

**ANÁLISIS DE TRANSIENTES DE PRESIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL
EN UN YACIMIENTOS DE GAS HOMOGÉNEO Y HETERÓGENEO USANDO
LA TECNICA TDS**

**YHON EDINSON MAURICIO MUÑOZ NOREÑA
WILSON MANUEL CERQUERA MANCHOLA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

**ANÁLISIS DE TRANSIENTES DE PRESIÓN PARA UN POZO HORIZONTAL
EN UN YACIMIENTOS DE GAS HOMOGÉNEO Y HETERÓGENEO USANDO
LA TECNICA TDS**

**YHON EDINSON MAURICIO MUÑOZ NOREÑA
WILSON MANUEL CERQUERA MANCHOLA**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO
Ph.D. Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, 27 de Enero de 2011

DEDICATORIA

Siendo este mi proyecto de grado por el cual he trabajado arduamente y del cual he aprendido, es mi deseo dedicarlo a la vida y a Dios quienes me han dado virtudes, deleites y quienes me seguirán dando cosas buenas y éxitos en todos los rumbos que decida caminar.

En este proyecto quiero agradecer a mis padres Darío Muñoz Noreña y Alba Noreña Gutiérrez que aunque no saben cuántos parciales perdí en toda mi carrera, me apoyaron y animaron en momentos difíciles y tropiezos. A mis compañeros Jeag, Lady, Laura, la Monita con quienes empecé este camino y es una dicha terminarlo y empezar uno nuevo juntos.

A personas que aunque no estuvieron conmigo en un salón de clases me ayudaron a crecer, gracias Mattias, a todos los que estuvieron a mi lado que Dios nos bendiga.

MAURO MUÑOZ

Dedico este proyecto que me acerca a culminar una de mis principales metas; primero a Dios por haberme dado la vida, habilidades y virtudes que harán de mí un excelente Ingeniero de Petróleos. A mis padres Mercedes Manchola y Manuel Cerquera, quienes fueron mi fuente de motivación e inspiración con su ejemplo de vida; a mi tía Luz Mirian Manchola, quién me acompañó y se convirtió en mi segunda madre con su apoyo y cariño durante todo este tiempo; a mis hermanas gracias por su comprensión y colaboración a mis amigos Carolina, Maicol, Eider y Dania, gracias por darme la energía que me motivo a soñar y convertir este sueño en realidad; a mi compañero de tesis y demás compañeros de la universidad especialmente la Mona y Manchola, con quienes compartí momentos inolvidables, muchas gracias; al profesor Freddy por su confianza y aporte académico y finalmente a todos los demás familiares y personas que han creído en mí, con los que puedo contar en las buenas y en las malas y que de una u otra forma me han ayudado a terminar estos estudios.

WILSON MANUEL CERQUERA

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por su aporte en la formación de profesionales en la carrera de ingeniería de petróleos.

Al **GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZO (GIPP)** por su aporte, colaboración e interés en la realización de proyectos de investigación en ingeniería de petróleos.

Ph.D. **FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**, director del proyecto, por su apoyo y orientación en el desarrollo del mismo.

Ing. **JAVIER ANDRES MARTINEZ**, ingeniero de investigación del Grupo de Investigación de pruebas de Pozo (GIPP) y evaluador del proyecto.

Ing. **JAIRO ANTONIO SEPULVEDA**, Profesor del Programa de ingeniería de petróleos y evaluador del proyecto.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	
CAPITULO 1	1
1.1 TEORIA Y DERIVACIONES DE LAS ECUACIONES DE GAS	1
1.1.1 Ecuación de difusividad del gas	1
1.1.2 Efectos del Daño en Pozos Horizontales	2
1.1.3 Daño del pozo y coeficiente no Darcy	3
1.2 FUNCIÓN PSEUDOTIEMPO	4
1.3 TÉCNICA DE SINTESIS DIRECTA DE TIAB	5
CAPITULO 2	6
2.1 MODELAMIENTO DE UN POZO HORIZONTAL EN MEDIO ANISOTROPICO	6
2.2 REGIMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES	6
2.3 APLICACIÓN DE LA TDST A PRUEBAS BUILDUP Y DRAWDOWN INTRODUCIENDO LA FUNCIÓN PSEUDOTIEMPO	9
2.3.1 Pozos horizontales en yacimientos de gas anisotrópico	9
2.3.1.1 Puntos y líneas característicos	11
2.3.2 Pozos horizontales en yacimientos de gas naturalmente fracturados	17
2.3.2.1 Puntos y líneas característicos	20
2.3.3 Procedimiento paso a paso	29
CAPITULO 3	33
3 APLICACIONES	33
3.1 CASOS SIMULADOS	33
3.1.1 Caso Simulado 1: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales	33
3.1.2 Caso Simulado 1: Tiempo Riguroso	38
3.1.3 Caso Simulado 2: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales	44
3.1.4 Caso Simulado 2: Tiempo Riguroso	46
3.1.5 Caso Simulado 3: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales	50
3.1.6 Caso Simulado 3: Tiempo Riguroso	57
3.1.7 Caso Simulado 4: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales	64
3.1.8 Caso Simulado 4: Tiempo Riguroso	69
3.2 CASOS REALES	73
3.2.1 Caso real en yacimiento de gas homogéneo: Incidencia del pseudotiempo en pozo horizontal	73
3.2.2 Caso Real en yacimiento de gas homogéneo: Incidencia del Tiempo riguroso en pozo horizontal	76
3.2.3 Caso real en un yacimiento de gas naturalmente fracturado: Incidencia del	79

pseudotiempo en un pozo horizontal.	
3.2.4 Caso real en un yacimiento naturalmente fracturado: Incidencia del tiempo riguroso en un pozo horizontal.	86
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
CAPITULO 4	95
4.1 CONCLUSIONES	95
4.2 RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	97

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Fig. 2.1.	ConFig.ción de un Pozo Horizontal	6
Fig. 2.2.	Flujo Radial de Tiempo Inicial	7
Fig. 2.3.	Flujo Hemicilíndrico	7
Fig. 2.4.	Flujo Lineal	8
Fig. 2.5.	Flujo Radial de Tiempo Final	8
Fig. 2.6.	Flujo Hemirradial	8
Fig. 2.7.	Respuesta de Presión en términos adimensionales en un Pozo Horizontal ilustrando los Puntos y Líneas Características.	11
Fig. 2.8.	Correlación para la coordenada mínima de la Derivada de Presión	16
Fig. 2.9.	Comportamiento de la presión para un pozo horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado. $\omega=0.1$ y $\lambda=9*10^{-8}$	20
Fig. 2.10.	Efecto del coeficiente de almacenamiento adimensional sobre la respuesta de pseudopresión en un Yacimiento Naturalmente Fracturado actuando como infinito con Flujo Interporoso en Estado pseudoestacionario, $\lambda=5.0*10^{-7}$	22
Fig. 2.11.	Correlación Normalizada entre el coeficiente de almacenamiento (ω) y la relación de derivada de pseudopresión para Flujo Interporoso en Estado pseudoestacionario, $\lambda=5.0*10^{-7}$	23
Fig. 2.12.	Correlación entre el coeficiente de almacenamiento (ω) y el factor de el parámetro de flujo interporoso (λ) y el pseudotiempo mínimo adimensional para flujo interporoso en Estado pseudoestacionario	24
Fig. 2.13.	Efecto de la variable del parámetro de Flujo Interporoso sobre la respuesta de sobre la respuesta de pseudopresión en un Yacimiento Naturalmente Fracturado actuando como infinito con Flujo Interporoso en Estado pseudoestacionario $\omega=0.1$	24
Fig. 2.14	Correlación entre el parámetro de flujo Interporoso (λ) y la relación entre la derivada de pseudopresión adimensional mínima y el pseudotiempo adimensional mínimo para flujo interporoso en Estado pseudoestacionario	25
Fig. 2.15.	Correlación entre el parámetro de flujo Interporoso (λ),el pseudotiempo adimensional mínimo y la derivada de pseudopresión adimensional mínima para flujo interporoso en Estado pseudoestacionario	26
Fig. 2.16.	Vista ampliada de la región de transición ilustrando la línea de la derivada de pendiente unitaria y la intersección de esta con el periodo de flujo pseudoradial. $\lambda=5.0*10^{-7}$	27

Fig. 3.1	TDS usando pseudotiempo, caso simulado 1 en yacimiento homogéneo	35
Fig. 3.2	TDS usando tiempo real, caso simulado 1, en yacimiento homogéneo	40
Fig. 3.3	TDS usando pseudotiempo, caso simulado 2 en yacimiento homogéneo	44
Fig. 3.4	TDS usando tiempo real, caso simulado 2, en yacimiento homogéneo	47
Fig. 3.5	TDS usando pseudotiempo, caso simulado 3 en yacimiento naturalmente fracturado	52
Fig. 3.6	TDS usando tiempo real, caso simulado 3, en yacimiento naturalmente fracturado	59
Fig. 3.7	TDS usando pseudotiempo, caso simulado 4 en yacimiento naturalmente fracturado	65
Fig. 3.8	TDS usando tiempo real, caso simulado 4, en yacimiento naturalmente fracturado	70
Fig. 3.9	TDS usando pseudotiempo, caso real en yacimiento homogéneo	74
Fig. 3.10	TDS usando tiempo real, caso real en yacimiento homogéneo	76
Fig. 3.11	TDS usando pseudotiempo, caso real en yacimiento naturalmente fracturado	82
Fig. 3.12	TDS usando tiempo real, caso real en yacimiento naturalmente fracturado	89

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1	Datos caso simulado 1: Incidencia del pseudotiempo	33
Tabla 3.2	Datos caso simulado 1: Tiempo riguroso.	38
Tabla 3.3	Tabla de resultados para el caso simulado 1	43
Tabla 3.4	Datos caso simulado 2: Incidencia del pseudotiempo	44
Tabla 3.5	Datos caso simulado 2: Tiempo riguroso.	46
Tabla 3.6	Tabla de resultados para el caso simulado 2	49
Tabla 3.7	Datos caso simulado 3: Incidencia del pseudotiempo	50
Tabla 3.8	Datos caso simulado 3: Tiempo riguroso.	57
Tabla 3.9	Tabla de resultados para el caso simulado 3	63
Tabla 3.10	Datos caso simulado 4: Incidencia del pseudotiempo	64
Tabla 3.11	Datos caso simulado 4: Tiempo riguroso.	69
Tabla 3.12	Tabla de resultados para el caso simulado 4	72
Tabla 3.13	Datos caso Real pozo Hardy-1: Incidencia del pseudotiempo	73
Tabla 3.14	Datos caso Real pozo Hardy-1: tiempo riguroso.	76
Tabla 3.15	Tabla de resultados para el caso real pozo Hardy-1	78
Tabla 3.16	Datos caso real en yacimiento naturalmente fracturado: Incidencia del pseudotiempo	80
Tabla 3.17	Datos caso real en yacimiento naturalmente fracturado: Tiempo riguroso	86
Tabla 3.18	Tabla de resultados para el caso real en yacimiento naturalmente fracturado	92

NOMENCLATURA

h_x	Ancho del yacimiento, ft
c_t	Compresibilidad total, 1/psi
c_g	Compresibilidad del gas, 1/psi
E_i	Función exponencial
D	Coefficiente de flujo No- Darcy, (Mscf/D) ⁻¹
h	Espesor de formación, ft
K	Permeabilidad, md
$m(P)$	Pseudopresión, psi ² /cp
$m(P)'$	Derivada de pseudopresión
$m_D(P)$	Pseudopresión adimensional
$m'_D(P)$	Derivada de pseudopresión adimensional
$t*\Delta m'(P)$	Derivada de pseudopresión incluyendo el tiempo riguroso
$t_a(P)*\Delta m'(P)$	Derivada de pseudopresión incluyendo la función pseudotiempo
p	Presión, psi
\bar{p}	Presión promedio de yacimiento, psi
p'	Derivada de presión, psi/hr
p_i	Presión inicial, psi
p_{wf}	Presión del pozo fluyendo, psi
p_{ws}	Presión de cierre de fondo, psi
Q	Caudal o rata de flujo del pozo/gas, Mscf/D
r_D	Radio adimensional
r_e	Radio de drenaje del yacimiento, radio externo del yacimiento, ft
R_I	Radio adimensional de los límites del yacimiento
r_w	Radio de drenaje del pozo, radio externo del yacimiento, ft
S	Factor de daño
S'	Factor de daño aparente
S_t	Factor de daño total
S_g	Saturación de gas
T	Tiempo, hr, tiempo de prueba

$t_a(P)$	Función pseudotiempo
t_{Da}	Función pseudotiempo adimensional
t_D	Tiempo adimensional
t_{int}	Tiempo de intercepto, hr
t_{inf}	Tiempo en el punto de inflexión, hr
t_{min}	Tiempo mínimo, hr
t_n	tiempo reportado en la prueba, hr
t_{pss}	Tiempo en el estado pseudoestable, hr
T	Temperatura, °R
Z	Factor de desviación del gas
M	Peso molecular del gas
R	Constante de los gases.

SÍMBOLOS GRIEGOS

Δ	Cambio, caída
ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad, cp
ρ	Densidad, lbm/ft ³
ω	Coefficiente de almacenamiento adimensional
λ	Parámetro de flujo interporoso
β	Factor de turbulencia

SUBÍNDICES

I	Lectura a 1 hora
Sc	Condiciones estándar
I	Condiciones iniciales o intersección
$i_{,er-el}$	Intersección radial inicial y lineal inicial
$i_{,er-ll}$	Intersección radial inicial y lineal tardío
$i_{,el-pr}$	Intersección lineal inicial y pseudoradial
$i_{,ll-pr}$	Intersección lineal tardío y pseudoradial
X	En dirección del eje x
Y	En dirección del eje y
Z	En dirección del eje z

RESUMEN

Una forma de caracterización de yacimientos de gas homogéneos y yacimientos de gas naturalmente fracturados en medio anisotrópico se realiza mediante la interpretación de pruebas de presión por medio de la técnica de síntesis directa de Tiab (TDS), la cual inicialmente fue propuesta para la caracterización de yacimientos de aceite sin el uso de curvas tipo. Gutiérrez et al. (2004 y 2006), extendieron la técnica TDS a pruebas de presión en pozos horizontales en yacimientos de gas en medio anisotrópico y naturalmente fracturados.

En trabajos anteriores unidos a la técnica TDS se consideraba que la viscosidad y la compresibilidad del gas se mantenían constantes en función del tiempo. Agarwal en 1949, definió este fenómeno como pseudotiempo. Dicho concepto se aplicó con la TDS a pozos verticales donde se halló una influencia del mismo en la determinación del área, Escobar et al. (2007). A la fecha, el concepto de pseudotiempo aun no se ha aplicado a caracterización de yacimientos de gas en pruebas de presión en pozos horizontales mediante la metodología TDS.

Este trabajo extiende el trabajo realizado por Gutiérrez et al. (2004 y 2006), para desarrollar ecuaciones que permitan caracterizar yacimientos de gas homogéneos y naturalmente fracturados penetrados por pozos horizontales, respectivamente, usando la técnica TDS y la función pseudotiempo en interpretación de pruebas de restauración y de declinación de presión.

Para yacimientos naturalmente fracturados se presentan correlaciones que permiten mostrar su comportamiento, mediante la caracterización de parámetros únicos como el coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , y el parámetro de flujo Interporoso, λ , por medio de la técnica TDS introduciendo la función pseudotiempo.

La metodología desarrollada en este trabajo permite caracterizar yacimientos de gas homogéneos y naturalmente fracturados penetrados por pozos horizontales incluyendo los efectos del pseudotiempo en la metodología TDS, dichas expresiones fueron aplicadas a una serie de pruebas de presión simuladas dando como resultado cálculos satisfactorios que concuerdan bastante bien con los alimentados al simulador y a la vez fueron comparados con los resultados obtenidos al realizar la caracterización por medio de la técnica TDS y tiempo riguroso, observando una concordancia en los resultados obtenidos con ambas metodologías.

ABSTRACT

One way of reservoir characterization of homogenous and naturally fractured gas formations in anisotropic medium is done by interpreting well tests using the Tiab's Direct Synthesis Technique (TDS), which initially was proposed for the characterization of oil reservoirs without the use of type curves, this technique was extended by Gutierrez et al. (2004, 2006) to gas well testing in horizontal wells for anisotropic reservoirs and naturally fractured.

In previous works joined to the TDS technique a consideration of constant gas viscosity and gas compressibility as a function of time was taken into account. Agarwal in 1949, defined this phenomenon as pseudotime but it has not been applied to characterization of gas reservoir in well tests made in horizontal wells yet.

This work extend the work done by Gutierrez et al. (2004, 2006) to develop expressions which lead to characterize homogeneous and naturally fractured gas reservoirs drained by a horizontal well using the TDS technique and pseudotime function for interpretation of Drawdown and Buildup tests.

In naturally fractured reservoirs are shown some correlations that allow showing the behavior of these, through of characterization of unique parameters as the dimensionless storage coefficient, ω and interporosity flow parameter, λ by means of the TDS technique introducing the pseudotime function.

The developed methodology in this work permits to characterize homogeneous and naturally fractured gas reservoirs drained by a horizontal well including pseudotime effects incorporated in the TDS technique, these relationships were applied to several synthetic well test data shown excellent results and were successfully compared to the input data fed to the simulator. A good agreement of the results from the TDS technique for pseudotime and rigorous time was observed.

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de pozos son una de las herramientas más importantes y fundamentales de la ingeniería de yacimientos encaminadas a la caracterización del mismo. Esta es una función técnica clave en la industria del petróleo y gas. Los resultados del análisis de los datos de pruebas de pozos son usados para tomar decisiones de inversión a los mismos por lo tanto los resultados deben ser representativos y exactos en su mayor posibilidad.

El concepto de la derivada de presión con respecto al tiempo en el análisis de pruebas de presión lo introdujo Bourdet et al.¹ (1989). Esta técnica consiste en graficar la velocidad de cambio de la presión (la derivada de la presión con respecto a una función de tiempo) versus el tiempo transcurrido, en una escala doble logarítmica. Es un método que se ha difundido desde su introducción al análisis de pruebas de pozos por su exactitud y practicidad.

Los cambios de presión se registran de acuerdo a la variación de caudal que se tenga, para pozos de gas horizontales el concepto de la derivada ha sido aplicado por medio de la metodología TDS (Tiab's direct synthesis technique) y el análisis de los tipos de flujos que existen en el pozo al que se aplica.

La variación de la viscosidad y la compresibilidad como función de la presión en la interpretación de pruebas de presión para yacimientos de gas fue propuesta por Agarwal en 1949 en una función denominada pseudotiempo, esta función ha sido utilizada en la interpretación de pruebas de presión de caudal variable por medio de la técnica TDS por Escobar, López y Cantillo² (2006) quien obtuvo un hallazgo significativo al cuantificar el área del yacimiento. La función pseudotiempo junto a la técnica TDS se extiende a pruebas de restauración y declinación de presión en yacimientos de gas homogéneos y naturalmente fracturados penetrados por un pozo horizontal obteniendo nuevas correlaciones para la correcta caracterización de estos yacimientos con resultados seguros.

¹Bourdet, D. et al. "Use of Pressure Derivate in Well Test Interpretation", SPE Form. Eval., June 1989, p.293

²Escobar, F.H., Lopez, A.M., y Cantillo, J.H., 2007 "Effect of the Pseudotime Function on Gas Reservoir Drainage Area Determination". CT&F (Dic 2007), Vol. 3 Núm.3.

CAPITULO 1

1.1 TEORÍA Y DERIVACIÓN DE LAS ECUACIONES PARA YACIMIENTOS DE GAS

1.1.1 Ecuación de Difusividad del Gas

La ecuación de difusividad, es fundamental para el análisis de pruebas de transiente de presión en yacimientos de gas. En coordenadas radiales dicha ecuación es:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_i}{0.0002637k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.1)$$

La ecuación de estado para la densidad del gas real es:

$$\rho = \frac{PM}{ZRT} \quad (1.2)$$

Combinando la ecuación de conservación de la masa, la ecuación de la ley de Darcy y la ecuación de estado da como resultado:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{P}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial \left(\frac{P}{Z} \right)}{\partial t} \quad (1.3)$$

La Ec. (1.3) es la ecuación de difusividad para gases reales. Tanto la porosidad como la permeabilidad se asumen constantes e independientes de la presión.

Cuando el lado izquierdo de la Ec. (1.3) es diferenciado, el término $(\partial p / \partial r)^2$ no es despreciable como en el caso de los fluidos ligeramente compresibles. Por consiguiente, la Ec. (1.3) es una ecuación diferencial no lineal.

Para linealizar la Ec. (1.3), Al-Hussainy³ introdujo en 1996 el concepto de pseudopresión de un gas real así que la viscosidad y el factor de desviación serían manejados como una función de la presión. La pseudo presión o el potencial del gas real definen así:

$$m(P) = 2 \int_{P_n}^P \frac{P}{\mu(P)Z(P)} dP \quad (1.4)$$

³Al-Hussainy, R., Ramey, H.J. and Crawford P.B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", JPT (May 1966) 624-36; Trans., AIME, 237.

La sustitución de $m(P)$ dentro de la Ec. (1.3) da la siguiente ecuación de difusividad:

$$\frac{\partial^2 m(P)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(P)}{\partial r} = \frac{\phi(\mu c_i)_i}{k} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad (1.5)$$

Nótese que μ y c_i son funciones de presión. Para aplicaciones prácticas, la viscosidad y la compresibilidad serán calculadas a la presión inicial de yacimiento, como se indicó en el término del lado derecho.

La compresibilidad del gas, c_g puede ser expresada en términos de Z como:

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad (1.6)$$

Sin embargo, para propósitos prácticos, la Ec. (1.5) puede ser tomada como una ecuación diferencial lineal en términos de $m(P)$, confirmado por los resultados obtenidos en simulaciones realizadas por Wattenbarger y Ramey⁴. Ellos demostraron que las ecuaciones de los transientes de presión pueden ser utilizadas con muy buena aproximación en términos de $m(P)$.

La forma adimensional de la Ec. (1.5) en términos de $m(P)$ es:

$$\frac{\partial^2 m(P)_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m(P)_D}{\partial r_D} = \frac{\partial m(P)_D}{\partial t_D} \quad (1.7)$$

Para yacimientos naturalmente fracturados la ecuación de difusividad en forma adimensional es:

$$\frac{\partial^2 m_D(P)}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m_D(P)}{\partial r_D} = (1-\omega) \frac{\partial m_{Dm}(P)}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial m_D(P)}{\partial t_D} \quad (1.8)$$

1.1.2 Efectos de Daño en Pozos Horizontales

En los procesos de perforación se causa daño a la formación, por consiguiente, es importante estar en capacidad de identificar correctamente y cuantificar este daño.

⁴Wattenbarger, R.A. and Ramey, H.J. Jr.: "Well Test Interpretation of Vertically Fractured Gas Wells", JPT (May 1969) 625-32

Se han identificado tres componentes del factor de daño y cuantificado analíticamente para cada régimen de flujo presente en los pozos horizontales.

- Daño mecánico, s_m , atribuible al daño del pozo, el cual resulta de los procesos de perforación y completamiento.
- Pseudo factor de daño, s_z , relacionado a los efectos de penetración parcial en la dirección vertical. Su magnitud es función directa del espesor del yacimiento y de la localización geométrica del pozo horizontal en el plano vertical. No está presente durante el período de flujo radial de tiempo inicial.
- Pseudo factor de daño, s_x , causado por los efectos de la penetración parcial en la dirección x. Solamente se presenta durante el período de flujo lineal de tiempo final.

Se deben cuantificar los tiempos y/o pseudotiempo que hacen relación a cada régimen de flujo debido a que cada régimen de flujo tiene una única solución matemática relacionada con el daño y ciertos parámetros de yacimiento pueden ser aproximados durante regímenes de flujo particular.

1.1.3 Coeficiente de Flujo No Darcy

La ley de Darcy aplica a gases que fluyen a bajas tasas (flujo laminar), lo cual ocurre en el Yacimiento lejos del pozo. Sin embargo, en la vecindad del pozo, las tasas de flujo de gas pueden llegar a ser extremadamente altas debido a la convergencia del flujo. A estas tasas, los efectos inerciales pueden llegar a ser significativos y la ley de Darcy no aplicable. Los efectos inerciales toman la forma de un comportamiento de flujo distorsionado y la turbulencia en las diferentes partes de la estructura del poro. Aunque la naturaleza exacta de este flujo microscópico no es conocida en el Yacimiento, el efecto neto es el incremento en el gradiente de presión cuando estos efectos inerciales llegan a ser considerablemente grandes.

Para flujo laminar la ley de Darcy⁵ puede ser reorganizada de la siguiente forma:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = -\frac{\mu}{k}u \quad (1.9)$$

En donde $\partial P/\partial x$ es el gradiente de presión y u es la velocidad del fluido (Darcy) macroscópica. A altas tasas, cuando los efectos inerciales llegan a ser significativos, se utiliza la ecuación de Forchheimer⁶:

⁵Tiab, D., and Donaldson, E.C. “*Petrophysics*”. Gulf Publishing Co. 1996.

⁶Barree, R.D et Al. “*Beyond Beta Factors: A Complete Model for Darcy, Forcheimer, and TransForcheimer Flow inn porous Media*” Paper SPE 89325, 2004.

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu}{k}u + \beta \rho u^2 \quad (1.10)$$

En donde ρ es la densidad del fluido y β es el factor de turbulencia. El lado derecho de la Ec. (1.10) contiene un término para las fuerzas viscosas y un término para las fuerzas inerciales, las cuales contribuyen a la pérdida de presión.

Así, la forma completa adimensional de la respuesta de presión en términos de pseudo presión para un gas produciendo a una tasa constante en un sistema radial infinito en un yacimiento homogéneo para un pozo horizontal es:

$$m(P)_i - (P_{wf}) = 1637.74 \frac{q_{sc} T}{\sqrt{k_y k_z L_w}} \left[\log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z t}}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.227 + 0.8686(s_m + Dq) \right] \quad (1.11)$$

El factor de daño aparente se define como:

$$S_a = s_m + Dq \quad (1.12)$$

S_a es una medida del daño total de la formación. El valor de D varía con la presión pero puede ser considerado constante como una aproximación; la constante D en las Ec. (1.11) y (1.12) es llamada término de flujo no Darcy o factor de turbulencia.

1.2 FUNCIÓN PSEUDOTIEMPO

Agarwal⁷ en 1949, propuso la función de pseudotiempo como:

$$t_a = \int_{t_0}^t \frac{dt}{\mu(t)c_i(t)} \quad (1.13)$$

Donde la viscosidad y la compresibilidad total son función del tiempo, es decir a medida que avanza el tiempo las propiedades como la viscosidad y la compresibilidad total varía.

El pseudotiempo puede definirse en función de la presión, obteniéndose una nueva función, se expresa en unidades de, hr-psi/cp.

$$t_a(p) = \int_{p_0}^p \frac{(dt/dp)}{\mu(p)c_i(p)} dp \quad (1.14)$$

Donde μ y c_i se hacen función de la presión.

La compresibilidad total se define como:

$$c_i \cong s_g c_g + s_o c_o + s_w c_w + c_f \quad (1.15)$$

Para pozos de gas, la anterior ecuación puede aproximarse como:

$$c_i \cong s_g c_g \quad (1.16)$$

Empleando $t_a(P)$ de la Ec. (1.14), tenemos el pseudotiempo adimensional:

$$t_{Da} = \left(\frac{0.0002637k}{\phi r_w^2} \right) t_{a(P)} \quad (1.17)$$

1.3 TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST)

Esta técnica propuesta por Djebbar Tiab⁸ en 1993 y denominada como la “Tiab’s Direct Synthesis Technique” (TDS), es una técnicas más práctica y moderna para el análisis e interpretación de las pruebas de presión. Se basa en la utilización de los puntos de intersección característicos y en las pendientes de las líneas rectas que representan los regimenes de flujo, en gráficos log-log de los datos de presión y derivada de presión versus el tiempo y permite calcular parámetros del yacimiento sin utilizar el método de ajustes por curvas tipo. La técnica TDS es aplicable a pruebas de declinación de presión, pruebas de restauración de presión y pruebas multirata.

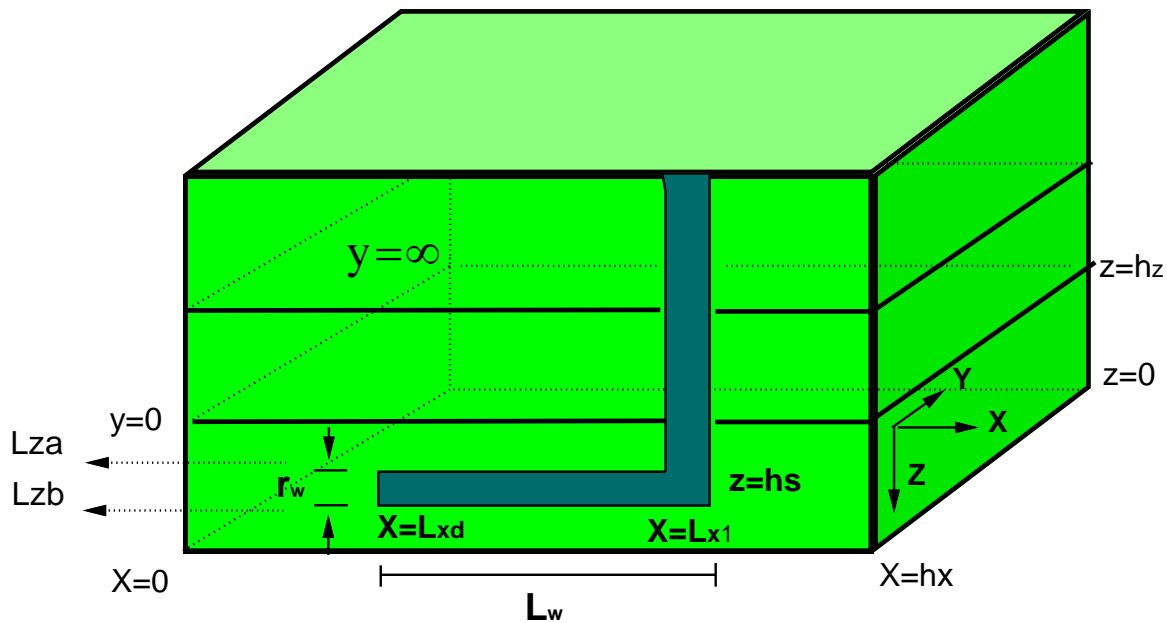
⁷Agawal, R.G. “ ‘Real Gas Pseudo-time’- a New Fuction for Pressure Buildup Analysis of MHF Gas Wells” Paper SPE 8279, 1979. Presented SPE annual technical conference and exhibition, Las Vegas, Sept. 23-26

⁸Tiab, D. “Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: I- Skin and Wellbore Storage”. Paper SPE 25426 presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, March 21-23, 1993

CAPITULO 2

2.1 MODELAMIENTO DE UN POZO HORIZONTAL EN MEDIO ANISOTROPICO

Fig. 2.1. Configuración de un pozo horizontal presentada por Goode y Thambynayagam⁹.



La Fig. 2.1 ilustra la configuración de un pozo presentada por Goode y Thambynayagam⁹. El modelo consiste de un pozo horizontal de conductividad infinita de radio r_w y de longitud L_w localizado en un yacimiento Anisotrópico y homogéneo de ancho h_x , longitud h_y y espesor uniforme h_z .

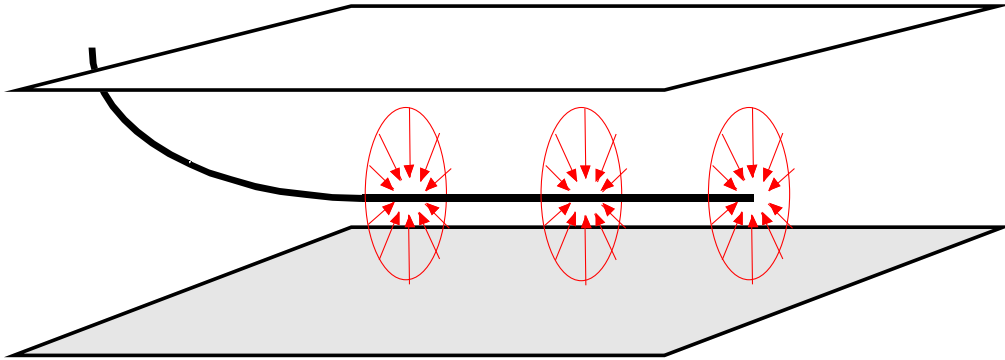
2.2 REGÍMENES DE FLUJO EN POZOS HORIZONTALES¹⁰

Los parámetros que implican el comportamiento del transiente de presión de un pozo horizontal son: la relación de la permeabilidad vertical a horizontal, la posición relativa del pozo en el estrato y la longitud del pozo horizontal comparado con el espesor de la formación. Se han identificado cuatro regímenes de flujo básicos que son teóricamente posibles de encontrarse durante una prueba de caída o ascenso de presión en un pozo horizontal.

⁹Goode, P. A. and Thambynayagam, R. K. M. "Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media" SPEFE (Dec. 1987) p. 683-697.

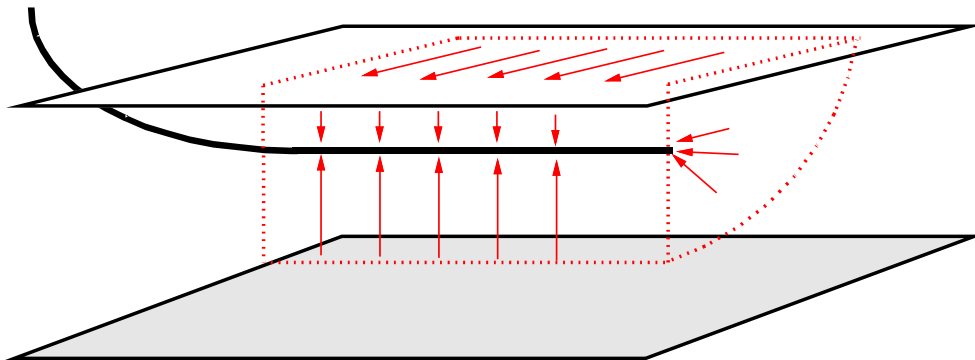
A medida que la producción comienza, el transiente de presión se moverá perpendicular al pozo como se ilustra en la Fig. 2.2, entonces se forma el flujo radial, su duración es muy corta cuando el yacimiento es de estratos delgados o en yacimientos de alta permeabilidad vertical.

Fig. 2. 2. Flujo Radial de Tiempo Inicial



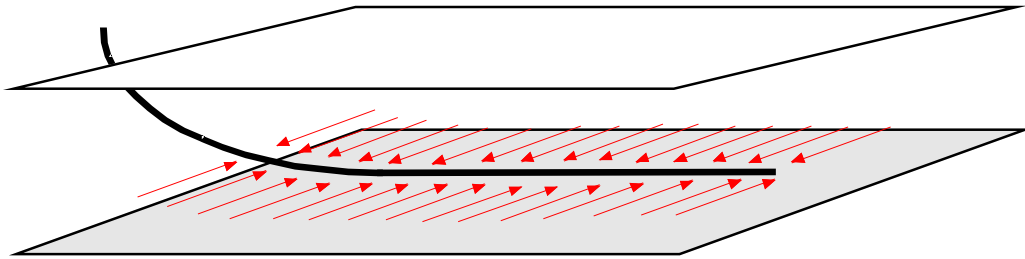
Cuando el pozo esta cerca de una frontera de no flujo y ésta siente la perturbación de la presión, se forma un flujo hemcilíndrico como se muestra en la Fig. 2.3.

Fig. 2.3. Flujo Hemicilíndrico



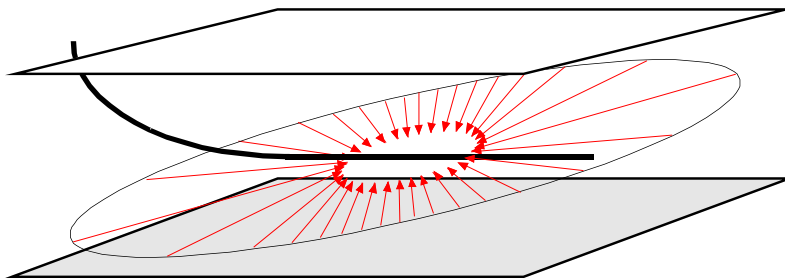
Frecuentemente, la longitud del pozo horizontal es mucho más grande que el espesor del yacimiento el cual contribuye a la formación del régimen de flujo lineal y se desarrolla cuando la perturbación de la presión alcanza las fronteras superior e inferior del yacimiento. Ver Fig. 2.4. La duración efectiva de este flujo se relaciona sólo con los efectos de frontera.

Fig. 2.4. Flujo Lineal



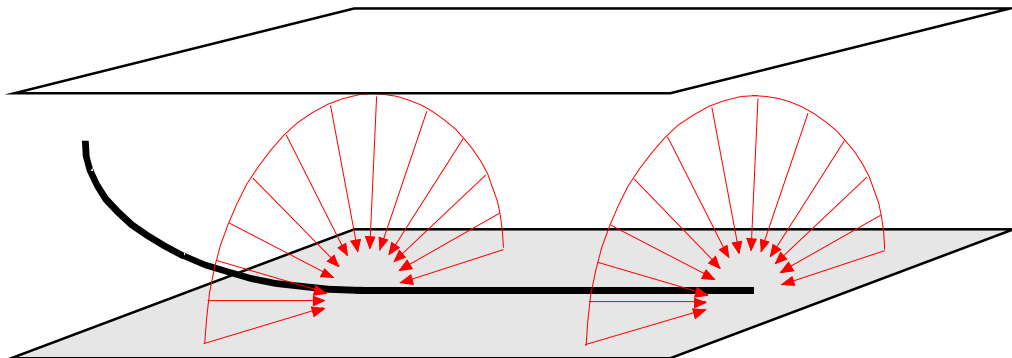
En ausencia de una fuente de presión constante y sin fronteras al flujo horizontal sobre una distancia razonable, el flujo hacia el pozo horizontal llegará a ser efectivamente radial en naturaleza después de un largo tiempo, con el plano horizontal actuando como una fuente puntual, ver Fig. 2.5. Este régimen de flujo, llamado radial de tiempo final, no puede ser observado si otras fronteras externas son las que sienten primero o no será observado cuando el yacimiento tiene unas fronteras de presión constante.

Fig. 2.5. Flujo Radial de Tiempo Final



Entre los períodos de flujo radial de tiempo inicial y tiempo final una vez las fronteras paralelas han sido contactadas, se desarrollará un régimen de flujo lineal.

Fig. 2.6. Flujo Hemirradial



Siguiendo el flujo radial inicial, puede aparecer un período intermedio si el pozo está localizado cerca de una de las fronteras superior o inferior; este período se llama régimen de flujo hemi radial, ver Fig. 2.6. Este régimen de flujo no se desarrollará normalmente si la posición relativa del pozo con respecto al espesor de la formación es 1 ó cero, indicando que el pozo está muy cerca de la frontera superior o inferior.

Un régimen que se puede establecer cuando el pozo horizontal en una prueba de caída de presión si no es considerado común, es de estado estable. Este se desarrollará solamente cuando hay una fuente de presión constante tal como un acuífero o una capa de gas.

2.3 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA TDS A PRUEBAS DE RESTAURACIÓN Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN INTRODUCIENDO LA FUNCIÓN PSEUDOTIEMPO

La Fig. 2.1 ilustra la configuración del yacimiento y del pozo. El espesor del pozo h_z esta limitado por fronteras superior e inferior impermeables. En el plano horizontal el yacimiento puede ser infinito o semi infinito (limitado en la dirección x) dependiendo de la longitud del pozo horizontal y del ancho del espesor. Las permeabilidades son anisotrópicas y paralelas a las direcciones principales. El pozo horizontal es paralelo a las fronteras superior e inferior, pero no está centrado dentro del espesor de la formación. También es paralelo a la dirección principal. La caída de presión dentro del pozo horizontal se asume despreciable; por consiguiente, se aplica la condición de frontera de conductividad infinita.

2.3.1 POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE GAS ANISOTRÓPICO

El fluido del yacimiento es monofásico y ligeramente compresible, fluyendo a través de un yacimiento homogéneo Anisotrópico. La solución de Goode y Thambynayagam⁹ es la que se utiliza en este trabajo debido a su conveniencia y forma sencilla. La solución adimensional para un yacimiento finito o semi infinito penetrado por un pozo horizontal en un medio poroso homogéneo y Anisotrópico está dada por:

$$m_D(P) = \frac{2L_w r_{wa}}{h_x h_z} \left[\sqrt{\pi t_{Da}} + \frac{h_x^2}{\pi^2 V_x} \sum_{n=1}^{\infty} \text{erf}(v_x \pi n \sqrt{t_{Da}}) \frac{\xi_n^2}{n} + \frac{h_x h_z}{L_w v_z \pi} \sum_{m=1}^{\infty} \text{erf}(v_z \pi m \sqrt{t_{Da}}) \frac{\xi_m}{m} \cos(m\pi z_e) \right] + \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} S_m \quad 2.1$$

La derivada con respecto al tiempo

$$m'_D(P) = \frac{2L_w r_{wa}}{h_x h_z} \sqrt{\frac{\pi}{t_{Da}}} \left[\frac{1}{2} + \frac{h_x^2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \exp[-(v_x \pi n)^2 t_{Da}] \xi_n^2 + \frac{h_x h_z}{L_w \pi} \sum_{m=1}^{\infty} \exp[-(v_z \pi m)^2 t_{Da}] \xi_m \cos(m\pi z_e) \right] \quad (2.2)$$

¹⁰ESCOBAR, F.H., 2009. "Avances en Técnicas Modernas de Interpretación de Pruebas de Pozo". Editorial Universidad Surcolombiana, p. 27-31. Enero 2009

En donde las variables adimensionales son:

$$m_D(P) = \frac{k_y L_w \Delta m(P)}{1421.81 q_{sc} T} \quad (2.3)$$

$$m'_D(P) = \frac{k_y L_w \Delta m'(P)}{1421.81 q_{sc} T} \quad (2.4)$$

$$t_{Da} = \frac{0.0002637 k_y}{\phi (L_{zb} - L_{za})^2} t_a(P) \quad (2.5)$$

$$v_x = \frac{L_{zb} - L_{za}}{h_x} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \quad (2.6)$$

$$v_z = \frac{L_{zb} - L_{za}}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \quad (2.7)$$

$$\xi_n = \frac{\sin \frac{m\pi L_{x1}}{h_z} - \sin \frac{m\pi L_{xd}}{h_z}}{m(L_{x1} - L_{xd})} \quad (2.8)$$

$$\xi_m = \frac{\sin \frac{m\pi L_{za}}{h_z} - \sin \frac{m\pi L_{zb}}{h_z}}{m(L_{zb} - L_{za})} \quad (2.9)$$

El radio aparente del pozo convierte la línea fuente a un pozo de radio r_w . Considerando por anisotropía la relación puede ser expresada como:

$$4r_{wa} = 4r_w \left(\frac{k_z}{k_y} \right)^{\frac{1}{4}} = (L_{zb} - L_{za}) \quad (2.10)$$

La longitud adimensional del pozo está definida como:

$$L_D = \frac{h_z}{2L_w} \sqrt{\frac{k_z}{k_h}} \quad (2.11)$$

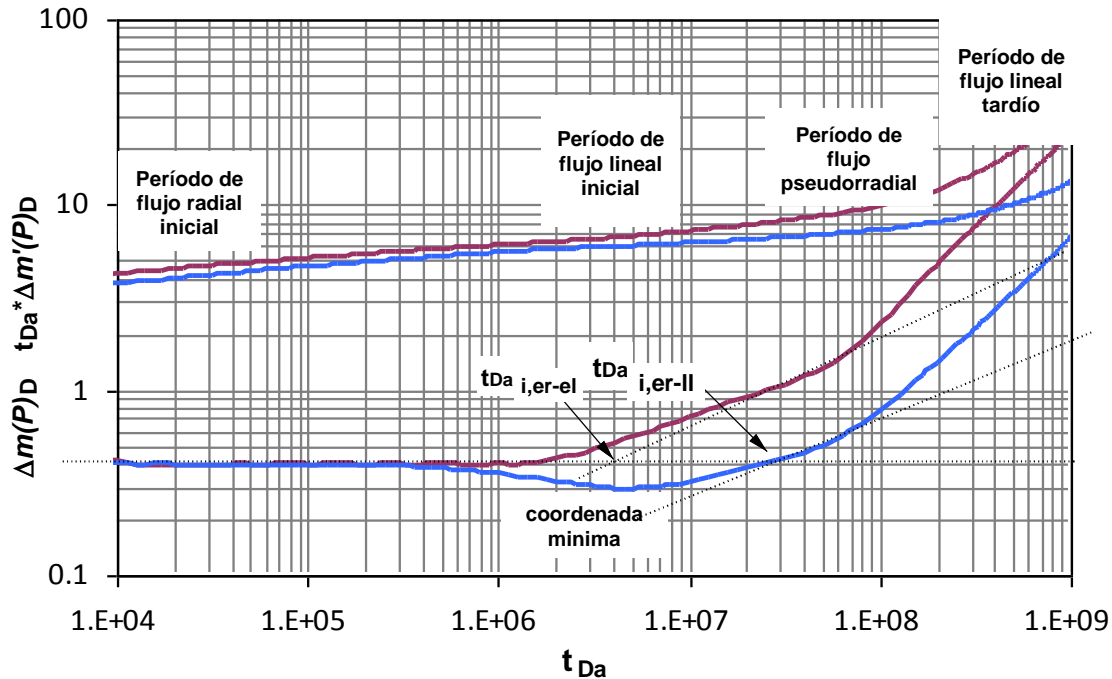
El punto al cual se mide la presión efectiva en el pozo horizontal esta expresada por:

$$z_e = \frac{1}{h_z} (h_s + 1.47 r_{wa}) \quad (2.12)$$

2.3.1.1 Puntos y Líneas Características

Un gráfico log-log de presión y derivada de presión contra pseudotiempo se muestra en la Fig. 2.7. Se identifican sobre esta figura los puntos y las líneas características para la evaluación de la prueba de presión y se hace el siguiente análisis.

Fig. 2.7. Respuesta de Presión en términos adimensionales en un Pozo Horizontal ilustrando los Puntos y Líneas Características.



a) El primer régimen de flujo representa el flujo radial de tiempo inicial, actuando en el plano yz . La ecuación de de flujo adimensional que describe este flujo esta dado por:

$$m_D(P) = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \left[\ln \left(\sqrt{\frac{k_z}{k_y}} t_{Da} \right) + 0.80907 + 2S_m \right] \quad (2.13)$$

Con la correspondiente derivada de presión dada por:

$$t_{Da} * m'_D(P) = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \quad (2.14)$$

Sustituyendo variables adimensionales en la Ec. (2.14) y factorizando se presenta la siguiente expresión para el producto de la permeabilidad yz;

$$\sqrt{k_z k_y} = \frac{710.9 q_{sc} T}{L_w (t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}} \quad (2.15)$$

b) El segundo régimen de flujo, corresponde al flujo lineal de tiempo inicial en repuesta a que el transiente de presión alcanza los límites superior e inferior de la zona productora simultáneamente. Este período de flujo ocurre cuando la longitud del pozo horizontal es suficientemente grande en comparación con el espesor y/o la permeabilidad vertical es mayor que la permeabilidad horizontal. La ecuación de presión en forma adimensional para este período de flujo lineal está dada por:

$$m_D(P) = \frac{2r_w}{h_z} \sqrt{\pi t_{Da}} + (S_z + S_m) \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \quad (2.16)$$

y la correspondiente derivada de presión por:

$$t_{Da} * m'_D(P) = \frac{r_w}{h_z} \sqrt{\pi t_{Da}} \quad (2.17)$$

Sustituyendo los términos adimensionales se presenta la siguiente ecuación para la derivada de presión para determinar la longitud del pozo horizontal o la permeabilidad en la dirección y.

$$L_w = \frac{40.92 q_{sc} T}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}} \frac{1}{h_z} \sqrt{\frac{t_a(P)_{el}}{k_y \phi}} \quad (2.18)$$

c) El tercer régimen de flujo es conocido como flujo pseudorradial en el plano xy. Este régimen de flujo puede no estar presente si la longitud del pozo horizontal es larga comparada con el espesor del yacimiento o si el ancho del yacimiento es muy pequeño comparado con la longitud horizontal. Las ecuaciones para la presión adimensional es:

$$m_D(P) = \frac{L_w}{2h_z} \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \left[\ln \left(\frac{16 k_x r_w^2}{k_y L_w^2} t_{Da} \right) + 0.80907 \right] + \frac{k_y}{\sqrt{k_x k_z}} (S_z + S_m) \quad (2.19)$$

y la derivada de presión adimensional para flujo pseudorradial es:

$$t_{Da} * m'_D(P) = \frac{1}{2} \frac{L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} \quad (2.20)$$

Sustituyendo los términos adimensionales esta ecuación suministra una expresión para el producto de permeabilidad xy ,

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.9 q_{sc} T}{h_z (t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} \quad (2.21)$$

d) Un segundo período de flujo lineal se observa si el ancho de las fronteras (h_x) afecta la respuesta de presión. La ecuación adimensional para la presión:

$$m_D(P) = 2 \left(\frac{L_w r_w}{h_x h_z} \right) \sqrt{\pi t_{Da}} + (S_x + S_z + S_m) \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \quad (2.22)$$

y la derivada de presión es

$$t_{Da} * m'_D(P) = \frac{L_w r_w}{h_z h_x} \sqrt{\pi t_{Da}} \quad (2.23)$$

Sustituyendo los términos adimensionales esta ecuación suministra una expresión para la permeabilidad y ,

$$k_y = \left[\frac{40.92 q_{sc} T}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll}} \right]^2 \frac{t_a(P)_{ll}}{\phi (h_z h_x)^2} \quad (2.24)$$

Es evidente de la Fig. 5.10 que las líneas de las derivadas de presión para varios regímenes de flujo se interceptan en puntos específicos. Estos tiempos característicos suministran un medio de identificación o de verificación de los parámetros de yacimiento.

e) El punto de intersección de los períodos de flujo radial inicial y lineal inicial resulta en la siguiente expresión adimensional:

$$t_{Da_{i,er-el}} = \frac{1}{4\pi} \frac{k_y}{k_z} \left(\frac{h_z}{r_w} \right)^2 \quad (2.25)$$

Al sustituir los términos adimensionales en la Ec. 2.25 se presenta una relación para determinar la permeabilidad en el plano z

$$k_z = \frac{301.77 \phi h_z^2}{t_a(P)_{i,er-el}} \quad (2.26)$$

f) La intersección del período de flujo radial de tiempo inicial y el período de flujo lineal de tiempo final está definida por:

$$t_{Da_{i,er-ll}} = \frac{1}{4\pi} \frac{k_y}{k_z} \left(\frac{h_x h_z}{L_w r_w} \right)^2 \quad (2.27)$$

La cual en unidades reales determina el siguiente grupo de variables:

$$k_z \left(\frac{L_w}{h_x} \right)^2 = \frac{301.77\phi h_z^2}{t_a(P)_{i,er-ll}} \quad (2.28)$$

g) El punto de intersección del período de flujo lineal inicial con el período de flujo pseudorradial resulta en la siguiente expresión adimensional

$$t_{Da_{i,el-pr}} = \frac{1}{4\pi} \frac{k_y}{k_x} \left(\frac{L_w}{r_w} \right)^2 \quad (2.29)$$

La cual en unidades reales determina el siguiente grupo de variables:

$$\frac{k_x}{L_w^2} = \frac{301.77\phi}{t_a(P)_{i,el-pr}} \quad (2.30)$$

Si la longitud del pozo es conocida, la Ec. (2.30) puede ser utilizada para calcular k_x y viceversa.

h) El último punto de intersección es entre los períodos de flujo pseudorradial y lineal final. En forma adimensional:

$$t_{Da_{i,pr-ll}} = \frac{1}{4\pi} \frac{k_y}{k_x} \left(\frac{h_x}{r_w} \right)^2 \quad (2.31)$$

La cual en unidades reales determina el siguiente grupo de variables:

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77\phi}{t_a(P)_{i,pr-ll}} \quad (2.32)$$

i) Combinando las Ec. (2.26), (2.28), (2.30) y (2.32) resulta una relación de tiempos característicos dados por:

$$\frac{t_a(P)_{i,er-el}}{t_a(P)_{i,er-ll}} = \frac{t_a(P)_{i,el-pr}}{t_a(P)_{i,pr-ll}} = \left(\frac{L_w}{h_x} \right)^2 \quad (2.33)$$

j) La relación de las derivadas de presión también suministran rasgos únicos para el análisis. La relación de las líneas de la derivada de presión de radial inicial y pseudorradial resulta en la siguiente expresión.

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} = \frac{h_z \sqrt{k_x}}{L_w \sqrt{k_z}} \quad (2.34)$$

De igual forma, la relación de las derivadas de presión para los períodos de flujo lineales se escribe como:

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{eL}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll}} = \frac{h_x \sqrt{t_a(P)_{eL}}}{L_w \sqrt{t_a(P)_{ll}}} \quad (2.35)$$

k) Gutiérrez. Escobar. y Muñoz en el año 2004, demostraron que el período de flujo lineal temprano no siempre está presente, cuando $L_D < 5$. Esto ocurre si la longitud del pozo horizontal no es suficientemente mayor que el espesor del yacimiento o la relación de la permeabilidad vertical a horizontal es pequeña. La inspección de la curva de la derivada de presión en estos casos identifica una coordenada de la derivada de presión mínima localizada entre los dos períodos de flujo radial. Normalizando el punto de la derivada de presión mínima con la línea de presión pseudorradial e incluyendo efectos de pseudotiempo resulta en una correlación que se muestra en la Fig. 2.8 y representada por la Ec. (2.38), y en este trabajo es acondicionada para incluir los efectos del pseudotiempo.

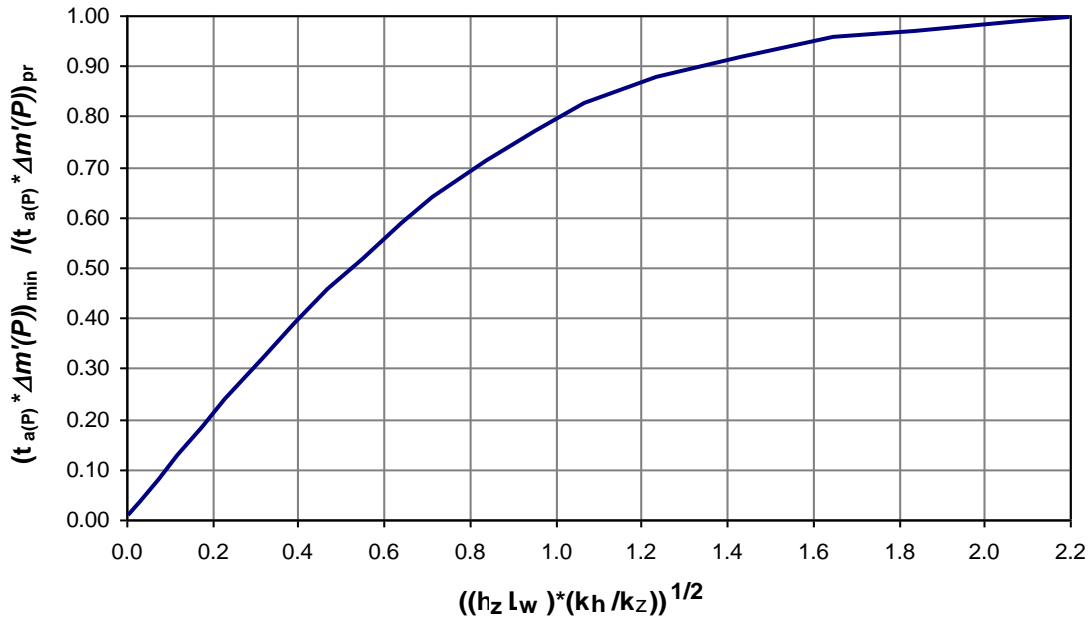
$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} \propto \frac{h_z \sqrt{k_h}}{L_w \sqrt{k_z}} \quad (2.36)$$

$$x = \frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} \quad (2.37)$$

$$\frac{h_z \sqrt{k_h}}{L_w \sqrt{k_z}} = \frac{3.9442x10^{-4} + 0.956868x - 0.8434x^2}{1 - 1.04747x + 0.094568x^2} \quad (2.38)$$

En donde $k_h = (k_x k_y)^{1/2}$ esta relación es una herramienta valiosa para determinar la permeabilidad en el plano y, cuando el período de flujo lineal de tiempo inicial no está presente.

Fig. 2.8 Correlación para la coordenada mínima de la derivada de presión.



En pruebas de presión de pozos horizontales la estimación del factor de daño implica la presencia de pseudo factores de daño que influyen la respuesta de presión; s_z es el pseudo factor relacionado con los efectos de penetración parcial en la dirección vertical y s_x es el pseudo factor debido a los efectos de penetración parcial en la dirección x paralela al pozo.

l) El período de flujo radial inicial es solamente influenciado por el factor de daño mecánico atribuido a las operaciones de perforación y completamiento. La relación de las expresiones de presión y derivada de presión Ec. (2.13) y (2.14) suministran un método para calcular este factor. En unidades reales, el factor de daño mecánico está determinado por:

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta m(P)_{er}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}} - \ln \left(\frac{\sqrt{k_y k_z} t_a(P)_{er}}{\phi r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (2.39)$$

En donde $\Delta m(P)_{er}$, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}$ y $t_a(P)_{er}$ son un punto conveniente durante el período de flujo radial inicial.

El periodo de flujo lineal inicial está influenciado por la combinación de factor de daño mecánico y un pseudo factor en la dirección z . dividiendo la Ec. de presión adimensional (2.16) por la ecuación de la derivada de presión adimensional (2.17) y expresando en unidades dimensionales, resulta en una expresión para el efecto de daño en la dirección z .

$$(s_z + s_m) = \frac{0.029}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_a(P)_{el}}{\phi}} \left(\frac{\Delta m(P)_{el}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}} - 2 \right) \quad (2.40)$$

Nuevamente, $\Delta m(P)_{el}$, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}$, y $t_a(P)_{el}$ son un punto conveniente durante el período de flujo lineal inicial.

Las Ec. adimensionales (2.19) y (2.20) del período de flujo pseudorradial también desarrollan una expresión para el efecto de daño total.

$$(s_z + s_m) = \left[\frac{\Delta m(P)_{pr}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} - \ln \left(\frac{k_x}{\phi L_w^2} t_a(P)_{pr} \right) + 4.659 \right] \frac{L_w}{2h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \quad (2.41)$$

En un yacimiento infinito, es posible obtener un máximo de tres factores de daño Ec. (2.39), (2.40) y (2.41); sin embargo, solamente del período de flujo radial inicial se determina s_m directamente.

Si un límite ancho se refleja sobre la prueba de presión, entonces se creará un segundo pseudo factor de daño. Del período de flujo lineal final el factor de daño total, incluyendo el término s_x es:

$$(s_x + s_z + s_m) = \left[\frac{\Delta m(P)_{ll}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll}} - 2 \right] \frac{0.02878 L_w}{h_z h_x \sqrt{\frac{\phi}{k_z t_a(P)_{ll}}}} \quad (2.42)$$

2.3.2 POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE GAS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los yacimientos fracturados están formados por dos elementos: matriz y fractura. El flujo de la matriz a la fractura se asume en estado pseudoestacionario. Sólo las fracturas alimentan el pozo horizontal. El yacimiento está limitado en la dirección vertical por fronteras de no flujo y es infinito o semi infinito en el plano horizontal. El pozo horizontal está centralmente localizado y se asume que la caída de presión es despreciable. Todas las fronteras del yacimiento, el pozo horizontal y las permeabilidades coinciden con las direcciones principales.

La solución para un pozo horizontal que penetra un yacimiento naturalmente fracturado fue derivada de las transformadas de Laplace y Fourier. Debido a la complejidad de la función en el espacio de Laplace, no obstante, se realizó la inversión utilizando el algoritmo de Stepest. En términos adimensionales la solución está dada por:

$$m_D(P) = \frac{2 L_w r_{wa}}{h_x h_z} \left[\frac{\pi}{2} F(s)_{0,0} + h_x \sum_{n=1}^{\infty} F(s)_{0,n} \frac{\xi_n^2}{n} + \frac{h_x h_z}{L_w} \sum_{m=1}^{\infty} F(s)_{m,0} \frac{\xi_m}{m} \cos(m\pi z_e) \right] + \frac{1}{s} \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} s_m \quad (2.43)$$

En donde $F(s)$ es la función en el espacio de Laplace definida como:

$$F(s) = \frac{1}{\sqrt{s f(s) + (v_x \pi n)^2 + (v_z \pi m)^2}} \quad (2.44)$$

La función $f(s)$ representa la geometría de la matriz y el régimen de flujo y está definida por Warren y Root

$$f(s) = \omega + \frac{(1 - \omega)\lambda}{(1 - \omega)s + \lambda} \quad (2.45)$$

Las variables adimensionales están definidas como:

$$m_D(P) = \frac{k_y L_w \Delta m(P)}{1421.81 q_{sc} T} \quad (2.46)$$

$$t_{Da} = \frac{0.0002637 k_y}{\phi (L_{zb} - L_{za})^2} t_a(P) \quad (2.47)$$

$$v_x = \frac{L_{zb} - L_{za}}{h_x} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \quad (2.48)$$

$$v_z = \frac{L_{zb} - L_{za}}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \quad (2.49)$$

$$\xi_n = \frac{\sin \frac{m\pi L_{x1}}{h_z} - \sin \frac{m\pi L_{xd}}{h_z}}{m(L_{x1} - L_{xd})} \quad (2.50)$$

$$\xi_m = \frac{\sin \frac{m\pi L_{za}}{h_z} - \sin \frac{m\pi L_{zb}}{h_z}}{m(L_{zb} - L_{za})} \quad (2.51)$$

El radio aparente del pozo convierte la cinta fuente a un pozo de radio r_w . Considerando por anisotropía la relación puede ser expresada como:

$$4r_{wa} = 4r_w \left(\frac{k_z}{k_y} \right)^{\frac{1}{4}} = (L_{zb} - L_{za}) \quad (2.52)$$

La longitud adimensional del pozo es definida como:

$$L_D = \frac{h_z}{2L_w} \sqrt{\frac{k_z}{k_h}} \quad (2.53)$$

El almacenamiento adimensional está definido como:

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_2}{(\phi c_t)_2 + (\phi c_t)_1} \quad (2.54)$$

y el parámetro de flujo Interporoso:

$$\lambda = \frac{\alpha k_m (L_{zb} - L_{za})}{k_y} \quad (2.55)$$

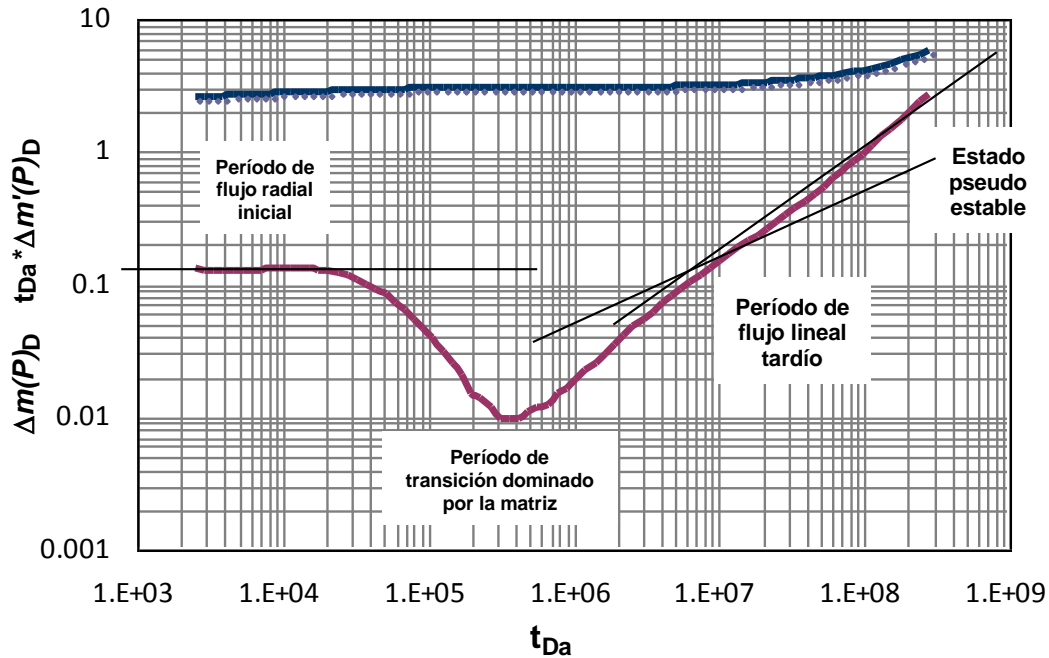
La derivada de la Ec. (2.43) se obtiene fácilmente de la relación,

$$m'_D(P) = S m_D(P) - m_D(P) \quad (2.56)$$

La solución se verificó con pruebas en pozos horizontales de aceite en yacimientos naturalmente fracturados por Aguilera y Ng.

La Fig. 2.9 ilustra la secuencia de los regímenes de flujo que ocurrirían durante una prueba de pozo. Inicialmente, el período de flujo radial de tiempo inicial todavía es dominante. Siguiendo, la respuesta de presión exhibe flujo lineal cuando el transiente de presión llega a los límites inferior y superior. Subsecuentemente, el período de transición llega a ser dominante y se observan las coordenadas mínimas. Después del periodo de transición, se presenta el período de flujo pseudorradial, lineal y se muestra el estado pseudo estable cuando la caída de presión alcanza los límites del yacimiento.

Fig. 2.9. Comportamiento de la presión para un pozo horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado. $\omega=0.1$ y $\lambda=9*10^{-8}$



2.3.2.1 Puntos y Líneas Característicos

a) El primer régimen de flujo representa la acción infinita, del período de flujo radial de tiempo inicial en el plano yz . En unidades de campo la siguiente expresión para el producto de la permeabilidad yz puede ser derivada :

$$\sqrt{k_z k_y} = \frac{710.9 q_{sc} T}{L_w(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}} \quad (2.57)$$

b) El segundo régimen de flujo, corresponde al flujo lineal de tiempo inicial en repuesta a que el transiente de presión alcanza los límites superior e inferior de la zona productora simultáneamente. Este período de flujo ocurre cuando la longitud del pozo horizontal es suficientemente grande en comparación con el espesor y/o la permeabilidad vertical es mayor que la permeabilidad horizontal y es influenciado por el parámetro de almacenamiento adimensional (ω), que se describe en el periodo de transición dominado por la fractura. El punto característico para este periodo esta dado por:

$$t_{Da} * m'_D(P) = \frac{r_w}{h_z} \sqrt{\frac{\pi}{\omega}} t_{Da} \quad (2.58)$$

Sustituyendo los términos adimensionales se presenta la siguiente ecuación para la derivada de presión para determinar la longitud del pozo horizontal o la permeabilidad en la dirección y .

$$L_w = \frac{40.92q_{sc}T}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}} \frac{1}{h_z} \sqrt{\frac{t_a(P)_{el}}{\omega k_y \phi}} \quad (2.59)$$

c) El tercer régimen de flujo es conocido como flujo pseudorradial en el plano xy . Este régimen de flujo puede no estar presente si la longitud del pozo horizontal es grande comparada con el espesor del yacimiento o si el ancho del yacimiento es pequeño relacionado con la longitud horizontal. En unidades de campo, una expresión para el producto de la permeabilidad xy viene a ser:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.9q_{sc}T}{h_z(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} \quad (2.60)$$

d) Un período de flujo lineal final puede ser observado si el si el ancho de las fronteras, h_x , afecta la respuesta de presión y se describe por medio de la siguiente relación:

$$k_y = \left[\frac{40.92q_{sc}T}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll}} \right]^2 \frac{t_a(P)_{ll}}{\phi(h_z h_x)^2} \quad (2.61)$$

e) La intersección del período de flujo radial de tiempo inicial y período de flujo lineal de tiempo final está definida por:

$$k_z \left(\frac{L_w}{h_x} \right)^2 = \frac{301.77\phi h_z^2}{t_a(P)_{i,er-ll}} \quad (2.62)$$

f) Un segundo punto de intersección es entre los períodos de flujo pseudorradial y lineal final. En unidades de campo,

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77\phi}{t_a(P)_{i,pr-ll}} \quad (2.63)$$

g) La relación de las líneas derivadas del radial inicial y radial resulta en la siguiente expresión.

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} = \frac{h_z \sqrt{k_x}}{L_w \sqrt{k_z}} \quad (2.64)$$

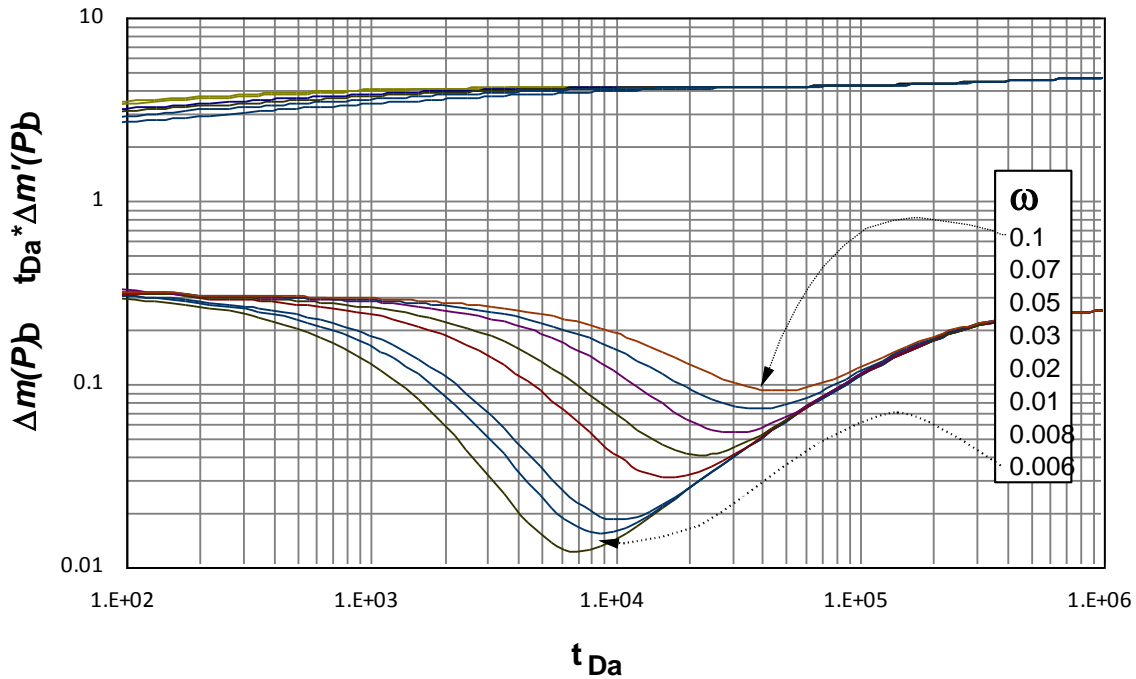
Esta relación suministra un medio de verificar la relación de permeabilidad o estimar la derivada de la presión pseudorradial.

De igual forma, la relación de las derivadas de presión para los períodos de flujo lineal es escrita como:

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll}} = \frac{h_x}{L_w} \sqrt{\frac{t_a(P)_{eL}}{\omega t_a(P)_{ll}}} \quad (2.65)$$

La Fig. 2.10 ilustra el comportamiento característico de pseudo presión de un yacimiento naturalmente fracturado. Sobre esta figura, el parámetro de flujo Interporoso se mantiene constante mientras que el coeficiente de almacenamiento es variable.

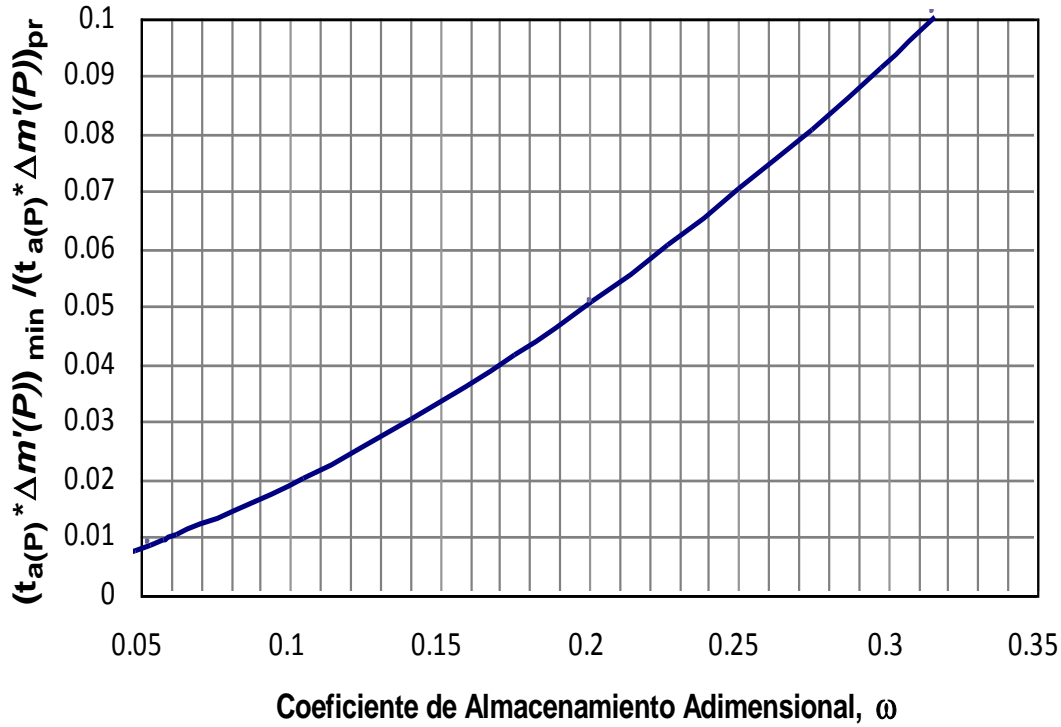
Fig. 2.10. Efecto del coeficiente de almacenamiento adimensional sobre la respuesta de pseudo presión en un Yacimiento Naturalmente Fracturado actuando como infinito con Flujo Interporoso en Estado Pseudoestacionario, $\lambda=5.0*10^{-7}$



En la Fig. 2.10 se nota sobre la curva de la derivada la existencia de una depresión durante el período de transición y la intensificación de esta depresión con la disminución del coeficiente de almacenamiento adimensional independiente del parámetro de flujo Interporoso.

h) el coeficiente de almacenamiento adimensional (ω) puede ser determinado de la relación de las coordenadas mínimas de la derivada de presión del flujo pseudorradial.

Fig. 2.11. Correlación Normalizada entre el coeficiente de almacenamiento (ω) y la relación de derivada de pseudopresión para Flujo Interporoso en Estado Pseudoestacionario, $\lambda=5.0*10^{-7}$



$$\omega = \left(1.0622558 - 1.0261537 e^{\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}}} \right)^2 \quad (2.66)$$

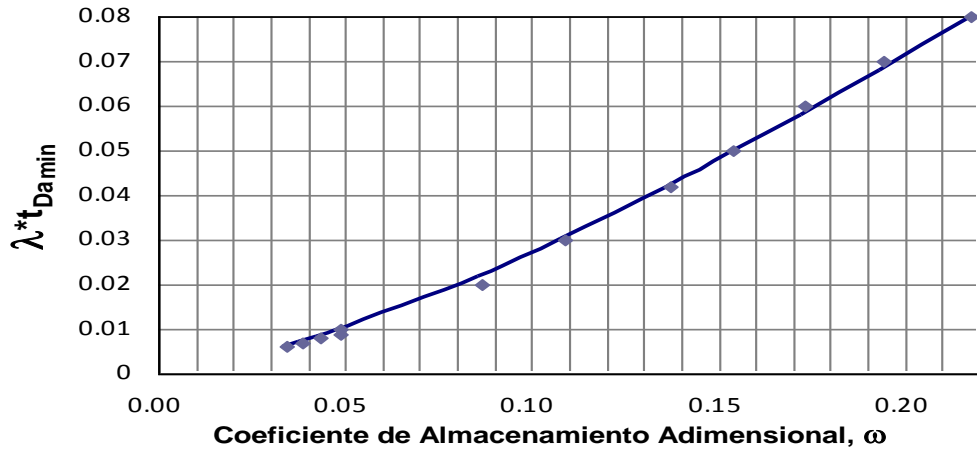
También es propuesta la Ec. 2.67 en función de la relación de la derivada mínima presente en el periodo de transición y la derivada del flujo pseudorradial

$$\omega = \left[a - \left(b \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} \right)^{-1} \ln \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} \right) \right) \right]^{-1} \quad (2.67)$$

Donde $a=1.6633318$ y $b=2.3145772$, ambas correlaciones son válidas para $0 \leq \omega \leq 0.1$

- i) El factor del parámetro de flujo Interporoso y el mínimo valor de pseudotiempo, $(\lambda * t_{Da})$ vs ω , desarrolla una correlación para el cálculo de coeficiente de almacenamiento adimensional, ω

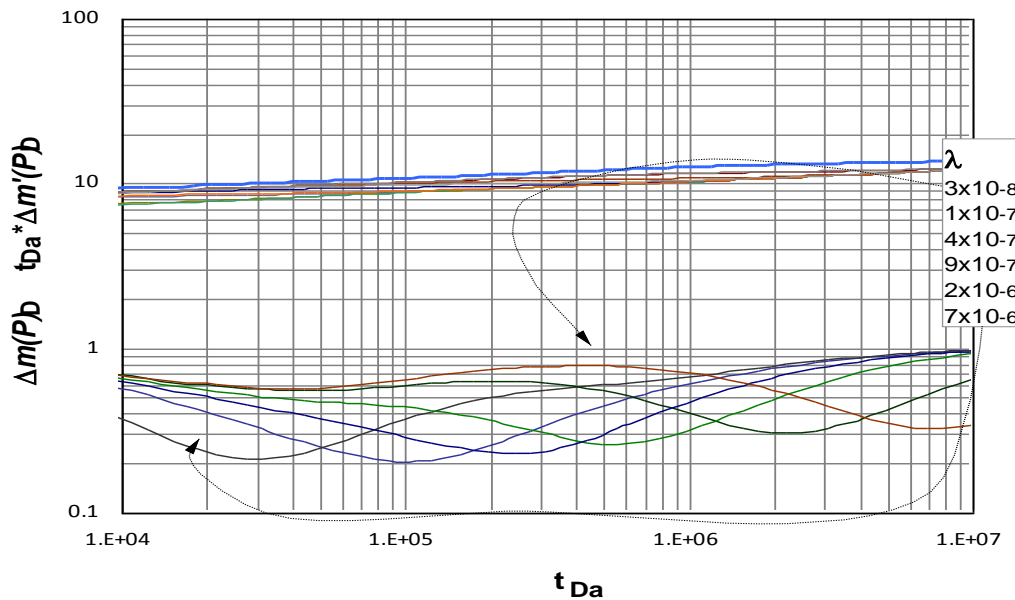
Fig. 2.12. Correlación entre el coeficiente de almacenamiento (ω) y el factor de el parámetro de flujo Interporoso (λ) y el pseudotiempo mínimo adimensional para Flujo Interporoso en Estado Pseudoestacionario



$$\omega = \left(1.0701889 + \left(\frac{4336.643534 \phi r_w^2}{\lambda k_y t_{a(P)\min}} \right)^{1.5} \right)^{-1} \quad (2.68)$$

La Fig. 2.13 ilustra el comportamiento característico de pseudo presión de un yacimiento naturalmente fracturado. Sobre esta figura, el coeficiente de almacenamiento se mantiene constante mientras que el parámetro de flujo Interporoso es variable.

Fig. 2.13. Efecto de la variable del parámetro de flujo interporoso sobre la respuesta de pseudo presión en un yacimiento naturalmente fracturado actuando como infinito con Flujo Interporoso en estado pseudoestacionario $\omega=0.1$

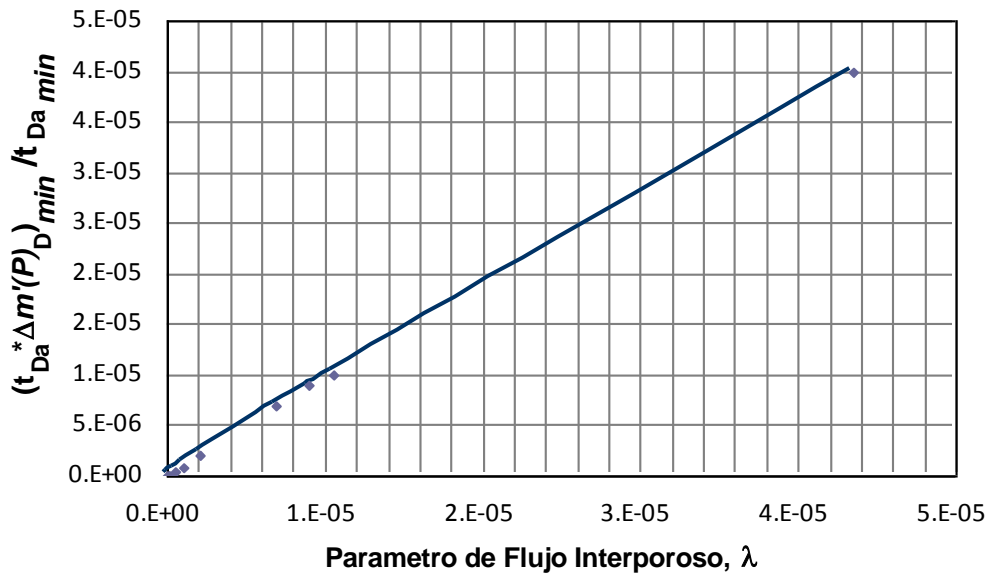


En la Fig. 2.13 note sobre la curva de la derivada la existencia de una depresión durante el período de transición y la tardía manifestación de esta depresión con la disminución del

parámetro de flujo Interporoso independiente del coeficiente de almacenamiento adimensional.

j) El parámetro de flujo Interporoso puede ser calculado de las coordenadas mínimas.

Fig. 2.14. Correlación entre el parámetro de flujo Interporoso (λ) y la relación entre la derivada de pseudo presión adimensional mínima y el pseudotiempo adimensional mínimo para Flujo Interporoso en Estado Pseudoestacionario



Una de las correlaciones ajustadas al análisis para el cálculo del parámetro de flujo Interporoso está dada por:

$$\lambda = \left[a - b \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{min}}}{t_{Da_{min}}} \right)^3 + c \frac{t_{Da_{min}}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{min}}} \right]^{-1} \quad (2.69)$$

Donde las constantes $a=14300.067$, $b=1.1873637 \times 10^{17}$, $c=0.8914772$.

Una correlación con mayor fidelidad también es ajustada a los puntos analíticos y se muestra como:

$$\lambda = a + b \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{min}}}{t_{Da_{min}}} \right) + c \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{min}}}{t_{Da_{min}}} \right)^{1.5} - d \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{min}}}{t_{Da_{min}}} \right)^2 + e \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{min}}}{t_{Da_{min}}} \right)^3 \quad (2.70)$$

Donde:

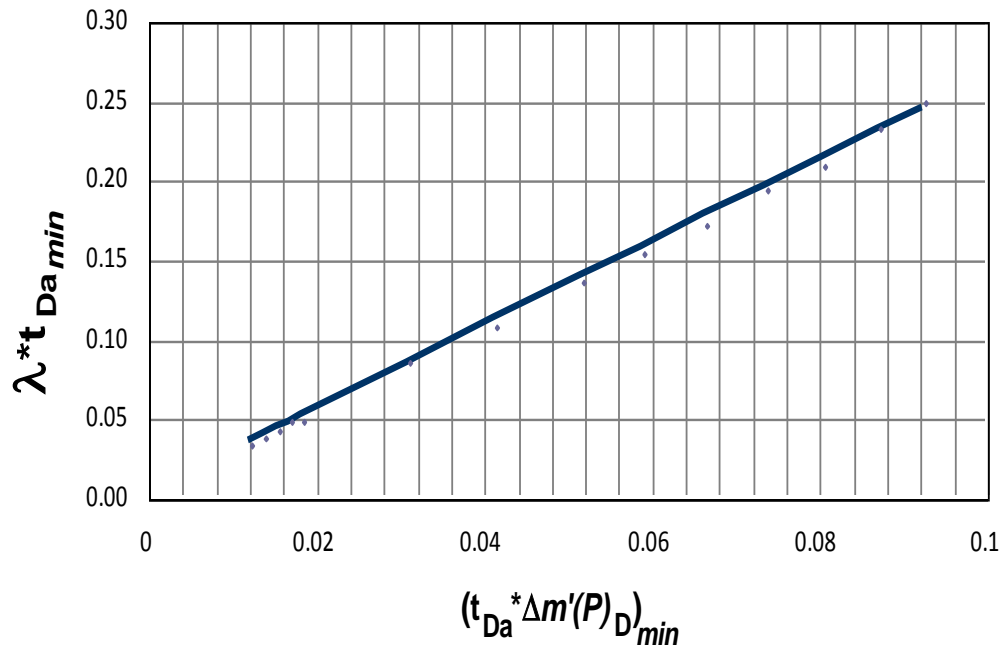
- Las constantes $a=8.7887976 \times 10^{-9}$, $b=0.45670556$, $c=526.72991$, $d=128991.37$, $e=1.3739889 \times 10^9$.

- Donde la relación de los términos adimensionales está dada por:

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{Da_{\min}}} = \frac{\phi r_w^2 L_w}{0.37492887 q T} \frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{t_a(P)_{\min}}$$

k) Una correlación simple y cómoda es presentada para calcular el parámetro de flujo Interporoso.

Fig. 2.15. Correlación entre el parámetro de flujo Interporoso (λ), el pseudotiempo adimensional mínimo y la derivada de pseudo presión adimensional mínima para Flujo Interporoso en estado pseudoestacionario.

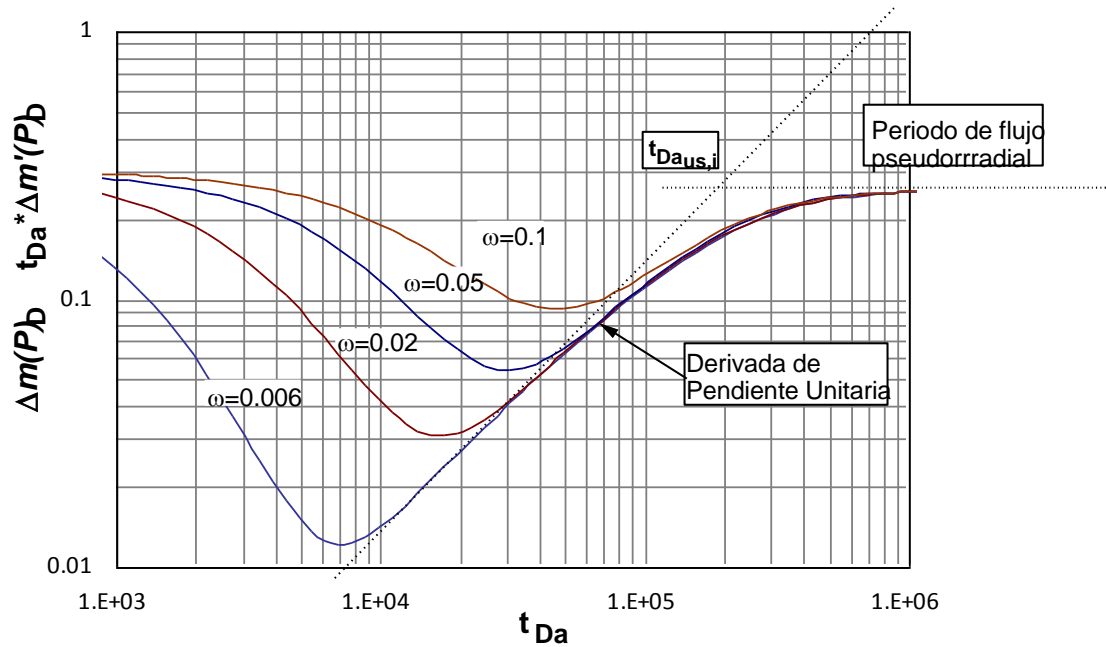


$$\lambda = \left(\frac{9.412109}{k_y} + 6.970882 \frac{L_w (t_a(P) * \Delta m'(P))_{\min}}{q_{sc} T} \right) \frac{\phi r_w^2}{t_a(P)_{\min}} \quad (2.71)$$

l) Soluciones analíticas para el desarrollo de los parámetros característicos de los yacimientos naturalmente fracturados.

Observando la pendiente unitaria característica que se presenta durante el periodo de transición como se muestra en la Fig. 2.16.

Fig. 2.16. Vista ampliada de la Región de Transición ilustrando la línea de la derivada de pendiente unitaria y la intersección de esta con el periodo de flujo pseudorradial. $\lambda=5.0 \times 10^{-7}$



Punto característico final del periodo de transición

$$\ln(t_{Da} * m'_D(P))_{US} = \ln\left(\frac{\lambda * t_{DaUS}}{2}\right) \quad (2.72)$$

La Intersección final del periodo de transición y el periodo de flujo pseudorradial brinda analíticamente una ecuación para determinar el parámetro de flujo Interporoso

$$\lambda = \frac{\phi r_w^2}{0.0002637 t_a(P)_{US,i}} \frac{L_w}{h_z} \sqrt{\frac{1}{k_x k_y}} \quad (2.73)$$

Una segunda aproximación determina analíticamente el punto mínimo de la derivada tomando la segunda derivada de la ecuación de pseudo presión adimensional. Este mínimo ocurre en el punto donde $(t_{Da} * \Delta m'_D(P))' = 0$ por consiguiente, por manipulación algebraica, una expresión analítica para el mínimo tiempo adimensional se obtiene por:

$$(t_{Da})_{\min} = \frac{\omega}{\lambda} \ln \frac{1}{\omega} \quad (2.74)$$

$$\lambda = \frac{\phi r_w^2}{0.0002637 k_y t_a(P)_{\min}} \frac{\omega}{\omega} \ln \frac{1}{\omega} \quad (2.75)$$

m) s_z es el pseudo factor de daño relacionado con los efectos de la penetración parcial en la dirección vertical y s_x es el pseudo factor de daño debido a los efectos de penetración parcial en la dirección x paralela al pozo.

El período de flujo radial inicial esta solamente influenciada por el factor de daño mecánico atribuido a la perforación y a las operaciones de completamiento. En unidades de campo, el factor de daño mecánico está determinado por:

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta m(P)_{er}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}} - \ln \left(\frac{\sqrt{k_y k_z t_a(P)_{er}}}{\phi r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (2.76)$$

En donde $\Delta m(P)_{er}$, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}$ y $t_a(P)_{er}$ son a un punto conveniente durante el período de flujo radial inicial.

El período de flujo lineal inicial está influenciado por una combinación de factor de daño mecánico y el pseudo factor de daño en la dirección z . expresado en unidades de campo, resulta en una expresión para el efecto de daño total:

$$(s_z + s_m) = \frac{0.029}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_a(P)_{el}}{\omega \phi}} \left(\frac{\Delta m(P)_{el}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}} - 2 \right) \quad (2.77)$$

Nuevamente, $\Delta m(P)_{el}$, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el}$ y $t_a(P)_{el}$ son un punto conveniente durante el período de flujo lineal inicial. De igual manera, el período de flujo pseudorradial también desarrolla una expresión para el efecto del factor de daño total:

$$s_m + s_z = \frac{L_w}{2h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left[\frac{\Delta m(P)_{pr}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr}} - \ln \left(\frac{k_x t_a(P)_{pr}}{\phi L_w^2} \right) + 4.659 \right] \quad (2.78)$$

Si un límite ancho se refleja en la prueba de presión, entonces un segundo pseudo factor de daño se creará. Del período de flujo lineal final el factor de daño total, incluyendo el término s_x es:

$$(s_x + s_z + s_m) = \left[\frac{\Delta m(P)_{ll}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll}} - 2 \right] \frac{0.02878 L_w}{h_z h_x \sqrt{\frac{\phi}{K_z t_a(P)_{ll}}}} \quad (2.79)$$

2.3.3 PROCEDIMIENTO PASO A PASO

CASO 1. Todos los regímenes de flujo son observados.

Caso ideal en pruebas de pozo. Las numerosas combinaciones de puntos y líneas características impiden un único procedimiento sencillo de ser preferido.

Paso 1: identifique el periodo de flujo lineal de tiempo temprano y determine k_y de la Ec. (2.18)

Paso 2: utilice la Ec. (2.15) para determinar la k_z

Paso 3: del periodo de flujo pseudorradial determine k_x mediante la Ec. (2.21)

Paso 4: utilice las Ec. (2.26) y (2.30) para verificar la permeabilidades en los planos z , x respectivamente.

Paso 5: si el yacimiento es finito es posible determinar el ancho h_x del yacimiento, identificando el periodo de flujo lineal tardío y mediante la Ec. (2.24)

Paso 6: el ancho del yacimiento puede ser verificado por medio de la relación de intersecciones mediante la Ec. (2.33)

Paso 7: el factor de daño mecánico y los factores de pseudo daño pueden ser determinados usando las Ec. (2.39),(2.40) y (2.42)

CASO 2. El período de flujo lineal inicial está ausente.

Este caso es posible si la longitud del pozo horizontal no es suficientemente larga comparada con el espesor del yacimiento y/o la permeabilidad vertical es mucho menor que la permeabilidad horizontal.

Paso 1: Identifique la línea de la derivada pseudorradial y calcule la permeabilidad horizontal. Ec. (2.21)

Paso 2: localice el punto de la derivada mínima (asumiendo que éste está presente) y utilice la Ec. (2.38) para determinar la permeabilidad vertical.

Paso 3: Calcule k_y de la línea de la derivada de presión del flujo radial inicial. Ec. (2.15)

Paso 4: Calcule k_x de la línea de la derivada de presión del período de flujo pseudorradial. Ec. (2.21)

Paso 5: De los puntos de intersección de los períodos de flujo radial inicial y lineal tardío, Ec. (2.28) se determina el ancho del yacimiento h_x .

Paso 6: El factor de daño mecánico puede ser estimado de un punto conveniente durante el período de flujo radial inicial Ec. (2.39)

Paso 7: El pseudo factor de daño vertical puede ser estimado de un punto conveniente durante el período de flujo pseudorradial Ec. (2.40)

Paso 8: El pseudo factor de daño en la dirección x puede ser estimado de un punto conveniente durante el período de flujo lineal final Ec. (2.42)

CASO 3: El período de flujo pseudorradial está ausente.

Este caso es posible si la longitud del pozo horizontal penetra un yacimiento delgado en la dirección x . Subsecuentemente, el período de flujo lineal final se desarrolla inicialmente y domina la respuesta de presión.

Paso 1: Identifique la línea de la derivada del período de flujo lineal inicial y determine k_y de la Ec. (2.18).

Paso 2: utilice la Ec. (2.15) para determinar la k_z del periodo radial inicial

Paso 4: k_x no puede ser determinado.

Paso 5: Determine el ancho del yacimiento de la relación de las derivadas del período de flujo lineal temprano y tardío Ec. (2.35).

Paso 6: Utilice la línea de la derivada del periodo lineal tardío Ec. (2.24) para verificar h_x , k_y y el punto de intersección de los períodos de flujo radial inicial y lineal final para verificar k_z . Ec. (2.28)

Paso 7: Calcule los factores de daño de puntos convenientes durante los períodos de flujo radial inicial, lineal inicial, y lineal final. Ec. (2.39), (2.40) y (2.42) respectivamente

CASO 4: La longitud del pozo horizontal es desconocida

En los casos anteriores de (1) a (3) la longitud de la medida del pozo horizontal se asumió que era igual a la longitud efectiva. El valor de conocer esta longitud puede ser medido por una posible productividad incrementada por una estimulación y/o de operaciones de completamiento para incrementar la longitud efectiva del pozo a la medida total de la longitud del pozo horizontal. Alternativamente, una longitud efectiva menor que la longitud medida puede indicar la heterogeneidad del yacimiento o una trayectoria sinusoidal del comportamiento del pozo en y fuera del yacimiento.

Paso 1: identifique el período de flujo pseudorradial y determine k_h de la línea de la derivada de presión Ec. (2.21).

Paso 2. Determine el punto de intersección entre los períodos de flujo radial inicial y lineal inicial. Resuelva k_z de este punto de intersección. Ec. (2.26)

Paso 3: Localice el punto de la derivada de presión mínimo, normalice con la derivada de presión pseudorradial Ec. (2.37)

Paso 4: Calcule L_w de la Ec. (2.38)

En resumen, los puntos y líneas característicos requeridos son: el punto mínimo de la derivada; el punto de intersección de los períodos de flujo radial inicial y lineal inicial; el pseudorradial, lineal inicial, y las líneas de las derivadas de presión de los períodos de flujo lineal inicial y radial inicial.

Un procedimiento alternativo es:

Paso 1: De la línea de la derivada del período de flujo lineal final, determine el grupo $h_x^2 * k_y$. Ec. (2.24)

Paso 2: Identifique el punto de intersección de los períodos de flujo pseudorradial y lineal final. Resuelva para k_y/h_x^2 . Ec. (2.32)

Paso 3: Multiplique los grupos adimensionales de los pasos (1) y (2); así determinamos k_h .

Paso 4: Del punto de intersección de los períodos de flujo radial inicial y lineal inicial calcule k_z . Ec. (2.26)

Paso 5: Calcule L_w del punto mínimo de la derivada y de la Ec. (2.38)

En este procedimiento, el punto mínimo de la derivada, el punto de intersección de los períodos de flujo radial inicial y lineal inicial, el punto de intersección entre los períodos de flujo pseudorradial y lineal final y la línea de la derivada de media pendiente del período de flujo lineal final son requeridos para la determinación de la longitud efectiva del pozo horizontal.

CASO 5: Caso general para yacimientos naturalmente fracturados, el periodo de transición ocurre antes de observarse el periodo de flujo lineal temprano

Paso 1: del periodo de flujo pseudorradial determine mediante la Ec. (2.21) la permeabilidad horizontal

Paso 2: utilice la Ec. (2.15) para determinar el factor $k_z k_y$

Paso 3: determine k_y del periodo de flujo lineal tardío mediante la Ec. (2.61)

Paso 4: de los pasos (1), (2) y (3) es posible determinar la permeabilidades en los planos x, y, z .

Paso 5: utilice las Ec. (2.62), (2.63) y (2.64) para verificar las permeabilidades en los diferentes planos

Paso 6: determine el coeficiente de almacenamiento adimensional ω en función de la relación de la derivada mínima y pseudorradial mediante la Ec. (2.66) y puede ser verificado mediante las Ec. (2.67) y (2.68)

Paso 7: calcule el parámetro de flujo Interporoso λ mediante la Ec. (2.73) y puede ser verificado mediante las correlaciones descritas por las Ec. (2.69), (2.71)

Paso 8: el factor de daño mecánico y los factores de pseudo daño pueden ser determinados usando las Ec. (2.39), (2.40) y (2.42)

CASO 6: Caso general para yacimientos naturalmente fracturados, el periodo de transición ocurre después de observarse el periodo de flujo lineal temprano

Paso 1: determine el coeficiente de almacenamiento adimensional ω en función de la relación de la derivada mínima y pseudorradial mediante la Ecuación (2.66) y puede ser verificado mediante las Ec. (2.67) y (2.68)

Paso 2: identifique el periodo de flujo lineal temprano y determine la k_y mediante la Ec. (2.59)

Paso 3: del periodo de flujo pseudorradial determine mediante la Ec. (2.21) la permeabilidad horizontal

Paso 4: utilice la Ec. (2.15) para determinar el factor $k_z k_y$

Paso 5: de los pasos (2), (3) y (4) es posible determinar las permeabilidades en los planos x, y, z

Paso 6: utilice las Ec. (2.62), (2.63) y (2.64) para verificar las permeabilidades en los diferentes planos

Paso 7: calcule el parámetro de flujo interporoso λ mediante la Ec. (2.73) y puede ser verificado mediante las correlaciones descritas por las Ec. (2.69), (2.71)

Paso 8: el factor de daño mecánico y los factores de pseudo daño pueden ser determinados usando las Ec. (2.39), (2.40) y (2.42)

CAPITULO 3

3. APLICACIONES

3.1 CASOS SIMULADOS

3.1.1 Caso Simulado 1: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales

Una prueba de presión es simulada en el software Ecrin para un yacimiento de gas homogéneo; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.1; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la Tabla 3.1

Tabla. 3.1. Datos caso simulado 1: Incidencia del pseudotiempo.

$q = 5 \text{ MMscfD}$	$h_z = 800 \text{ ft}$
$\mu = 0.0265276 \text{ cp}$	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
$L_w = 1500 \text{ ft}$	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30 \text{ ft}$	$T = 212 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 5000 \text{ Psia}$	$t = 3000 \text{ hr}$
$k_v = 20 \text{ md}$	$k_z/k_x = (40/13) = 3$

Solución:

Paso 1: De la Ec. 2.15 se calcula el producto de permeabilidad y z usando un punto en la derivada del flujo radial temprano, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 49249.6488 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_z k_y} = \frac{(710.9)(5000)(671.67)}{(1500)(49240.6488)}$$

$$\sqrt{k_z k_y} = 32.32 \text{ md}$$

Paso 2: De la Ec. 2.18 se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 57986.7028 \text{ psi}^2/\text{cp}$
 $t_a(P)_{el} = 679999.25 \text{ hr-psi}/\text{cp}$

$$k_y = \left[\frac{(40.92)(5000)(671.67)}{(57986.7028)(800)(1500)} \right]^2 \frac{679999.25}{0.1}$$

$$k_y = 26.52 \text{ md}$$

Paso 3: Teniendo el producto de permeabilidad yz y la permeabilidad en la dirección y es posible obtener la permeabilidad en la dirección z

$$\sqrt{k_z k_y} = 32.32 \text{ md}$$

$$k_z = 39.39 \text{ md}$$

Paso 4: Del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal mediante la Ec. 2.21 y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 156960.8582 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = 710.9 \frac{(5000)(671.67)}{(800)(156960.8582)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 19.013 \text{ md}$$

$$k_x = 13.62 \text{ md}$$

Paso 5: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío mediante la Ec. 2.24, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 169216.035 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{ll} = 836509056 \text{ hr-psi}/\text{cp}$

$$h_x = \sqrt{\frac{1674.7}{26.52} \left[\frac{(5000)(671.67)}{(169216.035)(800)} \right] \sqrt{\frac{836509056}{0.1}}}$$

$$h_x = 18029.851 \text{ ft}$$

Paso 6: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección entre el flujo Radial temprano y Lineal temprano, Mediante la Ec. 2.26*

$$t_a(P)_{i,er-el} = 456623 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

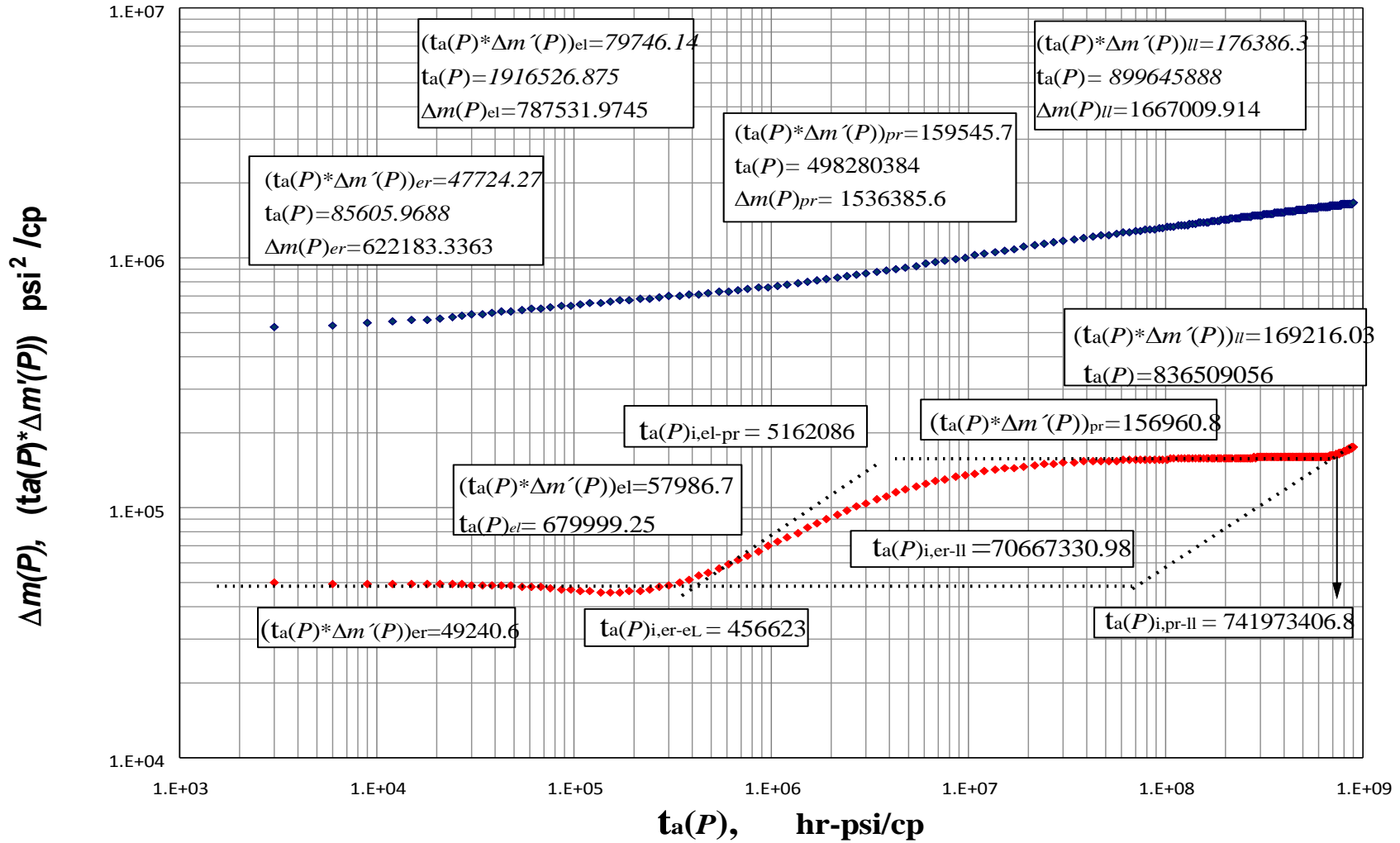
$$k_z = \frac{301.77(0.1)(800)^2}{(456623)}$$

$$k_z = 42.29 \text{ md}$$

⊕ *Intersección entre el flujo Radial Temprano y Lineal De Tiempo Final, mediante la Ec. 2.28*

$$t_a(P)_{i,er-ll} = 70667330.98 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

Fig. 3.1. TDS usando pseudotiempo, caso simulado 1, en yacimiento homogéneo



$$h_x = \frac{1500}{800} \sqrt{\frac{(39.39)(70667330.98)}{301.77(0.1)}}$$

$$h_x = 18008.84 \text{ ft}$$

⊕ *Intersección entre el flujo Lineal Temprano y Pseudorradial, Mediante la Ec. 2.30*

$$t_a(P)_{i,el-pr} = 5162086 \text{ hr-psi/cp}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(1500)^2}{5162086}$$

$$k_x = 13.15 \text{ md}$$

⊕ *Intersección entre el flujo Pseudorradial y Lineal De Tiempo final, Mediante la Ec. 2.32*

$$t_a(P)_{i,pr-ll} = 741973406.8 \text{ hr-psi/cp}$$

$$k_x = 301.77 \frac{(0.1)(1500)^2}{741973406.8}$$

$$k_x = 13.19 \text{ md}$$

Paso 7: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

⊕ *Relación entre flujo Radial inicial y Pseudorradial, Mediante la Ec. 2.34*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 156960.858 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er} = 49240.6488 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$k_z = 13.62 \left[\frac{(800)}{(1500)} \frac{(49240.6488)}{(156960.858)} \right]$$

$$k_z = 38.01 \text{ md}$$

Relación entre flujo Lineal Inicial y Lineal De Tiempo Final, Mediante la Ec. 2.35

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 57986.7028 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 169216.035 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 679216.035 \text{ hr-psi/cp}$$

$$t_a(P)_{ll} = 836509056 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\frac{57986.7028}{169216.035} = \frac{h_x}{1500} \sqrt{\frac{679216.035}{836509056}}$$

$$h_x = 18028.48 \text{ ft}$$

Paso 8: Con puntos característicos de cada flujo se calculan los daños respectivos

⊕ *Radial temprano*

Mediante la Ec. 2.39

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er} = 47724.2752 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{er} = 85605.9688 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{er} = 622183.3363 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{622183.3363}{47724.2752} - \ln \left(32.32 \frac{(85605.9688)}{(0.1)(0.3)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = 0.462$$

⊕ *Lineal Temprano*

Mediante la Ec. 2.40

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 79746.14 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 1916526.875 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{el} = 787531.9745 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(s_z + s_m) = \frac{0.029}{800} \sqrt{\frac{(39.39)(1916526.875)}{0.1}} \left(\frac{787531.9745}{79746.14} - 2 \right)$$

$$s_z = 7.486$$

⊕ *Lineal De Tiempo Final:*

Mediante la Ec. 2.42

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 176386.3199 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{ll} = 899645888 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{ll} = 1667009.914 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(s_x + s_z + s_m) = \left[\frac{1667009.914}{176386.3199} - 2 \right] \frac{(0.02878)(1500)}{(800)(18028.48) \sqrt{\frac{0.1}{(39.39)(899645888)}}}$$

$$(s_x + s_z + s_m) = 13.2905$$

$$s_x = 5.804$$

Finalmente los resultados son:

s_m	0.462
s_z	7.486
s_x	5.804

3.1.2 Caso Simulado 1: Tiempo riguroso

Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas homogéneo en un pozo horizontal; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.2; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la Tabla 3.2

Tabla. 3.2. Datos caso simulado 1: Tiempo riguroso.

$q = 5 \text{ MMscfD}$	$h_z = 800 \text{ ft}$
$\mu = 0.0265276 \text{ cp}$	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
$L_w = 1500 \text{ ft}$	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30 \text{ ft}$	$T = 212 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 5000 \text{ psia}$	$t = 3000 \text{ hr}$
$k_v = 20 \text{ md}$	$k_z/k_x = (40/13) = 3$

Solución:

Paso 1: se calcula el producto de permeabilidad yz usando un punto en la derivada del flujo radial temprano, $t^*m'(P)_{er}=48914.4531 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{710.90 q_{sc} T}{L_w (t^*m'(P)_{er})}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{(710.90)(5000)(671.67)}{(1500)(48914.4531)}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 32.53 \text{ md}$$

Paso 2: se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $t^*m'(P)_{el}=79302.29 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{LI}=4.5 \text{ hr}$

$$L_w = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^*m'(P)_{el})} \sqrt{\frac{t_{el}}{k_y \phi \mu c_t}}$$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(800)(79302.29)(1500)} \right]^2 \frac{4.5}{(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}$$

$$k_y = 26.73 \text{ md}$$

Paso 3: Teniendo el producto de permeabilidad yz y la permeabilidad en la dirección y es posible obtener la permeabilidad en la dirección z

$$\sqrt{k_y k_z} = 32.53 \text{ md}$$

$$k_z = 39.58 \text{ md}$$

Paso 4: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x , $t^* m'(P)_{pr} = 158294.75 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.90 q_{sc} T}{L_w (t^* m'(P))_{pr}}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(5000)(671.67)}{(800)(158294.75)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 18.85 \text{ md}$$

$$k_x = 13.29 \text{ md}$$

Paso 5: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío, $t^* m'(P)_{ll} = 171662.574 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{ll} = 2872.12 \text{ hr}$

$$h_x = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{ll}} \sqrt{\frac{t_{ll}}{k_y \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(800)(171662.574)} \sqrt{\frac{2872.12}{(26.73)(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}}$$

$$h_x = 17507.26 \text{ ft}$$

Paso 6: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección Flujo Radial Temprano y Lineal Temprano*

$$t_{i,er-el} = 1.78 \text{ hr}$$

$$k_z = 301.77 \phi \mu c_t \frac{h_z^2}{t_{i,er-el}}$$

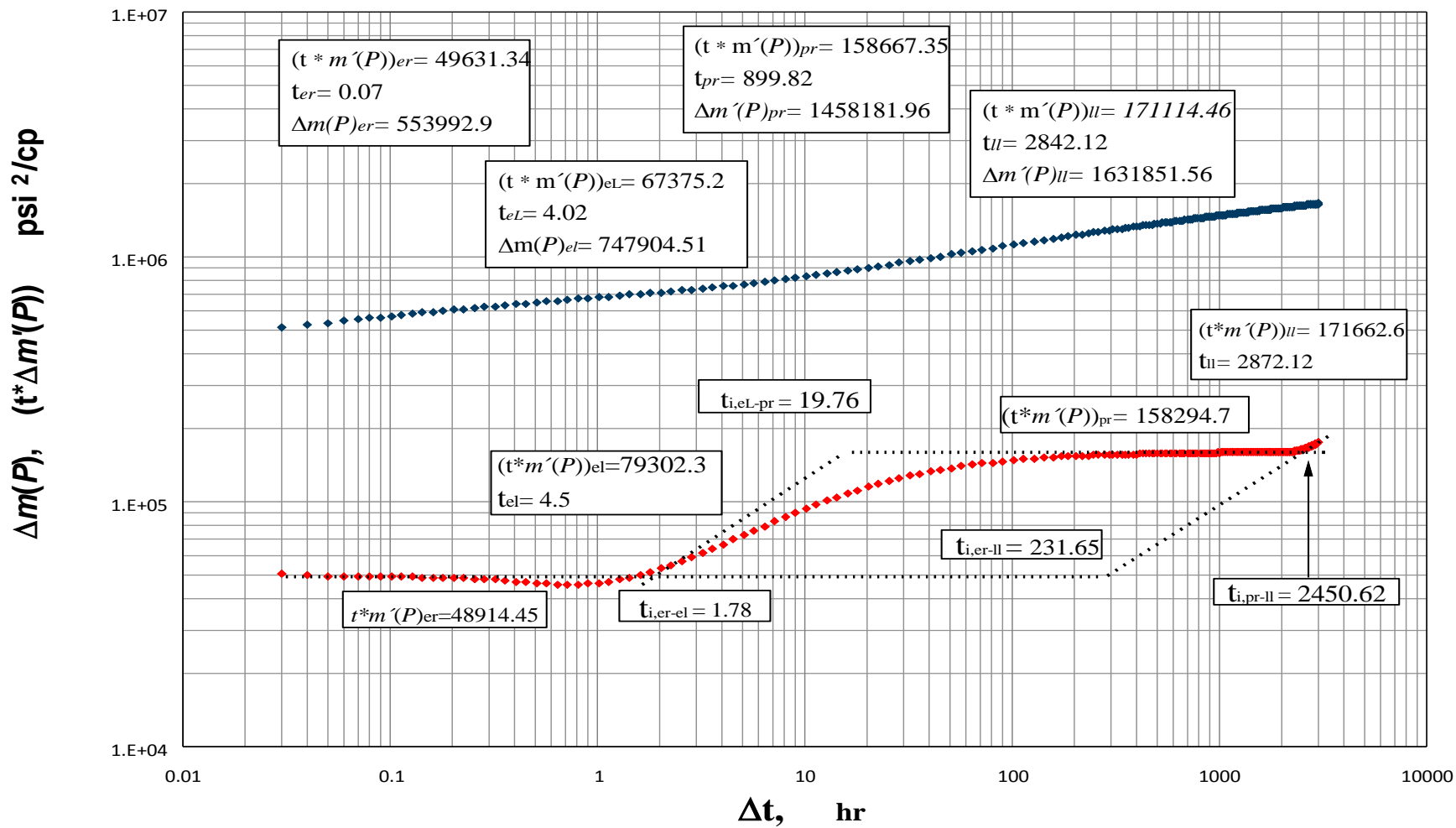
$$k_z = 301.77 (0.1)(0.0265276)(1.3234e-4) \frac{800^2}{1.78}$$

$$\oplus k_z = 38.09 \text{ md}$$

Intersección Flujo Radial Temprano y Lineal De Tiempo Final

$$t_{i,er-ll} = 231.65 \text{ hr}$$

Fig. 3.2. TDS usando tiempo real, caso simulado 1, en yacimiento homogéneo



$$h_x = \frac{L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{i,er-ll}}{301.77 \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{1500}{800} \sqrt{\frac{(39.58)(231.65)}{301.77(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)}}$$

$$h_x = 17111.87 \text{ ft}$$

⊕ *Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial*

$$t_{i,el-pr} = 19.7642 \text{ hr}$$

$$k_x = \frac{301.77 \phi \mu c_t L_w^2}{t_{i,el-pr}}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)(1500^2)}{19.7642}$$

$$k_x = 12.06 \text{ md}$$

⊕ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal De Tiempo Final*

$$t_{i,pr-ll} = 2450.62 \text{ hr}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77 \phi \mu c_t}{t_{i,pr-ll}}$$

$$\frac{k_x}{17111.87^2} = \frac{301.77(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)}{19.7642}$$

$$k_x = 13.25 \text{ md}$$

Paso 7: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

⊕ *Relación entre flujo Radial inicial y Pseudorradial*

$$t^* m'(P)_{er} = 48914.4531 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t^* m'(P)_{pr} = 158294.75 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\frac{(t^* m'(P))_{er}}{(t^* m'(P))_{pr}} = \frac{h_z}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}}$$

$$\frac{48914.4531}{158294.75} = \frac{800}{1500} \sqrt{\frac{13.25}{k_z}}$$

$$k_z = 39.47 \text{ md}$$

⊕ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal De Tiempo Final*

$$t^*m'(P)_{el}=79302.29 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t^*m'(P)_{ll}=171662.574 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el}=4.5 \text{ hr}$$

$$t_{ll}=2872.12 \text{ hr}$$

$$h_x = \frac{79302.29}{\frac{171662.574}{\sqrt{\frac{4.5}{2872.12}}}} \cdot 1500$$

$$h_x = 17506.407 \text{ ft}$$

Paso 8: Con puntos característicos de cada flujo se calculan los daños respectivos

⊕ *Radial temprano*

$$(t^*\Delta m'(P))_{er}=49631.34 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{er}=0.07 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{er}=553992.90 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{(\Delta m(P))_{er}}{(t^*\Delta m'(P))_{er}} - \ln \left(\frac{\sqrt{k_y k_z t_{er}}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = 0.315$$

⊕ *Lineal Temprano*

$$(t^*\Delta m'(P))_{el}=67375.2 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el}=0.02 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{el}=747904.513 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{h_z} \sqrt{k_z t_{el}} \left[\frac{(\Delta m(P))_{el}}{(t^*\Delta m'(P))_{el}} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = 7.01$$

⊕ *Lineal De Tiempo Final*

$$s_m + s_z + s_x = \frac{0.029 L_w}{h_x h_z} \sqrt{k_z t_L} \left[\frac{\Delta m(P)_{ll}}{(t^*\Delta m'(P))_{ll}} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z + s_x = 13.23$$

Finalmente los resultados son:

S_m	0.31
S_z	6.69
S_x	6.22

Tabla. 3.3. Tabla de resultados para el caso simulado 1

PUNTOS CARACTERISTICO				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
RADIAL TEMPRANO	$(k_y k_z)^{1/2}$		32.32 md	32.53 md
	k_z	40 md	39.38 md	39.58 md
LINEAL TEMPRANO	k_y	20 md	26.52 md	26.73 md
PSEUDORRADIAL	$(k_y k_x)^{1/2}$		19.013 md	18.88 md
	k_x	13 md	13.62 md	13.29 md
LINEAL FINAL	h_x		18029.85 ft	17507.26 ft
PUNTOS DE INTERSECCION				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er-el</i>	k_z	40 md	42.29 md	38.091 md
<i>er-ll</i>	h_x		18008.84 ft	17111.87 ft
<i>pr-el</i>	k_x	13 md	13.15 md	12.06 md
<i>pr-ll</i>	k_x	13 md	13.19 md	13.25 md
PUNTOS DE RELACION				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er/pr</i>	k_z	40 md	38.01 md	39.37 md
<i>el/ll</i>	h_x		18028.48 ft	17506.40 ft

DAÑOS		
	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
s_m	0.462	0.31
s_z	7.486	6.69
s_x	5.804	6.54

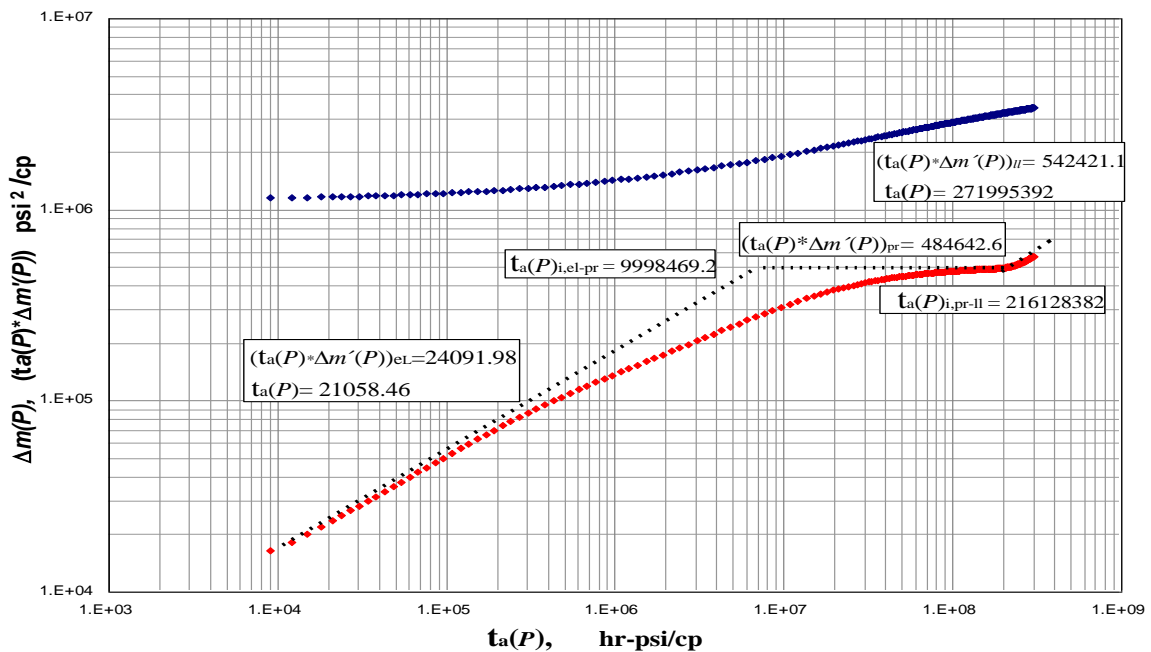
3.1.3 Caso Simulado 2: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales

Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas homogéneo en un pozo horizontal; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.3; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.4*

Tabla. 3.4. Datos caso simulado 2: Incidencia del pseudotiempo

$q = 1$ MMscfD	$h_z = 80$ ft
$\mu = 0.0265276$ cP	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4}$ psi ⁻¹
$L_w = 2000$ ft	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30$ ft	$T = 212$ °F
$p_i = 5000$ psi	$t = 1000$ hr
$k_v = 12.5$ md	$k_z/k_x = 2.5$ md

Fig. 3.3. TDS usando pseudotiempo, caso simulado 2 en yacimiento homogéneo



Solución:

Paso 1: De la Ec. 2.18 se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano. $(t_a(P)*\Delta m'(P))_{el}=24091.98$ psi²/cp, $t_a(P)_{el}=21058.46$ hr-psi/cp

$$k_y = \left[\frac{(40.92)(1000)(671.67)}{(24091.98)(80)(2000)} \right]^2 \frac{21058.46}{0.1}$$

$$k_y = 10.74 \text{ md}$$

Paso 2: Del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal mediante la Ec. 2.21 y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x . $(t_a(P)*\Delta m'(P))_{pr}=484642.68$ psi²/cp

$$\sqrt{k_x k_y} = 710.9 \frac{(1000)(671.67)}{(80)(484642.68)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 12.31 \text{ md}$$

$$k_x = 14.12 \text{ md}$$

Paso 3: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío mediante la Ec. 2.24. $(t_a(P)*\Delta m'(P))_{ll}=542421.076$ psi²/cp, $t_a(P)_{ll}=271995392$ hr-psi/cp.

$$h_x = \sqrt{\frac{1674.7}{26.52} \left[\frac{(1000)(671.67)}{(542421.076)(80)} \right] \sqrt{\frac{271995392}{0.1}}}$$

$$h_x = 9413.52 \text{ ft}$$

Paso 4: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

✦ *Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial*

Mediante la Ec. 2.30

$$t_a(P)_{i,el-pr}=9998469.24 \text{ hr-psi/cp}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(2000)^2}{9998469.24}$$

$$k_x = 12.072 \text{ md}$$

✦ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal De Tiempo Final*

Mediante la Ec. 2.32
 $t_a(P)_{i,pr-ll}=216128382 \text{ hr-psi/cp}$

$$k_x = 301.77 \frac{(0.1)(9413.52)^2}{216128382}$$

$$k_x = 12.37 \text{ md}$$

Paso 5: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

✦ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal De Tiempo Final*

Mediante la Ec. 2.35

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 24051.98 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 542421.076 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 21058.46 \text{ hr-psi/cp}$$

$$t_a(P)_{ll} = 271995392 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\frac{24051.98}{542421.076} = \frac{h_x}{2000} \sqrt{\frac{21058.46}{271995392}}$$

$$h_x = 10078.86 \text{ ft}$$

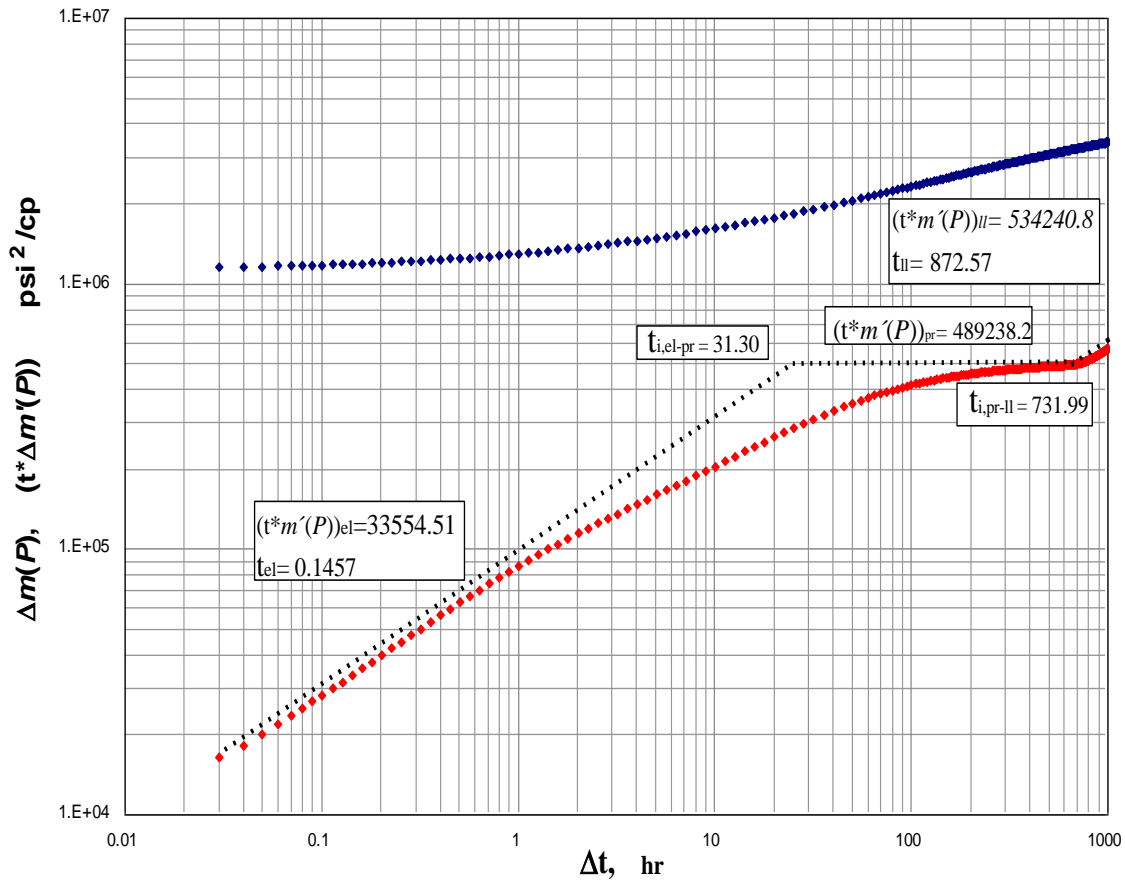
3.1.4 Caso simulado 2: Tiempo riguroso

Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas homogéneo en un pozo horizontal; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.4; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.5*

Tabla. 3.5. Datos caso simulado 2: Tiempo riguroso.

$q = 1 \text{ MMscfD}$	$h_z = 80 \text{ ft}$
$\mu = 0.0265276 \text{ cp}$	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4} \text{ Psi}^{-1}$
$L_w = 2000 \text{ ft}$	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30 \text{ ft}$	$T = 212 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 5000 \text{ Psi}$	$t = 1000 \text{ hr}$
$k_v = 12.5 \text{ md}$	$k_z/k_x = 2.5 \text{ md}$

Fig. 3.4. TDS usando tiempo real, caso simulado 2, en yacimiento homogéneo



Solución:

Paso 1: se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $t^*m'(P)_{el}=33554.5171 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{el}=0.1457 \text{ hr}$

$$L_w = \frac{40.922q_{sc}T}{h_z(t^*m'(P))_{el}} \sqrt{\frac{t_{el}}{k_y \phi \mu C_t}}$$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(1000)(671.67)}{(80)(33554.5171)(2000)} \right]^2 \frac{0.1457}{(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}$$

$$k_y = 10.87 \text{ md}$$

Paso 2: Del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x, $t^*m'(P)_{pr}=489238.16 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.90q_{sc}T}{L_w(t^*m'(P))_{pr}}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(1000)(671.67)}{(80)(489238.16)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 12.19 \text{ md}$$

$$k_x = 13.68 \text{ md}$$

Paso 3: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío, $t^*m'(P)_{ll}=534240.78 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{ll}=872.579 \text{ hr}$

$$h_x = \frac{40.922q_{sc}T}{h_z(t^*m'(P))_{ll}} \sqrt{\frac{t_{ll}}{k_y \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{(40.922)(1000)(671.67)}{(80)(534240.78)} \sqrt{\frac{872.579}{(10.87)(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}}$$

$$h_x = 9721.60 \text{ ft}$$

Paso 4: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

✦ *Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial*

$$t_{i,el-pr}=31.3059 \text{ hr}$$

$$k_x = \frac{301.77 \phi \mu c_t L_w^2}{t_{i,el-pr}}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)(2000^2)}{31.3059}$$

$$k_x = 13.53 \text{ md}$$

✦ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal De Tiempo Final*

$$t_{i,pr-ll}=731.99 \text{ hr}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77 \phi \mu c_t}{t_{i,pr-ll}}$$

$$\frac{k_x}{9721.60^2} = \frac{301.77(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)}{731.99}$$

$$k_x = 13.67 \text{ md}$$

Paso 5: Con la relación entre flujos es posible recalculer algunas propiedades

✦ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal De Tiempo Final:*

$$t^*m'(P)_{el}=33554.5171 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t^*m'(P)_{ll}=534240.78 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el}=0.1457 \text{ hr}$$

$$t_{ll}=872.579 \text{ hr}$$

$$h_x = \frac{(t^*m'(P))_{el}}{(t^*m'(P))_{ll}} L_w \sqrt{\frac{t_{el}}{t_{ll}}}$$

$$h_x = \frac{33554.5171}{534240.78} 2000 \sqrt{\frac{0.1457}{872.579}}$$

$$h_x = 9721.12 \text{ ft}$$

Tabla. 3.6. Tabla de resultados para el caso simulado 2

PUNTOS CARACTERISTICO				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
LINEAL TEMPRANO	k_y	10 md	10.74 md	10.87 md
PSEUDORADIAL	$(k_y k_z)^{1/2}$		12.3155 md	12.19 md
	k_x	13 md	14.12 md	13.68 md
LINEAL FINAL	h_x		9413.52 ft	9721.60 ft
PUNTOS DE INTERSECCION				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er-el</i>	k_x	13	12.072 md	13.53 md
<i>pr-ll</i>	k_x	13	12.37 md	13.67 md
PUNTOS DE RELACION				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)

$e/l/l$	h_x		10078.86 ft	9721.25ft
---------	-------	--	-------------	-----------

3.1.5 Caso Simulado 3: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales

Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas naturalmente fracturado; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.7; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.7*

Tabla. 3.7. Datos caso simulado 3: Incidencia del pseudotiempo

$q = 10000$ MscfD	$h_z = 2000$ ft
$\mu = 0.0265276$ cp	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4}$ psi ⁻¹
$L_w = 5000$ ft	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30$ ft	$T = 212$ °F
$p_i = 5000$ psia	$t = 3000$ hr
$k_v = 20$ md	$k_z/k_x = (36/12) = 3$
$\lambda = 1 \times 10^{-8}$	$\omega = 0.07$

Solución:

Paso 1: se determina el coeficiente de almacenamiento adimensional por medio de las correlaciones determinadas en este trabajo.

⊕ *Primera correlación para el cálculo del Coeficiente de almacenamiento adimensional, Ec. 2.66*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 27420.8533 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 125728.5187 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = \left[1.0622558 - 1.0261537 e^{-\left(\frac{27420.8533}{125728.5187}\right)} \right]^2$$

$$\omega = 0.056253644$$

⊕ *segunda correlación para el cálculo del Coeficiente de almacenamiento adimensional, Ec. 2.67*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 27420.8533 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 125728.5187 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = \left[1.6633318 - \left(2.3145772 \left(\frac{27420.8553}{125728.5187} \right)^{-1} \ln \left(\frac{27420.8553}{125728.5187} \right) \right) \right]^{-1}$$

$$\omega = 0.056102484$$

Paso 2: se determina el parámetro de flujo Interporoso por medio de las correlaciones desarrolladas en este trabajo.

✦ *Primera correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.69*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 27420.8533 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{min} = 34080688 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \left[14300.067 - 1.1873637e17 \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Damin}} \right)^3 + 0.8914772 \frac{t_{Damin}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}} \right]^{-1}$$

Donde:

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Damin}} = \frac{(0.1)(0.3)^2(5000)}{0.37492887(10000)(671.67)} \frac{(27420.8533)}{34080688} = 1.43774 \times 10^{-8}$$

Finalmente:

$$\lambda = 1.61239 \times 10^{-8}$$

✦ *segunda correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.70*

$$\lambda = a + b \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Damin}} \right) + c \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Damin}} \right)^{1.5} - d \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Damin}} \right)^2 + e \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Damin}} \right)^3$$

Donde:

$$a = 8.788797 \times 10^{-9}, b = 0.45670556, c = 526.72991, d = 128991.37 \text{ y } e = 1.3739889 \times 10^9$$

Finalmente:

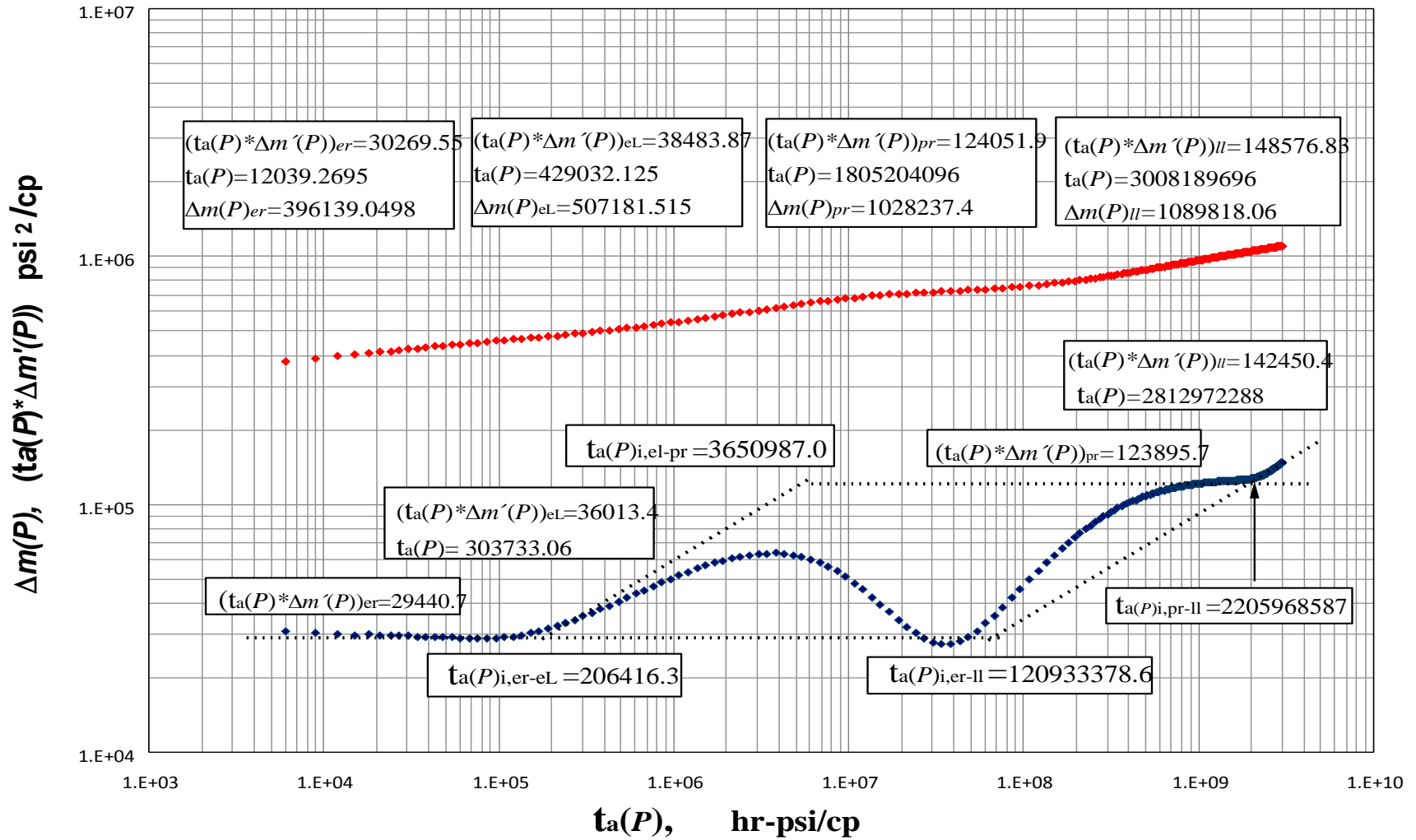
$$\lambda = 1.62364 \times 10^{-8}$$

✦ *tercera correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.71*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 27420.8533 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{min} = 34080688 \text{ hr-psi/cp}$$

Fig. 3.5. TDS usando pseudotiempo, caso simulado 3 en yacimiento naturalmente fracturado



$$\lambda = \left(\frac{9.412109}{31.44} + 6.970882 \frac{(5000)(27420.8553)}{(10000)(671.67)} \right) \frac{(0.1)(0.3^2)}{34080688}$$

$$\lambda = 3.76556 \times 10^{-8}$$

⊕ primera Ec. analítica para determinar el parámetro de flujo Interporoso, Ec. 2.73

$$t_a(P)_{US,i} = 2490449634 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \frac{(0.1)(0.3)^2 (5000)}{0.0002637 (2490449634) (2000)} \sqrt{\frac{1}{19.26}}$$

$$\lambda = 1.77794 \times 10^{-8}$$

⊕ segunda Ec. analítica para determinar el parámetro de flujo interporoso, Ec. 2.75

$$t_a(P)_{min} = 34080688 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \frac{(0.1)(0.3)^2 (0.05625)}{0.0002637 (31.44) (34080688)} \ln \frac{1}{0.05625}$$

$$\lambda = 5.14624 \times 10^{-9}$$

Paso 3: De la Ec. 2.57 se calcula el producto de permeabilidad y z usando un punto en la derivada del flujo radial temprano. $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er} = 29440.7238 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{(710.90)(10000)(671.67)}{(5000)(29440.7238)}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 32.43 \text{ md}$$

Paso 4: De la Ec. 2.59 se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 36013.4445 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{el} = 303733.06 \text{ hr-psi/cp}$, $\omega = 0.056253644$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(10000)(671.67)}{(36013.4445)(5000)(2000)} \right]^2 \frac{303733.06}{(0.1)(0.056253644)}$$

$$k_y = 31.44 \text{ md}$$

Paso 5: Teniendo el producto de permeabilidad y z y la permeabilidad en la dirección y es posible obtener la permeabilidad en la dirección z

$$\sqrt{k_y k_z} = 32.43 \text{ md}$$

$$k_z = 33.45 \text{ md}$$

Paso 6: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal mediante la Ec. 2.60 y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x.

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 123895.706 \text{ psi}^2/\text{cp.}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(10000)(671.67)}{(2000)(123895.706)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 19.26 \text{ md}$$

$$k_x = 11.81 \text{ md}$$

Paso 7: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío mediante la Ec. 2.61. $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 142450.43 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{ll} = 2812972288 \text{ hr-psi}/\text{cp}$.

$$h_x = \frac{(40.922)(10000)(671.67)}{(2000)(142450.43)} \sqrt{\frac{2812972288}{(31.44)(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}}$$

$$h_x = 28852.46 \text{ ft}$$

Paso 8: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección Flujo Radial de tiempo temprano y Lineal temprano*

$$t_a(P)_{i,er-el} = 206416.3634 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

$$\omega = 0.056253644$$

$$k_z = \frac{301.77(0.05625)(0.1)(2000)^2}{206416.3634}$$

$$k_z = 32.89 \text{ md}$$

⊕ *Intersección Flujo Radial de tiempo temprano y Lineal tardío*

Ec. 2.62

$$t_a(P)_{i,er-ll} = 120933378.6 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

$$h_x = \frac{1500}{2000} \sqrt{\frac{(33.45)(120933378.6)}{301.77(0.1)}}$$

$$h_x = 28704.26 \text{ ft}$$

⊕ *Intersección Flujo Lineal temprano y Pseudorradial*

Ec. 2.6

$$t_a(P)_{i,el-pr}=3650987.02 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\omega=0.056253644$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(0.05625)(5000)^2}{3650987.02}$$

$$k_x = 11.62 \text{ md}$$

⊕ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal de tiempo final*

Ec. 2.63

$$t_a(P)_{i,pr-ll}=2205968587 \text{ hr-psi/cp}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(28704.26)^2}{2205968587}$$

$$k_x = 11.38 \text{ md}$$

Paso 9: Con la relación entre flujos es posible recalculer algunas propiedades

⊕ *Relación entre Flujo Radial inicial y Pseudorradial*

Ec. 2.64

$$(t_a(P)*\Delta m'(P))_{pr}=123895.706 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P)*\Delta m'(P))_{er}=29440.7238 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\frac{29440.7238}{123895.706} = \frac{2000\sqrt{11.38}}{5000\sqrt{k_z}}$$

$$k_z = 32.26 \text{ md}$$

⊕ *Relación entre Flujo Lineal inicial y Lineal de tiempo final*

Ec. 2.65

Puntos característicos de cada flujo:

$$(t_a(P)*\Delta m'(P))_{el}=36013.4445 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P)*\Delta m'(P))_{ll}=142450.43 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el}=303733.06 \text{ hr-psi/cp}$$

$$t_a(P)_{ll}=2812972288 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\omega=0.056253644$$

$$\frac{36013.4445}{142450.43} = \frac{h_x}{5000} \sqrt{\frac{303733.06}{(0.05625)(2812972288)}}$$

$$h_x = 28852.45 \text{ ft}$$

Paso 10: Con puntos característicos de cada flujo se calculan los daños respectivos

⊕ *Radial temprano*

Ec. 2.76

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er} = 30269.5592 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{er} = 12039.2695 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{er} = 396139.0498 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{396139.0498}{30269.5592} - \ln \left(\frac{(32.43)(12039.2695)}{(0.1)(0.3^2)} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = 1.466$$

⊕ *Lineal Temprano*

Ec. 2.77

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 38483.8727 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 429032.125 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{el} = 507181.515 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{2000} \sqrt{\frac{(32.26)(429032.125)}{(0.05625)(0.1)}} \left[\frac{507181.515}{38483.8727} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = 7.278$$

$$s_z = 5.811$$

⊕ *Lineal De Tiempo Final*

Ec. 2.79

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 148576.835 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{ll} = 3008189696 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{ll} = 1089818.0607 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(s_x + s_z + s_m) = \left[\frac{1089818.0607}{148576.835} - 2 \right] \frac{(0.02878)(5000)}{(2000)(28704.26) \sqrt{\frac{0.1}{(32.26)(3008189696)}}}$$

$$(s_x + s_z + s_m) = 13.302$$

$$s_x = 6.023$$

Finalmente los resultados son:

s_m	1.466
-------	-------

s_z	5.811
s_x	6.023

3.1.6 Caso Simulado 3: Tiempo riguroso

Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas naturalmente fracturado en un pozo horizontal; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.5; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.8*

Tabla. 3.8. Datos caso simulado 3: Tiempo riguroso.

$q = 10000$ MscfD	$h_z = 2000$ ft
$\mu = 0.0265276$ cp	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4}$ psi ⁻¹
$L_w = 5000$ ft	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30$ ft	$T = 212$ °F
$p_i = 5000$ Psia	$t = 3000$ hr
$k_v = 20$ md	$k_z/k_x = (36/12) = 3$
$\lambda = 1 \times 10^{-8}$	$\omega = 0.07$

Solución:

Paso 1: se determina el coeficiente de almacenamiento adimensional por medio de la expresión analítica desarrollada por Engler en 1996, por medio de las coordenadas mínimas de la derivada de presión pseudoradial.

$$(t^* \Delta m'(P))_{\min} = 27450.4342 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 124223.823 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{(t^* \Delta m'(P))_{\min}}{(t^* \Delta m'(P))_{pr}} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{(t^* \Delta m'(P))_{\min}}{(t^* \Delta m'(P))_{er}} \right\}^2$$

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{27450.4342}{124223.823} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{27450.4342}{124223.823} \right\}^2$$

$$\omega = 0.06174717$$

Paso 2: se determina el parámetro de flujo Interporoso por medio de las coordenadas mínimas, en donde S_T es el almacenamiento total de la formación.

$$(t^* \Delta m'(P))_{min} = 27389.027 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{min} = 113.3033 \text{ hr}$$

$$\lambda = \frac{4.2206 L_w S_T \mu r_w^2}{q_{sc} T} \left(\frac{t^* \Delta m'(P)}{t} \right)_{min}$$

$$\lambda = \frac{(4.2206)(5000)(0.1)(1.3234e-4)(0.0265276)(0.5)^2}{(10000)(671.67)} \left(\frac{27389.027}{113.3033} \right)$$

$$\lambda = 2.3 \times 10^{-8}$$

Paso 3: se calcula el producto de permeabilidad yz usando un punto en la derivada del flujo radial temprano, $t^* m'(P)_{er} = 29288.613 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{710.90 q_{sc} T}{L_w (t^* m'(P))_{er}}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{(710.90)(5000)(671.67)}{(5000)(29288.613)}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 32.61 \text{ md}$$

Paso 4: se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $(t^* \Delta m'(P))_{el} = 43259.9115 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{el} = 1.6019 \text{ hr}$, $\omega = 0.06174$

$$L_w = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{el}} \sqrt{\frac{t_{el}}{k_y \phi \mu c_t \omega}}$$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(2000)(43259.9115)(5000)} \right]^2 \frac{1.6019}{(0.1)(0.06174)(0.0265276)(0.00013234)}$$

$$k_y = 29.83 \text{ md}$$

Paso 5: Teniendo el producto de permeabilidad yz y la permeabilidad en la dirección y es posible obtener la permeabilidad en la dirección z

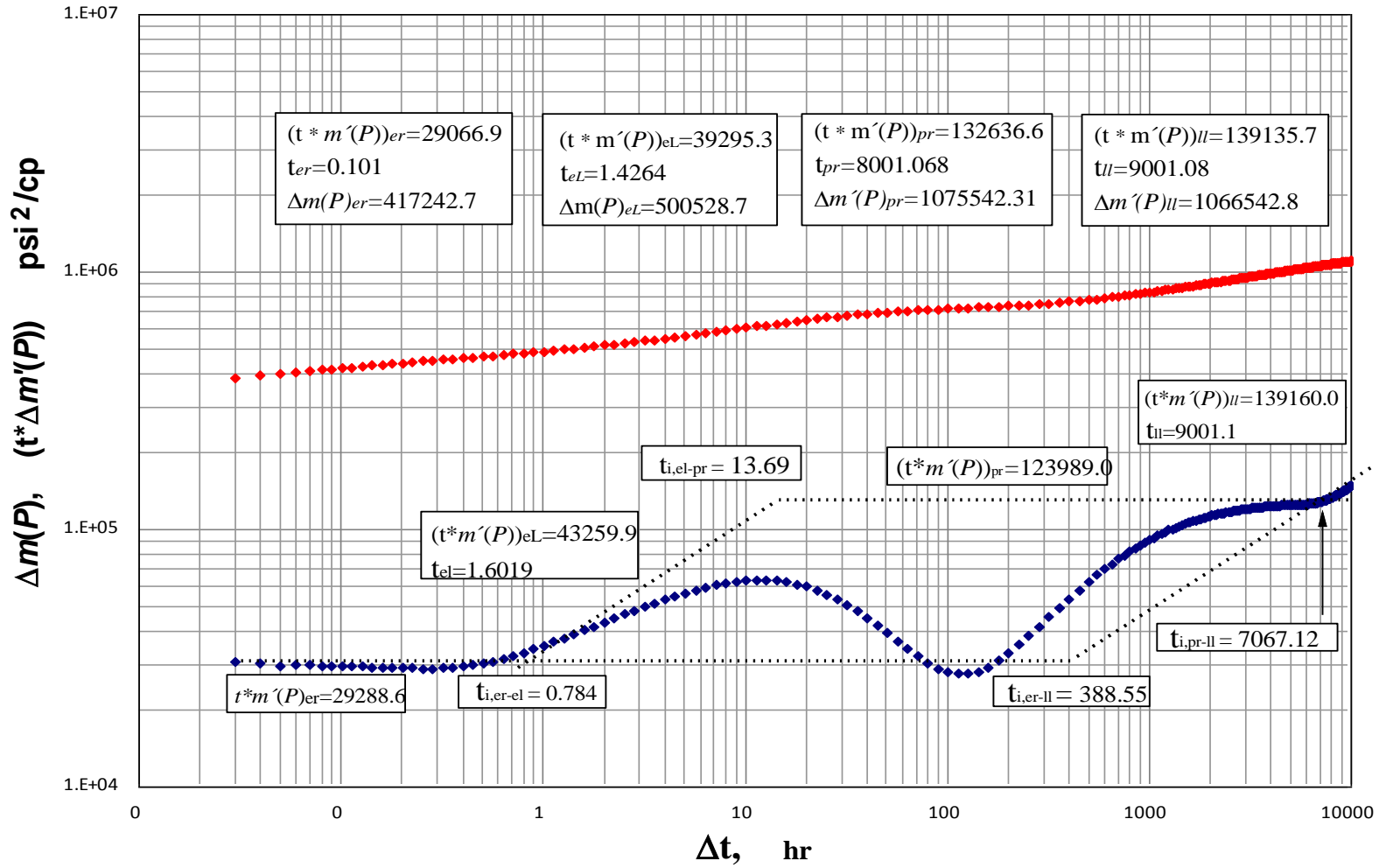
$$\sqrt{k_y k_z} = 32.61 \text{ md}$$

$$k_z = 35.64 \text{ md}$$

Paso 6: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x, $(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 123989.045 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.90 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{pr}}$$

Fig. 3.6. TDS usando tiempo real, caso simulado 3, en yacimiento naturalmente fracturado



$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(5000)(671.67)}{(2000)(123989.045)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 19.255 \text{ md}$$

$$k_x = 12.42 \text{ md}$$

Paso 7: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío, $(t^* \Delta m'(P))_{ll} = 139160.0266 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{ll} = 9001.0684 \text{ hr}$

$$h_x = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{ll}} \sqrt{\frac{t_{ll}}{k_y \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(2000)(139160.0266)} \sqrt{\frac{9001.0684}{(29.83)(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}}$$

$$h_x = 28952.03 \text{ ft}$$

Paso 8: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

✦ *Intersección Flujo Radial Temprano y Lineal Temprano*

$$t_{i,er-el} = 0.784 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.06174$$

$$k_z = 301.77 \omega \phi \mu c_t \frac{h_z^2}{t_{i,er-el}}$$

$$k_z = 301.77 (0.1) (0.0265276) (1.3234e-4) \frac{2000^2}{0.784}$$

$$k_z = 33.37 \text{ md}$$

✦ *Intersección Flujo Radial Temprano y Lineal De Tiempo Final*

$$t_{i,er-ll} = 388.5559 \text{ hr}$$

$$h_x = \frac{l_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{i,er-ll}}{301.77 \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{5000}{2000} \sqrt{\frac{(33.37)(388.5559)}{301.77 (0.1) (0.0265276) (1.3234e-4)}}$$

$$h_x = 28581.70 \text{ ft}$$

✦ *Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial*

$$t_{i,el-pr} = 13.69 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.06174$$

$$k_x = \frac{301.77 \omega \phi \mu c_t}{t_{i,el-pr}} L_w^2$$

$$k_x = \frac{301.77 (0.06174) (0.1) (0.0265276) (1.3234e-4)}{13.69} 5000^2$$

$$k_x = 11.95 \text{ md}$$

⊕ *Intersección flujo Pseudorradial y Lineal de tiempo final*

$$t_{i,pr-ll} = 7067.1241 \text{ hr}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77 \phi \mu c_t}{t_{i,pr-ll}}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77 (0.1) (0.0265276) (1.3234e-4)}{7067.1241}$$

$$k_x = 11.94 \text{ md}$$

Paso 9: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

⊕ *Relación entre flujo Radial inicial y Pseudorradial*

$$(t^* \Delta m'(P))_{er} = 29289.613 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 123989.045 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\frac{(t^* m'(P))_{er}}{(t^* m'(P))_{pr}} = \frac{h_z}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}}$$

$$\frac{29289.613}{123989.045} = \frac{2000}{5000} \sqrt{\frac{12.42}{35.64}}$$

$$k_z = 34.26 \text{ md}$$

⊕ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal de tiempo final*

$$(t^* \Delta m'(P))_{el} = 43259.9115 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{ll} = 139160.027 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el} = 1.6019 \text{ hr}$$

$$t_{ll} = 9001.0684 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.06174$$

$$h_x = \frac{(t^* m'(P))_{el}}{(t^* m'(P))_{ll}} L_w$$

$$h_x = \frac{43259.9115}{\sqrt{\frac{t_{el}}{\omega t_{ll}}}} L_w$$

$$h_x = \frac{139160.027}{\sqrt{\frac{1.6019}{(0.061)(9001.0684)}}} 5000$$

$$h_x = 28952.027 \text{ ft}$$

Paso 10: Con puntos característicos de cada flujo se calculan los daños respectivos

⊕ *Radial temprano*

$$(t^* \Delta m'(P))_{er} = 29360.37 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{er} = 0.101 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{er} = 423827.68 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta m(P)_{er}}{(t^* \Delta m'(P))_{er}} - \ln \left(\frac{\sqrt{k_y k_z t_{er}}}{\phi \mu_{ct} r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{423827.68}{29360.37} - \ln \left(\frac{\sqrt{(33.37)(29.83)(0.101)}}{(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)(0.3^2)} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = 1.70$$

⊕ *Lineal temprano*

$$(t^* \Delta m'(P))_{el} = 41231.5076 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el} = 1.6005 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{el} = 503974.66 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{el}}{\omega \phi \mu_{ct}}} \left[\frac{\Delta m(P)_{el}}{(t^* \Delta m'(P))_{el}} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{2000} \sqrt{\frac{(35.64)(1.6005)}{(0.061)(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)}} \left[\frac{503974.66}{41231.5076} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = 7.65$$

⊕ *Lineal De Tiempo Final*

$$(t^* \Delta m'(P))_{II} = 139785.81 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{II} = 9001.06 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{II} = 1084800.73 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z + s_x = \frac{0.029 L_w}{h_x h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{II}}{\phi \mu c_t}} \left[\frac{\Delta m(P)_{II}}{(t^* \Delta m'(P))_{II}} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z + s_x = 13.97$$

Finalmente los resultados son:

S_m	1.70
S_z	7.65
S_x	11.63

Tabla. 3.9. Tabla de resultados para el caso simulado 3

PARÁMETROS	SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
ω	0.07	0.05625	0.061747
		0.056102484	
λ	1×10^{-8}	1.61239×10^{-8}	2.3×10^{-8}
		1.6236×10^{-8}	
		3.76556×10^{-8}	
		1.777×10^{-8}	
		5.1462×10^{-9}	

PUNTOS CARACTERISTICO				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
RADIAL TEMPRANO	$(k_y k_z)^{1/2}$		32.43 md	32.605 md
LINEAL TEMPRANO	k_y	20 md	31.44 md	29.83 md
PSEUDORADIAL	$(k_y k_x)^{1/2}$		19.26 md	19.25 md
	k_x	12 md	11.81 md	12.42 md
LINEAL FINAL	h_x		28852.46 ft	28952.03 ft
PUNTOS DE INTERSECCION				

REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er-el</i>	k_z	36 md	32.89 md	33.37 md
<i>er-ll</i>	h_x		28704.26 ft	28581.70 ft
<i>pr-el</i>	k_x	12 md	11.62 md	11.95 md
<i>pr-ll</i>	k_x	12 md	11.38 md	11.94 md
PUNTOS DE RELACION				
REGIMEN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er/pr</i>	k_z	36 md	32.26 md	34.26 md
<i>el/ll</i>	h_x		28852.45 ft	28952.027 ft

DAÑOS		
	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
S_m	1.466	1.70
S_z	5.811	7.65
S_x	6.023	13.97

3.1.7 Caso Simulado 4: Incidencia del pseudotiempo en pozos horizontales

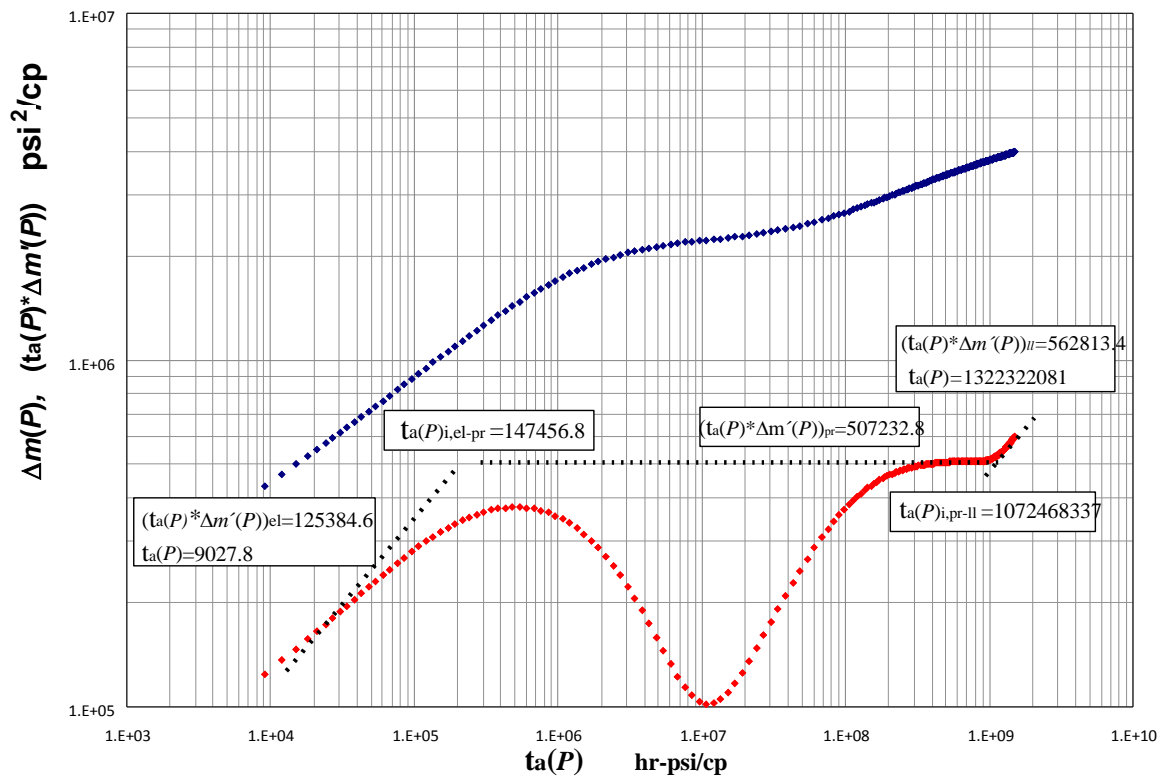
Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas naturalmente fracturado; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.7; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.10*

Tabla. 3.10. Datos caso simulado 4: Incidencia del pseudotiempo

$q = 5000$ MscfD	$h_z = 100$ ft
$\mu = 0.0265276$ cp	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4}$ psi ⁻¹
$L_w = 5000$ ft	$\phi = 0.1$

$r_w = 0.30 \text{ ft}$	$T = 212 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 5000 \text{ Psia}$	$t = 5000 \text{ hr}$
$k_v = 50 \text{ md}$	$k_z/k_x = (60/40) = 1.5$
$\lambda = 1 \times 10^{-8}$	$\omega = 0.05$

Fig. 3.7. TDS usando pseudotiempo, caso simulado 4 en yacimiento naturalmente fracturado



Solución:

Paso 1: se determina el coeficiente de almacenamiento adimensional por medio de las correlaciones determinadas en este trabajo.

- ✦ Primera correlación para el cálculo del Coeficiente de almacenamiento adimensional, Ec. 2.66

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 102021.4106 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 509438.3715 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = \left[1.0622558 - 1.0261537e^{-\left(\frac{102021.4106}{509438.3715}\right)} \right]^2$$

$$\omega = 0.049431844$$

✦ segunda correlación para el cálculo del Coeficiente de almacenamiento adimensional, Ec. 2.67

$$\omega = \left[1.6633318 - \left(2.3145772 \left(\frac{102021.4106}{509438.3715} \right)^{-1} \ln \left(\frac{102021.4106}{509438.3715} \right) \right) \right]^{-1}$$

$$\omega = 0.049383699$$

Paso 2: se determina el parámetro de flujo Interporoso por medio de las correlaciones desarrolladas en este trabajo.

✦ Primera correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.69

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}} = 102021.4106 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{\min} = 10773798 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \left[14300.067 - 1.1873637e17 \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{D_{\min}}} \right)^3 + 0.8914772 \frac{t_{D_{\min}}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}} \right]^{-1}$$

Donde:

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{D_{\min}}} = \frac{(0.1)(0.3)^2(5000)}{0.37492887(5000)(671.67)} \frac{102021.4106}{10773798} = 1.35369 \times 10^{-7}$$

Finalmente:

$$\lambda = 1.51519 \times 10^{-7}$$

✦ segunda correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.70

$$\lambda = a + b \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{D_{\min}}} \right) + c \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{D_{\min}}} \right)^{1.5} - d \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{D_{\min}}} \right)^2 + e \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{D_{\min}}}{t_{D_{\min}}} \right)^3$$

Donde:

$$a = 8.788797 \times 10^{-9}, b = 0.45670556, c = 526.72991, d = 128991.37 \text{ y } e = 1.3739889 \times 10^9$$

Finalmente:

$$\lambda = 9.44866 \times 10^{-8}$$

✦ *tercera correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.71*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 102021.4106 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{min} = 10773798 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \left(\frac{9.412109}{53.89} + 6.970882 \frac{(2000)(102021.4106)}{(5000)(671.67)} \right) \frac{(0.1)(0.3^2)}{10773798}$$

Finalmente:

$$\lambda = 3.76556 \times 10^{-8}$$

✦ *primera Ec. analítica para determinar el parámetro de flujo Interporoso, Ec. 2.73*

$$t_a(P)_{US,i} = 112278321.3 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \frac{(0.1)(0.3^2)(2000)}{0.0002637(112278321.3)(100)} \sqrt{\frac{1}{47.068}}$$

$$\lambda = 1.29381 \times 10^{-7}$$

✦ *segunda Ec. analítica para determinar el parámetro de flujo Interporoso, Ec. 2.75*

$$t_a(P)_{min} = 10773798 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \frac{(0.1)(0.3^2)}{0.0002637(53.89)(10773798)} \ln \frac{1}{0.4943}$$

$$\lambda = 8.90527 \times 10^{-9}$$

Paso 3: De la Ec. 2.59 se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 1324.2866 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{el} = 1 \text{ hr-psi/cp}$, $\omega = 0.0494318$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(1324.2866)(100)(2000)} \right]^2 \frac{1}{(0.1)(0.0494318)}$$

$$k_y = 53.89 \text{ md}$$

Paso 4: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal mediante la Ec. 2.60 y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x. $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 507232.848 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(5000)(671.67)}{(100)(507232.848)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 47.068 \text{ md}$$

$$k_x = 40.85 \text{ md}$$

Paso 5: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío mediante la Ec. 2.61, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 542421.076 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{ll} = 271995392 \text{ hr-psi}/\text{cp}$.

$$h_x = \frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(100)(542421.076)} \sqrt{\frac{271995392}{(53.84)(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}}$$

$$h_x = 38264.94 \text{ ft}$$

Paso 6: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

✦ *Intersección Flujo Lineal temprano y Pseudorradial*

$$t_a(P)_{i,el-pr} = 147456.792 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

$$\omega = 0.0494318$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(0.04943)(2000^2)}{147456.792}$$

$$k_x = 40.92 \text{ md}$$

✦ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal de tiempo final*

$$t_a(P)_{i,pr-ll} = 1072968337 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.1)(38264.94)}{1072968337}$$

$$k_x = 40.92 \text{ md}$$

Paso 7: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

✦ *Relación entre Flujo Lineal inicial y Lineal de tiempo final*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 125384.619 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 562813.463 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 9037.87 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{ll} = 1322322081 \text{ hr-psi}/\text{cp}$$

$$\omega = 0.0494318$$

$$\frac{125384.619}{562813.463} = \frac{h_x}{2000} \sqrt{\frac{9027.87}{(0.04943)(1322322081)}}$$

$$h_x = 38130.3472 \text{ ft}$$

3.1.8 Caso Simulado 4: Tiempo riguroso en pozos horizontales

Una prueba de presión es simulada en un yacimiento de gas naturalmente fracturado; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.8; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.11*

Tabla. 3.11. Datos caso simulado 4: Tiempo riguroso.

$q = 5000 \text{ MscfD}$	$h_z = 100 \text{ ft}$
$\mu = 0.0265276 \text{ cp}$	$c_t = 1.3234 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
$L_w = 2000 \text{ ft}$	$\phi = 0.1$
$r_w = 0.30 \text{ ft}$	$T = 212 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 5000 \text{ Psia}$	$t = 5000 \text{ hr}$
$k_v = 50 \text{ md}$	$k_z/k_x = (60/40) = 1.5$
$\lambda = 1 \times 10^{-8}$	$\omega = 0.05$

Solución:

- ✦ **Paso 1:** se determina el coeficiente de almacenamiento adimensional por medio de la expresión analítica desarrollada por Engler en 1996, por medio de las coordenadas mínimas de la derivada de presión pseudorradial.

$$(t^* \Delta m'(P))_{\min} = 101983.118 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 507232.848 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{(t^* \Delta m'(P))_{\min}}{(t^* \Delta m'(P))_{pr}} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{(t^* \Delta m'(P))_{\min}}{(t^* \Delta m'(P))_{pr}} \right\}^2$$

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{101983.118}{507232.848} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{101983.118}{507232.848} \right\}^2$$

$$\omega = 0.053$$

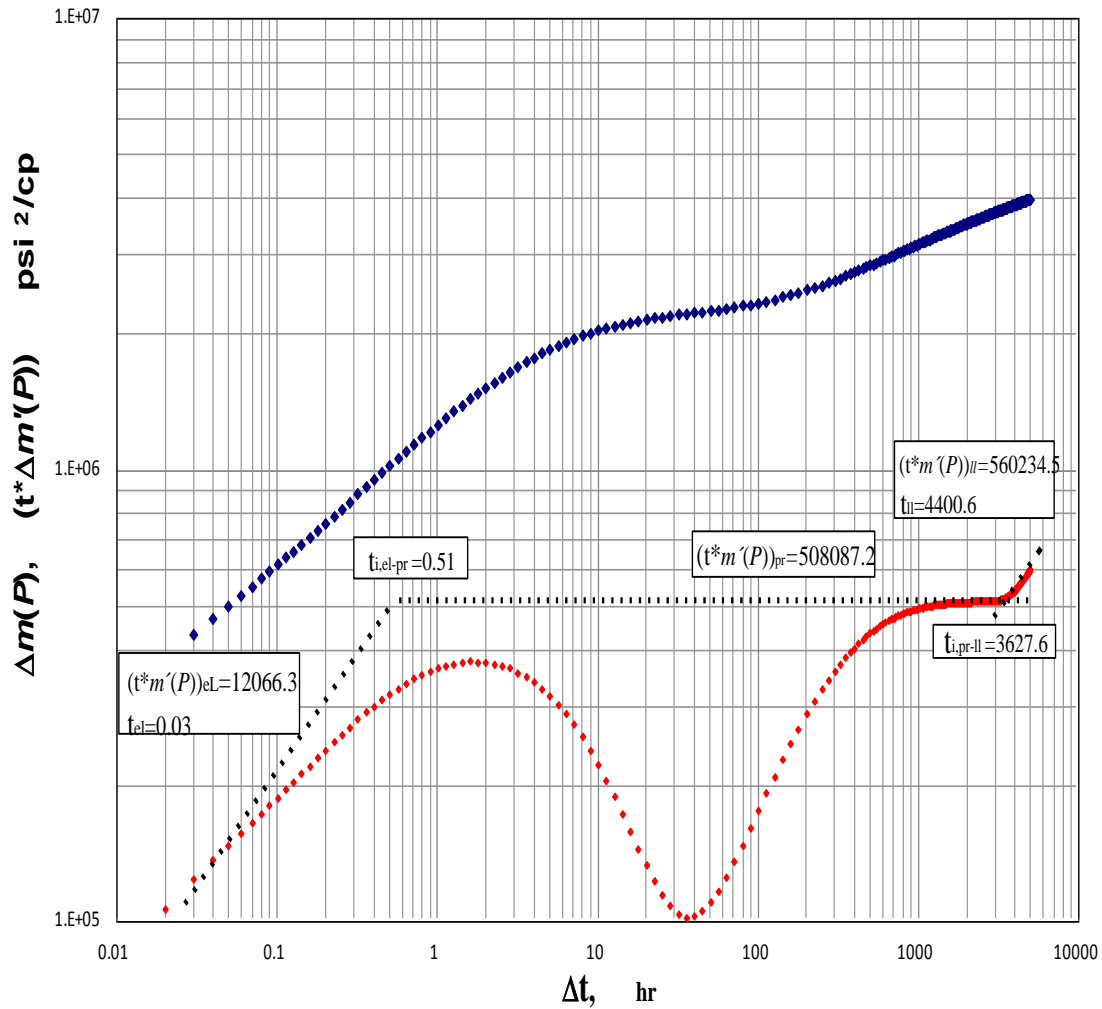
Paso 2: El parámetro de flujo Interporoso, puede ser calculado de las coordenadas mínimas. En donde S_T es el almacenamiento total de la formación

$$(t^* \Delta m'(P))_{\min} = 101931.45 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{\min} = 35.82 \text{ hr}$$

$$\lambda = \frac{4.2206 L_w S_T \mu r_w^2}{q_{sc} T} \left(\frac{t^* \Delta m'(P)}{t} \right)_{\min}$$

Fig. 3.8. TDS usando tiempo real, caso simulado 4, en yacimiento naturalmente fracturado



$$\lambda = \frac{4.2206(2000)(0.1)(1.3234e-4)(0.0265276)(0.3^2)}{(5000)(671.67)} \left(\frac{101931.45}{35.82} \right)$$

$$\lambda = 2.25992 \times 10^{-7}$$

Paso 3: se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $t^*m'(P)_{el}=123066.321$ psi²/cp, $t_{el}=0.03$ hr, $\omega=0.053$

$$L_w = \frac{40.922q_{sc}T}{h_z(t^*m'(P))_{el}} \sqrt{\frac{t_{el}}{k_y\phi\mu c_t}}$$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(2000)(123066.321)(100)} \right]^2 \frac{0.03}{(0.1)(0.053)(0.0265276)(0.00013234)}$$

$$k_y = 53.28 \text{ md}$$

Paso 4: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x .

$$t^*m'(P)_{pr} = 508087.233 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.90 q_{sc} T}{h_z (t^*m'(P))_{pr}}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(5000)(671.67)}{(100)(508087.233)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 46.98 \text{ md}$$

$$k_x = 41.43 \text{ md}$$

Paso 5: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío. $t^*m'(P)_{ll} = 560234.503 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{ll} = 4400.6969 \text{ hr}$

$$h_x = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^*m'(P))_{ll}} \sqrt{\frac{t_{ll}}{k_y \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{(40.922)(5000)(671.67)}{(100)(560234.503)} \sqrt{\frac{4400.6868}{(53.28)(0.1)(0.0265276)(0.00013234)}}$$

$$h_x = 37625.65 \text{ ft}$$

Paso 6: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección Flujo Lineal temprano y Pseudorradial*

$$t_{i,el-pr} = 0.51 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.053$$

$$k_x = 301.77 \frac{(0.053)(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)(2000^2)}{0.51}$$

$$k_x = 41.89 \text{ md}$$

⊕ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal de tiempo final*

$$t_{i,pr-ll} = 3627.66 \text{ hr}$$

$$\frac{41.89}{h_x^2} = 301.77 \frac{(0.1)(0.0265276)(1.3234e-4)}{3627.66}$$

$$k_x = 41.89 \text{ md}$$

Paso 7: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

✦ *Relación entre Flujo Lineal inicial y Lineal de tiempo final*

$$m'(P)_{el} = 123066.321 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$m'(P)_{ll} = 560234.503 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el} = 0.03 \text{ hr}$$

$$t_{ll} = 4400.6868 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.053$$

$$h_x = \frac{\frac{123066.321}{560234}}{\sqrt{\frac{0.03}{(0.053)(4400.6868)}}} = 2000$$

$$h_x = 37625.6462 \text{ ft}$$

Tabla. 3.12. Tabla de resultados para el caso simulado 4

PARÁMETROS	SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
ω	0.05	0.049431844	0.053
		0.049383699	
λ	1e-8	1.51519×10^{-7}	2.25992×10^{-7}
		9.4486×10^{-8}	
		3.76556×10^{-8}	
		1.29381×10^{-7}	
		8.90527×10^{-9}	

PUNTOS CARACTERISTICO				
REGIMÉN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
LINEAL TEMPRANO	k_y	50	53.84 md	53.28 md
PSEUDORADIAL	$(k_y k_x)^{1/2}$		47.068 md	46.98 md

	k_x	40	40.85 md	41.43 md
LINEAL FINAL	h_x		38264.94 ft	37625.65 ft
PUNTOS DE INTERSECCION				
REGIMÉN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>pr-el</i>	k_x	40	40.92 md	41.89 md
<i>pr-ll</i>	k_x	40	40.92 md	41.89 md
PUNTOS DE RELACION				
REGIMÉN DE FLUJO		SIMULADO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>el/ll</i>	h_x		38130.3472 ft	37625.64 ft

3.2 CASOS REALES

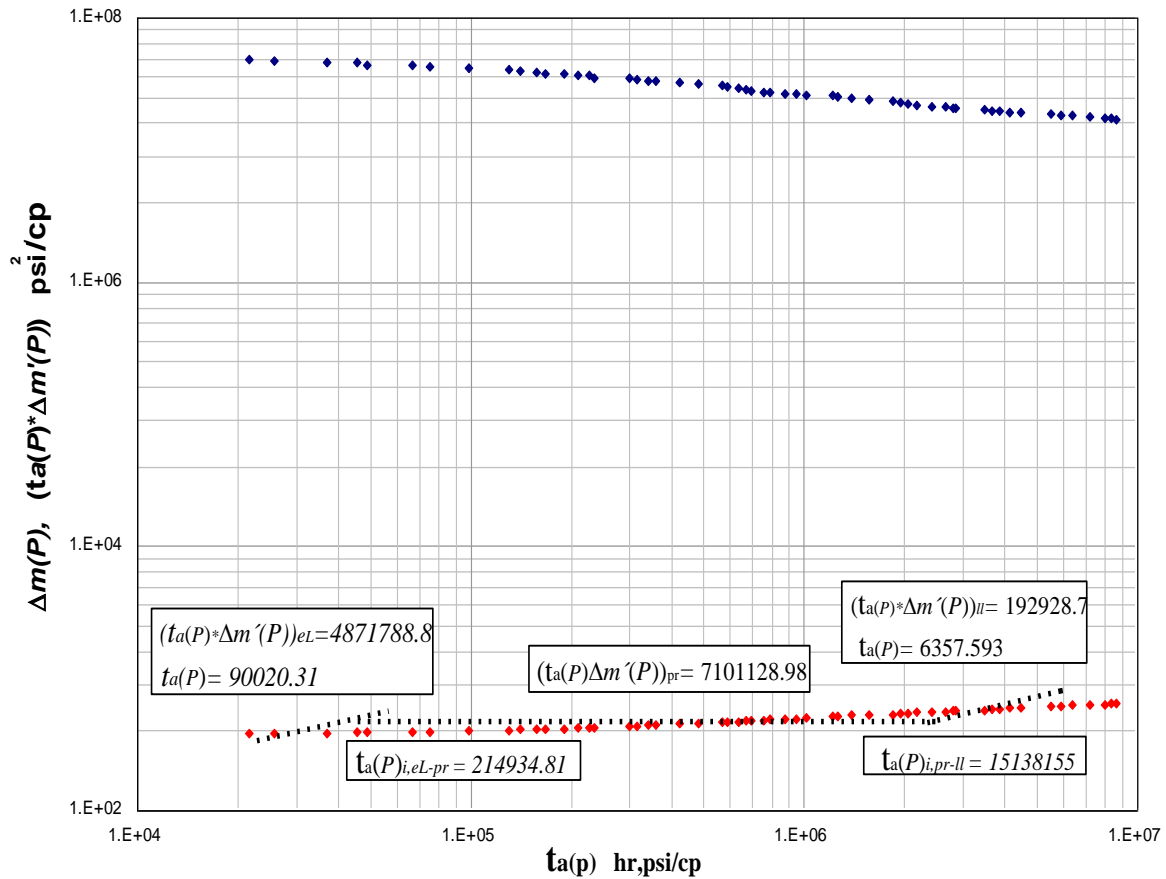
3.2.1 Caso Real en yacimiento de gas homogéneo: Incidencia del pseudotiempo en pozo horizontal.

Salamy, S.P et al¹¹. (1991), presentaron una prueba de restauración de presión realizada al pozo de gas horizontal, Hardy -1, dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.9; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.13*

Tabla. 3.13. Datos caso Real pozo Hardy-1: Incidencia del pseudotiempo

$q = 18$ MscfD	$h_z = 50$ ft
$\mu = 0.010216$ cp	$c_t = 0.00180$ psi ⁻¹
$L_w = 2020$ ft	$\phi = 0.01$
$r_w = 0.328$ ft	$T = 571$ °R
$p_i = 700$ psi	$t = 200$ hr
$k_H = 4.5 \times 10^{-4}$ md	$k_V = 1.8 \times 10^{-3}$ md

Fig. 3.9. TDS usando pseudotiempo, caso real en yacimiento homogéneo



Solución:

Paso 1: De la Ec. 2.18 se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano. $(t_a(P)*\Delta m'(P))_{el} = 4871788.8 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{el} = 90020.31 \text{ hr-psi/cp}$

$$k_y = \left[\frac{(40.92)(18)(571)}{(4871788.8)(50)(2020)} \right]^2 \frac{90020.3}{0.01}$$

$$k_y = 6.57 \times 10^{-6} \text{ md}$$

Paso 2: Del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal mediante la Ec. 2.21y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x. $(t_a(P)*\Delta m'(P))_{pr} = 7101128.98 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$k_H = \sqrt{k_x k_y} = 710.9 \frac{(18)(571)}{(50)(7101128.98)}$$

$$k_H = 2.0293013 \times 10^{-2} \text{ md}$$

¹¹Salamy, S.P., BDM Engineering Services Co., Aminian, K. "Analysis of Well Test Results from Horizontal Gas Shale Wells". Paper SPE 21498, presented at the SPE Gas Technology Symposium held in Houston, Texas. January 23-25, 1991.

$$\sqrt{k_x k_y} = 2.057878 \times 10^{-2} \text{ md}$$

$$k_x = 64.31 \text{ md}$$

Paso 3: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío mediante la Ec. 2.24. $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 4192928.7 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{ll} = 635759306 \text{ hr-psi}/\text{cp}$.

$$h_x = \sqrt{\frac{1674.7}{6.57 \times 10^{-6}} \left[\frac{(18)(751)}{(4192928.7)(50)} \right]} \sqrt{\frac{6357593.06}{0.01}}$$

$$h_x = 19725.65 \text{ ft}$$

Paso 4: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial*

Mediante la Ec. 2.30
 $t_a(P)_{i,el-pr} = 214934.81 \text{ hr-psi}/\text{cp}$

$$k_x = \frac{301.77(0.01)(2020)^2}{214934.81}$$

$$k_x = 57.28 \text{ md}$$

⊕ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal De Tiempo Final*

Mediante la Ec. 2.32
 $t_a(P)_{i,pr-ll} = 15138155 \text{ hr-psi}/\text{cp}$

$$k_x = 301.77 \frac{(0.01)(16952.52)^2}{15138155}$$

$$k_x = 57.30 \text{ md}$$

Paso 5: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

⊕ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal De Tiempo Final*

Mediante la Ec. 2.35
 $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 4871788.8 \text{ psi}^2/\text{cp}$
 $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 4739166.57 \text{ psi}^2/\text{cp}$
 $t_a(P)_{el} = 90020.31 \text{ hr-psi}/\text{cp}$
 $t_a(P)_{ll} = 7182587 \text{ hr-psi}/\text{cp}$

$$\frac{4871788.8}{4739166.57} = \frac{h_x}{2020} \sqrt{\frac{90020.31}{7182587}}$$

$$h_x = 18548.46 \text{ ft}$$

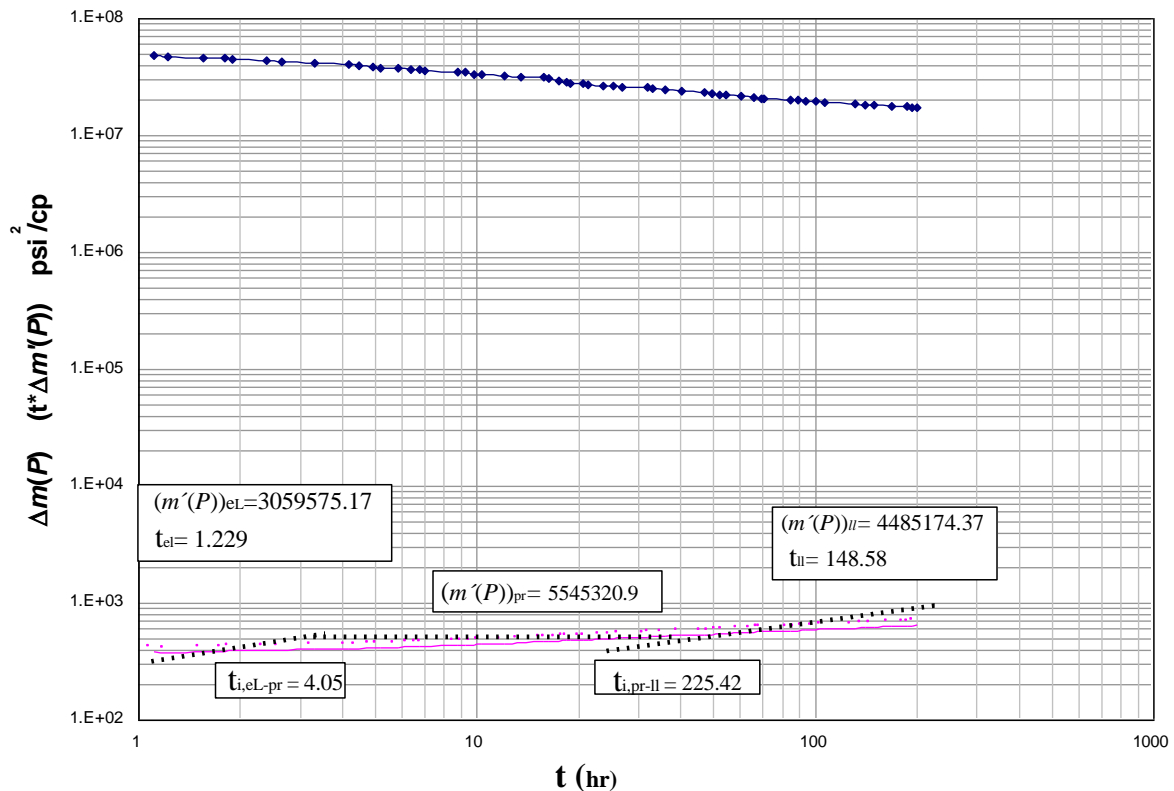
3.2.2 Caso Real en yacimiento de gas homogéneo: Incidencia del Tiempo riguroso en pozo horizontal

Salamy, S.P et al¹¹. (1991), presentaron una prueba de restauración de presión realizada al pozo horizontal Hardy -1, dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.10; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la Tabla 3.14

Tabla. 3.14. Datos caso Real pozo Hardy-1: tiempo riguroso.

$q = 18 \text{ MscfD}$	$h_z = 50 \text{ ft}$
$\mu = 0.010216 \text{ cP}$	$c_t = 0.00180 \text{ psi}^{-1}$
$L_w = 2020 \text{ ft}$	$\phi = 0.01$
$r_w = 0.328 \text{ ft}$	$T = 571 \text{ }^\circ\text{R}$
$p_i = 700 \text{ psi}$	$t = 200 \text{ hr}$
$k_h = 4.5 \times 10^{-4} \text{ md}$	$k_v = 1.8 \times 10^{-3} \text{ md}$

Fig. 3.10. TDS usando tiempo real, caso real en yacimiento homogéneo



Solución:

Paso 1: se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $t^*m'(P)_{el}= 3059575.17 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{el}= 1.229 \text{ hr}$

$$L_w = \frac{40.922q_{sc}T}{h_z(t^*m'(P))_{el}} \sqrt{\frac{t_{el}}{k_y\phi\mu c_t}}$$
$$k_y = \left[\frac{(40.922)(18)(571)}{(50)(3059575.17)(2020)} \right]^2 \frac{1.229}{(0.01)(0.010216)(1.8 \times 10^{-3})}$$
$$k_y = 4.952 \times 10^{-5} \text{ md}$$

Paso 2: Del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x , $t^*m'(P)_{pr}= 5545320.9 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.90q_{sc}T}{L_w(t^*m'(P))_{pr}}$$
$$k_H = \sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(18)(571)}{(50)(5545320.9)}$$
$$\sqrt{k_x k_y} = 5.2704 \times 10^{-2} \text{ md}$$
$$k_x = 56.09 \text{ md}$$

Paso 3: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío, $t^*m'(P)_{ll}=534240.78 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{ll}=148.58 \text{ hr}$

$$h_x = \frac{40.922q_{sc}T}{h_z(t^*m'(P))_{ll}} \sqrt{\frac{t_{ll}}{k_y\phi\mu c_t}}$$
$$h_x = \frac{(40.922)(18)(571)}{(50)(4485174.37)} \sqrt{\frac{148.58}{(4.95 \times 10^{-5})(0.01)(0.010216)(1.8 \times 10^{-3})}}$$
$$h_x = 15151.60 \text{ ft}$$

Paso 4: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

✦ Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial

$$t_{i,el-pr} = 4.05 \text{ hr}$$

$$k_x = \frac{301.77\phi\mu c_t L_w^2}{t_{i,el-pr}}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.01)(0.010216)(1.80 \times 10^{-3})(2020^2)}{4.05}$$

$$k_x = 55.90 \text{ md}$$

⊕ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal De Tiempo Final*

$$t_{i,pr-ll} = 225.42 \text{ hr}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77 \phi \mu c_t}{t_{i,pr-ll}}$$

$$\frac{k_x}{15151.60^2} = \frac{301.77(0.01)(0.010216)(1.8 \times 10^{-3})}{225.42}$$

$$k_x = 56.51 \text{ md}$$

Paso 5: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

⊕ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal De Tiempo Final:*

$$t^*m'(P)_{el} = 3059575.17 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t^*m'(P)_{ll} = 4485174.37 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el} = 1.229 \text{ hr}$$

$$t_{ll} = 148.58 \text{ hr}$$

$$h_x = \frac{(t^*m'(P))_{el}}{(t^*m'(P))_{ll}} L_w \sqrt{\frac{t_{el}}{t_{ll}}}$$

$$h_x = \frac{3059575.17}{4485174.37} 2020 \sqrt{\frac{1.229}{148.58}}$$

$$h_x = 15150.86 \text{ ft}$$

Tabla. 3.15. Tabla de resultados para el caso real pozo Hardy-1

PARAMETRO	POZO HARDY #1	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
k_h	9×10^{-4}	2.05×10^{-2}	5.27×10^{-2}
k_v	1.8×10^{-3}	8.23×10^{-2}	2.10×10^{-2}

PUNTOS CARACTERISTICO			
REGIMEN DE FLUJO		TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
LINEAL TEMPRANO	k_y	$6.57e^{-6}$ md	$4.952e^{-5}$ md
PSEUDORADIAL	$(k_y k_z)^{1/2}$	0.02057878 md	0.0527048 md
	k_x	62.61 md	56.09 md
LINEAL FINAL	h_x	19725.6ft	15151.6 ft
PUNTOS DE INTERSECCION			
REGIMEN DE FLUJO		TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er-el</i>	k_x	57.28 md	55.90 md
<i>pr-ll</i>	k_x	57.30 md	56.51 md
PUNTOS DE RELACION			
REGIMEN DE FLUJO		TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>el/ll</i>	h_x	18548.46 ft	15150.86ft

3.2.3 Caso real en un yacimiento de gas naturalmente fracturado: Incidencia del pseudotiempo en un pozo horizontal.

Una prueba de presión es presentada por Sarkar and Rajtar¹². (1994) en un yacimiento de gas naturalmente fracturado drenado por un pozo horizontal; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.11; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la *Tabla 3.16*

¹²Sarkar, P.S., Rajtar, J.M. "Transient Well Testing of Coalbed Methane Reservoirs with Horizontal Wells" Paper SPE 27681, 1994. Presented SPE Permian Basin Oil and Gas Conference held in Midland, March. 16-18-1994.

Tabla. 3.16. Datos caso real en yacimiento naturalmente fracturado: Incidencia del pseudotiempo

$q = 1000 \text{ MscfD}$	$h_z = 50 \text{ ft}$
$\mu = 0.0102 \text{ cp}$	$c_t = 0.00223 \text{ psi}^{-1}$
$L_w = 1000 \text{ ft}$	$\phi = 0.01$
$r_w = 0.154 \text{ ft}$	$T = 70.33 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 700 \text{ psia}$	$t = 1000 \text{ hr}$

Solución:

Paso 1: se determina el coeficiente de almacenamiento adimensional por medio de las correlaciones determinadas en este trabajo.

⊕ *Primera correlación para el cálculo del Coeficiente de almacenamiento adimensional, Ec. 2.66*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 424640.2414 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 3834115.5911 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = \left[1.0622558 - 1.0261537 e^{-\left(\frac{424620.2414}{3834115.5911}\right)} \right]^2$$

$$\omega = 0.020645189$$

⊕ *segunda correlación para el cálculo del Coeficiente de almacenamiento adimensional, Ec. 2.67*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 424640.2414 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 3834115.5911 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = \left[1.6633318 - \left(2.3145772 \left(\frac{424620.2414}{3834115.5911} \right)^{-1} \ln \left(\frac{424620.2414}{3834115.5911} \right) \right) \right]^{-1}$$

$$\omega = 0.020986563$$

Paso 2: se determina el parámetro de flujo Interporoso por medio de las correlaciones desarrolladas en este trabajo.

⊕ *Primera correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.69*

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{min} = 424875.2828 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{min}=30733.9805 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \left[14300.067 - 1.1873637e17 \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Dmin}} \right)^3 + 0.8914772 \frac{t_{Dmin}}{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}} \right]^{-1}$$

Donde:

$$\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Dmin}} = \frac{(0.01)(0.154)^2(1000)}{0.37492887(1000)(530)} \frac{(424875.2828)}{30733.9805} = 1.64991 \times 10^{-5}$$

Finalmente:

$$\lambda = 1.47495 \times 10^{-5}$$

✦ segunda correlación para determinar el Parámetro de Flujo Interporoso, Ec. 2.70

$$\lambda = a + b \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Dmin}} \right) + c \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Dmin}} \right)^{1.5} - d \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Dmin}} \right)^2 + e \left(\frac{(t_a(P) * \Delta m'(P))_{Dmin}}{t_{Dmin}} \right)^3$$

Donde:

$$a=8.788797 \times 10^{-9}, b=0.45670556, c=526.72991, d=128991.37 \text{ y } e=1.3739889 \times 10^9$$

Finalmente:

$$\lambda = 1.3901 \times 10^{-5}$$

✦ primera Ec. analítica para determinar el parámetro de flujo Interporoso, Ec. 2.73

$$t_a(P)_{US,i}=634912.9064 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\lambda = \frac{(0.01)(0.154)^2(1000)}{0.0002637(634912.9064)(50)} \sqrt{\frac{1}{(4.397356428)(0.878429043)}}$$

$$\lambda = 1.44144 \times 10^{-5}$$

✦ segunda Ec. analítica para determinar el parámetro de flujo interporoso, Ec. 2.75

$$t_a(P)_{min}=424640.2414 \text{ hr-psi/cp}$$

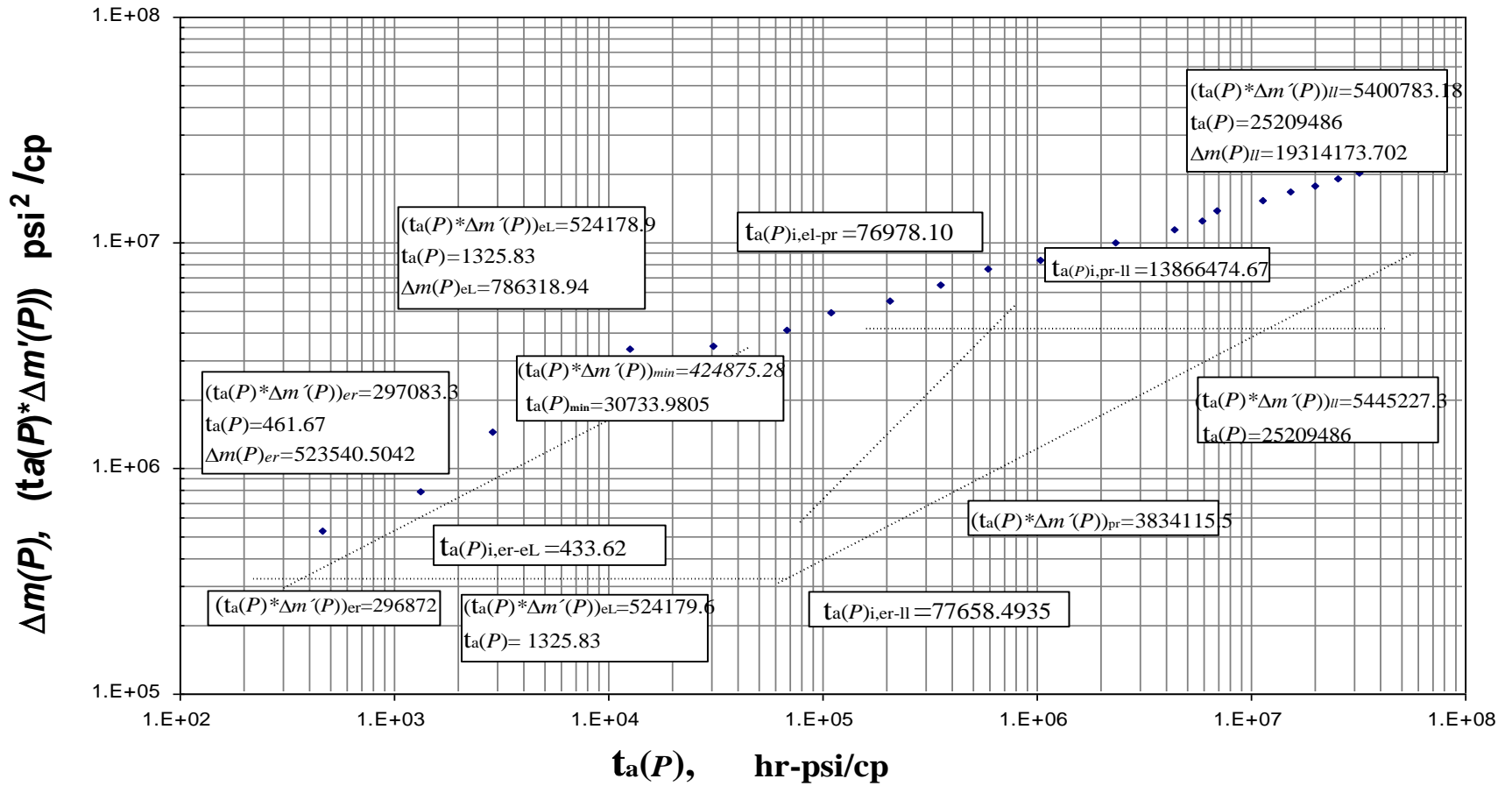
$$\lambda = \frac{(0.01)(0.154)^2}{0.0002637(4.397356428)} \frac{(0.020645189)}{(424640.2414)} \ln \frac{1}{0.020645189}$$

$$\lambda = 3.90555 \times 10^{-8}$$

Paso 3: De la Ec. 2.57 se calcula el producto de permeabilidad y z usando un punto en la derivada del flujo radial temprano. $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er}=296872.0757 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{(710.90)(1000)(530)}{(1000)(296872.0757)}$$

Fig. 3.11. TDS usando pseudotiempo, caso real en yacimiento naturalmente fracturado



$$\sqrt{k_y k_z} = 1.2692 \text{ md}$$

Paso 4: De la Ec. 2.59 se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 524179.6397 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{el} = 1325.83 \text{ hr-psi/cp}$, $\omega = 0.020645189$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(1000)(530)}{(524179.6397)(1000)(50)} \right]^2 \frac{1325.83}{(0.01)(0.020645)}$$

$$k_y = 4.397356428 \text{ md}$$

Paso 5: Teniendo el producto de permeabilidad yz y la permeabilidad en la dirección y es posible obtener la permeabilidad en la dirección z

$$\sqrt{k_y k_z} = 1.2692 \text{ md}$$

$$k_z = 0.366 \text{ md}$$

Paso 6: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal mediante la Ec. 2.60 y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x.
 $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 3834115.5911 \text{ psi}^2/\text{cp}$.

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(1000)(530)}{(50)(3834115.5911)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 1.9653 \text{ md}$$

$$k_x = 0.878429043 \text{ md}$$

Paso 7: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío mediante la Ec. 2.61. $(t_a(P) * \Delta m'(P))_{ll} = 5445227.3531 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_a(P)_{ll} = 25209846 \text{ hr-psi/cp}$.

$$h_x = \frac{(40.922)(1000)(530)}{(50)(5445227.3531)} \sqrt{\frac{25209846}{(4.397356428)(0.01)}}$$

$$h_x = 1907.267612 \text{ ft}$$

Paso 8: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección Flujo Radial de tiempo temprano y Lineal temprano*

$$t_a(P)_{i,er-el} = 461.67 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\omega = 0.02064$$

$$k_z = \frac{301.77(0.02064)(0.01)(50)^2}{461.67}$$

$$k_z = 0.35918916 \text{ md}$$

✦ *Intersección Flujo Radial de tiempo temprano y Lineal tardío*

Ec. 2.62

$$t_a(P)_{i,er-ll} = 77658.4935 \text{ hr-psi/cp}$$

$$h_x = \frac{1000}{50} \sqrt{\frac{(0.35918916)(77658.4935)}{301.77(0.01)}}$$

$$h_x = 1922.86173 \text{ ft}$$

✦ *Intersección Flujo Lineal temprano y Pseudorradial*

Ec. 2.6

$$t_a(P)_{i,el-pr} = 76978.1094 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\omega = 0.02064$$

$$k_x = \frac{301.77(0.01)(0.02064)(1000)^2}{76978.1094}$$

$$k_x = 0.8091 \text{ md}$$

✦ *Intersección Flujo Pseudorradial y Lineal de tiempo final*

Ec. 2.63

$$t_a(P)_{i,pr-ll} = 13866474.6957 \text{ hr-psi/cp}$$

$$k_x = \frac{301.77(0.01)(1922)^2}{13866474.6957}$$

$$k_x = 0.79165009 \text{ md}$$

Paso 9: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

✦ *Relación entre Flujo Radial inicial y Pseudorradial*

Ec. 2.64

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{pr} = 3834115.5911 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er} = 296872.0757 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\frac{296872.0757}{3834115.5911} = \frac{50\sqrt{0.8091}}{1000\sqrt{k_z}}$$

$$k_z = 0.330114789 \text{ md}$$

✦ *Relación entre Flujo Lineal inicial y Lineal de tiempo final*

Ec. 2.65

Puntos característicos de cada flujo:

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 524178.9042 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{fl} = 5400783.1827 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 1325.83 \text{ hr-psi/cp}$$

$$t_a(P)_{fl} = 2520 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\omega = 0.2064$$

$$\frac{524178.9042}{5400783.1827} = \frac{h_x}{1000} \sqrt{\frac{1325.83}{(0.02064)(2520)}}$$

$$h_x = 1907.267612 \text{ ft}$$

Paso 10: Con puntos característicos de cada flujo se calculan los daños respectivos

✦ *Radial temprano*

Ec. 2.76

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{er} = 5400783.1827 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{er} = 461.67 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{er} = 523640.5045 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{523640.5045}{5400783.1827} - \ln \left(\frac{(1.26915608)(461.67)}{(0.01)(0154^2)} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = -2.73768282$$

✦ *Lineal Temprano*

Ec. 2.77

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{el} = 534178.9042 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{el} = 1325.83 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{el} = 786318.94 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{50} \sqrt{\frac{(0.35918916)(1325.83)}{(0.02064)(0.01)}} \left[\frac{786318.94}{534178.9042} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = -0.42216396$$

$$s_z = 2.315$$

✦ *Lineal De Tiempo Final*

Ec. 2.79

$$(t_a(P) * \Delta m'(P))_{II} = 5400783.1827 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_a(P)_{II} = 25209486 \text{ hr-psi/cp}$$

$$\Delta m(P)_{II} = 19314173.7027 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(s_x + s_z + s_m) = \left[\frac{19314173.7027}{5400783.1827} - 2 \right] \frac{(0.02878)(1000)}{(50)(1907.267612)} \sqrt{\frac{0.01}{(0.35918916)(25209486)}}$$

$$(s_x + s_z + s_m) = 14.455$$

$$s_x = 14.877101$$

Finalmente los resultados son:

s_m	-2.7376
s_z	2.3156
s_x	14.878

3.2.4 Caso real en un yacimiento naturalmente fracturado: Incidencia del tiempo riguroso en un pozo horizontal.

Una prueba de presión es presentada por Sarkar and Rajtar¹². (1994) en un yacimiento de gas naturalmente fracturado en un pozo horizontal; dando como resultado los datos de presión y tiempo graficados en la Fig. 3.12; otros datos de yacimiento conocidos están listados en la

Tabla. 3.17. Datos caso real en yacimiento naturalmente fracturado: Tiempo riguroso

$q = 1000 \text{ MscfD}$	$h_z = 50 \text{ ft}$
$\mu = 0.0102 \text{ cp}$	$c_t = 0.00223 \text{ psi}^{-1}$
$L_w = 1000 \text{ ft}$	$\phi = 0.01$
$r_w = 0.154 \text{ ft}$	$T = 70.33 \text{ }^\circ\text{F}$
$p_i = 700 \text{ psia}$	$t = 1000 \text{ hr}$

Solución:

Paso 1: se determina el coeficiente de almacenamiento adimensional por medio de la expresión analítica desarrollada por Engler en 1996, por medio de las coordenadas mínimas de la derivada de presión pseudoradial.

$$(t^* \Delta m'(P))_{min} = 423266.1791 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 3967938.7045 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{(t^* \Delta m'(P))_{min}}{(t^* \Delta m'(P))_{pr}} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{(t^* \Delta m'(P))_{min}}{(t^* \Delta m'(P))_{er}} \right\}^2$$

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{423266.1791}{3967938.7045} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{423266.1791}{3967938.7045} \right\}^2$$

$$\omega = 0.02314$$

Paso 2: se determina el parámetro de flujo Interporoso por medio de las coordenadas mínimas, en donde S_T es el almacenamiento total de la formación.

$$(t^* \Delta m'(P))_{min} = 423266.1791 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{min} = 0.8041 \text{ hr}$$

$$\lambda = \frac{4.2206 L_w S_T \mu r_w^2}{q_{sc} T} \left(\frac{t^* \Delta m'(P)}{t} \right)_{min}$$

$$\lambda = \frac{(4.2206)(1000)(0.01)(0.00223)(0.0102)(0.145)^2}{(1000)(530)} \left(\frac{423266.1791}{0.8041} \right)$$

$$\lambda = 2.26 \times 10^{-5}$$

Paso 3: se calcula el producto de permeabilidad y z usando un punto en la derivada del flujo radial temprano, $t^* m'(P)_{er} = 296883.8099 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{710.90 q_{sc} T}{L_w (t^* m'(P))_{er}}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{(710.90)(1000)(530)}{(1000)(296883.8099)}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 1.27 \text{ md}$$

Paso 4: se determina la permeabilidad en la dirección y usando la coordenada tomada del flujo lineal temprano, $(t^* \Delta m'(P))_{el} = 525527.3265 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{el} = 0.0345 \text{ hr}$, $\omega = 0.02314$

$$L_w = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{el}} \sqrt{\frac{t_{el}}{k_y \phi \mu c_t \omega}}$$

$$k_y = \left[\frac{(40.922)(1000)(530)}{(50)(525527.3265)(1000)} \right]^2 \frac{0.0345}{(0.01)(0.0102)(0.02314)(0.00223)}$$

$$k_y = 4.4653 \text{ md}$$

Paso 5: Teniendo el producto de permeabilidad yz y la permeabilidad en la dirección y es posible obtener la permeabilidad en la dirección z

$$\sqrt{k_y k_z} = 1.27 \text{ md}$$

$$k_z = 0.3483 \text{ md}$$

Paso 6: del flujo pseudorradial se determina la permeabilidad horizontal y a la vez determinar la permeabilidad en la dirección x, $(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 3967938.7045 \text{ psi}^2/\text{cp}$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{710.90 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{pr}}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{(710.90)(1000)(530)}{(50)(3967938.7045)}$$

$$\sqrt{k_x k_y} = 1.8991 \text{ md}$$

$$k_x = 0.807 \text{ md}$$

Paso 7: El ancho del yacimiento puede ser calculado mediante las coordenadas tomadas del flujo lineal tardío, $(t^* \Delta m'(P))_{ll} = 5300541.5314 \text{ psi}^2/\text{cp}$, $t_{ll} = 696.5061 \text{ hr}$

$$h_x = \frac{40.922 q_{sc} T}{h_z (t^* m'(P))_{ll}} \sqrt{\frac{t_{ll}}{k_y \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{(40.922)(1000)(530)}{(50)(5300541.5314)} \sqrt{\frac{696.5061}{(4.4653)(0.01)(0.0102)(0.00223)}}$$

$$h_x = 2143.09 \text{ ft}$$

Paso 8: Con puntos de intersección de cada flujo se determinan las permeabilidades y ancho del yacimiento para comparar con los anteriores.

⊕ *Intersección Flujo Radial Temprano y Lineal Temprano*

$$t_{i,er-el} = 0.0114 \text{ hr}$$

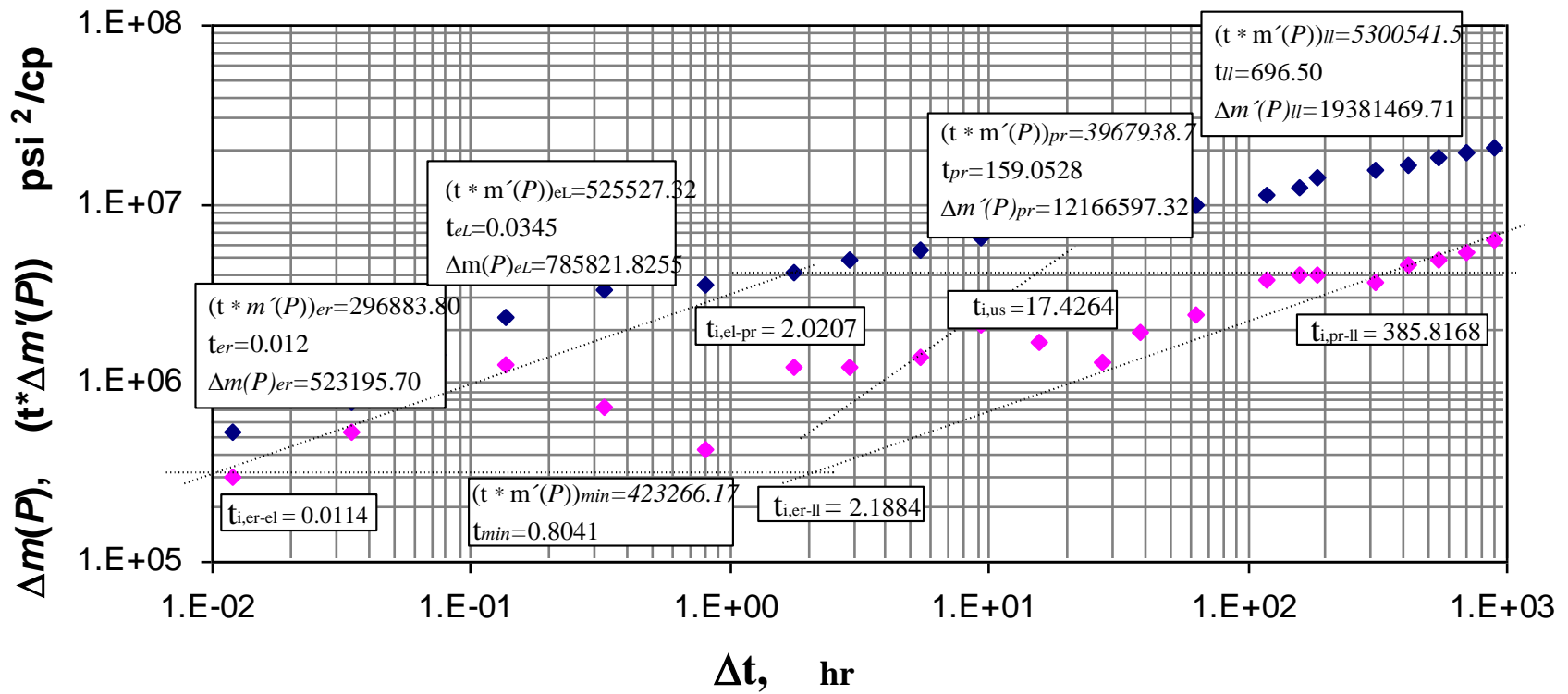
$$\omega = 0.02314$$

$$k_z = 301.77 \omega \phi \mu c_t \frac{h_z^2}{t_{i,er-el}}$$

$$k_z = 301.77 (0.01)(0.02314)(0.00223) \frac{50^2}{0.0114}$$

$$k_z = 0.3483 \text{ md}$$

Fig. 3.12. TDS usando tiempo real, caso real en yacimiento naturalmente fracturado



✦ *Intersección Flujo Radial Temprano y Lineal De Tiempo Final*

$$t_{i,er-ll}=2.1884 \text{ hr}$$

$$h_x = \frac{L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{i,er-ll}}{301.77 \phi \mu c_t}}$$

$$h_x = \frac{1000}{50} \sqrt{\frac{(0.3483)(2.1884)}{301.77(0.01)(0.0102)(0.00223)}}$$

$$h_x = 2144.81 \text{ ft}$$

✦ *Intersección Flujo Lineal Temprano y Pseudorradial*

$$t_{i,el-pr}=2.0207 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.02314$$

$$k_x = \frac{301.77 \omega \phi \mu c_t}{t_{i,el-pr}} L_w^2$$

$$k_x = \frac{301.77(0.02314)(0.01)(0.0102)(0.00223)}{2.0207} 1000^2$$

$$k_x = 0.79 \text{ md}$$

✦ *Intersección flujo Pseudorradial y Lineal de tiempo final*

$$t_{i,pr-ll}=385.8168 \text{ hr}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77 \phi \mu c_t}{t_{i,pr-ll}}$$

$$\frac{k_x}{h_x^2} = \frac{301.77(0.01)(0.0102)(0.00223)}{385.8168}$$

$$k_x = 0.786 \text{ md}$$

Paso 9: Con la relación entre flujos es posible recalcular algunas propiedades

✦ *Relación entre flujo Radial inicial y Pseudorradial*

$$(t^* \Delta m'(P))_{er} = 296883.8099 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{pr} = 3967938.7045 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\frac{(t^* m'(P))_{er}}{(t^* m'(P))_{pr}} = \frac{h_z}{L_w} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}}$$

$$\frac{296883.8099}{3967938.7045} = \frac{50}{1000} \sqrt{\frac{0.79}{k_z}}$$

$$k_z = 0.351 \text{ md}$$

✦ *Relación entre flujo Lineal inicial y Lineal de tiempo final*

$$(t^* \Delta m'(P))_{el} = 525527.3265 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$(t^* \Delta m'(P))_{ll} = 5300541.5314 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el} = 0.0345 \text{ hr}$$

$$t_{ll} = 696.5061 \text{ hr}$$

$$\omega = 0.02314$$

$$h_x = \frac{(t^* m'(P))_{el}}{(t^* m'(P))_{ll}} L_w \sqrt{\frac{t_{el}}{\omega t_{ll}}}$$

$$h_x = 2143.09 \text{ ft}$$

Paso 10: Con puntos característicos de cada flujo se calculan los daños respectivos

✦ *Radial temprano*

$$(t^* \Delta m'(P))_{er} = 296883 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{er} = 0.012 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{er} = 523195.7072 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta m(P)_{er}}{(t^* \Delta m'(P))_{er}} - \ln \left(\frac{\sqrt{k_y k_z t_{er}}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = \frac{1}{2} \left[\frac{523195.7072}{296883.8099} - \ln \left(\frac{\sqrt{(4.465)(0.360)(0.012)}}{(0.01)(0.0102)(0.00223)(0.154^2)} \right) + 7.43 \right]$$

$$s_m = -2.8305$$

✦ *Lineal temprano*

$$(t^* \Delta m'(P))_{el} = 525527.3265 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{el} = 0.0345 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{el} = 785821.8255 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{el}}{\omega \phi \mu c_t}} \left[\frac{\Delta m(P)_{el}}{(t^* \Delta m'(P)_{el})} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = \frac{0.029}{50} \sqrt{\frac{(0.3483)(0.0345)}{(0.02314)(0.01)(0.0102)(0.00223)}} \left[\frac{785821.8255}{525527.3265} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z = -0.45$$

⊕ *Lineal De Tiempo Final*

$$(t^* \Delta m'(P))_{ll} = 5300541.5314 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$t_{ll} = 696.5061 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_{ll} = 19381469.7162 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$s_m + s_z + s_x = \frac{0.029 L_w}{h_x h_z} \sqrt{\frac{k_z t_{ll}}{\phi \mu c_t}} \left[\frac{\Delta m(P)_{ll}}{(t^* \Delta m'(P))_{ll}} - 2 \right]$$

$$s_m + s_z + s_x = 14.7$$

Finalmente los resultados son:

s_m	-2.8305
s_z	2.38
s_x	15.5

Tabla. 3.18. Tabla de resultados para el caso real en yacimiento naturalmente fracturado

PARÁMETROS	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
ω	0.02064	0.02314
	0.02098	
λ	1.47495×10^{-5}	2.26×10^{-5}
	1.3901×10^{-5}	
	1.4414×10^{-5}	
	3.90×10^{-8}	

PUNTOS CARACTERISTICO			
REGIMEN DE FLUJO	PARAMETRO	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
RADIAL TEMPRANO	$(k_y k_z)^{1/2}$	1.2692 md	1.27 md
LINEAL TEMPRANO	k_y	4.3973 md	4.465 md

PSEUDORADIAL	$(k_y k_x)^{1/2}$	1.9654 md	1.8991 md
	k_x	0.8784 md	0.807 md
LINEAL FINAL	h_x	1907.26 ft	2143.09 ft
REGIMEN DE FLUJO			
		TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er-el</i>	k_z	0.3591 md	0.3483 md
<i>er-ll</i>	h_x	1922.861 ft	2144.81 ft
<i>pr-el</i>	k_x	0.8091 md	0.79 md
<i>pr-ll</i>	k_x	0.7916 md	0.786 md
PUNTOS DE RELACION			
		TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>er/pr</i>	k_z	0.3302 md	0.351 md
<i>el/ll</i>	h_x	1907.26 ft	2143.09 ft

DAÑOS		
	TDS Y EFECTOS DEL PSEUDOTIEMPO	TDS (TIEMPO)
<i>S_m</i>	-2.737	-2.8305
<i>S_z</i>	2.315	2.38
<i>S_x</i>	14.87	15.5

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En las tablas de resultados (3.3), (3.6), (3.9), (3.12), (3.15) y (3.18) se observan los valores de los parámetros calculados por medio de la técnica TDS incluyendo la función pseudotiempo y el tiempo riguroso.

- ❖ Para yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados la función pseudotiempo presenta resultados que no difieren en forma significativa a los resultados obtenidos al usar el tiempo riguroso en los parámetros calculados como: permeabilidades en las direcciones x y z (k_z , k_x), y los factores de pseudo daño en la dirección x . Pero ambas metodologías presentan la misma desviación y se hace significativa al calcular la permeabilidad en la dirección y , respecto a los valores simulados de este parámetro.
- ❖ Al incluir la función pseudotiempo a la técnica TDS, el cálculo del ancho del yacimiento h_x difiere significativamente y tiene mayor aproximación al valor real en comparación al cálculo realizado con el tiempo.
- ❖ Los cálculos de los parámetros de los yacimientos naturalmente fracturados como el coeficiente de almacenamiento adimensional y el parámetro de flujo interporoso por medio de la técnica TDS incluyendo la función pseudotiempo por medio de las correlaciones generadas en este trabajo se ajustan a los valores simulados con diferencias no significativas.
- ❖ En yacimientos naturalmente fracturados el pseudo factor de daño en la dirección z y x difiere al ser calculado por medio de la técnica TDS incluyendo la función pseudotiempo y el tiempo respectivamente, ya que en las expresiones desarrolladas por Gutiérrez et Al en el año 2006, no se tuvo en cuenta la incidencia del coeficiente de almacenamiento adimensional (ω) en el punto característico del flujo lineal de tiempo temprano.
- ❖ En yacimientos naturalmente fracturados, las expresiones en las cuales está involucrado el flujo lineal de tiempo temprano, se tuvo en cuenta la influencia del coeficiente de almacenamiento adimensional ω en este flujo, como es el caso del cálculo de la permeabilidad en la dirección y y las expresiones de intersección entre el flujo lineal temprano y otros.

CAPITULO 4

4.1 CONCLUSIONES.

- ❖ Se aplicó la función pseudotiempo para extender la técnica TDS para la caracterización de yacimientos de gas por medio de pruebas de restauración y declinación de presión en pozos horizontales en yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados.
- ❖ Se desarrollaron nuevas expresiones para el cálculo de parámetros de yacimientos naturalmente fracturados, coeficiente de almacenamiento adimensional ω y parámetro de flujo interporoso λ , usando la técnica TDS e incluyendo los cambios de compresibilidad y viscosidad del gas por medio de la función pseudotiempo.
- ❖ Se realizó la corrección de la ecuación propuesta por Gutiérrez, Escobar, y Muñoz en el año 2006, para el cálculo de la sumatoria del factor de daño mecánico y el pseudo factor de daño en la dirección z para yacimientos naturalmente fracturados tomando puntos del flujo lineal de tiempo temprano e incluyendo el pseudotiempo.
- ❖ Los resultados obtenidos por medio de la técnica TDS y la incidencia del pseudotiempo se ajustan apropiadamente a los datos simulados en el software correspondiente y al compararlos con los resultados obtenidos por medio de la técnica TDS y el tiempo riguroso se observan mejores resultados con la incidencia del pseudotiempo.

4.2 RECOMENDACIONES.

- ❖ Se recomienda hacer uso de las expresiones desarrolladas en este trabajo, para caracterizar de manera sencilla y eficiente los yacimientos de gas teniendo en cuenta el efecto de la pseudo presión.
- ❖ Para efectos de agilizar la caracterización de yacimientos de gas, es útil y recomendable usar los puntos de intersección que se muestran en el grafico log-log de pseudo presión versus pseudotiempo, ya que las expresiones son sencillas y dichos puntos son fácilmente identificados.

BIBLIOGRAFIA

Agawal, R.G. “*Real Gas Pseudo-time*’ - a New Function for Pressure Buildup Analysis of MHF Gas Wells” Paper SPE 8279, 1979. Presented SPE annual technical conference and exhibition, Las Vegas, Sept. 23-26

Al-Hussainy, R., Ramey, H.J. and Crawford P.B.: “*The Flow of Real Gases Through Porous Media*”, JPT (May 1966) 624-36; Trans., AIME, 237.

Aminian, K., Ameri, S., West Virginia U., Abbitt Cevir USA Inc. “*Polynomial Approximations for Gas Pseudopressure and Pseudotime*” Paper SPE 23439. 1991.

Barree, R.D et Al. “*Beyond Beta Factors: A Complete Model for Darcy, Forcheimer, and TransForcheimer Flow in porous Media*” Paper SPE 89325, 2004.

Bourdet, D. et al. “*Use of Pressure Derivate in Well Test Interpretation*”, SPE Form. Eval., June 1989, p.293

Engler, T; Tiab, D. “*Analysis Of Pressure And Pressure Derivate Without Type-Curve Matching, Horizontal Well Test In Naturally Fractured Reservoirs*” Paper Journal of Petroleum Science and Engineering 15 (1996) 139-151.

ESCOBAR, F.H., 2009. “*Avances en Técnicas Modernas de Interpretación de Pruebas de Pozo*”. Editorial Universidad Surcolombiana, p. 27-31. Enero 2009

Escobar, F.H., Lopez, A.M., y Cantillo, J.H., 2007 “*Effect of the Pseudotime Function on Gas Reservoir Drainage Area Determination*”. CT&F (Dic 2007), Vol. 3 Núm.3.

Finjord, Jan., “*An Analytical Study of Pseudotime for Pressure Drawdown in a Gas Reservoir*” Paper SPE 15205. 1989.

Goode, P. A. and Thambynayagam, R. K. M. “*Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media,*” SPEFE (Dec. 1987) p. 683-697.

Gutiérrez, D.A., Escobar, F.H. y Muñoz, O.F., 2004 “*Análisis De Presión Y Derivadas De Presión Para Un Pozo Horizontal En Un Yacimiento Anisotrópico De Gas Sin Emplear Curvas Tipo*”. Boletín estadístico mensual del ACIPET. No 5, yesar 36. May 2004.

Gutiérrez, D.A., Escobar, F.H. y Muñoz, O.F., 2006 “*Análisis De Presión Y Derivadas De Presión Para Un Pozo Horizontal En Un Yacimiento Naturalmente Fracturado De Gas Sin Emplear Curvas Tipo*”. Revista entornos No 19, Nov. 2006. p.76-82

Ng, M.C., Aguilera, R. “*Testing of Horizontal Gas Wells in Anisotropic Naturally Fractured Reservoirs*” Paper SPE 22674, 2001.

Salamy, S.P., BDM Engineering Services Co., Aminian, K. “*Analysis of Well Test Results from Horizontal Gas Shale Wells*”. Paper SPE 21498, presented at the SPE Gas Technology Symposium held in Houston, Texas. January 23-25, 1991.

Sarkar, P.S., Rajtar, J.M. “*Transient Well Testing of Coalbed Methane Reservoirs with Horizontal Wells*” Paper SPE 27681, 1994. Presented SPE Permian Basin Oil and Gas Conference held in Midland, March. 16-18-1994.

Tiab, D., and Donaldson, E.C. “*Petrophysics*”. Gulf Publishing Co. 1996.

Tiab, D. “*Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: I-Skin and Wellbore Storage*”. Paper SPE 25426 presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, March 21-23, 1993

Wattenbarger, R.A. and Ramey, H.J. Jr.: “*Well Test Interpretation of Vertically Fractured Gas Wells*”, JPT (May 1969) 625-32