

ANÁLISIS DEL MODELO BLACK-OIL APLICADO A LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

ANALYSIS OF THE BLACK-OIL MODEL APPLIED TO UNCONVENTIONAL FIELDS SIMULATION

Alejandro C. Aroca Bavich^{a,b} y Gabriela B. Savioli^b

^a *Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad Tecnológica Nacional - FRSC, Av. De los Inmigrantes 555, Rio Gallegos, Santa Cruz, Argentina, arocabavich@gmail.com, <http://www.frsc.utn.edu.ar/ingenieria-industrial/>*

^b *Universidad de Buenos Aires, Departamento de Energía, Instituto del Gas y del Petróleo, CABA, Argentina, gsavioli@fi.uba.ar.*

Palabras clave: BOAST, Modelo Trilineal, Simulación Numérica, Shale, Black-Oil.

Resumen. El creciente consumo energético mundial propicia la necesidad de innovar en formas de obtención de energía y mejorar su eficiencia, fomentando el interés en el estudio y explotación de los yacimientos no convencionales. En Argentina existen importantes recursos en yacimientos de baja o ultra baja permeabilidad y el desafío actual es convertir dichos recursos en reservas. Para lograr su extracción, se debe fracturar la formación, preferiblemente utilizando tecnología de pozo horizontal o multilateral. Sin embargo, los pronósticos de producción aún son inciertos. En consecuencia, obtener un modelo de simulación adecuado es esencial y constituye un problema abierto en la industria. Diversas publicaciones proponen soluciones analíticas simplificadas para modelar la producción y estimar las propiedades del reservorio, entre ellas el modelo trilineal que combina tres flujos lineales monofásicos. El objetivo de este trabajo es analizar la capacidad del modelo Black-Oil para representar reservorios tight y shale. Para ello se aplica un simulador de dominio público (BOAST) y se compara su comportamiento con el modelo trilineal, logrando un muy buen ajuste. Finalmente se analiza la influencia de relajar la hipótesis de flujo monofásico de los modelos analíticos considerando flujo gas-petróleo en las simulaciones BOAST.

Keywords: BOAST, Trilinear Model, Numerical Simulation, Shale, Black-Oil.

Abstract. The growing global consumption generates the need to innovate in ways of obtaining energy and improve its efficiency, encouraging interest in the study and production of unconventional reservoirs. In Argentina there are important resources in low or ultralow permeability reservoirs, and the current challenge is to convert these resources into reserves. To achieve hydrocarbon production, the formation has to be fractured preferably using horizontal or multilateral well technology. However, production forecasts are still uncertain. Consequently, obtaining an adequate simulation model is essential and constitutes an open problem in the industry. Different publications propose simplified analytical solutions to model production and estimate reservoir properties, among them the trilinear model that combines three single-phase linear flows. The objective of this work is to analyze the ability of the Black-Oil model to represent tight and shale reservoirs. To do this, a public domain simulator (BOAST) is applied and its behavior is compared with the trilinear model, reaching a very good fit. Finally, the influence of relaxing the single-phase hypothesis of the analytical models is analyzed by considering gas-oil flow in BOAST simulations.

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad los yacimientos de baja y ultra baja permeabilidad están en constante y creciente desarrollo y se dedican grandes esfuerzos e inversiones a su estudio y análisis. Sin embargo, aún no se cuenta con una metodología confiable para lograr modelarlos, predecir su producción futura y estimar sus reservas. De hecho, debido a la gran complejidad geológica, pozos con tratamientos de fracturación hidráulica similares pueden comportarse de forma totalmente diferente. En general, para realizar pronósticos de producción se recurre a dos métodos:

1) Análisis de Curvas de Declinación de caudal en función del tiempo: método fundamentalmente empírico, que se basa en ajustar el comportamiento del caudal de un pozo con algún modelo propuesto en la bibliografía. Entre estos modelos se pueden considerar desde los tradicionales de Arps (1945) y Fetkovich (1980), ya aplicados en pozos convencionales, hasta los más novedosos de Valkó and Lee (2010), Ilk et al (2008), Duong (2011) y Clark et al (2011) desarrollados para pozos tight y shale.

2) Análisis transitorio de presión: en este caso se utilizan soluciones analíticas simplificadas que se aplican no sólo para realizar predicciones sino también para ajustar la historia de producción y estimar propiedades del yacimiento. En reservorios de tight gas, Wattenbarger et. al (1998) muestran la validez del modelo simplificado de flujo lineal en las fracturas. Anderson y Liang (2011) generalizaron esta propuesta a shale gas, haciendo una revisión de curvas tipo y gráficos especializados para la predicción de producción y la estimación de parámetros. Por su parte, Brown (2009) y Brown et al. (2011), presentaron un modelo analítico trilineal que acopla tres flujos lineales: flujo en las fracturas, flujo en la región estimulada hacia las fracturas y flujo de la región no estimulada hacia la región estimulada. Este modelo trilineal contempla una sola región no estimulada, lo mismo que el modelo de 3 regiones de Stalgorova y Mattar (2012-a), que difiere del anterior en la ubicación de dicha zona no estimulada. También Stalgorova y Mattar (2012-b) generalizaron los modelos trilineales anteriores considerando tres regiones no estimuladas, aunque todavía no está demostrada la relevancia de incluir este nuevo aporte. Todos estos modelos analíticos tienen como fuerte hipótesis simplificatoria que los flujos considerados son monofásicos.

El objetivo de este trabajo es aplicar el tradicional modelo Black Oil (Aziz and Settari, 1985, Fanchi, 1997) usado en reservorios convencionales, para simular el comportamiento en un reservorio de ultrabaja permeabilidad, que ha sido hidráulicamente fracturado. Se verificará la ductilidad de este modelo para manejar zonas de alto contraste de permeabilidades (matriz rocosa y fractura) y tamaños de bloques en la grilla numérica. En una primera etapa se compararán los resultados obtenidos con el modelo Black-Oil (aplicado a un caso monofásico) con los del modelo trilineal de Brown. Luego se aplicará el simulador Black Oil a un caso de flujo bifásico gas-petróleo, para analizar las limitaciones de los modelos analíticos. Entre las ventajas de aplicar un simulador numérico podemos mencionar la posibilidad de incluir redes de fracturas a distintas escalas, la heterogeneidad del medio y el cambio de las propiedades de la roca debido a efectos geomecánicos (Ding et al, 2014; Pak and Chan, 2008).

2 TEORÍA

2.1 Modelo Trilineal de Brown

Este modelo considera tres regiones, como puede verse en la Figura 1:

1. La fractura hidráulica, región RF, donde el flujo se dirige hacia el pozo productor, esta región es de alta permeabilidad.
2. La zona estimulada, región R2, donde el flujo se dirige hacia la fractura y que ha mejorado su permeabilidad debido a la influencia de la fractura

3. La zona no estimulada, región R1, donde el flujo va hacia la zona estimulada, que conserva la permeabilidad original de la matriz rocosa

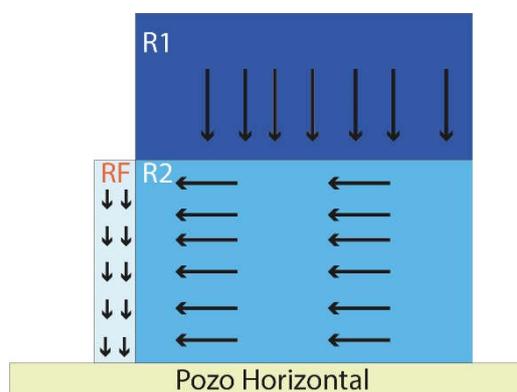


Figura 1: Esquema de representación de flujo propuesto por Brown

Para obtener la solución analítica, se resuelve la siguiente ecuación de difusividad en cada región considerada:

$$\nabla^2 p - \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad (1)$$

donde la incógnita es la presión del fluido p , k y ϕ son la permeabilidad y la porosidad de la roca, c es la compresibilidad total (roca + fluido) y μ es la viscosidad del fluido.

Para resolver (1) se definen las siguientes variables adimensionales:

$$P_d = \frac{2 \pi k_I h_I}{q \cdot B_o \cdot \mu} (p_i - p) \quad (2)$$

$$t_d = \frac{k_I}{(\phi \cdot c)_I \cdot \mu \cdot x_f^2} \cdot t, \quad (3)$$

donde el subíndice I indica la región estimulada, q es el caudal de producción, B_o es el factor de volumen del petróleo (parámetro PVT que relaciona el volumen de petróleo a presión y temperatura del reservorio con el volumen en condiciones estándar), p_i es la presión inicial y x_f es la mitad de la longitud de la fractura. Se aplica la transformada de Laplace a la ecuación (1) adimensionalizada y se obtiene la solución en cada región, reduciendo la ecuación a una sola variable espacial de acuerdo a la dirección principal del flujo y aplicando condiciones de contorno adecuadas, en las que se contempla la continuidad del flujo y la presión entre las distintas regiones (Brown, 2009). Cada región posee su propia porosidad, permeabilidad y compresibilidad.

2.2 Modelo Black-Oil

La formulación Black-Oil es un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales que representa el flujo de tres pseudo-componentes (Petróleo - Gas - Agua) en tres fases (oleosa, gaseosa y acuosa). Las ecuaciones surgen de combinar la ecuación de conservación de masa para cada componente con la ecuación de flujo de Darcy para cada fase (Aziz and Settari, 1985). Las hipótesis del modelo son: 1) no hay transferencia de masa entre la fase acuosa y las otras dos y 2) la transferencia de masa entre las fases oleosa y gaseosa es unidireccional: la componente gas se solubiliza en la fase oleosa pero la componente petróleo no se vaporiza en la fase gaseosa. La partición de las componentes entre las fases está regida por un modelo

termodinámico simplificado, los Parámetros PVT (Bidner, 2001).

En este trabajo se aplicó el modelo Black Oil mediante un simulador de dominio público tridimensional llamado BOAST (Fanchi, 1997)(<https://www.netl.doe.gov/node/7530>). Cabe aclarar que existen diversos simuladores comerciales disponibles en el mercado que resuelven el modelo Black Oil y que podrían usarse en este tipo de análisis: ECLIPSE suite (Schlumberger)(<https://www.software.slb.com>), IMEX (Computer Modelling Group)(<https://www.cmgl.ca/imex>), tNavigator (Rock Flow Dynamics)(<https://rfdyn.com>), PumaFlow (Beicip-Franlab)(<http://www.beicip.com/reservoir-simulation>) entre otros. BOAST resuelve el sistema de ecuaciones aplicando diferencias finitas mediante el método IMPES (IMplicit Pressure, EXplicit Saturation). Utiliza una grilla cartesiana de bloques centrados. Los pozos se consideran términos fuente o sumidero en el bloque que los contiene. BOAST contempla dos mecanismos de producción o inyección en los pozos: caudal q constante o presión dinámica de fondo p_{wf} constante. Estos dos mecanismos están relacionados por un parámetro, PID, que debe ingresar el usuario, y que puede estimarse teóricamente con la siguiente ecuación (Fanchi, 1997):

$$PID = \frac{(2 \pi . k . h)}{\ln\left(0,121 \cdot \frac{\sqrt{D_x \cdot D_y}}{r_w}\right) + s} \quad (4)$$

donde h es el espesor del reservorio, D_x , D_y el tamaño del bloque que contiene al pozo, r_w el radio del pozo y s el factor de daño.

Para emular la geometría considerada por el modelo de Brown, en la simulación se optó por colocar el pozo productor en el centro de la grilla y considerar 6 regiones circundantes, tal como se observa en la Figura 2. Las 2 regiones marcadas como RF corresponden a la fractura, las 2 regiones R2 corresponden a la zona estimulada y las 2 regiones R1 a la zona no estimulada.

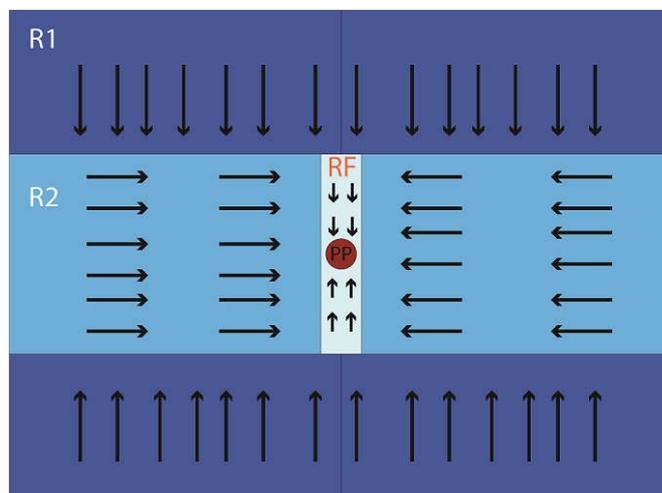


Figura 2: Representación esquemática utilizada para la simulación - R1: Región no estimulada, R2: Región estimulada, RF: Región de la Fractura, PP: Pozo productor

3 EXPERIMENTOS NUMÉRICOS

Para el primer ejemplo se tomaron los datos de Brown et al (2011). Así se consideró un reservorio de 1216 ft (370,6 m) en la dirección X, 2650 ft (807,7 m) en la dirección Y y 100 ft (30,48 m) de espesor en Z. Se estimó la profundidad del reservorio, en función de la información sobre el Yacimiento Barnett, al cual hace referencia el trabajo de Brown. Las permeabilidades adoptadas fueron constantes e isotrópicas, con un valor diferente para cada región, que pueden verse en la Tabla 1.

Para el simulador BOAST se diseñó una grilla gruesa de 9 bloques en X, 11 bloques en Y, y 1 bloque en Z, las dimensiones de estos bloques fueron elegidas en función del tamaño del reservorio y pueden verse en la Tabla 1. Se redujo el tamaño de los bloques en la fractura, adoptándose un valor de 0,1ft para representarla. El único pozo productor se ubicó en el centro del modelo, bloque (5,6,1). Para considerar flujo monofásico se definió saturación de petróleo inicial $S_o=1$ y permeabilidad relativa al petróleo $k_{ro}=1$

Profundidad de la formación	8000 ft	Dimensión de bloque X	152 ft
Porosidad Región no estimulada	0,07	Dimensión de bloque Y	241 ft
Porosidad Región estimulada	0,45	Dimensión de bloque Z	100 ft
Porosidad Fractura	0,38	Dimensión en X de la fractura	0,1 ft
Permeabilidad Región no estimulada	0,01 mD	Longitud de la fractura	1325 ft
Permeabilidad Región estimulada	2 mD	PID	1,96
Permeabilidad Fractura	1000 mD	μ_o	0,02 cP
		B_o	1

Tabla 1: Parámetros utilizados en la simulación, Ejemplo 1

En la Figura 3 se muestran las presiones dinámicas de fondo adimensionales p_{wd} calculadas a partir de los resultados obtenidos con el simulador BOAST y su comparación con las presentadas por Brown et al (2011). Se puede observar que el ajuste entre ambos modelos es muy bueno, con aproximadamente la misma pendiente en la parte lineal del gráfico, valor fundamental en la posterior estimación de parámetros que se realiza con estas curvas. Brown et al (2011) además incluyen en sus resultados la curva derivada de la presión. Esta curva es de suma utilidad en la práctica para identificar el régimen de flujo y así aplicar el modelo adecuado en los análisis transitorios de presión (Horne, 1996). Por ello también se calcula la curva derivada a partir de los resultados de BOAST como se ve en la Figura 3. En este caso, si bien la derivada tiene un comportamiento lineal, lo que permite identificar el régimen de flujo, presenta una mayor pendiente que la derivada de Brown.

El cálculo de la derivada merece un párrafo especial, pues se relaciona con el paso temporal. En primera instancia, para asegurarse estabilidad en la simulación, se eligió un paso de tiempo pequeño de 0,05 días. Si bien los resultados simulados de presión coincidieron con la solución analítica, se presentó un intenso ruido en el cálculo de la derivada, como puede verse en la Figura 4. Se adoptó entonces la fórmula propuesta por Horne (1996) para dicho cálculo:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = \left[\frac{\ln\left(\frac{t_i}{t_{i-k}}\right) \cdot \Delta P_{i+j}}{\ln\left(\frac{t_{i+j}}{t_i}\right) \cdot \ln\left(\frac{t_{i+j}}{t_{i-k}}\right)} + \frac{\ln\left(\frac{t_{i+j} \cdot t_{i-k}}{t_i^2}\right) \cdot \Delta P_i}{\ln\left(\frac{t_{i+j}}{t_i}\right) \cdot \ln\left(\frac{t_i}{t_{i-k}}\right)} - \frac{\ln\left(\frac{t_{i+j}}{t_i}\right) \cdot \Delta P_{i-k}}{\ln\left(\frac{t_i}{t_{i-k}}\right) \cdot \ln\left(\frac{t_{i+j}}{t_{i-k}}\right)} \right] \quad (5)$$

y la recomendación de operar con deltas temporales mínimos de 0,2 días para obtener una mejor resolución de los datos y disminución del ruido. Se ejecutaron diversas pruebas con deltas temporales de 0,1 y 0,2 días, obteniendo significativas mejoras en la refinación respectivamente, como se puede observar en la Figura 5, correspondiente al paso de 0,2 días. Obviamente, la aplicación de estos incrementos temporales mayores no permite refinar el cálculo para tiempos pequeños.

Posteriormente, se decidió evaluar otro ejemplo (Brown, 2009) donde se omite el modelado de la región no estimulada, ya que en principio no resultaría significativo el aporte de este flujo, conforme a lo expuesto por Brown en su tesis (2009). Se modificó la grilla numérica, con la intención de evaluar la reacción del sistema al refinar el modelo. Para ello se optó por construir un modelo con 51 bloques en la dirección X, 51 bloques en la dirección Y y 1 bloque en Z. Los datos utilizados pueden verse en la Tabla 2.

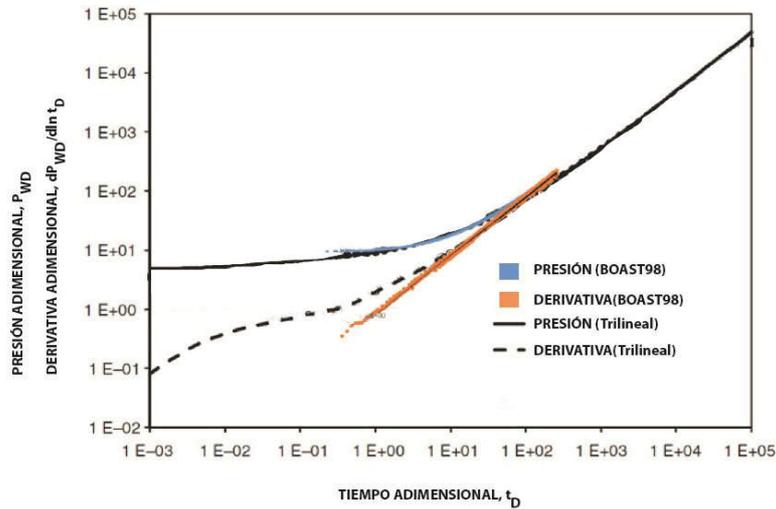


Figura 3: Comparación de los resultados obtenidos por Brown et al (2011) y BOAST

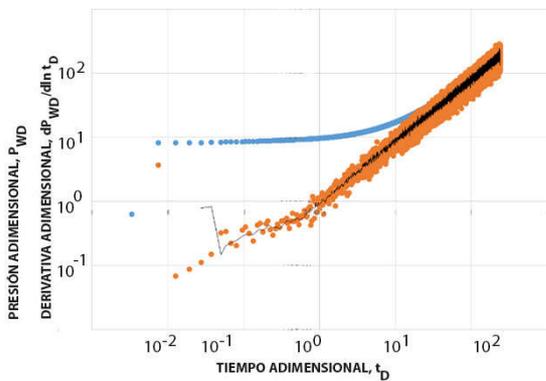


Figura 4: Cálculo de la derivada sin refinar

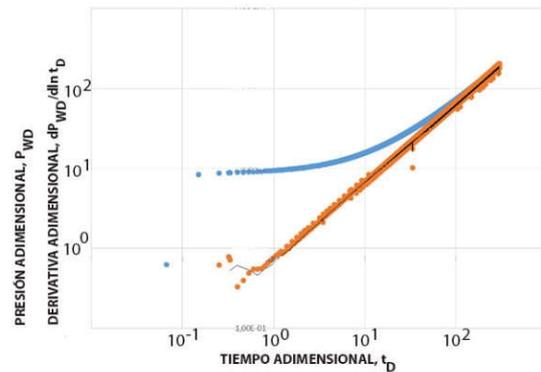


Figura 5: Cálculo de la derivada con refinamiento

Profundidad de la formación	8000 ft	Dimensión de bloque X	9,8 ft
Porosidad Región estimulada	0,45	Dimensión de bloque Y	9,8 ft
Porosidad Fractura	0,38	Dimensión de bloque Z	250 ft
Permeabilidad Región estimulada	2.000mD	Longitud de la fractura	499,8 ft
Permeabilidad Fractura	100.000 mD	PID	500
μ_o	0,14cP	B_o	1

Tabla 2: Parámetros utilizados en el Ejemplo 2

Los resultados logran un excelente ajuste, conforme se puede observar en la Figura 6. La producción acumulada se cuantifica en 4.600×10^3 STB (731×10^3 m³) de petróleo.

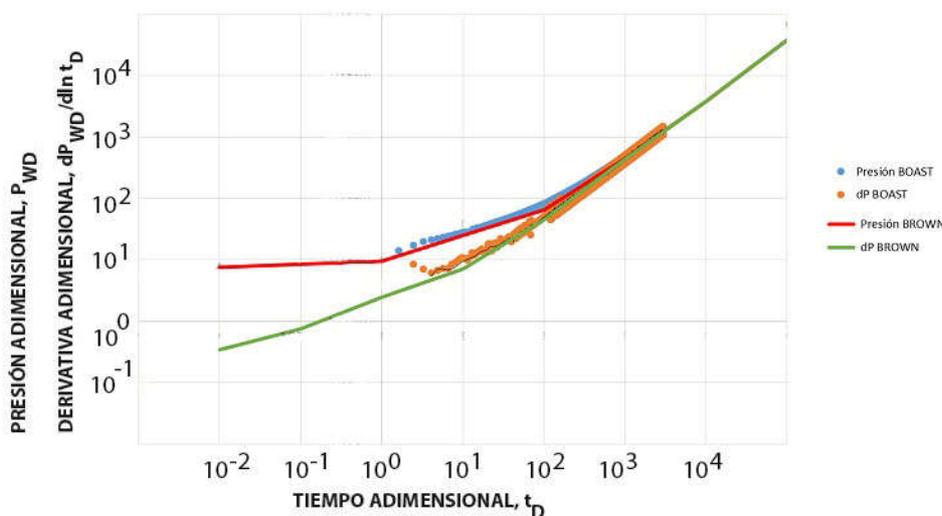


Figura 6: Comparación entre el modelo refinado en BOAST y los resultados de Brown 2009

Finalmente se decidió ejecutar pruebas relajando la hipótesis de flujo monofásico, para lo cual se indujo un flujo bifásico de petróleo y gas en el modelo de BOAST ya refinado a 51 bloques. Para ello se consideró que el petróleo tiene gas disuelto, que se libera al disminuir la presión por debajo de la presión de burbuja. Se incluyeron en la simulación con BOAST datos de permeabilidades relativas al petróleo y al gas, k_{ro} y k_{rg} , los parámetros PVT (factores de volumen del petróleo y del gas, B_o , B_g , y solubilidad del gas en el petróleo, R_s) y la variación de las viscosidades del petróleo y del gas, μ_o y μ_g , con la presión (Bidner, 2001). El comportamiento de estas propiedades puede apreciarse en las Figuras 7, 8, 9 y 10. Este ejemplo acumuló una producción de 2.503×10^6 SCF ($70,8 \times 10^6$ m³) de gas y 3.650×10^3 STB ($580,3 \times 10^3$ m³) de petróleo. Las presiones dinámicas de fondo adimensionales obtenidas se grafican en la Figura 11, junto con los resultados del caso monofásico de BOAST y del modelo Trilineal de Brown. Se observa claramente que el comportamiento de BOAST monofásico y Brown coinciden, pero la presión adimensional del caso bifásico se aparta, debido a la liberación del gas disuelto en solución, que aporta un mecanismo adicional de drenaje. Esta observación tiene fundamental importancia en las aplicaciones prácticas ya que los análisis de ensayos transitorios de presión y la estimación de propiedades de reservorios tight y shale (especialmente la permeabilidad de la zona estimulada) se realizan ajustando las presiones medidas en campo con las soluciones analíticas monofásicas y calculando las pendientes de las distintas representaciones lineales.

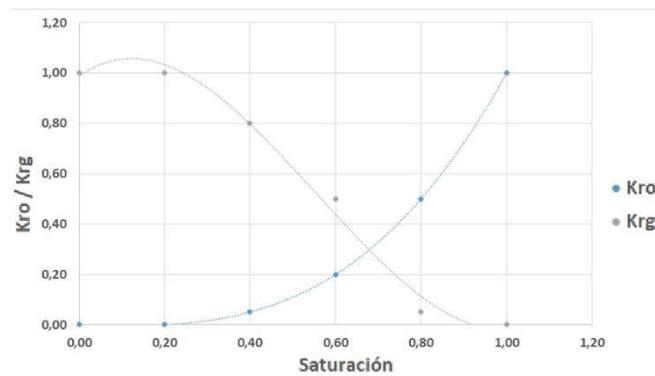


Figura 7: Permeabilidades Relativas

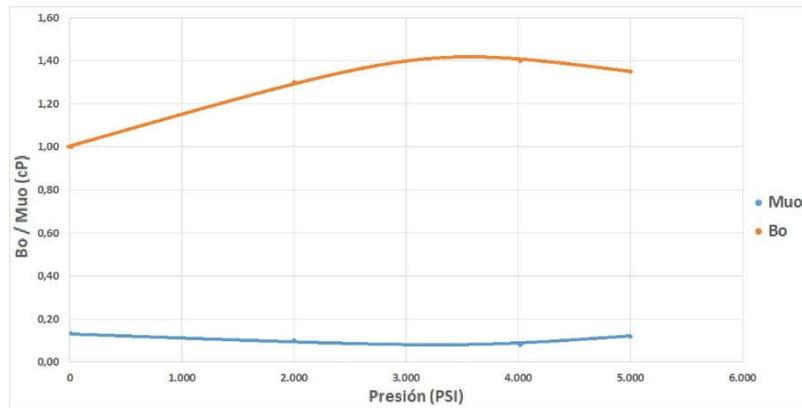


Figura 8: Viscosidad y Factor de volumen del petróleo

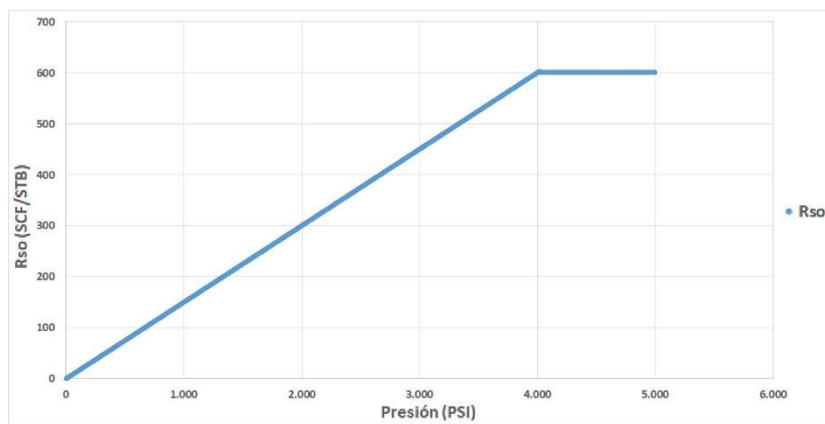


Figura 9: Solubilidad del gas en el petróleo (R_s)

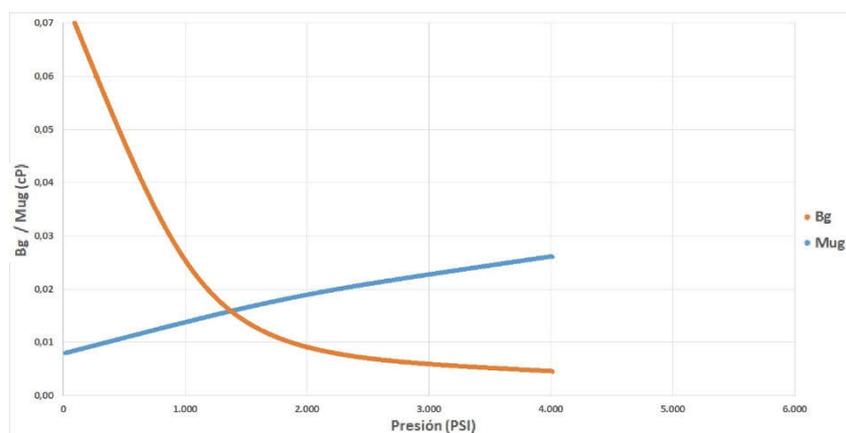


Figura 10: Viscosidad y Factor de volumen del gas

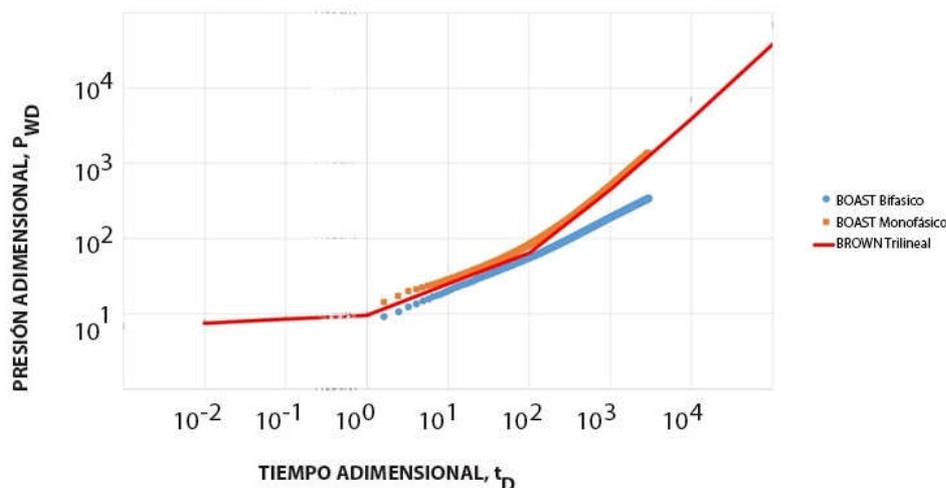


Figura 11: Comparación de resultados de ensayos monofásico y bifásico realizados con BOAST y el modelo trilineal de Brown

4 CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

Se verificó la capacidad de la tradicional formulación Black Oil para modelar reservorios de baja o ultrabaja permeabilidad que han sido hidráulicamente fracturados. El modelo fue capaz de representar distintas regiones con gran contraste de permeabilidades (de varios órdenes de magnitud) y lograr convergencia.

En el caso de considerar flujo monofásico los resultados obtenidos con el simulador BOAST se ajustan a la solución analítica del modelo trilineal de Brown. Las soluciones analíticas son las que se aplican en la práctica para estimar parámetros del reservorio y realizar predicciones de producción.

Cuando se considera un caso bifásico petróleo-gas, las soluciones obtenidas por el simulador numérico se apartan de las soluciones analíticas monofásicas. Esto permite cuestionar la validez de las interpretaciones prácticas de datos de presión medidos en campo que han sido analizados por los modelos analíticos.

Como trabajo futuro se plantea evaluar los comportamientos del simulador ante la presencia flujos bifásicos petróleo-agua y flujos trifásicos petróleo-gas-agua. También se incorporarán redes de fracturas con distintas geometrías y escalas.

5 AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por la Universidad de Buenos Aires (UBACYT 20020160100088BA) y ANPCYT (PICT 2015- 1909).

REFERENCIAS

- Anderson D. M., Liang P., Quantifying Uncertainty in Rate Transient Analysis for Unconventional Gas Reservoirs, *SPE 145088. Proceedings of the SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, USA, 14–16 June 2011.
- Arps, J.J. Analysis of Decline Curves. *Trans. AIME* 160: 228-247, 1945.
- Aziz, K. and Settari, A., *Petroleum Reservoir Simulation*, Elsevier Applied Science Publishers, Great Britain, 1985

- Bidner M. S., *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*. Eudeba (Editorial de la Universidad de Buenos Aires), Argentina, 2001
- Brown, M., *Analytical trilinear pressure transient model for multiply fractured horizontal wells in tight shale reservoirs*, Msc. Thesis, Colorado School of Mines, 2009
- Brown M., Ozkan E., Raghavan, R. and Kazemi, H., “Practical Solutions for Pressure-Transient Responses of Fractured Horizontal Wells in Unconventional Shale Reservoirs”, *SPE 125043, SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 663-676, 2011
- Clark, A. J., Lake, L. W., and Patzek, T.W.. Production Forecasting with Logistic Growth Models. *SPE 144790. Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, CO, 30 October-02 November, 2011
- Ding, D., Wu, Y., Farah, N., Wang, C., Bourbiaux B., Numerical Simulation of Low Permeability Unconventional Gas Reservoirs, SPE 167711-MS. Proceedings of the SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 25-27 February, Vienna, Austria, 2014.
- Duong, A. N. Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* 14 (3): 377-387, 2011
- Fanchi, J. R., *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Gulf Professional Publishing Company, Houston, Texas, 1997
- Fetkovich, M., *Decline Curve Analysis Using Type Curves*. Phillips Petroleum Company, 1980.
- Horne R., *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*, 2d. Ed, Petroway Inc.: EE.UU, pp.84-90, 1996
- Ilk, D., Perego, A.D., Rushing, J.A., and Blasingame, T.A. 2008. Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands — Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves. *SPE 116731, Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, CO, 21-24 September, 2008.
- Pak A., Chan D. H., Numerical Modeling of Hydraulic Fracturing in Oil Sands, *Scientia Iranica*, 15 (5), 516-535, 2018
- Stalgorova, E. and Mattar L., “Analytical Model for History Matching and Forecasting Production in Multifrac Composite Systems”, *SPE 162516, Proceedings of SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canadá, October 30- November 3. 2012-a
- Stalgorova, E. and Mattar, L., “Practical Analytical Model to Simulate Production of Horizontal Wells with Branch Fractures”, *SPE 162515, Proceedings of SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canadá, October 30- November 3, 2012-b.
- Valkó, P. P., and Lee, J. W. A Better Way To Forecast Production From Unconventional Gas Wells. *SPE-134231-MS, Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition* held in Florence, Italy, 19-22 September, 2010.
- Wattenbarger R., El-Banbi A. H., Villegas M. E., Maggard J. B., Production Analysis of Lineal Flow into Fractured Tight Gas Wells, SPE 39931, Proceedings of the 1998 Rocky Mountain Regional Low Permeability Reservoir Symposium and Exhibition, Denver, Colorado, 5-8 April, 1998.