

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE PREGRADO EN INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

**IMPACTO DE LAS TÉCNICAS DE SÍNTESIS DIRECTAS DE TIAB EN EL
MEJORAMIENTO DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN
TRANSITORIA**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

IRVIN DAVID CORAL FIERRO

DIRECTOR: ING. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA, MSc.

Quito, mayo 2024

DECLARACIÓN

Yo, Irvin David Coral Fierro, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

IRVIN DAVID CORAL FIERRO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Irvin David Coral Fierro, bajo mi supervisión.

Ing. RAÚL VALENCIA TAPIA, Msc.

DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Politécnica Nacional, por proporcionarme todos los conocimientos y las permitirme conocer grandiosas personas que aportaron en mi crecimiento personal y académico.

A mi familia, amigos y compañeros de la carrera, quienes fueron el apoyo necesario para sobrellevar la dura vida universitaria y también celebrar los momentos felices que vivimos.

DEDICATORIA

A mis abnegados padres Byron y Consuelo, por su inmensurable cariño, sacrificio y apoyo incondicional.

A mis hermanos, quienes fueron una inspiración para culminar esta etapa.

A mi abuelita Aidita, por sus palabras de motivación, consejos y sobre todo por el inmenso cariño que siempre ha tenido hacia mí.

A mis queridos tíos Grima y Xavier, quienes han sido mis amigos a lo largo de mi vida y han compartido momentos tristes y felices siempre.

A mis amigos incondicionales, María Emilia, Sophi, Johao, Leonel y Daniel que siempre han estado para apoyarme y sacarme una sonrisa en momentos difíciles.

Irvin Coral

RESUMEN

La interpretación de pruebas de presión ha atravesado una serie de investigaciones en los últimos años que han permitido construir procesos alternativos para el cálculo de parámetros del reservorio como: permeabilidad, daño, longitud de fractura, constante de almacenamiento, movilidad, y la presión promedio.

La técnica de Tiab, es un método analítico de interpretación de pruebas de presión transitoria, basado en el estudio de los regímenes de flujo mediante el uso de la curva de la derivada de presión. La derivada ha logrado aumentar el alcance de estudio de pruebas de presión, sobre todo, en yacimientos heterogéneos en los que existe aún muchas dudas de como varían las propiedades en de la roca y los fluidos.

La principal ventaja de utilizar la Técnica de Síntesis Directa de Tiab radica en la eliminación del uso de curvas tipo, debido a la alta probabilidad de error en su aplicación, puesto que el criterio personal es el protagonista en estos métodos comúnmente usados.

El presente documento se enfocará en realizar una investigación acerca del origen, conceptos, definiciones, ventajas, desventajas, procedimientos, casos de estudio y metodología para la aplicación de la técnica de Tiab en la interpretación de pruebas de presión transitoria.

Para ello, se hará uso de las herramientas tecnológicas que dispone la Escuela Politécnica Nacional para la simulación y tratamiento de los datos como es el Software Saphir del paquete Kappa. Además, al ser una técnica relativamente nueva, diseñada años más tarde de la creación de métodos convencionales de curva tipo y que se ha ido ampliando y perfeccionando en las últimas décadas, se ha visto necesario el uso de Excel del paquete Office 365 para complementar los análisis.

El objetivo de esta investigación es proporcionar una alternativa comprobable para el estudio de pruebas de presión, tomando criterios matemáticos de comportamientos característicos de la curva de la derivada frente a los diferentes estímulos de una prueba de presión.

Para corroborar la veracidad de los conceptos y procedimientos investigados, se aplicará lo estudiado en pozos seleccionados de un campo de la Cuenca de Oriente, observando los mejores datos que permitan representar los regímenes de flujo característicos para el análisis de curva de la derivada.

Finalmente, se realizará una comparación de resultados entre los métodos convencionales calculados con el software Saphir y los resultados obtenidos con la Técnica de Síntesis Directa de Tiab para verificar si es recomendable el uso en pozos de la Cuenca Oriente.

ABSTRACT

The interpretation of pressure tests has gone through a series of investigations in recent years that have allowed to build alternative processes for the calculation of parameters and average pressure of a reservoir.

The Tiab technique is an analytical method of interpretation of transient pressure tests, whose advantage lies in the elimination of the use of standard curves, due to the high probability of error since the personal criterion is the protagonist in those methods.

The following paper will focus on conducting a detailed investigation of the origin, advantages, disadvantages, concepts, definitions, and procedures for the application of the Tiab technique to interpret transient pressure tests.

For them, the technological tools available to the National Polytechnic School for the simulation and treatment of data will be used, such as the Saphir Software of the Kappa package. In addition, being a relatively new technique, the analysis will be complemented with the use of Excel.

Finally, everything studied in strategically selected wells in a field of the *Cuenca Oriente*. I will be applied, and a comparison of results will be made between conventional methods and the Tiab Direct Synthesis Technique.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
RESUMEN	VI
ABSTRACT	VIII
CAPÍTULO I.....	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN	2
1.2.1. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA:.....	2
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL:.....	3
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:.....	3
CAPÍTULO II.....	4
GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI Y DEFINICIONES IMPORTANTES	4
2.1. RESEÑA HISTÓRICA:	4
2.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA:	5
2.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO:	5
2.4. RESERVORIOS DEL CAMPO.....	6
2.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS:.....	7
2.6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO	9
2.6.1. POROSIDAD	9
2.6.2. SATURACIÓN DE FLUIDOS	10
2.6.3. PERMEABILIDAD.....	10
2.7. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENA “T” (TS, TI) EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.	10
2.8. RÉGIMENES DE FLUJO FUNDAMENTALES	12
2.8.1. FLUJO ESTABLE O CONTINUO:.....	12
2.8.2. FLUJO PSEUDO-ESTABLE O PSEUDO-CONTINUO.....	13
2.8.3. FLUJO TRANSITORIO.....	13
2.9. RÉGIMENES DE FLUJO SEGÚN LA GEOMETRÍA.....	14
2.9.1. FLUJO RADIAL.....	14
2.9.2. FLUJO LINEAL.....	14
2.9.3. FLUJO ESFÉRICO	15
2.9.4. FLUJO BILINEAL	15
2.10. TEORÍA DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	16
2.10.1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN	16
2.10.2. TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	17
2.10.3. INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE DEL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN.....	17
2.11. PRINCIPIOS MATEMÁTICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	20
2.12. EFECTO DE ALMACENAMIENTO	21
2.13. CURVA DE LA DERIVADA PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.....	23
CAPÍTULO III.....	27

TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB	27
3.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.	28
3.1.1. ASUNCIONES DEL MODELO DEL YACIMIENTO.	28
3.1.2. PROCEDIMIENTO	29
3.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB PARA EL ANÁLISIS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	57
3.2.1. CASO 1: CUANDO LA COORDENADA MÍNIMA NO HA SIDO INFLUENCIADA POR EL EFECTO DE ALMACENAMIENTO.	61
3.3. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB EN POZOS VERTICALMENTE FRACTURADOS EN SISTEMAS CERRADOS.	69
3.3.1. ASUNCIONES DEL MODELO.	70
CAPITULO IV	83
CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO	83
4.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES.	84
4.1.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB EN EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN POZOS VERTICALES EN YACIMIENTOS CERRADOS.....	84
4.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB PARA EL CÁLCULO DE PRESIÓN PROMEDIO EN RESERVIORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	91
CAPÍTULO V	99
APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN A UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE	99
5.1. TRATAMIENTO DE DATOS	100
5.1.1. DATOS PVT	101
5.1.2. DATOS PETROFÍSICOS.....	101
5.1.3. DATOS DE POZO	102
5.1.4. DATOS DE LA PRUEBA	103
5.2. FLUJO DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN APLICANDO LA TSDT.....	105
5.2.1. ANÁLISIS POZO A POZO.....	106
5.3. EJEMPLO DE CÁLCULO CON POZO SHS-043 DE LA SECCIÓN NORTE DEL CAMPO.	113
CAPÍTULO VI	117
ANÁLISIS DE RESULTADOS	117
6.1. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN	117
6.2. CONCLUSIONES.....	127
6.3. RECOMENDACIONES.....	128
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
ANEXOS	131

LISTA DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Propiedades PVT obtenidos del pozo SHS-003	7
2.2	Propiedades PVT obtenidos del pozo SHS-063	8
2.3	Propiedades PVT obtenidos del pozo SHS-A2	8
2.4	Propiedades PVT obtenidas del pozo SHS-A30	9
2.5	Escala cualitativa de porosidad para rocas sedimentarias	10
2.6	Parámetros Petrofísicos de la Arena T (Ts; Ti) Zona Norte del Campo Shushufindi (TVD)	11
2.7	Parámetros Petrofísicos de la Arena T (Ts; Ti) Zona Sur del Campo Shushufindi (TVD)	11
2.8	Parámetros Petrofísicos de la Arena T (Ts; Ti) Zona Centro del Campo Shushufindi (TVD)	12
2.9	Tipos de pruebas de presión, estímulo y parámetros que se obtener de su análisis	18
2.10	Cuantificación del efecto skin y la información que proporciona	19
2.11	Información que se obtiene de la curva de la derivada a tiempos tempranos de la prueba	24
2.12	Información que se obtiene de la curva de la derivada a tiempos medios de la prueba	25
2.13	Información que se obtiene de la curva de la derivada a tiempos tardíos de la prueba	26
3.1	Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 1	31
3.2	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 1	31
3.3	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 1.	37
3.4	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 3.	43

3.5	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 4	49
3.6	Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 5	53
3.7	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño, Caso 5	54
3.8	Definiciones de parámetros de interpretación de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados	59
3.9	Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos naturalmente fracturados, Caso 1	61
3.10	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos naturalmente fracturados, Caso 1	62
3.11	Datos obtenidos de la Figura 3.18 para el análisis aplicando TSDT	65
3.12	Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos fracturados verticalmente, Caso 1	72
3.13	Datos de la prueba para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos fracturados verticalmente, Caso 1	72
4.1	Datos de pozo para ejemplo de cálculo de la presión promedio en reservorios cerrados aplicando TSDT	86
4.2	Datos de la prueba para ejemplo de cálculo de la presión promedio en reservorios cerrados aplicando TSDT	87
4.3	Datos de pozo para ejemplo de cálculo de la presión promedio para yacimientos naturalmente fracturados aplicando TSDT	92
4.4	Datos de la prueba para ejemplo de cálculo de la presión promedio para yacimientos naturalmente fracturados aplicando TSDT	93
5.1	Pozos que se tomarán en cuenta para la aplicación de la TSDT	100
5.2	Distribución de análisis PVT para cada pozo estudiado	101
5.3	Datos de pozos de la región norte del campo	102
5.4	Datos de pozos de la región central del campo	102
5.5	Datos de pozos de la región sur del campo	103

5.6	Datos de la prueba de pozos de la región norte del campo	104
5.7	Datos de la prueba de pozos de la región central del campo	104
5.8	Datos de la prueba de pozos de la región sur del campo	105
5.9	<i>Footprints</i> para el análisis de TSDT de los pozos estudiados	110
5.10	Resumen de <i>footprints</i> utilizados para los cálculos	115
5.11	Resumen de resultados calculados para el pozo SHS-043	116
6.1	Resultados obtenidos de la constante de almacenamiento para los pozos de la región norte del campo	117
6.2	Resultados obtenidos de permeabilidad para los pozos de la región norte del campo	118
6.3	Resultados obtenidos del skin o daño para los pozos de la región norte del campo	118
6.4	Resultados obtenidos de la presión promedio para los pozos de la región norte del campo	119
6.5	Resultados obtenidos de la constante de almacenamiento para los pozos de la región central del campo	120
6.6	Resultados obtenidos de permeabilidad para los pozos de la región central del campo	121
6.7	Resultados obtenidos del skin o daño para los pozos de la región central del campo	121
6.8	Resultados obtenidos de la presión promedio para los pozos de la región central del campo	122
6.9	Resultados obtenidos de la constante de almacenamiento para los pozos de la región sur del campo	123
6.10	Resultados obtenidos de permeabilidad para los pozos de la región sur del campo	124
6.11	Resultados obtenidos del skin o daño para los pozos de la región sur del campo	124
6.12	Resultados obtenidos de la presión promedio para los pozos de la región sur del campo	125

LISTA DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	Vista superior y de perfil de flujo radial en un pozo	14
2.2	Vista superior y de perfil de flujo lineal en un pozo	14
2.3	Vista superior y de perfil de flujo esférico en un pozo	15
2.4	Vista superior de flujo bilineal en un pozo	16
3.1	Perfil de presión y derivada para ejemplo del Caso 1	32
3.2	Línea de efecto de almacenamiento puro en curva de presión para el Caso 1	33
3.3	Intersección de la línea de pendiente unitaria y línea de flujo radial para ejemplo del Caso 1	33
3.4	Coordenadas del punto máximo o cima tx para ejemplo del Caso 1	34
3.5	Coordenadas de un punto de la recta de flujo radial del ejemplo del Caso 1	35
3.6	Perfil de presión y derivada para ejemplo del Caso 2	38
3.7	Coordenadas del punto de flujo radial para el ejemplo del Caso 2	39
3.8	Coordenadas del punto máximo o cima de la curva de la derivada para ejemplo del Caso 2	39
3.9	Perfil de presión y derivada para ejemplo del Caso 3	44
3.10	Línea de efecto de almacenamiento puro y coordenadas del punto máximo para el ejemplo del Caso 3	44
3.11	Coordenadas de un punto correspondiente a la línea de pendiente unitaria para el ejemplo del Caso 3	45
3.12	Perfil de presión y derivada para ejemplo del Caso 4	50
3.13	Línea de flujo radial y coordenadas útiles para análisis de ejemplo del Caso 4	51
3.14	Perfil de presión y derivada del ejemplo para el Caso 5	55

3.15	Coordenadas del máximo punto o cima de la derivada para el ejemplo del caso 5.	56
3.16	Perfil de presión y derivada característica de un yacimiento Naturalmente Fracturado - Modelo Warren y Root.	58
3.17	Perfil de presión y derivada para ejemplo de Yacimiento Naturalmente Fracturado.	63
3,18	Líneas características de los regímenes de flujo para ejemplo de yacimiento naturalmente fracturado	64
3,19	Puntos característicos de los regímenes de flujo para el ejemplo del yacimiento naturalmente fracturado	65
3,2	Perfil de presión y derivada, líneas de regímenes de flujo presentes para ejemplo de Caso 1.	74
3,21	Coordenadas de un punto conveniente de la recta de flujo radial y comportamiento infinito	75
3,22	Coordenadas del punto sobre la línea de flujo lineal al tiempo $t=1$ (hr)	76
3,23	Coordenadas del punto de intersección del flujo radial y flujo lineal para ejemplo del Caso 1	77
3,24	Línea extrapolada de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos	79
3,25	Coordenadas del punto de intersección entre la línea de flujo radial y la línea de pendiente unitaria a tiempos tardíos (extrapolada)	80
3,26	Coordenadas de un punto conveniente de la recta de flujo radial	81
4.1	Perfil de presión y derivada, líneas de flujo radial y flujo pseudo-estable para ejemplo de cálculo de presión promedio	88
4.2	Coordenadas de un punto conveniente de la recta de flujo radial	89
4.3	Coordenadas del punto de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos	89
4.4	Perfil de presión y derivada, líneas de flujo radial y flujo pseudo-estable para ejemplo de cálculo de presión promedio en yacimiento naturalmente fracturado	94

4.5	Coordenadas del punto de flujo radial en ejemplo de yacimiento naturalmente fracturado	95
4.6	Coordenadas del punto mínimo de la curva de la derivada de presión	96
4.7	Coordenadas del punto de intersección de la línea de flujo radial y la línea de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos.	97
4.8	coordenadas de un punto conveniente del flujo pseudo-estable	98
5.1	Diagrama de procesos general para el análisis de pruebas de presión transitoria, aplicando TSDT a los datos del campo de la Cuenca Oriente	108
5.2	Perfil de presión y derivada de presión para el pozo SHS-043	114
5.3	Líneas y puntos característicos de los regímenes de flujo para el pozo SHS-043	114
5.4	<i>Footprints</i> para calcular la presión promedio del pozo SHS-043	115
6.1	Comparación de resultados de presión promedio obtenidos aplicando TSDT y otros métodos para pozos de la Región Norte del campo.	120
6.2	Comparación de resultados de presión promedio obtenidos aplicando TSDT y otros métodos para pozos de la Región Central del campo.	123
6.3	Comparación de resultados de presión promedio obtenidos aplicando TSDT y otros métodos para pozos de la Región Sur del campo.	126

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.1. INTRODUCCIÓN

En la Industria del petróleo, existen procesos generales que se han ido definiendo con el paso de los años y los avances tecnológicos. El ser humano, tiene un espíritu de investigación natural que le permite plantearse todo tipo de preguntas con la finalidad de encontrar la respuesta más precisa de acuerdo con las condiciones del medio.

Cuando un pozo empieza su fase de producción, es de vital importancia realizar pruebas que permitan corroborar los modelos que los ingenieros idearon mediante análisis previos. Es ahí que las pruebas de presión juegan un papel fundamental, además de proporcionar información que permita adecuar un sistema de producción balanceado con la finalidad de obtener la mayor rentabilidad posible.

Han sido varios los científicos e ingenieros que han dedicado su tiempo a la investigación en busca de fallas o puntos débiles en los procesos elaborados por sus antecesores, para que, de esta manera aplicar nuevas alternativas que permitan corregir o dar una opción diferente para la misma pregunta.

Los métodos convencionales para el análisis de pruebas de presión han sido diseñados con ecuaciones y modelos producto de un método de prueba y error que se ha ido enriqueciendo y modificando con la experiencia y la historia. Siendo la metodología del match con curvas tipo el principal método para obtener parámetros del reservorio como: la permeabilidad, daño de formación, área de drenaje, radio de drenaje, límites del reservorio, presión promedio, entre otros.

Sin embargo, el uso de curvas tipo en algunos casos representa un problema, puesto que es muy susceptible al criterio de la persona que esté realizando el análisis. Es decir, el error por falla humana, por así decirlo, es muy probable y en la mayoría de los casos no es inmediatamente comprobable.

El Dr. Djebbar Tiab, quien es profesor de la Universidad de Texas y consultor para varias empresas, en conjunto con otros colaboradores dedicaron sus esfuerzos a investigar la forma de disminuir esta sensibilidad en los resultados mediante ecuaciones matemáticas y procedimientos analíticos, evaluando el comportamiento de las curvas de presión en función del tiempo y derivada de la presión en función del tiempo para pruebas de presión transitoria.

Producto de estas investigaciones mediante el uso de relaciones de cálculo y arreglos matemáticos aplicados a las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos en el medio poroso, se pudo identificar patrones generales y comportamientos característicos de los regímenes de flujo aplicados a conceptos sencillos como: pendientes, puntos de intersección, variables adimensionales, inclinaciones, etc. Así se ha descrito un método analítico efectivo para la interpretación de pruebas de presión, evitando el uso de curvas tipo.

En el presente documento, se analizará los procedimientos diseñados por Tiab y sus colaboradores para el estudio analítico de las pruebas de presión en los diferentes modelos de yacimientos observados en sus publicaciones.

Además, se tomará un caso de estudio de un Campo de la Cuenca Oriente de Ecuador en el que se han realizado análisis de pruebas de presión en sus pozos mediante métodos convencionales, es decir utilizando curvas tipo, para comparar con los resultados obtenidos luego aplicar la Técnica de Síntesis Directa de Tiab y de esta manera verificar su factibilidad de aplicación.

Es por eso que, los datos utilizados para esta investigación se toman de un archivo del año 2018 con el fin de comparar los resultados obtenidos y poder evaluar a las mismas condiciones los métodos convencionales vs la Técnica de Síntesis Directa de Tiab (TSDT).

1.2. JUSTIFICACIÓN

1.2.1. JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA:

El estudio pretende ser una guía práctica para la reinterpretación de pruebas de presión mediante la técnica de síntesis directa de Tiab, a más de servir como aporte

bibliográfico para futuros trabajos de interpretación de pruebas de presión transitorias en el país. Se espera que con esta técnica se obtengan resultados más acordes a la realidad del yacimiento y al comparar con los resultados que fueron obtenidos con otros métodos de análisis convencionales se pueda demostrar las bondades de las técnicas de Tiab.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL:

Interpretar pruebas de presión transitoria con datos reales obtenidos del campo Shushufindi, utilizando la moderna técnica de síntesis directa de Tiab para la determinación de las propiedades del yacimiento en forma rápida y efectiva.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- 1) Recopilar la información disponible de los pozos del campo Shushufindi de estudios previos realizado con otros métodos.
- 2) Seleccionar los pozos y arenas productoras para la aplicación de la técnica de síntesis directa de Tiab.
- 3) Interpretar las pruebas de presión para los pozos y arenas seleccionados utilizando el software Saphir NL (Kappa) y Excel para utilizar la técnica de Síntesis directa de Tiab.
- 4) Realizar un análisis comparativo con los resultados obtenidos.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES DEL CAMPO SHUSHUFINDI Y DEFINICIONES IMPORTANTES

2.1. RESEÑA HISTÓRICA:

Shushufindi es el campo petrolero más grande que existe en el Ecuador, fue descubierto en 1969 con el pozo Shushufindi I, cuya perforación arrancó el 4 de diciembre de 1968 y alcanzó una profundidad de 9772 ft. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

El campo Shushufindi forma parte del bloque Shushufindi-Libertad, y es el campo que registra las reservas más grandes de la cuenca oriente. Sus reservas probadas son de 1592 millones de barriles, representan el 21% de las reservas de la cuenca oriente de acuerdo con los datos tomados de la Secretaría de Hidrocarburos (2018).

El campo Shushufindi es un campo viejo, este año se cumplen 53 años desde su descubrimiento por las empresas estadounidenses Texaco y Gulf quienes reportaron un volumen estimado de 3700 millones de barriles de petróleo original en sitio (POES).

Las pruebas iniciales realizadas en el campo produjeron 2.496 barriles de petróleo al día de un crudo de 26,6 API en el reservorio "U" y 2.621 barriles al día la producción comercial con 19.200 BPPD sin agua, siendo realizada la primera campaña de perforación en los primeros cinco años de producción (1972 - 1977) con la que se incrementó la producción a 120.000 barriles de petróleo por día (BPPD) (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

A lo largo de la su historia el campo Shushufindi ha atravesado por algunos hitos importantes en cuanto a su administración y rendimiento que ha sido crucial para definirlo como uno de los campos gigantes del Ecuador. El primer hito importante

luego de su descubrimiento fue la máxima producción del campo en el año de 1986 con una producción registrada de 125 000 BPPD (Schlumberger, 2015).

A partir de este año el campo empezó su declinación hasta el punto de llegar a producir 40 000 BPPD en el año 2011(Schlumberger, 2015), situación que preocupó al gobierno ecuatoriano y encendió las ideas de muchas empresas privadas que ofertaron sus propuestas para revivir al gigante de la Amazonía.

En enero de 2012, el gobierno ecuatoriano a través de la Empresa Pública de Hidrocarburos (EP Petroecuador) firmó un contrato por 15 años con el Consorcio Shushufindi S.A en asociación conjunto de servicios integrados liderada por Schlumberger, para manejar la producción de Shushufindi. (Schlumberger, 2015)

Esta alianza trajo muy buenos resultados que se lograron cuantificar en el aumento de la producción del campo en un porcentaje cercano al 60 % apenas en el primer trimestre de aquella firma, es decir este campo gigante registró una producción de 75 000 BPPD gracias a la inversión privada y la modernización de los sistemas de producción, monitoreo, almacenamiento y control del campo (Schlumberger, 2015).

2.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA:

El campo Shushufindi-Aguarico, llamado así por la presencia del río Aguarico, forma parte del corredor central Sacha-Shushufindi de la cuenca oriente, este campo está ubicado en la provincia de Sucumbíos, a 250Km al Este de Quito y a 35Km al sur de la frontera con Colombia aproximadamente. Este se encuentra limitando al norte con el Campo Libertador y Atacapi, al Sur con el Campo Limoncocha y Pacay, al Oeste con el Campo Sacha y las estructuras Eno, Ron y Vista, y al este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

2.3. GEOLOGÍA DEL CAMPO:

El campo Shushufindi - Aguarico presenta en su estructura, y como resultado de la inversión tectónica del Cretácico Tardío, un anticlinal asimétrico alargado con orientación Norte-Sur. Tiene tres estructuras principales: dos dentro de lo que se denomina anticlinal Shushufindi y una denominada Aguarico, dispuesta en echelón que cambia su dirección a Noroeste-Sureste. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas de traspresión dextral, que son parte de una gran estructura en flor. El salto de falla alcanza a valores cercanos a los 200 pies. A la base de la caliza A la estructura tiene una longitud aproximada de 33 km y un ancho entre 6 y 7 km. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

2.4. RESERVORIOS DEL CAMPO

El Campo Shushufindi cuenta con las siguientes rocas reservorios o almacén con gran potencial petrolífero y que llevan produciendo desde su descubrimiento en 1969 son:

- Arenisca T
- Arenisca U
- Arenisca Basal Tena

A continuación, se menciona una breve descripción de cada una de las arenas mencionadas para comprender su composición y origen.

- **Arenisca T:** Es de grano medio a grueso con ocasionales finos, similar a "U", con idénticos minerales accesorios. La matriz es caolinítica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en "U" es intergranular y esporádicamente intragranular con un valor promedio del 18 %. La zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).
- **Arenisca U:** Es una arenisca cuarzosa. Tiene presencia esporádica de feldspatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios figuran el circón, muscovita, y glauconita. La caolinita es la arcilla predominante y ocasionalmente intragranular por disolución de feldspatos. Tiene una porosidad total promedio de 19% y una porosidad efectiva de 15%, con una permeabilidad absoluta de entre 250 y 400 Md. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

- **Arenisca Basal Tena:** Es un reservorio de menor importancia en este campo, sin embargo, es conveniente mencionar que se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19%. Se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia mareal. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

2.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS:

Las propiedades de los fluidos que contiene un reservorio se obtienen mediante un análisis PVT (Presión, Volumen, Temperatura). Este análisis es fundamental para conocer el flujo de fluidos en el medio poroso y cómo interactúan entre sí a través del tiempo conforme el pozo entra en producción. (Escobar, 2012)

A continuación, se presenta una tabla en resumen de las propiedades que se han determinado luego del análisis PVT en pozos del Campo Shushufindi, y que se utilizarán en la aplicación de la TSDT para el estudio de pruebas de presión.

TABLA 2.1.
PROPIEDADES PVT OBTENIDOS DEL POZO SHS-003.

ANÁLISIS PVT POZO SHS-003	
ARENA T	
PARÁMETROS	VALORES
Factor Volumétrico del petróleo (β_o ; Vol/Vol)	1,341
Viscosidad del petróleo (μ_o , cp)	2,393
Presión de burbuja (Pb, PSI)	1043
Relación de solubilidad (Rs, SCF/STB)	415
Temperatura (°F)	220
Año del Análisis PVT	1973
Profundidad (ft)	9376

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 2.2.
PROPIEDADES PVT OBTENIDOS DEL POZO SHS-063.

ANÁLISIS PVT POZO SHS-063	
ARENA T INFERIOR (Ti)	
PARÁMETROS	VALORES
Factor Volumétrico del petróleo (β_0 ; <i>Vol/Vol</i>)	1,2575
Presión de burbuja (Pb, PSI)	950
Relación de solubilidad (Rs, SCF/STB)	275
Temperatura (°F)	218
°API	32,1
Año del Análisis PVT	1989
Profundidad (ft)	9274 - 9321

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)
Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 2.3.
PROPIEDADES PVT OBTENIDOS DEL POZO SHS-A2.

ANÁLISIS PVT POZO SHS-A2	
ARENA T INFERIOR (Ti)	
PARÁMETROS	VALORES
Factor Volumétrico del petróleo (β_0 ; <i>Vol/Vol</i>)	1,232
Viscosidad del petróleo (μ_0 , cp)	0,715
Presión de burbuja (Pb, PSI)	1100
Relación de solubilidad (Rs, SCF/STB)	400
Temperatura (°F)	215
°API	34,9
Año del Análisis PVT	1970
Profundidad (ft)	9215 - 9275

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)
Elaborado por: Irvin Coral.

Los datos presentados en las Tablas 2.1, 2.2, 2.3, y 2.4 serán utilizadas para los pozos en cuestión, dependiendo la cercanía y similitudes sistemáticas encontradas mediante análisis de distancias entre pozos y correlaciones de petrofísica.

TABLA 2.4.
PROPIEDADES PVT OBTENIDAS DEL POZO SHS-A30.

ANÁLISIS PVT POZO SHS-A30	
ARENA T INFERIOR (Ti)	
PARÁMETROS	VALORES
Factor Volumétrico del petróleo (β_o ; Vol/Vol)	1,341
Viscosidad del petróleo (μ_o , cp)	0,856
Presión de burbuja (Pb, PSI)	1043
Relación de solubilidad (Rs, SCF/STB)	419
Temperatura (°F)	220
°API	33,5
Año del Análisis PVT	1973
Profundidad (ft)	9215 - 9275

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

2.6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL RESERVORIO

Las propiedades petrofísicas se constituyen en las propiedades físicas y químicas de las rocas y la interacción entre la roca y el fluido que contiene. Las propiedades petrofísicas definen la capacidad de flujo y almacenamiento de un reservorio. (Sivila Angulo, 2007).

2.6.1. POROSIDAD

La porosidad es el espacio vacío en la roca e indica la habilidad que posee para contener fluidos; está definida como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. (Escobar, 2000).

La Tabla 2.5 muestra a continuación, la escala de valores de porosidad para estimar su calidad.

**TABLA 2.5.
ESCALA CUALITATIVA DE POROSIDAD PARA ROCAS
SEDIMENTARIAS.**

Calidad	Porosidad, %
Muy Buena	> 20
Buena	15 - 20
Moderada	10 - 15
Pobre	5 - 10
Muy Pobre	< 5

Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Escobar (2000).

Elaborado por: Irvin Coral.

2.6.2. SATURACIÓN DE FLUIDOS

La saturación de fluidos expresa la cantidad en fracción de fluido que satura la roca, se representa por el volumen total del fluido en relación con el volumen poroso. (Escobar, 2000).

2.6.3. PERMEABILIDAD

Es la capacidad que presenta la roca para dejar pasar fluido por el medio poroso; se mide en darcies o milidarcies y se representa con la letra **k** minúscula (Paris de Ferrer, 2009).

La permeabilidad se define como una propiedad de la formación independiente del fluido que contenga, es una medida del grado y tamaño en que están interconectados los poros y determina el comportamiento del reservorio y del pozo (Schlumberger, 2002).

2.7. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ARENA “T” (TS, TI) EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.

A continuación, se presenta en detalle los valores de las propiedades petrofísicas mencionadas en el párrafo anterior, específicamente para la Arena “T” que es el reservorio que se va a analizar en este campo.

Para ello, cabe mencionar que el campo Shushufindi se encuentra dividido por zonas de acuerdo con las estructuras geológicas que se encuentran atravesando el campo:

TABLA 2.6.
PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ARENA T (TS; TI) ZONA NORTE DEL CAMPO SHUSHUFINDI (TVD).

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol de arcilla promedio	Porosidad Promedio	Saturación de Agua	Permeabilidad promedio (md)
SHS-043	Ti	9267	9346	0,16	0,159	0,273	1017,38
SHS-051	Ti	9380	9441	0,177	0,158	0,289	1007,78
SHS-056	Ti	9372	9432	0,149	0,16	0,178	829,097
SHS-057	Ti	9362	9423	0,14	0,162	0,279	1059,42
SHS-063	Ti	9267	9325	0,225	0,135	0,226	538,534
SHS-077	Ti	9231	9306	0,101	0,17	0,202	1134,76
SHS-099	Ti	9288	9361	0,168	0,146	0,331	675,056
SHS-208	Ti	9362,856	9431,246	0,103	0,146	0,298	637,443
SHS-238	Ti	9302,727	9380,726	0,087	0,191	0,221	1670,18
SHS-098	Ti	9272,758	9342,733	0,069	0,165	0,248	1016,9

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 2.7.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ARENA T (TS; TI) ZONA SUR DEL CAMPO SHUSHUFINDI (TVD)

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol Arcilla Promedio	Porosidad Promedio	Saturación de agua	Permeabilidad promedio (md)
SHS-023	Ti	9300	9385	0,147	0,109	0,375	177,572
SHS-079	Ts	9248	9320	0,285	0,211	0,53	2278,96
	Ti	9320	9405	0,156	0,217	0,2	2919,25
SHS-095	Ts	9279	9351	0,122	0,169	0,343	1097,74
SHS-097	Ti	9339	9429	0,16	0,158	0,329	886,2
SHS-122	Ts	9177,134	9249,099	0,322	0,107	0,395	167,784
	Ti	9249,099	9353,056	0,166	0,191	0,235	1664,02
SHS-104	Ti	9269,52	9365,494	0,131	0,194	0,333	1979,23
SHS-217	Ts	9173,547	9243,063	0,115	0,173	0,288	1149,93
SHS-225	Ts	9298,571	9376,562	0,148	0,141	0,253	599,575
	Ti	9376,562	9478,543	0,121	0,186	0,252	1512,25

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 2.8.

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ARENA T (TS; TI) ZONA CENTRAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI (TVD).

Pozo	Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Vol Arcilla Promedio	Porosidad Promedio	Saturación de agua	Permeabilidad promedio (md)
SHS-011	Ti	9379	9461	0,101	0,168	0,367	998,484
SHS-019	Ti	9227	9309	0,117	0,2	0,329	2525,26
SHS-074	Ti	9282	9361	0,109	0,2	0,212	2044,23
SHS-080	Ti	9250	9345	0,1	0,194	0,165	1730,21
SHS-105	Ti	9534	9628	0,107	0,171	0,346	1074,65
SHS-295	Ts	9208,17	9279,17	0,153	0,143	0,39	641,313
	Ti	9279,17	9364,16	0,114	0,177	0,279	1463,09
SHS-140	Ti	9322,42	9404,42	0,1	0,157	0,346	892,905
SHS-118	Ti	9199,14	9287,14	0,205	0,127	0,363	334,635
SHS-160	Ti	9257,07	9342,32	0,084	0,189	0,284	1780,58
SHS-119	Ti	9354,78	9432,16	0,089	0,172	0,344	1192,73
SHS-133	Ti	9349,27	9432,26	0,167	0,148	0,353	607,629

Fuente: (Petroamazonas EP / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

2.8. REGÍMENES DE FLUJO FUNDAMENTALES

Antes de realizar análisis de pruebas de presión, se debe tomar en cuenta cuáles son los estados o regímenes de flujo que se puede encontrar en el yacimiento. El estudio de la variación de la presión respecto al tiempo ha permitido identificar tres estados fundamentales de flujo que se mencionan a continuación:

2.8.1. FLUJO ESTABLE O CONTINUO:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

Como indica la expresión escrita previamente, se denomina flujo continuo o estable cuando no existe cambio en la presión del yacimiento conforme pasa el tiempo. Su característica es tener una fuente de energía adicional que permite mantener el equilibrio en el sistema, esta energía puede ser la que proporciona un acuífero muy activo. Sin embargo, en la

realidad no existe un sistema perfecto en el que se cumpla esta ley y únicamente se ha establecido como base para el estudio de los demás regímenes de flujo.

2.8.2. FLUJO PSEUDO-ESTABLE O PSEUDO-CONTINUO.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = cte$$

Se denomina estado pseudo-estable o pseudo-continuo ya que se presenta cuando la presión en cualquier punto del yacimiento declina a una tasa constante respecto al tiempo en función del radio de drenaje y la producción del pozo. Este comportamiento se mantendrá constante hasta que al reservorio le sea imposible mantener esa tasa de declinación debido a que ya la presión ha alcanzado su límite físico más bajo y las perturbaciones han alcanzado todo el radio de drenaje.

2.8.3. FLUJO TRANSITORIO

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(r, t)$$

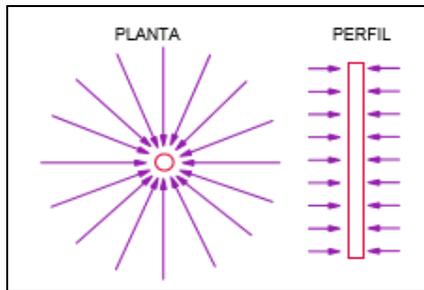
El régimen de flujo transitorio se define como aquel en el que el perfil de presión del pozo es una función de la posición y el tiempo, varía según avanza en el yacimiento, es decir ya no es cero y la tasa de variación de la presión tampoco es constante, se define como un flujo más caótico y que se acerca más a la realidad de un yacimiento de hidrocarburos.

Es importante aclarar que, en un reservorio cerrado, es decir sin retroalimentación energética por alguna fuente externa como un acuífero de fondo, el mecanismo de producción de los fluidos es únicamente la expansión del sistema roca-fluido. En consecuencia, si no existe un gradiente de presión en un punto en particular del yacimiento, no existe flujo de los fluidos en ese radio y tiempo determinado, por lo que se indica que es una función del radio de investigación y del tiempo.

2.9. REGÍMENES DE FLUJO SEGÚN LA GEOMETRÍA.

2.9.1. FLUJO RADIAL

FIGURA 2.1.
VISTA SUPERIOR Y DE PERFIL DE FLUJO RADIAL EN UN POZO.

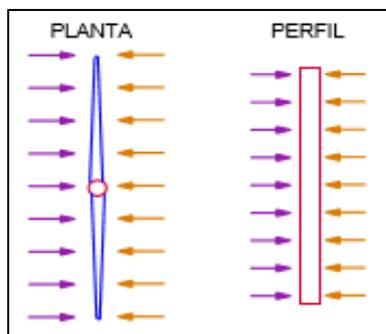


Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozo. (Escobar, 2003).

La geometría de flujo radial se describe como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro vertical (pozo) (Escobar, 2003). Dentro del análisis de pruebas de presión, el flujo radial es uno de los más representativos y de mayor importancia en la interpretación, se puede identificar fácilmente como una línea horizontal en la gráfica de la derivada de la presión y en algunos casos se encuentra restringido a los tiempos tempranos de producción. Este régimen de flujo será de mucha utilidad para la aplicación de la TSdT.

2.9.2. FLUJO LINEAL

FIGURA 2.2.
VISTA SUPERIOR Y DE PERFIL DE FLUJO LINEAL EN UN POZO.

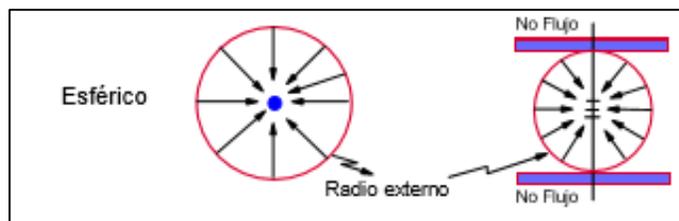


Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozo. (Escobar, 2003).

Se denomina flujo lineal cuando este consta de líneas de flujo paralelas. Es común encontrar este régimen en pozos que han sido fracturados hidráulicamente, pozos horizontales y yacimientos alargados (Escobar, 2003). El flujo lineal se puede identificar en la gráfica de la derivada de presión como una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$ y se puede utilizar principalmente para el cálculo de la permeabilidad del yacimiento puesto que en la mayoría de las veces el valor máximo de esta propiedad se lo puede calcular en dirección de las líneas de flujo de este régimen.

2.9.3. FLUJO ESFÉRICO

FIGURA 2.3.
VISTA SUPERIOR Y DE PERFIL DE FLUJO ESFÉRICO EN UN POZO.



Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozo. (Escobar, 2003).

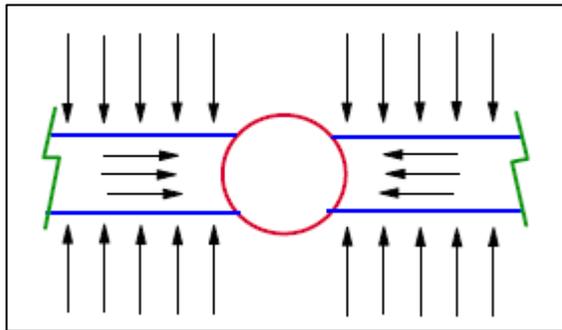
Se denomina flujo esférico cuando las líneas de flujo de corriente convergen en un punto específico. Es frecuente encontrar este tipo de flujo en pozos que han sido completados parcialmente o aquellos que han experimentado penetración parcial en las formaciones (Escobar. F, 2003).

Entre las utilidades para la interpretación de pruebas de presión, se puede identificar este tipo de flujo en la curva de la derivada de presión como una pendiente negativa de $\frac{1}{2}$ que puede servir para encontrar el valor de permeabilidades verticales y con esto encontrar posibles problemas de conificación de agua o gas en los pozos.

2.9.4. FLUJO BILINEAL

El Flujo Bilineal se define cuando las líneas de corriente convergen en un punto desde dos direcciones ortogonales. Este régimen de flujo es normal encontrar en pozos verticalmente fracturados de conductividad infinita y se puede identificar en la curva de la derivada de presión como una línea recta de pendiente 0.25.

FIGURA 2.4.
VISTA SUPERIOR DE FLUJO BILINEAL EN UN POZO.



Fuente: Manual de Interpretación de Variación de Presión en pozos de gas. (Guerrero, 2009).

2.10. TEORÍA DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

Las Pruebas de Presión fueron diseñadas bajo el concepto de la Tercera Ley de Newton, la cual menciona que *“para toda acción existe una reacción”*. Esta ley aplicada a la Ingeniería de Yacimientos ha permitido obtener mucha información importante, mediante estímulos inducidos en el reservorio y analizar la reacción que presenta frente a esta perturbación, a partir de eso, corroborar los modelos y diseñar estrategias que permitan producir hidrocarburos.

Entre los principales objetivos de las pruebas de presión se pueden mencionar los siguientes:

- **Descripción del Yacimiento:** determinar sus límites, tamaño, etc.
- **Evaluación del Yacimiento:** determinar el almacenamiento y daño, propiedades como la permeabilidad, movilidad, presión promedio del reservorio (energía de producción), contacto con fallas o acuíferos de fondo.
- **Administración del Yacimiento.**

2.10.1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN

La producción de hidrocarburos atraviesa tres etapas a lo largo de su vida útil dependiendo de la energía que posea el reservorio y las características del crudo que se encuentre en el medio poroso.

- **Recuperación primaria:** aquella en la cual los fluidos pueden ser producidos gracias a la propia energía del yacimiento o mediante un sistema de levantamiento artificial hasta la superficie, el límite de la recuperación primaria se cumple cuando la presión del yacimiento es tan baja que los réditos económicos dejan de ser rentables.
- **Recuperación secundaria:** es aquella en la cual fluidos externos (agua, gas) son inyectados a alta presión en el reservorio a través de pozos de inyección para transmitir energía y producir hidrocarburos.
- **Recuperación Terciaria o Mejorada:** es aquella en la que se alteran las propiedades fisicoquímicas del reservorio para mejorar el desplazamiento de los fluidos o incluso incrementar las reservas y el factor de recobro.

Existen varios tipos de pruebas de presión, diferenciadas precisamente por el diseño del estímulo inducido en el reservorio, con el objetivo de obtener la información necesaria que dé respuesta a los problemas que se tenga en ese momento dependiendo de la fase de producción.

2.10.2. TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Son muchas las eventualidades que se pueden presentar a lo largo de la producción de un campo de hidrocarburos. Asimismo, existen variedad de pruebas de presión diseñadas para estimular de forma diferente al reservorio y obtener resultados distintos también, siempre enmarcado en el objetivo de economizar dinero y aprovechar las oportunidades de los eventos.

En la TABLA 2.9, se menciona algunas de las pruebas de presión y qué parámetros se pueden obtener luego del análisis de los datos.

2.10.3. INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE DEL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

- **Presión estática del pozo:** Es aquella presión medida si un pozo fuera cerrado por un período largo de tiempo sin tener la influencia de agentes externos o pozos adyacentes (Raúl Valencia, 2011). Esta presión se puede utilizar como

indicador de la fase de depletación de un yacimiento que se encuentra en producción.

TABLA 2.9.

TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN, ESTÍMULO Y PARÁMETROS QUE SE PUEDEN OBTENER DE SU ANÁLISIS.

PRUEBA	ESTÍMULO	PARÁMETROS QUE SE OBTIENE
Prueba de Restauración de Presión (BUILD UP)		Presión del Yacimiento Permeabilidad Comportamiento del yacimiento Daño Longitud de Fractura Límites del yacimiento
Prueba de Declinación de Presión (Draw Down)		Permeabilidad Comportamiento del Yacimiento Daño Límites del Yacimiento Longitud de Frctura Fronteras del Yacimiento
Prueba DST		Presión del Yacimiento Permeabilidad Comportamiento del yacimiento Daño Longitud de Fractura Límites del yacimiento Fracturas
Prueba Falloff		Presión del Yacimiento Daño Movilidad en varios flancos Longitud de Fractura Ubicación del Frente Fronteras del Yacimiento
Prueba de Pulso e Interferencia		Comportamiento del tipo de Yacimiento Comunicación entre Pozos Porosidad Permeabilidad Interpozos Permeabilidad Vertical
Prueba de Yacimientos con Capas		Presión de Capa Promedio Permeabilidad Horizontal Permeabilidad Vertical Daño Propiedades de Capas Individuales Fronteras externas del Yacimiento

Fuente: Manual de Interpretación de Variación de Presión en pozos de petróleo. (Guerrero, 2009).

Elaborado por: Irvin Coral.

- **Capacidad de Flujo del Yacimiento:** Por definición, la capacidad de flujo de un yacimiento se obtiene del producto entre la permeabilidad (**k**) y el espesor neto de la zona de pago obtenido de los registros y análisis previos (**h**). El valor de la permeabilidad es el parámetro principal que se obtiene del análisis de una prueba de presión.

Además, se puede relacionar la capacidad de flujo con la viscosidad con el fin de tomar en consideración el fluido en movimiento dentro del yacimiento lo cual puede ser de mucha utilidad para determinar la máxima producción posible del pozo.

- **Daño en el pozo:** se conoce como daño de formación a la reducción en permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. (Larrea. M. et al, 2017).

El daño de formación se puede cuantificar con el concepto de “efecto skin” (**S**), el cual es una cantidad adimensional que indica una condición de flujo en las cercanías del pozo. (Raúl Valencia, 2011).

TABLA 2.10.

CUANTIFICACIÓN DEL EFECTO SKIN Y LA INFORMACIÓN QUE PROPORCIONA.

$S > 0$	Incremento en la caída de Presión en las cercanías del pozo (Pozo dañado)
$S < 0$	Disminución de la caída de Presión en las cercanías del pozo (Pozo estimulado)
$S = 0$	Condiciones normales de flujo

Fuente: (Larrea. M. et al, 2017).

Elaborado por: Irvin Coral.

El Efecto Skin, representa la sumatoria de todas las caídas de presión que puedan afectar el flujo de fluidos hacia el pozo perforado.

- **Límites del reservorio:** Una forma efectiva de cuantificar la distancia de una estructura cercana a un pozo es a través de una prueba de presión, puesto que derivado de su análisis se puede medir la distancia a los límites físicos o fronteras de un reservorio como una falla, fractura, formación impermeable, etc.
- **Comportamiento del yacimiento:** A partir del análisis de pruebas de presión se puede identificar el comportamiento de la presión del yacimiento, así como también la identificación de algunas heterogeneidades como fracturas artificiales, condiciones estratificadas, condiciones de fracturas naturales, cambios laterales en la movilidad o en la permeabilidad, lo cual permite complementar la idea del yacimiento con los estudios geológicos previos.

2.11. PRINCIPIOS MATEMÁTICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

Las técnicas desarrolladas por los ingenieros para el análisis de pruebas de presión se han basado en leyes fundamentales de la física aplicadas a reservorios de petróleo y gas, es así que los diferentes métodos de interpretación nacen de la solución a ecuaciones que describen el flujo de fluidos en medios porosos y leyes de la materia en general.

A continuación, se enumera las ecuaciones principales que han sido la base para el desarrollo de las técnicas de interpretación de pruebas de presión:

- **Conservación de la Masa**
- Conservación de la Energía
- Conservación del Momento
- **Ley de Darcy**
- Ecuación de Estado

Se ha colocado en rojo la **Ley de Conservación de la Masa** y la famosa **Ley de Darcy**, puesto que estas serán las bases principales para derivar la **Ecuación de Difusividad** que es la que rige el comportamiento de la presión a través del tiempo en función del radio de investigación y las condiciones de frontera de un yacimiento, además de incluir las propiedades de la roca y fluido.

$$\text{Ecu. (1)} \quad \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{3792 \phi \mu c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t}$$

La Ecu. (1) se conoce como Ecuación de difusividad y se requiere establecer condiciones iniciales y de frontera para dar solución dependiendo del modelo de yacimiento que se esté analizando.

Muchos ingenieros y matemáticos han dedicado su tiempo para encontrar soluciones a esta ecuación y a partir de eso han diseñado métodos o técnicas que permiten interpretar el perfil de presión a través del reservorio en pozos de petróleo y gas.

2.12. EFECTO DE ALMACENAMIENTO

También conocido como *Wellbore Storage* en idioma inglés, es un parámetro importante que tomar en cuenta cuando se realiza análisis de pruebas de presión transitoria.

El efecto de almacenamiento en un pozo se define como la capacidad de almacenar fluido por unidad de cambio de presión (Valencia R, 2011). Se puede evidenciar al momento de cerrar un pozo, el caudal en superficie es cero mientras que el caudal en la cara del pozo es distinto de cero, es decir, todavía existe flujo. Esto se debe principalmente a la compresión del gas, a este pequeño caudal que dura pocos minutos se le conoce como efecto de almacenamiento.

Normalmente se presenta a tiempos tempranos y se puede distinguir en una línea recta de pendiente unitaria o ángulo de 45° en un gráfico log-log de presión y derivada de presión.

Además, es posible cuantificar numéricamente en una constante de almacenamiento en los pozos utilizando la siguiente expresión.

$$\text{Ecu. (2)} \quad C_S = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{QB\Delta t}{24\Delta P}$$

Donde:

Cs= Constante de almacenamiento $\left[\frac{BLS}{psi}\right]$

ΔV = Variación de Volumen [BLS]

ΔP = Variación de Presión [psi]

Q= caudal de la prueba $\left[\frac{BLS}{DÍA}\right]$

B= factor volumétrico de petróleo $\left[\frac{BLS}{STB}\right]$

Δt = variación del tiempo (valores tomados de la recta de pendiente unitaria) [horas]

ΔP = variación de presión (valores tomados de la recta de pendiente unitaria) [psi]

También se puede calcular la constante de almacenamiento de los datos de completación del pozo, siempre y cuando se tenga la información completa para ingresar en la siguiente expresión.

Ecu. (3)
$$C_S = \frac{144A_{wb}g_c}{5.615\rho g}$$

Donde:

Cs= Constante de almacenamiento $\left[\frac{BLS}{psi}\right]$

Awb= Área de sección transversal del pozo expuesta al efecto de almacenamiento [ft²]

ρ = Densidad del líquido contenido en el pozo $\left[\frac{lb-m}{ft^3}\right]$

g= Aceleración de la gravedad = 32.17 $\left[\frac{ft}{s^2}\right]$

gc= constante de conversión = 32.17 $\left[\frac{lb-m/ft}{lb-f-s^2}\right]$

2.13. CURVA DE LA DERIVADA PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

A mediados de los años 50s los estudios de ingeniería en petróleos estaban en auge debido al descubrimiento de grandes campos de hidrocarburos a nivel mundial. Del campo de la estadística y las matemáticas se conocía de las ventajas que presenta el uso de las derivadas para enfatizar comportamientos de funciones o segmentos de funciones. (Gingarten, 2008).

Sin embargo, fue hasta finales de los años 70s que se logró encontrar resultados importantes en el análisis de pruebas de presión en pozos de petróleo mediante la aplicación de la derivada.

Uno de los mayores retos que se tenía en aquel tiempo, era la interpretación de pruebas de presión en yacimientos homogéneos, es decir, que presentaban un doble comportamiento debido a la variación de sus propiedades como la permeabilidad, porosidad y movilidad.

La ventaja de usar la derivada radica en el enfoque que permite realizar en las diferentes etapas de interpretación de una prueba respecto al tiempo, proporcionando información práctica sobre los regímenes de flujo, en especial el régimen de flujo radial para el cálculo de permeabilidad y daño.

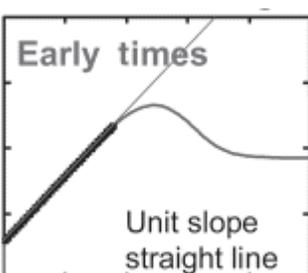
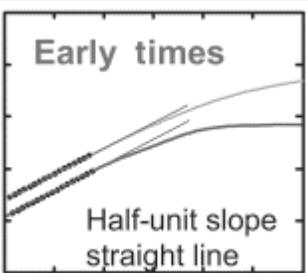
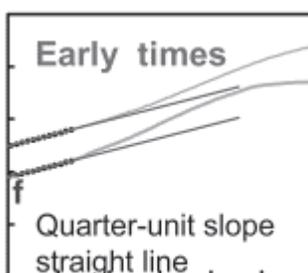
Tiab, en colaboración con varios investigadores, lograron diseñar metodologías para la interpretación de pruebas en yacimientos homogéneos y heterogéneos basadas en la aplicación de la curva de la derivada que es lo que se estudiará en el siguiente capítulo.

A continuación, las TABLAS 2.10, 2.11 y 2.12 describen en resumen de la información que se pueden obtener de la curva de la derivada a tiempos tempranos, medios y tiempos tardíos.

Adicionalmente, se puede verificar las zonas convenientes para calcular los diferentes parámetros del yacimiento conforme avanza el estímulo en función del tiempo.

TABLA 2.11.

INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE DE LA CURVA DE LA DERIVADA A TIEMPOS TEMPRANOS DE LA PRUEBA.

REGIÓN ETR (TIEMPOS TEMPRANOS)			
Yacimientos Homogéneos	Efecto de Almacenamiento		<ol style="list-style-type: none"> 1. Línea recta de pendiente $m=1$. 2. Estabilización debido al efecto de almacenamiento. 3. Estado Pseudo-estable a tiempos tempranos.
Yacimientos Heterogéneos	Fractura de alta conductividad		<ol style="list-style-type: none"> 1. línea recta de pendiente $m=0,5$. 2. La curva del cambio de presión y de la derivada son paralelas. 3. El factor de desplazamiento entre la curva de la presión y la derivada es igual a 2.
	Fractura de baja conductividad		<ol style="list-style-type: none"> 1. línea recta de pendiente $m=0,25$. 2. La amplitud entre la curva de presión y la derivada es igual a 4.

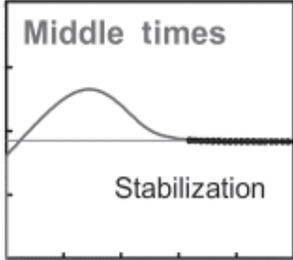
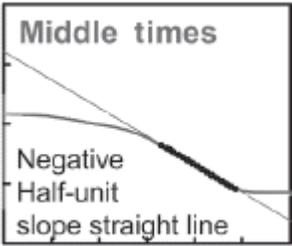
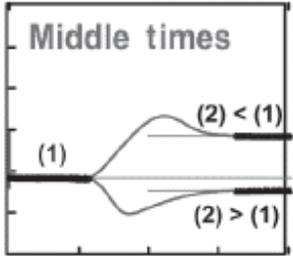
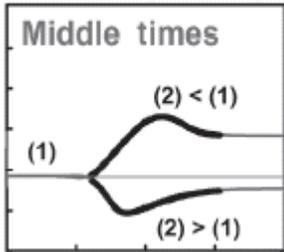
Fuente: (Wong et al, 1986).

Elaborado por: Irvin Coral.

La información presentada en las TABLAS 2.11, 2.12, 2.13, serán la base para comprender como se identifican los diferentes regímenes de flujo y cuáles son sus líneas características. Tener presente estos conceptos facilitará el análisis y la comprensión de la metodología para aplicación de la Técnica de Síntesis Directa de Tiab.

TABLA 2.12.

INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE DE LA CURVA DE LA DERIVADA A TIEMPOS MEDIOS DE LA PRUEBA.

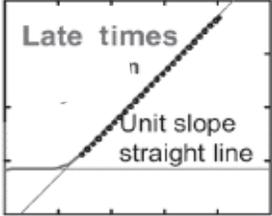
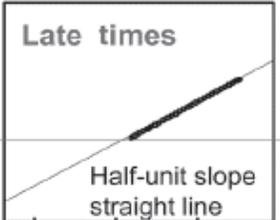
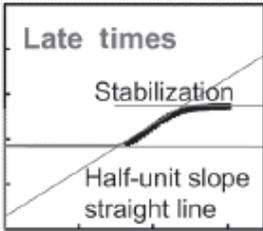
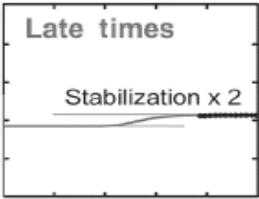
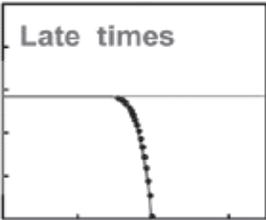
REGIÓN MTR (TIEMPOS MEDIOS)			
Yacimientos Homogéneos	Flujo Radial	 <p>Middle times Stabilization</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. línea recta de pendiente $m=0$. 2. Se observa una estabilización que permite calcular la permeabilidad.
	Flujo Esférico	 <p>Middle times Negative Half-unit slope straight line</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Línea recta de pendiente $m= -0,5$. 2. Característica de flujo limitado por penetración parcial.
Yacimientos Heterogéneos	Cambio en la movilidad	 <p>Middle times (1) (2) < (1) (2) > (1)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Doble estabilización debido a un cambio en la movilidad. 2. Estabilización a un nivel más alto indica decrecimiento en la movilidad. 3. Estabilización a un nivel más bajo indica aumento en la movilidad.
	Cambio en la capacidad de almacenamiento	 <p>Middle times (1) (2) < (1) (2) > (1)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cambio en la capacidad de almacenamiento proporciona un máximo o un mínimo. 2. Máximo cuando hay un decremento en la capacidad de almacenamiento. 3. Mínimo cuando hay un incremento en el almacenamiento.

Fuente: (Tiab y Crichlow, 1979).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 2.13.

INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE DE LA CURVA DE LA DERIVADA A TIEMPOS TARDÍOS DE LA PRUEBA.

REGIÓN LTR (TIEMPOS TARDÍOS)			
Yacimientos Homogéneos	Reservorio Cerrado		<ol style="list-style-type: none"> 1. línea recta de pendiente $m=1$. 2. Durante estado pseudo-estable la pendiente de la curva de la caída de presión es aproximadamente 1
	Límites canalizados		<ol style="list-style-type: none"> 1. Línea recta de pendiente $m= 0,5$. 2. Característica de un pozo equidistante de un sistema de límites paralelos como canales o fisuras.
Yacimientos Heterogéneos	Fallas que se intersecan		<ol style="list-style-type: none"> 1. Línea de transición de pendiente $m=0,5$. 2. Estabilización a un nivel más alto que el flujo radial debido a fallas que se intersecan.
	Falla sellante		<ol style="list-style-type: none"> 1. Presente una segunda estabilización producto de una falla que sella el reservorio. 2. Estabilización a un nivel más alto que el flujo radial.
Todos	Presión Constante		<ol style="list-style-type: none"> 1. En este caso la curva de la derivada tiende a cero mientras que la curva de la caída de presión se estabiliza.

Fuente: (Clark y Van Golf-Racht, 1985).

Elaborado por: Irvin Coral.

CAPÍTULO III

TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB.

El análisis de pruebas de presión se ha realizado durante todos estos años mediante el uso de curvas tipo, sin embargo, estos procesos presentan algunas desventajas puesto que siempre existe el criterio del ingeniero para realizar el Match con la curva lo cual en muchos de los casos puede reflejar parámetros del yacimiento con errores.

Tomando en cuenta esta problemática, el ingeniero Djebbar Tiab de la Universidad de Oklahoma realizó varias investigaciones para desarrollar una técnica de análisis de pruebas de pozo independiente del uso de curvas tipo para lo cual escribió varios artículos en los que explica los modelos estudiados, las asunciones, ecuaciones, limitaciones y ventajas de sus descubrimientos.

La Técnica de Síntesis Directa de Tiab, es un método que consiste en obtener puntos característicos de intersección, líneas y pendientes representativas de los regímenes de flujo que definen comportamientos de un pozo sobre las gráficas de presión y derivada de presión en función del tiempo en una escala log-log. (Tiab, 1993).

Estos puntos característicos, pendientes y líneas, nacen de relacionar las definiciones de los parámetros de yacimiento como: permeabilidad, efecto de daño, presión promedio, radio de investigación, con las ecuaciones obtenidas para la solución de la ecuación de difusividad.

A lo largo de este estudio se presentarán los principales casos que desarrolló Djebbar Tiab para los diferentes tipos de reservorios y que puedan ser aplicables a los perfiles de presión que se obtengan de los datos del campo de la Cuenca Oriente en cuestión.

Además, se detallará las definiciones importantes, ecuaciones y los procedimientos paso a paso para la aplicación de la Técnica de Tiab en el análisis del comportamiento de la presión en pruebas de presión mediante el uso de la curva de la derivada.

La Técnica de Tiab, es aplicable a tres tipos de pruebas de presión generalmente:

- Restauración de Presión o BUILDUP
- Declinación de Presión o DRAWDOWN

- Pruebas multitasa o MULTIRATE

3.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

Los métodos convencionales para el análisis de pruebas de presión para pozos con almacenamiento y daño fueron descritos en la década de los 60s, a partir de ahí se realizaban las interpretaciones únicamente realizando un match con curvas tipo que fueron descubiertas en ese tiempo como las de Ramey, Bourdet, Chacon entre otros. Sin embargo, diez años más tarde se desarrolló un método analítico que puede ser verificable a partir de las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos en medios porosos.

Algunas de las motivaciones que tuvo Tiab para investigar y desarrollar su técnica fueron las fallas determinadas por los mismos autores en el uso de curvas tipo. Horner en su proceso para analizar pruebas de presión determinó que un fallo de 1mm en el match en la zona de tiempos tardíos (LTR) en una gráfica log – log, podría significar un error de hasta 200 psi en el cálculo de la presión promedio real de un yacimiento (Tiab, 1993), lo cual es inaceptable para un estudio importante.

Tiab se dio cuenta que la gráfica de la derivada de la presión puede ser utilizada para obtener información valiosa al momento de definir el comportamiento de la presión en el yacimiento, en este caso, en pozos con almacenamiento y daño.

3.1.1. ASUNCIONES DEL MODELO DEL YACIMIENTO.

Como se mencionó anteriormente, para aplicar la técnica de Tiab se requiere tener el Plot en escala log – log de la presión vs el tiempo y la derivada de la presión vs el tiempo.

Una vez que se tiene el gráfico del perfil de Presión a través del Yacimiento, se procede a identificar los diferentes regímenes de flujo que suceden en las diferentes etapas de la prueba.

En este caso con pozos que presentan almacenamiento y daño, el régimen de flujo que se busca es el de flujo de almacenamiento puro a tiempos tempranos, el cual

se puede identificar con una línea de pendiente unitaria en la curva de la derivada. Los datos que se puedan obtener de esta sección permitirán el cálculo de la constante de almacenamiento.

El régimen de flujo más importante para el análisis de pruebas de presión es el flujo radial, ya que su presencia permitirá el cálculo de la permeabilidad (**k**) y el daño (**S**) donde quiera que exista. Como se mencionó en el capítulo anterior, el flujo radial está representado por una línea recta horizontal de pendiente igual a cero en la curva de la derivada y generalmente se da en la zona de tiempos medios (MTR).

Como todo método de análisis es necesario definir las limitaciones y requerimientos que se deben tomar en cuenta para que el modelo funcione y permita obtener los resultados esperados.

Para aplicar la Técnica de Tiab se han tomado las siguientes consideraciones o asunciones:

DEL RESERVORIO:

- Pozo que produce a caudal constante.
- Reservorio homogéneo e isotrópico.
- Porosidad de reservorio media.
- Permeabilidad constante

DEL FLUIDO:

- Fluido ligeramente compresible.
- Viscosidad constante

3.1.2. PROCEDIMIENTO

Eventualmente, una prueba de incremento de presión en la que se pueda identificar el efecto de almacenamiento y daño debe presentar obligatoriamente la línea de pendiente unitaria correspondiente al flujo de almacenamiento puro a tiempos tempranos y/o la línea de flujo radial.

Sin embargo, hay algunos casos en los que los métodos convencionales de análisis de pruebas de presión (curvas tipo) no pueden ser utilizados por varias razones: una prueba

muy corta (no alcanza el flujo radial) o se pierden datos a tiempos tempranos de flujo (no hay datos de flujo pseudo-estable a tiempos tempranos) o también por exceso de ruido en la medición de los datos de presión. En cualquiera de los casos que se presente, lo cual es muy común en pozos que presentan particularidades mecánicas, realizar un match perfecto con las curvas tipo se dificulta mucho.

A continuación, se presentará el procedimiento paso a paso para realizar el análisis de pozos que presenten almacenamiento y daño, siguiendo la Técnica de Tiab con gráficos log – log de la presión y derivada de la presión en función del tiempo.

3.1.2.1. CASO 1: PRESENCIA DE LAS LINEAS DE PENDIENTE UNITARIA Y FLUJO RADIAL DE ACCIÓN INFINITA.

El caso que se presenta a continuación es el pozo ideal en el que se observan claramente los regímenes de flujo necesarios para un análisis de pruebas de presión exitoso.

Las Ecuaciones que se utilizarán en este caso para encontrar los parámetros del yacimiento como permeabilidad, constante de almacenamiento y daño, respectivamente son las siguientes:

$$\text{Ecu. (4)} \quad k = \frac{70.6q\mu B_o}{h(t*\Delta P')r}$$

$$\text{Ecu. (5)} \quad C = \left(\frac{qB_o}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta P}\right)$$

$$\text{Ecu. (6)} \quad S = 0.5 \left[\frac{(\Delta P)r}{(t*\Delta P')r} - \ln \left(\frac{k*tr}{\phi\mu c_t r w^2} \right) + 7.43 \right]$$

Para explicar de forma práctica el procedimiento de la técnica se utilizará un ejemplo de aplicación previamente estudiado y que encaja perfectamente en el caso de estudio.

Los datos de la prueba son los siguientes:

TABLA 3.1.

DATOS DEL POZO PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSDT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 1.

Data		
q	125	STB/D
h	32	ft
ϕ	0,22	fracción
Bo	1,152	RB/STB
pi	2750	psia
ct	0,0000109	psi -1
rw	0,25	ft
μ	2,122	cp

Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 3.2.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSDT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 1.

t (hr)	Pwf (psia)						
0,001	2748,95	0,0512	2692,75	0,382	2422,8	2,56	2054,29
0,0021	2745,62	0,0587	2684,56	0,431	2397,61	2,881	2048,25
0,0034	2744,63	0,067	2676,82	0,486	2367,5	3,242	2039,49
0,0048	2745,49	0,0764	2665,33	0,547	2338,18	3,648	2035,32
0,0064	2741,7	0,0869	2655,67	0,617	2309,21	4,105	2029,91
0,0082	2742	0,0988	2642,29	0,695	2277,84	4,619	2025,01
0,0102	2736,69	0,1121	2627,5	0,783	2251,46	5,198	2018,87
0,0125	2737,26	0,1271	2614,76	0,882	2222,09	5,848	2016,4
0,0151	2733,72	0,144	2598,79	0,993	2196,92	6,58	2011,11
0,018	2729,13	0,163	2582,16	1,118	2170,7	7,404	2007,46
0,0212	2724,23	0,1844	2564,54	1,259	2148,33	8,331	2003,24
0,0249	2720,57	0,208	2545,27	1,417	2126,44	9,373	2000,53
0,029	2715,83	0,236	2523,21	1,595	2108,5	10,545	1995,75
0,0336	2710,7	0,266	2501,07	1,795	2090,87	11,865	1991,15
0,0388	2706,63	0,3	2475,93	2,021	2080,73		
0,0447	2698,17	0,339	2451,83	2,275	2066,59		

Fuente: (Tiab, 1993 a).

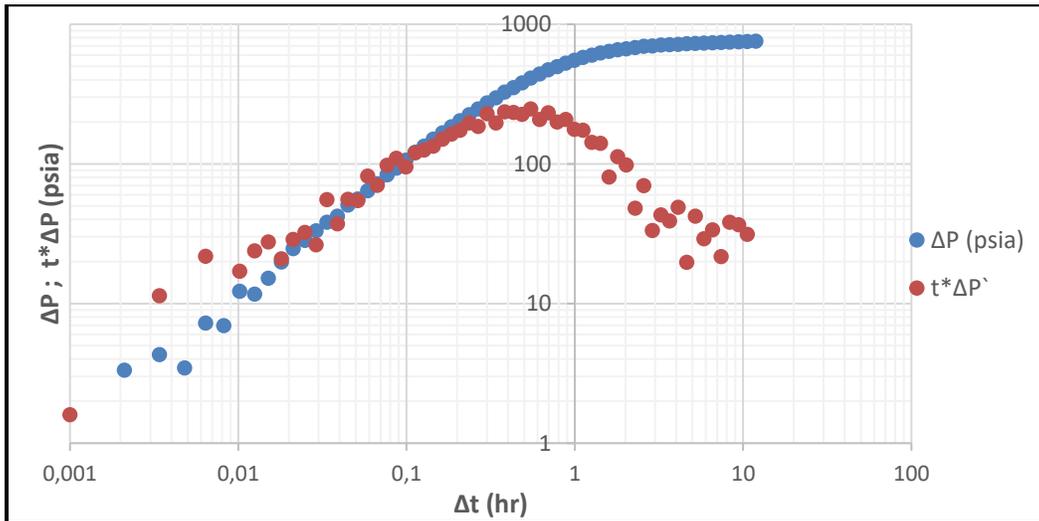
Elaborado por: Irvin Coral.

PASO A PASO:

1. Plotear en escala log – log ΔP vs t y también $(t \times \Delta P')$ vs t .

FIGURA 3.1.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA PARA EJEMPLO DEL CASO 1.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

2. Dibujar la línea de pendiente unitaria con ángulo de inclinación de 45° correspondiente al efecto de almacenamiento puro en la curva ΔP vs t (azul). Figura 3.2.
3. Dibujar la línea de flujo radial y comportamiento infinito en la curva de la derivada $(t \times \Delta P')$ y leer las coordenadas del punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea de flujo radial y comportamiento infinito. Figura 3.3.

$$ti = 0.019 [hr]$$

$$(\Delta P)i = (t \times \Delta P')i = (t \times \Delta P')r = 24 [psia]$$

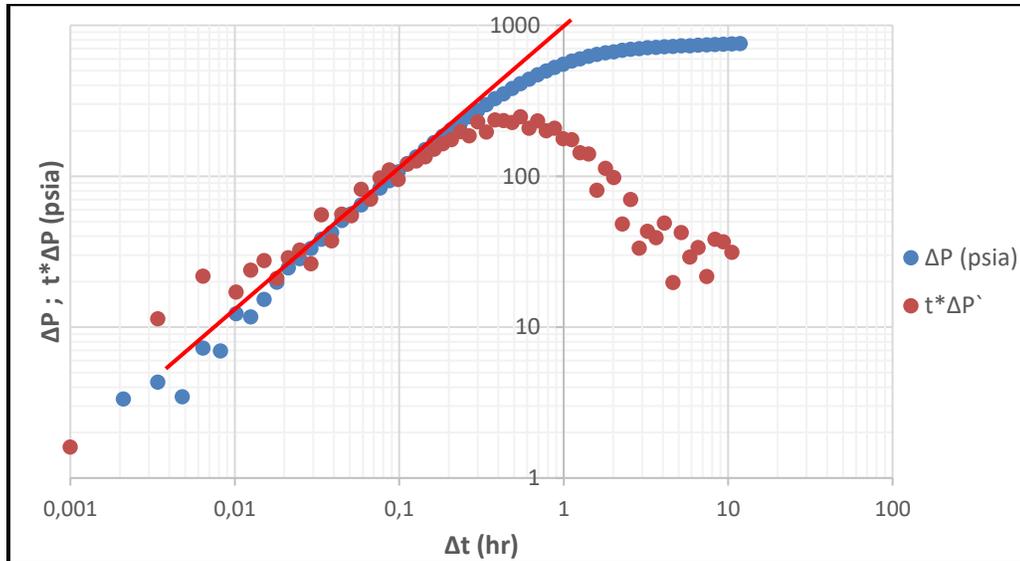
4. Leer las coordenadas del máximo punto de la curva de la derivada de presión. Figura 3.4.

$$tx = 0.78 [hr]$$

$$(t \times \Delta P')x = 280 [psia]$$

FIGURA 3.2.

LÍNEA DE EFECTO DE ALMACENAMIENTO PURO EN CURVA DE PRESIÓN PARA EL CASO 1.

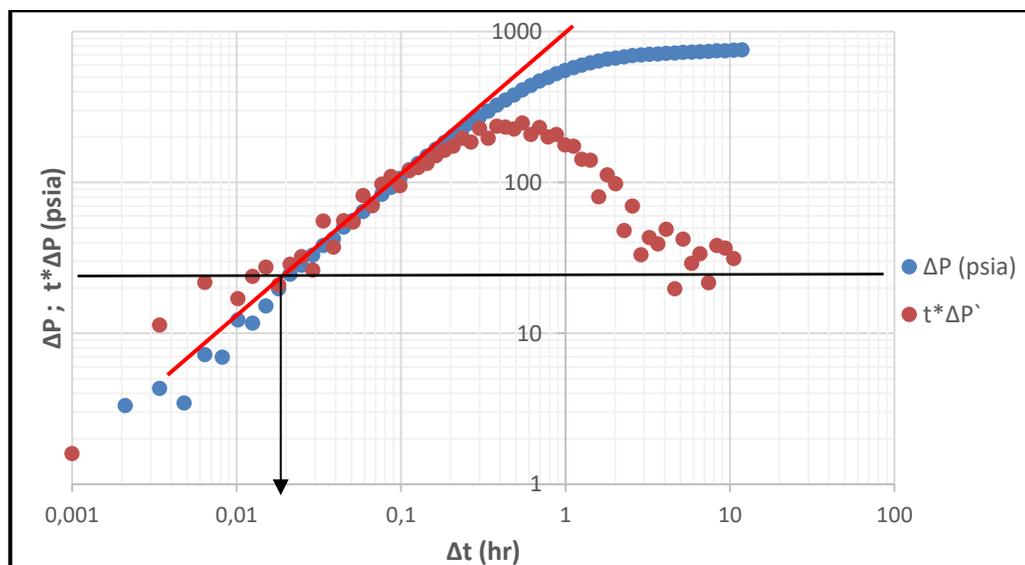


Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 3.3.

INTERSECCIÓN DE LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA Y LÍNEA DE FLUJO RADIAL PARA EJEMPLO DEL CASO 1.

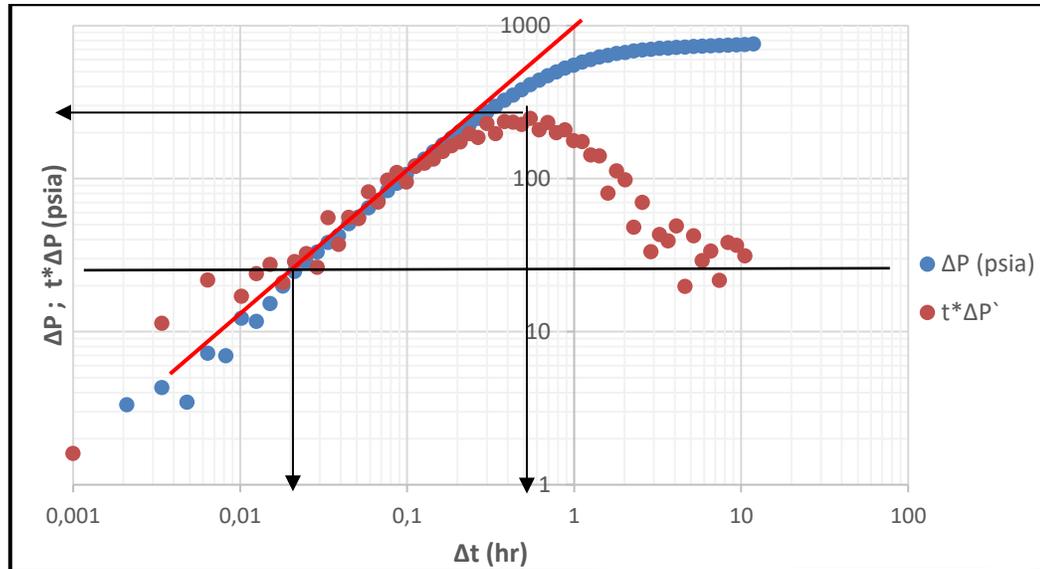


Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 3.4.

COORDENADAS DEL PUNTO MÁXIMO O CIMA t_x PARA EJEMPLO DEL CASO 1.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

5. Seleccionar cualquier dato de la recta de flujo radial y comportamiento infinito que sea conveniente y leer el valor de ΔP correspondiente en la curva de presión. Figura 3.5.

$$tr = 12 [hr]$$

$$\Delta Pr = 808.82 [psia]$$

6. Una vez graficado todos los puntos y líneas importantes, se reemplaza los valores correspondientes en la Ecu. 4 para calcular la permeabilidad:

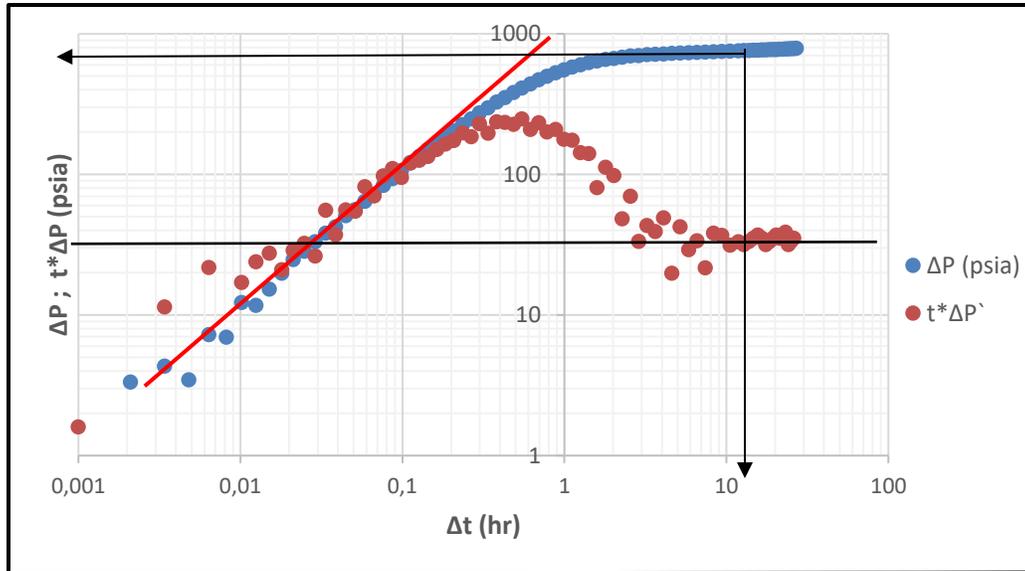
$$k = \frac{70.6q\mu Bo}{h(t * \Delta P')r}$$

$$k = \frac{70.6(125)(2.122)(1.152)}{(32)(24)}$$

$$k = 28.089 [md]$$

FIGURA 3.5.

COORDENADAS DE UN PUNTO DE LA RECTA DE FLUJO RADIAL DEL EJEMPLO DE CASO 1.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

7. Calcular el coeficiente de almacenamiento, utilizando el valor encontrado de t_i y ΔP_i , o cualquier punto perteneciente a la recta de pendiente unitaria que representa el efecto de almacenamiento puro reemplazando en la Ecu. 5.

$$C = \left(\frac{qBo}{24}\right)\left(\frac{t}{\Delta P}\right)$$

$$C = \left(\frac{125 \times 1.152}{24}\right)\left(\frac{0.019}{24}\right)$$

$$C = 0.00575 \text{ [} bbl/psi \text{]}$$

8. Calcular el factor Skin representativo del daño en el pozo reemplazando las coordenadas del flujo radial en la Ecu. 6:

$$S = 0.5 \left[\frac{(\Delta P)r}{(t \times \Delta P')r} - \ln \left(\frac{k \times tr}{\phi \mu c_t r w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = 0.5 \left[\frac{808.82}{24} - \ln \left(\frac{(28.089)(72)}{(0.22)(2.122)(0.0000109)(0.25)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = 4.3084 \approx 4$$

9. COMPROBACIÓN: Este paso es necesario únicamente si existiese demasiado ruido en los datos de la derivada de la presión y no se lograra apreciar correctamente la recta de flujo radial y comportamiento infinito.

Sin embargo, al ser una demostración se recalculará la permeabilidad con una nueva expresión y se comparará los resultados, en caso de que presenten una diferencia considerable se debe regresar al paso 7 y tomar un nuevo punto de la curva de la derivada para ingresar a la Ecu. 6.

Este procedimiento se debe realizar tantas veces sea necesario hasta lograr una diferencia mínima entre los dos valores de permeabilidad.

$$\text{Ecu. (7)} \quad k = 9416.2 \left(\frac{\mu C}{ht_x} \right) \left[0.5 \times \frac{(t \times \Delta P')_x}{(t \times \Delta P')_r} + 0.42 \right]$$

$$k = 9416.2 \left(\frac{(2.122)(0.00575)}{(32)(0.70)} \right) \left[0.5 \times \frac{280}{24} + 0.42 \right]$$

$$k = 27.4958 \text{ [md]} \approx 28.089 \text{ [md]}$$

Los valores de permeabilidad calculados en el paso 7 y en el paso 10 son numéricamente muy parecidos por lo que se concluye que los puntos y rectas trazados a lo largo del análisis son correctos.

3.1.2.2. CASO 2: CUANDO LA LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA NO ES OBSERVADA.

Existen ocasiones en las que no se tiene los datos de presión a tiempos tempranos de flujo, puede ser por diseño de la prueba, dificultades operativas o ruido en la toma de datos. En este caso no se puede observar la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos correspondiente al efecto de almacenamiento puro. Cuando este tipo de casos sucede se recomienda seguir el siguiente procedimiento para el análisis con la Técnica de Tiab. La principal dificultad que se tiene en este caso es en el cálculo de la constante de

almacenamiento puesto que no existen los datos de la región de tiempos tempranos necesarios para ingresar en la Ecu. 5 planteada anteriormente.

La solución a este problema se deduce utilizando el punto máximo de la cima de la curva de la derivada (tx), dado que, en el caso de la recta de pendiente unitaria, este punto sería el más cercano y representativo al flujo de almacenamiento puro. De esa relación Tiab desarrolló la siguiente ecuación en función del punto más alto de la cima de la curva de la derivada. Puede suceder que en la cima se encuentren más de un punto a la misma altura, ahí se recomienda utilizar el punto más cercano a la sección de tiempos tempranos de la prueba.

$$\text{Ecu. (8)} \quad C = \frac{0.015qBo(tx)}{(t \times \Delta P')_x + 0.84(t \times \Delta P')_r}$$

A continuación, se explica paso a paso el procedimiento que se debe seguir para el caso presentado en este literal.

TABLA 3.3.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSDT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 2.

t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)
0,1121	2627,5	0,783	2251,46	5,198	2018,87
0,1271	2614,76	0,882	2222,09	5,848	2016,4
0,144	2598,79	0,993	2196,92	6,58	2011,11
0,163	2582,16	1,118	2170,7	7,404	2007,46
0,1844	2564,54	1,259	2148,33	8,331	2003,24
0,208	2545,27	1,417	2126,44	9,373	2000,53
0,236	2523,21	1,595	2108,5	10,545	1995,75
0,266	2501,07	1,795	2090,87	11,865	1991,15
0,3	2475,93	2,021	2080,73		
0,339	2451,83	2,275	2066,59		
0,382	2422,8	2,56	2054,29		
0,431	2397,61	2,881	2048,25		
0,486	2367,5	3,242	2039,49		
0,547	2338,18	3,648	2035,32		
0,617	2309,21	4,105	2029,91		
0,695	2277,84	4,619	2025,01		

Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

→ **Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño caso 2 se obtienen de la Tabla 3.1.**

PASO A PASO:

1. Plotear en escala log – log la gráfica ΔP vs t y la derivada de la presión ($t \times \Delta P'$) vs t como se muestra en la Figura 3.6.
2. Dibujar la línea horizontal de flujo radial y comportamiento infinito en la curva de la derivada y leer las coordenadas del punto (t_r) y ($t \times \Delta P'$)_r. Figura 3.7.

$$t_r = 7.2 \text{ [hr]}$$

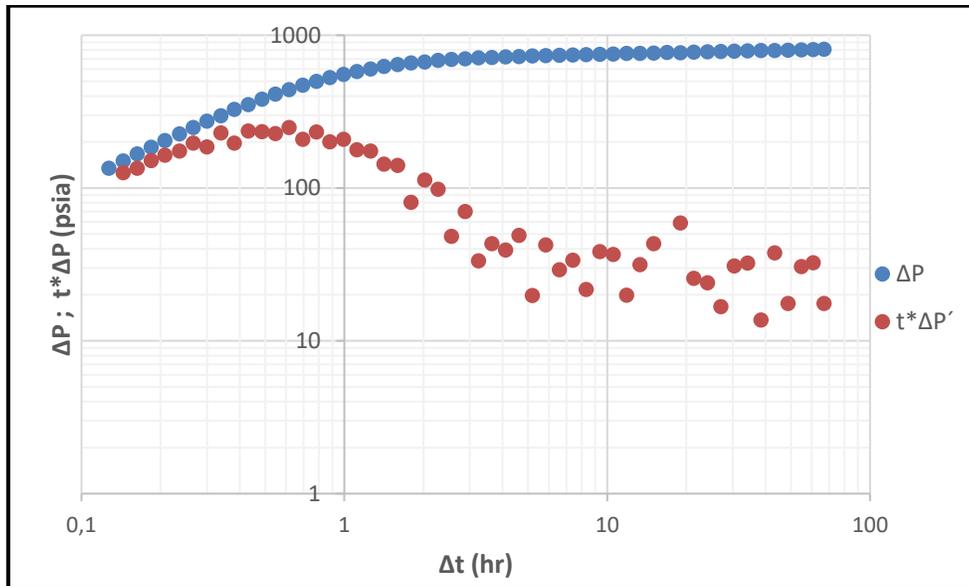
$$(t \times \Delta P')_r = 24 \text{ [psia]}$$

3. Determinar el máximo punto de la curva o cima en la gráfica de la derivada de la presión e identificar sus coordenadas. Figura 3.8.

$$t_x = 0.78 \text{ [hr]}$$

$$(t \times \Delta P')_x = 280 \text{ [psia]}$$

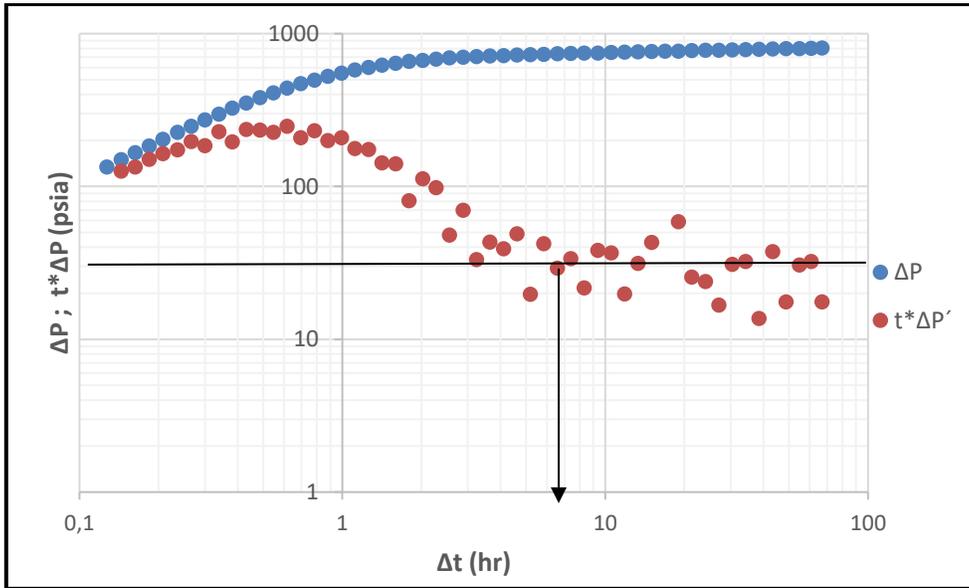
FIGURA 3.6.
PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA PARA EJEMPLO DEL CASO 2.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

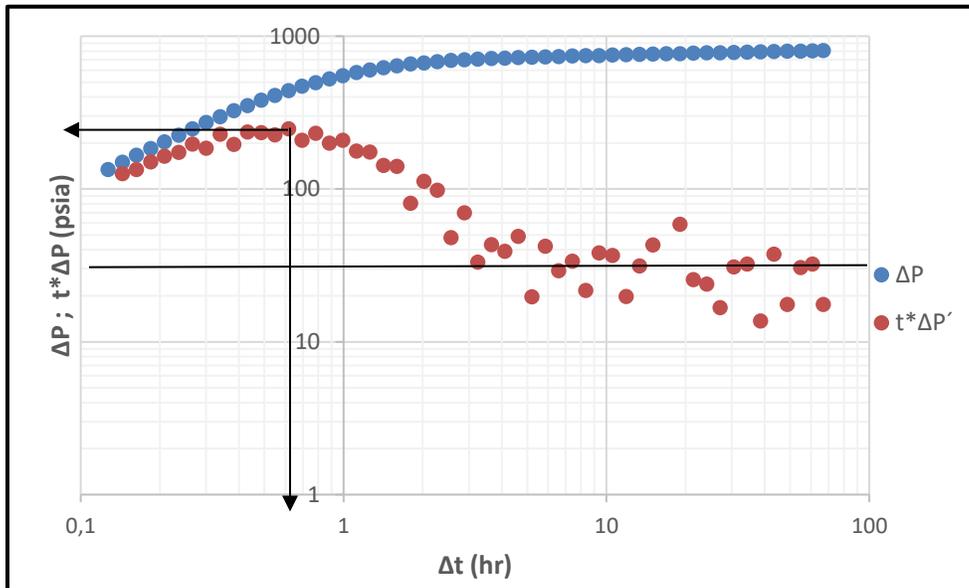
Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 3.7.
COORDENADAS DEL PUNTO DE FLUJO RADIAL PARA EL EJEMPLO DEL CASO 2.



Fuente: (Tiab, 1993 a).
 Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 3.8.
COORDENADAS DEL PUNTO MÁXIMO O CIMA DE LA CURVA DE LA DERIVADA PARA EL EJEMPLO DEL CASO 2.



Fuente: (Tiab, 1993 a).
 Elaborado por: Irvin Coral.

4. Calcular la permeabilidad ingresando los puntos encontrados en la Ecu.4.

$$k = \frac{70.6(125)(2.122)(1.152)}{(32)(24)}$$

$$k = 28.089 \text{ [md]}$$

5. Calcular el coeficiente de almacenamiento puro con la Ecu. 8.

$$C = \frac{0.015qBo(tx)}{(t \times \Delta P')_x + 0.84(t \times \Delta P')_r}$$

$$C = \frac{(0.015)(125)(1.152)(0.78)}{280 + 0.84(24)}$$

$$c = 0.005613 \text{ [bbl/psia]}$$

6. Calcular el factor Skin de daño ingresando los datos en la Ecu.6.

$$S = 0.5 \left[\frac{808.82}{24} - \ln \left(\frac{(28.089)(72)}{(0.22)(2.122)(0.0000109)(0.25)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = 4.3084 \approx 4$$

7. **COMPROBACIÓN:** Este paso es recomendable hacerlo para verificar que los puntos y líneas marcados sean los correctos.

En este caso el parámetro para comprobar es el factor Skin, es decir se debe recalculer el factor Skin con la Ecu. (10) y comparar los valores con el factor encontrado en el paso anterior. Si ambos valores se encuentran en un rango matemáticamente cercano se puede asumir que los demás valores calculados previamente como: permeabilidad y coeficiente de almacenamiento están correctos también.

Caso contrario, si los valores del Factor Skin calculado y recalculado son muy diferentes, se recomienda seleccionar otro pico o cima en la curva de la derivada y calcular nuevamente todos los parámetros hasta que estos dos valores coincidan o tengan una mínima diferencia numérica.

Para ello, se requiere calcular el punto de intersección de la recta de flujo radial con lo que sería la recta de flujo de almacenamiento puro, basado en el valor de la permeabilidad y constante de almacenamiento hallados en pasos anteriores.

El punto de intersección se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\text{Ecu. (9)} \quad ti = \frac{1695\mu C}{kh}$$

Reemplazando los valores calculados en los pasos anteriores se obtiene:

$$ti = \frac{(1695)(2.122)(0.005613)}{(28.089)(32)}$$

$$ti = 0.0346 \text{ [hr]}$$

El objetivo de calcular el punto de intersección es porque Tiab desarrolló una ecuación que permite encontrar el factor Skin en función de las coordenadas del punto máximo de la cima de la derivada y la intersección, analítica entre la recta de pendiente unitaria a tiempos tempranos y la recta de flujo radial y comportamiento infinito.

$$\text{Ecu. (10)} \quad S = 0.171 \left(\frac{tx}{ti} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_t r w^2} \right)$$

Reemplazando los valores encontrados en los pasos anteriores se puede comprobar si el factor Skin calculado con las coordenadas del flujo radial coincide numéricamente con el valor encontrado con la Ecu. (10).

$$S = 0.171 \left(\frac{0.78}{0.0346} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{(0.8935)(0.005613)}{(0.22)(32)(0.0000109)(0.25^2)} \right)$$

$$S = 4.665$$

Los valores entre el factor Skin del paso 9 y la comprobación son casi similares, lo cual permite concluir que los parámetros de permeabilidad, coeficiente de almacenamiento y factor Skin son los correctos para este ejemplo.

3.1.2.3. CASO 3: CUANDO LA RECTA DE FLUJO RADIAL Y COMPORTAMIENTO INFINITO NO ES OBSERVADA.

Es normal cuando se diseñan pruebas que duran poco tiempo encontrarse con problemas en el análisis como la ausencia de datos para graficar la línea de flujo radial y comportamiento infinito.

La dificultad de no tener los datos suficientes para alcanzar el flujo radial es que este régimen se considera el más importante en el análisis de pruebas de presión, ya que permite el cálculo de la permeabilidad del yacimiento.

Sin embargo, la técnica de Tiab presenta una alternativa confiable para analizar este caso, simplemente, utilizando una nueva ecuación para calcular la permeabilidad a partir de las coordenadas de la cima de la curva de la derivada con la siguiente expresión.

$$\text{Ecu. (11)} \quad k = \left(\frac{59.3 q \mu B_o}{h} \right) \left[\frac{1}{\left(\frac{0.015 q B_o}{c} \right) (tx) - (t \times \Delta P') x} \right]$$

Para describir el proceso que se debe seguir para el análisis de este caso se tomaron los datos descritos en las Tablas 3.1 y 3.4

Los datos son los siguientes:

→ ***Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño caso 3, obtenidos de la Tabla 3.1.***

TABLA 3.4.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSdT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 3.

t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)
0,1121	2627,5	0,695	2277,84
0,1271	2614,76	0,783	2251,46
0,144	2598,79	0,882	2222,09
0,163	2582,16	0,993	2196,92
0,1844	2564,54	1,118	2170,7
0,208	2545,27	1,259	2148,33
0,236	2523,21	1,417	2126,44
0,266	2501,07	1,595	2108,5
0,3	2475,93	1,795	2090,87
0,339	2451,83	2,021	2080,73
0,382	2422,8	2,275	2066,59
0,431	2397,61	2,56	2054,29
0,486	2367,5	2,881	2048,25
0,547	2338,18	3,242	2039,49
0,617	2309,21	3,648	2035,32

Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

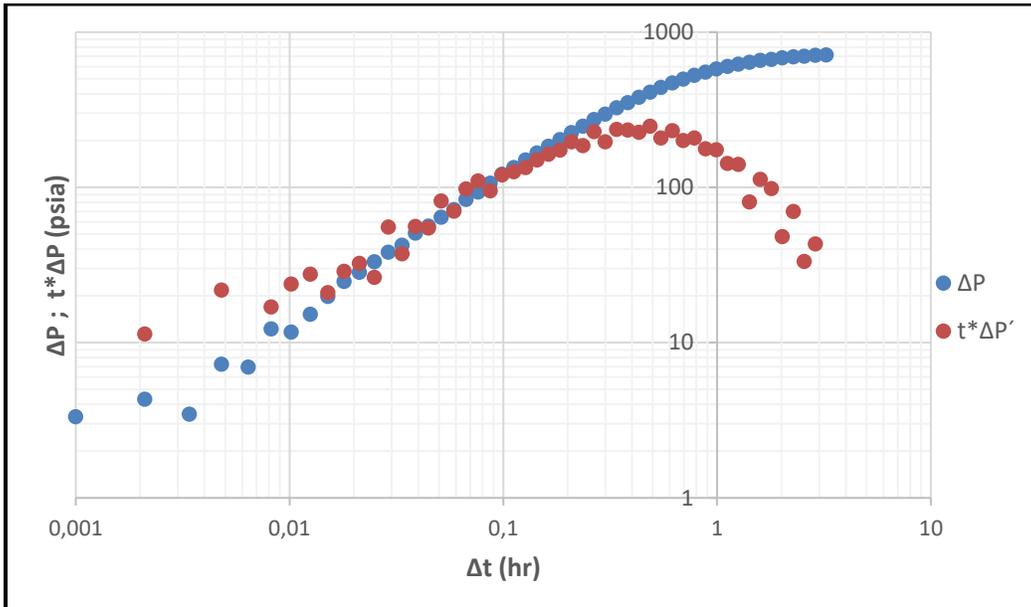
PASO A PASO:

1. Plotear en escala log – log las gráficas de la presión ΔP vs t y la gráfica de la derivada de la presión ($t \times \Delta P'$) vs t. Figura 3.9.
2. Dibujar la línea de pendiente unitaria correspondiente al efecto de almacenamiento puro y leer las coordenadas del máximo punto o cima en la curva de la derivada de la presión. Figura 3.10.

$$tx = 0.78 [hr]$$

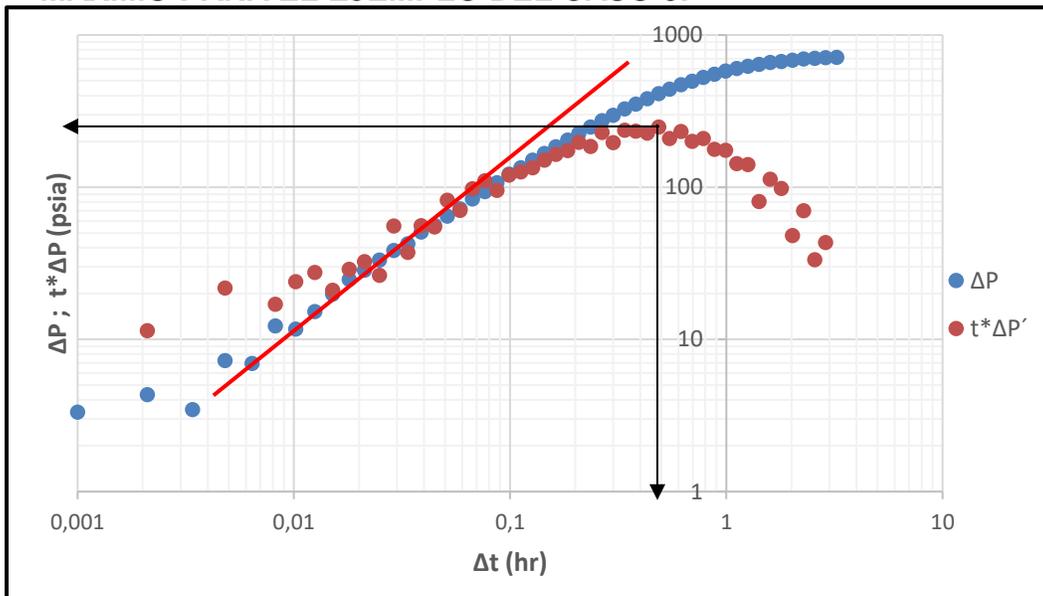
$$(t \times \Delta P')_x = 280 [psia]$$

FIGURA 3.9.
PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA PARA EJEMPLO DEL CASO 3.



Fuente: (Tiab, 1993 a).
 Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 3.10.
LÍNEA DE ALMACENAMIENTO PURO Y COORDENADAS DEL PUNTO MÁXIMO PARA EL EJEMPLO DEL CASO 3.



Fuente: (Tiab, 1993 a).
 Elaborado por: Irvin Coral.

3. Calcular el coeficiente de almacenamiento reemplazando un punto cualquiera que pertenezca a la línea de pendiente unitaria, en la Ecu. 5. Figura 3.11.

$$t = 0.019 \text{ [hr]}$$

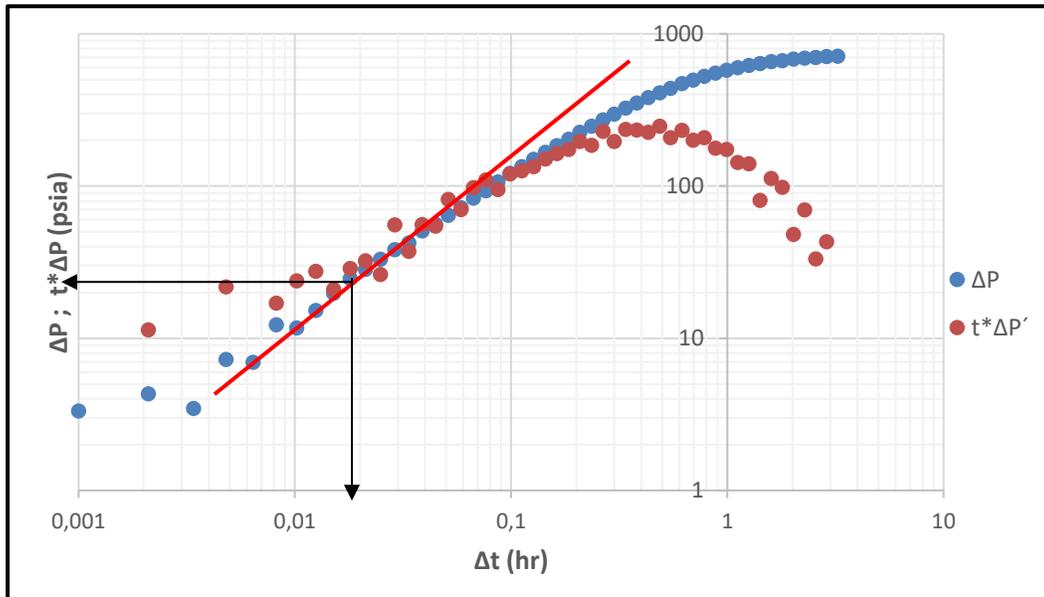
$$\Delta P = 22 \text{ [psia]}$$

$$C = \left(\frac{125 \times 1.152}{24} \right) \left(\frac{0.019}{22} \right)$$

$$C = 0.00817 \text{ [bbl/psi]}$$

FIGURA 3.11.

COORDENADAS DE UN PUNTO CORRESPONDIENTE A LA LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA PARA EL EJEMPLO DEL CASO 3.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

4. Calcular la permeabilidad del yacimiento con la Ecu. 11.

$$k = \left(\frac{59.3 q \mu B_o}{h} \right) \left[\frac{1}{\left(\frac{0.015 q B_o}{C} \right) (tx) - (t \times \Delta P')x} \right]$$

$$k = \left(\frac{(59.3)(125)(2.122)(1.152)}{32} \right) \left[\frac{1}{\left(\frac{(0.015)(125)(1.152)}{0.00817} \right) (0.78) - (280)} \right]$$

$$k = 28.2454 \text{ [md]}$$

5. Calcular las coordenadas del punto de intersección entre la línea de pendiente unitaria y la línea de flujo radial y comportamiento infinito, dibujar la línea de flujo radial y comportamiento infinito si es necesario.

$$ti = \frac{1695\mu C}{kh}$$

$$ti = \frac{(1695)(2.122)(0.00817)}{(28.2454)(32)}$$

$$ti = 0.03251$$

Dado que la coordenada de intersección de la línea de flujo radial en la curva de la derivada pertenece a la curva de la derivada, se puede hacer la siguiente sustitución en la Ecu. 4 para hallar la permeabilidad.

$$(t \times \Delta P')i = \frac{70.6 q\mu B_o}{kh}$$

Se reemplaza los valores y se encuentra la coordenada en la curva de la derivada para el punto de intersección.

$$(t \times \Delta P')i = \frac{(70.6)(125)(2.122)(1.152)}{(28.2454)(32)}$$

$$(t \times \Delta P')i = 39.8635$$

6. Calcular el factor Skin ingresando los valores encontrados en la Ecu. 10.

$$S = 0.171 \left(\frac{0.78}{0.03251} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{(0.8935)(0.00817)}{(0.22)(32)(0.0000109)(0.25^2)} \right)$$

$$S = 5.0013$$

7. COMPROBACIÓN: Recalcular el valor de la permeabilidad con la ecuación que se presenta a continuación, si los valores calculados en el paso 5 con el que se va a calcular en seguida coinciden, se puede concluir que las rectas y puntos encontrados son los correctos, consecuentemente los parámetros encontrados como parte del análisis también son correctos.

Caso contrario, se debe mejorar la precisión en el trazado de la recta de pendiente unitaria y volver a calcular los parámetros hasta que se reduzca el error entre ambos resultados.

La ecuación de comprobación de la permeabilidad es la siguiente:

$$\text{Ecu. (12)} \quad k = 9416.2 \left(\frac{\mu C}{ht_x} \right) \left[0.5 \times \frac{(t \times \Delta P')_x}{(t \times \Delta P')_r} + 0.42 \right]$$

Reemplazando los valores encontrados se procede al cálculo de la permeabilidad con la nueva ecuación.

$$k = 9416.2 \left(\frac{(2.122)(0.00817)}{(32)(0.70)} \right) \left[0.5 \times \frac{280}{39.8635} + 0.42 \right]$$

$$k = 28.6554 [md] \approx 28.2454 [md]$$

Como se puede evidenciar, los valores de permeabilidad calculados en la comprobación son relativamente cercanos por lo que el análisis se puede tomar como válidos al igual que todos los parámetros encontrados a lo largo del procedimiento.

Cabe recalcar que el margen de error admisible depende del ingeniero que esté realizando los cálculos, en caso de que se requiera mayor o menor precisión, dependiendo de la aplicación, se puede repetir este procedimiento hasta converger en un valor específico.

3.1.2.4. CASO 4: CUANDO LA LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA A TIEMPOS TEMPRANOS Y LA CIMA DE LA DERIVADA NO SON OBSERVADAS.

Eventualmente, pueden suceder situaciones en las que el primer dato de presión medido en el tiempo ocurre justo después del efecto de almacenamiento puro, razón por lo cual en el momento del análisis no se puede observar la línea de pendiente unitaria.

Asimismo, en la gráfica de la derivada no se puede observar la cima o el punto máximo en el que empieza a descender la curva. No obstante, Tiab desarrolló un procedimiento para poder analizar esos casos a partir de los datos disponibles.

En este caso se utilizará un nuevo punto característico correspondiente al tiempo en el que inicia la línea de flujo radial y comportamiento infinito denominado t_{SR} el cual servirá para el cálculo de la constante de almacenamiento. A partir de este dato que se encuentra gráficamente se encuentran las siguientes ecuaciones:

$$\text{Ecu. (13)} \quad t_D = \left(\frac{0.0002637 k}{\phi \mu c_t r w^2} \right) \times t_{SR}$$

La Ecu. 13 representa el tiempo adimensional a partir del tiempo en el que empieza la línea horizontal de flujo radial.

El mayor problema al no observar la línea de pendiente unitaria es que la constante de almacenamiento no puede ser calculada con la Ecu. 4, es por eso por lo que a partir del concepto de tiempo adimensional se ha encontrado la siguiente relación que permite calcular esta constante sin ser necesaria la línea de almacenamiento puro.

$$\text{Ecu. (14)} \quad C = 0.056 \phi c_t h r w^2 \left(\frac{t_{DSR}}{2S + \ln(t_{DSR})} \right)$$

Para ejemplificar la Técnica de Tiab para este tipo de casos se tomará en cuenta los siguientes datos.

→ ***Datos de pozo para ejemplo de aplicación de TSDT en pozos con almacenamiento y daño caso 4 obtenidos de la Tabla 3.1.***

TABLA 3.5.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSĐT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 4.

t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)
2,021	2080,73	13,349	1988,67
2,275	2066,59	15,018	1984,74
2,56	2054,29	16,897	1979,34
2,881	2048,25	19,01	1981,14
3,242	2039,49	21,387	1973,78
3,648	2035,32	24,061	1970,58
4,105	2029,91	27,07	1967,59
4,619	2025,01	30,455	1965,5
5,198	2018,87	34,262	1961,64
5,848	2016,4	38,546	1957,61
6,58	2011,11	43,366	1955,9
7,404	2007,46	48,787	1951,21
8,331	2003,24	54,787	1949,05
9,373	2000,53	60,787	1945,7
10,545	1995,75	66,787	1942,51
11,865	1991,15	72	1941,14

Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

PASO A PASO:

1. Plotear en escala log – log las gráficas de la presión ΔP vs t y la gráfica de la derivada de la presión ($t \times \Delta P'$) vs t. Figura 3.12.
2. Dibujar la recta de flujo radial y comportamiento infinito y leer las coordenadas del tiempo de inicio de la recta de flujo radial (**tsr**). Además, las coordenadas de un punto conveniente de la recta de flujo radial. Figura 3.13.

$$t_{SR} = 9.85 [hr]$$

$$tr = 72 [hr]$$

$$(\Delta P)r = 808.82 [psia]$$

$$(t \times \Delta P')r = 22 [psia]$$

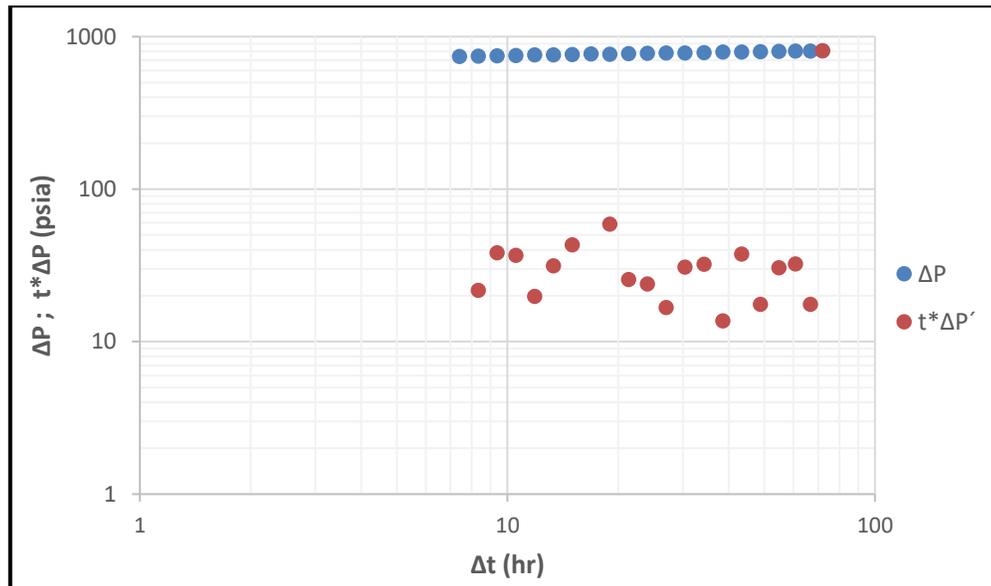
3. Calcular la permeabilidad ingresando los valores encontrados en el paso 3 en la Ecu. 4.

$$k = \frac{70.6(125)(2.122)(1.152)}{(32)(22)}$$

$$k = 30.6436[md]$$

FIGURA 3.12.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA PARA EJEMPLO DEL CASO 4.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

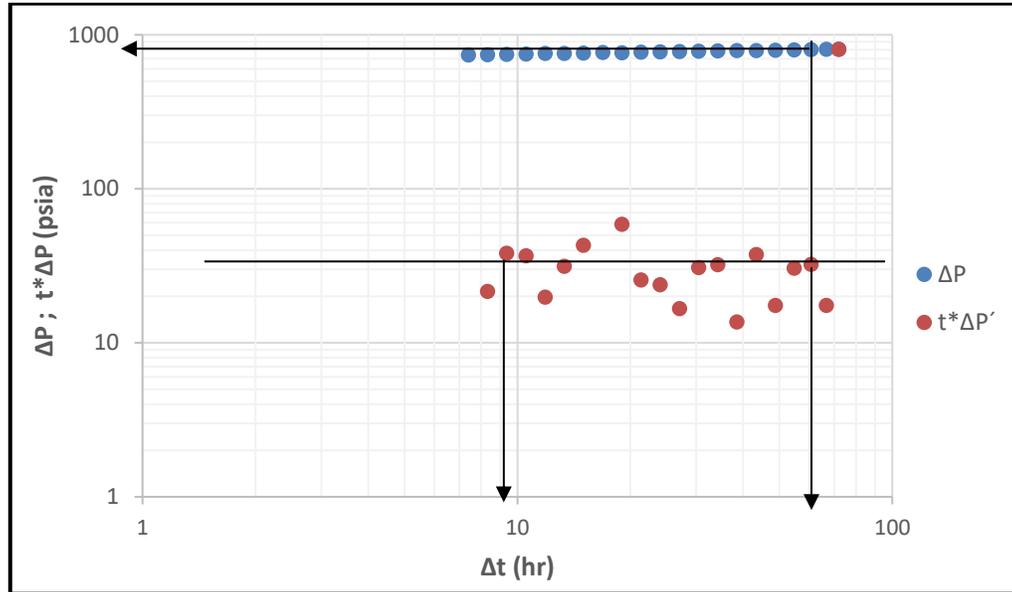
4. Calcular el factor Skin ingresando los valores encontrados en la Ecu. 6.

$$S = 0.5 \left[\frac{808.82}{22} - \ln \left(\frac{(30.6436)(72)}{(0.22)(2.122)(0.0000109)(0.25)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = 9.2353 \approx 9$$

FIGURA 3.13.

LÍNEA DE FLUJO RADIAL Y COORDENADAS ÚTILES PARA EL ANÁLISIS DE EJEMPLO DEL CASO 4.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

5. Calcular el tiempo adimensional del inicio de la línea de flujo radial y comportamiento infinito t_{DSR} con la Ecu. 13.

$$t_D = \left(\frac{0.0002637 k}{\phi \mu c_t r w^2} \right) \times t_{SR}$$

$$t_D = \left(\frac{(0.0002637)(30.6436)}{(0.22)(2.122)(0.0000109)(0.25)^2} \right) \times (9.85)$$

$$t_D = 148638.4627$$

6. Calcular el coeficiente de almacenamiento con la Ecu. 14 a partir del tiempo adimensional calculado en el paso anterior.

$$C = 0.056 \phi c_t h r w^2 \left(\frac{t_{DSR}}{2S + \ln(t_{DSR})} \right)$$

$$C = (0.056)(0.22)(0.0000109)(0.25)^2 \left(\frac{148\,638.4627}{2(9.2353) + \ln(148\,638.4627)} \right)$$

$$C = 0.0041064 \left[\frac{bbl}{psi} \right]$$

NOTA: Este proceso para el caso en el que la línea de pendiente unitaria y la cima de la curva de la derivada no son observadas, no presenta un procedimiento de comprobación en sí mismo. Sin embargo, en circunstancias en las que exista demasiado ruido en los datos y es casi imposible determinar el valor de t_{DSR} se recomienda seguir los siguientes pasos:

- a) Calcular la permeabilidad k haciendo un análisis convencional, puede ser mediante el uso de curvas tipo o un gráfico semi-log.
- b) A partir de ese valor encontrado y la Ecu. 4 que se ha utilizado para calcular la permeabilidad según Tiab, se puede despejar el valor de $(\alpha \Delta P')_r$.
- c) Ahora con el valor encontrado en el paso 2, calcular el factor Skin utilizando la Ecu.6.
- d) Finalmente se debe calcular el Coeficiente de almacenamiento con la Ecu. 14 de acuerdo con el procedimiento en descrito en los pasos 5 y 6. Tomando en cuenta que t_{DSR} es obtenido en el paso a) del gráfico semi-log que se utilizó para hallar el valor de la permeabilidad.

3.1.2.5. CASO 5: CUANDO LA LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA Y LA LÍNEA DE FLUJO RADIAL Y COMPORTAMIENTO INFINITO NO SON OBSERVADAS.

Generalmente se presenta este caso cuando se tiene que el primer dato tomado por la herramienta se da justo después del efecto de almacenamiento puro, similar al caso anterior. Adicionalmente, se tiene que la línea de flujo radial y comportamiento infinito tampoco es observable, eso suele suceder cuando en el diseño se realiza una prueba corta y no se obtiene datos de la región de tiempos tardíos.

Afortunadamente, Tiab también tomó en cuenta en su estudio el análisis para este tipo de casos que se pueden presentar en la industria y para ello ha diseñado el procedimiento que se detalla a continuación paso a paso para obtener los parámetros que se busca: constante de almacenamiento, permeabilidad y daño.

En este caso únicamente se tiene disponible el inicio de la sección de tiempos medios de la prueba en el que encontramos las coordenadas de la cima o punto máximo de la curva

de la derivada. Por lo tanto, el análisis deberá partir de las ecuaciones que relacionen esos puntos (tx).

Para el cálculo de la constante de almacenamiento se requiere utilizar la definición en función de la densidad del fluido o también en función de la saturación. Cabe recalcar que estas definiciones se pueden utilizar asumiendo la saturación por un solo fluido en la roca y teniendo como dato la gravedad específica o grado API del hidrocarburo.

$$\text{Ecu. (15)} \quad C = 144 \frac{V_{\mu}}{\rho}$$

Donde V_{μ} es el volumen de fluido por unidad de longitud en el pozo bbl/ft .

$$\text{Ecu. (16)} \quad C = C_w V_w$$

Donde V_w es el volumen total de fluido existente en el pozo bbl/ft .

Dependiendo de la calidad de los datos a tiempos tempranos y medios, es posible encontrar indicios del flujo radial sin necesidad de tener la línea horizontal que representa este régimen. Para ejemplificar el procedimiento que se debe seguir para el análisis, se han tomado los siguientes datos.

TABLA 3.6.

DATOS DE POZO PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSDT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 5.

Data		
q	250	STB/D
h	16	ft
ϕ	0.18	fracción
Bo	1.229	RB/STB
pi	2700	psia
ct	0.0000024	psi ⁻¹
rw	0.266667	ft
μ	1.2	cp
ρ	42.5	lbm/cuft
V_{μ}	0.0134	bbl/ft

Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 3.7.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSDT EN POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO CASO 4.

t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)
0,431	2397,61	1,417	2126,44
0,486	2367,5	1,595	2108,5
0,547	2338,18	1,795	2090,87
0,617	2309,21	2,021	2080,73
0,695	2277,84	2,275	2066,59
0,783	2251,46	2,56	2054,29
0,882	2222,09	2,881	2048,25
0,993	2196,92	3,242	2039,49
1,118	2170,7	3,648	2035,32
1,259	2148,33	4,105	2029,91

Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

PASO A PASO:

1. Plotear en escala log – log las gráficas de la presión ΔP vs t y la gráfica de la derivada de la presión ($t \times \Delta P'$) vs t. Figura 3.14.
2. Estimar la constante de almacenamiento con la información completa que se tiene del pozo y del fluido que satura el medio poroso ingresando los datos en la Ecu. 15.

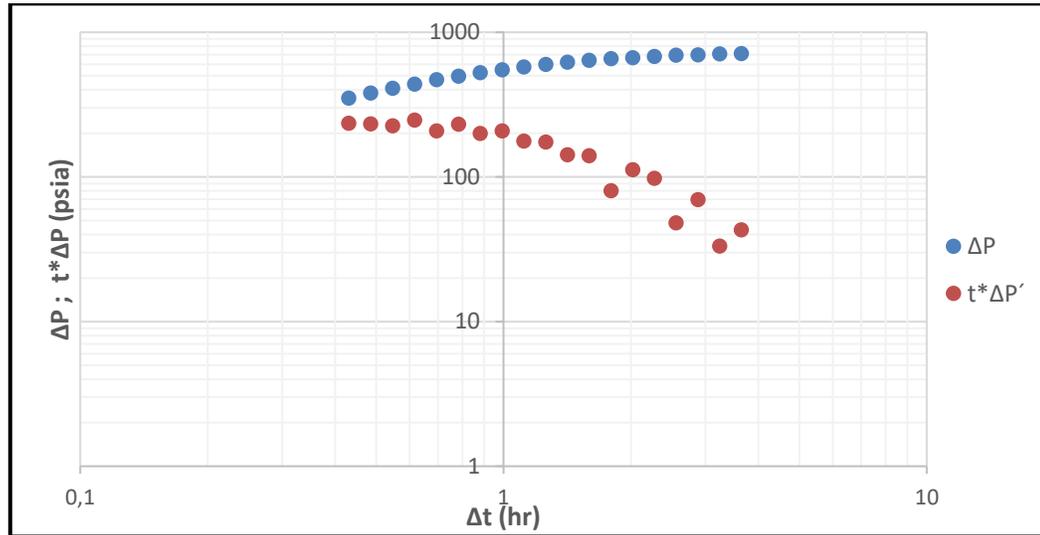
$$C = 144 \frac{V_{\mu}}{\rho}$$

$$C = 144 \frac{0.0134}{42.5}$$

$$C = 0.04540 \left[\frac{bbl}{psi} \right]$$

FIGURA 3.14.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DEL EJEMPLO PARA EL CASO 5.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

3. Obtener las coordenadas del máximo punto o cima de la curva de la derivada.
Figura 3.15.

$$tx = 0.78 [hr]$$

$$(t \times \Delta P')_x = 280 [psia]$$

4. Calcular la permeabilidad reemplazando los puntos encontrados en la Ecu. 11.

$$k = \left(\frac{(59.3)(250)(1.2)(1.229)}{16} \right) \left[\frac{1}{\left(\frac{(0.015)(250)(1.229)}{0.04540} \right) (0.78) - (280)} \right]$$

$$k = 20.653 [md]$$

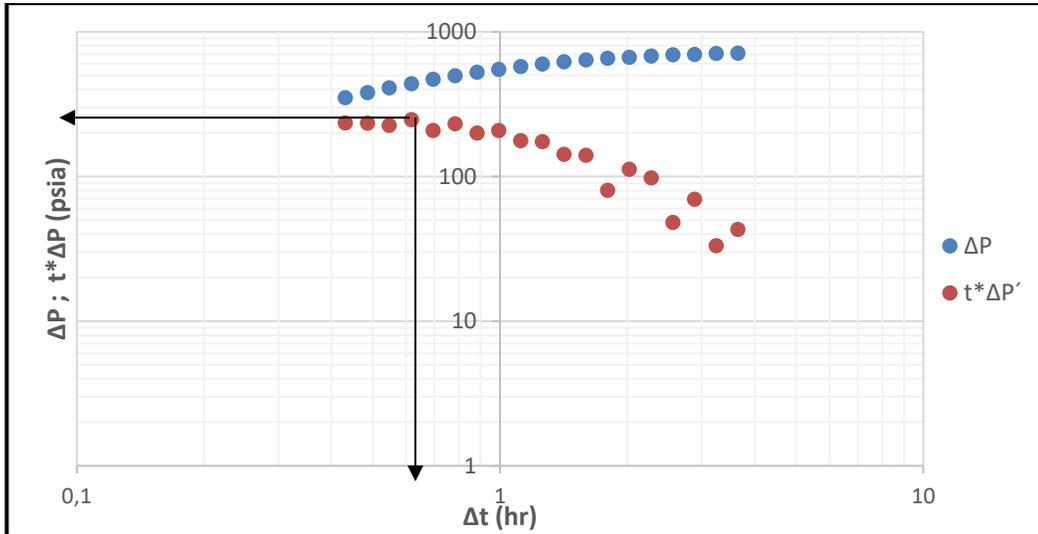
5. Calcular las coordenadas de los puntos $(t \times \Delta P')_i$ y t_i con las Ecu. 9 y Ecu. 4 ya que no existen datos de los tiempos tempranos de la prueba.

$$t_i = \frac{(1695)(1.2)(0.04540)}{(20.653)(16)}$$

$$t_i = 0.2794 [hr]$$

FIGURA 3.15.

COORDENADAS DEL MÁXIMO PUNTO O CIMA DE LA DERIVADA PARA EL EJEMPLO DEL CASO 5.



Fuente: (Tiab, 1993 a).

Elaborado por: Irvin Coral.

$$(t \times \Delta P')_i = \frac{(70.6)(250)(1.2)(1.229)}{(20.653)(16)}$$

$$(t \times \Delta P')_i = 78.7725 \text{ [psia]}$$

6. Calcular el factor Skin ingresando los valores calculados en el paso anterior en la Ecu. 10.

$$S = 0.171 \left(\frac{0.78}{0.2794} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{(0.8935)(0.04540)}{(0.18)(16)(0.0000024)(0.25^2)} \right)$$

$$S = 5.1142$$

7. **COMPROBACIÓN:** Para asegurar que los cálculos fueron realizados correctamente y los resultados son válidos se puede comprobar recalculando el factor Skin con la ecuación presentada a continuación, si ambos valores son similares se puede concluir que todos los demás parámetros hallados con correctos.

$$\text{Ecu. (17)} \quad S = 0.921 \left[\frac{(t \times \Delta P')_x}{(t \times \Delta P')_i} \right]^{1.1} - 0.5 \ln \left[\frac{0.8935 C}{\phi h c_t r w^2} \right]$$

La Ecu. 17, establece una relación entre las coordenadas del punto de intersección calculado en el paso 5 y la coordenada en la derivada del punto máximo o cima que se tiene disponible en el gráfico. De ahí reemplazando esos valores se obtiene lo siguiente.

$$S = 0.921 \left[\frac{280}{78.7725} \right]^{1.1} - 0.5 \ln \left[\frac{(0.8935)(0.04540)}{(0.18)(2.4 \times 10^{-6})(16)(0.25)^2} \right]$$

S = 5.2186

Los valores calculados con la Ecu. 10 y Ecu. 17 coinciden con un nivel de confianza aceptable, por lo cual se concluye que el análisis fue realizado correctamente.

3.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB PARA EL ANÁLISIS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

En la naturaleza suceden varios fenómenos tectónicos a lo largo del tiempo geológico que pueden afectar en la estructura de los yacimientos, de tal forma que en repetidas ocasiones se puede encontrar reservorios con grietas o fracturas que permiten el flujo de fluidos a través de estos nuevos caminos, que en el perfil de presión de una prueba se verán representados de formas diferentes a las estudiadas en literales anteriores.

Partiendo de esta problemática, Tiab en 1996 desarrolló una extensión a la técnica de análisis descrita años atrás y encontró la manera de implementar parámetros que definen el comportamiento de las fracturas en los efectos que podrían generar en el cálculo de parámetros y presión promedio.

La principal herramienta para determinar que el perfil de presión que representan los datos de una prueba pertenece a un yacimiento naturalmente fracturado es el análisis de la curva de la derivada. Esta curva tendrá una depresión característica como se muestra en la Figura 3.16, la cual proporcionará un nuevo punto de inflexión del cual que se puede obtener información relevante para el análisis.

Además, los regímenes de flujo característicos en este tipo de pruebas serán los siguientes Figura 3.16.

- a) Flujo radial
- b) Transferencia matriz-fractura

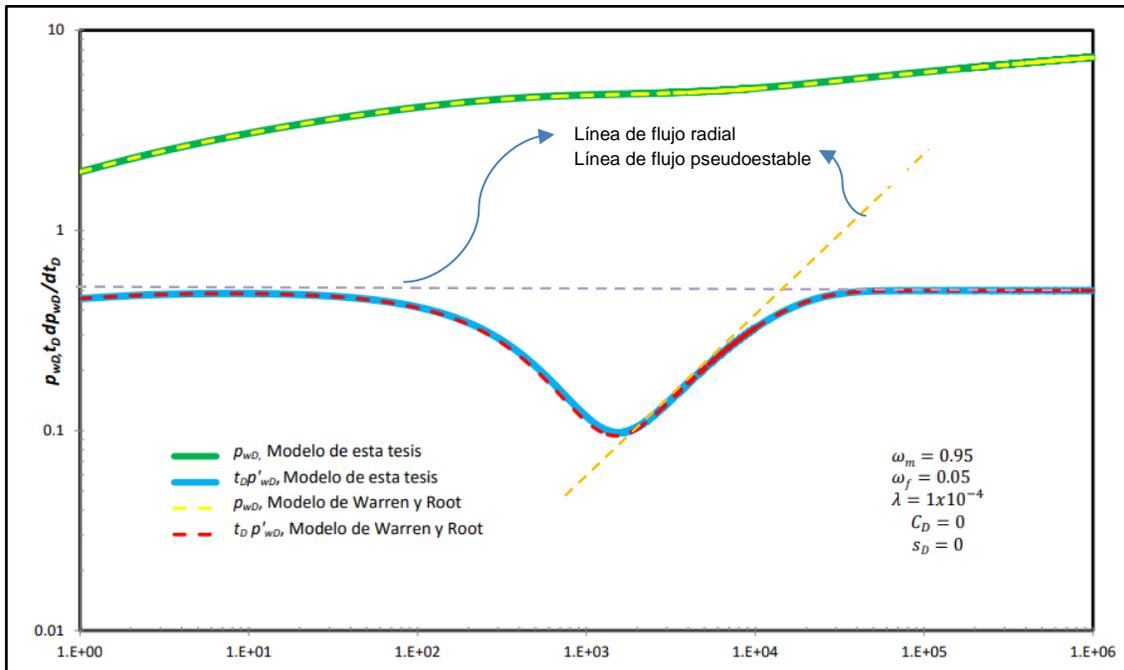
- c) Flujo pseudo-estable a tiempos tardíos
- d) Flujo radial a tiempos tardíos

En la zona de depresión característica se puede identificar dos comportamientos, el primero cuando desciende hacia el punto mínimo de la curva, el cual representa la depletación de la fractura. Y el segundo cuando asciende desde el punto mínimo, generalmente con una pendiente unitaria, el cual representa la respuesta del yacimiento equivalente. (Escobar, 2003).

Cuando se habla de yacimientos naturalmente fracturados siempre se encontrará teoría acerca de una matriz y de la fractura que atraviesa esa matriz, cada una de ellas con porosidades y permeabilidades distintas en la mayoría de los casos, en ese momento se dice que un yacimiento deja de ser homogéneo o al menos deja de comportarse como uno.

Generalmente se tiene que la permeabilidad de la matriz es menor que la permeabilidad de la fractura, mientras que la porosidad de la matriz es mayor que la porosidad de la fractura.

FIGURA 3.16.
PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA CARACTERÍSTICA DE UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO – WARREN Y ROOT.



Fuente: Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados para una distribución normal con tamaño multiple de bloques (Díaz, M. 2016).

Elaborado por: Miriam Díaz.

Tomando en cuenta estas características, se dice que un yacimiento es naturalmente fracturado siempre y cuando cumpla las siguientes condiciones:

- a) $\phi_m > \phi_f$
- b) $k_m \neq 0$ y a su vez $k_m \ll k_f$
- c) El pozo intercepta la fractura en el yacimiento.

Warren y Root descubrieron y definieron los siguientes términos para caracterizar el comportamiento de las fracturas (Tiab, 1996).

El cálculo y monitoreo de estos parámetros permite aclarar el comportamiento de la permeabilidad en yacimientos heterogéneos de la siguiente manera:

Si ω tiende a cero y $\lambda \leq 1 \times 10^{-9}$, significa que toda la permeabilidad encontrada mediante la aplicación de la TSDT proviene únicamente de la fractura, es decir, la matriz no aporta en permeabilidad al reservorio, por lo que se podría asumir un comportamiento de reservorio homogéneo.

TABLA 3.8.

DEFINICIONES DE PARÁMETROS DE INTERPRETACIÓN DE FRACTURAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

ω	Coefficiente de almacenamiento adimensional	Se define como el estimado de la magnitud y distribución de la matriz y la capacidad de almacenamiento de la fractura (Tiab,1996).
λ	Parámetro de flujo interporoso	Es la medida de la rata de transferencia de masa desde la matriz hacia la fractura. También, describe la capacidad de flujo disponible de la matriz hacia la fractura (Tiab,1996).

Fuente: (Tiab, 1996).

Elaborado por: Irvin Coral.

A continuación, se presenta el procedimiento que estableció Tiab en su estudio para encontrar los parámetros del yacimiento desde el análisis de la curva de presión y la derivada de presión respecto al tiempo en escala Log – Log. Su estudio como en los casos presentados anteriormente, se basa en el análisis de puntos y líneas características de los regímenes de flujo presentes.

ASUNCIONES:

- Reservorio homogéneo con almacenamiento y daño.
- Reservorio verticalmente fracturado en sistema cerrado.
- Conductividad vertical infinita de la fractura.
- Flujo Interporoso con almacenamiento y daño.
- Estado Pseudo-estable.
- Flujo uniforme y en una sola fase.
- Fluido ligeramente compresible.

Estas asunciones se han tomado para el mejor funcionamiento de las ecuaciones de la técnica de Tiab, sin embargo, en la realidad las condiciones pueden desviarse de este modelo para lo cual es necesario el criterio del ingeniero para interpretar los resultados que arroje el método, del mismo modo, corroborar con pozos cercanos y análisis geológicos realizados previamente.

Existen métodos convencionales que utilizan el *Matching* con curvas tipo para el análisis de pruebas de presión en reservorios fracturados, sin embargo, son varias las ventajas de utilizar el método analítico de Tiab.

- Resultados precisos utilizando ecuaciones para calcular los parámetros del reservorio en cuestión.
- Verificación de los resultados con un procedimiento independiente del que se utiliza en primera estancia.
- Permite obtener la información del reservorio incluso cuando NO son observados todos los regímenes de flujo.

Cabe mencionar que el método que se presenta a continuación es aplicable únicamente para pruebas de incremento de presión y pruebas de decremento de presión.

3.2.1. CASO 1: CUANDO LA COORDENADA MÍNIMA NO HA SIDO INFLUENCIADA POR EL EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

La coordenada del punto mínimo en la curva de la derivada juega un papel importantísimo para el cálculo de parámetros en este tipo de yacimientos. No obstante, cuando un pozo se encuentra bajo el efecto de almacenamiento, la curva de la derivada puede experimentar una especie de oscurecimiento en la depresión generando así un pseudo-mínimo.

A continuación, se explica el procedimiento que se debe seguir en detalle para calcular los parámetros del yacimiento, utilizando los siguientes datos:

TABLA 3.9.

DATOS DE POZO PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSDT EN POZOS NATURALMENTE FRACTURADOS, CASO 1.

DATOS		
q=	880	STB
μ =	1,3	cp
Bo=	1,3	rb/STB
rw=	0,29	Ft
ϕ =	0,08	
ct=	0,000005	1/psi
h=	20	Ft
P @ t=0	7248	Psi

Fuente: (Tiab, 1996).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 3.10.**DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE APLICACIÓN DE TSdT EN POZOS NATURALMENTE FRACTURADOS, CASO 1.**

t (hr)	ΔP (psi)	t (hr)	ΔP (psi)	t (hr)	ΔP (psi)
0,00074251	28,142	0,34938	453,89	7,1744	508,65
0,0017679	74,16	0,43705	457,5	8,049	512,2
0,00381868	114,11	0,5242	460,77	8,9242	515,47
0,00535677	150,13	0,61188	462,94	9,7994	518,63
0,00638216	179,28	0,69955	464,77	10,675	521,58
0,00843294	204,14	0,7867	467,72	11,549	524,3
0,00945833	225,7	0,87438	468,17	12,424	526,8
0,0104837	242,58	0,96153	468,67	13,3	529,25
0,0125345	258	1,0492	469,61	14,174	531,55
0,0140726	271,93	1,1369	470,22	15,049	533,66
0,015098	283,7	1,224	470,78	15,924	535,74
0,0171488	294,65	1,3117	471,27	16,8	537,69
0,0181741	304,64	1,3994	471,74	17,674	539,97
0,0191995	313,42	1,4865	472,18	17,893	540,14
0,0212503	321,66	1,5742	472,88	17,995	540,81
0,0227884	329,22	1,6614	473,88	18,342	541,44
0,0238138	336,04	1,749	474,81	18,688	542,19
0,0258646	342,39	1,8367	475,72	19,034	542,86
0,02689	247,96	1,9239	477,85	19,381	543,44
0,0279154	353,53	2,0115	478,52	19,727	544,07
0,0299661	358,87	2,0997	478,98	20,072	544,62
0,0315042	363,32	2,1869	479,75	20,418	545,2
0,0325296	367,77	2,2745	480,5	20,765	545,81
0,0345804	372,09	2,3617	481,23	21,111	546,2
0,0366312	375,67	2,4494	481,91	21,357	546,58
0,038682	379,26	2,537	482,57	21,63	547,11
0,0397074	382,78	2,6242	483,23	21,976	547,53
0,0412454	385,71	2,7119	483,89	22,322	548,1
0,0432962	388,64	2,7996	484,53	22,668	548,64
0,043216	391,55	2,8867	485,14	23,014	549,38
0,0463724	393,86	2,9744	485,74	23,346	549,44
0,0473978	396,18	3,0615	486,35	23,532	549,88
0,0484232	398,49	3,1492	486,98	23,878	550,42
0,050474	400,81	3,2369	487,58	24,225	550,81
0,052012	402,88	3,324	488,17	24,571	551,3
0,0694437	404,65	3,4117	488,74	24,916	551,72

Continuación...

t (hr)	ΔP (psi)	t (hr)	ΔP (psi)	t (hr)	ΔP (psi)
0,0868753	420,94	3,4994	489,28	25,262	552,2
0,10379	429,52	3,5865	489,83	25,608	552,5
0,12123	434,51	3,6742	490,4	25,794	552,66
0,13968	438,63	3,7614	491,48	25,954	553,12
0,15711	441,76	4,1115	493,07	26,299	553,53
0,17455	444,36	4,5494	495,59	26,646	554,16
0,19198	446,48	4,9867	497,97	27,146	554,58
0,20941	448,61	5,424	500,33	27,51	555,16
0,22684	450,1	5,8614	502,5	28,011	555,62
0,24427	451,36	6,2997	504,71	28,375	556,56
0,2617	452,63	6,737	506,78	29,24	557,14

Fuente: (Tiab, 1996).

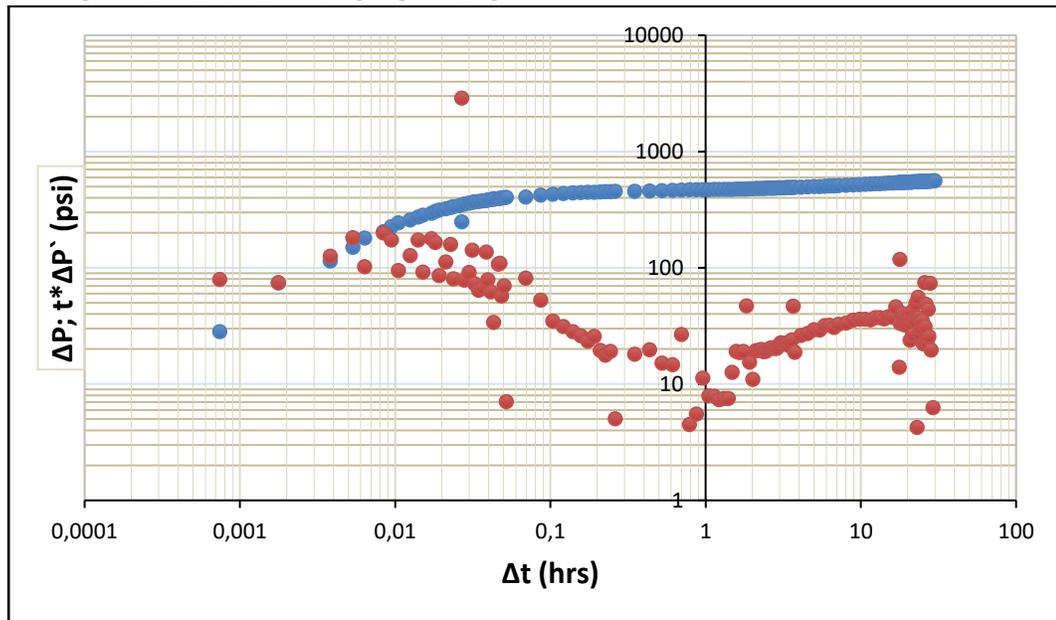
Elaborado por: Irvin Coral.

PASO A PASO:

1. Plotear la gráfica de ΔP vs t y $(t \times \Delta P')$ vs t, en escala log – log. Figura 3.17.

FIGURA 3.17.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA PARA EJEMPLO DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.



Fuente: (Tiab, 1996).

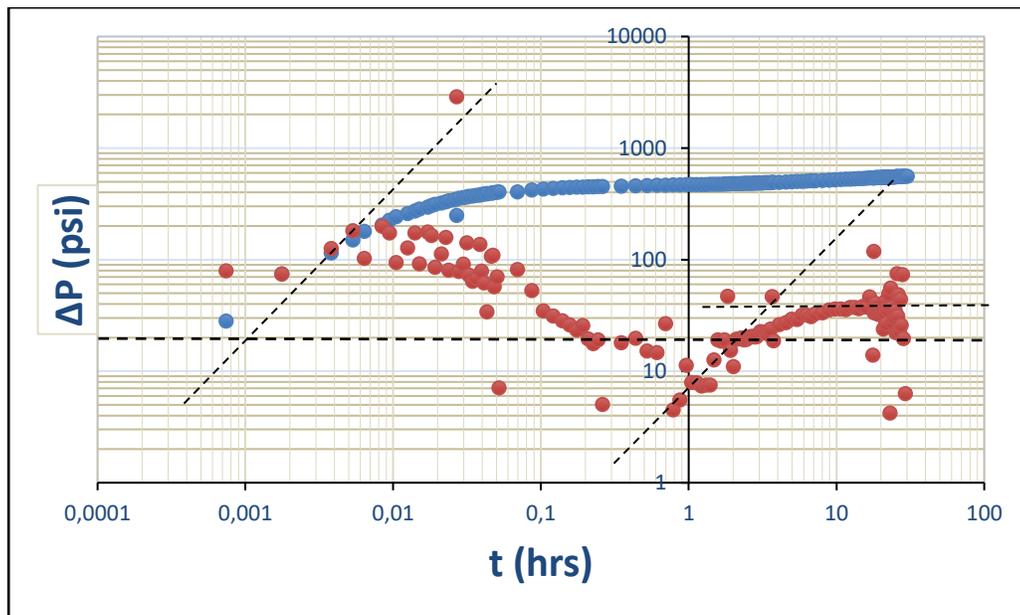
Elaborado por: Irvin Coral.

2. Identificar la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos y la línea de pendiente unitaria luego de la transición matriz-fractura, y la línea de flujo radial y comportamiento infinito. Figura 3.18.

3. Identificar las coordenadas de los puntos característicos de cada régimen de flujo y que serán de importancia para el cálculo de los parámetros del yacimiento. Figura 3.19.

FIGURA 3.18.

LÍNEAS CARACTERÍSTICAS DE LOS RÉGIMENES DE FLUJO PARA EL EJEMPLO DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.



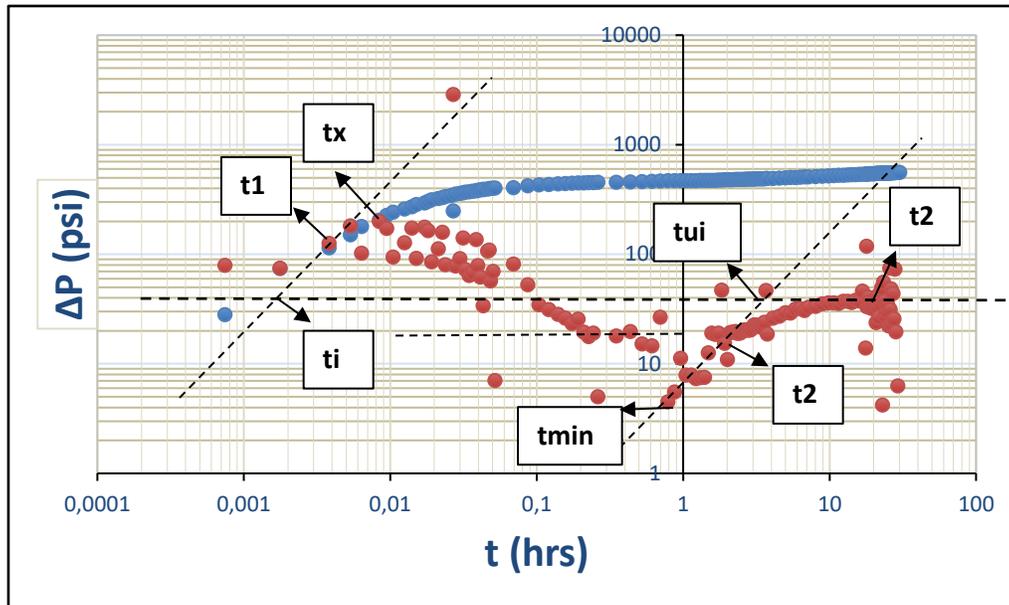
Fuente: (Tiab, 1996).

Elaborado por: Irvin Coral.

En la TABLA. 3.11 se escriben los datos obtenidos de la Figura. 23 que se utilizarán para el análisis.

FIGURA 3.19.

PUNTOS CARACTERÍSTICOS DE LOS REGÍMENES DE FLUJO PARA EL EJEMPLO DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.



Fuente: (Tiab, 1996).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 3.11.
DATOS OBTENIDOS DE LA FIGURA 3.18. PARA EL ANÁLISIS DE LA PRUEBA APLICANDO TSdT.

PUNTO	t (hr)	ΔP (psi)	(txΔP') (psi)
LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA A TIEMPOS TEMPRANOS	t1	ΔP1	(txΔP')1
	0,003821	104.31	-
LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA A TIEMPOS TARDÍOS	t2	Δp2	(txΔP')2
	1.9772	-	13.1526
INTERSECCIÓN RADIAL-PSEUDO1	ti	Δpi	(txΔP')i
	0,0019	-	41
INTERSECCIÓN RADIAL - PSEUDO2	tui	Δpui	(txΔP')ui
	3.274	-	-
FLUJO RADIAL	tr	ΔPr	(txΔP')r
	22	548.2	41
CIMA O MÁX	tx	ΔPx	(txΔP')x
	0,0095	-	228
VALLE O MÍN	tmin	Δpmin	(txΔP')min
	0.8124	-	3,451

Fuente: (Tiab, 1996).

Elaborado por: Irvin Coral.

4. Calcular la permeabilidad de la fractura reemplazando el valor encontrado en la Ecu.4 utilizando un punto conveniente del régimen de flujo radial.

$$k_2 = \frac{(70.6)(880)(1.3)(1.3)}{(20)(41)}$$

$$k_2 = 111.69 \text{ [md]}$$

5. Seleccionar un punto conveniente de la línea de flujo pseudo-estable a tiempos tempranos y calcular la constante de almacenamiento con la Ecu.5.

$$C1 = \left(\frac{(880)(1.3)}{24} \right) \left(\frac{0.003821}{104.31} \right)$$

$$C1 = 0.00174609 \text{ [bbl/psi]}$$

Utilizando el punto de la derivada

$$C1 = \left(\frac{(880)(1.3)}{24} \right) \left(\frac{0.003821}{13.1526} \right)$$

$$C1 = 0.001384778 \text{ [bbl/psi]}$$

Utilizando el punto de intersección entre la recta de pendiente unitaria y la línea horizontal de flujo radial y comportamiento infinito.

Ecu. (18)
$$C1 = \left(\frac{k_2 h t_i}{1695 \mu} \right)$$

Reemplazando el valor de permeabilidad y t_i se obtiene

$$C1 = \left(\frac{(111.69)(20)(0.0019)}{(1695)(1.3)} \right)$$

$$C1 = 0.001926127 \text{ [bbl/psi]}$$

NOTA: La diferencia entre los 3 resultados puede ser atribuida a la pobre cantidad de datos a tiempos tempranos sobre la recta de pendiente unitaria.

6. Seleccionar un ΔP y $t \times \Delta P'$ a un tiempo conveniente durante la región de tiempos tardíos y con ese valor determinar el factor Skin ingresando en la Ecu. 6.

$$S_m = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{(\Delta P)r}{(t \times \Delta P')r} \right) - \ln \left(\frac{k_2 t_r}{\phi c_T \mu r w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S_m = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{548.2}{41} \right) - \ln \left(\frac{(111.69)(22)}{(0.08)(5.0 \times 10^{-6})(1.3)(0.29)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S_m = -2.9756$$

7. Identificar el punto más alto o cima y también el más bajo o mínimo de la curva de la derivada de la presión y verificar la siguiente expresión.

Ecu. (19)
$$\frac{(t_{Dw})_{min}}{(t_{Dw})_x} \geq 10$$

Esta expresión permite identificar si el punto mínimo de la curva de la derivada ha sido o no influenciado por el efecto de almacenamiento

$$\frac{(t_{Dw})_{min}}{(t_{Dw})_x} \geq 10$$

$$\frac{0.8124}{0.0095} \geq 10$$

$$85.515789 \geq 10$$

Como se puede notar 85.515789 es mucho mayor a 10 por lo que se cumple que el punto mínimo de la curva de la derivada **NO** se ve influenciado por el efecto de almacenamiento.

Cuando exista el caso contrario, es decir, no se cumple la relación mayor o igual a 10, es necesario utilizar una correlación para corregir este factor ya

que el valor encontrado es un pseudo-mínimo y se debe calcular los valores de ω y λ con las siguientes ecuaciones.

$$\text{Ecu. (20)} \quad \lambda = \frac{1}{10 C_{Dw}} \frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_x}$$

Esta relación es aplicable siempre y cuando se cumpla que:

$$\text{Ecu. (21)} \quad C_{Dw} \times \lambda > 0.001$$

Luego de encontrar el valor de λ el cual representa el parámetro de flujo interporoso en el reservorio, se debe calcular el nuevo coeficiente de almacenamiento adimensional ω .

8. Identificar el punto mínimo de la curva de la derivada y normalizar el valor respecto a la línea de flujo radial y comportamiento infinito para calcular el valor de ω .

$$\text{Ecu. (22)} \quad \omega = 0.15866 \left[\frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_r} \right] + 0.54653 \left[\frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_r} \right]^2$$

Esta ecuación es válida con un porcentaje de error menor al 1.5% si cumple que,

$$\text{Ecu. (23)} \quad 0 \leq \omega \leq 0.10$$

Entonces reemplazando los valores y calculando el coeficiente de almacenamiento adimensional.

$$\begin{aligned} \omega &= 0.15866 \left[\frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_r} \right] + 0.54653 \left[\frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_r} \right]^2 \\ \omega &= 0.15866 \left[\frac{3.451}{41} \right] + 0.54653 \left[\frac{3.451}{41} \right]^2 \end{aligned}$$

$$\omega = 0.0468834$$

Se verifica el porcentaje de error,

$$0 \leq 0.0468834 \leq 0.10$$

Es verdadero, por lo tanto, se acepta como resultado del coeficiente de almacenamiento adimensional.

9. Basado en el punto mínimo de la curva de la derivada de presión, determinar el valor de λ .

$$\text{Ecu. (24)} \quad \lambda = \frac{42.5 h S_T r w^2}{q B o} \left(\frac{t \times \Delta P'}{t} \right) \text{min}$$

Si la línea de pendiente unitaria se desarrolla durante el último período de transición, entonces la siguiente ecuación puede ser utilizada para verificar el parámetro de flujo interporoso λ calculado.

$$\text{Ecu. (25)} \quad \lambda = \left(\frac{S_T \mu r w^2}{0.0002637 k_2} \right) \frac{1}{t_{US,i}}$$

El parámetro de flujo interporoso se puede interpretar como la respuesta del yacimiento frente a la fractura y se puede identificar en la región de tiempos medios o tiempos tardíos dependiendo de las permeabilidades del sistema.

3.3. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB EN POZOS VERTICALMENTE FRACTURADOS EN SISTEMAS CERRADOS

Un sistema cerrado es aquel que se encuentra limitado por barreras que no permiten el flujo más allá de las fronteras, estas pueden ser debido a estructuras geológicas, movimientos tectónicos o simplemente por capas impermeables que cercan el área de drenaje del pozo.

Uno de los objetivos que se pueden obtener de las pruebas de presión es el cálculo del área de drenaje. Tiab en su artículo dedicado al estudio de yacimientos cerrados explica que el área de drenaje se puede calcular a partir del final del flujo radial de comportamiento infinito porque en ese instante de tiempo el yacimiento deja ese comportamiento infinito y experimenta el efecto de los límites del yacimiento.

A continuación, se presenta el modelo que utilizó Tiab, en colaboración con otros estudios para diseñar el proceso de análisis de pruebas de presión en yacimientos verticalmente fracturados en sistemas cerrados, es decir, en reservorios con límites marcados.

Dentro de su investigación se han encontrado dos casos particulares, el primero de ellos, cuando el flujo en la fractura es uniforme y el segundo, cuando la conductividad de la fractura es infinita o se asume como infinita.

3.3.1. ASUNCIONES DEL MODELO.

DEL RESERVORIO

- Reservorio con porosidad media.
- Isotrópico y homogéneo.
- Horizontal y de espesor constante.
- Permeabilidad constante.
- Penetración completa de la fractura en toda la extensión vertical del reservorio.

DEL FLUIDO:

- Estado Pseudo-estable.
- Flujo uniforme y en una sola fase.
- Fluido ligeramente compresible.

Particularmente, en este caso, se ha mencionado que se tomarán sistemas cerrados; desde el punto de la termodinámica se conoce que no existe transferencia de masa fuera de los límites del sistema, esto indica que no hay una retroalimentación del sistema, sea por un acuífero de fondo o cualquier otra fuente que pueda proporcionar masa.

Además, del análisis de un reservorio fracturado nacen algunas interrogantes que serán resueltas a lo largo de esta sección, tales como identificar el área de drenaje del pozo, factor de forma, longitud media de la fractura, además de los parámetros normales que se puede obtener de una prueba de pozo.

El gráfico en escala log – log del gradiente de la presión y la derivada de la presión en función del tiempo, genera líneas características que se les puede atribuir a diferentes

regímenes de flujo que sirven como herramienta para diagnosticar el perfil de presión en función del tiempo conforme avanza en el yacimiento.

Cuando se trata de reservorios fracturados, Tiab en colaboración de otros autores, han encontrado que puede aparecer un régimen de flujo especial denominado “flujo bilineal” el cual fue mencionado en el literal 2.9.4 del Capítulo II.

Adicionalmente, existen varias formas de los reservorios determinadas por la naturaleza de las estructuras, sin embargo, al ser un procedimiento analítico se debe tomar ciertas asunciones para aplicar las reglas del cálculo y la aritmética. Para el estudio de este caso se toma como referencia yacimientos cuadrados y yacimientos circulares.

Existen dos casos de fracturas que se van a analizar en esta sección, puesto que Tiab ha diseñado su método basado en estos dos esquemas. El primero cuando el flujo en la fractura es uniforme y el segundo cuando se tiene conductividad infinita en la fractura, este generalmente con presencia de flujo biradial.

A continuación, se describe el procedimiento paso a paso para determinar los parámetros del yacimiento como: permeabilidad, constante de almacenamiento, daño, longitud media de la fractura, área de drenaje.

Las ecuaciones nuevas para trabajar en esta sección son las de longitud media de la fractura y el área de drenaje respectivamente descritas a continuación.

$$\text{Ecu. (26)} \quad Xf = \frac{2.032Bq}{h(t \times \Delta P')_{L1}} \left(\frac{\mu}{\phi C_t k} \right)^{0.5}$$

$$\text{Ecu. (27)} \quad A = \frac{(qBo)(t)}{(t \times \Delta P')_{P1} (4.27 \phi c_t)}$$

$$\text{Ecu. (28)} \quad A = \frac{kt_{Rpi}}{301.77 \phi \mu c_t}$$

La Ecu. 27 y Ecu. 28 son para calcular el área de drenaje en función de la recta de pendiente unitaria a tiempos tempranos y en función del punto de intersección entre la recta de flujo radial y el estado pseudo-estable a tiempos tardíos, respectivamente, producto del efecto de los límites del yacimiento. (Tiab, 2005).

3.3.2. CASO 1: CUANDO EXISTE FLUJO DE FRACTURA UNIFORME.

Para explicar el procedimiento paso a paso en este tipo de casos se utilizará los datos de una prueba obtenidos del paper de Ronald Horne publicado en 1990, el cual se ajusta perfectamente al modelo en cuestión, por lo que será de gran utilidad para entender la técnica.

Los datos son los que se presentan a continuación en la Tabla 3.12.

TABLA 3.12.
DATOS DE POZO PARA EL EJEMPLO DE CÁLCULO PARA POZOS FRACTURADOS VERTICALMENTE, CASO 1.

DATOS		
q	2000	STB/D
h	50	Ft
ϕ	0,24	Fracción
Bo	1,5	RB/STB
pi	5200	Psia
ct	0,00001418	psi -1
rw	0,4	Ft
μ	0,3	Cp

Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 3.13.
DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE CÁLCULO PARA POZOS FRACTURADOS VERTICALMENTE, CASO 1.

t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)
0	5200	1	5043,87
0,01	5180,52	1,20226	5032,14
0,01202	5178,64	1,44544	5019,68
0,01445	5176,58	1,7378	5006,49
0,01738	5174,32	2,0893	4992,61
0,02089	5171,85	2,51189	4978,05
0,02512	5169,16	3,01995	4962,88
0,0302	5166,22	3,63078	4947,13
0,03631	5163,03	4,36516	4930,87
0,04365	5159,57	5,24808	4914,15

Continuación Tabla 3.13..

t (hr)	Pwf (psia)	t (hr)	Pwf (psia)
0,05248	5155,84	6,30957	4897,02
0,0631	5151,81	7,58578	4879,54
0,07586	5147,48	9,12011	4861,75
0,0912	5142,84	10,9648	4843,69
0,10965	5137,87	13,1826	4825,4
0,13183	5132,56	15,8489	4806,92
0,15849	5126,88	19,0546	4788,28
0,19055	5120,83	22,9087	4769,49
0,27542	5107,47	33,1131	4731,58
0,39811	5092,23	47,863	4693,33
0,47863	5083,82	57,544	4674,12
0,57544	5074,81	69,1831	4654,85
0,69183	5065,18	83,1764	4635,55
0,83176	5054,88	100	4616,21

Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

PASO A PASO (Tiab, 2005).

1. Plotear en escala Log – Log los gráficos de ΔP vs t y $(t \times \Delta P)$ vs t, e identificar las líneas representativas a los regímenes de flujo mencionados anteriormente:

- Lineal  m = 0.5
- Radial  m = 0 (horizontal)
- Sistema cerrado  m = 0.5; 1
- Flujo Biradial  m = 0.36

Las líneas que se muestran en la figura 3.18 se las puede diferenciar de acuerdo a los colores descritos a continuación:

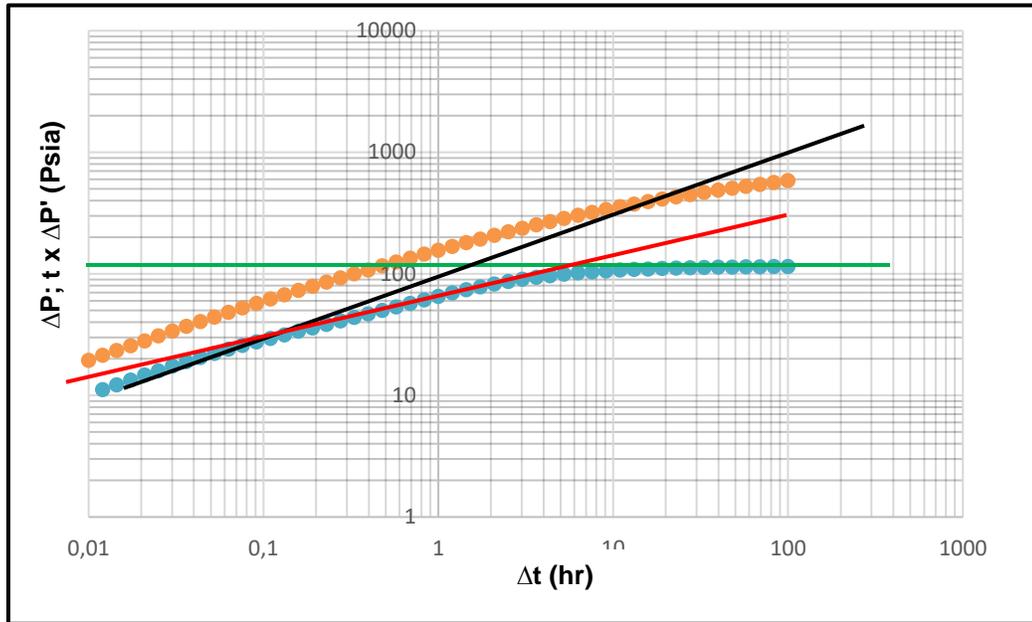
Negro: línea de flujo lineal.

Verde: línea de flujo radial y comportamiento infinito.

Rojo: línea de flujo biradial y conductividad de la fractura.

FIGURA 3.20.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA, LÍNEAS DE REGÍMENES DE FLUJO PRESENTES PARA EJEMPLO DE CASO 1.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

1. Leer el valor de $(t \times \Delta P')_r$ correspondiente a la línea de flujo radial y comportamiento infinito. Figura 3.20.

$$(t \times \Delta P')_r = 105.5 \text{ [psi]}$$

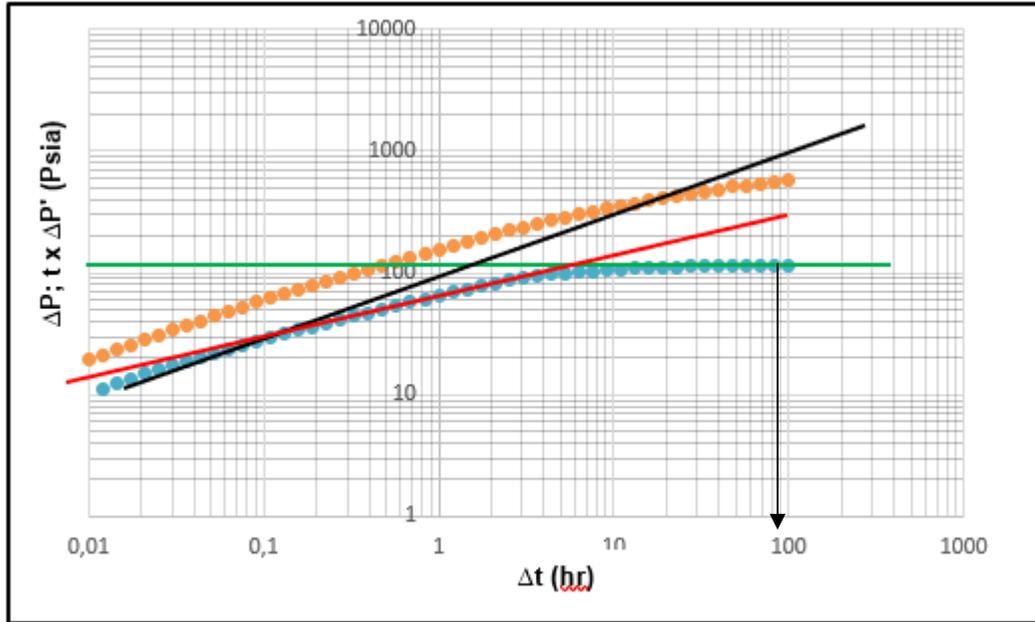
2. Calcular la permeabilidad reemplazando el valor encontrado en la Ecu.4.

$$k = \frac{(70.6)(2000)(0.3)(1.5)}{(50)(105.5)}$$

$$k = 12.0455 \text{ [md]}$$

FIGURA 3.21.

COORDENADAS DE UN PUNTO CONVENIENTE DE LA RECTA DE FLUJO RADIAL Y COMPORTAMIENTO INFINITO.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

3. Obtener el valor de $(t \times \Delta P')$ L1 de la recta de flujo lineal al tiempo de 1 hora. Figura 3.20.

$$(t \times \Delta P')_{L1} = 97 \text{ [psi]}$$

4. Calcular la longitud de media de la fractura X_f reemplazando el valor encontrado de la recta de flujo lineal en la Ecu. 26.

$$X_f = \frac{(2.032)(1.5)(2000)}{(50)(97)} \left(\frac{0.3}{(0.24)(0.00001418)(12.0455)} \right)^{0.5}$$

$$X_f = 107.5246 \text{ [ft]}$$

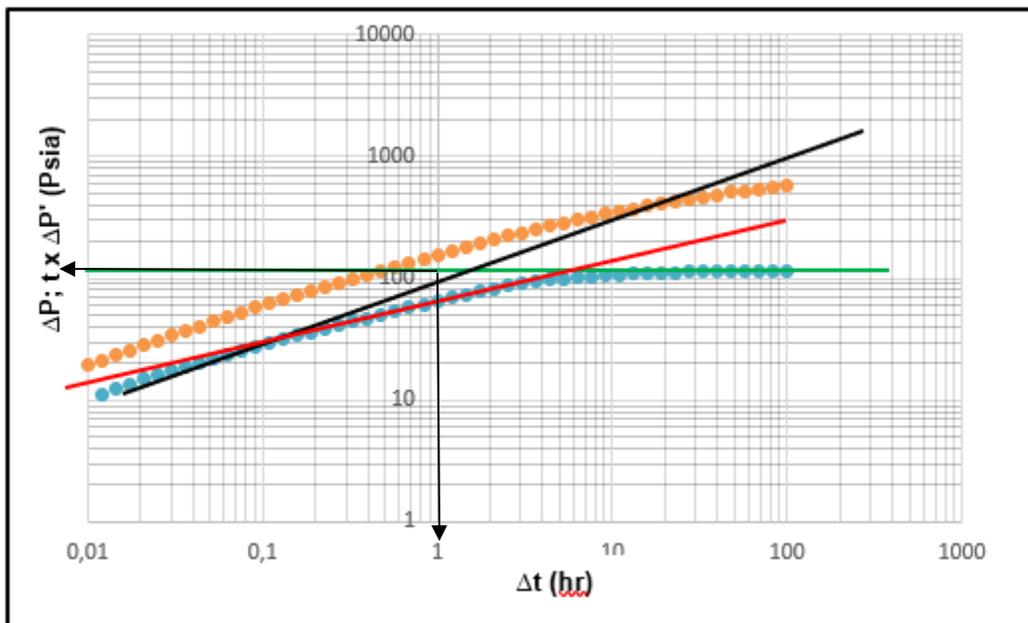
Nota: Si la sección de flujo lineal es muy corta o no se puede identificar claramente debido al ruido en los datos o distorsiones cercanas al hueco, se debe hallar la longitud media de la fractura mediante las siguientes ecuaciones:

Ecu. (29)
$$Xf = 4.064 \frac{qBo}{h(\Delta P)_{L1}} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{0.5}$$

O utilizando la siguiente ecuación que relaciona el valor de la derivada de la presión y el gradiente de presión a $t = 1$ hora

FIGURA 3.22.

COORDENADAS DEL PUNTO SOBRE LA LÍNEA DE FLUJO LINEAL AL TIEMPO $t=1$ (hr).



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

Ecu. (30)
$$(t \times \Delta P')_{L1} = 0.5 (\Delta P)_{L1}$$

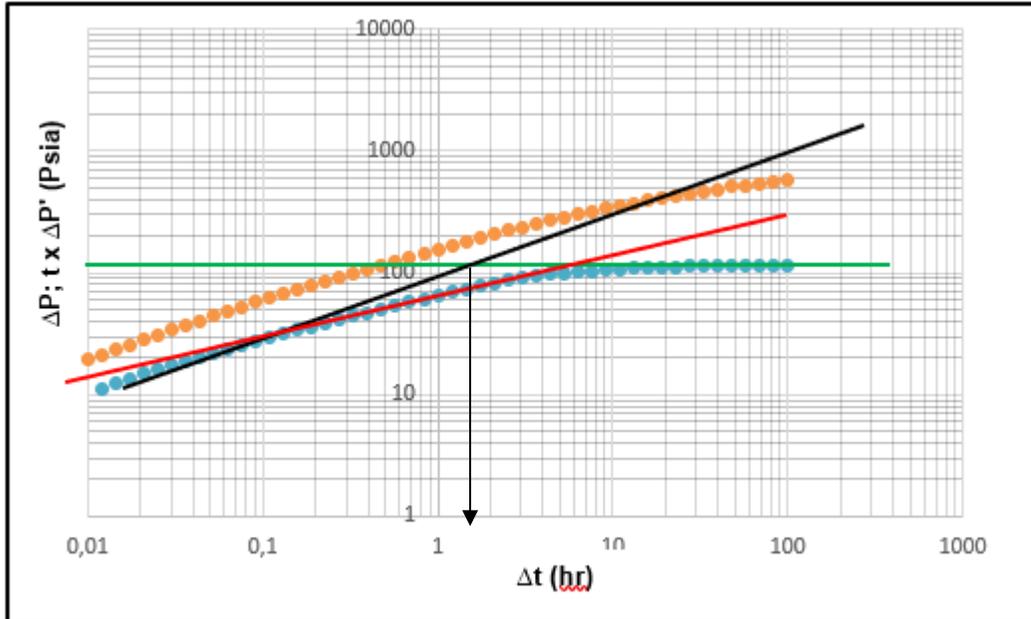
Generalmente las condiciones anómalas cercanas al hueco afectan en mayor magnitud a la derivada de la presión antes que al gradiente de presión.

- Determinar el tiempo de intersección entre los regímenes de flujo lineal y flujo radial en el gráfico de la derivada de la presión como se indica en le Figura 3.21.

$$t_{LRi} = 1.2 [hr]$$

FIGURA 3.23.

COORDENADAS DEL PUNTO DE INTERSECCIÓN DEL FLUJO RADIAL Y FLUJO LINEAL PARA EJEMPLO DEL CASO 1.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

6. Calcular la relación de penetración de la fractura con la siguiente ecuación:

$$\text{Ecu. (31)} \quad \frac{Xf^2}{k} = \frac{t_{LRi}}{1207 \phi \mu c_t}$$

Reemplazando los valores en la Ecu. 31 se obtiene:

$$\frac{Xf^2}{k} = \frac{1.2}{(1207)(0.24)(0.00001418)(0.3)}$$

$$\frac{Xf^2}{k} = 973.7899 \left[\frac{ft^2}{md} \right]$$

Luego, calcular la misma relación reemplazando los valores de Xf y k encontrados en los pasos anteriores.

$$\frac{Xf^2}{k} = \frac{107.5246^2}{12.0455}$$

$$\frac{Xf^2}{k} = 969.8223 \left[\frac{ft^2}{md} \right]$$

Si los dos valores son aproximadamente iguales, entonces se puede concluir que la longitud media de la fractura Xf y la permeabilidad k está correctos.

$$973.7899 \left[\frac{ft^2}{md} \right] \approx 969.8223 \left[\frac{ft^2}{md} \right]$$

Por lo tanto, se aceptan los valores de Xf y k como correctos.

Caso contrario, se debe buscar otro punto conveniente de los regímenes de flujo lineal y biradial y volver a calcular los valores desde el paso 2 hasta que los dos valores de la relación de penetración de la fractura de los dos métodos sean aproximadamente coincidentes.

Nota: Generalmente los valores de la derivada durante el flujo lineal suelen verse afectados por problemas mecánicos, almacenamiento y daño.

7. Leer el valor de $(t \times \Delta P')_{p1}$ correspondiente a la línea de estado pseudo-estable a tiempos tardíos (extrapolar si es necesario) para luego calcular el área de drenaje utilizando la Ecu. 27.

Despejando para el área de drenaje A se tiene la Ecu.27 en la que se puede ingresar el valor obtenido del flujo pseudo-estable a tiempos tardíos.

$$A = \frac{(2000)(1.50)(400)}{(650)(4.27)(0.24)(0.00001418)}$$

$$A = 291.6518 \text{ [acres]}$$

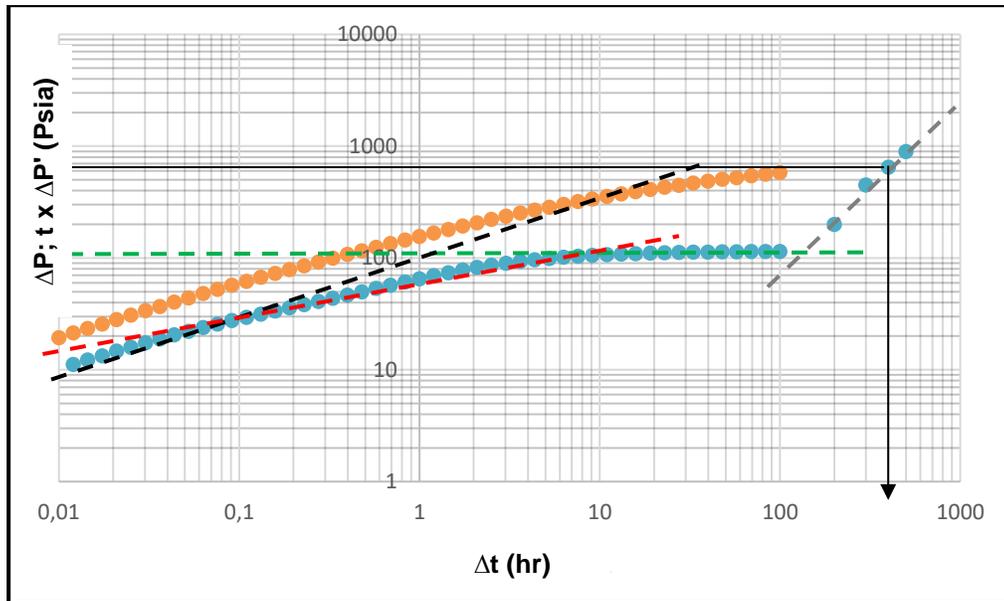
Nota: Es necesario mencionar que la línea de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos fue extrapolada por motivos didácticos puesto que en realidad no existía los datos suficientes. Se realizó la extrapolación haciendo cumplir el valor de la pendiente unitaria correspondiente al efecto de los límites. Figura 3.22.

$$(t \times \Delta P')_{p1} = 650 \text{ [psi]}$$

$$t_{p1} = 400 \text{ [hr]}$$

FIGURA 3.24.

LÍNEA EXTRAPOLADA DE FLUJO PSEUDO-ESTABLE A TIEMPOS TARDÍOS



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

8. Obtener el tiempo de intersección entre la línea de flujo pseudo-estable y la línea de flujo radial y comportamiento infinito, Figura 3.23, una vez encontrado este punto se debe calcular el área de drenaje con la Ecu. 28 y corroborar que los valores sean aproximadamente similares entre el paso 8 y paso 9.

Los dos valores encontrados son significativamente diferentes debido a la extrapolación de los datos para obtener la línea de flujo pseudo-estable, por lo que se debería ajustar esa curva con valores para obtener congruencia en los cálculos.

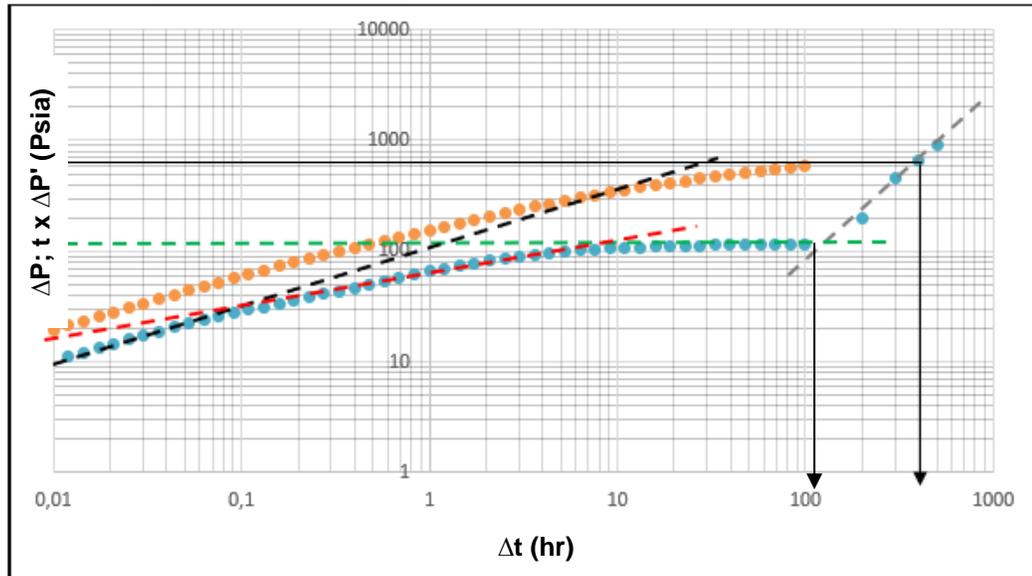
$$A = \frac{kt_{Rpi}}{301.77 \phi \mu c_t}$$

$$A = \frac{(12.0455)(145)}{(301.77)(0.24)(0.3)(0.00001418)}$$

$$A = 230.1428 \text{ [acres]}$$

FIGURA 3.25.

COORDENADAS DEL PUNTO DE INTERSECCIÓN ENTRE LA LÍNEA DE FLUJO RADIAL Y LÍNEA DE PENDIENTE UNITARIA A TIEMPOS TARDÍOS (EXTRAPOLADA).



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

9. Seleccionar un punto conveniente denominado t_r durante la línea de flujo radial y comportamiento infinito y leer el valor de $(\Delta P)_r$ correspondiente para ingresar ese dato en la siguiente ecuación y calcular el factor Skin con la Ecu. 6. Figura 3.24.

$$(t \times \Delta P')_R = 105.5 \text{ [psi]}$$

$$(\Delta P)_R = 507 \text{ [psi]}$$

$$t_R = 48 \text{ [hr]}$$

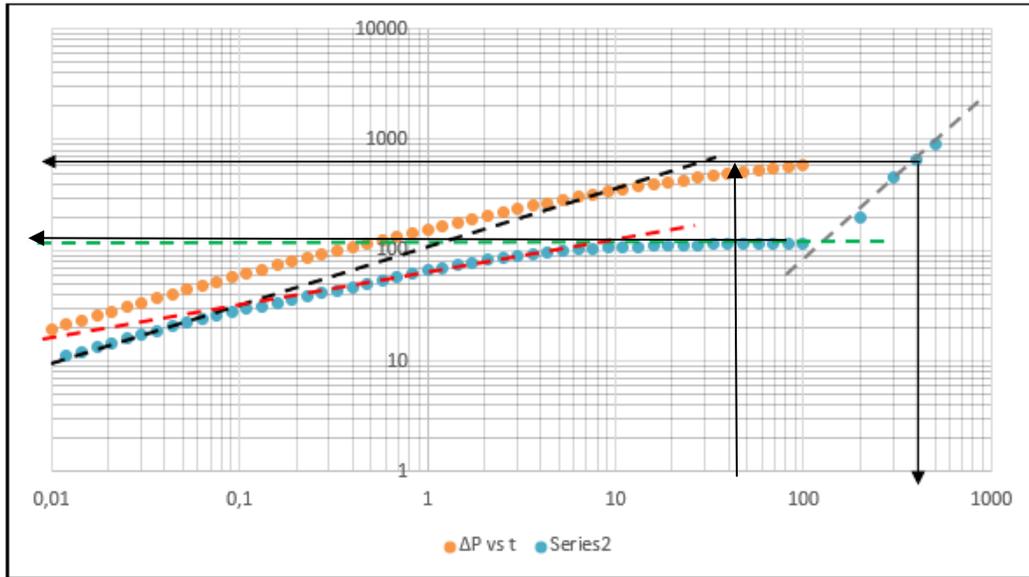
Reemplazando los valores en la Ecu.6 se obtiene:

$$S = 0.5 \left[\frac{507}{105.5} - \ln \left(\frac{(12.0455)(48)}{(0.24)(0.3)(0.00001418)(0.4)^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$S = -4.8758$$

FIGURA 3.26.

COORDENADAS DE UN PUNTO CONVENIENTE DE LA RECTA DE FLUJO RADIAL.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

3.3.3. CASO 2: CUANDO EXISTE CONDUCTIVIDAD INFINITA EN LA FRACTURA.

Si las líneas características de los regímenes de flujo que se presentan durante una prueba son observadas claramente, el procedimiento de análisis de este caso es exactamente el mismo que el del caso anterior (Caso 1).

Sin embargo, en ocasiones es común no contar con la línea de flujo lineal o en su defecto, esta porción de las curvas es muy pequeña por lo que un análisis “convencional” podría generar resultados erróneos.

Para esos casos Tiab, identificó que en este tipo de yacimientos es común observar el flujo biradial, el cual permite definir particularidades adicionales a los regímenes estudiados normalmente ya que presenta flujo a través de la fractura y flujo lineal desde la formación al mismo tiempo. (Tiab, 1993).

Cuando se tenga estas condiciones, Tiab recomienda seguir el siguiente procedimiento:

PASO A PASO (Tiab, 2005).

1. Plotear en escala Log – Log los gráficos de (ΔP) vs t y $(t \times \Delta P')$ vs t , e identificar las líneas de los regímenes de flujo.
 - Flujo biradial → $m = 0.36$
 - Flujo radial y comportamiento infinito → $m = 0$
 - Flujo pseudo-estable → $m = 1$
2. Leer el valor de $(t \times \Delta P')$ r correspondiente a la línea de flujo radial y comportamiento infinito.
3. Calcular la permeabilidad reemplazando el valor encontrado en la Ecu. 4.
4. Leer el valor de $(t \times \Delta P')$ p1 correspondiente a la línea de estado Pseudo-estable (extrapolar si es necesario) para luego calcular el área de drenaje utilizando la Ecu. 27.
5. Obtener el tiempo de intersección entre la línea de flujo pseudo-estable y la línea de flujo radial y comportamiento infinito, una vez encontrado este punto se debe calcular el área de drenaje con la Ecu. 28 y corroborar que los valores sean aproximadamente similares entre el paso 4 y paso 5.
6. Leer el valor de $(t \times \Delta P')_{BR1}$ al tiempo de 1 hora desde la curva de flujo biradial, extrapolar la curva si es necesario.
7. A partir de aquí es el cambio con relación al caso 1, puesto que se debe calcular el término de C_{BR} con la Ecu.3 para después calcular la longitud media de la fractura X_f con la Ecu. 33.

$$\text{Ecu. (32)} \quad C_{BR} = 7.268 \frac{q\mu B_o}{kh} \left(\frac{k}{\phi\mu c_t A} \right)^{0.36}$$

$$\text{Ecu. (33)} \quad X_f = 0.694 X_e \left(\frac{C_{BR}}{(t \times \Delta P')_{BR1}} \right)^{1.388}$$

CAPITULO IV

CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO.

En este capítulo se detalla los procedimientos que diseñó Tiab basado en sus estudios de la derivada de la presión para el cálculo de la presión promedio del reservorio. Se conoce como presión promedio a la presión que el yacimiento alcanzaría si todos los pozos cercanos se cierran por un tiempo infinito, tomando en cuenta que no existe una conexión a una fuente de energía externa. (Escobar, 2003).

Como preámbulo se ha mencionado todos los casos frecuentes que se puede hallar para el cálculo de parámetros del Yacimiento en función de las líneas y puntos característicos de los diferentes regímenes de flujo que definen el comportamiento del perfil de presión durante una prueba. Es importante tomar en cuenta todo lo estudiado en capítulos anteriores para tener el conocimiento sólido para identificar los regímenes de flujo de una prueba.

Para el cálculo de la presión promedio del yacimiento, es fundamental la presencia del flujo pseudo-estable o el flujo estable en pozos conectados a acuíferos de fondo. La importancia del flujo pseudo-estable a tiempos tardíos es debido a que luego de la sección MTR el yacimiento experimenta el efecto de los límites del área drenaje llegando en algún punto a estabilizar la presión puesto que el estímulo ha llegado a todas las regiones posibles.

Tener una buena estimación de la presión promedio permite tomar decisiones importantes al momento de planear estrategias de producción, además de proporcionar el dato de la energía que tiene el yacimiento para proveer de hidrocarburos.

La TSDT es una herramienta confiable que ha logrado buenos resultados en la estimación de parámetros y cálculo de la presión en yacimientos cerrados, fracturados, verticales y horizontales en comparación con los métodos convencionales utilizando curvas tipo que son técnicas de prueba y error. (Chacon, 2004).

4.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES.

El Dr Djebbar Tiab, en colaboración con algunos de sus colegas desarrollaron la Técnica para el cálculo analítico de la presión promedio, basándose únicamente en el gráfico de la presión y la derivada de la presión en función del tiempo para interpretar los regímenes de flujo a lo largo de la prueba.

Para ello, se definieron algunos casos de estudio que son los más comunes de encontrar en la industria y sencillos de entender.

- Pozos verticales en reservorios homogéneos y cerrados.
- Pozos verticales naturalmente fracturados.

Cada uno de estos casos ha sido estudiado con detalle para establecer los pasos y ecuaciones que rigen el procedimiento del cálculo.

Cabe recalcar que para poder utilizar la Técnica de Tiab, obligatoriamente debe observarse el estado pseudo-estable, es decir una línea recta de pendiente unitaria a tiempos tardíos puesto que este régimen proporciona la información necesaria del comportamiento de la presión cuando alcanza los límites del yacimiento.

4.1.1. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB EN EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN POZOS VERTICALES EN YACIMIENTOS CERRADOS

Normalmente el método más utilizado para el cálculo de la presión es el Método de Horner, una técnica basada en el principio de superposición en el tiempo aplicado a un pozo que produce a un caudal constante alcanzando el estado pseudo-estable y luego se cierra para realizar la prueba de Build Up. (Chacón, 2004).

4.1.1.1. PRESIÓN PROMEDIO EN RESERVORIOS CIRCULARES CERRADOS:

Este caso representa a todos los pozos que son perforados en el centro de un reservorio circular. La ecuación que permite calcular la presión promedio en un reservorio circular cerrado es la Ecu. (34) presentada a continuación.

$$\text{Ecu. (34)} \quad \bar{P} = P_i - \frac{141.2 q \mu \beta}{k h} \left[\left(\frac{(t^* \Delta P_w')_{pss}}{(\Delta P_w)_{pss} - (t^* \Delta P_w')_{pss}} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right]$$

Los valores que se ingresan en la Ecu. 34 son obtenidos de la recta de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos.

4.1.1.2. PRESIÓN PROMEDIO EN RESERVORIOS RECTANGULARES CERRADOS:

Para el cálculo de la presión promedio en pozos que se encuentran en reservorios rectangulares cerrados se requiere introducir el concepto de factor de forma desarrollado por Dietz para varias áreas de drenaje en pozos sencillos.

Normalmente ya existen tablas o correlaciones que especifican los valores del factor de forma para cada área de drenaje, sin embargo, al ser este un método analítico, también se ha desarrollado un proceso a partir de la curva de la derivada y las líneas que rigen el flujo para el cálculo de dicho factor de la siguiente manera:

$$\text{Ecu. (35)} \quad C_A = \frac{2.2458 A}{r_w^2} \left\{ e^{\left[\frac{\pi 0.001055 k t_{pss}}{\phi \mu C_t A} \left(\frac{(\Delta P_w)_{pss}}{(t^* \Delta P_w')_{pss}} - 1 \right) \right]} \right\}^{-1}$$

Esta ecuación permite el cálculo del factor de forma siempre y cuando se conozca el valor del Área de drenaje de alguna otra fuente, o se tiene los datos suficientes para aplicar las Ecu. 27 y Ecu. 28 descritas en el Capítulo III Cabe

destacar que la Ecu. 28 sirve únicamente para el caso de yacimientos circulares y rectangulares. (Escobar, 2003).

Finalmente, para el cálculo de la presión promedio en reservorios rectangulares y cerrados se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Ecu. (36)} \quad \bar{P} = P_i - 70.6 \frac{q \mu \beta}{k h} \left[\left(\frac{(t \times \Delta P_w') p_{ss}}{(\Delta P_w) p_{ss} - (t \times \Delta P_w') p_{ss}} \right) \ln \left(\frac{2.2458 A}{C_A r_w^2} \right) \right]$$

Los valores de la presión y derivada de la presión son tomados de un punto de conveniencia correspondiente a la línea de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos.

La presión inicial generalmente es un dato, no obstante, en casos en los que esté ausente se puede asumir P^* extrapolando a $t=1$ (hr) (del análisis de Horner) como P_i o el último valor de la prueba en el peor de los casos. (Escobar, 2003)

EJEMPLO:

Una prueba de incremento de presión proporcionó la siguiente información de un pozo localizado en el centro de un reservorio rectangular. Las propiedades de la roca y fluidos son las que se presentan a continuación en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2.

TABLA 4.1.

DATOS PARA EL EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN RESERVORIOS CERRADOS APLICANDO TSdT.

DATOS		
q=	250	STB
μ=	1,34	cp
Bo=	1,44	rb/STB
r _w =	0,25	ft
φ=	0,194	
ct=	0,0000194	1/psi
h=	50	ft
P _i =	3400	psi
A=	93	acres

Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 4.2.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO EN RESERVORIOS CERRADOS APLICANDO TSDT.

t (hr)	Pws (psi)	ΔP (psi)	(t*ΔP')/Δt
0	2840	0	-
0,00989	2872,354	32,354	-
0,01458	2909,071	69,071	114,14368
0,02103	2954,428	114,428	147,884916
0,02814	3001,944	161,944	188,059105
0,04192	3050,54	210,54	147,833405
0,05035	3078,618	238,618	167,701934
0,05983	3102,376	262,376	149,941049
0,08447	3128,294	288,294	88,8511956
0,11545	3147,73	307,73	72,4301549
0,16125	3166,09	326,09	64,6408297
0,24814	3182,29	342,29	46,2638739
0,36183	3195,24	355,24	41,2146935
0,45863	3202,8	362,8	35,818624
0,63368	3213,6	373,6	39,0959383
0,82962	3223,32	383,32	41,1549781
1,12182	3229,81	389,81	24,9165359
1,50068	3239,53	399,53	38,5013187
2,00748	3243,84	403,84	17,0722944
2,62819	3252,88	412,88	38,2768726
3,40394	3266,52	426,52	59,8514233
4,17739	3276,24	436,24	52,497551
4,9103	3285,96	445,96	65,1213873
5,77179	3295,68	455,68	65,1218224

Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

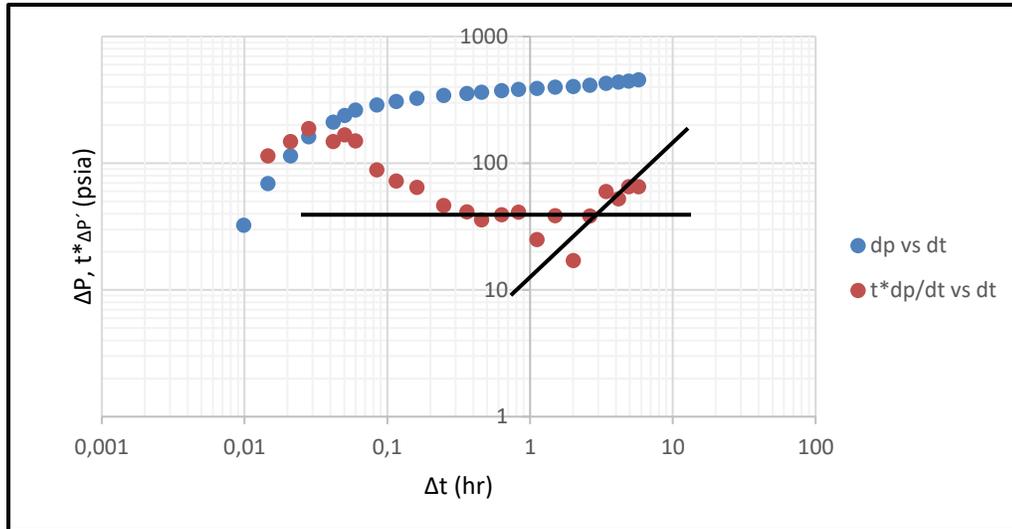
Determinar el valor de la presión promedio utilizando la Técnica de Síntesis Directa de Tiab.

PASO A PASO (Escobar, 2003)

1. Plotear en escala Log – Log los valores de ΔP vs t y $(t \times \Delta P')$ vs t , e identificar las líneas de los diferentes regímenes de flujo. Figura 4.1.

FIGURA 4.1.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA, LÍNEAS DE FLUJO RADIAL Y FLUJO PSEUDO-ESTABLE PARA EJEMPLO DE CÁLCULO DE PRESIÓN PROMEDIO.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

2. Calcular la permeabilidad promedio utilizando la Ecu.4 y los valores del flujo radial encontrados en la Figura 4.2.

$$(t \times \Delta P')r = 30.05 [psi]$$

Reemplazando en la Ecu.4 se obtiene.

$$k = \frac{(70.6)(250)(1.34)(1.44)}{(50)(30.05)}$$

$$k = 22.66 [md]$$

3. Seleccionar un punto conveniente de la línea de estado pseudo-estable y leer los valores de ΔP y $(t \times \Delta P')$ respectivamente. Figura 4.3.

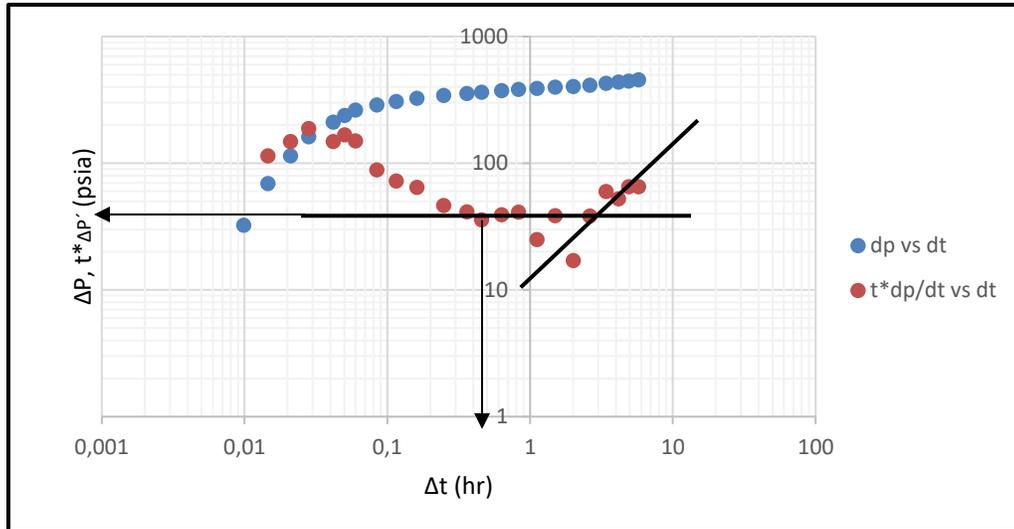
$$(t \times \Delta Pw')_{pss} = 37 [psi]$$

$$(\Delta Pw)_{pss} = 400 [psi]$$

$$tpss = 2.65 [hr]$$

FIGURA 4.2.

COORDENADAS DE UN PUNTO CONVENIENTE DE LA RECTA DE FLUJO RADIAL.

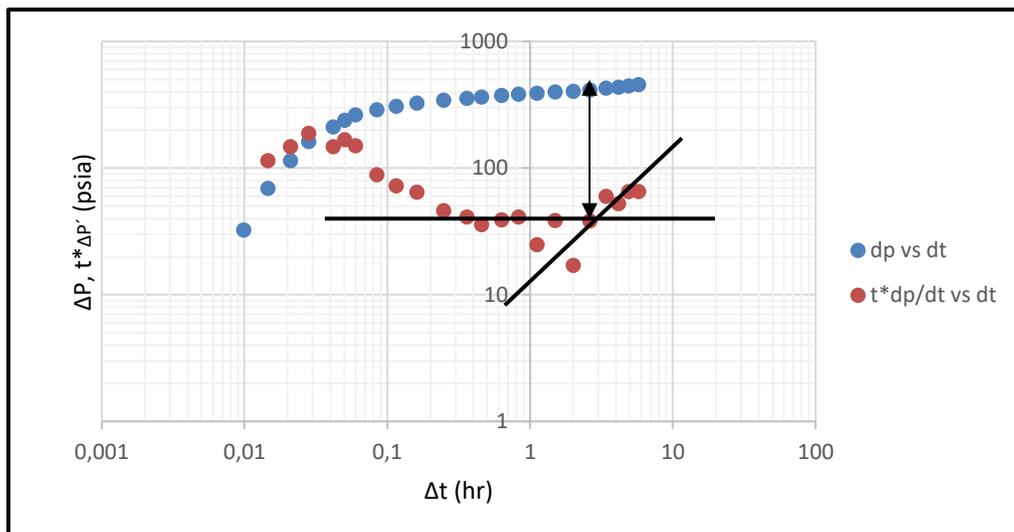


Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 4.3.

COORDENADAS DEL PUNTO DE FLUJO PSEUDO-ESTABLE A TIEMPOS TARDÍOS.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

4. Calcular el Factor de forma con la Ecu.35 utilizando los datos y los valores obtenidos del perfil de presión en los pasos 2, 3 y 4 descritos anteriormente.

$$C_A = \frac{(2.2458)(93)}{(0.25)^2} \left\{ e \left[\frac{(\pi)(0.001055)(22.66)(2.65)}{(0.194)(1.34)(0.0000194)(93)(43560)} \left(\frac{(400)}{(37)} - 1 \right) \right] \right\}^{-1}$$

$$C_A = 30.8828$$

De acuerdo con los valores ya establecidos por Dietz, este caso corresponde a un pozo que se encuentra en un yacimiento cerrado de forma rectangular.

5. Calcular la Presión Promedio del reservorio sustituyendo todos los datos y valores encontrados en la Ecu. 36.

$$\bar{P} = P_i - 70.6 \frac{q \mu \beta}{k h} \left[\left(\frac{(t \times \Delta P') p_{SS}}{(\Delta P) p_{SS} - (t \times \Delta P') p_{SS}} \right) \ln \left(\frac{(2.2458 A)}{C_A r_w^2} \right) \right]$$

$$\bar{P} = 3400 - 70.6 \frac{(250)(1.34)(1.44)}{(22.66)(50)} \left[\left(\frac{(37)}{(400) - (37)} \right) \ln \left(\frac{(2.2458)(93)}{(30.8828)(0.25)^2} \right) \right]$$

$$\bar{P} = 3352.8465 \text{ [psia]}$$

NOTA: En caso de no tener el dato de la presión inicial del reservorio se puede estimar o reemplazar por una P^* calculada con el Método de Horner haciendo la extrapolación para $t = 1$ (hora).

4.2. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB PARA EL CÁLCULO DE PRESIÓN PROMEDIO EN RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Otro caso común que se encuentra en el análisis de pruebas de presión es el de yacimientos naturalmente fracturados. Como se mencionó en el capítulo anterior se puede aplicar la TSDT para el cálculo de parámetros del Yacimiento.

En esta sección se abordará el uso de la TSDT para el cálculo de la presión promedio, para ello es importante tomar en cuenta los conocimientos adquiridos en los Capítulos II y III descritos anteriormente para obtener la permeabilidad e interpretar los regímenes de flujo de la prueba.

A continuación, se especifica las asunciones del modelo de Tiab que se utilizó para este caso.

ASUNCIONES DEL MÉTODO:

- Yacimiento naturalmente fracturado
- Isotrópico y homogéneo
- Flujo interporoso $\lambda=1$
- Coeficiente de almacenaje $\omega=0$
- Horizontal y de espesor constante.
- Permeabilidad constante.
- Penetración completa de la fractura en toda la extensión vertical del reservorio.
- Estado Pseudo-estable.
- Flujo uniforme y en una sola fase.
- Fluido ligeramente compresible.

Las posibles complicaciones que se puede encontrar en este caso radican en el cálculo del área de drenaje, sin embargo, se puede utilizar la Ecu. 27 o determinarla con algún otro método de análisis.

La ecuación que permite calcular la presión promedio para este caso es la Ecu. 37 descrita a continuación.

$$\text{Ecu. (37)} \quad \bar{P} = P_{ws} + \frac{141.2 q \mu \beta}{k h} \left(\frac{(t \times \Delta P')_{pss}}{\Delta P_{pss} - (t \times \Delta P')_{pss}} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + \frac{2\pi r_w^2 (1-\omega)^2}{\lambda A} \right)$$

En las Tablas 4.3 y 4.4 se presentan los datos que se utilizarán para describir el procedimiento paso a paso para el cálculo de la presión promedio utilizando la Técnica de Síntesis Directa de Tiab.

TABLA 4.3.

DATOS DE POZO PARA EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS APLICANDO TSDT.

DATOS		
q=	193	STB
μ=	0,971	cp
Bo=	1,07	rb/STB
rw=	0,3	ft
φ=	0,06	
ct=	0,0000357	1/psi
h=	242	ft
Pi =	4000	Psi
Pwf=	14.24	psi

Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 4.4.

DATOS DE LA PRUEBA PARA EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS APLICANDO TSdT.

t (hr)	ΔP (psi)	(t*ΔP') /Δt	t (hr)	ΔP (psi)	(t*ΔP') /Δt
0,4492	6,71	-	22,7875	40,06	2,81499785
0,9083	12,73	11,9101851	24,7581	40,53	5,90495636
1,3783	16,39	10,7331447	26,8219	40,93	5,19854637
1,8592	21,15	18,4025619	28,9831	41,48	7,37585832
2,3508	25,15	19,1277461	30,1025	41,76	7,52965875
2,8542	28,63	19,7310608	32,4164	42,24	6,72452224
3,3683	29,92	8,45187123	34,8386	42,57	4,74640327
3,895	30,51	4,36310993	36,0914	43,02	12,9638649
4,4333	30,97	3,78844139	38,6848	43,42	5,96665381
4,9842	31,56	5,33795244	40,02745	43,67	7,45306856
5,5475	32,16	5,90892952	42,8053	43,97	4,62285221
6,1242	33,15	10,5131923	45,7108	44,32	5,50637756
6,7142	33,98	9,4454	48,7608	44,69	5,91524459
6,3175	34,67	10,9883413	50,3442	44,88	6,04104964
7,935	35,18	2,50191654	51,9608	45,17	9,32118768
8,5667	35,56	5,15331012	55,3108	45,49	5,2834197
9,2133	35,95	5,55704763	57,0442	45,69	6,58176993
9,8742	36,22	4,03394462	58,8108	45,84	4,99355825
10,5508	36,53	4,834094	60,6275	46,03	6,34074145
11,2425	36,83	4,87603007	62,4775	46,25	7,42975676
11,9508	37	2,86832698	64,3775	46,41	5,42126316
12,675	37,29	5,07560066	70,3275	46,95	6,38266387
13,4158	37,46	3,07867981	76,7275	47,59	7,67275
14,1742	37,81	6,5413634	81,2445	47,99	7,19455391
14,95	38,01	3,8540861	85,9605	48,47	8,74916031
15,7433	38,29	5,5566923	90,8945	48,76	5,34240069
16,555	38,62	6,73050388	96,0605	49,3	10,0411672
17,3858	38,77	3,13898652	104,2605	50,09	10,0446091
18,2358	39,08	6,65070353	106,1275	50,99	51,1594804
19,105	39,18	2,19799816	125,7445	51,84	5,44847964
19,9942	39,52	7,64510571	136,0445	52,74	11,8873835
20,9042	39,69	3,90518022	147,0945	53,43	9,18508643

Fuente: (Tiab, 2005).

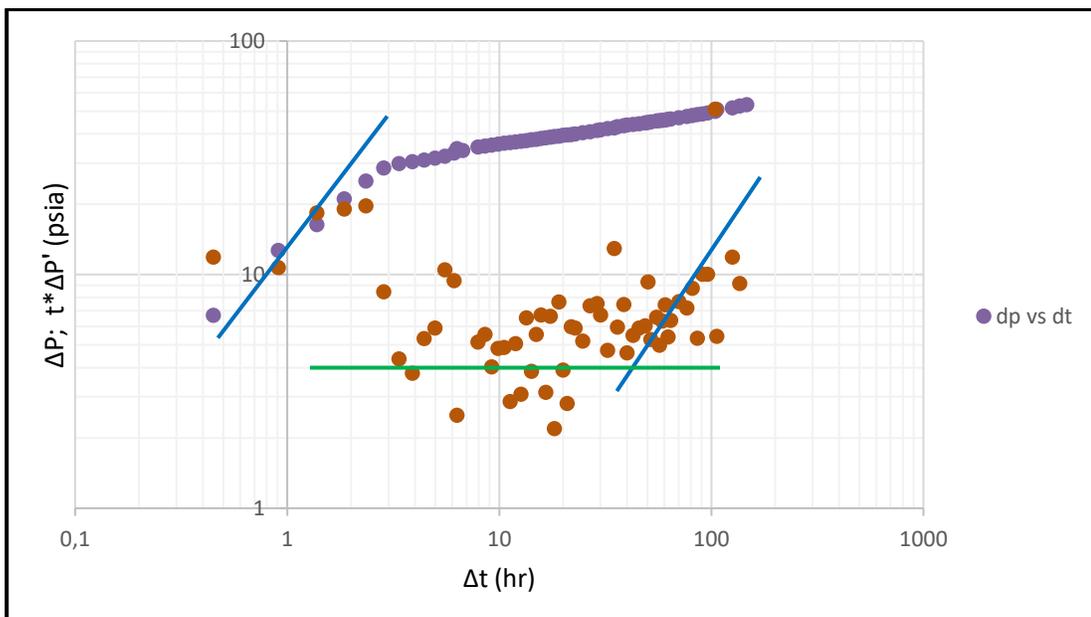
Elaborado por: Irvin Coral.

PASO A PASO (Escobar, 2003)

1. Plotear en escala Log – Log los valores de ΔP vs t y $(t \times \Delta P')$ vs t , e identificar las líneas de los diferentes regímenes de flujo.

FIGURA 4.4.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA, LÍNEAS DE FLUJO RADIAL Y FLUJO PSEUDO-ESTABLE EN EJEMPLO DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

2. Calcular la permeabilidad con la Ecu. 4, tomando en cuenta que los valores de $(t \times \Delta P')$ r son tomados de la Figura 4.5, en la línea de flujo radial.

$$(t \times \Delta P')_r = 3.35 \text{ [psi]}$$

$$k = \frac{(70.6)(193)(0.971)(1.07)}{(242)(3.35)}$$

$$k = 17.4624 \text{ [md]}$$

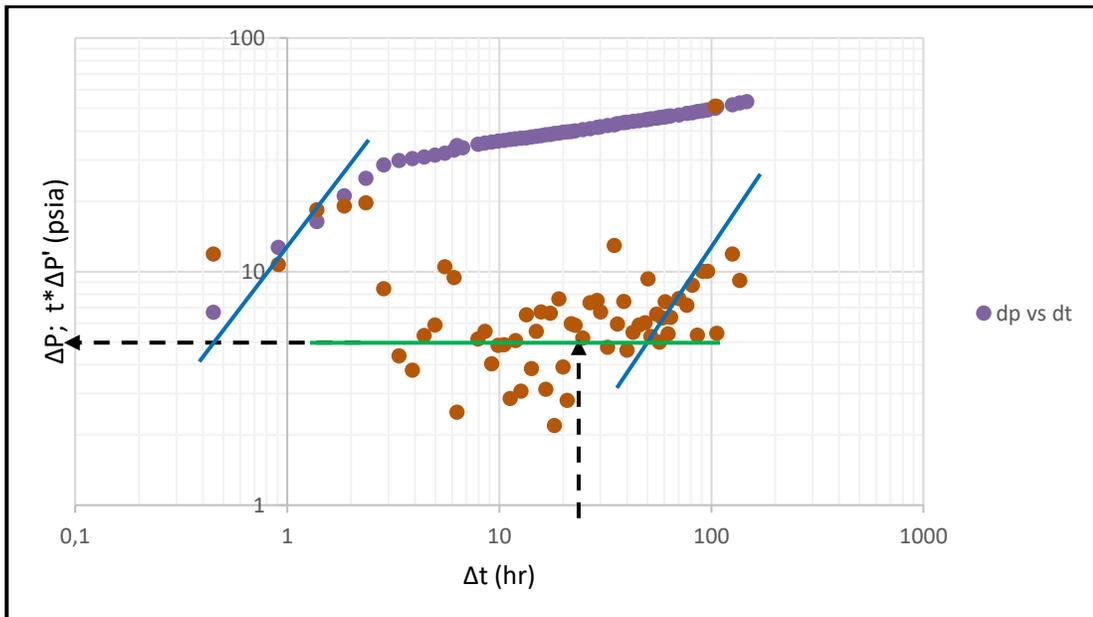
3. Calcular el coeficiente de almacenamiento adimensional para pozos fracturados ω reemplazando el valor de $(t \times \Delta P')_{min}$ en la Ecu.22. (Tiab & Engler, 1996).

$$(t \times \Delta P')_{min} = 2.25 \text{ [psi]}$$

$$t_{min} = 18.50 \text{ [hr]}$$

FIGURA 4.5.

COORDENADAS DEL PUNTO DE FLUJO RADIAL EN EJEMPLO DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

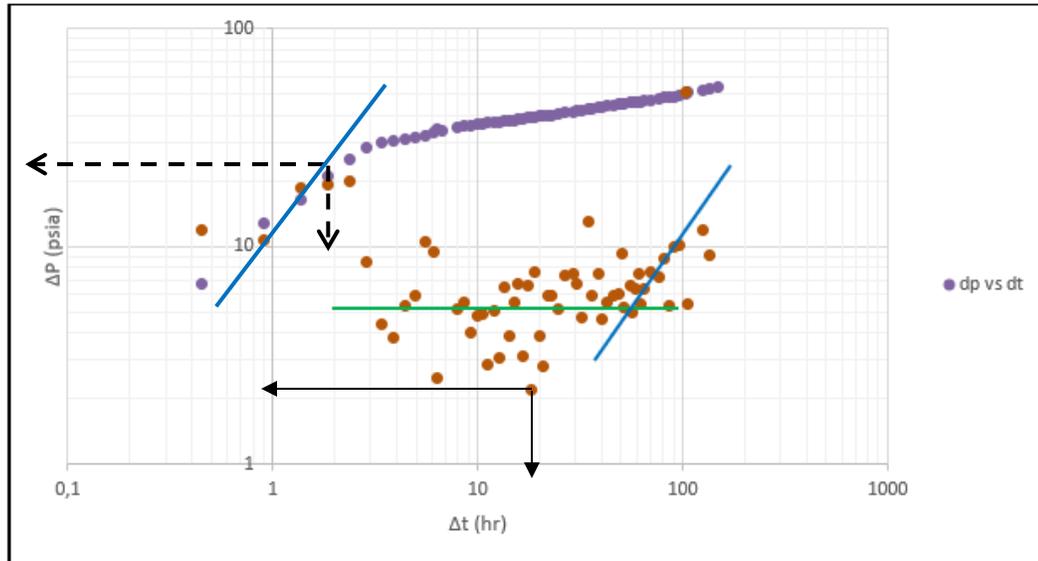
$$\omega = 0.15866 \left[\frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_r} \right] + 0.54653 \left[\frac{(t \times \Delta P')_{min}}{(t \times \Delta P')_r} \right]^2$$

$$\omega = 0.15866 \left[\frac{2.25}{5.35} \right] + 0.54653 \left[\frac{2.25}{5.35} \right]^2$$

$$\omega = 0.3634$$

FIGURA 4.6.

COORDENADAS DEL PUNTO MÍNIMO DE LA CURVA DE LA DERIVADA DE PRESIÓN DE PRESIÓN.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

4. Calcular el parámetro de flujo interporoso utilizando la Ecu. 38 en función del t min.

$$\text{Ecu. (38)} \quad \lambda = \frac{3792 (\phi C_t)_t \mu r_w^2}{k t \text{ min}} \left[\omega \ln \left(\frac{1}{\omega} \right) \right]$$

$$\lambda = \frac{(3792) (0.06)(0.0000357) (0.971)(0.3)}{(10.326)(18.50)} \left[(0.3644) \ln \left(\frac{1}{0.3644} \right) \right]$$

$$\lambda = 2.367 \times 10^{-7}$$

5. Calcular el área de drenaje, este valor es importante puesto que es necesario para ingresar en la ecuación que nos permite el cálculo de la presión promedio del reservorio. Para ello, se requiere obligatoriamente la presencia del flujo pseudo estable, es decir la línea de pendiente unitaria a tiempos tardíos.

El área de drenaje encontramos con la Ecu.28, en función de t_{rpi} que representa el punto en el tiempo en el que se intersecan las curvas de flujo radial y flujo pseudo-estable a tiempos tardíos. Figura 4.7.

$$T_{rpi} = 73.85 \text{ [hr]}$$

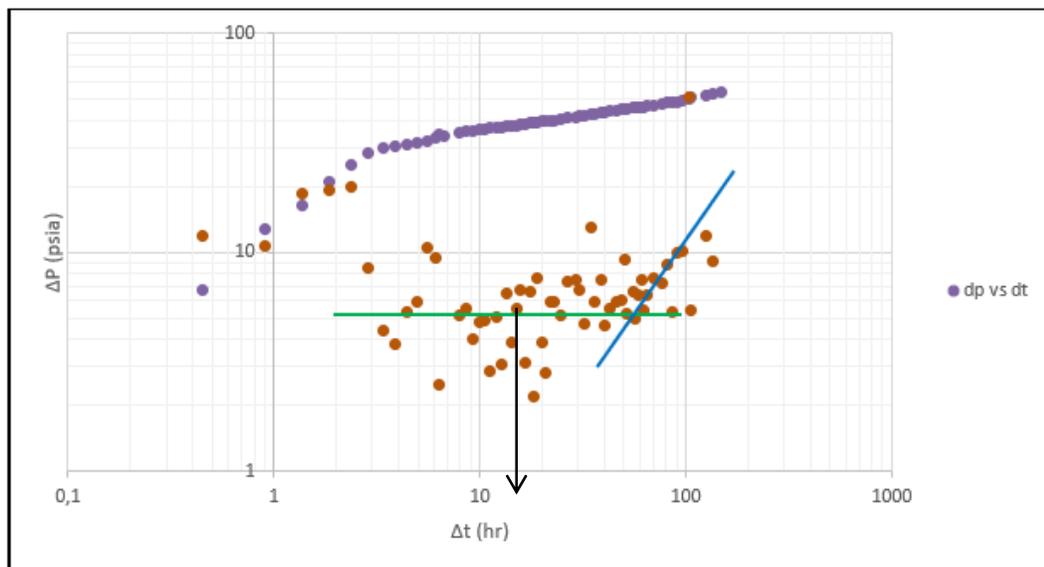
Reemplazando en la Ecu. 28 el valor encontrado en la Figura 4.7 se obtiene.

$$A = \frac{(10.326)(73.85)}{(301.77)(0.06)(0.971)(0.000357)}$$

$$A = 121\,497.6453 \text{ [acres]}$$

FIGURA 4.7.

COORDENADAS DEL PUNTO DE INTERSECCIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO RADIAL Y LA LÍNEA DE FLUJO PSEUDO-ESTABLE A TIEMPOS TARDÍOS.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

6. Calcular la presión promedio del reservorio, tomando un punto conveniente de la línea de pendiente unitaria correspondiente al estado de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos y asumiendo que es un pozo circular se puede reemplazar los datos en la siguiente ecuación. Figura 4.8.

$$(t \times \Delta P')_{pss} = 9.09 \text{ [psi]}$$

$$(\Delta P)_{pss} = 50.15 \text{ [psi]}$$

$$t_{pss} = 87.45 \text{ [hr]}$$

Reemplazando los valores en la Ecu. 37 se obtiene.

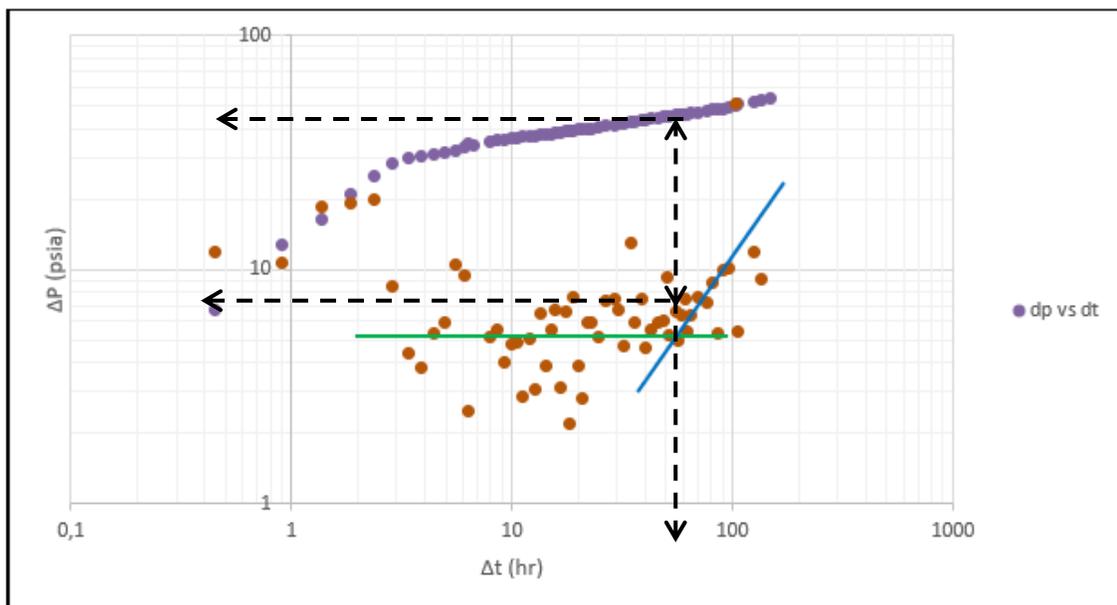
$$\bar{P} = 14.29 + 50.15 + \frac{(141.2)(193)(0.971)(1.07)}{(10.326)(242)} \dots$$

$$\dots \left(\frac{9.09}{50.15 - 9.09} \right) \left(\ln \left(\frac{1914.2}{0.3} \right) - \frac{3}{4} + \frac{2\pi (0.3^2)(1 - 0.3634)^2}{(2.367 \times 10^{-7})(121\,497.6453)} \right)$$

$$\bar{P} = 104.523 \text{ [psi]}$$

FIGURA 4.8.

COORDENADAS DE UN PUNTO CONVENIENTE DEL FLUJO PSEUDO-ESTABLE.



Fuente: (Tiab, 2005).

Elaborado por: Irvin Coral.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE TIAB PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN A UN CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE

Este capítulo está dedicado a la aplicación de toda la investigación realizada acerca de la TSDT para el analizar los datos de un campo de la Cuenca Oriente ecuatoriana con el fin de comparar los resultados que se obtengan con los resultados obtenidos de análisis convencionales realizados en el software SAPHIR.

Los datos proporcionados por la empresa que opera el campo han sido revisados minuciosamente para identificar los pozos que puedan proveer la información más acertada dentro de los conceptos descritos en capítulos anteriores.

Se conoce que los valores medidos en una prueba de presión son extremadamente numerosos, por lo que se ha recurrido al uso de softwares que permiten un mejor tratamiento de los datos, además de integrar modelos completos para suavizar las curvas de presión y derivada.

El software que se utilizó para obtener las gráficas suavizadas y aplicadas al modelo de simulación incluido las propiedades PVT, profundidades, tipo de crudo, etc, fue el software SAPHIR del paquete KAPPA, logrando obtener curvas más precisas que faciliten el análisis y cálculo de parámetros.

Además, se utilizó el programa Excel para hacer el análisis de interpretación mediante el uso de la TSDT, para ello se necesitó identificar las huellas de cada pozo, es decir, los puntos y líneas característicos necesarios para aplicar la técnica de Tiab.

Finalmente, se obtuvieron los datos de permeabilidad, daño, constante de almacenamiento, presión promedio del yacimiento. Parámetros que se compararán con los resultados obtenidos de la aplicación de otros modelos de interpretación (Horner, Curva tipo, Superposición, etc.)

A continuación, se describirán los procedimientos ocupados para el tratamiento de los datos para la interpretación de pruebas de incremento de presión en el campo de la Cuenca Oriente ecuatoriana.

5.1. TRATAMIENTO DE DATOS

El campo Shushufindi está dividido en zonas, cada una de ellas consta de numerosos pozos en los que se han realizado pruebas de presión a lo largo de su vida. Los datos proporcionados por la empresa detallan pruebas realizadas en los últimos veinte años, sin embargo, para trabajar con información lo más actualizada posible se ha decidido seleccionar los pozos que cumplan con las siguientes condiciones.

- I. Pruebas realizadas máximo con 10 años de antigüedad.
- II. Pruebas de Incremento de Presión (Build Up)
- III. Presencia de Flujo Pseudo-estable a tiempos tardíos.

Estas condiciones, han sido planteadas por el autor para asegurar que sea posible la aplicación de la TSDT para el cálculo de la presión promedio, sobre todo, puesto que los demás parámetros pueden ser obtenidos sin necesidad de ser observado el flujo pseudo-estable a tiempos tardíos.

A continuación, se denotan los pozos de los cuales se va a interpretar las pruebas y la fecha en las que ha sido realizada la prueba.

TABLA 5.1.
POZOS QUE SE TOMARÁN EN CUENTA PARA LA APLICACIÓN DE LA TSDT.

SHUSHUFINDI NORTE			SHUSHUFINDI CENTRAL			SHUSHUFINDI SUR		
No.	NOMBRE	FECHA	No.	NOMBRE	FECHA	No.	NOMBRE	FECHA
1	SHS-043	22/12/2014	1	SHS-011	6/2/2017	1	SHS-023	2/6/2017
2	SHS-051	14/6/2013	2	SHS-019	22/9/2014	2	SHS-079	25/12/2013
3	SHS-056	10/2/2017	3	SHS-074	6/4/2012	3	SHS-095	25/12/2013
4	SHS-057	4/2/2018	4	SHS-080	15/5/2012	4	SHS-097	12/6/2015
5	SHS-063	15/2/2012	5	SHS-105	12/7/2012	5	SHS-126	19/2/2017
6	SHS-077	9/5/2015	6	SHS-295	8/4/2015	6	SHS-179	17/6/2014
8	SHS-099	16/6/2012	8	SHS-140	14/1/2016	8	SHS-122	18/12/2015
9	SHS-208	9/6/2014	9	SHS-118	13/11/2008	9	SHS-104	16/12/2009
10	SHSH-238	12/10/2014	10	SHS-119	31/1/2017	10	SHS-217	25/2/2017
11	SHS-098	3/11/2012	11	SHS-133	26/1/2011	11	SHS-225	9/8/2015

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

5.1.1. DATOS PVT

Los datos PVT son fundamentales para ingresar en el software SAPHIR para obtener las curvas de presión y derivada ajustadas al modelo de reservorio que se desea simular. Dentro del bloque de información que se tiene, viene dada la distribución de 4 análisis PVT resumidos en las Tabla 2.1, Tabla 2.2, Tabla 2.3, Tabla 2.4 en el CAPÍTULO II, ha sido repartidos mediante estudios de laboratorio entre cada uno de los pozos en cuestión de la siguiente manera.

TABLA 5.2.

DISTRIBUCIÓN DE ANÁLISIS PVT PARA CADA POZO ESTUDIADO.

SHUSHUFINDI NORTE			SHUSHUFINDI CENTRAL			SHUSHUFINDI SUR		
No.	NOMBRE	PVT	No.	NOMBRE	PVT	No.	NOMBRE	PVT
1	SHS-043	SHS-68	1	SHS-011	SHS-A30	1	SHS-023	SHS-A2
2	SHS-051	SHS-03	2	SHS-019	SHS-A30	2	SHS-079	SHS-A2
3	SHS-056	SHS-03	3	SHS-074	SHS-68	3	SHS-095	SHS-68
4	SHS-057	SHS-03	4	SHS-080	SHS-A2	4	SHS-097	SHS-A2
5	SHS-063	SHS-68	5	SHS-105	SHS-A30	5	SHS-126	SHS-68
6	SHS-077	SHS-68	6	SHS-295	SHS-A2	6	SHS-179	SHS-68
8	SHS-099	SHS-03	8	SHS-140	SHS-68	8	SHS-122	SHS-A2
9	SHS-208	SHS-03	9	SHS-118	SHS-A2	9	SHS-104	SHS-68
10	SHSH-238	SHS-68	10	SHS-119	SHS-A30	10	SHS-217	SHS-A2
11	SHS-098	SHS-68	11	SHS-133	SHS-A2	11	SHS-225	SHS-A30

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

5.1.2. DATOS PETROFÍSICOS

Los datos petrofísicos para cada uno de los pozos ya fueron especificados en el Capítulo II, en las Tabla. 2.6, Tabla 2.7 y Tabla 2.8, respectivamente. Estos datos serán utilizados en el análisis de las pruebas para el cálculo de parámetros y presión promedio del yacimiento.

5.1.3. DATOS DE POZO

Los datos de pozo son aquellos que se obtienen del diseño o la mecánica de cada uno de los pozos perforados. Entre los que se requiere para el análisis de pruebas son el radio de pozo, espesor. Estos valores son presentados a continuación en la Tabla 5.3, Tabla 5.4 y Tabla 5.5.

TABLA 5.3.

DATOS DE POZOS DE LA REGIÓN NORTE DEL CAMPO

SHUSHUFINDI NORTE				
No.	NOMBRE	ARENA	ESPESOR (ft)	RADIO DE POZO (ft)
1	SHS-043	TI	84	0,39041667
2	SHS-051	TI	76	0,41145833
3	SHS-056	T	136	0,41145833
4	SHS-057	T	127	0,41145833
5	SHS-063	T	63	0,41145833
6	SHS-077	TI	77	0,41145833
8	SHS-099	TI	73	0,41145833
9	SHS-208	TI	75	0,51041667
10	SHSH-238	TI	77	0,35416667
11	SHS-098	TI	73	0,35416667

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 5.4.

DATOS DE POZOS DE LA REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.

SHUSHUFINDI CENTRAL				
No.	NOMBRE	ARENA	ESPESOR (ft)	RADIO DE POZO (ft)
1	SHS-011	TI	92	0,354
2	SHS-019	T	144	0,354
3	SHS-074	TI	81	0,411
4	SHS-080	TI	17	0,411

Continuación...

SHUSHUFINDI CENTRAL				
5	SHS-105	TI	104	0,411
6	SHS-295	T	236	0,354
8	SHS-140	TI	83	0,354
9	SHS-118	TI	112	0,354
10	SHS-119	TI	90	0,354
11	SHS-133	TI	87	0,354

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 5.5.

DATOS DE POZOS DE LA REGIÓN SUR DEL CAMPO.

SHUSHUFINDI SUR				
No.	NOMBRE	ARENA	ESPESOR (ft)	RADIO DE POZO (ft)
1	SHS-023	TI	83	0,354
2	SHS-079	T	157	0,411
3	SHS-095	TS	83	0,411
4	SHS-097	TI	90	0,354
5	SHS-126	TS	83	0,344
6	SHS-179	T	156	0,354
8	SHS-122	T	176	0,354
9	SHS-104	TI	96	0,354
10	SHS-217	TS	169	0,354
11	SHS-225	T	188	0,29

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

5.1.4. DATOS DE LA PRUEBA

Tomando en cuenta que todas las pruebas que se van a analizar son pruebas de incremento de presión, es decir, el pozo se encontraba produciendo a un caudal constante antes de cerrarse y medir los datos de presión.

Entonces los datos de la prueba serán tomados después de cerrar el pozo y el caudal que se toma como referencia es aquel al que estaba produciendo el pozo (aproximadamente constante) antes de ser cerrado y tipo de sensor instalado. Tabla 5.5, Tabla 5.6, Tabla 5.7.

TABLA 5.6.

DATOS DE LA PRUEBA DE POZOS DE LA REGIÓN NORTE DEL CAMPO.

SHUSHUFINDI NORTE				
No.	NOMBRE	PROFUNDIDAD DEL SENSOR	TIPO DE SENSOR	CAUDAL (BBL/DIA)
1	SHS-043	8893	W 40291	216
2	SHS-051	9213	MHT S/N 300	432
3	SHS-056	8866,7	BES	2511
4	SHS-057	8908	Zi 1068	672
5	SHS-063	8902	BES	624
6	SHS-077	8794	W 40045	672
8	SHS-099	8185	ZI-40046	792
9	SHS-208	9521	MHT S/N 344	600
10	SHSH-238	9231	W-40204	480
11	SHS-098	9523	WTSR 2879	1128

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 5.7.

DATOS DE LA PRUEBA DE POZOS DE LA REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.

SHUSHUFINDI CENTRAL				
No.	NOMBRE	PROFUNDIDAD DEL SENSOR	TIPO DE SENSOR	CAUDAL (BBL/DIA)
1	SHS-011	8786,85	BES	1764
2	SHS-019	9519	W-9528	336
3	SHS-074	8884	Z-98	1392
4	SHS-080	8931	Z-98	1488
5	SHS-105	9244	ZI - 9527	240
6	SHS-295	9170,17	TQPR 963	720

Continuación...

SHUSHUFINDI CENTRAL				
8	SHS-140	8887,52	SR-5745	816
9	SHS-118	9058,15	Zi 9578	1176
10	SHS-119	9064,87	S9056	1058
11	SHS-133	9182,28	SL40699	960

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 5.8.

DATOS DE LA PRUEBA DE POZOS DE LA REGIÓN SUR DEL CAMPO.

SHUSHUFINDI SUR				
No.	NOMBRE	PROFUNDIDAD DEL SENSOR (ft)	TIPO DE SENSOR	CAUDAL (BBL/DIA)
1	SHS-023	8068,84	BES	2944
2	SHS-079	9132	MHT S/N 433	912
3	SHS-095	9252,27	BES	548
4	SHS-097	9262	W1184	1176
5	SHS-126	8679,5	BES	251
6	SHS-179	9235,07	BES	825
8	SHS-122	9167,14	W40352	624
9	SHS-104	9178,54	W 1184	600
10	SHS-217	8378,35	BES	1400
11	SHS-225	9118,6	W40102	504

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

5.2. FLUJO DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN APLICANDO LA TSdT.

Una vez clasificado los datos del sistema roca-fluido, condiciones mecánicas del pozo y los datos de la prueba, se procede al análisis y cálculo de parámetros y presión promedio del yacimiento. Para ello se ha diseñado un diagrama de flujo general que permita ordenar los procesos en sus diferentes fases, revisar FIGURA. 39.

I. Primera Fase:

- Definir el modelo en el software SAPHIR ingresando todos los datos detallados anteriormente para cada pozo.
- Una vez definido el modelo se procede a cargar los datos obtenidos por el medidor de presión y ubicar las unidades respectivas, estos datos por lo general están en un archivo. LAS o .XSL que son compatibles con el programa.

II. Segunda Fase:

- Corregir los datos a la profundidad del sensor y generar la curva de la derivada.
- Luego de generada la curva suavizada y ajustada al modelo de reservorio se procede a exportar esa imagen a Excel, puesto que SAPHIR no tiene en su paquete el análisis mediante TSDT.
- Con la gráfica de la derivada en Excel se procede a iniciar el análisis con TSDT de acuerdo con lo descrito en capítulos anteriores de este documento.

III. Tercera Fase:

- Identificar los regímenes de flujo presentes en la curva de la derivada para dibujar las líneas características de cada flujo.
- De los diferentes regímenes de flujo se procede a extraer las coordenadas de los puntos característicos (FOOTPRINTS) para ingresar en las ecuaciones para calcular los parámetros de flujo y la presión promedio.

IV. Cuarta fase:

- Analizar los resultados de TSDT con los resultados obtenidos de otros métodos en el software SAPHIR.

5.2.1. ANÁLISIS POZO A POZO

El estudio de 33 pozos seleccionados de la información compartida por la empresa ecuatoriana puede resultar cansado y tedioso, puesto que cada prueba tiene sus particularidades que requieren el tratamiento adecuado para la interpretación.

Sin embargo, al ser una tarea repetitiva, con la finalidad de acortar el tiempo de análisis se ha diseñado la siguiente metodología para la tercera fase general del flujo de trabajo, es decir, desde el momento que se tiene la gráfica de la derivada del software SAPHIR.

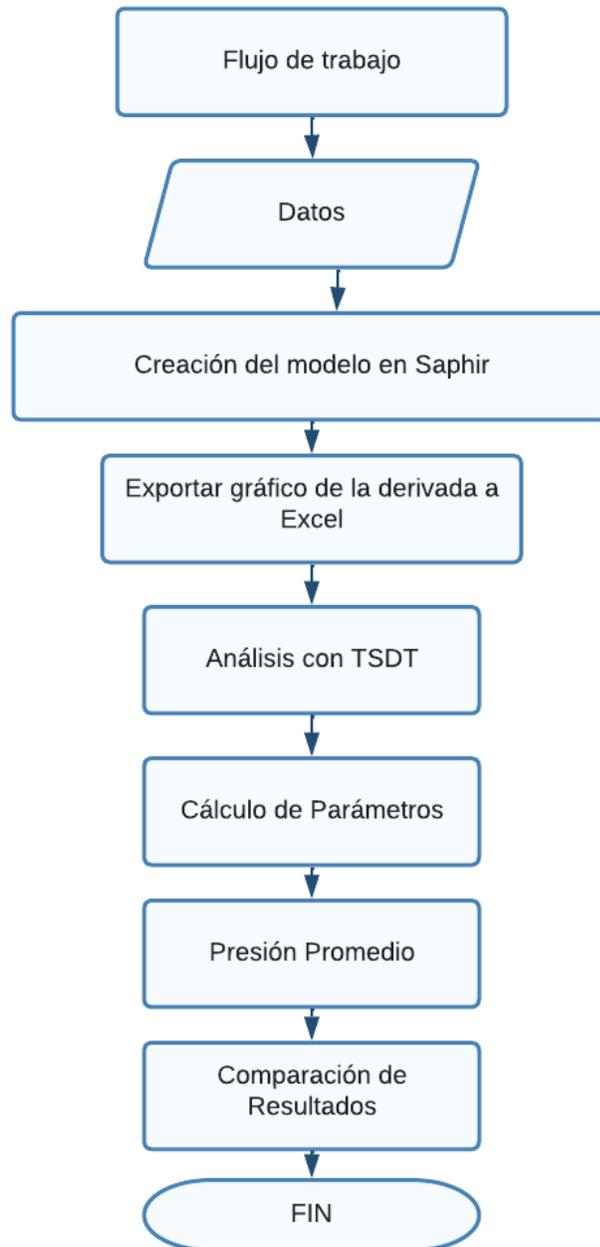
1. Identificar los regímenes de Flujo de cada una de las gráficas de la derivada, principalmente los siguientes.
 - Flujo Pseudo-estable a tiempos tempranos, característico del efecto de almacenamiento puro.
 - Flujo Radial y comportamiento infinito, fundamental para el cálculo de la permeabilidad y Skin.
 - Flujo Pseudo-estable a tiempos tardíos, indispensable para el cálculo de la presión promedio del yacimiento.
 - Flujo Lineal y Bilineal, observado en yacimientos que presentan fracturas.

2. Trazar las líneas representativas de cada uno de los regímenes de flujo descritos en el literal 1 y la Figura 5.1
 - Flujo Pseudo-estable a tiempos tempranos, una línea recta de pendiente unitaria en los primeros tiempos de la prueba.
 - Flujo Radial y comportamiento infinito, una línea horizontal de pendiente cero generalmente observada en la región de tiempos medios de la prueba.
 - Flujo Pseudo-estable a tiempos tardíos, una línea recta de pendiente unitaria, generalmente observada cuando termina el flujo radial y comportamiento infinito.
 - Flujo Lineal, una línea recta de pendiente igual a $1/2$ observada generalmente a tiempos tempranos en yacimientos fracturados verticalmente.
 - Flujo Bilineal, una línea recta de pendiente igual a $1/4$ observada en la región de tiempos medios en yacimientos fracturados verticalmente.

3. Identificar las coordenadas de los puntos característicos de cada régimen de flujo para ingresar en las ecuaciones de la TSDT.
 - **tpss1**: coordenada en el tiempo de un punto conveniente que pertenece a la línea de pendiente unitaria de almacenamiento puro.
 - **tx**: coordenada en el tiempo del punto máximo o cima de la curva de la derivada.
 - **tr**: coordenada en el tiempo de un punto conveniente que pertenece a la línea de flujo radial y comportamiento infinito.

FIGURA 5.1.

DIAGRAMA DE PROCESOS GENERAL PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSITORIA, APLICANDO TSDT A LOS DATOS DEL CAMPO DE LA CUENCA ORIENTE.



Fuente: (Escobar, 2003)
Elaborado por: Irvin Coral.

- **tmin:** coordenada en el tiempo del punto mínimo valle de la curva de la derivada.
- **tpss2:** coordenada en el tiempo de un punto conveniente que pertenece a la línea de pendiente unitaria a tiempos tardíos o flujo pseudo-estable.
- **trpi1:** coordenada en el tiempo del punto de intersección entre la línea de flujo radial y la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos o de almacenamiento puro.
- **trpi2:** coordenada en el tiempo del punto de intersección entre la línea de flujo radial y la línea de pendiente unitaria a tiempos tardíos o flujo pseudo-estable.
- **(ΔP)pss1:** coordenada en la curva de presión del punto tpss1.
- **(ΔP)r:** coordenada en la curva de presión del punto tr.
- **(ΔP)x:** coordenada en la curva de presión del punto tx.
- **(ΔP)pss2:** coordenada en la curva de presión del punto tpss2.
- **(tx $\Delta P'$)pss1:** coordenada en la curva de la derivada del punto tpss1.
- **(tx $\Delta P'$)r:** coordenada en la curva de la derivada del punto tr y trpi, puesto que están sobre la misma línea.
- **(tx $\Delta P'$)x:** coordenada en la curva de la derivada del punto tx.
- **(tx $\Delta P'$)min:** coordenada en la curva de la derivada del punto tmin.
- **(tx $\Delta P'$)pss2:** coordenada en la curva de la derivada del punto tpss2.

4. Calcular los parámetros del yacimiento con las ecuaciones descritas en los capítulos anteriores

- Constante de almacenamiento
- Permeabilidad
- Daño o Skin
- Coeficiente de almacenamiento adimensional (de ser necesario)
- Parámetro de flujo interporoso (de ser necesario)
- Factor de Forma y Área de Drenaje
- Radio de drenaje (de ser necesario)
- Presión Promedio

5. Comparar resultados de presión con los valores obtenidos de otros métodos de análisis, estudiados mediante las herramientas del software SAPHIR.

TABLA 5.9.

FOOTPRINTS PARA EL ANÁLISIS DE TSDT DE LOS POZOS ESTUDIADOS

NOMBRE	tpss1	tpss2	tr	trpi1	trpi2	t min	tx
SHS-043	0,008	0,51	0,2	0,0002	0,33	0,18	0,072
SHS-051	0,0067	1	0,027	0,0016	0,027	0,014	0,012
SHS-056	0,018	0,71	0,17	0,00022	1,78	3	0,029
SHS-057		10,21	0,115		1,87	0,114	0,0057
SHS-063	0,0125	10	0,76	0,008	5,96	0,43	0,0185
SHS-077		10	0,435		7,11	2	0,0081
SHS-099		4,2	0,32		20	7,52	0,014
SHS-208	0,0061	8	0,127	0,00165	30	6,1	0,0082
SHSH-238		0,498	0,077		0,268	0,077	0,0082
SHS-098	0,0061	10	0,175	0,003	7	1,21	0,049
SHS-011		5,08	2,51		3,89	1,64	0,08
SHS-019		5,87	2		5,87	9,33	0,005
SHS-074	0,012	0,69	0,21	0,0004	0,391	1,88	0,0172
SHS-080		8,98	0,785		5,11	16,57	0,0087
SHS-105	0,027	10	5	0,039	6,75	0,0078	30
SHS-295	0,005	6,11	0,0177	0,0009	4,14	0,07	0,0076
SHS-140	0,0041	0,2	0,032	0,00037	0,63	0,795	0,0062
SHS-118	0,005	1,36	0,21	0,0018	0,81	0,44	0,013
SHS-119	0,0037	4,17	1,33	0,005	2,61	0,00127	0,014
SHS-133	0,0055	0,245	9,92	0,00061	0,132	10,02	0,0055
SHS-023		2,41	0,805		1,73	0,112	0,0071
SHS-079	0,0049	6,1	0,7	0,00032	7,3	0,035	0,00105
SHS-095	0,11	20,07	10,16	0,0505	10,52	2,01	1
SHS-097		16,5	0,49		0,52	0,26	0,0081
SHS-122	0,012	0,205	0,03	0,00016	8,05	0,118	0,012
SHS-104		18,5	7,01		13,35	19,9	0,0125
SHS-217	0,0499	12,5	0,603	0,006	5,4	1,04	0,285
SHS-225		1,185	0,1		12,12	0,81	0,007

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral

Continuación de la Tabla 5.9...

NOMBRE	(ΔP)pss1	(ΔP)pss2	(ΔP)r	(t x $\Delta P'$)pss1	(t x $\Delta P'$)pss2	(t x $\Delta P'$)r	(t x $\Delta P'$)rpi	(t x $\Delta P'$)min	(t x $\Delta P'$)x
SHS-051	1175	403	998	652	21	149	149	31	999
SHS-056	296	630	628	1,63	400	4,89	4,89	0,0042	515
SHS-057		702	504		168	20,5	20,5	20,3	597
SHS-063	48,5	272	265	135	24,3	12,4	12,4	10	214
SHS-077		898	802		19,3	14,6	14,6	3,98	399
SHS-099		1223	1220		6,11	12,42	12,42	3,05	1780
SHS-208	79,6	290	296	181,7	7	39,8	39,8	6,7	220
SHSH-238		198	190		9,1	4,3	4,3	2,7	13,2
SHS-098	7,1	169	128	9,8	6,1	4,84	4,84	1,25	110
SHS-011		498	488		18,37	12,35	12,35	4	223
SHS-019		805	670		17,8	13,21	4,27	7,1	1034
SHS-074	185	458	464	300	19,87	10,93	10	0,52	356
SHS-080		195	203		3,18	1,72	1,72	0,42	41,7
SHS-105	61,3	698	1145	45,5	80	55,3	55,3	17,3	1467
SHS-295	72,5	187	178	72	16,5	9,04	9,05	0,46	101
SHS-140	223	500	697	335	10,1	34,2	34,2	4	488
SHS-118	19,92	404	402	50	26	18,3	18,3	18,63	201
SHS-119	18,5	707	760	27,6	42	26,5	28,5	1,45	309
SHS-133	44	150	91	68	17,3	3,88	7,2	3,88	68
SHS-023		398	425		3,15	2,27	2,27	0,725	611
SHS-079	51	100	96	44	2,11	2,423	2,423	0,185	70
SHS-095	105	1123	1500	80	121	54,8	54,8	49,9	603
SHS-097		387	327		18,8	10,08	10,08	10,05	401
SHS-122	560	757	755	868	0,198	5,9	5,9	0,11	868
SHS-104		1158	1022		5	4,03	4,03	3,32	400
SHS-217	46	309	175	32	79,98	17,5	17,5	18,36	75
SHS-225		798	811		0,69	7,5	7,5	0,0312	660

Los valores presentados en la TABLA.5.9 fueron obtenidos del análisis minucioso de cada uno de los pozos. En la siguiente sección se realizará el ejemplo de cálculo para un pozo.

Los espacios en blanco son debido a que en ciertos pozos no se observaron todos los puntos característicos y se realizaron los cálculos tomando ecuaciones alternativas descritas anteriormente en cada uno de los casos estudiados en los Capítulos III y IV de este documento.

Las gráficas de la derivada de presión con los puntos característicos y las líneas representativas de los regímenes de flujo serán presentadas en la sección de ANEXOS al final de este documento.

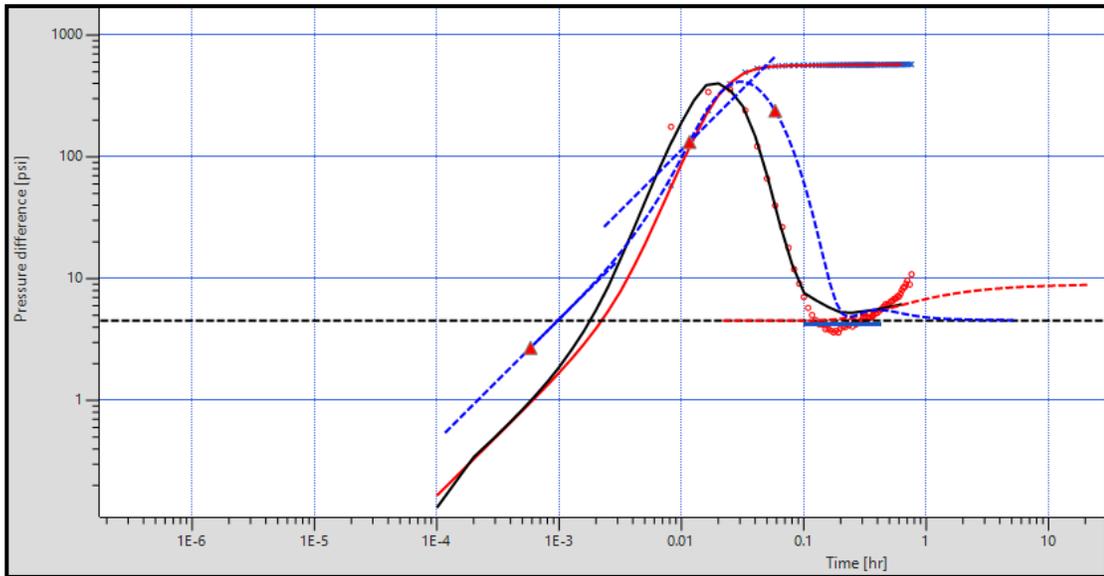
5.3. EJEMPLO DE CÁLCULO CON POZO SHS-043 DE LA SECCIÓN NORTE DEL CAMPO.

De acuerdo con lo descrito en el literal 5.2.1, el primer paso siempre es obtener el perfil de presión y derivada de presión en función del tiempo. Para esto se utilizó el software SAPHIR, ya que permite simular el modelo de reservorio e ingresar los datos PVT y de mecánica del pozo y calcula la derivada de los datos de presión y tiempo de la prueba.

1. Se obtiene el perfil de presión y derivada de presión en función del tiempo para empezar el análisis. Observar la figura 5.2, que también está descrita en la sección de ANEXOS para este pozo.
2. Identificar los regímenes de flujo y dibujar las líneas características de cada uno de ellos. Figura 5.2.
3. Tomar un punto perteneciente a la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos para el cálculo del efecto de almacenamiento y daño con la Ecu 5. Figura 5.3.
4. Tomar un punto perteneciente a la línea de flujo radial Figura 5.3, para calcular la permeabilidad Ecu.4 y el efecto Skin Ecu. 6.
5. Encontrar el punto de intersección entre la línea de flujo radial y la línea recta de pendiente unitaria a tiempos tardíos Figura 5.4, para calcular el área de drenaje con la Ecu. 28.
6. Una vez hallado el área de drenaje se debe calcular el Factor de forma, en caso de obtener una forma para la cual no está definida la TSDT se tomará el valor más aproximado a los casos analizados en el Capítulo IV.
7. Reemplazar todos los valores encontrados en la Ecu. 34 para el cálculo de la Presión Promedio del Yacimiento, asumiendo como P_i el último valor de la prueba.

FIGURA 5.2.

PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN PARA POZO SHS-043.

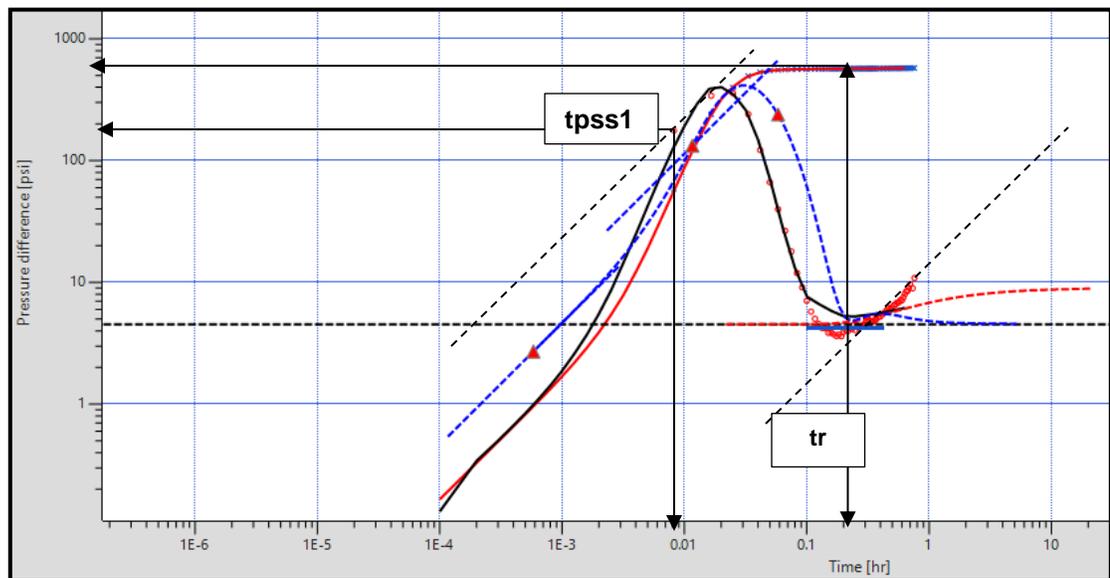


Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 5.3.

LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS DE LOS REGÍMENES DE FLUJO PARA POZO SHS-043.

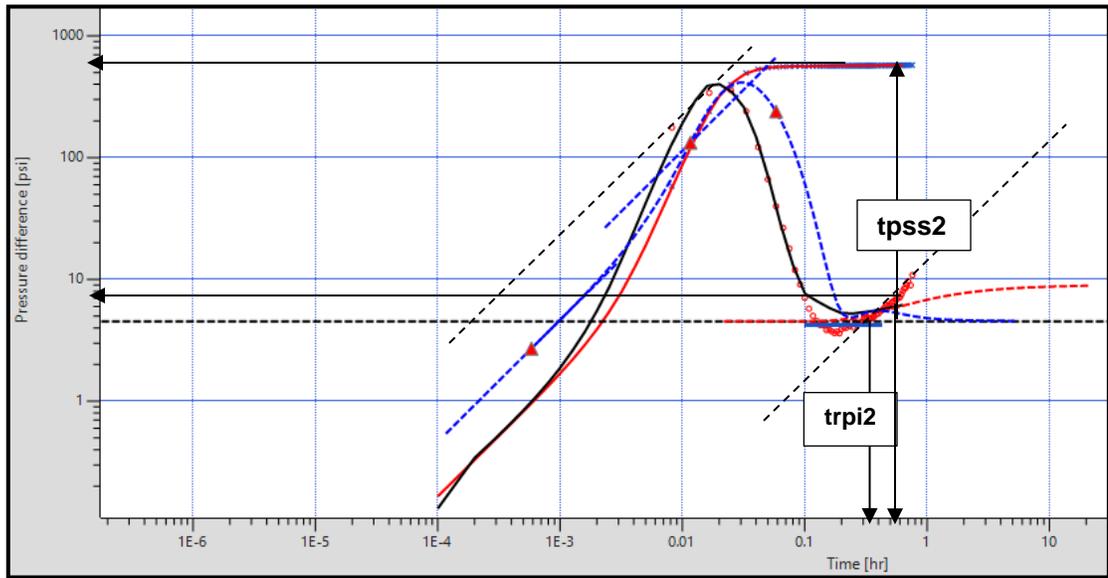


Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

FIGURA 5.4.

FOOTPRINTS PARA CALCULAR LA PRESIÓN PROMEDIO DEL POZO SHS-043.



Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 5.10.

RESUMEN DE “FOOTPRINTS” UTILIZADOS PARA LOS CÁLCULOS.

SHS-043			
Línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos	tpss1	(ΔP)pss1	($t \times \Delta P'$)pss1
	0,008	51	192
Línea de flujo radial	tr	(ΔP)r	($t \times \Delta P'$)r
	0,2	600	3,2
Línea de pendiente unitaria a tiempos tardíos	tpss2	(ΔP)pss2	($t \times \Delta P'$)pss2
	0,51	600	7
Intersección radial - pseudo-estable a tiempos tardíos	trpi2	(ΔP)rpi2	($t \times \Delta P'$)rpi2
	0,33	600	-

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

En la Tabla 5.11, se presenta un resumen de los cálculos realizados con los valores de la Tabla 5.10 para obtener los parámetros del reservorio y la presión promedio de acuerdo con lo descrito en el literal 5.3.

TABLA 5.11.

RESUMEN DE RESULTADOS CALCULADOS PARA EL POZO SHS-043

RESULTADOS SHS-043		
Cs=	0,000938154	(bbls/psi)
K=	170,7182225	(md)
S=	84,34484065	
A=	2,824842925	(acres)
re=	0,948248612	(ft)
CA=	34,266581	
P promedio=	1524,16322	(psi)

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

Basado en esta metodología se procederá con todos los demás pozos hasta obtener el valor de la Presión Promedio aplicando la TSdT.

Para la comparación de resultados que se propone en el Capítulo VI se calculará el error entre los valores de la presión encontrados mediante análisis por métodos convencionales contra los valores calculados aplicando la TSdT.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

Los resultados que se obtienen del análisis de pruebas de presión son principalmente los parámetros del yacimiento y la presión promedio.

La presión promedio se toma como el valor más importante para este estudio puesto que si se obtiene un valor correcto en la presión se puede decir que la permeabilidad y los demás parámetros también son aceptablemente correctos.

De esta forma se han obtenido los siguientes resultados:

TABLA 6.1.

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN NORTE DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI NORTE			
Nº	NOMBRE	CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO TSDT	CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO OTROS
		Cs (bbls/psi)	Cs (bbls/psi)
1	SHS-043	0,000938154	0,00612281
2	SHS-051	9,27592E-05	0,00135516
3	SHS-056	0,002821677	0,000358336
4	SHS-057	0,000125441	0,000357054
5	SHS-063	0,00097029	0,00129341
6	SHS-077	0,000249651	0,000176648
8	SHS-099	0,000124571	0,000540342
9	SHS-208	0,000390502	0,13172
10	SHSH-238	0,00441606	0,000220872
11	SHS-098	0,009140075	7,43236

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.2.
RESULTADOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD PARA LOS POZOS DE LA
REGIÓN NORTE DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI NORTE			
Nº	NOMBRE	PERMEABILIDAD TSDT	PERMEABILIDAD OTROS
		k (md)	k (md)
1	SHS-043	170,7182225	123,842
2	SHS-051	6,400016337	9,41618
3	SHS-056	133,4263733	180,298
4	SHS-057	43,30209291	25,8462
5	SHS-063	169,6984003	144,968
6	SHS-077	126,9933809	141,445
8	SHS-099	146,547334	158,442
9	SHS-208	33,72128466	27,2396
10	SHSH-238	307,9905916	207,86
11	SHS-098	678,2601026	1756,86

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.3.
RESULTADOS OBTENIDOS DEL SKIN O DAÑO PARA LOS POZOS DE LA
REGIÓN NORTE DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI NORTE			
Nº	NOMBRE	DAÑO TSDT	DAÑO OTROS
		S	S
1	SHS-043	84,34484065	57
2	SHS-051	-3,512572088	-0,00112995
3	SHS-056	54,13724987	66,3981
4	SHS-057	3,757649003	8,21482
5	SHS-063	0,622333164	3,00189
6	SHS-077	17,89130995	26,7316
8	SHS-099	39,42880863	19,2394
9	SHS-208	-4,554734151	-0,472483
10	SHSH-238	12,82417226	9,25233
11	SHS-098	3,107950287	11,3496

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.4.**RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN NORTE DEL CAMPO.**

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI NORTE				
Nº	NOMBRE	PRESIÓN PROMEDIO TSDT	PRESIÓN PROMEDIO OTROS	% ERROR
		P (psi)	P (psi)	
1	SHS-043	1524,16322	1683,17	9,45%
2	SHS-051	2867,881527	2813,71	1,93%
3	SHS-056	2555,199366	2557,97	0,11%
4	SHS-057	1940,49293	1947,36	0,35%
5	SHS-063	2275,349312	2283,9	0,37%
6	SHS-077	2123,115191	2125,7	0,12%
8	SHS-099	2395,463628	2390,94	0,19%
9	SHS-208	2381,805969	2384,9	0,13%
10	SHS-238	2252,628176	2276,14	1,03%
11	SHS-098	2409,920259	2400,27	0,40%

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

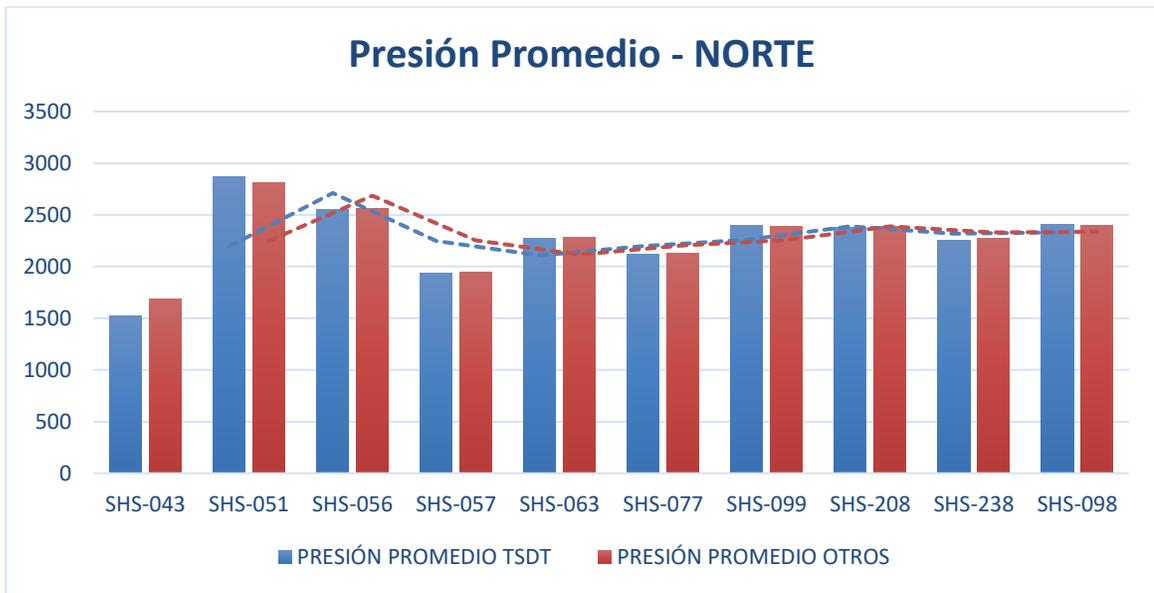
Los datos descritos en las Tablas 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 se presentan los resultados encontrados de los parámetros del reservorio y Presión Promedio de los pozos que fueron analizados en la Zona Norte del Campo.

En la Figura 6.1 se presenta en diagrama de barras los valores de la presión promedio obtenido luego del análisis e interpretación aplicando la TSDT en contraste con la presión promedio obtenida por otros métodos para los pozos de la región Norte del campo.

En la Tabla 6.4 y en la Figura 6.1 se puede evidenciar que los valores de Presión promedio son muy similares, al punto de que las líneas de tendencia media entre los valores de las columnas naranja y moradas casi se sobreponen una sobre la otra.

Se ha calculado el error porcentual en cada uno de los valores calculado, obteniendo una excelente correlación con valores en la mayoría de los casos menor al 1% como se observa en la Tabla 6.4.

FIGURA 6.1.
COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PRESIÓN PROMEDIO OBTENIDO APLICANDO TSDT Y OTROS MÉTODOS, PARA POZOS DE LA REGIÓN NORTE DEL CAMPO.



Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)
Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.5.
RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI CENTRAL			
Nº	NOMBRE	CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO TSDT	CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO OTROS
		Cs (bbbls/psi)	Cs (bbbls/psi)
11	SHS-011	0,012163432	0,0169266
12	SHS-019	3,03216E-05	3,97121E-05
13	SHS-074	0,001236683	0,136649
14	SHS-080	0,005544925	0,00151387
15	SHS-105	0,095693818	0,00522224
16	SHS-295	0,000931202	0,000868212
17	SHS-140	0,00018468	0,00709324
18	SHS-118	0,001305725	0,903138
19	SHS-119	0,000899425	0,840571
20	SHS-133	0,001369288	0,00396627

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)
Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.6.
RESULTADOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD PARA LOS POZOS DE LA
REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI CENTRAL			
Nº	NOMBRE	PERMEABILIDAD TSDT	PERMEABILIDAD OTROS
		k (md)	k (md)
11	SHS-011	125,8203936	44,195
12	SHS-019	37,52574828	164,416
13	SHS-074	334,0330568	314,834
14	SHS-080	3164,805419	861,994
15	SHS-105	3,381894183	10,2504
16	SHS-295	20,98811879	131,564
17	SHS-140	61,07188906	63,1265
18	SHS-118	35,68286033	274,452
19	SHS-119	35,95046631	107,337
20	SHS-133	176,8649214	239,303

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.7.
RESULTADOS OBTENIDOS DE SKIN O DAÑO PARA LOS POZOS DE LA
REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI CENTRAL			
Nº	NOMBRE	DAÑO TSDT	DAÑO OTROS
		S	S
11	SHS-011	8,649794704	8,46771
12	SHS-019	15,38127171	14,5151
13	SHS-074	11,46202101	16,2151
14	SHS-080	46,94353089	50,2824
15	SHS-105	0,806373583	0
16	SHS-295	1,944018667	1,98413
17	SHS-140	2,089408714	3,75927
18	SHS-118	1,548604966	2,10706
19	SHS-119	4,12631251	4,7055
20	SHS-133	-0,477477696	-0,519709

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.8.**RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.**

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI CENTRAL				
Nº	NOMBRE	PRESIÓN PROMEDIO TSDT	PRESIÓN PROMEDIO OTROS	% ERROR
		P (psia)	P (psia)	
11	SHS-011	1983,406919	1977,590919	0,29%
12	SHS-019	2331,214131	2323,214131	0,34%
13	SHS-074	2342,284696	2347,284696	0,21%
14	SHS-080	2244,460079	2241,460079	0,13%
15	SHS-105	1991,449685	1984,449685	0,35%
16	SHS-295	2203,72048	2197,72048	0,27%
17	SHS-140	2043,985143	2049,985143	0,29%
18	SHS-118	2421,287673	2416,287673	0,21%
19	SHS-119	1879,384134	1877,384134	0,11%
20	SHS-133	2458,983011	2452,983011	0,24%

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

Los datos descritos en las Tablas 6.5, 6.6, 6.7 y 6.8 presentan los resultados encontrados de los parámetros del reservorio y Presión Promedio de los pozos que fueron analizados en la Zona Central del Campo.

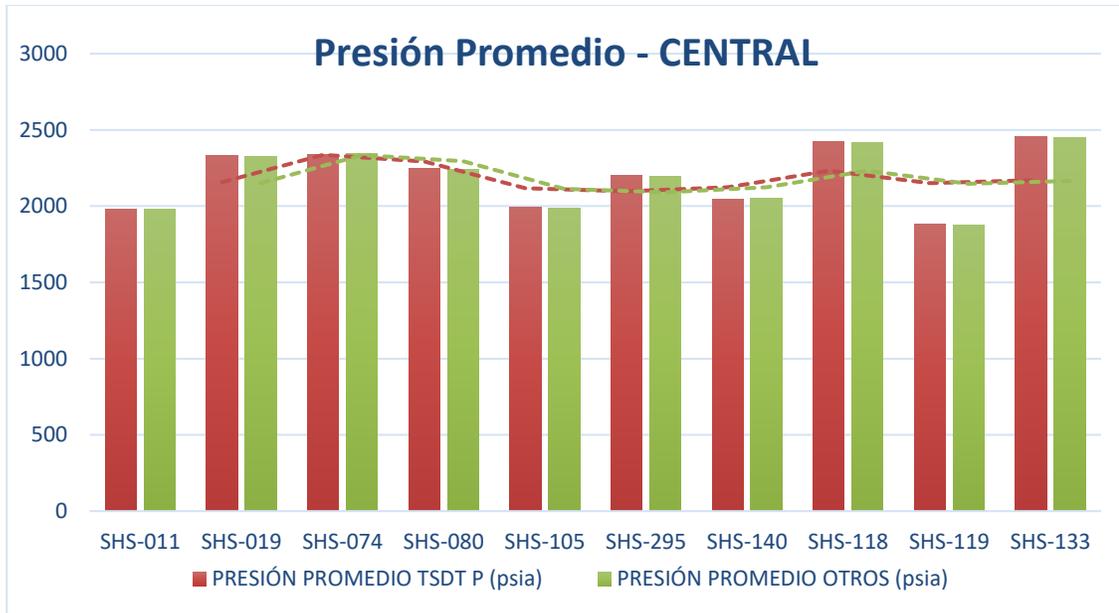
La Figura. 6.2 es la representación en columnas de los valores de la presión promedio obtenidos con la TSDT y los valores obtenidos de otros métodos para los pozos de la región Central del campo.

Se puede evidenciar que en esta región se consiguieron los mejores resultados, puesto que todos los valores de la Presión Promedio son significativamente similares a los calculados con otros métodos, se tiene una diferencia menor a 10 psi en todos los pozos. Estos resultados se han logrado gracias a los datos robustos de la zona de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos.

En la Tabla. 6.8 se puede observar el error porcentual calculado entre los dos valores obteniendo en todos los pozos un porcentaje menor al 1% lo cual es excelente para recomendar la TSDT como método confiable.

FIGURA 6.2

COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PRESIÓN PROMEDIO OBTENIDO APLICANDO TSDT Y OTROS MÉTODOS, PARA POZOS DE LA REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.



Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.9.

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN SUR DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI NORTE			
Nº	NOMBRE	CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO TSDT	CONSTANTE DE ALMACENAMIENTO OTROS
		Cs (bbls/psi)	Cs (bbls/psi)
22	SHS-023	0,000630237	0,464387
23	SHS-079	0,000245663	0,00434461
24	SHS-095	0,015926256	0,113473
25	SHS-097	0,000429908	0,0020763
26	SHS-122	0,000158517	0,000412432
27	SHS-104	0,000350704	0,000209288
28	SHS-217	0,082202007	0,077616
29	SHS-225	0,000106507	0,000299977

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.10.

RESULTADOS OBTENIDOS DE PERMEABILIDAD DE PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN SUR DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI SUR			
Nº	NOMBRE	PERMEABILIDAD TSDT	PERMEABILIDAD OTROS
		k (md)	k (md)
22	SHS-023	971,7516949	318,686
23	SHS-079	149,0950491	333,51
24	SHS-095	25,59630645	26,1694
25	SHS-097	80,61683259	267,643
26	SHS-122	37,37157153	190,955
27	SHS-104	329,4809918	333,894
28	SHS-217	29,43911385	92,2046
29	SHS-225	28,96801038	133,021

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.11.

RESULTADOS OBTENIDOS DE SKIN O DAÑO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN SUR DEL CAMPO.

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI SUR			
Nº	NOMBRE	DAÑO TSDT	DAÑO OTROS
		S	S
22	SHS-023	81,82015391	76,5683
23	SHS-079	9,374534127	9,23743
24	SHS-095	3,332657502	4,69829
25	SHS-097	6,029451274	12,3192
26	SHS-122	55,40477296	54,3488
27	SHS-104	115,15303	28,1784
28	SHS-217	-4,813802619	-3,84752
29	SHS-225	45,04179458	45,9526

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

TABLA 6.12.**RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO PARA LOS POZOS DE LA REGIÓN SUR DEL CAMPO.**

RESULTADOS TSDT SHUSHUFINDI SUR				
Nº	NOMBRE	PRESIÓN PROMEDIO TSDT	PRESIÓN PROMEDIO OTROS	% ERROR
		P (psia)	P (psia)	
22	SHS-023	2446,197938	2399,15	1,96%
23	SHS-079	2462,715168	2439,21	0,96%
24	SHS-095	1845,146975	1577,77	16,95%
25	SHS-097	2112,722807	2556,91	17,37%
26	SHS-122	2203,489742	2195	0,39%
27	SHS-104	2542,231638	2468,21	3,00%
28	SHS-217	2164,234076	2189,73	1,16%
29	SHS-225	2297,58066	2276,42	0,93%

Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

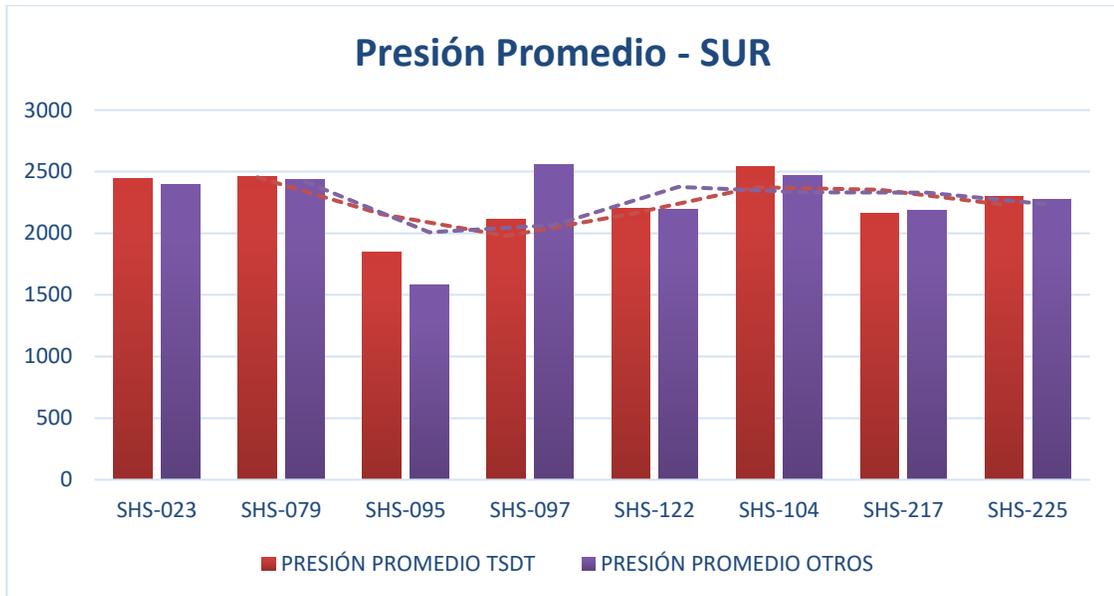
La Figura. 6.3 presenta los valores de presión promedio en diagrama de columnas para los pozos de la región Sur del campo. En color rojo se graficaron los valores obtenidos de aplicar la TSDT mientras que en color morado los valores obtenidos de otros métodos.

En comparación con los resultados de las otras regiones del campo, en la región Sur se obtuvieron valores con menor similitud, debido a la constante presencia de fracturas y en algunos casos se tenía ruido en los datos de presión como en el pozo SHS-122.

No obstante, el error porcentual calculado aún es significativamente menor en la mayoría de los pozos a excepción del SHS-097 y SHS-095 que presentan un error del 16% y 15%, respectivamente, revisar en Tabla. 6.12. Sin embargo, los valores de presión no se diferencian en gran magnitud con los valores obtenidos de otros métodos.

Además, en el resto de los pozos se pueden observar valores de error menor al 5% lo cual es aceptable dentro de los objetivos planteados en la investigación.

FIGURA 6.3.
COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PRESIÓN PROMEDIO OBTENIDO APLICANDO TSDT Y OTROS MÉTODOS, PARA POZOS DE LA REGIÓN CENTRAL DEL CAMPO.



Fuente: (Petroamazonas Ep / Departamento de reservorios, 2018)

Elaborado por: Irvin Coral.

6.2. CONCLUSIONES

1. La Técnica de Síntesis Directa de Tiab representa una buena alternativa para el cálculo de la Presión Promedio en pruebas de Incremento de presión (Build UP) evitando el Match con curvas tipo siempre y cuando se tengan datos de la región de flujo pseudo-estable a tiempos tardíos de la prueba.
2. La Técnica de Síntesis Directa de Tiab permite el cálculo de la constante de almacenamiento a partir de varias ecuaciones, sin la necesidad exclusiva de observar la línea de pendiente unitaria a tiempos tempranos de la prueba.
3. La Técnica de Síntesis Directa de Tiab tiene permite comprobar los valores calculados de parámetros de reservorio como la permeabilidad, constante de almacenamiento, movilidad y daño desde diferentes ecuaciones gracias al análisis de los regímenes de flujo y sus comportamientos característicos en la curva de la derivada de la presión.
4. Usar la curva de la derivada como base para elaborar la metodología de TSDT genera amplias ventajas para realizar el análisis de pruebas de presión transitoria en reservorios heterogéneos ya que el cálculo de parámetros de yacimiento se puede realimentar desde las zonas de transición entre regímenes de flujo.
5. El punto más frágil o de mayor susceptibilidad a errores se logró identificar al momento de calcular el Área de drenaje de los pozos para medir el alcance del estímulo o los límites del yacimiento. Sin embargo, en la práctica existen otros métodos que podrían ayudar a disminuir la incertidumbre al calcular este parámetro.
6. La utilización de simuladores integrados representa una ventaja frente a cálculos de tipeo manual ya que contienen modelos numéricos que suavizan las curvas de presión y calculan la derivada con precisión de cantidades de datos muy grandes.

6.3. RECOMENDACIONES

1. Complementar la investigación de la TSDT para todos los modelos restantes de distribución de pozos descritos por Dietz para así disminuir la incertidumbre en el cálculo del factor de forma y obtener resultados congruentes con los demás métodos convencionales de análisis de pruebas de presión.
2. Identificar los valores de datos aislados o extraños del perfil de presión que alteren la distribución abruptamente de las curvas de presión, sobre todo en los picos y valles de la curva de la derivada ya que esos valores son utilizados para los cálculos de parámetros cuando las líneas de regímenes de flujo no se distinguen claramente.
3. Plotear las gráficas a un tamaño legible que permita diferenciar los valores o escalar los números de forma precisa para la toma de “Footprints” ya que este paso es fundamental en la obtención de resultados acertados en la aplicación de TSDT.
4. Utilizar las opciones de comprobación descritas en el Capítulo III en el cálculo de la permeabilidad, efecto skin o daño y constante de almacenamiento para aumentar el nivel de certeza de los datos de “Footprints” obtenidos del perfil de presión.
5. Analizar con criterio los resultados del cálculo del Área de drenaje y corroborar este valor con otro método de cálculo u otra fuente de información de mayor validez ya que es un factor que afecta considerablemente en el cálculo de la presión promedio del yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

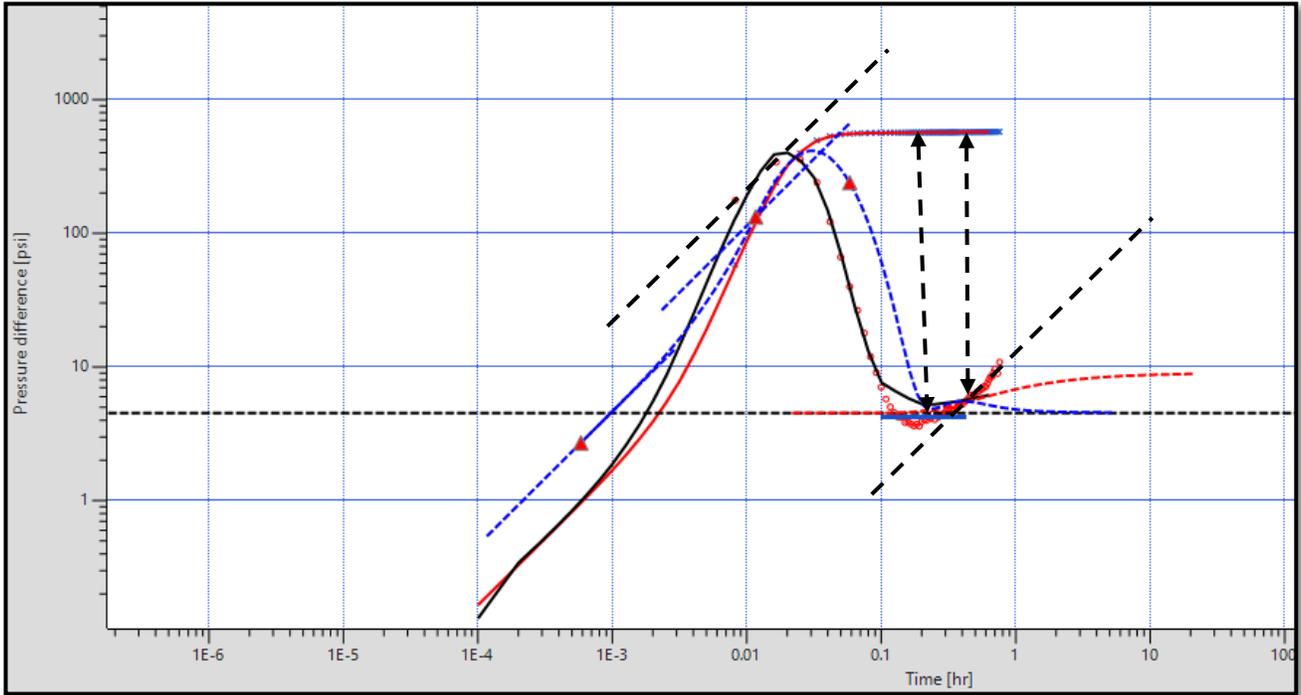
1. *Application of the TDS Technique for Determining the Average Reservoir Pressure for Vertical Wells in Naturally Fractured Reservoirs*. (s/f).
2. Bourdet, D., Ayoub, J. A., & Plard, Y. M. (1989). Use of pressure derivative in well-test interpretation. *SPE Formation Evaluation*, 4(02), 293–302.
<https://doi.org/10.2118/12777-pa>
3. Chacon, A., Djebrouni, A., & Tiab, D. (2004). Determining the average reservoir pressure from vertical and horizontal well test analysis using the *Tiab's Direct Synthesis* technique. *All Days*.
4. Engler, T. W., & Tiab, D. (1996). Interpretation of pressure tests in naturally fractured reservoirs without type curve matching. *All Days*.
5. Escobar, F. H. (Ed.). (2015). *Recent advances in practical applied well test analysis*. Nova Science.
6. Escobar, F. H., Patarroyo - Gracia, D. M., & Ghisays-Ruiz, A. (2019). Interpretación de pruebas de pulso mediante la técnica TDS. *Revista de investigación*, 11(2), 9–29. <https://doi.org/10.29097/2011-639x.224>
7. Escobar M, F. H., Cruz C, Y. C., & Ruiz J, M. A. (2020). Análisis de la derivada de presión en yacimientos con tope y base abiertos al flujo. *Revista fuentes el reventón energético*, 18(1), 7–16. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n1-2020002>
8. Horne, R. N. (1996). *Modern well test analysis: A computer-aided approach*. Petroway.
9. Humberto, F., Macualo, E., & Escobar, F. H. (s/f). Oilproduction.net. Recuperado el 27 de marzo de 2023, de

<http://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Yacimientoos%20-%20Fredy%20Escobar.pdf>

10. Tiab, D. (1993a). Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching - III. Vertically fractured wells in closed systems. *All Days*.
11. Tiab, D. (1993b). Analysis of pressure and pressure derivatives without type-curve matching: I-skin and wellbore storage. *Proceedings of SPE Production Operations Symposium*.
12. *Universidad Nacional Autónoma DE México*. (s/f). Docplayer.Es. Recuperado el 27 de marzo de 2023, de <https://docplayer.es/43220364-Universidad-nacional-autonoma-de-mexico.html>

ANEXOS

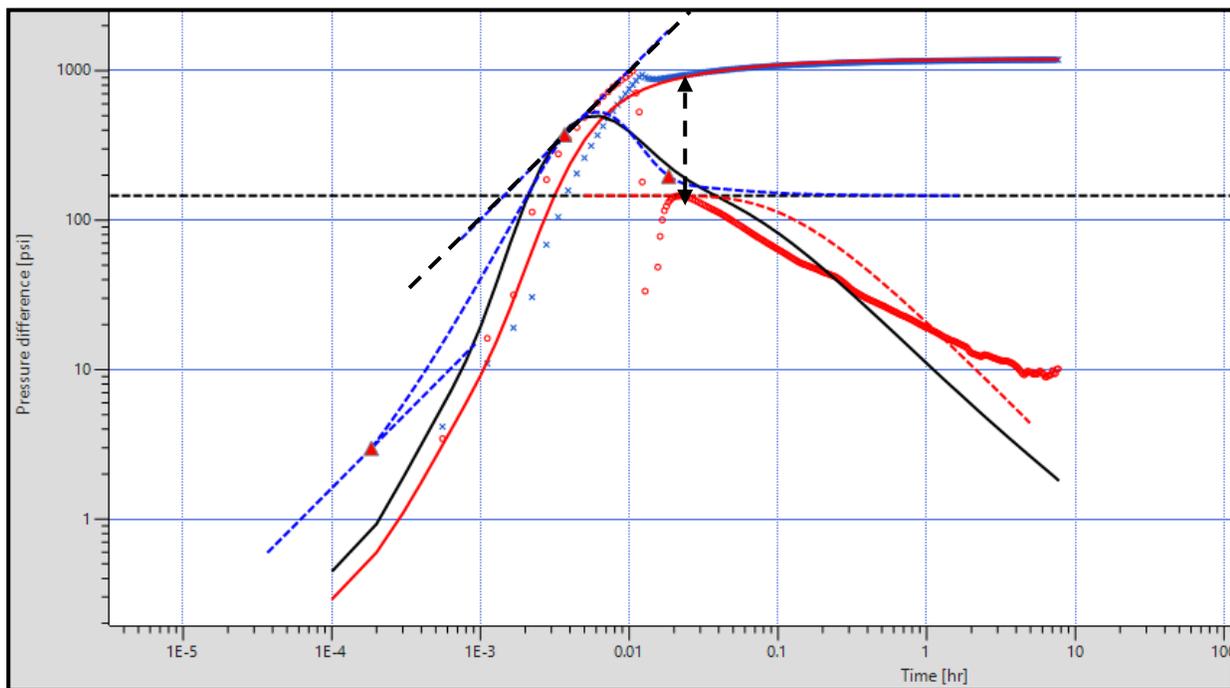
ANEXO .1 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-043



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR.

Main Results	
Source	Analytical
kh	3550.99 md.ft
k	423.842 md
k/ μ	456.666 md/cp
Skin	57.0000
Pi	1683.17 psia
C	0.00612281 bbl/psi
Pbar	1683.17 psia
Productivity Index	0.354496 [STB/D]/psia

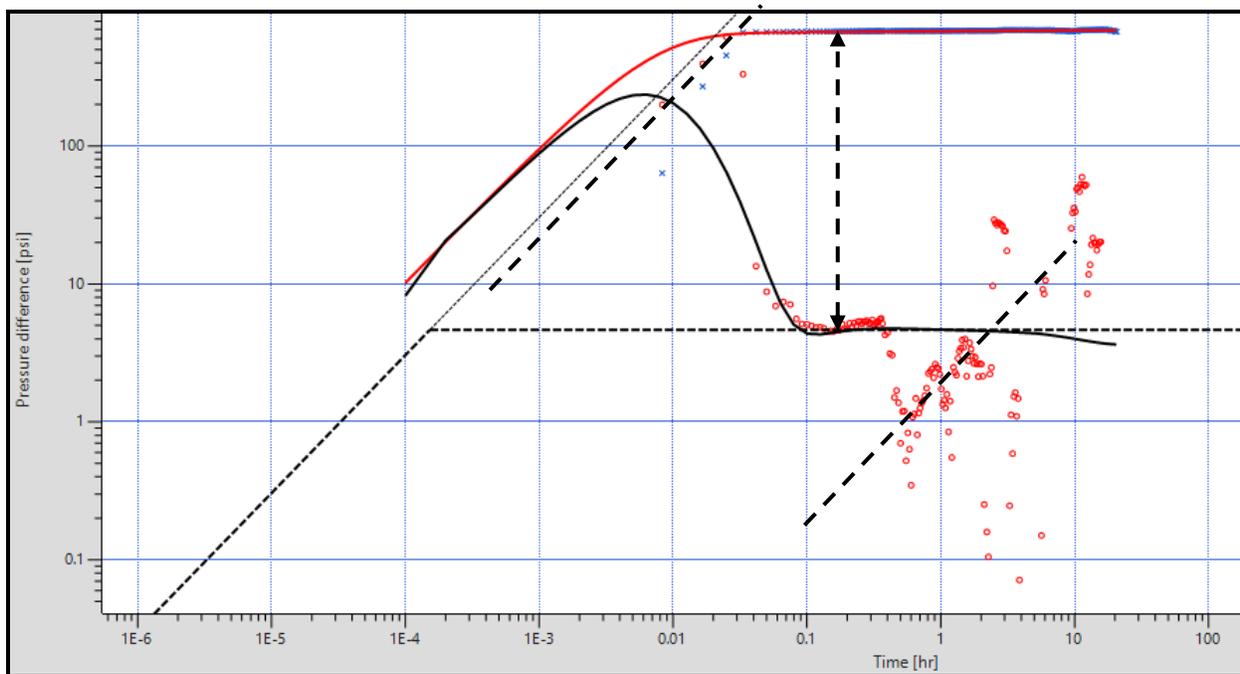
ANEXO .2 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-051



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	141.243 md.ft
k	9.41618 md
k/μ	23.4157 md/cp
Skin	-0.00112995
Pi	2813.71 psia
C	0.00135516 bbl/psi
Pbar	2813.71 psia
Productivity Index	0.486957 [STB/D]/psia
PV	19.5452 MMB

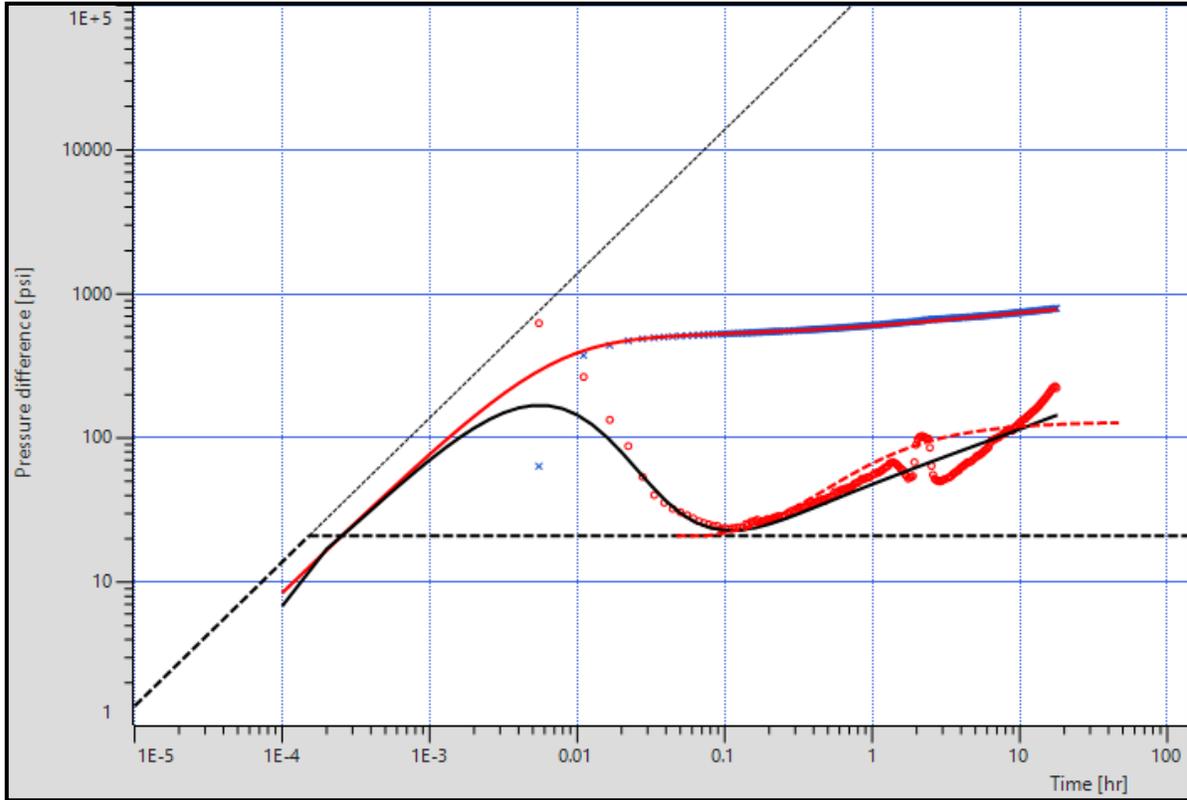
ANEXO .3 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-056.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	5408.95 md.ft
k	180.298 md
k/μ	448.357 md/cp
Skin	66.3981
Pi	2557.97 psia
C	3.58336E-4 bbl/psi
Pbar	2557.97 psia
Productivity Index	1.01303 [STB/D]/psia

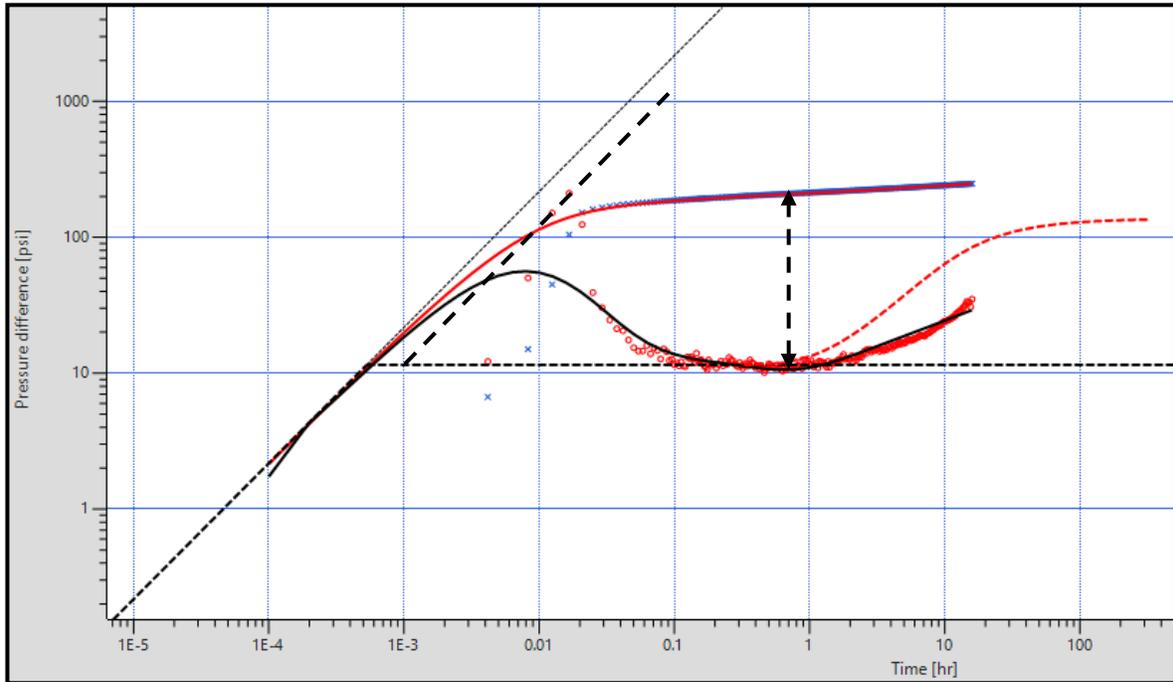
ANEXO .4 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-057.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	930.462 md.ft
k	25.8462 md
k/μ	68.3570 md/cp
Skin	8.21482
Pi	1947.36 psia
C	3.57054E-4 bbl/psi
Pbar	1947.36 psia
Productivity Index	0.601004 [STB/D]/psia

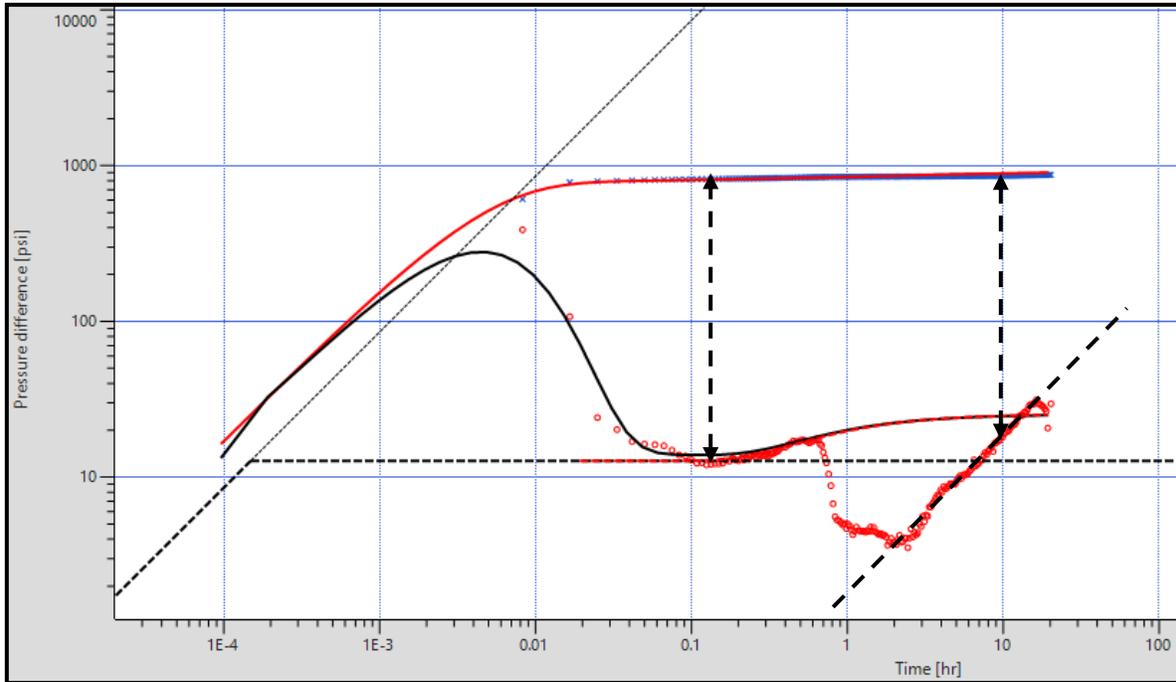
ANEXO .5 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-063.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	3624.19 md.ft
k	144.968 md
k/μ	165.701 md/cp
Skin	3.00189
Pi	2283.90 psia
C	0.00129341 bbl/psi
Pbar	2283.90 psia
Productivity Index	1.98142 [STB/D]/psia

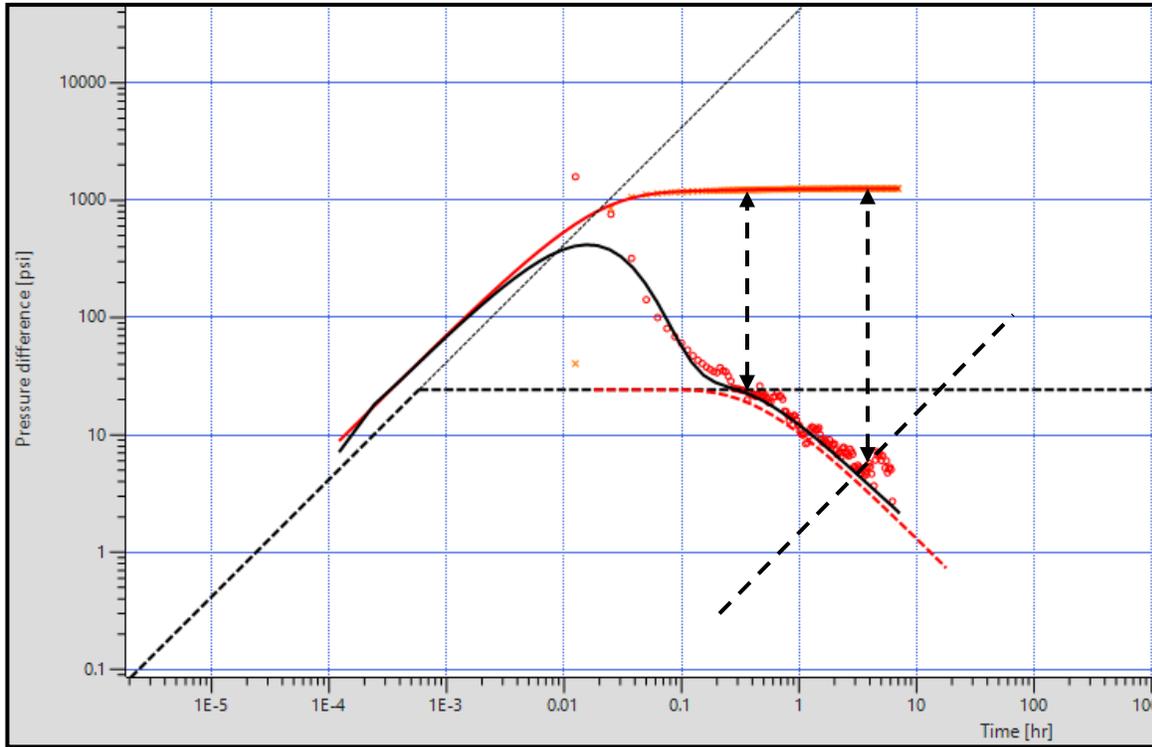
ANEXO .6 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-077.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	3536.12 md.ft
k	141.445 md
k/μ	161.675 md/cp
Skin	26.7316
Pi	2125.70 psia
C	1.76648E-4 bbl/psi
Pbar	2125.70 psia
Productivity Index	0.673568 [STB/D]/psia

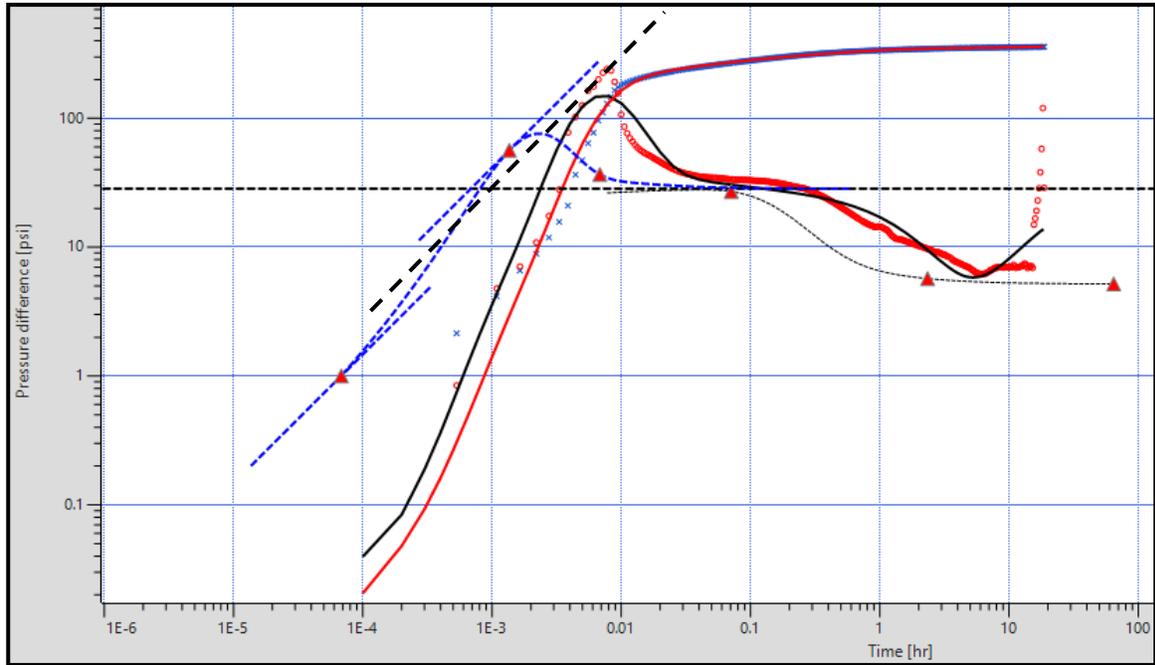
ANEXO .7 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-099.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	1109.09 md.ft
k	158.442 md
k/μ	394.005 md/cp
Skin	19.2394
Pi	2390.94 psia
C	5.40342E-4 bbl/psi
Pbar	2390.94 psia
Productivity Index	0.604034 [STB/D]/psia

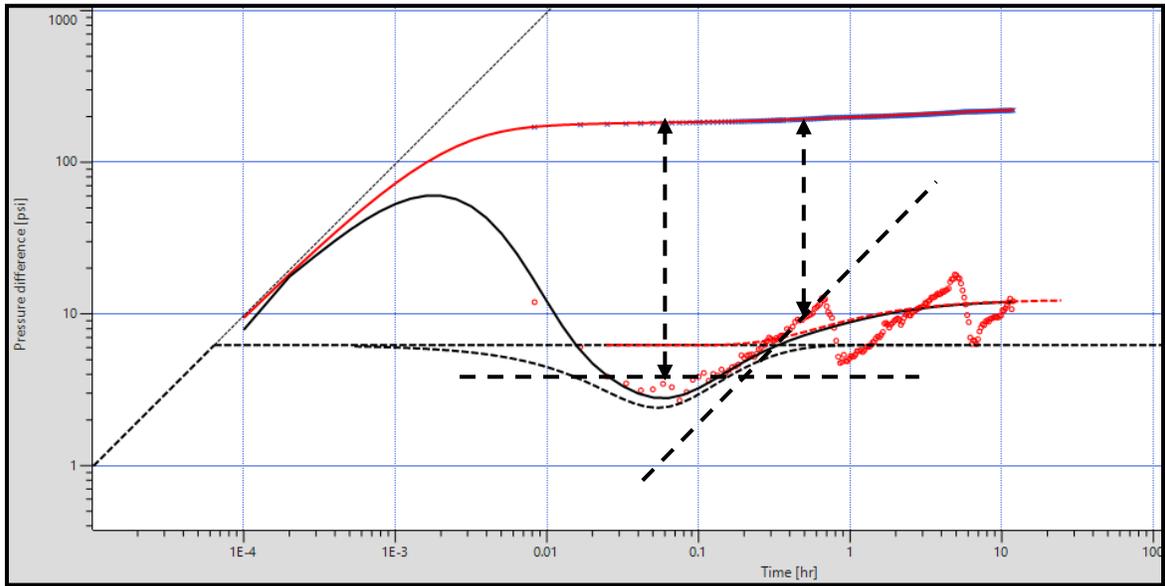
ANEXO .8 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-208.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	680.990 md.ft
k	27.2396 md
k/μ	69.5013 md/cp
Skin	-0.472483
Pi	2384.90 psia
C	0.13172 bbl/psi
Pbar	2384.90 psia
Productivity Index	1.47181 [STB/D]/psia

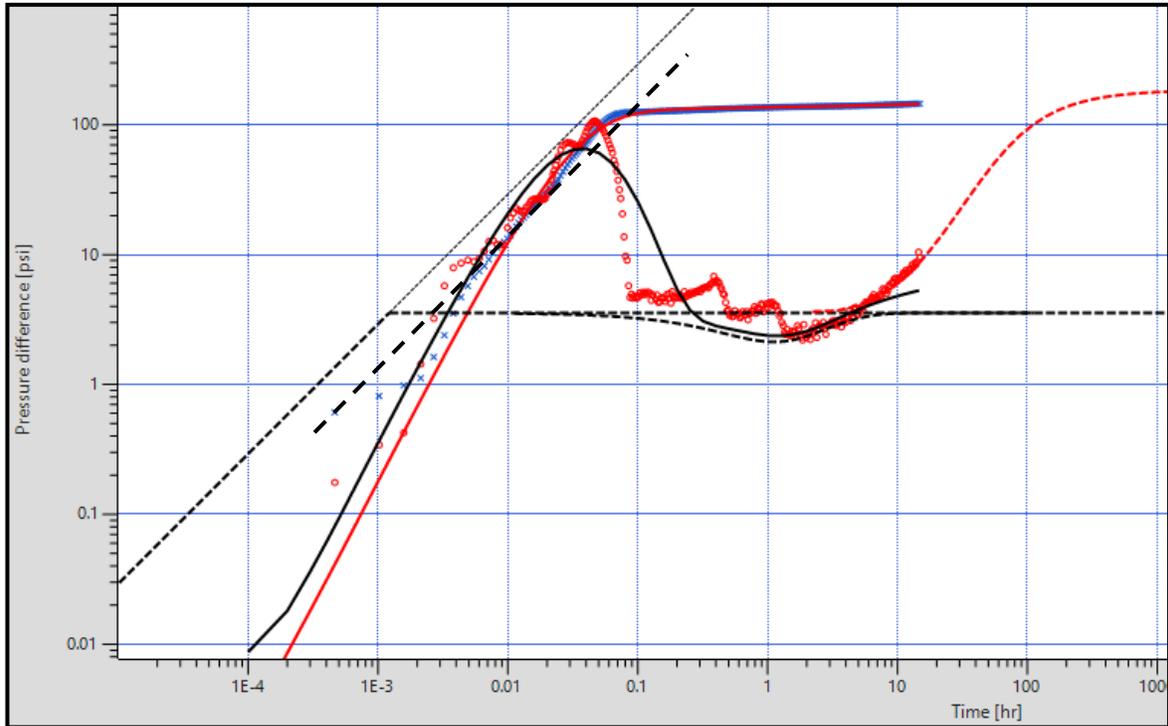
ANEXO .9 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-238.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	4988.64 md.ft
k	207.860 md
k/μ	243.616 md/cp
Skin	9.25233
Pi	2276.14 psia
C	2.20872E-4 bbl/psi
Pbar	2276.14 psia
Productivity Index	1.82164 [STB/D]/psia

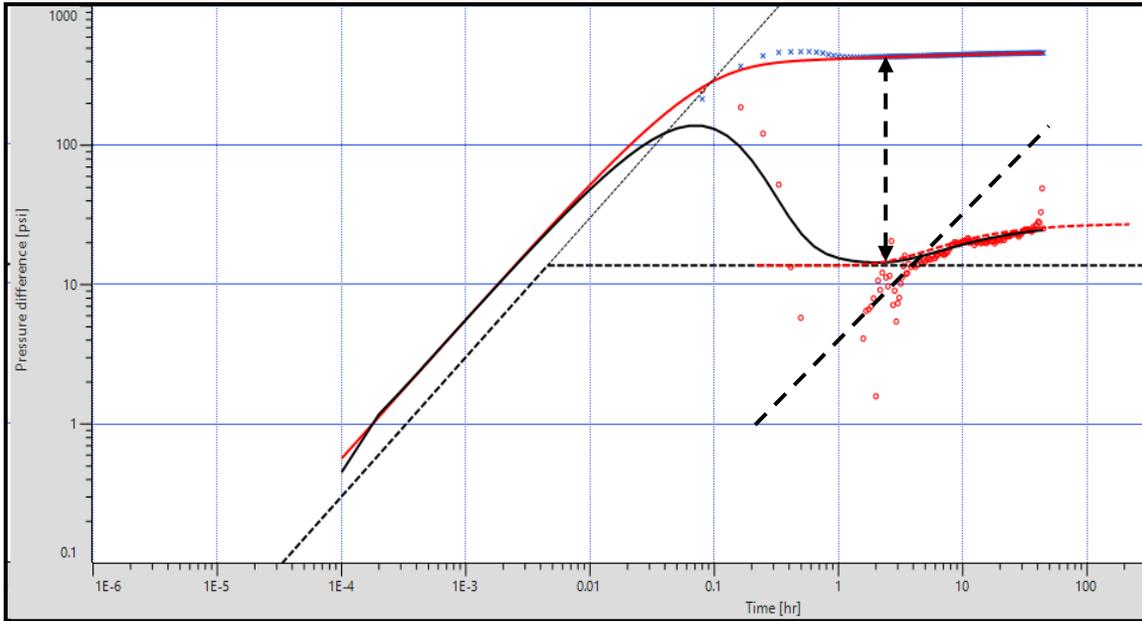
ANEXO .10 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-098.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	22839.1 md.ft
k	1756.86 md
k/μ	2033.76 md/cp
Skin	11.3496
Pi	2400.27 psia
C	7.43236 bbl/psi
Pbar	2400.27 psia
Productivity Index	7.41799 [STB/D]/psia

ANEXO .11 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-011.



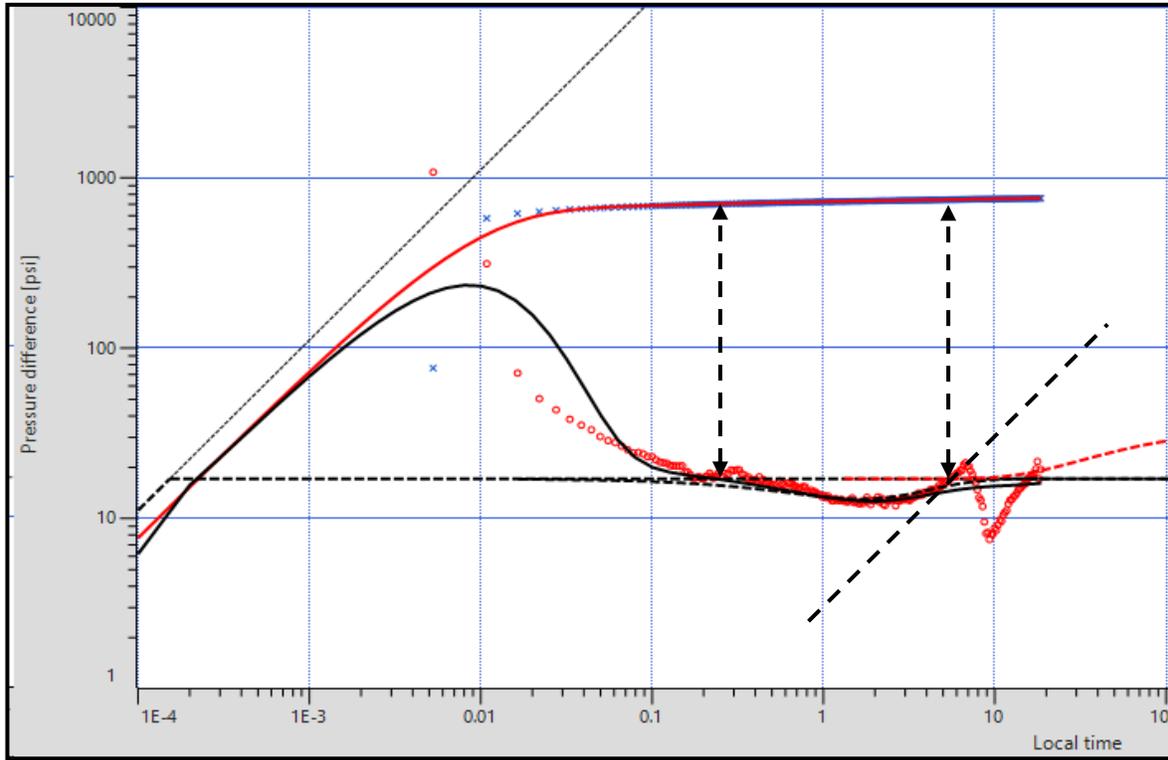
RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Analytical

Wellbore = Constant
 Well = Vertical
 Reservoir = Homogeneous
 Boundary = Fault

$P_i = 1962.91$ psia
 $kh = 7107.11$ md.ft
 $k = 444.195$ md
 $C = 0.0169266$ bbl/psi
 Skin = 8.46771
 $L = 536.659$ ft

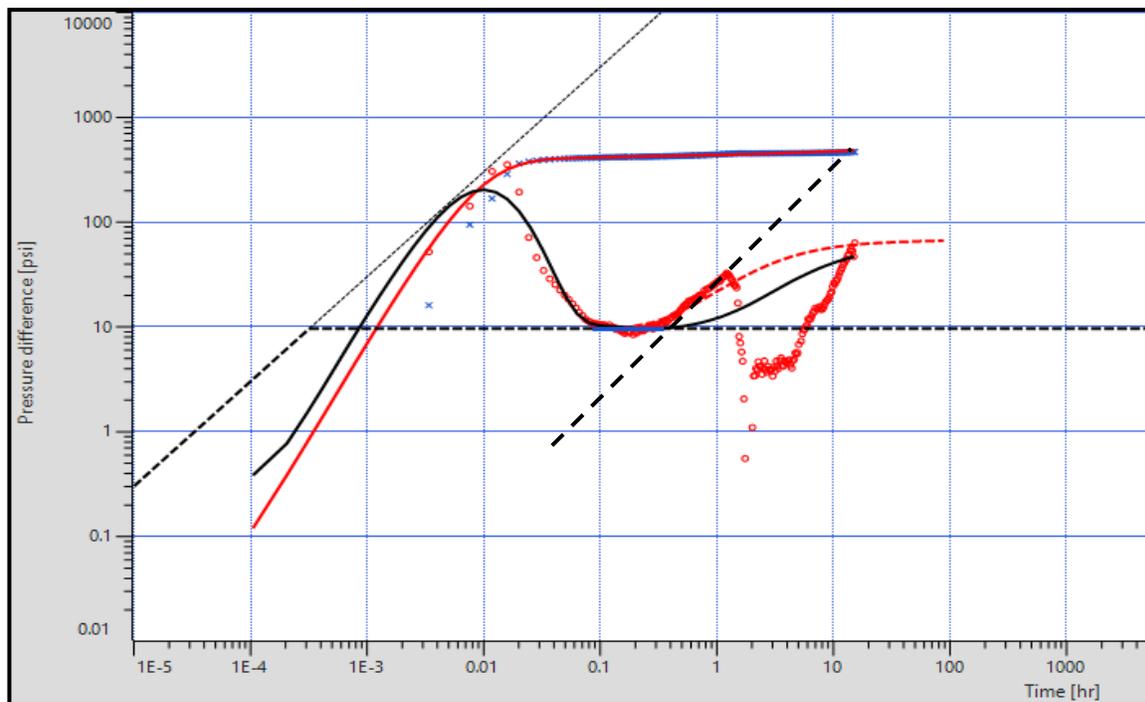
ANEXO .12 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-019.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	2630.66 md.ft
k	164.416 md
k/μ	190.330 md/cp
Skin	14.5151
Pi	2341.70 psia
C	3.97121E-4 bbl/psi
Pbar	2341.70 psia
Productivity Index	0.797703 [STB/D]/psia

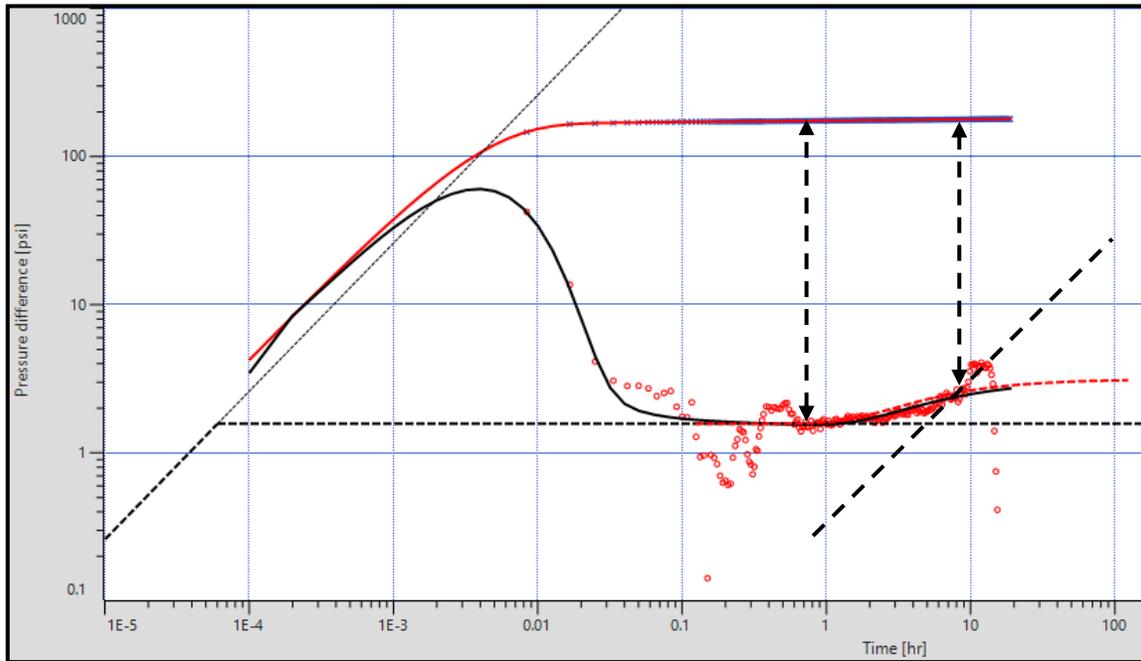
ANEXO .13 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-074.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	9445.02 md.ft
k	314.834 md
k/μ	364.456 md/cp
Skin	16.2151
Pi	2364.98 psia
C	0.136649 bbl/psi
Pbar	2364.98 psia
Productivity Index	2.75706 [STB/D]/psia

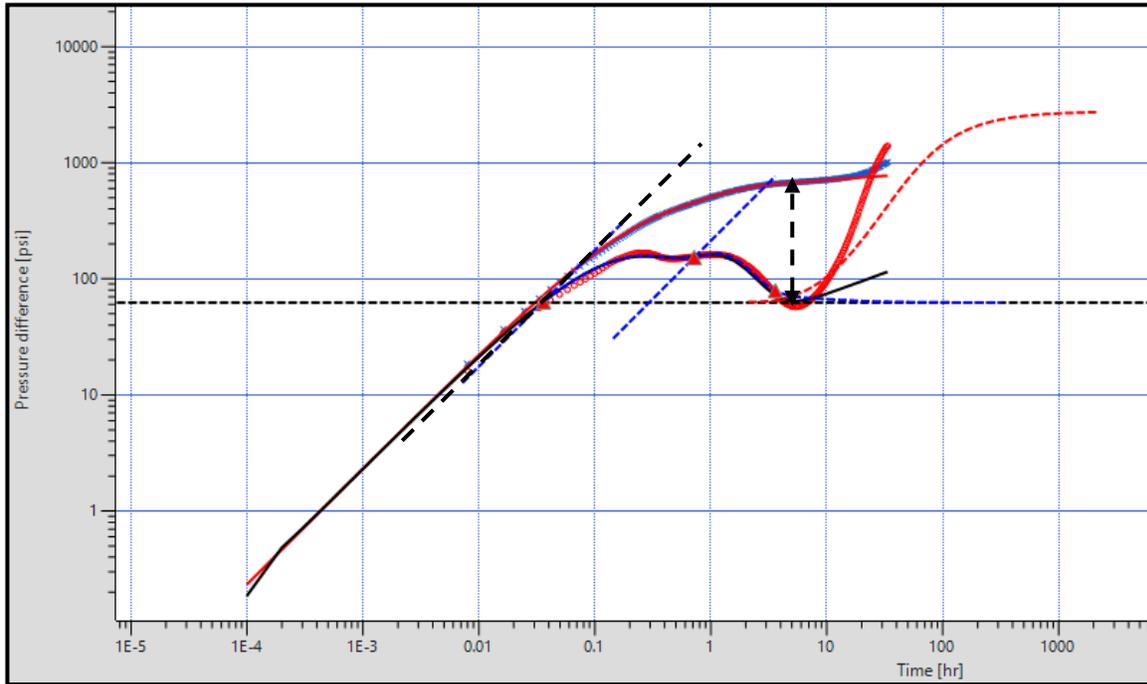
ANEXO .14 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-080.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	49995.6 md.ft
k	861.994 md
k/μ	1208.62 md/cp
Skin	50.2824
Pi	2274.80 psia
C	0.00151387 bbl/psi
Pbar	2274.80 psia
Productivity Index	7.19697 [STB/D]/psia

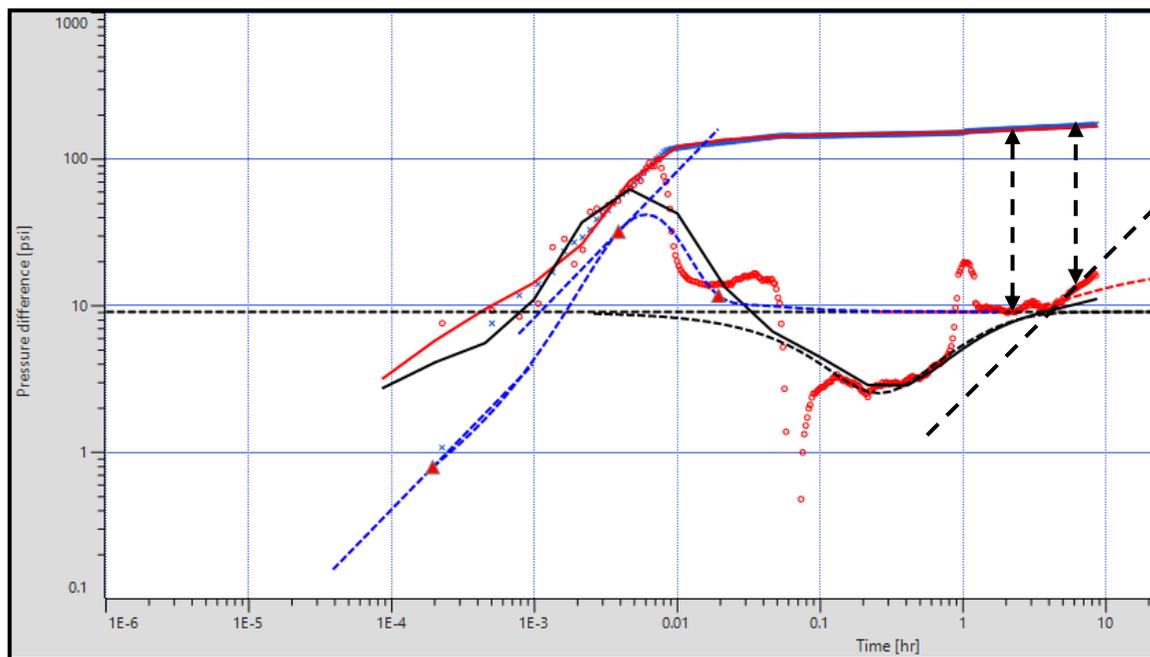
ANEXO .15 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-105.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	205.008 md.ft
k	10.2504 md
k/μ	16.6466 md/cp
Skin	0.00000
Pi	1605.68 psia
C	0.00522224 bbl/psi
Pbar	1605.68 psia
Productivity Index	0.250252 [STB/D]/psia

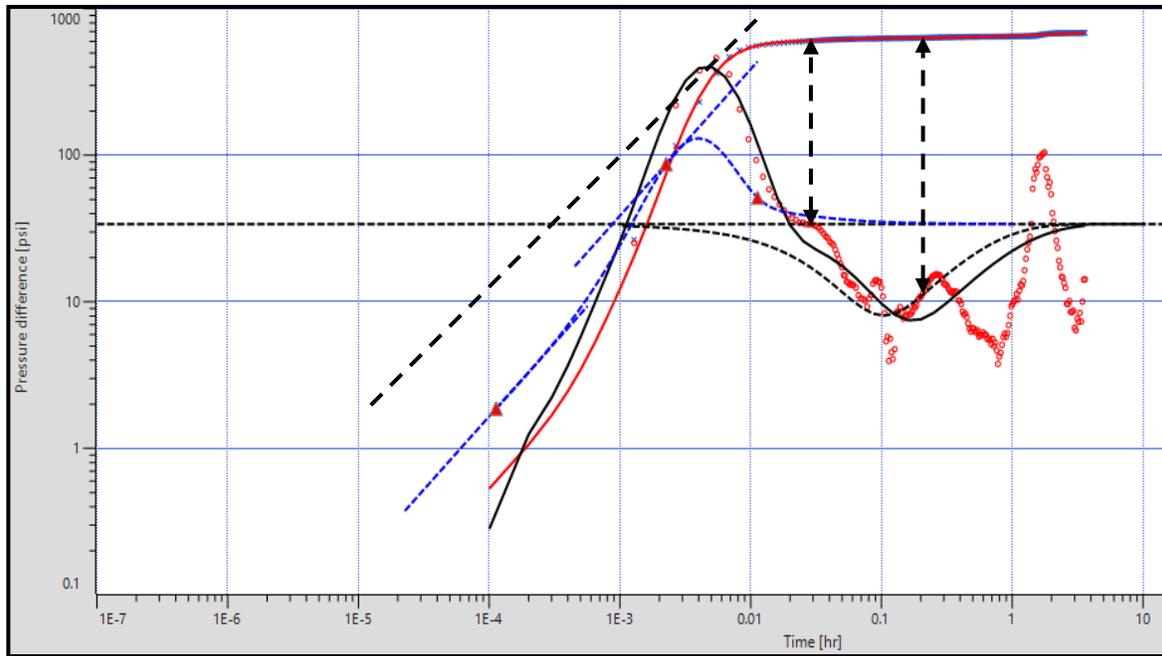
ANEXO .16 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-295.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	3683.81 md.ft
k	131.564 md
k/μ	220.830 md/cp
Skin	1.98413
Pi	2172.67 psia
C	8.68212E-4 bbl/psi
Pbar	2172.67 psia
Productivity Index	3.44101 [STB/D]/psia

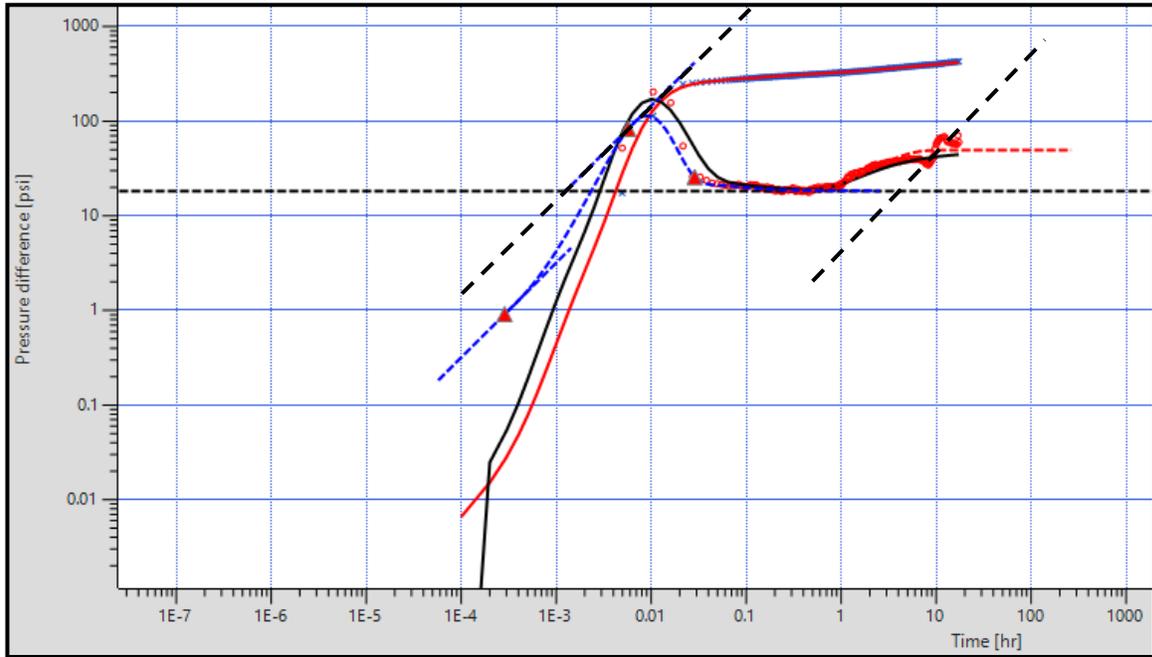
ANEXO .17 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-140.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	1641.29 md.ft
k	63.1265 md
k/ μ	78.2507 md/cp
Skin	3.75927
Pi	1998.88 psia
C	0.00709324 bbl/psi
Pbar	1998.88 psia
Productivity Index	1.10740 [STB/D]/psia

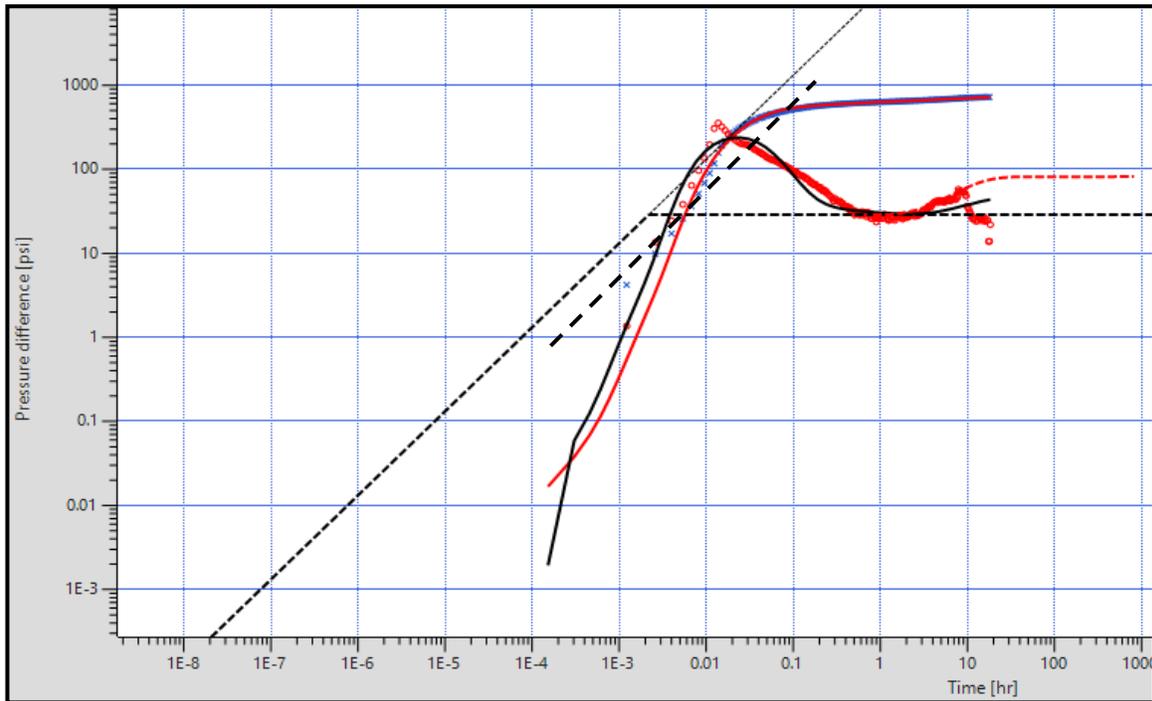
ANEXO .18 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-118.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	3293.43 md.ft
k	274.452 md
k/ μ	441.670 md/cp
Skin	2.10706
Pi	2571.09 psia
C	0.903138 bbl/psi
Pbar	2571.09 psia
Productivity Index	2.22971 [STB/D]/psia

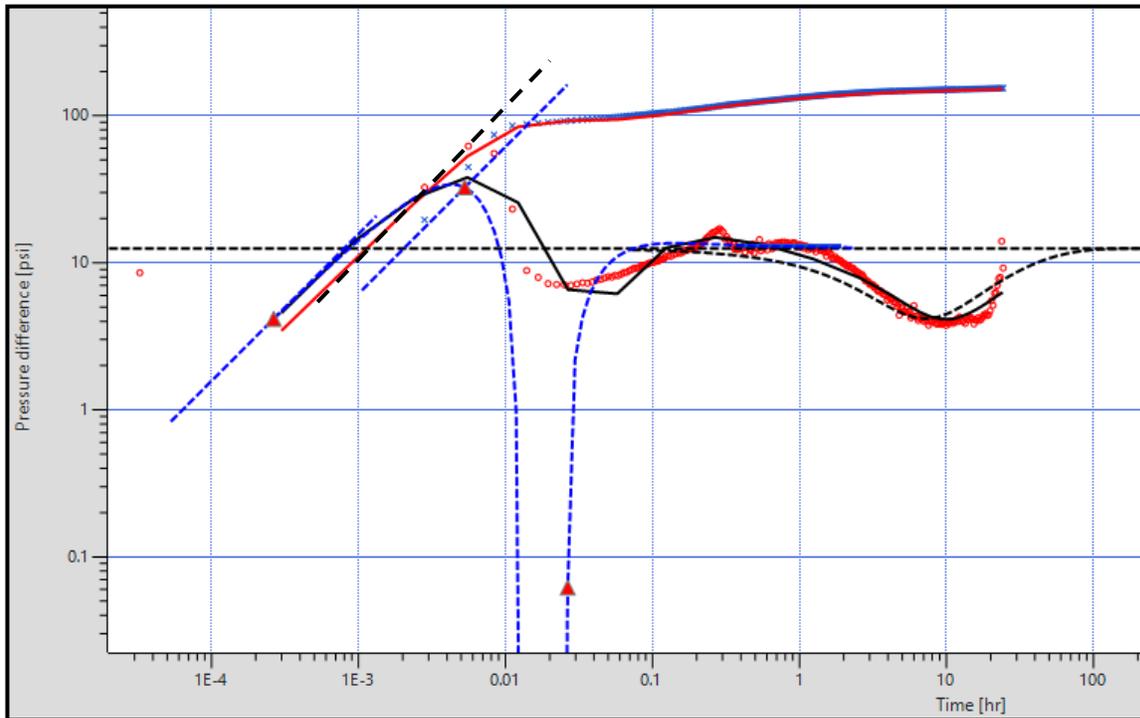
ANEXO .19 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-119.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	3239.00 md.ft
k	107.967 md
k/μ	175.337 md/cp
Skin	4.70550
Pi	1996.83 psia
C	0.840571 bbl/psi
Pbar	1996.83 psia
Productivity Index	2.01634 [STB/D]/psia

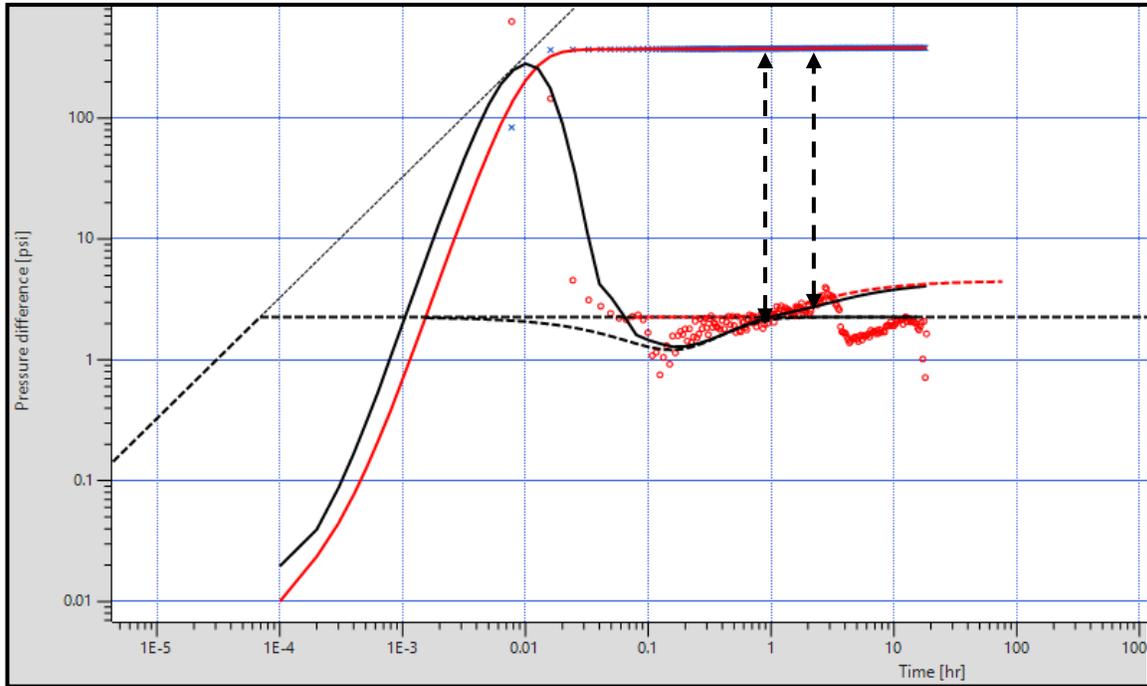
ANEXO .20 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-133.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	4786.07 md.ft
k	239.303 md
k/μ	299.266 md/cp
Skin	-0.519709
Pi	2464.23 psia
C	0.00396627 bbl/psi
Pbar	2464.23 psia
Productivity Index	4.56152 [STB/D]/psia

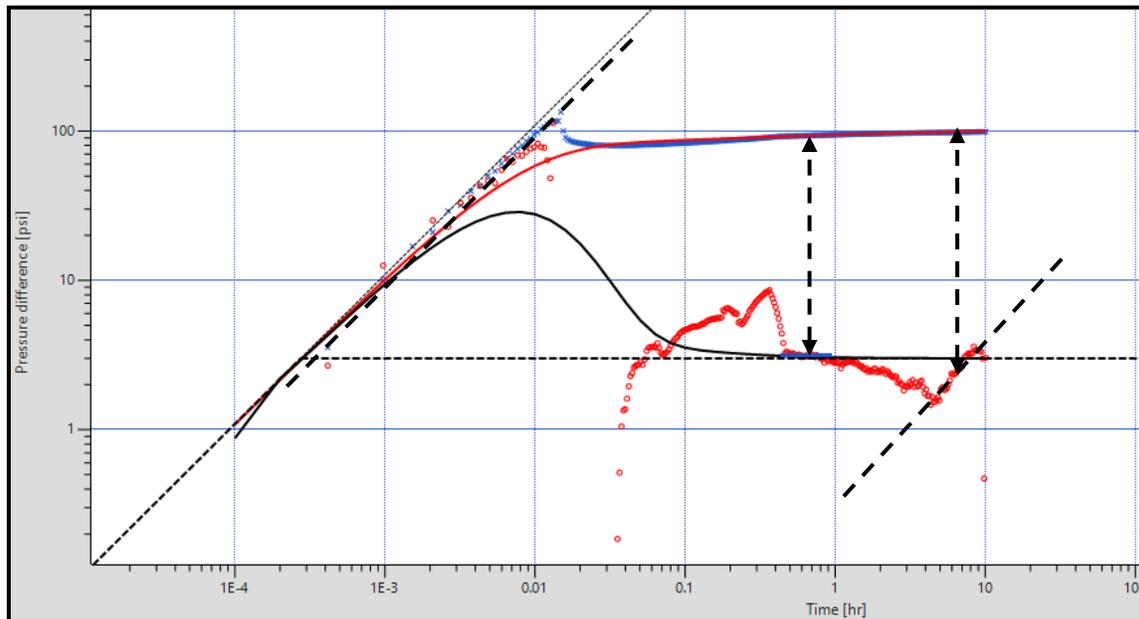
ANEXO .21 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-023.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	20395.9 md.ft
k	318.686 md
k/μ	518.537 md/cp
Skin	76.5683
Pi	2399.15 psia
C	0.464387 bbl/psi
Pbar	2399.15 psia
Productivity Index	2.20987 [STB/D]/psia

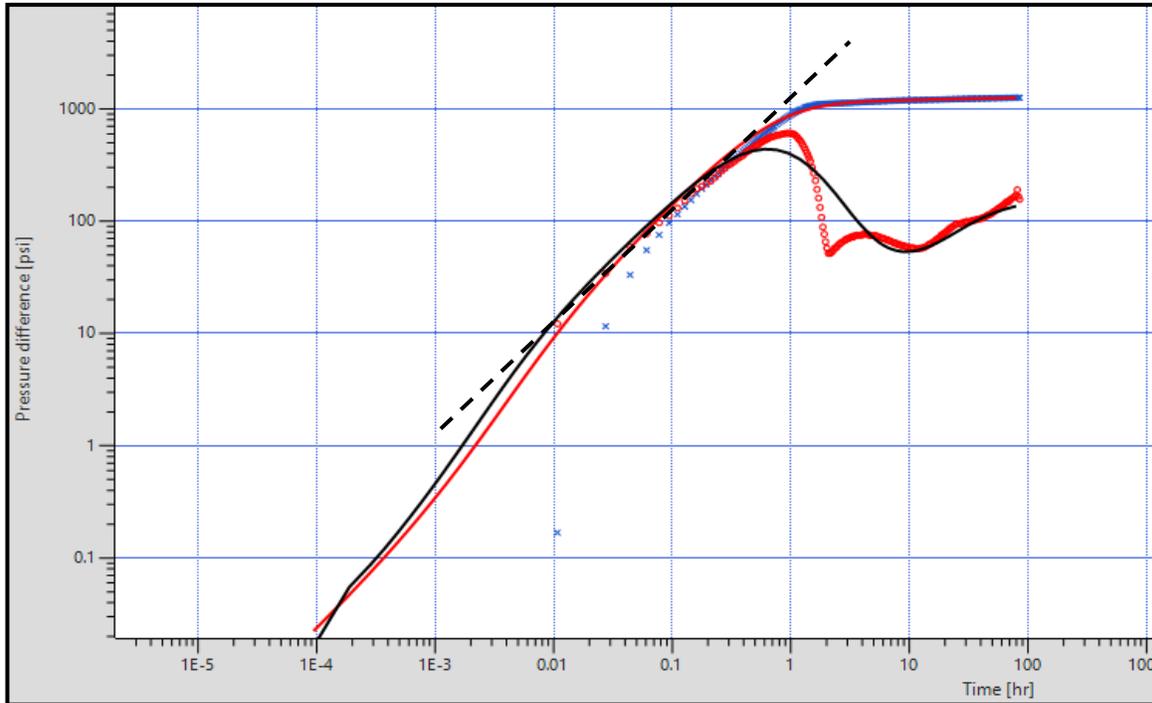
ANEXO .22 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-079.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	16342.0 md.ft
k	333.510 md
k/μ	548.500 md/cp
Skin	9.23743
Pi	2439.21 psia
C	0.00434461 bbl/psi
Pbar	2439.21 psia
Productivity Index	8.81746 [STB/D]/psia

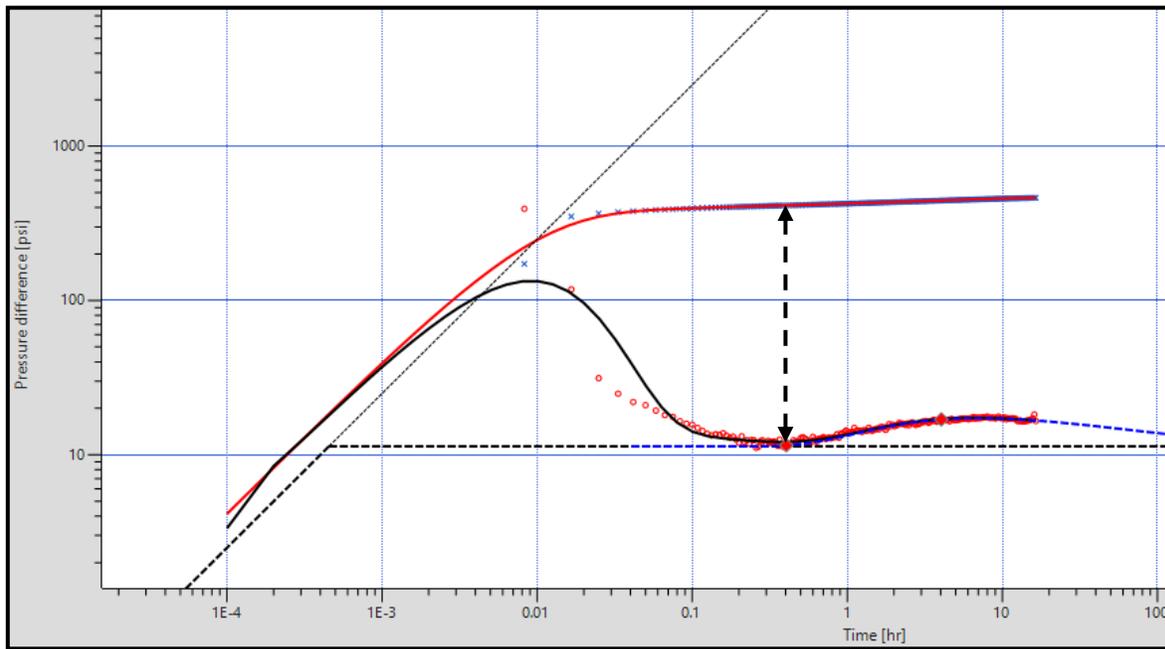
ANEXO .23 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-095.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	471.050 md.ft
k	26.1694 md
k/μ	42.0532 md/cp
Skin	4.69829
Pi	1577.77 psia
C	0.113473 bbl/psi
Pbar	1577.77 psia
Productivity Index	0.423026 [STB/D]/psia
PV	0.110444 MMB

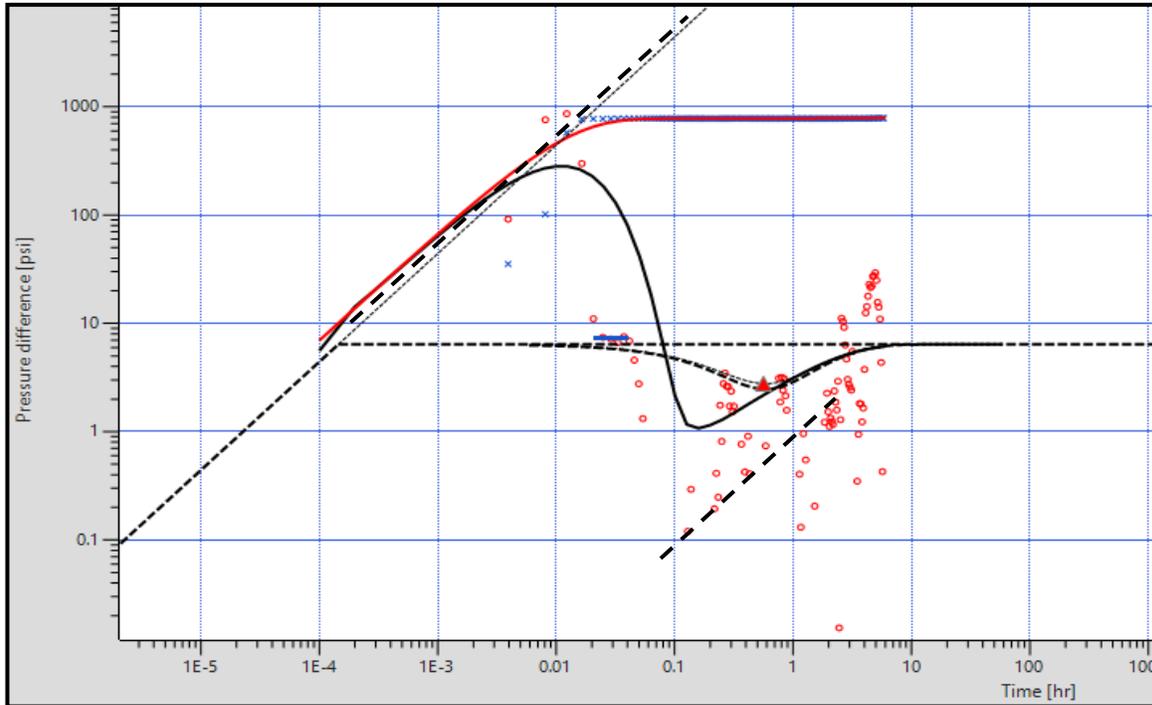
ANEXO .24 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-097.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	8029.30 md.ft
k	267.643 md
k/μ	430.712 md/cp
Skin	12.3192
Pi	2556.91 psia
C	0.0020763 bbl/psi
Pbar	2556.91 psia
Productivity Index	3.47162 [STB/D]/psia

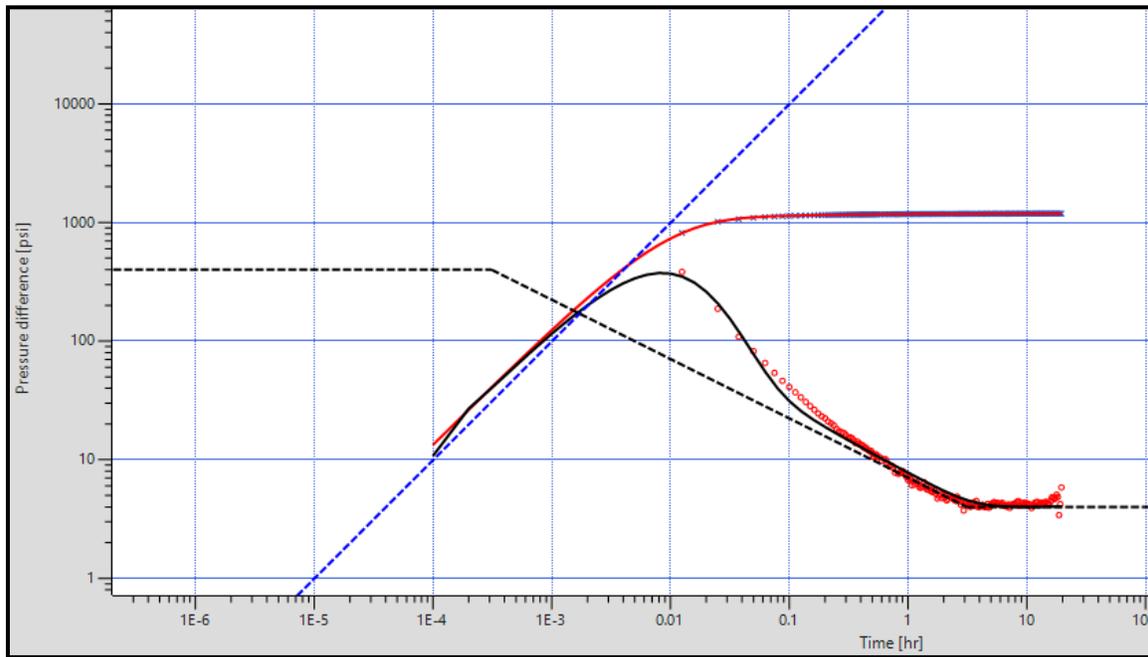
ANEXO .25 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-122.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	4582.92 md.ft
k	190.955 md
k/μ	317.325 md/cp
Skin	54.3488
Pi	2195.00 psia
C	4.12432E-4 bbl/psi
Pbar	2195.00 psia
Productivity Index	0.663423 [STB/D]/psia

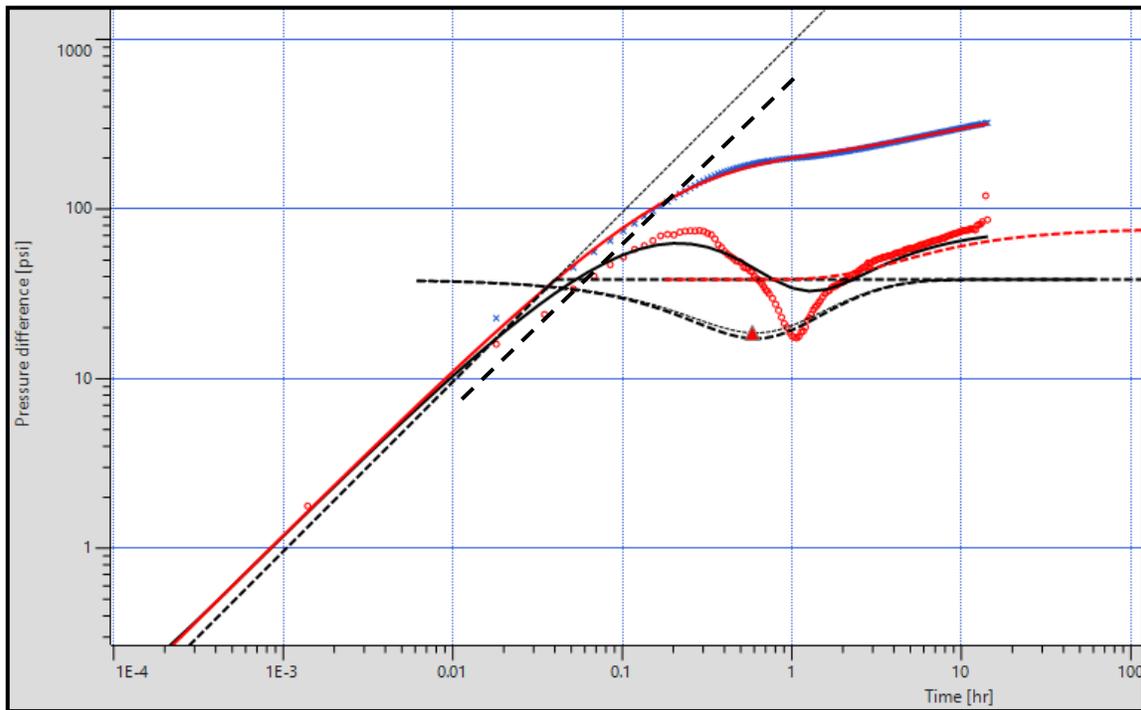
ANEXO .26 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-104.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	7345.68 md.ft
k	333.894 md
k/μ	543.283 md/cp
Skin	28.1784
Pi	2468.21 psia
C	2.09288E-4 bbl/psi
Pbar	2468.21 psia
Productivity Index	0.454355 [STB/D]/psia

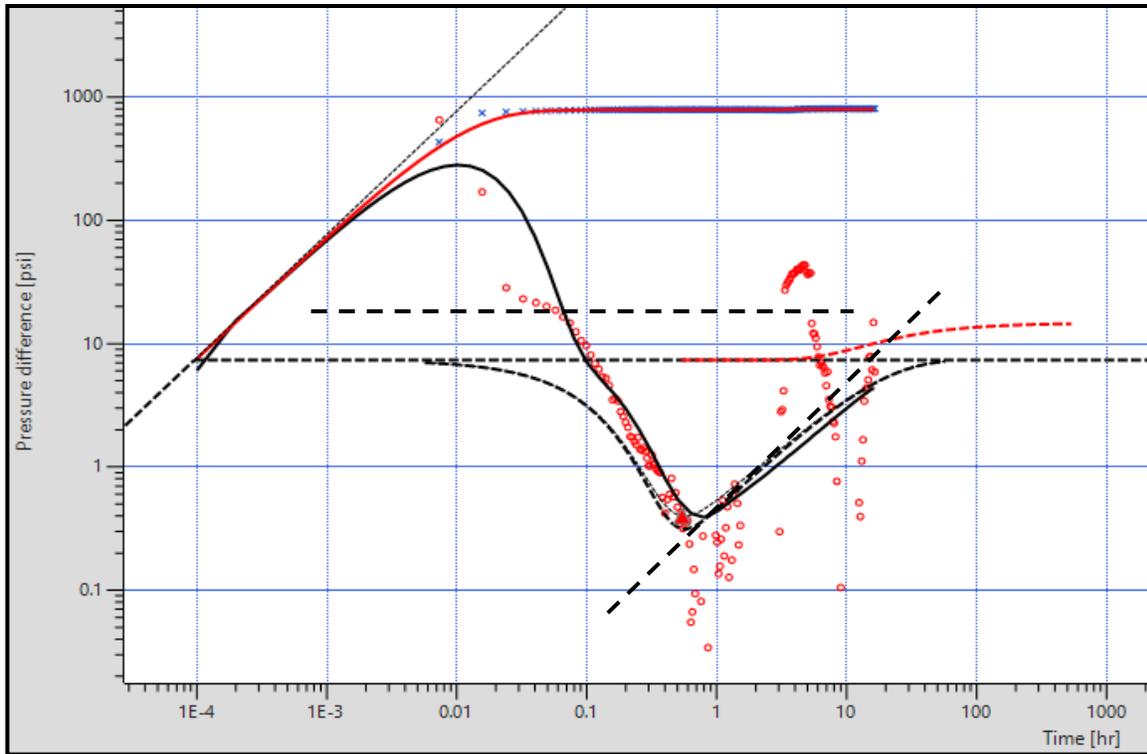
ANEXO .27 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-217.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	2489.52 md.ft
k	92.2046 md
k/μ	154.765 md/cp
Skin	-3.84752
Pi	2189.73 psia
C	0.077616 bbl/psi
Pbar	2189.73 psia
Productivity Index	4.17684 [STB/D]/psia

ANEXO .28 LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS EN EL PERFIL DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN EN FUNCIÓN DEL TIEMPO. POZO: SHS-225.



RESULTADOS OBTENIDOS DE ANÁLISIS CON SOFTWARE SAPHIR

Main Results	
Source	Analytical
kh	3325.53 md.ft
k	133.021 md
k/μ	208.761 md/cp
Skin	45.9526
Pi	2276.42 psia
C	2.99977E-4 bbl/psi
Pbar	2276.42 psia
Productivity Index	0.513915 [STB/D]/psia