

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS**



**INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN
YACIMIENTOS ACUÑADOS Y EN FORMA DE T**

PRESENTADO POR:

**MARIA PAULA POLANCO CEDEÑO
WILSON BENAVIDES**

Neiva, Huila Febrero de 2014

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PRUEBAS DE POZOS**



**INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN
YACIMIENTOS ACUÑADOS Y EN FORMA DE T**

PRESENTADO POR:

**MARIA PAULA POLANCO CEDEÑO
WILSON BENAVIDES**

*Proyecto de Grado presentado como requisito para optar
Al título de Ingeniero de Petróleos*

**Director: FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUÁLO
Doctor en Ingeniería de Petróleos**

Neiva, Huila Febrero de 2014

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Los resultados de este mi último trabajo como estudiante de ingeniería y mi primer trabajo como futura ingeniera, no sólo se deben a mi esfuerzo y constancia, se deben también al apoyo y motivación de las personas que hicieron todo en su vida para que yo pudiera lograr mis sueños:

A Dios que cada mañana me bendice permitiendome despertar y estar rodeada de personas maravillosas que enriquecen mi vida.

A mis Padres que son los mejores del mundo y son los únicos dueños de todos mis logros.

A mis Abuelitos que son mi gran amor y llenan mi vida de felicidad.

A mi Hermana que también es mi amiga, mi consejera, mi cómplice, mi conciencia porque ella nunca me desampara y siempre tiene una solución para mis problemas.

A Óscar que detuvo su tiempo para que yo pudiera avanzar tranquilamente con el mío.

A mis amigos Cata, Tata, Karla, Luis, Danilo, Oscar, Pedro y a mi compadrito Wilson que compartieron conmigo un pedacito de su vida y me dejaron tantas enseñanzas.

Maria Paula.

DEDICATORIA

Este logro es el resultado de la constancia y dedicación y gracias a todas las personas que han estado siempre dispuestas apoyarme, en primer lugar quiero dedicar esta meta a Dios por permitirme avanzar en el día a día con salud y vida, él me ha dado fortaleza para continuar cuando he estado a punto de caer.

De igual forma quiero dedicar a mi Familia, gracias a ellos con su esfuerzo han podido estar pendientes brindándome su apoyo, a todos mis amigos, compañeros de la Univesidad, a todos los Profesores que me supieron formar tanto personal como profesional, en fin a toda mi gente.

Wilson Benavides.

AGRADECIMIENTOS

Especialmente a nuestro profesor y director del Proyecto, **Freddy Humberto Escobar**, Ph. D., porque a pesar de todas sus labores siempre tuvo tiempo para nosotros para guiarnos en este trabajo, y porque a pesar de nuestra ignorancia en muchos temas siempre fue paciente y nos explicó una y otra vez.

Agradecemos también a todos nuestros profesores porque ellos en estos cinco años de carrera nos dieron las herramientas que de ahora en adelante utilizaremos para nuestra vida profesional. En especial agradecemos a nuestros jurados Roberto Vargas Cuervo y Jairo Antonio Sepúlveda Gaona y al profesor Javier Martínez por sus oportunas sugerencias y sabios consejos. Al ingeniero Fernando Perez Aya tambien los agradeciminetos por su gran apoyo.

La universidad se convierte en nuestro hogar y las personas con las que convivimos se convierten en nuestra familia; por esto también damos las gracias a la señora Elcy Obregón Tamayo que fue nuestra mamá en el programa de ingeniería de petroleos, porque siempre tuvo una solución para nuestros problemas y siempre estuvo de nuestro lado.

A todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron al desarrollo de este trabajo les estamos infinitamente agradecidos y esperamos que en algun momento la vida nos de la oportunidad de retribuirles todo lo que nos han brindado.

RESUMEN

Es complejo identificar la mecánica del subsuelo en un yacimiento y es aún más complicado identificar las cualidades de yacimientos que presentan formas inusuales, una herramienta que ayuda a entender que está pasando es el análisis de pruebas de presión las cuales se analizan a un nivel macro y en ocasiones no alcanzan a identificar canales de flujo generados por varias fallas.

En el momento no existe una metodología para caracterizar yacimientos en forma de cuña y en forma de T mediante pruebas de presión, por esto en este trabajo se realizará un análisis minucioso de diferentes pruebas de presión para de esta manera desarrollar una metodología para caracterizar estos tipos de yacimientos.

Esta tesis propone que mediante simulación numérica se generen ecuaciones para hallar alguna propiedad promedio para yacimientos con formas inusuales. Para el caso de las formaciones acunadas se tiene que existe un único pozo vertical en medio de dos fallas sellantes; estas fallas sellantes al unirse forman una cuña con un ángulo X , este ángulo es el objeto de investigación en este trabajo y para esto se han simulado diferentes situaciones cambiando el ángulo entre las fallas sellantes y ubicando el pozo en diferentes posiciones. Para los canales en forma de T se ha variado la ubicación de un único pozo dentro de un yacimiento, para así poder hallar un comportamiento patrón y diagnosticar la ubicación del pozo dentro del canal en forma de T.

La conclusión general es que se logró encontrar una ecuación para un pozo de un yacimiento acunado que está ubicado en el vértice, centrado equidistante entre dos fallas y vértice, cerca a la falla izquierda y derecha pero distante al vértice en cada caso variando el ángulo desde 30° , 45° , 60° , 75° y 90° ; también se generó una ecuación para diagnosticar la ubicación de un pozo en un yacimiento en forma de T tomando como referencia una frontera del yacimiento.

ABSTRACT

It is difficult to identify the mechanics of an underground reservoir and is even more difficult to identify the qualities of sites that have unusual forms, a tool that helps to understand what is happening is the analysis of pressure tests which are analyzed at a macro level, and sometimes it is not enough to identify flow channels generated by several faults.

Currently there is not a methodology to characterize either wedge or T shaped deposits by pressure testing so, this paper is a careful analysis of different pressure tests in this way develops a methodology will be made to characterize these types of reservoir.

In this thesis some equations are generated by numerical simulation to find some average property sites with unusual shapes. For the case of wedged formations that have a single vertical well between two sealing faults, these sealing faults when are together form a wedge with angle, this angle is the subject of investigation. In this work and for this, have been simulated different situations changing the angle between the sealing faults locating the well at different positions. For T-shaped channels has changed certain, in order to find a behavior pattern and diagnose the well location in the T-shaped channel.

The general conclusion is that we can find an equation for a well on a wedged reservoir that is located in the vertex centered equidistant between two faults and near fault to the right and left but the distant vertex in each case varying the angle from 30° , 45° , 60° , 75° and 90° . Furthermore an equation was generated to diagnose the location of a well in a T reservoir with reference to a boundary of the site.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO I. ASPECTOS TEÓRICOS	17
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS	17
1.1.2 Generalidades sobre las pruebas de presión	18
1.2 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE PRESIONES	19
1.2.1 Métodos actuales	20
1.2.2 Otros métodos	21
1.3 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS EN EL COMPORTAMIENTO DE LAS PRUEBAS DE POZO. (SPE 113877)	21
1.4 YACIMIENTOS EN FORMA DE CUÑA	23
1.5 CANALES EN FORMA DE T	23
CAPÍTULO II. SISTEMAS MODELADOS Y METODOLOGÍA DE INTERPRETACION	25
2.1 DATOS DE LA SIMULACION	25
2.1.1 Principales parámetros del modelo	25
2.2 GENERACIÓN DE CURVAS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN PARA YACIMIENTOS ACUÑADOS	26
2.2.1 Pozo ubicado en el vértice	28

2.2.2 Pozo cerca a la falla derecha	31
2.2.3 Pozo cerca a la falla izquierda	33
2.2.4 Pozo ubicado en el centro	35
2.3 GENERACIÓN DE CURVAS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN PARA CANALES EN FORMA DE T	38
2.3.1 Desarrollo y modelamiento	39
CAPÍTULO III APLICACIONES	42
3.1 ECUACIONES ADICIONALES	42
3.2 EJEMPLO N° 1 SIMULADO	43
3.3 EJEMPLO N° 2 SIMULADO	44
3.4 EJEMPLO N° 3 SIMULADO	45
3.5 EJEMPLO N° 4 SIMULADO	46
3.6 EJEMPLO N° 5 SIMULADO	47
CONCLUSIONES	50
RECOMENDACIONES	51
NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52

LISTA DE FIGURAS

FIG. 1.1.	ESQUEMA DE LA REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	17
FIG. 1.2.	REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN (ABAJO) Y DECLINACIÓN O CAÍDA DE PRESIÓN (ARRIBA)	19
FIG. 1.3.	EJEMPLO DE YACIMIENTO FALLADO. CAMPO DE HAWKINS, TEXAS	23
FIG. 1.4.	CANALES EN FORMA DE T EN UN AMBIENTE DEPOSICIONAL DELTAICO	24
FIG. 2.1.	POZO UBICADO EN EL VÉRTICE	28
FIG. 2.2.	DERIVADA PARA POZO UBICADO EN EL VÉRTICE	29
FIG. 2.3.	POZO CERCA A LA FALLA DERECHAVISTO DESDE ÁNGULO	31
FIG. 2.4.	DERIVADA PARA LOS DATOS POZO CERCA A LA FALLA DERECHA VISTO DESDE ÁNGULO	32
FIG. 2.5.	POZO UBICADO CERCA A LA FALLA IZQUIERDA VISTO DESDE EL VÉRTICE DEL ÁNGULO	33
FIG. 2.6.	DERIVADA PARA EL POZO UBICADO CERCA A LA FALLA IZQUIERDA VISTO DESDE EL VÉRTICE DEL ÁNGULO	34
FIG. 2.7.	POZO UBICADO EN EL CENTRO DE DOS FALLAS EQUIDISTANTE AL VÉRTICE	35
FIG. 2.8.	DERIVADA PARA EL POZO UBICADO EN EL CENTRO DE DOS FALLAS EQUIDISTANTE AL VÉRTICE	36

FIG. 2.9.	POZOS SIMULADOS INICIALMENTE	38
FIG. 2.10.	PARTES DEL CANAL EN FORMA DE T	38
FIG. 2.11.	POZOS SECCIÓN 1 Y 2	39
FIG. 2.12.	POZOS SIMULADOS	39
FIG. 2.13.	COMPORTAMIENTO DE LA DERIVADA PARA UN POZO QUE CAMBIA SU UBICACIÓN EN UN SÓLO EXTREMO DE T	39
FIG. 2.14.	COMPORTAMIENTO DE LA SEGUNDA DERIVADA PARA UN POZO QUE CAMBIA SU UBICACIÓN EN UN SÓLO EXTREMO DE T	40
FIG. 2.15.	LONGITUD ADIMENSIONAL	41
FIG.3.1.	GRÁFICO DE LA PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN	42
FIG. 3.2.	EJERCICIO N° 1 PARA POZO UBICADO EN EL VERTICE	43
FIG. 3.3.	EJERCICIO N° 2 PARA UN POZO UBICADO CERCA A LA FALLA DERECHA	44
FIG. 3.4.	EJERCICIO N° 3 PARA UN POZO UBICADO CERCA A LA FALLA IZQUIERDA	45
FIG. 3.5.	EJERCICIO N° 4 PARA UN POZO UBICADO EN EL CENTRO	46
FIG.3.6.	GRÁFICO DE LA PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN	47

LISTA DE TABLAS

TABLA 2.1.	PRINCIPALES PARÁMETROS DEL MODELO	25
TABLA 2.2.	CASOS SIMULADOS PARA YACIMIENTOS ACUÑADOS	26
TABLA 2.3.	DATOS OBTENIDOS DE LA GRÁFICA DE LA DERIVADA PARA POZO UBICADO EN EL VÉRTICE	29
TABLA 2.4.	CONSTANTES DE LA ECUACIÓN PARA POZO UBICADO EN EL VÉRTICE	29
TABLA 2.5.	DATOS OBTENIDOS DE LA DERIVADA EN EL MAXIMO PARA POZO UBICADO EN EL VÉRTICE	30
TABLA 2.6.	CONSTANTES DE LA ECUACIÓN PARA POZO UBICADO EN EL VÉRTICE	30
TABLA 2.7.	DATOS OBTENIDOS DE LA GRÁFICA DE LA DERIVADA PARA POZO CERCA A LA FALLA DERECHAVISTO DESDE EL ÁNGULO	32
TABLA 2.8.	CONSTANTES DE LA ECUACIÓNPOZO CERCA A LA FALLA DERECHAVISTO DESDE ÁNGULO	33
TABLA 2.9.	DATOS OBTENIDOS DE LA GRAFIA DE LA DERIVADA PARA POZO UBICADO CERCA A LA FALLA IZQUIERDA VISTO DESDE EL VÉRTICE DEL ÁNGULO	34
TABLA 2.10.	CONSTANTES DE LA ECUACIÓNPOZO UBICADO CERCA A LA FALLA IZQUIERDA VISTO DESDE EL VÉRTICE DEL ÁNGULO	35
TABLA 2.11.	DATOS OBTENIDOS DE LA GRAFIA DE LA DERIVADA PARA POZO UBICADO EN EL CENTRO DE DOS FALLAS EQUIDISTANTE AL VÉRTICE	36

TABLA 2.12.	CONSTANTES DE LA ECUACIÓN POZO UBICADO EN EL CENTRO DE DOS FALLAS EQUIDISTANTE AL VÉRTICE.	37
TABLA 2.13.	DATOS OBTENIDOS DE LA GRÁFICA DE PRESIÓN PARA EL CANAL EN FORMA DE T	40
TABLA 2.14.	CONSTANTES DE LA ECUACIÓN PARA CANALES EN FORMA DE T	41

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de presión se evalúan generalmente para determinar las propiedades promedio de un yacimiento con la ayuda de modelos de interpretación.

En algunos yacimientos, en especial aquellos de origen deltaico, los depósitos de hidrocarburos que allí se forman presentan un sinnúmero de formas inusuales. Por ello es factible encontrar allí, y en otros ambientes estratigráficos yacimientos acuñaados. La identificación y cuantificación de la complejidad geológica mediante pruebas de presión es posible, pero requiere de un análisis complejo y no hay una metodología para caracterizar este tipo de yacimientos, en los cuales normalmente las fallas se pueden presentar como barreras de flujo permeable o impermeable y dependiendo de su forma y su localización estas fallas pueden estar formando canales en forma de cuña o en forma de T. La forma más común de interpretar pruebas de presión en tales sistemas es mediante simulación numérica y/o analítica.

En este trabajo de investigación se han analizado básicamente dos casos de formaciones geológicas inusuales yacimientos en forma de cuña y en forma de T. Para las formaciones acuñaadas se graficaron los datos obtenidos de las diferentes simulaciones de un yacimiento acuñaado originado por dos fallas sellantes en el cual se varió el ángulo entre las fallas y la ubicación del pozo en cuatro sitios diferentes, estas gráficas se utilizaron para generar una ecuación matemática con la cuál conociendo la ubicación de un pozo se puede hallar el ángulo que hay entre dos fallas sellantes. Para los canales en forma de T se generó una ecuación para diagnosticar la ubicación de un pozo en un yacimiento en forma de T tomando como referencia una frontera del yacimiento.

Haciendo una revisión de la literatura de ingeniería de petróleo se ha encontrado algunos artículos relacionados con este tema:

Horne, and Temeng. (1981) Con un novedoso análisis, demostraron que es posible llegar a una solución analítica para interpretar la respuesta de la presión transitoria de un pozo que produce en una formación de grosor no constante en la vecindad de un pinch out.

Stewart and Whaballa (1980) describen un nuevo enfoque a los sistemas compartimentados basadas en consideraciones de balance de materiales.

Anisur Rahman, and A. K. Ambastha. (1997) se concentraron en los efectos de las propiedades roca fluido usando una solución analítica para la presión transiente en yacimientos compartimentados. También mostraron que ciertos parámetros como los relacionados con una estructura geológica de compartimientos pueden ser estimados a partir de un análisis de datos de presión.

Mijinyawa and Gringarten, (2008) investigaron cuatro geometrías comunes de reservorios complejos mediante simulación numérica. Mostraron que todas estas configuraciones producen comportamientos característicos en sus pruebas de presión, que se analizaron en esta investigación como combinaciones de comportamientos simples conocidos.

Charles, Rieke, and Purushothaman, (1999) Analizaron dos yacimientos costa afuera en forma de cuña ubicados al sur de Luisiana, e interpretaron las respuestas de la prueba de restauración de presión.

Anisur Rahman, and Bentsen, (2003) estudio consistió en una técnica integral transformada (ITT) que se utilizó para desarrollar nuevas soluciones analíticas que superan las limitaciones de las soluciones existentes en la literatura para evaluar reservorios en forma de cuña y de cuña cerrada.

CAPITULO I. ASPECTOS TEORICOS

1.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Las pruebas de presión pueden entenderse por aplicación de la tercera ley de Newton, como se ilustra en la Fig. 1:

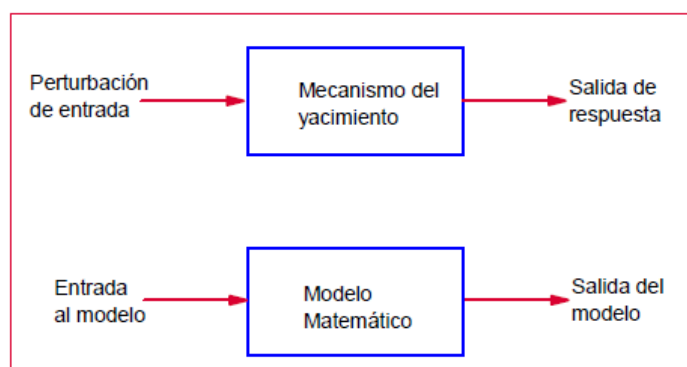


Fig. 1.1. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión

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

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

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

El análisis de pruebas de presión tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento. Las pruebas DST y de restauración de presión en pozos únicos se usan principalmente durante producción primaria y exploración, mientras que las pruebas múltiples se usan más a menudo durante proyectos de recuperación secundaria. Las pruebas multicapa y las de permeabilidad vertical también se corren en pozos productores/inyectores. Pruebas de declinación, de restauración, de interferencia y de pulso se utilizan en todas las fases de producción. Las pruebas multitasas, de inyección, de interferencia y de pulso se usan en las etapas primaria y secundaria. Los ingenieros de petróleos deberían tener en cuenta el estado del arte de la interpretación de pruebas de

presión, herramientas de adquisición de datos, métodos de interpretación y otros factores que afectan la calidad de los resultados obtenidos del análisis de pruebas de presión.

Una vez los datos han sido obtenidos y revisados, el análisis de presiones comprende dos pasos: (1) El modelo del yacimiento e identificación de los diferentes regímenes de flujo encontrados durante la prueba, y (2) la estimación de parámetros. Entre los gráficos tenemos: gráficos log-log de presión y derivada de presión vs. tiempo de transiente (herramienta de diagnóstico), gráfico semilog de presión vs. tiempo, gráfico Cartesiano de los mismos parámetros, etc.

En general, el análisis de presiones es una herramienta excelente para describir y definir el modelo de un yacimiento cuando se maneja un campo hidrocarburofero. Los regímenes de flujo son una función directa de las características del sistema pozo/yacimiento, i.e., una fractura sencilla que intercepta el pozo puede identificarse mediante la detección de un flujo lineal. Sin embargo, siempre que exista flujo lineal, no necesariamente implica la presencia de una fractura.

La interpretación de pruebas de presión es el método primario para determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud y conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento. Además, es el único método más rápido y más barato para estimar variables dependientes del tiempo como el factor de daño y la permeabilidad en yacimientos. El período de comportamiento infinito ocurre después del fin del almacenamiento y antes de la influencia de los límites del yacimiento. Puesto que los límites no afectan los datos durante este período, el comportamiento de presión es idéntico al comportamiento de un yacimiento infinito. El flujo radial puede reconocerse por una estabilización aparente del valor de la derivada.

El análisis de presiones puede utilizarse para determinar permeabilidad, daño, presión promedio, longitud media de una fractura hidráulica, dirección de una fractura, conductividad de la fractura, entre otros. Obtenidos los datos siguen dos pasos (1) Definir el modelo del yacimiento e identificación de los regímenes de flujo y (2) Estimación de parámetros.

1.1.2. Generalidades sobre las pruebas de presión

Declinación de presión (ver. Fig. 2). Se le conoce como prueba de flujo. Luego de que el pozo ha sido cerrado por un tiempo suficientemente largo para alcanzar estabilización, el pozo se coloca en producción, a caudal constante, mientras se registra la presión de fondo contra el tiempo. Su principal desventaja es que es difícil mantener el caudal constante.

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

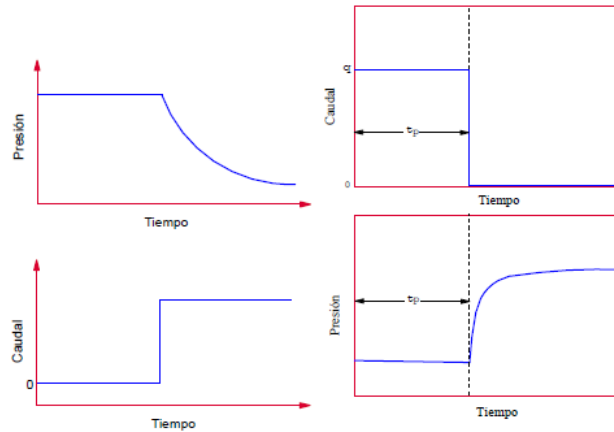


Fig. 1.2. Representación esquemática de pruebas de restauración (abajo) y declinación o caída de presión (arriba)

1.2. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE PRESIONES

Pueden ser usadas para obtener:

1. La presión promedio del yacimiento del área de drenaje.
2. Permeabilidad de la formación.
3. Determinar el grado de daño a la formación durante la perforación y completación del pozo.
4. Cuan efectivo o eficiente ha sido una estimulación o tratamiento del pozo.
5. El grado de conectividad entre pozos.
6. Estructura geológicas.

Los datos de presión, cuando se combinan con datos de producción de petróleo y agua con datos de laboratorio, de propiedades de las rocas y de los fluidos, constituyen un medio para estimar el petróleo original in situ. Bourdet et al. en 1982, introducen el método de la derivada para análisis de presiones. El problema de las Curvas Tipo, anteriormente mencionadas, consistía en respuesta noúnica. Los avances en “Hardware” para instrumentos de medición y registro de presiones in situ junto al pozo, la introducción de las computadoras personales de gran capacidad de memoria y velocidad de procesamiento de datos y de cálculos, hizo accesible al ingeniero programas y métodos de análisis reservados solamente para grandes computadoras y que podían aplicarse durante el desarrollo de las pruebas en sitio.

A partir de inicios de la década de los 80’s se comienza a efectuar mediciones simultáneas de presión y tasa de flujo durante la etapa transitoria. Esto promete ser un campo de intensa investigación tecnológica en cuanto al desarrollo de instrumentos de medición y técnicas de análisis, mediante el uso de convolución y deconvolución.

De un análisis independiente en los años 50 cuando sólo se aplicaban los métodos convencionales de análisis, se ha pasado progresivamente a un análisis integrado sinérgico, en donde la información geológica, geofísica, petrofísica, de registros de

pozos, de datos de completación, tipos de pozos, datos de PVT, etc. aportan su cuota de descripción y de información para obtener el modelo final que caracteriza al sistema.

Durante la década de los 90's se desarrollaron los modelos de doble porosidad, yacimiento de fractura de conductividad infinita, fracturas de conductividad finita, penetración parcial, pozos horizontales. Además, se introdujeron las mediciones simultáneas de tasa de flujo y presión que permitió el uso de los métodos de convolución y de deconvolución. Este tratamiento permite hacer el análisis de pruebas de pozos afectados con efecto de almacenamiento, removiendo la suposición de efecto de llene constante.

1.2.1. Métodos actuales

El método análisis actual incluye:

1. Uso de programa comercial de análisis de presiones.
2. El uso de regresión lineal manual y la aplicación del método de Curva Tipo tradicional manual pueden introducir errores apreciables en el análisis e interpretación de pruebas de depresión.
3. Desde el punto de vista matemático el objetivo sigue siendo resolver un problema con valor frontera ("Boundary Value Problem"). Una vez obtenida la solución, analizarla, determinar períodos de flujo (análisis específico). Estudiarla (problema de unicidad de la solución) y en la práctica resolver el problema inverso.
4. La aplicación del cálculo manual, está en desuso. Por ser un cálculo lento y poco preciso y la introducción del computador personal han hecho casi desaparecer el análisis manual. En especial durante la simulación y verificación de la prueba. El método manual consume mucho tiempo.
5. Sin embargo, debido a las limitaciones en cuanto a número de soluciones (modelos matemáticos) de los programas comerciales, siempre es necesario una buena preparación ("background"), para poder efectuar el análisis e interpretación de las pruebas de pozos.
6. Se debe utilizar toda la información del sistema pozo - yacimiento disponible:
 - Historia de producción y de pruebas.
 - Datos de completación del pozo.
 - Datos de PVT.
 - Datos e información de geología.
 - Datos de geofísica.
 - Información de registro de formación.
 - Datos petrofísicos.
7. Es recomendable el uso de convolución y deconvolución, cuando el efecto de llene no sea constante. Esta es la principal limitación de las curvas tipos desarrolladas hasta ahora ($CD = \text{constante}$).

8. Muchas veces, aún con información del sistema conocido y la aplicación de programas comerciales, se presentan resultados ambiguos en el análisis e interpretación de la prueba y sólo la aplicación de un análisis integrado, podría reducir o eliminar el problema de unicidad de la solución e identificar aproximadamente el modelo pozo-yacimiento.
9. El uso de herramientas de cierre en el fondo del pozo ha permitido usar el método de Curva Tipo, de coeficiente de llenado constante, en forma bastante aceptable.
10. Los sistemas expertos y las redes neurales, es uno de los campos de investigación más recientes en el análisis e interpretación de pruebas de pozos.

1.2.2. Otros métodos:

- Método estadístico de Watson et al. (1988)
- Método basado en reglas de Allain y Horne (1990)
- Redes neuronales de Al - Kaabi y Lee, (1990)

1.3. INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS EN EL COMPORTAMIENTO DE LAS PRUEBAS DE POZO., Tomado SPE 113877 (2008)

El análisis de pruebas de pozo se utiliza rutinariamente para determinar las propiedades promedio del yacimiento con la ayuda de modelos de interpretación relativamente simples. La identificación y cuantificación de las reservas geológicamente complejas también es posible, pero requiere de modelos de interpretación complejos, que con frecuencia no están disponibles en la literatura.

Este artículo investiga cuatro geometrías complejas comunes de depósito utilizando simulación numérica, a saber: un canal en forma de T, y un límite o cuña hacia fuera. Se muestra que todas estas configuraciones producen comportamientos característicos en un pozo de prueba, que pueden ser analizados como combinaciones de comportamientos conocidos más simples. Un canal semi-infinito de lados no paralelos aparece como dos cuñas secuenciales; un canal en forma de T (que puede ser utilizado como una representación simplificada de un sistema de canales distributarios o meandros) es equivalente a dos canales lineales, ya sea perpendiculares entre sí o situadas una después de la otra. La ubicación de un pozo en un canal de meandros afecta el comportamiento en el tiempo temprano-tardío y medio-tardío de la presión y la respuesta de la derivada de la presión en un pozo de prueba, pero no el comportamiento en el tiempo de retraso. Por último, la respuesta de la prueba así de un límite de pellizco o cuña hacia fuera es similar a la de una sola falla de sellado, pero con una transición más larga después de la principal estabilización de flujo radial derivado.

La conclusión general es que las geometrías complejas se revelan en el comportamiento derivado de la presión de prueba mediante una transición no estándar entre los principales radiales derivados de la estabilización del flujo y el comportamiento límite de tiempo de retraso. Esta transición se da acceso a la información cuantitativa relacionada con la geometría compleja que suele ignorarse en la interpretación rutinaria de la prueba.

Debido a los diferentes procesos sedimentarios y tectónicos, los yacimientos presentan diferentes niveles de complejidad, los depósitos formados a través de la deposición en los entornos fluviales son los más complejos. Esta complejidad no suele reproducirse adecuadamente en modelos de interpretación pruebas de pozos. Por ejemplo, los depósitos de canal se simulan con dos límites impermeables paralelos de extensión infinita, pero en realidad rara vez existen como tales: por lo general son parte de extensas redes de intersección y erosionan los canales serpenteantes, con secciones de alta permeabilidad y vetas de baja permeabilidad en grietas y se ensancha (Norris RJ et al., 1993). La descripción simplificada ha permitido la obtención de soluciones analíticas que se utilizan habitualmente para describir el comportamiento dinámico de yacimientos durante las pruebas de pozos.

Sin embargo, en modelos de interpretación simplificados, se limita la cantidad de información que se puede obtener a partir de análisis de la prueba y por no tomar en cuenta la complejidad geológica. Algunos autores han investigado las características geológicas complejas (Yaxley, LM 1978, Zheng, S. et al. 1996, Zambrano et al. 2000), y han encontrado que con ellos se obtienen respuestas de derivadas de presión reconocibles en una prueba así, sobre todo en la zona de transición después la principal estabilización derivado de flujo radial. Los datos correspondientes, sin embargo, se ignoran en el análisis de pozo de prueba rutina y, en consecuencia, la información que contienen se pierde.

El propósito de este trabajo fue investigar una serie de características geológicas que se encuentran comúnmente, a saber: un canal semi-infinito con límites no paralelos; un canal en forma de T, un canal de meandros con diferentes localizaciones de pozos, anchos de ramificación de los canales y ángulos meandro; y un límite pinch-out. Se muestra que los comportamientos de prueba así correspondientes pueden ser analizados con una combinación de modelos de interpretación de prueba así más simples para los que existen soluciones analíticas, lo que permite la identificación y cuantificación de los sistemas complejos con herramientas de interpretación pozo de prueba estándar.

1.4. YACIMIENTOS EN FORMA DE CUÑA

En el análisis de pruebas de presión transitorias, se reconocen actualmente, sólo dos tipos de límites; impermeable y de presión constante. Además, desde un punto de vista seccional, los límites de cualquier tipo de frecuencia se consideran verticales, pero no se considera un límite de un reservorio que resulta de una disminución gradual del yacimiento, dicho límite sería un eventual pinch out. En tal caso, el límite es claramente impermeable, y sin embargo, no se comportan de la misma manera como un límite sellado perpendicular. El campo de Hawkins ubicado en Texas USA, es un claro ejemplo de un yacimiento fallado en donde podemos ver formas de cuña ocasionadas por fallas.



Fig. 1.3. Ejemplo de yacimiento fallado
Campo de HAWKINS, Texas, USA., Tomado J. Guillemot, Geología del petróleo
(1982)

En la literatura de la ingeniería de petróleos, existen muy pocos trabajos técnicos que abordan la geometría de un yacimiento en forma de cuña y su efecto en el comportamiento del yacimiento.

1.5. CANALES EN FORMA DE T

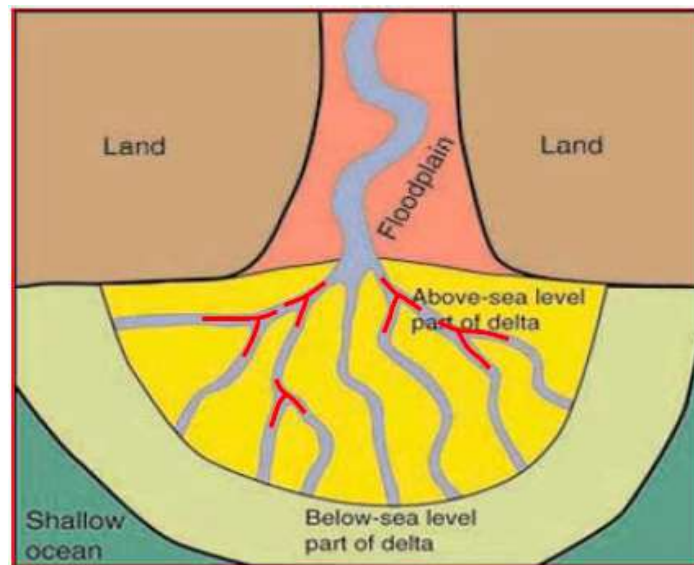


Fig. 1.4. Canales en forma de T en un ambiente deposicional deltaico., Tomado paper SPE 113877 (2008)

La Fig. 1.4. representa un sistema de canales distribuidos en un ambiente deltaico. Este sistema de canales típicamente puede ser descrito como una combinación de dos canales: una rama principal, y una rama afluente.

CAPÍTULO II. SISTEMAS MODELADOS Y METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN

En este trabajo se ha desarrollado una metodología para hallar el ángulo existente entre las fallas que delimitan la frontera de un reservorio.

La metodología desarrollada en este trabajo aplica únicamente para yacimientos de petróleo, con un único pozo vertical en el área de drene, y asumiendo que las fallas son completamente sellantes.

Para desarrollar esta investigación se ha simulado situaciones cambiando el ángulo entre las fallas sellantes y ubicando el pozo en diferentes posiciones.

A continuación se mencionan los parámetros que se tuvieron en cuenta para realizar la simulación:

2.1 Datos de simulación

- Yacimiento isotrópico
- Modelo numérico
- Pozo vertical
- Frontera poligonal - sin flujo
- Tope sin flujo

2.1.1 Principales parámetros del modelo

Parametro	Valor
Caudal, q	500 STB/D
Tiempo, t	20000 hr
Daño al yacimiento, s	1
Almacenamiento en el pozo, C	1×10^{-4} bbl/psi
Espesor de la formación, h	100 ft
Compresibilidad de la formación, c_t	4×10^{-6} psi ⁻¹
Radio del pozo, r_w	0.5 ft
Radio de drenaje del yacimiento, r_e	30 ft
Porosidad, ϕ	20 %
Viscosidad, μ	5 cp
Permeabilidad, k	33.3 md
Factor volumétrico, B	1.15 bls/STB

Tabla 2.1. Principales parámetros del modelo

2.2. GENERACION DE CURVAS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN PARA YACIMIENTOS ACUÑADOS

Para el caso de los yacimientos acuñaados, se realizaron diferentes simulaciones variando la posición del pozo y el ángulo entre las fallas sellantes. A continuación se enumeran los distintos casos simulados; que se analizaron en gráficos de T vs PD.

1. Gráfico log-log t_D vs P_D , para:

- Pozo centrado variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)
- Pozo cercano al vértice de la cuña, variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)
- Pozo ubicado en la parte superior izquierda de la cuña, variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)
- Pozo ubicado en la parte inferior derecha, variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)

2. Gráfico log-log $t_D * P_D'$, para:

- Pozo centrado variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)
- Pozo cercano al vértice de la cuña, variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)
- Pozo ubicado en la parte superior izquierda de la cuña, variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)
- Pozo ubicado en la parte inferior derecha, variando el ángulo entre las fallas (90°, 75°, 60°, 45° y 30°)

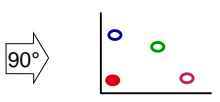
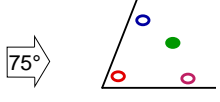
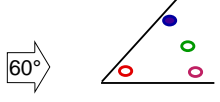
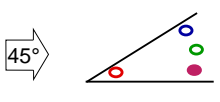
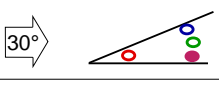
ÁNGULO ENTRE FALLAS	CASO DE ESTUDIO
	<ul style="list-style-type: none"> ● POZO EN EL VERTICE
	<ul style="list-style-type: none"> ● POZO CENTRADO
	<ul style="list-style-type: none"> ● POZO CERCA A FALLA IZQUIERDA
	<ul style="list-style-type: none"> ● POZO CERCA A FALLA DERECHA
	

Tabla 2.2. Casos simulados para yacimientos acuñaados

Ecuaciones adicionales

Tiempo adimensional

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 kt}{\phi\mu c_t A}$$

Presión adimensional

$$P_D = \left(\frac{kh}{141.2q\mu B} \right) \Delta P$$

Permeabilidad, k

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_r}$$

Factor de daño, s

$$s = 0.5 \left\{ \frac{\Delta P_r}{(t^* \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right\}$$

Area del Yacimiento

$$A = \frac{kt_{rpi}}{301.77\phi\mu c_t}$$

2.2.1. Pozo ubicado en el vértice

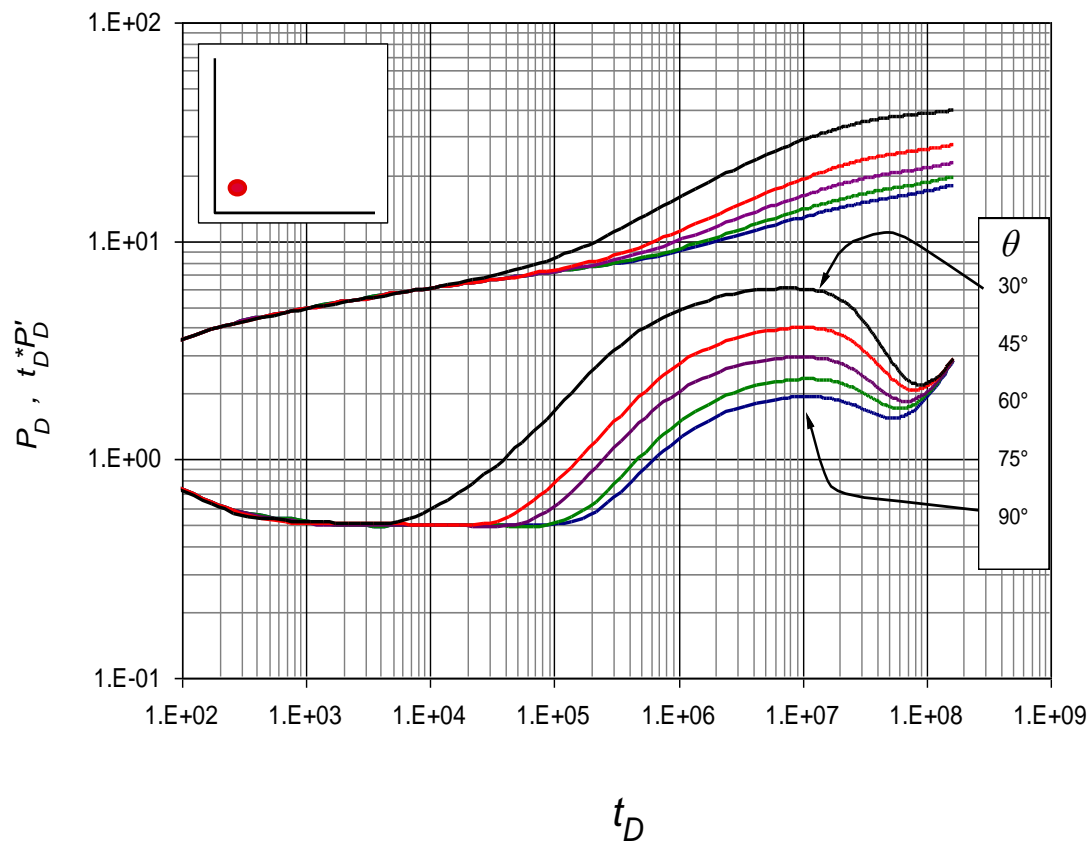


Fig. 2.1. Pozo en vértice

La fig. 2.1. muestra el comportamiento de las presiones adimensionales y su derivada con respecto al tiempo adimensional, con el propósito de buscar el comportamiento de la presión en un pozo ubicado en un punto vértice y variando el ángulo entre las fronteras para este caso siendo fallas sellantes. A medida que el ángulo crece la presión tarda más en tocar la frontera después del flujo radial.

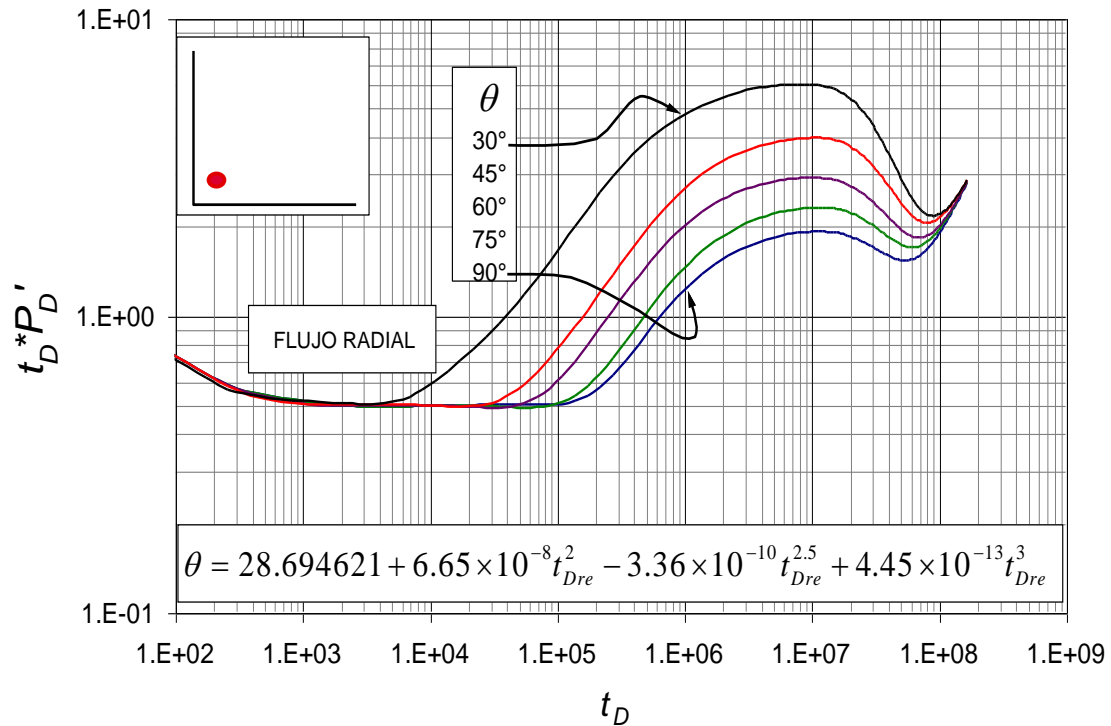


Fig. 2.2. Derivada para pozo ubicado en el vértice

La prueba de producción muestra cuando un pozo está ubicado en el vértice entre dos fallas, el comportamiento de la derivada presenta un orden consecutivo para los ángulos 30°, 45°, 60°, 75° y 90° ; cuando el ángulo crece el tiempo tarda más en tocar las fronteras. De esta manera se puede correlacionar el tiempo con el aumento del ángulo entre las dos fallas. Los datos se obtienen de la gráfica y se resumen en la siguiente tabla (Tabla 2.3), luego se grafican los datos y se obtiene una con la relación una ecuación con un R^2 de 0.999974, que permite el análisis en una prueba de presión para cualquier caso similar.

t_D	Ángulo
4.0×10^3	30
2.8×10^4	45
4.4×10^4	60
8.8×10^4	75
1.4×10^5	90

Tabla 2.3. Datos obtenidos de la derivada para pozo ubicado en el vértice

Constante	Valor
a	28.694621
b	6.65E-08
c	-3.36E-10
d	4.45E-13

Tabla 2.4. Constantes de la ecuación para pozo ubicado en el vértice

De esta manera se obtiene la siguiente ecuación para hallar el ángulo entre dos fallas sellantes para un pozo ubicado en el vértice del yacimiento. En esta ecuación el único dato de entrada es el tiempo adimensional.

$$\theta = 28.694621 + 6.65 \times 10^{-8} t_{Dre}^2 - 3.36 \times 10^{-10} t_{Dre}^{2.5} + 4.45 \times 10^{-13} t_{Dre}^3$$

$$t_{Dre} = \frac{0.0002637 k t_{re}}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

$t_D * P_D'$	Ángulo
5.97	30
3.94	45
2.98	60
2.29	75
1.91	90

Tabla 2.5. Datos obtenidos de la derivada en el máximo para pozo ubicado en el vértice

Constante	Valor
<i>a</i>	22.033333
<i>b</i>	-1.8598104
<i>c</i>	103.14103
<i>d</i>	63.907889

Tabla 2.6. Constantes de la ecuación para pozo ubicado en el vértice

De esta manera se obtiene la siguiente ecuación para hallar el ángulo entre dos fallas sellantes para un pozo ubicado en el vértice del yacimiento. En esta ecuación el único dato de entrada es la derivada de la presión en el punto máximo de inflexión.

$$\theta = 22.033333 - 1.8598104 (t^* P_D')_{\max} + \frac{103.14103}{(t^* P_D')_{\max}} + \frac{63.907889}{(t^* P_D')_{\max}}$$

2.2.2. Pozo cerca a la falla derecha

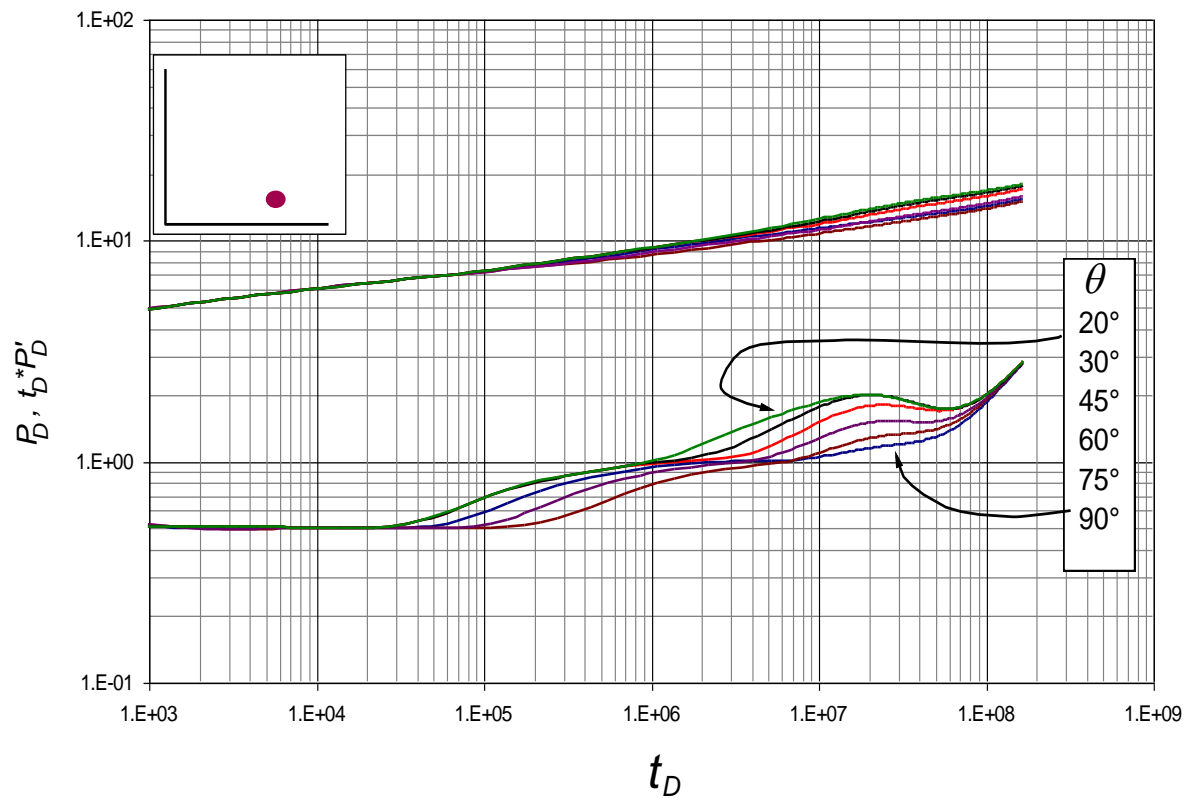


Fig. 2.3. Pozo cerca a la falla derechavisto desde ángulo

La fig.2.3 muestra el comportamiento de las presiones adimensionales y su derivada con respecto al tiempo adimensional, con el propósito de buscar el comportamiento de la presión en un pozo ubicado cerca a la falla derecha visto desde ángulo y variando el ángulo entre las fallas.

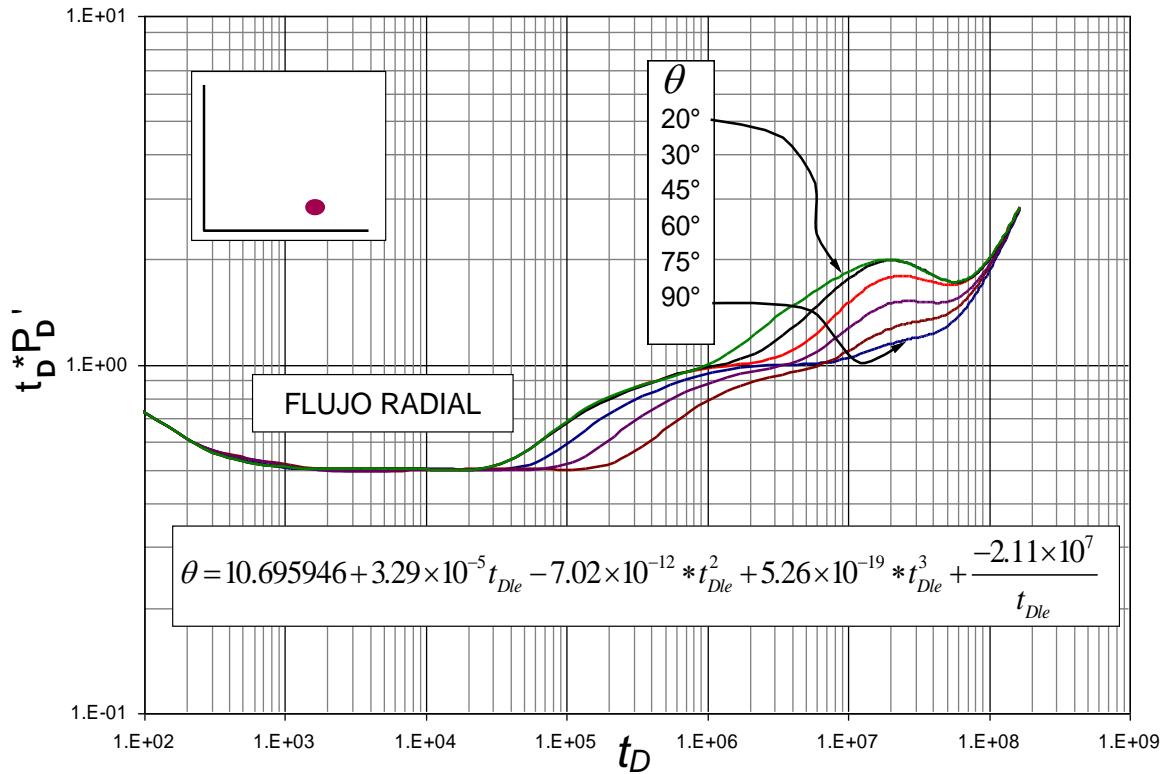


Fig. 2.4. Derivada para los datos pozo cerca a la falla derecha visto desde el vértice ángulo

La figura anterior muestra inicialmente un flujo radial, luego se observa el comportamiento de la derivada para los ángulos de 20°, 30°, 45°, 60°, 75° y 90°. Para el ángulo menor, la derivada de la presión adimensional aumenta en tiempos tempranos, debido a que las fallas que actúan como fronteras sellantes y se encuentra muy cerca al pozo productor, y cuando crece el ángulo ocurre que la onda tarda más tiempo en tocar la frontera. Para este caso se toma los valores del tiempo adimensional cuando la onda de presión toca la falla más lejana leida en t_{Dle} y se genero una ecuacion con un R^2 de 0.999832, que permite el análisis en una prueba de presión para cualquier caso similar.

t_D	Ángulo
1.11×10^6	20
1.4×10^6	30
2.22×10^6	45
4.4×10^6	60
7.03×10^6	75
7.91×10^6	90

Tabla 2.7. Datos obtenidos de la gráfica

<i>a</i>	10.695946
<i>b</i>	3.29×10^{-5}
<i>c</i>	-7.02×10^{-12}
<i>d</i>	5.26×10^{-19}
<i>e</i>	-2.11×10^7

Tabla 2.8. Constantes de la ecuación

De esta manera se obtiene la siguiente ecuación para hallar el ángulo entre dos fallas sellantes para un pozo ubicado cerca a la falla derecha. En esta ecuación el único dato de entrada es el tiempo adimensional.

$$\theta = 10.695946 + 3.29 \times 10^{-5} t_{Dle} - 7.02 \times 10^{-12} (t_{Dle}^2) + 5.26 \times 10^{-19} (t_{Dle}^3) + \frac{-2.11 \times 10^7}{t_{Dle}}$$

2.2.3. Pozo cerca a la falla izquierda

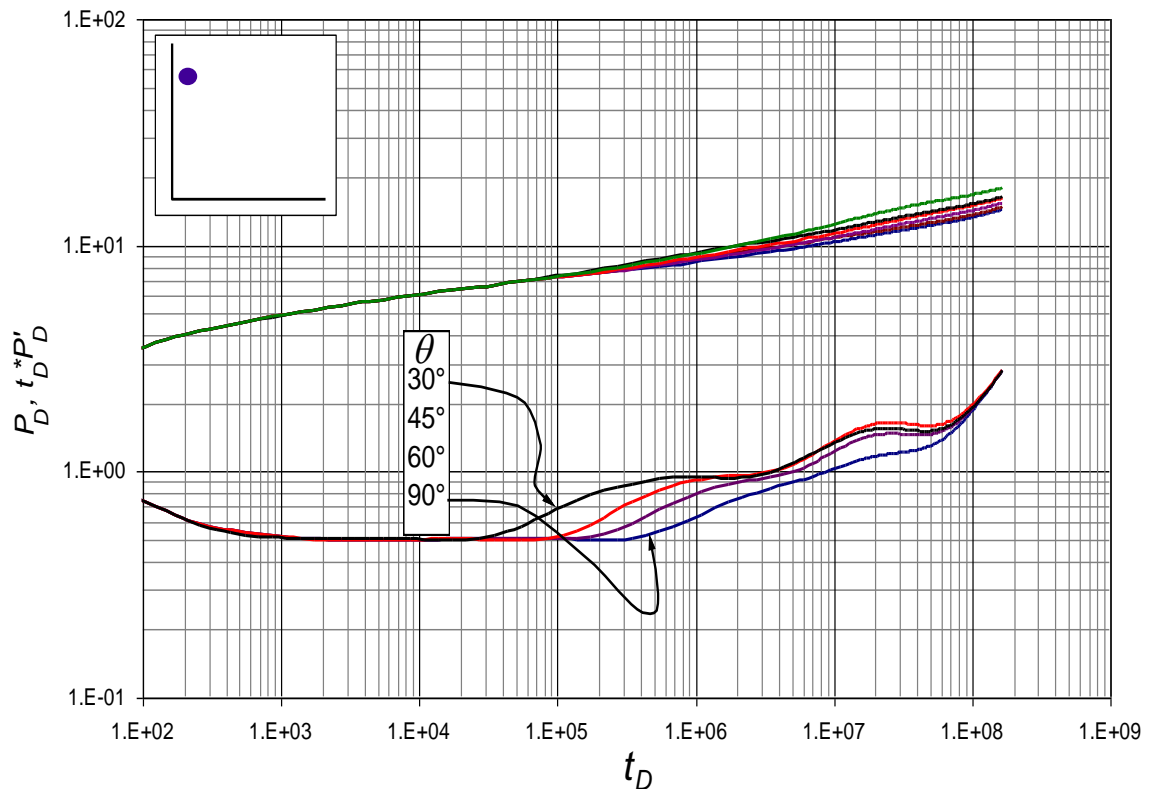


Fig. 2.5. Pozo ubicado cerca a la falla izquierda visto desde el vértice del ángulo

La fig. 2.5. muestra el comportamiento de las presiones adimensionales y su derivada con respecto al tiempo adimensional, con el propósito de buscar el comportamiento de la presión en un Pozo ubicado cerca a la falla izquierda visto desde el vértice del ángulo.

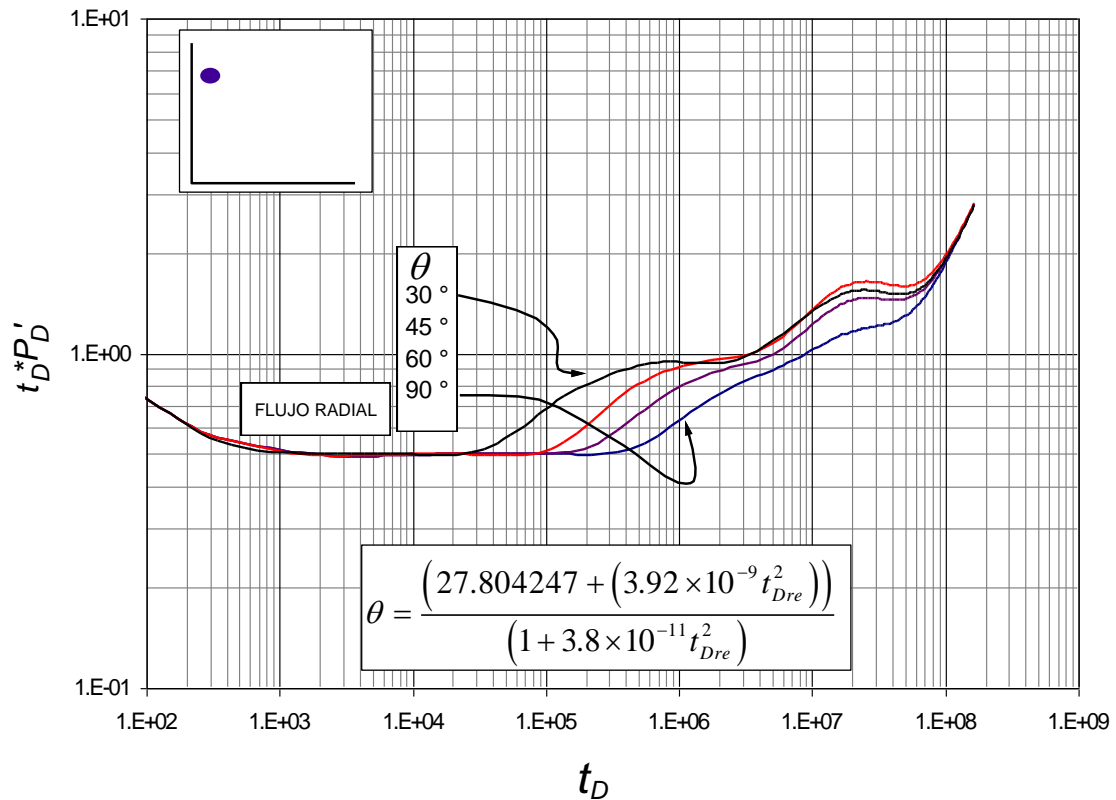


Fig. 2.6. Derivada para el pozo ubicado cerca a la falla izquierda visto desde el vértice del ángulo

La fig. 2.6. se muestra inicialmente un flujo radial, luego se observa el comportamiento de la derivada para los ángulos de 30°, 45°, 60° y 90°. Para el ángulo menor, la derivada de la presión adimensional aumenta en tiempos tempranos, debido a que las fallas que actúan como fronteras sellantes y se encuentra muy cerca al pozo productor, y cuando crece el ángulo ocurre que la onda tarda más tiempo en tocar la frontera.

Con el comportamiento de los datos con respecto al ángulo se puede encontrar una relación que permite generar una ecuación con un R^2 de 0.999762, que permite el análisis en una prueba de presión para cualquier caso similar, en las tablas siguientes se encuentran los valores que se toman de la gráfica posteriormente los valores de las constantes para la ecuación que se genera.

t_D	Ángulo
2.8×10^4	30
8.83×10^4	45
1.4×10^5	60
3.52×10^5	90

Tabla 2.9. Datos obtenidos de la gráfica de la derivada para el pozo ubicado cerca a la falla izquierda visto desde el vértice del ángulo

<i>Constante</i>	<i>Valor</i>
<i>a</i>	27.804247
<i>b</i>	3.8×10^{-11}
<i>c</i>	3.92×10^{-9}

Tabla 2.10. Constantes de la ecuación para el pozo ubicado cerca a la falla izquierda visto desde el vértice del ángulo

De esta manera se obtiene la siguiente ecuación para hallar el ángulo entre dos fallas sellantes para un pozo ubicado cerca a la falla izquierda. En esta ecuación el único dato de entrada es el tiempo adimensional.

$$\theta = \frac{(27.804247 + (3.92 \times 10^{-9} t_{Dre}^2))}{(1 + 3.8 \times 10^{-11} t_{Dre}^2)}$$

2.2.4 Pozo ubicado en el centro

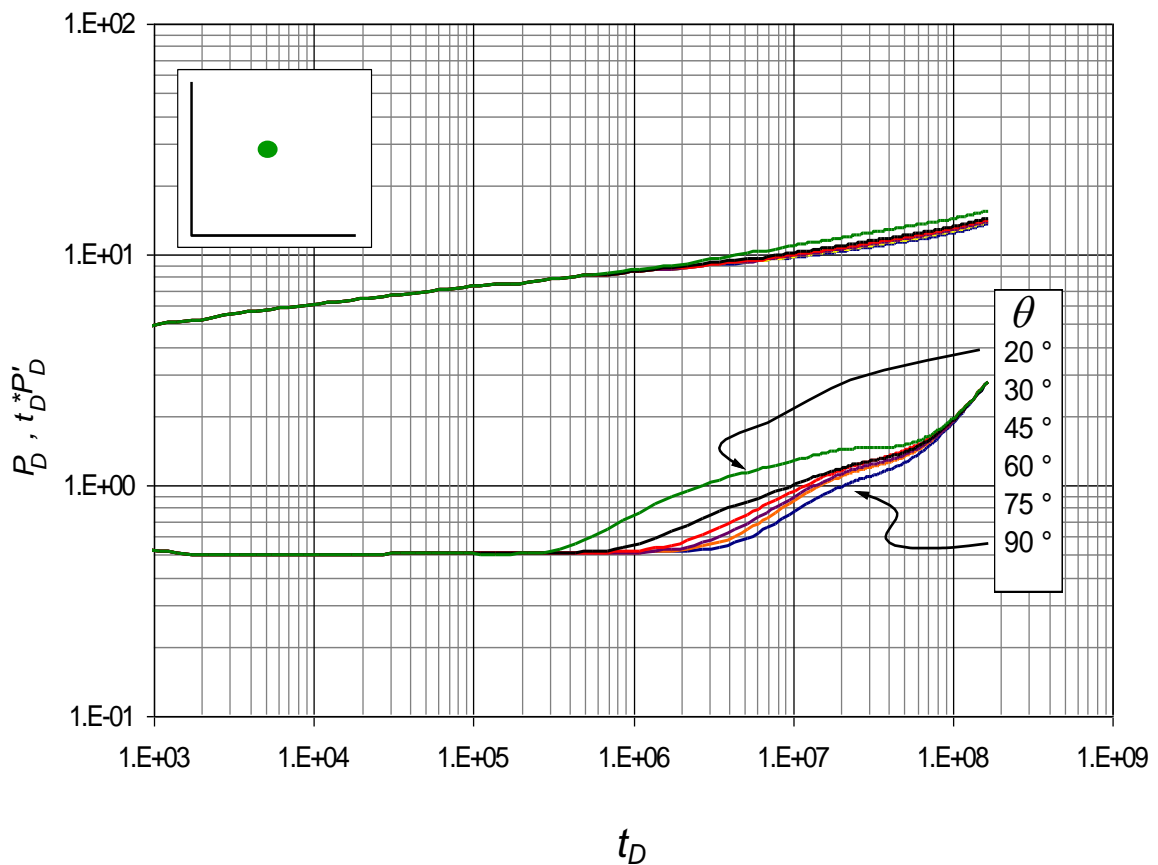


Fig. 2.7. Pozo ubicado en el centro de dos fallas equidistante al vértice

La fig. 2.8 muestra el comportamiento de las presiones adimensionales y su derivada con respecto al tiempo adimensional, con el propósito de buscar el comportamiento de la presión en un pozo ubicado en el centro de dos fallas equidistante al vértice.

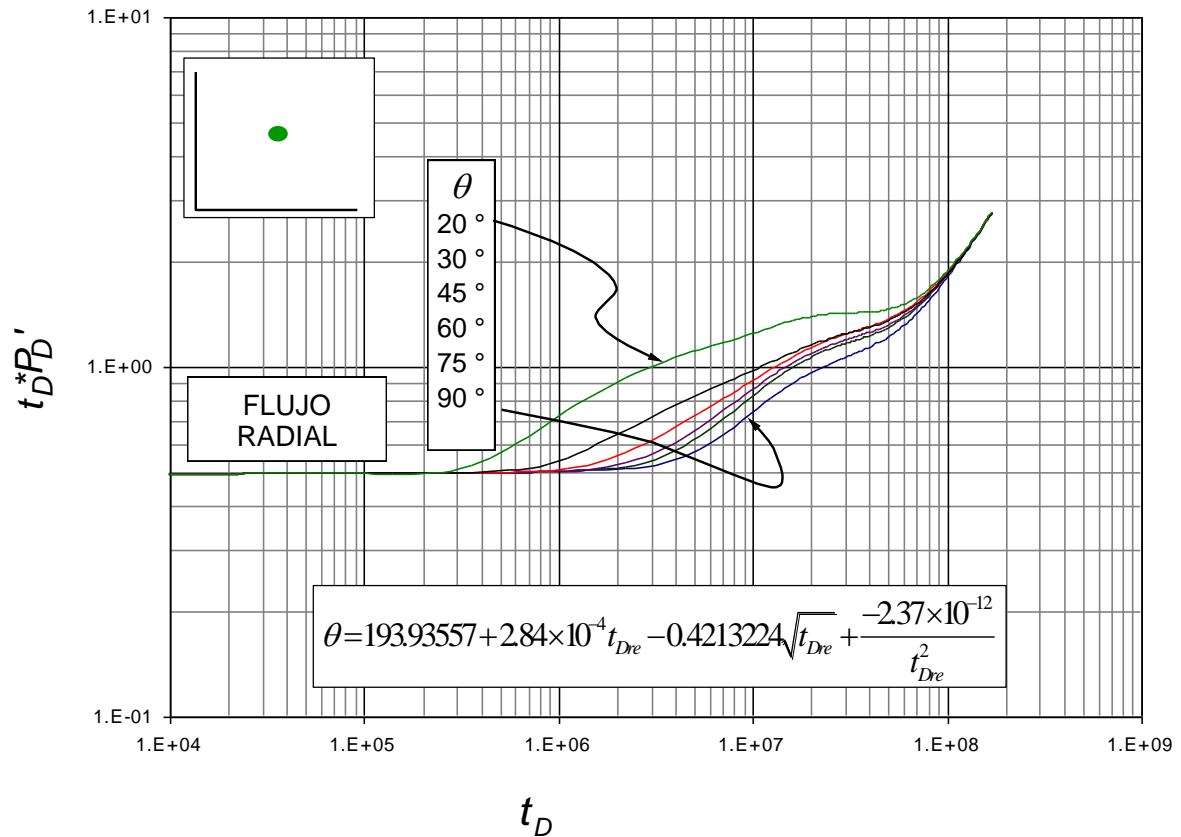


Fig. 2.8. Derivada para pozo ubicado en el centro de dos fallas equidistante al vértice

La prueba de presión para un pozo que drena entre dos fallas sellantes ubicado equidistante al vértice como se observa en la Fig. 2.8; muestra después del flujo radial una relación entre la presión y el tiempo para los ángulos de 20°, 30°, 45°, 60°, 75° y 90°. Se puede analizar que a medida que crece el ángulo el tiempo se amplía para que la onda de presión tarda más en llegar a las fronteras y para este caso como está centrado a las fronteras sólo se nota que los valores aumentan hasta alcanzar el estado pseudoestable. A partir de esta relación se generó una ecuación con un R² de 0.999987, que permite el análisis en una prueba de presión para cualquier caso similar.

t_D	Ángulo
2.79×10^5	20
5.57×10^5	30
8.83×10^5	45
1.11×10^6	60
1.2×10^6	75
1.4×10^6	90

Tabla 2.11. Datos obtenidos de la gráfica de presión para pozo ubicado en el centro de dos fallas equidistante al vértice

<i>Constante</i>	<i>Valor</i>
<i>a</i>	193.93557
<i>b</i>	2.84×10^{-4}
<i>c</i>	-0.4213224
<i>d</i>	-2.37×10^{-12}

Tabla 2.12. Constantes de la ecuación para pozo ubicado en el centro de dos fallas equidistante al vértice

De esta manera se obtiene la siguiente ecuación para hallar el ángulo entre dos fallas sellantes para un pozo ubicado en el centro de estas fallas. En esta ecuación el único dato de entrada es el tiempo adimensional.

$$\theta = 193.93557 + 2.84 \times 10^{-4} t_{Dre} - 0.4213224 \sqrt{t_{Dre}} + \frac{-2.37 \times 10^{-12}}{t_{Dre}^2}$$

2.3. GENERACIÓN DE CURVAS DE PRESIÓN PARA CANALES EN FORMA DE T

Para los canales en forma de T se generó una ecuación para diagnosticar la ubicación de un pozo en un yacimiento en forma de T tomando como referencia una frontera del yacimiento.

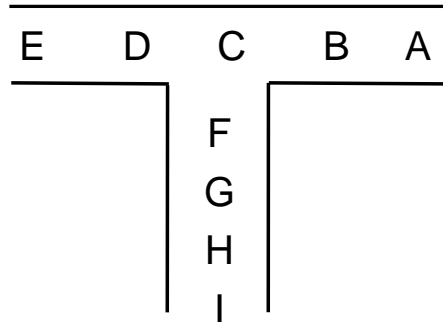


Fig. 2.9. Pozos simulados inicialmente

Inicialmente se realizaron simulaciones para los pozos A, B, C, D, E, F, G, H, e I (ver fig. 2.9) pero al analizar los resultados de la gráfica de $P_{D,t_D} * P_D'$ vs t_D se observó que el comportamiento de los pozos no obedecía a ningún patrón con el cuál se pudiera correlacionarlos.

Debido a que no se logró obtener un patrón de relación se decidió dividir el pozo en dos secciones; sección 1 y sección 2 las cuáles se delimitan la primera por la frontera W y la segunda por la frontera E.

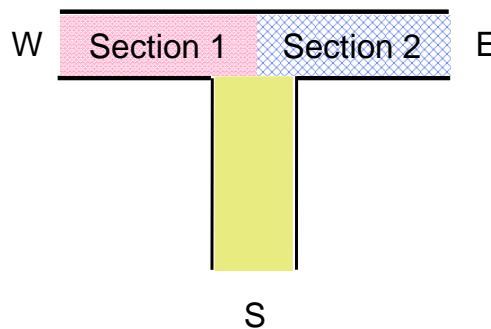


Fig. 2.10. Partes del canal en forma de T

Se realizó otra simulación para los pozos que quedaban ubicados en la sección 1 y en la sección 2, Pozos A, B, C, D y E (ver gráfica 2.11). Y al analizar la gráfica de $P_{D,t_D} * P_D'$ vs t_D para este caso se encontró que los pozos E y D tenían el mismo comportamiento que los pozos B y A, y por esto finalmente se decidió ubicar solamente 5 pozos que se nombraron A, B, C, D, E en la sección 1 (ver gráfica 2.12).

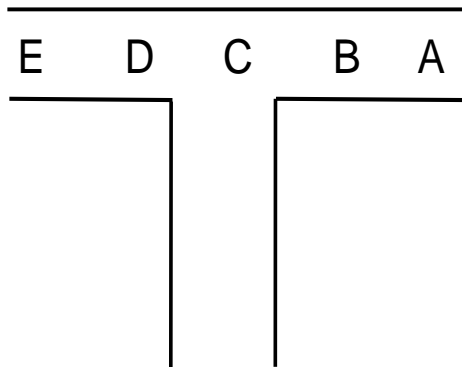


Fig. 2.11. Pozos sección 1 y 2

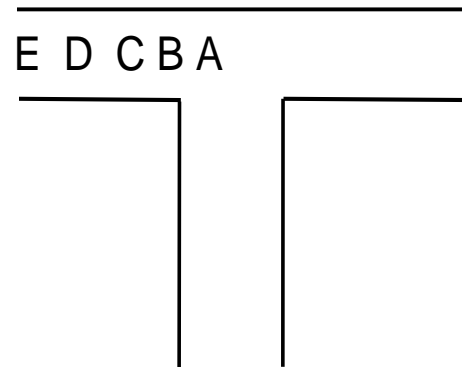


Fig. 2.12. Pozos simulados

2.3.1. DESARROLLO Y MODELAMIENTO

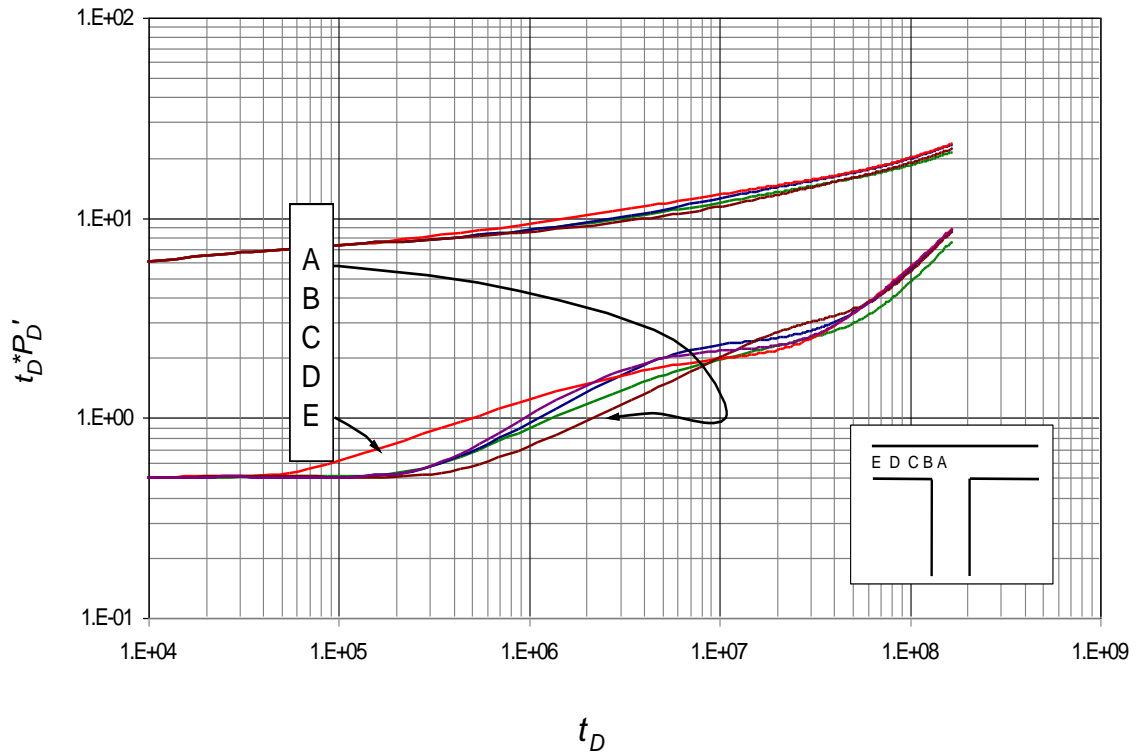


Fig. 2.13. Comportamiento de la derivada para un pozo que cambia su ubicación en un sólo extremo de T

Se obtuvieron los datos para la simulación para encontrar la ubicación de un pozo que se encuentra en un yacimiento que por su forma geológica presenta canales en forma de T. La figura 2.12 muestra las posiciones iniciando con A en el centro de T, seguido de B, C, y E que respectivamente se van alejando hacia la frontera final tomando un sólo lado de la T.

En el caso del Pozo E se observa que rápidamente encuentra las fronteras y no presenta relación con los otros pozos; los pozos B, C y D presentan un flujo radial al inicio y luego un flujo lineal y para el pozo E tiene un comportamiento elíptico y posteriormente lineal.

Para mayor interpretación buscando la relación del comportamiento del cambio en la posición se procede a sacar la segunda derivada a los datos y graficando se obtuvo la Fig. 2.14.

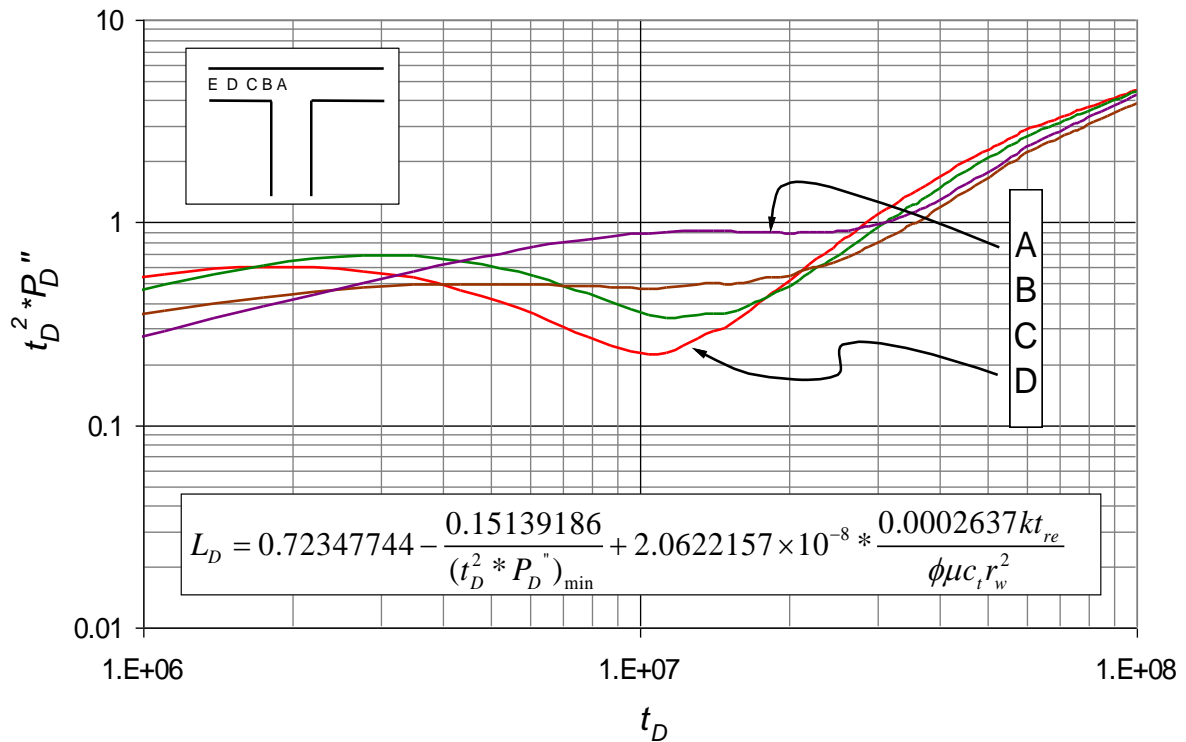


Fig. 2.14. Comportamiento de la segunda derivada para un pozo que cambia su ubicación en un sólo extremo de T

La gráfica anterior muestra el comportamiento de la segunda derivada, estos datos muestran una relación entre los pozos A, B, C y D. Para el caso del pozo E esta fuera del patrón ya que se encuentra muy cercano a la frontera e impide que se incorpore en el análisis.

Con los pozos que si muestran una relación se logró obtener una ecuación que nos permita conocer la posición de un pozo en un punto cualquiera dentro de los rangos establecidos para canales en forma de T a partir de un lado como se muestra en la figura 2.12; se tiene en cuenta que en la gráfica de la segunda derivada tiene un orden en los mínimos para los tiempos adimensionales, luego éstos datos se grafican y obtiene una ecuación con un R^2 de 0.999658.

$t_D * P_D''$	t_D	L_D
0.868894	22000000	1
0.464527	15800000	0.75
0.334065	11400000	0.5
0.219073	10500000	0.25

Tabla 2.13. Datos obtenidos de la gráfica de presión para el canal en forma de T

<i>a</i>	0.72347744
<i>b</i>	-0.15139186
<i>c</i>	2.06x10 ⁻⁰⁸

Tabla 2.14. Constantes de la ecuación para canales en forma de T

$$L_D = 0.72347744 - \frac{0.15139186}{(t_D^2 * P_D'')_{\min}} + 5.42363 \times 10^{-12} \frac{kt_{re}}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

Donde,

L_D es la longitud adimensional

$$L_D = \frac{L_{pf}}{L_t}$$

L_{pf} es la distancia de la frontera W al pozo

L_t es la longitud total de la sección estudiada

$(t_D^2 * P_D'')$ es la segunda derivada leída en la derivada con la mínima inflección

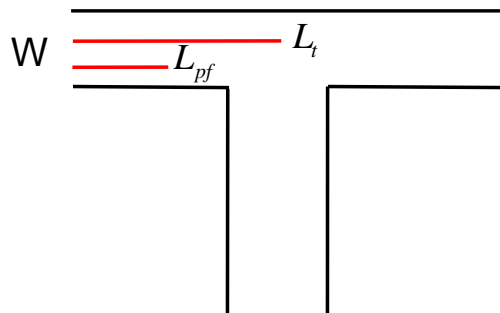


Fig. 2.15. Longitud adimensional

CAPÍTULO III. APLICACIONES

Con el propósito de probar las correlaciones generadas en este trabajo de grado se realizó un ejemplo sintético de cada una de ellas. Es importante mencionar que los datos de las propiedades del yacimiento utilizados en estos ejemplos fueron los mismos que se utilizaron a la hora de generar las correlaciones.

3.1. Ecuaciones Adicionales

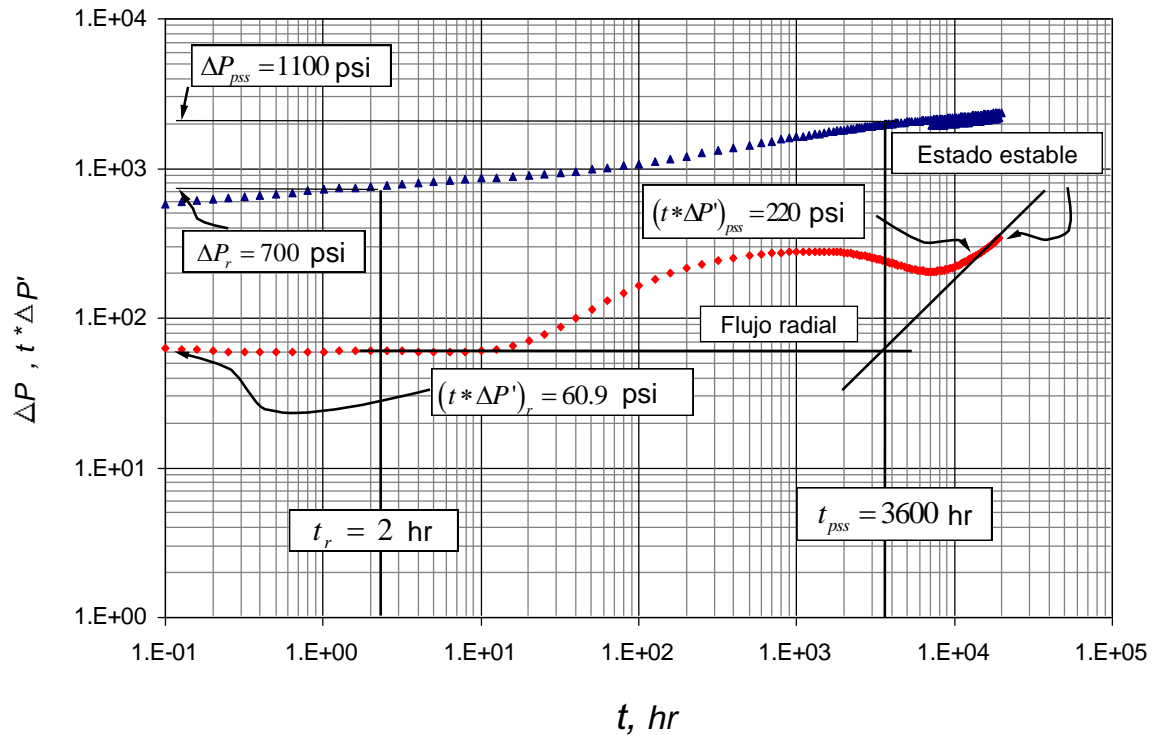


Fig. 3.1. Gráfico de la presión y derivada e presión

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t * \Delta P')_r}$$

$$k = \frac{(70.6)(500)(5)(1.15)}{(100)(60.9)}$$

$$k = 33.3 \text{ md}$$

$$s = 0.5 \left\{ \frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 7.43 \right\}$$

$$s = 0.5 \left\{ \frac{700}{60.9} - \ln \left(\frac{(33.3)(2)}{(0.2)(5)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)} \right) + 7.43 \right\}$$

$$s = -0.6$$

$$A = \frac{kt_{rpi}}{301.77\phi\mu c_t}$$

$$A = \frac{(33.3)(3600)}{301.77(0.2)(5)(4 \times 10^{-6})}$$

$$A = 99314047.12 \text{ ft}^2$$

$$A = 2279.93 \text{ acres}$$

Área con Datos del simulador

$$A = L \times L$$

$$A = (9968.36)(9940.05)$$

$$A = 99085996.82 \text{ ft}^2$$

$$A = 2274.70 \text{ acres}$$

3.2. EJEMPLO N° 1 SIMULADO (Para un pozo ubicado en el vértice)

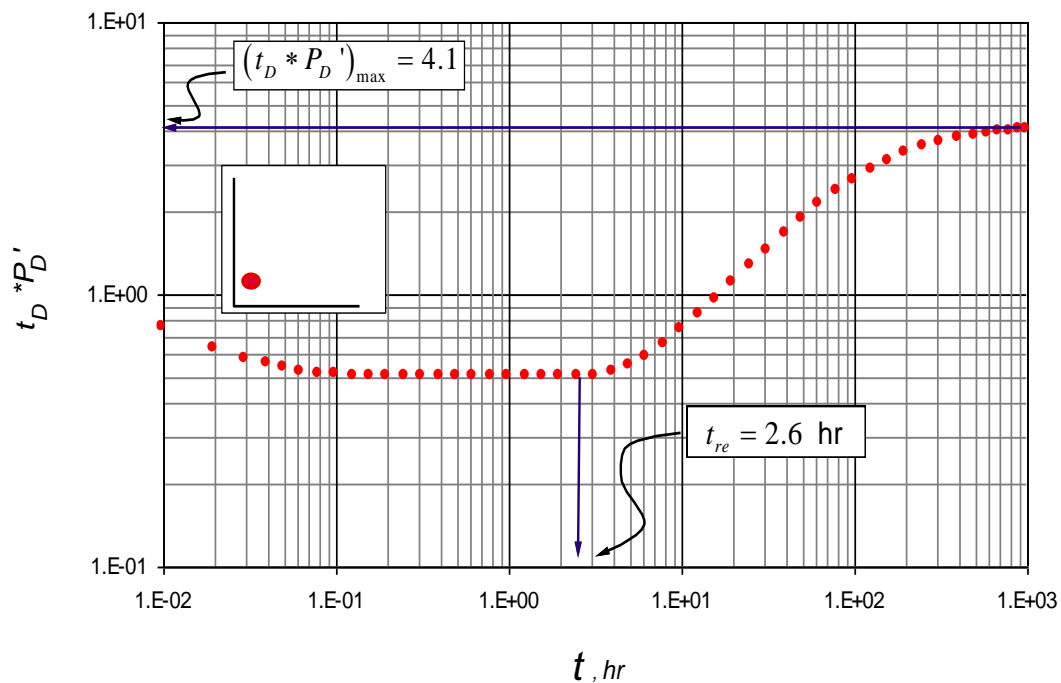


Fig. 3.2. Ejercicio N° 1 para pozo ubicado en vertice

$$t = 2.6 \text{ horas}$$

$$t_{Dre} = \frac{(0.0002637)(33.3)(2.6)}{(0.2)(1.15)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)}$$

$$t_{Dre} = 2.3 \times 10^4$$

Remplazando,

$$\theta = 28.694621 + 6.65 \times 10^{-8} t_{Dre}^2 - 3.36 \times 10^{-10} t_{Dre}^{2.5} + 4.45 \times 10^{-13} t_{Dre}^3$$

$$\theta = 28.694621 + (6.65 \times 10^{-8})(2.3 \times 10^4)^2 - (3.36 \times 10^{-10})(2.3 \times 10^4)^{2.5} + (4.45 \times 10^{-13})(2.3 \times 10^4)^3$$

$$\theta = 42^\circ$$

Para confirmar los datos con la ecuación anterior también se puede utilizar la siguiente ecuación encontrada con la máxima inflexión de la derivada.

$$\theta = 22.033333 - 1.8598104 (t^* P_D')_{\max} + \frac{103.14103}{(t^* P_D')_{\max}} + \frac{63.907889}{(t^* P_D')_{\max}}$$

$$\theta = 22.033333 - 1.8598104(4.1) + \frac{103.14103}{4.1} + \frac{63.907889}{4.1}$$

$$\theta = 43.4^\circ$$

3.3. EJEMPLO N° 2 SIMULADO (Para un pozo ubicado cerca a la falla derecha)

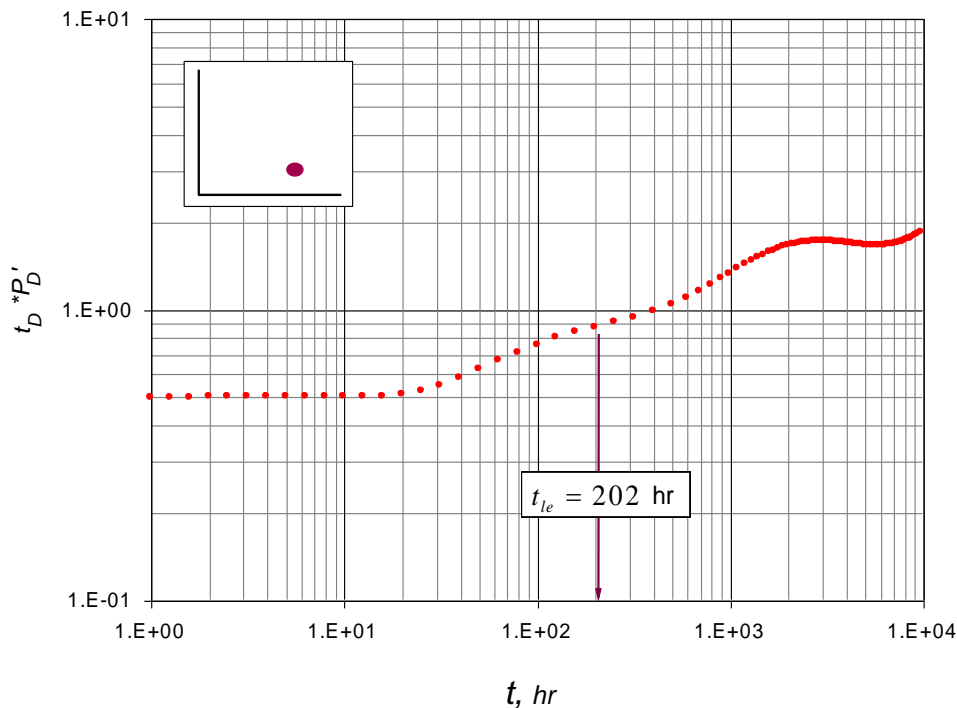


Fig. 3.3. Ejercicio N° 2 Para un pozo ubicado cerca a la falla derecha

$$t_{le} = 202 \text{ horas}$$

$$t_{Dle} = \frac{(0.0002637)(33.3)(202)}{(0.2)(1.15)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)}$$

$$t_{Dle} = 1.76 \times 10^6$$

$$\theta = 10.695946 + 3.29 \times 10^{-5} t_{Dre} - 7.02 \times 10^{-12} t_{Dle}^2 + 5.26 \times 10^{-19} t_{Dle}^3 + \frac{-2.11 \times 10^7}{t_{Dle}}$$

$$\theta = 10.695946 + (3.29 \times 10^{-5})(1.76 \times 10^6) - (7.02 \times 10^{-12})(1.76 \times 10^6)^2 + 5.26 \times 10^{-19} (1.76 \times 10^6)^3 - \frac{2.11 \times 10^7}{(1.76 \times 10^6)}$$

$$\theta = 38^\circ$$

3.4. EJEMPLO N° 3 SIMULADO (Para un pozo ubicado cerca a la falla izquierda)

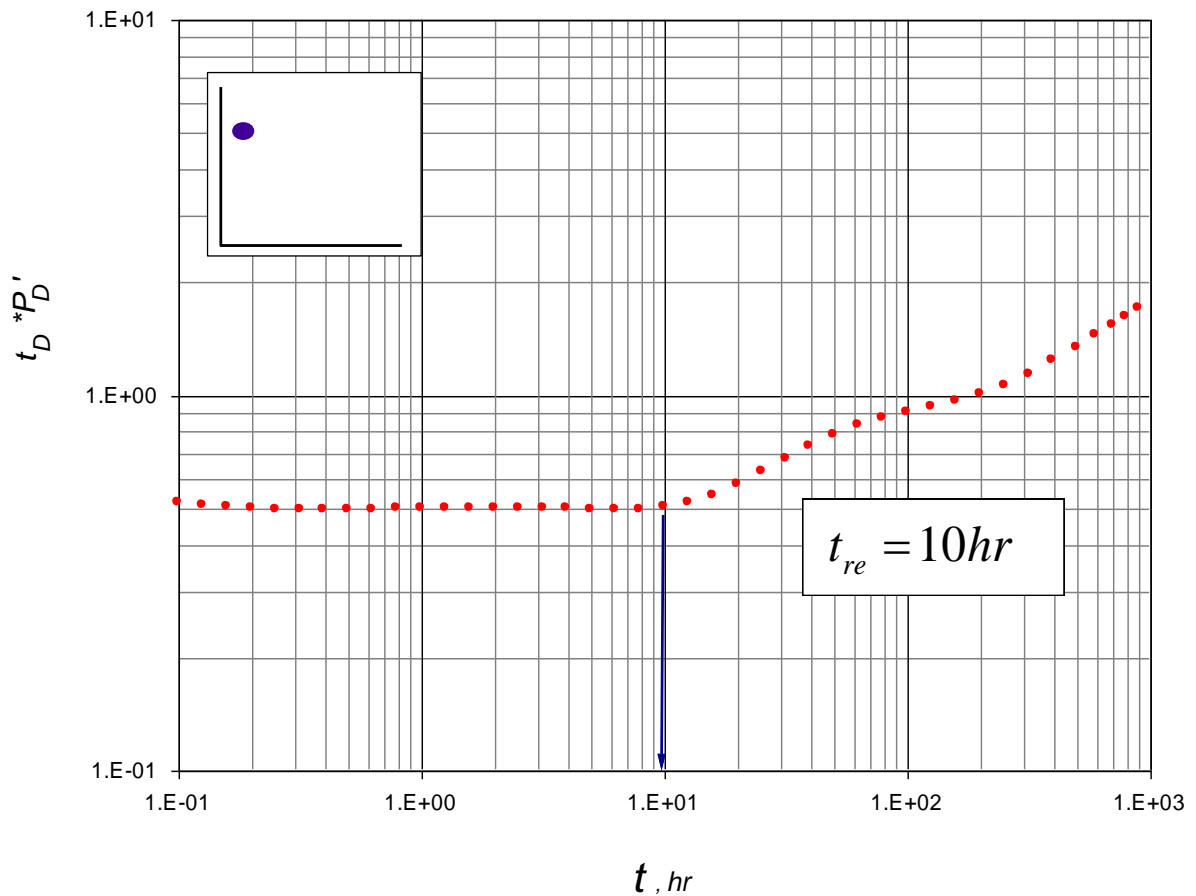


Fig. 3.4. Ejercicio N° 3 Para un pozo ubicado cerca a la falla izquierda

$t = 10$ horas

$$t_{Dre} = \frac{(0.0002637)(33.3)(10)}{(0.2)(1.15)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)}$$

$$t_{Dre} = 8.8 \times 10^4$$

$$\theta = \frac{(27.804247 + (3.92 \times 10^{-9} t_{Dre}^2))}{(1 + 3.8 \times 10^{-11} t_{Dre}^2)}$$

$$\theta = \frac{(27.804247 + (3.92 \times 10^{-9} * (8.8 \times 10^4)^2))}{(1 + 3.8 \times 10^{-11} * (8.8 \times 10^4)^2)}$$

$$\theta = 43^\circ$$

3.5. EJEMPLO N° 4 SIMULADO (Para un pozo ubicado en el centro)

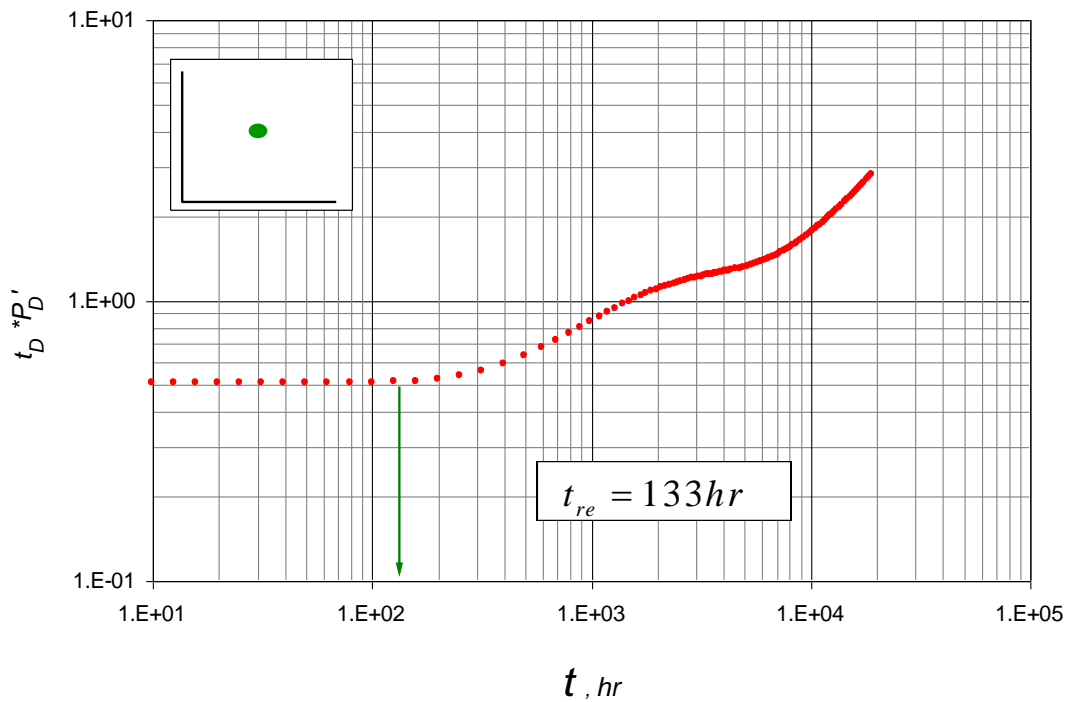


Fig. 3.5. Ejercicio N° 4 Para un pozo ubicado en centro

$t = 133$ horas

$$t_{Dre} = \frac{(0.0002637)(33.3)(133)}{(0.2)(1.15)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)}$$

$$t_{Dre} = 1.16 \times 10^6$$

$$\theta = 193.93557 + 2.84 \times 10^{-4} t_{Dre} - 0.4213224 \sqrt{t_{Dre}} + \frac{-2.37 \times 10^{-12}}{t_{Dre}^2}$$

$$\theta = 193.93557 + 2.84 \times 10^{-4} * (1.16 \times 10^6) - 0.4213224 \sqrt{(1.16 \times 10^6)} + \frac{-2.37 \times 10^{-12}}{(1.16 \times 10^6)^2}$$

$$\theta = 67^\circ$$

3.6. EJEMPLO N° 5 SIMULADO (Para un canal en forma de T)

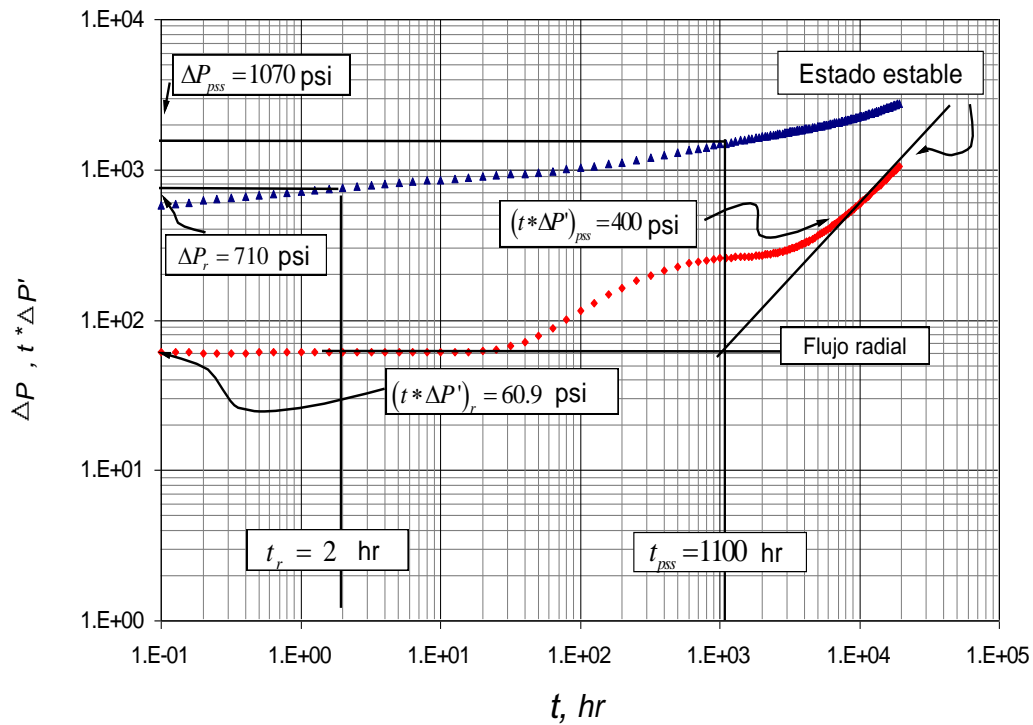


Fig. 3.6. Gráfico de la presión y derivada e presión

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t * \Delta P')_r}$$

$$k = \frac{(70.6)(500)(5)(1.15)}{(100)(60.9)}$$

$$k = 33.3 \text{ md}$$

$$s = 0.5 \left\{ \frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right\}$$

$$s = 0.5 \left\{ \frac{700}{60.9} - \ln \left(\frac{(33.3)(2)}{(0.2)(5)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)} \right) + 7.43 \right\}$$

$$s = 0.7$$

$$A = \frac{kt_{rpi}}{301.77 \phi \mu c_t}$$

$$A = \frac{(33.3)(1100)}{301.77(0.2)(5)(4 \times 10^{-6})}$$

$$A = 30345958.84 \text{ ft}^2$$

$$A = 696.65 \text{ acres}$$

Área con Datos del simulador

$$A = L \times L$$

$$A = (5555)(5577)$$

$$A = 30980235.00 \text{ ft}^2$$

$$A = 711.21 \text{ acres}$$

$$L_D = 0.72347744 - \frac{0.15139186}{(t_D^2 * P_D)_{\min}} + 5.42363 \times 10^{-12} \frac{kt_{re}}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

$$t = 100 \text{ horas}$$

$$t_{Dre} = \frac{(0.0002637)(33.3)(100)}{(0.2)(1.15)(4 \times 10^{-6})(0.5^2)}$$

$$t_D = 3.8 \times 10^6$$

$$(t_D^2 * P_D)_{\min} = 0.5$$

$$L_D = 0.72347744 + \frac{-0.15139186}{(t_D^2 * P_D)_{\min}} + 2.0622157 \times 10^{-8} t_{Dre}$$

$$L_D = 0.72347744 - \frac{0.15139186}{0.5} + (2.0622157 \times 10^{-8})(3.8 \times 10^6)$$

$$L_D = 0.49 \text{ distancia adimensional}$$

$$L_{pf} = L_D \times L_t$$

$$L_{pf} = 0.49 * 2600$$

$$L_{pf} = 1115.8 \text{ ft}$$

CONCLUSIÓN

Las pruebas de presión permiten encontrar y evaluar muchas propiedades de un yacimiento, pero algunos yacimientos con formas inusuales como los yacimientos en forma de cuña y de canales en forma de T no han sido muy estudiados; por ésto en este trabajo de grado se les analizó, y se logró mediante pruebas de presión de crear una especie de huella digital para cada yacimiento, y así entender su comportamiento, de esta manera se generó una metodología que permite obtener el ángulo entre dos fallas sellantes para cuatro ubicaciones diferentes de un pozo que está ubicado en medio de estas fallas; en el caso de los yacimientos acunados y para el caso de los canales en forma de T se desarrolló una metodología para diagnosticar la ubicación de un pozo tomando como referencia una frontera del yacimiento.

RECOMENDACIONES

Este estudio se basa principalmente en encontrar el ángulo entre las fronteras de un pozo vertical y prácticamente se asumen que son fallas verticales y completamente sellantes por lo que da pie en continuar con nuevos estudios que cambien algunos parámetros y que no sólo sean acuíferos entre dos fallas sino que también en acuíferos por tipos deposicionales.

Es importante tener en cuenta a la hora de utilizar las ecuaciones aquí halladas que éstas funcionarán de manera apropiada si y sólo si se aplican respetando los rangos para las cuáles fueron diseñadas.

Se recomienda tener mucho cuidado al leer los datos de tiempo en la gráficas, porque de la lectura de estos datos depende el éxito de las ecuaciones generadas en esta tesis, y con una lectura correcta se pueden eliminar errores en el cálculo final.

NOMENCLATURA Y ABREVIATURAS

B_o	Factor de volumen de formación del aceite, RB/STB
c_t	Compresibilidad, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
k	Permeabilidad de la formación, md
P	Presión, psi
P_{wf}	Presión de fondo fluvente, psi
P_r	Presión de yacimiento, psi
Q	Rata de flujo, STB/D
r_e	Radio de drenaje, ft
r_w	Radio de pozo, ft
s	Factor de daño
t	Tiempo de prueba, hr
t_{Dre}	Tiempo adimensional donde termina el flujo radial
t_{Dle}	Tiempo adimensional al final del primer lineal
L_D	Longitud adimensional
L_{pf}	Distancia frontera a pozo
L_t	Longitud de la sección estudiada
$(t_D^2 P_D'')_{min}$	Segunda derivada
$(t_D * P_D')$	Derivada adimensional de la presión

Griego

ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad del aceite, cp

Sufijos B

r	Radial
r_{pi}	Intersección entre el estado radial y pseudoestable

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANISUR RAHMAN, AND A. K. AMBASTHA., 1997. 'Transient-Pressure Behavior of Compartmentalized Reservoirs'. Paper SPE 38081.

ANISUR RAHMAN, AND RAMON G. BENTSEN., 2003. 'New Analytical Solutions for Predicting Pressure Distribution and Transient Behavior in Wedges and Truncated Wedges'. Paper SPE 71585., SPE Journal Sept. 2003.

CHARLES, RIEKE, Y PURUSHOTHAMAN., 1999. "Well Test Characterization of Wedge-Shaped, Faulted Reservoirs". Paper SPE 56685., Tx, U.S.A., Oct, 1999.

ESCOBAR, F.H., Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Editorial Universidad Surcolombiana, 2nd Ed. Neiva (H), Colombia 2010, pp. 19-25.

J. GUILLEMOT, Geología del petróleo. Thomson Paraninfo, S.A., 1982, pp. 234-235.

MIJINYAWA, A., y GRINGARTEN, A. C., 2008. "Influence of geological features and well test behavior". Paper SPE 113877, Roma, Italia junio de 2008.

ROLAND N. HORNE, AND KAWAKU O. TEMENG., 1981. 'Recognition and Location of Pinchout Boundaries by Pressure Transient Analysis'. Paper SPE 9905. Stanford University, Marzo, 1981.

STEWARTG. AND A.E.WHABALLA., 'Pressure Behavior of Compartmentalized Reservoirs'. Paper SPE 19779., Oct, 1980.