

Desarrollo de una aplicación para la caracterización de pozos tipo bajo recobro primario con empuje activo de agua

Grupo de investigación en Simulación de yacimientos y Recobro mejorado.
Línea de investigación en Recobro mejorado.
Jorge Luis Ramos Ramos• Juan Carlos Comas•• Carolina Barbosa Goldstein•••
Adriana Delgado García••••

Recibido: 21 de agosto de 2011

Aceptado: octubre 31 de 2012

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se basa en el desarrollo de una aplicación para generar perfiles de producción de pozos tipo bajo recobro primario en campos con empuje activo de agua en el lenguaje de programación de Visual Basic, donde dichos perfiles se generan por medio de una modificación para pozos horizontales del método propuesto por Kuo & Desbrisay para determinación del corte de agua adimensional en pozos verticales. Esta aplicación podrá ser usada para la primera aproximación de la ubicación de un pozo propuesto en un campo ya existente tanto en pozos verticales como en pozos horizontales y esta dispone de tres correlaciones para la determinación de la tasa crítica de conificación para pozos horizontales y dos correlaciones para determinar el tiempo de irrupción en pozos horizontales.

Palabras clave: pozo tipo, pronóstico producción, Kuo & DesBriSay, Tasa crítica, Acuífero de Fondo Activo.

ABSTRACT

This research job is based in the development of an application for profiling rate production of type wells with primary recovery in fields with active pressure of water in the programming language Visual Basic, where these profiles are generated by a modification for horizontal wells of the method proposed by Kuo & DesBrisay for determining the dimensionless water cut in vertical wells. This application may be used for the first approximation of the location of a proposed well in an existing field in both vertical wells and horizontal wells as this has three correlations for the determination of the critical rate of taper for horizontal wells and two correlations to determine the breakthrough time in horizontal wells,

Keywords: type well, production forecast, Kuo & DesBrisay, critical rate, Water Drive.

-
- Docente investigador de la Universidad de América. Correo electrónico: jorge.ramos@profesores.uamerica.edu.co
 - Ingeniero del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Correo electrónico: Juan.comas@ecopetrol.com.co
 - Estudiante Investigador No. 1. Correo electrónico: carito_b1000@hotmail.com
 - Estudiante Investigador No. 2. Correo electrónico: adriana_delgadog@hotmail.com

INTRODUCCIÓN

Con la existencia de una metodología aplicada que permita calcular de manera cuantitativa el comportamiento de la producción de un campo, es decir, un método por el cual se pueda establecer la caracterización de pozos tipo, se puede evitar un exceso de consumo de hora-hombre, teniendo en cuenta que después de la primera aproximación de la producción, se empieza un proceso con el uso de diversas técnicas que requieren que dicha aproximación tenga alta exactitud para determinar la viabilidad del proyecto. Con la aplicación de esta metodología también se puede evitar un aporte adicional de dinero que la empresa invierte ya que al realizar una perforación con base en la caracterización de un pozo tipo previamente establecido y al contar con una cierta exactitud de producción esperada, el riesgo se vería disminuido y con ello el rango de ganancia podría incrementarse.

En este trabajo de investigación se realiza dicha aplicación que permite, de manera rápida, el cálculo del corte de agua adimensional, muestro los gráficos de producción de agua y petróleo en el tiempo y permite compararlos con datos históricos de producción.

METODOLOGÍA

La aplicación diseñada en esta investigación fue desarrollada en el lenguaje de programación Visual Basic 2008, debido a las mejoras de desempeño, sencillez y seguridad con respecto a las diferentes versiones y programas. Con la herramienta desarrollada se podrán determinar perfiles de corte de agua, registrando su comportamiento que permita pronosticar la producción de agua en pozos horizontales en yacimiento con un fuerte empuje de fondo de agua de una manera sencilla sin la necesidad de disponer de un complicado y costoso modelo de simulación numérica.

La codificación de la aplicación se divide en una ventana de inicialización principal donde se requiere de una información inicial mínima, estos datos son de entrada variables las cuales pueden ser digitadas de forma directa o pueden ser calculadas por correlación.

La estructura de la aplicación tiene un módulo de datos de entrada y tres módulos más para análisis de información, esto con el fin de simplificar la visualización de los datos, y permitirle al usuario un manejo e interpretación de los valores más rápido. Los módulos son los siguientes:

1. Datos de entrada
2. Gráficos
3. Tablas de resumen
4. Ajuste de datos

A continuación se hace una breve descripción del funcionamiento de cada uno de estos módulos:

1. **Datos de entrada:** En esta ventana se solicitan los parámetros mínimos requeridos para el funcionamiento de la aplicación; ésta se subdivide, a su vez, en 4 grupos de acuerdo con la información necesaria y un botón para realizar la predicción (ver Figura 1), estos grupos se describen a continuación.

Figura 1. Datos de entrada

Información de pozo: En este grupo se pide seleccionar información del pozo según su tipo horizontal o vertical y fluido producido.

Los parámetros mínimos requeridos son:

- Área de drenaje (acres) la cual puede ser introducida o calculada si la forma es rectangular (ver Figura 2).
- Longitud horizontal (pies).
- Longitud de Drenaje (pies).
- Profundidad de la sección horizontal (pies).
- Caudal de aceite del pozo horizontal (BPD) el cual puede ser calculado como se observa en la Figura 3. Los parámetros necesarios para calcular dicho caudal son; presión estática en psia, presión del

fondo fluente y tiene una opción mediante la cual se permite seleccionar el método para realizar dicha estimación. Los métodos anteriormente mencionados son: Joshi, Renard y Dupuy, Borisov, Giger, Giger –Reiss y Jourdan.

- Radio del pozo (pies)

Figura 2. Ventana principal, área de drenaje

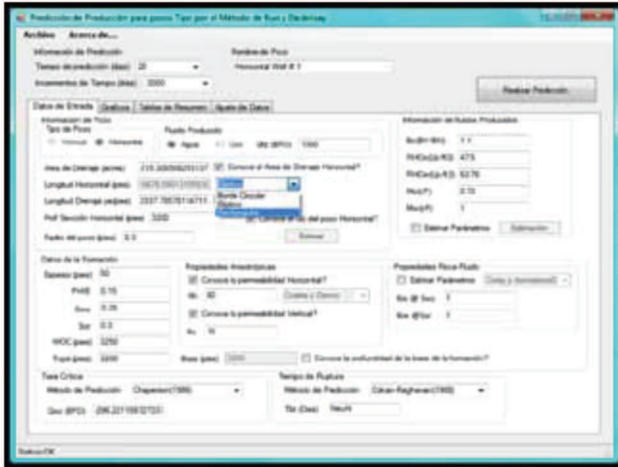


Figura 3. Estimación de Qo para pozos horizontales



INFORMACIÓN DE FLUIDOS PRODUCIDOS:

En este grupo se piden las características principales de los fluidos que se producen en el yacimiento los cuales pueden ser introducidos manualmente o calculados, los cuales son:

- Bo (BY/BN)
- ρ_o (Lb/ft³)
- ρ_w (Lb/ft³)
- μ_o (cP)
- μ_w (cP)

Si se requiere que los parámetros sean calculados se despliega una ventana en la cual se solicita información adicional de los fluidos, información de la formación e información del separador si se conoce, como se ve en la Figura 4. Esta ventana, a su vez, permite seleccionar para cada propiedad tanto del agua como del petróleo una correlación (ver Figura 5):

Figura 4. Módulo de Estimación PVT mediante correlaciones estadísticas

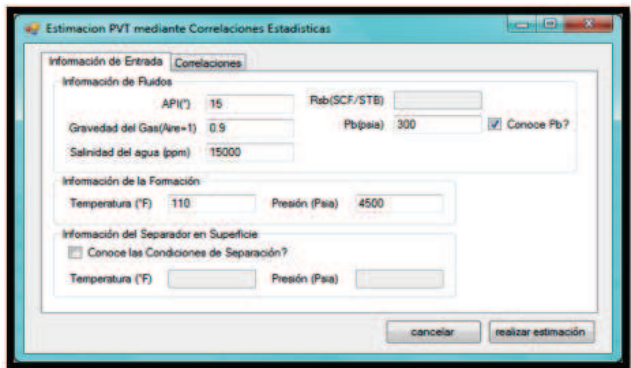
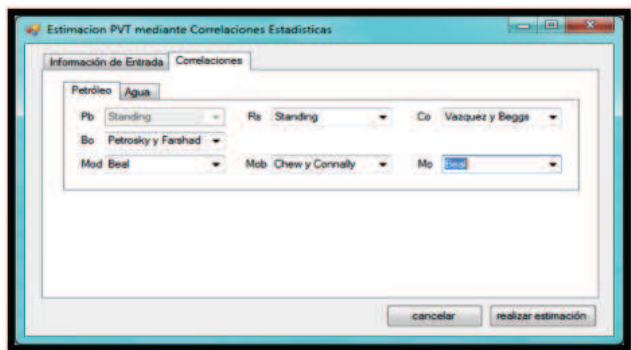


Figura 5. Módulo de Estimación PVT mediante correlaciones estadísticas



Datos de la formación: En este grupo es necesario conocer las propiedades de la formación, sus propiedades anisotrópicas y las propiedades de la roca:

- Espesor (pies).
- Porosidad efectiva (PHIE).
- Saturación de agua crítica (Swc).
- Saturación de aceite irreducible (Sor).
- Contacto Agua-Aceite (pies) (WOC).
- Tope (pies).
- Base (pies), si este dato de entrada no se conoce puede ser calculada con el espesor y el tope.

Las propiedades anisotrópicas y de la roca pueden ser calculadas o introducidas manualmente. La permeabilidad horizontal (Kh) puede ser estimada si no se conoce, por medio de las correlaciones de Coates y Denoo, Timur o Beggs y Morris; la permeabilidad vertical puede ser digitada o se calcula de la permeabilidad horizontal (ver ecuación 1 y 2).

La permeabilidad relativa del aceite a condiciones de saturación de agua crítica (Kro @ Swc) y la permeabilidad relativa del agua a condiciones de saturación de aceite irreducible (Krw @ Sor) pueden ser estimados por las correlaciones de Corey y Asociados, Willie, Smith en caso de ser un parámetro desconocido (ver Figura 7).

- Coates y Denoo:

Ecuación 1. Cálculo de kh

$$k_H = (100e)^4 \left(\frac{1 - S_{wirr}}{S_{wirr}} \right)^2$$

Fuente: Tiab D. , Donaldson E .Petrophysics 2ed (2004). Elsevier.

- Timur :

Ecuación 2. Cálculo de k

$$k = 0.136 \frac{(\theta e)^{4.4}}{S_{wirr}^2}$$

Fuente: Tiab D. , Donaldson E .Petrophysics 2ed (2004). Elsevier

Figura 6. Cálculo de la permeabilidad horizontal

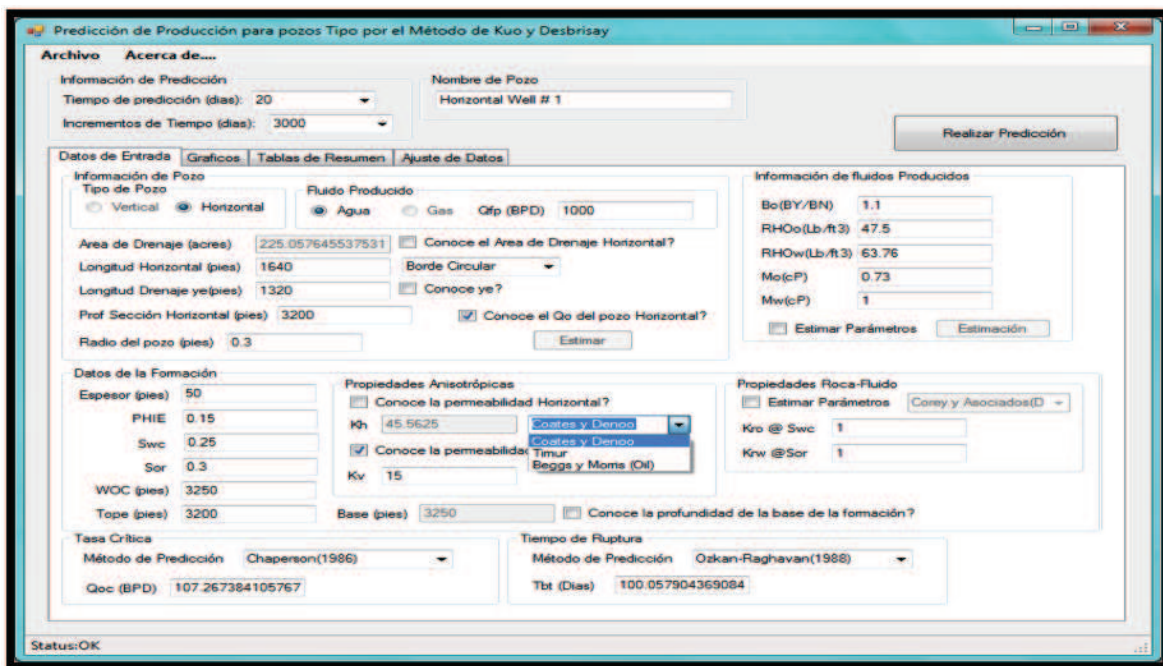
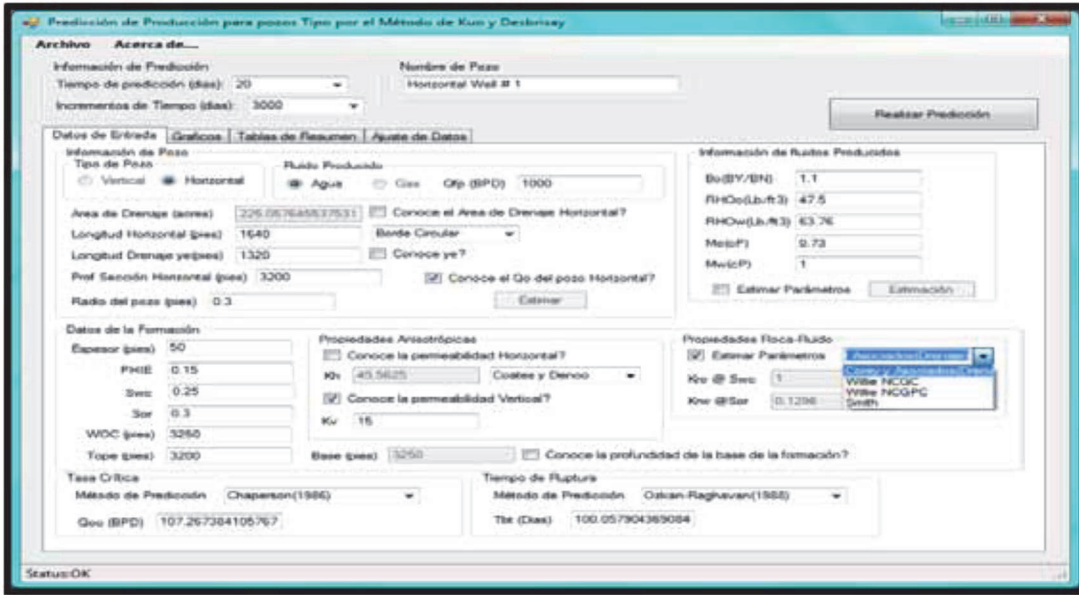


Figura 7. Cálculo de la permeabilidad relativa del aceite



Tasa crítica y tiempo de ruptura: Este es un subgrupo de predicción, objeto fundamental de esta aplicación y se puede calcular mediante las correlaciones de Chaperson, Efros, Karcher, Joshi para tasa crítica y Ozkan Raghavan y Papatzacos para tiempo de ruptura (ver Figuras 8 y 9).

Las correlaciones de tiempo de ruptura (avance en el tiempo) proporcionan las estimaciones de tiempo de avance del agua para una tasa de producción constante y un fluido de un determinado conjunto de condiciones de yacimiento. El uso más práctico de las correlaciones de tiempo ruptura es la evaluación de los pozos que ya han experimentado la irrupción de agua. En algunos casos, las correlaciones se pueden utilizar para volver a calcular la permeabilidad vertical.

Figura 8. Cálculo de tasa crítica

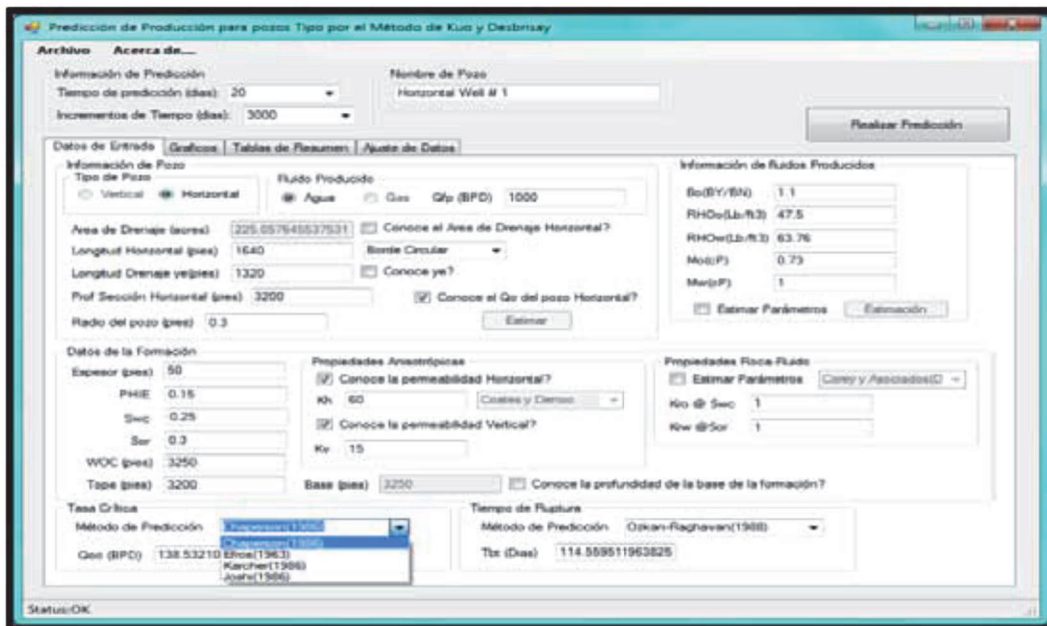
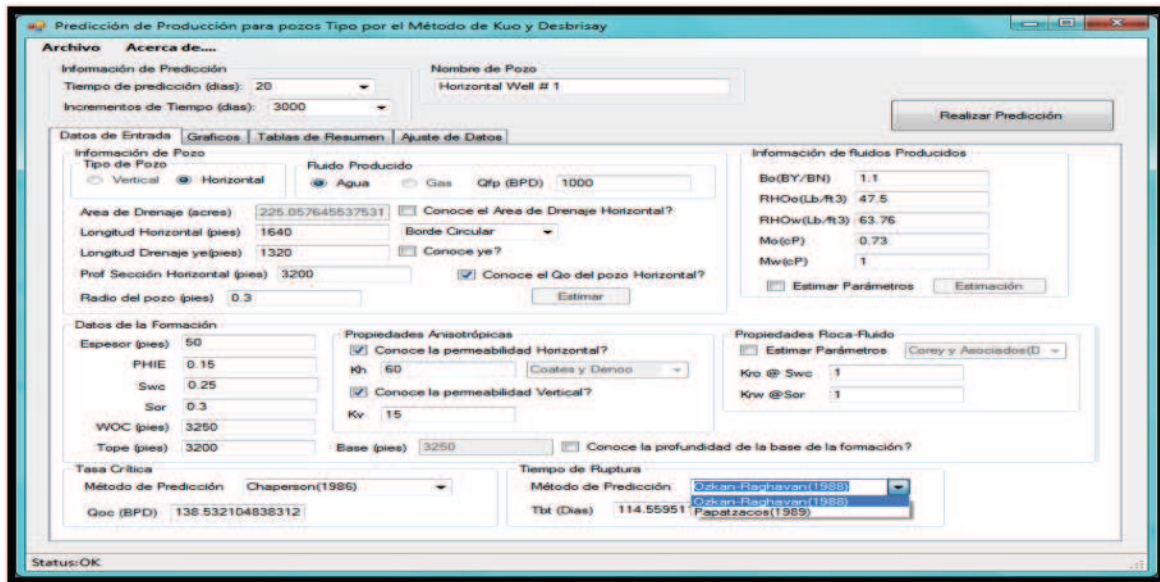


Figura 9. Cálculo del tiempo de ruptura



A continuación se muestran las ecuaciones más importantes usadas para el desarrollo de la aplicación, propuestas por los autores anteriormente mencionados:

Pozos horizontales

Para el Cálculo de la tasa crítica se proponen los siguientes autores:

- Chaperon

Ecuación 3. Cálculo de q_o por Chaperon

$$q_o = \frac{4.888 \times 10^{-4} L_{ho} (h - Ww)^2 (\Delta\rho_{wo}) F}{\gamma_e \beta_o \mu_o}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Donde,

Ecuación 4. Cálculo de q_o por Chaperon

$$F = 3.962 + 0.0062 (\alpha) - 0.00054(\alpha)^2$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Ecuación 5. Cálculo de q_o por Chaperon

$$\alpha'' = \frac{\gamma_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

- Efros

Ecuación 6. Cálculo de q_o por Efros

$$q_o = \frac{4.888 \times 10^{-4} L k_o h^2 (\Delta\rho_{wo})}{\beta_o \mu_o \left[2\gamma_e + \sqrt{(2\gamma_e)^2 + \frac{h^2}{3}} \right]}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

- Ozkan y Raghavan

Ecuación 7. Cálculo de t_{BT} por Ozkan y Raghavan

$$t_{BT} = \frac{\check{f}_d h^3 E_s k_h}{5.615 q_o \beta_o k_v}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Donde,

Ecuación 8. Cálculo de a_D por Ozkan y Raghavan

$$a_D = \frac{2\alpha_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Ecuación 9. Cálculo de L_D por Ozkan y Raghavan

$$L_D = \frac{L}{2h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Ecuación 10. Cálculo de b por Ozkan y Raghavan

$$b = \frac{h_p}{h}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Ecuación 11. Cálculo de Z_{WD} por Ozkan y Raghavan

$$Z_{WD} = \frac{Z_W}{h}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Ecuación 12. Cálculo de r_{WD} por Ozkan y Raghavan

$$r_{WD} = \frac{r_W}{h}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

E_s es la eficiencia de barrido, es una función de: a_D , L_D , b , Z_{WD} , r_{WD} , no está relacionada con la eficiencia de barrido asociadas a las correlaciones de inyección de agua. La clave dada por Ozkan y Raghavan es que el agua de fondo de pozo de accionamiento puede ser representada como una barrera de presión constante.

• Joshi

Ecuación 13. Cálculo de J_k por Joshi

$$J_k = \frac{0.00708 \times h \times k_h}{\mu_0 \beta_0 \left[\ln(R) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]}$$

Fuente: S. D. Joshi, Horizontal Well Technology. (1991). Penn Well Books.

Donde,

Ecuación 14. Cálculo de R por Joshi

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}$$

Fuente: S. D. Joshi, Horizontal Well Technology.(1991). Penn Well Books.

Y uno es la mitad del eje mayor de drenaje de la elipse y está dada por:

Ecuación 15. Cálculo de a por Joshi

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{ch}}{L}\right)^4} \right]^{0.5}$$

Fuente: S. D. Joshi, Horizontal Well Technology. (1991). Penn Well Books.

Joshi (1991) representó la influencia de la anisotropía del reservorio mediante la introducción de K_v deduciendo la permeabilidad vertical en la ecuación:

Ecuación 16. Cálculo de B por Joshi

$$B = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$

Fuente: S. D. Joshi, Horizontal Well Technology. (1991). Penn Well Books.

Para tener la siguiente ecuación;

Ecuación 17. Cálculo de J_h por Joshi

$$J_h = \frac{0.00708 \times h \times k_h}{\mu_0 \beta_0 \left[\ln(R) + \frac{B^2 h}{L} \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right) \right]}$$

Fuente: S. D. Joshi, Horizontal Well Technology. (1991). Penn Well Books.

• Karcher

Karcher (1986) propuso una correlación que produce un flujo crítico de aceite similar a la de ecuación Efron. Una vez más, la correlación no tiene en cuenta la permeabilidad vertical.

Ecuación 18. Cálculo de Q_{oc} por Karcher

$$Q_{oc} = 0.0783 \times 10^{-4} \frac{K_h (\rho_w - \rho_o) (h - B)^2 L}{\mu_0 \beta_p (2\gamma_e)} \times \left[1 - \left(\frac{h-B}{\gamma_e} \right)^2 \left(\frac{1}{24} \right) \right]$$

Fuente: S. D. Joshi, Horizontal Well Technology. (1991). Penn Well Books.

Donde:

- ▶ $B = h - Db$
- ▶ $Db =$ distancia entre WOC y pozo horizontal, pies

Para el Cálculo del tiempo de ruptura se proponen los siguientes autores:
- Papatzacos

Para $q_D < 0.4$ (presión constante en las fronteras)

Ecuación 19. Cálculo de t_{DBT} por Papatzacos

$$t_{DBT} = \frac{1}{6q_D}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Para $q_D > 0.4$ (equilibrio gravitacional en el cono)

Ecuación 20. Cálculo de t_{DBT} por Papatzacos

$$t_{DBT} = 1 - (3q_D - 1) \ln\left(\frac{3q_D}{3q_D - 1}\right)$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Note que cuando $q_D > 1$, ambas ecuaciones determinan el mismo resultado

Donde,

Ecuación 21. Cálculo de q_D por Papatzacos

$$q_D = \frac{325.86 \mu_0 q_0 \beta_0}{Lh (\Delta\rho_{og}) \sqrt{k_v k_h}}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

Ecuación 22. Cálculo de t_{BT} por Papatzacos

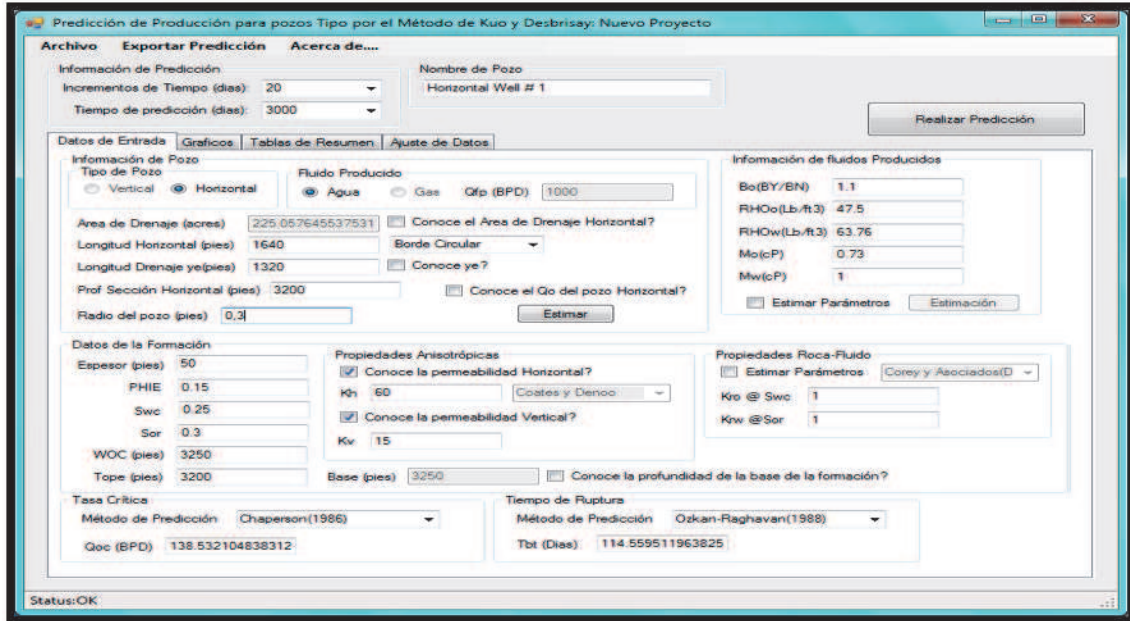
$$t_{BT} = \frac{364,72 \mu_0 h \phi}{k_v (\Delta\rho_{og})} t_{DBT}$$

Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering HandBook 3ed. (2006). Elsevier.

PROCEDIMIENTO DE LA ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN:

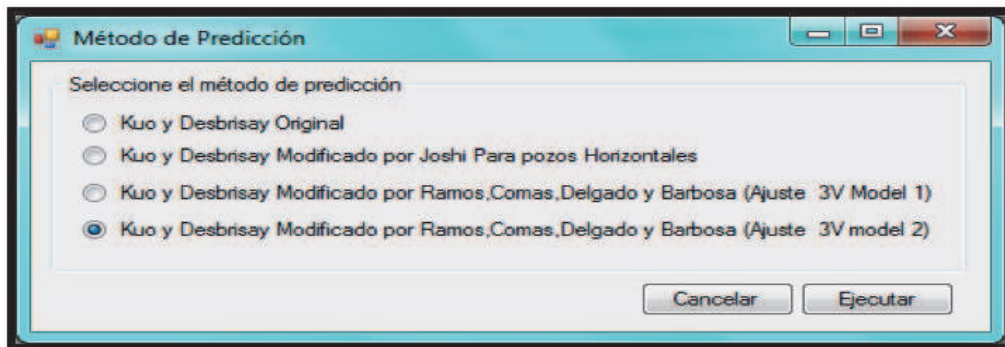
Después de introducir los datos requeridos para la estimación, se activa un botón (ver Figura 10) que permite iniciar la predicción de la producción, que es el objetivo principal de la aplicación

Figura 10. Predicción de la producción por medio de la aplicación



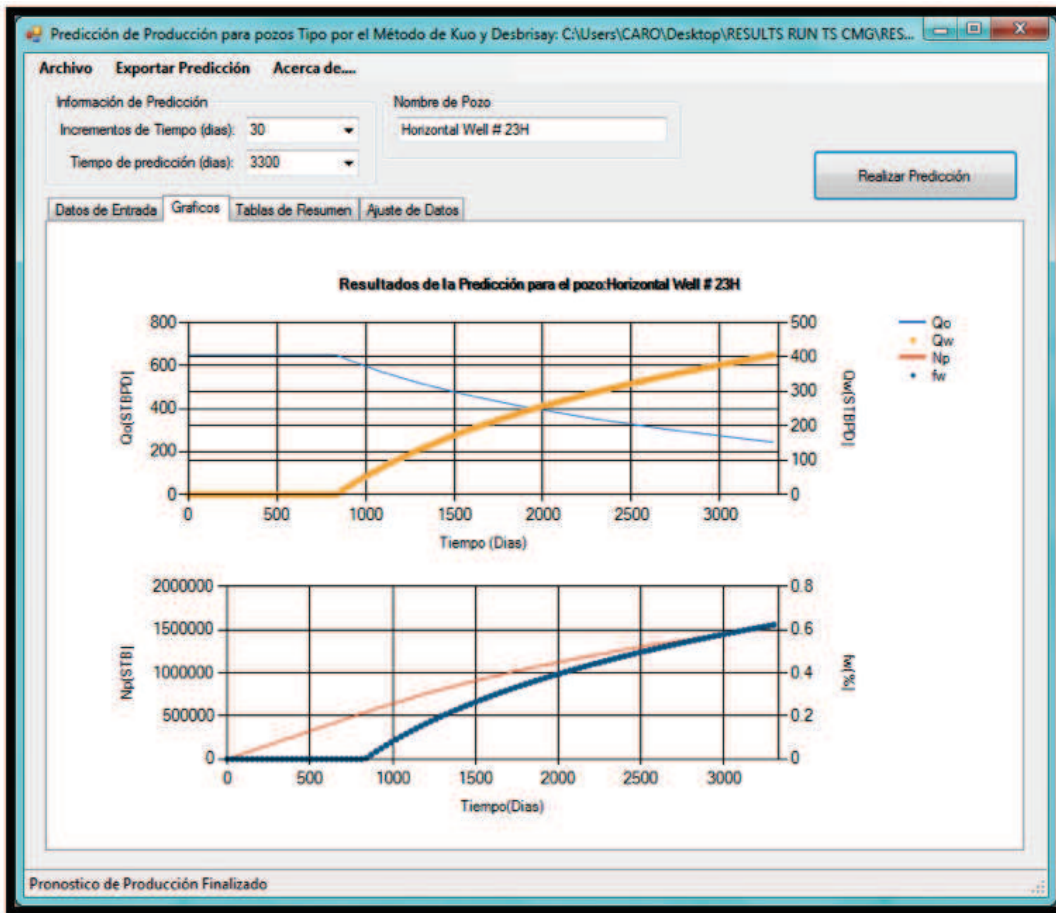
Al presionar el botón se abre un módulo que permite la selección de la correlación usada para el pronóstico del corte de agua para pozos horizontales. Este Módulo permite la selección de método original propuesto por Kuo & Desbrisay, la modificación de Joshi para pozos horizontales y las correlaciones desarrolladas como estudios adicionales de esta investigación explicadas detalladamente en el anexo (ver Figura 11).

Figura 11. Selección del método de predicción



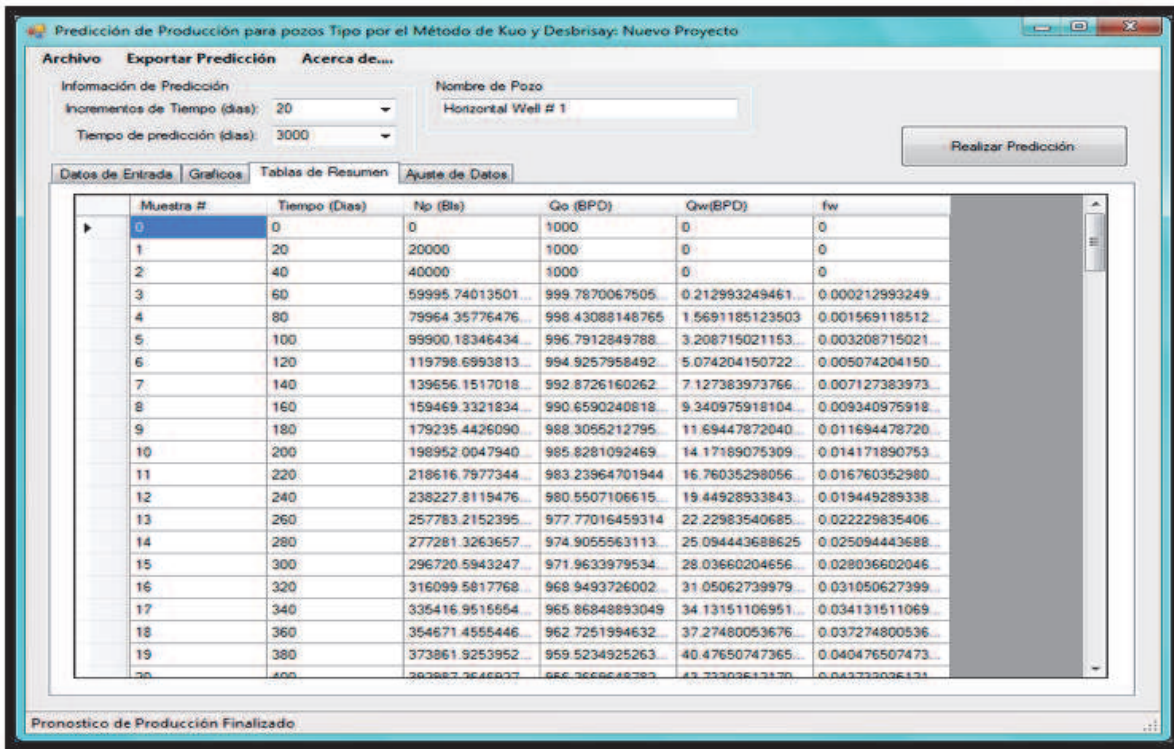
2. Gráficos. En esta ventana se muestran las curvas de declinación del pozo que se está estudiando, la sección consta de dos gráficos; en el primero se muestra la variación del caudal de aceite y el caudal de agua con el tiempo en días, en el segundo se muestra el aceite producido Acumulado (Np) y el flujo fraccional del agua (en porcentaje) con el tiempo en días (ver Figura 12).

Figura 12. Gráficos de producción



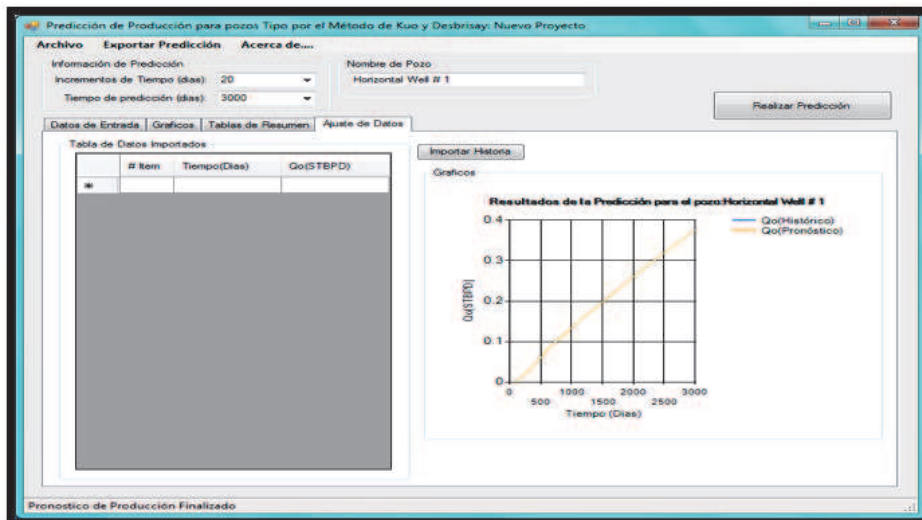
3. Tablas de resumen. En esta ventana de la aplicación se muestran los datos con los que se realizaron los gráficos anteriormente mencionados. Esta sección consta de 6 columnas en las que se contienen los datos del número de la muestra, el tiempo en días, el Np en barriles, el Qo en barriles por día, el caudal de agua en barriles por día y el flujo fraccional de agua. (ver Figura 13).

Figura 13. Tablas de resumen



4. **Ajuste de datos.** En esta ventana se permite comparar los datos de producción obtenidos mediante el uso de la aplicación con los datos históricos de producción. Esto se hace por medio de una opción que contiene el programa que permite importar datos históricos de la producción de un pozo (ver Figura 14).

Figura 14. Módulo de importación de datos



ANÁLISIS DE RESULTADOS

La validación de la aplicación se hizo por medio de la creación de un caso de simulación con un pozo base horizontal y se obtuvo el perfil de corte de agua por medio de una simulación numérica del Simulador Blac-

kOil IMEX de CMG. Este resultado fue comparado con el perfil obtenido por medio de la aplicación. El proceso se muestra a continuación:

Los datos usados para generar el modelo de simulación del pozo base se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 1. Datos básicos del yacimiento para introducción en la aplicación

PHIE	0.08	Swi	0.39	WOC (pies)	9340
Kh (mD)	58	Moi (cP)	8.416084	Tope (pies)	8814.54
la	0.1	Boi (RB/STB)	1.04823872	Base (pies)	10019.08
Kv (mD)	5.8	Kro @ Swirr	1	H (pies)	1204.54
Pi (psi)	4127	Krw@ Swmax	1	Hwi (pies)	679.08
Soi	0.61	Tr	701.9	Bwi(RB/STB)	1.053
Hoi (pies)	525.46	Sor	0.3	OOIP (STB)	167,910,000.00
Den_o (lb/ft3)	59.9	Den_w (lb/ft3)	62.4	Mwi (cP)	1

Tabla 2. Datos básicos del pozo

QI (BPD)	650
Lh (pies)	1199.335
A (acres)	884.764116
Prof H (pies)	9208.9065
Db (pies)	131.0935

Estos datos fueron introducidos en la aplicación (ver Figura 15) y el método seleccionado para la predicción fue el desarrollado por Kuo & DesBrisay y modificado por Joshi (ver Figura 16)

Figura 15. Introducción de datos en la aplicación

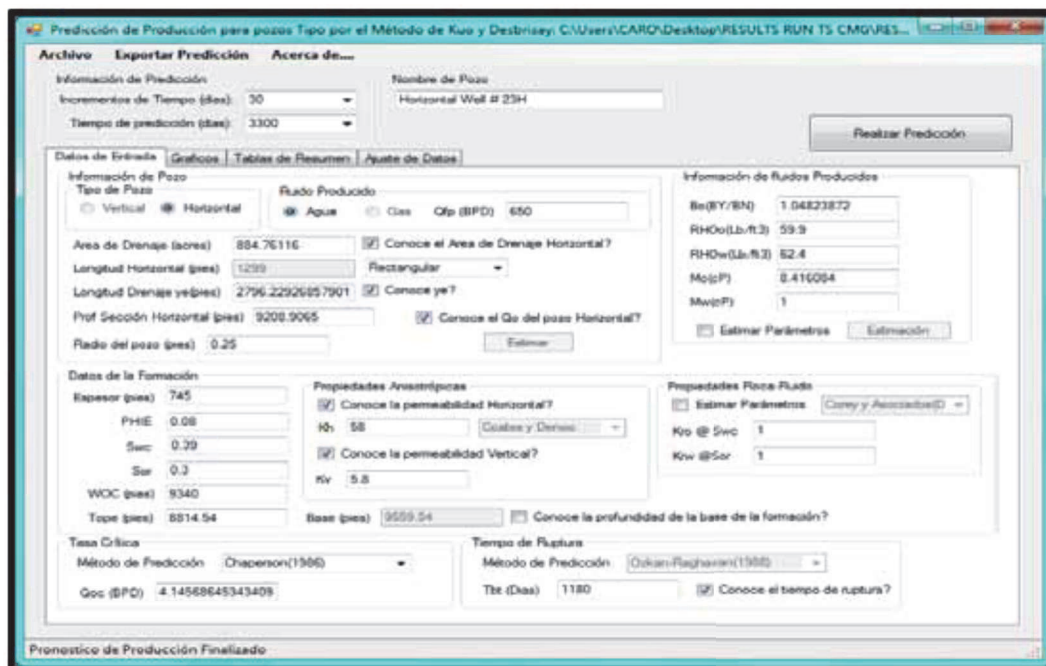
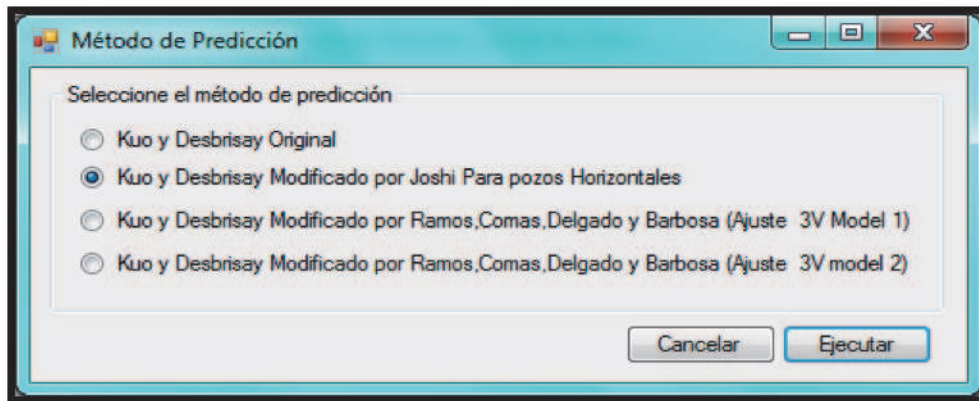
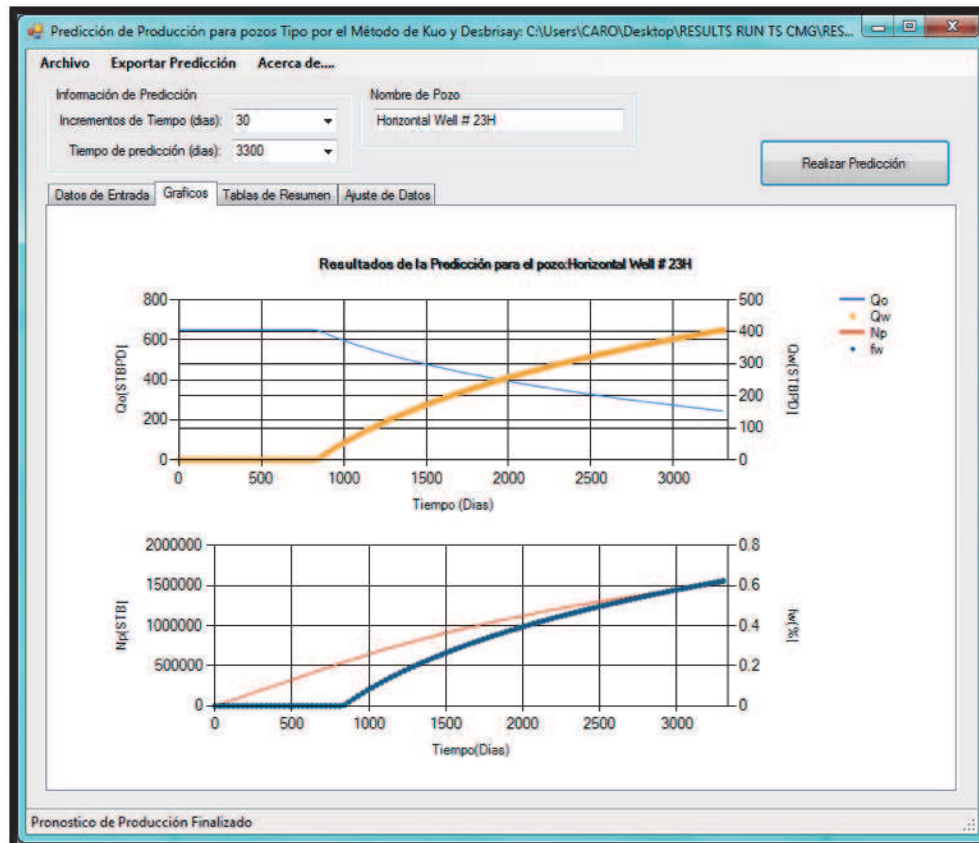


Figura 16. Selección del método de predicción para la validación



Después de la selección del método de predicción, se presiona ejecutar y se obtiene el perfil de producción como se observa en la Figura 17.

Figura 17. Gráficos obtenidos de la validación

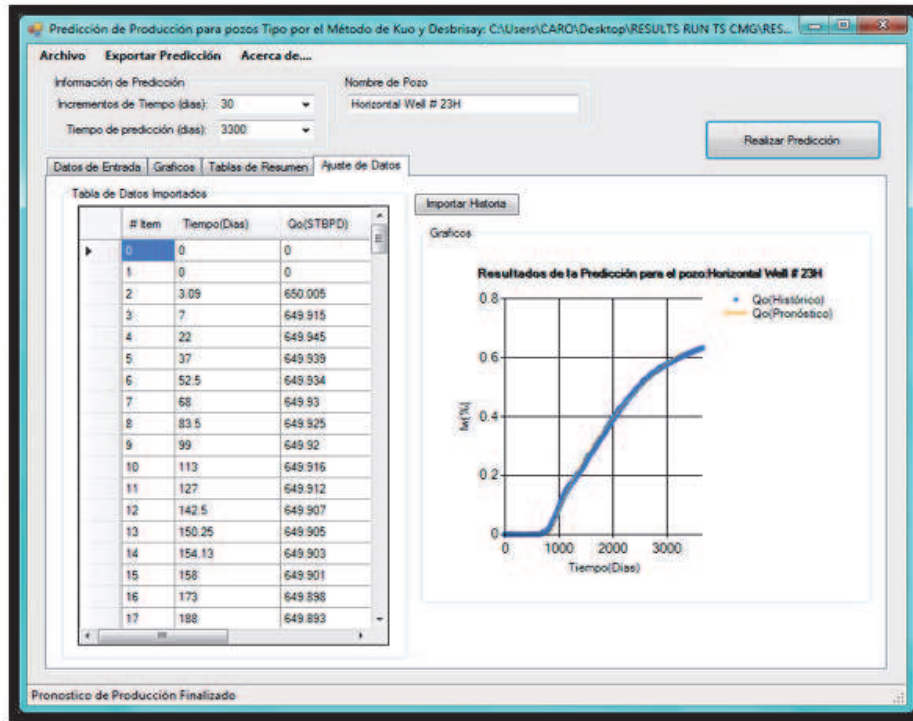


Como se mencionó anteriormente, se obtienen dos gráficos, en el primero se muestra el caudal de aceite y el caudal de agua con el tiempo en días; en el segundo se muestra el aceite producido acumulado (Np) y el

flujo fraccional del agua (en porcentaje) con el tiempo en días.

Al obtener el perfil de producción por medio de la aplicación, este se compara con el obtenido de la simulación en el Simulador IMEX de CMG (ver Figura 18)

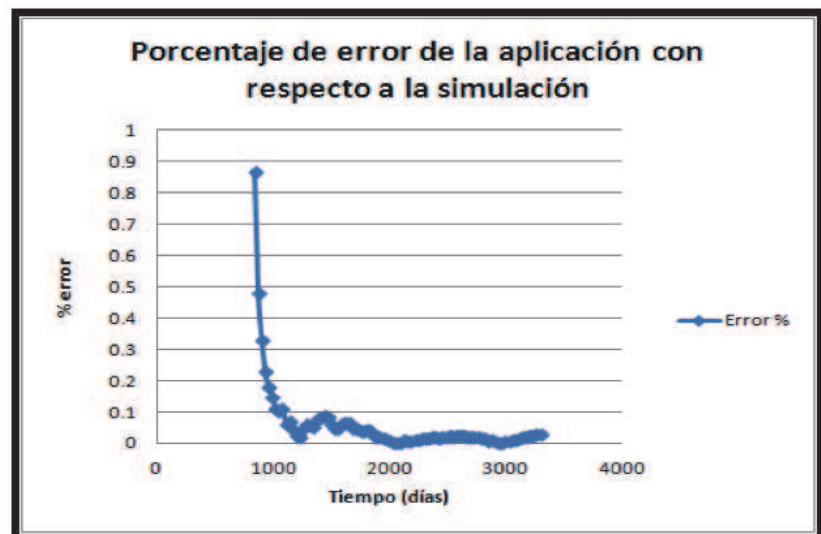
Figura 18. Gráficos de producción del pozo base obtenido en la aplicación vs pronóstico caso simulación



Como se observa en la Figura 18, el comportamiento de producción obtenido en la aplicación reproduce de manera muy consistente al comportamiento de producción obtenido en la simulación numérica, lo que indica que la aplicación es efectiva para la determinación de corte de agua adimensional.

A continuación se muestra una gráfica del porcentaje de error que tiene la aplicación con respecto a la simulación:

Figura 19. Porcentaje de error de la aplicación con respecto a la simulación



Como se muestra en la figura anterior, después de un 0.8% de error inicial, el porcentaje de error se mantiene entre el 0 y el 0.1%, lo que indica que el corte de agua no difiere mucho entre la predicción generada por la aplicación y la simulación.

Como la aplicación está basada en modificaciones de la correlación original de Kuo & DesBrisay, el rango de aplicabilidad es el mismo usado por los autores:

- $0.01 < I_a < 1$
- $500 < Q_t < 10,000$
- $5.25 < D_b < 34.65$
- $1 < M < 9.8$

CONCLUSIONES

- La aplicación reproduce el comportamiento de producción de manera óptima comparado con una simulación numérica, lo cual reduce de manera significativa las horas hombre para la caracterización de pozos tipo.
- La estructura de la aplicación es amigable, la cual está integrada por una serie de módulos que minimizan la cantidad de datos que van a ingresar para realizar un pronóstico de producción de pozos tipo horizontales bajo empuje hidráulico a través de la aplicación.
- La aplicación dispone de tres correlaciones para la determinación de la tasa crítica de con-

ificación para pozos horizontales y dos correlaciones para determinar el tiempo de irrupción en pozos horizontales.

- La aplicación dispone de las correlaciones PVT más usadas en caso de requerir la estimación de propiedades básicas de fluido.
- La aplicación permite la estimación de la tasa de producción a condiciones estabilizadas de un pozo horizontal a través de al menos 3 correlaciones bases.
- La aplicación permite la aplicación del método de Kuo & DesBrisay Original y el método modificado para pozos horizontales propuesto por Joshi.

BIBLIOGRAFÍA

AMED Tarek, *Gas and water coning*, British Library Cataloging, Reservoir engineering handbook, Butterworth Heinemann, 2001, págs 570-622.

C. BOURNAZEL AND BERNARD JEANSON, "Fast Water Coning Evaluation Method", SPE 3628, presented at the 46th Annual SPE Meeting, New Orleans, LA, October 3-6, 1971.

HORNAPOUR, Mehdi, *Two phase relative permeability*, KOEDERITZ, Leonard F, Relative permeability of Petroleum Reservoirs, 1985, págs 15-41

I. CHAPERON, "Theoretical Study of Coning-Toward Horizontal

and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates", SPE 1537, presented at the 61st SPE Annual Meeting, New Orleans, LA, October 5-8, 1986.

M. C. KUO AND C. L. DESBRISAY, "A Simplified Method for Water Coning Predictions", M. C. Kuo and C. L. DesBrisay, SPE 12067, presented at the 58th Annual SPE Meeting, San Francisco, CA, October 5-8, 1983.

MAGDALENA Paris de Ferrer, *Análisis de curvas de declinación*, ORTIZ Javier, Fundamentos de ingeniería de yacimientos, 2009, págs 503-518

OZKAN, E. AND RAGHAVAN, R. "Performance of Horizontal Wells Subject to Bottom.", SPE 18545, presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, Nov. 2-4, 198.

P. PAPTZACOS, T. R. HERRING, R. MARTINSEN, S. M. SKJAEVELAND "Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells", SPE 19822, presented at the 64th Annual SPE Meeting, San Antonio, TX, October 8-11, 1989.

S. D. JOSHI, "Horizontal Well Technology", Penn Well Books, 1991, pág 151.