

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“IDENTIFICACIÓN DE FRONTERAS EN SISTEMAS POZO-
YACIMIENTO A PARTIR DE LA INTERPRETACIÓN DE
PRUEBAS DE PRESIÓN USANDO EL SOFTWARE SAPHIR”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Presentada por:

PAULO CÉSAR JARAMILLO RAMÍREZ

ELVIS SAÚL GONZÁLEZ CALDERÓN

2016

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la vida y las bendiciones recibidas para poder lograr esta meta.

A mis padres César y Jeny por su sacrificio y apoyo incondicional. Por creer en mí y en mi capacidad. A ellos que con su ejemplo me empujan a ser una persona responsable y trabajadora.

A mis hermanas y mis sobrinas por su amor, su inmensa bondad y palabras de aliento.

A mis grandes amigos de la universidad que me han acompañado durante esta trayectoria de aprendizaje.

Paulo Jaramillo

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme permitido tener una familia que me ha brindado su apoyo constante e incondicional, han creído en mí y dándome su ejemplo de humildad, superación y sacrificio.

A mis maestros, a mis compañeros de tesis Paulo Jaramillo, Luis González, Carlos Gonzaga que han contribuido gran parte de mis conocimientos del tema del proyecto integrador.

A mis amigos, compañeros que he logrado fortalecer un lazo de amistad y apoyo, en esta etapa académica.

Elvis González

DEDICATORIA

A mi madre Nelly y mi padre Carlos por ser el pilar fundamental y demostrándome su cariño con su apoyo incondicional.

Elvis Gonzalez

DEDICATORIA

A mis padres que son todo en mi vida.

Los amo.

Paulo Jaramillo

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

M.Sc. Xavier Vargas G.
DIRECTOR DE PROYECTO INTEGRADOR

M.Sc. Danilo Arcentales B.
COORDINADOR DE LA CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

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”

ELVIS GONZALEZ CALDERON

PAULO JARAMILLO RAMIREZ

RESUMEN

En el proyecto integrador determinaremos los límites de un yacimiento por medio de análisis, interpretación y modelamiento de pruebas de presión utilizando el software Saphir (Ecrin V4.30.08).

Capítulo 1, se da a conocer la locación geográfica, estructura del campo, estratigrafía y litología de la zona de interés.

Capítulo 2, se presenta de manera general los modelos de un yacimiento y límites de reservorio mediante las pruebas de build-up.

Capítulo 3, explica en forma general los conceptos fundamentales de modelos y límites de reservorio.

Capítulo 4, se realiza la presentación del software Saphir, conjuntamente con todos los pasos hasta llegar a la creación del modelo.

Capítulo 5, se presentan los resultados de la interpretación obtenida por medio de pruebas de restauración de presión (build up).

Capítulo 6, se presentan las recomendaciones y conclusiones.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	X
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XXIII
ÍNDICE DE MAPAS	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVI
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESPOL-01.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Localización Geográfica del CAMPO ESPOL-01	2
1.3. Estructura del Campo ESPOL-01.....	3
1.4. Estratigrafía y Litología de las Zonas de Interés.	4
1.5. Objetivos	5
1.6. Descripción de las Características y Propiedades de la Roca y Fluido del Área ESPOL-01	6
2. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN	10
2.1. Definición de Pruebas de Restauración de Presión	10

2.2. Conceptos fundamentales de una Prueba de Restauración	14
2.3. Regímenes de Flujo en el Yacimiento	18
2.4. Regiones de Tiempo	20
2.5. IPR e Índice de Productividad (IP)	21
3. MODELOS DE RESERVORIO Y LÍMITES CON SUS EFECTOS.....	23
3.1. Modelos de Reservoirio	23
3.2. Límites del Reservoirio.....	26
3.3. Límites Sellantes	29
3.4. Intersección de Fallas	33
4. PRESENTACIÓN DEL SOFTWARE SAPHIR.....	36
4.1. Descripción del Software Saphir	36
4.2. Procesamiento de Datos	38
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN	50
5.1. Datos preliminares	50
5.2. Ejecución de la Interpretación	50
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
6.1. Conclusiones.....	81

6.2.Recomendaciones.....	84
ANEXO A.....	88
ANEXO B.....	89
BIBLIOGRAFÍA.....	0

ABREVIATURAS

<i>Bbl/d,</i>	Barriles por días.
<i>Bbl/psi,</i>	Barriles por presión.
<i>cp,</i>	Centipoise.
<i>md,</i>	Mili Darcy.
<i>ft,</i>	Pies.
<i>hr,</i>	Horas.
<i>Psi,</i>	Presión.
<i>Rb/stb,</i>	Barriles de reservorio por stock tank barrels.

SIMBOLOGÍA

B	=	Factor Volumétrico de formación, RB/STB.
B_o	=	Factor de Volumétrico del petróleo, RB/STB.
B_w	=	Factor de Volumétrico del agua, RB/STB.
c_o	=	Compresibilidad del petróleo, psi-1.
c_w	=	Compresibilidad del agua, psi-1.
c_t	=	Compresibilidad total, psi-1.
c_{t1}	=	Compresibilidad total en la región 1, psi-1.
c_{t2}	=	Compresibilidad total en la región 2, psi-1.
C	=	Coeficiente de almacenamiento, Bbl/psi.
C_D	=	Coeficiente de almacenamiento adimensional.
k	=	Permeabilidad, mD
h	=	Espesor, ft. dos
m	=	Pendiente de la línea recta (semi-log u otra).
M	=	Relación de Movilidad (Zona Interna/Zona externa).
p	=	Presión, psi.
p_i	=	Presión inicial, psi.
p_D	=	Presión adimensional.
PM	=	Presión del ajuste, psi-1.
p_w	=	Presión del pozo, psi.
p^*	=	Presión extrapolada, psi.
p_{ws}	=	Presión al tiempo de cierre, psi.
p_{wf}	=	Presión de fondo fluyente, psi.
q	=	Tasa de Flujo, bbl/D.
r	=	Radio, ft.
r_w	=	Radio del pozo, ft.
S	=	Coeficiente de daño.
S_o	=	Saturación del petróleo.
S_w	=	Saturación del agua.
t	=	Tiempo, hr.
t_i	=	Tiempo inicial, hr.
t_{iD}	=	Tiempo de inyección adimensional, previo al período de cierre.
t_D	=	Tiempo adimensional, hr.
t_p	=	Tiempo de producción de Horner, hr.
T	=	Temperatura, °F.
TM	=	Tiempo de ajuste, hr-1.
V_p	=	Volumen inyectado.
Δ_p	=	Diferencia de presión.
Δ_t	=	Diferencia de tiempo.
Δ_{tD}	=	Tiempo adimensional de cierre.

- \emptyset = Porosidad, fracción.
 μ = Viscosidad, cp.
 μ_o = Viscosidad del petróleo, cp.
 μ_w = Viscosidad del agua, cp.
 δ = Derivada.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del campo ESPOL-01	2
Figura 2.1 Prueba de restauración de presión vs tiempo.....	11
Figura 2.2 Pruebas de restauración de presión vs tiempo.....	11
Figura 2.3 Representación gráfica Wellbore storage	15
Figura 2.4 Sensibilidad de la derivada con respecto al efecto de almacenamiento.....	16
Figura 2.5 Representación del pozo con presencia de daño de formación. .	17
Figura 2.6 Representación gráfica de regímenes de flujo.....	18
Figura 2.7 Representación gráfica caída de presión y tasa de flujo.....	22
Figura 3.1 Representación gráfica del comportamiento de la derivada para un yacimiento homogéneo.....	25
Figura 3.2 Representación gráfica de los tipos de flujo.	25

Figura 3.3 Representación gráfica del perfil de la caída de presión al encontrar un límite.	26
Figura 3.4 Representación gráfica de límites de no flujo.	28
Figura 3.5 Representación gráfica del perfil cerca de una frontera de presión constante.	28
Figura 3.6 Representación gráfica del perfil cerca de una frontera permeable.	29
Figura 3.7 Representación gráfica límite sellante.	30
Figura 3.8 Representación gráfica semi-log del límite lineal.	30
Figura 3.9 Representación gráfica del comportamiento de la derivada en presencia de una falla sellante.	31
Figura 3.10 Representación gráfica sensibilidad de la distancia de las fallas.	32
Figura 3.11 Representación gráfica de un modelo con intersección de fallas.	33

Figura 3.12 Representación gráfica Horner de un modelo con intersección de fallas.	34
Figura 3.13 Representación gráfica de un modelo de intersección de fallas.	35
Figura 4.1 Ingreso de datos del pozo.....	39
Figura 4.2 Ingreso de parámetros PVT.....	40
Figura 4.3 Entrada de datos.....	41
Figura 4.4 Ingreso de datos de presión.	42
Figura 4.5 Edición de datos presión.....	44
Figura 4.6 Edición de datos caudal.....	45
Figura 4.7 Edición de datos caudal al inicio de la prueba y el tiempo.....	45
Figura 4.8 Edición datos para la extracción de la derivada.....	46
Figura 4.9 Representación de la derivada log-log.....	47
Figura 4.10 El modelo coincide con la presión y la derivada.	48

Figura 4.11 Variación de parámetros para predecir el modelo.	49
Figura 4.12 Variación de parámetros para mejor match.	49
Figura 5.1 Ingreso de parámetros del reservorio.	52
Figura 5.2 Ingreso de parámetros PVT.	53
Figura 5.3 Ingreso de parámetros PVT.	53
Figura 5.4 Ingreso de parámetros PVT.	54
Figura 5.5 Ingreso de parámetros PVT.	55
Figura 5.6 Ingreso de datos Presión y tiempo.	55
Figura 5.7 Representación gráfica de presión y tiempo.	56
Figura 5.8 Historial de presión y caudal.	56
Figura 5.9.	57
Figura 5.10 Escogemos el mejor Build-up.	57

Figura 5.11 Ingreso de parámetros de la derivada.	58
Figura 5.12 Suavidad 0.1 en la derivada.	58
Figura 5.13 Suavidad 1 en la derivada.	59
Figura 5.14 Gráfica superposición tiempo Semi-log.	59
Figura 5.15 Estimación de la distancia de la fallas.	60
Figura 5.16 Mejor modelo de ajuste.....	60
Figura 5.17 Ajuste superposición tiempo semi-log.....	61
Figura 5.18 Ingreso de datos de temperatura del pozo y diámetro de la tubería.....	62
Figura 5.19 IPR.....	63
Figura 5.20 Esquema del pozo y fronteras.	65
Figura 5.21 Ingreso de parámetros del reservorio.	67
Figura 5.22 Ingreso de parámetros PVT.....	68

Figura 5.23 Ingreso de parámetros PVT.....	68
Figura 5.24 Ingreso de parámetros PVT.....	69
Figura 5.25 Ingreso de parámetros PVT.....	69
Figura 5.26 Ingreso de valores de presión y tiempo.	70
Figura 5.27 Grafica presión vs tiempo.	70
Figura 5.28 Historial de presión y caudal.....	71
Figura 5.29 Historial de presión y caudal.....	72
Figura 5.30 Escoge el mejor Build-up.....	72
Figura 5.31 Parámetros de la derivada.....	73
Figura 5.32 Derivada Log-log.....	73
Figura 5.33 Escala semi-log superposición tiempo.....	74
Figura 5.34 Análisis preliminar.....	74

Figura 5.35 Ajuste de modelo mejorado.	75
Figura 5.36 Grafica superposición tiempo semi-log.	75
Figura 5.37 Ingreso de datos de temperatura del pozo y diámetro de la tubería.	76
Figura 5.38 IPR.	77
Figura 5.39 Esquema del pozo y frontera.	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Coordenadas Geográficas del Campo ESPOL-01	2
Tabla II Clasificación del daño de formación.	18
Tabla III Datos mecánicos del pozo Espol 25.	51
Tabla IV Propiedades de fluidos del pozo Espol25	51
Tabla V Parámetros reservorio del pozo Espol25	52
Tabla VI Resultados pozo Espol25	61
Tabla VII Resultado IP y presiones del pozo Espol25	62
Tabla VIII Datos mecánicos del pozo Espol20.....	66
Tabla IX Propiedades de fluidos del pozo Espol20.....	67
Tabla X Parámetros reservorio del pozo Espol20.....	67
Tabla XI Resultados del pozo Espol20	76

Tabla XII Resultados IP y presiones del pozo Espol20..... 77

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa I Estructura Del Campo ESPOL-01	3
--	---

INTRODUCCIÓN

En el presente proyecto integrador se analizará la presencia de fronteras sellantes con datos de presión, obtenidas en la evaluación de los pozos Espol20 y Espol25, ubicados en el campo Espol-01 que está ubicado en el noroccidente de la cuenca oriente en la provincia de Sucumbíos.

El objetivo de hacer, la prueba de restauración de presión es determinar las presiones del yacimiento tales como presión estática del yacimiento, presión de fondo fluyente, daño de formación, capacidad de flujo, el índice de productividad e investigar sobre la existencia de límites con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arenisca Basal Tena.

En el Oriente Ecuatoriano y en nuestro campo en particular la presión de reservorio ha disminuido, con lo cual se ha necesitado de algún levantamiento artificial para llevar el fluido a superficie. La toma de datos de presión y temperatura en el pozo se hace por medio de un BHA de prueba, en dónde una bomba hidráulica está asentada y permite que el pozo produzca.

La identificación del Modelo de Almacenamiento, Modelo de Pozo, Modelo de reservorio y Modelo de frontera se lo realizó con el software Saphir de la plataforma Ecrin V4.30.08, su fundamento es en la aplicación de las curvas tipo Bourdet y Gringarten, donde se analizará las regiones de tiempo temprano, medios y tardíos.

Además se podrá determinar las características principales del yacimiento como factor de piel, permeabilidad, coeficiente de almacenamiento, distancia de las fallas y el ángulo.

La interpretación del modelo y de los parámetros del yacimiento nos ayudará a determinar el comportamiento del sistema.

CAPÍTULO 1

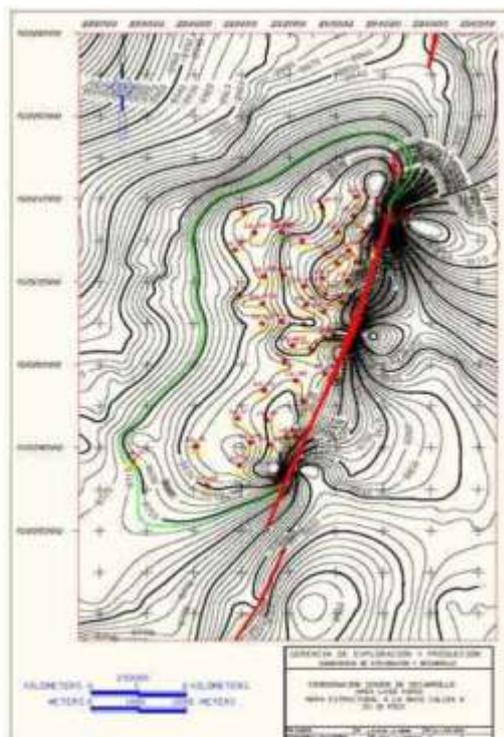
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESPOL-01

1.1. Introducción

El campo ESPOL-01 está situado en la Región Amazónica Ecuatoriana, en la provincia de Sucumbíos, cantón Nueva Loja.

Se considera el campo ESPOL-01 el más antiguo de la región amazónica que fue descubierto en abril de 1967 con la perforación Lago Agrio 01 por el Consorcio Texaco-Gulf, su inicio de la etapa productiva en mayo de 1972 con una producción promedio 10 450 BPPD. (Patrice Baby, 2004).

1.3. Estructura del Campo ESPOL-01



Mapa I Estructura Del Campo ESPOL-01
Fuente: Gerencia de Exploración Y Producción.

El campo ESPOL-01 esta geológicamente determinado como un anticlinal simétrico con eje principal orientado de dirección NE-SO, la falla regional inversa se encuentra limitado al Este y una segunda falla se encuentra delimitada en la parte occidental del campo, donde se afirma el cierre de la estructura. El área total del campo es de 9.491,11 Acres. (Patrice Baby, 2004).

1.4. Estratigrafía y Litología de las Zonas de Interés.

El campo ESPOL-01 posee algunas formaciones productoras Tena, Napo y Hollín, a continuación presentamos una breve descripción de la formación de interés.

1.4.1. Formación Basal Tena

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, principalmente formada por un cuerpo arenoso delgado de 10 a 20 pies de espesor y descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo Superior.

En la arena Basal tena se encuentran clastos de lutitas verdes y cuarzo, mientras en la Arenisca Tena está formada por arcillolitas y limolitas rojas depositadas en un ambiente continental. La estratigrafía de la zona se caracteriza por tener areniscas de composición cuarzosa, blanca, subtransparente a translúcida. De tamaño de grano fino de forma subangular a subredondeado, de regular clasificación, matriz calcárea, cemento no visible pobre con un valor de 15%. Tiene presente arenas orientadas en sentido NE-SO las cuales se consideran al nivel de la Cuenca como una de las mejores rocas del reservorio. (Jaime GAvilanes, Luis Torres).

El tope de este reservorio se ubica entre 8.879 pies a 9.002 pies con espesores irregulares de saturación de crudo de 2 a 17 pies, su porosidad varia de 9 a 21%. (Patrice Baby, 2004).

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Identificar el tipo de fronteras en sistemas pozo-yacimiento a partir de pruebas de restauración de presión.

1.5.2. Objetivos Específicos

Calcular las presiones del yacimiento tales como presión estática del yacimiento, presión de fondo fluente a mitad de las perforaciones.

Determinar las principales características del yacimiento como permeabilidad, daño, coeficiente de almacenamiento, etc.

Predecir la productividad de los pozos analizados.

Interpretar el modelo seleccionado de cada pozo, ayudándonos de la derivada.

Aplicar los conocimientos adquiridos dentro de la Universidad.

1.6. Descripción de las Características y Propiedades de la Roca y Fluido del Área ESPOL-01

1.6.1. Características y Propiedades de las Rocas Productoras

1.5.1.1 Porosidad

La porosidad es la medida del pequeño espacio volumétrico que existe entre los granos y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

Clasificación de la porosidad de la roca:

Absoluta: La porosidad absoluta se considera como el volumen poroso total de poros, estén o no interconectados.

Efectiva: La porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten la circulación de fluidos. O se considera como el volumen poroso solamente conectado entre sí.

No Efectiva: Representa la diferencia entre porosidades anteriores, es decir, la porosidad absoluta y la efectiva. (Nava).

1.5.1.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define a la capacidad que se tiene un medio poroso para permitir que un fluido lo traspase con facilidad y sin alterar su estructura interna, mediante un gradiente de presión, a través de sus poros interconectados. La propiedad de la roca se mide en milidarcys (md).

Para la estimulación de pozos existen métodos para mejorar la producción de pozos, aumentar la permeabilidad mediante la inyección un ácido especial u otro fluido a presión para fracturar. (Lambe, T. W. & Whitman, 1997)

1.5.1.2 Saturación de los Fluidos

La saturación de los fluidos se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_x = \frac{V_x}{V_T}$$

Dónde:

Sx: Se refiere a la saturación de fluido x.

Vx: Volumen de la roca ocupada por el fluido x.

Vt: Volumen total del espacio poroso de la roca. (Comunidad Petrolera , n.d.)

1.5.1.3 Compresibilidad de la Formación

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y una temperatura fija se define como el cambio de volumen por unidad inicial, causado por una variación de presión.

$$C = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T$$

La compresión de la roca en el yacimiento se debe a que en el subsuelo existe mucha presión debido al peso de los estratos supra yacentes. Esta compresión depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, tiempo geológico, entre otros, ya que es un factor constante. Por lo regular se toma en consideración un valor

típico de 1 psi por pie de profundidad. Entre los materiales más comunes que conforman los yacimientos, mediante pruebas de laboratorio se han obtenido los valores promedio del factor de compresibilidad en psi^{-1} . (Comunidad Petrolera , n.d.)

Arena consolidada	4 – 5 x10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Calizas	5 – 6 x10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Arena Semi consolidadas	20x10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Arena no consolidadas	30x10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Arenas altamente no consolidadas	100x10 ⁻⁶ psi ⁻¹

1.6.2. Características y Propiedades de los Fluidos

Al conocer las propiedades del fluido, nos ayuda para iniciar un entendimiento del comportamiento del fluido dentro del yacimiento. Las propiedades se realizan a partir de una muestra de fondo a condiciones de presiones y temperatura del yacimiento, esto se realiza mediante un análisis PVT donde se obtiene dichas propiedades.

CAPÍTULO 2

2. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN

2.1. Definición de Pruebas de Restauración de Presión

Las pruebas de restauración de presión o pruebas de incremento de presión, consiste en la interpretación de los datos adquiridos durante la prueba.

El objetivo de esta prueba consiste en hacer producir el pozo a una tasa Q , para luego cerrarlo a un tiempo t_p . Para así registrar la presión desde el fondo hasta que se asemeje a la presión inicial de Pozo P_i . (Tarek, 2001, p. 456)

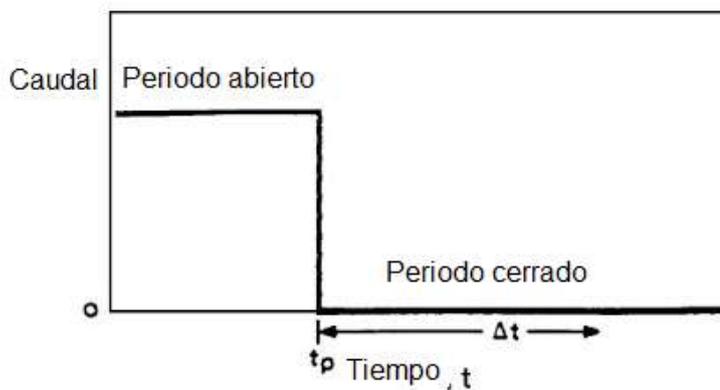


Figura 2.1 Prueba de restauración de presión vs tiempo.
Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbbok, 2a.ed.

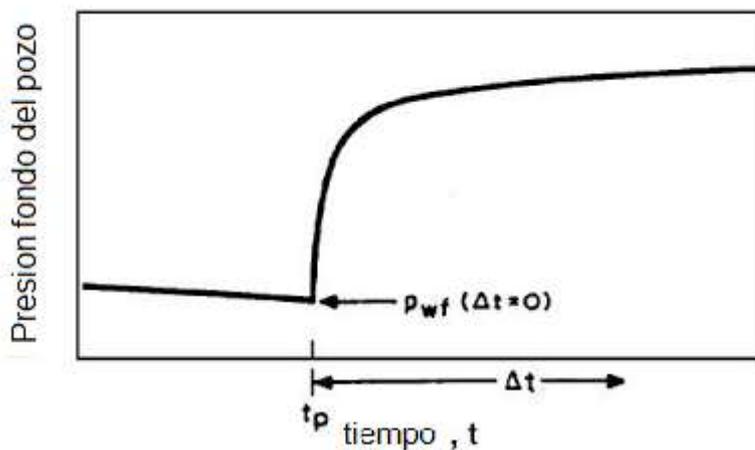


Figura 2.2 Pruebas de restauración de presión vs tiempo.
Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbbok, 2a.ed.

Con los datos obtenidos en esta prueba, parámetros PVT y otros parámetros adicionales como la geometría del pozo podemos hallar:

- Permeabilidad promedio del área de drenaje (k).
- Presión estática del área de drenaje (Pi)
- Efecto Skin (s)
- Heterogeneidades o límites del yacimiento. (Tarek, 2001)

2.1.1. Método de Horner

Se realiza a una sola tasa constante antes del cierre. Desarrollando la ecuación 1.1 de presión fluente de fondo del pozo:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{Kh} * \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \right] \quad \text{Ec.1.1}$$

Y desarrollándola para diferentes condiciones antes y durante el cierre se obtiene la siguiente ecuación 1.2. Que corresponde a la ecuación de Horner.

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} * \left[\log\left(\frac{tp+\Delta t}{\Delta t}\right) \right] \quad \text{Ec. 1.2}$$

Esta ecuación se puede relacionar con la ecuación de la recta ($y=mx+b$) donde por medio del manejo de ecuaciones llegamos a encontrar el valor de la permeabilidad y del daño. (Tarek, 2001)

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad \text{Ec. 1.3}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} \right] - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \quad \text{Ec. 1.4}$$

2.1.2. Método de la Derivada

Existen diversas Curvas tipo que fueron desarrolladas para dar soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo. Consiste en superponer la data real obtenida de una prueba de presión con la curva teórica que más se aproxime, dentro de una familia de curvas. Estas curvas son muy utilizadas en la industria petrolera para el análisis de pruebas de pozos. Se las utiliza en escala logarítmica y semi-logarítmica. (Tarek, 2001)

Las soluciones vienen dadas en función de variables adimensionales, y se fundamentan en las siguientes ecuaciones:

$$\log(p_D) = \log(\Delta p) + \log \left(\frac{k}{141.2 Q \beta \mu} \right) \quad \text{Ec.1.5}$$

$$\log \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) = \log \left(\frac{0.0002637k}{\phi \mu c_t r^2} \right) + \log(t) \quad \text{Ec. 1.6}$$

El objetivo que persigue las curvas tipo es reconocer el modelo apropiado del yacimiento e identificar los patrones de flujo durante la prueba, como también estimar las propiedades del yacimiento.

Existen diferentes curvas tipo que son:

- Ramey Jr
- Mckinley
- Gringarten

Para el análisis de pruebas de presión también contamos con la curva tipo de Bourdet que es una de las herramientas más utilizadas en la industria petrolera para detectar características y comportamiento característico del sistema pozo-yacimiento. (Ramey H.J.Jr, 1970)

2.2. Conceptos fundamentales de una Prueba de Restauración

2.2.1. Efecto de Almacenamiento Obtenidos de la Derivada de Bourdet

En los casos que los pozos son cerrados o abiertos para una prueba de presión, el valor real de la tasa registrado en la cara de la arena no es el mismo valor que se generará en la zona de cierre, bien en el estrangulador, las válvulas de cierre, esto es debido a que no se ha alcanzado un equilibrio de presiones entre la zona de cierre y la cara de la arena. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

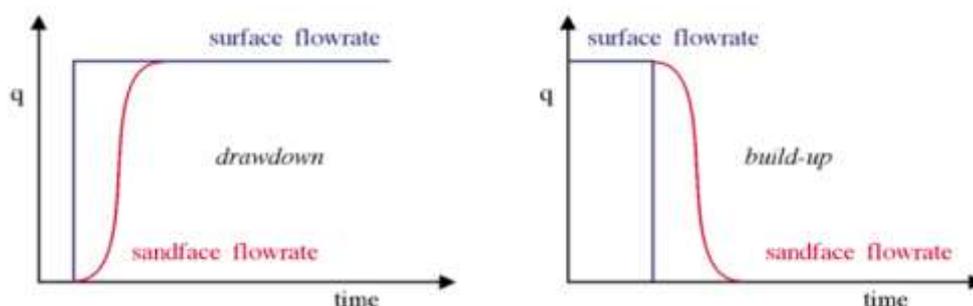


Figura 2.3 Representación gráfica Wellbore storage
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.2.1.1 Modelo de Almacenamiento Constante con Daño

En el gráfico log-log en tiempos muy tempranos, la presión y la curva de la derivada tienen una sola pendiente de valor $m=1$, por lo que cualquier punto en esta fracción de línea recta puede ser usado para hallar C .

Mientras mayor sea el valor de C se moverá la curva a la derecha en el gráfico Log-log, por lo tanto, mayor será el tiempo en la cual desaparecerá el efecto de almacenamiento, la amplitud de la curva en la zona de la joroba o levantamiento dependerá del valor del daño.

El efecto de almacenamiento no afecta la respuesta de tiempo tardío en estado pseudoestable. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

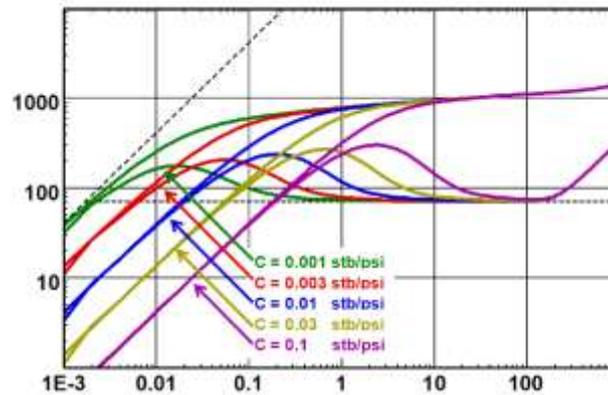


Figura 2.4 Sensibilidad de la derivada con respecto al efecto de almacenamiento.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

2.2.2. Efecto de Daño

Es la caída de presión cuando la roca del reservorio ha sido intervenida por causas artificiales. El daño de formación se define al cambio de permeabilidad (K) y porosidad (ϕ) en las zonas aledañas al pozo. (Miguel Larrea, Diego Pena)

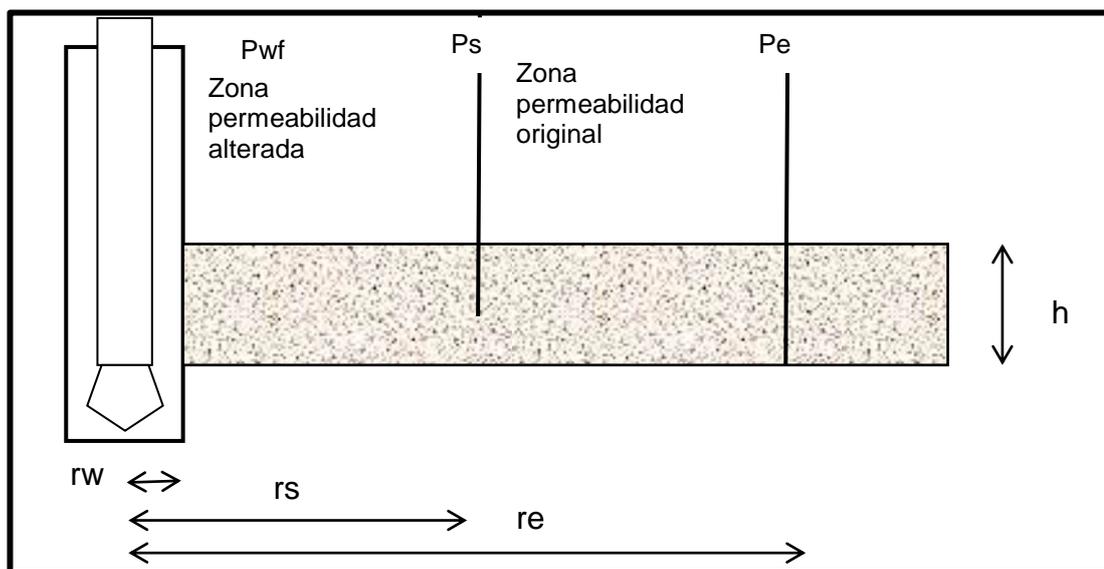


Figura 2.5 Representación del pozo con presencia de daño de formación.

Fuente: (Fundamentos del Flujo de Fluidos en Medios Porosos, 2009)

2.2.3. Métodos para la Determinación del Daño de Formación

Se realiza una prueba de restauración de presión (Build-up test) para la determinación del valor numérico para el daño, con método de aproximación de Horner, método de la Derivada de Bourdet (Curva Tipo).

Se realiza a partir de una prueba de abatimiento de presión (Drawdown test), es una prueba de flujo a una tasa constante de producción para la determinación del valor numérico para el daño, con método de Ramey (Curva Tipo). (Miguel Larrea, Diego Pena)

Los objetivos principales del cálculo del daño de formación son para su clasificación del estado de pozo:

Tabla II Clasificación del daño de formación.

Fuente: San Antonio Pride edición 2008, Introducción de daño de formación.

Condición del pozo	Valor de S
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

2.3. Regímenes de Flujo en el Yacimiento

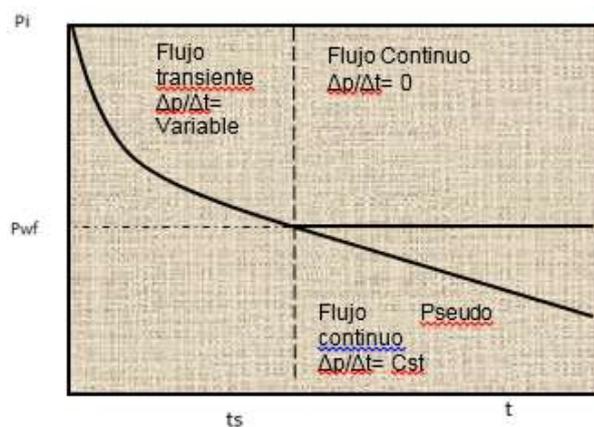


Figura 2.6 Representación gráfica de regímenes de flujo.

Fuente: (Fundamentos del Flujo de Fluidos en Medios Porosos, 2009)

2.3.1. Flujo Transiente

Cuando las perturbaciones de las ondas del pozo no ha llegado a ningún límite de reservorio o yacimiento , se considera que el radio externo es muy grande, es llamado transiente durante este régimen de período.

2.3.2. Flujo estado Pseudocontinuo

Se considera cuando la propagación de ondas de la zona comprensible toca fronteras o límites impermeables, se denomina un yacimiento cerrado donde la presión disminuye con respecto al tiempo. La caída de presión respecto al tiempo es constante.

2.3.3. Flujo Continuo

Cuando en la zona comprensible de la distribución de presión no cambia, debido que existe un acuífero activo, la cual está contribuyendo con agua al yacimiento todo el tiempo, así manteniendo una caída de presión igual a cero.

2.4. Regiones de Tiempo

Se ha subdividido los datos de la prueba de flujo en tres regiones de tiempo: temprano, medio y tardío en el concepto de radio de investigación.

2.4.1. Tiempos Tempranos

En la región transiente no ha atravesado aun totalmente la zona dañada o estimulada cerca del pozo, esto ocurre debido que el tiempo transcurrido es muy corto. El post-flujo de fluido almacenado en el pozo también distorsiona los datos de la prueba durante este periodo. (Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. , 2003)

2.4.2. Tiempos Medios

El transiente atravesado dentro de la zona sin daño, pero aún no ha transcurrido suficiente tiempo para que haga contacto con alguna frontera. En esta región encontramos el valor de la permeabilidad. La gráfica en escala semi-log se encuentra en una línea recta horizontal ya que actúa como IARF (Infinite Acting Radial). (Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. , 2003)

2.4.3. Tiempos Tardíos

El transiente ha tocado la frontera más cercana al pozo, efecto de interferencia de otros pozos productores o masivos cambios en las propiedades de reservorio. Debido que el tiempo ha sido suficientemente largo. (Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. , 2003)

2.5. IPR e Índice de Productividad (IP)

2.5.1. Índice de Productividad

Indicador de capacidad para producir fluido de un pozo. Es la relación entre el Caudal producido (Q) y la caída de presión del reservorio ($P_R - P_{wf}$).

$$q = PI(PR - P_{wf})$$

Empleando una memoria de medidor de presión de fondo para determinar la presión estática P_R y también mide la presión fluyente en el fondo P_{wf} en un tiempo determinado con un caudal estabilizado. La tasa de flujo se determina por medidas en el tanque de almacenamiento. (Fundamentos del Flujo de Fluidos en Medios Porosos, 2009)

2.5.2. IPR

Representación gráfica de la caída de presión y las tasas de producción del yacimiento que puede aportar al pozo. Por cada P_{wf} existe una tasa de producción. (Fundamentos del Flujo de Fluidos en Medios Porosos, 2009)

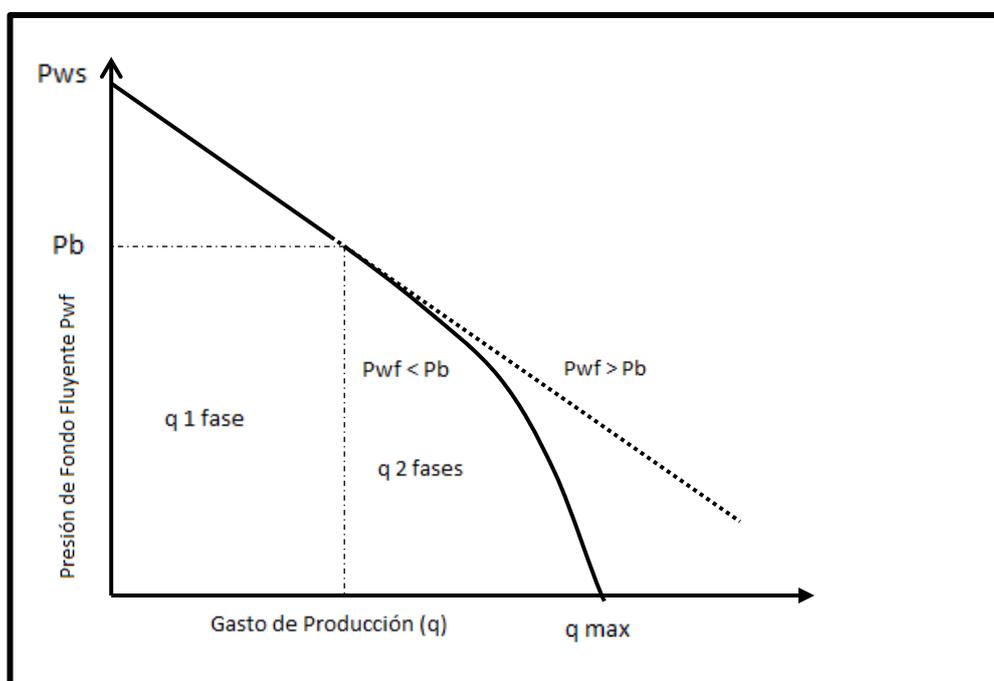


Figura 2.7 Representación gráfica caída de presión y tasa de flujo.
Fuente: (Fundamentos del Flujo de Fluidos en Medios Porosos, 2009)

CAPÍTULO 3

3. MODELOS DE RESERVORIO Y LÍMITES CON SUS EFECTOS

3.1. Modelos de Reservorio

En la presión transiente, las características del yacimiento son detectadas después del efecto de almacenamiento y el comportamiento desaparece antes de que los efectos de borde sean detectados, esto es lo que se conoce de tiempo intermedio. En esta etapa se busca el principal parámetro que es la movilidad de fluido en el yacimiento K/μ . Cuando el valor del espesor de la formación no se conoce el parámetro calculado es Kh/μ , adicionalmente se logra la caracterización de las heterogeneidades de los yacimientos, muchas de ellas pueden ser locales pero la respuesta en tiempos tardíos para el valor

de permeabilidad efectiva es la que nos interesa, estas heterogeneidades locales pueden ser doble porosidad, capas múltiples, doble permeabilidad y sistemas compuestos. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

3.1.1. Yacimiento Homogéneo

El yacimiento homogéneo es el modelo más simple asumiendo la misma porosidad, permeabilidad y espesor. Debido a esto todos los yacimientos no son homogéneos, pero si las propiedades no cambian significativamente de un punto a otro, el yacimiento puede tratarse como un modelo homogéneo. La suposición principal para este modelo es que posea una porosidad constante y asumiendo que la permeabilidad sea isotrópica. En tiempos tempranos la respuesta de presión está influenciada por el efecto de almacenamiento y el daño, luego en la etapa de transición se representan algunas características del yacimiento cercanas al pozo, como sistemas de doble porosidad considerados yacimientos que tienen fracturas y fisuras, yacimientos de doble permeabilidad, son yacimientos que producen de varias capas y éstas a su vez tienen una permeabilidad distinta para cada capa, también se pueden encontrar yacimientos doble capa. Cuando se alcanza el flujo radial homogéneo se estabiliza la derivada de la presión y en esencia esta estabilización está relacionada a los cálculos de permeabilidad. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

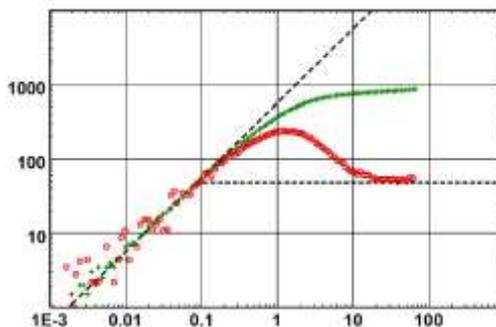


Figura 3.1 Representación gráfica del comportamiento de la derivada para un yacimiento homogéneo.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

La siguiente figura representa el comportamiento de varios tipos de yacimientos homogéneos con diferentes tipos de flujo, donde se aprecia que todos alcanzan el flujo radial homogéneo al mismo periodo de tiempo.

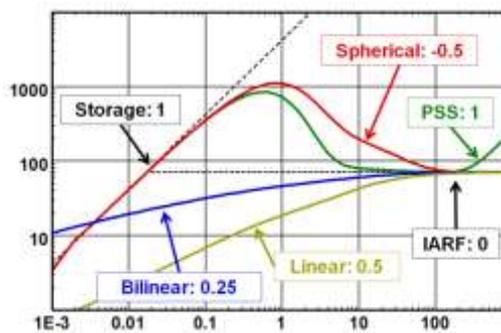


Figura 3.2 Representación gráfica de los tipos de flujo.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.2. Límites del Reservorio

3.2.1. Descripción de los Efectos de los Límites de Reservorio

Los límites de un reservorio pueden ser de diferentes tipos, que se los describen como superficies que están localizadas a cierta distancia del pozo, donde existe un cambio en las propiedades del flujo. Un efecto típico de frontera se muestra en la siguiente gráfica donde se muestra una sola falla sellante.

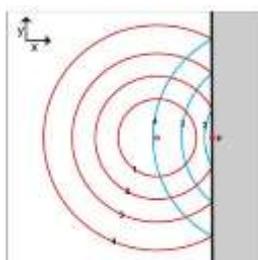


Figura 3.3 Representación gráfica del perfil de la caída de presión al encontrar un límite.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

La figura de arriba no representa una “onda”, sino la caída de presión que se produce en diferentes tiempos (1, 2, 3, 4). Los círculos rojos representan la influencia de la producción del pozo si está produciendo en un reservorio infinito. Los círculos azules que se muestran en la gráfica representan la caída de presión adicional ocasionada por el límite en el mismo tiempo.

Cuando una frontera está presente, no habrá soporte de presión más allá del límite, y habrá una caída de presión adicional en comparación a una configuración infinita. Esta caída de presión (círculos azules) afectará el perfil de presión, y también se propagará. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

3.2.2. Límites de no Flujo

El fluido no pasa a través de este límite y es detectado cuando se presenta el estado pseudo-estacionario. Comúnmente este tipo de límites de no flujo se presentan en reservorios con fallas sellantes o se crea entre pozos productores que producen la misma tasa y están igualmente separados.

Matemáticamente se representa:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial \vec{n}} \right]_{\Sigma} = 0$$

Esta ecuación significa que el perfil de presión es plano cuando se acerca ortogonalmente a este límite. El corte de la sección vertical muestra que el perfil de presión va desde el pozo al límite. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

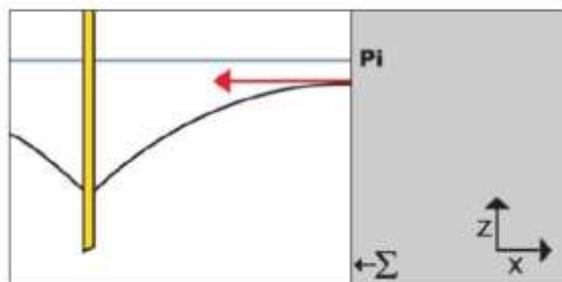


Figura 3.4 Representación gráfica de límites de no flujo.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.2.3. Límites de Presión Constante

Un límite de presión constante permite mantener la presión inicial del reservorio y es detectado cuando se presenta un régimen de flujo estacionario. Usualmente se presenta en reservorios con presencia de acuíferos. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

Matemáticamente se representa: $[P]_{\Sigma} = P_i$

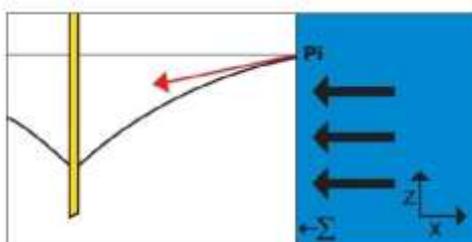


Figura 3.5 Representación gráfica del perfil cerca de una frontera de presión constante.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.2.4. Límites con Fuga

Al alcanzar el límite se crea una caída de presión. La siguiente imagen ilustra el perfil de presión donde se crea dicho efecto. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

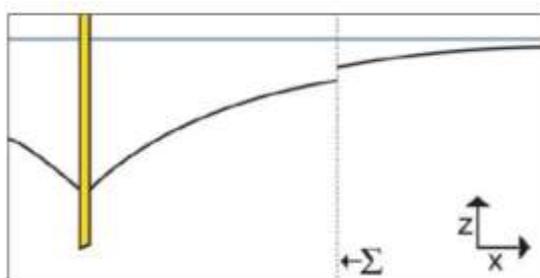


Figura 3.6 Representación gráfica del perfil cerca de una frontera permeable.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.3. Límites Sellantes

Para un límite sellante es el modelo más sencillo, el cual representa como una sola falla impermeable de extensión infinita, en un gráfico log-log la desviación comienza después del flujo radial infinito, cuando la falla es encontrada la derivada tendrá un comportamiento creciente, y luego se ira estabilizando a un nivel similar al flujo radial infinito. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

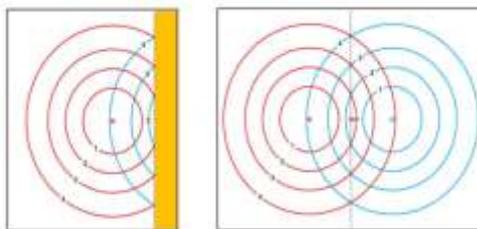


Figura 3.7 Representación gráfica límite sellante.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.3.1. Análisis Semi-log

El análisis en el semi-log de la falla sellante es una segunda línea recta con el doble de la pendiente de la línea IARF. La respuesta de la presión constante en el límite, se nota con que la línea se quiere estabilizar a una presión, llamada presión promedio de reservorio. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

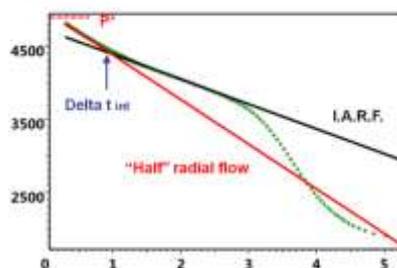


Figura 3.8 Representación gráfica semi-log del límite lineal.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.3.2. Análisis Log-log

El comportamiento en la gráfica se obtiene la derivada de presión en presencia de una falla sellante, donde se aprecia un ligero levantamiento de la presión y se tiene el comportamiento de la deriva un levantamiento en tiempos tardíos. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

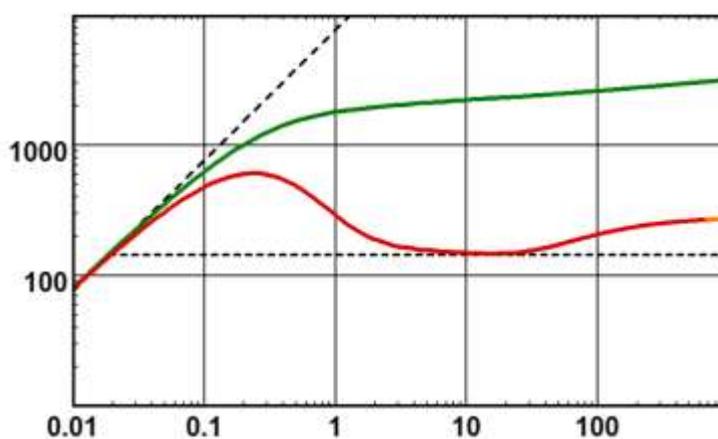


Figura 3.9 Representación gráfica del comportamiento de la derivada en presencia de una falla sellante.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.3.3. Sensibilidad de la Distancia de la Fallas

En la sensibilidad de la distancia de la falla, a medida que la falla se encuentra más lejos se aprecia que la respuesta de la derivada es a un tiempo mayor. Para cualquier problema de defunción radial, el grupo que gobierna es t/r^2 . Si la distancia del límite se duplica, el tiempo al cual se encuentra el límite se multiplicara por cuatro. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

Se observa claramente que si el límite es muy cercano al pozo 100ft, el flujo radial infinito no se desarrollará antes de que la falla se detecte.

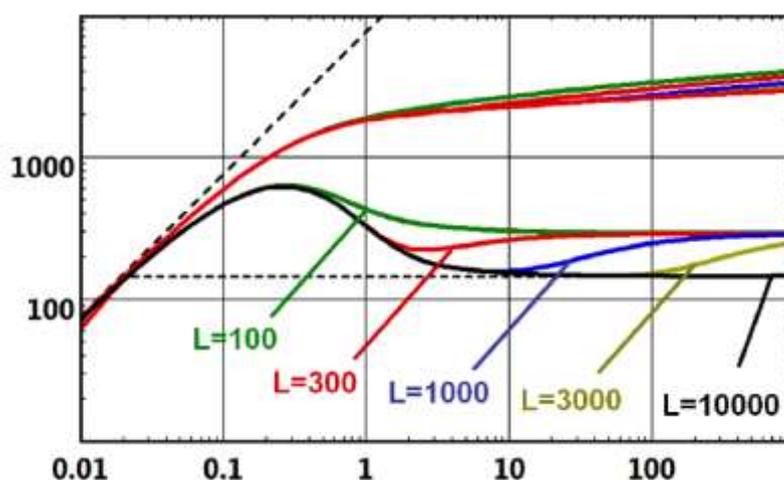


Figura 3.10 Representación gráfica sensibilidad de la distancia de las fallas.
Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.4. Intersección de Fallas

El pozo está localizado entre dos fallas L1 y L2 que se intersecan con un ángulo θ . L1 y L2 son las distancias perpendiculares del pozo a las dos fallas. El comportamiento del flujo es semi-radial en dos fallas que se intersecan, se representa en la siguiente figura.

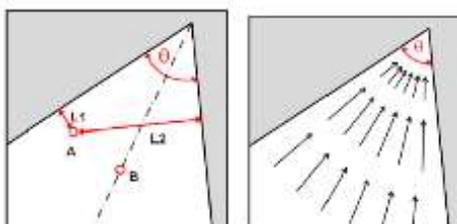


Figura 3.11 Representación gráfica de un modelo con intersección de fallas.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

El comportamiento final es el flujo semi-radial que está restringido por el cuadrante delimitado por las 2 fallas, si θ es el ángulo entre las dos fallas el tamaño actual del reservorio es menor que un yacimiento que se comportara como infinito por un factor $2\pi/\theta$, por ende la caída de presión es $2\pi/\theta$ mayor a la que se requiere para producir la misma cantidad de fluido en yacimiento que se comporta como infinito. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

3.4.1. Respuesta Build up

Al igual que para el caso de un única frontera, en el caso de un cierre precedido por un periodo de producción el método MDH es reemplazo por el método de Horner y si se trata de historiales de producción más complejos es reemplazados por el principio de superposición.

El comportamiento una vez que los efectos de almacenamiento terminan está dominado por el IARF, luego se observa una línea recta con pendiente igual al doble de la inicial, indicando que el transiente ha alcanzado la primera falla. Luego el segundo límite se siente y se observa una tercera línea recta con pendiente igual a $2\pi/l$ veces la pendiente inicial, esta línea indica el flujo radial final. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

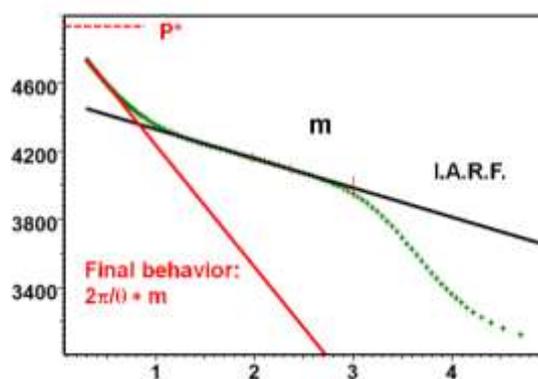


Figura 3.12 Representación gráfica Horner de un modelo con intersección de fallas.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

3.4.2. Análisis Log-log

En un gráfico Log-log la respuesta de presión de la derivada está caracterizada por una estabilización final a un nivel igual a $2\pi/\theta$ veces por encima de la línea del IARF, es decir que existe un periodo de transición entre el flujo infinito radial y el flujo radial final. En otras palabras el nivel de estabilización de la derivada a tiempos tardíos proveerá el estimado del valor de teta, el tiempo en el cual a la derivada se desvía del flujo IARF va a proveer un estimado de la distancia del pozo a la falla. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

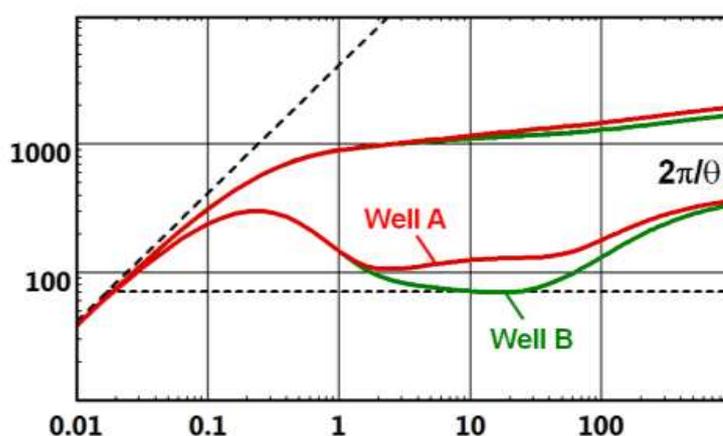


Figura 3.13 Representación gráfica de un modelo de intersección de fallas.

Fuente: Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa

CAPÍTULO 4

4. PRESENTACIÓN DEL SOFTWARE SAPHIR

4.1. Descripción del Software Saphir

Kappa es una de las principales compañías de software de Ingeniería de Petróleo, que se encargan de: Petroleum Exploration, Production Software Training and Consulting. Consta de una plataforma de software integrada llamada Ecrin, que es el estándar de la industria petrolera para el análisis de datos dinámicos.

Ecrin incluye varios módulos para:

- Análisis de Presión Transiente Saphir NL

- Análisis de Producción Topaze NL
- Ajuste de la Historial de producción Rubis
- Análisis de Rendimiento Amethyste
- Registro de Producción Emeraude

Kappa fundada en 1987 cuenta 6000 licencias de software activos que son utilizadas por 600 compañías alrededor del mundo.

El enfoque para el Análisis, interpretación y modelamiento de pruebas de restauración de presión utilizaremos Saphir NL versión 4.30.08. (Engineering KAPPA, 2015)

4.1.1. Saphir

Saphir nace de la necesidad de contar con un programa que sirva para la interpretación de datos. Hace veinticinco años fue desarrollado por dos ingenieros. En la actualidad cuenta con más de 2700 licencias que son utilizadas por empresas operadoras y de servicios, además de empresas que se encargan de dar consultoría.

La metodología que utiliza Saphir es la derivada de Bourdet como la herramienta de diagnóstico principal, realizando así un mejor trabajo para

coincidir los datos medidos con el modelo, tomando en cuenta el historial de producción.

En la actualidad gracias a la capacidad de procesamiento de datos Kappa Engineering ha podido expandir la capacidad técnica de Saphir. Esto ha resultado en el desarrollo de modelos numéricos más rápidos, dando así solución de problemas no lineales. Saphir está disponible solo en su variante no lineal conocido como Saphir NL. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

4.2. Procesamiento de Datos

4.2.1. Inicialización

El ingreso de datos para la inicialización del análisis, interpretación y modelamiento de la pruebas de presión, se comienza ingresando las características del pozo y del yacimiento como: el radio del pozo, la zona de pago, porosidad, el tipo de fluido (Gas-Petróleo-Agua), además de seleccionar si se tiene disponible la tasa de agua y de petróleo. Se debe escoger el tipo de prueba que se va a realizar que puede ser: Estándar o Interferencia. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

poder determinar el método más apropiado de producción. Los valores que ingresamos son: El Factor Volumétrico β , la viscosidad μ y la compresibilidad total ct.

Para un análisis más avanzado, combinación de fases, se requiere de selección de correlaciones o entradas de tablas PVT para calcular las funciones de pseudo presión y pseudo tiempo. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)



Figura 4.2 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

4.2.2. Entrada de Datos

Las memorias que se bajan al pozo se encargan de registrar la presión y la temperatura desde que se comienza a producir hasta que se cierra el pozo. Y

la presión se estabiliza. La data obtenida se ingresa por medio de la opción Qa/Qc Data escogiendo la opción Load. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

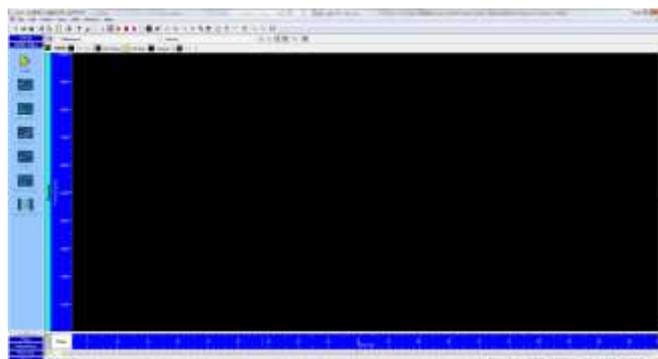


Figura 4.3 Entrada de datos.

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Dependiendo del formato en el que tenemos el archivo con la data, escogemos la opción para cargar. Si el archivo está en formato .txt podemos cargar directamente abriendo la carpeta Ascii file y buscar el archivo.

En caso que el archivo lo tengamos en formato .xls de Excel, lo que podemos hacer es seleccionar los datos en la hoja de Excel y dando Ctrl+c, para luego ir al programa y seleccionar la opción Clipboard.

En caso de que el usuario quiera ingresar manualmente los datos de tiempo y presión se escoge la opción Keyboard-spreadsheet.

Los datos se presentaran de la siguiente manera, cuando el archivo está en formato .txt. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)



The screenshot shows a software window titled 'KAPPA' with a menu bar and a toolbar. The main area contains a table with columns for 'Time', 'Pressure', and 'Temperature'. The table has several rows of data, with some cells highlighted in yellow and blue. Below the table, there are three sections: 'Data Format' with radio buttons for 'Free', 'Field', and 'Column'; 'Terminal' with radio buttons for 'Time', 'Pressure', and 'Temperature'; and 'Options' with a 'More Lines' checkbox and a 'Load' button. At the bottom, there are buttons for 'Apply to all', 'Ignore new data', 'OK', and 'Cancel'.

Figura 4.4 Ingreso de datos de presión.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Existen tres posibilidades de formato, Free, Field y Column en las cuales se puede seleccionar los datos requeridos. La figura que se muestra es trabajada con el formato Column donde seleccionamos el tiempo, presión y ubicamos sus respectivas unidades. Para tener un mejor resultado escogemos la opción More Lines para mejor densidad de datos. Cuando tengamos todo listo escogemos la opción Load. Para corregir el tiempo seleccionamos Apply to all y se selecciona Ignore new data.

Para ingresar el historial de producción se debe seleccionar la opción Rates, escogiendo Load Q. Lo aconsejable es seleccionar la opción Keyboard-spreadsheet ya que aquí ingresamos manualmente la parte del Caudal producido hasta el tiempo en que se cierra el pozo. La parte del Build-up obviamente va a estar produciendo un caudal de cero bbl.

También se puede ingresar los datos de producción escogiendo la opción Edit Data.

El operador que está tomando la prueba de presión, puede cerrar el pozo por algunos minutos, y de nuevo poner en producción. Esto puede ser repetitivo dependiendo de lo que se desee. Por lo que existirán varios drawdown y build up en una misma prueba. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

4.2.3. Edición de Datos

La edición de Datos es muy importante, ya que la Data tomada en tiempo real y representada en el software saphir tiene algunas fluctuaciones y además contiene algunos datos que no representan a una prueba de Drawdown y de Build up.

El propósito de la Edición es contar con Datos de calidad que nos proporcionen una buena prueba de presión. Para conseguir esto el Software Saphir tiene algunas Herramientas.

En el caso que tengamos que borrar algunos datos lo hacemos por medio de Edit Data, escogiendo la opción Box selection, que permite seleccionar datos dispersos que no corresponde a la prueba de presión. Y con la opción Delete gauge or selection procedemos a borrar. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)



Figura 4.5 Edición de datos presión.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Para la edición de Datos en el caso del caudal, por medio de la opción Edit Rates, escogemos la opción Move date to cursor position para ubicar la línea del caudal de producción justo cuando empieza el Drawndown y el Build up.

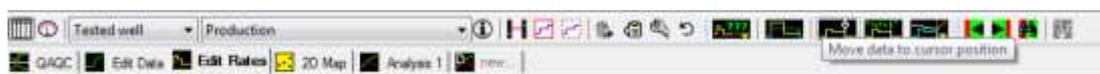


Figura 4.6 Edición de datos caudal.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En el caso de ubicar la línea justo al inicio de la prueba de producción, escogemos la opción Actions, y entrando a add a step at the beginning con esto podemos ingresar el caudal al inicio de la prueba y el tiempo. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)



Figura 4.7 Edición de datos caudal al inicio de la prueba y el tiempo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

4.2.4. Extracción

Con la edición de Datos terminada para la Presión y el Caudal, se iniciará la parte de la interpretación. Para la extracción de la derivada escogemos la

opción Interpretation y luego la opción Extract dP. El interpretador de acuerdo a su experiencia debe seleccionar el Build up adecuado el cual nos dará la información y el modelo correcto. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

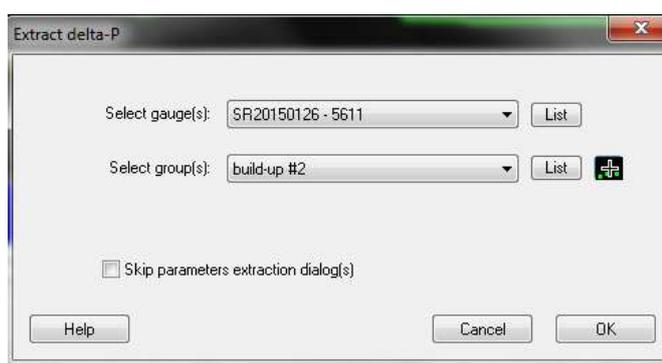


Figura 4.8 Edición datos para la extracción de la derivada.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Se presenta tres gráficas que son: La gráfica de la derivada que está en escala Log-Log, la gráfica de superposición en tiempo que se presenta en escala semi-log y el historial de la prueba de presión. Además Saphir en la gráfica Log-Log, automáticamente coloca una línea horizontal para IARF en la derivada de Bourdet y una línea con pendiente unitaria para el almacenamiento del pozo. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

4.2.5. Diagnóstico

Presentada la derivada, el interpretador debe realizar un diagnóstico a los gráficos Log-log y semi-log, para poder identificar los regímenes de flujo, estos parámetros pre identificados nos ayudarán para la creación del modelo.

(Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

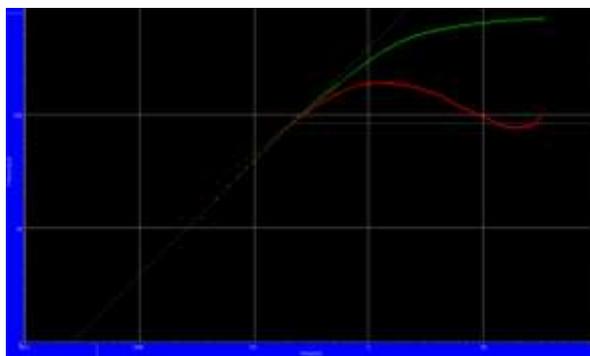


Figura 4.9 Representación de la derivada log-log.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

4.2.6. Generación del Modelo

Habiendo ya diagnosticado el comportamiento, el interpretador está en la capacidad de crear uno o varios modelos candidatos. Saphir cuenta con herramientas que pueden ayudar a predecir el comportamiento de la derivada, en caso de que el interpretador necesite.

El objetivo de generar el modelo es que coincida en parte o en su totalidad con la respuesta de la presión (Delta P) y la derivada. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)

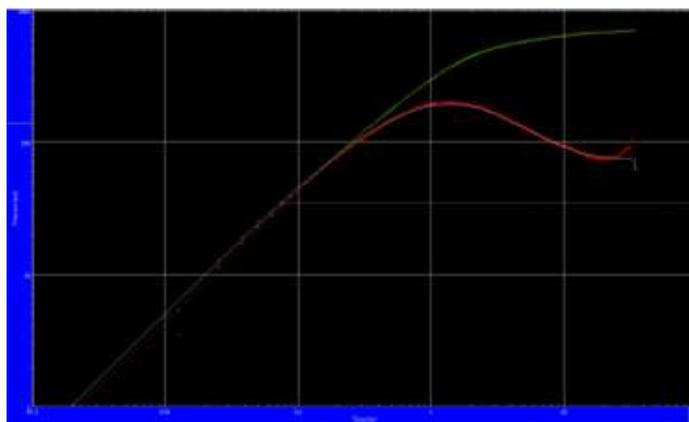


Figura 4.10 El modelo coincide con la presión y la derivada.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Este objetivo se consigue variando los parámetros que presenta Saphir como: Modelo de Almacenamiento, Modelo de Pozo, Modelo de reservorio y Modelo de fronteras. Además para realizar un buen Match se varía parámetros como daño, coeficiente de almacenaje, permeabilidad y longitudes en caso de que exista alguna falla en reservorio. Por esta razón se debe diagnosticar la gráfica LogLog y semilog para predecir el modelo que puede ser. (Olivier Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere y Otros., 1998-2011)



Figura 4.11 Variación de parámetros para predecir el modelo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

4.2.7. Modelo de Refinamiento

Consiste en variar parámetros para obtener un mejor match. Pueden ser fijados por el interpretador y ser controlados sus límites superior e inferior.



Figura 4.12 Variación de parámetros para mejor match.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN

5.1. Datos preliminares

Los pozos a Analizar son: Pozo Espol25 y Pozo Espol20.

5.2. Ejecución de la Interpretación

El objetivo de hacer, la prueba de restauración de presión es determinar las presiones del yacimiento tales como presión estática del yacimiento, presión de fondo fluente, daño de formación, capacidad de flujo, el índice de

productividad e investigar sobre la existencia de límites con la finalidad de conocer el potencial productivo de la arenisca Basal Tena.

5.2.1. Modelo Estándar para Pozo Espol25

Pozo Espol25

La prueba de presión fue tomada en la formación Basal Tena del Pozo Espol25 que está produciendo 41 BFPD, 31 BPPD y 10 BAPD. En las siguientes tablas se presentan los datos Mecánicos del Pozo, las Propiedades de los fluidos obtenido por medio de una prueba de PVT y los parámetros del yacimiento.

Tabla III Datos mecánicos del pozo Espol 25.

Datos Mecánicos del Pozo Espol25	
Tipo de Pozo	Vertical
Profundidad del Reservorio	8956' – 8965' (9') (Md)
Profundidad del NO-GO	8914' (Md)
Diámetro del Casing	7" OD

Tabla IV Propiedades de fluidos del pozo Espol25

Propiedades de los Fluidos	
Densidad del Petróleo	28.7 °API
Presión de Burbuja (Pb)	810 psia
Factor Volumétrico (Bo)	1.16 By/Bn
Viscosidad del petróleo(Uo)	2.55 cp
Salinidad de la formación	53000 ppm Cl

Tabla V Parámetros reservorio del pozo Espol25

Parámetros del Reservorio	
Espesor disparado	9 ft
Radio del Pozo (rw)	0.29 ft
Porosidad efectiva	12%
Saturación del agua (Sw)	35%
Comprensibilidad Total (Ct)	5.467E-06(psi^{-1})
Temperatura del Reservorio	214 °F

La data de la prueba de presión fue registrada mediante sensor que registra elementos de presión, temperatura y tiempo.

Para la ejecución de la interpretación del pozo Espol25 se realizará utilizando el método de Perrine que considera flujo multifásico usando una sola mezcla de fluidos en el fondo del pozo. En la figura 5.1 se observa el ingreso de los parámetros del reservorio.



Figura 5.1 Ingreso de parámetros del reservorio.

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la figuras 5.2, 5.3, 5.24 se ingresa los parámetros PVT como la temperatura, presión, salinidad de agua de formación y grado API.

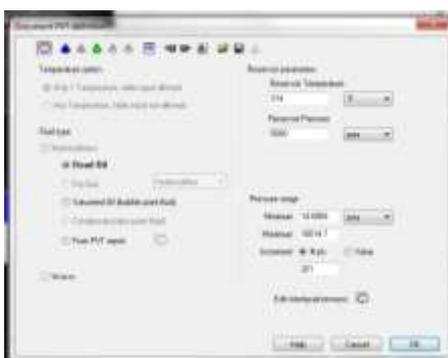


Figura 5.2 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Mediante las correlaciones Spirey, Dodson standing y Van Wingen-Frick se calculan los valores de B_w , c_w y Mu_w respectivamente.

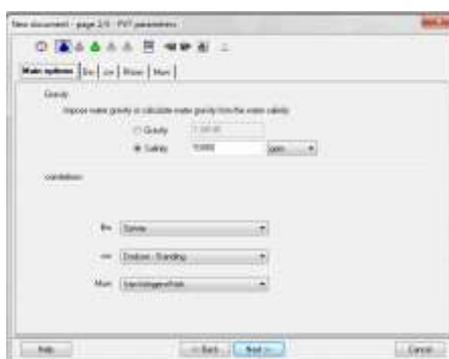


Figura 5.3 Ingreso de parámetros PVT.

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Mediante las correlaciones Standing, Vaquez-Beggs y Beggs-Robinsson se calculan los valores de B_o , c_o y μ_{wo} respectivamente.



Figura 5.4 Ingreso de parámetros PVT.

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la figura 5.5 se presentan los valores calculados para B y μ mediante las correlaciones antes expuestas. Además se ingresan los datos de saturaciones y compresibilidades del petróleo y agua. Como también compresibilidad de la formación en nuestro caso Basal tena.



Figura 5.5 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la figura 5.6 se carga la data de tiempo (horas) y presión (psi), que se registrada mediante una memoria que fue colocada a la profundidad del NO-GO a 8914ft en Md.



Figura 5.6 Ingreso de datos Presión y tiempo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

La gráfica 5.7 representa presión vs tiempo donde se observa el comportamiento en puesta de producción (Drawdown) y cierre de pozo (Build-up).

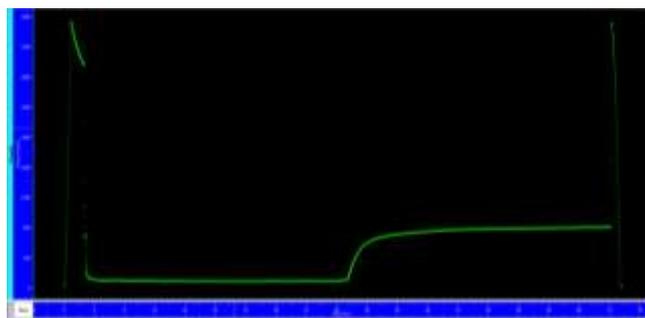


Figura 5.7 Representación gráfica de presión y tiempo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Para el ingreso de los datos de caudal se debe reconocer en la gráfica 5.8 la puesta de producción del pozo y cierre. Se ingresará en la parte de Drawdown el caudal de petróleo 31 BBL y el caudal de agua 10 BBL. En la sección de Build up el caudal es cero. La parte antes del Drawdown corresponde cuando se baja las memorias al pozo.

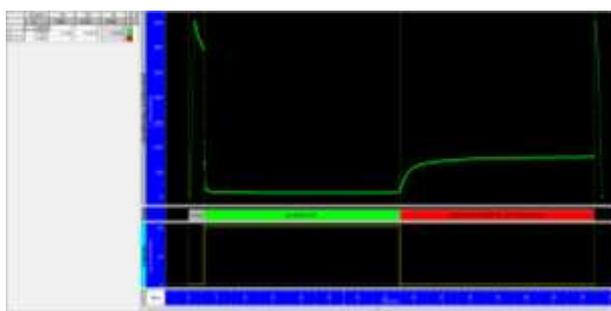


Figura 5.8 Historial de presión y caudal.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

La gráfica 5.9 representa el comportamiento del pozo antes y después del cierre, con el caudal producido en la sección de Drawdown.

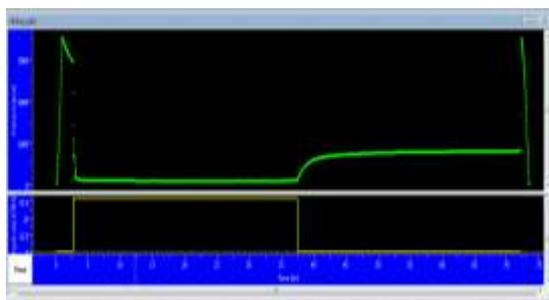


Figura 5.9

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Para realizar la interpretación se extrae la derivada luego del cierre del pozo (build-up) gráfica 5.10, en caso de haber varios Build-up se escoge el que mejor información proporcione.



Figura 5.10 Escogemos el mejor Build-up.

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la gráfica 5.11 se muestran los parámetros de la derivada, en nuestra ejecución del modelo para la formación Basal Tena se suaviza con 1, ya que proporciona una buena gráfica de derivada.

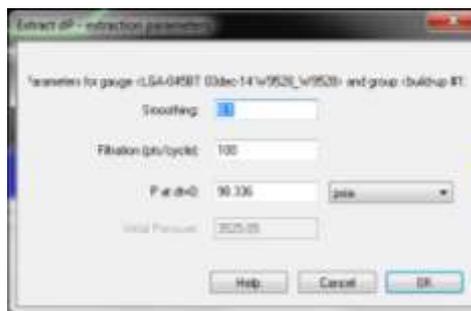


Figura 5.11 Ingreso de parámetros de la derivada.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

El resultado de la extracción se ilustra en la gráfica 5.12 con suavidad de 0.1 y en la gráfica 5.13 con suavidad de 1, que presenta una mejor forma en la derivada que está en escala Log-Log. Además se ilustra en la gráfica 5.14 la superposición en tiempo que se presenta en escala semi-log.

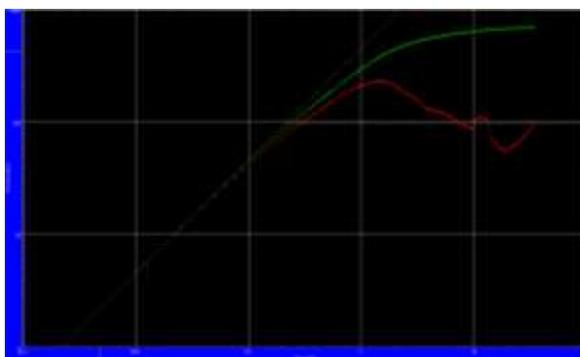


Figura 5.12 Suavidad 0.1 en la derivada.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

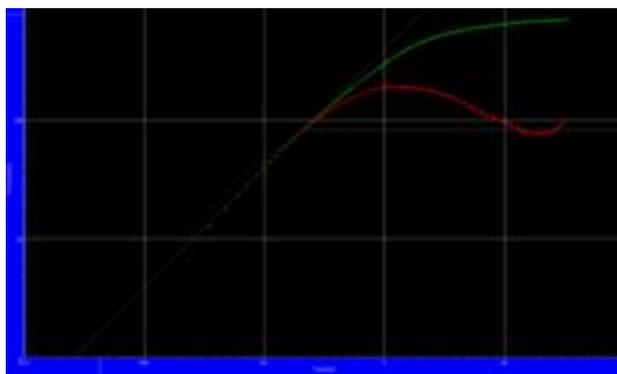


Figura 5.13 Suavidad 1 en la derivada.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

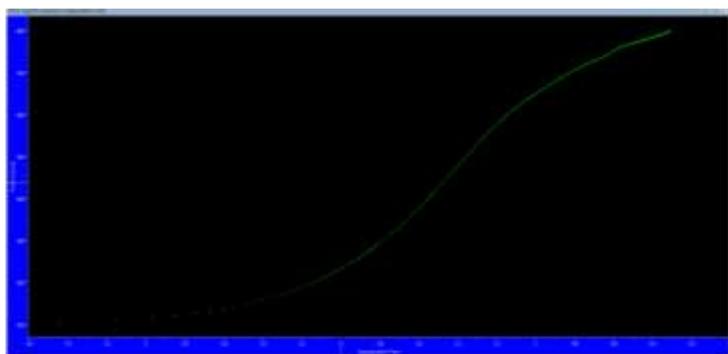


Figura 5.14 Gráfica superposición tiempo Semi-log.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Como en el análisis anterior para el pozo Espol20, se verifica preliminarmente las zonas de tiempo temprano, medio y tardío. Gráfica 5.15.

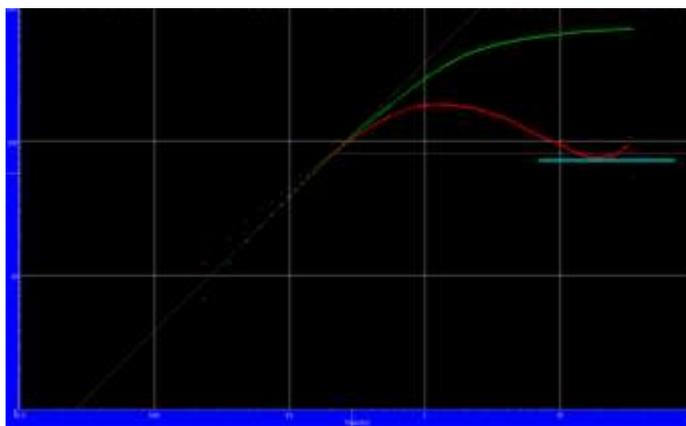


Figura 5.15 Estimación de la distancia de la fallas.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Con las zonas anteriormente definidas, se selecciona el mejor modelo de ajuste para el yacimiento basal tena. El ajuste del modelo se presenta en la siguiente gráfica 5.16.

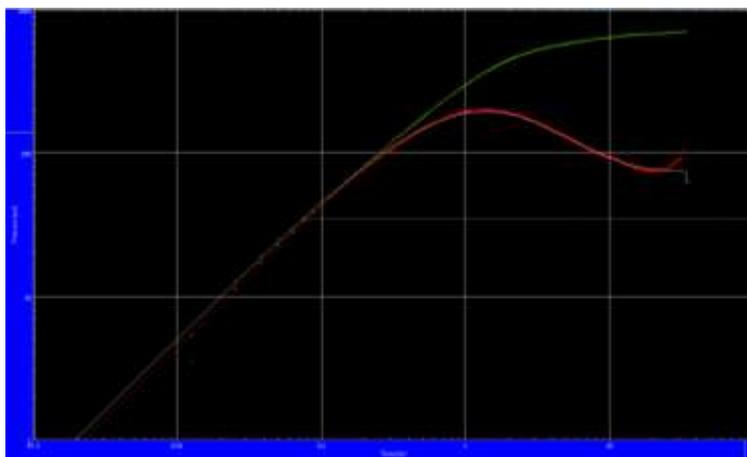


Figura 5.16 Mejor modelo de ajuste.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

El ajuste en la gráfica superposición en tiempo que se presenta en escala semi-log, se observa un buen modelamiento.

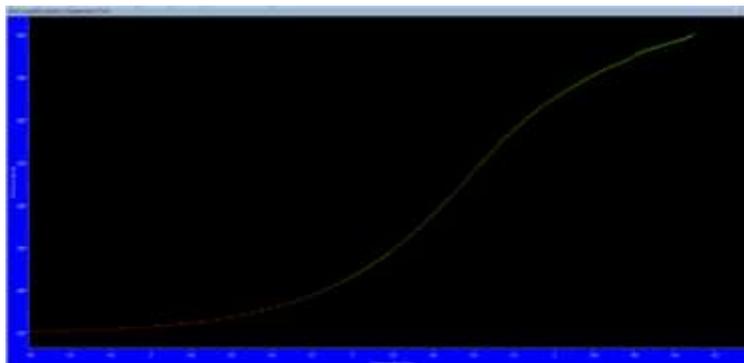


Figura 5.17 Ajuste superposición tiempo semi-log.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Los resultados del pozo Espol25 se describen a continuación:

Tabla VI Resultados pozo Espol25

Resultados	
Tipo de Prueba	Estándar
Pozo	Vertical
Tipo de Reservorio	Homogéneo
Límite	Una Falla/No flujo
C (bbl/psi)	0.00394
Skin	2.73
Capacidad de Flujo (K*h)(md.ft)	162
K promedio	18
L1(ft)	82
T max(hr)	72.15
Ko (Perrine) (md)	14
Kw (Perrine)(md)	0.735
Delta P (Total Skin) (psi)	199.478

Para el cálculo de las presiones a la mitad de las perforaciones, se lo realiza ingresando los datos de temperatura del pozo y diámetro de la tubería de producción como se muestran en la siguiente figura.



Figura 5.18 Ingreso de datos de temperatura del pozo y diámetro de la tubería.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Tabla VII Resultado IP y presiones del pozo Espol25

Resultados	
Pi@sensor(8914') (psi)	851.14
Pwf@sensor(8914')	100
Pi@MP(8960.5')	853
Pwf@MP(8960.5')	104
IP(Bbl/d/Psi)	0.057

Se calcula además con el Software la curva de comportamiento del pozo (IPR), la cual nos ayuda a predecir la producción futura del pozo.

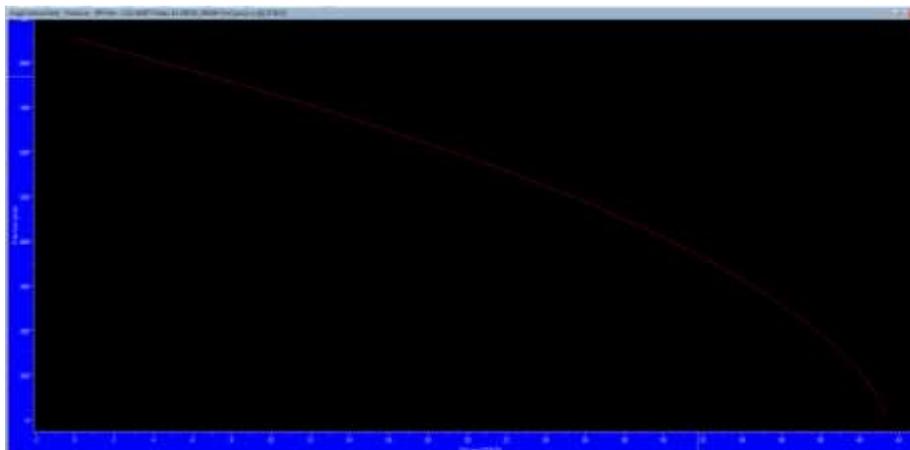


Figura 5.19 IPR
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Análisis

El pozo Espol20 es un pozo Vertical y resulta ventajoso bajar las memorias ya que están más cerca de la formación y nos permite tener mejor aproximación de parámetros del yacimiento. El tiempo temprano que corresponde al primer tramo de la derivada de Bourdet, se observa que existe almacenamiento constante, esto se puede verificar ya que la derivada al inicio presenta una pendiente unitaria.

La respuesta de la presión en tiempos tempranos está influenciada por la geometría del pozo, efecto del pozo y efecto del daño.

El daño calculado es en las cercanías al pozo, que representa la variación en función de permeabilidad entre la vecindad del pozo y la zona no alterada. Como el daño es positivo nos indica que la permeabilidad en la zona de las cercanías de pozo es menor a la zona no alterada.

Siguiendo el trayecto de la derivada de Bourdet que se gráfica en escala LogLog, nos damos cuenta que entre el tiempo temprano y el tiempo medio se identifica la existencia de una línea recta con pendiente igual a -0.5 , que es característica de un intervalo disparado menor al espesor del yacimiento.

A medida que la derivada de Bourdet cae y se estabiliza en una línea horizontal en la región de tiempo medio, nos indica la presencia de flujo radial infinito IARF en las cercanías del pozo. Esto indica que el transiente sigue viajando sin alcanzar alguna frontera.

En la región de tiempos medios determinamos la permeabilidad promedio del yacimiento que corresponde a la zona no altera o zona virgen que no se ve afectada por el daño. Además se determina en este mismo tiempo la capacidad de flujo $K.h$.

La caracterización del reservorio se lo realiza en los tiempos medios. En nuestro caso se trata de un reservorio homogéneo.

A medida que el transiente viaja, se va desviando la forma de la deriva del IARF, esto significa la presencia de una falla. Donde el flujo se comporta ahora como hemirradial. Aquí la derivada registra sus últimos datos de la prueba de presión.

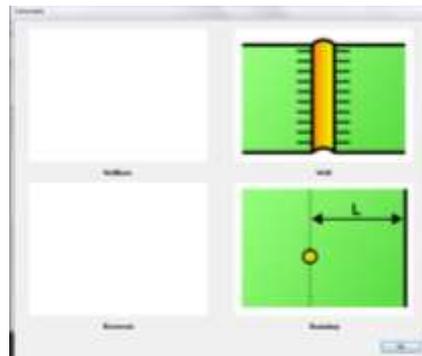


Figura 5.20 Esquema del pozo y fronteras.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

El Delta P total skin nos indica la caída de presión que perderá el pozo por el efecto del daño. En nuestro caso es de 189.056 psi.

5.2.2. Modelo Estándar para Pozo Espol20

Pozo Espol20

La prueba de presión fue tomada en la formación Basal Tena del Pozo Espol20 que está produciendo 1008 BFPD, 968 BPPD y 40BAPD. En las siguientes tablas se presentan los datos Mecánicos del Pozo, las Propiedades de los fluidos obtenido por medio de una prueba de PVT y los parámetros del yacimiento.

Tabla VIII Datos mecánicos del pozo Espol20.

Datos Mecánicos del Pozo Espol20	
Tipo de Pozo	Vertical
Profundidad del Reservorio	8899' – 8908' (9') (Md)
Profundidad del NO-GO	8700' (Md)
Diámetro del Casing	7" OD

Tabla IX Propiedades de fluidos del pozo Espol20.

Propiedades de los Fluidos	
Densidad del Petróleo	24.43 °API
Presión de Burbuja (Pb)	810 psia
Factor Volumétrico (Bo)	0.982 By/Bn
Viscosidad del petróleo(Uo)	3.784 cp
Salinidad de la formación	55000 ppm Cl

Tabla X Parámetros reservorio del pozo Espol20.

Parámetros del Reservorio	
Espesor disparado	9 ft
Radio del Pozo (rw)	0.29 ft
Porosidad efectiva	13%
Saturación del agua (Sw)	27%
Comprensibilidad Total (Ct)	9.4E-06(psi^{-1})
Temperatura del Reservorio	212 °F

La data de la prueba de presión fue registrada mediante sensor que registra elementos de presión, temperatura y tiempo.

Para la ejecución de la interpretación del pozo Espol20 se realizará utilizando el método de Perrine que considera flujo multifásico usando una sola mezcla de fluidos en el fondo del pozo. En la figura 5.21 se observa el ingreso los parámetros del reservorio.



Figura 5.21 Ingreso de parámetros del reservorio.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la figuras 5.22, 5.23, 5.24 se ingresa los parámetros PVT como la temperatura, presión, salinidad de agua de formación y grado API.



Figura 5.22 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Mediante las correlaciones Spirey, Dodson standing y Van Wingen-Frick se calculan los valores de B_w , c_w y μ_w respectivamente.



Figura 5.23 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Mediante las correlaciones Standing, Vaquez-Beggs y Beggs-Robinsson se calculan los valores de B_o , c_o y μ_o respectivamente.



Figura 5.24 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la figura 5.25 se presentan los valores calculados para B y μ mediante las correlaciones antes expuestas. Además se ingresan los datos de saturaciones y compresibilidades del petróleo y agua. Como también compresibilidad de la formación en nuestro caso Basal tena.



Figura 5.25 Ingreso de parámetros PVT.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la figura 5.26 se carga la data de tiempo (horas) y presión (psi), que se registrada mediante una memoria que fue colocada a la profundidad del NO-GO a 8700 ft en Md.



Figura 5.26 Ingreso de valores de presión y tiempo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

La gráfica de la figura 5.27 representa presión vs tiempo donde se observa el comportamiento en puesta de producción (Drawdown) y cierre de pozo (Build-up).

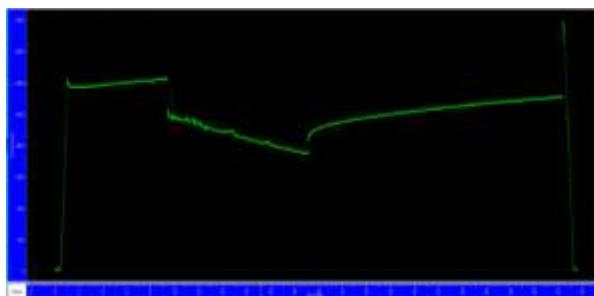


Figura 5.27 Grafica presión vs tiempo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Para el ingreso de los datos de caudal se debe reconocer en la gráfica 5.28 la puesta de producción del pozo y cierre. Se ingresará en la parte de Draw-down el caudal de petróleo 968 BBL y el caudal de agua 40 BBL. En la sección de Build up el caudal es cero. La parte antes de Drawn-down corresponde cuando se baja las memorias al pozo.

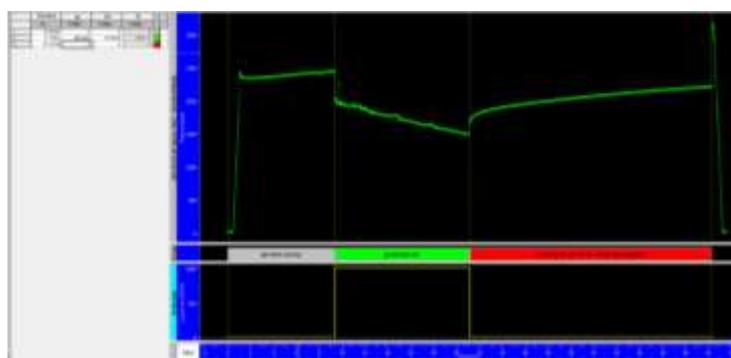


Figura 5.28 Historial de presión y caudal.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

La gráfica 5.29 representa el comportamiento del pozo antes y después del cierre, con el caudal producido en la sección de Drawdown.

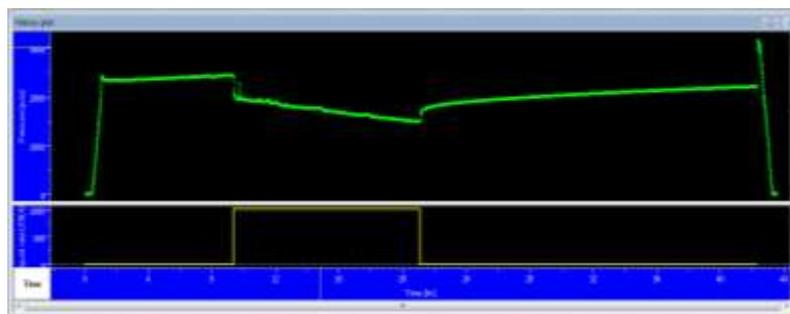


Figura 5.29 Historial de presión y caudal.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Para realizar la interpretación se extrae la derivada luego del cierre del pozo (build-up) gráfica 5.30, en caso de haber varios Build-up se escoge el que mejor información proporcione.

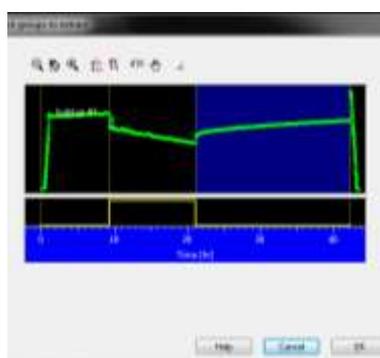


Figura 5.30 Escoge el mejor Build-up.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

En la gráfica 5.31 se muestran los parámetros de la derivada, en nuestra ejecución del modelo para la formación Basal Tena se suaviza con 0.1, ya que proporciona una buena gráfica de derivada.

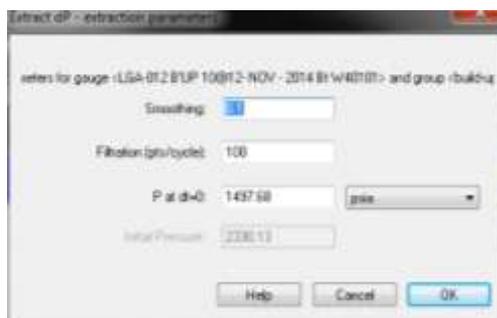


Figura 5.31 Parámetros de la derivada.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

El resultado de la extracción se ilustra en la gráfica 5.32 que es la derivada que está en escala Log-Log y además se ilustra en la gráfica 5.33 la gráfica de superposición en tiempo que se presenta en escala semi-log.

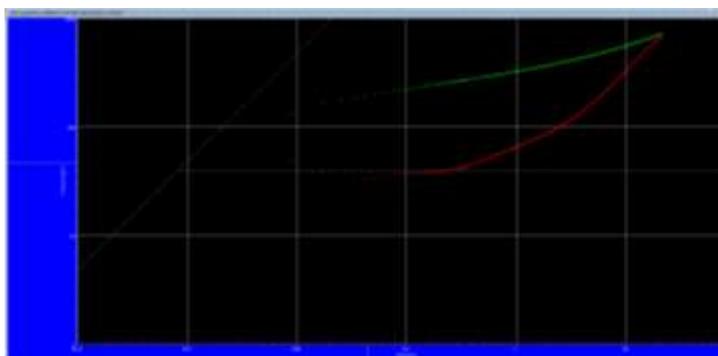


Figura 5.32 Derivada Log-log.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

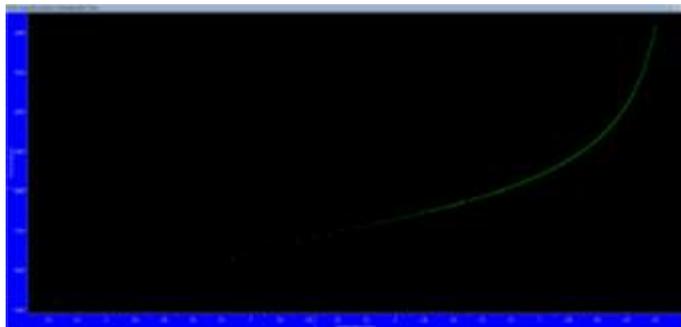


Figura 5.33 Escala semi-log superposición tiempo.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Analizando el gráfico de la derivada, debemos utilizar los conceptos aprendidos para verificar preliminarmente ciertas zonas. Gráfica 5.34.

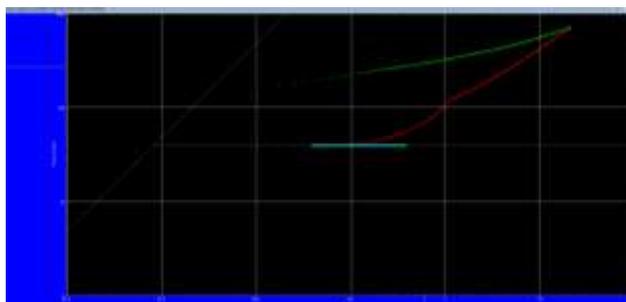


Figura 5.34 Análisis preliminar.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Con las zonas anteriormente definidas, se selecciona el mejor modelo de ajuste para el yacimiento basal tena. El ajuste del modelo se presenta en la siguiente gráfica 5.35.

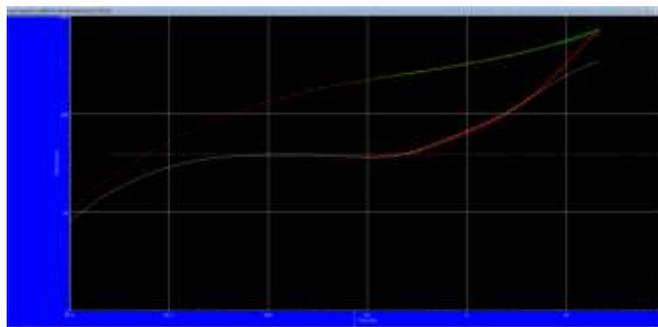


Figura 5.35 Ajuste de modelo mejorado.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

El ajuste en la gráfica superposición en tiempo que se presenta en escala semi-log, se observa un buen modelamiento.

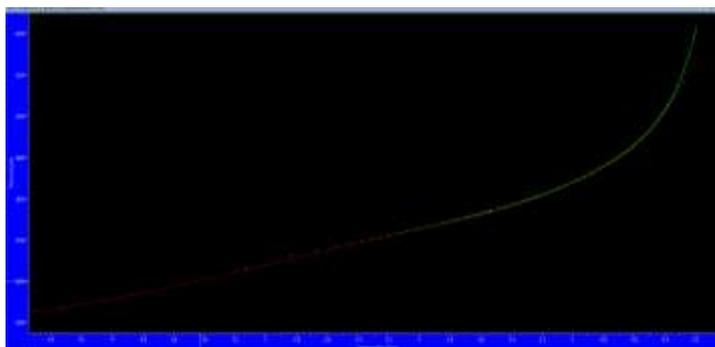


Figura 5.36 Grafica superposición tiempo semi-log.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Los resultados del pozo Espol20 se describen a continuación:

Tabla XI Resultados del pozo Espol20

Resultados	
Tipo de Prueba	Estándar
Pozo	Vertical-Parcialmente Penetrado
Tipo de Reservorio	Homogéneo
Límite	Intersección de Fallas/No flujo
C (bbl/psi)	$2.81 \cdot 10^{-4}$
Factor de Piel	-2.89
Capacidad de Flujo (K*h)(md.ft)	5040
K promedio	560
L1(ft)	155
L2(ft)	150
Ángulo	26.41°
T max(hr)	42.327
Ko (Perrine) (md)	539
Kw (Perrine)(md)	2.67
Delta P (Total Skin) (psi)	-225.22

Para el cálculo de las presiones a la mitad de las perforaciones, se lo realiza ingresando los datos de temperatura del pozo y diámetro de la tubería de producción como se muestran en la siguiente figura.



Figura 5.37 Ingreso de datos de temperatura del pozo y diámetro de la tubería.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Tabla XII Resultados IP y presiones del pozo Espol20

Resultados	
Pi@sensor(8700') (psi)	2330.13
Pwf@sensor(8700')	1497.68
Pi@MP(8903.5)	2406.23
Pwf@MP(8903.5)	1579
IP(Bbl/día/Psi)	1.33

Se calcula además con el Software la curva de comportamiento del pozo (IPR), la cual nos ayuda a predecir la producción futura.

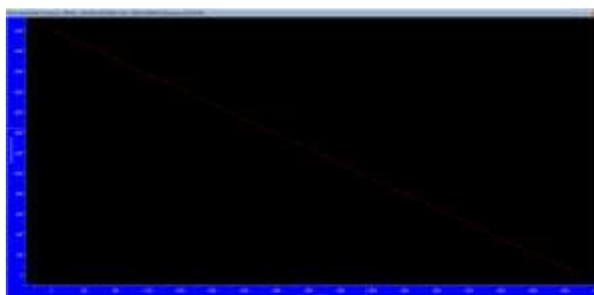


Figura 5.38 IPR

Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

Análisis

La ventaja que el pozo sea vertical nos facilita que las memorias estén más cerca de la formación y permita tener mejor aproximación de parámetros del yacimiento.

La respuesta de la presión en tiempos tempranos está influenciada por la geometría del pozo, efecto del pozo y efecto del daño. Al observar la derivada de Bourdet se identifica la existencia de una línea recta con pendiente igual a -0.5 , que es característica de un intervalo disparo menor al espesor del yacimiento.

El factor de piel calculado es en las cercanías al pozo, que representa la variación en función de permeabilidad entre la vecindad del pozo y la zona no alterada. Como el factor de piel es negativo nos indica que la permeabilidad en la zona de las cercanías de pozo es mayor a la zona no alterada.

Analizando la gráfica de la derivada en la región de tiempo temprano observamos que existe almacenamiento constante, esto lo verificamos con la pendiente unitaria que se crea al inicio de la derivada. Por lo consiguiente la comprensibilidad del fluido será constante.

En la región de tiempos medios la derivada se estabiliza en una línea horizontal indicando flujo radial infinito en las cercanías del pozo. Esto indica que el transiente sigue viajando sin alcanzar alguna frontera.

En esta región de tiempos medios determinamos la capacidad de flujo, permeabilidad promedio del yacimiento que es de la zona no alterada o virgen, que no se ve afectada por el daño.

Además en los tiempos medios se caracteriza el tipo de reservorio. Que en nuestro caso se trata de un reservorio homogéneo.

A medida que el transiente viaja, se va desviando la forma de la deriva del IARF, esto significa la presencia de una falla. Donde el flujo se comporta ahora como hemirradial.

Seguidamente se observa una segunda estabilización leve en la derivada luego de haber sentido la primera falla, posterior a esta estabilización, la derivada a medida que el tiempo de cierre transcurre empieza a elevarse nuevamente indicando la presencia de otra frontera de no flujo. La elevación es $2\pi/\theta$ mayor que la estabilización de la derivada.

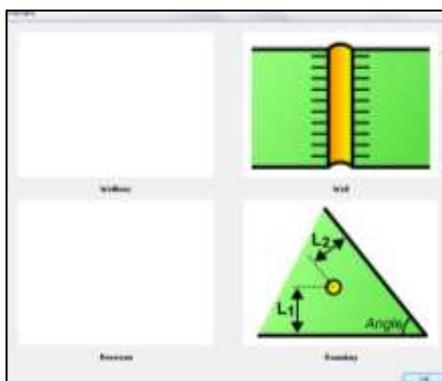


Figura 5.39 Esquema del pozo y frontera.
Fuente: (KAPPA, Ecrin Saphir NL versión 4.30.08)

El Delta P total skin nos indica la caída de presión adicional que ganará el pozo. En nuestro caso es de -225.22psi.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

La detección de fallas mediante el software Saphir, nos sirven para describir al yacimiento, saber el comportamiento real del sistema y poder determinar la ubicación de futuros pozos.

Entre más cerca la falla al pozo la velocidad con que se depleta es mayor, por ende la presión promedio del yacimiento disminuye más rápido.

Las distancias de las fallas al pozo varían dependiendo de su localización en el Campo Espol-01, los pozos que se ubican al norte tienen fallas

medianamente grandes y los que se ubican al sur fallas pequeñas en la arenisca Basal Tena.

Pozo Espol25

Con el análisis realizado en Saphir concluimos que el mejor modelo que se ajustó al pozo Espol25 son los siguientes parámetros:

Pozo Vertical, tipo de Reservorio Homogéneo con una sola falla por la tendencia de la curva hacia arriba en la gráfica de la derivada en la primera estabilización.

Se concluye que la falla está a una distancia del pozo de 83ft. Esta falla es pequeña ya que el pozo está ubicado al sur del campo Espol-01.

El caudal producido es de 41 BFPD durante la prueba, la baja producción se debe a que existe daño alrededor del pozo, lo cual nos indica que la permeabilidad en la zona de la cercanía al pozo es menor a la permeabilidad en la zona no altera que es de 18md.

Como el daño es positivo el pozo se encuentra dañado en las cercanías al pozo.

Las presiones corregidas a la mitad de las perforaciones en la arenisca Basal Tena (8960.5ft) es $P_i=853$ psi y $P_{wf}=104$ psi. Por lo que estamos produciendo cerca al punto de burbuja que es de 810psi.

En las condiciones actuales, la presión del reservorio es demasiado baja como para plantear algún trabajo en el reservorio Basal Tena. No se cuenta con buena energía propia del reservorio como para realizar algún trabajo para recuperar producción.

Pozo Espol20

Con el análisis realizado en Saphir concluimos que el mejor modelo que se ajustó al pozo Espol20 se modela con los siguientes parámetros: Pozo Vertical con entrada limitada, tipo de Reservorio Homogéneo con Intersección de fallas por la tendencia de la curva hacia arriba en la gráfica de la derivada en la segunda estabilización.

Se concluye que la falla 1 y la falla 2 están a una distancia del pozo de 155ft y 150ft respectivamente con un ángulo entre las fallas de 26.41° . Estas fallas son medianamente grandes ya que el pozo está ubicado al norte del campo Espol-01 en la arenisca Basal Tena.

El caudal producido es de 1008 BFPD durante la prueba, se debe a que el factor de piel es negativo, lo cual nos indica que la permeabilidad en la zona de la cercanía al pozo es mayor a la permeabilidad en la zona no alterada que es de 560md.

Como el factor de piel es negativo, nos indica que se pudo haber hecho un trabajo de estimulación o fracturamiento en el pozo.

Las presiones corregidas a la mitad de las perforaciones en la arenisca Basal Tena (8903.5ft) es $P_i=2406.23\text{psi}$ y $P_{wf}=1579\text{psi}$

Por el comportamiento de la presión de fondo fluyente observada en la gráfica de Presión vs Tiempo se puede esperar una pérdida paulatina de aporte del pozo e inclusive pensar en una presión de reservorio menor (comportamiento observado en reservorios estratigráficos de poco espesor).

6.2. Recomendaciones

En el caso del modelamiento del pozo, es necesario utilizar análisis de sensibilidad, variando varios parámetros, dependiendo del mejor ajuste en la derivada.

El software Saphir cuenta con herramientas adicionales como KIWI, que ayuda a predecir el comportamiento de la derivada.

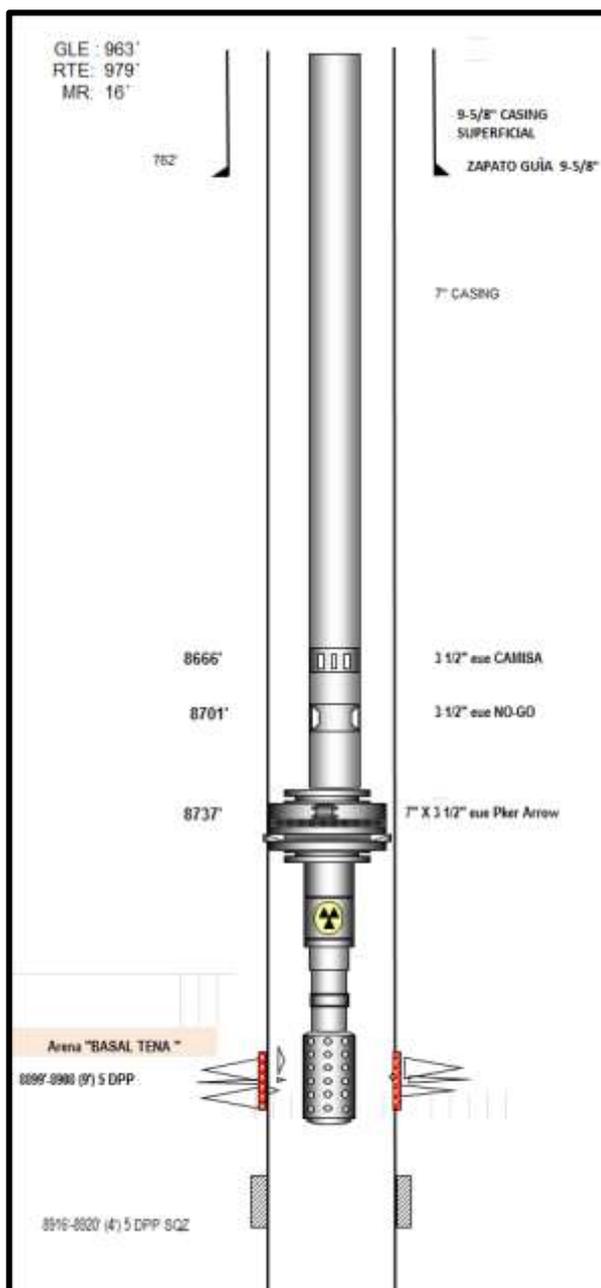
BIBLIOGRAFÍA

- 1) BABY, P. BARRAGÁN, R. RIVADENEIRA, M. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Petroecuador, Alpallana E 8-86 y Av. 6 de diciembre.
- 2) H. DALE BEGGS .Production Optimization – Using Nodal Analysis – Production Optimization – Using Nodal Analysis – H. Dale Beggs Oil & Gas Consultants International Inc. (OGCI) – Tulsa
- 3) LAMBE, T. W. & WHITMAN: Mecánica de suelos 1997
- 4) LEE J., ROLLINS J.B., SPIVEY J.P. : “Pressure Transient Testing” Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas 2003. 17-18
- 5) OLIVER HOUZE, DIDIER VITURAT, OLE S. FJAERE: Kappa, Dynamic Data Analysis.
- 6) RAMEY H.J.JR: Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage
- 7) STANDING, M. B: Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells.
- 8) TAREK AHMED: Reservoir Engineering Handbook, 2da ed. 2001
- 9) VOGUEL, J.V.: Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells 1968
- 10) AHMED TAREK, Reservoir Engineering Handbook, 2a.ed. (Boston: Gulf Professional Publishing, 2001), p. 456.

ANEXOS

ANEXO A

Pozo Espol20



ANEXO B

Pozo Espol25

