, G. Treating Uncertainties in Reservoir Prediction with Neural Networks. En SPE 94357 presentado en SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, España, 2005.

MANDL, G. and VOLEK, C.W. "Heat and Mass Transport in Steam-Drive Processes". SPEJ (March 1969) 59. Trans. AIME, 246

MARX, J. and LANGENHEIM, H. "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection".AIME (1959) Vol.216, P 312-315.

MERCADO, D. Modelo analítico para predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado". Universidad Industrial de Santander, tesis de maestría. 2008.

MONTGOMERY, Douglas C. Diseño y Análisis de Experimentos. Grupo Editorial Iberoamerica. 2002.

MYHILL, N., STEGEMEIER, G., "Steam-Drive Correlation and Prediction", Journal of Petroleum Technology, Feb, 173-182. 1978.

NAMPECTH, Y. SPE. Optimum Control of Unwanted Water Production in Stratified Gas Reservoirs. 2007.

NOAMAN, A.F. El-khatib. Waterflooding Performance in Inclined Communicating Stratified Reservoirs. 2012.

OLIVEROS, L. "Evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas", Universidad Industrial de Santander, Tesis de maestría, 2013.

QIANG ZHENG, HUIQING LIU, FANG LI, JIE ZHANG, CHANGJIU WANG, "Quantitative Identification of Steam Breakthrough Channel after Steam Flooding in Heavy Oil Reservoirs". China University of Petroleum, Beijing, China. EN SPE Heavy Oil Conference Canada, Alberta, Canada, Jun, 2012.

RAMEY, H., Discussion of "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection", 216-364. 1959.
S. M. FAROUQ., A. Practical Heavy Oil Recovery. Chapter 7. Steamflooding. 2006.

TABER JJ., MARTIN F.D., SERIGHT R.S., "EOR Screening criteria revisited- part 2: applications and impact of oil prices" SPE Paper 39234-PA, 1997.

THOMAS P., ZULFIQUAR R., SCHECHTER, D. McCAIN, Oliver C. MULLINS. Fluid Composition Equilibrium; a Proxy for Reservoir Connectivity, IN: SPE. 2011.

VAN LOOKEREN, J., "Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs". EN SPE 52nd Annual Technical Conference and Exhibition, Denver. 1977.

WILLMAN, B., VALLEROY, V., RUNBERG, G., CORNELIUS, A., POWERS, L., "Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection", Trans. AIME, 222-681. 1961.

YATEN, B., CASTELLINI, A., GUYAGULER, B., CHEN, W.H. A Comparison Study on Experimental Design and Response Surface Methodologies. En SPE 93347 presentado en SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, USA, 2005.

YIBIRIN, J. y MCGEE, J., "The Jobo Steamflood Project: A Preliminary Evaluation of Results". SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, April 17-20, 1988.

ZUBAREV, D.I. Pros and Cons of Applying Proxy-Models as a Substitute for Full Reservoir Simulations. En SPE 124815 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, USA, 2009.

ANEXOS

Anexo A. Tabla relaciones para el cálculo de los componentes del factor de captura (Γ).

Tabla 14. Relaciones para el cálculo de los componentes del factor de captura, A_{cD} , V_{oD} y V_{pD} para los modelos de JONES y CHANDRA-MAMORA.

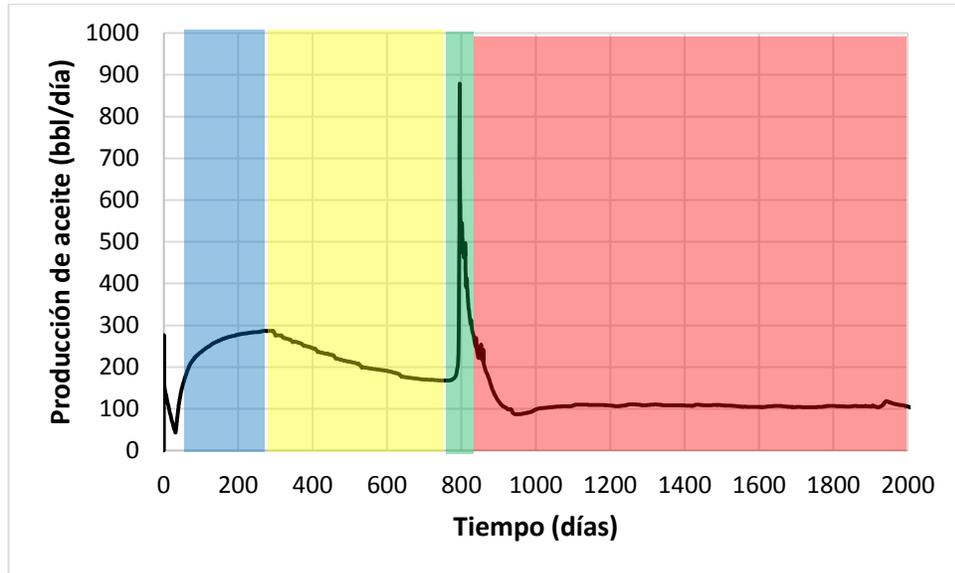
Etapa	A_{cD}		V_{oD}		V_{pD}
	Modelo de Chandra-Mamora	Modelo de Jones	Modelo de Chandra-Mamora	Modelo de Jones	Modelo de Chandra-Mamora = Modelo de Jones
1	$A_{cD} = \left[\frac{A_s}{A\{\alpha \ln(\mu_{oi}/100)\}^{1/2}} \right]^2$ <p>Límites: $0 \leq A_{cD} \leq 1.0$,</p> <p>$\mu_o \leq 100$ cp.</p> <p>$\alpha=0.00015i_s+0.05$</p>	$A_{cD} = \left[\frac{A_s}{A\{0.11 \ln(\mu_{oi}/100)\}^{1/2}} \right]^2$ <p>Límites: $0 \leq A_{cD} \leq 1.0$,</p> <p>$\mu_o \leq 100$ cp.</p>	1	$V_{oD} = \left(1 - \frac{N_d S_{oi}}{N \Delta S_o} \right)^{1/2}$ <p>Límite: $0 \leq V_{oD} \leq 1.0$</p>	$V_{pD} = \left(\frac{V_{s.inj} \times 5.62}{43,560 A h_n \phi S_g} \right)^2$ <p>Límites: $0 \leq V_{pD} \leq 1.0$,</p> <p>$V_{pD}=1.0$ a $S_g=0$</p>
2	$A_{cD} = \frac{(A_s / A)^4}{\{\alpha \ln(\mu_o / 100)\}^2}$ <p>Límites: $1.0 < A_{cD} < A_{cDmax}$,</p> <p>$\mu_o \leq 100$ cp.</p> <p>$\alpha=0.00015i_s+0.05$</p>	1	1	$V_{oD} = \left(1 - \frac{N_d S_{oi}}{N \Delta S_o} \right)^{1/2}$ <p>Límite: $0 \leq V_{oD} \leq 1.0$</p>	1

3	1	1	$V_{oD} = A_{cDmax} e^{\frac{\beta S_{oi}(N_{d,max} - N_d)}{N\Delta S_o}}$ <p>Límite: $A_{cDmax} > V_{oD} > 0$.</p> $\beta = 17.93 N_c + 1.3401$ $N_c = \frac{7758Ah(1 - S_{or} - S_{wc})}{365i_s t_c}$	$V_{oD} = \left(1 - \frac{N_d S_{oi}}{N\Delta S_o}\right)^{1/2}$ <p>Límite: $0 \leq V_{oD} \leq 1.0$</p>	1
---	---	---	--	---	---

Fuente: Modificado de CHANDRA, S., MAMORA, D., "Improved Steamflood Analytical Model". Society of Petroleum Engineers, Texas A&M University, EN International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Nov, 2007.

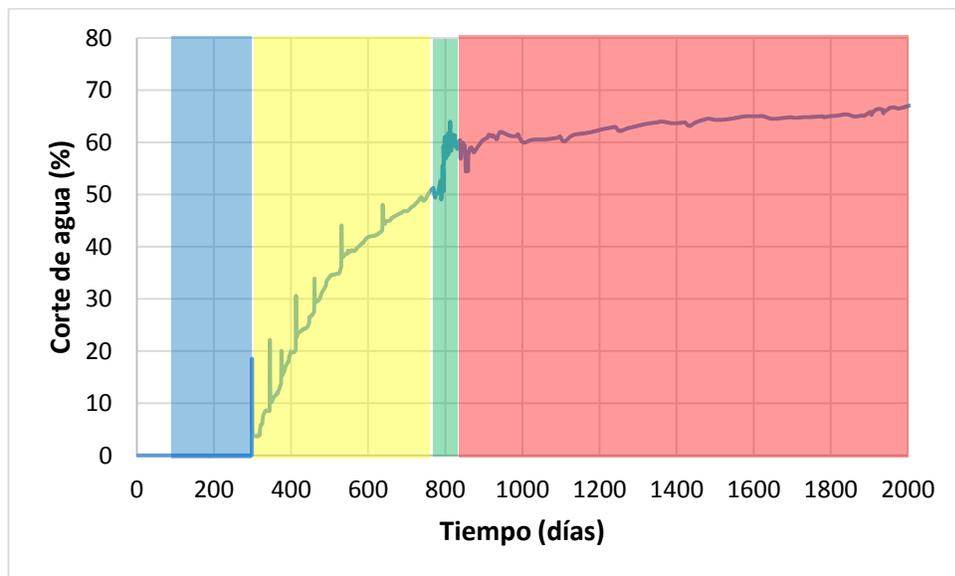
Anexo B. Comportamiento de las variables de ICV para cada etapa de producción

Figura 45. Producción de aceite como función del tiempo durante las etapas de la ICV.



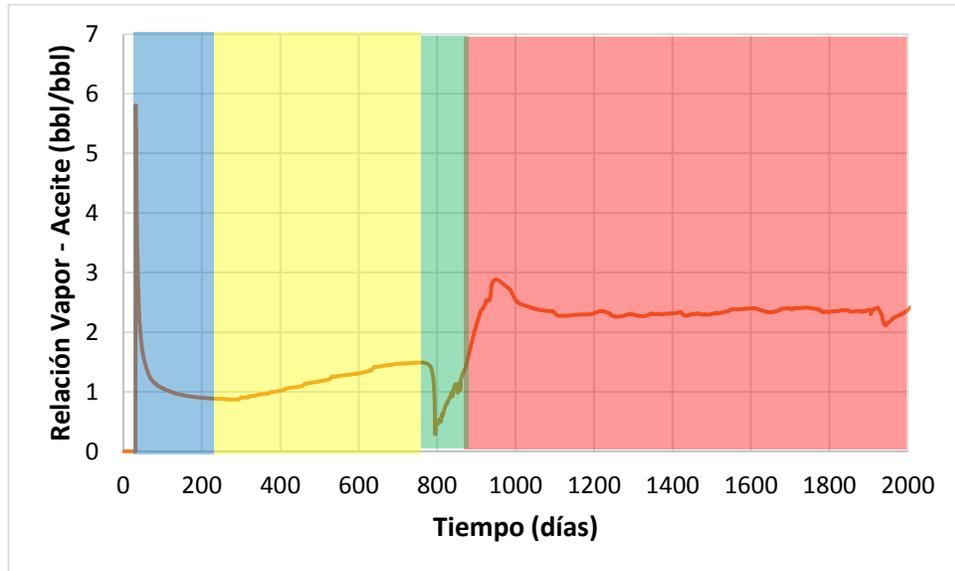
Fuente: CMG, STARS. 2014.

Figura 46. Corte de agua como función del tiempo durante las etapas de la ICV.



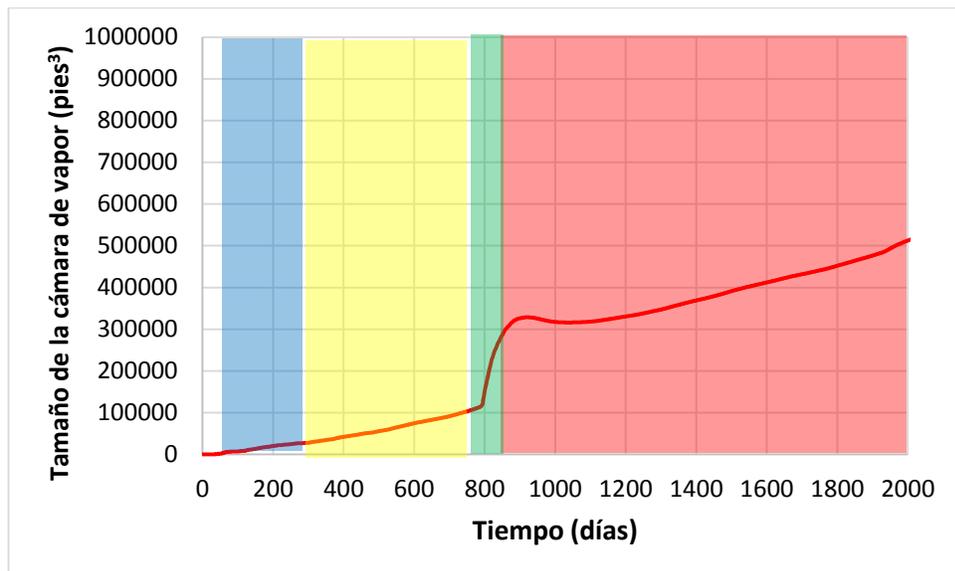
Fuente: CMG, STARS. 2014.

Figura 47. Relación vapor-aceite durante las etapas de la ICV.



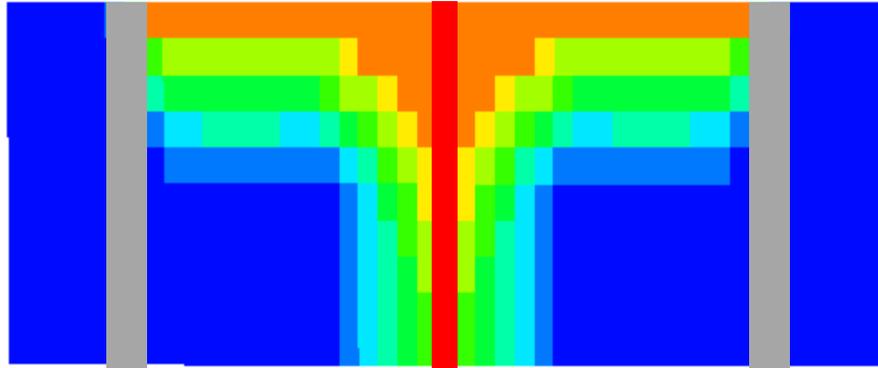
Fuente: CMG, STARS. 2014.

Figura 48. Tamaño de la cámara de vapor durante las etapas de la ICV.



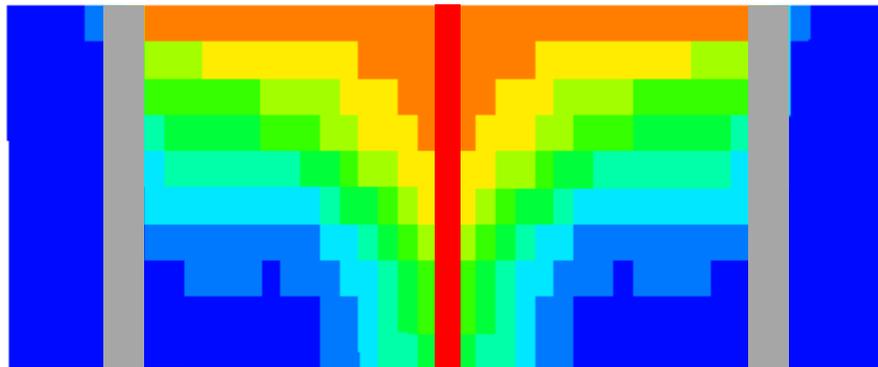
Fuente: CMG, STARS. 2014.

Figura 49. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{irrup}$.



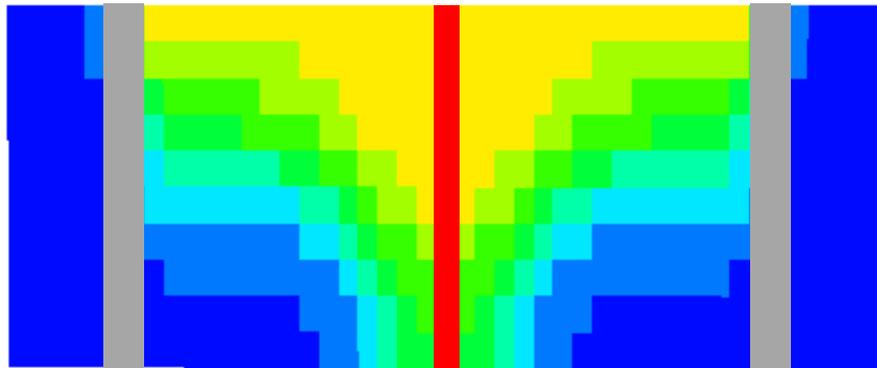
Fuente: CMG, RESULTS 3D. 2014.

Figura 50. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{med}$.



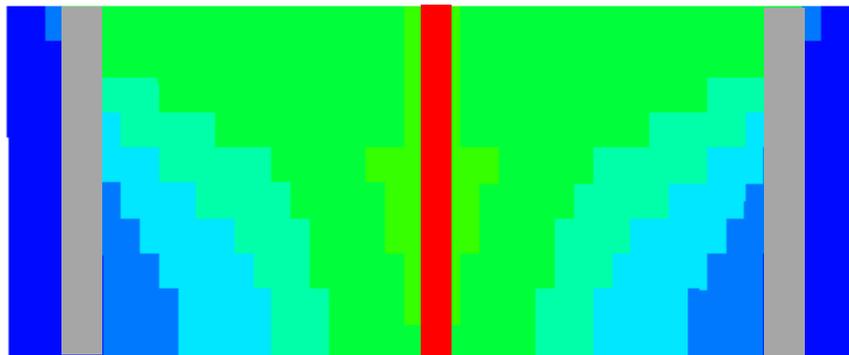
Fuente: CMG, RESULTS 3D. 2014.

Figura 51. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{wcm\max}$.



Fuente: CMG, RESULTS 3D. 2014.

Figura 52. Distribución del calor durante la inyección de vapor para $t=t_{final}$.



Fuente: CMG, RESULTS 3D. 2014.

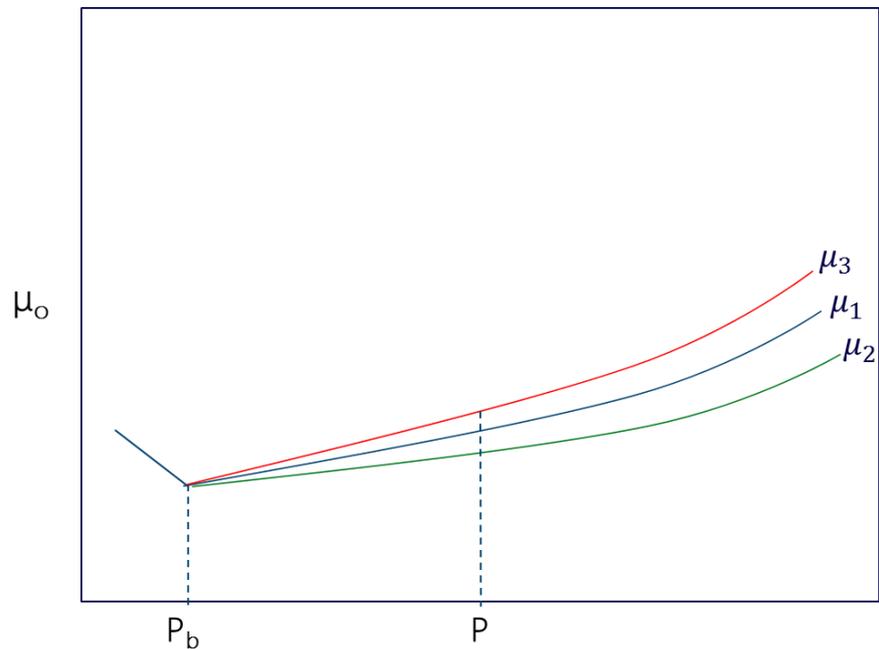
Anexo C. Efecto de la viscosidad en procesos de ICV

Con el fin de conocer el efecto de la viscosidad en el comportamiento de la producción de aceite en un yacimiento sometido al proceso de inyección continua de vapor, se llevó a cabo un estudio que consistió en simular numéricamente diferentes escenarios con 3 viscosidades diferentes para así evidenciar los resultados obtenidos.

- *Selección de las viscosidades*

Para la evaluación del efecto de la viscosidad sobre la producción de aceite, se modificó esta propiedad, a partir de su comportamiento como función de la presión, tal como se muestra en la *Figura 53*, generando así 3 fluidos con viscosidades cuya diferencia es de 400 [cP] y a una presión actual (P) sus respectivos valores son: $\mu_1=600$ [cP], $\mu_2=1,000$ [cP] y $\mu_3=1,400$ [cP].

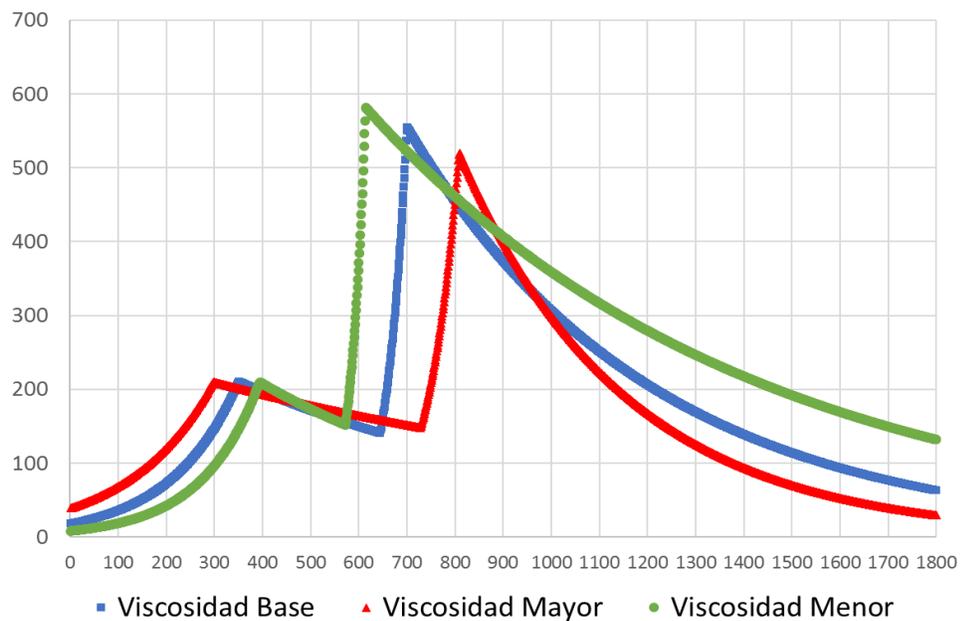
Figura 53. Comportamiento de la viscosidad de los 3 fluidos estudiados



- *Efecto de la viscosidad sobre el comportamiento de la producción*

Tal como lo evidencian las relaciones obtenidas y se muestra en la *Figura 54*, la viscosidad afecta de manera inversa el tiempo de irrupción y la tasa de producción, adicionalmente, viscosidades bajas en comparación con las más altas, alcanzan los valores máximos de producción en tiempos más tempranos.

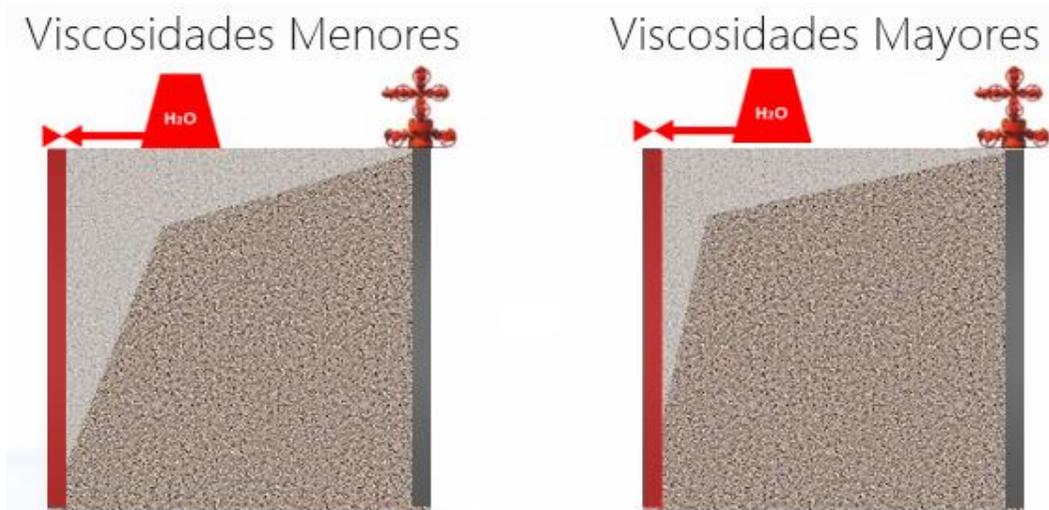
Figura 54. Producción de aceite [barriles/día] como función del tiempo [días].



Fuente: CMG, STARS, 2014.

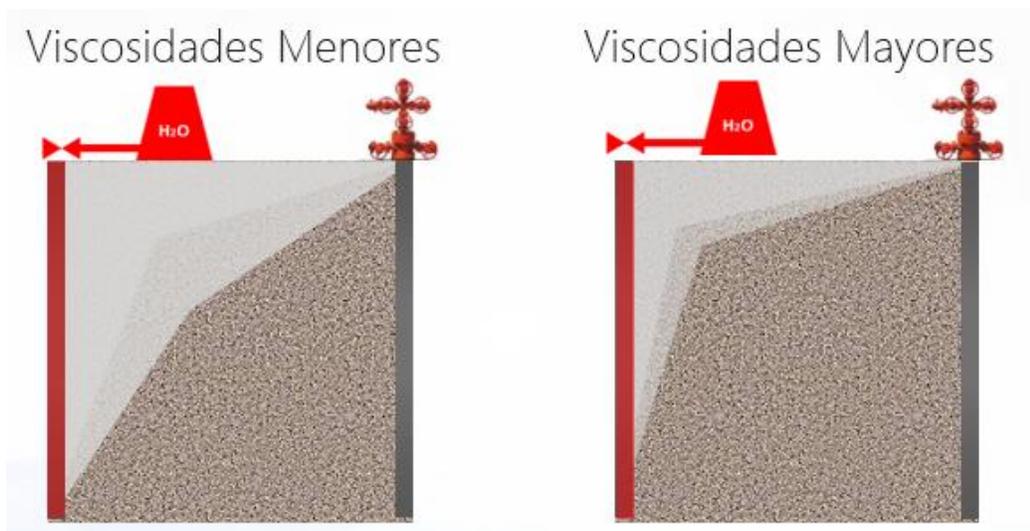
Durante etapas iniciales, el vapor tiende a tomar canales preferenciales, ubicados en las zonas superiores, mayormente marcados en fluidos de alta viscosidad, como se muestra en la *Figura 55*.

Figura 55. Flujo del vapor dentro del yacimiento (etapas iniciales).



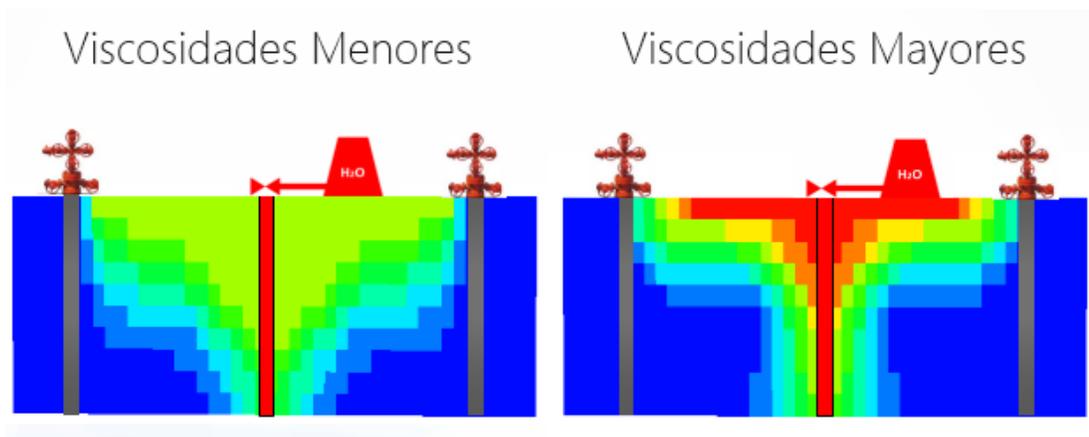
En etapas avanzadas de la inyección de vapor el frente de calor formado por el vapor inyectado tiene una mejor distribución y abarca un volumen mayor para los escenarios de menores viscosidades, como se muestra en la *Figura 56*, calentando de manera más uniforme el yacimiento en comparación con los escenarios de mayor viscosidad.

Figura 56. Flujo del vapor dentro del yacimiento (etapas avanzadas).



Los resultados de la distribución de calor en el yacimiento (*Figura 57*) verifican el efecto de la viscosidad, donde los valores altos de esta propiedad generan rutas preferenciales del vapor, disminuyendo la zona contactada, aumentando así los tiempo necesarios para alcanzar las mejores tasa de producción e incrementando la cantidad de calor necesario para mejorar la movilidad del crudo, cabe resaltar que la ineficiente distribución del vapor afecta demás mecanismos del proceso como el barrido del crudo.

Figura 57. Distribución de la temperatura de acuerdo a las viscosidades.



Fuente: CMG, RESULTS 3D, 2014.