

**APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB A PRUEBAS
DE PRESIÓN PARA POZOS DESVIADOS Y PARCIALMENTE PENETRADOS**



**CLAUDIA MARCELA CORREDOR CUELLAR
BEATRIZ ELENA GOMEZ YEPES**

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

**APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB A PRUEBAS
DE PRESIÓN PARA POZOS DESVIADOS Y PARCIALMENTE PENETRADOS**



**CLAUDIA MARCELA CORREDOR CUELLAR
BEATRIZ ELENA GOMEZ YEPES**

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO
Doctor en Ingeniería de petróleos**

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

2011

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Las autoras del presente estudio desean dedicarlo sinceramente:

A Dios por todas sus bendiciones, a mis padres Mariana Cuellar y Luis A. Corredor por brindarme su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida, a mis hermanos Hernán y Edinson porque me han dado un gran ejemplo, a mi esposo Fredy A. Narváez por su gran amor, comprensión y apoyo durante todos los años de mi carrera.

Marcela Corredor.

Primero que todo dedico esta tesis a Diosito por permitirme culminar esta etapa de mi vida. Con el mas inmenso amor a mis padres Héctor Mario y Beatriz por darme la vida, por creer en mí , por ser mis mejores amigos, por ser el motor de mi vida y que a pesar de las adversidades siempre me enseñaron que la vida continua, sin ustedes papitos no habría sido posible esta meta, los AMO. A mis manitas: a Monik por ser mi amiguita incondicional, por sus consejos y por esa gran alegría, a mi gordita Catica por su ternura e inocencia y por ser quien me llena de fuerza. Las adoro hermanitas. A mis abuelitas Marina Y Sara por sus enseñanzas y valores que siempre me han inculcado. A mi primo Mao q.e.p.d que siempre fue mi ejemplo a seguir y a quien le agradezco por abrirme tantas puertas y porque seguirá siendo mi hermanito mayor. A mi tía Luz Helena y a mi padrino Pedro por los consejos que me han dado durante toda mi vida, a mis otros primos Joaco, Marcela, Mateito que siguen siendo como unos hermanitos. A mis tías

Melba, Dalila, a mis tíos niño, Jairo y Celiar por su gran cariño y comprensión a todos mis otras tías y tíos que me resulta muy difícil poder nombrarlos en tan poco espacio, sin embargo ustedes saben quiénes son. A Oscar H que adoro con todo mi corazón por ser la persona quien me ayudo a ver la vida de otra forma y me enseñó a ser fuerte en las situaciones más difíciles. A mis compañeros Marce, Camilo, Conde, Hugo por estar conmigo en los malos y buenos momentos y por brindarme compañía y ayuda tanto en lo académico como en lo personal.

Beatriz Elena

AGRADECIMIENTOS

Las autoras desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Freddy Humberto Escobar Macualo, Doctor en Ingeniería de Petróleos, Director del Grupo de Investigación en Pruebas de Pozos y profesor de tiempo completo en la Categoría Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, por su amistad, colaboración, enseñanzas y apoyo incondicional y quien con su experiencia aportó invaluable recomendaciones y sugerencias para el desarrollo del proyecto.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Msc. en Ingeniería de Petróleos, profesor de tiempo completo en la Categoría Titular del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, evaluador del presente proyecto por sus valiosas enseñanzas académicas y personales, su oportuna colaboración en la revisión y aportes realizados al proyecto.

Javier Martínez, Ingeniero de Petróleos, profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, evaluador del presente proyecto por su colaboración y tiempo.

Al Instituto Colombiano del Petróleo y ECOPETROL, entes que hacen posible la realización de este proyecto de investigación bajo el convenio que existe entre los dos, por su aporte económico y respaldo.

Fredy Andrés Narváz Bohórquez, Ingeniero de Petróleos, por su gran apoyo y valiosa colaboración.

NOMENCLATURA

b	Radio de penetración, h_w/h , fracción
B	Factor de volumen de formación del aceite, rb/STB
c_t	Compresibilidad total, psi^{-1}
d_z	Distancia más corta entre el pozo y la frontera en z, ft
h	Espesor de la formación, ft
h_w	Longitud de penetración, ft
I_A	Índice de anisotropía, fracción
k_h	Permeabilidad horizontal, md
k_w	Permeabilidad efectiva, md
k_z	Permeabilidad vertical, md
k_z/k_r	Relación de permeabilidades, fracción
P_D	presión adimensional
P_D'	Derivada de presión adimensional aritmética
P_i	Presión inicial del yacimiento, psia
q	Rata de flujo, BPD
r_w	Radio del pozo, ft
s	Daño (skin factor)
t	Tiempo, hr
t_D	Tiempo adimensional
$t_D^*P_D'$	Derivada de presión adimensional
$t^*\Delta P'$	Derivada de presión, psia
y	Intercepto del gráfico logarítmico de ΔP , $t^*\Delta P'$ vs. t
Z_w	Punto medio del intervalo de penetración, ft
Δ	Cambio
ϕ	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad del aceite, cp
ψ	Ángulo de desviación del pozo, grados

SUFIJOS

<i>D</i>	Adimensional
<i>dpp</i>	Desviado y parcialmente penetrado
<i>h</i>	Horizontal
<i>i</i>	Inicial
<i>r1</i>	Primer régimen de flujo radial o radial temprano
<i>r2</i>	Segundo régimen de flujo radial o radial tardío
<i>w</i>	Efectiva
<i>z</i>	Vertical

RESUMEN

TÍTULO: APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB, TDST, A PRUEBAS DE PRESIÓN PARA POZOS DESVIADOS Y PARCIALMENTE PENETRADOS.

AUTORAS: CORREDOR CUELLAR, Claudia Marcela. GOMEZ YEPES, Beatriz Elena.

PALABRAS CLAVES: Técnica de síntesis directa de Tiab, TDS, pozos desviados y parcialmente penetrados, ángulo de desviación, longitud de penetración, relación de permeabilidades, gráfico Log-Log de presión, derivada de presión versus tiempo.

Descripción

La técnica de síntesis directa de Tiab –TDS no había sido aplicada a pozos desviados y parcialmente penetrados por lo cual surge la necesidad de desarrollar esta investigación para obtener resultados más reales de las propiedades características del yacimiento.

Se han realizado diferentes aplicaciones de la técnica TDS a pozos verticales y horizontales ya que es una forma práctica y rápida para interpretar las pruebas de presión usando características únicas halladas en la gráfica de presión y derivada de presión. A pesar que se han realizado numerosas investigaciones para pozos desviados y parcialmente penetrados no se había aplicado la técnica TDS a este caso.

Se utilizó un paquete comercial para generar los comportamientos en los sistemas en cuestión. Se observó un comportamiento característico cuya derivada posee una pendiente de -0.135 .

Se desarrolló el respectivo modelo matemático al régimen característico de los pozos desviados presentes en un yacimiento infinito sin efectos de

almacenamiento ni efectos de daños. Esta aplicación que consistió en generar familias de curvas tipos para visualizar e interpretar comportamientos típicos y escoger puntos de dicha pendiente para finalmente hacer la aplicación de esta técnica (términos dimensionales) a este flujo observado.

La metodología desarrollada se aplicó satisfactoriamente con ejemplos sintéticos permitiendo determinar la permeabilidad vertical y una permeabilidad efectiva (tridimensional).

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF PRESSURE AND PRESSURE DERIVATIVE PLOTS WITHOUT TYPE-CURVE MATCHING - TDS TECHNIQUE SLANTED AND PARTIALLY PENETRATING WELLS.

AUTHORS: CORREDOR CUELLAR, Claudia Marcela. YEPES GOMEZ, Beatriz Elena.

KEY WORDS: Tiab Direct Synthesis Technique, TDST, slanted and Partially Penetrated wells, deviation angle, penetration length, Permeability Ratio, Log-Log Pressure Graph, Pressure derivative versus time.

Description

The Tiab direct synthesis technique -TDST had not been applied to slanted and partially penetrated wells, thus arising the need to develop this research to obtain more real characteristics properties of the reservoir.

There have been various applications of TDS technique to vertical and horizontal wells because it is a fast and convenient way to interpret well pressure tests using unique features found on the plot of pressure and pressure derivative. Although there have been numerous investigations for deviated wells and partially penetrated ones, TDS technique had not been applied to this particular case.

A commercial package was used to generate the behaviors in the regarded system. A characteristic behavior was observed which its derivative have a slope of -0.135.

The proper mathematical model about the characteristic regime of deviated wells presented in an infinite reservoir without wellbore storage or Skin damage effects was developed. This application consisted in generating families of type curves to visualize and interpret typical behaviors and picking out points from the slope to finally make the application of this technique (Dimensional terms) to this observed

flow.

The developed methodology itself was successfully implemented with synthetic examples allowing to determine the vertical permeability and an effective permeability (three dimensional).

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	3
1.1. POZOS DESVIADOS Y PARCIALMENTE PENETRADOS	3
1.1.1. Estado del arte	6
1.1.2. Efecto del ángulo de desviación y la longitud de penetración en la respuesta del transiente de presión.	7
1.1.3. Regimenes de flujo.	10
2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACION: TÉCNICA DE SÍSTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST) EN POZOS DESVIADOS Y PARCIALMENTE PENETRADOS.	11
2.1. SIMULACIONES EMPLEANDO <u>SOFTWARE</u> COMERCIAL	11
2.1.1. Datos de entrada.	12
2.1.2. Resultados obtenidos.	13
2.1.3. Regimenes de flujo encontrados.	13
2.2. DESARROLLO DEL MODELO MATEMATICO	14
2.2.1. Caracterización de curvas generadas con las simulaciones.	14
2.2.2. Definición y desarrollo de la ecuación gobernante para el nuevo régimen de flujo encontrado durante la investigación.	15
2.2.3. Procedimiento detallado de la TDS para Pozos Desviados y Parcialmente Penetrados.	17
3. EJEMPLOS SIMULADOS	20
3.1. Ejemplo 1	20
3.2. Ejemplo 2	25
3.3. Ejemplo 3	30
4. CONCLUSIONES	36

5. RECOMENDACIONES	37
BIBLIOGRAFÍA	38
ANEXOS	40

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Datos de entrada introducidos en el simulador.	12
Tabla 2.	Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 1.	22
Tabla 3.	Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 2.	27
Tabla 4.	Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 3.	32

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.	Esquema de un pozo desviado con penetración parcial.	3
Figura 2.	Penetración parcial cuando existe contacto aceite-agua y gas-aceite	4
Figura 3.	Zonas a perforar con buenas características.	4
Figura 4.	Zonas impermeables (discontinuidades en el yacimiento).	5
Figura 5.	Comportamiento del transientes de presión según la localización de la penetración.	6
Figura 6.	Efecto del ángulo de desviación en el transiente de presión.	8
Figura 7.	Efecto del ángulo de desviación y la penetración parcial.	9
Figura 8.	Efecto del ángulo de desviación y la excentricidad.	9
Figura 9.	Curvas de presión y derivada de presión para el ejemplo 1.	21
Figura 10.	Curvas de presión y derivada de presión para el ejemplo 2.	26
Figura 11.	Curvas de presión y derivada de presión para el ejemplo 3.	31

LISTA DE ANEXOS

		Pág.
Anexo A.	CURVAS TIPO CONSTRUIDAS A PARTIR DE LOS DATOS GENERADOS POR EL SIMULADOR PARA RELACIÓN DE PERMEABILIDADES $kz/kr = 10$.	40
Anexo B.	CURVAS TIPO CONSTRUIDAS A PARTIR DE LOS DATOS GENERADOS POR EL SIMULADOR PARA RELACIÓN DE PERMEABILIDADES $kz/kr = 20$.	51
Anexo C.	CURVAS TIPO CONSTRUIDAS A PARTIR DE LOS DATOS GENERADOS POR EL SIMULADOR PARA RELACIÓN DE PERMEABILIDADES $kz/kr = 40$.	62
Anexo D.	CURVAS TIPO CONSTRUIDAS A PARTIR DE LOS DATOS GENERADOS POR EL SIMULADOR PARA RELACIÓN DE PERMEABILIDADES $kz/kr = 60$.	73

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos desviados en la industria del petróleo cada vez es más frecuente, debido a esta realidad, hoy resulta tedioso caracterizar yacimientos que posean pozos desviados puesto que no existe un método eficiente, confiable y práctico para determinar las propiedades del yacimiento.

La Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TDS) ha sido de gran importancia en la caracterización de yacimientos de petróleo y gas la cual se ha distinguido por su practicidad y excelentes resultados. Esta técnica es basada en la utilización de gráficos Log-Log de la derivada de presión y la presión versus el tiempo los cuales se emplean porque presentan líneas y puntos característicos que hacen más fácil y amigable la interpretación de las pruebas de presión y ha sido aplicada como una herramienta más para el desarrollo, caracterización y manejo de yacimientos de petróleo y gas.

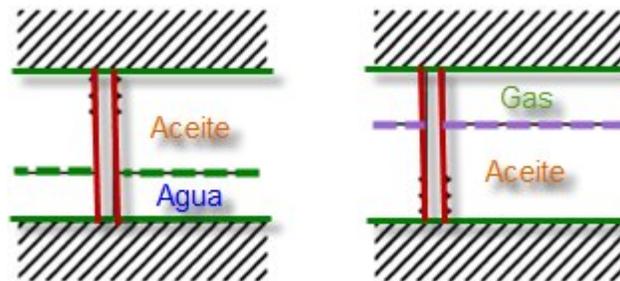
El método para el análisis de yacimientos TDS ha sido estudiado por Tiab (1993), abarcando diversos campos y generando cada vez nuevos y grandes aportes en la Ingeniería de yacimientos y especialmente en el área de análisis de presiones. Sin embargo, el estudio para pozos desviados y parcialmente penetrados es limitado. Actualmente no se cuenta con una investigación donde se adopte el método TDS para pozos desviados. Hasta antes del año 2000 se realizaron investigaciones acerca de los factores que influyen en el comportamiento de pozos desviados y parcialmente penetrados, resaltando que estas investigaciones se han llevado a cabo independientemente para pozos desviados y parcialmente penetrados, Ozkan et al. (2000) dio el punto de partida a la generación de soluciones numéricas para pozos desviados y parcialmente penetrados conjuntamente y con el cual se definieron los factores que afectaban el

comportamiento de este tipo de pozos, aunque se han realizado numerosos estudios para este tipo de pozos, no han sido suficientes para lograr comprender y caracterizar yacimientos de petróleo que contengan pozos desviados y parcialmente penetrados, de una forma práctica, eficiente y verás, razón por la cual nace la idea de desarrollar este proyecto de investigación con el fin de verificar la aplicabilidad de la Técnica de Síntesis Directa de Tiab, generando soluciones matemáticas de gran importancia para el método TDS, permitiendo determinar parámetros fundamentales para caracterizar los yacimientos que son objeto de este estudio.

La investigación “Aplicación de la Técnica de Síntesis Directa de Tiab a Pruebas de Presión para Pozos Desviados y Parcialmente Penetrados”, se compone inicialmente de una fase de fundamentos teóricos de pozos desviados y parcialmente penetrados, tema central en la investigación del presente proyecto. Seguidamente se presenta el desarrollo de la investigación realizada, simulaciones, datos de entrada, datos de salida, gráficas generadas e interpretación, regímenes de flujo obtenidos y por último se detalla el modelo matemático resultado de la investigación, se evalúa el modelo matemático partiendo de ejemplos simulados, finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones las cuales surgen del análisis del trabajo realizado.

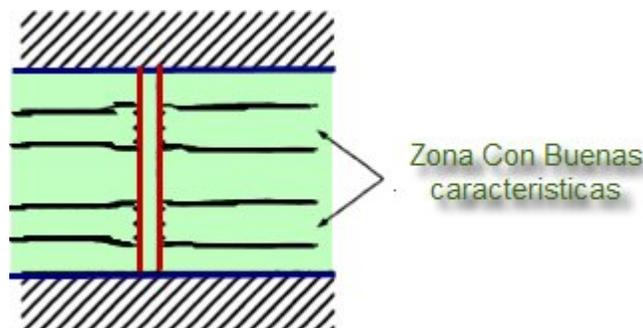
Existe penetración parcial cada vez que un pozo produce a través de un espesor más pequeño que el espesor neto de la formación productora. La penetración parcial se realiza para evitar la producción de fluidos indeseables, el pozo es perforado en la base de la zona productora cuando hay un contacto gas-aceite y cerca del tope cuando hay un acuífero como muestra la figura 2. En la figura 3. se muestra penetración parcial para producir a través de zonas con las mejores características.

Figura 2. Penetración parcial cuando existe contacto aceite-agua y gas- aceite.



FUENTE: Bourdarot G. 1996. Well Testing Interpretation Methods. Instituto Frances de Publicaciones de Petr6leos.

Figura 3. Zonas a perforar con buenas características.

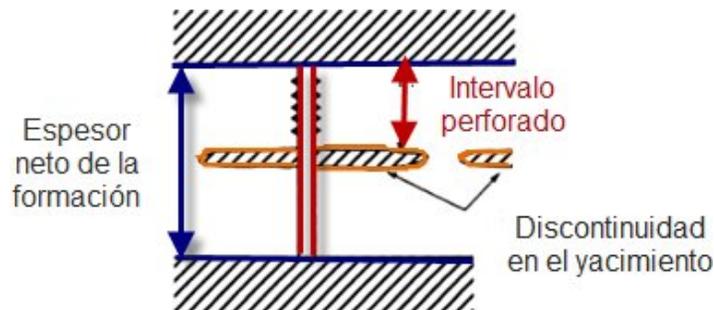


FUENTE: Bourdarot G. 1996. Well Testing Interpretation Methods. Instituto Frances de Publicaciones de Petr6leos.

La penetración parcial puede ocurrir inesperadamente cuando una porción pequeña y limitada de perforaciones es activa, el espesor neto es delimitado por zonas que son consideradas impermeables. La impermeabilidad es usualmente

estimada de mediciones en el pozo, por ejemplo con los registros eléctricos, pero estas zonas impermeables pueden ser discontinuas en el yacimiento, en el caso mostrado en la figura 4. Se dificulta la determinación del espesor efectivo neto, éste se podría considerar más grande que el que fue originalmente estimado (cuando se presenta un acuífero por ejemplo)

Figura 4. Zonas Impermeables (discontinuidades en el yacimiento).



FUENTE: Bourdarot G. 1996. Well Testing Interpretation Methods. Instituto Frances de Publicaciones de Petróleos.

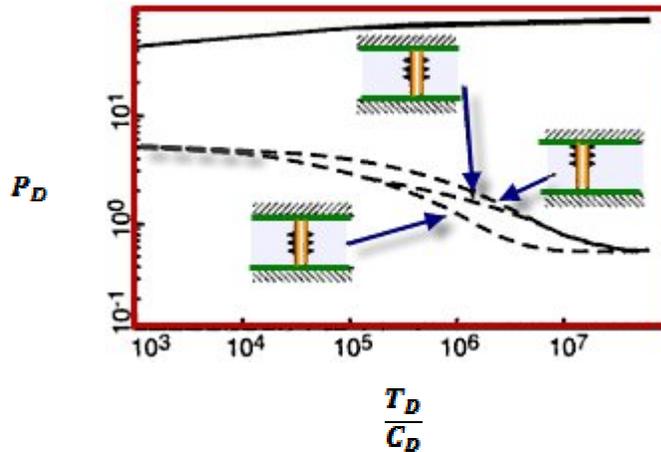
Las pruebas de presión en un pozo con penetración parcial es uno de los mejores caminos para determinar la permeabilidad vertical del yacimiento.

La posición de las perforaciones en el espesor de la formación influye en la aparición del flujo esférico y en la aparición del estado de transición, la figura 5. muestra que cuando la penetración es localizada en la mitad del espesor neto, el estado de transición entre el flujo radial temprano y tardío corresponde a el flujo esférico el cual es visto en la derivada de presión con una pendiente de -0.5 en un gráfico Log-Log.

Cuando la penetración es muy cercana al tope o a la base de los perforados la transición ocurre en dos etapas: Un periodo inicial de flujo esférico con una pendiente de -0.5 mientras el tope o la base es alcanzado. Una vez sea alcanzada el tope o la base de la formación productora hay una traslación de la derivada de presión por un factor de dos mientras la pendiente de -0.5 empieza a declinar otra vez. Cuando la penetración es próxima al tope o la base de la formación la

transición del flujo esférico empieza cuatro tiempos después que si la penetración estuviera centrada en el intervalo productor.

Figura 5. Comportamiento del transiente de presión según la localización de la penetración.



FUENTE: Bourdarot G. 1996. Well Testing Interpretation Methods. Instituto Frances de Publicaciones de Petróleos.

1.1.1 Estado del arte

En 1955 se inicio el estudio de pozos desviados, analizándose el flujo estable en un yacimiento que producía a través de un pozo desviado y penetrado completamente usando un modelo eléctrico. Se consideró un yacimiento circular finito, de tal estudio se concluyó que un pozo desviado penetrado completamente causaba un incremento en la productividad porque se crea un efecto de daño negativo el cual a su vez es afectado por el ángulo de desviación y el espesor de formación.

El estudio de este sistema inicial, continuó hacia el año de 1975, complementándolo de tal forma que se generó una solución analítica para la distribución adimensional de la presión y se concluyó que para este tipo de pozos se presentan tres periodos de flujo: radial temprano, transición y pseudo radial; de igual forma confirmaron que para pozos desviados y completamente penetrados se crea un efecto de daño negativo siendo función del ángulo de desviación y del

logaritmo del espesor de formación, en este estudio exponen la forma de calcular el factor de daño correcto.

La inquietud por investigar en este tipo de pozos continúa en la década de los 90. En esta época los estudios se hacen más robustos y se empieza a investigar de una forma más analítica el comportamiento del transiente de presión de pozos desviados en yacimientos con diferentes características.

Ozkan et al. (2000) por primera vez estudiaron los pozos desviados y parcialmente penetrados conjuntamente, anteriormente se analizaban por separado e incluso los pozos desviados tuvieron mayor desarrollo investigativo comparado con pozos parcialmente penetrados.

El último estudio data del año 2007, el cual centra su objeto de análisis al comportamiento del transiente de presión para pozos horizontales y desviados interceptando capas de alta permeabilidad.

El estudio del comportamiento de la respuesta de la presión y la derivada de presión obtenida por medio de pruebas de pozos en pozos desviados y penetrados parcialmente no se ha llevado a cabo notoriamente al igual que el desarrollo de la Técnica de Síntesis Directa de Tiab para este tipo de pozos, por tal razón surgió la necesidad de llevar a cabo la presente investigación la cual brinda resultados ampliamente útiles y de gran importancia para la industria del petróleo y para la sociedad investigativa.

1.1.2 Efecto del ángulo de desviación y la longitud de penetración en la respuesta del transiente de presión.

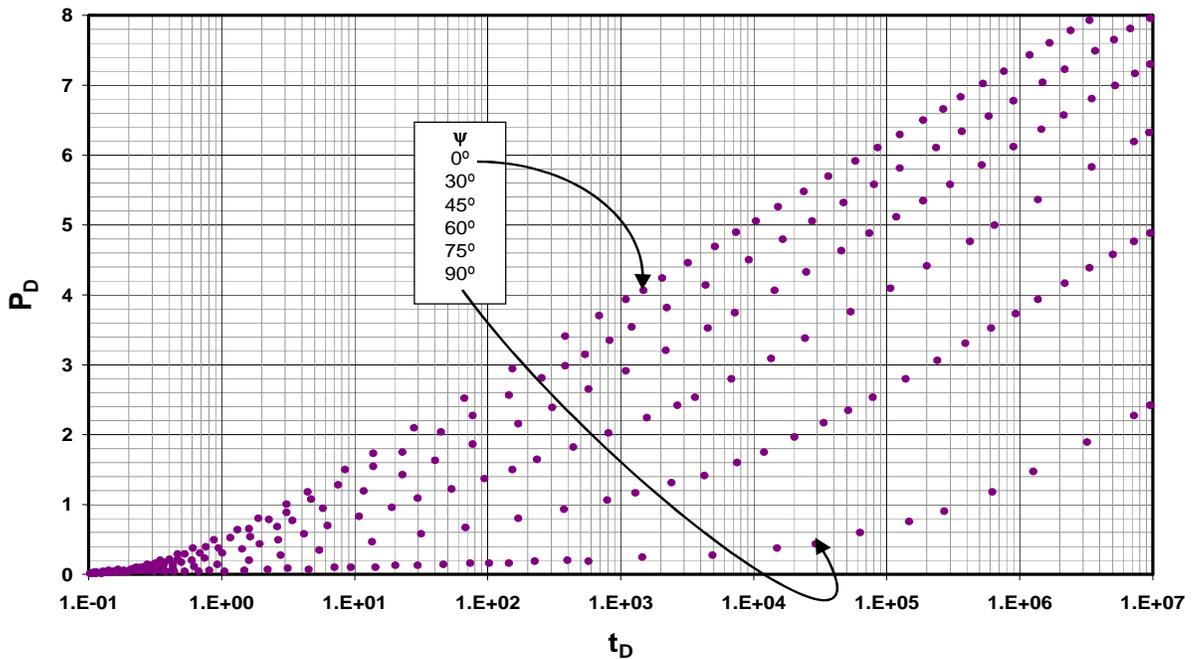
En un pozo desviado los parámetros que significativamente afectan la respuesta del transiente de presión son el ángulo de desviación, ψ , longitud de penetración,

h_w , y el radio de penetración, $b=h_w/h$. La figura 6. enseña el efecto del ángulo en la respuesta del transiente de presión en pozos penetrados completamente. La respuesta del pozo es más sensible a la longitud de penetración que al ángulo de desviación como lo muestra la figura 7.

La figura 8. indica que la localización del intervalo abierto o excentricidad del pozo no tiene una influencia notoria. En resumen, el efecto de la penetración parcial y la inclinación del pozo tienen mayor efecto en la respuesta de la derivada de la presión.

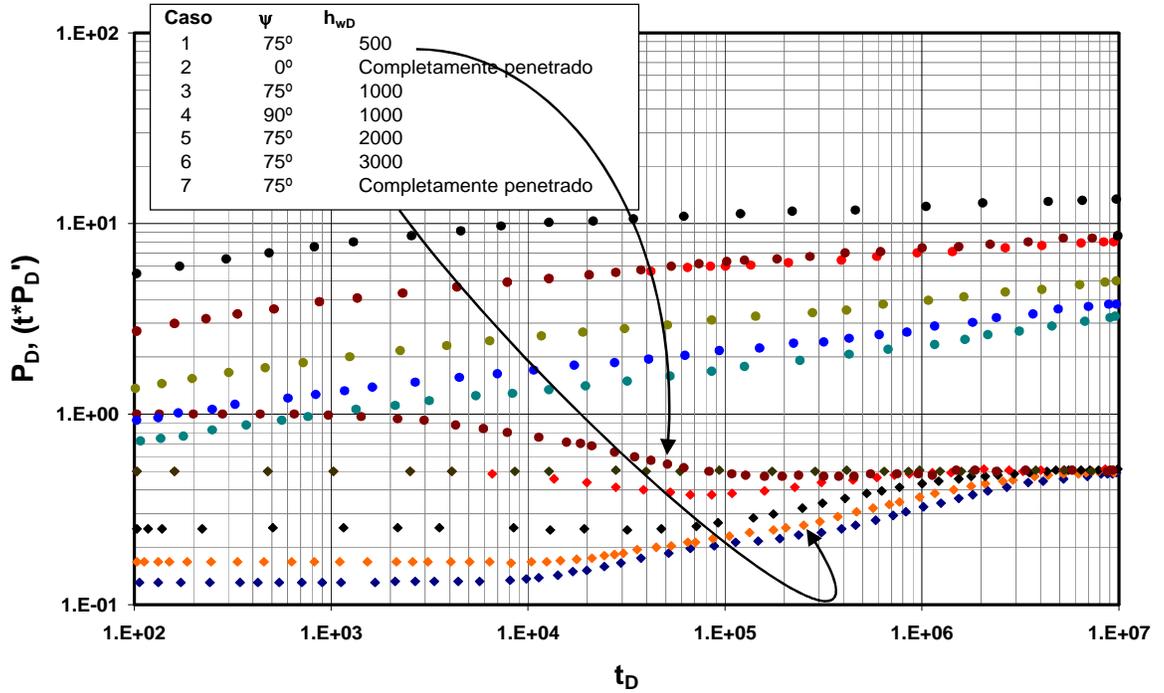
Se demostró que la longitud de penetración con relación al ángulo de desviación no tiene una mayor sensibilidad al comportamiento del transiente de presión indicando que la excentricidad no tiene una influencia notable pero en el comportamiento de la derivada de presión estos dos parámetros son más pronunciados, la excentricidad y la inclinación del pozo inciden notablemente en el comienzo y final de los tiempos del flujo radial.

Figura 6. Efecto del ángulo de desviación en el transiente de presión.



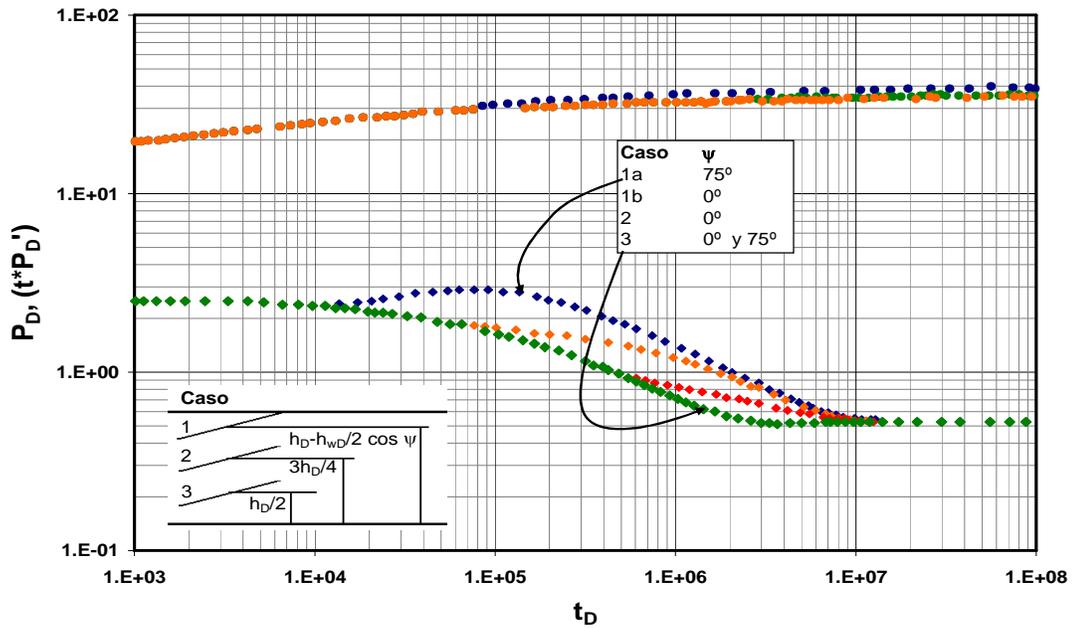
FUENTE: Kamal, M.K. 2009. Transient well testing. Society of Petroleum. Engineering. SPE Monograph 23. Richardson, TX.

Figura 7. Efecto del ángulo de desviación y la penetración parcial.



FUENTE: Kamal, M.K. 2009. Transient well testing. Society of Petroleum. Engineering. SPE Monograph 23. Richardson, TX.

Figura 8. Efecto del Ángulo de Desviación y la Excentricidad.



FUENTE: Kamal, M.K. 2009. Transient well testing. Society of Petroleum. Engineering. SPE Monograph 23. Richardson, TX.

1.1.3 Regímenes de flujo

En los pozos desviados y parcialmente penetrados se pueden observar dos regímenes de flujo radiales; uno temprano y otro tardío separados de un periodo de flujo que podría ser un flujo esférico cuando se trata de pequeñas penetraciones, para relaciones largas de penetración no se reconoce ninguna característica de algún régimen que se pueda presentar en la transición entre los regímenes de flujo radial temprano y tardío.

Los cambios de los regímenes de flujo en los pozos desviados están implicados por la penetración parcial y después que el yacimiento empieza la producción se desarrolla un flujo radial alrededor del pozo sobre un espesor igual al intervalo abierto, éste puede ser enmascarado por el almacenamiento, cuando esto ocurre, la prueba se interpreta como si el pozo fuera vertical.

El tiempo cuando el flujo esférico empieza su desarrollo depende de la anisotropía de la permeabilidad. En un yacimiento isotrópico, éste empieza inmediatamente después de la perturbación y en la finalización de la prueba; este flujo podría no verse cuando se trata de un yacimiento con alta anisotropía. La característica principal del flujo esférico es presentar una derivada con pendiente de -0.5 en un gráfico Log-Log de la derivada de presión versus el tiempo. El flujo hemisférico también se puede presentar si el pozo está próximo a una de las fronteras cerradas (tope o base de la formación) siendo la respuesta de la derivada una línea recta de pendiente -0.5 en un gráfico Log-Log de la derivada de presión versus el tiempo.

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN: TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB (TDST) EN POZOS DESVIADOS Y PARCIALMENTE PENETRADOS

La técnica de Síntesis Directa de Tiab, TDS, presentada por primera vez por Tiab (1993), es ampliamente utilizada en la industria del petróleo específicamente en el área de análisis de pruebas de pozos. Se basa en la utilización de gráficos Log-Log de la derivada de presión y la presión versus el tiempo, los cuales se emplean porque presentan líneas y puntos característicos que permiten desarrollar expresiones analíticas directas para la interpretación de las pruebas de presión. Su principal y más grande aporte en el área de análisis de pruebas de pozos ha sido la facilidad que genera esta herramienta en el desarrollo, caracterización y administración de yacimientos de petróleo y gas.

La Técnica de Síntesis Directa de Tiab aún no ha sido aplicada a este tipo de pozos por tal razón surge este proyecto de investigación, que pretende imponer el punto de partida de un excelente tema de estudio y generar grandes contribuciones en el desarrollo de la Técnica de Síntesis Directa de Tiab para pozos de petróleo desviados y penetrados parcialmente.

2.1 SIMULACIONES EMPLEANDO SOFTWARE COMERCIAL

Para el desarrollo del proyecto fue necesario hacer uso de un software comercial para generar una serie de curvas las cuales fueron el corazón y la partida de la investigación. Dichas gráficas arrojaron un comportamiento característico el cual sirvió para la generación, planteamiento y desarrollo del modelo matemático descrito en el presente capítulo.

2.1.1 Datos de entrada

Para la ejecución del software fue necesario introducir datos de entrada con el propósito de obtener resultados representativos para el análisis y posterior determinación del modelo matemático. Estos datos se citan en la tabla 1.

Tabla 1. Datos de entrada introducidos en el simulador.

Parámetro	Valor
h , ft	200
ϕ , %	0.22
c_t , psi ⁻¹	1.7E-5
P_i , psia	5000
r_w , ft	0.4
q , bpd	500
μ , cp	0.54
B , rb/STB	1.6
t , hr	1000

FUENTE: CORREDOR CUELLAR, Claudia Marcela. GOMEZ YEPES, Beatriz Elena.

Además de los datos consignados en la tabla 1, datos como el ángulo de desviación, longitud de penetración y relación de permeabilidades por influir notoriamente en la respuesta de la derivada de presión como se mencionó en el capítulo anterior, se simularon dentro de los siguientes rangos: la longitud de penetración, h_w , dentro de un rango de $10 \leq h_w \leq 200$, el ángulo de desviación, ψ , se varió entre $0 \leq \psi \leq 90$ y la anisotropía de permeabilidades, k_z/k_r , entre un rango de $10 \leq k_z/k_r \leq 90$, con los cuales se realizaron combinaciones entre estos tres parámetros y de allí se generaron las diferentes curvas que se analizaron y generaron un comportamiento característico en el que se centró el estudio. En los anexos se encuentran las gráficas generadas.

2.1.2 Resultados obtenidos

Luego de generar las simulaciones, se crearon y analizaron las gráficas Log-Log de presión y derivada de presión adimensional versus el tiempo adimensional. Ver anexo A, B, C y D. con las cuales se pudo verificar los regímenes de flujo establecidos y nombrados en el capítulo anterior, además se logró determinar una nueva pendiente característica en todas las gráficas, dicha pendiente se presenta en rangos de longitud de penetración entre $30 \leq h_w \leq 140$, en todos los ángulos de desviación y todas las anisotropías de permeabilidades simuladas.

La pendiente mencionada tiene un valor de -0.135 (un ciclo vertical y siete ciclos horizontales) en la línea de derivada adimensional y se presenta en los rangos descritos anteriormente.

Se comprobó que el ángulo de desviación y la relación de permeabilidades influyen ampliamente en el comportamiento de la derivada de presión.

2.1.3 Regímenes de flujo encontrados.

En el capítulo anterior se mencionaron los regímenes de flujo que se pueden encontrar en este tipo de pozos, en este estudio se verificó la aparición de regímenes de flujo como el radial temprano, el esférico y el radial tardío. De la misma manera se encontró un posible nuevo régimen de flujo que aparece entre el flujo radial temprano y tardío; este régimen de flujo es caracterizado por poseer una pendiente de -0.135 en la derivada de presión.

2.2 DESARROLLO DEL MODELO MATEMATICO

Con el desarrollo del modelo matemático que gobierna el nuevo régimen de flujo se pretende encontrar una solución matemática que sea aplicable la Técnica de Síntesis Directa de Tiab y con ello dar el primer paso para que esta investigación se extienda y genere nuevos y grandes aportes en el área de análisis de pruebas de pozos.

2.2.1 Caracterización de Curvas Generadas con las Simulaciones

El presente trabajo de investigación centrará su objetivo en el nuevo régimen de flujo observado (pendiente de -0.135), debido a que ya existen las soluciones matemáticas de la Técnica Directa de Tiab, TDS, para los otros regímenes de flujo encontrados (radial y esférico).

Con los puntos que se encuentran sobre la pendiente de -0.135, se realizó una serie de ensayos para generar ecuaciones que gobiernen el particular comportamiento con un software especializado para tal fin. Al realizar gran cantidad de ensayos, no se obtuvieron los resultados esperados y se concluyó que para esta serie de datos generados por las simulaciones no hay una solución que satisfaga estas condiciones, motivo por el cual se optó por recurrir a analizar el comportamiento de las curvas creadas con base en los datos obtenidos de las simulaciones, con tal análisis se pudo definir que este comportamiento corresponde al de una línea recta con el cual se planteó el modelo matemático que define tal régimen de flujo, en el siguiente numeral se definirá y desarrollará el mencionado modelo matemático.

2.2.2 Definición y desarrollo de la ecuación gobernante para el nuevo régimen de flujo

El modelo matemático surgió gracias a la pendiente de -0.135 que se presenta en todas las gráficas construidas a partir de los datos arrojados por el simulador. La ecuación que se presenta a continuación corresponde a la de una línea recta con pendiente negativa, de ahí parte el desarrollo de la ecuación empleada para calcular la permeabilidad vertical, k_z , con esta última se efectúa el cálculo de la permeabilidad efectiva, k_w , y el índice de anisotropía, I_A .

Partiendo de la definición de los siguientes términos adimensionales

$$t_D * P_D' = \frac{k_z h(t * \Delta P')}{141.2q\mu B} \quad (1)$$

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

Ecuación general que gobierna la técnica de síntesis directa de Tiab, TDS para el nuevo régimen de flujo

$$\log(t_D * P_D') = -0.135 \log(t_D) + \log y \quad (3)$$

Reemplazando en la ecuación (3) las ecuaciones (1) y (2) se tiene que:

$$\log\left(\frac{k_z h(t * \Delta P')}{141.2q\mu B}\right) = -0.135 \log\left(\frac{0.0002637k_z t}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + \log(y)$$

Dando solución para la permeabilidad vertical

$$k_z^{1.135} h(t * \Delta P')_{dpp} - 141.2q\mu B k_z^{0.135} y = 429.521422q\mu B \left(\frac{t_{dpp}}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)^{-0.135} \quad (4)$$

Donde:

k_z : Permeabilidad vertical, md

h : Espesor del estrato penetrado, ft

$(t*\Delta P')_{dpp}$: Valor de un punto de la derivada sobre la pendiente de -0.135, psia

t_{dpp} : Tiempo sobre la pendiente de -0.135, hr

y : Intercepto con el eje vertical cuando $t=1$ hr

q : Caudal, bpd

μ : Viscosidad, cp

B : Factor volumétrico del aceite, rb/STB

ϕ : Porosidad, fracción

c_t : Compresibilidad total, psi^{-1}

r_w : Radio del Pozo, ft

La solución de esta ecuación es iterativa y se convierte en un método engorroso, por tal razón se desarrolló a la par una ecuación de fácil determinación.

Partiendo de la ecuación inicial

$$\log(t_D * P_D') = -0.135 \log(t_D) + \log y \quad (3)$$

Se sabe que el intercepto, y , tiene lugar cuando el tiempo adimensional es igual a 1 entonces la ecuación 3 queda resumida de la siguiente forma,

$$\log(t_D * P_D') = \log y \quad (5)$$

Aplicando antilogaritmo a ambos lados de la ecuación y definiendo $(t_D * P_D')$

$$y = \frac{k_z h (t * \Delta P')}{141.2 q \mu B} \quad (6)$$

De las gráficas Log-Log de presión y derivada de presión versus tiempo se puede conocer el valor de y , por tal razón de la ecuación 6 se obtendrá el respectivo valor de la permeabilidad.

$$k_z = \frac{141.2q\mu By}{h(t^* \Delta P')_{dpp}} \quad (7)$$

Donde:

k_z : Permeabilidad vertical, md

h : Espesor del estrato penetrado, ft

$(t^* \Delta P')_{dpp}$: Valor de un punto de la derivada sobre la pendiente de -0.135, psia

y : Intercepto con el eje vertical cuando $t=1$ hr

q : Caudal, bpd

μ : Viscosidad, cp

B : Factor volumétrico del aceite, rb/STB

2.2.3 Procedimiento detallado de la TDS para pozos desviados y parcialmente penetrados.

El siguiente procedimiento puede ser usado para calcular y verificar valores de permeabilidad k_h, k_z, k_w de una gráfica Log-Log de la presión y la derivada de presión versus el tiempo sin usar curvas tipo.

Paso 1.

Construir un gráfico Log-Log de presión y derivada de presión versus tiempo.

Paso 2.

De la gráfica Log-Log identificar y trazar las líneas para los regímenes de flujo radial y el correspondiente a la pendiente de -0.135, para este caso no hay efectos de almacenamiento. Identifique el primer flujo radial, seleccione un punto cualquiera, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{r1}$ y el tiempo correspondiente, t_{r1} y halle el daño y la permeabilidad con las siguientes ecuaciones:

$$k_{r1} = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_{r1}}$$

$$s_{r1} = 0.5 \left[\frac{(\Delta P')_{r1}}{(t^* \Delta P')_{r1}} - \ln \left(\frac{k_{r1} t_{r1}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

Paso 3.

De la línea recta con pendiente de -0.135 característico de los pozos desviados seleccione un punto que se encuentre sobre esta pendiente, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{dpp}$, luego con la ecuación (7) calcule la permeabilidad vertical, k_z .

$$k_z = \frac{141.2q\mu By}{h(t^* \Delta P')_{dpp}} \quad (7)$$

Paso 4.

La permeabilidad efectiva, k_w , se calcula de la ecuación (8)¹⁰

$$k_w = k_h \cos^2(\psi) + k_z \sin^2(\psi) \quad (8)$$

Aplicando identidad trigonométrica se convierte en:

$$k_w = k_h \left[\frac{1 + \cos(2\psi)}{2} \right] + k_z \left[\frac{1 - \cos(2\psi)}{2} \right]$$

¹⁰ Kamal, M.K. 2009. Transient well testing. Society of Petroleum. Engineering. SPE Monograph 23. Richardson, TX.

Paso 5.

De la línea de acción infinita seleccione algún tiempo, t_{r2} y lea el valor de $(\Delta P)_{r2}$ y $(t^* \Delta P')_{r2}$, entonces el valor de la permeabilidad radial, k_{r2} , (permeabilidad horizontal) y el factor de daño pueden ser calculados por las ecuaciones:

$$k_{r2} = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_{r2}}$$

$$s_{r2} = 0.5 \left[\frac{(\Delta P')_{r2}}{(t^* \Delta P')_{r2}} - \ln \left(\frac{k_{r2} t_{r2}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

Paso 6.

Para calcular el índice de anisotropía use la ecuación

$$I_A = \frac{k_r}{k_z} = \frac{k_h}{k_v}$$

3. EJEMPLOS SIMULADOS

Con los siguientes ejemplos se pretenden verificar las ecuaciones desarrolladas por la TDS en el presente proyecto.

3.1. Ejemplo 1

El presente ejemplo fue simulado como un yacimiento homogéneo e infinito. Los datos de presión, derivada de presión y tiempo están dados en la Tabla 2. y graficados en la Figura 9. Los datos de entrada son:

$$\psi = 85^\circ$$

$$\mu = 0.54 \text{ cp}$$

$$r_w = 0.4 \text{ ft}$$

$$h_w = 30 \text{ ft}$$

$$c_t = 1.7 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$P_i = 5000 \text{ psi}$$

$$h = 200 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.22$$

$$t = 1000 \text{ hr}$$

$$B = 1.6 \text{ bbl/STB}$$

$$q = 500 \text{ STB}$$

Figura 9. Curvas de presión y derivada de presión para el ejemplo 1.

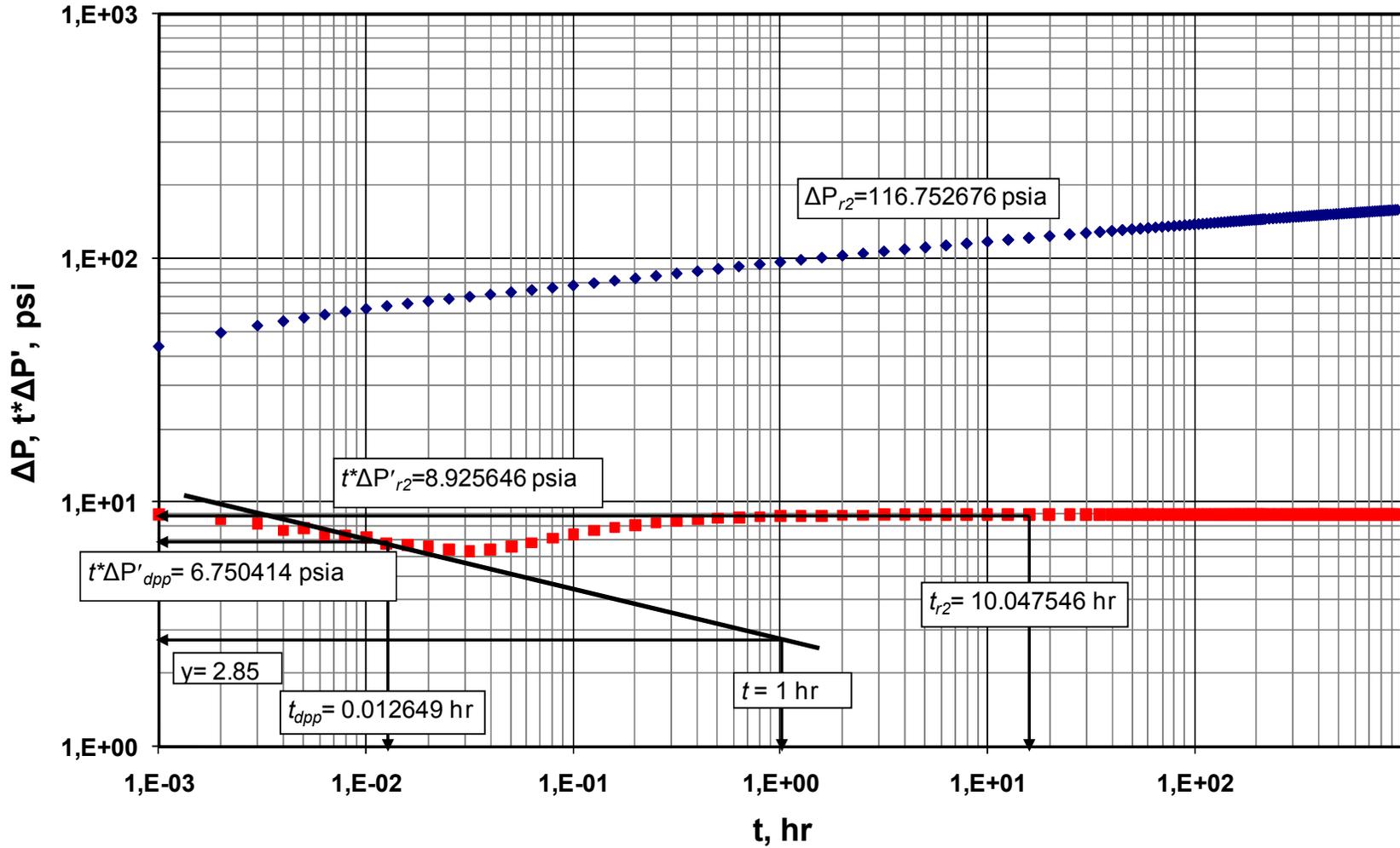


Tabla 2. Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 1.

t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia	t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia
1.00E-03	43.4489698	8.8996911	65.0474893	133.442725	8.94048937
0.002	49.4678905	8.46724281	70.0474893	134.104826	8.94062456
0.003	52.8497775	8.15667198	75.0474893	134.721266	8.94073818
0.004	55.158731	7.88237983	80.0474893	135.297938	8.94083479
0.0050357	56.9472363	7.65002834	85.0474893	135.839663	8.94091774
0.00633957	58.6816992	7.41660181	90.0474893	136.350437	8.94098962
0.00798105	60.3627076	7.18732578	95.0474893	136.833605	8.94105239
0.01004755	61.9915851	6.96440009	100.047489	137.291999	8.9411065
0.01264911	63.5699324	6.75041398	105.047489	137.728036	8.94115554
0.01592429	65.1002656	6.55380657	110.047489	138.143797	8.94119771
0.02004749	66.5880718	6.39330581	115.047489	138.541082	8.94123695
0.02523829	68.0444917	6.29618884	120.047489	138.921465	8.94127222
0.03177313	69.487574	6.28872664	125.047489	139.286324	8.94130406
0.04	70.9405574	6.38357593	130.047489	139.636879	8.94133291
0.05035702	72.4273193	6.57227411	135.047489	139.974207	8.94135916
0.06339573	73.9672015	6.82775228	140.047489	140.299272	8.94138313
0.07981049	75.5716154	7.11471347	145.047489	140.612932	8.94140461
0.10047546	77.2436481	7.40113967	150.047489	140.915963	8.94142482
0.12649111	78.9799662	7.66513819	155.047489	141.20906	8.94144344
0.15924287	80.7735747	7.89594318	160.047489	141.492854	8.9414601
0.20047489	82.6161824	8.09115167	165.047489	141.767917	8.94147608
0.25238294	84.4996877	8.25308385	170.047489	142.034771	8.94149091
0.31773129	86.416868	8.38597286	175.047489	142.293892	8.9415047
0.4	88.3615709	8.49436938	180.047489	142.545715	8.94151755
0.50357016	90.3286697	8.58245326	185.047489	142.79064	8.94152955
0.63395728	92.3139367	8.65383073	190.047489	143.029034	8.94154077
0.79810493	94.313906	8.71153127	195.047489	143.261238	8.94155107
1.00475457	96.3257451	8.75806767	200.047489	143.487564	8.94156075
1.26491106	98.3471452	8.79551078	205.047489	143.708303	8.94157026
1.59242868	100.376228	8.82556473	210.047489	143.923724	8.94157884
2.00474893	102.411468	8.84963556	215.047489	144.134077	8.94158703
2.52382938	104.451635	8.86888664	220.047489	144.339595	8.94159465
3.17731294	106.495741	8.8842778	230.047489	144.736981	8.94160906
4	108.542996	8.89659094	240.047489	145.117456	8.94162199
5.03570165	110.592773	8.90644991	250.047489	145.4824	8.94163347
6.33957277	112.644568	8.91434188	260.047489	145.833032	8.94164406
7.98104926	114.697979	8.920643	270.047489	146.170433	8.94165368
10.0475457	116.752676	8.92564577	280.047489	146.495564	8.94166246
12.6491106	118.808391	8.92958384	290.047489	146.809286	8.94167032
15.9242868	120.864901	8.93265041	300.047489	147.112374	8.94167771
20.0474893	122.922028	8.93501259	310.047489	147.405524	8.94168452
25.0474893	124.911805	8.9367681	320.047489	147.689369	8.9416906
30.0474893	126.53846	8.93788632	330.047489	147.964479	8.94169643
35.0474893	127.914287	8.93864372	340.047489	148.231378	8.94170184
40.0474893	129.106402	8.93918498	350.047489	148.49054	8.94170686
45.0474893	130.158134	8.93958772	360.047489	148.742402	8.94171155
50.0474893	131.099088	8.93989168	370.047489	148.987364	8.94171592
55.0474893	131.950393	8.94012676	380.047489	149.225794	8.94172001
60.0474893	132.727653	8.94032637	390.047489	149.458031	8.94172375

Continuación Tabla 2. Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 1.

t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia	t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia
400.047489	149.684388	8.9417273	650.047489	154.025272	8.9417754
410.047489	149.905157	8.94173076	665.047489	154.229261	8.94177691
420.047489	150.120606	8.94173391	685.047489	154.494203	8.94177881
430.047489	150.330986	8.94173678	705.047489	154.751521	8.94178061
440.047489	150.53653	8.94173958	725.047489	155.00164	8.94178225
455.047489	150.83625	8.9417436	745.047489	155.244953	8.94178378
470.047489	151.126248	8.94174721	765.047489	155.481821	8.94178519
485.047489	151.407136	8.94175056	785.047489	155.712575	8.94178655
500.047489	151.679468	8.94175366	805.047489	155.937524	8.94178781
515.047489	151.943751	8.94175657	825.047489	156.156953	8.941789
530.047489	152.200446	8.94175927	845.047489	156.371125	8.94179011
545.047489	152.449978	8.94176179	865.047489	156.580288	8.94179116
560.047489	152.692735	8.94176414	885.047489	156.78467	8.94179216
575.047489	152.929075	8.94176629	910.047489	157.033748	8.94179335
590.047489	153.159329	8.94176835	935.047489	157.276075	8.94179449
605.047489	153.383803	8.94177028	960.047489	157.512008	8.94179553
620.047489	153.602779	8.94177209	985.047489	157.741876	0
635.047489	153.81652	8.94177379			

FUENTE: CORREDOR CUELLAR, Claudia Marcela. GOMEZ YEPES, Beatriz Elena.

Paso 2.

Seleccione un punto cualquiera sobre el flujo radial, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{r_2}$, ΔP_{r_2} y el tiempo correspondiente, t_{r_2} , halle el daño y la permeabilidad.

$$(t^* \Delta P')_{r_2} = 8.925646 \text{ psia}$$

$$\Delta P_{r_2} = 116.752676 \text{ psia}$$

$$t_{r_2} = 10.047546 \text{ hr}$$

$$k_{r_2} = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_{r_2}}$$

$$k_{r_2} = \frac{70.6(500)(0.54)(1.6)}{200(8.925646)} = 17.1 \text{ md}$$

$$S_{r_2} = 0.5 \left[\frac{(\Delta P')_{r_2}}{(t^* \Delta P')_{r_2}} - \ln \left(\frac{k_{r_2} t_{r_2}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S_{r,2} = 0.5 \left[\frac{116.752676}{8.925646} - \ln \left(\frac{(17.1)(10.047546)}{(0.22)(0.54)(1.7 * 10^{-5})(0.4)^2} \right) + 7.43 \right] = 0.21$$

Paso 3.

Seleccione un punto que se encuentre sobre la pendiente de -0.135, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{dpp}$ y el valor del intercepto con el eje vertical, y, cuando $t=1$ hr, luego calcule la permeabilidad vertical, k_z .

$$(t^* \Delta P')_{dpp} = 6.750414 \text{ psia}$$

$$y = 2.85$$

$$k_z = \frac{141.2q\mu Bb}{h(t^* \Delta P')_{dpp}} \quad (7)$$

$$k_z = \frac{141.2(500)(0.54)(1.6)(2.85)}{(200)(6.750414)} = 128.8 \text{ md}$$

Paso 4.

La permeabilidad efectiva, k_w , se calcula de la ecuación (8)

$$k_w = k_r \cos^2(\psi) + k_z \sin^2(\psi) \quad (8)$$

Aplicando identidad trigonométrica se convierte en:

$$k_w = 17.1 \left[\frac{1 + \cos(2 * 85)}{2} \right] + 128.8 \left[\frac{1 - \cos(2 * 85)}{2} \right] = 20.6 \text{ md}$$

Paso 5.

Calcule el índice de anisotropía

$$I_A = \frac{k_h}{k_z} = \frac{17.1}{128.8} = 0.13$$

3.2. Ejemplo 2

El presente ejemplo fue simulado como un yacimiento homogéneo e infinito. Los datos de presión, derivada de presión y tiempo están dados en la Tabla 3. y graficados en la Figura 10. Los datos de entrada son:

$$\psi = 45^\circ$$

$$t = 800 \text{ hr}$$

$$c_t = 3.5 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$r_w = 0.7 \text{ ft}$$

$$h_w = 50 \text{ ft}$$

$$q = 620 \text{ STB}$$

$$\phi = 0.45$$

$$P_i = 1200 \text{ psi}$$

$$h = 170 \text{ ft}$$

$$\mu = 2.3 \text{ cp}$$

$$B = 1.3 \text{ bbl/STB}$$

Figura 10. Curvas de presión y derivada de presión para el ejemplo 2.

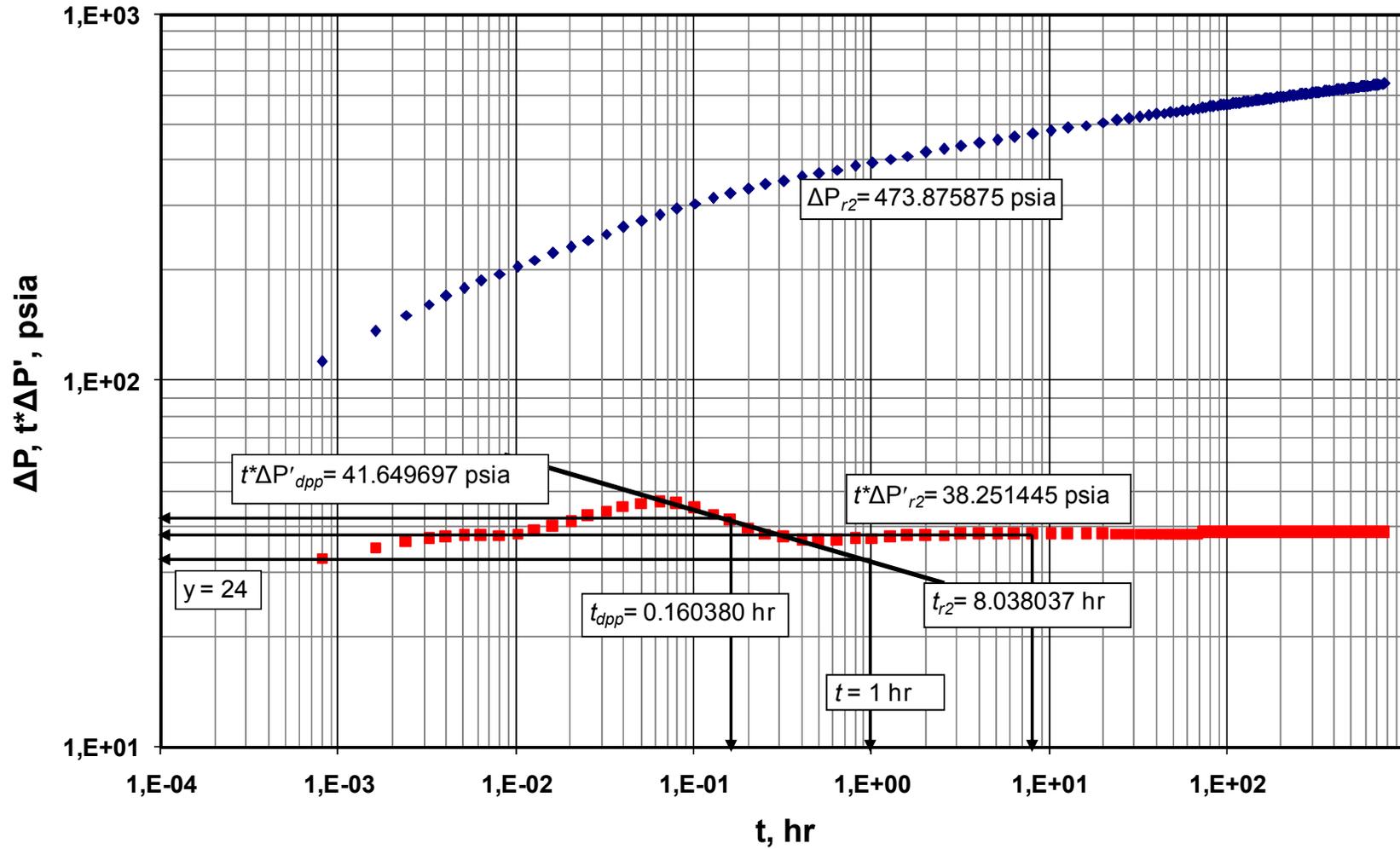


Tabla 3. Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 2.

t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia	t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia
8.00E-04	113.454004	32.840227	40.0379915	535.358041	38.3623647
0.0016	137.029121	35.1831816	44.0379915	539.011578	38.3730463
0.0024	151.572527	36.4074376	48.0379915	542.348146	38.3826047
0.0032	162.156308	37.0778513	52.0379915	545.418418	38.3911135
0.00402856	170.746876	37.4619875	56.0379915	548.261801	38.3986971
0.00507166	179.408191	37.704988	60.0379915	550.909551	38.4054703
0.00638484	188.110665	37.8577159	64.0379915	553.386873	38.4115361
0.00803804	196.842314	38.0261461	68.0379915	555.714393	38.4169847
0.01011929	205.622352	38.3558487	72.0379915	557.909205	38.421894
0.01273943	214.505835	38.9827508	76.0379915	559.985632	38.4263313
0.01603799	223.574572	39.9772936	80.0379915	561.955795	38.430301
0.02019064	232.916059	41.3078325	84.0379915	563.830045	38.4339647
0.0254185	242.597532	42.8379714	88.0379915	565.617289	38.437232
0.032	252.643674	44.3564208	92.0379915	567.325248	38.440295
0.04028561	263.024419	45.6256455	96.0379915	568.960658	38.4431037
0.05071658	273.65506	46.4318367	100.037991	570.529434	38.4456856
0.06384839	284.40707	46.6251163	104.037991	572.036792	38.4480648
0.08038037	295.126719	46.1464054	108.037991	573.487362	38.4502624
0.10119289	305.658275	45.042114	112.037991	574.885266	38.4522969
0.12739429	315.869379	43.4629391	116.037991	576.234195	38.4541521
0.16037991	325.673698	41.6496971	120.037991	577.537465	38.4559091
0.20190635	335.049774	39.879644	124.037991	578.798066	38.4575455
0.25418504	344.038953	38.4026024	128.037991	580.018703	38.4590342
0.32	352.734826	37.3741973	132.037991	581.201832	38.4604642
0.40285613	361.250407	36.8223267	136.037991	582.349689	38.4618031
0.50716582	369.692134	36.6704657	140.037991	583.464316	38.4630585
0.63848394	378.13778	36.7825373	144.037991	584.547584	38.4642374
0.80380366	386.631118	37.0237568	148.037991	585.601209	38.4653461
1.01192885	395.18785	37.2939983	152.037991	586.626769	38.4663905
1.27394295	403.805639	37.5383946	156.037991	587.62572	38.4673569
1.60379915	412.47492	37.7392711	160.037991	588.59941	38.4682715
2.0190635	421.185216	37.8951814	164.037991	589.549083	38.4691686
2.54185035	429.926296	38.0127201	168.037991	590.475895	38.4699877
3.2	438.69072	38.1014223	172.037991	591.380922	38.4707715
4.02856132	447.472649	38.1662863	176.037991	592.265165	38.4715061
5.07165822	456.266945	38.2104325	184.037991	593.974965	38.4728986
6.38483941	465.069204	38.2373068	192.037991	595.612057	38.4741591
8.03803658	473.875875	38.2514446	200.037991	597.182371	38.4752892
10.1192885	482.684645	38.2586935	208.037991	598.691142	38.4763356
12.7394295	491.494655	38.2650183	216.037991	600.143012	38.4772927
16.0379915	500.306337	38.2749183	224.037991	601.542117	38.478171
20.0379915	508.83035	38.2898099	232.037991	602.892158	38.478963
24.0379915	515.80062	38.3059541	240.037991	604.19646	38.4797101
28.0379915	521.698021	38.3218933	248.037991	605.45802	38.4804011
32.0379915	526.809675	38.3367784	256.037991	606.67955	38.4810229
36.0379915	531.320836	38.350297	264.037991	607.863513	38.4816197

Continuación Tabla 3. Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 2.

t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia	t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia
272.037991	609.012151	38.4821753	484.037991	631.188791	38.4894003
280.037991	610.12751	38.4826936	496.037991	632.131366	38.489597
288.037991	611.211464	38.4831779	508.037991	633.051413	38.4897823
296.037991	612.265734	38.4836312	520.037991	633.949984	38.4899574
304.037991	613.291902	38.4840565	532.037991	634.828059	38.4901231
312.037991	614.291427	38.4844477	548.037991	635.968514	38.4903307
320.037991	615.265658	38.4848203	564.037991	637.076153	38.4905283
328.037991	616.215842	38.4851821	580.037991	638.152813	38.4907087
336.037991	617.14314	38.4855131	596.037991	639.200179	38.4908774
344.037991	618.048626	38.4858164	612.037991	640.219803	38.4910333
352.037991	618.933305	38.4861128	628.037991	641.213117	38.491183
364.037991	620.223334	38.4865378	644.037991	642.181444	38.491323
376.037991	621.471535	38.486922	660.037991	643.126011	38.4914549
388.037991	622.680534	38.4872782	676.037991	644.047955	38.4915788
400.037991	623.852719	38.4876093	692.037991	644.948336	38.4916961
412.037991	624.990266	38.4879206	708.037991	645.828138	38.491807
424.037991	626.095163	38.4882108	728.037991	646.900348	38.4919407
436.037991	627.169232	38.4884818	748.037991	647.943502	38.4920672
448.037991	628.214147	38.4887354	768.037991	648.959134	38.4921839
460.037991	629.231448	38.488968	788.037991	649.948658	0
472.037991	630.222558	38.4891915			

FUENTE: CORREDOR CUELLAR, Claudia Marcela. GOMEZ YEPES, Beatriz Elena.

Paso 2.

Seleccione un punto cualquiera sobre el flujo radial, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{r_2}$, ΔP_{r_2} y el tiempo correspondiente, t_{r_2} , halle el daño y la permeabilidad.

$$(t^* \Delta P')_{r_2} = 38.251445 \text{ psia}$$

$$\Delta P_{r_2} = 473.875875 \text{ psia}$$

$$t_{r_2} = 8.038037 \text{ hr}$$

$$k_{r_2} = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_{r_2}}$$

$$k_{r2} = \frac{70.6(620)(2.3)(1.3)}{170(38.251445)} = 20.13 \text{ md}$$

$$S_{r2} = 0.5 \left[\frac{(\Delta P')_{r2}}{(t^* \Delta P')_{r2}} - \ln \left(\frac{k_{r2} t_{r2}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S_{r2} = 0.5 \left[\frac{473.875875}{38.25145} - \ln \left(\frac{(20.13)(8.038037)}{(0.45)(2.3)(3.5 * 10^{-6})(0.7)^2} \right) + 7.43 \right] = 0.75$$

Paso 3.

Seleccione un punto que se encuentre sobre la pendiente de -0.135, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{dpp}$ y el valor del intercepto con el eje vertical, y , cuando $t=1$ hr, luego calcule la permeabilidad vertical, k_z .

$$(t^* \Delta P')_{dpp} = 41.649697 \text{ psia}$$

$$y = 24$$

$$k_z = \frac{141.2q\mu By}{h(t^* \Delta P')_{dpp}} \quad (7)$$

$$k_z = \frac{141.2(620)(2.3)(1.3)(24)}{(170)(41.649697)} = 887.25 \text{ md}$$

Paso 4.

La permeabilidad efectiva, k_w , se calcula de la ecuación (8)

$$k_w = k_h \cos^2(\psi) + k_z \sin^2(\psi) \quad (8)$$

Aplicando identidad trigonométrica se convierte en:

$$k_w = 20.13 \left[\frac{1 + \cos(2 * 45)}{2} \right] + 887.25 \left[\frac{1 - \cos(2 * 45)}{2} \right] = 647.96 \text{ md}$$

Paso 5.

Calcule el índice de anisotropía

$$I_A = \frac{k_h}{k_z} = \frac{20.13}{887.25} = 0.023$$

3.3. Ejemplo 3

El presente ejemplo fue simulado como un yacimiento homogéneo e infinito. Los datos de presión, derivada de presión y tiempo están dados en la Tabla 4. y graficados en la Figura 11. Los datos de entrada son:

$$\psi = 65^\circ$$

$$\mu = 1.8 \text{ cp}$$

$$r_w = 1.1 \text{ ft}$$

$$h_w = 20 \text{ ft}$$

$$c_t = 4.7 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$P_i = 3500 \text{ psi}$$

$$h = 120 \text{ ft}$$

$$\phi = 0.15$$

$$t = 1000 \text{ hr}$$

$$B = 1.5 \text{ bbl/STB}$$

$$q = 350 \text{ STB}$$

Figura 11. Curvas de presión y derivada de presión para el ejemplo 3.

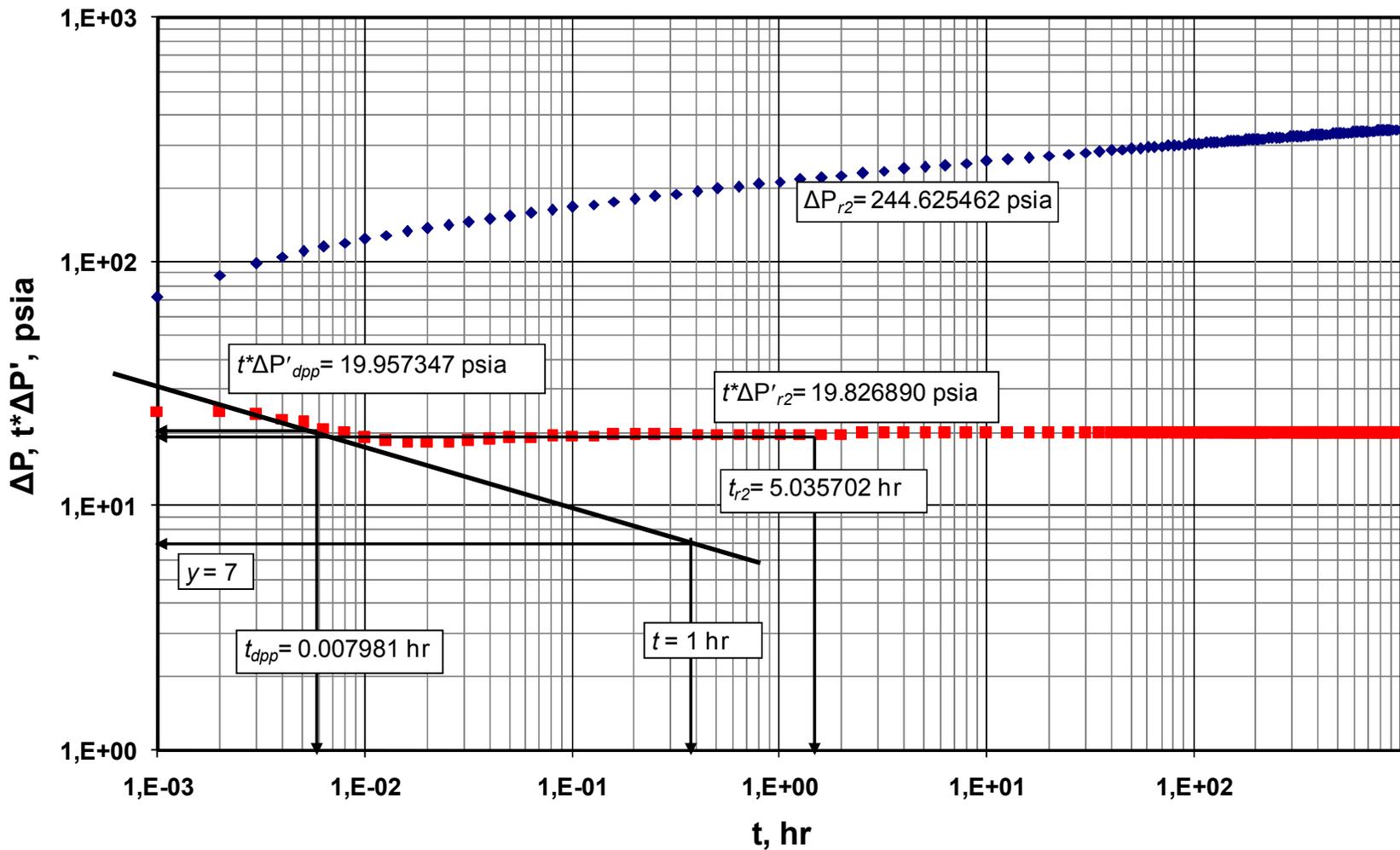


Tabla 4. Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 3.

t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia	t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia
1.00E-03	71.6549338	24.4641015	45.0474893	288.113807	19.8554666
0.002	88.5379757	24.2500602	50.0474893	290.203708	19.8556773
0.003	98.3451457	23.7063909	55.0474893	292.094453	19.8558396
0.004	105.066857	22.8482893	60.0474893	293.820716	19.8559773
0.0050357	110.232629	21.9415806	65.0474893	295.40884	19.8560895
0.00633957	115.171328	20.9359391	70.0474893	296.879303	19.8561825
0.00798105	119.873985	19.9573471	75.0474893	298.248343	19.8562606
0.01004755	124.362026	19.132488	80.0474893	299.529054	19.856327
0.01264911	128.684822	18.55638	85.0474893	300.732145	19.856384
0.01592429	132.907555	18.2614345	90.0474893	301.86649	19.8564334
0.02004749	137.094523	18.2139321	95.0474893	302.939523	19.8564766
0.02523829	141.295381	18.3376437	100.047489	303.957532	19.8565139
0.03177313	145.53932	18.548078	105.047489	304.925887	19.8565477
0.04	149.837086	18.7786061	110.047489	305.849206	19.8565768
0.05035702	154.187188	18.9900198	115.047489	306.731494	19.8566039
0.06339573	158.582314	19.1667224	120.047489	307.576243	19.8566283
0.07981049	163.01379	19.3076236	125.047489	308.386516	19.8566504
0.10047546	167.473803	19.4179557	130.047489	309.165019	19.8566704
0.12649111	171.956089	19.5042175	135.047489	309.914148	19.8566886
0.15924287	176.455827	19.5718104	140.047489	310.63604	19.8567053
0.20047489	180.969241	19.6243384	145.047489	311.332606	19.8567202
0.25238294	185.493169	19.6639046	150.047489	312.005563	19.8567343
0.31773129	190.024803	19.6919948	155.047489	312.656459	19.8567473
0.4	194.561668	19.710434	160.047489	313.286695	19.856759
0.50357016	199.101794	19.7218643	165.047489	313.897543	19.8567701
0.63395728	203.643922	19.7294934	170.047489	314.490158	19.8567805
0.79810493	208.187561	19.7363517	175.047489	315.065599	19.8567902
1.00475457	212.732848	19.7445556	180.047489	315.624833	19.8567992
1.26491106	217.280265	19.7549726	185.047489	316.168747	19.8568077
1.59242868	221.830349	19.7673634	190.047489	316.698159	19.8568156
2.00474893	226.383472	19.7808221	195.047489	317.213823	19.8568229
2.52382938	230.939754	19.7942599	200.047489	317.716433	19.8568297
3.17731294	235.499066	19.8067555	205.047489	318.206635	19.8568364
4	240.061102	19.8177166	210.047489	318.685027	19.8568425
5.03570165	244.625462	19.8268898	215.047489	319.152164	19.8568483
6.33957277	249.191722	19.8342845	220.047489	319.608564	19.8568537
7.98104926	253.759487	19.8400733	230.047489	320.49105	19.856864
10.0475457	258.328413	19.8445039	240.047489	321.33598	19.8568732
12.6491106	262.898219	19.8478381	250.047489	322.14642	19.8568815
15.9242868	267.468681	19.8503162	260.047489	322.925076	19.8568891
20.0474893	272.039627	19.8521442	270.047489	323.674348	19.856896
25.0474893	276.460265	19.853454	280.047489	324.396372	19.8569023
30.0474893	280.073786	19.8542656	290.047489	325.093061	19.856908
35.0474893	283.129897	19.854805	300.047489	325.766132	19.8569134
40.0474893	285.777802	19.8551857	310.047489	326.417136	19.8569183

Continuación Tabla 4. Datos reportados de presión y derivada de presión para el ejemplo 3.

t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia	t, hr	ΔP , psia	$t^* \Delta P'$, psia
320.047489	327.047472	19.8569228	590.047489	339.19464	19.8569809
330.047489	327.658413	19.856927	605.047489	339.693128	19.8569824
340.047489	328.251118	19.856931	620.047489	340.179408	19.8569838
350.047489	328.826642	19.8569347	635.047489	340.654064	19.8569852
360.047489	329.385954	19.8569381	650.047489	341.117638	19.8569864
370.047489	329.929943	19.8569413	665.047489	341.570636	19.8569876
380.047489	330.459426	19.8569444	685.047489	342.158993	19.8569891
390.047489	330.975156	19.8569471	705.047489	342.730417	19.8569905
400.047489	331.47783	19.8569498	725.047489	343.285857	19.8569919
410.047489	331.968093	19.8569524	745.047489	343.826182	19.8569931
420.047489	332.446542	19.8569547	765.047489	344.352193	19.8569942
430.047489	332.913734	19.8569569	785.047489	344.864628	19.8569953
440.047489	333.370186	19.856959	805.047489	345.364172	19.8569963
455.047489	334.035774	19.856962	825.047489	345.851456	19.8569973
470.047489	334.679774	19.8569647	845.047489	346.327069	19.8569982
485.047489	335.303542	19.8569673	865.047489	346.791555	19.8569991
500.047489	335.908312	19.8569696	885.047489	347.245425	19.8569999
515.047489	336.495205	19.8569718	910.047489	347.798551	19.8570009
530.047489	337.065249	19.8569739	935.047489	348.336686	19.8570018
545.047489	337.619384	19.8569758	960.047489	348.860622	19.8570027
560.047489	338.158474	19.8569777	985.047489	349.371088	0
575.047489	338.683315	19.8569793			

FUENTE: CORREDOR CUELLAR, Claudia Marcela. GOMEZ YEPES, Beatriz Elena.

Paso 2.

Seleccione un punto cualquiera sobre el flujo radial, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{r2}$, ΔP_{r2} y el tiempo correspondiente, t_{r2} , halle el daño y la permeabilidad.

$$(t^* \Delta P')_{r2} = 19.826890 \text{ psia}$$

$$\Delta P_{r2} = 244.625462 \text{ psia}$$

$$t_{r2} = 5.035702 \text{ hr}$$

$$k_{r2} = \frac{70.6q\mu B}{h(t^* \Delta P')_{r2}}$$

$$k_{r2} = \frac{70.6(350)(1.8)(1.5)}{120(19.826890)} = 28.04 \text{ md}$$

$$S_{r_2} = 0.5 \left[\frac{(\Delta P')_{r_2}}{(t^* \Delta P')_{r_2}} - \ln \left(\frac{k_{r_2} t_{r_2}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S_{r_2} = 0.5 \left[\frac{244.625462}{19.826890} - \ln \left(\frac{(28.04)(5.035702)}{(0.15)(1.8)(4.7 * 10^{-6})(1.1)^2} \right) + 7.43 \right] = 0.72$$

Paso 3.

Seleccione un punto que se encuentre sobre la pendiente de -0.135, lea el valor de la derivada $(t^* \Delta P')_{dpp}$ y el valor del intercepto con el eje vertical, y , cuando $t=1$ hr, luego calcule la permeabilidad vertical, k_z .

$$(t^* \Delta P')_{dpp} = 19.957347 \text{ psia}$$

$$y = 7$$

$$k_z = \frac{141.2 q \mu B y}{h (t^* \Delta P')_{dpp}} \quad (7)$$

$$k_z = \frac{141.2(350)(1.8)(1.5)(7)}{(120)(19.826890)} = 392.58 \text{ md}$$

Paso 4.

La permeabilidad efectiva, k_w , se calcula de la ecuación (8)

$$k_w = k_h \cos^2(\psi) + k_z \sin^2(\psi) \quad (8)$$

Aplicando identidad trigonométrica se convierte en:

$$k_w = 28.04 \left[\frac{1 + \cos(2 * 65)}{2} \right] + 392.58 \left[\frac{1 - \cos(2 * 65)}{2} \right] = 277.26 \text{ md}$$

Paso 5.

Calcule el índice de anisotropía

$$I_A = \frac{k_h}{k_z} = \frac{28.04}{392.58} = 0.071$$

4. CONCLUSIONES

1. Se identificó una pendiente en la derivada de -0.135 cuyo modelamiento permite la obtención del I_A mediante la técnica TDS.
2. La pendiente característica de -0.135 corresponde a un nuevo régimen de flujo que se presenta en un rango de longitud de penetración de $140 \geq h_w \geq 30$. Este régimen de flujo se presenta para todos los ángulos de desviación y todas las relaciones de permeabilidades.
3. Para este tipo de pozos el ángulo de desviación, la longitud de penetración y la relación de permeabilidades, son tres parámetros que influyen notoriamente en la determinación de la permeabilidad efectiva, k_w , debido a que éstos afectan el punto de intercepto cuando $t = 1$ hr.

5. RECOMENDACIONES

- Continuar desarrollando la Técnica de Síntesis Directa de Tiab, TDST, haciendo un análisis más detallado en la influencia que tienen el ángulo de desviación, la longitud de penetración y la relación de permeabilidades.
- Hacer un estudio de investigación para determinar la causa y efecto del nuevo régimen de flujo, puesto que se puede tratar de un gran aporte para la Ingeniería de yacimientos y en especial para el área de Análisis de Pruebas de Pozos.

BIBLIOGRAFÍA

Besson J., and Aquitaine E. 1990. "Performance of Slant and Horizontal Wells on an Anisotropic Medium". Paper SPE 20965 prepared for presentation at the 1990 Europec, Netherland October 22-24.

Bourdarot. 1996. Well Testing Interpretation Methods. Instituto Frances de Publicaciones de Petróleos.

Cinco-Ley. H., Ramey, H.J. and Miller, F.G. 1975b. Pseudo-Skin Factors for Partially-Penetrating Directionally-Drilled Wells. Paper SPE 5589 prepared for presentation at the 1975 SPE Annual Fall Meeting to be held in Dallas, Texas, 28 Oct.

Gill, H.S. and Al-Zayer, R. 2004. "Pressure Transient Derivative Signatures In Presence of Stratiform Super-K Permeability Intervals, Ghawar Arab-D Reservoir". prepared for presentation at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, U.A.E, October 10-13.

Gill, H., Al-Zayer, R., and Issaka, M.B. 2007. Pressure Transient Behavior of Horizontal and Slant Wells Intersecting a High-Permeability Layer. Paper SPE 105616 prepared for presentation at the 2007 Middle East Oil & Gas Show and Conference held in Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain, March 11-14.

Kamal, M.K. 2009. Transient well testing. Society of Petroleum. Engineering. SPE Monograph 23. Richardson, TX.

Khattab, H.A., Yeh, N.S., and Agarwal, R. 1991. "Pressure Transient Behavior of Slanted Wells in single and Multiple Layered Reservoirs". Paper SPE 22730 prepared for presentation at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX, October 6-9.

Lu, J. 2003." Well Test Analysis of Partially Penetrating Wells in a circular Cylinder Drainage Volume". prepared for presentation at the 2003 Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2003, Calgary, Canada, June 10-12.

Ozkan E., and Raghavan R. 2000 "A Computationally Efficient, Transient-Pressure Solution for Inclined Wells". prepared for presentation at the 1998 SPE Annual Technical conference and exhibition, New Orleans, September 27-30.

Pucknell, J.K. and Clifford, P.J. 1991. Calculation of total Skin Factors. Paper SPE 23100 prepared for presentation at the 1991 SPE Offshore Europe Conference held in Aberdeen, September 3-6.

Roemershauser, A.E., and Hawkins, M.F. 1955. The Effect of Slant Hole, Drainhole, and Lateral Hole Drilling on Well Productivity. Paper SPE 437-G. Feature Article.

Rogers, E.J., and Economides, M.J. 1996. The Skin Due to Slant of Deviated Wells in Permeability- Anisotropic Reservoir. Paper SPE 37068 prepared for presentation at the 1996 SPE International Conference on Horizontal Well technology in Calgary, Canada, November 18-20.

Yildiz, T., and Bassiouni Z. 1990. "Transient Pressure Analysis in Partially Penetrating Wells". Paper SPE 21551 prepared for presentation at the 1990 International Technical Meeting Jointly Hosted by the Petroleum Society of CIM and the Society of Petroleum Engineers in Calgary, June 10-13.