

**DETERMINACIÓN DE ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD
HORIZONTAL A PARTIR DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA
POR LA TÉCNICA DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST)**

**JORGE CUBILLOS BARREIRO
JULIÁN EDUARDO GÓMEZ LASSO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2006**

**DETERMINACIÓN DE ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD HORIZONTAL A
PARTIR DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA POR LA TÉCNICA
DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST)**

**JORGE CUBILLOS BARREIRO
JULIÁN EDUARDO GÓMEZ LASSO**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de ingeniero de petróleos**

**Director
FREDDY HUMBERTO ESCOBAR M.
Doctor en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2006**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Noviembre 24 de 2006

DEDICATORIA

Ante todo dedico este trabajo de grado a Dios por nunca dejarme desfallecer aún en las situaciones más adversas, a mi madre Aura Luz quien me ha apoyado no solo en el alcance de este gran logro sino en todas las decisiones importantes de mi vida, además de su sacrificio constante por ayudarme a salir adelante.

A todas aquellas personas que han aportado su granito de arena en situaciones en que más lo he necesitado, a mi padre Adriano, a mis hermanas, Maira y Heidi, a su esposo e hijos, a mis tías Rocío y Adela, a mis amigos incondicionales Diego, Carlos y James aunque no le halla alcanzado la vida para estar hoy aquí y a mi novia por ser incondicional y amorosa.

Jorge Cubillos

Es mi deseo dedicar este trabajo a Dios por brindarme la fortaleza y la oportunidad de vivir, a mi mamá Maria Lydia Lasso, por su infinita confianza, paciencia, y ser el ejemplo y razón de mi vida, a mi abuela por todos sus consejos y regaños, los que me sirvieron mucho.

A todas las personas que en su momento me enseñaron que lo único que se necesita para lograr algo, es querer hacerlo, y muy especialmente a Juan Gabriel Salas (Q.E.P.D.), que aunque hoy no inicies este viaje junto a nosotros, siempre navegaras a nuestro lado.

Julián E. Gómez

AGRADECIMIENTOS

A Freddy Humberto Escobar Macualo, Doctor en Ingeniería de Petróleos, profesor titular de la Universidad Surcolombiana; Director de este proyecto, por su confianza y guía en todas las etapas del proyecto.

A Luís Fernando Bonilla Master en Ingeniería de Petróleos, evaluador de este proyecto; por su colaboración en la investigación y solución del problema planteado.

A Haydeé Morales Mondragón, Ingeniera de Petróleos, profesor titular de la Universidad Surcolombiana; evaluadora de este proyecto; por su colaboración en la investigación y tiempo prestado.

Agradecimientos especiales al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, bajo el convenio 008 firmado entre esta institución y la Universidad Surcolombiana, por el soporte económico.

Al grupo de investigación en pruebas de pozo, por ofrecernos las herramientas, conocimientos y por fomentar el espíritu y anhelo por la investigación.

Al programa de ingeniería de petróleo, por su soporte y participación de la investigación realizada, a través de sus profesores, alumnos y demás colaboradores.

A la universidad Surcolombiana por acogernos en su seno durante estos años de arduo estudio.

A todos los amigos que nos vieron crecer y madurar como personas y colaboraron en nuestra formación como ingenieros.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES	16
1.1 PRUEBAS DE INTERFERENCIA	16
1.2 ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD	16
1.3 MÉTODOS CONVENCIONALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD HORIZONTAL	17
1.4 TÉCNICA DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST)	18
2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB A PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA DETERMINAR ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD HORIZONTAL	19
2.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	27
3. EJEMPLOS	29
3.1 EJEMPLO 1. (CASO DE CAMPO)	29
3.2 EJEMPLO 2 (CASO SIMULADO)	38
4. CONCLUSIONES	49

5. RECOMENDACIONES	50
NOMENCLATURA	51
BIBLIOGRAFÍA	53
ANEXOS	54

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Distribución de presión y derivada de presión adimensionales (Solución de la línea fuente)	21
Gráfica 2. ΔP vs t/r^2 para un yacimiento homogéneo e isotrópico	22
Gráfica 3. ΔP vs t/r^2 para un yacimiento homogéneo anisotrópico (Ejemplo 2)	23
Gráfica 4. ΔP vs t/r^2 para el ejemplo 1	33
Gráfica 5. Punto de intersección para el pozo 5-E del ejemplo 1	34
Gráfica 6. Punto de intersección para el pozo 1-E del ejemplo 1	35
Gráfica 7. Punto de intersección para el pozo 1-D del ejemplo 1	36
Gráfica 8. Punto de intersección para el pozo O-1 del ejemplo 2	44
Gráfica 9. Punto de intersección para el pozo O-2 del ejemplo 2	45
Gráfica 10. Punto de intersección para el pozo O-3 del ejemplo 2	46
Gráfica 11. Solución de la línea fuente (Curva Tipo)	63
Gráfica 12. Gráfico log-log ΔP vs. t de los pozos 5-E, 1-E y 1-D	65
Gráfica 13. Ajuste de las respuestas de los pozos 5-E, 1-E y 1-D con la Curva Tipo.	65

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Prueba de Interferencia para el Pozo 1-E	29
Tabla 2. Prueba de Interferencia para el Pozo 5-E	30
Tabla 3. Prueba de Interferencia para el Pozo 1-D	30
Tabla 4. Prueba de Interferencia del ejemplo 2	39

LISTA DE CUADROS

	pág
Cuadro 1. Datos generales de prueba de interferencia para ejemplo 1.	29
Cuadro 2. Comparación entre los resultados obtenidos por Ramey ⁽⁵⁾ y los del presente estudio.	38
Cuadro 3. Datos generales del yacimiento para el ejemplo 2	38
Cuadro 4. Comparación entre los resultados obtenidos por Ouandlous ⁽⁴⁾ y el presente estudio	48

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Variación de k_r con respecto a θ	24
Figura 2.. Distribución de pozos con respecto al sistema de coordenadas x - y	25
Figura 3. Distribución de pozos con respecto al semi-eje de máxima permeabilidad	25
Figura 4. Mapa isopaco para el ejemplo 1	31
Figura 5. Configuración de pozos para el ejemplo 1	32
Figura 6. Configuración de pozos para el ejemplo 2	43
Figura 7. Área de influencia de una prueba de interferencia o de pulso en un medio isotrópico	55
Figura 8. Elipse y circunferencia de permeabilidad	59
Figura 9. Influencia del grado de anisotropía sobre la forma de la elipse	60

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Pruebas de Interferencia	54
Anexo B. Anisotropía en Permeabilidad	57
Anexo C. Métodos convencionales para la determinación de la anisotropía en permeabilidad horizontal	61
Anexo D. Síntesis Directa de Tiab en Pruebas de Interferencia	70

RESUMEN

En este trabajo se plantea un método para la determinación de la anisotropía en permeabilidad horizontal en yacimientos homogéneos, el cual se basa en la aplicación de Técnica Directa de Tiab a pruebas de interferencia multipozo, se busca implementar un método rápido y de fácil aplicación, el cual no dependa de curvas tipo. El método presentado es una herramienta que permite rápida y confiablemente determinar la presencia de anisotropía, y realizar una estimación cuantitativa de los valores de máxima y mínima permeabilidad, determinar el ángulo que se forma entre el eje x y el semi-eje de máxima permeabilidad, adicionalmente evalúa la permeabilidad promedio. Con el fin de validar el método desarrollado en este estudio, se han presentado ejemplos tanto de campo como simulados, estos ejemplo cuentan con resultados obtenidos por métodos ya existentes.

ABSTRACT

A method for determination of horizontal permeability anisotropy in homogeneous reservoirs is presented in this work. This is based upon an extension of the Tiab's Direct synthesis Technique to multiwell interference tests. The idea is to find a quick, practical and easy methodology completely independent of type-curve matching. The formulated method is a very important tool which allows quickly and reliably to determine anisotropy existence and to carry out a quantitative estimation of the maximum and minimum directional permeability values and the angle formed between the x axis and the maximum permeability semi-axis, as well. Additionally, the average permeability value is re-evaluated. For the purpose of validation the proposed methodology developed in this study, two examples have been successfully solved: a field case and a simulated case.

INTRODUCCIÓN

Con la actual situación de reservas de hidrocarburos en Colombia y el mundo se hace de vital importancia realizar avances tangibles tanto a los procesos, procedimientos, técnicas y métodos existentes, tomando en cuenta esto se decide afrontar uno de los mayores retos de la industria petrolera, el cual es lograr mejoras tangibles en la caracterización de los yacimientos de hidrocarburos.

Si la permeabilidad fuera igual en todas las direcciones y puntos del yacimiento, este sería homogéneo e isotrópico, pero factores como el tipo de roca y tamaño de grano, pueden variar a través del yacimiento generando cambios en la permeabilidad, e introduciendo anisotropía.

La anisotropía representa retos tales como su identificación, ya que en algunos casos esta puede ser pasada por alto, y su cuantificación, en donde se hace necesario estimar su magnitud, ejes de máxima y mínima permeabilidad, su ángulo y grado, al presente no existen grandes avances en este sentido y los métodos utilizados para su cálculo datan de varias décadas atrás. Actualmente el método más utilizado para determinar la anisotropía es el ajuste por curvas tipo, sin embargo, el ajuste es un procedimiento tedioso, inexacto y riesgoso por ser una técnica basada en ensayo y error, en donde un desfase de tan solo un milímetro puede causar diferencias de presión de hasta 200 psi.

En este estudio se presenta un método capaz de identificar y cuantificar la anisotropía y sus componentes, para ello se ha estudiado la Técnica Directa de Tiab y su aplicación a pruebas de interferencia multipozo, y se han utilizado los valores arrojados por la técnica en una ecuación análoga a una elipse, concepto aplicado para describir la anisotropía en permeabilidad horizontal. Los valores obtenidos por el método desarrollado en este estudio son altamente representativos, ya que el mejor método para determinar la anisotropía en permeabilidad a escala del yacimiento es mediante pruebas de interferencia.

El desarrollo del trabajo está organizado de la siguiente manera: el primer capítulo corresponde a los conceptos generales sobre pruebas de interferencia, anisotropía, métodos convencionales para su determinación y la aplicación de la Técnica de Síntesis Directa el segundo capítulo se desarrolla el método para determinar y cuantificar la anisotropía en permeabilidad horizontal en un medio homogéneo, en el tercer capítulo se presentan ejemplos de campo y simulados desarrollados aplicando el método generado en este estudio, seguidamente se muestran las conclusiones a las que se ha llegado tras culminado el estudio, y finalmente se desarrollan las recomendaciones.

1. GENERALIDADES

1.1. PRUEBAS DE INTERFERENCIA

Interferencia es un término que se usa cuando la producción de un pozo causa un cambio de presión significativo en un pozo adyacente o de observación. Las pruebas de interferencia son pruebas multipozo que requieren por lo menos un pozo activo (productor o inyector) y un pozo de observación, cerrado preferiblemente en fondo para disminuir efectos de almacenamiento, en el que se mide los efectos causados por el pozo activo. Cuando la rata de producción o de inyección en el pozo activo cambia de forma cíclica, la prueba de interferencia recibe el nombre de prueba de pulso.

Estas pruebas se utilizan para establecer comunicación entre los pozos y así determinar propiedades de la formación entre pozos, dando información que no se puede obtener de pruebas simples como de restauración y de declinación de presión. Se puede incluso calcular el promedio areal de transmisibilidad, $\bar{k} h/\mu$, y el almacenamiento, $\phi c_r h$, y cuando se combinan con pruebas simples como las mencionadas anteriormente, se pueden identificar heterogeneidades como estratificaciones, orientación de fracturas y barreras locales⁽¹⁾ (Ver Anexo A).

Las pruebas de interferencia son desarrolladas para⁽²⁾:

1. Determinar conectividad del yacimiento.
2. Determinar patrones de flujo del yacimiento mediante la apertura selectiva de pozos alrededor del pozo cerrado.
3. Estimar cuantitativamente la porosidad.
4. Determinar la magnitud y naturaleza de la anisotropía del yacimiento.
5. Estimar el volumen de yacimiento.

1.2. ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD

La permeabilidad es frecuentemente una propiedad direccional, esto quiere decir que se tendrá valores distintos de permeabilidad medidos en diferentes direcciones. Durante la depositación de la arena el eje mayor de los granos se alinea en la dirección de máxima velocidad, la mayor área transversal cae en el plano horizontal reduciendo la permeabilidad perpendicular a los planos de depositación, incluso la misma redistribución de los esfuerzos en la roca hace que se presente este fenómeno.

Para un yacimiento isotrópico, la permeabilidad es un escalar, pero en los yacimientos anisotrópicos es tratada como un tensor y generalmente se asume simétrica⁽³⁾:

$$\bar{k} = \begin{pmatrix} k_x & k_{xy} \\ k_{xy} & k_y \end{pmatrix}$$

En donde \bar{k} es la permeabilidad promedio, k_x , k_y y k_{xy} son componentes del tensor de permeabilidad en un sistema de coordenadas x - y .

La permeabilidad tendrá un valor máximo, k_{max} , en una dirección determinada, y un valor mínimo, k_{min} , en dirección perpendicular. (Ver Anexo B)

1.3 MÉTODOS CONVENCIONALES PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD HORIZONTAL

En la actualidad existe una gran variedad de métodos para determinar la anisotropía en permeabilidad, pero muchos de estos se limitan a proporcionar valores puntuales, la información acerca de la permeabilidad en la región vecina al pozo se obtiene habitualmente a partir de datos de núcleos, registros de resonancia magnética nuclear (RMN) y del análisis del incremento de la presión de los ensayos (*pre-tests*) realizados con herramientas de prueba operadas con cable. Si bien estos datos, que reflejan las condiciones existentes a unas pocas pulgadas de distancia del pozo son útiles, habitualmente es necesario contar con valores de permeabilidad a una escala mucho más grande para representar la anisotropía del yacimiento. Las pruebas de interferencia multipozo ofrecen una mayor área de estudio, lo que las convierte en una herramienta de gran utilidad para caracterizar el yacimiento.

Existen muy pocos métodos para determinar anisotropía en permeabilidad a partir de pruebas de interferencia, entre estos el más reconocido y utilizado es el método de Ramey⁽⁵⁾, el cual se basa en la presión en función del tiempo y distancia (x, y, t) obtenida por la solución de la línea fuente presentada por Papadopoulos⁽⁶⁾, este método utiliza ajuste por curvas tipo, y permite determinar los semi-ejes de máxima, mínima permeabilidad y el ángulo α , es un método cuantitativo, que aparece hace más de 30 años y actualmente no ha sufrido modificaciones. (Ver Anexo C).

Alrededor del año 2000 CHEN, H.Y. y TEUFEL, L.W.⁽⁴⁾ desarrollaron un método para diagnosticar la existencia de anisotropía en permeabilidad usando datos de pruebas de interferencia de presión. Este método está basado en el análisis de una gráfica en log-log del cambio de presión versus tiempo por distancia al cuadrado (ΔP vs t/r_D^2). Adicionalmente este método permite inferir una orientación cualitativa de la anisotropía en un cuadrante de coordenadas (x, y), mediante el diagnóstico de los resultados obtenidos en

la gráfica mencionada, arrojando resultados con un rango de precisión de 45° (Ver Anexo C)

1.4 TÉCNICA DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB

La TDST es una técnica de interpretación de pruebas de presión usando un gráfico Log-Log de presión y derivada de presión contra tiempo para calcular parámetros de yacimiento y pozo sin usar curvas tipo. Esta técnica identifica los puntos característicos, líneas, tiempos de intersección y tiempos de inicio de la curva de presión y derivada, generando las ecuaciones apropiadas, y usando soluciones analíticas exactas para calcular propiedades de yacimiento y de fluido⁽⁷⁾. También se ha ampliado esta técnica al análisis de pruebas de interferencia (Ver Anexo D)

2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE LA SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB A PRUEBAS DE INTERFERENCIA PARA DETERMINAR ANISOTROPÍA EN PERMEABILIDAD HORIZONTAL

El método desarrollado en el presente estudio, asume las siguientes premisas en cuanto a las características del yacimiento:

1. Presión de yacimiento mayor al punto de burbuja, R_s constante.
2. Presión del yacimiento en equilibrio.
3. Una sola fase presente
4. Fluido ligeramente compresible de viscosidad constante.
5. Espesor de la formación constante y es penetrada totalmente por los pozos.
6. Homogeneidad en todas las propiedades de la roca excepto en la anisotropía en permeabilidad horizontal.

Desarrollo del Método:

La respuesta de presión a un tiempo y distancia dada son función de dos parámetros del yacimiento, transmisibilidad ($\bar{k} h/\mu$) y difusividad ($k_r/\mu\phi c_t$), el primero controla la escala de la presión, mientras que el segundo controla la escala tiempo-distancia. Para un determinado tiempo y espacio con $\mu\phi c_t$ constante. La distribución de presión en un yacimiento homogéneo isotrópico o anisotrópico puede ser descrita por la solución de la línea fuente en donde sus componentes adimensionales son⁽⁸⁾:

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{-r_D^2}{4t_D} \right) \quad (1)$$

Las cantidades adimensionales son definidas por:

$$P_D = \frac{\bar{k}h}{141.2qB\mu} \Delta P \quad (2)$$

$$t_D = \frac{0.0002637k_r t}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (3)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (4)$$

Nótese que la anisotropía en permeabilidad esta implícita en P_D a través de \bar{k} y en t_D a través de k_r .

La derivada de presión puede ser expresada por:

$$\frac{t_D}{r_D^2} P_D' = \frac{t_D}{r_D^2} \frac{dP_D}{d\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)} = \frac{1}{2} e^{\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right)} \quad (5)$$

Al Graficar ΔP_D y $(t_D/r_D^2 * \Delta P_D')$ vs t_D/r_D^2 , (Ver Gráfica 1), se puede determinar un punto intersección entre las dos curvas⁽¹⁾, en este estudio este punto corresponde a:

$$(t_D)_{\text{int}} = 0.57496$$

$$(\Delta P_D)_{\text{int}} = (t_D * \Delta P_D')_{\text{int}} = 0.32369$$

Tomando los valores correspondientes al punto de intersección, y reemplazándolos en las Ecs. (2) y (3) y reorganizando, se obtiene:

$$\bar{k} = 45.705 \frac{qB\mu}{h(t * \Delta P')_{\text{int}}} = 45.705 \frac{qB\mu}{h(\Delta P)_{\text{int}}} \quad (6)$$

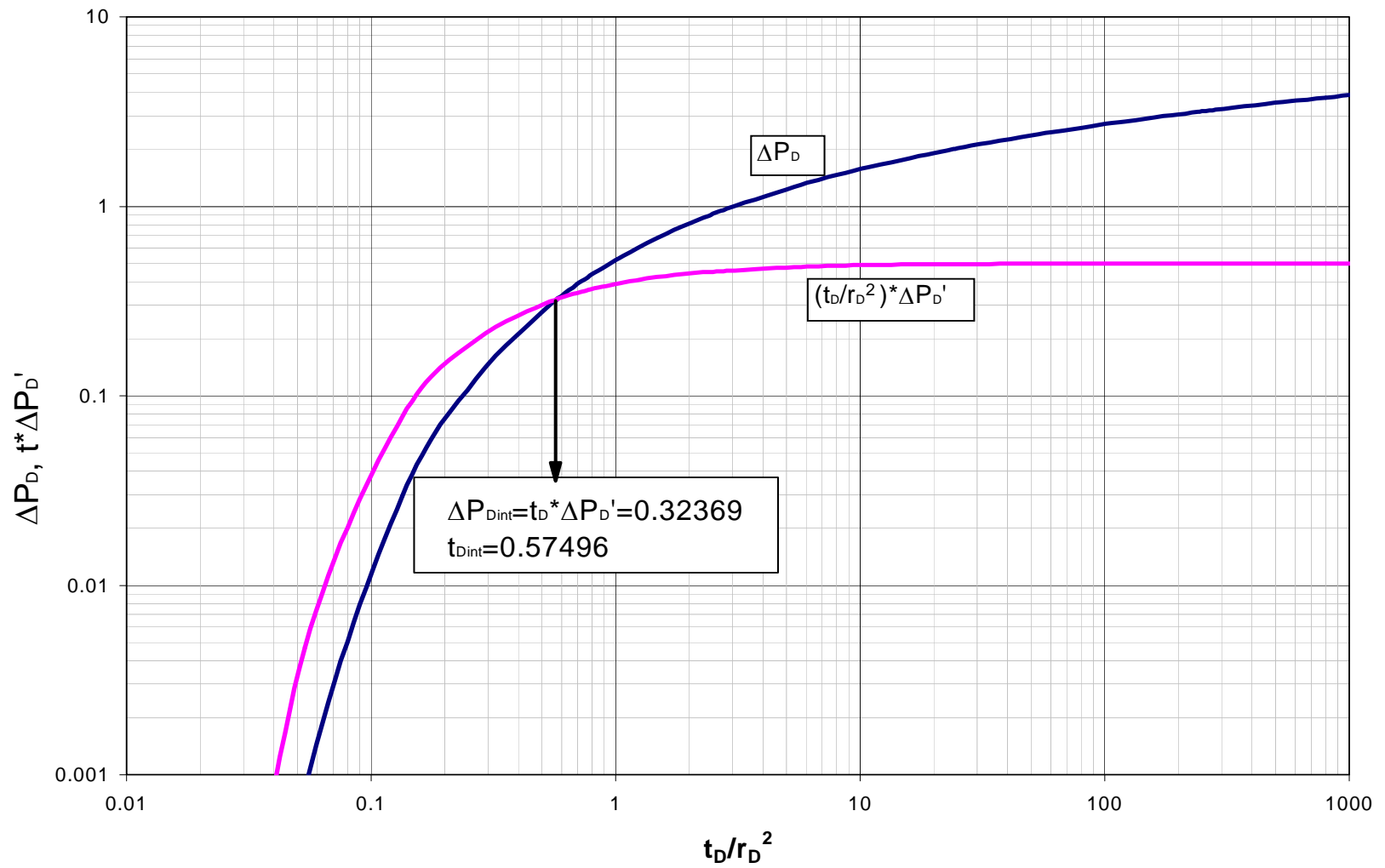
y

$$k_r = \frac{\phi c_i \mu r^2}{0.00045864 t_{\text{int}}} \quad (7)$$

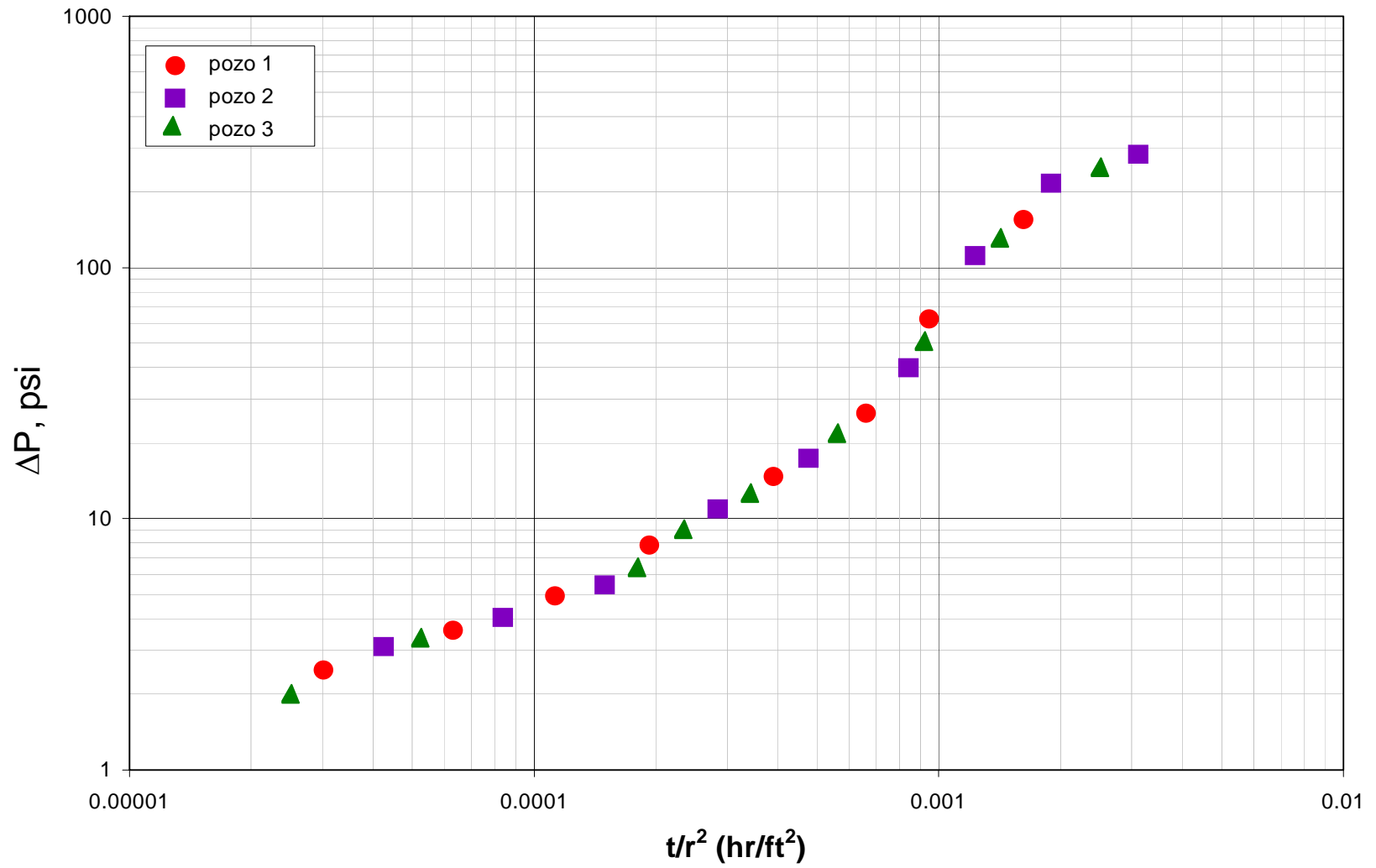
Para un yacimiento homogéneo e isotrópico $k_r = \bar{k} = \text{constante}$, al realizar una gráfica en log-log de ΔP vs. t/r^2 , se obtendrá una respuesta que coincide para todos los pozos independientemente de la su ubicación (Ver gráfica 2).

Para el caso de un yacimiento homogéneo anisotrópico, una gráfica log-log de ΔP vs. t/r^2 , revelará una variación en las respuestas de cada pozo de observación (Ver Gráfica 3), las cuales varían según el ángulo que se forme entre cada pozo y el semi-eje de máxima permeabilidad, k_{max} , así el pozo con menor ángulo θ tendrá el mayor valor de k_r y a su vez la respuesta de presión mas temprana (Ver Figura 1).

Gráfica 1. Distribución de Presión y Derivada de Presión Adimensionales (Solución de la Línea Fuente)



Gráfica 2. ΔP vs t/r^2 Para un Yacimiento Homogéneo e Isotrópico



Gráfica 3. ΔP vs t/r^2 para un yacimiento homogéneo anisotrópico (Ejemplo 2)

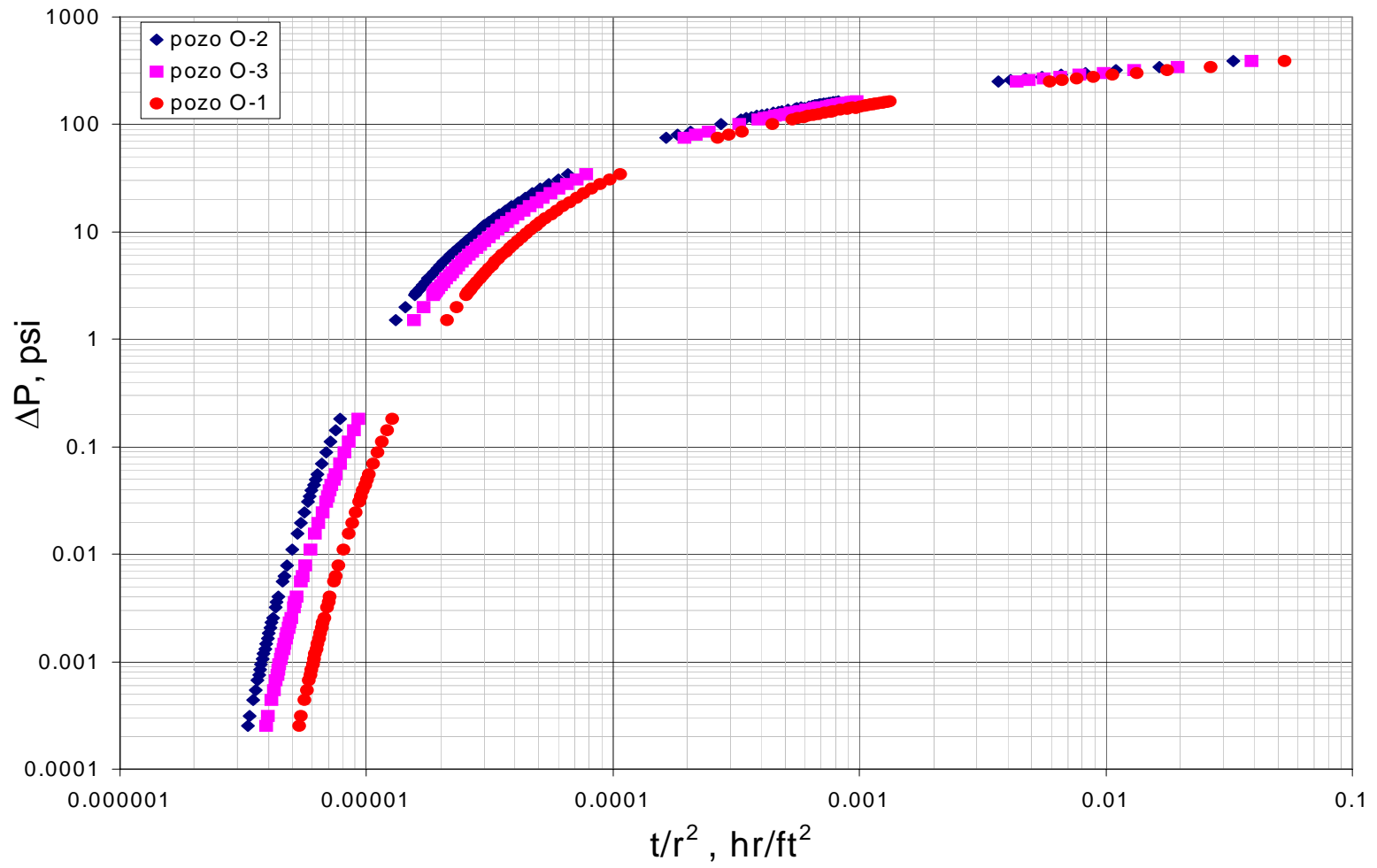
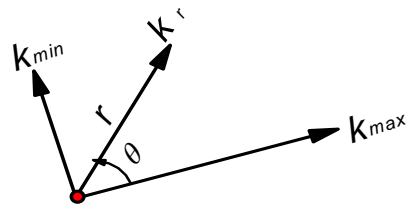


Figura 1. Variación de k_r con respecto a θ



Fuente: Referencia (9)

Ahora, realizando una Gráfica log-log de ΔP y $(t^*\Delta P')$ vs t para cada pozo, se observará un punto de intersección entre las dos curvas, el cual corresponde a $(t^*\Delta P')_{int}$ y t_{int} , este punto es característico de cada pozo de observación, y depende únicamente de la permeabilidad.

Leyendo los valores de $(t^*\Delta P')_{int}$ y t_{int} para cada pozo de observación, se puede calcular la permeabilidad radial, en un yacimiento homogéneo anisotrópico utilizando la Ec. (7)

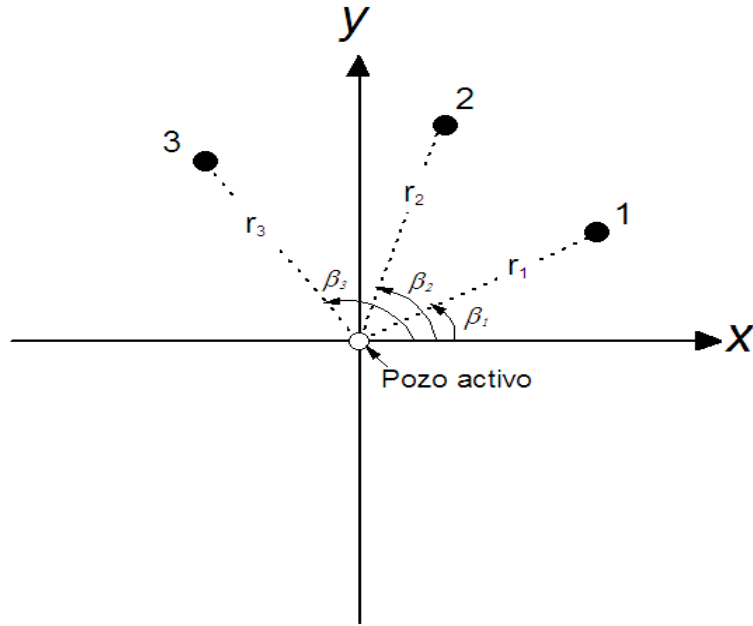
Configuración de Pozos

Una vez conocidos los valores de k_r para cada pozo, se hace necesario fijar un plano de coordenadas x - y en donde el punto origen $(0,0)$ coincida con el pozo activo. Luego se ubican los pozos de observación en el plano x - y y se determinan los ángulos de cada pozo con respecto al eje x . Este ángulo se llamará β_i donde ($i =$ pozo 1, pozo 2,...) y será positivo en sentido contrario a las manecillas del reloj. (Ver figura 2).

Seguidamente se ubican los semi-ejes de máxima y mínima permeabilidad haciendo coincidir los puntos de origen, cabe recordar que estos semi-ejes son perpendiculares entre sí. La ubicación de los ejes se hace de manera arbitraria buscando facilitar los cálculos, por ejemplo se puede hacer coincidir el eje x con el eje de uno de los pozos de observación. El ángulo formado entre el eje x y el semi-eje de máxima permeabilidad se llamará α y será positivo en sentido contrario a las manecillas del reloj (Ver figura 3).

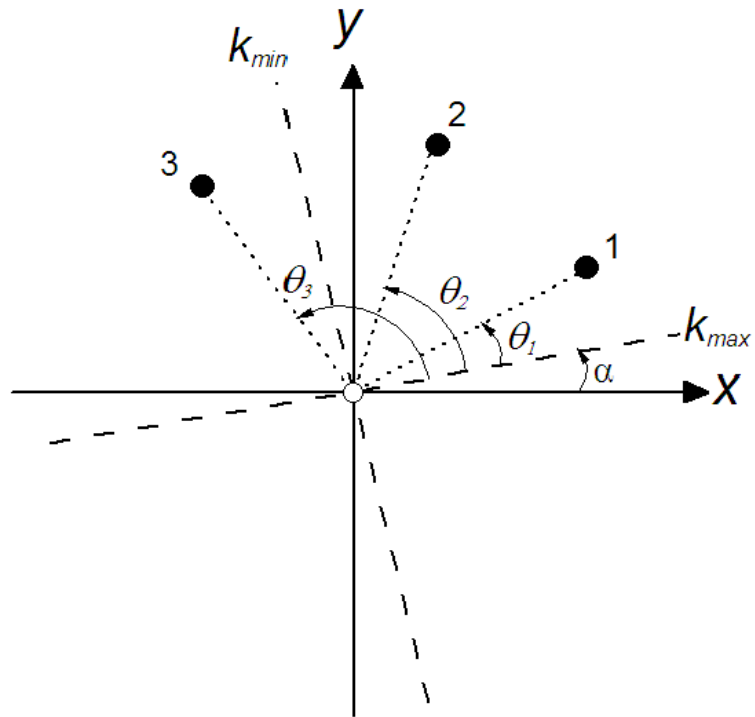
Posteriormente se determina el ángulo formado entre el semi-eje de máxima permeabilidad y cada uno de los pozos de observación, estos ángulos se llamarán θ_i y serán positivos en sentido contrario a las manecillas del reloj. (Ver figura 3).

Figura 2. Distribución de pozos con respecto al sistema de coordenadas x - y



Fuente: Referencia (9)

Figura 3. Distribución de pozos con respecto al semi-eje de máxima permeabilidad



Fuente: Referencia (9)

Las siguientes ecuaciones muestran las relaciones existentes entre (x_i, y_i) , r_i , (β_i) , (θ_i) y (α) .

$$\begin{cases} x_i \\ y_i \end{cases} = \begin{cases} r_i \cos \beta_i \\ r_i \operatorname{sen} \beta_i \end{cases} = \begin{cases} r_i \cos(\alpha - \theta_i) \\ r_i \operatorname{sen}(\alpha - \theta_i) \end{cases} \quad (8)$$

Donde

$i =$ pozo 1, pozo 2.....

$$\theta_i = \beta_i - \alpha \quad (9)$$

Calculo de k_{max} , k_{min} y α :

La siguiente ecuación la cual resulta de la analogía de la elipse de permeabilidad⁽⁸⁾ (Ver Anexo B):

$$\frac{1}{k_r} = \frac{\cos^2 \theta}{k_{max}} + \frac{\operatorname{sen}^2 \theta}{k_{min}} \quad (10)$$

Los valores de k_r han sido calculados previamente para cada pozo, por tanto, se puede plantear un sistema de ecuaciones de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{k_{ri}} = \frac{\cos^2 \theta_i}{k_{max}} + \frac{\operatorname{sen}^2 \theta_i}{k_{min}} \quad (11)$$

Donde los valores de θ_i pueden dejarse indicados en función de α y β_i como se muestra en la Ec. (9), quedando así el mismo sistema de ecuaciones pero ahora en términos de β_i y α .

$$\frac{1}{k_{ri}} = \frac{\cos^2(\beta_i - \alpha)}{k_{max}} + \frac{\operatorname{sen}^2(\beta_i - \alpha)}{k_{min}} \quad (12)$$

Donde:

k_{ri} y β_i son conocidos

Al solucionar el sistema de ecuaciones se generarán los valores correspondientes de cada variable.

Grado de Anisotropía:

Una vez conocidos los valores de k_{max} , y k_{min} se puede calcular el grado de anisotropía mediante la siguiente ecuación:

$$Ra = k_{max} / k_{min} \quad (13)$$

Determinación de \bar{k} :

Para el cálculo de la permeabilidad promedio se utilizan los valores de k_{max} , y k_{min} en la siguiente ecuación:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max} k_{min}} \quad (14)$$

2.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

Mediante el análisis de las pruebas de presión por la técnica de TDST, se ha desarrollado un procedimiento paso a paso para la determinación de la anisotropía y sus componentes en permeabilidad horizontal, el cual es descrito a continuación.

1. Determinar la presencia de anisotropía.

Hacer un gráfico log-log de ΔP vs. t/r^2 con las respuestas de los tres pozos de observación; si las tres curvas se sobreponen, se puede concluir inmediatamente que no hay presencia de anisotropía por tanto $k_r = \bar{k}$, si no es así, se continua con el paso siguiente.

2. Determinar el valor de k_{ri}

Graficar en log-log ΔP y $(t^* \Delta P')$ vs t para cada pozo. Ubicar los puntos de intersección entre las curvas de ΔP y $(t^* \Delta P')$:

t_{int} ; en el eje x ,

$(\Delta P)_{int} = (t^* \Delta P')_{int}$; en el eje y

Hallar k_r para cada pozo utilizando la Ec. (7):

$$k_{ri} = \frac{\phi c_t \mu r_i^2}{0.00045864 t_{int_i}}$$

3. Configuración de pozos

Ubicar los pozos en un sistema de coordenadas x - y con origen en el pozo activo y determinar β_i en sentido opuesto a las manecillas del reloj y los r_i , (Ver figura 2).

Indicar un ángulo α el cual es formado entre el eje x y el semi-eje de máxima permeabilidad, en sentido opuesto a las manecillas del reloj (Ver figura 3).

Indicar en términos de β_i y α los ángulos θ_i de acuerdo con la Ec. (9).

4. Planteamiento del sistema de ecuaciones.

Una vez se conocen los valores de k_{ri} , β_i y se ha indicado θ_i en función de α , se procede a plantear el sistema de ecuaciones de acuerdo con la Ec (12):

$$\frac{1}{k_{ri}} = \frac{\cos^2(\beta_i - \alpha)}{k_{\max}} + \frac{\text{sen}^2(\beta_i - \alpha)}{k_{\min}}$$

Como se tienen tres pozos de observación, resultará un sistema de tres por tres (3x3).

5. Grado de Anisotropía

Con los valores de k_{\max} y k_{\min} calcular el grado de anisotropía mediante la Ec. (13):

$$Ra = k_{\max} / k_{\min}$$

6. Determinación de \bar{k}

La permeabilidad promedio \bar{k} se halla fácilmente utilizando los valores k_{\max} y k_{\min} en Ec. (14):

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\max} k_{\min}}$$

3. EJEMPLOS

3.1 EJEMPLO 1 (CASO DE CAMPO)

El presente ejemplo fue estudiado por Ramey⁽⁵⁾ mediante la utilización de curvas tipo (Anexo C). El yacimiento estudiado presenta anisotropía y cumple con las limitaciones requeridas para la aplicación del método propuesto en este estudio; los datos generales se muestran en el Cuadro 1 y las datas de la prueba se muestran en las Tablas 1, 2 y 3. Al yacimiento se le inyecta agua con un modelo de nueve puntos (un inyector por ocho productores), (Ver figura 4). Para la prueba de interferencia el pozo activo es el pozo inyector (5-D), y los pozos productores son el 5-E, 1-E, 1-D, 1-C, 5-C, 9-C, 9-D y 9-E, de los cuales se trabaja únicamente con tres pozos como pozos de observación (5E, 1D y 1E).

Cuadro 1. Datos Generales De Prueba De Interferencia Para Ejemplo 1.

Parámetro	Valor	Unidades
ϕ	20	%
μ	1	cP
C_t	7.95×10^{-6}	1/Psi
r_w	0.563	ft
B	1	RB/STB
P_i	240	Psi
q	-115	STB/D
r_{1D}	475	ft
r_{5E}	475	ft
r_{1E}	700	ft

Fuente: Referencia (5)

Tabla 1. Prueba De Interferencia Para El Pozo 1-E

Tiempo, hrs	t/r^2 , hr/ft ²	ΔP , psi	$t^* \Delta P'$, psi*
25.5	5.2041E-05	3	2.719
47	9.5918E-05	5	8.198
72	0.00014694	11	11.31
95	0.00019388	13	4.573
115	0.00023469	16	-0.316
125	0.0002551	16	-1.332
142	0.0002898	13	-5.287

<<Continuación de la Tabla 1.>>

192	0.00039184	10	-10.278
215	0.00043878	10	-9.463
240	0.0004898	6	-7.352
295	0.00060204	5.8	-5.68

* Datos obtenidos utilizando el software TDST vr 3.0
Fuente: Referencia (5)

Tabla 2. Prueba De Interferencia Para El Pozo 5-E

Tiempo, hrs	t/r^2, hr/ft²	ΔP, psi	$t*\Delta P'$, psi*
21	9.3075E-05	4	5.242
47	0.00020831	11	11.502
72	0.00031911	16.3	13.486
94	0.00041662	21.2	8.21
115	0.0005097	22	3.289
122	0.00054072	25	1.738
140	0.0006205	22.3	-2.009
188	0.00083324	19.2	-7.961
210	0.00093075	18	-11.644
285	0.00126316	15	-12.573

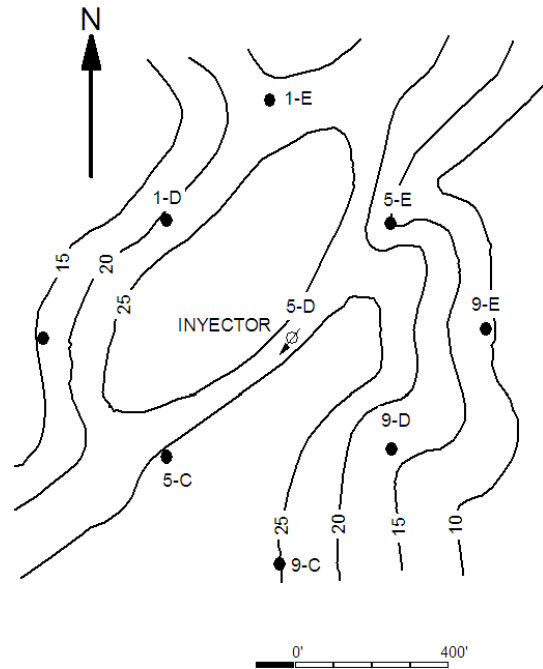
* Datos obtenidos utilizando el software TDST vr 3.0
Fuente: Referencia (5)

Tabla 3. Prueba De Interferencia Para El Pozo 1-D

Tiempo, hrs	t/r^2, hr/ft²	ΔP, psi	$t*\Delta P'$, psi*
23.5	0.00010415	6.7	6.688
28.5	0.00012632	7.2	8.681
51	0.00022604	15	13.925
77	0.00034127	20	9.177
95	0.00042105	25	2.016
119	0.00052742	24	-5.68
125	0.00055402	23.2	-7.112
141	0.00062493	19	-11.066
163	0.00072244	18	-14.839
290	0.00128532	10	-5.937

* Datos obtenidos utilizando el software TDST vr 3.0
Fuente: Referencia (5)

Figura 4. Mapa isopaco para el ejemplo 1



Fuente: Referencia (5)

Con los datos anteriores se procede con el paso a paso que se desarrolló en el capítulo anterior:

1. Determinar la presencia de anisotropía:

Como se muestra en la Gráfica 4 de ΔP vs. t/r^2 , se observa un comportamiento distinto en las respuestas de presión para cada pozo de observación, lo cual comprueba la presencia de anisotropía en el yacimiento.

2. Determinar el valor de k_{ri} :

De las gráficas 5, 6, 7 para los pozos 5-E, 1-E y 1-D respectivamente, se ubicaron los puntos de intersección entre las curvas de ΔP y $(t^* \Delta P')$ y se determinó:

$$\Delta P_{\text{int } 5-E} = (t^* \Delta P')_{\text{int } 5-E} = 12.8 \text{ psi}$$

$$t_{\text{int } 5-E} = 53.0 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_{\text{int } 1-E} = (t^* \Delta P')_{\text{int } 1-E} = 11.0 \text{ psi}$$

$$t_{\text{int } 1-E} = 73.0 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_{\text{int } 1-D} = 13.0 \text{ psi}$$

$$t_{\text{int } 1-D} = 43.0 \text{ hrs}$$

Se halló k_r para cada pozo utilizando la Ec. (7), y los datos suministrados en el cuadro 1.

$$k_{r\ 5-E} = 14.7583 \text{ md}$$

$$k_{r\ 1-E} = 23.2701 \text{ md}$$

$$k_{r\ 1-D} = 18.1965 \text{ md}$$

3. Configuración de pozos

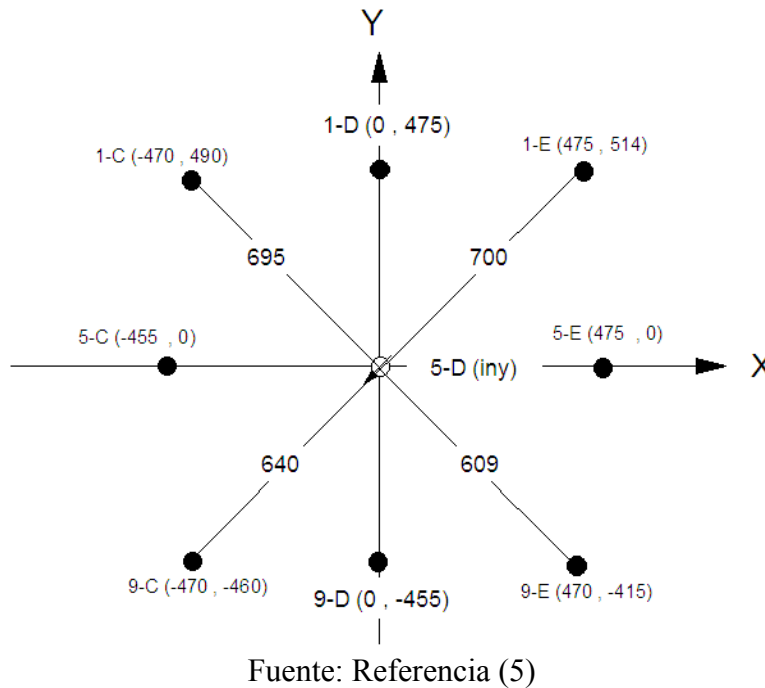
La ubicación de los pozos en el sistema de coordenadas x - y con origen en el pozo inyector 5-D se ilustra en la Figura 5. con base en ello, se determinó los β_i :

$$\beta_{1-D} = 90^\circ$$

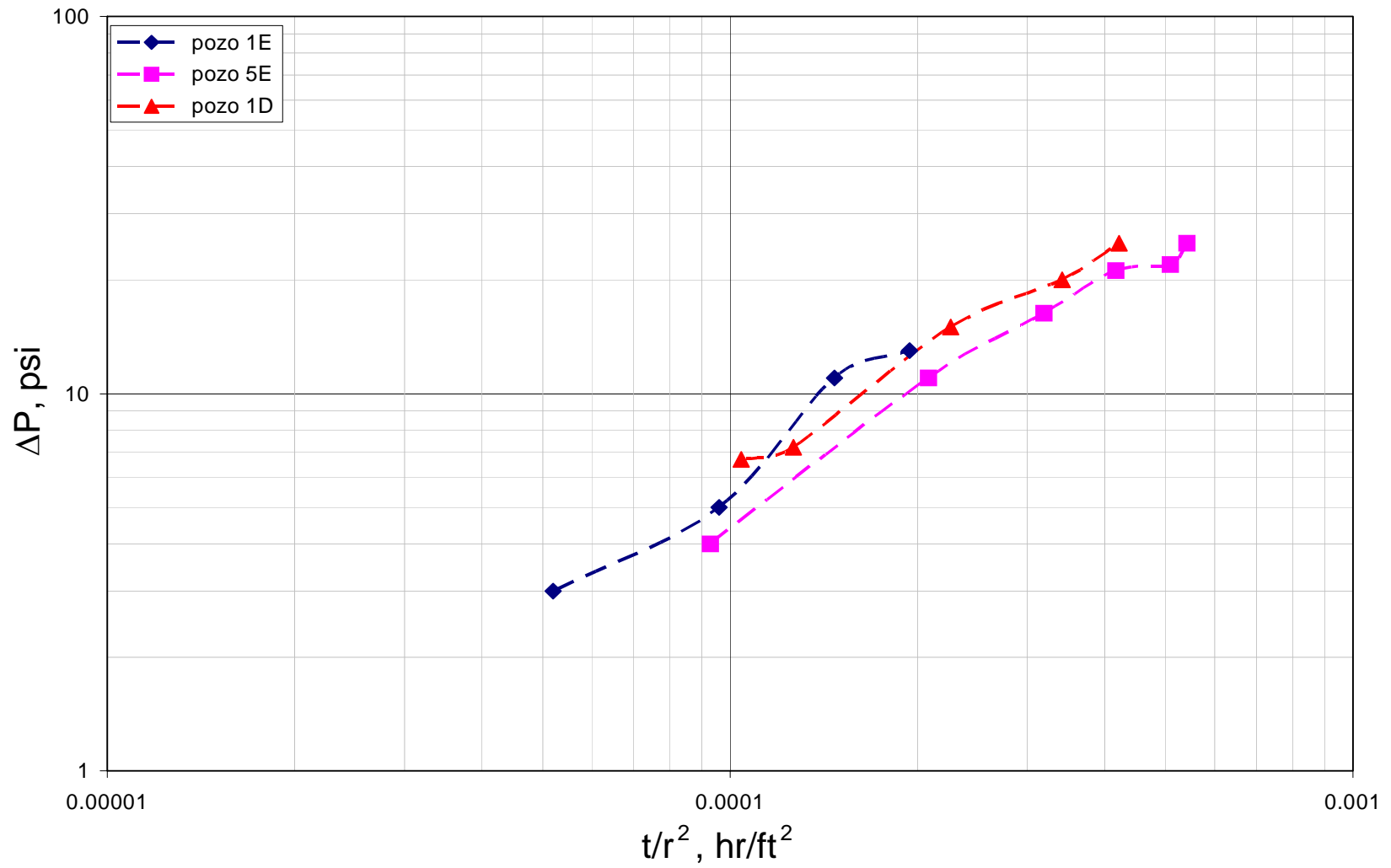
$$\beta_{5-E} = 0^\circ$$

$$\beta_{1-E} = 47^\circ$$

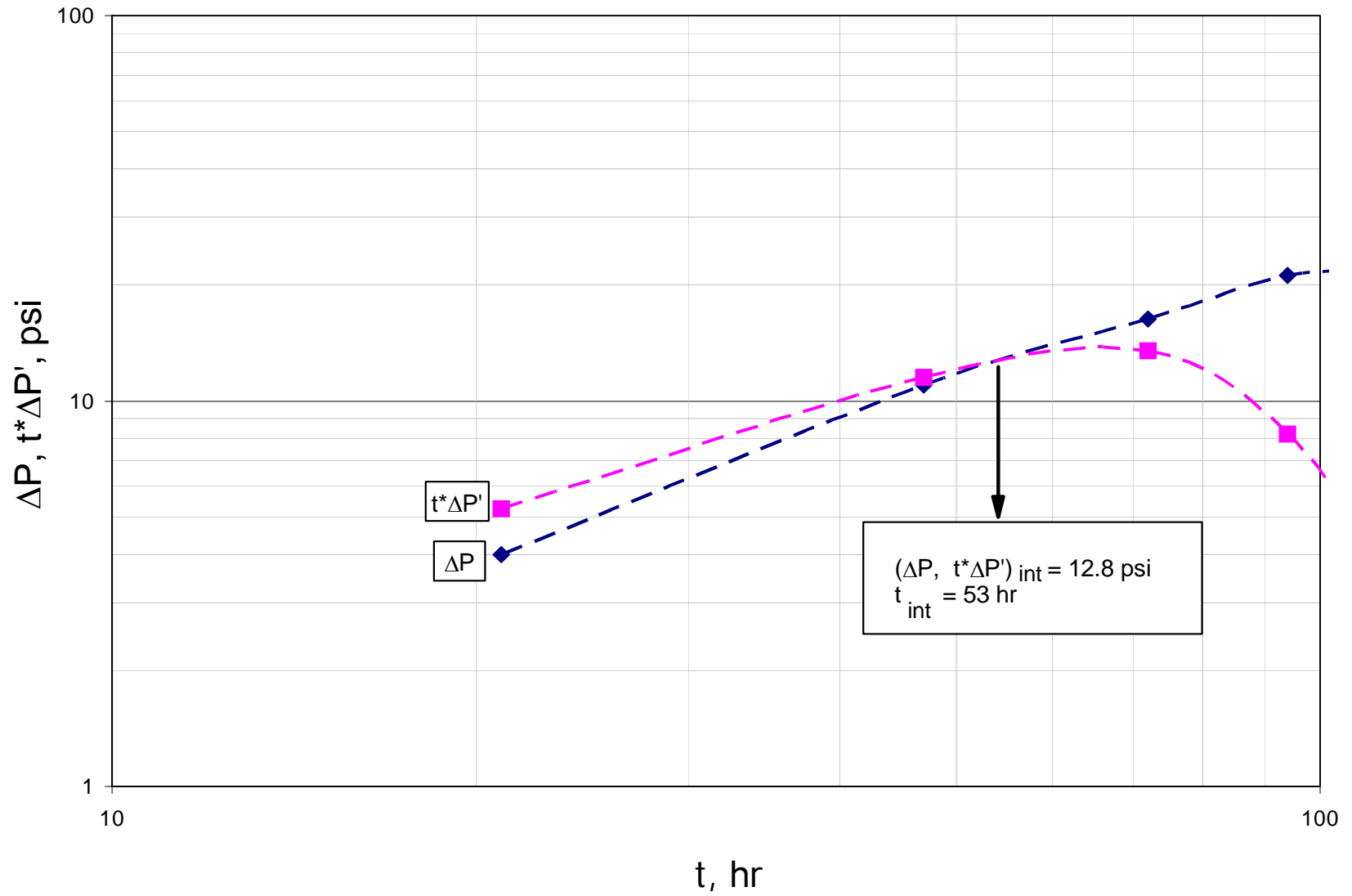
Figura 5. Configuración de pozos para el ejemplo 1



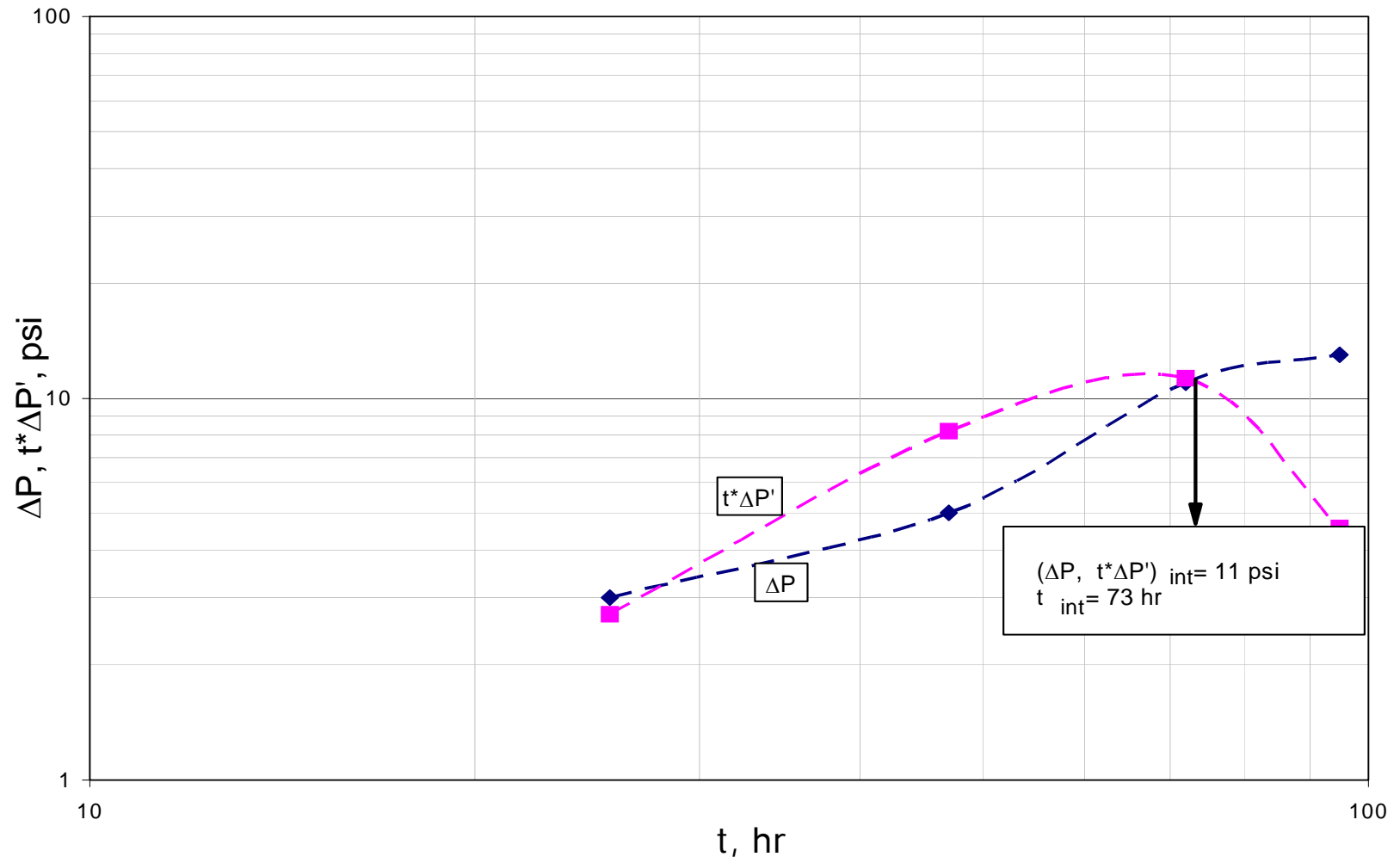
Gráfica 4. ΔP vs t/r^2 para el ejemplo 1



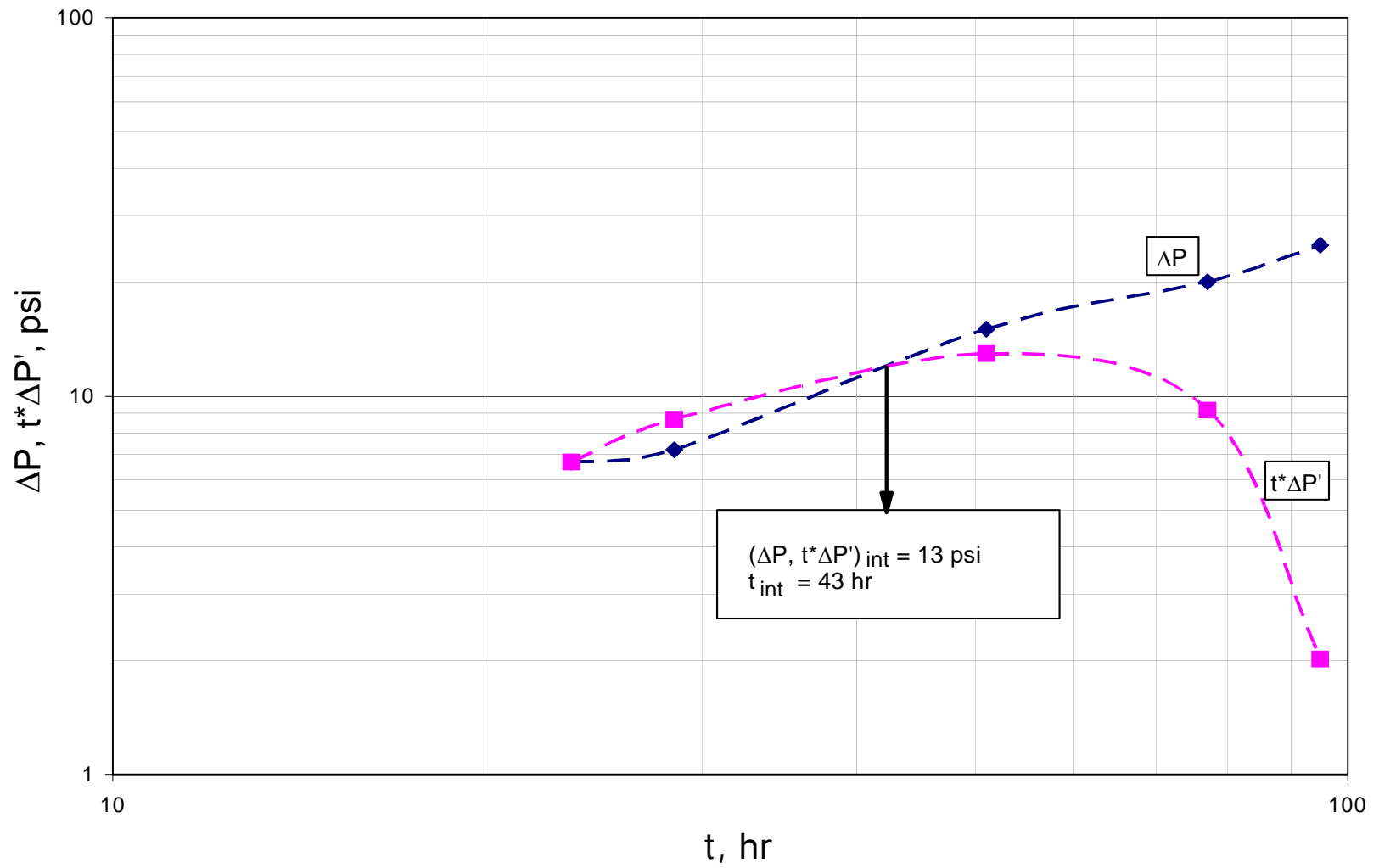
Gráfica 5. Punto de intersección para el pozo 5-E del ejemplo 1



Gráfica 6. Punto de intersección para el pozo 1-E del ejemplo 1



Gráfica 7. Punto de intersección para el pozo 1-D del ejemplo 1



4. planteamiento del sistema de ecuaciones.

Una vez conocidos los valores de k_{ri} y β_i se dispone a plantear el sistema de ecuaciones de acuerdo con la Ec. (12), como se muestra a continuación:

$$\frac{1}{14.7583} = \frac{\cos^2(0^\circ - \alpha)}{k_{\max}} + \frac{\sin^2(0^\circ - \alpha)}{k_{\min}}$$

$$\frac{1}{23.2701} = \frac{\cos^2(47^\circ - \alpha)}{k_{\max}} + \frac{\sin^2(47^\circ - \alpha)}{k_{\min}}$$

$$\frac{1}{18.1965} = \frac{\cos^2(90^\circ - \alpha)}{k_{\max}} + \frac{\sin^2(90^\circ - \alpha)}{k_{\min}}$$

Para el caso particular de este estudio, se utilizó el software MATLAB 6.5. para la solución numérica del sistema de ecuaciones.

Los valores calculados se muestran a continuación:

$$k_{\max} = 23.6553 \text{ md}$$

$$k_{\min} = 12.4287 \text{ md}$$

y el ángulo

$$\alpha = 54.78^\circ$$

4. Grado de Anisotropía

Se calculó mediante la Ec. (13).

$$Ra = 1.9$$

5. Determinación de \bar{k}

Mediante la Ec. (14).

$$\bar{k} = 17.1466 \text{ md}$$

Resultados

El cuadro 2 se comparan los resultados obtenidos en este estudio con los obtenidos por Ramey⁽⁵⁾ utilizando el método de curvas tipo.

Cuadro 2. Comparación entre los resultados obtenidos por Ramey⁽⁵⁾ y los del presente estudio.

Método de análisis	k_{max} , md	k_{min} , md	\bar{k} , md	α , grados
Propuesto en este estudio	23.6	12.4	17.1	54.7
Curvas tipo de Ramey ⁽⁵⁾	21.1	13.5	16.9	62.1
Método de regresión no lineal ^{5,10}	17.2	12.7	14.8	59.3

3.2 EJEMPLO 2 (CASO SIMULADO)

Este ejemplo se ha tomado de un caso simulado por Ouandlous⁽⁴⁾, en su tesis de maestría. Este caso presenta un yacimiento homogéneo anisotrópico que igualmente cumple con las limitaciones dichas en el capítulo anterior para la aplicación del método propuesto. Para la prueba de interferencia se tomaron cuatro (4) pozos, uno activo (productor) y los restantes como pozos de observación (cerrados), el pozo activo produjo a una rata constante de 425 STB/D durante la prueba. Los pozos de observación, son llamados Pozo O-1, Pozo O-2 y Pozo O-3, como se muestra en la Figura 6. Los datos generales de yacimiento se muestran en el Cuadro 3. y las datas de la prueba de interferencia se muestran en la Tabla 4. para cada uno de los pozos de observación.

Cuadro 3. Datos generales del yacimiento para el ejemplo 2

Parámetro	Valor	Unidades
ϕ	12	%
μ	0.8	cP
C_t	8.3×10^{-6}	1/Psi
r_w	0.27	ft
B	1.12	RB/STB
q	425	STB/D
r_{o-1}	300	ft
r_{o-2}	424.26	ft
r_{p-3}	300	ft

Fuente: Referencia (4)

Tabla 4. Prueba de interferencia del ejemplo 2.

ΔP , psi	POZO O-1		POZO O-2		POZO O-3	
	t , horas	$t^*\Delta P^*$, psi*	t , horas	$t^*\Delta P^*$, psi*	T , horas	$t^*\Delta P^*$, psi*
0.000253	0.4792	0.02	0.5929	0.02	0.3514	0.02
0.000315	0.489	0.023	0.605	0.023	0.3585	0.023
0.000438	0.5045	0.029	0.6241	0.029	0.3699	0.029
0.000546	0.5153	0.033	0.6376	0.033	0.3778	0.033
0.000677	0.5266	0.038	0.6516	0.038	0.3861	0.038
0.000756	0.5325	0.041	0.6588	0.041	0.3904	0.041
0.000848	0.5385	0.044	0.6662	0.044	0.3948	0.044
0.000945	0.5446	0.047	0.6738	0.047	0.3993	0.047
0.001055	0.5508	0.051	0.6815	0.051	0.4039	0.051
0.001183	0.5572	0.054	0.6895	0.054	0.4086	0.054
0.001317	0.5638	0.058	0.6976	0.058	0.4134	0.058
0.001476	0.5705	0.063	0.7059	0.063	0.4183	0.063
0.001646	0.5774	0.067	0.7144	0.067	0.4233	0.067
0.001842	0.5844	0.072	0.7231	0.072	0.4285	0.072
0.002055	0.5916	0.078	0.732	0.078	0.4338	0.078
0.002299	0.599	0.083	0.7412	0.083	0.4392	0.083
0.002567	0.6066	0.089	0.7505	0.089	0.4448	0.089
0.003208	0.6224	0.103	0.77	0.103	0.4563	0.103
0.003592	0.6306	0.111	0.7802	0.111	0.4623	0.111
0.004012	0.639	0.12	0.7906	0.12	0.4685	0.12
0.005622	0.6656	0.149	0.8235	0.149	0.488	0.149
0.006281	0.675	0.16	0.8351	0.16	0.4949	0.16
0.007866	0.6945	0.188	0.8593	0.188	0.5092	0.188
0.011098	0.7261	0.278	0.8984	0.278	0.5324	0.278
0.01555	0.7607	0.376	0.9412	0.376	0.5577	0.376
0.019574	0.7856	0.447	0.972	0.447	0.576	0.447
0.024636	0.8123	0.522	1.005	0.522	0.5955	0.522
0.031038	0.8408	0.603	1.0402	0.603	0.6164	0.603
0.034819	0.8558	0.646	1.0588	0.646	0.6274	0.646
0.039088	0.8713	0.69	1.0781	0.69	0.6389	0.69
0.043844	0.8875	0.736	1.098	0.736	0.6507	0.736
0.049332	0.9042	0.783	1.1187	0.783	0.663	0.783
0.055369	0.9216	0.832	1.1403	0.832	0.6757	0.832
0.070126	0.9585	0.936	1.1859	0.936	0.7027	0.936
0.08842	0.9984	1.049	1.2353	1.049	0.732	1.049

<<continuación de la Tabla 4>>

0.112202	1.0418	1.171	1.289	1.171	0.7638	1.171
0.142691	1.0892	1.304	1.3476	1.304	0.7986	1.304
0.181108	1.141	1.449	1.4117	1.449	0.8366	1.449
1.518381	1.9169	5.735	2.3717	5.735	1.4055	5.735
1.981823	2.0836	6.734	2.578	6.734	1.5277	6.734
2.597712	2.282	7.978	2.8235	7.978	1.6732	7.978
2.670887	2.304	8.12	2.8506	8.12	1.6893	8.12
2.744062	2.3263	8.264	2.8783	8.264	1.7057	8.264
2.823335	2.3492	8.413	2.9065	8.413	1.7224	8.413
2.902608	2.3724	8.564	2.9353	8.564	1.7394	8.564
2.981881	2.3961	8.718	2.9647	8.718	1.7568	8.718
3.195308	2.4576	9.138	3.0407	9.138	1.8019	9.138
3.427029	2.5223	9.594	3.1207	9.594	1.8493	9.594
3.677043	2.5904	10.033	3.205	10.033	1.8993	10.033
3.945352	2.6624	10.495	3.2941	10.495	1.952	10.495
4.238052	2.7384	11.008	3.3882	11.008	2.0078	11.008
4.555143	2.819	11.536	3.4878	11.536	2.0669	11.536
4.890529	2.9044	12.087	3.5935	12.087	2.1295	12.087
5.262502	2.9952	12.714	3.7058	12.714	2.196	12.714
5.664964	3.0918	13.37	3.8254	13.37	2.2669	13.37
6.097916	3.1949	14.016	3.9529	14.016	2.3425	14.016
6.585749	3.305	14.673	4.0892	14.673	2.4232	14.673
7.073583	3.4231	15.383	4.2352	15.383	2.5098	15.383
7.622395	3.5498	16.124	4.3921	16.124	2.6027	16.124
8.232187	3.6864	16.897	4.561	16.897	2.7028	16.897
8.902957	3.8338	17.688	4.7435	17.688	2.8109	17.688
9.634707	3.9936	18.544	4.9411	18.544	2.9281	18.544
10.48842	4.1672	19.467	5.1559	19.467	3.0554	19.467
11.34212	4.3566	20.417	5.3903	20.417	3.1943	20.417
11.52506	4.3966	20.616	5.4398	20.616	3.2236	20.616
12.31779	4.5641	21.402	5.647	21.402	3.3464	21.402
13.35444	4.7923	22.426	5.9293	22.426	3.5137	22.426
14.57402	5.0445	23.511	6.2414	23.511	3.6986	23.511
15.85458	5.3247	24.683	6.5881	24.683	3.9041	24.683
17.31808	5.638	25.936	6.9757	25.936	4.1337	25.936
18.96452	5.9903	26.974	7.4117	26.974	4.3921	26.974
20.73291	6.3897	27.727	7.9058	27.727	4.6849	27.727

<<continuación de la Tabla 4>>

22.80621	6.8461	28.521	8.4705	28.521	5.0195	28.521
25.12341	7.3727	29.497	9.1221	29.497	5.4057	29.497
27.68454	7.9871	30.62	9.8822	30.62	5.8561	30.62
30.67252	8.7132	31.921	10.7806	31.921	6.3885	31.921
34.14833	9.5845	33.496	11.8587	33.496	7.0274	33.496
74.577513	23.9614	52.501	29.6467	52.501	17.5684	52.501
79.8827	26.6238	53.547	32.9407	53.547	19.5204	53.547
85.919636	29.9517	54.506	37.0583	54.506	21.9605	54.506
101.22541	39.9356	53.825	49.4111	53.825	29.2807	53.825
111.16501	47.9227	55.003	59.2933	55.003	35.1368	55.003
113.97005	50.445	54.537	62.414	54.537	36.9861	54.537
117.01901	53.2475	55.885	65.8815	55.885	39.0409	55.885
119.51915	55.7241	56.226	68.9457	56.226	40.8567	56.226
122.20224	58.4424	56.454	72.3089	56.454	42.8497	56.454
125.00728	61.4394	56.58	76.0171	56.58	45.0472	56.58
127.99526	64.7605	56.529	80.1261	56.529	47.4821	56.529
131.16617	68.4611	56.796	84.7048	56.796	50.1954	56.796
132.81261	70.4746	56.997	87.1961	56.997	51.6718	56.997
136.28842	74.8793	56.226	92.6458	56.226	54.9012	56.226
139.94717	79.8712	54.304	98.8222	54.304	58.5613	54.304
140.92284	81.225	53.873	100.4972	53.873	59.5539	53.873
142.5083	87.1323	52.049	107.8061	52.049	63.8851	52.049
142.93515	84.075	52.978	104.0234	52.978	61.6435	52.978
147.14271	90.4203	51.175	111.8742	51.175	66.2958	51.175
149.33796	93.9662	50.295	116.2614	50.295	68.8957	50.295
150.49657	95.8455	49.838	118.5867	49.838	70.2736	49.838
151.65517	97.8015	49.408	121.0068	49.408	71.7077	49.408
152.87475	99.8391	48.977	123.5278	48.977	73.2016	48.977
154.09434	101.9633	48.542	126.156	48.542	74.7591	48.542
155.31392	104.1799	48.121	128.8985	48.121	76.3843	48.121
156.59448	106.495	47.682	131.763	47.682	78.0818	47.682
157.93602	108.9153	47.278	134.7576	47.278	79.8563	47.278
159.27757	111.4482	46.864	137.8915	46.863	81.7135	46.864
160.61911	114.1018	46.458	141.1746	46.458	83.659	46.458
162.08261	116.8847	46.08	144.6179	46.08	85.6995	46.08
163.48513	119.8069	45.722	148.2333	45.722	87.842	45.722
252.57568	532.4749	75.278	658.8148	75.278	390.4087	75.278

<<continuación de la Tabla 4.>>

259.71024	599.0343	73.777	741.1666	73.777	439.2098	73.777
267.82047	684.6106	70.542	847.0475	70.542	501.9541	70.542
277.15028	798.7124	64.724	988.2221	64.724	585.6131	64.724
288.18751	958.4549	60.659	1185.867	60.659	702.7357	60.659
301.72488	1198.069	59.621	1482.333	59.621	878.4197	59.621
319.2259	1597.425	59.274	1976.444	59.274	1171.226	59.274
343.86148	2396.137	58.364	2964.666	58.364	1756.839	58.364
386.12004	4792.274	88.083	5929.333	88.083	3513.679	88.083

* Valores obtenidos utilizando el software TDST. vr3.0.

Fuente: Referencia (4)

Con los datos anteriores se procede con el paso a paso que se desarrolló en el capítulo anterior:

1. Determinar la presencia de anisotropía:

Como se muestra en la gráfica 3 de ΔP vs. t/r^2 , se observa un comportamiento distinto en las respuestas de presión para cada pozo de observación, lo cual comprueba la presencia de anisotropía en el yacimiento.

2. Determinar el valor de k_{ri} :

De las graficas 8, 9, 10 para los pozos O-1, O-2 y O-3 respectivamente, se ubicaron los puntos de intersección entre las curvas de ΔP y $(t*\Delta P')$ y se determinó:

$$\Delta P_{\text{int O-1}} = (t*\Delta P')_{\text{int O-1}} = 33.496 \text{ psi}$$

$$t_{\text{int O-1}} = 9.5845 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_{\text{int O-2}} = (t*\Delta P')_{\text{int O-2}} = 33.496 \text{ psi}$$

$$t_{\text{int O-2}} = 11.8587 \text{ hrs}$$

$$\Delta P_{\text{int O-3}} = (t*\Delta P')_{\text{int O-3}} = 33.496 \text{ psi}$$

$$t_{\text{int O-2}} = 7.0274 \text{ hrs}$$

Se halló k_r para cada pozo utilizando la Ec. (7), y los datos suministrados en el cuadro 3.

$$k_{r \text{ O-1}} = 16.3136 \text{ md}$$

$$k_{r \text{ O-2}} = 26.4617 \text{ md}$$

$$k_{r \text{ O-3}} = 22.2498 \text{ md}$$

3. Configuración de pozos

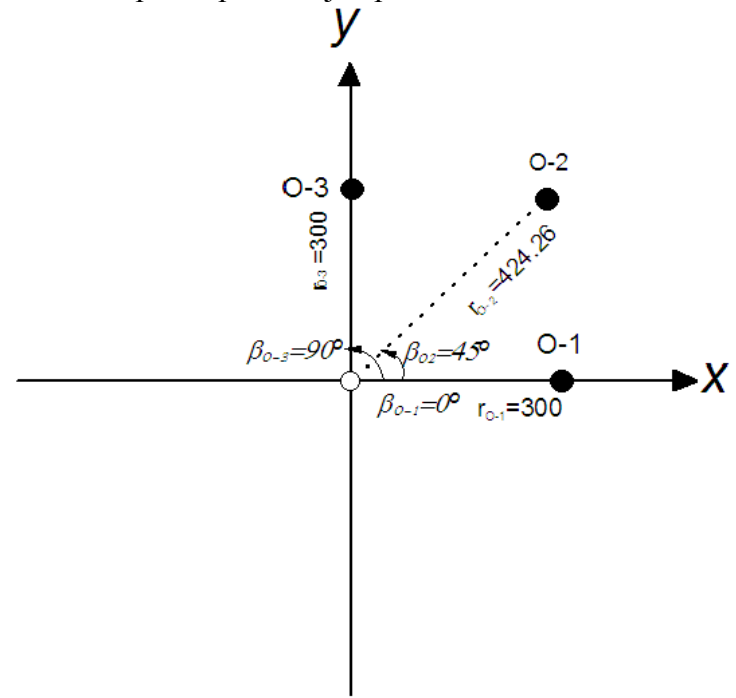
La ubicación de los pozos en el sistema de coordenadas x - y con origen en el pozo activo se ilustra en la Figura 6. con base en ello, se determinó los β_i :

$$\beta_{O-1} = 0^\circ$$

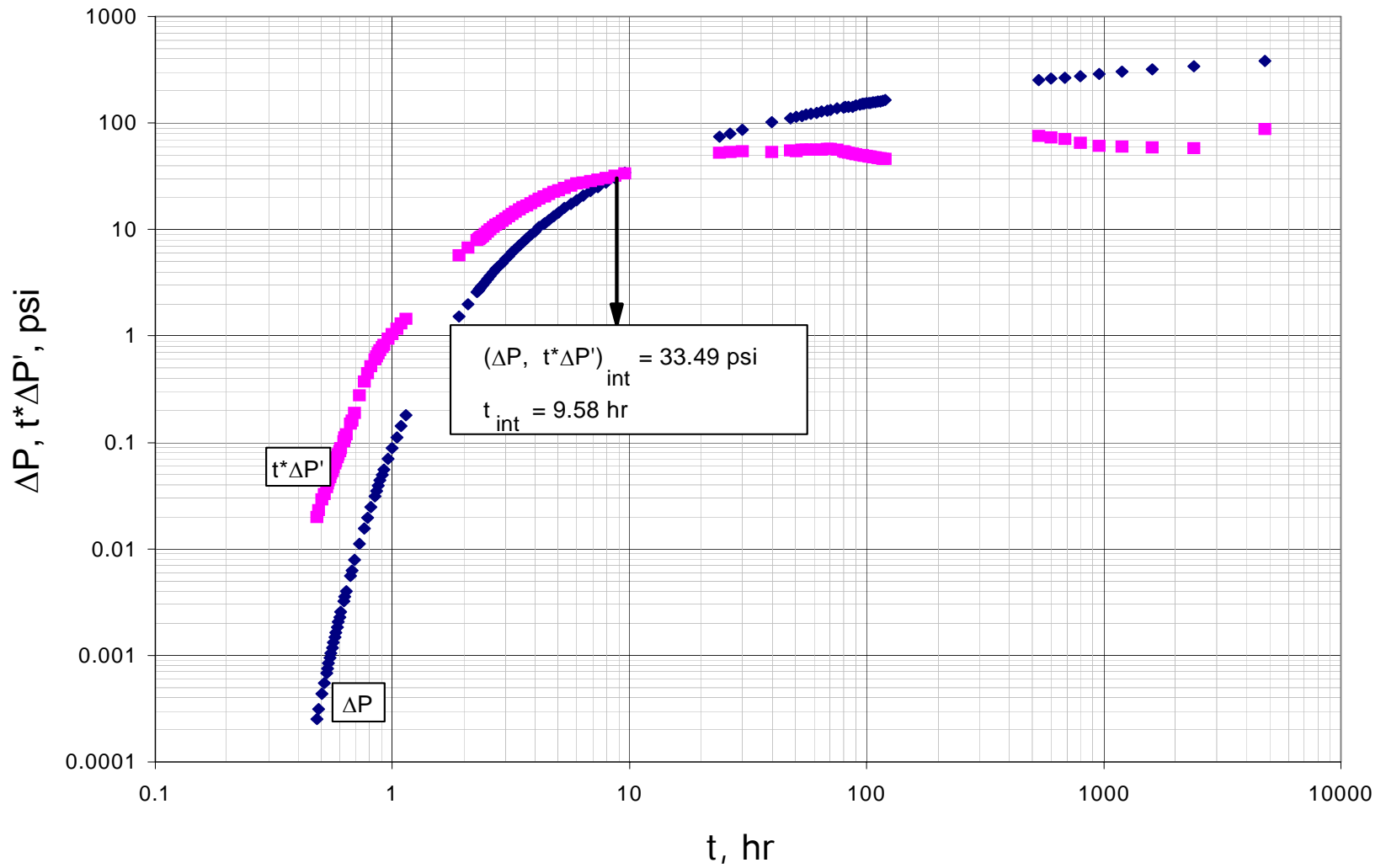
$$\beta_{O-2} = 45^\circ$$

$$\beta_{O-3} = 90^\circ$$

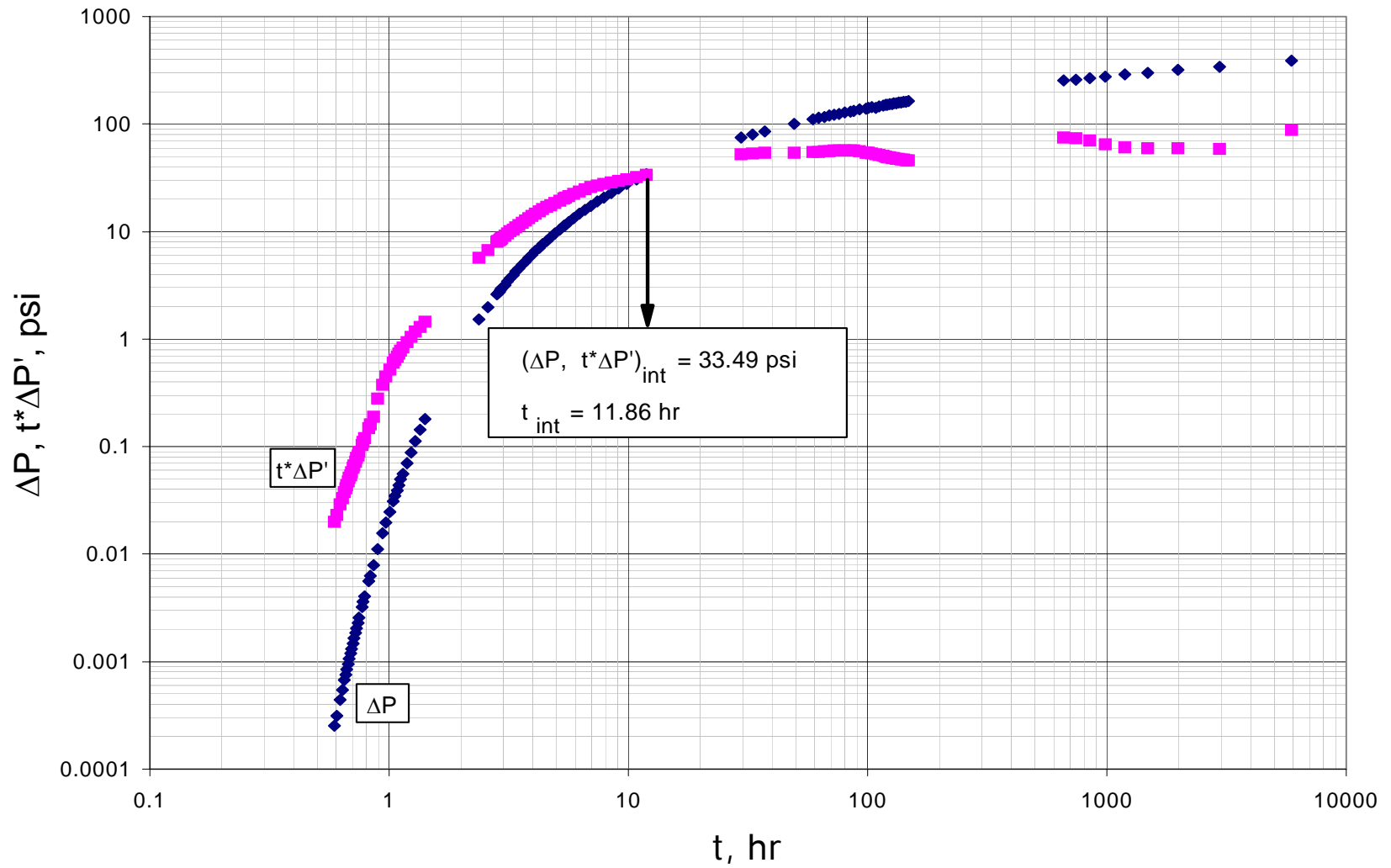
Figura 6. Configuración de pozos para el ejemplo 2



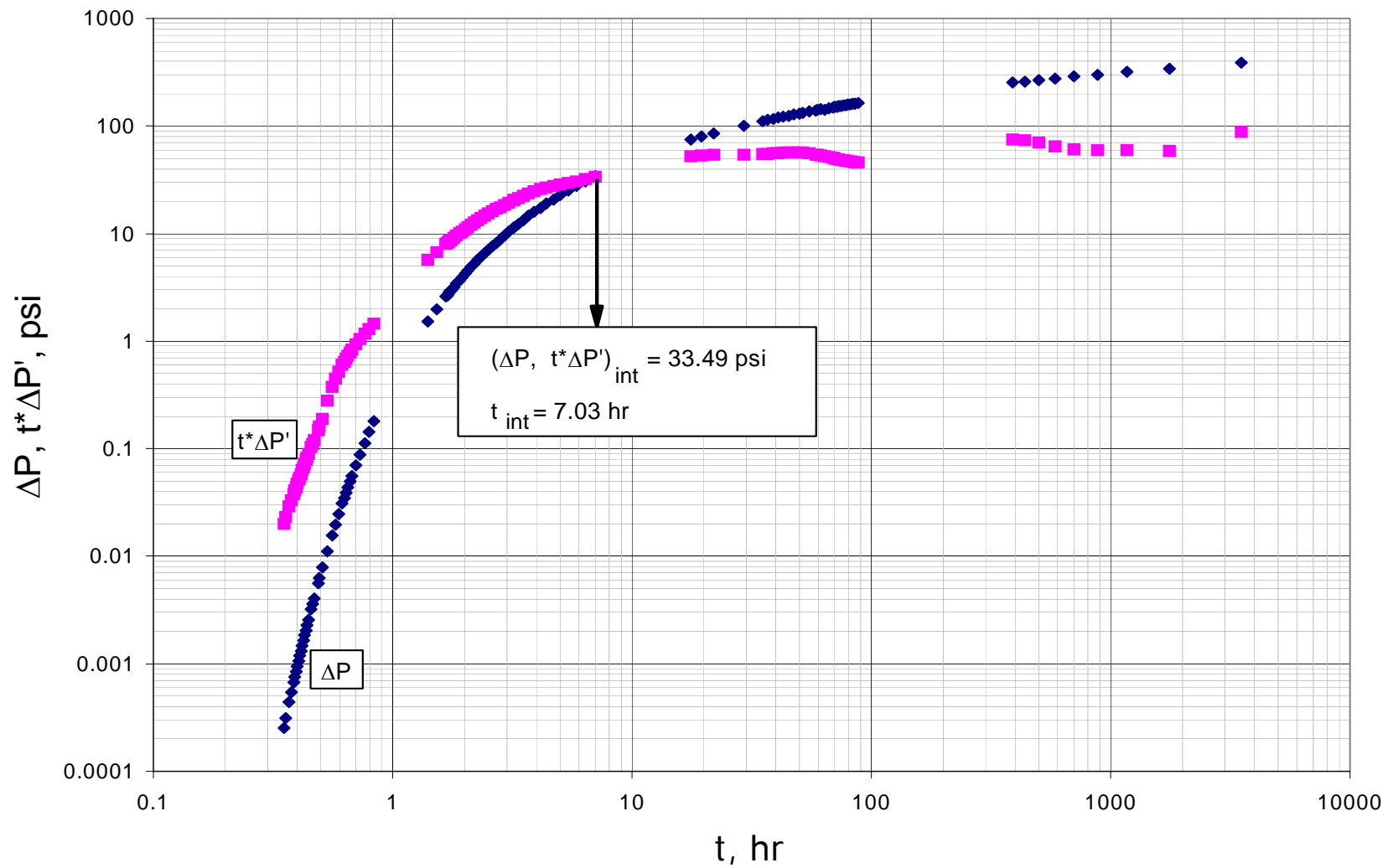
Gráfica 8. Punto de intersección para el pozo O-1 del ejemplo 2



Gráfica 9. Punto de intersección para el pozo O-2 del ejemplo 2



Gráfica 10. Punto de intersección para el pozo O-3 del ejemplo 2



4. planteamiento del sistema de ecuaciones.

Una vez conocidos los valores de k_{ri} y β_i se dispone a plantear el sistema de ecuaciones de acuerdo con la Ec. (12), como se muestra a continuación:

$$\frac{1}{16.3136} = \frac{\cos^2(0-\alpha)}{k_{\max}} + \frac{\operatorname{sen}^2(0-\alpha)}{k_{\min}}$$

$$\frac{1}{26.4617} = \frac{\cos^2(45^\circ-\alpha)}{k_{\max}} + \frac{\operatorname{sen}^2(45^\circ-\alpha)}{k_{\min}}$$

$$\frac{1}{12.2498} = \frac{\cos^2(90^\circ-\alpha)}{k_{\max}} + \frac{\operatorname{sen}^2(90^\circ-\alpha)}{k_{\min}}$$

Para este ejemplo también se utilizó el software MATLAB 6.5. para la solución numérica del sistema de ecuaciones.

Los valores calculados se muestran a continuación:

$$k_{\max} = 27.9751 \text{ md}$$

$$k_{\min} = 14.1850 \text{ md}$$

y el ángulo

$$\alpha = 59.92^\circ$$

4. Grado de Anisotropía

Se calculó mediante la Ec. (13).

$$Ra = 1.97$$

5. Determinación de \bar{k}

Mediante la Ec. (14).

$$\bar{k} = 19.9205 \text{ md}$$

Resultados

Comparando los resultados obtenidos en este estudio con los obtenidos por Ouandlous⁽⁴⁾, se observa una gran coherencia entre estos, convirtiendo el método planteado en una herramienta de gran utilidad y de uso confiable (Ver cuadro 4).

Cuadro 4. Comparación entre los resultados obtenidos por Ouandlous⁽⁴⁾ y el presente estudio

Método de análisis	\bar{k}
Propuesto en este estudio	19.9
Análisis de la derivada en grafico semi-log ⁽⁴⁾ .	17.0

4. CONCLUSIONES

1. Se planteó un método rápido, sencillo y de gran precisión con su respectivo procedimiento paso a paso para el cálculo de la anisotropía en permeabilidad horizontal y sus componentes, en donde su nivel de precisión aunque es bastante bueno, está ligado a la calidad de los datos que se le ingresen. Este se verificó satisfactoriamente, aplicándolo en ejemplos de campo y simulados y comparando con resultados obtenidos por otros métodos
2. Las pruebas de interferencia son una herramienta útil para estimar propiedades del yacimiento a gran escala, en este caso la anisotropía, la cual con resultados de registros y análisis de corazones solo se puede estimar en la cara del pozo.
3. Una gráfica log-log de presión y derivada de presión versus tiempo permite identificar un punto de intersección entre las dos curvas el cual es característico de una prueba de interferencia que para el caso de un yacimiento homogéneo anisotrópico depende únicamente de la permeabilidad.
4. La onda de presión en un yacimiento homogéneo anisotrópico se propaga en forma similar a una elipse por lo cual se ha hecho una analogía en donde los semi-ejes de la elipse concuerdan con los semi-ejes de máxima y mínima permeabilidad.
5. La incursión de la Técnica de la Síntesis Directa de Tiab en el análisis de pruebas de interferencia en medios anisotrópicos permite calcular la permeabilidad promedio y en dirección radial ya que estas están implícitas en la transmisibilidad y difusividad respectivamente.
6. Los puntos de intersección se presentan antes del flujo radial, por tanto se puede trabajar con pruebas relativamente cortas, en donde el periodo de flujo radial no alcanza a desarrollarse, lo cual es muy ventajoso ya que este tipo de pruebas son muy costosas y en ocasiones no es económicamente viable continuar con la prueba hasta que se genere dicho flujo.
7. Aplicando el método propuesto se llega a resultados con valores cuantitativos y no cualitativos o un rango de valores como con otros métodos.
8. Con los valores de los componentes de la anisotropía, se puede calcular fácilmente la permeabilidad en cualquier dirección en el yacimiento gracias a la analogía de la *elipse de permeabilidad*.

5. RECOMENDACIONES

1. Ampliar la aplicabilidad de este método para que pueda ser usado en yacimientos naturalmente fracturados para hallar orientación de fracturas, igualmente a yacimientos con propiedades de fluido distintas como yacimientos de gas o volátiles.
2. Es indispensable la precisión en el momento de determinar los puntos de intersección ya que esto generaría errores en el cálculo de la permeabilidad radial de cada pozo y por ende en el cálculo de los componentes de la anisotropía.
3. Investigar cómo se puede disminuir el número de pozos de observación para así disminuir los costos de la prueba.
4. Hacer los cierres de los pozos de observación en fondo, para tratar de anular los efectos de almacenamiento ya que aunque son muy bajos y en este estudio se desprecian, si se deberían tener en cuenta.

NOMENCLATURA

a	Semi-eje mayor de la elipse.
b	Semi-eje menor de la elipse.
B	Factor volumétrico de la formación, res.bbl/STB.
c_t	Compresibilidad total del sistema, psi^{-1}
E_i	Integral exponencial
h	Espesor neto de la formación, ft
k	Permeabilidad, md
\bar{k}	Permeabilidad promedio, md
k_{max}	Permeabilidad máxima, md
k_{min}	Permeabilidad mínima, md
k_r	Permeabilidad en dirección radial, md
q	Rata de producción o inyección, STB/D
r	Distancia radial entre pozos, ft
r_D	Distancia radial adimensional
r_w	Radio del pozo, ft
r_{wa}	Radio aparente del pozo, ft
t	Tiempo, horas
t_D	Tiempo adimensional
x,y	Ejes del sistema de coordenadas.
P	Presión, psi
P'	Derivada de presión con respecto al tiempo, $\partial P/\partial t$, psi/hr
P_D	Presión adimensional
P_D'	Derivada de presión adimensional
P_{wf}	Presión de pozo fluyendo, psi
ΔP	Cambio de presión
S	Daño en la cara de pozo
S_t	Almacenamiento
R_a	Grado de anisotropía
T_r	Transmisibilidad, md-ft/cp
t_{int}	Tiempo de intersección, horas
t_D	Tiempo adimensional.
μ	Viscosidad, cp
ϕ	Porosidad, porcentaje ó fracción.
α	Angulo formado entre el semi-eje de máxima permeabilidad con el eje x , grados.
β	Angulo formado entre el eje x con cada pozo grados.
θ	Angulo formado entre el semi-eje de máxima permeabilidad con cada pozo grados.

Subíndices:

anis	Medio anisotrópico
i	Nombre del pozo
int	Intersección
iso	Medio isotrópico
M	Ajuste por curva tipo
max	Máximo
min	Mínimo
r	Flujo radial

BIBLIOGRAFÍA

1. OUANDLOUS, A.: Interpretation of Interference Tests by Tiab's Direct Synthesis Technique, Tesis de maestría, Universidad de Oklahoma, Norman, OK (1999).
2. EARLOUGHER, R.C. Jr. "Advances in Well Test Analysis". SPE Monograph Volumen 5. 2ª edición. 1977.
3. COLLINS, R.E., "Flow of Fluids through Porous materials", Segunda edición, Research & Engineering Consultants Inc., Englewood, Colorado, 1990.
4. CHEN, H.Y. and TEUFEL, L.W.: "Timing and Distance of Well Interference in Anisotropic Reservoirs," paper SPE 77455 presentado en la conferencia técnica anual de la SPE en San Antonio, Texas, 29 Sept.-2 Oct. 2002.
5. RAMEY, H.J, Jr.: "Interference Analysis for Anisotropic Formations – A Case History," J. Petrol. Tech. (Oct. 1975) 1290-1298.
6. PAPADOPULOS, I.S.: "Nonsteady Flow to a Well in an Infinite Anisotropic Aquifer" simposio internacional Assn. Sci. Hydrologic, Dobrovinik, Yugoslavia. 1965.
7. TIAB, D. "Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type-Curve Matching: 1- Skin and Wellbore Storage". Paper SPE 25426 presentado en el simposio de operaciones de producción en Oklahoma City, OK, Mar. 21-23, 1993. P. 203-216. También en, Journal of Petroleum Science and Engineering 12 (1995), p. 171-181.
8. HER-Yuan Chen, and LAWRENCE W "A Quick Method To Diagnose Flow Anisotropy Using Pressure Interference Data" Paper SPE 60290, presentado en el simposio y exhibición de yacimientos de baja permeabilidad regional en Denver, Colorado 2000.
9. HER-Yuan Chen, and LAWRENCE W. "A Quick Method to Determine Permeability-Anisotropy Orientation from Interference Testing" paper SPE 84090, New Mexico Tech 2003.
10. EARLOUGHER, R.C., Jr., and KERSCH, K.M.: "field examples of automatic transient test analysis". J. Pet. Tech. (oct 1972) 1271-1277

ANEXOS

ANEXO A. Pruebas de Interferencia⁽¹⁾

Existen dos formas de desarrollar pruebas de interferencia. La forma mas simple de pruebas de interferencia involucra un pozo productor (o inyector) y otro pozo de observación; mientras que la prueba de interferencia multipozos involucra un pozo productor o inyector y varios pozos de observación.

Para desarrollar las pruebas de interferencia todos los pozos involucrados están cerrados bajo una presión estable. Mientras la presión dentro del pozo de observación es baja, el pozo productor se abre a producción a flujo constante; si el pozo hace interferencia se registra una caída (o aumento) de presión en el pozo de observación a un determinado tiempo.

Si existen discontinuidades en el yacimiento causadas por fallas o estratificaciones del yacimiento entre el pozo productor y el de observación no hay registro de caída de presión en el pozo de observación.

En un yacimiento isotrópico y homogéneo el área mínima investigada durante una prueba de interferencia entre dos pozos localizados a una distancia r , se obtiene construyendo dos círculos de radio r centrados en cada pozo (Figura 7). La idea es que en un yacimiento homogéneo e isotrópico el principio de reciprocidad puede aplicarse. Este principio formula que los resultados de la prueba serian iguales si el pozo activo y el de observación se intercambiaran.

Efectos de Almacenamiento:

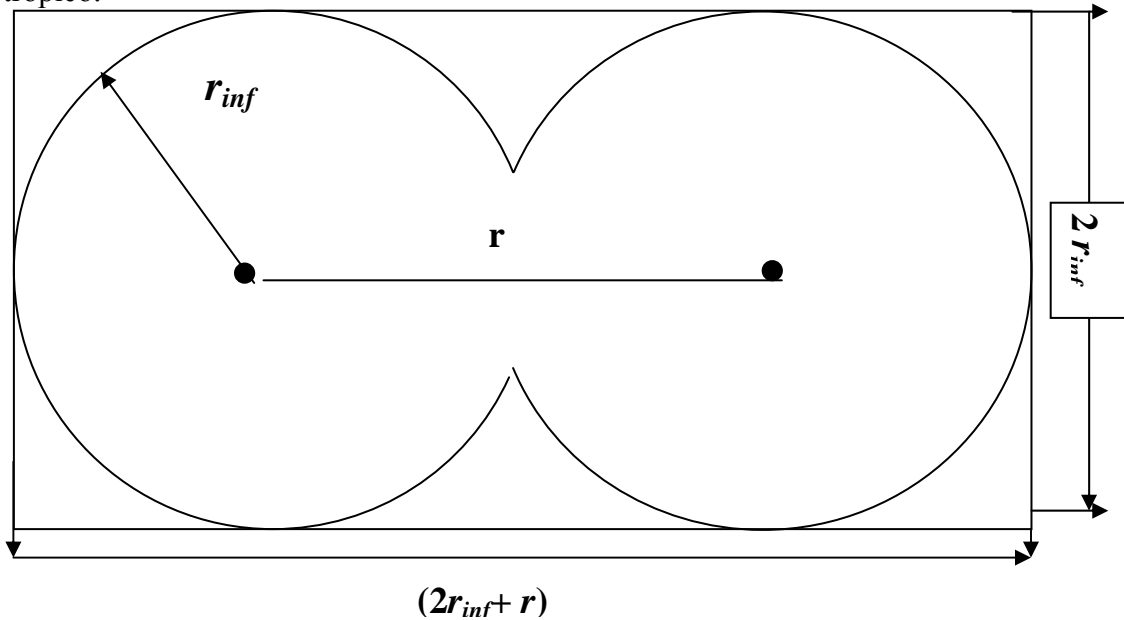
En conclusión, a menos que el yacimiento sea homogéneo e isotrópico, la interpretación de datos de una prueba de interferencia es ambigua. Sin embargo, aun cuando el yacimiento sea homogéneo e isotrópico y contenga líquidos de compresibilidad baja, la interpretación de los datos de presión observados podrían resultar inciertos. La ambigüedad podría aliviarse un poco a través del uso de toda la información disponible: geología, sísmica, registro de pozos, análisis de corazones, y los datos de pruebas de pozos individuales.

Efectos de Daño y Almacenamiento Sobre los Datos de Pruebas de Interferencia:

Asumiendo que existe daño positivo (S_+) en el pozo activo; así, al producir el pozo activo a flujo constante, q , la caída de la presión de flujo (P_{wf}) observada en el pozo sería mayor que la caída de presión en la cara del pozo, fuera de la zona de daño. La diferencia entre las dos caídas de presión sería iguales al ΔP_{skin} . En caso que el ΔP_{skin} sea igual a cero, la caída de presión dentro de la cara del pozo sería igual a la caída de presión en la zona fuera de la zona

de daño. En cualquier caso, sin embargo, la caída de presión en la zona no dañada es sólo función del caudal (q), mientras que la presión de flujo (P_{wf}) es una función del caudal y daño (S). En concordancia, la presencia de un daño positivo en el pozo activo no cambia la caída de presión observada en el pozo de observación.

Figura 7: área de influencia de una prueba de interferencia o de pulso en un medio isotrópico.



Fuente: Referencia (1)

Esta conclusión también puede hacerse si el daño es negativo considerando que el daño influye en el radio aparente del pozo (r_{wa}), en la Ec. A-1 se demuestra lo anterior:

$$r_{wa} = r_w e^{-S} \tag{A-1}$$

Por consiguiente, la presencia de un daño positivo o negativo en el pozo activo no afecta el resultado en el pozo de observación.

Ahora si el daño se encuentra en el pozo de observación, por la ecuación anterior la presencia de un daño positivo o negativo aumentaría o disminuiría r_w . La presencia de una zona con daño sustancialmente positivo en la cara del pozo ocasiona que la onda de presión tarde en llegar al pozo de observación. Así los datos de presión versus tiempo del pozo de observación serían cambiados hacia la derecha con respecto al eje de tiempo, causando una disminución en la permeabilidad del yacimiento calculada por ajuste de curvas tipo. En la presencia de una zona con daño negativa, ocurre lo contrario.

Por otro lado, si la distancia r entre los pozos activo y de observación son grandes, entonces el retraso en la llegada de la respuesta de presión en el pozo de observación debido al daño positivo no será significativo.

Cuando el efecto de almacenamiento esta presente en el pozo activo, la caída de presión (aumento) causado por la producción (inyección) no sería transmitida instantáneamente dentro del yacimiento; sería retrazada y modificada por el efecto del almacenamiento. Así los datos de presión tomados en el pozo de observación estarán cambiados hacia la derecha con respecto al eje del tiempo y verticalmente hacia abajo con respecto al eje ΔP .

Jargon estudio los efectos combinados de almacenamiento y daño en el pozo activo y mostró que mientras exista presencia solamente de daño este no afecta los resultados pero si los dos efectos se encuentran presentes los datos tomarían valores más grandes. El no estudió los efectos de almacenamiento y daño en el pozo de observación porque es razonable concluir que el problema sería mas grave cuando estos dos efectos se encuentran en ambos pozos. El efecto del almacenamiento es insignificante cuando la prueba de interferencia es realizada por tiempos muy largos.

ANEXO B. Anisotropía en permeabilidad

Tipos de Permeabilidad

Permeabilidad Absoluta (k): Es la permeabilidad cuando hay solo un fluido presente, por ejemplo aire, agua o crudo. Esta permeabilidad es una propiedad del medio poroso y el valor es constante e independiente del fluido usado en su medida; sin embargo, cuando hay reducción de la k por el tipo de fluido se debe hacer referencia al medio y al tipo de fluido (Ej. “permeabilidad de la arena al agua salada”).

Permeabilidad Efectiva (k_g, k_w, k_o): Es la medida de la conductancia de un medio poroso a la fase de un fluido en un sistema multifásico que existe en el medio. El medio puede tener una permeabilidad efectiva distinta para cada fluido presente. La permeabilidad efectiva además de ser función del medio poroso es función de la saturación y distribución de los fluidos presentes.

Permeabilidad Relativa (k_{ro}, k_{rw}, k_{rg}): La permeabilidad relativa de un medio poroso a un fluido en un sistema multifásico se define como la relación de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

$$k_{ro} = k_o/k \quad ; \quad k_{rw} = k_w/k \quad ; \quad k_{rg} = k_g/k \quad (B-1)$$

Anisotropía de Permeabilidad

La permeabilidad es frecuentemente una cantidad direccional, esto quiere decir que se tendrá valores distintos de permeabilidad medidos en diferentes direcciones. Durante la depositación de la arena el eje mayor de los granos se alinea en la dirección de máxima velocidad, la mayor área transversal cae en el plano horizontal reduciendo la permeabilidad perpendicular a los planos de depositación, incluso la misma redistribución de los esfuerzos en la roca hace que se presente este fenómeno.

Para un yacimiento isotrópico, la permeabilidad es un escalar, pero en los yacimientos anisotrópicos es tratada como un tensor y generalmente se asume simétrica⁽³⁾:

$$\bar{k} = \begin{pmatrix} k_x & k_{xy} \\ k_{xy} & k_y \end{pmatrix} \quad (B-2)$$

$$\bar{k} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} \quad (B-3)$$

En donde \bar{k} es la permeabilidad promedio, k_x , k_y y k_{xy} son componentes del tensor de permeabilidad en un sistema de coordenadas x - y dado.

La permeabilidad tendrá un valor máximo, k_{max} , en una dirección determinada, α , y un valor mínimo, k_{min} , en dirección perpendicular al máximo, $\alpha+90$. (Ver Figura 1).

Así, la permeabilidad promedio, \bar{k} , se puede conocer:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}k_{min}} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} \quad (B-4)$$

Para conocer el ángulo, α , entre el eje de coordenadas x - y establecido con el eje de máxima permeabilidad se utiliza la siguiente ecuación:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{k_{max} - k_x}{k_{xy}}\right) \quad (B-5)$$

Her-Yuan Chen⁽⁹⁾, introduce otro concepto sobre anisotropía en permeabilidad en el cual se compara los contornos de presión en una prueba de interferencia en un medio anisotrópico con la forma de una elipse.

En la figura 9. se muestra como las respuestas de presión (o cambio de presión) forman circunferencias o elipses en medios isotrópicos o anisotrópicos respectivamente.

Igualmente se relaciona directamente la forma de la elipse con la anisotropía de permeabilidad. El semi eje mayor a de la elipse está alineada con el eje de máxima permeabilidad, $a = (k_{max})^{0.5}$ y el semi eje menor b de la misma está alineada con el eje de mínima permeabilidad, $b = (k_{min})^{0.5}$. De allí se obtiene una ecuación que relaciona la elipse con la permeabilidad direccional, k_r en función del ángulo (Ver Figura 8).

$$1 = \frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} \quad (B-6)$$

$$x = k_r^{0.5} \cos \theta \quad (B-7)$$

$$y = k_r^{0.5} \sen \theta \quad (B-8)$$

Reemplazando,

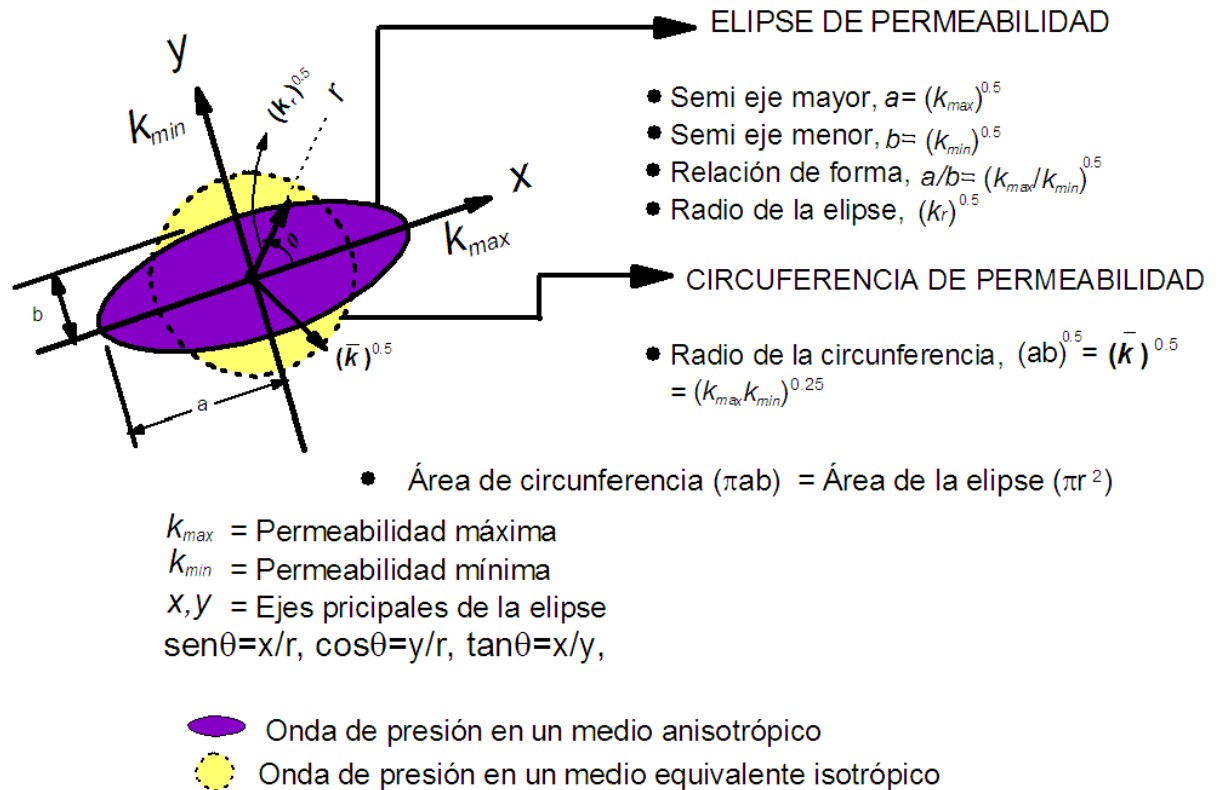
$$\frac{1}{k_r} = \frac{\cos^2 \theta}{k_{max}} + \frac{\sen^2 \theta}{k_{min}} \quad (B-9)$$

Como la circunferencia es formada en un medio equivalentemente isotrópico, esta tendrá un radio equivalente, $\bar{k}^{0.5}$, el cual será igual en todas las direcciones.

$$\bar{k}^{0.5} = (ab)^{0.5} = (k_{max} k_{min})^{0.25} \quad (B-10)$$

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max} k_{min}} \quad (B-11)$$

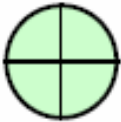
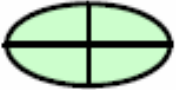
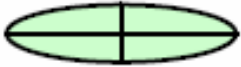

Figura 8: Elipse y circunferencia de permeabilidad



Fuente: Referencia (4)

De acuerdo con el grado de anisotropía, R_a , la elipse tomará una elongación distinta, los valores de de permeabilidad radial, y permeabilidad promedio estarán limitados por los valores de los semi-ejes de máxima y mínima permeabilidad.

Figura 9: Influencia del grado de anisotropía sobre la forma de la elipse.

<i>Grado de anisotropía</i> k_{\max} / k_{\min}	<i>Elipse de permeabilidad</i> $a/b = (k_{\max} / k_{\min})^{1/2}$	<i>Permeabilidad Máxima</i> k_{\max} (md)	<i>Permeabilidad Mínima</i> k_{\min} (md)
1 (isotrópico)		0.08	0.08
4		0.08×2	$0.08 \div 2$
16		0.08×4	$0.08 \div 4$
64		0.08×8	$0.08 \div 8$

Fuente: Referencia (4)

ANEXO C. Métodos convencionales para la determinación de la anisotropía en permeabilidad horizontal

MÉTODO DE RAMEY⁽⁵⁾

Un estudio hecho por Papadopoulos⁽⁶⁾ propone un método de pruebas de interferencia para formaciones anisotrópicas. En el cual se asume:

1. El pozo activo produce a caudal constante en un medio anisotrópico.
2. La formación tiene un espesor y porosidad constantes al igual que la compresibilidad efectiva total del sistema.
3. Los efectos de daño y almacenamiento del pozo activo en las respuestas de presión en los pozos de observación son despreciables.

Esto es cierto sólo si los pozos de observación se seleccionan tal que:

$$\frac{t_D}{r_D^2} > (230 - 15s) \left(\frac{C_D}{r_D^2} \right)^{0.86} \quad (C-1)$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i r^2} \quad (C-2)$$

$$\frac{C_D}{r_D^2} = \frac{0.894C}{\phi c_i h r^2} \quad (C-3)$$

También:

4. El almacenamiento en los pozos de observación es despreciable.
5. Solo la permeabilidad varía con la dirección, lo demás permanece constante.

La Figura 3 muestra la localización de los pozos y el sistema de coordenadas, con los semi-ejes de máxima y mínima permeabilidad orientados a un ángulo α .

La presión en función de (x, y, t) en un medio anisotrópico la presentó Papadopoulos⁽⁶⁾:

$$P(x, y, t) = P_i - \frac{141.2qB\mu}{\sqrt{k_{\max}k_{\min}}h} P_D \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) \quad (C-4)$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0.0002637t}{\phi\mu c_t} \left[\frac{k_{\max}k_{\min}}{k_x y^2 + k_y x^2 - 2k_{xy}xy} \right] \quad (C-5)$$

$$k_{\max} = \frac{1}{2} \left\{ (k_x + k_y) + \left[(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2 \right]^{0.5} \right\} \quad (C-6)$$

$$k_{\min} = \frac{1}{2} \left\{ (k_x + k_{yy}) - \left[(k_x - k_{yy})^2 + 4k_{xy}^2 \right]^{0.5} \right\} \quad (C-7)$$

$$\alpha = \text{Arc tan} \left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}} \right) \quad (C-8)$$

Donde k_x , k_y y k_{xy} son componentes del tensor simétrico de permeabilidad alineado con el sistema de coordenadas.

El ajuste por curvas tipo es el primer paso para el análisis de la técnica; los datos de presión de al menos tres pozos de observación se requieren si no se conoce ϕc_t de lo contrario solo es necesario los datos de dos pozos de observación.

Proceso de análisis:

1. Las respuestas de presión de los pozos de observación se grafican (ΔP vs t) y se ajustan a la curva tipo de la Gráfica 11. cada uno de los tres conjuntos de datos se pueden ajustar así que el punto de ajuste de presión (ΔP_M , ΔP_{DM}) es el mismo para los tres pozos, el punto de ajuste de tiempo (t_M , $(t_D/r_D^2)_M$) son diferentes para cada conjunto de datos.
2. El promedio del sistema de permeabilidad se estima como:

$$\bar{k} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} = \sqrt{k_{\max} k_{\min}} = \frac{141.2qB\mu (\Delta P_D)_M}{h \Delta P_M} \quad (C-9)$$

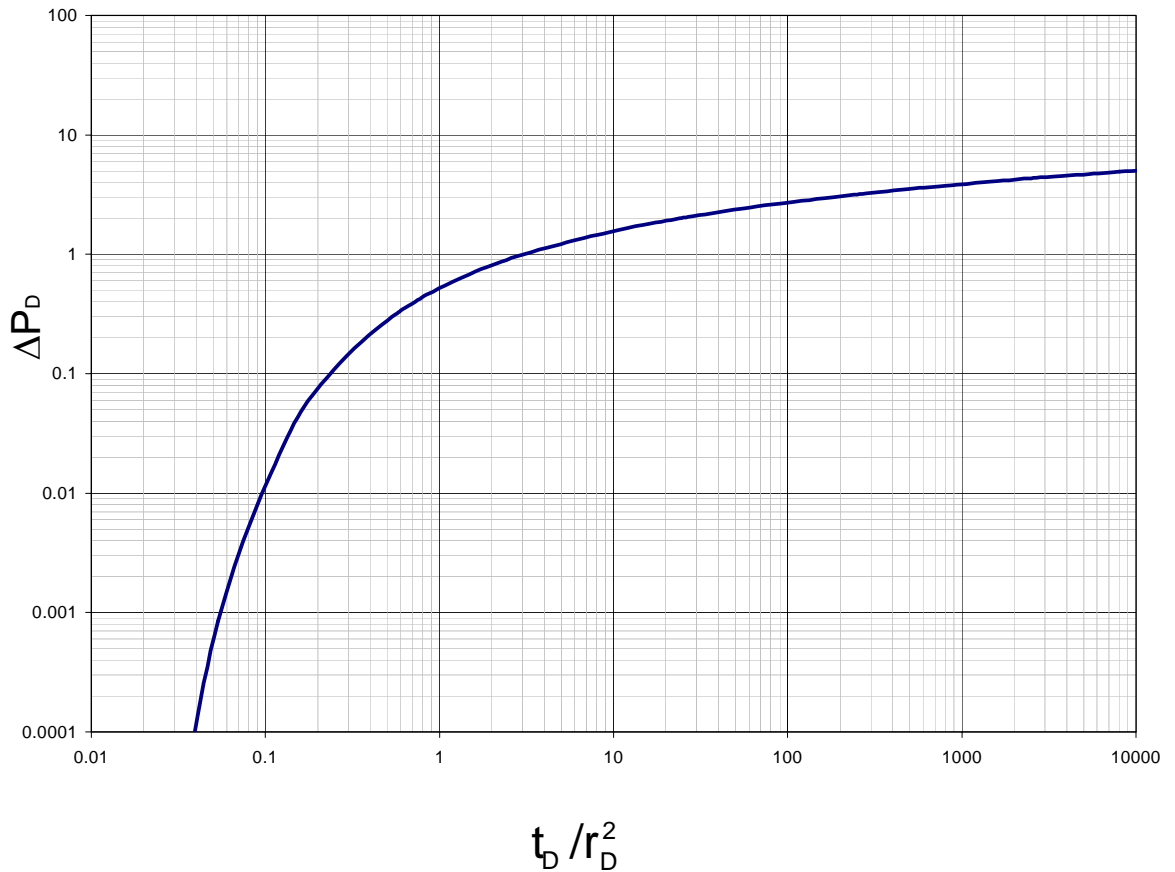
3. De los tres puntos de ajuste se puede escribir las siguientes expresiones:

$$y_1^2 k_x + x_1^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy} = \frac{0.0002637}{\phi \mu c_t} k_{\max} k_{\min} \left(\frac{t_{M1}}{r_D^2} \right)_{M1} \quad (C-10)$$

$$y_2^2 k_x + x_2^2 k_y - 2x_2 y_2 k_{xy} = \frac{0.0002637}{\phi \mu c_t} k_{\max} k_{\min} \left(\frac{t_{M2}}{r_D^2} \right)_{M2} \quad (C-11)$$

$$y_3^2 k_x + x_3^2 k_y - 2x_3 y_3 k_{xy} = \frac{0.0002637}{\phi \mu c_t} k_{\max} k_{\min} \left(\frac{t_{M3}}{r_D^2} \right)_{M3} \quad (C-12)$$

Gráfica 11. Solución de la línea fuente (Curva Tipo)



4. Resolviendo simultáneamente las expresiones anteriores, se calcula k_x , k_y y k_{xy} en términos de $\phi \mu c_t$.

5. Sustituyendo las tres incógnitas (k_x , k_y y k_{xy}) en la ecuación (C-9) y se soluciona para $\phi\mu c_t$.
6. Se calcula la permeabilidad máxima:

$$k_{\max} = 0.5 \left\{ (k_x + k_y) + \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right\} \quad (\text{C-13})$$

7. Se calcula la permeabilidad mínima:

$$k_{\min} = 0.5 \left\{ (k_x + k_y) - \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right\} \quad (\text{C-14})$$

8. Y el ángulo de orientación:

$$\alpha = \text{Arc tan} \left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}} \right) \quad (\text{C-15})$$

Caso de campo de una prueba de interferencia en un yacimiento anisotrópico

La Figura 3. muestra el sistema de coordenadas x - y conocidas de los pozos, con semi-ejes de máxima y mínima permeabilidad desconocidos, orientados en un ángulo desconocido α .

La Figura 5. indica la ubicación de los pozos (las unidades están en pies)

La Figura 4. ubicación de los pozos de observación con respecto al pozo activo 5-D (inyector).

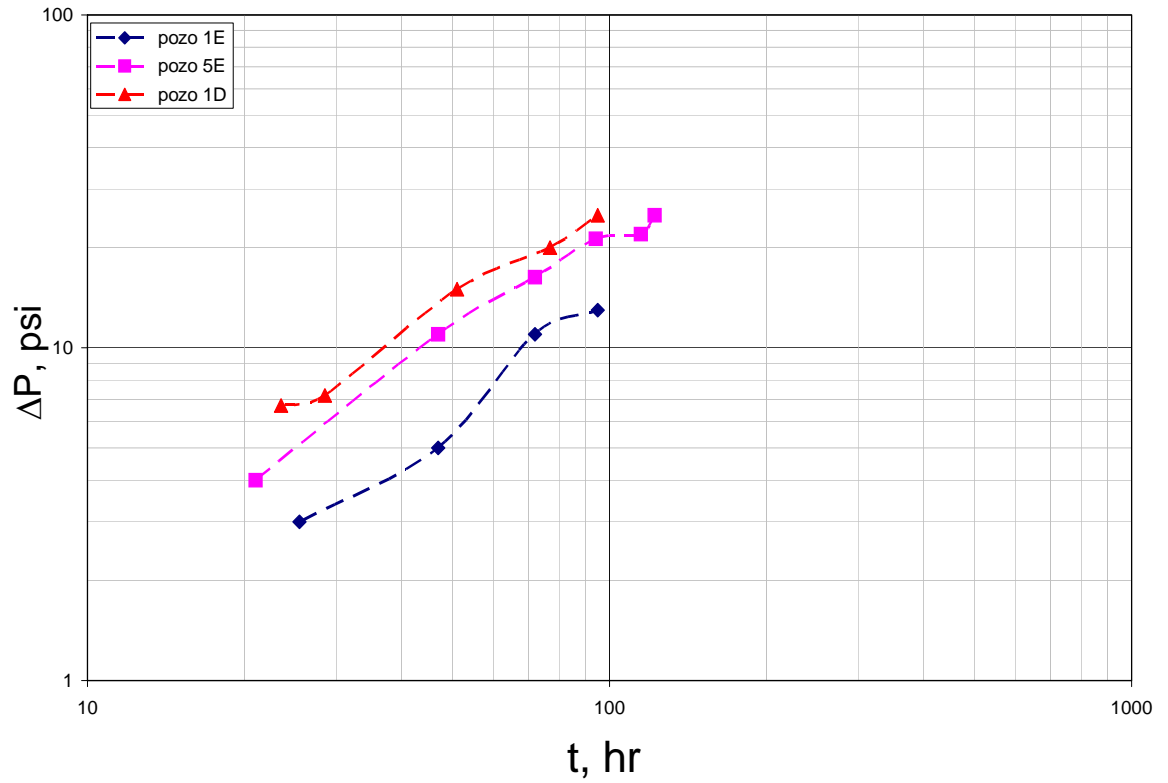
La prueba se realizó con un pozo activo inyector y los siguientes pozos de observación. 5-E, 1-E, 1-D, 1-C, 5-C, 9-C y 9-D. con una tasa de inyección de 115 B/D de agua en el pozo central 5-D y se midió el aumento de presión en los pozos que lo rodean. Los datos se dan en el Cuadro 1 y en las tablas 1, 2 y 3.

De aquí en adelante, solo se utilizan los datos de los pozos 5-E, 1-E y 1-D, los que se han seleccionado como pozos de observación.

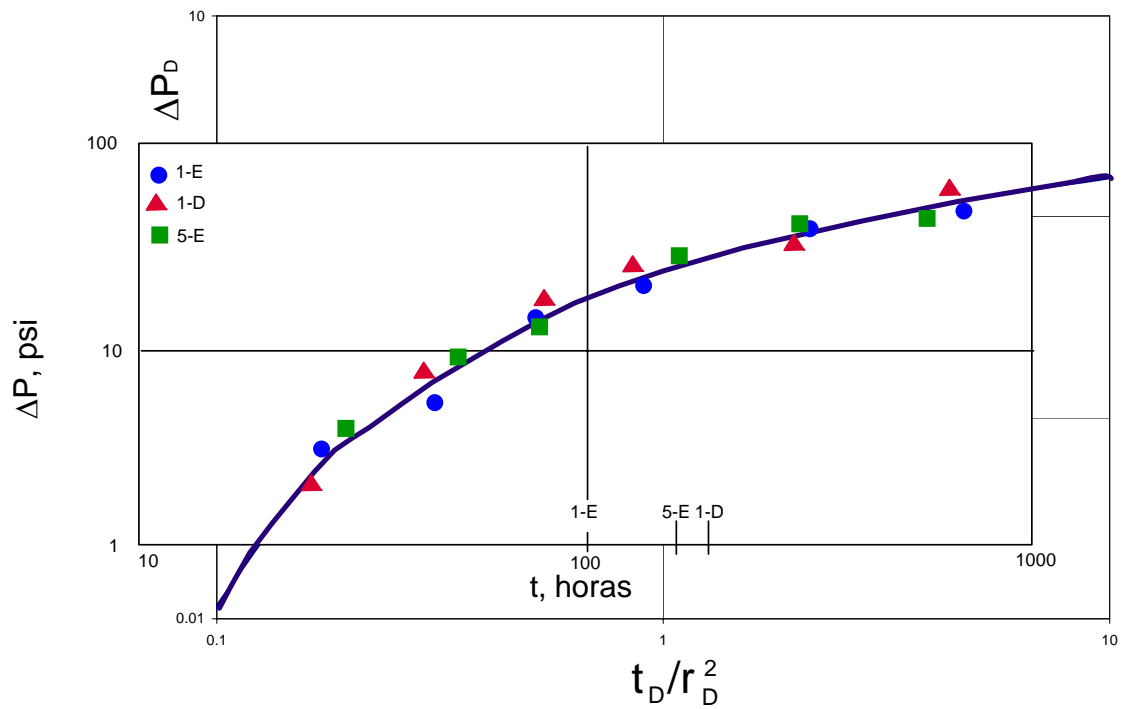
La Grafica 12. presenta el gráfico log-log de los datos de ΔP vs. t para los pozos 5-E, 1-E y 1-D.

La Gráfica 12. se ajusta con la Gráfica 11. se hallan los puntos de ajuste de la presión (P_M, P_{DM}) que es el mismo para las tres respuestas, mientras el punto de ajuste de tiempo si varía.

Gráfica 12. Gráfico log-log ΔP vs. t de los pozos 5-E, 1-E y 1-D



Gráfica 13. Ajuste de las respuestas de los pozos 5-E, 1-E y 1-D con la Curva Tipo.



Los puntos de ajuste son: $\Delta P_M=10$ psi. , $\Delta P_{DM}=0.26$, y

	Pozo 1-D	Pozo 5-E	Pozo 1-E
t_M	72	92	150
$(t_D/\Gamma_D^2)_M$	1	1	1

De la ecuación C-9 se tiene:

$$\bar{k} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} = \sqrt{k_{\max} k_{\min}} = \frac{141.2qB\mu (\Delta P_D)_M}{h \Delta P_M}$$

$$\bar{k} = (141.2 * 115 * 1 * 1/25) * (0.26/10) = 16.89 \text{ md.}$$

$$k_{\max} * k_{\min} = 285.3 \text{ md}$$

Ahora con las ecuaciones C-10, C-11 y C-12

Para el pozo 1-D

$$475^2 k_x + 0^2 k_y - 2 * 0 * 475 * k_{xy} = \frac{0.0002637 * 285.3}{\phi \mu c_t} \cdot \frac{72}{1}$$

Para el pozo 5-E

$$0^2 k_x + 475^2 k_y - 2 * 475 * 0 * k_{xy} = \frac{0.0002637 * 285.3}{\phi \mu c_t} \cdot \frac{92}{1}$$

Para el pozo 1.E

$$514^2 k_x + 475^2 k_y - 2 * 475 * 514 * k_{xy} = \frac{0.0002637 * 285.3}{\phi \mu c_t} \cdot \frac{150}{1}$$

Simplificando y sumando términos se obtiene:

$$k_x = \frac{2.401 \cdot 10^{-5}}{\phi \mu c_t} \tag{C-16}$$

$$k_y = \frac{3.068 \cdot 10^{-5}}{\phi \mu c_t} \tag{C-17}$$

$$0.5411k_x + 0.4621k_y - k_{xy} = \frac{2.311 \cdot 10^{-5}}{\phi \mu c_t} \quad (\text{C-18})$$

Combinando las Ecuaciones. C-12, C-13 y C-14:

$$k_{xy} = \frac{4.059 \cdot 10^{-6}}{\phi \mu c_t} \quad (\text{C-19})$$

Sustituyendo las ecuaciones. C-16, C-17 y C-19 en la ecuación C-10 resulta:

$$\phi \mu c_t = 1.589 \cdot 10^{-6} \text{ cp / psi}$$

$$\text{Por tanto } c_t = (1.589 \cdot 10^{-6} / 0.2 \cdot 1) = 7.95 \cdot 10^{-6} \text{ psi}$$

Ahora las ecuaciones. C-16, C-17 y C-19 se resuelven utilizando el cálculo de $\phi \mu c_t$:

$$k_x = (2.401 \cdot 10^{-5} / 1.589 / 10^{-6}) = 15.11 \text{ md}$$

$$k_y = (3.068 \cdot 10^{-5} / 1.589 \cdot 10^{-6}) = 19.31 \text{ md}$$

$$k_{xy} = (4.059 \cdot 10^{-6} / 1.589 \cdot 10^{-6}) = 2.55 \text{ md}$$

Ahora se puede calcular las permeabilidades principales y su orientación de las ecuaciones C-13, C-14 y C-15.

$$k_{\max} = 0.5 \left[(15.11 + 19.31) + \sqrt{(15.11 - 19.31)^2 + 4 \cdot (2.55)^2} \right] = 20.5 \text{ md}$$

$$k_{\min} = 0.5 \left[(15.11 + 19.31) - \sqrt{(15.11 - 19.31)^2 + 4 \cdot (2.55)^2} \right] = 13.9 \text{ md}$$

Se sabe que $\sqrt{k_{\max} k_{\min}} = 16.89 \text{ md}$ así que se puede verificar los cálculos:

$$\sqrt{k_{\max} k_{\min}} = \sqrt{20.5 \cdot 13.9} = 16.88 \text{ md}$$

Finalmente se halla la dirección de k_{\max} a partir de la ecuación. C-15.

$$\alpha = \arctan \left(\frac{20.5 - 15.11}{2.55} \right) = 62.1^\circ$$

Corrigiendo a la dirección de orientación de los ejes de máxima permeabilidad:

$$\alpha = 62.1 - 47.3 = N19.7^\circ W$$

La curva del gráfico log-log es bastante útil ya que en ella es posible observar todos los ajustes de la solución de la línea fuente.

El método arroja los siguientes resultados, componentes de la permeabilidad:

$$k_x = 15.11 \text{ md}$$

$$k_y = 19.31 \text{ md.}$$

$$k_{xy} = 2.55 \text{ md.}$$

$$\phi \mu c_t = 1.589 * 10^{-6} \text{ cp / psi .}$$

La mayor y menor permeabilidad y su orientación son:

$$k_{max} = 20.5 \text{ md}$$

$$k_{min} = 13.9 \text{ md}$$

$$\alpha = 62.1^\circ$$

MÉTODO RÁPIDO DE HER-YUAN CHEN

Este es un método capaz de diagnosticar la presencia de anisotropía en permeabilidad empleando pruebas de interferencia, este método está basado en la teoría de un yacimiento homogéneo anisotrópico.

Diagnostico de la anisotropía en permeabilidad

La respuesta de presión a un tiempo y distancia dada son función de dos parámetros del yacimiento, transmisibilidad ($\bar{k} h / \mu$) y difusividad ($k_r / \mu \phi c t$) la transmisibilidad controla la escala de la presión, mientras que la difusividad controla la escala tiempo-distancia. Para un determinado tiempo y espacio con $\mu \phi c t$ constante, el pozo con menor ángulo θ tendrá el mayor valor de k_r y a su vez la respuesta de presión más temprana. De esta manera observando las respuestas de la gráfica en log-log del cambio de presión versus tiempo por distancia al cuadrado (ΔP vs t/r_D^2) se puede determinar la anisotropía en permeabilidad.

Caso de campo de una prueba de interferencia en un yacimiento anisotrópico

Como ya se menciona en este caso se presenta un yacimiento homogéneo anisotrópico, la prueba de interferencia fue llevada a cabo inyectando 115 BWPD, en el pozo central de un modelo de 9 puntos, y la presión fue observada en los restantes 8 pozos. Para la prueba se

toman los pozos 1-D, 1-E Y 5-E, tal como se observa en la Figura 5., las respuestas de presión fueron graficadas, como se muestra en la Grafica 4.. Analizando las respuestas de las graficas de ΔP vs. t/r^2 , para cada pozo, se infiere que el grado de anisotropía es muy pequeño, ya que las tres respuestas de presión están muy cerca una de otra. Examinado las graficas detenidamente se puede observar que los pozos 1-D y 1-E están sobre el mismo valor de k_r , la cual es mayor que la k_r del pozo 5-E. por ello, (1) el semi-eje de máxima permeabilidad esta orientado en la dirección de los pozos 1-D y 1-E, (2) los pozos 1-D y 1-E están localizados sobre el mismo ángulo con respecto el semi-eje de máxima permeabilidad, ya que tienen valores similares de k_r pero en la grafica de ΔP vs. t/r^2 se puede notar que el pozo 1-E responde primero que el pozo 1-D, por lo cual el semi-eje de máxima permeabilidad se encontraría mas cerca al pozo 1-E que al pozo 1-D.

En conclusión, la orientación del semi-eje de máxima permeabilidad, esta aproximadamente en la mitad de los pozos 1-D y 1-E (a 68.6° del eje x), y ligeramente inclinado al pozo 1-E (un poco menos de 68.6°).

De esta manera se llega a que el Angulo α es un poco menos de 68.6° .

ANEXO D. Síntesis Directa de Tiab en Pruebas de Interferencia⁽¹⁾

La solución de la línea fuente con respecto al tiempo adimensional para un yacimiento homogéneo e isotrópico:

$$P'_D(r_D, t_D) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{2t_D} \exp\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right) \quad (D-1)$$

También puede ser escrita así:

$$t_D * P'_D(r_D, t_D) = t_D * \frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{2} \exp\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right) \quad (D-2)$$

Características de los puntos y las líneas:

El gráfico log – log adimensional de presión y derivada de presión vs., tiempo (ver Gráfica 1) posee las siguientes características:

La curva de derivada de presión $t_D * P'_D$ intercepta con la línea de la solución fuente P_D en $\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_{\text{int}} = 0.574952929$. (D-3)

La acción de flujo radial infinito es la porción de la derivada de presión como una línea horizontal.

Interpretación de las ecuaciones para datos de interferencia:

En el punto de intersección (subíndice int) la transmisibilidad puede ser determinada por:

$$\left(t_D * P'_D\right)_{\frac{t_D}{r_D^2}=0.57495} = 0.32369 \Rightarrow (t * \Delta P')_{\text{int}} \cdot \frac{T_r}{141.2 \cdot qB} = 0.32369 \quad (D-4)$$

ò

$$T_r = \frac{kh}{\mu} = 45.705 \frac{qB}{(t * \Delta P')_{\text{int}}} \quad (D-5)$$

$$T_r = \frac{kh}{\mu} = 45.705 \frac{qB}{(\Delta P)_{int}} \quad (D-6)$$

$$T_r = \frac{kh}{\mu} = 70.6 \frac{qB}{(t^* \Delta P')_r} \quad (D-7)$$

Donde r denota flujo radial.

Para determinar el almacenamiento se emplea:

$$S_t = \phi c_t h = 0.000458646 \frac{T_r}{r^2} * t_{int} \quad (D-8)$$

El método requiere especialmente el reconocimiento del punto de intersección.

Procedimiento de análisis:

- del grafico log – log de ΔP y $t^* \Delta P'$ vs t , obtenemos los valores de ΔP_{int} , $(t^* \Delta P')_{int}$ y t_{int} correspondientes a el punto de intersección.
- Calculo de la transmisibilidad de la ecuación (D-5) ó (D-6)
- Calculo del almacenamiento de la ecuación (D-8)
- Verificar, usando los valores de coordenadas conocidos del punto máximo. Los valores de T_r y S_t son correctos solamente si:

$$P_D = -0.5Ei\left(-948 \frac{S_t * r^2}{T_r * t_{int}}\right) = 0.32369. \quad (D-9)$$