



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA

**“INTERPRETACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PRUEBA DE PRESIÓN Y
MODELOS DE FLUJO PARA ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE
POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

**PROYECTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEO**

AUTORES:

EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ

VICENTE MAURICIO ORELLANA LUCUMI

ASESOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

SANTA ELENA-ECUADOR

2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO.
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“INTERPRETACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PRUEBA DE PRESIÓN Y
MODELOS DE FLUJO PARA ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE
POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

EDISON ADALBERTO YAGUAL MUÑOZ

VICENTE MAURICIO ORELLANA LUCUMI

ASESOR

ING. CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

LA LIBERTAD-ECUADOR

2015

APROBACIÓN DEL TUTOR

Como Tutor de la tesis: **“INTERPRETACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PRUEBA DE PRESIÓN Y MODELOS DE FLUJO PARA ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DEL ORIENTE ECUATORIANO”** desarrollada por los estudiantes Edison Adalberto Yagual Muñoz, Vicente Mauricio Orellana Lucumi, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, la apruebo en su totalidad

Atentamente,

ING. CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

TUTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotros, Edison Adalberto Yagual Muñoz y Vicente Mauricio Orellana Lucumi, declaramos bajo juramento que el trabajo descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en éste documento. A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a éste trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Edison Yagual Muñoz

Vicente Orellana Lucumi

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la fortaleza suficiente para no doblegar en los momentos de difíciles y poder cumplir el objetivo propuesto.

A mis padres Angel Yagual Suarez y Aracelia Muñoz Ortega por su confianza y apoyo incondicional.

A todas aquellas personas que creyeron en mí y me alentaban para seguir adelante.

Edison Yagual Muñoz

AGRADECIMIENTO

Con todo mi corazón a mis padres por haberme comprendido en aquellos momentos difíciles y haberme dado una voz de aliento llenándome de fortaleza y de esa manera no doblegar y cumplir aquella meta que al inicio parecía solo un sueño.

A todos los que conforman y aquellos que formaron parte de la carrera de ingeniería en petróleo por sus conocimientos brindado y apoyo incondicional para poder cumplir el objetivo trazado.

Edison Yagual Muñoz

DEDICATORIA

A Dios por darme la fuerza en los momentos más difíciles en la elaboración de éste proyecto.

A mi esposa e hijos por su comprensión y por su apoyo incondicional en mi preparación profesional.

A mis padres por sus enseñanzas y por brindarme sus buenos consejos.

A mis hermanos por todo el cariño que me han brindado durante toda el tiempo que hemos compartido juntos.

A mi hermano José Encalada por su apoyo total durante todo mi proceso estudiantil

Al Ing. Carlos Portilla Lazo Director de la Carrera de Ingeniería en Petróleos por todo su apoyo brindado para la elaboración de éste proyecto de tesis.

Al Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera por todos sus consejos brindados en la elaboración de tesis como tutor.

Al Ing. Alamir Alvarez Loor, Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería por darme apoyo durante mi formación profesional.

A todos mis familiares y amigos que aportaron de una u otra manera para la conclusión de éste proyecto de tesis.

Vicente Orellana Lucumi

AGRADECIMIENTO

Con todo mi amor a mi esposa y mis dos amados hijos (Allison y Mauricio) pilares fundamentales en mi vida por su comprensión y su apoyo para la terminación con éxito de éste proyecto.

A mis padres por sus enseñanzas éticas y morales durante mi vida.

A los directivos y docentes de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería por sus enseñanzas y consejos durante todo mi proceso dentro de la universidad.

Vicente Orellana Lucumi

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Alamir Álvarez Loor, Mg
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera
PROFESOR TUTOR

Ing. Raul Morgner Mangold, MSc
PROFESOR DE ÁREA

Ab. Joe Espinoza Ayala
SECRETARIO GENERAL

INDICE GENERAL

Contenido

INDICE GENERAL	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
ABREVIATURAS	xviii
SIMBOLOGIA.....	xix
RESUMEN	xxiv
CAPITULO I.....	1
1. PRINCIPIOS UTILIZADOS EN LA PRUEBA DE PRESIONES (FLUJOS EN MEDIOS POROSOS).....	1
1.1. Introducción.....	2
1.2. Ley de Darcy.....	2
1.3. Compresibilidad	4
1.4. Ecuación de Difusividad	7
1.4.1. Solución de la ecuación de Difusividad.....	7
1.5. Zona compresible	9
1.6. Radio de investigación	11
1.7. Regímenes de flujo	13
1.8. Principio de superposición	14
1.10. Factor de piel.....	19
CAPÍTULO II.....	22
2. MÉTODOS PARA ANALIZAR PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS VERTICALES.....	22
2.1. Introducción.....	23
2.2. Regiones de tiempo en gráficos de prueba de presiones en pozos verticales.....	25
2.3. Metodos de interpretación convencional	27
2.3.1. Test Drawdown.....	27
2.3.1.1. Análisis de las Pruebas de Declinación de Presión para las Condiciones del Transiente	28
2.3.2. Buildup método de Horner	30
2.3.2.1. Interpretación	31
2.3.2.2. La presión extrapolada	32

2.3.3.	Buildup método MHD.....	32
2.3.3.1.	Interpretación	35
2.3.4.	Pruebas después de diferentes tasas de flujo	35
2.3.4.1.	Interpretación	36
2.3.4.2.	Presión extrapolada	37
2.3.4.3.	Simplificación del historial de las tasas de flujo	37
2.3.5.	Radio de investigación de un buildup.....	38
2.4.	Métodos de curva tipo.....	39
2.5.	La derivada.....	40
2.5.1.	La representación de la derivada	42
2.5.2.	Interpretación directa por medio de la derivada	42
2.5.3.	Conclusión	44
CAPITULO III.....		45
3.	MODELO DE YACIMIENTOS.	45
3.1.	Doble porosidad	46
3.1.1.	Porosidad dual PSS (Régimen pseudos estable con flujo interporoso) ..	48
3.1.2.	Porosidad dual. (Régimen de flujo transiente con flujo interporoso)	50
3.2.	Doble permeabilidad	52
3.3.	Modelo radial compuesto.....	54
3.4.	Modelo compuesto lineal	56
CAPÍTULO IV		59
4.	MÉTODO PARA ANALIZAR PRUEBA DE PRESIONES EN POZOS HORIZONTALES	59
4.1.	Diferencias con las pruebas de pozos verticales.....	60
4.2.	Regímenes de flujo posible	60
4.3.	Método matemático.....	61
4.3.1.	Solución analítica para el drawdown	62
4.3.2.	Aproximaciones de tiempo para periodos de flujo	65
4.3.3.	Solución analítica para buildup.....	67
4.3.3.1.	Flujo radial de tiempo temprano (flujo radial vertical).....	68
4.3.3.2.	Flujo lineal de tiempo intermedio	69
4.3.3.3.	Flujo radial de tiempo intermedio tardío (flujo radial horizontal).....	69

4.3.3.4.	Flujo lineal de tiempo tardío (flujo lineal estado pseudo-continuo) 70	70
4.3.4.	Factor de piel	70
4.3.4.1.	Factores de piel	71
4.3.4.2.	Factores de piel drawdown	71
4.3.4.3.	Factores de piel buildup	72
Capitulo V	73
5.	DESARROLLO DE PROBLEMAS DE CAMPO	73
5.1.	Introducción.....	74
5.2.	Análisis de la prueba de réstauración de presión del pozo vertical UPSE 1V.74	74
5.2.1.	Características de la prueba de presión del pozo UPSE 01V.....	74
5.2.2.	Datos básicos para la evaluación	77
5.2.3.	Interpretación.....	78
5.2.4.	Resultados de la Interpretación	83
5.3.	Análisis de la prueba de réstauración de presión del pozo horizontal UPSE-01H	84
5.3.1.	Características de la prueba de presión del pozo UPSE-01H.	84
5.3.2.	Datos Básicos para la Evaluación	86
5.3.3.	Interpretación.....	87
5.3.4.	Resultados de la Interpretación	91
5.4.	Análisis de la prueba de réstauración de presión del pozo vertical UPSE 02V	92
5.4.1.	Características de la prueba de presión del pozo UPSE 02V.....	92
5.4.2.	Datos básicos para la evaluación	95
5.4.3.	Interpretación.....	96
5.4.4.	Resultados de la Interpretación	101
5.5.	Análisis de la prueba de réstauración de presión del pozo horizontal UPSE-02H	102
5.5.1.	Características de la prueba de presión del pozo UPSE-02H.	102
5.5.2.	Datos Básicos para la Evaluación	104
5.5.3.	Interpretación.....	105
5.5.4.	Resultados de la Interpretación	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
Conclusiones	111

Recomendaciones	113
Bibliografía	115
ANEXOS	116

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.2.A: Ley de Darcy	3
Figura 1.2.B: Ley de Darcy para Flujo Radial	4
Figura 1.5.A: Zona Comprensible	9
Figura 1.5.B: Zona Comprensible	10
Figura 1.6.A: Radio de Investigación	12
Figura 1.6.B: Radio de Investigación	12
Figura 1.8.A: Superposición en espacio (Yacimiento con “n” pozos productores)	16
Figura 1.8.B: Superposición en tiempo	17
Figura 1.9.A: Efectos de almacenamiento de pozo	17
Figura 1.9.B: Efectos de almacenamiento de pozo	18
Figura 1.9.C: Efectos de almacenamiento de pozo	19
Figura 1.10.A: Factor de piel	20
Figura 1.10.B: Factor de piel.....	21
Figura 2.1: Regiones de tiempo.....	26
Figura 2.2: Drawdown	26
Figura 2.3: Característica de un drawdown.....	29
Figura 2.4: Semi-log de presión drawdown.....	30
Figura 2.5: Comportamiento de la presión – grafico de Horner.....	31
Figura 2.6: valores de Δt_{DA} en función t_p para el metodo de HORNER	34
Figura 2.7: Valores para Δt_{DA} en función de t_{pDA} para el método MDH	34
Figura 2.8: Principio de superposición.	36
Figura 2.9: Metodos de curvas tipo.....	40
Figura 2.10: Funcion derivada de presión para yacimiento homogéneo	43
Figura 3.1: Modelo de yacimiento de doble porosidad.....	46
Figura 3.2: Contribución de la matriz	47
Figura 3.3: Régimen pseudos estable con flujo interporoso.	48
Figura 3.4: Régimen pseudos estable con porosidad dual	49
Figura 3.5: (Régimen de flujo transiente con flujo interporoso)	50
Figura 3.6: Modelo de doble permeabilidad	49
Figura 3.7: Curvas para yacimientos de doble permeabilidad.....	53
Figura 3.8: Modelo radial compuesto	54
Figura 3.9: Modelo composicional lineal.....	56
Figura 3.10: Curvas de respuéstas inmediatas.	57
Figura 3.11: Curvas características en las zonas de estabilización.	58
Figura 6.4: Regímenes de flujo horizontal.	61
Figura 5.2.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo vertical UPSE 01V	76
Figura: Figura 5.2.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo UPSE 01V	80
Figura 5.2.3B Presión vs tiempo de Horner del pozo UPSE 01V	82
Figura 5.3.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo horizontal UPSE 01H	85

Figura 5.3.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo horizontal UPSE 01H	88
Figura 5.3.3.B: Presión vs tiempo de Horner del pozo horizontal UPSE 01H	90
Figura 5.4.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo vertical UPSE 02V	89
Figura 5.4.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo vertical UPSE 02V	98
Figura 5.4.3B Presión vs tiempo de Horner del pozo vertical UPSE 02V	100
Figura 5.5.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo horizontal UPSE 02H	103
Figura 5.5.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo horizontal UPSE 02H	106
Figura 5.5.3.B: Presión vs tiempo de Horner del pozo horizontal UPSE 02H	108
Figura Anexo A.1: Cartas de identificación de yacimiento	117
Figura Anexo A.2: modelos de yacimientos	118
Figura Anexo A.3: Resumen de reacciones de modelos de Pozos -Yacimientos	119
Figura Anexo B.1: Initialization dialog 1 of 2 (El diálogo de inicialización 1 de 2)	120
Figura Anexo B.2: Initialization dialog 2 of 2 (El diálogo de inicialización 2 de 2)	121
Figura Anexo B.3: Saphir main screen (Pantalla principal Saphir)	121
Figura Anexo B.4: Load step 1 – Define data source (El paso de carga 1 la fuente de datos _ Defin)	122
Figura Anexo B.5: Load step 2 – Data Format (El paso de carga 2 – el Formato de Datos)	122
Figura Anexo B.6: Loaded flowrates (Las tasas de flujos cargados).....	123
Figura Anexo B.7: Load pressure Step 1 – Define data source (El paso de presión de carga 1 la fuente de datos _ Defin)	123
Figura Anexo B.8: Load pressure Step 2 – Data format (El paso de presión de carga 2 _ los Datos el format).....	124
Figura Anexo B.9: History plot (historial de ploteo)	124
Figura Anexo B.10: Extract dialogs (Extraiga diálogos).....	125
Figura Anexo B.11: After extract (Después de extracto)	126
Figura Anexo B.12 : Model dialog (Modele diálogo)	126
Figura Anexo B.13: Loglog matches (grafica loglog).....	127
Figura Anexo B.14: Match after regression (grafica despues de la regresion)	127
Figura Anexo B.15: Horner plot (ploteo de horner)	128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla # 1. Tabla de ecuaciones de la derivada de regímenes de flujo	41
Tabla # 2. Factores de piel drawdown	71
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi	71
Tabla # 3. Factores de piel Buildup.....	72
Tabla # 4. Tabla de eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo vertical UPSE 01V	75
Tabla # 5. Datos de la prueba de producción del pozo vertical UPSE 01V.....	77
Tabla # 6. Datos de parámetros de estrato del pozo vertical UPSE 01V.....	78
Tabla # 7. Datos de parámetros de fluido del pozo vertical UPSE 01V.....	78
Tabla # 8. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo vertical UPSE 01V.....	83
Tabla # 9. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo vertical UPSE 01V.....	83
Tabla # 10. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo vertical UPSE 01V ..	83
Tabla # 11. Eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo horizontal UPSE 01H	84
Tabla # 12. Datos de la prueba de producción del pozo horizontal UPSE 01H	86
Tabla # 13. Datos de parámetros de estrato del pozo horizontal UPSE 01H	86
Tabla # 14. Datos de parámetros de fluido del pozo horizontal UPSE 01H	87
Tabla # 15. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo horizontal UPSE 01H.....	91
Tabla # 16. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo horizontal UPSE 01H	91
Tabla # 17. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo Horizontal UPSE 01H	92
Tabla # 18. Tabla de eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo vertical UPSE 02V	92
Tabla # 19. Datos de la prueba de producción del pozo vertical UPSE 02V.....	95
Tabla # 20. Datos de parámetros de estrato del pozo vertical UPSE 02V.....	96
Tabla # 21. Datos de parámetros de fluido del pozo vertical UPSE 02V.....	96
Tabla # 22. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo vertical UPSE 02V.....	101
Tabla # 23. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo vertical UPSE 02V	101
Tabla # 24. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo vertical UPSE 02V	101
Tabla # 25. Eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo horizontal UPSE 02H	102
Tabla # 26. Datos de la prueba de producción del pozo horizontal UPSE 02H	104
Tabla # 27. Datos de parámetros de estrato del pozo horizontal UPSE 02H	104
Tabla # 28. Datos de parámetros de fluido del pozo horizontal UPSE 02H	105

Tabla # 29. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo horizontal UPSE 02H.....	109
Tabla # 30. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo horizontal UPSE 02H	109
Tabla # 31. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo Horizontal UPSE 02H	109
Tabla # 32. Datos de presión pozo vertical 01V	129
Tabla # 33. Datos de presión pozo vertical 02V	130
Tabla # 34. Datos de presión pozo horizontal 01H.....	131
Tabla # 35. Datos de presión pozo horizontal 02H.....	132

ABREVIATURAS

IARF	Infinite Ating Radial Flow (Flujo Radial Infinito)
PSS	Estado Pseudocontinuo
B UP	Build Up (Restauración de Presión)
BSW	Basic Sediments and Water (Sedimentos Básicos y Agua)
IPR	Inflow Performance Relationship (Relación de Sedimento de Influjos del Pozo)
IP	Índice de Productividad
MP	Mitad de Perforaciones
EPS	Edimburg Petroleum Services (Servicios de Petróleo Edimburgo)
MD	Measured Depth (Profundidad Medida)
TVD	Total Vertical Depth (Profundidad Total Vertical)
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
MDH	Miller Dyes And Hutchinson
GOR	Gas Oil Relation (Relación Gas Petróleo)
EF	Eficiencia de Flujo
API	American Petroleum Institute (Instituto de Petróleo Americano)

SIMBOLOGIA

S	Sección transversal
A	Área del medio poroso
K	Permeabilidad del yacimiento sin daño
k_s	Permeabilidad del yacimiento con daño
k_z	Permeabilidad vertical
k_{bar}	Permeabilidad promedio
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
μ_{od}	Viscosidad del petróleo libre de gas
M	Movilidad
Q	Tasa de flujo
P	Presión
V	Volumen del fluido
r	Radio
r_e	Radio del yacimiento
r_s	Radio de la zona con daño
r_w	Radio del pozo
C	Comprensibilidad
C_d	Compresibilidad en términos de densidad
C_o	Comprensibilidad del petróleo

C_w	Comprensibilidad del agua
C_p	Comprensibilidad de formación
C_t	Comprensibilidad total
C_e	Comprensibilidad equivalente
ρ	Densidad
T	Temperatura
V_o	Volumen de petróleo
V_w	Volumen de petróleo
S_o	Saturación de petróleo
S_w	Saturación de agua
V_p	Volumen poral
Φ	Porosidad
t	Tiempo
K	Difusividad hidráulica del medio poroso
P_i	Presión inicial
h	Espesor del yacimiento
β	Factor volumétrico de formación
β_o	Factor volumétrico de formación del petróleo
β_w	Factor volumétrico de formación del agua
β_{ob}	Factor volumétrico de formación del petróleo en el punto de burbuja
β_t	Factor volumétrico de formación total
P_D	Presión adimensional

r_D	Radio adimensional
t_D	Tiempo adimensional
r_i	Radio de investigación
C	Coefficiente de almacenamiento del pozo
V_{wb}	Volumen del pozo
C_{wb}	Comprensibilidad del fluido en el pozo
C_D	Compresibilidad adimensional del pozo
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
q_t	Flujo de fondo
s	Factor de piel o daño
a	Factor de conversión de unidades
D_{ps}	Caída de presión adicional por el daño
r'_w	Radio de pozo ficticio
m	Pendiente
P_{1h}	Presión a t=1 hora
P_{ws}	Presión durante la restauración
D_t	Tiempo de cierre
t_p	Tiempo de producción
p'	Tiempo extrapolada
t_{pe}	Tiempo de presión equivalente
Δp_{st}	Estabilización de la derivada
ω	Relación de almacenamiento

λ	Coeficiente de flujo interporoso
k_m	Permeabilidad matriz
k_f	Permeabilidad de fisura
κ	Relación de permeabilidad-espesor
D	Relación de difusividad
θ	Angulo de intersección de fallas
Ψ	Función de spence
S_z	Seudo factor de daño resultante de la penetración parcial en dirección vertical
S_x	Seudo factor de daño resultante de la penetración parcial en dirección al eje x
J	Índice de productividad
\bar{P}	Presión promedio del área de drenaje del pozo
C_A	Geometría del pozo-yacimiento
L	Longitud horizontal del pozo
r_{eh}	Radio de drenaje del pozo horizontal
r_{ev}	Radio de drenaje del pozo vertical
J_h	Índice de productividad de un pozo horizontal
J_v	Índice de productividad de un pozo vertical
Q_t	Tasa de flujo total
Q_o	Tasa de flujo de petróleo
Q_w	Tasa de flujo de agua
Q_{max}	Tasa de flujo máximo total

P_b	Presión en el punto de burbuja
R_s	Relación de gas en solución-petróleo
R_{sb}	Relación de gas en solución-petróleo en el punto de burbuja
R_{si}	Relación gas-petróleo P_i
h_t	Espesor total del yacimiento
h_n	Espesor neto de la formación (punzados)
γ_o	Gravedad específica del petróleo
γ_g	Gravedad específica del gas
API	Grados API del petróleo
z	Factor de compresibilidad del gas
P_{sc}	Presión pseudocrítica
T_{sc}	Temperatura pseudocrítica

RESUMEN

En el análisis del comportamiento de la presión transitoria en pozos horizontales en el estudio tradicional supone que el yacimiento tiene una extensión infinita en el instante de obtener las ecuaciones que describen el comportamiento del flujo transitorio en un pozo horizontal. Tal asunción nos puede llevar a resultados erróneos.

Debido a la presencia de límites de fronteras en el yacimiento perturba la posible salida de los regímenes de flujo, se requiere que el sistema físico sea lo más confiable (datos acertados), es decir, el análisis deberá ser realizada sobre un volumen de drenaje con límites de fronteras cerradas, anisotrópicos, y el desplazamiento horizontal real y ubicación del pozo dentro del yacimiento.

El objeto principal de éste trabajo es presentar un modelo matemático hecho para examinar los "transientes" de presión en pozos horizontales en yacimientos cerrados y presentar un método para demostrar los datos adquiridos de las pruebas de declinación de presión (drawdown). Se demuestra que la longitud del pozo y de su sitio dentro del yacimiento son variables fundamentales, ya que debido a esto pueden acontecer cuatro regímenes de flujo, a conocer: Radial Temprano, Lineal Temprano, Seudo Radial Tardío y Lineal Tardío. El tiempo inicial y final de cada régimen de flujo es deducido, decidiendo e indicando los regímenes de flujo que resultan en cada caso. Los ejemplos de campo expuestos evidencian los efectos del almacenamiento y límites que pueden enmascarar los períodos de flujo radial, mostrando así la aplicabilidad del modelo desarrollado.

CAPITULO I

1.PRINCIPIOS UTILIZADOS EN LA PRUEBA DE PRESIONES (FLUJOS EN MEDIOS POROSOS)

1.1. Introducción

Los principios estudiados a continuación y en los capítulos posteriores están considerados como un flujo monofásico de petróleo en un yacimiento.

La finalidad de una prueba de presión en un pozo es para obtener información sobre el comportamiento dinámico de un yacimiento.

Para la obtención de ésta información, los datos de la tasa de flujo de un pozo son variados, ésta depende de los diferenciales de presión que se genera en el yacimiento debido al tiempo de producción. Analizando y evaluando estos datos se obtendrá información sobre el yacimiento y el pozo.

Las presiones pueden ser medidas de las maneras siguientes:

- En pozos donde existen cambios en la tasa de flujo: éste es el método más utilizado en la pruebas de presión:
- O en diferentes pozos: Éste es el objetivo de las pruebas de interferencia.

Las leyes de la mecánica de los fluidos son usadas para poder estudiar las variaciones de presión.

1.2. Ley de Darcy

En 1856 Henri Darcy experimentó y publicó la ley para el flujo de fluidos a través de un medio poroso, la misma ley que llevaría su nombre, con ésta estableció la ecuación siguiente:

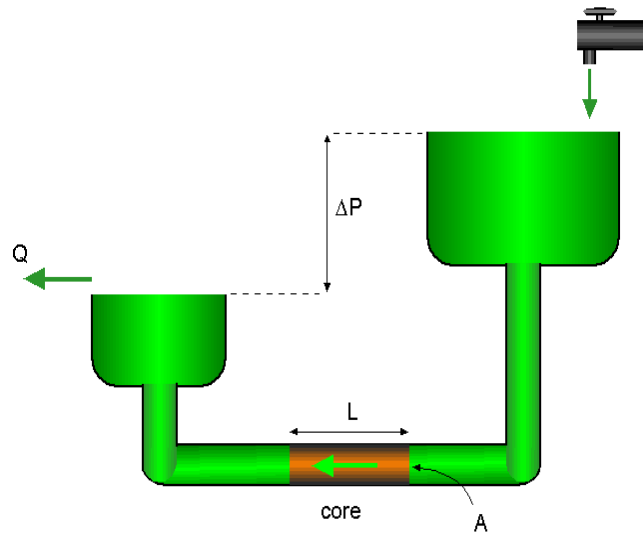


Figura 1.2.A: Ley de Darcy
Fuente: Schlumberger_-_Introduction_to_Well_Testing_

$$Q = A \frac{k \Delta p}{\mu L}$$

La Ley de Darcy es la más fundamental, cuya expresión está representada de forma diferencial y relaciona la tasa de flujo (\mathbf{q}) a través de una superficie con la gradiente de presión ($\partial p / \partial x$) a través de su sección. Para el flujo lineal:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{q\mu}{kA}$$

Si se consideran que el flujo a través de una sección cilíndrica en un medio isotrópico (asumidos por la mayor parte de los modelos que fueron usados en éste trabajo), y considerando la tasa de flujo positivo con rumbo al pozo (Producción):

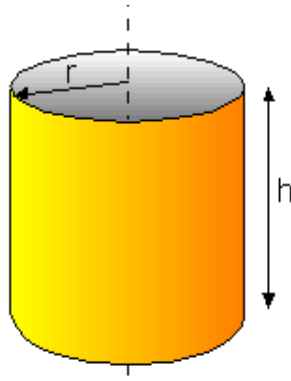


Figura 1.2.B: Ley de Darcy para Flujo Radial
Fuente: Schlumberger_-_Introduction_to_Well_Testing_

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi kh}$$

La Ley de Darcy manifiesta que para la caída de presión entre 2 puntos, se debe considerar todos los parámetros para ser constante, como son:

- ❖ Proporcional para la densidad de la tasa de flujo (q/A)
- ❖ Y para la viscosidad del fluido (μ)
- ❖ Inversamente proporcional para la permeabilidad del yacimiento (k).

El valor final de la constante dependerá de las unidades.

1.3. Compresibilidad

Un factor simple de corrección puede ser añadido a la ley ideal del gas que describe el comportamiento de mezclas bajo las condiciones de un yacimiento de petróleo.

La compresibilidad de cualquier material sin identificar su estructura está definida por la variación relativa en el volumen del material por unidad con

relación a la variación de presión a una temperatura constante, la misma que está representada por la ecuación siguiente:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Ésta ecuación también puede estar representada en función de la densidad:

$$c_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T$$

Compresibilidad total de un yacimiento de petróleo:

En un yacimiento de petróleo ciertos componentes son compresibles:

- ✓ Petróleo
- ✓ Gas

Cuando existe una descompresión en el yacimiento, el fluido es producido de la manera siguiente:

- ✓ Por expansión característica de los fluidos:

Petróleo: $\Delta V_0 = -c_0 s_0 V_0 \Delta p$

Agua: $\Delta V_w = -c_w s_w V_w \Delta p$

Por reducción en el volumen poroso, **Vp**.

El volumen poroso es equilibrado debido a la presión del fluido y la presión litostática.

Cuando ocurre una descompresión en el yacimiento, la presión del fluido disminuye, mientras que la presión litostática permanece en forma constante. El volumen poroso disminuye, de tal forma que produce una producción general de fluidos:

$$\Delta V_p = -c_p V_p \Delta p$$

La compresibilidad total de una unidad de volumen poroso se obtiene mediante la sumatoria de todos los componentes compresibles dentro del yacimiento:

$$c_t = c_0 s_0 + c_g s_g + c_p$$

La capacidad compresible de una unidad de volumen de un medio poroso es igual a: ϕc_t

Compresibilidad equivalente:

El yacimiento está representado por:

- ✓ Una roca porosa incompresible con una porosidad de ϕs_0
- ✓ Un fluido de compresibilidad equivalente:

$$c_e = \frac{c_0 s_0 + c_g s_g + c_p}{s_0}$$

Magnitud de compresibilidad:

Se tiene lo siguiente:

- ✓ Petróleo: de 3 a $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
- ✓ Agua: $3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
- ✓ Espacios porosos: de 3 a $100 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

1.4. Ecuación de Difusividad

El flujo de fluido en un medio poroso es gobernado por la ecuación de difusividad. Para derivarlo en su forma más simple las suposiciones diversas y las simplificaciones tienen que hacerse:

- ❖ Depósito homogéneo e isotrópico
- ❖ Flujo del fluido solo horizontal, en una zona de espesor constante
- ❖ Fluido monofásico y ligeramente compresible
- ❖ Gradientes de presión pequeños, y está aplicada en la Ley de Darcy.
- ❖ Flujo transitorio de un fluido ligeramente compresible
- ❖ Fluido con viscosidad y compresibilidad constante
- ❖ Flujo isotérmico
- ❖ Propiedades del medio independiente de la presión
- ❖ Efectos de gravedad despreciables

La ecuación de difusividad está representada por la ecuación siguiente:

$$\nabla^2 p = \left(\frac{\phi \mu C t}{k} \right) \frac{\delta p}{\delta t}$$

Dónde:

$$\nabla^2 = \frac{\delta^2}{\delta x^2} + \frac{\delta^2}{\delta y^2} + \frac{\delta^2}{\delta z^2}$$

1.4.1. Solución de la ecuación de Difusividad

Si un pozo produce a tasa constante en un yacimiento, $q\beta$; El pozo tiene radio igual a cero; El depósito tiene presión uniforme p_i , antes del inicio de la producción; luego el pozo reduce drásticamente el área infinito (donde

$p \rightarrow p_i$ como $r \rightarrow \infty$). En éstas condiciones, la solución queda representada por la ecuación.

$$p = p_i + 70.6 \frac{q\beta\mu}{kh} E_i \left(\frac{-948\phi\mu C_t r^2}{kt} \right)$$

Donde p es la presión, r la distancia del pozo en tiempo t , y la función E_i o exponencial integral.

$$E_i = - \int_x^\infty \left(\frac{e^{-u}}{u} \right) du$$

La solución de la Función E_i es una aproximación precisa para las soluciones exactas de la ecuación de difusividad (las soluciones con radio finito del pozo y radio finito de drenaje) para $3.79 \times 10^5 \frac{\phi\mu C_t r_w^2}{k} < t < 948 \frac{\phi\mu C_t r_e^2}{k}$, en tiempos pequeños, la asunción del tamaño de pozo cero (línea de origen) limita la exactitud de la ecuación; para los tiempos grandes, los límites del yacimiento afectan la distribución de presión, por lo que ya no es infinito activo.

Para la discusión, x , de la función E_i se valora menos de 0.01, la función E_i puede ser aproximada con error insignificante por eso:

$$E_i(-x) = \ln(1.781x)$$

Para $x > 10$, la función E_i es cero en aplicaciones prácticas del flujo a través de un soporte lógico, informático poroso. Para $0.01 < x < 10$, las funciones E_i son determinadas por tablas.

1.5. Zona compresible

El flujo a un radio r de distancia desde el pozo a un tiempo t puede ser determinado a través de la ley de Darcy microscópica, expresada en flujo radial y determinada en la ecuación que describe el cambio de la presión:

$$q(r, t) = qB \exp\left(-\frac{r^2}{4kt}\right)$$

Ésta figura muestra el perfil de flujo al tiempo t versus la distancia desde el pozo.

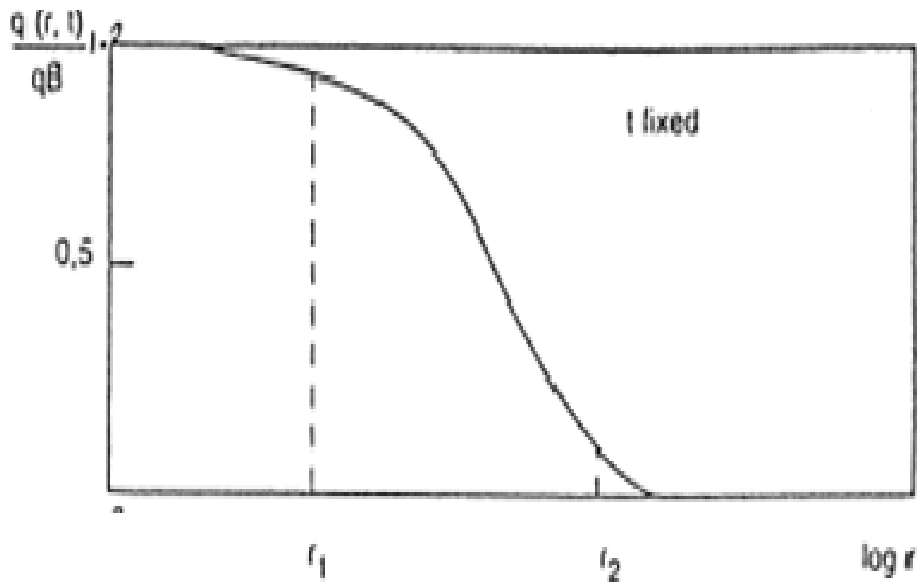


Figura 1.5.A: Zona Compresible
Fuente: Tesis Oscar Bravo - Luis Carrillo

El perfil de flujo puede ser considerado entre el pozo y la distancia del radio r_1 la tasa de flujo ya que ésta tiene casi el mismo valor como ocurre cerca del pozo. La ley de Darcy es utilizada macroscópicamente en éstas áreas. Hay un flujo insignificante a través de las regiones localizadas más allá de la distancia del radio r_2 . La declinación de presión entre la distancia del radio r_2 y una distancia infinita es despreciable.

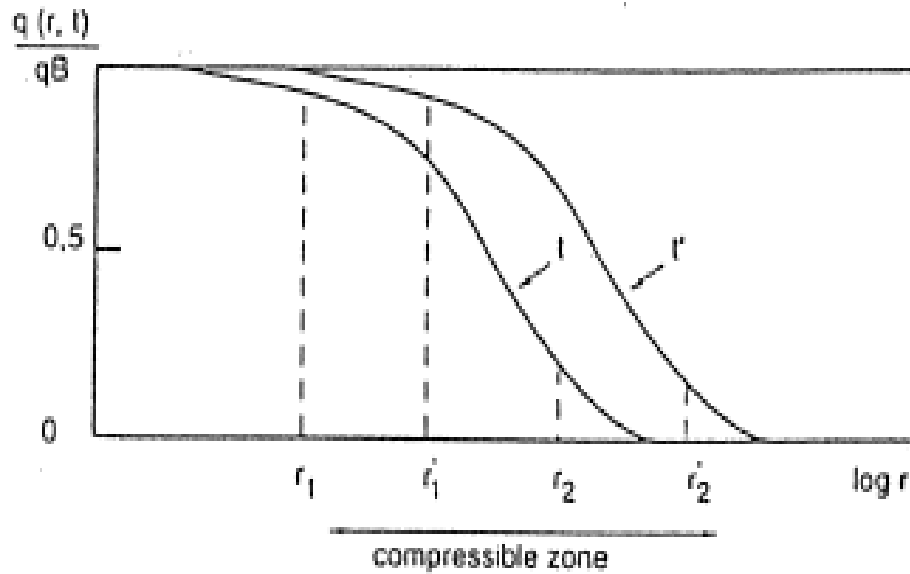


Figura 1.5.B: Zona Comprensible
Fuente: Tesis Oscar Bravo - Luis Carrillo)

A través del lugar localizado entre el pozo y el radio r_1 hay un flujo aproximado a $q\beta$.

Desde t a t' la caída de presión entre el pozo y t_1 es pequeña.

El área localizada más allá del radio r_2' no está inmersa en el flujo.

La declinación de presión entre el radio r_2' y una distancia infinita permanece insignificante.

Entre t y t' la declinación de presión entre una distancia infinita y el pozo es por lo tanto debido a lo que ocurre entre los radios r_1 y r_2' .

En ésta área la compresibilidad del yacimiento, permite al flujo ir desde cero hasta $q\beta$. La cual área es llamada zona comprensible.

La declinación de presión en el pozo desde la presión inicial es igual a la caída de presión entre una distancia infinita y el pozo.

La declinación de presión en el pozo refleja las propiedades del yacimiento en la zona compresible.

Al principio de la prueba la caída de presión refleja las propiedades del yacimiento en los alrededores del pozo. Después en la prueba alcanza zonas que están mucho más alejadas.

Una prueba de pozo permite lo siguiente:

- ✓ Caracterizar las propiedades promedias alejadas del pozo
- ✓ Detectar heterogeneidades de facies;
- ✓ Identificar barreras permeables.

1.6. Radio de investigación

El radio de investigación es el máximo radio en el cual un disturbio significativo de presión ha sido propagado. Su posición aproximada en cualquier tiempo dado puede calcularse usando la expresión

$$r_i = \sqrt{\frac{k_o t}{948 \phi \mu_o c_t}}$$

Para la respuesta de la prueba de presión drawdown mostrados en Figura 1.6.A El efecto de proporción de movilidad, se representa gráficamente como el radio de investigación versus el tiempo (Figura 1.6.B): El radio de investigación versus el tiempo de flujo durante una prueba del drawdown).

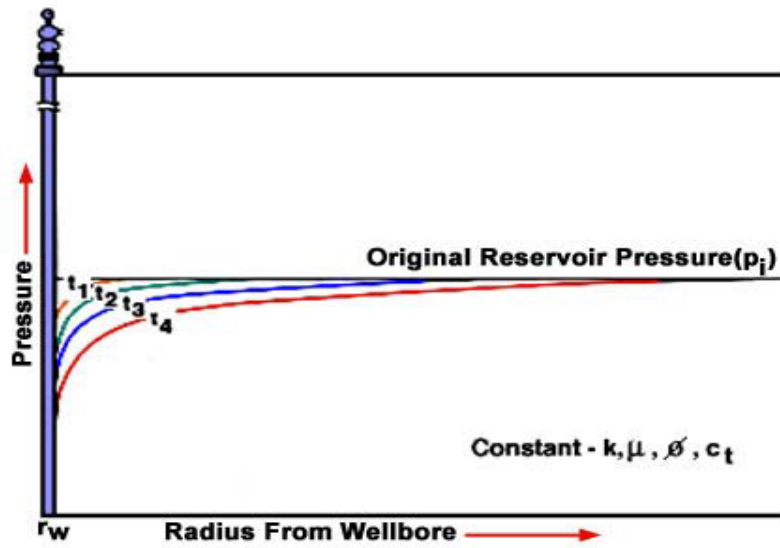


Figura 1.6.A: Radio de Investigación
Fuente: Well Testing and the Ideal Reservoir Model

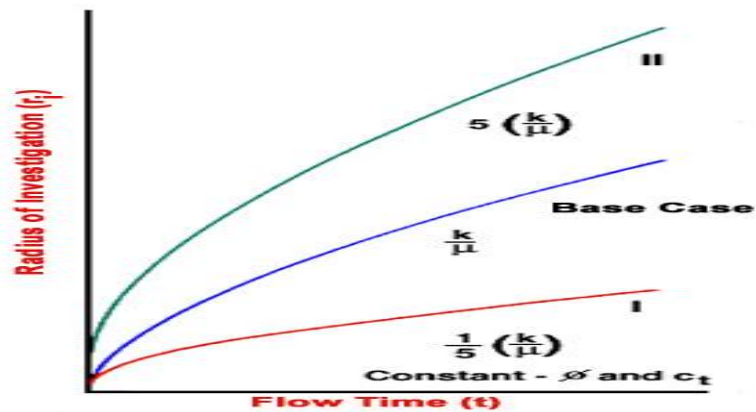


Figura 1.6.B: Radio de Investigación
Fuente: Well Testing and the Ideal Reservoir Model

Dos conclusiones importantes pueden ser interpretadas:

Primera, que si una prueba de pozo está dirigida a investigar una cierta distancia en el depósito, la duración requerida de la misma dependerá de los valores relativos de permeabilidad, viscosidad elocuente, porosidad, y compresibilidad total.

La segunda conclusión que se puede extraer para el sistema ideal del depósito es que el radio de investigación no depende de la tasa de

producción. La presión que el transiente activará hacia afuera para la misma distancia en el mismo período de tiempo, ya sea la tasa de producción es alta o baja. (La tasa afecta sólo la *magnitud* de la respuesta de presión).

Considerando las conclusiones anteriores, luego, no se necesita transmitir pruebas de flujo en tasas altas. Sin embargo, la tasa de producción debería ser constante a todo lo largo de la prueba y ser tal que exactamente podemos medir la respuesta de presión con las herramientas que se tienen disponibles. Luego, que el concepto de radio de investigación provea una guía para un diseño experimental válido.

1.7. Regímenes de flujo

Flujo Transiente o transitorio

Es el comportamiento de presión en un pozo que produce a una tasa constante., durante el tiempo de producción inicial o temprano de un pozo, el comportamiento de la presión es esencialmente el mismo que en el caso de un yacimiento infinito. Éste es el período de flujo transiente. La presión en el pozo se puede describir mediante la ecuación siguiente, para cubrir la mayoría de los casos prácticos:

$$P_{pozo} = P_i - \alpha [\log (t) - \beta]$$

Donde α y β son constantes dependientes de las características del yacimiento, y t es el tiempo de producción. Durante el período transiente, al graficar la presión del pozo versus el logaritmo del tiempo de flujo, se obtiene una línea recta. En coordenadas cartesianas la presión del pozo declina rápidamente al principio y con menor rapidez a medida que avanza el tiempo.

Flujo Semi-estable

Si no existe flujo a través de los límites del área de drenaje a medida que el tiempo de producción transcurre, el comportamiento de la presión empezará a desviarse del comportamiento de un yacimiento infinito.

En éste tiempo llamado “transiente tardío”, empezará a caer la presión a una tasa más alta que un yacimiento infinito. Ésta variación de presión corresponde a los puntos dentro de los límites del radio de drenaje. Finalmente, si la compresibilidad es pequeña y constante, la tasa con respecto a la caída de presión, llegará a ser igual en los límites del área de drenaje.

Éste es un período de estado semi-estable. Todas las presiones en el área de drenaje del pozo ahora declinan en la misma tasa en un tiempo determinado. La diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión del pozo permanece constante durante éste periodo.

Flujo de Estado Estable

En el flujo de estado estable, a una tasa constante del pozo, la presión en diferentes puntos en el yacimiento permanecerá constante con el tiempo. Éste caso es poco común en yacimientos de petróleo. Los casos de mantenimiento de presión mediante la inyección de agua o gas son los que más se acercan al caso de flujo de estado estable.

1.8. Principio de superposición

Los modelos básicos de flujo están considerados con un solo pozo en el yacimiento, el cual produce una tasa constante de flujo, pero hay que considerar que en cada yacimiento existe más de un pozo que producen a tasas variables de flujo.

Con anterioridad se mencionó que la ecuación de difusión es una ecuación diferencial en derivadas parciales lineales; por lo que ésta da dos soluciones independientes, esto es; si $f_1(t)$ y $f_2(f)$ son soluciones independientes, también podemos considerar que la combinación de ambas también sería una solución.

$$a_1 f_1(t) + a_2 f_2(f) = f(t)$$

Existen dos tipos de superposiciones en espacio y tiempo

Superposición en espacio

Indica que cuando dos o más pozos están en producción en un yacimiento, la variación de presión considerada en diferentes puntos será la sumatoria de los cambios de presión determinados por cada uno de los pozos, como si cada uno de ellos estuviese produciendo solo en el yacimiento.

Considerando un yacimiento con una cantidad n de pozos como se ilustra en la figura la variación de presión estará representada por la ecuación siguiente:

$$\Delta p(0, t) = \sum_{i=1}^n q_i \Delta p_i(d_i, t)$$

(Ésta ecuación es válida en el caso de que los pozos empiecen a producir al mismo tiempo)

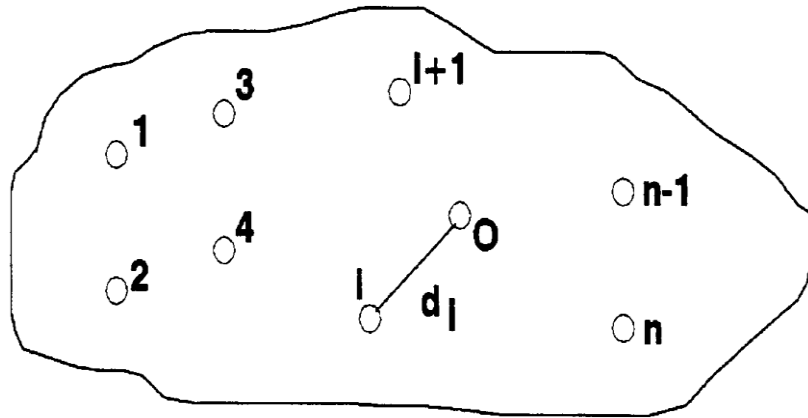


Figura 1.8.A: Superposición en espacio (Yacimiento con “n” pozos productores)
Fuente: CIED PDVSA - Análisis de pruebas de presión

La ecuación que define la producción para cada uno de los pozos que contiene el yacimiento es:

$$\Delta p(0, t) = \sum_{i=1}^n q_i \Delta p_i(d_i, t - t_1)$$

Superposición en tiempo

La curva de producción (flujo) se puede aproximar de una forma escalonada, de tal forma que las características relevantes resaltan. Desde ésta consideración, se puede considerar que en **n** pozos localizados en un mismo yacimiento, el pozo en estudio empieza a producir a una tasa de $q_i - q_{i-1}$ a partir de un tiempo t_i en éste caso, el tiempo efectivo de flujo del pozo de estudio **i** es $t - t_i$. La variación de presión en éste pozo en un tiempo **t** generado debido a la producción está representada por la ecuación siguiente:

$$\Delta p_w(q(t), t) = \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \Delta p_i(t - t_i) \quad (\text{Para } t > t_n)$$

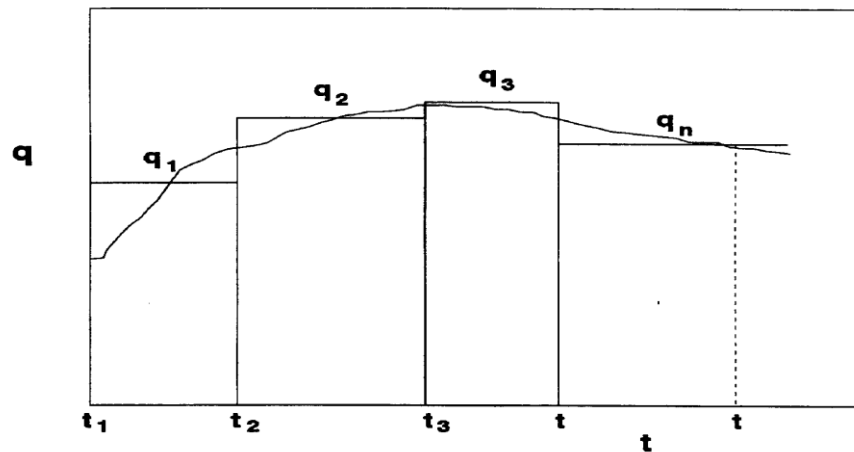


Figura 1.8.B: Superposición en tiempo
Fuente: CIED PDVSA - Análisis de pruebas de presión

1.9. Efecto de almacenamiento de pozo

Cuándo un pozo es abierto para fluir desde la zona de interés hacia los tanques de almacenamiento, ésta se realiza desde la superficie.

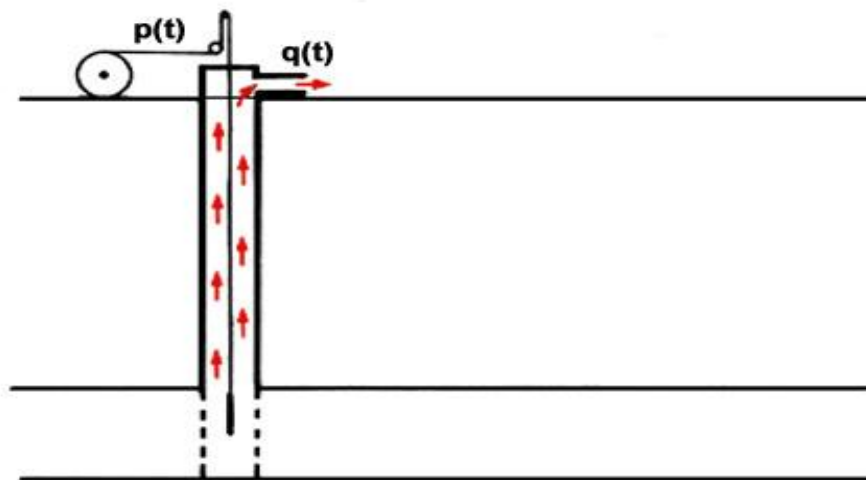


Figura 1.9.A: Efectos de almacenamiento de pozo
Fuente: Flopetrol Johnston, a división of schlumberger, 1983

La anterior producción viene de la descompresión de fluidos en el pozo y otros efectos, y no de fluidos en el yacimiento. Éste efecto es referido como descarga, es una forma de almacenamiento. Ésta relación se

obtiene mediante la diferencia que existe en la tasa de flujo entre la superficie y el flujo en la cara de la arena o perforaciones.

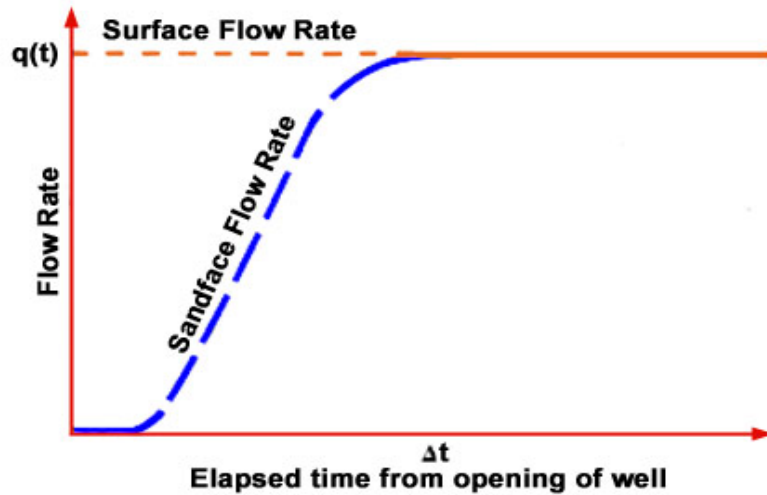


Figura 1.9.B: Efectos de almacenamiento de pozo
Fuente: Flopetrol Johnston, a división of schlumberger, 1983

Existe un retraso de tiempo antes de que la tasa de flujo del yacimiento iguale a la tasa en superficie. Es importante considerar ésta variación del tiempo cuando se interpretan los datos de presión /flujo recolectados durante una prueba de pozo.

Así como hay un retraso en la respuesta de tasa de flujo cuando se abre el pozo para una prueba de caída de presión, también hay un retraso cuando el pozo es cerrado en superficie para hacer una prueba de restauración de presión.

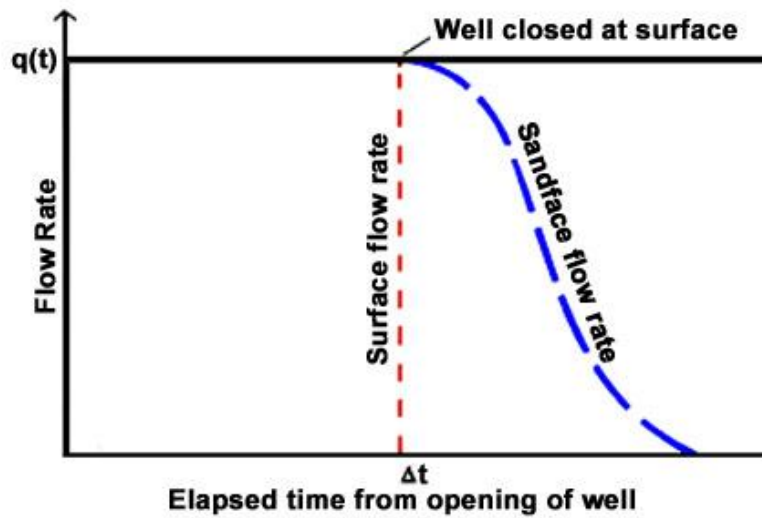


Figura 1.9.C: Efectos de almacenamiento de pozo
Fuente: Flopetrol Johnston, a división of schlumberger, 1983

En éste caso el flujo en superficie se detiene instantáneamente, mientras el flujo en la cara de la arena gradualmente desciende hasta cero. Ésta condición es un segundo efecto de almacenamiento del pozo después del flujo. Luego el flujo también debe ser incorporado en la decodificación de datos de prueba de restauración de presión.

1.10. Factor de piel

Se considera un pozo ideal o virgen cuando no ha sufrido cambios en sus propiedades en la completación a hueco abierto, de ésta forma se considera que tiene un daño cero debido a que las permeabilidades absolutas y/o relativas del fluido del yacimiento no han sufrido alteraciones, lo cual no se produce en realidad.

La definición anterior de piel se considera con un daño cero, si la permeabilidad de la zona invadida o una piel con daño, k_s , es igual a la k de permeabilidad del depósito, o si el radio de la zona invadida, r_s es igual al radio del pozo, r_w .

Existe daño cuando las características de la cara del pozo son alteradas debido a la perforación, terminación o por procedimientos de estimulación. La invasión de fluidos de perforación generan la presencia de costras de lodo y cemento; la penetración parcial de la formación, y exceso de perforaciones por cañoneo son una cierta cantidad de factores que causan daño a la formación, y, más importantes, ocasionan una caída de presión adicional, localizada durante el flujo.

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

El efecto superficial (cerca de pozo).

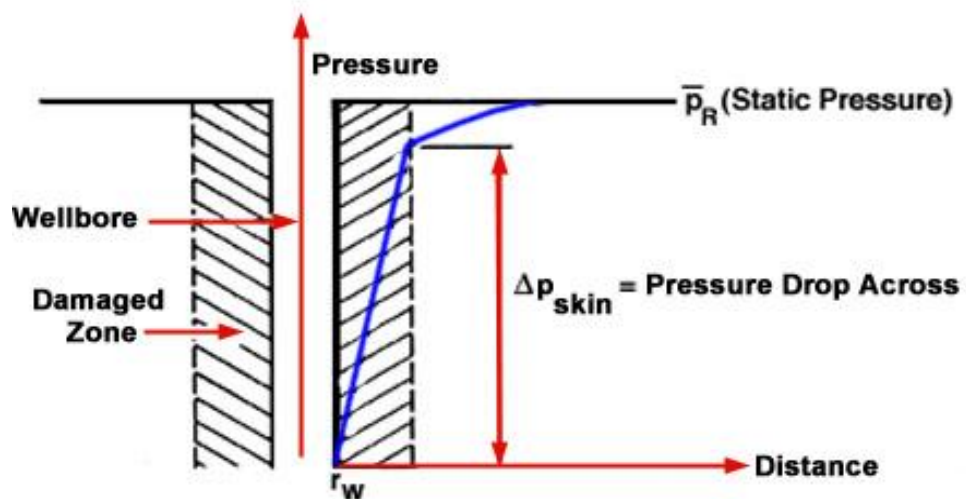


Figura 1.10.A: Factor de piel
Fuente: Flopetrol Johnston, a división of schlumberger, 1983

Efectos de piel, positivo y negativo

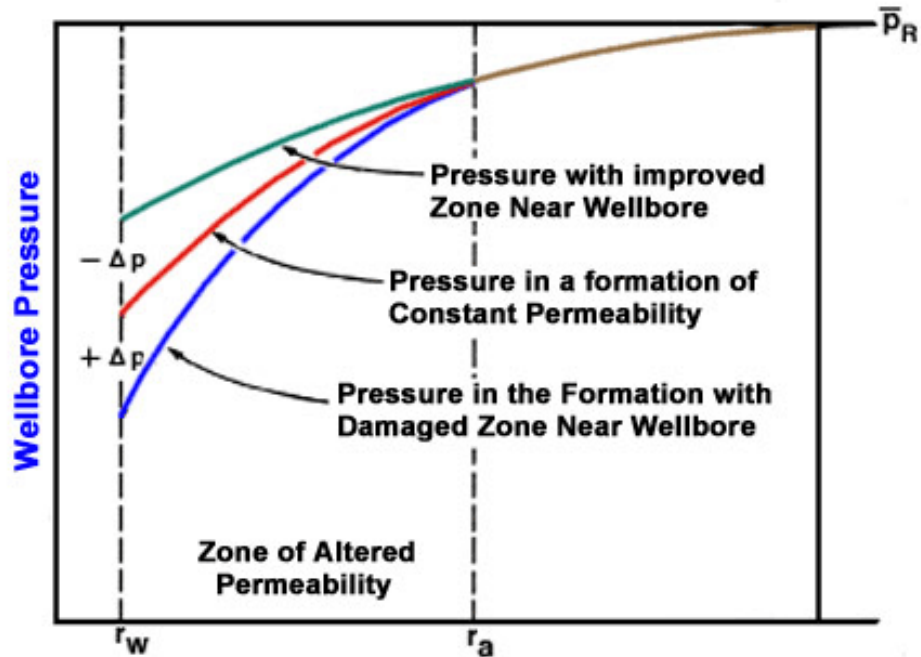


Figura 1.10.B: Factor de piel
Fuente: Flopetrol Johnston, a división of schlumberger, 1983

Por otra parte, las técnicas de estimulación de pozo, como fracturamiento hidráulico o acidificación, usualmente realzan las propiedades de la formación y aumentan la aptitud de flujo alrededor del pozo. De ésta manera que disminución en la caída de presión es diferente para una tasa dada (Figura 1.10.B) de flujo.

El factor de piel, es el término usado para referirse a la alteración de la permeabilidad que existe cerca del pozo. Este factor se cuantifica el daño, que tienen lugar a una caída de presión adicional en el pozo, pues a tasa dada de flujo el daño será positivo. Si el pozo ha sido estimulado y la caída de presión ha disminuido, el daño será negativo.

CAPÍTULO II

2. MÉTODOS PARA ANALIZAR PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS VERTICALES

2.1. Introducción

Existen varios métodos para realizar pruebas de presión y se clasifican en dos grupos.

Métodos convencionales	Métodos utilizando curva tipo
------------------------	-------------------------------

Estos métodos son utilizados en diferentes tipos de formaciones para éste estudio, tantos en pozos verticales como horizontales.

- **Métodos convencionales**

La interpretación de los métodos convencionales fue desarrollada en los años treinta y se mantuvo hasta los setenta.

Se debe considerar los periodos de flujo que se caracterizan durante las pruebas a realizarse.

Un régimen de flujo lineal o radial, etc.

La presión es analizada por una escala de tiempo que se adapta para obtener una línea recta en un régimen de flujo lineal.

Si se utiliza un método convencional en una prueba conduce a los parámetros siguientes:

- En muchos casos es difícil obtener un régimen de flujo que contengan una pendiente determinada en un gráfico de presión vs tiempo, la línea recta existe si su flujo está separado y no existe una de sus pendientes en su interpretación.
- Cuando se interpretan estos métodos se toman puntos localizados en una línea recta. Los cuales corresponden a la transición de dos

flujos utilizados. Esto indica que en una mínima porción de la data se utiliza en el análisis.

- En varios casos es complejo graficar en una línea recta apropiada, debido a que en varias interpretaciones aparecen líneas rectas por éste motivo dichas líneas pertenecen a una tangente con una ligera inclinación

- **Métodos utilizando curva tipo**

Estos métodos no llegaron a desarrollarse ampliamente .El primer set de curvas tipo utiliza parámetros adicionales, su alto grado de aceptación fue debido a la informática. Lo que indica que las presiones esperadas en pruebas en pozos se simulan según el tipo de yacimientos.

En la época de los ochenta, mediante la informática, se mejoraron los parámetros de la curva tipo que se toman en consideración en el mismo tiempo, las diferentes presiones determinaron una prueba. Éste análisis indicó que en los regímenes de flujo, la prueba permite diagnosticar los tipos de yacimientos y los pozos.

En 1970 Agarwal, Al-Hussainy y Ramey introdujeron el análisis de los períodos iniciales de flujo o restauración de presión mediante el Método de la Curva Tipo, para un pozo localizado en un yacimiento infinito con efecto de llene y efecto de daño. En el método de Curva Tipo el problema pozo-yacimiento se formula matemáticamente de acuerdo a las leyes físicas del flujo de fluido en medios porosos y aplicando determinadas condiciones iniciales y de contorno.

Las ecuaciones resultantes se resuelven mediante métodos de análisis matemático (transformada de la Laplace, funciones de Green, etc.) o mediante técnicas de análisis numérico (diferencias finitas, elementos finitos); luego, la solución se grafica en una lámina (Curva Tipo) y se tasa

de ajustar los datos reales dibujados en una lámina semi-transparente (Gráfico de Campo) a la solución teórica.

McKinley en 1971 y Earlougher y Kersch en 1974 también han presentado modelos de Curva Tipo para el problema del pozo con efecto de llene y de daño. El modelo de Mc Kinley fue desarrollado para pruebas de restauración de presión que utiliza diferencias finitas. Fue desarrollado para un valor determinado de la constante de difusividad y para condiciones de contorno de presión constante en el límite exterior. Tal como fue formulado originalmente, no permite un análisis cuantitativo del efecto de daño. La idea de que todas las curvas convergen a tiempos muy pequeños a una sola curva, va a usarse posteriormente en Curvas Tipos actuales.

2.2. Regiones de tiempo en gráficos de prueba de presiones en pozos verticales

En las pruebas de buildup y drawdown la línea recta establecida ocurre en un tiempo determinado en éste tipo de pruebas. En estos casos las curvas son similares a los gráficos siguientes.

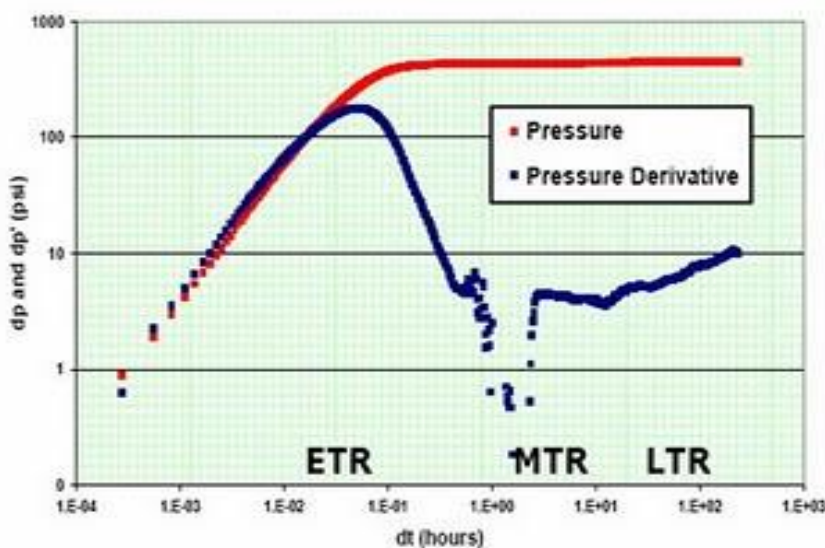


Figura 2.1: Regiones de tiempo
Fuente: Análisis de curva tipo

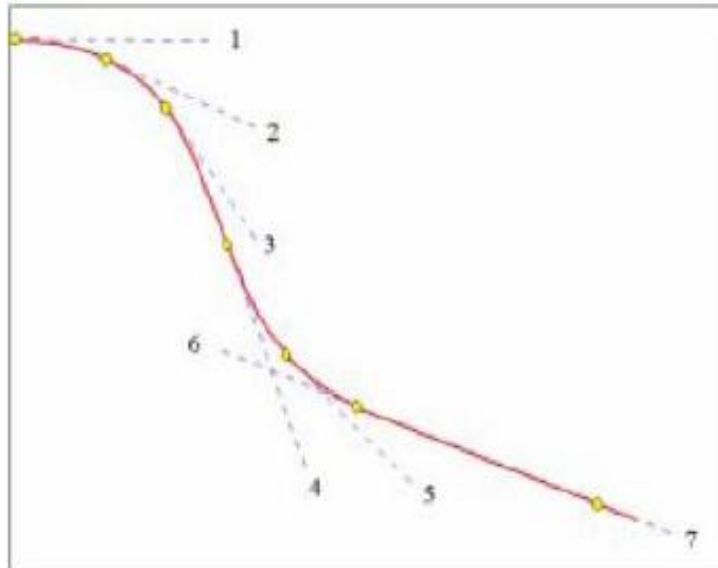


Figura 2.2: Drawdown
Fuente: Análisis de curva tipo

Para un mejor entendimiento del comportamiento de la porción no lineal de una curva se ha dividido en tres regímenes de tiempo.

REGIMENES DE TIEMPO		
TEMPRANO	MEDIO	TARDIO

Tiempo temprano. La presión está en una zona dañada cerca del pozo, los flujos del fluido almacenado distorsionan los datos de la prueba durante el transiente.

Tiempo medio. La presión dentro de la formación sin daño se ha movido. La línea recta cuya pendiente se relaciona con la permeabilidad efectiva usualmente aparece en el transiente, éste periodo referido a la región de tiempo medio se lo denomina línea recta semi-log.

Tiempo tardío. La presión en el transiente localiza los límites del yacimiento, existe interferencia entre pozos productores vecinos y cambios en la propiedad del yacimiento, la prueba drawdown se desvía de la recta establecida durante el tiempo medio.

2.3. Metodos de interpretación convencional

En un yacimiento infinito homogéneo se presentan dos tipos de flujo:

FLUJO EN YACIMIENTO INFINITOS HOMOGENEOS	
FLUJO CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO	FLUJO RADIAL PARA TODO EL YACIMIENTO

CONDICIONES DE FLUJO		
TEST DRAWDOWN	TEST BUILUP	PRUEBAS PARA VARIOS CAUDALES

2.3.1. Test Drawdown

Estas pruebas se efectúan con el fin de obtener:

1. Permeabilidad promedio en el área de drene del pozo.
2. Volumen poroso del yacimiento.
3. Determinar heterogeneidades en el área de drenaje.
4. Área de drenaje del yacimiento.

En realidad, lo que se tiene es:

- Transmisibilidad.
- volumen poroso por compresibilidad total.

Para correr una prueba de declinación de presión, en general se siguen los pasos siguientes:

- Se cierra el pozo por un periodo de tiempo suficiente para alcanzar la estabilización en todo el yacimiento (si no hay estabilización probablemente se requiera una prueba multitasa).

- Se baja la herramienta a un nivel por encima de las perforaciones (mínimo la herramienta debe tener dos sensores para efectos de control de calidad de los datos).
- Abrir el pozo para producir a tasa constante y registrar continuamente la P_{wf} .
- La duración de una prueba de declinación pueden ser unas pocas horas o varios días, dependiendo de los objetivos de la prueba y las características de la formación.

2.3.1.1. Análisis de las Pruebas de Declinación de Presión para las Condiciones del Transiente

Durante el flujo a una tasa constante, el comportamiento de la presión de un pozo en un yacimiento infinito está dado por:

$$P_{wf} = P_i - \frac{70,6q\mu\beta_o}{kh} \left[-Ei \left(-\frac{\phi\mu cr_w^2}{0,00105kt} \right) + 2S \right]$$

Ésta expresión es también válida para describir el comportamiento de un pozo en los límites del yacimiento durante el periodo de flujo Transiente inicial, antes de que ocurran los efectos del límite.

La ecuación anterior puede ser representada por aproximaciones:

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{kh} \right) \times \left[\log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3,23 + (0,869)S \right]$$

Ésta ecuación indica que durante el periodo de flujo Transiente de una prueba de Declinación de presión, la gráfica de P_{wf} VS. $\text{Log}(t)$ debe ser lineal. El valor del producto kh puede ser obtenido de:

$$kh = \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{m} \right)$$

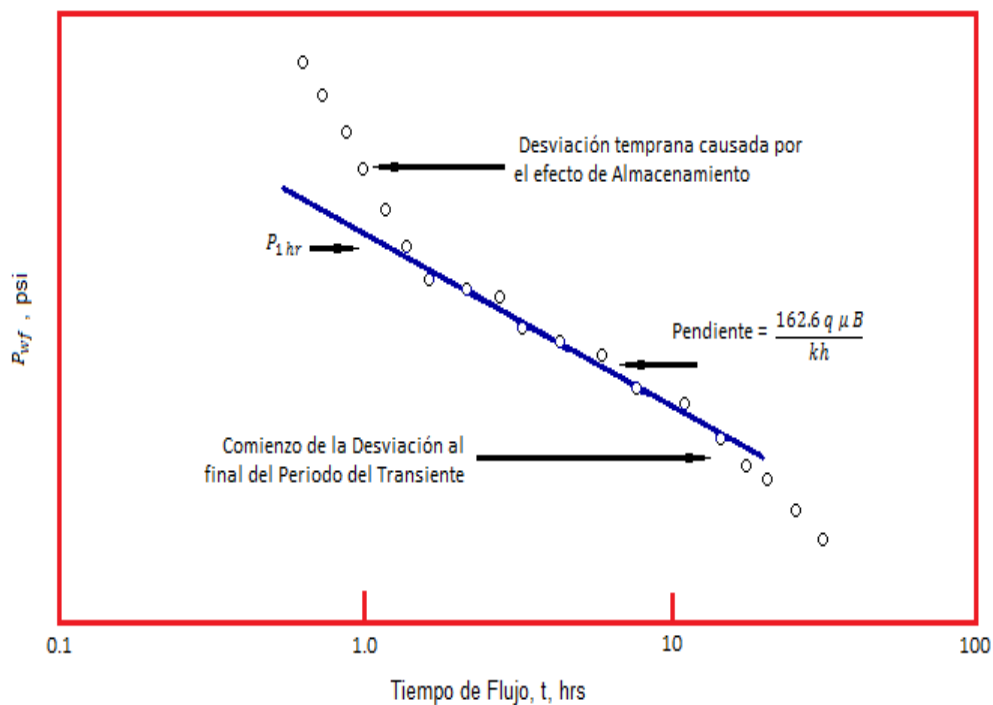


Figura 2.3: Característica de un drawdown
Fuente: Análisis de curva tipo

Al final del flujo en el periodo Transiente da comienzo al periodo del Transiente tardío, esto es cuando el efecto de frontera comienza, y puede ser observado en la gráfica 2.4. A éste tiempo, el flujo Transiente no prevalece. Físicamente, esto significa que la caída de presión debido a la producción ha sido sentida en los límites de drenaje del pozo y, como un resultado de depletación, el régimen está en el periodo transicional antes de alcanzar el estado semicontinuo. Éste intervalo de tiempo es referido al

periodo del Transiente tardío, donde el comportamiento de la presión no es, ni estado semicontinuo ni transiente.

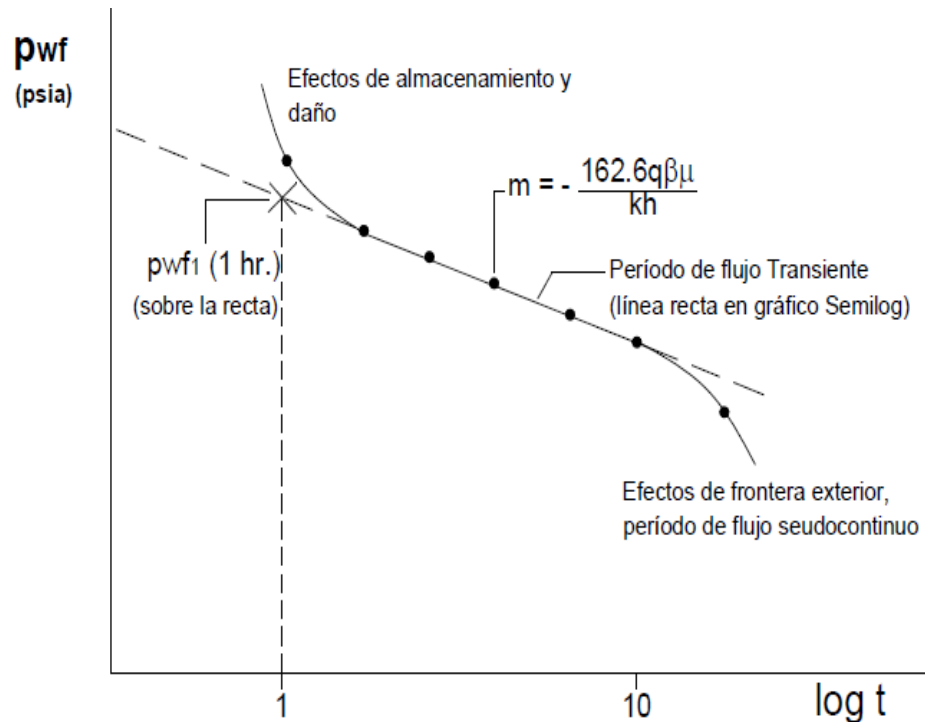


Figura 2.4: Semi-log de presión drawdown
Fuente: Flujos de medios porosos Gabriel Colmont

2.3.2. Buildup método de Horner

La grafica de HORNER siempre necesita más trabajo que el método de MHD a menos que se cumpla que $t_p < t_{pss}$. Éste método siempre se utiliza en pozos nuevos debido a su presión inicial. Cuando t_p es el doble de t_{pss} , se considera graficar t_{pss} en lugar de t_p en sistemas finitos, debido a que el grafico del método de HORNER, prolonga la recta semi- log al contrario del método grafico MHD, al utilizar el grafico de HORNER con la condición de t_{pss} en lugar de t_p minimiza el cálculo de errores en la obtención de la presión promedio, del método de HORNER se obtiene kh :

$$m = \frac{162.6q\mu\beta}{kh}$$

$$kh = \frac{162.6q\mu\beta}{m}$$

Pozo en un yacimiento infinito

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1h} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

P_{wf} es la presión justo antes del cierre.

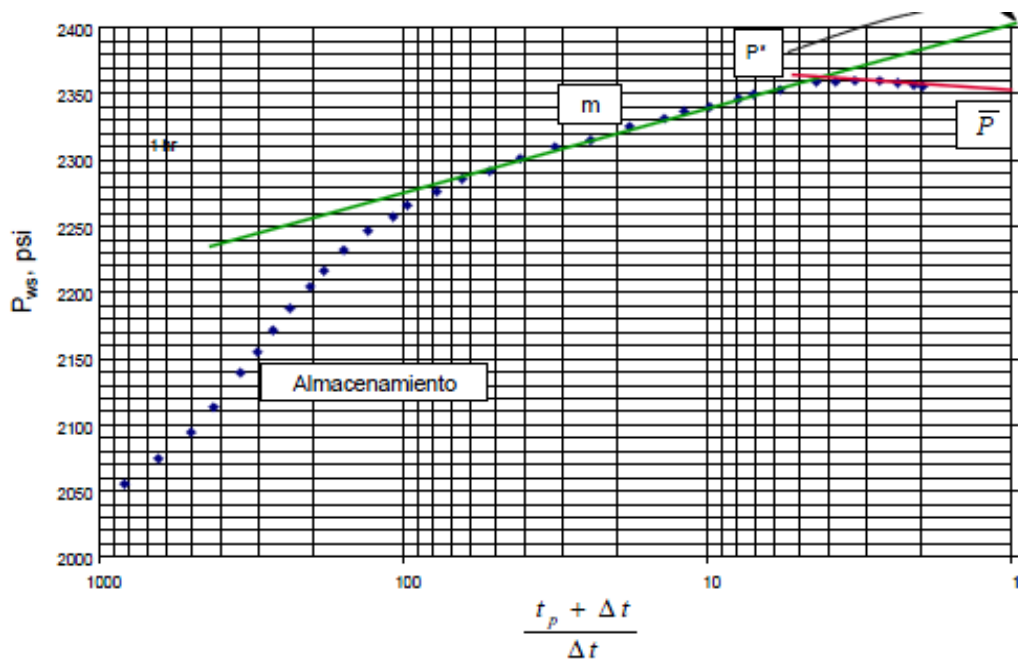


Figura 2.5: Comportamiento de la presión – gráfico de Horner
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar

2.3.2.1. Interpretación

Las ecuaciones demuestran que la presión varía linealmente. Si la gráfica está representada por presión v_s el logaritmo de $t_p + \Delta t / \Delta t$; el efecto de

almacenamiento habrá determinado una línea de pendiente m , entonces se observara la ecuación siguiente:

$$m = \frac{162.6q\mu\beta}{kh}$$

En una caída de presión la pendiente m es utilizada para calcular kh .

$$kh = \frac{162.6q\mu\beta}{m}$$

2.3.2.2. La presión extrapolada

En la prueba inicial, el flujo producido antes del cierre es despreciado al compararse con el petróleo original in-situ.

Las pruebas de restauración continuarán, la presión de fondo es igual p_i en el yacimiento.

P_i del yacimiento debe ser leído en un buildup.

$$\Delta t = \infty; \text{ por lo tanto: } \frac{tp + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

A ésta presión se la denomina presión extrapolada P^* .

2.3.3. Buildup método MHD

Éste se basa en la asunción que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar presión promedio que presión inicial. MDH se prefiere en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que se podría

dificultar la obtención de la estabilización de la presión antes del cierre. El gráfico de Horner puede simplificarse si $\Delta t \ll t_p$, luego:

$$t_p + \Delta t \cong t_p \text{ luego;}$$

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \approx \log t_p - \log \Delta t$$

Combinando las ecuaciones:

$$P_{ws} = P^* - m \log t_p + m \log \Delta t$$

Si $P^* - m \log t_p = cte = \text{intercepto}$. entonces

$$p_{ws} = p_{1h} + \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \log \Delta t$$

$$m = \frac{162.6q\mu\beta}{kh}$$

En el gráfico **MDH** no se obtiene un sentido matemático al extrapolar la recta de pendiente m hacia t_p para obtener el valor del daño s , ya que ésta se calcula con la ecuación para yacimiento infinito.

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1h} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

Al inicio del comportamiento infinito se tiene:

$$\Delta t_{ssl} = \left(\frac{170000 \mu C}{kh} \right) e^{0.14s}$$

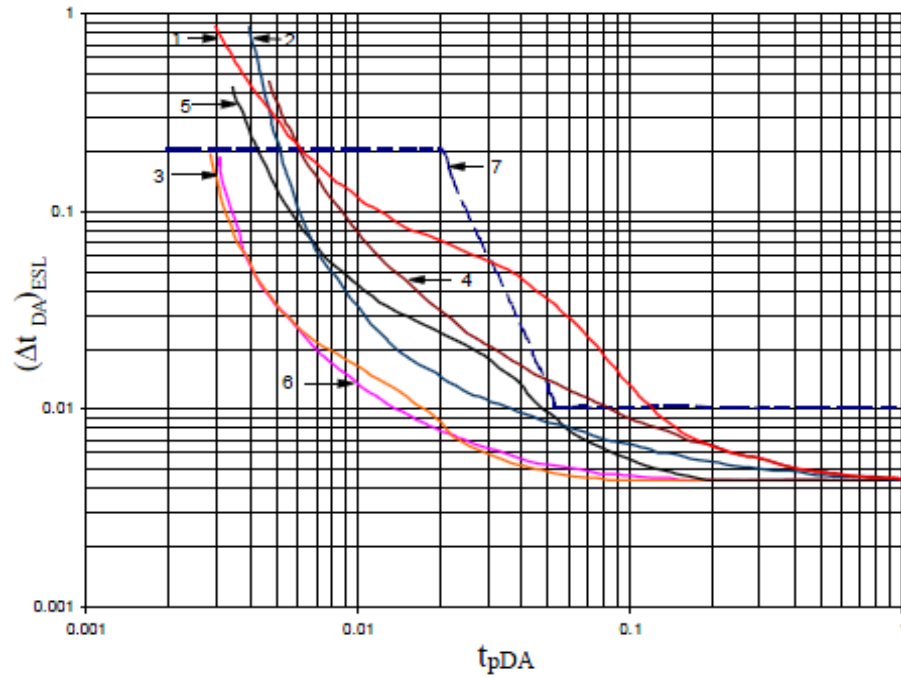


Figura 2.6: valores de Δt_{DA} en función t_p para el método de HORNER
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar

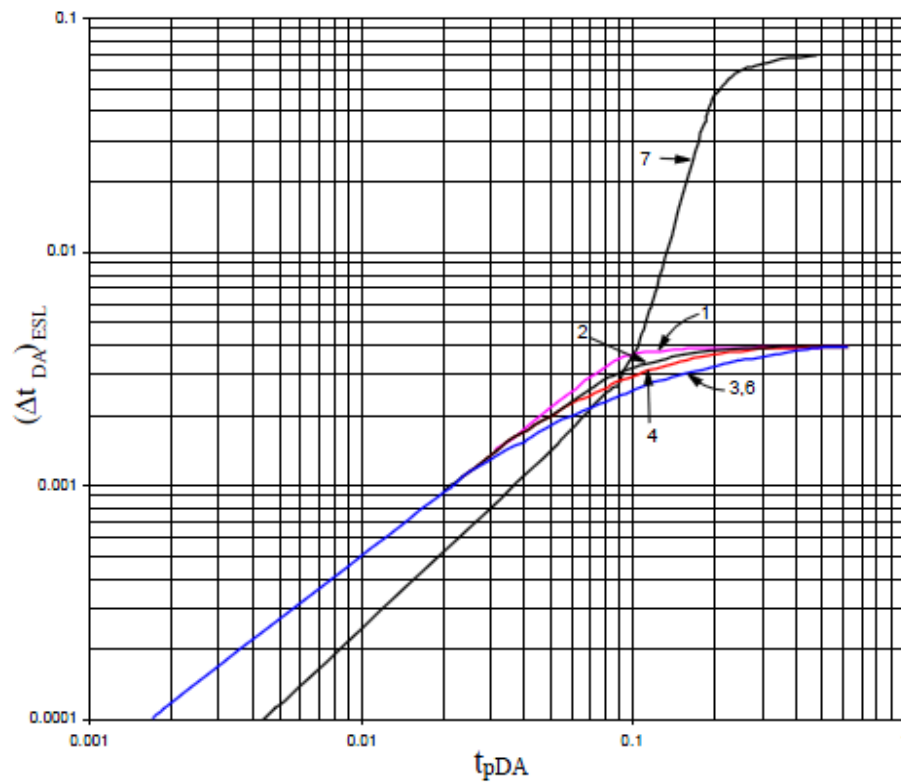


Figura 2.7: Valores para Δt_{DA} en función de t_{pDA} para el método MDH
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar

2.3.3.1. Interpretación

En éste método la presión cambia lentamente v_s él $\log \Delta t$. Por lo que al graficar se puede observar una recta semilog con pendiente m cuando se allá concluido el efecto de almacenamiento.

$$m = \frac{162.6q\mu\beta}{kh}$$

En otras unidades (métricas):

$$m = \frac{21.5q\mu\beta}{kh}$$

2.3.4. Pruebas después de diferentes tasas de flujo

Después de una prueba a diferentes caudales se interpreta usando el principio de superposición de tasas de flujo:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{\beta\mu}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) PD(t_i - t_{i-1})$$

Cuando termina el efecto de almacenamiento se dan las formulas siguientes:

$$p_i - p_{wf}(t_{n-1}) = \frac{\beta\mu}{4\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \left[\ln \frac{K(t_{n-1} - t_1)}{r_w^2} + 0.81 + 2s \right]$$

En el buildup el tiempo de un pozo cerrado está dado por:

Unidades US.

$$\begin{aligned}
p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_{n-1}) &= \frac{162.6\beta\mu}{kh} \left\{ \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \log \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{n-1} - t_{i-1} + \Delta t} - (q_n - q_{n-1})(\log \Delta t) \right. \\
&\quad \left. + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right\}
\end{aligned}$$

El tiempo transcurrido (Δt) es el último cambio en la tasa de flujo.

2.3.4.1. Interpretación

En éste tipo de pruebas la presión cambia linealmente con respecto a la parte derecha de la ecuación anterior. Esto se conoce como función de superposición.

Los valores de presión medidos en el fondo del pozo se grafican vs la función de superposición, la línea recta con pendiente m , puede ser identificada una vez que el efecto de almacenamiento haya concluido..

Unidades US.

$$m = \frac{162.6\mu\beta}{kh}$$

Sistema internacional S.I

$$m = \frac{21.5\mu\beta}{kh}$$

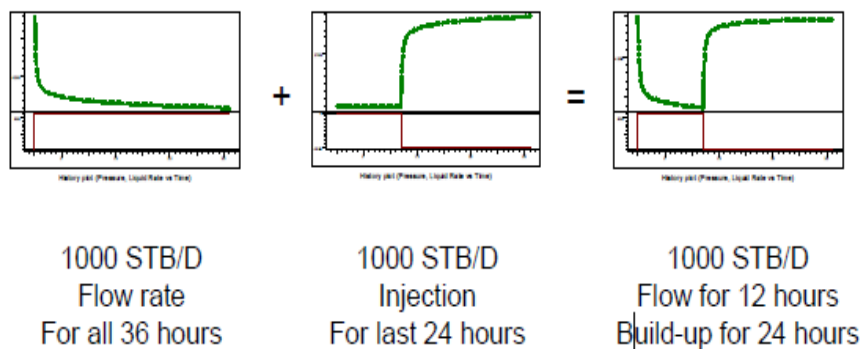


Figura 2.8: Principio de superposición.
Fuente: Well test interpretation Schlumberger

La pendiente es completamente independiente a la tasa de flujo. Ésta es una ventaja en la representación del método, los resultados obtenidos a diferentes tasas se comparan sobre la misma gráfica.

Para la obtención de una ecuación m , ésta tiene que ser dependiente de la tasa de flujo comparable. Con el método de horner y la superposición necesita ser dividida para su última tasa de flujo.

La pendiente obtenida, de la línea recta se utiliza para determinar kh .

$$kh = \frac{162.6\mu\beta}{m}$$

Para determinar s se considera el valor de la presión leída sobre la línea recta una hora después del último registro de la tasa de flujo.

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1h} - p_{wf}(t_{n-1})}{(q_{n-1} - q_n)m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

2.3.4.2. Presión extrapolada

La variación de una tasa de cierre da como lectura de presión un tiempo infinito.

El valor de función de superposición es cero, éste se utiliza para determinar un yacimiento extrapolado.

2.3.4.3. Simplificación del historial de las tasas de flujo

➤ Tiempo equivalente

Dentro del análisis del buildup, el método más común y simple indica que al revisar los historiales de tasas de flujo de todos los caudales, se puede reducir a una sola tasa aplicando la interpretación del método de horner.

Se deben considerar los principios siguientes:

Ultima tasa de flujo	Tiempo de producción equivalente
----------------------	----------------------------------

$$t_{pe} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} q_i(t_i - t_{i-1})}{qn}$$

Para estimar una tasa de flujo equivalente no se debe utilizar en ningún caso el tiempo de producción real.

2.3.5. Radio de investigación de un buildup

Teóricamente el radio de investigación solamente depende de la restauración de presión para calcular este radio se aplican las ecuaciones siguientes:

Unidades US:

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{k\Delta t}{\phi\mu C_t}}$$

Sistema internacional S.I

$$r_i = 0.038 \sqrt{\frac{k\Delta t}{\phi\mu C_t}}$$

El radio de investigación de un buildup está limitado por los medidores de presión. La presión de restauración es comparada con la duración del

drawdown, por lo tanto se debe tener en cuenta lecturas pequeñas de presión.

MÉTODOS PARA INCREMENTAR LA INVESTIGACION PRACTICA DEL BUILDUP
Medidores de presión más precisos
Aumento de tasas de flujo para incrementar caudales de presión
Aumento de la duración del drawdown

2.4. Métodos de curva tipo

Las curvas tipo son representaciones gráficas de soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo (Agarwal et al, 1970). El método consiste en encontrar, dentro de una familia de curvas la que mejor se aproximen con la respuesta real que se obtiene durante la prueba de presión. El cual se realiza en forma gráfica, superponiendo la data real con la curva teórica. Son soluciones gráficas en función de variables adimensionales, (p_D , t_D , r_D , C_D) están representadas por las ecuaciones siguientes:

$$\log(p_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141.2q\beta\mu}\right)$$

$$\log\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) = \log\left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu C_1 r^2}\right) + \log(t)$$

MÉTODO DE CURVAS TIPO

Problema de Unicidad: Se pueden obtener dos o más respuestas a un mismo problema, debido al desconocimiento en el valor de C_D .

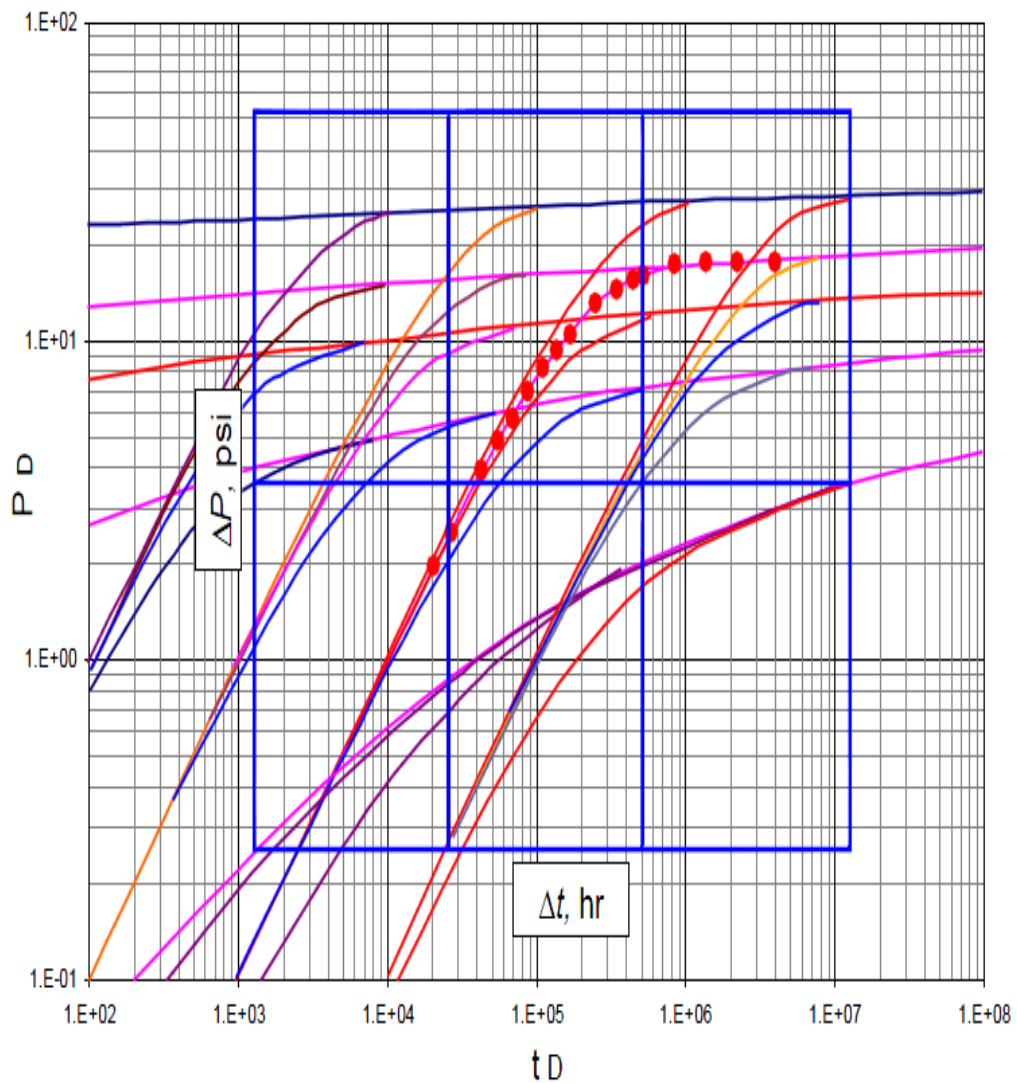


Figura 2.9: Métodos de curvas tipo.
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar.

2.5. La derivada

Según avances tecnológicos la capacidad de medición que se ha tenido en la última década permite ahora el cálculo de la derivada de presión. Como una herramienta de diagnóstico de flujo, ésta función está relacionada con la pendiente de la curva de presión en una gráfica semilogarítmica. Las ecuaciones para los diferentes modelos de flujo son:

MODELOS	ECUACIONES
Lineal	$t \Delta p' = \left(\frac{m_{if}}{2}\right)\sqrt{t}$
Radial	$t \Delta p' = \left(\frac{m}{2.303}\right)$
Esférico	$t \Delta p' = \left(\frac{m_{sph}}{2\sqrt{t}}\right)$
Bilineal	$t \Delta p' = \left(\frac{m_{bf}}{4}\right)^{\frac{4}{3}}\sqrt{t}$
Estacionario	$t \Delta p' = 0$
Pseudo-estacionario	$t \Delta p' = m * t$
Almacenamiento	$t \Delta p' = m_{ws} * t$

Tabla # 1. Tabla de ecuaciones de la derivada de regímenes de flujo

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Se puede observar que la función derivada se puede expresar como:

$$t \Delta p' = A t^n$$

Donde A es una constante que depende de la pendiente de la curva de presión en la gráfica de flujo, y n adquiere el valor adquirido para el flujo, lineal, radial, estacionario, bilineal, esférico, pseudoestacionario (almacenamiento) respectivamente. De acuerdo a la ecuación anterior el parámetro que puede caracterizar el tiempo de flujo es n.

2.5.1. La representación de la derivada

La representación surge debido a los problemas de unicidad en los métodos anteriores (Curvas Tipo).

Bourdet et al (1983) proponen que los regímenes de flujo pueden ser mejor caracterizados si se grafica la derivada de la presión en lugar de la presión misma, en un gráfico log-log.

Las ventajas de éste método son:

- Heterogeneidades difíciles de ver con los métodos convencionales son amplificadas con éste método.
- Regímenes de flujo presentan formas características bien diferenciadas.
- En un mismo gráfico se pueden observar fenómenos que bajo otros métodos requerirían dos o más gráficos.
- Bourdet definió la Derivada de la Presión Adimensional como la derivada de P_D respecto a t_D/C_D .

2.5.2. Interpretación directa por medio de la derivada

Para interpretar por medio de la derivada hay que tener en cuenta permeabilidad del yacimiento, el factor de piel y almacenamiento. Estos efectos pueden calcularse con la curva tipo y por la derivada, siempre que se haya logrado la estabilización de la derivada.

- **Kh del yacimiento.**

Se calcula una vez alcanzada la estabilización de la derivada.

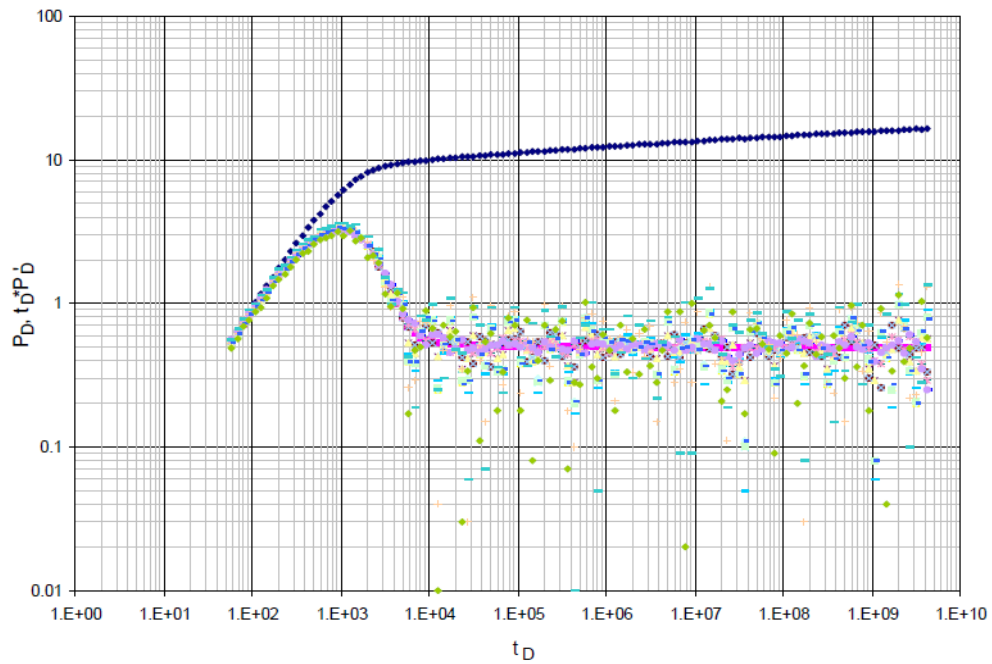


Figura 2.10: Función derivada de presión para yacimiento homogéneo
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar.

La derivada expresada en términos adimensionales es igual 0.5.

- **Efecto de almacenamiento**

Se puede calcular siempre y cuando se conozca el diferencial de presiones y el diferencial de tiempo, hay que tomar en cuenta que **m=1**.

$$\Delta p_1 = \frac{q\beta}{24C} \Delta t_1$$

Por lo tanto:

$$C = \frac{q\beta}{24C} \frac{\Delta t_1}{\Delta p_1}$$

- **Factor de piel**

Esto se calcula si las coordenadas en la línea recta de la gráfica semilog son conocidas:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_i - p_{wf(1h)}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

2.5.3. Conclusión

Los métodos de la derivada como las curvas tipos dan grandes ventajas al permitir tomar pruebas completas de los pozos usando una sola curva.

Los diferentes tipos de flujo que se encuentran en diferentes fases en la derivada representan herramientas de análisis. La variación de presión en la derivada es igual a realizar una ampliación sobre los datos, una vez obtenida la ubicación que no será tomada en cuenta por la gráfica logarítmica.

Se debe considerar la complejidad de realizar cálculos manuales de un registro de presión utilizando la derivada.

En el mundo moderno es mucho más sencillo tomar lecturas de registros de presión por el método de la derivada empleando software disponible en la industria petrolera para obtener interpretaciones más exactas de las pruebas requeridas.

CAPITULO III

3. MODELO DE YACIMIENTOS.

3.1. Doble porosidad

Para obtener un yacimiento de doble porosidad se puede asumir que el yacimiento no es homogéneo. Pero en su estructura la roca matriz tiene características de un alto almacenamiento, baja permeabilidad y alta permeabilidad.

Debido a que no contienen en la matriz un sistema de fisuras naturales no producen eficientemente éste tipo de yacimientos, se los ha dividido en dos variables similares al medio homogéneo.

ω = es la relación de almacenamiento o la fracción de gas o petróleo	λ = coeficiente de flujo interporoso relación de permeabilidades de las fisuras
-----------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------

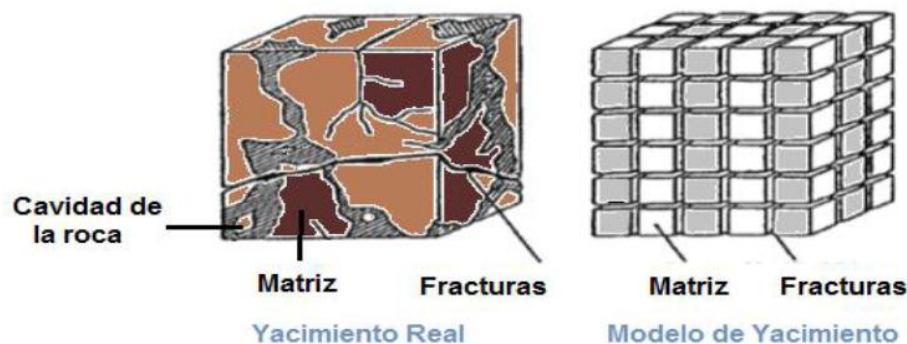


Figura 3.1: Modelo de yacimiento de doble porosidad.
Fuente: Pressure transient testing. John Lee

Al producir un pozo el régimen de flujo inicial es radial debido al sistema de fisuras naturales existentes en el yacimiento, porque está produciendo por las fisuras y no existen cambios de presión dentro de la roca matriz. El flujo es literalmente rápido y es ocultado por el efecto de almacenamiento del yacimiento, lo cual será representado por el flujo radial infinito debido a la derivada de presión.

Cuando el sistema de fisuras empieza a producir un diferencial de presión se produce en la matriz a una presión p_i , y las fisuras en el yacimiento se encuentran a una presión p_{wf} .

La roca matriz empieza a producir proporcionalmente manteniendo la presión y la prueba de drawdown disminuye lentamente en forma breve creando una inclinación transicional en la derivada de presión.

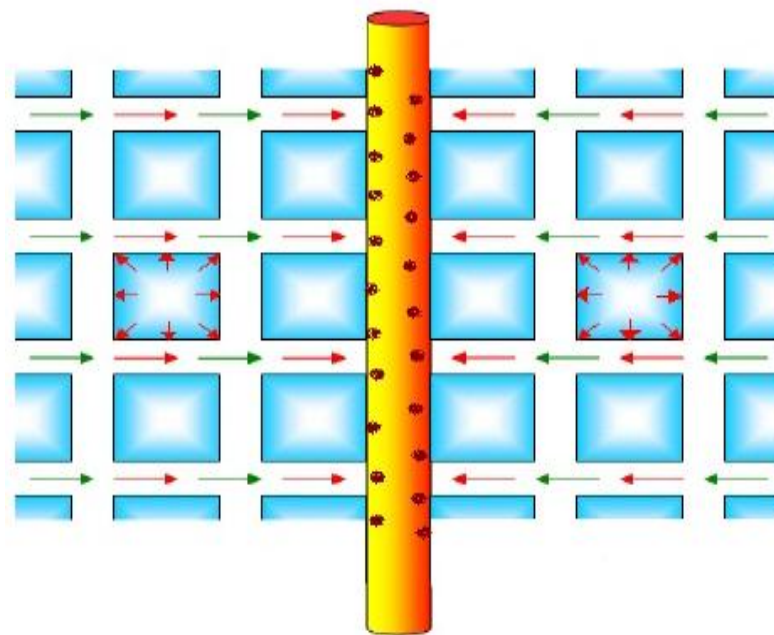


Figura 3.2: Contribución de la matriz
Fuente: Pressure transient testing. John Lee

En un sistema total el flujo radial se establece cuando existe un diferencial de presiones entre la roca matriz y el sistema de fracturas no es tan significativamente largo. Las respuestas del flujo radial son observadas en un medio equivalente homogéneo, este es el comportamiento de la segunda línea de la derivada de presión.

Esto toma lugar cuando la presión en el sistema de fisuras y la matriz son iguales, pero no se puede dar a lo largo del yacimiento, así no habrá producción dentro del sistema de fisuras.

3.1.1. Porosidad dual PSS (Régimen pseudos estable con flujo interporoso)

Para éste tipo de casos se debe asumir que la distribución de presión en la matriz es homogénea o uniforme, no existe caída de presión dentro de la roca matriz esto es toda la caída tiene lugar en la superficie de los bloques como una discontinuidad. Como se puede observar en la figura 3.3, si la constante de almacenamiento (**C**) es muy baja, hace posible ver el régimen de flujo radial en el sistema de fisuras en el periodo temprano de flujo.

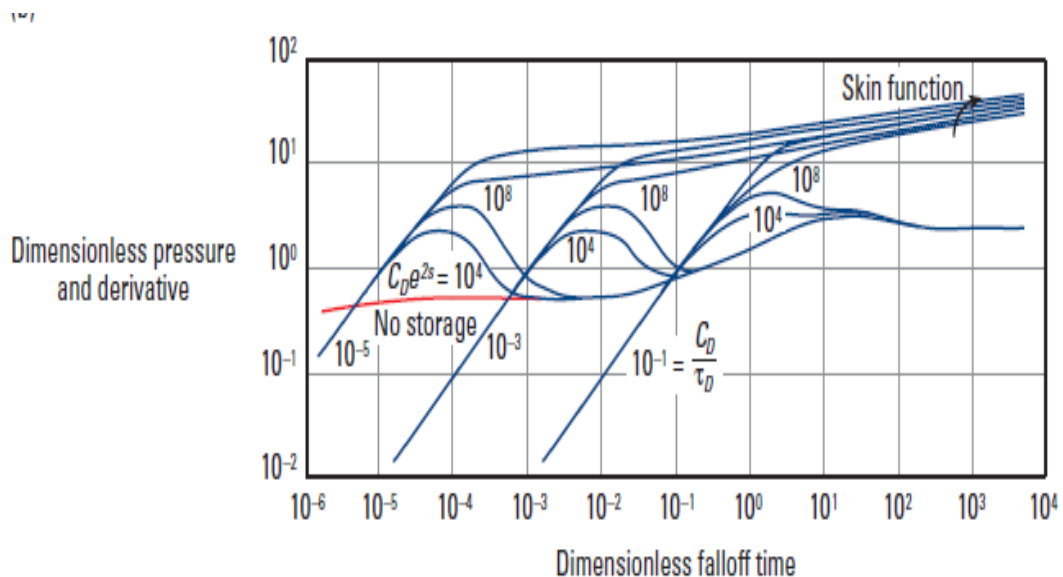


Figura 3.3: Régimen pseudos estable con flujo interporoso.
Fuente: Well test interpretation Schlumberger

Analizando la gráfica la constante de almacenamiento es muy baja, para éste caso es posible observar el flujo radial del sistema de fisuras a tiempos tempranos.

Con un valor de almacenamiento de 0.01 bbl/psi el régimen de flujo inicial que ya ha transcurrido será observado en una prueba real. Los datos reflejan una porosidad dual inmediatamente después de transcurrido el

efecto de almacenamiento y esto crea grandes problemas en un conjunto de datos.

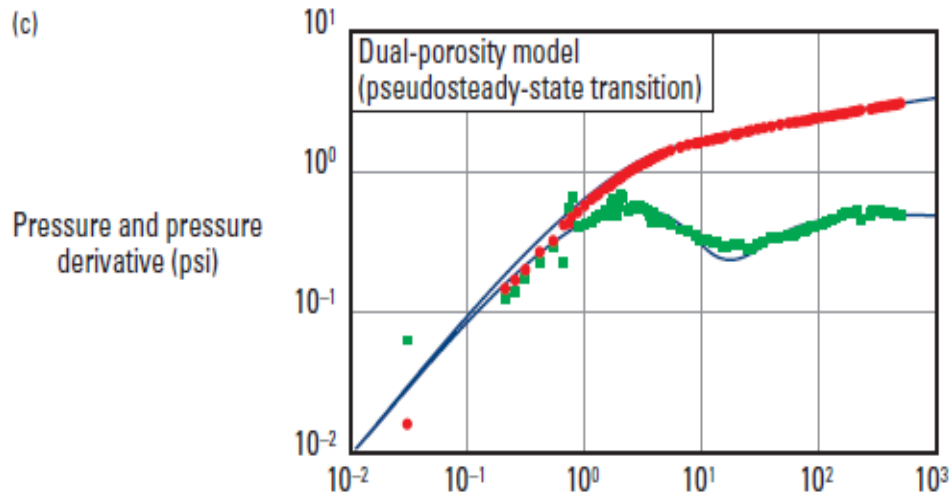


Figura 3.4: Régimen pseudos estable con porosidad dual
Fuente: Well test interpretation Schlumberger

La porosidad dual es analizada con dos parámetros:

La relación de almacenamiento

$$\omega = \frac{(\Phi v_{ct})t}{(\Phi v_{ct})f + (\Phi v_{ct})m}$$

Ésta ecuación representa la fracción de petróleo en la fisura para valores muy pequeños de ω , corresponde a valores altos de hidrocarburos recuperables en las fisuras.

Coefficiente de flujo interporoso

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{km}{kf}$$

La ecuación representa la movilidad al fluir de la matriz y de las fisuras.

α = es en función de la matriz.

λ = determina el tiempo de transición.

La variable λ controla la velocidad de reacción de la matriz y para valores altos de λ la permeabilidad es muy alta, esto indica que la formación aportará hidrocarburos de una manera rápida en la formación, pero con valores de λ bajos sucede lo contrario, ya que el tiempo que toma el yacimiento en producir es muy lento.

3.1.2. Porosidad dual. (Régimen de flujo transiente con flujo interporoso)

Éste modelo asume que hay una gradiente de presión y posteriormente una difusividad dentro de los bloques de la matriz. Si el perfil de presión es importante entonces la forma de los bloques tiene que ser tomada en consideración y por ésta razón existen dos Pruebas de Presión.

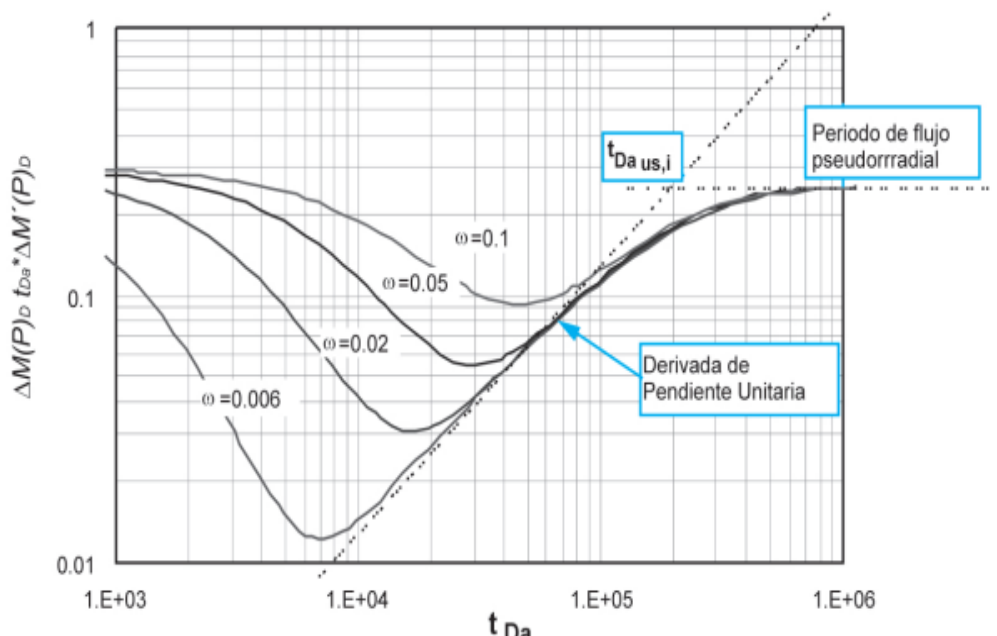


Figura 3.5: (Régimen de flujo transiente con flujo interporoso)
Fuente: Well test interpretation Schlumberger

Los modelos de solución para cada uno corresponde a diferentes geometrías del bloque matricial, los dos sin embargo son muy similares. Pruebas en laboratorios asumen una matriz de bloques rectangulares, los cuales fueron considerados como modelos de doble porosidad.

El modelo esférico define otra geometría en las que se definen las condiciones de borde para una solución matemática. Esto es difícil de visualizar en un yacimiento, pues el fluido en movimiento puede adoptar diferentes geometrías, en ese caso aparentemente la más aproximada podría ser la esférica.

Como se nota en el grafico anterior el flujo radial en el sistema fisurado tiene un corto período de vida y en la práctica casi no se lo ve. El símbolo ω define el tiempo de transición dentro del sistema de flujo estable.

La doble porosidad es definida con dos parámetros:

La relación de almacenamiento

$$\omega = \frac{(\Phi vct)t}{(\Phi vct)f + (\Phi vct)m}$$

Donde ω determina la profundidad de la depresión alta o baja.

Coefficiente de flujo interporoso

$$\lambda = \alpha r w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

Ésta ecuación permite obtener el tiempo de la depresión.

α = está en función de la matriz.

λ = determina el tiempo de transición.

Para utilizar la curva tipo los valores de λ y ω se igualan

Ecuación para la primera y última curva	Ecuación de la curva β adjuntas en la transición
$\omega = \frac{(\Phi vct)t}{(\Phi vct)f}$	$\lambda = \frac{\beta(cde^2s)f + m}{\beta(e^{-2s})}$

β representa la función geométrica estructural.

3.2. Doble permeabilidad

Cuando una capa del yacimiento no corresponde a la total, cada capa tiene sus propias propiedades, en cuyo caso el comportamiento total corresponde a la suma de los intervalos, se dice que se tiene doble permeabilidad.

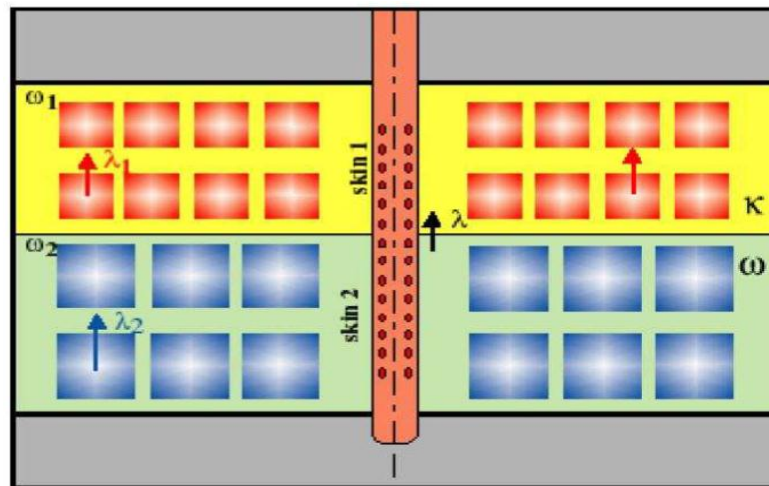


Figura 3.6: Modelo de doble permeabilidad
Fuente: Análisis de pruebas de presión internet

Los modelos de doble permeabilidad (2K) consisten en dos capas de diferentes permeabilidades, si cada una de ellas es perforada y puesta a

producir conjuntamente se producirá flujo cruzado, el cual será proporcional a la presión que se tenga en cada uno de ellas.

$$k = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$$

La permeabilidad alta es considerada como una capa, por lo tanto el valor k de 1 no registra diferencial de presiones en tiempos tempranos. En todas las capas el sistema se comporta como un medio homogéneo sin flujo cruzado y en el caso de flujo radial infinito, con kh en las dos capas, la más permeable produce de forma inmediata, y la de menos permeabilidad tarda en producir, lo cual origina un diferencial de presiones entre las capas de flujo cruzado.

El yacimiento se comporta como un medio homogéneo con el kh almacenado entre sus capas.

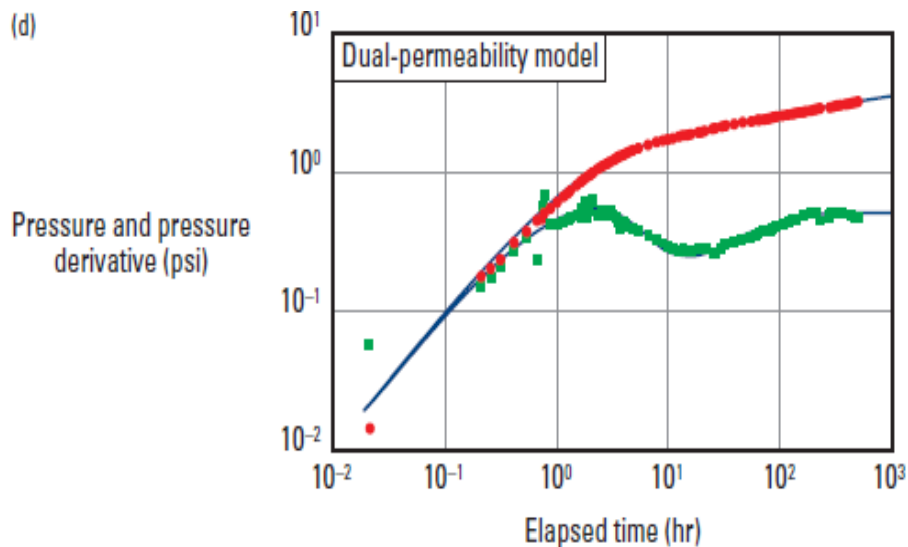


Figura 3.7: Curvas para yacimientos de doble permeabilidad
Fuente: Well test interpretation Schlumberger

La depresión heterogénea se deriva de tres parámetros:

<p>Relación de almacenamiento de las capas</p> $\omega = \frac{(\varphi c t h)_1}{(\varphi c t h)_1 + (\varphi c t h)_2}$
<p>Coeficiente de flujo entre capas</p> $\lambda = \alpha r w_2 \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$
<p>Constante de permeabilidad</p> $k = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$

$K > 1$ Tiene influencia directa con la profundidad.

$K = 1$ Lo mismo que 2Φ pss

$K < 1$ Depresión de menor profundidad

Debido a los modelos de doble permeabilidad producen el mismo efecto que la depresión transicional, está representada en su totalidad por ω y λ .

Si $k = 1$ la porosidad dual se encuentra en estado pseudocontinuo, esto implica $k_2 h_2 = 0$, es decir que el petróleo o el gas se encuentran en la capa de baja permeabilidad.

3.3. Modelo radial compuesto

Los yacimientos con modelos de flujos radiales compuestos se establecen en dos regiones de diferentes movilidades o almacenamientos.

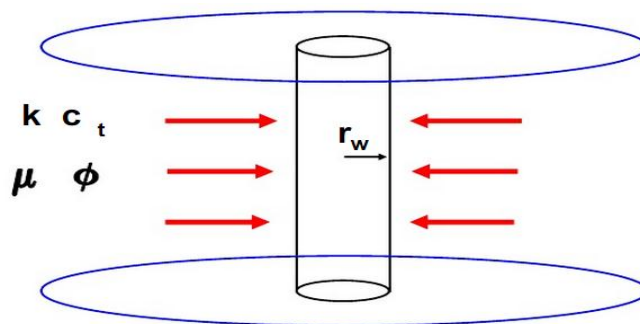


Figura 3.8: Modelo radial compuesto

Fuente: Análisis moderno de pruebas de presión y datos de producción Dr. Heber Cinco

En el modelo radial compuesto existe una zona circular interna con un pozo en el centro y una zona infinita exterior.

$M = \frac{\left(\frac{K}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{K}{\mu}\right)_2}$	$D = \frac{\left(\frac{K}{H\phi\mu CT}\right)_1}{\left(\frac{K}{H\phi\mu CT}\right)_2}$
-------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------

Estas zonas están definidas por sus propias características en el yacimiento homogéneo. Dichos parámetros cambian las propiedades de una zona determinada a otra con movilidad y su relación de difusividad **M** y **D** ya establecidas. No existen pérdidas de presiones en la interface que es la distancia r_1 desde el pozo.

En respuestas de flujo y de presiones los tiempos tempranos equivalen a la zona interna y a tiempos tardíos, guardan en relación con las propiedades exteriores.

Para éste caso los métodos IOR o de recuperación secundaria serán los más apropiados, ya que interesa mejorar la movilidad y se puede modificar la viscosidad del agua con polímeros y obtener una mejor recuperación de petróleo. Se observa que debido a éste proceso se produce una desaceleración del drawdown debido a alguna mejora en el mecanismo de inyección.

Estas medidas se las puede considerar como general o un límite circular cerrado, considerado como infinito viene a ser como un límite circular a presión contante.

3.4. Modelo compuesto lineal

Los yacimientos con pozos productores se localizan en un medio homogéneo, infinito en varias direcciones, donde las características del yacimiento cambian en un frente lineal, existen pérdidas de presión en las interfaces, es homogéneo e infinito en todas sus propiedades en el otro lado de la interface.

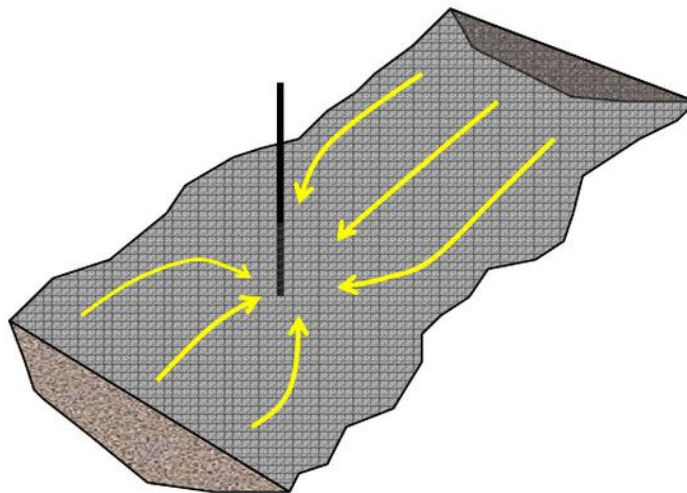


Figura 3.9: Modelo composicional lineal

Fuente: Análisis moderno de pruebas de presión y datos de producción Dr. Heber Cinco

La derivada establece que después de superar los efectos de almacenamiento, el pozo se considera como de flujo radial homogéneo en la primera zona.

La segunda respuesta homogénea ocurre una vez terminada la transición, a esto se lo denomina flujo semi-radial en dos partes del yacimiento

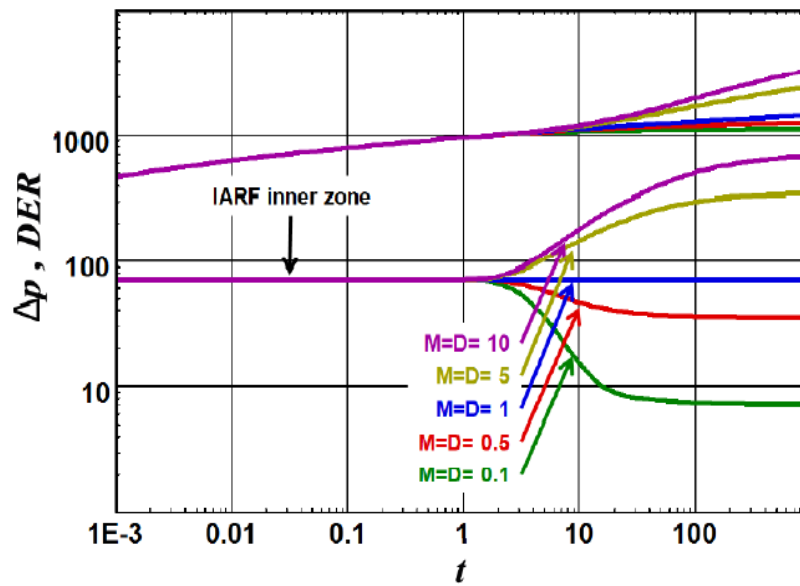


Figura 3.10: Curvas de respuestas inmediatas.
Fuente: Well test interpretation Schlumberger

M y **D** son un modelo compuesto radial.

$M = \frac{\left(\frac{K}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{K}{\mu}\right)_2}$	$D = \frac{\left(\frac{K}{h\phi\mu cT}\right)_1}{\left(\frac{K}{h\phi\mu cT}\right)_2}$
-------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------

Se estima un h constante a la derivada estabilizada en su primera parte, corresponde a k_1/μ_1 .

La segunda zona será movilidad promedio:

$$\frac{\frac{k_1}{m\mu_1} + \frac{k_2}{m\mu_2}}{2}$$

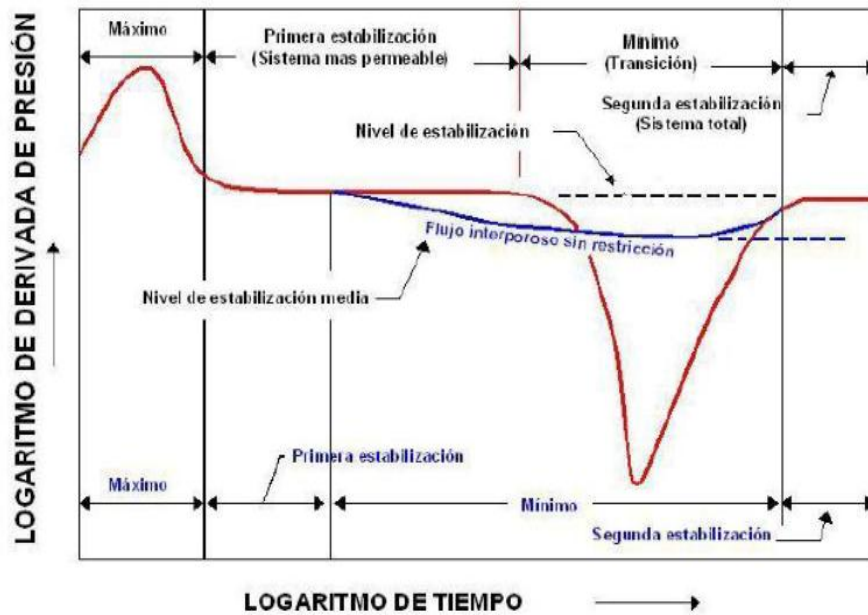


Figura 3.11: Curvas características en las zonas de estabilización.
Fuente: Análisis de pruebas de presión internet

La movilidad declina en la segunda zona de estabilización, no puede ser el doble de la otra zona, en ese caso la discontinuidad lineal no se puede dar por una falla sellante $M=\alpha$ porque $k_2 m \mu_2 = 0$.

Si la movilidad aumenta no existe límite bajo la segunda estabilización que tiende a 0 la presión de constante, cuando $M=0$ indica que $k_2 m \mu_2 = \alpha$.

CAPÍTULO IV

4. MÉTODO PARA ANALIZAR PRUEBA DE PRESIONES EN POZOS HORIZONTALES

4.1. Diferencias con las pruebas de pozos verticales

- a) No se tiene extenso el sistema radial que está usualmente presente en un pozo vertical.
- b) Una mejor eficiencia de barrido y exposición a la inyección en pozos horizontales, debido a que muestra una mayor área de contacto.
- c) Incremento en el índice de productividad de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical.
- d) Incremento en el área de drenaje.
- e) Existen más regímenes de flujos posibles en pruebas de pozos horizontales con relación a los verticales
- f) Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento
- g) Los efectos del almacenamiento pueden ser mucho más significativos en un pozo horizontal que en los verticales

4.2. Regímenes de flujo posible

Régimen Radial Temprano

El pozo al iniciar su producción desarrolla un flujo radial en el eje vertical perpendicular al pozo. Actúa como si fuese vertical “volteado” en un yacimiento infinito lateralmente con espesor representado por L . Éste régimen de flujo finaliza cuando el efecto del tope o cuando el flujo a través del final del pozo afecta la solución de presión.

Régimen Lineal Temprano

Si un pozo horizontal es lo suficientemente largo con relación al espesor del yacimiento se puede presentar un régimen de flujo lineal una vez que el diferencial de presión (Δp) alcance los límites superiores e inferiores del yacimiento.

Régimen Pseudoradial Tardío en un plano horizontal

Si un pozo horizontal es suficientemente corto con relación al espesor del yacimiento se producirá un régimen de flujo pseudoradial a un tiempo tardío. El transiente de presión alcanza uno de los límites externos o sea el lado izquierdo o derecho del pozo.

Régimen Lineal Tardío

Esto se producirá cuando el transiente de presión alcance los extremos laterales y el flujo en ésta dirección se ha convertido en pseudo-continuo

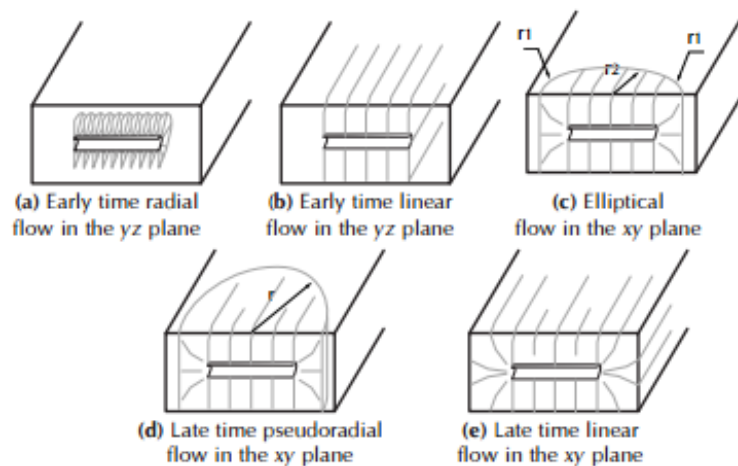


Figure 2. Flow regimes for horizontal wells

Figura 6.4: Regímenes de flujo horizontal.

Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) –ECOPETROL S.A

4.3. Método matemático

Si q_0 representa la tasa de flujo del pozo por unidad de longitud en cada punto de la fuente, entonces, la ecuación que describe el flujo de petróleo en el medio poroso homogéneo no isotrópico es:

$$\frac{k_x \partial y P}{k_y \partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{k_x \partial^2 P}{k_z \partial z^2} = \frac{\phi \mu C_t}{k_y} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Donde las condiciones iniciales y de fronteras están dadas por:

$$P(x, y, z, 0) = p_i$$

$$\log_{y \rightarrow \infty} P(x, y, z, t) = p_i$$

$$\log_{y \rightarrow \infty} (L_{zb} - L_{za})(L_{xl} - L_{xd}) \frac{\delta P}{\delta y} = 0, 0 \leq x < L_{xd}$$

$$\log_{y \rightarrow \infty} (L_{zb} - L_{za})(L_{xl} - L_{xd}) \frac{\delta P}{\delta y} = 0, 0 \leq z < L_{za}, L_{xd} \leq x < L_{xl}$$

$$\log_{y \rightarrow \infty} (L_{zb} - L_{za})(L_{xl} - L_{xd}) \frac{\delta P}{\delta y} = -\frac{q\mu}{2k_y}, L_{za} \leq z < L_{zb}, L_{xd} \leq x < L_{xl}$$

$$\log_{y \rightarrow \infty} (L_{zb} - L_{za})(L_{xl} - L_{xd}) \frac{\delta P}{\delta y} = 0, L_{za} \leq z < h_z, L_{xd} \leq x < L_{xl}$$

$$\log_{y \rightarrow \infty} (L_{zb} - L_{za})(L_{xl} - L_{xd}) \frac{\delta P}{\delta y} = 0, L_{xl} \leq x < h_x$$

$$\frac{\delta P}{\delta z} = 0, z = 0, z = h_z$$

$$\frac{\delta P}{\delta x} = 0, x = 0, x = h_x$$

4.3.1. Solución analítica para el drawdown

En 1987 Goode y Thambynayagam dieron a conocer la solución analítica para la respuesta de presión en el pozo.

$$p_i - p_{wf} = \frac{282.4q\beta_o\mu r'_w}{h_x h_y h_z} \left(\sqrt{\pi t_D} + \frac{h_x^2}{\pi^2 v_x} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \operatorname{erf}(v_x \pi n \sqrt{t_D}) E_n^2 \right. \\ \left. + \frac{h_x h_z}{L_w v_z \pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} \operatorname{erf}(v_z \pi m \sqrt{t_D}) E_m \cos(m\pi z_e) + \frac{h_x h_z}{2r'_w L_w} \sqrt{\frac{k_y}{k_z}} S_m \right)$$

Para las siguientes ecuaciones, S_m está representado como un factor de piel mecánico.

$$E_n = \frac{\left[\operatorname{sen}\left(\frac{n\pi L_{xl}}{h_x}\right) - \operatorname{sen}\left(\frac{n\pi L_{xd}}{h_x}\right) \right]}{nL_w}$$

$$E_m = \frac{\left[\operatorname{sen}\left(\frac{m\pi(h_s + 2r'_w)}{h_z}\right) - \operatorname{sen}\left(\frac{m\pi(h_s - 2r'_w)}{h_z}\right) \right]}{4mr'_w}$$

$$z_e = \frac{h_s + 1.47r'_w}{h_z}$$

$$t_D = \frac{0.0002637k_v t}{\phi\mu C_t r'_w}$$

$$v_x = \frac{r'_w}{h_x} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}$$

$$v_x = \frac{r'_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}$$

$$L_w = L_{xl} - L_{xd}$$

$$r'_w = \frac{L_{zb} - L_{za}}{4} = r_w \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}}$$

La solución puede ser simplificada por varios intervalos de tiempos para los diferentes regímenes de flujo como se muestran a continuación.

a) Flujo radial de tiempo temprano

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z L_w}} \right) \left[\log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z t}}{\phi\mu C_t r_w'^2} \right) - 3,23 + (0,869)S_m \right]$$

b) Flujo lineal de tiempo intermedio

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{8.128q\beta_o}{h_z L_w} \right) \sqrt{\frac{\mu t}{k_y \phi C_t}} + \frac{141.2q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z L_w}} (S_z + s_m)$$

Donde S_z representa un seudo factor de piel resultante de la penetración parcial en la dirección vertical. El seudo factor de piel está dado por la ecuación siguiente:

$$s_z = \frac{0.07985h_z}{r_w'} [\Psi(n_1) + \Psi(n_2) - \Psi(n_3) - \Psi(n_4)]$$

Donde Ψ es la función Spence representada por la ecuación siguiente:

$$\Psi(n) = \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\text{sen}(mn)}{m^2} = - \int_0^n \ln \left(2 \text{sen} \left(\frac{u}{2} \right) \right) du$$

c) Flujo radial de tiempo intermedio tardío (flujo radial horizontal)

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z} h_z} \right) \left[\log \left(\frac{k_x t}{\varphi \mu C_t L_w^2} \right) - 2.023 \right] + \frac{141.2q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z} L_w} (s_z + s_m)$$

d) Flujo lineal de tiempo tardío (flujo lineal estado Pseudocontinuo)

$$P_{wf} = P_i - \left(\frac{8.128q\beta_o}{h_x h_z} \right) \sqrt{\frac{\mu t}{k_y \varphi C_t}} + \frac{141.2q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z} L_w} (s_x + s_z + s_m)$$

Donde S_x es un Seudo factor de piel en la penetración en la dirección del eje x. éste seudo factor de piel está representada por la expresión siguiente:

$$s_x = \frac{0.6366 h_x^2 L_w}{h_z \sqrt{\frac{k_y}{k_x}}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{E_n^2}{n}$$

4.3.2. Aproximaciones de tiempo para periodos de flujo

a) Flujo radial de tiempo temprano (Flujo radial vertical)

Éste periodo de flujo termina aproximadamente en:

$$t_{erf1} = \frac{190 h_s^{2.095} r_w^{-0.095} \varphi \mu C_t}{k_z}$$

b) Flujo lineal de tiempo intermedio

Éste periodo de flujo termina aproximadamente en:

$$t_{erf1} = \frac{20.8\varphi\mu L_w^2}{k_x}$$

Con ésta ecuación se puede identificar si el pozo es lo suficientemente grande o no con relación al espesor del yacimiento.

Si el tiempo calculado por la ecuación es mayor, la longitud será mayor que el espesor.

Si el tiempo calculado por la ecuación es menor, longitud será menor que el espesor.

c) Flujo radial de tiempo intermedio tardío (flujo radial horizontal)

Éste periodo de flujo empezara aproximadamente en un tiempo:

$$t_{erf2} = \frac{1230\varphi\mu L_w^2}{k_x}$$

Para un yacimiento de ancho infinito el tiempo es calculado por la ecuación siguiente:

$$t_{erf2} = \frac{297(L_{xl} + L_{xd})L_w^{-0.095}\varphi\mu C_t}{k_x}$$

Si el tiempo que se ha calculado es mayor, esto indica que el pozo es extenso con relación a los límites laterales del yacimiento y el segundo periodo de flujo radial no se desarrolla

4.3.3. Solución analítica para buildup

La solución para la restauración de presión (buildup) es reemplazada por la condición de límite interno en la ecuación propuesta:

$$\lim_{y \rightarrow \infty} \log(L_{zb} - L_{za})(L_{xl} - L_{xd}) \frac{\delta P}{\delta y} = 0$$

$$L_{za} \leq z < L_{zb}, L_{xd} \leq x < L_{xl}$$

Las demás condiciones de límites de la ecuación no son alteradas, para la restauración de presión (buildup) en el pozo Goode y Thambynayagam dieron a conocer la ecuación siguiente:

$$p_i - p_{ws} = \frac{282.4q\beta_o\mu r'_w}{h_x h_y h_z} \left\{ \sqrt{\pi}(\sqrt{t_D} - \sqrt{\Delta t_D}) + \frac{h_x^2}{\pi^2 v_x} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} [\operatorname{erf}(v_x \pi n \sqrt{t_D}) - \operatorname{erf}(v_x \pi n \sqrt{\Delta t_D})] E_n^2 + \frac{h_x h_z}{L_w v_z \pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} [\operatorname{erf}(v_z \pi m \sqrt{t_D}) - \operatorname{erf}(v_z \pi m \sqrt{\Delta t_D})] E_m \cos(m\pi z_e) \right\}$$

Dónde:

Δt = Cierre en el tiempo (**$t-t_p$**)

Para buildup son considerados dos escenarios:

El primer caso, es que el yacimiento está actuando como infinito (**$h_x \rightarrow \infty$**)

El segundo caso, es que el yacimiento actúa con un ancho finito, donde el período transiente de la presión, alcanzado todos los límites y el flujo lineal tardío culmina antes del cierre.

La ecuación puede ser establecida para cada uno de los diferentes periodos de flujos siguientes:

4.3.3.1. Flujo radial de tiempo temprano (flujo radial vertical)

Para el primer caso, cuando el yacimiento actúa como infinito ($h_x \rightarrow \infty$):

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z} h_z} \right) \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + \Upsilon_1 \right]$$

Donde:

$$\Upsilon_1 = \frac{L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu C_t L_w^2} \right) - 2.023 \right] - \log t - \log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z}}{\phi \mu C_t L_w^2} \right) + 3.23 + 0.87 s_z$$

Para el segundo caso, cuando el yacimiento actúa como espesor finito:

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_y k_z} L_w} \right) \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + \Upsilon_2 \right]$$

Donde:

$$\Upsilon_2 = \frac{0.05 L_w}{h_z h_x} \sqrt{\frac{k_z t}{\phi \mu C_t}} - \log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z} t}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 + 0.87 (s_x - s_z)$$

Para el tiempo, $t \gg \Delta t$ y $\log(t_p + \Delta t)$ tiene un valor aproximado a una constante. Por lo tanto para las variables Δt , γ_1 e γ_2 son considerados como constantes. En una gráfica de Horner se generara una recta cuya pendiente estará dada por la permeabilidad efectiva isotrópica en el plano $y-z$ y la longitud horizontal del pozo

4.3.3.2. Flujo lineal de tiempo intermedio

Para el primer caso, cuando el yacimiento actúa como infinito ($h_x \rightarrow \infty$):

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{8.128q\beta_o}{k_z L_w} \right) \sqrt{\frac{\mu \Delta t}{\phi k_y C_t}} + \gamma_3$$

Donde:

$$\gamma_3 = \frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_x k_y} h_z} \left[\log\left(\frac{k_x t}{\phi \mu C_t L_w^2}\right) - 2.023 \right]$$

Para el segundo caso, cuando el yacimiento actúa como espesor finito:

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{8.128q\beta_o}{h_z L_w} \right) \sqrt{\frac{\mu}{k_y \phi C_t}} \left(\sqrt{\Delta t} - \frac{L_w \sqrt{t}}{h_x} \right) + \frac{141.2q\beta_o\mu}{\sqrt{k_x k_y} L_w} (s_x)$$

Al generar una gráfica del Δp versus $\sqrt{\Delta t}$ será de forma lineal.

4.3.3.3. Flujo radial de tiempo intermedio tardío (flujo radial horizontal)

Para el primer caso, cuando el yacimiento actúa como infinito ($h_x \rightarrow \infty$):

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_x k_y} h_z} \right) \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$$

Para el segundo caso, cuando el yacimiento actúa como espesor finito:

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{162,6q\beta_o\mu}{\sqrt{k_x k_y} h_z} \right) \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] + Y_4$$

Donde:

$$Y_4 = \frac{0.05L_w}{h_x} \sqrt{\frac{k_z t}{\varphi\mu C_t}} - \log \left(\frac{k_x t}{\varphi\mu C_t L_w^2} \right) + 2.023 + 0.87s_x$$

Hay que considerar que la parte inicial de la gráfica de Horner será lineal para $t_p \gg \Delta t$, sin embargo, cuando dicha condición ya no se cumple, la data se desviara de la recta de Horner.

4.3.3.4. Flujo lineal de tiempo tardío (flujo lineal estado pseudo-continuo)

El flujo lineal no existirá para un caso de yacimiento infinito

Para un espesor finito está representado por la ecuación:

$$P_{ws} = P_i - \left(\frac{8.128q\beta_o}{h_x h_z} \right) \sqrt{\frac{\mu}{k_y \varphi C_t}} (\sqrt{t} - \sqrt{\Delta t})$$

4.3.4. Factor de piel

4.3.4.1. Factores de piel

Si se considera cada régimen de flujo de manera separadas se podrá identificar diferentes tipos de factores mecánicos de daño

4.3.4.2. Factores de piel drawdown

Factores de piel (Drawdown)		
Tipo de flujo	Ecuación	Consideración
Flujo radial de tiempo temprano (flujo radial vertical)	$s_m = 1.1513 \left[\frac{p_i - p_{wf(1h)}}{m_{1r}} - \log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$	El valor de m_{1r} es el valor absoluto de la recta pendiente de la línea semilog y $p_{wf(1h)}$ se la puede leer en la recta semilog
Flujo lineal de tiempo intermedio	$s_m = \frac{0.058}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{\phi \mu C_t}} \left(\frac{p_i - p_{wf(0h)}}{m_{1l}} \right) - s_z$	m_{1t} es el valor de la pendiente positiva de la gráfica de la raíz cuadrada de tiempo y $p_{wf(0h)}$ es la presión en $t=0$ obtenida extrapolando la recta hacia atrás a éste tiempo
Flujo radial de tiempo intermedio tardío (flujo radial horizontal)	$s_m = \frac{1.1513 L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[\left(\frac{p_i - p_{wf(1h)}}{m_{2r}} \right) - \log \left(\frac{k_x}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) + 2.023 - s_z \right]$	m_{2r} es el valor absoluto de la recta pendiente de la recta semilog y $p_{wf(1h)}$ se la puede leer en la recta semilog
Flujo lineal de tiempo tardío (flujo lineal estado Pseudocontinuo)	$s_m = \frac{0.058}{h_x h_z} \sqrt{\frac{k_z}{\phi \mu C_t}} \left(\frac{p_i - p_{wf(0h)}}{m_{2l}} \right) - (s_x + s_z)$	m_{2t} es el valor de la pendiente positiva de la gráfica de la raíz cuadrada de tiempo y $p_{wf(0h)}$ es la presión en $t=0$ obtenida extrapolando la recta hacia atrás a éste tiempo

Tabla # 2. Factores de piel drawdown

Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

4.3.4.3. Factores de piel buildup

Factores de piel (Buildup)		
Tipo de flujo	Ecuación	Consideración
Flujo radial de tiempo temprano (flujo radial vertical)	$s_m = 1.1513 \left[\frac{p_{ws(1h)} - p_{wf(tp)}}{m_{1r}} - \log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$	m_{1r} es el valor absoluto de la pendiente de la recta de Horner y $p_{ws(1h)}$ se puede leer en la recta de Horner
Flujo lineal de tiempo intermedio	$s_m = \frac{0.058}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{\phi \mu c_t}} \left(\frac{p_{ws(0h)} - p_{wf(tp)}}{m_{1l}} \right) - s_z$	m_{1t} es el valor de la pendiente positiva de la gráfica de raíz cuadrada de tiempo y $p_{ws(0h)}$ es la presión en $\Delta t=0$ que se obtiene extrapolando la recta hacia atrás a éste tiempo
Flujo radial de tiempo intermedio tardío (flujo radial horizontal)	$s_m = \frac{1.1513 L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \left[\left(\frac{p_{ws(1h)} - p_{wf(tp)}}{m_{2r}} \right) - \log \left(\frac{k_x}{\phi \mu c_t l_w^2} \right) + 2.023 - s_z \right]$	m_{2r} es el valor absoluto de la pendiente de la recta de horner y $p_{ws(1h)}$ se puede leer en la recta de Horner
Flujo lineal de tiempo tardío (flujo lineal estado Pseudocontinuo)	$s_m = \frac{0.058 L_w}{h_x h_z} \sqrt{\frac{k_z}{\phi \mu c_t}} \left(\frac{p_{ws(0h)} - p_{wf(tp)}}{m_{2l}} \right) - (s_x + s_z)$	m_{2t} es el valor de la pendiente positiva de la gráfica de raíz cuadrada de tiempo y $p_{ws(0h)}$ es la presión en $\Delta t=0$ que se obtiene extrapolando la recta hacia atrás a éste tiempo

Tabla # 3. Factores de piel Buildup

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

CAPITULO V

5. DESARROLLO DE PROBLEMAS DE CAMPO

5.1. Introducción

Para la ejecución de éste trabajo se analizaran pruebas de presión en 4 pozos (2 verticales y 2 horizontales), los pozos evaluados son UPSE 01V y UPSE 02V verticales y UPSE 01H y UPSE 02H horizontales del Oriente Ecuatoriano, las pruebas que se realizaron son de restauración de presión (buildup) y de caída de presión (drawdown); para la cuantificación de los registros existentes en los yacimientos pi, luego de cuantificar el daño de formación o estimulación S.

Los valores de permeabilidades horizontales kh y verticales kv, para evaluar las formaciones y cuantificar la capacidad de cada uno de los pozos analizados.

El análisis se realizó con el Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).

5.2. Análisis de la prueba de réstauración de presión del pozo vertical UPSE 1V

5.2.1. Características de la prueba de presión del pozo UPSE 01V

El análisis de restauración de presión (BUILD UP) corresponde a la arena T del pozo UPSE 01V que tiene un frente productor abierto de 10160-10176 (Un espesor de 16 ft).

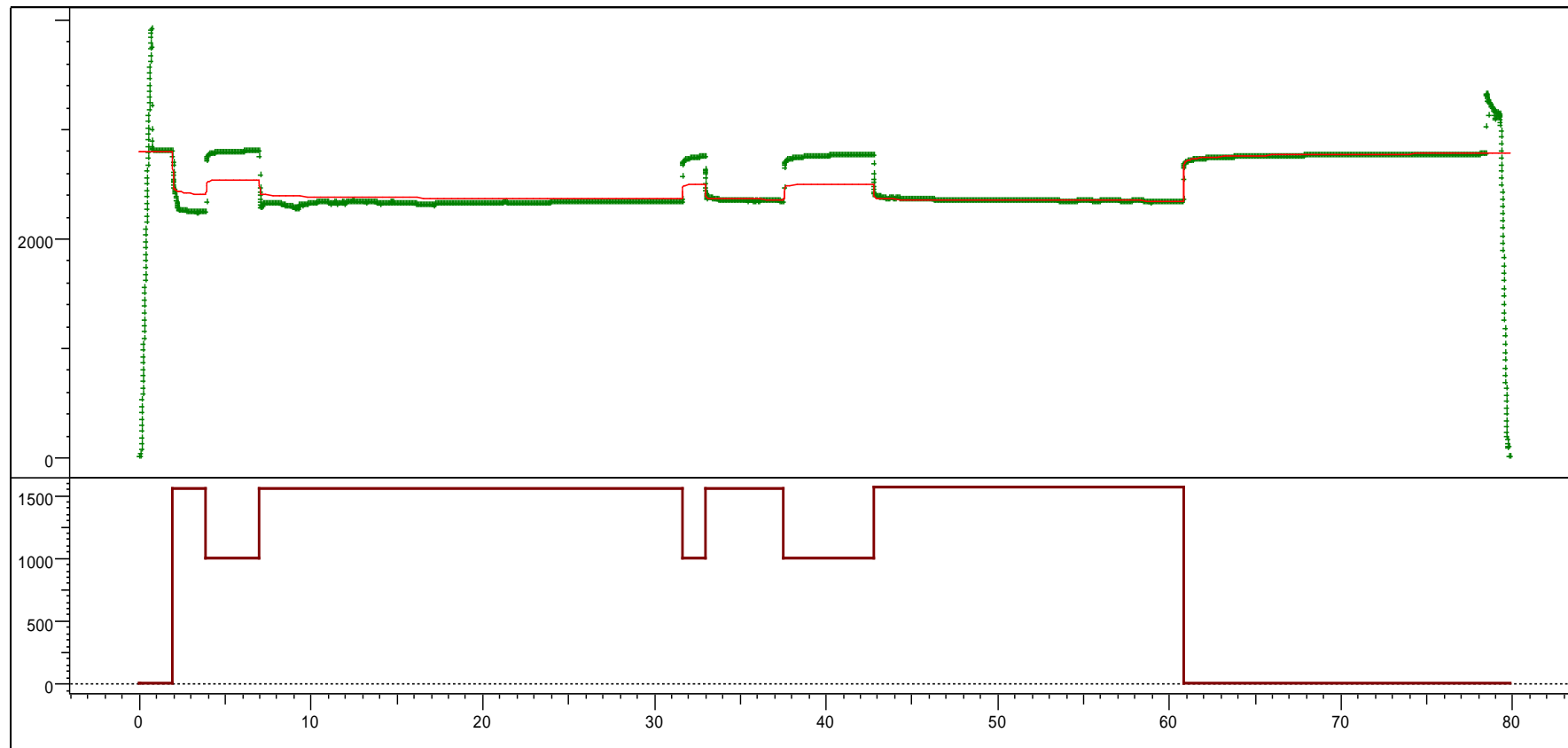
Este pozo tubo una producción de 1546 Bbl/Día con un corte de agua (BSW) del 12% con un petróleo de 27.4 grados API. A continuación se presentan diferentes etapas que fueron desarrolladas durante el análisis de producción y posterior a esto la restauración de presión.

TIEMPOS (Hrs)		ETAPAS
t1	5.15	Abren el pozo
t2	64,904	Cierran el pozo
t3	92,4311	Fin de la prueba

Tabla # 4. Tabla de eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo vertical UPSE 01V

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Esta grafica de prueba de restauración de presión indica que la prueba de producción la efectuaron en 64.389 horas y un periodo de cierre de 27.5271 horas, tal como se aprecia en la figura 5.2.1.



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Figura 5.2.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo vertical UPSE 01V
Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Los datos del registro de presión se obtuvieron con el sensor Zi- 5630-01 que fue asentado en el No-Go a 8656 ft. Éste registro del yacimiento “A” será reportado a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 9407 ft TVD.

En el proceso de análisis se usaron los datos básicos del yacimiento que fueron suministrados por el departamento de Ingeniería de Petróleos de la empresa operadora del campo y se han realizado evaluaciones de los datos de análisis PVT: P_b , R_s , B_o a partir de la correlación de LASATER y μ_o , a partir de la correlación de Beggs et al, aplicando el software de Interpretación Ecrin v4.02.04.(saphir).

5.2.2. Datos básicos para la evaluación

A continuación se tienen diferentes tablas con toda la información básica para la evaluación del pozo UPSE 01V.

Datos de la prueba de producción

Q_o	=	1360	BPPD
Q_w	=	186	BAPD
Q_t	=	1546	BFPD
BSW	=	12	%
API	=	27.4	

Tabla # 5. Datos de la prueba de producción del pozo vertical UPSE 01V
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del estrato

Hn	=	40	Ft
Φ	=	16	%
Rw	=	0.59	Ft
Ty	=	215	° F

Tabla # 6. Datos de parámetros de estrato del pozo vertical UPSE 01V
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del fluido

Bo	=	1.1456	By/Bn
Bw	=	1.0397	By/Bn
Rs	=	218	Scf/Bbl
Uo	=	1.8	Cps
Ct	=	1.2318 e-5	Psi -1
GOR	=	233	Scf/Bbl
γ_{gas}	=	1.1821	

Tabla # 7. Datos de parámetros de fluido del pozo vertical UPSE 01V
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.2.3. Interpretación

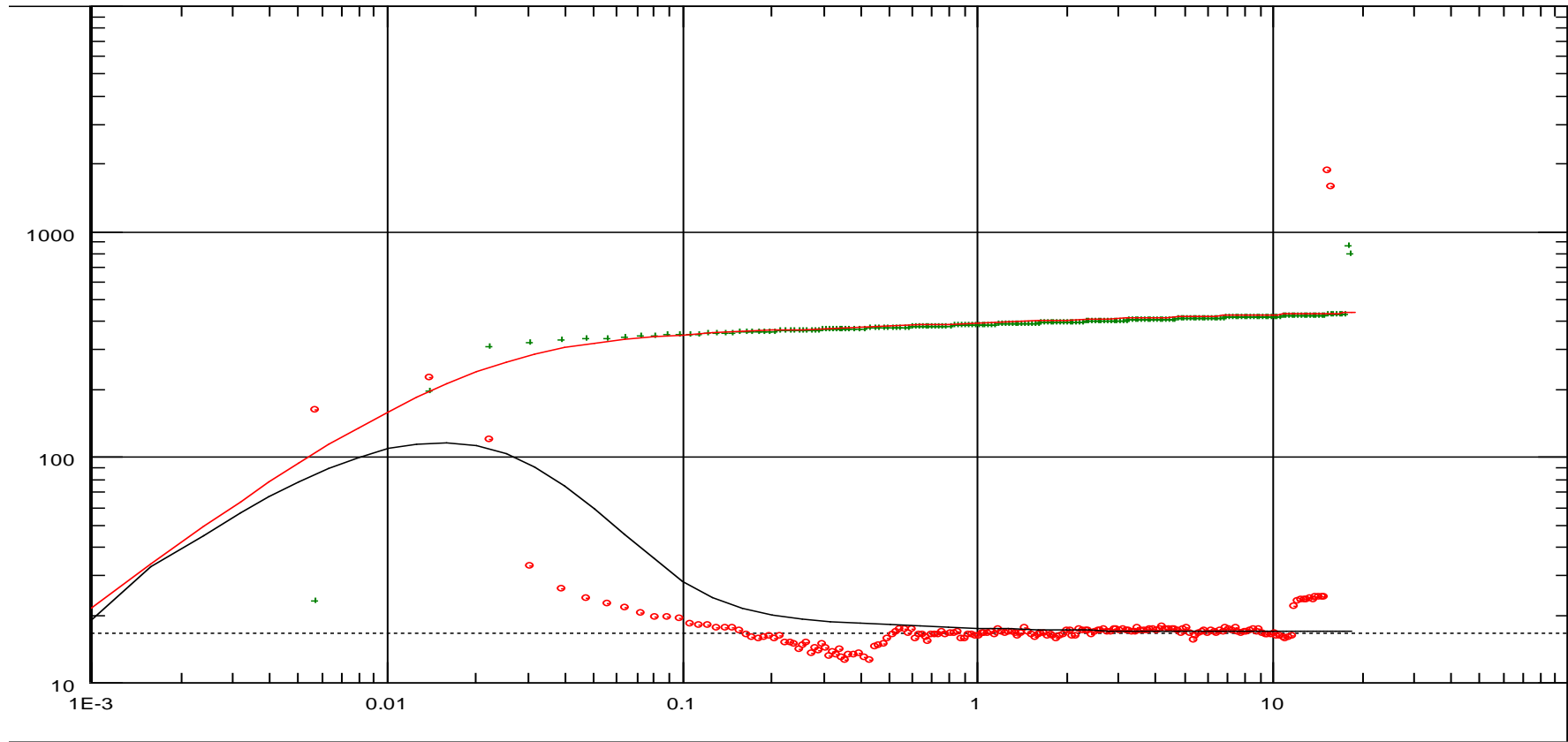
La gráfica 5.2.3A corresponde a la derivada de presión en la que se puede ver que existen tres etapas, la primera que corresponde al efecto

de almacenamiento, la segunda al flujo en el yacimiento, y la tercera muestra la presencia del efecto límite:

La primera zona se considera como una constante debido al efecto de almacenamiento

La segunda se ajusta a un flujo de tipo radial en el pozo lo que muestra una estabilización (**m=0**).

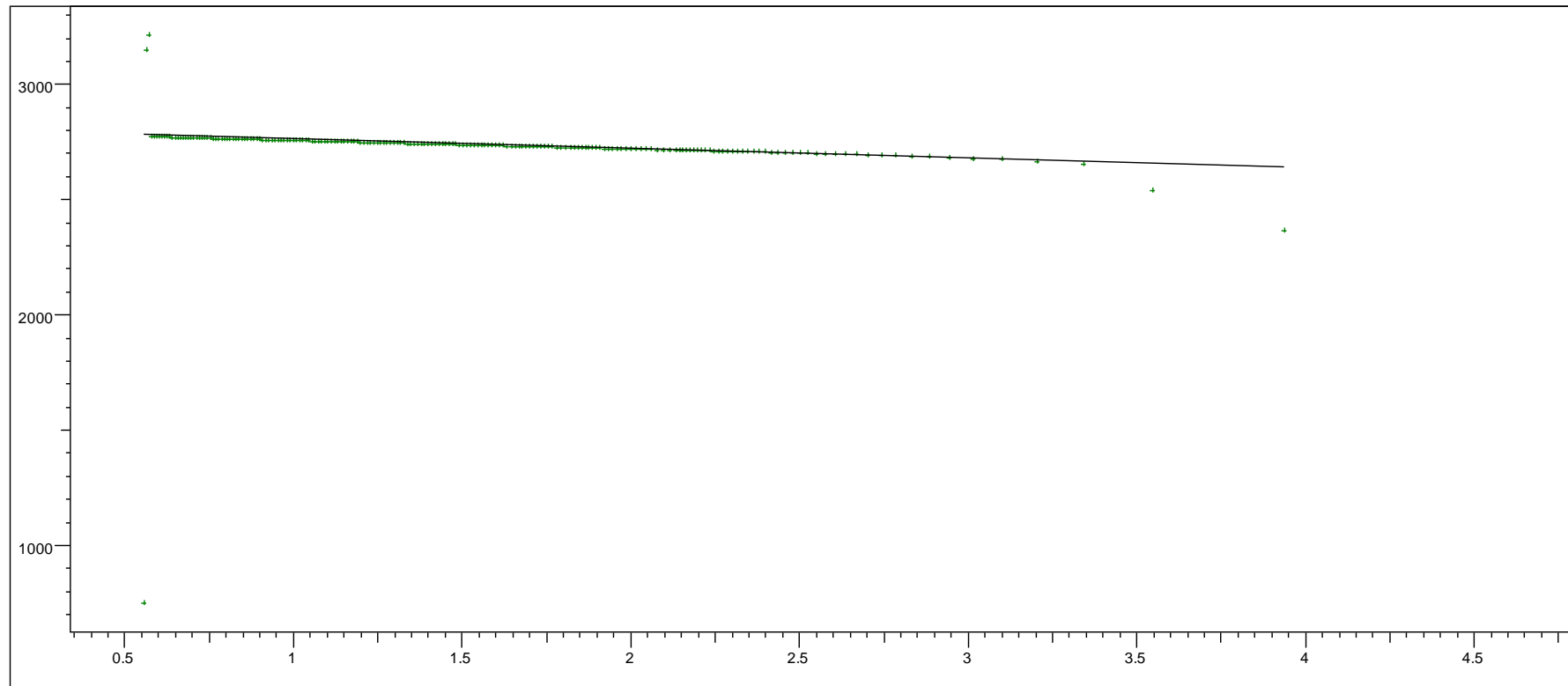
La tercera zona de la gráfica presenta el efecto límite, que para ésta situación singular tiende a formar una barrera cercana debido a la presencia de un canal.



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Figura: Figura 5.2.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo UPSE 01V
 Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
 Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

En la siguiente grafica 5.3.2B se presenta la curva semilogarítmica, en la que se puede identificar una pendiente correspondiente al flujo radial, además se puede ver en la gráfica que tiende a decaer su pendiente y esto ocurre debido al efecto de límite.



Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt) - \log(dt)$

Figura 5.2.3B Presión vs tiempo de Horner del pozo UPSE 01V
 Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
 Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

i

5.2.4. Resultados de la Interpretación

Los resultados obtenidos con el uso del software al ajuste de las curvas, tanto de la semilogarítmica y de la derivada de la presión, considerando los parámetros del yacimiento se registraron en las siguientes tablas:

Método de horner

Pendiente (m)	-40.35psi
Permeabilidad (k)	309 md
k.h	309 md. Ft
S	5.26
P*(@ 1hr)	2735.63 psia
Intercepto	2804.25 psia

Tabla # 8. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo vertical UPSE 01V
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Método de la derivada

T match	673(hr)-1
P match	0.0299(psia)-1
K	297md
S	5.82
Kh	11900 md-ft
Pi	2798psi

Tabla # 9. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo vertical UPSE 01V
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Modelos de flujo:

Almacenamiento	Efecto de llenado constante
Flujo del yacimiento	Flujo radial homogéneo
Limites	Por medio de un canal

Tabla # 10. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo vertical UPSE 01V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.3. Análisis de la prueba de restauración de presión del pozo horizontal UPSE-01H

5.3.1. Características de la prueba de presión del pozo UPSE-01H.

El análisis correspondiente a la zona de pago “A” del pozo UPSE-01H, con sección horizontal $L_w=427$ ft con sus intervalos disparados a 10346-10773 (427 pies) MD a 9382-9431 (49 pies) TVD.

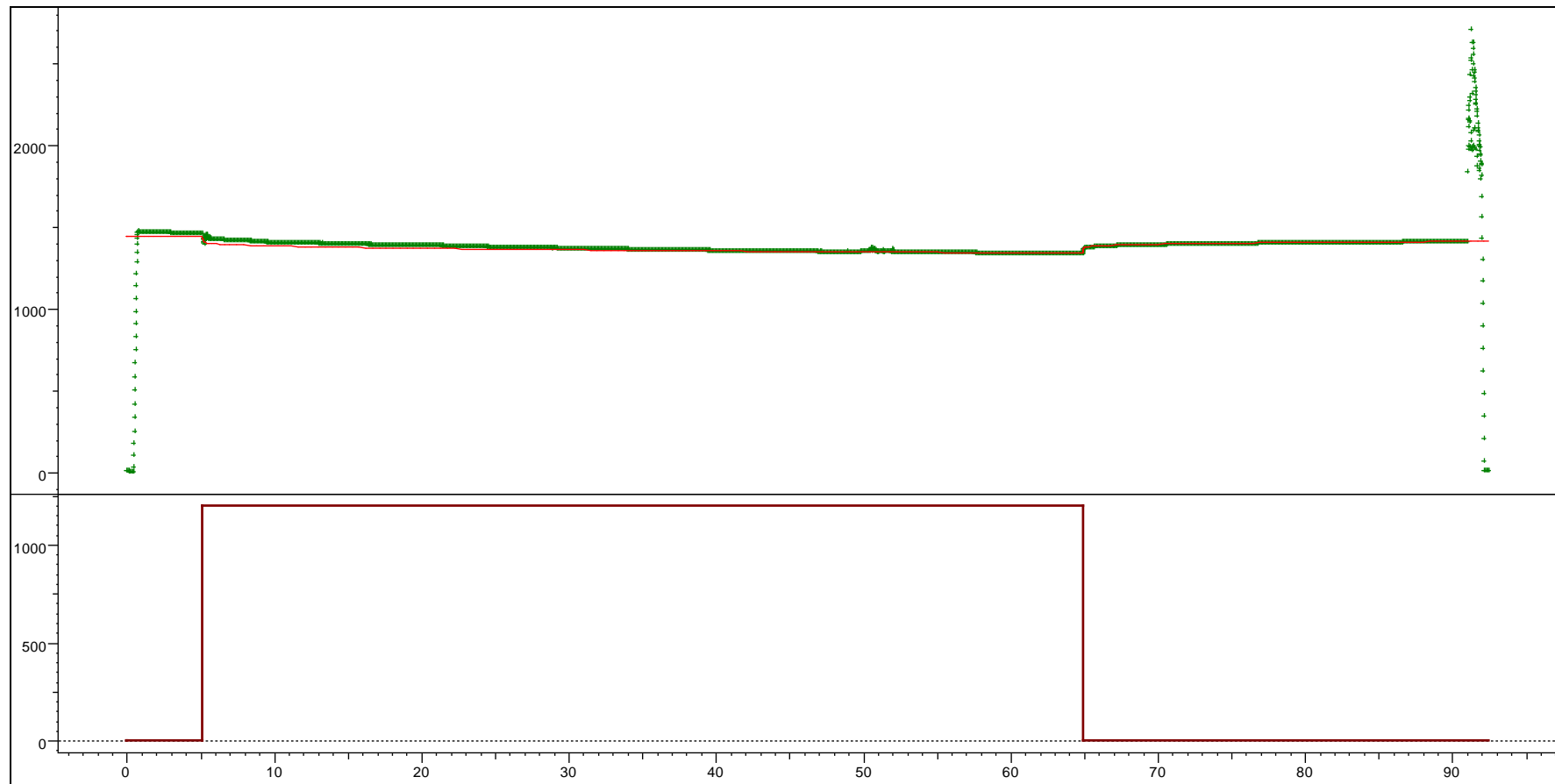
La producción de éste pozo fue de 1200 bbl/día con una producción de agua BSW de 15 % y un petróleo de 26 grados API. Se presentan en algunos eventos que tuvieron lugar durante la pruebas de producción y posterior prueba de restauración de presión.

TIEMPOS (Hrs)		Fases
t1	1.735	Se abre el pozo
t2	60,832	Se cierra el pozo
t3	79,9069	Fin de prueba

Tabla # 11. Eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo horizontal UPSE 01H

Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

La grafica de la prueba de restauración indica que la prueba de producción tuvo una duración de 59.097 horas y un periodo de cierre de 19,0749 horas, tal como se muestra en la figura 5.3.1.



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Figura 5.3.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo horizontal UPSE 01H
 Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
 Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Para el registro de presión se utilizó el sensor Zi-1012 que fue ubicado en el No-Go asentado a 10032 ft. Estos valores de presión del yacimiento “B” fueron reportados a la mitad de las perforaciones (mp) estimadas a 10242 ft.

En el proceso de análisis se usaron los datos básicos del yacimiento que fueron suministrados por la empresa operadora del campo y se han realizado evaluaciones de los datos de análisis PVT: P_b , R_s , B_o a partir de la correlación de LASATER y μ_o a partir de Beggs et al, aplicando el software de Interpretación Ecrin v4.02.04.(saphir).

5.3.2. Datos Básicos para la Evaluación

Se presentan diferentes tablas con toda la información.

Datos de la prueba de producción:

Qo	1020 BPPD
Qw	180 BAPP
Qt	1200 BFPD
BSW	15 %
API	26

Tabla # 12. Datos de la prueba de producción del pozo horizontal UPSE 01H

Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del estrato:

Hn	60 ft
\emptyset	14 %
Rw	0.29 ft
Ty	234 °F

Tabla # 13. Datos de parámetros de estrato del pozo horizontal UPSE 01H

Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del fluido:

Bo	1.15 rb/stb
Bw	1.10 rb/stb
Rs	206 scf/bbl
μ_o	2.0078 cps
Ct	1.35 e-5 psi-1
BT	1.13 rb/stb
Ty	200 °F

Tabla # 14. Datos de parámetros de fluido del pozo horizontal UPSE 01H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

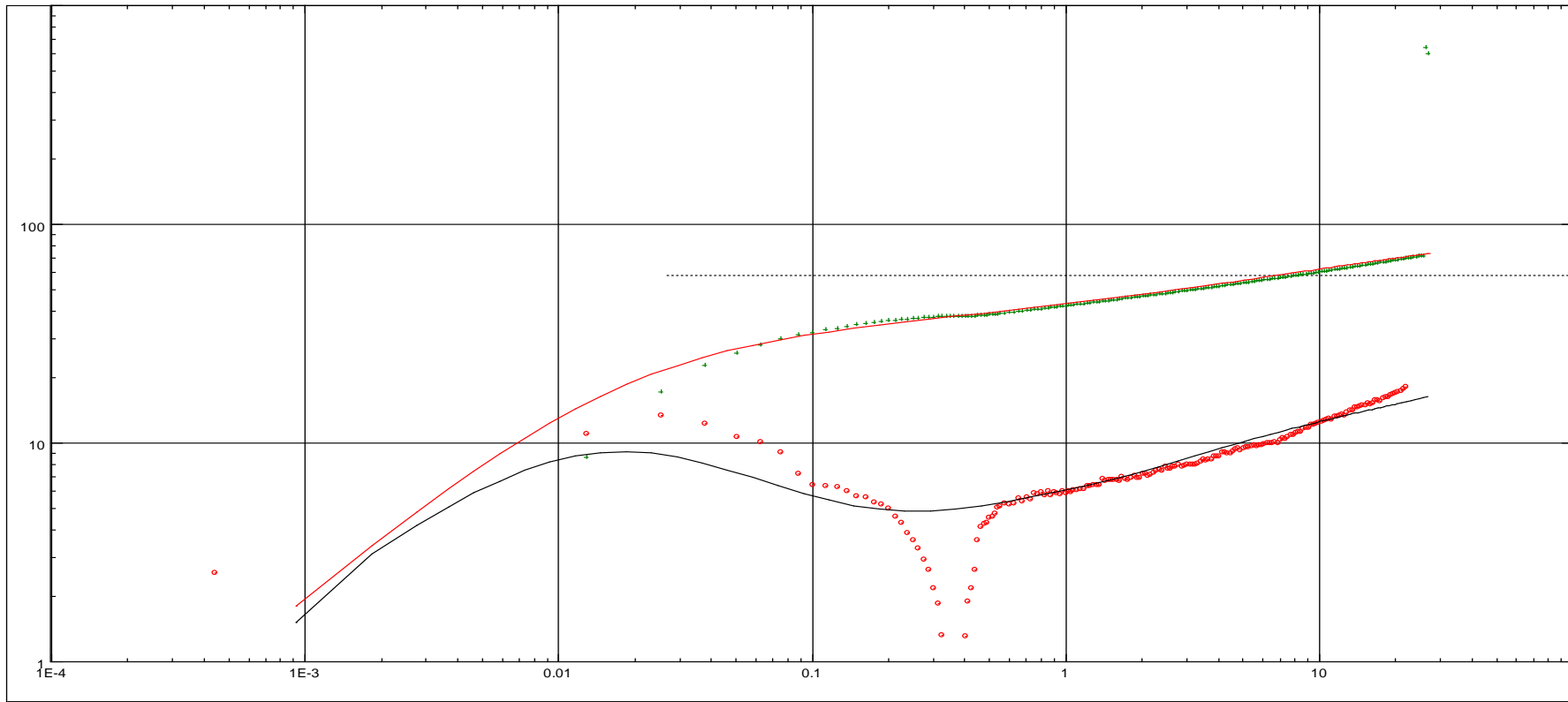
5.3.3. Interpretación.

La gráfica 5.3.3A siguiente que corresponde a la derivada, allí se puede ver que tiene tres etapas, la primera corresponde al efecto de almacenamiento, la segunda indica el flujo en el yacimiento, y la última señala la presencia del efecto límite por la presencia de un canal:

La primera zona se considera constante debido al almacenamiento

La segunda zona corresponde a un flujo pseudoestable en el pozo.

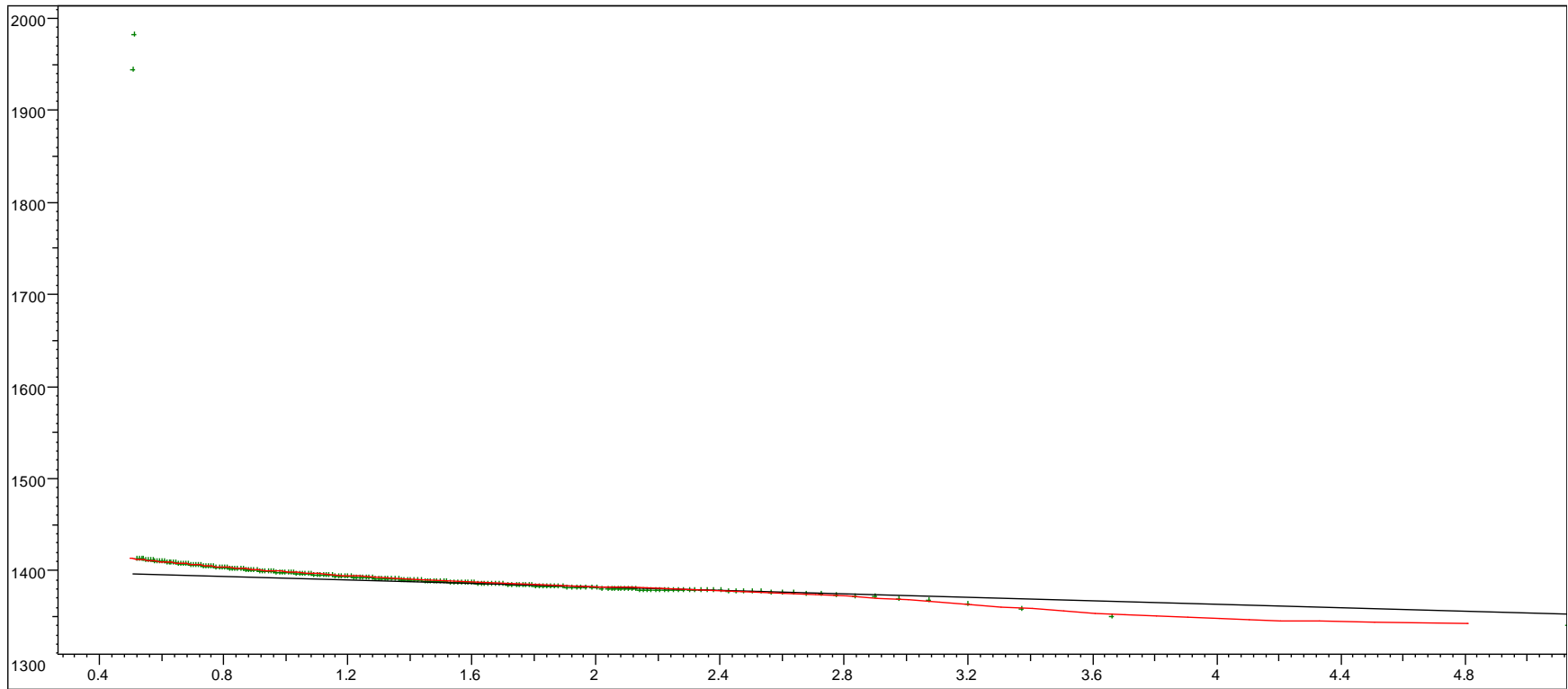
La tercera zona de la gráfica presenta el efecto límite a un tiempo final debido a la presencia de un canal



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Figura 5.3.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo horizontal UPSE 01H
 Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
 Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Se muestra la curva semilogarítmica, en la cual se identifica una pendiente correspondiente al flujo pseudoestable y cómo se puede apreciar en la gráfica 5.3.3B la curva tiende a declinar su pendiente, debido al efecto límite por la presencia de un canal.



Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt) - \log(dt)$

Figura 5.3.3.B: Presión vs tiempo de Horner del pozo horizontal UPSE 01H

Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.3.4. Resultados de la Interpretación

Los resultados mediante el uso del software al ajuste de las curvas, tanto de la semilogarítmica y de la derivada, se obtuvieron las tablas siguientes en consideración a los parámetros del yacimiento:

Método de horner

Permeabilidad (k)	781 md
K.H	46800 md,ft
S	-1.81
P*(@1hr)	1384.34psi
Pendiente	-9.444476 psi

Tabla # 15. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo horizontal UPSE 01H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Método de la derivada

Cs	0.0261 bbl/psi
K	55 md
S	0.01
Pi	1445.14 psi

Tabla # 16. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo horizontal UPSE 01H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Modelos de flujo:

Almacenamiento	Efecto de llenado constante
Flujo del yacimiento	Flujo Speudoestables con doble porosidad
Limites	Presencia de canal

Tabla # 17. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo Horizontal UPSE 01H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.4. Análisis de la prueba de réstauración de presión del pozo vertical UPSE 02V

5.4.1. Características de la prueba de presión del pozo UPSE 02V

El análisis de restauración de presión (BUILD UP) corresponde a la arena T del pozo UPSE 02V que tiene un frente productor abierto de 10160-10176 (un espesor de 16 ft).

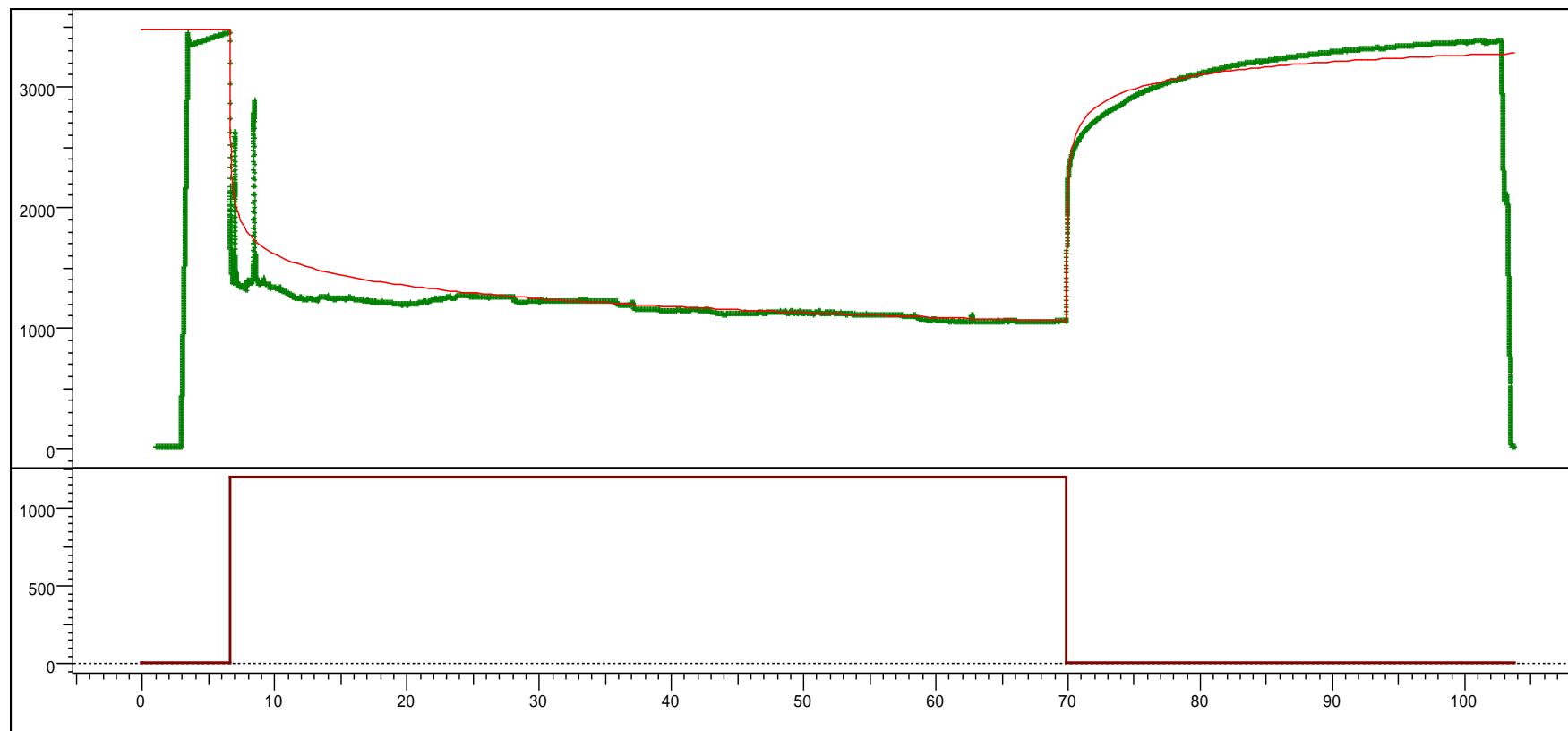
Éste pozo tubo una producción de 1560 Bbl/Día con un corte de agua (BSW) del 12.48% con un petróleo de 27.4 grados API. A continuación se presentan diferentes etapas que fueron desarrolladas durante el análisis de producción y posterior a esto la restauración.

TIEMPOS (Hrs)		Fases
t1	6,6244	Abren el pozo
t2	69,9217	Cierran el pozo
t3	103,765	Fin de la prueba

Tabla # 18. Tabla de eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo vertical UPSE 02V

Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

La grafica de prueba de restauración de presión indica que la prueba de producción duro un tiempo de 63,2973 horas y el periodo de cierre 33,8433, horas tal como se aprecia en la figura 5.4.1.



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Figura 5.4.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo vertical UPSE 02V
Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Para el registro de presión se empleó el sensor Zi- 5651-01, que fue asentado en el No-Go a 8696 ft. Éste registro de presión del yacimiento “A” fue reportado a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 9567 ft TVD.

En el proceso de análisis se usaron los datos básicos del yacimiento que fueron suministrados por la empresa operadora y se han realizado determinaciones de los datos de análisis PVT: P_b , R_s , B_o a partir de la correlación de LASATER y μ_o a partir de Beggs et al, aplicando el software de Interpretación Ecrin v4.02.04.(saphir).

5.4.2. Datos básicos para la evaluación

A continuación se tienen diferentes tablas con toda la información básica para la evaluación del pozo vertical UPSE 02V.

Datos de la prueba de producción

Q_o	=	1435	BPPD
Q_w	=	125	BAPD
Q_t	=	1560	BFPD
BSW	=	12.48	%
API	=	27.4	

Tabla # 19. Datos de la prueba de producción del pozo vertical UPSE 02V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del estrato

Hn	=	46	Ft
Φ	=	17.8	%
Rw	=	0.51	Ft
Ty	=	225	° F

Tabla # 20. Datos de parámetros de estrato del pozo vertical UPSE 02V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del fluido

Bo	=	1.1342	By/Bn
Bw	=	1.0271	By/Bn
Rs	=	216	Scf/Bbl
Uo	=	1.6	Cps
Ct	=	1.8767 e-5	Psi -1
GOR	=	230	Scf/Bbl
γ_{gas}	=	1.1821	

Tabla # 21. Datos de parámetros de fluido del pozo vertical UPSE 02V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

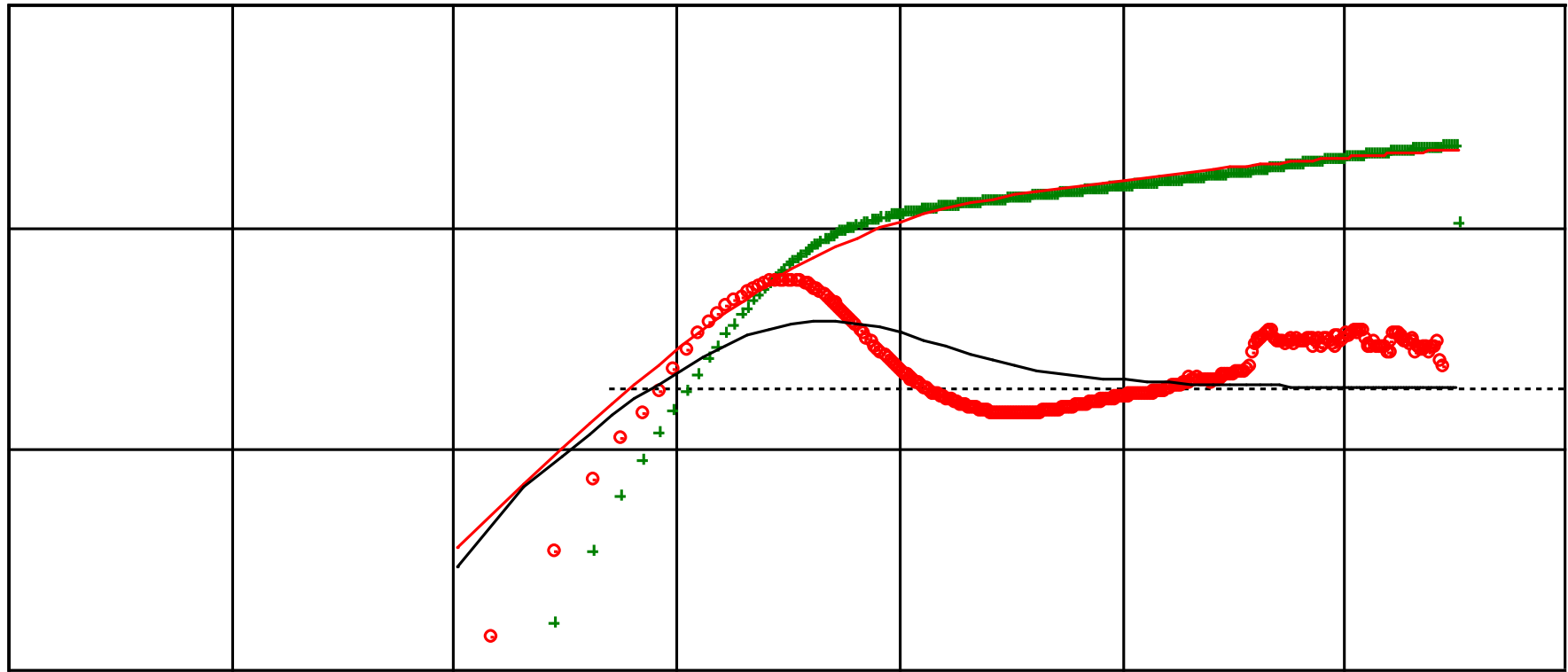
5.4.3. Interpretación

La gráfica 5.4.3A corresponde a la derivada de presión en la que se puede ver que existen tres etapas, la primera que corresponde al efecto de almacenamiento, la segunda muestra el flujo en el yacimiento, y la tercera muestra la presencia del efecto límite:

La primera se considera como una constante debido al efecto de almacenamiento

La segunda se ajusta a un flujo de tipo radial en el pozo, lo que muestra una estabilización (**$m=0$**).

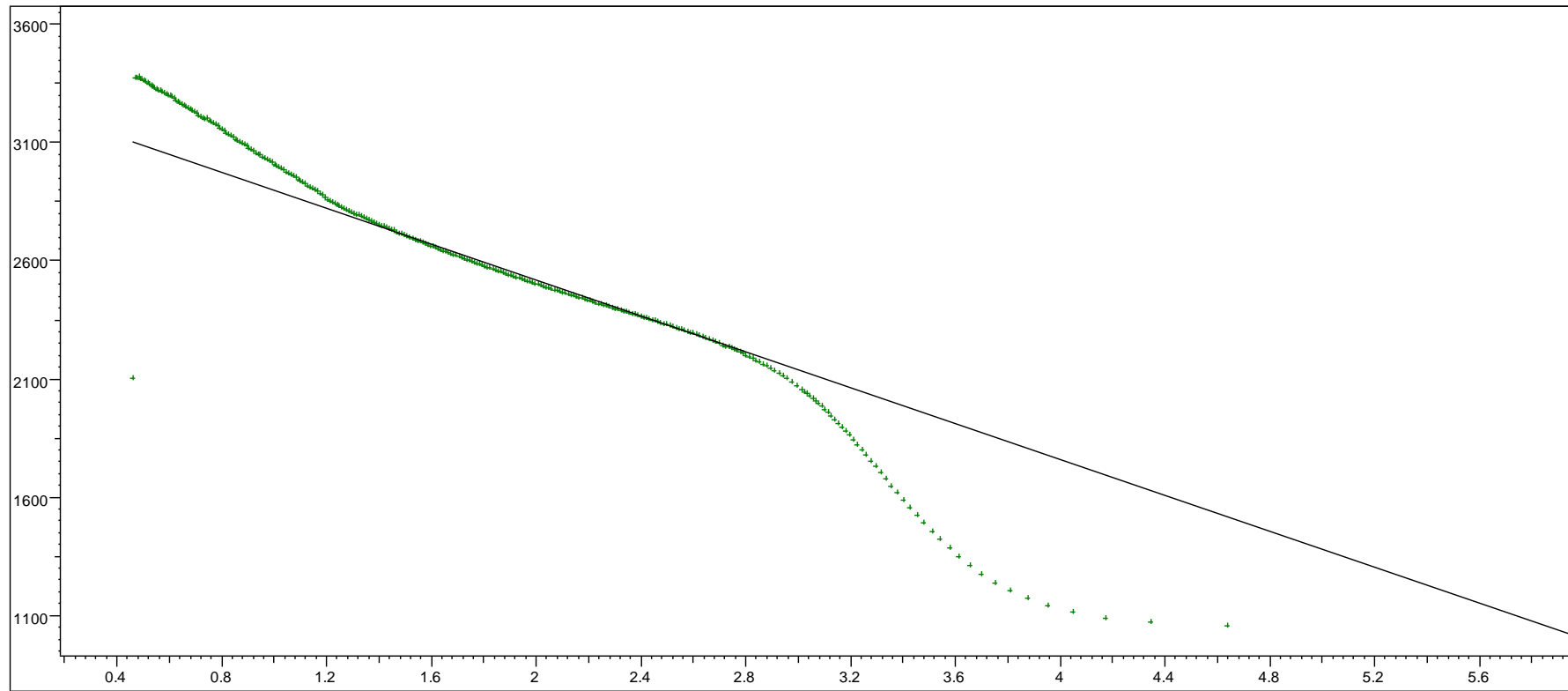
La tercera zona de la gráfica presenta el efecto límite, que para ésta situación singular tiende a formar una barrera cercana debido a la presencia de un canal.



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Figura 5.4.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo vertical UPSE 02V
 Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
 Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

En la siguiente grafica 5.4.3B se presenta la curva semilogarítmica, en la que podemos identificar una pendiente correspondiente al flujo radial además se puede ver en la gráfica que la curva tiende a decaer su pendiente y esto ocurre debido al efecto de límite.



Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt) - \log(dt)$

Figura 5.4.3B Presión vs tiempo de Horner del pozo vertical UPSE 02V

Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.4.4. Resultados de la Interpretación

Los resultados obtenidos con el uso del software al ajuste de las curvas, tanto de la semilogarítmica y de la derivada de la presión, considerando los parámetros del yacimiento se registraron las tablas siguientes:

Método de horner

Pendiente (m)	-379.389 psi
Permeabilidad (k)	25.7 md
k.h	1180 ft
S	0.0218 md
P*(@ 1hr)	2442.02 psia

Tabla # 22. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo vertical UPSE 02V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Método de la derivada

T match	127(hr)-1
P match	0.00158(psia)-1
K	13.4 md
S	-1.93
Kh	616 md-ft
Pi	3876.26 psi

Tabla # 23. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo vertical UPSE 02V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Modelos de flujo:

Almacenamiento	Efecto de llenado constante
Flujo del yacimiento	Flujo radial homogéneo
Limites	Fallas paralelas o canal

Tabla # 24. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo vertical UPSE 02V
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.5. Análisis de la prueba de restauración de presión del pozo horizontal UPSE-02H

5.5.1. Características de la prueba de presión del pozo UPSE-02H.

El análisis correspondiente a la zona de pago “A” del pozo UPSE-02H, con sección horizontal $L_w=427$ ft con sus intervalos disparados a 10346-10773 (427 pies) MD a 9382-9431 (49 pies) TVD.

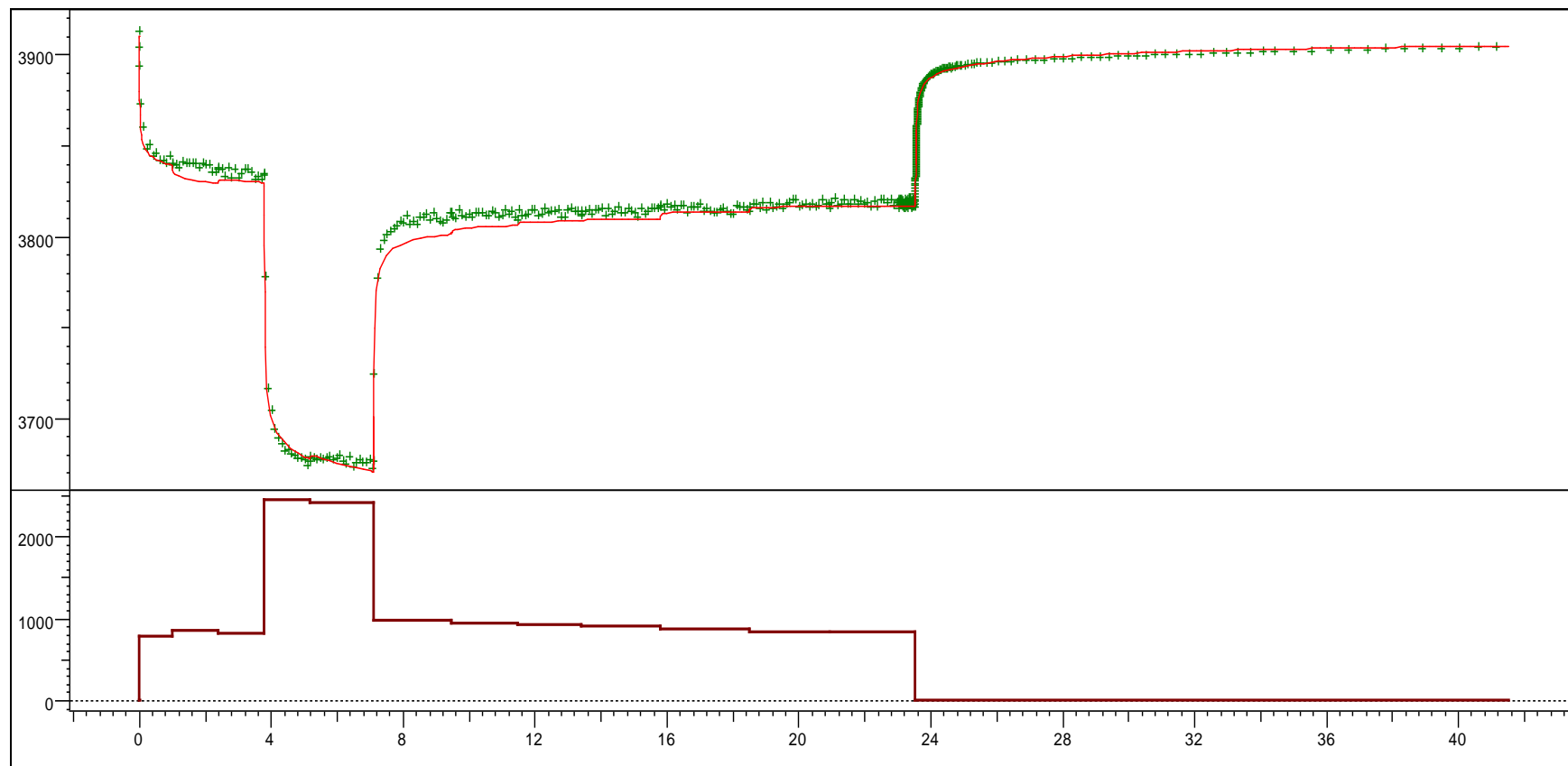
La producción de éste pozo fue de 1200 bbl/día con una producción de agua BSW de 15 % y un petróleo de 26 grados API. Se tienen algunos eventos que tuvieron lugar durante la pruebas de producción y posterior prueba de restauración.

TIEMPOS (Hrs)		Fases
t1	0	Abren el pozo
t2	23,832	Cierran el pozo
t3	41,9069	Fin de la prueba

Tabla # 25. Eventos durante la prueba de producción y restauración de presión (BUILDUP) del pozo horizontal UPSE 02H

Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

La grafica 5.5.1 de la prueba de restauración indica que la prueba de producción duro 23.832 horas y un periodo de cierre de 18,0749 horas, tal como se muestran en la figura siguiente.



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Figura 5.5.1: Datos de presiones vs tiempo del pozo horizontal UPSE 02H
 Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).
 Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Para el registro de presión se utilizó el sensor Zi-1012 que fue ubicado en el No-Go asentado a 10032 ft. Estos valores de presión del yacimiento “B” serán reportados a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 10242 ft.

En el proceso de análisis se usaron los datos básicos del yacimiento que fueron suministrados por la empresa operadora y se han realizado evaluaciones de los datos de análisis PVT: P_b , R_s , B_o a partir de la correlación de LASATER y μ_o a partir de Beggs et al, aplicando el software de Interpretación Ecrin v4.02.04.(saphir).

5.5.2. Datos Básicos para la Evaluación

Se presentan diferentes tablas con toda la información para la evaluación.

Datos de la prueba de producción:

Qo	929.16 BPPD
Qw	203.76 BAPP
Qt	1132 BFPD
BSW	18 %
API	28

Tabla # 26. Datos de la prueba de producción del pozo horizontal UPSE 02H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del estrato:

Hn	80t
\emptyset	20
Rw	0.25ft
Ty	234 °F

Tabla # 27. Datos de parámetros de estrato del pozo horizontal UPSE 02H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Parámetros del fluido:

Bo	1.35b/stb
Bw	1.10 rb/stb
μ_o	1cps
Ct	1.5e-5 psi-1
BT	1.25b/stb

Tabla # 28. Datos de parámetros de fluido del pozo horizontal UPSE 02H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

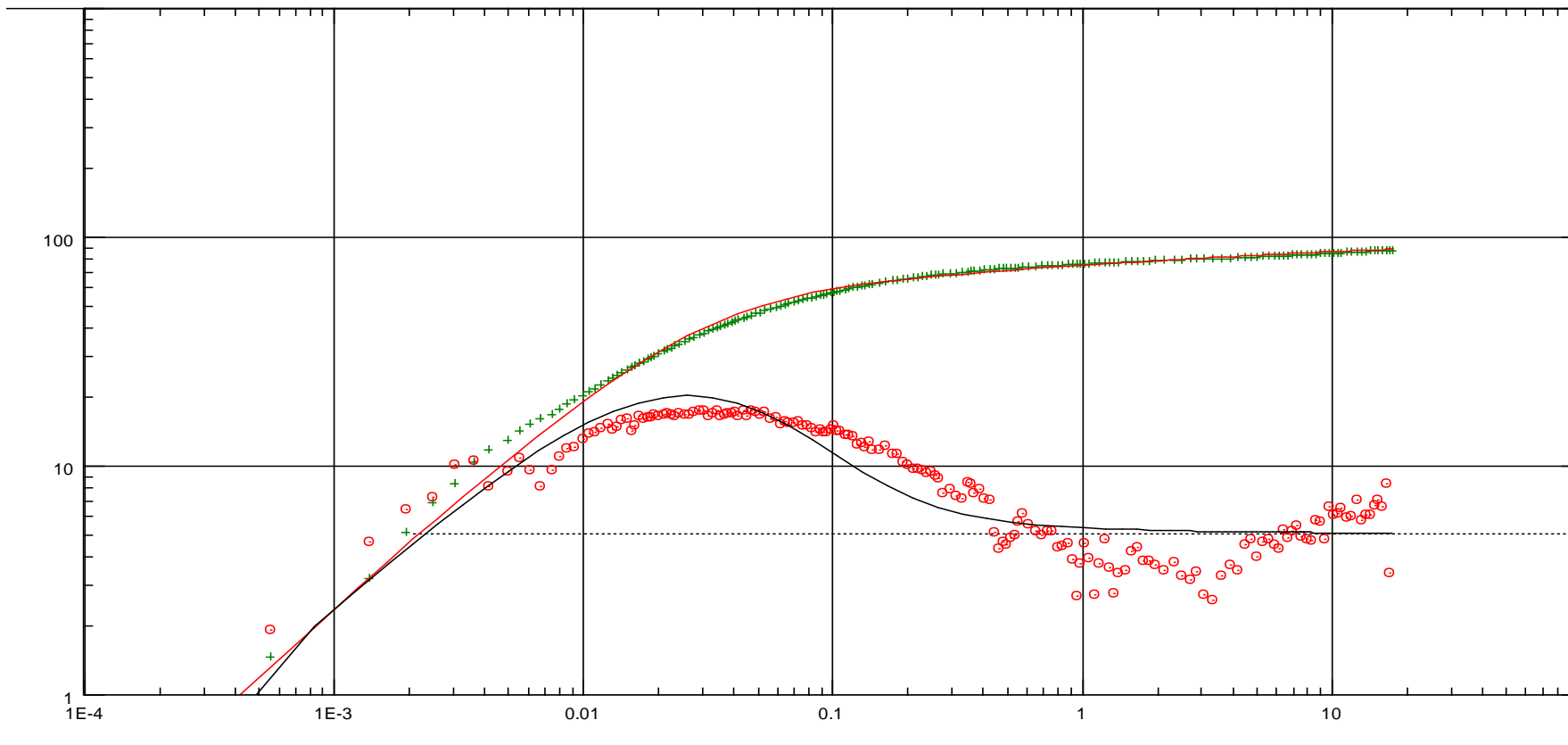
5.5.3. Interpretación.

La gráfica 5.5.3A corresponde a la derivada, se puede ver que tiene tres etapas, la primera corresponde al efecto de almacenamiento, la segunda etapa indica el flujo en el yacimiento, y la última etapa señala la presencia del efecto límite:

La primera zona se considera constante debido al almacenamiento

La segunda zona corresponde a un flujo de tipo radial en el pozo, que indica una estabilización ($m=0$).

La parte final de la gráfica presenta el efecto límite, que para éste caso en particular tiende a formar una barrera cercana debido a la presencia de un canal



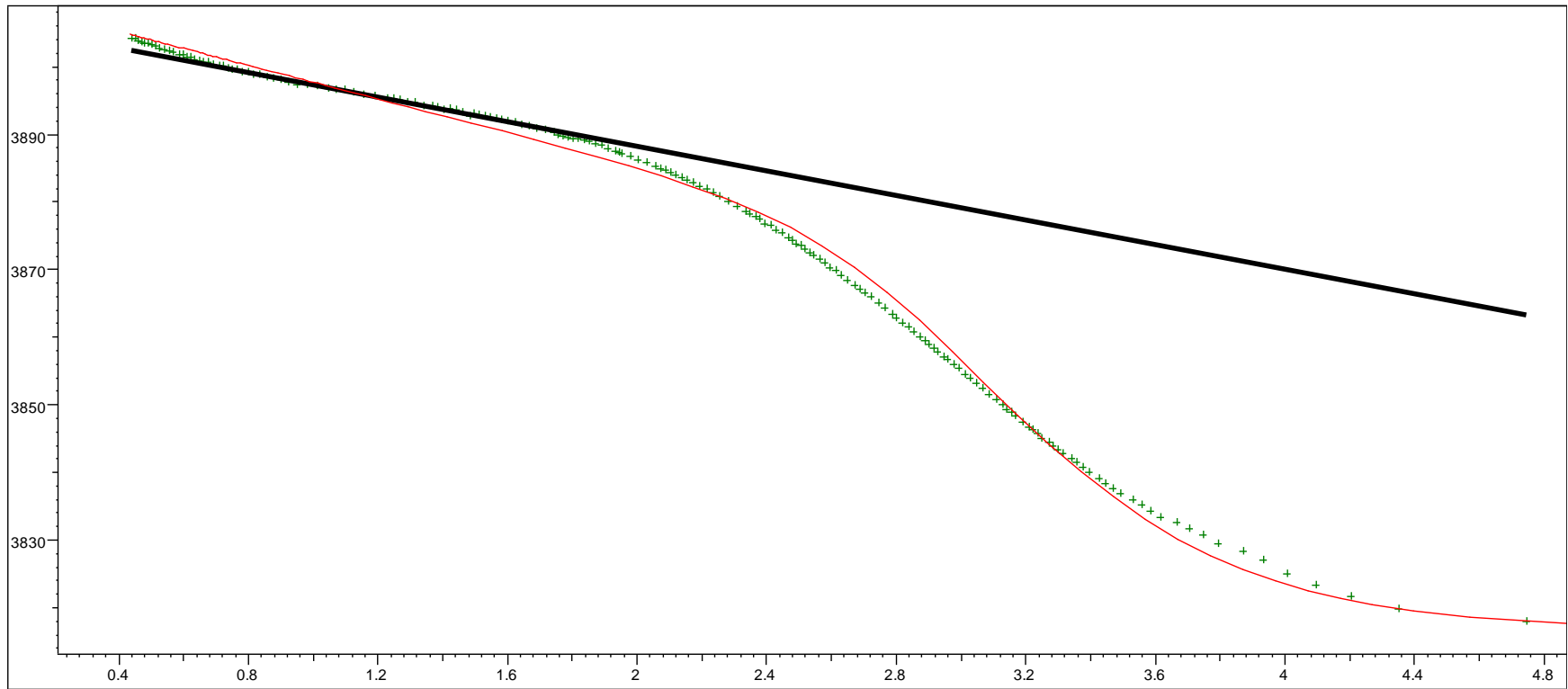
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Figura 5.5.3.A: Datos de la derivada de presión vs tiempo equivalente del pozo horizontal UPSE 02H

Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Se muestra la curva semilogarítmica, en la cual se puede identificar una pendiente correspondiente al flujo radial y apreciar en la gráfica 5.5.3B que tiende a declinar su pendiente debido al efecto de límite.



Horner plot: p [psi] vs $\log(tp+dt)-\log(dt)$

Figura 5.5.3.B: Presión vs tiempo de Horner del pozo horizontal UPSE 02H

Fuente: Software Ecrin v4.02.04.(Saphir).

Elaborado por: Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

5.5.4. Resultados de la Interpretación

De los resultados mediante el uso del software al ajuste de las curvas, tanto de la semilogarítmica y de la derivada se obtuvieron en consideración a los parámetros del yacimiento las tablas siguientes:

Método de horner

Permeabilidad (k)	278 md
K.H	22300 md,ft
S	1.67
P*(@1hr)	3892.62 psi
Pendiente	-9.08307 psi

Tabla # 29. Resultados de interpretación del método de Horner del pozo horizontal UPSE 02H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Método de la derivada

Cs	0.0213bl/psi
K	218 MD
S	0.972
Pi	3910-02 PSI

Tabla # 30. Resultados de interpretación del método de la derivada del pozo horizontal UPSE 02H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

Modelos de flujo:

Almacenamiento	Constante efecto de llenado
Flujo del yacimiento	Flujo radial homogéneo
Limites	Fallas paralelas o canal

Tabla # 31. Resultados de interpretación modelos de flujo del pozo Horizontal UPSE 02H
Elaborado por: Autores Edison Yagual Muñoz –Vicente Orellana Lucumi

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El registro de presión de un pozo es uno de los parámetros fundamentales y útiles en la ingeniería de yacimientos. Estos datos intervienen en forma directa o indirecta en todas las etapas de los cálculos, por lo tanto la especificación exacta de los parámetros son de gran importancia en el desarrollo y explotación de un campo.
2. Los análisis de las pruebas de presión de pozos proporcionan valiosa, información tanto del yacimiento como del pozo. La información geológica, geofísica y petrofísica son utilizadas siempre y cuando sea posible junto con la obtenida a través de pruebas de presión, para de ésta manera poder construir un modelo de yacimiento, predecir el comportamiento del campo y la recuperación de petróleo en diferentes escenarios de operación.
3. La interpretación de los datos de pruebas de presión de un pozo horizontal son más complejos que de un vertical por la dificultad que se presenta en el momento de identificar los diferentes regímenes de flujo tridimensionales de un pozo horizontal, los mismos que podrían estar ausentes a causa del efecto de almacenamiento, heterogeneidades del yacimiento, geometría del pozo, etc, a diferencia de los regímenes de flujos unidimensionales de un pozo vertical.
4. Es de gran importancia la consideración de la permeabilidad vertical en pruebas de presión en un pozo horizontal porque el flujo de petróleo en el yacimiento es tanto en dirección vertical como

horizontal, a diferencia de un pozo vertical en donde solo se identifica un flujo horizontal a través del yacimiento.

5. El efecto de almacenamiento en un pozo horizontal es más significativo que en un vertical, debido al volumen que posee el pozo, además a causa de que la anisotropía del yacimiento hace que la permeabilidad efectiva horizontal disminuya.

RECOMENDACIONES

1. Al ingresar los datos de las pruebas de presión que se desea analizar, se debe eliminar todo ruido durante el registro del sensor. El software Ecrin v4.02.04. (Saphir) es muy eficiente y permite eliminar estas anomalías para optimizar especialmente la evaluación y ajuste de la curva de la derivada.
2. Cuando se registran los datos (Características tanto del pozo, yacimiento y de los fluidos) solicitados por el software para el análisis correspondiente, es necesario verificar las unidades y seleccionar apropiadamente la correlación que se ajuste de la mejor manera al fluido, considerando los parámetros básicos conocidos y la Presión de saturación del yacimiento; específicamente las obtenidas de correlaciones de pruebas PVT del yacimiento en estudio, en el caso de no tener la disposición de un reporte PVT de laboratorio; para así calcular de forma adecuada el resto de parámetros necesarios para el análisis.
3. En la selección de los modelos (Almacenamiento, Yacimiento y de Límite), se debe analizar cuidadosamente el modelo que se ajuste más a nuestro caso real para la identificación del yacimiento, ya que todo falla que se cometa en esta fase, traerán como consecuencias errores mayores en los parámetros del yacimiento considerados por el proceso de análisis. Por esta razón es fundamental conocer el comportamiento teórico que debe tener cada modelo para que los diferentes gráficos sean los correctos, tanto en semi-log como log-log, para de esta manera realizar una mejor interpretación.
4. La finalidad de la aplicación del Software Ecrin v4.02.04. (Saphir) fue facilitar un sistema que permita al operador realizar con eficacia

todo trabajo que esté relacionado con el diseño, análisis, evaluación y simulación del registro de pruebas de pozos para evaluar de manera correcta las características y propiedades del pozo-yacimiento, aplicándolos luego a diferentes tipos de pozos y yacimientos del Oriente Ecuatoriano.

BIBLIOGRAFÍA

1. Schlumberger(2002)-_Introduction_to_Well_Testing_
2. Ing. Pedro Vaca, Ing. Miguel Ramones, Ing. Kerin Urrucheaga , Ing. Eduardo E Ríos - (2001) - Análisis de pruebas de presión
3. Dr. Hazim Dmour Class Notes PEG 493 Well Testing and the Ideal Reservoir Model
4. Reyes C., Jesús A.(2002) Metodología para la determinación del tensor de permeabilidad en yacimientos naturalmente fracturados -
5. Larry W. Lake; Editor-in Chief / Edward D. Holstein; Editor – SPE Petroleum Engineering Handbook Vol. V / Reservoir Engineering and Petrophysics
6. John Lee – John B. Rollins – John P. Spivey (1997). SPE Textbook series vol.9 Pressure transient testing.
7. Freddy Humberto Escobar Macuelo, Ph.D. (2003) Análisis moderno de presiones de pozo.
8. Ing. Gabriel J. Colmont(S.F) Flujo de fluidos en medios porosos
9. Dr. Heber Cinco Ley (S.F). Modelos de pruebas de presión y datos de producción
10. Schlumberger (2002)_Well_Test interpretation
11. Kappa Engineering. (2005). Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

ANEXOS

ANEXO A

Curvas de los modelos de presiones

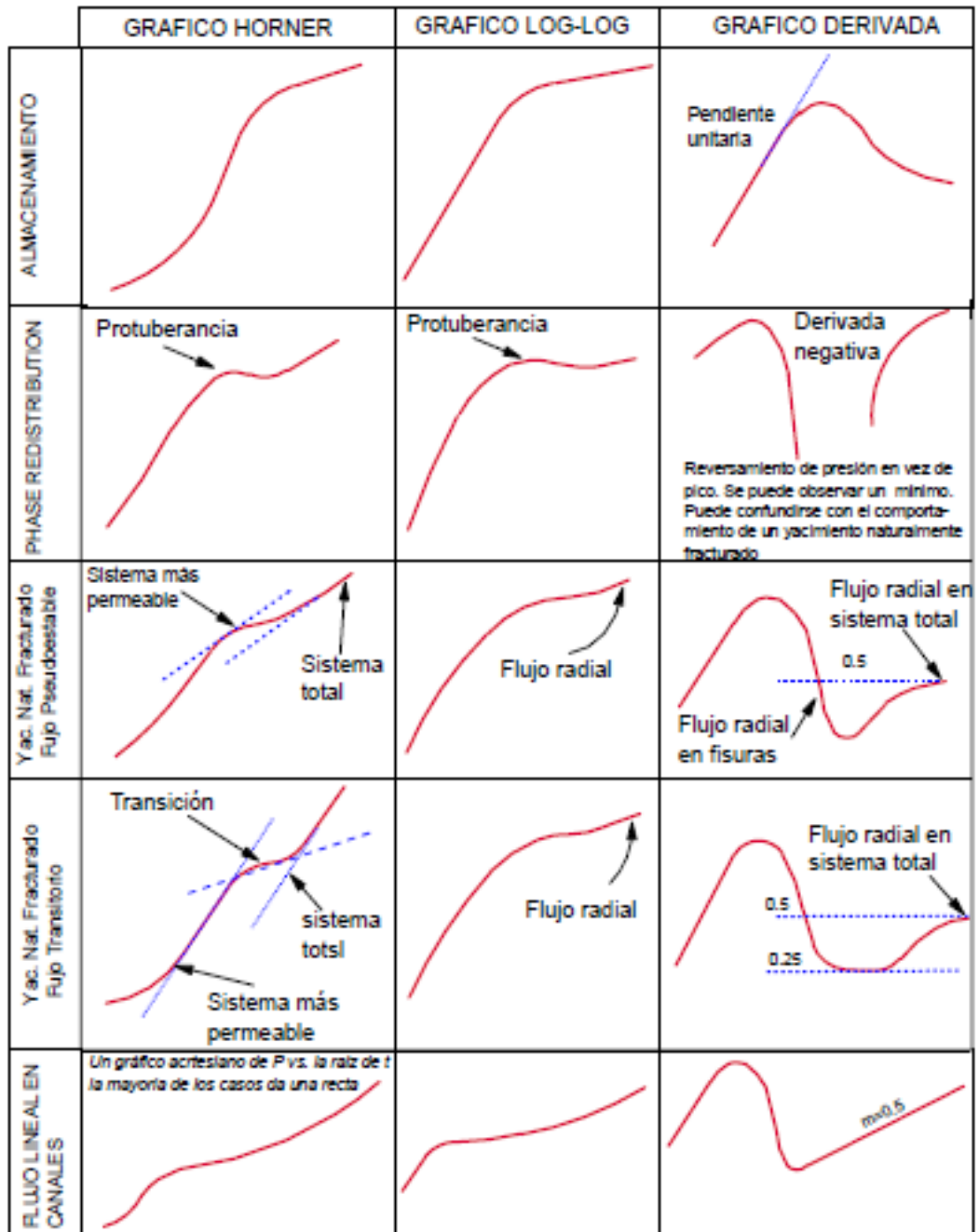


Fig. 1.2.a. Cartas de Identificación de yacimientos

Figura Anexo A.1: Cartas de identificación de yacimiento
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar.

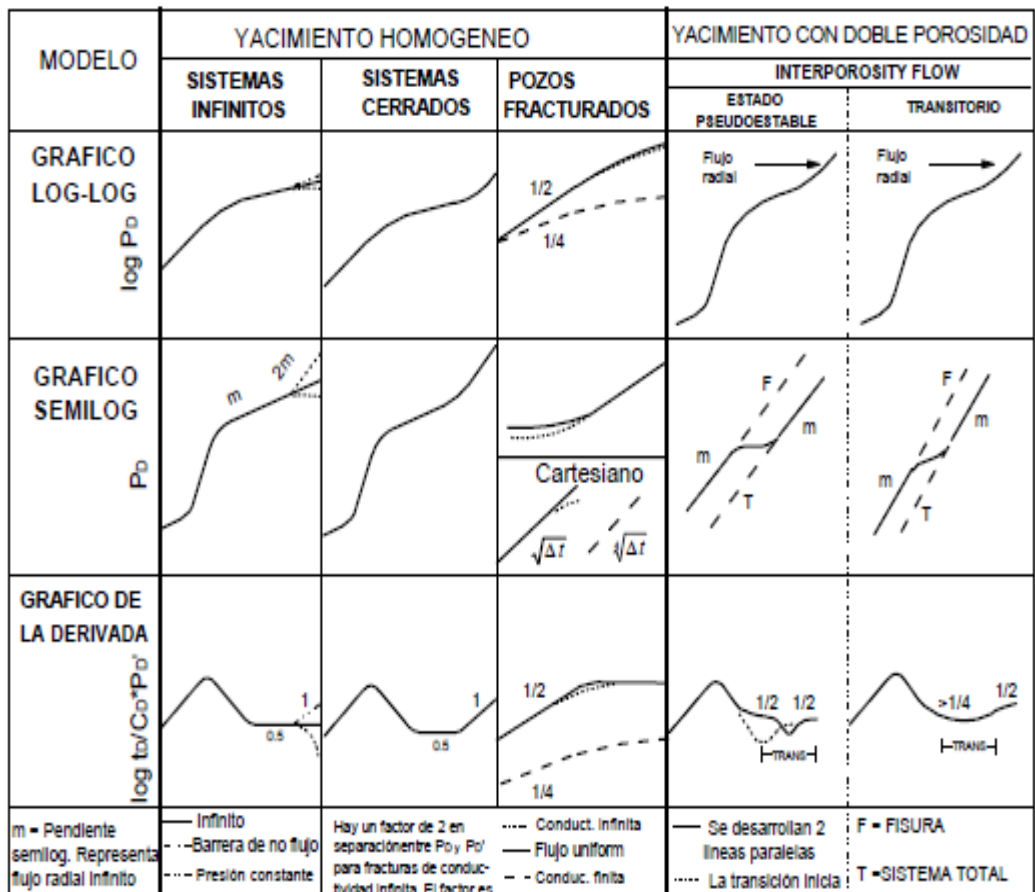


Figura Anexo A.2: modelos de yacimientos
 Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar.

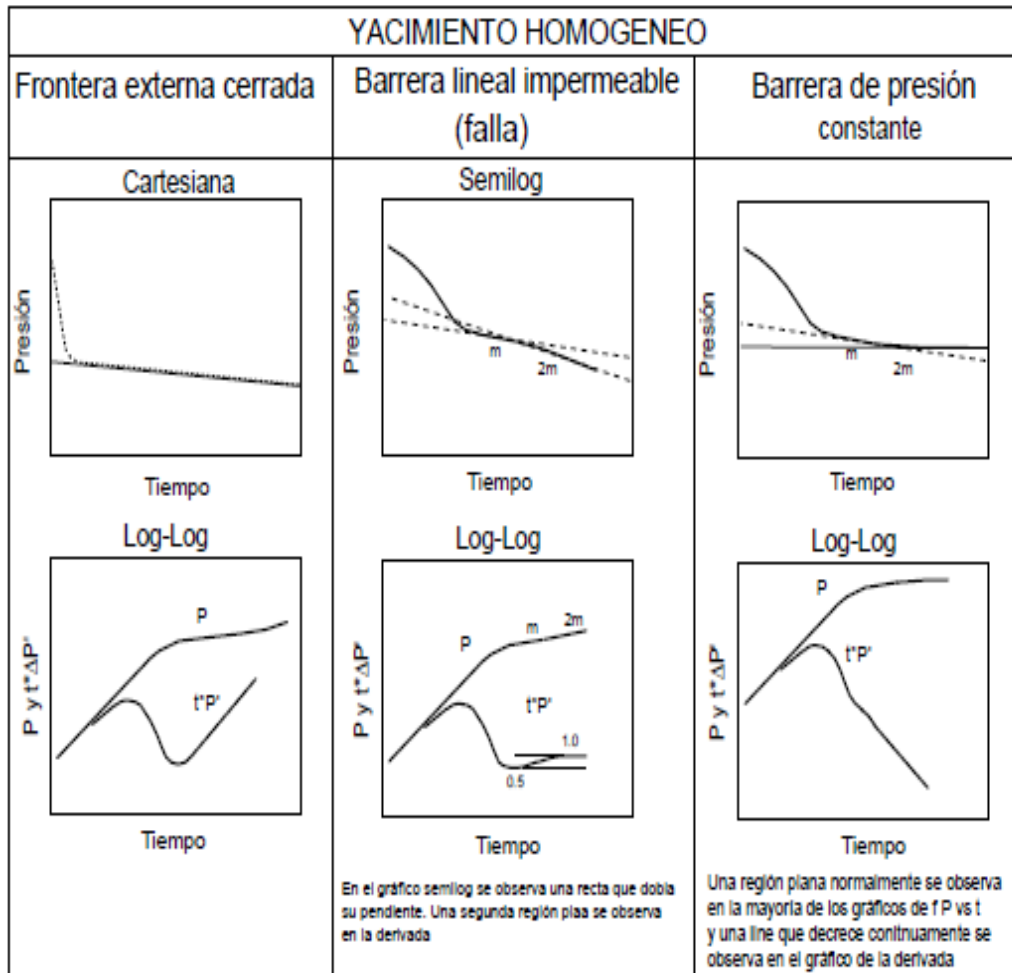


Fig. 1.3. Resumen de reacciones de modelos de pozos - yacimientos

Figura Anexo A.3: Resumen de reacciones de modelos de Pozos -Yacimientos
Fuente: Análisis moderno de presiones de pozos de Freddy Escobar.

NEXOS B

Etapas para el uso del software

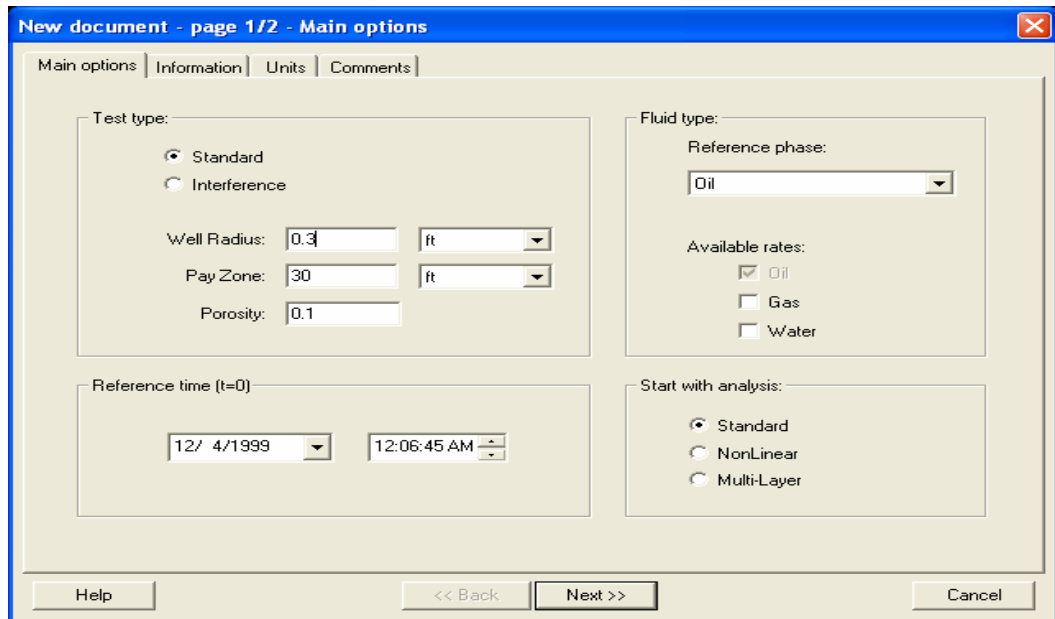


Figura Anexo B.1: Initialization dialog 1 of 2
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

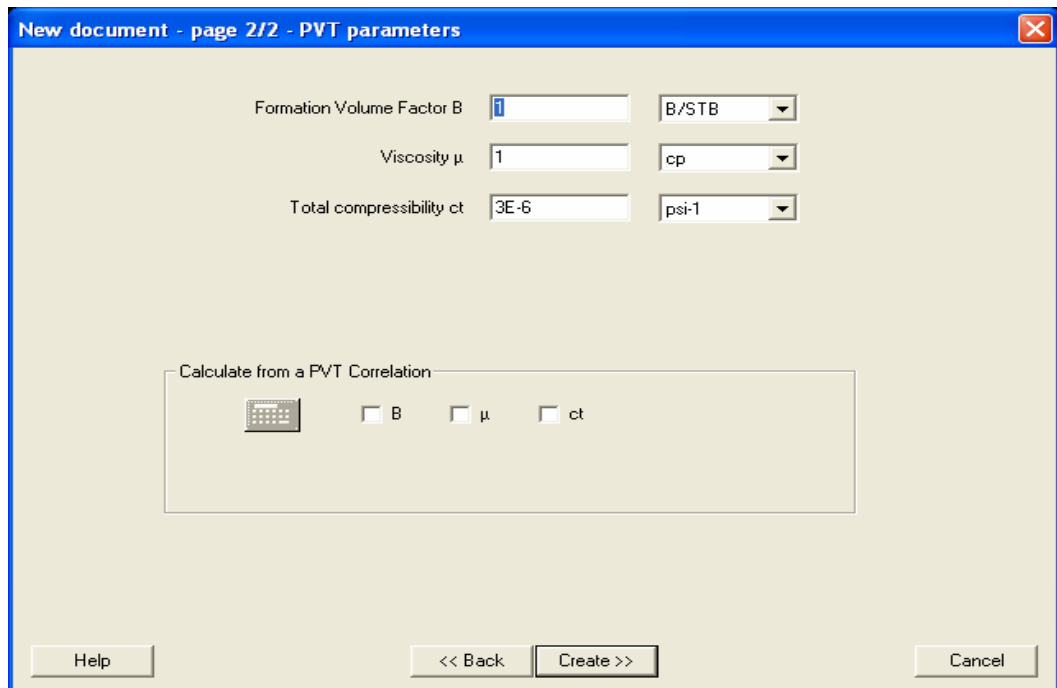


Figura Anexo B.2: Initialization dialog 2 of 2
 Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

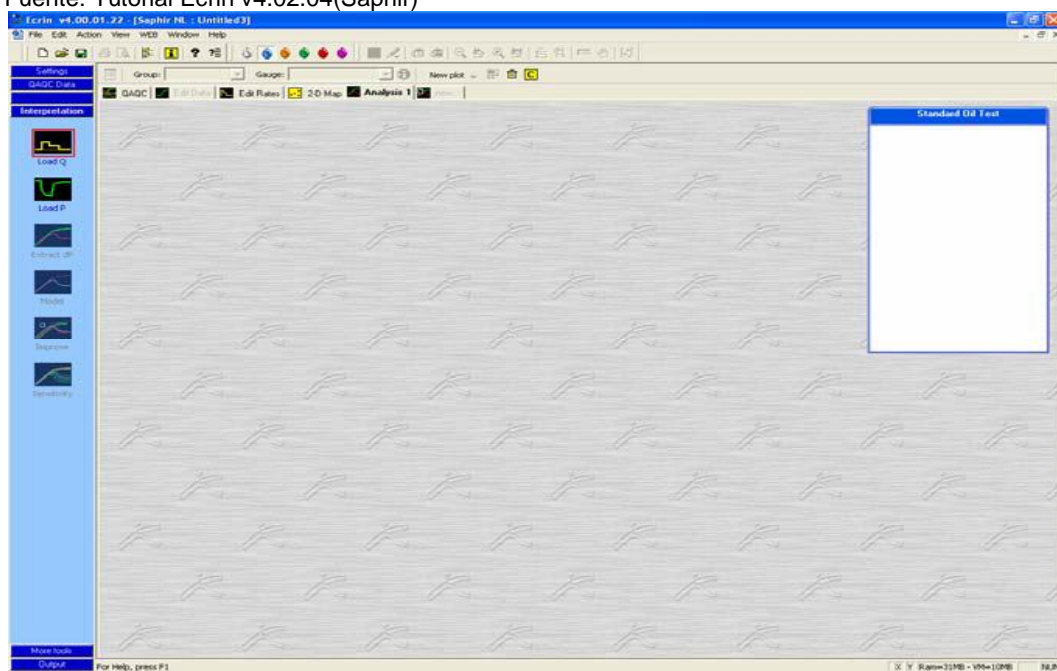


Figura Anexo B.3: Saphir main screen
 Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

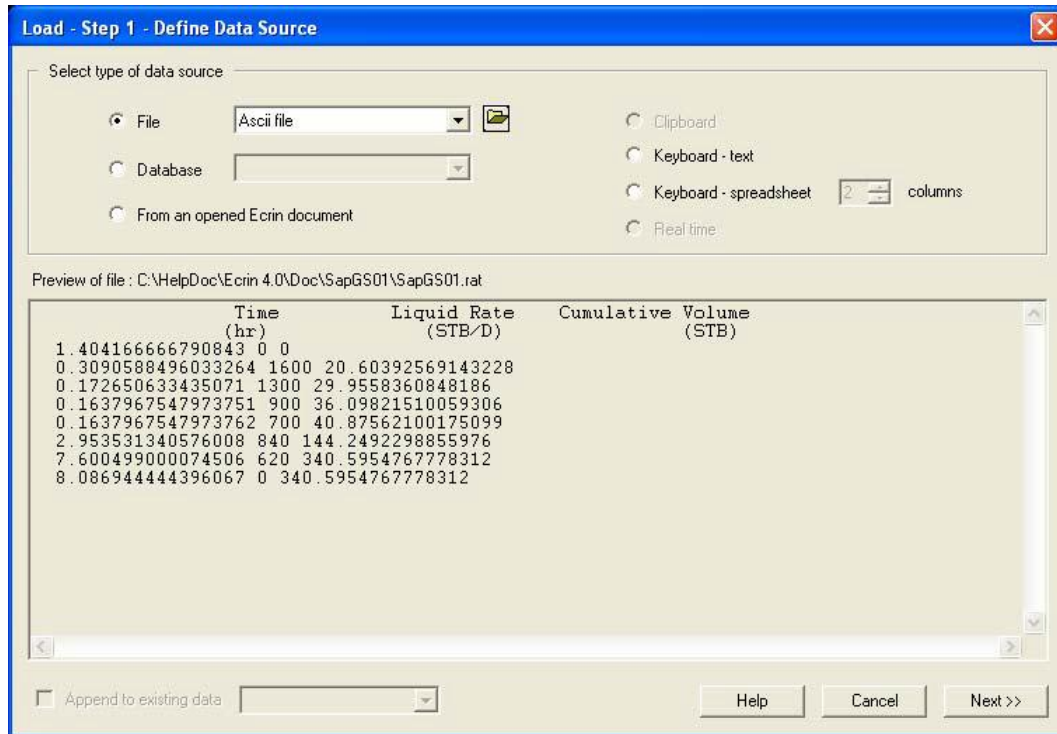


Figura Anexo B.4: Load step 1 – Define data source
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

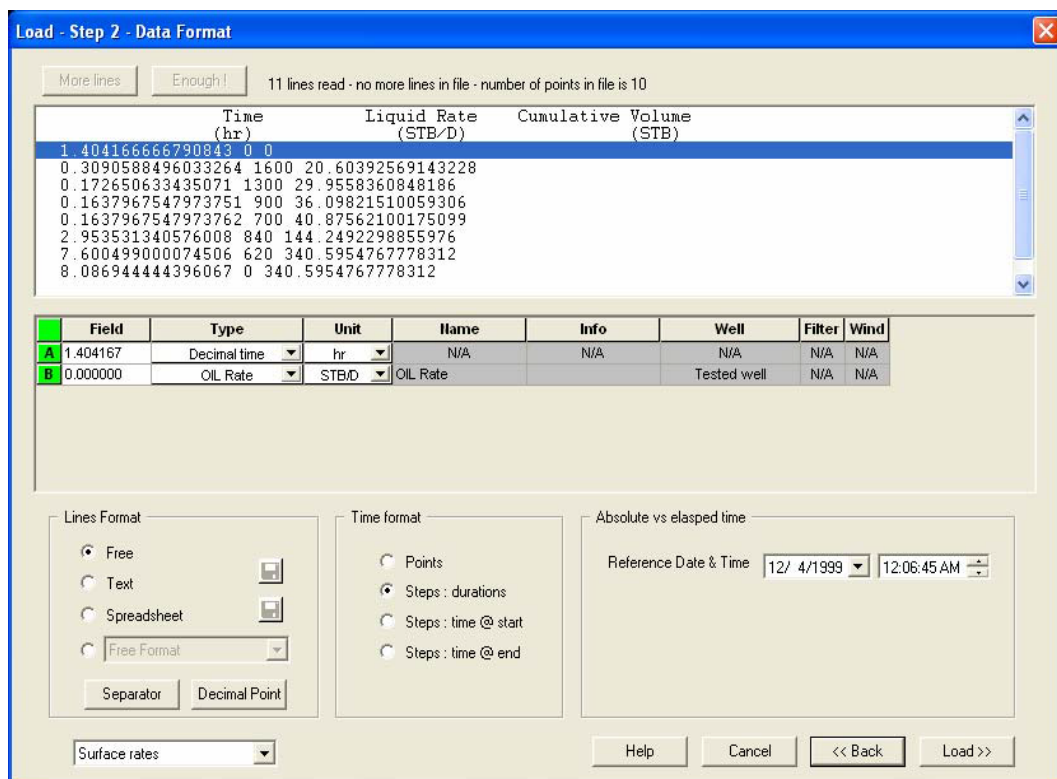


Figura Anexo B.5: Load step 2 – Data Format
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

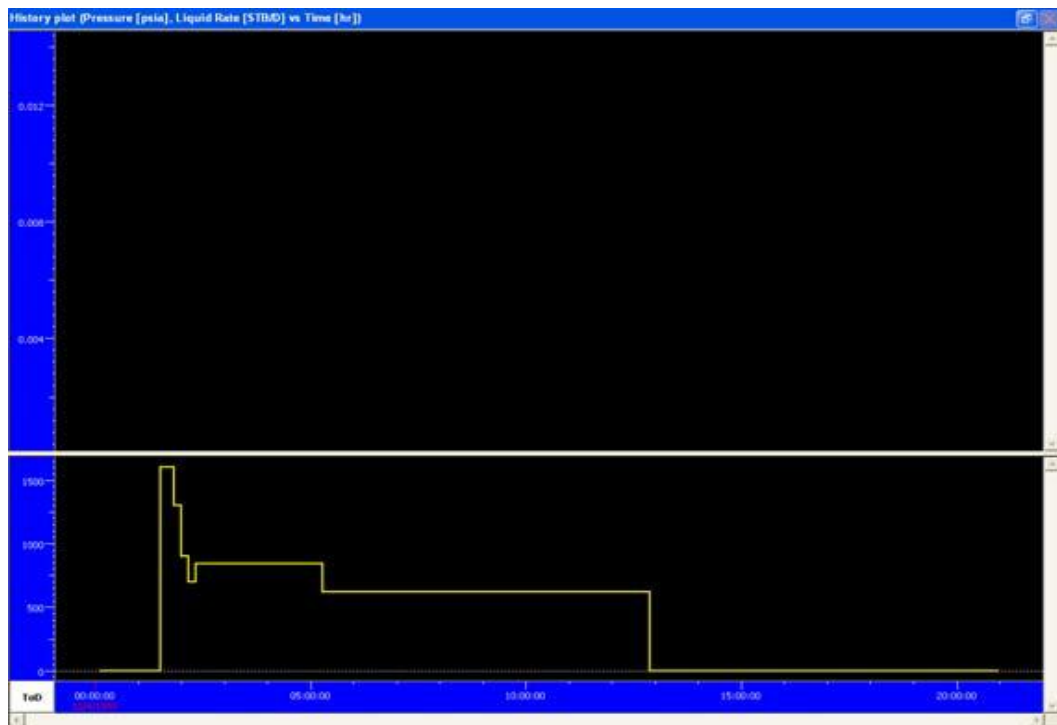


Figura Anexo B.6: Loaded flowrates
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

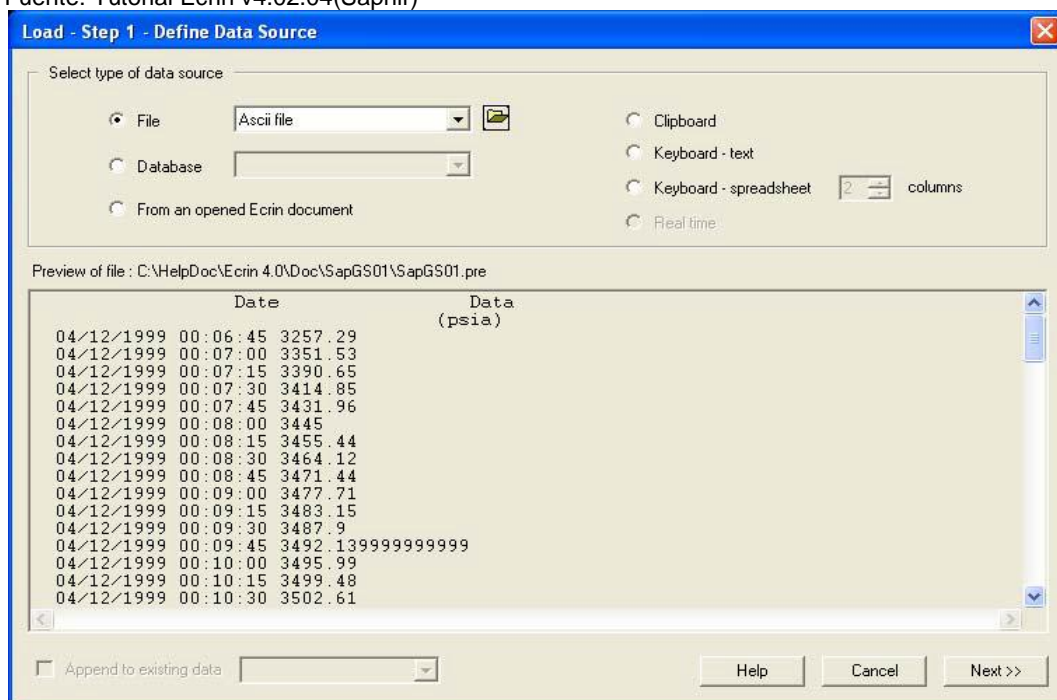


Figura Anexo B.7: Load pressure Step 1 – Define data source
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

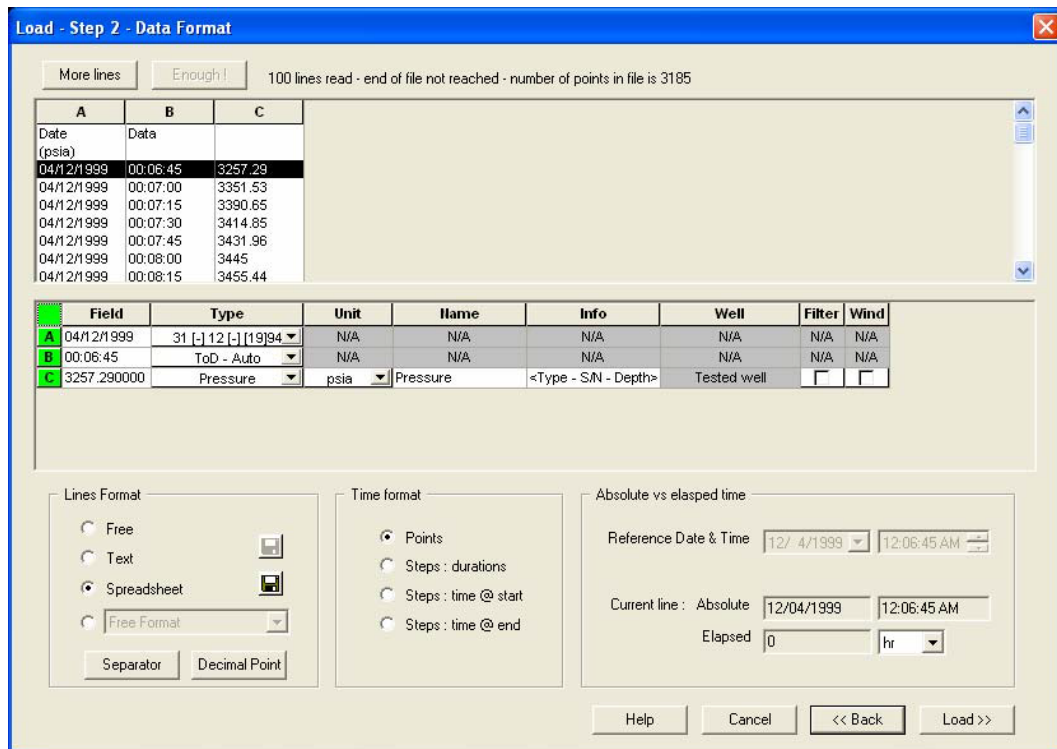


Figura Anexo B.8: Load pressure Step 2 – Data format
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

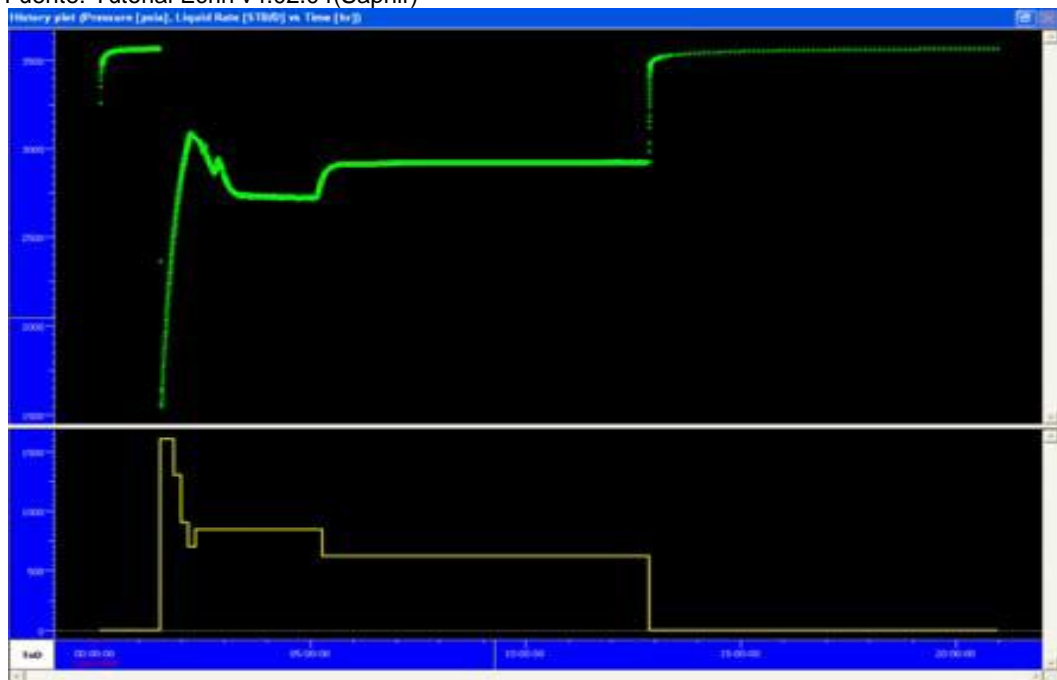


Figura Anexo B.9: History plot
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

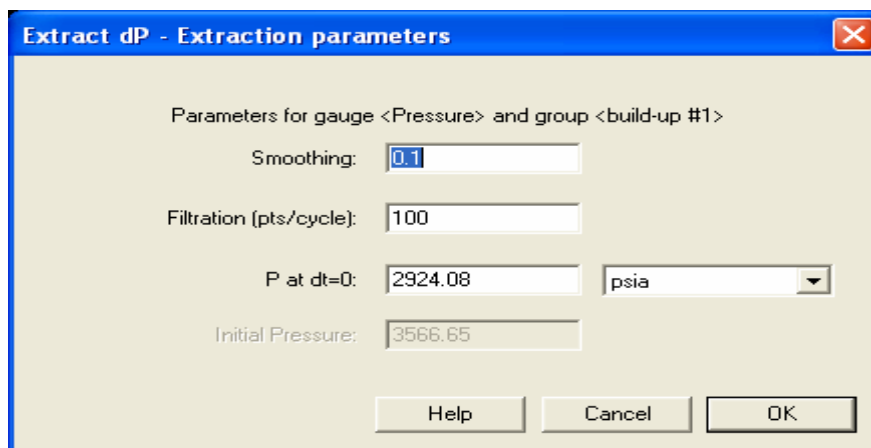
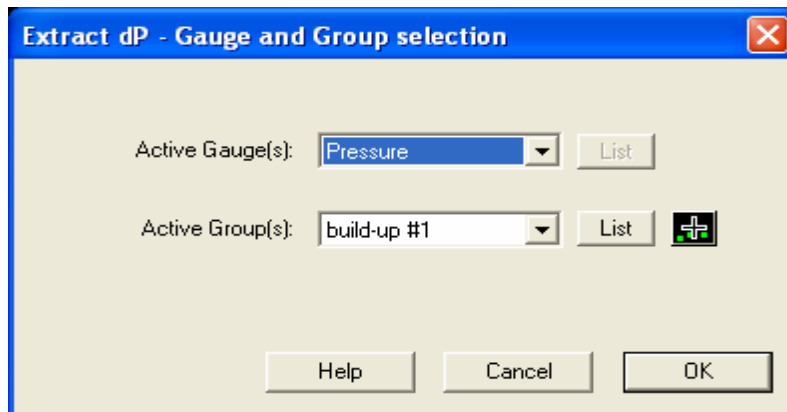


Figura Anexo B.10: Extract dialogs
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

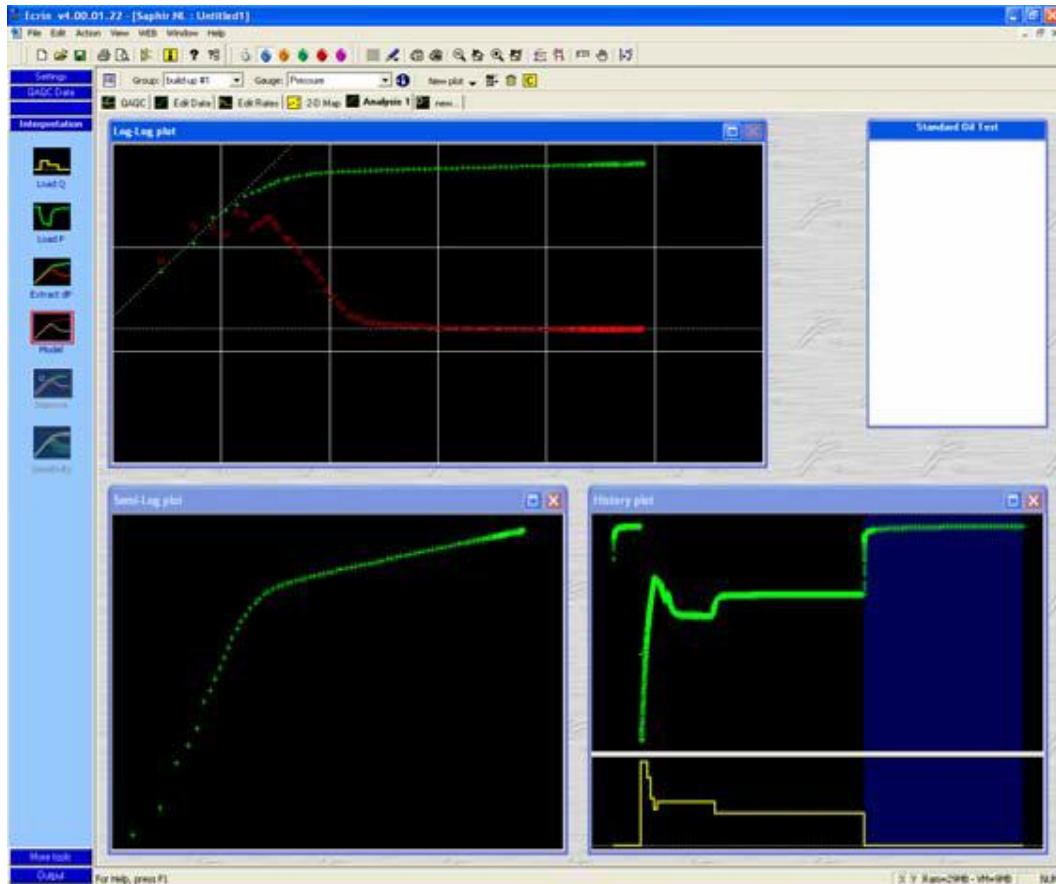


Figura Anexo B.11: After extract
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

The screenshot shows the 'Model' dialog box in Ecrin v4.02.04. The dialog is divided into several sections for configuring the model parameters:

- Analytical | Numerical:** The 'Standard Model' is selected in the 'Option' dropdown.
- Wellbore model:** 'Constant wellbore storage' is selected. There are checkboxes for 'use well intake' and 'pseudo time'.
- Well model:** 'Vertical' is selected. There are checkboxes for 'rate dependent skin', 'time dependent skin', and 'add other wells'.
- Reservoir model:** 'Homogeneous' is selected. There are checkboxes for 'horizontal anisotropy' and 'impose pi'.
- Boundary model:** 'Infinite' is selected. There is a checkbox for 'show p-average'.

On the right side, there is a table of parameters:

Parameter	Value	Unit	Pick
Well & Wellbore parameters (Tested well)			
C	1.20437E-4	bbbl/psi	
Skin	0		
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	3566.65	psia	
k.h	2661.37	md.ft	

At the bottom of the dialog, there are buttons for '2-D Map', 'Schematic', 'new analysis', 'Time', 'Help', 'Cancel', and 'Generate'.

Figura Anexo B.12 : Model dialog
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

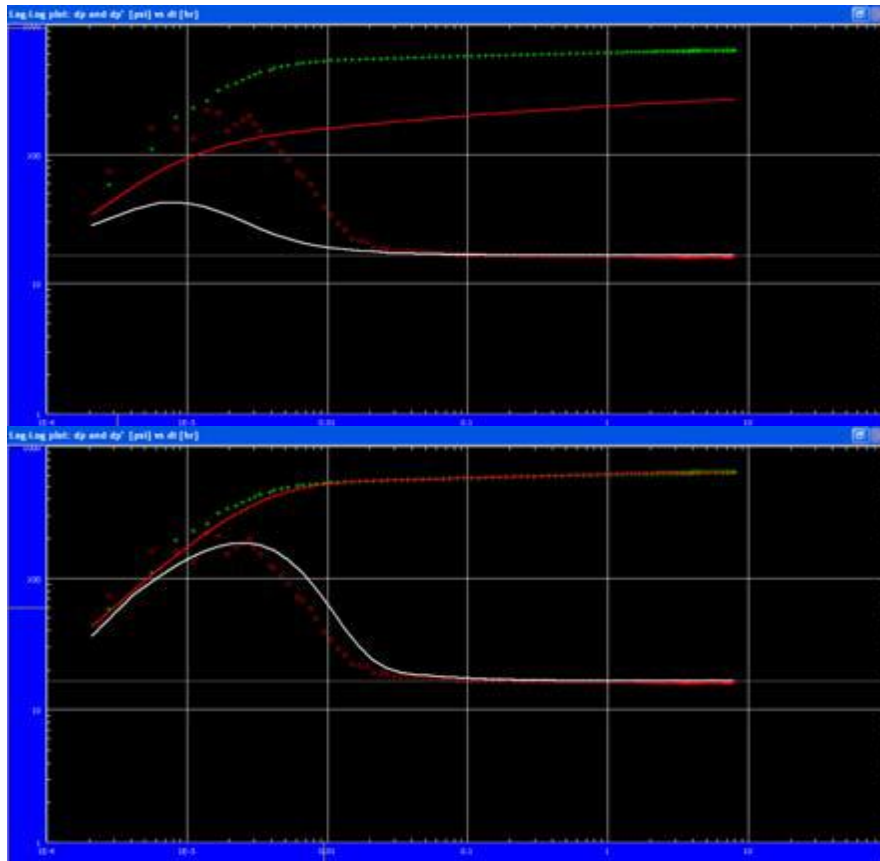


Figura Anexo B.13: Loglog matches
 Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

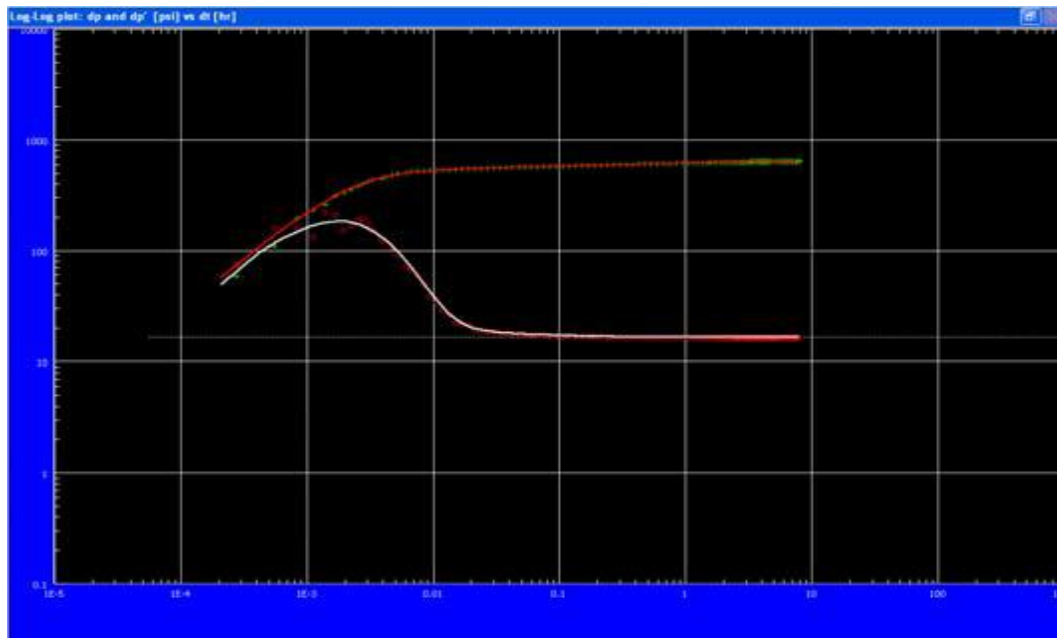


Figura Anexo B.14: Match after regression
 Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

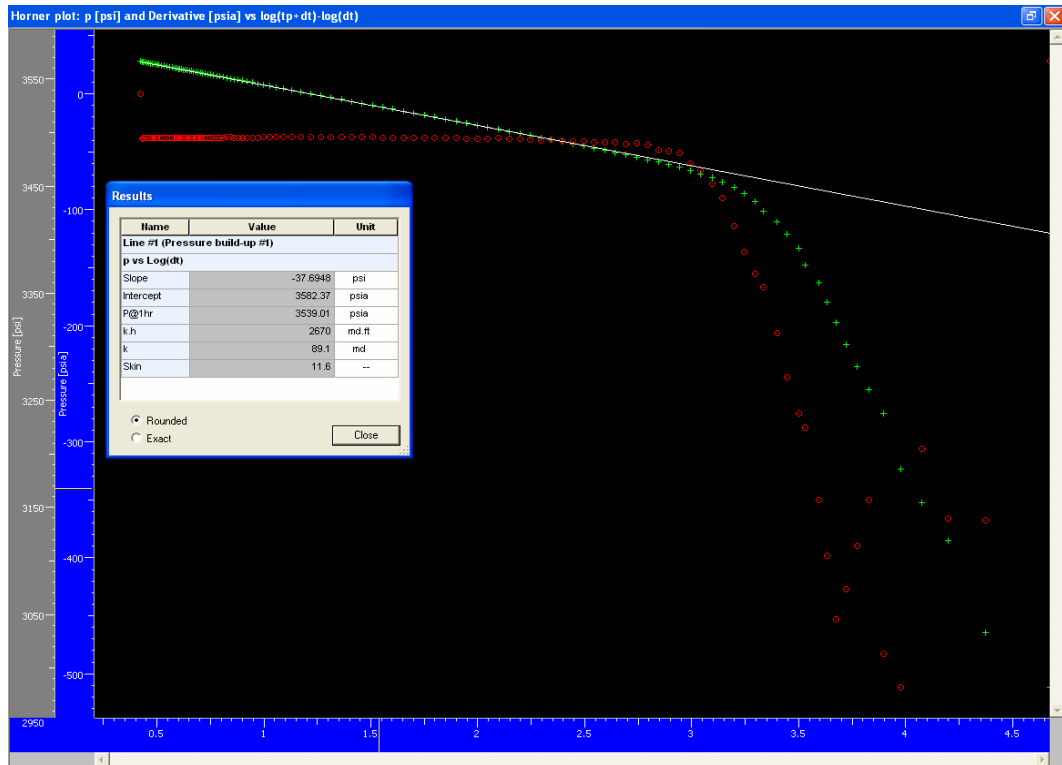


Figura Anexo B.15: Horner plot
Fuente: Tutorial Ecrin v4.02.04(Saphir)

ANEXOS C

Datos de presiones de pozos en estudio

```

Gauge Serial Number:
Gauge Model Number:
Gauge Manufacturer:
Maximum Recorder Range:
Date of Last Calibration: 06/19/2009
Pressure Units: Psia
Temperature Units: F°

*****  HEADER PAGE  *****
*****  HEADER PAGE  *****

Date           Time           Delta(Hours)    Pressure
6/13/2013     19:41:59      0               16.16
6/13/2013     19:42:09      0.002778       16.119
6/13/2013     19:42:19      0.005556       16.14
6/13/2013     19:42:29      0.008333       16.157
6/13/2013     19:42:39      0.011111       16.09
6/13/2013     19:42:49      0.013889       16.091
6/13/2013     19:42:59      0.016667       16.035
6/13/2013     19:43:09      0.019444       16.154
6/13/2013     19:43:19      0.022222       16.131
6/13/2013     19:43:29      0.025          16.053
6/13/2013     19:43:39      0.027778       16.061
6/13/2013     19:43:49      0.030556       16.14
6/13/2013     19:43:59      0.033333       16.094
6/13/2013     19:44:09      0.036111       16.131
6/13/2013     19:44:19      0.038889       16.084
6/13/2013     19:44:29      0.041667       16.08
6/13/2013     19:44:39      0.044444       16.045
6/13/2013     19:44:49      0.047222       16.114
6/13/2013     19:44:59      0.05          16.154
6/13/2013     19:45:09      0.052778       16.118
6/13/2013     19:45:19      0.055556       16.114
6/13/2013     19:45:29      0.058333       16.072
6/13/2013     19:45:39      0.061111       16.137
6/13/2013     19:45:49      0.063889       16.086
6/13/2013     19:45:59      0.066667       16.086
6/13/2013     19:46:09      0.069444       16.091
6/13/2013     19:46:19      0.072222       16.06
6/13/2013     19:46:29      0.075          16.099
6/13/2013     19:46:39      0.077778       16.056
6/13/2013     19:46:49      0.080556       16.11
6/13/2013     19:46:59      0.083333       16.118
6/13/2013     19:47:09      0.086111       16.082
6/13/2013     19:47:19      0.088889       16.045
6/13/2013     19:47:29      0.091667       16.115
6/13/2013     19:47:39      0.094444       16.118
6/13/2013     19:47:49      0.097222       16.057
    
```

Tabla # 32. Datos de presión pozo vertical 01V

Fuente: Compañía operadora X

Job Number
 Company Name
 well Name
 well Location
 Date(s) of Test
 Probe Serial Number
 Program Start Time
 Run Depth at Probe Pressure Port

Cum. Time hr	BH1	BH Pres 1 psia	BH Temp 1 deg F
0.00000		14.751	87.422
0.00833		14.766	87.260
0.01667		14.687	87.386
0.02500		14.668	87.530
0.03333		14.621	87.386
0.04167		14.603	87.224
0.05000		14.605	87.080
0.05833		14.605	86.918
0.06667		14.563	86.738
0.07500		14.574	86.576
0.08333		14.520	86.414
0.09167		14.557	86.252
0.10000		14.520	86.126
0.10833		14.481	86.054
0.11667		14.402	85.964
0.12500		14.362	85.874
0.13333		14.361	85.784
0.14167		14.293	85.712
0.15000		14.290	85.622
0.15833		14.271	85.550
0.16667		14.238	85.460
0.17500		14.254	85.370
0.18333		14.226	85.280
0.19167		14.213	85.190
0.20000		14.206	85.118
0.20833		14.187	85.046
0.21667		14.178	84.956
0.22500		14.198	84.902
0.23333		14.212	84.974
0.24167		14.227	85.118
0.25000		27.664	86.360
0.25833		48.020	88.880
0.26667		72.615	90.212
0.27500		98.844	91.184
0.28333		122.996	92.030

Tabla # 33. Datos de presión pozo vertical 02V

Fuente: Compañía operadora X

Gauge Serial Number:
 Gauge Model Number:
 Gauge Manufacturer:
 Maximum Recorder Range:
 Date of Last Calibration:
 Pressure Units: Psia
 Temperature Units: F°

***** HEADER PAGE *****
 ***** HEADER PAGE *****

Time (hr)	Data (psia)
0	14.139
0.0125	14.18
0.025	14.196
0.0375	14.222
0.05	14.213
0.0625	14.23
0.075	14.212
0.08749999999999999	14.188
0.1	14.197
0.1125	14.174
0.125	7.066
0.1375	7.128
0.15	7.1950000000000001
0.1625	7.2760000000000001
0.175	7.37
0.1875	7.422
0.2	7.512
0.2125	7.54
0.225	7.682
0.2375	7.7249999999999999
0.25	7.863
0.2625	7.94
0.275	8.103
0.2875	8.2040000000000001
0.3	8.32
0.3125	8.481
0.325	

Tabla # 34. Datos de presión pozo horizontal 01H

Fuente: Compañía operadora X

Job Number
 Company Name
 Well Name
 well Location
 Date(s) of Test 27 Feb @ 03 Mar/2010
 Probe Serial Number
 Program Start Time
 Run Depth at Probe Pressure Port

Time (hr)	Data (psia)
0	3913.15
0.004166666592936963	3904.15
0.01333333330694586	3893.7
0.04194444447057322	3873.2
0.1236111111938953	3860.35
0.2236111111706123	3848.55
0.3236111111473292	3850.6
0.4236111111240462	3844.7
0.5236111111007631	3846.15
0.623611111107748	3842.1
0.7236111111054197	3842.2
0.82361111110309139	3840.3
0.9236111111822538	3844.650000000001
1.005555555573665	3840.1
1.023888888827059	3840
1.122222222271375	3839.8
1.222222222248092	3838.05
1.32222222224809	3841
1.422222222201526	3840.5
1.522222222178243	3840.4499999999999
1.62222222215496	3840.35
1.7222222223063	3840.5
1.82222222283017	3838.3
1.92222222259734	840.35
2.02222222236451	3839.9
2.12222222213168	3840
2.222222222189885	3835.65
2.322222222166602	3835.25
2.392777777800802	3837.25

Tabla # 35. Datos de presión pozo horizontal 02H

Fuente: Compañía operadora X