

**AJUSTE DEL MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ PARA UN
PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE
CRUDO PESADO**

**ANGÉLICA MARÍA GONZÁLEZ SÁNCHEZ
ERIKA JULIETH PEÑA OLARTE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**AJUSTE DEL MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ PARA UN
PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE
CRUDO PESADO**

**ANGÉLICA MARÍA GONZÁLEZ SÁNCHEZ
ERIKA JULIETH PEÑA OLARTE**

**Proyecto para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Directora

**Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco
Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

Codirector

**Max Bradley Gómez Gualdrón
Esp. en Gerencia de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A mi padre, Carlos, porque este trabajo refleja lo que me inculco, ser autodidacta,
comprometida y apasionada.

A mi madre, Teresa, que siempre me ha demostrado con su ejemplo la fuerza
interna que todos tenemos y a no desfallecer nunca.

A mi madrina, Melania, que en mi niñez me inspiró a soñar en grande y a trabajar
continuamente en mis metas.

Y finalmente a mi hermano.

ANGÉLICA MARÍA GONZÁLEZ SÁNCHEZ

A Dios.

A mis padres Saúl y Julieta, por que nunca han dejado de creer en mi y de respetar y brindar apoyo en todas las decisiones de mi vida.

A mi hermana Yuly, por ser mi mayor apoyo en la vida y mis hermanos Sandra y Francisco, por ser mis espejos y ejemplos de vida, a cada uno de ellos por acompañarme en cada paso y guiárme para crecer como persona, tambien a mis sobrinos por que son ellos quienes me impulsan a ser su ejemplo todo el tiempo.

A mis grandes amigos, Deisy por hacerme sentir que aun estando a kilómetros de distancia de mi casa siempre hay buenas personas que te hacen parte de su familia, y Jhon por ser ese amigo incondicional que nunca me abandona, brindándome siempre todo su apoyo y cariño.

A Sandra por que me demostró que no se necesita de años de conocer a una persona para que se vuelva parte de tu corazón y de tu vida, por tu apoyo, compañía y paciencia en mis momentos mas difíciles, pero sobre todo, por compartir tantos momentos de felicidad y de triunfos que hasta ahora están comenzando.

A Brandon, Santiago, Javier y todos mis amigos que esta carrera me permitió conocer, dejándome gozar de la buena compañía y de la grata experiencia de trabajar rodeada de hombres.

En fin este trabajo esta dedicado a todas las personas que han creído en mi y en mis capacidades a través de todos estos años, porque gracias a ellos cada día tuve fuerzas para seguir sin desistir hasta alcanzar mi gran objetivo.

ERIKA JULIETH PEÑA OLARTE

AGRADECIMIENTOS

A nuestros tutores: A nuestro codirector Max, por su acompañamiento en el planteamiento del proyecto y en todo su desarrollo. A Xiomara, por sus correcciones e ideas para mejorar la calidad de este trabajo. Al profe Samuel, por todo el asesoramiento y los conocimientos brindados, que nos ayudaron a cumplir con los objetivos trazados de la mejor manera posible. Al grupo de GRM, por sus observaciones y apoyo en conceptos e información. A la UIS, porque nos permitió formarnos como ingenieras.

A mis amigos: A mis amigos del colegio, que por más de siete años me han acompañado y sin lugar a duda me han hecho crecer como persona, llenándome de felicidad y gratos recuerdos. A mis amigos de la universidad, de los cuales he aprendido mucho sobre el trabajo en equipo y la cooperación y que en un futuro quiero verlos siendo parte de mi vida profesional.

A mi familia: A mi madre y a mi padre, porque durante todos estos años me han enseñado y brindado las herramientas necesarias para formarme en primera instancia como persona, y también como profesional. A mi hermano, que me ha acompañado y me ha impulsado a ser responsable. A mis tíos y primos, que siempre han confiado en mis capacidades y se han alegrado por mis triunfos. A mi nona, que une toda mi familia.

También agradezco a personas que directa o indirectamente sin darse cuenta fueron parte importante de lograr este proyecto: como los profesores Wilson y Andrés de perforación y simulación, que con proyectos de clase fomentaron mi gusto por la programación en VBA. A Nicolás, que me propuso ante el grupo de investigación para desarrollar este proyecto. A Humberto, que con una pregunta en una reunión de GRM, nos amplió el rango de visión del proyecto y pudimos vislumbrar el camino a seguir. A mi compañera de tesis, Erika, porque hicimos un equipo ideal, donde nos complementábamos y apoyábamos siempre. Y a todas esas personas que día a día sirven a la comunidad y hacen posible lograr este tipo de proyectos.

ANGÉLICA MARÍA GONZÁLEZ SÁNCHEZ

A la Universidad Industrial de Santander por haberme educado como ingeniera brindándome la guía y acompañamiento de excelentes docentes que contribuyeron en mi desarrollo moral y profesional

Al grupo de Recobro Mejorado por sus ayudas, consejos y criticas constructivas que hicieron que este trabajo cada vez tomara mas forma, en especial al profesor Samuel que siempre estuvo a nuestra disposición para ayudarnos a superar cualquier obstáculo que se nos presento

A Max que fue quien creyó en mi desde hace unos años y por ser el responsable de la creación de este súper equipo de trabajo

A Angélica, sin ella nada de esto hubiera sido posible, la mejor compañera de tesis que cualquier persona quisiera tener pero que gracias a Dios y a Max, terminamos conociéndonos y disfrutando este tiempo de trabajo juntas

En general a todas las personas que de una u otra manera aportaron algo en el inicio, desarrollo y culminación de este trabajo.

ERIKA JULIETH PEÑA OLARTE

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. OBJETIVOS.....	21
1.1 OBJETIVO GENERAL	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. MARCO TEÓRICO	22
2.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	22
2.1.1 Fundamentos básicos de inyección cíclica de vapor	22
2.1.2 Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor	22
2.1.3 Parámetros que afectan la inyección alterna de vapor	25
2.1.3.1 Propiedades de yacimiento:.....	25
2.1.3.2 Parámetros operacionales	28
2.1.4 Fortalezas y debilidades de la inyección cíclica de vapor	30
2.1.4.1 Fortalezas	30
2.1.4.2 Debilidades	31
2.1.5 Evaluación de un proceso de inyección cíclica de vapor	32
2.1.5.1 Correlaciones empíricas	32
2.1.5.2 Simuladores térmicos.....	32
2.1.5.3 Modelo analíticos	33
3. MODELO ANALÍTICO BOBERG Y LANTZ.....	37
3.1 SUPOSICIONES DEL MODELO	37
3.2 LIMITACIONES DEL MODELO	40
3.3 PLANTEAMIENTO MATEMATICO DE BOBERG Y LANTZ.....	42
3.4 DIAGRAMA DE FLUJO MODELO BASE.....	50

4. MODIFICACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ	51
4.1 PLANTEAMIENTO MATEMÁTICO DEL MODELO MODIFICADO.....	51
4.2 DIAGRAMA DE FLUJO.....	54
4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO MODIFICADO	55
4.3.1 Campo Quiriquire	55
4.3.2 Comparación de los resultados obtenidos	56
5. CONCLUSIONES	59
6. RECOMENDACIONES.....	60
BIBLIOGRAFÍA.....	62
ANEXOS.....	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Periodos de un proceso de inyección alterna de vapor	23
Figura 2. Diagrama de Mollier para el agua.....	25
Figura 3. Efecto de la temperatura sobre las curvas de permeabilidades relativas al agua y al petróleo.	26
Figura 4. Viscosidad del petróleo en función de la temperatura para crudos de diferentes gravedades API.....	28
Figura 5. Representación esquemática de la transferencia de calor y flujo de fluidos calculados por el modelo analítico de Boberg-Lantz.....	39
Figura 6. Comparación entre la producción de aceite calculada por el modelo de Boberg y Lantz y la obtenida en el pozo Q-594 del campo Quiriquire.	41
Figura 7. Soluciones para v_r y v_z (una sola arena).	44
Figura 8. Soluciones para v_z (múltiples arenas).	45
Figura 9. Incremento en la relación de agua–aceite producido una vez implementada la inyección cíclica de vapor para los pozos Q-194 y Q-199 en el campo Quiriquire.	47
Figura 10. Diagrama de flujo del modelo base.....	50
Figura 11. Diagrama de flujo del modelo analítico ajustado.	54
Figura 12. Tasa de producción instantánea de crudo pozo Quiriquire Q-594 en el primer ciclo de inyección cíclica de vapor.....	57
Figura 13. Tasa de producción instantánea de crudo pozo Quiriquire Q-594 en el segundo ciclo de inyección cíclica de vapor.	57
Figura 14. Producción acumulada de crudo pozo Quiriquire Q-594 de la inyección cíclica de vapor.	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios para la selección del yacimiento en un proyecto de inyección de vapor.....	29
Tabla 2. Propiedades del campo Quiriquire.....	55
Tabla 3. Propiedades de los fluidos del campo Quiriquire	55
Tabla 4. Datos del pozo Q-594 del campo Quiriquire	56
Tabla 5. Datos del pozo Q-594 del campo Quiriquire antes de implementar la IAV	56
Tabla 6. Parámetros de la IAV en el pozo Q-594 del campo Quiriquire.....	56

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Manual de Usuario Modelo Base	67
Anexo B. Manual de Usuario Modelo Ajustado.....	82

LISTA DE NOMENCLATURA

- C_g : Capacidad calorífica del gas [$BTU/ft^3 - ^\circ F$]
- C_o : Calor específico del aceite [$BTU/lb - ^\circ F$]
- $erfc(x)$: Función error complementario
- h : Espesor total de la formación de interés [ft]
- h_a : Espesor promedio de las arenas [ft]
- h_f : Entalpía específica del agua líquida a T_{avg} [BTU/lb], calor sensible
- h_{fg} : Entalpía específica de vaporización del agua a T_{avg} [BTU/lb]
- h_{fg} : Entalpía específica del agua líquida a T_s [BTU/lb]
- h_{fr} : Entalpía específica del agua líquida a T_r [BTU/lb]
- h_{fs} : Entalpía específica del agua líquida a T_s [BTU/lb]
- h_s : Espesor total de arena [ft]
- H_{fi} : Tasa a la que la energía es removida del yacimiento con los fluidos producidos durante un intervalo de tiempo [BTU/d]
- H_{og} : Calor removido por la producción de petróleo y gas [BTU/BN]
- H_r : Calor remanente en la formación al finalizar el ciclo [BTU]
- H_w : Calor removido por la producción de agua y vapor
- \bar{J} : Razón entre el índice de producción en frío y en caliente [*adimensional*]
- \bar{J}^* : Razón entre el índice de producción en frío y en caliente ajustado [*adimensional*]
- J_c : Índice de productividad en frío [$\frac{STB}{D}/psi$]
- J_h : Índice de productividad al implementar la técnica de IAV [$\frac{STB}{D}/psi$]
- K : Conductividad térmica de la formación [$BTU/ft/d/^\circ F$]
- L : Espesor promedio individual de arena más arcilla [ft]
- M_s : Masa total de vapor más condensado inyectado en el ciclo [lb]
- N_s : Cantidad total de intercalaciones de arena

S: factor de daño [adimensional]

P_{iny} : Presión de inyección del ciclo [psi]

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo [psi]

P_{ws} : Presión estática del yacimiento [psi]

P_{wv} : Presión de saturación del vapor a T_{ang} [psi]

q_{oh} : Tasa de producción de crudo instantánea [BOPD]

q_{oh}^* : Tasa de producción instantánea de crudo ajustada [BOPD]

r_e : Radio de drenaje [ft]

r_h : Radio de la región calentada [ft]

r_w : Radio efectivo de pozo [ft]

\bar{r}_w : Radio real del pozo [ft]

R_g : Relación gas – aceite producidos [SCF/STB]

R_{wc} : Relación total de agua producida por aceite producido en frío [Bbl/STB]

R_{wh} : Relación total de agua producida por aceite producido al aplicar la IAV [Bbl/STB]

R_{wv} : Agua producida en fase vapor por barril producido [Bbl/STB], tiene dos opciones

ΔR_w : Factor de corrección para la relación total de agua producida por aceite producido al implementar la IAV [Bbl/STB]

t : Tiempo transcurrido desde que inicio el ciclo

t_i : Tiempo de inyección [dias]

T_{avg} : Temperatura promedio de la zona calentada [$^{\circ}F$]

T_r : Temperatura inicial del yacimiento [$^{\circ}F$]

T_s : Temperatura del vapor a la presión de inyección [$^{\circ}F$]

\bar{v}_r : Solución unitaria de problemas de conducción en dirección radial, adimensional

\bar{v}_z : Solución unitaria de problemas de conducción en dirección vertical, adimensional.

\bar{X} : Calidad promedio de vapor en fondo de pozo [lb vapor / lb vapor + lb liquido]

Z : Mitad del espesor promedio calentado en la arena [ft]

α : Difusividad térmica de las formaciones adyacentes [ft/D]
 δ : Terminio de corrección por pérdidas de calor debido a la producción de aceite, gas, agua y vapor. Si se produce a tasa muy pequeñas se puede ignorar este terminio
 θ_r : Tiempo adimensional para perdidas radiales
 θ_z : Tiempo adimensional para perdidas verticales en arenas múltiples
 μ_{oc} : Viscosidad del aceite a temperatura T_r [cP]
 μ_{oh} : Viscosidad del aceite a temperatura T_{avg} [cP]
 ξ_s : Función 1
 (ρC) : Capacidad calorífica volumétrica del aceite [$BTU/ft^3 - ^\circ F$]
 ρ_o : Densidad del aceite [lb/ft^3]
 ρ_w : Densidad del agua a condiciones de tanque [lb/ft^3]
 τ : Tiempo adimensional

RESUMEN

TÍTULO: AJUSTE DEL MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ PARA UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO*

AUTORES: ANGÉLICA MARÍA GONZÁLEZ SÁNCHEZ
ERIKA JULIETH PEÑA OLARTE**

PALABRAS CLAVES: YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS, CRUDOS PESADOS, INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, MODELOS ANALÍTICO.

DESCRIPCIÓN:

La inyección cíclica de vapor es el método de recobro térmico más utilizado en la actualidad gracias a su fácil aplicación, bajo costo inicial y alta maduración de la técnica a nivel mundial; de gran valor en Colombia por sus exitosos resultados en yacimientos de crudo pesado, los cuales representan gran parte de las reservas de este país, por esta razón es de vital importancia analizar la factibilidad técnica del método para diferentes proyectos de la industria, por lo cual es necesario recurrir a herramientas como los modelos analíticos, para predecir el comportamiento que tendría un yacimiento candidato a la aplicación de la inyección cíclica de vapor.

El primer modelo analítico propuesto para este fin es el planteado por Boberg y Lantz en 1966, el cual es aplicable a yacimientos estratificados de crudo pesado, es reconocido como el modelo base por la similitud de sus resultados con los reportados en campo, sin embargo, es importante resaltar que el grado de representatividad de sus estimaciones depende de que tan acordes son las propiedades del yacimiento estudiado con respecto a las consideradas por el modelo.

En el modelo base, para los ciclos posteriores al primero, se aprecia una sobreestimación en la producción de aceite con respecto a la reportada en campo, por esta razón, se evidencio la oportunidad de mejorar su capacidad de predicción por medio de un ajuste, en este trabajo se presenta el modelo modificado y programado mediante una herramienta computacional “software”, llamado “Modelo G&P”, construida a partir del desarrollo matemático propuesto por los autores, la cual facilita la implementación de este modelo en estudios preliminares de proyectos térmicos y permite obtener estimaciones con mayor aproximación al comportamiento del pozo estudiado cuando se implementa la técnica de inyección alterna de vapor.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Max Bradley Gómez Gualdrón, Esp. en Gerencia de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: ADJUSTMENT OF THE BOBERG-LANZ ANALYTICAL MODEL FOR CYCLIC STEAM INJECTION PROCESS IN A HEAVY CRUDE OIL FIELD*

AUTORES: ANGÉLICA MARÍA GONZÁLEZ SÁNCHEZ
ERIKA JULIETH PEÑA OLARTE**

PALABRAS CLAVES: STRATIFIED RESERVOIR, HEAVY OIL, CYCLIC STEAM INJECTION, ANALYTICAL MODEL.

DESCRIPTION:

The cyclic steam injection is the thermal enhance oil recovery method most used nowadays due to its easy application, low initial cost and high maturity of the technique worldwide; of great value in Colombia for its successful results in heavy oil reservoir, which represent a large part of the reserves of the country, for this reason it is of vital importance to analyze the technical feasibility of the method for different projects of the industry, to achieve this objective it is necessary to utilize tools such as analytical models to predict the behavior of a candidate well for the application of cyclic steam injection.

The first analytical model for this purpose was published by Boberg and Lantz in 1966, which is applicable to stratified reservoir of heavy oil, is recognized as the base model for the similarity of his results with those reported in the field, however, it is important to emphasize that the representativeness of their estimates depends on the similarity between the properties of the reservoir studied with respect to the properties considered by the model.

In the results of the cycles after the first one predicted with the base model, we can recognized an overestimation in the oil production respect with the production reported in the field, for this reason, this is a great opportunity to improve his predictive capacity through an adjustment, in this paper we presents the model modified and programmed by a computer tool "software", called "Modelo G&P", built from the mathematical development proposed by the authors, which facilitates the implementation of this model in preliminary studies of thermal projects and allows obtaining estimates with greater approximation to the behavior of the well studied when the technique of steam cyclic injection is implemented.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Directora: Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, Msc. in Hydrocarbon Engineering. Co-director: Max Bradley Gómez Gualdrón, Esp. In Hydrocarbons Management

INTRODUCCIÓN

La inyección alterna de vapor (IAV) es un método térmico de recobro mejorado, su principal mecanismo de producción es la reducción de la viscosidad del crudo contactado debido al aumento de temperatura del yacimiento, mejorando la movilidad del crudo y por consiguiente facilitando la producción de las reservas; esto lo logra mediante la transferencia de calor que es transportado por el vapor inyectado desde superficie hasta la formación de interés. En producción se obtienen inicialmente altas tasas de aceite y agua, producto de la condensación del vapor inyectado, la tasa de aceite va declinando a medida que se reduce la eficiencia térmica de la técnica. Una vez la producción declina hasta la tasa de producción en frío o el límite económico del proyecto, es necesario implementar otro ciclo, este proceso se repite hasta que deje de ser técnica y económicamente viable.¹

Antes de desarrollar la técnica de IAV en campo se requieren una serie de estudios, pruebas y procesos, las cuales demandan una alta inversión con un riesgo asociado considerable. Por lo cual se han desarrollado modelos analíticos que permiten tener una predicción del comportamiento de la técnica en el yacimiento e indicios de los resultados a bajo costo.

Desde el inicio de la implementación de IAV se han desarrollado varios modelos analíticos, el primero fue publicado en 1966 por Boberg y Lantz, con este, se obtienen estimaciones del comportamiento de un pozo al implementar la técnica. Es su estudio se identificó que para los ciclos posteriores al primero se presenta sobreestimación de la tasa de producción de aceite por lo cual se decidió realizar un ajuste para mejorar su capacidad de predicción. Adicionalmente se desarrolló una herramienta computacional “Modelo G&P” que reproduce el modelo analítico ajustado, con el objetivo de facilitar su uso en el desarrollo de futuros proyectos de inyección alterna de vapor, garantizando un estudio más detallado. Lo anterior se vería reflejado en una mejor toma de decisiones para proyectos térmicos al minimizar la incertidumbre y los riesgos asociados que conllevan implementar estos procesos.

¹ RIVERO y HEINTZ. Resteamng Time Determination-Case History of a Steam-Soak Well in Midway Sunset. Society of Petroleum Engineers. Documento ID SPE-4892-PA. June 1975. Doi: <https://doi.org/10.2118/4892-PA>

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Ajustar el modelo analítico de Boberg y Lantz para un proceso de inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar las suposiciones y limitaciones del modelo analítico de Boberg y Lantz para representar un proceso de inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado.
- Programar el modelo analítico de Boberg y Lantz para representar el proceso de inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado, a partir de una herramienta computacional, comparando los resultados obtenidos con los reportados en la literatura del modelo base.
- Realizar un ajuste al modelo analítico de Boberg y Lantz a partir de una herramienta computacional, para mejorar su capacidad de predicción del comportamiento de un yacimiento, al aplicar un proceso de inyección cíclica de vapor.
- Validar el modelo analítico propuesto, evaluando su capacidad de predicción frente a los resultados obtenidos según lo reportado en la literatura de un yacimiento en donde se haya aplicado un proceso de inyección cíclica de vapor.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

2.1.1 Fundamentos básicos de inyección cíclica de vapor. La inyección alterna de vapor (IAV) es un método térmico de recuperación mejorada que reduce la resistencia al flujo del petróleo mediante el calentamiento del yacimiento inyectando vapor, para luego producirlo a través del mismo pozo. Este método puede ser aplicado a cualquier tipo de crudo siendo más eficiente en los yacimientos de pesados y extrapesados, debido que para estos fluidos un pequeño aumento en la temperatura representa una gran disminución en su viscosidad, mejorando su movilidad e incrementando la tasa de producción. Hay otros efectos menores, tales como cambios en la tensión superficial que se manifiesta por cambios en la presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad.² Actualmente es una técnica ampliamente utilizada debido a su fácil implementación, bajos costos y excelentes resultados en comparación de otras técnicas térmicas.³

2.1.2 Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor. La IAV básicamente consiste en inyectar periódicamente a través de un pozo una cantidad limitada de vapor, para transferir calor al yacimiento, logrando aumentar la temperatura del crudo, mejorar su movilidad y facilitar su producción posteriormente,⁴ este proceso consta de tres periodos: periodo de inyección, periodo de remojo y periodo de producción, en la figura 1 se representa cada una de las etapas.

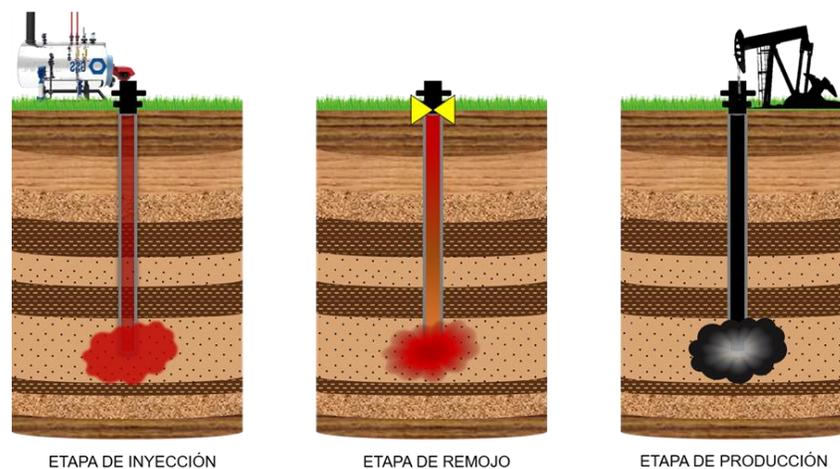
² TREBOLLE, CHALOT & COLMENARES. The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy. Society of Petroleum Engineers. January 01 de 1993. p. 2. Doi:10.2118/25798-MS

³ FAROUQ, Ali. Practical Heavy Oil Recovery. ENCH 6 9 Notes. University of Calgary, 2010.

⁴ RIVERO y HEINTZ. Óp. cit. p. 3.

En la primera etapa, se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora por varios días o semanas (zona izquierda de la figura 1) según los requerimientos estimados, dicho tiempo dependerá de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos destinados al proyecto. Durante este periodo se recomienda que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor.

Figura 1. Periodos de un proceso de inyección alterna de vapor



Fuente: ARDILA MORALES, Katherine, RODRÍGUEZ PATIÑO, Ruddy, MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando, y RODRÍGUEZ CASTELBLANCO, Astrid Xiomara. Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Revista fuentes: el Reventón energético. Vol. 13 N° 1 de 2015 - ene/Jun. p. (34) 2. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5024/5378>

Después del periodo de inyección, se cierra el pozo con el fin de estabilizar la presión del sistema para que la zona de vapor se expanda, logrando con ello la homogenización de la zona caliente alrededor del pozo (zona central de la figura 1). En este periodo algo del agua en estado gaseoso inyectada se condensa cerca de la cara del pozo, razón por la cual esta zona presenta alto contenido de agua saturada, a medida que ocurre la condensación y debido a la alta temperatura de este, se estima que se producen cambios en las permeabilidades relativas al agua

y al aceite, y en la presión capilar, lográndose de este modo, junto con la reducción de la viscosidad del crudo, un aumento en la permeabilidad relativa al crudo lo que se traduce en un incremento en la movilidad del aceite. Durante los periodos de inyección y de remojo, ocurre una disminución en la viscosidad del crudo que se encuentra dentro del área contactada por el vapor.

Finalmente, en el periodo de producción,⁵ el pozo es abierto, inicialmente se produce una gran cantidad de agua a alta temperatura, producto de la condensación del vapor inyectado, la tasa de agua disminuye gradualmente, a medida que aumenta la permeabilidad relativa del aceite e induciendo un aumento en la tasa de producción de crudo. Por este motivo, la respuesta del pozo a la técnica dependerá principalmente de la viscosidad del petróleo, de la permeabilidad existente, del radio calentado, de la presión inicial del yacimiento y de la alteración del daño en la formación.

La duración del periodo de producción en el pozo al aplicar la técnica se ve afectado primordialmente por las pérdidas de calor por conducción (en dirección radial, hacia el yacimiento que no ha sido contactado por el vapor y en dirección vertical, hacia las formaciones adyacentes) y por convección (las asociadas a los fluidos producidos). Estas pérdidas de calor con el tiempo inducen la caída de la producción de aceite, ya que promueven el descenso de la temperatura en el yacimiento, disminuyendo el efecto sobre la viscosidad del aceite y reduciendo su movilidad. La duración de cada ciclo depende del límite económico, una vez se alcanza este es necesario inyectar nuevamente una cantidad de vapor. El proceso se repite hasta alcanzar el límite de recobro del yacimiento.⁶

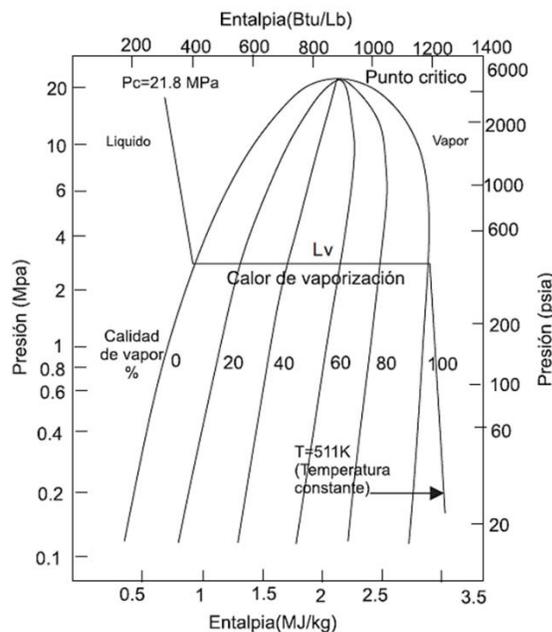
⁵ GOZDE, CHHINA & BEST. An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Document IDSPE-18807-MS. Bakersfield: California, 1989. p. 3. Doi: <https://doi.org/10.2118/18807-MS>.

⁶ CHAN, Mark & SARIOGLU. Numerical modeling of cyclically steamed and fractured oil-sand reservoirs. International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 24-27, 1992

2.1.3 Parámetros que afectan la inyección alterna de vapor

2.1.3.1 *Propiedades de yacimiento.* La profundidad es una de las propiedades principales a evaluar en un yacimiento candidato a un proceso de inyección de vapor, a medida que la profundidad aumenta se pueden generar problemas operativos como daño en la tubería de producción y de revestimiento⁷ por las altas presiones y temperaturas manejadas. Para vapor, el aumento en la profundidad del yacimiento se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y agua de alimentación de mejor calidad, con el objetivo de mitigar las pérdidas de calor que se tienen durante la etapa de inyección, otro efecto desfavorable se puede evidenciar en la figura 2, donde a altas presiones, el calor latente (L_v) que el vapor puede ceder a el yacimiento es menor, afectando la viabilidad técnica del proyecto; Según los autores⁸, la profundidad máxima puede variar entre 3000 - 5000 ft.

Figura 2. Diagrama de Mollier para el agua



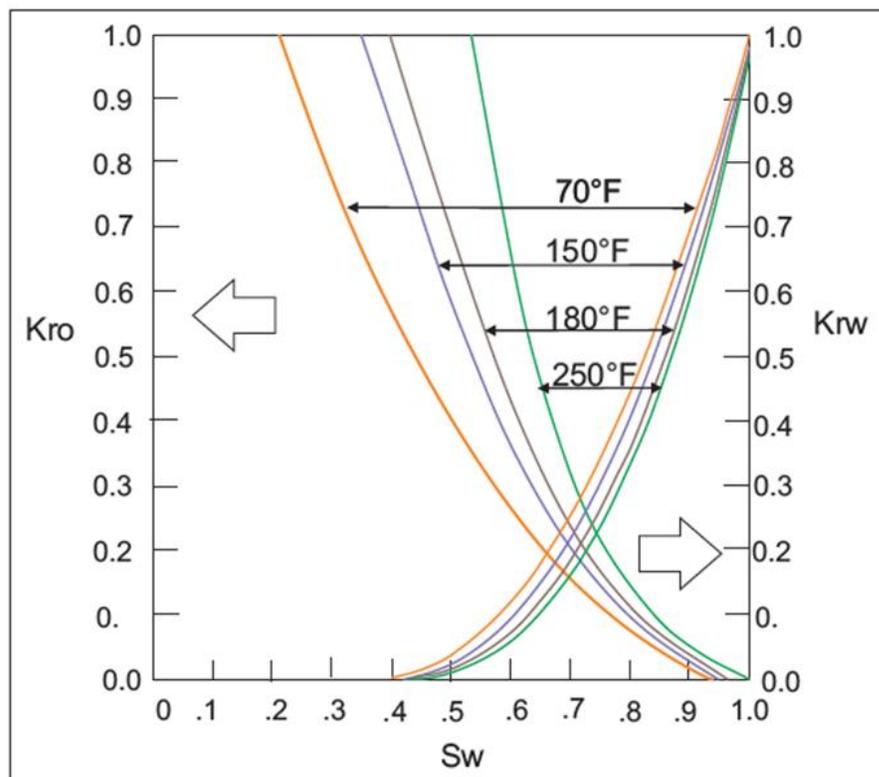
Fuente: LAKE, Larry. Enhance oil recovery. New Jersey. 1989. Cap. 11

⁷ MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Desarrollo y ajuste de un modelo analítico de estimulación de vapor para el Campo Teca. Tesis de maestría en hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, 2003. p.27

⁸ QADIR HAMA, Mariwan. Update screening criteria for steam flooding based on oil field projects data. Masters Theses. 7251, 2014. Available in: http://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7251

Otra propiedad importante es el petróleo in situ, se considera que este debe ser del orden de 1.200 Bls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso,⁹ esto implica tener un yacimiento con porosidad media, alrededor del 20% al 25% con saturaciones de aceite del 75% y 60% respectivamente.¹⁰

Figura 3. Efecto de la temperatura sobre las curvas de permeabilidades relativas al agua y al petróleo.



Fuente: ASHRAFI, Mohammad. Experimental investigation of temperature dependency of relative permeability data in heavy oil systems with applications to thermal recovery. Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. Facultad de Ingeniería, Ciencia y Tecnología, 2013. p. 38.

⁹ ALVARADO, Douglas.; BANZER, Carlos. Recuperación térmica del petróleo. Caracas, 2002. p. 33

¹⁰MUÑOZ NAVARRO, Samuel. Óp. Cit. p.71

Para lograr que el vapor ingrese a la formación en un corto intervalo de tiempo y así reducir las pérdidas de calor es necesario que el yacimiento tenga valores favorables de permeabilidad. Las variaciones en la temperatura al implementar la técnica afectan las permeabilidades relativas de los fluidos como se puede apreciar en la figura 3, un aumento en la temperatura del yacimiento produce que la roca del yacimiento sea en mayor grado mojada por agua, disminuyendo la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) y favoreciendo la permeabilidad relativa al aceite (K_{ro}), también se ven afectadas las saturaciones, reduce la saturación residual de aceite (S_{or}) y aumenta la saturación irreducible de agua (S_{wir}).¹¹

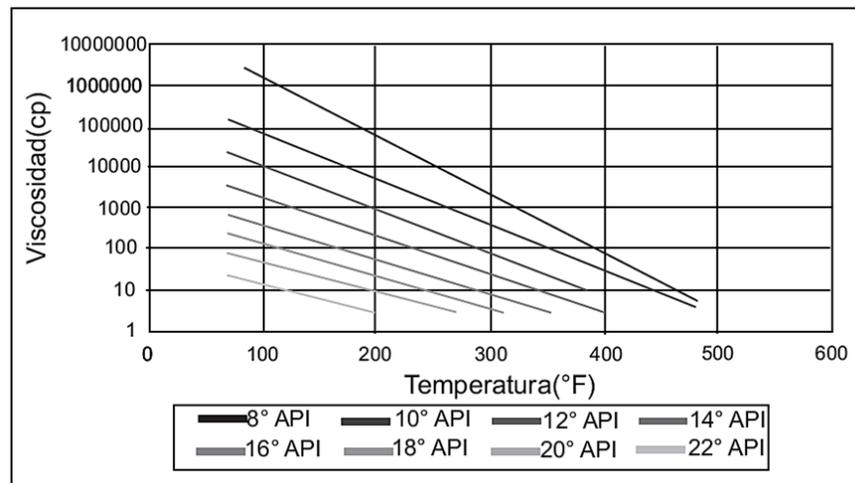
Es conveniente que la formación de interés tenga un gran espesor, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas, se considera como limite un espesor de 30 ft para que el proceso de inyección de vapor sea viable técnicamente. En caso de los yacimientos estratificados se presentan perdidas de calor significativas a los estratos adyacentes que no contienen hidrocarburos, disminuyendo la viabilidad técnica de proceso. En este tipo de yacimientos se pueden generar cálculos erróneos del petróleo in situ, y dificultar la predicción de la eficiencia areal y vertical al implementar un proceso de IAV.

La movilidad del fluido se ve afectada en gran medida por la viscosidad del mismo, al aumentar la temperatura la viscosidad de los crudos disminuye mejorando su movilidad, como se puede apreciar en la figura 4 para un mismo diferencial de temperatura esta reducción es mayor cuanto más viscoso sea el crudo considerado. Para IAV se considera que la viscosidad del crudo debe ser menor a 4000 cP, no se debe llegar al extremo de un crudo extrapesado para no poner en riesgo la viabilidad técnica del proceso.

¹¹ ASHRAFI, Mohammad. Experimental investigation of temperature dependency of relative permeability data in heavy oil systems with applications to thermal recovery. Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. Facultad de Ingeniería, Ciencia y Tecnología, 2013. p. 6.

2.1.3.2 *Parámetros operacionales.* Las pérdidas de calor que se presentan desde superficie a fondo de pozo se pueden mitigar al aumentar la tasa de inyección del vapor. Una regla de la mano derecha para la tasa de inyección en los procesos de inyección cíclica es 30MMBTU/ft de formación. La presión de inyección está directamente relacionada con la tasa de inyección del vapor, usualmente se inyecta 300 lb por encima de la presión del yacimiento con el objetivo de no sobrepasar la presión de fractura de la formación.

Figura 4. Viscosidad del petróleo en función de la temperatura para crudos de diferentes gravedades API.



Fuente: ALVERNIA, Cristian; PRADO, Luis Enrique. Implementación de modelos analíticos en procesos de inyección cíclica de vapor. 2003.

Analizando el tiempo de remojo algunos autores coinciden en un lapso de 3 a 5 días como el tiempo ideal, ya que durante este periodo el vapor inyectado se condensa cediendo la mayor parte de su calor latente al aceite almacenado en la formación, sin embargo, todo depende del yacimiento en el cual se esté implementando el proceso de IAV. En el caso de yacimientos depletados, el pozo debe ser puesto a

producción inmediatamente para aprovechar la presión proporcionada por el vapor.¹²

En la literatura se encuentra que la cantidad de ciclos promedios en un proceso de IAV son 3 ciclos, esto depende de las propiedades del yacimiento, existen aplicaciones en campo en donde ha sido técnicamente viable aplicar hasta 22 ciclos,¹³ sin embargo, la cantidad de ciclos se ve condicionada por el límite económico del proyecto y por la relación aceite-vapor (RAV), esta es definida como el volumen de vapor inyectado (barriles equivalentes de agua) para poder producir un barril de petróleo, su límite máximo es de 5.

Tabla 1. Criterios para la selección del yacimiento en un proyecto de inyección de vapor.

PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
Espesor de la arena	Pies	≥30
Profundidad	Pies	≤3000
Porosidad	%	>30
Permeabilidad	md	1000 – 2000
Tiempo de remojo	días	1 – 4
Tiempo de inyección	días	14 – 21
Número de ciclos		3 – 5
Saturación de petróleo	Bl/acre-pie	1200
Calidad del vapor	%	80 - 85
Gravedad	°API	<15
Viscosidad del petróleo	cp	<4000
Presión de inyección	Psi	<1400
Longitud de los ciclos	Meses	<6
Inyección de vapor / ciclo	Bls	7000

Fuente: ALVARADO, Douglas.; BANZER, Carlos. Recuperación térmica del petróleo. Caracas, 2002. p. 224.

¹² MUÑOZ NAVARRO, Samuel. Óp. Cit. p. 29.

¹³ALVARADO, Douglas.; BANZER, Carlos. Óp. cit. p. 201.

2.1.4 Fortalezas y debilidades de la inyección cíclica de vapor

2.1.4.1 Fortalezas

- La IAV es uno de los métodos térmicos más implementados debido a la baja inversión inicial y rápido retorno de esta, los resultados son evidentes en pocas semanas, a diferencia de métodos de desplazamiento. ¹⁴
- Se obtiene un crudo de mejor calidad debido a su reducción de viscosidad, así mismo facilita su producción al mejorar su movilidad.
- Al aumentar la temperatura en el yacimiento, ocurre expansión térmica del petróleo y del agua.
- La alta tasa de inyección genera presurización en la arena, forzando al gas libre a entrar en solución, facilitando la producción de crudo, este efecto se evidencia principalmente durante el primer ciclo, ya que para los posteriores ciclos la mayoría del gas habrá sido producido.
- Para formaciones de espesor considerable y escasas barreras de flujo vertical, el crudo calentado fluye al pozo por efecto de la gravedad. Cuando se drena la zona calentada, existe restauración o aportes de petróleo de las zonas adyacentes frías.
- Un efecto favorable al aumentar la temperatura son las alteraciones en las curvas de permeabilidad relativa de los fluidos, incrementando la tendencia de mojabilidad de la roca por el agua, aumentando la movilidad del crudo.
- Es posible lograr una estimulación adicional al disminuir el daño en la formación en las cercanías de pozo, bajo condiciones favorables el vapor inyectado, limpia

¹⁴ *Ibíd.* p. 201.

la cara del pozo, creando un escenario de mejor movilidad para el crudo, este efecto tiene mayor trascendencia en el primer ciclo.

- Remueve los depósitos orgánicos de la formación o a lo largo de la tubería de producción, dichos depósitos suelen con frecuencia restringir el flujo del crudo reduciendo considerablemente las tasas de producción.

2.1.4.2 Debilidades

- Se ha evidenciado que, en yacimientos de crudos pesados, donde la recuperación primaria es del orden del 10% del petróleo in situ, al implementar la técnica de IAV es posible obtener un factor de recobro del orden del 15 al 20%.
1516
- Si se requiere implementar procesos de recuperación de tipo desplazamiento posterior a la IAV, se tienen bajas eficiencias de barrido areal por las altas saturaciones de agua alrededor del pozo debido a que solo entre el 30-35%¹⁷ del agua inyectada como vapor es producida.
- La permeabilidad del yacimiento se afecta negativamente cuando se tiene presencia de arcillas que al entrar en contacto con el agua producto de la condensación del vapor inyectado se hidratan.¹⁸

¹⁵ DE HAAN, & VAN LOOKEREN. Early results of the first large-scale steam soak project in the Tia Juana field, western Venezuela. United States, 1969. Doi:10.2118/1913-PA. p. 95-100.

¹⁶ ALLEN. Physical Changes of Reservoir Properties Caused by Subsidence and Repressuring Operations, Wilmington Field. California, United States, 1967.

¹⁷ ALVARADO, Douglas.; BANZER, Carlos. Óp. cit. p. 225.

¹⁸ BORCHARDT, YOUNG, & MCLAUGHLIN. Clay Stabilization Agents - Their Effectiveness in High Temperature Steam. Petroleum Society of Canada. Vol 20. January 01 of 1979. Doi:10.2118/79-30-12. p 21.

- Cuando es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial en un pozo donde se aplique la inyección cíclica de vapor, la alta temperatura del crudo puede disminuir la eficiencia y vida útil del sistema.¹⁹

2.1.5 Evaluación de un proceso de inyección cíclica de vapor. Existen varias herramientas de ingeniería disponibles para estimar el comportamiento de un yacimiento ante la implementación de un proceso térmico como la inyección cíclica de vapor. Entre éstas se encuentran las correlaciones empíricas, los simuladores térmicos y los modelos analíticos.

2.1.5.1 Correlaciones empíricas. Por más de 30 años, se han utilizado correlaciones empíricas, son ecuaciones matemáticas sencillas que se obtienen a partir de datos de campo, se utilizan para definir propiedades de un yacimiento en específico y pueden resultar extremadamente útil a la hora de correlacionar datos entre pozos o predecir comportamientos en pozos nuevos (campañas futuras de perforación) de un mismo yacimiento o de campos similares. Sin embargo, las aplicaciones de tales correlaciones en situaciones diferentes a las consideradas en su planteamiento pueden llevar a grandes errores cercanos al $\pm 30\%$.²⁰

2.1.5.2 Simuladores térmicos. Los simuladores numéricos de yacimientos (simuladores térmicos), los cuales, son implementados para estimar el comportamiento de la inyección cíclica de vapor, estas herramientas utilizan ecuaciones de energía que permiten evaluar el comportamiento de la viscosidad y la densidad de los fluidos respecto a la variación de la temperatura. Ciertamente, los resultados que proporcione serán tan asertivos como los datos que se le suministren. Es importante destacar el papel que dentro de la simulación numérica

¹⁹ GONZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor Mediante Analogías. Trabajo de grado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005

²⁰ BRADLEY GOMÉZ, Max. Plan de tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleos. 2017.

de yacimientos debe jugar el ingeniero de petróleos, ya sea a nivel de usuario o como encargado de desarrollar un modelo.

Es común pensar que los simuladores numéricos permiten obtener las respuestas más acertadas en predicción, sin embargo, no siempre es correcto, el grado de sofisticación de los modelos térmicos, los hace sumamente sensibles a los datos de entrada, tales como propiedades de la roca, propiedades de los fluidos y datos geológicos, gran parte de este tipo de información es a menudo desconocida y presenta una gran incertidumbre, por lo que debe ser estimada de acuerdo con la experiencia de campo o por analogías con yacimientos similares, razón por la cual, el ajuste histórico de producción de pozos estimulados térmicamente es complejo. Otra causa que dificulta el ajuste es el desconocimiento del mecanismo de producción imperante, el cual es característico en cada yacimiento.²¹

2.1.5.3 Modelo analíticos. Los modelos analíticos son herramientas preliminares de predicción, permiten de manera sencilla obtener resultados representativos del comportamiento de un pozo en donde se implemente un método de recobro térmico. A lo largo de la historia de la ingeniería de petróleos diferentes modelos han sido desarrollados para el estudio preliminar de procesos de inyección cíclica de vapor en pozos verticales por lo cual es necesario su estudio como precedente al planteamiento de cualquier nuevo modelo.

El primero fue presentado por Boberg y Lantz²² en 1966, su modelo parte del cálculo del volumen de la zona calentada planteado por Marx y Langenheim²³ en 1959 para un proceso de inyección continua de vapor, continuando con el desarrollo matemático de Boberg y Lantz, con este dato proponen calcular la temperatura promedio de la zona calentada en función del tiempo para pozos estimulados

²¹ GOZDE, CHHINA & BEST Óp cit. p 597.

²² BOBERG, Tomas & LANTZ. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Society of Petroleum Engineers. Vol. 18. No. 12. December 01 of 1966. p 1613-1623. Doi:10.2118/1578-PA

²³ MARX & LANGENHEIM. Reservoir Heating by Hot Fluid Injection. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1959. p. 312-315.

térmicamente y predecir la producción de fluidos de un yacimiento teniendo en cuenta la alteración de la viscosidad de los hidrocarburos in situ, en las consideraciones propuestas por los autores, plantean que debe ser aplicado a yacimientos de crudo pesado con una producción primaria significativa.

En 1967, Davidson et al.²⁴ presentaron un modelo cuyo objetivo era investigar la sensibilidad al realizar cambios en las condiciones del sistema y en los parámetros operacionales, en su planteamiento limitan los rangos que pueden tener ciertas variables de inyección como la presión máxima de inyección y la calidad del vapor, su modelo presenta una gran limitación, solo es posible representar el comportamiento de un ciclo. Dos años después Seba y Perry²⁵ plantaron un modelo considerando el efecto del drenaje gravitacional, sin embargo, presentan varias limitaciones debido a las consideraciones propuestas por los autores, como suponer que el radio calentado y su temperatura son constantes, igualmente limitaron la declinación de la producción de crudo a un comportamiento armónico.

Un año después Kuo et al.²⁶ presentaron un modelo donde plantean que el mecanismo de producción dominante es el drenaje gravitacional sin embargo tiene una gran limitación, no representa el comportamiento individual de cada ciclo de inyección. Este mismo año Closmann et al.²⁷ publicaron un modelo en el cual no tuvieron en cuenta los efectos del drenaje gravitacional, consideraron los cambios en las saturaciones de los fluidos y simplificaron el cálculo de las pérdidas de calor, es sus consideraciones plantearon como ventaja que puede ser aplicado en yacimientos depletados a diferencia de los modelos anteriores a este.

²⁴ MUELLER. A Mathematical Model of Reservoir Response During the Cyclic Injection of Steam. Society of Petroleum Engineers. June 01 of 1967. p. 174-188. Doi:10.2118/1577-PA

²⁵SEBA & PERRY. A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1969. p 87-93. Doi:10.2118/1894-PA.

²⁶ KUO, SHAIN & PHOCAS. A Gravity Drainage Model for the Steam-Soak Process. Society of Petroleum Engineers. June 01 of 1970. p 119-126. Doi:10.2118/2329-PA

²⁷ CLOSSMANN, RATLIFF & TRUITT. A Steam-Soak Model for Depletion-Type Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Vol. 22. No. 6. June 01 of 1970. p 757-770. Doi:10.2118/2516-PA

Jones en 1977,²⁸ desarrollo un modelo analítico de inyección cíclica de vapor para yacimientos depletados, modificó el modelo de Boberg y Lantz, al igual que ellos, tuvo en cuenta el calor remanente de los ciclos anteriores y las pérdidas de calor que se presentan en el pozo durante la inyección de vapor, sin embargo su modelo está basado en las ecuaciones de drenaje gravitacional y asume una variación lineal en saturación de agua durante la producción; como valor agregado permite calcular parámetros operacionales del proceso como presión y temperatura de inyección y calidad del vapor, este modelo presenta una limitación en caso que se requiera predecir de forma preliminar la viabilidad de un proyecto de inyección cíclica de vapor debido a que necesita adecuar varios parámetros para obtener un ajuste histórico razonable, sin embargo en caso que se desee utilizar para optimizar proyectos ya existentes puede ser una herramienta útil.

Más adelante, Gontijo y Azis²⁹ en 1984 presentaron un modelo que permite calcular las tasas de producción de agua y de petróleo para un yacimiento de crudo pesado depletado cuando se implementa la IAV, toman como base el modelo de Jones, modificaron la ecuación de flujo propuesta por Butler et al.³⁰ en 1981, el cual consideró drenaje gravitacional en un pozo horizontal y la adaptaron para representar la inyección de vapor en un pozo vertical, cuya zona calentada tiene la geometría de un cono con el vértice a mayor profundidad, propusieron cálculos más rigurosos para realizar el balance de calor, en los cuales tuvieron en cuenta las pérdidas de calor durante el tiempo de remojo; finalmente obtuvieron un modelo robusto cuyos resultados fueron comparados con datos de campo y resultados obtenidos por el modelo de Jones.

²⁸ JONES, Jeff. Cyclic steam reservoir model for viscous oil, pressure depleted, gravity drainage reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1977. p 1-16. Doi:10.2118/6544-MS.

²⁹ GONTIJO & AZIZ. A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1984. p 1-12. Doi:10.2118/13037-MS

³⁰ BUTLER & STEPHENS. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. Petroleum Society of Canada. April 01 of 1981. p 90-96. Doi:10.2118/81-02-07.

El modelo de Gontijo y Aziz es modificado por Gozde y Chhina³¹ en 1989, ellos se centraron en incorporar varios mecanismos de producción, permite modelar tanto un yacimiento depletado como uno cuyo mecanismo de producción primaria sea su presión natural, también consideraron el flujo de fluidos fríos y los efectos de las permeabilidades relativas, es posible aplicarlo en yacimientos cuyo aceite in situ sea móvil o inmóvil a temperatura de yacimiento. Los autores validaron sus resultados obtenidos con los datos reportados en campo, obteniendo gran similitud entre estos; por otro lado, también compararon los resultados de su modelo con los obtenidos mediante simulación numérica, obteniendo en este caso diferencias significativas entre ambos. Existen otros modelos como el de Offeringa³², Gros et al.³³, Sylvestre et al.³⁴, Rivas y Boccardo³⁵.

³¹GOZDE, CHHINA & BEST. Óp cit. p 597-613.

³² OFFERINGA. A mathematical model of cyclic steam injection. World Petroleum Congress. January 01 of 1971. p. 227-233.

³³ GROS, POPE, & LAKE. Steam Soak Predictive Model. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1985. p. 1-16
Doi:10.2118/14240-MS 1985

³⁴ SYLVESTER & CHEN. An Improved Cyclic Steam Stimulation Model for Pressure-Depleted Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1988. p. 213-226. Doi:10.2118/17420-MS.

³⁵ RIVAS, & BOCCARDO. Transient Analytical Modeling of Cyclic Steam Injection. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1994. p. 563-574. Doi:10.2118/27060-MS

3. MODELO ANALÍTICO BOBERG Y LANTZ

Este modelo fue publicado en 1966 por Boberg y Lantz, consiste en un balance de energía por el medio del cual, es posible obtener una estimación de la tasa de producción en función del tiempo de un pozo al implementar un proceso de inyección cíclica de vapor. Parte determinando el volumen de la zona calentada utilizando los cálculos propuestos por Marx y Langenheim en 1959, para un proceso de inyección continua de vapor, posteriormente estima la temperatura promedio de esta zona y la viscosidad del crudo insitu, esta última finalmente se utiliza para calcular las tasas de producción instantáneas

3.1 SUPOSICIONES DEL MODELO

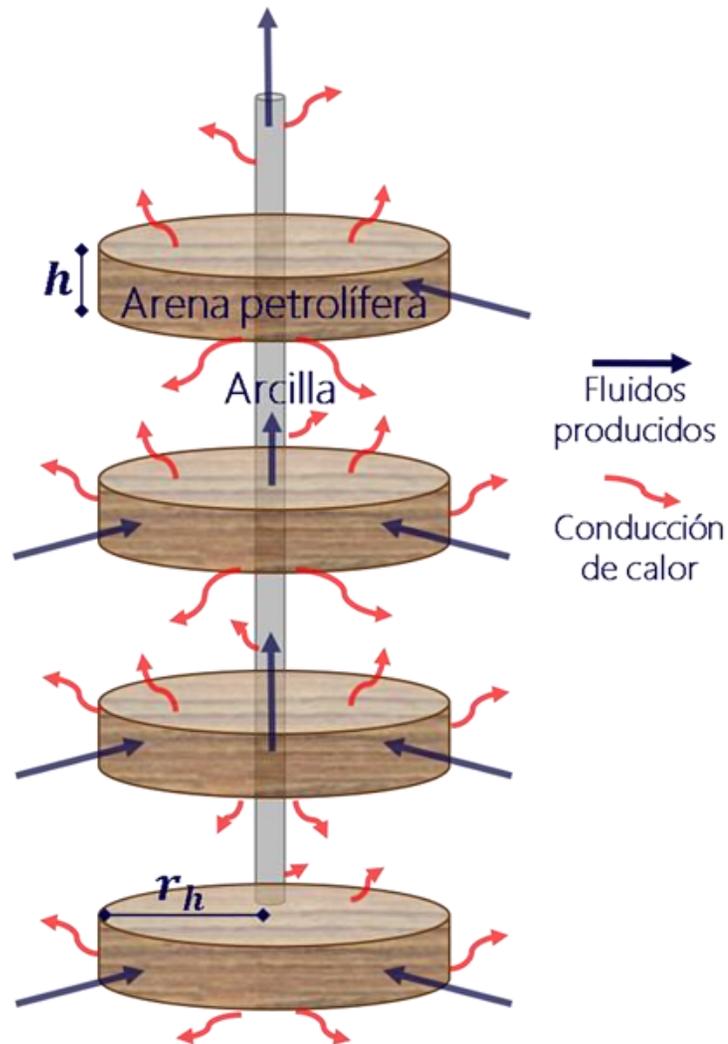
Para lograr este planteamiento matemático los autores del modelo analítico han hecho simplificaciones del modelo físico, las consideraciones propuestas por ellos se presentan a continuación:

- El modelo considera un yacimiento estratificado, con capas intercaladas de arena y arcilla de poco espesor, siendo estas uniformes y asumiendo que sus propiedades térmicas son iguales. Desprecia los efectos de drenaje gravitacional, por lo cual es recomendado que no se aplique en formaciones de gran espesor continuo. Considera que el vapor inyectado se desplaza radialmente uniforme a través de todo el intervalo de inyección, como se representa en la figura 5, donde la zona calentada tiene una geometría cilíndrica. Esta consideración es válida en el caso de los yacimientos estratificados, siendo una ventaja sobre los otros modelos analíticos.
- Durante el periodo de inyección se ignoran los cambios de presión en la cercanía del pozo. Posteriormente, al iniciar la producción se considera flujo radial en

estado estacionario, el cual es adecuado para predecir el movimiento de los fluidos en yacimientos de aceite pesado y no debe ser utilizado para realizar estimaciones de arenas bituminosas ni yacimientos depletados.

- El modelo considera las pérdidas de calor en dirección vertical, a los estratos adyacentes y en la dirección radial, hacia la formación que no ha sido contactada por el vapor. También tiene en cuenta el calor removido por los fluidos producidos (aceite, gas, agua y vapor), como se presenta en la figura 5.
- El modelo representa la distribución de temperatura en el yacimiento como una función escalonada, donde la zona calentada, tiene una temperatura promedio que varía entre la temperatura del vapor y la temperatura inicial del yacimiento, y la zona que aún no ha sido contactada, se encuentra a temperatura inicial del yacimiento. Gracias a esta consideración, el modelo presenta corrección, una función para calcular la temperatura promedio de la zona calentada a través del tiempo (siendo este uno de los principales aportes de este modelo).
- Otro de sus principales aportes, es determinar la tasa de producción de petróleo a través del tiempo, en su cálculo interviene el índice de productividad, el cual es función de la reducción de la viscosidad del aceite en la zona calentada y el diferencial de presión.
- Con este modelo es posible realizar estimaciones para varios ciclos, una vez ha terminado el ciclo es necesario calcular la energía remanente y adicionarla al vapor que se inyecta en el ciclo posterior, con el propósito de mitigar el efecto que tiene suponer que todo el yacimiento se encuentra a su temperatura inicial al comenzar el nuevo ciclo, sin embargo, la energía perdida calculada es mayor que la real.

Figura 5. Representación esquemática de la transferencia de calor y flujo de fluidos calculados por el modelo analítico de Boberg-Lantz.



Fuente: BOBERG, Tomas & LANTZ. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Society of Petroleum Engineers. Vol. 18. No. 12. December 01 of 1966. p. 1614. Doi:10.2118/1578-PA

- Considera que la formación de interés al iniciar el proceso de inyección cíclica puede tener asociado un daño. Sin embargo, para los ciclos posteriores al primero, no considera que el proceso puede alterar este valor.

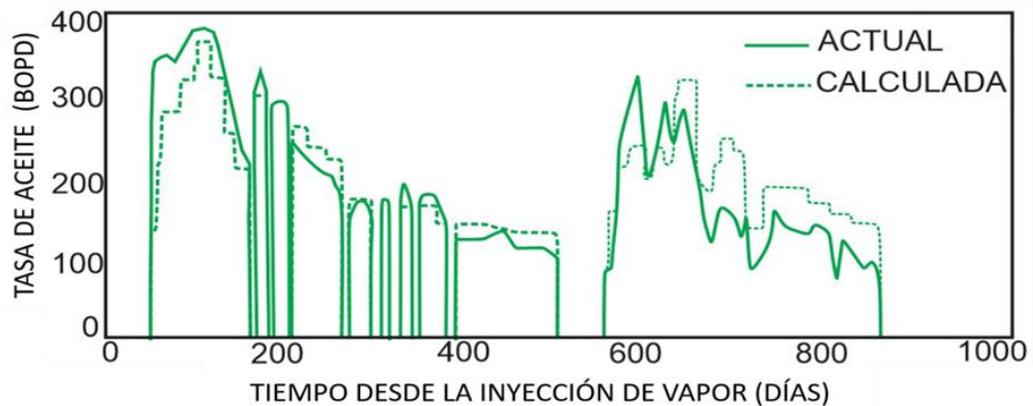
3.2 LIMITACIONES DEL MODELO

- El modelo analítico supone que la geometría de la zona calentada es cilíndrica, ignorando los efectos de drenaje gravitacional, por esta razón al utilizar este modelo en el estudio de un yacimiento con gran espesor continuo, se obtienen estimaciones no representativas, debido a que algunos autores afirman que la geometría de la zona calentada en ese caso se asemeja más a la forma cónica y no a la supuesta por Boberg y Lantz.
- Se desprecian las heterogeneidades del yacimiento, considerando que el desplazamiento del vapor en la formación es radialmente uniforme en el intervalo de interés, ignorando los canales preferenciales de flujo que se presentan en el yacimiento al implementar la técnica.
- Las ecuaciones de flujo propuestas en el modelo ignoran los cambios en las saturaciones de los fluidos, así mismo, las variaciones en las curvas de permeabilidades relativas, la mojabilidad preferencial del yacimiento, entre otras propiedades, el efecto de esto se puede apreciar en los ciclos posteriores al primero, donde se observan sobre estimaciones de la tasa de producción instantánea.
- El modelo analítico de Boberg y Lantz desprecia la disminución gradual de la temperatura en el yacimiento, ignorando la presencia de condensados en el frente de vapor.
- Al finalizar cada uno de los ciclos, se calcula la energía remanente en el yacimiento, esta se adiciona al vapor inyectado en el ciclo posterior, con el propósito de mitigar el efecto que tiene suponer que el yacimiento se encuentra a su temperatura inicial al empezar cada ciclo. Debido a esto, el radio calentado que se calcula en los ciclos posteriores al primero, es mayor al radio que

correspondería al vapor que realmente se está inyectando. Adicionalmente suponer, que el yacimiento se encuentra a su temperatura inicial acarrea que las pérdidas de calor calculadas sean superiores a las que se tendrían en el modelo físico.

- Aunque el modelo considera un yacimiento estratificado con intercalaciones de arena y arcilla, este ignora las diferencias entre las propiedades térmicas de estos estratos. Igualmente, ignora que la inyección alterna de vapor puede alterar la permeabilidad en la zona cercana al pozo, modificando el daño para el mismo ciclo y los ciclos posteriores.

Figura 6. Comparación entre la producción de aceite calculada por el modelo de Boberg y Lantz y la obtenida en el pozo Q-594 del campo Quirquire.



Fuente: BOBERG, Tomas & LANTZ. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Society of Petroleum Engineers. Vol. 18. No. 12. December 01 of 1966. p. 1616. Doi:10.2118/1578-PA

- La principal limitación que presenta el modelo analítico de Boberg y Lantz (Modelo base) es la sobreestimación de las producciones instantáneas de crudo para los ciclos posteriores al primero, como se puede apreciar en la figura 6, donde la línea continua representa los resultados obtenidos en el pozo Q-594 del

campo Quiriquire y la línea discontinua los resultados obtenidos mediante el modelo analítico. Por esta razón este trabajo propone un ajuste al modelo base con el objetivo de mejorar la capacidad de predicción para los ciclos posteriores al primero.

3.3 PLANTEAMIENTO MATEMATICO DE BOBERG Y LANTZ

A continuación, se plantea el procedimiento matemático del modelo base y se incluyen correlaciones propuestas por las autoras del proyecto para representar la tendencia de parámetros que se leen a partir de graficas propuestas por Boberg y Lantz

- a. Usando el método de Marx y Langenheim, se calcula el radio de la zona calentada (r_h) al final del periodo de inyección ($t=0$), considerando que la zona calentada tiene forma cilíndrica.

Teniendo en cuenta que el área de la zona calentada por un tiempo t está determinada por:

$$r_h^2 = \frac{h_a M_s (\bar{X} h_{fg} + h_{fs} - h_{fr}) \bar{\xi}_s}{4K\pi(T_s - T_r)t_i N_s} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$h_a = \frac{h_s}{N_s} \quad \text{Ecuación 2}$$

Si $P_{iny} < 600$ $h_{fg} = 1328 P_{iny}^{-0.08774}$ ³⁶ Ecuación 3

Si $P_{iny} \geq 600$ $h_{fg} = (1328 P_{iny}^{-0.08774}) - (2.22 * 10^{-3} P_{iny}^{1.513})$ ³⁷ Ecuación 4

³⁶ GOMEZ PRADA, Luis Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos inyección cíclica y continua de vapor. 1989.

³⁷ Ibid.

* Correlaciones propuestas por las autoras

$$\text{Si } 20 \leq P_{iny} \leq 1000 \quad h_{fs} = 91P_{iny}^{0.2574} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\text{Si } 1000 < P_{iny} \leq 3000 \quad h_{fs} = (0.145P_{iny}) + 391.18^* \quad \text{Ecuación 6}$$

$$h_{fr} = (1.0301 T_r) - 35.911^* \quad \text{Ecuación 7}$$

$$\xi_s = e^\tau \operatorname{erfc}(\sqrt{\tau}) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\tau} - 1 \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^\infty e^{-t^2} dt \quad \text{Ecuación 9}$$

$$\tau = \frac{4\alpha t_i}{h_a^2} \quad \text{Ecuación 10}$$

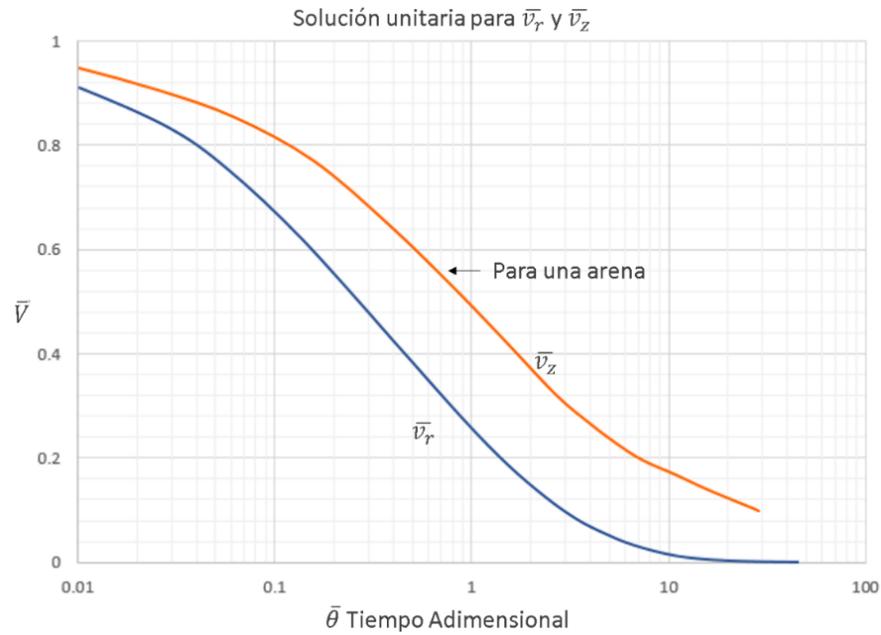
$$\text{Si } P_{iny} > 6 \quad T_s = 115.1 * P_{iny}^{0.225} \quad \text{Ecuación 11}$$

b. Se calcula la temperatura promedio (T_{avg}) de la región calentada o regiones calentadas, en el caso de yacimientos con arenas múltiple.

$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r)[\overline{v_r v_z}(1 - \delta) - \delta] \quad \text{Ecuación 12}$$

Para saber el valor de los términos de $\overline{v_r}$ y $\overline{v_z}$ Boberg y Lantz proponen unas soluciones unitarias gráficas, donde se calcula un tiempo adimensional y a partir de este se ingresa a la figura 7 y se leen los valores de $\overline{v_r}$ y $\overline{v_z}$. Debido a que se desconocen las ecuaciones que modelan la tendencia de estos parámetros, se crearon correlaciones que dependen del tiempo adimensional.

Figura 7. Soluciones para \bar{v}_r y \bar{v}_z (una sola arena).



Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 104. ISBN-13: 978-0471633006

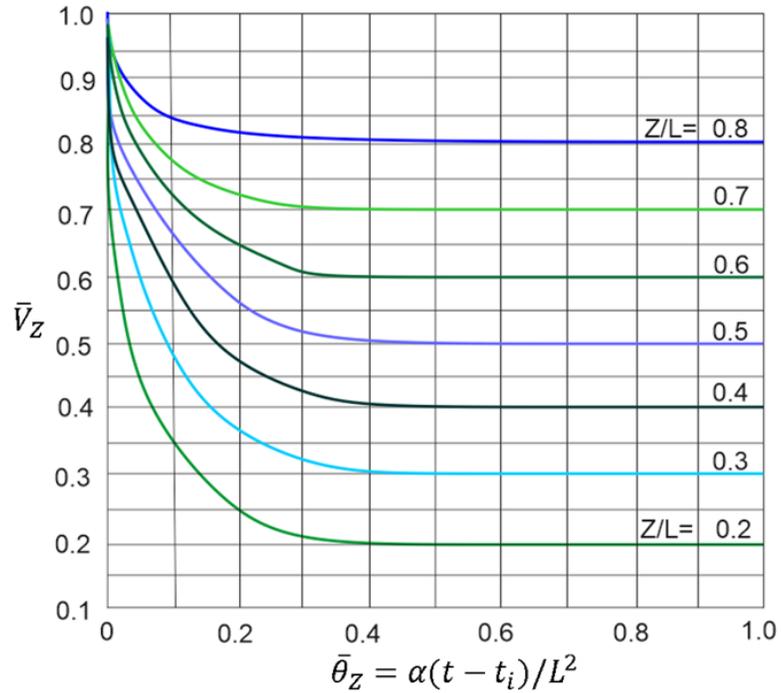
Para el caso de interés donde se tiene un yacimiento estratificado con múltiples arenas, Boberg y Lantz proponen la figura 8 para calcular los valores de \bar{v}_z , se ingresa con el valor de un tiempo adimensional θ_z y se busca la curva que cumpla la relación entre espesores de arena y arcilla Z:

$$\frac{Z}{L}$$

$$Z = \left[M_s \frac{(\bar{X} * h_{fg}) + h_{fs} - h_{fr}}{[2\pi r^2 (K/\alpha)(T_s - T_r) N_s]} \right] \quad \text{Ecuación 13}$$

$$L = \frac{h_s}{2 * N_s} + \frac{h - h_s}{2 * (N_s - 1)} \quad \text{Ecuación 14}$$

Figura 8. Soluciones para \bar{v}_z (múltiples arenas).



Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 106. ISBN-13: 978-0471633006

Donde se intercepten la curva se lee el valor de \bar{v}_z correspondiente. Con el propósito de programar el modelo se propuso una correlación matemática para el cálculo de \bar{v}_r y \bar{v}_z , cada una a partir de sus respectivos tiempos adimensionales.

Si $0 \leq \theta_r \leq 0.1$ $\bar{v}_r = (16.74 * \theta_r^2) - (4.9763 * \theta_r) + 0.9766$ Ecuación 15

Si $0.1 < \theta_r \leq 1.3$ $\bar{v}_r = (-0.202 \ln \theta_r) + 0.1834$ Ecuación 16

Si $\theta_r \geq 1.3$ $\bar{v}_r = 0.2175 \theta_r^{-1.282}$ Ecuación 17

$$\theta_r = \frac{\alpha(t - t_i)}{r_h^2} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$\text{Si } \theta_z \geq 0.35 \quad \bar{v}_z = \frac{Z}{L} \quad \text{Ecuación 19}$$

Si $\theta_z < 0.35$ entonces:

$$\text{Si } 0 \leq \frac{Z}{L} \leq 0.2 \quad \bar{v}_z = (-0.046 \ln \theta_z) + 0.1 \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\text{Si } 0.2 < \frac{Z}{L} \leq 0.3 \quad \bar{v}_z = (-0.142 \ln \theta_z) + 0.0434 \quad \text{Ecuación 21}$$

$$\text{Si } 0.3 < \frac{Z}{L} \leq 0.4 \quad \bar{v}_z = (-0.147 \ln \theta_z) + 0.1443 \quad \text{Ecuación 22}$$

$$\text{Si } 0.4 < \frac{Z}{L} \leq 0.5 \quad \bar{v}_z = (-0.125 \ln \theta_z) + 0.2905 \quad \text{Ecuación 23}$$

$$\text{Si } 0.5 < \frac{Z}{L} \leq 0.6 \quad \bar{v}_z = (-0.108 \ln \theta_z) + 0.407 \quad \text{Ecuación 24}$$

$$\text{Si } 0.6 < \frac{Z}{L} \leq 0.7 \quad \bar{v}_z = (-0.079 \ln \theta_z) + 0.5298 \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\text{Si } 0.7 < \frac{Z}{L} \leq 0.8 \quad \bar{v}_z = (-0.055 \ln \theta_z) + 0.6517 \quad \text{Ecuación 26}$$

$$\text{Si } 0.8 < \frac{Z}{L} \leq 0.85 \quad \bar{v}_z = (-0.038 \ln \theta_z) + 0.7501 \quad \text{Ecuación 27}$$

$$\text{Si } \frac{Z}{L} > 0.85 \quad \bar{v}_z = \frac{Z}{L} \quad \text{Ecuación 28}$$

$$\theta_z = \frac{\alpha(t - t_i)}{L^2} \quad \text{Ecuación 29}$$

$$\delta = \frac{\sum H_{fi} dt}{4\pi Z r_h^2 (K/\alpha)(T_s - T_r)N_s} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$H_f = q_{oh}(H_{og} + H_w) \quad \text{Ecuación 31}$$

$$H_{og} = [5.61(\rho C)_1 + R_g C_g](T_{avg} - T_r) \quad \text{Ecuación 32}$$

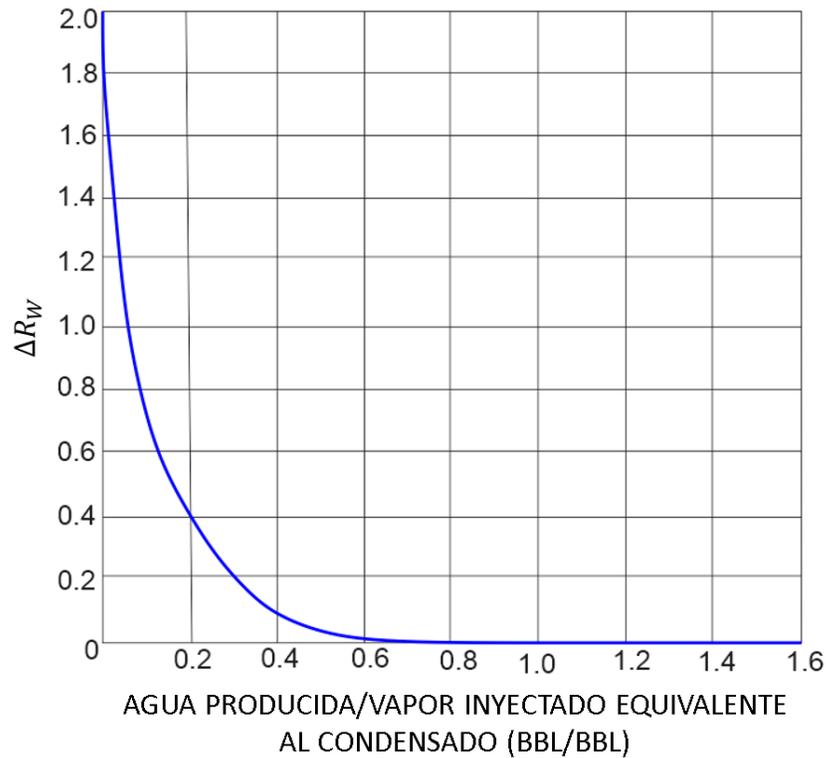
$$(\rho C) = C_o \rho_o \quad \text{Ecuación 33}$$

$$H_w = 5.61\rho_w[R_{wh}(h_f - h_{fr}) + R_{wv}h_{fg}] \quad \text{Ecuación 34}$$

$$R_{wh} = R_{wc} + \Delta R_w \quad \text{Ecuación 35}$$

El valor de ΔR_w puede variar dependiendo del caso de aplicación. En la figura 9, se puede apreciar el comportamiento intermedio para el caso de aplicación en el campo Quiriquire, esta grafica fue propuesta por Boberg y Lantz.

Figura 9. Incremento en la relación de agua–aceite producido una vez implementada la inyección cíclica de vapor para los pozos Q-194 y Q-199 en el campo Quiriquire.



Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 106. ISBN-13: 978-0471633006

Si $20 \leq P_{iny} \leq 1000$ $h_{fs} = 91P_{wv}^{0.2574}$ Ecuación 36

Si $1000 < P_{iny} \leq 3000$ $h_{fs} = (0.145P_{wv}) + 391.18$ * Ecuación 37

Si $50 \leq T_{avg} \leq 532$ $P_{wv} = e^{\left(\frac{-6879}{T_{avg}+376.6}\right)+14.36}$ * Ecuación 38

* Correlaciones propuestas por las autoras del libro

$$\begin{aligned} \text{Si } P_{ws} > P_{wv} & \quad R_{wv} = R_w \\ \text{Si } P_{wv} < P_{ws} & \quad R_{wv} = 0.0001356 \left(\frac{P_{wv}}{P_{wf} - P_{wv}} \right) R_g \end{aligned} \quad \text{Ecuación 39}$$

R_{wv} no puede ser mayor a R_w , en caso que sea mayor a R_w , entonces se debe toma el valor de R_w

$$\text{Si } h_{fg} \leq 705 \text{ } ^\circ F \quad h_{fg} = 95 (705 - T_{avg})^{0.38} \quad \text{Ecuación 40}$$

c. Una vez determinada la temperatura promedio (T_{avg}) mediante las ecuaciones anteriores, se determina μ_{oh} a T_{avg} y se calcula q_{oh} para cada uno de los intervalos de tiempo.

Esto es válido para yacimientos que tiene una producción en frio, en caso de yacimientos muy depletados la solución no es representativa. Se considera que la presión estática del yacimiento declina.

$$q_{oh} = \bar{J} J_c \Delta P \quad \text{Ecuación 41}$$

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf} \quad \text{Ecuación 42}$$

$$\bar{J} = \frac{J_h}{J_c} = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} C_1 + C_2} \quad \text{Ecuación 43}$$

Para hallar la viscosidad del aceite a T_{avg} se utiliza la ecuación de Andrade, para hallar las constantes a y b es necesario haber realizado una prueba en laboratorio con el fluido del yacimiento, en la cual se obtengas dos viscosidades a dos determinadas temperaturas, diferentes y con estos datos resolver el sistema de ecuaciones 2x2.

$$\ln(\mu_{T_1}) = \ln(a) + \frac{b}{T_1 + 460} \quad \text{Ecuación 44}$$

$$C_1 = \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) - 0.5\left(\frac{r_h}{r_w}\right)^2}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5} \quad \text{Ecuación 45}$$

$$C_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_h}\right) - 0.5 + 0.5\left(\frac{r_h}{r_d}\right)^2}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5} \quad \text{Ecuación 46}$$

El efecto de daño (“skin effect”) de la formación, previo a la estimulación, puede tomarse en cuenta utilizando un radio efectivo del pozo en las ecuaciones anteriores, definido por:

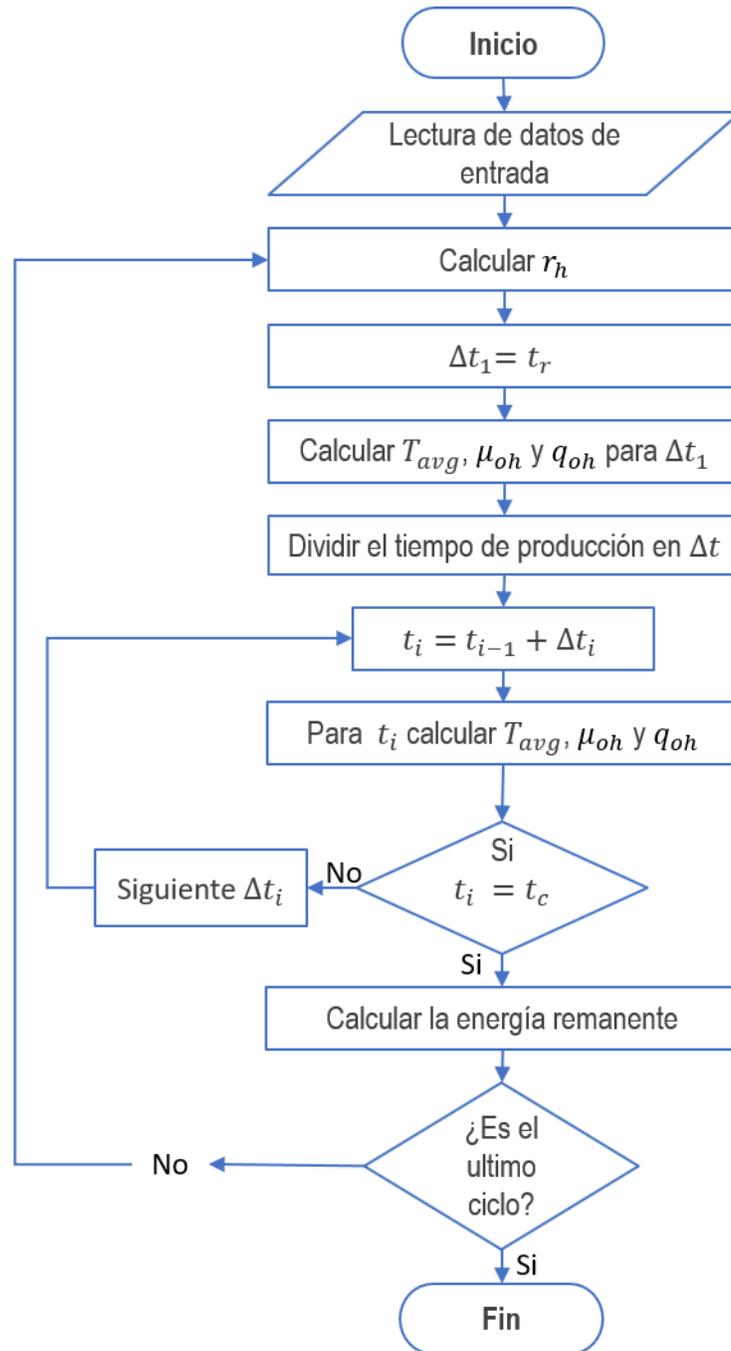
$$r_w = \bar{r}_w e^{-s} \quad \text{Ecuación 47}$$

d. Los cálculos para los ciclos siguientes al primero se realizan de una manera similar, con la diferencia de que se debe tomar en cuenta el calor residual en el yacimiento durante el ciclo precedente. La energía remanente existente en la arena petrolífera se puede calcular por:

$$H_r = \pi r_h^2 (\rho C)_1 h_s (T_{avg} - T_R) \quad \text{Ecuación 48}$$

3.4 DIAGRAMA DE FLUJO MODELO BASE

Figura 10. Diagrama de flujo del modelo base.



4. MODIFICACIÓN DEL MODELO ANALÍTICO DE BOBERG Y LANTZ

Analizando los resultados obtenidos por el modelo base, se identificó el potencial y la oportunidad para realizar un ajuste a este, con propósito de mejorar su capacidad de predicción para los ciclos posteriores al primero. Estudiando el procedimiento matemático se evidencio la alta sensibilidad que la tasa de producción de crudo presenta al índice de productividad propuesto por los autores cuando se implementa la técnica de inyección alterna de vapor. Debido a esto, el ajuste de esta investigación propone alterar este parámetro, con el fin de obtener una mejor aproximación de predicción frente al modelo base.

Con el objetivo de obtener una predicción de la tasa de producción de crudo más representativa para los ciclos posteriores al primero, se estudió cada una de las variables involucradas en la estimación de esta, las cuales son el índice de productividad al implementar la técnica y el delta de presión, al considerar que no sería físicamente aceptable alterar el diferencial de presión, se optó por modificar la relación presentada por los autores para calcular el índice de productividad cuando se implementa la técnica de IAV, en este análisis se encontró la variable con la cual se obtenía un mejor ajuste en comparación con los datos de campo, debido a que en el modelo base ese término era una constante, se decidió alterarlo para que sea una función adimensional de la producción instantánea de crudo, en los ciclos posteriores al primero

4.1 PLANTEAMIENTO MATEMÁTICO DEL MODELO MODIFICADO

A continuación, se plantea el procedimiento matemático del ajuste realizado al modelo base.

Teniendo en cuenta el procedimiento matemático del modelo base, se sigue la misma secuencia hasta el ítem “c”, donde se calculan las tasas de producción de aceite, entre las tasas de crudo se calcula la mayor de cada ciclo sin ajustar, esto con el fin de hacer adimensional el ajuste que se plantea hacer al índice de productividad propuesto por Boberg y Lantz.

Se incluye el factor ΔC_2 para los ciclos posteriores al primero en la ecuación de \bar{J}^* , con el objetivo de obtener una mayor capacidad de predicción frente al modelo base.

$$q_{oh}^* = J_h^* \Delta P \quad \text{Ecuación 49}$$

$$J_h^* = J_c \times \bar{J}^* \quad \text{Ecuación 50}$$

$$\bar{J}^* = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} C_1 + (C_2 + \Delta C_2)} \quad \text{Ecuación 51}$$

Si es el primer ciclo $\Delta C_2 = 0$ de lo contrario:

Donde:

$$q_{oh(n-2)}^* = \frac{q_{oh(n-2)}}{q_{ohm\acute{a}x}} \quad \text{y} \quad q_{oh(n-1)}^* = \frac{q_{oh(n-1)}}{q_{ohm\acute{a}x}}$$

$$\text{Si } q_{oh(n-2)}^* \leq q_{oh(n-1)}^* \quad \Delta C_2 = 13.308(q_{oh(n-1)}^*)^4 \quad \text{Ecuación 52}$$

$$\begin{aligned} & - 29.707(q_{oh(n-1)}^*)^3 \\ & + 24.083(q_{oh(n-1)}^*)^2 \\ & - 8.8354(q_{oh(n-1)}^*) \\ & + 1.4418 \end{aligned}$$

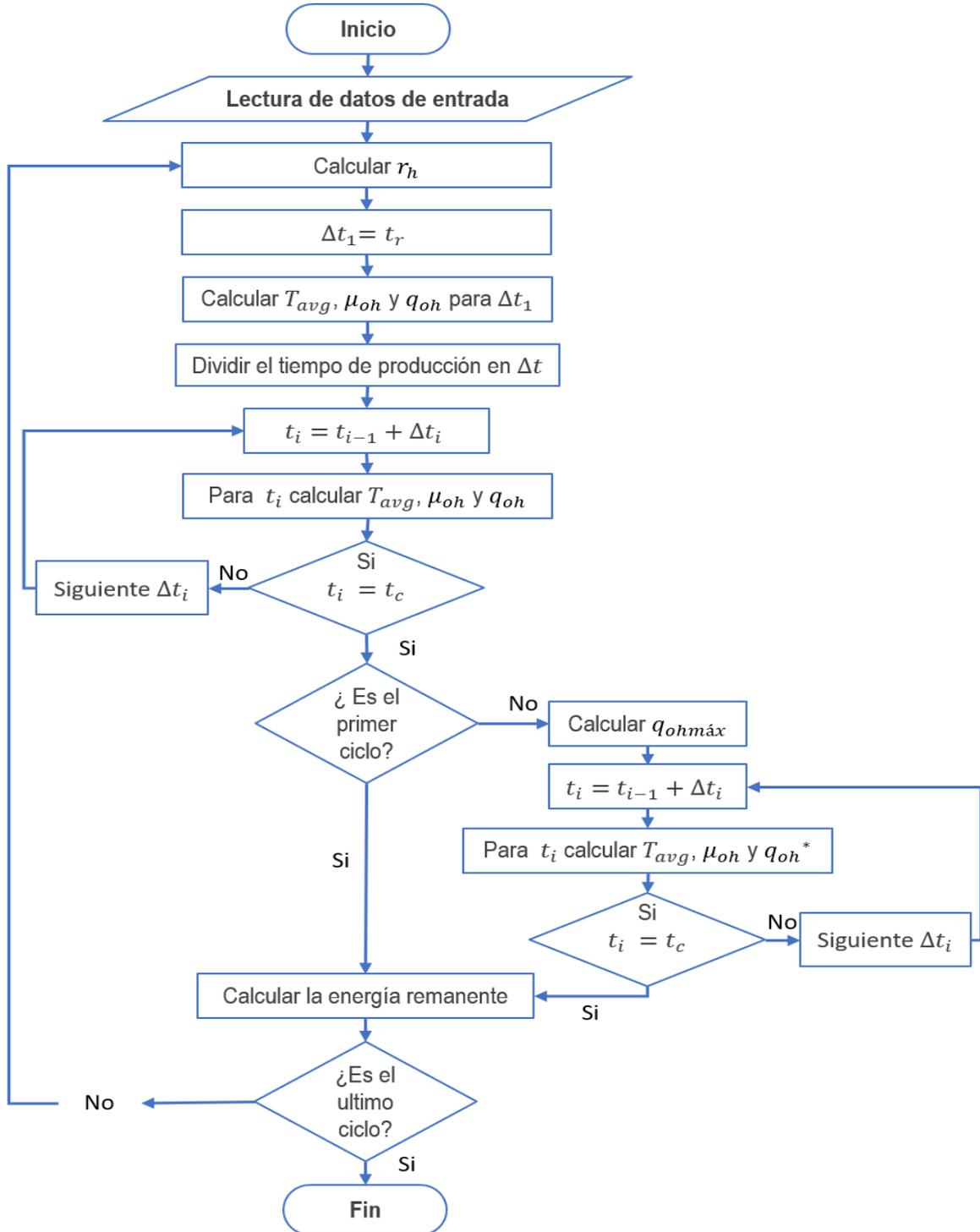
$$\text{Si } q_{oh(n-2)}^* > q_{oh(n-1)}^* \quad \Delta C_2 = 1.993 * e^{-3.575 * q_{oh(n-1)}^*} \quad \text{Ecuación 53}$$

Al realizar este procedimiento se calcula nuevamente todos los parámetros y se obtiene finalmente la tasa instantánea de crudo ajustada para cada intervalo de tiempo. Al finalizar el ciclo, se calcula la energía remanente, al igual que en el modelo base, y se continúa al siguiente ciclo.

En la figura 11, se muestra el diagrama de flujo que resume el procedimiento matemático del modelo analítico ajustado.

4.2 DIAGRAMA DE FLUJO

Figura 11. Diagrama de flujo del modelo analítico ajustado.



4.3 VALIDACIÓN DEL MODELO MODIFICADO

Para validar los resultados obtenidos con el modelo ajustado se tuvieron en cuenta los datos reportados de producción de crudo en el pozo Quiriquire-Q594 y las estimaciones obtenidas por Boberg y Lantz al implementar su modelo en este mismo pozo, con la finalidad de poder definir si los resultados de producción del modelo ajustado eran más representativos a las producciones en campo que las estimaciones del modelo base.

4.3.1 Campo Quiriquire. Localizado en el este de Venezuela, con una columna de hidrocarburos de 3500 ft, la estructura que se presenta es un anticlinal. La edad de las arenas del yacimiento objetivo data del cretáceo. al oligoceno tardío. Los rangos de porosidad varían entre el 4-12% y la permeabilidad varia de 1-100 mD.

Tabla 2. Propiedades del campo Quiriquire

PROPIEDAD DEL YACIMIENTO	VALOR	UNIDADES
Profundidad	4050	ft
Espesor	470	ft
Espesor neto de la arena	183	ft
Temperatura original del yacimiento	119	°F
Temperatura ambiente	80	°F
Difusividad termica de la formación	0.631	ft ² /d
Conductividad termica de la formación	24	Btu/d-ft-°F
Proporción arena-arcilla	0.64	
Espesor promedio de cada arena	11.43	ft
Presión estatica del yacimiento	490	psi

Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 111.

ISBN-13: 978-0471633006

Tabla 3. Propiedades de los fluidos del campo Quiriquire

PROPIEDAD DE LOS FLUIDOS	VALOR	UNIDADES
Densidad del agua	62.4	lb/ft ³
Viscosidad a 119 °F	133	cP
Viscosidad a 100°F	200	cP
Gravedad API	14.5	°
Calor especifico del aceite	0.469	BTU/lb-°F
Capacidad calorifica del gas	0.02	BTU/ft ³ -°F

Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 111.
ISBN-13: 978-0471633006

Tabla 4. Datos del pozo Q-594 del campo Quiriquire

DATOS DEL POZO	VALOR	UNIDADES
Radio de pozo	0.292	ft
factor skin	5.1	
Radio efectivo de drenaje	570	ft
Presión en el fondo de pozo normal	100	psi

Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 111.
ISBN-13: 978-0471633006

Tabla 5. Datos del pozo Q-594 del campo Quiriquire antes de implementar la IAV

PREESTIMULACIÓN	VALOR	UNIDADES
Producción de aceite	135	Bbl/d
Relación producción de agua-aceite	0.83	Bbl/Bbl
Relación producción de gas-aceite	985	SCF/Bbl

Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 111.
ISBN-13: 978-0471633006

Tabla 6. Parámetros de la IAV en el pozo Q-594 del campo Quiriquire

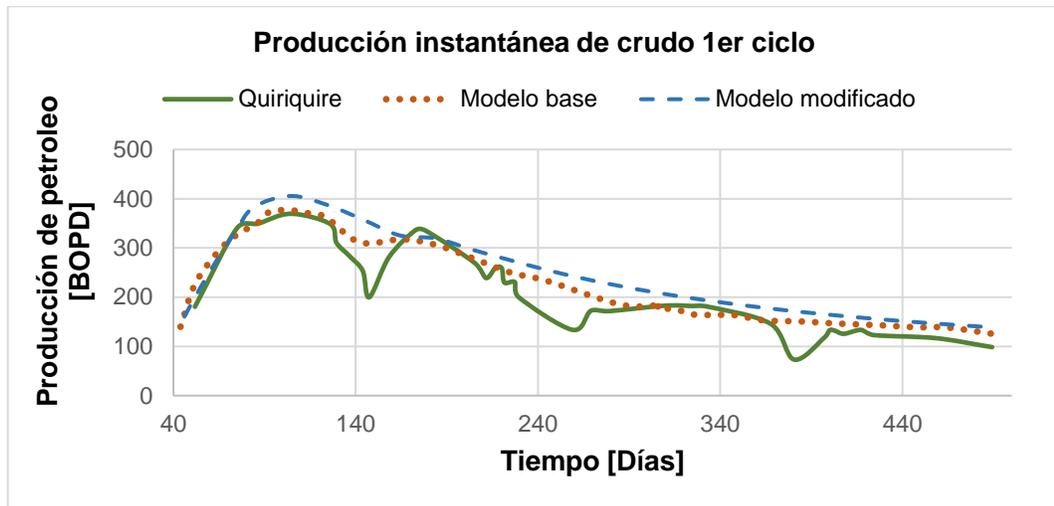
CARACTERISTICAS DE CADA CICLO	CICLO 1	CICLO 2	UNIDADES
Vapor a inyectar	18130000	19200000	lb
Calidad del vapor inyectado en fondo	0.63	0.63	
Presión de inyección en cabeza de pozo	770	800	psi
Tiempo de inyección	44	49	Dias
Tiempo de remojo	2	6	Dias
Duración de ciclo	487	354	Dias

Fuente: BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 111.
ISBN-13: 978-0471633006

4.3.2 Comparación de los resultados obtenidos. Mediante las figuras que se presentan a continuación, se realiza la comparación entre los datos de producción reportados por el campo Quiriquire (Línea verde)³⁹, las estimaciones obtenidas con el modelo base (Línea naranja) y finalmente las predicciones del modelo ajustado (Línea azul).

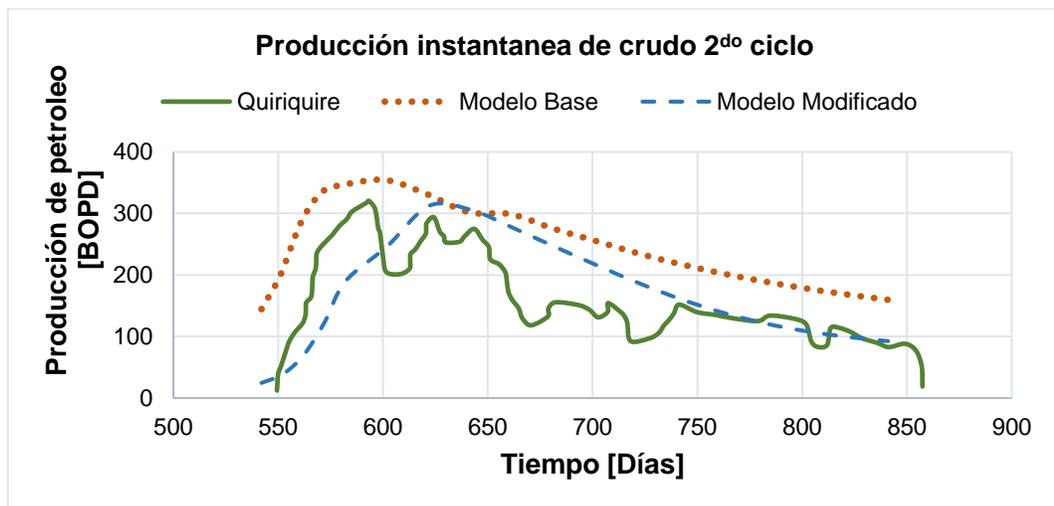
³⁹ BOBERG & LANTZ. Op Cit. p 1613-1623.

Figura 12. Tasa de producción instantánea de crudo pozo Quiriquire Q-594 en el primer ciclo de inyección cíclica de vapor.



En la figura 12, se observa la producción instantánea de crudo para el primer ciclo, en este se puede apreciar que los resultados del modelo ajustado y del modelo base se asemejan a las producciones obtenidas en el pozo Quiriquire Q-594, por esta razón es posible afirmar que el modelo desarrollado duplica adecuadamente el modelo base y a su vez es representativo del comportamiento de un pozo al implementar la técnica de inyección cíclica de vapor.

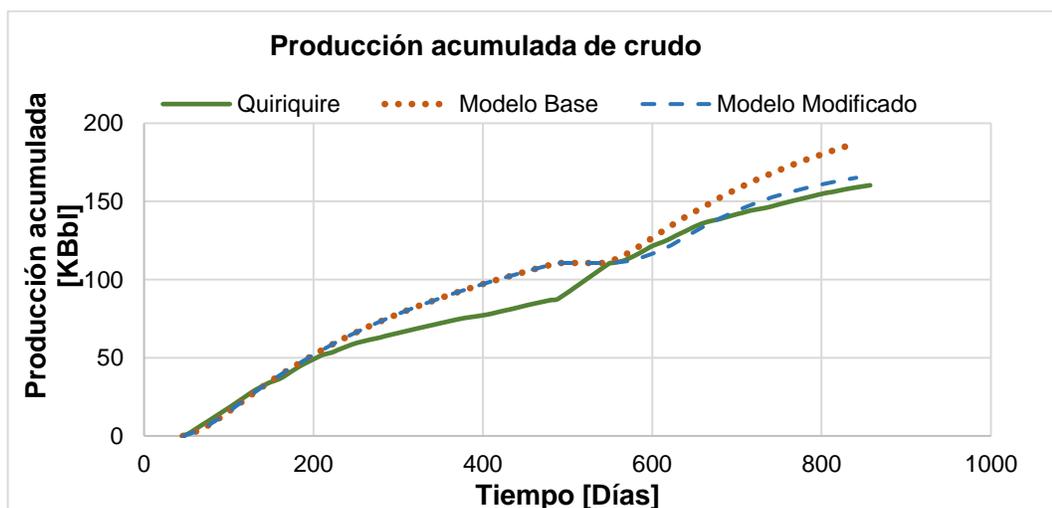
Figura 13. Tasa de producción instantánea de crudo pozo Quiriquire Q-594 en el segundo ciclo de inyección cíclica de vapor.



Teniendo en cuenta que el objetivo principal del modelo ajustado es obtener mejores estimaciones de las tasas de producción de crudo para ciclos posteriores al primero cuando se implementa un proceso de inyección alterna de vapor, es posible argumentar que el ajuste planteado y desarrollado es el adecuado, logrando reducir la sobreestimación en las tasas de producción instantánea de crudo que se obtienen con el modelo base. En la figura 13, se puede apreciar como el modelo ajustado tiene mejor capacidad de predicción que el modelo base de Boberg y Lantz, debido a que la tendencia obtenida es similar a la reportada en la literatura del campo Quiriquire.

Adicionalmente, también se tuvo en cuenta la producción acumulada de crudo hasta el segundo ciclo, con la finalidad de representar adecuadamente el factor de recobro al implementar la técnica, al obtener estimaciones representativas como se puede apreciar en la figura 14, donde los datos de producción acumulada de crudo del modelo ajustado se sobreponen a los reportados por el campo Quiriquire al implementar el proceso de IAV, debido a esto se corrobora que el ajuste realizado es adecuado.

Figura 14. Producción acumulada de crudo pozo Quiriquire Q-594 de la inyección cíclica de vapor.



5. CONCLUSIONES

- Se corroboró que el modelo ajustado tiene mejor capacidad de predicción que el modelo base, al comparar las estimaciones obtenidas con los datos reportados por la literatura del campo Quiriquire, logrando reducir la sobrestimación de la producción acumulada de crudo de 20% a tan solo 3%.
- Se evidenció la alta influencia que tiene el índice de productividad propuesto por los autores (J_h) en la estimación de la tasa de producción de crudo con el modelo de Boberg y Lantz.
- Se identificó que el parámetro de corrección (ΔC_2) era el más adecuado para realizar el ajuste correspondiente al modelo base, ya que este afecta directamente la estimación de la tasa de producción de aceite.
- Al programar y validar el modelo base (Modelo de Boberg y Lantz), fue posible comprobar que este permite obtener buenas estimaciones del comportamiento de un yacimiento al implementar la técnica de inyección cíclica de vapor cuando las características del reservorio son acordes a las propuestas por los autores.
- Los modelos analíticos como el de Boberg y Lantz están compuestos de una serie de ecuaciones matemáticas, que al discretizarlas en el tiempo los hacen robustos, sin embargo, al programarlo en una herramienta como VBA, fue posible simplificar su implementación para futuros estudios de proyectos térmicos de inyección alterna de vapor.

6. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta que los modelos analíticos pueden implementarse para predecir el comportamiento de yacimientos cuyas características sean similares a las consideradas en sus ecuaciones, se recomienda validar el modelo ajustado con otros yacimientos, de esta manera se evidenciaría rangos de aplicación de este, fortalezas y debilidades frente a otros modelos.
- Con el propósito de comparar la representatividad de las predicciones obtenidas con el modelo analítico modificado frente a otras herramientas de predicción, se recomienda realizar simulación numérica de varios yacimientos cuyas características sean acordes a las consideradas por el modelo, comparando los resultados obtenidos de la producción de aceite con cada una de estas herramientas.
- Reconociendo las ventajas que representa el uso del programa de un modelo analítico como el presentado en este trabajo, se recomienda programar diferentes modelos analíticos que representen las técnicas de recobro mejorado más utilizadas con el objetivo de tener mayor facilidad al momento de estudiar las alternativas que se tienen en un proyecto EOR.
- Se identifica que una posible mejora del software creado “Modelo G&P”, es incluir en este una sección de sensibilidad de parámetros y permitir al usuario interactuar con los resultados, pues en el presente programa cada cambio de parámetro debe realizarse con un nuevo ingreso de datos.
- Evidenciando las grandes reservas de crudo pesado en yacimientos estratificados en Colombia, se recomienda implementar la herramienta

computacional creada, “Modelo G&P”, en el estudio de posibles pilotos de inyección alterna de vapor en Colombia.

- Los hallazgos de este estudio aparecen para tener una aplicación significativa en la industria. Por esto, se recomienda realizar una nueva investigación usando un modelo físico más amplio para pozos verticales con el objetivo de simular y modelar mejor el desplazamiento del vapor en las cercanías de la cara pozo.

BIBLIOGRAFÍA

ALLEN. Physical Changes of Reservoir Properties Caused by Subsidence and Represuring Operations, Wilmington Field. California, United States, 1967.

ALVARADO, Douglas.; BANZER, Carlos. Recuperación térmica del petróleo. Caracas, 2002. p. 33; 201; 224 -225

ALVERNIA, Cristian; PRADO, Luis Enrique. Implementación de modelos analíticos en procesos de inyección cíclica de vapor. 2003.

ARDILA MORALES, Katherine, RODRÍGUEZ PATIÑO, Ruddy, MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando, y RODRÍGUEZ CASTELBLANCO, Astrid Xiomara. Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Revista fuentes: el Reventón energético. Vol. 13 N° 1 de 2015 - ene/Jun. p. (34) 2. Disponible en: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5024/5378>

ASHRAFI, Mohammad. Experimental investigation of temperature dependency of relative permeability data in heavy oil systems with applications to thermal recovery. Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. Facultad de Ingeniería, Ciencia y Tecnología, 2013. p. 38; 6

BOBERG, Tomas & LANTZ. Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. Society of Petroleum Engineers. Vol. 18. No. 12. December 01 of 1966. p 1613-1623. Doi:10.2118/1578-PA

BOBERG, Tomas. Thermal methods of oil recovery. Monografía de Exxon. 1988. p 104; 106; 111. ISBN-13: 978-0471633006

BORCHARDT, YOUNG, & MCLAUGHLIN. Clay Stabilization Agents - Their Effectiveness in High Temperature Steam. Petroleum Society of Canada, Vol 20. January 01 of 1979. Doi:10.2118/79-30-12. p 21.

BRADLEY GOMÉZ, Max. Plan de tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleos. 2017.

BUTLER & STEPHENS. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. Petroleum Society of Canada. April 01 of 1981. p 90-96. Doi:10.2118/81-02-07.

CHAN, Mark & SARIOGLU. Numerical modeling of cyclically steamed and fractured oil-sand reservoirs. International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 24-27, 1992

CLOSSMANN, RATLIFF & TRUITT. A Steam-Soak Model for Depletion-Type Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Vol. 22. No. 6. June 01 of 1970. p 757-770. Doi:10.2118/2516-PA

DE HAAN, & VAN LOOKEREN. Early results of the first large-scale steam soak project in the Tia Juana field, western Venezuela. United States, 1969. Doi:10.2118/1913-PA. p. 95-100.

FAROUQ, Ali. Practical Heavy Oil Recovery. ENCH 6 9 Notes. University of Calgary, 2010.

GOMEZ PRADA, Luis Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos inyección cíclica y continua de vapor. 1989.

GONTIJO & AZIZ. A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1984. p 1-12. Doi:10.2118/13037-MS

GONZÁLEZ ROA, Deisy. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor Mediante Analogías. Trabajo de grado, mención en Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas, 2005

GOZDE, CHHINA & BEST. An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Document IDSPE-18807-MS. Bakersfield: California, 1989. p. 3; 597-613. Doi: <https://doi.org/10.2118/18807-MS>.

GROS, POPE, & LAKE. Steam Soak Predictive Model. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1985. p. 1-16 Doi:10.2118/14240-MS 1985

JONES, Jeff. Cyclic steam reservoir model for viscous oil, pressure depleted, gravity drainage reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1977. p 1-16. Doi:10.2118/6544-MS.

KUO, SHAIN & PHOCAS. A Gravity Drainage Model for the Steam-Soak Process. Society of Petroleum Engineers. June 01 of 1970. p 119-126. Doi:10.2118/2329-PA

LAKE, Larry. Enhance oil recovery. New Jersey. 1989. Cap. 11

MARX & LANGENHEIM. Reservoir Heating by Hot Fluid Injection. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1959. p. 312-315.

MUELLER. A Mathematical Model of Reservoir Response During the Cyclic Injection of Steam. Society of Petroleum Engineers. June 01 of 1967. p. 174-188. Doi:10.2118/1577-PA

MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Desarrollo y ajuste de un modelo analítico de estimulación de vapor para el Campo Teca. Tesis de maestría en hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, 2003. p.27

OFFERINGA. A mathematical model of cyclic steam injection. World Petroleum Congress. January 01 of 1971. p. 227-233.

QADIR HAMA, Mariwan. Update screening criteria for steam flooding based on oil field projects data. Masters Theses. 7251, 2014. Available in:http://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7251

RIVAS, & BOCCARDO. Transient Analytical Modeling of Cyclic Steam Injection. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1994. p. 563-574. Doi:10.2118/27060-MS

RIVERO y HEINTZ. Resteaming Time Determination-Case History of a Steam-Soak Well in Midway Sunset. Society of Petroleum Engineers. Documento ID SPE-4892-PA. June 1975. Doi: <https://doi.org/10.2118/4892-PA>

SEBA & PERRY. A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1969. p 87-93. Doi:10.2118/1894-PA.

SYLVESTER & CHEN. An Improved Cyclic Steam Stimulation Model for Pressure-Depleted Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. January 01 of 1988. p. 213-226. Doi:10.2118/17420-MS.

TREBOLLE, CHALOT & COLMENARES. The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy. Society of Petroleum Engineers. January 01 de 1993. p. 2. Doi:10.2118/25798-MS

ANEXOS

Anexo A. Manual de Usuario Modelo Base

1. Requerimientos del sistema operativo

Para poder ejecutar el programa “Modelo G&P” es necesario que el dispositivo cuente con la instalación de “Office 365”, para esto debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- **Procesador requerido:** Procesador a 1 gigahercio (Ghz) o más rápido, x86 o x64 bits con conjunto de instrucciones SSE2
- **Sistema operativo requerido:** Windows 8.1, Windows 8, Windows 7, Windows Server 2008 R2 o Windows Server 2012; Mac OS X 10.6 or later
- **Memoria requerida:** 1 GB RAM (32 bits); 2 GB de RAM (64 bits)
- **Espacio libre requerido en disco duro:** 3.0 GB de espacio disponibles
- **Requisitos de pantalla:** Para poder usar la aceleración por hardware de gráficos se necesita una tarjeta gráfica compatible con DirectX 10 y resolución de 1024 x 576
- **Versión de .NET requerida:** 3.5, 4.0 o 4.5

2. Modo de ejecución

- Indicar el separador decimal:** Modifique la configuración del separador decimal de la computadora para asegurar que sea el “.”, para esto, ingrese a “Panel de control”, una vez ahí, es posible configurar como se visualizan los iconos en “Ver por:”, escoja la opción “Categoría”. Busque la opción “Reloj, idioma y región” y de click en “Cambiar formatos de fecha, hora o número” como se muestra en la siguiente imagen.

Se habilita una venta titulada “Región”, de click en la opción “Configuración adicional” para habilitar la ventana “ Personalizar formato”, modifique para que el “Símbolo decimal” sea el punto y el “Símbolo de separador de miles” sea la coma, después de click en “Aplicar” y posteriormente en “Aceptar” dos veces.

Ajustar la configuración del equipo

Ver por: **Categoría** ▾

- Sistema y seguridad**
 - Revisar el estado del equipo
 - Guardar copias de seguridad de los archivos con Historial de archivos
 - Copias de seguridad y restauración (Windows 7)
- Redes e Internet**
 - Ver el estado y las tareas de red
 - Elegir grupo en el hogar y opciones de uso compartido
- Hardware y sonido**
 - Ver dispositivos e impresoras
 - Agregar un dispositivo
 - Ajustar parámetros de configuración de movilidad de uso frecuente
- Programas**
 - Desinstalar un programa
- Cuentas de usuario**
 - Cambiar el tipo de cuenta
- Apariencia y personalización**
- Reloj, idioma y región** (highlighted)
 - Agregar un idioma
 - Cambiar métodos de entrada
 - Cambiar formatos de fecha, hora o número** (being clicked)
- Accesibilidad**
 - Permitir que Windows sugiera parámetros de configuración
 - Optimizar la presentación visual

Región

Formatos | Ubicación | Administrativo

Formato: Español (Colombia)

Preferencias de idioma

Formatos de fecha y hora

Fecha corta: dd/MM/aaaa

Fecha larga: dddd, dd' de 'MMMM' de 'aaaa'

Hora corta: h:mm tt

Hora larga: h:mm:ss tt

Primer día de la semana: lunes

Ejemplos

Fecha corta: 11/04/2018

Fecha larga: miércoles, 11 de abril de 2018

Hora corta: 6:19 p. m.

Hora larga: 6:19:42 p. m.

Configuración adicional...

Aceptar Cancelar Aplicar

Personalizar formato

Números | Moneda | Hora | Fecha

Ejemplo

Positivo: 123,456,789.00 Negativo: -123,456,789.00

Símbolo decimal: .

Número de dígitos decimales: 2

Símbolo de separación de miles: ,

Número de dígitos en grupo: 123,456,789

Símbolo de signo negativo: -

Formato de número negativo: -1.1

Mostrar ceros a la izquierda: 0.7

Separador de listas: ,

Sistema de medida: Métrico

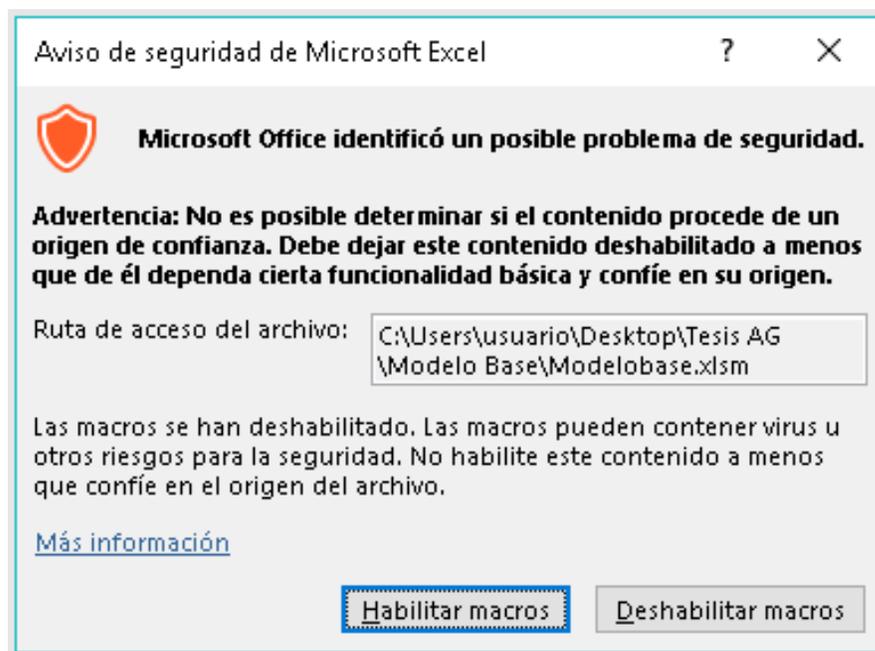
Dígitos estándar: 0123456789

Usar dígitos nativos: Nunca

Haga clic en Restablecer para restaurar la configuración predeterminada de números, moneda, hora y fecha. Restablecer

Aceptar Cancelar Aplicar

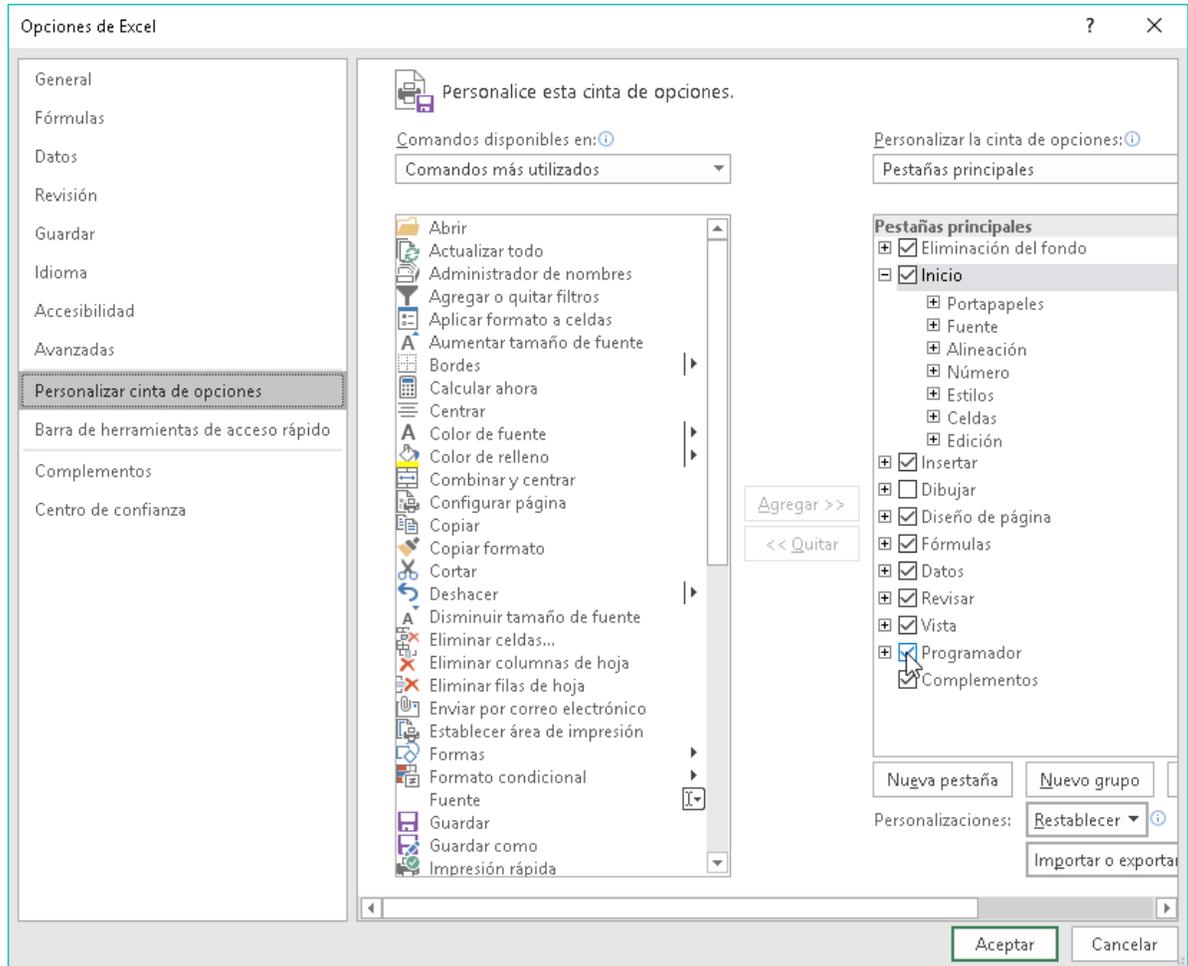
b. Habilitar Macros: Busque el archivo “Modelobase” guárdelo en una carpeta de interés, tenga en cuenta que los resultados obtenidos utilizando esta herramienta computacional se guardaran en la misma ubicación. El nombre del archivo no puede ser modificado, en caso de que intente modificarlo al abrirlo el archivo el nombre del mismo retornara a “Modelobase.xlsm”, en caso de que la configuración del computador no muestre las extensiones de los documentos el nombre de la herramienta será “Modelobase”.



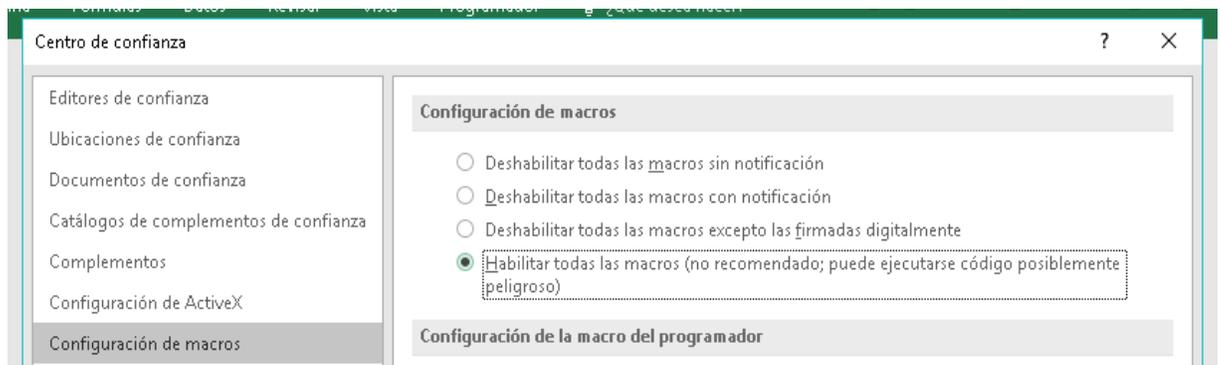
Al abrir la herramienta es necesario habilitar las macros para que el programa se ejecute, si la configuración del Microsoft Excel en la computadora no tiene habilitadas las macros, se deben habilitar, una vez se abre la herramienta computacional es posible que aparezca la siguiente imagen, de ser así, de click en “Habilitar macros”.

En caso de que no aparezca el aviso de seguridad, las macros se pueden activar en la pestaña de “Programador”, para habilitar esta pestaña diríjase a la pestaña de “Archivo”, de click en “Opciones” y se abre una ventana titulada “Opciones de Excel”,

dentro de esta de click en “Personalizar cinta de opciones” y habilite “Programador”, luego de click en “Aceptar”.



Una vez ya tiene la ventana de “Programador” habilitada, dirijase a esta y seleccione la opción “Seguridad de macros”, se abrirá una ventana titulada “Centro de confianza”, en ella de click en “Configuración de macros” y escoja la opción “Habilitar todas las macros (...)”, finalmente de click en “Aceptar”.



Una vez habilitadas las macros, empezará a correr la interfaz de la herramienta.



c. Ingreso de datos de entrada: El ingreso de datos se divide en 4 módulos: Propiedades del yacimiento, Propiedades de los fluidos, Otros datos y Parámetros de cada ciclo. Una vez ha incluido todas las propiedades de cada módulo, se cargan los datos dando click en “Cargar datos” y se habilita el siguiente modulo. A continuación, se muestra la imagen de la interfaz para el ingreso de las “Propiedades del yacimiento”.

La herramienta permite ingresar los datos con unidades del sistema internacional o unidades de campo; en caso de que las propiedades ingresadas sean erróneas es posible dar click en “Limpiar” y automáticamente se borran las propiedades ingresadas en el módulo.

Todas las propiedades que aparecen en cada módulo desde que es habilitado son obligatorias, hay propiedades opcionales que pueden ser definidas por el usuario, un ejemplo es la declinación de la presión del yacimiento, la herramienta pregunta al usuario si desea definir el cambio en la presión del yacimiento con respecto a la producción acumulada de petróleo.

En caso de que el usuario desee definir esta propiedad, la herramienta habilitara una sección adicional en el módulo para el ingreso de estos datos.

GRM Ingreso de datos
Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | Parámetros de cada ciclo

Profundidad	4050	ft	Conductividad térmica de la formación	24	Btu/d-ft-°F
Espesor total	470	ft	Presión estática	490	psi
Espesor neto de arenas	183	ft	Tipo de declinación de la presión	Declina	
Número de arenas	16		Presión estática 1		
Temperatura yacimiento	119	°F	Producción acumulada 1		
Temperatura ambiente	80	°F	Presión estática 2		
Difusividad térmica de la formación	0.631	ft²/d	Producción acumulada 2		

Limpiar Cargar datos Cancelar

En caso contrario se tomará un valor por defecto ya definido por la herramienta.

GRM Ingreso de datos
Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | Parámetros de cada ciclo

Profundidad	4050	ft	Conductividad térmica de la formación	24	Btu/d-ft-°F
Espesor total	470	ft	Presión estática	490	psi
Espesor neto de arenas	183	ft	Tipo de declinación de la presión	Declina	
Número de arenas	16		Presión estática 1	490	psi
Temperatura yacimiento	119	°F	Producción acumulada 1	0	Bbl
Temperatura ambiente	80	°F	Presión estática 2	460	psi
Difusividad térmica de la formación	0.631	ft²/d	Producción acumulada 2	150000	Bbl

Limpiar Cargar datos Cancelar

Una vez se han ingresado todas las propiedades del módulo, de click en “Cargar datos” y automáticamente se cargarán los datos y se habilitara el siguiente modulo.

The screenshot shows the 'Ingreso de datos' window for the 'Modelo analítico Boberg-Lantz'. The 'Propiedades de los fluidos' tab is active. The interface includes the GRM logo and a title bar. The main content area is divided into several sections: 'Propiedades del yacimiento', 'Propiedades de los fluidos', 'Otros datos', and 'Parámetros de cada ciclo'. Under 'Propiedades de los fluidos', there are input fields for 'Gravedad del aceite' (14.5 °API), 'Calor específico del aceite' (0.469 BTU/lb-°F), and 'Capacidad calorífica del gas' (0.02 BTU/ft³-°F). Below these are 'Datos de producción en frío' with fields for 'Producción de aceite' (135 BOPD), 'Relación producción de agua-aceite' (0.83 Bbl/STB), and 'Relación producción de gas-aceite' (985 SCF/STB). To the right, 'Datos de ingreso para la ecuación de Andrade' includes 'Viscosidad 1' (133 cP), 'Temperatura 1' (119 °F), 'Viscosidad 2' (200 cP), and 'Temperatura 2' (100 °F). At the bottom, there are three buttons: 'Limpiar', 'Cargar datos', and 'Cancelar'.

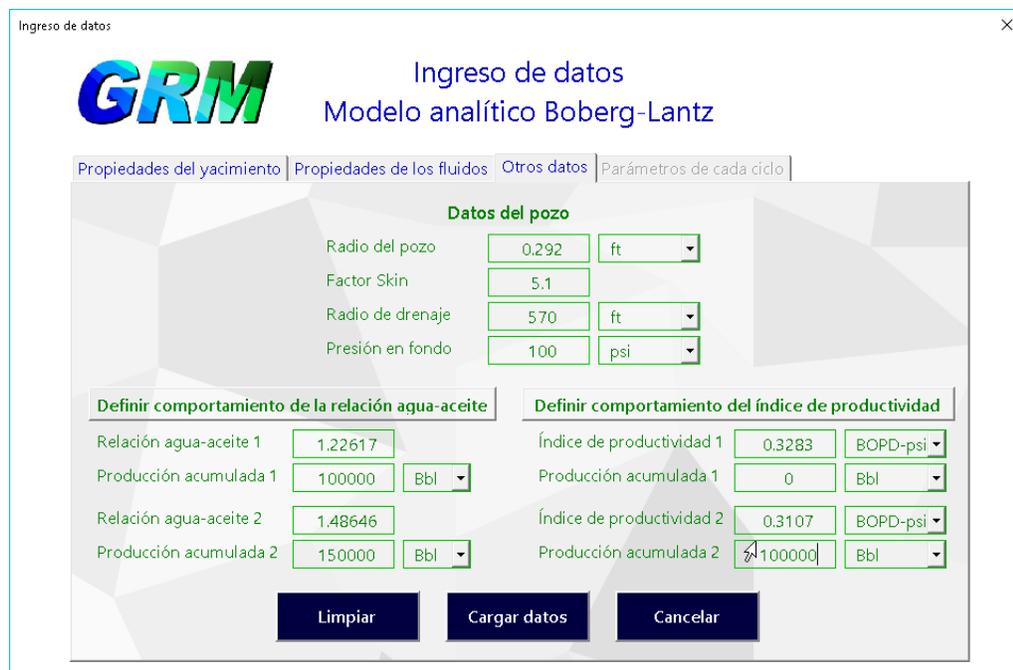
Cuando se ingresan los datos en el módulo “Otros datos”, es posible definir el comportamiento de la relación agua-aceite en función de la producción acumulada e igualmente el comportamiento del índice de productividad.

The screenshot shows the 'Ingreso de datos' window for the 'Modelo analítico Boberg-Lantz'. The 'Otros datos' tab is active. The interface includes the GRM logo and a title bar. The main content area is divided into several sections: 'Propiedades del yacimiento', 'Propiedades de los fluidos', 'Otros datos', and 'Parámetros de cada ciclo'. Under 'Otros datos', there is a section for 'Datos del pozo' with input fields for 'Radio del pozo' (0.292 ft), 'Factor Skin' (5.1), 'Radio de drenaje' (570 ft), and 'Presión en fondo' (100 psi). Below this are two buttons: 'Definir comportamiento de la relación agua-aceite' and 'Definir comportamiento del índice de productividad'. At the bottom, there are three buttons: 'Limpiar', 'Cargar datos', and 'Cancelar'.

Para poder ingresar estos datos se da click en los botones: “Definir comportamiento de la relación agua-aceite” y “Definir comportamiento del índice de productividad”, la herramienta pregunta al usuario si desea definir estas propiedades.



En caso de que acepte la herramienta habilita las secciones correspondientes para ingresar los datos. Como se puede apreciar en la siguiente figura



En el último modulo se ingresan los parámetros para cada ciclo, inicialmente se definen cuantos ciclos se quieren modelar con la herramienta en “Cantidad de ciclos”, la herramienta informa al usuario como cargar los datos para cada ciclo.

Ingreso de datos



Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | **Parámetros de cada ciclo**

Ciclo: 1

Vapor a inyectar

Calidad de vapor en superficie Fracción

Presión de inyección en cabeza

Tiempo de inyección

Tiempo de remojo

Duración del ciclo

Cantidad de ciclos

Cargar datos y añadir un nuevo ciclo

Limpiar **Cargar datos** **Cancelar**

En la parte superior izquierda sale el número de ciclo al cual se van a cargar los parámetros que el usuario ingrese, una vez completado cada ciclo se carga los datos, dando click en el botón verde, y automáticamente se habilita para cargar los datos del siguiente ciclo.

Modelo Boberg-Lantz

El modelamiento se realizará para 2 ciclos, una vez ingresados los parámetros para el primer ciclo, dar click en 'Cargar datos y añadir un nuevo ciclo', así se cargarán los datos ingresados y podrá ingresar los del ciclo posterior. Al finalizar de ingresar los datos del último ciclo, dar click en 'Cargar datos' para iniciar el modelamiento

Aceptar

Ingreso de datos

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | **Parámetros de cada ciclo**

Ciclo: 1

Vapor a inyectar: 18130000 lb

Calidad de vapor en superficie: 0,95 Fracción

Presión de inyección en cabeza: 770 psi

Tiempo de inyección: 44 días

Tiempo de remojo: 2 días

Duración del ciclo: 487 días

Cantidad de ciclos: 2

Cargar datos y añadir un nuevo ciclo

Limpiar Cargar datos Cancelar

Una vez ya se han ingresado los datos del último ciclo se da click en “Cargar datos” y termina el ingreso de datos.

Ingreso de datos

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | **Parámetros de cada ciclo**

Ciclo: 2

Vapor a inyectar: 19200000 lb

Calidad de vapor en superficie: 0,95 Fracción

Presión de inyección en cabeza: 800 psi

Tiempo de inyección: 49 días

Tiempo de remojo: 6 días

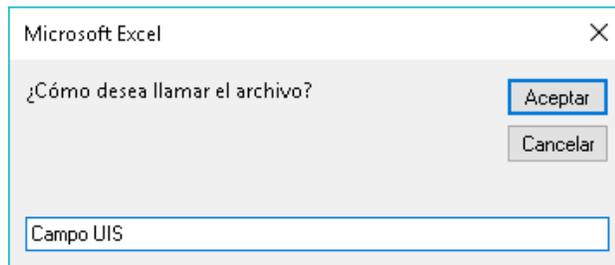
Duración del ciclo: 354 días

Cantidad de ciclos: 2

Cargar datos y añadir un nuevo ciclo

Limpiar Cargar datos Cancelar

d. Datos de Salida: Una vez se han ingresado y cargados los datos de entrada la herramienta pregunta al usuario como desea que se llamen los documentos de salida.



Al dar clicken “Aceptar” se generan los archivos resultado, estos se guardan en la carpeta donde se encuentre guardado el Modelobase. Los archivos resultado serán un documento Excel y un PDF, como se muestran en la siguiente imagen.

 Modelobase	16/05/2018 9:26 a.	Hoja de cálculo h...	485 KB
 Prueba 1	16/05/2018 9:33 a.	Documento PDF	216 KB
 Prueba 1	16/05/2018 9:34 a.	Hoja de cálculo d...	60 KB

A continuación se encuentran imágenes de los resultado obtenidos al utilizar el modelo base para obtener estimaciones de un pozo al implementar un proceso de inyección cíclica de vapor.

Modelo analítico de Boberg-Lantz

Datos de ingreso

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Profundidad	4050	ft
Espesor total	470	ft
Espesor neto arenas	183	ft
Número de arenas	16	
Temperatura del yacimiento	119	*F
Temperatura ambiente	80	*F
Difusividad térmica de la formación	0.631	ft ² /d
Conductividad térmica	24	BTU/d-ft-*F
Presión estática	490	psi
Tipo de declinación de la presión	Declina	

Producción acumulada [STB]	Presión estática [psi]
0	490
150000	460

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Gravedad API	14.5	*
Calor específico del aceite	0.469	BTU/lb-*F
Capacidad calorífica del gas	0.020	BTU/ft ³ -*F

Variación de la viscosidad

Temperatura [*F]	Viscosidad [cP]
119	133.0
100	200.0

Datos de producción en frío

Producción de aceite	135	BOPD
Relación producción de agua-aceite	0.83	Bbl/STB
Relación producción de gas-aceite	985.0	SCF/STB

Datos del pozo

Radio del pozo	0.29	ft
Factor Skin	5.1	
Radio de drenaje	570	ft
Presión en fondo	100	psi

Relación producción agua-aceite

Producción acumulada [Bbl]	Relación agua-aceite [Bbl/STB]
100000	1.2262
150000	1.4865

Índice de productividad

Producción acumulada [Bbl]	Índice de producción [BOPD-psi]
0	0.3283
100000	0.3107

Ciclo: 1

Vapor a inyectar	18130000	lb
Calidad de vapor en superficie	0.95	
Presión de inyección en cabeza	770	psi
Tiempo de inyección	44	días
Tiempo de remojo	2	días
Duración del ciclo	487	días

RESULTADOS

t [días]	Tavg [°F]	μ_o [cP]	Qo [BOPD]	Np [Bbl]
46	480	1.32	161	0
54	415	2.28	214	1284
64	371	3.48	277	3425
74	339	4.85	333	6191
84	313	6.47	383	9522
104	281	9.56	406	17174
124	249	14.69	388	25287
144	224	20.85	358	33045
164	206	27.69	326	40198
184	201	30.09	319	46712
204	190	35.78	297	53097
224	181	41.63	276	59028
244	173	47.99	256	64547
264	166	54.39	239	69668
284	159	60.78	223	74440
304	154	67.11	210	78907
324	149	73.36	198	83106
344	145	79.52	188	87068
364	141	85.55	178	90823
384	138	91.46	170	94392
404	134	97.23	163	97797
424	132	102.86	156	101055
444	129	108.34	150	104180
464	127	113.67	145	107187
484	124	118.85	140	110085
487	124	120.07	139	110505

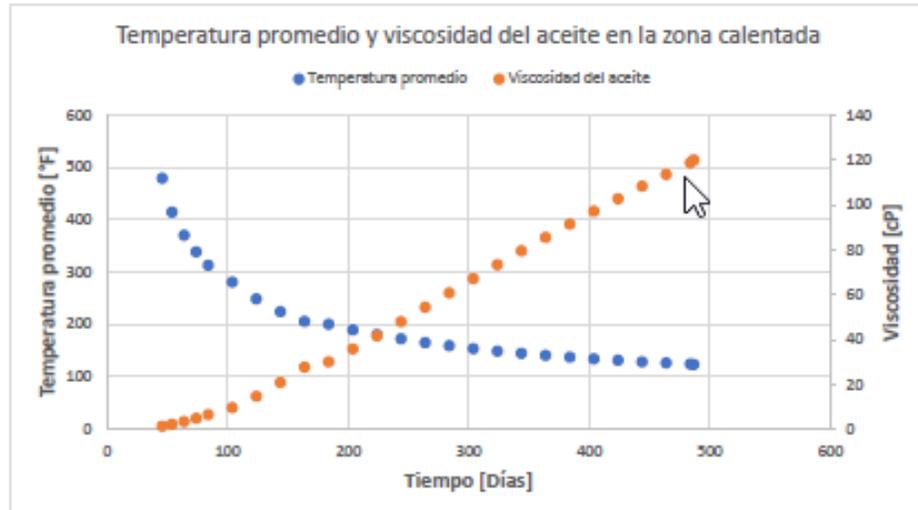


Figura 1. Temperatura promedio y viscosidad del aceite en la zona calentada a través del tiempo para el ciclo: 1

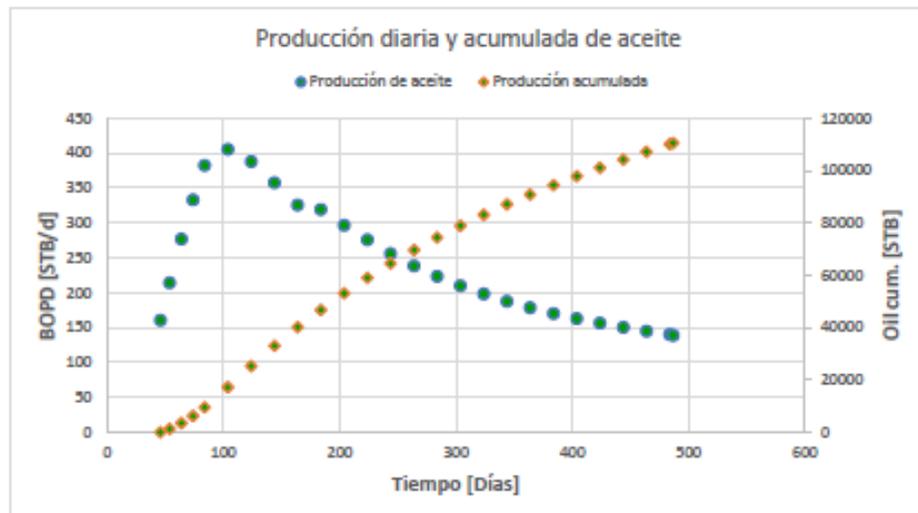


Figura 2. Producción diaria de aceite y producción acumulada a través del tiempo para el ciclo: 1

Anexo B. Manual de Usuario Modelo Ajustado

1. Requerimientos del sistema operativo

Para poder ejecutar el programa “Modelo G&P” es necesario que el dispositivo cuente con la instalación de “Office 365”, para esto debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- **Procesador requerido:** Procesador a 1 gigahercio (Ghz) o más rápido, x86 o x64 bits con conjunto de instrucciones SSE2
- **Sistema operativo requerido:** Windows 8.1, Windows 8, Windows 7, Windows Server 2008 R2 o Windows Server 2012; Mac OS X 10.6 or later
- **Memoria requerida:** 1 GB RAM (32 bits); 2 GB de RAM (64 bits)
- **Espacio libre requerido en disco duro:** 3.0 GB de espacio disponibles
- **Requisitos de pantalla:** Para poder usar la aceleración por hardware de gráficos se necesita una tarjeta gráfica compatible con DirectX 10 y resolución de 1024 x 576
- **Versión de .NET requerida:** 3.5, 4.0 o 4.5

2. Modo de ejecución

- a. **Indicar el separador decimal:** Modifique la configuración del separador decimal de la computadora para asegurar que sea el “.”, para esto, ingrese a “Panel de control”, una vez ahí, es posible configurar como se visualizan los iconos en “Ver por:”, escoja la opción “Categoría”. Busque la opción “Reloj, idioma y región” y de click en “Cambiar formatos de fecha, hora o número” como se muestra en la siguiente imagen.

Se habilita una venta titulada “Región”, de click en la opción “Configuración adicional” para habilitar la ventana “ Personalizar formato”, modifique para que

el “Símbolo decimal” sea el punto y el “Símbolo de separador de miles” sea la coma, después de click en “Aplicar” y posteriormente en “Aceptar” dos veces.

Ajustar la configuración del equipo

Ver por: **Categoría** ▾

Sistema y seguridad
Revisar el estado del equipo
Guardar copias de seguridad de los archivos con Historial de archivos
Copias de seguridad y restauración (Windows 7)

Redes e Internet
Ver el estado y las tareas de red
Elegir grupo en el hogar y opciones de uso compartido

Hardware y sonido
Ver dispositivos e impresoras
Agregar un dispositivo
Ajustar parámetros de configuración de movilidad de uso frecuente

Programas
Desinstalar un programa

Cuentas de usuario
Cambiar el tipo de cuenta

Apariencia y personalización

Reloj, idioma y región
Agregar un idioma
Cambiar métodos de entrada
Cambiar formatos de fecha, hora o número

Accesibilidad
Permitir que Windows sugiera parámetros de configuración
Optimizar la presentación visual

Región

Formatos | Ubicación | Administrativo

Formato: Español (Colombia)

Preferencias de idioma

Formatos de fecha y hora

Fecha corta: dd/MM/aaaa

Fecha larga: dddd, dd' de 'MMMM' de 'aaaa

Hora corta: h:mm tt

Hora larga: h:mm:ss tt

Primer día de la semana: lunes

Ejemplos

Fecha corta: 11/04/2018

Fecha larga: miércoles, 11 de abril de 2018

Hora corta: 6:19 p. m.

Hora larga: 6:19:42 p. m.

Configuración adicional...

Aceptar Cancelar Aplicar

Personalizar formato

Números | Moneda | Hora | Fecha

Ejemplo

Positivo: 123,456,789.00 Negativo: -123,456,789.00

Símbolo decimal: .

Número de dígitos decimales: 2

Símbolo de separación de miles: ,

Número de dígitos en grupo: 123,456,789

Símbolo de signo negativo: -

Formato de número negativo: -1.1

Mostrar ceros a la izquierda: 0.7

Separador de listas: ,

Sistema de medida: Métrico

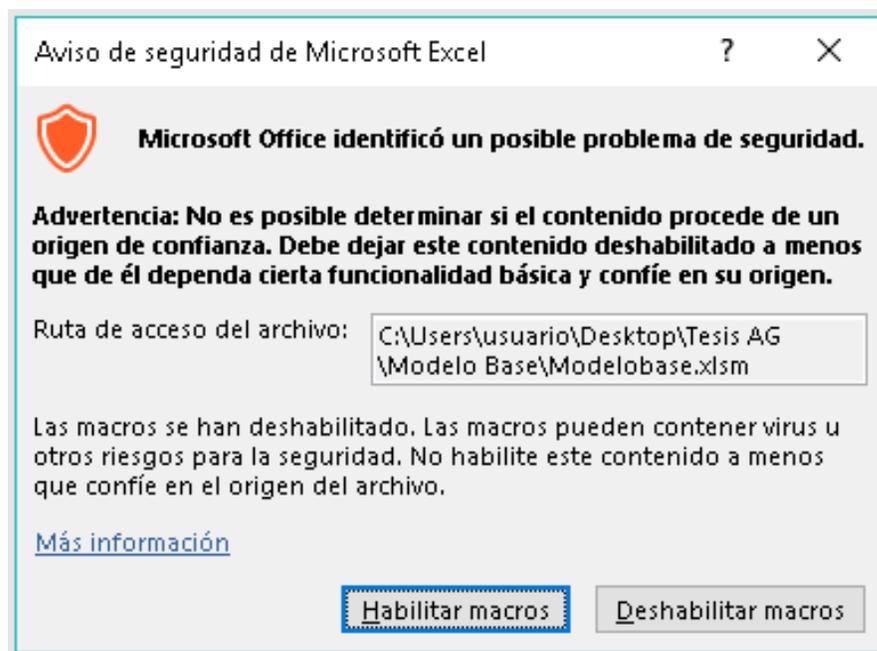
Dígitos estándar: 0123456789

Usar dígitos nativos: Nunca

Haga clic en Restablecer para restaurar la configuración predeterminada de números, moneda, hora y fecha. Restablecer

Aceptar Cancelar Aplicar

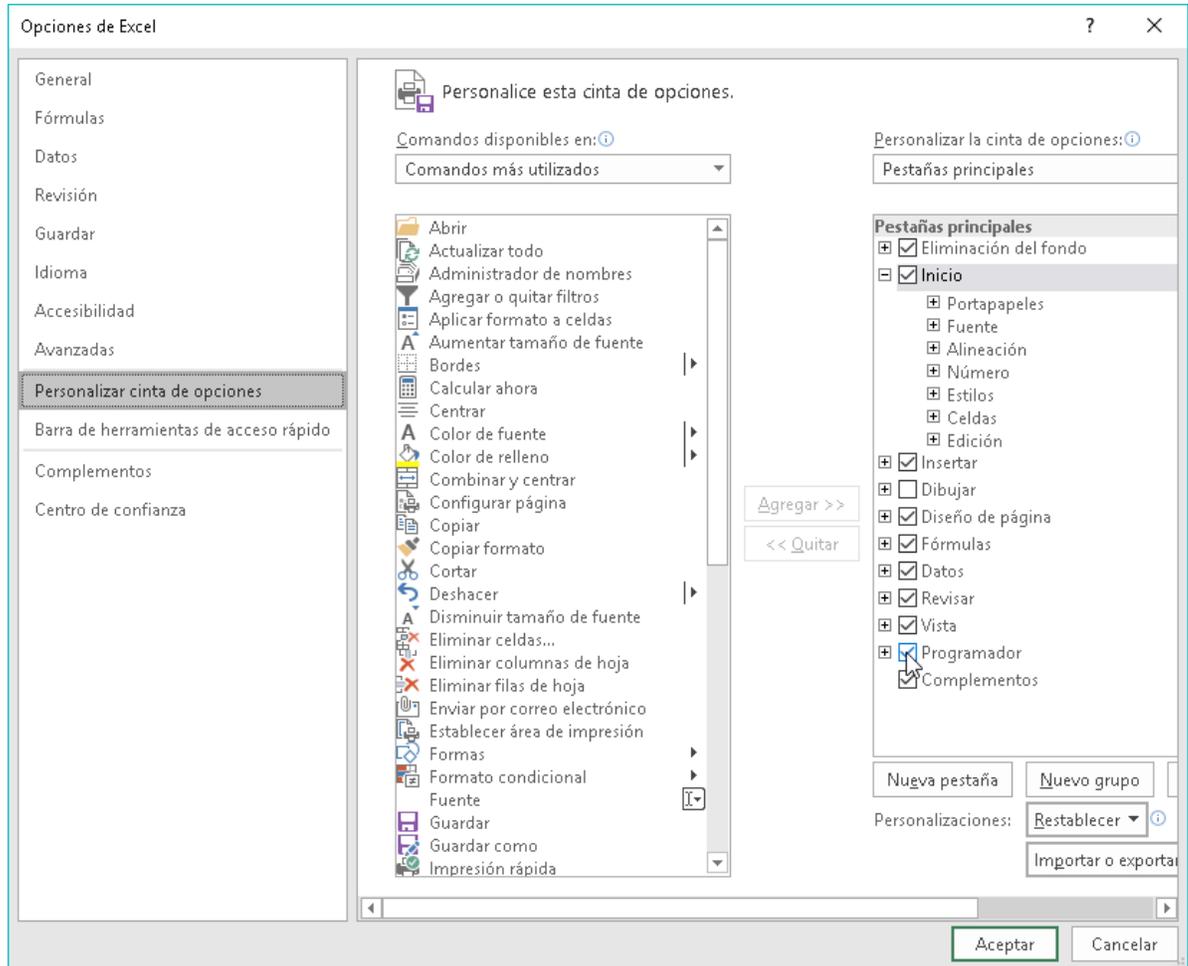
b. Habilitar Macros: Busque el archivo “Modelo G&P” guárdelo en una carpeta de interés, tenga en cuenta que los resultados obtenidos utilizando esta herramienta computacional se guardaran en la misma ubicación. El nombre del archivo no puede ser modificado, en caso de que intente modificarlo al abrirlo el archivo el nombre del mismo retornara a “Modelo G&P.xlsm”, en caso de que la configuración del computador no muestre las extensiones de los documentos el nombre de la herramienta será “Modelo G&P”.



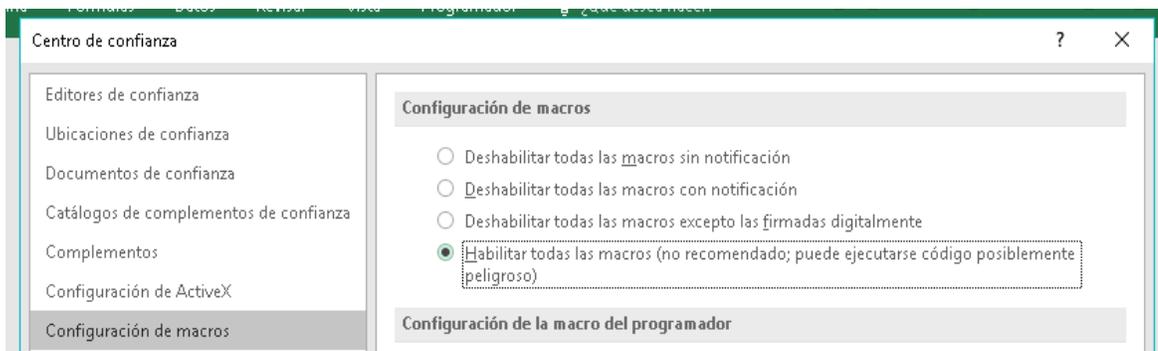
Al abrir la herramienta es necesario habilitar las macros para que el programa se ejecute, si la configuración del Microsoft Excel en la computadora no tiene habilitadas las macros, se deben habilitar, una vez se abre la herramienta computacional es posible que aparezca la siguiente imagen, de ser así, de click en “Habilitar macros”.

En caso de que no aparezca el aviso de seguridad, las macros se pueden activar en la pestaña de “Programador”, para habilitar esta pestaña diríjase a la pestaña de “Archivo”, de click en “Opciones” y se abre una ventana titulada “Opciones de Excel”,

dentro de esta de click en “Personalizar cinta de opciones” y habilite “Programador”, luego de click en “Aceptar”.



Una vez ya tiene la ventana de “Programador” habilitada, dirijase a esta y seleccione la opción “Seguridad de macros”, se abrirá una ventana titulada “Centro de confianza”, en ella de click en “Configuración de macros” y escoja la opción “Habilitar todas las macros (...)”, finalmente de click en “Aceptar”.



Una vez habilitadas las macros, empezará a correr la interfaz de la herramienta.

c. Introducción a la herramienta: La primera ventana del programa se encuentra a continuación, de click en “Iniciar”.



Una vez inicia el programa le va a mostrar al usuario bajo que consideraciones es posible implementar el modelo analítico modificado para representar un proceso de Inyección alterna de vapor. De esta manera la interfaz de inducción permitirá al usuario conocer que perdidas de calor se tienen en cuenta, como se representa la temperatura en el yacimiento, que geometría supone la zona calentada, entre otras cosas, así mismo permite que el usuario ingrese en los 4 primeros ítems para profundizar mas acerca de estas consideraciones.

Modelo Analítico G&P

MÓDELO ANALÍTICO G&P

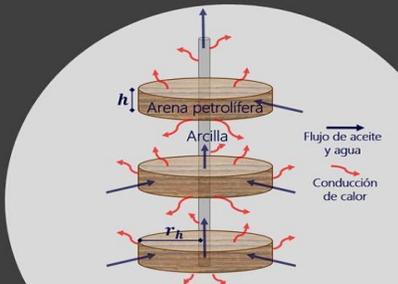


INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

CONSIDERACIONES:

- Contempla un yacimiento con intercalaciones de arena y arcilla, con estratos de poco espesor.
- La geometría de la zona calentada es cilíndrica.
- Representa la temperatura del yacimiento como función escalonada.
- Tiene en cuenta las pérdidas de calor en dirección radial y vertical.
- Durante la etapa de producción, se considera que hay flujo radial en estado estacionario.
- Contempla que la formación puede tener un daño asociado.

Iniciar



A continuación, se muestran, las ventanas que contienen información más detallada, es posible navegar a través de ellas dando click en las flechas.

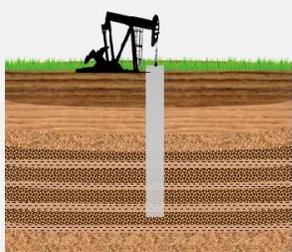
La primera ventana de información detallada corresponde a “Yacimiento Estratificado”.

Modelo Analítico G&P

YACIMIENTO ESTRATIFICADO



El modelo considera un yacimiento estratificado, con capas intercaladas de arena y arcilla de poco espesor, siendo estas uniformes y asumiendo que sus propiedades térmicas son iguales. Desprecia los efectos de drenaje gravitacional, por lo cual es recomendado que no se aplique en formaciones de gran espesor continuo

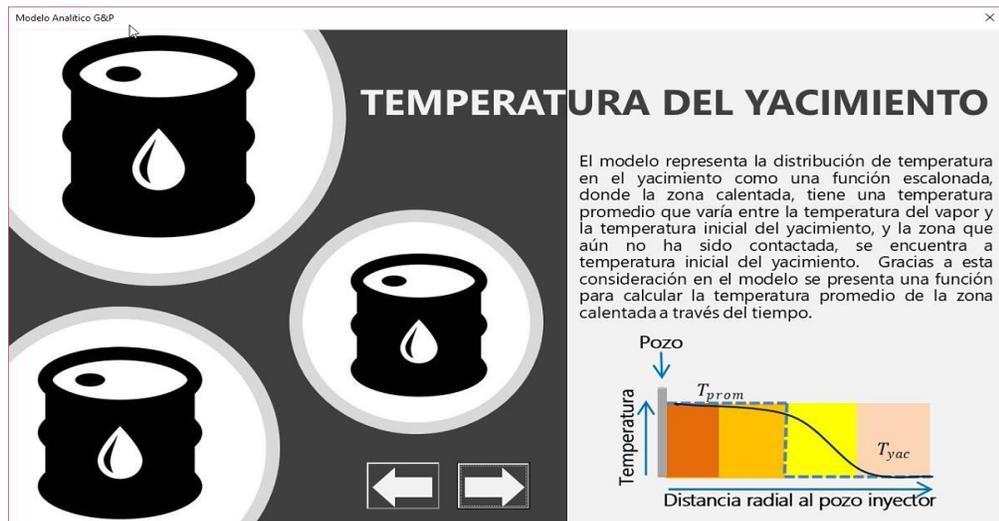


← →

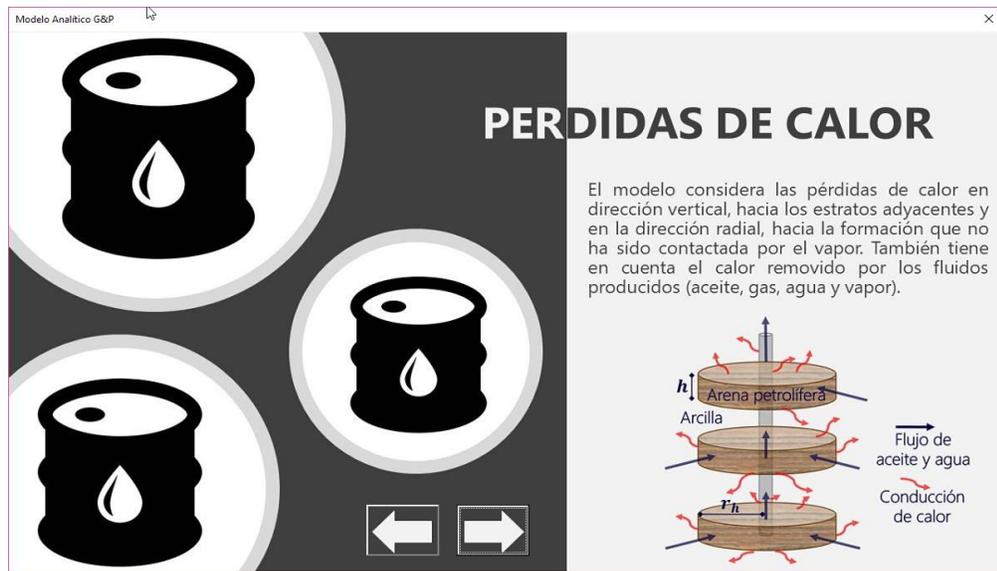
La segunda ventana de información detallada corresponde a “Geometría de la zona calentada”



La tercera ventana de información detallada corresponde a “Temperatura del yacimiento”, explica la distribución de temperatura que considera el modelo analítico ajustado.



La cuarta ventana de información más detallada corresponde a “Perdidas de calor”, explica que pérdidas de calor considera el modelo analítico ajustado. En esta ventana al dar click en siguiente se va a habilitar el formulario para ingresar los datos de entrada.



d. **Ingreso de datos de entrada:** El ingreso de datos se divide en 4 módulos: Propiedades del yacimiento, Propiedades de los fluidos, Otros datos y Parámetros de cada ciclo. Una vez ha incluido todas las propiedades de cada módulo, se cargan los datos dando click en “Cargar datos” y se habilita el siguiente modulo. A continuación, se muestra la imagen de la interfaz para el ingreso de las “Propiedades del yacimiento”.

GRM Ingreso de datos
Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Profundidad

Esesor total

Esesor neto de arenas

Número de arenas

Temperatura yacimiento

Temperatura ambiente

Difusividad térmica de la formación

Conductividad térmica de la formación

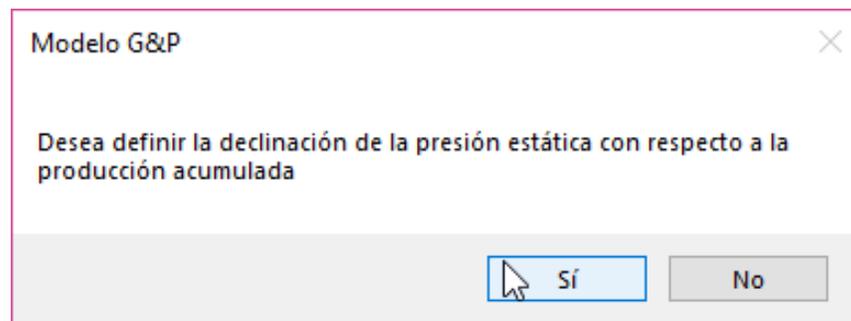
Presión estática

Definir declinación de la presión promedio del yto

Limpiar Cargar datos Cancelar

La herramienta permite ingresar los datos con unidades del sistema internacional o unidades de campo; en caso de que las propiedades ingresadas sean erróneas es posible dar click en “Limpiar” y automáticamente se borran las propiedades ingresadas en el módulo.

Todas las propiedades que aparecen en cada módulo desde que es habilitado son obligatorias, hay propiedades opcionales que pueden ser definidas por el usuario, un ejemplo es la declinación de la presión del yacimiento, si el usuario desea definir como declina la presión en el yacimiento debe dar click en el botón “Definir declinación de la presión promedio del yto”, la herramienta pregunta al usuario si desea definir el cambio en la presión del yacimiento con respecto a la producción acumulada de petróleo por medio de una ventana, como se muestra a continuación.



En caso de que el usuario desee definir esta propiedad, la herramienta habilitara una sección adicional en el módulo para el ingreso de estos datos. En caso contrario se tomará un valor por defecto ya definido por la herramienta.

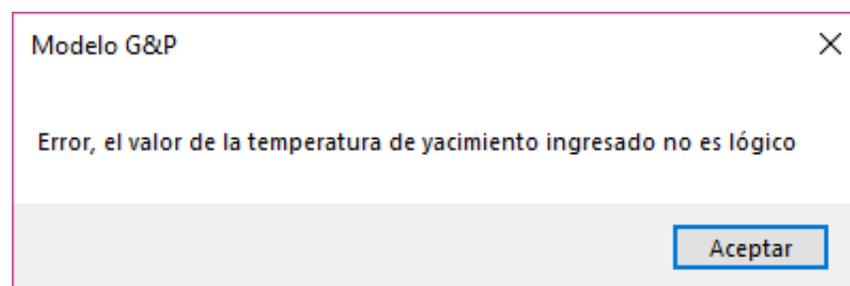


Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Profundidad	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Conductividad térmica de la formación	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Espesor total	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Presión estática	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Espesor neto de arenas	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Definir declinación de la presión promedio del yto		
Número de arenas	<input type="text"/>		Presión estática 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Temperatura yacimiento	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Producción acumulada 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Temperatura ambiente	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Presión estática 2	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Difusividad térmica de la formación	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Producción acumulada 2	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Una vez se han ingresado todos los datos en el módulo de “Propiedades del yacimiento”, de click en “Cargar datos” y automáticamente se cargarán los datos y se habilitara el siguiente modulo “Propiedades de los fluidos”. En caso de que falte algún valor por definir o que un valor ingresado no sea lógico la herramienta dará una advertencia y no permitirá avanzar al siguiente modulo hasta que todos datos ingresados sean lógicos.



Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Profundidad	<input type="text" value="4050"/>	<input type="text" value="ft"/>	Conductividad térmica de la formación	<input type="text" value="24"/>	<input type="text" value="BTU/d-ft-°f"/>
Espesor total	<input type="text" value="470"/>	<input type="text" value="ft"/>	Presión estática	<input type="text" value="490"/>	<input type="text" value="psi"/>
Espesor neto de arenas	<input type="text" value="183"/>	<input type="text" value="ft"/>	Definir declinación de la presión promedio del yto		
Número de arenas	<input type="text" value="16"/>		Presión estática 1	<input type="text" value="490"/>	<input type="text" value="psi"/>
Temperatura yacimiento	<input type="text" value="119"/>	<input type="text" value="°F"/>	Producción acumulada 1	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="Bbl"/>
Temperatura ambiente	<input type="text" value="80"/>	<input type="text" value="°F"/>	Presión estática 2	<input type="text" value="460"/>	<input type="text" value="psi"/>
Difusividad térmica de la formación	<input type="text" value="0.631"/>	<input type="text" value="ft²/d"/>	Producción acumulada 2	<input type="text" value="150000"/>	<input type="text" value="Bbl"/>

Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Gravedad del aceite	<input type="text"/>	<input type="text" value="°API"/>	Datos de ingreso para la ecuación de Andrade		
Calor específico del aceite	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Viscosidad 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Capacidad calorífica del gas	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Temperatura 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Datos de producción en frío			Viscosidad 2	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Producción de aceite	<input type="text"/>	<input type="text"/>	Temperatura 2	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Relación producción de agua-aceite	<input type="text"/>	<input type="text"/>			
Relación producción de gas-aceite	<input type="text"/>	<input type="text"/>			

Se ingresan todos los datos en el módulo habilitado y posteriormente se cargan para habilitar el siguiente “Otros datos”.

Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | **Propiedades de los fluidos** | Otros datos | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Gravedad del aceite: 14.5 °API

Calor específico del aceite: 0.469 BTU/lb-°F

Capacidad calorífica del gas: 0.02 BTU/ft³-°F

Datos de producción en frío

Producción de aceite: 135 BOPD

Relación producción de agua-aceite: 0.83 Bbl/STB

Relación producción de gas-aceite: 985 SCF/STB

Datos de ingreso para la ecuación de Andrade

Viscosidad 1: 133 cP

Temperatura 1: 119 °F

Viscosidad 2: 200 cP

Temperatura 2: 100 °F

Limpiar | Cargar datos | Cancelar

Cuando se ingresan los datos en el módulo “Otros datos”, es posible definir el comportamiento de la relación agua-aceite en función de la producción acumulada e igualmente el comportamiento del índice de productividad.

Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | **Otros datos** | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Datos del pozo

Radio del pozo: 0.292 ft

Factor Skin: 5.1

Radio de drenaje: 570 ft

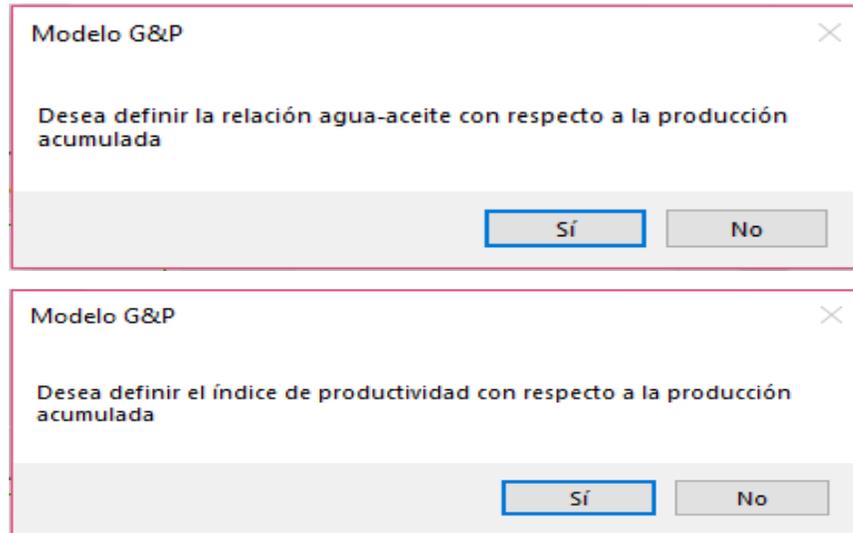
Presión en fondo: 100 psi

Definir comportamiento de la relación agua-aceite

Definir comportamiento del índice de productividad

Limpiar | Cargar datos | Cancelar

Para poder ingresar estos datos se da click en los botones: “Definir comportamiento de la relación agua-aceite” y “Definir comportamiento del índice de productividad”, la herramienta pregunta al usuario si desea definir estas propiedades



En caso de que acepte la herramienta habilita las secciones correspondientes para ingresar los datos. Como se puede apreciar en la siguiente figura.

Modelo Analítico G&P

GRM Ingreso de datos
Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | **Otros datos** | Parámetros de cada ciclo | Datos de salida

Datos del pozo

Radio del pozo: 0.292 ft

Factor Skin: 5.1

Radio de drenaje: 570 ft

Presión en fondo: 100 psi

Definir comportamiento de la relación agua-aceite

Relación agua-aceite 1: 1.2262

Producción acumulada 1: 100000 Bbl

Relación agua-aceite 2: 1.4865

Producción acumulada 2: 150000 Bbl

Definir comportamiento del índice de productividad

Índice de productividad 1: 0.3283 BOPD-psi

Producción acumulada 1: 0 Bbl

Índice de productividad 2: 0.3107 BOPD-psi

Producción acumulada 2: 100000 Bbl

Limpiar | Cargar datos | Cancelar

Se cargan los datos de “Otros datos” y se habilita el módulo de “Parámetros de cada ciclo”, en este módulo se ingresan la información para cada ciclo, inicialmente se definen cuantos ciclos se quieren modelar con la herramienta en “Cantidad de ciclos”.

Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos

Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | **Parámetros de cada ciclo** | Datos de salida

Cantidad de ciclos:

Cargar datos y añadir un nuevo ciclo

Vapor a inyectar:

Calidad de vapor en fondo: Fracción

Presión de inyección en cabeza:

Tiempo de inyección:

Tiempo de remojo:

Duración del ciclo:

Limpiar | Cargar datos | Cancelar

La herramienta informa al usuario como cargar los datos para cada ciclo.

Modelo G&P

El modelamiento se realizará para 2 ciclos, una vez ingresados los parámetros para el primer ciclo, dar click en 'Cargar datos y añadir un nuevo ciclo', así se cargarán los datos ingresados y podrá ingresar los del ciclo posterior. Al finalizar de ingresar los datos del último ciclo, dar click en 'Cargar datos' para iniciar el modelamiento

Aceptar

En la parte superior izquierda sale el número de ciclo al cual se van a cargar los parámetros que el usuario ingrese, una vez completado cada ciclo se carga los datos, dando click en el botón verde, y automáticamente se habilita para cargar los datos del siguiente ciclo.

Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | **Parámetros de cada ciclo** | Datos de salida

Ciclo: 1

Vapor a inyectar: 18130000 lb

Calidad de vapor en fondo: 0.63 Fracción

Presión de inyección en cabeza: 770 psi

Tiempo de inyección: 44 días

Tiempo de remojo: 2 días

Duración del ciclo: 487 días

Cantidad de ciclos: 2

Cargar datos y añadir un nuevo ciclo

Limpiar Cargar datos Cancelar

Modelo Analítico G&P

GRM

Ingreso de datos Modelo analítico Boberg-Lantz

Propiedades del yacimiento | Propiedades de los fluidos | Otros datos | **Parámetros de cada ciclo** | Datos de salida

Ciclo: 2

Vapor a inyectar: 19200000 lb

Calidad de vapor en fondo: 0.61 Fracción

Presión de inyección en cabeza: 800 psi

Tiempo de inyección: 49 días

Tiempo de remojo: 6 días

Duración del ciclo: 354 días

Cantidad de ciclos: 2

Cargar datos y añadir un nuevo ciclo

Limpiar Cargar datos Cancelar

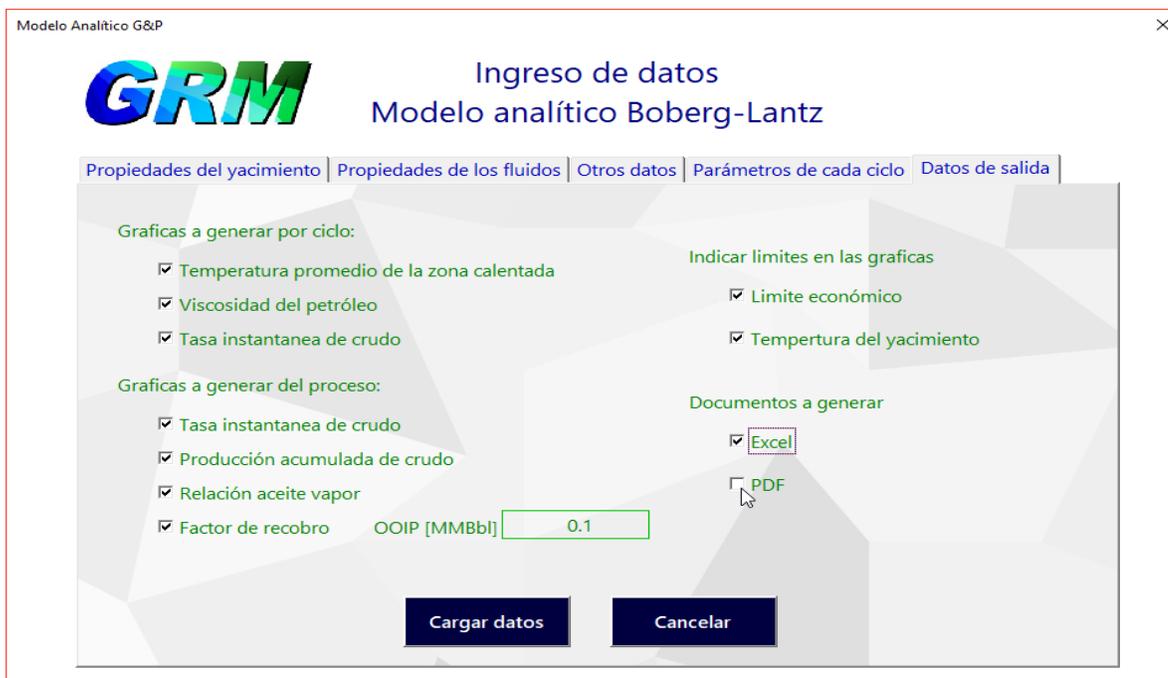
Una vez ya se han ingresado los datos del último ciclo se da click en “Carga datos” y termina el ingreso de datos.

e. Datos de Salida: Una vez se han ingresado los datos de entrada se habilita el ultimo modulo titulado “Datos de Salida”.

The screenshot shows a software window titled 'Modelo Analítico G&P' with a close button (X) in the top right corner. The main title is 'Ingreso de datos' and the subtitle is 'Modelo analítico Boberg-Lantz'. Below the title is a navigation bar with five tabs: 'Propiedades del yacimiento', 'Propiedades de los fluidos', 'Otros datos', 'Parámetros de cada ciclo', and 'Datos de salida'. The 'Datos de salida' tab is selected. The main content area is divided into three sections: 'Graficas a generar por ciclo:', 'Graficas a generar del proceso:', and 'Documentos a generar'. Each section contains a list of items with checkboxes. At the bottom, there are two buttons: 'Cargar datos' and 'Cancelar'.

Section	Item	Checkbox	
Graficas a generar por ciclo:	Temperatura promedio de la zona calentada	<input type="checkbox"/>	
	Viscosidad del petróleo	<input type="checkbox"/>	
	Tasa instantanea de crudo	<input type="checkbox"/>	
Graficas a generar del proceso:	Tasa instantanea de crudo	<input type="checkbox"/>	
	Producción acumulada de crudo	<input type="checkbox"/>	
	Relación aceite vapor	<input type="checkbox"/>	
	Factor de recobro	<input type="checkbox"/>	
Indicar limites en las graficas	Limite económico	<input type="checkbox"/>	
	Tempertura del yacimiento	<input type="checkbox"/>	
	Documentos a generar		
Excel			<input type="checkbox"/>
PDF			<input type="checkbox"/>

En este modulo el usuario define que graficas quiere generar para los ciclos individuales y para todo el proceso, para esto se debe habilitar las casillas correspondientes para cada gráfica.



En caso de que se desee graficar el factor de recobro es necesario ingresar el aceite original en sitio. Adicionalmente el usuario puede habilitar las opciones para indicar el limite económico y la temperatura del yacimiento en las gráficas. Finalmente, el usuario define que documentos de salida desea generar, puede ser un Excel o un PDF.

Al cargar los datos la herramienta pregunta al usuario como desea que se llamen los documentos de salida. Al ingresar el nombre de los documentos se da click en "Aceptar".



Se generan los archivos resultado, estos se guardan en la carpeta donde se encuentre guardado el Modelo G&P.

	Modelo G&P	Hoja de cálculo habilitada para macros de Microsoft Excel	1,104 KB
	UIS1	Hoja de cálculo de Microsoft Excel	78 KB
	UIS1	Documento PDF	237 KB

A continuación, se muestra una parte del PDF generado como resultado



Modelo analítico G&P

Datos de ingreso

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Profundidad	4050	ft
Espesor total	470	ft
Espesor neto arenas	183	ft
Número de arenas	16	

Variación de la viscosidad

Temperatura [°F]	Viscosidad [cP]
119	133.0
100	200.0

Datos de producción en frío

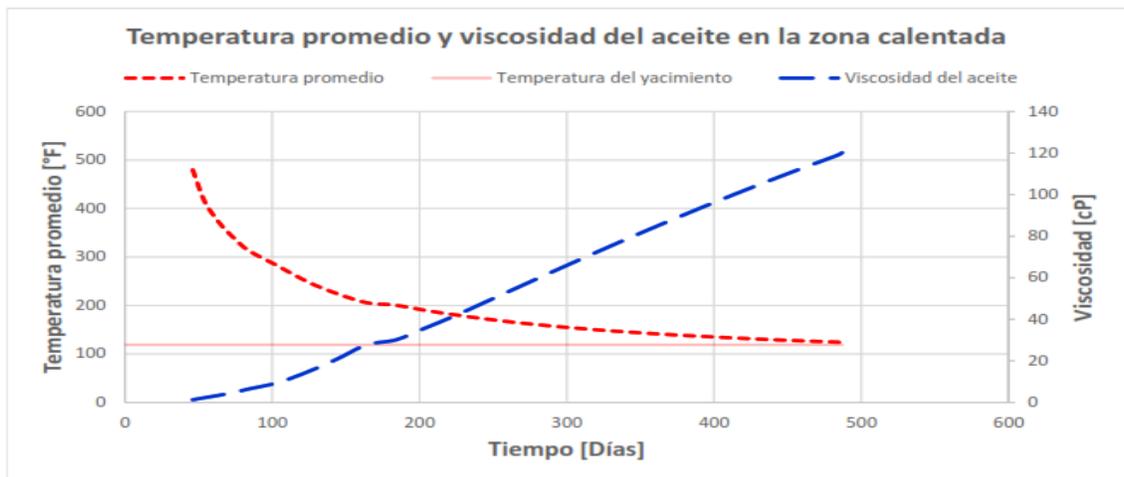


Figura 1. Temperatura promedio y viscosidad del aceite en la zona calentada a través del tiempo para el ciclo: 1

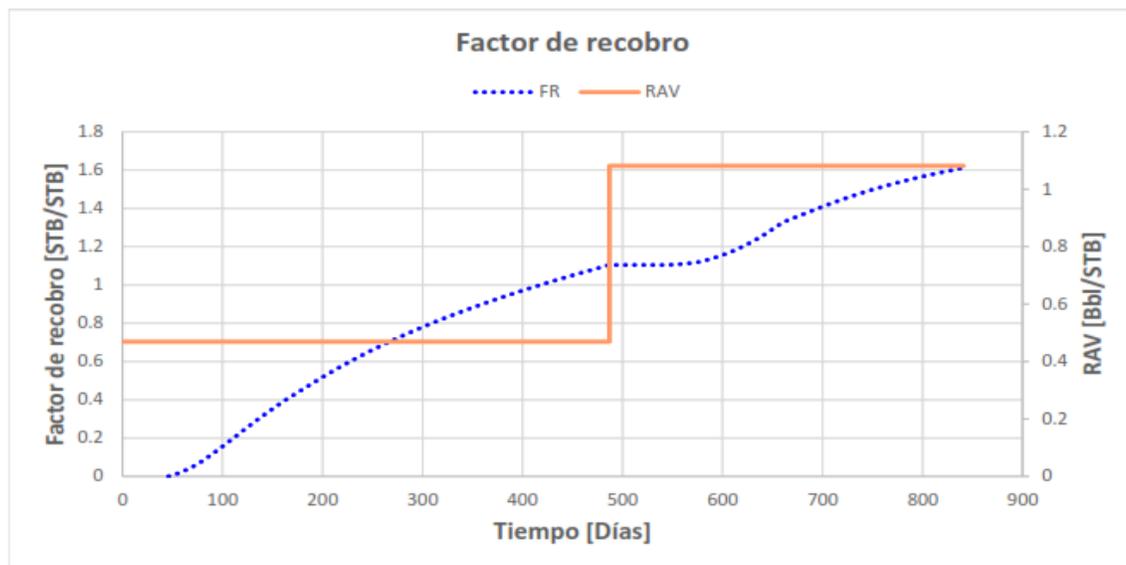


Figura 7. Factor de recobro y relación Aceite-Vapor del proceso.