

Comportamiento de flujo en sistemas de nanoporos - aplicaciones a shale gas

Ing. Nancy Hernández Ramírez
Pemex E&P, Blasingame
Dr. Thomas A. Blasingame
Texas A&M University
Dr. Jorge A. Arévalo Villagrán
Pemex E&P

Información del artículo: Recibido: enero de 2013-aceptado: marzo de 2014.

Resumen

Los yacimientos no convencionales de shale gas o lutitas gasíferas, tienen una creciente importancia para cubrir la demanda de combustibles. Sin embargo, su explotación representa un reto debido a sus peculiares características.

Debido a su origen de baja energía, la lutitas están compuestas por partículas extremadamente finas, por lo que la magnitud del sistema poroso es aproximadamente tres escalas de magnitud menor que de los sistemas convencionales. Este trabajo está enfocado en los efectos de esta característica en el flujo de gas.

La teoría cinética de los gases considera cuatro regímenes de flujo: continuo, de resbalamiento, transición y libre molecular. Las ecuaciones usadas en la industria petrolera pertenecen al modelo continuo. Sin embargo, debido a que las definiciones de los regímenes de flujo dependen de la magnitud del sistema físico; se inició por limitar la validez del modelo continuo para el flujo de gas en lutitas. Mediante un ejercicio teórico se corroboró que dependiendo de la presión en la mayoría de los casos el flujo ocurre en los regímenes de resbalamiento y transición.

En estos regímenes las ecuaciones del modelo continuo (por ejemplo, ley de Darcy) ya no son válidas, el modelo matemático que los expresa adecuadamente es la ecuación de Boltzmann, pero debido a la dificultad para resolverla analíticamente se han desarrollado modificaciones para casos específicos. Después de una investigación documental de los métodos existentes utilizados en otras áreas de la ciencia y tecnología; se decidió comparar los dos modelos más viables contra datos publicados de flujo en nano membranas de carbón. Es decir, los modelos de transporte difusivo y modelo unificado se compararon, obteniéndose un mejor ajuste con el primero de ellos.

Este trabajo es una primera aproximación al uso de las ecuaciones del modelo molecular; por lo que se propone continuar con las comparaciones de los modelos incorporando efectos presentes en el yacimiento; por ejemplo tortuosidad o el fenómeno de adsorción o en su caso obtener mediciones en núcleos o tapones.

Palabras clave: Yacimientos no convencionales, gas de lutitas, flujo molecular.

Flow behavior nanopores systems - shale gas applications

Abstract

The importance of unconventional shale gas reservoirs is increasing to meet the energy demand. In these reservoirs, gas exploitation represents a challenge to the petroleum industry owing to its characteristics.

Shales are rocks of low energy origin, and are mainly composed by extremely fine particles; therefore the pore system dimension is about 3 orders of magnitude smaller than in conventional systems. This work focuses on the effect of this characteristic in the gas flow.

The kinetic theory of gases considers 4 flow regimens: continuum, slip, transition and free molecular. Traditionally, the equations in petroleum industry are based on the continuum approach. However, the flow regimens definition depends on the magnitude of the physical system, so we start for limiting the validity of continuum approach for gas flow in shale. Using a theoretical exercise we corroborate that depending on pressure for most cases flow occurs on slip and transition flow.

Continuum equations (i.e. Darcy) are not valid for these regimens. The mathematical model that expresses them accurately is the Boltzmann equation; but many equations have been developed for specific cases, because the difficulty to solve it analytically. After a research of the existing methods in other areas of science and technology; we decide to compare diffusive transport and unified model. There was a better fit with diffusive transport.

This work is an initial attempt to the use of molecular model equations; therefore we propose to continue the research with the comparisons of the models, adding effects present in the reservoir, for example tortuosity or adsorption or as possible obtain measurements on cores and plugs.

Keywords: Unconventional reservoirs, shale gas, molecular flow approach.

Introducción

La importancia de los yacimientos de “shale gas” como fuente de gas natural es creciente; en 2010 representó el 23% de la producción nacional de gas en Estados Unidos de América (EUA) y se estima que para 2035 su contribución sea de alrededor del 49%¹.

Las lutitas se definen como rocas sedimentarias que contienen al menos 67% de partículas del tamaño de arcilla², es decir, $< 1/256$ mm.

De acuerdo con Passey y cols.³, las lutitas gasíferas corresponden a rocas generadoras que pasaron la ventana de generación de aceite ($0.5 < Ro < 0.8$), en cuyo caso el aceite remanente se convirtió en gas por un proceso de craqueo, de tal manera que son al mismo tiempo rocas generadoras y almacenadoras con alto contenido orgánico.

A diferencia de los yacimientos convencionales, el gas no es almacenado únicamente en el espacio poroso, además se encuentra absorbido en las paredes de los poros y disuelto en el material orgánico⁴.

Tanto la porosidad como el contenido de gas están directamente relacionados con el contenido orgánico, reportado como porcentaje en peso, carbón orgánico total (TOC por sus siglas en inglés)⁵. Aunque en algunas formaciones la porosidad en la matriz mineral puede ser significativa, la mayor parte se encuentra en la materia orgánica.^{6 y 7}

Son sistemas de ultra baja permeabilidad, como referencia, la permeabilidad medida por la técnica disminución de impulso para 152 muestras de nueve yacimientos sugiere un promedio de 54 nD; 90% de las permeabilidades medidas son menores a 150 nD, tal como lo describe Javadpour.⁸

Este trabajo se centra en la dimensión del sistema poroso, Nelson⁹ documentó el tamaño de poro para diversas rocas en EUA; mientras para arenas el rango promedio se encuentra en decenas de micrómetros, para las lutitas en decenas de nanómetros. En la **Tabla 1** se presentan sus resultados para los sistemas de “shale gas”, en general el diámetro de poro varía en un rango de 5 a 116 nm.

Tabla 1. Diámetro de poro para diferentes sistemas “shale”⁹.

Cuenca	No. de muestras	Diámetro de poro (nm)		
		Mínimo	Máximo	Promedio
Anadarko - lutitas pensilvánicas	21	20	116	50
Beaufort-Mackenzie – lutitas pliocénicas	20	9	44	23
Varias rocas generadoras, EUA	5	5	20	12
Appalachian – lutitas devónicas, pobres en contenido orgánico.	6	7	8	8
Appalachian – lutitas devónicas, ricas en contenido orgánico.	6	19	24	22
Plataforma escocesa – lutitas jurásicas y cretácicas.	10	9	16	12

Por otra parte, para modelar el flujo de gas se pueden usar los enfoques continuo o molecular; ambos con sus ventajas y desventajas. El modelo continuo describe al gas en términos de las variables macroscópicas: velocidad, densidad, presión y temperatura, respecto de la distancia y del tiempo. Mientras que el modelo molecular considera al gas como una nube de moléculas discretas, proporcionando su posición y velocidad en cada momento del tiempo¹⁰. Las ecuaciones de flujo utilizadas en la industria petrolera corresponden al modelo continuo; sin embargo, éste no es válido para todos los problemas físicos, toda vez que falla cuando la escala hidrodinámica del sistema se aproxima a la escala de longitud interna del fluido¹¹. La disminución de aproximadamente tres órdenes de magnitud entre los sistemas convencionales y las lutitas conducen a verificar la validez del modelo continuo.

La teoría cinética de gases considera cuatro regímenes de flujo que corresponden a rangos fijos del parámetro adimensional conocido como número de Knudsen (Kn).¹²

Estos son:

- $Kn \rightarrow 0$ ($Kn < 0.01$) – modelo continuo, en donde las ecuaciones de Navier-Stokes gobiernan el flujo.
- $0.01 < Kn < 0.1$ – Condiciones de resbalamiento, en donde se forma una capa delgada entre la mayoría del fluido y la pared de la superficie (capa Knudsen), que comienza a dominar y no sigue las ecuaciones de Navier-Stokes.

- $0.1 < Kn < 10$ – Flujo de transición, en donde los efectos de la capa Knudsen se incrementan.
- $Kn \rightarrow \infty$ ($Kn > 10$) – Flujo libre molecular.

El número de Knudsen (Kn) caracteriza el grado de rarefacción de un gas y depende no sólo del fluido, también de la dimensión del sistema, entendiéndose por gas rarefocado, aquellos sistemas que contienen un número grande de moléculas, alrededor de $2.7 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$ a presión y temperatura estándar, 1 atm y 273.15 K. Kn se define como la razón entre el camino libre medio y la dimensión característica del sistema físico¹³, es decir:

$$Kn = \frac{\lambda}{l} \tag{1}$$

Por su parte, el camino libre medio se define como la distancia promedio que una molécula viaja entre colisiones con otras moléculas y se expresa matemáticamente con la ecuación 2¹⁰.

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{2}\sigma_T n} = \frac{1}{\sqrt{2}\pi d_m^2 n} \tag{2}$$

En donde n representa el número de densidad o número de moléculas por unidad de volumen; σ_T es la sección transversal total de colisión, considerando cada molécula como una esfera rígida de diámetro d_m , σ_T se define como:

$$\sigma_T = \pi d_m^2 \tag{3}$$

El camino libre medio depende de la presión, de manera ilustrativa en la **Figura 1** se muestra este parámetro, calculado para diferentes gases.

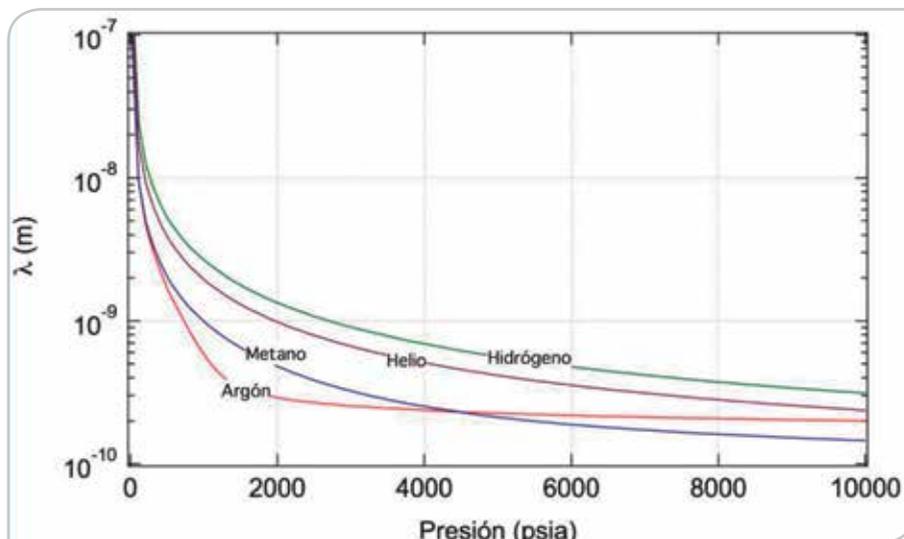


Figura 1. Camino libre medio para diferentes gases.

Regímenes de flujo válidos para sistemas de shale gas

Para limitar hasta qué punto el enfoque continuo es válido al describir el flujo de gas en las lutitas, se consideró el

espacio poroso como un grupo de tubos rectos de diámetro constante. Se considera que el fluido en el sistema es gas natural, el cual está principalmente compuesto de metano, cuyas características se muestran en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Propiedades físicas del metano.¹⁴

Peso molecular	0.016031300128	kg/mol
Gravedad específica	0.553519	
Diámetro molecular	3.8 x 10 ⁻¹⁰	m
Masa molecular	2.66206 x 10 ⁻²⁶	kg

El número de densidad del metano a una presión específica se puede calcular a partir de la definición de la densidad macroscópica, masa por unidad de volumen, por lo tanto, igual a la cantidad de moléculas por unidad de volumen y la masa de una sola molécula (ecuación 4). El camino libre medio se calculó utilizando la ecuación 2.

Con base en los resultados anteriores, se calculó el número de Knudsen para diversos diámetros de poro y presiones desde la estándar (14.65 psia) hasta 5000 psia. Los resultados se muestran en la **Figura 2**.

$$\rho = nm_m \tag{4}$$

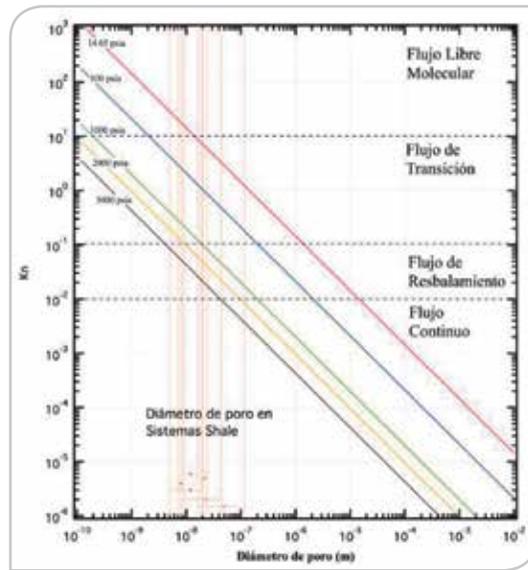


Figura 2. Regímenes de flujo válidos para el metano.

Considerando el tamaño de poro documentado por Nelson⁹, se puede observar fácilmente que para la mayoría de los casos, las condiciones de flujo son de resbalamiento o transición, dependiendo de la presión. Adicionalmente

debe considerarse que con la declinación de presión durante la vida del yacimiento, Kn va incrementando, por lo que el flujo se encontrará cada vez más lejos del modelo continuo, **Figura 3**.

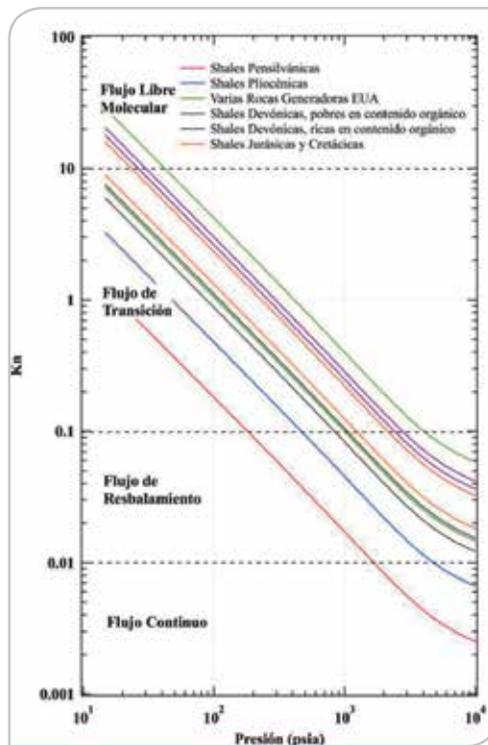


Figura 3. Regímenes de flujo válidos para diferentes sistemas shale en EUA.

El modelo continuo es únicamente válido con poros grandes y altas presiones. Entre menor tamaño de poro la presión requerida es mayor.

En general las ecuaciones de flujo tradicionalmente utilizadas en la industria petrolera pertenecen al enfoque continuo y han demostrado ser adecuadas para yacimientos convencionales. Sin embargo, con base en los resultados anteriores se puede afirmar que tratándose de sistemas de shale gas, éstas no son aplicables, toda vez que el flujo no corresponde al régimen continuo, sino a los regímenes de resbalamiento y transición, que son modelados mediante el enfoque molecular, por lo que es necesaria la incorporación de nuevas ecuaciones.

Enfoque molecular

El enfoque molecular está basado principalmente en la ecuación de Boltzmann, la cual expresa la variación de la función de distribución de velocidad f a lo largo de la trayectoria molecular por una fuerza externa F_i debido a las colisiones intermoleculares¹². Es decir,

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \xi_i \frac{\partial f}{\partial X_i} + \frac{\partial F_i f}{\partial \xi_i} = J(f, f) \quad (5)$$

Analíticamente la ecuación de Boltzmann es muy compleja de resolver, sin embargo, a lo largo de la historia se han desarrollado diversas aproximaciones para atender a problemas específicos. La segunda parte del trabajo de investigación consiste en comparar los modelos de transporte difusivo (Ecuación 6) y unificado (Ecuación 8). Para el transporte difusivo, se tiene:

$$\frac{\dot{M}}{\phi A} = D_K \frac{\Delta P}{L} \quad (6)$$

En donde el término D_K es conocido como coeficiente de difusión (representado por la ecuación 7). En este caso es constante, toda vez que se considera un proceso isotérmico.

$$D_K = \frac{d_{poro}}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (7)$$

El modelo unificado fue desarrollado por Karniadakis y cols.¹² para todos los regímenes de flujo; considera un

coeficiente general de resbalamiento $b = -1$, y el parámetro α , que varía desde 0 para el flujo de resbalamiento, hasta un valor asintótico constante α_0 para el flujo libre molecular. Ecs. 8 a 10.

$$\frac{\dot{M}}{\phi A} = \frac{r_{pore} \bar{P}}{8\mu RT} \frac{\Delta P}{L} (1 + \alpha Kn) \left[1 + \frac{4Kn}{1 - bKn} \right] \quad (8)$$

y,

$$\alpha = \alpha_0 \frac{2}{\pi} \tan^{-1} \left(\alpha_1 \bar{Kn}^\beta \right) \quad (9)$$

En donde:

$$\alpha_0 = \frac{64}{3\pi \left(1 - \frac{4}{b} \right)} \quad (10)$$

y,

$$\alpha_1 = 4.0 \text{ y } \beta = 0.4$$

Para llevar a cabo esta comparación, se tomaron datos experimentales publicados¹⁵ del flujo de Argón en una membrana con nanoporos nominales de 200 nm de diámetro, las características de la membrana y de las condiciones de flujo se muestran en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Parámetros de flujo utilizados en la comparación de los modelos¹⁵.

Fluido	Argón
Viscosidad μ (Ns / m ²)	2.22 x 10 ⁻⁵
R _{argon} (J / kg K)	208.1
Gravedad específica	1.377
Peso molecular M (kg / kmol)	39.948
Porosidad de la membrana	0.2 – 0.3
P _{out} (kPa)	4.8
Temperatura T (K)	300
Kn	7.36

Para aplicar la Ecuación 8, modelo unificado, se necesitaron adicionalmente los datos mostrados en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Datos para modelo unificado.

Fluido	Argón	
Viscosidad μ (Ns / m ²) @ 4.8 kP	9.5×10^{-6}	
R (J / mol K)	8.3144621	
α_0	1.358122181	(Karniadakis et al., 2005)
α_1	4	
β	0.4	
b	-1	

Los resultados se muestran en la **Figura 4**, en donde se observa que el mejor ajuste a los datos experimentales lo tiene el transporte difusivo. Sin embargo, debe considerarse

que el modelo unificado considera constantes empíricas, que pudieran ser manipuladas para dar un mejor ajuste; lo cual se recomienda para investigación futura.

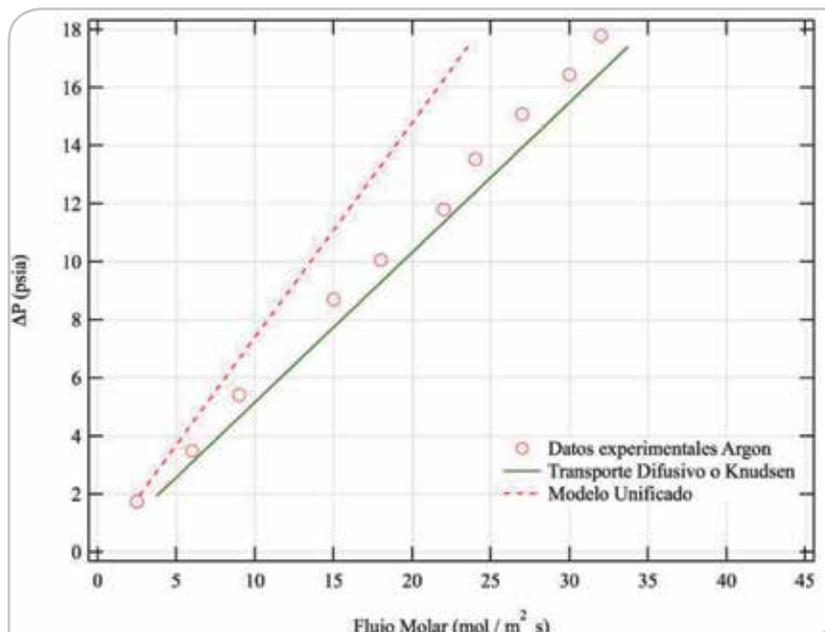


Figura 4. Comparativo de los modelos de difusión Knudsen y del modelo unificado.

Conclusiones

Con base en las investigaciones realizadas y resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo, se concluye que:

1. Debido a la dimensión física de los sistemas de shale gas las ecuaciones de flujo del modelo continuo (por ejemplo, Darcy) no son válidas.
2. Los regímenes de flujo válidos en estos sistemas son el de resbalamiento y de transición, por lo que es necesaria la incorporación de nuevas ecuaciones dentro del enfoque molecular.
3. Las ecuaciones de transporte difusivo proveen un mejor ajuste a datos experimentales que el modelo unificado.

Trabajo por desarrollar

Este trabajo es una primera aproximación a la utilización de las ecuaciones del modelo molecular; ya que inicialmente se usaron datos experimentales de flujo en una membrana

que por su origen sintético representa un caso ideal; por lo que el siguiente paso a desarrollar es incorporar efectos presentes en el yacimiento; por ejemplo, tortuosidad o el fenómeno de absorción o en su caso obtener mediciones en núcleos o tapones.

Abreviaturas

EIA = Energy Information Administration, Oficina del Gobierno de los Estados Unidos de América.

EUA = Estados Unidos de América.

Nomenclatura

A = área de flujo, m^2

b = constante del modelo unificado

d_m = diámetro molecular, m

d_{poro} = diámetro de poro, m

D_k = constante de difusión Knudsen, m^2/s

f = función de distribución de velocidad

F_i = fuerza externa

$J(f,f)$ = integral de colisión

Kn = número de Knudsen

l = *dimensión característica del sistema, m*

L = longitud, m

m_m = masa molecular, kg

\dot{M} = flujo molar, mol/s^2

M = peso molecular, kg/mol

n = número de densidad, $1/m^3$

\bar{P} = presión promedio, psia, [Pa]

r_{pore} = radio del poro, m

R = constante de los gases ideales, $J/mol K$

R_{argon} = constante específica del gas, $J kg/K$

Ro = reflectancia a la vitrinita

t = tiempo

T = temperatura, K

ΔP = diferencia de presión, psia, [Pa]

α = parámetro del modelo unificado

α_o = parámetro del modelo unificado

α_1 = constante empírica del modelo unificado

β = constante empírica del modelo unificado

λ = camino libre medio, m

μ = viscosidad, cp, [Ns/m^2]

ξ_i = velocidad molecular

Φ = porosidad

ρ = densidad, kg/m^3

σ_T = sección transversal total de colisión, m^2

X_i = coordenadas cartesianas del espacio físico

Referencias

1. Ambrose, R. J., Hartman, R. C., Diaz Campos, M., et al. 2010. New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. Artículo SPE 131772, presentado en SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA, febrero 23-25. <http://dx.doi.org/10.2118/131772-MS>.
2. Bird, G.A. 1976. *Molecular Gas Dynamics*. Oxford: Clarendon Press.
3. Cipolla, C. L., Lolon, E., Erdle, J. C., et al. 2009. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. Artículo SPE 25530, presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, EUA, septiembre 23-25. <http://dx.doi.org/10.2118/125530-MS>.
4. Curtis, J.B. 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin* **86** (11): 1921-1938. <http://dx.doi.org/10.1306/61EEDDBE-173E-11D7-8645000102C1865D>.
5. Enciclopedia de los gases. 2013. Paris: Air Liquide, S.A. <http://encyclopedia.airliquide.com/encyclopedia.asp?languageid=9> (Fecha de acceso 10 de enero de 2013).
6. Hadjiconstantinou, N.G. 2006. The Limits of Navier-Stokes Theory and Kinetic Extensions for Describing Small-Scale Gaseous Hydrodynamics. *Physics of Fluids* **18** (11): 111301-111319. <http://dx.doi.org/10.1063/1.2393436>.
7. Javadpour, F. 2009. Nanopores and Apparent Permeability of Gas Flow in Mudrocks (Shales and Siltstone). *J. Cdn. Pet. Soc.* **48** (8): 16-21. PETSOC-09-08-16-DA. <http://dx.doi.org/10.2118/09-08-16-DA>.
8. Javadpour, F., Fisher, D., y Unsworth, M. 2007. Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments. *J. Cdn. Pet. Soc.* **46** (10): PETSOC-07-10-06. <http://dx.doi.org/10.2118/07-10-06>.
9. Karniadakis, G., Beskok, A. y Aluru, N. 2005. *Microflows and Nanoflows: Fundamentals and Simulation*. New York: Springer. 2005.
10. Ivchenko, I.N., Loyalka, S.K. y Tompson Jr., R.V. 2007. *Analytical Methods for Problems of Molecular Transport*. Dordrecht, Holanda: Springer.
11. Nelson, P.H. 2009. Pore-Throat Sizes in Sandstones, Tight Sandstones, and Shales. *AAPG Bulletin* **93** (3): 329-340. <http://dx.doi.org/10.1306/10240808059>.
12. Neuendorf, K.E., Mehl, J.P. y Jackson, J.A. 2011. *Glossary of Geology*, fifth edition revised. 2012. Alexandria, Virginia: American Geological Institute.
13. Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., et al. 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoir. Artículo SPE 131350, presentado en CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, junio 8-10. <http://dx.doi.org/10.2118/131350-MS>.
14. Raju, R. 2003. Hydrodynamic Model for Investigation of Gas Flows through Micro-Geometries and Nanopores. MS thesis, Kettering University, Flint, Michigan. http://cpdl.kettering.edu/reni_thesis.pdf (descargada el 2 de abril de 2013)
15. U.S. Energy Information Administration. 2012, with projection to 2035. Annual Energy Outlook 2012. Washington, D.C.: U.S. Energy Information Administration, Office of Integrated and International Energy Analysis (junio 2012). [http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/pdf/0383(2012).pdf) (descargado el 2 de abril de 2013).

Semblanza de los autores

Ing. Nancy Hernández Ramírez

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde obtuvo el grado de Ingeniera petrolera. Posteriormente realizó estudios de maestría en ingeniería petrolera en la Universidad Texas A&M, en donde actualmente se encuentra concluyendo la tesis para obtener el grado, con investigación en ingeniería de yacimientos no convencionales de gas.

Ha colaborado en Pemex Exploración y Producción desde 2005, actualmente se desempeña en la Gerencia de desarrollo y despliegue de recursos técnicos de la Subdirección de gestión de recursos técnicos, también ha colaborado en la Subdirección de administración y finanzas.

Dr. Tom Blasingame

Es profesor y titular de la cátedra Robert L. Whiting en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad Texas A&M en College Station, Texas. Posee los grados de ingeniería, maestría y doctorado por la Universidad de Texas A&M — todos en ingeniería petrolera. Sus actividades de investigación y docencia se enfocan en petrofísica, ingeniería de yacimientos, análisis e interpretación de comportamiento de pozos y matemáticas técnicas.

Sus trabajos de investigación abordan temas de ingeniería de yacimientos, modelado de yacimientos e ingeniería de producción. Ha hecho numerosas contribuciones a la literatura del petróleo acerca de análisis de pruebas de pozos, análisis de datos de producción, administración de yacimientos, evaluación de yacimientos de baja y ultra baja permeabilidad y en general de ingeniería de yacimientos (i.e. comportamiento de fase, ingeniería de gas natural, métodos de balance de materia y estudios de campo). Hasta abril de 2014 ha graduado 52 estudiantes de maestría en ciencias (tesis), 31 de maestría en ingeniería (reporte, no tesis) y 12 de doctorado; también ha desarrollado importantes estudios de campo que involucran geología, petrofísica y trabajos de ingeniería.

Es miembro de la Society of Petroleum Engineers (SPE), Society for Exploration Geophysicists (SEG) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG). Es miembro distinguido de la SPE (2000) y ha recibido diversos reconocimientos por su trayectoria: SPE – Distinguished Service Award (2005), SPE – Uren Award (por contribuciones tecnológicas antes de los 45 años) (2006), SPE Lucas Medal (premio técnico preeminente de la SPE) (2012), SPE DeGolyer Distinguished Service Medal (2013). Ha sido conferencista distinguido de la SPE (2005 a 2006). Es autor de más de 120 artículos técnicos y ha presidido diversos comités y reuniones técnicas. También se desempeñó como jefe de departamento adjunto (programas de posgrado) en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad Texas A&M de 1997 a 2003. La Universidad Texas A&M lo ha reconocido con diversos premios por su actividad docente y de servicio.

Dr. Jorge Alberto Arévalo Villagrán

Egresado de la ESIA del Instituto Politécnico Nacional en donde obtuvo la licenciatura en Ingeniería Petrolera. Posteriormente realizó estudios de maestría en Ingeniería Ambiental en el Instituto de Ingeniería de la Universidad Veracruzana. Luego, obtuvo la maestría en Ingeniería Petrolera con especialidad en Física de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería de la UNAM obteniendo la mención honorífica. Posteriormente obtuvo el doctorado en Ingeniería Petrolera en la Universidad Texas A&M otorgándole excelencia académica por su investigación en ingeniería de yacimientos fracturados de gas y en el desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales.

Inició su carrera profesional en Petróleos Mexicanos como Ingeniero petrolero en el distrito Poza Rica, luego en el distrito Cuenca del Papaloapan. Laboró en la dirección del Programa Estratégico de Gas, fue coordinador técnico de la Subdirección de la Región Sur y coordinador técnico y gerente de la Gerencia de Estrategias y Planes de Explotación de la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación. Actualmente es Gerente de Estrategias de Explotación de la Subdirección de Recursos Técnicos de Pemex Exploración y Producción.

Se desempeña en el Grupo de Gestión de Compañías Nacionales e Internacionales Operadoras de Petróleo y Gas en la Subdirección de Nuevos Modelos de Negocio de Pemex Exploración y Producción; asimismo es profesor de diversas asignaturas, director y mentor de tesis en la Facultad de Ingeniería en licenciatura y posgrado en la UNAM. Fue jefe del Departamento de Ingeniería Petrolera y Gas Natural en la UNAM.

Ha recibido varios reconocimientos a lo largo de su trayectoria, reconocimiento INNOVA, otorgado por el Gobierno Federal por el Aprovechamiento de la Capacidad de Producción de Hidrocarburos de la Región Sur, ingeniero distinguido por el Ayuntamiento del Puerto de Veracruz, mención honorífica por la UNAM en estudios de maestría en 1994 y diploma Lázaro Cárdenas por los mejores promedios del IPN. Ha sido autor y coautor de diversos artículos técnicos presentados en foros nacionales e internacionales y es académico titular de la Academia de Ingeniería, miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la *Society of Petroleum Engineers*.