



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EN EXPLORACION Y EXPLOTACION DE RECURSOS NATURALES
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES DE GAS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

TUTOR
DR. JORGE A. ARÉVALO VILLAGRÁN
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F., MARZO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Resumen

Actualmente en México se ha comenzado con la exploración y determinación del potencial en yacimientos no convencionales de gas (YNCG), ubicándose las primeras localizaciones en el norte del País, en la continuidad de la formación de lutitas gasíferas Eagle Ford, la cual se encuentra en producción masiva en E.U. Debido a la complejidad de los YNCG en lutitas (shale gas), arenas compactas (tight gas) y gas de carbón (coalbed methane, CBM), se han desarrollado para la caracterización dinámica diferentes modelos analíticos que permiten estimar parámetros esenciales de la formación.

Basado en los modelos analíticos de Arévalo (2001) y Bello (2008) para la caracterización de YGNC, este trabajo presenta como aportación principal los modelos analíticos modificados de Castellanos – Arévalo (2014), para el análisis de datos de producción de formaciones no convencionales con y sin contenido de materia orgánica y gas adsorbido, el cual considera a través del pseudotiempo modificado, t_a^* , los efectos del gas adsorbido en la formación que modifican su comportamiento dinámico.

En este trabajo se presentan dos casos de estudio, en los que se utilizaron datos reales de producción de pozos localizados en la formación Eagle Ford en el sur de Estados Unidos y Norte de México. De forma inicial se suavizaron los datos para utilizar los modelos modificados para formaciones heterogéneas – anisótropas, con baja

permeabilidad y gas adsorbido, que permiten a través de las gráficas de diagnóstico $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs t_a^* , identificar el modelo de flujo, y posteriormente con las gráficas especializadas de análisis $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_g$ vs $\sqrt{t_a^*}$ ó $\sqrt[4]{t_a^*}$, acorde con los modelos de flujo identificados, estimar algunos parámetros de la formación.

Para utilizar los modelos de análisis de los datos de producción de los pozos, se desarrollaron en Microsoft Excel diferentes subrutinas y hojas de cálculo, que permiten la realización del análisis de forma más ágil. Como resultado del análisis de los dos pozos se observó que la producción en las lutitas de Eagle Ford declina rápidamente, debido a que el gas libre en la formación es limitado, sumado sus propiedades limitadas. No obstante lo anterior, se pueden tener producciones económicamente rentables, ya que en la formación también existe gas adsorbido en la materia orgánica de la roca, el cual al desprenderse incrementa la recuperación final, haciendo los proyectos económicamente rentables.

Los resultados obtenidos al utilizar los modelos para la caracterización de pozos de la Formación Eagle Ford en México indicaron, que con los modelos modificados mejora sustancialmente la caracterización dinámica de los YNCG, identificando de forma clara los modelos de flujo presentes en la formación, teniendo mayor certidumbre en la estimación de parámetros al contar con modelos más, completos que consideran los efectos del gas adsorbido en la formación, lo cual al final se traduce en mejores planes para el desarrollo y explotación de los yacimientos no convencionales de gas.

Dedicatorias

Este trabajo está dedicado a Claudia, Rodrigo y Sofía, quienes son mi inspiración y motivación en la vida.

A mis padres quienes siempre me han enseñado el camino de la superación a través del conocimiento y el trabajo honesto.

Agradecimientos

Mi más sincero y profundo agradecimiento al Doctor Jorge Arévalo Villagrán por su motivación, apoyo y tiempo dedicado a este trabajo.

A mis profesores y a la Facultad de Ingeniería de la UNAM por darme nuevamente la oportunidad de aprender y seguir abriéndome las puertas del conocimiento.

A los ingenieros Javier Farias Espinoza y Sergio López Ramírez por su apoyo y todos sus valiosos consejos.

Al Ingeniero José Baltazar Domínguez y mis compañeros de la Gerencia de Análisis y Dictamen Técnico de Proyectos de Pemex Exploración y Producción, por su apoyo y facilidades para concluir este trabajo.

A mis compañeros del cubículo 314 de posgrado, quienes compartieron sus conocimientos y esfuerzo durante la maestría.

Contenido

Resumen	ii
Dedicatorias	iv
Agradecimientos.....	v
Nomenclatura	ix
Lista de tablas	xii
Lista de figuras	xiv
Capítulos	1
Introducción.....	1
1. Yacimientos no convencionales de hidrocarburos y su potencial.	4
1.1. Definiciones y clasificación de yacimientos no convencionales de gas.....	4
1.2. Potencial de los yacimientos no convencionales de gas.	7
1.2.1. Triángulo de recursos potenciales de gas	9
1.2.2. Distribución mundial y en México de Recursos no convencionales..	10
1.3. Características de los yacimientos no convencionales de México	15
1.4. Explotación de yacimientos no convencionales de gas.....	16
2. La caracterización dinámica en el desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales de gas.	20
2.1. Caracterización de yacimientos.....	21
2.2. Caracterización estática de yacimientos.....	22
2.3. Caracterización dinámica de yacimientos	22
2.3.1. El análisis de datos de producción como herramienta para la caracterización dinámica de yacimientos.....	22

2.3.2. Curvas de declinación de Arps	23
2.3.3. Método analítico de curvas tipo para presión de fondo fluyente constante	26
2.3.4. Método de Fetkovich para análisis de curvas de producción.....	26
2.3.5. Método de pseudofunciones de Carter y Wattenbarger	28
2.3.6. Método de curvas tipo de Palacio – Blasingame	31
2.3.7. Tiempo de Balance de Materia (t_c)	33
2.3.8. Método de curvas tipo de Agarwal – Gardner.....	34
2.3.9. Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI)	37
2.3.10. Análisis del comportamiento de pozo de Cox y cols.	39
2.3.11. Métodos análisis de la línea recta de la pseudopresión normalizada con el gasto contra el tiempo.	40
3. Modelos conceptuales para yacimientos no convencionales de gas	42
3.1. Mecanismos de almacenamiento en yacimientos no convencionales de gas.	42
3.2. Transporte en yacimientos no convencionales de gas.	43
3.3. Adsorción y desorción física del gas en yacimientos no convencionales.	46
3.3.1. Determinación del gas adsorbido y desorbido en una formación no convencional de gas.	47
3.3.2. El proceso de adsorción de gas.....	48
3.3.3. Modelo de adsorción de Freundlich.....	48
3.3.4. Modelo de adsorción de Langmuir.....	49
3.3.5. Pruebas para la determinación de la adsorción en laboratorio	54
3.3.6. Equilibrio entre los gases libre y adsorbido.....	56

3.4.	Modelo de producción para yacimientos no convencionales	57
3.4.1.	Ecuación modificada de balance de materia.	58
3.4.2.	Ecuación de difusión modificada	59
3.4.3.	Ecuación del gasto	63
3.4.4.	Pesudotiempo de balance de materia modificado	63
4.	Modelos de caracterización dinámica de yacimientos no convencionales de gas. .	64
4.1.	Modelos modificados para el análisis de pozos en yacimientos no convencionales de gas.....	67
4.1.1.	Modelo para pozos verticales fracturados de Arévalo.	67
4.1.2.	Modelo para pozos Horizontales multifracturados de Bello	69
4.1.3.	Modificación de los modelos para considerar el gas desorbido	73
5.	Análisis de casos de campo.....	77
5.1.	Aplicación del modelo de Bello para la caracterización del pozo A.....	77
5.2.	Caracterización del pozo B.....	88
6.	Conclusiones y recomendaciones.....	99
	Referencias	102

Nomenclatura

$A = \text{área, } L^2, \text{ft}^2$

$A_{cm} = \text{área de fractura natural formada entre los bloques de las fracturas hidráulicas, } L^2, \text{pie}^2$

$A_{cw} = \text{sección de área transversal al flujo, } L^2, \text{pie}^2$

$b_{SSPDP} = \text{ordenada al origen de la gráfica para flujo dominado por la frontera } \Delta m(p)/q_g \text{ vs. } t, \text{psia}^2\text{-D/Mpce-cp}$

$C = \text{Concentración molar, } m/L^3, \text{lb-mol/pie}^3$

$c_d = \text{compresibilidad del gas desorbido, } L^2/m, 1/\text{psia}$

$c_f = \text{compresibilidad de formación, } L^2/m, 1/\text{psia}$

$C_A = \text{factor de forma}$

$c_g = \text{compresibilidad del gas, } L^2/m, 1/\text{psia}$

$c_t = \text{compresibilidad total del sistema, } L^2/m, 1/\text{psia}$

$c_t^* = \text{compresibilidad total del sistema modificada, } L^2/m, 1/\text{psia}$

$c_w = \text{compresibilidad del agua, } L^2/m, 1/\text{psia}$

$D = \text{coeficiente de difusión, } L^2/t, \text{ft}^2/\text{día}$

$EIA = \text{Administración de la Información de Energía (Energy Information Administration)}$

$k = \text{permeabilidad de la formación, md}$

$k_f = \text{permeabilidad de fractura, } L^2, \text{md}$

$k_m = \text{permeabilidad de matriz, } L^2, \text{md}$

$L = \text{longitud horizontal productora efectiva del pozo, } L, \text{pie}$

$m = \text{pendiente de línea recta}$

$m_r = \text{masa de roca}$

$m(p) = \text{pseudopresión del gas real, } m/Lt^3, \text{psia}^2/\text{cp}$

$m(p_{wf}) = \text{pseudopresión del gas real a la presión de fondo fluyendo, } m/Lt^3, \text{psia}^2/\text{cp}$

$m_{LPC} = \text{pendiente para presión de fondo constante de la gráfica especializada para flujo bilineal o lineal, } \text{psia}^2\text{-D/Mpce-cp}$

m_{CPRPC} = pendiente para presión de fondo constante de la gráfica especializada
 m_{CPRPC} = para flujo radial, $\text{psia}^2\text{-D}/\text{Mpce-cp}$
 m_{CRSDP} = pendiente para gasto de gas constante para la gráfica especializada
de flujo esférico, $\text{psia}^2\text{-D}/\text{Mpce-cp}$
 p = presión, m/L^2 , psia
 \bar{p} = presión promedio del yacimiento, m/L^2 , psia
 p_L = presión de Langmuir, m/L^2 , psia
PSS = flujo pseudoestacionario
 q_g = gasto de producción de gas, L^3/t , Mpce/D
 R = constante universal de los gases $10.732 (\text{psia} \cdot \text{pie}^3)/(\text{lbm}\cdot\text{mol}\cdot^\circ\text{R})$
 r_w = radio del pozo, L, pulgadas
 S = factor de daño a la formación, adim
SRV = volumen estimulado de yacimiento, L^3 , MMpie^3
 S_w = saturación de agua, %
 t = tiempo, días
 T = temperatura de yacimiento, $^\circ\text{R}$
 t_a^* = pseudotiempo aparente modificado, t, días
 t_{lr} = tiempo en que finaliza la línea recta en la gráfica especializada del
tiempo al cuadrado, t, días
TRR = Recursos Técnicamente Recuperables (Technically Recoverable
Resources), L^3 , Bpce
TVD = profundidad vertical real, L, pie
 V_a = volumen total de gas adsorbido en equilibrio a la presión del yacimiento
por unidad de volumen, L^3 , pie^3
 V_L = volumen de Langmuir o volumen máximo adsorbido por unidad de
volumen en el yacimiento a una presión infinita., L^3 , pie^3
 w = ancho de fractura, L, pulgadas
 x = distancia, pie
 y_e = distancia del pozo al límite del yacimiento, L, pie
 z = factor de compresibilidad del gas real, adim
 z^* = factor de compresibilidad del gas real modificado, adim

$\rho = \text{densidad, m/L}^3, \text{ lb/pie}^3$

$\mu = \text{viscosidad, m/Lt, cp}$

$\phi = \text{porosidad, \%}$

$\omega = \text{factor acéntrico}$

$Bcf = \text{Billones de pies cúbicos estándar, L}^3 \text{ Bpce.}$

Subíndices

$a = \text{aparente}$

$b = \text{exponente de declinación}$

$cw = \text{sección transversal al flujo}$

$cm = \text{área de fractura-matriz entre los bloques formados por las fracturas
hidráulicas}$

$f = \text{fractura}$

$f = \text{formación}$

$m = \text{matriz}$

$mf = \text{sistema matriz-fractura}$

$ce = \text{condiciones estándar}$

$g = \text{gas}$

$i = \text{inicial}$

$t = \text{total}$

$w = \text{agua}$

Lista de tablas

Tabla	Página
1.1. Comparación de yacimientos convencionales y no convencionales de gas ^{5,6}	7
1.2. Recursos mundiales remanentes recuperables de gas (tmc) ¹⁰	11
1.3. Distribución por formación de recursos prospectivos en lutitas ¹³	14
1.4. Recursos en lutitas en provincias geológicas de México, PEP ¹⁴	14
1.5. Datos de la formación Eagle Ford ⁴	15
2.2. Expresiones de declinación de Arps ^{20, 21}	24
2.3. Valores característicos del exponente b de acuerdo al tipo de yacimiento ^{20, 21}	25
3.1. Definición de variables adimensionales ⁴⁷	62
3.2. Solución de la ecuación de difusión para diferentes condiciones de frontera ⁴⁷	62
4.1. Modelos generales de superposición del tiempo para diferentes geometrías de flujo en yacimientos de doble porosidad ³⁴	68
4.2. Identificación de regímenes de flujo con el esquema de la función derivada del gasto normalizado ^{38, 50}	75
4.3. Nuevos modelos modificados de Arévalo et al para pozos verticales de la función derivada del gasto normalizado (modificados por Castellanos y Arévalo, 2014)...75	75
4.4. Nuevos modelos modificados de Bello et al para pozos horizontales (modificados por Castellanos y Arévalo, 2014).....	76
5.1. Datos generales de la formación Eagle Ford ⁵¹	78
5.2. Datos del pozo A ⁵¹	79
5.3. Parámetros de la roca para estimar la desorción de gas.	86
5.4. Resultados de la terminación del pozo B ¹⁴	89

5.5. Datos iniciales de producción del pozo B^{14} .	89
5.6. Datos del pozo B^{14} .	91
5.7. Valores de gas adsorbido en las lutitas de E.U. ⁵² .	96
5.8. Parámetros de la roca para estimar la desorción de gas en Eagle Ford.	96

Lista de figuras

Figura	Página
1.1. Yacimientos convencionales y no convencionales ²	5
1.2. Crecimiento en la demanda total de energía primaria ⁸	8
1.3. Demanda mundial de energía por tipo de combustible, 1990-2035 ⁷	8
1.4. Triangulo de recursos para el gas natural ¹⁰	9
1.5. Zonas productoras en yacimientos con baja permeabilidad ¹²	11
1.6. Principales cuencas de lutitas en el mundo ²	12
1.7. Reservas mundiales y en América de hidrocarburos de lutitas ²	12
1.8. Ubicación de las cuencas Pimienta – La Casita y Eagle Ford en México ¹³	13
1.9. Elementos básicos para explotar gas de lutitas ¹⁷	18
2.1. Diagrama de flujo de la Ingeniería de Yacimientos ¹⁸	21
2.2. Gráficas de declinación de Arps.....	25
2.3. Declinación adimensional del gasto con el tiempo ²²	27
2.4. Curvas tipo de Fetkovitch.....	28
2.5. Curvas tipo para sistemas de gas presentadas por Carter ²⁶	30
2.6. Variación del gasto con el tiempo y pseudotiempo ²²	30
2.7. Curvas de declinación de Blasingame ²²	32
2.8. Gráficas de la integral del gasto de Blasingame ⁶	33
2.9. Transformación con el tiempo de balance de materia ²²	34
2.10. Gráfica de variación de la compresibilidad del gas ²²	35
2.11. Curvas tipo de Agarwal y Garner ²²	37
2.12. Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI) ²²	38

2.13. Curvas tipo para la presión y su derivada adimensional ³²	40
2.14. a) Grafica de diagnóstico Log – Log y b) Gráfica especializada de \sqrt{t} ó $t^{1/2}$	41
3.1. Modelo de almacenamiento de triple porosidad YNCG ³⁹	43
3.2. Esquema de transporte de gas en yacimientos no.....	45
3.3. Monocapa de gas adherida a una superficie sólida.	47
3.4. Isoterma de Freundlich.....	49
3.5. Isoterma de Freundlich en forma de una recta.....	49
3.6. Isoterma de Langmuir.....	54
3.7. Isoterma en su forma lineal.	55
3.8. Yacimiento de gas: a) Saturado en gas adsorbido, b) Bajosaturado en gas adsorbido ⁶	57
3.9. Modelo conceptual de la ecuación de difusión modificada ⁴⁷	60
4.1. Esquema conceptual de bloques de la matriz del modelo lineal para pozos hidráulicamente fracturados. Área transversal en la cara del pozo, $A_{cw} = 2X_e h$ ³⁵	69
4.2. Ilustración de las cinco regiones de flujo del modelo de Bello ³⁵	70
5.1. Extensión de la formación Eagle Ford en el Sur de Texas ⁵¹ . 78	
5.2. Gasto de gas y producción acumulada del pozo A ⁴⁹	79
5.3. Historia de presión de fondo fluyendo del pozo A ⁵¹	80
5.4. Pseudopresión normalizada con el gasto vs tiempo.	80
5.5. Pseudopresión normalizada vs t	81
5.6. Geometría del yacimiento y pozo A ⁵¹	82
5.7. Gráficas especializadas a) para flujo bilineal y b) para flujo lineal.....	83

5.8. Ajuste de los datos de: a) Gasto de gas y b) Pseudopresión normalizada.	85
5.9. Isotherma de gas adsorbido del pozo A.	87
5.10. Pseudopresión normalizada con el gasto vs pseudotiempo modificado.	87
5.11. Pseudopresión normalizada vs raíz del pseudotiempo modificado	87
5.12. Pseudopresión normalizada vs raíz cuarta del pseudotiempo modificado	87
5.13. Estado mecánico del pozo B^{14}	90
5.14. Historia de presión – producción del pozo B^{14}	90
5.15. Volumen de drene original de pozo B^{14}	91
5.16. Gráfico del gasto normalizado vs tiempo.....	92
5.17. Gráfica especializada del gasto normalizado vs t	93
5.18. Ajuste de los datos de a) Gasto de gas y b) Pseudopresión normalizada.	94
5.19. Isotherma de adsorción de gas para Eagle Ford.....	96
5.20. Grafica de diagnóstico de pseudopresión normalizada vs t_a^*	97
5.21. Gráfica especializada de la pseudopresión normalizada vs t_a^*	97
5.22. El ajuste del gasto q_g vs t_a^* y la variación de la pseudopresión $[m(p_i) -$ $m(p_{wf})]/q_g$ vs t_a^*	98

Introducción

En los últimos diez años la industria petrolera mundial ha comenzado a considerar la importancia de la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Un ejemplo se puede visualizar en el éxito que han tenido los Estados Unidos de América (E.U.A.), en la explotación de los yacimientos no convencionales de gas.

En México de acuerdo a la EIA (Energy Information Administration), existe información de la presencia de grandes yacimientos no convencionales y reservas de gas, las cuales resultan de gran atractivo comercial para su aprovechamiento con el modelo apropiado de desarrollo y explotación.

Para la definición del plan de desarrollo y de explotación es necesario de un buen conocimiento del yacimiento, el cual requiere de mayor información a la obtenida en formaciones convencionales. Es ahí donde la caracterización dinámica resulta clave, ya que a partir de esta herramienta se obtiene información valiosa que resulta clave para desarrollar y explotar de forma óptima el yacimiento.

En los yacimientos de gas de lutitas se presenta la adsorción y desorción del gas durante su explotación, fenómeno que los hace diferentes de los recursos convencionales, ya que modifica los mecanismos de almacenamiento, transporte y producción, que son de suma importancia en actividades como la estimación de

reservas, determinación de los gastos de producción y la conceptualización apropiada del modelo de yacimiento.

A continuación se presenta una visión general del trabajo donde se resumen el contenido de cada uno de sus capítulos.

En el primer capítulo de este trabajo se presentan las definiciones de los yacimientos no convencionales y como se encuentran clasificados, de acuerdo a sus características y fluidos que contienen; además se presenta el potencial a nivel mundial y en México de los yacimientos no convencionales de gas, y cuáles son los esquemas para su explotación en la actualidad.

En el segundo capítulo se presenta la importancia de la caracterización dinámica de yacimientos, como un apoyo en la explotación de los yacimientos de hidrocarburos. Se discuten las técnicas, herramientas y modelos de análisis utilizados en el presente.

El tercer capítulo contiene la revisión de la literatura de los modelos conceptuales de almacenamiento, transporte y producción de los yacimientos no convencionales, que presentan el fenómeno de adsorción y desorción de gas.

El capítulo cuarto presenta un resumen de los modelos principales utilizados para la caracterización dinámica de yacimientos no convencionales, y como se adecuan para considerar el fenómeno de la adsorción y desorción del gas.

Dentro del quinto capítulo se muestran ejemplos prácticos de la caracterización de dos pozos de gas, en la formación de lutitas de Eagle Ford. El primer caso corresponde a un pozo tomado de la literatura el cual se encuentra localizado en el Sur de Estados Unidos. El Segundo caso corresponde al primer pozo perforado en lutitas en el norte de México.

Para finalizar en el capítulo siete se describen las conclusiones principales y recomendaciones obtenidas, como resultado del análisis de los pozos al utilizar los modelos convencionales y modificados para caracterizar yacimientos no convencionales de gas.

1. Yacimientos no convencionales de hidrocarburos y su potencial.

Actualmente se tiene la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos, debido al incremento de la demanda, que con el tiempo se acerca a ser mayor a la oferta, situación que en las últimas décadas ha impulsado la búsqueda de alternativas energéticas, con la incorporación de reservas de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

En la industria petrolera se considera que los yacimientos convencionales son todas aquellas acumulaciones que se encuentran en trampas estratigráficas y/o estructurales, los cuales presentan una buena porosidad y de moderadas a buenas permeabilidades, son fáciles de desarrollar y se asocian a reservas limitadas que pueden explotarse económicamente con tecnologías tradicionales, y sin tratamientos mayores de estimulación¹.

1.1. Definiciones y clasificación de yacimientos no convencionales de gas

Los yacimientos no convencionales, **Fig. 1.1**, son todos aquellos que se presentan en acumulaciones predominantes regionales extensas, la mayoría de las veces independiente de las trampas estratigráficas o estructurales, además de que no producen de forma económicamente rentablemente sin la aplicación de estimulaciones masivas, como el fracturamiento y procesos de recuperación mejorada¹.

Las formaciones que presentan una permeabilidad mayor de 0.1 milidarcy (md) se consideran yacimientos convencionales, y aquéllos cuya permeabilidad es inferior a ese valor límite se clasifican como no convencionales, si bien de acuerdo a Boyer² no existe fundamento científico alguno para tal clasificación.

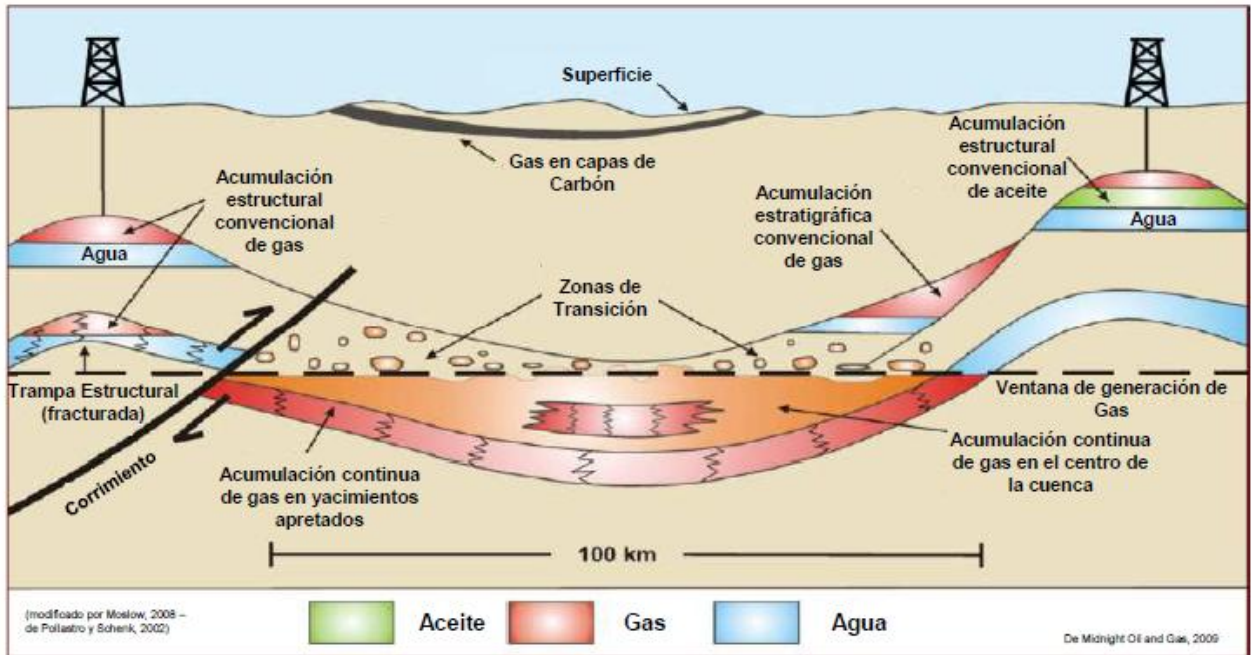


Figura 1.1. Yacimientos convencionales y no convencionales³.

Los yacimientos no convencionales en general presentan propiedades petrofísicas limitadas (bajas permeabilidades y porosidades), además altas densidades y viscosidades mayores a 1 cp (movilidad $k/\mu < 1$ md/cp). Dentro de esta clasificación se puede encontrar⁴:

1. Para yacimientos de aceite:
 - a. Aceite de lutitas (shale oil)
 - b. Aceite en arenas de baja permeabilidad o compactas (tight oil)
 - c. Aceites pesados y extra pesados (heavy and extra-heavy oil)
 - d. Aceite en arenas bituminosas (shale oil)

2. Para yacimientos de gas:
 - a. Gas de lutitas (shale gas)
 - b. Gas en arenas de baja permeabilidad o compactas (tight gas)
 - c. Gas metano del carbón (coalbed methane gas, CBM)
 - d. Hidratos de gas (gas hydrates)

En el caso de las formaciones de lutitas y de carbón se tiene muy baja permeabilidad (nanodarcies), en la que la roca generadora es también almacén y sello. Se clasifican por su Contenido Total Orgánico, COT, (Total Organic Content, TOC) e Índice de Madurez Térmica, IMT, (Maturity Thermal Index, MTI). La **Tabla 1.1** presenta una comparación y las características entre los yacimientos convencionales y no convencionales de gas.

El presente trabajo se encuentra enfocado a los yacimientos no convencionales de gas como son los siguientes: 1) Gas metano del carbón, 2) Gas de baja permeabilidad o arenas compactas y 3) Gas de lutitas (shale gas).

Tabla 1.1. Comparación de yacimientos convencionales y no convencionales de gas^{5,6}.

Características	Convencional	No convencional
Generación del gas	El gas se forma en la roca madre generadora y posteriormente migra dentro del yacimiento y hacia otra estructura.	El gas se forma y queda atrapado dentro de la roca madre generadora.
Estructura	Espaciamiento de fracturas aleatorio.	Espaciamiento de fisuras uniforme.
Mecanismo de almacenamiento de gas	Compresión.	Compresión y adsorción.
Mecanismo de transporte	Gradiente de presión (Ley de Darcy)	Gradiente de concentración (Ley de Fick) y gradiente de presión (Ley de Darcy)
Comportamiento de producción	<ul style="list-style-type: none"> • Períodos transitorios mínimos seguidos por largos períodos de flujo dominados por la frontera. • Los gastos de producción se encuentran directamente relacionados con la permeabilidad y la declinación de la presión. • Poca producción de agua. • En su declinación se presentan valores típicos de b entre 0 y 0.5, ó mayores cuando el yacimiento es estratificado. • Factor de recuperación entre el 50% y 90%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Período transitorio (lineal) prolongado, que puede durar años. • Los gastos de producción se encuentran directamente relacionados con las características de las fracturas hidráulicas y de la permeabilidad de la matriz. • En su declinación presentan valores de b iniciales de 2.0 (indicativo de flujo lineal) y una transición a < 1.0 cuando comienza a prevalecer el flujo dominado por la frontera. • Factor de recuperación entre el 5% y 20%.
Propiedades mecánicas	<ul style="list-style-type: none"> • Módulo de Young $\sim 10^6$ • Compresibilidad del medio poroso $\sim 10^{-6}$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulo de Young $\sim 10^5$ • Compresibilidad del medio poroso $\sim 10^{-4}$

1.2. Potencial de los yacimientos no convencionales de gas.

Para los próximos años se prevé que el gas natural será cada vez más importante como una fuente de energía a nivel mundial. Se espera que su producción pueda satisfacer la creciente demanda y oferta de energía que los yacimientos de aceite no pueden cubrir. De acuerdo con los últimos análisis en materia de energéticos, el gas será el combustible de transición entre la actual economía basada en el aceite hacia uno más limpio y estable, ya que es, entre los combustibles fósiles, el que emite la menor cantidad de dióxido de carbono por unidad de energía generada (Ausubel, 1996).

De acuerdo a los pronósticos de la Agencia de Administración de la Información de Energía de Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration, EIA), el consumo de gas natural a nivel mundial continuará incrementándose para los siguientes años, a un ritmo de 1.7% por año hasta llegar en 2035 a una demanda de 4.75 trillones, **Fig. 1.2 y Fig. 1.3**^{7, 8}.

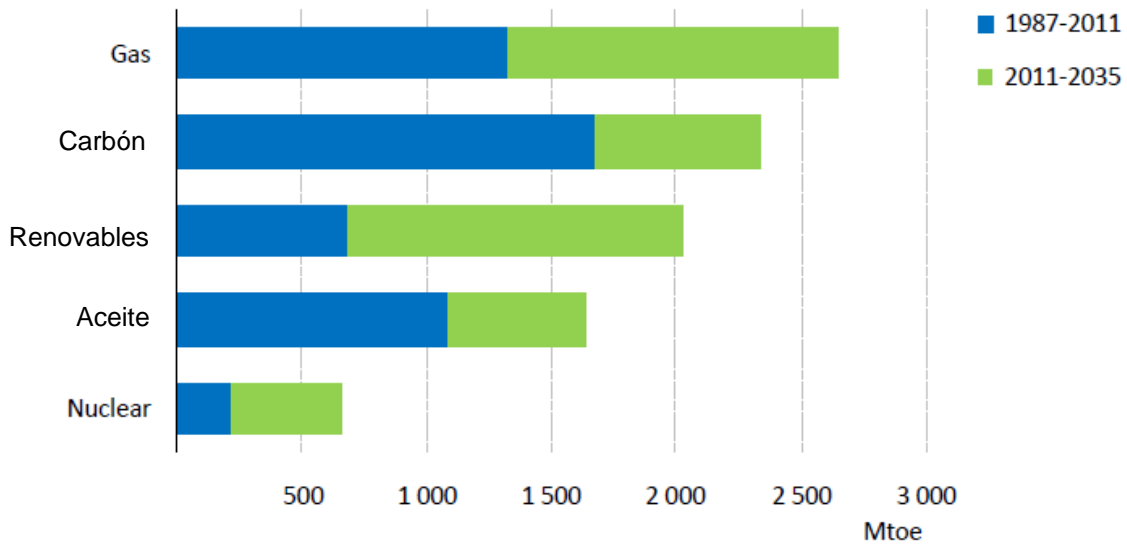


Figura 1.2. Crecimiento en la demanda total de energía primaria⁸.

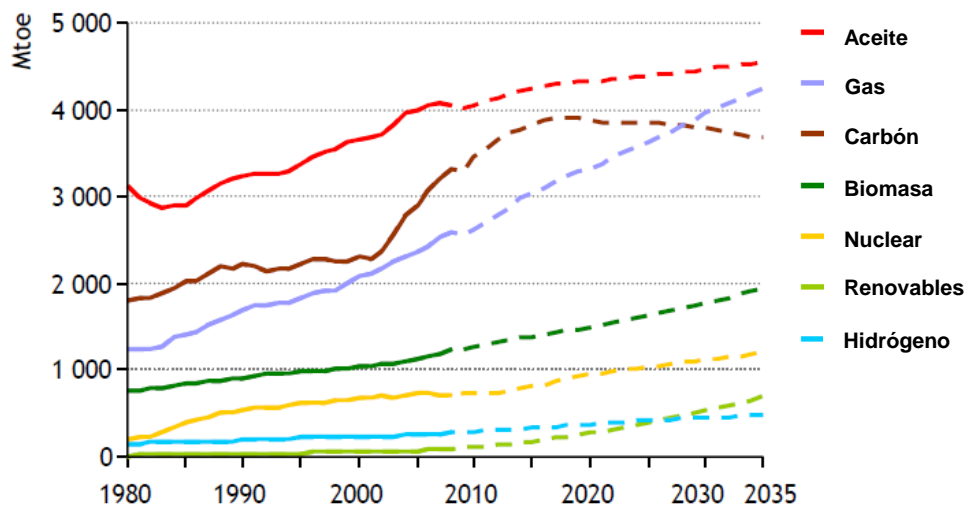


Figura 1.3. Demanda mundial de energía por tipo de combustible, 1990-2035⁷.

1.2.1. Triángulo de recursos potenciales de gas

Con objeto de obtener el potencial de gas en yacimientos no convencionales, Masters⁹ desarrolló el concepto del triángulo de recursos que consiste en que todos los recursos naturales se encuentran distribuidos en la naturaleza de forma logarítmica. Si se busca oro, plata, hierro, zinc, petróleo, gas natural, o cualquier otro recurso, se encontrarán que los mejores o de más alto grado son pequeños y de relativa extracción fácil.

La parte difícil está en ubicar las vetas de oro o los yacimientos de alta permeabilidad; sin embargo una vez descubiertos los grandes depósitos producirlos es relativamente fácil y rentable (Masters, 1979). La **Fig. 1.4** ilustra el principio del triángulo de recursos.

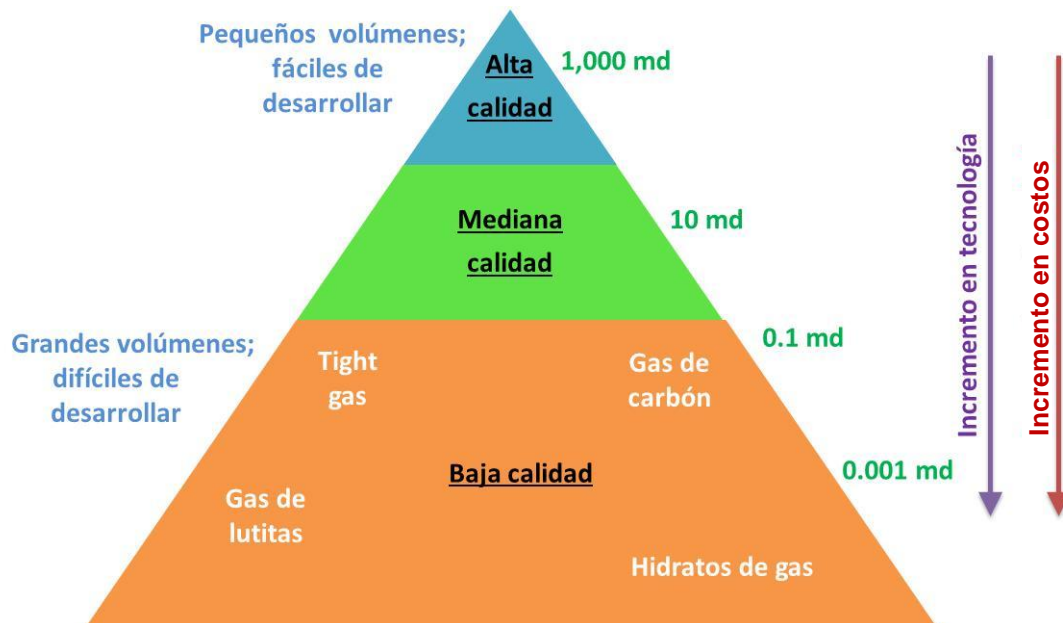


Figura 1.4. Triángulo de recursos para el gas natural¹⁰.

Mientras se va más adentro del triángulo de recursos de gas, los yacimientos generalmente son de menor grado, lo que significa que la permeabilidad comienza a

decrecer. Este tipo de yacimientos de baja permeabilidad son mucho más grandes en tamaño respecto a los de alta permeabilidad. Lo anterior se puede observar en la Fig. 1.4 en la escala del lado derecho.

Cada uno de los recursos de baja calidad, como el gas metano de carbón, gas de lutitas, gas de arenas de baja permeabilidad y los hidratos de metano, tienen diferentes escalas de permeabilidad (Holditch, 2006).

Un factor común en los yacimientos de gas de baja calidad es la necesidad de mejoras en la tecnología, ya que para la explotación de estas formaciones se requiere de tecnología de punta. Un factor adicional para explotar estos yacimientos es que existan precios adecuados del gas, que permitan el desarrollo y producción económicamente rentable.

De acuerdo a Holditch¹⁰, el concepto del triángulo de recursos aplica a cualquier cuenca de hidrocarburos en producción en el mundo y con ello es posible estimar los volúmenes de aceite y gas atrapados en yacimientos de baja calidad, específicamente en cada cuenca, sabiendo los volúmenes de aceite y gas que existen en yacimientos de alta calidad.

1.2.2. Distribución mundial y en México de Recursos no convencionales

Harvey y Gray¹¹ reportaron las estimaciones principales a nivel mundial de los recursos remanentes recuperables de gas convencional, gas de carbón, gas de formaciones de baja permeabilidad y gas de lutitas. **Tabla 1.2.**

Existen en el mundo varias cuencas de las cuales se producen volúmenes significativos de gas en formaciones de baja permeabilidad. En los Estados Unidos de América, Canadá, México, Argentina, Rusia, Australia, China y en algunas partes de Europa, se desarrollan y explotan yacimientos de baja permeabilidad (Guzmán, 2009), **Fig. 1.5**.

Tabla 1.2. Recursos mundiales remanentes recuperables de gas (tmc)¹⁰.

Región	Convencional	Baja Permeabilidad	CBM	Lutitas		
				Estimación baja	Estimación media	Estimación alta
Estados Unidos	27.2	12.7	3.7	8	23.5	47.4
Canadá	8.8	6.7	2	1.4	11.1	28.3
Europa	11.6	1.4	1.4	2.3	8.9	17.6
China	12.5	9.9	2.8	4.2	19.2	39.8
Resto del mundo	364.9	14.6	15.6		34.7	
Global	425.0	45.3	25.5	15.9	97.4	133.1

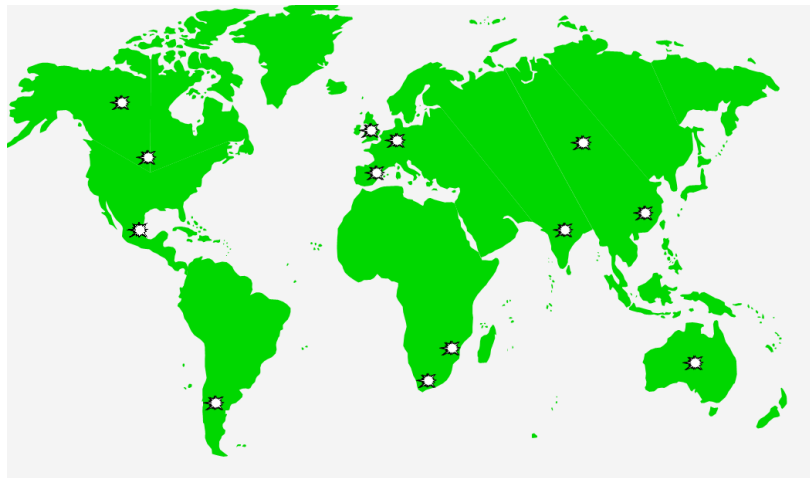


Figura 1.5. Zonas productoras en yacimientos con baja permeabilidad¹².

Para el caso de los yacimientos en lutitas de gas, a nivel mundial se encuentran distribuidos en diferentes cuencas a lo largo de 32 países, **Fig. 1.6**, donde se estima que existe una reserva de 6,609 trillones de pies cúbicos¹³, **Fig. 1.7**.

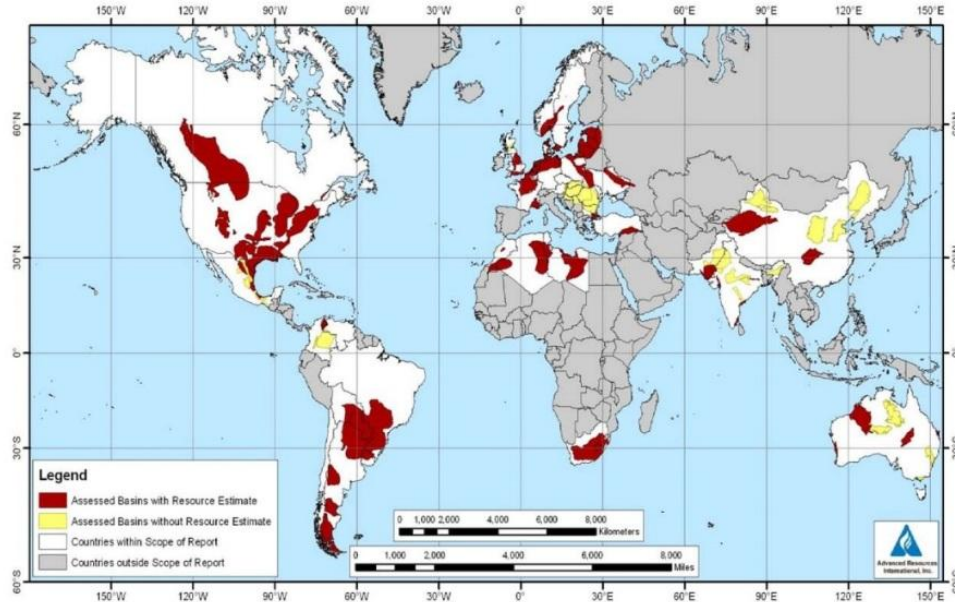


Figura 1.6. Principales cuencas de lutitas en el mundo².

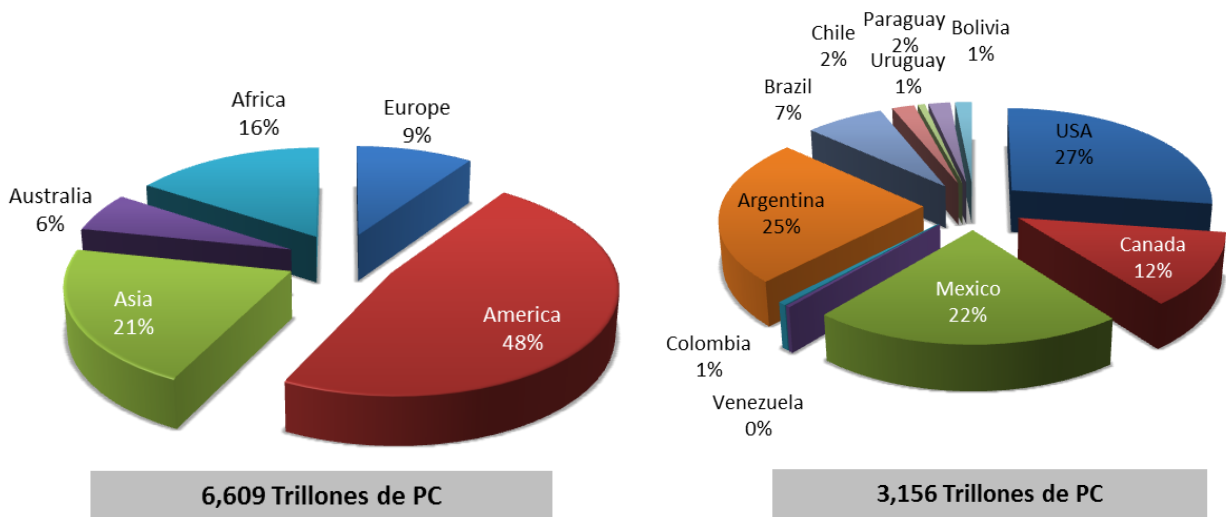


Figura 1.7. Reservas mundiales y en América de hidrocarburos de lutitas².

En México se tienen identificadas las principales cuencas de hidrocarburos de lutitas en las formaciones Pimienta - La Casita y Eagle Ford, **Fig. 1.8**, en las cuales se estima que existe una reserva potencial de 681 trillones de pies cúbicos de gas, lo que representa el 22% de las reservas en América y el 11% del total mundial¹³.

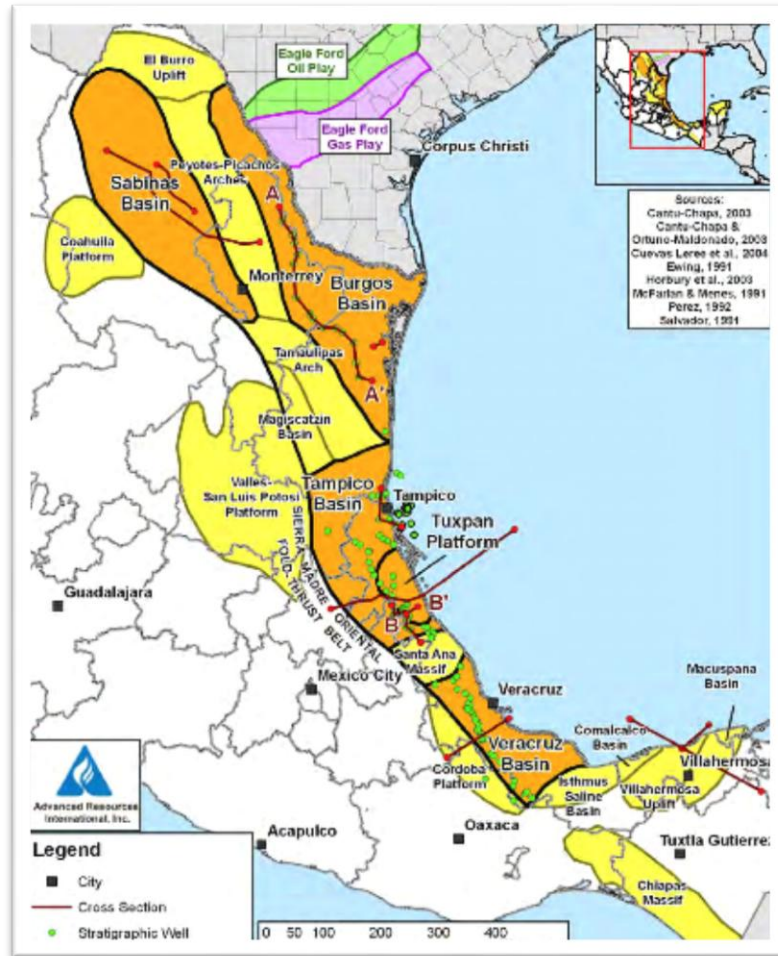


Figura 1.8. Ubicación de las cuencas Pimienta – La Casita y Eagle Ford en México¹³.

La **Tabla 1.3** muestra los recursos prospectivos de gas de lutitas de 681 MMMM de pies cúbicos estimados por la EIA (2001), los cuales se encuentran distribuidos en distintas formaciones del Cretácico Superior, Cretácico Medio y Jurásico Superior.

Tabla 1.3. Distribución por formación de recursos prospectivos en lutitas¹³.

Periodo geológico	Recursos (MMMMscf)
Cretácico Superior	507
Cretácico Medio	8
Cretácico Medio	166
Total	681

Por su parte, Pemex Exploración y Producción (PEP) tiene identificados recursos en lutitas en las cinco provincias geológicas que se muestran en la **Tabla 1.4**.

Tabla 1.4. Recursos en lutitas en provincias geológicas de México, PEP¹⁴.

Cuenca geológica	Tipo de fluido
1. Paleozoico en la región de Chihuahua.	Gas
2. Cretácico en la región de Sabinas – Burro – Picachos.	Gas
3. Cretácico en la Cuenca de Burgos.	Gas
4. Jurásico en la cuenca Tampico - Misantla	Aceite y gas
5. Mesozoico Cuenca de Veracruz	Aceite y gas

Las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva se encuentran distribuidas en el Cretácico Superior en las cuencas de Chihuahua, Sabinas – Burro – Picachos y Burgos, en el noreste de México y son la continuidad de Eagle Ford del sur de Estados Unidos, que se encuentra en explotación desde el año 2008.

Las formaciones del Cretácico Superior: Agua Nueva y Maltrata, se encuentran ubicadas al sur de las cuencas de Veracruz y Tampico – Misantla.

Por su parte en el Jurásico Superior se localizan las formaciones: La Casita y Pimienta, que se encuentran en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico Misantla. Las formaciones anteriores son equivalentes a la formación Haynesville productora en Estados Unidos de América.

1.3. Características de los yacimientos no convencionales de México

En México actualmente se tienen identificadas como áreas prospectivas 34,700 km² en la formación Eagle Ford del Cretácico, con 21 localizaciones exploratorias y 42,300 km² en la formación La Casita – Pimienta del Jurásico, con dos localizaciones exploratorias¹⁵. La información geológica de COT e IMT, **Tabla 1.5**, para Eagle Ford de acuerdo con los pozos existentes en el estado de Texas de E.U.A. y con los datos obtenidos del primer pozo en lutitas terminado en México en febrero de 2011.

Tabla 1.5. Datos de la formación Eagle Ford⁴.

Formación		Eagle Ford (USA)	Eagle Ford (México)
Características			
Espesor		30-75 m	40-70 m
Tipo de Kerógeno		II y III	II y III
COT (%)	Unidad Superior	2-9	05-2.5
COT (%)	Unidad Inferior		0.5-7.5
Ro (%)		1-1.45	0.5-2.0
Profundidad de producción (m)		1500-4200 m	1500-3380 md
Porosidad (%)		3.4-14.6	4-15
Geología Estructural		Sin estructuración, echado al SE	Sin estructuración, echado al SE

- Contenido de gas esperado > 100 scf/ton
- Madurez térmica típica 1.2% (de 0.5 a 2.0+)
- Contenido orgánico típico 7% (de 0.5 a 9.0+)
- Permeabilidad mayor a 100 nanodarcy
- Porosidades mayores a 4%
- Yacimientos con presiones anormales
- Saturación de agua congénita menor a 45%
- Espesores típicos de 100 ft (entre 40 y 70 m)
- Contenidos de arcilla menores al 40%
- Profundidades entre 700 a 2600 mv

1.4. Explotación de yacimientos no convencionales de gas

La producción del gas natural en yacimientos no convencionales comenzó en Estados Unidos de América en 1820. Los avances en los yacimientos no convencionales de gas natural han dado lugar a un incremento en la recuperación del volumen original de gas a condiciones estándar, G , de un valor inicial de 2% hasta uno de más del 50% del volumen (King G.E., 2010).

La recuperación final esperada para la mayoría de los pozos productores de gas natural en lutitas, se estima que está en un rango del 15 a 35%, dependiendo de las características de la formación, técnicas de terminación de los pozos y su operador. Un problema con la recuperación final esperada de los yacimientos de gas natural de lutitas es la predicción de la vida productiva de los pozos (King, 2010).

Aunque muchos operadores determinan una proyección de cincuenta años, hay pocos valores presentes netos (VPN), calculados más allá de los primeros años de desarrollo. Los desarrollos de yacimientos de gas en baja permeabilidad (tight gas), dadas las mejoras continuas en las tecnologías de explotación, han permitido una vida económica de los pozos de más de 50 años.

Las curvas de declinación para los pozos de gas natural de lutitas presentan una declinación alta en tiempos cortos de explotación, debido al acceso fácil que tiene el gas libre y los fluidos producidos en las fracturas. A partir de reportes de producción a largo plazo, la declinación en tiempos cortos es una declinación de tipo exponencial,

seguida de una transición para tener una producción relativamente estable que tiene el comportamiento de una declinación de tipo hiperbólica.

Los yacimientos no convencionales de gas deben caracterizarse tomando en cuenta el alto nivel de heterogeneidad, los mecanismos de almacenamiento y los atributos que gobiernan la productividad.

Los avances en la comprensión de las complejidades de los yacimientos no convencionales en los últimos veinte años, han traído mejoras sustanciales en el área de perforación, terminación y tecnologías de producción; el resultado ha sido la obtención de mayores gastos de producción, así como mejores estimaciones de reservas, recursos y beneficios económicos en la explotación de estas cuencas (King G.E., 2010).

Para King¹⁶ la actividad de exploración en este tipo de proyectos difiere fuertemente de aquellos que son convencionales, ya que requiere en general:

1. Uso completo de la geología.
2. Integración de los datos de varias fuentes para comprender la heterogeneidad.
3. Una integración y flujo de trabajo paralelo de los geocientíficos, ingenieros y financieros, desde el inicio de la evaluación.
4. Una cultura de intercambio de información.

- La adaptación de tecnologías, incluyendo fracturamiento hidráulico multi-etapas, pozos horizontales, los fracturamientos con agua de un mínimo de viscosidad y fracturamiento simultáneo.

Las tecnologías actuales y de la generación próxima prometen incluso más disponibilidad de energía, con avances tales como el fracturamiento hidráulico híbrido, complejidad de la fractura, estabilidad de flujo en la fractura y método de reciclado del agua utilizada para el fracturamiento. En la **Fig. 1.9** se muestra la gráfica con los elementos básicos a considerar para explotar una formación de lutitas de gas.

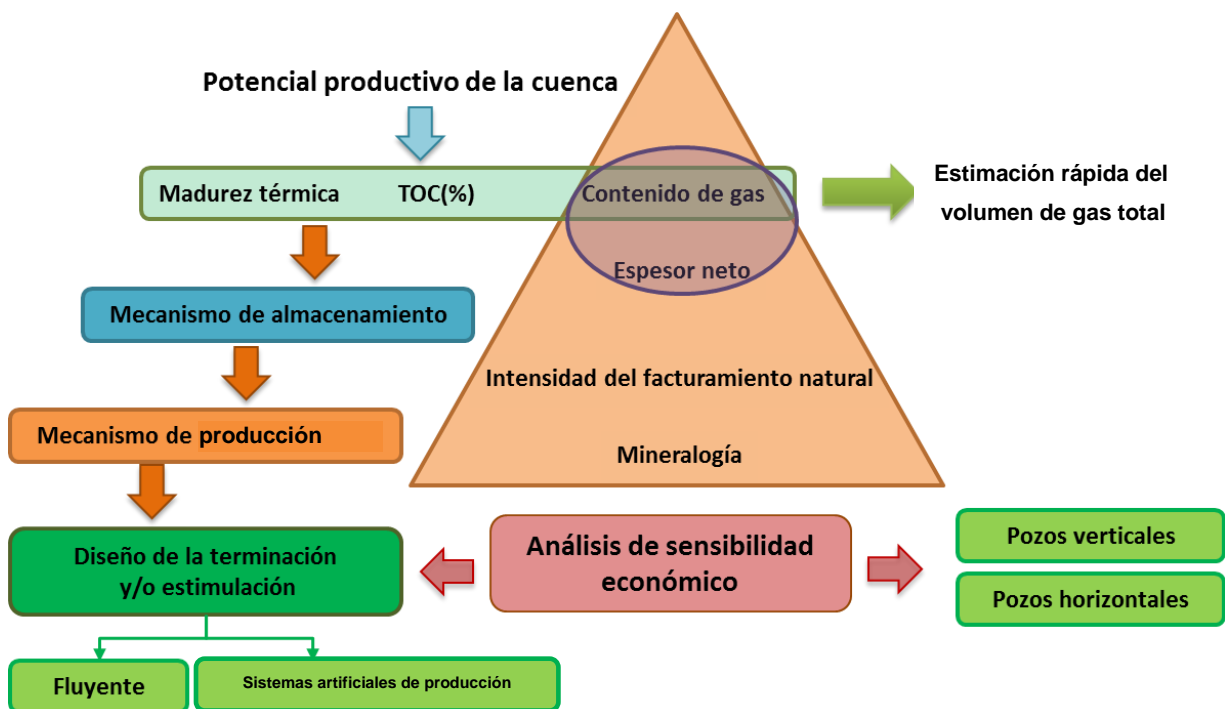


Figura 1.9. Elementos básicos para explotar el gas de lutitas¹⁷.

De acuerdo a King¹⁶ las lecciones aprendidas en la explotación de las lutitas son:

- Cada formación de lutitas tiene sus características propias.

- Las lutitas varían con respecto al área y verticalmente, incluso a lo largo del yacimiento.
- Las diferencias de la generación, “fabrica” de las lutitas, combinado con los esfuerzos naturales y los cambios geológicos, son a menudo razones suficientes para requerir cambios en la estimulación en un solo pozo para obtener la recuperación óptima de hidrocarburos.
- El entendimiento y predicción del comportamiento de un pozo productor de gas natural de lutitas, requiere la identificación de una serie de datos críticos que deben recabarse para permitir la optimización del diseño de la terminación y estimulación.
- Cada uno de los diseños de terminación y estimulación de pozos productores de gas natural de lutitas, es diferente y propio de acuerdo a las características de la formación.

Aunque la literatura técnica referente a las terminaciones y caracterización dinámica de los pozos de gas natural de lutitas se ha desarrollado rápidamente, la historia de investigación de estos yacimientos ofrece un punto de inicio que puede ayudar a explicar muchos fenómenos que se han observado en todo el mundo.

2. La caracterización dinámica en el desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales de gas.

La administración integral de yacimientos tiene como objetivo principal la optimización del desarrollo y explotación del yacimiento, de tal manera que se obtenga de forma rentable la recuperación máxima de hidrocarburos. Este proceso se lleva a cabo en dos formas: a) a nivel de pozo y b) a nivel del yacimiento (Samaniego F., 2012).

Dentro de los trabajos más importantes de la ingeniería de yacimientos están los siguientes¹⁸:

1. Estimación del volumen original y reservas de hidrocarburos del yacimiento.
2. Estimar los factores de recuperación bajo diferentes escenarios de explotación.
3. Establecer el plan de explotación de los yacimientos.

En la **Fig. 2.1** se muestra la secuencia de trabajos que se efectúan de forma continua en la ingeniería de yacimientos de gas. Para realizar estos trabajos el ingeniero de yacimientos debe llevar a cabo las actividades siguientes¹⁸:

1. Obtención y procesamiento de los datos básicos de las propiedades de los fluidos y de la formación productora.
2. Análisis de pruebas de flujo y de presión.
3. Estudios de simulación del comportamiento del yacimiento.
4. Estudios para la implantación de un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada.

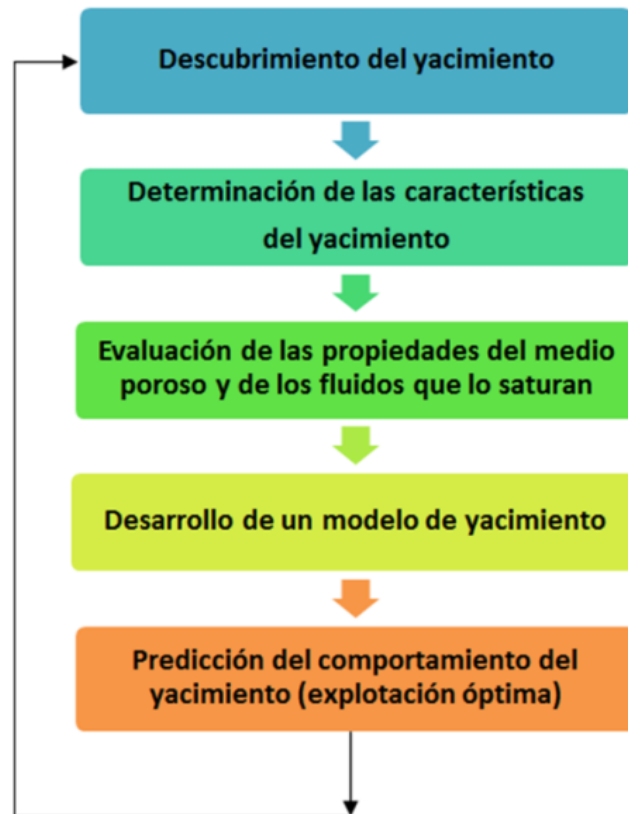


Figura 2.1. Diagrama de flujo de la Ingeniería de Yacimientos¹⁸.

2.1. Caracterización de yacimientos

El proceso de caracterización de yacimientos tiene como objetivo construir un modelo del yacimiento lo más realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible. El enfoque clásico consiste en elaborar un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo con la información dinámica disponible. La caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento¹⁸.

2.2. Caracterización estática de yacimientos

La primera etapa de un proceso de caracterización de yacimiento consiste en la generación de un modelo estático inicial, basado en la información anterior (estática). Esta información previa se obtiene a partir de la interpretación de datos geológicos, sísmicos 2D y 3D, registros de pozos, pruebas de laboratorios, análisis de recortes de perforación y análisis de núcleos, entre otros.

2.3. Caracterización dinámica de yacimientos

Para complementar la caracterización del yacimiento se usa información del comportamiento dinámico de los fluidos en el yacimiento, la cual permite detectar y evaluar los elementos que afectan su comportamiento. Las herramientas utilizadas comúnmente son: 1) Pruebas de presión convencionales y especiales, 2) Pruebas de trazadores, 3) El análisis de datos de producción, 4) Registros de producción y 5) Estudios de simulación numérica¹⁹.

2.3.1. El análisis de datos de producción como herramienta para la caracterización dinámica de yacimientos

La caracterización dinámica de yacimientos incluye métodos de análisis de datos de producción en flujo transitorio y con efectos de frontera, por lo que a continuación se presentan algunos de los métodos de análisis de datos de producción.

Normalmente, los datos de producción (gasto de flujo y presión de fondo fluyente), se analizan por medio del ajuste de curvas tipo de declinación. Sin embargo, análogo al

análisis de pruebas de presión, el recíproco del gasto de flujo y su derivada pueden también analizarse e interpretarse para propósitos de caracterización de la formación productora. A continuación se presentan los métodos más utilizados para la caracterización dinámica de un yacimiento utilizando datos de producción.

2.3.2. Curvas de declinación de Arps

El desarrollo moderno de las curvas de declinación inició en 1944, cuando Arps^{20, 21} publicó su método gráfico para el análisis del comportamiento de la declinación de la producción. En su trabajo Arps introdujo un modelo matemático, el cual no tiene bases físicas y sólo muestra las tendencias de declinación.

La función introducida por Arps es la siguiente:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -D_i q^b. \quad (2.1)$$

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. Para $b = 1$, la declinación es armónica y cuando $0 < b < 1$, la declinación es hiperbólica, **Fig. 2.2**. El método de Arps se continúa utilizando debido a su simplicidad, ya que no requiere de ningún parámetro del yacimiento o del pozo, **Tabla 2.1**.

Para obtener buenos resultados en un análisis utilizando los modelos de declinación de Arps, se requiere considerar los puntos siguientes:

- a. Flujo dominado por la frontera.
- b. Condiciones de operación estables (gasto de flujo y presión de fondo fluyendo constante).
- c. Desarrollo de ecuaciones de forma empírica.
- d. La determinación de la recuperación final esperada rápida y sencilla.
- e. No se requieren datos de presión.
- f. b depende del mecanismo de producción.

En la **Tabla 2.2** se muestran los valores del exponente b de acuerdo a las características que se han observado para los yacimientos, de los cuales depende la declinación y producción acumulada de hidrocarburos.

Tabla 2.1. Expresiones de declinación de Arps^{20, 21}.

Tipo de declinación	Valor de b	Ecuación para el gasto	Ecuación para la producción acumulada
Exponencial	$b = 0$	$q(t) = q_i e^{-D_i t}$ (3.2)	$N_p = \frac{1}{D_i} (q_i - q)$ (3.5)
Hiperbólica	$0 < b < 1$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i b t)^{1/b}}$ (3.3)	$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)})$ (3.6)
Armónica	$b = 1$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$ (3.4)	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t)$ (3.7)

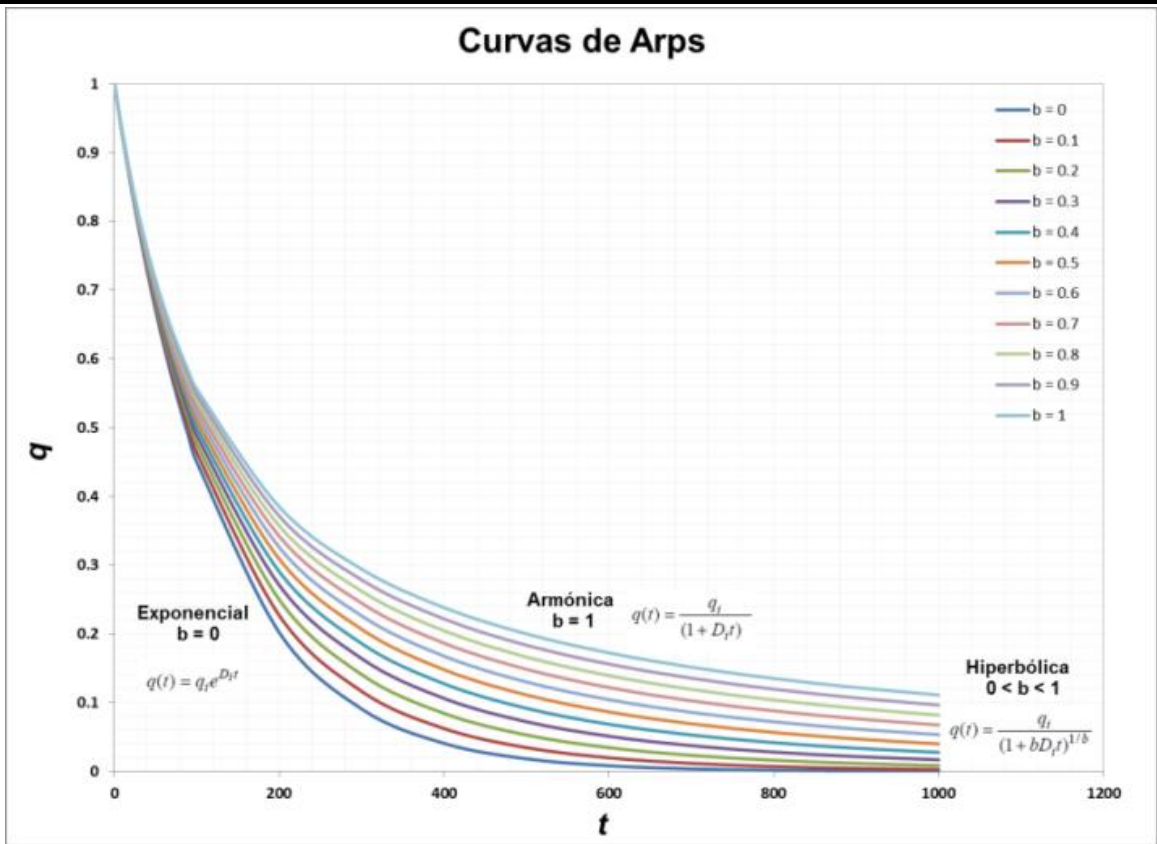


Figura 2.2. Gráficas de declinación de Arps.

Tabla 2.2. Valores característicos del exponente b de acuerdo al tipo de yacimiento^{20, 21}.

Valor de b	Mecanismo de producción en el yacimiento
0	Fluido en una fase (arriba del punto de burbuja o de rocío, en una fase a altas presiones)
0.1-0.4	Empuje por gas disuelto
0.4-0.5	Gas en una fase
0.5	Empuje eficaz de agua
0.5-1.0	Yacimientos estratificados combinados

2.3.3. Método analítico de curvas tipo para presión de fondo fluvente constante

Moore, Schiltius y Hurst²² emplearon soluciones para el caso en que el pozo produce a presión constante para predecir la declinación del gasto de producción con el tiempo fueron publicadas por, en las que se consideran sistemas radiales infinitos y finitos en una sola fase y ligeramente compresibles. Sus resultados se presentaron en forma gráfica en términos de variables adimensionales del gasto y del tiempo. Utilizaron definiciones de q_D y t_D similares a las utilizadas en el análisis de pruebas de presión:

$$q_D = \frac{141.2qB\mu}{kh(p_i - p_{wf})}, \quad (2.8)$$

$$t_D = \frac{0.00633k}{\phi\mu c_t r_{wa}^2} t. \quad (2.9)$$

A través de las gráficas, **Fig. 2.3**, se pueden determinar parámetros del yacimiento a partir de datos transitorios del gasto. Las gráficas presentadas por Moore, Schiltius y Hurst²² son las siguientes:

2.3.4. Método de Fetkovich para análisis de curvas de producción.

En las curvas tipo de Fetkovich de gasto en función del tiempo, se representan dos períodos de flujo; las curvas a valores cortos de tiempo adimensional (t_D), representan la respuesta transitoria o de comportamiento infinito, obtenidas a partir de la solución de la ecuación de difusión radial²³, **Fig. 2.4**.

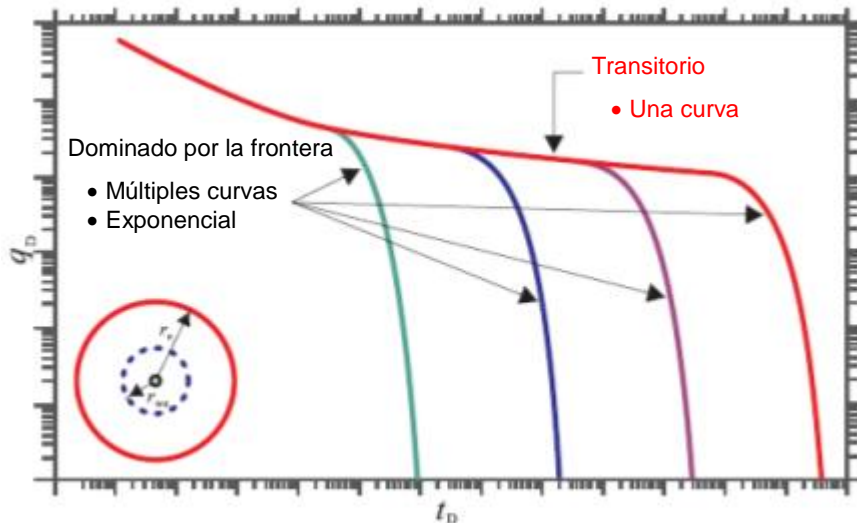


Figura 2.3. Declinación adimensional del gasto con el tiempo²².

Todas las curvas coinciden en un punto específico del gráfico (tiempo adimensional), lo que indica el inicio del flujo límite; es decir, que a t_D mayores, comienza la declinación del yacimiento. La aplicación de la metodología de Fetkovich, requiere de un ajuste con la gráfica de los datos de campo y la curva tipo. A partir de este ajuste, se pueden estimar las reservas de hidrocarburos y ciertas propiedades de la formación^{23, 24, 25}.

El modelo matemático considera los mismos supuestos utilizados al describir yacimientos en la teoría de interpretación de pruebas en pozos: a) Yacimiento homogéneo, b) Espesor constante, c) El líquido en una sola fase de compresibilidad constante, d) Sin límite externo de flujo y d) Presión de fondo fluyendo constante en el pozo^{23, 24, 25}.

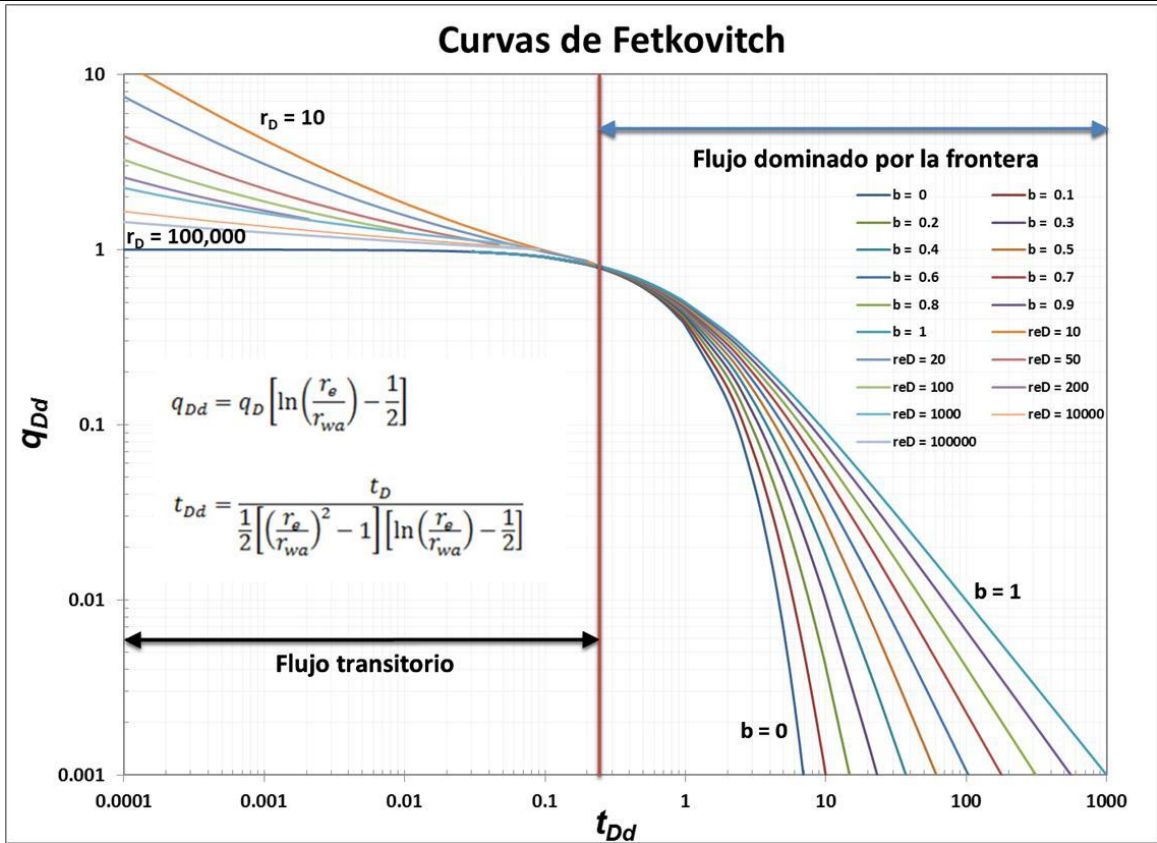


Figura 2.4. Curvas tipo de Fetkovitch.

2.3.5. Método de pseudofunciones de Carter y Wattenbarger

Debido a que las curvas de Fetkovitch se desarrollaron para sistemas líquidos, Carter²⁶ reconoció que la suposición de una compresibilidad pequeña y constante, no es muy precisa para yacimientos de gas que producen con altas caídas de presión, para lo cual desarrolló una variable (γ_g) que permite cuantificar la magnitud del error que se comete al analizar la declinación en sistemas de gas cuando se utilizan curvas tipo para líquidos, **Fig. 2.5**.

$$\lambda_{cart} = \frac{(\mu_g c_g)_i}{2} \left[\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{(p/z)_i - (p/z)_{wf}} \right]. \quad (2.10)$$

donde μ_g y c_{gi} son la viscosidad y compresibilidad a la presión inicial, mientras que $\bar{\mu}_g$ y \bar{c}_g se evalúan a la presión promedio del yacimiento. Cada valor de λ_{cart} tiene su propio juego de curvas tipo. Se trata de una aproximación empírica que permite graficar sistemas de gas en curvas de declinación de líquidos.

En 1987 Fraim y Wattenberger²⁷ presentaron otro enfoque de análisis en curvas de declinación, tomando los conceptos de Fetkovich²³ y Carter²⁶, donde introdujeron el concepto del pseudotiempo, Ec. 2.13, para el análisis de los datos de producción de pozos de gas. Fraim y Wattenberger²⁷ derivaron la siguiente ecuación para flujo radial en yacimientos de gas cerrados:

$$\ln\left(\frac{q}{q_i}\right) - \frac{2J_g(p/z)_i}{G(\mu_g c_g)_i} \int_0^t \frac{(\mu_g c_g)_i}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} dt. \quad (2.11)$$

donde:

$$J_g = \frac{1.987 * 10^{-5} k_g h T_{ce}}{0.5 \ln\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}\right) p_{ce} T}, \quad (2.12)$$

$$t_a = (\mu c_t)_t \int_0^t \frac{dt}{\mu c_t}. \quad (2.13)$$

El factor de forma (C_A) utilizado en la ecuación para J_g es 19.1785 en lugar de 31.62 para un yacimiento circular.

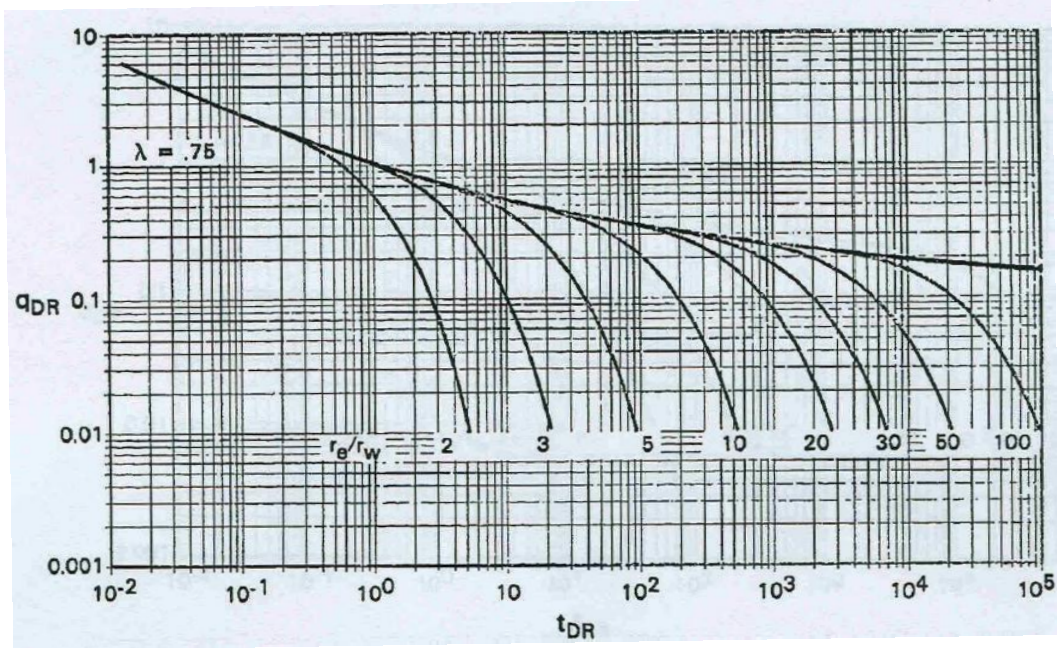


Figura 2.5. Curvas tipo para sistemas de gas presentadas por Carter²⁶.

En la **Fig. 2.6** se observa la diferencia entre el pseudotiempo y el tiempo real para cualquier yacimiento de gas homogéneo, cerrado que presente una declinación exponencial.

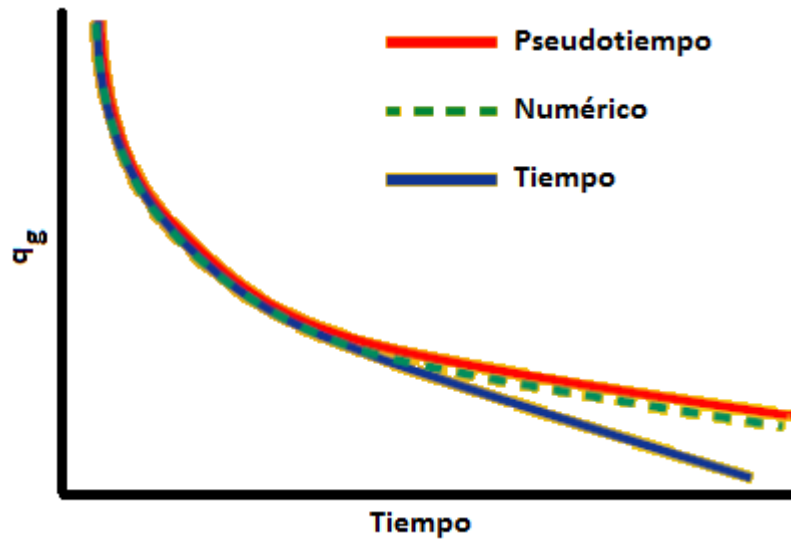


Figura 2.6. Variación del gasto con el tiempo y pseudotiempo²².

2.3.6. Método de curvas tipo de Palacio – Blasingame

Las técnicas de análisis de declinación de producción de Arps y Fetkovich están limitadas, ya que no consideran las variaciones en la presión de flujo de fondo del pozo en régimen transitorio, y sólo las toman en cuenta de forma empírica durante el flujo dominado por la frontera. Además, para los pozos de gas no utilizan la variación de las propiedades de presión volumen y temperatura (PVT) con el cambio de la presión del yacimiento²⁸.

Palación y Blasingame²⁸ desarrollaron un método de declinación de la producción que toma en cuenta los fenómenos anteriores. El método utiliza una función de tiempo de superposición, que sólo requiere de una tendencia de declinación para el ajuste con curvas tipo armónicas, **Fig. 2.7**.

Una ventaja importante de este método es que las curvas tipo utilizadas para el ajuste son similares a las utilizadas para el análisis declinación de Fetkovich. El método de curvas tipo de Palación y Blasingame²⁸ permite la declinación a una presión constante, para que aparezca como si se tratara de un agotamiento a una velocidad de flujo constante.

Palacio y cols.²⁸ demostraron que el flujo dominado por la frontera tanto para la declinación de presión como del gasto, aparece como una declinación en estado pseudoestacionario a un gasto constante.

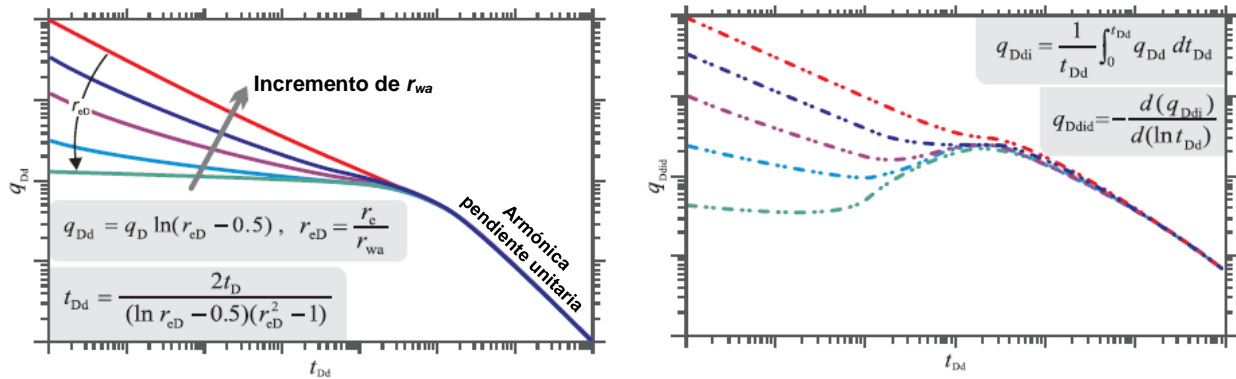


Figura 2.7. Curvas de declinación de Palacio y Blasingame²².

El juego de curvas tipo de Palacio y Blasingame consiste de los modelos siguientes²⁸:

- a. Pozo Vertical, modelo de flujo radial
- b. Pozo Vertical, modelo de fractura hidráulica (conductividad infinita)
- c. Pozo Vertical, modelo de fractura hidráulica (conductividad finita)
- d. Pozo Vertical, modelo de fractura hidráulica (flujo elíptico)
- e. Modelo de Pozo Horizontal
- f. El modelo de inyección de agua
- g. Modelo de interferencia de pozo (declinación de la presión del yacimiento)

Todos los modelos asumen una frontera exterior circular, con la excepción de los modelos de flujo elíptico y pozo horizontal, que suponen un límite exterior elíptico y cuadrado, respectivamente.

En el análisis de curvas tipo de Palacio y Blasingame²⁸ se pueden graficar las tres funciones de gasto normalizado, integral del gasto y derivada de la integral del gasto,

Fig. 2.8.

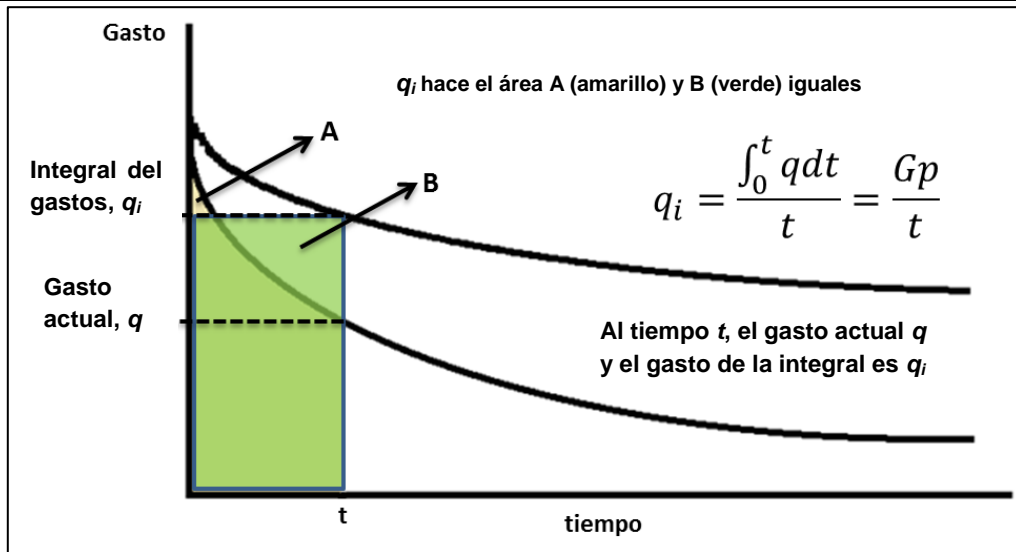


Figura 2.8. Gráficas de la integral del gasto de Blasingame⁶.

Para crear un pronóstico, se toma la tendencia de la curva tipo seleccionada y se extrapola más allá de los últimos puntos de datos. El gasto de producción futuro se lee a partir de la tendencia de datos de la curva tipo.

2.3.7. Tiempo de Balance de Materia (t_c)

Debido a que las curvas tipo de Fetkovich son aplicables a pozos que producen a presión de fondo constante y en la realidad se presenta el caso de que en algunos pozos la presión de fondo declina durante su vida productiva, Blasingame y cols.²⁸ desarrollaron una función de tiempo que permite el ajuste del gasto en las curvas tipo de Fetkovich, aun y cuando la presión de fondo se encuentre variando, Ec. 2.14.

$$t_c = \frac{G_p}{q}. \quad (2.14)$$

2.3.8. Método de curvas tipo de Agarwal – Gardner

La contribución de Agarwal y cols.²⁹ fue la verificación del desarrollo del tiempo de balance de materia presentado por Palacio y Blasingame²⁸. Agarwal utilizó un simulador de yacimientos de una sola fase para comparar sistemas a gasto constante y presión constante. Verificó que cualquier sistema que produce a presión constante puede convertirse a un sistema equivalente a gasto constante, utilizando una transformación con el tiempo de balance de materia, **Fig. 2.9**.

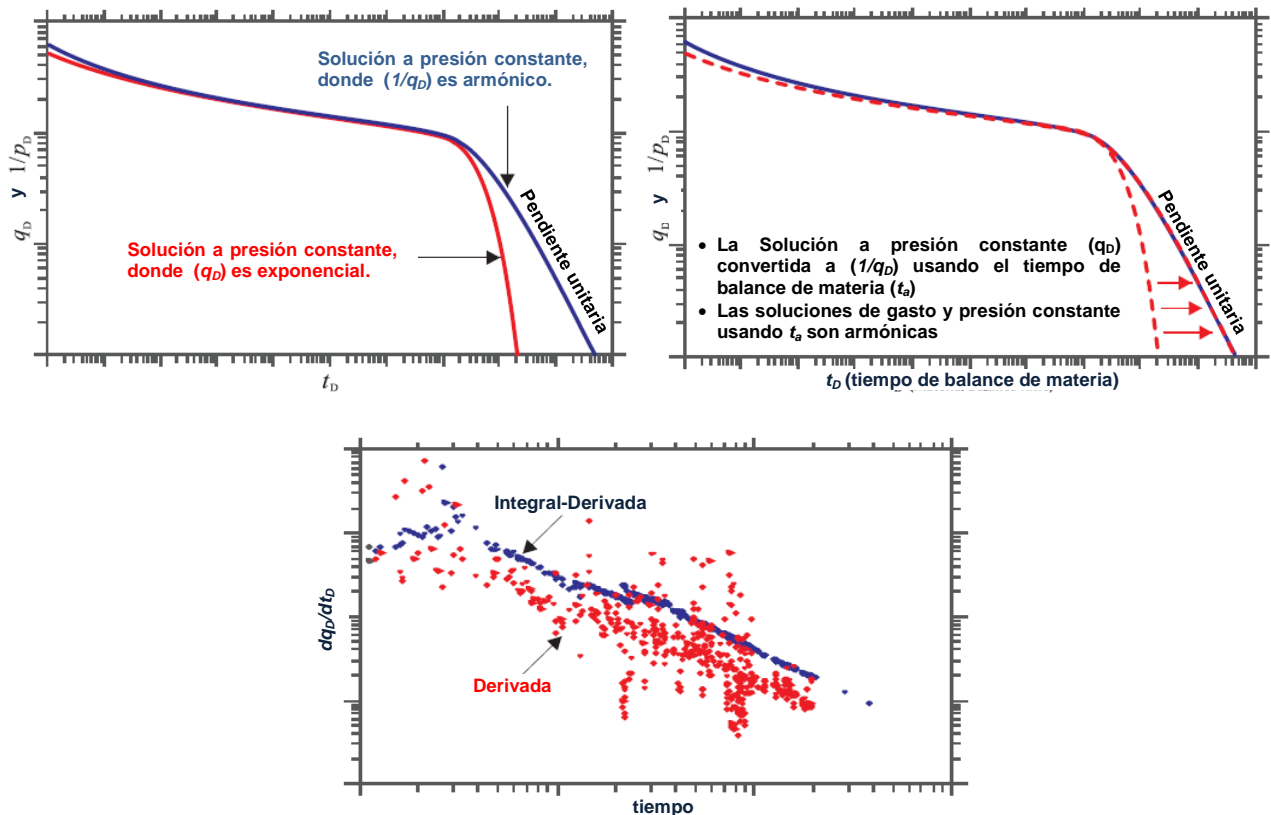


Figura 2.9. Transformación con el tiempo de balance de materia²².

Para el caso de yacimientos de gas se deben tomar las consideraciones siguientes:

1. La viscosidad del gas (μ_g) y el factor de compresibilidad del gas (z) no son constantes y se usa la pseudopresión, es decir:

$$p_p = m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g z} dp . \quad (2.15)$$

2. La compresibilidad (c_g) en gran medida de la presión, sobre todo a presiones bajas, **Fig. 2.10**.
3. El pseudotiempo (t_a) corrige el cambio de la viscosidad y la compresibilidad con el cambio de presión.

Para el caso de gas se reemplaza el tiempo (t), por el pseudotiempo (t_a).

$$t_{ca} = \frac{1}{q} \int_0^{t_a} q dt_a = \frac{(\mu_g c_t)_i}{q} \int_0^t \frac{q dt}{\bar{\mu}_g \bar{c}_t} . \quad (2.16)$$

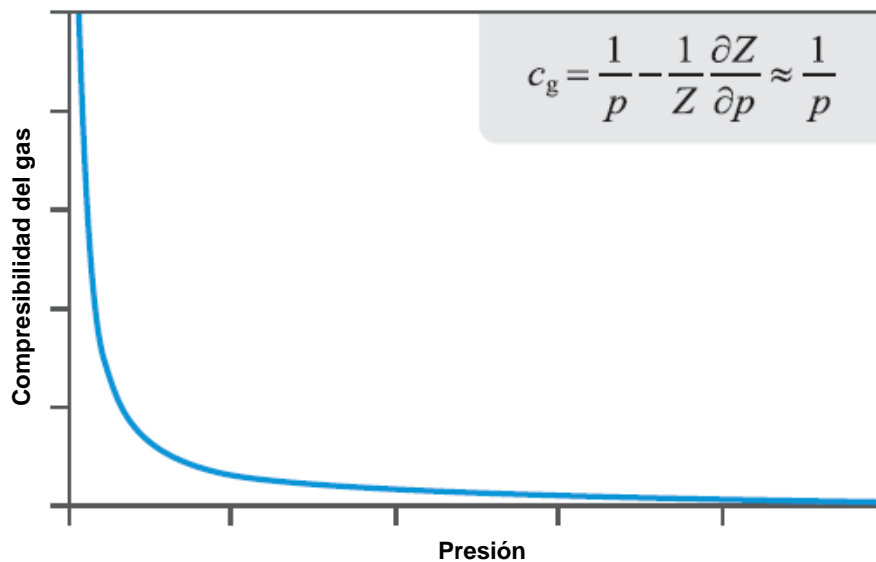


Figura 2.10. Gráfica de variación de la compresibilidad del gas²².

Lo anterior es de suma importancia, ya que el conjunto de soluciones analíticas para sistemas a gastos constante puede utilizarse en el análisis de datos de producción.

Además el concepto de re-inicialización de datos de producción, es mucho más simple en los sistemas de gasto constante que en los sistemas de presión constante.

Agarwal y cols.²⁹ además de lo anterior hicieron otra contribución con el uso de las derivadas en el análisis de las curvas tipo, para la identificación de la transición entre los regímenes de flujo transitorio y pseudoestacionario. Utilizaron el método de Palacio y Blasingame para el cálculo del tiempo adimensional ajustado (t_{aD}) para desarrollar su propia función de tiempo adimensional, basada en el área (t_{DA}) de drene del pozo.

$$t_{DA} = t_{aD} \left(\frac{r_w^2}{A} \right). \quad (2.17)$$

Los autores definieron tres variantes de curvas tipo: 1) gasto – tiempo, 2) gasto – Producción acumulada y 3) producción acumulada – tiempo. La gráfica gasto-tiempo se obtiene con $1/p_{wd}$ vs t_{DA} . Además graficaron p_{wd}' vs t_{DA} y $1/\ln(p_{wd}')$ vs t_{DA} , **Fig. 2.11**.

Las ecuaciones de Agarwal son:

$$\frac{1}{p_{wd}} = \frac{1422Tq(t)}{kh^*[m(p_i) - m(p_{wf})]}, \quad (2.18)$$

$$Q_{AD} = \frac{200Tz_iG_i}{\phi hr_{wa}^2 p_i} \frac{m(p_i) - m(\bar{p})}{m(p_i) - m(p_{BHP})}, \quad (2.19)$$

$$Q_{AD} = Q_{AD} \frac{r_{wa}^2}{A}. \quad (2.20)$$

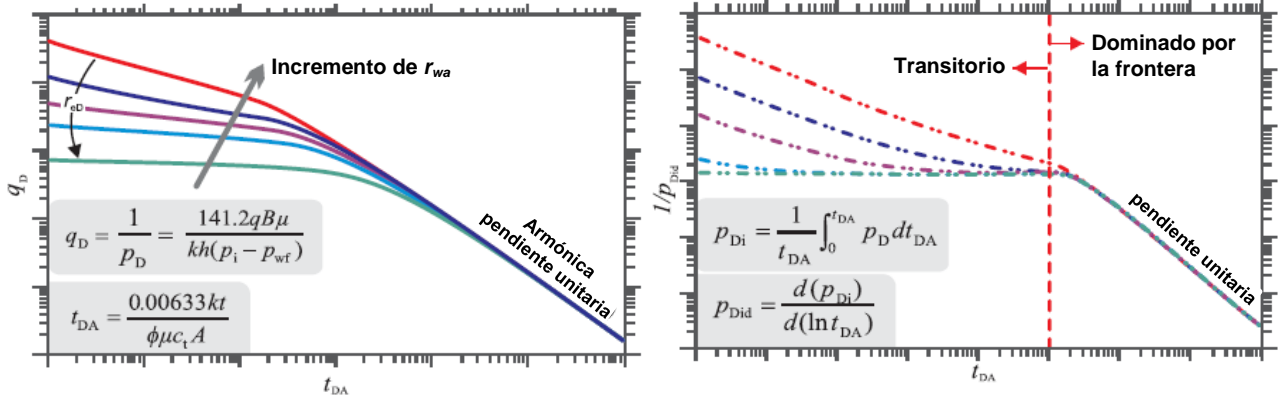


Figura 2.11. Curvas tipo de Agarwal y Garner²².

2.3.9. Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI)

La integral de la presión normalizada (NPI) se desarrolló inicialmente por Blasingame y cols.³⁰ El objetivo del método es presentar un método de diagnóstico robusto para decrementos que no presentan ruido y los datos de dispersión, como es típico del derivado de una prueba estándar. La solución implica el uso de una curva integral de presión como la curva de base para el análisis de reducción ruidoso.

La integral de presión adimensional se define como sigue:

$$p_{Di} = \frac{1}{t_{DA}} \int_0^{t_{DA}} p_D(t) dt, \quad (2.21)$$

donde:

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{141.2qB\mu}. \quad (2.22)$$

Conceptualmente, la integral de presión es un "promedio acumulado de la caída de presión promedio". La característica distintiva de la integral de presión es su suavidad. Por lo tanto, se trata de una curva de punto de partida ideal para la derivada de la presión estándar si los datos originales contienen cualquier grado de ruido o de dispersión.

La NPI se define como:

$$p_{Did} = t_{DA} \frac{dp_{Di}}{dt_{DA}} = p_D - P_{Di} \cdot \quad (2.23)$$

A continuación se muestra la **Fig. 2.12**, con las tres curvas tipo adimensionales que representan la solución para un pozo vertical en el centro de un yacimiento limitado

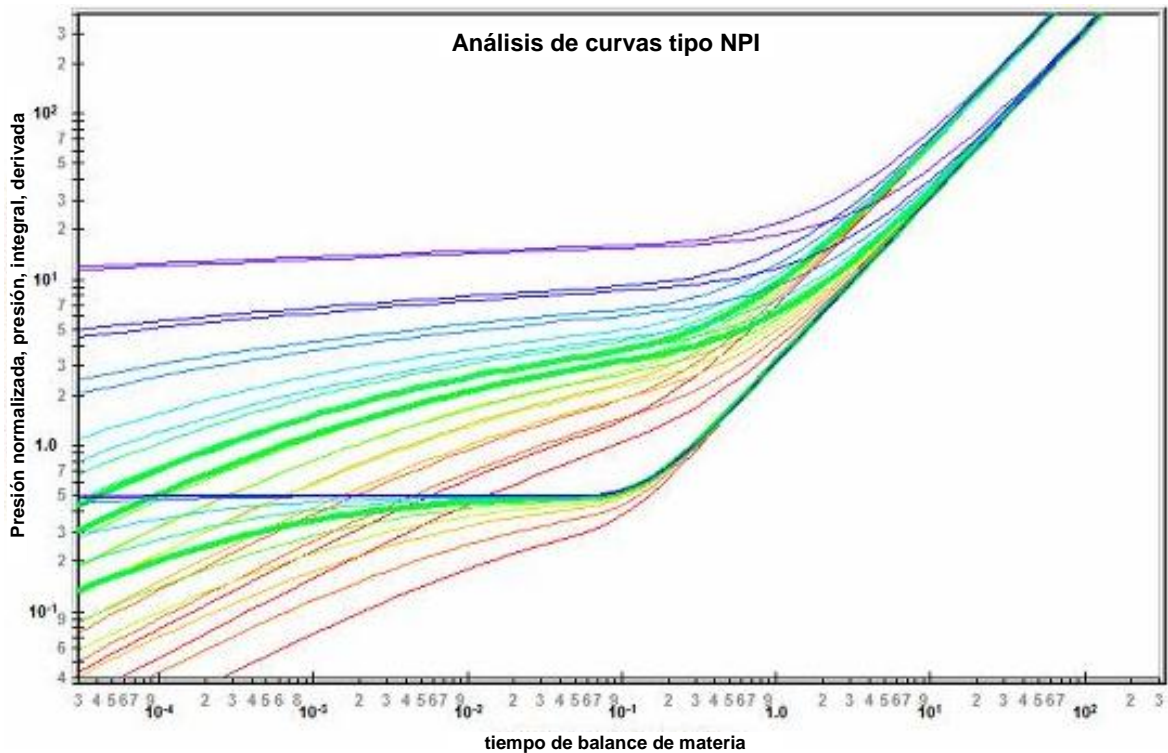


Figura 2.12. Curvas tipo del método de la Integral de la presión normalizada (NPI)²².

2.3.10. Análisis del comportamiento de pozo de Cox y cols.

Cox y cols.³¹ utilizaron la aproximación del tiempo de balance de materia de Palacio y Blasingame²⁸ con un par de variables adimensionales estándar (p_{wd} y t_d). En su trabajo mostraron que los datos de producción pueden analizarse como un equivalente de una prueba de gasto constante. Combinaron las curvas tipo de declinación con gasto constante y las de presión transitoria.

Mediante el análisis de gasto constante se puede reconocer el régimen de flujo; por ejemplo el flujo radial siempre es una línea horizontal en la gráfica de la derivada de una solución para gasto constante. El flujo dominado por la frontera es siempre una pendiente unitaria en las curvas tipo tanto, para la presión adimensional como para la derivada de la presión, **Fig. 2.13**.

Para este método no se requiere graficar (p_{wD} y t_D), ya que el tiempo de balance de materia permite utilizar todos los datos de producción sin una re-inicialización, asumiendo que los valores del gasto y de la presión son correctos. Cox y cols. mostraron que los datos de producción pueden graficarse como una prueba de presión equivalente y que los regímenes de flujo se preservan enteramente.

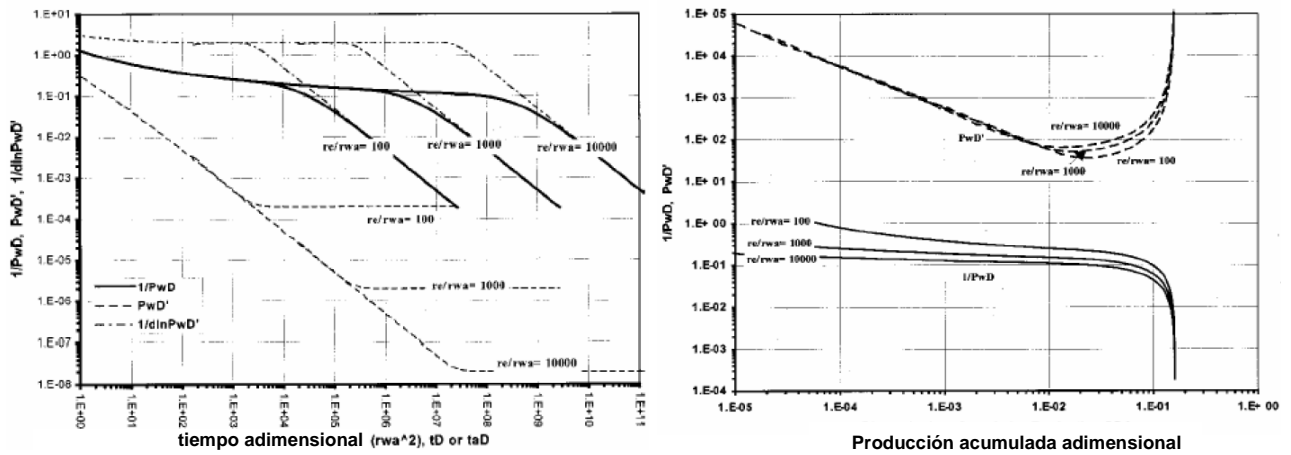


Figura 2.13. Curvas tipo para la presión y su derivada adimensional³².

2.3.11. Métodos análisis de la línea recta de la pseudopresión normalizada con el gasto contra el tiempo.

Estos métodos incluyen graficas especializadas usando variables normales o adimensionales, en donde los datos de producción se corrigen para considerar la presión de fondo fluyente variable y usualmente se grafican contra funciones del tiempo o de la producción acumulada, diseñadas para linealizar los datos para un régimen de flujo determinado. Dichos métodos han sido utilizados por Wattenbarger y cols³³, Arévalo y cols.³⁴ y Bello y cols³⁵.

Algunos ejemplos de estos métodos se encuentran las gráficas de la raíz cuadrada del tiempo (\sqrt{t} ó $t^{1/2}$), que se usa para el análisis de flujo lineal o la de la raíz cuarta del tiempo ($\sqrt[4]{t}$ ó $t^{1/4}$), utilizadas para el análisis de flujo bilineal^{36, 37}. Como en los métodos de curvas tipo se requieren funciones de pseudovariantes y superposición del tiempo para el análisis de las variables reales de gasto y presiones variables³⁸, **Fig. 2.14**.

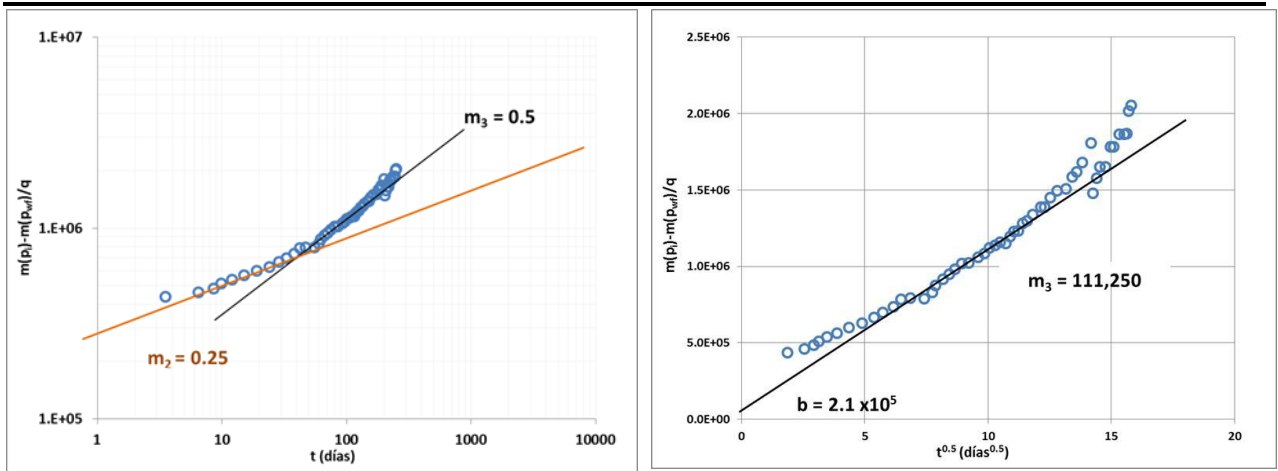


Figura 2.14. a) Gráfica de diagnóstico Log – Log y b) Gráfica especializada de \sqrt{t} ó $t^{1/2}$.

En esta tesis se utilizaran los modelos de Arévalo³⁴ y Bello³⁵, los cuales se describen a detalle en el Capítulo 5.

3. Modelos conceptuales para yacimientos no convencionales de gas

En este capítulo se presentan los modelos conceptuales para yacimientos de gas no convencionales respecto a los mecanismos de almacenamiento, de transporte y de adsorción de gas, considerando los principios que los gobiernan. Así mismo se discuten los modelos de análisis de datos de producción para su caracterización dinámica.

3.1. Mecanismos de almacenamiento en yacimientos no convencionales de gas.

En los yacimientos no convencionales de gas se presentan dos formas principales de almacenamiento del gas: 1) Gas libre en los poros de la matriz y fracturas de la roca y 2) Gas adsorbido que se encuentra en la superficie de las partículas de la matriz orgánica de la roca (Lane, Waston y Lancaster, 2009).

Para considerar todo el gas que se encuentra almacenado en las formaciones que presentan contenido de materia orgánica, se considera un modelo teórico de triple porosidad, que incluye tanto el gas libre como el gas adsorbido (Bo Song, 2010).

La triple porosidad es una combinación de un sistema de doble porosidad con la adsorción de gas. Para este sistema se conceptualiza que el gas libre se almacena en el sistema de doble porosidad, micro-poros de la matriz (porosidad 1) y las fracturas naturales (porosidad 2) y el de adsorción de gas (porosidad 3), aunque en realidad el

almacenamiento no se presenta en el espacio poroso - fracturas, sino en la superficie de las partículas de la formación (Bo Song 2010), **Fig. 3.1**.

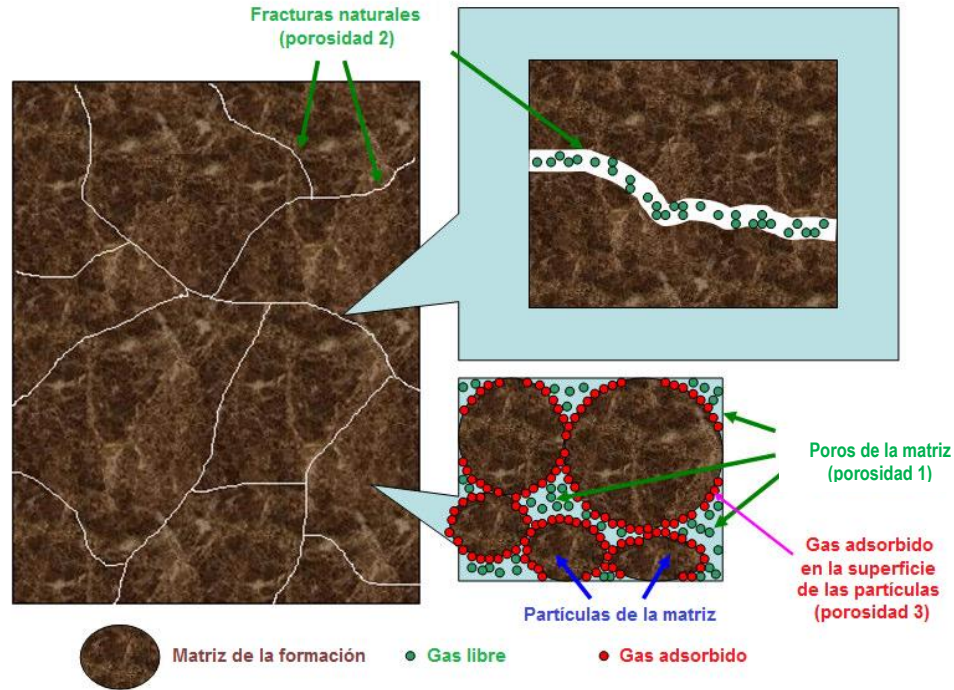


Figura 3.1. Modelo de almacenamiento de triple porosidad YNCG³⁹.

La tercera porosidad, gas adsorbido, no es en realidad un espacio poroso; más bien es una porosidad virtual que representa la capacidad de almacenamiento de gas adherido en los yacimientos no convencionales.

3.2. Transporte en yacimientos no convencionales de gas.

Como se vio anteriormente debido a que la porosidad primaria en las formaciones no convencionales ricas en materia orgánica, existen grandes superficies para la adsorción del gas que almacenan importantes cantidades de este hidrocarburo. Sin embargo, no

obstante la gran capacidad de almacenamiento los poros de la roca, debido a que son muy pequeños ocasionan que la permeabilidad del sistema primario de porosidad sea extremadamente baja, resultando prácticamente impermeable al gas y al agua (King, 1990).

El modelo de transporte de gas de King⁴⁰ establece que dentro de la porosidad primaria se presenta un proceso difusivo, el cual puede dividirse en tres mecanismos diferentes:

1. Difusión en la matriz de la roca, donde dominan las interacciones molécula – molécula.
2. Difusión de Knudsen donde dominan las interacciones molécula – superficie, y
3. Difusión de superficie de la capa de gas adsorbido.

Dependiendo de las propiedades del gas y de la roca los mecanismos anteriores pueden actuar de forma individual o combinada durante el proceso de transporte. Para el caso de los mecanismos que dominan el transporte en la porosidad primaria de la matriz, éstos obedecen a la Primera Ley de Fick⁴¹ (gradiente de concentración) debido a que la permeabilidad es muy baja para activar el flujo de Darcy. Ec. 3.1, es decir:

$$q_g = \frac{-DA Z_{ce} RT_{ce}}{p_{ce}} \frac{dC}{dx}, \quad (3.1)$$

donde:

$D =$ Coeficiente de difusión, pie²/día

$A =$ Área, pie^2

$Z_{ce} =$ Factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar

$R =$ Constante universal de los gases, $10.732 \text{ psia pie}^3 / (\text{lb-mol}^\circ\text{R})$

$T_{ce} =$ Temperatura a condiciones estándar, $^\circ\text{R}$

$p_{ce} =$ Presión a condiciones estándar, psia

$C =$ Concentración molar, $\text{lb-mol}/\text{pie}^3$

$x =$ distancia, pie

Para el caso del sistema de porosidad secundaria de las fracturas naturales, la difusión se presenta en dos etapas: 1) Con la declinación de la presión se libera el gas adsorbido de la superficie de la porosidad primaria y se difunde de la matriz hacia las fracturas. 2) El gas después se transporta por un flujo Darcy dentro de las fracturas naturales hacia el pozo productor (Bo Song, 2010). El sistema de fracturas actúa de dos formas: a) como sumidero para el sistema primario de porosidad y b) como un conducto para la producción de los pozos (King, 1990). **Fig. 3.2.**

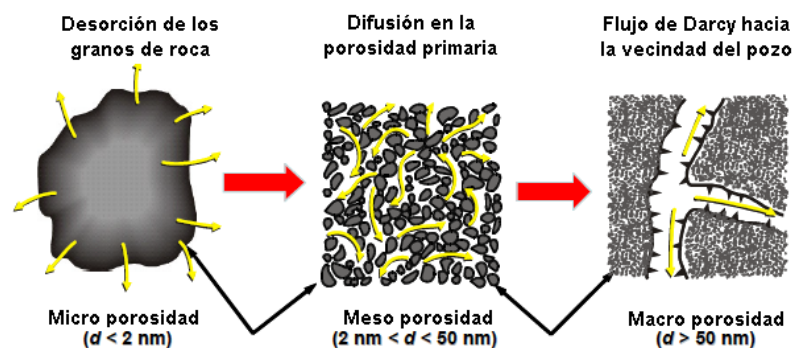


Figura 3.2. Esquema de transporte de gas en yacimientos no convencionales ricos en materia orgánica King⁴⁰.

Para el caso del gas que se desorbe al disminuir la presión, las moléculas tienen un potencial para moverse y difundirse en el espacio poroso de las partículas de las superficies. La duración de la difusión (tiempo de difusión) en los poros, que son muy pequeños está en una micro escala, que generalmente se considera despreciable.

Una vez que el gas se libera de la superficie de los poros de la roca y de la materia orgánica, se convierte en gas libre y seguirá los mismos mecanismos de transporte dentro de los poros de la matriz y el sistema de fracturas al igual que el gas libre original del yacimiento (Song, 2010).

3.3. Adsorción y desorción física del gas en yacimientos no convencionales.

En los últimos diez años la industria petrolera ha comenzado a considerar la importancia de la adsorción del gas en la explotación de los hidrocarburos. Este fenómeno hace diferentes los recursos que se encuentran en yacimientos no convencionales de gas de lutitas y otros como el gas de metano del carbón. Los mecanismos de almacenamiento (adsorción) y producción (desorción) de estos 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.

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, **Fig. 3.3**.

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 Waals entre el soluto y el sólido. Debido a estas fuerzas el fenómeno es fácilmente reversible (desorción).

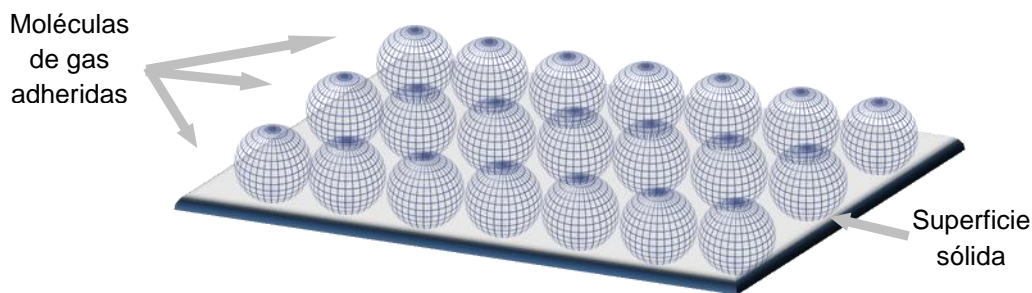


Figura 3.3. Monocapa de gas adherida a una superficie sólida.

Para el caso del gas adsorbido en los yacimientos no convencionales de gas se presenta la adsorción física o fisorción, en la que la especie adsorbida conserva su naturaleza química.

3.3.1. Determinación del gas adsorbido y desorbido en una formación no convencional de gas.

Para medir la cantidad de gas que se encuentra adsorbida en una formación, se debe determinar el parámetro conocido como contenido de gas adsorbido (V_a), el cual se

reporta en pies cúbicos por unidad de tonelada de roca (pce/ton); este volumen se determina en forma experimental a través de experimentos en núcleos de la formación y se reporta como una isoterma de adsorción de gas en función de la presión a temperatura constante (Bumb y McKee, 1986).

3.3.2. El proceso de adsorción de gas

Para describir el fenómeno de adsorción en los yacimientos no convencionales de gas, en la literatura existen dos formas principales para modelar la adsorción física del gas en sólidos que son: 1) la isoterma de Freundlich y 2) la isoterma de Langmuir.

3.3.3. Modelo de adsorción de Freundlich

La isoterma de Freundlich⁴² es una relación de ley de potencias entre el gas adsorbido y la presión, Ec. 3.1, la cual no tiene límite para el gas adsorbido, no obstante que físicamente existe un límite en la adsorción del gas para una superficie. Esta situación ocasiona que dicho modelo no resulte útil a presiones altas, debido a que se sobre estiman los volúmenes de gas adsorbidos ocasionando, errores muy grandes en su cuantificación (Bumb y McKee, 1986).

$$V_a = k_F p^{\frac{1}{n}}, \quad (3.1)$$

donde V_a es el volumen total de gas adsorbido por unidad de volumen en equilibrio en el yacimiento a una presión p ; k_F es la constante de adsorción de Freundlich y n es el exponente de Freundlich.

La Ec. 3.1 se representa gráficamente en la **Fig. 3.4**. La cual también se puede representar con la Ec. 3.2, como una línea recta de acuerdo a la **Fig. 3.5**.

$$\log(V_a) = \frac{1}{n} \log(p) + \log(k_F). \quad (3.2)$$

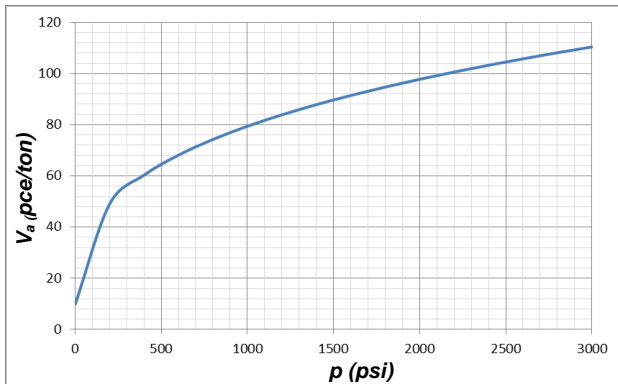


Figura 3.4. Isoterma de Freundlich.

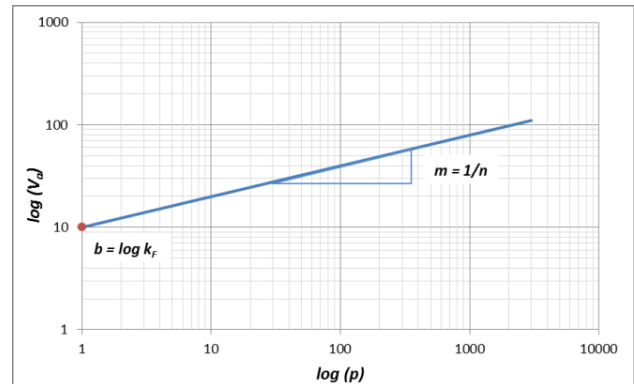


Figura 3.5. Isoterma de Freundlich en forma de una recta.

3.3.4. Modelo de adsorción de Langmuir

El modelo más comúnmente utilizado en la industria petrolera para describir el fenómeno de adsorción de los gases en sólidos es el desarrollado por Langmuir^{43, 44}, que considera lo siguiente:

1. Una molécula de gas se adsorbe en un solo lugar.
2. Una molécula adsorbida no afecta a las moléculas vecinas.
3. Las moléculas de gas no distinguen los sitios para su adherencia, y
4. La adsorción es en una superficie abierta, y no hay resistencia al acceso de gas a sitios de adsorción.

La isoterma de Langmuir a diferencia de la de Freundlich presenta un límite para el total de gas adsorbido en una superficie, situación que se ajusta mejor al comportamiento físico del fenómeno.

A una temperatura de equilibrio el número de moléculas de gas adsorbido que dejan la superficie de adsorción es igual al número de las cuales que se adhieren en la superficie del sólido. Es un fenómeno similar al equilibrio de la evaporación y condensación de un líquido y su vapor (Langmuir, 1918). Este equilibrio se puede describir como:

r_a = razón de adsorción y desorción de una cubierta mono capa completa a temperatura constante.

θ = fracción de sitios cubiertos o fracción cubierta por la monocapa.

p = presión.

Para el caso de la desorción en los yacimientos no convencionales se tiene la analogía de una superficie libre de agua:

$r_a\theta$ = razón de moléculas de gas en sitios de adsorción ocupados.

A la inversa para la adsorción o condensación, se tiene:

$k(1-\theta)p =$ razón de moléculas de gas que se adhieren en la superficie del sólido.

donde k es una constante de equilibrio de adsorción.

El número de moléculas que golpean la superficie no cubierta es proporcional a la presión, y k representa una constante de equilibrio, que puede derivarse de la teoría cinética de los gases y que relaciona la fracción de moléculas que se pegan a una superficie de adsorción, con el número de veces que la golpean a una temperatura dada.

La ecuación para la adsorción y desorción a condiciones de equilibrio es la siguiente:

$$r\theta = k(1 - \theta)p. \quad (3.3)$$

Arreglando la Ec. 3.3, se obtiene para una temperatura dada la fracción de la superficie del sólido cubierta.

$$\theta = \frac{(k/r)p}{1 + (k/r)p}, \quad (3.4)$$

considerando a θ como la fracción cubierta por la monocapa, se obtiene:

$$r = \frac{V_a}{V_{max}}, \quad (3.5)$$

donde:

V_a = volumen de gas adsorbido por unidad de peso del sólido a la presión, p .

V_{max} = volumen máximo de la monocapa por unidad de peso del sólido, o
Volumen de Langmuir (V_L).

Además se tiene que k/r es constante a una temperatura dada, entonces $B = k/r$, por lo que la Ec. 3.4 puede expresarse:

$$V_a = V_{max} \frac{Bp}{1 + Bp}. \quad (3.6)$$

La Ec. 3.6 es la ecuación de Langmuir. La constante B es la constante de Langmuir, o el recíproco de la presión de Langmuir p_L . La ecuación también se puede derivar termodinámicamente con base en la teoría cinética de los gases.

Rearreglando la Ec. 3.6 en función de las constantes de Langmuir para su uso en yacimientos de gas, se tiene:

$$V_L = V_{max}, \quad (3.7)$$

$$B = \frac{1}{p_L}. \quad (3.8)$$

entonces:

$$V_a = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (3.9)$$

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 volumen máximo adsorbido por unidad de volumen en el yacimiento a una presión infinita, Ec. 3.10; 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 ; es decir:

$$V_L = 0.031214 \rho_B V_m \quad (3.10)$$

La Ec. 3.9 se puede utilizar para construir la isoterma de adsorción, similar a la de producción del metano en formaciones de carbón o lutitas, variando la presión y manteniendo la temperatura constante, **Fig. 3.6**.

Bumb y McKee⁴⁵ demostraron que el modelo de Langmuir puede adaptarse a las características de adsorción y condiciones de producción de las formaciones de CBM y gas lutitas.

Con los datos de laboratorio de una muestra triturada de carbón o lutitas a temperatura y presiones iguales o menores que la presión inicial del yacimiento, la isoterma de Langmuir resultante puede extrapolarse para obtener el contenido máximo de gas a presiones superiores a las de prueba. Más importante aún, el modelo proporciona

valores del contenido de gas de la formación en cualquier momento, mientras la presión disminuye y la producción avanza.

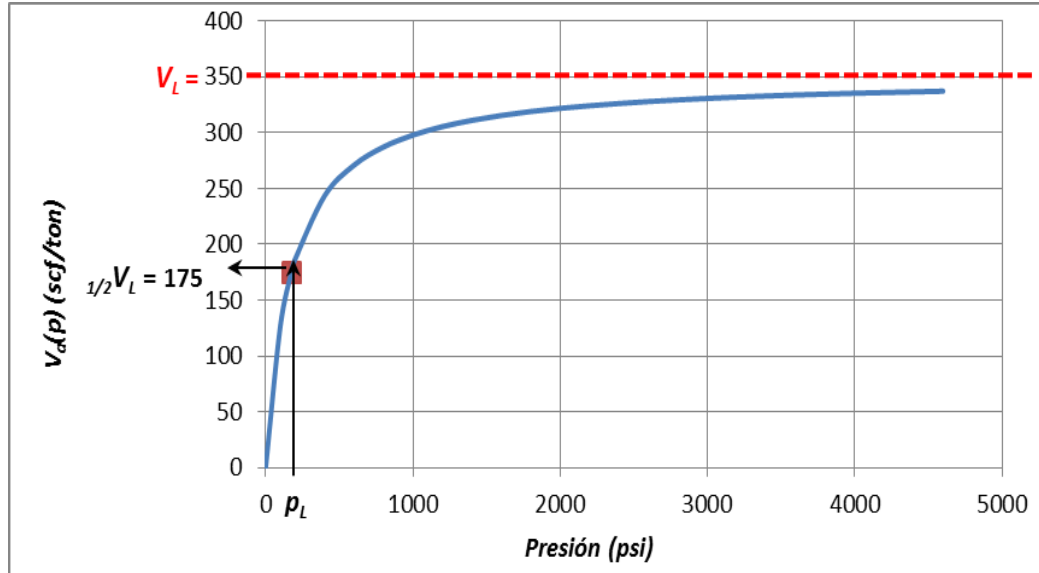


Figura 3.6. Isotherma de Langmuir.

La Ec. 3.9 puede arreglarse en forma de una línea recta para determinar las constantes B y V_{max} del modelo de Langmuir, lo que permite construir la isoterma entera de la formación a través de los datos obtenidos de laboratorio, Ec. 3.11.

$$\frac{p}{V_a} = \frac{1}{V_{max}B} + \frac{p}{V_{max}}, \tag{3.11}$$

donde la pendiente es $m = 1/V_{max}$ y la ordenada al origen es $b = 1/BV_{max}$, **Fig. 3.7**.

3.3.5. Pruebas para la determinación de la adsorción en laboratorio

De acuerdo a Zuber y cols⁴⁶, existen tres pruebas en núcleos principales para determinar el gas adsorbido en formaciones no convencionales de gas: 1) Prueba de

desorción canister, en la cual se mide directamente el volumen de gas recuperado de un núcleo. 2) Análisis de laboratorio de sorción para determinar la relación que existe entre la presión y la capacidad de sorción de la formación y construir la isoterma correspondiente y 3) El análisis de la composición de la formación para determinar el contenido de materia orgánica, de agua y en el caso del CBM, el contenido de ceniza.

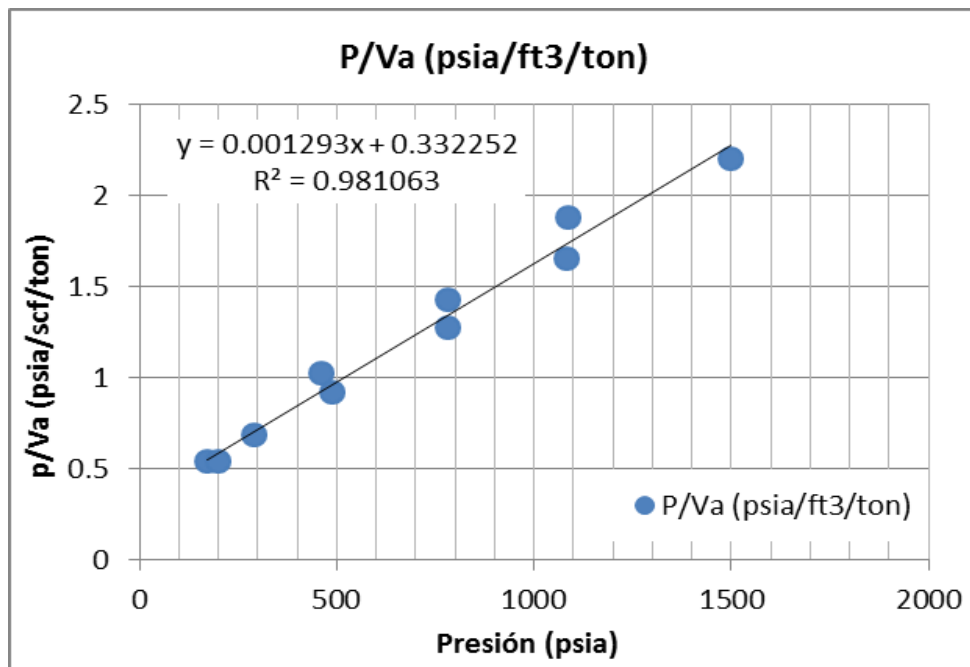


Figura 3.7. Isotherma en su forma lineal.

Las pruebas anteriores se deben realizar en núcleos nuevos, ya que a partir de ellos se definen el gas inicial por unidad de masa del yacimiento, así como el gas adsorbido que se libera al reducir la presión de la formación, datos importantes para la caracterización de los yacimientos no convencionales de gas con contenido de materia orgánica (Zuber et. al., 2002).

3.3.6. Equilibrio entre los gases libre y adsorbido.

Debido a que la teoría de Lagmuir^{43, 44} considera a la adsorción como la acumulación de una sustancia en una fase líquida o gaseosa sobre la superficie de un sólido, similar al equilibrio que existe entre un líquido y su vapor, ya que el proceso involucra la separación de una sustancia en una fase fluida (soluto) acumulada en la superficie del adsorbente sólido, las moléculas de gas almacenadas en los yacimientos no convencionales, como en un líquido se mantienen unidas por las fuerzas de Van der Walls. Datos de la adsorción del metano indican que al gas adsorbido debe ser líquido como en la saturación.

La isoterma de Langmuir describe la cantidad máxima de gas que un yacimiento no convencional puede contener bajo ciertas condiciones de contenido de materia orgánica, presión y temperatura. Diferentes factores pueden disminuir la capacidad de adsorción de gas de un yacimiento, siendo menor que la capacidad máxima representada por la isoterma. Para estos casos se utiliza el término bajosaturado, que puede representarse gráficamente por un contenido inicial de gas que está por debajo de la isoterma, **Fig 3.8**⁶.

En el caso de la **Fig. 3.8**⁶ a) se muestra un yacimiento de gas saturado en adsorción, en el que la presión de desorción o saturación es igual a la presión inicial del yacimiento. Para el caso de la **Fig. 3.8**⁶ b) se presenta un yacimiento de gas bajo saturado en adsorción, en el que se requiere de una caída de presión hasta la presión de desorción para que se comience a liberar el gas adsorbido en el yacimiento.

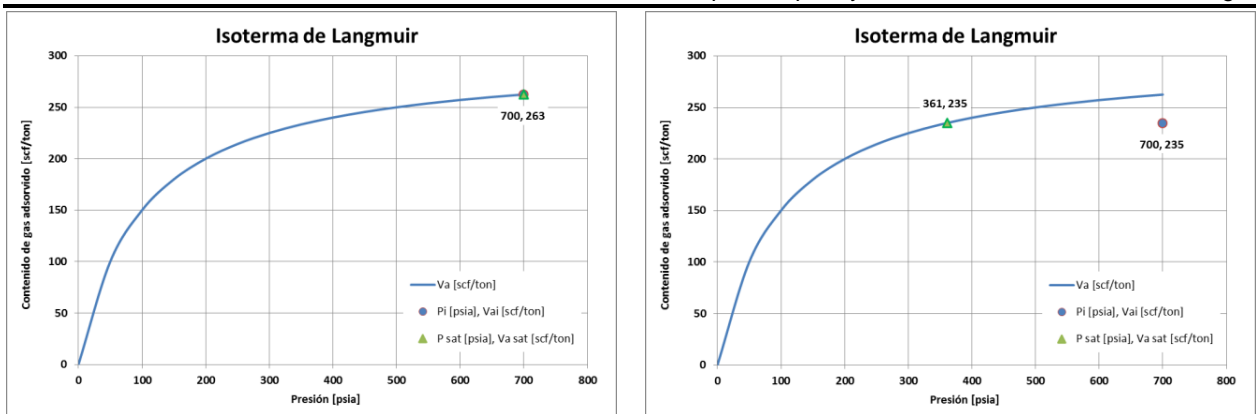


Figura 3.8. Yacimiento de gas: a) Saturado en gas adsorbido, b) Bajosaturado en gas adsorbido⁶.

En el caso de los yacimientos que presentan gas adsorbido, la desorción incrementa la producción de gas, sin embargo el efecto no se puede detectar durante un período razonable de producción, debido a las características, forma y comportamiento de la isoterma respecto a la caída de presión en el yacimiento.

Como se observa en la Fig. 3.8, los efectos de la desorción son menores a presiones altas debido a que se libera poco gas; sin embargo a tiempos largos de producción ocurre lo contrario, ya que al disminuir en forma considerable la presión en el yacimiento se libera la mayor cantidad de gas adsorbido.

3.4. Modelo de producción para yacimientos no convencionales

De acuerdo a Gerami y cols.⁴⁷ el modelo de producción para los yacimientos no convencionales consiste en cuatro elementos que se deben tomar en cuenta: 1) Las formas modificadas de la ecuación de balance de materia, 2) La ecuación de difusión y sus soluciones a gasto constante y presión de producción constante en la vecindad del

pozo, 3) Ecuación del gasto y 4) Las ecuaciones de pseudotiempo y del pseudotiempo de balance de materia.

La modificación del modelo de producción consiste en adecuar las ecuaciones desarrolladas para yacimientos convencionales, para que consideren el proceso de desorción. A continuación se presenta la modificación de cada una de las ecuaciones mencionadas en los incisos anteriores.

3.4.1. Ecuación modificada de balance de materia.

Para los yacimientos convencionales la ecuación de estado de gas real se usa para derivar la ecuación común para gases p/Z . El mismo enfoque se utiliza para los yacimientos no convencionales, más la consideración de que el gas adsorbido debe incluirse durante el período de producción (King, 1990).

King⁴⁰ desarrollo dos ecuaciones de balance de materia para yacimientos de gas en vetas de carbón y en las lutitas del devoniano. El primer modelo asume condiciones de desorción de equilibrio, mientras que el segundo modelo considera que la desorción no está en equilibrio y tiene dependencia del tiempo.

De acuerdo a las consideraciones del primer modelo de King donde la desorción está en equilibrio, la ecuación de balance de materia toma la forma siguiente⁴⁰:

$$\frac{\bar{p}}{z^*} = \frac{p_i}{z_i^*} \left(\frac{G - G_p}{G} \right), \quad (3.12)$$

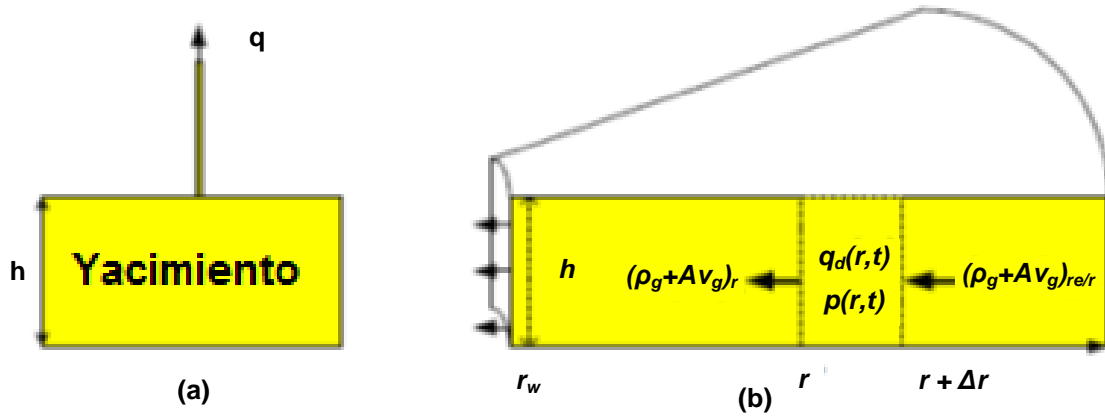
donde z^* es el factor de compresibilidad del gas para considerar la desorción, definido como⁴⁰:

$$z^* = \frac{z}{\left[1 + \frac{p_{ce}TV_Lz}{(p + p_L)\phi T_{ce}} \right]} \quad (3.13)$$

La Ec. 3.12 es la ecuación de balance de materia modificada para todo el yacimiento incluyendo matriz y fracturas. Los supuestos utilizados en el desarrollo de la ecuación de balance de materia convencional son idénticos para el desarrollo de la modificada, únicamente como ya se mencionó cambia la consideración del gas desorbido, por lo que en análisis tradicional con \bar{p}/z toma la forma \bar{p}/z^* ⁴⁰.

3.4.2. Ecuación de difusión modificada

La ecuación de difusión estándar para yacimientos de aceite se deriva considerando la diferencia entre el flujo total de un fluido que entra y sale de un yacimiento, representado por un volumen de control, igual al cambio total en la masa del fluido en el volumen de control. Para los yacimientos que contienen gas adsorbido en la **Fig. 3.9** se muestra el procedimiento para llegar a la ecuación, que es prácticamente el mismo, excepto por el gas desorbido en el volumen de control que debe considerarse.


 Figura 3.9. Modelo conceptual de la ecuación de difusión modificada⁴⁷.

La ecuación de difusión para flujo radial modificada por Bumb y cols.⁴⁵ en términos de pseudopresión, $\Psi(p)$ y de tiempo real, t , para yacimientos de gas seco es la siguiente:

$$\frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Psi}{\partial r} \right) \right]_t = \frac{\phi(\mu c_t^*)_{r,t}}{k} \left(\frac{\partial \Psi}{\partial t} \right)_r \quad (3.14)$$

donde:

$$c_t^* = c_g(1 - S_w) + c_w S_w + c_f + c_d, \quad (3.15)$$

$$c_d = \frac{p_{ce} T V_L p_L \bar{z}}{T_{ce} \phi \bar{p} (\bar{p} + p_L)^2} = \frac{\rho_{gce} V_L p_L}{\phi \bar{\rho}_g (\bar{p} + p_L)^2}, \quad (3.16)$$

$$\Psi(p) = m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu z} dp, \quad (3.17)$$

donde c_t^* es la compresibilidad total modificada y Ψ_p es la pseudopresión, definidas por las ecuaciones 3.15 y 3.17 respectivamente. En la Ec. 3.14 el término $(\mu c_t^*)_{r,t}$ muestra

que el producto de la viscosidad y la compresibilidad modificada es dependiente del espacio y del tiempo.

En la Ec. 3.15, c_g es la compresibilidad del gas real, así como c_f y c_w son las compresibilidades de la formación y del agua respectivamente, las cuales generalmente se ignoran debido a los altos valores de compresibilidad del gas. El último término c_d , Ec. 3.16, es la compresibilidad del gas adsorbido introducida por Bumb y McKee⁴⁵.

La Ec. 3.14 es no lineal debido a que $(\mu c_t^*)_{r,t}$ depende en gran medida de la pseudopresión, $\Psi(p)$. Para eliminar la no linealidad de la ecuación Bumb⁴⁵ y Gerami⁴⁷ propusieron utilizar el pseudotiempo de Fraim y Wattenbarger²⁷, Ec. 3.18, donde mostraron que la solución para la ecuación de flujo para un aceite ligeramente compresible se puede aplicar para yacimiento de gas, si la presión y el tiempo se definen en términos de la pseudopresión y del pseudotiempo aparente, evaluados ambos en la presión promedio del yacimiento.

$$t_a^*(\bar{p}) = \mu_i c_{t_i}^* \int_0^t \frac{dt}{(\mu c_t^*)_{\bar{p}}} \quad (3.18)$$

Utilizando la función modificada del pseudotiempo, Ec. 3.18, en la ecuación de difusión modificada, Ec. 3.14, se puede aproximar a una ecuación lineal de difusión de acuerdo a la ecuación siguiente:

$$\frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Psi}{\partial r} \right) \right]_t = \frac{\phi (\mu c_t^*)_i}{k} \left(\frac{\partial \Psi}{\partial t_a^*} \right)_r \quad (3.19)$$

Las soluciones para la ecuación de difusión modificada sujeta a diferentes condiciones de frontera se presentan en las Tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1. Definición de variables adimensionales⁴⁷.

Parámetro	Ecuación	
Radio adimensional	$r_D = \frac{r}{r_w}$	(3.20)
Tiempo adimensional	$t_D = \frac{k_g}{(\phi\mu_g c_t)_i r_w^2} t_a^*$	(3.21)
Tiempo adimensional considerando el área de drene.	$t_{DA} = \frac{k_g}{(\phi\mu_g c_t)_i A} t_a^*$	(3.22)
Pseudopresión adimensional	$\Psi_D = \frac{\pi k_g h T_{ce}}{p_{ce} q T} (\Psi_i - \Psi_{wf})$	(3.23)
Gasto adimensional	$q_D = \frac{p_{ce} T}{\pi k_g h T_{ce} (\Psi_i - \Psi_{wf})} q_g$	(3.24)
Ecuación de difusión adimensional	$\frac{\partial^2 \Psi_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial \Psi_D}{\partial r_D} = \frac{\partial \Psi_D}{\partial t_D}$	(3.25)

Tabla 3.2. Solución de la ecuación de difusión para diferentes condiciones de frontera⁴⁷.

Soluciones a gasto constante	
Yacimiento infinito	$\Psi_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80908]$ (3.26)
Yacimiento cerrado en el espacio de Laplace	$\Psi_{wD}(S) = \frac{[K_1(r_{De}\sqrt{S})I_0(r_D\sqrt{S}) + I_1(r_{De}\sqrt{S})K_0(r_D\sqrt{S})]}{S\sqrt{S}[K_1(\sqrt{S})I_1(r_{De}\sqrt{S}) - K_1(r_{De}\sqrt{S})I_1(\sqrt{S})]}$ (3.27)
Flujo dominado por la frontera – aproximación tiempos largos	$\Psi_{wD}(t_D) = \frac{2t_D}{r_{De}^2} + \ln(r_{De}) - 0.75$ (3.28)
Solución a presión constante	
Yacimiento cerrado en el espacio de Laplace	$q_D(S) = \frac{[K_1(r_{De}\sqrt{S})I_1(\sqrt{S}) + I_1(r_{De}\sqrt{S})K_1(\sqrt{S})]}{\sqrt{S}[K_1(\sqrt{S})I_0(\sqrt{S}) - K_0(\sqrt{S})I_1(r_{De}\sqrt{S})]}$ (3.29)

3.4.3. Ecuación del gasto

El comportamiento de flujo en un yacimiento no convencional se puede calcular de la misma manera que en un yacimiento convencional de gas, utilizando la pseudopresión promedio del yacimiento, $\bar{\Psi}$. Ec. 3.30⁴⁷.

$$\Psi_{wf} = \bar{\Psi} - \frac{q_w p_{ce} T}{\pi T_{ce} k h} \left[\ln \left(\frac{r_w}{r_e} \right) - \frac{3}{4} \right]. \quad (3.30)$$

3.4.4. Pseudotiempo de balance de materia modificado

Un pozo que produce a gasto constante presenta variaciones en la presión de fondo fluyendo, mientras que un pozo que produce a presión de fondo constante presenta una variación en el comportamiento del gasto. Para el caso de la variación de la presión fluyente, Blasingame y Lee³⁰ desarrollaron el tiempo de balance de materia que permite utilizar las curvas de Fetkovich²³, desarrolladas para el análisis de datos de producción con presión de fondo constante. Posteriormente Agarwal y cols⁴⁹. demostraron que el tiempo de balance de materia convierte la solución de presión constante, en una solución para gasto constante.

El tiempo de balance de materia se utiliza en los yacimientos no convencionales considerando la ecuación modificada de balance de materia, p/z^* , y el pseudotiempo modificado, t_a^* . El pseudotiempo de balance de materia modificado considerando la ecuación 3.12, está dado por la expresión siguiente⁴⁷:

$$t_{ca}^*(\bar{p}) = \frac{\mu_i c_{ti}^*}{q(t)} \int_0^t \frac{q(t)}{(\mu c_t^*)_{\bar{p}}} dt. \quad (3.31)$$

4. Modelos de caracterización dinámica de yacimientos no convencionales de gas.

En los últimos años los modelos de análisis transitorio del gasto y de análisis de datos de producción, han experimentado una evolución rápida en un intento de hacerlos aplicables para la caracterización dinámica de los yacimientos no convencionales. Se han prestado avances tanto en los métodos analíticos como en los empíricos. Clarkson y cols.⁵⁰ clasifican los métodos de análisis de producción en:

a) Métodos de línea recta (régimen de flujo).

El análisis de línea recta implica primeramente la identificación de regímenes de flujo, seguido de un análisis de los datos del régimen de flujo en una gráfica especializada, para obtener con el empleo de métodos analíticos información de las fracturas hidráulicas y del yacimiento.

b) Métodos de curva tipo.

Los métodos de curva tipo involucran el ajuste y coincidencia de los datos de producción con soluciones analíticas o empíricas, de ecuaciones de flujo que se presentan en forma adimensional.

c) Métodos analíticos y de simulación.

Simuladores analíticos y numéricos su pueden calibrar con datos dinámicos de presión y gasto para obtener propiedades del yacimiento.

d) Métodos empíricos.

Las ecuaciones empíricas pueden ajustarse con datos de producción para obtener diferentes escenarios de explotación de un yacimiento.

Cuando se lleva a cabo un análisis cuantitativo de los datos de producción de un yacimiento no convencional, el analista se puede encontrar con un rango amplio de características y datos del yacimiento que requiere conocer y cuantificar, para obtener resultados aceptables del análisis. De acuerdo a Clarkson^{38, 50} los datos principales a conocer y cuantificar son los siguientes:

1. Baja permeabilidad, que ocasiona periodos de flujos transitorios de larga duración.
2. Comportamientos de doble porosidad o permeabilidad, debido a la existencia de fracturas naturales o inducidas por las fracturas hidráulicas.
3. Otras heterogeneidades del yacimiento, como pueden ser multi-estratos intercalados de arenas y lutitas, además de heterogeneidades laterales.
4. Dependencia de la permeabilidad con respecto a los esfuerzos en el yacimiento debido a la alta compresibilidad de las fracturas naturales.
5. Combinación de multi-mecanismos de flujo en la matriz de la formación, como el flujo no darciano que puede causar resbalamiento de gas en las vecindades de los poros de la formación y difusión en las fracturas, debido al flujo dentro de ellas

De acuerdo a Clarkson^{38, 50}, los avances más recientes en los métodos para la caracterización dinámica de yacimientos no convencionales a través del análisis transitorio del gasto y del análisis de datos de producción son los siguientes:

1. Curvas tipo desarrolladas para pozos hidráulicamente fracturados:
 - a. Conductividad infinita e infinita de las fracturas (Agarwal y cols., 1999 y Pratikno, 2003).
 - b. Flujo elíptico (Amini y cols., 2007).
2. Técnicas de la línea recta (régimen de flujo) adaptadas:
 - a. Para analizar regímenes de flujo en baja permeabilidad, CBM y yacimientos de lutitas (Wattenbarger y cols., 1998, Arévalo y cols., 2001, Clarkson y cols., 2009 y Bello y cols., 2008).
3. Métodos de curvas tipo y línea recta modificados para:
 - a. Desorción (Clarkson y cols., 2007 y Gerami y cols., 2007).
 - b. Flujo multifásico (Mohaghegh y Ertekin 1991 y Clarkson y cols., 2009).
 - c. Permeabilidad no estática (Thompson y cols., 2010).
 - d. Flujo no darciano (Clarkson y cols., 2011).
4. Simuladores numéricos y analíticos para CBM y lutitas.
5. Mejoras en la identificación de los regímenes de flujo (Ilk y cols., 2005).
6. Nuevos métodos empíricos (Ley de Potencias Exponencial, Ilk y cols., 2008).

4.1. Modelos modificados para el análisis de pozos en yacimientos no convencionales de gas.

Debido a que en la mayoría de los yacimientos no convencionales de gas los datos de producción muestran regímenes de flujo transitorio de larga duración que pueden ser lineales o bilineales, para este trabajo se modificaron dos de los modelos principales para caracterizar yacimientos no convencionales, como son el de Arévalo y cols.³⁴ para pozos verticales y el de Bello y cols.³⁵ para pozos horizontales, considerando en el análisis de datos de producción los efectos del gas desorbido que existe en algunas formaciones.

4.1.1. Modelo para pozos verticales fracturados de Arévalo.

Arévalo y cols.³⁴ presentaron varios modelos para analizar los datos de presión-producción de pozos verticales, productores en yacimientos de gas homogéneos y de doble porosidad, convencionales y no convencionales (baja permeabilidad).

Los modelos consideran una serie de gráficas de diagnóstico y especializadas de análisis, que permiten detectar y caracterizar geometrías de flujos lineal, radial, bilineal, esférico y dominado por la frontera externa, mismas que al complementar su análisis con los modelos analíticos desarrollados por el autor, permiten estimar las propiedades del yacimiento y su volumen original de gas a condiciones de superficie, bajo diferentes condiciones de producción (presión de fondo fluyendo constante o gasto constante).

El modelo Arévalo de y cols.³⁴ considera la utilización de gráficas especializadas de superposición del tiempo, para cada uno de los regímenes de flujo presentes de la

formación al pozo. Considerando la superposición del tiempo es posible analizar pozos de gas que presentan múltiples cierres y variaciones en la presión de fondo fluyendo.

El modelo general de las ecuaciones presentadas por Arévalo³⁴ es el siguiente:

$$y = mx + b \Rightarrow \frac{|m(p_i) - m(p_{wf})|}{q_g} = \text{pendiente} * \text{superposición del tiempo} + \text{intersección}, \quad (4.1)$$

donde la pendiente corresponde a las condiciones de producción a presión de fondo fluyendo constante, p_{wf} , o gasto constante, q_g , así como diferentes áreas transversales al flujo de fluidos, A_c . En la **Tabla 4.1** se muestran los modelos generales de superposición del tiempo para diferentes geometrías de flujo, en yacimientos de doble porosidad.

Tabla 4.1. Modelos generales de superposición del tiempo para diferentes geometrías de flujo en yacimientos de doble porosidad³⁴.

Régimen	Gráfica especializada	Ecuaciones de interpretación
Lineal ^a	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_n - t_{j-1}}$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$\sqrt{k_{mf} A_c} = \frac{\alpha T}{\sqrt{\mu_{gi}[(\phi V c_t)_{fi} + (\phi V c_t)_{mi}]}} \left(\frac{1}{m_{LPC}} \right)$ (4.2)
Bilineal ^b	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_n - t_{j-1}}$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$k_{mf}^{3/4} \sqrt{w} = \frac{984 \sqrt[4]{A_c} T}{\sqrt[4]{\mu_{gi}[(\phi V c_t)_{fi} + (\phi V c_t)_{mi}]}} \left(\frac{1}{m_{LPC}} \right)$ (4.3)
Radial ^c	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \log(t_n - t_{j-1})$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$(kh)_{mf} = \frac{1640T}{m_{CPRPC}}$ (4.4)
Esférico ^b	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \frac{1}{\sqrt{t_n - t_{j-1}}}$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$k_f = \left[\sqrt{\mu_{gi}[(\phi V c_t)_{fi} + (\phi V c_t)_{mi}]} \left(\frac{10098}{m_{CRSDP}} \right) \right]^{2/3}$ (4.5)
Dominado por la frontera ^b	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} (t_n - t_{j-1})$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$(kh)_f = \frac{712T}{b_{SSPDP}} \left[\ln \left(\frac{2.2458 A}{C_A r_w^2} \right) + 2S \right]$ (4.6)

Solución:

- a. p_{wf} constante, $\alpha = 201$ y q_g constante, $\alpha = 128$
- b. Para q_g constante
- c. Para p_{wf} y q_g constante

4.1.2. Modelo para pozos Horizontales multifracturados de Bello

El modelo de Bello y cols.³⁵ considera un pozo horizontal multifracturado hidráulicamente para la identificación de cinco regiones de flujo transitorio, a través de modelos lineales de doble porosidad, para los cuales presentó ecuaciones para cuatro de las regiones. En la **Fig. 4.1** se muestra el modelo conceptual de los bloques de la matriz de la roca.

El modelo considera los supuestos siguientes:

1. Yacimiento rectangular cerrado con una red de fracturas hidráulicas y naturales.
Las fracturas hidráulicas no drenan más allá de sus límites externos, definidos por su largo y ancho.
2. La distancia perforada en el pozo, x_e , es la misma que el ancho del yacimiento.
3. El flujo es hacia el pozo ubicado en el centro de una geometría rectangular.
4. Considera un sistema de doble porosidad de bloques de matriz y fracturas.
5. Modelos de doble porosidad transitorio y pseudoestacionario para la solución en yacimientos con geometría lineal.

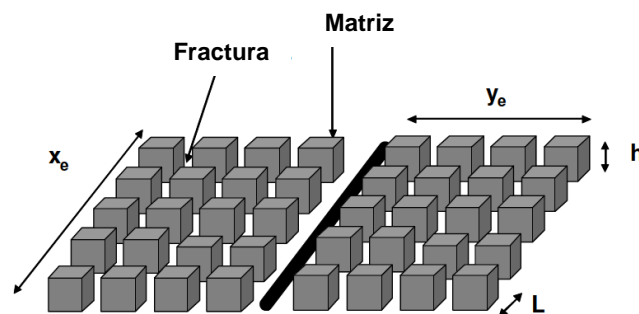


Figura 4.1. Esquema conceptual de bloques de la matriz del modelo lineal para pozos hidráulicamente fracturados. Área transversal en la cara del pozo, $A_{cw} = 2x_e h^{35}$.

A continuación se presentan las ecuaciones del modelo de Bello³⁵ para cada una de las regiones de flujo transitorio, que se presentan en un pozo productor de gas horizontal el cual se encuentra multifracturado hidráulicamente en una formación con doble porosidad, **Fig. 4.2**.

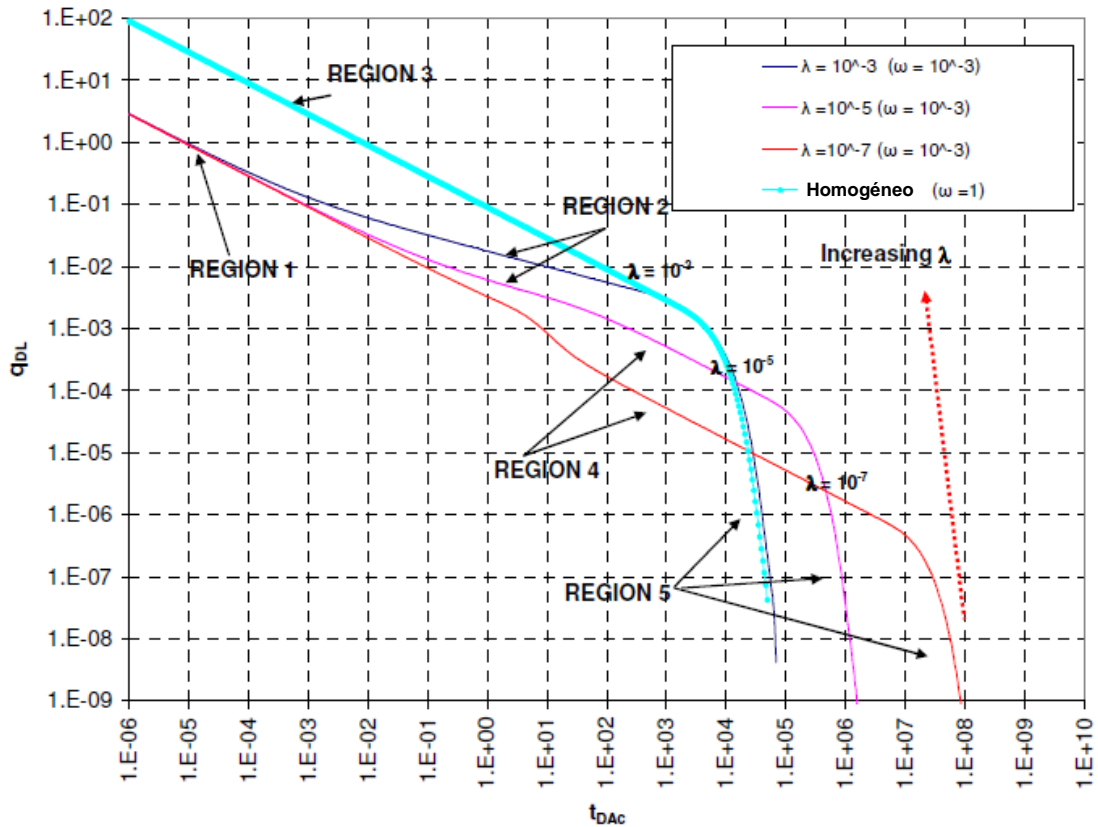


Figura 4.2. Ilustración de las cinco regiones de flujo del modelo de Bello³⁵.

Para el caso de la región 1 se tiene flujo lineal transitorio temprano sólo en el sistema de fracturas. El drene de la matriz es despreciable, Ec. 4.7³⁵:

$$\sqrt{k_f A_{cw}} = \frac{1262T}{\sqrt{\omega(\phi\mu c_t)_{f+m}}} \frac{1}{m_1}, \quad (4.7)$$

donde m_1 es la pendiente obtenida de una gráfica de $\frac{|m(p_i)-m(p_{wf})|}{q_g}$ contra \sqrt{t} .

Si se observa el flujo anterior se puede determinar la permeabilidad de fractura.

En el caso de la región 2 se tiene flujo bilineal causado por el flujo transitorio simultáneo en el sistema de fracturas y la matriz. En este caso se obtiene una pendiente de un cuarto en una gráfica log-log, Ec. 4.8³⁵.

$$\sqrt{k_f A_{cw}} = \frac{4064T}{[\sigma k_m (\phi \mu c_t)_{f+m}]^{0.25}} \cdot \frac{1}{m_2}, \quad (4.8)$$

donde $\sigma = \frac{12}{L=\text{distancia entre fracturas}}$ y m_2 es la pendiente de una gráfica de $\frac{|m(p_i)-m(p_{wf})|}{q_g}$

contra $t^{0.25}$.

En caso de presentarse este tipo de flujo se puede determinar la permeabilidad de fractura y el factor de forma de los bloques de matriz, σ .

La región 3 representa la respuesta para el caso de un yacimiento homogéneo, donde se tiene una pendiente de un medio en una gráfica log – log, Ec. 4.9³⁵; es decir:

$$\sqrt{k_m A_{cw}} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi \mu c_t)_{f+m}}} \frac{1}{m_3}, \quad (4.9)$$

donde m_3 es la pendiente de una gráfica de $\frac{|m(p_i)-m(p_{wf})|}{q_g}$ contra \sqrt{t} .

Si se observara esta región se puede utilizar la pendiente para determinar la permeabilidad de la matriz de roca.

Bello también demostró que el efecto del daño aparente en un yacimiento lineal disminuye gradualmente con el tiempo. Cuando se considera este efecto, la línea recta de la gráfica especializada no pasa por el origen y se presenta la ordenada al origen b , Ec. 4.9.1³⁵.

$$\frac{|m(p_i) - m(p_{wf})|}{q_g} = m_3\sqrt{t} + \frac{b}{1 + \frac{0.45m_3\sqrt{t}}{b}}, \quad (4.9.1)$$

La región 4 representa el caso de flujo transitorio lineal, donde la respuesta principal es de los bloques de la matriz drenándose a partir de los bordes exteriores hacia su centro. Para este caso se presenta una pendiente de un medio en una gráfica log – log, Ec. 4.10³⁵.

$$\sqrt{k_m}A_{cw} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu c_t)_m}} \frac{1}{m_4}, \quad (4.10)$$

donde m_4 es la pendiente de una gráfica de $\frac{|m(p_i) - m(p_{wf})|}{q_g}$ contra \sqrt{t} . Además se asume que $(\phi\mu c_t)_{f+m} = (\phi\mu c_t)_m$.

Si se presenta esta región se puede utilizar la pendiente para determinar el área de drene de la matriz, A_{cm} .

Por último, se tiene la región 5, que representa el período donde inicia la influencia del límite del yacimiento. Para este caso se utiliza la ecuación de balance de materia para yacimientos cerrados, Ec. 4.11³⁵.

$$\frac{\bar{p}}{z} = \left(\frac{\bar{p}}{z}\right)_i \left(1 - \frac{G_p}{G}\right), \quad (4.11)$$

así como la del índice de productividad para el caso de presión constante, Ec. 4.12³⁵.

$$q_g = J_{CP} [m(\bar{p}) - m(p_{wf})]. \quad (4.12)$$

4.1.3. Modificación de los modelos para considerar el gas desorbido

De acuerdo con Clarkson y cols.^{38, 50} quienes estudiaron lo referente a los regímenes de flujo desde el punto de vista del análisis de datos de producción; a través de la función derivada del gasto normalizado se puede definir el término “*función de ajuste del tiempo*”, considerando las definiciones del pseudotiempo aparente modificado, Ec. 4.18 y pseudotiempo de balance de materia modificado, Ec. 4.31, que consideran los efectos de la desorción del gas a través de la compresibilidad modificada, c_t^* y el factor de compresibilidad del gas modificado, z^* , Ec. 4.13 y Ec. 4.15.

$$z^* = \frac{z}{\left[1 + \frac{p_{ce} T V_L z}{(p + p_L) \phi T_{ce}}\right]}, \quad (3.13)$$

$$c_t^* = c_g(1 - S_w) + c_w S_w + c_f + c_d, \quad (3.15)$$

$$t_a^*(\bar{p}) = \mu_i c_{t_i}^* \int_0^t \frac{dt}{(\mu c_t^*)_{\bar{p}}}, \quad (3.18)$$

$$t_{ca}^*(\bar{p}) = \frac{\mu_i c_{t_i}^*}{q(t)} \int_0^t \frac{q(t)}{(\mu c_t^*)_{\bar{p}}} dt. \quad (3.31)$$

Estas variables asumen una desorción instantánea, que es una suposición razonable para la producción de largo plazo en varios yacimientos de lutitas y de gas metano de carbón (Clarkson et al, 2012).

Clarkson y cols.^{38, 50} y Song³⁹ incluyeron las variables modificadas en los modelos de pozos horizontales multifracturados de acuerdo, a la Tabla 4.1, considerando que en la teoría de Bumb⁴⁵ el efecto del gas desorbido se puede incluir en el pseudotiempo, para resolver la ecuación de difusión modificada para gas adsorbido, **Tabla 4.2**.

Utilizando la misma modificación planteada por Clarkson y cols.^{38, 50} y Song³⁹ dentro de los modelos de Arévalo³⁴ y Bello³⁵, que caracterizan dinámicamente el yacimiento a través de la derivada del gasto normalizado en las gráficas de diagnóstico log-log, se pueden identificar los regímenes de flujo presentes en el yacimiento, así como estimar algunas de sus propiedades.

Los nuevos modelos modificados de Arévalo y Bello que consideran la desorción de gas en el pseudotiempo, se presentan en las **Tablas 4.3 y 4.4**.

Tabla 4.2. Identificación de regímenes de flujo con el esquema de la función derivada del gasto normalizado^{38, 50}.

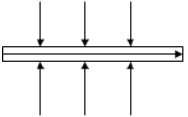
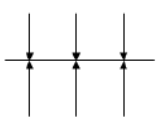
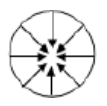
Régimen de flujo	Diagnóstico Log-Log	Pendiente Función derivada	Gráfica
Flujo bilineal 	Derivada radial	$m = 1/4$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$ vs. $\log(t^*)$ (4.13)
	Derivada bilineal	$m = 0$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$ vs. $\sqrt[4]{t^*}$ (4.14)
Flujo lineal 	Derivada radial	$m = 1/2$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$ vs. $\log(t^*)$ (4.15)
	Derivada lineal	$m = 0$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$ vs. $\sqrt{t^*}$ (4.16)
Flujo radial 	Derivada radial	$m = 0$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$ vs. $\log(t^*)$ (4.17)
Flujo pseudoestacionario.	Derivada radial	$m = 1$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$ vs. $\log(t^*)$ (4.18)

Tabla 4.3. Nuevos modelos modificados de Arévalo et al para pozos verticales de la función derivada del gasto normalizado (modificados por Castellanos y Arévalo, 2014).

Régimen	Gráfica especializada	Ecuaciones de interpretación
Lineal ^a	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \sqrt{t_{a_n}^* - t_{a_{n-1}}^*}$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$\sqrt{k_{mf} A_c} = \frac{\alpha T}{\sqrt{\mu_{gi}(\phi V c_t^*)_{fi} + (\phi V c_t^*)_{mi}}} \left(\frac{1}{m_{LPC}} \right)$ (4.19)
Bilineal ^b	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \sqrt[4]{t_{a_n}^* - t_{a_{n-1}}^*}$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$k_{mf}^{3/4} \sqrt{W} = \frac{984 \sqrt[4]{A_c} T}{\sqrt[4]{\mu_{gi}[(\phi V c_t^*)_{fi} + (\phi V c_t^*)_{mi}]}} \left(\frac{1}{m_{LPC}} \right)$ (4.20)
Radial ^c	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \log(t_{a_n}^* - t_{a_{n-1}}^*)$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$(kh)_{mf} = \frac{1640T}{m_{CPRPC}}$ (4.21)
Esférico ^b	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} \frac{1}{\sqrt{t_{a_n}^* - t_{a_{n-1}}^*}}$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$k_f = \left[\sqrt{\mu_{gi}[(\phi V c_t^*)_{fi} + (\phi V c_t^*)_{mi}]} \left(\frac{10098}{m_{CRSDP}} \right) \right]^{2/3}$ (4.22)
Dominado por la frontera ^b	$\sum_{j=i}^n \frac{(q_{gj} - q_{qj-1})}{q_{gn}} (t_{a_n}^* - t_{a_{n-1}}^*)$ vs. $\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g}$	$(kh)_f = \frac{712T}{b_{SSPDP}} \left[\ln \left(\frac{2.2458 A}{C_A r_w^2} \right) + 2S \right]$ (4.23)

Solución:

- a. p_{wf} constante, $\alpha = 201$ y q_g constante, $\alpha = 128$
- b. Para q_g constante
- c. Para p_{wf} y q_g constante

Tabla 4.4. Nuevos modelos modificados de Bello et al para pozos horizontales (modificados por Castellanos y Arévalo, 2014).

Régimen de flujo	Pendiente Función derivada	Gráfica	Ecuación de análisis
Flujo lineal temprano	$m = 1/2$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g} \text{ vs. } \sqrt{t_a^*}$	$\sqrt{k_f A_{cw}} = \frac{1262T}{\sqrt{\omega(\phi\mu c_t^*)_{f+m}}} \frac{1}{m_1} \quad (4.24)$
Flujo bilineal	$m = 1/4$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g} \text{ vs. } \sqrt[4]{t_a^*}$	$\sqrt{k_f A_{cw}} = \frac{4064T}{[\sigma k_m (\phi\mu c_t^*)_{f+m}]^{0.25}} \frac{1}{m_2} \quad (4.25)$
Flujo lineal	$m = 1/2$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g} \text{ vs. } \sqrt{t_a^*}$	$\sqrt{k} A_{cw} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu c_t^*)_{f+m}}} \frac{1}{m_3} \quad (4.26)$
Flujo lineal transitorio en la matriz	$m = 1/2$	$\frac{ m(p_i) - m(p_{wf}) }{q_g} \text{ vs. } \sqrt{t_a^*}$	$\sqrt{k_m} A_{cw} = \frac{1262T}{\sqrt{(\phi\mu c_t^*)_m}} \frac{1}{m_4} \quad (4.27)$
Flujo pseudoestacionario	---	---	---

5. Análisis de casos de campo.

A continuación se presenta la aplicación de los modelos modificados de Arévalo y Bello a casos tomados de la literatura y de campo, para la estimación de parámetros del yacimiento. Primero se utilizaron los datos del pozo *A* perforado en la formación Eagle Ford en el sur de Texas en E.U.A., y posteriormente se utilizó información del pozo *B* terminado en la misma formación en el norte de México. Para ambos casos se consideró un comportamiento de producción con y sin gas adsorbido, para posteriormente caracterizar dinámicamente la formación con los modelos convencionales de Bello y los modificados por Castellanos – Arévalo.

5.1. Aplicación del modelo de Bello para la caracterización del pozo *A*

La mayoría de los datos de producción de gas en lutitas exhiben un régimen de flujo transitorio lineal de larga duración, el cual puede identificarse por una pendiente de un medio ($m = 1/2$) en una gráfica log – log del gasto contra el tiempo utilizando el modelo de Bello.

La **Tabla 5.1** presenta las características de la formación de lutitas Eagle Ford en el Sur de Texas, E.UA. Por otro lado, la **Fig. 5.1** muestra el mapa de formación con la distribución de áreas de acuerdo a los fluidos producidos en cada una de ellas.

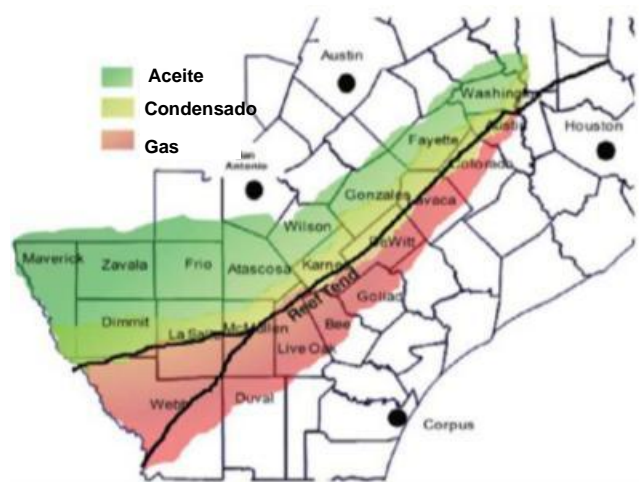


Figura 5.1. Extensión de la formación Eagle Ford en el Sur de Texas⁵¹.

Tabla 5.1. Datos generales de la formación Eagle Ford⁵¹.

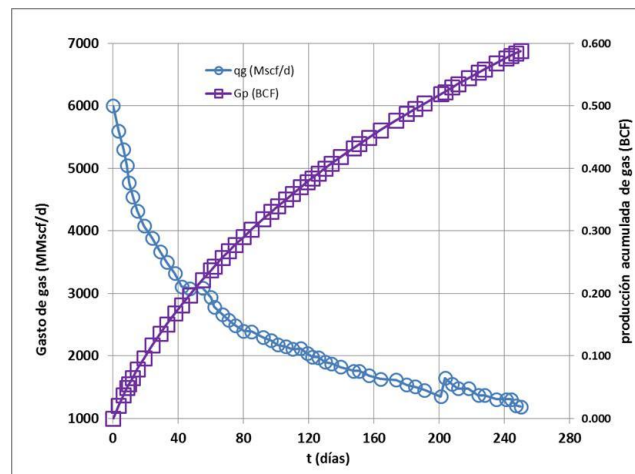
Profundidad:	2,500 - 14,000 ft
Espesor:	50 - 300 ft
Gradiente de presión:	0.4 - 0.8 psi/ft
TOC:	2 - 9%
Saturación de gas:	83 – 85%
Permeabilidad:	1 - 800 nd

El pozo A es un pozo horizontal productor de gas seco, el cual se terminó con un tratamiento de estimulación de diez etapas de fracturamiento lateral de 4,000 ft, obteniendo sólo 20 fracturas transversales efectivas. De acuerdo a lo anterior se estimó un volumen de yacimiento estimulado (SRV) de 169 MMft³. La zona productora tiene un espesor de 283 ft. En la **Tabla 5.2** se muestran los datos generales del pozo.

Tabla 5.2. Datos del pozo A⁵¹.

Radio del pozo (ft)	0.33
Longitud lateral (ft)	4,000
Espesor (ft)	283
Profundidad, TVD (ft)	10875
Porosidad hidrocarburos (%) [$\phi_{hc} = \phi_{ef} (1 - S_w)$]	5.76
Presión del yacimiento (psia)	8,350
Temperatura (°R)	745
Compresibilidad del gas ($10^{-5} \text{ psia}^{-1}$)	6
Viscosidad del gas (cp)	0.03334
Fracturas efectivas	20
Volumen estimulado de yacimiento (SRV) (MMFT ³)	169

En la **Fig. 5.2** se presenta la historia de producción de gas y en la **Fig. 5.3** se presenta el registro de la presiones de fondo fluyendo. Para ambos casos los datos corresponden a 250 días de producción.

Figura 5.2. Gasto de gas y producción acumulada del pozo A⁵¹.

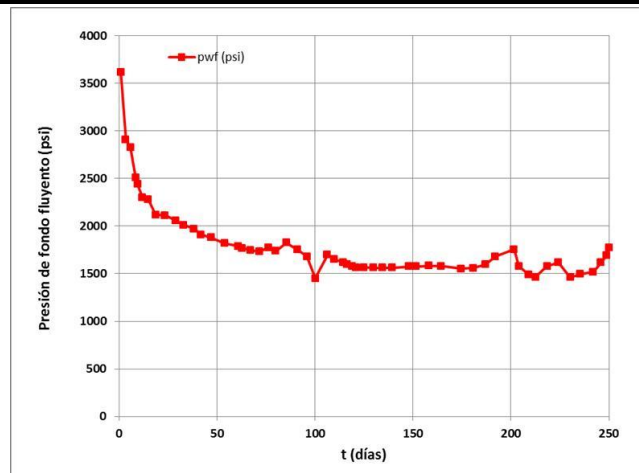


Figura 5.3. Historia de presión de fondo fluyendo del pozo A^{51} .

Para el análisis de los regímenes y geometrías de flujo se graficó el gasto normalizado contra el tiempo, identificando inicialmente un período transitorio de flujo bilineal de 60 días con una pendiente $m_1 = 1/4$, seguido de una etapa transitoria de flujo lineal de cerca de 120 días con una segunda pendiente de $m_2 = 1/2$, **Fig. 5.4**.

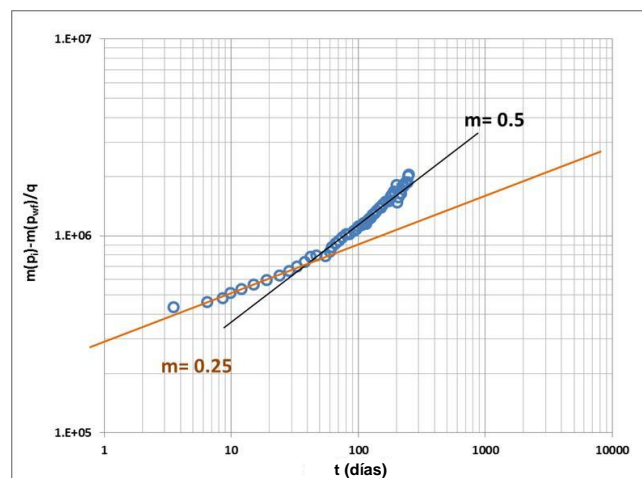


Figura 5.4. Pseudopresión normalizada con el gasto vs tiempo.

Una vez identificados los regímenes y geometrías de flujo, se construyó la gráfica especializada del gasto normalizado contra \sqrt{t} , **Fig. 5.5**.

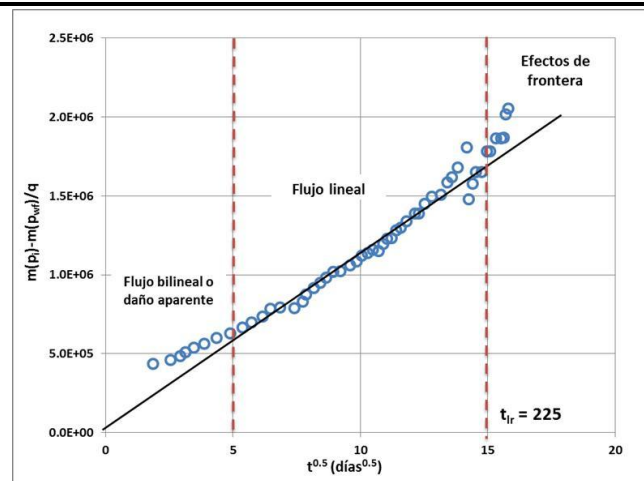


Figura 5.5. Pseudopresión normalizada vs \sqrt{t} .

En la gráfica especializada, Fig. 5.5, se pueden identificar tres regiones. La primera región a tiempos cortos corresponde a un posible flujo transitorio bilineal, o los efectos del pseudofactor de daño. En la segunda región a tiempos largos se puede observar una línea recta, indicativo de flujo transitorio lineal en el pozo. Por último, en la tercera región, a partir de $t = 225$ días se puede observar como el flujo comienza a ser dominado por la frontera.

Una vez identificados los regímenes de flujo presentes, con ayuda de las ecuaciones del modelo de Bello³⁵ se pueden estimar parámetros de la formación, así como el volumen original.

Si se considera que la geometría de las fracturas tiene dos alas, bloques de matriz y que la mitad del ancho es equivalente al SRV dividido por $2x_e h$, **Fig. 5.6**; se puede estimar el largo de la fractura y su separación.

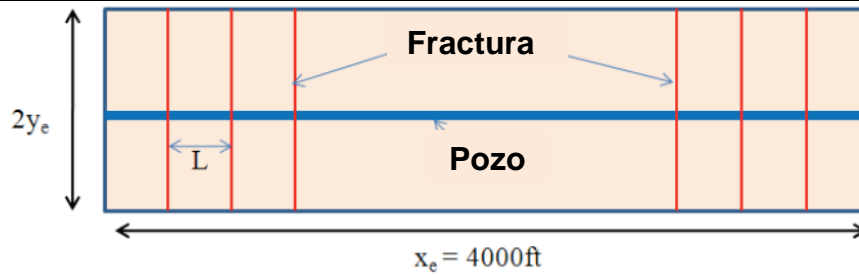


Figura 5.6. Geometría del yacimiento y pozo A^{51} .

$$y_e = \frac{SRV}{2x_e h} = \frac{169 \times 10^6}{2 \times 4000 \times 283} = 74.65 \text{ ft}; \quad L = \frac{\text{Long. Horizontal pozo}}{\text{Frac. efectivas (FE)}} = \frac{4000}{20} = 200 \text{ ft}$$

Por lo tanto el área transversal al flujo es:

$$A_{cw} = 2x_e h = 2 \times 4000 \times 280 = 2,264,000 \text{ ft}^2$$

Entonces el área matriz – fracturas entre los bloques formados por las fracturas hidráulicas es:

$$A_{cm} = 2 \times 2y_e h L = 2 \times 2 \times 74.65 \times 4000 \times 280 \times FE = 1.698 \times 10^6 \text{ ft}^2$$

Basado en los regímenes de flujo identificados se puede llevar a cabo el análisis del yacimiento. Para el caso del flujo lineal en las fracturas seguido por el flujo lineal en la matriz se construyen las gráficas especializadas $\frac{|m(p_i) - m(p_{wf})|}{q_g}$ vs $t^{1/4}$ y $\frac{|m(p_i) - m(p_{wf})|}{q_g}$ vs \sqrt{t} , **Figs. 5.7 a) y 5.7 b)**, para obtener las pendientes del modelo de Bello m_2 y m_3 respectivamente.

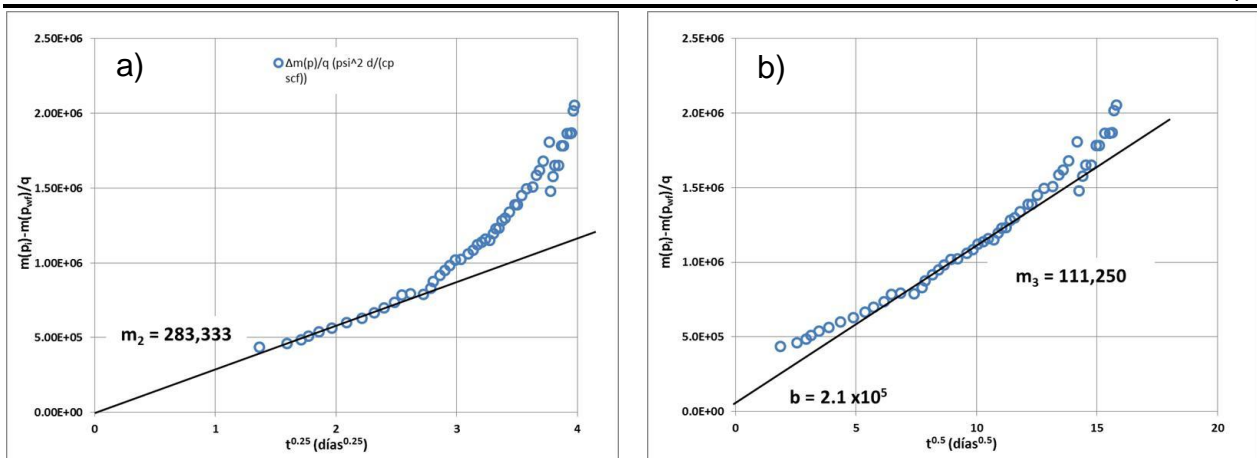


Figura 5.7. Gráficas especializadas a) para flujo bilineal y b) para flujo lineal.

Mediante la Ec. 4.9 y la pendiente m_3 se puede estimar la permeabilidad de la matriz, k_m , asumiendo que la porosidad de fractura es despreciable comparada con la porosidad de la matriz, $(\phi\mu c_t)_{f+m} = (\phi\mu c_t)_m$. Además se considera que no se ha alcanzado la presión de desorción y que la compresibilidad de la roca, c_r , es despreciable en comparación con la del gas, por lo que tenemos $c_t = c_g * (1 - S_w)$.

Sustituyendo valores queda:

$$\sqrt{k_m} A_{cm} = \frac{1262 \times 745}{[0.0576 \times 6 \times 10^{-5} \times 0.03334]^{0.5}} \cdot \frac{1}{111250}$$

Realizando las operaciones tenemos:

$$\sqrt{k_m} A_{cm} = 2.49 \times 10^4 md^{0.5} ft^2$$

Despejando la permeabilidad de la matriz k_m resulta:

$$k_m = 2.15 \times 10^{-4} md$$

Una vez que se conoce la permeabilidad de los bloques de matriz, utilizando la pendiente m_2 y la Ec. 4.8 se puede estimar la permeabilidad de las fracturas k_f :

$$\sigma = \frac{12}{200^2} = 3.0 \times 10^{-4}$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$\sqrt{k_f A_{cw}} = \frac{4070 \times 745}{[3.0 \times 10^{-4} \times 2.15 \times 10^{-4} \times 0.0576 \times 6 \times 10^{-5} \times 0.03334]^{0.25}} \cdot \frac{1}{283333}$$

Realizando operaciones queda:

$$\sqrt{k_f A_{cw}} = 3.64 \times 10^4 md^{0.5} ft^2$$

Despejando la permeabilidad de las fracturas k_f resulta que:

$$k_f = 1.61 \times 10^{-2} md$$

Usando la pendiente $m_3 = 111250$, la ordenada al origen $b = 2.1 \times 10^5 [psi^2 d / pcs cp]$ y la Ec. 4.9.1 se pueden reproducir los datos de producción del pozo A, considerando el efecto del daño aparente. **Figs. 5.8 a)** y **5.8 b)**.

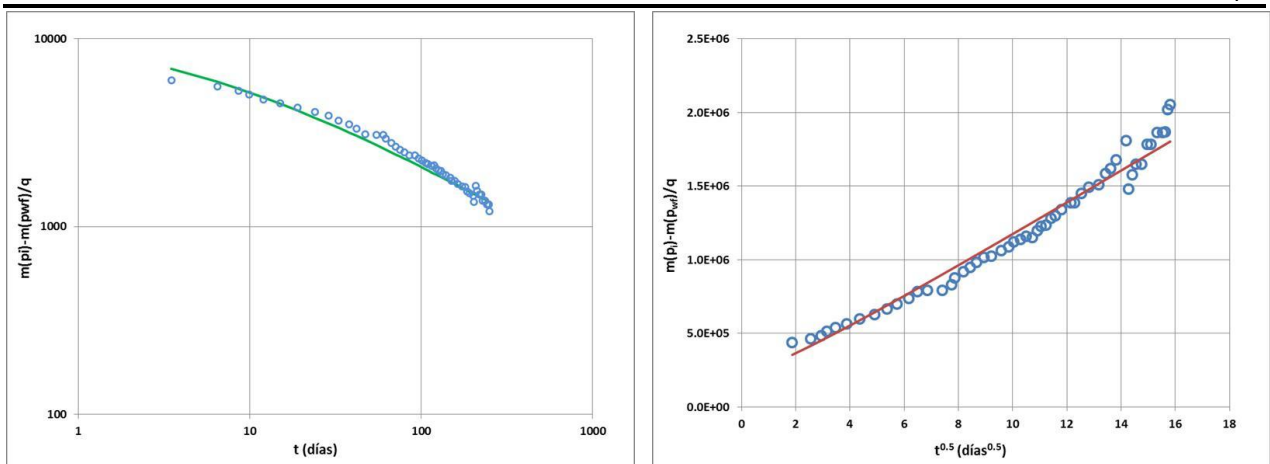


Figura 5.8. Ajuste de los datos de: a) Gasto de gas y b) Pseudopresión normalizada.

Para estimar el volumen original de gas (*OGIP*) se puede utilizar la Ec.5.1, presentada por Wattenberger y cols.³³, basada en la suposición de que el flujo dominado por la frontera inicia cuando la presión en el centro de los bloques de matriz comienza a declinar.

$$OGIP = \frac{200.6 T S_{gi}}{(\mu c_t B_g)_i} \cdot \frac{\sqrt{t_{lr}}}{m_3}, \quad (5.1)$$

donde t_{lr} es el tiempo en el que termina la línea recta en la gráfica especializada de la raíz del tiempo.

Sustituyendo valores en la Ec. 5.1:

$$OGIP = \frac{200.6 \times 745 \times 1}{0.03334 \times 6 \times 10^{-5} \times 0.0032} \cdot \frac{\sqrt{225}}{11250}$$

$$OGIP = 3.15 \text{ Bscf}$$

Para el caso en que la presión del pozo cae por debajo de la presión de desorción, utilizamos la “función de ajuste del tiempo” considerando las definiciones del pseudotiempo aparente modificado, Ec. 3.18, que supone los efectos de la desorción del gas a través de la c_t^* y la z^* , Ecs. 3.13 y 3.15, además de las Ecs. 4.24 a 4.27.

Se consideran los mismos datos de las Tablas 5.1 y 5.2, así como la historia de producción del pozo A. Adicionalmente se tomaron los datos de la literatura de la **Tabla 5.3**, para estimar los parámetros de la desorción y el pseudotiempo aparente modificado. En la **Fig. 5.9** se presenta la isoterma de gas adsorbido.

Tabla 5.3. Parámetros de la roca para estimar la desorción de gas.

$V_L =$	720	scf/Ton	$\rho_r =$	2.5	gr/cm ³
$\rho_L =$	550		SRV =	16900000	ft
$T =$	285	°F	$m_{roca} =$	1197306.06	Ton
$\phi =$	0.0576				

Siguiendo el mismo procedimiento que para el caso anterior se elaboran las gráficas de diagnóstico y especializadas, sólo que ahora se utiliza el pseudotiempo modificado para considerar los efectos del gas adsorbido. **Figs. 5.9 a 5.12.**

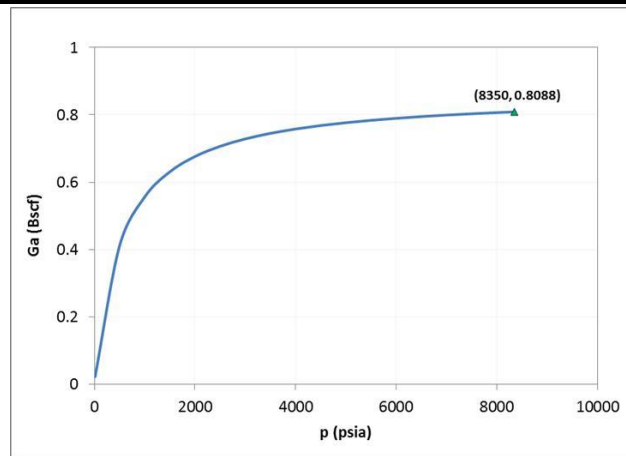


Figura 5.9. Isotherma de gas adsorbido del pozo A.

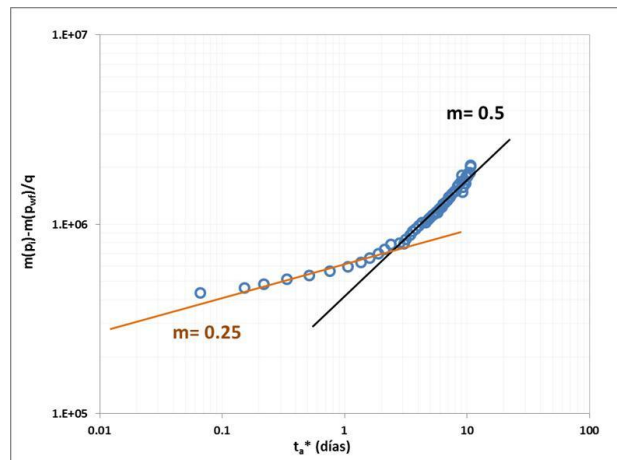


Figura 5.10. Pseudopresión normalizada con el gasto vs pseudotiempo modificado.

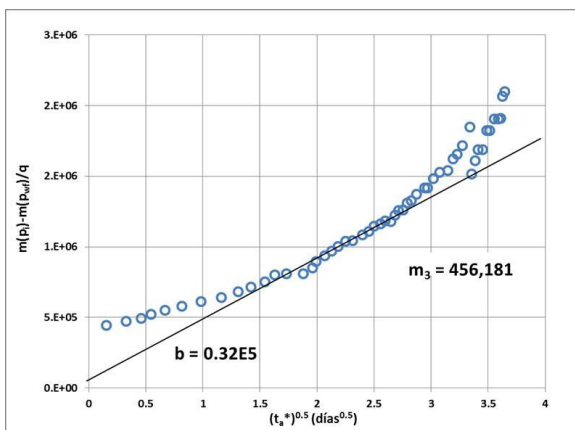


Figura 5.11. Pseudopresión normalizada vs raíz del pseudotiempo modificado

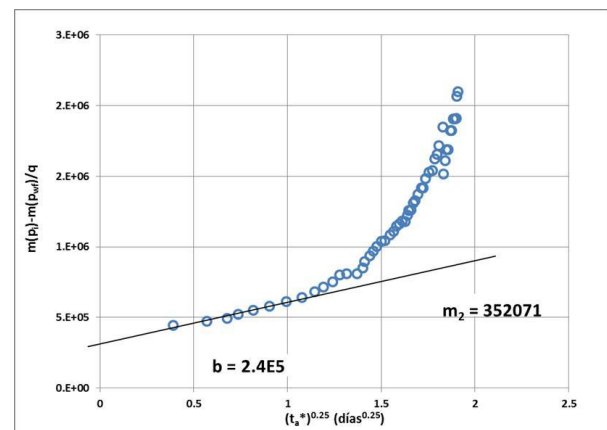


Figura 5.12. Pseudopresión normalizada vs raíz cuarta del pseudotiempo modificado

Los parámetros obtenidos de la caracterización del pozo *A* son:

Permeabilidad de matriz:	$k_m = 1.28 \times 10^{-5} \text{ md}$
Permeabilidad de fractura:	$k_f = 2.62 \times 10^{-2} \text{ md}$
OGIP:	4.06 Bscf

Existe variación en los valores estimados de las permeabilidades y del volumen original, debido a que de acuerdo a la isoterma del pozo, Fig. 5.9, y la presión de fondo, se tiene que se está liberando gas adsorbido hacia la fase libre, lo que ocasiona que la compresibilidad del gas en la formación se modifique y con ello el pseudotiempo. Así mismo el volumen original del yacimiento se modifica en un 25% debido al gas que se encuentra adsorbido en la formación.

5.2. Caracterización del pozo *B*

El pozo *B* se perforó y terminó en febrero de 2011 con una geometría horizontal en la formación cretácica Eagle Ford, con una profundidad vertical de 2530 mbmr y 4071 metros horizontales desarrollados. Durante su terminación se realizaron 17 fracturas, dos más de acuerdo al diseño original del pozo. En la **Tabla 5.4** se presenta el resumen del fracturamiento del pozo.

Para el desarrollo de las 17 etapas de fracturamiento se inyectaron 180,000 barriles de agua al pozo, de los cuales a la fecha del análisis se produjeron 11,300 barriles. Las fracturas que se crearon alcanzaron en promedio 200 metros de longitud y 140 metros de altura con un ancho promedio 0.8 pulgadas. En la **Fig. 5.13** se muestra el estado mecánico del pozo *B*.

Tabla 5.4. Resultados de la terminación del pozo B¹⁴.

	Propuesta Inicial	Diseño	Real
Etapas	15	17	17
Fluido Total a Bombear (BlS)	240,000	230,000	181,859
Tipo de Fluido	SlickWater	Slick Water & Gel Lineal	Slick Water & Gel Lineal
Gasto Promedio (Bpm)	80	80	72
Presion Promedio (psi)	8000	8000	7500
Concentracion Arena (lbs/gal)	1 - 1.75 ppg	1 - 3 ppg	1 - 4 ppg
Total Apuntalante (Lbs)	3,750,000	4,250,000	4,276,700
Tipo de Apuntalante	Ottawa 40/70	Ottawa 40/70 & 30/50	Ottawa 40/70 & 30/50

Durante su etapa de terminación quedó atrapado un pez a 3362 metros, detrás del cual de acuerdo a los registros de producción no existe aportación del pozo, por lo que de los 1210 metros horizontales estimulados, sólo fluyen 560 metros a través de 8 fracturas hidráulicas, lo que se refleja en una disminución del volumen de formación que se encuentra drenando del pozo.

El pozo resultó productor de gas seco de acuerdo a las primeras mediciones de la **Tabla 5.5**. En la **Fig. 5.14** se muestra la historia de presión - producción de los primeros 250 días del pozo y la **Tabla 5.6** se presenta los datos generales del pozo.

Tabla 5.5. Datos iniciales de producción del pozo B¹⁴.

FECHA	EST.	PRESIÓN SUPERFICIE		PRESIÓN LÍNEA		Qg	Qc	Qw	OBSERVACIONES
		psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²	mmpcd	bpd	Bpd	
09/10/2011	14/64*	1600	113	675	47	1.214	0	108	ESTABILIZADO 6, Vol. Rec: 11, 210 bls (06 Hrs. POR 14/64*)
10/10/2011	14/64*	1550	109	465	33	1.304	0	89	ABATIÉNDOSE EN 12 Hrs. Vol. Rec: 11, 299 bls (18 Hrs. POR 14/64*)

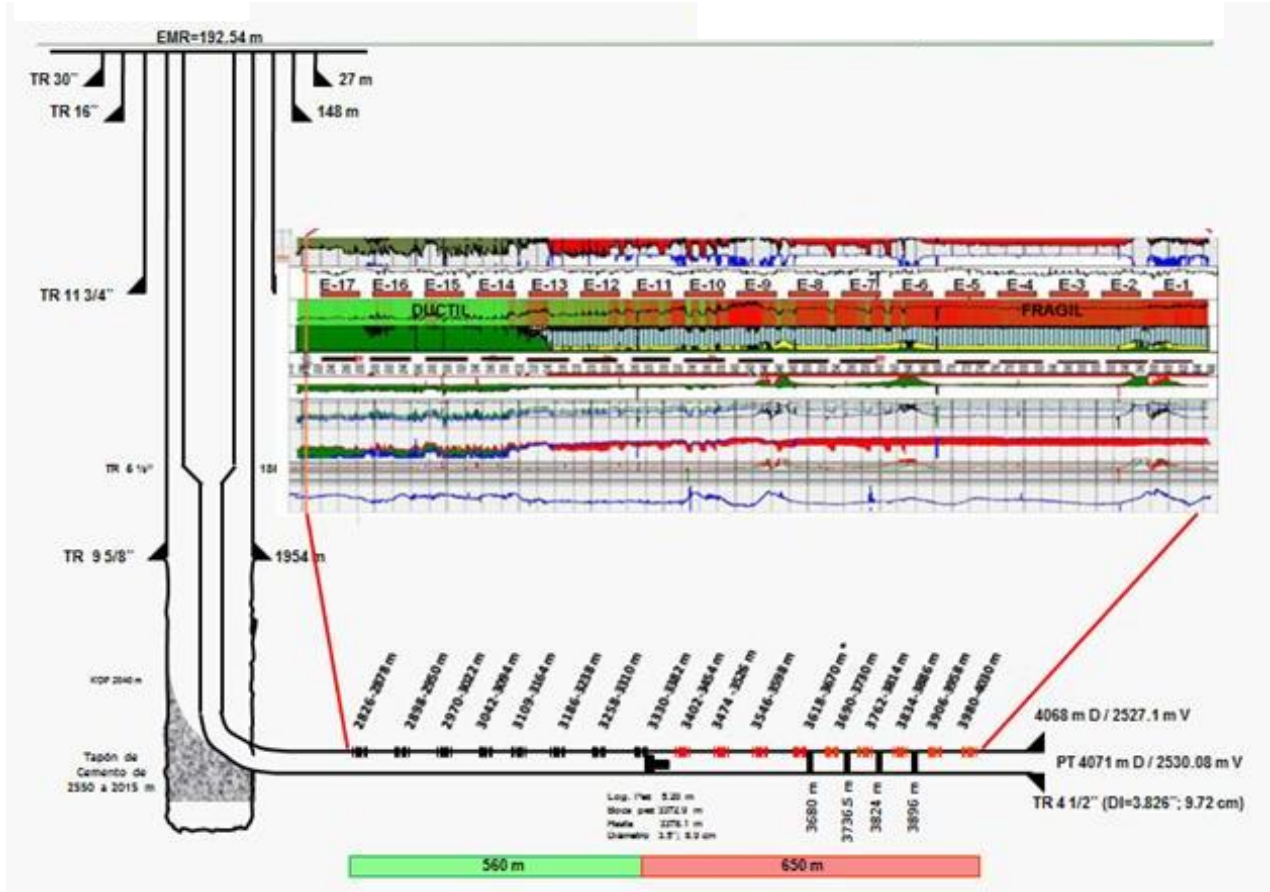


Figura 5.13. Estado mecánico del pozo B¹⁴.

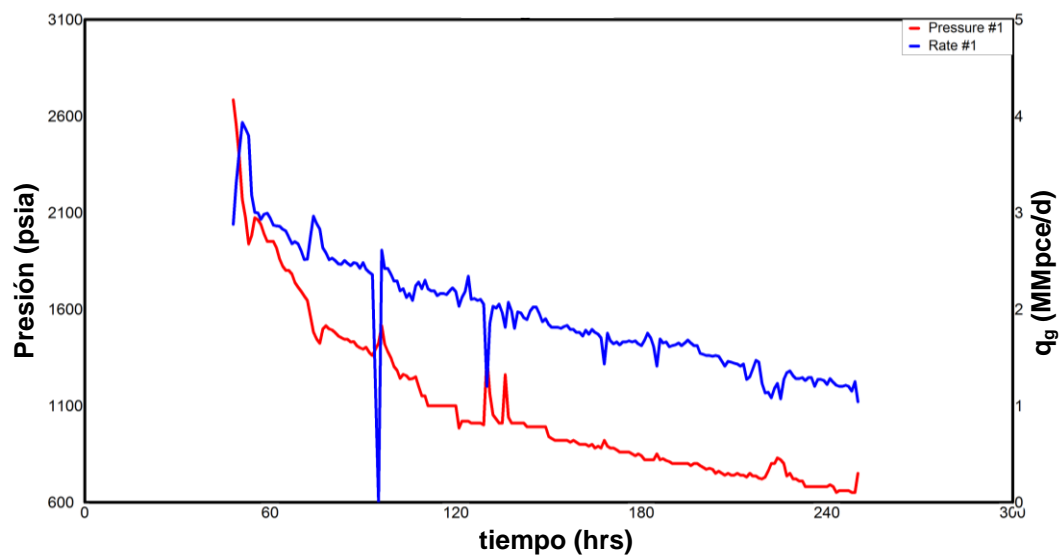


Figura 5.14. Historia de presión – producción del pozo B¹⁴.

En la **Fig. 5.15** se presenta el diagrama del volumen que debería drenar el pozo de acuerdo a su terminación inicial. Con base en los datos del pez y de los registros de producción, este volumen se reduce considerablemente, ya que como se mencionó párrafos atrás, sólo fluye por ocho fracturas.

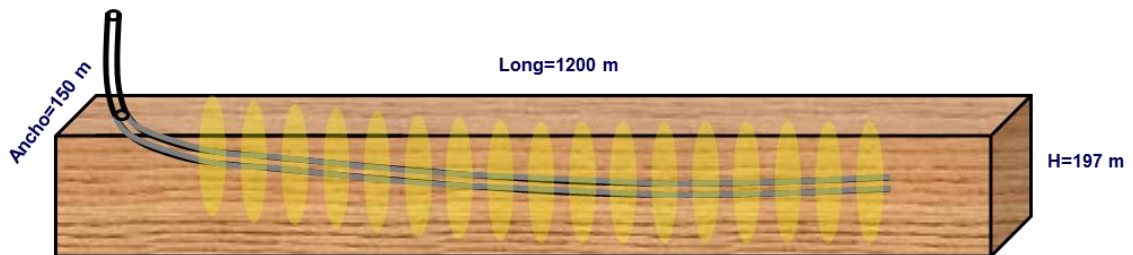


Figura 5.15. Volumen de drene original de pozo B^{14} .

Tabla 5.6. Datos del pozo B^{14} .

Radio del pozo (ft)	0.375
Longitud lateral (ft)	1837
Espesor (ft)	492
Profundidad, TVD (ft)	2530
HC* porosidad (%) ($\phi_{hc} = \phi_{ef} (1-S_w)$)	6.0
Presión del yacimiento (psi)	5,100
Temperatura (°R)	667
Compresibilidad del gas (10^{-4} psi^{-1})	1.3
Viscosidad del gas (cp)	0.0239
Fracturas efectivas	8
Volumen estimulado de yacimiento (SRV) (MMft ³)	445

De acuerdo a los datos de terminación del pozo, se tienen los datos siguientes:

$$y_e = 246 \text{ ft};$$

$$L = \frac{\text{Long. Horizontal pozo}}{\text{Frac. efectivas (FE)}} = \frac{1837}{8} = 230 \text{ ft.}$$

Por lo tanto el área transversal al flujo es:

$$A_{cw} = 2x_e h = 2 \times 1837 \times 492 = 1,807,411 \text{ ft}^2.$$

Entonces, el área matriz – fracturas naturales entre los bloques formados por las fracturas hidráulicas es:

$$A_{cm} = 2 \times 2y_e hL = 2 \times 2 \times 246 \times 1837 \times 492 \times 8 = 3,873,024 \text{ ft}^2$$

Para el análisis de los regímenes y geometrías de flujo se graficó el gasto normalizado contra el tiempo, **Fig. 5.16**. Posteriormente debido a que se observa flujo lineal con una pendiente de $m = \frac{1}{2}$, se elaboró la gráfica especializada del gasto normalizado vs \sqrt{t} ,

Fig. 5.17.

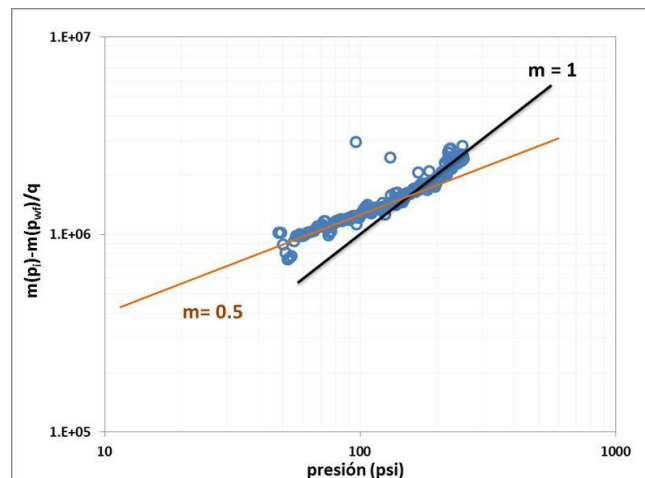


Figura 5.16. Gráfico del gasto normalizado vs tiempo.

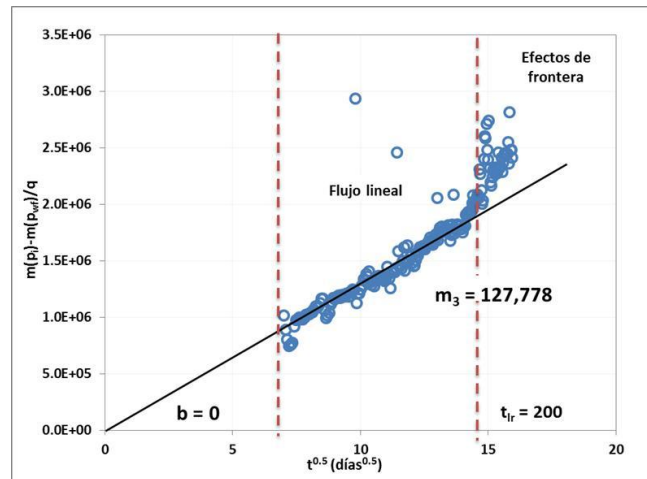


Figura 5.17. Gráfica especializada del gasto normalizado vs \sqrt{t}

Utilizando la Ec. 4.9 y la pendiente m_3 se estimó la permeabilidad de la matriz, k_m , asumiendo que la porosidad de fractura es despreciable comparada con la porosidad de la matriz, $(\phi\mu c_t)_{f+m} = (\phi\mu c_t)_m$. Además se considera que no se ha alcanzado la presión de desorción y que la compresibilidad de la roca, c_r , es despreciable en comparación con la del gas, por lo que tenemos $c_t = c_g$; es decir:

Sustituyendo valores,

$$\sqrt{k_m A_{cm}} = \frac{1262 \times 667}{[0.06 \times 0.0239 \times 1.3 \times 10^{-4}]^{0.5}} \cdot \frac{1}{127778}$$

$$\sqrt{k_m A_{cm}} = 1.53 \times 10^4 md^{0.5} ft^2$$

Despejando k_m tenemos que:

$$k_m = 1.55 \times 10^{-5} \text{ md}$$

Usando la pendiente $m_3 = 127778$, la ordenada al origen $b = 0$ y la Ec. 4.9.1, se reprodujeron los datos de producción del pozo A. **Fig. 5.18.**

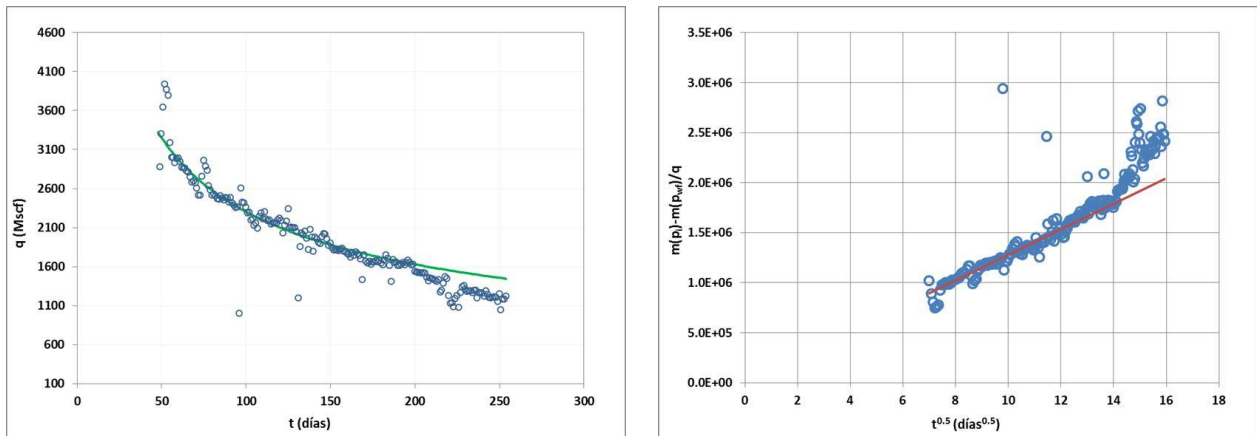


Figura 5.18. Ajuste de los datos de a) Gasto de gas y b) Pseudopresión normalizada.

Para estimar el volumen original de gas (OGIP) se utilizó la Ec.5.1, con $t_{lr} = 220$ días, obteniendo el resultado siguiente:

$$OGIP = \frac{200.6 \times 667 \times 1}{0.0239 \times 1.3 \times 10^{-4} \times 0.00383} \cdot \frac{\sqrt{220}}{127778}$$

$$OGIP = 1.32 \text{ Bscf}$$

Con el valor del volumen original de gas en sitio y la Ec. 5.2, se puede estimar el volumen real de yacimiento que está drenando el pozo.

$$SRV = \frac{OGIP B_{gi}}{\phi S_{gi}} \quad 5.2$$

Sustituyendo valores tenemos que:

$$SRV = \frac{1.32 \times 10^9 \times 0.00383}{0.06 \times 1}$$

Por lo tanto,

$$SRV = 83.3 \text{ MMft}^3$$

Al observar la Fig. 5.18 y el ajuste logrado de la historia del gasto de gas y de la pseudopresión, es muy probable que aún no se alcance la presión de desorción en el yacimiento, por lo que la cantidad liberada resulta despreciable. No obstante lo anterior, con objeto de probar el modelo modificado para caracterizar pozos con presiones por debajo de la presión de desorción, se tomaron valores de la literatura para obtener un volumen de gas liberado y observar las desviaciones que podrían existir al no considerarlo.

Utilizando los valores de gas adsorbido de la **Tabla 5.7**, publicados de Eagle Ford en los E.U.A. por Jarvie⁵², se estimó la isoterma de gas adsorbido, **Fig. 5.19** y **Tabla 5.8**.

Tabla 5.7. Valores de gas adsorbido en las lutitas de E.U.⁵²

Fuente	Cuenca / Área	Gas en porosidad (%)	Gas Total Contenido (pce/ton)	Gas Adsorbido (%)	Gas Adsorbido Contenido (pce/ton)	Gas Adsorbido Contenido (m ³ /ton)
Curtis (2002)	Antrim	4	40 - 100	70	28 - 70	0.8 - 2.0
Curtis (2002)	Ohio	2	60 - 100	50	30 - 50	0.8 - 1.4
Curtis (2002)	New Albany	5	40 - 80	40 - 60	16 - 32	0.5 - 0.9
Curtis (2002)	Barnett	2.5	300 - 350	20	60 - 70	1.7 - 2.0
Curtis (2002)	Lewis	1 - 3.5	15 - 45	60 - 85	9 - 27	0.3 - 0.8
Jarvie (2012)	Marcellus	4	60 - 150	45	27 - 67.5	0.8 - 1.9
Jarvie (2012)	Haynesville	6	100 - 330	25	25 - 82.5	0.7 - 2.3
Jarvie (2012)	Bossier	4	50 - 150	55	27.5 - 82.5	0.8 - 2.3
Jarvie (2012)	Barnett	5	300 - 350	55	165 - 192.5	4.7 - 5.5
Jarvie (2012)	Fayetteville	4.5	60 - 220	50 - 70	30 - 110	0.8 - 3.1
Jarvie (2012)	Muskwa	4	90 - 110	20	18 - 22	0.5 - 0.6
Jarvie (2012)	Woodford	3	200 - 300	60	120 - 180	3.4 - 5.1
Jarvie (2012)	Eagle Ford	4.5	200 - 220	25	50 - 55	1.4 - 1.6
Jarvie (2012)	Utica	2.9	70	60	42	1.2
Jarvie (2012)	Montney	3.5	300	10	30	0.8

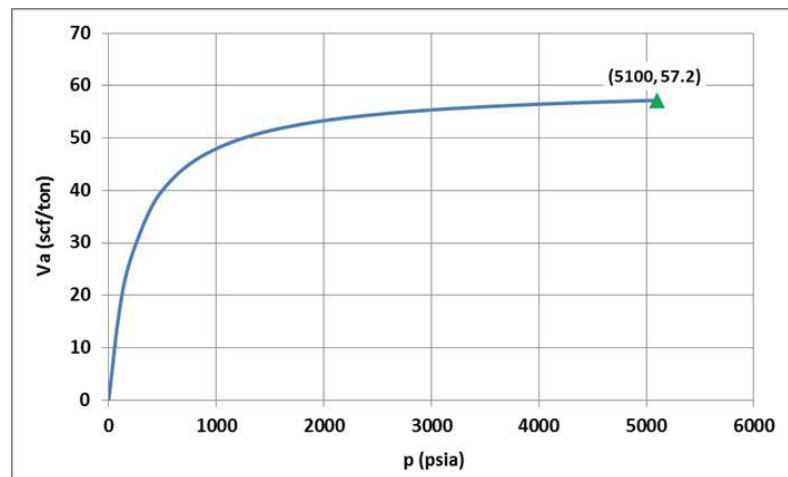


Figura 5.19. Isoterma de adsorción de gas para Eagle Ford.

Tabla 5.8. Parámetros de la roca para estimar la desorción de gas en Eagle Ford.

$V_L =$	60 scf/Ton	$\rho_r =$	2.8 gr/cm ³
$p_L =$	250	SRV =	446 MMft ³
$T =$	207 °F	$m_{roca} =$	35280000 Ton
$\phi =$	0.06		

A continuación se presentan las gráficas de diagnóstico y especializadas, **Fig 5.20** y **Fig. 5.21**, así como los resultados obtenidos en la estimación de parámetros utilizando

el modelo de Bello modificado para considerar el gas desorbido. Para la estimación de parámetros se tomó la desorción instantánea y como si todo el gas liberado se produjera.

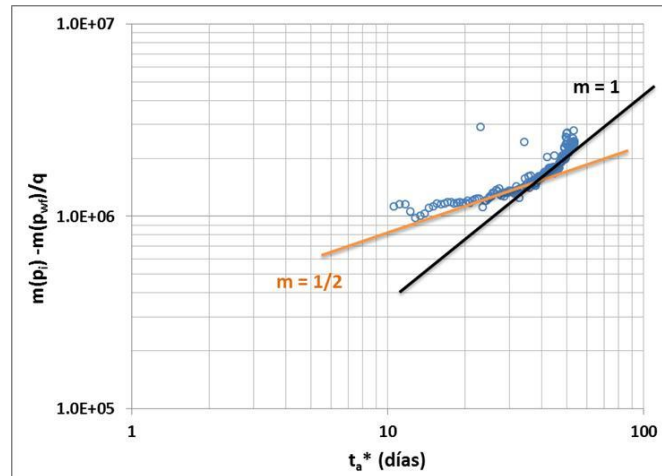


Figura 5.20. Gráfica de diagnóstico de pseudopresión normalizada vs t_a^* .

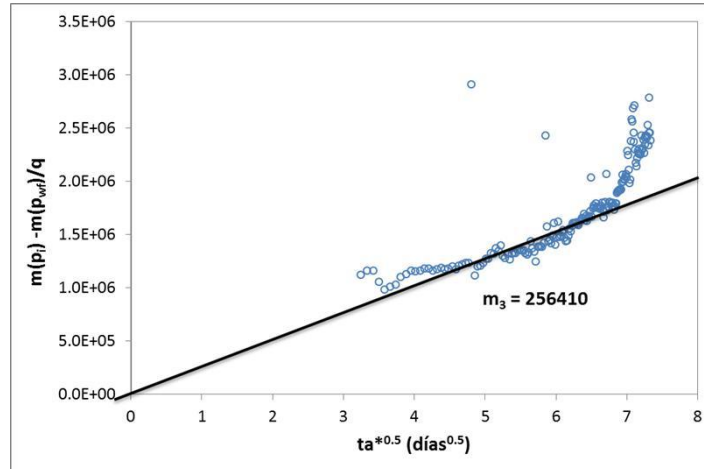


Figura 5.21. Gráfica especializada de la pseudopresión normalizada vs $\sqrt{t_a^*}$.

Los parámetros obtenidos de la caracterización considerando el gas desorbido son:

Permeabilidad de matriz:

$$k_m = 3.85 \times 10^{-6} \text{ md}$$

Volumen original de gas en sitio:

$$OGIP = 1.70 \text{ Bscf}$$

A continuación se presenta la **Fig. 5.22** con el ajuste del gasto q_g vs $\sqrt{t_a^*}$ y la variación de la pseudopresión normalizada $\frac{m(p_i)-m(p_{wf})}{q_g}$ vs $\sqrt{t_a^*}$.

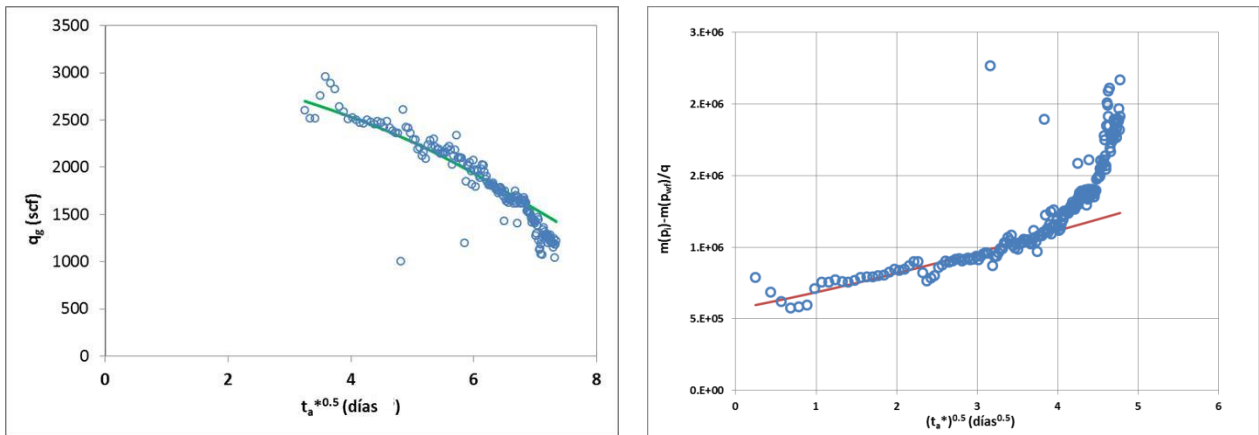


Figura 5.22. El ajuste del gasto q_g vs $\sqrt{t_a^*}$ y la variación de la pseudopresión $\frac{m(p_i)-m(p_{wf})}{q_g}$ vs $\sqrt{t_a^*}$.

Existe variación en los valores estimados de las permeabilidades y del volumen original de gas, debido al gas que se libera al disminuir la presión de fondo, lo que ocasiona que la compresibilidad del gas en la formación se modifique y con ello el pseudotiempo. Así mismo el volumen original del yacimiento se modifica en un 28% debido al gas que se encuentra adsorbido en la formación.

6. Conclusiones y recomendaciones

Resulta importante considerar en los yacimientos no convencionales de gas con alto contenido de materia orgánica, el gas que se encuentra adsorbido en la formación, ya que puede modificar significativamente el valor del volumen original del yacimiento, así como los parámetros que se estiman de éste como son principalmente las permeabilidades primaria y secundaria. De este trabajo se tienen las conclusiones siguientes:

1. Se observó que los pozos de gas en formaciones de lutitas presentan una declinación fuerte en tiempos cortos de producción, debido a que se produce rápidamente en las fracturas hidráulicas y naturales el gas almacenado y posteriormente el de la formación, dando como respuesta la combinación de flujos transitorios de largo plazo bilineales y lineales, debido a la diferencia en las permeabilidades altas en las fracturas y muy bajas en la matriz de la formación.
2. Como resultado de la caracterización de los pozos estudiados en este trabajo, se pudo observar que los flujos transitorios pueden durar meses e incluso años; sin embargo también presentaron flujo dominado por la frontera, indicativo de que prácticamente no existe flujo de fluidos fuera del volumen estimulado del pozo.
3. Se comprobó que a través del modelo de la isoterma de Langmuir, se puede considerar y predecir el comportamiento del gas adsorbido y desorbido en las

formaciones no convencionales que presentan contenido de materia orgánica, situación que resulta significativa, ya que una vez que se alcanza la presión de desorción del gas, se tiene un mecanismo de producción adicional en el yacimiento.

4. Se comprobó que el pseudotiempo desarrollado para la caracterización de yacimientos convencionales de gas, se puede utilizar de forma efectiva para el análisis de pozos horizontales multifracturados hidráulicamente en yacimientos no convencionales de gas, considerando la desorción instantánea del gas en la compresibilidad total del sistema como una función de la presión promedio del yacimiento.
5. Mediante el análisis de los datos de presión – producción de pozos se confirmó la validez de los modelos modificados para el análisis de datos de producción y caracterización de yacimientos no convencionales de gas, considerando el fenómeno de desorción del gas a través de la isoterma de Langmuir y del pseudotiempo modificado en cualquier momento de la producción de un pozo.
6. Para el caso de los modelos de caracterización utilizados en este trabajo se utilizó la suposición de que la desorción de gas es instantánea, obteniéndose buenos resultados; sin embargo es importante considerar que la desorción no se presenta de forma instantánea en todos los yacimientos, por lo que es recomendable ajustar los modelos tomando el tiempo de desorción real del gas.

7. Otro punto importante a considerar dentro de los modelos de adsorción y desorción, es que las isothermas de Langmuir consideran únicamente un fluido monocomponente, gas metano; sin embargo se ha observado que en algunos yacimientos se presentan mezclas multicomponentes, por lo que es recomendable utilizar la isoterma de Langmuir multicomponente.

8. Se recomienda para trabajos futuros investigar los efectos en los resultados de los modelos de caracterización, causados por el alto contenido de agua en la producción, el daño en las fracturas hidráulicas y vecindad del pozo, la anisotropía de la formación y variación en la ubicación del pozo y los tamaños de bloques de matriz en el yacimiento.

Referencias

1. Modern Shale Gas, Development In The United States: A Primer, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2009.
2. Boyer C. (2011). Gas de lutitas: Un recurso global, Oilfield Review, 23, no. 03.
3. Pollastro y Schenk (2002, Ene.). Nat 0113-01 Gas Production in the United States, U.S., Geological Survey Fact Sheet, 0113-01.
4. Araujo R. (2013). *Caracterización de Yacimientos No-Convencionales*, Halliburton Consulting.
5. Aminian K. (2003). *Coalbed Methane- Fundamental Concepts, Petroleum & Natural Gas Engineering, Department West Virginia University*, p 7.
6. Manual del sistema IHS Harmony, Shale Properties, recuperado de: <http://fekete.com>.
7. Are We Entering A Golden Age Of Gas?, World Energy Outlook 2011 - special report, Gas Presentation to the Press, pág. 4.
8. Are We Entering A Golden Age Of Gas?, World Energy Outlook 2013 - special report, Gas Presentation to the Press, pág. 4.
9. Masters, J.A. (1979). *Deep Basin Gas Trap, Western Canada*. AAPG Bulletin 63(2):152.
10. Holditch, S. A. (2006). *Tight Gas Sands. Journal Petroleum Technology*, Distinguished author series, June, págs. 86-94.

-
11. Harvey T. y Gray J. (2011). *The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins shale gas*. British Geological Survey (BGS) and Department of Energy and Climate Change (DECC).
 12. Guzmán J.D. (2009). *Análisis de la producción en yacimientos de gas con baja permeabilidad*, tesis profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, p 2-3.
 13. Energy Information Administratios (EIA), recuperado de www.eia.gov.
 14. Presentación: Ingeniería, Emergente – 1H, K_Eagle_Ford, Activo Integral Burgos, Pemex Exploración y Producción, Mayo 2011.
 15. Presentación: Oportunidades en Shale Gas del Activo Integral Burgos, Pemex Exploración y Producción, 2013.
 16. King, G. E. (2010, Ene. 10). Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?, Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/133456-MS.
 17. Vaibhav Prakashrao D. (2008). *General screening criteria for shale gas reservoirs and production data analysis of Barnett shale*, Thesis Master of Science in Petroleum Engineering. Texas A&M University.
 18. Samaniego F. (2012). *Apuntes de la materia Mecánica de Yacimientos, Cap 01*, p 1-3, Facultad de Ingeniería, UNAM.
 19. Cinco Ley H. (2012). *Apuntes de la materia Análisis de pruebas de presión*, Facultad de Ingeniería, UNAM.
 20. Arps, J.J. (1945). *Analysis of Decline Curves*. AIME Transactions. 160. p. 228.
 21. Arps, J.J. (1956). *Estimation of Primary Oil Reserves*. AIME Transactions. 207. pp. 182-91.
 22. Poster de Análisis Transitorio del Gasto. Fekete Associates Inc., recuperado de <http://www.fekete.com>.

-
23. Fetkovich, M.J. (1980): *Decline Curve Analysis Using Type Curves*. Journal of Petroleum Technology. 32.6 p. 1065.
 24. Fetkovich, M.J., E.J. Fetkovich, and M.D. Fetkovich (1996): *Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis*. SPE Reservoir Engineering. 11.1 p. 13.
 25. Fetkovich, M.J., M.E. Vienot, M.D. Bradley y U.G. Kiesow (1987). *Decline Curve Analysis Using Type Curves: Case Histories*. SPE Formation Evaluation. 2.4 pág. 637.
 26. Carter, R. D. (1981, Ene. 01). Characteristic Behavior Of Finite Radial And Linear Gas Flow Systems - Constant Terminal Pressure Case. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9887-MS
 27. Fraim, M. L. (1987, Dic. 01). Gas Reservoir Decline-Curve Analysis Using Type Curves With Real Gas Pseudopressure and Normalized Time. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/14238-PA.
 28. Palacio, J. C., & Blasingame, T. A. (1993, Enero 1). Decline-Curve Analysis With Type Curves - Analysis of Gas Well Production Data. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/25909-MS.
 29. Agarwal, R. G., Gardner, D. C., Kleinsteiber, S. W., & Fussell, D. D. (1999, October 1). Analyzing Well Production Data Using Combined-Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/57916-PA.
 30. Blasingame, T. A., Johnston, J. L., & Lee, W. J. (1989, Ene 01). Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/18799-MS.

-
31. Cox, S. A., Gilbert, J. V., Sutton, R. P., & Stoltz, R. P. (2002, January 1). Reserve Analysis for Tight Gas. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/78695-MS.
 32. Lewis, A. (Dic. 2007). Production Data Analysis of Shale Gas Reservoirs, Thesis Master of Science in Petroleum Engineering. The Department of Petroleum Engineering, Louisiana State University.
 33. Wattenbarger, R. A., El-Banbi, A. H., Villegas, M. E., & Maggard, J. B. (1998, Ene 01). Production Analysis of Linear Flow Into Fractured Tight Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/39931-MS.
 34. Arevalo Villagran Jorge (2001). *Analysis of long-term behavior in tight gas reservoirs: Case histories*. PhD Dissertation, Texas A &M U, College Station, Texas, E.U.
 35. Bello, R.O. (Mayo 2009). *Rate Transient Analysis in Shale Gas Reservoirs with Transient Linear Behaviour*. PhD Dissertation, Texas A &M U, College Station, Texas, E.U.
 36. Cinco-Ley, H., & Samaniego-V., F. (1981, Ene. 01). Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fracture Case. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/10179-MS.
 37. Cinco-Ley, H., & Samaniego-V., F. (1981, Sep. 01). Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/7490-PA.
 38. Clarkson C.R. (2012). Rate-Transient Analysis of 2-phase (gas + water) CBM Wells, Journal of Natural Gas Science and Engineering 8, pág 106-120.
 39. Bo Song (2010). Pressure Transient Analysis and Production Analysis for New Albany shale gas wells, Master of science thesis, Texas A&M University.

-
40. King, G. R. (1990, Ene. 01). Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20730-MS.
 41. J. Crank (1980), The Mathematics of Diffusion, Oxford University Press.
 42. Freundlich H.M.F. (1906). Über die adsorption in lösungen. Z Phys. Chem-Frankfurt, 57A, 385-470.
 43. Langmuir, I. (1918), The Adsorption of Gases on Plane Surfaces of Glass, Mica and Platinum, Amer. Chem. Soc., vol. 40, pág. 1361.
 44. Langmuir, I. (1916), The Constitution of and Fundamental Properties of Solids and Liquids, J. Amer. Chem. Soc., vol. 38 2221-2295.
 45. Bumb, A.C., McKee, C.R. (1988). Gas-Well Testing in the Presence of Desorption for Coalbed Methane and Devonian Shale. SPEFE 3 (1): 179 – 185. SPE-15227-PA. DOI: 10.2118/15227-PA.
 46. Zuber, M. D., & Boyer, C. M. (2002, February 1). Coalbed-Methane Evaluation Techniques - The Current State of the Art. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/72274-JPT.
 47. Gerami et al (2007). Type Curves for Dry CBM Reservoirs with Equilibrium Desorption. Petroleum Society, Canadian Intitute of Mining, Metallurgy & Petroleum. Artículo 2007-011, presentado en la 8va Conferencia Internacional del Petróleo de Canada.
 48. Blasingame, T. A., & Lee, W. J. (1986, Ene. 01). Variable-Rate Reservoir Limits Testing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/15028-MS.
 49. Agarwal, R. G., Gardner, D. C., Kleinsteiber, S. W., & Fussell, D. D. (1998, Ene. 01). Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline

-
- Curve Analysis Concepts. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/49222-MS.
50. Clarkson, C. R., Nobakht, M., Kaviani, D., & Ertekin, T. (2012, Mar. 01). Production Analysis of Tight-Gas and Shale-Gas Reservoirs Using the Dynamic-Slippage Concept. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/144317-PA.
51. Xu, B., Haghghi, M., Cooke, D. A., & Li, X. (2012, Ene. 01). Production Data Analysis in Eagle Ford Shale Gas Reservoir. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/153072-MS.
52. Andrews, I.J. (2013). The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and Resource Estimation. London, UK, British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, Apéndice A, pág. 03.