

HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN
EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

DANA LIZETH SIERRA MARTÍNEZ
JUAN JOSÉ JIMÉNEZ ACEVEDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2022

HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN
EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

DANA LIZETH SIERRA MARTÍNEZ
JUAN JOSÉ JIMÉNEZ ACEVEDO

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Olga Patricia Ortiz Cancino

PhD. En ingeniería de procesos profundización en ingeniería de petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2022

AGRADECIMIENTOS

Agradecerle a Dios por permitirnos llegar a este día.

A los docentes que hicieron parte de nuestra formación académica durante esta etapa universitaria.

Un agradecimiento especial a la doctora Olga Patricia Ortiz Cancino, por su tiempo, apoyo y conocimientos brindados.

A nuestras familias, por creer en nosotros y por su apoyo incondicional durante el ciclo universitario.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	15
1.1. OBJETIVO GENERAL	15
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	16
2.1. CONCEPTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE PRESIONES.....	16
2.1.1. Ecuación de difusividad	17
2.1.2. Ecuación de continuidad	18
2.1.3. Ley de Darcy	20
2.1.4. Ecuación de estado.....	21
2.1.5. Flujo no Darcy	22
2.1.6. Pruebas de presión en pozos de gas.....	23
2.1.6.1. PDD (Pressure draw-down)	23
2.1.6.2. PBU (<i>Pressure build-up</i>)	23
2.1.6.3. Pruebas de capacidad de entrega	30
3. SOTWARE	40
3.1. MARCO LEGAL	41
3.2. CLASIFICACIÓN DE SOFTWARE	41
3.2.1. Software de sistema.....	41
3.2.2. Software de programación	42
3.2.3. Software de aplicación	42
3.3. PROCESO DE CREACIÓN DEL SOFTWARE	42

3.3.1. Modelos de proceso o ciclo de vida del software	44
4. HERRAMIENTA GAS WELL TESTING (GWT)	50
4.1. DISEÑO GWT	50
4.1.1. Prueba PDD.....	51
4.1.1.1. Ejercicio comparación PDD.....	52
4.1.2. Prueba PBU.....	56
4.1.2.1. Ejercicio comparación PBU.....	56
4.1.3. Pruebas de capacidad de entrega	59
4.1.3.1. Ejercicio de comparación prueba flujo después de flujo	60
4.1.3.2. Ejercicio de comparación prueba isocrona	62
4.1.3.3. Ejercicio de comparación prueba isocrona modificada	63
5. CONCLUSIONES	66
6. RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFÍA.....	68
ANEXOS.....	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Histórico de presión para una prueba PDD.....	53
Tabla 2. Propiedades de roca y fluidos para una prueba PDD	53
Tabla 3. Resultados ejercicio de comparación prueba PDD	55
Tabla 4. Histórico de presión para una prueba PBU.....	57
Tabla 5. Propiedades de roca y fluidos para una prueba PBU.	58
Tabla 6. Resultados prueba PBU.....	59
Tabla 7. Datos prueba flujo después de flujo	60
Tabla 8. Datos prueba isócrona	62
Tabla 9. Datos prueba isócrona modificada.....	64
Tabla 10. Datos de prueba	99
Tabla 11. Propiedades de roca y fluidos para una prueba PDD	104
Tabla 12. Datos de prueba – flujo después de flujo	119
Tabla 13. Datos de prueba – prueba isócrona	121
Tabla 14. Datos de prueba – prueba isócrona modificada.....	126

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Representación de la ecuación de continuidad	19
Figura 2. Representación de la Ley de Darcy	20
Figura 3. Presión vs tiempo de una prueba flujo después de flujo.....	32
Figura 4. Caudal vs tiempo de una prueba de flujo después de flujo.....	33
Figura 5. Método teórico prueba flujo después de flujo	34
Figura 6. Presión vs tiempo prueba isócrona.....	35
Figura 7. Caudal vs tiempo prueba isócrona	36
Figura 8. Método teórico prueba isócrona	37
Figura 9. Presión vs tiempo prueba isócrona modificada	38
Figura 10. Método teórico prueba isócrona modificada.	39
Figura 11. Modelo cascada.....	45
Figura 12. Actividades concurrentes.....	46
Figura 13. Interfaz inicial herramienta software Gas Well Testing	50
Figura 14. Interfaz prueba de presión PDD	51
Figura 15. Gráficas obtenidas de la prueba PDD.....	54
Figura 16. Ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad y el daño - PDD.....	55
Figura 17. Interfaz prueba de presión PBU.....	56
Figura 18. Gráficas obtenidas de la prueba PBU.....	58
Figura 19. Ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad y el daño – PBU	59
Figura 20. Interfaz pruebas de capacidad de entrega – Flujo después de flujo.	60
Figura 21. Gráfica para obtención del AOF, prueba flujo después de flujo.....	61
Figura 22. Gráfica para obtención del AOF, prueba isócrona.....	63
Figura 23. Gráfica para obtención del AOF, prueba isócrona modificada.....	65
Figura 24. Archivo ejecutable de la aplicación	73
Figura 25. Primera pestaña de instalación.....	74
Figura 26. Segunda pestaña de instalación.....	75

Figura 27. Tercera pestaña de instalación.....	76
Figura 28. Interfaz inicial.....	76
Figura 29. Interfaz inicial.....	86
Figura 30. Interfaz PDD.....	87
Figura 31. Tabla de datos.....	88
Figura 32. Sección Regresión pseudopresiones PDD.....	89
Figura 33. Sección Datos de entrada PDD.....	90
Figura 34. Sección de Gráficas y resultados PDD.....	91
Figura 35. Pestaña gráfica semilog – PDD.....	92
Figura 36. Pestaña gráfica semilog – PDD.....	92
Figura 37. Pendiente gráfica semilog – PDD.....	93
Figura 38. Pestaña gráfica semilog – PDD.....	93
Figura 39. Validación de la presión a 1 hora de prueba.....	94
Figura 40. Pestaña gráfica Log-log – PDD.....	95
Figura 41. Pendiente gráfica Log-log – PDD.....	95
Figura 42. Pendiente gráfica Log-log – PDD.....	96
Figura 43. Línea de puntos seleccionados, gráfica Log-log – PDD.....	97
Figura 44. Resultados – PDD.....	97
Figura 45. Ejemplos mensajes guía o de alerta para el usuario.....	98
Figura 46. Interfaz inicial GWT.....	100
Figura 47. Interfaz inicial – Prueba PDD.....	101
Figura 48. Pestaña Regresión pseudopresiones – PDD.....	102
Figura 49. Tabla de datos prueba PDD.....	103
Figura 50. Pestaña Datos de entrada – PDD.....	103
Figura 51. Pestaña gráficas y resultados – PDD.....	105
Figura 52. Botón graficar – PDD.....	105
Figura 53. Ventana emergente gráfica semilog – PDD.....	106
Figura 54. Valor de presión a 1 hora - PDD.....	107
Figura 55. Ventana emergente gráfica Log-log – PDD.....	108
Figura 56. Resultados - PDD.....	109

Figura 57. Datos de entrada – PBU	111
Figura 58. Pestaña gráficas y resultados – PBU.....	112
Figura 59. Ventana emergente gráfica semilog – PBU	113
Figura 60. Ventana emergente gráfica Log-log – PBU	114
Figura 61. Resultados - PBU	115
Figura 62. Tabla de datos DT	116
Figura 63. Interfaz de capacidad de entrega	117
Figura 64. Guía – prueba flujo después de flujo	117
Figura 65. Sección isócrona.....	118
Figura 66. Pestaña – Prueba flujo después de flujo.....	120
Figura 67. Gráfica para la obtención del AOF – Prueba flujo después de flujo...	120
Figura 68. Guía – Prueba isócrona	122
Figura 69. Sección – Prueba isócrona	123
Figura 70. Gráfico de Caudal Vs Tiempo – Prueba isócrona.....	123
Figura 71. Gráfica para la obtención del AOF – Prueba isócrona.....	124
Figura 72. Valores de b y a – Prueba isócrona	125
Figura 73. Guía – Prueba isócrona modificada.....	126
Figura 74. Pestaña – Prueba isócrona modificada	127
Figura 75. Gráfico de Caudal Vs Tiempo – Prueba isócrona modificada.....	128
Figura 76. Gráfica para la obtención del AOF – Prueba isócrona modificada. ...	129
Figura 77. Valores de b y a – Prueba isócrona modificada.....	129

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1	18
Ecuación 2	19
Ecuación 3	21
Ecuación 4	21
Ecuación 5	22
Ecuación 6	22
Ecuación 7	24
Ecuación 8	25
Ecuación 9	25
Ecuación 10	25
Ecuación 11	26
<i>Ecuación 12</i>	26
Ecuación 13	26
Ecuación 14	26
Ecuación 15	27
Ecuación 16	27
Ecuación 17	27
Ecuación 18	28
Ecuación 19	28
Ecuación 20	29
Ecuación 21	31
Ecuación 22	31
Ecuación 23	31
Ecuación 24	33
Ecuación 25	37
Ecuación 26	37

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Manual técnico para la herramienta software	71
Anexo B. Manual de usuario para la herramienta software	86

RESUMEN

TÍTULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE GAS*

AUTOR: DANA LIZETH SIERRA MARTÍNEZ, JUAN JOSÉ JIMÉNEZ ACEVEDO**

PALABRAS CLAVE: ANÁLISIS DE PRESIÓN, PDD, PBU, CAPACIDAD DE ENTREGA, POZOS DE GAS, SOFTWARE.

DESCRIPCIÓN:

Luego de poner un pozo en producción es menester realizar las respectivas pruebas de presión con el fin de obtener información relevante para el estudio del yacimiento que permita tomar decisiones a futuro respecto a la explotación del mismo, como por ejemplo la perforación de más pozos. Dado que, en la Escuela de Ingeniería de petróleos, no se cuenta con un software académico para el análisis de pruebas de presión en pozos de gas, este proyecto de grado presenta una herramienta académica para el análisis de las mismas, en las cuales están incluidas las pruebas de capacidad de entrega del yacimiento al igual que las pruebas tradicionales de declinación de presión y restauración de presión (PDD y PBU por sus siglas en inglés) respectivamente. Dicho software está diseñado para fortalecer el proceso de enseñanza-aprendizaje de la asignatura Análisis de presiones que permita al estudiante interactuar y analizar de forma didáctica tanto los datos de entrada y las gráficas correspondientes, como los datos de salida, con lo cual el estudiante podrá ir comparando su trabajo con los resultados obtenidos por el software y de esta manera tener certeza de que el análisis lo está realizando de manera correcta, indicando que ha adquirido las competencias de la asignatura.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Olga Patricia Ortiz Cancino, PhD. En ingeniería de procesos profundización en ingeniería de petróleos.

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE TOOL DESIGN APPLIED TO GAS WELL TESTING

AUTHORS: DANA LIZETH SIERRA MARTÍNEZ, JUAN JOSÉ JIMÉNEZ ACEVEDO*

KEY WORDS: Well testing, PDD, PBU, deliverability test, gas wells, software tool**

DESCRIPTION:

When a well starts producing, it is necessary to carry out some pressure tests, aiming to obtain important information about the reservoir and make future decisions respect to its exploitation. There isn't any software tool in the Petroleum Engineering faculty that runs well test analyses, which is why this software tool is useful to analyse some tests such as pressure draw-down tests (PDD), pressure build-up tests (PBU) and deliverability tests. Its main purpose is to strengthen the teaching-learning process for the students and, also, to allow any student interact and analyze in a didactic way any gas well test, speaking about graphics and calculations made using entry data. They can compare their own work with results obtained by this tool.

* Undergraduate Thesis.

** Physical.chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director Olga Patricia Ortiz Cancino, PhD. in Process Engineering. Speciality: Petroleum Engineering.

INTRODUCCIÓN

Luego de poner un pozo en producción es aconsejable realizar pruebas de presión, las cuales constituyen una herramienta clave para la caracterización de yacimientos. Estas pruebas se realizan con el fin de obtener información relevante y de manera indirecta para inferir las propiedades de la formación productora por medio de su correcto análisis, el cual permita tomar decisiones a futuro respecto a la explotación del mismo, como por ejemplo la perforación de más pozos.

Dado que, en la Escuela de Ingeniería de petróleos, no se cuenta con un software académico para el análisis de pruebas de presión en pozos de gas, este trabajo se basa en el análisis de las pruebas de presión aplicadas a pozos de gas con el fin de facilitar su estudio desde un punto de vista académico, debido a que estas pruebas requieren de trabajo adicional con respecto al análisis que se hace en pozos productores de aceite. En este sentido, se desarrolla una herramienta software que permita analizar una prueba de presión realizada en un pozo de gas, además de ser utilizada tanto por el docente como por los estudiantes, con el fin de fortalecer el proceso enseñanza-aprendizaje, ya que se desarrolló de una manera didáctica para facilitar su uso y comprensión.

Dicha herramienta realizará el análisis de las pruebas de capacidad de entrega del yacimiento al igual que las pruebas tradicionales (PBU y PDD).

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir los escenarios que se pueden presentar para realizar una prueba de presión en un pozo productor de gas.
- Establecer los modelos matemáticos aplicables para el análisis de las pruebas de acuerdo a los escenarios definidos.
- Implementar los modelos en una herramienta software con fines académicos.
- Verificar el funcionamiento de la herramienta con información disponible en la literatura.
- Elaborar los manuales técnico y de usuario que faciliten el manejo de la herramienta software.

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1. CONCEPTOS BÁSICOS DE ANÁLISIS DE PRESIONES

Según Horne, una prueba de presión es “una perturbación del yacimiento, mediante la cual se ve afectada la presión de este, y por consiguiente se genera una respuesta que se evidencia ya sea en el aumento o la disminución de la producción de fluidos”¹. En este sentido, el análisis de las pruebas de presión es un problema inverso en el que se analiza la respuesta del yacimiento para determinar mediante modelos matemáticos cierta información relevante a partir de los cambios que se presentan en el caudal y la presión con respecto al tiempo transcurrido.

Los objetivos de una prueba de presión se dividen en tres categorías principales: evaluación, manejo y descripción del yacimiento.

- Evaluación del yacimiento: para tomar la decisión de poner o no en producción un yacimiento se considera importante conocer su capacidad de entrega, propiedades y tamaño, del mismo modo, se deben tomar muestras de fluido para medir sus propiedades físicas a nivel de laboratorio. En este sentido uno de los objetivos principales de la evaluación del yacimiento consiste en determinar su conductividad (kh) y sus límites (teniendo en cuenta el área de drenaje).
- Manejo del yacimiento: es importante monitorear los cambios en la presión promedio del yacimiento con el fin de que se puedan refinar los pronósticos del comportamiento futuro del reservorio al igual que el daño que presenta el pozo, de manera tal que se puede priorizar los posibles trabajos de acondicionamiento para mejorar la producción del mismo.

¹ HORNE, Roland. N. Modern Well Test Analysis. Estados Unidos, 1995. p.1-2.

- Descripción del yacimiento: consiste en describir los diferentes tipos de roca presentes, fallas, estructuras estratigráficas y frentes de fluido, con el fin de obtener una información global del reservorio. Además, con esto se puede determinar los tipos de límites presentes en el yacimiento.

2.1.1.1. Ecuación de difusividad: la ecuación de difusividad Ecuación 1 es la combinación de tres ecuaciones principales: el principio de la conservación de la masa (el cual se obtiene de un balance de materia), una ecuación de flujo (la ley de Darcy) y una ecuación de estado². Es útil para describir un flujo laminar a través de un medio poroso y tuvo en cuenta para su desarrollo las siguientes asunciones³:

- Se presenta flujo monofásico a través del medio poroso
- La viscosidad del fluido es una propiedad independiente de la presión
- Las fuerzas gravitacionales se consideran despreciables
- La variación de la presión respecto al radio de flujo es aproximadamente cero
- El medio poroso es isotrópico, homogéneo, su espesor es uniforme y tiene una porosidad y permeabilidad constantes

Teniendo en cuenta lo anterior, la ecuación de difusividad es una ecuación diferencial parcial, en la cual, principalmente, se evidencia la variación de la presión respecto al radio de flujo y al tiempo, descrita de la siguiente manera⁴:

² COMUNIDAD PETROLERA. Ecuación de difusividad, febrero 2008.

³ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Gas Well Testing. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p. 2.

⁴ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Well Testing. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p. 29.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{0.0002637k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Ecuación 1

Donde:

p: Presión del fluido [psi]

r: Radio de flujo [ft]

t: Tiempo transcurrido [días]

ϕ : Porosidad

μ : Viscosidad del fluido [cP]

C_t : Compresibilidad total [psi⁻¹]

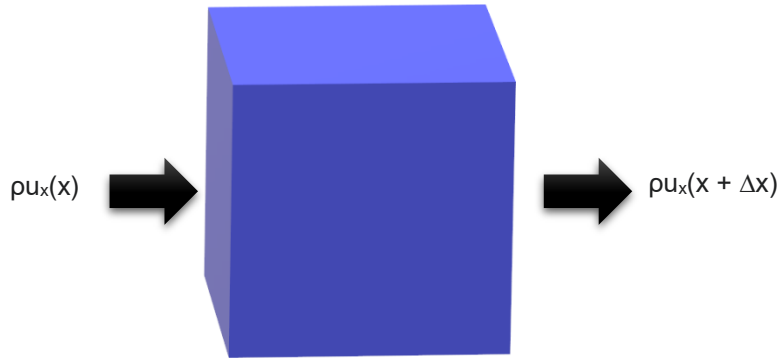
k: Permeabilidad del yacimiento [mD]

2.1.1.2. Ecuación de continuidad: la ecuación de difusividad, en esencia, parte de un balance de masa básico, conocido como la ecuación de continuidad, la cual establece, “el caudal másico neto que pasa a través de un volumen infinitesimal con respecto a la tasa de acumulación de masa dentro de dicho volumen”⁵. En otras palabras, es descrita por la Ecuación 2 y se muestra en la Figura 1:

Masa que entra – Masa que sale = Tasa de acumulación del sistema

⁵ SPIVEY, John. P. & LEE, W. John. Applied well test interpretation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers 2013. p. 24.

Figura 1. Representación de la ecuación de continuidad



Fuente: Modificado de SPIVEY, John. P. & LEE, W. John. Applied well test interpretation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 25.

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho u_x) = -\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi)$$

Ecuación 2

Donde:

x : Dirección de la coordenada espacial

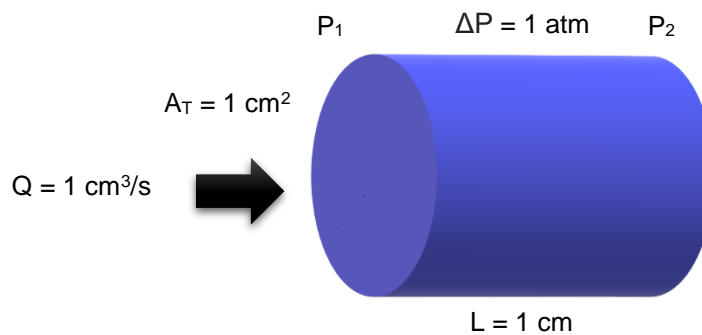
ρ : Densidad [lbm/ft³]

u_x : Velocidad superficial [ft/s]

La velocidad u_x representa la velocidad superficial, definida como el caudal de fluido que pasa a través de una cierta área transversal (q/A). Por otra parte, la velocidad promedio del fluido se expresa como $\mathbf{V}_x = \mathbf{u}_x/\phi$. En este sentido, el balance de masa puede expresarse de manera diferencial tal como lo indica la **Ecuación 2**.

2.1.1.3. Ley de Darcy: la ley de Darcy fue desarrollada en el siglo XIX por el ingeniero francés Henry Darcy, la cual describe la permeabilidad (capacidad de flujo a través de poros interconectados en el yacimiento) presente cuando se hace pasar un fluido de 1 cP de viscosidad a una tasa de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ a través de un *plug* (sección de roca cilíndrica) con un área transversal de 1 cm^2 y una longitud de 1 cm , teniendo en cuenta un diferencial de presión entre los puntos de entrada y salida del fluido a través de la roca de 1 atmósfera, tal y como se presenta en la Figura 2⁶. Dicha ley solo es aplicable para flujo laminar.

Figura 2. Representación de la Ley de Darcy



Fuente: Modificado de SPIVEY, John. P. & LEE, W. John. Applied well test interpretation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 22.

⁶ RAMSEY, M. Schlumberger oilfield glossary. 2019.

2.1.1.4. Ecuación de estado: para complementar la ecuación de difusividad, se establece la ecuación de estado para gases reales, la cual, involucra los parámetros de presión, factor de compresibilidad, volumen, temperatura, presión, cantidad de sustancia y una constante, tal y como se ilustra en la Ecuación 3, sin embargo, aquí también se introduce el concepto de la compresibilidad como el cambio en el volumen del gas con respecto a una cierta presión manteniendo un valor de temperatura constante, tal como se observa en la Ecuación 4.

$$pV = nRT$$

Ecuación 3

Donde:

V: Volumen [m³]

n: Cantidad de sustancia [mol]

R: Constante de los gases $\left[\frac{kg*m^2}{s^2*K*mol} \right]$

T: Temperatura [K]

$$C(p) = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T$$

Ecuación 4

Donde:

C(p): Compresibilidad [psi⁻¹]

2.1.1.5. Flujo no Darcy: como se mencionó, la ley de Darcy solamente es aplicable para flujo laminar, el cual puede presentarse cuando el gas fluye a bajas tasas en el yacimiento, sin embargo, en la zona cercana a la cara del pozo tiende a haber flujo turbulento, debido a la convergencia de este a través de los canales de los perforados, en cuyo caso se presentan efectos inerciales en dicha zona. Para entender este concepto, en la Ecuación 5 se establece cómo es el comportamiento de la presión con respecto al espacio cuando hay presencia de flujo laminar:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{\mu}{k}u_x$$

Ecuación 5

Como se puede observar, la variación de la presión respecto al espacio es únicamente dependiente de la viscosidad, permeabilidad y velocidad superficial del fluido, sin embargo, al haber flujo turbulento, se presenta el comportamiento descrito en la **Ecuación 6**:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\mu}{k}u + \beta Du^2$$

Ecuación 6

Donde:

β : Factor de turbulencia Forchheimer [ft⁻¹]

D : Coeficiente de flujo no Darcy [D/Mscf]

En donde aparecen, matemáticamente, los efectos inerciales, ocasionando un mayor gradiente de presión. Dichos efectos están definidos por tres parámetros: la velocidad superficial del fluido, el factor de flujo no Darcy (D) y el factor de turbulencia de Forchheimer (β), expresado en ft⁻¹. Más adelante, se presentará la definición matemática de dichos factores, los cuales serán útiles para el cálculo del daño (factor skin, S) en la zona cercana al pozo.

- 2.1.1.6. Pruebas de presión en pozos de gas:** los tipos de prueba de presión más comunes son prueba de descenso de presión (*Pressure draw-down*, PDD), prueba de restablecimiento de presión (*Pressure build-up*, PBU) y pruebas de capacidad de entrega (flujo después de flujo, prueba isócrona y prueba isócrona modificada).
- 2.1.1.7. PDD (*Pressure draw-down*):** esta prueba consiste en poner un pozo en producción idealmente iniciando con una presión uniforme en el yacimiento, de tal forma que se pueda registrar la presión de fondo (P_{wf}) en función del tiempo⁷. Los objetivos de esta prueba incluyen la estimación de la permeabilidad, el factor de skin y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento.
- 2.1.1.8. PBU (*Pressure build-up*):** la prueba se lleva a cabo al poner en producción un pozo a tasa constante durante un cierto periodo de tiempo para posteriormente cerrarlo (usualmente en la superficie) y así permitir que la presión dentro de este se restablezca. Asimismo, se logra registrar la presión del pozo (usualmente en fondo) como una función del tiempo, de tal forma que se pueda estimar la permeabilidad de la formación, la presión del área de drenaje y caracterizar el daño o estimulación que se haya realizado al pozo⁸.

Para la estimación de la permeabilidad y el daño se recurre a las pseudopresiones del gas como método de análisis de la prueba, sin embargo, el rango de presión del gas abre o cierra la posibilidad de obtener los parámetros anteriormente mencionados en función de una presión normalizada, presión al cuadrado o presión de fondo (o cierre). La ecuación de difusividad para el gas no cumple todas las

⁷ LEE, John. *Well testing*. Society of Petroleum Engineers. 1982. p. 50.

⁸ Ibid. p. 21.

suposiciones que aplican para pozos de aceite, en cuyo caso se asume que las propiedades del aceite no están en función de la presión; al contrario, las propiedades del gas (viscosidad y compresibilidad) son fuertemente dependientes de la presión. Del mismo modo, la caída de presión es considerable en un delta de radio de flujo, lo cual implica que se obtenga una ecuación diferencial parcial no lineal más compleja.

Teniendo en cuenta lo anterior, Al Hussainy et al. introdujeron una nueva variable llamada pseudopresión con el fin de linealizar la ecuación de difusividad.

- **Pseudopresión:** el concepto aparece cuando se hace referencia a la ecuación de difusividad aplicada al gas, debido a que, dicha ecuación es aplicable cuando se tiene un fluido ligeramente compresible (como el aceite), es decir, en ese caso, no podría aplicarse la **Ecuación 2**, ya que tanto la compresibilidad como la viscosidad del gas son parámetros fuertemente dependientes de la presión y, por consiguiente, se hace necesario introducir el concepto de la pseudopresión, la cual, como se observa en la **Ecuación 7**, involucra los valores de presión, compresibilidad y viscosidad⁹.

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu(p) z(p)} dp$$

Ecuación 7

Donde:

$m(p)$: Pseudopresión [psi²/cP]

z : Factor de compresibilidad del gas [adimensional]

Dicho esto, debe reemplazar la función de presión por la pseudopresión en la ecuación de la difusividad, de modo que se obtiene la siguiente ecuación:

⁹ LEE, John; ROLLINS., John & SPIVEY, John. P. Pressure transient testing. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 62.

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu(p) C_g(p)}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t}$$

Ecuación 8

Donde:

C_g : Compresibilidad del gas [psi⁻¹]

Comparando la **Ecuación 8** y la **Ecuación 1** se puede observar que tienen la misma forma, por lo cual los métodos de solución de la **Ecuación 1** podrían aplicarse para dar solución a la **Ecuación 8**.

La **presión ajustada**, en pocas palabras, se define como una forma normalizada de la función de pseudopresión, con el fin de obtener valores más cercanos a un escenario real presentado (ya que las magnitudes de las pseudopresiones pueden ser del orden de 10⁹ psi²/cP por cada 5000 psi de presión). Teniendo en cuenta esto, la presión ajustada puede definirse matemáticamente de la siguiente manera:

$$P_a(p) = \frac{\mu(P_{ref}) * Z(P_{ref})}{2 * P_{ref}} * m(p)$$

Ecuación 9

Donde:

P_a : Presión ajustada [psi]

P_{ref} : Presión de referencia [psi]

Donde P_{ref} es una presión de referencia arbitraria, la cual, para mayor conveniencia, se toma como la presión inicial. Dicho esto, se reemplaza la **Ecuación 7** en la **Ecuación 9** y se obtiene lo siguiente:

$$P_a(p) = \frac{\mu_i Z_i}{p_i} * \int_0^p \frac{p}{\mu * z} dp$$

Ecuación 10

Posteriormente, la **Ecuación 2** puede ser reescrita en función de la presión ajustada como sigue:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p_a}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial p_a}{\partial t}$$

Ecuación 11

Nótese que la **Ecuación 11** no representa la sustitución de la **Ecuación 10** en la **Ecuación 2**. Al hablar de flujo en estado estable, la presión es independiente del tiempo, razón por la cual, el lado derecho de la **Ecuación 11** se hace cero:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p_a}{\partial r} \right) = 0$$

Ecuación 12

Luego de haber realizado el procedimiento anterior, se busca entender el comportamiento de la presión ajustada con respecto al tiempo, y cómo a su vez esta expresión está en función de la presión, viscosidad y compresibilidad del gas. Para esto, se presenta una combinación de la ecuación de balance de masa con la ecuación de flujo de gas para obtener la siguiente expresión:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{-qB}{Ah\phi C_t}$$

Ecuación 13

Donde:

A: Área [ft²]

h: Espesor [ft]

B: Factor volumétrico de formación del gas [ft³/scf]

Posteriormente, se debe derivar la presión ajustada con respecto al tiempo:

$$\frac{\partial p_a}{\partial t} = - \frac{\mu_i z_i}{p_i \mu z} \frac{p}{r} \frac{\partial p}{\partial r}$$

Ecuación 14

Donde:

μ_i : Viscosidad inicial [cP]

z_i : Factor de compresibilidad inicial [adimensional]

p_i : Presión inicial [psi]

Luego, se reemplaza la **Ecuación 13** en la **Ecuación 14** y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial p_a}{\partial t} = - \frac{\mu_i z_i p}{\mu z p_i} \frac{qB}{Ah\phi C_t}$$

Ecuación 15

Teniendo en cuenta que el factor volumétrico de formación del gas relaciona el factor de compresibilidad, presión y temperatura a condiciones de yacimiento y a condiciones estándar, se reemplaza dicho parámetro para obtener la siguiente expresión¹⁰:

$$\frac{\partial p_a}{\partial t} = - \frac{\mu_i C_{ti}}{\mu C_t} \frac{qB_i}{Ah\phi C_{ti}}$$

Ecuación 16

Donde:

C_{ti} : Compresibilidad total inicial [psi⁻¹]

B_i : Factor volumétrico de formación del gas inicial [ft³/scf]

Por otra parte, el **tiempo ajustado**, consiste en una medida normalizada del tiempo de prueba definida matemáticamente como:

$$t_a = \mu_i * C_{ti} * \int \frac{dt}{\mu C_t}$$

Ecuación 17

Donde:

t_a : Tiempo ajustado [s]

Aplicando la regla de la cadena, se puede obtener:

¹⁰ SPIVEY, John. P., & LEE, W. John. Applied well test interpretation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 1-30.

$$\frac{\partial p_a}{t_a} = \frac{\partial p_a}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial t_a} = - \frac{qB_i}{Ah\phi C_{ti}}$$

Ecuación 18

Como se puede observar, la **Ecuación 18** establece que la variación de la presión ajustada con respecto al tiempo ajustado es una constante, ya que está en función de la compresibilidad inicial y el B inicial, por lo que, al haber realizado esto, queda linealizada la ecuación de la difusividad para gases aplicando los conceptos de tiempo ajustado y presión ajustada¹¹.

En la práctica, se requiere realizar la conversión de presión de fondo fluyente a pseudopresión, para lo cual, se presenta el siguiente procedimiento¹²:

1. De acuerdo a los datos de presión, viscosidad y z suministrados, debe calcularse $2p/\mu z$.
2. Posteriormente, debe estimarse un valor promedio $(2p/\mu z)_{prom}$ entre el valor actual y el anterior, utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{2p}{\mu z_{prom}} = \frac{\left(\frac{2p}{\mu z}\right)_j + \left(\frac{2p}{\mu z}\right)_{j-1}}{2}$$

Ecuación 19

3. Calcular un gradiente de presión entre el valor de presión actual y el anterior.
4. Realizar el producto entre el paso anterior y la **Ecuación 19**.
5. Estimar el valor de la pseudopresión actual como la suma del paso anterior y la pseudopresión anterior, así:

¹¹ SPIVEY, John. P., & LEE, W. John. Applied well test interpretation. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 1-30.

¹² ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Gas Well Testing. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p. 30.

$$m(p)_j = \left(\frac{2p}{\mu z}\right)_j^* + m(p)_{j-1}$$

Ecuación 20

Presión al cuadrado: cuando los valores de presión son bajos, no es necesario realizar el proceso de linealización de la ecuación de difusividad, ya que, en este caso, se podría considerar la compresibilidad y viscosidad del gas como factores constantes, es decir, el gas se comporta como un fluido ligeramente compresible. Ciertamente no es común que suceda, sin embargo, es posible cuando se presentan valores de presión inferiores a los 2000 psi, para lo cual, se puede representar el comportamiento de dicho gas mediante una gráfica semilogarítmica.

- **Presión de fondo fluyente (P_{wf}):** existe un tercer caso que se puede presentar en el comportamiento del gas, y es cuando se tienen valores de presión altos, para lo cual, se asume que las ecuaciones utilizadas para líquido son también aplicables al gas, cuando se normaliza la presión. Este caso normalmente se presenta cuando la presión del gas es superior a los 3500 psi.
- **Síntesis directa de Tiab:** para hacer el análisis de una prueba de presión utilizando la síntesis directa de Tiab, es necesario recurrir a la gráfica de la derivada, la cual es un gráfico log-log del producto del tiempo por la derivada del diferencial de la pseudopresión ($t^* \Delta m(p)'$) en el eje y contra tiempo en el eje x. En esta gráfica es posible identificar 3 momentos, ETR, MTR y, en algunas ocasiones, LTR.

ETR: hace referencia a los tiempos tempranos de la gráfica, es decir, cuando se evidencian los efectos del almacenamiento en el pozo a causa de que este ha estado cerrado. En caso de que haya presencia de dichos efectos, se puede

identificar claramente una línea recta de pendiente unitaria en la gráfica de la derivada.

MTR: son los tiempos medios de la prueba antes de tocar los límites del yacimiento. Esta región se puede evidenciar como una línea recta de pendiente cero en la gráfica de la derivada.

LTR: se refiere a los tiempos tardíos de la prueba. Dependiendo del tiempo de la prueba de presión es posible que en algunas gráficas esta región no aparezca, sin embargo, puede presentarse como una línea recta de pendiente unitaria luego de la región de MTR, la cual indica que se ha alcanzado el estado pseudoestable, es decir, la onda de presión ha tocado todos los límites del yacimiento y estos son de no flujo.

Para las dos pruebas de presión anteriormente mencionadas se manejan cuatro tipos de gráficas en función del histórico de presión inicial: cartesiana, semilogarítmica, logarítmica y grafica de la derivada. Para el caso específico de la prueba PBU se utiliza el método de Horner (definido como la suma del tiempo de producción y el delta de tiempo dividido entre el delta de tiempo), y la aproximación del tiempo equivalente (definido como el cociente entre el producto y la suma del tiempo de producción de la prueba y cada delta de tiempo) para la gráfica de la derivada.

2.1.1.9. Pruebas de capacidad de entrega: Las pruebas de capacidad de entrega tienen como objetivo principal determinar el potencial de un pozo en condiciones específicas o, para desarrollar el sistema de curvas de entrada para el análisis del sistema.

En la mayor parte de estas pruebas las ecuaciones se encuentran en términos de la P^2 debido a que permiten una comparación más sencilla con los métodos más

antiguos de análisis de prueba de presión en pozos de gas que todavía se usan ampliamente.

Para presiones ≤ 2000 (psi) para flujos estabilizados se usa la siguiente ecuación¹³:

$$(P_{avg})^2 - P_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2$$

Ecuación 21

Donde:

P_{avg} : Presión promedio [psi]

P_{wf} : Presión de fondo fluyente [psi]

q_g : Caudal de gas [MMscfd]

a : Intercepto de la línea recta [adimensional]

b : Pendiente [adimensional]

$$a = \frac{1422 \mu_g Z T}{k_g h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

Ecuación 22

Donde:

μ_g : Viscosidad del gas [cP]

k_g : Permeabilidad del gas [mD]

r_e : Radio del yacimiento [ft]

r_w : Radio del pozo [ft]

s : Factor de skin [adimensional]

$$b = \frac{1422 \mu_g Z T D}{k_g h}$$

Ecuación 23

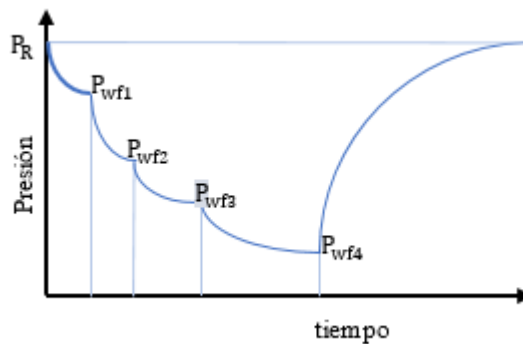
¹³ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Gas Well Testing. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p. 21.

La **Ecuación 21** es denominada como una ecuación de capacidad de entrega. Dado un valor de P_{wf} se determina el caudal de gas (q_g) del pozo, además, las constantes a y b se pueden determinar a partir de pruebas de flujo y, la presión promedio (P_{avg}) debe ser conocida.

Entre las pruebas de capacidad de entrega se destacan:

- **Prueba de flujo después de flujo:** esta prueba consiste en una serie de periodos en los que se aumenta la tasa de flujo del pozo y por consiguiente se disminuye su presión de fondo, proceso que se repite hasta tres o cuatro veces, hasta que finalmente el pozo es cerrado (flujo cero) y, en este sentido ocurre un restablecimiento de la presión hasta estabilizarse en la presión promedio del yacimiento como se evidencia en la **Figura 3**. La duración de cada flujo depende del tiempo que tendrá la presión en estabilizarse; una vez estabilizada se procede a variar la tasa (q_1, q_2, q_3, q_4) tal y como se describe gráficamente en la **Figura 4**¹⁴.

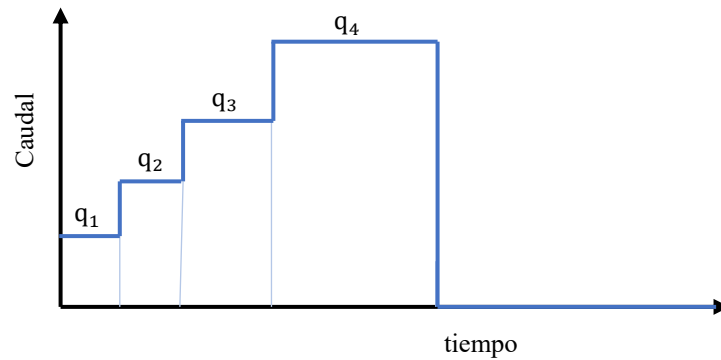
Figura 3. Presión vs tiempo de una prueba flujo después de flujo



Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 7.

¹⁴ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Deliverability Test. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p. 6.

Figura 4. Caudal vs tiempo de una prueba de flujo después de flujo



Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 7.

Método teórico: Para este método se realiza una gráfica de $\left[\frac{P_{avg}^2 - P_{wf}^2}{q_g} \right]$ vs q_g , de la cual se obtienen una serie de puntos de prueba que, posteriormente, pueden ser modelados mediante una regresión que se representa con una línea de tendencia recta. Dicha línea tiene una pendiente b e intercepto a , cuya representación matemática se muestra en la **Ecuación 24** y gráficamente se observa en la **Figura 5**. Debido a que este método es más preciso es posible extrapolar la línea recta para determinar el valor del AOF con menos error.

$$\left[\frac{P_{avg}^2 - P_{wf}^2}{q_g} \right] = a + bq_g$$

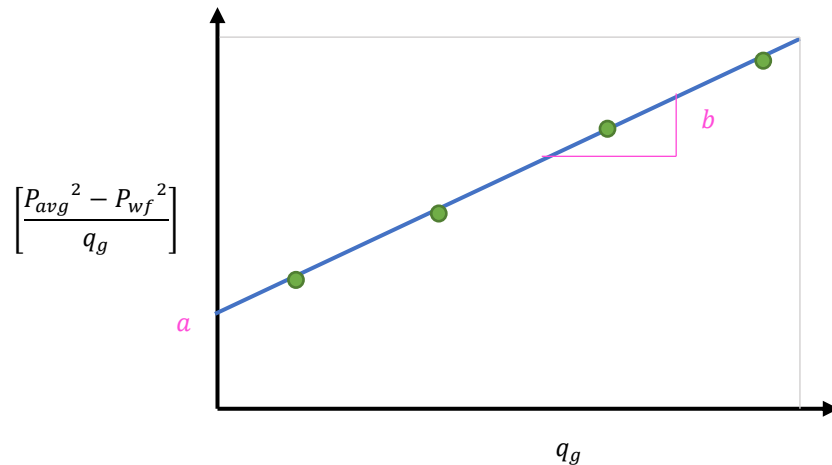
Ecuación 24

Procedimiento:

1. Hacer gráfica cartesiana de $\left[\frac{P_{avg}^2 - P_{wf}^2}{q_g} \right]$ vs q_g
2. Mediante un método numérico (e.j., mínimos cuadrados) obtener la mejor línea recta.
3. Calcular la pendiente, b .
4. Calcular el intercepto, a .
5. Reemplazar los valores de a y b en la **Ecuación 24**.

6. Obtener el AOF (*Absolute open flow*) usando una $P_{wf} = 14,7 \text{ psi}$ ¹⁵

Figura 5. Método teórico prueba flujo después de flujo



Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 15.

- **Prueba isócrona:** el objetivo de las pruebas isócronas es determinar la capacidad de entrega de un yacimiento de gas para generar una curva de presión y caudal estabilizados. Luego de obtener dichos parámetros es posible determinar el AOF del reservorio de manera gráfica teniendo en cuenta los diferentes valores de caudal de gas y sus respectivas presiones de fondo fluyente¹⁶.

Como se muestra en la **Figura 6** y **Figura 7** partiendo de una presión promedio (P_R) el pozo inicia su producción a una tasa fija (q_1) durante un tiempo definido (t), hasta obtener una presión estabilizada (P_{wf1}), momento en el cual se cierra el pozo hasta que la presión retorna al valor promedio. Luego de esto el pozo se hace fluir nuevamente a un caudal constante (q_2) durante un periodo de tiempo igual al primer

¹⁵ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Deliverability Test. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p.11.

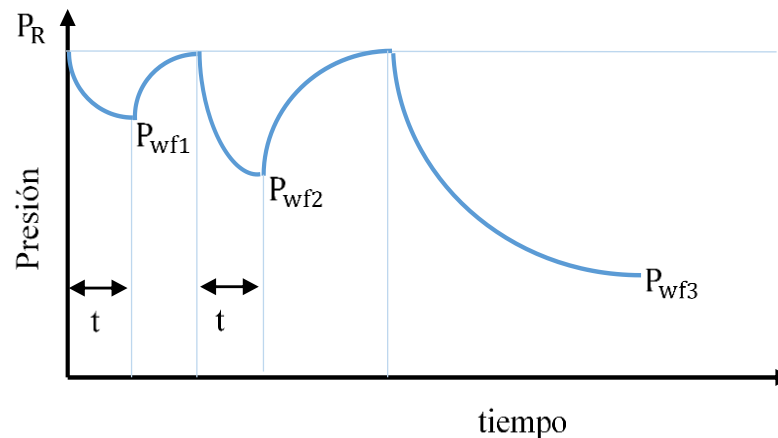
¹⁶ Ibid. p.17.

periodo de flujo, hasta alcanzar una presión de fondo (P_{wf2}), seguido de un nuevo cierre. Dicho procedimiento se realiza repetidas veces hasta un periodo final de flujo (q_3), el cual es mayor a los periodos de flujo anteriores para garantizar que se alcanza una presión estabilizada. Si esto no ocurre, de cualquier modo, se podrían predecir los parámetros estabilizados (presión y caudal) con el fin de determinar la capacidad de entrega del yacimiento, aunque con un mayor potencial de error.

Teniendo en cuenta lo anterior se deben considerar algunos puntos importantes:

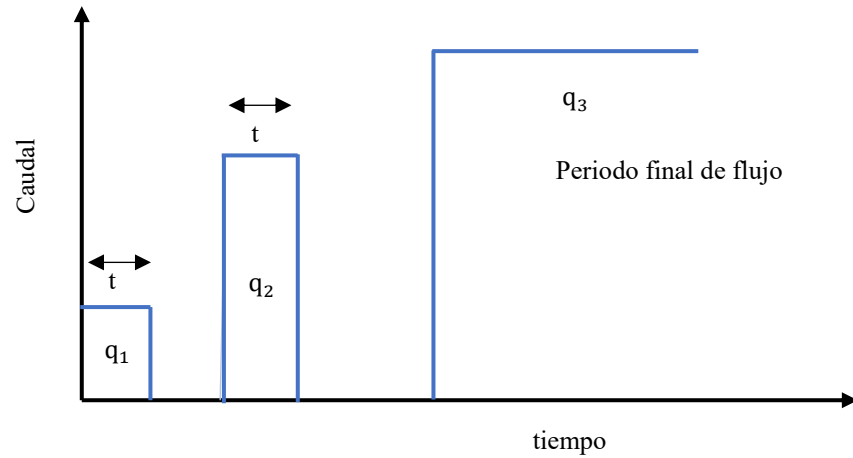
1. Los períodos de flujo de la prueba, a excepción del periodo final tienen la misma duración.
2. La duración de cada periodo de cierre depende del tiempo que tarde la presión de fondo en alcanzar el valor de la presión promedio ($P = P_R$).
3. Es deseable pero no esencial que al final del último periodo de flujo el pozo haya alcanzado la presión y caudal estabilizados.

Figura 6. Presión vs tiempo prueba isócrona



Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 20.

Figura 7. Caudal vs tiempo prueba isócrona



Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 20.

En la teoría las pruebas de capacidad de entrega se basan en ecuaciones que utilizan la pseudopresión, sin embargo, para mayor facilidad en este método se usarán ecuaciones en función de la presión al cuadrado.

Método teórico: el procedimiento para el análisis de una prueba isócrona se describe a continuación¹⁷:

1. Realizar la gráfica de $\left[\frac{P_{avg}^2 - P_{wf}^2}{q_g} \right]$ vs q_g incluyendo el punto de flujo extendido.
2. Al igual que en la prueba anterior, obtener la mejor línea recta, para los puntos de la prueba excluyendo el punto de flujo extendido.
3. Determinar la pendiente (b) de la línea recta obtenida en el paso 2.
4. Trazar una línea recta paralela a la línea del paso 2 que intercepte el punto de flujo extendido.

¹⁷ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Deliverability Test. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p.24.

5. Usando la información del punto de flujo extendido (también llamado punto estabilizado), determinar el intercepto (a) como se muestra en la **Ecuación 25** :

$$a = \frac{(P_{avg}^2 - P_{wf}^2)_s - bq_{gs}^2}{q_{gs}}$$

Ecuación 25

Donde:

P_{avg} : Presión promedio [psi]

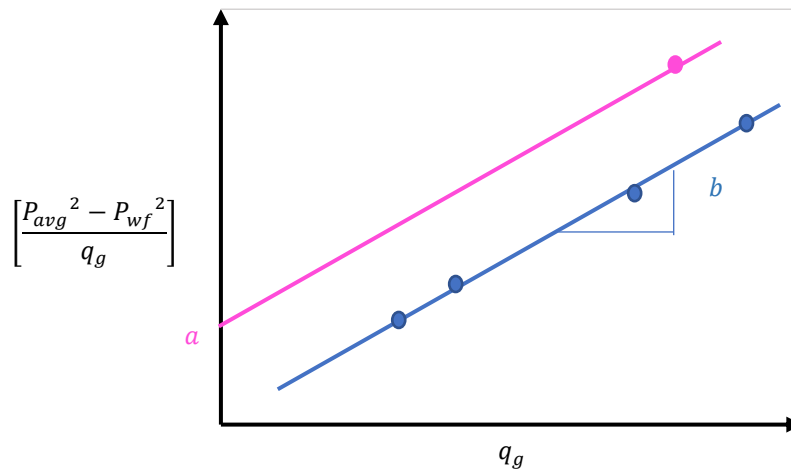
q_{gs} : Caudal de gas del punto estabilizado [MMscfd]

6. Finalmente con los parámetros a y b (determinados anteriormente), se procede a calcular el AOF del pozo siguiendo la **Ecuación 26** :

$$(P_{avg}^2 - P_{wf}^2) = aq_g + bq_g^2$$

Ecuación 26

Figura 8. Método teórico prueba isócrona



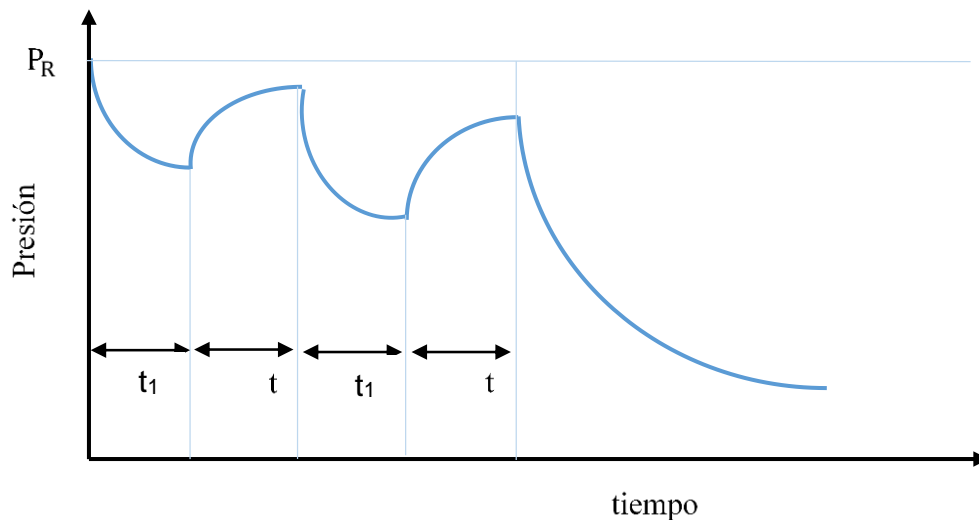
Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 23.

- **Prueba isócrona modificada:** el objetivo de una prueba isócrona modificada es obtener la misma información que se obtiene en una prueba isócrona (descrita

anteriormente), con la diferencia de que en la prueba isócrona modificada los periodos de cierre (t) deben ser mayores o iguales a los periodos de flujo (t_1) como se observa en la **Figura 9**, sin importar que al final de los periodos de cierre no se alcance la presión promedio. Si no se tiene el valor de la presión promedio, se toma el valor de presión registrado al final de el o los periodos de cierre con el fin de analizar la prueba como si fuese una isócrona¹⁸.

Debido a esto, numéricamente la prueba isócrona modificada tiene una menor exactitud que la prueba isócrona, sin embargo, esta prueba se usa ampliamente gracias a que su tiempo de duración es menor y por consiguiente resulta más factible en términos económicos. De acuerdo a lo anterior se considera que la prueba isócrona modificada es una buena aproximación de la prueba isócrona.

Figura 9. Presión vs tiempo prueba isócrona modificada



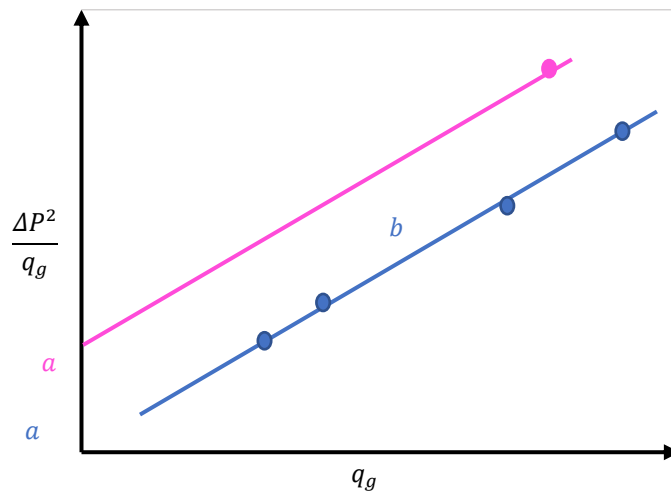
Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 31.

¹⁸ ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. Deliverability Test. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander 2019. p.30.

Método teórico: el procedimiento para el análisis de una prueba isócrona modificada se describe a continuación:

1. Se debe graficar $\left[\frac{\Delta P^2}{q_g}\right]$ vs q_g , incluyendo el punto de flujo extendido.
2. Al igual que en la prueba anterior, obtener la mejor línea recta, para los puntos de la prueba excluyendo el punto de flujo extendido.
3. Determinar la pendiente (b) de la línea recta obtenida en el paso 2.
4. Trazar una línea recta paralela a la línea del paso 2 que intercepte el punto de flujo extendido.
5. Usando la información del punto de flujo extendido (también llamado punto estabilizado), determinar el intercepto (a).
6. Finalmente, con los parámetros a y b (determinados anteriormente), se procede a calcular el AOF del pozo.

Figura 10. Método teórico prueba isócrona modificada.



Fuente: Gráfica editada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Deliverability Test [2019]. p. 34.

3. SOTWARE

El término software designa “todo componente intangible (y no físico) que forma parte de dispositivos como computadoras, teléfonos móviles o tabletas que permitan su funcionamiento”¹⁹. Además, “hace referencia a un programa o conjunto de programas, así como datos, procedimientos y pautas que permiten realizar distintas tareas en un sistema informático”²⁰.

Software es un término procedente del idioma inglés (partes blandas o suaves), que es aceptado por la Real Academia Española (RAE) y que no posee una traducción que se ajuste al contexto español, por lo cual es una palabra que se utiliza a menudo sin traducir.

Además, se hace necesario resaltar el concepto de software educativo el cual hace gran parte de este proyecto. Un software educativo es un programa diseñado con la finalidad de facilitar los procesos de enseñanza y aprendizaje; para poder considerarse como un software educativo debe cumplir con el objetivo de ser didáctico, necesitar un dispositivo digital para acceder, ser interactivo, tener la función de individualizar el trabajo y por último ser de fácil manejo²¹.

Considerando las definiciones anteriores el concepto software va más allá de los programas de computación en sus distintos estados. “Este término fue usado por primera vez en este sentido por John W. Tukey en 1957”²².

¹⁹ RAFFINO, M. Software. 2021.

²⁰ SIGNIFICADOS.COM. Software. 2019.

²¹ SIGNIFICADOS.COM. Software educativo. 2017.

²² OJEDA VARGAS, Diego Andrés y MARÍN RAMÍREZ, Jeferson. Herramienta software para el análisis de pruebas de presión. 2012. p. 32.

3.1. MARCO LEGAL

Según el marco legal en Colombia el Congreso de la República crea la Ley **1712** de **2014** “por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones”²³.

El objetivo de la ley anterior es regular el derecho de acceso a la información pública, los procedimientos para el ejercicio y garantía del derecho y las excepciones a la publicidad de información; donde se nombran otros principios de transparencia, de buena fe, de facilitación, de no discriminación, de gratitud, de celeridad, de eficacia, de la calidad de la información, de la divulgación proactiva de la información y de responsabilidad en el uso de la información.

Por otra parte, se hace importante nombrar el Decreto **1360** de **1989** “por el cual se reglamenta la inscripción del soporte lógico (software) en el Registro Nacional del Derecho de Autor”²⁴. El decreto anterior considera el soporte lógico como una creación propia del dominio literario.

3.2. CLASIFICACIÓN DE SOFTWARE

De forma genérica se pueden distinguir varios tipos de software en función del uso o utilidad²⁵:

3.2.1. Software de sistema: es el programa responsable de la ejecución de todas las aplicaciones necesarias para que un sistema opere correctamente. Suele

²³ COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1712 de 2014. Por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. 2021.

²⁴ COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Decreto 1360 de 1989. Por el cual se reglamenta la inscripción del soporte lógico (software) en el Registro Nacional del Derecho de Autor. Diario Oficial. 2021.

²⁵ SIGNIFICADOS.COM. Software. 2019.

confundirse con el sistema operativo, pero va más allá, ya que también incluye las herramientas de optimización, los controladores de dispositivo, herramientas de diagnóstico, herramientas de corrección y optimización, servidores y utilidades.

- 3.2.1.1.** Software de programación: es el conjunto de herramientas que permiten el desarrollo de nuevo software. Por ello, no suelen ser utilizadas por el usuario final sino por los programadores, Incluye, por mencionar los más importantes los compiladores, intérpretes, enlazadores, depuradores y editores de texto.
- 3.2.1.2.** Software de aplicación: es un programa diseñado para facilitar algunas tareas específicas para cualquier medio informático. Incluye aplicaciones para el control de sistemas y automatización industrial, aplicaciones ofimáticas, software educativo, software empresarial, bases de datos, telecomunicaciones, videojuegos, software médico, software de cálculo numérico y simbólico, software de diseño asistido (CAD), software de control numérico (CAM), entre otros.

3.3. PROCESO DE CREACIÓN DEL SOFTWARE

El proceso de creación de software “se define como el conjunto ordenado de actividades o pasos a seguir para la solución de un problema u obtención de un producto”²⁶. Estos pasos a seguir podrían llegar a dividirse en cuatro actividades fundamentales que son comunes para todos los procesos del software:

1. Especificación del software: donde se define el software a producir y las restricciones de su operación.
2. Desarrollo del software: donde el software se diseña y programa.

²⁶ OJEDA VARGAS, Diego Andrés y MARÍN RAMÍREZ, Jeferson. Herramienta software para el análisis de pruebas de presión. 2012. p. 34.

3. Validación de software: donde el software valida qué es lo que el usuario requiere.
4. Evolución del software: donde el software se modifica para adaptarlo a los cambios requeridos por el usuario y el mercado.

Las actividades anteriores dependerán del tipo de software a implementar y su dificultad, contemplando que se presentan escenarios diferentes para su desarrollo. Dentro del proceso de creación del software existen algunos procesos que permite a los programadores detectar errores lo antes posible, lo que conlleva a un trabajo más eficiente²⁷; entre dichos procesos se encuentran la definición de objetivos, el análisis de requisitos y viabilidad, el diseño general, diseño en detalle, programación, integración, pruebas (garantiza que el software cumple con las especificaciones iniciales), documentación e implementación.

Existen varios modelos de proceso los cuales describen de una forma simplificada el proceso de creación de software como lo son el modelo de flujo de trabajo, modelo de flujo de datos o de actividad y un modelo de roles; en el mismo sentido estos dependen en gran medida de los modelos de procesos o ciclos de vida. Estos modelos describen el desarrollo del software desde la fase inicial hasta la fase final. El ciclo de vida del software permite que los errores se detecten lo antes posible, permitiendo trabajar de una forma más eficiente, asegurando mayor calidad y en plazos de tiempo más reducidos²⁸.

²⁷ ESPINOZA, Andry. ¿Cómo se desarrolla el proceso en la fabricación de software? En: Netcommerce. Mayo 24, 2017. p. 1.

²⁸ Ibid. p. 1.

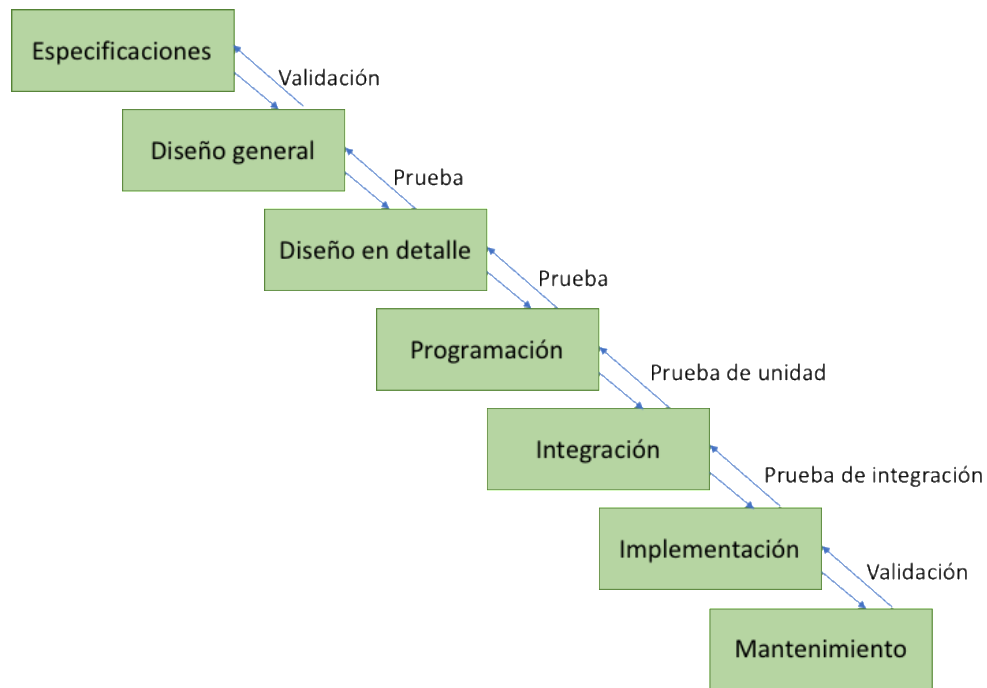
- 3.3.1.1.** Modelos de proceso o ciclo de vida del software: los procesos dentro del ciclo de vida pueden realizarse de maneras distintas, para el orden de actividades involucradas en el desarrollo de la herramienta software.
- 3.3.1.2.** Modelo cascada: representa las actividades como fases de procesos separados, tales como la especificación de requerimientos, el diseño del software, la implementación, las pruebas, etc. Después de que cada etapa queda definida se realiza una operación y mantenimiento, y el desarrollo continúa con la siguiente etapa.

Como se mencionó, las principales etapas de este modelo se transforman en actividades fundamentales de desarrollo:

- Análisis y definición de requerimientos: los servicios, restricciones y metas del sistema se definen a partir de las consultas con los usuarios.
- Diseño del sistema y software: el proceso de diseño del sistema divide los requerimientos en sistemas hardware y software. Establece una arquitectura completa del sistema. El diseño del software identifica y describe las abstracciones fundamentales del sistema software y sus relaciones.
- Implementación y prueba de unidades: Durante esta etapa, el diseño del software se lleva a cabo como un conjunto o unidades de programas. La prueba de unidades implica verificar que cada una cumpla su especificación.
- Integración y prueba del sistema: los programas o las unidades individuales de programas se integran y prueban como un sistema completo para asegurar que se cumplan los requerimientos del software. Después de las pruebas, el sistema software se entrega al cliente.
- Funcionamiento y mantenimiento: por lo general, esta es la fase más larga del ciclo de vida. El sistema se instala y se pone en funcionamiento práctico. El mantenimiento implica corregir errores no descubiertos en las etapas anteriores del ciclo de vida, mejorar la implementación de las unidades del

sistema y resaltar los servicios del sistema una vez que se descubren nuevos requerimientos.

Figura 11. Modelo cascada



Fuente: figura editada de ESPINOZA, Andry. ¿Cómo se desarrolla el proceso en la fabricación de software?. En: Netcommerce. Mayo 24, 2017. p. 1.

La **Figura 11** muestra un posible esquema del modelo en cuestión, recalando que este modelo difícilmente se utiliza de manera pura ya que es un modelo que implica el total y absoluto conocimiento de los requisitos, rigidez y etapas subsiguientes libres de errores, lo que implicaría un uso limitado. Sin embargo, existen algunas variantes que son actualmente utilizados por su eficacia y simplicidad, que permite pasar de un proceso a otro evitando errores lo que genera una retroalimentación entre etapas²⁹.

²⁹ OJEDA VARGAS, Diego Andrés y MARÍN RAMÍREZ, Jeferson. Herramienta software para el análisis de pruebas de presión. 2012. p. 39.

Las ventajas del modelo en cascada son que la documentación se produce en cada fase y que esta cuadra con otros modelos del proceso de ingeniería. Su principal problema es su inflexibilidad al dividir el proyecto en distintas etapas. Se deben hacer compromisos en las etapas iniciales, lo que hace difícil responder a los cambios en los requerimientos del cliente.

Como en todo existen algunas desventajas de este modelo que ponen en duda su eficacia, no obstante, continúa siendo uno de los más utilizados en la ingeniería de software.

3.3.1.3. Desarrollo iterativo / evolutivo: este enfoque entrelaza las actividades de especificación, desarrollo y validación. Un sistema inicial se desarrolla rápidamente a partir de especificaciones muy abstractas. Éste se refina basándose en las peticiones del cliente para producir un sistema que satisfaga dichas necesidades. De forma alternativa, se puede re implementar utilizando un enfoque más estructurado para producir un sistema más sólido.

Figura 12. Actividades concurrentes



Fuente: figura editada de SOMMERVILLE, Ian. Software Engineering, Traducido por ALFONSO GALIPIENSO, María Isabel, et al. Ingeniería del software. Séptima edición. 2005. p. 102.

La **Figura 12** muestra el desarrollo iterativo y su funcionamiento, en donde se permite la entrega de versiones parciales la cual se basa en la idea de desarrollar una implementación inicial, exponiéndola a comentarios para su debida actualización o modificación que permita obtener la mejor versión o versión final.

Existen dos tipos de desarrollo iterativo o evolutivo, el desarrollo exploratorio se basa en el trabajo en conjunto con el usuario, y los prototipos desechables que se enfocan más en el trabajo individual cumpliendo con los requerimientos para el sistema³⁰.

En algunos casos el enfoque iterativo o evolutivo suele ser más efectivo que el enfoque en cascada, ya que satisface las necesidades de los usuarios.

3.3.2. Identificación de requerimientos: los requerimientos de un software reflejan las necesidades de los usuarios que ayude a resolver algún problema o en este caso interpretar información.

Existen dos tipos de requerimientos:

- Los requerimientos de usuario: son declaraciones, en lenguaje natural y en diagramas, de los servicios que se espera que el sistema proporcione y de las restricciones bajo las cuales debe funcionar.
- Los requerimientos del sistema: estos establecen con detalle las funciones, servicios y restricciones operativas del sistema. Dichos requerimientos deben ser precisos y definir exactamente lo que se va a implementar³¹.

³⁰ SOMMERVILLE, Ian. Software Engineering, Traducido por ALFONSO GALIPIENSO, María Isabel, *et al.* Ingeniería del software. Séptima edición. 2005. p. 107.

³¹ Ibid. p. 108.

Para la identificación de los requerimientos mencionados existe un proceso general el cual corresponde a cuatro subprocesos:

1. Estudio de viabilidad: el cual evalúa si el sistema es útil.
2. Obtención y análisis: en este se identifican o descubren los requerimientos.
3. Especificación: consiste en la transformación de dichos requerimientos en formularios estándar.
4. Validación: es la verificación de que los requerimientos realmente definen el sistema que se quiere.

3.3.3. Diseño del software: este paso es fundamental para el desarrollo del software ya que consta de cinco etapas a tener en cuenta, entre las cuales se encuentran:

- Análisis de requerimientos: es la primera etapa en el proceso de diseño del software, en la cual el usuario define las tareas que requiere que la herramienta realice, de tal modo que el programador establezca la viabilidad de dichos requerimientos desde el punto de vista de programación.
- Programación: una vez definidos los requerimientos del software y analizada su viabilidad, se procede a codificar las tareas deseadas en la etapa anterior, de tal forma que se puedan ejecutar correctamente. Para esto, el programador establece el tipo de lenguaje de programación a utilizar con su respectiva sintaxis y traduce a lenguaje de codificación los requerimientos del software.
- Prueba: en esta etapa, el programador considera que ya se ha codificado la totalidad de los requerimientos del software, no obstante, se hace necesario analizar el correcto funcionamiento del código, con el fin de identificar posibles errores que los programadores hayan pasado por alto en su momento. Para esto, se realiza una prueba unitaria, en donde se analiza cada sección del

software por separado para, posteriormente, ejecutarlas todas en una misma corrida (prueba integral) y así confirmar el correcto funcionamiento de estas en conjunto, o en su defecto, identificar errores para ser corregidos. Adicional a esto, existe otro tipo de prueba denominada *Beta Test*, la cual consiste en involucrar un agente externo con las competencias de programación necesarias para la revisión del código y así obtener un concepto más especializado en cuanto a lo que se debe corregir.³²

- Documentación: consiste en documentar el proceso de desarrollo del software mediante el diseño de unos manuales técnico y de usuario, con el fin de instruir a la persona interesada tanto en el funcionamiento de la herramienta como en los códigos que fueron utilizados para su programación.
- Mantenimiento: en vista de que la herramienta ya ha pasado por filtros de control, es poco probable que se encuentren errores luego de esto, sin embargo, es posible que suceda. Este proceso permite realizar modificaciones tanto de interfaz gráfica como de codificación del software a modo de mantenimiento.

De acuerdo a la clasificación descrita anteriormente, la herramienta GWT se considera un software de aplicación educativo diseñado para la optimización del análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas, proceso que usualmente se realiza en Excel. La creación de la herramienta se basó en un modelo tipo cascada partiendo de unas especificaciones según los requerimientos de los usuarios interesados en el tema. Con esto se realizó un diseño general de las interfaces del programa, para posteriormente detallar y mejorar cada una de estas con el fin de que fueran lo más amigable al usuario.

³² OJEDA VARGAS, Diego Andrés y MARÍN RAMÍREZ, Jeferson. Herramienta software para el análisis de pruebas de presión. 2012. p. 65-66.

4. HERRAMIENTA GAS WELL TESTING (GWT)

Figura 13. Interfaz inicial herramienta software Gas Well Testing



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

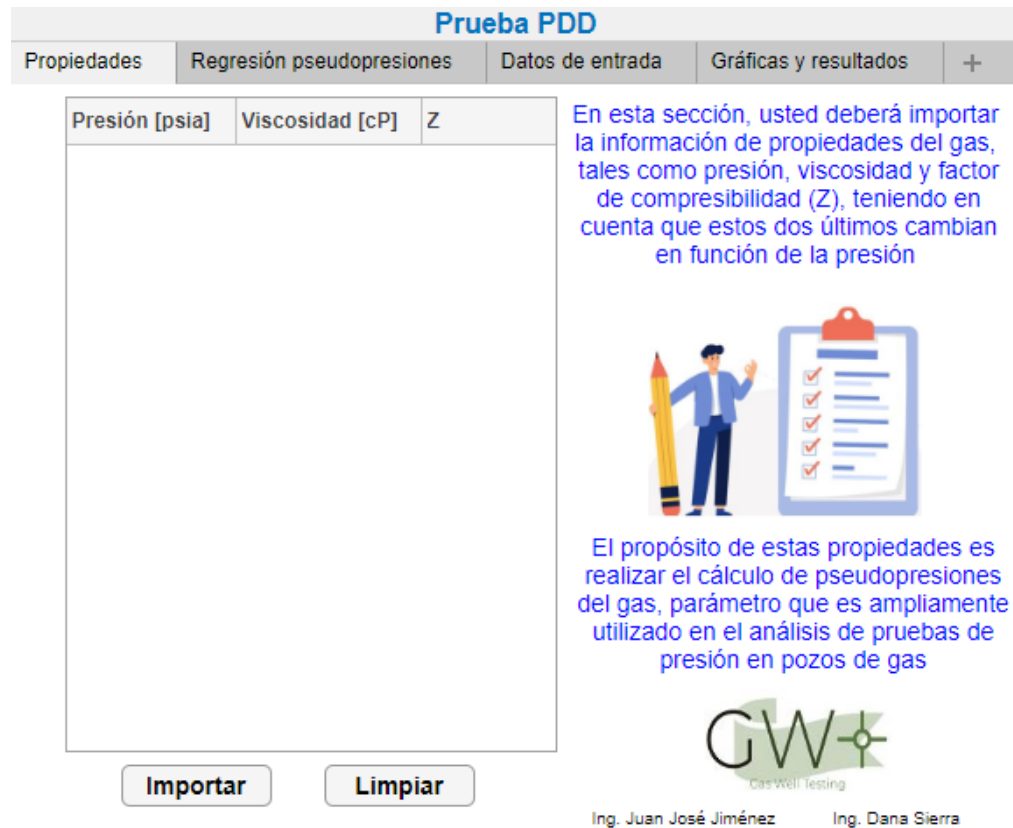
4.1. DISEÑO GWT

Para el diseño inicial de la herramienta, se contempló el cálculo del daño y permeabilidad del yacimiento para las pruebas de descenso y aumento de presión (PDD y PBU, respectivamente), al igual que el AOF (*Absolute Open Flow*) del pozo en las pruebas de capacidad de entrega. A partir de esta idea, se determinó la viabilidad del desarrollo de dichos requerimientos en la herramienta AppDesginer de Matlab®. La interfaz inicial de esta herramienta se puede observar en **Figura 13**.

4.1.1. Prueba PDD

Para esta prueba, los requerimientos que se tuvieron en cuenta fueron la obtención de la permeabilidad y el daño del yacimiento, parámetros obtenidos gracias a 3 gráficas: semilogarítmica, logarítmica y una gráfica de la derivada, las cuales, a su vez, tuvieron como punto de partida un histórico de presión, datos de la roca y los fluidos del yacimiento (que, en este caso, se considera únicamente la presencia de gas).

Figura 14. Interfaz prueba de presión PDD



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

AppDesigner permitió realizar un diseño general de lo que sería la interfaz gráfica de GWT, utilizando cuadros de texto numérico, botones de ejecución (*push buttons*), tablas, paneles, gráficas, etiquetas de texto e imágenes. Principalmente se programaron los botones de ejecución para la obtención de tablas, gráficas y

resultados numéricos, utilizando el lenguaje de programación propio de Matlab® (lenguaje M), al igual que la librería de “toolboxes” (*toolbox library*). Esta prueba cuenta con 4 secciones: propiedades, regresión pseudopresiones, datos de entrada así como gráficas y resultados **Figura 14**, las cuales se describen en el manual de usuario. Luego del análisis de la prueba, se obtienen los resultados ya mencionados mediante los métodos de solución establecidos en el capítulo 1 (presión de fondo, pseudopresión, presión cuadrática y presión ajustada).

Posteriormente, se realizaron pruebas unitarias de las secciones de la prueba PDD, las cuales comprenden un barrido por las gráficas obtenidas (semilogarítmica, logarítmica y derivada) hasta obtener los resultados esperados de acuerdo a los datos de entrada. En este punto, se identificaron y corrigieron algunos errores en la digitación de las ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad del yacimiento y la presión a 1 hora de prueba; gracias a que los resultados fueron corroborados con los obtenidos en Excel.

Para validar el correcto funcionamiento del software, se compararon los resultados de ejercicios de pruebas PDD, PBU y capacidad de entrega (tomados de la literatura) con los obtenidos por la herramienta.

4.1.1.1. Ejercicio comparación PDD: como se mencionó la prueba PDD parte de un histórico de presión (P_{wf} vs. Tiempo). Un ejemplo de este, se encuentra en la **Tabla 1**. Adicional a esto, en la **Tabla 2** se presentan las propiedades de la roca y el fluido: caudal de gas, temperatura en fondo de pozo, presión de fondo inicial, porosidad de la roca, compresibilidad total (roca y fluidos), espesor de la zona productora, radio del pozo, viscosidad inicial del gas, gravedad específica del gas y factor volumétrico de formación.

Tabla 1. Histórico de presión para una prueba PDD

TIEMPO (HORAS)	PWF [PSIA]	TIEMPO (HORAS)	PWF [PSIA]
0	5000	4,176	3306
0,021	4407	6,246	3278,4
0,042	4121,6	8,352	3261,7
0,084	3829,2	10,44	3247,8
0,146	3639,6	12,528	3236,6
0,209	3556,4	14,616	3225,5
0,418	3464,6	16,704	3217,2
0,626	3432,1	18,792	3211,6
0,835	3410,4	20,88	3203,2
1,044	3394	41,76	3185,7
1,46	3372,1	62,64	3161
2,088	3347,4	100,44	3104,5

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019]. p. 40.

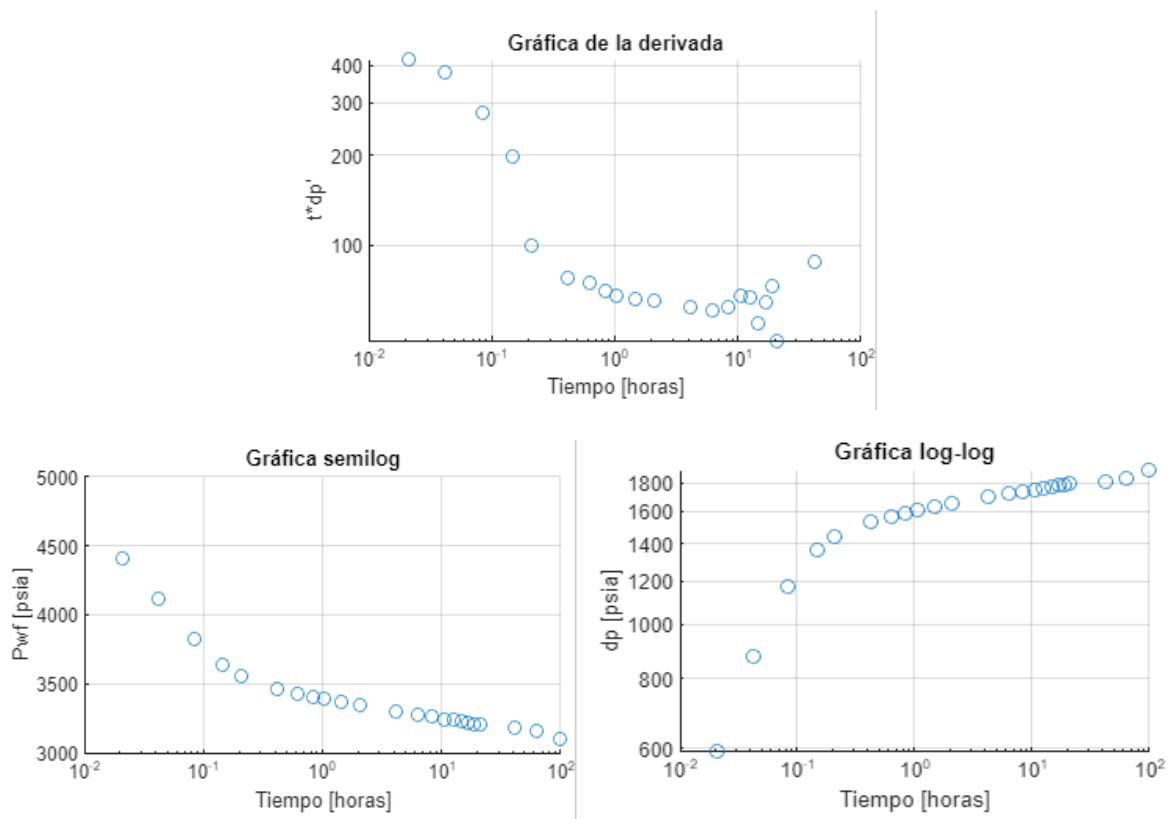
Tabla 2. Propiedades de roca y fluidos para una prueba PDD

PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Q [MMscfd]	5000
Temp [°F]	255
P inicial [psi]	5000
Porosidad (%)	0,1
Ct [1/psi]	1,31E-04
Espesor [ft]	12,4
Radio pozo [ft]	0,333333333
μ inicial [cp]	0,0253
Sg gas	0,655
FVF [ft ³ /scf]	0,000728

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019]. p. 40.

Posteriormente, como se mencionó en el capítulo 2 se obtienen tres gráficas: derivada, semilogarítmica y logarítmica. La gráfica semilog es una representación del histórico de presión, cuyo eje x se encuentra en escala logarítmica. La gráfica Log-log indica la variación de la presión de fondo en función del tiempo, cuyos dos ejes se encuentran en escala logarítmica y la gráfica de la derivada muestra la presión de fondo con respecto al logaritmo natural del tiempo, como se evidencia en la **Figura 15**.

Figura 15. Gráficas obtenidas de la prueba PDD.



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

Finalmente, los resultados obtenidos por el software mediante el método de pseudopresiones se presentan en la **Tabla 3** los cuales son: permeabilidad del yacimiento (k), pseudopresión a una hora de prueba (m(p)), coeficiente de flujo no Darcy (D), factor de turbulencia Forchheimer (B), daño mecánico (S) y daño total

(S'). Los parámetros de permeabilidad y factor de daño se obtuvieron utilizando las ecuaciones de la **Figura 16**.

Figura 16. Ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad y el daño - PDD

Ecuaciones
$k = \frac{1637 * Q_g * T}{m * h}$ $S = 1,151 \left[\frac{m(p)_i - m(p)_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i C_{ti} r_w^2} \right) + 3,23 \right]$

Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

Tabla 3. Resultados ejercicio de comparación prueba PDD

RESULTADOS	
K [mD]	7.458
m(p) @ 1 hora de prueba [psi²/cP]	8.032*10 ⁸
D [D/Mscf]	0.0005825
B [ft⁻¹]	5.617*10 ⁹
S'	9.461
S	6.548

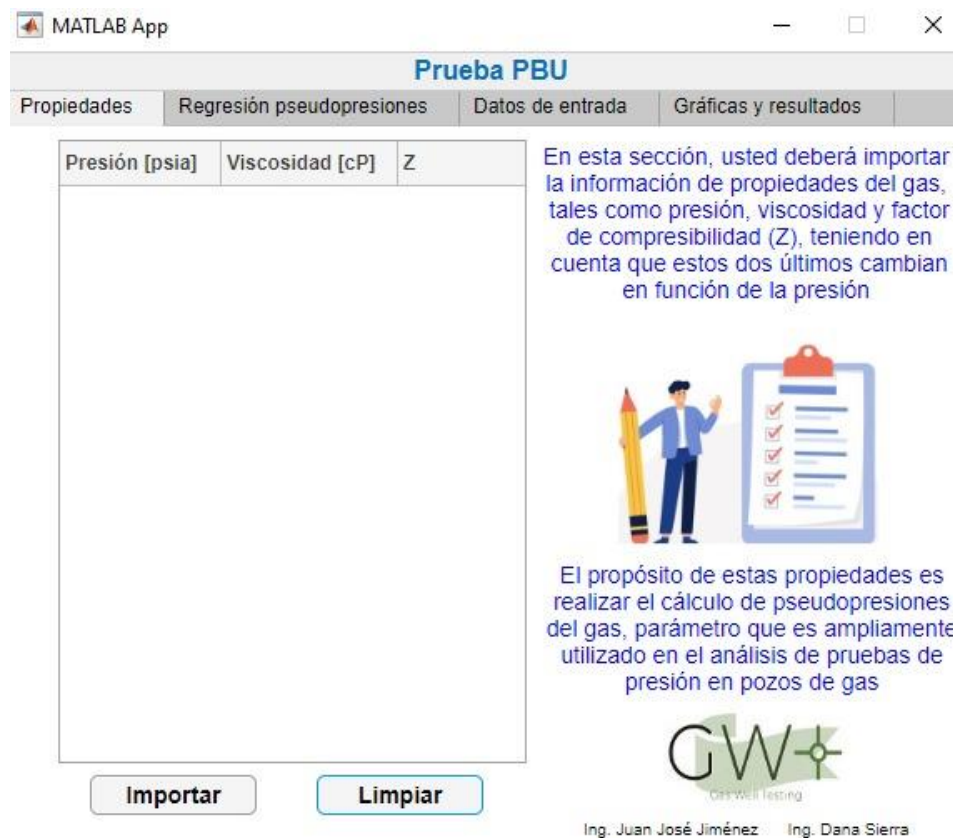
Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

Cabe recordar que además del método de pseudopresiones también existen otros tres métodos mediante los cuales se pueden dar solución a la prueba PDD, sin embargo, el método de pseudopresiones es el más acertado sin importar el rango de presiones con el cual se trabaje.

4.1.2. Prueba PBU

Los requerimientos de la prueba PBU son los mismos que para la prueba PDD. Principalmente para las gráficas que comprende esta prueba se introducen dos variables nuevas: el tiempo de Horner y el tiempo equivalente (como ya se mencionó en el capítulo 1). La interfaz cuando se va a hacer uso de esta prueba se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17. Interfaz prueba de presión PBU



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

4.1.2.1. Ejercicio comparación PBU: Al igual que para la prueba PDD, se parte de un histórico de presión (P_{ws} vs. delta de Tiempo), datos que se encuentran en la **Tabla 4** para obtener valores de los mismos parámetros considerados en la prueba PDD.

Tabla 4. Histórico de presión para una prueba PBU

ΔT [horas]	PWS [psi]	ΔT [horas]	PWS [psi]	ΔT [horas]	PWS [psi]
0	2605,93	0,1844	2849,77	4,105	2967,04
0,001	2610,68	0,2085	2857,15	4,619	2970,5
0,0021	2615,82	0,2355	2864,01	5,198	2973,92
0,0034	2621,38	0,266	2870,4	5,848	2977,3
0,0048	2627,4	0,3002	2876,36	6,581	2980,65
0,0064	2633,91	0,3387	2881,96	7,404	2983,97
0,0082	2640,91	0,3821	2887,24	8,331	2987,24
0,0102	2648,43	0,4308	2892,26	9,373	2990,48
0,0125	2656,46	0,4857	2897,05	10,55	2993,66
0,0151	2665,46	0,5474	2901,66	11,87	2996,79
0,018	2674,09	0,6188	2906,11	13,35	2999,87
0,0212	2683,65	0,6949	2910,42	15,02	3002,89
0,0249	2693,68	0,7828	2914,63	16,9	3005,84
0,029	2704,12	0,8816	2918,73	19,01	3008,71
0,0336	2714,93	0,9928	2922,76	21,39	3011,5
0,0388	2726,04	1,118	2926,71	24,06	3014,19
0,0447	2737,36	1,259	2930,6	27,07	3016,78
0,0512	2748,81	1,417	2934,43	30,46	3019,25
0,0587	2760,29	1,595	2938,21	34,26	3021,59
0,067	2771,7	1,796	2941,94	38,55	3023,78
0,0764	2782,94	2,021	2945,64	43,37	3025,8
0,0869	2793,89	2,275	2949,29	48,79	3027,65
0,0988	2804,48	2,56	2952,91	54,79	3029,27
0,1121	2814,62	2,881	2956,49	60,79	3030,55
0,1271	2824,25	3,242	2960,04	66,79	3031,56
0,144	2833,33	3,648	2963,56	72	3032,27
0,163	2841,84				

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [ejercicio propuesto]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019].

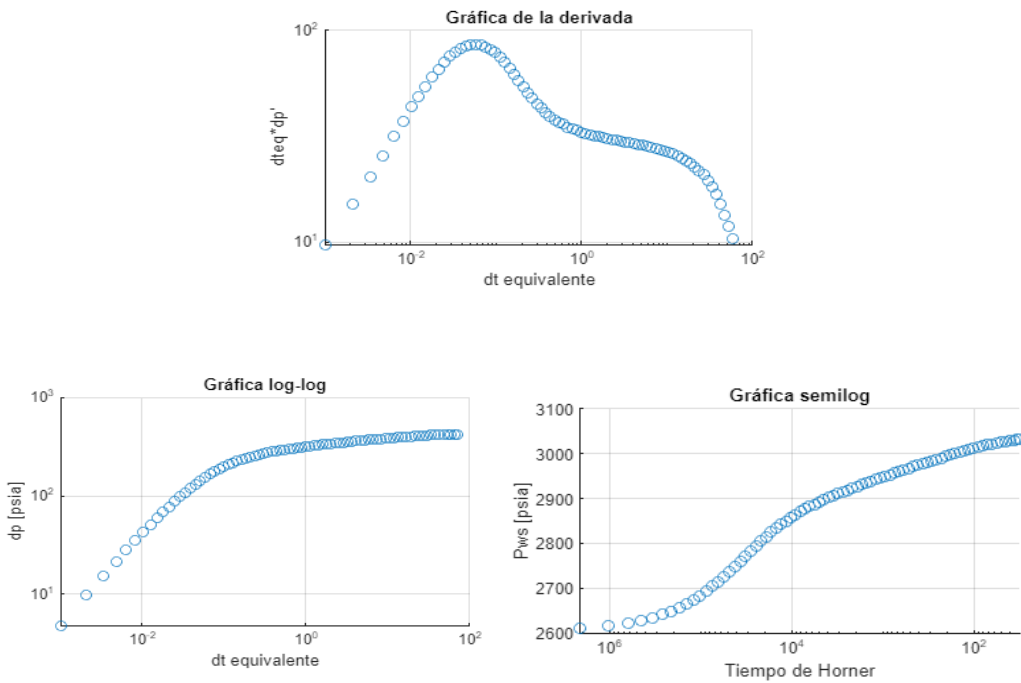
Las gráficas obtenidas en la **Figura 18** y los datos de roca y fluido que se deben ingresar (**Tabla 5**) son los mismos que en la prueba PDD, con la diferencia que, para PBU se considera una nueva variable llamada tiempo de producción de la prueba (tp).

Tabla 5. Propiedades de roca y fluidos para una prueba PBU.

PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Q [MMscfd]	100
Temp [°F]	255
P inicial [psi]	2605
Porosidad	0,2
Ct [1/psi]	1,02E-05
Espesor [ft]	25
Radio pozo [ft]	0,25
μ inicial [cp]	2.24
tp [horas]	2160
Sg gas	0,76
FVF [ft ³ /scf]	0,000728

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019]. p. 40.

Figura 18. Gráficas obtenidas de la prueba PBU.



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

Al igual que en la prueba PDD los resultados obtenidos en el software mediante las ecuaciones de la **Figura 19** para la prueba PBU se presentan en la **Tabla 6**.

Figura 19. Ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad y el daño – PBU

Ecuaciones
$k = \frac{162,6 * Q_g * B_{gi} * \mu_i}{m * h}$
$S = 1,151 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_i C_{ti} r_w^2} \right) + 3,23 \right]$

Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

Tabla 6. Resultados prueba PBU

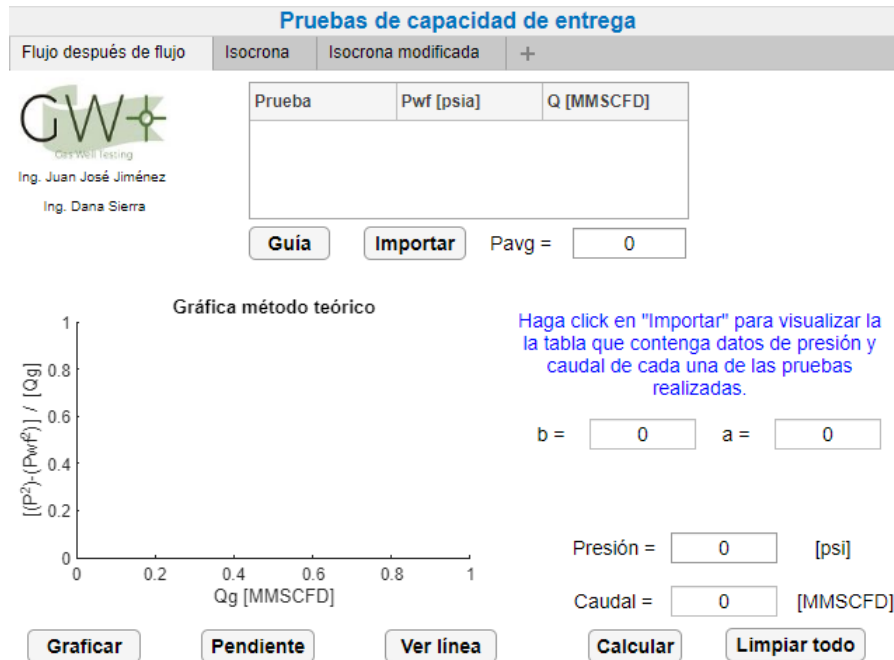
RESULTADOS	
K [MD]	24.03
Pws @ 1 HORA DE PRUEBA [PSI]	2923
D [D/MSCF]	2.002e-07
B [FT-1]	6.916e+07
S	-0.2387
S'	-0.2387

Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

4.1.3. Pruebas de capacidad de entrega

El requerimiento principal de las pruebas de capacidad de entrega es el cálculo del AOF (*Absolute Open Flow*) del pozo, el cual se puede obtener mediante las pruebas de flujo después de flujo, isócrona e isócrona modificada.

Figura 20. Interfaz pruebas de capacidad de entrega – Flujo después de flujo.



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

La codificación de las pruebas de capacidad de entrega también fue realizada utilizando la librería de toolbox de AppDesigner (lenguaje M).

4.1.3.1. Ejercicio de comparación prueba flujo después de flujo: para esta prueba se pone en producción el pozo a determinadas tasas (Q) y se registra la presión de fondo (Pwf). Cada uno de estos periodos de flujo se conocen como pruebas unitarias y son la base de esta prueba. Un ejemplo se presenta en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Datos prueba flujo después de flujo

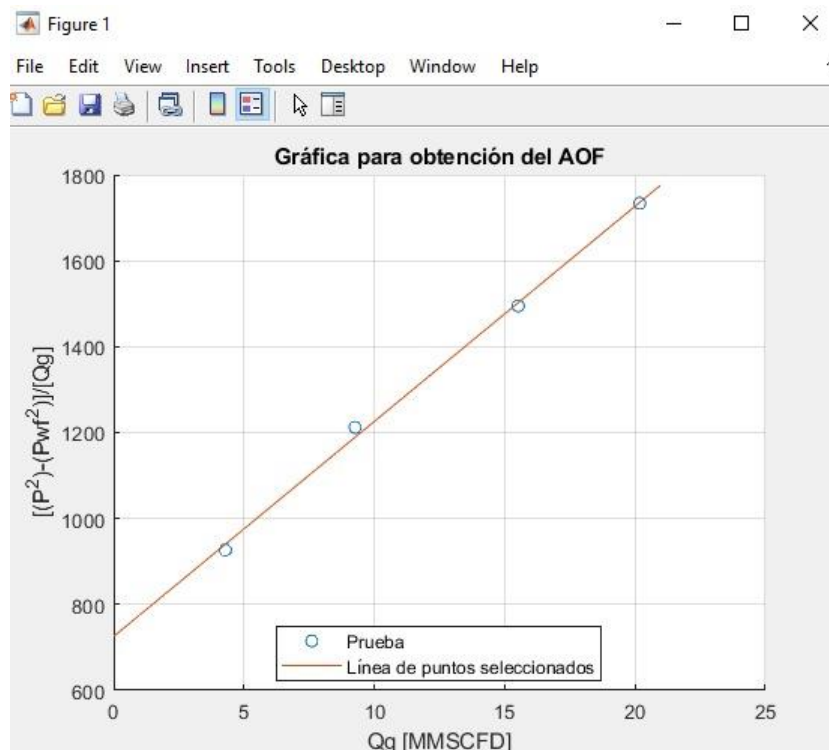
PRUEBA	PWF	Q [MMSCFD]
1	403,1	4,288
2	394	9,265
3	378,5	15,52
4	362,6	20,177

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [ejercicio propuesto]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019].

Como se muestra en la **Figura 5** (capítulo 1) la gráfica del método teórico relaciona en el eje X el caudal y en el eje Y la diferencia de la presión promedio al cuadrado y la presión de fondo al cuadrado dividido entre el caudal. Para los datos de la **Tabla 7** se presenta la gráfica del método teórico en la **Figura 21**.

En este sentido el valor del caudal se obtiene al calcular la raíz positiva de una ecuación cuadrática de la forma $ax^2 + bx + c$, donde a es la pendiente de la línea recta, b es el intercepto y c es la diferencia cuadrática entre la presión atmosférica y la presión promedio. Teniendo en cuenta esto, el AOF del pozo (presión de 14,7 psi) para esta prueba es de **50.83 MMSCFD**.

Figura 21. Gráfica para obtención del AOF, prueba flujo después de flujo.



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

4.1.3.2. Ejercicio de comparación prueba isocrona: la prueba isocrona tiene como punto de partida una serie de periodos de flujo y cierre, en donde se registra la presión de fondo (Pwf), presión de cierre (Pws) y la duración de todos estos, al igual que el caudal (QG, el cual es cero para periodos de cierre y diferente de cero para periodos de flujo). Se debe cumplir que la duración de los periodos de flujo sea la misma. Además de esto en la prueba se tiene un periodo de flujo extendido, cuya duración se prolonga hasta que se logre una estabilización de la presión de fondo. A modo de ejemplo se presentan estos datos en la **Tabla 8**.

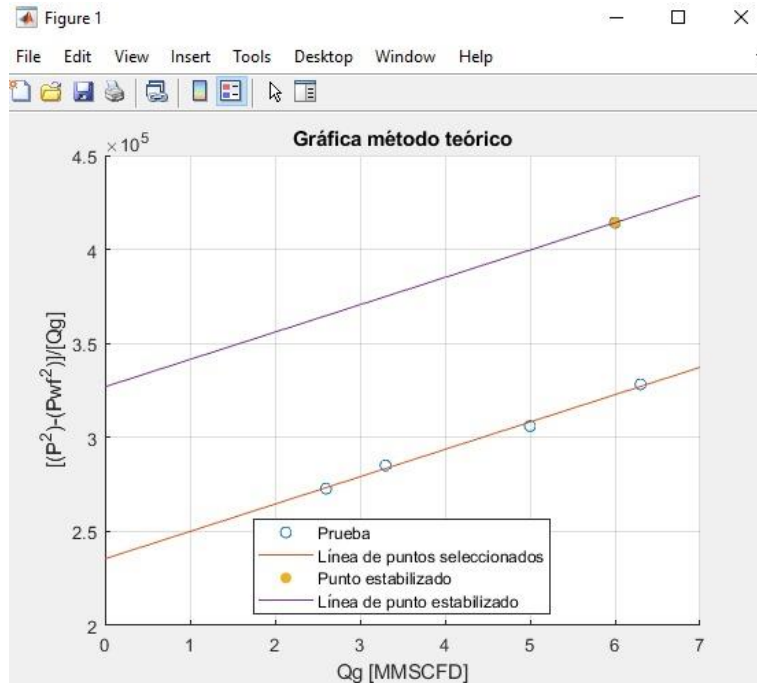
Tabla 8. Datos prueba isócrona

PRUEBA	DURACIÓN [HORAS]	PWF O PWS [PSIA]	QG [MMSCFD]
Cierre inicial	48	1952	0
Primer flujo	12	1761	2,6
Primer cierre	15	1952	0
Segundo flujo	12	1694	3,3
Segundo cierre	17	1952	0
Tercer flujo	12	1510	5
Tercer cierre	18	1952	0
Cuarto flujo	12	1320	6,3
Flujo extendido	72	1151	6
Cierre final	100	1952	0

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [ejercicio propuesto]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019].

Posteriormente la gráfica del metodo teórico que describe la **Tabla 8** se presenta en la **Figura 22**, en donde se logra visualizar el punto del flujo extendido (punto estabilizado) separado de los puntos de la prueba.

Figura 22. Gráfica para obtención del AOF, prueba isócrona.



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing.

Para el cálculo del caudal del pozo en esta prueba, se realiza el mismo proceso de solución de la ecuación cuadrática que en la prueba flujo después de flujo, con la diferencia de que en este caso el parámetro b es el intercepto de la línea del punto estabilizado. Dicho esto, el AOF en esta prueba es de **8.465 MMSCFD**.

4.1.3.3. Ejercicio de comparación prueba isocrona modificada: la base de esta prueba es exactamente igual a la de la prueba isócrona, con la diferencia de que en este caso la duración de los periodos de flujo y cierre debe ser la misma entre sí, y la duración de los cierres no puede ser menor a la de los flujos (sin tener en cuenta el flujo extendido) como se presenta en la **Tabla 9**.

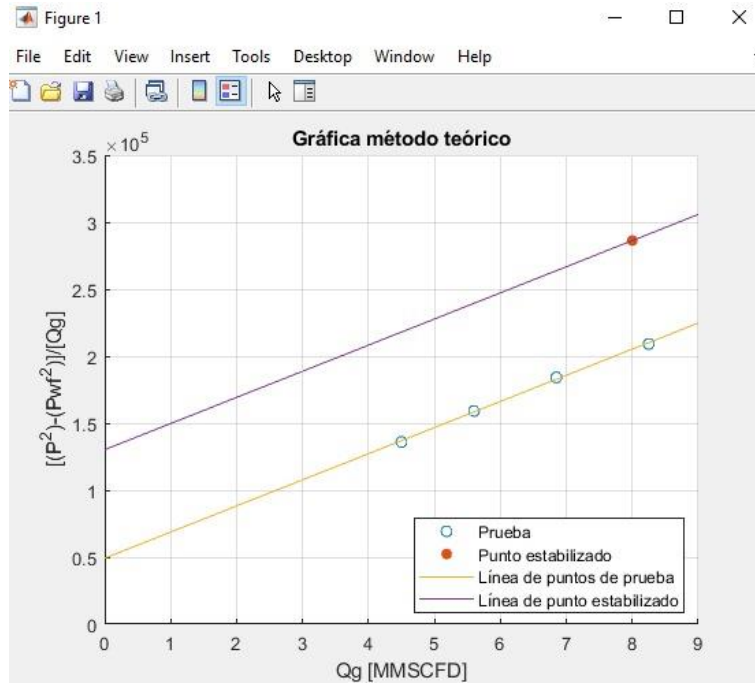
Tabla 9. Datos prueba isócrona modificada

PRUEBA	DURACIÓN [HORAS]	PWF O PWS [PSIA]	QG [MMSCFD]
cierre inicial	20	1948	0
primer flujo	12	1784	4,5
primer cierre	12	1927	0
segundo flujo	12	1680	5,6
segundo cierre	12	1911	0
tercer flujo	12	1546	6,85
tercer cierre	12	1887	0
cuarto flujo	12	1355	8,25
flujo extendido	81	1233	8
cierre final	120	1948	0

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [ejercicio propuesto]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019].

La gráfica que describe los datos anteriores se presenta en la **Figura 23** donde nuevamente se evidencia el punto de flujo extendido separado de los demás periodos de flujo.

Figura 23. Gráfica para obtención del AOF, prueba isócrona modificada.



Fuente: Herramienta software Gas Well Testing

El caudal del pozo se calcula de la misma forma que en la prueba isócrona. Para este caso, el AOF es de **11.03 MMSCFD**.

5. CONCLUSIONES

- El software GWT permite al usuario analizar las diferentes pruebas de presión en pozos productores de gas (PDD, PBU y capacidad de entrega).
- La herramienta describe mediante gráficas de presión y tiempo los modelos matemáticos que son aplicables a los escenarios definidos en el capítulo 1.
- Los parámetros de permeabilidad y factor de skin (en las pruebas PDD y PBU) y el caudal o AOF del pozo (en las pruebas de capacidad de entrega) que se obtienen mediante la solución de las ecuaciones respectivas para cada prueba con GWT son una estimación de los valores reales partiendo del histórico de producción y los intervalos seleccionados sobre las gráficas para la obtención de pendientes de línea recta.
- Se realizaron ejercicios de la literatura en Excel, cuyos resultados fueron comparados con los obtenidos por el software GWT para así reafirmar la veracidad de los mismos, siempre y cuando los datos hayan sido correctamente seleccionados y digitados.
- Se elaboraron los manuales técnico y de usuario para que todo aquel que haga uso de la herramienta tenga en cuenta ciertas consideraciones e indicaciones para su correcto funcionamiento.

6. RECOMENDACIONES

- Extender el alcance de la herramienta software para el análisis de límites del yacimiento contactados por la onda expansiva de caída de presión, con fines de conocer el área de drenaje.
- Se recomienda ampliar el alcance de la herramienta a una tasa variable en pozos productores de gas.

BIBLIOGRAFÍA

COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA. *Decreto 1360 de 1989. Por el cual se reglamenta la inscripción del soporte lógico (software) en el Registro Nacional del Derecho de Autor*. Diario Oficial. 2021. Disponible en: [Decreto 1360 de 1989 - Gestor Normativo - Función Pública \(funcionpublica.gov.co\)](#)

COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA. *Ley 1712. Por medio de la cual se crea la Ley de Transparencia y del Derecho de Acceso a la Información Pública Nacional y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial. 2021. Disponible en: [Ley 1712 de 2014 - Gestor Normativo - Función Pública \(funcionpublica.gov.co\)](#)

Ecuación de difusividad [en línea]. Comunidad Petrolera, febrero 2008. Disponible en: <https://lacomunidadpetrolera.com/2008/02/ecuacin-de-la-difusividad.html>

ESPINOZA, Andry. *¿Cómo se desarrolla el proceso en la fabricación de software?*. En: Netcommerce. Mayo 24, 2017. Disponible en: [¿Cómo se desarrolla el proceso en la fabricación de software? - Blog Netcommerce](#)

HORNE, Roland. N. *Modern Well Test Analysis*. Estados Unidos, 1995. ISBN 0-9626992-0-9.

LEE, John; ROLLINS., John & SPIVEY, John. P. *Pressure transient testing*. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2003. ISBN 1-55563-099-5.

LEE, John. *Well testing*. Society of Petroleum Engineers. 1982.

OJEDA VARGAS, Diego Andrés y MARÍN RAMÍREZ, Jeferson. *Herramienta software para el análisis de pruebas de presión*. 2012.

ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. *Deliverability Test* [2019].

ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. *Gas Well Testing* [2019].

PÉREZ, M. D. L. *Ingeniería del software y bases de datos: tendencias actuales* (Vol. 28). Univ de Castilla La Mancha. 2000.

RAFFINO, M. *Software*. 2021. Disponible en: [Software - Qué es, concepto, tipos, ejemplos, hardware](#)

RAMSEY, M. Darcy [en línea]. *Schlumberger oilfield glossary*, 2019. Disponible en: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/d/darcy#:~:text=Un%20darcy%20describe%20la%20permeabilidad,de%20un%20cent%C3%ADmetro%20cuadrado%20y>

SIGNIFICADOS.COM. *Software*. 2019. Disponible en: [Significado de Software \(Qué es, Concepto y Definición\) - Significados](#)

SIGNIFICADOS.COM. *Software educativo*. 2017. Disponible en: [Software educativo: qué es, características, tipos y ejemplos - Significados](#)

SOMMERVILLE, Ian. *Software Engineering*, Traducido por ALFONSO GALIPIENSO, María Isabel, et al. *Ingeniería del software*. Séptima edición. 2005. Disponible en: [Ingeniería del software - Ian Sommerville - Google Libros](#)

SPIVEY, John. P. & LEE, W. John. *Applied well test interpretation*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2013. ISBN 978-1-61399-340-8

ANEXOS

Anexo A. Manual técnico para la herramienta software

1. Objetivo

El objetivo general de Gas Well Testing (GWT) consiste en permitir al usuario analizar pruebas de presión realizadas a pozos de gas natural, teniendo como base, principalmente, datos de presión, caudal y tiempo, registrados en campo.

1.1. Objetivos específicos

La herramienta software GWT permite analizar principalmente 3 pruebas de presión aplicadas a pozos de gas, las cuales se describen a continuación:

- **Pruebas de descenso de presión (PDD):** Este análisis parte de un registro de valores de presión y tiempo tomados en un pozo de gas natural, en donde la presión es función inversamente proporcional del tiempo. Con dicho registro de datos es posible obtener gráficas que finalmente permiten al usuario obtener parámetros importantes del yacimiento y el pozo, tales como la permeabilidad (K), capacidad de almacenamiento (C) y factor de daño (S).
- **Pruebas de aumento de presión (PBU):** El análisis de pruebas PBU tiene el mismo objetivo específico que el análisis de las pruebas PDD respecto a la obtención de parámetros del yacimiento y el pozo gracias a gráficas, con la diferencia de que aquí el análisis parte de un registro de datos tomados de campo en donde la presión es función directamente proporcional del tiempo.
- **Pruebas de capacidad de entrega:** Aquí, se busca obtener un valor de caudal de un pozo de gas para una cierta presión ingresada por el usuario. pruebas de descenso y aumento de presión.

2. Alcance

GWT es una herramienta software que describe gráficamente los parámetros de una prueba de presión (presión, caudal y tiempo) y permite obtener estimación de datos importantes, tales como la permeabilidad y el factor de skin del yacimiento.

3. Requerimientos técnicos

El usuario de GWT recibe un archivo de tipo aplicación para ser ejecutado en su ordenador, además de 2 documentos en Excel, los cuales son plantillas sobre las cuales el usuario debe agregar datos de pruebas de presión para posteriormente ser importados en el programa. Teniendo en cuenta esto, los requerimientos de software y hardware para el correcto funcionamiento de la herramienta se describen a continuación:

3.1. Software

- Sistema operativo Windows (Windows 7 en adelante).
- Microsoft Excel.

3.2. Hardware

- Computador portátil o de escritorio (monitor, teclado, mouse y CPU para computadores de escritorio).
- Procesador con frecuencia mínima de operación de 1.4 GHz.
- Memoria RAM mínimo de 2 GB.
- Permiso de administrador.

4. Herramientas utilizadas

4.1. Matlab®

Es una herramienta que cuenta con un Entorno de Desarrollo Integrado (*Integrated Development Environment*, IDE) que tiene su propio lenguaje de programación, conocido como lenguaje M. El IDE de Matlab® cuenta con un editor de código

fuente, una ventana de comando (*command window*), un espacio de trabajo donde se logran visualizar las variables que se tengan (matrices, vectores, entre otras) y un depurador³³.

4.2. AppDesigner

Es un IDE de Matlab®, diferente al IDE principal ya mencionado anteriormente. También cuenta con un editor de código fuente, un depurador y una librería de componentes que pueden ser utilizadas para el desarrollo de aplicaciones de Matlab®, tales como botones de ejecución, planos cartesianos para gráficas en 2 dimensiones, etiquetas de texto, paneles, imágenes, tablas, campos de texto numérico, entre otros. Para utilizar esta herramienta, se debe digitar *app designer* en la ventana de comando de Matlab®. Aquí se desarrolló la totalidad del código fuente de GWT³⁴.

4.3. Microsoft Excel

El punto de partida del análisis de las pruebas de presión son tablas de datos asociadas tanto a las propiedades del gas como a los datos de la prueba en sí. Para facilitar el trabajo al usuario, se hace uso de la herramienta Excel para importar dichas tablas hacia el software GWT, ya que el lenguaje M utilizado ofrece dicha opción.

5. Instalación

Figura 24. Archivo ejecutable de la aplicación

Nombre	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
MyAppInstaller_web	08/06/2021 14:31	Aplicación	5.434 KB

Fuente: Screenshot Installer

³³ PÉREZ, M. D. L. *Ingeniería del software y bases de datos: tendencias actuales* (Vol. 28). Univ de Castilla La Mancha. 2000. p. X.

³⁴ Ibid. p. X.

Como se mencionó, el usuario cuenta con un archivo ejecutable de tipo aplicación para ser instalado en algún ordenador que cuente con los requerimientos anteriormente descritos. Dicha aplicación requiere permiso de administrador para ser ejecutada. (ver **Figura 24**).

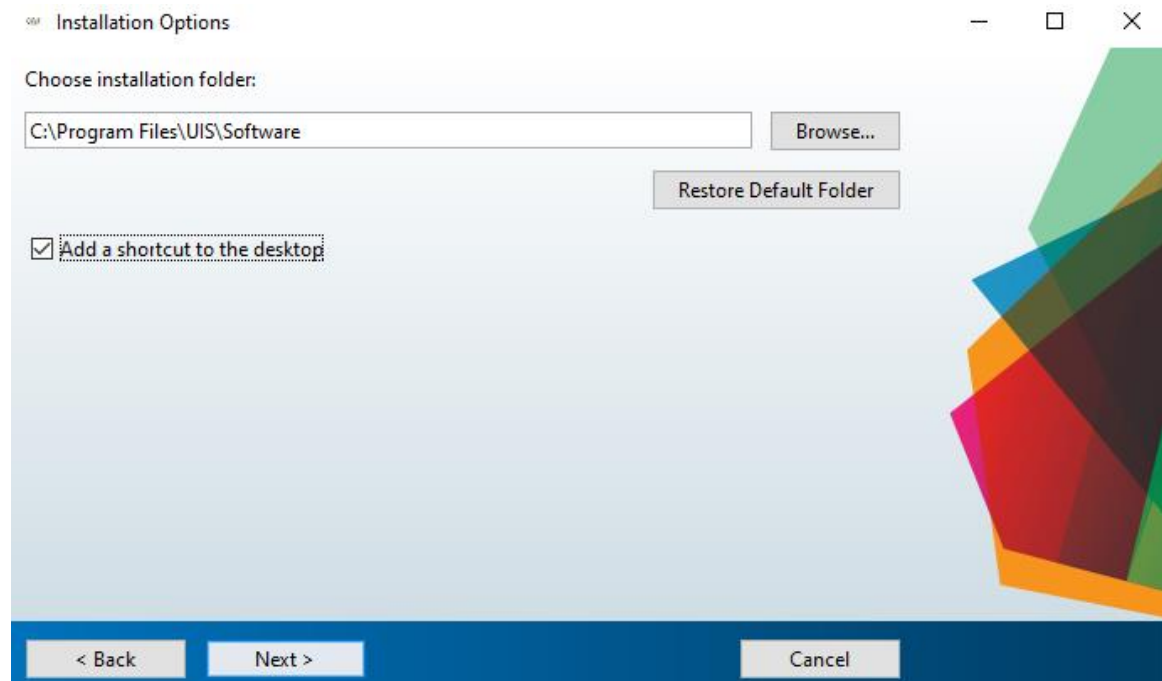
Figura 25. Primera pestaña de instalación



Fuente: Screenshot Software Installer

Luego de haber ejecutado la aplicación, se abrirá la pestaña que se presenta en la **Figura 25**, en donde aparece el nombre y correo electrónico del usuario de Matlab® en donde fue programado GWT. Aquí, se debe hacer clic en “next” o “siguiente”.

Figura 26. Segunda pestaña de instalación

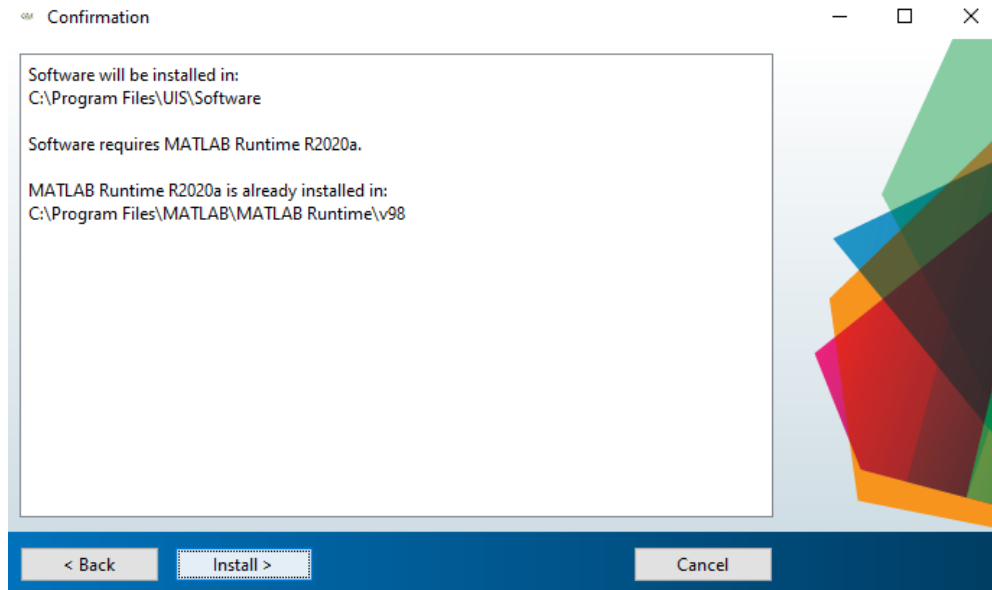


Fuente: Screenshot Installation Options

Posteriormente, se debe elegir el lugar en el que se desea ubicar el archivo GWT (**Figura 26**). Además, si el usuario lo desea, puede seleccionar el recuadro “Add a shortcut to the desktop”, con el fin de crear un acceso directo de dicha aplicación y el usuario no tenga la necesidad de buscar la carpeta en la cual se encuentra el archivo.

Finalmente, se debe hacer clic en “Install”. Con este último paso, la aplicación queda instalada en la carpeta asignada y, a su vez, como acceso directo en el escritorio (en caso de haber seleccionado esta opción). En este momento, GWT está listo para ser utilizado.

Figura 27. Tercera pestaña de instalación



Fuente: Screenshot Confirmation

6. Diseño

Figura 28. Interfaz inicial



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Al ejecutar el software GWT, se presenta la interfaz como se muestra en la **Figura 28**, en donde el usuario debe dar clic en “Analizar” (parte superior izquierda), con el fin de escoger el tipo de prueba de presión que se desee analizar. Como ya se mencionó, es posible analizar pruebas de descenso de presión (PDD), pruebas de aumento de presión (PBU) y pruebas de capacidad de entrega.

6.1. Casos de uso

Para cada tipo de prueba de presión, se tiene un caso de uso específico, el cual cuenta con un flujo principal, un flujo alternativo y unas excepciones, según el paso a paso que siga el usuario.

6.1.1. Prueba PDD

- **Actor:** Usuario
- **Descripción:** El usuario importa una tabla de propiedades del gas para posteriormente analizar la función de pseudopresiones y finalmente elegir el método de solución que desee (pseudopresiones es sugerido) para graficar el histórico de presión de la prueba y obtener resultados de la permeabilidad del yacimiento, la presión a 1 hora de prueba y el factor de skin (además de los parámetros D y β involucrados en el cálculo de este último, los cuales hacen referencia al flujo no-Darcy del pozo).
- **Requisitos:** En el dispositivo que se haya ejecutado el software GWT (computador portátil o de escritorio), se requiere encontrar un documento de Excel en la carpeta “Documentos” llamado “Pseudopresión”, el cual debe contener dos hojas de cálculo: la primera, se nombra “Pseudopresión” (allí se deben encontrar los datos de P , Z y μ del gas, los cuales deben estar ubicados en ese mismo orden de izquierda a derecha, iniciando en la columna A de la hoja), y la segunda se nombra “PDD” (allí se deben encontrar los datos de tiempo y presión de la prueba, los cuales deben estar ubicados en ese mismo orden de izquierda a derecha, iniciando en la columna A de la hoja). Es menester que los nombres del documento, las

hojas y el orden de las columnas sea exacto y preciso, de tal forma que no haya errores en el proceso de importación de datos.

- **Flujo principal**

1. Importar la tabla de propiedades del gas.
2. Graficar la presión del gas en función de la pseudopresión.
3. Obtener una ecuación para el tipo de regresión más adecuado para la gráfica del paso 2 (cuadrática o cúbica), con sus respectivos coeficientes, coeficiente de determinación" (R^2), media aritmética y desviación estándar.
4. Importar tabla de histórico de presión de la prueba (tiempo Vs. Pwf)
5. Digitar las propiedades del yacimiento y los fluidos (gas): caudal, temperatura, presión inicial, porosidad, compresibilidad total, espesor, radio del pozo, viscosidad inicial, gravedad específica del gas y factor volumétrico de formación.
6. Visualizar la guía (parámetros de las gráficas y ecuaciones) del método de solución deseado (presión de fondo, pseudopresión, presión cuadrática y presión normalizada) para el cálculo de permeabilidad y factor de skin del yacimiento.
7. Obtener las 3 gráficas (derivada, semilogarítmica y logarítmica) utilizadas en el análisis de pruebas de presión en función del método de solución escogido anteriormente.
8. Obtener la pendiente de la línea recta que se adecúa a los puntos del intervalo seleccionado de la gráfica semilogarítmica.
9. Corroborar el valor de la presión a 1 hora de prueba estimado con el calculado por el software.
10. Obtener la pendiente del intervalo de la ETR en la gráfica logarítmica.
11. Calcular la permeabilidad y el factor de skin del yacimiento (el cual está en función de los parámetros D y β , variables correspondientes al flujo no-Darcy).
12. Limpiar todo (gráficas y resultados) para realizar un nuevo análisis.

- **Flujo alterno**

1. Luego del paso 1 y antes de pasar al paso 4 del flujo principal, es posible importar nuevamente la tabla de propiedades del gas. En este caso, se debe volver a pasar por los pasos 2 y 3.
2. Posterior al paso 7 del flujo principal, el usuario puede visualizar la guía de un método de solución distinto al que se está utilizando en ese momento. Allí, es posible elegir si se quiere únicamente visualizar dicha guía o, en su defecto, iniciar un nuevo método de solución. En este último, se muestra la guía de dicho método deseado y se continua nuevamente desde el paso 7.
3. Al obtener los resultados (paso 11 del flujo principal), es posible ingresar nuevas propiedades de roca y fluido para realizar unos nuevos cálculos (considerando la misma tabla de histórico de presión y las gráficas ya obtenidas), sin embargo, esto solo será posible hasta tanto exista un valor lógico (mayor a cero) asignado a cada propiedad.
4. Nuevamente luego del paso 7, en cualquier momento el usuario puede importar una nueva tabla de histórico de presión sin necesidad de haber terminado el análisis en su totalidad, sin embargo, con esto se retrocede al paso 6.

- **Excepciones**

1. Si el usuario no ha ingresado un valor lógico (mayor a cero) para todas las propiedades de roca y fluido, no es posible obtener el valor de la pendiente de la línea que se considera en la gráfica logarítmica. En tal caso, se muestra un mensaje de advertencia.
2. El software genera un sonido de error al no seleccionar correctamente los puntos de la línea tanto de la gráfica semilogarítmica como de la gráfica logarítmica con fines de obtener su pendiente. En tal caso, se debe cerrar la pestaña desplegada y volver a hacer clic sobre el botón “pendiente”.

6.1.2. Prueba PBU

- **Actor:** Usuario.

- **Descripción:** El usuario importa una tabla de propiedades del gas para posteriormente analizar la función de pseudopresiones y finalmente elegir el método de solución que desee (pseudopresiones es sugerido) para graficar el histórico de presión de la prueba y obtener resultados de la permeabilidad del yacimiento, la presión a 1 hora de prueba y el factor de skin (además de los parámetros D y β involucrados en el cálculo de este último, los cuales hacen referencia al flujo no-Darcy del pozo).
- **Requisitos:** En el dispositivo que se haya ejecutado el software GWT (computador portátil o de escritorio), se requiere encontrar un documento de Excel en la carpeta "Documentos" llamado "Pseudopresión", el cual debe contener dos hojas de cálculo: la primera, se nombra "Pseudopresión" (allí se deben encontrar los datos de P , Z y μ del gas, los cuales deben estar ubicados en ese mismo orden de izquierda a derecha, iniciando en la columna A de la hoja), y la segunda se nombra "PBU" (allí se deben encontrar los datos de delta de tiempo y presión de la prueba, los cuales deben estar ubicados en ese mismo orden de izquierda a derecha, iniciando en la columna A de la hoja). Es menester que los nombres del documento, las hojas y el orden de las columnas sea exacto y preciso, de tal forma que no haya errores en el proceso de importación de datos.

- **Flujo principal**

1. Importar la tabla de propiedades del gas.
2. Graficar la presión del gas en función de la pseudopresión.
3. Obtener una ecuación para el tipo de regresión más adecuado para la gráfica del paso 2 (cuadrática o cúbica), con sus respectivos coeficientes, coeficiente de determinación" (R^2), media aritmética y desviación estándar.
4. Importar tabla de histórico de presión de la prueba (delta de tiempo Vs. P_{ws})
5. Digitar las propiedades del yacimiento y los fluidos (gas): caudal, temperatura, presión inicial, porosidad, compresibilidad total, espesor, radio del pozo,

viscosidad inicial, tiempo de producción, gravedad específica del gas y factor volumétrico de formación.

6. Visualizar la guía (parámetros de las gráficas y ecuaciones) del método de solución deseado (presión de fondo, pseudopresión, presión cuadrática y presión normalizada) para el cálculo de permeabilidad y factor de skin del yacimiento.
7. Obtener las 3 gráficas (derivada, semilogarítmica y logarítmica) utilizadas en el análisis de pruebas de presión en función del método de solución escogido anteriormente.
8. Obtener la pendiente de la línea recta que se adecúa a los puntos del intervalo seleccionado de la gráfica semilogarítmica.
9. Corroborar el valor de la presión a 1 hora de prueba estimado con el calculado por el software.
10. Obtener la pendiente del intervalo de la ETR en la gráfica logarítmica.
11. Calcular la permeabilidad y el factor de skin del yacimiento (el cual está en función de los parámetros D y β , variables correspondientes al flujo no-Darcy).
12. Limpiar todo (gráficas y resultados) para realizar un nuevo análisis.

- **Flujo alterno**

1. Luego del paso 1 y antes de pasar al paso 4 del flujo principal, es posible importar nuevamente la tabla de propiedades del gas. En este caso, se debe volver a pasar por los pasos 2 y 3.
2. Posterior al paso 7 del flujo principal, el usuario puede visualizar la guía de un método de solución distinto al que se está utilizando en ese momento. Allí, es posible elegir si se quiere únicamente visualizar dicha guía o, en su defecto, iniciar un nuevo método de solución. En este último, se muestra la guía de dicho método deseado y se continua nuevamente desde el paso 7.
3. Al obtener los resultados (paso 11 del flujo principal), es posible ingresar nuevas propiedades de roca y fluido para realizar unos nuevos cálculos (considerando la misma tabla de histórico de presión y las gráficas ya obtenidas), sin embargo,

esto solo será posible hasta tanto exista un valor lógico (mayor a cero) asignado a cada propiedad.

4. Nuevamente luego del paso 7, en cualquier momento el usuario puede importar una nueva tabla de histórico de presión sin necesidad de haber terminado el análisis en su totalidad, sin embargo, con esto se retrocede al paso 6.

- **Excepciones**

1. No se podrán obtener las gráficas del análisis hasta tanto el usuario no haya ingresado el tiempo de producción de la prueba. En tal caso, se mostrará un mensaje de advertencia para esto.
2. Si el usuario no ha ingresado un valor lógico (mayor a cero) para todas las propiedades de roca y fluido, no es posible obtener el valor de la pendiente de la línea que se considera en la gráfica logarítmica. En tal caso, se muestra un mensaje de advertencia.
3. El software genera un sonido de error al no seleccionar correctamente los puntos de la línea tanto de la gráfica semilogarítmica como de la gráfica logarítmica con fines de obtener su pendiente. En tal caso, se debe cerrar la pestaña desplegada y volver a hacer clic sobre el botón “pendiente”.

6.1.3. Pruebas de capacidad de entrega

- **Actor:** Usuario
- **Descripción:** El usuario puede hacer análisis de 3 tipos de prueba: flujo después de flujo, prueba isócrona y prueba isócrona modificada. Para cada una de estas, puede importar una tabla en función de caudal y presión, principalmente, y para el caso de las dos últimas (isócrona e isócrona modificada) se incluye la duración de los períodos de flujo y cierre. Con esto, se busca obtener el caudal del pozo para cualquier presión deseada por el usuario, en donde se debe cumplir que dicho valor debe ser superior a 14.7 psia e inferior o igual a la presión promedio de la prueba. En caso de ingresar una presión de 14.7 psia, se obtiene el AOF (*Absolute Open Flow*) del pozo.

- **Requisitos:** En el dispositivo que se haya ejecutado el software GWT (computador portátil o de escritorio), se requiere encontrar un documento de Excel en la carpeta “Documentos” llamado “DT”, el cual debe contener tres hojas de cálculo: la primera, se nombra “FDF” (allí se deben encontrar los datos de la enumeración de cada prueba, presión de fondo y caudal, los cuales deben estar ubicados en ese mismo orden de izquierda a derecha, iniciando en la columna A de la hoja), la segunda se nombra “PI” (allí se deben encontrar los datos de períodos de flujo y cierre, duración de cada período, presión de fondo o de cierre y caudal, los cuales deben estar ubicados en ese mismo orden de izquierda a derecha, iniciando en la columna A de la hoja), y la tercera se nombra “PIM” (cuyos datos y orden de columnas es igual al de la hoja dos). Es menester que los nombres del documento, las hojas y el orden de las columnas sea exacto y preciso, de tal forma que no haya errores en el proceso de importación de datos.

- **Flujo principal**

1. Visualizar la guía de la prueba de flujo después de flujo.
2. Importar la tabla correspondiente.
3. Ingresar el valor de la presión promedio de la prueba (P_{avg}).
4. Obtener la gráfica de caudal (eje X) y la diferencia de la P_{avg} al cuadrado y la presión de cada prueba al cuadrado partido por el caudal de cada prueba, utilizando el método teórico.
5. Obtener el valor de la pendiente (b) y el intercepto (a) de la línea de tendencia que se ajusta a los puntos de las pruebas que se tengan.
6. Visualizar la línea de tendencia de los puntos de prueba.
7. Digitar el valor de presión para el cual se desea obtener el caudal del pozo.
8. Visualizar la guía de la prueba isócrona.
9. Importar la tabla correspondiente.

10. Obtener la gráfica de caudal (eje X) y la diferencia de la P_{avg} al cuadrado y la presión de cada prueba al cuadrado partido por el caudal de cada prueba, utilizando el método teórico.
11. Obtener el valor de la pendiente (b) de la línea de tendencia de los períodos de flujo y el intercepto (a) de la línea del punto estabilizado (correspondiente al flujo extendido).
12. Visualizar las dos líneas obtenidas: la de los períodos de flujo de la prueba y la del flujo extendido de la prueba (punto estabilizado).
13. Digitar el valor de presión para el cual se desea obtener el caudal del pozo.
14. Visualizar la guía de la prueba isócrona modificada.
15. Importar la tabla correspondiente.
16. Obtener la gráfica de caudal (eje X) y la diferencia de la P_{avg} al cuadrado y la presión de cada prueba al cuadrado partido por el caudal de cada prueba, utilizando el método teórico.
17. Obtener el valor de la pendiente (b) de la línea de tendencia de los períodos de flujo y el intercepto (a) de la línea del punto estabilizado (correspondiente al flujo extendido).
18. Visualizar las dos líneas obtenidas: la de los períodos de flujo de la prueba y la del flujo extendido de la prueba (punto estabilizado).
19. Digitar el valor de presión para el cual se desea obtener el caudal del pozo.

- **Flujo alterno**

1. El flujo principal está diseñado para que el usuario analice primero la prueba de flujo después de flujo, luego la prueba isócrona y finalmente la prueba isócrona modificada, sin embargo, es posible iniciar el análisis con cualquiera de las tres pruebas.
2. El usuario puede importar nuevamente una tabla de la prueba (flujo después de flujo, isócrona o isócrona modificada) luego de haber iniciado el análisis. En tal caso, se borrará todo el progreso obtenido hasta el momento de la prueba que se esté analizando.

- **Excepciones**

1. No será posible obtener la gráfica del método teórico si el usuario no ha ingresado la presión promedio (P_{avg}). En tal caso, se mostrará un mensaje de advertencia.
2. El usuario tiene a su disposición los botones de “graficar”, “pendiente”, “ver línea” y “calcular”, los cuales son utilizados siguiendo el flujo principal ya descrito, sin embargo, si el usuario omite alguno de estos en el proceso normal, se muestran mensajes de advertencia (no es posible visualizar la(s) línea(s) del método teórico sin haber obtenido la pendiente, ni tampoco es posible obtener la pendiente de la gráfica sin haber presionado el botón de “graficar”).
3. A la hora de obtener el caudal del pozo, si se ingresa un valor de presión negativo, inferior a 14.7 o superior a la P_{avg} , se mostrará un mensaje de advertencia para modificar dicho valor ingresado.

GWT identifica cuando una prueba es isócrona (los períodos de flujo deben tener la misma duración) y cuando una prueba es isócrona modificada (los períodos de flujo y de cierre deben tener la misma duración entre sí, y los períodos de flujo no pueden durar menos que los períodos de cierre).

Anexo B. Manual de usuario para la herramienta software

GWT es una herramienta software de uso académico cuyo alcance se encuentra centrado en la descripción gráfica de los parámetros de una prueba de presión (*presión, caudal y tiempo*) y los datos que de allí se pueden obtener.

En este manual el usuario podrá encontrar una guía para facilitar el conocimiento, uso y aprendizaje de la herramienta a través de ejemplos didácticos. Si desea conocer un poco más a detalle la elaboración de la herramienta, remítase al **MANUAL TÉCNICO**.

La interfaz inicial permite al usuario escoger con qué prueba desea analizar los datos entregados para la prueba de presión en pozos productores de gas. Las pruebas disponibles en la herramienta software se encuentran en la parte superior izquierda de la interfaz.

Figura 29. Interfaz inicial

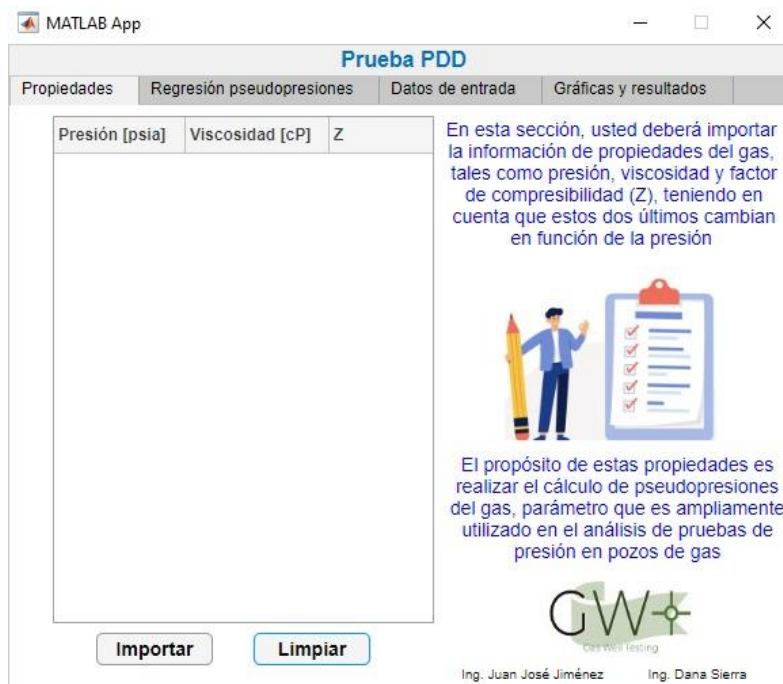


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

PDD Y PBU

La primera Interfaz que contempla la prueba de descenso y la de aumento de presión (PDD y PBU) son muy similares, tal como se muestra en la **Figura 30***. Esta interfaz permite importar los datos entregados para el análisis por medio de un archivo de texto plano (.xlsx), el cual debe llamarse "**Pseudopresión**" y tres hojas de cálculo nombradas así: "Pseudopresión", "PDD" y "PBU". Los datos de presión, viscosidad y factor de compresibilidad del gas, deben estar en la primera hoja en el orden y ubicación que se muestra en la **Figura 31**. En la primera pestaña de la prueba "Propiedades" el usuario debe oprimir el botón *importar* para visualizar la información mencionada.

Figura 30. Interfaz PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

Figura 31. Tabla de datos

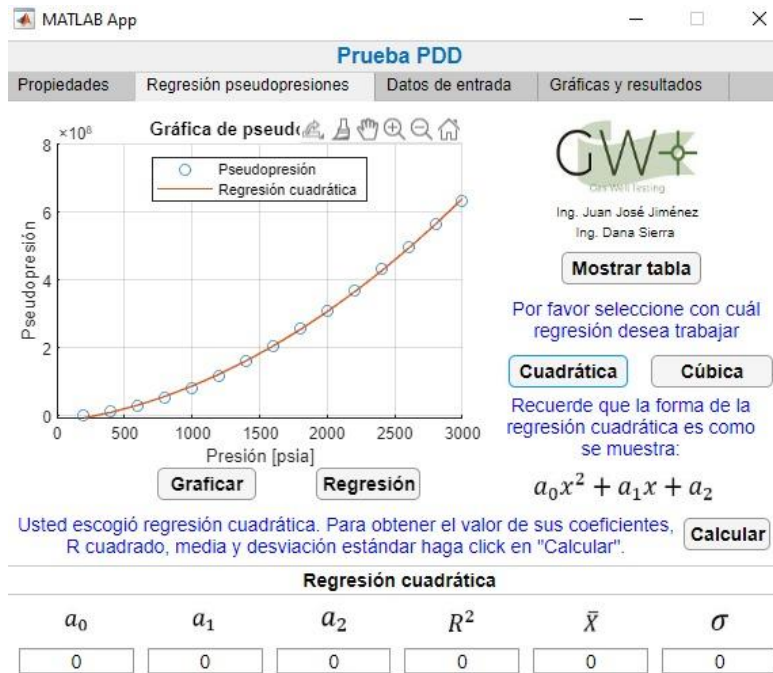
	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Presion	Viscosidad	Z					
2	200	0,01117	0,9768					
3	400	0,01176	0,9545					
4	600	0,01236	0,9322					
5	800	0,01297	0,9131					
6	1000	0,0136	0,8946					
7	1200	0,01423	0,8778					
8	1400	0,01488	0,8631					
9	1600	0,01555	0,8507					
10	1800	0,01622	0,8409					
11	2000	0,0169	0,8338					
12	2200	0,01759	0,8295					
13	2400	0,01828	0,828					
14	2600	0,01898	0,8292					
15	2800	0,01969	0,8329					
16	3000	0,02041	0,8389					
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								

Fuente: Excel ejercicio pseudopresión

En la **Figura 32*** se observa la pestaña de regresión de pseudopresiones, en donde el usuario debe oprimir el botón *graficar* para visualizar la función de pseudopresiones del gas, cuyo proceso de cálculo se muestra tabulado al hacer clic en el botón *mostrar tabla*. Dicha función puede ser modelada mediante una regresión cuadrática o cúbica, para lo cual el usuario tiene la opción de escoger la que desee y visualizar los coeficientes de la regresión (a_0, a_1, \dots, a_n), según su grado, al igual que el coeficiente de determinación (R^2), la media aritmética (\bar{X}) y desviación estándar (σ).

* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

Figura 32. Sección Regresión pseudopresiones PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Luego de analizar la función de pseudopresión del gas, se procede a importar la tabla que contiene los datos de P_{wf} (para una prueba PDD) o P_{ws} (para una prueba PBU) y tiempo, haciendo clic en el botón *importar* que se muestra en la **Figura 33***. Allí mismo, se deben ingresar las propiedades de roca y fluido descritas: caudal de gas (Q), temperatura de yacimiento (T_{emp}), presión inicial de la prueba (P inicial), porosidad de la roca, compresibilidad total (C_t), espesor de la zona productora, radio de pozo, viscosidad inicial (μ), tiempo de producción (t_p , para la prueba PBU), gravedad específica (SG gas) y factor volumétrico del gas (FVF).

Por otra parte, en esta misma interfaz se encuentran otros 2 botones: *limpiar tabla* y *limpiar propiedades*. Al finalizar el análisis de la prueba el usuario tiene la opción

* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

de limpiar la tabla del histórico de presión e importar una nueva, al igual que, borrar todas las propiedades de roca y fluido para obtener nuevos resultados.

Figura 33. Sección Datos de entrada PDD

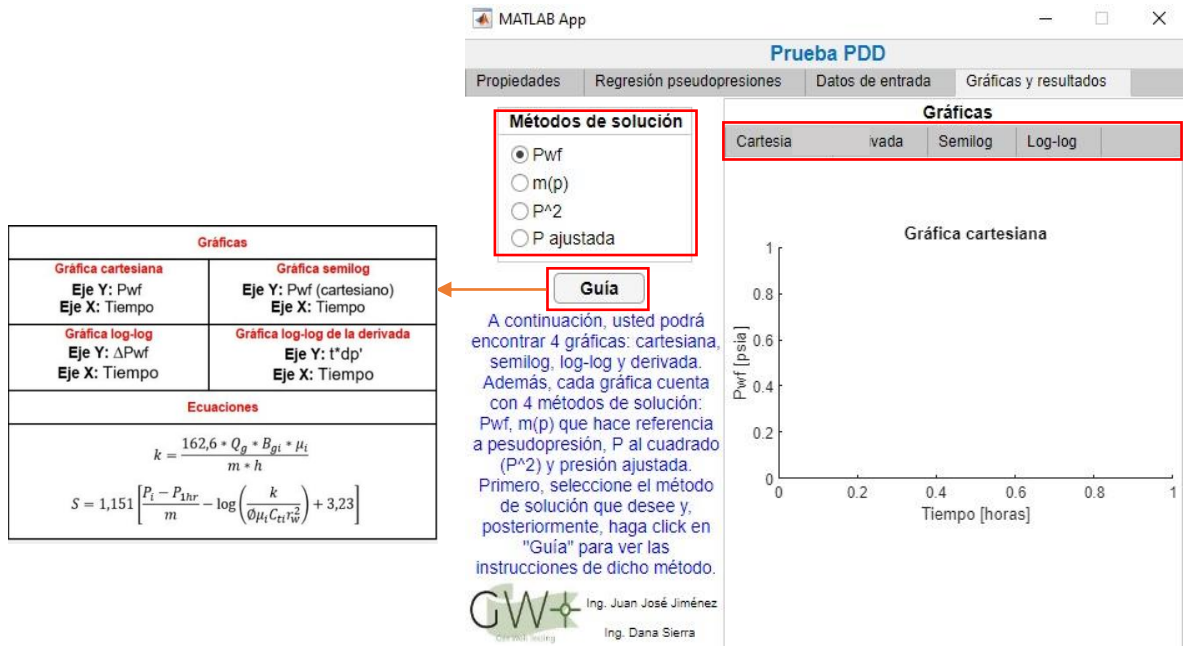


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

En la pestaña gráficas y resultados el usuario debe escoger qué método de solución se utilizará para obtener las tres gráficas ya mencionadas: derivada, semilogarítmica y logarítmica (ver **Figura 34***). Posteriormente se debe oprimir el botón *guía* para visualizar las indicaciones de cada uno de los ejes de las gráficas, junto con las ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad y el daño, según el método seleccionado. Luego, se debe hacer clic en *graficar* con el fin de desplegar las gráficas individuales sobre las cuales el usuario podrá identificar puntos para el cálculo de pendientes y definir regiones de flujo (ETR, MTR y LTR).

* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

Figura 34. Sección de Gráficas y resultados PDD

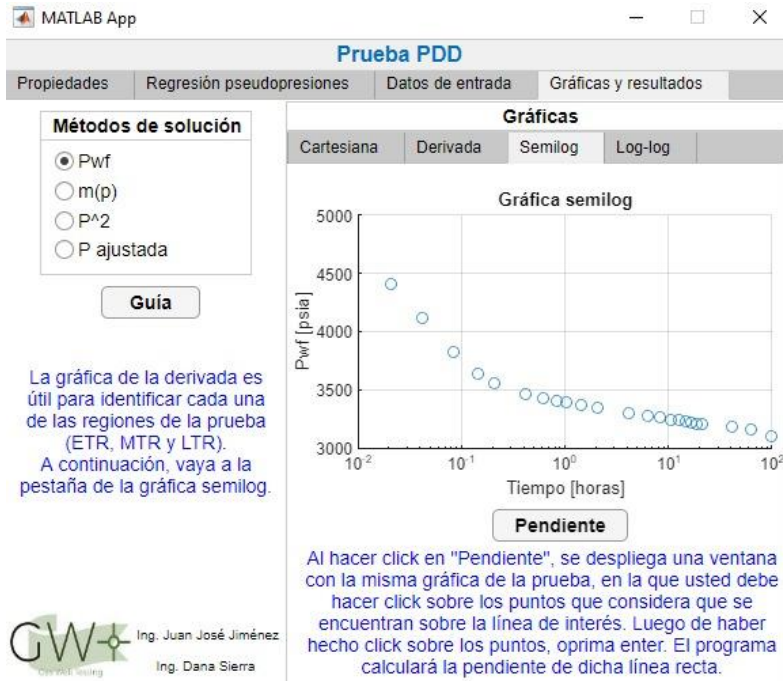


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Seguidamente, el usuario debe dirigirse a la pestaña de la gráfica semilogarítmica y oprimir el botón *pendiente* que se muestra en la **Figura 35***. Al hacer esto se abrirá la pestaña que se muestra en la **Figura 36**, la cual es la misma gráfica semilogarítmica en donde el usuario debe hacer clic sobre dos puntos que forman el intervalo de la región de flujo MTR que se adecua a una línea recta y, posteriormente oprimir la tecla *enter*. Se mostrará en la ventana principal el valor de la pendiente de dicha línea recta calculada por la herramienta mediante el método de mínimos cuadrados (**Figura 37**), junto a un nuevo botón denominado *ver línea*, con el cual el usuario podrá visualizar la línea obtenida.

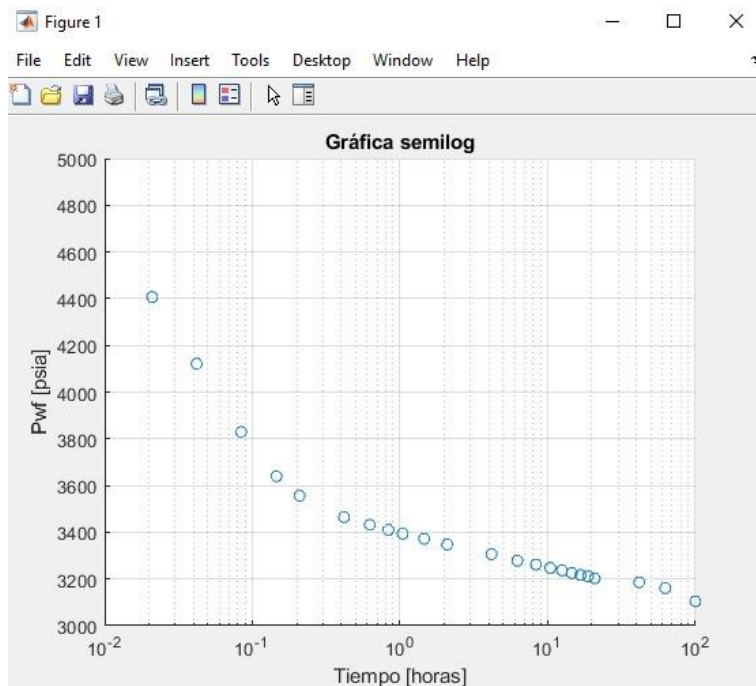
* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

Figura 35. Pestaña gráfica semilog – PDD



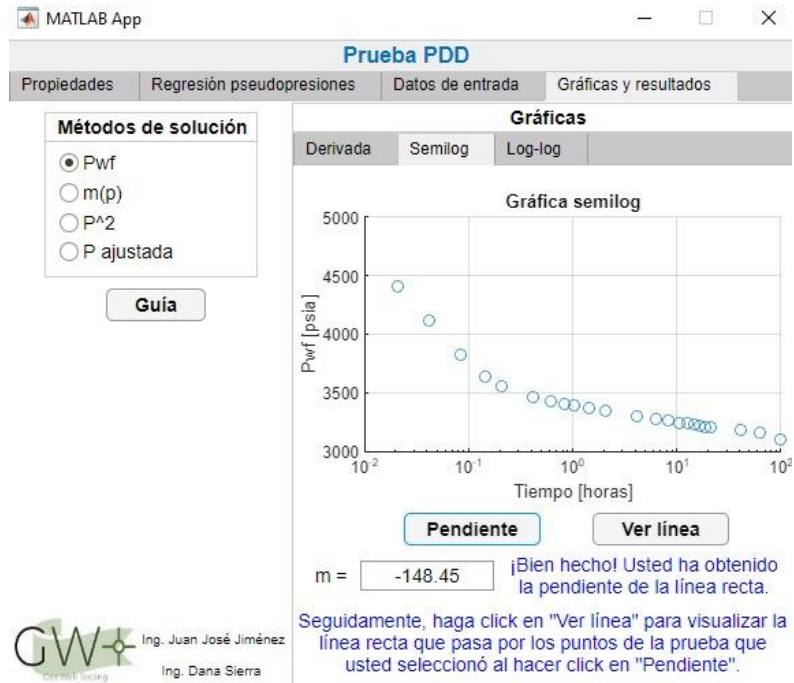
Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 36. Pestaña gráfica semilog – PDD



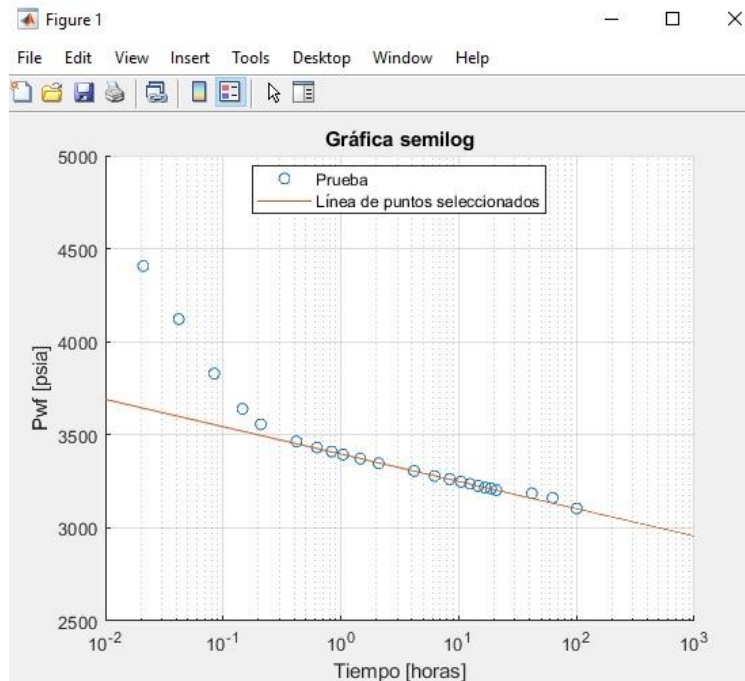
Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 37. Pendiente gráfica semilog – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 38. Pestaña gráfica semilog – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

El usuario podrá hacer zoom en la gráfica que despliega al hacer clic en *ver línea*, con el fin de facilitar su interpretación. Adicionalmente al poner el cursor sobre cualquier punto se mostrarán sus coordenadas x,y.

Una vez definidos los intervalos para el cálculo de la pendiente y hecho el análisis de las gráficas, el usuario podrá ingresar y validar el valor de la Presión a 1 hora de prueba (ver **Figura 39**, izquierda). Al oprimir el botón *validar P1h* se mostrará el valor real de dicho parámetro (ver **Figura 39**, derecha)*.

Figura 39. Validación de la presión a 1 hora de prueba.

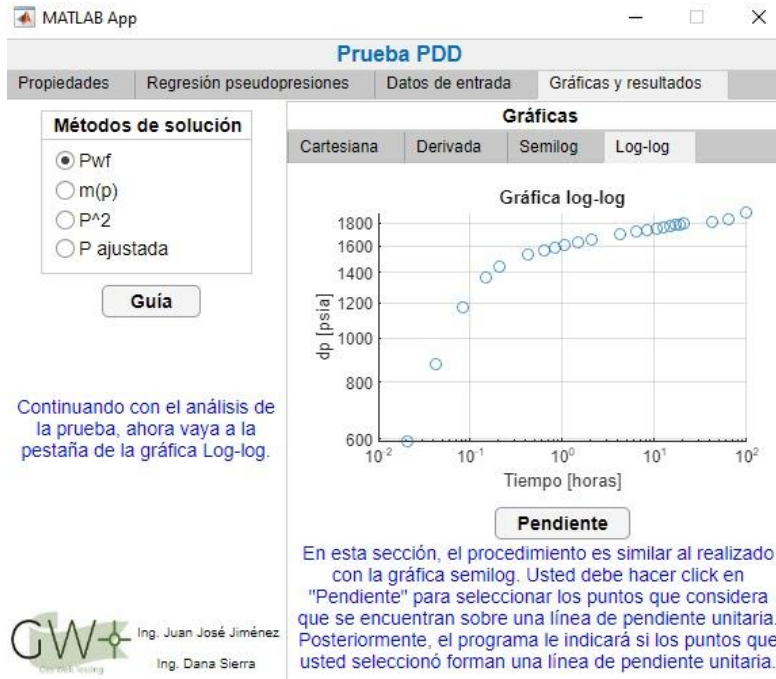


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Continuando con el análisis de la prueba el usuario debe dirigirse a la pestaña de la gráfica Log-log, en donde también encontrará un botón de *pendiente* (ver **Figura 40**) para realizar el mismo procedimiento que en la gráfica semilog. Se busca identificar el intervalo que más se adecua a una línea de pendiente unitaria (ver **Figura 41**).

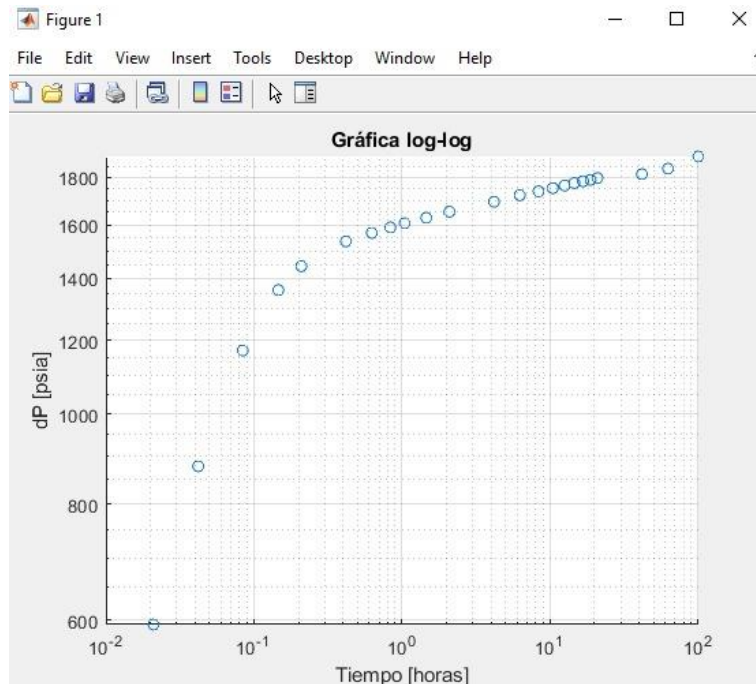
* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

Figura 40. Pestaña gráfica Log-log – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 41. Pendiente gráfica Log-log – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Del mismo modo, se mostrará el valor de la pendiente del intervalo de puntos seleccionado, con un mensaje que indica si dicha pendiente se considera o no unitaria (ver **Figura 42**)*. Para corroborar gráficamente este valor el usuario debe oprimir el botón *ver líneas*, con el cual se mostrará la gráfica Log-log con la línea de puntos seleccionados y una línea de pendiente unitaria como referencia (ver **Figura 43**).

Figura 42. Pendiente gráfica Log-log – PDD

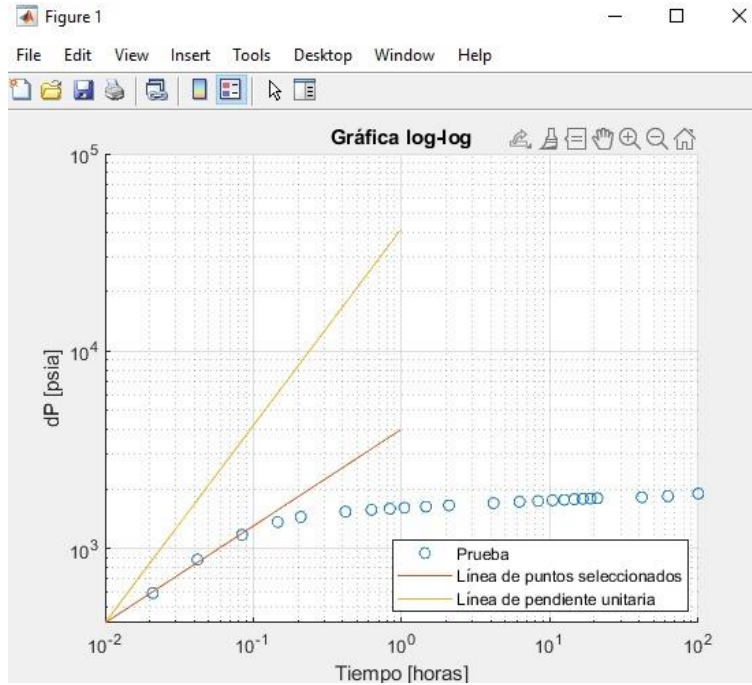


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Finalmente, en la ventana principal aparecerá un recuadro con los parámetros a calcular. Para obtener los respectivos resultados, oprima el botón *calcular*. (ver

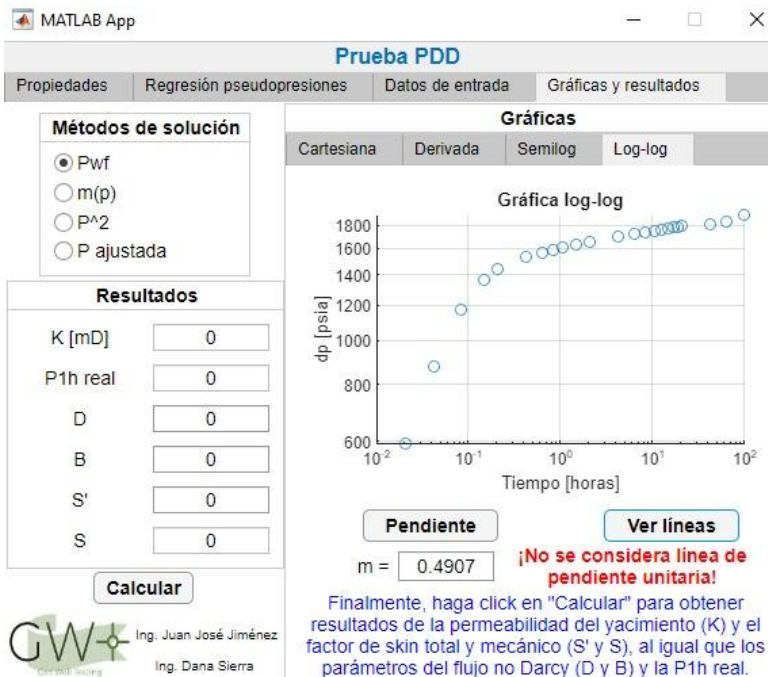
* Para efectos gráficos se decide trabajar con los pantallazos de la prueba PDD.

Figura 43. Línea de puntos seleccionados, gráfica Log-log – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

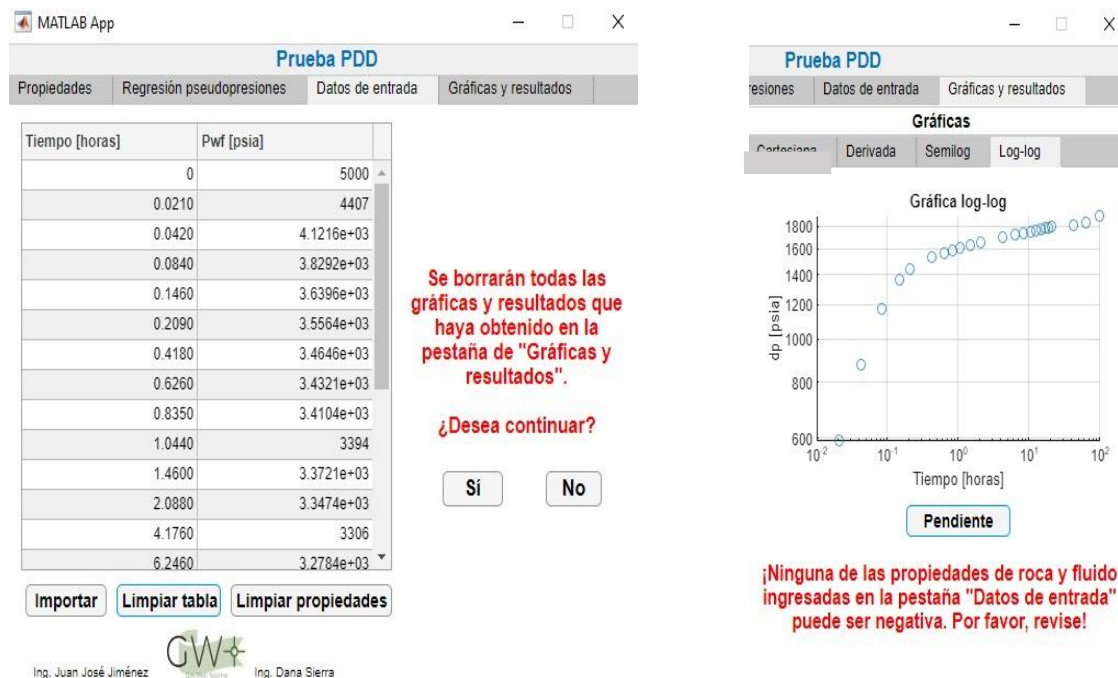
Figura 44. Resultados – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Con el fin de facilitar el uso de la herramienta, cada ventana de la interfaz cuenta con mensajes que le permitirán al usuario identificar un paso a paso para llegar al resultado final. Los mensajes que aparecen en color azul dan una guía del paso a seguir en cada sección, mientras que, los de color rojo muestran un mensaje de alerta o confirmación de la acción. En **Figura 45** (izquierda) se observa el mensaje de confirmación que aparece cuando el usuario decide limpiar la tabla de datos de prueba en la pestaña datos de entrada, mientras que en la **Figura 45** (derecha) se evidencia una alerta en la pestaña de la gráfica Log-log que indica que ninguna propiedad de roca o fluido ingresada en la pestaña datos de entrada puede tener signo negativo.

Figura 45. Ejemplos mensajes guía o de alerta para el usuario.



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Ejercicio práctico PDD y PBU

Se propone un ejercicio para una prueba de presión el cual se desarrolla paso a paso tanto para una prueba PDD como para una prueba PBU, con el fin de dar un recorrido completo y detallado por la herramienta.

Dados los datos de Presión, viscosidad y factor Z presentados en la siguiente tabla para un gas con gravedad específica de 0.76 y las propiedades de roca y fluido, determine:

- Permeabilidad del yacimiento
- Factor de Daño total
- Factor de Daño mecánico
- Factor de turbulencia Forchheimer (β) y coeficiente de flujo no Darcy (D)

Tabla 10. Datos de prueba

P [PSI]	VISCOSITY [CP]	Z
200	0,01117	0,9768
400	0,01176	0,9545
600	0,01236	0,9322
800	0,01297	0,9131
1000	0,0136	0,8946
1200	0,01423	0,8778
1400	0,01488	0,8631
1600	0,01555	0,8507
1800	0,01622	0,8409
2000	0,0169	0,8338
2200	0,01759	0,8295
2400	0,01828	0,828
2600	0,01898	0,8292
2800	0,01969	0,8329
3000	0,02041	0,8389

Fuente: Ortiz, O. (2019). *Deliverability Test*. Clase de análisis de presiones

- **Solución PDD:**

1. Como se muestra en la **Figura 46** prima el botón *analizar* – *Pruebas disponibles* – *PDD*.

Figura 46. Interfaz inicial GWT



Fuente: Ortiz, O. (2019). *Deliverability Test*. Clase de análisis de presiones

Pestaña Propiedades:

2. Como se mencionó, para una prueba PDD y PBU se deben tener las propiedades del gas tabuladas en una hoja de Excel que cumpla con las características de la **Figura 31**. Al tener esto, oprima el botón *importar* que se muestra en la **Figura 47** para visualizar la tabla con la información mencionada.

Figura 47. Interfaz inicial – Prueba PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

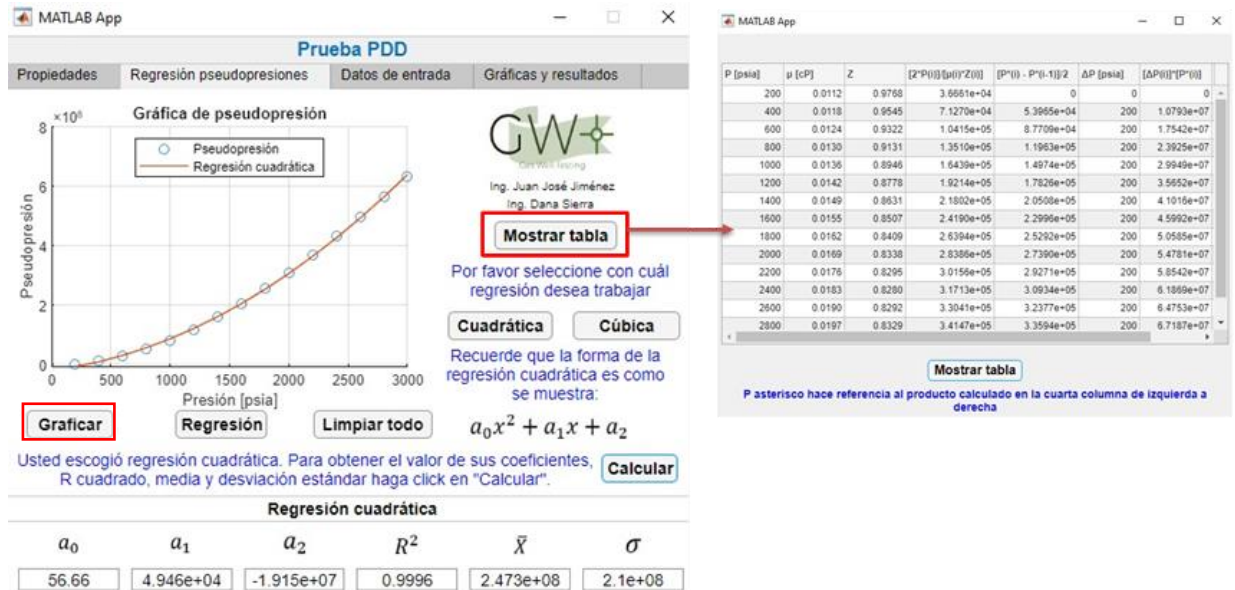
Pestaña Regresión pseudopresiones:

3. Una vez importada la tabla de propiedades del gas, oprima el botón *graficar* como se muestra en la **Figura 48** para visualizar la gráfica de Pseudopresión Vs Presión.
4. Seguidamente, aparecerá un botón llamado *Mostrar tabla* que al oprimirlo se mostrará el proceso tabulado del cálculo de la función pseudopresión.
5. Partiendo del hecho que la función de pseudopresión del gas puede ser modelada mediante una regresión de tipo cuadrática o cúbica, seleccione la opción con la cuál desea trabajar*
6. Oprima el botón *Calcular* para obtener el valor de los coeficientes de la regresión (a_0, a_1, \dots, a_n), coeficiente de determinación (R^2), media aritmética

* En la interfaz se mostrará la forma de ecuación de la regresión que se escogió

(\bar{X}) y desviación estándar (σ). Para determinar cuál regresión es mejor se debe considerar el R^2 y la diferencia entre \bar{X} y σ .

Figura 48. Pestaña Regresión pseudopresiones – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Pestaña Datos de entrada:

7. La segunda hoja del documento “**Pseudopresión**” (mostrado en la **Figura 31**) se llama “PDD” y debe contener la tabla de tiempo y Pwf en el orden que se indica en la **Figura 49**, datos que deben ser importados a la herramienta oprimiendo el botón *Importar* como se muestra en la **Figura 50***.
8. Una vez importada la tabla se podrán ingresar manualmente las propiedades de roca y fluido, cuyos datos de ejemplo se encuentran en la **Tabla 11****.

* La interfaz cuenta con dos botones de limpieza para ingresar una nueva tabla o ingresar nuevas propiedades de roca y fluido.

** Asegúrese de que los parámetros ingresados estén en las unidades que se muestran en la interfaz.

Figura 49. Tabla de datos prueba PDD.

Tiempo	Pwf
0	5000
0,021	4407
0,042	4121,6
0,084	3829,2
0,146	3639,6
0,209	3556,4
0,418	3464,6
0,626	3432,1
0,835	3410,4
1,044	3394
1,46	3372,1
2,088	3347,4
4,176	3306
6,246	3278,4
8,352	3261,7
10,44	3247,8
12,528	3236,6
14,616	3225,5
16,704	3217,2
18,792	3211,6
20,88	3203,2
41,76	3185,7

Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 50. Pestaña Datos de entrada – PDD

Prueba PDD

Propiedades | Regresión pseudopresiones | **Datos de entrada** | Gráficas y resultados

Tiempo [horas]	Pwf [psia]
0	5000
0.0210	4407
0.0420	4.1216e+03
0.0840	3.8292e+03
0.1460	3.6396e+03
0.2090	3.5564e+03
0.4180	3.4646e+03
0.6260	3.4321e+03
0.8350	3.4104e+03
1.0440	3394
1.4600	3.3721e+03
2.0880	3.3474e+03
4.1760	3306
6.2460	3.2784e+03

Propiedades de roca y fluidos

- Q [MMSCFD]: 5000
- Temp [°F]: 255
- P inicial [psia]: 5000
- Porosidad: 0.1
- Ct [1/spi]: 0.000131
- Espesor [ft]: 12.4
- Radio pozo [ft]: 0.3333
- μ inicial [cP]: 0.0253
- SG gas: 0.76
- FVF [ft³/scf]: 0.000728

Ing. Juan José Jiménez | GW+ | Ing. Dana Sierra

Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Tabla 11. Propiedades de roca y fluidos para una prueba PDD

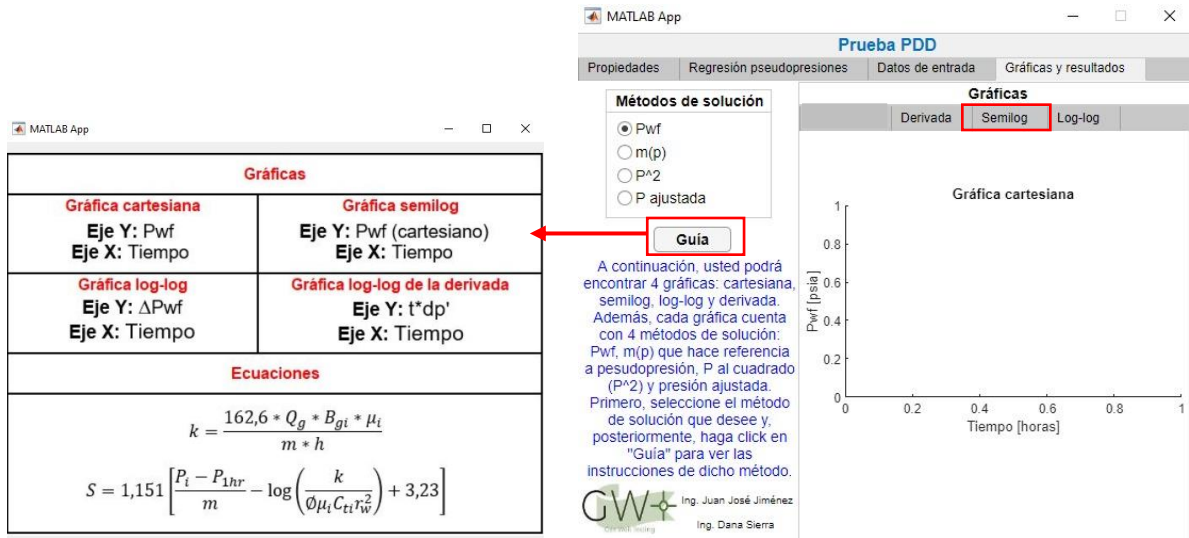
PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Q [MMscfd]	5000
Temp [°F]	255
P inicial [psi]	5000
Porosidad (%)	0,1
Ct [1/psi]	1,31E-04
Espesor [ft]	12,4
Radio pozo [ft]	0,333333333
μ inicial [cp]	0,0253
Sg gas	0,655
FVF [ft ³ /scf]	0,000728

Fuente: Tabla modificada de ORTIZ CANCINO, Olga Patricia. [diapositivas]. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander. Gas Well Testing [2019]. p. 40.

Pestaña Gráficas y resultados:

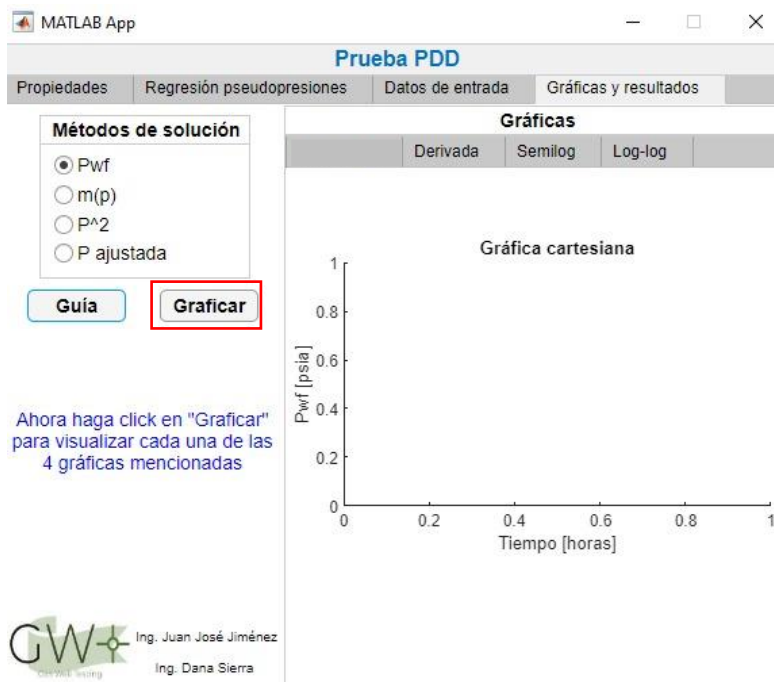
1. Seleccione el método de solución (P_{wf} , $m(p)$, P^2 , P ajustada) que desee y posteriormente oprima el botón *Guía* para visualizar tanto los ejes de las gráficas, como las ecuaciones usadas para el cálculo de permeabilidad (K) y daño (S), como se muestra en la **Figura 51**.
2. Oprima el botón *graficar* en la **Figura 52** para visualizar cada una de las gráficas (Derivada, Semilog, Log-log).
3. Diríjase a la gráfica Semilog (ver **Figura 51**) y oprima el botón *Pendiente*. Se abrirá una ventana emergente donde el usuario deberá seleccionar el intervalo de puntos correspondiente a la región de MTR oprimiendo solo dos puntos y finalizando con la tecla enter.
4. En la ventana principal se mostrará el valor de la pendiente de la línea recta del paso 3. Para visualizarla hacer clic en el botón *ver línea* (ver **Figura 53**).

Figura 51. Pestaña gráficas y resultados – PDD



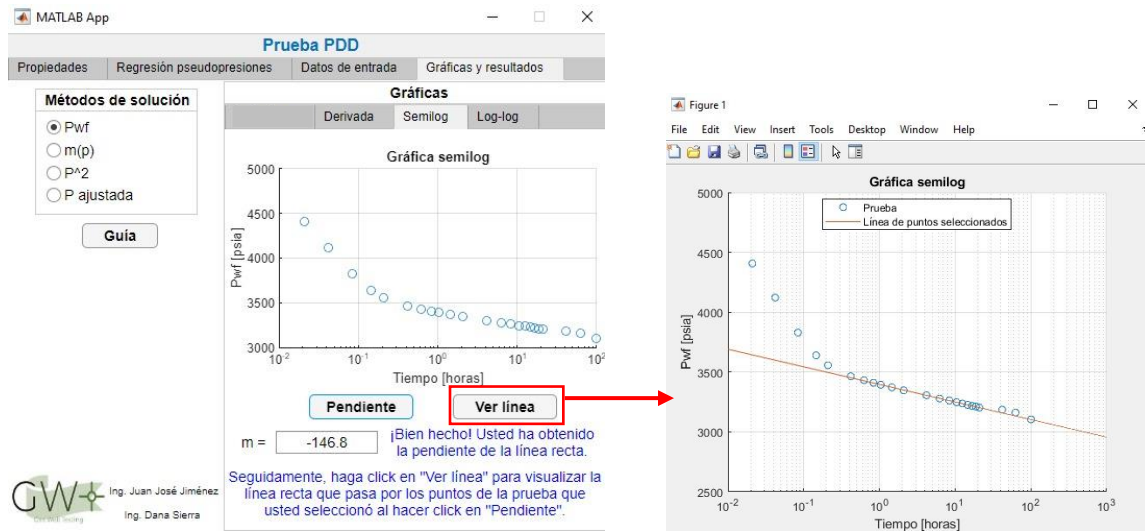
Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 52. Botón graficar – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 53. Ventana emergente gráfica semilog – PDD

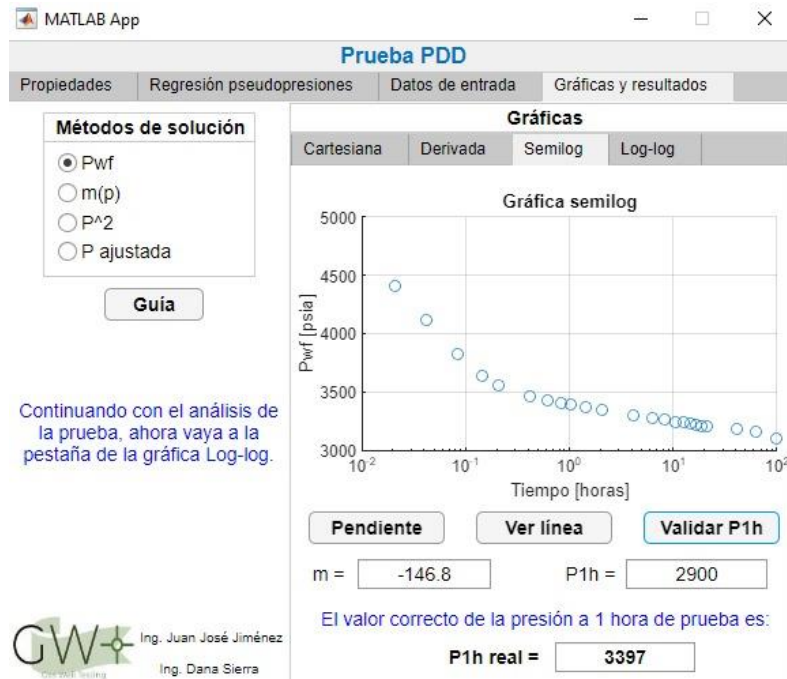


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

5. Ingrese el valor de la presión a 1 hora de prueba* en el recuadro que se indica en la **Figura 54**. Al hacer clic en el botón *validar P1h* se mostrará el valor real obtenido por la herramienta.

* La herramienta arrojará un mensaje en donde mostrará el valor correcto de la P a 1 hora, con el fin de que el usuario pueda comparar la correcta interpretación de la gráfica.

Figura 54. Valor de presión a 1 hora - PDD.

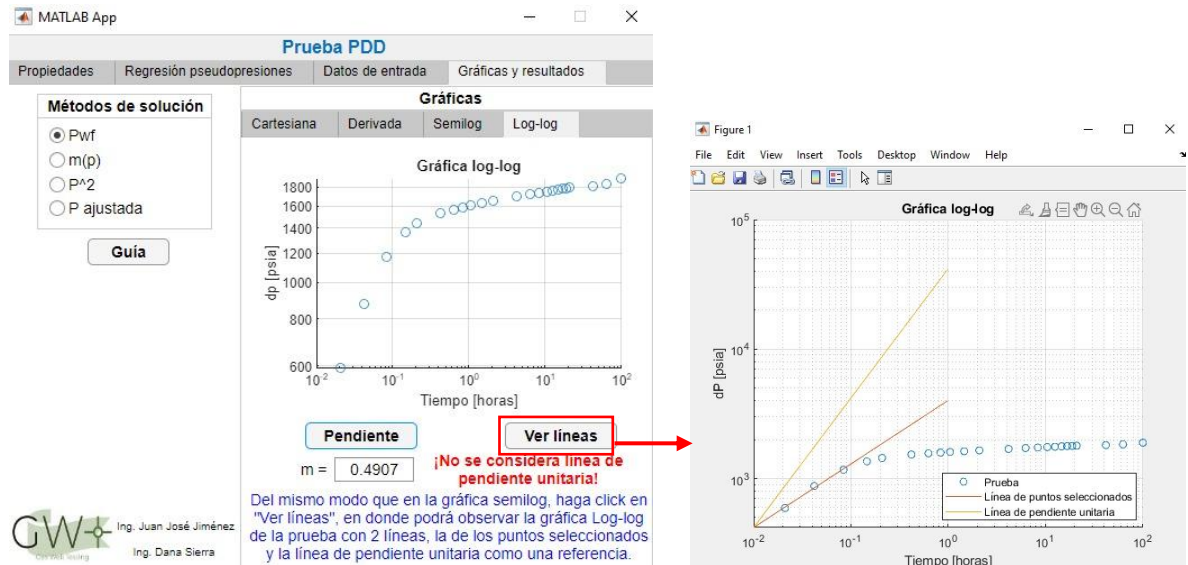


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

6. La interpretación de la gráfica Log-log y el cálculo de la pendiente se hace de manera similar a la gráfica semilog.
7. Repita el paso 3 para la gráfica Log-log.
8. Seleccionar los puntos que considere se encuentran sobre una línea de pendiente unitaria* y oprima el botón “enter” de su teclado para visualizar el valor de la pendiente.
9. Oprima el botón *ver línea* para visualizar la gráfica log-log, la línea de puntos seleccionados y la línea de pendiente unitaria, (ver **Figura 55**).

* El software arrojará un mensaje el cual le indicará si los puntos que usted seleccionó forman una línea de pendiente unitaria.

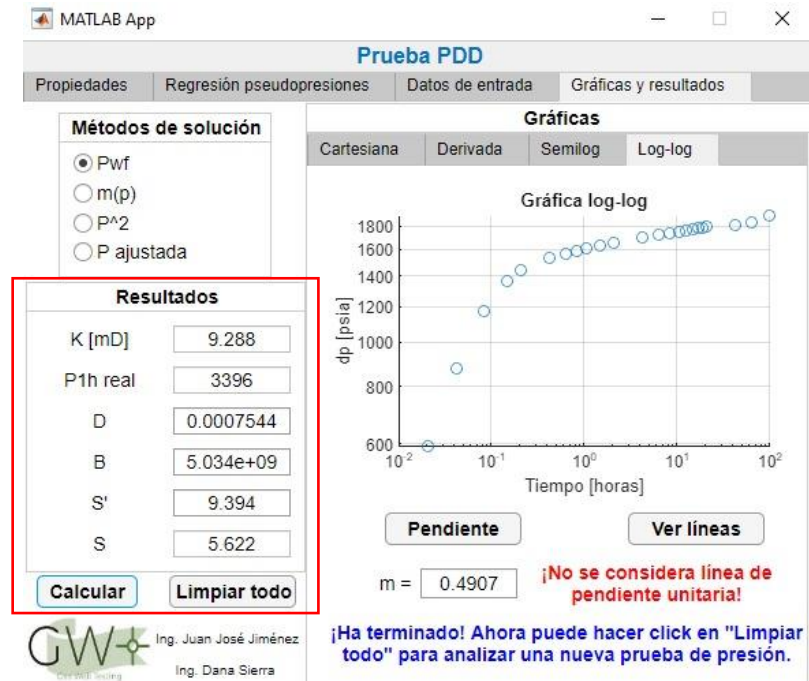
Figura 55. Ventana emergente gráfica Log-log – PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

10. Oprima el botón *calcular* para obtener los valores de permeabilidad del yacimiento (k), el factor de daño total y mecánico (S' y S), al igual que el factor de turbulencia Forchheimer (β) y el coeficiente de flujo no Darcy (D). (Ver **Figura 56**).
11. Oprima el botón limpiar todo si desea analizar una nueva prueba de presión.

Figura 56. Resultados - PDD



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

- **Solución PBU:**

1. Oprima el botón *analizar* – *Pruebas disponibles* – *PBU** (ver **Figura 46**).

Pestaña Propiedades:

2. Oprima el botón *importar* como se muestra en la **Figura 47** para visualizar la tabla de propiedades del gas. Si desea subir una tabla diferente oprima el botón *limpiar*.

* Los primeros pasos de las pruebas PDD y PBU son similares, por tal razón se referencian los pantallazos tomados para la solución de la prueba PDD.

Pestaña Regresión pseudopresiones:

3. Una vez importada la tabla de propiedades del gas, oprima el botón *graficar* como se muestra en la **Figura 48** para visualizar la gráfica de Pseudopresión Vs Presión.
4. Seguidamente, aparecerá un botón llamado *Mostrar tabla* que al oprimirlo se mostrará el proceso tabulado del cálculo de la función pseudopresión.
5. Partiendo del hecho que la función de pseudopresión del gas puede ser modelada mediante una regresión de tipo cuadrática o cúbica, seleccione la opción con la cuál desea trabajar*
6. Oprima el botón *Calcular* para obtener el valor de los coeficientes de la regresión ($a_0, a_1, \dots a_n$), coeficiente de determinación (R^2), media aritmética (\bar{X}) y desviación estándar (σ). Para determinar cuál regresión es mejor se debe considerar el R^2 y la diferencia entre \bar{X} y σ .

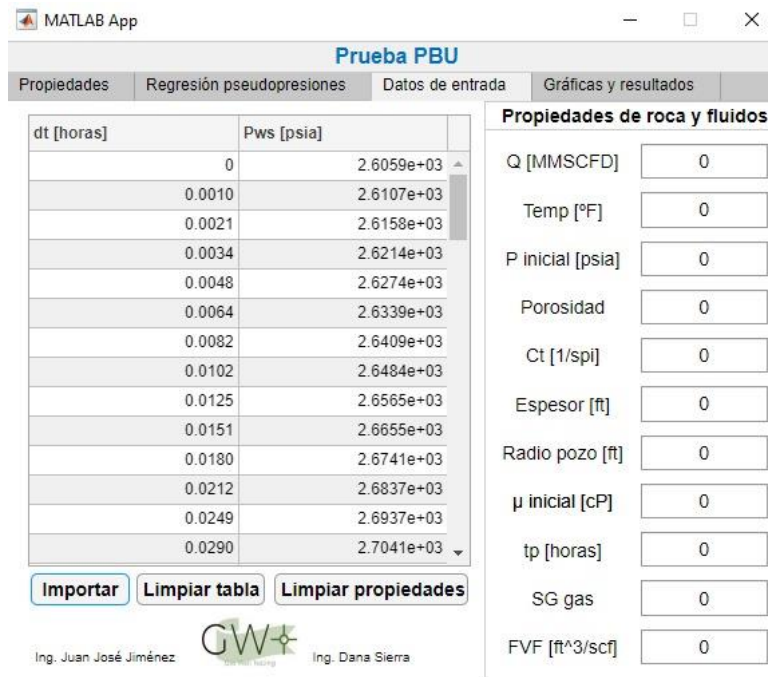
Pestaña Datos de entrada:

7. Oprima el botón *Importar* como se muestra en la **Figura 57** para visualizar la tabla del archivo Excel que contienen los datos de delta de tiempo y presión, que se encuentran en la tercera hoja del documento “Pseudopresión” (llamada “PBU”) y que siguen el mismo orden y ubicación descrito para la prueba PDD (ver **Figura 49**).
8. Una vez importada la tabla se podrán ingresar manualmente las propiedades de roca y fluido**, además del tiempo de producción (t_p) de la prueba (ver **Figura 57**).

* En la interfaz se mostrará la forma de ecuación de la regresión que se escogió.

** Asegúrese de que los parámetros ingresados estén en las unidades que se muestran en la interfaz.

Figura 57. Datos de entrada – PBU

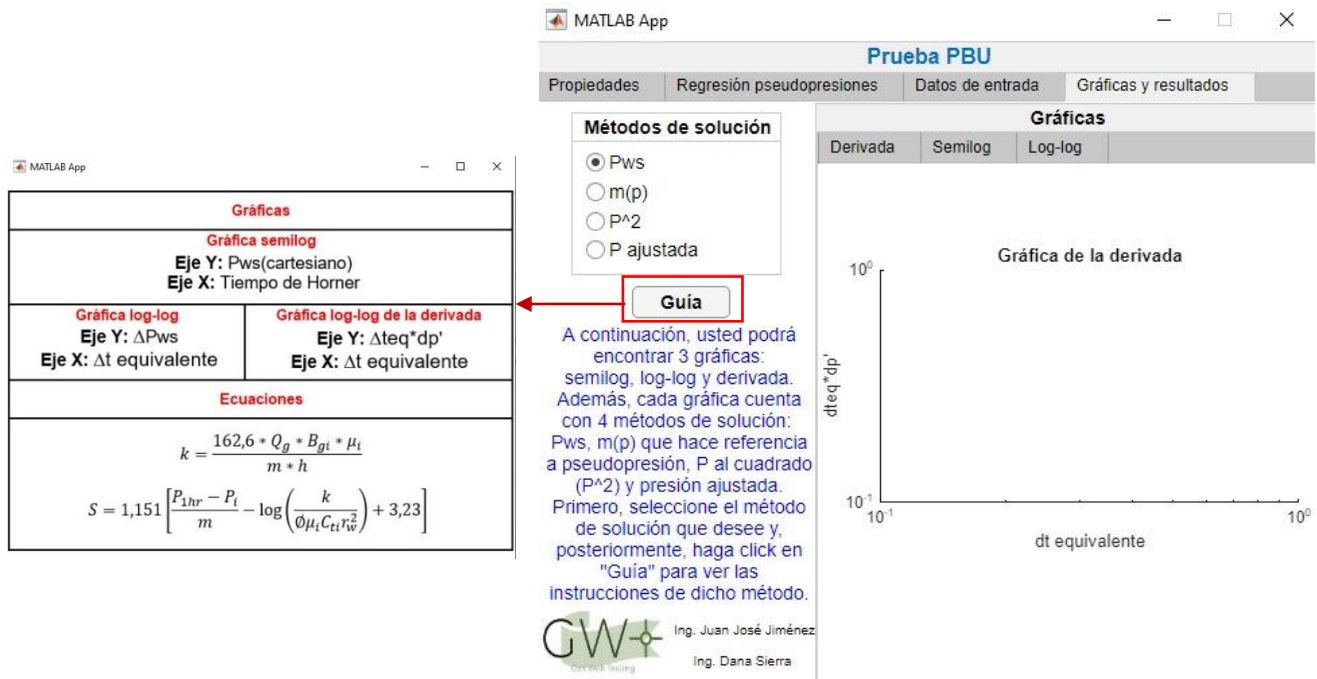


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Pestaña Gráficas y resultados:

9. Seleccione el método de solución (Pws, m(p), P², P ajustada) que desee y posteriormente oprima el botón de *Guía* para visualizar tanto los ejes de las gráficas, como las ecuaciones usadas para el cálculo de K y S. (Ver **Figura 58**).
10. Oprima el botón *graficar* para visualizar cada una de las gráficas (Derivada, Semilog, Log-log).
11. Con la gráfica de la derivada usted podrá identificar las regiones de la prueba (ETR, MTR, LTR).

Figura 58. Pestaña gráficas y resultados – PBU

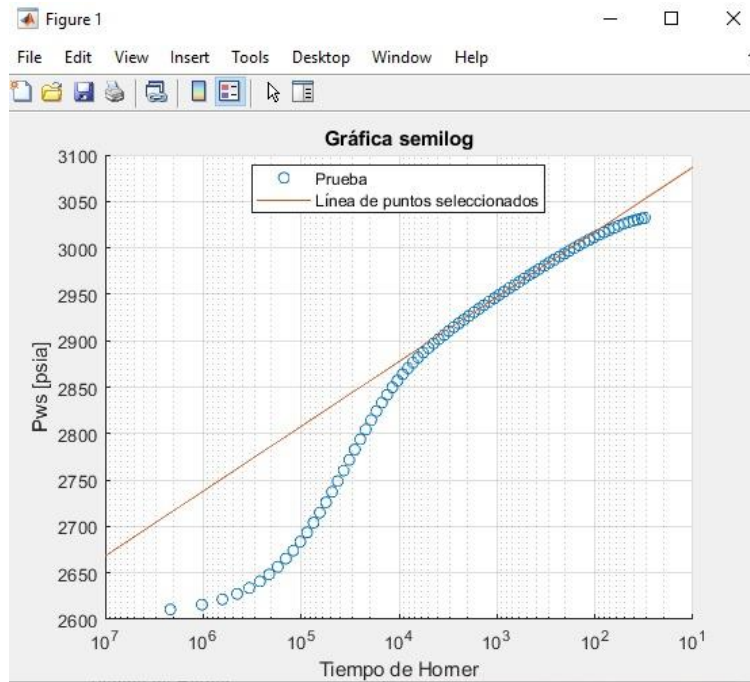


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

12. Diríjase a la gráfica Semilog y oprima el botón *Pendiente*, se abrirá una ventana emergente.
13. En la ventana emergente seleccione los dos puntos de la gráfica que considere delimitan el intervalo sobre el cual pasa una línea recta de forma aproximada.
14. Oprima la tecla “*enter*”, el programa calculará la pendiente de la línea recta.
15. El botón *Ver línea* abrirá nuevamente una ventana emergente en la cual podrá visualizar la línea recta que pasa por los puntos de la prueba que seleccionó en el paso 13. **(Figura 59)**.
16. Ingresar el valor de la P a 1 hora leída de la gráfica semilog*.

* La herramienta arrojará un mensaje en donde mostrará el valor correcto de la P a 1 hora, con el fin de que el usuario pueda comparar la correcta interpretación de la gráfica.

Figura 59. Ventana emergente gráfica semilog – PBU

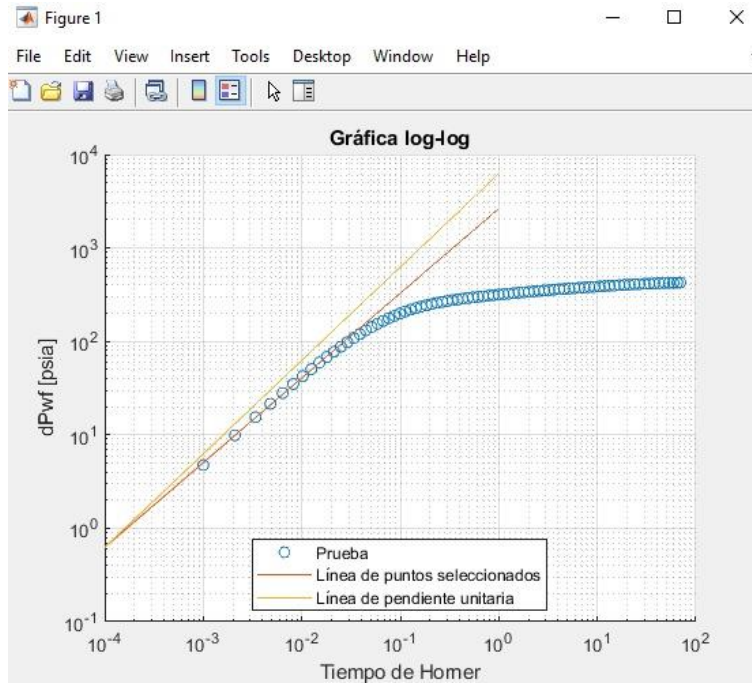


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

17. La interpretación de la gráfica Log-log y el cálculo de la pendiente se hace de manera similar a la gráfica semilog.
18. Repita el paso 13 para la gráfica Log-log.
19. Seleccionar los puntos que considere se encuentran sobre una línea de pendiente unitaria* y oprima la tecla “*enter*” para visualizar el valor de la pendiente.
20. Oprima el botón *ver líneas* para visualizar la gráfica log-log, la línea de puntos seleccionados y la línea de pendiente unitaria (ver **Figura 60**).

* El software arrojará un mensaje el cual le indicará si los puntos que usted seleccionó forman una línea de pendiente unitaria.

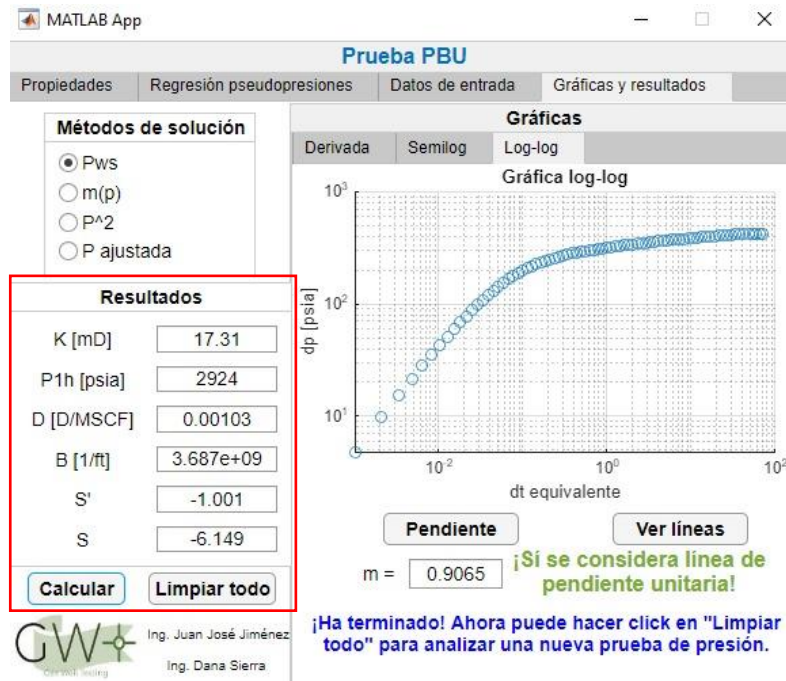
Figura 60. Ventana emergente gráfica Log-log – PBU



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

21. Finalmente oprima el botón *calcular* para obtener los valores de permeabilidad del yacimiento (k), el factor de daño total y mecánico (S' y S), al igual que el factor de turbulencia Forchheimer (β) y el coeficiente de flujo no Darcy (D). (Ver **Figura 61**).

Figura 61. Resultados - PBU



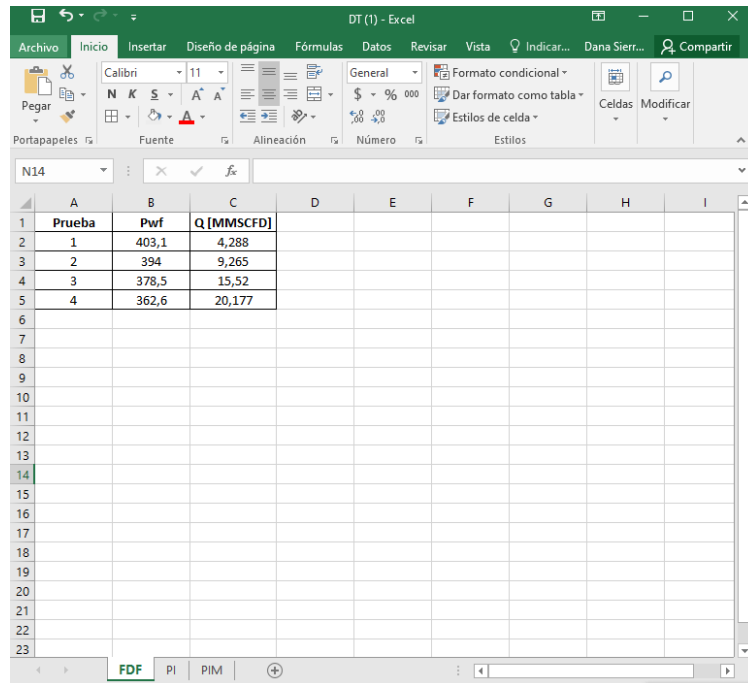
Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

22. Oprima el botón *limpiar todo* si desea analizar una nueva prueba de presión.

CAPACIDAD DE ENTREGA

La tercera interfaz contempla tres pestañas en donde se encuentran las tres pruebas de capacidad de entrega (prueba flujo después de flujo, isócrona e isócrona modificada). Para el análisis de dichas pruebas se debe tener un archivo de texto plano (.xlsx), llamado **“DT”** que contenga tres hojas de cálculo nombradas así: “FDF” (flujo después de flujo), “PI” (prueba isócrona), “PIM” (prueba isócrona modificada), como se muestra en la **Figura 62**. Según la prueba que se desee analizar la herramienta validará los datos y tendrá en cuenta únicamente los que se encuentren en la hoja de cálculo correspondiente.

Figura 62. Tabla de datos DT



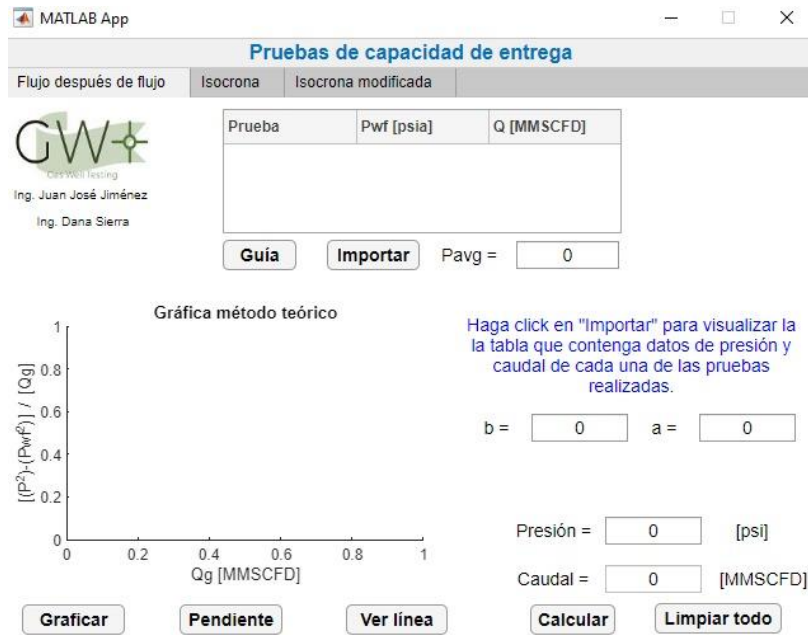
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Prueba	Pwf	Q [MMSCFD]						
2	1	403,1	4,288						
3	2	394	9,265						
4	3	378,5	15,52						
5	4	362,6	20,177						
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									

Fuente: Excel ejercicio pruebas de capacidad de entrega

La primera pestaña comprende la prueba “Flujo después de flujo” donde el usuario podrá importar la tabla que contenga los datos de presión y caudal de cada prueba unitaria, ingresar la presión promedio (P_{avg}), analizar la gráfica del método teórico para esta prueba, y finalmente ingresar el valor de presión a la cual desea calcular el caudal como se muestra en la **Figura 63**.

Las pruebas de capacidad de entrega también cuentan con un botón *Guía* que le mostrará al usuario una breve descripción escrita y gráfica de la prueba. (Ver **Figura 64**).

Figura 63. Interfaz de capacidad de entrega



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 64. Guía – prueba flujo después de flujo

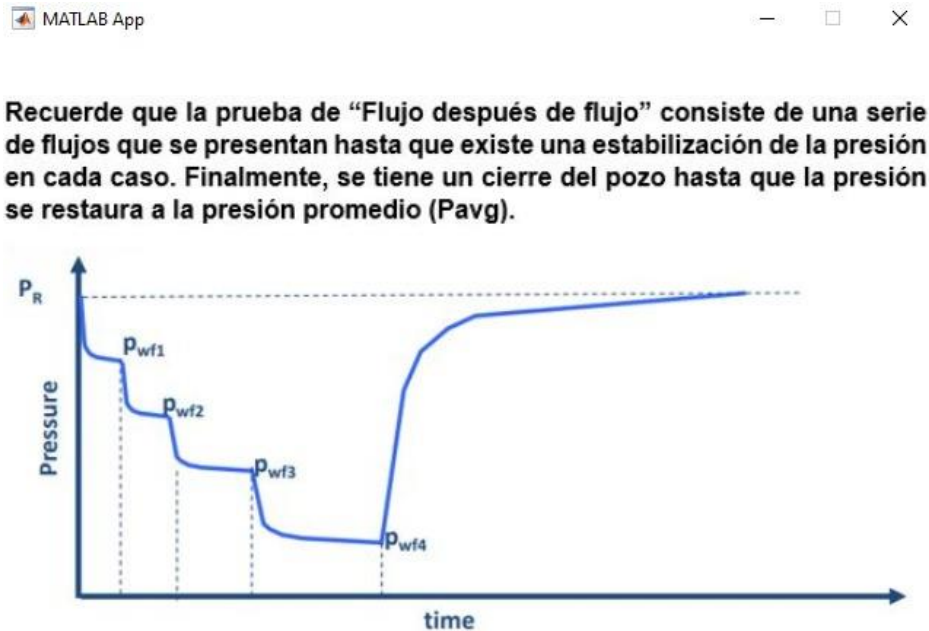
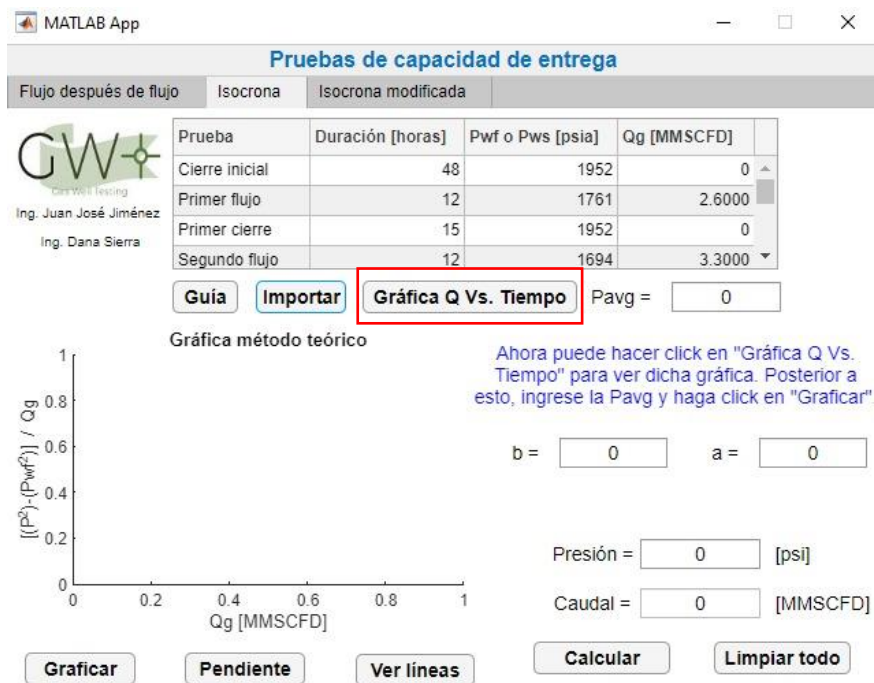


Imagen tomada de: Curso Análisis de presiones – PhD. Olga Patricia Ortiz

Fuente: Excel ejercicio pruebas de capacidad de entrega.

En la segunda y tercera pestaña se presenta la interfaz para el análisis de datos de una prueba isócrona e isócrona modificada respectivamente, las cuales cuentan con los mismos botones descritos para la prueba de flujo después de flujo, a excepción de un botón adicional llamado “Gráfica Q Vs Tiempo” que describe gráficamente cada uno de los periodos de flujo y cierre de la prueba, con sus respectivas duraciones, presiones y caudales, como se observa en la **Figura 65***.

Figura 65. Sección isócrona



Fuente: Excel ejercicio pruebas de capacidad de entrega

- **Ejercicio flujo después de flujo**

A continuación, se propone un ejercicio paso a paso para una prueba de flujo después de flujo.

* Las pestañas para las pruebas isócrona e isócrona modificada son similares, por tal razón se referencia el pantallazo tomado para la pestaña de la prueba isócrona.

Dados los datos de presión y caudal presentados en la **Tabla 12**, con una presión promedio (P_{avg}) de 408.2 psi, determine el AOF del pozo:

Tabla 12. Datos de prueba – flujo después de flujo

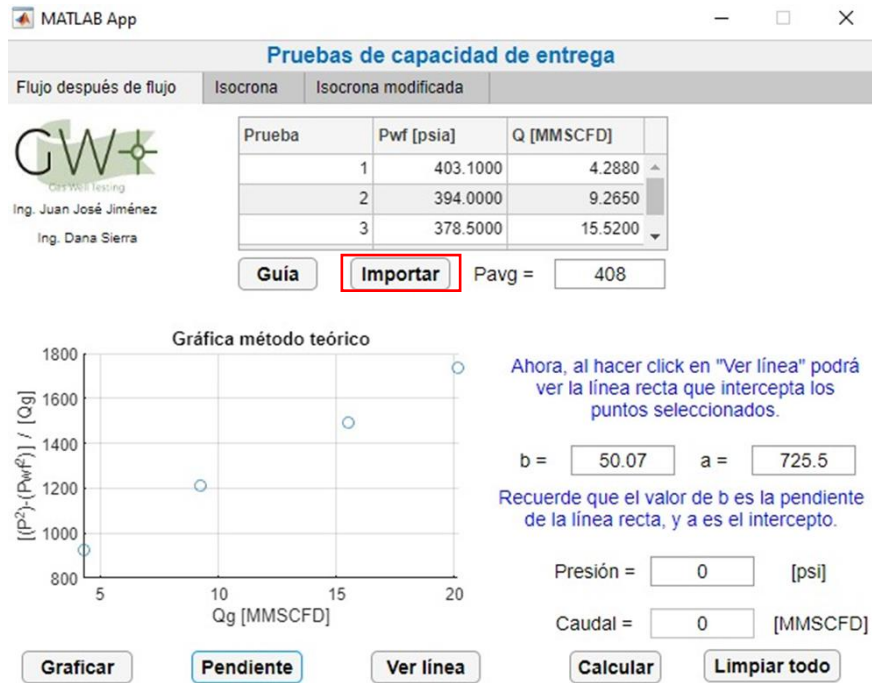
Prueba	Pwf [psi]	Q [MMSCFD]
1	403,1	4,288
2	394	9,265
3	378,5	15,52
4	362,6	20,177

Fuente: Ortiz, O. (2019). *Deliverability Test*. Clase de análisis de presiones

Solución flujo después de flujo:

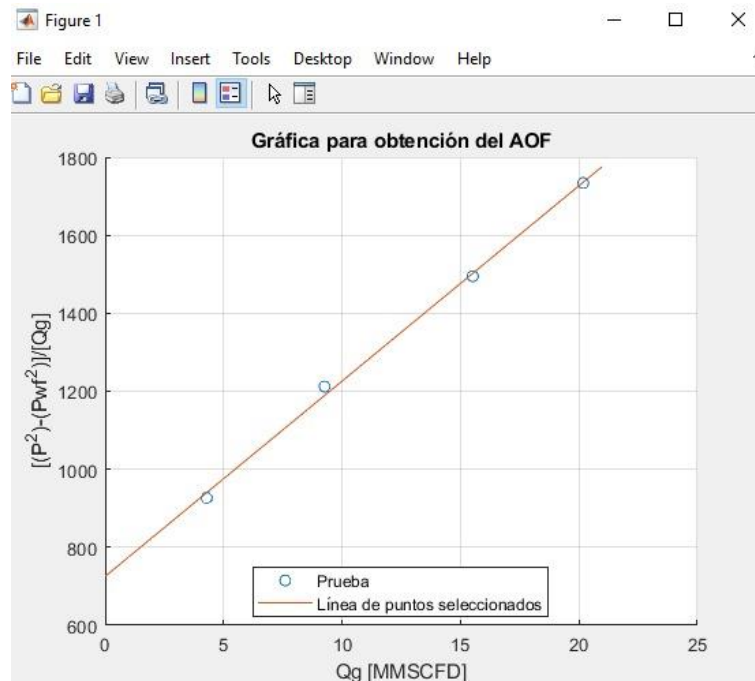
1. Oprima el botón *analizar* – *Pruebas disponibles* – *Capacidad de entrega*. (ver **Figura 46**).
2. En el botón *guía* el usuario podrá visualizar la descripción de la prueba, como se muestra en la **Figura 67**.
3. Oprima el botón *importar* como se muestra en la **Figura 66** para visualizar la tabla de datos de presión y caudal.
4. Ingrese la presión promedio (P_{avg}) y oprima el botón *Graficar* para visualizar la gráfica del método teórico, la cual es $\left[\frac{P_{avg}^2 - P_{wf}^2}{q_g} \right]$ vs q_g .
5. Oprima el botón *Pendiente* para seleccionar los puntos que delimitan el intervalo que define la pendiente de la línea recta mediante el método de mínimos cuadrados y, posteriormente, oprima la tecla “*enter*”. Con esto, se mostrará el valor de la pendiente de la línea recta (b) y su intercepto (a) en la ventana principal.
6. Oprima el botón *Ver línea* para observar la línea recta definida en el paso 5 (ver **Figura 67**).

Figura 66. Pestaña – Prueba flujo después de flujo



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 67. Gráfica para la obtención del AOF – Prueba flujo después de flujo



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

7. En el recuadro indicado en la **Figura 66** ingrese la presión a la cual se desea obtener el caudal del pozo*.
8. Oprima el botón *calcular* para obtener el valor del caudal del pozo a la presión indicada en el paso 7**.

- **Ejercicio prueba isócrona**

A continuación, se propone un ejercicio paso a paso para una prueba isócrona.

Dados los datos de presión y caudal presentados en la **Tabla 13**, con una presión promedio (P_{avg}) de 1952 psi, determine el AOF del pozo:

Tabla 13. Datos de prueba – prueba isócrona

PRUEBA	DURACIÓN [HORAS]	PWF O PWS [PSIA]	QG [MMSCFD]
Cierre inicial	48	1952	0
Primer flujo	12	1761	2,6
Primer cierre	15	1952	0
Segundo flujo	12	1694	3,3
Segundo cierre	17	1952	0
Tercer flujo	12	1510	5
Tercer cierre	18	1952	0
Cuarto flujo	12	1320	6,3
Flujo extendido	72	1151	6
Cierre final	100	1952	0

Fuente: Ortiz, O. (2019). *Deliverability Test*. Clase de análisis de presiones

Solución prueba isócrona

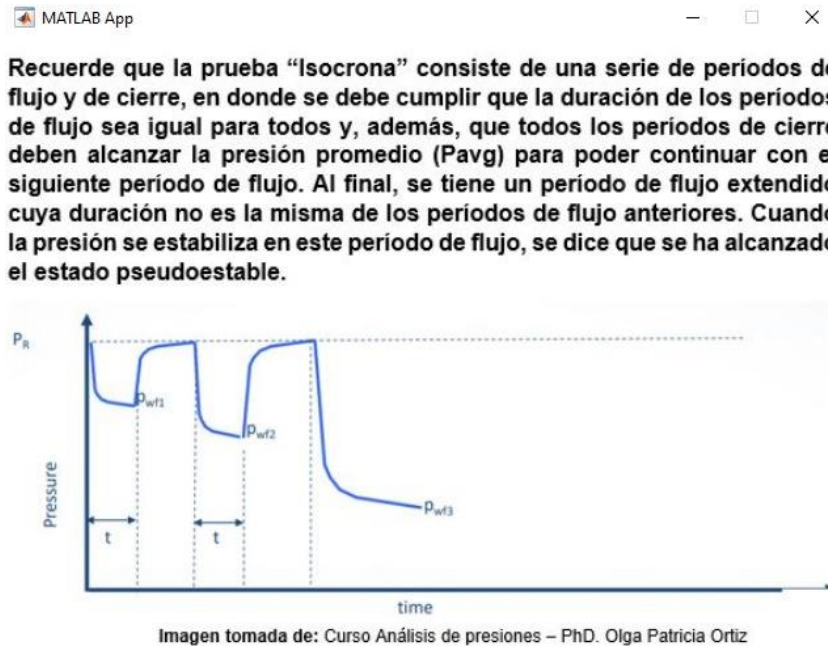
1. Al oprimir el botón *Guía* la descripción de la prueba se muestra en la **Figura 68**.

* Recuerde que una presión de 14.7 psi hace referencia al AOF del pozo.

** La presión ingresada debe ser mayor o igual a 14.7 psi y menor a la P_{avg} .

2. Oprima el botón *importar* como se muestra en la **Figura 69** para visualizar la tabla de datos***.

Figura 68. Guía – Prueba isócrona

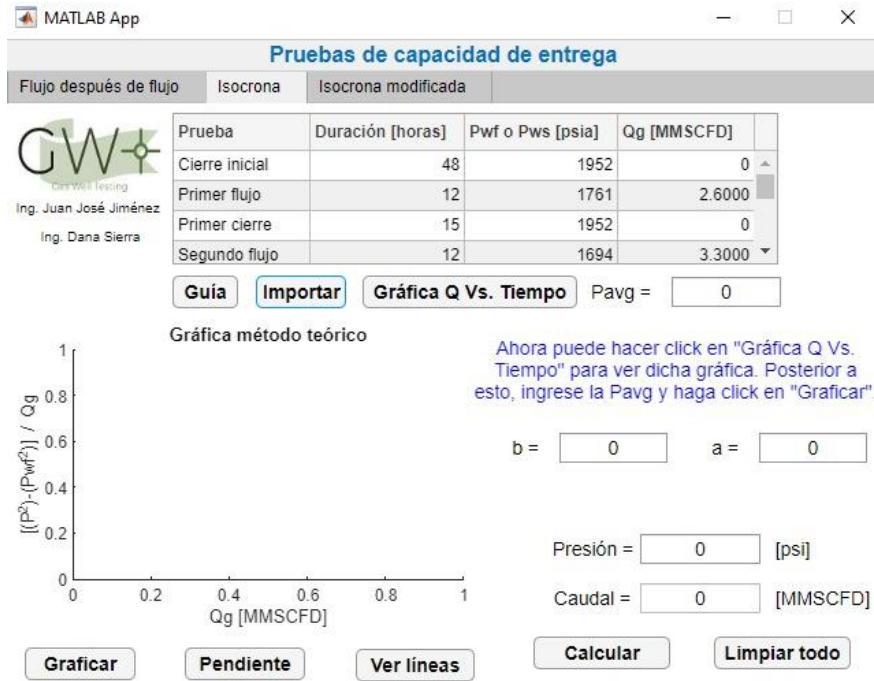


Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

3. Para visualizar la gráfica Q Vs. Tiempo (ver **Figura 70**), haga clic en el botón respectivo que se encuentra en la pestaña “prueba isócrona” de la ventana principal (ver **Figura 69**).

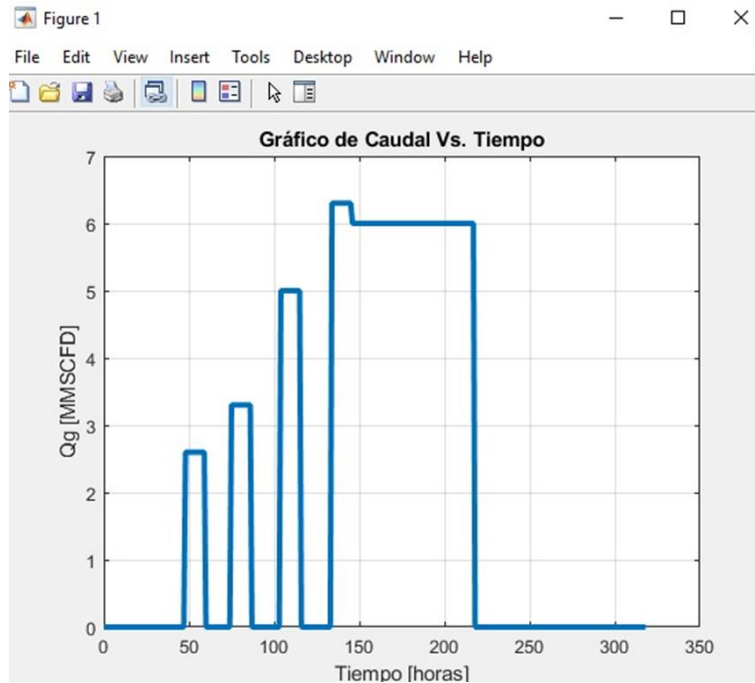
*** Se debe tener en cuenta que, para una prueba isócrona, las duraciones de los periodos de flujo deben ser igual.

Figura 69. Sección – Prueba isócrona



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

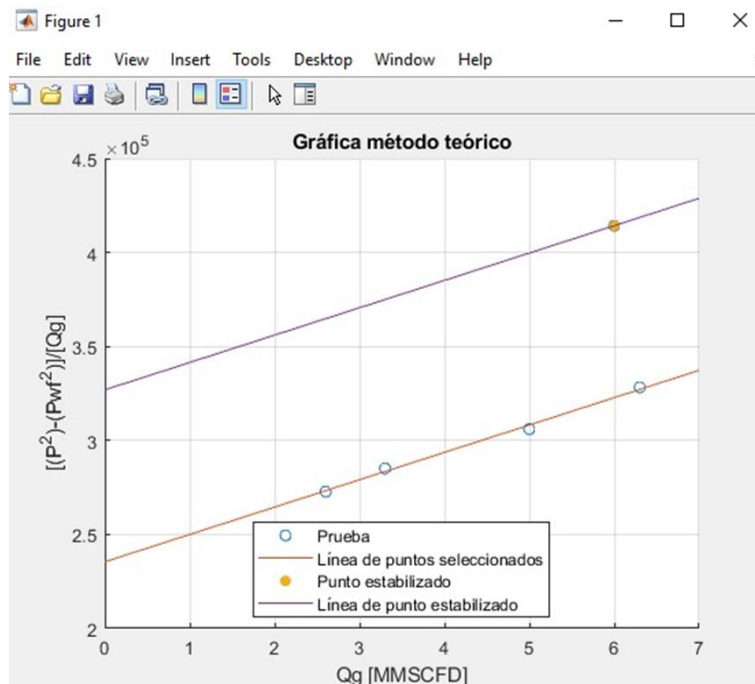
Figura 70. Gráfico de Caudal Vs Tiempo – Prueba isócrona.



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

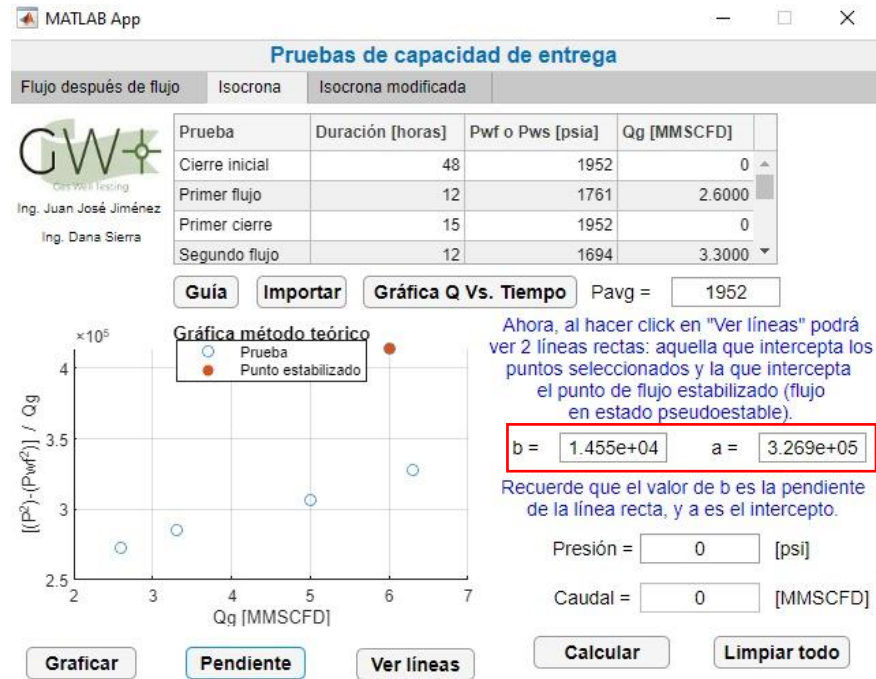
4. Al igual que para la prueba flujo después de flujo, ingrese la P_{avg} y oprima el botón *Graficar* para visualizar la gráfica del método teórico.
5. Oprima el botón *Pendiente* para seleccionar los puntos que delimitan el intervalo que define la pendiente de la línea recta mediante el método de mínimos cuadrados y, posteriormente oprima la tecla “*enter*”.
6. Oprima el botón *Ver líneas* para observar la línea recta definida en el paso 5, junto con otra línea que tiene la misma pendiente e intercepta el punto de flujo extendido de la prueba (punto estabilizado), como se observa en la **Figura 71**. Los valores de (b) y (a) que se muestran en la ventana principal corresponden a la pendiente de las dos líneas rectas y el intercepto de la línea del punto estabilizado, respectivamente (ver **Figura 72**).

Figura 71. Gráfica para la obtención del AOF – Prueba isócrona



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 72. Valores de b y a – Prueba isócrona



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

7. Ingrese la presión a la cual se desea obtener el caudal del pozo*.
8. Oprima el botón *calcular* para obtener el valor del caudal del pozo a la presión indicada**.

- **Ejercicio prueba isócrona modificada**

A continuación, se propone un ejercicio paso a paso para una prueba isócrona modificada.

Dados los datos de presión y caudal presentados en la **Tabla 14**, con una presión promedio (Pavg) de 1948 psi, determine el AOF del pozo.

* Recuerde que una presión de 14.7 psi hace referencia al AOF del pozo.

** La presión ingresada debe ser mayor o igual a 14.7 psi y menor a la Pavg.

Tabla 14. Datos de prueba – prueba isócrona modificada

PRUEBA	DURACIÓN [HORAS]	PWF O PWS [PSIA]	QG [MMSCFD]
cierre inicial	20	1948	0
primer flujo	12	1784	4,5
primer cierre	12	1927	0
segundo flujo	12	1680	5,6
segundo cierre	12	1911	0
tercer flujo	12	1546	6,85
tercer cierre	12	1887	0
cuarto flujo	12	1355	8,25
flujo extendido	81	1233	8
cierre final	120	1948	0

Fuente: Ortiz, O. (2019). *Deliverability Test*. Clase de análisis de presiones

Solución prueba isócrona

1. En el botón *guía* el usuario podrá visualizar la descripción de la prueba, como se muestra en la **Figura 73**.

Figura 73. Guía – Prueba isócrona modificada

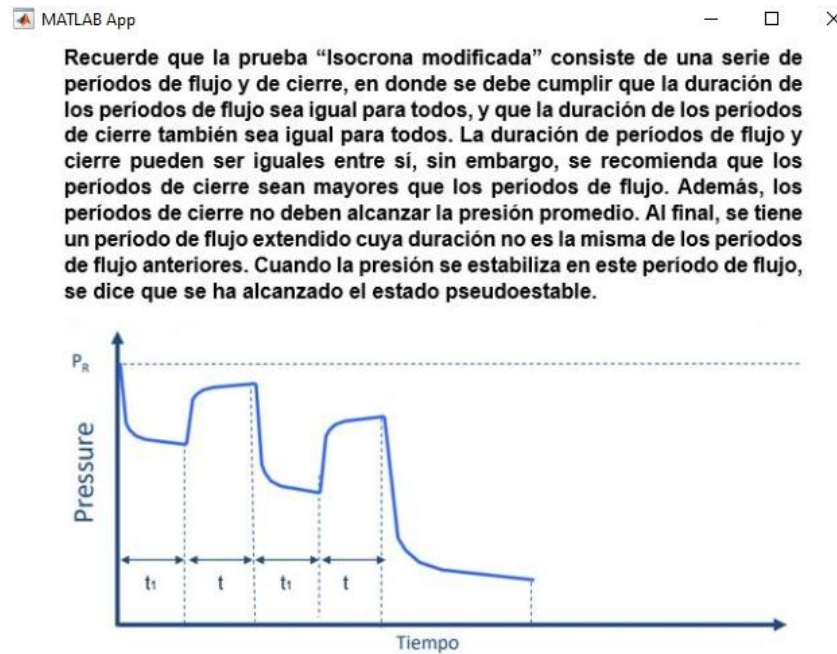
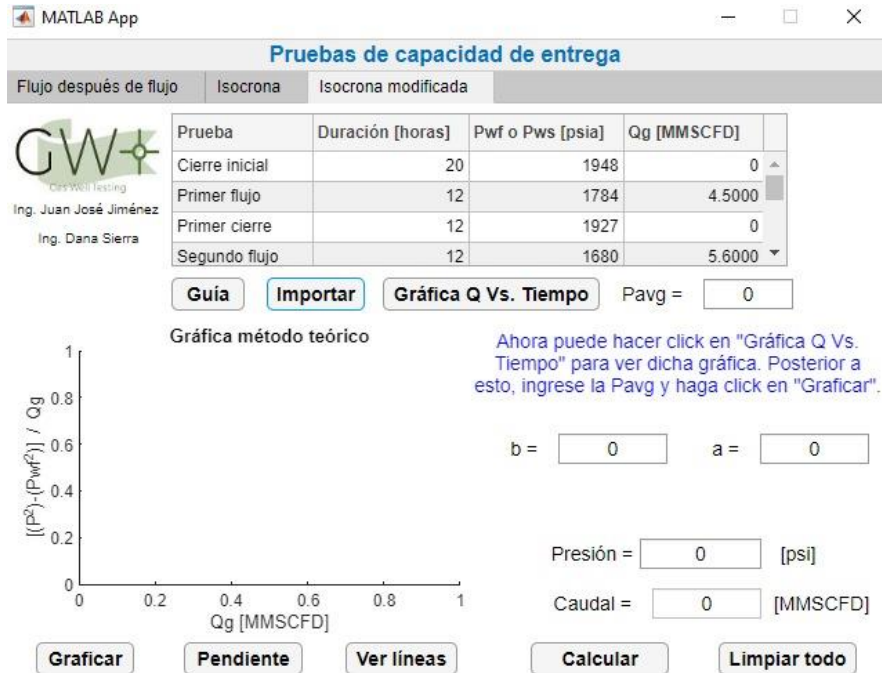


Imagen tomada de: Curso Análisis de presiones – PhD. Olga Patricia Ortiz

Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

2. Oprima el botón *importar* como se muestra en la **Figura 74** para visualizar la tabla de datos.

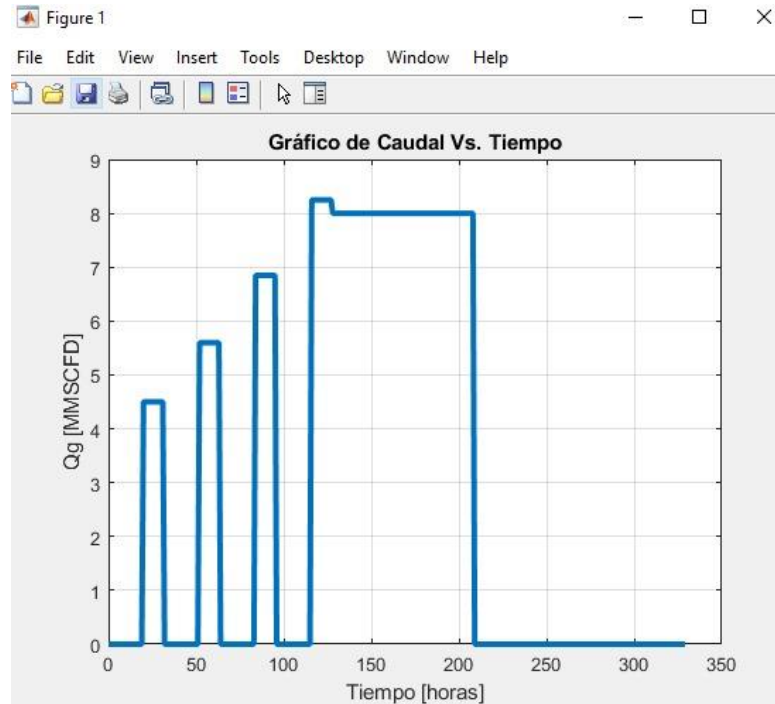
Figura 74. Pestaña – Prueba isócrona modificada



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

3. Si el usuario desea puede oprimir el botón *Gráfica Q Vs. Tiempo* para tener una idea gráfica del comportamiento de la prueba (ver **Figura 75**).

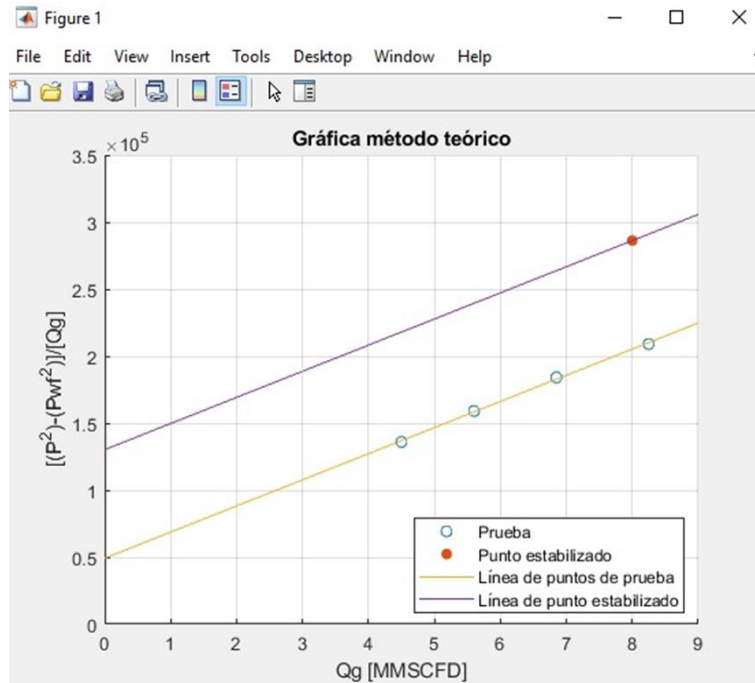
Figura 75. Gráfico de Caudal Vs Tiempo – Prueba isócrona modificada.



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

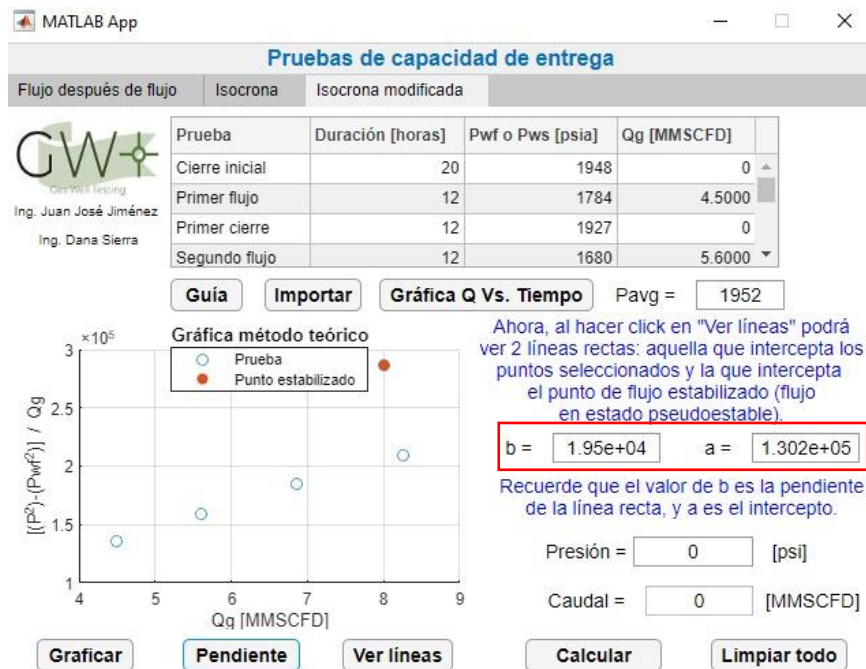
4. Al igual que para la prueba flujo después de flujo e isócrona, ingrese la P_{avg} y oprima el botón *Graficar* para visualizar la gráfica del método teórico.
5. Oprima el botón *Pendiente* para seleccionar los puntos que delimitan el intervalo que define la pendiente de la línea recta mediante el método de mínimos cuadrados y, posteriormente oprima la tecla “*enter*”.
6. Oprima el botón *Ver líneas* para observar la línea recta definida en el paso 5, junto con otra línea que tiene la misma pendiente e intercepta el punto de flujo extendido de la prueba (punto estabilizado), como se observa en la **Figura 76**. Los valores de (b) y (a) que se muestran en la ventana principal corresponden a la pendiente de las dos líneas rectas y el intercepto de la línea del punto estabilizado, respectivamente (ver

Figura 76. Gráfica para la obtención del AOF – Prueba isócrona modificada.



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

Figura 77. Valores de b y a – Prueba isócrona modificada



Fuente: Herramienta Software para el análisis de pruebas de presión en pozos productores de gas.

7. Ingrese la presión a la cual se desea obtener el caudal del pozo*.
8. Oprima el botón *calcular* para obtener el valor del caudal del pozo a la presión indicada**.

* Recuerde que una presión de 14.7 psi hace referencia al AOF del pozo.

** La presión ingresada debe ser mayor o igual a 14.7 psi y menor a la P_{avg} .