

Yacimientos de gas de lutitas: modelación, retos científicos y tecnológicos

Gorgonio Fuentes Cruz

gfuentes@imp.mx

Andrés E. Moctezuma Berthier

amoctezu@imp.mx

Héctor Hernández García

hgarcia@imp.mx

Instituto Mexicano del Petróleo

Artículo recibido en marzo de 2017 y aceptado en junio de 2017

Resumen

En este trabajo se proporciona un análisis global con relación a los retos científicos y tecnológicos en el desarrollo y explotación de yacimientos de gas y aceite de lutitas, desde una perspectiva de ingeniería de yacimientos. En este análisis se enfatiza que el trabajo multidisciplinario es un factor crítico en la explotación de este tipo de yacimientos, no sólo por la física particular de los mecanismos de flujo, sino por la integración de diferentes disciplinas a los flujos de trabajo tradicionales, como la geomecánica y la microsísmica, por ejemplo.

Además, se realiza una revisión de los métodos utilizados en el análisis de datos de la historia de presión-producción en yacimientos de gas de lutitas. En este sentido, se presentan los modelos desarrollados con la hipótesis de que el fracturamiento hidráulico masivo (fracking) mejora la capacidad de la formación para permitir el flujo de fluidos, de tal forma que esta capacidad depende de la distancia a las fracturas hidráulicas. Esta hipótesis conduce a un tipo de modelos denominados modelos de campo inducido, que pueden resolverse con métodos semi-analíticos. Los modelos propuestos en este trabajo pueden utilizarse no sólo para caracterizar el volumen de yacimiento estimulado, sino, además, para realizar pronósticos de producción y determinar la recuperación final estimada.

Palabras claves: Yacimientos de gas y aceite de lutitas, modelos de campo inducido, presión, producción, desorción.

Shale gas reservoirs: modeling, scientific and technological challenges

Abstract

This work presents a global analysis on the scientific and technological challenges in the development and exploitation of shale gas/oil reservoirs from a reservoir engineering perspective. It is emphasized that a multidisciplinary work is a critical factor in the exploitation of these type of reservoirs, not only because of the particular physics of flow mechanisms, but also because of the integration of diverse disciplines into traditional workflows, such as geomechanics and microseismics.

We also review the methods used in pressure and production data analysis in shale gas reservoirs. In this sense, we present the models developed with the hypothesis that the fracking improves the ability of the formation to conduct

fluids in such a way that the flow capacity depends on the distance to the hydraulic fractures. This hypothesis leads to the induced field models, a family of models that can be solved by using semi-analytical methods. The models presented in this paper can be used not only to characterize the stimulated reservoir volume, but also to perform production forecasts and determine the estimated ultimate recovery.

Keywords: Shale gas and oil reservoirs, induced-field models, pressure, production, desorption.

Introducción

Los yacimientos no convencionales son aquellos de baja movilidad, por lo que deben estimularse para alcanzar ritmos de producción significativos y recuperar volúmenes comerciales de hidrocarburos. La estimulación puede lograrse con perforación horizontal, tratamientos masivos de fracturamiento hidráulico, procesos de recuperación mejorada, etc. El término *yacimientos no convencionales* incluye a los yacimientos de gas de lutitas, aceite de lutitas, gas en capas de carbón, yacimientos compactos, depósitos de hidratos de gas, aceite extrapesado y arenas bituminosas.

Algunos yacimientos no convencionales como los de gas y aceite de lutitas, por ejemplo, se caracterizan porque los fluidos no tienen migración, o bien, la migración primaria o secundaria es muy corta; como consecuencia, la roca almacenadora es la roca generadora. Por su parte, las distancias de migración en los yacimientos convencionales pueden ser largas, por lo que la roca almacenadora puede estar lejos de la roca generadora; además, estos yacimientos están delimitados por trampas estructurales, estratigráficas y combinadas, bien definidas, **Figura 1**.

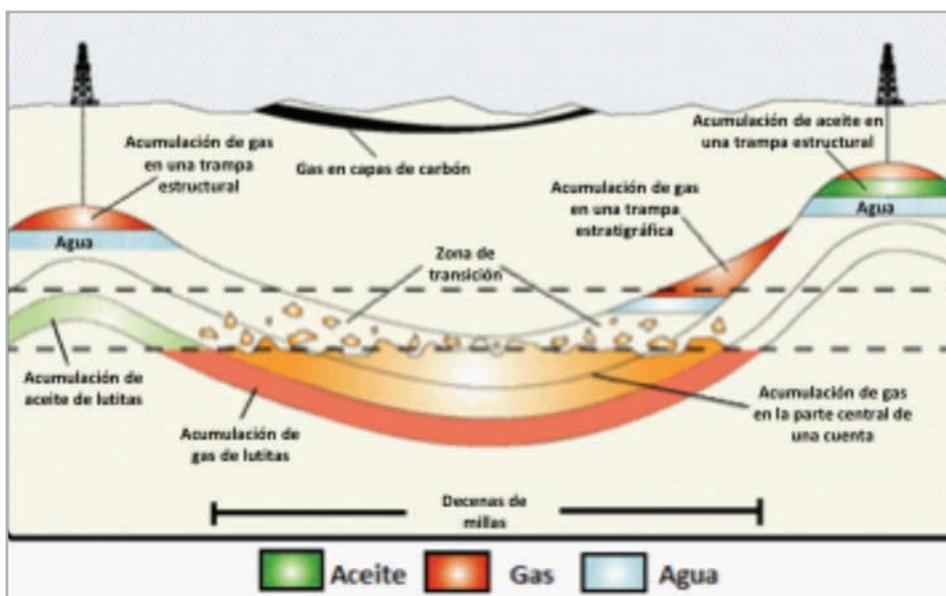


Figura 1. Diferentes categorías de yacimientos convencionales y no convencionales; estos últimos incluyen los yacimientos de gas de lutitas, aceite de lutitas, gas en capas de carbón, yacimientos compactos, depósitos de hidratos de gas, aceite extrapesado y arenas bituminosas. Figura modificada de: Pollastro et al., 2003.

Los yacimientos de gas y aceite de lutitas requieren fracturamiento hidráulico masivo y pozos horizontales para mejorar la calidad del yacimiento en la región conocida como volumen de yacimiento estimulado (VYE). Las fracturas naturales e inducidas, a las cuales se referirán en este trabajo con el término *fracturas*, se consideran el medio para que el fluido fluya (desde la matriz y la misma red de fracturas), hacia las fracturas hidráulicas, para finalmente converger al pozo. La presencia de fracturas es importante porque el impacto en la capacidad de flujo y el área de contacto matriz–fractura es alta, incluso cuando su apertura sea pequeña.

La **Figura 2** muestra que el efecto de las fracturas en la permeabilidad puede ser muy alto. En las curvas presentadas

en esta figura se considera que las fracturas están colocadas geoméricamente en paralelo con los bloques de matriz. Cuando la permeabilidad de la matriz es de moderada a alta ($k_m > 0.1 \text{ md}$), la contribución de las fracturas (a la permeabilidad efectiva), es pequeña. Sin embargo, cuando la permeabilidad de la matriz es baja ($k_m < 0.001 \text{ md}$), la contribución de las fracturas es grande y puede incrementar la permeabilidad efectiva del sistema en factores de 100 a 10,000. Este es un motivo por el cual la presencia de fracturas y micro-fracturas es de suma importancia en el comportamiento de producción de yacimientos de gas y aceite de lutitas. Sin embargo, el incremento en la permeabilidad efectiva no es el único elemento a considerar; en este trabajo se discutirá que otro elemento importante es el área de contacto matriz–fractura.

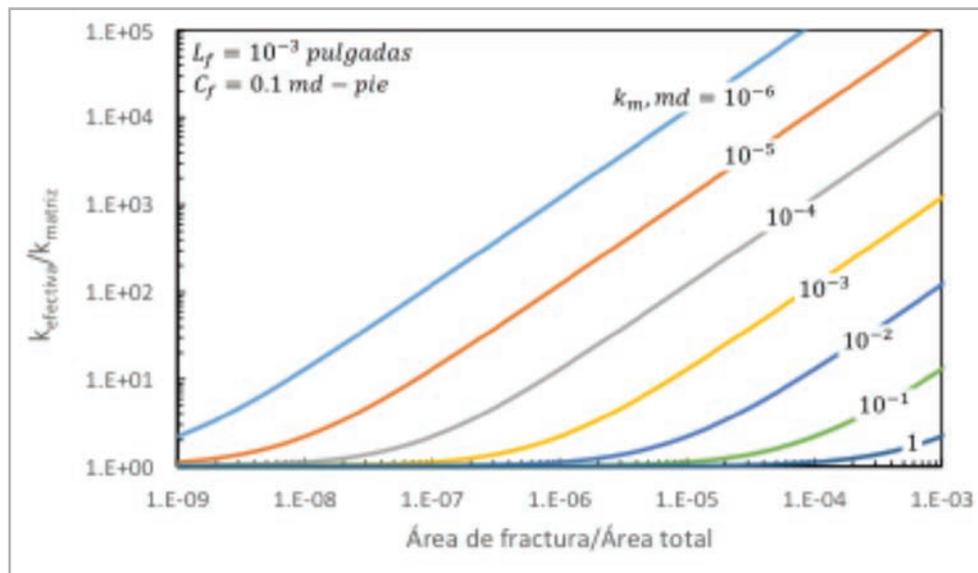


Figura 2. La presencia de fracturas naturales e inducidas incrementa la permeabilidad efectiva del sistema. Cuando la permeabilidad de la matriz es baja, el efecto de las fracturas en la permeabilidad efectiva es mayor. Figura modificada de: Barree et al., 2015.

Como consecuencia del flujo de fluidos del VYE al sistema de fracturas hidráulicas (FHS) y de éstas al pozo, se establecen de forma recurrente los flujos lineal y bilineal, a diferencia de los yacimientos convencionales donde se presentan diversos tipos de flujo (radial, esférico, lineal, bilineal, entre otros). La **Figura 3** muestra el comportamiento típico de los perfiles de producción de diversos pozos que producen en yacimientos de lutitas en Estados Unidos de América, (USA). En la gráfica cartesiana, (Figura 3, izquierda) se observa un incremento y un máximo de producción a tiempos cortos, posteriormente una declinación abrupta para finalmente

tener una declinación gradual a tiempos largos. En la gráfica de diagnóstico, (Figura 3, derecha), se observa el flujo lineal (línea gris discontinua), posterior al máximo de producción, y finalmente, el flujo transitorio tardío, el cual se caracteriza por una desviación gradual con respecto al flujo lineal, por lo que representa una transición larga entre el flujo lineal transitorio y el periodo dominado por frontera. Es importante notar que el flujo lineal no perdura por mucho tiempo; este comportamiento es común en muchos pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple. Por su parte, el flujo transitorio tardío puede ser de larga

duración porque corresponde a aquellos tiempos en que el disturbio de presión alcanza zonas de baja permeabilidad, consecuencia del deterioro continuo de la permeabilidad conforme la distancia a las FHs aumenta, o bien, porque

alcanza zonas donde el área de contacto matriz-fractura es baja, como consecuencia del incremento del tamaño de los bloques de matriz a distancias mayores de las FHs.

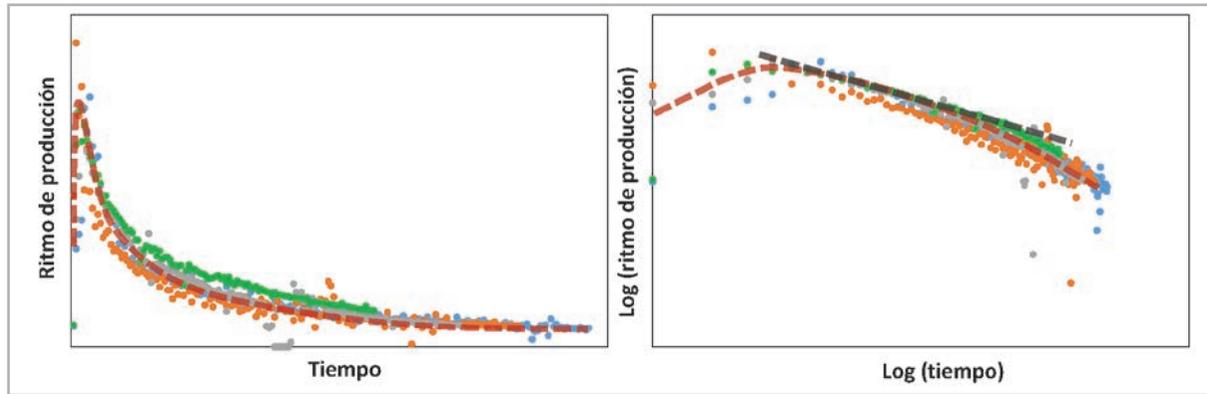


Figura 3. Comportamiento típico del ritmo de producción de pozos en yacimientos de lutitas con fracturamiento hidráulico múltiple.

Otro parámetro importante en el comportamiento de pozos es la presión de fondo fluyendo, que en yacimientos de lutitas muestra una declinación abrupta al inicio de la producción y gradualmente alcanza un nivel de presión estabilizado, **Figura 4, izquierda**. En gráfica semi-logarítmica la presión de fondo presenta una curvatura característica con tendencia

descendente, **Figura 4, derecha**. Es importante tener en cuenta este comportamiento, porque los cambios abruptos a tiempos cortos controlan fuertemente el comportamiento de la producción y afectan la identificación de los regímenes de flujo mostrados por el perfil de producción correspondiente.

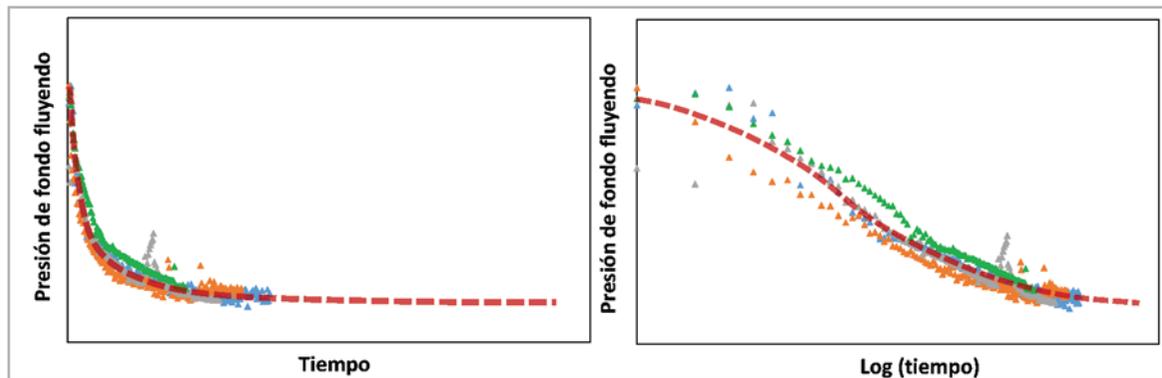


Figura 4. Comportamiento típico de la presión de fondo de pozo en yacimientos de lutitas con fracturamiento hidráulico múltiple.

Los periodos de flujo transitorio lineal y transitorio tardío pueden durar de meses a años, incluso décadas, dependiendo de las propiedades del fluido y del yacimiento. La **Figura 5** muestra el tiempo para alcanzar el periodo dominado por frontera para un pozo interceptado por una fractura hidráulica en un área de drene cuadrada de 81,000 m² (20 acres), considerando propiedades típicas de yacimientos de gas y aceite de lutitas, así como yacimientos convencionales de Estados Unidos. Se observa que el

tiempo para alcanzar el periodo dominado por frontera en sistemas de baja permeabilidad puede ser del orden de décadas. Estas observaciones tienen implicaciones profundas en los métodos utilizados para la predicción de la producción mediante modelos empíricos tradicionales, además de la diferencia obvia con respecto a los yacimientos convencionales, donde la mayor parte de la producción se obtiene durante el periodo dominado por frontera.

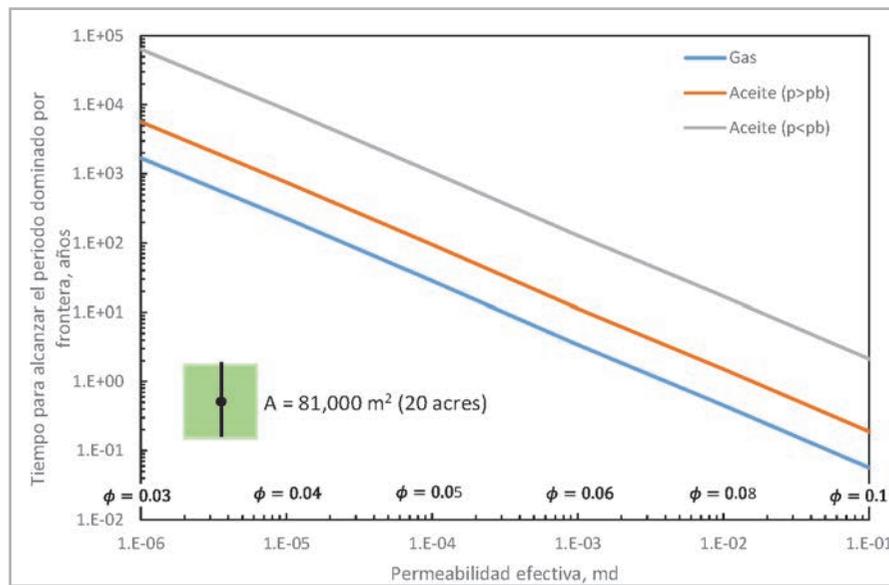


Figura 5. El tiempo para alcanzar el periodo dominado por frontera en yacimientos de gas y aceite de lutitas es muy grande, pudiendo ser del orden de decenas de años. Figura modificada de: Barree et al., 2015.

Los aspectos mencionados en esta sección son sólo una parte de una lista larga de elementos que controlan el comportamiento de yacimientos de lutitas. Se podría decir que la ingeniería de yacimientos se ha adaptado, y hasta cierto punto modificado para considerar los nuevos elementos que entran en juego en el modelado de este tipo de sistemas, algunos de los cuales se abordarán en las siguientes secciones de este trabajo.

En el contexto nacional, México tiene gas y aceite en campos de *shale*, y una estimación realizada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos muestra que México ocupa el 7º lugar en cuanto a reserva técnicamente recuperable en aceite, y el 4º lugar en gas, **Tabla 1**. Sin embargo, el costo de producción en este tipo de yacimientos se encuentra entre los 45 a 65 dólares por barril, lo cual hace que su explotación comercial dependa de precios altos del crudo, así como del desarrollo tecnológico para reducir los costos de producción.

Tabla 1. Posicionamiento de países respecto a reserva de aceite y gas de lutita, a nivel mundial, (Fuente: US Energy Information Administration).

Aceite de lutita		Gas de lutita	
País	Reserva en trillones de barriles	País	Reserva en trillones de pies cúbicos
USA	78.2	Argentina	801
Rusia	74.6	Argelia	707
Argentina	27.0	USA	622
Libia	26.1	México	545
Australia	15.6	Canadá	573
Venezuela	13.4	Australia	429
México	13.1	Rusia	285

En el Instituto Mexicano del Petróleo, y mediante los fondos sectoriales, se desarrolló un proyecto, (mayo de 2016), con el cual se realiza una asimilación y desarrollo de la tecnología en diseño, adquisición, procesado e interpretación de datos sísmicos 3D, con enfoque de aplicación a los plays de gas y aceite en lutitas (*shale gas/oil*) en México, lo anterior como una primera etapa de modelado geológico y con el cual se podrá evaluar el potencial de gas y aceite en las formaciones Eagle Ford y Pimienta en las áreas Galaxia y Limonaria. Si bien esta etapa es de evaluación de potencial, el desarrollo de estos recursos enfrenta el reto de la evaluación de la producción de estas formaciones, y es entonces donde los modelos de interpretación, para las condiciones de flujo en los pozos, requieren del uso de los métodos y técnicas

a la fecha utilizados, así como del desarrollo de nuevos modelos que permitan caracterizar el VYE, y con ello estudiar el impacto que ciertos elementos críticos tienen en la producción de hidrocarburos.

Retos científicos y tecnológicos

Como parte de la revisión del estado científico y tecnológico actual en yacimientos no convencionales, se identificaron áreas de conocimiento críticas a considerar en el desarrollo y explotación de yacimientos de gas y aceite de lutitas, **Figura 6.**

**Figura 6.** Retos científicos y tecnológicos en el desarrollo y explotación de yacimientos de gas y aceite de lutitas.

En referencia a los criterios de modelado, en particular a los mecanismos de almacenamiento, transferencia y flujo involucrados en la explotación de yacimientos de lutitas, éstos son ciertamente más complejos que los considerados en la ingeniería de yacimientos tradicional, ya que involucran mecanismos que se dan a escala nanométrica, por lo que su incorporación a los modelos de flujo está actualmente en desarrollo. Dentro de los elementos más importantes, se pueden mencionar el flujo de deslizamiento, efectos de confinamiento de fluidos en las propiedades PVT, efectos de desorción y difusión, permeabilidad dependiente de presión (efectos geomecánicos), flujo no laminar, efectos de presión capilar y permeabilidades relativas, entre otros. Sin embargo, muchas de estas peculiaridades han sido incorporadas en forma exitosa al *kit* de herramientas de la ingeniería de yacimientos tradicional, tales como pruebas de presión, análisis de datos de producción, balance de materia y simulación numérica. Cabe señalar que la mayoría de los mecanismos de flujo mencionados se han estudiado por décadas en diferentes áreas de la ciencia y tecnología.

El escalamiento es un problema bien conocido en la caracterización y modelado tradicional de yacimientos, ya que en los estudios integrales de yacimientos se combina información a diferentes niveles. Por ejemplo, en la caracterización estática se integra información relativa a láminas delgadas, tapones, núcleos de diámetro completo, registros geofísicos, registros de imágenes, tomografía, geología estructural e información sísmica. En lo referente a caracterización dinámica, se integra información de pruebas especiales de laboratorio, presiones capilares, permeabilidades relativas, pruebas de presión, datos de producción, balance de materia, entre otros elementos. En yacimientos de gas y aceite de lutitas, el problema de escalamiento se acentúa debido a los mecanismos de producción a escala nanométrica, que involucran fenómenos que residen en el área de la física molecular.

A diferencia de los yacimientos convencionales donde normalmente se perforan pozos verticales y desviados, en los yacimientos de lutitas es una práctica común perforar pozos complejos que básicamente involucran pozos horizontales con fracturamiento hidráulico de etapas múltiples. Estos pozos permiten tener una mayor área de contacto con el VYE. Sus costos de perforación y terminación en el año 2015 oscilaron entre 5.2 y 7.2 millones de dólares (U. S. Department of Energy 2016), por lo que el reto principal es reducir sus costos, los cuales en efecto han mostrado una tendencia a la baja desde el año 2012. Las mejoras en la tecnología de perforación que

han permitido la reducción gradual de costos incluyen mayores longitudes laterales, geo-navegación mejorada, mayor rapidez de perforación, mayor eficiencia en las operaciones en superficie, entre otros. En lo referente a terminación, las mejoras incluyen volúmenes más grandes de sustentante, optimización en el número y posición de las etapas de fracturamiento, operaciones de fracturamiento más rápidas, optimización en la selección de sustentantes, entre otras, (U. S. Department of Energy 2016). La estandarización de las mejores prácticas de perforación y terminación contribuirá a la reducción de costos.

La geomecánica representa un elemento crucial en el desarrollo de yacimientos de gas y aceite de lutitas, ya que la evaluación de la distribución de esfuerzos in-situ determina la dirección, inicio y propagación de las fracturas hidráulicas, y por ende, la dirección en la cual deben orientarse los pozos complejos. Básicamente, el objetivo es perforar en la dirección perpendicular al máximo esfuerzo horizontal, de esta forma, cuando los pozos se fracturan hidráulicamente, las fracturas hidráulicas se abren en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal y crecen en la dirección del máximo esfuerzo (perpendicular al eje del pozo). En esencia, la distribución de las fracturas hidráulicas, conceptualizadas como planos bien definidos o como estructuras ramificadas complejas, están fuertemente controladas por aspectos geomecánicos. Uno de los retos en este tópico es caracterizar apropiadamente los parámetros geomecánicos que controlan la dirección, crecimiento y deterioro no solo de las FHs, sino también de las fracturas naturales e inducidas, para integrarlos a los modelos semi-analíticos y numéricos.

El fracturamiento hidráulico o *fracking* es una tecnología que ha sido utilizada más de un millón de veces en USA desde el año 1940 (Meehan, 2016). Mediante esta técnica se incrementa el área de contacto entre el pozo y el yacimiento con el objetivo de mejorar la productividad de los pozos. El *fracking* involucra la inyección de un volumen grande de agua a alta presión (las operaciones típicas ocupan de 7,000 m³ a 23,000 m³ de agua), lo cual origina las FHs mediante el rompimiento de la roca; dichas FHs se mantienen abiertas por medio del sustentante para que el gas y/o aceite puedan fluir hacia el pozo. La geometría de las FHs puede ser simple (planos) o una red compleja y ramificada. El *fracking*, junto con la tecnología de pozos horizontales, representa el parteaguas que ha dado lugar al término “no convencional”. La reducción de costos, uso del agua, tecnología de los sustentantes (*proppant*) y mejora de la imagen ante la opinión de la población, podrían ser los principales retos para el *fracking*.

Una tecnología muy utilizada en el mapeo de las FHs es la microsísmica; su comercialización comenzó en los años 2000, aunque la tecnología nació en los años 70. Además del mapeo de FH's, la microsísmica se ha utilizado para el monitoreo de yacimientos con procesos térmicos y de estimulaciones en campos geotérmicos. Los retos de esta tecnología incluyen áreas relacionadas con las estrategias de adquisición, sensores óptimos, diseño de los arreglos, procesamiento de la señal digital, ubicación de eventos, calibración de velocidades, mecanismos de los microsismos, entre otros.

El volumen de yacimiento estimulado (VYE) es simplemente el volumen del yacimiento afectado por la estimulación (fracturamiento hidráulico). Uno de los objetivos de la ingeniería de yacimientos es caracterizar dinámicamente el VYE, ya que de este volumen se extrae el hidrocarburo producido en los yacimientos de lutitas. El reto, que está ligado a las estrategias de terminación de pozos con FHs, consiste en lograr un balance entre la creación de un VYE grande y una máxima densidad de fracturas. Otro de los retos es representar el VYE en forma realista y práctica, de tal forma que capture la esencia del flujo de fluidos, y que a su vez, reproduzca el comportamiento de producción típico en este tipo de yacimientos.

La evaluación de reservas es otro reto en yacimientos de gas y aceite de lutitas. De acuerdo a la literatura, las estimaciones de reservas recuperables requieren de 1.5 a 3 años de historia de producción, mientras que en yacimientos convencionales normalmente sólo se requieren de varios meses de historia de producción. En términos generales, no existe un estándar en la industria petrolera para evaluar plays correspondientes a este tipo de yacimientos; esto implica que la estimación de reservas en estos sistemas tiene una incertidumbre alta. Se pueden utilizar diversos enfoques para la evaluación de reservas: modelos empíricos, análogos, modelos semi-analíticos, simulación numérica, y métodos probabilísticos, cada uno con sus ventajas y desventajas respectivas.

En lo referente a aspectos ambientales, existen diversas preocupaciones de la población en general relacionados con los impactos del *fracking* en el medio ambiente. Las preocupaciones se han enfocado a los siguientes aspectos: sismos causados por el *fracking*, contaminación de aguas subterráneas con componentes químicos desconocidos, contaminación del aire, derrames superficiales, emisiones de metano, contaminación por tráfico y ruido,

y uso excesivo de agua, (Meehan 2016). Las actividades relacionadas al desarrollo de recursos fósiles involucran a los reguladores, operadores, compañías de servicios y la población en general, quienes deben trabajar en forma conjunta para minimizar los riesgos para asegurar la protección al ambiente y recuperar los recursos en forma eficiente. Se deben generar los estudios correspondientes para mitigar las preocupaciones actuales, ya que la demanda de energía depende fuertemente de los recursos fósiles y esta dependencia es muy probable que continúe en las próximas décadas, (Meehan, 2016).

Los puntos suspensivos indicados en una de las cajas de la Figura 6 indican que pueden incluirse más elementos a esta discusión, como el comportamiento termodinámico, la geoquímica y la microscopía electrónica, por ejemplo, o algún otro elemento que, a vista de los expertos, representan un desafío en el desarrollo y explotación de yacimientos de gas y aceite de lutitas.

Análisis de datos de presión y producción en yacimientos de gas y aceite de lutitas

El análisis de datos de presión y producción de yacimientos de lutitas también ha evolucionado para adaptarse a las nuevas necesidades de geometrías de pozo complejas, FHs, flujo transitorio durante la vida productiva de los pozos, y diversos efectos no considerados en el análisis tradicional. Actualmente se tienen diversas técnicas de análisis: modelos empíricos, modelos semianalíticos y simulación numérica. Este trabajo se enfoca a los modelos semi-analíticos.

Modelos empíricos

Existen varios modelos empíricos que se han aplicado al comportamiento de producción de yacimientos de gas y aceite de lutitas; entre los más importantes figuran el modelo de Arps combinado con declinación exponencial, declinación exponencial extendida (stretched exponential decline, SE), declinación exponencial de ley de potencia (power law exponential decline, PLE), modelo de Duong, y el modelo de crecimiento logístico (logistic growth model, LG), los cuales se resumen en los trabajos de Ilk et al. (2008), Valkó (2009), y Ali y Sheng (2015). La **Tabla 2** presenta un resumen de las expresiones matemáticas de cada uno de estos modelos.

Tabla 2. Algunos modelos empíricos utilizados en yacimientos de gas y aceite de lutitas. El detalle de la nomenclatura se encuentra en las referencias de Ilk et al. (2008), Valkó (2009), y Ali y Sheng (2015).

Modelo	Ecuación	
Arps combinado	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$t < t_c$
	$q(t) = q_i e^{-D_i t}$	$t \geq t_c$
Declinación exponencial extendida	$q(t) = q_i e^{-[(t/\tau)^n]}$	
Declinación exponencial de ley de potencia	$q(t) = q_i e^{-(D_\infty t + D_i t^n)}$	
Duong	$q(t) = q_1 t^{-m} e^{\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)\right]}$	
Crecimiento logístico	$q(t) = \frac{Knb t^{n-1}}{(a + bt^n)^2}$	

La **Figura 7** presenta un conjunto de datos sintéticos (círculos rojos), generados con un modelo semi-analítico correspondiente a un pozo horizontal con fracturas hidráulicas múltiples que produce gas en un yacimiento con propiedades típicas de Barnett shale. Los datos sintéticos, correspondientes a 1.5 años de producción, se ajustaron

con los modelos mencionados en el párrafo anterior. Se observa un buen ajuste de la historia de producción con todos los modelos empíricos utilizados, sin embargo, la extrapolación de la producción a 20 años conduce a comportamientos muy diferentes, lo cual se reflejará en la recuperación final estimada.

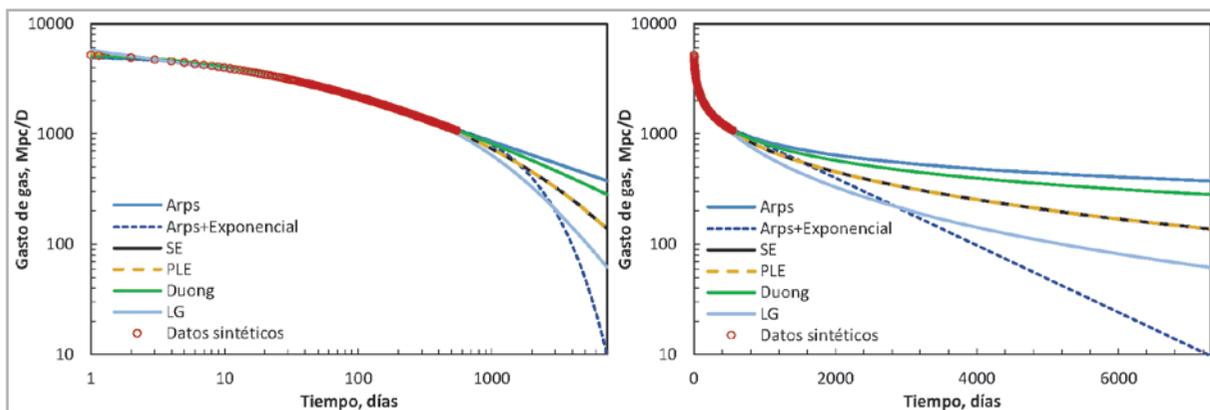


Figura 7. Los modelos empíricos son herramientas útiles en la predicción de perfiles de producción en yacimientos de gas y aceite de lutitas. Mpc: miles de pies cúbicos.

Como es bien sabido, los modelos empíricos no se basan en la física de yacimientos, sin embargo, representan una excelente opción cuando se requieren estimaciones rápidas de perfiles de producción o cuando se tiene poca información de las propiedades del yacimiento, FHs y fluidos.

Modelos semi-analíticos

A diferencia de los modelos empíricos, los modelos semi-analíticos sí incorporan la física de yacimientos, considerando propiedades promedio del VYE. Estos modelos también han evolucionado para considerar no linealidades por el flujo de gas, permeabilidad dependiente de presión, efectos de desorción, entre otros elementos importantes.

Recientemente se han desarrollado modelos semi-analíticos que consideran variaciones de propiedades con respecto a la distancia a las FHs, llamados *modelos de campo inducido* (Fuentes Cruz et al. 2014a, 2014b, 2014c; Fuentes Cruz y Valkó 2015), los cuales se exponen en esta sección. Estos modelos permiten estudiar el comportamiento de producción considerando parámetros relevantes que no están disponibles en los modelos semi-analíticos estándares.

El principio básico de los modelos de campo inducido es que existe mayor estimulación cerca de las FHs; conforme la distancia a las FHs se incrementa, la estimulación decrece porque la energía proveniente del tratamiento de fracturamiento se disipa. Bajo este principio, ciertos parámetros críticos como la permeabilidad y el tamaño de bloque dependen de la distancia a las FHs, **Figura 8**. La dependencia espacial de las propiedades críticas puede ser compleja; en este trabajo, se utilizan distribuciones lineales y exponenciales porque son las funciones más directas para representar propiedades que decrecen en forma monótona conforme la distancia a las FHs se incrementa. Este nuevo enfoque es consistente con la observación de que existe mayor estimulación cerca de las FHs, e introduce un número mínimo de parámetros adicionales con respecto a los modelos semi-analíticos estándares.

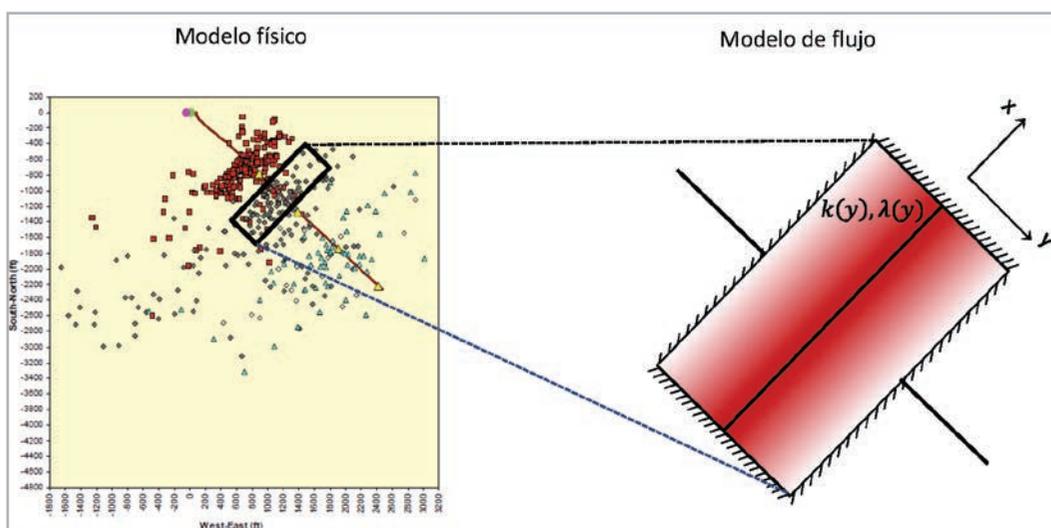


Figura 8. Modelo físico y de flujo en la conceptualización de los modelos de *campo inducido*. Fuente: (imagen de la izquierda) Fisher et al., 2004.

Los modelos de campo inducido se tienen disponibles en las formulaciones homogéneas y de doble porosidad para los casos en que la permeabilidad efectiva (porosidad homogénea), o la permeabilidad de las fracturas (doble porosidad), dependen de la distancia a

la fractura hidráulica en un elemento representativo del VYE, **Figura 9**. Además, consideran como caso particular aquellos donde la permeabilidad y el tamaño de bloque de matriz son uniformes.

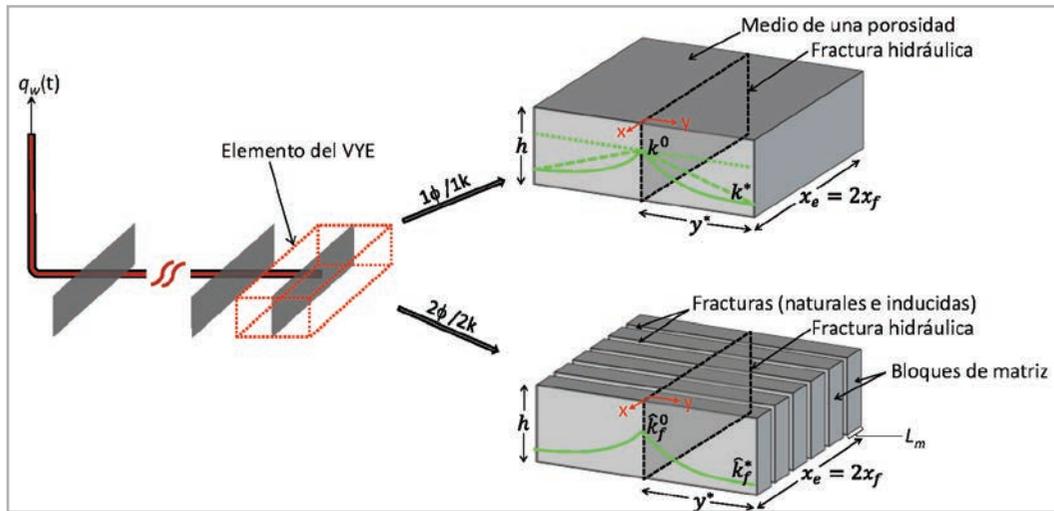


Figura 9. Modelos de campo inducido para sistemas homogéneos y de doble porosidad, considerando la variación de permeabilidad con respecto a la fractura hidráulica. Figura modificada de: Fuentes Cruz et al. (2014a, 2014c).

Los casos que involucran variaciones espaciales de permeabilidad se conocen como modelos de distribución de permeabilidad inducida. Cabe mencionar que el término *distribución* se refiere a la variación de una propiedad con respecto a la distancia a las FHs. La Ecuación 1

corresponde a la presión de fondo adimensional en el espacio de Laplace para el caso de una porosidad (medio homogéneo), considerando una distribución exponencial de la permeabilidad.

$$\bar{p}_{wD} = \frac{\delta \pi}{2u\sqrt{u}} \left[\frac{I_1 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \right) K_0 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \sqrt{\frac{u}{k_D^*}} \right) + I_0 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \right) K_1 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \right)}{I_0 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \right) K_0 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \sqrt{\frac{u}{k_D^*}} \right) - I_1 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \right) K_1 \left(\frac{2y_D^* \sqrt{u}}{\ln(\xi)} \right)} \right] \dots (1)$$

Si $k_D^* < 1, \delta = -1$ y $\xi = 1/k_D^*$; si $k_D^* > 1, \delta = 1$ y $\xi = k_D^*$. El parámetro u es la variable de Laplace, I_n y K_n son las funciones Bessel modificadas de primer y segundo tipo, respectivamente; Y_D^* y K_D^* son las versiones adimensionales de los parámetros indicados en la **Figura 9**. Los detalles de nomenclatura y aproximaciones asintóticas se presentan en los trabajos de Fuentes Cruz et al. (2014a, 2014b, 2014c), y Fuentes Cruz y Valkó (2015). Mediante el uso de los modelos de distribución de permeabilidad inducida, se pueden realizar análisis de sensibilidad, para cuantificar el efecto del deterioro de la permeabilidad conforme la distancia a las FHs aumenta. Los resultados presentados en las figuras siguientes corresponden a datos generados con estos modelos semi-analíticos, utilizando propiedades del yacimiento y fluidos representativos de Barnett shale. La información relacionada a los parámetros del fluido y yacimiento se detalla en las referencias citadas en este párrafo.

Existen diversas técnicas para realizar el análisis transitorio de la producción (RTA por su nomenclatura en inglés). Una técnica muy común consiste en emplear en la ordenada de las gráficas de diagnóstico la relación del cambio de presión (pseudopresión) sobre el gasto. Esta técnica es válida siempre que se tengan variaciones moderadas en la presión de fondo, lo cual no ocurre a tiempos cortos del comportamiento típico de la presión de fondo fluyente en yacimientos de gas y aceite de lutitas, como se indicó en la Figura 4. Otra técnica para el diagnóstico y análisis transitorio es la propuesta por Fuentes-Cruz et al. (2014b, 2014c) y Fuentes Cruz y Valkó (2015), donde la tendencia típica de la presión de fondo fluyente (cambio abrupto a tiempos cortos y estabilización a tiempos largos) se incluye directamente en el modelo matemático, el cual se formula en términos de presión y pseudopresión para los casos de aceite y gas, respectivamente. Este punto es relevante

debido a que, posterior al cambio abrupto de presión de fondo y aun cuando ésta no se estabilice en su totalidad, el flujo lineal se preserva en la gráfica log-log de gasto versus tiempo, lo cual permite realizar el diagnóstico y análisis utilizando directamente el gasto, incluyendo los casos de yacimientos de gas. En relación a los efectos de no linealidades ocasionadas por las variaciones de viscosidad y compresibilidad, se han reportado trabajos donde se muestra que si las propiedades del gas, (y la porosidad) se evalúan en un valor apropiado de presión, el análisis se puede realizar en función directa del tiempo, siempre que las ecuaciones de flujo se utilicen durante el periodo transitorio; los detalles de esta aproximación se pueden revisar en los trabajos de Chen y Raghavan (2013), y Fuentes-Cruz et al, (2014b).

La **Figura 10** muestra los casos en que la distribución de la permeabilidad efectiva en un medio homogéneo es uniforme ($k^*/k^0=1$) y no uniforme ($k^*/k^0=1/10$, $k^*/k^0=1/50$), cuando la permeabilidad varía en forma exponencial con

respecto a la distancia de las FHs. Se observa que a tiempos cortos, el comportamiento de la producción es similar en los tres casos (Figura 10, izquierda); sin embargo, para los casos no uniformes, el flujo lineal no perdura por mucho tiempo y posteriormente se tiene una desviación gradual con respecto al flujo lineal, similar a las tendencias mostradas en la Figura 3. Es importante notar que la recuperación final estimada a 20 años de producción [$EUR_{20\text{años}}$, EUR por su nomenclatura en inglés], se reduce considerablemente con respecto al caso en que la permeabilidad es uniforme (sin deterioro de la permeabilidad). Para el caso en que la permeabilidad se reduce en un factor de 50, el $EUR_{20\text{años}}$ se reduce en un 33% con respecto al caso uniforme. Los perfiles de producción de esta figura y las siguientes consideran presión de fondo fluyente variable, la cual se incluye directamente en el modelo matemático. Es importante notar que la pendiente $-1/2$, correspondiente al flujo lineal, prevalece en las gráficas log-log de gasto versus tiempo, aun cuando la presión de fondo todavía no estabilice en el valor final a tiempos largos.

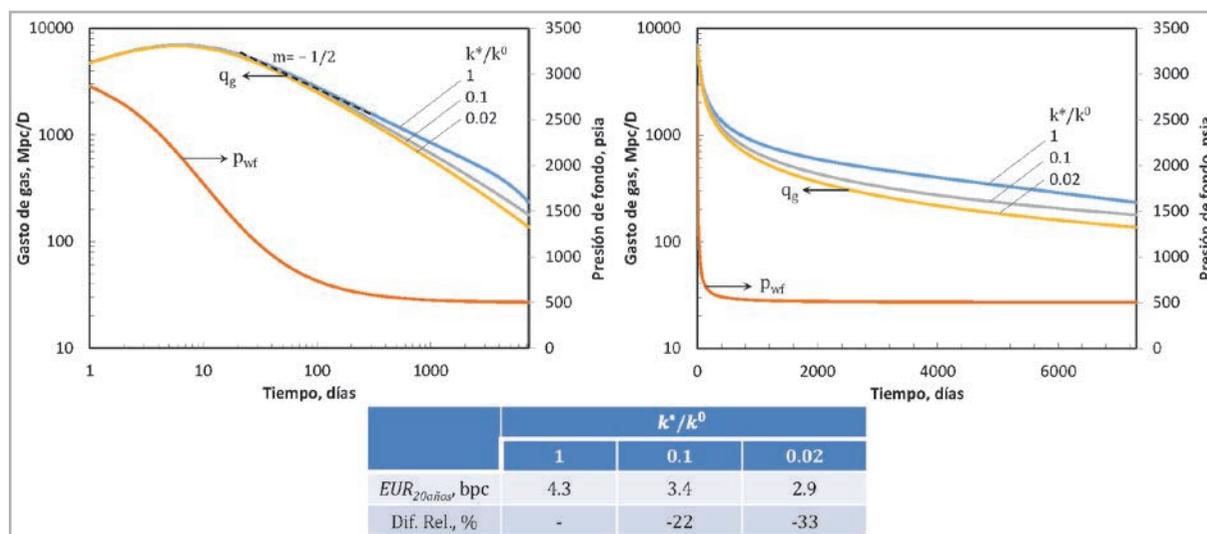


Figura 10. Efecto del deterioro de la permeabilidad efectiva en el comportamiento de producción. Mpc: miles de pies cúbicos, bpc: billones de pies cúbicos, (1×10^9 pies cúbicos).

El efecto de desorción se tiene implantado en el modelo de distribución de permeabilidad inducida para medios homogéneos. La **Figura 11** muestra las isothermas de Langmuir considerando parámetros típicos de Barnett shale con presión de Langmuir igual a 650 psia. Además, para una geometría de pozo dada y propiedades promedio representativas de este campo, en la Figura 11 se muestran

las estimaciones del volumen original de gas libre, gas adsorbido y gas total. Es importante notar que, para el rango típico de la constante de Langmuir (V_m) en Barnett shale, el contenido de gas adsorbido representa un porcentaje alto del volumen original de gas. Sin embargo, bajo condiciones de operación, la contribución del gas por desorción a la recuperación final estimada no es alta, **Figura 12**.

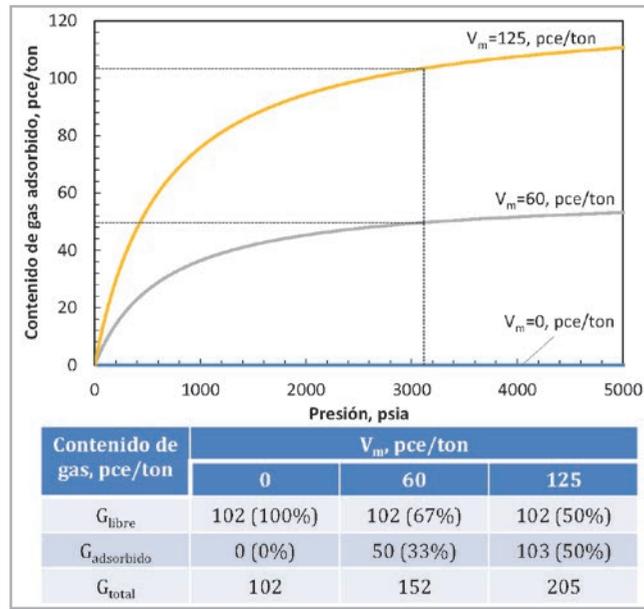


Figura 11. Isothermas de Langmuir considerando parámetros típicos de Barnett shale; pce/ton: pies cúbicos a condiciones estándar por tonelada.

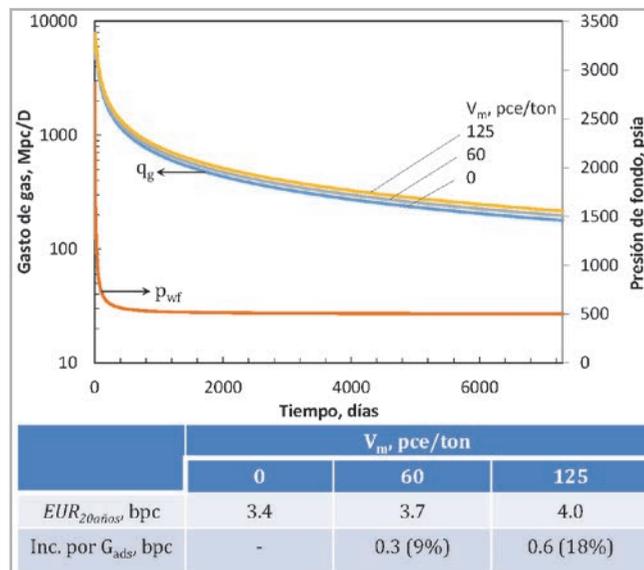


Figura 12. Efecto de la capacidad de almacenamiento de Langmuir (V_m) en el comportamiento de producción, $k^*/k^0=0.1$.

En este ejemplo, cuando la constante de Langmuir es igual a 60 pce/ton y 125 pce/ton, el volumen original de gas adsorbido representa un 33% y 50% del volumen original total, respectivamente. Sin embargo, el incremento de la $EUR_{20años}$ por la presencia del gas adsorbido representa el

9% y 18%, respectivamente, del $EUR_{20años}$ sin desorción, **Figura 13**. Cabe mencionar que la contribución del gas por desorción a la $EUR_{20años}$ se cuantificó mediante el incremento de la producción acumulada considerando desorción, con respecto a una corrida base sin desorción.

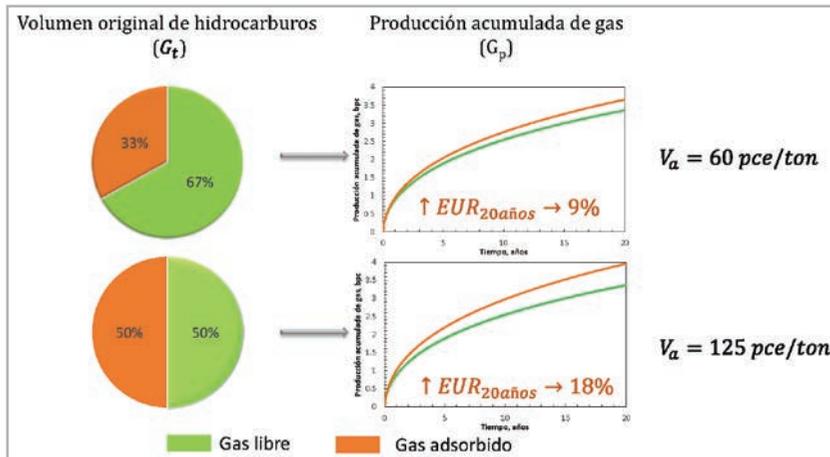


Figura 13. El volumen original de hidrocarburos por gas adsorbido puede representar un gran porcentaje del volumen original de hidrocarburos total. Sin embargo, el porcentaje de gas producido por desorción depende no solo del contenido de gas, sino de las condiciones de producción.

En lo referente a la presión de Langmuir (p_L), la **Figura 14** muestra diferentes escenarios correspondientes a $p_L=2$ veces la presión atmosférica (para aproximarse al caso sin desorción), $p_L=650$ psia (correspondiente a un valor típico en Barnett shale) y $p_L= 950$ psia (para simular un caso con valor alto de dicho parámetro). Se observa que el

incremento de la $EUR_{20años}$ considerando desorción es del 12% ($p_L=650$ psia) y 18% ($p_L=950$ psia) con respecto al caso base, (sin desorción, $p_L=29.4$ psia). Un incremento del 46% en la presión de Langmuir (650 psia a 950 psia) se traduce a un 4% de incremento en la $EUR_{20años}$.

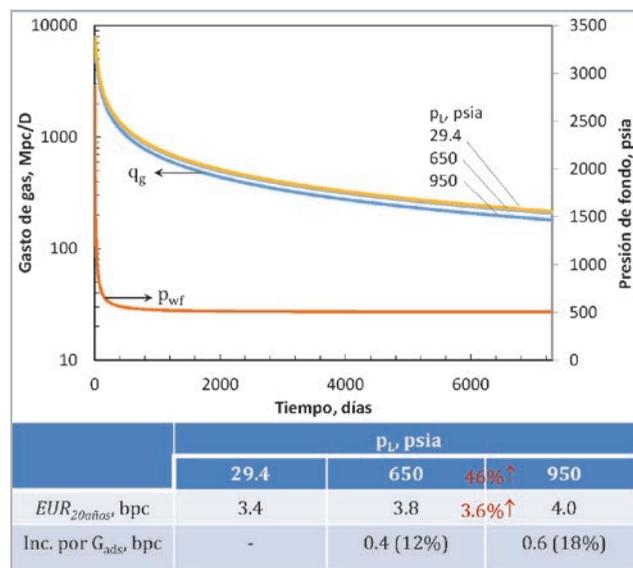


Figura 14. Efecto de la presión de Langmuir (p_L) sobre el comportamiento de producción, $k^*/k^0=0.1$.

Adicionalmente al modelo de distribución de permeabilidad inducida, se tiene el modelo de distribución de flujo interporoso, el cual considera que el tamaño de los bloques de matriz depende de la distancia a la fractura hidráulica, **Figura 15**. En general, pueden considerarse los casos en que

los bloques de matriz aumentan o disminuyen con respecto a la distancia. La necesidad de este modelo surgió porque la distribución original de tamaño de bloque de matriz, desde una perspectiva geológica, se altera por el fracturamiento hidráulico masivo.

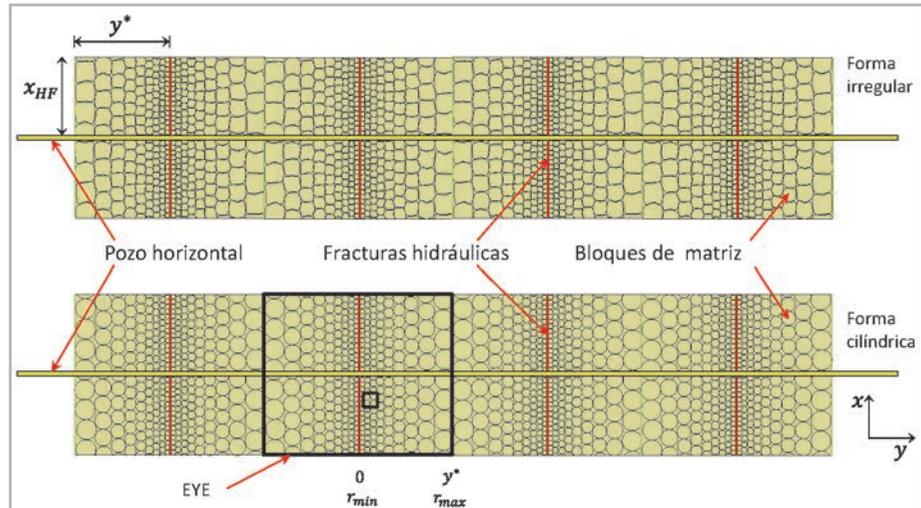


Figura 15. Vista en planta de un pozo con fracturas hidráulicas múltiples. En el modelo de tamaño de bloque variable, los bloques de matriz (posterior al fracturamiento) son aproximados por bloques de tamaño cilíndricos. EYE: Elemento de yacimiento estimulado. Figura modificada de: Fuentes Cruz y Valkó, (2015).

La solución general para la presión adimensional en el espacio de Laplace correspondiente al modelo de tamaño de bloque múltiple está dada por la Ecuación 2.

$$\bar{p}_{fDa} = \frac{Ai\left(\frac{x_2-yx_1}{x_1^{2/3}}\right)\left[\bar{p}'_{fDi}Bi'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right) - \bar{p}'_{fDr}Bi'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right)\right] - Bi\left(\frac{x_2-yx_1}{x_1^{2/3}}\right)\left[\bar{p}'_{fDi}Ai'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right) + \bar{p}'_{fDr}Ai'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right)\right]}{\sqrt[3]{x_1}\left[Bi'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right)Ai'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right) - Ai'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right)Bi'\left(\frac{gr}{x_1^{2/3}}\right)\right]} \dots (2)$$

La nomenclatura y los detalles para evaluar la Ecuación 2 se presentan en el trabajo de Fuentes-Cruz y Valkó, (2015). Mediante el uso del modelo de tamaño de bloque múltiple se pueden evaluar diferentes escenarios de interés; por ejemplo, en la **Figura 16** se presentan tres perfiles de producción asumiendo que el tamaño del bloque alrededor

de las FHs es igual a 1.7 pies ($y=0$) y el radio máximo ($y=y^*$) varía en cada caso (5.37 pies, 17 pies, y 53.7 pies). Se observa que el impacto de la distribución de tamaño de bloque en la productividad del pozo es considerable, ya que controla en forma directa la facilidad con que los bloques de matriz transfieren fluidos a la red de fracturas.

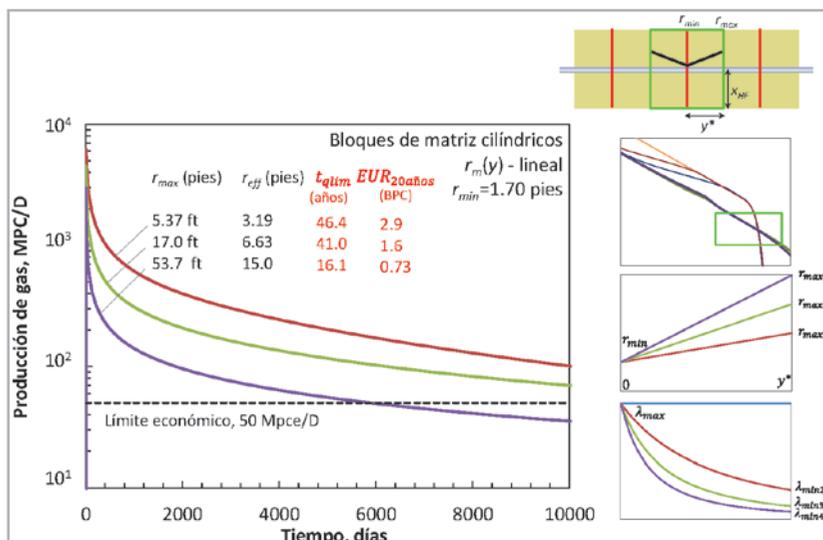


Figura 16. Perfiles de producción para un pozo horizontal con fracturas hidráulicas múltiples, produciendo en un yacimiento de gas de lutitas con una distribución de tamaño de bloque de matriz que depende de la distancia a la fractura hidráulica.

La Figura 17 muestra dos casos en los que el radio mínimo (1.7 pies) y máximo (17 pies) se mantienen fijos en los puntos más cercanos ($y=0$) y alejados ($y=y^*$) de las FHs. La diferencia reside en la forma (lineal o exponencial) en la cual se incrementa el tamaño de los bloques de matriz en función de la distancia. Se observa una diferencia relativa del 38% en la EUR_{20 años}. Este ejemplo enfatiza la importancia de la penetración de la estimulación

originada por el fracturamiento hidráulico. Variaciones suaves de la forma en que altera el tamaño de bloque de matriz, aparentemente insignificantes, tienen un efecto importante en la productividad del pozo, de nueva cuenta, porque la transferencia de fluidos, (de matriz a fractura) está fuertemente controlada por el tamaño de bloques de matriz, no solo por las permeabilidades de los medios.

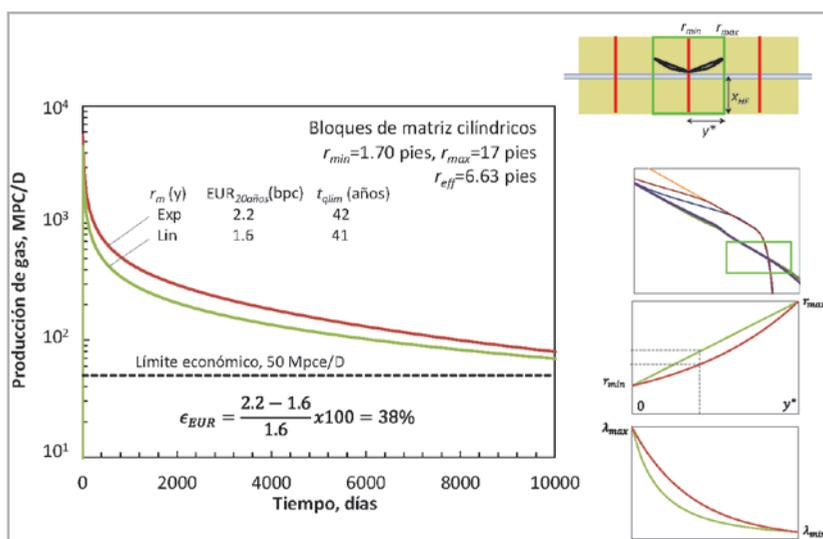


Figura 17. Efecto de la penetración del fracturamiento en el comportamiento de producción.

Modelos de simulación numérica

Los modelos de simulación numérica también han evolucionado para incorporar aspectos geomecánicos y efectos de mecanismos múltiples de producción (desorción, difusión, convección), porosidades (materia orgánica, materia inorgánica, fracturas), y permeabilidades (matriz, fracturas). Además, pueden incorporar geometrías complejas, flujo multifásico, y

permiten realizar los estudios integrados incluyendo efectos del yacimiento, pozo e instalaciones superficiales. Sin embargo, en algunas ocasiones las técnicas de simulación numérica requieren de tiempo y recursos de cómputo grandes. La simulación numérica puede abordarse desde el punto de vista continuo y red de fracturas discretas, las cuales pueden correlacionarse con la información de microsísmica en yacimientos de gas y aceite de lutitas, **Figura 18**.

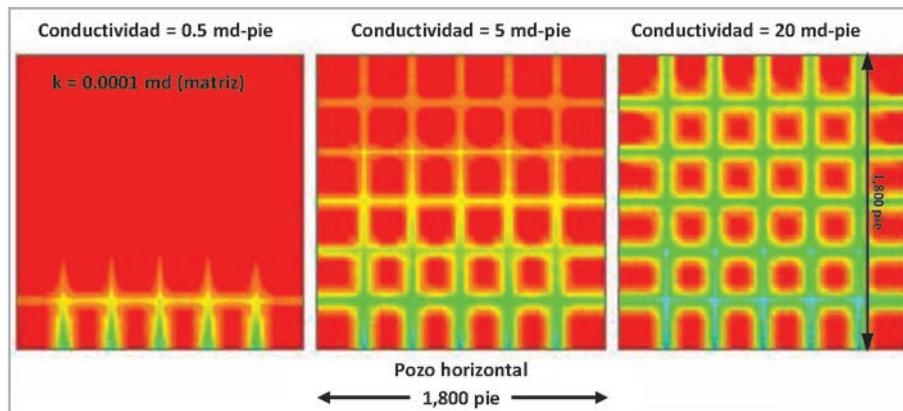


Figura 18. Modelo de simulación de yacimientos de gas de lutitas (Barnett shale), con red de fracturas discretas. En esta figura se muestra el impacto de la conductividad de las fracturas en la distribución de la presión. Figura modificada de: Mayerhofer M. J. et al., (2006).

En situaciones donde predomine el periodo transitorio, los modelos semi-analíticos, como los mostrados en este trabajo, representan un medio adecuado para evaluar el comportamiento de la producción y caracterizar el sistema de interés. Los parámetros que resultan de esta caracterización pueden ser utilizados para realizar pronósticos de producción como una primera aproximación y estimar las reservas, considerando valores promedio de las propiedades que caracterizan al medio poroso y los fluidos, así como la geometría básica del sistema. Con las estimaciones iniciales y un buen entendimiento del comportamiento de la producción, se sugiere utilizar la simulación numérica para afinar los resultados e incorporar geometrías y fenómenos de transporte más complejos.

Aplicación del modelo a un caso de campo

Se presenta el análisis de un caso de campo correspondiente a un pozo productor de gas en Barnett shale. El pozo se modela con ocho planos principales de FHs y se interpreta mediante el modelo de distribución de flujo interporoso inducido (tamaño de bloque múltiple), como se indica en la **Figura 19**. Los detalles de los datos pueden consultarse en el trabajo de Fuentes Cruz y Valkó, (2015).

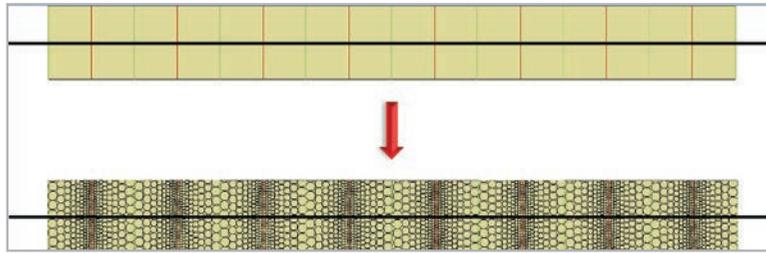


Figura 19. Modelo conceptual utilizado en el caso de campo.

La presión de fondo fluyendo y la historia de producción de gas y agua se muestran en la **Figura 20**, donde se observa claramente el flujo lineal (línea recta con pendiente $-1/2$), en el último periodo de la historia de producción. La metodología utilizada en este trabajo incluye el ajuste de

la tendencia de la presión de fondo fluyente mediante una función analítica (curva azul discontinua, **Figura 21**). Los parámetros que ajustan la historia de presión de fondo se incluyen en el modelo de flujo interporoso inducido.

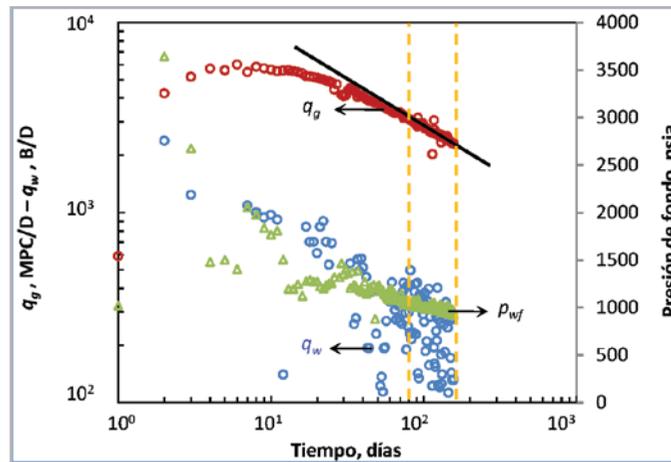


Figura 20. Producción de aceite y agua correspondiente a un pozo de Barnett shale. El comportamiento de la producción de agua tiene la forma característica de los yacimientos de gas de lutitas. MPC/D: miles de pies cúbicos por día, B/D: barriles por día.

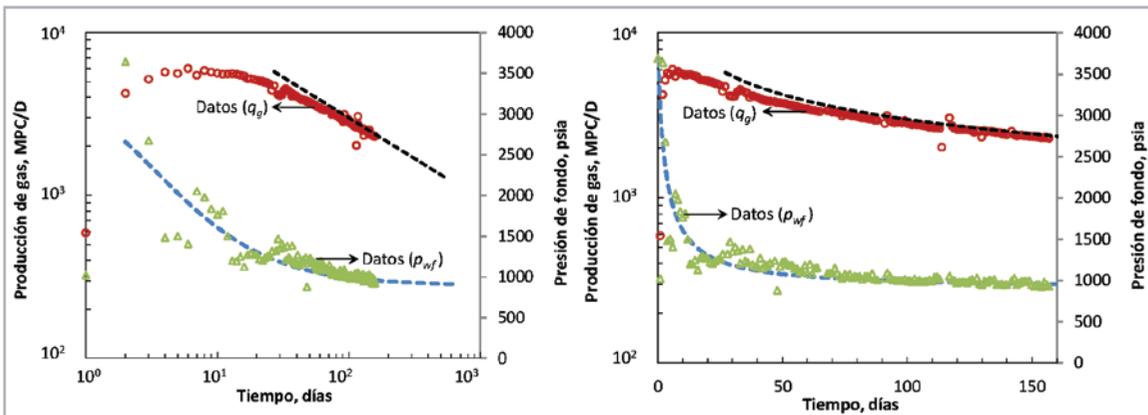


Figura 21. La presión de fondo fluyendo puede ajustarse con una función analítica que se utiliza en los modelos empleados en este trabajo. El radio efectivo de los bloques de matriz puede estimarse del periodo de flujo lineal.

Además del ajuste de la presión de fondo fluyendo, se estima el radio efectivo del tamaño de bloque de matriz mediante soluciones analíticas que dependen de la distribución de tamaño de bloque, (Fuentes Cruz y Valkó 2015). En este ejemplo, se considera una distribución de tamaño de bloque lineal.

Los parámetros de la función que representa a la presión de fondo y el radio efectivo de bloque de matriz, son las estimaciones iniciales para el proceso de ajuste. Posteriormente se utiliza un algoritmo de regresión no

lineal para afinar la estimación de parámetros pozo-VYE, los cuales se muestran en la **Figura 22**. Es evidente que existen varios valores mínimos y máximos (de tamaño de bloque de matriz), que ajustan la historia de presión–producción de 157 días, sin embargo, la extrapolación de la producción conduce a valores diferentes del $EUR_{20\text{años}}$, enfatizando la importancia de tener una buena caracterización o descripción de la distribución del tamaño de bloque de matriz. Estas extrapolaciones o pronósticos son buenas aproximaciones iniciales que posteriormente pueden afinarse mediante el uso de simuladores numéricos.

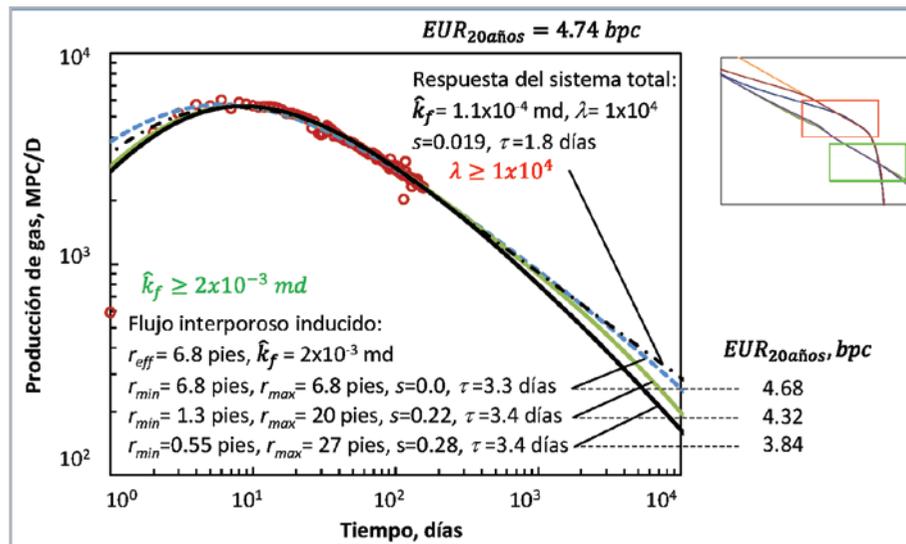


Figura 22. Ajuste de la historia de presión-producción para la determinación de parámetros del sistema pozo-yacimiento. La extrapolación conduce a diferentes escenarios de recuperación final estimada, dependiendo del modelo conceptual utilizado; bpc: billones de pies cúbicos (1×10^9 pies cúbicos). Figura modificada de: Fuentes Cruz y Valkó, (2015).

El ejemplo de campo presentado, muestra que una combinación apropiada de los modelos con las estimaciones de presión de fondo fluyendo permite obtener un buen ajuste de la historia de presión–producción de pozos que producen gas de lutitas, por lo que es posible extrapolar el comportamiento de producción para estimar la recuperación final, con base en un análisis de sensibilidad que involucra a los parámetros de interés.

Conclusiones

Existen “nuevas” áreas de conocimiento involucradas en la ingeniería de yacimientos de gas y aceite de lutitas, que actualmente ya forman parte de los flujos de trabajo multidisciplinarios de este tipo de yacimientos. De

algún modo, la ingeniería de yacimientos ha adaptado, en forma exitosa, las técnicas tradicionales (pruebas de presión, análisis de datos de producción, balance de materia, simulación numérica, comportamiento de fases, experimentos de laboratorio, etc.) para atender los nuevos requerimientos de geometría de pozos complejos, estimulación masiva (*fracking*), mecanismos de transporte (desorción, difusión), efectos de escalas nanométricas (flujo de deslizamiento, PVT de fluidos confinados), efectos geomecánicos, entre muchos otros elementos. Además, ha incorporado nuevas tecnologías, como la microsísmica, para la caracterización y monitoreo en este tipo de yacimientos.

A pesar de las tecnologías nuevas y áreas de conocimientos involucradas en la modelación de yacimientos de gas y aceite de lutitas, la ingeniería de yacimientos conserva los dos

parámetros por excelencia en el ajuste histórico: presión y producción; cuya modelación y predicción puede realizarse con diferentes enfoques que suelen estar comprendidas en tres categorías: modelos empíricos, modelos semi-analíticos y simulación numérica. En este trabajo, se presentaron los modelos semi-analíticos de *campo inducido*, los cuales representan una alternativa práctica para el análisis de datos de producción en yacimientos de gas de lutitas. Estos modelos se tienen disponibles para los casos homogéneos y de doble porosidad, y permiten evaluar características determinantes para explicar el comportamiento de producción en yacimientos de gas de lutitas. Además, proporcionan resultados en tiempos de cómputo corto y permiten al ingeniero de yacimientos realizar la evaluación técnica y económica para la toma de decisiones en el desarrollo y explotación de estos yacimientos.

Nomenclatura

A	Área, m ²
C _f	Conductividad de las fracturas, md-pie
EUR	Estimated ultimate recovery, (Recuperación final estimada), bpc
G _p	Producción acumulada de gas, bpc
k _j	Permeabilidad del medio j (j=matriz, fractura), md
k*	Permeabilidad mínima inducida, md
k ⁰	Permeabilidad máxima inducida, md
L _f	Espesor de las fracturas, pulgadas
p _b	Presión de saturación, psia
p _L	Presión de Langmuir, psia
p _{wf}	Presión de fondo fluyente, psia
q _g	Gasto de gas, Mpc/D
r _j	Radio de tamaño de bloque de matriz (j=mínimo, máximo, efectivo), pies
t _{qlim}	Tiempo para alcanzar el gasto del límite económico, años
V _a	Contenido de gas adsorbido, pce/pcy
V _m	Capacidad de almacenamiento de Langmuir, pce/ton
φ	Porosidad, fracción
λ _j	Coefficiente de flujo interporoso, (j=mínimo, máximo), adimensional

Referencias

- Ali, T. A. y Sheng, J. J. 2015. Production Decline Models: A Comparison Study. Artículo presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia, EUA, octubre 13-15. SPE-177300- <https://dx.doi.org/10.2118/177300-MS>.
- Barree, R. D., Cox, S. A., Miskimins, J. L. et al. 2015. Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs. *SPE Prod & Oper* **30**(04): 293-311. SPE-168612-PA. <https://dx.doi.org/10.2118/168612-PA>.
- Chen, C. y Raghavan, R. 2013. On the Liquid-Flow Analog to Evaluate Gas Wells Producing in Shales. *SPE Res Eval & Eng* **16** (02): 209-215. SPE-165580-PA. <https://dx.doi.org/10.2118/165580-PA>.
- Fisher, M. K., Heinze, J. R., Harris, C. D. et al. 2004. Optimizing Horizontal Completion Techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, septiembre 26-29. SPE-90051-MS. <https://dx.doi.org/10.2118/90051-MS>.
- Fuentes-Cruz, G., Gildin, E. y Valkó, P. P. 2014a. Analyzing Production Data from Hydraulically Fractured Wells: The Concept of Induced Permeability Field. *SPE Res Eval & Eng* **17** (02): 220-32. SPE-163843-PA. <https://dx.doi.org/10.2118/163843-PA>.
- Fuentes-Cruz, G., Gildin, E. y Valkó, P. P. 2014b. Capturing the Essence of Flow from Unconventional Reservoirs. *Hydraulic Fracturing Quarterly* (ahora *Hydraulic Fracturing Journal*) **1** (01): 39-53.
- Fuentes-Cruz, G., Gildin, E. y Valkó, P. P. 2014c. On the Analysis of Production Data: Practical Approaches for Hydraulically Fractured Wells in Unconventional Reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **119** (July): 54-68. <https://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.04.012>.
- Fuentes-Cruz, G. y Valkó, P. P. 2015. Revisiting the Dual-Porosity/Dual-Permeability Modeling of Unconventional Reservoirs: The Induced-Interporosity Flow Field. *SPE J.* **20** (01): 124-141. SPE-173895-PA. <https://dx.doi.org/10.2118/173895-PA>.
- Ilk, D., Rushing, J. A., Perego, A. D. et al. 2008. Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands: Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using

Arps' Decline Curves. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, septiembre 21-24. SPE-116731-MS. <https://dx.doi.org/10.2118/116731-MS>.

Langmuir, I. 1918. The Adsorption of Gases on Plane Surfaces of Glass, Mica and Platinum. *J. Am. Chem. Soc.* **40** (09): 1361-1403. <https://dx.doi.org/10.1021/ja02242a004>.

Mayerhofer, M. J., Lonon, E. P., Youngblood, J. E. et al. 2006. Integration of Microseismic-Fracture-Mapping Results with Numerical Fracture Network Production Modeling in the Barnett Shale. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, septiembre 24-27. SPE-102103-MS. <https://dx.doi.org/10.2118/102103-MS>.

Meehan, N. 2016. The Case for Hydraulic Fracturing. *J Pet Technol* **68** (02): 10-13. <https://doi.org/10.2118/0216-0010-JPT>.

Pollastro, R. M., Hill, R. J., Jarvie, D. M. et al. 2003. Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum System, Bend Arch-Fort Worth Basin Province, Texas. Artículo presentado en AAPG Southwest Section Convention, Fort Worth, Texas, EUA, marzo 1-5.

U.S. Energy Information Administration. Independent Statistics & Analysis. 2016. Trends in U. S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. U.S. Department of Energy, Washington, D.C. (March 2016).

Valkó, P. P. 2009. Assigning Value to Stimulation in the Barnett Shale: A Simultaneous Analysis of 7000 Plus Production Histories and Well Completion Records. Artículo presentado en SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, EUA, enero 19-21. SPE-119369-MS. <https://dx.doi.org/10.2118/119369-MS>.

Semblanza de los autores

Gorgonio Fuentes Cruz

Tiene estudios de Doctorado en la Universidad de Texas A&M, Maestría en Ingeniería Petrolera en la DEPI de la Universidad Nacional Autónoma de México, y Licenciatura en Física en la División Académica de Ciencias Básicas de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.

Ingresó al IMP en 1997, donde ha participado en estudios integrados de Caracterización de yacimientos, y ha sido líder de proyectos de investigación y desarrollo. Ha desarrollado metodologías y modelos de análisis para pruebas de presión y datos de producción. Además, ha desarrollado actividades de capacitación y docencia en el IMP y la ESIA- Unidad Ticomán del Instituto Politécnico Nacional.

Recibió el PETE Faculty Award of Excellence for Outstanding Doctoral Research en la Universidad de Texas A&M, (2015) y Mención Honorífica por obtención del Grado de Maestría en la UNAM, (2003).

Es líder de especialidad en Caracterización Dinámica de Yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Andrés E. Moctezuma Berthier

Es Gerente de ingeniería de recuperación adicional en el Instituto Mexicano del Petróleo, (IMP). Tiene estudios de doctorado en el Instituto Francés del Petróleo y el Instituto de Física de la Tierra en Universidad París VI, Francia; Maestría en Ingeniería Petrolera, (Ingeniería de Yacimientos), División de Estudios de Posgrado, de la Universidad Nacional Autónoma de México, (UNAM), y Licenciatura en Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en 1985, donde ha participado en el área de procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos y simulación numérica, ha sido líder de proyectos de investigación y facturables. En sus actividades profesionales, ha participado en la implementación de la tecnología de tomografía de rayos X para caracterización de medios porosos altamente heterogéneos, así mismo ha sido responsable de la transferencia tecnológica para realizar estudios de inyección de N_2 , realizado por el Instituto Francés del Petróleo, y asociado con el proyecto de inyección de N_2 al Campo Cantarell.

Es miembro del Sistema Nacional de Investigadores, nivel 1.

Héctor Hernández García

Es Gerente de Soluciones en Explotación que ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo, en 1985. Cuenta con grado de Maestría y Licenciatura en Ingeniería Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México.

Desde su ingreso al IMP ha incursionado en el área de especialidad de ingeniería de yacimientos y simulación numérica de yacimientos analizando y generando alternativas óptimas para la explotación de los yacimientos, considerando desde el desarrollo del campo hasta la implementación de modelos de recuperación secundaria y/o mejorada.

Obtuvo el segundo lugar del Premio IMP a las tesis de Posgrado sobre la Industria Petrolera 1996. Cuenta con publicaciones sobre el comportamiento de Flujo de alta-velocidad (No-Darcyano) en yacimientos de gas y condensado y sobre caracterización de fracciones pesadas de hidrocarburos. Ha impartido cursos sobre ingeniería de yacimientos y manejo de simuladores.