

Análisis de anisotropía y drene mediante pruebas de interferencia en un yacimiento naturalmente fracturado HP/HT

José María Petríz Munguía
PEMEX E&P

Artículo recibido en julio de 2022-revisado-evaluado-correcto y aceptado en agosto de 2022-

Resumen

Una de las mejores herramientas para entender el comportamiento de movimiento de fluidos en el medio poroso, es el análisis de pruebas de variación de presión, el cual, obtiene de manera confiable parámetros del sistema pozo-yacimiento, tales como capacidad de flujo, daño a la formación, presión inicial, límites, áreas de drene, volumen original, etc. Aunque hay una variedad de pruebas para diferentes objetivos, destacan las pruebas de interferencia, las cuales, tienen la particularidad de determinar parámetros con una mayor área de investigación, así como la obtención de la compresibilidad total del sistema, base fundamental para los cálculos de volumen original de forma dinámica.

Adicionalmente, las pruebas de interferencia involucran un caso especial en el que, a través de un pulso realizado hacia tres pozos observadores no alineados entre sí es factible determinar la anisotropía del yacimiento. El método empleado para el análisis se basa en el trabajo de Ramey (1975), disponible en la literatura de análisis de pruebas de presión; sin embargo, como se mostrará en el desarrollo de este trabajo, se considera relevante presentar un ejemplo práctico del tratamiento de datos y su análisis, principalmente para ilustrar la relevancia y trascendencia de los resultados obtenidos y su relación con la información de caracterización estática.

Finalmente, se realiza un análisis adicional con base en las curvas tipo de Earlougher (1973), para yacimientos cerrados, con el cual, es factible realizar aproximaciones del área de drene efectiva por zona compresible, ya sea entre pozos o para el campo, permitiendo mejores estimaciones de volumetría.

Palabras clave: Prueba de presión, interferencia, anisotropía, zona compresible.

Anisotropy and drain analysis by interference testing in a naturally fractured HP/HT reservoir

Abstract

One of the best tools to understand the behavior of fluid movement in porous media is well test analysis, which reliably obtains parameters of the well-reservoir system, such as flow capacity, damage to formation, initial pressure, limits, drainage areas, original volume, etc. Although there are a variety of tests for different objectives, the interference tests stand out, which have the particularity of determining parameters with a greater area of investigation, as well as estimating the total compressibility of the system, a fundamental parameter to calculate the dynamic original oil in place.

Additionally, the interference tests involve a special case in which, through a pulse carried out towards three observer wells not aligned with each other, it is possible to determine the anisotropy of the reservoir. The method used for the analysis is based on the work of Ramey (1975), available in the pressure test analysis literature, however, as will be shown in the development of this work, it is considered relevant to show a practical example of the treatment of data and

analysis, mainly to illustrate the relevance and transcendence of the results obtained and their relationship with the static characterization information.

Finally, an additional analysis is carried out based on the type curves of Earlougher (1973) for closed reservoirs, in which it is feasible to make approximations of the effective drainage area by compressible zone, between wells, and for the field, allowing better estimates of volumetry.

Keywords: Well testing, interference, anisotropy, compressible zone.

Introducción

Una de las mejores estrategias para la obtención de variables operativas, como es la presión y temperatura a nivel subsuperficial, es el empleo de los sensores de fondo en pozos, cuya instalación es una práctica fundamental para registrar información de un yacimiento.

Parte esencial del desarrollo del presente trabajo, está basado en la interpretación de datos de sensores de alta resolución, los cuales han permitido detectar las variaciones de presión que existe en cada pozo por la entrada a producción de pozos subsecuentes, así como cualquier otro movimiento operativo que se realice.

El campo que se analizará es un yacimiento naturalmente fracturado de calizas dolomitizadas fracturadas, correspondientes a la formación Cretácico Medio – Cretácico Superior en el Golfo de México; es un bloque separado por

un punto de fuga de una estructura ya explotada en la parte norte del campo; su porosidad es del orden de 3.57% y saturación de agua de 13.7%, el tipo de fluido corresponde a un aceite ligero de 37.9 °API. La presión inicial registrada es de 1,013 kg/cm² y 146 °C de temperatura, actualmente, la presión es de 920 kg/cm², es considerado un yacimiento de alta presión y temperatura (HP/HT), en el cual hay presente un acuífero con un fuerte empuje hidráulico que permite una declinación de 36 kg/cm² anual o bien 1.44 kg/cm² por cada millón de barriles extraído.

La explotación del bloque inició en 2019 y tiene una producción actual del orden de 60 mbd, una producción acumulada de 60 mmb y cinco pozos operando, de los cuales cuatro cuentan con sensor de fondo permanente como estrategia de monitoreo del yacimiento; la **Figura 1** muestra el comportamiento presión-producción y la localización de los pozos.

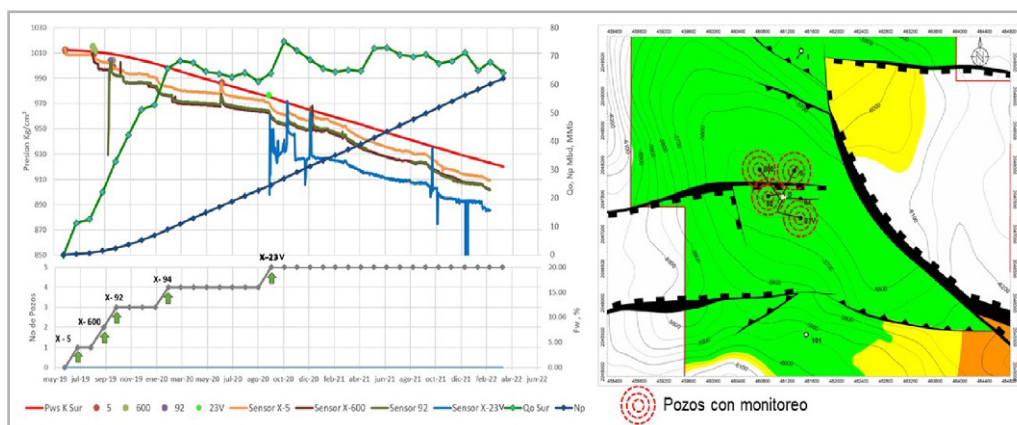


Figura 1. Comportamiento presión-producción y ubicación de los pozos.

Como se observa en la figura anterior, existe una correlación directa entre la extracción, el comportamiento de presión del yacimiento y de los sensores de fondo permanentes, lo cual permitió realizar el análisis que se muestra a continuación.

Marco teórico

Una de las consideraciones en las que se basa la solución de la ecuación de difusión para el análisis de pruebas de presión, supone que el yacimiento es homogéneo e isotrópico en el área de influencia. Sin embargo, en la realidad existen variaciones en porosidad y permeabilidad en el yacimiento, por lo que, en el caso de una prueba de variación de presión,

por su naturaleza difusiva, permite obtener resultados promedio de los parámetros mencionados.

En la literatura, diferentes autores han trabajado el tema de variación de propiedades en el área de influencia a través de pulsos de presión, métodos computacionales, interferencias entre pozos, entre otros. Lo anterior, con la finalidad de obtener la anisotropía del yacimiento y direcciones de permeabilidad.

Ramey (1975), presentó un método para estimar las propiedades anisotrópicas de un yacimiento mediante datos de interferencia, definiendo la nomenclatura siguiente, **Figura 2.**

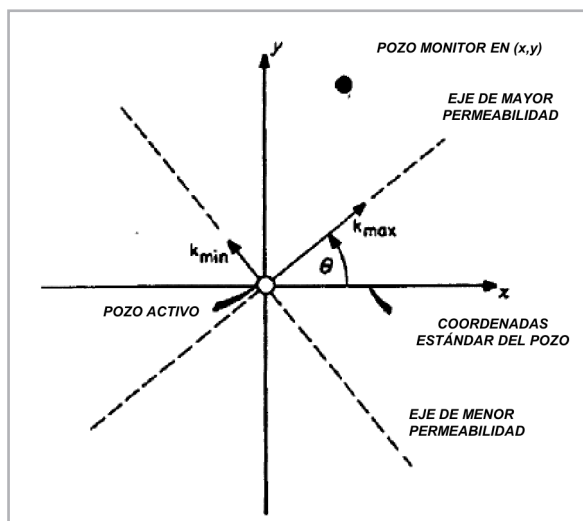


Figura 2. Nomenclatura para un sistema anisotrópico de permeabilidad (Ramey, 1975).

Un resumen práctico de la metodología la ha presentado Earlougher (1977), en el libro **Advances in Well Test Analysis**, la cual se describe a continuación para tomar como punto de partida en este trabajo.

De acuerdo con la **Figura 2**, “el eje de mayor permeabilidad, k_{max} , se rota con respecto al eje utilizado para medir las coordenadas del pozo por el ángulo θ . El eje de menor

permeabilidad, k_{min} , se orienta perpendicularmente 90° respecto al eje de mayor permeabilidad. El pozo activo se localiza en el origen del sistema coordenado indicado como (x,y) . El análisis de anisotropía requiere datos de presión de al menos tres pozos de observación no alineados entre sí. Ramey demostró que la presión en un pozo de observación se expresa por medio de la ecuación1:

$$p(t, x, y) = p_i - \frac{141.2qB\mu}{\sqrt{k_{max} k_{min}} h} p_D([t_D/r_D^2]_{dir}) \dots \tag{1}$$

La ecuación anterior expresa la presión en cualquier posición cercana a un pozo produciendo a gasto constante; se introduce el término $\sqrt{k_{max}k_{min}}$ y la definición:

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

k_x , k_y y k_{xy} son las componentes de un tensor de permeabilidad simétrico alineado a un sistema coordenado. Para estimar k_{max} , k_{min} y θ , primero es necesario estimar k_x , k_y y k_{xy} como se describe a continuación:

- Realizar el ajuste por curva tipo de los datos de los tres pozos observados, utilizando, un mismo ajuste para presión $[(\Delta p_M), (p_D)_M]$, y variando únicamente el tiempo $[t_M, (t_D/(r_D^2))_M]$. De esta forma, las características de permeabilidad direccional y ϕC_t pueden estimarse.
- Una vez realizado el ajuste, la permeabilidad promedio del sistema se estima por medio de la ecuación siguiente:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}k_{min}} = \frac{141.2qB\mu(p_D)_M}{h\Delta p_M} \dots \quad (3)$$

Cada uno de los ajustes de tiempo $[t_M, (t_D/(r_D^2))_M]$, se utilizan con un arreglo de la ecuación 2, de la forma:

$$y^2 k_x + x^2 k_y - 2xy k_{xy} = \frac{0.0002637 k_{max} k_{min}}{\phi\mu C_t} \frac{t_M}{(t_D/r_D^2)_M} \dots \quad (4)$$

La ecuación 4 se escribe tres veces, una por cada valor de tiempo de ajuste, obteniéndose un sistema de tres ecuaciones con cuatro incógnitas k_x , k_y , k_{xy} y $\phi\mu C_t$.

Lo anterior puede resolverse de manera simultánea para obtener k_x , k_y y k_{xy} , cada una en términos de la incógnita $\phi\mu C_t$, de esta forma k_x , k_y y k_{xy} (en términos de $\phi\mu C_t$), se sustituyen en la siguiente ecuación:

$$k_x k_y - k_{xy}^2 = k_{max} k_{min} = \bar{k} \dots \quad (5)$$

El lado derecho de la ecuación 5 es conocido, por lo que se puede resolver para estimar $\phi\mu C_t$. Posteriormente se obtienen de sus relaciones con $\phi\mu C_t$.

Para finalizar el análisis y estimar las permeabilidades direccionales máximas y mínimas, así como su ángulo de orientación se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$k_{max} = 0.5 \left[(k_x + k_y) + \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right] \dots \tag{6}$$

$$k_{min} = 0.5 \left[(k_x + k_y) - \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2} \right] \dots \tag{7}$$

$$\theta = \arctan \left(\frac{k_{max} - k_x}{k_{xy}} \right) \dots \tag{8}$$

Monitoreo y comportamiento de presiones

En la **Figura 3**, se muestra el comportamiento registrado para cada pozo con sensor de fondo permanente, mostrando los

eventos desde el inicio de la explotación del bloque hasta la entrada del último pozo a producción, así como sus gastos de producción en ese momento.

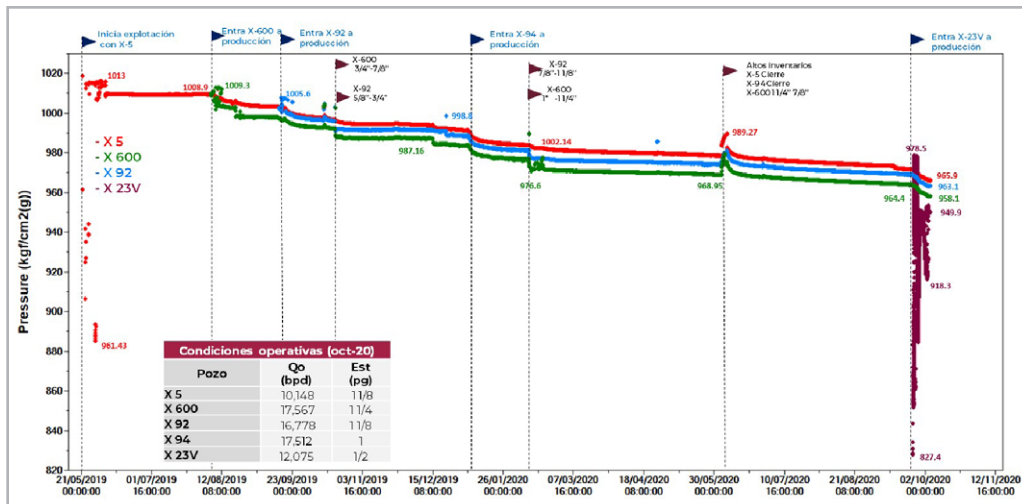


Figura 3. Monitoreo de presiones y eventos operativos relevantes.

Como se puede observar, es evidente la alta transmisibilidad del sistema, permitiendo registrar cada movimiento operativo realizado como respuesta de presión de manera inmediata en los demás pozos.

La entrada a producción del pozo X-23V, se manifiesta como pulso de presión en los pozos X-600, X-5 y X-92, adicionalmente, por su posición estructural y distribución espacial cumple con la premisa de la metodología de no estar alineados entre sí. Las respuestas de presión observadas se presentan en la **Figura 4**.

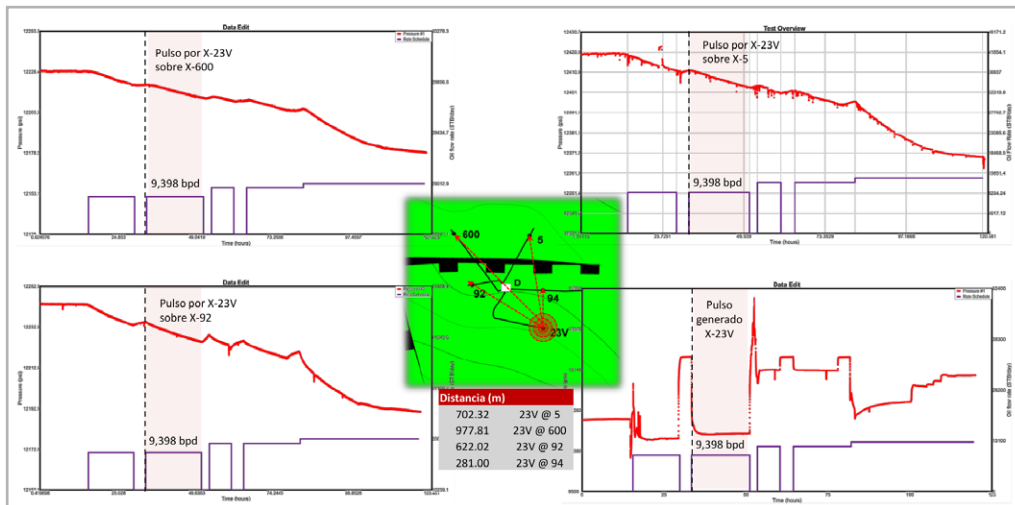


Figura 4. Generación y detección de pulsos de presión en pozos.

Cambio de coordenadas y rotación de ejes

Como se mencionó en el apartado de marco teórico, antes de iniciar con el análisis es necesario colocar el origen del sistema coordinado en el pozo pulsante; en este caso el X-23V, lo anterior se realiza por medio de una traslación de ejes, como se muestra en la **Figura 5**, expresada por las siguientes relaciones que fijarán un nuevo origen:

$$x_2 = x_n - x_{23V} \dots \tag{9}$$

$$y_2 = y_n - y_{23V} \dots \tag{10}$$

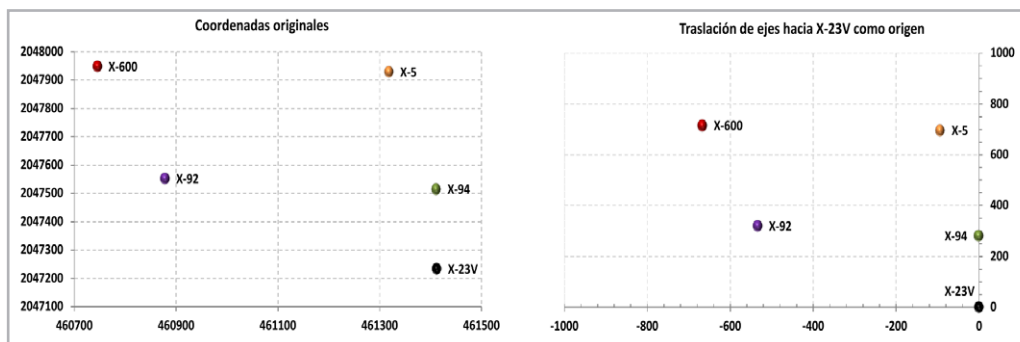


Figura 5. Traslación de ejes al pozo pulsante como origen.

Los datos obtenidos de la traslación de ejes se muestran en la **Tabla 1**.

Pozo	Coordenadas Originales		Traslación de Ejes	
	x	y	x ₂	y ₂
X-23V	461412	2047233	0	0
X-5	461318	2047929	-94	696
X-600	460745	2047948	-667	715
X-92	460878	2047552	-534	319
X-94	461411	2047514	-1	281

Tabla 1. Resultados de la traslación de ejes.

Una vez realizada la traslación de ejes, se procede a realizar su rotación para establecer un nuevo sistema coordenado, el cual facilitará los cálculos en los sistemas de ecuaciones a desarrollar.

Es importante mencionar que, de los diferentes ensayos para la rotación, es mejor efectuar la colocación de los

pozos en el primer cuadrante para facilitar el uso de los signos en las ecuaciones; así mismo, es necesario establecer que el eje "y" coincida con uno de los pozos monitores, lo anterior, para simplificar el sistema de ecuaciones a resolver de acuerdo con la ecuación 4, para este cambio se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$x' = x \cos \theta + y \sin \theta \dots \quad (11)$$

$$y' = y \cos \theta - x \sin \theta \dots \quad (12)$$

Para determinar el ángulo de inclinación, de acuerdo con lo descrito en el párrafo anterior, se seleccionan las coordenadas del pozo X-92 obtenidas de la traslación de ejes y se utiliza la ecuación:

$$\tan \theta = \frac{co}{ca} \dots \quad (13)$$

Sustituyendo valores de la **Tabla 1** para X-92 en la ecuación 13 se obtiene:

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{-534}{319} \right) = -59.14 \dots \quad (14)$$

Utilizando el resultado anterior y los valores de la **Tabla 1** para cada pozo, se sustituye en las ecuaciones 11 y 12 obteniendo los resultados de la **Tabla 2**.

Pozo	Nuevo Sistema Coordinado de Análisis	
	x'	y'
X-23V	0	0
X-5	549.29	437.63
X-600	271.75	939.28
X-92	0	622.02
X-94	240.72	144.96

Tabla 2. Resultados de la rotación de ejes.

La **Figura 6** muestra el nuevo sistema coordenado para efectuar el análisis de anisotropía; se resalta el hecho de colocar el origen en el pozo pulsante X-23V y la alineación

de eje "y" a la coordenada 0 en "x" del pozo X-92; así mismo, todos los pozos monitores quedan en el primer cuadrante de los nuevos ejes coordenados.

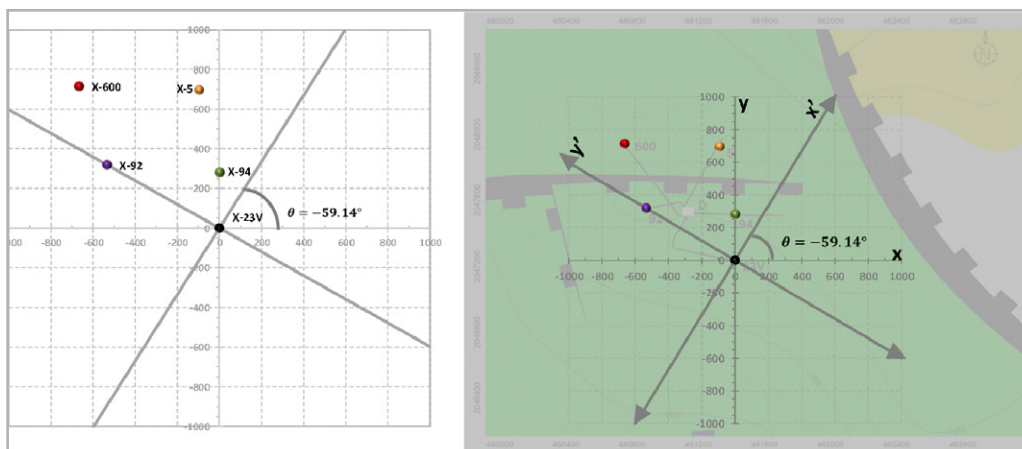


Figura 6. Resultado final de la traslación y rotación de ejes para análisis.

Análisis de los pulsos de presión y anisotropía del yacimiento

Al efectuar una prueba de interferencia en su forma más simple, se involucran dos pozos, un pulsante y un observador. Su nombre proviene del hecho de que la caída de presión

causada por el pozo productor (pulsante), interfiere con la presión en el pozo (o pozos), de observación (monitor). En un yacimiento homogéneo, isotrópico e infinito, la solución simple de la función Ei (Integral Exponencial), de la ecuación de difusión, describe los cambios de presión en el pozo de observación como una función del tiempo:

$$p_i - p_{r,t} = \frac{-70.6qB_o\mu}{kh} Ei\left(\frac{-948\phi\mu C_t r^2}{kt}\right) \dots \tag{15}$$

Es importante resaltar que el daño no afecta los cambios de presión en el pozo de observación. La ecuación 15 puede expresarse en función de variables adimensionales como:

$$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(\frac{-0.25r_D^2}{t_D}\right) \dots \tag{16}$$

La ecuación 16 se conoce como la solución línea fuente y describe la distribución de presión en un yacimiento infinito, causada por la producción a gasto constante de un pozo; las variables adimensionales empleadas para expresarla son:

Presión adimensional

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{141.2qB_o\mu} \tag{17}$$

Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \tag{18}$$

Radio adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \tag{19}$$

La forma gráfica de la ecuación 16 se presenta en la **Figura 7.1**, la cual es ampliamente conocida y presentada en la literatura de análisis de pruebas de presión. De la misma

forma que se deriva la solución para flujo radial, existen las soluciones para flujo lineal y flujo esférico como se presentan en la **Figura 7.2**.

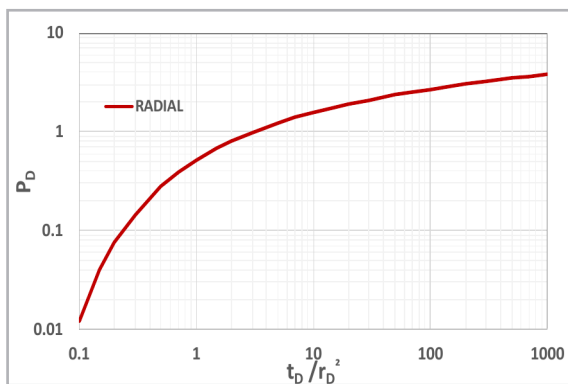


Figura 7.1. Solución línea fuente flujo radial.

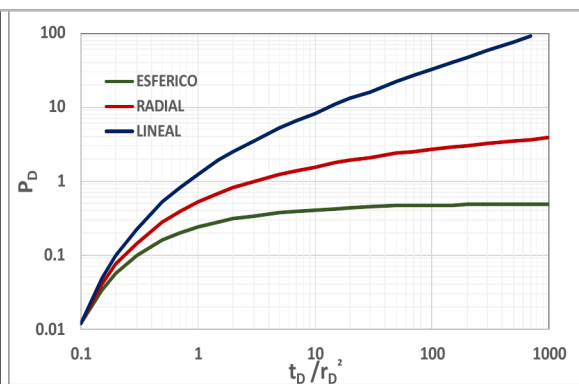


Figura 7.2. Soluciones esférico, radial y lineal.

Como se mostró en la **Figura 4**, los pulsos generados por la entrada a producción del pozo X-23V y su reflejo en X-5, X-92 y X-600, son los que se utilizarán para el análisis. La extracción de los pulsos en gráfica log-log se muestran en la

Figura 8, así mismo, se presenta su ajuste por curva tipo a la solución línea fuente para cada pozo, la **Tabla 3** muestra los resultados de los ajustes a presión [(Δp_M) , $(p_D)_M$], y tiempo [t_M , $(t_D/r_D^2)_M$].

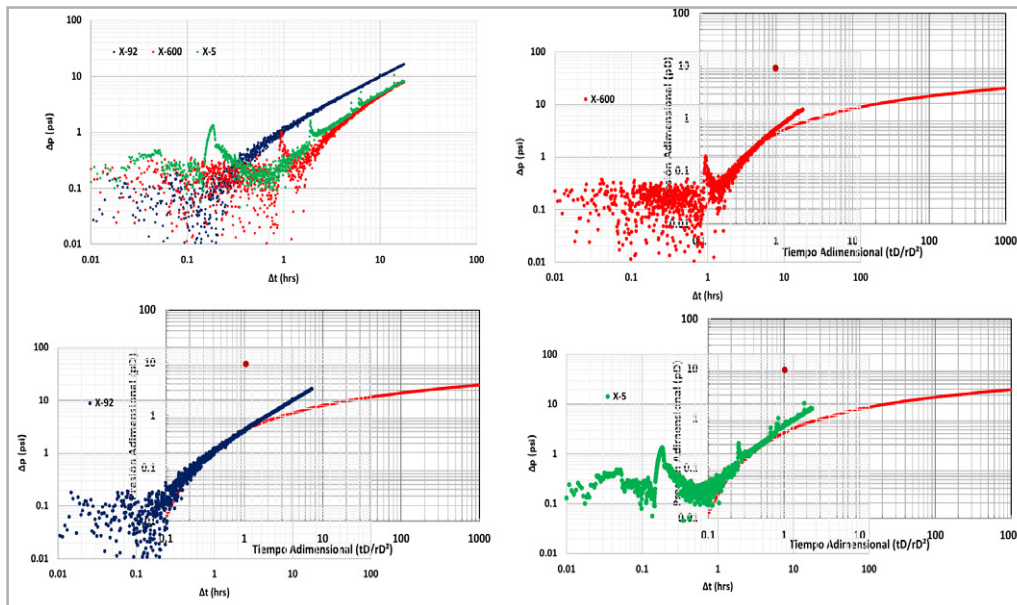


Figura 8. Ajuste de curva tipo a la solución línea fuente para X-5, X-92 y X-600.

Pozo	Punto de Ajuste de Tiempo		Puntos de Ajuste de Presión	
	t_M	$(t_D/r_D^2)_M$	Δp_M	$(p_D)_M$
X-5	6.9	1	50	10
X-600	9	1	50	10
X-92	2.5	1	50	10

Tabla 3. Resultados de ajuste por curva tipo a solución línea fuente.

Es importante señalar que, en un sentido estricto, se estudia una prueba de interferencia fluyente, ya que por la alta producción asociada a estos pozos (60 mbd en promedio del campo), es complicado realizar cierres para apegarse a la teoría en el proceso de cerrar, estabilizar presión y enviar las señales por mismos cierres o inyecciones, no obstante, el análisis de las señales y amplitudes, así como, la calidad de los pulsos registrados proporcionó confianza en utilizar los datos para el análisis de anisotropía bajo la técnica de Ramey.

Reforzando el párrafo anterior, las pruebas de interferencia se realizaron bajo condiciones de corrección por tendencia para obtener una respuesta más limpia del pulso, lo anterior, derivado de que los sensores de los pozos monitores se encontraban fluyendo y no cerrados y estabilizados, como supondría el caso ideal de la toma de información. Se realizaron diferentes ensayos, observándose que no existían variaciones significativas en las respuestas para la obtención de resultados en el ajuste de las curvas tipo.

De las características del tipo de fluido del yacimiento utilizados en el análisis, se considera un factor de volumen del aceite (B_o) de $1.335 \text{ m}^3/\text{m}^3$, viscosidad (μ_o) de 0.56 cp y

un espesor (h) de 188.27 pies y el gasto de aceite (q_o) del pulso generado es de $9,398 \text{ bpd}$.

Sustituyendo los valores en la ecuación 3 para el cálculo de $k_{max} k_{min}$ y tomando los puntos de ajuste de presión de la **Tabla 3** se obtiene lo siguiente:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}k_{min}} = \frac{141.2qB\mu(p_D)_M}{h\Delta p_M} \dots \quad (3)$$

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}k_{min}} = \frac{141.2 (9,398 \text{ bpd})(1.335 \text{ m}^3/\text{m}^3)(0.56 \text{ cp})(10)}{(188.272 \text{ pies})(50)}$$

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}k_{min}} = 1,053.86 \text{ md}$$

$$k_{max}k_{min} = (1,053.86 \text{ md})^2$$

$$k_{max}k_{min} = 1,110,624.83 \text{ md}^2$$

Utilizando la ecuación 4:

$$y^2k_x + x^2k_y - 2xyk_{xy} = \frac{0.0002637k_{max}k_{min}}{\phi\mu c_t} \frac{t_M}{(t_D/r_D^2)_M} \dots \quad (4)$$

se sustituyen los ajustes de tiempo para cada $[t_M, (t_D/r_D^2)_M]$ de la Tabla 3 y las coordenadas para cada pozo de la Tabla 2, quedando de la siguiente forma:

para el pozo X-92:

$$(2,040.24)^2k_x + (0)^2k_y - 2(0)(2,040.24)k_{xy} = \frac{0.0002637(1,110,624)}{\phi\mu c_t} \frac{2.5}{1}$$

para el pozo X-5:

$$(1,435.43)^2k_x + (1,801.69)^2k_y - 2(1,801.69)(1,435.43)k_{xy} = \frac{0.0002637(1,110,624)}{\phi\mu c_t} \frac{6.9}{1}$$

para el pozo X-600:

$$(3,080.86)^2k_x + (891.34)^2k_y - 2(891.34)(3,080.86)k_{xy} = \frac{0.0002637(1,110,624)}{\phi\mu c_t} \frac{9}{1}$$

Por lo que el sistema de ecuaciones se establece como:

$$4162607.85 k_x = \frac{732.17}{\phi \mu c_t} \dots \quad (17)$$

$$2,060,487.27 k_x + 3,246,115.05 k_y - 5,172,457.34 k_{xy} = \frac{2,020.81}{\phi \mu c_t} \dots \quad (18)$$

$$9,491,757.72 k_x + 794,499.13 k_y - 5,492,246.64 k_{xy} = \frac{2,635.84}{\phi \mu c_t} \dots \quad (19)$$

Despejando a k_x de la ecuación 17 y expresándola en términos de $\phi \mu c_t$:

$$k_x = \frac{0.0001758}{\phi \mu c_t} \dots \quad (20)$$

Sustituyendo k_x en las ecuaciones 18 y 19:

$$(2,060,487.27) \left(\frac{0.0001758}{\phi \mu c_t} \right) + 3,246,115.05 k_y - 5,172,457.34 k_{xy} = \frac{2,020.81}{\phi \mu c_t}$$

$$(9,491,757.72) \left(\frac{0.0001758}{\phi \mu c_t} \right) + 794,499.13 k_y - 5,492,246.64 k_{xy} = \frac{2,635.84}{\phi \mu c_t}$$

Reagrupando términos:

$$3,246,115.05 k_y - 5,172,457.34 k_{xy} = \frac{1,658.38}{\phi \mu c_t} \dots \quad (21)$$

$$794,499.13 k_y - 5,492,246.64 k_{xy} = \frac{966.29}{\phi \mu c_t} \dots \quad (22)$$

Para simplificar las ecuaciones, se utilizará una definición de constantes como se muestra en la **Tabla 4**.

Constante	Valor
a	3246115.05
b	794499.1346
c	-5172457.337
d	-5492246.643
e	1658.387024
f	966.2988615

Tabla 4. Definición de las constantes.

Redefiniendo:

$$ak_y - ck_{xy} = \frac{e}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (23)$$

$$bk_y - dk_{xy} = \frac{f}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (24)$$

Despejando k_y de la ecuación 23:

$$k_y = \frac{e}{a(\phi\mu c_t)} - \frac{c}{a}k_{xy} \dots \quad (25)$$

Sustituyendo la ecuación 25 en la ecuación 24:

$$b\left(\frac{e}{a(\phi\mu c_t)} - \frac{c}{a}k_{xy}\right) - dk_{xy} = \frac{f}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (26)$$

$$\frac{be}{a(\phi\mu c_t)} - \frac{bc}{a}k_{xy} - dk_{xy} = \frac{f}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (27)$$

Re arreglando términos en la ecuación 27:

$$k_{xy}\left(\frac{bc}{a} + d\right) = \frac{1}{(\phi\mu c_t)}\left(\frac{be}{a} - f\right) \dots \quad (28)$$

$$k_{xy} = \frac{1}{(\phi\mu c_t)}\left[\left(\frac{be}{a} - f\right) / \left(\frac{bc}{a} + d\right)\right] \dots \quad (29)$$

Empleando los valores de la **Tabla 4** y definiendo un nuevo grupo de constantes para las ecuaciones 28 y 29, se obtienen los resultados de la **Tabla 5**.

Constante	Valor
$\left(\frac{bc}{a} + d\right)$	-6758225.456
$\left(\frac{be}{a} - f\right)$	-560.4022637

Tabla 5. Definición de nuevo grupo de constantes.

Sustituyendo estos valores de la **Tabla 5** en la ecuación 29, se obtiene:

$$k_{xy} = \frac{8.29215e - 5}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (30)$$

Despejando de la ecuación 24:

$$k_y = \frac{1}{(\phi\mu c_t)} \left(\frac{f + dk_{xy}}{b} \right) \dots \quad (31)$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 31:

$$k_y = \frac{0.0006430}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (32)$$

Las tres ecuaciones en términos de $\phi\mu c_t$ quedan:

$$k_x = \frac{0.0001758}{\phi\mu c_t} \dots \quad (20)$$

$$k_y = \frac{0.0006430}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (32)$$

$$k_{xy} = \frac{8.29215e - 5}{(\phi\mu c_t)} \dots \quad (30)$$

Sustituyendo el resultado de la ecuación 3 y las ecuaciones 20, 30 y 32 en la ecuación 5 se obtiene:

$$k_x k_y - k_{xy}^2 = k_{max} k_{min} = \bar{k} \dots \quad (5)$$

$$\left(\frac{0.0001758}{\phi\mu c_t}\right)\left(\frac{0.0006430}{(\phi\mu c_t)}\right) - \left(\frac{8.29215e-5}{(\phi\mu c_t)}\right)^2 = 1,110,624.83 \dots \quad (33)$$

Obteniendo finalmente $\phi\mu c_t$, como:

$$\phi\mu c_t = \sqrt{\left(\frac{(0.0001758)(0.0006430) - (8.29215e-5)^2}{1,110,624.83}\right)}$$

$$\phi\mu c_t = 3.092 e - 7 \text{ psi}^{-1} \text{ cp} \dots \quad (34)$$

Con el resultado de la ecuación 34 se sustituye en 20, 30 y 32 obteniendo:

$$k_x = 568.74 \text{ mD} \dots \quad (35)$$

$$k_y = 2,079 \text{ mD} \dots \quad (36)$$

$$k_{xy} = 268 \text{ mD} \dots \quad (37)$$

Conocidos k_x , k_y y k_{xy} estimados k_{max} , k_{min} y θ con las ecuaciones 6, 7 y 8 del método de Ramey descritas en el marco teórico, sustituyendo 35, 36 y 37:

$$k_{max} = 0.5 \left[(568.74 \text{ mD} + 2,079 \text{ mD}) + \sqrt{(568.74 \text{ mD} - 2,079 \text{ mD})^2 + 4[(568.74 \text{ mD})(2,079 \text{ mD})]^2} \right]$$

$$k_{max} = 2,125 \text{ md}$$

$$k_{min} = 0.5 \left[(568.74 \text{ mD} + 2,079 \text{ mD}) - \sqrt{(568.74 \text{ mD} - 2,079 \text{ mD})^2 + 4[(568.74 \text{ mD})(2,079 \text{ mD})]^2} \right]$$

$$k_{min} = 522 \text{ mD}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{2,125 \text{ mD} - 568.74 \text{ mD}}{268 \text{ mD}}\right)$$

$$\theta = 80.22^\circ \text{ (con respecto al eje de análisis)}$$

De los resultados obtenidos, se puede sobreponer en la configuración estructural los ejes de máxima y mínima permeabilidad, así como la dirección preferencial de la

misma, la cual estará orientada respecto al eje de análisis establecido en la sección de rotación de ejes, **Figura 9**.

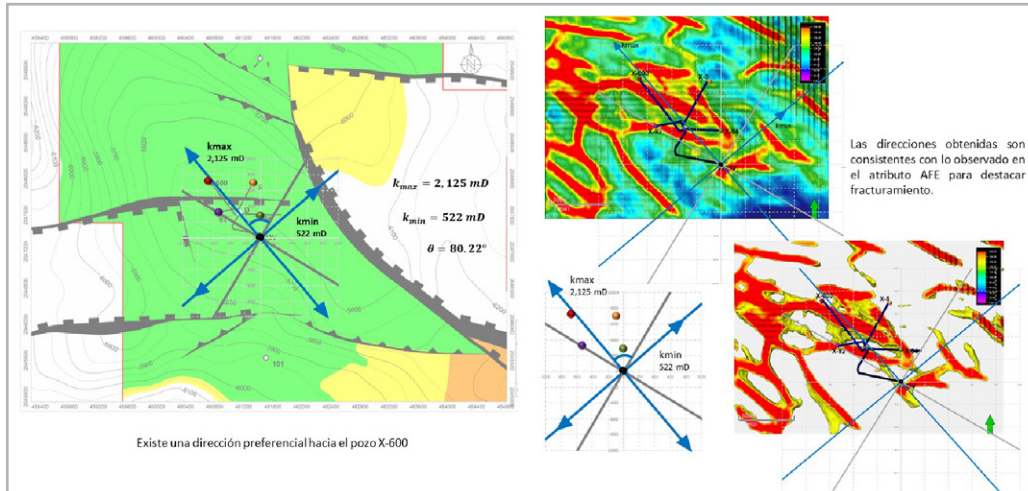


Figura 9. Ajuste de ejes de permeabilidad máxima, mínima y orientación.

Se puede observar en la figura anterior, que los resultados obtenidos de manera gráfica se comparan contra un atributo de fracturamiento, lo anterior con la finalidad de dar mayor robustez al análisis realizado. Es importante señalar que, de acuerdo con el atributo sísmico, los pozos están colocados en zonas de mayor fracturamiento (zonas rojas), e incluso los pozos delimitadores de esta estructura (X-1 y X-101), corresponden a lo observado al ser pozos de baja productividad y permeabilidad determinada durante sus pruebas de producción.

Durante la generación del atributo sísmico se obtuvo la roseta con las direcciones preferenciales de discontinuidades asociadas a fracturas, analizando la zona de estudio se observa que las direcciones productoras tienen una dirección NW-SE, lo cual es consistente con el resultado obtenido dinámicamente, **Figura 10**.

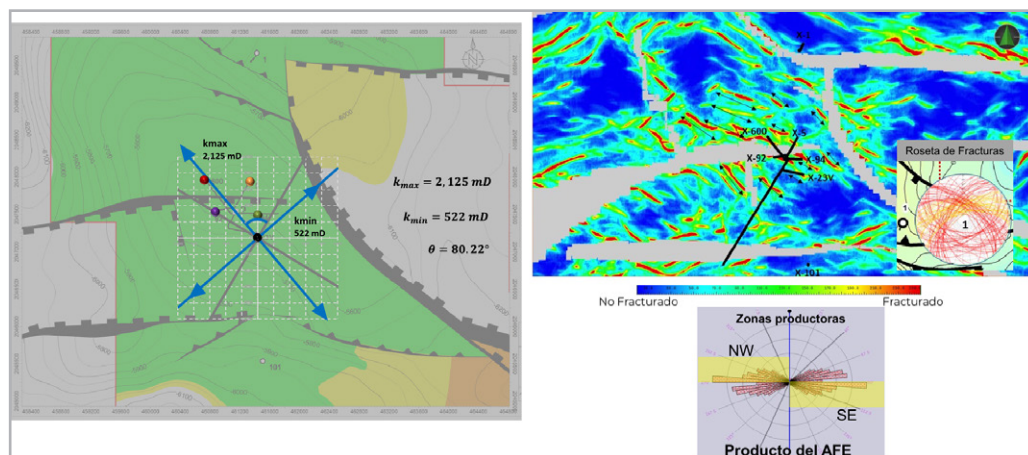


Figura 10. Dirección preferencial de fracturamiento por atributo sísmico y análisis dinámico.

Aproximación del área efectiva de drene y volumen asociado

Como se mostró en la **Figura 8**, los ajustes por curva tipo de los pulsos, permitieron extraer parámetros necesarios para los cálculos realizados de anisotropía del yacimiento. Sin embargo, se observa que existe una desviación entre la cuarta y sexta hora del pulso respecto a la solución línea fuente para los tres pozos analizados.

Una consideración de lo comentado en el párrafo anterior puede estar relacionada a una estabilización rápida de las áreas de drene entre los pozos; como se ha demostrado, la comunicación entre ellos a nivel difusivo es inmediata y es cuestión de minutos para que se reflejen movimientos operativos, incluso, dentro del seguimiento y monitoreo de las etapas de perforación y terminación de los pozos; por ejemplo, las pérdidas de circulación se han reflejado en los sensores de presión de los pozos productores.

Derivado de lo anterior, se puede suponer que, para un intervalo de tiempo dado, el reflejo de la desviación de

los pulsos por efecto de estabilización de las áreas de drene, obedecerá a un periodo pseudoestacionario, lo que permitiría establecer en qué medida hay un volumen asociado a cada área. Adicionalmente, se deberá seguir considerando que posterior al intervalo de tiempo en el cual este efecto de régimen de flujo ocurre, hay un efecto seguido de condición estacionaria por el alto empuje hidráulico del campo, lo que en términos generales al realizar un cálculo dinámico de la volumetría llevaría a sobreestimar el volumen asociado, lo anterior, derivado del hecho que las áreas de drene tenderán a extenderse a las áreas de drene del acuífero.

Siguiendo la lógica anterior, se utilizó el trabajo de Earlougher (1973), en el cual, se presentan curvas tipo específicas para sistemas cerrados, considerando distancias adimensionales de los pozos de observación y el área del sistema dividido entre la distancia del pozo activo y observador al cuadrado A/r^2 . Si se conoce la forma del sistema y la localización de los pozos se pueden realizar aproximaciones, sin embargo, existen más de 150 curvas tipo. La **Figura 11** muestra la propuesta de tratamiento a los pulsos de presión.

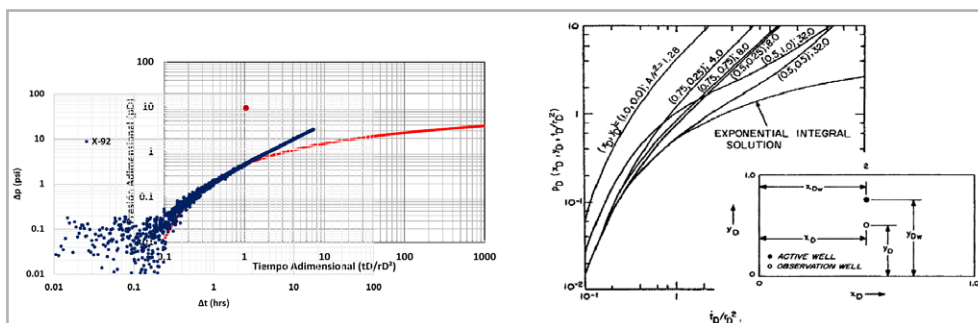


Figura 11. Desviación de la solución línea fuente y propuesta de Earlougher.

El ajuste de los tres pozos a la curva tipo propuesta por Earlougher (1973), se muestra en la **Figura 12**.

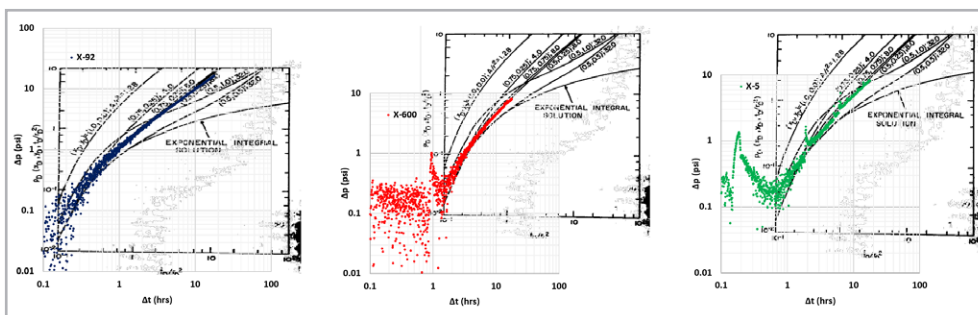


Figura 12. Ajustes de curva tipo, de Earlougher para yacimientos cerrados.

El ajuste de los pulsos de presión a la curva tipo se aproxima a $A/r^2=8$, la distancia del pozo X-23V al X-92 es de 622 m (2,040 pies), lo que representa un área de 3.09 km². Siguiendo con el cálculo para los demás pozos, se obtienen los resultados

siguientes mostrados en la **Figura 13**, cabe aclarar que el pozo X-94 no cuenta con monitoreo de sensor, por lo que, se supone que seguirá un comportamiento similar a los demás pozos de la zona.

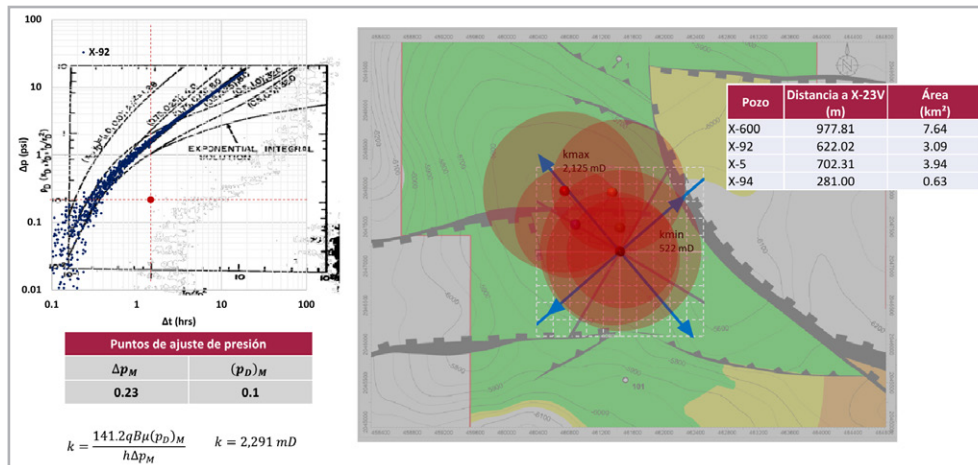


Figura 13. Aproximación de áreas de drenaje con las curvas tipo de Earlougher.

El valor de permeabilidad determinado para el pozo X-92 (pozo ejemplo), es del orden de 2,291 md de acuerdo con el ajuste de la curva tipo; este resultado anterior está en el orden de los cálculos para la anisotropía; así mismo, las estimaciones de las áreas de drenaje se basan en el principio de reciprocidad que existe en un yacimiento homogéneo e isotrópico, estableciendo que el resultado de la prueba es el mismo si los pozos activo y observador se intercambiaran.

análisis realizado, resulta bastante práctico, ya que las permeabilidades son altas y los parámetros promedio de la zona compresible se obtienen del análisis de interferencia, a saber, los productos kh , y $\phi\mu c_i$.

Un método sencillo y práctico para calcular el volumen original, es a través de la técnica de caracterización dinámica conocida como “superpozo”, en la cual, se establece que un solo pozo de gran diámetro tiene como gasto la producción total de un campo, no se tiene daño y la caída de presión es tan pequeña que la presión de fondo fluente es muy aproximada a la presión de fondo estática. En el caso del

Tomando como referencia los resultados de la **Figura 13**, la interferencia entre los pozos sugiere que la mayor área de drenaje por ajuste de curva tipo es entre X-600 y X-23V, con un total de 7.64 km², por lo que al calcular la expansión en dicha zona permite obtener un volumen original (OOIP), aproximado de 69.93 mmb, por lo que, considerando que la zona de expansión tendrá el mismo efecto en el área establecida de manera estática de 23.72 km², el volumen asociado sería de 197.61 mmb, **Figura 14**, cifra que actualmente conduce a un factor de recuperación de 30%.

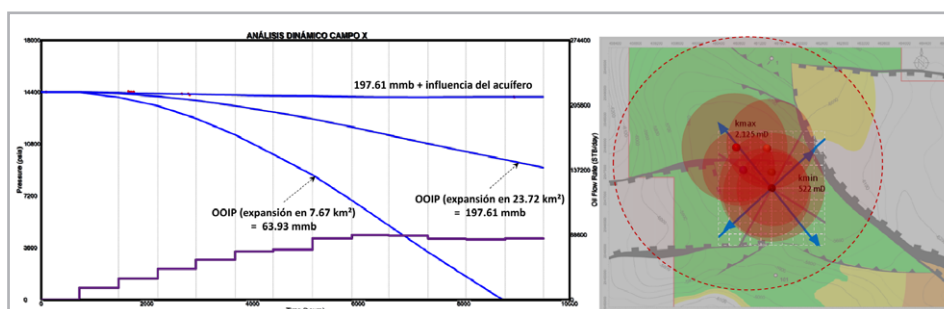


Figura 14. Estimación del volumen original por áreas de expansión.

Es importante señalar, que el ensayo realizado resulta atractivo por el hecho de que se puede aproximar la volumetría de una manera consistente, evitando la problemática de sobreestimaciones por el efecto del acuífero, el cual, en diversas ocasiones puede confundirse fácilmente con un mayor volumen original asociado a mayor energía.

Finalmente, los resultados del estudio realizado han presentado una gran generación de valor referente a la calidad y cantidad de información dinámica obtenida, la cual permite maximizar la certidumbre en la toma de decisiones de la estrategia de desarrollo del campo.

Conclusiones

El análisis realizado, demuestra los resultados potenciales que se tienen al seguir una estrategia de monitoreo de presiones mediante sensores de fondo permanentes. Así mismo, el empleo de metodologías clásicas de la literatura para la interpretación de pruebas de interferencia resulta importante en la obtención de variables de interés dinámico, como son, los ejes de máxima y mínima permeabilidad, así como su orientación (anisotropía del yacimiento).

Aproximaciones para la volumetría son factibles de realizar, considerando los resultados de la anisotropía del yacimiento y principalmente el concepto de zona de expansión, la cual combina el área entre pozos por ajuste de curva tipo para yacimiento cerrado, capacidad de flujo promedio y el producto de las áreas de influencia de los pozos durante la prueba de interferencia.

Adicionalmente, el trabajo presenta el detalle de cálculo para la obtención de la anisotropía del yacimiento, desde la traslación y rotación de ejes hasta los datos de dirección de permeabilidad máxima y mínima, corroborados con atributos sísmicos de fracturamiento y rosetas de direcciones preferenciales de las familias de fracturas.

Nomenclatura

p :	Presión, psi.
p_i :	Presión inicial, psi.
q :	Gasto de producción, bpd.
B :	Factor de volumen, $m^{3\beta}$.
μ :	Viscosidad, cp.
h :	Espesor, pies.
k :	Permeabilidad, md.
t :	Tiempo, hrs.
ct :	Compresibilidad total, psi-1.
r :	Radio, pies.
rw :	Radio del pozo, pies.
φ :	Porosidad, fracción.
PD :	Presión adimensional, adim.
tD :	Tiempo adimensional, adim.
rD :	Radio adimensional, adim.
Ei :	Función integral exponencial.
k_{max} :	Permeabilidad máxima, md.
k_{min} :	Permeabilidad mínima, md.
k_x :	Permeabilidad en x (tensor), md.
k_y :	Permeabilidad en y (tensor), md.
k_{xy} :	Permeabilidad xy (tensor), md.
x :	Coordenada x.
y :	Coordenada y.
θ :	Ángulo de orientación del eje de máxima permeabilidad, grados.
A :	Área de drene, km^2 .

Agradecimientos

Al equipo de trabajo de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste y el Activo de Producción Litoral de Tabasco de PEMEX E&P, por su apoyo y facilidades para el desarrollo de este trabajo, el cual permitirá compartir conocimiento en el entendimiento complejo de los Yacimientos Naturalmente Fracturados de México.

Referencias

Earlougher, R. C., Jr. 1977. *Advances in Well Test Analysis*, Vol. 5, 118-119. Richardson, Texas: Monograph Series, Society of Petroleum Engineers.

Ramey, Henry J., Jr. 1975. Interference Analysis for Anisotropic Formations: A Case History. *J Pet Tech* **27** (10): 1290-1298. SPE-5319-PA. <https://doi.org/10.2118/5319-PA>.

Earlougher, R. C., Jr. y Ramey, Henry J., Jr. 1973. Interference Analysis in Bounded Systems. *J Can Pet Technol* **12** (04): 33-45. <https://doi.org/10.2118/73-04-04>.

Semblanza de los autores

José María Petríz Munguía

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional (2004) y Maestro en Ingeniería por el IMP (2007). Durante sus 14 años de trayectoria profesional, sus áreas de interés se han enfocado a productividad de pozos, diagnóstico y evaluación de daño a la formación, diseño, optimización y mejora de tratamientos de estimulaciones, análisis de fracturamientos hidráulicos-ácidos en carbonatos, control de agua, análisis de pruebas de presión, estudios de caracterización dinámica de yacimientos, evaluación de formaciones, estudios integrales de yacimientos y participación activa en diversos proyectos de desarrollo para yacimientos de la zona marina del sureste de México.

Ha ejercido diferentes puestos en Pemex E&P, desde especialista técnico en productividad y yacimientos, Superintendente de las áreas de Productividad de Pozos, Caracterización Dinámica, Enlace Técnico de Alianzas y Asociaciones, hasta llegar a Coordinador de Diseño e Ingeniería de Proyectos, Líder Regional de Oportunidades de Producción en la SPRMSO, y actualmente Coordinador del Grupo Multidisciplinario de Administración de Yacimientos del Activo de Producción Litoral de Tabasco.

Ha publicado diversos artículos técnicos en foros nacionales e internacionales del CIPM, AIPM y SPE; fue miembro de la Red de Expertos de Caracterización Integral de YNF, es Autoridad Técnica Nivel 2 de Caracterización Dinámica y miembro del CIPM, Sección Dos Bocas.