

**ANÁLISIS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN PARA SISTEMAS
MULTIFÁSICOS EN YACIMIENTOS INFINITOS Y POZOS
HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS.**

**JAIME ANDRES TOVAR
FRANCISCO JAVIER VALENCIA VEGA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2009**

**ANÁLISIS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN PARA SISTEMAS
MULTIFÁSICOS EN YACIMIENTOS INFINITOS Y POZOS
HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS.**

**JAIME ANDRES TOVAR
FRANCISCO JAVIER VALENCIA VEGA**

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

DIRECTOR

**PhD. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO
INGENIERO DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2009

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, 15 de Mayo de 2009

DEDICATORIA

A mi madre Blanca Flor Tovar, mi Hermano Javier Alexander Díaz Tovar y mi sobrino Javier Alexander Díaz Rojas, por haberme dado más de lo que ellos podían, porque en medio de su humildad y limitaciones me entregaron el mejor regalo: la educación. Porque creyeron en mí y gracias a su apoyo, aliento y paciencia.

A mi amigo Leonardo Rojas Téllez y toda su familia, por su amistad y apoyo incondicional.

A mis primos Alex , Chirry y amigos Samuelito y Pino.

A mis muy buenos amigos de la U, Yoneiver, Doris, Julián Molina, Andrea, Cucu,, Eliana, Camilo y Julián Gómez.

A todos los demás familiares y amigos que de una u otra forma contribuyeron con el logro de ésta meta.

Jaime Andres Tovar

A mis abuelos Luis Carlos Valencia y Bertha Tafur por su paciencia y apoyo incondicional, a mi padre Luis Francisco Valencia, por haber forjado mi educación; A mi tío Jairo Tafur y su esposa Nancy Camacho por haberme acogido en el seno de su familia.

A mis buenos amigos Alex j González y Diego A Pachon, por su amistad, apoyo y haber orquestado un logro mas, a Hisnardo Sánchez por ser el lado oscuro de la fuerza.

Francisco Javier Valencia Vega

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

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

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

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.

A todos los que de una u otra forma colaboraron en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

1. CONCEPTOS GENERALES.....	3
1.1 PRUEBAS DE PRESIÓN.....	3
1.1.1 GENERALIDADES.....	3
1.1.1.1 Análisis de presiones de fondo.....	6
1.1.1.2 Evaluación de técnicas de derivación de datos de presión.....	6
1.1.1.3 Pruebas de presión en yacimientos gasíferos.....	6
1.1.1.4 Yacimientos naturalmente fracturados.....	7
1.1.2 CONCEPTOS BASICOS	7
1.2 TEORIA Y DERIVACIÓN DE LAS ECUACIONES.....	10
1.2.1 GENERALIDADES.....	10
1.2.2 LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD.....	11
1.2.3 SOLUCIÓN DE CONTINUIDAD DE LA LÍNEA FUENTE Y GRUPOS ADIMENSIONALES.....	13
1.2.4 TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (Tiab's Direct Synthesis Technique) (TDST).....	16
2. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION MEDIANTE TDST, APLICANDO PSEUDOPRESION PARA YACIMIENTOS CON FLUJOS MULTIFASICOS. ..	17
2.1 MODELO MATEMATICO.....	17
2.1.1 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS	17
2.2 PROCEDIMIENTO.....	34
2.3 VALIDACION DEL MODELO MATEMATICO	35
2.3.1 CASO SIMULADO 1	35
3. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION MEDIANTE TDST, APLICANDO PSEUDOPRESION PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS NATURALMENTE CON CONDUCTIVIDAD INFINITA Y FLUJO MULTIFASICO.....	41

3.1 MODELO MATEMATICO.....	45
3.1.1 PUNTOS Y LÍNEAS CARACTERÍSTICOS	46
3.2 PROCEDIMIENTO.....	53
3.3 VALIDACION DEL MODELO MATEMATICO	54
3.3.1 CASO SIMULADO 2	54
4. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION MEDIANTE TDST, APLICANDO PSEUDOPRESION PARA POZOS FRACTURADOS VERTICALMENTE EN SISTEMAS CERRADOS Y CON FLUJOS MULTIFASICOS	60
4.1 MODELO MATEMATICO.....	61
4.1.1. CARACTERÍSTICAS DE UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME.	63
4.1.2. CARACTERÍSTICAS DE UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA.	74
4.1.3. SISTEMAS RECTANGULARES.	81
4.2 PROCEDIMIENTO.....	83
4.2.1. CASO I. FRACTURA DE FLUJO UNIFORME	83
4.2.2. CASO II. FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA.....	85
4.3 VALIDACION DEL MODELO MATEMATICO	87
4.3.1 CASO SIMULADO 3	87
5. CASO DE CAMPO.....	94
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	102
7. CONCLUSIONES	104
8. RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de pruebas de restauración (abajo) y declinación o caída de presión (arriba)-----	4
Figura 2. Prueba de inyección (izquierda) y prueba falloff (derecha)-----	5
Figura 3. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión -----	7
Figura 4. Rango de aplicación de la pseudopresión -----	11
Figura 5. Puntos y líneas características de curvas de pseudopresión y derivada de pseudopresión para un yacimiento homogéneo.-----	18
Figura 6. Curva tipo Bourdet-----	22
Figura 7. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 4 -----	38
Figura 8. Ilustración de un yacimiento fracturado naturalmente y su representación ideal -----	43
Figura 9. Puntos y líneas características para yacimientos naturalmente fracturados. -----	47
Figura 10. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 7 -----	57
Figura 11. Esquema de una fractura ideal.-----	60
Figura 12. Regímenes de flujo que gobiernan el comportamiento de la presión en un pozo interrumpido por una fractura vertical de capacidad finita. ----	62
Figura 13. Puntos y líneas características para pozos fracturados verticalmente en sistemas cerrados con fractura de flujo uniforme. -----	63
Figura 14. Puntos y líneas características para pozos fracturados verticalmente en sistemas cerrados con fractura de conductividad infinita.-----	75
Figura 15. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 10 -----	91
Figura 16. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 13.-----	99

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros obtenidos de pruebas de pozo	9
Tabla 2. Parámetros de yacimiento caso simulado 1	35
Tabla 3. Parámetros de fluidos caso simulado 1	36
Tabla 4. Datos caso simulado 1	37
Tabla 5. Parámetros de yacimiento caso simulado 2	54
Tabla 6. Parámetros de fluidos caso simulado 2	55
Tabla 7. Datos caso simulado 2	56
Tabla 8. Parámetros de yacimiento caso simulado 3	87
Tabla 9. Parámetros de fluidos caso simulado 3	88
Tabla 10. Datos caso simulado 3	89
Tabla 11. Parámetros de yacimiento caso de campo.	94
Tabla 12. Parámetros de fluidos caso de campo.	95
Tabla 13. Datos caso de campo.	96
Tabla 14. Tabla de resultados	103

NOMENCLATURA

A	Área de drenaje, ft ²
B _o	Factor volumétrico de aceite, RB/STB
B _g	Factor volumétrico de gas, PCY/PCS
B _w	Factor volumétrico de agua, RB/STB
C	Factor de almacenamiento, bbl/psi
c _t	Compresibilidad total, 1/psi
c _g	Compresibilidad del gas, 1/psi
c _o	Compresibilidad del aceite, 1/psi
c _w	Compresibilidad del agua, 1/psi
C _D	Factor de almacenamiento adimensional
E _i	Función exponencial
h	Espesor de formación, ft
k	Permeabilidad, md
k _f	Permeabilidad del sistema bloque -fractura, md
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite, md
k _g	Permeabilidad efectiva al gas, md
k _w	Permeabilidad efectiva al agua, md
m	Pendiente
m(P)	Pseudopresión, psi/cp
m(P)'	Derivada de pseudopresión
m(P) _D	Pseudopresión adimensional
P	Presión, psi
P'	Derivada de presión, psi/hr
P _D	Presión adimensional
P' _D	Derivada de presión adimensional
P _i	Presión inicial, psi
P _{wf}	Presión del pozo fluyendo, psi
P _{ws}	Presión de cierre de fondo, psi

q_t	Caudal o rata de flujo total, Bbl/D
q_o	Caudal o rata de flujo de aceite, Bbl/D
q_g	Caudal o rata de flujo de gas, Mscf/D
q_w	Caudal o rata de flujo de agua, Bbl/D
r_e	Radio de drenaje del yacimiento, radio externo del yacimiento, ft
r_D	Radio adimensional
r_w	Radio de drenaje del pozo, radio externo del yacimiento, ft
s	Factor de daño total
s'	Factor de daño aparente
S_g	Saturación de gas
S_o	Saturación de aceite
S_w	Saturación de agua
t	Tiempo, hr, tiempo de prueba
t_D	Tiempo adimensional
t_{min}	Tiempo mínimo, hr
t_{pss}	Tiempo en el estado pseudoestable, hr
t_{RPi}	Tiempo de intercepción entre flujo radial y pseudoestable, hr
t_x	Tiempo del punto máximo, hr
T	Temperatura, °R
x_e	Lado largo del rectángulo (yacimiento cerrado), ft
x_f	Longitud media de fractura, ft
Z	Factor de desviación del gas

SÍMBOLOS GRIEGOS

Δ	Cambio, caída
ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad, cp
ρ	Densidad, lbm/ft ³
λ	Parámetro de flujo interporoso
ω	Coefficiente de almacenamiento adimensional
γ	Gravedad específica
α	Factor de tolerancia, fracción

SUBÍNDICES

b	Intercepto
DSR	Inicio de la línea de flujo radial adimensional
f	Fractura
i	Condiciones iniciales o intersección
m	Matriz
PSS	Estado pseudoestable
r	Flujo radial, roca
RPI	Intercepción entre la línea de flujo radial y la línea de estado pseudoestable
sc	Condiciones estándar
SR	Inicio de la línea de flujo radial

RESUMEN

Cuando más de una fase fluye en el yacimiento al mismo tiempo, las interacciones multifásicas hacen que las ecuaciones de flujo de una sola fase no sean válidas, y esto hace necesario desarrollar nuevas ecuaciones para incluir los efectos multifásicos específicamente. Las situaciones en donde esto puede ocurrir, es por ejemplo en pruebas de yacimientos con empuje de gas en solución, en pozos con presiones de flujo por debajo del punto de burbuja, o yacimientos de gas condensado, o también en pozos con presiones de flujo en la región de condensación retrograda.

Este artículo presenta las ecuaciones y metodología necesarias para analizar datos de presión y derivada de presión usando la Tiab's Direct Synthesis Technique, la cual es una técnica moderna de interpretación de presiones de fondo que elimina completamente el uso de curvas tipo y emplea soluciones analíticas directas producto del uso adecuado de puntos característicos que se encuentran en un gráfico logarítmico de pseudopresión y derivada de pseudopresión. El sistema consiste de un yacimiento homogéneo e isotrópico a través del cual fluyen dos o más fases simultáneamente.

Se desarrollaron nuevas ecuaciones analíticas para la estimación de la permeabilidad del yacimiento, el coeficiente de almacenamiento del pozo, el factor de daño y el área de drenaje del pozo.

ABSTRACT

When more than a phase it flows at the same time in the reservoir, the interactions multiphase make that the equations of flow of a single phase are not been worth, and this makes necessary to develop new equations to include the effects multiphase specifically. The situations where this can happen, it is for example in tests of reservoirs with push of gas in solution, in wells with pressures of flow below the bubble point, or reservoirs of condensed gas, or also in wells with pressures of flow in the condensation region retrogrades.

This article presents the equations and necessary methodology to analyze data of pressure and derived of pressure using the Tiab's Direct Synthesis Technique, which is a modern technique of interpretation of bottom pressures that eliminates the use of curved type completely and it uses solutions analytic direct product of the appropriate use of characteristic points that are in a logarithmic graph of pseudopressure and derived of pseudopressure. The system consists of a homogeneous reservoirs and isotropic through which two or more phases flow simultaneously.

New analytic equations were developed for the estimate of the permeability of the reservoir, the coefficient of storage of the well, the factor of damage and the area of drainage of the well.

INTRODUCCIÓN

Cuando más de una fase fluye en el yacimiento al mismo tiempo, las interacciones multifásicas hacen que las ecuaciones de flujo de una sola fase no sean válidas, y esto hace necesario desarrollar nuevas ecuaciones para incluir los efectos multifásicos específicamente. Las situaciones en donde esto puede ocurrir, es por ejemplo en pruebas de yacimientos con empuje de gas en solución, en pozos con presiones de flujo por debajo del punto de burbuja, o yacimientos de gas condensado, o también en pozos con presiones de flujo en la región de condensación retrograda.

Cuando dos o más fases fluyen simultáneamente, la presencia de una fase reduce el flujo de la otra, debido a los efectos de la permeabilidad relativa. El resultado es que las permeabilidades efectivas son función de la saturación, y por consiguiente también del tiempo. Como la movilidad total es una combinación de las movilidades de las fases separadas, es de esperarse que la movilidad efectiva neta del yacimiento, cambiará durante una prueba de pozo y después de que se halla completado. Para obtener resultados exitosos, estos efectos deben ser considerados.

Diferentes acercamientos al análisis de pruebas de pozos multifásicos han sido desarrollados. El tradicional propuesto por Perrine¹ (1956) y Martin² (1959). Sus acercamientos hacen uso de los conceptos de movilidad total y compresibilidad total, y todavía se acostumbra usarlo debido a su amplia aplicación. Sin embargo se sabe que el acercamiento de Perrine es menos confiable con el aumento de saturación de gas (Weller³ 1966), y puede

¹Perrine, R. L. "Analysis of Pressure Buildup Curves," Drill. and Prod. Prac. API (1956) 482.

²Martin, J. C. "Simplified Equations of Flow in gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis." Trans. AIME (1959) Vol. 216, 309-311.

³Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1966) 240-246; *Trans.*, AIME, Vol. 237.

subestimar las permeabilidades efectivas de las fases (Chu, Reynolds y Raghavan, 1986)⁴. Ayan y Lee (1986)⁵ también encontraron que el acercamiento de Perrine sobreestima el efecto del daño en casos donde el flujo es bloqueado por gas, en la vecindad del pozo.

Un segundo acercamiento al análisis de pruebas de pozos multifásicos hecha por Raghavan⁶ (1976 y 1986) hace uso de la pseudopresión, que es análoga a la derivada de pseudopresión de gases reales para pozos de gas. La aplicación del acercamiento de pseudopresión requiere conocer las curvas de permeabilidades relativas apropiadas para el yacimiento.

Aanonsen⁷ (1985) demostró que pequeñas inexactitudes en los datos de permeabilidad relativa, pueden generar grandes errores en los parámetros de yacimiento estimados. En la práctica, los datos de permeabilidad relativa del yacimiento, son bastante difícil de obtener.

Un tercer acercamiento fue descrito por Al-Khalifah, Azis y Horne (1987)⁸, quienes desarrollaron un procedimiento para generalizar las palabras de Perrine (1956), Martin (1959) y Fetkovich⁹ (1973) desarrollando los primeros principios. Este acercamiento esta basado en el uso de la presión cuadrada p^2 , en lugar de la presión.

⁴Chu, W.C., Reynolds, A.C., Raghavan, R.: "pressure Transient Analysis of two-phase Flow problems," SPE FORMATION EVALUATION (April, 1986).

⁵Ayan, C. and Lee, W.J.: "The Effects of Multiphase Flow on the Interpretation of Buildup Tests," Paper SPE 15537 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, LA October 5-8, 1986.

⁶Raghavan, R.: "Well Test Analysis: Wells Producing by solution Gas Drive," *Sot. Pet. Eng. J. (Aug.1976)* 196-208; *Tranzs., AIME, Vol. 261*.

⁷Aanonsen, S.I.: "Nonlinear Effects During Transient Fluid Flow in Reservoirs as Encountered in Well Test Analysis, Dissertation - Dr. Scient., Univ. of Bergen, Norway, 1985.

⁸Al-Khalifah, A.J.A. Horne, R.N. and Aziz, K. "In-Place Determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis". paper SPE 16774 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference And Exhibition, Dallas, Sept. 27-30

⁹Fetkovich, M.J. "The Isochronal Testing of Oil Wells" paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas. Sept. 30-Oct. 3

1. CONCEPTOS GENERALES

1.1 PRUEBAS DE PRESIÓN

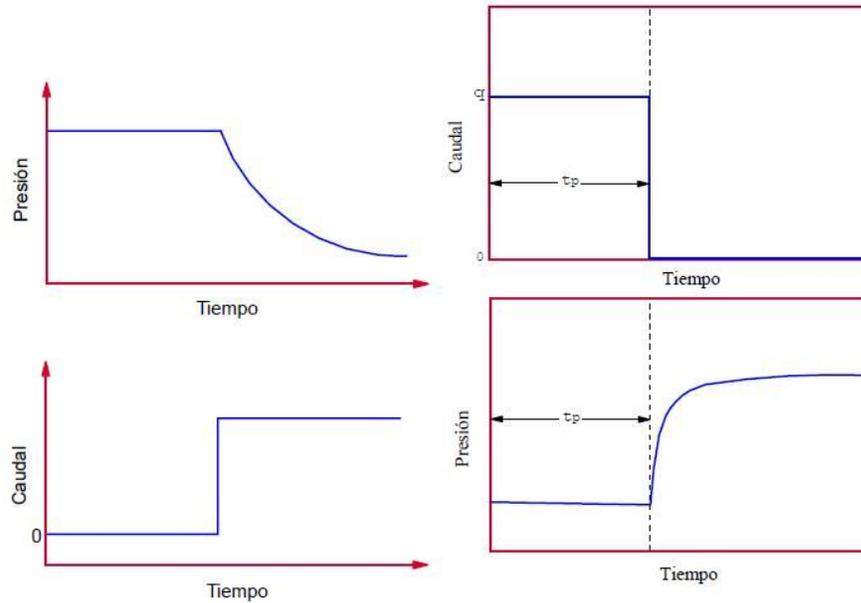
1.1.1 GENERALIDADES.

Las pruebas de presión consisten en aplicar una perturbación al yacimiento, ya sea la apertura o el cierre del pozo, generando como respuesta una declinación o una restauración en la presión, según sea el caso, luego la presión se monitorea y se analiza mediante diferentes técnicas. Las pruebas de presión junto con las propiedades petrofísicas de la roca y los fluidos del yacimiento permiten realizar la evaluación de yacimientos y optimización de producción en los campos de gas y petróleo.

Declinación de presión (Fig. 1). Se le conoce como prueba de flujo. Luego de que el pozo ha sido cerrado por un tiempo suficientemente largo para alcanzar estabilización, el pozo se pone en producción, a caudal constante, mientras se registra la presión de fondo contra el tiempo. Su principal desventaja es que es difícil mantener el caudal constante.

Restauración de presión (Fig. 1). Se le conoce como prueba de cierre. En esta prueba el pozo se cierra mientras se registra la presión estática del fondo del pozo en función del tiempo. Esta prueba se cataloga como una prueba multirata con dos caudales (cero y otro diferente de cero) y permite obtener la presión promedio del yacimiento. Su principal desventaja es económica, ya que el cierre ocasiona pérdida de producción.

Figura 1. Representación esquemática de pruebas de restauración (abajo) y declinación o caída de presión (arriba)

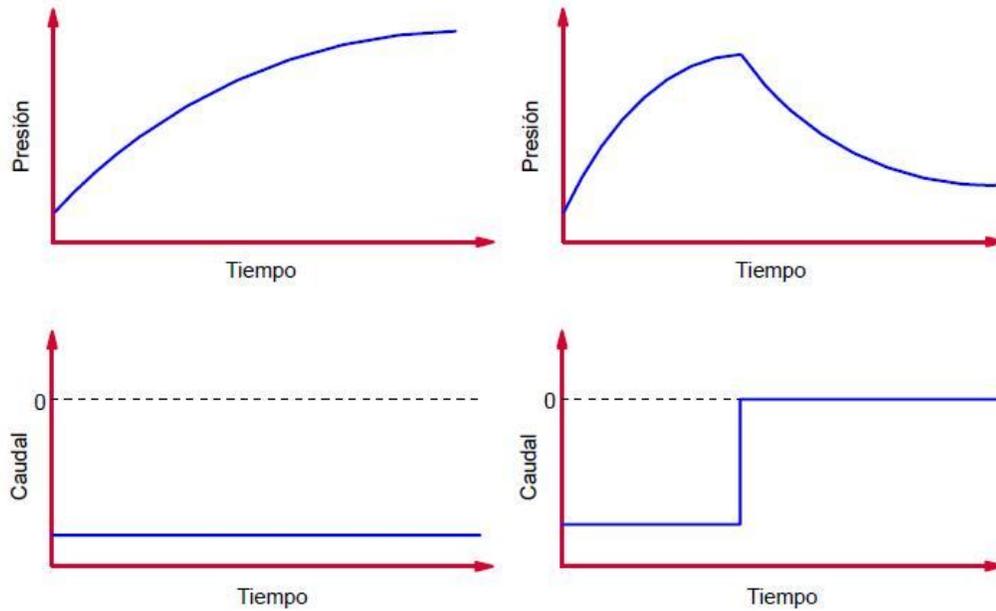


Fuente: Escobar, F. H., *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009

Inyección. (Fig. 2). Es una prueba similar a la prueba de declinación de presión, pero en lugar de producir fluidos se inyectan fluidos, normalmente agua.

Falloff. (Fig. 2). Considera una declinación de presión inmediatamente después de la inyección. Idéntico a una prueba de restauración.

Figura 2. Prueba de inyección (izquierda) y prueba falloff (derecha)



Fuente: Escobar, F. H., *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009

Otras pruebas:

Interferencia y/o Múltiples. Involucran más de un pozo y su propósito es definir conectividad y hallar permeabilidades direccionales.

DST. Esta prueba se usa durante o inmediatamente después de la perforación del pozo y consiste de pruebas de cierre o flujo cortas y seguidas. Su propósito es establecer el potencial del pozo, aunque el factor de daño estimado no es muy representativo porque puede ocurrir una limpieza del mismo pozo durante la primera etapa productiva del mismo.

1.1.1.1 Análisis de presiones de fondo.

Muchas de las pruebas de presión se interpretan empleando técnicas de ajuste por curvas tipo. Dicha técnica aparte de engorrosa es básicamente un procedimiento de ensayo y error. Un error de un milímetro en el ajuste puede ocasionar hasta 200 psi de diferencia o de error en la aplicación. Aquí se estudian diferentes escenarios y modelos matemáticos de yacimientos a fin de tratar de implementar un método de interpretación que elimine el uso de las curvas tipo. Esto permite una interpretación más práctica y exacta de las pruebas de presión.

1.1.1.2 Evaluación de técnicas de derivación de datos de presión.

La presión que se registra durante una prueba de pozo es un parámetro físicamente medido. Sin embargo, por casi dos décadas se ha determinado que su derivada proporciona mucha mayor información. Este parámetro es calculado numéricamente y entre los diversos métodos se presentan discrepancias.

1.1.1.3 Pruebas de presión en yacimientos gasíferos.

Los yacimientos gasíferos tienen un comportamiento de mayor cuidado. Por ser el gas un fluido compresible su tratamiento en interpretación requiere mayor cuidado. Para Interpretar pruebas de presión en gas se utiliza la presión como tal, la presión cuadrática y la pseudopresión. Esta última tiene mayor aplicabilidad especialmente cuando existe flujo simultáneo de gas, aceite y agua (flujo multifásico). Se intenta proporcionar soluciones desde el punto de vista interpretativo eliminando el uso de las curvas tipo para sistemas multifásicos.

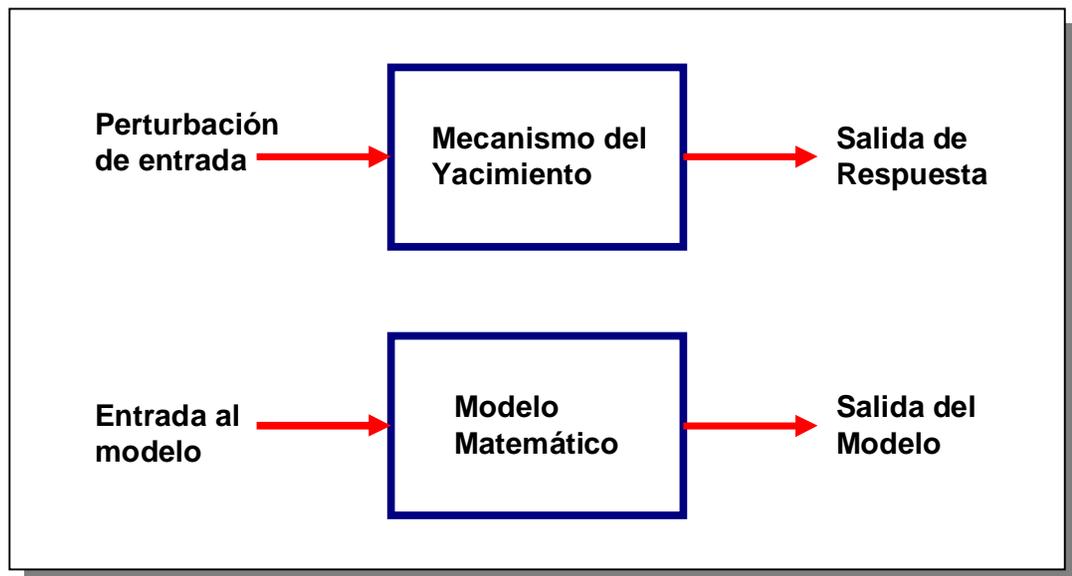
1.1.1.4 Yacimientos naturalmente fracturados.

Por antonomasia, todos los yacimientos que contienen hidrocarburos son yacimientos naturalmente fracturados. Hay dos parámetros que permiten caracterizar este tipo de yacimientos: ω que determina la capacidad de almacenamiento y λ que relaciona el intercambio másico entre el sistema matriz-fractura. Un yacimiento homogéneo posee un valor de ω entre cero y uno. El tratamiento de un sistema naturalmente fracturado como si fuera homogéneo, permite una caracterización supremamente errónea del yacimiento y su consecuente mala administración.

1.1.2 CONCEPTOS BASICOS

Las pruebas de presión pueden entenderse por aplicación de la tercera ley de Newton, como se ilustra en la Fig. 3.

Figura 3. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión



Fuente: Escobar, F. H., *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.

Básicamente los objetivos del análisis de las pruebas de presión son:

- Evaluación del Yacimiento: Entrega, propiedades, tamaño, permeabilidad por espesor (útil para espaciamento y estimulación), presión inicial (energía y pronóstico), límites (tamaño y determinación de existencia de un acuífero).
- Administración del yacimiento
- Descripción del yacimiento

Las pruebas DST y restauración de presión se usan principalmente en producción primaria y exploración. Las pruebas múltiples se usan más a menudo durante proyectos de recuperación secundaria y las pruebas multicapa y de permeabilidad vertical se usan en pozos productores/inyectores. Las pruebas de declinación, de restauración de interferencia y de pulso se usan en todas las fases de producción. Las pruebas multitasa, de inyección, de interferencia y pulso se usan en las etapas primaria y secundaria.

La tabla 1 resume los parámetros que pueden obtenerse del análisis de pruebas de presión. Los ingenieros de petróleos deberían tener en cuenta el estado del arte de la interpretación de pruebas de presión, herramientas de adquisición de datos, métodos de interpretación y otros factores que afectan la calidad de los resultados obtenidos del análisis de pruebas de presión.

Tabla 1. Parámetros obtenidos de pruebas de pozo

Tipo de Prueba	Parámetro Obtenido
DST	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Límites del yacimiento Fronteras
Prueba de formación múltiple repetida	Perfil de Presión
Prueba de declinación de presión	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Límites del yacimiento Fronteras
Prueba de restauración de presión	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Fronteras
<u>Step rate test</u>	Presión de rotura de formación Permeabilidad Daño
Prueba Falloff	Movilidad en varios bancos Daño Presión del yacimiento Longitud de fractura Ubicación del frente Fronteras
Prueba de pulso e interferencia	Comunicación entre pozos Comportamiento del tipo de yacimiento Porosidad Permeabilidad interpozos Permeabilidad vertical

Fuente: Escobar, F. H., *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.

1.2 TEORIA Y DERIVACIÓN DE LAS ECUACIONES

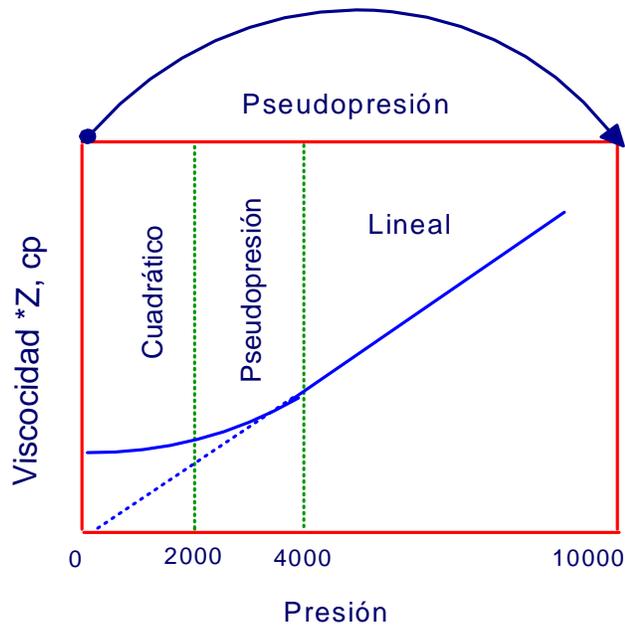
1.2.1 GENERALIDADES.

La solución de la ecuación de difusividad es aplicable para fluidos de compresibilidad baja y viscosidad constante. Para gases reales la solución de la ecuación de difusividad requiere ajustes por la dependencia de propiedades físicas con la presión como la viscosidad, μ , la compresibilidad, c , y el factor de desviación del gas, Z . Estas propiedades se definen con la función de la pseudopresión, $m(P)$.

El uso de la función pseudopresión¹⁰, $m(P)$, es aplicada para presiones de yacimiento mayores a 2000 psi. Si la presión del yacimiento es menor 2000 psi, el método $m(P)$ y el método de presión cuadrada, p^2 , son igualmente aplicables. Sobre 3500 psi, la presión se comporta de manera lineal, entonces, los métodos basados en p , y $m(P)$ proporcionan resultados satisfactorios, como lo muestra la Fig. 4. Las unidades de la pseudopresión son psi/cp.

¹⁰ Al Hussainy, R., Ramey, H. J. Jr., and Crawford, P. B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media," J. Pet. Tech. (May 1966) 624-636; trans., AIME, 237.

Figura 4. Rango de aplicación de la pseudopresión



Fuente: Escobar, F. H., “Análisis Moderno de Pruebas de Presión”, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.

1.2.2 LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD.

La ecuación de difusividad presentada para líquidos ligeramente compresibles no puede ser utilizada para gas, puesto que la viscosidad y la compresibilidad son función de la presión, lo cual es aplicable al flujo multifásico. La ecuación de estado para la densidad del gas es:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad (1.1)$$

Combinando la ecuación de la conservación de la masa, la ley de Darcy y la ecuación de estado se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial (p/Z)}{\partial t} \quad (1.2)$$

La Ec. (1.2) es la ecuación de difusividad del gas real para flujo radial aplicado a un pozo localizado en el centro de un medio poroso homogéneo e isotrópico. Se asume que la porosidad y la permeabilidad son constantes e independientes de la presión.

Cuando el lado izquierdo de Ec. (1.2) es diferenciado, el término $(\partial p/\partial r)^2$ no es insignificante como en el caso de líquidos ligeramente compresibles. Por lo tanto, la Ec. (1.2) es una ecuación diferencial parcial no lineal. Entonces, para su linealización, se introduce una transformación llamada pseudopresión del gas real, de modo que la presión, el factor de desviación del gas y la viscosidad puedan ser combinados. Se define la pseudopresión como sigue:

$$m(P) = 2 \int_{p_n}^P \frac{P}{\mu(P)Z(P)} dP \quad (1.3)$$

La presión base, p_n , es cualquier presión, generalmente el rango de presión más bajo durante una prueba. La Ec.(1.3) considera que la evaluación de $\mu(P)Z(P)$ a la presión media encontrada en la prueba es adecuada. La substitución del $m(P)$ en la Ec. (1.2) da la siguiente ecuación de difusividad:

$$\frac{\partial^2 m(P)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(P)}{\partial r} = \frac{\phi(\mu c_i)_i}{k} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad (1.4.a)$$

Observe que μ y c_i son funciones de la presión. Para usos prácticos, la viscosidad y la compresibilidad se calculan con la presión inicial de yacimiento.

La compresibilidad del gas puede expresarse en términos de Z como,

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp} \quad (1.4.b)$$

Sin embargo, para propósitos prácticos, La Ec. (1.4.a) se puede tomar como ecuación diferencial parcial lineal en términos de $m(P)$. Esto fue confirmado por los resultados obtenidos de las simulaciones de computador realizadas por Wattenbarger y Ramey¹¹, quienes demostraron que las ecuaciones de presión transiente pueden ser utilizadas, en términos de $m(P)$ con una aproximación muy buena.

La forma adimensional de la Ec. (1.4.a) es:

$$\frac{\partial^2 m_D(P)}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m_D(P)}{\partial r_D} = \frac{\partial m_D(P)}{\partial t_D} \quad (1.5)$$

1.2.3 SOLUCIÓN DE CONTINUIDAD DE LA LÍNEA FUENTE Y GRUPOS ADIMENSIONALES.

La Ec. (1.5) es igual a la ecuación de difusividad para fluidos ligeramente compresibles, excepto que la Ec. (1.5) esta dada en términos de la función de pseudopresión. Entonces, la solución es aplicable para pruebas de pozos de gas sí la presión es reemplazada por $m(P)$, considerando que la Ec. (1.5) establece una aproximación. Por lo tanto, la solución integral exponencial o la solución de continuidad de la línea fuente de la Ec. (1.5) es:

$$m_D(P)(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (1.6)$$

¹¹ Wattenbarger, R.A. and Ramey, H.J. Jr. *Gas Well Testing With Turbulence, Damage and Wellbore Storage*. JPT (Aug. 1968), p. 877; *Trans.*, AIME, 243.

Donde $m(P)_D$ es la pseudopresión adimensional para un pozo que fluye a ratas de flujo constante en un yacimiento infinito.

Por su parte, las variables adimensionales proporcionan una descripción general o universal del parámetro físico que se mida, más no una visión física como tal. Estas variables son muy utilizadas para el análisis de pruebas de presión, por la representatividad y facilidad para operar matemáticamente los parámetros característicos del yacimiento, así como por la simplificación de variables. Adicionalmente, las soluciones obtenidas con variables adimensionales, son independientes de cualquier sistema de unidades. Por ejemplo, un tiempo real de 24 hr corresponde a un tiempo adimensional de aproximadamente 300 hr en formaciones de muy baja permeabilidad o más de 10^7 en formaciones muy permeables.

Las ecuaciones de distancia radial, tiempo y presión adimensional son:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (1.7)$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \quad (1.8)$$

$$m(P)_D = \frac{\pi hk [m(P_i) - m(P)(r, t)] T_{sc}}{q_{sc} T P_{sc}} \quad (1.9)$$

En unidades de campo y en la cara del pozo las anteriores ecuaciones se convierten en:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \quad (1.10)$$

$$m(P)_D = \frac{kh[m(P_i) - m(P)(t)]T_{sc}}{7,921839648 q_t T P_{sc}} \quad (1.11)$$

$$m(P)_D(1, t_D) = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right) \quad (1.12)$$

Donde p_{sc} y T_{sc} son la presión y temperatura a condiciones estándar (14.7 psia y 60 °F o 520 °R) y q_t es el caudal de flujo total en (Bbl/d) (donde q_g esta dado en Mscf/D).

$$q_t = \frac{q_o B_o + (1000q_g - R_s q_o) B_g / 5,615 + q_w B_w}{B_t} \quad (1.13)$$

La movilidad total es la suma de las movilidades de cada fase como sigue:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_w}{\mu_w} \quad (1.13a)$$

La compresibilidad total esta definida por:

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_g c_g + S_w c_w \quad (1.13b)$$

Donde: c_f = Compresibilidad de la formación (1/psi)

Substituyendo el valor de p_{sc} y T_{sc} en la Ec. (1.11) tenemos:

$$m(P)_D = \frac{kh \Delta m(P)}{0,223944 q_t T} \quad (1.14)$$

En la cara del pozo ($r = r_w$) y después de unos pocos segundos de producción del pozo a una tasa constante de q la aproximación del logaritmo es válida, por lo tanto la Ec. (1.12) se convierte en:

$$m(P)_D = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] \quad (1.15)$$

1.2.4 TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (Tiab's Direct Synthesis Technique) (TDST).

Esta técnica propuesta en 1993 por Djebbar Tiab¹² y denominada como la "Tiab's Direct Synthesis Technique" (TDST), es una de las técnicas más prácticas y modernas 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 regímenes 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. Su característica más importante es la precisión en los resultados, atribuida a sus soluciones analíticas para el cálculo de la permeabilidad, el factor de daño el coeficiente de almacenamiento y la presión promedio de yacimiento. La TDST es aplicable a pruebas de declinación de presión, pruebas de restauración de presión y pruebas multirata.

¹²Tiab, 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.

2. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION MEDIANTE TDST, APLICANDO PSEUDOPRESION PARA YACIMIENTOS CON FLUJOS MULTIFASICOS.

2.1 MODELO MATEMATICO

Los parámetros de pseudopresión adimensional, tiempo adimensional y almacenamiento en la cara del pozo adimensional están dados por las siguientes ecuaciones:

$$m(P)_D = \frac{kh \Delta m(P)}{0.223944q_i T} \quad (2.1)$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (2.2)$$

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi h c_t r_w^2} \right) C \quad (2.3)$$

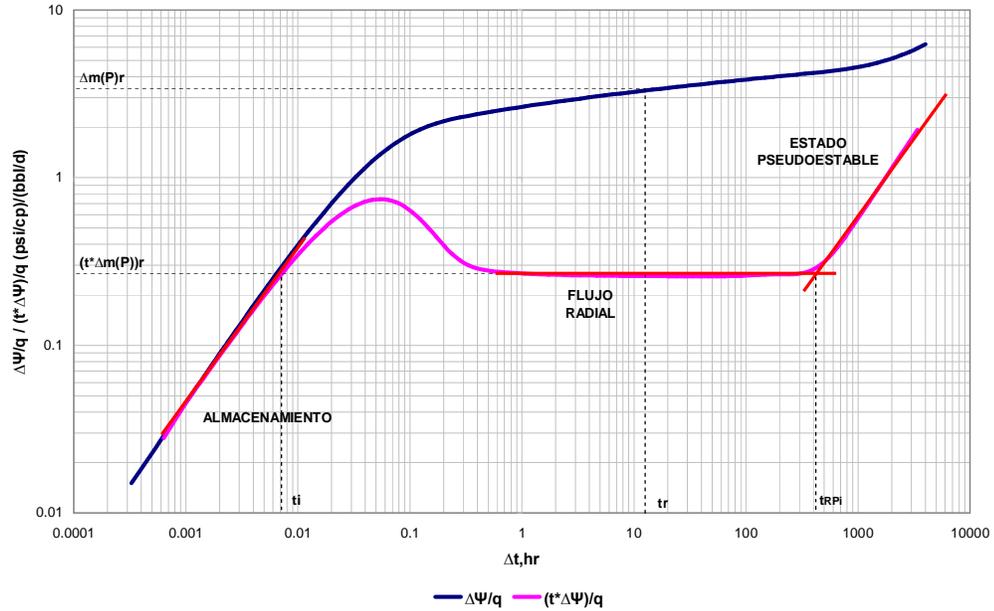
2.1.1 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS

El gráfico log-log de pseudopresión y derivada de pseudopresión versus tiempo, Fig.5 tiene varias características únicas:

- 1) La curva de pseudopresión tiene una línea de pendiente unitaria durante tiempos tempranos. Esta línea corresponde al flujo de almacenamiento puro. La ecuación de esta línea recta es:

$$m(P)_D = \left(\frac{t_D}{C_D} \right) \quad (2.4)$$

Figura 5. Puntos y líneas características de curvas de pseudopresión y derivada de pseudopresión para un yacimiento homogéneo.



Combinando las Ecs. (2.2) y (2.3) de la siguiente forma se obtiene:

$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{\frac{0.0002637 kt}{\phi \mu c_i r_w^2}}{\frac{0.8935 C}{\phi c_i h r_w^2}}$$

$$\frac{t_D}{C_D} = 2.95 \times 10^{-4} \frac{kht}{\mu C} \quad (2.5)$$

Sustituyendo las Ecs. (2.1) y (2.5) en la Ec. (2.4), y despejando el coeficiente de almacenamiento, C se obtiene:

$$\frac{kh\Delta m(P)}{0.223944 q_i T} = 2.95 \times 10^{-4} \frac{kht}{\mu C}$$

$$C = 6.606 \times 10^{-5} \frac{q_i T t}{\mu \Delta m(P)} \quad (2.6)$$

Para pruebas de declinación de presión, $\Delta m(P) = m(P_i) - m(P_{wf})$. Para pruebas de restauración de presión $\Delta m(P) = m(P_{ws}) - m(P_{wf})$, ($\Delta t = 0$).

2) La curva de la derivada de la pseudopresión tiene una línea recta de pendiente unitaria durante tiempos tempranos. La ecuación de de esta línea es obtenida tomando la derivada de la Ec. (2.4) respecto al logaritmo natural de (t_D/C_D), así:

$$\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) = \frac{t_D}{C_D} \quad (2.7)$$

Donde la derivada de la pseudopresión adimensional es:

$$(m(P)'_D) = \frac{m(P)_D}{t_D}$$

$$(m(P)'_D) = \frac{\left(\frac{kh}{0.223944 q_i T} \right) d(\Delta m(P)_D)}{\left(\frac{0.0002637k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) dt}$$

$$(m(P)'_D) = 16934.8 \frac{h \phi \mu c_t r_w^2}{q_i T} \Delta m(P)' \quad (2.8)$$

El lado izquierdo de la ecuación (2.7) se puede expresar en unidades reales mediante combinación de las Ecs. (2.5) y (2.8) así:

$$\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) = 2.95 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu C} * 16934.8 \frac{h\phi c_t r_w^2}{q_t} (\Delta m(P)')$$

$$\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) = 4.99577 \frac{kh}{q_t T} \left(\frac{h\phi c_t r_w^2}{C} \right) t^* (\Delta m(P)')$$

Multiplicando y dividiendo por 0.8935 se obtiene:

$$\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) = 4.46372 \frac{kh}{q_t T} \left(\frac{h\phi c_t r_w^2}{0.8935C} \right) t^* (\Delta m(P)')$$

$$\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) = 4.46372 \frac{kh}{q_t T} \left(\frac{1}{C_D} \right) t^* (\Delta m(P)')$$

Como la pendiente unitaria es uno, entonces $C_D = 1$, por lo tanto:

$$\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) = 4.46372 \left(\frac{kh}{q_t T} \right) t^* (\Delta m(P)') \quad (2.9)$$

Siendo la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos la misma para pseudopresión y derivada de la pseudopresión, reemplazamos las Ecs. (2.5) y (2.9) en la Ec. (2.7), y despejando C:

$$4.46372 \frac{kh}{q_t T} (t^* \Delta m(P)') = 2.95 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu C}$$

$$C = 6.608 \times 10^{-5} \frac{q_t T}{\mu} \left[\frac{t}{t^* (\Delta m(P)')} \right] \quad (2.10)$$

- 3) La porción de flujo radial de acción infinita de la derivada de presión es una línea recta horizontal. Para un yacimiento homogéneo, la ecuación de esta línea es:

$$\left[\left(\frac{t_D}{C_D} \right) (m(P)'_D) \right] = 0.5 \quad (2.11)$$

Combinando las Ecs. (2.9) y (2.11), y despejando K se obtiene:

$$4.46372 \times 10^{-4} \left(\frac{kh}{q_r T} \right) t^* (\Delta m(P))'_r = 0.5$$

$$k = 0.1120 \frac{q_r T}{h(t^* \Delta m(P))'_r} \quad (2.12)$$

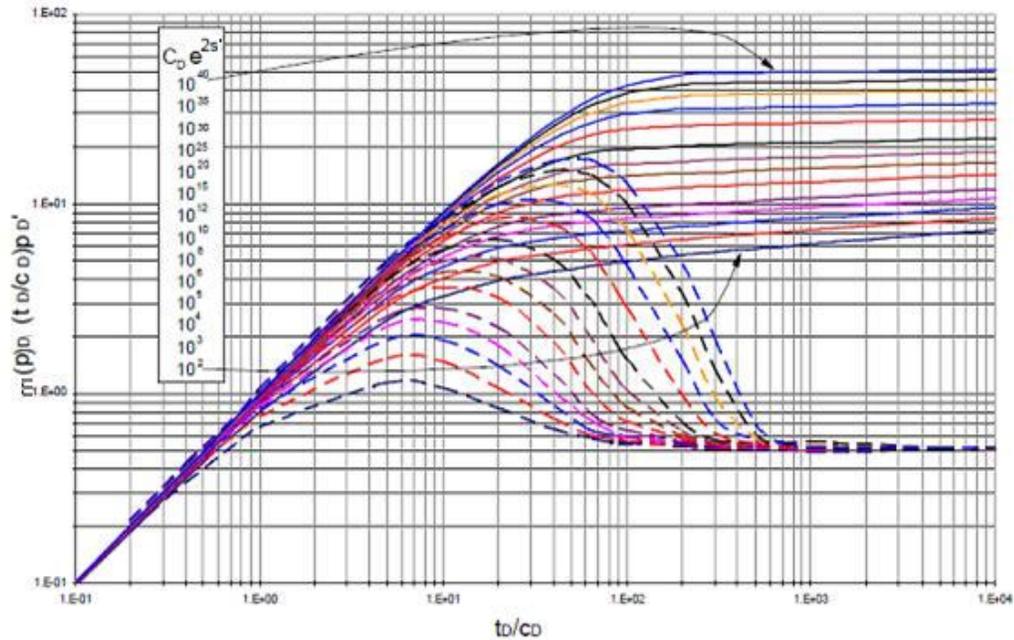
Donde el subíndice r es usado para la línea de flujo radial.

- 4) El tiempo de inicio de la línea de acción infinita de la curva de derivada de pseudopresión esta dada aproximadamente por:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} \right)_{SR} = 10 \log(C_D e^{2s'})^{10} \quad (2.13)$$

Esta ecuación es obtenida mediante graficación de los valores de t_D/C_D . ver figura 6.

Figura 6. Curva tipo Bourdet



Fuente: Bourdet, D., Ayoub, J.A., Pirard, Y.M. "Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation". SPE FE. p 293-302. 1989.

Reemplazando las Ecs. (2.5) y (2.3) en la Ec. (2.13) y solucionando para t_{SR} :

$$2.95 \times 10^{-4} \frac{kht}{\mu C} = 10 \log(C_D e^{2s'})^{10}$$

$$2.95 \times 10^{-4} \frac{kht}{\mu C} = 100 \log(C_D e^{2s'})$$

$$2.95 \times 10^{-6} \frac{kht}{\mu C} = \log(C_D e^{2s'})$$

$$2.95 \times 10^{-6} \frac{kht}{\mu C} = \log C_D + \log(e^{2s'})$$

$$2.95 \times 10^{-6} \frac{kh}{\mu C} = \ln(C_D) * \log(e) + 2s' \log(e)$$

$$2.95 \times 10^{-6} \frac{kh}{\mu C} = \log(e) \left[\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_i h r_w^2} \right) + 2s' \right]$$

$$6.7926 \times 10^{-6} \frac{kh}{\mu C} = \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_i h r_w^2} \right) + 2s'$$

$$t_{SR} = 147218 \frac{\mu C}{kh} \left[\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_i h r_w^2} \right) + 2s' \right] \quad (2.14)$$

Donde t_{SR} es el tiempo de inicio de la línea de flujo radial de acción infinita. Vongvuthipornchai y Raghavan¹³ mostraron que el tiempo de inicio de la línea recta semilog se determina mejor así:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} \right)_{SR} = \frac{1}{\alpha} \left[\ln(C_D e^{2s'}) + \ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_{SR} \right] \quad (2.15)$$

Donde α es un factor de tolerancia (fracción), el cual puede substituirse por 0.05 proporcionando resultados dentro de un 8% de exactitud. Luego, reemplazando la Ec. (2.3) en la Ec. (2.15), y solucionando C se tiene:

¹³ Raghavan, R. "Well Test Analysis". Prentice Hall. New Jersey. 1993

$$\frac{t_D}{0.8935C} = \frac{1}{0.05} \left[\ln(C_D e^{2s'}) + \ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right)_{SR} \right]$$

$$0.056 \frac{\phi c_t h r_w^2 t_D}{C} = \ln\left(C_D e^{2s'} \frac{t_D}{C_D}\right)$$

$$0.056 \frac{\phi c_t h r_w^2 t_D}{C} = \ln(e^{2s'} t_D)$$

$$0.056 \frac{\phi c_t h r_w^2 t_D}{C} = \ln(e^{2s'}) + \ln(t_D)$$

$$0.056 \frac{\phi c_t h r_w^2 t_D}{C} = 2s' \ln(e) + \ln(t_D)$$

$$0.056 \frac{\phi c_t h r_w^2 t_D}{C} = 2s' + \ln(t_D)$$

$$C = 0.056 \phi c_t h r_w^2 \left[\frac{t_{DSR}}{2s' + \ln(t_{DSR})} \right] \quad (2.16)$$

Donde t_{DSR} es calculado de la Ec. (2.2) a $t = t_{SR}$.

- 5)** La intersección de la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos, y la línea de acción infinita a tiempos tardíos de la derivada de pseudopresión interceptan en:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} m(P)'_D \right)_i = 0.5 \quad (2.17a)$$

$$\left(\frac{t_D}{C_D} \right)_i = 0.5 \quad (2.17b)$$

Donde el subíndice *i* se usa para “intersección”. En unidades reales las coordenadas de este punto de intersección se obtienen de:

$$(t^* \Delta m(P))_r = 0.1120 \frac{q_t T}{kh} \quad (2.17c)$$

$$\left(\frac{\left(\frac{0.0002637 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) t}{\left(\frac{0.8935}{\phi h c_t r_w^2} \right) C} \right)_i = 0.5 \quad (2.17d)$$

$$t_i = 1695 \frac{\mu C}{kh} \quad (2.17e)$$

Estas ecuaciones se pueden derivar respectivamente de las ecuaciones 2.12, 2.5 y 2.17b. Así, el punto de intersección puede ser usado para determinar *k* de la Ec. 2.17c y *C* de la Ec. 2.17e. Puesto que la línea de pendiente unitaria es la misma para las curvas de presión y derivada de presión, en el punto de intersección se tiene:

$$(\Delta P)_i = (t^* \Delta m(P))_i = (t^* \Delta m(P))_r$$

6) Entre las líneas rectas a tiempos tempranos y tardíos, las curvas de derivada tienen una forma específica para diferentes valores de C_{De}^{2S} . Aquí las coordenadas de los “picos” para $C_{De}^{2S} > 100$ fueron obtenidas de la segunda derivada y graficadas en ejes cartesianos según Djebbar Tiab¹⁴. La ecuación de esta líneas es:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) \right)_x = 0.35717 \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_x - 0.5 \quad (2.18)$$

Combinando las Ecs. (2.5) y (2.9) y reemplazando en la Ec. (2.18), despejando K se obtiene:

$$4.46372 \left(\frac{\mu h}{q_i T} \right) [t * \Delta m(P)]_x = 0.35717 \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu C} \right) - 0.5$$

$$4.46372 \left(\frac{\mu h}{q_i T} \right) [t * \Delta m(P)]_x = 1.05365 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu C} - 0.5$$

$$[t * \Delta m(P)]_x = \frac{1.05365 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu C}}{4.46372 \left(\frac{kh}{q_i T} \right)} - \frac{0.5}{4.46372 \left(\frac{kh}{q_i T} \right)}$$

$$[t * \Delta m(P)]_x = 2.36048 \times 10^{-5} \frac{q_i t T}{\mu C} - 0.1120 \frac{q_i T}{kh}$$

¹⁴ 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.

$$k = \left(\frac{0.1120 q_i T}{h} \right) \left(\frac{1}{2.3048 \times 10^{-6} \frac{q_i T t_x}{\mu C} - [t^* \Delta m(P)]'_x} \right) \quad (2.19)$$

$(t^* \Delta m(P))_x$ y t_x son las coordenadas del punto máximo de (pico) de la curva de derivada de pseudopresión.

7) Un grafico log-log, de $\log(C_D e^{2s'})$ mas las coordenadas del pico produce la siguiente Ec:

$$\log(C_D e^{2s'}) = 0.35 \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_x^{1.24} \quad (2.20)$$

$$\log(C_D e^{2s'}) = 1.71 \left(\frac{t_D}{C_D} m(p)'_D \right)_x^{1.1} \quad (2.21)$$

Sustituyendo las Ecs. (2.3), (2.5) y (2.17) en la Ec. (2.20), y solucionando s' se tiene:

$$\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_i h r_w^2} \right) * \log(e) + 2s' \log(e) = 0.148 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24}$$

$$\left[\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi c_i h r_w^2} \right) + 2s' \right] \log(e) = 0.148 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24}$$

$$\ln\left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2}\right) + 2s' = 0.3407\left(\frac{t_x}{t_i}\right)^{1.24}$$

$$\frac{1}{2}\ln\left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2}\right) + s' = 0.1703\left(\frac{t_x}{t_i}\right)^{1.24}$$

Así, las coordenadas del punto máximo (pico) de las derivadas de pseudopresión se pueden usar también para calcular el daño.

$$s' = 0.1703\left(\frac{t_x}{t_i}\right)^{1.24} - 0.5\ln\left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2}\right) \quad (2.22)$$

Aplicando el mismo procedimiento y reemplazando las Ec. (2.3), (2.9), y (2.12) en la Ec. (2.21) y despejando s' se tiene:

$$\log(C_D e^{2s'}) = 1.71 \left[4.46372 \frac{kh}{q_t T} (t^* \Delta m(P))'_x \right]^{1.1}$$

$$\log(C_D e^{2s'}) = 1.71 \left[4.46372 \frac{h}{q_t T} * 0.1120 \frac{q_t T}{h} \frac{[t^* \Delta m(P)]'_x}{[t^* \Delta m(P)]'_r} \right]^{1.1}$$

$$\ln(C_D e^{2s'}) = 0.7976 \left[\frac{[t^* \Delta m(P)]'_x}{[t^* \Delta m(P)]'_r} \right]^{1.1}$$

$$\ln\left(\frac{0.8935C}{\phi h c_t r_w^2}\right) * \log(e) + 2s' \log(e) = 0.7976 \left[\frac{[t^* \Delta m(P)]'_x}{[t^* \Delta m(P)]'_r} \right]^{1.1}$$

$$\left[\ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_i r_w^2} \right) + 2s' \right] \log(e) = 0.7976 \left[\frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} \right]^{1.1}$$

$$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_i r_w^2} \right) + s' = 0.7976 \left[\frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} \right]^{1.1}$$

$$s' = 0.7976 \left[\frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} \right]^{1.1} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_i r_w^2} \right) \quad (2.23)$$

8) Una expresión que relaciona la porción de la línea de flujo radial de acción infinita de la curva de derivada de pseudopresión y los picos, para diferentes valores de $C_D e^{2s'}$ se puede obtener dividiendo la Ec. (2.18) con la Ec. (2.11).

$$\frac{\left[\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) \right]_x}{\left[\frac{t_D}{C_D} (m(P)'_D) \right]_r} = 2 \left[0.35717 \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_x - 0.5 \right] \quad (2.24)$$

Reemplazando las Ecs. (2.9), (2.5) y (2.12) en la Ec. (2.24), y solucionando el C se tiene:

$$\frac{4.46372 \left(\frac{kh}{q_i T} \right) [t^* \Delta m(P)]_x}{4.46372 \left(\frac{kh}{q_i T} \right) [t^* \Delta m(P)]_r} = 2 \left[0.35717 \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{kh t}{\mu C} \right)_x - 0.5 \right]$$

$$\frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} = 2.1073 \frac{kh t_x}{\mu C} - 1$$

$$\frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} = 2.1073 \frac{h t_x}{\mu C} * 0.1120 \frac{q_i T}{h [t^* \Delta m(P)]_r} - 1$$

$$\frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} = 2.3602 \times 10^{-5} \frac{q_i T}{\mu C} \frac{t_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} - 1$$

$$[t^* \Delta m(P)]_x = 2.3602 \times 10^{-5} \frac{q_i T t_x}{\mu C} - [t^* \Delta m(P)]_r$$

$$C = \frac{2.3602 \times 10^{-5} q_i T t_x}{([t^* \Delta m(P)]_x + [t^* \Delta m(P)]_r) \mu} \quad (2.25)$$

Así, el coeficiente de almacenamiento se puede determinar aún si no es observada la línea de pendiente unitaria por razones mecánicas debido a la falta de datos de presión a tiempos tempranos.

Solucionando para k se tiene:

$$\frac{4.46372 \left(\frac{kh}{q_i T} \right) [t^* \Delta m(P)]_x}{4.46372 \left(\frac{kh}{q_i T} \right) [t^* \Delta m(P)]_r} = 2 \left[0.35717 \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{kh t_x}{\mu C} \right)_x - 0.5 \right]$$

$$0.5 \frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} = 1.0537 \times 10^{-4} \frac{kh t_x}{\mu C} - 0.5$$

$$k = 4745.36 \frac{\mu C}{h t_x} \left[0.5 \frac{[t^* \Delta m(P)]_x}{[t^* \Delta m(P)]_r} + 1 \right] \quad (2.26)$$

9) Una expresión que relaciona la porción de la línea de flujo radial de acción infinita de las curvas de pseudopresión y derivada de pseudopresión es la siguiente:

$$\frac{m(P)_{Dr}}{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P)'_D\right)_r} = \frac{0.5[\ln(t_D) + 0.80907 + 2s']}{0.5}$$

$$\frac{m(P)_{Dr}}{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P)'_D\right)_r} = \ln(t_D) + 0.80907 + 2s' \quad (2.27)$$

Reemplazando las Ec. (2.1), (2.2) y (2.9) en la Ec. (2.27) se tiene:

$$\frac{\frac{kh}{0.223944q_i T} \Delta m(P)_{Dr}}{4.46372 \frac{kh}{q_i T} (t^* \Delta m(P))'_r} = \ln\left(\frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + 0.80907 + 2s'$$

$$\frac{\Delta m(P)_r}{(t^* \Delta m(P))'_r} = \ln 0.0002637 + \ln \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} + 0.80907 + 2s'$$

$$\frac{\Delta m(P)_r}{(t^* \Delta m(P))'_r} = \ln \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} + 2s' - 7.43$$

$$s' = 0.5 \left[\frac{\Delta m(P)_r}{(t^* \Delta m(P))'_r} - \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2}\right) + 7.43 \right] \quad (2.28)$$

Donde t es cualquier tiempo conveniente durante la línea flujo radial de acción infinita y $\Delta m(P)_r$ es el valor de $\Delta m(P)$ correspondiente a t_r .

Donde el factor de daño aparente s' se estima mediante la siguiente ecuación:

$$s' = s + Dq \tag{2.28a}$$

Siendo D el coeficiente de flujo no Darcy y s es el factor de daño total.

Puesto que s' tiene dos variables desconocidas Ec. (2.28a), s y D , se debe tener dos ecuaciones para una solución única. Esto es virtualmente imposible separar s' en sus componentes, s y D^*q_{SC} de una prueba única de restauración de presión. Sin embargo, de una prueba de restauración y caída de la presión a una rata q_{SC1} , seguida por una segunda rata q_{SC2} (q_{SC2} debe ser sustancialmente diferente de q_{SC1}) provee suficiente información para encontrar s y D . Debe notarse, sin embargo, que el pozo debe cerrarse antes de la segunda prueba y permitir alcanzar las condiciones de presión original.¹⁵

El primer ciclo de restauración de presión y caída de la presión dará:

$$s'_1 = s + Dq_{SC1} \tag{2.28b}$$

Y el segundo ciclo de restauración de presión y caída de la presión estará dado por:

¹⁵ Pilataxi, J. F. , Pinto, D. A. "Análisis de presión y derivada de presión para yacimientos fluviales homogéneos en pozos verticales de gas" Universidad Surcolombiana, Neiva, junio 2004.

$$s'_2 = s + Dq_{SC2} \quad (2.28c)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones de s se obtiene:

$$D = \frac{s'_1 - s'_2}{q_{SC1} - q_{SC2}} \quad (2.28d)$$

$$s = \frac{q_{SC2}s'_1 - q_{SC1}s'_2}{q_{SC2} - q_{SC1}} \quad (2.28e)$$

10) El tiempo adimensional en función del área del yacimiento es:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \quad (2.29)$$

La línea de flujo radial y la línea de estado pseudoestable intercepta en:

$$t_{DArpi} = \frac{1}{4\Pi} \quad (2.30)$$

Sustituyendo la Ec. (2.30) en la Ec. (2.29) y despejando el área se tiene:

$$A = \frac{kt_{rpi}}{301.72\phi \mu c_i} \quad (2.31)$$

$$r_e = \sqrt{\frac{kt}{948\phi \mu c_i}} \quad (2.32)$$

2.2 PROCEDIMIENTO.

La técnica aquí presentada resulta mas practica para yacimientos homogéneos con sistemas multifásicos haciendo uso del siguiente procedimiento sistemático.

Paso 1. Estimar $m(P)$, $\Delta m(P)$ y $(t^*\Delta m(P))$.

Paso 2. Graficar sobre papel logarítmico $\Delta m(P)$, $t^*\Delta m(P)$ contra t .

Paso 3. Trazar las líneas: de pendiente unitaria a tiempos tempranos, la línea de flujo radial y la línea de flujo pseudoestable a tiempos tardíos (en caso de una prueba larga) ver figura 5.

Paso 4. Leer el punto de intersección entre la línea de tiempo temprano y la de flujo radial $(t_i, \Delta m(P)_i)$, note que: $\Delta m(P)_i = (t^*\Delta m(P))'_i = (t^*\Delta m(P))'_r$

Paso 5. Seleccionar cualquier tiempo conveniente t_r durante el flujo radial y lea la correspondiente $(t^*\Delta m(P))_r$

Paso 6. Calcular la permeabilidad usando la Ec. (2.12)

Paso 7. Calcular el almacenamiento con la Ec. (2.10) usando $(t_i, \Delta m(P)_i)$ conveniente o cualquier $(t, \Delta m(P))$ sobre la pendiente unitaria.

Paso 8. Calcular el factor de daño mediante la Ec. (2.28)

Paso 9. Leer el punto de intercepción entre la línea de flujo radial y la línea de estado pseudoestable $(t_{RPi}, \Delta m(P)_{RPi})$ Calcule el área mediante la Ec. (2.31)

2.3 VALIDACION DEL MODELO MATEMATICO

2.3.1 CASO SIMULADO 1

Una prueba de declinación de presión se simuló en el software FAST WellTest¹⁶. Los datos del yacimiento y del pozo se presentan a continuación.

Los parámetros calculados por el simulador son: $k(\text{md})=106$, $s'= 0,1$, $C(\text{bbl/psi}) = 5,8\text{e-}4$.

Tabla 2. Parámetros de yacimiento caso simulado 1

$p_i = 1552,6$ psia	$h = 45$ ft
$\varnothing = 15,7$	$r_w = 0.3$ ft
$T = 600$ °R	$c_t = 3.54 \times 10^{-4}$ 1/psia
$q_o = 1500$ Bbl/D	$\gamma = 0.9$
$B_o = 1,253$ RB/STB	$\mu_i = 0.633$ cp
$q_g = 700$ Mscf/D	$B_g = 0.0092$ PCY/PCS

¹⁶ Fast WellTest. TM. Version 7.0.1.31 Copyright 1987-2009. Software No: 100002. Serial No: 4P107P-N40S6-CB@00-S7ET16

Tabla 3.Parámetros de fluidos caso simulado 1

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Tyac =	140	F
Pyac =	1552,6	psi(a)
$\gamma_g =$	0,65	
Tcrit =	374	F
Pcrit =	670,9	psi(a)
$\mu_g =$	0,0146	cp
c_g =	0,000711	1/psi
z =	0,848	
API =	43,8	°API
Pb =	1553,6	psi(a)
Bo =	1,253	RB/STB
$\mu_o =$	0,6333	cp
c_o =	0,000427	1/psi
Rs =	407,6	scf/bbl
$\gamma_w =$	1	
Bw =	1,011	RB/STB
$\mu_w =$	0,4622	cp
c_w	0,00000302	1/psi
Rs_w	0	scf/bbl

Tabla 4.Datos caso simulado 1

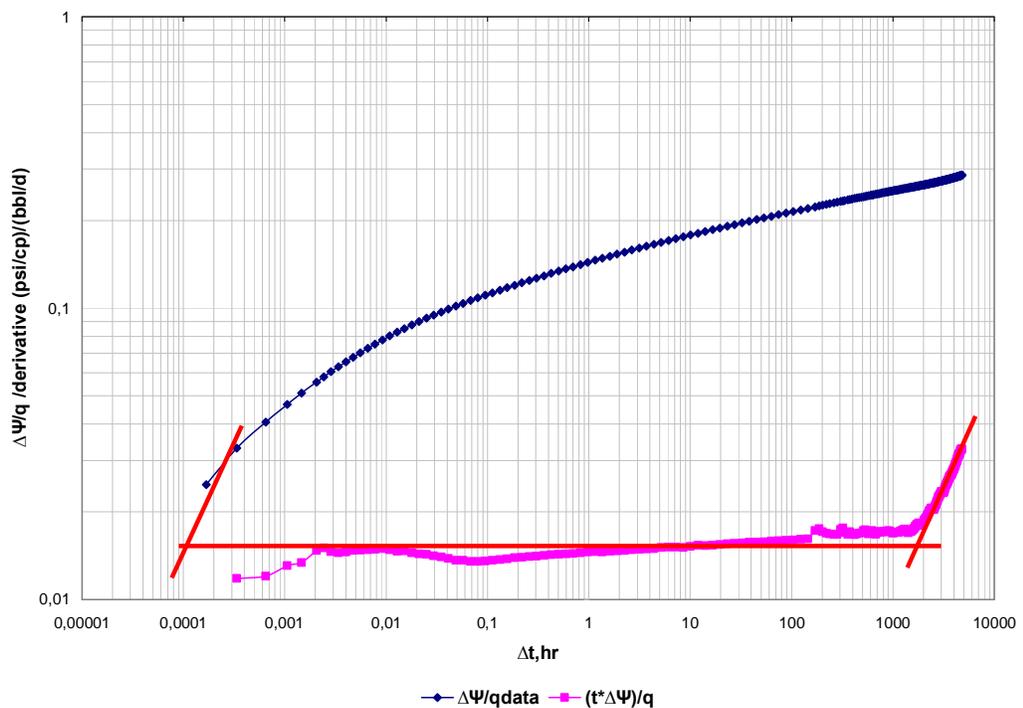
Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
0,000168	0,02476238	1519,49			0,112008	0,112933287	1387,5	0,013644497	27,625
0,000336	0,033087689	1507,75	0,011813914	23,91845111	0,132312	0,115225587	1383,6	0,013721653	27,781
0,000648	0,040633107	1496,89	0,01202355	24,34287866	0,156312	0,117506483	1379,7	0,013778965	27,897
0,001056	0,046699124	1488,12	0,013061884	26,44509027	0,184656	0,119818546	1375,7	0,013927534	28,198
0,001464	0,051106208	1481,78	0,013395839	27,12121463	0,218136	0,122148036	1371,7	0,013949486	28,242
0,002064	0,055673192	1475,24	0,014730821	29,8240206	0,257688	0,12446728	1367,7	0,014025478	28,396
0,002424	0,058149456	1471,7	0,015042708	30,45546579	0,304416	0,126822401	1363,6	0,014098495	28,544
0,002856	0,06055636	1468,27	0,014580395	29,51946871	0,359616	0,129166129	1359,6	0,014158394	28,665
0,003384	0,063012954	1464,78	0,014457125	29,26989501	0,424824	0,131541107	1355,5	0,014234157	28,818
0,004008	0,06545547	1461,31	0,014552905	29,46381185	0,501864	0,133910264	1351,5	0,014290532	28,933
0,004728	0,067879128	1457,88	0,014719867	29,8018437	0,592872	0,136304191	1347,3	0,014331997	29,017
0,005568	0,070294366	1454,47	0,014757745	29,87852998	0,700392	0,138687276	1343,3	0,014388336	29,131
0,0066	0,072801681	1450,93	0,014805163	29,97453232	0,8274	0,141099961	1339,1	0,014447488	29,25
0,007776	0,075238677	1447,45	0,014871963	30,10977619	0,977448	0,143502694	1335	0,01453953	29,437
0,009192	0,07772829	1443,88	0,014960545	30,28911906	1,154712	0,145946249	1330,8	0,014598254	29,556
0,010872	0,080252772	1440,26	0,014800454	29,96499937	1,364088	0,148368241	1326,7	0,014552736	29,463
0,01284	0,082675777	1436,66	0,014653042	29,66654928	1,611456	0,15079649	1322,5	0,014643585	29,647
0,015168	0,085132239	1433	0,014666958	29,69472341	1,90368	0,153248988	1318,3	0,014685276	29,732
0,017904	0,087552056	1429,37	0,014459811	29,27533339	2,248896	0,155691112	1314,1	0,014741755	29,846
0,021168	0,089951301	1425,65	0,014323274	28,9989006	2,656728	0,158162511	1309,9	0,014800973	29,966
0,024984	0,092324747	1421,97	0,014287355	28,92617808	3,138504	0,160624377	1305,7	0,014842845	30,051
0,02952	0,094702881	1418,21	0,014127437	28,60240944	3,70764	0,163109635	1301,4	0,014899822	30,166
0,034872	0,097035576	1414,44	0,013986503	28,31707361	4,379976	0,165590443	1297,2	0,01495869	30,285
0,041208	0,099368272	1410,67	0,013819541	27,97904295	5,174256	0,168095367	1292,9	0,015068011	30,507
0,048672	0,101643429	1406,86	0,013620671	27,5764114	6,11256	0,170612648	1288,6	0,015126768	30,626
0,057504	0,103906954	1403,04	0,013610664	27,55614942	7,221024	0,173137137	1284,3	0,015113135	30,598
0,067944	0,106183679	1399,18	0,01352457	27,38184513	8,530512	0,175649912	1280	0,015101662	30,575
0,080256	0,108415671	1395,33	0,013488935	27,30969849	10,077432	0,178170547	1275,7	0,015230861	30,836
0,0948	0,110676651	1391,43	0,013552253	27,43789116	11,904888	0,180726353	1271,3	0,015340543	31,058
					14,063736	0,183283567	1267	0,01531144	31

Solución:

Paso 1. Los datos de t , $\Delta m(P)$, $t^*\Delta m(P)$ fueron obtenidos con el programa Fast Well Test. Los resultados se observan en la Tabla 4.

Paso 2 y 3. Graficar sobre papel logarítmico $\Delta m(P)$, $t^*\Delta m(P)$ contra t . Trazar las líneas: de pendiente unitaria a tiempos tempranos, la línea de flujo radial y la línea de flujo pseudoestable a tiempos tardíos (en caso de una prueba larga) ver figura Ver Fig. 7.

Figura 7. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 4



Paso 4. Punto de intersección entre la línea de tiempo temprano y la de flujo radial

$$t_i = 0.0002 \quad \text{y} \quad \Delta m(P)_i = 0.016 = (t^*\Delta m(P))'_i = (t^*\Delta m(P))'_r$$

Paso 5. $t_r = 5.174256$ y $(t^*\Delta m(P))_r = 0,168095367$

Paso 6. Cálculo de la permeabilidad con la Ec. (2.12)

$$k = \frac{0.1120 \times 2025.7 \times 600}{45 \times 30,50669552} = 99.1 \text{ md}$$

$$k=99.1 \text{ md}$$

Paso 7. Cálculo del almacenamiento con la Ec. (2.10) usando $(t_i, t^*\Delta m(P)_i)$ seleccionado:

$$t_i = 0.000336 \quad \text{y} \quad (t^*\Delta m(p))_i = 23,91845111$$

$$C = 6.608 \times 10^{-5} \frac{2025.7 \times 600}{0.633} \left[\frac{0.000336}{23.91845111} \right] = 1.78 \times 10^{-3}$$

$$C = 1.78 \times 10^{-3} \text{ Bbl/psi}$$

Paso 8. Cálculo del factor de daño mediante la Ec. (2.28)

$$s' = 0.5 \left[\frac{0.16809537}{0.01506801} - \ln \left(\frac{99.16 \times 5.174256}{0.157 \times 0.633 \times 3.54 \times 10^{-4} \times 0.3^2} \right) + 7.43 \right] = -0.15853$$

$$s' = -0.15853$$

Paso 9. Leer el punto de intercepción entre la línea de flujo radial y la línea de estado pseudoestable (t_{RPi}) Calcule el área mediante la Ec. (2.31)

$$t_{RPi} = 2230 \text{ hr}$$

$$A = \frac{99.1 \times 2230}{301.72 \times 0.157 \times 0.633 \times 3.54 \times 10^{-4}} = 20820684.3$$

$$A = 20820684,3 \text{ ft} = 477,98 \text{ Acre}$$

$$r_e = \sqrt{\frac{99.1 \times 2230}{948 \times 0.157 \times 0.633 \times 3.5 \times 10^{-4}}} = 2652.17$$

$$r_e = 2652,17 \text{ ft}$$

3. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION MEDIANTE TDST, APLICANDO PSEUDOPRESION PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS NATURALMENTE CON CONDUCTIVIDAD INFINITA Y FLUJO MULTIFASICO.

En estos yacimientos, se observan dos tipos diferentes de porosidad. La matriz tiene menor permeabilidad y su porosidad es pequeña comparada con la de las fracturas, la cuales también tiene alta permeabilidad. Sin embargo, existen casos donde la matriz tiene porosidad y permeabilidad con valor cero, entonces el flujo solo ocurre desde las fracturas. Este tipo de comportamiento se presenta en yacimientos con rocas ígneas o metamórficas.

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen fracturas con permeabilidad, k_f y porosidad, ϕ_f y una matriz con permeabilidad, k_m y porosidad, ϕ_m . Algunos yacimientos funcionan como si estos fueran naturalmente fracturados, pero éstos realmente no lo son. Este es el caso de canales disueltos, capas interestratificadas con permeabilidad diferente (dolomitas interestratificadas con calizas las cuales tienen menos densidad o areniscas interestratificadas con otras limolitas y areniscas de grano fino). Sin embargo, los modelos fracturados naturalmente pueden ser aplicados a estos tipos de yacimientos.

En esta clase de yacimientos fracturados naturalmente, los dos tipos diferentes de porosidad son encontrados como se muestra en el lado izquierdo de la figura 7. Una muy baja porosidad, presentada en los poros finos y otra alta porosidad representada por fisuras, cavidades y fracturas.

Cuando se realiza la clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados desde el punto de vista del flujo (ingeniería) se debe tener en cuenta la permeabilidad y porosidad de la fractura y realizar una comparación con la permeabilidad y porosidad de la matriz. De acuerdo a lo anterior se hablará de cuatro tipos de fracturas.

El *tipo I* lo componen aquellas fracturas que proveen la capacidad de almacenamiento y permeabilidad del yacimiento.

El *tipo II* es aquel grupo de fracturas que posee una mejor permeabilidad que el de la matriz.

El *tipo III* lo componen aquellas fracturas en las cuales la permeabilidad es despreciable, pero la capacidad de almacenaje de hidrocarburos es alta.

El *tipo IV* son aquellos en los cuales las fracturas están llenas de minerales y por lo general no es muy factible que se desarrolle el flujo.

Los yacimientos fracturados naturalmente son heterogéneos. La idea de un canal homogéneo ocurre fuera de la realidad. No obstante, la roca es fracturada homogéneamente, la precolación del agua causa depositación mineral, la cual reduce la permeabilidad o tapona completamente los canales del fluido. Por lo tanto, las fracturas de carácter homogéneo cambian con el tiempo y se obtiene una roca heterogénea. La porosidad de la fractura es rara vez mayor al 1.5 o 2 %.

Usualmente, esta es menor que el 1 %. La capacidad de almacenamiento de la fractura, $S_f = \phi_f c_f h_f$, es muy pequeña, debido a que ϕ_f es pequeña y h_f es extremadamente baja. En contraste, k_f es muy alta. La capacidad de almacenamiento de la matriz, $S_m = \phi_m c_m h_m$, es mayor que la capacidad de almacenamiento de la fractura. Normalmente, la permeabilidad de la matriz es menor que la permeabilidad de la fractura. Si estas tienen el mismo valor, el sistema se comporta como homogéneo y sin fractura. Si la permeabilidad de la matriz es cero y las fracturas son fortuitamente distribuidas, el sistema tiene un comportamiento homogéneo. Sin embargo, si la permeabilidad de la matriz es cero, pero las fracturas tienen una dirección preferencial, entonces se tiene flujo lineal. Además, si la permeabilidad de la matriz es pequeña (usualmente menor que 0.01 md) y el yacimiento es ampliamente fracturado, el sistema se comporta como homogéneo y sin fracturas.

Desde el punto de vista de prueba de pozo, se deben cumplir tres condiciones para determinar si en realidad se trata de un yacimiento fracturado naturalmente.

1. La porosidad de la matriz es mayor que la porosidad de la fractura.
2. La permeabilidad de la matriz no es cero, pero su permeabilidad es mucho más pequeña que la permeabilidad de la fractura.
3. El pozo intercepta la fractura.

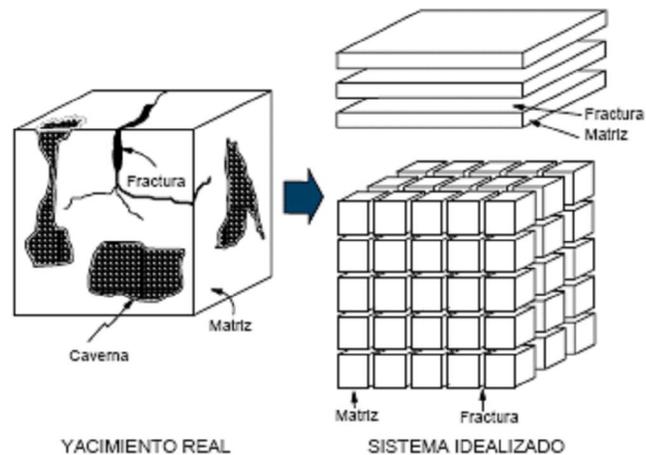


Figura 8. Ilustración de un yacimiento fracturado naturalmente y su representación ideal

Fuente: Escobar, F. H., “Análisis Moderno de Pruebas de Presión”, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.

Las ecuaciones básicas para flujo en yacimientos fracturados naturalmente con doble porosidad fueron formuladas originalmente en 1960. Usando la mecánica continua, los parámetros del medio y de flujo de las fracturas y la matriz, son definidas en cada punto matemático. La transferencia de fluido entre los dos medios es mantenida en una función fuente, donde el fluido se asume en

estado pseudoestable en la matriz del sistema. Warren y Root¹⁷ usaron esta aproximación para desarrollar una solución integrada y aplicable para las pruebas de presión de declinación y restauración en un yacimiento fracturado naturalmente con doble porosidad . A partir de su trabajo se pueden identificar varios regímenes de flujo del análisis semilog. En orden cronológico existen una línea recta en tiempos cercanos representando únicamente el depletamiento de la fractura, y una línea recta en tiempos finales, la cual corresponde al tiempo cuando todo el yacimiento produce como un yacimiento homogéneo equivalente. A estos tiempos finales, la línea recta semilog es paralela a la primera línea recta.

Dos parámetros claves fueron derivados por Warren y Root para caracterizar yacimientos fracturados naturalmente: el coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , y el parámetro de flujo interporoso, λ . ω proporciona un estimado de la magnitud y la distribución de la matriz y el almacenamiento de la fractura, y λ es una medida de la tasa de transferencia de masa de la matriz a la red de fracturas y por lo tanto describe la capacidad de flujo de la matriz disponible en las fracturas.

Nuevos desarrollos realizados por Mavor y Cinco¹⁸ incluyeron almacenamiento y daño en la solución para el parámetro de flujo de interporoso en estado pseudoestable en un yacimiento fracturado naturalmente. Esto fue llevado a cabo en el espacio Laplaciano e invertido numéricamente usando el algoritmo de Stehfest. Como consecuencia directa, fueron desarrolladas curvas tipo por Bourdet¹⁹, las cuales incluyeron almacenamiento y daño en yacimientos fracturados naturalmente. Subsecuentemente, los parámetros de yacimiento

¹⁷ Warren, J.E. and Root, P.J. *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*. Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1963): 245-255.

¹⁸ Mavor, M.J. and Cinco-Ley, H. "Transient Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs". SPE paper 7977, California Regional Meeting, Ventura, CA., Apr. 18-20. 1979.

¹⁹ Bourdet, D., Ayoub, J.A., Whittle, T.M., Pirard, Y.M. and Kniazeff, V. "Interpreting Well Tests in Fractured Reservoirs". World Oil: P. 77-87. 1983.

podrían ser estimados cuando el almacenamiento dominara los datos de presión en tiempos cercanos. Un avance en las curvas tipo de yacimientos fracturados naturalmente ocurrió con la adición de la curva de la derivada (Bourdet y otros, 1983).

El incremento de la sensibilidad de la curva de la derivada en yacimientos fracturados naturalmente, resulta en una mayor exactitud de la curva tipo de ajuste.

Desafortunadamente, el ajuste con curvas tipo es un método por ensayo y error, lo cual proporciona frecuentemente respuestas no únicas; por lo tanto, la Tiab's Direct Síntesis Technique se propone en esta sección. Este método combina los puntos característicos y las pendientes de un gráfico log-log de datos de presión y derivada de presión con las soluciones analíticas exactas para obtener propiedades del yacimiento. Esta ha sido aplicada exitosamente por Tiab para modelos de fractura vertical con conductividad infinita y flujo uniforme, para yacimientos homogéneos con daño y almacenamiento, y para pozos fracturados verticalmente en sistemas cerrados como se verá en el capítulo. Esta sección presenta la ampliación de este nuevo método para yacimientos fracturados naturalmente con flujo interporoso en estado pseudoestable.

3.1 MODELO MATEMATICO

Una formación real fracturada naturalmente está compuesta de un sistema heterogéneo de cavernas, fracturas, y matriz, las cuales son aleatorias en su naturaleza. Para modelar este sistema se asume que el yacimiento consta de elementos de bloque de matriz discretos separados por un sistema ortogonal de fracturas uniformes y continuas. Estas fracturas están orientadas paralelas a los ejes principales de permeabilidad. Se asumen dos geometrías comúnmente, por ejemplo, capas y cubos de azúcar. El flujo entre la matriz y las fracturas está gobernado por condición de estado pseudoestable, pero solo

las fracturas llegan a la cara del pozo a una rata constante. Se asume que el fluido es multifasico y ligeramente compresible.

Con las suposiciones anteriores, se definen las variables adimensionales así:

$$m(P)_D = \frac{k_f h \Delta m(P)}{0.223944 q_t T} \quad (3.1)$$

$$t_D = \frac{0.0002637 k_f t}{(\phi C)_{m+f} \mu r_w^2} \quad (3.2)$$

$$\omega = \frac{\phi_f C_f}{\phi_m C_m + \phi_f C_f} \quad (3.3)$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (3.4)$$

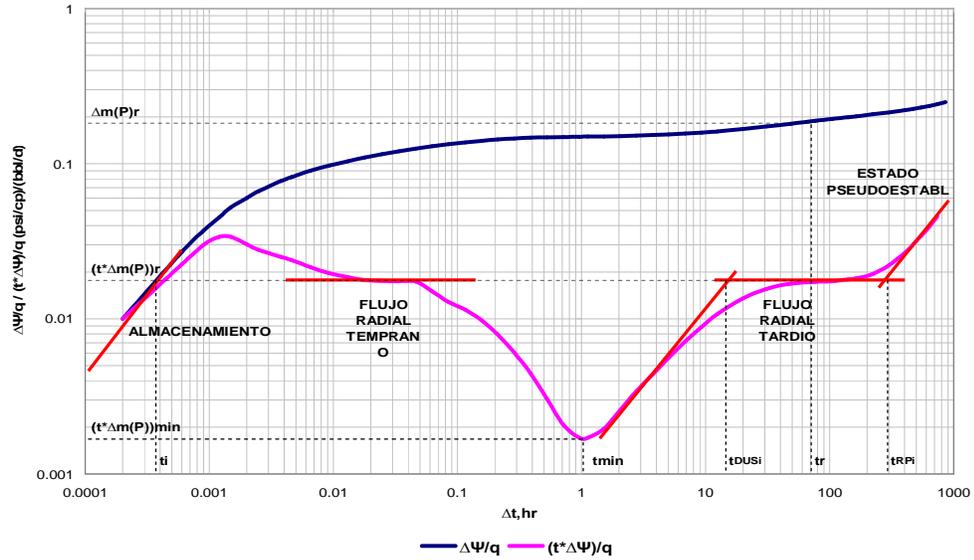
En donde δ_t refleja la geometría de los elementos de la matriz.

$$\delta_t = \phi C_t h = (\phi C)_{m+f} h \quad (3.5)$$

3.1.1 PUNTOS Y LÍNEAS CARACTERÍSTICAS

La Fig. 9. ilustra las características únicas de un gráfico de pseudopresión adimensional y derivada de pseudopresión versus tiempo para un yacimiento fracturado naturalmente. Usando esta figura, el siguiente análisis se puede efectuar: Los periodos de flujo radial de acción infinita están representados por una línea recta horizontal de derivada de presión. El primer segmento corresponde al depletamiento de la fractura y el segundo a la respuesta del yacimiento homogéneo equivalente.

Figura 9. Puntos y líneas características para yacimientos naturalmente fracturados.



Una expresión para la derivada durante este tiempo está dada por:

$$t_D * m(P)_D = 0.5 \quad (3.6)$$

Donde:

$$m(P)'_D = \frac{m(P)_D}{t_D} \quad (3.7)$$

Combinando las Ec. (3.1) y (3.2) en la Ec. (3.7) se tiene:

$$m(P)'_D = \frac{\frac{k_f h}{0.223944 q_i T} d(\Delta m(P))}{\frac{0.0002637 k_f}{(\phi C)_{m+f} \mu r_w^2} dt}$$

$$m(P)_D' = \frac{16934(\phi C)_{m+f} h \mu r_w^2}{q_i T} (\Delta m(P)') \quad (3.8)$$

Combinando las Ec. (3.2) y (3.8) se tiene:

$$t_D^* m(P)_D' = \frac{0.0002637 k_f t}{(\phi C)_{m+f} \mu r_w^2} * \frac{16934(\phi C)_{m+f} h \mu r_w^2}{q_i T} (\Delta m(P)')$$

$$t_D^* m(P)_D' = 4.4655 \frac{k_f h}{q_i T} (t^* \Delta m(P)') \quad (3.9)$$

Reemplazando la Ec. (3.9) en la Ec. (3.6) y resolviendo k_f se tiene:

$$4.4655 \frac{k_f h}{q_i T} (t^* \Delta m(P)') = 0.5$$

$$k_f = 0.1120 \frac{q_i T}{h (t^* \Delta m(P)')} \quad (3.10)$$

Donde $(t^* \Delta m(P))_r$ es la derivada de la presión a algún tiempo conveniente, t_r . Note en la Fig.9 que en la parte recta de la curva de derivada se indica el periodo de transición para yacimientos fracturados naturalmente.

Existe una relación de ajuste entre la relación de derivada de la pseudopresión y ω . Por conveniencia una correlación empírica fue desarrollada²⁰.

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{(t^* \Delta m(P))_{\min}}{(t^* \Delta m(P))_r} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{(t^* \Delta m(P))_{\min}}{(t^* \Delta m(P))_r} \right\} \quad (3.11)$$

²⁰ Engler, T. and Tiab, D. "Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type Curve Matching, 4. Naturally Fractured Reservoirs". Journal of Petroleum Science and Engineering 15 (1996) p. 127-138.

Para un coeficiente de almacenamiento adimensional dado, la mínima coordenada de presión adimensional es independiente del parámetro de flujo interporoso, mientras que la mínima coordenada de flujo adimensional esta en función de λ , subsecuentemente, un grafico de $\log (t_D * \Delta m(p)_D')_{\min}$ vs. $\log (\lambda t_D)_{\min}$ resulta en una línea recta con pendiente unitaria. La correspondiente Ec. empírica es:

$$\ln(t_D * \Delta m(P)'_D)_{\min} = \ln(\lambda t_{D\min}) + \ln(0.63) \quad (3.12)$$

Expresando la Ec (3.12) en unidades reales, combinando las Ec. (3.2), (3.5) y (3.9) en la Ec. (3.11) y solucionando λ se tiene:

$$\ln(t_D * \Delta m(P)'_D)_{\min} = \ln(0.63\lambda t_{D\min})$$

$$(t_D * \Delta m(P)'_D)_{\min} = 0.63\lambda t_{D\min}$$

$$4.4655 \frac{k_f h}{q_i T} (t * \Delta m(P)')_{\min} = 0.63\lambda \frac{0.0002637 k_f t_{\min}}{(\phi C)_{m+f} \mu r_w^2}$$

$$\lambda = 26879 \frac{(\phi C)_{m+f} \mu h r_w^2}{q_i T} \left[\frac{t * \Delta m(P)'}{t} \right]_{\min}$$

$$\lambda = 26879 \frac{\delta_i \mu r_w^2}{q_i T} \left[\frac{t * \Delta m(P)'}{t} \right]_{\min} \quad (3.13)$$

Un método alternativo para determinar λ puede llevarse a cabo observando una línea recta con características de pendiente unitaria durante el último periodo de transición. La ecuación analítica para este comportamiento del último tiempo de transición es:

$$\ln(t_D * \Delta m(P)_D)' = \ln\left(\frac{\lambda t_{DUSI}}{2}\right) \quad (3.14)$$

$$t_D * \Delta m(P)'_D = \frac{\lambda t_{DUSI}}{2}$$

$$1 = \lambda t_{DUSI}$$

$$\lambda = \frac{1}{t_{DUSI}} \quad (3.15)$$

En unidades reales es:

$$\lambda = \left(\frac{\delta_t \mu r_w^2}{0.0002637 k_f} \right) \frac{1}{t_{USI}} \quad (3.16)$$

El comportamiento de un yacimiento de doble porosidad, durante el periodo dominado por la fractura, se expresa de la siguiente forma:

$$[\Delta m(P)_D]_{r1} = 0.5 \left[\ln(t_{Dr1}) + 0.80907 + \ln\left(\frac{1}{\omega}\right) \right] + s' \quad (3.17)$$

Dividiendo la Ec. (3.16) en la Ec. (3.6), se tiene:

$$\frac{[\Delta m(P)_D]_{r1}}{[t_D * \Delta m(P)]'_{r1}} = \frac{0.5 \left[\ln(t_{Dr1}) + 0.80907 + \ln\left(\frac{1}{\omega}\right) \right] + s'}{0.5}$$

$$\frac{[\Delta m(P)_D]_{r1}}{[t_D * \Delta m(P)]'_{r1}} = \left[\ln(t_{Dr1}) + 0.80907 + \ln\left(\frac{1}{\omega}\right) \right] + 2s'$$

$$\frac{[\Delta m(P)_D]_{r1}}{[t^* \Delta m(P)']_{r1}} = \ln\left(\frac{t_{Dr1}}{\omega}\right) + 0.80907 + 2s' \quad (3.18)$$

Combinando las Ec. (3.1), (3.2) y (3.9) en la Ec.(3.17) y solucionando para S :

$$\frac{\frac{k_f h}{0.223944 q_t T} [\Delta m(P)]_{r1}}{4.4655 \frac{k_f h}{q_t T} [t^* \Delta m(P)']_{r1}} = \ln\left(\frac{0.0002637 k_f t_{r1} \frac{1}{\omega}}{(\phi C)_{m+f} \mu r_W^2}\right) + 0.80907 + 2s'$$

$$\left[\frac{\Delta m(P)}{t^* \Delta m(P)'} \right]_{r1} = \ln\left(\frac{k_f t_{r1} \frac{1}{\omega}}{(\phi C)_{m+f} \mu r_W^2}\right) + 2s' - 7.43$$

$$s' = 0.5 \left[\left(\frac{\Delta m(P)}{t^* \Delta m(P)'} \right)_{r1} - \ln\left(\frac{k_f t_{r1} \frac{1}{\omega}}{(\phi C)_{m+f} \mu r_W^2}\right) + 7.43 \right] \quad (3.19)$$

Donde el subíndice r1 denota la línea recta de tiempo cercano.

Similarmente, durante el periodo de tiempo lejano se puede desarrollar una expresión para el factor de daño así:

$$s' = 0.5 \left[\left(\frac{\Delta m(P)}{t^* \Delta m(P)'} \right)_{r2} - \ln\left(\frac{k_f t_{r2}}{\delta_t \mu r_W^2}\right) + 7.43 \right] \quad (3.20)$$

El factor de daño total s se estima mediante la siguiente ecuación:

$$s = s' - Dq$$

La constante de almacenamiento se puede determinar a partir de las curvas de pseudopresión y derivada de pseudopresión, las cuales poseen pendiente unitaria a tiempos tempranos, en unidades reales la curva de pseudopresión puede ser usada para resolver la constante de almacenamiento.

$$C = \left(\frac{q_i \beta_i}{24} \right) \frac{t}{\Delta m(P)} \quad (3.21)$$

Similarmente, de la línea de derivada de pseudopresión con pendiente unitaria.

$$C = \left(\frac{q_i \beta_i}{24} \right) \frac{t}{t^* \Delta m(P)'} \quad (3.22)$$

Una alternativa es usar también la intersección de la línea de pseudopresión de pendiente unitaria en el tiempo cercano con la línea de flujo radial y acción infinita. De este punto de intersección se puede estimar C.

$$C = \frac{k_f h t_i}{1695 \mu} \quad (3.23)$$

3.2 PROCEDIMIENTO.

La técnica aquí presentada resulta mas practica para yacimientos naturalmente fracturados con sistemas multifásicos haciendo uso del siguiente procedimiento sistemático.

Paso 1 – Construir un gráfico log-log de $\Delta m(P)$ y $(t^*\Delta m(P)')$ vs. t , e identificar las distintas líneas y puntos característicos.

Paso 2 – Identificar cualquiera de las líneas horizontales de flujo radial de acción infinita a tiempos tempranos o lejanos. Calcular la permeabilidad del sistema fracturado de la Ec. 3.10.

Paso 3 – Dibujar las líneas de pseudopresión y derivada de pseudopresión de pendiente unitaria a tiempo temprano indicativas de almacenamiento puro. Seleccionar un punto conveniente sobre esas líneas y resolver la constante de almacenamiento de las Ecs. 3.21 o 3.22.

Identificar el punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea de flujo radial de acción infinita. Usar este punto con la Ec. 3.23 para solucionar o verificar la constante de almacenamiento.

Paso 4 – Seleccionar un $\Delta m(P)$ y $(t^*\Delta m(P)')$ a un tiempo conveniente durante el periodo de flujo radial de acción infinita a tiempo lejano. Sustituir esos valores en la Ec. 3.20 y determinar el factor de daño.

Paso 5 – Las coordenadas de la derivada de pseudopresión en el mínimo, se puede usar para determinar el parámetro de flujo interporoso λ , mediante la Ec. 3.13

Paso 6 – El coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , es determinado mediante la Ec. 3.11, usando el punto mínimo de la derivada $(t^*\Delta m(P))'_{\min}$ y la derivada del flujo radial de acción infinita $(t^*\Delta m(P)')$.

3.3 VALIDACION DEL MODELO MATEMATICO

3.3.1 CASO SIMULADO 2

Una prueba de declinación de presión se simuló en el software FAST WellTest. Los datos del yacimiento y del pozo se presentan a continuación.

Los parámetros calculados por el simulador son: $k_i(\text{md})=38.85$, $s'=-3.49$,
 $C(\text{bbl/psi}) = 3.4 \times 10^{-3}$

Tabla 5. Parámetros de yacimiento caso simulado 2

$p_i = 5270$ psia	$h = 100$ ft
$\varnothing = 15\%$	$r_w = 0.3$ ft
$T = 600$ °R	$c_{ti} = 1.4 \times 10^{-5}$ 1/psia
$q_o = 500$ Bbl/D	$\gamma = 0.65$
$B_o = 1,3$ RB/STB	$\mu_i = 2$ cp
$q_g = 1000$ Mscf/D	$B_g = 0.0032$ PCY/PCS

Tabla 6.Parámetros de fluidos caso simulado 2

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Tyac =	140	F
Pyac =	5300	psi(a)
$\gamma_g =$	0,65	
Tcrit =	374	F
Pcrit =	670,9	psi(a)
$\mu_g =$	0,0276	cp
$c_g =$	0,000101	1/psi
z =	0,995	
API =	43,8	°API
Pb =	5271.6	psi(a)
Bo =	1,33	RB/STB
$\mu_o =$	0,2870	cp
$c_o =$	0,000136	1/psi
Rs =	1739	scf/bbl
$\gamma_w =$	1	
Bw =	1	RB/STB
$\mu_w =$	0,4663	cp
$c_w =$	0,0000027	1/psi
Rs_w	0	scf/bbl

Tabla 7.Datos caso simulado 2

Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
0,0004	0,0191	5265,56			1,1201	0,1496	5230,26	0,0017	1,26559343
0,0009	0,037	5260,72	0,0254	18,8072459	1,5152	0,1501	5230,12	0,002	1,44661481
0,0016	0,053	5256,39	0,0306	22,6079267	2,0497	0,1508	5229,94	0,0026	1,8987122
0,002	0,0601	5254,48	0,0302	22,3561351	2,7725	0,1516	5229,7	0,0034	2,53179625
0,0025	0,0665	5252,74	0,0279	20,6225904	3,7501	0,1528	5229,38	0,0044	3,25552446
0,0038	0,0774	5249,78	0,0251	18,5280391	5,0722	0,1543	5228,98	0,0056	4,16006504
0,0046	0,0821	5248,51	0,0239	17,6417593	6,8604	0,1562	5228,46	0,0072	5,29067246
0,0066	0,0903	5246,31	0,0215	15,8769801	9,2789	0,1586	5227,81	0,0089	6,55724115
0,0093	0,0973	5244,41	0,0197	14,538758	12,5497	0,1616	5227,01	0,0108	7,95943062
0,013	0,1036	5242,7	0,0186	13,7638317	19,7395	0,1671	5225,51	0,0135	9,94946689
0,0179	0,1095	5241,11	0,0178	13,1506463	31,0481	0,1738	5223,71	0,0156	11,5175024
0,0246	0,115	5239,63	0,0168	12,3903661	48,8348	0,1812	5221,69	0,0169	12,4821119
0,0337	0,1201	5238,24	0,0159	11,7816912	76,8108	0,1891	5219,57	0,0173	12,8177003
0,046	0,1249	5236,93	0,0151	11,1577614	103,8843	0,1943	5218,15	0,0175	12,931086
0,0626	0,1294	5235,71	0,0141	10,4083425	140,5003	0,1996	5216,71	0,0179	13,2626711
0,085	0,1336	5234,59	0,0129	9,51348214	163,3958	0,2023	5215,97	0,0183	13,5038357
0,1154	0,1373	5233,58	0,0114	8,4644791	220,9874	0,208	5214,45	0,0194	14,3780086
0,1564	0,1406	5232,7	0,0098	7,23689967	298,8782	0,2141	5212,79	0,0221	16,3222181
0,2119	0,1433	5231,97	0,0079	5,84944783	404,2227	0,2213	5210,84	0,0267	19,740754
0,287	0,1454	5231,4	0,0061	4,50422391	470,0931	0,2255	5209,69	0,0301	22,23479
0,3886	0,1469	5230,97	0,0045	3,29194089	546,6974	0,2304	5208,38	0,0343	25,3920683
0,5259	0,1481	5230,67	0,0031	2,25735089	635,7848	0,2359	5206,88	0,0395	29,1873225
0,7117	0,1488	5230,47	0,0021	1,53529632	739,3895	0,2423	5205,15	0,0457	33,7958409
0,963	0,1493	5230,33	0,0017	1,26522025	859,8772	0,2497	5203,14		

Solución:

Paso 1 – Construir un gráfico log-log de $\Delta m(P)$ y $(t^*\Delta m(P)')$ vs. t e identificar las distintas líneas y puntos característicos. Ver figura 10.

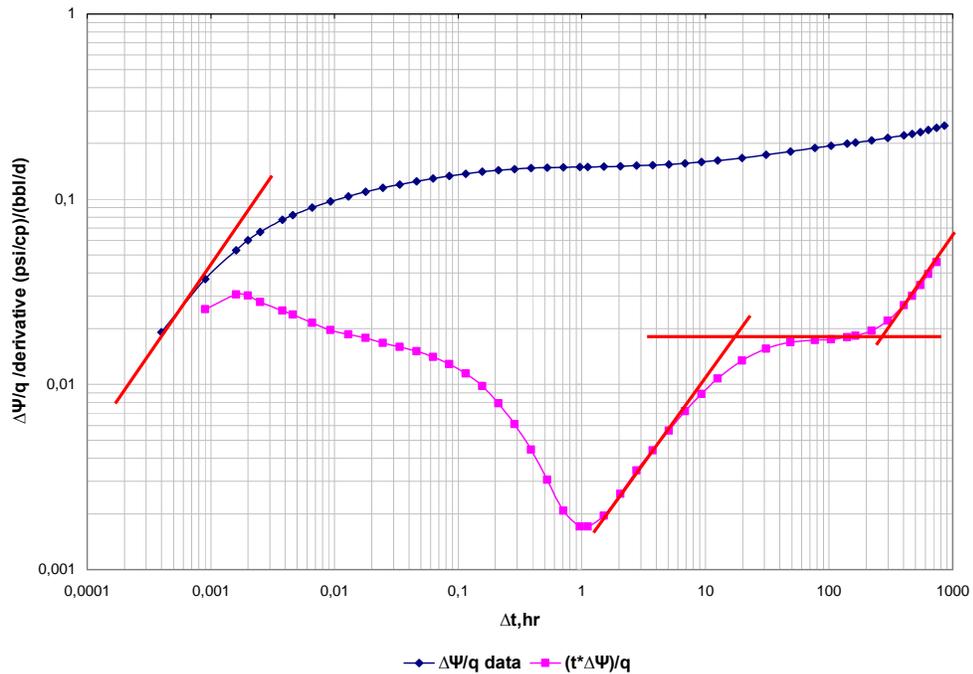
Paso 2 – Identificar cualquiera de las líneas horizontales de flujo radial de acción infinita a tiempos tempranos o lejanos. Calcular la permeabilidad del sistema fracturado de la Ec. 3.10.

$$(t^*\Delta m(P))'_r = 12.81$$

$$k_f = 0.1120 \frac{739.4 \times 600}{100 \times 12.81} = 38.76$$

$$K_f = 38.76 \text{ md}$$

Figura 10. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 7



Paso 3 – Dibujar las líneas de pseudopresión y derivada de pseudopresión de pendiente unitaria a tiempo temprano, indicativas de almacenamiento puro. Seleccionar un punto conveniente sobre esas líneas y resolver la constante de almacenamiento de las Ecs. 3.21 o 3.22.

$$t_i = 0.0009 \text{ y } (t^*\Delta m(P))' = 18.8072$$

$$C = \left(\frac{739.43}{24} \right) \frac{0.0009}{18.8072} = 0.001014$$

$$C = 0.001014$$

Identificar el punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea de flujo radial de acción infinita. Usar este punto con la Ec. 3.23 para solucionar o verificar la constante de almacenamiento.

$$t_i = 0.0009$$

$$C = \frac{38.76 \times 100 \times 0.0009}{1695 \times 2} = 0.001029$$

$$C = 0.001029$$

Paso 4 – Seleccionar un $\Delta m(P)$ y $(t^*\Delta m(P))'$ a un tiempo conveniente durante el periodo de flujo radial de acción infinita a tiempo lejano. Sustituir esos valores en la Ec. 3.20 y determinar el factor de daño.

$$t_i = 76.81 \text{ hr, } \Delta m(P)_r = 0.19 \text{ y } (t^*\Delta m(P))'_r = 12.81$$

$$s' = 0.5 \left[\left(\frac{0.19}{12.8177} \right) - \ln \left(\frac{38.76 \times 76.81}{0.15 \times 2 \times 1.4 \times 10^{-5} \times 100 \times 0.3^2} \right) + 7.43 \right] = 0.077$$

$$s' = 0.077$$

Paso 5 – Las coordenadas de la derivada de pseudopresión en el mínimo, se puede usar para determinar el parámetro de flujo interporoso λ , mediante la Ec. 3.13

$$t_{\min} = 0.963 \text{ y } (t^*\Delta m(P)')_{\min} = 1,2652$$

$$\lambda = 26879 \frac{0.15 \times 100 \times 1.4e^{-5} \times 2 \times 0.3^2}{739.43 \times 600} \left[\frac{1,2652}{0.963} \right]_{\min} = 3 \times 10^{-6}$$

$$\lambda = 3 \times 10^{-6}$$

Paso 6 – El coeficiente de almacenamiento adimensional, ω , es determinado mediante la Ec. 3.11, usando el punto mínimo de la derivada $(t^*\Delta m(P)')_{\min}$ y la derivada del flujo radial de acción infinita $(t^*\Delta m(P)')_r$.

$$(t^*\Delta m(P)')_{\min} = 1,2652 \text{ y } (t^*\Delta m(P)')_r = 12.81$$

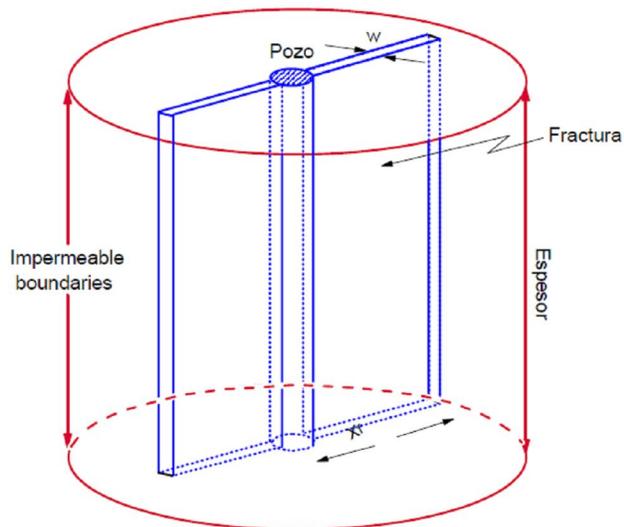
$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{1,2652}{12,8177} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{1,265}{12,8177} \right\} = 0.0209$$

$$\omega = 0.0209$$

4. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION MEDIANTE TDST, APLICANDO PSEUDOPRESION PARA POZOS FRACTURADOS VERTICALMENTE EN SISTEMAS CERRADOS Y CON FLUJOS MULTIFASICOS

Esta sección trata sobre el análisis de datos de pruebas tomados de pozos que han sido fracturados verticalmente en sistemas cerrados y con flujo multifásico. En un principio, el fracturamiento hidráulico llegó a ser una buena manera para incrementar la productividad de los pozos completados en yacimientos de baja permeabilidad. Sin embargo, últimamente, se ha convertido en una práctica común gracias a su impacto para incrementar la productividad del pozo y remover el daño. El propósito de las pruebas de pozos fracturados es determinar las propiedades de fractura y yacimiento para proporcionar una valoración efectiva del tratamiento de fractura y predecir una productividad a largo plazo para el yacimiento.

Figura 11. Esquema de una fractura ideal.



Fuente: Escobar, F. H., *“Análisis Moderno de Pruebas de Presión”*, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.

La orientación de las fracturas hidráulicas es función de la distribución de esfuerzos en la formación. Si el esfuerzo menor en la formación es horizontal, entonces se obtendrá una fractura vertical. Por otra parte, si el esfuerzo menor es vertical, entonces tendrá lugar una fractura horizontal. Sin embargo, hay una creencia general en que las fracturas verticales se obtienen a profundidades mayores de 3000ft.

Esta nueva técnica para la interpretación de pruebas de transiente de presión, usa los gráficos log-log de pseudopresión y derivada de pseudopresión versus tiempo para calcular parámetros de yacimiento tales como daño, almacenamiento, permeabilidad, y longitud media de fractura sin usar la técnica de ajuste con curvas tipo y empleando ciertas “huellas digitales” halladas en el gráfico de pseudopresión y derivada de pseudopresión.

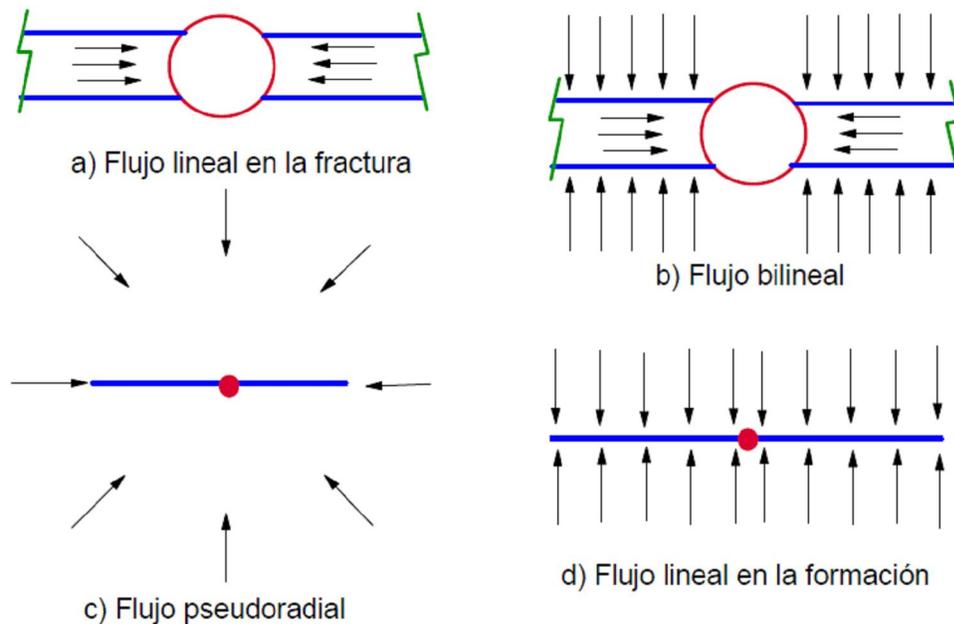
El propósito de esta sección es aplicar la Tiab's Direct Synthesis Technique para un pozo fracturado verticalmente en un sistema cerrado y con flujo multifasico.

4.1 MODELO MATEMATICO

Para el caso de una fractura de flujo uniforme, los gráficos de derivada de presión para varias relaciones x_e/x_f revelan tres regímenes de flujo dominantes. Durante tiempos tempranos el flujo de fluidos es lineal y puede ser identificado por una línea recta de pendiente 0.5. La línea de flujo lineal es usada para calcular la longitud media de la fractura. El régimen de flujo radial de acción infinita, el cual puede ser identificado por una línea recta horizontal, es dominado por $x_e/x_f > 8$. Este régimen de flujo es usado para calcular permeabilidad y daño. La tercera línea recta, la cual corresponde al régimen de flujo pseudoestable y presenta una pendiente unitaria. Esta línea es usada para calcular el área de drene y el factor de forma. Para el caso de fractura de conductividad infinita, los gráficos de derivada de pseudopresión muestran un

cuarto régimen de flujo dominante, llamado aquí como flujo birradial. Este régimen de flujo, el cual puede ser identificado por una línea recta de pendiente 0.36, también puede usarse para calcular la longitud media de fractura y la permeabilidad.

Figura 12. Regímenes de flujo que gobiernan el comportamiento de la presión en un pozo interrumpido por una fractura vertical de capacidad finita.



Fuente: Escobar, F. H., *"Análisis Moderno de Pruebas de Presión"*, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.

Las suposiciones usuales a aplicar, son por ejemplo que el medio poroso es isotrópico, horizontal, homogéneo, uniforme en espesor y tiene permeabilidad constante. Además, la fractura penetra completamente la extensión vertical de la formación y es la misma longitud en ambos lados del pozo.

El tiempo adimensional y la pseudopresión del pozo adimensional son definidas por las siguientes ecuaciones:

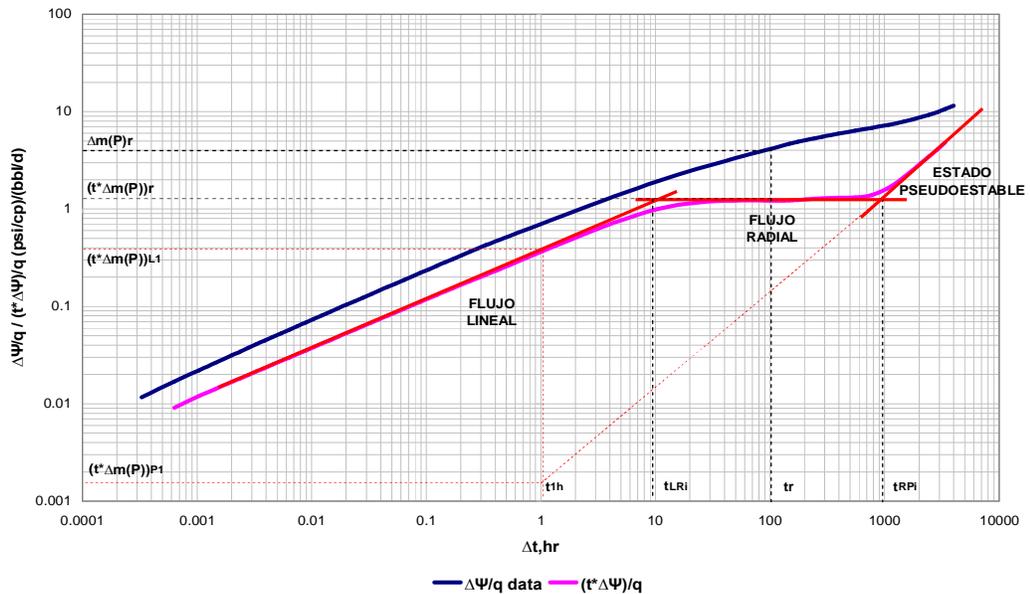
$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \quad (4.1)$$

$$m(P)_D = \frac{kh \Delta m(P)}{0.223944q_i T} \quad (4.2)$$

4.1.1. CARACTERÍSTICAS DE UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME.

La Figura 13 muestra un gráfico log-log de pseudopresión y derivada de pseudopresión versus el tiempo adimensional. Estas curvas tienen varias características únicas, que pueden ser usadas para interpretar las pruebas de transiente de presión en pozos fracturados sin usar el ajuste con curvas tipo.

Figura 13. Puntos y líneas características para pozos fracturados verticalmente en sistemas cerrados con fractura de flujo uniforme.



1. Para fluidos a tiempos cortos de producción, el flujo en la fractura es lineal, la ecuación correspondiente a esta línea recta a tiempos tempranos es:

$$t_{DA} * m(P)'_D = 1.772 \left(\frac{x_e}{x_f} \right) \sqrt{t_{DA}} \quad (4.3)$$

Tomando el logaritmo de ambos lados en la Ec.(4.3), tenemos:

$$\log(t_{DA} * m(P)'_D) = 0.5 \log t_{DA} + \log \left(\frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f} \right) \quad (4.4)$$

La pendiente de esta línea recta es 0.5, la cual es de por si una característica única del régimen de flujo lineal

Sustituyendo por los términos adimensionales, la Ec. (4.1) y (4.2) en la Ec. (4.4) y solucionando para la derivada de presión, se tiene:

$$\log(t_{DA} * m(P)'_D) = 0.5 \log t_{DA} + \log \frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f}$$

$$\log \frac{kh(t_{DA} * \Delta m(P)'_D)}{0.223944q_i T} = 0.5 \log \left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \right) + \log \left(\frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f} \right)$$

$$\log \frac{kh(t_{DA} * \Delta m(P)'_D)}{0.223944q_i T} = \log \left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5} + \log \left(\frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f} \right)$$

$$10^{\log \frac{kh(t_{DA} * \Delta m(P)')}{0.223944q_i T}} = 10^{\log \left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5} + \log \left(\frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f} \right)}$$

$$10^{\log \frac{kh(t_{DA} * \Delta m(P)_{D'})}{0.223944q_i T}} = 10^{\log \left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5} \left(\frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f} \right)}$$

$$\frac{kh(t_{DA} * \Delta m(P)_{D'})}{0.223944q_i T} = \left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5} \left(\frac{\sqrt{\pi} x_e}{x_f} \right)$$

$$\frac{kh(t_{DA} * \Delta m(P)_{D'})}{q_i T} = 6.446 \times 10^{-3} \left(\frac{kt x_e^2}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5} \frac{1}{x_f}$$

Donde $A = X_e * X_e = X_e^2$

$$t_{DA} * \Delta m(P)_{D'} = 6.446 \times 10^{-3} \left(\frac{kt}{\phi \mu c_i} \right)^{0.5} \frac{1}{x_f} \frac{q_i T}{kh}$$

$$t_{DA} * \Delta m(P)_{D'} = 6.446 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k x_f^2} \right)^{0.5} \sqrt{t} \quad (4.5)$$

Una grafica de $t_{DA} * \Delta m(P)_{D'}$ Vs $t^{1/2}$ producirá una línea recta de pendiente $0,5m_L$:

$$m_L = 6.446 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k x_f^2} \right)^{0.5} \quad (4.6)$$

$$t * \Delta m(P)' = 0.5 m_L \sqrt{t} \quad (4.7)$$

Permitir que $(t * \Delta m(P)')_{L1}$ sea el valor del producto a un tiempo $t = 1hr$ en la línea recta del flujo lineal (extrapolado si es necesario), entonces combinando las Ecs. (4.6) y (4.7), y solucionando para la longitud media de fractura X_f se obtiene:

$$t^* \Delta m(P)' = 0.5 \left[6.446 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k x_f^2} \right)^{0.5} \right]$$

$$t^* \Delta m(P)' = 3.222 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k} \right)^{0.5} \frac{1}{x_f}$$

$$x_f = 3.222 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')_{L1}} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k} \right)^{0.5} \quad (4.8)$$

La Ec. de la porción de la línea de flujo lineal en la curva de pseudopresión es:

$$\Delta m(P) = m_L \sqrt{t} \quad (4.9)$$

Sea $(\Delta m(P))_{L1}$ el valor de $\Delta m(P)$ en la línea recta (extrapolado si es necesario) a un $t = 1$ hr. Así, después sustituyendo por m_L de la Ec. (4.9) se tiene:

$$\Delta m(P) = 6.446 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k} \right)^{0.5} \frac{1}{x_f}$$

$$x_f = 6.446 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h(\Delta m(P))_{L1}} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k} \right)^{0.5} \quad (4.10)$$

Combinando las Ecs. (4.7) y (4.9) se tiene:

$$(t^* \Delta m(P)')_{L1} = 0.5(\Delta m(P))_{L1} \quad (4.11)$$

2. Siguiendo el régimen de flujo lineal en la línea de flujo radial de acción infinita (horizontal) la Ec. Correspondiente a esta segunda línea recta esta dada por:

$$t_{DA} * \Delta m(P)'_D = 0.5 \quad (4.12)$$

Sustituyendo por los términos adimensionales y resolviendo para la permeabilidad, tenemos:

$$0.5 = \frac{k h (t * \Delta m(P)')}{0,223944 q_i T}$$

$$k = \frac{0.1120 q_i T}{h (t * \Delta m(P)')_r} \quad (4.13)$$

Donde el subíndice r se usa para línea de flujo radial.

3. Para tiempos de producción largos, la función derivada de pseudopresión producirá una línea recta de pendiente unitaria. Esta línea corresponde al régimen de flujo del estado pseudoestable. La Ec. de esta línea recta es:

$$t_{DA} * m(P)'_D = 2\pi t_{DA} \quad (4.14)$$

Sustituyendo por los términos adimensionales se tiene:

$$\frac{k h (t * \Delta m(P)')}{0.223944 q_i T} = 2\pi \left(\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_i A} \right)$$

$$t * \Delta m(P)' = \left(\frac{q_i T}{2695 \phi \mu c_i A h} \right) t \quad (4.15)$$

De la Ec. (4.14) a un $(t * \Delta m(P)')_{P1}$ de la grafica y resolviendo para el área de drenaje, se tiene:

$$A = \frac{q_i T}{h (t * \Delta m(P)')_{P1}} \left(\frac{1}{2695 \phi \mu c_t} \right) \quad (4.16)$$

Donde $(t * \Delta m(P)')_{P1}$ es el valor de la derivada a un $t = 1$ hr en la línea de estado pseudoestable (extrapolado si es necesario).

4. La pseudopresión adimensional durante el flujo en estado pseudoestable es una función lineal de tiempo adimensional. La Ec. correspondiente a este régimen es:

$$m(P_D) = 2\pi t_{DA} + \ln \left(\frac{x_e}{x_f} \right) \ln \sqrt{\frac{2.2458}{C_A}} \quad (4.17)$$

Tomando la relación de las Ec. (4.17) y (4.14) tenemos:

$$\frac{m(P_D)}{t_{DA} * m(P)'_D} = \frac{2\pi t_{DA}}{2\pi t_{DA}} + \frac{\ln \left(\frac{x_e}{x_f} \sqrt{\frac{2.2456}{C_A}} \right)}{2\pi t_{DA}}$$

$$\frac{m(P_D)}{t_{DA} * m(P)'_D} = 1 + \frac{1}{2\pi t_{DA}} \ln \left(\frac{x_e}{x_f} \sqrt{\frac{2.2456}{C_A}} \right) \quad (4.18)$$

Sustituyendo por los términos adimensionales y resolviendo para el factor de forma C_A se tiene:

$$X = \frac{m(P)_D}{t_D * m(P)'_D}$$

$$X - 1 = \frac{1}{2\pi t_D} \ln \left(\frac{x_e}{x_f} \sqrt{\frac{2.2458}{C_A}} \right)$$

$$e^{[2\pi t_{DA}(X-1)]} = \frac{x_e}{x_f} \frac{\sqrt{2.2458}}{\sqrt{C_A}}$$

$$\sqrt{C_A} = \sqrt{2.2458} \left(\frac{x_e}{x_f} \right) \frac{1}{e^{[2\pi t_{DA}(X-1)]}}$$

$$\sqrt{C_A} = \sqrt{2.2458} \left(\frac{x_e}{x_f} \right) e^{-[2\pi t_{DA}(X-1)]}$$

$$\sqrt{C_A} = \sqrt{2.2458} \left(\frac{x_e}{x_f} \right) e^{[2\pi t_{DA}(1-X)]}$$

$$C_A = 2.2458 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 e^{2[2\pi t_{DA}(1-X)]}$$

$$C_A = 2.2458 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 e^{4[\pi t_{DA}(1-X)]}$$

$$C_A = 2.2458 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 \text{ Si } (\Delta m(P))_{PS} = (t^* \Delta m(P)')_{PS} \quad (4.19)$$

Donde t_{ps} es cualquier tiempo conveniente durante la porción de línea de estado pseudoestable de las curvas. $(\Delta m(P))_{PS}$ y $(t^* \Delta m(P)')_{PS}$ son valores de $\Delta m(P)$ y $t^* \Delta m(P)'$ correspondiente a t_{ps} . Respectivamente.

5. El punto de intersección de la línea recta del flujo lineal y la línea de flujo radial de acción infinita es único. Las coordenadas de este punto se pueden obtener mediante la combinación de las Ecs. (4.3) y (4.12) así:

$$\frac{1}{2} = \sqrt{\pi} \frac{x_e}{x_f} \sqrt{t_{DA}}$$

$$\frac{1}{2\sqrt{\pi}} \frac{x_f}{x_e} = \sqrt{t_{DA}}$$

$$t_{DALRi} = \frac{1}{4\pi} \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^2 \quad (4.20)$$

Donde el subíndice L y R representan lineal y radial respectivamente, e i es intersección.

Sustituyendo la Ec. (4.1) donde $A = 4X_e^2$ dentro de esta ecuación y despejando la relación X_f^2/k se obtiene:

$$\frac{0.0002037kt}{\phi \mu c_i 4x_e^2} = \frac{1}{4\pi} \frac{x_f^2}{x_e^2}$$

$$\frac{0.0002037\pi t}{\phi \mu c_i} = \frac{x_f^2}{k}$$

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{t_{LRi}}{1207\phi \mu c_i} \quad (4.21)$$

Esta ecuación preferiblemente debería ser usada para verificar la exactitud de los valores de permeabilidad y la longitud media de fractura obtenidos de las Ecs. 4.10 y 4.13, respectivamente.

6. Combinando las Ecs. (4.3) y (4.14) se obtiene la ecuación del intercepto de la línea de flujo lineal y la línea de estado pseudoestable así:

$$2\pi t_{DA} = \sqrt{\pi} \left(\frac{x_e}{x_f} \right) \sqrt{t_{DA}}$$

$$4\pi^2 t_{DA}^2 = \pi \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 t_{DA}$$

$$\frac{t_{DA}^2}{t_{DA}} = \frac{\pi}{4\pi^2} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2$$

$$t_{DALPi} = \frac{1}{4\pi} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 \tag{4.22}$$

7. La línea de flujo radial y la línea de estado pseudoestable interceptan en:

$$t_{DARPi} = \frac{1}{4\pi} \tag{4.23}$$

Combinando la Ec. (4.23) con la Ec. (4.1) y resolviendo para A, se tiene:

$$\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} = \frac{1}{4\pi}$$

$$A = \frac{k t_{RPI}}{301.77 \phi \mu c_i} \tag{4.24}$$

8. Combinando las Ecs. (4.20), (4.22) y (4.23), se puede ver que los tiempos de intersección de las líneas rectas correspondientes a los 3 regimenes de flujo, están relacionados por la siguiente relación:

$$\frac{t_{LRi}}{t_{RPi}} = \frac{\frac{1}{4\pi} \left(\frac{x_f}{x_e}\right)^2}{\frac{1}{4\pi}} = \left(\frac{x_f}{x_e}\right)^2$$

$$\frac{t_{RPi}}{t_{LPi}} = \frac{\frac{1}{4\pi}}{\frac{1}{4\pi} \left(\frac{x_e}{x_f}\right)^2} = \left(\frac{x_f}{x_e}\right)^2$$

$$\frac{\sqrt{t_{LRi}}}{\sqrt{t_{LPi}}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{4\pi} \left(\frac{x_f}{x_e}\right)^2}}{\sqrt{\frac{1}{4\pi} \left(\frac{x_e}{x_f}\right)^2}} = \left(\frac{x_f}{x_e}\right)^2$$

$$\frac{t_{LRi}}{t_{RPi}} = \frac{t_{RPi}}{t_{LPi}} = \frac{\sqrt{t_{LRi}}}{\sqrt{t_{LPi}}} = \left(\frac{x_f}{x_e}\right)^2 \quad (4.25)$$

9. El factor de daño aparente se puede calcular de:

$$\frac{m(P)_{Dr}}{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P)'_D\right)_r} = \frac{0.5[\ln(t_D) + 0.80907 + 2s']}{0.5}$$

$$\frac{m(P)_{Dr}}{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P)'_D\right)_r} = \ln(t_D) + 0.80907 + 2s'$$

$$\frac{\frac{kh}{0.223944q_i T} \Delta m(P)_{Dr}}{4.46372 \frac{kh}{q_i T} (t^* \Delta m(P))'_r} = \ln\left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2s'$$

$$\frac{\Delta m(P)_r}{t^* \Delta m(P)'_r} = \ln 0.0002637 + \ln \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2s'$$

$$\frac{\Delta m(P)_r}{(t^* \Delta m(P))'_r} = \ln \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} + 2s' - 7.43$$

$$s' = 0.5 \left[\frac{\Delta m(P)_r}{(t^* \Delta m(P))'_r} - \ln\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 7.43 \right] \quad (4.26)$$

Donde t_r es cualquier tiempo conveniente durante la línea de flujo radial de acción infinita y $(\Delta m(P))_r$ es el valor de $\Delta m(P)$ correspondiente a t_r .

El factor de daño total s se estima mediante la siguiente ecuación:

$$s = s' - Dq$$

10. El punto de intersección de la línea de pendiente unitaria y la línea de flujo radial de acción infinita, se puede calcular el coeficiente de almacenamiento:

$$\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = 0.5$$

$$\frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} = 0.5$$

$$\left(\frac{0.8935}{\phi c_t h r_w^2}\right) C$$

$$C = \left(\frac{k h}{1695\mu}\right) t_{USRi} \tag{4.27}$$

Donde t_i es el tiempo de intersección de las líneas de flujo radial y la línea de almacenamiento.

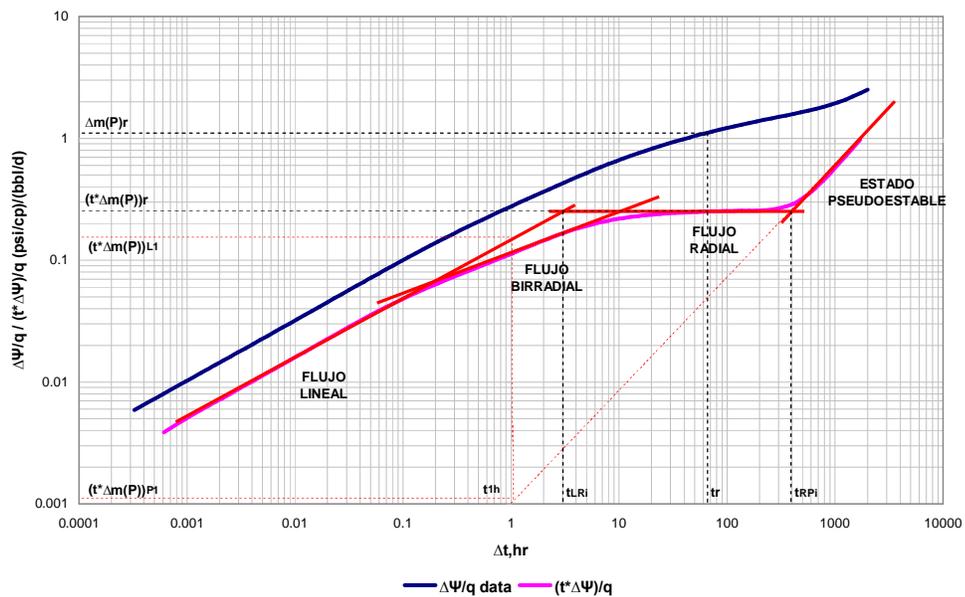
4.1.2. CARACTERÍSTICAS DE UNA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA.

La Figura 14. es un gráfico de pseudopresión adimensional y derivada de pseudopresión versus t_{DA} para una fractura vertical de conductividad infinita dentro de un sistema cuadrado. Esta figura muestra la existencia de cuatro líneas rectas: (a) la línea de flujo lineal de pendiente 0.5, (b) línea de flujo birradial de pendiente 0.36, (c) línea de flujo radial de acción infinita (línea horizontal), y (d) línea de flujo de estado pseudoestable de pendiente unitaria.

1. La ecuación de la línea de flujo biradial es²¹:

$$t_{DA} * m(P)'_D = 0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} t_{DA}^{0.36} \quad (4.28)$$

Figura 14. Puntos y líneas características para pozos fracturados verticalmente en sistemas cerrados con fractura de conductividad infinita.



Tomando el logaritmo a ambos lados de la Ec. y sustituyendo los términos adimensionales, se tiene:

²¹ Tiab, D. "Analysis of Pressure Derivative without Type-Curve Matching: Vertically Fractured Wells in Closed Systems". Journal of Petroleum Science and Engineering 11 (1994) 323-333. This paper was originally presented as SPE 26138 at the 1993 SPE Western Regional Meeting, held May 26-28, Anchorage, Alaska.

$$\log(t_{DA} * m(P)'_D) = 0.36 \log t_{DA} + \log \left[0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} \right] \quad (4.29)$$

$$\log \left(\frac{k h(t * \Delta m(P)')}{0.223944 q_i T} \right) = 0.36 \log \left[\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_i A} \right] + \log \left[0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} \right]$$

$$\log \left(\frac{k h(t * \Delta m(P)')}{0.223944 q_i T} \right) = \log \left[\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_i A} \right]^{0.36} + \log \left[0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} \right]$$

$$\log \left(\frac{k h(t * \Delta m(P)')}{0.223944 q_i T} \right) = \log \left[\left(\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.36} \left(0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} \right) \right]$$

$$\frac{k h(t * \Delta m(P)')}{0.223944 q_i T} = \left(\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.36} 0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72}$$

$$(t * \Delta m(P)') = 0.01153 \frac{q_i T}{k h} \left(\frac{k t}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.36} 0.769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72}$$

$$C_{BR} = 0.01153 \frac{q_i T}{k h} \left(\frac{k t}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.36} \quad (4.29^a)$$

La Ec. 4.28 fue derivada tomando los puntos correspondientes a esa línea recta, y entonces aplicando un análisis de regresión multivariada, la Ec. 4.28 se convierte en:

$$t^* \Delta m(P)' = 0.769 C_{BR} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} t^{0.36} \quad (4.30)$$

Tomando el logaritmo de la Ec. (4.30) se tiene:

$$\log(t^* \Delta m(P)') = 0.36 \log t + \log \left[0.769 C_{BR} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0.72} \right] \quad (4.31)$$

Así, la línea de flujo birradial se puede identificar por su pendiente de 0.36. Es importante no confundir esta línea birradial con la línea de flujo lineal debido a que sus pendientes (0.5 y 0.36) son relativamente cercanas.

Sea $(t^* \Delta m(P)')_{BR1}$ el valor de $(t^* \Delta m(P)')$ a un tiempo $t = 1$ hr en la línea recta (extrapolada si es necesario), entonces la Ec. (4.30) se puede usar para calcular la longitud media de fractura x_f si el régimen de flujo lineal no es observado:

$$(t^* \Delta m(P)')_{BR1} = 0.769 C_{BR} \frac{x_e^{0.72}}{x_f^{0.72}}$$

$$x_f^{0.72} = 0.769 C_{BR} \frac{x_e^{0.72}}{t^* \Delta m(P)'}$$

$$(x_f^{0.72})^{1.388} = \left[0.769 C_{BR} \frac{x_e^{0.72}}{t^* \Delta m(P)'} \right]^{1.388}$$

$$x_f = 0.694x_e \left[\frac{C_{BR}}{t^* \Delta m(P)'} \right]^{1.388} \quad (4.32)$$

2. Estos tiempos de intersección de la línea de flujo birradial y a línea de flujo lineal se puede determinar por combinación de las Ecs. 4.13 y 4.28:

$$t_{DALBRi} = 0.00257 \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^2 \quad (4.33)$$

Sustituyendo por el tiempo adimensional y resolviendo para X_i/k tenemos:

$$\left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i A} \right) = 0.00257 \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^2 \quad A = 4x_e^2$$

$$\left(\frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_i 4x_e^2} \right) = 0.00257 \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^2$$

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{t_{LBRi}}{39 \phi \mu c_i} \quad (4.34)$$

El régimen de flujo radial de acción infinita es de vida muy corta o esencialmente inexistente. En este caso, la permeabilidad k , puede ser calculada combinando las Ecs. (4.8) y (4.34), así:

$$3.222 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k} \right)^{0.5} = \frac{\sqrt{t}}{\sqrt{39 \phi \mu c_i}} \sqrt{k}$$

$$3.222 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i} \right)^{0.5} \frac{1}{\sqrt{k}} = \frac{\sqrt{t}}{\sqrt{39 \phi \mu c_i}} \sqrt{k}$$

$$3.222 \times 10^{-3} \frac{q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i} \right)^{0.5} \frac{(39 \phi \mu c_i)^{0.5}}{t^{0.5}} = \sqrt{k} \sqrt{k}$$

$$0.0202 \frac{q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')} \frac{1}{\sqrt{t}} = k$$

$$k = \left(\frac{0.0202 q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')_{L1}} \right) \frac{1}{\sqrt{t_{LBRi}}} \quad (4.35)$$

3. La Ec. de la intersección de la línea de flujo biradial y la línea de acción infinita es

$$t_{DARBRi} = 0.3023 \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^2 \quad (4.36)$$

Se verificar los valores de k y x_f .

Sustituyendo por el tiempo adimensional y resolviendo para la relación X_f^2/k se tiene:

$$\left(\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_t 4 x_e^2} \right) = 0.3023 \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^2$$

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{t_{RBRI}}{4587 \phi \mu c_t} \quad (4.37)$$

Esta ecuación también puede usarse para calcular la longitud media de fractura x_f , si k puede ser determinada de la línea de acción infinita, por ejemplo Ec (4.34)

4. El tiempo de intersección de la línea de flujo biradial y la línea de estado pseudoestable se puede obtener combinando las Ecs. (4.28) y (4.14).

$$t_{DAPBRI} = 0.03755 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{1.125} \quad (4.38)$$

Sustituyendo el tiempo adimensional y resolviendo para k se tiene:

$$\left(\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_t A} \right) = 0.03755 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{1.125}$$

$$k = \frac{142.3 \phi \mu c_t A}{t_{PBRI}} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{1.125} \quad (4.39)$$

De la combinación de las Ecs. del tiempo de intersección, se tiene:

$$t_{RBRi} = 117.6 t_{LBRi} \quad (4.40)$$

$$t_{RBRi} = 8 \left(\frac{x_f}{x_e} \right)^{2.125} t_{PBRi} \quad (4.41)$$

4.1.3. SISTEMAS RECTANGULARES.

Para un sistema rectangular, la transición entre el flujo radial de acción infinita y el flujo de estado pseudoestable, para ambos tipos de fractura es mucho mas largo que para uno cuadrado. Pero un rectángulo 4:1, por lo tanto este periodo de transición producirá una línea recta de pendiente 0,5. Esta línea recta corresponde al efecto de dos fronteras paralelas cerradas, la ecuación²² de esta línea recta es:

$$t_{DA} * m(P)'_D = 3.545 \sqrt{t_{DA}} \quad (4.42)$$

Sustituyendo por los términos adimensionales se tiene:

$$\frac{k h (t * \Delta m(P)')}{0.223944 q_i T} = 3.545 \sqrt{\frac{0.0002637 k t}{\phi \mu c_i A}}$$

$$t * \Delta m(P)' = 0.01289 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_i A}} \frac{q_i T}{k h}$$

²² Tiab, D. "Analysis of Pressure Derivative without Type-Curve Matching: Vertically Fractured Wells in Closed Systems". Journal of Petroleum Science and Engineering 11 (1994) 323-333.

$$t^* \Delta m(P)' = 0.01289 \frac{q_t T}{h} \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_i A k^2}}$$

$$t^* \Delta m(P)' = 0.01289 \frac{q_t T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i A k} \right)^{0.5} \sqrt{t}$$

$$m_{CB} = 0.01289 \frac{q_t T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i A k} \right)^{0.5} \quad (4.43)$$

Donde m_{CB} corresponde a las fronteras paralelas cerradas.

$$t^* \Delta m(P)' = m_{CB} \sqrt{t} \quad (4.44)$$

Sea $(t^* \Delta m(P)')_{CB1}$ el valor a un tiempo $t = 1 \text{ hr}$ en la línea recta (extrapolando si es necesario). Combinando las Ecs. (4.43) y (4.44), y solucionando k se tiene:

$$t^* \Delta m(P)' = 0.01289 \frac{q_t T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i A k} \right)^{0.5}$$

$$t^* \Delta m(P)' = 0.01289 \frac{q_t T}{h} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5} \frac{1}{k^2}$$

$$k^2 = 0.01289 \frac{q_t T}{h (t^* \Delta m(P)')} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.5}$$

$$k = 0.1120 \left(\frac{q_t T}{h (t^* \Delta m(P)')} \right)^{0.5} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i A} \right)^{0.25} \quad (4.45)$$

La Ec (4.45) se usa para hallar K si la línea de flujo radial de acción infinita no es observada.

Resolviendo para el área:

$$A = 0.1120 \left(\frac{q_i T}{h(t^* \Delta m(P)')} \right)^{0.5} \left(\frac{1}{\phi \mu c_i k} \right)^{0.25} \quad (4.46)$$

4.2 PROCEDIMIENTO.

4.2.1. CASO I. FRACTURA DE FLUJO UNIFORME

El siguiente procedimiento paso a paso es para el caso ideal donde todas las líneas rectas necesarias están bien definidas.

Paso 1 – Grafique los valores de cambio de pseudopresión del pozo ($\Delta m(P)$) y de derivada de pseudopresión ($t^* \Delta m(P)'$) versus tiempo. La presencia de una línea recta de pendiente 0.5 (régimen de flujo lineal) seguida por una línea recta horizontal (régimen de flujo radial) indica que el pozo está interceptado por una fractura de flujo uniforme. Una tercera recta de pendiente 0.5 indica un sistema cerrado.

Paso 2 – Lea el valor de $(t^* \Delta m(P)')_r$ correspondiente a la línea de flujo radial de acción infinita.

Paso 3 – Calcular la permeabilidad de la Ec. 4.13.

Paso 4 – Obtener el valor de $(t^* \Delta m(P)')$ a un tiempo $t = 1$ hr de la línea de flujo lineal (extrapolada si es necesario), $(t^* \Delta m(P)')_{L1}$.

Paso 5 – Calcular la longitud media de fractura x_f de la Ec. (4.8). Si la porción de línea de flujo lineal de $(t^* \Delta m(P))'$ es muy corta o muy distorsionada por el efecto de la cercanía a la cara del pozo y ruido, entonces x_f podría ser determinada de la línea de pendiente $\frac{1}{2}$ de $\Delta m(P)$, usando la Ec. (4.10). Use la Ec. (4.11) para dibujar la línea de pendiente $\frac{1}{2}$ de la curva de derivada de presión.

Paso 6 – Determinar el tiempo de intersección de la línea de flujo lineal y radial de la gráfica, por ejemplo t_{LRi} , usando la curva $(t^* \Delta m(P))'$.

Paso 7 – Calcule la relación x_f^2/K de la Ec. (4.21). Luego calcule esta relación usando valores de K y x_f obtenido en los pasos 3 y 5, respectivamente. Si las dos relaciones son aproximadamente iguales con un error máximo del 10%, entonces los valores de K y x_f son correctos. Si esas relaciones son significativamente diferentes, trasladar una o ambas líneas rectas, y repetir los pasos del 2 al 7 hasta que las relaciones sean iguales. Generalmente, los valores de derivada de presión durante el régimen de flujo lineal probablemente son más distorsionados debido a problemas mecánicos, almacenamiento y daño. Por consiguiente, si la línea de flujo radial de acción infinita está bien definida, entonces la línea de flujo lineal es probablemente la única que se pudiese trasladar. Un traslado hacia la izquierda disminuirá el valor de x_f y un traslado hacia la derecha lo incrementará.

Paso 8 – Lea el valor de $(t^* \Delta m(P))_{p1}$ de la línea de estado pseudoestable (extrapolada si es necesario). Calcule el área de drene usando la Ec. (4.16).

Paso 9 – Obtenga el tiempo de intersección de la línea de acción infinita y la línea de estado pseudoestable, t_{RPI} , de la gráfica, y calcule A de la Ec. (4.24). Si los dos valores de A en los pasos 8 y 9 son aproximadamente iguales, entonces A es correcta. Si éstos son claramente diferentes entonces trasladar hacia la izquierda o derecha y repetir los pasos 8 y 9 hasta que la Ec. (4.16) y (4.24) den los mismos valores de A .

Paso 10 – Seleccionar cualquier valor conveniente de tiempo t_r durante el periodo de acción infinita y leer el valor correspondiente de $(\Delta m(P))_r$; luego calcule el factor de daño de la Ec (4.26).

Paso 11 – Leer el valor de $\Delta m(P)$ y $(t^* \Delta m(P)')$ correspondiente a cualquier tiempo t_{ps} durante la porción de flujo de estado pseudoestable de las curvas, y calcular el factor de forma CA de la Ec. (4.19).

4.2.2. CASO II. FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA

A. Régimen de Flujo Lineal

Si todas las tres líneas rectas usadas en el Caso 1, la línea de flujo lineal, línea de flujo radial de acción infinita y línea de flujo de estado pseudoestable, están disponibles, entonces el paso 11 del procedimiento usado para analizar una prueba de transiente de presión en una fractura de flujo uniforme es exactamente la misma que para una fractura de conductividad infinita.

B. Régimen de Flujo Birradial

En muchas pruebas la porción de línea de flujo lineal de curva de la fractura de conductividad infinita es muy corta o inexistente, así solo las líneas birradial, de acción infinita, y de estado pseudoestable pueden ser observadas. En este caso el siguiente procedimiento es recomendado.

Paso 1 - Grafique $\Delta m(P)$ y $(t^* \Delta m(P)')$ versus tiempo de prueba en una gráfica log-log, y trace las líneas rectas necesarias, por ejemplo la línea de flujo birradial de pendiente 0.36, la línea de acción infinita (horizontal) y la línea de flujo de estado pseudoestable de pendiente 1.

Paso 2 – Igual que el Paso 2 del Caso 1.

Paso 3 - Igual que el Paso 3 del Caso 1.

Paso 4 - Igual que el Paso 8 del Caso 1.

Paso 5 - Igual que el Paso 9 del Caso 1.

Paso 6 – De la línea de flujo birradial (extrapolada si es necesario) leer el valor de $(t^* \Delta m(P))_{BR1}$ a un tiempo $t = 1$ hr.

Paso 7 – Calcule el término CBR de la Ec. (4.29A), luego calcule la longitud media de fractura x_f usando la Ec. (4.32).

Paso 8 – De la gráfica, determine el tiempo de intersección de la línea de flujo radial y la línea de flujo birradial, t_{RBRI} , luego calcule x_f^2/k de la Ec.(4.34).

Paso 9 - Calcular x_f^2/k usando los valores de k y x_f obtenidos en los Pasos 3 y 7, respectivamente. Si los Pasos 8 y 9 dan el mismo valor de x_f^2/k o con un error máximo del 10%, entonces los valores de K y x_f son correctos. Si éstos son diferentes, entonces traslade una o ambas líneas rectas (birradial y de acción infinita), y repetir los Pasos 2, 3, 6, 7, 8 y 9 hasta que los Pasos 8 y 9 den el mismo valor de x_f^2/K .

Paso 10 – Igual al Paso 10 del Caso 1.

Paso 11 – Igual al Paso 11 del Caso 1.

C. Regímenes de Flujo Lineal y Birradial

En este caso, la longitud media de fractura se calcula como se discutió en el Caso 1 (Pasos 4 y 5), y la permeabilidad se calcula del punto de intersección de las líneas de flujo lineal y birradial.

4.3 VALIDACION DEL MODELO MATEMATICO

4.3.1 CASO SIMULADO 3

Una prueba de declinación de presión se simuló en el software FAST WellTest. Los datos del yacimiento y del pozo se presentan a continuación.

Los parámetros calculados por el simulador son: $k(\text{md})=12.48$, $s'=-2$, $C(\text{bbl/psi})=1.5 \times 10^{-3}$.

Tabla 8. Parámetros de yacimiento caso simulado 3

$p_i = 5200$ psia	$h = 50$ ft
$\varnothing = 24\%$	$r_w = 0.4$ ft
$T = 640$ °R	$c_{ti} = 1.4 \times 10^{-5}$ 1/psia
$q_o = 2000$ Bbl/D	$\gamma = 0.65$
$B_o = 1,822$ RB/STB	$\mu_i = 0.3$ cp
$q_g = 5000$ Mscf/D	$B_g = 0.0035$ PCY/PCS

Tabla 9.Parámetros de fluidos caso simulado 3

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Tyac =	180	°F
Pyac =	5200	psi(a)
$\gamma_g =$	0,65	
Tcrit =	374	°F
Pcrit =	670,9	psi(a)
$\mu_g =$	0,0259	cp
$c_g =$	0,000115	1/psi
z =	1.007	
API =	43,8	°API
Pb =	5201	psi(a)
Bo =	1,822	RB/STB
$\mu_o =$	0,2533	cp
$c_o =$	0,000137	1/psi
Rs =	1534.2	scf/bbl
$\gamma_w =$	1	
Bw =	1,013	RB/STB
$\mu_w =$	0,3452	cp
$c_w =$	0,0000028	1/psi
Rs_w	0	scf/bbl

Tabla 10.Datos caso simulado 3

Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bb/d)	P data psi(a)	$(t*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bb/d)	$(t*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bb/d)	P data psi(a)	$(t*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bb/d)	$(t*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
0	0,0564678	5147,8401			0,14	0,5597115	4679,8605	0,1141145	553,38
0	0,0854329	5121,0631	0,042951	208,28	0,16	0,5769703	4663,6955	0,1145081	555,29
0	0,1077876	5100,3853	0,0540969	262,33	0,18	0,5942848	4647,4702	0,1148622	557
0	0,1250745	5084,3875	0,0606998	294,35	0,21	0,6116505	4631,1882	0,115189	558,59
0	0,1444416	5066,4573	0,0677881	328,73	0,25	0,6290637	4614,8495	0,1154813	560
0	0,1549502	5056,725	0,0715071	346,76	0,29	0,6465177	4598,4375	0,1157301	561,21
0	0,1660317	5046,4595	0,0752925	365,12	0,34	0,664006	4581,9343	0,1159558	562,31
0	0,1776832	5035,663	0,078587	381,09	0,39	0,6815281	4565,3385	0,1161574	563,28
0	0,1897594	5024,4699	0,0812225	393,87	0,45	0,6990772	4548,6587	0,1163315	564,13
0	0,2022067	5012,9294	0,0836794	405,79	0,53	0,7166519	4531,8911	0,1164892	564,89
0	0,2150246	5001,0418	0,0860785	417,42	0,61	0,7342487	4515,0393	0,1166382	565,61
0,01	0,2281962	4988,822	0,0883718	428,54	0,71	0,7518684	4498,1042	0,1167574	566,19
0,01	0,2417066	4976,2837	0,0905705	439,2	0,83	0,7695011	4481,092	0,1168591	566,69
0,01	0,2555421	4963,4395	0,0926706	449,39	0,96	0,7871515	4463,9954	0,1169594	567,17
0,01	0,2696865	4950,3041	0,0946673	459,07	1,12	0,8048145	4446,8225	0,1170534	567,63
0,01	0,2841249	4936,8904	0,0965572	468,24	1,3	0,8224933	4429,5692	0,1171319	568,01
0,01	0,2988399	4923,2148	0,0983387	476,88	1,52	0,84018	4412,2369	0,1171886	568,28
0,01	0,3138162	4909,2913	0,1000148	485	1,76	0,8578759	4394,8278	0,1172449	568,56
0,02	0,3290373	4895,1341	0,1015813	492,6	2,05	0,8755797	4377,343	0,1173052	568,85
0,02	0,3444865	4880,7595	0,1030469	499,71	2,38	0,8932937	4359,779	0,1173562	569,1
0,02	0,3601501	4866,1789	0,1044095	506,31	2,77	0,9110129	4342,135	0,1173821	569,22
0,03	0,3760107	4851,409	0,1056669	512,41	3,23	0,9287348	4324,4169	0,1174168	569,39
0,03	0,392054	4836,4623	0,1068291	518,05	3,75	0,9464644	4306,6192	0,1174591	569,6
0,03	0,4082655	4821,3525	0,1078964	523,22	4,36	0,9641991	4288,7434	0,1174691	569,64
0,04	0,424631	4806,0919	0,1088752	527,97	5,07	0,9819317	4270,7937	0,117492	569,75
0,05	0,4411381	4790,6928	0,1097722	532,32	5,9	0,9996733	4252,7571	0,1175281	569,93
0,05	0,4577745	4775,1652	0,1105905	536,29	6,86	1,0174168	4234,6424	0,1175409	569,99
0,06	0,4745286	4759,5209	0,1113343	539,89	7,98	1,0351623	4216,4486	0,1175595	570,08
0,07	0,4913895	4743,7686	0,1120109	543,18	9,28	1,0529115	4198,1725	0,1175651	570,11
0,09	0,5083479	4727,9179	0,1126174	546,12	10,79	1,0706586	4179,8192	0,1175805	570,18
0,1	0,5253919	4711,979	0,1131655	548,77	12,55	1,0884124	4161,3749	0,1175968	570,26
0,12	0,5425158	4695,9572	0,1136678	551,21	14,6	1,1061645	4142,8503	0,1176024	570,29

Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
16,97	1,12392	4124,2392	0,1176037	570,3	120,81	1,3592039	3869,1618	0,1381395	669,88
19,74	1,1416724	4105,5474	0,1176168	570,36	140,5	1,3808838	3844,8019	0,1513375	733,88
22,96	1,1594319	4086,7626	0,117644	570,49	163,4	1,404897	3817,6418	0,16938	821,38
26,7	1,1771925	4067,89	0,1176272	570,41	190,02	1,4320245	3786,7228	0,1926884	934,41
31,05	1,1949469	4048,9361	0,117614	570,35	220,99	1,4630752	3751,021	0,2216906	1075,05
36,11	1,2127036	4029,8906	0,1176486	570,51	257	1,4989593	3709,3311	0,2566255	1244,46
41,99	1,2304684	4010,7438	0,1176762	570,65	298,88	1,5405579	3660,4061	0,2978851	1444,54
48,84	1,2482334	3991,5048	0,1177587	571,05	347,58	1,5888994	3602,711	0,3462441	1679,05
56,79	1,2660232	3972,1455	0,1180188	572,31	404,22	1,645099	3534,4524	0,4026368	1952,51
66,05	1,2838667	3952,6324	0,1187419	575,82	470,09	1,7104671	3453,3572	0,4682202	2270,55
76,81	1,3018748	3932,8413	0,120367	583,7	546,7	1,7864682	3356,6008	0,5445054	2640,48
89,33	1,320209	3912,5888	0,1235414	599,09	635,79	1,874869	3240,4174	0,6332476	3070,81
103,89	1,3391755	3891,5273	0,1291525	626,3	739,39	1,9776639	3099,8243	0,7364201	3571,13
					859,88	2,0972155	2927,8014	0,8564253	4153,07

Solución:

Paso 1 – Grafique los valores de cambio de pseudopresión del pozo ($\Delta m(P)$) y de derivada de pseudopresión ($(t^*\Delta m(P))'$) versus tiempo. Ver figura 15.

Paso 2 – Lea el valor de $(t^*\Delta m(P))'_r$ correspondiente a la línea de flujo radial de acción infinita.

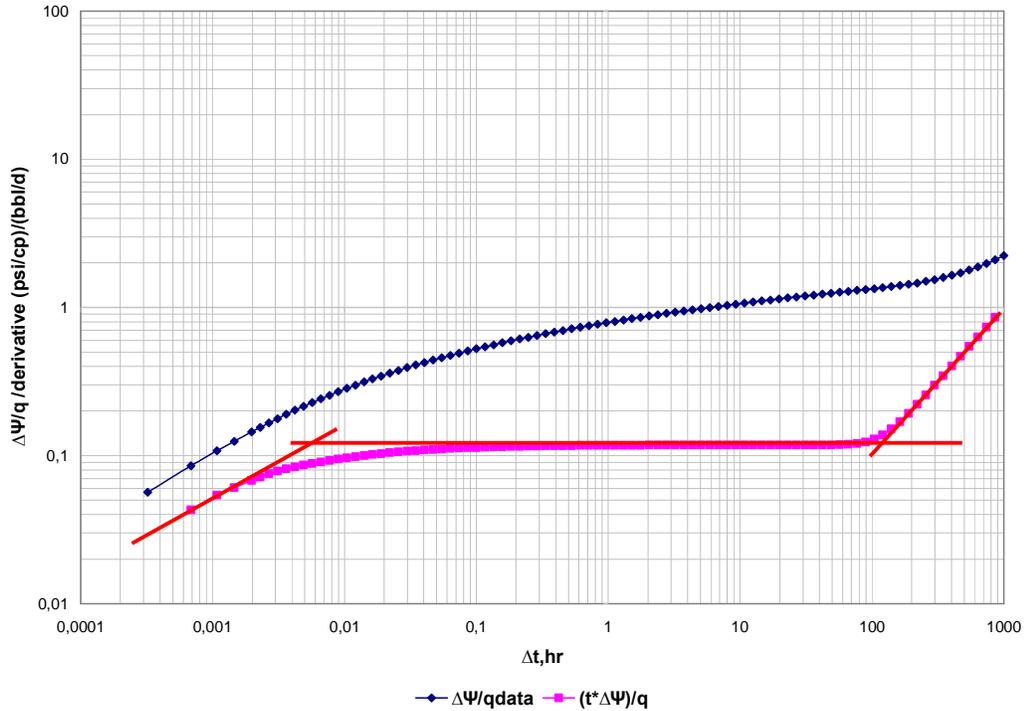
$$(t^*\Delta m(P))'_r = 567.63$$

Paso 3 – Calcular la permeabilidad de la Ec. (4.13).

$$k = 0.1120 \frac{4849.31 \times 640}{50 \times 567.63} = 12.24$$

$$K = 12.24 \text{ md}$$

Figura 15. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 10



Paso 4 – Obtener el valor de $(t^* \Delta m(P)')$ a un tiempo $t = 1$ hr de la línea de flujo lineal (extrapolada si es necesario), $(t^* \Delta m(P)')_{L1}$.

$$(t^* \Delta m(P)')_{L1} = 7273.9$$

Paso 5 – Calcular la longitud media de fractura x_f de la Ec. (4.8).

$$x_f = 3.222 \times 10^{-3} \frac{4849.31 \times 640}{50 \times 7273.9} \left(\frac{1}{0.24 \times 0.3 \times 1.4 \times 10^{-5} \times 12.24} \right)^{0.5} = 7.61$$

$$X_f = 7.61 \text{ ft}$$

Paso 6 – Determinar el tiempo de intersección de la línea de flujo lineal y radial de la gráfica, por ejemplo t_{LRi} , usando la curva $(t^* \Delta m(P)')$.

$$t_{LRi} = 0.006$$

Paso 7 – Calcule la relación x_f^2/K de la Ec. (4.21).

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{0.006}{1207 \times 0.24 \times 0.3 \times 1.4 \times 10^{-5}} = 4.28$$

Luego calcule esta relación usando valores de K y x_f obtenido en los pasos 3 y 5, respectivamente.

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{(7.61)^2}{12.24} = 4.72$$

Las dos relaciones son aproximadamente iguales con un error del 9%, entonces los valores de K y x_f son correctos.

Paso 8 – Lea el valor de $(t^* \Delta m(P))_{p1}$ de la línea de estado pseudoestable (extrapolada si es necesario). Calcule el área de drene usando la Ec. (4.16).

$$(t^* \Delta m(P))_{p1} = 5.82$$

$$A = \frac{4849.31 \times 640}{50 \times 5.82} \left(\frac{1}{2695 \times 0.24 \times 0.3 \times 1.4 \times 10^{-5}} \right) = 3714289.43 \text{ ft}^2 = 85.27 \text{ Acres}$$

Paso 9 – Obtenga el tiempo de intersección de la línea de acción infinita y la línea de estado pseudoestable, t_{RPi} , de la gráfica, y calcule A de la Ec. (4.24).

$$t_{RPi} = 100$$

$$A = \frac{12.24 \times 100}{301.77 \times 0.24 \times 0.3 \times 1.4 \times 10^{-5}} = 3808674.02 \text{ ft}^2 = 87.44 \text{ Acres}$$

Si los dos valores de A en los pasos 8 y 9 son aproximadamente iguales, entonces A es correcta.

Paso 10 – Seleccionar cualquier valor conveniente de tiempo t_r durante el periodo de acción infinita y leer el valor correspondiente de $(\Delta m(P))_r$; luego calcule el factor de daño de la Ec (4.26).

$$t_r = 1.12, (\Delta m(P))_r = 3902.79 \text{ y } (t^* \Delta m(P))_r = 567.63$$

$$s' = 0.5 \left[\frac{3902.79}{567.63} - \ln \left(\frac{12.24 \times 1.12}{0.24 \times 0.3 \times 1.4 \times 10^{-5} \times 0.4^2} \right) + 7.43 \right] = -1.95$$

Paso 11 – Calcular el factor de forma C_A de la Ec. (4.19).

$$C_A = 2.2458 \left(\frac{2174.66}{7.61} \right)^2 = 183359$$

5. CASO DE CAMPO

Caso de campo. Una prueba de restauración de presión, ver Tabla 5, se corrió en un pozo con flujo multifasico. Los datos del yacimiento y del pozo se presentan a continuación.

Tabla 11. Parámetros de yacimiento caso de campo.

$p_i = 1360$ psia	$h = 27$ ft
$\varnothing = 16\%$	$r_w = 0.355$ ft
$T = 580$ °R	$c_{ti} = 1.44 \times 10^{-3}$ 1/psia
$q_o = 27$ Bbl/D	$\gamma = 0.897$
$B_o = 1.066$ RB/STB	$\mu_i = 4.2$ cp
$q_g = 49$ Mscf/D	$B_g = 0.0080$ PCY/PCS

Tabla 12.Parámetros de fluidos caso de campo.

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Tyac =	180	°F
Pyac =	1360	psi(a)
$\gamma_g =$	0,897	
Tcrit =	446	°F
Pcrit =	653	psi(a)
$\mu_g =$	0,0107	cp
$c_g =$	0,00097	1/psi
z =	0.671	
API =	35	°API
Pb =	1372	psi(a)
Bo =	1,066	RB/STB
$\mu_o =$	4.2	cp
$c_o =$	0,0000099	1/psi
Rs =	121.6	scf/bbl
$\gamma_w =$	1	
Bw =	1,013	RB/STB
$\mu_w =$	0,3452	cp
$c_w =$	0,0000028	1/psi
Rs_w	0	scf/bbl

Tabla 13. Datos caso de campo.

Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
0,0014	0,001238583	192,23			0,0458	0,07114941	210,14	0,066550971	6,29905
0,0028	0,003173869	192,73	0,003920617	0,37109	0,0472	0,072963587	210,6	0,068150322	6,45043
0,0042	0,004915627	193,18	0,007109905	0,67295	0,0486	0,074777765	211,06	0,069168583	6,54681
0,0055	0,006812207	193,67	0,008725249	0,82584	0,05	0,076710259	211,55	0,070727628	6,69437
0,0069	0,009289373	194,31	0,010922177	1,03378	0,0514	0,078563875	212,02	0,072051195	6,81965
0,0083	0,011340776	194,84	0,013676713	1,2945	0,0528	0,080614685	212,54	0,072936062	6,9034
0,0097	0,013353474	195,36	0,016303112	1,54309	0,0542	0,082271108	212,96	0,074157129	7,01897
0,0111	0,015443583	195,9	0,01859472	1,75999	0,0555	0,084361356	213,49	0,074789103	7,07879
0,0125	0,017882043	196,53	0,021250655	2,01137	0,0569	0,086096657	213,93	0,076041206	7,1973
0,0139	0,020049563	197,09	0,023899914	2,26213	0,0583	0,08802915	214,42	0,077557875	7,34085
0,0153	0,022526729	197,73	0,026634789	2,52098	0,0597	0,089764451	214,86	0,079018824	7,47913
0,0167	0,02469425	198,29	0,029095086	2,75385	0,0611	0,092012453	215,43	0,079992725	7,57131
0,018	0,027210122	198,94	0,031185936	2,95175	0,0625	0,093747754	215,87	0,080994477	7,66613
0,0194	0,029184113	199,45	0,033785614	3,19781	0,0639	0,095522493	216,32	0,082346469	7,79409
0,0208	0,031666487	200,09	0,03564735	3,37402	0,0653	0,097415548	216,8	0,083411743	7,89492
0,0222	0,034219969	200,74	0,038011481	3,59779	0,0667	0,099071971	217,22	0,084170217	7,96671
0,0236	0,036380608	201,29	0,039959985	3,78221	0,068	0,100886149	217,68	0,085117671	8,05639
0,025	0,038894806	201,93	0,041753949	3,95201	0,0694	0,102266502	218,03	0,086369921	8,17491
0,0264	0,041094729	202,49	0,043956325	4,16047	0,0708	0,104120118	218,5	0,087460498	8,27814
0,0278	0,043451789	203,09	0,045872793	4,34186	0,0722	0,105934296	218,96	0,088450987	8,37189
0,0292	0,045612428	203,64	0,047531103	4,49882	0,0736	0,107709035	219,41	0,089090336	8,4324
0,0305	0,04789092	204,22	0,049035136	4,64118	0,075	0,109523212	219,87	0,089802045	8,49976
0,0319	0,050051558	204,77	0,051050011	4,83188	0,0764	0,110986146	220,24	0,090659797	8,58095
0,0333	0,052172913	205,31	0,052732226	4,99111	0,0778	0,112767829	220,69	0,091728394	8,68209
0,0347	0,054647826	205,94	0,054480497	5,15658	0,0792	0,114272361	221,07	0,09082135	8,59624
0,0361	0,056612043	206,44	0,055870487	5,28814	0,0805	0,116093637	221,53	0,091630152	8,67279
0,0375	0,05857626	206,94	0,057481278	5,4406	0,0819	0,117716948	221,94	0,092497436	8,75488
0,0389	0,06065833	207,47	0,059460162	5,6279	0,0833	0,119102701	222,29	0,093122963	8,81409
0,0403	0,0627404	208	0,060714613	5,74664	0,0847	0,120528047	222,65	0,092209769	8,72765
0,0417	0,065058176	208,59	0,062231064	5,89017	0,0861	0,122032579	223,03	0,093151518	8,81679
0,043	0,066865256	209,05	0,06349057	6,00938	0,0875	0,123814262	223,48	0,093659977	8,86492
0,0444	0,068829473	209,55	0,064934507	6,14605	0,0889	0,125041644	223,79	0,093923791	8,88989

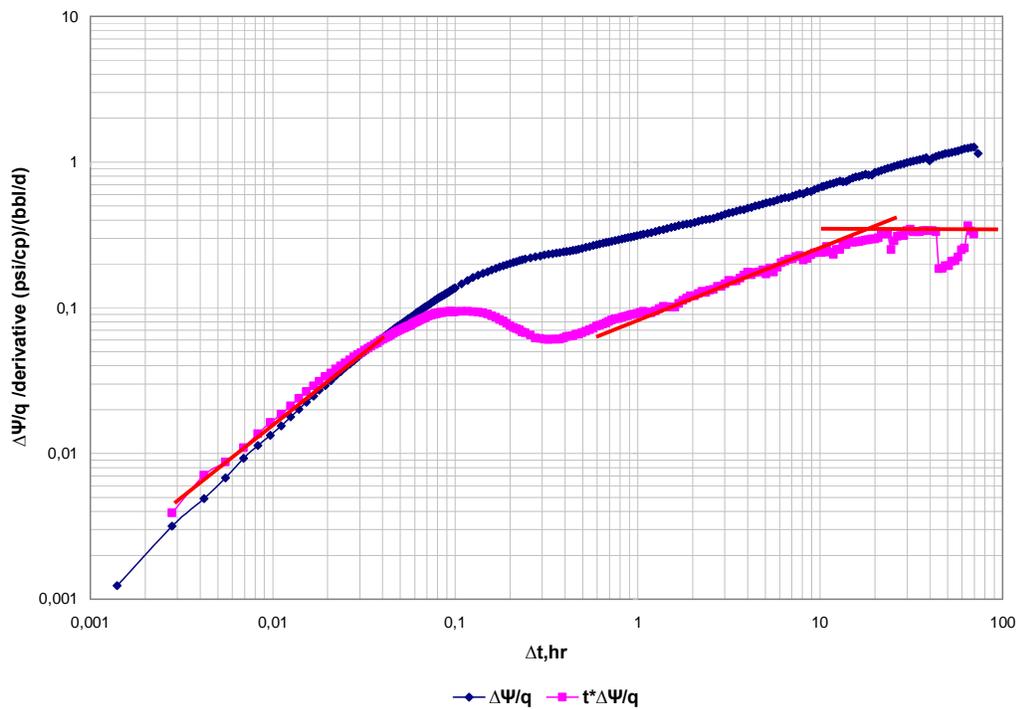
Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
0,0903	0,126585769	224,18	0,093280084	8,82896	0,375	0,239491935	252,55	0,060728305	5,74793
0,0917	0,128327859	224,62	0,093673211	8,86617	0,3917	0,241454673	253,04	0,061833949	5,85258
0,093	0,129713612	224,97	0,094089248	8,90555	0,4083	0,243457467	253,54	0,063468269	6,00727
0,0944	0,131138958	225,33	0,094396782	8,93466	0,425	0,24546026	254,04	0,06373668	6,03268
0,0958	0,132881048	225,77	0,093793748	8,87758	0,4417	0,247262774	254,49	0,064347218	6,09046
0,0972	0,134227209	226,11	0,093740636	8,87255	0,4583	0,249746238	255,11	0,065802506	6,22821
0,0986	0,135810927	226,51	0,09390834	8,88842	0,475	0,252309814	255,75	0,065819672	6,22983
0,1	0,137038308	226,82	0,093916331	8,88918	0,4958	0,255714563	256,6	0,067450849	6,38422
0,1083	0,145748758	229,02	0,094720073	8,96525	0,5208	0,259840317	257,63	0,068873153	6,51884
0,1167	0,154160054	231,14	0,094774273	8,97038	0,5458	0,263725737	258,6	0,070682057	6,69006
0,125	0,161513297	232,99	0,094119979	8,90846	0,5708	0,267170541	259,46	0,072150503	6,82905
0,1333	0,167077913	234,39	0,093124985	8,81428	0,5958	0,270620284	260,32	0,074929642	7,09209
0,1417	0,172324551	235,71	0,092152294	8,72221	0,6208	0,273957729	261,15	0,075617162	7,15716
0,15	0,177054475	236,9	0,090760246	8,59046	0,6458	0,277335383	261,99	0,077397495	7,32567
0,1583	0,181386926	237,99	0,088053257	8,33424	0,6708	0,280391357	262,75	0,078608915	7,44033
0,1667	0,186037355	239,16	0,08568759	8,11033	0,6958	0,28336691	263,49	0,080452586	7,61484
0,175	0,190373664	240,25	0,083053259	7,86099	0,7208	0,286422883	264,25	0,082298187	7,78952
0,1833	0,194084509	241,18	0,081157416	7,68155	0,7528	0,289760327	265,08	0,083884388	7,93966
0,1917	0,197994863	242,16	0,078039726	7,38646	0,7861	0,293137982	265,92	0,084621306	8,00941
0,2	0,201705708	243,09	0,075159735	7,11387	0,8194	0,296676478	266,8	0,085786664	8,11971
0,2083	0,204937735	243,9	0,073318707	6,93962	0,8528	0,299973712	267,62	0,086744079	8,21033
0,2167	0,207850549	244,63	0,071991264	6,81397	0,8861	0,303311157	268,45	0,087791672	8,30948
0,225	0,21068356	245,34	0,070711266	6,69282	0,9194	0,306045449	269,13	0,089307134	8,45292
0,2333	0,213835784	246,13	0,068295725	6,46419	0,9528	0,309463313	269,98	0,090196187	8,53707
0,2417	0,216229877	246,73	0,067271793	6,36728	0,9917	0,312530705	270,74	0,091326467	8,64405
0,2583	0,220339738	247,76	0,065123758	6,16396	1,0333	0,316203873	271,65	0,093050644	8,80724
0,275	0,223930879	248,66	0,062106212	5,87835	1,075	0,319352303	272,43	0,094280316	8,92363
0,2917	0,227402315	249,53	0,061646816	5,83487	1,1305	0,324115312	273,61	0,09349296	8,84911
0,3083	0,230399253	250,28	0,060741506	5,74918	1,1861	0,328595769	274,72	0,092381129	8,74387
0,325	0,233002885	250,93	0,060633465	5,73896	1,2486	0,333883516	276,03	0,09507391	8,99875
0,3417	0,235606516	251,58	0,060976323	5,77141	1,3153	0,339171263	277,34	0,098450382	9,31833
0,3583	0,237849645	252,14	0,060675502	5,74294	1,3819	0,344378281	278,63	0,102138663	9,66742

Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)	Δt horas	$\Delta\Psi/q$ data (psi/cp)/(bbl/d)	P data psi(a)	$(t^*\Delta\Psi)/q$ (psi/cp)/(bbl/d)	$(t^*\Delta\Psi)$ (psi/cp)
1,4486	0,34950457	279,9	0,101660172	9,62214	6,7194	0,56964111	331,61	0,214450606	20,29775
1,5264	0,355499808	281,38	0,101114225	9,57046	7,0417	0,585165591	334,88	0,216284367	20,47132
1,6042	0,360888806	282,71	0,101127544	9,57172	7,3792	0,594850588	336,92	0,22394836	21,19671
1,6819	0,36676403	284,16	0,107218076	10,14819	7,7305	0,609571829	340,02	0,228609511	21,63789
1,7694	0,372477179	285,57	0,11207879	10,60826	8,1014	0,607051786	339,49	0,211890768	20,05546
1,8583	0,375435051	286,3	0,116399735	11,01723	8,4861	0,627058357	343,56	0,216855604	20,52538
1,9486	0,378271366	287	0,120717015	11,42587	8,8917	0,625823433	343,31	0,231328405	21,89523
2,0486	0,384673334	288,58	0,120870023	11,44035	9,3153	0,647755688	347,75	0,237278044	22,45837
2,1486	0,391891233	290,36	0,125364817	11,86578	9,7583	0,663386031	350,88	0,241363298	22,84504
2,2569	0,399537775	292,24	0,129386941	12,24647	10,2222	0,677293336	353,59	0,238964132	22,61796
2,368	0,403239026	293,15	0,127421149	12,06041	10,4625	0,684118692	354,92	0,244042715	23,09864
2,4847	0,406492874	293,95	0,131771112	12,47214	10,8958	0,694741614	356,99	0,262382755	24,83453
2,6069	0,410275471	294,88	0,13381228	12,66533	11,3472	0,705826403	359,15	0,240460103	22,75955
2,7361	0,420606437	297,42	0,139640928	13,21701	11,818	0,717269387	361,33	0,232697267	22,0248
2,8694	0,429229133	299,54	0,140264796	13,27606	12,3069	0,728396539	363,42	0,250899086	23,7476
3,0111	0,437773854	301,6	0,146320836	13,84927	12,8167	0,739736651	365,55	0,250524526	23,71215
3,1569	0,446199474	303,62	0,153656314	14,54357	13,3486	0,732442776	364,18	0,272464966	25,78881
3,3125	0,451288216	304,84	0,152425349	14,42706	13,9	0,738725091	365,36	0,270972042	25,6475
3,4736	0,460548056	307,06	0,153477969	14,52669	14,4736	0,760553475	369,46	0,288786231	27,33362
3,6417	0,469349076	309,17	0,159397385	15,08696	15,0736	0,776777505	372,42	0,281390281	26,63359
3,8194	0,472560822	309,94	0,167336536	15,8384	15,6958	0,789574963	374,74	0,28299348	26,78533
4,0055	0,482104808	312,13	0,175076767	16,57102	16,3444	0,79591853	375,89	0,283984938	26,87917
4,2	0,489129638	313,74	0,168358042	15,93509	17,0194	0,810370832	378,51	0,287693055	27,23015
4,4028	0,500517718	316,35	0,174157586	16,48402	17,7222	0,824126935	380,97	0,290942888	27,53774
4,6153	0,506582634	317,74	0,17550255	16,61132	18,4542	0,816604076	379,64	0,293294579	27,76033
4,8375	0,515134601	319,7	0,182423724	17,26641	19,2153	0,816714399	379,66	0,295855306	28,0027
5,0708	0,525007724	321,88	0,170725505	16,15917	20,0097	0,847987608	385,15	0,295937212	28,01046
5,3153	0,529790893	322,93	0,187069894	17,70617	20,8333	0,858205456	386,94	0,300980572	28,48781
5,5708	0,537945055	324,72	0,175960749	16,65468	21,6917	0,874816594	389,85	0,320043153	30,29208
5,8389	0,550882386	327,56	0,190138132	17,99657	22,5861	0,891604038	392,7	0,324446463	30,70886
6,1194	0,561815342	329,96	0,203575327	19,2684	23,5167	0,906650172	395,25	0,319837598	30,27263
6,4125	0,572252261	332,16	0,208489388	19,73352	24,4861	0,919808163	397,48	0,251358746	23,79111

Solución:

Paso 1 – Grafique los valores de cambio de pseudopresión del pozo ($\Delta m(P)$) y de derivada de pseudopresión ($t^* \Delta m(P)'$) versus tiempo. Ver figura 16.

Figura 16. Pseudopresión y derivada de pseudopresión para los datos de la Tabla 13.



Paso 2 – Lea el valor de $(t^* \Delta m(P))_r$ correspondiente a la línea de flujo radial de acción infinita.

$$(t^* \Delta m(P))_r = 30.29$$

Paso 3 – Calcular la permeabilidad de la Ec.(4.13).

$$k = 0.1120 \frac{94.65 \times 580}{27 \times 30.29} = 7.52$$

$$K = 7.52 \text{ md}$$

Paso 4 – Obtener el valor de $(t^* \Delta m(P))_L$ a un tiempo $t = 1$ hr de la línea de flujo lineal (extrapolada si es necesario), $(t^* \Delta m(P))_L$.

$$(t^* \Delta m(P))_L = 9.46$$

Paso 5 – Calcular la longitud media de fractura x_f de la Ec. (4.8).

$$x_f = 3.222 \times 10^{-3} \frac{94.64 \times 580}{27 \times 9.46} \left(\frac{1}{0.16 \times 4.2 \times 1.4 \times 10^{-3} \times 7.52} \right)^{0.5} = 8$$

$$X_f = 8 \text{ ft}$$

Paso 6 – Determinar el tiempo de intersección de la línea de flujo lineal y radial de la gráfica, por ejemplo t_{LRi} , usando la curva $(t^* \Delta m(P))_L$.

$$t_{LRi} = 11$$

Paso 7 – Calcule la relación x_f^2/K de la Ec. (4.21).

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{11}{1207 \times 0.16 \times 4.2 \times 1.4 \times 10^{-3}} = 9.16$$

Luego calcule esta relación usando valores de K y x_f obtenido en los pasos 3 y 5, respectivamente.

$$\frac{x_f^2}{k} = \frac{(8)^2}{7.52} = 8.51$$

Las dos relaciones son aproximadamente iguales con un error del 7%, entonces los valores de K y x_f son correctos.

Paso 10 – Seleccionar cualquier valor conveniente de tiempo t_r durante el periodo de acción infinita y leer el valor correspondiente de $(\Delta m(P))_r$; luego calcule el factor de daño de la Ec (4.26).

$$tr = 21.69 , (\Delta m(P))_r = 82.79 \text{ y } (t^* \Delta m(P))_r = 30.29$$

$$s' = 0.5 \left[\frac{82.79}{30.29} - \ln \left(\frac{7.52 \times 21.69}{0.16 \times 4.2 \times 1.4 \times 10^{-3} \times 0.355^2} \right) + 7.43 \right] = -1.96$$

Paso 11 – Calcular el factor de forma C_A de la Ec. (4.19).

$$C_A = 2.2458 \left(\frac{46.8}{8} \right)^2 = 298$$

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de validar los modelos matemáticos mediante software, en modelos simulados para cada uno de los yacimientos, podemos notar que los parámetros calculados con las ecuaciones desarrolladas en dichos modelos, arrojan resultados muy cercanos a los parámetros obtenidos en los casos simulados, sin embargo, la diferencia entre usar datos de presión y datos de pseudopresión, estriba en la consideración de mas parámetros (Permeabilidades relativas, saturaciones, factor Z, movilidades, viscosidades, compresibilidades, factores volumétricos, entre otros), los cuales son sensibles a los cambios de presión y temperatura, como también suponer mas de un flujo de fluidos en el caso de la pseudopresión.

La discrepancia de los valores calculados con las ecuaciones se debe a errores acumulados sucesivamente al ser aplicados en los modelos.

Los resultados obtenidos durante los casos simulados se han tabulado en la tabla14.

Tabla 14.Tabla de resultados

PROPIEDADES DE YACIMIENTO	Caso simulado1 HOMOGENEO		Caso simulado 2 NATURAL FRACTURADO		Caso simulado 3 VERTICAL FRACTURADO		Caso de campo	
	Pi	1552.6 psia	Pi	5270 psia	Pi	5200 psia	Pi	1360 psia
	Pb	1553.6 psia	Pb	5271.6 psia	Pb	5301 psia	Pb	1372 psia
	Ø	15.7%	Ø	15%	Ø	24%	Ø	16%
	T	600 °R	T	600 °R	T	640 °R	T	580 °R
	qo	1500 Bbl/D	qo	500 Bbl/D	qo	2000 Bbl/D	qo	27 Bbl/D
	Bo	1.25 RB/STB	Bo	1.3 RB/STB	Bo	1,822 RB/STB	Bo	1.066 RB/STB
	qg	700 Mscf/D	qg	1000 Mscf/D	qg	5000 Mscf/D	qg	49 Mscf/D
	Bg	0.0092PCY/PCS	Bg	0.0032PCY/PCS	Bg	0.0035 PCY/PCS	Bg	0.0080 PCY/PCS
	h	45 ft	h	100 ft	h	50 ft	h	27 ft
	rw	0.3 ft	rw	0.3 ft	rw	0.4 ft	rw	0.355 ft
	ct	3.54x10-4 1/psia	cti	1.4x10-5 1/psia	cti	1.4x10-5 1/psia	cti	1.44x10-3 1/psia
	γ	0.9	γ	0.65	γ	0.65	γ	0.897
μi	0.633 cp	μi	2 cp	μi	0.3 cp	μi	4.2 cp	
Valores de referencia con m(P)	k (md)=	106.2	k _r (md)=	38.85	k (md)=	12.48	k(md)=	7.6
	s'='	0.1	s'='	-3.49	s'='	-2.46	s'='	4.2
	C(Mscf/psi)	5.8e-4	C(Mscf/psi)	3.4e-3	Xf (ft)=	8.5	Xf (ft)=	19.4
Resultados con P	k(md)=	65.5	k _r (md)=	200.1	k(md)=	14.16	k(md)=	5.7
	s'='	-0.5	s'='	-2.1	s'='	-2.25	s'='	4.4
	C (Mscf/psi)	3.8e-4	C (Mscf/psi)	2.8e-3	Xf (ft)=	9.4	Xf (ft)=	11.03
Resultados con m(P)	k (md)=	99.1	k _r (md)=	38.76	k (md)=	12.24	k (md)=	7.52
	s'='	-0.15	s'='	0.077	s'='	-1.95	s'='	-1.96
	C (Mscf/psi)	1.78e-3	C (Mscf/psi)	1.02e-3	Xf (ft)=	7.61	Xf (ft)=	8

7. CONCLUSIONES

Se analizaron datos de pseudopresión y derivada de pseudopresión, para sistemas multifásicos en yacimientos homogéneos, yacimientos naturalmente fracturados y pozos verticalmente fracturados en sistemas cerrados, introduciendo la función pseudopresión y aplicando la Tiab Direct Synthesis technique (TDST).

Se desarrollaron modelos matemáticos para analizar pruebas de declinación de presión en sistemas multifásicos en yacimientos homogéneos, yacimientos naturalmente fracturados y pozos verticalmente fracturados en sistemas cerrados, introduciendo la función pseudopresión.

Se validaron los modelos matemáticos para sistemas multifásicos en yacimientos homogéneos, yacimientos naturalmente fracturados y pozos verticalmente fracturados en sistemas cerrados, usando casos simulados y un caso de campo.

Al considerar sistemas multifásicos e introducir la función pseudopresión a la TDST, esta demostró que los modelos desarrollados y validados mediante software y datos de campo son altamente confiables y aplicables a pruebas reales.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda aplicar esta técnica a pruebas de presión realizadas en yacimientos de petróleo maduros y/o depletados, o que estén muy cercanos y por debajo del punto de burbuja, donde claramente se evidencie el flujo de más de un fluido o una fase, y del cual se tenga la información suficiente y confiable.

Extender la Tiab Direct Synthesis technique (TDST) para sistemas multifásicos usando la función pseudopresión en otros tipos de yacimientos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Perrine, R. L. "Analysis of Pressure Buildup Curves," *Drill. and Prod. Prac. API* (1956) 482.
2. Martin, J. C. "Simplified Equations of Flow in gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis." *Trans. AIME* (1959) Vol. 216, 309-311.
3. Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1966) 240-246; *Trans.*, AIME, Vol. 237.
4. Chu, W.C., Reynolds, A.C., Raghavan, R.: "pressure Transient Analysis of two-phase Flow problems," *SPE FORMATION EVALUATION* (April, 1986).
5. Ayan, C. and Lee, W.J.: "The Effects of Multiphase Flow on the Interpretation of Buildup Tests," Paper SPE 15537 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, LA October 5-8, 1986.
6. Raghavan, R.: "Well Test Analysis: Wells Producing by solution Gas Drive," *Sot. Pet. Eng. J.* (Aug. 1976) 196-208; *Trans.*, AIME, Vol. 261.
7. Raghavan, R.: "Well Test Analysis for Multiphase Flow," Paper SPE 14098 presented at the SPE 1986 International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, China March 17-20, 1986.

8. Aanonsen, S.I.: "Nonlinear Effects During Transient Fluid Flow in Reservoirs as Encountered in Well Test Analysis, Dissertation - Dr. Scient., Univ. of Bergen, Norway, 1985.
9. Al-Khalifah, A.J.A. Horne, R.N. and Aziz, K. "In-Place Determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis". paper SPE 16774 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference And Exhibition, Dallas, Sept. 27-30.
10. Fetkovich, M.J. "The Isochronal Testing of Oil Wells" paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas. Sept. 30-Oct. 3
11. Al Hussainy, R., Ramey, H. J. Jr., and Crawford, P. B.: "*The Flow of Real Gases Through Porous Media,*" J. Pet. Tech. (May 1966) 624-636; trans., AIME, 237.
12. Wattenbarger, R.A. and Ramey, H.J. Jr. *Gas Well Testing With Turbulence, Damage and Wellbore Storage*. JPT (Aug. 1968), p. 877; *Trans.*, AIME, 243.
13. 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.
14. Tiab, D., Azzougen, A., Escobar, F. H., and Berumen, S. "*Analysis of Pressure Derivative Data of a Finite-Conductivity Fractures by the 'Direct Synthesis Technique'.*" Paper SPE 52201 presented at the 1999 SPE Mid- Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, March 28-31, 1999 and presented at the 1999 SPE Latin American and

Caribbean Petroleum Engineering Conference held held in Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.

15. Tiab, D. “*Analysis of Pressure Derivative without Type-Curve Matching: Vertically Fractured Wells in Closed Systems*”. Journal of Petroleum Science and Engineering 11 (1994) 323-333. This paper was originally presented as SPE 26138 at the 1993 SPE Western Regional Meeting, held May 26-28, Anchorage, Alaska.
16. Rhagavan, R. “*Well Test Analysis*”. Prentice Hall. New Jersey. 1993
17. Warren, J.E. and Root, P.J. *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*. Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1963): 245-255.
18. Mavor, M.J. and Cinco-Ley, H. “*Transient Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*”. SPE paper 7977, California Regional Meeting, Ventura, CA., Apr. 18-20. 1979.
19. Bourdet, D., Ayoub, J.A., Pirard, Y.M. “Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation”. SPE FE. p 293-302. 1989.
20. Bourdet, D., Ayoub, J.A., Whittle, T.M., Pirard, Y.M. and Kniazeff, V. “*Interpreting Well Tests in Fractured Reservoirs*”. World Oil: P. 77-87. 1983.
21. Fast WellTest. TM. Version 7.0.1.31 Copyright 1987-2009. Software No: 100002. Serial No: 4P107P-N40S6-CB@00-S7ET16.
22. Escobar, F. H., “*Análisis Moderno de Pruebas de Presión*”, Universidad Surcolombiana, Neiva, Marzo 2009.