

Modelo empírico de declinación de la producción en yacimientos no convencionales que presentan desorción de gas

Francisco Castellanos Páez
Facultad de Ingeniería-UNAM
Jorge Arévalo Villagrán
Facultad de Ingeniería-UNAM

Artículo recibido en 2019-evaluado-revisado-correcto y aceptado en 2021.

Resumen

En el presente trabajo se muestra un modelo empírico que permite el ajuste y pronóstico de producción en yacimientos no convencionales de gas, que presentan altos contenidos de material orgánico y gas adsorbido, lo cual puede ocasionar diferencias de ajuste y estimaciones a futuro respecto a los modelos tradicionales de Arps (1945) y Fetkovich (1980) utilizados para yacimientos convencionales.

Se describe además de forma sencilla el fenómeno de adsorción (almacenamiento) y desorción (producción) de gas en los yacimientos no convencionales, así como dos de los principales modelos de Freudlich (1906) y Langmuir (1918), con los que se estiman los volúmenes de gas adsorbido a producir en yacimientos no convencionales de gas.

Por último, se presenta el modelo empírico para el ajuste y estimación de la declinación de yacimientos no convencionales, el cual considera que la producción de gas se obtiene de dos capas principales: 1) Expansión del gas libre en la formación y 2) Desorción del gas adherido en el yacimiento. Además, se muestra su aplicación a casos de campo en los cuales se obtuvieron resultados satisfactorios para el pronóstico de producción, con la ventaja de obtenerlos a partir sólo de los datos del gasto vs tiempo de producción.

Palabras clave: Adsorción, declinación de la producción, desorción, pronóstico de producción, yacimiento, yacimientos no convencionales de gas, (YNCG).

Introducción

En la actualidad existen diferentes modelos analíticos para determinar la declinación de la producción de un campo o pozo, los cuales pueden considerar las diferentes geometrías de flujo y períodos en el yacimiento, ya sean transitorios, estacionarios o pseudoestacionarios, las variaciones de las propiedades de los fluidos producidos, así como los efectos de la desorción del gas para el caso de yacimientos no convencionales. Dentro de los modelos se pueden encontrar aquellos que están basados en diferentes soluciones de la ecuación de difusión en medios porosos o los empíricos, que simplemente se basan en la solución de una ecuación diferencial de decaimiento que consideran implícitos los parámetros del yacimiento en algunas

variables de una ecuación analítica (Arps, Fetkovich período pseudoestacionario).

La principal diferencia y ventaja entre los modelos analíticos basados en la ecuación de difusión y los empíricos radica principalmente en la formalidad de su fundamento, construcción y solución de la ecuación de decaimiento. Mientras la ecuación de difusión considera los datos de producción, propiedades del yacimiento y de sus fluidos como: la permeabilidad, porosidad, compresibilidad, viscosidad, composición, presión y gasto, así como sus variaciones en el tiempo y posición dentro del yacimiento, las ecuaciones empíricas de declinación, como la desarrollada en este trabajo, sólo consideran los datos de la declinación del gasto en el tiempo para obtener pronósticos de producción.

A pesar de que los modelos empíricos de la declinación de la producción no cuentan con todo el fundamento de la ecuación de difusión en el medio poroso, es un método de amplia aplicación en la industria petrolera, debido a la sencillez de su aplicación y a que en muchas ocasiones presentan una muy buena aproximación del comportamiento de producción de un yacimiento, lo cual permite hacer pronósticos de producción con muy buen grado de certidumbre a partir sólo de los datos del gasto vs tiempo de producción.

Los métodos empíricos de declinación de la producción han tomado gran relevancia en los últimos años debido al desarrollo y entrada a producción de los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad y de lutitas, ya que generalmente en este tipo de yacimientos, aún con el fracturamiento hidráulico masivo, la producción de cada pozo es independiente al no existir comunicación hidráulica por los mínimos valores de permeabilidad, lo que permite realizar un análisis en forma independiente a cada pozo o en caso de que exista alguna comunicación entre pozos el análisis de producción se puede hacer de forma integrada por área o yacimiento, como cualquier otro modelo convencional de declinación.

Otro factor importante en los yacimientos no convencionales se presenta en el almacenamiento de sus fluidos, ya que se presentan fenómenos de sorción (absorción y adsorción) que pueden modificar las condiciones en las que declinan los pozos y el yacimiento, en virtud que el gasto de producción depende no sólo de la producción del gas libre en la formación, sino también del gas que en muchas ocasiones se encuentra adherido en la roca y al disminuir la presión se desorbe e incorpora a la fase de gas libre.

Adsorción y desorción física del gas en yacimientos no convencionales

En el caso de los yacimientos no convencionales de gas que presentan contenido de materia orgánica, el mecanismo de almacenamiento que los diferencia de un yacimiento típico de gas, donde el gas se encuentra comprimido en los poros y fracturas de la formación, es el fenómeno adicional de adsorción que presentan las moléculas de gas en las paredes orgánicas de la roca, el cual se puede visualizar imaginando partículas de acero que se encuentran adheridas en la superficie de un magneto, **Figura 1**.

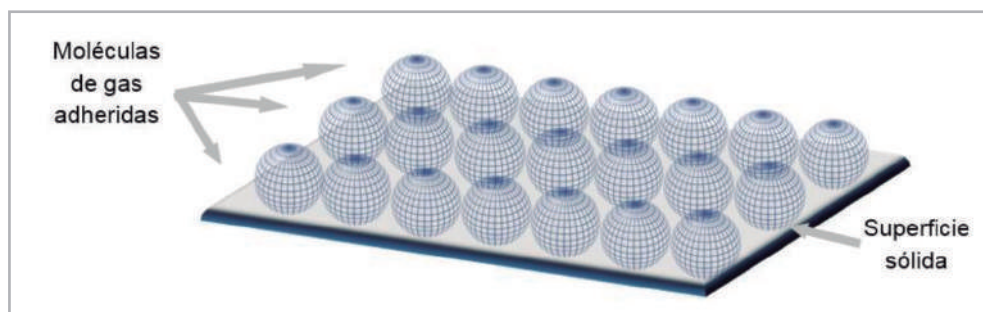


Figura 1. Monocapa de gas adherida a una superficie sólida.

La adsorción es esencialmente un fenómeno de superficie donde las moléculas de un adsorbato o soluto se concentran en una superficie sólida, por la acción de fuerzas intermoleculares de Van der Waals⁶ entre el soluto y el sólido. Debido a estas fuerzas débiles el fenómeno es fácilmente reversible, (desorción).

Durante años los ingenieros de yacimientos han utilizado diferentes ecuaciones de estado como son las de Van Der Waals⁶, Peng-Robinson⁷ y otras. Para describir el

comportamiento de la absorción del gas en los fluidos del yacimiento, así mismo para describir y modelar el fenómeno de la adsorción han utilizado principalmente modelos como el de Freundlich (1906) y Langmuir(1918), Ec. 01 y 02, siendo este último el que como lo mostró Bumb (1988), permite de forma práctica y sencilla modelar y predecir el comportamiento del gas adherido en la paredes y materia orgánica de la formación, ya que a diferencia del primer modelo tiene un límite para la adsorción de gas, sobre todo a presiones altas.

Ecuación de Freundlich

$$V_a = k_F p^{\frac{1}{n}}, \quad (1)$$

Ecuación y gráfica de Langmuir

$$V_a = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (2)$$

donde: (V_a) es el volumen total de gas adsorbido por unidad de volumen en equilibrio en el yacimiento a una presión (p); (V_L) es el volumen de Langmuir o el máximo volumen adsorbido por unidad de volumen en el yacimiento a

una presión infinita y (p_L) es la presión de Langmuir que representa, la presión a la cual el volumen adsorbido (V_a) es igual a la mitad del volumen de Langmuir (V_L). En la **Figura 2** se presenta la forma típica de una Isoterma de Langmuir.

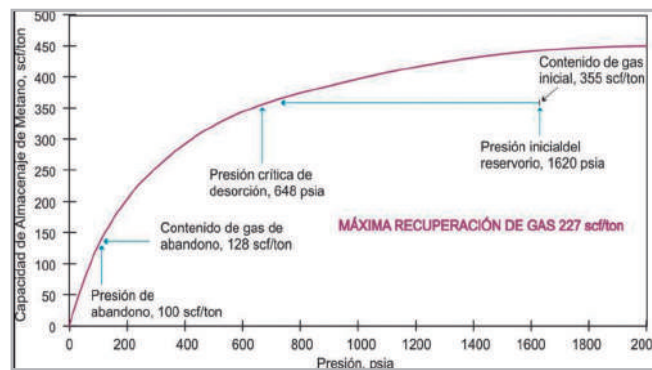


Figura 2. Isoterma de Langmuir.

En la caracterización adecuada de los yacimientos es de suma importancia conocer los valores de los parámetros de Langmuir (1918), ya que éstos determinan la forma de

la isoterma y en consecuencia la presión de desorción, el volumen de gas almacenado y desorbido que se producirá durante su explotación, **Figura 3**.

De acuerdo con la Ec. 03 se puede estimar el volumen de gas que se desasiere de la roca y por consiguiente que será producido. Para este trabajo de forma práctica se considera que el 80% del gas desorbido será producido, además de considerar que la desorción es instantánea, **Figura 4**.

$$V_D = V_{ai} - V_{aj} \quad (3)$$

donde: (V_D) es el volumen de gas desorbido a una presión j (p_j); (V_{ai}) es el volumen de gas adsorbido inicial a la presión inicial (p_i); (V_{aj}) es el volumen de gas adsorbido a una presión j (p_j).

De acuerdo a los datos de campo y simulados de la Figura 4 se observa en las líneas continuas que, al decrecer la presión

en la formación por la producción, el gas adsorbido comienza a liberarse e incorporarse al gas libre produciéndose las dos fases combinadas como un gasto total, Ec 04. Además, en las líneas punteadas se puede observar el pronóstico simulado de cada uno de los volúmenes que se producirán.

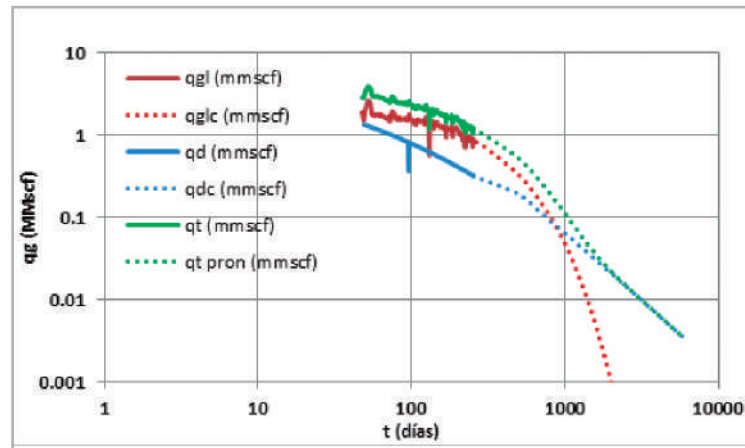


Figura 3. Gaslibre y desorbido producido (q_{gd} vs t).

donde: (q_{gl}) es el gasto de gas libre, (q_{glc}) es el gasto de gas libre calculado, (q_d) es el gasto de gas desorbido, (q_{dc}) es el gasto de desorbido calculado, (q_t) es el gasto total y (q_{tpron}) es el gasto total pronosticado.

$$q_{gT} = q_{gL} + q_{gd} \quad (4)$$

Modelo empírico para estimar la declinación de yacimientos no convencionales de gas

En el caso de los yacimientos no convencionales de gas en los que no existe presencia de hidrocarburos líquidos, resulta sencillo realizar el ajuste y pronóstico de producción utilizando los diferentes modelos empíricos de declinación, sin embargo, al disminuir la presión en los yacimientos no convencionales de gas se presenta el fenómeno de desorción, contrario a la adsorción, donde las moléculas de gas se desadhieren de las paredes y materia orgánica de la formación, comienza a presentar desviaciones al modelar

su comportamiento y realizar pronósticos de producción al tener dos mecanismos de producción, expansión del gas libre y desorción de gas adherido.

En este trabajo se presenta un modelo que considera los mecanismos de producción mencionados anteriormente y que permite predecir el comportamiento de los yacimientos no convencionales de gas, que presentan contenido materia orgánica y altos contenido de gas adsorbido. El modelo se fundamenta en la teoría de los sistemas que presentan una fuente de almacenamiento, que a diferencia de los sistemas de sin fuente, solo se modela el comportamiento de una variable.

El estudio de la respuesta de un yacimiento sin fuente es sencillo de realizar, ya que al no existir fuente que alimente al sistema, se puede describir por una ecuación diferencial ordinaria homogénea de primer orden como la utilizada por Arps (1945), Ec. 04, en los que sólo se modela la declinación en función del exponente de declinación (D_i), sin embargo, para el caso de los sistemas de segundo orden, se pueden considerar que los yacimientos producen por expansión del gas libre y como fuente el gas adherido, Ec. 07.

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -D_i q^b \quad (4)$$

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

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (6)$$

Donde q_i es el gasto inicial, D_i es la declinación inicial del gasto y b es el exponente de declinación. Cuando $b = 0$ se tiene una declinación exponencial. Cuando $b = 1$ la declinación es armónica y cuando $0 < b < 1$, la declinación es hiperbólica. El método de Arps¹ se continúa utilizando debido a su simplicidad, ya que no requiere de ningún parámetro del yacimiento o del pozo.

Modelo de declinación para dos capas

El procedimiento para encontrar las ecuaciones diferenciales para el caso de los sistemas de segundo orden con fuente es el mismo que para los casos de

orden uno. En este trabajo se utilizó el caso de un sistema sobreamortiguado que representa el decaimiento muy lento de un sistema Ec. 07. La solución de las ecuaciones diferenciales también es muy similar, pero ahora se tienen dos raíces de la ecuación característica, donde la primera representa el comportamiento de declinación del gas libre en el yacimiento y la segunda la declinación, representa el decaimiento debido al gas desorbido que se produce.

Para la solución de la ecuación de decaimiento se requiere, que será un poco más complejo, el cálculo de las condiciones iniciales, ya que necesitará adicionalmente las condiciones iniciales de la primera derivada de la variable de interés, Ec. 09.

$$a \frac{d^2 q(t)}{dt^2} + b \frac{dq(t)}{dt} + c q(t) = 0 \quad (7)$$

Condiciones iniciales:

Gasto inicial con $t_0 = 0$

$$q(t_0) = q_1 + q_2 \quad (8)$$

Tomando $t_0 = 0$ la derivada de una constante es igual a cero.

$$\frac{dq(t_0)}{dt} = \lambda_1 q_1 + \lambda_2 q_2 \quad (9)$$

Para el caso del decaimiento en un sistema sobre amortiguado se tiene entonces:

$$t_0 = 0, \frac{dq(t_0)}{dt} = 0, \lambda_1 \neq \lambda_2, \lambda_1 \in \mathbb{R}, \lambda_2 \in \mathbb{R}, b^2 - 4ac > 0.$$

Solución de la ecuación considerando la producción de las dos capas de gas.

$$q(t) = q_1 e^{-\lambda_1 t} + q_2 e^{-\lambda_2 t} \quad (10)$$

Asumiendo que en el yacimiento tanto el gas libre como el gas desorbido declinan de forma exponencial tenemos que:

$$q(t) = q_1 e^{-D_1 t} + q_2 e^{-D_2 t} \quad (11)$$

El total de la producción de ambas capas es la simple suma de dos pronósticos por separado. Excepto para el caso especial donde es igual para amabas capas, en la que la suma de los exponenciales no resulta en general en otra exponencial.

Aplicaciones de campo

A continuación, se presenta una aplicación de campo en un pozo productor en formaciones de lutitas del norte de México.

Caso A

Se tiene un pozo horizontal productor de gas seco perforado en la formación Eagle Ford a una profundidad de 2,200 metros, con una longitud de desplazamiento de 1,500

metros y 16 etapas de fracturamiento. En la **Figura 4** se muestra la historia de producción de 350 días de del pozo.

Utilizando el modelo de declinación desarrollado con los datos de producción y la estimación del gas desorbido del pozo, con la Ec. 12 se obtuvieron los resultados mostrados en las **Figura 5**. Se observa que se obtiene un buen ajuste de los datos de producción, donde el gas libre de la formación se produce a una velocidad muy alta y después de 120 días aproximadamente, la principal producción viene de la desorción del gas adherido en la formación.

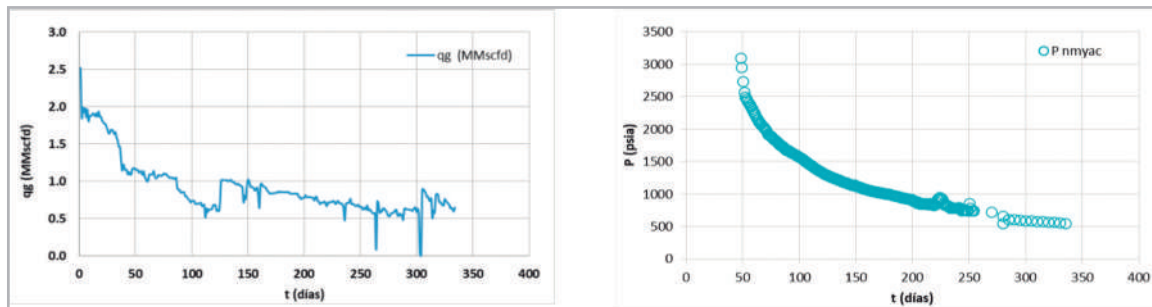


Figura 4. Pozo productor de gas caso A.

En las **Figuras 6 y 7** se muestran los pronósticos de producción obtenidos con el modelo de ajuste, donde se observa que la principal producción del pozo a tiempos largos se mantiene por la desorción del gas de formación.

El ajuste de los parámetros del modelo de declinación desarrollado en la Ec. 11, se realizó con los datos de producción y la estimación del gas desorbido del pozo, mediante regresiones no lineales en hojas de cálculo de Excel utilizando el módulo Solver.

$$q(t) = 1.1645e^{-0.00600t} + 0.4953e^{-0.001382t} \quad (12)$$

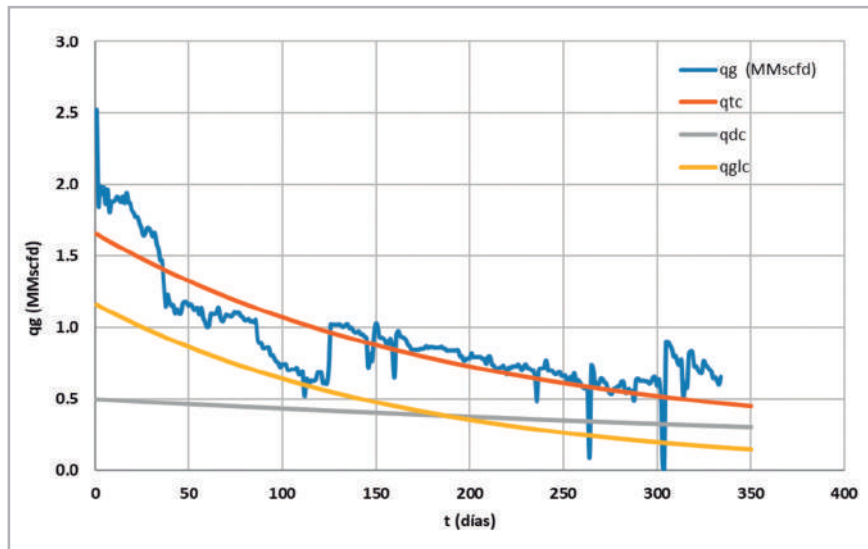


Figura 5. Ajuste de datos de producción con el modelo para el caso A.

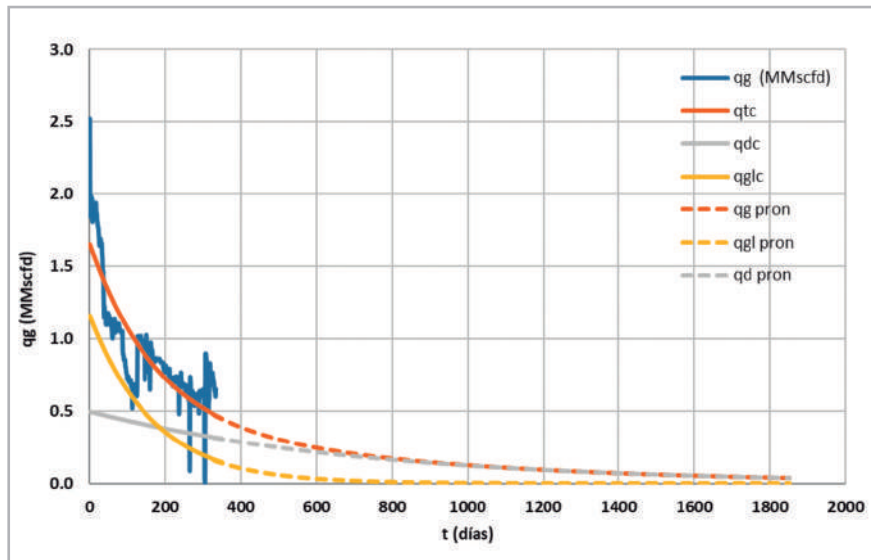


Figura 6. Pronósticos de producción para el pozo del caso A.

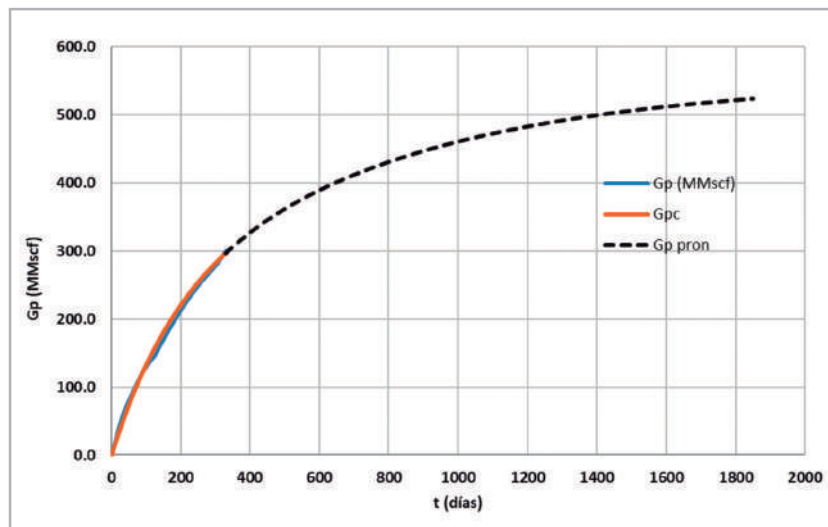


Figura 7. Pronóstico de producción acumulada.

Conclusiones y recomendaciones

1. Los mecanismos de almacenamiento (adsorción) y producción (desorción) de los yacimientos no convencionales de gas, son de suma importancia en actividades como la estimación de reservas, determinación de los gastos de producción y la conceptualización del modelo de yacimiento apropiado.
2. Con el modelo se obtienen buenos resultados del ajuste de los datos de producción para los pozos analizados, sin embargo, es necesario considerar que se trata de resultados empíricos que requieren de mayor estudio del comportamiento del yacimiento.
3. El modelo se puede utilizar cuando existen pocos datos del yacimiento y de otros pozos, debiendo realizar ajustes al modelo, conforme se obtenga mayor información de producción y de la desorción de gas para mejorar los pronósticos de producción.
4. Como resultado de diversos ajustes realizados a pozos, se observó que se obtienen mejores resultados en pozos terminados en formaciones con altos contenidos de gas adsorbido.

Referencias

1. Arps, J. J. 1945. Analysis of Decline Curves. *Trans., AIME* **160** (01): 228-247. SPE-945228-G. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
2. Bumb, A. C. y McKee, C. R. 1988. Gas-Well Testing in the Presence of Desorption for Coalbed Methane and Devonian Shale. *SPE Form Eval* **3** (01): 179-185. SPE-15227-PA. <https://doi.org/10.2118/15227-PA>.
3. Castellanos Páez, F. 2015. *Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas*. Tesis de maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Exploración y Explotación de Recursos Naturales, México, D.F.
4. Fetkovich, M. J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *J Pet Technol* **32** (06): 1065-1077. SPE-4629-PA. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>.
5. Freundlich H. M. F. 1906. Über die Adsorption in Lösungen. *Zeitschrift für Physikalische Chemie* **57** (1): 385-470.
6. Langmuir, I. 1918. The Adsorption of Gases on Plane Surfaces of Glass, Mica and Platinum. *J Amer. Chem. Soc.* **40** (9): 1361-1403. <https://doi.org/10.1021/ja02242a004>.
7. Lawal, A. S. 1991. Revival of the van der Waals Classical Theory via Silberberg Constant. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 6-9. SPE-22712-MS. <https://doi.org/10.2118/22712-MS>.
8. Russell, D. G. y Prats, M. 1962. Performance of Layered Reservoirs with Crossflow--Single-Compressible-Fluid Case. *SPE J.* **2** (01): 53-67. SPE-99-PA. <https://doi.org/10.2118/99-PA>.
9. Williams, C. A., Zana, E. N. y Humphrys, G. E. 1980. Use of The Peng-Robinson Equation of State to Predict Hydrocarbon Phase Behavior and Miscibility for Fluid Displacement. Artículo presentado en SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa,

Oklahoma, EUA, abril 20-23. SPE-8817-MS. <https://doi.org/10.2118/8817-MS>.

Nomenclatura

c_d	compresibilidad del gas desorbido, $Lt^2/m, 1/psia$
c_f	compresibilidad de formación, $Lt^2/m, 1/psia$
p	presión, $m/Lt^2, psia$
\bar{p}	presión promedio del yacimiento, $m/Lt^2, psia$
p_L	presión de Langmuir, $m/Lt^2, psia$
q_g	gasto de producción de gas, $L^3/t, Mpce/D$
q_{gd}	gas adsorbido

q_{gL}	gas libre
q_{gT}	gasto total
t_a^*	<i>pseudotiempo aparente modificado, t, días</i>
t_{lr}	<i>tiempo en que finaliza la línea recta en la gráfica especializada del tiempo al cuadrado, t, días</i>
V_a	volumen total de gas adsorbido en equilibrio a la presión del yacimiento por unidad de volumen, L^3, pie^3
V_L	<i>volumen de Langmuir o volumen máximo adsorbido por unidad de volumen en el yacimiento a una presión infinita, L^3, pie^3</i>

Semblanza de los autores

Francisco Castellanos Páez

Cuenta con 17 años de experiencia en Pemex Exploración y Producción (PEP) en donde actualmente es especialista técnico en la Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio, realizando la revisión y seguimiento físico financiero de Planes de Desarrollo de Asignaciones de campos, además de su jerarquización en el portafolio de Pemex Exploración y Producción. Ha ocupado además en PEP cargos de especialista y líder dictaminador de proyectos en la Gerencia de Dictamen Técnico, especialista técnico en yacimientos y productividad de pozos en el Activo Bellota - Jujo de la Región Sur, de Coordinador de Seguros y Fianzas en la Subdirección de Administración y Finanzas, de especialista técnico en procesos primarios de producción y productividad de pozos y como responsable del área de contratos de tecnología de la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos. En su formación académica cuenta con la Licenciatura de Ingeniero Petrolero en la Universidad Nacional Autónoma de México, donde también realizó estudios de Maestría en Ingeniería de Yacimientos, graduándose con mención de honorífica. Adicionalmente cuenta con el grado de Maestro en Administración Empresarial otorgado por el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey. En el ámbito académico cuenta con más de 10 años de experiencia en la Facultad de Ingeniería de la UNAM, donde ha impartido en la carrera de Ingeniería Petrolera asignaturas como: Administración integral de yacimientos, Caracterización dinámica de yacimientos, Productividad de pozos, Caracterización de fluidos petroleros, Planeación de proyectos, Administración de proyectos y Legislación de la industria petrolera, además de dirigir varias tesis profesionales.

Jorge A. Arévalo Villagrán

Ph.D. en Ingeniería Petrolera por la Universidad Texas A&M University, Maestría en Ingeniería Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México, estudios de posgrado en Ingeniería Ambiental por la Universidad Veracruzana y Licenciatura en Ingeniería Petrolera por el Instituto Politécnico Nacional, la misma institución. Es jubilado de Petróleos Mexicanos. Cuenta con más de 35 años de experiencia en la industria en donde desempeño diversos cargos en PEMEX Exploración y Producción como Encargado de Despacho de la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, Gerente Internacional de Estrategias en Campos No Convencionales, Gerente de Estrategias y Planes de la Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, Coordinador Técnico de la Subdirección Región Sur, y especialista en optimización en la explotación de campos petroleros en diversos activos de producción, entre otros. En la parte académica, de julio de 2003 a febrero de 2005 se desempeñó como Jefe del Departamento de Explotación del Petróleo (licenciaturas y posgrados) de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, y desde julio de 2003 es profesor de diversas asignaturas para la Licenciatura, siendo éstas Ingeniería de Yacimientos de Gas y de Propiedades de los Fluidos Petroleros y sus Aplicaciones, y en el posgrado de Administración Integral de Yacimientos y de Trabajos de Investigación II y III. Ha dirigido diversas tesis de licenciatura y posgrado y escrito y presentado más de 50 trabajos técnicos en diversos foros nacionales e internacionales.