



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS DE PRESIONES TRANSITORIAS (PTA) EN EL CAMPO LAGO
AGRIO MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE SAPHIR”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ROXANNA ELIZABETH PATIÑO ROBINSON

SULEIKA SOLIMAR ROSERO MEZA

GUAYAQUIL – ECUADOR

2017

DEDICATORIA

A mis padres Grace y Jimmy, quienes con su lucha incansable, su guía y amor incondicional me han permitido culminar con esta etapa.

A mis hermanos Andrés y Leonel, por su apoyo y paciencia.

A mis tíos María y Carlos, quienes junto con su familia me acogieron en su hogar al inicio de esta travesía.

A mis amigos por las grandes lecciones aprendidas y los momentos compartidos a lo largo de este ciclo de vida.

Roxanna Elizabeth Patiño Robinson

DEDICATORIA

A mis padres Silvia y Javier, a mis tíos Marisol y Mauro, que fueron apoyo fundamental a lo largo de esta etapa, con su cariño y motivación para lograr una meta más.

A los amigos que he conocí a lo largo de la carrera, especialmente Jhon, Stephano y Yandry por su apoyo incondicional.

Suleika Solimar Rosero Meza

AGRADECIMIENTO

A Dios, por las bendiciones derramadas y por darnos la fortaleza necesaria para superar cada obstáculo.

Al M.Sc. Fernando Sagnay, maestro que con su experiencia, fue apoyo fundamental para el desarrollo de este proyecto.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y al M.Sc Romel Erazo, tutor de la FICT, por habernos otorgado los conocimientos y guía necesaria para ser profesionales.

Roxanna Elizabeth Patiño Robinson

Suleika Solimar Rosero Meza

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fabian Vera Rosales-
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Roxanna Elizabeth Patiño Robinson

Suleika Solimar Rosero Meza

RESUMEN

El presente proyecto analiza los datos proporcionados por una prueba de restauración de presión realizada en el Campo Lago Agrio con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arenisca "Basal Tena", usando como herramienta el Software Saphir.

En el Capítulo 1 se explica la justificación del proyecto, se describe el problema y los objetivos propuestos a alcanzar, se muestra la metodología a seguir, se describe al campo, su ubicación, las características del petróleo, estructura geológica del campo.

En el Capítulo 2 se sintetiza la teoría necesaria para desarrollar este proyecto, tal como definición de parámetros que determinan la respuesta de un pozo, sus bases matemáticas, los modelos que utiliza el software Saphir para analizar las pruebas de presiones transitorias (PTA)

En el Capítulo 3 se describe el procesamiento de datos realizado por software Saphir, el modelamiento y los posibles escenarios que describen el comportamiento de la presión en el pozo “NN”.

En el Capítulo 4 se realiza el análisis de resultados, dónde se justifican los modelos utilizados para realizar el análisis de presiones transitorias.

En el Capítulo 5 se sintetizan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
CAPITULO 1	19
1. INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. Preámbulo	20
1.2. Descripción del problema	22
1.3. Justificación.....	22
1.4. Propuesta	23
1.5. Objetivos	24
1.5.1. Objetivo general.....	24

1.5.2. Objetivos específicos	25
1.6. Metodología.....	25
1.7. Descripción del Campo	26
1.7.1. Antecedentes del campo.....	26
1.7.2. Ubicación del campo.....	27
1.7.3. Estructura Geológica.....	28
1.7.4. Características de los Hidrocarburos	29
CAPÍTULO 2.....	30
2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	30
2.1. Pruebas de presión	31
2.2. Bases matemáticas para el Análisis de Pruebas de Presiones.....	32
2.3. Variables adimensionales.....	32
2.4. Radio de Investigación	34
2.5. Principios de Superposición	35
2.6. Factor de daño	38
2.7. Efecto de almacenamiento.....	43
2.8. Análisis de Presiones Transitorias (PTA)	45
2.9. Pruebas de restauración de presión.....	47
2.10. Análisis de una Prueba de Restauración de Presión usando el Método de la Derivada.	49
2.10.1. Derivada de Bourdet en ETR.....	52
2.10.2. Derivada de Bourdet en MTR	53

2.10.3. Derivada de Bourdet y otros regímenes de flujo	54
2.10.4. Derivada de Bourdet y otros modelos	56
CAPÍTULO 3.....	57
3. MODELAMIENTO Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS	57
3.1. Software Saphir.....	58
3.2. Datos básicos para la evaluación.....	58
Fuente: Petoamazonas EP. (2015).....	58
Fuente: Petoamazonas EP. (2015).....	59
Fuente: Petoamazonas EP. (2015).....	59
Fuente: Petoamazonas EP. (2015).....	59
3.3. Procesamiento de datos.....	59
3.3.1. Inicialización.....	59
3.3.2. Carga de datos	62
3.3.3. Sincronización de datos.....	64
3.3.4. Extracción de la derivada.....	65
3.4. Modelamiento.....	67
3.4.1. Primer Escenario.....	68
3.4.2. Segundo escenario	69
3.4.3. Tercer escenario	70
CAPÍTULO 4.....	72
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	72
4.1. Modelo de llenado del pozo.....	73

4.2. Modelo del pozo	74
4.3. Modelo del yacimiento.....	74
4.4. Modelo de frontera	74
4.5. Comparación de escenarios.....	74
4.6. Resultados del tercer escenario	76
4.7. Cálculo del IP	76
4.8. Resultados finales	78
CAPÍTULO 5.....	79
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

PTA	Análisis de Presiones Transitorias
DST	Drill Stem Test
BFPD	Barriles de fluido por día
BSW	Basic Sediments and Water
LGA	Lago Agrio
WBS	Wellbore Storage
PSI	Pound per Square Inch
ETR	Early Time Region
MTR	Medium Time Region
LTR	Late Time Region
IARF	Infinite Acting Radial Flow
IP	Index Productivity

SIMBOLOGÍA

P_D	Presión Adimensional
ΔP	Variación de presión
ΔP_s	Variación de presión adicional en la zona invadida
t_D	Tiempo Adimensional (Yacimiento Infinito)
t_{DA}	Tiempo Adimensional (Yacimiento Finito)
t_p	Tiempo de producción
r_D	Radio Adimensional
r_w	Radio del pozo
r_{inv}	Radio de investigación
r_s	Radio de la zona invadida
A	Área de drenaje
C_t	Compresibilidad total de la formación
Bls	Barriles
P_i	Presión Inicial del Yacimiento
P_b	Presión de burbuja
P_{wf}	Presión de Fondo Fluyente

P_{ws}	Presión de estática de fondo
k	Permeabilidad Promedio del Yacimiento
k_s	Permeabilidad de la zona invadida
h	Espesor neto de la formación
q_o	Caudal de petróleo
Q_f	Caudal total de fluido
B_o	Factor Volumétrico del petróleo
μ_o	Viscosidad del petróleo
\emptyset	Porosidad
S	Daño de formación
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit
ft	Pies
mD	milidarcys

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología de trabajo	26
Figura 2.1 Presión en el Punto N. Superposición en el espacio.	37
Figura 2.2 Cambio de tasa de un pozo. Superposición en tiempo.....	38
Figura 2.3 Daño alrededor del pozo.....	40
Figura 2.4 Perfil de presiones alrededor de un pozo con daño.....	41
Figura 2.5 Perfil de presión en un pozo con daño positivo.	42
Figura 2.6 Perfil de presión en un pozo con daño negativo.	42
Figura 2.7 Comportamiento de la tasa de flujo en la cara de la arena debido al efecto de almacenamiento	44
Figura 2.8 Variación de flujo debido al efecto de almacenamiento.	44
Figura 2.9 Prueba de restauración de presión.....	48
Figura 2.10 Gráfica semi-log típica	50
Figura 2.11 Diagnóstico de la Derivada log-log	51
Figura 2.12 Curva Tipo Log-Log con Derivativa.....	53
Figura 2.13 Curva Tipo Derivativa con daño negativo	54
Figura 2.14 Derivada de Bourdet y varios regímenes de flujo	55
Figura 2.15 Derivada de Bourdet y otros modelos.....	56
Figura 3.1 Inicialización de datos. Paso 1.....	60
Figura 3.2 Inicialización de datos. Paso 2.....	61
Figura 3.3 Inicialización de datos. Paso 3.....	61

Figura 3.4 Inicialización de datos. Paso 4.....	62
Figura 3.5 Carga de datos. Paso 1.	63
Figura 3.6 Carga de datos. Paso 2.	63
Figura 3.7 History plot inicial	64
Figura 3.8 History plot sincronizado.....	65
Figura 3.9 Parámetros para suavizar la curva de la derivada	66
Figura 3.10 Gráfica log.log de la Presión y la Derivada de Bourdet.....	67
Figura 3.11 Modelo del primer escenario.....	68
Figura 3.12 Gráfica log-log para el primer escenario	69
Figura 3.13 Modelo del segundo escenario	69
Figura 3.14 Gráfica log-log para el segundo escenario.	70
Figura 3.15 Modelo del tercer escenario.....	70
Figura 3.16 Gráfica log-log para el tercer escenario	71
Figura 4.1 Gráfica log-log de comparación de escenarios.....	75
Figura 4.2 Reporte de resultados del tercer escenario	76
Figura 4.3 Gráfico Pwf vs. Q para el cálculo del IP	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Variables Adimensionales.....	34
Tabla II. Modelos de Interpretación para PTA.....	47
Tabla III. Tipos de pruebas de presión.....	49
Tabla IV. Efecto de ciertos regímenes de flujo en la Derivada de Bourdet. ...	55
Tabla V. Datos mecánicos	58
Tabla VI. Propiedades de los fluidos.....	59
Tabla VII. Parámetros del yacimiento.	59
Tabla VIII. Datos de caudal.....	59
Tabla IX. Perfil de presiones.....	77
Tabla X. Resultados finales de la prueba.....	78

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

El primer y más grande problema que enfrentan los ingenieros en petróleo es caracterizar la naturaleza física del yacimiento del que será producido el crudo. Y la dificultad radica en las heterogeneidades, la magnitud del yacimiento y el número limitado de pozos, que es donde se puede realizar la toma directa de los datos. La veracidad de los resultados de las simulaciones de yacimiento dependerá de la calidad de la descripción inherente al modelo. Existen diferentes formas de obtener información sobre las características del yacimiento como:

- Sísmica y estudios geológicos asociados,
- Información obtenida durante la etapa de perforación (análisis de ripios, núcleos e interpretación de algunos registros),
- Evaluación de formaciones (registros),
- Pruebas de presiones transitorias de pozos (incluye registro de producción),
- Análisis del comportamiento del yacimiento (history matching).

El desarrollo de este proyecto se basa en pruebas de presiones transitorias de pozos. El análisis de la presión de los pozos se refiere esencialmente a la relación dinámica entre la tasa de producción, la presión de fondo y la presión del yacimiento en la proximidad del pozo

considerado. El conocimiento de esta relación de las pruebas de campo, combinado con un modelo realista para el flujo de fluidos en la roca del yacimiento que rodea el pozo, permite que los parámetros del sistema de flujo como la permeabilidad se establezcan por inferencia. De hecho, el análisis de transitorios de presión es simplemente una técnica de estimación de parámetros en la que uno o más de los parámetros de una ecuación diferencial se calculan a partir de una solución medida. (Stewart, G, Jamiolahmady, M, 2012).

El objetivo de las pruebas de pozo que se realizan durante la etapa de exploración es extraer cierta información de ellas, tal como medir la presión inicial del yacimiento, estimar volumen del yacimiento, medir el daño y la permeabilidad cercana al pozo e identificar heterogeneidades y fronteras. Cuando se realizan en pozos productores el objetivo es verificar permeabilidad y el efecto de daño, identificar el comportamiento de fluido, estimar la presión promedio del yacimiento, confirmar heterogeneidades y fronteras y evaluar conectividad hidráulica. (Gringarten, A, 2008)

1.2. Descripción del problema

Durante la etapa de desarrollo de un campo se realizan operaciones de perforación y completación de nuevos pozos. Una vez terminadas dichas operaciones, es primordial la obtención de los parámetros que determinen la respuesta del comportamiento de afluencia del yacimiento, sean estos, permeabilidad promedio del área de drenaje, daño de formación, presión estática promedio, presencia de fallas o contactos.

1.3. Justificación

Dentro de la industria petrolera, la rentabilidad económica generada a partir de la explotación y producción de hidrocarburos en campos nuevos o maduros es un factor clave para el desarrollo y continuidad de la vida productiva de los mismos, por lo que conocer la productividad de un pozo o reservorio resulta de suma importancia. Para cumplir con esta finalidad es preciso llevar a cabo estudios detallados que permitan monitorear su comportamiento.

A menudo se realizan diversos tipos de pruebas de presión como técnica principal para el modelamiento del sistema pozo-yacimiento, tales como: pruebas de declinación de presión, pruebas de restauración de presión, pruebas DST, pruebas multi-tasa y pruebas de interferencia.

Una interpretación apropiada de los datos proporcionados por una prueba de presión, cuyas variables son la presión y el tiempo, permite que el reservorio sea evaluado correctamente lo que equivale a un manejo adecuado del mismo con el fin de mejorar la productividad. (Arango, M y Naranjo, A.)

Fue Bourdet el encargado de introducir uno de los métodos más importantes del análisis de las pruebas de presiones, el método de la derivada. La ventaja de este método se debe a la gran sensibilidad de la derivada para detectar las características y el comportamiento del sistema pozo-yacimiento. Las técnicas de diagnóstico actuales, en su mayoría, se fundamentan en el método de la derivada. Esto permite hacer un ajuste de presión más preciso y efectuar con más confiabilidad el análisis y la interpretación de la prueba de presión. (Alvarado, D. 2004).

1.4. Propuesta

Existen diversos modelos analíticos para la interpretación de pruebas de presión, sin embargo, se utilizará técnicas computacionales para procesarlas.

Mediante el uso del Software Saphir, basado principalmente en el Método de la Derivada de Bourdet, se realizará un análisis de presiones transitorias (PTA) del Campo Lago Agrio considerando parámetros de entrada, tales como, tasas de flujo, presiones, y características PVT de los fluidos.

Utilizando Saphir se seleccionará uno o varios modelos que permitan generar un modelamiento que se ajuste parcial o totalmente a la prueba de presión. Si éste no satisface los requerimientos se procederá a modificar los cálculos de los parámetros para un refinamiento del modelo lo que aumentará la convergencia y éxito del mismo.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

- Analizar los datos obtenidos durante una prueba de restauración de presión realizada en el Campo Lago Agrio al Pozo LGA – 012, utilizando el Software SAPHIR para conocer el potencial productivo de la arenisca “Basal Tena”.

1.5.2. Objetivos específicos

- Utilizar el Software Saphir para realizar la interpretación de los datos obtenidos durante la prueba de presión.
- Seleccionar correctamente el modelo proporcionado por Saphir que se ajuste con mayor precisión a la prueba de presión del Pozo LGA-012.
- Determinar las presiones del yacimiento, tales como, presión de fondo fluvente y presión estática del yacimiento.
- Determinar el daño de formación, índice de productividad y capacidad de flujo.

1.6. Metodología

A continuación se detalla la estrategia para el desarrollo de este proyecto.

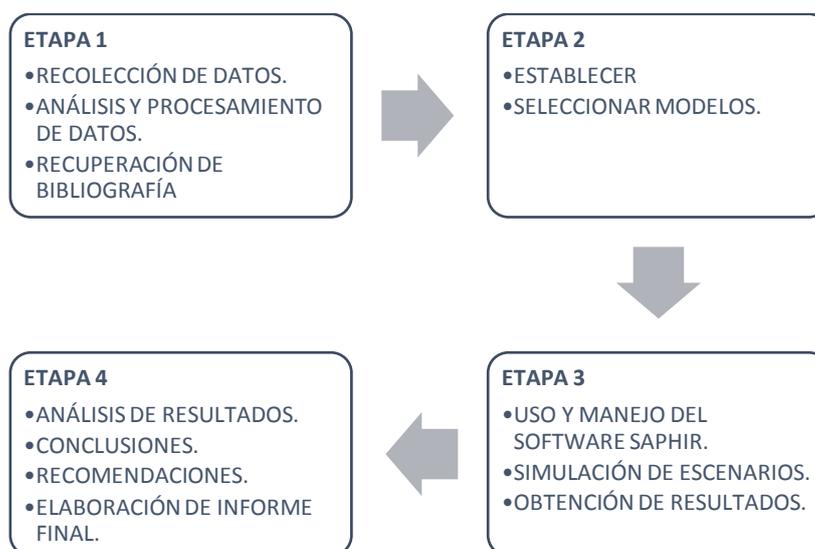


Figura 1.1 Metodología de trabajo
Fuente: Patiño, R., Rosero, S., 2017.

1.7. Descripción del Campo

1.7.1. Antecedentes del campo

El Campo Lago Agrio fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf, que perforó el pozo exploratorio Lago Agrio 1 en 1967, con una profundidad de 10.175 pies. El pozo produjo a flujo natural petróleo de 29° API a 2 995 BPPD. El objetivo primario de la perforación fue la formación Hollín. Bajo la premisa de existencia de hidrocarburos en la Cuenca Oriente, los años siguientes se realizaron extensas campañas de exploración, descubriendo así los campos más grandes de la cuenca. La

producción acumulada del campo hasta diciembre del 2012 fue 160.994,7 MBPPD. (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2014).

1.7.2. Ubicación del campo

El Campo Lago Agrio se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, corresponde al bloque petrolero 56 del Ecuador Continental (Figura 1.2), se encuentra al Norte de la Región Amazónica. Está limitado al Norte por el bloque Charapa y Chanangue, al sur por el bloque Eno-Ron, al este por el bloque Shushufindi-Libertador y al oeste por el bloque Lumbaqui.



Figura 1.2 Ubicación de campo Lago Agrio.
Fuente: Secretaría de Hidrocarburos Ecuador, 2015.

1.7.3. Estructura Geológica

La estructura Lago Agrio es un anticlinal con orientación Norte-Noreste, Sur-Suroeste, sus dimensiones son de aproximadamente 11 km de longitud y 4.5 km de ancho, en su flanco oriental limita con una falla transpresional que corta las estructuras Charapa (Norte)-Lago Agrio- Palo Azul (Sur). (Baby, et. al, 2014)

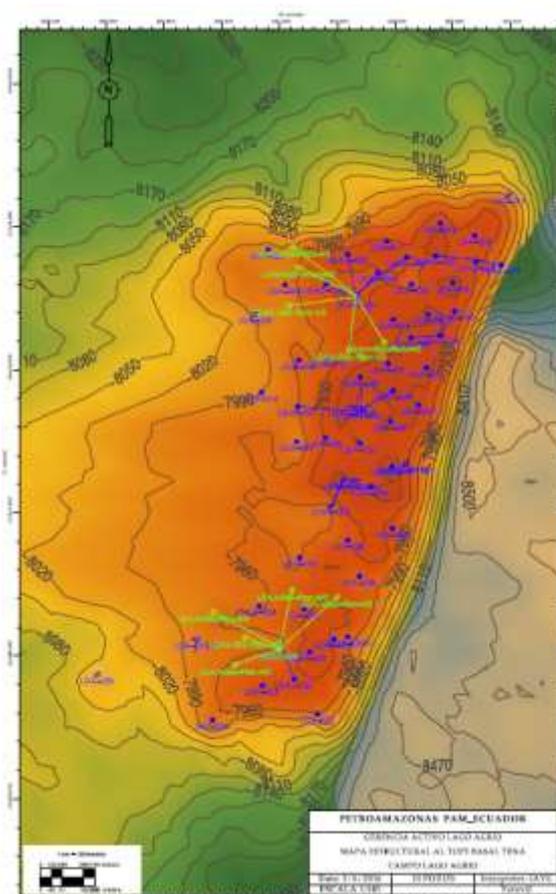


Figura 1.3 Mapa estructural al Tope Basal Tena.

Fuente: Petroamazonas EP, 2016.

1.7.4. Características de los Hidrocarburos

La producción de este campo se localiza en las formaciones Hollín, T, U y Basal Tena.

Para la formación Hollín la gravedad API va desde 28° hasta 32°, y los contenidos de azufre son bajos (para tres muestras de crudo tomadas: 0.29, 0.51 y 0.57% en peso); para la formación T la densidad varía entre 29°-34° API, mientras que en una muestra de crudo tomada se midió 0.53% en peso de contenido de azufre; para la formación U la densidad varía entre 29°-31° API; y para la formación Basal Tena 28°-29° API, y su contenido de azufre en una muestra tomada es de 0.94% en peso. (Baby, et. al, 2014)

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. Pruebas de presión

Una prueba de presión consiste en registrar la respuesta de la presión de fondo del yacimiento como función del tiempo ocasionada por cambios en la tasa de flujo. Esta respuesta depende de las características que posea el yacimiento y de su histórico de producción.

Un análisis de pruebas de pozos no es otra cosa que un experimento de flujo de fluidos en el yacimiento utilizado para estimar, de manera indirecta, algunas de sus características. Además, representan el único modo de adquirir información del comportamiento dinámico del yacimiento. (CIED – PDVSA, 1997)

El objetivo básico de las pruebas de presión es obtener la siguiente información (Escobar, F. 2003):

- Evaluación del yacimiento: propiedades, tamaño, permeabilidad por espesor, presión promedio o inicial, límites, condición del pozo (estimulación, daño).
- Administración del yacimiento: observar los cambios en la presión promedio para la predicción de su comportamiento futuro.
- Descripción del yacimiento: establecer la presencia de formaciones geológicas con interfaces estratigráficas, fallas o barreras cuyas

características pueden influenciar en el comportamiento del transiente de presión.

2.2. Bases matemáticas para el Análisis de Pruebas de Presiones

Cuando un pozo es puesto en producción, la presión en los alrededores del mismo disminuye considerablemente. A causa de esto, los fluidos cerca del pozo se expanden moviéndose a puntos de menor presión. La fricción entre el fluido y las paredes del pozo, y la viscosidad del fluido retrasan dicho movimiento.

El proceso físico descrito anteriormente es regido por la ecuación de la difusividad **(2-1)**, la misma que puede ser obtenida por una combinación de las leyes de: Conservación de la Masa, Conservación de Momento, Conservación de Energía, Darcy y de las Ecuaciones de Estado. Para un flujo radial, se tiene:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{\phi \mu c_t} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \quad (2-1)$$

2.3. Variables adimensionales

El comportamiento de la presión promedio de un yacimiento depende de ciertos parámetros, como: permeabilidad, dimensiones y espesor del yacimiento, compresibilidad de la roca y de los fluidos, viscosidad, tasa

de producción, factor volumétrico de los fluidos dentro del yacimiento, etc. Esto implica que graficar el comportamiento del yacimiento sea prácticamente imposible en términos de variables reales, debido a que el número de variables dependientes es enorme. (CIED – PDVSA, 1997)

Para facilitar la obtención de soluciones a la ecuación de la difusividad es imprescindible el uso de variables adimensionales, ya que se reduce significativamente el número de variables dependientes. (CIED – PDVSA, 1997)

Estas variables adimensionales se caracterizan porque (1) son directamente proporcionales a las variables reales y (2) las soluciones adimensionales no contienen variables reales.

En la Tabla 2-1 se muestra las variables adimensionales más utilizadas en el análisis de pruebas de presión.

Tabla I. Variables Adimensionales.

Variables Adimensionales	Nomenclatura	Ecuación (Unidades de Campo)
Presión	P_D	$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf})$ (2-2)
Tiempo (yacimiento infinito)	t_D	$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t r_w^2}$ (2-3)
Tiempo (estado pseudo-estable)	t_{DA}	$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t A}$ (2-4)
Radio	r_D	$r_D = \frac{r}{r_w}$ (2-5)

Fuente: Pachón, Y., Godín, F., 2011.

2.4. Radio de Investigación

El radio de investigación se define como la distancia radial, medida desde el centro del pozo, que ha sido alcanzada por el transiente dentro de la formación debido a un cambio en la tasa de flujo de un pozo que es sometido a una prueba de presión. Y está dado por:

$$r_{inv} = \left(\frac{kt}{948 \phi \mu C_t} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{(2-6)}$$

Se puede observar que el radio de investigación depende únicamente del tiempo que transcurre desde el cambio de tasa, y, de las propiedades de la roca y de los fluidos provenientes del yacimiento.

2.5. Principios de Superposición

A pesar de que los modelos de flujo se suponen que el yacimiento produce a través de un solo pozo y a una tasa constante, en la práctica esto no sucede, ya que los yacimientos son explotados con varios pozos a flujo variable.

La ecuación de la difusividad se obtiene a partir de derivadas parciales lineales, es decir, proporciona dos soluciones independientes. Por lo tanto, una combinación lineal (superposición) de ambas es también una solución.

Superposición en espacio

“Cuando dos o más pozos producen de un yacimiento, el cambio de presión observado en cualquier punto del yacimiento es la suma de los cambios de presión causado por cada uno de los pozos, como si cada uno de ellos estuviera produciendo solo en el yacimiento”. (CIED – PDVSA, 1997).

Tomando en cuenta a la Fig. 2.1, la caída de presión en el punto N está dada por:

$$\Delta P_N = \Delta P_{N,1} + \Delta P_{N,2} \quad (2-7)$$

Aplicando la Ec. 1.2, se obtiene:

$$P_i - P = \Delta P = \frac{141.2qB\mu}{kh} P_D(r_D, t_D) \quad (2-8)$$

Combinando las Ecs. 1-6 y 1-7 se tiene:

$$\Delta P_N = \frac{141.2\mu}{kh} [(qB_o)_1 P_D(r_{D1}, t_D) + (qB_o)_2 P_D(r_{D2}, t_D)] \quad (2-9)$$

$$r_{D1} = \frac{r_1}{r_w} \qquad r_{D2} = \frac{r_2}{r_w}$$

Considerando n número de pozos:

$$\Delta P_N = \sum_{i=1}^n \frac{141.2\mu(qB_o)_i}{kh} [P_D(r_{Di}, t_D)] \quad (2-10)$$

Y si el Punto N ahora es considerado como un pozo activo, finalmente resulta:

$$\Delta P_N = \sum_{i=1}^n \frac{141.2\mu(qB_o)_i}{kh} [P_D(r_{Di}, t_D)] + \frac{141.2\mu qB_o}{kh} S|_N \quad (2-11)$$

Es decir, se adiciona el factor de daño únicamente del pozo ubicado en el Punto N . Tal como se muestra en la Fig. 2.1.

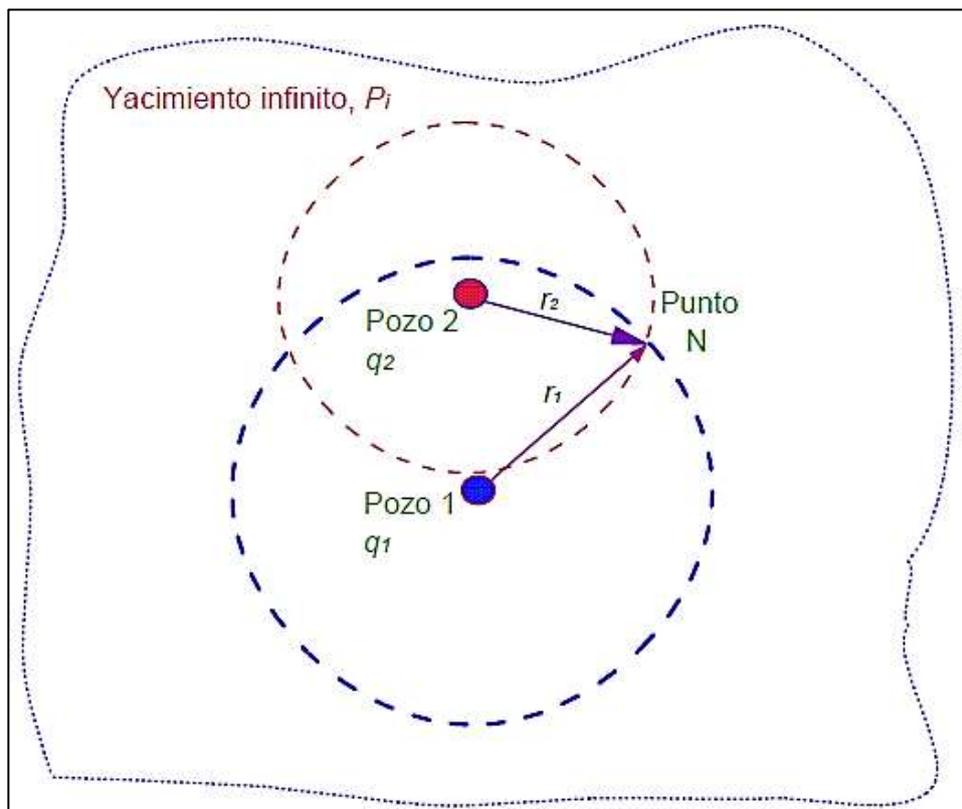


Figura 2.1 Presión en el Punto N. Superposición en el espacio.
Fuente: Escobar, F., 2003.

Superposición en tiempo

Hasta ahora, se ha considerado una tasa de flujo constante en un pozo. Sin embargo, en la práctica, tasa de flujo cambia constantemente (Fig. 2.2). Debido a esto, el principio de superposición debe aplicarse. Para lo cual se visualiza a un solo pozo como dos pozos en un mismo punto. Uno produciendo con una tasa q_1 para un tiempo $t = 0$ a $t = t_1$ y otro con una tasa $q_2 - q_1$ por un período de tiempo $t - t_2$. (Escobar, F. 2003).

$$\Delta P = \frac{141.2\mu B}{kh} [q_1 P_D(r_D, t_{D1}) + (q_2 - q_1) P_D(r_{D2}, t_{D2} + S)] \quad (2-12)$$

$$t_{D2} = (t - t_1)_D$$

Para n variaciones de caudal, se tiene:

$$\Delta P_n = \frac{141.2\mu}{kh} \sum_{i=1}^n [(qB_o)_i - (qB_o)_{i-1}] [P_D(r_D, (t - t_i)_D + S)] \quad (2-13)$$

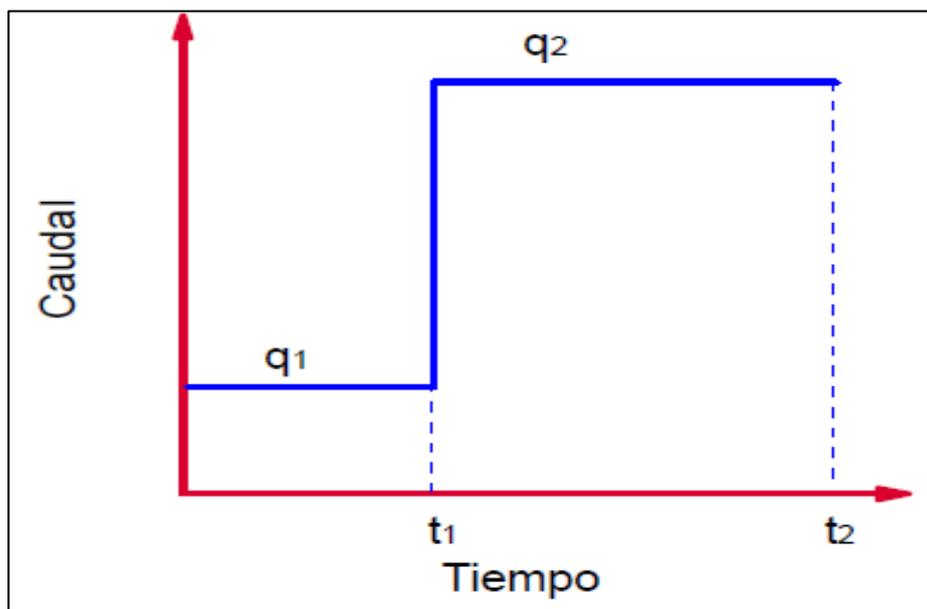


Figura 2.2 Cambio de tasa de un pozo. Superposición en tiempo.

Fuente: Escobar, F., 2003.

2.6. Factor de daño

A menudo, el yacimiento cerca del pozo es invadido por fluido de perforación (típicamente a base de agua), y sufre cambios en la

permeabilidad absoluta y/o relativa al fluido del yacimiento. Algunos de estos cambios son reversibles durante la etapa de limpieza del pozo, cuando este es puesto en producción por primera vez, pero otros no lo son. (Wireline & Testing – Schlumberger. 1998).

Varias son las causas que provocan una alteración en la caída de presión en los alrededores de un pozo, entre las que se tiene:

- Alteración de la permeabilidad: debida a la filtración de lodo de perforación o de sustancias químicas.
- Disparos.
- Desviación del pozo.
- Fracturamiento hidráulico.

El factor de daño se define como:

$$S = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{(2-14)}$$

Se observa que, factor de daño toma el valor de cero si la permeabilidad de la zona invadida o "dañada", k_s , es igual a la permeabilidad del yacimiento, k , o si el radio de la zona invadida, r_s , es igual al radio del pozo, r_w .

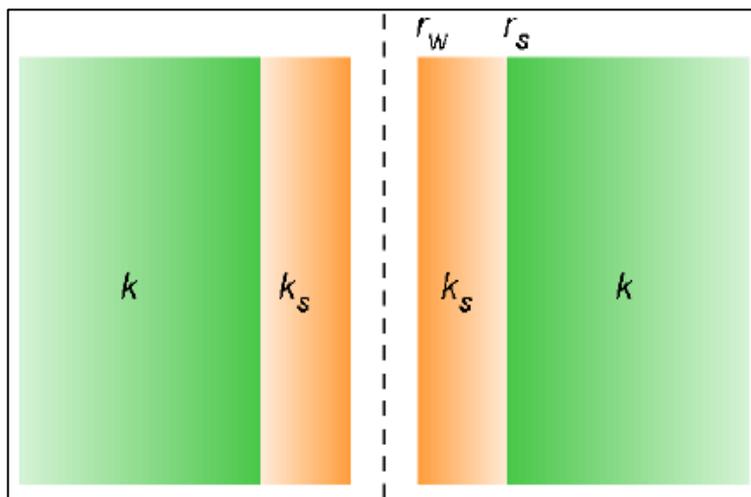


Figura 2.3 Daño alrededor del pozo.
Fuente: Wireline & Testing – Schlumberger, 1998.

La Fig. 2.3 ilustra las zonas un pozo con daño. Sin embargo, esta descripción no es muy realista, debido a que en pozos reales no habrá dos regiones discretas, cada una con propiedades homogéneas y con límites claros entre ambos. Aunque sí es posible recrear una condición de cero factor de daño sin eliminar el "daño" alrededor del pozo. Siempre y cuando los disparos sean lo suficientemente profundos, y de una densidad suficientemente alta, la caída de presión que fluye en el pozo excederá la caída de presión en el caso ideal. Si lo hace, la caída de presión adicional debida al daño, ΔP_s , causará una reducción en el índice de productividad (IP) del pozo. Esta situación generalmente se puede mejorar mediante la acidificación. (Wireline & Testing – Schlumberger. 1998)

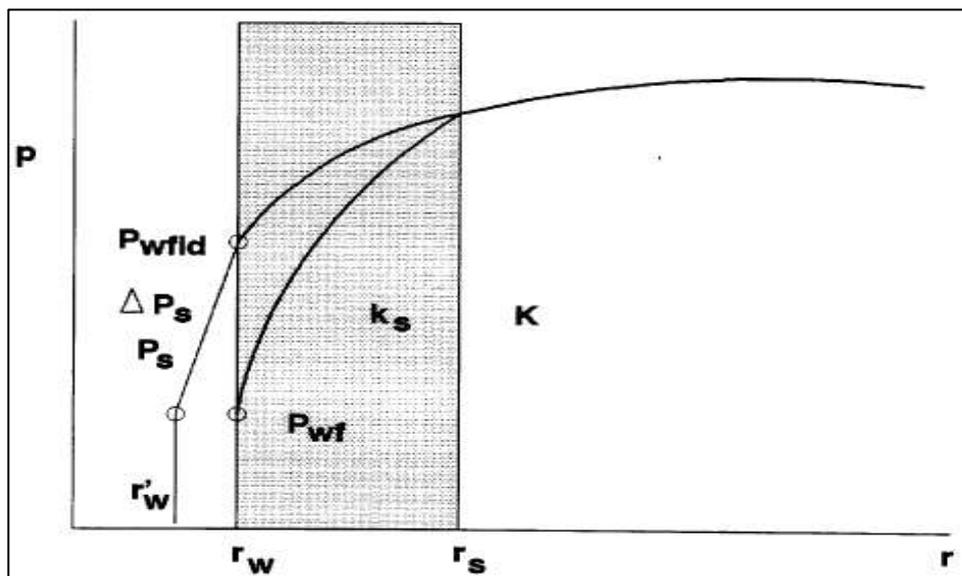


Figura 2.4 Perfil de presiones alrededor de un pozo con daño.
Fuente: CIED – PDVSA, 1997.

En la Fig. 2.4 se muestra la caída de presión adicional, ΔP_s , que en los alrededores de un pozo dañado, y está descrita por:

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad (2-15)$$

El valor del factor de daño, S , es adimensional, y en la mayoría de los casos independiente del caudal, pero la correspondiente caída de presión, ΔP_s , es dependiente de la tasa.

Un factor de daño positivo representa un "daño" cerca del pozo (Ver Fig. 2.5), mientras que un factor de daño negativo denota "estimulación", y significa físicamente que hay una caída de presión

más pequeña cerca del pozo que lo que se esperaría en el caso ideal (Fig. 2.6).

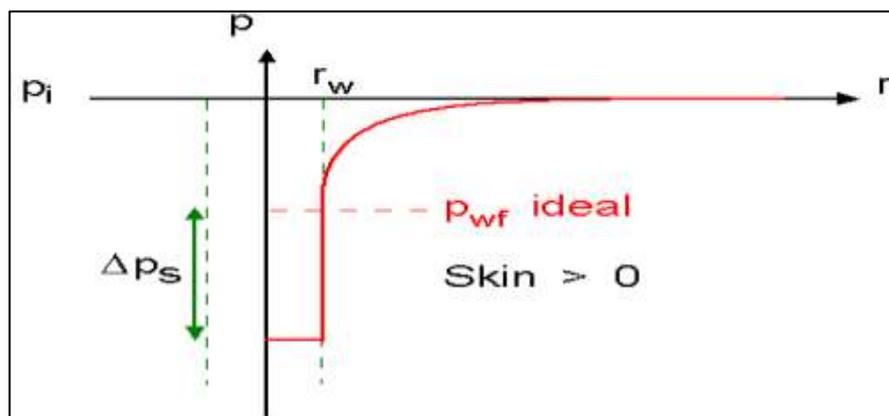


Figura 2.5 Perfil de presión en un pozo con daño positivo.
Fuente: Wireline & Testing – Schlumberger, 1998.

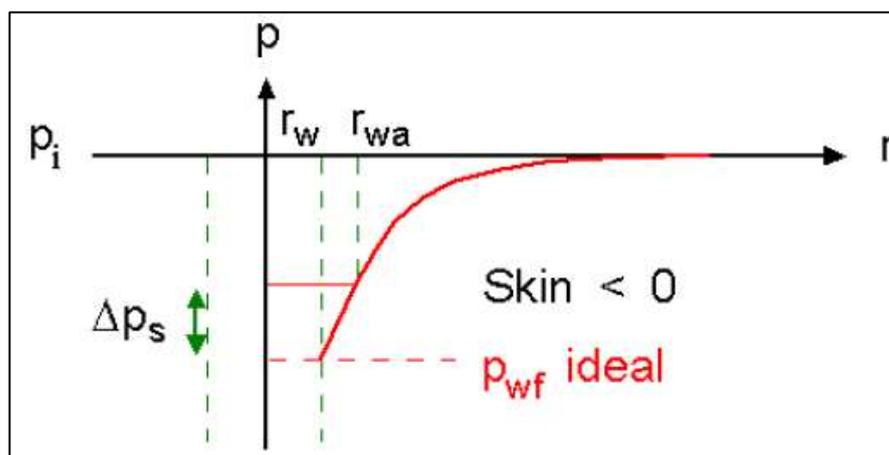


Figura 2.6 Perfil de presión en un pozo con daño negativo.
Fuente: Wireline & Testing – Schlumberger, 1998.

El factor de daño además de influir en la caída de presión durante la producción, también retrasa el inicio de la información de flujo radial en

los datos de las pruebas de presión, y un daño negativo lo hace avanzar. Esto se debe a la interdependencia entre el factor de daño, la productividad y los efectos de almacenamiento en el pozo.

2.7. Efecto de almacenamiento

Cuando un pozo es cerrado desde la superficie se produce una acumulación de fluido dentro del mismo, debida principalmente a la compresibilidad de los fluidos provenientes del yacimiento. A este fenómeno se lo conoce como efecto de almacenamiento.

Después de un tiempo prolongado de cierre del pozo, el efecto de almacenamiento del pozo evita que los fluidos ubicados en la cara de arena se muevan instantáneamente siguiendo el caudal de la superficie. Inicialmente, el flujo en la superficie se debe solamente a la descompresión del fluido en el pozo. Eventualmente, los efectos de descompresión se hacen insignificantes y el caudal del fondo de pozo se aproxima a la tasa superficial. (Wireline & Testing – Schlumberger. 1998).

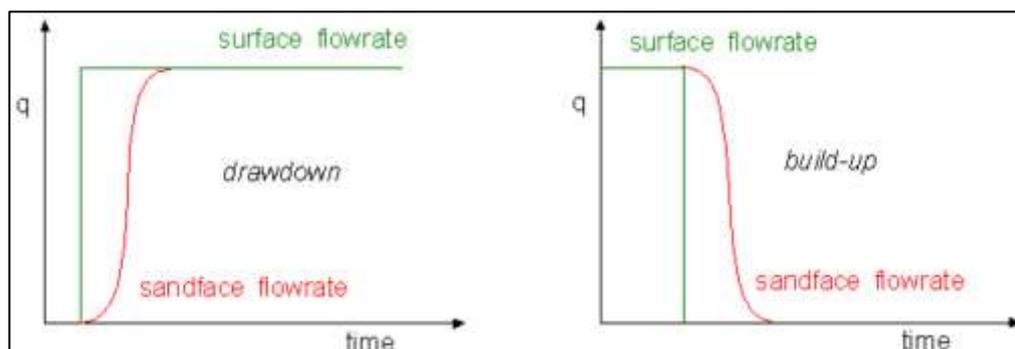


Figura 2.7 Comportamiento de la tasa de flujo en la cara de la arena debido al efecto de almacenamiento.

Fuente: Wireline & Testing – Schlumberger, 1998.

Por lo tanto, la tasa de flujo que se obtiene en la superficie, q_s , es resultado del flujo proveniente de la formación, q_{sf} , y el flujo creado por la expansión del fluido que contiene el pozo, q_w , tal como lo muestra la Fig. 2.8. (CIED – PDVSA, 1997).

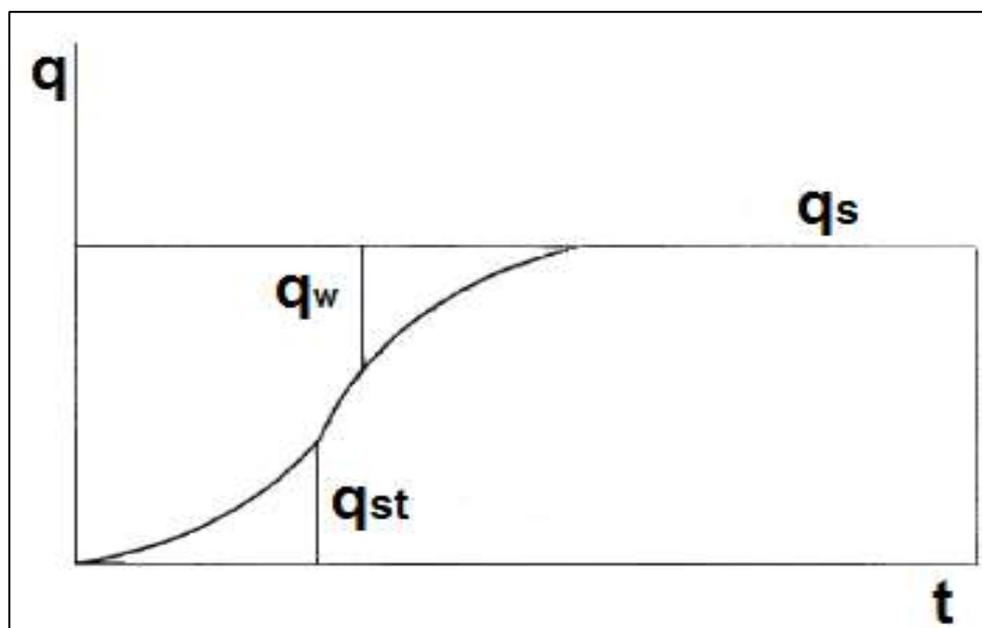


Figura 2.8 Variación de flujo debido al efecto de almacenamiento.

Fuente: CIED – PDVSA, 1997.

En tiempos tempranos (cerca de cero) se desprecia la tasa de flujo generada por la formación, es decir, el flujo en la superficie se debe solamente a la expansión de los fluidos en el pozo:

$$q = -V_w c \frac{dp_w}{dt} \quad (2-16)$$

Donde V_w es el volumen del pozo y c el coeficiente de compresibilidad del fluido. Al producto $V_w c$ se lo conoce como Coeficiente de almacenamiento, C_s , y se define como el cambio en el volumen total de fluido del pozo por unidad de cambio en la presión de fondo. De esta manera aparece el concepto de coeficiente de almacenamiento adimensional, C_D , donde:

$$C_D = \frac{C_s}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \quad (2-17)$$

2.8. Análisis de Presiones Transitorias (PTA)

El análisis de presiones transitorias se basa en la respuesta dinámica de la presión del pozo asociada con cambios en el caudal del mismo. En consecuencia, la variación de la presión con respecto al tiempo es la información que se utiliza para identificar las propiedades del yacimiento, además de analizar, mejorar y predecir su comportamiento.

La respuesta de las presiones transitorias de un pozo real se divide en tres regiones designadas respectivamente como Región de Tiempo Inicial o Temprano (ETR), Región de Tiempo Medio (MTR) y Región de Tiempo Tardío (LTR) a veces denominada Transitorio Tardío.

A lo largo de la ETR se detecta los efectos en las cercanías del pozo, los cuales pueden ser resultado de la perforación y completación del mismo, por lo tanto, el comportamiento puede variar de pozo a pozo. Ya en la MTR, la perturbación ocasionada por la prueba de presión ha atravesado la zona alterada cercana al pozo, es decir, determina el comportamiento dinámico básico del yacimiento, el cual es el mismo para todos los pozos. La LTR se ve afectada por los efectos de los límites, determinados por la naturaleza de los límites del yacimiento y por la distancia desde el pozo a estos límites.

Para el análisis de presiones transitorias se hace uso de modelos de interpretación que resultan de la combinación de los componentes del régimen de flujo individual que predominan en un régimen de flujo. La Tabla presenta una lista de ciertos modelos:

Tabla II. Modelos de Interpretación para PTA.

EFFECTOS EN LAS CERCANÍAS DEL POZO	COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO	EFFECTO DE LOS LÍMITES
Almacenamiento	Homogéneo	Tasa especificada
Daño	Heterogéneo	Presión
Fracturas	✓ Doble Porosidad	especificada
Penetración	✓ Doble Permeabilidad	Frontera con
Parcial	✓ Compuesto	fugas
Pozos Horizontales		
ETR	MTR	LTR

Fuente: Gringarten, A., 2012.

El presente proyecto se enfoca en el análisis de una prueba de restauración de presión, en consecuencia, se detallará únicamente este tipo de prueba.

2.9. Pruebas de restauración de presión

Una prueba de restauración de presión consiste en el cierre de un pozo productor que ha estado produciendo a una tasa estable, q , durante un tiempo determinado, t_p , luego del cual se registra la presión de fondo del pozo, p_{wf} , lo que se observa esquemáticamente en la Fig. 2.9.

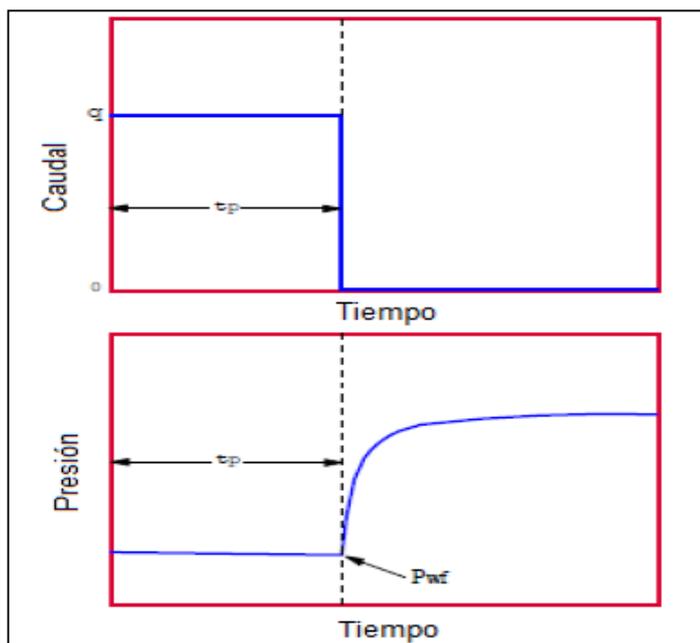


Figura 2.9 Prueba de restauración de presión.
Fuente: Escobar, F., 2003.

Este tipo de prueba es una de las más utilizadas debido a que no requiere de un control detallado y a diferencia de las pruebas de declinación de presión, permiten obtener la presión promedio de un yacimiento. Adicionalmente, las pruebas de restauración de presión facilitan la caracterización del yacimiento mediante la estimación de parámetros básicos: permeabilidad, factor de daño, continuidad, modelos de flujo del reservorio y de frontera. (García, C. y Bravo, H.).

La Tabla 2-3 proporciona una lista más detallada de los parámetros que se pueden obtener a partir de las diferentes pruebas de presión.

Tabla III. Tipos de pruebas de presión.

Tipo de Prueba	Parámetro Obtenido
DST	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Límites del yacimiento Fronteras
Prueba de formación múltiple repetida	Perfil de Presión
Prueba de declinación de presión	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Límites del yacimiento Fronteras
Prueba de restauración de presión	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Fronteras
Prueba de paso de rata	Presión de rotura de formación Permeabilidad Daño
Prueba Falloff	Movilidad en varios bancos Daño Presión del yacimiento Longitud de fractura Ubicación del frente Fronteras

Fuente: Escobar, F., 2003.

2.10. Análisis de una Prueba de Restauración de Presión usando el Método de la Derivada.

Fue Bourdet el pionero en el uso de esta práctica, motivo por el que también se la conoce como Derivada de Bourdet. Además, mostró cómo el método de la derivada puede ser combinada con una curva tipo log-log. Este ha sido uno de los avances más importantes en la metodología de análisis de pruebas de presión. (Stewart, G. y Jamiolahmady, M. Heriot Watt University. 2012).

El principio de este método es muy simple. La Derivada de Bourdet es la pendiente de la gráfica semi-log representada en una gráfica log-log (Fig. 2.11). Para ser más exactos, es la pendiente del diagrama semi-log cuando la escala de tiempo es el logaritmo natural. (Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016). Se obtiene a partir de:

$$p' = \frac{dp_{wf}}{d(\ln t)} \quad (2-18)$$

En la Fig. 2.10 muestra una gráfica semi-log típica para una prueba de declinación de presión es mostrada con tres regiones claramente identificadas.

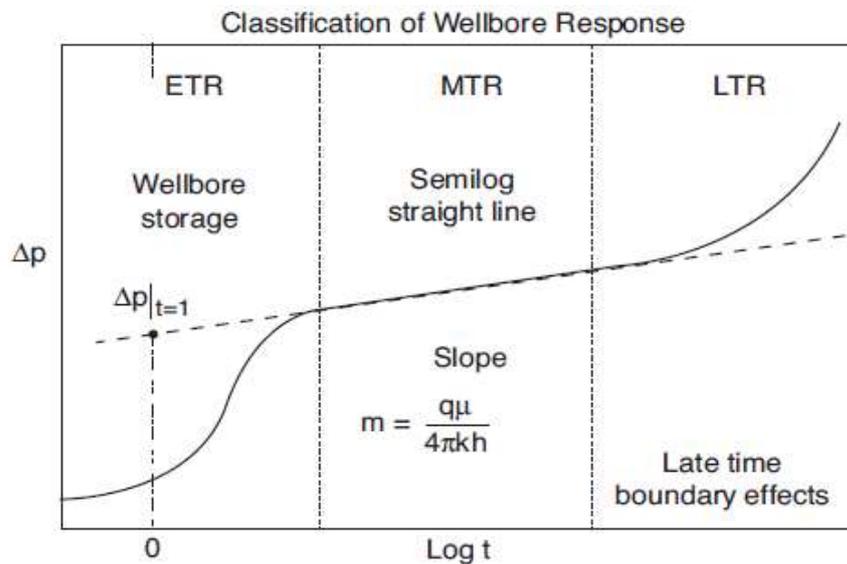


Figura 2.10 Gráfica semi-log típica.
Fuente: Stewart, G., Jamiolahmady, M. Heriot Watt University., 2012.

El proceso de extracción de la derivada logarítmica, p' , de una tabla de p_{wf} vs. $\ln t$ se conoce como diferenciación numérica. En términos gráficos esto es equivalente a tomar las tangentes locales al gráfico de semi-log, tal como se ilustra en la Fig. 2.11

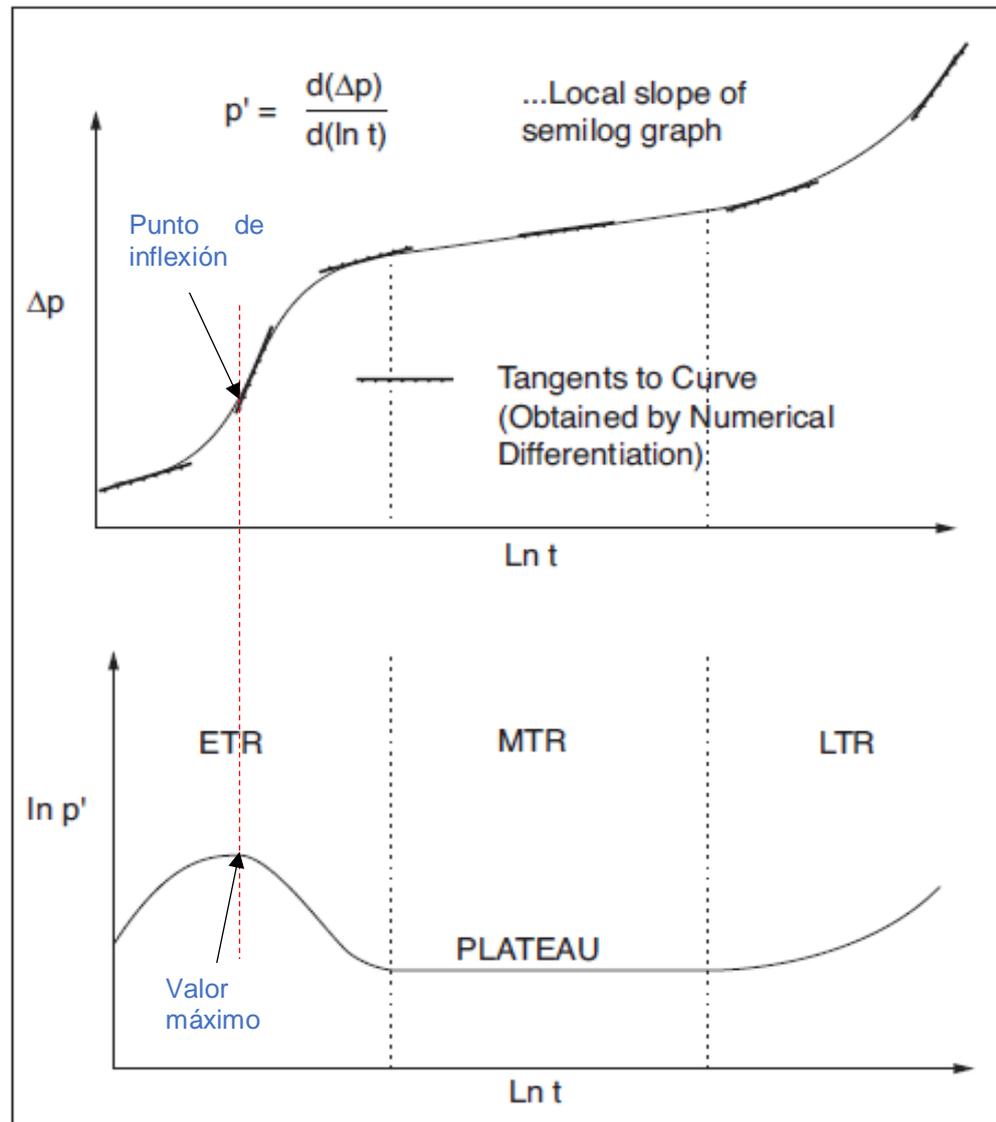


Figura 2.11 Diagnóstico de la Derivada log-log.

Fuente: Stewart, G., Jamiolahmady, M. Heriot Watt University., 2012.

2.10.1. Derivada de Bourdet en ETR

A tiempos tempranos la derivada de la presión aparece como una pendiente unitaria debido al efecto de almacenamiento. Mientras que la transición a otro régimen de flujo usualmente aparece como una joroba o pico. Durante este periodo (ETR) el efecto de almacenamiento se limita al volumen del pozo, por lo tanto, la información que proporciona acerca del yacimiento es muy escasa debido a que este puede ocultar rasgos importantes próximos al pozo, tales como: penetración parcial o radio de daño finito.

En caso de presentarse un efecto de almacenamiento puro, la variación de la presión estará dada por:

$$\Delta p = C \Delta t \quad (2-19)$$

Por lo tanto, la derivada es:

$$\Delta p' = \Delta t \frac{dC \Delta t}{d \Delta t} = C \Delta t$$

$$\Delta p' = \Delta p \quad (2-20)$$

2.10.2. Derivada de Bourdet en MTR

Cuando se alcanza el Flujo Radial de Acción Infinita (IARF) durante la región de tiempo medio (MTR), la derivada se estabiliza a un nivel igual a la pendiente de la recta semi-log. Esto se indica claramente cuando la derivada de la presión se convierte en constante. El comportamiento de la derivada en el caso de pozos con daño positivo muestra un valor máximo correspondiente a un punto de inflexión en el gráfico semi-log (Fig. 2.11), lo que indica que cuanto mayor sea el valor de S , mayor será la separación entre una respuesta de presión y su derivada, tal como lo muestra la Fig. 2.12. Mientras que, para pozos con daño negativo la gráfica de la derivada de la presión se comporta según se traza en la Fig. 2.13.

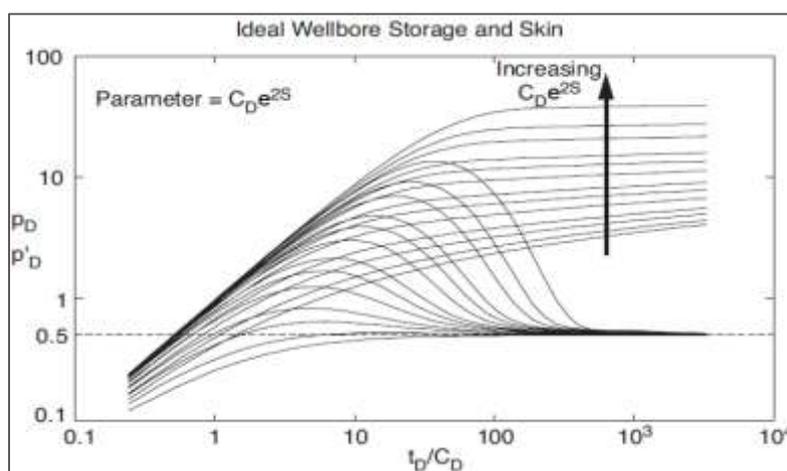


Figura 2.12 Curva Tipo Log-Log con Derivativa.
Fuente: Stewart, G., Jamiolahmady, M., 2012.

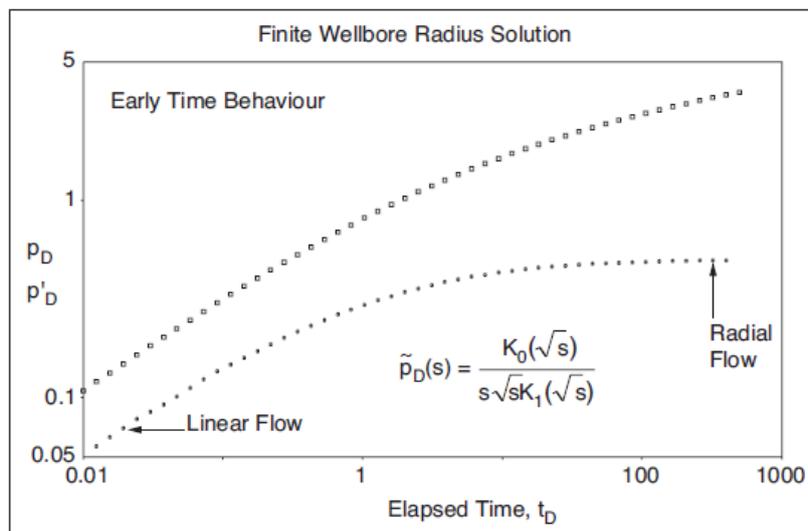


Figura 2.13 Curva Tipo Derivativa con daño negativo.
Fuente: Stewart, G., Jamiolahmady, M., 2012.

2.10.3. Derivada de Bourdet y otros regímenes de flujo

En una gráfica como la mostrada en la Fig. 2.12, diversos regímenes de flujo (por ejemplo, lineal, bilineal, esférico, radial) presentan formas distintivas (Fig. 2.14) y se producen en momentos diferentes, lo cual se utiliza para identificarlos. La existencia de los regímenes de flujo puede verificarse en gráficas especializadas en régimen de flujo, trazando $\Delta p = [p(\Delta t) - p(\Delta t = 0)]$ frente a $f(\Delta t)$ en un gráfico cartesiano, donde f es una función específica, es decir, $f(\Delta t)$ es igual a Δt para el efecto de almacenamiento del pozo y para flujo pseudo estable, $\sqrt{\Delta t}$ para el flujo lineal, $1/\sqrt{\Delta t}$ para el flujo

esférico, $\log(\Delta t)$ para el flujo radial, etc. (Gringarten, A. 2012)

La Tabla 2-3 muestra una lista de los valores que toma la Derivada de Bourdet a diferentes regímenes de flujo.

Tabla IV. Efecto de ciertos regímenes de flujo en la Derivada de Bourdet.

Modelo	Régimen	Δp	$\Delta p'$	Lugar de efecto
Almacenamiento	Almacenamiento	1	1	Wellbore
Fractura	Lineal	0.5	0.5	Well
Fractura	Bilineal	0.25	0.25	Well
Entrada Limitada	Esférico	-	-0.5	Well
Homogéneo	IARF	-	0	Yacimiento
Canales	Lineal	0.5	0.5	Límite
Cerrado	Pseudo-Estable	1	1	Límite

Fuente: Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016.

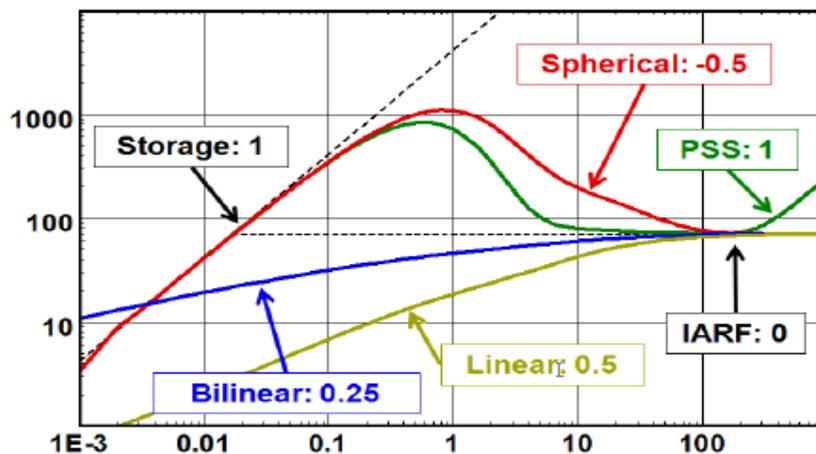


Figura 2.14 Derivada de Bourdet y varios regímenes de flujo

Fuente: Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016.

2.10.4. Derivada de Bourdet y otros modelos

La Derivada de Bourdet puede mostrar el rastro de numerosos comportamientos de pozos, reservorios y límites. La Fig. 2.15 muestra algunos comportamientos típicos detectados a partir de la observación de la Derivada de Bourdet.

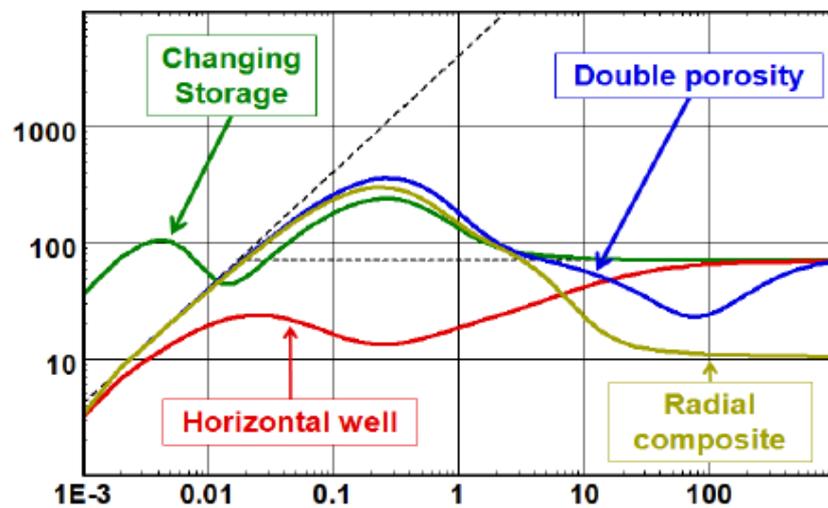


Figura 2.15 Derivada de Bourdet y otros modelos
Fuente: Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016.

CAPÍTULO 3

MODELAMIENTO Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS

3.1. Software Saphir

Saphir, software perteneciente a la plataforma KAPPA, es una herramienta moderna de diagnóstico utilizada para el Análisis de Presiones Transitorias cuya clave es combinar la facilidad de uso y un poderoso núcleo técnico con capacidades analíticas y numéricas. En términos de metodología, el instrumento de diagnóstico central es un diagrama log-log, que muestra tanto la presión como la derivada de Bourdet utilizado para el diagnóstico y la coincidencia con el modelo o modelos seleccionados. (Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016)

3.2. Datos básicos para la evaluación

El análisis de la prueba de restauración de presión será realizado al pozo LAGO AGRIO-12, a la arena "Basal Tena": 8899' – 8908' (9'), con la finalidad de conocer su potencial productivo, para lo cual se dispone de las datos mostrados en las Tablas V, VI, VII, y VIII.

Tabla V. Datos mecánicos

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Tipo de pozo	Vertical	--
Prof. del reservorio	8899 – 8908	Ft
Prof. del NO-GO (Memorias)	8701	Ft
Diámetro del casing	7	OD in

Fuente: Petoamazonas EP, 2015

Tabla VI. Propiedades de los fluidos.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Densidad del petróleo	26.8	API
Presión de Burbuja (Pb)	810	Psia
Factor volumétrico (Bo)	1.30584	Bbls/STB
Viscosidad del petróleo (Uo)	1.47	Cp
Salinidad agua de formación	28000	ppm Cl

Fuente: Petoamazonas EP, 2015.

Tabla VII. Parámetros del yacimiento.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Espesor disparado	9	Ft
Radio del pozo	0.29	Ft
Porosidad efectiva	13	%
Saturación de agua	27	%
Compresibilidad total	4.5E-6	Psia-1
Temperatura del reservorio	212	°F

Fuente: Petoamazonas EP, 2015.

Tabla VIII. Datos de caudal.

TIEMPO (DURACIÓN) [hrs]	Qt [bpd]	Qo [bpd]	Qw [bpd]
45.06	50	48	2
94.806	0	0	0

Fuente: Petoamazonas EP, 2015.

3.3. Procesamiento de datos

3.3.1. Inicialización

Como primer paso se debe ingresar los parámetros requeridos para la interpretación de la prueba: porosidad, radio del pozo, espesor vertical neto del área de drenaje, tipo de prueba, tipo de fluido. En nuestro escenario, escogeremos una prueba

estándar, petróleo como tipo de fluido con tasas de agua disponible y demás parámetros según se muestra en la Fig. 3.1.

New document - page 1/4 - Main options

Main options | Information | Units | Comments

Test type:

Standard
 Interference

Well Radius: 0.29 ft
Pay Zone: 9 ft
Porosity: 0.13

Fluid type:

Reference phase:
Oil

Available rates:
 Oil
 Gas
 Water

Reference time (t=0):
1/2/2017 0:00:00

Start with analysis:
 Standard
 NonLinear
 Multi-Layer

Ayuda << Back Next >> Cancelar

Figura 3.1 Inicialización de datos. Paso 1.

Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

Luego se ingresa los datos PVT disponibles tanto para el agua como para el petróleo. Para el petróleo se asumirá como constante los parámetros de viscosidad, factor volumétrico y densidad, mientras que para el agua se usarán las correlaciones proporcionadas por Saphir. (Figs. 3.2, 3.3 y 3.4)

New document - page 2/4 - PVT parameters

Temperature option

Only 1 Temperature, tables input allowed

Any Temperature, tables input not allowed

Fluid type

Hydrocarbons:

Dead Oil

Dry Gas

Saturated Oil (bubble point fluid)

Condensate (dew point fluid)

Water

Reservoir parameters

Reservoir Temperature

212 °F

Reservoir Pressure

637 psia

Pressure range

Minimum 14.6959 psia

Maximum 10014.7

Increment # pts Value

201

Help << Back Next >> Cancel

Figura 3.2 Inicialización de datos. Paso 2.
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

New document - page 3/4 - ct calculation

Fluids in place

S_o 0.73 S_o and S_g from Flash

S_g 0

S_w 0.27

Formation compressibility

c_f 4.5E-6 psi-1

Help << Back Next >> Cancel

Figura 3.3 Inicialización de datos. Paso 3.
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

Figura 3.4 Inicialización de datos. Paso 4.

Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

3.3.2. Carga de datos

Saphir permite importar datos desde archivos con formato ASCII, Excel o de manera manual. Sin embargo, por lo general se opta por el ingreso de la información en tiempo real debido a la gran cantidad de datos generados en una prueba de presiones.

Se ingresa manualmente (Fig. 3.5) las tasas de producción de petróleo y agua de acuerdo a la Tabla (Datos de Producción), mientras que los datos de presión se importan desde un archivo ASCII (Fig. 3.6).

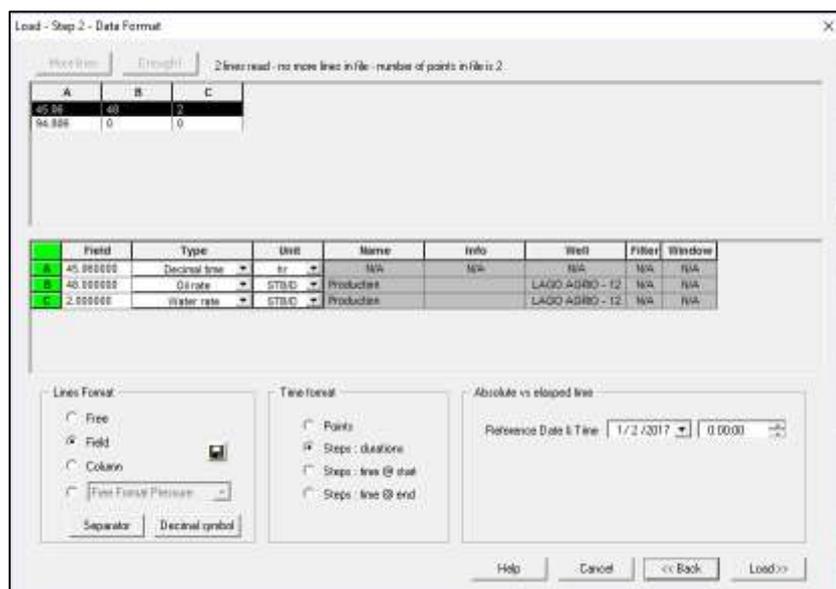


Figura 3.5 Carga de datos. Paso 1.
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

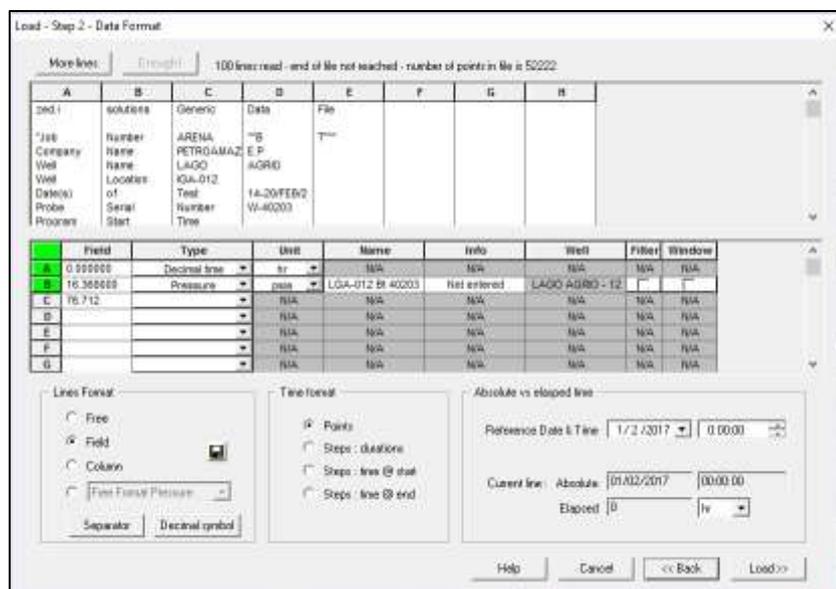


Figura 3.6 Carga de datos. Paso 2.
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

Culminada la carga de datos, Saphir generará las gráficas de Presión vs. Tiempo y Tasa vs. Tiempo tal como se presenta en la Fig. 3.7.

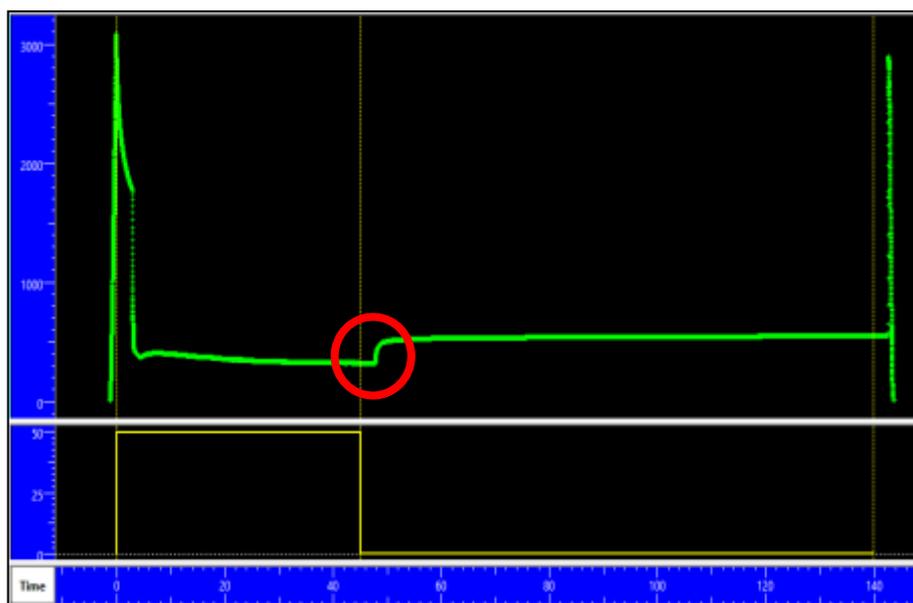


Figura 3.7 History plot inicial
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

3.3.3. Sincronización de datos

Debido a que los datos de producción fueron ingresados de forma manual, se puede presentar un desfase entre el tiempo de cierre del pozo y el inicio de la restauración de presión (Fig. 3.7). Por lo tanto, se debe editar los datos de presión desplazándolos hasta asegurar que la zona de build-up esté

sincronizada con la zona de no flujo como se muestra en la Fig. 3.8. De esta manera se garantiza una adecuada extracción de la derivada.

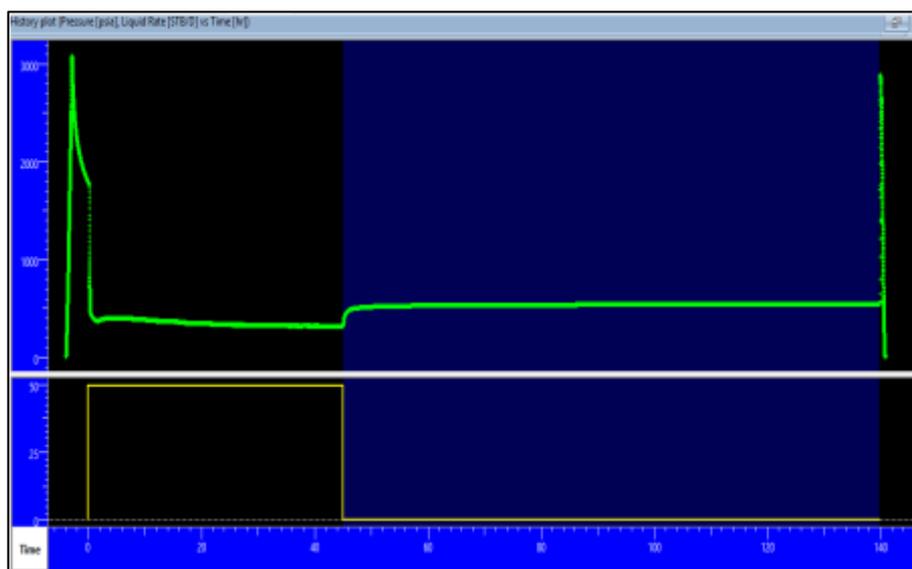


Figura 3.8 History plot sincronizado
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

3.3.4. Extracción de la derivada

Una vez que se ha sincronizado los datos, Saphir generará las herramientas apropiadas de diagnóstico, las gráficas mostradas principalmente son log-log y semi-log. Previamente, el software solicita ingresar los parámetros de extracción de la derivada para suavizar la curva. En nuestro caso, usaremos los valores mínimos por defecto indicados en la Fig. 3.9.

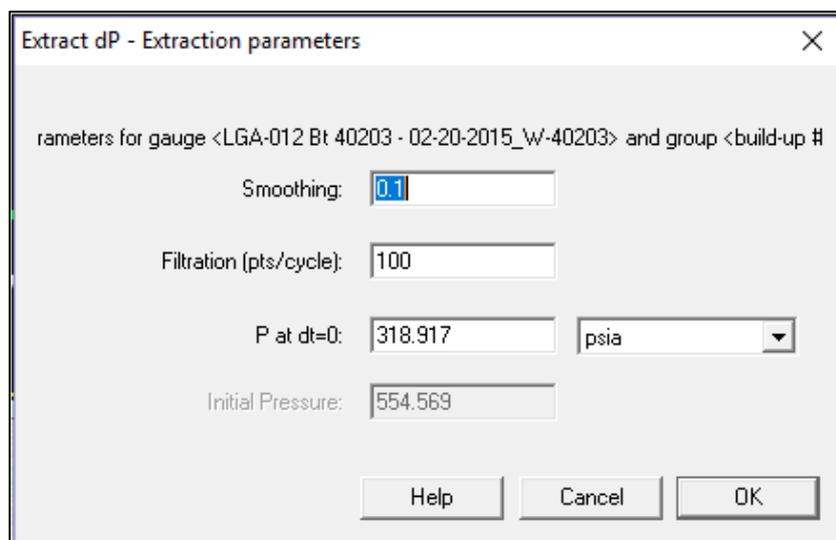


Figura 3.9 Parámetros para suavizar la curva de la derivada
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

Al extraer la derivada también se realiza un posicionamiento automático de una línea horizontal y una línea con pendiente unitaria en representación del IARF y del efecto de almacenamiento puro, respectivamente. Dicho posicionamiento es ajustado por una filtración simple de datos, cuyo principal objetivo es ubicar las líneas en el mismo rango que los datos. (Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016)

En el caso de comportamientos simples, este procesamiento da una estimación instantánea del efecto de almacenamiento y del producto permeabilidad-espesor. Sin embargo, en casos más complejos el software puede seleccionar un posicionamiento incorrecto de las líneas antes mencionadas. Por lo que es

posible, mover de forma interactiva las dos rectas para un posicionamiento adecuado de los regímenes de flujo. (Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016). En la Fig. 3.10 se muestra la gráfica log-log de la presión y la derivada de Bourdet.

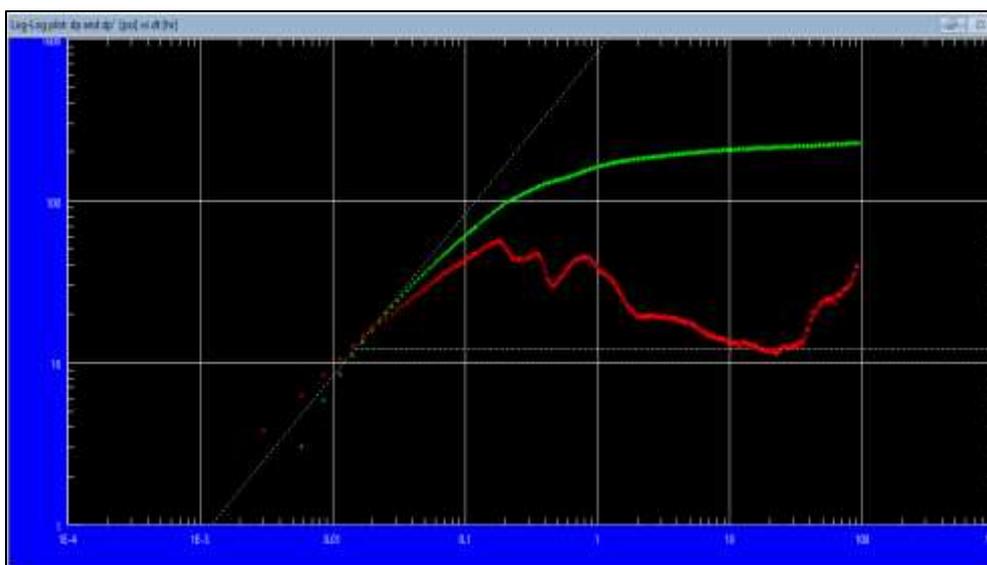


Figura 3.10 Gráfica log.log de la Presión y la Derivada de Bourdet
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

3.4. Modelamiento

La respuesta de la derivada puede ser explicada por una cierta combinación de modelos de pozos, reservorios y límites, y producir una primera estimación de los parámetros del modelo sin interacción del usuario. El modelamiento que se genera se debe comparar con los datos, tanto en términos de presión como de la derivada de Bourdet en las gráficas log-log, semi-log e historial de presión. En caso de que se

utilicen otras celdas especializadas, el modelo también se comparará en estas diferentes escalas. En este punto, se puede decidir rechazar el modelo candidato, o mantenerlo y refinar los cálculos de ciertos parámetros. (Ecrin. KAPPA. v5.10.01., 2016).

3.4.1. Primer Escenario

Para el primer escenario se optó por la combinación de modelos básicos sugeridos por Saphir, indicados en la Fig. 3.11, dicha combinación dio como resultado el modelamiento mostrado en la Fig. 3.12.

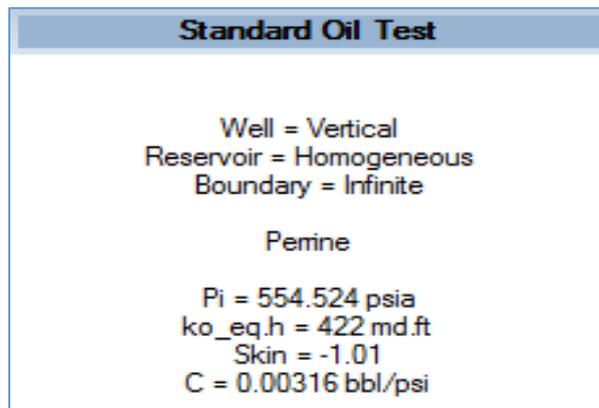


Figura 3.11 Modelo del primer escenario.

Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

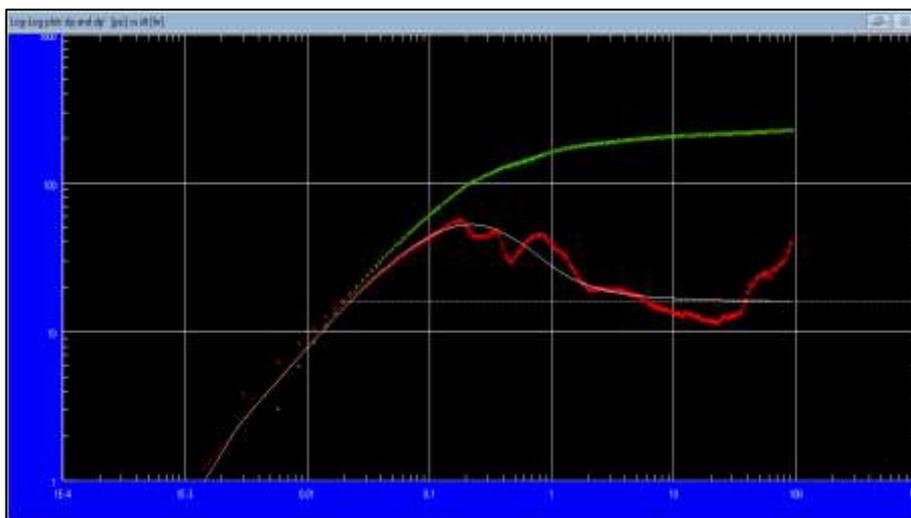


Figura 3.12 Gráfica log-log para el primer escenario
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

3.4.2. Segundo escenario

Conociendo la estructura geológica del Campo Lago Agrio al tope de la arenisca “Basal Tena” (Fig. #), se puede evidenciar la presencia de una falla al oriente del flanco. Por lo que, para modelar el límite se escoge el modelo *One fault*.

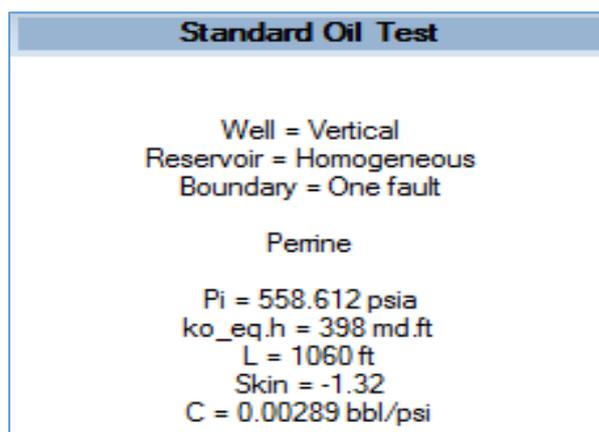


Figura 3.13 Modelo del segundo escenario
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

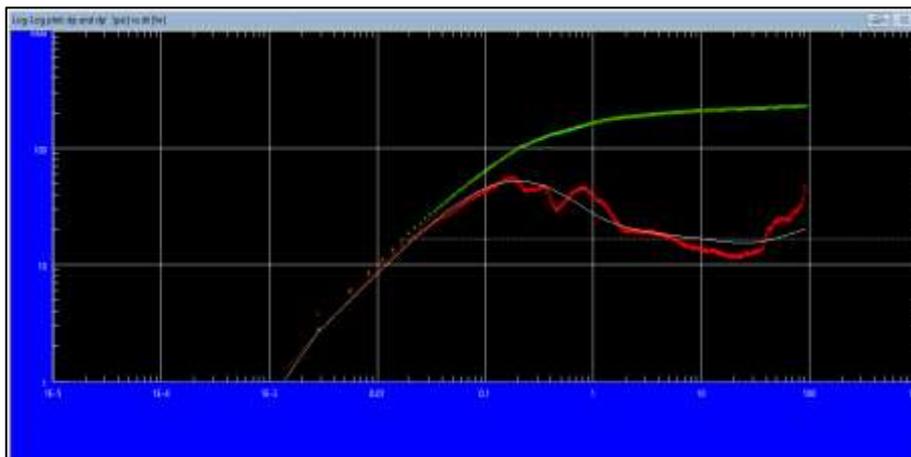


Figura 3.14 Gráfica log-log para el segundo escenario.
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

3.4.3. Tercer escenario

Se realiza otra simulación variando nuevamente el modelo del límite, en este caso se tiene *Intersecting faults – Pi/N*, y se asume efecto de almacenamiento cambiante.

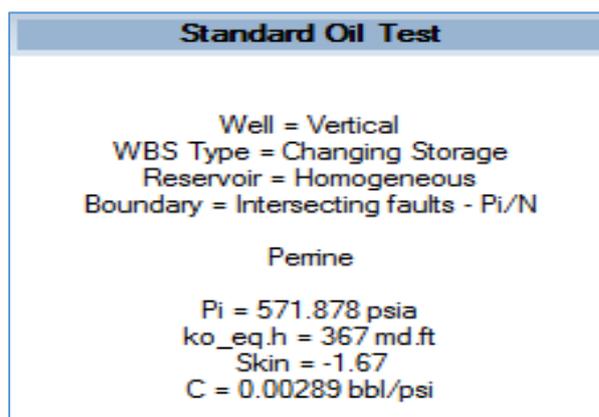


Figura 3.15 Modelo del tercer escenario
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

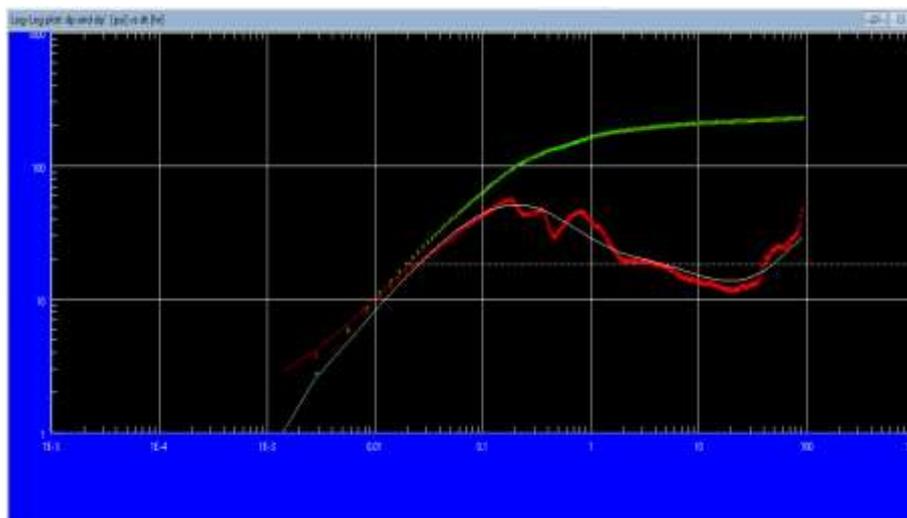


Figura 3.16 Gráfica log-log para el tercer escenario
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para seleccionar el modelo que mayor se ajusta al comportamiento de la prueba de presiones del Pozo LGA-012 se debe tener en cuenta la respuesta de la curva derivativa, que bajo ciertos criterios puede asociar los modelos de pozo, yacimiento y frontera.

4.1. Modelo de llenado del pozo

Para el modelo de llenado del pozo Saphir presenta tres opciones, las cuales comprenden un efecto de almacenamiento constante, almacenamiento cambiante y en casos más ideales, sin efecto de almacenamiento.

En pozos sin efecto de almacenamiento, el comportamiento de la curva de la Derivada de Bourdet tiene una tendencia horizontal, mientras que, un efecto de almacenamiento constante se caracteriza por la unión de las curvas de Presión y Derivada de Bourdet en una misma pendiente unitaria.

El efecto de almacenamiento cambiante está relacionado al cambio de compresibilidad del fluido dentro del pozo, un ejemplo clásico de este caso es cuando se tiene la presencia de gas. Es decir que, durante un cierre la presión dentro del pozo aumenta y la compresibilidad del gas disminuye, por lo tanto, el efecto de almacenamiento también decrece.

Debido que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja, por lo tanto para esta sección se seleccionó el modelo denominado “almacenamiento cambiante”.

4.2. Modelo del pozo

Como dato mecánico se conoce que el Pozo LGA – 012 es un pozo vertical, por lo tanto, se seleccionó es el modelo para pozo vertical.

4.3. Modelo del yacimiento

“Basal Tena” es una arenisca de composición cuarzosa, motivo por el cual se escogió el modelo de “yacimiento homogéneo”.

4.4. Modelo de frontera

Conociendo la estructura geológica del Campo Lago Agrio al tope de la arenisca “Basal Tena” (Figura 1.3), se puede evidenciar la presencia de una falla al oriente del flanco, por lo que el modelo más apropiado para la frontera es el modelo de *One Fault*.

4.5. Comparación de escenarios

La Fig. 4.1 muestra la comparación entre los tres escenarios descritos anteriormente. Se puede observar que el primer escenario se comporta

como flujo radial infinito y no se ajusta al comportamiento de la curva derivativa. En el segundo escenario se seleccionó el modelo *one fault*, se puede notar una tendencia ascendente de la curva aproximándose parcialmente al comportamiento real.

En el tercer escenario se cambió el modelo de almacenamiento constante por almacenamiento cambiante, ya que la presión del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, es decir hay presencia de gas en el pozo, además se cambió el modelo de frontera por *intersecting fault Pi/N*, en este escenario se alcanza el mayor ajuste.

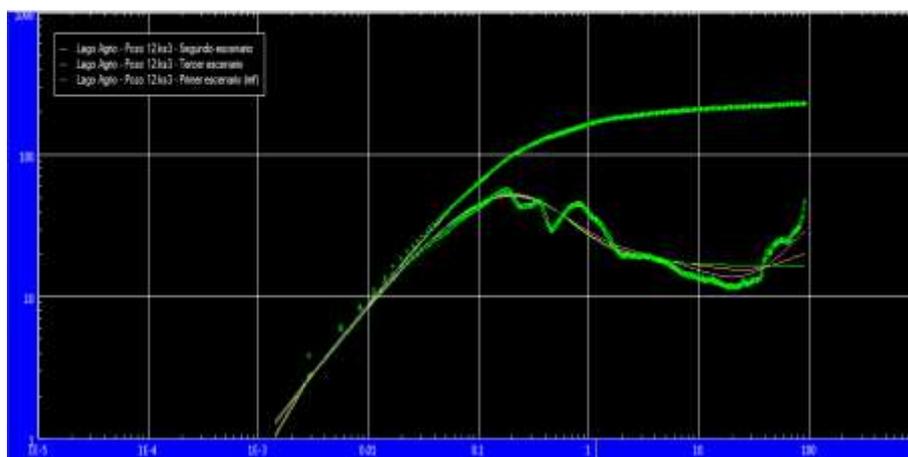


Figura 4.1 Gráfica log-log de comparación de escenarios
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

Con lo expuesto anteriormente se elige el tercer escenario como modelo definitivo para determinar los parámetros tales como daño de

formación, índice de productividad, capacidad de flujo, presión de fondo fluuyente y presión estática del yacimiento.

4.6. Resultados del tercer escenario

Los resultados que se muestran en la Fig. 4.2 corresponden a los parámetros obtenidos después de la selección definitiva del modelo.

LGA-012 Bt		build-up #1	Model Parameters	
Rate	0 STB/D		Well & Wellbore parameters (Tested well)	
Rate change	49.5918 STB/D		C	0.00279 bbl/psi
P@dt=0	318.917 psia		Skin	-1.73
Pi	572.061 psia		Reservoir & Boundary parameters	
Smoothing	0.1		Pi	572.061 psia
Selected Model			ko_eq,h	363 md.ft
Model Option	Standard Model		ko_eq	40.3 md
Well	Vertical		kro	0.5
Reservoir	Homogeneous		L1 - No flow	795 ft
Boundary	Intersecting faults - Pi/N		L2 - No flow	807 ft
Main Model Parameters			N	3
TMatch	26.1 [hr] ⁻¹		Derived & Secondary Parameters	
PMatch	0.027 [psia] ⁻¹		ko (Perrine)	39 md
C	0.00279 bbl/psi		kw (Perrine)	0.26 md
Total Skin	-1.73		Delta P (Total Skin)	-64.0111 psi
k,h, total	363 md.ft		Delta P Ratio (Total Skin)	-0.278174 Fraction
k _z average	40.3 md			
Pi	572.061 psia			

Figura 4.2 Reporte de resultados del tercer escenario
Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

4.7. Cálculo del IP

Para la determinación de IP del pozo se procedió a utilizar los datos de presión obtenidos en el tercer escenario propuesto, indicados en la Tabla IX.

Tabla IX. Perfil de presiones.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Profundidad del sensor	8701	Ft
Profundidad media de perforaciones (PM)	8903	Ft
Gradiente del fluido	0.3888	psi/ft
Presión de cierre final @ sensor	572.071	Psia
Pwf @ sensor	318.88	Psia
Presión de cierre final @ PM	650.71	Psia
Pwf @ PM	397.42	Psia

Fuente: Patiño, R., Rosero, S., 2017.

$$IP_{actual} = \frac{Q_f}{P_r - P_{wf}} = \frac{50}{650.071 - 397.42} = 0.20 \frac{BFPD}{psi}$$

$$IP_{real} = \frac{Q_f}{P_r - P_{wf} - \Delta P_s} = \frac{50}{650.071 - 397.42 - (-64.0111)} = 0.16 \frac{BFPD}{psi}$$

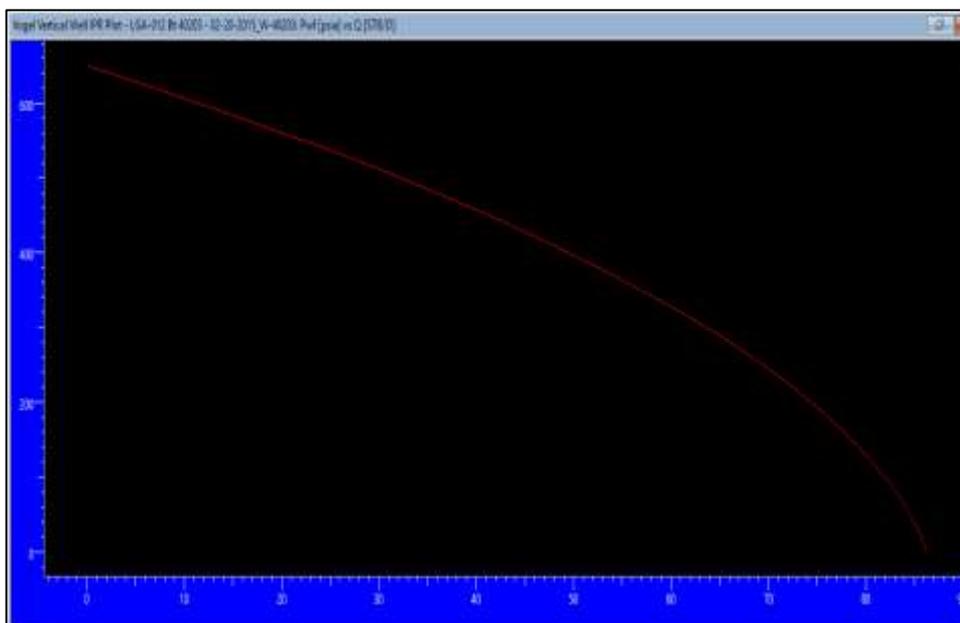


Figura 4.3 Gráfico Pwf vs. Q para el cálculo del IP.

Fuente: Ecrin v4.02.04., 2016.

4.8. Resultados finales

Tabla X. Resultados finales de la prueba.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Presión estática del yacimiento	650	Psia
Presión de fondo fluyente @ 50bfpd	397	Psia
Factor de daño	-1.73	-
Índice de productividad	0.16	BFPD/psi
Capacidad de flujo	363	mD.ft
Permeabilidad promedio	40.3	mD

Fuente: Patiño, R., Rosero, S., 2017.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

De acuerdo a las simulaciones realizadas mediante el software SAPHIR[®], en el segundo escenario obtenido se observa la presencia de una falla circundante a la profundidad de Basal Tena a una distancia $L=1060$ ft, la misma que se encuentra establecida en el mapa estructural del Campo Lago Agrio

A pesar de que solo se tiene conocimiento de una falla cercana al Pozo LGA – 012, es el modelo de *Intersecting faults – Pi/N* es el que más se ajusta a la curva de la Derivada de Bourdet. Lo que puede deberse a un cambio de permeabilidades en las cercanías del pozo.

El modelo que mejor se ajusta a la prueba de presiones del Pozo LGA-12 es: pozo vertical, almacenamiento cambiante, yacimiento homogéneo con intersección de fallas en el límite por la tendencia de la curva hacia arriba en gráfica de la derivada.

Las presiones corregidas a la profundidad de los disparos son: $P_{ws} = 650$ psia, y, $P_{wf} = 397$ psia.

La permeabilidad promedio es de 40.3 mD, es decir, se tiene una baja permeabilidad.

El factor de daño promedio calculado es de $S = -1.73$, indicando un pozo estimulado.

RECOMENDACIONES

Para seleccionar el modelo de frontera, se debe solicitar información geológica adicional del campo donde se va a realizar la prueba de presión, tal como sísmica, mapas estructurales de las arenas productoras, litología, etc.

Se recomienda que se tome en cuenta el tiempo mínimo óptimo para estabilizar la tasa de flujo, necesario para un correcto desarrollo de las pruebas de presión.

El tiempo de cierre también debe ser el necesario para alcanzar la presión transiente, se recomienda que sea mayor a 24h.

En futuros trabajos, para realizar una mejor caracterización de un reservorio se recomienda utilizar la mayor cantidad posible de pruebas de pozos, registros electricos, y los mapas estructurales.

BIBLIOGRAFÍA

Alain C. Gringarten. (2012). *Well Test Analysis in Practice*. Imperial College London.

Alvarado Douglas. (2004). *Análisis de Pruebas de Presión*. ESP Oil Training Group. Venezuela.

Badr M. Al-Harbi, Saud A. BinAkresh, Abdulaziz A. Al-Ajaji, y Edgar J. Pinilla Forero. *Pressure Transient Analysis: Characterizing the Reservoir and Much More*. Society of Petroleum Engineer.

CIED – PDVSA. (1997). *Prueba de Pozos*. Venezuela.

Escobar Freddy, P. (2009). *Análisis Moderno de Pruebas de Presión*. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2da Edición.

Olivier Houzé, Didier Viturat y Ole S. Fjaere. *Dinamic Data Analysis*. Francia: KAPPA (Ecrin v5.10.01., 2016).

Schlumberger (Well & Testing). (1998). *Introduction to Well Testing*. Inglaterra.

Stewart, G. y Jamiolahmady, M. (2012). *Well Test Complete*. Inglaterra: Heriot Watt University.