

SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN EN RESERVORIOS SHALE GAS FRACTURADOS USANDO MODELOS MULTIFASICOS

SIMULATION OF GAS PRODUCTION FROM A FRACTURED SHALE RESERVOIR USING MULTIPHASE FLOW MODELS

Naddia Arenas^{a,b}, Gabriela Savioli^a, Patricia Gauzellino^b y Juan E. Santos^{a,c}

^aUniversidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería, Instituto del Gas y del Petróleo, Av. Las Heras
2214, Buenos Aires, Argentina, <http://www.uba.ar>; www.fi.uba.ar

^bFacultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas, Universidad Nacional de La Plata, Paseo del Bosque
s/n, La Plata, Provincia de Buenos Aires, www.unlp.edu.ar; www.fcaglp.unlp.edu.ar

^cDepartment of Mathematics, Purdue University, 50 N. University Street, West Lafayette, Indiana,
47907-2067, USA <https://www.purdue.edu/>

Palabras clave: shale gas, producción, flujo simultáneo gas-agua, black-oil, declinación.

Resumen. Se simula numéricamente el comportamiento de un pozo productor de gas en un reservorio shale que ha sido previamente fracturado. La fracturación hidráulica consiste en inyectar agua a altas presiones para quebrar la roca, incrementando su permeabilidad. Una vez generadas las fracturas, el pozo inyector se convierte en productor, permitiendo la extracción del gas original y el retorno del agua de inyección. Se aplica la formulación Black-Oil para modelar el flujo simultáneo de gas y agua en ambas etapas: inyección y producción. Se analizan los caudales de gas y agua extraídos y los mapas 2D de presiones y saturaciones para rastrear el desplazamiento de los fluidos hacia el pozo productor. Para validar esta metodología, se comparan sus resultados con una solución analítica simplificada que considera flujo monofásico y que se aplica en la práctica para estimar parámetros y predecir la producción. Los resultados muestran un muy buen ajuste, siempre teniendo en cuenta las restricciones de los modelos analíticos.

Keywords: Shale gas, production, simultaneous gas-water flow, black-oil, decline.

Abstract. We simulate the behavior of a gas production well in an unconventional shale reservoir that has been previously stimulated by a fracking procedure, that consists of injecting water at high pressure to break the rock and increase its permeability. Once the fractures are generated, the injector well becomes a producer, allowing the extraction of the original gas and the injected water (flowback). The Black-Oil formulation is applied to model the simultaneous gas-water flow in both stages: injection and production. We analyze the evolution of gas and water flow rates, and 2D pressure and saturation maps to track the movement of fluids towards the well. Furthermore, to validate this approach, numerical results are compared with a simplified analytical solutions that considers single-phase flow and is used in common practice to estimate parameters and forecast production. The results show a very good agreement, taking into account the restrictions of analytical models.

1. INTRODUCCIÓN

Los reservorios shale gas se caracterizan por la poca facilidad que ofrece el medio poroso para el movimiento de fluidos debido a sus ultra bajas permeabilidades (Britt et al., 2009). Para poder producir en estos yacimientos es imprescindible llevar a cabo un proceso de fracturación hidráulica (Hattori et al., 2017), que consiste en inyectar agua a altas presiones para incrementar la presión poral en la roca y así, a través de las zonas de fragilidad del reservorio, generar una red de fracturas que permita el flujo de fluidos y una producción de hidrocarburos rentable comercialmente (Hu et al., 2021). El proceso de inyección de agua se modela usando la formulación Black-Oil (Aziz y Settari, 1985) para dos fases (gas - agua), donde al agua inyectada se le debe agregar un agente sostén llamado propante, que ayuda a mantener las fracturas abiertas.

Una vez generadas las redes de fractura en la zona estimulada, el pozo inyector se convierte en productor y a partir de los datos petrofísicos obtenidos en la última etapa de fracturación y la distribución final de presiones y saturaciones se aplica el mismo simulador usado en el fracking para representar el proceso de producción. El retorno de agua de inyección es un periodo llamado 'flowback' y tiene un promedio de duración de 1 a 2 meses desde el inicio de la apertura del pozo productor (Kondash et al., 2017).

Se utiliza el simulador de dominio público BOAST que resuelve las ecuaciones diferenciales obtenidas aplicando el método IMPES (Fanchi, 1997). Al incrementar la conductividad del medio poroso, por medio del fracking, se optimiza la producción de gas (Guo et al., 2014), por un período de tiempo que se verá afectado por el manejo técnico, comercial e ingenieril del reservorio. Luego de este tiempo el reservorio pierde la energía necesaria para producir el hidrocarburo, por lo tanto la extracción del gas entra en una etapa llamada declinación. En la práctica, los pronósticos de producción se realizan mediante: 1) curvas de declinación que ajustan los caudales con modelos tradicionales como el de Arps (1945) o más recientes como el de Duong (2011) y permiten optimizar los métodos de recuperación a implementar y conocer un tiempo estimado de su vida útil (Tan et al., 2018); 2) soluciones analíticas simplificadas, como el modelo de 5 regiones de Stalgorova y Mattar (2012b) o Brown (2007), que se aplican también para estimar propiedades de la roca.

En este trabajo se simula la extracción de gas luego de un proceso de fracturación: los resultados obtenidos se validan comparándolos con la solución analítica y luego se aplican para predecir la producción mediante un análisis declinatorio.

2. TEORÍA

2.1. Flujo bifásico gas-agua

Para modelar el flujo de agua y gas durante el proceso de fracturación hidráulica y la posterior producción de hidrocarburos junto con el retorno de fluido inyectado (flowback) se aplica la formulación Black Oil que considera dos componentes (gas-agua) y dos fases (acuosa-gaseosa) a su vez estipula que la componente gas se puede disolver en la fase acuosa, pero la componente agua que no se puede disolver en la fase gaseosa. Las premisas anteriores junto con la ley de Darcy y conservación de masa generan las siguientes ecuaciones diferenciales que se resuelven mediante el método IMPES utilizando el simulador de dominio público BOAST (Savioli et al.,

2018).

$$\nabla \cdot \left(\underline{\kappa} \left(\frac{\kappa_{rg}}{B_g \eta_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla D) + \frac{R_s \kappa_{rw}}{B_w \eta_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla D) \right) \right) + \frac{q_g}{\rho_g^{SC}} = \frac{\partial \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_s S_w}{B_w} \right) \right]}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \left(\underline{\kappa} \frac{\kappa_{rw}}{B_w \eta_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla D) \right) + \frac{q_w}{\rho_w^{SC}} = \frac{\partial \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right]}{\partial t}, \quad (2)$$

Detalles y definiciones pueden verse en el trabajo de [Arenas et al. \(2019\)](#)

2.2. Soluciones analíticas

Las soluciones analíticas describen en forma simplificada, el flujo hacia un pozo horizontal con múltiples fracturas. Se consideran las siguientes regiones: 1) la fractura hidráulica, donde el flujo se dirige hacia el pozo productor; 2) la zona estimulada, donde el flujo se dirige hacia la fractura y 3) las zonas no estimuladas, donde el flujo va hacia la zona estimulada. Hay modelos que contemplan una sola región no estimulada ([Stalgorova y Mattar, 2012a](#)) ([Brown, 2007](#)) o tres regiones no estimuladas (modelo de 5 regiones de [Stalgorova y Mattar \(2012b\)](#)). En todos los casos, para obtener la solución analítica, se resuelve la ecuación radial de difusividad en el espacio de Laplace, reduciendo a una sola variable espacial de acuerdo a la dirección principal del flujo e imponiendo continuidad de caudal y presión entre las distintas regiones. En este trabajo aplicamos el modelo de 5 regiones.

2.3. Curvas de declinación

La curva de declinación es una relación entre el caudal del fluido con respecto al tiempo de producción. El modelo tradicional fue propuesto por [Arps \(1945\)](#):

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_it)^{\frac{1}{b}}}, \quad (3)$$

donde q_i es el caudal inicial, b un exponente constante y D es la velocidad de declinación, que se define como

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}. \quad (4)$$

Cuando el exponente $b = 0$ se tiene el caso particular exponencial, donde la velocidad de declinación resulta constante

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (5)$$

El caso exponencial es el que realiza las predicciones más pesimistas de producción.

3. RESULTADOS NUMÉRICOS

Para simular las etapas de fracturación primero y producción después se considera una porción 3D del reservorio, de 7.3 m en la dirección x , y 117 m en las direcciones y , z , situada a 2840 m de profundidad. Se supone que hay un pozo horizontal en la dirección x , donde la grilla está dividida en 30 celdas, encontrándose el punzado en el que se inyecta agua en el bloque 15. Esto generará una fractura en el plano $y - z$ donde se consideró una zona de fragilidad sintética en la roca, como se muestra en la Fig. 1, esta área representa los espacios más susceptibles a fracturar en los primeros tiempos del fracking. En las direcciones $y - z$ se aplica una discretización de 180×180 celdas, cuyo tamaño se va refinando a medida que se acercan al punto de inyección (bloque 15, 90, 120), pues se busca modelar la fractura con el menor espesor posible. Así, las medidas son $\Delta y = \Delta z = 1,2192$ m para las más alejadas, $\Delta y = \Delta z = 0,12192$ m para las intermedias y $\Delta y = \Delta z = 0,6096$ m para las más cercanas. Los bloques en la dirección x son equiespaciados con $\Delta x = 0,06096$ m. El fracturamiento hidráulico en la formación dura aproximadamente 2 horas; se inyecta agua con propante en la roca y al superar la presión de ruptura se altera la permeabilidad y porosidad en dichas zonas (Arenas et al., 2019).

En la Fig. 2 se muestra la distribución de los mapas de saturación de agua en la zona estimulada para 2 tiempos: a) después de 24 min de iniciada la fracturación y b) al finalizar dicho proceso. En la Fig. 2.a) se observa que la fractura comienza avanzando por las zonas de fragilidad, pero luego el fluido se expande radialmente alrededor del punto de inyección Fig. 2.b).

Una vez finalizada la etapa de fracturación comienza la de producción; para ello el pozo se transforma en productor a presión de fluencia constante. Los mapas de saturación, que permiten conocer el desplazamiento del agua inyectada a medida que se producen los fluidos, se muestran en la Fig. 3. Comparando las Fig. 2.b) y Fig. 3 se puede observar que desde el primer día, es notable la reducción de agua en el reservorio con respecto a la etapa final de la fracturación, este proceso se conoce como “flowback” del fluido de inyección. La Fig. 3.a) muestra la variación en los valores de saturación en el reservorio en el primer día de iniciada la explotación de gas, ilustrando el decrecimiento del volumen de agua en las cercanías del punto de extracción. La Fig. 3.b) representa el movimiento de los fluidos 15 días después, donde se puede observar el flujo hacia el pozo productor a través de las zonas de fragilidad y el decrecimiento radial del movimiento de fluidos en el plano.

Para analizar la evolución de la producción, en la Fig. 4 se grafican los caudales de (a) gas y (b) agua producidos en función del tiempo. La Fig. 4.a) muestra las fluctuaciones iniciales del caudal de gas hasta alcanzar una etapa de declinación típica aproximadamente a los 14 días de iniciada la producción. Durante este período inicial, en la simulación se fue ajustando gradualmente la presión de fluencia de fondo de pozo hasta encontrar un valor ideal, lo que explica el incremento escalonado del caudal de gas en los tiempos previos a la declinación. La Fig. 4.b) muestra el comportamiento del retorno de fluido inyectado (flowback) con un alto caudal de producción a tiempos tempranos, que luego se reduce gradualmente. Esto se debe a que finalizado el fracturamiento de la roca el fluido circundante al punto de producción es el agua inyectada, por lo que será el primero en extraerse. A medida que avanza la extracción de hidrocarburo y agua, el volumen de fluidos disminuye en el medio poroso, afectando directamente la presión media del reservorio, la cual decrece con el tiempo a medida que avanza la producción de gas, como se puede observar en la Fig. 5. En la Fig. 6 se muestra la producción acumulada de gas. Los valores de caudal de gas obtenidos por el simulador se comparan con la solución analítica de 5 regiones de Stalgorova y Mattar (2012b). En la Fig. 7 se grafican los valores analíticos y numéricos de la inversa del caudal en función del tiempo de balance (definido como produc-

ción acumulada de gas en cada periodo, dividida por un caudal promedio) ya que esas son las condiciones de cálculo para la solución analítica simplificada. Vemos que se logra un excelente ajuste con dicha solución. Para conocer el tiempo máximo en el cual se puede producir gas del reservorio, se estableció un límite económico de $100 \text{ m}^3/\text{d}$ y se ajustó la curva de caudal con una declinación exponencial.

La Fig. 8 ilustra la relación entre el logaritmo del caudal respecto al tiempo de producción, la línea azul es el desarrollo que tiene la extracción del gas en el reservorio y la naranja la declinación calculada, la cual numéricamente se proyecta a tener un tiempo máximo de 143,8 días más para llegar al límite de caudal impuesto. Cabe recordar que la porción del reservorio simulado cuenta con un espesor de 7 metros en la dirección x con una sola etapa de fracturamiento, con lo que representa una mínima parte de la producción total.

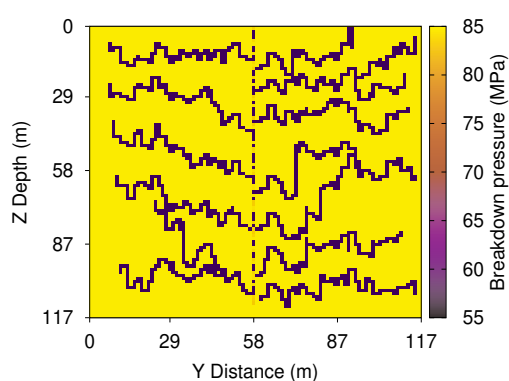


Figura 1: Distribución de las zonas de fragilidad plano y-z

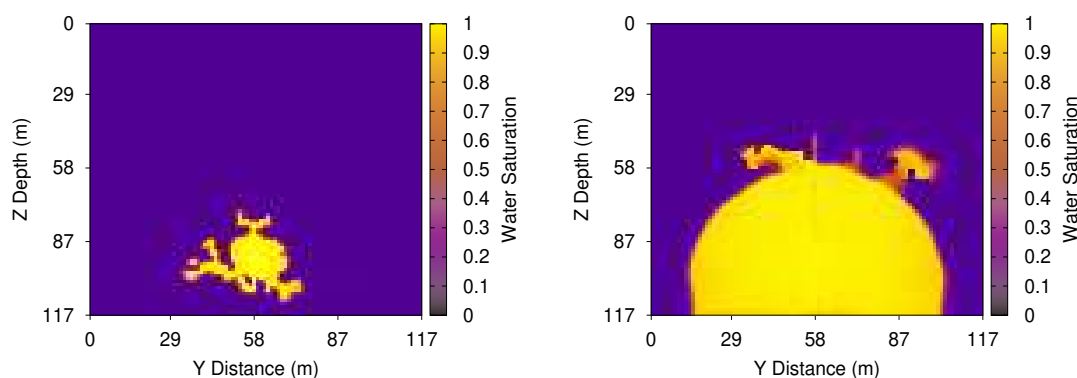


Figura 2: Evolución de la saturación de agua, durante el fracturamiento hidráulico, (a) Distribución de la saturación luego de 24 minutos de inyección, (b) Distribución de la saturación al finalizar la inyección

4. CONCLUSIONES

La característica principal de los reservorios de shale gas es la ultra baja permeabilidad que posee su roca por lo cual es necesario estimularlo creando canales de fractura que aumenten la capacidad de flujo del yacimiento. Esto se logra mediante fracturación hidráulica por medio

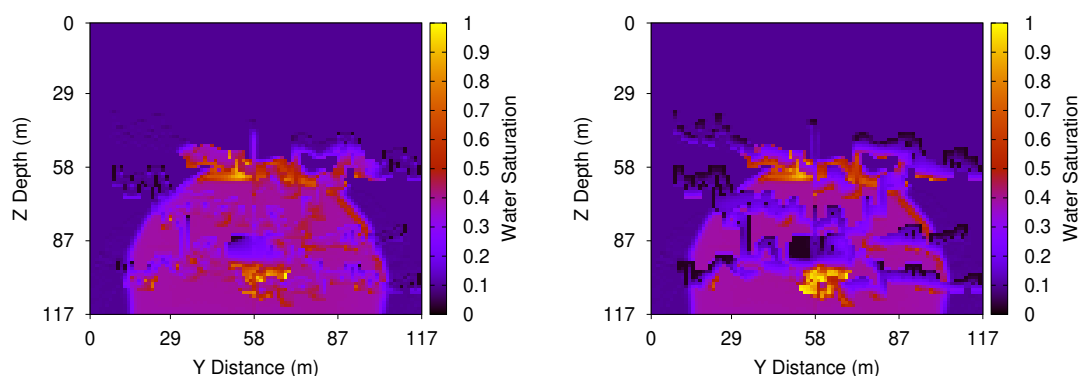


Figura 3: Desplazamiento y-z de fluidos en la zona estimulada, (a) Saturación de fluidos 1 día de producción, (b) Saturación de fluidos 15 días de producción

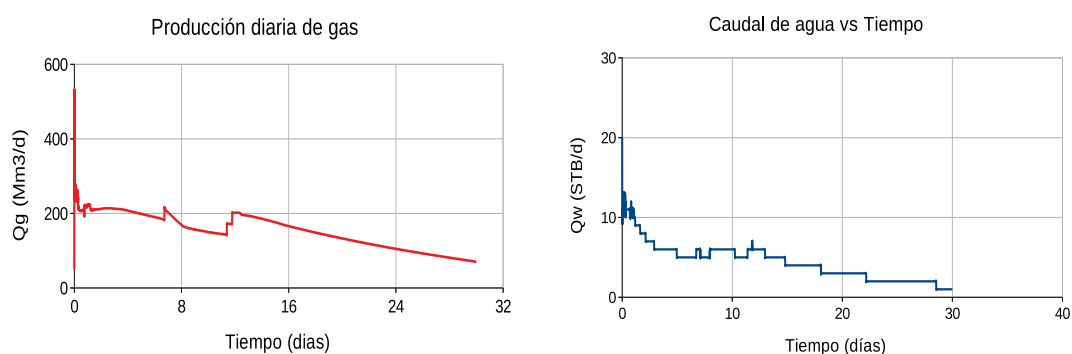


Figura 4: (a) Caudal de gas producido durante 1 mes, (b) Caudal de agua de inyección producida durante 1 mes

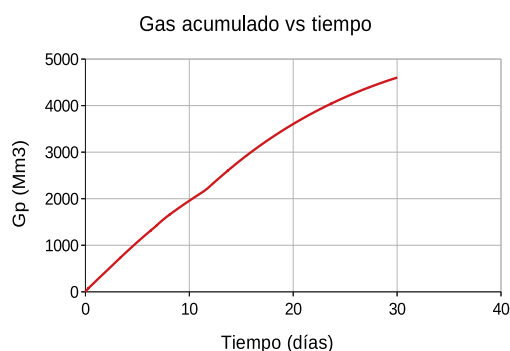


Figura 5: Comportamiento de la presión media del reservorio en etapa de producción

de la inyección de agua acompañada con material propante para impedir que las fracturas se cierren. Una vez se inicia la etapa de producción, el agua inyectada durante el fracking es producida inicialmente con caudales altos, debido a que es el fluido más cercano al pozo, y luego de un corto tiempo retorna a superficie junto con el gas, el tiempo de retorno de fluido inyectado o flowback tarda aproximadamente un mes. La presión que antes era alta en el

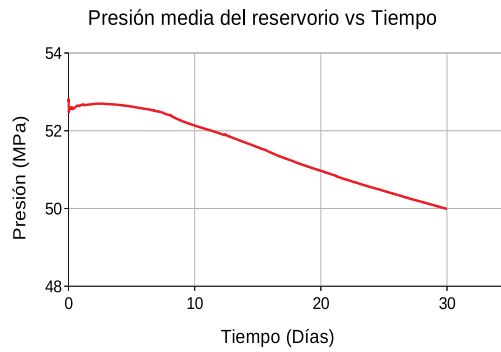


Figura 6: Presión media del reservorio con respecto al tiempo de producción

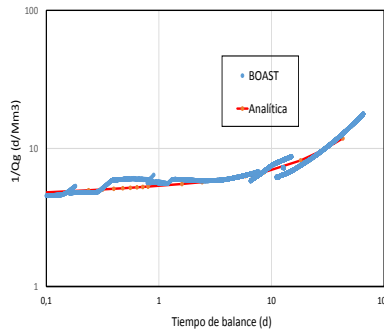


Figura 7: Comparación solución numérica y analítica

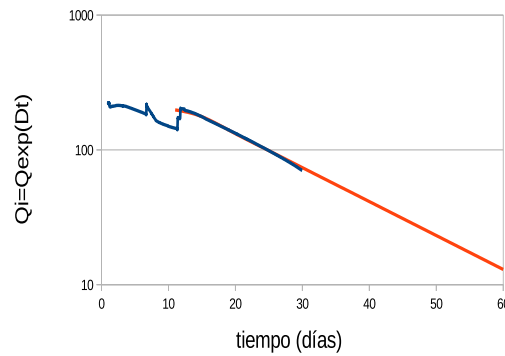


Figura 8: Gas acumulado extraído del reservorio con respecto al tiempo de producción

yacimiento debido a la inyección, decrece radialmente en el punto de producción y en las áreas de debilidad de la zona estimulada, a medida que se desarrolla la extracción constante de gas. Los mapas de saturación ayudan a ubicar el volumen de agua que aún reside en la formación y la evolución de su desplazamiento durante el tiempo de producción. Los resultados obtenidos en esta simulación representan el comportamiento típico de estas formaciones, lo que se pudo corroborar con las soluciones analíticas simplificadas, con las que usualmente se modelan los reservorios shale. Finalmente, también se ajustaron en forma adecuada a una declinación de

tipo exponencial, que permite realizar estimaciones de reservas y producción.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue parcialmente financiado por ANPCyT, Argentina (PICT 2015 1909) y la Universidad de Buenos Aires (UBACyT 20020160100088BA).

REFERENCIAS

- Arenas N., Savioli G., Gauzellino P., y Santos J. Characterization of unconventional reservoirs using multiphase flow and seismic wave propagation. *Asociación Argentina de Mecánica Computacional*, páginas 1715–1722, 2019.
- Arps J.J. Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, páginas 228–247, 1945.
- Aziz K. y Settari A. *Petroleum Reservoir Simulation*. Elsevier Applied Science Publishers, 1985.
- Britt L., Schoeffer J., y Laboratory B.R.M. The geomechanics of a shale play: What makes a shales prospective. *SPE International*, 2009.
- Brown M.L. *Analytical Trilinear Pressure Transient Model for Multiply Fractured Horizontal Wells in Tight Shale Reservoirs*. 2007.
- Duong A.N. Rate-decline analysis for fracture-dominated shale reservoirs. *SPE International*, páginas 377–387, 2011.
- Fanchi J. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Gulf Professional Publishing Company, 1997.
- Guo C., Wei M., Cheng H., He X., y Bai B. Improved numerical simulation for shale gas reservoirs. *SPE International*, 2014.
- Hattori G., Trevelyan C., y C.E. A. Numerical simulation of fracking in shale rocks: Current state and future approaches, archives of computational methods in engineering. *Arch Computat Method Eng*, 24:281–317, 2017.
- Hu Y., Li X., Zhang Z., He J., y Li G. Numerical modeling of complex hydraulic fracture networks based on the discontinuous deformation analysis (dda) method. *Energy Exploration Exploitation*, 2021.
- Kondash A., Albright E., y Vengosh A. Quantity of flowback and produced waters from unconventional oil and gas exploration. *Science of the Total Environment*, página 314–321, 2017.
- Savioli G., Santos J., Gauzellino P., y Lavia M. Modeling multiphase fluid flow in unconventional reservoirs. *Asociación Argentina de Mecánica Computacional*, páginas 1263–1275, 2018.
- Stalgorova E. y Mattar L. Analytical model for history matching and forecasting production in multfrac compsite systems. *SPE International*, 2012a.
- Stalgorova E. y Mattar L. Practical analytical model to simulate production of horizontal wells with branch fractures. *SPE International*, 2012b.
- Tan L., Zuo L., y wang B. Methods of decline curve analysis for shale gas reservoirs. *Energies*, 11, 2018.