



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE
ACUÍFEROS APLICANDO TÉCNICAS
DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

PRESENTA

Raúl Alejandro Pérez Márquez

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Antonio Hernández Espriú



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México

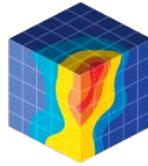


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



The
HYDRO
geology
Group
FACULTY OF ENGINEERING
UNAM



CONTRIBUCIÓN DEL GRUPO DE HIDROGEOLOGÍA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

Este documento representa la Tesis No. 18 del Grupo de Hidrogeología de la Facultad de Ingeniería (UNAM) como parte de su contribución científica y de formación de recursos humanos especializados en la evaluación cuantitativa de acuíferos.

This bachelor's dissertation represents the Thesis No. 18 of the Hydrogeology Group, Faculty of Engineering (UNAM) as part of our scientific contribution and human resources development in quantitative groundwater hydrology.

www.ingenieria.unam.mx/hydrogeology

Twitter: @hydrogeologymx

AGRADECIMIENTOS

Investigación realizada gracias al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM IN112815, “Interpretación avanzada de pruebas hidráulicas en acuíferos, integrando técnicas analíticas, modelación numérica y técnicas adaptadas de la Ingeniería Petrolera”, a cargo del Dr. José Antonio Hernández Espriú. Particularmente agradezco a la DGAPA-UNAM la beca recibida que me permitió culminar la realización de esta tesis.

AGRADECIMIENTOS

Esta meta que he podido alcanzar está dedicada especialmente para mi mamananona Lucía, que aunque ya no se encuentra presente, siempre está cuidando de mí y sé que en este momento estás completamente orgullosa de mí. Te quiero, esto es para ti.

A mi mamá Alejandra, por todo lo que me ha enseñado, por el tiempo que ha pasado conmigo apoyando en cada una de mis etapas escolares y por todas las noches de desvelo en las que me ha acompañado.

A mi papá José Luis, por siempre animarme a seguir adelante, por enseñarme a creer en mí y todas las veces en las que me animabas a seguir intentándolo, aún cuando no eran tan fáciles de lograr.

A ambos, por todo su esfuerzo y sacrificio, por su amor y educación, por estar presentes en todos mis logros, pero sobretodo por estar conmigo en los peores momentos, por siempre apoyarme a salir adelante y dar todo de mí para lograr mis metas, todo lo anterior hizo de mí, la persona que soy ahora.

A mi paparul Raúl, por cuidarme, por siempre haber estado afuera de la escuela esperando que saliera para poder ir a casa y por darme los cimientos para poder alcanzar esta meta.

A mi hermano Horacio, por siempre ser esa persona con la cual competir y que me hace ser mejor día a día.

Al Dr. José Antonio Hernández Espriú, por la confianza brindada para la realización de mi Tesis, por su tiempo brindado y por todos los consejos que como director me proporcionó. Además, permitirme ser parte del proyecto en el que hemos participado, del cual he aprendido muchas cosas y conocido a personas excelentes, sin los cuales nada de esto hubiera sido posible.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE ACUÍFEROS APLICANDO TÉCNICAS DE LA
INDUSTRIA PETROLERA

A mis sinodales, por sus valiosos comentarios y observaciones. Con especial mención para el Ing. Israel Castro Herrera y el Ing. Alberto Arias Paz, que con su participación en el proyecto aprendí una gran cantidad de cosas que fueron fundamentales para la realización de mi Tesis.

Al Ing. Sergio Carlos Crail Corzas, que gracias a él fui capaz de encontrar mi manera de estudiar, la cual ha sido fundamental durante toda mi carrera y formación académica, con la que he podido llegar hasta este momento.

A mi mejor amigo y hermano Bruno y a mi amiga Dayana, por ser mis grandes compañeros en este viaje que al fin concluye. Todo el trabajo que realizamos, finalmente se ve recompensado.

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería, por haberme formado profesionalmente y de la cual siempre estaré orgulloso de pertenecer.

A mi solecito Geraldine, recuerda cada vez que veas esto, que tu puedes cumplir todas las metas que te propongas. Habrá momentos en los que el camino será difícil, pero siempre esfuérate por seguir adelante y nunca te rindas, las cosas que más trabajo cuestan... al final siempre son las más divertidas.

¿Descubriste los límites de tus habilidades? ¿Aunque tu técnica, cuerpo y mentalidad no se han desarrollado por completo? Los que tienen algo mejor que tu, siempre han sido diferentes desde que nacieron. Es imposible cambiarlo por mucho que trabajes, planees o por quienes sean tus compañeros. En vez de desesperarte o rendirte porque no eres como un genio, creer que tu fuerza no se limita a eso y seguir recorriendo tu camino, puede ser duro e implacable, pero... ¡Haces florecer el talento! ¡Mejoras la habilidad! Tarde o temprano la disciplina vencerá a la inteligencia.

RESUMEN

La industria petrolera cuenta con distintos métodos para llevar a cabo la caracterización de yacimientos. Una de las principales consiste en interpretar las curvas de presión-tiempo obtenidas de pruebas de pozos, mediante análisis derivativos. La curva derivada de la presión con respecto al tiempo permite identificar distintas geometrías de flujo presentes a lo largo de la prueba, que en conjunto con gráficos especializados para cada régimen, es posible calcular los parámetros característicos que gobiernan el flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

Se reunió una amplia base de datos relacionada con análisis derivativos que sirvió como fundamento para correlacionar parámetros entre hidrogeología e ingeniería de yacimientos y así adaptar el uso de la derivada, como herramienta de interpretación en pruebas hidráulicas en acuíferos. Se seleccionaron una serie de pruebas de bombeo realizadas en acuíferos tanto nacionales como internacionales, de países como Estados Unidos, Irán, Francia y Taiwán. Las cuales se interpretaron por métodos hidrogeológicos convencionales y mediante la aplicación de análisis derivativos.

Los modelos convencionales de interpretación permitieron la identificación del tipo de acuífero y en base a eso calcular sus parámetros característicos. Con la aplicación de análisis derivativos en la interpretación de acuíferos, fue posible caracterizarlos de manera no paramétrica y paramétrica. Al realizar las interpretaciones no paramétricas de las pruebas, se definieron cuáles se llevaban a cabo en un medio homogéneo o heterogéneo. Se identificaron los efectos de almacenamiento de pozo, los distintos regímenes de flujo presentes a lo largo de la prueba y los tipos de fronteras que actúan sobre los acuíferos. Lo anterior permitió elegir de entre todos los modelos de interpretación paramétrica, aquellos que se ajustaran a las características definidas de los acuíferos y que los resultados calculados mostraran su comportamiento real.

En base a todo el proceso se desarrolló un algoritmo para la interpretación de pruebas de bombeo. El cual permite aprovechar los métodos hidrogeológicos y petroleros, estableciendo así, una metodología integrada para la caracterización dinámica de acuíferos.

ABSTRACT

The oil industry has different methods for performing reservoir characterization. One of the main consists of interpreting the pressure-time curves obtained from well testing through derivative analysis. The logarithmic derivative curve of the pressure response as a function of the elapsed time, allows to identify different flow geometries present throughout the test, which together with diagnostic plots, makes possible to calculate the parameters that govern the flow of reservoir fluids into the well.

An extensive database related to derivative analysis was compiled and served as the basis for correlating parameters between hydrogeology and reservoir engineering and thus adapt the use of the derivative as a tool of interpretation hydraulic tests in aquifers. A series of pumping tests conducted in both national and international aquifers were selected from countries like the United States, Iran, France and Taiwan. Selected tests were interpreted by conventional pumping hydrogeological methods and by applying derivative analysis.

Conventional interpretation models allowed the identification of the type of aquifer and on that basis calculate their characteristic parameters. With the application of derivative analysis in the interpretation of aquifers, was possible to characterize them in a nonparametric and parametric manner. When performing nonparametric interpretations of well test, was defined which carried out a homogeneous or heterogeneous medium. Wellbore storage effects, different flow regimes present throughout testing and the type of boundaries acting on aquifers were identified. This allows to choose from among all models of parametric interpretation, those that adjust to the defined characteristics of the aquifers and that the calculated results show their actual behavior.

Based on the whole process, an algorithm for interpreting of pumping tests was developed. Which allows to take advantage from petroleum and hydrogeological methods, establishing an integrated dynamic characterization methodology for aquifer test.

ÍNDICE

	Página
CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN	10
1.1. Antecedentes	10
1.2. Justificación	12
1.3. Objetivos	12
CAPÍTULO II - MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA	14
2.1. Generalidades del agua subterránea	14
Hidrogeología	14
Clasificación del agua subterránea	15
Unidades hidrogeológicas	15
Pruebas en acuíferos	17
Importancia del agua en pozos petroleros	18
2.2. Correlación de propiedades entre acuíferos y yacimientos petroleros	19
Capacidad de almacenamiento	19
Hidráulica en medios porosos	22
2.3. Interpretación de pozos usando métodos convencionales	28
Métodos para acuíferos confinados	29
Métodos para acuíferos semiconfinados	31
Métodos para acuíferos libres	34
2.4. Interpretación de pozos usando curvas diagnóstico	35
Análisis derivativo	36
Modelos matemáticos de derivación	42

CAPÍTULO III - METODOS Y MATERIALES	44
3.1. Estado del arte de la interpretación de pruebas en pozos	44
3.2. Selección y digitalización de las pruebas a analizar	46
3.3. Prueba sintética de un yacimiento petrolero	49
3.4. Metodología de interpretación	50
CAPÍTULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIÓN	52
4.1. Caracterización dinámica de una prueba sintética con gráficos especializados	52
4.2. Interpretación de acuíferos con el uso de métodos convencionales y análisis derivativos	56
4.3. Metodología sugerida para la interpretación conjunta de pruebas en acuíferos	101
CAPÍTULO V - CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN	104
5.1. Conclusiones	104
5.2. Líneas futuras de investigación	106
CAPÍTULO VI - REFERENCIAS CITADAS	108

CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Al comienzo de la caracterización dinámica, las técnicas utilizadas para interpretar pruebas en pozos surgieron de la hidrogeología, con base en modelos que desarrollaron inicialmente la ecuación que gobierna el flujo de agua subterránea hacia un pozo en estado estacionario (Dupuit, 1863) y su aplicación para el cálculo de propiedades de los acuíferos (Thiem, 1870) (Chesnaux et al. 2005; Fetter, 2000).

Posteriormente Theis (1935) desarrolló ecuaciones para flujo en estado transitorio y para su aplicación en acuíferos confinados, sugirió el uso del análisis por el método de comparación con curvas tipo. Estas aportaciones fueron utilizadas posteriormente por Jacob y Cooper (1946) quienes realizaron simplificaciones del modelo de Theis (1935), para implementar el método de análisis de línea recta (*straight line*), en gráficos semilogarítmicos (Gringarten, 2008).

Estos métodos de análisis prevalecieron durante los años 50's y 60's (Horner, 1951; Miller et al. 1950) donde las compañías petroleras adaptaron las técnicas de interpretación que fueron desarrolladas para determinar generalmente permeabilidad, daño, índice de productividad, área de drenaje y la presión promedio de los yacimientos (Gringarten, 2008).

Durante el periodo de los años 60's y 70's, el mayor desarrollo provino de la investigación en universidades. Estas investigaciones se enfocaban en estudiar el comportamiento de la presión del yacimiento a tiempos tempranos de la prueba, debido a que los resultados obtenidos mediante el análisis de la línea recta eran muy ambiguos. Se dio mayor énfasis al almacenamiento de pozo (*wellbore storage*) (Ramey et al. 1970), fracturas de alta conductividad (Gringarten et al. 1975) y fracturas de baja conductividad (Cinco-Ley et al. 1978). Además, los resultados obtenidos sobre daño sólo mostraban un factor que indicaban si los pozos tenían daño positivo o negativo, pero no indicaba las posibles causas que originaban ese daño (Gringarten, 2008).

La idea de utilizar el concepto de la derivada de la presión/abatimiento en la interpretación de pruebas de pozos se le atribuye a Chow (1952), quien demostró que la transmisividad de un acuífero confinado ideal es proporcional a la tasa de bombeo por la derivada logarítmica del abatimiento en tiempos tardíos de la prueba, pero este descubrimiento no tuvo un gran impacto en la época. Fue hasta que Bourdet et al. (1983) generalizó el concepto del logaritmo de la derivada para un gran número de modelos de flujo y este concepto revolucionó por completo la interpretación de las pruebas de pozos convirtiéndolas en verdaderas herramientas robustas de caracterización (Renard et al. 2009).

La figura 1.1, muestra un comparativo histórico sobre el uso de técnicas diversas para interpretar pruebas en pozos petroleros y de agua subterránea, considerando las metodologías dominantes (modelos lineales, curvas tipo, análisis derivativo, deconvolución y tomografía hidráulica 3D).

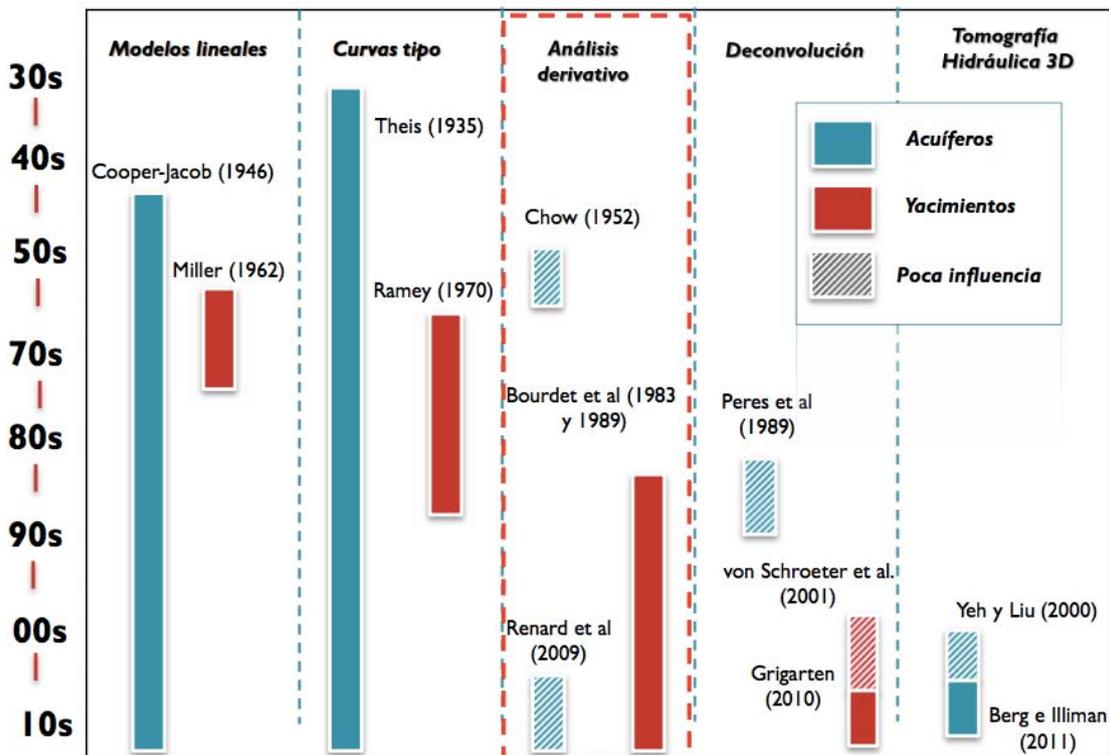


FIG. 1.1 EVOLUCIÓN DE LOS MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DINÁMICA (ADAPTADA DE HERNÁNDEZ-ESPRIÚ, 2015).

El análisis de la respuesta derivativa de la presión en un yacimiento, se ha convertido en un estándar de la industria petrolera desde hace más de veinte años y aunque fue introducida como auxiliar en las interpretaciones de pruebas

en acuíferos por Karasaki et al. (1988) y Spane y Wurstner (1993) (Parks y Bentley, 1996) en el ámbito de la hidrogeología, los estudios en los cuales se utiliza la derivada transitoria de la carga hidráulica como herramienta de diagnóstico (Hammond y Field, 2014; McConnell, 1993; Parks y Bentley, 1996; Samani et al. 2006; Xiao y Xu, 2014) son comparativamente escasos respecto a los estudios realizados en la ingeniería petrolera. Es por ello que no se cuenta con suficiente información sobre su aplicabilidad en pruebas en acuíferos.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La interpretación de pruebas dinámicas se ha utilizado durante muchos años para poder obtener parámetros acerca del comportamiento tanto de acuíferos como de yacimientos. Con el paso del tiempo las técnicas utilizadas en la industria petrolera han evolucionado, sin embargo, las técnicas aplicadas en la hidrogeología se siguen enfocando en modelos convencionales sin el uso de la derivada del abatimiento. Es por ello, que se necesita explorar de manera profunda la aplicación de nuevas técnicas, con el fin de obtener mejores resultados de las interpretaciones que se realizan a las pruebas de bombeo.

En el ámbito petrolero, los acuíferos presentes en los yacimientos, forman fronteras y actúan como mecanismos de desplazamiento para los hidrocarburos. Por ello, conocer la hidrodinámica de acuíferos, es de gran importancia para el control del agua en pozos de extracción y en el suministro de esta para el desarrollo de energéticos.

1.3. OBJETIVOS

Objetivo general

Estudiar, aplicar y en su caso adaptar las técnicas de la caracterización dinámica de yacimientos (con especial énfasis en análisis derivativos y curvas diagnóstico) al ámbito de la interpretación de pruebas hidráulicas en acuíferos, particularmente pruebas de abatimiento y decremento.

Objetivos específicos

- Caracterizar un conjunto de pruebas de pozos en acuíferos con métodos hidrogeológicos convencionales.
- Interpretar las pruebas de pozos de manera paramétrica y no paramétrica por medio de análisis derivativos.
- Comparar los resultados obtenidos de ambos métodos para establecer una mejor caracterización.
- Establecer una metodología integrada para la interpretación de pruebas de pozos en acuíferos.

CAPÍTULO II - MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

2.1 GENERALIDADES DE HIDROGEOLOGÍA

Hidrogeología

La Hidrogeología es la rama de la Hidrología que se encarga del estudio de las aguas subterráneas, su interacción con otros fluidos y con el medio geológico en el que se encuentra el agua (Deming, 2001).

La [figura 2.1](#) muestra como las aguas subterráneas se dividen en dos zonas. [1] La zona no saturada que se encuentra inmediatamente debajo de la superficie de la tierra, contiene tanto aire como agua. Aún cuando la zona no saturada no puede ser explotada, esta es de gran importancia debido a que esta es la que permite la recarga natural de agua en los acuíferos. [2] La zona saturada que es la única zona disponible para abastecer de agua a los pozos, además, el agua contenida en esta zona es la única a la cual el término “aguas subterráneas” es aplicado correctamente (Heath, 1983).

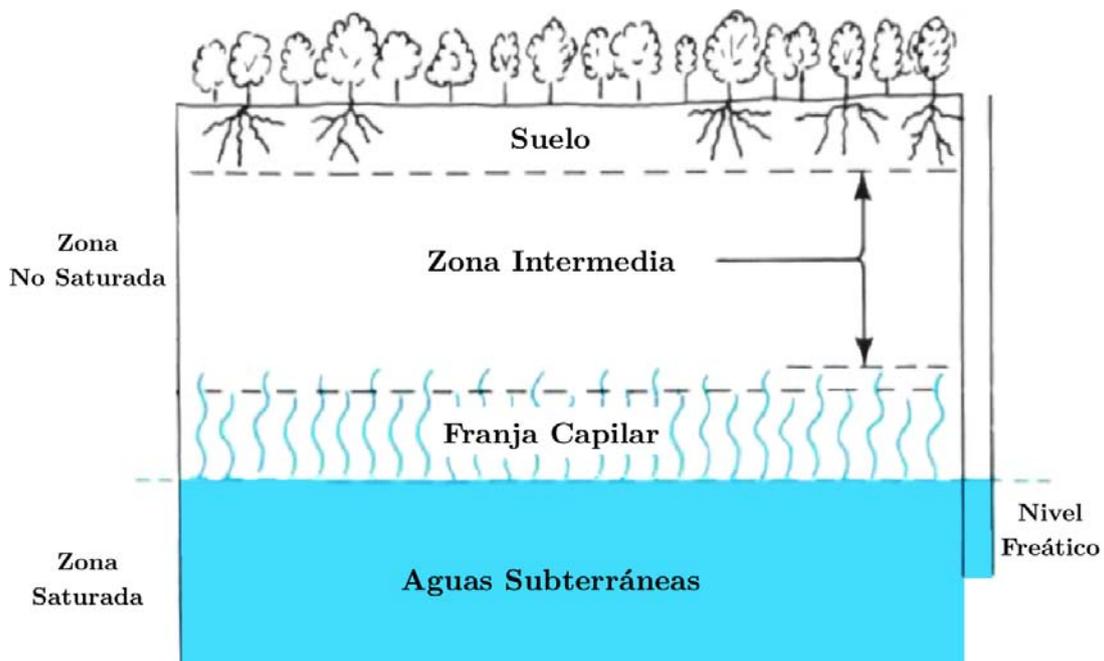


FIG. 2.1 DIVISIÓN DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS (MODIFICADA DE HEATH, 1983)

Clasificación de las Aguas Subterráneas

Debido a la gran variedad de formaciones en la que el agua puede acumularse, las aguas subterráneas se pueden clasificar por medio de las características litológicas que poseen las formaciones, tanto para almacenar como para permitir el movimiento del agua (Custodio y Llamas, 1983).

Se denomina *acuífero* a aquel estrato o formación geológica que permitiendo la circulación del agua por sus poros o fracturas, hace que el hombre pueda aprovecharla en cantidades económicamente apreciables para cubrir sus necesidades (Custodio y Llamas, 1983). Los acuíferos más productivos son generalmente depósitos de carbonatos kársticos, areniscas permeables y rocas altamente fracturadas de todo tipo (Delleur, 2006).

El término *acuitardo* hace referencia a la existencia de numerosas formaciones geológicas que, conteniendo apreciables cantidades de agua la transmiten muy lentamente por lo que no son aptos para su explotación. Sin embargo, bajo condiciones especiales permiten una recarga vertical de otros acuíferos (Custodio y Llamas, 1983).

Un *acuicludo* se define como aquella formación geológica que conteniendo agua en su interior, incluso hasta la saturación no la transmite y por lo tanto no es posible su explotación (Custodio y Llamas, 1983).

Por último, un *acuífugo* es una formación geológica completamente impermeable que no permite el flujo de agua a través de ella (Delleur, 2006).

Unidades hidrogeológicas

Para el análisis y evaluación de datos de pruebas en pozos, como se muestra en la [figura 2.2](#) los acuíferos pueden ser clasificados en tres tipos: libres, confinados y semiconfinados (Delleur, 2006).

Los *acuíferos libres* son aquellos en los cuales el agua sólo satura parcialmente el acuífero y el nivel freático, es capaz de aumentar o disminuir libremente, ya que está en contacto directo con el aire y por lo tanto, se encuentran a presión atmosférica. El nivel del agua que se presenta en estos pozos, indica el nivel freático al que se encuentra el acuífero en los alrededores del pozo (Heath, 1983).

Por el contrario, los *acuíferos confinados* se encuentran cubiertos por capas confinantes tanto en su techo como en su piso, por lo que el agua satura completamente al acuífero y ésta se encuentra sometida a una presión superior a la atmosférica. Por ello, durante la perforación de pozos en acuíferos de este tipo, al atravesar el techo del mismo se observa un ascenso rápido del nivel del agua hasta estabilizarse en una determinada posición por encima del acuífero, conocido como nivel piezométrico (Delleur, 2006). Cuando el nivel piezométrico de los pozos supera la superficie de la Tierra, estos son conocidos como pozos fluyentes, si no lo logra estos son conocidos simplemente como pozos artesianos (Heath, 1983).

Una variedad de acuíferos confinados la constituyen los *acuíferos semiconfinados*, el cual es un acuífero completamente saturado que está limitado en su piso por un acuicludo y en su techo por un acuitardo, permitiendo así una filtración de agua que recarga el acuífero. (Delleur, 2006). Sin embargo, este paso vertical de agua sólo es posible cuando existe una diferencia de potencial entre ambos y puede hacerse en uno u otro sentido e incluso puede variar con el tiempo según la posición relativa de los niveles piezométricos de los mismos (Custodio y Llamas, 1983).

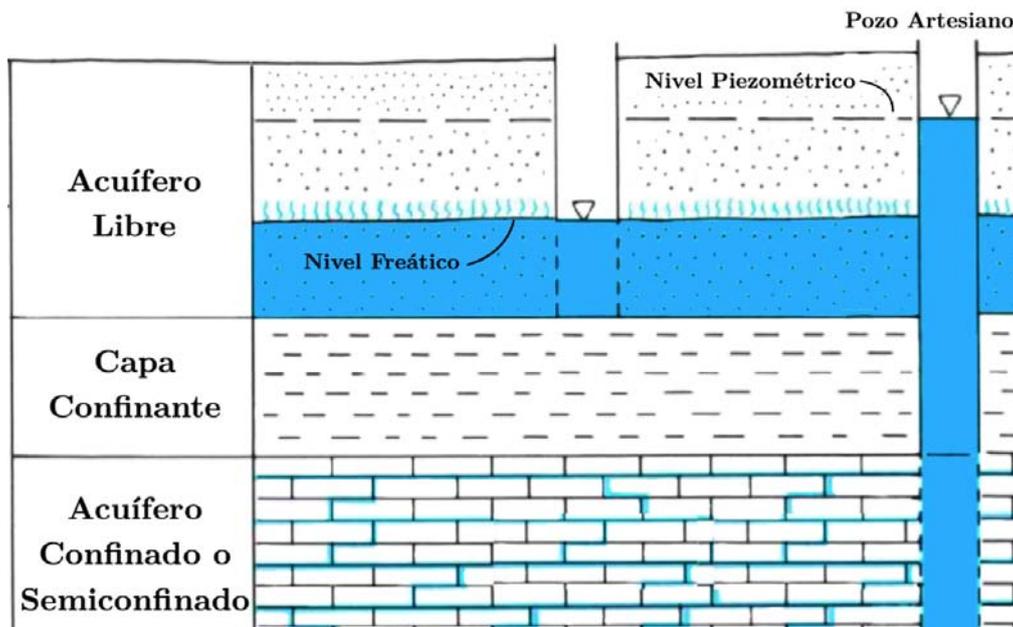


FIG. 2.2. CLASIFICACIÓN DE ACUÍFEROS (MODIFICADA DE HEATH, 1983)

Pruebas en acuíferos

Las pruebas en acuíferos pueden ser definidas como experimentos controlados en campo, realizados para determinar las propiedades hidráulicas del acuífero y de las rocas asociadas (Stallman, 1971).

El procedimiento más común para determinar las propiedades hidráulicas de los acuíferos es [1] identificar las condiciones de frontera hidráulicas y físicas que afectan el flujo en el acuífero; [2] calcular el respuesta esperada en el acuífero al permitir que las propiedades hidráulicas varíen; [3] comparar la respuesta observada en el acuífero con la respuesta calculada y [4] utilizar las propiedades hidráulicas que coincidan en ambos casos (Stallman, 1971).

Uno de los estudios hidrogeológicos más importantes, consiste en observar y medir el cambio en el tiempo, de los niveles de agua en un acuífero, causado por el bombeo a través de pozos y analizar su respuesta a este estímulo. Existen dos tipos comunes de pruebas en acuíferos, las pruebas de bombeo y las pruebas de recuperación. La [figura 2.3](#), muestra un ejemplo del comportamiento característico de ambas pruebas, en una gráfica cartesiana de abatimiento respecto al tiempo. (Fletcher, 1996)

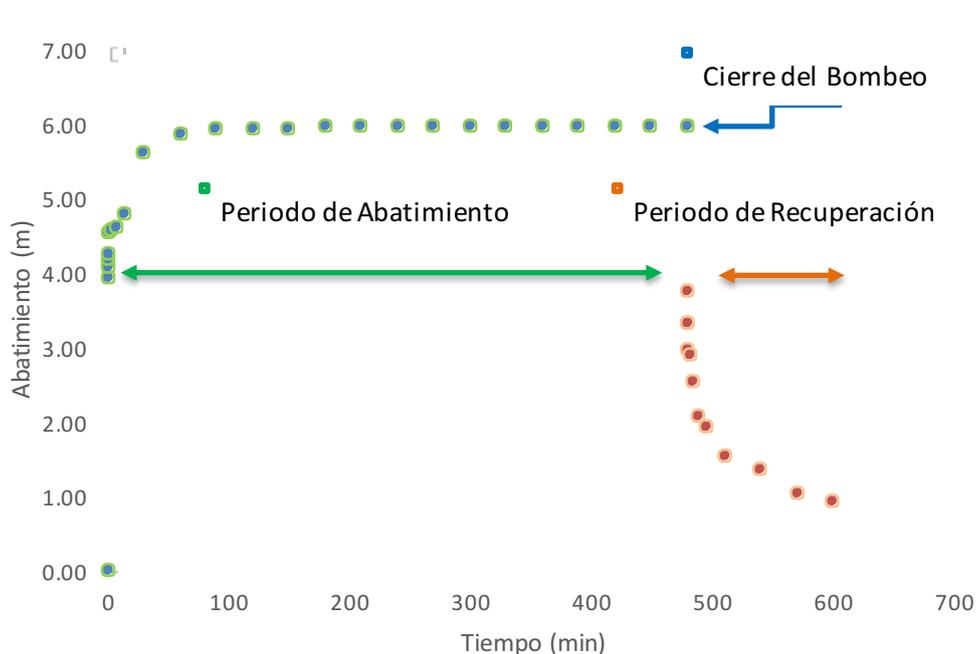


FIG. 2.3. GRÁFICO REPRESENTATIVO DE UNA PRUEBA DE ABATIMIENTO Y UNA PRUEBA DE RECUPERACIÓN

Las *pruebas de bombeo*, consisten en bombear un pozo a caudal constante por un periodo de tiempo específico, donde se realizan mediciones periódicas al nivel del agua, tanto en el pozo bombeado como en pozos de observación situados a diferentes distancias éste. Las *pruebas de recuperación* consisten en detener el bombeo del pozo y realizar mediciones al incremento que se da en el nivel del agua. Al analizar los resultados obtenidos de las pruebas en acuíferos, entre otros, es posible calcular [1] las propiedades físicas del acuífero; [2] el abatimiento del pozo a futuro y a distintos caudales de extracción; [3] el radio de influencia para uno o múltiples pozos y [4] la naturaleza y posición de las fronteras del acuífero.(Fletcher, 1996)

Importancia del agua en pozos petroleros

La gran diferencia existente entre el agua de un acuífero explotado para consumo humano y el agua que se encuentra en un yacimiento petrolero, es la gran salinidad que ésta presenta. En comparación, el agua dulce posee una salinidad aproximada de hasta 1,000 [ppm], el agua de mar de 35,000 [ppm] y el agua de formación hasta las 270,000 [ppm]. Además, ésta también puede contener gases disueltos, ácidos orgánicos, bacterias, trazas de compuestos de hidrocarburos y sólidos disueltos y/o en suspensión (Medhat et al. 2011).

El agua de formación que se encuentra tanto en el yacimiento como el agua en el acuífero asociado a éste, es de gran importancia para la ingeniería de petrolera debido a la estrecha relación que tiene con los fluidos del sistema. El acuífero puede clasificarse como *acuífero inactivo* cuando no contribuye al proceso de producción y como *acuífero activo* cuando funciona como un método de desplazamiento de los hidrocarburos. Además, el *agua congénita irreductible* del yacimiento ocupa entre 10% y 30% del volumen total de poros (Bidner, 2001) por ello, otro factor importante es la *permeabilidad relativa*, ya que da una medida de cómo el aceite se desplaza en el medio poroso en presencia del agua (Escobar, 2008).

Uno de los grandes problemas en ingeniería de yacimientos es la producción de agua, cuando esta proviene de un acuífero asociado. Esto se debe a que al producir un pozo existe una caída de presión que permite el flujo de aceite hacia él, sin embargo, si este se encuentra cerca del contacto agua-aceite ya sea por una perforación profunda o una producción avanzada, el agua fluye verticalmente hacia el pozo formando un cono. Por otra parte, si la producción de agua sucede en la vida temprana de un yacimiento sin buzamiento, donde el

contacto agua-aceite se vuelve inestable, el agua fluye más rápido debido a su baja viscosidad, este fenómeno se conoce como digitación (Escobar, 2008).

2.2 CORRELACIÓN DE PROPIEDADES ENTRE ACUÍFEROS Y YACIMIENTOS PETROLEROS

Capacidad de almacenamiento

La porosidad total (ϕ_T) se define como la relación entre el volumen total de poros y el volumen total de la roca, matemáticamente la porosidad se expresa como (Escobar, 2008):

$$\phi_T = \frac{V_P}{V_T} \text{ ----- (E.1)}$$

donde:

V_P : volumen total de poros

V_T : volumen total de roca

La porosidad es un parámetro adimensional, que además puede expresarse como porcentaje al multiplicar la **(E.1)** por 100. Los rangos de porosidad de las rocas oscilan entre el 5% y el 30% (Bidner, 2001). De acuerdo a la interconexión de los poros, la porosidad se define en absoluta y efectiva (Escobar, 2008).

La *porosidad total o absoluta* (ϕ_T) es aquella porosidad que considera el total de poros de la roca estén o no interconectados. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión entre estos. La *porosidad efectiva* (ϕ_{ef}) es la relación del volumen de poros interconectados con el volumen total de la roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para almacenar y conducir fluidos, sin embargo no mide la capacidad de flujo (Escobar, 2008). Tanto en el ámbito de la ingeniería de yacimientos como de acuíferos es el único parámetro a considerar, pues es la porosidad que permite el movimiento de los fluidos a través de la roca.

La propiedad que se contempla en conjunto a la porosidad para mostrar el volumen que es posible almacenar y extraer de los acuíferos se conoce como

coeficiente de almacenamiento (Heath, 1983). Sin embargo, dependiendo el tipo de acuífero, existe una diferencia al aplicar el concepto de coeficiente de almacenamiento, para los acuíferos libres aplica el término *rendimiento específico* (S_y) que se define como el volumen de agua que se drena de una roca saturada debido al efecto de la gravedad, cuando el nivel freático desciende una unidad. Por lo que el término *retención específica* (S_r) se asigna al volumen de agua que no es drenado de la roca (Fetter, 2000). Partiendo de la definición de porosidad total, si el volumen de agua que se extrae depende de la porosidad efectiva de la roca, es posible establecer que la porosidad efectiva y el rendimiento específico son equivalentes (Heath, 1983):

$$\phi_T = \phi_{ef} + \phi_{noef} \leftrightarrow \phi_T = S_y + S_r \quad \text{-----} \quad \text{(E.2)}$$

por lo tanto:

$$S_y = \phi_{ef} \quad \text{-----} \quad \text{(E.3)}$$

donde:

S_y : rendimiento específico (adimensional)

S_r : retención específica (adimensional)

ϕ_T : porosidad total (adimensional)

ϕ_{ef} : porosidad efectiva (adimensional)

ϕ_{noef} : porosidad no efectiva (adimensional)

Continuando con el concepto de capacidad de almacenamiento, la propiedad que aplica a los acuíferos confinados se le conoce como *coeficiente de almacenamiento* (S) y se define como la capacidad que posee una roca saturada para liberar o almacenar agua por unidad de área, cuando el nivel piezométrico desciende o aumenta una unidad (Deming, 2001). Debido a que en los acuíferos confinados el agua que se extrae está en función de la compresibilidad de la roca y el agua que contienen, se define el concepto de *coeficiente de almacenamiento específico* (S_s) que puede aplicarse tanto a acuíferos confinados como a semiconfinados (Fetter, 2000):

$$S_s = \rho g (\beta \phi_{ef} + \alpha) \quad \text{-----} \quad \text{(E.4)}$$

donde:

S_s : coeficiente de almacenamiento específico (1/m)

ρ : densidad (kg/m³)

g : gravedad (m/s²)

ϕ_{ef} : porosidad efectiva (adimensional)

β : compresibilidad del agua (m²/kg)

α : compresibilidad de la roca (m²/kg)

$$S = S_s b \text{ ----- (E.5)}$$

donde:

S : coeficiente de almacenamiento (adimensional)

S_s : coeficiente de almacenamiento específico (1/m)

b : espesor saturado del acuífero (m)

En la industria petrolera, la *capacidad de almacenamiento* (S) de un yacimiento, depende únicamente de las propiedades de la roca, por lo que matemáticamente se expresa como (Maizeret, 2013):

$$S = \phi_T C_t h \text{ ----- (E.6)}$$

donde:

S : capacidad de almacenamiento (ft/psi)

ϕ_T : porosidad total (adimensional)

C_t : compresibilidad total (1/psi)

h : espesor (ft)

En ingeniería de yacimientos, la compresibilidad es de gran importancia debido a que las formaciones se encuentran a profundidades donde la presión de sobrecarga tiende a comprimirlas, de manera que al liberar presión los fluidos que se encuentran atrapados y la roca que los contienen, tienden a expandirse (Bidner, 2001) y al igual que en los acuíferos confinados, genera un método de producción. La forma en que ambos conceptos se relacionan es de la siguiente manera, para el estudio de yacimientos petroleros la *compresibilidad total* (C_t) del sistema roca-fluidos se expresa como la suma de las compresibilidades del sistema por el volumen de los fluidos que saturan la formación (Escobar, 2008):

$$C_t = S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w + C_f \quad \text{-----} \quad \text{(E.7)}$$

donde:

C_t : compresibilidad total (1/psi)

S_o : saturación de aceite (fracción)

C_o : compresibilidad del aceite (1/psi)

S_g : saturación de gas (fracción)

C_g : compresibilidad del gas (1/psi)

S_w : saturación de agua (fracción)

C_w : compresibilidad del agua (1/psi)

C_f : compresibilidad de la formación (1/psi)

Dado que los acuíferos sólo contienen agua, los factores S_o y S_g son iguales a 0, mientras que el término $S_w C_w + C_f$ relaciona tanto la saturación de agua y su compresibilidad, con la compresibilidad de la roca; como se definió anteriormente, en hidrogeología este parámetro es conocido como coeficiente de almacenamiento específico, por lo que sustituyéndolo en la ecuación anterior, es posible relacionar ambos parámetros:

$$C_t = S_s \quad \text{-----} \quad \text{(E.8)}$$

donde:

C_t : compresibilidad total (1/psi)

S_s : coeficiente de almacenamiento específico (1/m)

Hidráulica en medios porosos

La [figura 2.4](#) muestra como es que el agua subterránea se mueve debido a tres fuerzas externas que actúan en ella como son la velocidad (energía cinética), la elevación (energía potencial) y la presión a la que se encuentra sometida el agua, que en conjunto muestran el nivel energético que posee un acuífero. Para una unidad de volumen, la densidad ($\rho = m/v$) es numéricamente igual a la masa ($\rho = m$), debido a lo anterior la ecuación de Bernoulli se define como (Heath, 1983):

$$\frac{1}{2}\rho v^2 + \rho g z + P = \text{constante} \quad \text{--- (E.9)}$$

Ya que la velocidad con que el agua se mueve en un medio poroso es relativamente lenta, esta se aproxima a 0 y al dividir la ecuación (E.9) entre ρ y g , se obtiene una propiedad conocida como *carga hidráulica* (h) y matemáticamente se define de la siguiente manera (Fetter, 2000):

$$h = z + \frac{P}{\rho g} \quad \text{--- (E.10)}$$

donde:

h : carga hidráulica (m)

v : velocidad (m/s)

z : elevación desde el plano de referencia (m)

P : gradiente de presión (Pa)

ρ : densidad (kg/m^3)

g : gravedad (m/s^2)

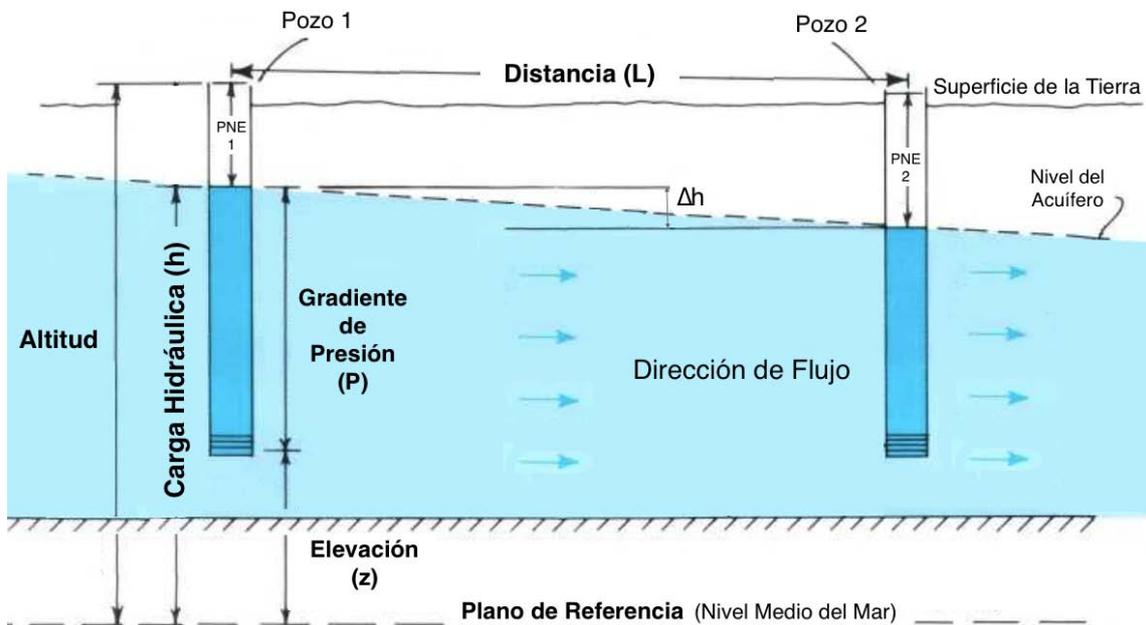


FIG. 2.4. CARGA HIDRÁULICA (MODIFICADA DE HEATH, 1983)

Así mismo, la carga hidráulica puede definirse como la diferencia que existe entre la altitud desde el plano de referencia o cota y la profundidad del nivel estático del acuífero (Heath, 1983).

Ya que la cantidad de energía que posee un acuífero varía espacialmente, con el fin de eliminar esos diferenciales de energía el agua subterránea se ve forzada a moverse de un punto de mayor a menor carga hidráulica (Fetter, 2000), por lo que el flujo depende del *gradiente hidráulico* (i). Este se define como el cambio en la carga hidráulica por unidad de distancia en la dirección del flujo (Heath, 1983):

$$i = \frac{\Delta h}{L} \text{ ----- (E.11)}$$

donde:

i : gradiente hidráulico (adimensional)

Δh : diferencia de carga hidráulica entre dos pozos (m)

L : distancia que existe entre dos pozos (m)

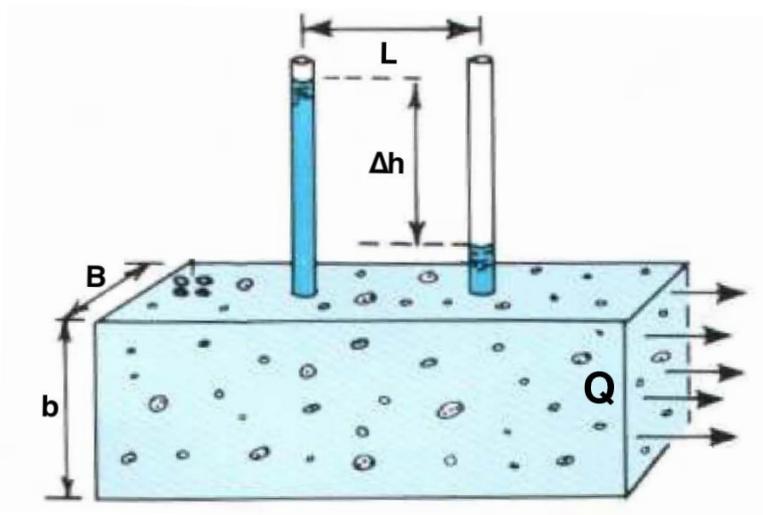


FIG. 2.5. EXPERIMENTO DE DARCY (MODIFICADA DE HEATH, 1983)

Debido a que el flujo del agua en un medio poroso depende tanto de las propiedades de la roca como de las del fluido, estos factores influyen en la facilidad con la que el agua se moverá a través del acuífero, esta propiedad se conoce como *conductividad hidráulica* (K). La [figura 2.5](#) muestra como Darcy mediante sus experimentos demostró que bajo un gradiente hidráulico unitario, es proporcional al caudal que fluye a través de un área unitaria perpendicular de la dirección de flujo de un medio poroso y a su conductividad hidráulica, matemáticamente se define como (Werner, 1996):

$$Q = KAi \text{ ----- (E.12)}$$

donde:

Q: caudal (m³/d)

K: conductividad hidráulica (m/d)

A: área perpendicular al flujo (m²)

B: ancho (m)

b: espesor saturado (m)

i: gradiente hidráulico (adimensional)

Como los parámetros y propiedades que componen la conductividad hidráulica dependen tanto de la roca como del fluido, es posible demostrar su relación con la *permeabilidad intrínseca* que es utilizada en la industria petrolera, para ello los factores que componen la conductividad hidráulica se pueden descomponer de la siguiente manera (Deming, 2001):

$$q = \frac{Cd^2 \rho g}{\mu} \left(\frac{\partial h}{\partial l} \right) \text{----- (E.13)}$$

donde:

q=Q/A (velocidad de Darcy; m/d)

C: constante de proporcionalidad

d²: diámetro de los poros (m)

ρ: densidad (kg/m³)

g: gravedad (m/s²)

μ: viscosidad (kg/m.s)

El factor Cd² es propio del medio poroso y es el que se conoce como *permeabilidad absoluta* (k) y es el que caracteriza la capacidad del medio para permitir el flujo de fluidos sin importar su naturaleza y se expresa tanto en unidades de área (m²) como en Darcy. Sustituyendo el factor de la permeabilidad se obtiene la relación entre esos dos parámetros (Deming, 2001):

$$k = \frac{K\mu}{\rho g} \text{----- (E.14)}$$

donde:

k: permeabilidad (m²)

K: conductividad hidráulica (m/d)

ρ : densidad (kg/m³)

g: gravedad (m/s²)

μ : viscosidad (kg/m.s)

Sin embargo, la conductividad hidráulica sólo describe cuanta agua puede atravesar un medio poroso por unidad de área, por lo que el parámetro que describe el flujo a través de un acuífero se conoce como *transmisividad* (T) (Fletcher, 1996) y se define como la propiedad que mide la cantidad de agua que puede ser transmitida horizontalmente a través de una unidad de ancho por el espesor saturado del acuífero bajo una gradiente hidráulico unitario, matemáticamente se expresa de la siguiente manera (Fetter, 2000):

$$T = Kb \text{ ----- (E.15)}$$

donde:

T: transmisividad (m²/d)

K: conductividad hidráulica (m/d)

b: espesor saturado del acuífero (m)

Como en los acuíferos libres el espesor saturado puede variar con el tiempo, el valor de la transmisividad también varía sin embargo, en los acuíferos confinados su valor se mantiene constante.

Ya que es posible obtener un valor estimado de la transmisividad por medio de pruebas en pozos, también es posible calcular el caudal de flujo con la siguiente ecuación (Werner, 1996):

$$Q = TBi \text{ ----- (E.16)}$$

donde:

Q: caudal (m³/d)

T: transmisividad (m²/d)

B: ancho del acuífero (m)

i: gradiente hidráulico (adimensional)

Así como la conductividad hidráulica tiene un parámetro intrínseco relacionado a la ingeniería petrolera, la transmisividad se relaciona análogamente con un parámetro conocido como *transmisibilidad* (T), matemáticamente (Maizeret, 2013; Werner, 1996):

$$T = \frac{kh}{\mu} \text{ ----- (E.17)}$$

donde:

T: transmisibilidad (md.ft/cp)

k: permeabilidad (md)

h: espesor (ft)

μ : viscosidad (cp)

Litología	Hidrogeología	Yacimientos
Capacidad de almacenamiento	Porosidad total (\emptyset_T)	Porosidad total (\emptyset_T)
	Rendimiento específico (S_y)	Porosidad efectiva (\emptyset_{ef})
	Retención específica (S_r)	Porosidad no efectiva ($\emptyset_{no\ ef}$)
	Coficiente de almacenamiento (S)	Capacidad de almacenamiento (s)
	Coficiente de almacenamiento específico (S_s)	Compresibilidad total (C_t)
Hidráulica en medios porosos	Carga hidráulica (h)	Presión (P)
	Conductividad hidráulica (K)	Permeabilidad (k)
	Transmisividad (T)	Transmisibilidad (T)

TABLA 1. CORRELACIÓN DE PARÁMETROS ENTRE ACUÍFEROS Y YACIMIENTOS

Definidas todas las propiedades que componen un acuífero, la [tabla 1](#) muestra como se relacionan con los yacimientos petroleros, es importante remarcar que cuando la conductividad hidráulica es uniforme en todo el acuífero, se le conoce como *acuífero homogéneo*, pero si existen distintos valores de conductividad hidráulica se le conocerá como *acuífero heterogéneo*. De la misma manera, si el

acuífero presenta una conductividad hidráulica uniforme en todas direcciones, será un *acuífero isótropo* y si por el contrario, presenta variaciones en distintas direcciones de su conductividad hidráulica se le conocerá como *acuífero anisótropo* (Heath, 1983).

2.3. INTERPRETACIÓN DE POZOS USANDO MÉTODOS CONVENCIONALES

El flujo de agua en acuíferos asociado a pozos, conlleva más elementos de los antes mencionados, los cuales se derivan del uso de bombas para poder extraer el agua. Los elementos que componen un esquema de pozo de bombeo se muestran en la [figura 2.6](#). La relación entre el abatimiento y los factores hidráulicos de los acuíferos se puede describir de la siguiente manera; *El abatimiento en la vecindad de un pozo es directamente proporcional al caudal de bombeo y el tiempo desde que este inició e inversamente proporcional a la transmisividad, al coeficiente de almacenamiento y al cuadrado de la distancia del pozo a cualquier punto del cono de abatimiento* (Fletcher, 1996).

La relación mencionada puede expresarse matemáticamente en un conjunto de ecuaciones para pruebas de bombeo, las cuales permiten determinar las propiedades del acuífero, tanto para acuíferos libres, confinados y semiconfinados (Fletcher, 1996). Las ecuaciones pueden dividirse en aquellas en el cual el acuífero se encuentra en *estado estacionario*, que es cuando después de cierto tiempo el abatimiento se mantiene constante, ya que alcanza un punto en que el bombeo y la recarga son iguales y las ecuaciones para *estado transitorio*, estas son las más importantes debido a que muchos acuíferos nunca alcanzarán ese estado de equilibrio (Delleur, 2006; Fetter, 2000).

Para el desarrollo de las ecuaciones que se usarán, es necesario establecer criterios y suposiciones básicas acerca de las condiciones hidráulicas del acuífero, del pozo de bombeo y de los pozos de observación: [1] el acuífero está limitado en su piso por una capa confinante; [2] la ley de Darcy es válida; [3] el agua contenida en el acuífero es de viscosidad y densidad constante; [4] el acuífero es horizontal y de área infinita; [5] el acuífero es homogéneo, isotrópico y de espesor uniforme en toda el área de influencia de la prueba; [6] antes de realizarse la prueba, la superficie potenciométrica del acuífero es horizontal; [7] todos los cambios en el nivel dinámico son por efecto del bombeo; [8] Los pozos penetran completamente el espesor del acuífero, por los que el flujo es horizontal

y radial; [9] el diámetro de los pozos es infinitesimal por lo que el almacenamiento es despreciable y eficiente al 100% y [10] el agua por efecto de almacenamiento es extraída al instante con el abatimiento del pozo (Delleur, 2006; Fetter, 2000; Fletcher, 1996).

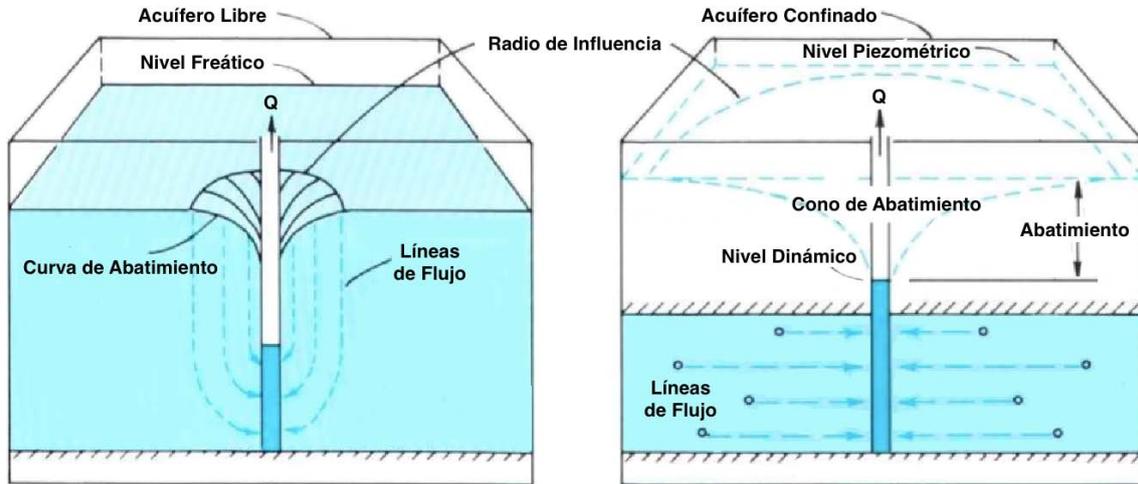


FIG. 2.6. ESQUEMA DE POZOS DE BOMBEO EN UN ACUÍFERO LIBRE Y UN ACUÍFERO CONFINADO (MODIFICADA DE HEATH, 1983)

Métodos para acuíferos confinados

El primer análisis de efectos para acuíferos confinados en estado transitorio fue realizado por Theis (1935), donde además de las suposiciones básicas asignó otras que cumplieran con lo siguiente: [1] el acuífero se encuentra confinado tanto en su techo como en su piso; [2] no existe recarga del acuífero de ningún medio; [3] el acuífero es compresible y el agua se expulsa instantáneamente del acuífero en cuanto la carga hidráulica disminuye y [4] el pozo se bombea a caudal constante (Fetter, 2000). La ecuación de Theis permite calcular el abatimiento a cualquier distancia del pozo de bombeo, transmisividad y coeficiente de almacenamiento, en su forma más simple se expresa como (Fletcher, 1996):

$$T = \frac{QW(u)}{4\pi\Delta h} \quad \text{-----} \quad \text{(E.18)}$$

$$S = \frac{4Ttu}{r^2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.19)}$$

donde:

T: transmisividad (m^2/d)

S: coeficiente de almacenamiento (adimensional)

Q: caudal (m^3/d)

Δh : abatimiento (m)

t: tiempo (días)

r: radio desde el pozo de bombeo (m)

W(u): función del pozo u (adimensional)

u: constante (adimensional)

Si no se conocen los parámetros necesarios para realizar el cálculo de manera directa, existe una forma indirecta para poder calcularlos. Para este procedimiento, en una gráfica log-log se grafican los valores de abatimiento contra tiempo; después se superpone la curva tipo de Theis hasta que los puntos de la gráfica original coincidan; se toma un punto de ajuste o match point, usualmente donde W(u) y 1/u sean iguales a 1 para facilitar los cálculos, se leen los valores de abatimiento y tiempo para ese punto y se sustituyen en las ecuaciones anteriores (Fetter, 2000; Fletcher, 1996).

Jacob y Cooper (1946) desarrollaron una modificación a la ecuación de Theis, que además de cumplir con todas las condiciones anteriores, implementan una en la que establecen que cuando un pozo lleva cierto tiempo bombeando, el valor de u es tan pequeño ($u < 0.05$) que puede ser descartado (Fetter, 2000) ya que alcanza una forma de estado estacionario (Fletcher, 1996) y la ecuación puede ser expresada de la siguiente manera (Fetter, 2000):

$$T = \frac{2.3Q}{4\pi\Delta h} \text{Log} \left(\frac{2.25Tt}{r^2S} \right) \quad \text{----- (E.20)}$$

donde:

T: transmisividad (m^2/d)

S: coeficiente de almacenamiento (adimensional)

Δh : abatimiento (m)

Q: caudal (m^3/d)

t: tiempo (días)

r: radio desde el pozo de bombeo (m)

El método indirecto del modelo de Jacob y Cooper es conocido como el *método de la línea recta*, consiste en graficar los datos de abatimiento y tiempo en una gráfica semilogarítmica, posteriormente trazar una línea recta que pasa a través de la serie de puntos y que se extiende hasta cortar el eje de las abscisas en un punto positivo, que recibe el nombre de tiempo cero. El valor del abatimiento por ciclo logarítmico se obtiene de calcular la pendiente de la recta. Los valores de transmisividad y almacenamiento se calculan con las siguientes ecuaciones (Fetter, 2000; Fletcher, 1996):

$$T = \frac{2.3Q}{4\pi\Delta h} \text{----- (E.21)}$$

$$S = \frac{2.25Tt_0}{r^2} \text{----- (E.22)}$$

donde:

T: transmisividad (m²/d)

S: coeficiente de almacenamiento (adimensional)

Δh: abatimiento (m)

Q: caudal (m³/d)

t₀: tiempo cero (días)

r: radio desde el pozo de bombeo (m)

Métodos para acuíferos semiconfinados

Para el análisis de acuíferos semiconfinados se introduce una nueva variable que la constituye el goteo que existe desde el acuitardo, se utilizan técnicas desarrolladas por Hantush y Jacob (1955) y por Hantush (1960), donde las soluciones analíticas se basan en la ecuación de Theis pero con una función de pozo más elaborada, donde las condiciones dependen de si el acuitardo almacena o no almacena agua (Fletcher, 1996).

Hantush y Jacob (1955) crearon un método para *acuíferos semiconfinados sin almacenamiento* en el acuitardo, se realiza la prueba de bombeo y se grafican los puntos en escala log-log. Posteriormente se superpone la curva tipo para estos acuíferos y manteniendo los ejes paralelos, se mueve la gráfica hasta que coincida con una de las curvas, se selecciona un punto de ajuste y se leen los

valores de $W(u,r/B)$, $1/u$, (r/B) , Δh , t de las gráficas. Para obtener los parámetros del acuífero, los datos de las seleccionados se sustituyen en las siguientes ecuaciones (Fetter, 2000; Fletcher, 1996):

$$T = \frac{Q}{4\pi\Delta h} W\left(\frac{u,r}{B}\right) \quad \text{-----} \quad \text{(E.23)}$$

$$S = \frac{4Ttu}{r^2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.24)}$$

$$B = \left(\frac{Tb'}{K'}\right)^{1/2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.25)}$$

$$K' = \frac{\left[Tb'\left(\frac{r}{B}\right)^2\right]}{r^2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.26)}$$

donde:

T: transmisividad (m^2/d)

S: coeficiente de almacenamiento (adimensional)

Q: caudal (m^3/d)

Δh : abatimiento (m)

t: tiempo (días)

r: radio desde el pozo de bombeo (m)

$W(u,r/B)$: función de un pozo con goteo (adimensional)

u: constante (adimensional)

B: factor de goteo (m)

b': espesor del acuitardo (m)

K': conductividad hidráulica vertical del acuitardo (m/d)

Además, Hantush planteó un método alternativo al del uso de curvas tipo, conocido como *punto de inflexión*. El método consiste en graficar los datos de abatimiento contra tiempo en una gráfica semilogarítmica y ubicar el valor del

abatimiento máximo en la curva, el punto de inflexión (Δh_i) resulta de dividir el abatimiento máximo (Δh_{\max}) entre dos; de la gráfica se determina el valor del tiempo para el punto de inflexión (t_i), posteriormente se traza una línea recta que pasa a través de la serie de puntos y se calcula la pendiente de la recta por ciclo logarítmico de Δs (m_i). Los valores de transmisividad y almacenamiento se calculan con las siguientes ecuaciones (Fetter, 2000):

$$\Delta h_i = \frac{\Delta h_{\max}}{2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.27)}$$

$$f\left(\frac{r}{B}\right) = \exp\left(\frac{r}{B}\right) K_0\left(\frac{r}{B}\right) = \frac{2.3\Delta h_i}{m_i} \quad \text{-----} \quad \text{(E.28)}$$

Al conocer el valor de $f(r/B)$, se utilizan las tablas de $\exp(x)K_0(x)$ para conocer el valor de r/B y $K_0(r/B)$, ya que r es un factor conocido, es posible hallar B .

$$T = \frac{QK_0\left(\frac{r}{B}\right)}{2\pi\Delta h_{\max}} \quad \text{-----} \quad \text{(E.29)}$$

$$S = \frac{4Tt_i}{2rB} \quad \text{-----} \quad \text{(E.30)}$$

$$K' = \frac{Tb'}{B^2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.31)}$$

Para *acuíferos semiconfinados con almacenamiento* en el acuitardo, Hantush (1960) realizó modificaciones a la ecuaciones anteriores y a las curvas tipo utilizadas, sin embargo, el proceso de ajuste es el mismo para el método de Hantush-Jacob, para calcular los parámetros del acuífero las ecuaciones son las siguientes (Fletcher, 1996):

$$T = \frac{Q}{4\pi\Delta h} H\left(\frac{u,r}{B}\right) \quad \text{-----} \quad \text{(E.32)}$$

$$S = \frac{4Ttu}{r^2} \text{ ----- (E.33)}$$

donde:

T: transmisividad (m²/d)

S: coeficiente de almacenamiento (adimensional)

Q: caudal (m³/d)

Δh: abatimiento (m)

t: tiempo (días)

r: radio desde el pozo de bombeo (m)

H(u,r/B): función de un pozo con goteo (adimensional)

u: constante (adimensional)

B: factor de goteo (m)

b': espesor del acuitardo (m)

K': conductividad hidráulica vertical del acuitardo (m/d)

Métodos para acuíferos libres

Cuando se bombea agua de un acuífero libre, el agua que fluye hacia el pozo se desplaza tanto horizontal como verticalmente por ello, Neuman (1975) desarrolló un método gráfico con el cual es posible calcular las propiedades del acuífero. El método consiste en graficar los datos de abatimiento contra tiempo en una gráfica log-log. Se superponen los datos a tiempos tempranos en la curva tipo-A y manteniendo los ejes paralelos, se mueve la gráfica hasta que coincida con una de las curvas de Γ, se selecciona un punto de ajuste y se leen los valores de W(u_A,Γ), 1/u_A, Δ h, t de las gráficas y se calcula la transmisividad. Posteriormente, los puntos a tiempo tardío se superponen en la curva seleccionada de Γ para u_A, se selecciona un nuevo punto de ajuste y se leen los valores de W(u_B,Γ), 1/u_B, s, t de las gráficas y se calculan las propiedades del acuífero, remarcando que el valor de T calculado con los distintos valores de u_A y u_B, deben ser aproximadamente iguales (Fetter, 2000; Fletcher, 1996):

$$T = \frac{Q}{4\pi\Delta h} W(u_A, u_B, \Gamma) \text{ ----- (E.34)}$$

$$S = \frac{4Ttu_A}{r^2} \text{----- (E.35)}$$

$$S_y = \frac{4Ttu_B}{r^2} \text{----- (E.36)}$$

$$K_h = \frac{T}{b} \text{----- (E.37)}$$

$$K_v = \frac{\Gamma b^2 K_h}{r^2} \text{----- (E.38)}$$

donde:

T: transmisividad (m²/d)

S: coeficiente de almacenamiento (adimensional)

S_y: rendimiento específico (adimensional)

Q: caudal (m³/d)

Δh: abatimiento (m)

W(u_A,u_B,Γ): función de un acuífero libre (adimensional)

t: tiempo (días)

r: radio desde el pozo de bombeo (m)

b: espesor saturado (m)

K_h: conductividad hidráulica horizontal (m/d)

K_v: conductividad hidráulica vertical (m/d)

2.4. INTERPRETACIÓN DE POZOS USANDO CURVAS DIAGNOSTICO

El énfasis de las pruebas en pozos, consiste en un enfoque integral a la respuesta mostrada por el yacimiento a los cambios en la producción, ya que eso permite la identificación de los posibles modelos de interpretación y del número máximo de parámetros que pueden obtenerse de una prueba (Gringarten, 2008). Los modelos utilizados para la interpretación de pruebas de pozos sólo definen el comportamiento del yacimiento, ya sea homogéneo o heterogéneo, fi nito o

infinito. Estos modelos de interpretación se componen de factores que son relativamente independientes entre sí, ya que exhiben distintas características a tiempos de respuesta distintos (Bourdet, 2002).

El objetivo de las pruebas de pozos, consiste en describir un yacimiento cuyas propiedades son desconocidas (**S**) por medio de mediciones a la respuesta de la presión (**O**) al cambio en el gasto de producción (**I**). Esto en teoría de las señales se conoce como problema inverso, como se ejemplifica en la [figura 2.7](#) y se puede describir como una función de transferencia $S=O/I$. Una vez que todos los componentes son identificados, el modelo de interpretación se define y utilizando distintas soluciones o modelos numéricos, los parámetros característicos son calculados (Bourdet, 2002).

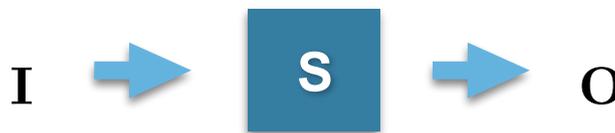


FIG. 2.7. ESQUEMA REPRESENTATIVO DE UN PROCESO DE SEÑAL (ADAPTADA DE BOURDET, 2002)

Análisis derivativo

Un completo análisis de una prueba de pozos está compuesto por distintos periodos de regímenes de flujo, iniciando con el almacenamiento de pozo, pasando por distintas geometrías de flujo a lo largo de la prueba y terminando con efectos de frontera (si la duración de la prueba y el radio de investigación lo permiten). Debido a esto, entre cada régimen existen periodos de transición, que pueden confundirse con geometrías establecidas y llevar a una mala interpretación, por lo que la identificación de la pendiente que forman las curvas de la gráfica, resulta de gran importancia para el análisis especializado (Bourdet, 2002).

Al interpretar una prueba de pozos, los métodos de análisis se basan en la existencia de una línea recta que se forma en las gráficas de presión (ΔP) o de abatimiento ($\Delta h; s$), contra una función del tiempo transcurrido $f(\Delta t)$. Los *gráficos especializados*, permiten identificar cuando un régimen de flujo en particular domina durante cierto tiempo, por lo que para definir un modelo de interpretación completo, el análisis de línea recta se debe aplicar a todos los

regímenes de flujo presentes en el comportamiento de la gráfica, a lo largo de la duración total de la prueba (Gringarten, 2008).

Mediante el uso de la derivada, todos los regímenes de flujo pueden ser identificados en una sola gráfica, lo que provee un diagnóstico integral del comportamiento del yacimiento o del acuífero y define de manera precisa que gráfico especializado corresponde a cada modelo interpretado. Como se muestra en la [tabla 2](#), al identificar las pendientes de la respuesta transitoria en la curva derivada y conociendo los datos del pozo y del yacimiento, se pueden calcular ciertos parámetros característicos para cada régimen de flujo usando los gráficos especializados (Bourdet, 2002).

Regímenes y geometrías de flujo	Pendiente de la derivada	Gráfico especializado	Parámetros a calcular
Almacenamiento de pozo	1	Δt	C - coeficiente de almacenamiento del pozo
Flujo radial	0	$\log(\Delta t)$	T - transmisividad S ó σ - daño de pozo r_i - radio de investigación
Flujo lineal	1/2	$(\Delta t)^{1/2}$	x_f - longitud del ala de la fractura o longitud media de un acuífero canal
Flujo bilineal	1/4	$(\Delta t)^{1/4}$	k_{fwf} - conductividad hidráulica de la fractura
Flujo esférico (pozo parcialmente penetrante)	-1/2	$(\Delta t)^{-1/2}$	k_S - permeabilidad esférica k_v/k_h - tasa de anisotropía
Frontera de carga o presión constante	-1 (tiende a indefinirse)	$\log(\Delta t)$	L - distancia a la frontera
Yacimiento cerrado (pseudo-estacionario)	1	Δt	ϕhA - volumen de poros

TABLA 2. PENDIENTES A IDENTIFICAR Y PARÁMETROS A CALCULAR PARA CADA RÉGIMEN DE FLUJO (ADAPTADA DE BOURDET, 2002; GRINGARTEN, 2008; RENARD ET AL. 2009).

La [figura 2.8](#) muestra una serie de curvas diagnóstico que están compuestas simultáneamente por la curva de presión o abatimiento y su respectiva función derivada, en escala log-log y semilog (Renard et al. 2009). En ella se pueden observar distintos regímenes y geometrías de flujo, que permiten diagnosticar el

comportamiento tanto del yacimiento como del acuífero durante una prueba transitoria.

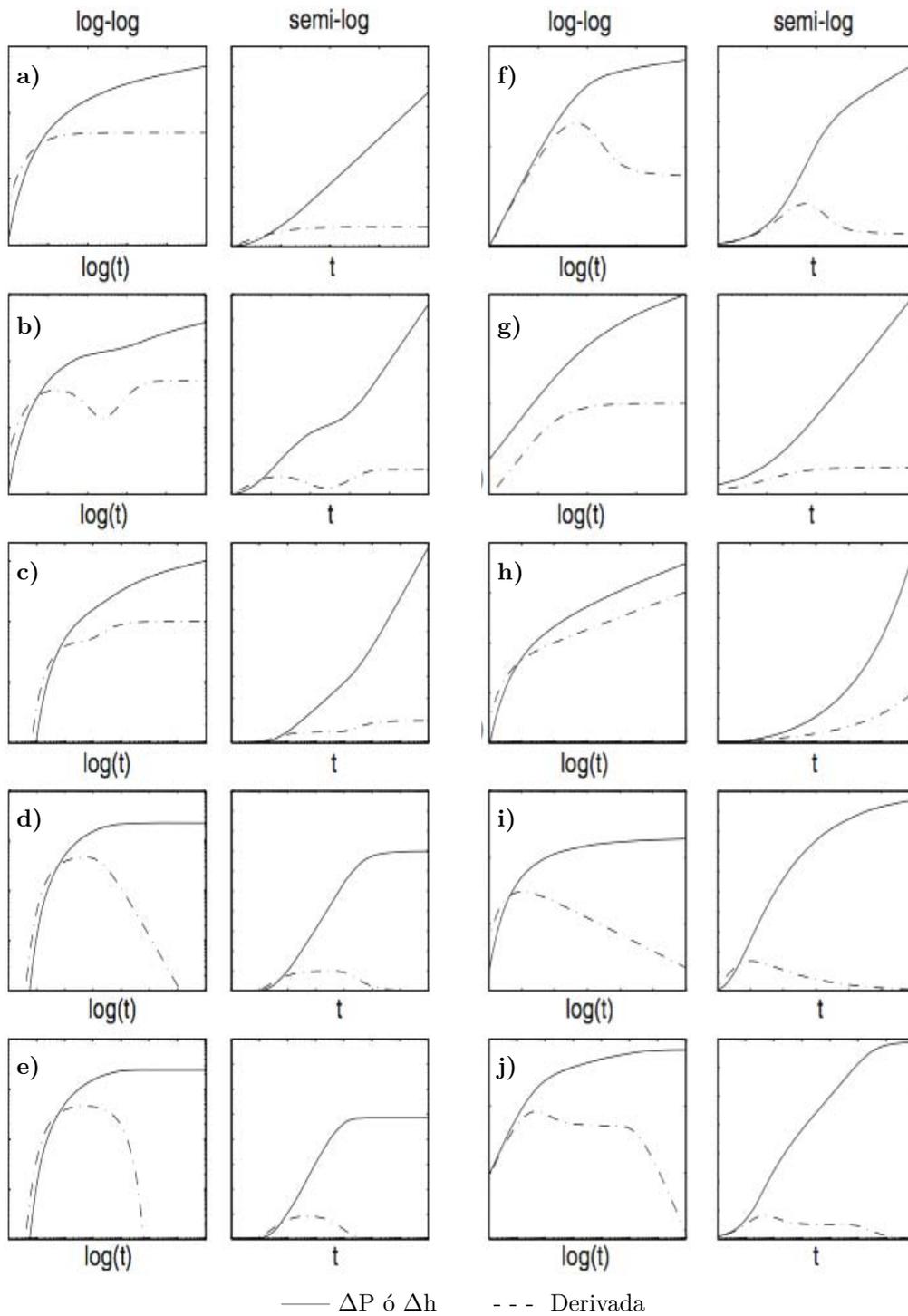


FIG. 2.8. CURVAS DIAGNÓSTICO DE LA DERIVADA (ADAPTADA DE RENARD ET AL. 2009)

- a) modelo de theis (acuífero confinado); b) doble porosidad o acuífero libre; c) frontera infinita de no flujo; d) frontera de carga constante; e) acuífero semiconfinado; f) almacenamiento de pozo; g) fractura vertical; h) acuífero canal;
- i) pozo parcialmente penetrante; j) compuesto (almacenamiento de pozo, flujo radial, frontera de carga constante)

Una vez que se identifican los periodos de flujo presentes a lo largo de la prueba, las siguientes ecuaciones permiten el cálculo de los parámetros mencionados en la [tabla 2](#) (Bourdet, 2002):

Almacenamiento de pozo

$$\Delta P = \frac{qB_o}{24C} \Delta t \quad \text{-----} \quad \text{(E.39)}$$

$$C = \frac{qB_o}{24m_{WBS}} \quad \text{-----} \quad \text{(E.40)}$$

Flujo radial

$$\Delta P = 162.6 \frac{qB_o \mu}{kh} \left[\log \Delta t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad \text{-----} \quad \text{(E.41)}$$

$$T = \frac{kh}{\mu} = 162.6 \frac{qB_o}{m} \quad \text{-----} \quad \text{(E.42)}$$

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{-----} \quad \text{(E.43)}$$

$$r_i = 0.029 \sqrt{\frac{k \Delta t}{\phi \mu C_i}} \quad \text{-----} \quad \text{(E.44)}$$

Flujo lineal

$$\Delta P = 4.06 \frac{qB_o}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_i k}} \sqrt{\Delta t} \quad \text{-----} \quad \text{(E.45)}$$

$$x_f = 4.06 \frac{qB_o}{hm_{LF}} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_i k}} \quad \text{-----} \quad \text{(E.46)}$$

Flujo bilineal

$$\Delta P = 44.11 \frac{qB_o\mu}{h\sqrt{k_f w_f} \sqrt[4]{\phi\mu C_t k}} \sqrt[4]{\Delta t} \quad \text{-----} \quad (\text{E.47})$$

$$k_f w_f = 1944.8 \sqrt{\frac{1}{\phi\mu C_t k} \left(\frac{qB_o\mu}{hm_{BLF}} \right)^2} \quad \text{-----} \quad (\text{E.48})$$

Flujo esférico

$$\Delta P = 70.6 \left(\frac{qB_o\mu}{k_s r_s} \right) - 2452.9 \left(\frac{qB_o\mu \sqrt{\phi\mu C_t}}{k_s^{3/2} \sqrt{\Delta t}} \right) \quad \text{-----} \quad (\text{E.49})$$

$$k_s = \left(\frac{2452.9 qB_o\mu \sqrt{\phi\mu C_t}}{m_{SPH}} \right)^{2/3} \quad \text{-----} \quad (\text{E.50})$$

$$\frac{k_v}{k_h} = \left(\frac{k_s}{k_h} \right)^3 \quad \text{-----} \quad (\text{E.51})$$

Frontera de presión constante

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{k\Delta t_x}{\phi\mu C_t}} \quad \text{-----} \quad (\text{E.52})$$

Yacimiento cerrado

$$\Delta P = 0.234 \frac{qB_o}{\phi C_t h A} \Delta t + 162.6 \frac{qB_o\mu}{kh} \left[\log \frac{A}{r_w^2} - \log(C_A) + 0.351 + 0.87S \right] \quad \text{--} \quad (\text{E.53})$$

$$\phi h A = 0.234 \frac{qB_o}{C_t m^*} \quad \text{-----} \quad (\text{E.54})$$

donde de las ecuaciones anteriores:

Δt : tiempo transcurrido [hrs]

Δt_x : punto de transición de la derivada [hrs]

ΔP : caída de presión [psi]

ΔP_{1hr} : caída de presión a 1 hora [psi]

C: coeficiente de almacenamiento del pozo [adimensional]

T: transmisividad [md.ft/cp]

S ó σ : daño [adimensional]

r_i : radio de influencia [ft]

x_f : semi-ala de la fractura o ancho de un acuífero canal [ft]

k_{fwf} : conductividad hidráulica de la fractura [md.ft]

k_v/k_h : tasa de anisotropía [adimensional]

L: distancia a la frontera [ft]

ϕhA : volumen de poros [ft³]

q: gasto [bpd]

B_o : factor volumétrico del aceite [bls@c.s./bls@c.y.]

k: permeabilidad [md]

h: espesor [ft]

ϕ : porosidad [adimensional]

r_w : radio del pozo [ft]

r_s : radio equivalente de flujo esférico [ft]

C_t : compresibilidad total [1/psi]

C_A : factor de forma [adimensional]

m: pendiente de flujo radial

m_{WBS} : pendiente del almacenamiento del pozo

m_{LF} : pendiente de flujo lineal

m_{SPH} : pendiente de flujo esférico

m^* : pendiente de flujo pseudo-estacionario

Modelos matemáticos de derivación

Al utilizar el logaritmo natural, la derivada se puede expresar como la derivada de tiempo, multiplicado por el tiempo transcurrido Δt (Bourdet, 2002):

$$\Delta P' = \frac{\partial P}{\partial \text{Ln}(\Delta t)} = \Delta t \frac{dP}{dt} \quad \text{-----} \quad \text{(E.55)}$$

Para calcular la derivada de la serie de datos de una prueba de pozos, existen distintos modelos matemáticos por diferencias finitas que sirven para obtener el valor de la derivada en un punto.

La derivada geométrica es el modelo matemático más simple para calcular la pendiente de una curva en el punto de interés, i , al conocer dos puntos y aplicando el concepto del logaritmo natural para el tiempo, la derivada se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta P' = \frac{\Delta P_{i+1} - \Delta P_{i-1}}{\text{Ln}(\Delta t_{i+1}) - \text{Ln}(\Delta t_{i-1})} \quad \text{-----} \quad \text{(E.56)}$$

donde:

i+1: punto siguiente de i

i-1: punto anterior de i

La derivada de la presión propuesta por Bourdet (1983) es el modelo de derivación más conocido y de los más versátiles, ya que debido a como está desarrollada además de calcular la derivada en un punto de interés, i , puede añadir un *factor de suavizamiento* de la señal para eliminar el ruido que se presente en los datos de la prueba (Bourdet et al. 1989; Bourdet, 2002):

$$\Delta P' = \frac{\left[\left(\frac{\Delta P_1}{\Delta X_1} \right) \Delta X_2 + \left(\frac{\Delta P_2}{\Delta X_2} \right) \Delta X_1 \right]}{\Delta X_1 + \Delta X_2} \quad \text{-----} \quad \text{(E.57)}$$

donde:

X: Ln(Δt)

- 1: punto anterior a i
- 2: punto siguiente de i

En un principio se recomienda usar puntos consecutivos para el cálculo de la derivada, si existe mucho ruido en la gráfica se realiza un suavizamiento de la señal. Este consiste en aumentar la distancia que existe entre i y los puntos 1 y 2, hasta que se cumpla la condición $\Delta X_{1,2} > L$. Donde L , es conocido como el *parámetro de suavizamiento* y sus valores van desde 0 (puntos consecutivos para i) y hasta 1, aunque no se recomienda que $L > 0.5$, debido que la curva puede distorsionarse. Si el punto i , es el punto inicial se calculan diferencias finitas hacia adelante y conforme la señal se acerca al final de los datos se calcularán diferencias finitas hacia atrás, para obtener un mejor calculo de la derivada con el fin de mostrar los efectos de fronteras (Bourdet et al. 1989; Bourdet, 2002).

La derivada propuesta por Renard et al. (2009) es un modelo de diferenciación en el que se usa el punto de interés, i , como punto fijo y se calcula como:

$$\Delta P' = \frac{\Delta P_i - \Delta P_{i-1}}{\ln(\Delta t_i) - \ln(\Delta t_{i-1})} \quad \text{----- (E.58)}$$

donde:

- i : punto de interés
- $i-1$: punto anterior de i

CAPÍTULO III - MÉTODOS Y MATERIALES

3.1 ESTADO DEL ARTE DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS EN POZOS

Con el objetivo de establecer el estado del arte de la interpretación de pozos, fue necesario consultar distintas fuentes de información relacionadas a pruebas de pozos, el proceso de recopilación de la información constó de distintas etapas, las cuales se describen en la [figura 3.1](#).

La primera etapa consistió en una búsqueda de información realizada por el Grupo de Hidrogeología de la Facultad de Ingeniería, en artículos científicos que tuvieran relación con las pruebas de pozos. Con esto fue posible establecer una base de datos en el software Mendeley (Mendeley Ltd. 2016), lo que permitió la organización de 109 artículos que se reunieron en total. Aunque todos los artículos tratan sobre pruebas en pozos, existen diferencias que son importantes, ya que estos incluyen trabajos con aplicaciones de técnicas convencionales e investigaciones en las que algunos autores aplican el uso de análisis derivativos, existen artículos que aportan estudios sobre como ha evolucionado la interpretación de las pruebas en pozos, nuevos algoritmos para la eliminación del ruido y el suavizado en la señal que se obtiene al calcular la derivada, así como la aplicación de nuevas técnicas de interpretación como la deconvolución. Por lo anterior, dependiendo del enfoque que se le da al tema, los artículos se clasificaron en distintos grupos:

- Pruebas en acuíferos: incluyen los artículos en los cuales se han realizado pruebas de bombeo con interpretaciones tanto por modelos convencionales como por el uso de la derivada.
- Pruebas en yacimientos: son aquellos artículos que contienen información de aplicación de la de la derivada a la caracterización dinámica de yacimientos.
- Otros: estos artículos no están enfocados como estudios a caracterizar formaciones, más bien son investigaciones realizadas acerca de nuevas técnicas aplicadas con el fin de mejorar los procesos y los algoritmos con que las pruebas son interpretadas.

Para añadir más información, la segunda etapa consistió de reunir y consultar distintos libros especializados en el tema de pruebas de pozos. Los libros especializados en hidrogeología, incluyen modelos de interpretaciones convencionales (Custodio y Llamas, 1983; Deming, 2006; Fetter, 2000; Fletcher, 1996; Heath, 1983; Werner, 1996) que en combinación con los libros de ingeniería de yacimientos (Bidner, 2001; Bourdet, 2002; Escobar, 2008) permitieron la correlación de términos y parámetros que servirán para aplicar las técnicas de análisis derivativos en hidrogeología.

La tercera y última fase de la recopilación de la información constó de una serie de 36 pruebas de campo que fue posible reunir por el Grupo de Hidrogeología con apoyo de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), realizadas en los estados de Aguascalientes y Michoacán, por la Secretaría de de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1980).

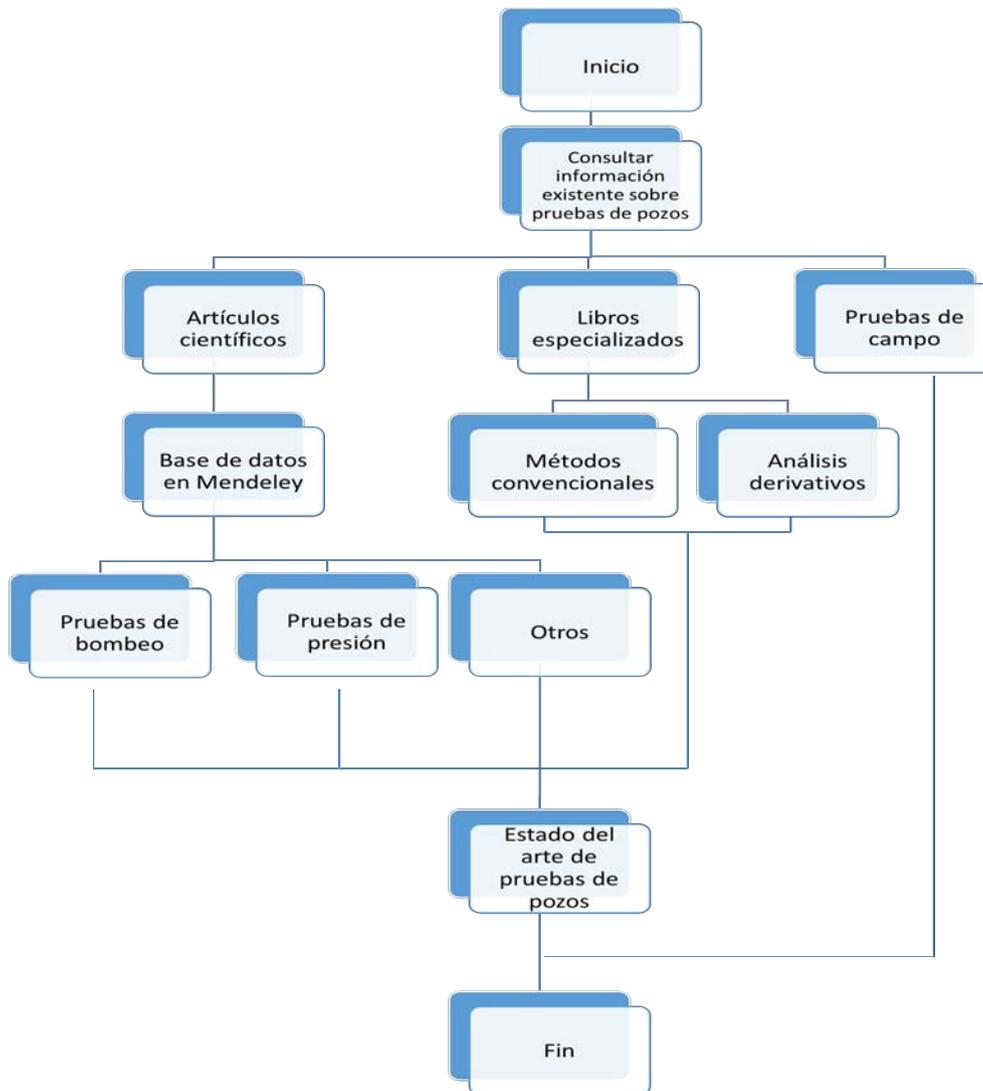


FIG. 3.1. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

3.2 SELECCIÓN Y DIGITALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS A ANALIZAR

Una vez que toda la información acerca de pruebas de pozos se reunió y se clasificó, se llevó a cabo una selección de pruebas de bombeo con el fin de contar con distintos tipos de acuíferos para caracterizar, tanto de manera convencional como con el uso de la derivada para así comparar resultados. La selección de pruebas fue un proceso que se realizó de manera separada, se analizaron tanto las pruebas de campo como las pruebas presentadas en los artículos, el diagrama de flujo que representa lo realizado en este capítulo se muestra en la [figura 3.2](#).

Se escogieron tres pruebas realizadas en el estado de Michoacán y dos del estado de Aguascalientes para poder comprobar entre los datos obtenidos resultado de las caracterizaciones que se llevaran a cabo.

Debido a la gran cantidad de artículos y por ende, la gran variedad de pruebas que estos contienen, se establecieron criterios para poder seleccionar aquellas que se utilizarán:

- Los artículos que contienen las pruebas realizadas, deben contar con la información geológica necesaria para poder realizar una caracterización correcta.
- Si el artículo contiene datos de abatimiento y tiempo, éstas se utilizarían de manera directa. Si por el contrario sólo incluían las gráficas resultantes, se realizaría una digitalización de la curva con el fin de obtener la serie de datos necesaria para poder trabajar esa información.
- De ser posible, sólo se seleccionará un tipo de acuífero y/o régimen de flujo distintos, con la finalidad de abarcar la mayor variedad al momento de aplicar los modelos de caracterización.

Para el proceso de digitalización fue necesario el uso de los software Global Mapper (Blue Marble Geographics, 2015) y Surfer (Golden Software, 2015), estos programas se utilizaron para obtener los datos que corresponden a los puntos de abatimiento y tiempo que componen a las gráficas de las pruebas de bombeo, de los artículos que no contienen las tablas con la información definida.

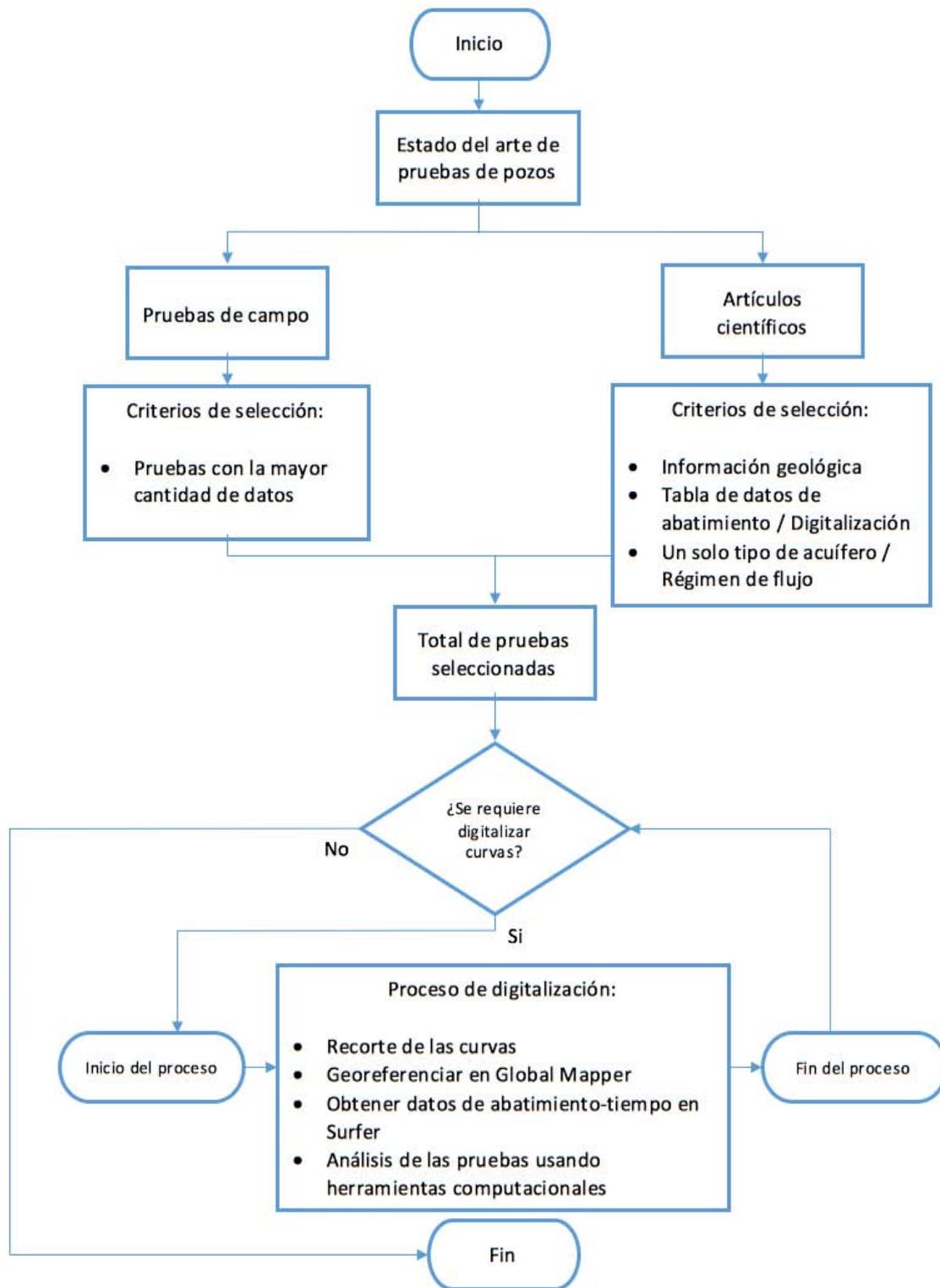


FIG. 3.2. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SELECCIÓN Y DIGITALIZACIÓN DE PRUEBAS

La digitalización de las curvas se llevó a cabo en cuatro fases distintas y que se describen de la siguiente manera:

- Las gráficas se cortaron del artículo que las contienen y se guardaron como un archivo de imagen para poder ser utilizadas.
- Con el uso de Global Mapper se importaron las gráficas anteriores y se georreferenciaron los valores de los ejes X-Y para crear una malla en toda el área de la gráfica.
- Los archivos georreferenciados se importaron a Surfer, donde fue posible obtener los valores de cada punto que contienen las gráficas, en coordenadas de X-Y, creando tablas de datos.
- Por último, las tablas de datos fueron importadas a AQTESOLV (HydroSOLVE, 2015), para poder ser caracterizadas. Las referencias seleccionadas para caracterizar dinámicamente, se muestran en la [tabla 3](#).

Referencias utilizadas en la reinterpretación
Moench, A.F. (1984). <i>Double-porosity models for a fissured groundwater reservoir with fracture skin.</i> Water Resources Research, 20 (7), 831-846.
Muldoon, M. and Bradbury, K.R. (2005). <i>Site characterization in densely fractured dolomite: Comparison of methods.</i> Ground Water, 43 (6), 863-876.
Samani, N., Pasandi, M. and Barry, D.A. (2006). <i>Characterizing a heterogeneous aquifer by derivative analysis of pumping and recovery test data.</i> Journal of Geological Society of Iran, 1, 29-41.
Maréchal, J.-C., Ladouche, B., Dörfliger, N. and Lachassagne P. (2008). <i>Interpretation of pumping tests in a mixed flow karst system.</i> Water Resources Research, 44.
Ni, J.C., Cheng, W.-C. and Ge, L. (2013). <i>A simple data reduction method for pumping tests with tidal, partial penetration, and storage effects.</i> Soils and Foundations, 53 (6), 894-902.
Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1980). Subsecretaría de Infraestructura Hidráulica. Dirección de Grande Irrigación. Subdirección de Construcción. Michoacán, México.
Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1981). Subsecretaría de Infraestructura Hidráulica. Dirección de Grande Irrigación. Subdirección de Construcción. Aguascalientes, México.

TABLA 3. REFERENCIAS SELECCIONADAS

3.3 PRUEBA SINTÉTICA DE UN YACIMIENTO PETROLERO

Aunque los acuíferos pueden ser caracterizados de manera convencional, antes de comenzar a caracterizarlos mediante análisis derivativos, es necesario ejemplificar cómo es que ese método se utiliza en ingeniería de yacimientos. Debido a que se quiere realizar un ejemplo de cómo es que se aplica e interpreta mediante el uso de la derivada, no es conveniente presentar una prueba real de campo, ya que puede acarrear demasiadas complicaciones al momento de caracterizar el yacimiento. Los problemas más comunes y que influirían de manera negativa en la interpretación de la prueba sintética, son el ruido que se presenta en la señal que muestran los datos, esto provoca que la derivada muestre formas distintas o no muestre ninguna forma característica de las curvas diagnósticas, por lo que se tendría que recurrir a algoritmos de suavizado con el fin de limpiar esa señal. Si el suavizado se utiliza de forma equivocada, esto provocaría que la curva original se deforme de tal manera, que llevaría a malinterpretar la prueba y arrojaría resultados completamente erróneos.

Para ello se generó una prueba sintética donde se asignó un modelo de flujo, el cual es la base para la prueba, junto con los datos de las propiedades del yacimiento y del pozo, con una duración de 70 [hrs] para que la curva tuviera un mayor detalle. Con lo anterior fue posible crear un yacimiento sintético isotrópico, que se comporta de manera heterogénea, la [tabla 4](#) muestra los parámetros del yacimiento que se utilizarán posteriormente para realizar el proceso de caracterización dinámica.

Datos generales de la prueba		
Gasto	700	BPD
Presión	6000	psi
B_o	1.5	bls@c.s./bls@c.y.
\emptyset	0.08	
C_t	1.7×10^{-5}	psi ⁻¹
h	200	ft
μ_o	0.8	cp
k	20	md
r_w	0.3	ft

TABLA 4. PARÁMETROS DE LA PRUEBA SINTÉTICA

3.4 METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN

Para poder realizar la caracterización de los acuíferos seleccionados, es importante establecer la metodología con la que esta investigación se conducirá, la cual se describe en la [figura 3.3](#), este proceso se llevará a cabo para así obtener los mejores resultados y puede dividirse en tres etapas.

- La primera se basa en interpretar las pruebas de bombeo seleccionadas mediante la aplicación de los modelos convencionales, con el objetivo interpretar las pruebas y obtener los parámetros característicos de cada acuífero.

- La segunda etapa consiste en caracterizar esos mismos acuíferos, pero esta vez mediante el uso de curvas diagnósticas para identificar los regímenes de flujo presentes en la prueba. Para calcular los parámetros característicos del acuífero se utilizaron dos modelos distintos; identificar los modelos de flujo e interpretar mediante el uso de herramientas computacionales o en caso de considerarlo necesario, se utilizarán las ecuaciones descritas en el capítulo II para obtener los resultados del comportamiento del acuífero.

- Por último, una vez que la caracterización ha sido realizada por ambos modelos, los resultados obtenidos se compararán entre sí. Esto permitirá tener una visión general respecto a la interpretación de las pruebas de bombeo con distintos modelos, por lo que al establecer un proceso conjunto entre hidrogeología e ingeniería de yacimientos, será posible concluir que modelo es mejor para caracterizar acuíferos, o en su caso, si es posible establecer una metodología conjunta, con la que se obtengan los mejores resultados.

Las pruebas se interpretaron de manera no paramétrica para identificar modelos que describieran el comportamiento de las gráficas y de manera paramétrica para obtener los resultados obtenidos de la caracterización.

Por el método no paramétrico, las gráficas de abatimiento-tiempo se han identificado visualmente mediante el uso de curvas tipo, para identificar el tipo de acuífero que se adapta a los modelos convencionales. Con el uso de la derivada, se usó el algoritmo de derivación de Bourdet (1983) para identificar los regímenes de flujo que se tienen a lo largo de la prueba y así describir el comportamiento del acuífero.

De manera paramétrica, se usaron los modelos analíticos descritos en el capítulo II para una estimación cuantitativa de los parámetros que caracterizan la hidráulica de cada prueba.

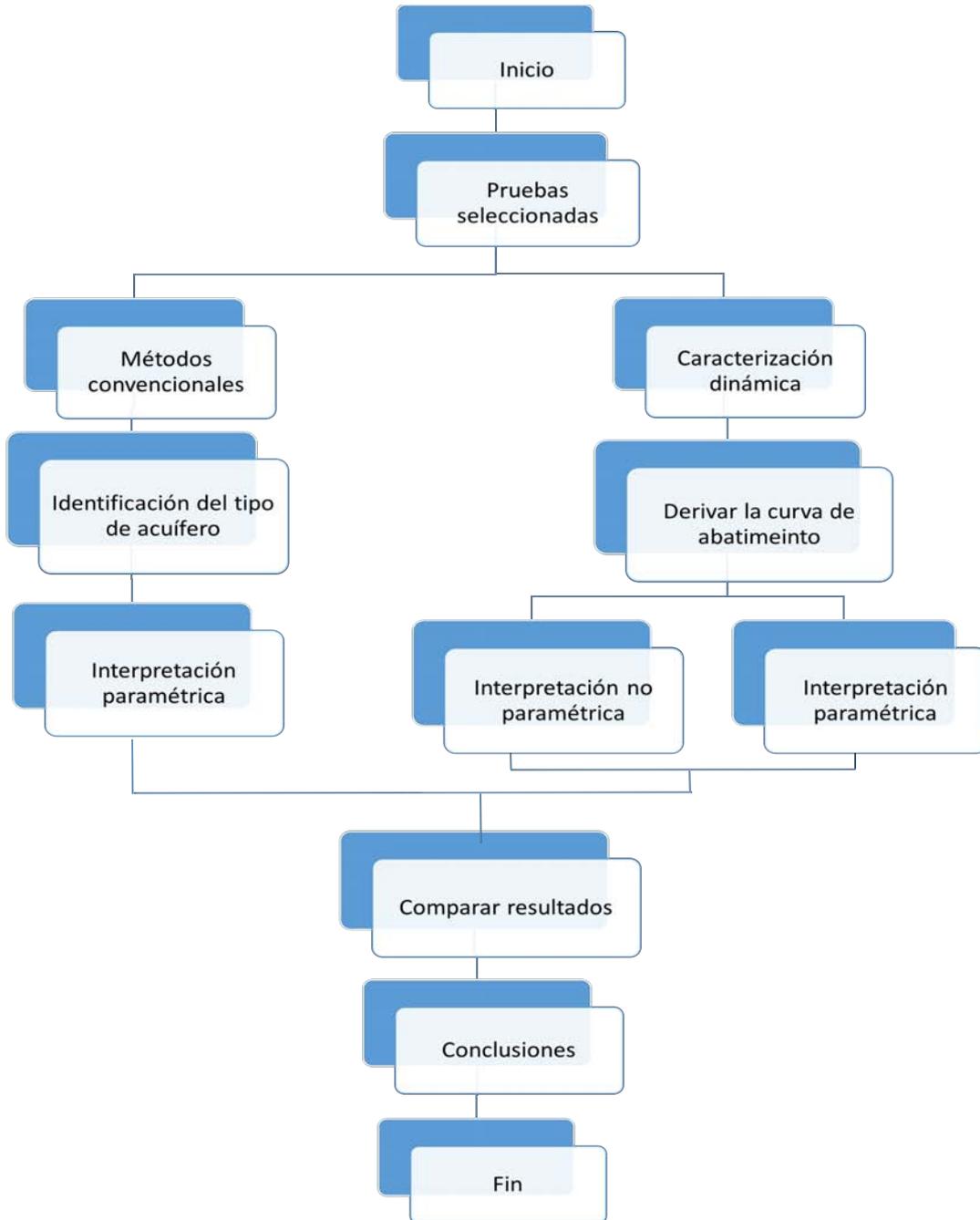


FIG. 3.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS SELECCIONADAS

CAPÍTULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIÓN

DISCUSIÓN

4.1 CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE UNA PRUEBA SINTÉTICA CON GRÁFICOS ESPECIALIZADOS

El comportamiento de la presión transitoria de la prueba sintética se muestra en la [figura 4.1.1](#). En ella se aprecia, como es que todas las curvas derivadas muestran un comportamiento similar.

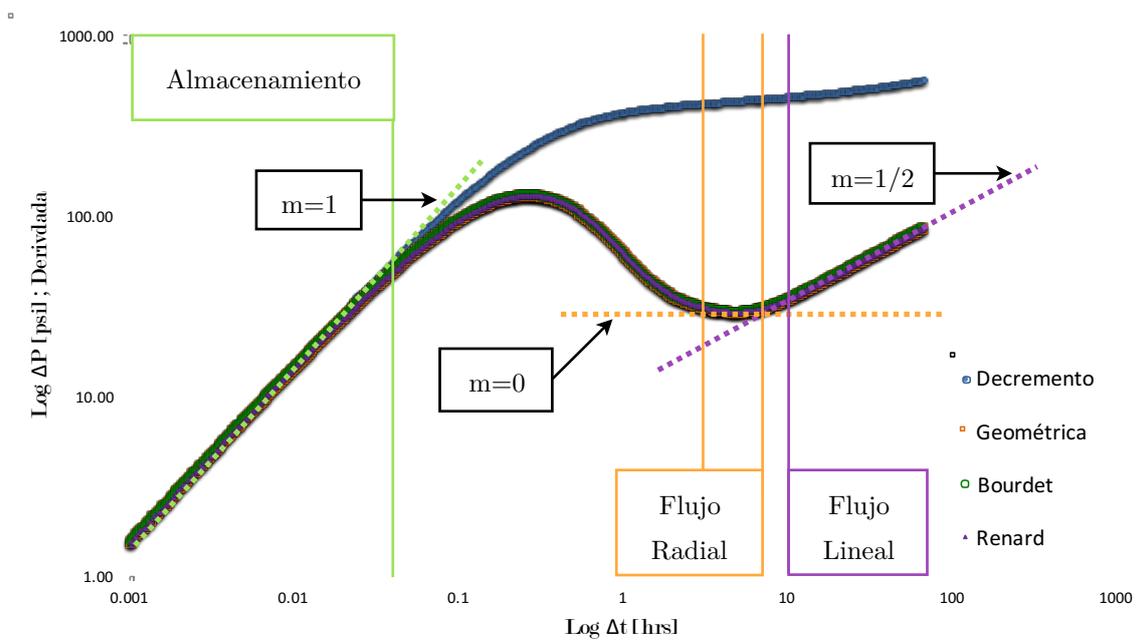


FIG. 4.1.1. GRÁFICA DE LA PRUEBA SINTÉTICA CON LA CURVA DE DECREMENTO Y SUS DERIVADAS

De la gráfica anterior se puede observar almacenamiento de pozo desde el inicio de la prueba, hasta aproximadamente 0.04 [hrs], a partir de ese tiempo comienza el periodo de transición y termina aproximadamente a las 3 [hrs]; desde ese tiempo y hasta aproximadamente 7 [hrs] de transcurrida la prueba, se presenta un periodo de flujo radial (*infinite acting radial flow, IARF*). Siguiendo con la identificación, desde las 7 [hrs] y hasta aproximadamente 10 [hrs] se tiene un segundo periodo de transición, que deriva en un régimen de flujo de lineal que continúa hasta finalizar la prueba.

Una vez definidos los regímenes presentes, es posible avanzar en la caracterización por el método paramétrico. La manera de proceder es indistinta, en este ejemplo primeramente se ubica el régimen de flujo lineal en la gráfica log-log; se utiliza el gráfico especializado para el periodo de tiempo específico en el que se observa dicho régimen, como se muestra en la [figura 4.1.2](#). De este gráfico, se calcula la pendiente de flujo lineal (m_{LF}) que es la que se utilizará para caracterizar dinámicamente el yacimiento.

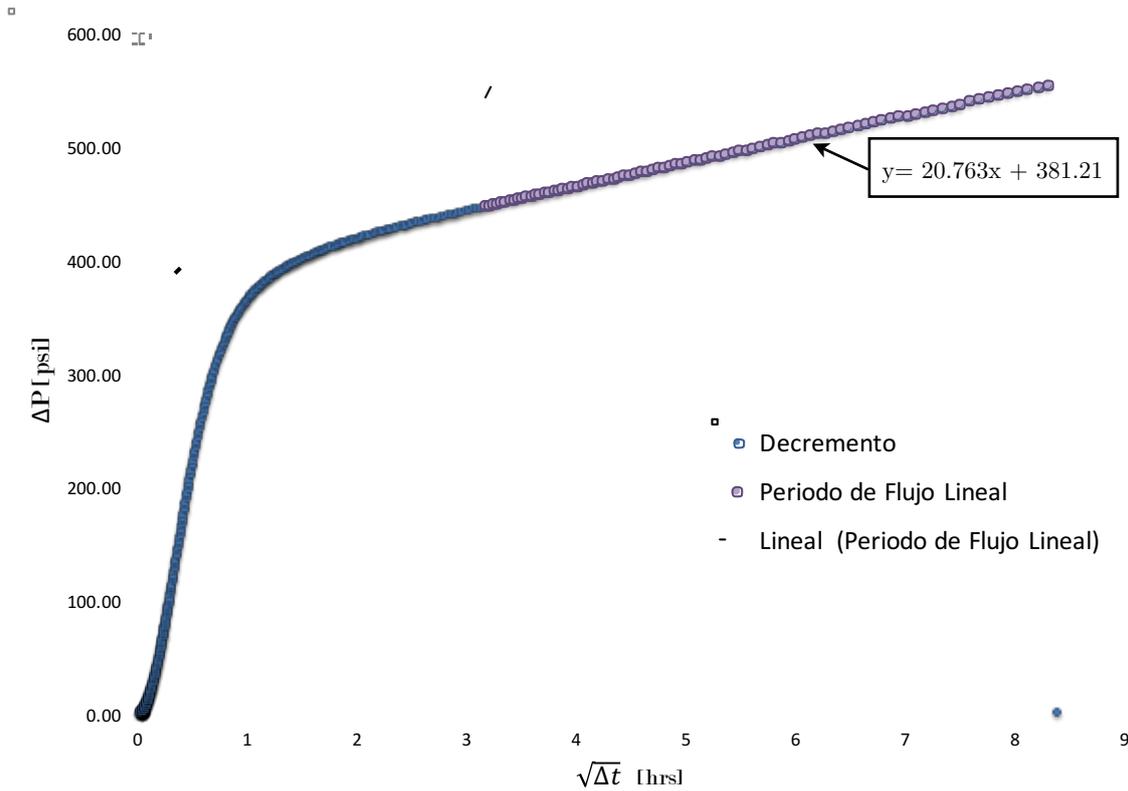


FIG. 4.1.2. GRÁFICO ESPECIALIZADO DE FLUJO LINEAL

Una vez que se obtiene la pendiente de flujo lineal, $m_{LF} = 20.763$, es posible calcular la longitud del ala de la fractura, sustituyendo en la ecuación **(E.46)**:

$$x_f = 4.06 \frac{qB_o}{hm_{LF}} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_i k}} = 4.06 \frac{(700)(1.5)}{(200)(20.763)} \sqrt{\frac{0.8}{(0.08)(1.7 \times 10^{-5})(20)}} = 293.46 [ft]$$

A continuación, se analiza el periodo IARF; del gráfico especializado como se muestra en la [figura 4.1.3](#), se calcula la pendiente por ciclo logarítmico, $m = 60$ [psi/ciclo] y se sustituyen los datos en las ecuaciones de flujo radial.

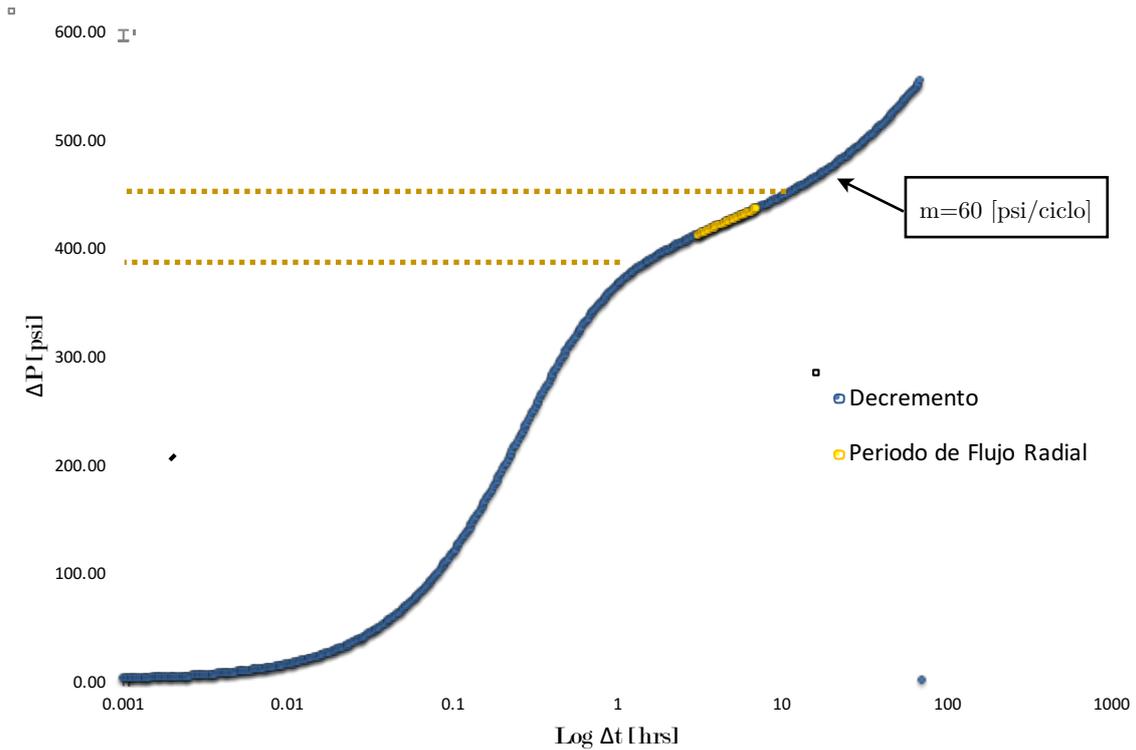


FIG. 4.1.3. GRÁFICO ESPECIALIZADO DE FLUJO RADIAL

De la ecuación (E.42) se despeja la permeabilidad y se obtiene:

$$k = 162.6 \frac{qB_o\mu}{mh} = 162.6 \frac{(700)(1.5)(0.8)}{(60)(120)} = 18.97 [md]$$

$$T = \frac{kh}{\mu} = \frac{(18.97)(120)}{0.8} = 2845.5 \left[\frac{md \cdot ft}{cp} \right]$$

Al sustituir en la ecuación (E.43) los datos calculados anteriormente, es posible calcular el daño que se tiene en el yacimiento:

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_r r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$= 1.151 \left[\frac{366.07}{60} - \log \left(\frac{18.97}{(0.08)(0.8)(1.7 \times 10^{-5})(0.3)^2} \right) + 3.23 \right] = 1.20$$

Por último, con la ecuación (E.44), se calcula el radio de investigación que tiene la prueba:

$$r_i = 0.029 \sqrt{\frac{k\Delta t}{\phi\mu C_t}} = 0.029 \sqrt{\frac{(18.97)(70)}{(0.08)(0.8)(1.7 \times 10^{-5})}} = 1013.13 [ft]$$

La [tabla 5](#) muestra los resultados obtenidos de la caracterización dinámica y la comparación con los datos originales que fueron utilizados para generar la prueba sintética. Ya que los datos de permeabilidad y transmisividad obtenidos de la caracterización del yacimiento, son aproximadamente iguales a los datos originales, se validan los resultados obtenidos. Por lo que el modelo elegido describe en su totalidad el comportamiento del yacimiento.

	k [md]	T [md.ft/cp]	S	r _i [ft]	x _f [ft]
Prueba sintética	20	300			
Caracterización	18.97	2845.5	1.20	1013.13	293.46

TABLA 5. TABLA DE RESULTADOS

k: permeabilidad; T: transmisividad; S: daño; r_i: radio de investigación; x_f: longitud del ala de la fractura

4.2 INTERPRETACIÓN DE ACUÍFEROS CON EL USO DE MÉTODOS CONVENCIONALES Y ANÁLISIS DERIVATIVOS

Pruebas de Nevada, Estados Unidos de América

La prueba de bombeo fue realizada en un sector del almacenamiento subterráneo de residuos radioactivos *Yucca Mountain*, localizado en el estado de Nevada. Los datos se midieron tanto en el pozo de bombeo UE-25b#1 como en el piezómetro UE-25a#1 localizado a 110 [m] de distancia del pozo de bombeo (Moench, 1984). Los datos de la prueba se muestran en la [tabla 6](#).

Geológicamente, *Yucca Mountain* se encuentra en la provincia de la Gran Cuenca, compuesta por siete unidades hidrogeológicas, que de mayor a menor profundidad son: el acuitardo clástico inferior (unidad de confinamiento inferior); el acuífero carbonatado inferior; el acuitardo clástico superior (unidad de confinamiento superior); el acuífero carbonatado superior; los acuíferos de toba (acuíferos de roca volcánica); los acuitardos volcánicos (unidades de confinamiento volcánicas) y el acuífero de valle de relleno o acuífero aluvial (Belcher et al. 2001).

Datos	Pozo de Bombeo UE-25b#1	Piezómetro UE-25a#1
Tipo de prueba	Bombeo	
Duración de la prueba	70 [hrs]	
Caudal	3093.12 [m ³ /d]	
PNE	470 [m]	
Espesor saturado	400 [m]	
Profundidad total del pozo	518 [m]	762.2 [m]
Tubería ranurada	477 - 501 [m]	
Diámetro del pozo	0.22 [m]	0.075 [m]

TABLA 6. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

La [figura 4.2.1](#) muestra las gráficas de abatimiento-tiempo para el pozo de bombeo y el piezómetro usados en la prueba, ambas en escala cartesiana,

semilog y log-log. Las gráficas en escala log-log se compararon con gráficos especializados (CONAGUA, 2007), siendo la curva tipo para acuíferos libres la que presenta un comportamiento similar para ambas mediciones.

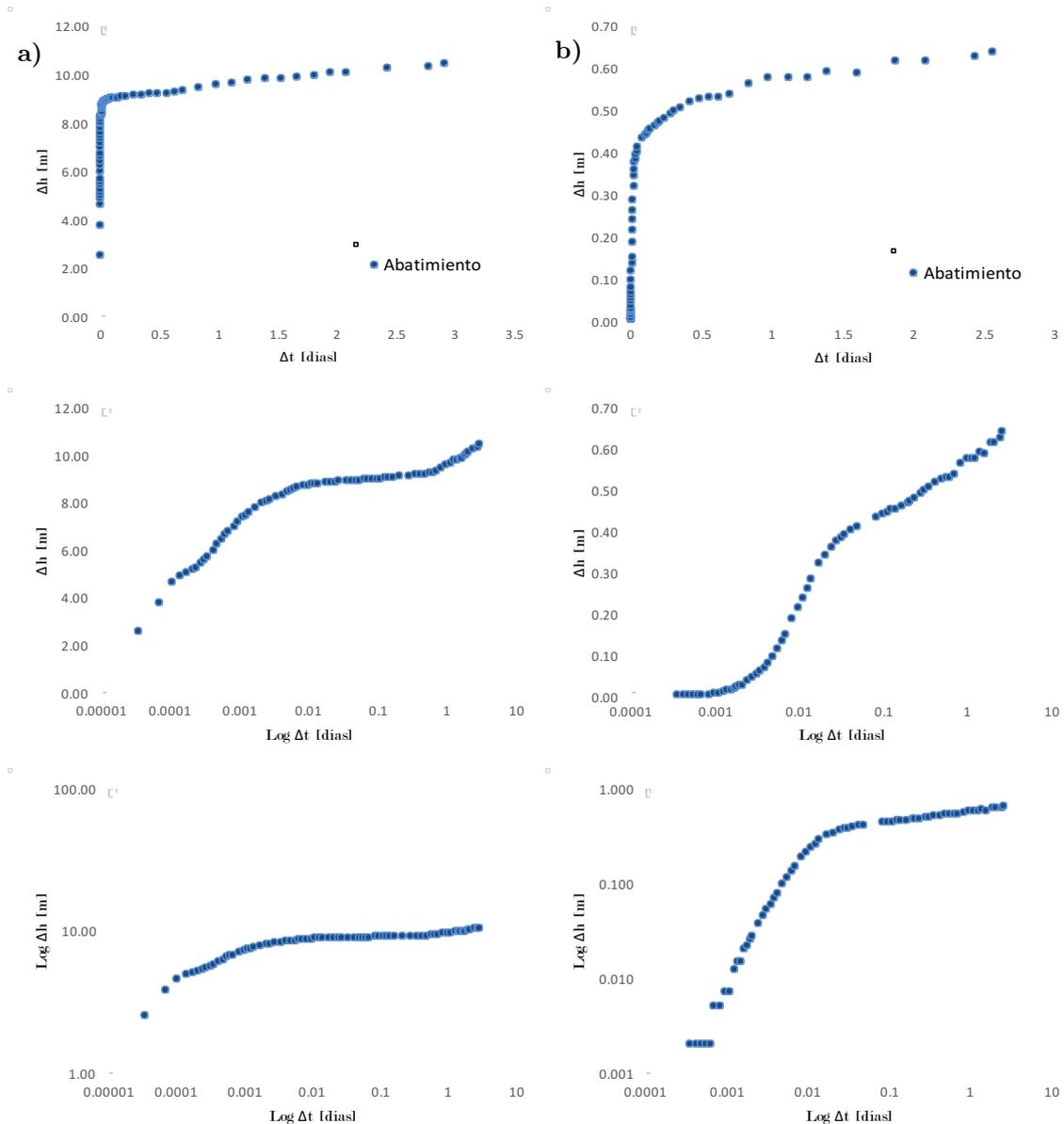


FIG. 4.2.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN EL POZO DE BOMBEO A) UE-25B#1 Y EL PIEZÓMETRO B) UE-25A#1

Se utilizó el modelo de Neuman (1975) para calcular los parámetros característicos del acuífero para cada pozo, como se muestra en la [figura 4.2.2](#). Sin embargo, como se señala en las gráficas, existen discordancias con la curva tipo que son un indicativo de procesos de drenaje diferido desde la zona vadosa y/o desde capas confinantes superiores, en tiempos tempranos de la prueba.

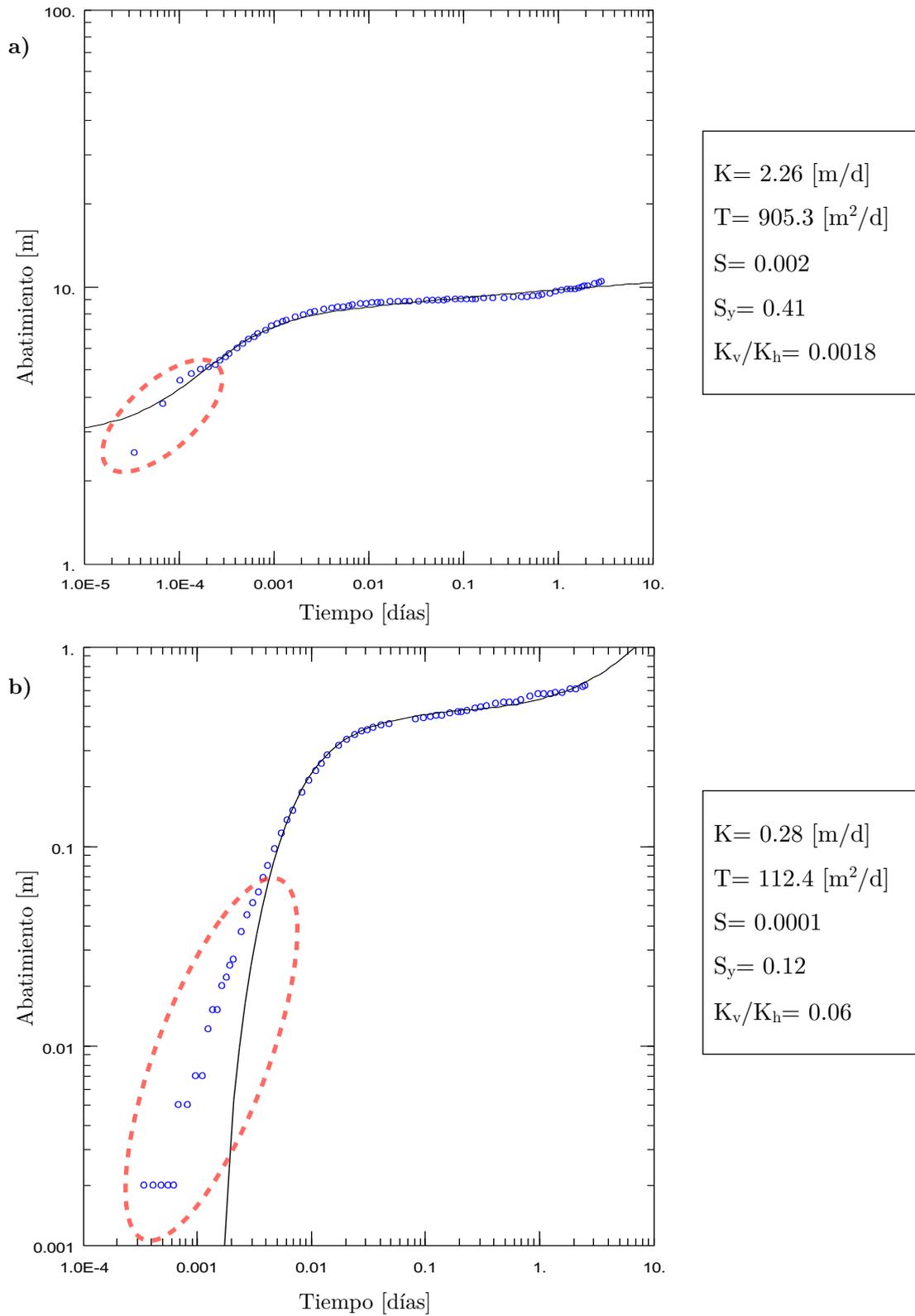


FIG. 4.2.2. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE NEUMAN DEL POZO DE BOMBEO A) UE-25B#1 Y EL PIEZÓMETRO B) UE-25A#1

Los resultados obtenidos de la caracterización realizada muestran parámetros totalmente distintos entre sí, aunque esto no significa que exista un error en la

interpretación, es un indicativo de que el modelo escogido para ambos casos no describe el comportamiento del acuífero en su totalidad o bien, los efectos del pozo de bombeo no se aprecian en el piezómetro.

Ahora que se conoce que el acuífero no ha sido completamente descrito mediante los modelos convencionales, el siguiente paso es realizar el proceso de identificación de regímenes de flujo, mediante la aplicación de la derivada a los datos de abatimiento. En este caso se usó el algoritmo de Bourdet (1983) con un suavizado de $L=0.3$ de la curva derivada del abatimiento.

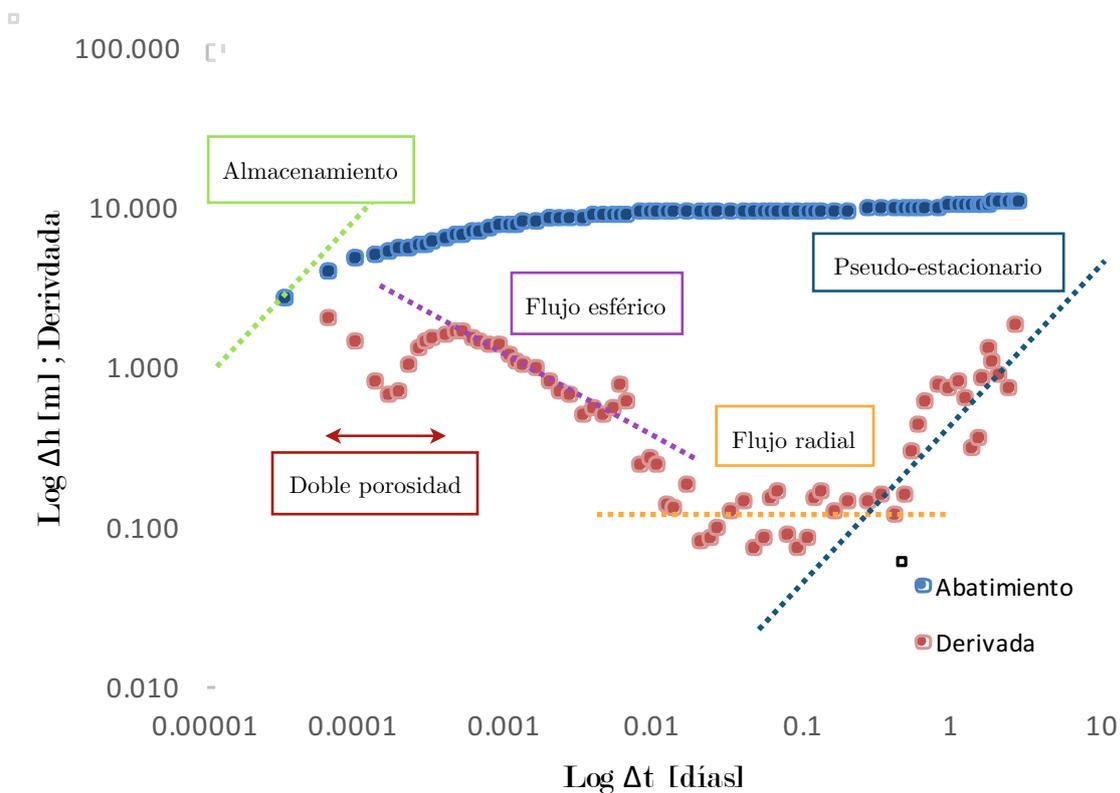


FIG. 4.2.3. GRÁFICO DEL ANÁLISIS NO PARAMÉTRICO DEL POZO DE BOMBEO UE-25B#1

Al realizar el análisis no paramétrico de la gráfica del pozo de bombeo UE-25b#1, se observa en la [figura 4.2.3](#), que se tiene un periodo de abatimiento extremadamente corto, que es apenas perceptible debido al poco detalle que existe en los datos, que comprende desde el inicio hasta aproximadamente 0.06 [min] de la duración de la prueba. Lo siguiente que se observa es un efecto de doble porosidad, lo que indica que la prueba se realiza bajo los efectos de un medio fracturado. Terminando el efecto de la doble porosidad se tiene un periodo de flujo esférico desde los 0.72 [min] hasta los 7.20 [min] característico de un pozo parcialmente penetrante, continuando con una transición que desemboca en un periodo de estabilización, denotando el IARF desde los 43.20

[min] hasta los 360 [min] de duración, que es el tiempo en que la prueba detecta una frontera cerrada en estado pseudo-estacionario.

El comportamiento que presenta el pozo de bombeo se describe de la siguiente manera; el pozo presenta un periodo muy corto de almacenamiento, que en combinación con que se encuentra perforado cerca del medio fracturado y debido a la alta conductividad hidráulica del medio y a la baja compresibilidad del agua, estos factores permiten que se pueda observar claramente el periodo de doble porosidad; el flujo esférico que se observa se presenta debido a que el pozo se encuentra produciendo cerca de la frontera superior del acuífero, por lo que los efectos verticales de flujo, tardan en presentarse debido a la distancia que debe recorrer el abatimiento para que este efecto se muestre, favoreciendo de igual manera, que la doble porosidad pueda ser observada antes de ésta geometría de flujo. Una vez que el abatimiento avanza, la señal alcanza el periodo IARF con que el agua se desplaza desde el acuífero hacia el pozo. una vez que ésta continúa avanzando, se observa el periodo de flujo pseudo-estacionario, el cual es representativo de que la señal ha alcanzado todas las fronteras. Sin embargo, la curva de abatimiento presenta apenas una pequeña elevación, por lo que se recomienda discreción al evaluar el segmento tardío de la prueba.

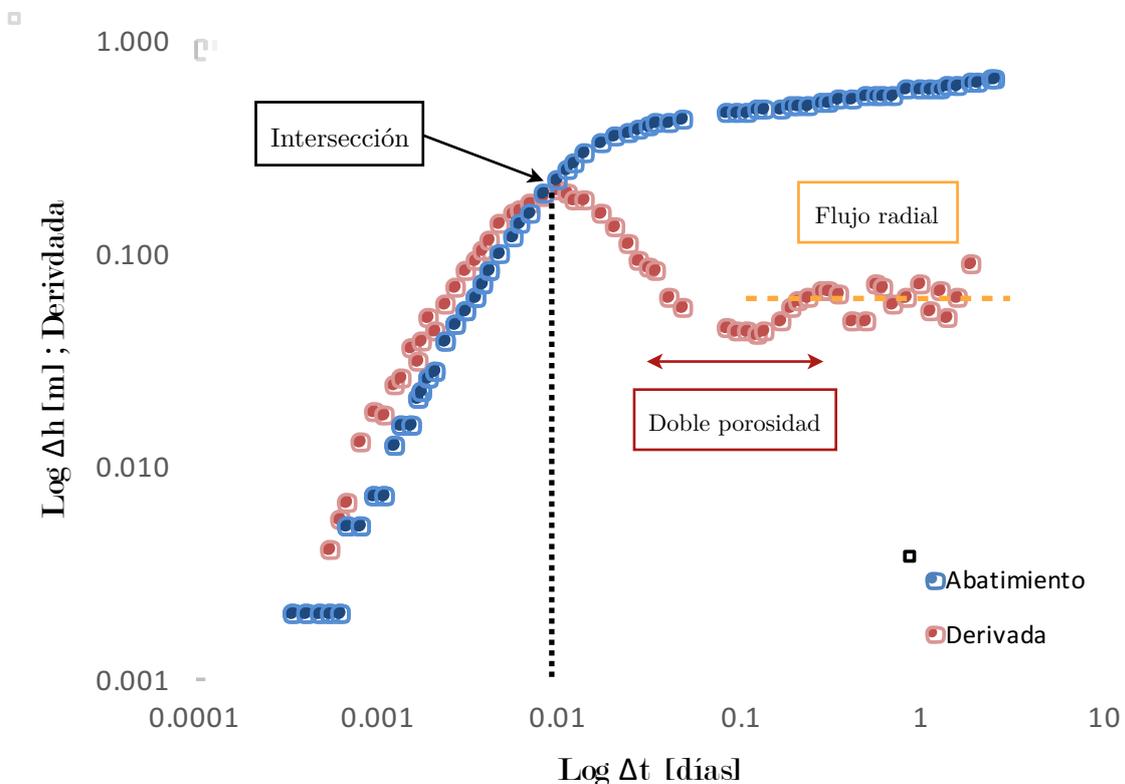


FIG. 4.2.4. GRÁFICO DEL ANÁLISIS NO PARAMÉTRICO DEL PIEZÓMETRO UE-25A#1

Para el piezómetro UE-25a#1, en la [figura 4.2.4](#), se detecta un desfaseamiento del abatimiento y muestran un posible periodo de “almacenamiento de pozo”, sin embargo, al tratarse de un pozo de observación se tiene una intersección de ambas curvas aproximadamente a los 13 [min]. Como lo establece Bourdet (2002), esto indica que ese es el tiempo en que el pozo comienza a mostrar los efectos de la prueba, por lo que todo lo que se encuentra antes de ese punto se descarta en el análisis. Debido a esto, la gráfica del piezómetro no muestra los efectos que se tienen durante la prueba medida en el pozo de bombeo, ya que la duración de ésta sólo cubre aproximadamente los últimos tres periodos logarítmicos del total de seis que tiene por duración total la prueba.

Analizando la respuesta, es posible detectar un periodo de doble porosidad que coincide en ambas gráficas, por lo que el diagnóstico se confirma, la prueba se desenvuelve en un medio fracturado en el que posiblemente sólo las fracturas (y no la matriz) aportan agua en flujo convergente hacia el pozo. A partir de los 288 [min] y hasta los 2592 [min] aproximadamente, es posible observar una estabilización de la curva que indica un periodo IARF. En tiempos tardíos, se tiene un punto que se eleva ligeramente del flujo radial, sin embargo, al no durar el suficiente tiempo no es posible indicar si se trata del posible comienzo de un nuevo periodo de flujo o simplemente se trata de ruido en la señal de la derivada.

Una vez diagnosticadas las geometrías de flujo en el alcance de la prueba, la interpretación paramétrica se realizó con el modelo de Barker *slab-shaped blocks* (1988), el cual contempla almacenamiento de pozo, doble porosidad, daño (*skin*) y limitaciones por fronteras en un medio fracturado. La [figura 4.2.5](#) muestra el ajuste realizado y los resultados obtenidos para los parámetros característicos del acuífero.

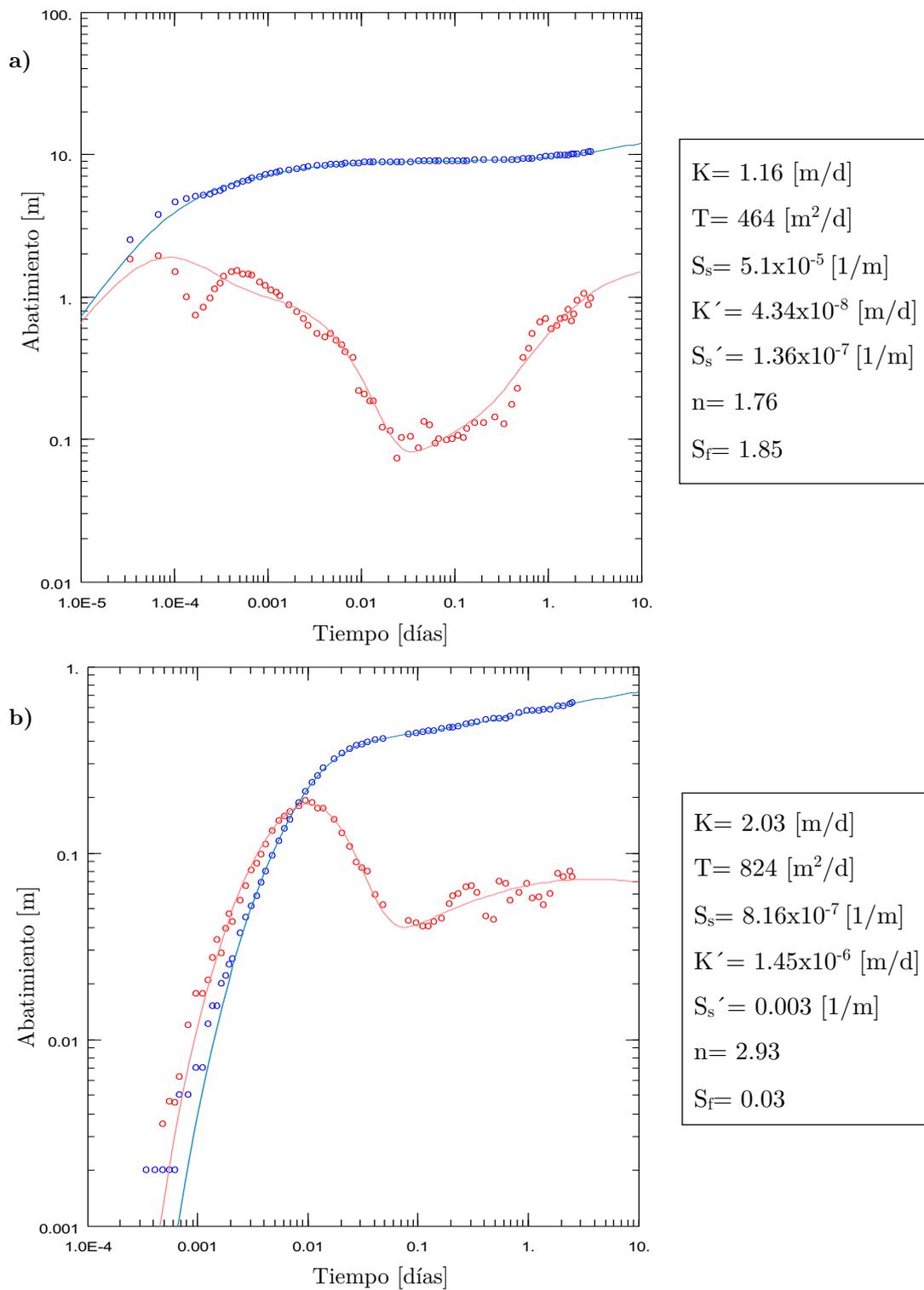


FIG. 4.2.5. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE BARKER DEL POZO DE BOMBEO A) UE-25B#1 Y EL PIEZÓMETRO B) UE-25A#1

La [tabla 7](#) muestra los resultados de ambos modelos utilizados para caracterizar dinámicamente el acuífero.

	K [m/d]	T [m ² /d]	S	S _y	S _s [1/m]	K _v /K _h	K' [m/d]	S _s ' [1/m]	n	σ _f
Modelo de Neuman (Acuífero libre)										
UE-25b#1	2.26	905.3	0.002	0.41		0.002				
UE-25a#1	0.28	112.4	0.0001	0.12		0.06				
Modelo de Barker (Doble porosidad)										
UE-25b#1	1.16	464	0.02		5.1x10 ⁻¹⁰		4.34x10 ⁻⁸	1.36x10 ⁻⁷	1.76	1.85
UE-25a#1	2.03	824	0.0003		8.16x10 ⁻⁷		1.45x10 ⁻⁶	0.003	2.93	0.03

TABLA 7. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; S: coeficiente de almacenamiento; S_y: rendimiento específico; S_s: coeficiente de almacenamiento específico; K_v/K_h: tasa de anisotropía; K': conductividad hidráulica de la matriz; S_s': coeficiente de almacenamiento específico de la matriz; n: dimensión de flujo; σ_f: daño de la fractura

Al realizar el análisis de resultados, se puede observar que la conductividad hidráulica calculada con el modelo de Neuman (1975) en el pozo de bombeo, presenta un resultado aproximado al modelo de ambos pozos cuando se aplica el modelo de Barker (1988), por lo que es posible definir; que a mayor duración de una prueba, la conductividad hidráulica calculada con un modelo de acuífero libre, puede describir la conductividad hidráulica real de un sistema de doble porosidad. Es decir, este valor implica una conductividad hidráulica representativa del acuífero a nivel regional.

Continuando con el análisis, todos los demás parámetros tienen diferencias entre ellos, por lo que es necesario encontrar la manera de definir cual de todos los modelos, es el que mejor define el comportamiento del acuífero. Beauheim et al. (2004), muestran que el comportamiento de un acuífero con doble porosidad, presenta distintos resultados debido a la heterogeneidad del medio poroso. Por lo que se utiliza el factor de dimensión de flujo (*n*), que muestra una relación directa con la pendiente de la curva derivada, para identificar si se tiene una estabilización del sistema y es posible interpretar de manera correcta la prueba.

Al sustituir los valores de las dimensiones de flujo obtenidas del modelo de Barker (1988) en la ecuación $m = 1 - \frac{n}{2}$, los resultados para el pozo de bombeo es 0.12 y para el piezómetro es -0.47. Estos valores al compararlos con las pendientes de la derivada, el valor del piezómetro se asemeja a un flujo esférico (m=-0.5), sin embargo la derivada no muestra ese comportamiento, lo que indica que no existe una estabilización; caso contrario, el valor de la pendiente

calculada para el pozo de bombeo se aproxima a un flujo radial ($m=0$), que además de ubicarse en la gráfica, este presenta una estabilización marcada de casi dos ciclos logarítmicos.

Todos los factores anteriores permiten seleccionar que los resultados del modelo de Barker (1988), aplicado al pozo de bombeo UE-25b#1, son los valores característicos que describen de mejor manera el comportamiento del acuífero, con una media de los residuales igual a 0.016 [m].

Pruebas de la Planicie de Shiraz, Irán

La prueba de bombeo fue realizada en la planicie de Shiraz, Irán. El conjunto de datos incluye información de un pozo de bombeo y un piezómetro, ambos totalmente ranurados. Estudios previos permiten establecer que la profundidad del nivel estático del acuífero es de aproximadamente 10 [m] (Samani, 2001). Los datos de la prueba se muestran en la [tabla 8](#).

Datos	Deh-Pialeh
Tipo de prueba	Bombeo
Duración de la prueba	24 [hrs]
Caudal	763.2 [m ³ /d]
PNE	10 [m]
Profundidad total del pozo	50 [m]
Diámetro del pozo	0.360 [m]
Profundidad del piezómetro	18 [m]
Diámetro del piezómetro	0.101 [m]
Distancia al piezómetro	6.1 [m]

TABLA 8. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

La planicie de Shiraz tiene una superficie aproximada de 300 [km²]. Se encuentra en la parte central de la provincia de Fars, Irán. Las formaciones geológicas que la componen de cima a base son: Pabdeh-Gurpi (lutitas-margas), Sachun (evaporitas), Asmari-Jahrom (calizas-dolomías), Razak (evaporitas), Aghajari (areniscas) y Bakhtiari (conglomerados) (Samani et al. 2006).

La figura 4.3.1 muestra los gráficos de abatimiento-tiempo para el pozo de bombeo Deh-Pialeh y el piezómetro usado en la prueba. Todas se presentan en escala cartesiana, semilog y log-log. Las gráficas en escala log-log se compararon con gráficos especializados (CONAGUA, 2007), siendo las curva para acuíferos libres la que visualmente se ajusta a ambas pruebas.

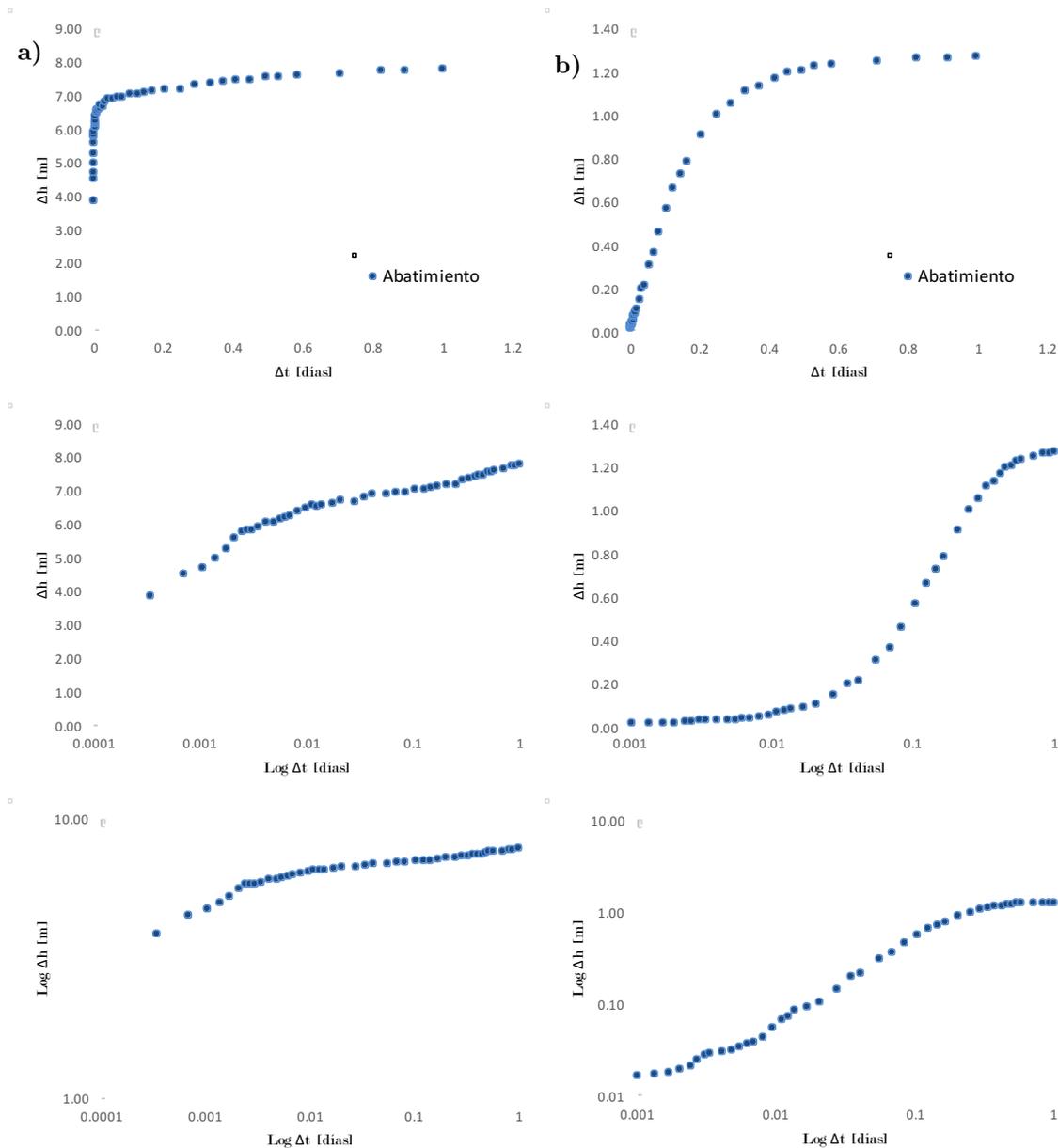


FIG. 4.3.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN EL POZO A) DEH-PIALEH Y EL B) PIEZÓMETRO

Una vez que ambos modelos fueron definidos, las pruebas se interpretaron de manera convencional por el modelo de Neuman (1975), como se muestra en la figura 4.3.2.

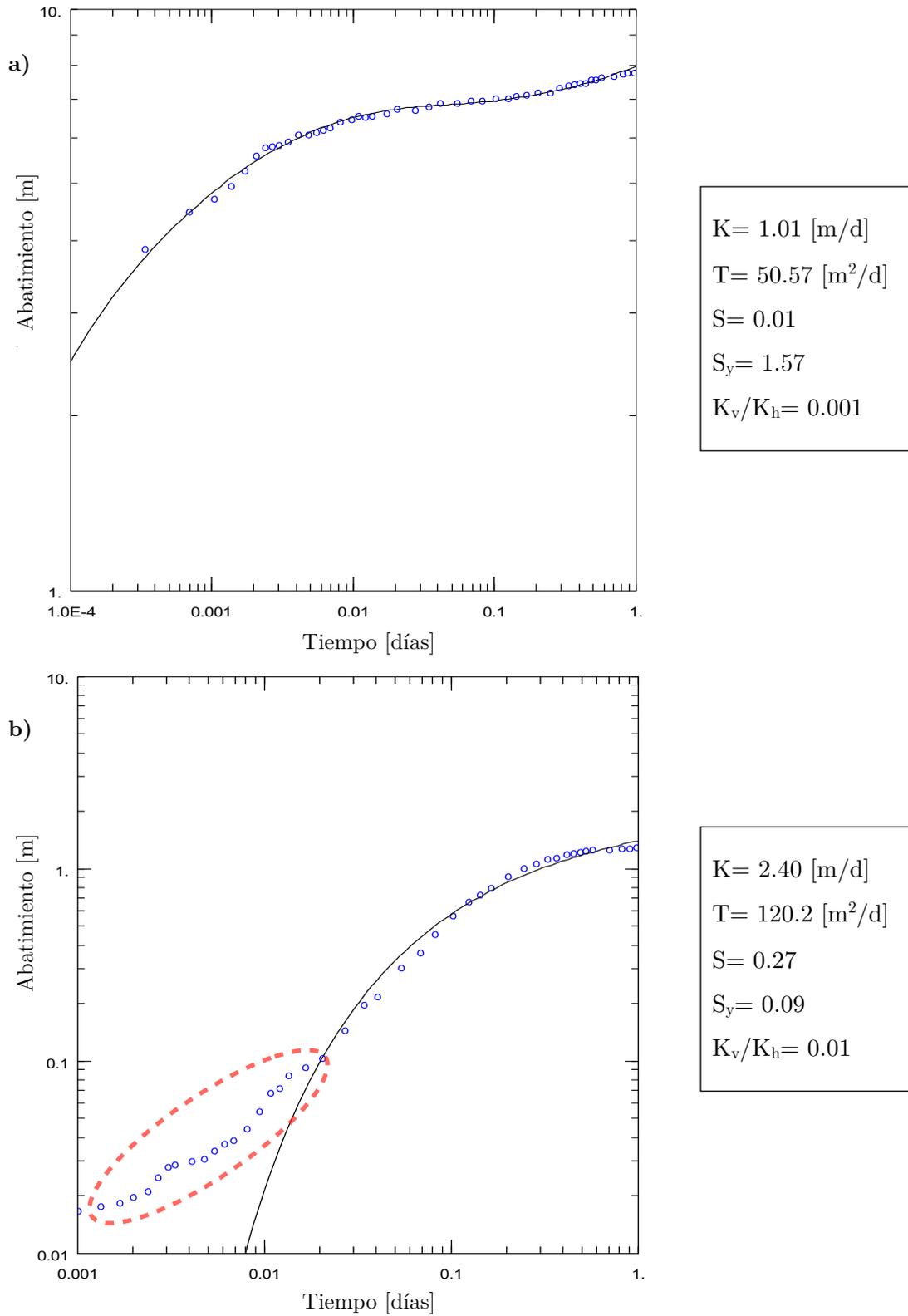


FIG. 4.3.2. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE NEUMAN DEL POZO A) DEH-PIALEH Y SU B) PIEZÓMETRO

Los resultados obtenidos son similares entre sí y aunque varían, no lo hacen de una forma tan extrema, por lo que la caracterización puede definirse como correcta, sin embargo, como lo indica la línea punteada, existen procesos adicionales que afectan el ajuste de la curva-tipo por poco más de un ciclo logarítmico. Por ello es necesario realizar una interpretación por medio de análisis derivativos para diagnosticar efectos adicionales.

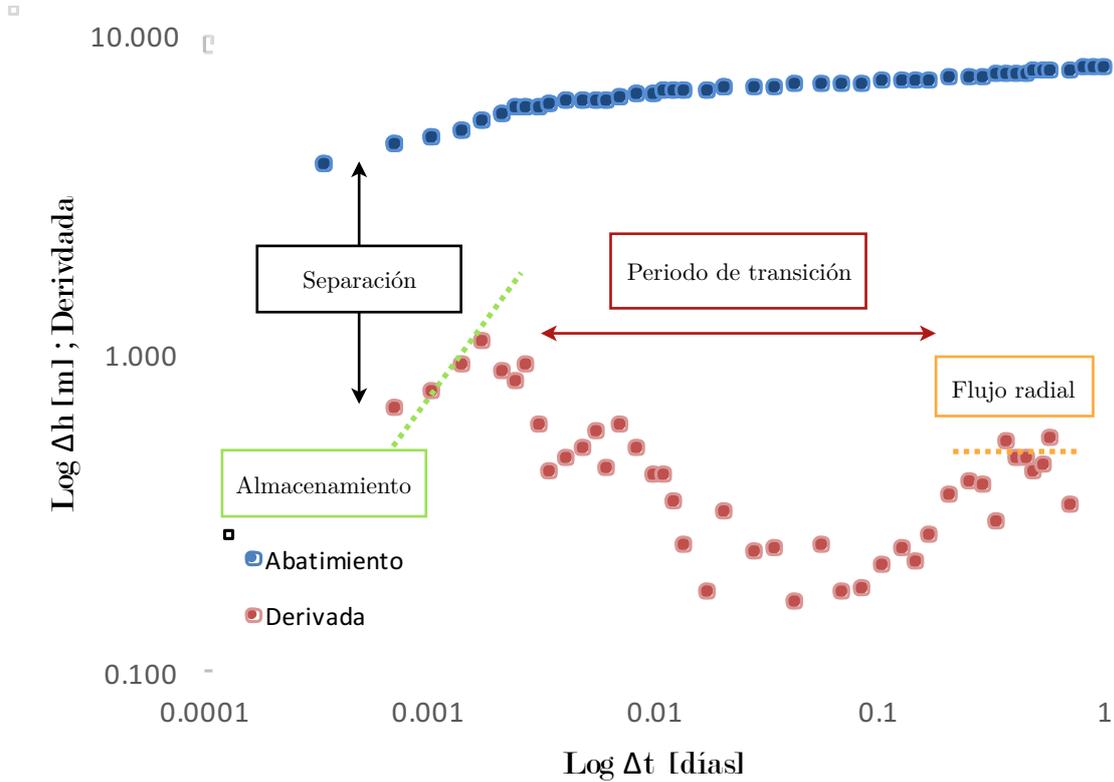


FIG. 4.3.3. GRÁFICO DEL ANÁLISIS NO PARAMÉTRICO DEL POZO DEH-PIALEH

Para el análisis no paramétrico del pozo Deh-Pialeh, se puede observar en la figura 4.3.3 como la derivada y la curva de abatimiento se encuentran separadas a tiempos tempranos. Como lo establece Bourdet (2002), esto se debe a que existe un error en el abatimiento medido, causado porque al iniciar el bombeo el nivel del acuífero no se estabilizó en condiciones estáticas (aunque así se asumió). Esto genera una sobrestimación del abatimiento alterando las estimaciones convencionales.

Se observa un periodo de almacenamiento de pozo, diagnosticada por la pendiente unitaria de la derivada del abatimiento, que va desde el inicio de la prueba hasta los 2.88 [min] de transcurrida esta. Prosigue un largo periodo de transición característico de los acuíferos libres sujetos a drenaje diferido, que

dura hasta aproximadamente los 432 [min], para finalizar con una ligera estabilización, en lo que parece ser flujo radial con marcado ruido en la señal.

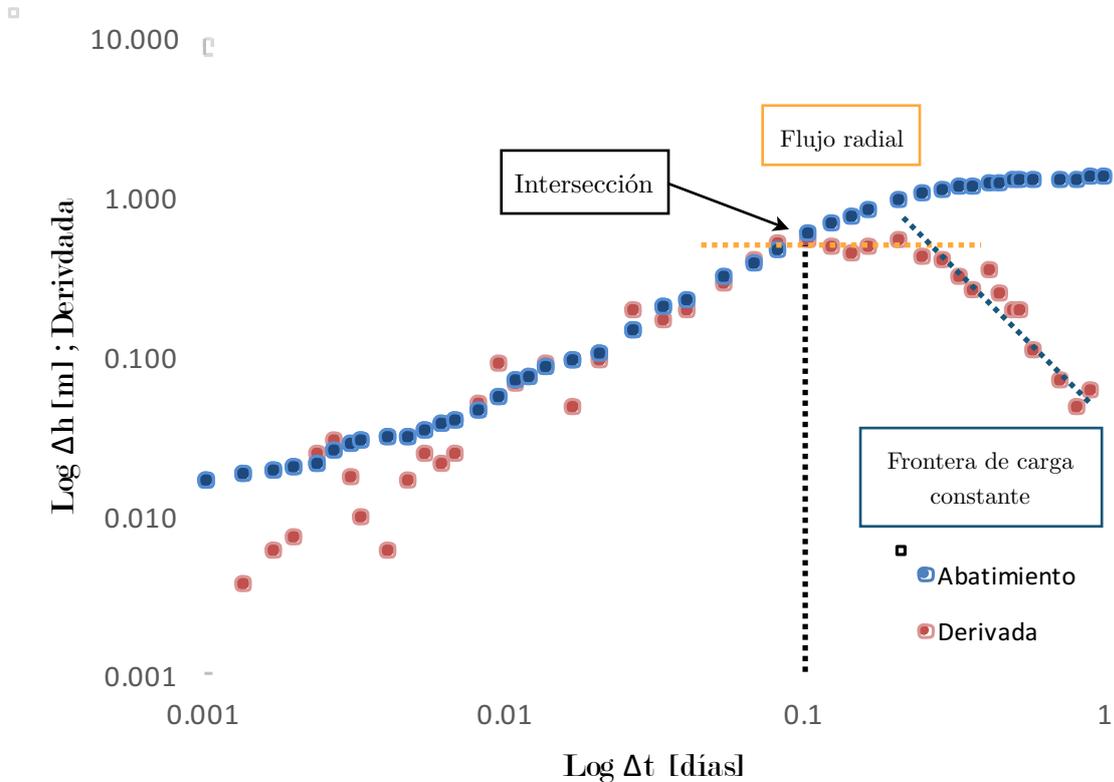


FIG. 4.3.4. GRÁFICO DEL ANÁLISIS NO PARAMÉTRICO DEL PIEZÓMETRO

La interpretación no paramétrica de la prueba medida con el piezómetro se observa en la [figura 4.3.4](#), en esta se indica la intersección de las curvas de abatimiento y la derivada aproximadamente a los 144 [min], que es el tiempo en que la prueba se comienza a interpretar. Lo primero que se observa es un periodo IARF que abarca de los 144 [min] hasta aproximadamente los 432 [min], donde inmediatamente se observa una caída en la pendiente de la curva derivativa y una pseudo-estabilización del abatimiento indicativo de una frontera a carga hidráulica constante. Basado en los mapas de la prueba (Samani, 2001), esto se debe a la presencia del río Khoshk, el cual es una fuente de recarga de agua para el acuífero cuando el cono de abatimiento entra en contacto con el lecho hidráulico de la corriente.

El análisis paramétrico se muestra en la [figura 4.3.5](#). La prueba en el pozo de bombeo se interpretó usando el modelo de Neuman (1975) y como se observa, la curva tipo tanto para el abatimiento como para la derivada muestran un empalme razonable, con una media de los residuales igual a -0.003 [m] que

permite calcular de buena manera los parámetros característicos. Aunque es posible observar que el segmento final de la derivada con un suavizado de $L=0.5$ no forma una estabilización de flujo radial, sino que se asemeja a una frontera de carga constante que no se termina de desarrollar.

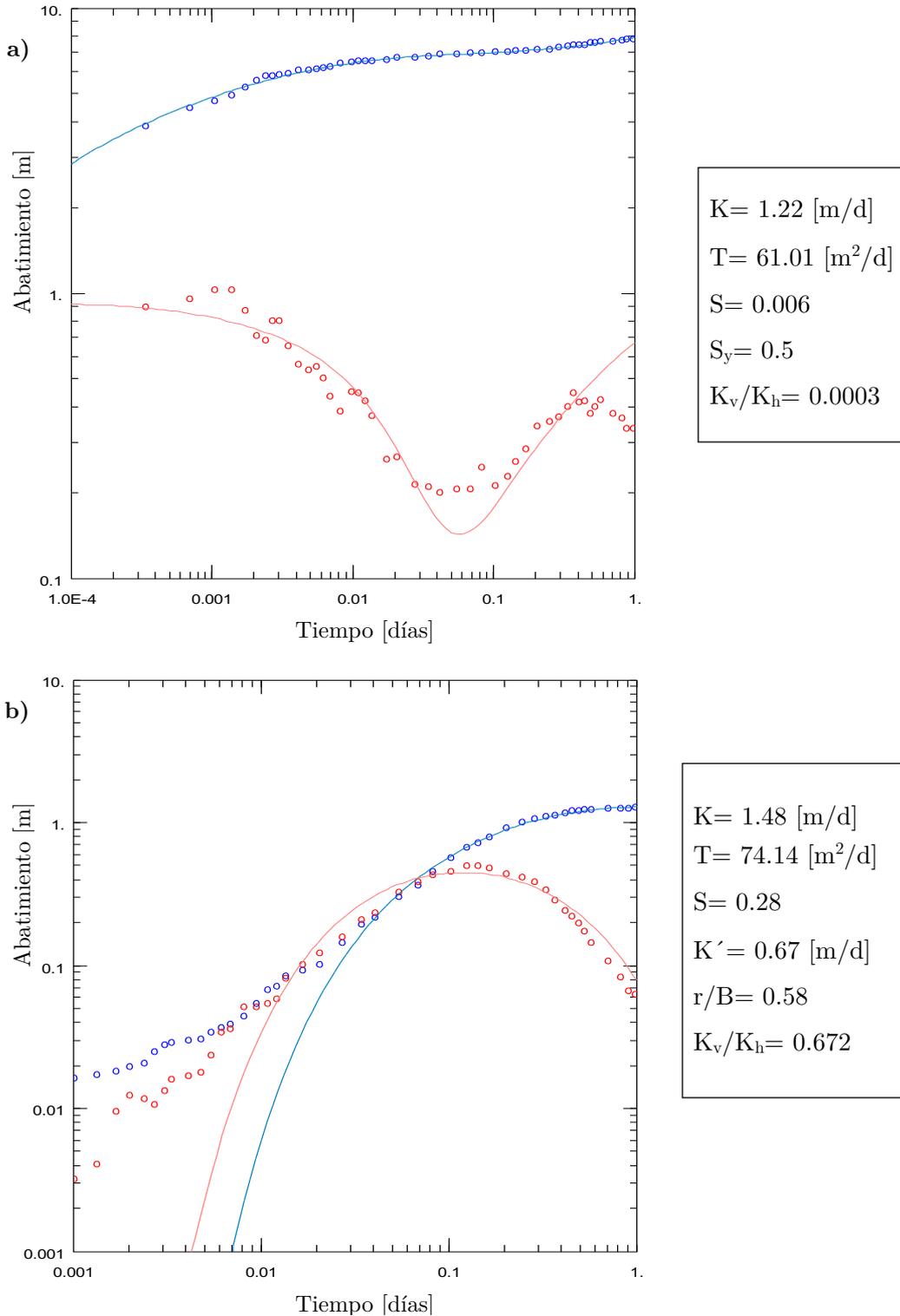


FIG. 4.3.5. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE NEUMAN DEL POZO DE BOMBEO A) DEH-PIALEH Y POR EL MODELO DE HANTUSH Y JACOB PARA EL B) PIEZÓMETRO

CAPÍTULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Por el contrario, la gráfica que se generó con las mediciones en el piezómetro se interpretó con el modelo de Hantush y Jacob (1955), con una media de residuales igual a 0.015 [m]. Debido a la frontera de carga constante con la que el acuífero se encuentra en contacto, es primordial elegir el modelo que mejor describe el comportamiento de la prueba, sin tomar en cuenta el pozo de bombeo, ya que, esto puede influir de manera negativa en los resultados que se obtengan.

	K [m/d]	T [m ² /d]	S	S _y	S _s [1/m]	K' [m/d]	r/B	K _v /K _h
Modelo de Neuman (Acuífero libre)								
Deh-Pialeh	1.01	50.57	0.01	1.57				0.001
Piezómetro	2.40	120.2	0.27	0.09				0.01
Modelo ajustado de Neuman (Acuífero Libre)								
Deh-Pialeh	1.22	61.01	0.006	0.5				0.0003
Modelo de Hantush y Jacob (Acuífero Semiconfinado)								
Piezómetro	1.48	74.14	0.28		0.006	0.67	0.58	0.672

TABLA 9. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; S: coeficiente de almacenamiento; S_y: rendimiento específico; S_s: coeficiente de almacenamiento específico; K': conductividad hidráulica del acuitardo; r/B: factor de goteo; K_v/K_h: tasa de anisotropía

La [tabla 9](#) muestra los resultados que se obtuvieron para las distintas interpretaciones realizadas. Los parámetros calculados de conductividad hidráulica y transmisividad del piezómetro para el modelo de Neuman (1975), son aproximadamente el doble con respecto a los obtenidos de los demás pozos. Esta variación es ocasionada debido a que el modelo escogido para la interpretación convencional del piezómetro es errónea. El resultado de rendimiento específico para el modelo de Neuman (1975) del pozo de bombeo, muestra un resultado de 1.57, lo cual es físicamente imposible, ya que por definición, este dato representa la porosidad efectiva del sistema. El error radica en que el análisis se deriva en el mismo pozo de extracción.

Tanto el pozo de bombeo como el piezómetro se interpretaron mediante dos modelos distintos y arrojan resultados similares entre sí. Que en conjunto de todo lo que se describió anteriormente, permite definir que los resultados de la interpretación representan de manera precisa los parámetros característicos del acuífero. Ya que al usar el modelo geológico como punto de comparación, es

posible establecer que al tener una profundidad del piezómetro tan cerca del nivel estático y sin ninguna capa confinante por encima del estrato que se está bombeando, se comprueba que el modelo de acuífero libre con una frontera de carga constante, debido a la acción del río Khoshk, es aquel que muestra el comportamiento real del acuífero que se está analizando.

Pruebas de Wisconsin, Estados Unidos de América

La prueba de bombeo fue realizada en el acuífero Silúrico, que se encuentra ubicado en la Península Door, del estado de Wisconsin. Se bombeó un pozo a caudal constante de 238.75 [m³/d] durante 21.3 [hrs] y el abatimiento del acuífero se midió en seis pozos de observación y un piezómetro, en un acuífero experimental desarrollado para fines académicos por el Servicio Geológico de Wisconsin (Bradbury, K., comunicación personal, Noviembre de 2015). La [tabla 10](#) muestra los datos generales de la prueba.

Datos	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 7	Pozo 8	Piez 6
Tipo de prueba	Bombeo						
Duración de la prueba	21.3 [hrs]						
Caudal	238.75 [m ³ /d]						
PNE	1.5 [m]						
Profundidad total de los pozos	10.6 [m]						
Diámetro de los pozos	0.076 [m]	0.076 [m]	0.076 [m]	0.076 [m]	0.152 [m]	0.152 [m]	0.152 [m]
Distancia desde el pozo de bombeo	8 [m]	18 [m]	21 [m]	10 [m]	11 [m]	11 [m]	20 [m]

TABLA 10. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

El acuífero analizado tiene un espesor saturado de 14.5 [m] y consta de dos litologías dominantes, pero lateralmente continuas a través del sitio y altamente fracturadas. La primera consta de capas de tamaño medio de dolomías gruesas; esta litología abarca dos estratos a distintas profundidades, desde 0 a 4.27 [m] y de 7.16 a 11.13 [m]. La segunda litología consta de dolomías de grano fino

ubicada a una profundidad de 4.27 hasta 7.16 [m], dividida en ciclos de somerización por capas de lodo calcáreo con alto contenido orgánico, que varían de 0.15 a 1 [m] de espesor (Muldoon y Bradbury, 2005).

Todas las mediciones se muestran agrupadas en una sola gráfica, tanto en escala semilog y log-log. La [figura 4.4.1](#) muestra los datos de abatimiento-tiempo para los seis pozos de observación y el piezómetro.

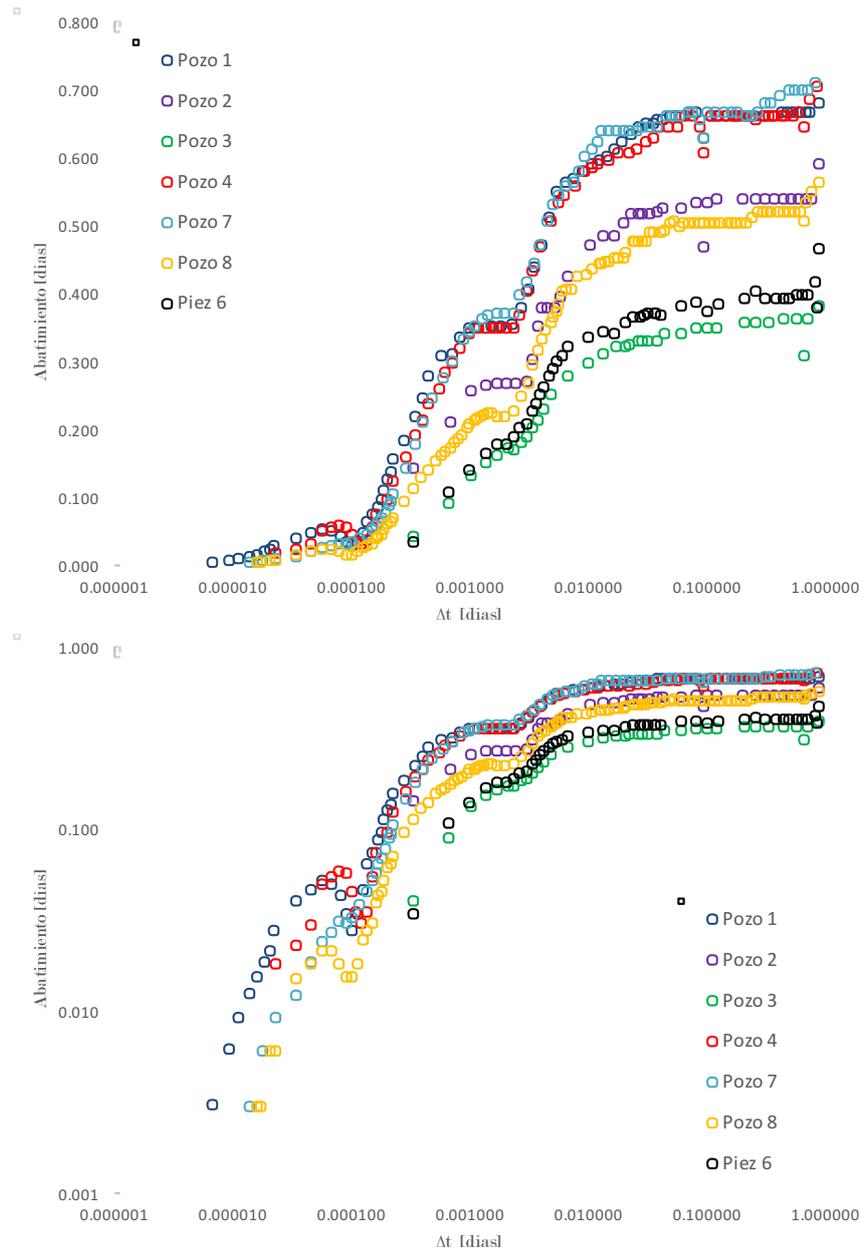


FIG. 4.4.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN EL ACUÍFERO SILÚRICO

Ya que geológicamente el acuífero es somero y sin ningún tipo de formación por encima de él que pueda servir como capa confinante y al comparar las curvas log-log con gráficos especializados (CONAGUA, 2007), se puede establecer que de manera convencional la prueba presenta un comportamiento de acuífero libre.

Una vez definido el modelo, las pruebas fueron interpretadas por el modelo de Neuman (1975), con una media de los residuales igual a -0.912 [m]. Dada la cantidad de pozos de observación, como se ilustra en la [figura 4.4.2](#), la prueba se interpretó de manera compuesta (t/r^2) para que los parámetros característicos del acuífero calculados muestren su comportamiento general.

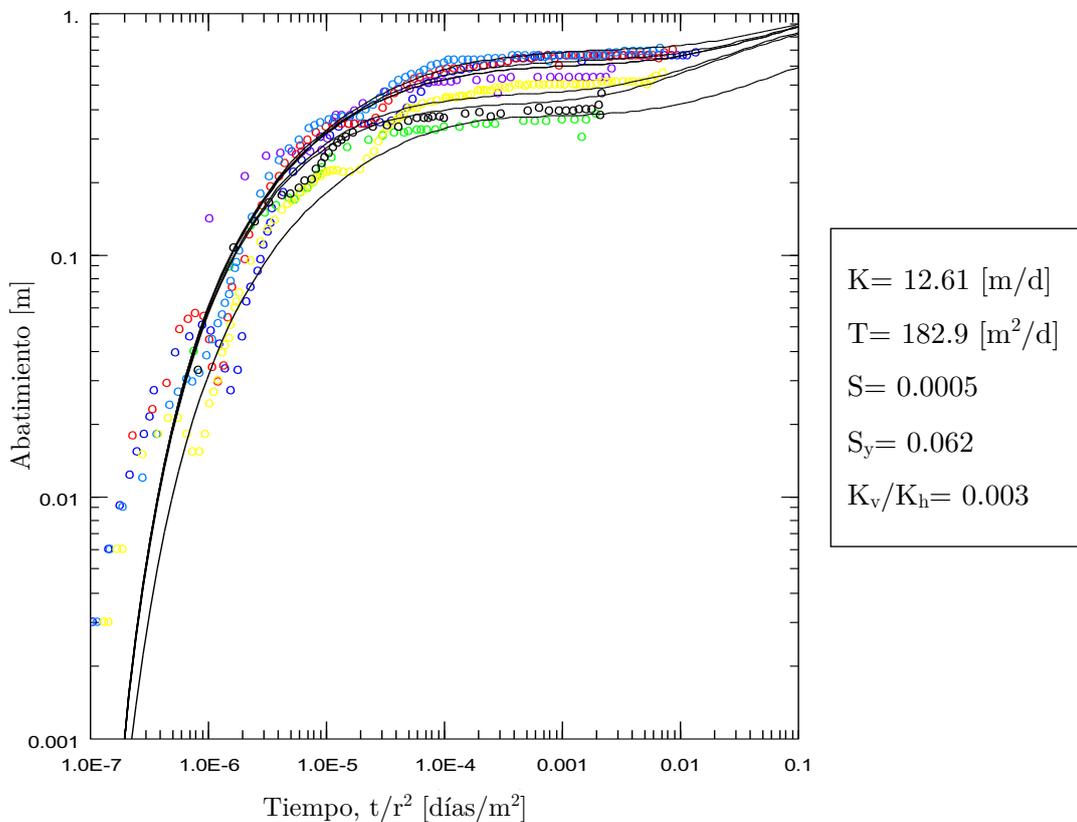


FIG. 4.4.2. GRÁFICO DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE NEUMAN DEL ACUÍFERO SILÚRICO

Como Muldoon y Bradbury (2005) reportan, las pruebas se llevaron a cabo en un medio carbonatado altamente fracturado, por lo que la caracterización por el modelo de Neuman (1975), debe ser comparado y ajustado con otro modelo de interpretación. Como se sabe que la prueba se lleva a cabo en un medio fracturado, es importante deducir mediante la aplicación de la derivada que modelos de flujo se encuentran presentes para así definir su interpretación.

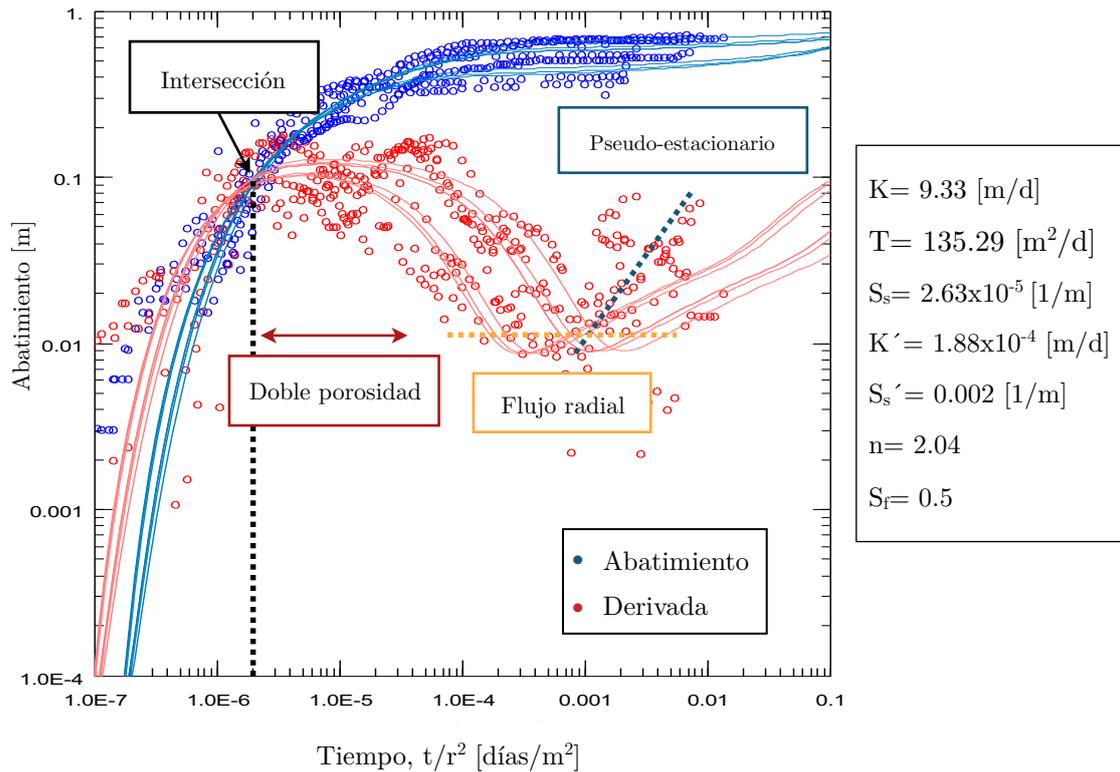


FIG. 4.4.3. GRÁFICO DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE BARKER DEL ACUÍFERO SILÚRICO

La figura 4.4.3 muestra el comportamiento de todos los pozos de observación y de sus derivadas en escala compuesta del tiempo (t/r^2). La derivada se calculó usando el algoritmo de Bourdet (1983) con un suavizado de $L=0.6$ de la curva derivada del abatimiento. Es posible diagnosticar que existe un comportamiento similar de las curvas para todos los pozos de observación, de manera general es posible interpretar que aproximadamente a los 0.0029 [min] se produce la intersección de las curvas de abatimiento con las de la derivada, que es el tiempo en que se puede comenzar la interpretación de la prueba. Posteriormente, se tiene el periodo de doble porosidad característico del medio fracturado en el que se desarrolla la prueba, que termina aproximadamente a los 0.072 [min] y comienza un periodo de transición, con una duración cercana a los 0.29 [min]. Desde ese tiempo se tiene una estabilización en un régimen IARF, que dura hasta los 1.44 [min], que es donde la prueba detecta una frontera de no flujo con régimen pseudo-estacionario que perdura hasta que la prueba finaliza.

Para el análisis paramétrico de la prueba, una vez que se tiene definido el modelo de doble porosidad, se caracterizó por el modelo de Barker *slab-shaped blocks* (1988), el cual contempla almacenamiento de pozo, doble porosidad, daño (*skin*) y limitaciones por fronteras en un medio fracturado. Se puede observar un buen ajuste de las curvas tipo, con una media de los residuales igual a 0.001 [m].

Los resultados obtenidos de ambas caracterizaciones se muestran en la [tabla 11](#), lo primero que se observa al analizar ambos modelos, es que los resultados obtenidos tienen una gran similitud entre ellos. Sin embargo, los valores del modelo de Neuman (1975) son en general mayores que los calculados con el modelo de Barker (1988). Los resultados obtenidos aunque numéricamente semejantes, no representan lo mismo, los parámetros del modelo de acuífero libre representan el movimiento del agua únicamente por el medio poroso, sin embargo, los parámetros del modelo de doble porosidad muestran el movimiento del agua por el medio fracturado.

K [m/d]	T [m ² /d]	S	S _y	S _s [1/m]	K _v /K _h	K' [m/d]	S _s ' [1/m]	n	σ _f
Modelo de Neuman (Acuífero libre)									
12.61	182.9	0.0005	0.062	3.47x10 ⁻⁵	0.003				
Modelo de Barker (Doble porosidad)									
9.33	135.29	0.0004		2.63x10 ⁻⁵		1.88x10 ⁻⁴	0.002	2.04	0.5

TABLA 11. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; S: coeficiente de almacenamiento; S_y: rendimiento específico; S_s: coeficiente de almacenamiento específico; K_v/K_h: tasa de anisotropía; K': conductividad hidráulica de la matriz; S_s': coeficiente de almacenamiento específico de la matriz; n: dimensión de flujo; σ_f: daño de la fractura

De lo anterior, es posible mostrar que las pruebas realizadas en medios fracturados, además de mostrar un comportamiento similar en las curvas tanto de abatimiento como en su derivada con las curvas de acuíferos libres, estos pueden ser interpretadas mediante la aplicación de modelos para ese tipo de acuíferos y los resultados obtenidos tendrán una aproximación aceptable del comportamiento que se tiene en realidad. Sin embargo, cabe resaltar que esos resultados sirven únicamente de guía para comparar y comprender como es que el acuífero se comporta, para ser utilizados en realidad, estos deben ser comparados con resultados de otros modelos, ya que debido al medio heterogéneo en el que se desarrollan las pruebas, las fracturas pueden en mayor o menor medida, influir en una variación de los parámetros característicos. Por lo que es muy importante contar con un buen modelo geológico que permita entender desde el comienzo, bajo que medio se encuentra en movimiento el agua.

Pruebas de Montpellier, Francia

Se realizó una prueba de bombeo de larga duración en el acuífero Cent-Fonts, ubicado en Montpellier al sur de Francia. El abatimiento del acuífero se midió únicamente en el pozo bombeo, con un total de 30 días de duración. Los datos de la prueba se muestran en la [tabla 12](#).

Datos	F3
Tipo de prueba	Bombeo
Duración de la prueba	30 [días]
Caudal	9,936 [m ³ /d]
PNE	48 [m]
Profundidad total del pozo	128 [m]
Diámetro del pozo	0.5 [m]

TABLA 12. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

Geológicamente el acuífero Cent-Fonts, es un karst de flujo mixto, compuesto por una serie de rocas calizas y dolomías (Jurásico Medio y Superior), con un espesor saturado aproximado de 80 [m]. La meseta conocida como *Causse de la Selle*, es cortada por el río Hérault, que fluye a una altura aproximada de 76 [msnm], hasta el manantial de Cent-Fonts, que representa la única salida de agua del acuífero y constituye la base actual del sistema kárstico (Maréchal et al. 2008).

La [figura 4.5.1](#) muestra el comportamiento de la prueba realizada en el pozo F3, en escala cartesiana, semilog y log-log. Analizando la prueba, como se señala en el gráfico log-log, se observa que aproximadamente a los 8 días de transcurrida la prueba, se tiene un caída en los datos de abatimiento, que regresa a su tendencia conforme avanza el tiempo. Renard et al. (2009) mencionan que este comportamiento se debe a que durante el tiempo que transcurre la prueba, el bombeo del pozo no se mantuvo de manera constante y esto afectó las mediciones del abatimiento. Al comparar la prueba en escala log-log con gráficos especializados (CONAGUA, 2007), se tiene dificultades al intentar ajustar las curvas.

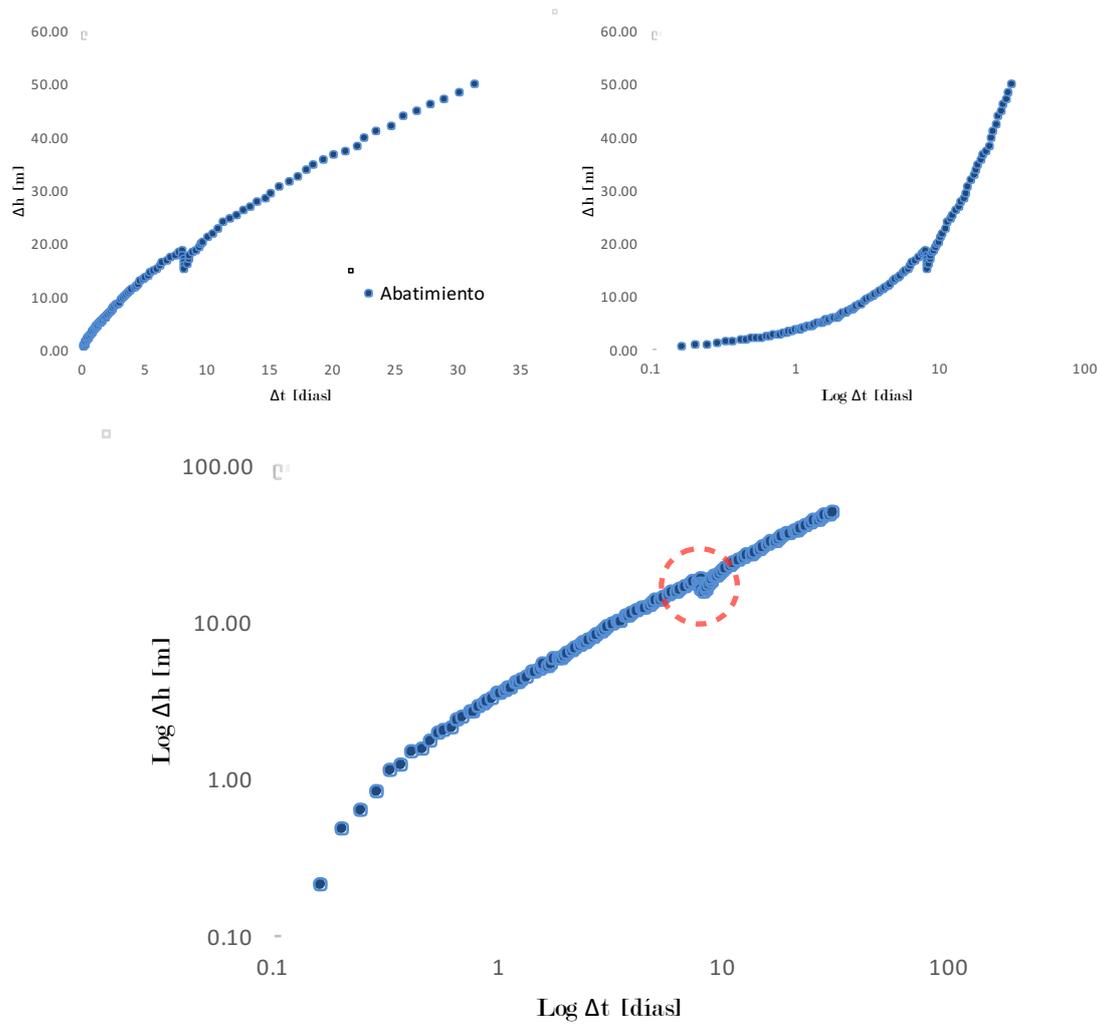


FIG. 4.5.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN EL ACUÍFERO CENT-FONTS

Como no es posible realizar un ajuste de curvas tipo con modelos convencionales, se requiere la aplicación de la derivada para identificar los regímenes de flujo que se presentan durante la prueba y la aplicación de ecuaciones para cada régimen que permita calcular los parámetros característicos del acuífero.

Para el análisis no paramétrico de la prueba, la derivada se calculó usando el algoritmo de Bourdet (1983) con un suavizado de $L=0.5$ de la curva derivada del abatimiento. En la [figura 4.5.2](#), se puede observar que las curvas de abatimiento y la derivada no coinciden en el inicio de la prueba, Renard et al. (2009) mencionan que este efecto es causado por un error al tomar el tiempo inicial de la prueba. Para este caso, el tiempo inicial de la prueba ha sido tomado, después de que la bomba se pusiera en funcionamiento.

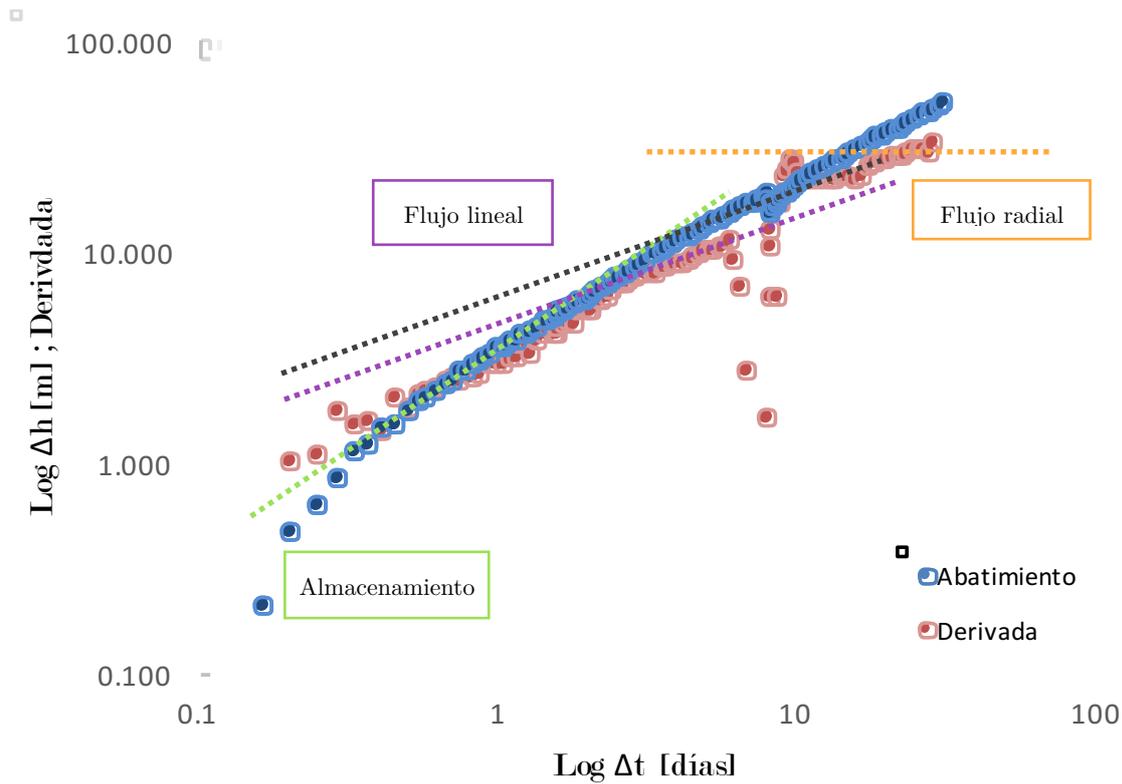


FIG. 4.5.2. GRÁFICO DEL ANÁLISIS NO PARAMÉTRICO DEL ACUÍFERO CENT-FONTS

La prueba muestra un comportamiento de almacenamiento de pozo a partir de las 7 [hrs] y termina por las 48 [hrs], esta larga duración que se presenta es debido a que el pozo extrae primero el agua que se tiene almacenada en el pozo y después extrae el agua almacenada en el sistema kárstico, en ningún momento se manifiesta el comportamiento del acuífero como tal a nivel matricial. Se tiene un pequeño periodo de transición que va desde las 48 [hrs] hasta las 79 [hrs], es casi imperceptible debido a la rapidez con la que el siguiente régimen de flujo se presenta.

Desde las 79 [hrs] y hasta las 480 [hrs], se tiene una tendencia de flujo lineal. En este periodo cabe mencionar dos cosas; al comparar este caso con lo presentado por Cinco-Ley y Samaniego (1981) para pozos productores en un sistema fracturado, se muestra que antes de un periodo de flujo lineal, es posible que se presente un comportamiento de flujo bilineal, sin embargo, cuando este comportamiento no existe, es debido a que las fracturas poseen una alta capacidad de almacenamiento y conductividad, que en esta prueba es el caso que se tiene. La segunda anotación que cabe resaltar, es que es posible establecer dos periodos de flujo lineal a lo largo del tiempo, sin embargo, esto no es así; se debe remarcar que el segundo periodo identificado, viene después del

error de caudal de bombeo que se identificó anteriormente, esto hizo que el único periodo de flujo lineal que se tiene, se viera afectado de esa manera.

El último régimen de flujo que se observa, es un corto periodo IARF que abarca desde las 504 [hrs] hasta las 720 [hrs], donde se finaliza la prueba. Cinco-Ley y Samaniego (1981), lo describen como un régimen pseudo-radial de corta duración, que se presenta al terminar el periodo de flujo lineal, en que el flujo de la formación hacia el pozo se estabiliza.

Para el análisis paramétrico de la prueba la figura 4.5.3 muestra el gráfico especializado para flujo radial y la figura 4.5.4 para flujo lineal. Primero se analiza el periodo IARF, se calcula la pendiente que se forma durante su periodo de tiempo en el gráfico especializado y se sustituye en las ecuaciones para obtener los parámetros característicos del acuífero. El siguiente paso consta de calcular las propiedades presentes en el periodo de flujo lineal; para este caso, la pendiente se calcula utilizando únicamente, el periodo de tiempo antes de que la curva se viera afectada por la variación del bombeo y así evitar cualquier tipo de error en el cálculo correspondiente.

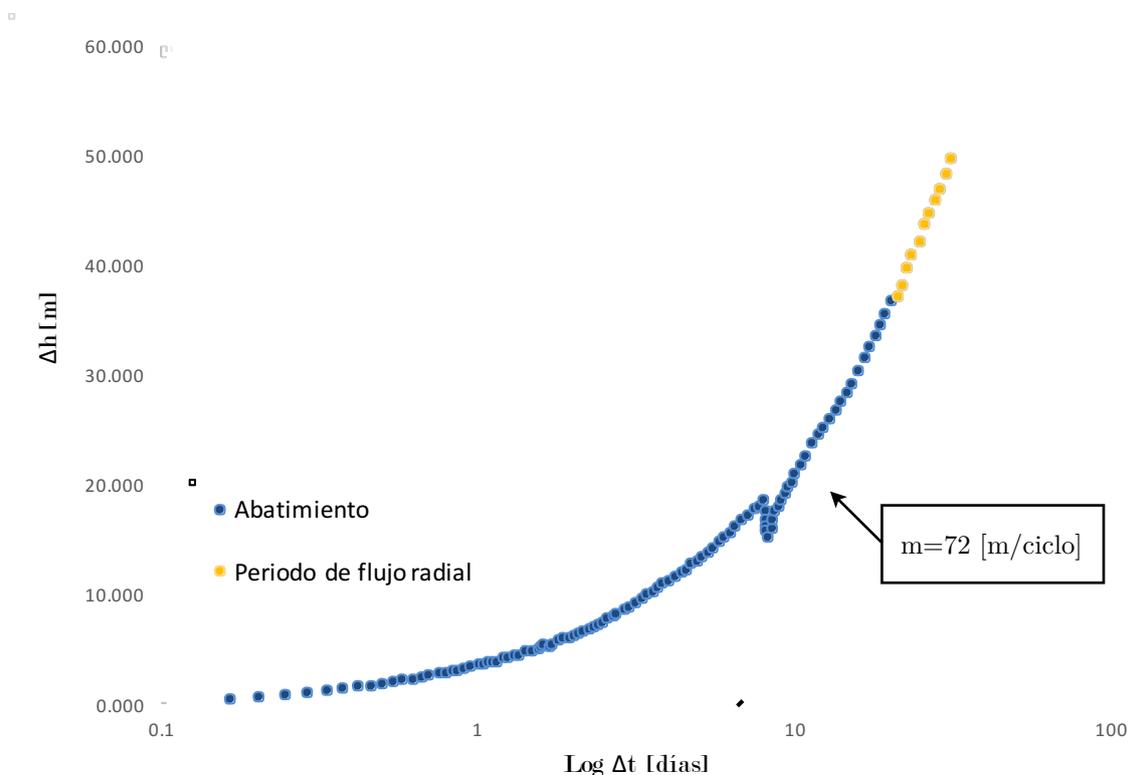


FIG. 4.5.3. GRÁFICO ESPECIALIZADO PARA FLUJO RADIAL

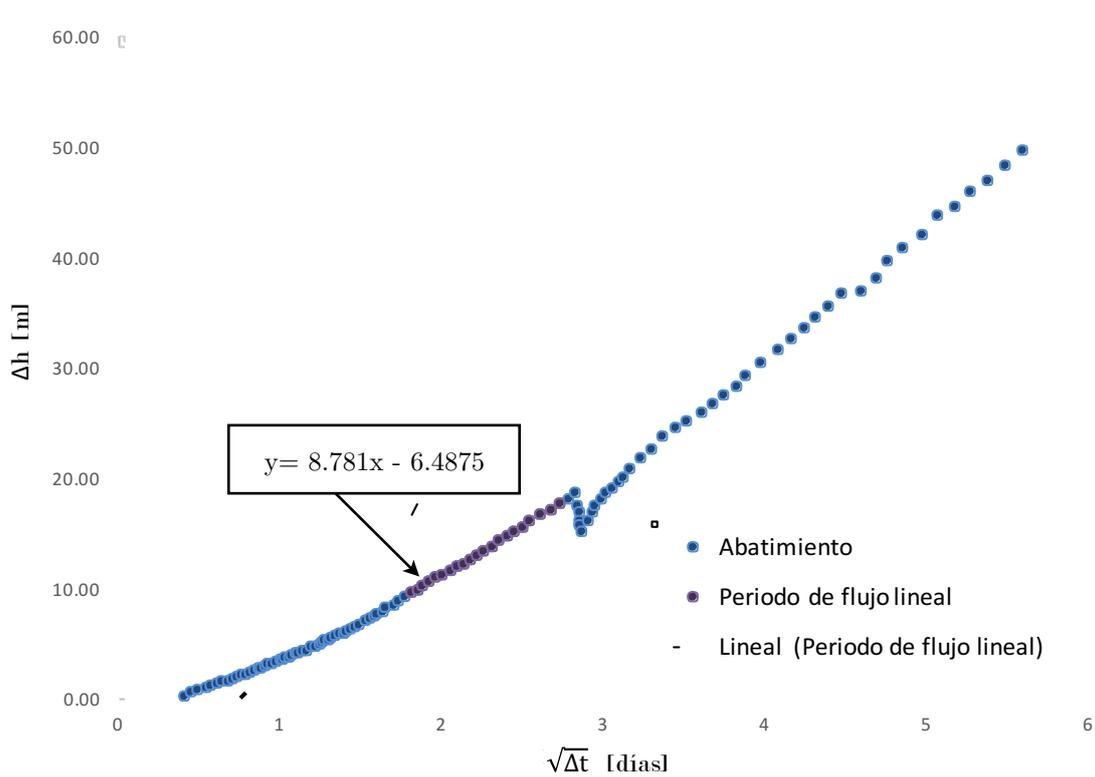


FIG. 4.5.4. GRÁFICO ESPECIALIZADO PARA FLUJO LINEAL

Para el cálculo de las propiedades en flujo radial, la (E.42) se ajustó para su aplicación en acuíferos, donde, B_w (factor volumétrico del agua) se iguala a 1, al considerarse como un fluido prácticamente incompresible. Se despeja la conductividad hidráulica, se sustituyen los datos de la prueba y la pendiente por ciclo logarítmico (m) obtenida del gráfico especializado; posteriormente se calcula la transmisividad del acuífero y de la (E.44) el radio de investigación:

$$K = 162.6 \frac{QB_w}{mb} = 162.6 \frac{(9936)(1)}{(72)(80)} = 280.49 \left[\frac{m}{d} \right]$$

$$T = Kb = (280.49)(80) = 22439.2 \left[\frac{m^2}{d} \right]$$

$$r_i = 0.029 \sqrt{\frac{K\Delta t}{S_s}} = 0.029 \sqrt{\frac{(280.49)(30)}{0.001}} = 84.12 [m]$$

De la ecuación (E.43) se calcula el factor de daño que tiene el pozo:

$$\sigma = 1.151 \left[\frac{\Delta h_{1d}}{m} - \log \left(\frac{K}{S_s r_w^2} \right) + 3.23 \right] = 1.151 \left[\frac{3}{72} - \log \left(\frac{280.49}{(0.001)(0.25)^2} \right) + 3.23 \right] = -3.89$$

Para el periodo de flujo lineal, la pendiente (m_{LF}) y los datos calculados de flujo radial, se sustituyen en la ecuación (E.46):

$$x_f = 4.06 \frac{QB_w}{bm_{LF}} \sqrt{\frac{1}{S_s K}} = 4.06 \frac{(9936)(1)}{(80)(8.781)} \sqrt{\frac{1}{(0.001)(280.49)}} = 108.42 [m]$$

Como se mostró en el análisis no paramétrico, no se presenta ningún régimen bilineal en lo transcurrido de la prueba, sin embargo, Tiab et al. (1999) muestran que es posible calcular la conductividad de la fractura, aún sin que se tenga presente este régimen de flujo, mediante la siguiente ecuación:

$$k_f w_f = \frac{3.31739K}{e^\sigma \frac{1.92173}{r_w} - \frac{1.92173}{x_f}} = \frac{(3.31739)(280.49)}{e^{-3.89} \frac{1.92173}{0.25} - \frac{1.92173}{108.42}} = 14537.39 \left[\frac{m}{d} \cdot m \right]$$

Los resultados obtenidos se muestran en la [tabla 13](#), se puede observar que el valor calculado de conductividad hidráulica, aunque alto, es proporcional a la gran cantidad de agua que se extrae durante la prueba, como otros autores muestran (Domenico y Schwartz, 1998; Freeze y Cherry, 1979; Sanders, 1998), el resultado calculado de conductividad hidráulica se encuentra dentro de los valores promedio para rocas calizas karstificadas. Se tiene un factor de daño (*skin*) negativo que muestra que el pozo se encuentra estimulado por acción del sistema kárstico. Todo esto demuestra que el agua se mueve muy rápido dentro del acuífero, ya que lo hace a través de los conductos de disolución en la roca.

K [m/d]	T [m ² /d]	σ	r_i [m]	x_f [m]	$K_f w_f$ [m/d . m]
280.49	22439.2	-3.89	84.12	108.42	14537.39

TABLA 13. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; σ : daño; r_i : radio de investigación
 x_f : longitud del ala de la fractura; $K_f w_f$: conductividad hidráulica de la fractura

Con la prueba realizada, se puede concluir que es posible aplicar técnicas de la industria petrolera en acuíferos y que al calcular sus parámetros característicos, estos se encuentran dentro de rangos establecidos en la literatura.

Pruebas de Taipéi, Taiwán

Se realizó una prueba de bombeo en la cuenca de Taipéi, Taiwán. El pozo PW-20 se bombeó a caudal constante de 8640 [m³/d], con una duración de 3 días. El abatimiento del acuífero se midió en dos pozos de observación, situados a diferentes distancias del pozo de bombeo, los datos de la prueba se muestran en la [tabla 14](#).

Datos	PW-15	PW-21
Tipo de prueba	Bombeo	
Duración de la prueba	72 [hrs]	
Caudal	8640 [m ³ /d]	
PNE	59.7 [m]	
Profundidad total de los pozos	92.7 [m]	
Diámetro de los pozos	0.2 [m]	
Distancia desde el pozo de bombeo	81.37 [m]	17.14 [m]

TABLA 14. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

En la zona más superficial de la cuenca de Taipéi, se reporta una capa de suelo de aproximadamente 2 [m] de espesor. La formación Sungshan, está compuesta por una secuencia de 15 [m] de arena limosa, una capa de 9 [m] de arcilla, 22 [m] de arena limosa, 5 [m] de arcilla y 5 [m] de arena limosa; esta intercalación funciona como capa confinante. La formación Chingmei, forma el acuífero con un espesor saturado aproximado de 56 [m], compuesta por gravas con intercalación de lentes de arena. En la parte más profunda se encuentra la formación Banchiao, que funciona como el basamento de la cuenca (Ni et al. 2013; Wang et al. 2004)

La literatura muestra que la cuenca de Taipéi se comporta como un acuífero confinado (Ni et al. 2013), sin embargo, como se observa en la [figura 4.6.1](#), el comportamiento de los dos pozos de observación de la gráfica en escala log-log y comparándolas con las curvas especializadas para los distintos tipos de acuíferos (CONAGUA, 2007), se puede concluir que la prueba, para los dos pozos de observación, presenta un comportamiento de acuífero semiconfinado.

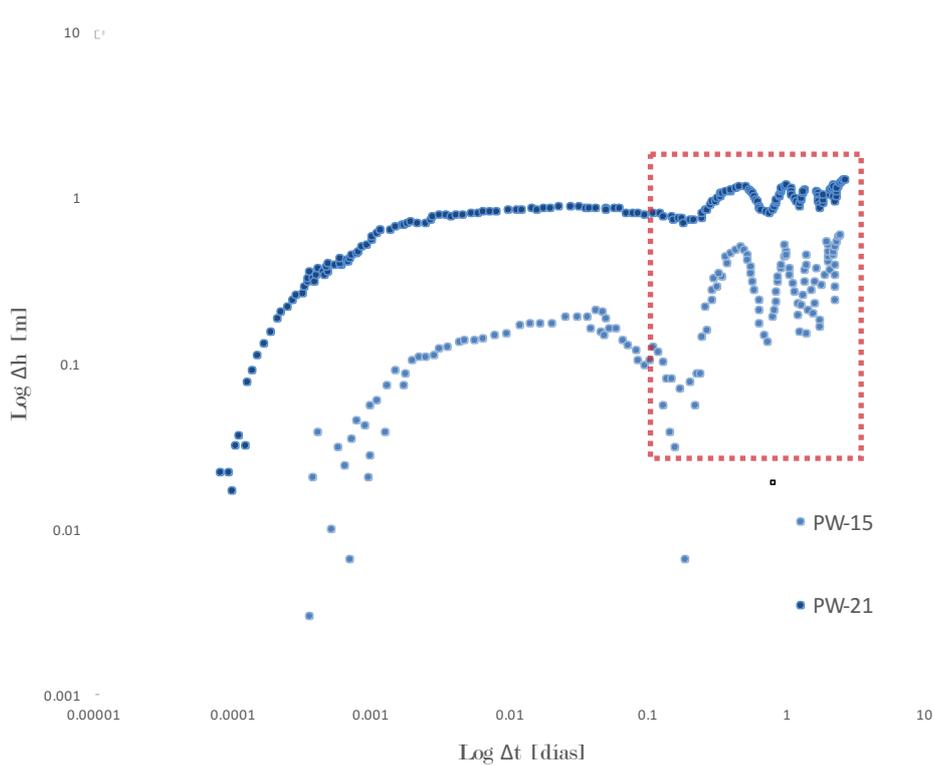


FIG. 4.6.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN LA CUENCA DE TAIPEÍ

Se señala que para el final de la prueba se tiene un periodo de fluctuaciones en el abatimiento; como varios autores lo mencionan (Ferris et al. 1989; Jiao y Tang, 1999; Merritt, 2004), en los acuíferos costeros estas fluctuaciones se deben a la influencia de los efectos de la marea que actúan sobre el acuífero. La prueba se interpretó por el modelo de Jacob y Cooper (1946) para acuíferos confinados y por el modelo de Hantush y Jacob (1955) para acuíferos semiconfinados sin almacenamiento en el acuitardo.

Sin embargo, debido a la influencia que tienen los efectos de marea, el ruido que las pruebas presentan es de consideración, con el objetivo de identificar los regímenes de flujo presentes y que los resultados calculados no se vean afectados por esas fluctuaciones, la derivada se calculó usando el algoritmo de Bourdet (1983) con un suavizado de $L=0.5$ de la curva derivada del abatimiento.

Para el pozo PW-15, en la [figura 4.6.2](#) se observa la intersección característica de los pozos de observación, entre la curva de abatimiento y su derivada a los 1.73 [min]. Posteriormente se observa un periodo de transición que estabiliza en un periodo IARF con duración desde los 4.32 [min], que finaliza aproximadamente a los 14.40 [min] debido al efecto de una frontera a carga constante, el cual continúa aproximadamente hasta los 72 [min]; seguido de un

periodo de transición, a partir de los 144 [min] se observan los efectos de marea y se mantienen hasta finalizar la prueba.

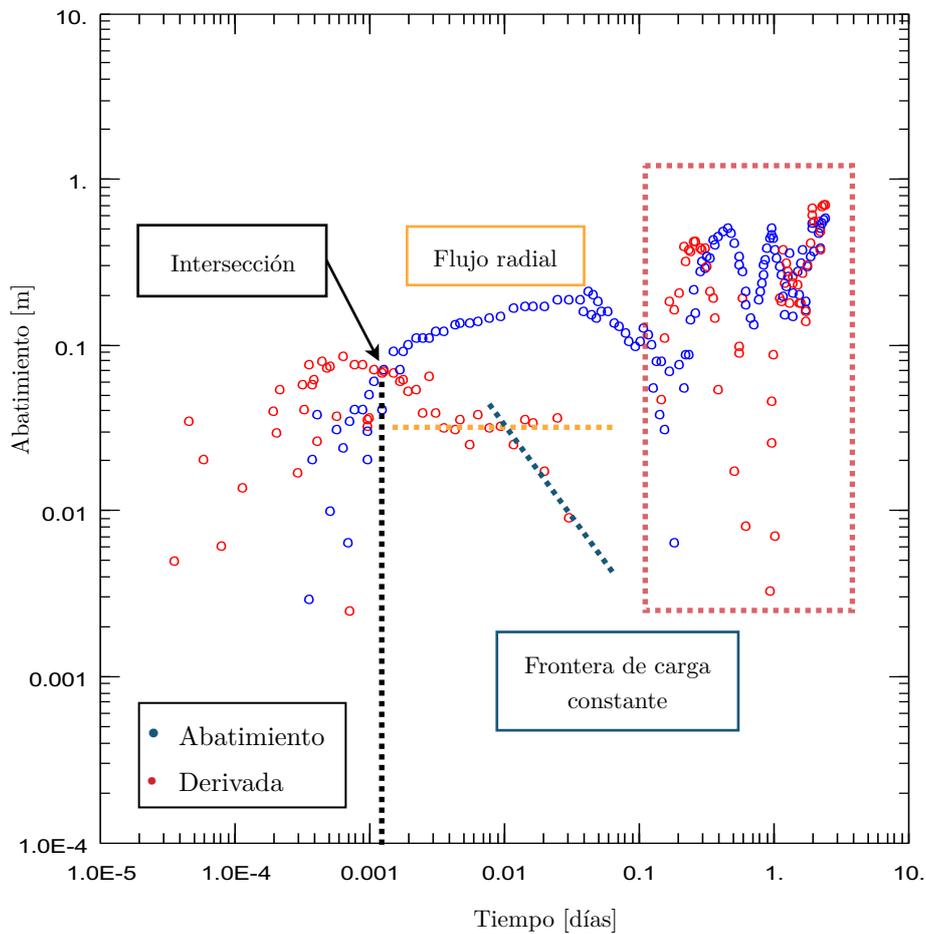


FIG. 4.6.2. GRÁFICO DE LA INTERPRETACIÓN NO PARAMÉTRICA DEL POZO PW-15

Para el pozo PW-21, en la [figura 4.6.3](#) se observa la intersección que existe entre la curva de abatimiento y su derivada a los 0.43 [min], inmediatamente se tiene un periodo IARF con duración hasta los 1.44 [min] que finaliza debido al efecto de una carga constante a partir ese tiempo y que finaliza a los 86.40 [min]. La prueba continúa con un periodo de transición de poca duración, que deriva a los efectos de marea que se manifiestan desde los 144 [min] hasta que la prueba termina.

De ambas pruebas se identifican tanto los periodos de flujo radial, los efectos de frontera y la zona de marea, la cual, en ambas gráficas se manifiesta a partir de los 144 [min]. Sin embargo, aunque los pozos de observación pueden mostrar de mejor manera las estabilizaciones de flujo, ya que no se ven afectados por los efectos iniciales, el problema que tienen es que al encontrarse más alejados del

pozo de bombeo, cuando el flujo alcanza la estabilización, este es de muy poca duración debido a que los efectos de frontera se presentan casi al instante.

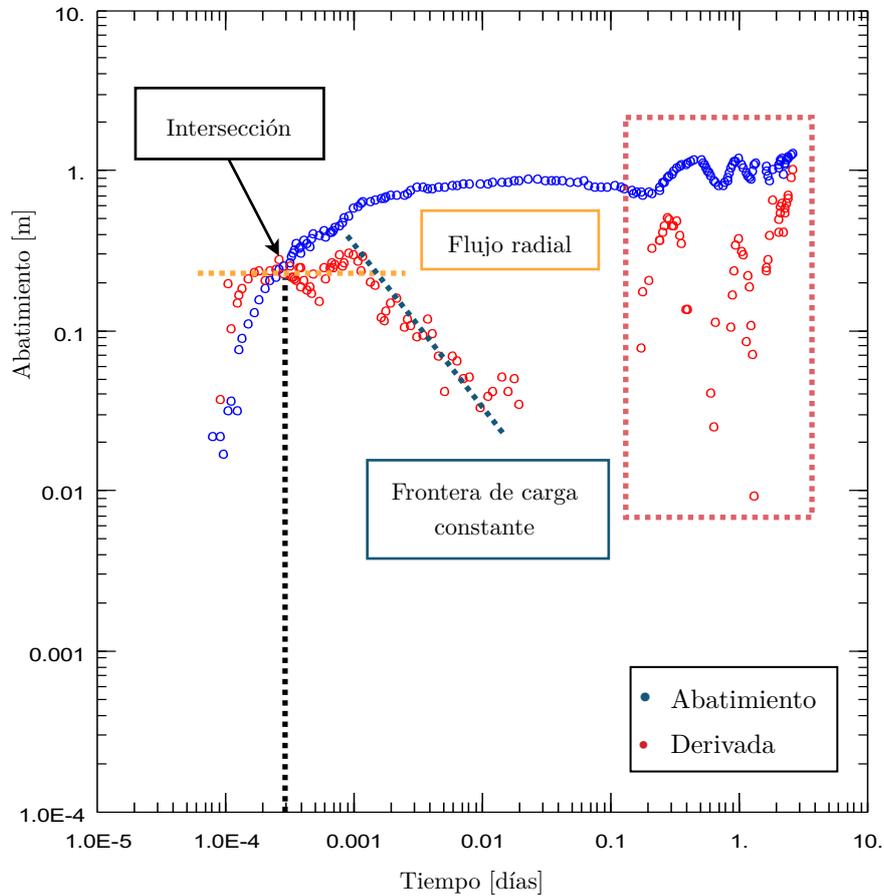


FIG. 4.6.3. GRÁFICO DE LA INTERPRETACIÓN NO PARAMÉTRICA DEL POZO PW-21

Las figuras 4.6.4 y 4.6.5 muestran la interpretación paramétrica realizada en el los pozos PW-15 y PW-21. Una vez identificados los periodos de tiempo en que los distintos periodos de flujo se presentan en ambas pruebas, el modelo de Jacob y Cooper (1946) se aplicó al periodo de flujo radial identificado, mientras que el modelo de Hantush y Jacob (1955) se adaptó desde la intersección de ambas curvas hasta que finalizan los efectos de la frontera a carga constante. La línea punteada en las gráficas indica el periodo de tiempo en se observan los efectos de la marea y cuyas observaciones han sido descartadas de la interpretación para evitar errores en el cálculo de las propiedades del acuífero.

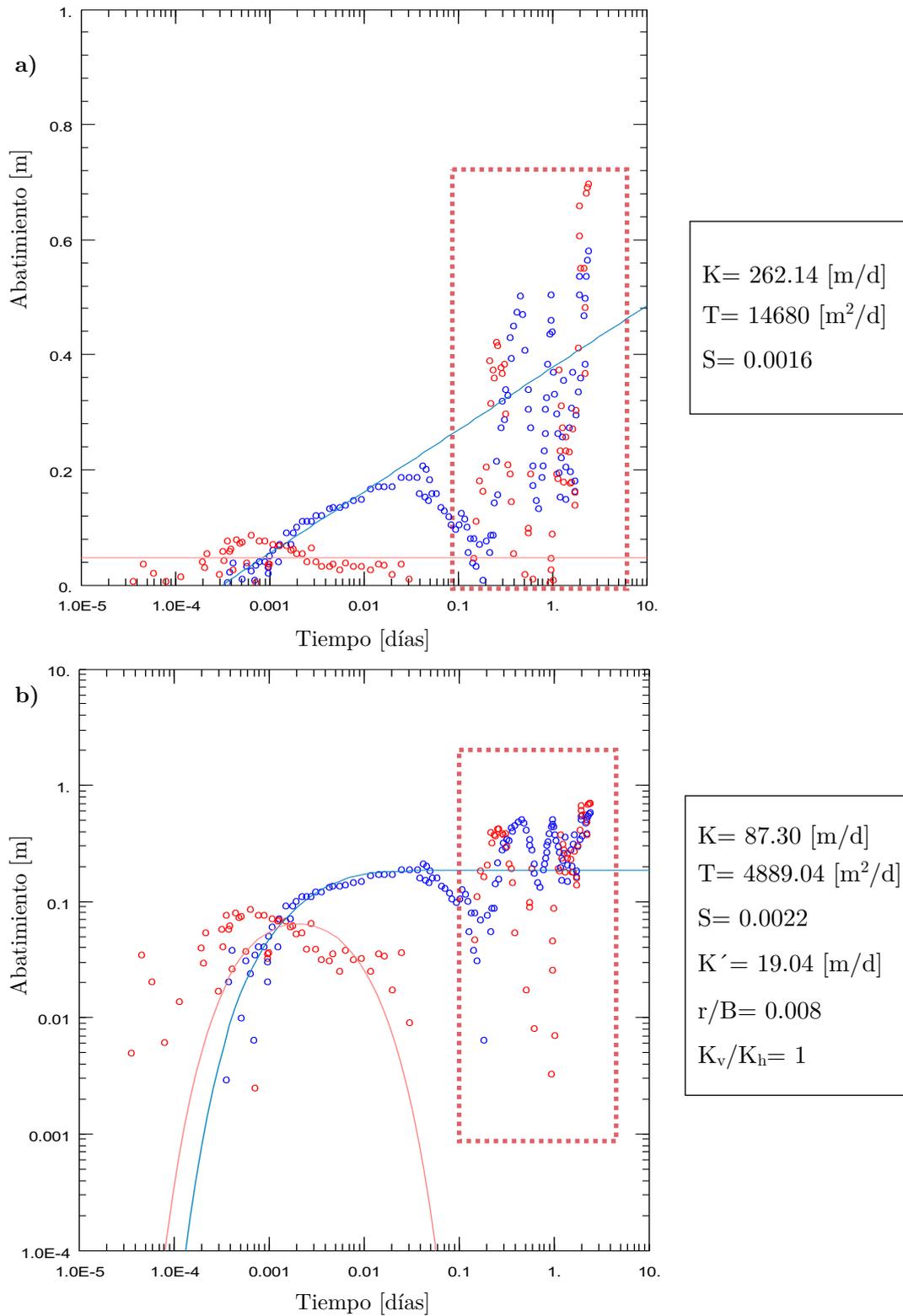


FIG. 4.6.4. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL A) MODELO DE JACOB Y COOPER Y POR EL B) MODELO DE HANTUSH Y JACOB PARA EL POZO PW-15

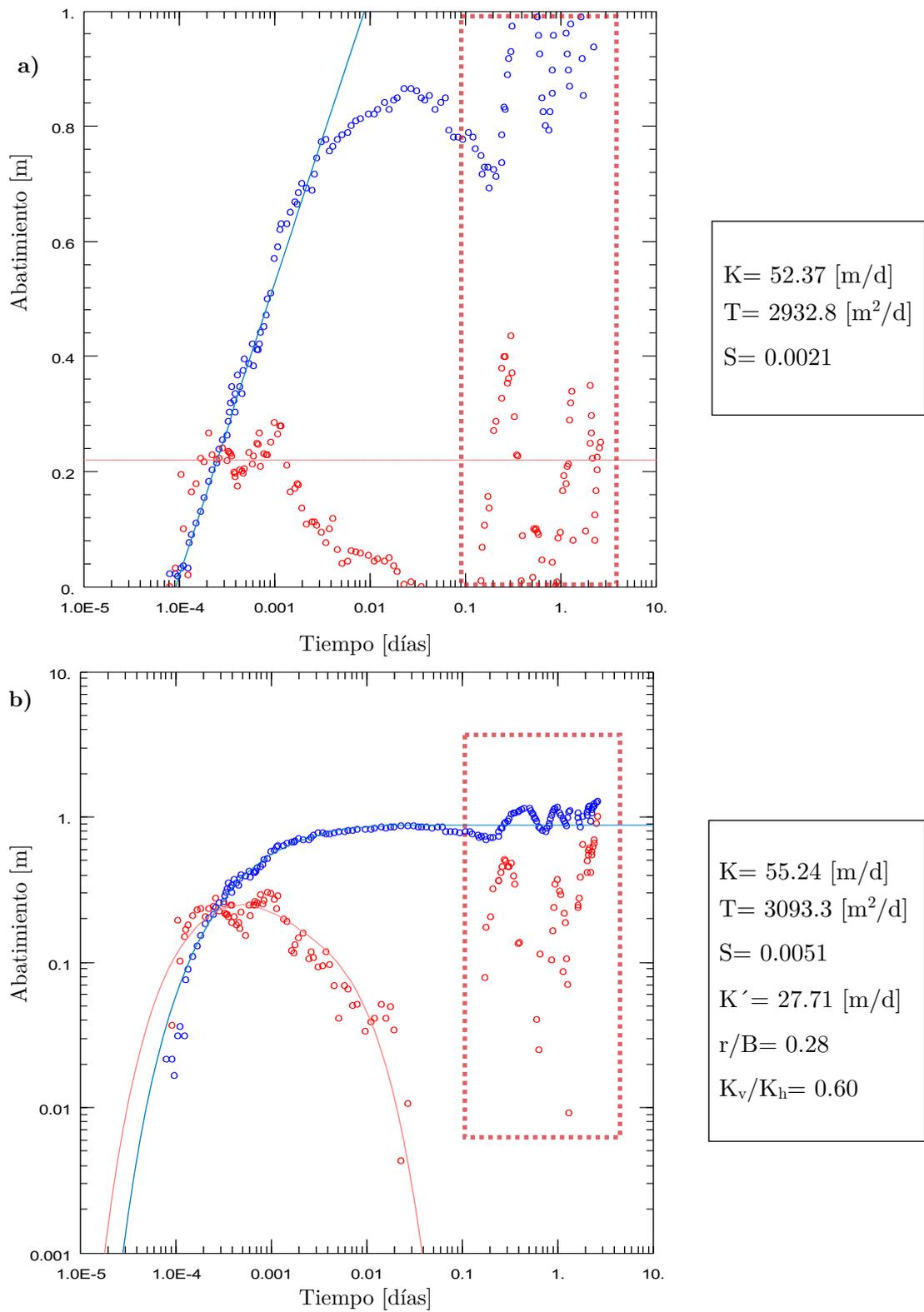


FIG. 4.6.5. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL A) MODELO DE JACOB Y COOPER Y POR EL B) MODELO DE HANTUSH Y JACOB PARA EL POZO PW-21

CAPÍTULO IV - RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La [tabla 15](#) muestra los resultados de obtenidos de la interpretación realizada. Analizando ambas pruebas, se observa que para el pozo PW-15, la curva tipo de Jacob y Cooper (1946) visualmente presenta un pobre ajuste que se ve revelado en los resultados calculados, para la interpretación con el modelo de Hantush y Jacob (1955) se tiene una media de residuales igual a 0.081 [m]. En comparación, la interpretación para el pozo PW-21, tiene un mejor ajuste de las curvas tipo para ambos modelos, con una media de residuales igual a -0.0008 [m].

	K [m/d]	T [m ² /d]	S	S _s [1/m]	K' [m/d]	r/B	K _v /K _h
Modelo de Jacob y Cooper (Acuífero confinado)							
PW-15	262.14	14680	0.0016	2.86x10 ⁻⁵			
PW-21	52.37	2932.8	0.0021	3.74x10 ⁻⁵			
Modelo de Hantush y Jacob (Acuífero semiconfinado)							
PW-15	87.30	4889.04	0.0022	3.96x10 ⁻⁵	19.04	0.008	1
PW-21	55.24	3093.3	0.0051	9.11x10 ⁻⁵	27.71	0.28	0.60

TABLA 15. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; S: coeficiente de almacenamiento; S_s: coeficiente de almacenamiento específico; K': conductividad hidráulica del acuitardo; r/B: factor de goteo; K_v/K_h: tasa de anisotropía

La prueba, aunque de larga duración, el tiempo real en que el acuífero puede interpretarse tiene un periodo de unas pocas horas, todo lo demás se ve afectado por el comportamiento de marea que modifica el abatimiento que el acuífero tiene. Los resultados mostrados permiten concluir que el pozo PW-15 al estar más alejado del pozo de bombeo, se encuentra más cerca de la frontera y los resultados calculados se ven afectados por ella. Los parámetros calculados con ambos modelos para el pozo PW-21 son los que definen el comportamiento real del acuífero antes de que se vea influenciado por los efectos de marea. Aunque geológicamente el acuífero se describe como confinado (Ni et al. 2013), al analizar ambos pozos se observa que realmente se comporta como semiconfinado con una barrera de carga constante, la cual se debe al efecto que tiene el mar sobre él.

Pruebas del estado de Aguascalientes

Los pozos seleccionados extraen agua del acuífero Valle de Aguascalientes, que se ubica en la porción central del estado. Ahí se asienta la ciudad de Aguascalientes, por lo que concentra la mayor demanda de agua para uso público-urbano, industrial y de servicios. Este acuífero pertenece a la región hidrológica no. 12 Lerma-Santiago y es parte de la cuenca Río Verde Grande de la subregión hidrológica Alto Santiago (CONAGUA, 2009).

La geología regional del acuífero Valle de Aguascalientes, consta de una fosa tectónica constituida por arenas tobáceas y depósitos aluviales del Cuaternario (gravas, arenas, limos y arcillas) con espesor de hasta 400 [m] desde la superficie y una conductividad hidráulica reportada con un valor de 0.1305 [m/d], que sobreyacen en conglomerados y rocas ígneas fracturadas del Terciario (CONAFOR, 2008; López-Álvarez et al. 2012).

Se analizaron dos pozos distintos ubicados en el acuífero Valle de Aguascalientes; en ambos casos el abatimiento se midió en el pozo de bombeo y sus datos se muestran en la [tabla 16](#).

Datos	Pozo no. 41	Pozo no. 190
Tipo de prueba	Bombeo	Bombeo
Duración de la prueba	6 [hrs]	3 [hrs]
Caudal	1728 [m ³ /d]	2596.32 [m ³ /d]
PNE	41.8 [m]	26.4 [m]
Profundidad total	180 [m]	150 [m]
Diámetro de descarga	0.1524 [m]	0.2032 [m]

TABLA 16. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

La [figura 4.7.1](#) muestra las gráficas de abatimiento-tiempo para los pozos no. 41 y no. 190 en escala cartesiana, semilog y log-log. Para identificar el modelo de acuífero que se presenta en la prueba, las gráficas en escala log-log se compararon con gráficos especializados (CONAGUA, 2007), siendo la curva tipo para acuíferos semiconfinados la que presenta un comportamiento similar para ambas pruebas.

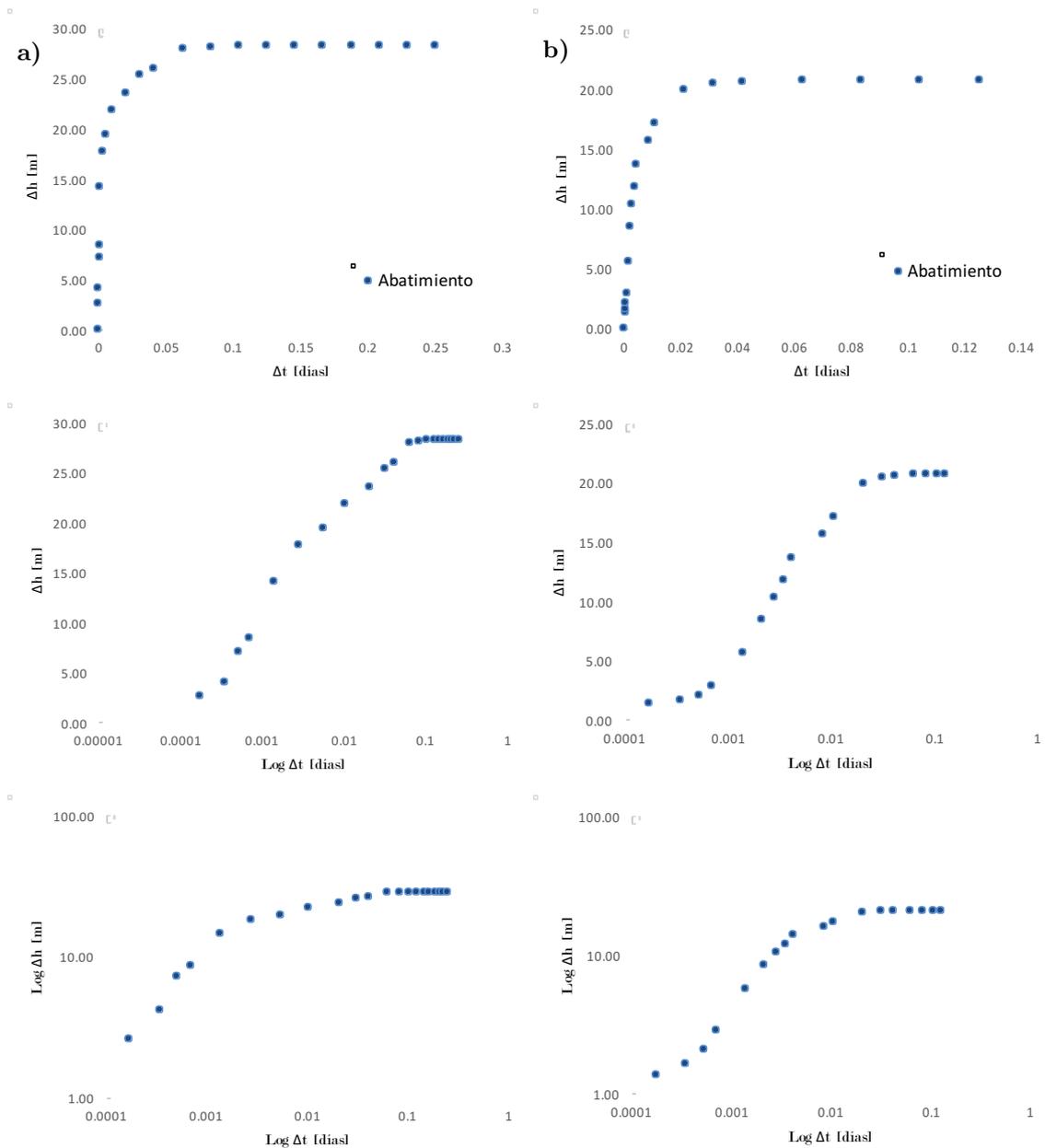


FIG. 4.7.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN LOS POZOS A) NO. 41 Y B) NO. 190

Una vez identificado el comportamiento hidráulico del acuífero, los abatimientos de campo se ajustaron con modelo de Hantush y Jacob (1955), como se ilustra en la [figura 4.7.2](#). Se calcularon los parámetros característicos del acuífero para ambos pozos. Los resultados de ambas pruebas tienen una buena aproximación tanto entre ellas, como en el valor de conductividad hidráulica que se reporta en la literatura para el acuífero del Valle de Aguascalientes.

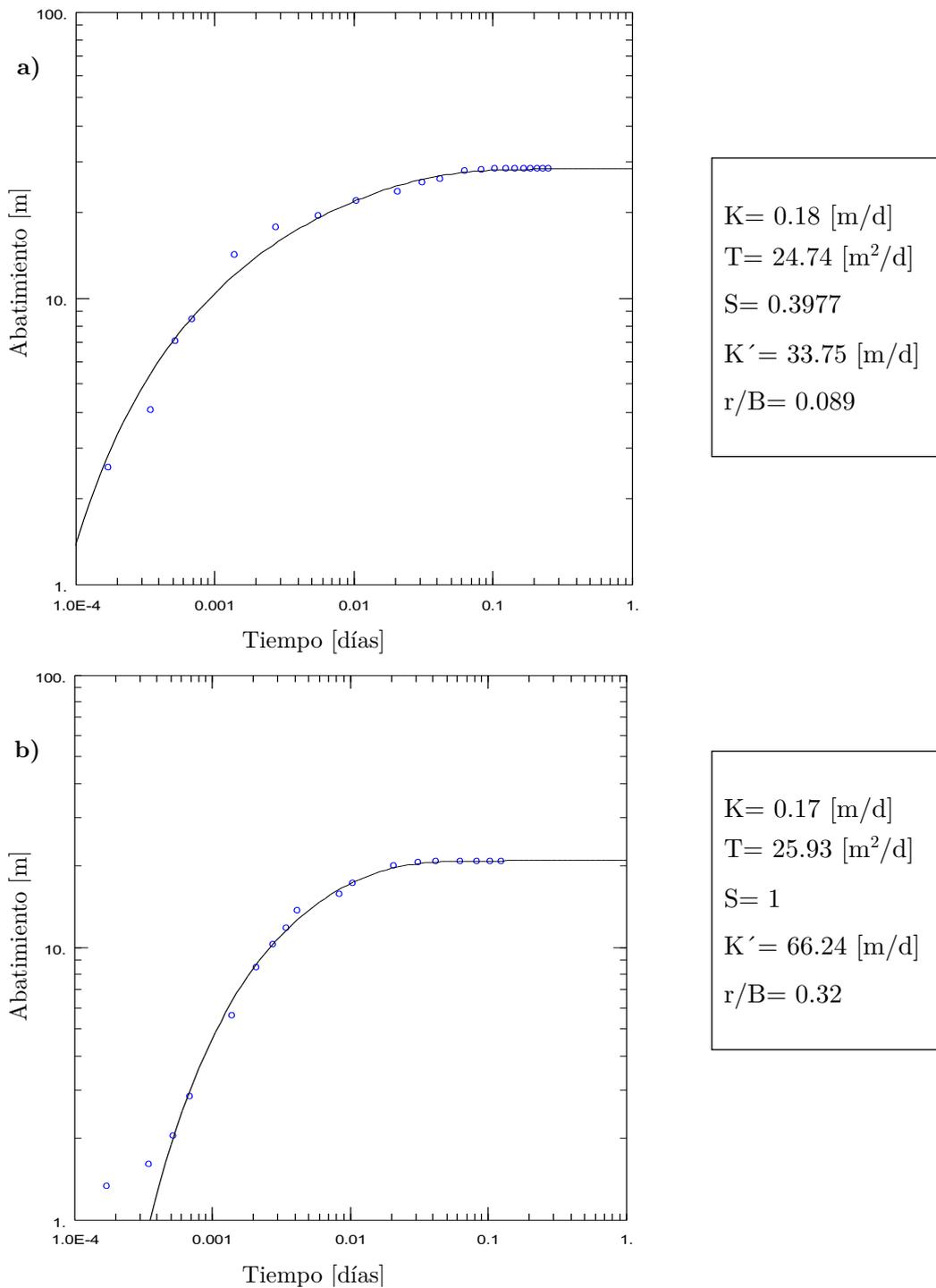


FIG. 4.7.2. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MÉTODO DE HANTUSH Y JACOB EN LOS POZOS A) NO. 41 Y B) NO. 190

La interpretación no paramétrica de la prueba realizada en el Pozo no. 41, se muestra en la [figura 4.7.3](#). Se observa que el acuífero presenta almacenamiento de pozo desde el inicio de la prueba hasta aproximadamente 1 [min], continuando con un periodo de transición y posterior estabilización en flujo radial, con un periodo desde los 4.32 [min] hasta los 72 [min] de transcurrida la

prueba. El periodo IARF termina debido a la acción de una una frontera a carga constante, que inicia desde los 86.4 [min] hasta que la prueba finaliza.

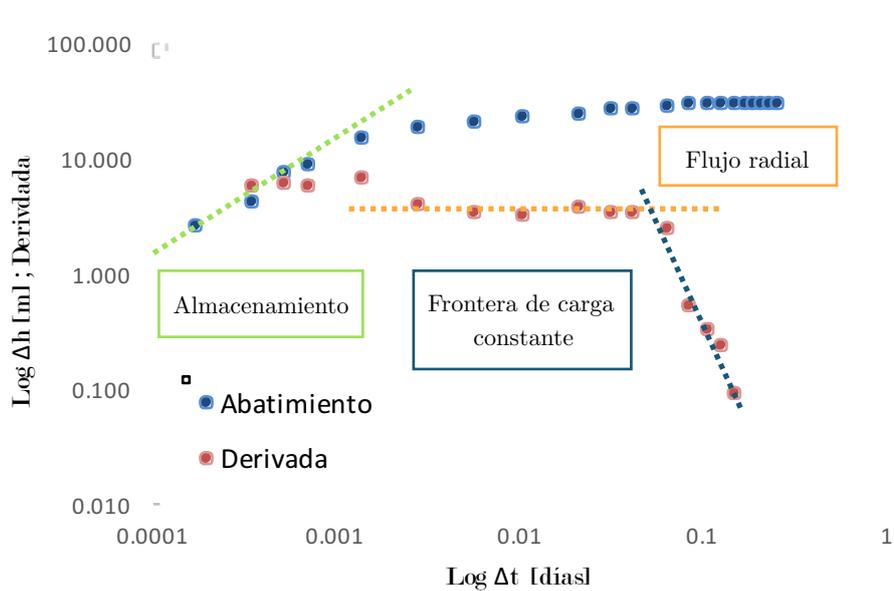


FIG. 4.7.3. INTERPRETACIÓN NO PARAMÉTRICA DEL POZO NO. 41

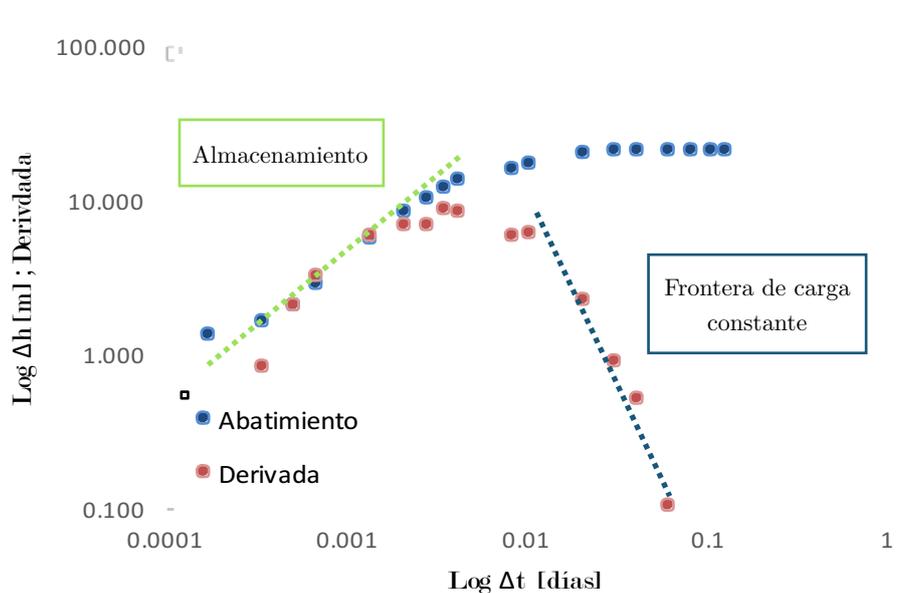


FIG. 4.7.4. INTERPRETACIÓN NO PARAMÉTRICA DEL POZO NO. 190

La [figura 4.7.4](#) muestra el análisis no paramétrico para el Pozo no. 190, en la gráfica se observa que se tiene un periodo de almacenamiento de pozo que va desde el inicio de la prueba hasta los 2.88 [hrs], continuando con un periodo de transición que termina aproximadamente a los 14.4 [min] e inmediatamente

comienza un periodo de frontera carga constante, que continúa hasta que la prueba finaliza.

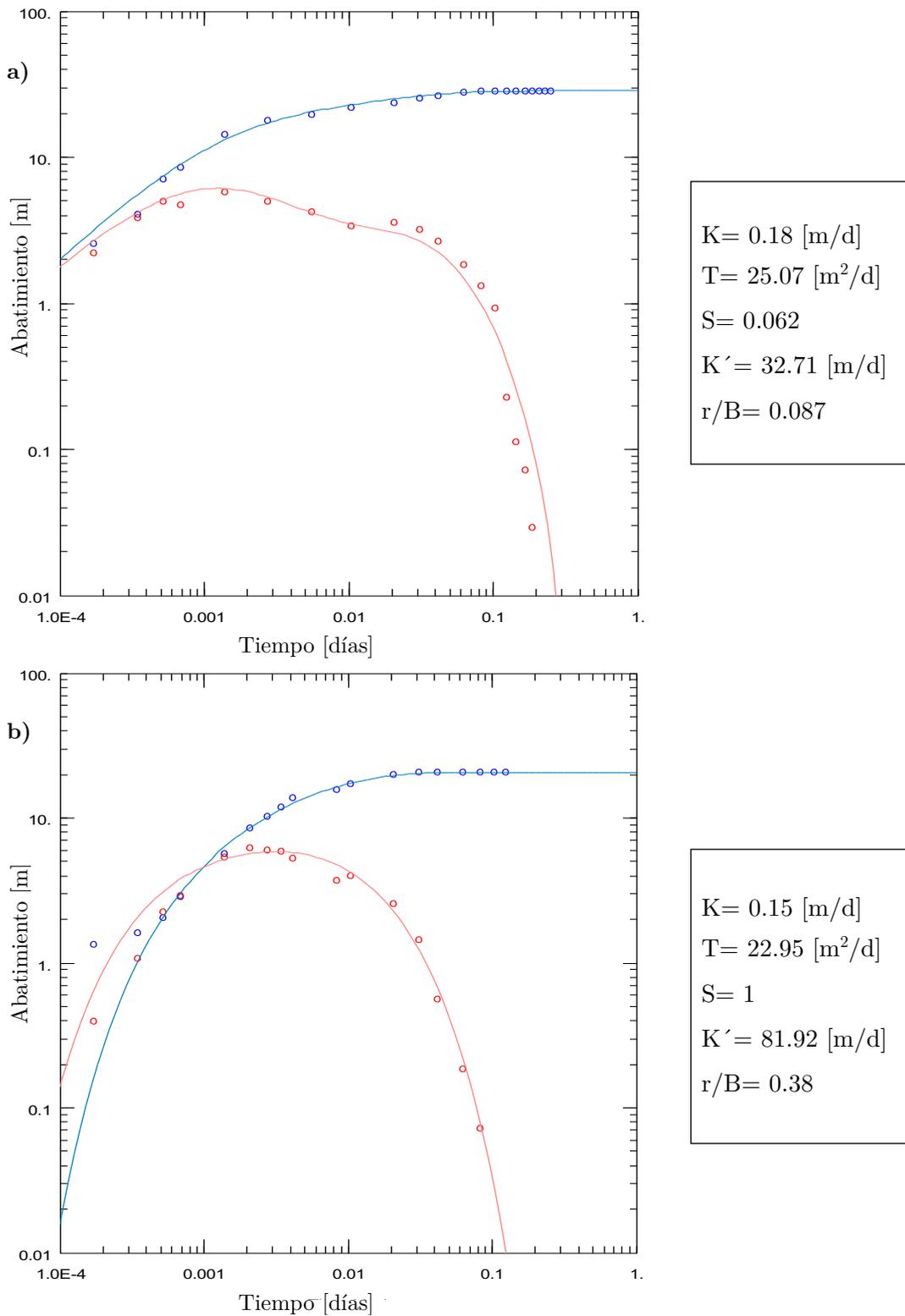


FIG. 4.7.5. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE MOENCH PARA EL A) POZO NO. 41 Y POR EL MODELO DE HANTUSH PARA EL B) POZO NO. 190

El análisis paramétrico usando curvas diagnósticas para ambos pozos se muestra en la [figura 4.7.5](#), el Pozo no. 41 se interpretó por medio del modelo de Moench (1985) para acuíferos semiconfinados a carga constante, con una media de residuales igual a -0.09 [m] y el Pozo no. 190 se interpretó por el modelo de Hantush (1960) para acuíferos semiconfinados con almacenamiento en el acuitardo, con una media de residuales igual a 0.06 [m]; para ambos casos se usó el algoritmo de Bourdet (1983) con un suavizado de $L=0.5$ de la curva derivada del abatimiento.

La [tabla 17](#) muestra los resultados obtenidos de la interpretación convencional y por el análisis de la derivada. En comparación con el valor reportado de conductividad hidráulica para el acuífero Valle de Aguascalientes, todos los resultados son aproximadamente iguales, por lo que la caracterización es correcta y muestran el comportamiento real del acuífero. Cabe mencionar, que debido al análisis realizado por medio de la derivada, se identifica que el comportamiento semiconfinado del acuífero se origina debido a una frontera por parte de un acuitardo; en el Pozo no. 190 se manifiesta casi al instante, lo que indica que se encuentra más cerca de la capa semiconfinante. Sin embargo, el Pozo no. 40 presenta un periodo IARF, que es el tiempo en que el propio acuífero aporta agua al pozo, antes de que la frontera tenga efecto en él.

Es de importancia remarcar que los valores de conductividad hidráulica del acuitardo no pueden tener un valor mayor que los del acuífero, por lo que se deben realizar ajustes ya sea en el estado mecánico del pozo o en los espesores saturados del acuífero, con la finalidad de que esos valores sean corregidos.

	K [m/d]	T [m ² /d]	S	S _s [1/m]	K' [m/d]	r/B
Modelo de Hantush y Jacob (Acuífero semiconfinado sin almacenamiento en el acuitardo)						
Pozo no. 41	0.18	24.74	0.3977	2.88x10 ⁻³	33.75	0.089
Pozo no. 190	0.17	25.93	1	8.09x10 ⁻³	66.24	0.32
Modelo de Moench (Acuífero semiconfinado a carga constante)						
Pozo no. 41	0.18	25.07	0.062	4.49x10 ⁻⁴	32.71	0.087
Modelo de Hantush (Acuífero semiconfinado con almacenamiento en el acuitardo)						
Pozo no. 190	0.15	22.95	1	8.09x10 ⁻³	81.92	0.38

TABLA 17. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; S: coeficiente de almacenamiento; S_s: coeficiente de almacenamiento específico; K': conductividad hidráulica del acuitardo; r/B: factor de goteo

Pruebas del estado de Michoacán

Los pozos seleccionados extraen agua del acuífero Ciénaga de Chapala, en el estado de Michoacán. Este acuífero pertenece a la región hidrológica no. 12 Lerma-Santiago y es parte de la cuenca Río Lerma-Chapala de la subregión hidrológica Bajo Lerma (CONAGUA, 2009).

En el contexto regional, el acuífero Ciénaga de Chapala puede definirse por medio de dos unidades hidroestratigráficas. La primera corresponde a una unidad de almacenamiento formada por sedimentos aluviales, lacustres y la formación Chapala, que agrupa sedimentos arcillo-arenosos, areno-arcillosos, con lentes de arena y gravas, con permeabilidad variable. La segunda unidad se define a partir de basaltos, basaltos andesíticos y brechas basálticas, en los cuales la permeabilidad es alta debido a la gran cantidad de fracturas; cuando afloran funcionan como zona de recarga y a profundidad llegan a formar una unidad de almacenamiento de permeabilidad importante para el acuífero (Zapata-Norberto, 2010).

Se analizaron dos pozos distintos ubicados en el acuífero Ciénaga de Chapala, el abatimiento se midió en el pozo de bombeo y sus datos se muestran en la [tabla 18](#).

Datos	Pajacuarán	Yurécuaro no. 8
Tipo de prueba	Bombeo	Bombeo
Duración de la prueba	11 [hrs]	8 [hrs]
Caudal	4692.38 [m ³ /d]	5214.24 [m ³ /d]
PNE	4.31 [m]	4.56 [m]
Profundidad total	150 [m]	102 [m]
Tubería ranurada	11 - 150 [m]	18 - 102 [m]
Diámetro del pozo	0.2032 [m]	0.2032 [m]
Diámetro del ademe	0.3040 [m]	0.3550 [m]

TABLA 18. DATOS GENERALES DE LA PRUEBA

La [figura 4.8.1](#) muestra las gráficas de abatimiento-tiempo para los pozos Pajacuarán y Yurécuaro no 8 en escala cartesiana, semilog y log-log. Para

identificar el modelo de acuífero que se presenta en la prueba, las gráficas en escala log-log se compararon con gráficos especializados (CONAGUA, 2007), siendo la curva tipo para acuíferos libres la que presenta un comportamiento similar para ambas pruebas.

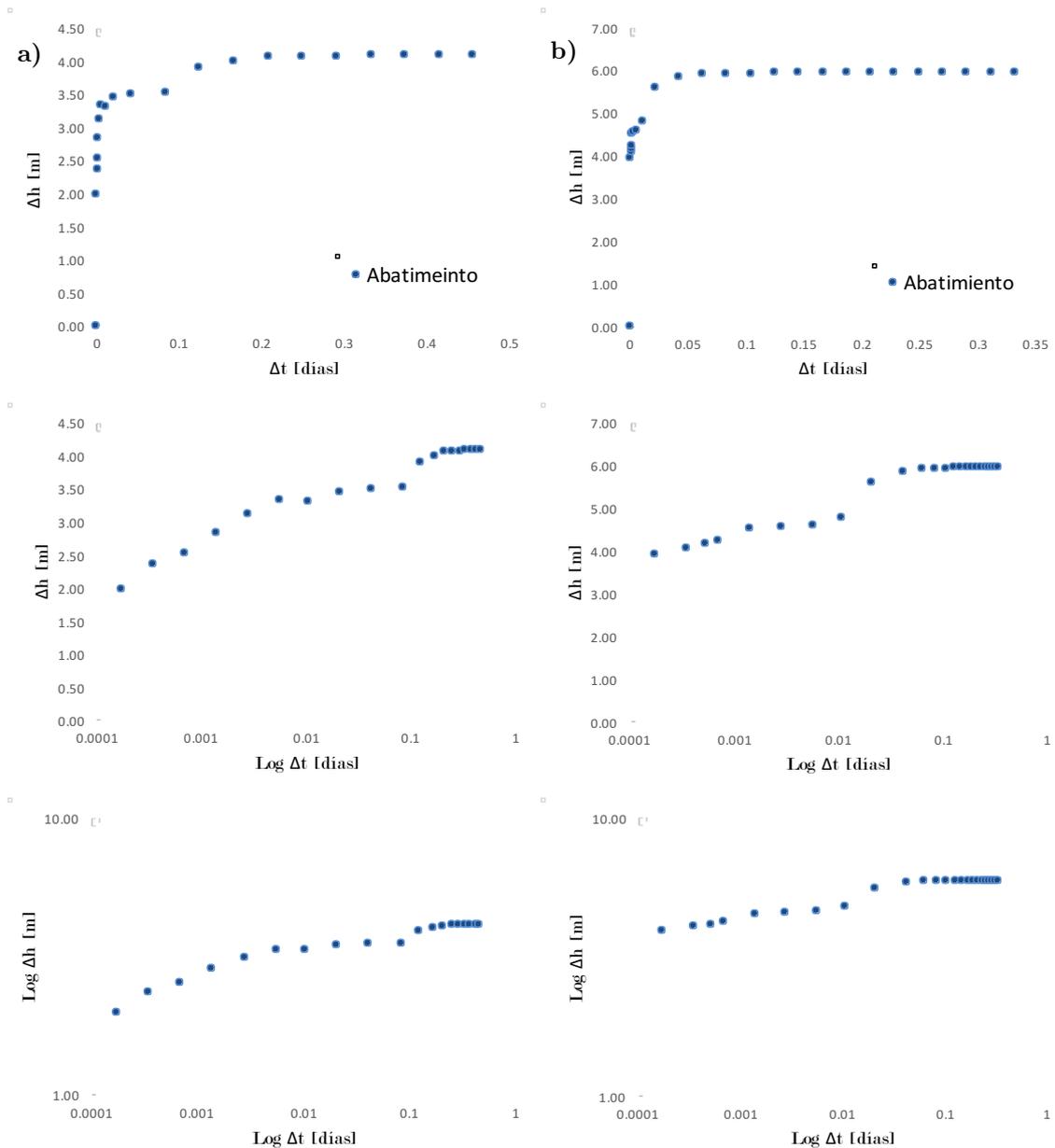


FIG. 4.8.1. GRÁFICOS DE LA PRUEBA REALIZADA EN LOS POZOS
A) PAJACUARÁN Y B) YURÉCUARO NO. 8

Una vez identificadas las curvas con un modelo de acuífero libre, mediante el modelo de Neuman (1975), se calcularon los parámetros característicos del acuífero. Sin embargo, como se puede observar en la [figura 4.8.2](#), las líneas punteadas tanto al inicio como al final de ambas pruebas, indican que algo está afectando su comportamiento característico, lo que puede ser el efecto de algún

tipo de frontera o régimen de flujo, que no es posible de identificar únicamente con el uso de modelos convencionales.

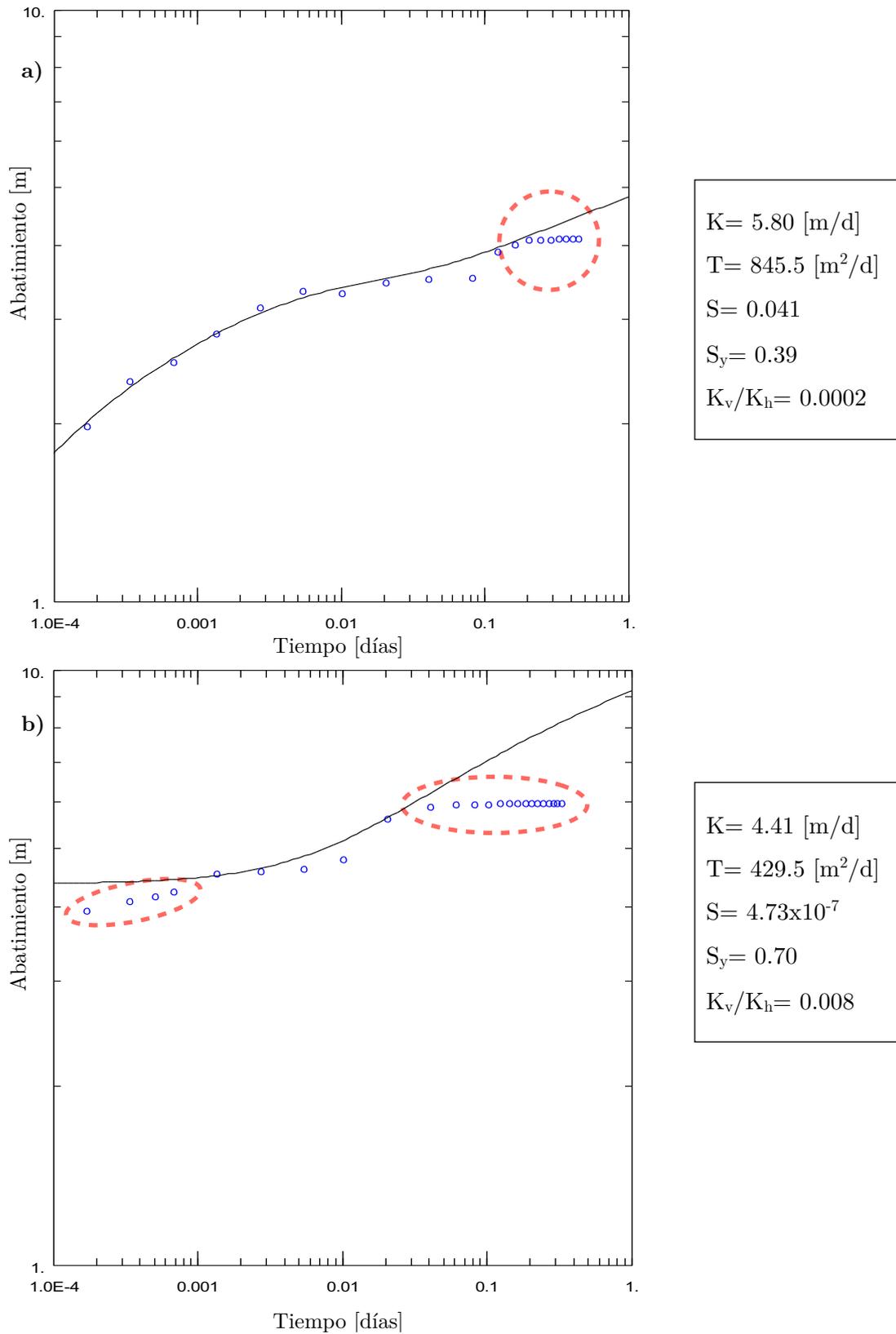


FIG. 4.8.2. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS REALIZADO POR EL MÉTODO DE NEUMAN EN LOS POZOS A) PAJACUARÁN Y B) YURÉCUARO NO. 8

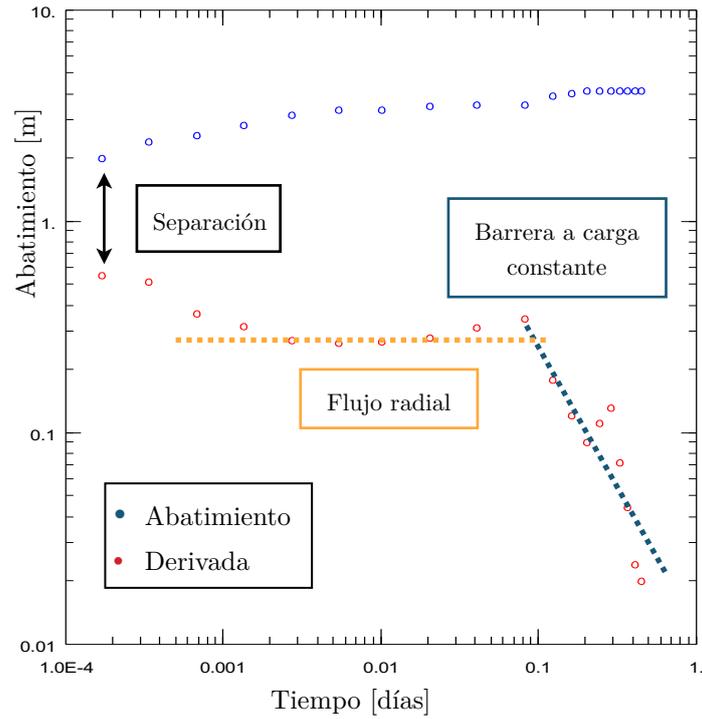


FIG. 4.8.3. INTERPRETACIÓN NO PARAMÉTRICA DEL POZO PAJACUARÁN

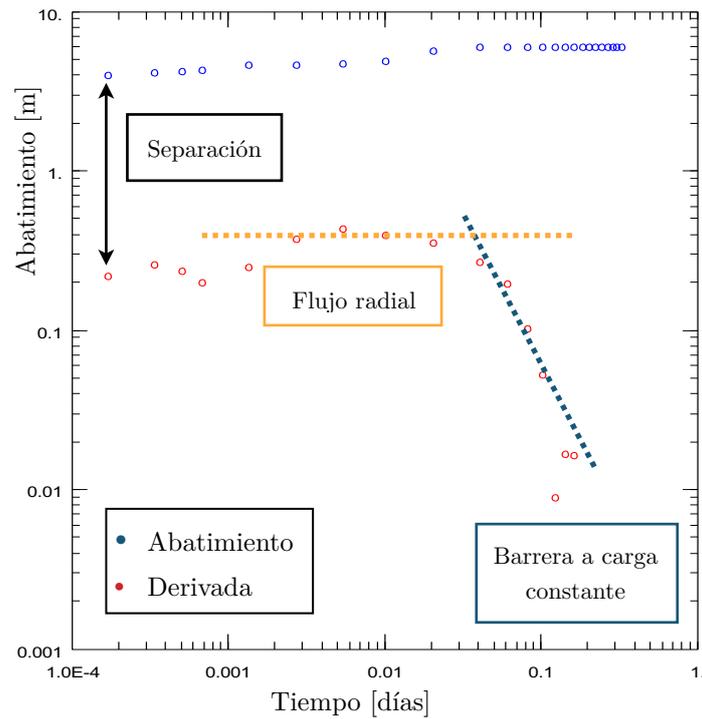


FIG. 4.8.4. INTERPRETACIÓN NO PARAMÉTRICA DEL POZO YURÉCUARO NO. 8

Al realizar el análisis no paramétrico de ambas pruebas, como se muestra en las figuras 4.8.3 y 4.8.4, se usó el algoritmo de Bourdet (1983) con un suavizado de $L= 0.7$ de la curva derivada del abatimiento. El comportamiento anómalo

que se señaló en la [figura 4.8.2](#), en su parte periodo inicial coincide con una separación de las curvas de abatimiento y su derivada, que como Bourdet (2002) lo menciona, esto se debe a que existe un error en el abatimiento medido al comenzar la prueba, debido a ese error no es posible diagnosticar de forma correcta el periodo de almacenamiento de pozo; mientras que en su periodo final, el comportamiento anómalo se origina debido a una frontera de carga constante que afecta directamente el comportamiento de ambas pruebas; por lo que en primera instancia se había diagnosticado como acuífero libre, en realidad se comporta como un acuífero semiconfinado.

Para el pozo Pajacuarán, el error en el abatimiento es de 1.4 [m], el periodo de almacenamiento de pozo es extremadamente corto y debido a la poca cantidad de datos medidos, no es perceptible en la gráfica. Se tiene un periodo de transición, con una duración desde los 0.3 [min] hasta 2.88 [min] de transcurrida la prueba, en el que se conecta con un régimen IARF con una estabilización hasta los 144 [min], para finalizar con un régimen característico de una barrera de carga constante que continúa hasta que la prueba finaliza.

El pozo Yurécuaro no. 8, presenta un error de 3.8 [m] en el abatimiento medido, no es perceptible el periodo de almacenamiento de pozo debido a la poca cantidad de datos; en la gráfica se puede observar que el periodo de transición tiene una duración que va desde los 0.3 [min] hasta los 4.3 [min] de transcurrida la prueba, donde se estabiliza en un régimen característico IARF con una duración hasta los 43.2 [min], que finaliza con una frontera a carga constante desde los 50.4 [min] hasta que la prueba finaliza.

Una vez identificados los regímenes de flujo presentes, la interpretación paramétrica de la prueba se llevó a cabo mediante la implementación del modelo de interpretación por medio del modelo de Moench (1985) para acuíferos semiconfinados a carga constante. La [figura 4.8.5](#) muestra el ajuste realizado con el fin de calcular los parámetros característicos del acuífero con una media de residuales igual a -0.001 [m] para el pozo Pajacuarán y de 0.002 [m] para el pozo Yurécuaro no. 8.

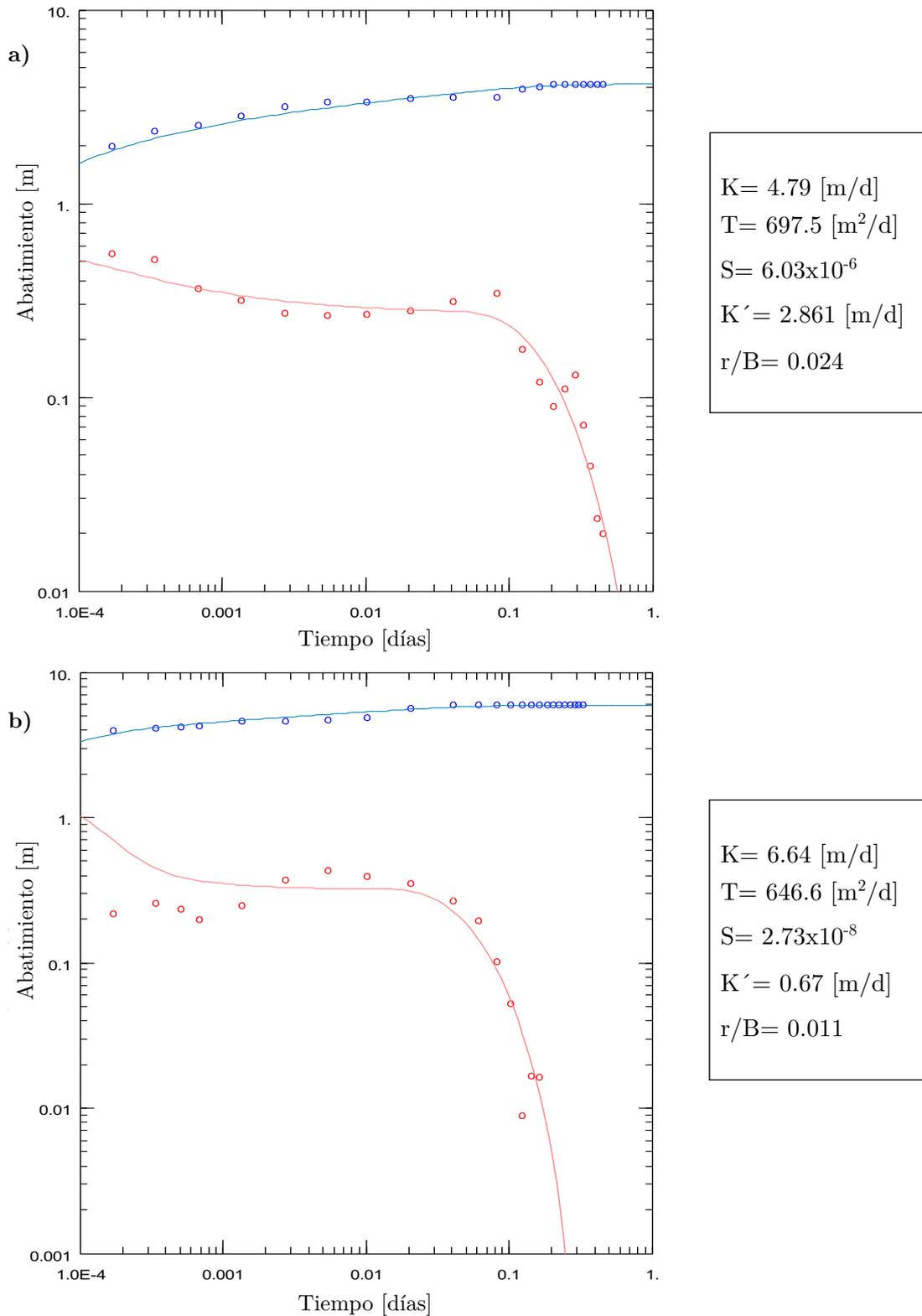


FIG. 4.8.5. GRÁFICOS DEL ANÁLISIS POR EL MODELO DE MOENCH PARA LOS POZOS A) PAJACUARÁN Y B) YURÉCUARO NO. 8

La [tabla 19](#) muestra los resultados obtenidos de la caracterización dinámica realizada. Como se observa, los resultados calculados para ambos modelos son

aproximadamente iguales, esto se debe a que en ambos casos se toma el periodo de flujo radial para calcular las propiedades características del acuífero y esto define un ajuste correcto, sin embargo, la interpretación no paramétrica mostró que se tiene un acuífero semiconfinado, por lo que el modelo de Moench (1985) es el que define el comportamiento real del acuífero.

	K [m/d]	T [m ² /d]	S	S _s [1/m]	S _y	K _v /K _h	K' [m/d]	r/B
Modelo de Neuman (Acuífero libre)								
Pajacuarán	5.80	845.5	0.041	2.81x10 ⁻⁴	0.39	0.0002		
Yurécuaro no. 8	4.41	429.5	4.73x10 ⁻⁷	4.85x10 ⁻⁹	0.70	0.008		
Modelo de Moench (Acuífero semiconfinado a carga constante)								
Pajacuarán	4.79	697.5	6.03x10 ⁻⁶	4.14x10 ⁻⁸			2.861	0.024
Yurécuaro no. 8	6.64	646.6	2.73x10 ⁻⁸	2.8x10 ⁻¹⁰			0.67	0.011

TABLA 19. TABLA DE RESULTADOS

K: conductividad hidráulica; T: transmisividad; S: coeficiente de almacenamiento; S_s: coeficiente de almacenamiento específico; S_y: rendimiento específico; K_v/K_h: tasa de anisotropía; K': conductividad hidráulica del acuitardo; r/B: factor de goteo

4.3 METODOLOGÍA SUGERIDA PARA LA INTERPRETACIÓN CONJUNTA DE PRUEBAS EN ACUÍFEROS

Como resultado de todas las caracterizaciones realizadas, es posible establecer una metodología de interpretación para pruebas en acuíferos, que engloba tanto los modelos convencionales de interpretación como el análisis mediante el uso de la derivada para el diagnóstico de los regímenes de flujo presentes en las pruebas de pozos. La metodología sugerida de interpretación se muestra en la [figura 4.9](#) y se puede describir de la siguiente manera:

- Establecer el modelo geológico de la zona en la cual se realizará la prueba.
- Conocer los datos generales con los que las pruebas se realizaron, tanto del pozo como del acuífero.

- Una vez que la prueba se realizó y los datos de abatimiento-tiempo se obtienen, se realiza un filtrado de datos para eliminar en lo posible, el ruido en la señal, que puede ser producto de cualquier error generado por las herramientas empleadas o alguna falla humana, en la toma de las mediciones.

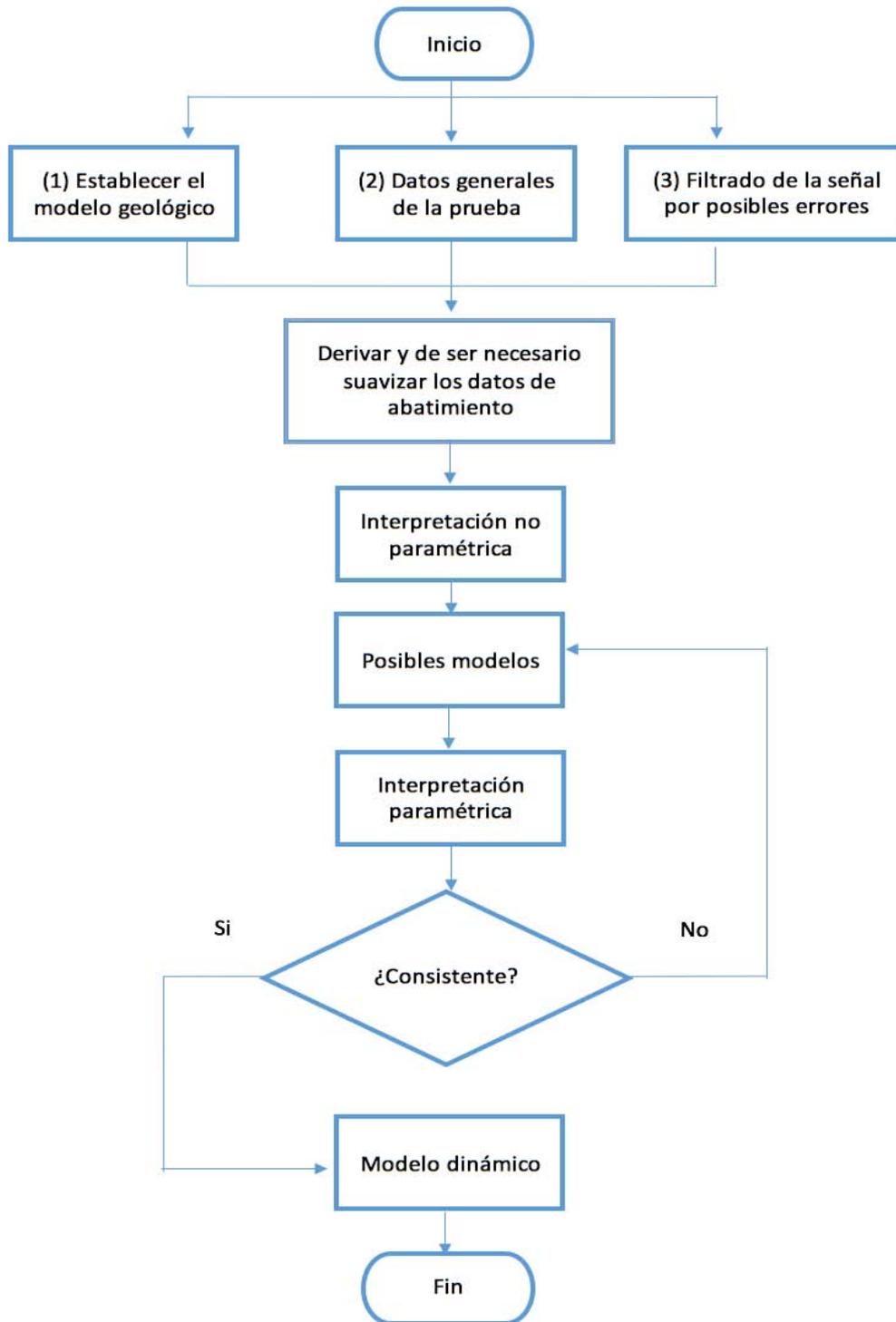


FIG. 4.9. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN SUGERIDA

- Derivar la curva de abatimiento-tiempo. Por lo realizado en este trabajo, se recomienda derivar el abatimiento con el algoritmo de Bourdet (1983) y variando el factor L , para suavizar la señal.
- Interpretar la prueba de manera no paramétrica e identificar los regímenes de flujo presentes.
- Una vez que se tengan los posibles modelos, la prueba se interpreta de manera paramétrica por medio de modelos convencionales, una vez que se conoce el comportamiento del acuífero y estableciendo en que periodos de tiempos aplica para obtener los resultados correctos.
- En caso de que no se pueda adaptar un modelo convencional, se pueden calcular los parámetros característicos del acuífero para cada régimen de flujo, por medio de curvas diagnósticas.
- La estimación más adecuada de la conductividad hidráulica y transmisividad se deberá ajustar de la respuesta transitoria que muestre el régimen de flujo radial infinito en la derivada logarítmica del abatimiento.
- Establecer el modelo dinámico resultante.

CAPÍTULO V - CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

5.1 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en la presente tesis al aplicar tanto interpretaciones por modelos convencionales como con la aplicación de la derivada y los gráficos especializados para cada régimen de flujo, permitieron demostrar que la integración de técnicas de la industria petrolera a la rama de la hidrogeología, es viable y necesaria.

La integración de ambos métodos de interpretación resulta en una gran ventaja, ya que permite un proceso integral y con un enfoque más amplio, que no sólo otorga mejores herramientas, sino que ofrece prerrogativas al contar con una gran cantidad de información a la mano. Esto permite que la comparación de los resultados obtenidos, se realice con distintos modelos y así tener confianza en que la caracterización realizada es correcta.

La interpretación con análisis derivativos es sin duda una importante técnica de diagnóstico para pruebas de pozos de agua subterránea, esta permite observar con gran detalle el comportamiento del acuífero sometido a bombeo. Cuando la prueba es de corta duración, la derivada permite diagnosticar que regímenes de flujo se tienen presentes, aún cuando la curva de abatimiento sólo conste de unas cuantas mediciones.

Se demostró que el uso de curvas especializadas en la interpretación no paramétrica, permite la identificación de los regímenes de flujo presentes en el comportamiento de los acuíferos cuando una prueba de bombeo se realiza. Lo anterior facilita descartar periodos de tiempo, en los cuales no se tiene una estabilización de la prueba, ya que pueden llegar a ser interpretados como un comportamiento que el acuífero presenta y llevará a que los parámetros calculados presenten errores.

Además, con la correlación de propiedades entre ambas ramas, es posible obtener resultados de interpretaciones paramétricas, utilizando las ecuaciones para cada régimen de flujo presente por medio de gráficos especializados. Cuando una prueba no pueda o sea difícil de caracterizar por modelos convencionales, es posible obtener resultados que reflejan el comportamiento del acuífero y que además pueden utilizarse como un punto de partida para futuras interpretaciones.

Siendo más específico, el comportamiento de la derivada permite diferenciar una prueba realizada en un acuífero libre, de una prueba realizada en un medio heterogéneo (ej. doble porosidad). Debido a que las curvas tipo para ambos modelos presentan un comportamiento similar, la diferencia principal que muestra la derivada para un acuífero libre, es que el tiempo de transición dura más tiempo y hasta con un periodo de estabilización; a diferencia del comportamiento en un medio de doble porosidad, en éste el periodo de transición que muestra la derivada, se da de manera cuasi-instantánea. Esto es de gran importancia, ya que si la prueba realizada no es de una duración que permita que la transición termine, el periodo de estabilización puede confundirse con una geometría de flujo radial, llevando a confusiones en la interpretación paramétrica.

La interpretación de la derivada en una prueba medida directamente en el pozo de bombeo permite identificar justo al inicio de la prueba y antes de cualquier tipo de régimen de flujo, si se tienen errores al establecer la verdadera profundidad del nivel estático. Como se mostró, el nivel puede sobrestimarse y llevar a errores en el cálculo del abatimiento, que llevará a errores en el cálculo de los parámetros característicos del acuífero.

Debido a que en hidrogeología es muy recurrente el uso de pozos de observación para medir el abatimiento en una prueba de bombeo, es necesario remarcar la diferencia que existe con la interpretación de la derivada. Estos pozos no poseen un factor de almacenamiento, aunque la curva de abatimiento y la derivada parezca que lo muestren; lo que en realidad se observa, es el momento en que el cono de abatimiento alcanza al pozo de observación y los efectos del bombeo comienzan a mostrarse. La recomendación es interpretar los datos a partir de la intersección del abatimiento y su respuesta derivativa.

Una diferencia más que existe entre pruebas medidas en el pozo de bombeo y el pozo de observación, es que el gráfico del pozo de bombeo muestra con más

detalle todos los regímenes de flujo presentes a lo largo de la prueba y permite una mejor interpretación del acuífero. La gráfica que se tiene del pozo de observación, muestra el comportamiento del acuífero una vez que se estabiliza el flujo, permitiendo calcular parámetros de manera más sencilla; sin embargo, cuando un pozo de observación se encuentra cerca de una frontera, este no mostrará la estabilización necesaria, ya que al momento de recibir el abatimiento del acuífero, casi instantáneamente, se verá afectado por el efecto que esa frontera genera. Por ello, es importante que en una prueba de bombeo, con múltiples pozos, no sólo se examinen los pozos de observación o de bombeo, es necesario que todos se interpreten con el fin de que se conozca el comportamiento real del acuífero. Hay que tomar en cuenta que daños severos en los pozos de bombeo pueden enmascarar efectos hidrogeológicos de interés, en especial si sólo se analiza la carga hidráulica transitoria sometida a bombeo sin la respuesta derivativa.

Ya que los modelos de interpretación convencionales requieren de la identificación de líneas rectas en periodos de tiempo estabilizados, la derivada permite la identificación de manera sencilla de los periodos de flujo radial (ej. condiciones Theisianas válidas); de esta manera, los parámetros del acuífero serán calculados en el periodo de tiempo correcto, evitando así, errores generados por la selección de un periodo no estabilizado. Además de permitir el cálculo de parámetros en flujo radial, la derivada permite identificar si un pozo es completamente penetrante o en el caso de mostrar flujo esférico se tiene en realidad un pozo que hidráulicamente está generando una marcada componente vertical.

5.2 LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN

Una vez que se tienen las conclusiones acerca de la investigación realizada, es posible establecer futuras líneas de investigación. Gracias a toda la información que se tiene en la base de datos de Mendeley, el trabajo a futuro se puede centrar en continuar con la ampliación de la base de datos compilada.

Se necesitan pruebas recientes que contengan información completa de lo realizado en campo; datos de terminación de los pozos, propiedades petrofísicas de las formaciones, datos de históricos de bombeo y lo más importante, que contengan los datos de abatimiento-tiempo.

Es posible realizar estudios más profundos sobre la aplicación de la derivada en tipos específicos de acuíferos, para que en su caso, sea posible establecer metodologías individuales y específicas de interpretación, con la posibilidad de generar una serie de curvas tipo para la interpretación de cada una de ellas.

Realizar análisis del ruido en la señal de la derivada, sus algoritmos de suavizado y las implicaciones que éste puede tener en la interpretación de una prueba de pozos.

La exploración y aplicación de la segunda derivada y el método de deconvolución en la interpretación de pozos, permite analizar de manera robusta las pruebas en pozos. Por ello se recomienda explorar la aplicabilidad de estas dos nuevas herramientas en pruebas hidráulicas.

CAPÍTULO VI - REFERENCIAS CITADAS

Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. and Ramey, H.J. Jr. (1970). *An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. Analytical treatment*. SPE Journal, 10 (3), 279-290.

Barker, J.A. (1988). *A generalized radial flow model for hydraulic tests in fractured rock*. Water Resources Research, 24 (10), 1796-1804.

Beauheim, R.L., Roberts, R.M. and Avis, J.D. (2004). *Well testing in fractured media: flow dimensions and diagnostic plots*. Journal of Hydraulic Research, 42 , 69–76.

Belcher, W.R., Elliot, P.E. and Geldon, A.L. (2001). *Hydraulic-property estimates for use with a transient ground-water flow model of the Death Valley regional ground-water flow system, Nevada and California*. U.S. Geological Survey, Water-Resources Investigations Report 01-4210.

Bidner, M.S. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*. Eudeba, Argentina.

Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A. and Pirard, Y.M. (1983). *A new set of type curves simplifies well test analysis*. World Oil, 196 (4), 95-106.

Bourdet, D., Ayoub, J.A. and Pirard, Y.M. (1989). *Use of pressure derivative in well-test interpretation*. SPE Formation Evaluation, 293-302.

Bourdet, D. (2002). *Well test analysis: The use of advanced interpretation models*. Elsevier, USA.

Chesnaux, R., Molson, J.W. and Chapuis, R.P. (2005). *An analytical solution for groundwater transit time through unconfined aquifers*. Ground Water, 43 (4), 511–517.

Chow V.T. (1952). *On the determination of transmissibility and storage coefficients from pumping test data*. Transactions, American Geophysical Union, 33, 397–404

Cinco-Ley, H., Samaniego, F. and Dominguez, N. (1978). *Transient pressure behavior for a well with a finite conductivity vertical fracture*. SPE Journal, 253-264.

Cinco-Ley, H. and Samaniego, F. (1981). *Transient pressure analysis for fractured wells*. Journal of Petroleum Technology, 1749-1766.

Comisión Nacional del Agua (2007). *Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento: Pruebas de bombeo*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México.

Comisión Nacional del Agua (2009). *Tabla maestra de acuíferos*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México.

Comisión Nacional Forestal (2008). *Estudio regional forestal, UMAFOR 0101 Sierra del Laurel, Aguascalientes*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México.

Custodio, E. y Llamas, M.R. (1983). *Hidrología subterránea-Tomo I, 2da. edición*. Omega, España.

Delleur, J.W. (2006). *The handbook of groundwater engineering, 2nd edition*. CRC Press, USA.

Deming, D. (2001). *Introduction to hydrogeology*. McGraw-Hill Science/Engineering/Math, USA.

Domenico, P.A. and Schwartz, F.W. (1998). *Physical and chemical hydrogeology, 2nd. edition*. John Wiley and Sons, USA.

Dupuit, J. (1863). *Études théoriques et pratiques sur le mouvement des eaux dans les canaux découverts et à travers les terrains perméables, 2e édition*. Dunod, Paris.

Escobar, F.H. (2008). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Universidad Surcolombiana, Colombia.

Fetter, C.W. (2000). *Applied hydrogeology, 4th edition*. Prentice Hall, Upper Saddle River, USA.

Ferris, J.G., Knowles, D.B., Brown, R.H. and Stallman, R.W. (1989). *Theory of aquifer tests, 3rd edition*. U.S. Geological Survey, Water-Supply Paper 1536E.

Fletcher, F. (1996). *Basic hydrogeologic methods: A field and laboratory manual with microcomputer applications*. CRC Press, USA.

Freeze, R.A. and Cherry, J.A. (1979). *Groundwater*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, USA.

Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr. and Raghavan, R. (1975). *Applied pressure analysis for fractured wells*. Journal of Petroleum Technology, 887-892.

Gringarten, A. (2008). *From straight lines to deconvolution: The evolution of the state of the art in well test analysis*. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 11 (1), 24-27.

Hammond, P.A. and Field M.S. (2014). *A reinterpretation of historic aquifer tests of two hydraulically fractured wells by application of inverse analysis, derivative analysis and diagnostic plots*. Journal of Water Resource and Protection, 6, 481-506.

Hantush, M.S. and Jacob, C.E. (1955). *Non-steady radial flow in an infinite leaky aquifer*. Transactions, American Geophysical Union, 36 (1), 95-100.

Hantush, M.S. (1960). *Modification of the theory of leaky aquifers*. Journal of Geophysical Research, 65 (11), 3713-3725.

Heath, R.C. (1983). *Basic ground-water hydrology*. U.S. Geological Survey, Water-Supply Paper 2220.

Hernández-Espriú A. (2015). *Interpretación moderna de pruebas hidráulicas en acuíferos, adaptando metodologías de la ingeniería petrolera*. Congreso Nacional de Aguas Subterráneas. Guerrero, México.

Horner, D.R. (1951). *Pressure build-ups in wells*. Third world petroleum congress. The Hague, Section II, 503-523.

Jacob, C.E. and Cooper, H.H. (1946). *A generalized graphical method for evaluating formation constants and summarizing well field history*. Transactions, American Geophysical Union, 27 (4), 526–534.

Jiao, J.J. and Tang, Z. (1999). *An analytical solution of groundwater response to tidal fluctuation in a leaky confined aquifer*. Water Resources Research, 35 (3), 747-751.

Karasaki, K., Long, J.C.S. and Witherspoon, P.A. (1988). *Analytical models of slug tests*. Water Resources Research, 24 (1), 115–126.

López-Álvarez, B., Ramos-Leal, J.A., Santacruz-de León, G., Hernández-García, G., Ortiz-Pérez, M. y Morán-Ramírez, J. (2012). *Resultados preliminares del modelo numérico del acuífero Valle de Aguascalientes*. Geos, 32 (1).

Maizeret, P.-D. (2013). *Best practice to design and interpret interference tests based on features of the line-source solution: Theory and application*. Society of Petroleum Engineers.

Maréchal, J.-C., Ladouche, B., Dörfliger, N. and Lachassagne P. (2008). *Interpretation of pumping tests in a mixed flow karst system*. Water Resources Research, 44.

McConnell, C.L. (1993). *Double porosity well testing in the fractured carbonate rocks of the Ozarks*. Ground Water, 31, 75–83.

Medhat, A., Carnegie, A., Mathews, S.G., McCarthy, K., O’Keefe, M., Raghuraman, B., Wei, W. and Xian, C. (2011). *Finding value in formation water*. Oilfield Review, 23 (1), 24-35.

Merritt, M.L. (2004). *Estimating hydraulic properties of the Floridan Aquifer System by analysis of earth-tide, ocean-tide, and barometric effects, Collier and Hendry Counties, Florida*. U.S. Geological Survey, Water-Resources Investigations Report 03-4267.

Miller, C.C., Dyes, A.B. and Hutchinson, C.A. (1950). *Estimation of permeability and reservoir pressure from bottom-hole pressure build-up characteristics*. Transactions, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, 189, 91-104.

Moench, A.F. (1984). *Double-porosity models for a fissured groundwater reservoir with fracture skin*. Water Resources Research, 20 (7), 831-846.

Moench, A.F. (1985). *Transient flow to a large-diameter well in an aquifer with storative semiconfining layers*. Water Resources Research, 21 (8), 1121-1131.

Muldoon, M. and Bradbury, K.R. (2005). *Site characterization in densely fractured dolomite: Comparison of methods*. Ground Water, 43 (6), 863-876.

Neuman, S.P. (1975). *Analysis of pumping test data from anisotropic unconfined aquifers considering delayed gravity response*. Water Resources Research, 11 (2), 329-342.

Ni, J.C., Cheng, W.-C. and Ge, L. (2013). *A simple data reduction method for pumping tests with tidal, partial penetration, and storage effects*. Soils and Foundations, 53 (6), 894-902.

Parks, K.P. and Bentley, L.R. (1996). *Derivative-assisted evaluation of well yields in a heterogeneous aquifer*. Canadian Geotechnical Journal, 33 (3), 458-469.

Renard, P., Glenz, D. and Mejias, M. (2009). *Understanding diagnostic plots for well-test interpretation*. Hydrogeology Journal, 17, 589-600.

Samani, N. (2001). *Response of karst aquifers to rainfall and evaporation, Maharlou Basin, Iran*. Journal of Cave and Karst Studies, 63 (1), 33-40.

Samani, N., Pasandi, M. and Barry, D.A. (2006). *Characterizing a heterogeneous aquifer by derivative analysis of pumping and recovery test data*. Journal of Geological Society of Iran, 1, 29-41.

Sanders, L. (1998). *A manual of field hydrogeology*. Prentice Hall, Upper Saddle River, USA.

Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1980). Subsecretaría de Infraestructura Hidráulica. Dirección de Grande Irrigación. Subdirección de Construcción. Michoacán, México.

Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (1981). Subsecretaría de Infraestructura Hidráulica. Dirección de Grande Irrigación. Subdirección de Construcción. Aguascalientes, México.

Spaine F.A. and Wurstner, S.K. (1993). *DERIV: A computer program for calculating pressure derivatives for use in hydraulic test analysis*. Ground Water, 31, 814-822.

Stallman, R.W. (1976). *Aquifer-test design, observation and data analysis*. Techniques of Water Resources Investigations of the United States Geological Survey, Book 3, Chapter B1.

Theis, C.V. (1935). *The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage*. Transactions, American Geophysical Union, 16, 519-524.

Thiem, A. (1870). *Die ergiebigkeit artesischer bohrlöcher, schachtbrunnen und filtergallerien*. Journal für Gasbeleuchtung und Wasserversorgung, 14, 450-467.

Tiab, D., Azzougen, A., Escobar, F.H. and Bergumen, S. (1999). *Analysis of pressure derivative data of finite-conductivity fractures by the "Direct Synthesis" technique*. Society of Petroleum Engineers.

Wang, C.-Y., Lee, Y.-H., Ger, M.-L. and Chen, Y.-L. (2004). *Investigating subsurface structures and P- and S- wave velocities in the Taipei Basin*. Journal of Terrestrial, Atmospheric and Oceanic Sciences, 15 (4), 609-627.

Werner, J. (1996). *Introducción a la hidrogeología*. Facultad de Ciencias de la Tierra, Universidad Autónoma de Nuevo León, México.

Xiao L. and Xu Y. (2014). *Diagnostic analysis of pumping tests using derivative of $dlqs/dlgt$ with case study*. Ground Water, 52, 208-217.

Zapata-Norberto, B. (2010). *Modelación matemática del acuífero Ciénega de Chapala, estado de Michoacán* (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México.