

Correlación de corte de agua adimensional para pozos horizontales basada en Kuo&Desbrisay

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: 20 de septiembre de 2012

Aceptado: octubre 31 de 2012

RESUMEN

La simulación numérica se utilizó para determinar la sensibilidad del comportamiento de la conificación de agua a diversos parámetros de reservorio en pozos horizontales. Los resultados de la simulación se utilizaron entonces para desarrollar una correlación simplificando la predicción de la conificación de agua para pozos horizontales desarrollada anteriormente por los autores Kuo & Desbrisay en su "Método simple para las predicciones de la conificación de agua" pero evaluada en pozos verticales originalmente. La correlación es general, ya que los estudios de sensibilidad cubren un amplio rango de parámetros de yacimiento (relación de permeabilidad vertical a la horizontal, denominada razón de anisotropía 0,01 a 1; Distancia de la perforación del pozo horizontal al contacto Agua-aceite denominado D_b de 5,5 a 34,5 ft; tasa de producción de 500 a 10.000 de líquido bruto; relación de movilidad 1,0 a 9,8. La correlación para pozos horizontales propuesta en una herramienta de mano, con la cual los ingenieros de campo convenientemente pueden predecir la tasa crítica, tiempo de ruptura y la eficiencia de barrido del corte de agua. En comparación con los complejos modelos numéricos, la correlación es particularmente útil cuando algunos datos de reservorio no están disponibles o cuando el tiempo de la ejecución para el costo del proyecto es limitado.

Palabras Clave: Kuo & Desbrisay, conificación de agua, pozos horizontales

ABSTRACT

The numerical simulation was used to determine the sensitivity of the behavior of water coning at various reservoir parameters in horizontal wells. The simulation results were then used to develop a correlation simplified the prediction of water coning for horizontal wells previously developed by the authors Kuo & DesBrisay in his "Simple method for prediction of water coning" but evaluated in vertical wells originally. The correlation is generally as sensitivity studies covering a wide range of parameters reservoir (ratio of vertical to horizontal permeability, called anisotropy ratio of 0,01 to 1; distance from horizontal drilling of oil-water contact called D_b from 5,5 to 34,5 ft; production rate of 500 to 10.000 of gross liquid; mobility ratio 1,0 to 9,8.

The correlation for horizontal wells proposed in a hand tool with which field engineers can conveniently predict the critical rate, breakthrough time and sweep efficiency of water cut. Compared to complex numerical models, the correlation is particularly useful when some reservoir data are not available or when the execution time for the cost of the project is limited.

Key Words: Kuo&Desbrisay, water coning, horizontal wells.

Docente investigador de la Universidad de América. Correo electrónico: jorge.ramos@profesores.uamerica.edu.co

•• Ingeniero del Instituto colombiano del petróleo. Correo electrónico: Juan.comas@ecopetrol.com.co

••• Estudiante investigador. Correo electrónico: carito_b1000@hotmail.com

•••• Estudiante investigador. Correo electrónico: adriana_delgadog@hotmail.com

INTRODUCCIÓN

El objeto fundamental para un ingeniero que pretenda hacer un estudio de la caracterización de un pozo tipo, debe tener en cuenta, y es motivo de su interés, conocer la producción máxima de petróleo y si ese pozo puede sufrir conificación de agua; la rata de producción de petróleos es llamada "rata crítica". Si se desean saber aspectos económicos acerca de la rata crítica es necesario saber dos cosas adicionales, el tiempo de ruptura y el avance después del tiempo de ruptura.

Varios autores han intentado proveer de modelos de conificación para determinar 1) rata crítica, 2) tiempo de ruptura, 3) avance del tiempo del corte de agua después del tiempo de ruptura.

M.C.T Kuo and C.L Desbrisay han realizado una correlación de tiempo de irrupción adimensional para pozos verticales que fue aplicada en el reservorio Vivian en el campo Sur de Huayari, en el occidente de Perú, que permite ver el comportamiento de la posible curva de producción por medio de la relación de algunas variables que pueden generar la declinación de la producción en un pozo, el cual es la base para la realización de esta nueva correlación. Las ecuaciones usadas en su trabajo pertenecen a los siguientes autores: Muskat y Wyckoff, Arthur, Chaney et al y Chierici et al publicaron soluciones gráficas para determinación de caudales críticos, mientras que Meyer y Garder y Schols proporcionaron ecuaciones para determinación de los mismos. Las primeras dos ecuaciones han sido estudiadas analítica y experimentalmente. Sobocinski y Cornelius, y Bournazel y Jeanson presentaron correlaciones empíricas para predicción de tiempos de ruptura; los dos últimos también propusieron correlaciones empíricas para predicción de la evolución del corte de agua. Los anteriores autores proporcionaron de manera independiente una aproximación muy cercana a la real de las tazas críticas y los tiempos de ruptura del campo, y son las mismas que se usarán en el diseño de la aplicación para la caracterización de pozos tipo con empuje activo de agua, objetivo principal de esta investigación.

Las predicciones de la evolución del corte de agua usualmente requieren del uso modelos numéricos complicados y costosos. Adicionalmente, Letkeman usó un modelo numérico de conificación que reúne todos los modelos anteriores y sirve para investigar varias técnicas de completamiento y producción. Miller y Roger usaron un simulador numérico para estudiar el efecto de diferentes parámetros del reservorio en la evolución de la conificación. Estos modelos numéricos

ofrecen una gran flexibilidad de datos y requieren información muy detallada y grandes cantidades de dinero y cómputo de datos.

METODOLOGÍA

Correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales. Siguiendo el procedimiento establecido por Kuo y DesBrisay, se sigue la variación de los parámetros con el fin de evaluar su aplicabilidad para pozos horizontales, con la diferencia de que, para este tipo de pozos, no se evalúa el espesor perforado "h_p" sino la distancia del pozo horizontal al contacto agua- aceite "D_b".

Casos para la evaluación de la factibilidad de la correlación de Kuo & DesBrisay en pozos horizontales. Esta investigación propone el desarrollo de una correlación basada en las siguientes sensibilidades:

Sensibilidades de Q_t

- Q_{t1}: 500 BFPD Q_{t2}: 1.500 BFPD Q_{t3}: 3.000 BFPD Q_{t4}: 1.000 BFPD

Sensibilidades de I_a

- I_{a1}: 0,01 I_{a2}: 0,5 I_{a3}: 0,25 I_{a4}: 0,75 I_{a5}: 1

Sensibilidades de D_b

- D_{b1}: 5,25 D_{b2}: 11,55 D_{b3}: 28,35 D_{b4}: 34,65

Sensibilidades de M

- M₁: 1 M₂: 2 M₃: 5 M₄: 7 M₅: 9

1. Calcular el tiempo de avance después de la ruptura utilizando el método desarrollado para pozos horizontales o la entrada del valor definido por un usuario.
2. Asumir un incremento de paso de tiempo. El paso por primera vez se encuentra en $t = t_{BT}$ seguido por intervalos de tiempo a intervalos regulares.

$$t_{DBT} = \frac{t}{t_{BT}}$$

3. Calcular N

En este caso N es el POES, que es obtenido de la simulación.

4. Calcular Np al final del paso del tiempo actual. Para

$$t = t_{BT}, Np$$

$$Np = t_{BT} (q_o)$$

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

5. Calcular la fracción de aceite móvil producida durante el paso del tiempo, M_D

$$M_D = \frac{\frac{N}{N_p} (1 - S_{WC})}{1 - S_{OR} - S_{WC}}$$

6. Calcular el espesor actual zona de agua,

$$h_w = H_w + H_o (M_D)$$

7. Calcular el espesor actual de la columna de petróleo,

$$h_o = H_o (1 - M_D)$$

8. Calcular el corte de agua límite, $(wc)_{limit}$

$$(wc)_{limit} = \frac{Mh_w}{Mh_w + h_o}$$

9. Determinación del corte de agua adimensional.

El corte de agua adimensional es obtenido de la relación entre el corte de agua obtenido de la simulación y el corte de agua límite.

Caso 1: Variación de la tasa de producción de líquido (Q_i)

En este caso se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación del caudal de fluido producido (Q_i). Los valores asignados para este parámetro fueron: 500 BFPD, 1.500 BFPD, 2.000 BFPD, 3.000 BFPD y 10.000 BFPD y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional se ven en la Figura 4.

Caso 2: Variación de la razón de anisotropía (I_a)

En este caso se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación del parámetro razón de anisotropía (I_a). Los valores asumidos para este parámetro fueron: 0,01; 0,5; 0,25; 0,75; 1 y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional comparados con el caso base, se muestran en la Figura 5.

Caso 3: Variación de la sección horizontal al contacto Agua-Petróleo (D_b)

Como en los anteriores casos, para éste se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación de la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua-petróleo (D_b). Los valores asignados para este

parámetro fueron: 5,25 pies; 11,55 pies; 28,35 pies; 34,65 pies y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional se observan en la Figura 6.

Caso 4: Variación de la Razón de Movilidad (M)

En este caso se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación del caudal de fluido producido (Q_i). Los valores asignados para este parámetro fueron: 1;2;5;7;9,8 y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional se ven en la Figura 7.

Se muestra la Figura 8 de todos los casos de estudio para el desarrollo de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Se puede concluir de los gráficos obtenidos de la variación de los parámetros para el estudio de la aplicabilidad de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales y teniendo en cuenta las variables estudiadas, que el corte de agua adimensional es independiente del caudal total de fluido producido y de la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua-aceite, sin embargo al cambiar la razón de anisotropía y la razón de movilidad se muestra un cambio en las curvas del corte de agua adimensional, por lo tanto se puede decir que este depende directamente de estos parámetros.

Considerando lo anterior, el ajuste de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales propuesto debe ser de la forma: $WcD=f(tD, M, I_a)$.

Ajuste del modelo. Teniendo en cuenta que la gráfica obtenida de las curvas de todos los casos no muestra de manera clara algunos puntos, se propuso hacer un filtro de $tD > 0,7$ y realizar un nuevo gráfico para obtener mejor claridad (ver Figura 9).

El ajuste de las curvas se hizo por medio de un programa para ajuste de curvas y análisis de datos. El modelo propuesto es un polinomio grado 4, que tiene un coeficiente de correlación de 0,993432, que indica el grado de dependencia que hay entre las variables independientes con respecto a la variable dependiente y un coeficiente de determinación de 0,986906 que indica la capacidad de reproducción de los datos utilizados por parte del ajuste propuesto (ver Figura 10).

A continuación se muestra la ecuación obtenida del ajuste de los datos:

$$\begin{aligned}
W_{CD} = & A0 + A1 * \text{Log}(tD) + A2 * I_a + A3 * M * A4 * [\text{Log}(tD)]^2 + A5 * I_a^2 + A6 \\
& * M^2 + A7 * [\text{Log}(tD)]^3 + A8 * I_a^3 + A9 * M^3 + A10 * [\text{Log}(tD)]^4 \\
& + A11 * I_a^4 + A12 * M^4 + A13 * \text{Log}(tD) * I_a * M + A14 \\
& + [\text{Log}(tD)]^2 * I_a * M + A15 * \text{Log}(tD) * I_a^2 * M + A16 * \text{Log}(tD) * I_a \\
& * M^2 + A17 * [\text{Log}(tD)]^3 * I_a * M + A18 * \text{Log}(tD) * I_a^3 * M + A19 \\
& * \text{Log}(tD) * I_a * M^3
\end{aligned}$$

Donde:

- A0 = 7,858685994853874E-02; A1 = 1,738950141107434E+00
- A2 = 2,848747032380170E-01 ; A3 = 1,950736246652197E+00
- A4 = -1,016804075383736E+00; A5 = -1,589331084664877E-01
- A6 = -7,117520470873521E+00; A7 = 2,735735422732113E-01
- A8 = 2,473034153007319E-02 ; A9 = 1,001192823678510E+01
- A10 = -2,927413744927029E-02; A11 = -1,209324885829918E-03
- A12 = -4,539010337036857E+00; A13 = 2,353672984840966E-01
- A14 = -5,956467550389130E-02 ; A15 = -6,232647211396658E-02
- A16 = 5,841737008901515E-02 ; A17 = 1,862604259494868E-02
- A18 = 4,700080843670833E-03 ; A19 = -6,110942281070821E-02

Esto es válido para:

- ▶ 0,01 < I_a < 1
- ▶ 500 < Q_t < 10.000 BPD
- ▶ 5,25 < D_b < 34,65 PIES
- ▶ 1 < M < 9

En base a los resultados obtenidos por el ajuste propuesto se puede concluir que este presenta una elevada capacidad de reproducción de los datos usados para la determinación del polinomio.

Modificación del ajuste propuesto considerando un caso de una roca mojada por agua con permeabilidades relativas no lineales y considerando tasas hasta 10.000 Bfd

Cuando se realizó el primer modelo una vez efectuado el ajuste se hizo la validación y se pudo comprobar que la mojabilidad de la roca y la forma de las permeabilidades relativas tiene fuerte impacto con el corte de agua; para darle una mayor robustez a la investigación se decidió cambiar el modelo de las permeabilidades relativas mojadas por agua de manera no lineal. Del estudio anterior se modificó las curvas de permeabilidad

relativa mostrando las siguientes características y dando como resultado:

Caso 1: Variación de la tasa de producción de líquido (Q_t)

En este caso como en los anteriores se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación del caudal de fluido producido (Q_t). Los valores asignados para este parámetro fueron: 500 BFPD, 1.500 BFPD, 2.000 BFPD, 3.000 BFPD y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional se ven en la Figura 11.

Caso 2: Variación de la razón de anisotropía (I_a)

Para este caso se usaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación del parámetro razón de anisotropía (I_a). Los valores asumidos para este parámetro fueron: 0,5; 0,25; 0,75; 1 y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional comparados con el caso base, se muestran en la Figura 12.

Caso 3: Variación de la sección horizontal al contacto Agua-Petróleo (D_b)

Como en los casos anteriores, para este caso se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación de la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua-petróleo (D_b). Los valores asignados para este parámetro fueron: 5,25 pies; 11,55 pies; 28,35 pies; 34,65 pies y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional se observan en la Figura 13.

Caso 4: Variación de la Razón de Movilidad (M)

En este caso se utilizaron los datos de mallado, propiedades de fluido, condiciones de producción, etc., correspondientes al modelo base de estudio, pero considerando la variación del caudal de fluido producido (Q_t). Los valores asignados para este parámetro fueron: 1;2;5;7;9.8 y los resultados del impacto sobre el corte de agua adimensional se ven en la Figura 14.

En la Figura 12 todos los casos de estudio para el desarrollo de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales con el nuevo modelo de permeabilidades relativas.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Se puede concluir que de la variación de los parámetros para el estudio de la aplicabilidad de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales con nuevas curvas de permeabilidad no lineales, que el corte de agua adimensional es independiente del caudal total de fluido producido y de la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua-aceite, sin embargo al cambiar la razón de anisotropía y la razón de movilidad se muestra un cambio en las curvas del corte de agua adimensional, por lo tanto se puede decir que este depende directamente de estos parámetros.

Considerando lo anterior, el ajuste de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales propuesto debe ser de la forma: $WcD=f(tD, M, I_a)$, igual que en el primer estudio, por lo tanto la ecuación propuesta es la misma, solo que cambia el valor de las constantes.

A continuación se muestra la ecuación propuesta con sus coeficientes de correlación y determinación y los nuevos valores de las constantes.

El polinomio propuesto tiene un coeficiente de correlación de 0,979331 y un coeficiente de determinación de 0,959089 concluyéndose que el polinomio hace una reproducción casi total de los datos.

$$\begin{aligned}
 W_{CD} = & A0 + A1 * \text{Log}(tD) + A2 * I_a + A3 * M * A4 * [\text{Log}(tD)]^2 + A5 * I_a^2 + A6 \\
 & * M^2 + A7 * [\text{Log}(tD)]^3 + A8 * I_a^3 + A9 * M^3 + A10 * [\text{Log}(tD)]^4 \\
 & + A11 * I_a^4 + A12 * M^4 + A13 * \text{Log}(tD) * I_a * M + A14 \\
 & + [\text{Log}(tD)]^2 * I_a * M + A15 * \text{Log}(tD) * I_a^2 * M + A16 * \text{Log}(tD) * I_a \\
 & * M^2 + A17 * [\text{Log}(tD)]^3 * I_a * M + A18 * \text{Log}(tD) * I_a^3 * M + A19 \\
 & * \text{Log}(tD) * I_a * M^3
 \end{aligned}$$

Donde:

A0 = -2,163553855619696E-01	A2 = 5,053198787741867E-01
A3 = 1,824035388107879E+00	A4 = -9,030797107627978E-01
A5 = -2,103152026743398E-01	A6 = -6,635584547121746E+00
A7 = 2,048976593187378E-01	A8 = 2,941567004989432E-02
A9 = 8,963090964608581E+00	A10 = -1,601937868646441E-02
A11 = -1,345941755533948E-03	A12 = 4,004379839226345E+00
A13 = 9,401531961660184E-02	A14 = -1,489356877115783E-01
A15 = 8,578095070957675E-03	A16 = 6,575212753753278E-02
A17 = 4,668864225522753E-02	A18 = -2,171464064672356E-04
A19 = -5,527756091302872E-02	

Se muestra la Figura 15 de todos los casos de estudio para el desarrollo de la correlación de Kuo & DesBrisay para pozos horizontales

ANEXO

Definición del caso base. Tenemos los datos característicos del modelo base de simulación

Tabla 1. Datos característicos del modelo base

Longitud del yacimiento	2.000 pies
Ancho del yacimiento	2.000 pies
Espesor del yacimiento	54 pies
Porosidad	0,164
Permeabilidad en i	370
Permeabilidad en j	370
Permeabilidad en k	3,7

Tabla 2. Dato básicos del yacimiento

Tipo de mallado	Corner point
Dx	50 pies
Dy	50 pies
Nx	40
Ny	40
Ny	80

Figura 1. Mallado del modelo teórico de estudio

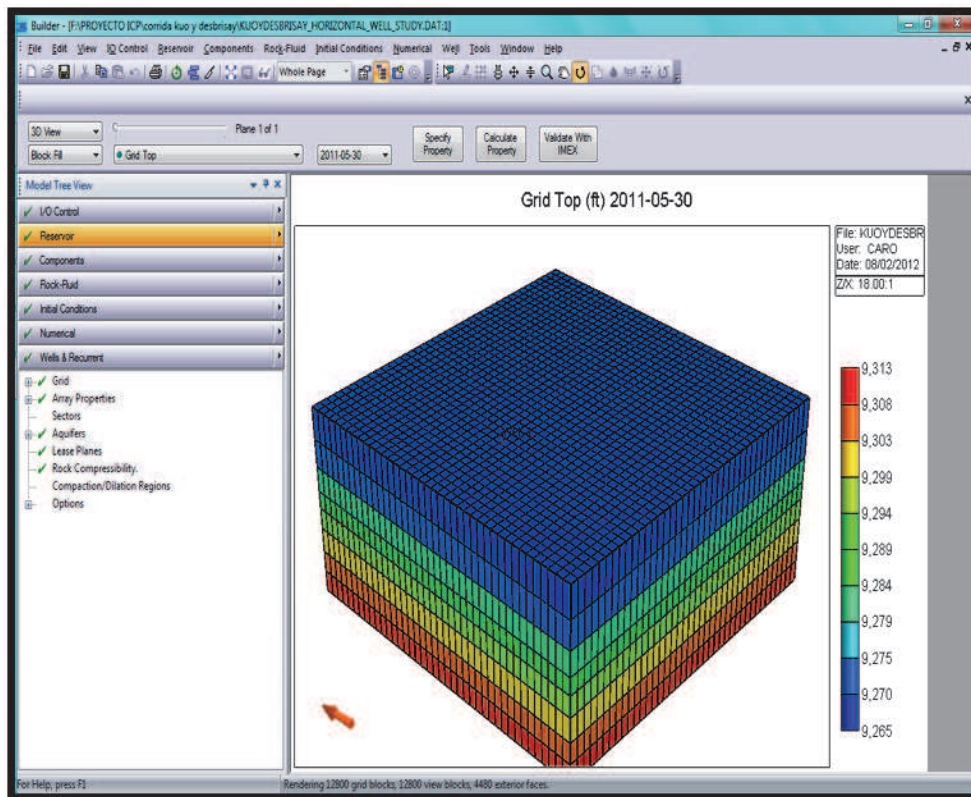
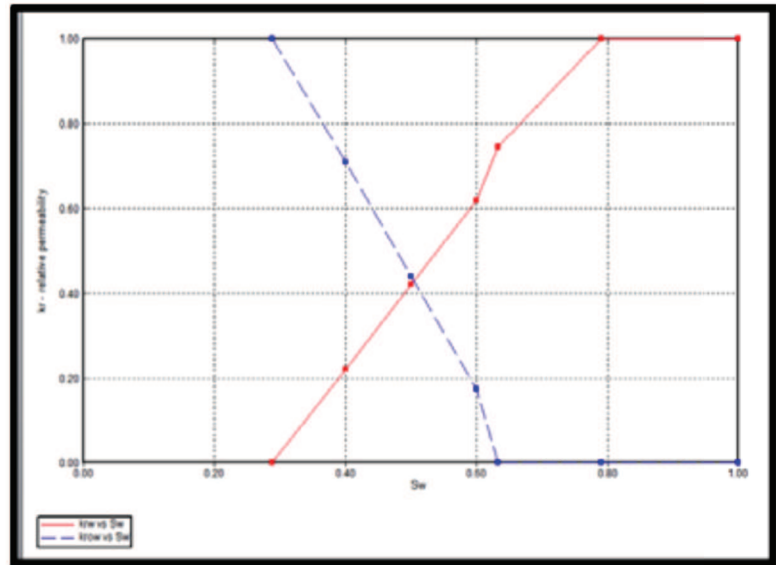


Tabla 3. Resumen de propiedades de los fluidos

Presión de burbuja	530,0 psi
Viscosidad del agua	0,33 cP
API del crudo	32,9°
Densidad del petróleo	53,696 lb/ft ³
Densidad del agua	59,2939 lb/ft ³
Densidad del gas	0,884
Presión	4.600 psi
Temperatura	145 F

Figura 2. Curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo



Al final de periodo de simulación, la presión promedio del yacimiento alcanzó un valor de 4.327 psi, la producción acumulada de petróleo fue de 662.359 bbl y un corte de agua del 73,9079% a 2.000 días (dato tomado originalmente del estudio de Kuo y DesBrisay).

Figura 3. Tasa de producción de aceite y corte de agua

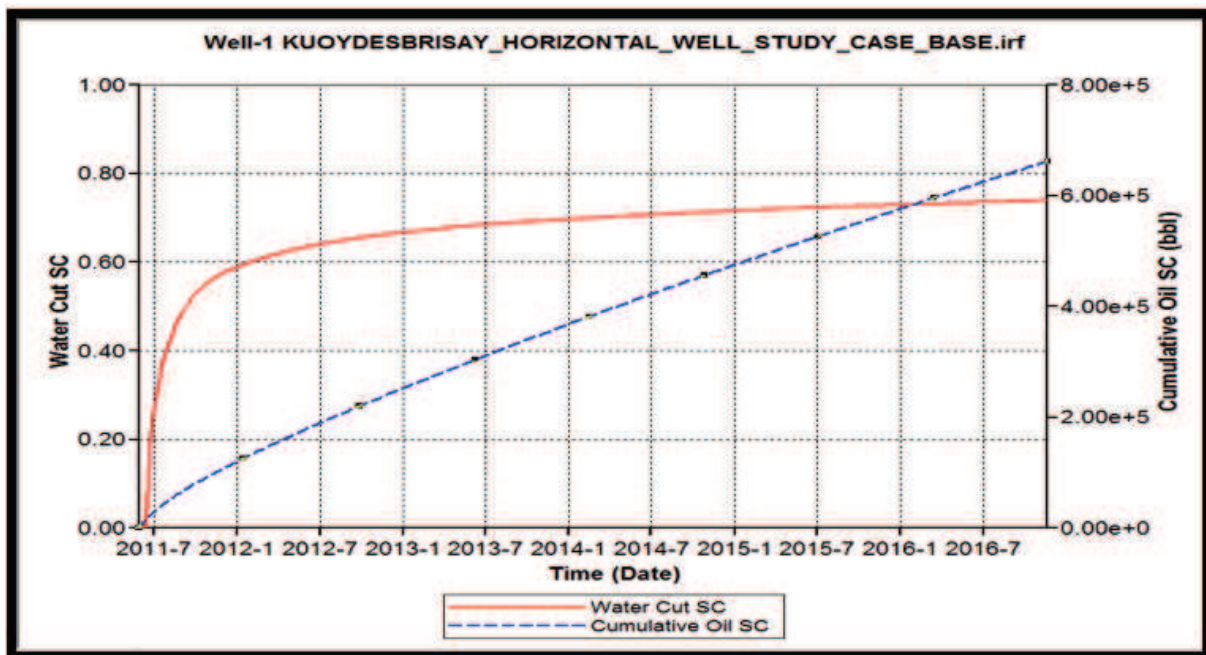
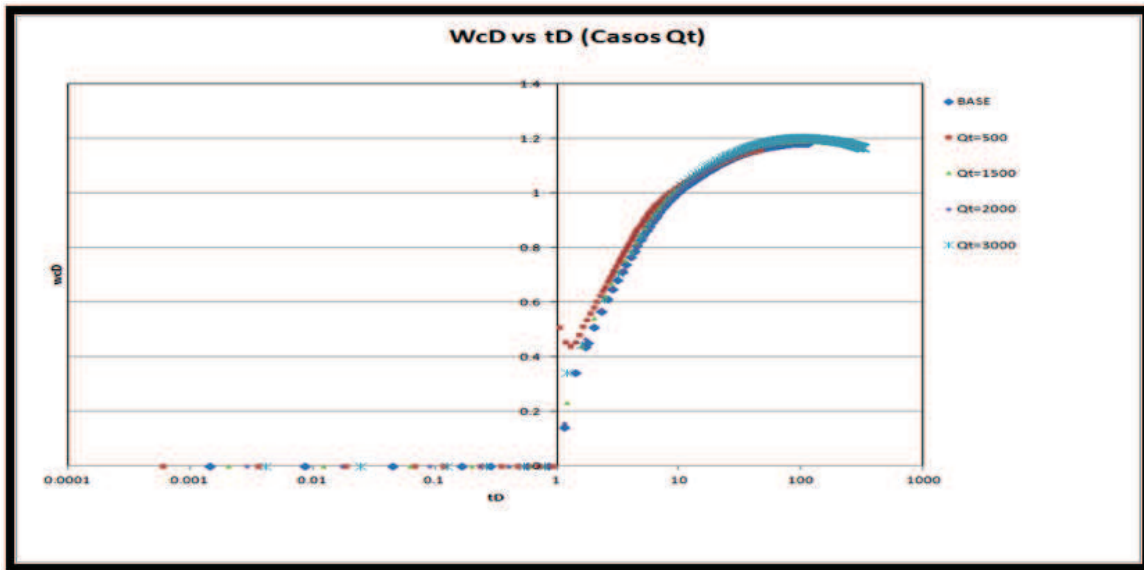
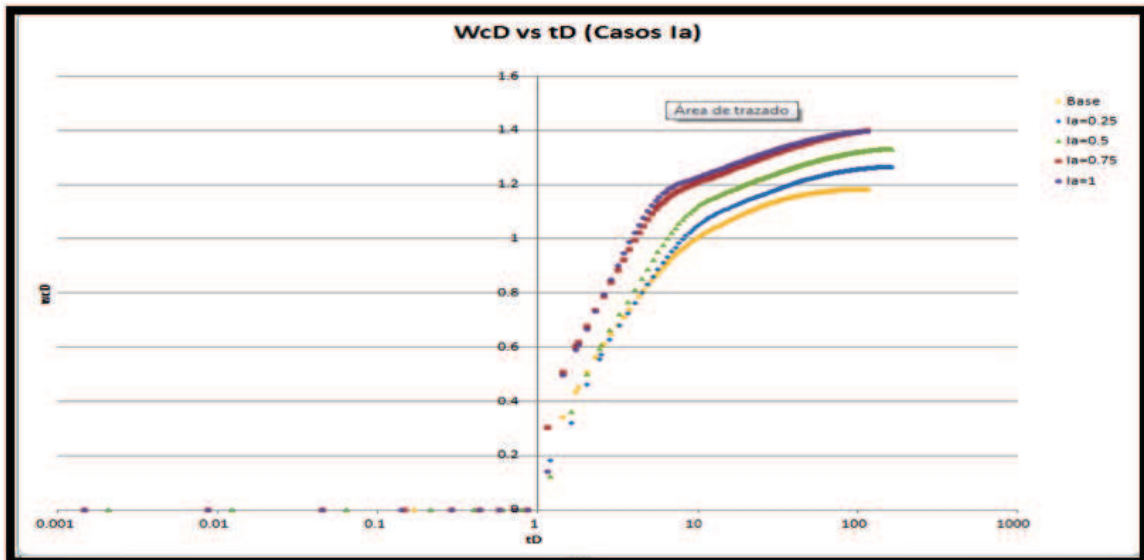


Figura 4. Casos de variación de la tasa total de fluido producido (Q_t)



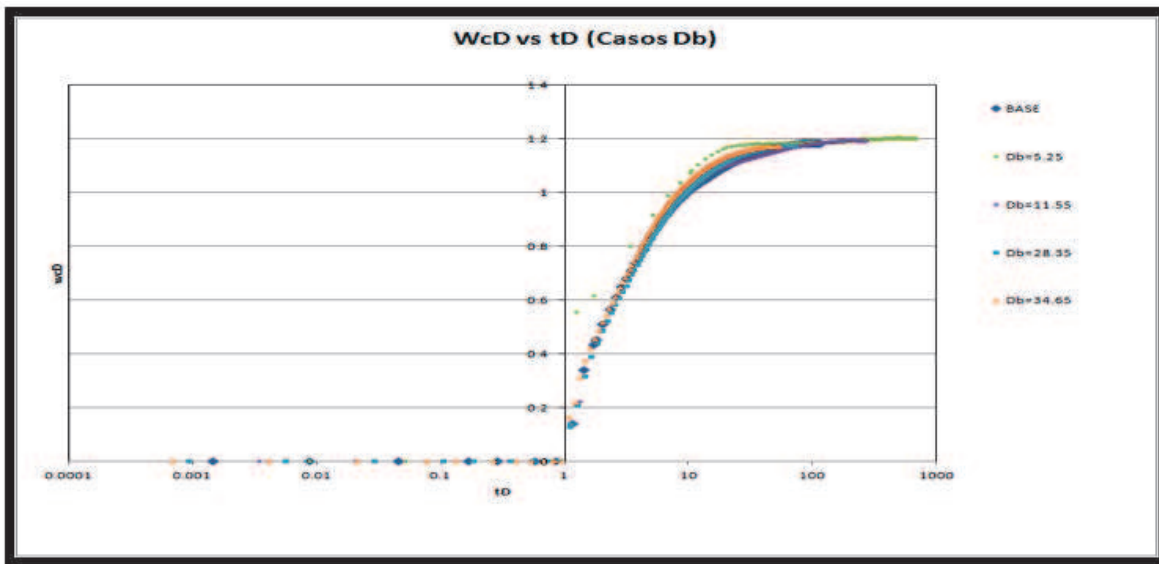
Analizando la Figura 4 se puede afirmar que el corte de agua adimensional es independiente de la variación de la tasa total de fluido producido.

Figura 5. Casos de variación de razón de anisotropía (I_a)



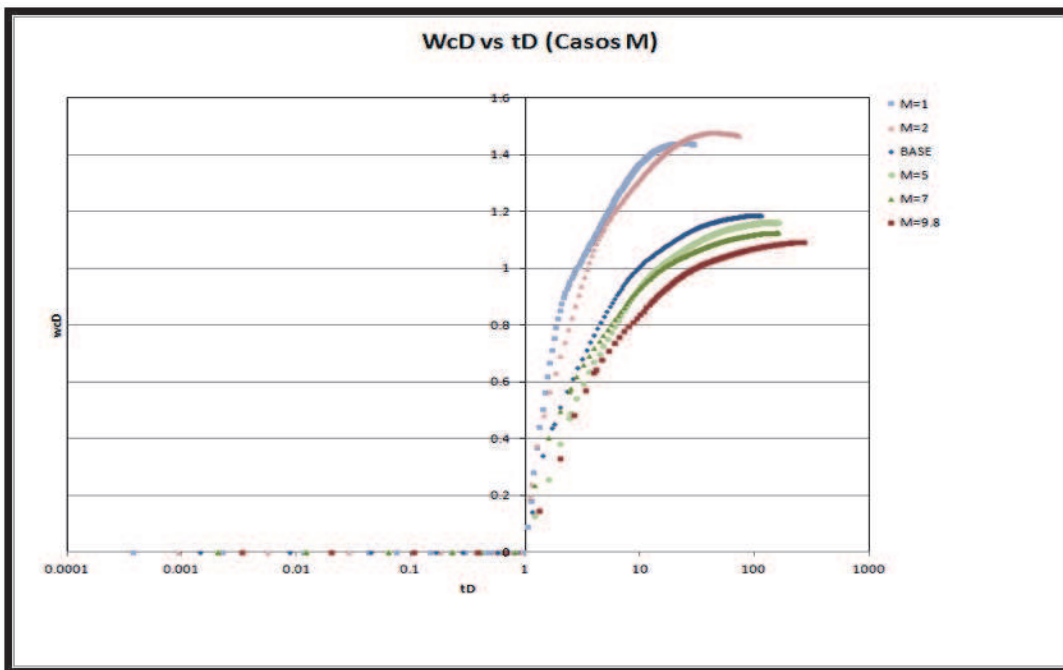
Al analizar la Figura 5 se puede concluir que el corte de agua adimensional es dependiente del valor que tome la razón de anisotropía.

Figura 6. Casos de variación de la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua petróleo.(D_b)



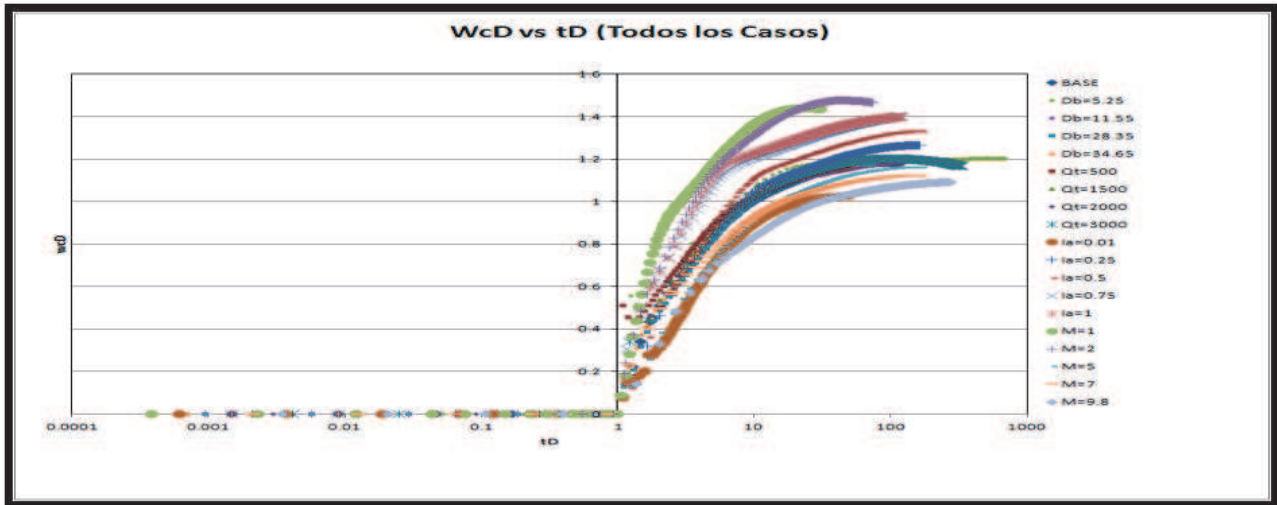
Haciendo un análisis de la Figura 6 se concluye que la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua petróleo no tiene un impacto notable sobre el corte de agua adimensional.

Figura 7. Casos de variación de la razón de movilidad (M)



Haciendo un análisis de la Figura 7 se puede afirmar que el corte de agua adimensional depende de la razón de movilidad.

Figura 8. Todos los casos



El ajuste de las curvas se hizo por medio de un programa para ajuste de curvas y análisis de datos.

Figura 9. Tipo de polinomio obtenido y coeficientes de determinación y correlación

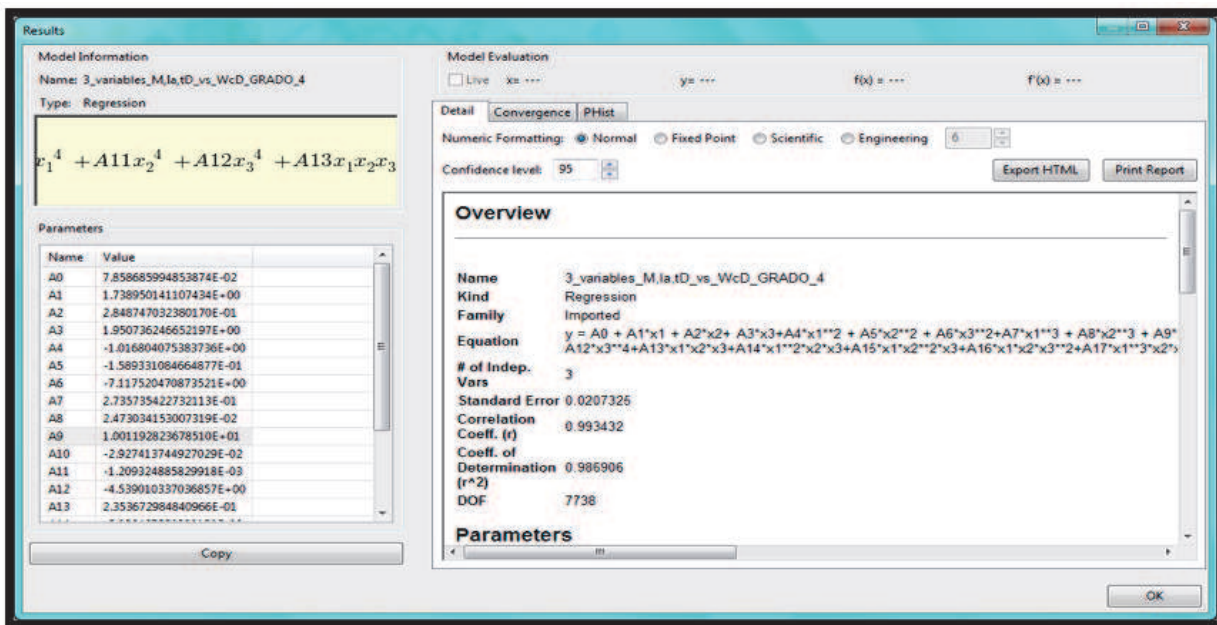
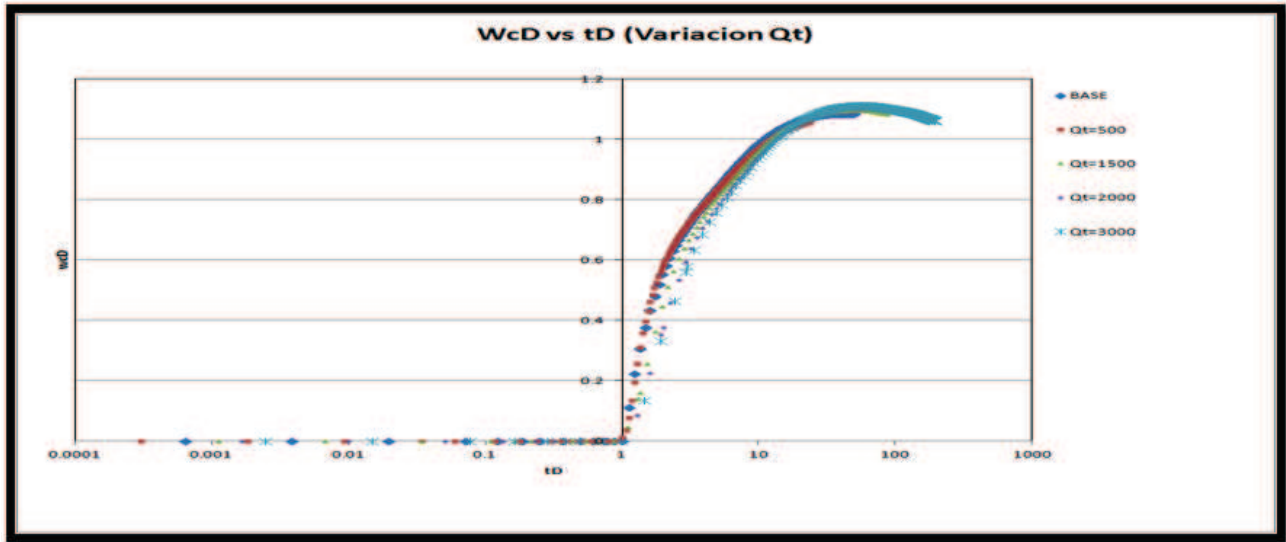
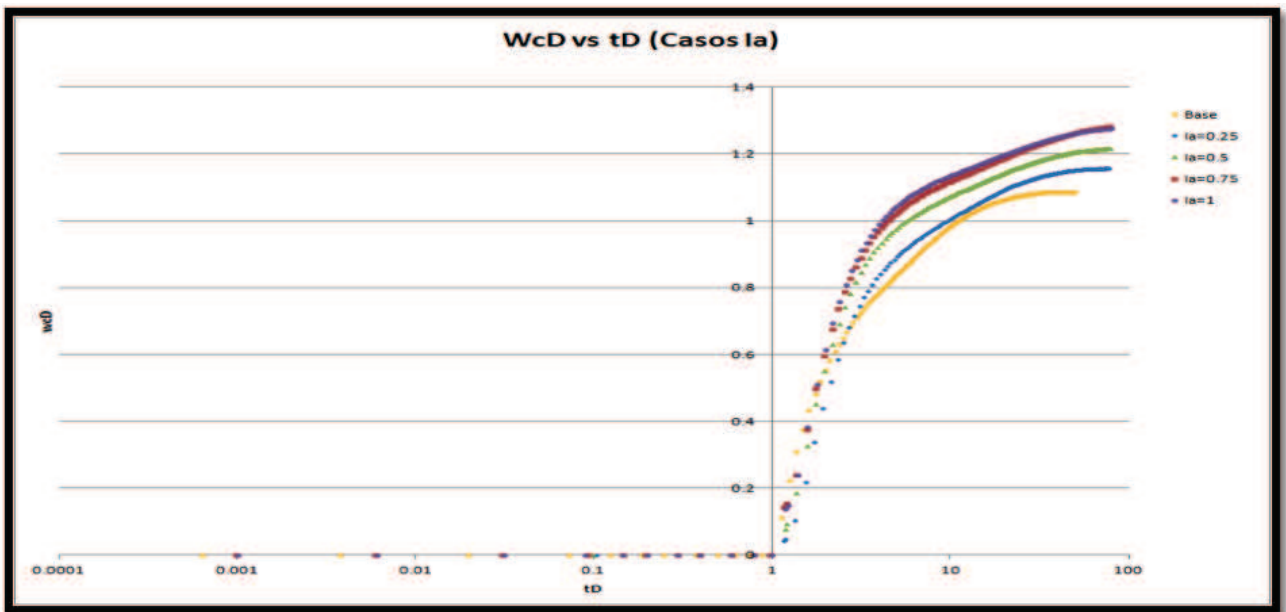


Figura 10. Casos de variación de la tasa total de fluido producido (Q_t) cambiar



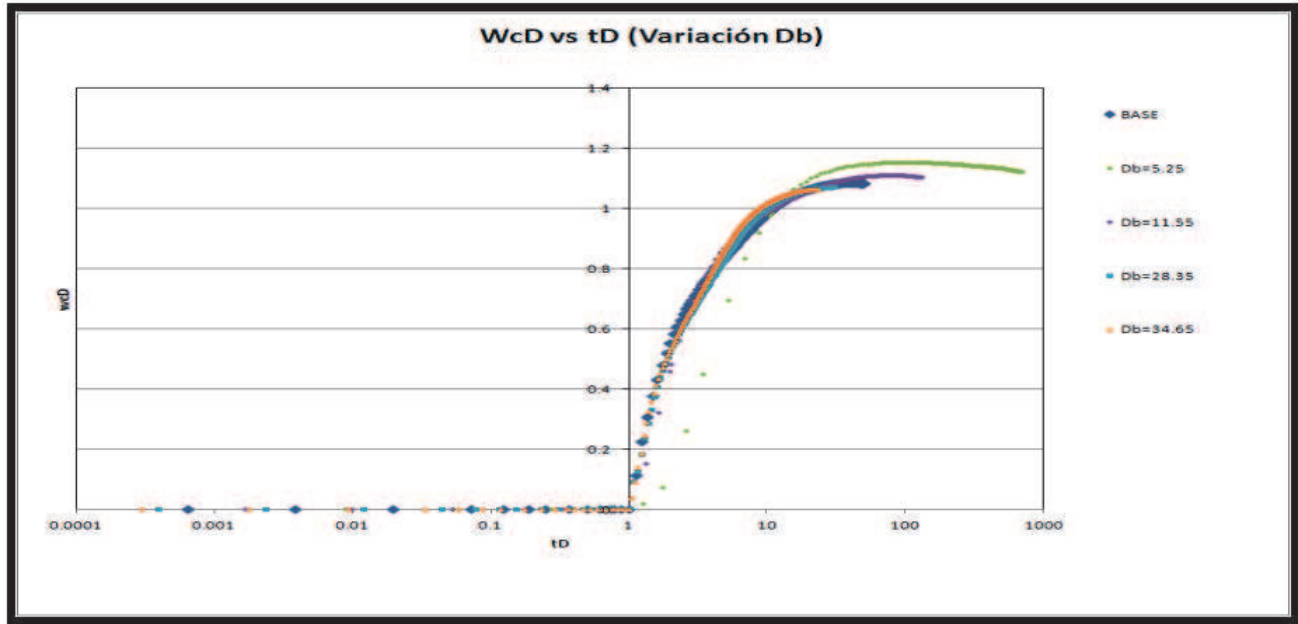
Analizando la Figura 10 se puede afirmar que el corte de agua adimensional no depende de forma notable de la variación de la tasa total de fluido producido.

11. Casos de variación de razón de anisotropía (I_a)



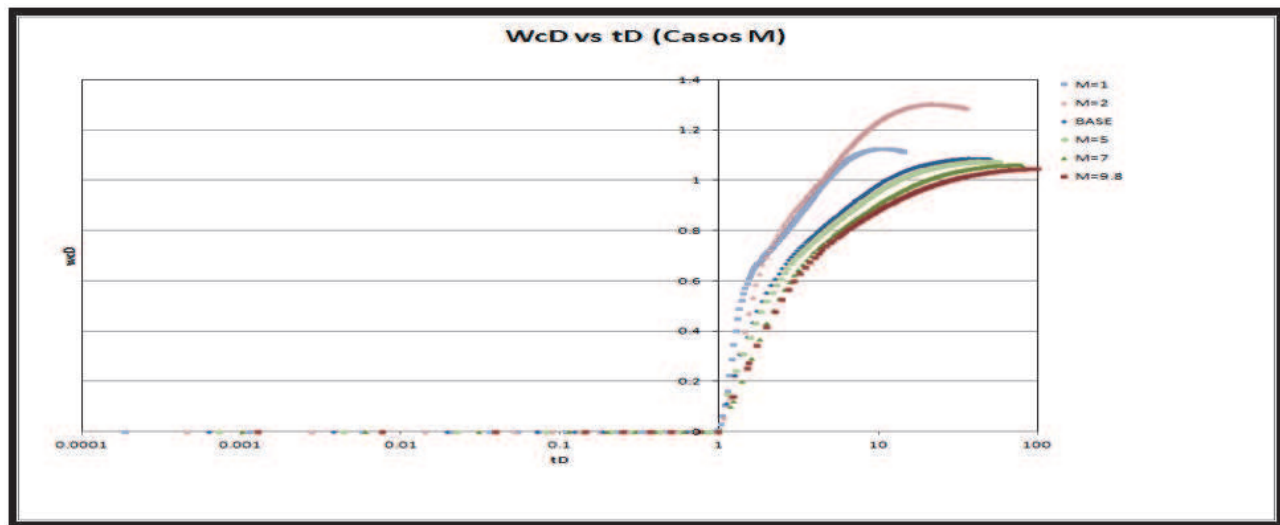
Haciendo una análisis la Figura 12 se puede concluir que el corte de agua adimensional depende del valor que tome la razón de anisotropía.

Figura 12. Casos de variación de la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua petróleo.(D_b)



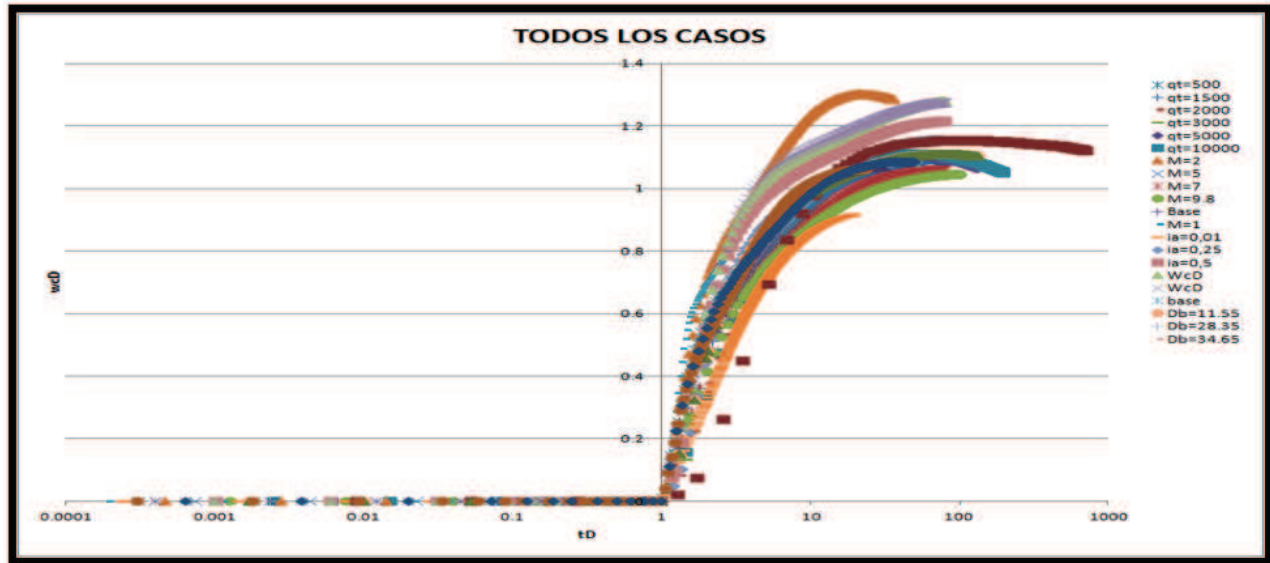
Haciendo un análisis de la Figura 12 se concluye que la distancia de la sección horizontal del pozo al contacto agua petróleo no tiene un impacto notable sobre el corte de agua adimensional.

Figura 13. Casos de variación de la razón de movilidad (M)



Analizando la Figura 13 se puede afirmar que el corte de agua adimensional depende de la razón de movilidad.

Figura 14. Todos los casos del nuevo modelo



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.
- El comportamiento de producción obtenido por medio de la aplicación tiene una gran diferencia con el comportamiento obtenido por la declinación ya que esta fue obtenida a partir de la historia de producción del campo que solo tomaba en cuenta pozos verticales ya que este no cuenta actualmente con pozos horizontales perforados.
- La correlación de Kuo & Desbrisay tiene un error global promedio mayor al 5% lo que indica que no es aplicable en su forma original para pozos horizontales.
- La estructura de la aplicación es amigable, la cual está integrada por una serie de módulos que minimizan la cantidad de datos a ingresar para realizar un pronóstico de producción de pozos tipo horizontales bajo empuje hidráulico a través de la aplicación.
- La aplicación dispone de 3 correlaciones para la determinación de la tasa crítica de conificación para pozos horizontales y 2 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 & Desbirsay 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, pages 570-622

B C Craft, *Intrusión de agua*, VASQUEZ SILVA Hernando, Ingeniería aplicada a yacimientos petroleros, 1977, págs 264-306.

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.

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. PAPANZACOS, 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.