

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN REALIZADAS EN POZOS COMPLETADOS EN EL YACIMIENTO RNG UD-106, DEL CAMPO URDANETA OESTE

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Sánchez N., Leidy A.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN REALIZADAS EN POZOS COMPLETADOS EN EL YACIMIENTO RNG UD106, DEL CAMPO URDANETA OESTE

Tutor Académico: Prof. Carlos Gil

Tutor Industrial: Ing. Evelyn Fuenmayor

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Sánchez N., Leidy A.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

Caracas, Noviembre de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Leidy Sánchez, titulado:

“Análisis e Interpretación de pruebas de restauración de presión en pozos completados en el yacimiento RNG UD-106, del Campo Urdaneta Oeste”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.



Prof. Alida Padrón

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Rene Rojas

Tutor Académico





Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN REALIZADAS EN POZOS COMPLETADOS EN EL YACIMIENTO RNG UD-106, DEL CAMPO URDANETA OESTE”**, presentado por el Br. LEIDY SÁNCHEZ, titular de la Cédula de Identidad No. 19.155.540. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los once (11) días del mes de noviembre del año dos mil trece.

Prof. Sandro Gasbarri
Jurado Principal

Prof. Alida Padrón
Jurado Principal

Prof. René Rojas
Tutor Académico



DEDICATORIA

A mi Dios todo poderoso que me ha brindado la fortaleza y las mejores oportunidades para lograr todas y cada una de mis metas.

A mi madre Petra Navas, una mujer luchadora y maravillosa quien siempre me ha brindado todo su amor y su apoyo y me enseñó a ponerle corazón a todo lo que realizo para lograr mis metas.

A mi padre Wolfgang Sánchez, quien con su esfuerzo y disciplina me enseñó a guiar mi vida por el mejor camino

A mi hermana Lisseth, quien ha sido mi compañera y con quien he compartido muchas alegrías.

A cinco mujeres ejemplares que me han brindado más que su apoyo, su cariño y me adoptaron como una hija más... A mis madres María, Carolina, Sonia, Carmen y Zuleika

A Guillermo Ramírez, quien con su cariño y optimismo lleno mis días de felicidad y me enseñó a que no debo rendirme en ningún momento.

AGRADECIMIENTOS

- A Dios y a mi señor Jesús, quienes siempre me han llevado de la mano por el correcto camino de la vida.

- A mis padres que con su esfuerzo y educación me enseñaron a ser una persona emprendedora, humilde, amorosa y respetuosa.

- A mis familiares por su apoyo durante toda mi carrera y en especial durante el desarrollo de este trabajo especial de grado.

- A mi querida Universidad Central de Venezuela, mi casa que vence las sombras, quien me vio crecer como una profesional y me regalo momentos de vida inolvidables.

- A PDVSA Petroregional del Lago, por brindarme la gran oportunidad de crecer profesionalmente y adquirir una gran cantidad de conocimientos que me ayudarán en mí camino futuro.

- A mi tutora Industrial, Evelyn Fuenmayor, quien me brindó todo su apoyo y esfuerzo para poder lograr cada uno de los objetivos planteados en este trabajo.

- A mi tutor académico, Carlos Gil, por dedicarme su tiempo y su esfuerzo en la revisión de este trabajo.

- Al Ingeniero Gustavo Malave quien me brindó un voto de confianza abriendo las puertas que me permitieron realizar mi trabajo especial de grado.

- A los Ingenieros: Martha Ahow, Martha García, Gabriel Gotopo, Rommel Wilchy, Mariana Rodríguez, Janexi Tarazona, Alejandra Tosaya y especialmente a

Ricardo Robles, por brindarme su apoyo y conocimientos a fin de obtener las mejores respuestas para este trabajo y por aceptarme como una integrante más de su equipo.

- Al Profesor Leonardo Araujo, quien más que un profesor ha sido un gran amigo y guía desde que inicié la universidad.

- A Guillermo Ramírez, quien siempre estuvo a mi lado brindándome todo su apoyo y con quien compartí experiencias únicas e inolvidables.

- A mis amigos Sthefanie Gonzalez, Nataly Vilorio, Jesús Dimas, Rony Osuna, Xavier Gerardo, Luis Briceño, Jesús Amaro, Laura Itriago, Fernanda Velásquez y Jesús Amaro por compartir conmigo momentos simplemente inolvidables.

- A mis compañeros Andrea Hernández, Herminia de Arruda, Lisseth López, Pedro Loreto, Eliamairy Irima, Margaret Figueira y Josmar Martinez por todos los momentos compartidos.

Sánchez N., Leidy A.

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN REALIZADAS EN POZOS COMPLETADOS EN EL YACIMIENTO RNG UD-106, DEL CAMPO URDANETA OESTE

Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing. Evelyn Fuenmayor. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, 185 p.

Palabras Claves: Yacimientos, Prueba de Restauración de Presión, Caracterización de Yacimiento

Yacimiento RNG UD-106, Campo Urdaneta Oeste (Edo. Zulia)

Resumen.

Las pruebas de restauración de presión representan una importante herramienta utilizada para la caracterización y el monitoreo de los yacimientos. El objetivo de este estudio es de analizar e interpretar de pruebas de restauración de presión al yacimiento RNG UD-106, el mismo se encuentra localizado en el Campo Urdaneta, en la Costa Occidental de la Cuenca del Lago de Maracaibo, en el Estado Zulia. El tipo de investigación utilizada fue descriptiva bajo un diseño documental, con un diseño de campo, no experimental. Abarcó el análisis de nueve pruebas de presión realizadas a una muestra de siete (07) pozos completados específicamente en dos bloques del yacimiento, cuya población finita estaba conformada por veintiséis (26) pozos productores. Utilizando los programas Pansystem y Petrel se logró revisar el comportamiento de presión a través del tiempo, las características de permeabilidad efectiva y el daño a la formación, incluso la identificación de límites dentro del radio de investigación. La evaluación concluye que el yacimiento puede representarse con un modelo de yacimiento homogéneo; en el cual, se comprueba la subtendencia de presión representativa de la compartimentalización del yacimiento analizado, cuyas permeabilidades efectivas representan las permeabilidades promedio observadas en los análisis petrofísicos. Adicionalmente se comprobó la existencia de los diferentes límites que generan compartimentalización en el yacimiento y se determinaron nuevos sistemas de fallas y/o fracturas que complementan la información del modelo estático.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE TABLAS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1
1. CAPITULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Formulación del Problema.....	4
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Justificación.....	5
1.5 Alcance.....	5
1.6 Limitaciones.....	6
2. CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Antecedentes de la Investigación.....	7
2.2 Bases Teóricas.....	10
2.2.1 Modelo Estático.....	10
2.2.2 Modelo dinámico.....	10
2.2.3 Gradiente de presión.....	11
2.2.4 Pruebas de Presión.....	12
Tipos de Pruebas de Presión.....	13
Diseño y planificación de pruebas de presión.....	13
Métodos de Interpretación de Pruebas Presión. Reseña Histórica..	17
2.2.5 Principios Básicos.....	21
Principio de superposición.....	21
Superposición en espacio.....	21

Superposición en tiempo.....	22
Ley de conservación de la masa.....	24
Ley de Darcy.....	24
Ecuación de Estado.....	26
Ecuación de Difusividad.....	26
Soluciones de la Ecuación de Difusividad.....	27
2.2.6 Regímenes de flujo.....	29
2.2.7 Geometrías de flujo en el yacimiento.....	31
2.3 Pruebas de Restauración de Presión (Build Up Test).....	34
2.3.1 Daño a la Formación.....	36
2.3.2 Coeficiente de almacenamiento.....	37
Expansión de los Fluidos.....	38
Movimiento de Nivel de líquido.....	39
Modelos de Almacenamiento obtenidos de la Derivada de Presión.....	39
2.3.3 Métodos de Interpretación de Pruebas de Restauración Presión.....	42
Método de Horner.....	42
Método de MDH (Miller-Dyes-Hutchinson).....	44
Método de la Derivada de Bourdet.....	46
2.3.4 Modelos de Pozo obtenidos de la Derivada de Presión.....	48
Pozo vertical completado en la totalidad de la arena.....	48
Pozo fracturado.....	49
2.3.5 Modelos de Yacimientos.....	52
Yacimiento Homogéneo.....	53
Yacimiento con doble porosidad.....	54
Yacimiento con doble permeabilidad.....	58
Yacimiento con comportamiento compuesto.....	60
2.3.6 Límites.....	60
Tipos de Límites.....	61
Limite sellante.....	61

Limite a presión constante.....	69
Limites Semipermeables.....	71
Limites Incompletos.....	72
2.4. Operacionalización de las Variables.....	74
3. CAPITULO III.....	76
DESCRIPCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO.....	76
3.1. Campo Urdaneta Oeste.....	76
3.1.1. Ubicación Geográfica.....	76
3.1.2. Aspectos Generales.....	77
3.1.3. Estratigrafía.....	77
3.1.4. Producción.....	80
3.2. Yacimiento RNG UD 106.....	80
3.2.1. Aspectos Geológicos.....	80
3.2.2. Estratigrafía.....	84
3.2.3. Aspectos de Ingeniería de Yacimiento.....	88
Marco general.....	88
Registros de Presión.....	91
Análisis de Producción.....	94
Análisis de Pruebas de Fluidos.....	101
Contactos.....	104
Reservas.....	104
4. CAPÍTULO IV.....	106
MARCO METODOLÓGICO.....	106
4.1 Tipo de Investigación.....	106
4.2 Diseño de la Investigación.....	106
4.3 Población y Muestra.....	107
Población.....	107
Muestra.....	107

4.4 Técnicas e Instrumentos para la Recolección y el Análisis de Datos.....	108
4.5 Metodología de la Investigación Desarrollada.....	110
Fase I. Revisión y recopilación de información.....	110
Fase II Carga de data en el Software PanSystem.....	112
Fase III Análisis e interpretación de las pruebas de restauración de presión con la aplicación Pansystem.....	113
Fase IV. Análisis de Resultados.....	117
5. CAPÍTULO V.....	119
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	119
Bloque IA.....	119
Pozo UD-111.....	119
Pozo UD-493.....	124
Prueba de restauración de Presión de Julio de 1996.....	124
Prueba de restauración de Presión de Marzo de 1997.....	128
Pozo UD-572.....	134
Bloque IC.....	140
Pozo UD-502.....	140
Prueba de restauración de Presión de Julio de 1996.....	141
Prueba de restauración de Presión de Abril de 2006.....	145
Bloque III.....	150
Pozo UD-185.....	150
Pozo UD-605.....	156
Pozo UD-673.....	163
CONCLUSIONES.....	168
RECOMENDACIONES.....	171
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA.....	172
ANEXOS.....	175

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1. Representación del Cálculo de Gradiente.....	11
Fig. 2.2. Guía práctica para la aplicación de prueba de presión.....	15
Fig. 2.3. Ajuste de las Curvas tipo en Campo.....	19
Fig. 2.4. Proceso idealizado de una prueba de presión.....	20
Fig. 2.5. Superposición en espacio.....	22
Fig. 2.6. Diagrama esquemático para ilustrar la Superposición en tiempo.....	23
Fig. 2.7. Balance de Masas en un sistema.....	24
Fig. 2.8. Ley de Darcy.....	25
Fig. 2.9. Representación de frontera con flujo constante.....	28
Fig. 2.10. Representación de frontera impermeable.....	28
Fig. 2.11. Representación de frontera mantenida a presión constante.....	29
Fig. 2.12. Representación de un yacimiento infinito.....	29
Fig. 2.13. Comportamiento de los regímenes de flujo.....	31
Fig. 2.14. Representación del flujo Radial.....	32
Fig. 2.15. Representación del flujo Lineal.....	32
Fig. 2.16. Representación del Flujo Bilineal.....	33
Fig. 2.17. Representación del Flujo Esférico.....	33
Fig. 2.18. Representación del Flujo Elíptico.....	34
Fig. 2.19 Representación esquemática de las Pruebas de Restauración de Presión ...	35
Fig. 2.20 Efecto del Daño sobre la Curva Presión.....	36
Fig. 2.21. Diferencia de tasa en la cara de la arena con respecto a superficie.....	38
Fig. 2.22. Modelo de sensibilidad de la derivada con respecto al efecto de almacenamiento.....	40
Fig. 2.23. Representación de Almacenamiento Variable decreciente (arriba) e incremental (abajo).....	41
Fig. 2.24. Método de Horner.....	43
Fig. 2.25. Presión a una hora luego del cierre en Gráfico Semi-log.....	44
Fig. 2.26. Método de MDH.....	45

Fig. 2.27. Análisis semi-log (izquierda) derivada de Bourdet (derecha).....	46
Fig. 2.28. Períodos de la Derivada de Presión de Bourdet.....	48
Fig. 2.29. Sensibilidad en la respuesta de presión con respecto al daño y la tasa de flujo.....	49
Fig. 2.30. Respuesta de la presión en función de la longitud de la fractura.....	50
Fig. 2.31. Geometrías de Flujo en un pozo penetrado o completado parcialmente.....	51
Fig. 2.32. Efecto de la anisotropía sobre la respuesta de presión.....	52
Fig. 2.33. Representación Gráfica del comportamiento de la derivada para un Yacimiento Homogéneo.....	53
Fig.2.34. Efecto de las diferentes geometrías de flujo en un Modelo de Yacimiento Homogéneo.....	54
Fig. 2.35. Representación esquemática de flujo en un Yacimiento de Doble Porosidad.....	55
Fig. 2.36. Comportamiento de la derivada de Bourdet en un Modelo de Yacimiento con Doble Porosidad.....	55
Fig. 2.37. Comportamiento de la derivada de Bourdet en función del tipo de arreglo de la matriz principal.....	56
Fig. 2.38. Sensibilidad de ω (arriba) y λ (abajo) en el modelo de doble porosidad...57	
Fig. 2.39. Representación Esquemática de Modelo de Doble Permeabilidad.....	58
Fig. 2.40. Sensibilidad de k en el modelo de doble permeabilidad.....	59
Fig. 2.41. Representación esquemática de la caída adicional en el yacimiento en presencia de un límite.....	61
Fig. 2.42. Perfil de Presión cerca de una falla sellante.....	62
Fig. 2.43. Representación del comportamiento de presión en presencia de un límite sellante.....	62
Fig. 2.44. Sensibilidad de la distancia de la falla sobre la derivada de Bourdet.....	63
Fig. 2.45. Representación Esquemática de la localización de pozos dentro de fallas paralelas (izquierda) y régimen de flujo en fallas paralelas (derecha).....	64
Fig. 2.46. Respuesta de la derivada de Bourdet en función de la localización de pozo dentro de fallas paralelas.....	64

Fig. 2.47. Representación Esquemática de localización de pozos dentro de fallas intersectadas.....	65
Fig.2.48. Respuesta de la derivada de Bourdet en función de la localización de pozo dentro de fallas intersectadas.....	66
Fig.2.49 Representación Gráfica de fallas Intersectadas en la curva Semi-log.....	66
Fig.2.50. Representación Esquemática de las fallas en forma de U.....	67
Fig.2.51. Respuesta de presión y de la derivada de un Yacimiento en forma de U Yacimiento tipo Canal.....	67
Fig.2.52. Representación Esquemática de Modelos de Sistemas Cerrados Rectangular (Izquierda) y Circular (Derecha).....	68
Fig.2.53. Respuesta de presión y de la derivada de un Sistema Cerrado Rectangular en comparación con un Sistema Cerrado Circular a presión constante.....	69
Fig.2.54. Respuesta de presión y de la derivada en presencia de diferentes limites...70	
Fig.2.55. Comportamiento del historial de presión en sistemas cerrados y en modelos a presión constante.....	71
Fig.2.56 Perfil de Presión de una Falla no sellante (Izquierda) y representación de del flujo radial y ondas de presión (Derecha).....	71
Fig.2.57. Sensibilidad de α sobre la respuesta de la derivada de Bourdet.....	72
Fig. 2.58. Posición relativa de la falla.....	73
Fig. 2.59. Respuesta de la derivada de presión en función de la posición relativa de la falla.....	73
Fig. 3.1. Ubicación geográfica del Campo Urdaneta Oeste.....	77
Fig. 3.2. Columna estratigráfica del Campo Urdaneta Oeste.....	79
Fig. 3.3. Comportamiento de producción del Campo Urdaneta Oeste.....	80
Fig. 3.4. Ambientes Sedimentarios de la Formación Río Negro.....	81
Fig. 3.5. Espacio general y extensión de la Formación Río Negro, así como la distribución de los sistemas de corrientes entrelazadas. Ubicación del macizo de Santander (A) y algunas posibles áreas ya levantadas del denominado Arco de Mérida(B).....	82
Fig. 3.6. Distribución de los núcleos a nivel de la Formación Río Negro.....	84

Fig. 3.7. División del yacimiento RNG UD-106 en el campo Urdaneta Oeste.....	87
Fig. 3.8. Histórico de producción del yacimiento RNG UD 106.....	89
Fig. 3.9. Pozos completados en el Yacimiento RNG UD-106.....	90
Fig. 3.10 Tendencias de declinación de los pozos del Yacimiento RNG UD-106.....	91
Fig. 3.11. Distribución de presiones en el Yacimiento RNG UD-106.....	94
Fig. 3.12. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IA.....	95
Fig. 3.13. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IB.....	96
Fig. 3.14. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IC.....	98
Fig. 3.15. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque II.....	99
Fig. 3.16. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque III.....	100
Fig. 3.17. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IV.....	101
Fig. 3.18. Tendencia de deposición de asfáltenos en el yacimiento RNG UD-106...103	
Fig. 4.1. Estructura de trabajo para la interpretación de las pruebas de presión.....	113
Fig. 4.2. Etapas de análisis de la derivada de presión.....	116
Fig. 5.1. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-111.....	120
Fig. 5.2. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-111.....	121
Fig. 5.3. Presión Vs Producción Acumulada UD-111.....	122
Fig. 5.4. Ubicación del pozo UD-111, Mapa estructural.....	123
Fig. 5.5. Ubicación del pozo UD-111, Horizonte de fallas en profundidad.....	124
Fig. 5.6. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-493 Año 1996.....	125
Fig. 5.7. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-493 Año 1996.....	126
Fig. 5.8. Presión Vs Producción Acumulada UD-493 Año 1996.....	127
Fig. 5.9. Ubicación del pozo UD-493, Mapa estructural (izquierda) y Horizonte de las fallas en profundidad (derecha).....	128
Fig. 5.10. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-493 Año 1997.....	130
Fig. 5.11. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-493 Año 1997.....	130
Fig. 5.12. Presión Vs Producción Acumulada UD-493 Año 1997.....	132
Fig. 5.13. Ubicación del pozo UD-493 (Mapa Estructural).....	133
Fig. 5.14. Horizonte en profundidad del pozo UD-493.....	134

Fig. 5.15. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-572.....	135
Fig. 5.16. Gráfico Log- Log del pozo UD-572.....	136
Fig. 5.17. Presión Vs Producción Acumulada UD-572.....	137
Fig. 5.18. Localización del pozo UD-572.....	139
Fig. 5.19. Horizonte en profundidad (arriba) y sísmica (abajo) del pozo UD-572...	140
Fig. 5.20. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-502 Año 1996.....	142
Fig. 5.21. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-502 Año 1996.....	142
Fig. 5.22. Presión vs producción acumulada UD-502.....	143
Fig. 5.23. Horizonte en profundidad del pozo UD-502.....	145
Fig. 5.24. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-502 Año 2006.....	146
Fig. 5.25. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-502 Año 2006.....	147
Fig. 5.26. Presión Vs Producción Acumulada UD-502.....	148
Fig. 5.27. Ubicación del pozo UD-502, mapa estructural.....	150
Fig. 5.28. Ubicación del pozo UD-502, horizonte en profundidad.....	150
Fig. 5.29. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-185.....	151
Fig. 5.30. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-185.....	152
Fig. 5.31. Presión Vs Producción Acumulada UD-185.....	153
Fig. 5.32. Ubicación del pozo UD-185 Mapa estructural.....	155
Fig. 5.33. Horizonte de las fallas en profundidad y sísmica del pozo UD-185.....	155
Fig. 5.34. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-605.....	157
Fig. 5.35. Respuesta de la derivada de presión del pozo UD-605.....	158
Fig. 5.36. Presión Vs Producción Acumulada UD-605.....	159
Fig. 5.37. Ubicación del pozo UD-605 en el mapa estructural.....	161
Fig. 5.38. Horizonte en profundidad del pozo UD-605.....	161
Fig. 5.39. Modelo sísmico del pozo UD-605.....	162
Fig. 5.40. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-673.....	164
Fig. 5.41. Respuesta de la derivada de presión del pozo UD-673.....	164
Fig. 5.42. Presión Vs Producción Acumulada UD-673.....	166
Fig. 5.43. Localización del pozo UD-673.....	167

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Gradiente de presión.....	12
Tabla 2.2. Superposición en tiempo.....	23
Tabla 2.3. Operacionalización de la Variable.....	75
Tabla 3.1. Sub-división estratigráfica del yacimiento RNG UD-106.....	85
Tabla 3.2. Inventario de Pruebas realizadas en el Yacimiento RNG UD-106.....	92
Tabla 3.3. Datos PVT del yacimiento Río Negro.....	102
Tabla 4.1. Pozos completados en el yacimiento RNG UD 106.....	108
Tabla 5.1- Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-111.....	122
Tabla 5.2. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-493 Año 1996.....	126
Tabla 5.3. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-493 Año 1997.....	131
Tabla 5.4. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-572.....	137
Tabla 5.5. Permeabilidades Efectivas a partir de pruebas Build Up del pozo UD-572.....	138
Tabla 5.6. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-502 Año 1996.....	143
Tabla 5.7. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-502 Año 2006.....	147
Tabla 5.8. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-185.....	152
Tabla 5.9. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-605.....	158
Tabla 5.10. Permeabilidades Efectivas a partir de pruebas Build Up del pozo UD-605.....	160
Tabla 5.11- Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-673.....	165

INTRODUCCIÓN

En los yacimientos petrolíferos unos de los parámetros importantes de estimar son los niveles de energía (presiones) y la permeabilidad, para poder determinar el potencial de los pozos. Así mismo, otro factor que afecta la producción de los pozos es el daño que pueda estar presente en la vecindad de los pozos ocasionado durante su perforación y/o estimulación. Es por ello, que a lo largo de los años se han venido desarrollando nuevas tecnologías que permiten estimar dichos parámetros de manera confiable, una de estas técnicas son la pruebas de restauración de presión la cual consiste en hacer producir el pozo a tasa constante para luego cerrarlo y registrar la presión de fondo medida en función del tiempo, a través de estas pruebas se pueden estimar valores de presión estática, permeabilidad y el daño a la formación, así como los límites o geometría del yacimiento en estudio.

En virtud de la importancia que representan este tipo de pruebas para caracterizar dinámicamente un yacimiento, el presente estudio contempla una serie de análisis e interpretaciones de un conjunto de pruebas de restauración de presión aplicadas a pozos completados en el yacimiento RNG UD-106, con el propósito de estimar los niveles de energía (presiones) presentes en el mismo, valores de permeabilidad efectiva y el daño a la formación.

El yacimiento RNG UD-106 se encuentra ubicado en el Campo Urdaneta Oeste, localizado en la Cuenca de Maracaibo al oeste del Lago (Estado Zulia), fue descubierto en el año 1975 mediante la perforación del pozo UD-106. Desde entonces se han perforado y completado un total de 26 pozos verticales, de los cuales 20 pozos están inactivos y 6 activos en la actualidad, además se ha obtenido una producción acumulada de 132,9 MMbbls, presentando unas reservas remanentes de 42,5 MMbbls, los pozos activos producen por levantamiento artificial de gas (*Gas Lift*). Este yacimiento posee un espesor promedio de 26 pies, con un valor de presión inicial de yacimiento a la profundidad Datum (16500 pies) de 10600 lpca, con características de porosidad y permeabilidad promedio de 14% y 111 mD, respectivamente.

Actualmente, es operado por la Empresa Mixta PDVSA Petroregional del Lago S.A., filial de PDVSA (60% PDVSA y 40% Shell Venezuela S.A.)

Este trabajo de investigación se ha desarrollado de la siguiente manera:

Capítulo I, en el cual se presenta el problema que da lugar a la investigación, los objetivos propuestos para dar solución a dicha problemática y adicionalmente la justificación, el alcance y las limitaciones presente en el desarrollo del trabajo. Capítulo II, se expone los antecedentes de la investigación, además de las bases teóricas y relaciones matemáticas en las que se fundamentan las pruebas de restauración de presión. Capítulo III, el cual refleja una explicación global de las características más relevantes del yacimiento en estudio (RNG UD-106). Capítulo IV, en el cual se explica el proceso metodológico desarrollado para alcanzar satisfactoriamente cada uno de los objetivos planteados en la investigación. Capítulo V, finalmente se presenta de manera detallada cada uno de los análisis realizados a los resultados obtenidos luego del proceso de ajuste hecho a las diferentes pruebas de presión que fueron de interés para la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Este primer capítulo abarcó el planteamiento del problema de la presente investigación y todo lo relacionado con los objetivos, justificación y alcance planteados con la finalidad de dar solución a dicha problemática.

1.1 Planteamiento del Problema

El monitoreo continuo del yacimiento RNG UD-106 a través de las pruebas de presión es de gran importancia para poder estimar las características dinámicas que lo describen, uno de los parámetros más relevantes y necesario de determinar en dicho yacimiento son sus niveles de energía, ya que conociéndolos se puede establecer la capacidad que el mismo posee para producir de manera natural, además de identificar tanto aquellas zonas depletadas donde pozos productores pueden presentar la necesidad de métodos de levantamiento artificial para mantener su producción, como las áreas con altos niveles de presión en las cuales se podrían planificar la completación de nuevos pozos, todo esto con el principal objetivo de obtener una explotación óptima y eficiente y en consecuencia drenar la mayor cantidad de reservas remanentes presentes actualmente en el yacimiento bajo estudio.

Adicionalmente, el yacimiento RNG UD-106 posee la particularidad de presentar moderada capacidad de almacenamiento (porosidad) y de permeabilidad, como consecuencia de los procesos diagenéticos y a esto se le suma el daño en las cercanías del pozo efectuado durante la perforación y completación, por tal razón también es necesario la aplicación de pruebas de presión a fin de conocer la existencia o no de daño y la permeabilidad en los diferentes pozos bajo estudio.

Basado en lo descrito anteriormente, el principal objetivo del presente estudio es realizar una serie de análisis e interpretación a un conjunto de pruebas de restauración de presión aplicada a pozos completados en el yacimiento RNG UD- 106 con la finalidad de estimar los niveles de energía, la permeabilidad efectiva y el daño a la formación existentes en dicho yacimiento.

1.2 Formulación del Problema

¿Cuál sería el proceso para estimar presión de yacimiento, permeabilidades y efectos de daño, a partir de pruebas de restauración de presión realizadas en pozos completados en el yacimiento RNG UD-106 perteneciente al Campo Urdaneta Oeste?

1.3 Objetivos

1.3.1. Objetivos General

Analizar e interpretar las pruebas de restauración de presión realizadas en pozos completados en el yacimiento RNG UD-106 perteneciente al Campo Urdaneta Oeste, a fin de estimar presiones, permeabilidades y la presencia o no de daño en cada uno de los pozos.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar los pozos a los cuales se le haya realizado pruebas de restauración (Build up) completados en el yacimiento RNG UD-106.
- Realizar la carga en el software PanSystem de la data necesaria para llevar a cabo la interpretación de las pruebas de restauración de presión en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106.
- Interpretar las pruebas de presión realizadas en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106.

- Estimar la presión de yacimiento, permeabilidad y la presencia de daño o no en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106.
- Analizar los resultados generados en la interpretación de las pruebas de presión realizadas en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106

1.4 Justificación

La empresa mixta PDVSA Petroregional del Lago contaba con nueve (9) pruebas de restauración de presión efectuadas a 7 pozos completados a nivel del yacimiento RNG UD-106, por lo cual decidieron realizar el análisis e interpretación de las mismas con la finalidad de fortalecer la información existente asociada al comportamiento de presión del yacimiento y la permeabilidad efectiva en cada pozo estudiado, permitiendo así identificar cuáles son las áreas prospectivas a la hora de planificar la localización de nuevos pozos a fin de obtener una óptima producción, aprovechando al máximo la energía natural del yacimiento RNG UD-106 y de igual forma desarrollar las reservas remanentes estimadas para el mismo.

Otro de los aportes de la presente investigación, es la identificación de daño en los pozos bajo estudio, ya que en base a esta información se logrará la programación de trabajos de estimulación, con la finalidad de recuperar la producción en aquellos pozos cuya tasa ha mermado por presentar restricción al flujo y consecuentemente lograr un aumento en la productividad de los mismos.

1.5 Alcance

El presente estudio se enfocó principalmente en estimar la presión de yacimiento, permeabilidad y factor de daño en los pozos UD-111, UD-185, UD-493, UD-502, UD-572, UD-605, UD-673 completados en el yacimiento RNG UD -106, mediante el análisis e interpretación de la información obtenida de las pruebas de restauración de presión realizadas a los mismos.

La investigación se desarrolló en la oficina de PDVSA Petroregional del Lago, ubicada en Maracaibo, estado, Zulia desde el 04 de febrero hasta el 27 de septiembre de 2013.

1.6 Limitaciones

Para realizar el análisis e interpretación del conjunto de pruebas de restauración de presión, aplicadas en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106, se recopiló un conjunto de información básica entre las cuales se puede mencionar: historial de producción de los pozos, datos petrofísicos, como el espesor neto petrolífero y la porosidad efectiva, gradiente de presión, profundidad del sensor, radio del pozo y compresibilidad total de la formación, el factor volumétrico de formación y viscosidad del crudo, además del uso del Software Pansystem.

Por tal razón, el estudio actual no presentó ninguna limitación asociada a los parámetros descritos anteriormente.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se desarrolló las bases teóricas correspondiente con las pruebas de restauración de presión que servirán de sustento a la investigación, abarcando desde los antecedentes asociados al presente trabajo investigativo, pasando por los conceptos y principios matemáticos de las pruebas de restauración de presión, hasta el comportamiento teórico de los diferentes modelos de yacimiento y modelo de borde representativos de las respuesta de presión en campo.

2.1 Antecedentes de la Investigación

En el desarrollo del presente trabajo especial de grado se realizó la revisión de un conjunto de trabajos de investigación e informes técnicos que se utilizaron como herramientas esenciales para comprender los fundamentos teóricos, establecer la metodología para el análisis e interpretación de las pruebas de presión y conocer detalladamente el yacimiento en estudio, entre ellos se indican:

Fuenmayor, E. (2011) realizó el trabajo de investigación titulado “*Evaluación de los Límites de flujo presente en los pozos del Yacimiento Icotea-Misoa a través del uso de pruebas de restauración de presión*”. El trabajo abarcó principalmente el diagnóstico y análisis de la presencia o no de límites de flujo o heterogeneidades a partir de un total de 14 pruebas de restauración de presión a fin de contribuir en la caracterización y en el modelo dinámico del yacimiento Icotea-Misoa del Campo Urdaneta Oeste. Entre las principales conclusiones se tiene que el análisis de las pruebas de presión reflejan, para el yacimiento Icotea-Misoa, un promedio general de permeabilidad (k) de 735 md y una presión promedio de yacimiento a un Datum de 8500 pies de 2771 lpca, los mismos se encuentran cercanos a los valores estimados

para el yacimiento, además, el modelo representativo del yacimiento, es el de un yacimiento homogéneo, con la presencia de dos barreras de no flujo y como límite de área una falla o actuación infinita detectados en la mayoría de las pruebas analizadas, permitiendo así corroborar lo interpretado en los modelos estructurales y ayudando a su vez a una mejor caracterización del yacimiento. El aporte de este trabajo a la presente investigación es la metodología a desarrollar para la evaluación e interpretación de las pruebas de restauración de presión.

Bermúdez, G. (2012) realizó el trabajo de investigación titulado “*Caracterización de Yacimientos a través de la interpretación de Pruebas de Presión, Formación Capaya, Campos Tácata y Tacat, Estados Anzoátegui y Monagas*”. Este trabajo contempla la caracterización y descripción de los yacimientos de los Campos Tácata y Tacat por medio de la interpretación y el análisis de la pruebas de presión a través de la interpretación de la derivada de Bourdet y el estudio de los probadores de formación, que permitan describir así las condiciones tanto estáticas y dinámicas de los yacimientos correspondientes a estos Campos, a fin de que sirvan de base fundamental para el desarrollo del modelo de presión contemplado en el Proyecto de Planes de Explotación de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos División Punta de Mata.

Sus principales conclusiones para los yacimientos (CA-J TAG-14, CA-F Tag-12, CA-K1/K2 TAG-12, CA-N/P TAG-14, CA-D TAG-14, CA-0/6 TAG-14, Ca-K1/K2 TAG-16 y CA-F TAG-16), fueron los mejores ajustes de los modelos de radial homogéneo, doble porosidad y doble capa, la presencia de diferentes límites entre ellos: fallas paralelas y límites a presión constante asociada a un acuífero activo, entre otros. Además, el comportamiento de presión del Campo no arrojó ninguna tendencia en el comportamiento de presión por lo cual cada uno de los yacimientos evaluados tiene un comportamiento de presión individual. Este trabajo sirvió como documentación teórica de las pruebas de presión y como guía para el desarrollo de la metodología en el análisis e interpretación de las pruebas de restauración de presión.

Robles, R. (2011), realizó un trabajo de investigación titulado “*Método de Balance de Materiales para Yacimientos Sometidos a Presiones Anormales Aplicado*

al Yacimiento Río Negro del Campo Urdaneta Oeste". Este trabajo evaluó la aplicabilidad de un método de balance de materiales para yacimientos sometidos a presiones anormales en el yacimiento Río Negro del Campo Urdaneta Oeste a fin de validar los mecanismos de empuje presentes y definir la posible causa del comportamiento actual de las presiones en el mismo, además realizar un análisis comparativo entre el modelo actual y el modelo propuesto, para luego establecer las diferencias y similitudes que pueden presentar estos al modelar este tipo tan particular de yacimientos.

Las conclusiones más resaltantes obtenidas en este trabajo son las siguientes: todos y cada uno de los compartimientos están siendo afectados por un mecanismo de gas en solución acompañado por una inminente expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso producto de la sobrepresión, y el método de balance de materiales para yacimientos sometidos a presiones anormales es técnicamente aplicable al yacimiento Río Negro del Campo Urdaneta Oeste, ya que dio como resultado valores representativos y un comportamiento que está íntimamente relacionado con la vida productiva que ha tenido el yacimiento.

Este trabajo se usó como base informativa para la obtención de conocimientos detallados asociados a parámetros geológicos, petrofísicos y de fluidos, además del comportamiento de presión y producción que caracterizan al yacimiento bajo estudio, Yacimiento RNG UD 106 (antes denominado Río Negro) del Campo Urdaneta Oeste.

DAUNGKAEW, HOLLAENDER Y GRINGARTEN (2000) en su artículo técnico publicado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (siglas en inglés *SPE*) "*Preguntas Frecuentes en el Análisis de Pruebas de Presión*" (*Frequently Asked Questions in Well Test Analysis*), este artículo presenta respuestas a una serie de dudas que comúnmente surgen durante la interpretación de pruebas de presión.

Entre las conclusiones más relevantes se encuentran: el conocimiento preciso sobre el historial de producción permite reproducir, con el uso de las pruebas de presión, buenas condiciones de bordes o condiciones de los límites de los yacimientos, además las pruebas de restauración de presión proveen mejor información que las pruebas de declinación, ya que esta última se ve afectada por las

fluctuaciones de las tasas de producción y la propia dinámica de los pozos; finalmente, a través del análisis de la derivada de la presión solo se puede determinar una distribución uniforme del efecto de daño en los yacimientos.

El presente artículo sirvió como referencia teórica para un mejor entendimiento durante el proceso de análisis e interpretación de las pruebas de restauración de presión.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Modelo Estático

Según Bermúdez (2012), se define como una representación gráfica y numérica de los parámetros que caracterizan la ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos, estructurales y de fluidos en condiciones originales que conforman al yacimiento en estudio. Su principal objetivo es representar la estructura del yacimiento y se logra mediante la integración de las disciplinas de geociencias, es decir, es el resultado de la combinación de estratigrafía, sedimentología, petrofísica, geofísica, geoquímica, geoestadística, entre otros, que permiten de forma armoniosa comprender los términos físicos y geológicos del sistema de acumulación de hidrocarburos. En la interpretación de pruebas de restauración de presión el modelo estático es una herramienta fundamental a la hora de verificar la existencia o no de los límites detectados en este tipo de pruebas.

2.2.2 Modelo dinámico

Según Bermúdez (2012), un modelo dinámico permite representar la interacción de la roca con los fluidos del yacimiento y reproducir las características o condiciones de presión, producción e inyección en el yacimiento, con la finalidad de desarrollar metodologías para comprender de una manera integral el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso, estimar volúmenes de fluidos en sitio y reservas recuperables, además de analizar y predecir el comportamiento futuro del yacimiento, todo esto en concordancia con el modelo estático. El análisis de pruebas de presión se

considera como uno de los instrumentos fundamentales para el desarrollo y entendimiento del modelo dinámico de un yacimiento.

2.2.3 Gradiente de presión

Se define como gradiente de fluido a la relación existente entre la diferencia de presión y el delta de profundidad a las cuales están referidas dicho valores de presión (Bermúdez 2012). En la Figura 2.1 se observa esquemáticamente lo descrito anteriormente, sean dos puntos de presión en lpca (P1 y P2) a las profundidades verticales H1 y H2 en pies, siendo $H2 > H1$, entonces se define como gradiente de presión del fluido a la relación entre estas diferencias y se puede representar mediante la Ecuación 2.1.

$$\text{Gradiente} = P_2 - P_1 / H_2 - H_1 \text{ (Lpca/pie)} \quad \text{Ec. 2.1}$$

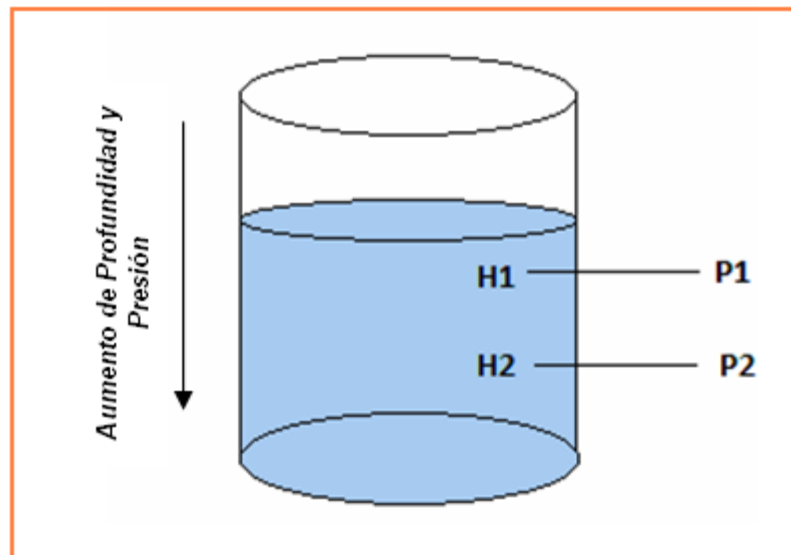


Fig. 2.1. Representación del Cálculo de Gradiente.

Los valores más comunes para los gradientes de presión en un yacimiento son los siguientes: el gradiente del agua se encuentran por arriba de los 0.433 Lpca/pie, los gradientes asociados al petróleo se encuentran en un rango de 0,2 Lpca/pie a los 0,40

Lpca/pie, siendo los gradientes más cercanos a 0,2 Lpca/Pie asociados a petróleo con un alta gravedad API y menores a este valor se encuentran fluidos gaseosos (Tabla 2.1).

Tabla 2.1 Valores de Gradientes de Presión

Tipo de Fluido	Gradiente de Presión
Gas	<0.2
Petróleo	0.21-0.42
Agua	>0.433

2.2.4 Pruebas de Presión

Según Escobar 2003, las pruebas de presión es una herramienta utilizada para la obtención, de manera indirecta, de parámetros que permiten principalmente la caracterización del sistema pozo-yacimiento. Básicamente consiste en la medición de dos variables: la tasa de producción y la presión, al alterar una de las dos variables mencionadas (generalmente la tasa de flujo) se genera o introduce una perturbación en el yacimiento y se registran los cambios sobre la otra variable (presión). La forma característica del comportamiento de la presión en función del tiempo, refleja las propiedades del yacimiento en estudio. De manera general los parámetros que se pueden obtener a partir de una prueba de presión son los siguientes:

- Presión Inicial y Presión Promedio del yacimiento.
- Permeabilidad de la formación.
- Factor de Daño Total de la formación.
- Área de drenaje, evaluación de estimulaciones por fracturamiento hidráulico.
- Modelo Geométrico del área de drenaje.
- Comunicación entre pozos

Tipos de Pruebas de Presión

El tipo de prueba de presión a realizar en un yacimiento depende específicamente de los parámetros que se desean evaluar o conocer del mismo. Entre los diferentes tipos de pruebas de presión se encuentran:

- Prueba de Restauración de Presión (*Build Up*).
- Pruebas de Declinación de Presión o Arrastre (*Draw Down*).
- Prueba Multitasa.
- Prueba de Interferencia.
- Prueba de Pulso.
- Prueba de disipación de presión en pozos inyectoros (*Fall off Test*).
- Pruebas de Producción DST (*Drill Stem Test*).
- Probadores de Formación RFT (*Repeat Formation Test*).
- Prueba BHP-BHT, medición de presión (*Bottom hole pressure – Bottom hole temperature*).
 - Estática.
 - Dinámica.
- Pruebas para pozos de gas:
 - Prueba Isocronal.
 - Prueba Isocronal Modificada.

Diseño y planificación de pruebas de presión

Las pruebas de presión son diseñadas y ejecutadas dependiendo del objetivo que se desee alcanzar, es decir, obedece principalmente a lo que se requiera conocer del yacimiento bajo estudio. Entonces, una prueba de presión se puede aplicar con la finalidad de evaluar, describir o monitorear un yacimiento.

Evaluación del yacimiento: las pruebas calificadas para la evaluación de un yacimiento se encargan de proporcionar una serie de parámetros básicos los cuales permiten obtener: la capacidad de flujo del yacimiento, la presión inicial del

yacimiento, parámetros PVT mediante la toma de muestra de fluidos de la formación, entre otros.

Descripción del yacimiento: las pruebas de presión aplicadas para este fin aportan información relevante acerca de la heterogeneidad, anisotropía, efecto de daño y geometría y condiciones asociadas a los límites del yacimiento, como barreras sin flujo, barreras a presión constante y sistemas cerrados.

Monitoreo del yacimiento: las pruebas de presión se aplican con la finalidad de verificar las causas del algún comportamiento irregular que presente el pozo en un determinado momento, también para comprobar la efectividad de algún método de rehabilitación como el caso de fracturamiento o acidificación entre otros.

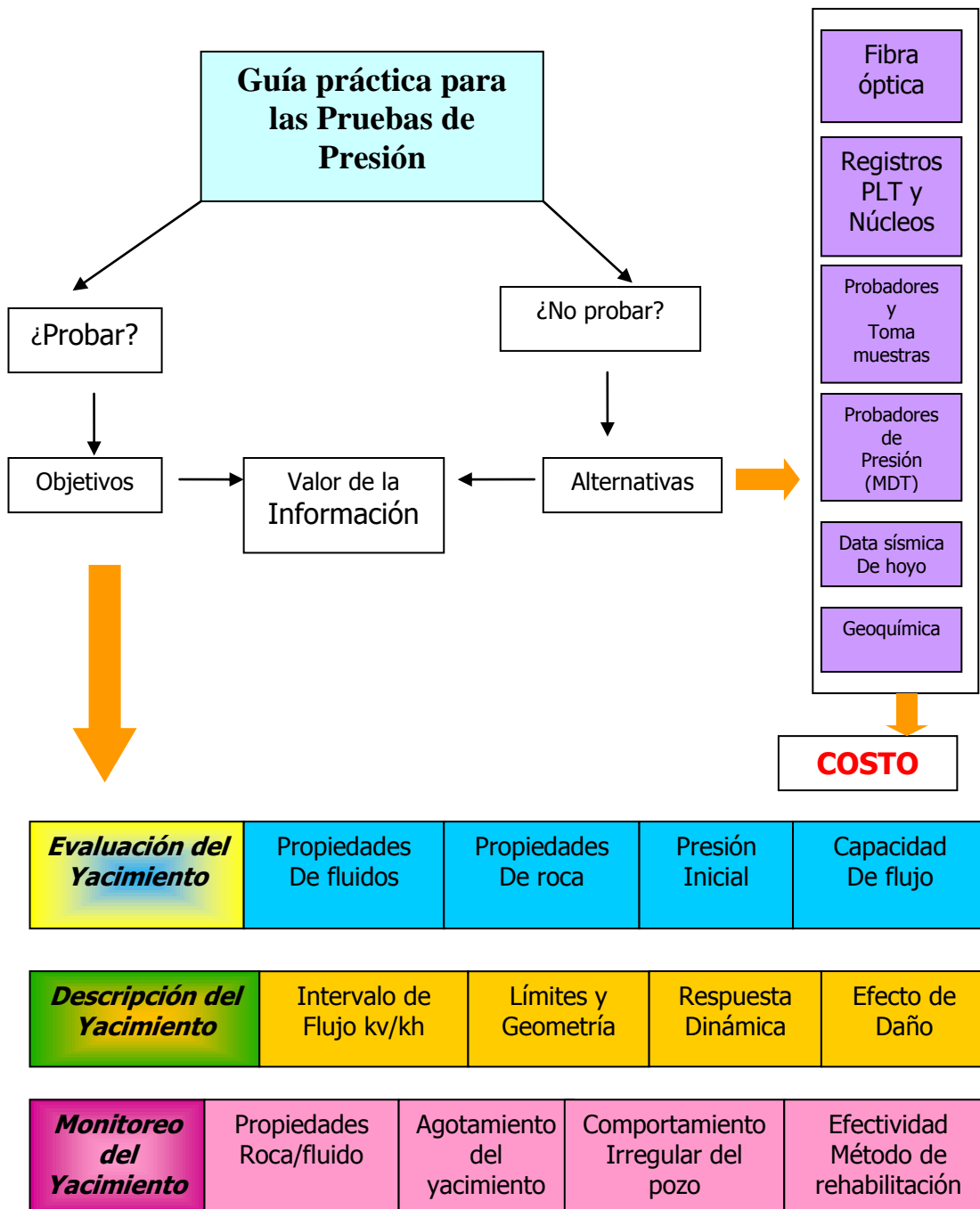


Fig. 2.2 Guía práctica para la aplicación de prueba de presión. (Mod. Well Testing Best Practice, SPE 2005)

La Figura 2.2 resume las diferentes opciones en la toma de decisiones relacionadas con las pruebas de presión. Si la decisión es aplicar una prueba de presión (lado izquierdo del esquema), entonces se establecen los objetivos principales que desean cubrir, es decir, las características que se desean conocer del yacimiento y en consecuencia se decide la prueba que mejor aportará dicha información. Si el caso es contrario (lado derecho del esquema) entonces se presentan una serie de alternativas que permiten realizar evaluaciones a la formación independientes a las pruebas de presión, sin embargo, cada una de estas opciones solo abarcará una parte de los resultados totales obtenidos mediante una prueba de presión, por lo general cuando se trabaja con estas alternativas se realiza una combinación de opciones para lograr un análisis completo de la formación. Finalmente, la toma de decisiones se basa principalmente en los costos asociados a los diferentes métodos de evaluación.

El proceso de planificación de una prueba de presión es de gran importancia ya que al definir de manera correcta los parámetros y procedimientos asociados a una prueba de presión específica, se puede garantizar la obtención de resultados satisfactorios a la hora de realizar los análisis e interpretaciones pertinentes.

Es importante establecer condiciones operacionales como:

- Tipo de pozo (productor o inyector).
- Estado del pozo (activo o inactivo).
- Tipo de prueba (pozo sencillo o pozos múltiples; declinación, restauración, tasas múltiples, entre otros)
- Presencia o no de un sistema de levantamiento.
- Disponibilidad para hacer mediciones en fondo o hacerlas en superficie. La ubicación de diferentes sensores a lo largo del pozo resulta beneficiosa ya que permite registrar tanto las presiones de fondo como las de cabezal y de revestimiento lo que conlleva a obtener información adicional a el almacenamiento tales como: redistribución de fluidos, fuga a través de las empacaduras entre otros.

Además, el diseño debe abarcar:

- Estimación del tiempo de duración de la prueba.
- Estimación de la respuesta de presión esperada. Generalmente se obtiene utilizando las propiedades de la formación, conocidas a través de pruebas de laboratorio o registros eléctricos.
- Claridad en las condiciones del pozo.

A continuación se enumeran diferentes problemas que se presentan generalmente en el proceso de aplicación e interpretación de una prueba de presión:

- Falta o deficiente diseño de la prueba de pozo: debido a la falta de datos requeridos para el diseño.
- Diseño, operación y análisis de una prueba de pozo por diferentes equipos o personas.
- Uso del mismo programa de prueba para todos los yacimientos.
- Malas prácticas de las pruebas: cerrar el pozo antes de tener la tasa estabilizada, usar planes de decrecimiento de tasas para pruebas multitasa en vez de aumentos, hacer cierres en superficie en lugar de hacerlos en fondo.
- Desconocimiento del concepto de la prueba, métodos de análisis y requerimiento básico de la data.
- Mal uso o incorrecta interpretación de la data de la prueba.
- Modelos complicados con comportamientos de pozos sencillos o viceversa.
- Otros factores que afectan las respuestas y resultados de las pruebas de pozos: ingenieros capaces de identificar los problemas de la data obtenida, como segregación de fases en el hoyo, aumentos en el nivel de líquido durante la prueba.

Métodos de Interpretación de Pruebas Presión. Reseña Histórica

Según Alvarado (2003), cuando se iniciaron los procesos de mediciones y determinaciones de presiones asociadas a los yacimientos, solo existían instrumentos cuya medición registraban un solo punto de presión y es en el año 1930 cuando se

introducen herramientas de medición continua de presión. A partir de esta fecha y con el pasar de los años, fueron surgiendo una serie de metodologías que aunque se desarrollaron con técnicas diferentes, tienen en común un objetivo principal y es el de hallar la técnica más precisa para realizar los análisis de pruebas de presión, en consecuencia determinar con mayor exactitud los valores de los parámetros que caractericen el comportamiento real de los yacimientos. A continuación, se desarrolla la reseña histórica asociada a las técnicas que ayudaron a la interpretación de pruebas de presión.

Muskat (1937) presentó un método de ensayo y error con el gráfico semi-log, a fin de determinar la presión estática del área de drenaje en pozos petroleros. En *1949*, se desarrolló una solución para el problema del sistema pozo-yacimiento con efecto de almacenamiento y se introdujo la primera Curva Tipo, estos trabajos fueron elaborados por *Van Everdigen y Hurst*, estos mismos autores introducen el efecto de daño pero en el año *1953*.

Para *1950*, *Miller, Dyes y Hutchinson (MDH)* presentaron un método basado en los autores anteriormente mencionados, en el que establecen que la presión debía ser una función lineal del tiempo de cierre ($\log \Delta t$), además presentaron gráficos para determinar la presión estática de un yacimiento bajo condiciones de límites cerrados y condiciones de límite constante. Y en *1951*, *Horner* presentó un método para analizar pruebas de restauración de presión y determinó que en un gráfico la presión de fondo de cierre debe ser una función lineal del $\log (t + \Delta t)/\Delta t$ siendo a su vez el primer método para determinar la presión estática de un yacimiento a partir de información del “transiente”.

En *1954*, *Matthews, Brons y Hazebroek (MBH)* basándose en el principio de superposición, propusieron un método a fin de obtener el comportamiento de presión de pozos ubicados en un área de drenaje de forma rectangular. Además, desarrollaron una técnica que les permitió determinar las presiones promedio del área de drenaje y una presión extrapolada (p^*) a partir de Horner. Este es uno de los métodos más utilizados para conocer la presión promedio de un yacimiento.

Perrine (1955) propuso un método nuevo para analizar pruebas de presión para flujo multifásico y *Martín* se encargó de establecer las bases teóricas asociadas a este método. Para la *década* de los 60, aplicaron el principio de Superposición en espacio a fin de obtener la solución del problema de un pozo que produce a tasa de flujo constante dentro de un área de drenaje rectangular, los autores de esta metodología fueron *Earlongler, Ramey y Mueller*.

El Método de la Curva Tipo fue introducido *en 1970*, la Curva Tipo de *Agarwal*, tomaba en cuenta los análisis en los tiempos iniciales de flujo o de cierre, es decir, tomaba en cuenta los efecto de llene y el daño de un pozo localizado en un yacimiento infinito. Esta técnica fue formulada matemáticamente de acuerdo a las leyes físicas del flujo de fluido en medio poroso, toma en cuenta determinadas condiciones iniciales y de contorno, y sus ecuaciones fueron resueltas mediante análisis matemático clásico o con técnicas de análisis numérico. Finalmente, para la época, la solución se dibujaba en un papel y se trataba de ajustar la data real dibujada en un papel semi-transparente a la solución teórica (ver Figura 2.3).

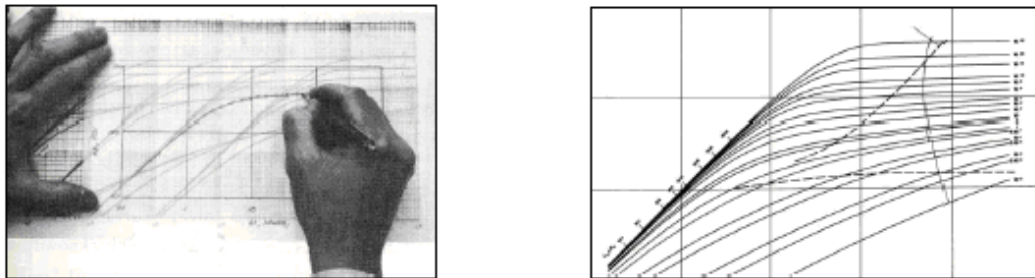


Fig. 2.3 Ajuste de las Curvas tipo en Campo (tomado de *Dynamic Data Analysis, Kappa*)

A partir de esta fecha fueron introducidos, por diferentes autores, una serie de soluciones asociadas al Método de la Curva Tipo, pero una de las soluciones más completas y elaboradas fue la de *Gringarten (1979)*, la cual trata la presión de fondo como función del tiempo de llene entre el coeficiente de llene (t_D/C_D) y del parámetro C_{De}^{2S} , trabajar bajo estas condiciones le permitió indicar: los límites de duración del efecto de llene, obtener de forma cualitativa y cuantitativamente las condiciones del pozo, es decir, pozos dañados, no dañados, estimulados y fracturados, e indicar el

inicio de la línea recta semi-log. Sin embargo, el problema de unicidad en la solución seguía presente y los mismos autores recomendaban efectuar el análisis conjuntamente con el método semi-log o el método de Horner. Una de las debilidades del Método de la Curva Tipo que incluyen al efecto de llene, es que consideran a este constante.

Finalmente, una de las técnicas más relevantes del análisis de pruebas de presiones y la de mayor uso en la actualidad, es el método de la derivada de *Bourdet (1983)*, el cual toma ventajas de la derivada para detectar con mayor precisión las características y comportamiento heterogéneo del sistema pozo-yacimiento, por ejemplo yacimientos con doble permeabilidad e identificar penetración parcial o entrada limitada y otros efectos cercanos del pozo. También se introdujeron las técnicas de Convolución y Deconvolución.

Actualmente, gracias a los avances tecnológicos existen herramientas computacionales que disponen de una biblioteca de Curvas Tipo con características específicas según el yacimiento que se esté evaluando, facilitando el proceso de interpretación de pruebas de presión a los ingenieros que trabajan en el área de descripción y caracterización de los yacimientos. La Figura 2.4 muestra como se desarrolla el proceso para de obtención continua de data, el análisis y la interpretación de pruebas de presión en la actualidad.

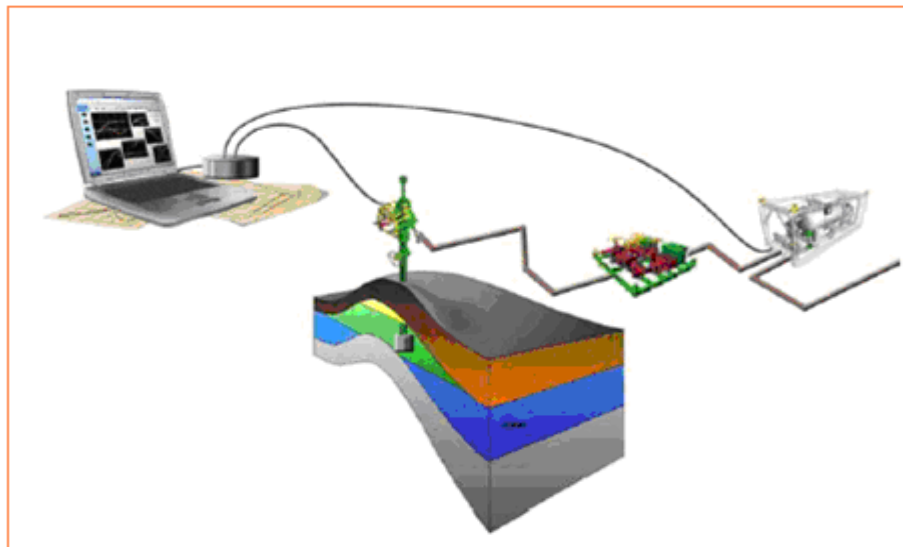


Fig. 2.4 Proceso idealizado de una prueba de presión (Tomado de *Dynamic Data Analysis, Kappa*)

2.2.5 Principios Básicos

Principio de superposición

En su forma general expresa que la respuesta dada por un sistema frente a una serie de perturbaciones, es exactamente igual a la suma de cada una de las respuestas individuales asociada a cada perturbación. En el ámbito petrolero este método permite la extrapolación de soluciones, esto se debe a que en los modelos básicos de flujo, para un yacimiento, se considera la presencia de un solo pozo que produce a una tasa constante, pero en la práctica la situación cambia, ya que los pozos producen a tasas variables. Por lo tanto, es necesario contar con una metodología que permita obtener soluciones básicas a este tipo de situaciones (CIED 1997).

Un ejemplo representativo del principio de superposición es la ecuación de difusión, ya que por ser una ecuación diferencial en derivadas parciales, posee dos soluciones independientes y una tercera solución, que es el resultado de la combinación lineal de las independientes, es decir, si $g_1(t)$ y $g_2(t)$ son dos soluciones independientes de la ecuación de difusión, entonces una combinación lineal (superposición) de ellas es también una solución, como lo expresa la Ecuación 2.2.

$$a g_1(t) + b g_2(t) = g(t) \quad \text{Ec.2.2}$$

Superposición en espacio

Según CIED 1997, la superposición en espacio permite principalmente determinar la caída de presión en un área específica de un yacimiento que tenga dos o más pozos produciendo, ya que el cambio de presión en un punto cualquiera del mismo, no es más que la suma de las caídas de presión producida por cada uno de los pozos existentes.

Esto quiere decir que la caída total de presión en el punto P, es el resultado de sumar las caídas de presión en el pozo A, en el pozo B y en el pozo C, en la Figura 2.5 se aprecia lo descrito anteriormente, la cual se puede expresar por la Ecuación 2.3.

$$(P_i - P_{wf})_P = (P_i - P_{wf})_{\text{pozo A}} + (P_i - P_{wf})_{\text{pozo B}} + (P_i - P_{wf})_{\text{pozo C}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

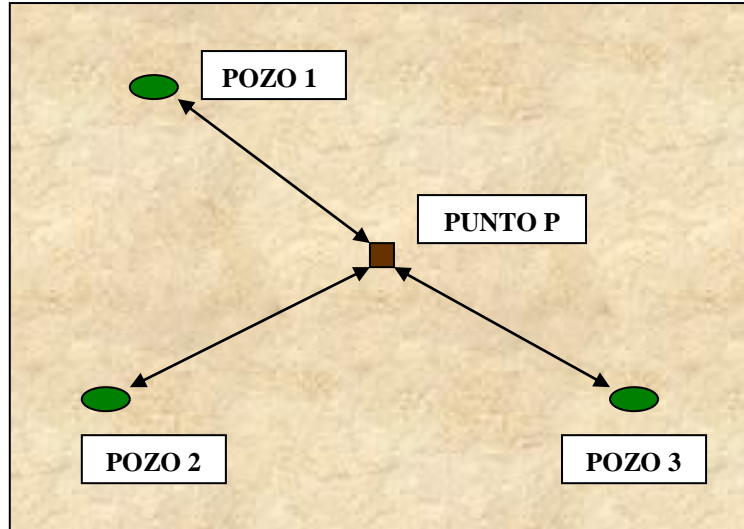


Fig. 2.5 Superposición en espacio

Superposición en tiempo

Según CIED (1997), su uso permite modelar soluciones para los casos en que los pozos presentan flujo de producción variable, usando individualmente soluciones de flujo constante. Para generar este tipo de respuestas se considera como suposición la existencia de n pozos presentes en una misma localización que comienzan a producir flujo ($Q_{i+1} - Q_i$) por un tiempo ($t_n - t_{n-1}$), el cual representa el tiempo desde donde hubo el cambio de tasa hasta el tiempo particular donde queremos obtener la presión, la Tabla 2.2 resume lo descrito anteriormente. Finalmente, la curva de flujo se aproxima de forma escalonada a fin de reproducir las características importantes de la producción (ver Figura 2.6) y las caídas de presión producto del flujo de un pozo vienen dado por la Ecuación 2.4.

$$(P_i - P_{wf})_{total} = \Delta P_{(q1)} + \Delta P_{(q2-q1)} + \dots + \Delta P_{(qn-q_{n-1})} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Tabla 2.2. Superposición en tiempo

<u>Pozo</u>	<u>Tasa de Flujo</u> (bbls/d)	<u>Tiempo de Flujo</u> (d)
1	(q1 -0)	(tn - 0)
2	(q2 - q1)	(tn - t1)
3	(q3 - q2)	(tn - t2)
.	.	.
.	.	.
.	.	.
n	(qn - qn-1)	(tn - tn-1)

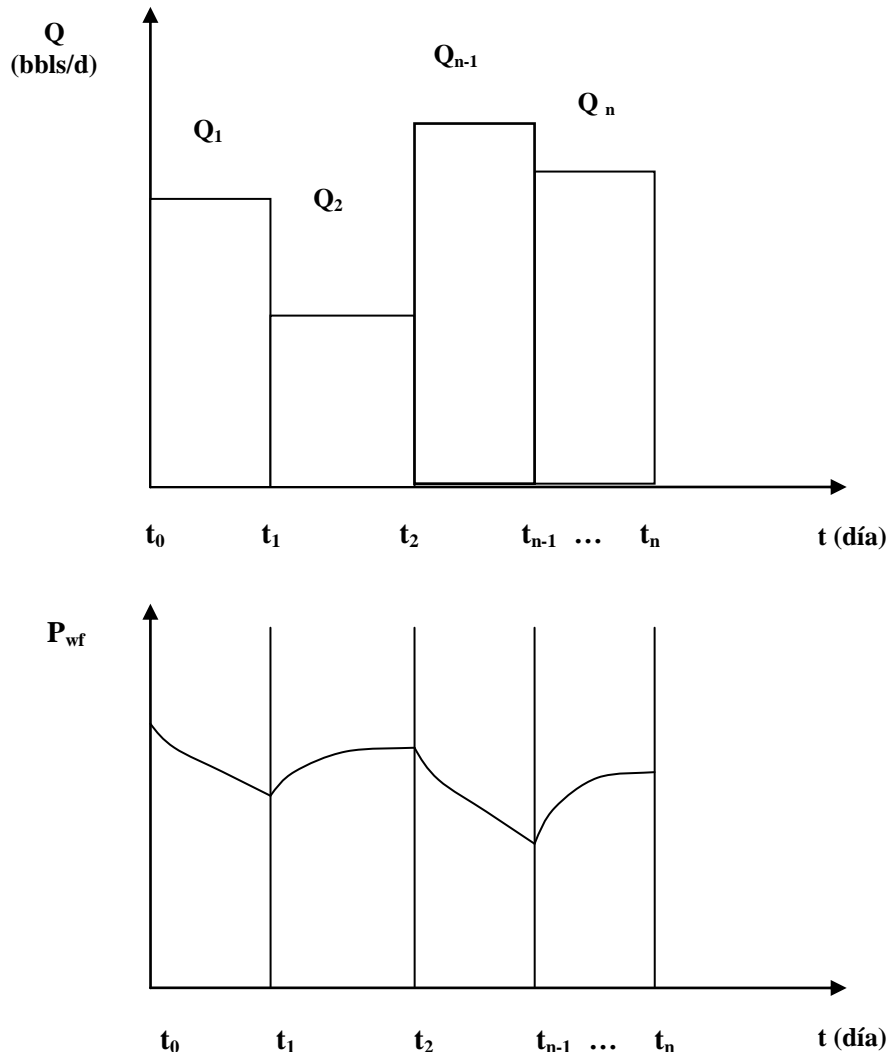


Fig. 2.6 Diagrama esquemático para ilustrar la Superposición en tiempo

En una Prueba de Restauración de Presión, según CIED (1997), al aplicar el principio de superposición, la restauración de presión durante el período de cierre, puede representarse por la suma de las caídas de presión correspondiente a la tasa de producción q_1 durante el periodo total ($t_p + \Delta t$) y la caída de presión correspondiente a una “tasa de inyección” $-q_1$ durante el periodo de cierre Δt , esto equivale a una tasa de producción de cero durante el cierre del mismo.

Ley de conservación de la masa

El principio de conservación establece que la masa, volumen o energía, no puede ser creada ni destruida. En base a lo establecido anteriormente, en el flujo de fluido a través de un medio poroso, la cantidad más significativa que se conserva es la masa (Bermúdez 2012). Generalmente, el principio de conservación referente a una región arbitraria, se resume en la Figura 2.7.

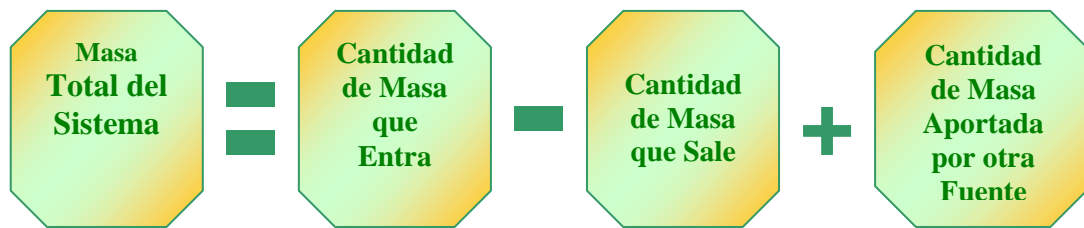


Fig. 2.7 Balance de Masas en un sistema

Ley de Darcy

Según Escobar 2003, Henry Darcy estableció que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. La Ley de Darcy es fundamental en el análisis de datos dinámicos y es usada en el modelo de flujo en todas las áreas del yacimiento.

La aplicabilidad de la presente Ley está regida por las siguientes condiciones:

- Formación Homogénea
- Formación Isotérmica
- El fluido satura 100 % el medio poroso
- No existe interacción entre el fluido y la roca

- Flujo incompresible, continuo y laminar
- Fluido newtoniano

La ecuación general se expresa:

$$\Delta P/L = 144.2 (Q\mu/kA) \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde

ΔP : la caída de presión en el medio poroso (Lpca)

L : longitud del medio poroso (pie)

Q : tasa de flujo (bbls/d)

μ : viscosidad del fluido (Cp)

k : permeabilidad (mD)

A : área atravesada por fluido (pie²)

Si el flujo se desplaza en una sola dirección, entonces la ecuación anterior se transformará en una que represente lo descrito anteriormente, sea en X , Y o Z , y se expresa en coordenadas cartesianas. En la Figura 2.8 se observa la representación gráfica de la Ley de Darcy de flujo de fluido en una sola dirección, las flechas azules indican la dirección del flujo y la flecha amarilla indica la dirección en la que se toma en cuenta la permeabilidad del medio, en este caso es en el eje X . este comportamiento es descrito mediante la Ecuación 2.6.

$$\partial P/\partial x = 144.2 (Q_x \mu / k_x A) \quad \text{Ec. 2.6}$$

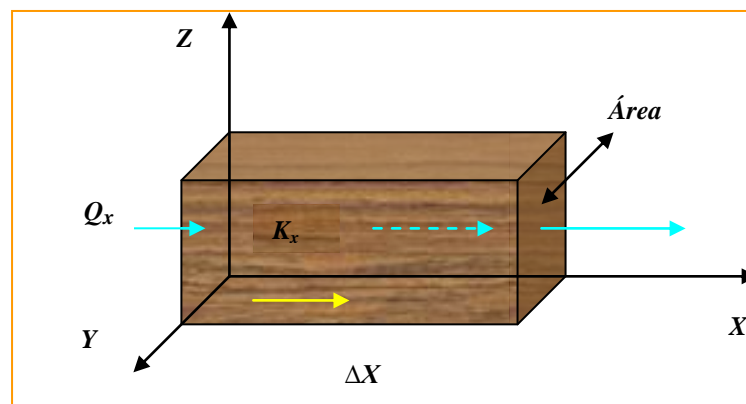


Fig. 2.8 Ley de Darcy (Coordenadas Cartesianas)

La fórmula también puede ser representada en coordenadas radiales como se expresa en la Ecuación 2.7. Esta es la ecuación utilizada para modelar el flujo de fluido en pozos cuya área de drenaje es circular.

$$r \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = 141.2 (Q\mu/kh) \quad \text{Ec. 2.7}$$

Ecuación de Estado

Según Bermúdez 2012, las ecuaciones de estado especifican la dependencia de densidad del fluido (ρ) de la presión y temperatura de un sistema. Por lo tanto, dependiendo del fluido presente en el medio, la ecuación de estado empleada variará. Puesto que en el desarrollo de las ecuaciones de flujo se considera al yacimiento como un medio isotérmico, las ecuaciones de estado serán sólo función de presión.

Ecuación de Difusividad

La Ecuación de Difusividad no es más que el resultado de la combinación de tres ecuaciones que se encargan de describir el comportamiento del flujo transitorio de fluido a través del medio poroso, ellas se pueden describir como: ecuación de continuidad (el principio de conservación de la masa), ecuación de flujo (Ley de Darcy) y ecuación de Estado (fluidos ligeramente compresibles) (Escobar 2003). Presenta como principal objetivo caracterizar las variaciones de presión en dicho medio en función del tiempo.

El desarrollo de la Ecuación de Difusividad considera una serie de suposiciones, enumeradas a continuación:

- El flujo es isotérmico.
- El fluido posee viscosidad y compresibilidad constante.
- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- Flujo transitorio de un fluido ligeramente compresible
- Las propiedades del medio son independientes de la presión.
- Los efectos de gravedad son despreciables.
- Los gradientes de presión en el yacimiento son pequeños

La ecuación de difusión se puede presentar de manera general como:

$$\Delta^2 p = (\phi\mu C_t / k) * \delta p / \delta t \quad \text{Ec. 2.8}$$

$$\text{Donde: } \Delta^2 p = \delta^2 / \delta x^2 + \delta^2 / \delta y^2 + \delta^2 / \delta z^2$$

Soluciones de la Ecuación de Difusividad

Debido a que esta relación es una ecuación diferencial en derivadas parciales, para lograr su solución se requiere establecer condiciones iniciales o de frontera.

Condiciones iniciales: Está basado en el fundamento de que inicialmente el yacimiento presenta presión uniforme en todo el medio poroso, por lo tanto:

$$P_i = P(x, y, z, t=0)$$

Condiciones de fronteras: Para obtener la solución de la ecuación de difusividad aplicable para un caso en particular, es necesario definir bajo qué condiciones “actúan” las fronteras; es decir, si la frontera es impermeable o se mantiene a presión constante o si hay producción a través de la frontera (CIED 1997).

Tipos de Fronteras

Frontera con flujo constante: Es una frontera de área **A** determinada, la cual es atravesada por un flujo constante **q** en donde el fluido de viscosidad **μ** fluye a través de un medio poroso de permeabilidad **k** (Ver Figura 2.9). Partiendo con la ecuación de Darcy: $q = -k / \mu (A \delta p / \delta n)_{\text{frontera}}$

El diferencial de presión en la frontera se expresa mediante la Ecuación 2.9.

$$(\delta p / \delta n)_{\text{frontera}} = -q \mu / k A_{\text{frontera}} = \text{constante} \quad \text{Ec. 2.9}$$

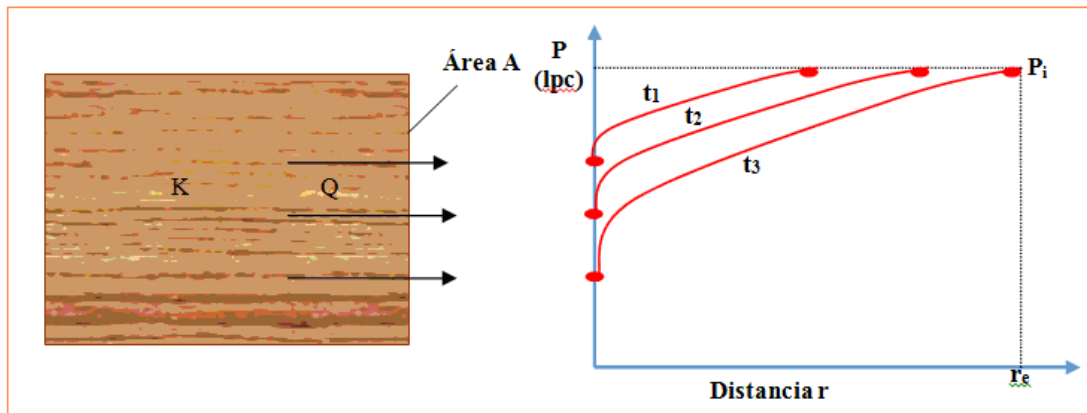


Fig. 2.9 Representación de frontera con flujo constante

Frontera impermeable: se expresa como un caso particular de la condición de frontera de flujo constante, presentando impermeabilidad en la frontera (Ver Figura 2.10), por lo tanto:

$$(\delta p / \delta n)_{frontera} = 0 \quad \text{Ec. 2.10}$$

La Ecuación 2.10 indica que el gradiente de presión en la frontera es nulo.

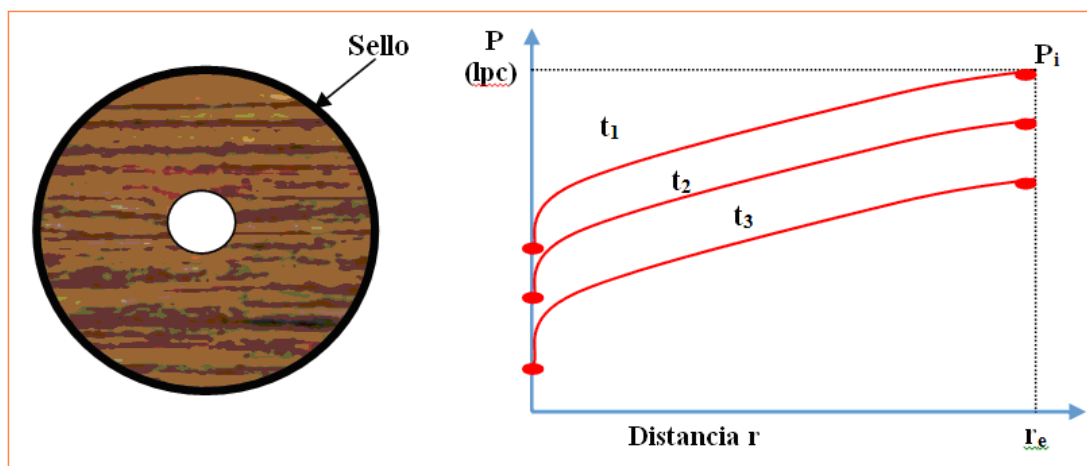


Fig. 2.10 Representación de frontera impermeable

Frontera mantenida a presión constante: Esta situación requiere que la frontera exhiba un nivel de presión estable a cualquier tiempo. La Figura 2.11 representa los perfiles de presión en la vecindad de la frontera mostrando un gradiente que decrece a

medida que transcurre el tiempo, lo que significa que la presión en la frontera tiende a la presión inicial del yacimiento ($P_f = P_i$).

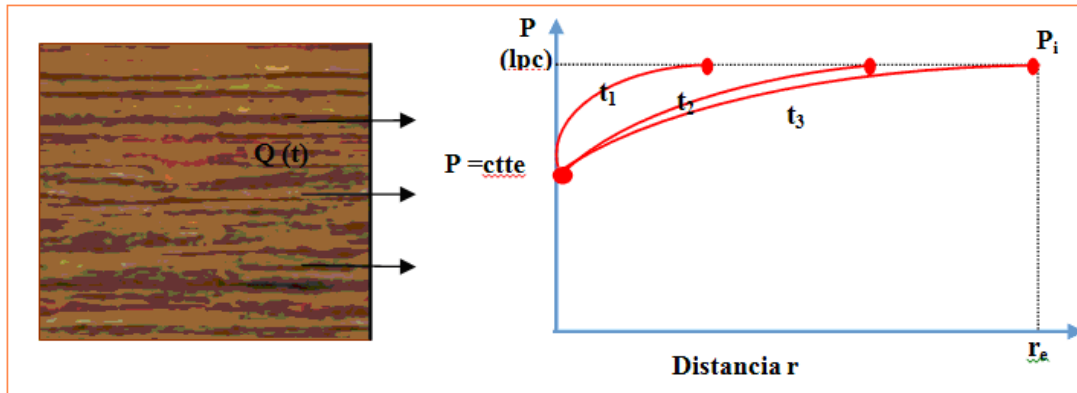


Fig.2.11 Representación de frontera mantenida a presión constante

Yacimiento infinito: en este caso se asume yacimiento de extensión infinita, es decir, carece de efectos frontera. Como asume que la presión no cambia en el infinito se puede expresar de la siguiente manera (Ver Figura 2.12).

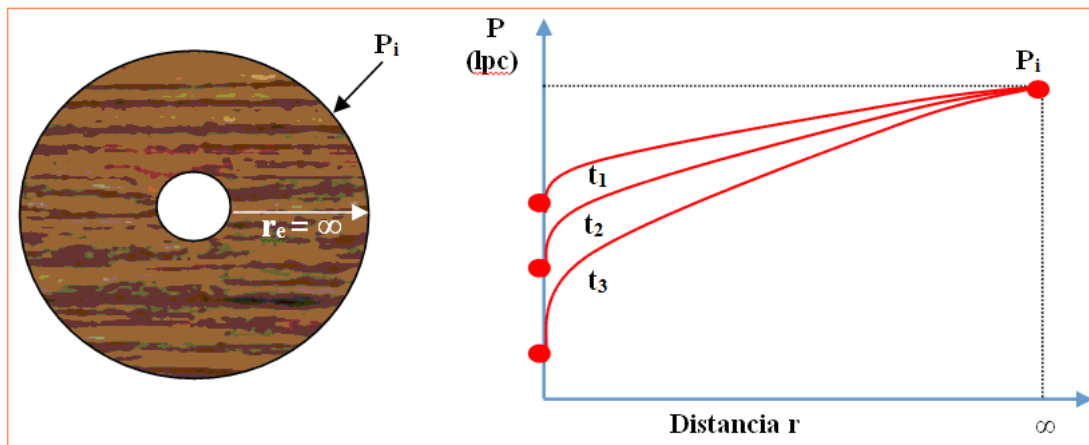


Fig.2.12 Representación de un yacimiento infinito

2.2.6 Regímenes de flujo

Según CIED 1997, básicamente se refiere a la tasa con la que el flujo se acerca a un estado continuo después de una perturbación de presión, bajo este concepto se encuentran los patrones de flujo *estable*, *pseudo-estable* y *transitorio*. Durante una prueba de presión, el flujo que ocurre en el yacimiento involucra cambios de presión

en el tiempo, ya que el sistema roca-fluido se contrae o se expande, por lo tanto la naturaleza del flujo alrededor del pozo afectará la respuesta de la presión.

Flujo estable: este tipo de régimen se identifica cuando la presión en todos los puntos del yacimiento se mantiene constante en el tiempo; indicando que cada unidad de masa retirada está siendo reemplazada por una misma cantidad que se adiciona al sistema. Este régimen de flujo está asociado a yacimientos con empuje de agua, capa de gas o pozos productores rodeados de pozos inyectores en la que existe una relación equilibrada entre la inyección y la producción. Se puede representar mediante la Ecuación 2.11

$$\partial p / \partial t = 0 \quad \text{Ec. 2.11}$$

Flujo pseudo-estable: se caracteriza principalmente porque la presión en cualquier localización del yacimiento declina linealmente como función del tiempo, es decir, este tipo de flujo está asociado a yacimiento con largos tiempos de producción a través de pozos con tasas de flujo constante. Está representada matemáticamente por la Ecuación 2.12.

$$\partial p / \partial t = \text{constante} \quad \text{Ec. 2.12}$$

Flujo transitorio: se puede definir como la condición de flujo de fluido en la cual el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier localización del yacimiento es esencialmente una función tanto del tiempo como de la posición. Es el régimen considerado como el de mayor importancia al momento de realizar los análisis de una prueba de presión. Aunque bajo el estado transitorio se pueden presentar diferentes geometrías de flujo, el flujo radial se identifica con mayor facilidad en este período. Se puede representar mediante la Ecuación 2.13.

$$\partial p / \partial t = f(i, t) \quad \text{Ec. 2.13}$$

En la Figura 2.13 se puede observar gráficamente el comportamiento de los diferentes regimenes de flujo.

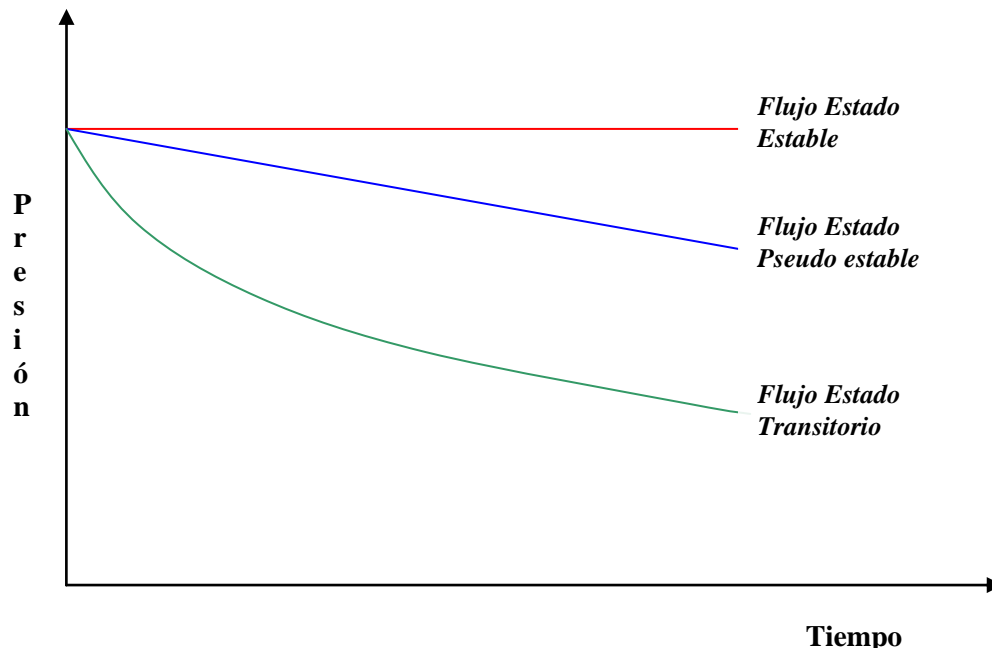


Fig. 2.13. Comportamiento de los regímenes de flujo

2.2.7 Geometrías de flujo en el yacimiento

Según Bermúdez 2012, las geometrías de flujo poseen gran influencia en las variaciones de presión en diversos puntos del yacimiento. Aunque las trayectorias reales del flujo dentro de un medio poroso son irregulares, se pueden representar a través de trayectorias generales o promedio, mediante el uso de líneas rectas o curvas con una tendencia definida.

Flujo Radial: ocurre cuando las líneas de flujo tienden a converger a un cilindro circular y es característico de aquellos yacimientos que se encuentran limitados tanto inferior como superiormente por barreras impermeables. Este es el caso utilizado con mayor frecuencia en el análisis de pruebas de presión y se reconoce por una extensión constante en la derivada de la presión (Ver Figura 2.14).

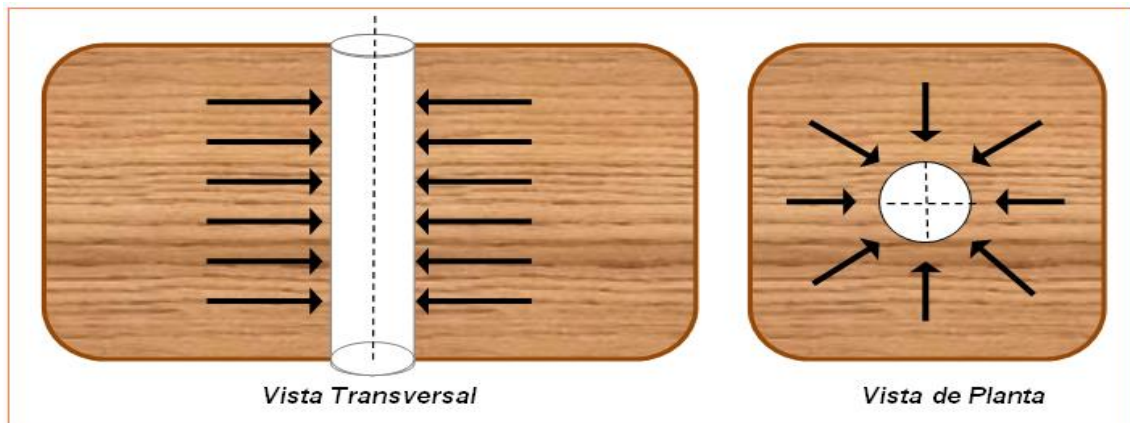


Fig.2.14 Representación del Flujo Radial

Flujo Lineal: está representado por una serie de líneas cuyas trayectorias son paralelas, es decir, la tendencia de flujo en el medio poroso van en una sola dirección, como se observa en la Figura 2.15. El parámetro que posee mayor influencia en este tipo de flujo es la permeabilidad del medio poroso que está en la misma dirección de las líneas de flujo. Generalmente este modelo de flujo es aplicable en pozos horizontales, yacimientos naturalmente fracturados o con fracturas hidráulicas verticales, entre otros.

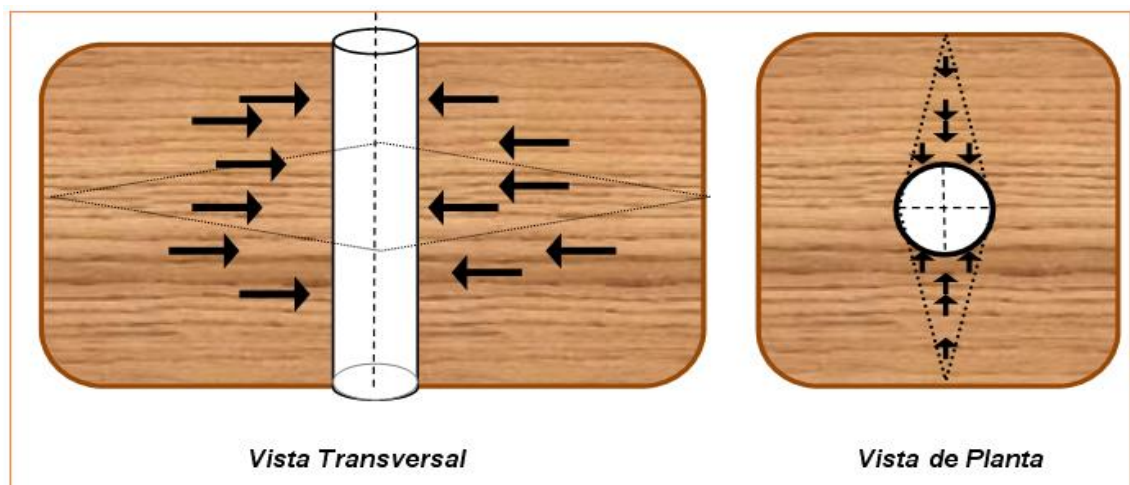


Fig.2.15 Representación del flujo Lineal

Flujo Bilineal: simplemente es el resultado de la superposición de dos flujos lineales, está asociado generalmente a pozos hidráulicamente fracturados, debido a

que una línea de flujo se desplaza por la dirección de la fractura y la otra a través del yacimiento (ver Figura 2.16)

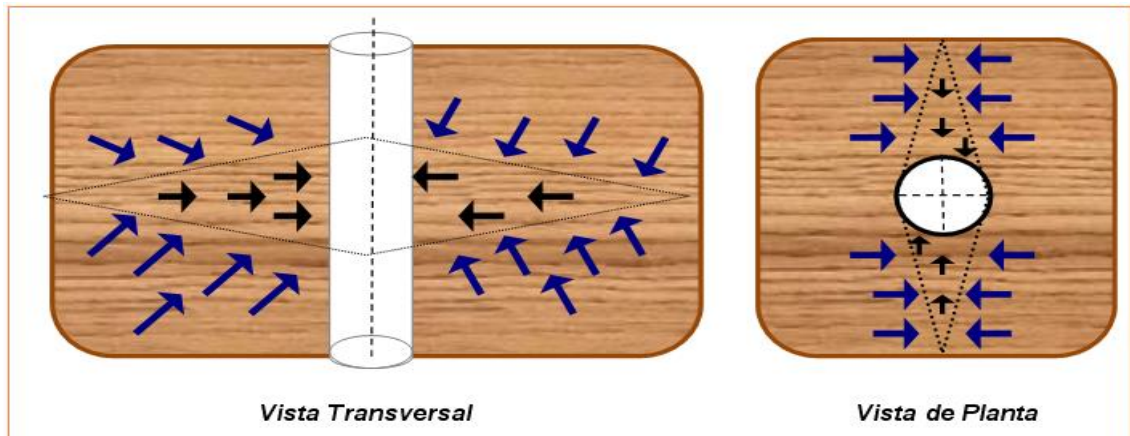


Fig.2.16 Representación del Flujo Bilineal

Flujo Esférico y Hemisférico: se puede expresar como una situación particular del flujo radial, en la que las líneas convergen a un punto, como se observa en la Figura 2.17. Depende principalmente del tipo de completación del pozo, es decir, si la arena fue cañoneada parcialmente, se presenta un patrón de flujo esférico. Sin embargo, puede ocurrir que la capa más cercana al área de penetración parcial sea impermeable, en este caso se impone un flujo hemisférico.

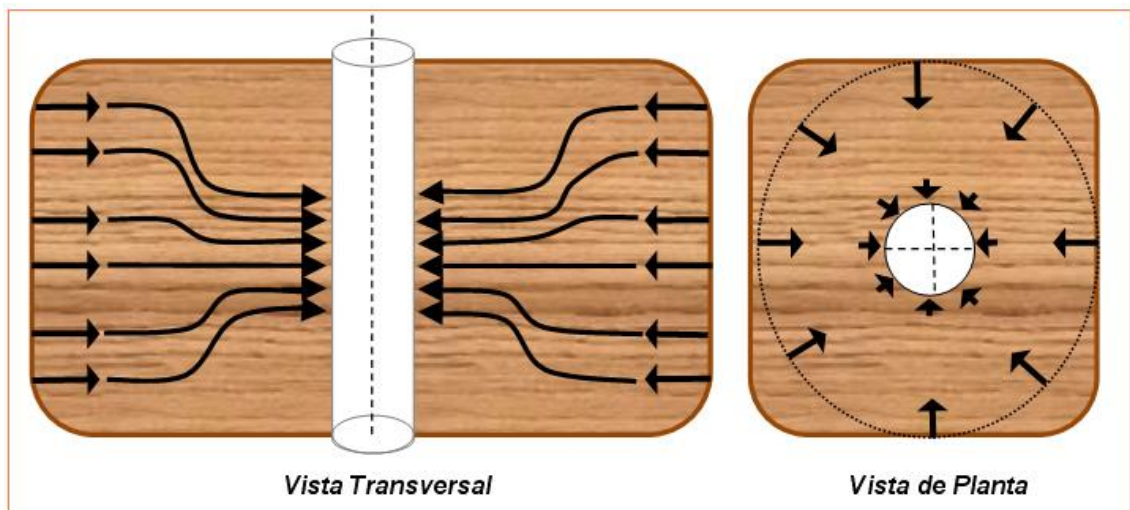


Fig.2.17 Representación del Flujo Esférico

Régimen de Flujo Elíptico: el flujo elíptico se puede presentar como una transición entre el régimen de flujo lineal y el régimen de flujo radial tardío, generalmente se observan en un pozo fracturado (ver Figura 2.18)

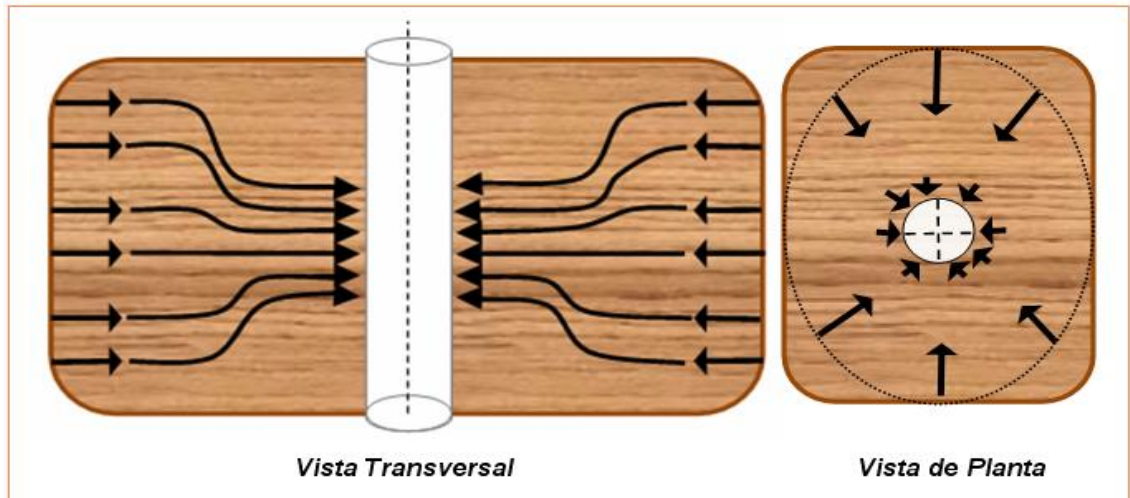


Fig.2.18 Representación del Flujo Elíptico

2.3 Pruebas de Restauración de Presión (*Build Up Test*)

Según ESCOBAR 2003, esta prueba es aplicada en pozos productores y consiste en hacer producir el pozo en estudio a una tasa estabilizada por cierto período de tiempo a fin de establecer una estabilización de la presión en el área de drenaje para luego cerrarlo, el cierre puede ser en superficie o en el fondo del pozo, por lo general se efectúa en superficie, pero se recomienda realizar las pruebas con cierre en fondo para así disminuir el efecto de almacenamiento en el mismo.

Al cerrar el pozo, se precede a medir la variación (incremento) de presión en estado transitorio en función del tiempo, dicho incremento comienza partiendo de la P_{wf} y luego de un tiempo considerado de cierre (Δt) la presión registrada representa una presión estática en proceso de restauración ($P_{\Delta t}$), la cual no necesariamente alcanza el valor estático P_e inicial, es decir, generalmente el valor de presión encontrado en la prueba es menor que la presión estática inicial del yacimiento ($P_{\Delta t} \leq P_e$) y su proximidad depende directamente del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción, por lo tanto a medida que el tiempo de cierre se incrementa y el

tiempo de vida de producción sea menor $P\Delta t$ se aproximará a P_e . Otros factores que influyen en la evaluación precisa de las pruebas de restauración de presión están asociados a las limitaciones operacionales y los costos asociados.

A partir del análisis de pruebas de restauración de presión se pueden estimar los siguientes parámetros:

- La presión promedio actual del yacimiento.
- La capacidad de flujo (permeabilidad) del yacimiento.
- El daño o la estimulación a la formación.
- Las heterogeneidades y la existencia o no de límites en el yacimiento.

En la Figura 2.19 se muestra la representación esquemática del comportamiento de la tasa (superior) y la representación del comportamiento de la presión (inferior) de la prueba de restauración de presión. En la primera fase, el pozo se encuentra fluyendo a una tasa constante y posteriormente es cerrado, iniciando la segunda fase en el cual la presión tenderá a incrementar hasta alcanzar la estabilización de presión dentro del yacimiento, por lo que se puede obtener una referencia de la presión actual del yacimiento.

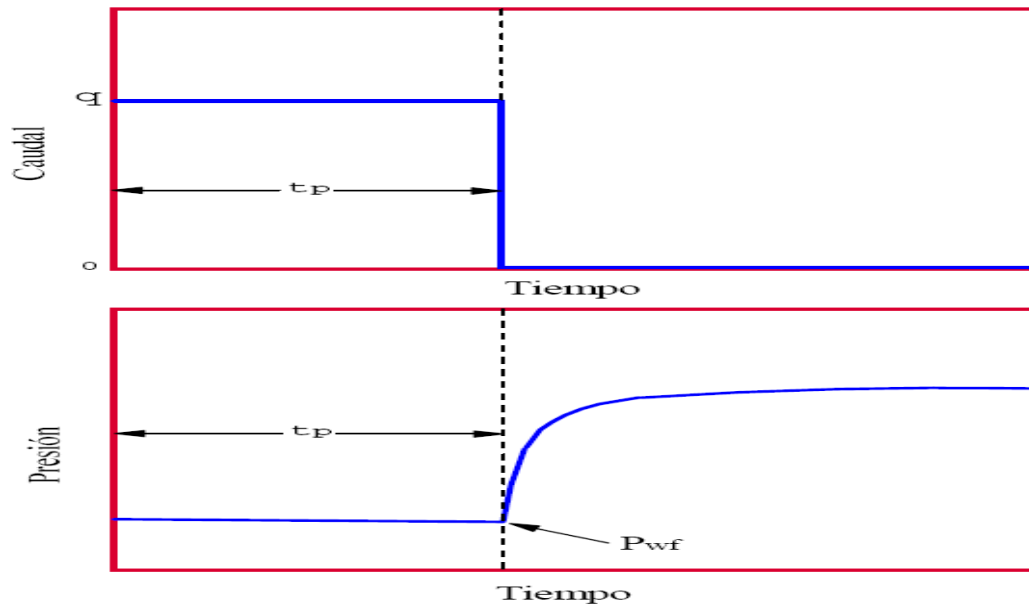


Fig. 2.19. Representación esquemática de las Pruebas de Restauración de Presión (Tomado de Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Escobar 2003)

2.3.1 Daño a la Formación

Según Escobar 2003, el efecto de daño a la formación cuantifica la diferencia entre la productividad de un pozo en un caso ideal y la productividad efectiva en el caso real. En pocas palabras, representa la caída de presión adicional en las cercanías del pozo debido al mismo daño, como se observa en la Figura 2.20. Puede existir el caso en que el valor del *daño* sea *negativo*, indicando que el pozo está *estimulado*.

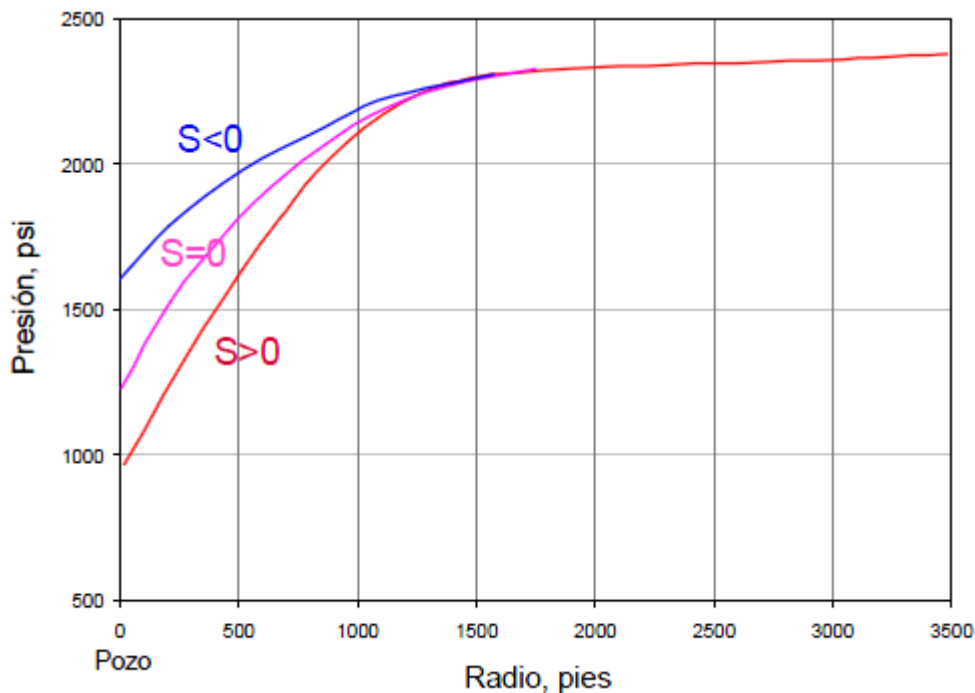


Fig. 2.20 Efecto del Daño sobre la Curva Presión (Tomado de Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Escobar 2003)

Existe una serie de causas que provocan daño en la formación y dependiendo del caso puede ocurrir por un solo origen o factor, o por la combinación de alguna de ellas. Entre las distintas causas se tiene:

- Invasión de los fluidos de perforación.
- Taponamiento en la perforaciones
- Penetración parcial del pozo

- Terminación parcial del pozo
- Presencia de Cemento
- Dispersión de las Arcillas
- Crecimiento bacteriano
- Presencia de Alta saturación de gas alrededor del pozo
- Alto Draw Down

El daño a la formación determinado durante el análisis de una prueba de presión se considera constante en todas las direcciones de flujo de la formación y está íntimamente relacionado con la Ley de Darcy, mediante la Ecuación 2.12.

$$\Delta P_{skin} = 141.2(q_{sf} \mu / kh) S \quad \text{Ec.2.12}$$

2.3.2 Coeficiente de almacenamiento

Según el CIED (1997) el coeficiente de almacenamiento representa la cantidad de fluido que hay que remover o añadir al medio por unidad de área para modificar la presión en una unidad y es resultado de la combinación de dos variables: la Transmisibilidad, la cual se define como la facilidad con que fluye el fluido en el medio poroso y es proporcional a la permeabilidad y el Coeficiente de Difusividad Hidráulica, poseen un efecto importante en la manera como se transmiten los cambios de presión en el yacimiento

Cuando un pozo en estudio es cerrado, para la aplicación de una prueba de restauración de presión, el valor real de la tasa registrado en la cara de la arena no es el mismo valor que se generará en la zona del cierre, es decir, en superficie, esto se debe a que no se ha alcanzado un equilibrio de presiones entre la zona de cierre y la cara de la arena (ver Figura 2.21).



Fig.2.21 Diferencia de tasa en la cara de la arena con respecto a superficie (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Este proceso es definido mediante un parámetro llamado Coeficiente de Almacenamiento C_s o “C”, (bbls/lpc). El influjo continuo de fluidos hacia el hoyo después de haber sido cerrado el pozo, debe tomarse en cuenta en el diseño y el análisis de las pruebas de presión, debido a que este efecto genera una desviación en la linealidad de los datos. El tiempo que tarda el pozo en estabilizarse, es conocido como tiempo de almacenamiento, en el análisis de las pruebas existen tres tiempo, primero son los tiempos cortos y están totalmente dominados por el efecto del almacenamiento, posterior se tiene un período de transición entre el efecto de almacenamiento y la respuesta del yacimiento y finalmente en el último período se tiene el comportamiento libre de almacenamiento. Existen dos mecanismos que pueden generar el efecto de almacenamiento:

1. Expansión o compresión de los fluidos.
2. El movimiento del nivel de líquido en el espacio anular.

Expansión de los Fluidos

Está asociado al influjo ocurrido en la cara de la arena por expansión de fluidos en el yacimiento, debido a la diferencia de presión existente entre el fondo del pozo y el

punto en el que fue cerrado el pozo para la aplicación de la prueba de presión. Se puede expresar mediante la Ecuación 2.13.

$$C = C_w V_w \quad \text{bbl/lpc} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Donde:

V_w : Volumen del hoyo, bbls

C_w : Compresibilidad del fluido, lpc-1

Movimiento de Nivel de líquido

Este efecto de almacenamiento es generado por la columna de líquido que se encuentra en el espacio anular del pozo. La magnitud de este efecto de almacenamiento es mayor que el causado por la expansión de los fluidos. La ecuación definida para este tipo de almacenamiento es la siguiente

$$C = 144 A/\rho \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde A es área de flujo en pie^2 y ρ es la densidad del fluido en lbs/pie^3 .

Modelos de Almacenamiento obtenidos de la Derivada de Presión

Modelo de almacenamiento constante con Daño

Este modelo asume que la diferencia entre la tasa de flujo en la cara de la arena y el flujo en superficie es proporcional a la rapidez con que la presión cambia.

En tiempos muy tempranos, en un gráfico log-log, la presión y la curva de la derivada tienen una sola pendiente de valor $m=1$, por lo que cualquier punto en esta porción de línea recta puede ser usado para hallar el coeficiente de almacenamiento y la posición de la curva en tiempo es controlada por este coeficiente (Kappa 2011).

En la Figura 2.22 se aprecia las diferentes posiciones de las curvas sobre la línea del tiempo, asociada al efecto de almacenamiento, mientras mayor sea el valor de C se moverá la curva a la derecha en el gráfico Log-Log, por lo tanto, mayor será el tiempo en el cual desaparecerá el efecto de almacenamiento. Además, la amplitud de la curva en la zona de la “joroba” dependerá del valor del daño.

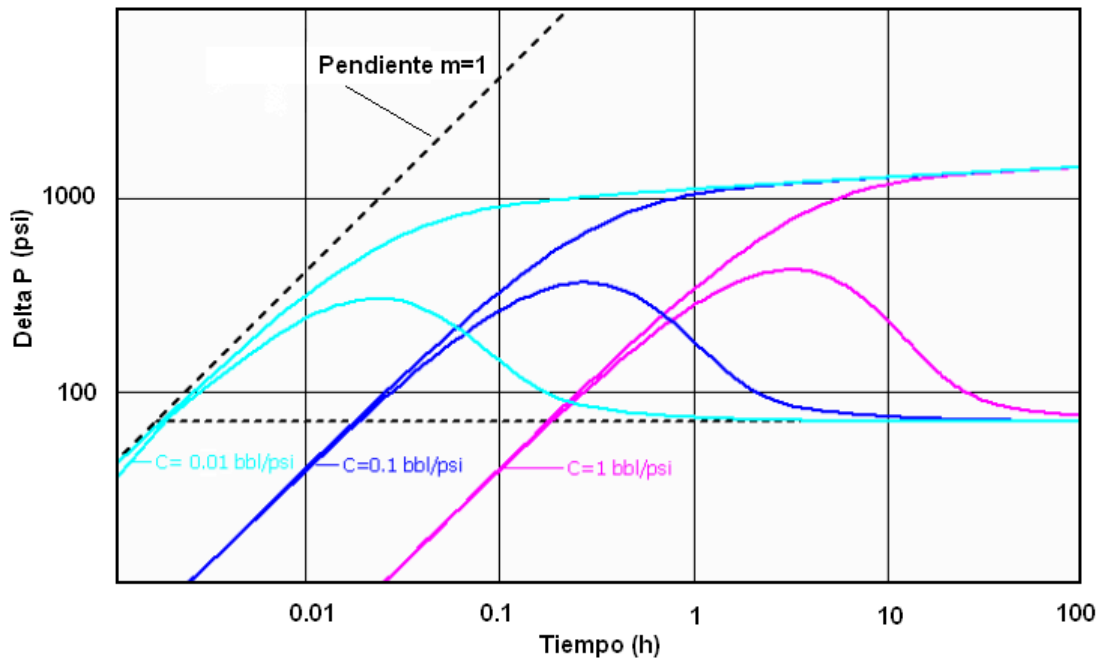


Fig.2.22. Modelo de sensibilidad de la derivada con respecto al efecto de almacenamiento (Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Dependiendo de la magnitud del coeficiente de almacenamiento puede ocurrir un efecto de enmascaramiento de algunos regímenes de flujo que se presenten cerca del pozo como, lineal, bilineal, esférico y hemisférico, y los efectos de las heterogeneidades del yacimiento.

Modelo de Almacenamiento Variable

Según Kappa 2011, el modelo de almacenamiento variable está asociado al cambio de compresibilidad del fluido almacenado en el yacimiento, los casos más comunes en los que se desarrolla almacenamiento variable son pozos de gas y en pozos que se encuentran cerca del punto de burbuja. En este caso el primer valor registrado del efecto de almacenamiento cambiará a un segundo valor que luego se mantendrá constante, hasta que el efecto desaparezca. La Figura 2.23 muestra la variación de la curva de presión en el gráfico log-log para los tiempos iniciales de una prueba, en donde se observa el efecto de almacenamiento variable. Se puede presentar *Almacenamiento decreciente* (arriba) o *incremental* (abajo), dependiendo de la condición del pozo.

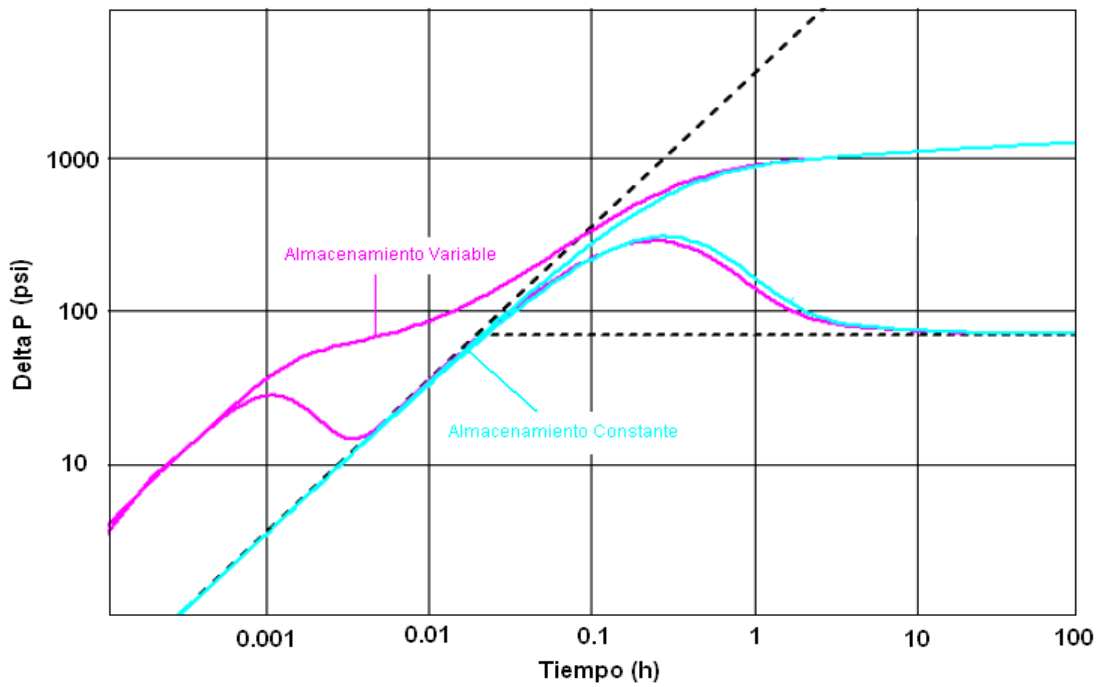
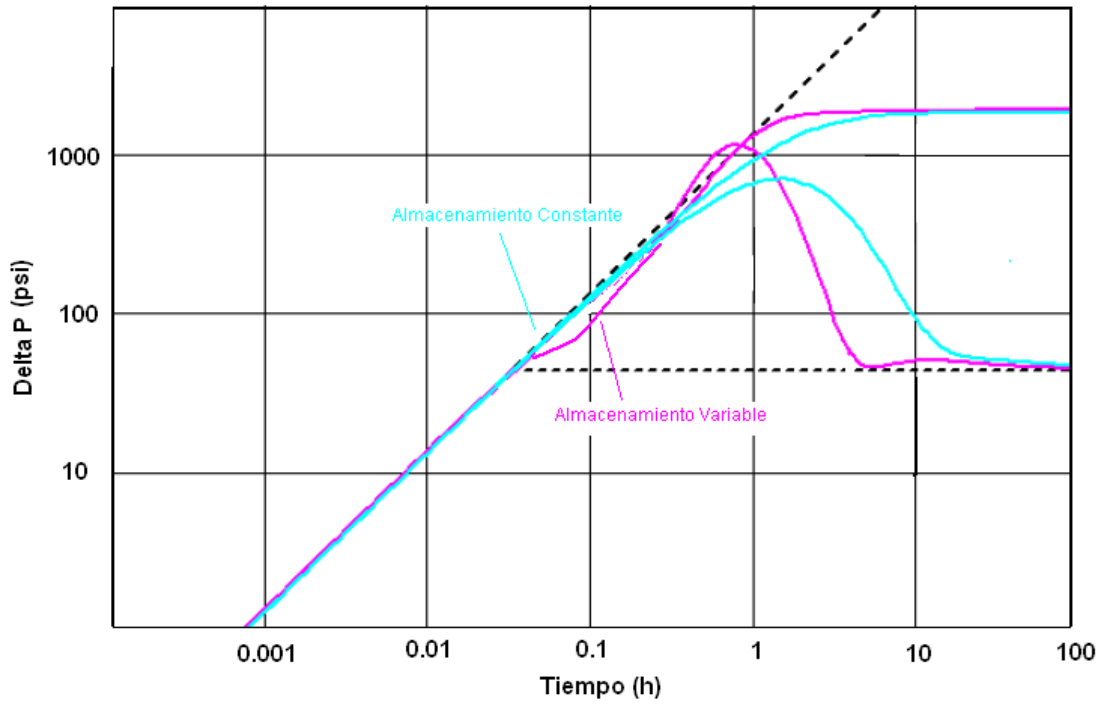


Fig.2.23 Representación de Almacenamiento Variable decreciente (arriba) o incremental (abajo)
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

2.3.3 Métodos de Interpretación de Pruebas de Restauración Presión

Método de Horner

Según Escobar 2003, el método de Horner se fundamenta en la representación los datos de presión en función del logaritmo $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ mediante un gráfico semi-log, a partir de allí se puede obtener el comportamiento de la presión del yacimiento a condiciones ideales de restauración, que en la gráfica será representado por una línea recta. La Ecuación 2.15 resultante deriva de la aplicación de los principios de superposición, sin embargo esta ecuación no está afectada por el factor de daño de las cercanías del pozo, por lo tanto el comportamiento de la presión en algunos casos se verá afectado por las condiciones de pozo (daño o estimulación), el efecto de almacenamiento y las heterogeneidades del yacimiento, los cuales provocan una desviación en la linealidad de los datos, como se observa en la Figura 2.24.

$$P_{ws} = P_i - (162.6q\mu\beta/kh) \log ((t_p + \Delta t)/\Delta t) \quad \text{Ec.2.15}$$

Donde:

P_{ws} : Presión en la cara de la arena (psi)

P_i : Presión Inicial del Yacimiento (psi)

q : tasa de flujo antes del cierre (bbls/d)

μ : viscosidad del fluido (Cp)

β : factor volumétrico de formación (BY/BN)

k : permeabilidad de la formación (mD)

h : espesor neto de la arena (pie)

t_p : tiempo de producción (h)

Δt : tiempo de cierre del pozo (h)

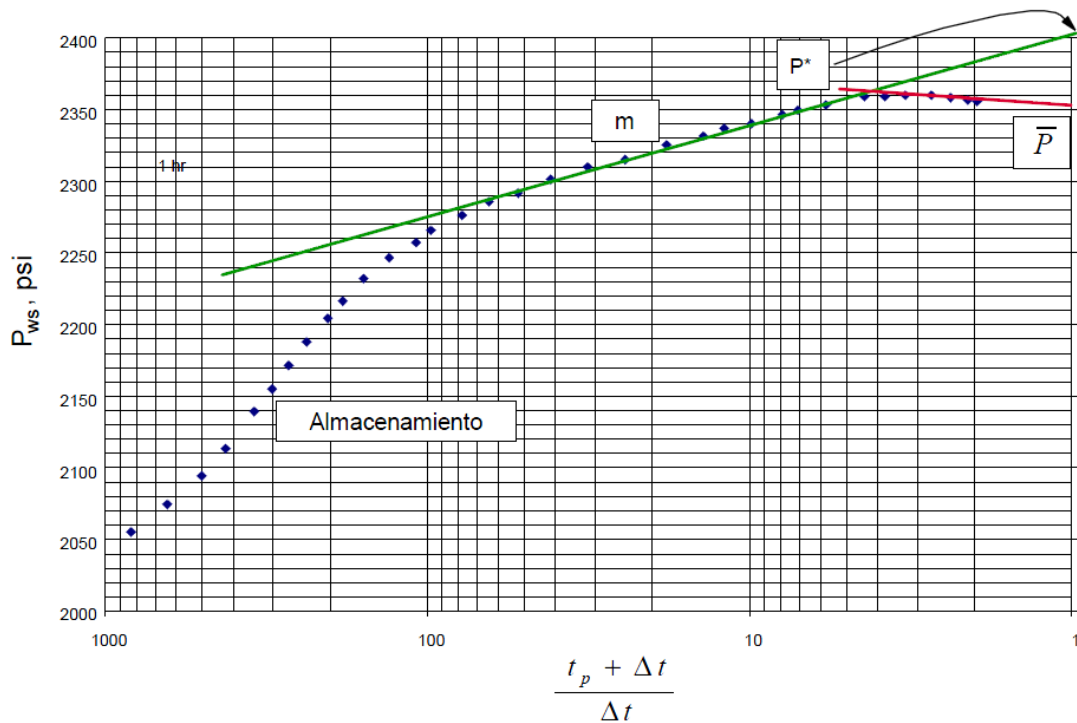


Fig.2.24 Método de Horner (Tomado de Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Escobar 2003)

La Figura 2.23 muestra el comportamiento de presión en un gráfico semi-log, la *línea verde* representa el ajuste lineal del método de Horner, extrapolando a $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$, se puede determinar la Presión Inicial del Yacimiento (P^*) siempre y cuando los períodos de producción sean cortos, por esta razón generalmente se analizan pruebas de presión con Horner en pozos nuevos. Con la *línea roja* se puede determinar la presión promedio del yacimiento y dependerá de la heterogeneidad del yacimiento en estudio. De la pendiente (m) del gráfico se obtiene la relación kh a partir de la Ecuación 2.16

$$m = 162.6q\mu\beta / kh \quad \text{Ec.2.16}$$

Entonces:

$$kh = 162.6q\mu\beta/m \quad \text{Ec.2.17}$$

Así mismo se puede calcular el factor de daño mediante la Ecuación 2.18

$$s = 1.1513 [((P_{1h} - P_{wf})/m) - \log(k/\phi\mu C_r r_w^2) + 3.2275] \quad \text{Ec.2.18}$$

Donde:

P_{wf} : Presión antes de cerrar el pozo (psi)

P_{1h} : Presión a 1 hora luego del cierre (ver Figura 2.24)

C_i : Compresibilidad total de la Roca (psi^{-1})

r_w : radio del pozo (pie)

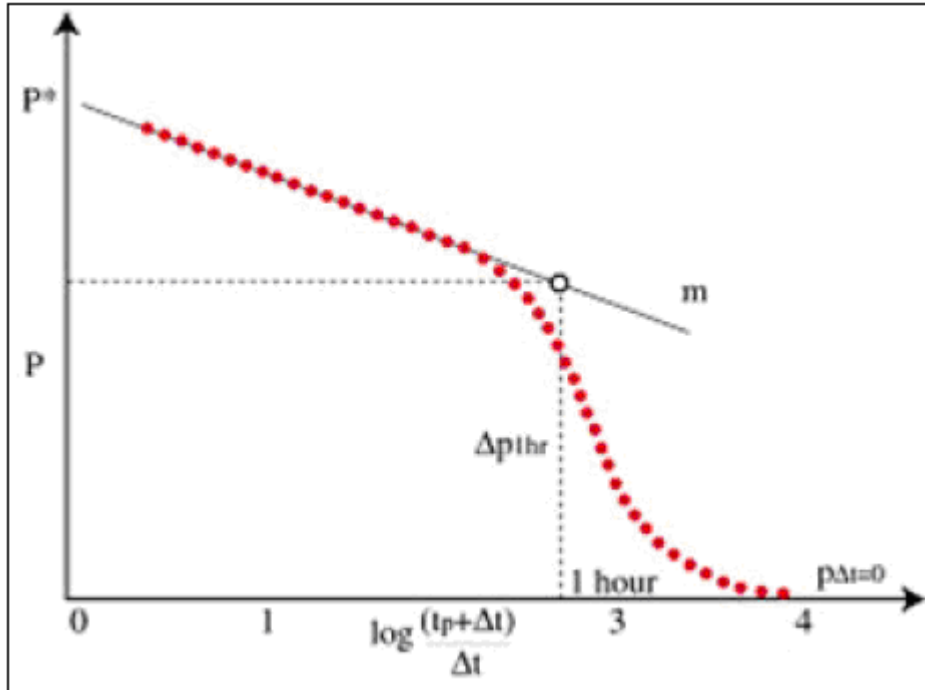


Fig.2.25 Presión a una hora luego del cierre en Grafico Semi-log (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Método de MDH (Miller-Dyes-Hutchinson)

Según Escobar 2003, el Método de MDH se basa principalmente en representar el comportamiento de la presión en función del Log Δt , para el análisis asumieron que el tiempo de producción del pozo es suficientemente largo, tanto, como para alcanzar el estado pseudo-estable, por lo tanto la presión obtenida es la promedio del yacimiento en vez de la presión inicial (ver Figura 2.26), a diferencia del método de Horner. En campo es aplicable para pozos viejos o formaciones depletadas.

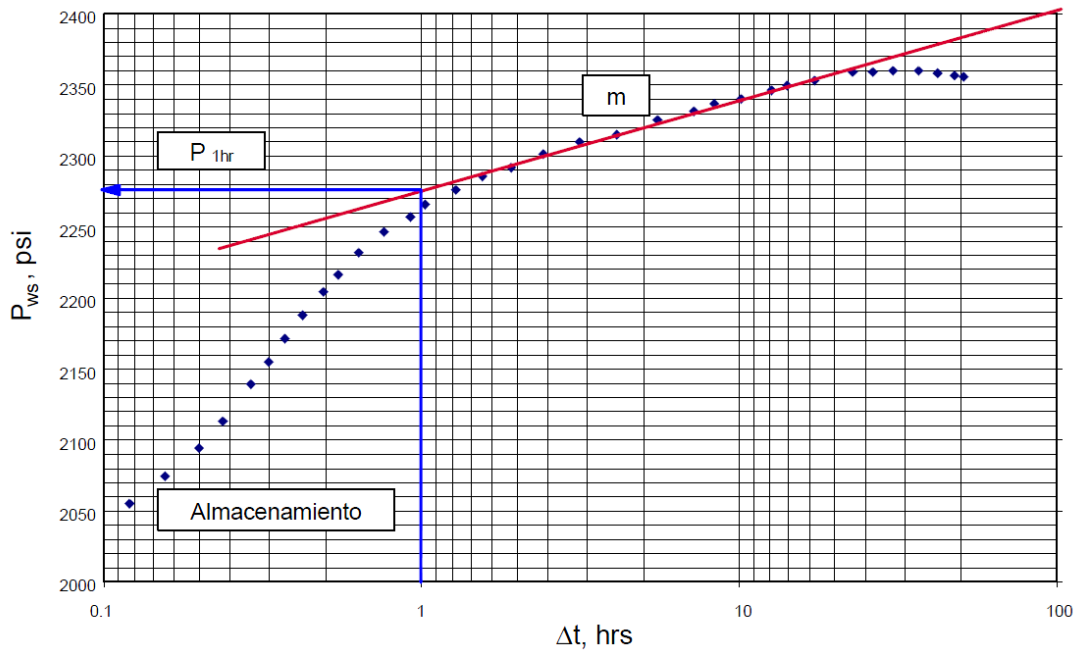


Fig.2.26 Método de MDH (Tomado de Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Escobar 2003)

El método de MDH se fundamenta en lo siguiente:

Del método de Horner se asume que $\Delta t \lll t_p$ luego:

$t_p + \Delta t \approx t_p$ entonces,

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

Por otro lado se tiene:

$$P_{ws} = P^* - m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

Sustituyendo $\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ por $\log t_p - \log \Delta t$, se tiene:

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

Si, $P^* - m \log t_p = \text{constante} = \text{punto de intersección a 1 hora del cierre}$ (ver Figura 2.25)

Finalmente, la Ecuación 2.19, la cual representa dicho método.

$$P_{ws} = P_{1h} + m \log \Delta t \tag{Ec.2.19}$$

Donde: $m = 162.6 q \mu \beta / kh$

La relación kh y el factor de daño se determinan utilizando las mismas ecuaciones que en el Método de Horner.

Método de la Derivada de Bourdet

El *Método de Bourdet* se basa principalmente en la obtención de la derivada con respecto al $\log \Delta t$ o $\log ((t_p + \Delta t)/ \Delta t)$, llevando los resultados a un gráfico log-log, basándose en el hecho de que la variación de la presión es más significativa que la presión misma. Por lo tanto, aprovecha la gran sensibilidad de la derivada como una ventaja para detectar las características y el comportamiento propio del sistema pozo-yacimiento, es decir, esto permite hacer un ajuste de presión más preciso y efectuar con más confiabilidad el análisis y la interpretación de la prueba de presión. La mayoría de las técnicas de diagnóstico actuales están basadas en el método de la derivada (Kappa 2011).

La Figura 2.27 representa el comportamiento de la respuesta de presión en un gráfico semi-log (izquierda) y de su derivada en un gráfico log-log (derecha), la cual constituye la pendiente en cada punto de la curva en el gráfico semi-log. En los puntos que van de 1 al 5 se manifiesta el efecto de almacenamiento, del 5-7 se tienen un comportamiento de transición entre los efectos del pozo y los efectos del yacimiento y los puntos 8 y 9 es donde se tiene la representación del flujo radial homogéneo, posterior a estos tiempos se presentan las condiciones límites del yacimiento.

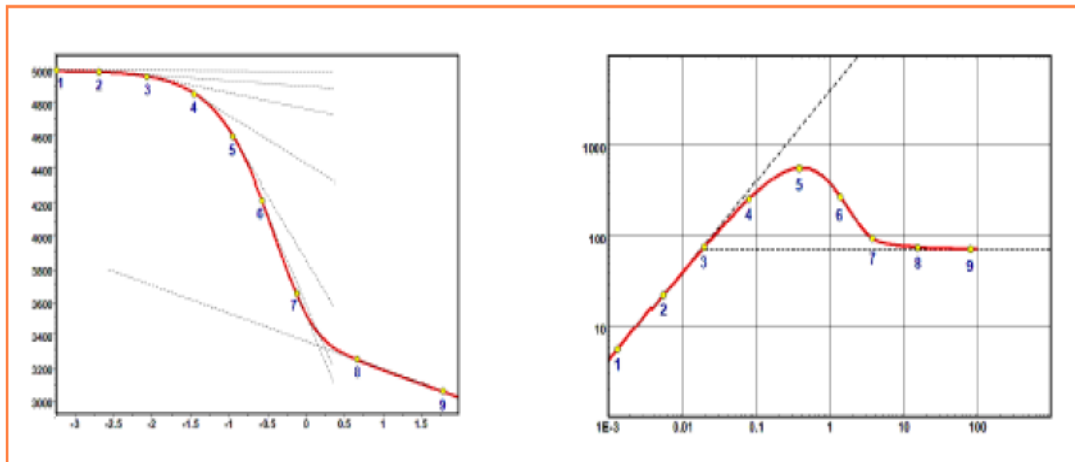


Fig. 2.27 Análisis Semi-log (izquierda) Derivada de Bourdet (derecha)
(Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

En la Figura 2.28 la curva generalizada de la derivada de Bourdet, la cual refleja los diferentes períodos en los que se desarrolla el análisis de pruebas de presión, habitualmente son cuatro etapas principales (Bermúdez 2012).

Período 1: corresponde a los tiempos tempranos luego de cerrar el pozo, se observa la máxima inflexión en la curva tipo generada a partir de la derivada y esta etapa indica la presencia del efecto de almacenamiento y el daño de la formación en la cercanías del pozo. Por lo general, el comportamiento de esta curva en el gráfico presenta un levantamiento mucho mayor.

Período 2: representa el intermedio entre el tiempo de almacenamiento y el de estabilización de la curva, es utilizado para indicar las heterogeneidades del yacimiento, como la doble porosidad, doble permeabilidad, si el yacimiento se encuentra estratificado, fracturado, entre otros. En este tiempo también se detecta si existe penetración parcial.

Período 3: Se conoce como el período de flujo radial homogéneo (yacimiento Infinito) y se identifica mediante la estabilización de la curva, es en esta etapa donde se determina el valor de la permeabilidad efectiva del medio poroso.

Período 4: representa el último período en tiempo de la prueba de presión y se utiliza para determinar la presencia o no de límites en el yacimiento, si la curva de la derivada tiene un comportamiento descendentes indica la existencia de un límite a presión constante como un acuífero o una capa de gas, en cambio cuando se observan tendencias ascendente el límite está determinado por barreras de flujo, individuales, paralelas o interceptadas.

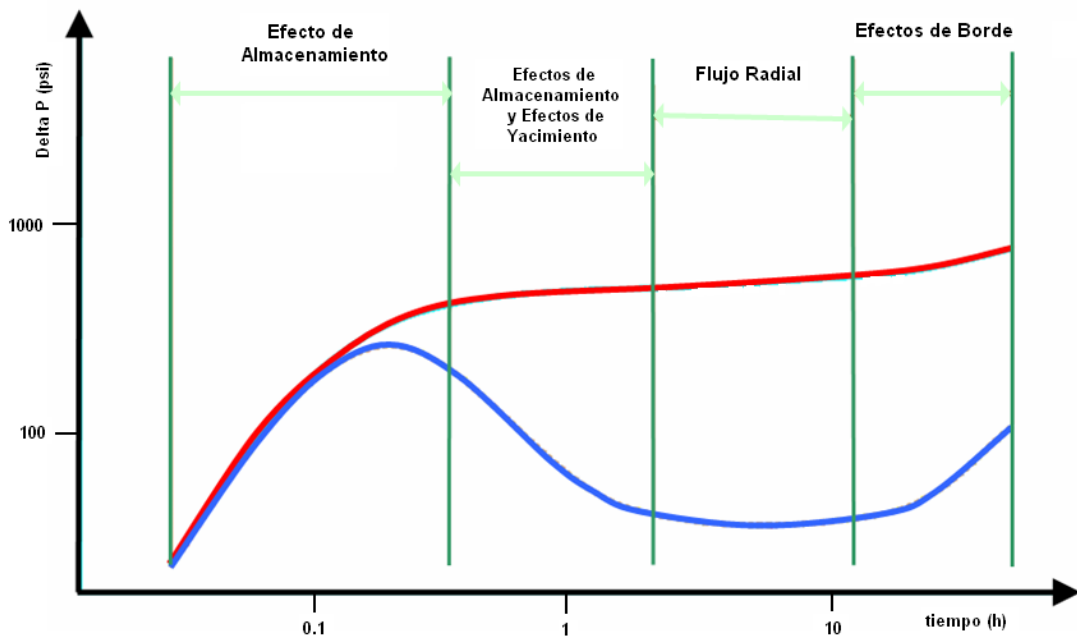


Fig.2.28 Períodos de la Derivada de Presión de Bourdet

2.3.4 Modelos de Pozo obtenidos de la Derivada de Presión

La trayectoria del pozo, la geometría, el tipo de completación, si el pozo está estimulado o dañado, tienen impacto en la respuesta de una prueba de presión y en la productividad del pozo. En una prueba de presión transitoria el modelo del pozo permite determinar el daño equivalente total de una formación, el cual es la suma de los daños asociados al proceso de terminación del pozo, a la geometría de flujo y el daño propio del yacimiento. Esta respuesta se logra luego de haber alcanzado el flujo radial homogéneo y se puede calcular usando los métodos de línea recta como MDH y Horner. Representa un valor de gran importancia para la caracterización de los yacimientos (Kappa 2011).

Pozo vertical completado en la totalidad de la arena

Modelo de Pozo vertical con daño

Es el modelo más simple de todos los modelos de pozos y es el utilizado en la demostración de la ecuación de difusividad. En este caso el pozo considera una

completación sin entradas limitadas, es decir, sin penetración parcial en la arena productora (Kappa 2011).

Modelo de Pozo Vertical con daño variable

Presenta características similares a las descritas anteriormente, pero con la diferencia de que el daño varía con el tiempo y dependerá de la tasa de producción del pozo (Kappa 2011). En la Figura 2.29 se puede observar como el factor de daño (s) presenta un comportamiento incremental a medida que la tasa de producción del pozo es mayor, en un gráfico log-log.

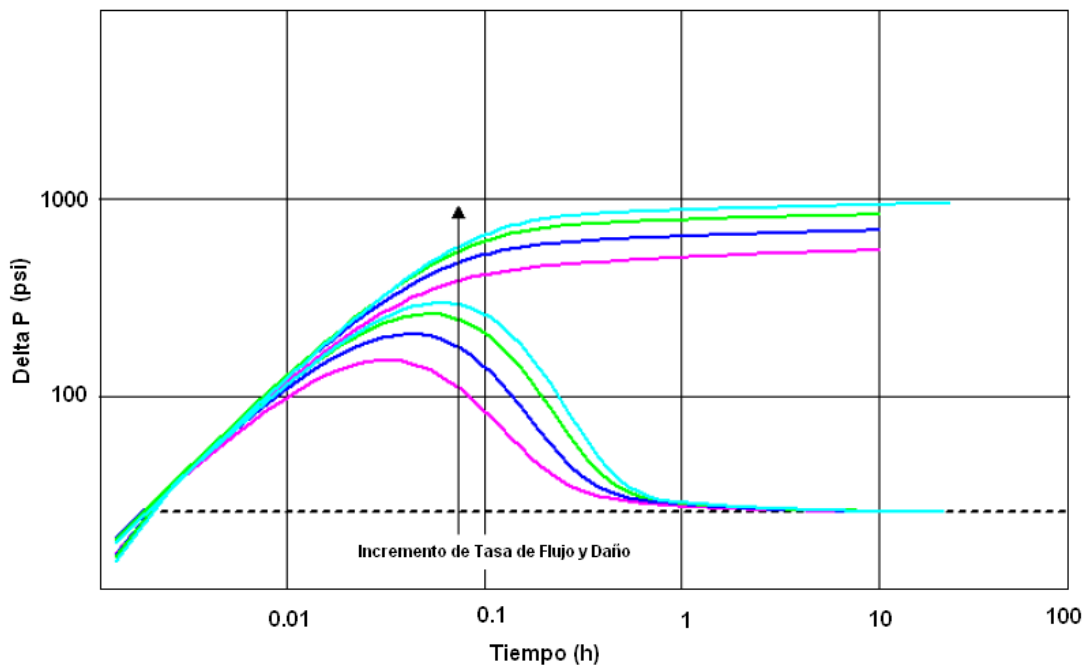


Fig.2.29 Sensibilidad en la respuesta de presión con respecto al daño y la tasa de flujo (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Pozo fracturado

Se asume un modelo de pozo el cual se encuentra bajo la presencia de fracturas con alta o baja conductividad.

Modelo de Pozo en fractura de alta conductividad

Si se asume la fractura con *conductividad infinita* no habrá generación de caídas de presión adicionales a lo largo de la cara de la fractura, además ocurre un comportamiento de flujo lineal debido a que las fracturas no permiten la generación

del efecto del almacenamiento, en cambio si la fractura presenta *flujo uniforme* entonces se asumirá una producción uniforme por unidad de longitud de la fractura. El flujo lineal presenta un comportamiento representado por $\frac{1}{2}$ de la pendiente unitaria que corresponde a un coeficiente de almacenamiento cero. En el análisis de la prueba de presión se toma en cuenta la longitud de la fractura denotada con X_f , la Figura 2.30 muestra sensibilidad de la longitud de la fractura sobre la respuesta de la derivada de la presión (Kappa 2011).

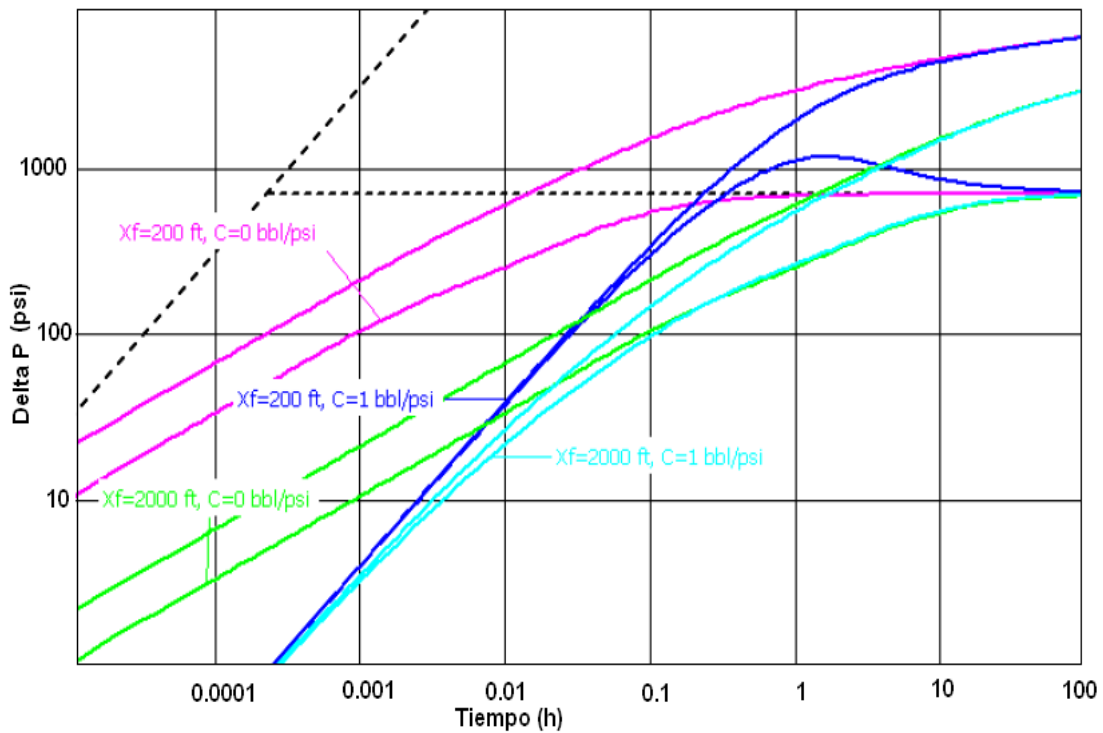


Fig.2.30 Respuesta de la presión en función de la longitud de la fractura (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Modelo de Pozo en fractura Baja conductividad

Según Kappa 2011, se asume un modelo similar al de pozos con alta conductividad, pero en este caso existen fracturas con un gradiente de presión considerable. Para el análisis de pruebas de presión de este tipo de modelo se toman en cuenta dos parámetros adicionales: el ancho de la fractura (w) y la permeabilidad de la fractura (k_f).

Modelo de Pozo con penetración parcial

Este modelo asume que el pozo no fue perforado en todo el intervalo productor o la perforación atravesó todo el yacimiento pero el pozo se encuentra completado en un intervalo menor al intervalo de la arena neta petrolífera generando una línea de pendiente $-1/2$ en la derivada de presión (Kappa 2011). Generalmente en estos modelos se suelen desarrollar tres patrones de flujo distintos, patrones del flujo del tipo radial y esférico en las cercanías del pozo y en las zonas más distantes se genera un flujo lineal o radial (ver Figura 2.31)

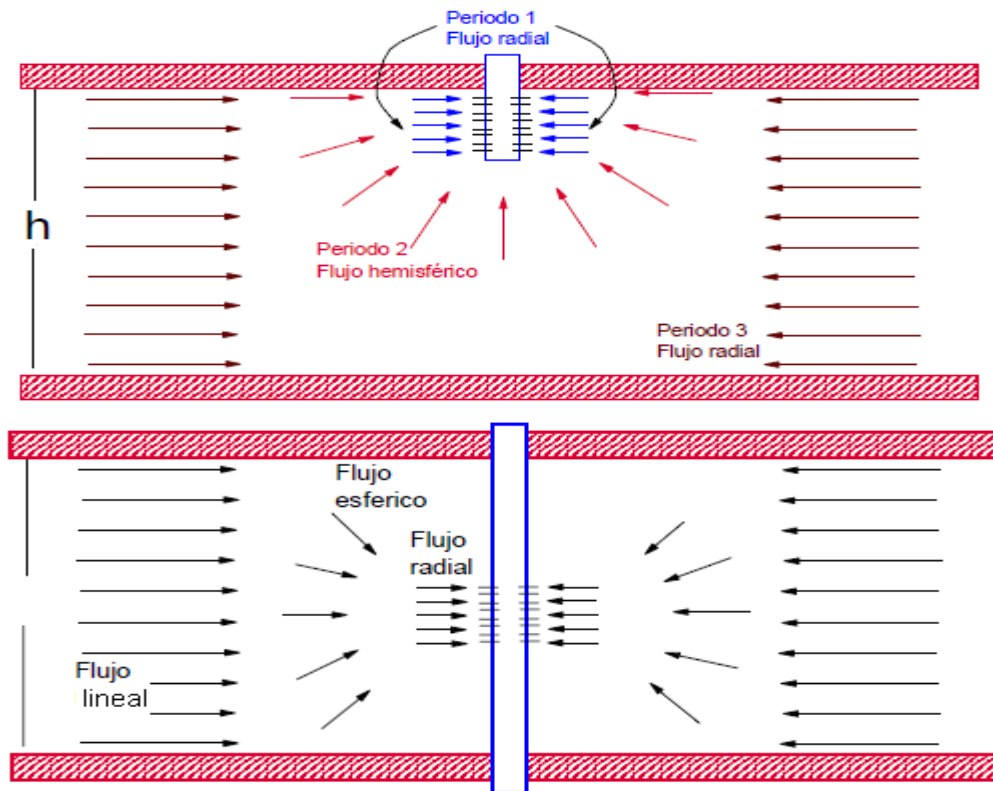


Fig.2.31 Geometrías de Flujo en un pozo penetrado o completado parcialmente (Mod. Análisis Moderno de Presiones, Escobar 2003)

En la penetración o terminación parcial, la anisotropía del yacimiento juega un papel importante, ya que afecta la dirección de flujo de fluidos hacia el pozo. En la Figura 2.32, se aprecia la sensibilidad de la anisotropía sobre la respuesta de presión.

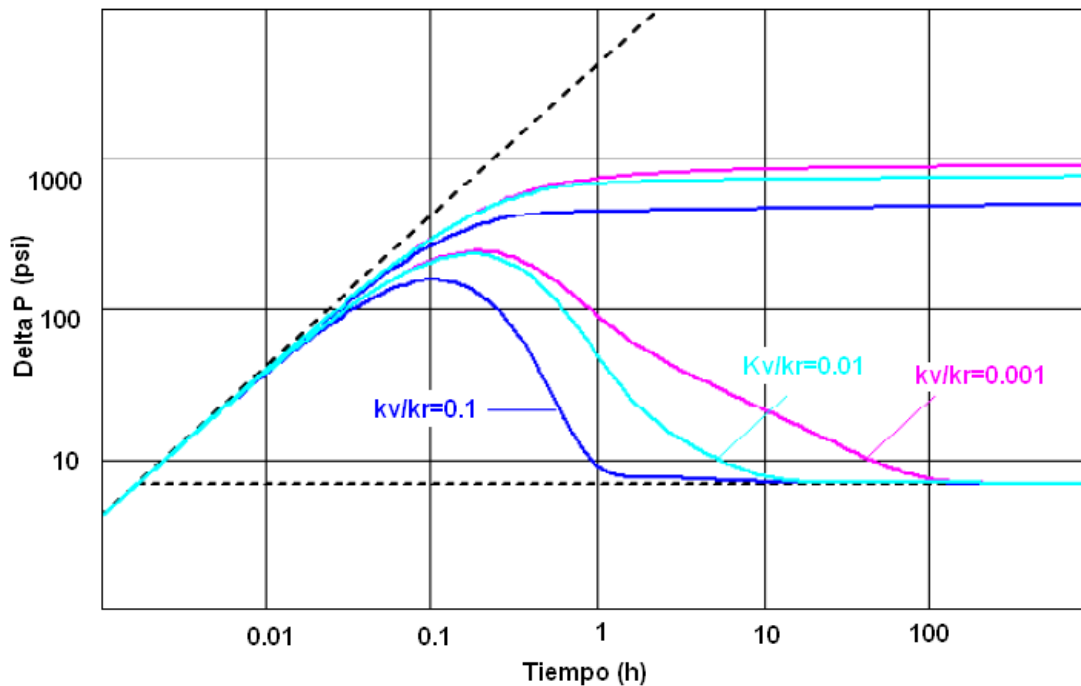


Fig.2.32 Efecto de la anisotropía sobre la respuesta de presión (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

2.3.5 Modelos de Yacimientos

Según Kappa 2011, en los análisis de presión transitoria, las propiedades del yacimiento son divisadas después de los efectos de almacenamiento y su comportamiento desaparece antes de que aparezcan los efectos de borde, por lo general se conoce como respuesta de tiempo intermedio. El buen modelado o ajuste realizado en este período de tiempo es de gran importancia ya que se logrará una mejor estimación sobre la caracterización de las heterogeneidades de los yacimientos.

El principal parámetro que se busca en esta etapa es la movilidad del fluido en el yacimiento k/μ . Cuando el valor del espesor de la formación no se conoce el parámetro calculado es kh/μ , y si el parámetro conocido es la viscosidad entonces se puede calcular el producto permeabilidad-espesor kh . Algunas de estas heterogeneidades pueden ser: doble porosidad, capas múltiples, doble permeabilidad y sistemas compuestos que se generan de la combinación de los casos mencionados anteriormente, y pueden encontrarse a nivel local o total.

Yacimiento Homogéneo

El modelo característico de un yacimiento homogéneo, es considerado como el modelo más sencillo, debido a que asume los valores de porosidad y espesor constante en cada punto del yacimiento y el medio es asumido isotrópico, es decir, la permeabilidad es la misma en todas las direcciones (Kappa 2011). En la Figura 2.33 se aprecia el comportamiento de un yacimiento radial homogéneo en un gráfico log-log. Cuando se alcanza el flujo radial homogéneo se estabiliza la derivada de la presión y en esencia esta estabilización está relacionada a los cálculos de permeabilidad.

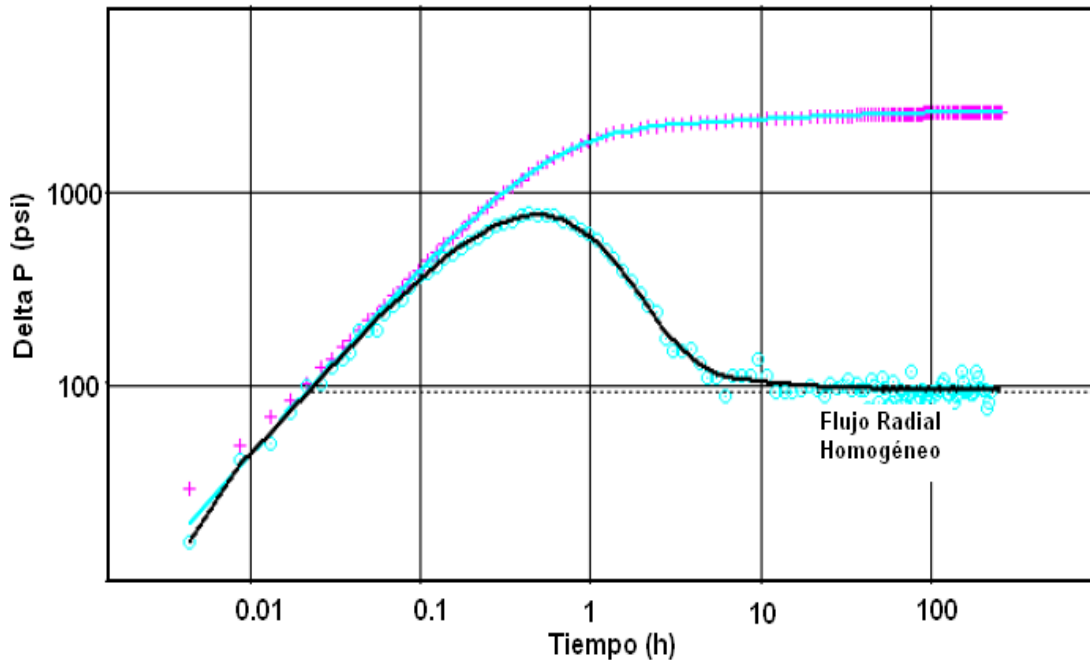


Fig.2.33. Representación Gráfica del comportamiento de la derivada para un Yacimiento Homogéneo (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

La Figura 2.34 muestra el efecto que poseen los diferentes tipos de flujos en un yacimiento homogéneo, apreciándose que independientemente del tipo de flujo todas llegan alcanzar el comportamiento de flujo radial homogéneo luego de un largo período de tiempo.

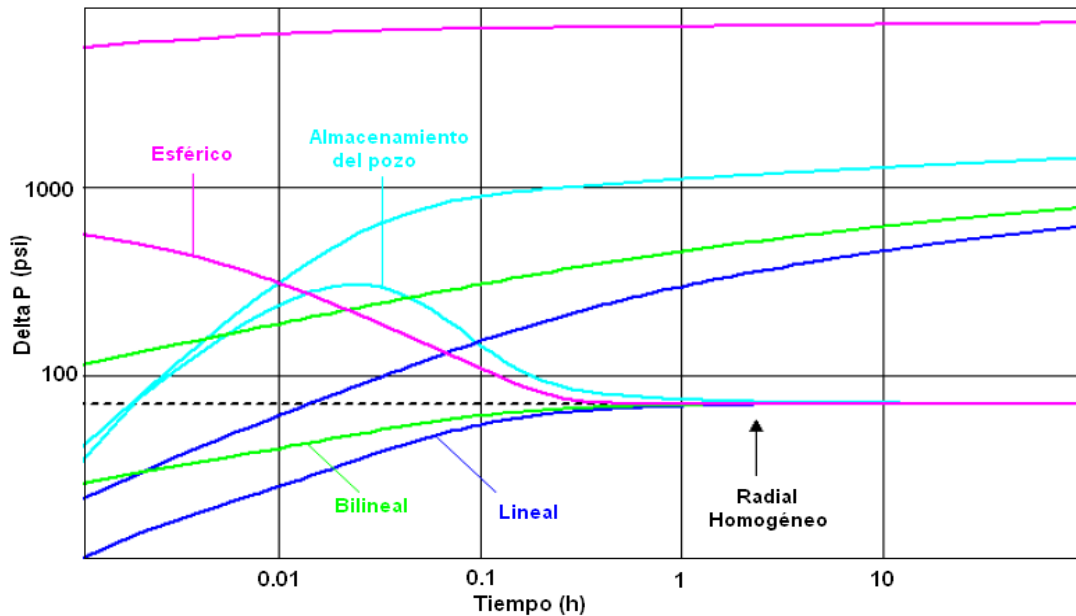


Fig.2.34 Efecto de las diferentes geometrías de flujo en un Modelo de Yacimiento Homogéneo
 (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Yacimiento con doble porosidad

Según Kappa 2011, un yacimiento con doble porosidad es aquel en el cual dentro de su matriz se encuentran fracturas y/o fisuras que generan dicho comportamiento. Ambas, matriz y fracturas, se encuentran saturadas de hidrocarburo y se caracteriza por ser un sistema con alto almacenamiento de petróleo pero baja permeabilidad. La Figura 2.35 representa el proceso de flujo de fluido hacia el pozo en un yacimiento con doble porosidad, en el comienzo de la producción, el hidrocarburo almacenado en el *sistema de fisuras* inicia su desplazamiento presentando un valor de presión (P_{fw}), mientras que la presión en la *matriz principal* se mantiene en la presión inicial (P_i) lo que aporta un soporte de presión y se frena brevemente las caídas de presión en las cercanías del pozo.

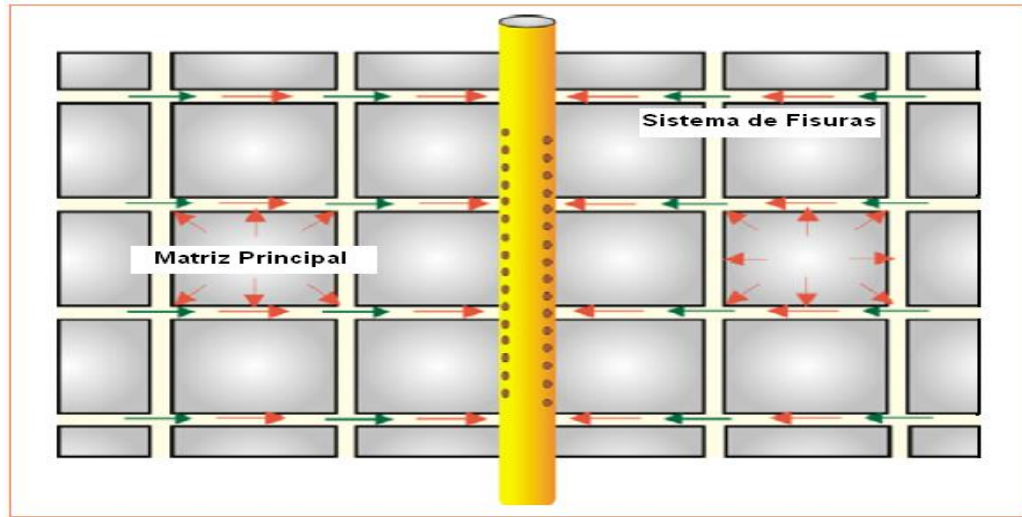


Fig.2.35 Representación esquemática de flujo en un Yacimiento de Doble Porosidad (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

En la Figura 2.36 se observa la respuesta general de un modelo de doble porosidad, se caracteriza por la presencia de una inflexión en forma valle y luego actúa como un yacimiento con flujo radial homogéneo e infinito. Además, si el análisis de la prueba reporta un coeficiente de almacenamiento bajo se puede apreciar el sistema compuesto por fisuras de manera independiente.

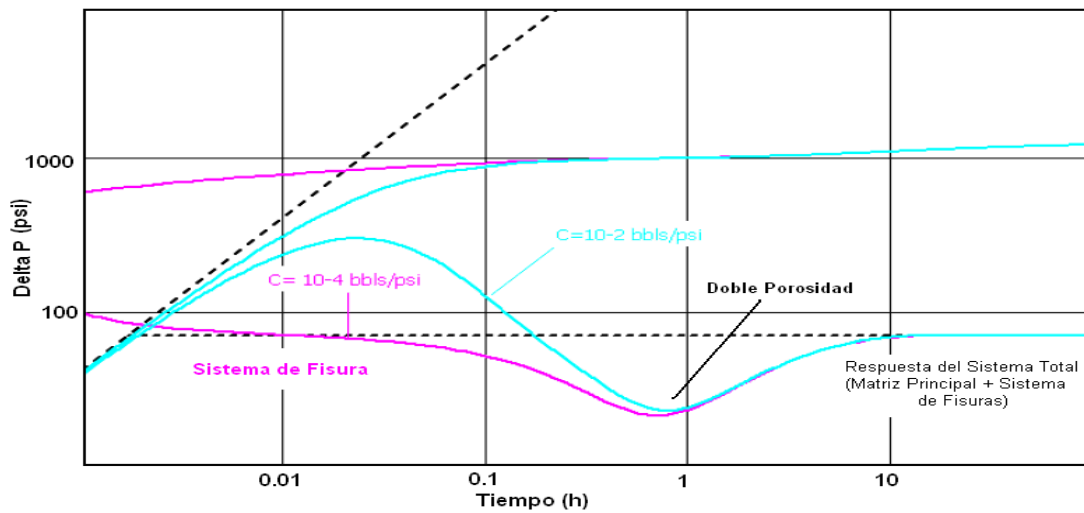


Fig.2.36 Comportamiento de la derivada de Bourdet en un Modelo de Yacimiento con Doble Porosidad (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Un análisis de presión en un modelo de doble porosidad se puede realizar bajo dos regímenes de flujo, en estado pseudo-estable, el cual asume una distribución uniforme de presión en todo el sistema poroso o en estado transitorio que se asume un gradiente de presión en el yacimiento. Ambos presentan un comportamiento inicial similar, sin embargo la respuesta de la derivada de presión en estado transitorio presenta dos períodos de estabilización de cada lado del valle, que dependerá en general de la geometría de la matriz (Kappa 2011). Además, la geometría de la matriz principal se puede clasificar como un arreglo tipo *esférico* y uno tipo *rectangular*, la diferencia entre ambos arreglos se detecta en la zona representada por el valle en la respuesta de la derivada de presión (Ver Figura 2.37).

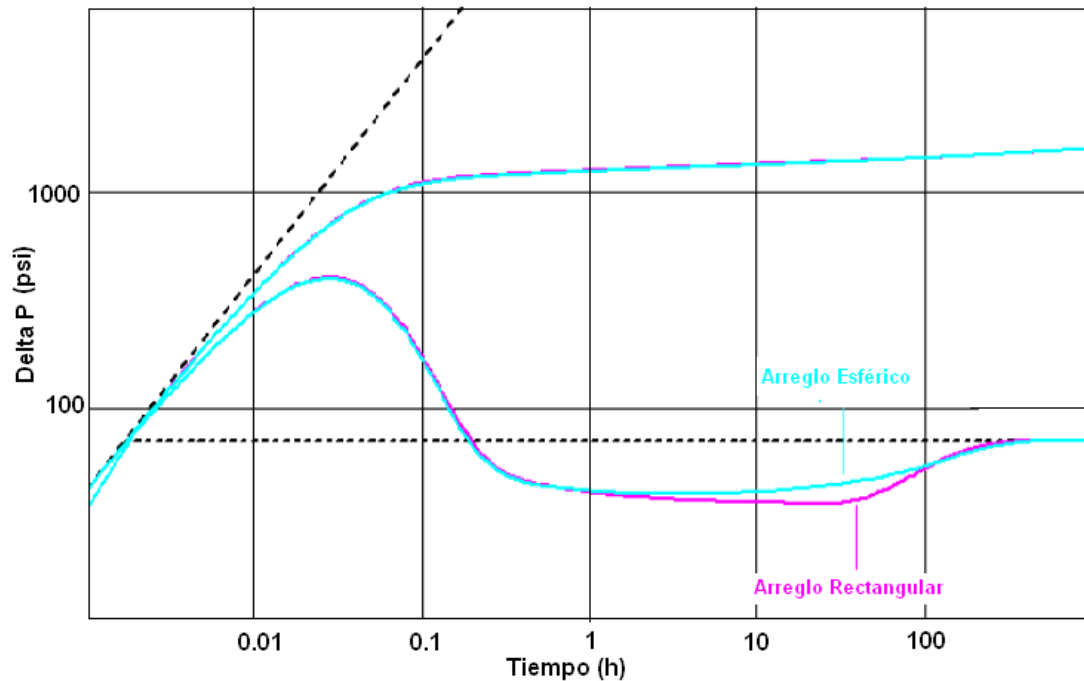


Fig.2.37 Comportamiento de la derivada de Bourdet en función del tipo de arreglo de la matriz principal (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Un modelo de doble porosidad está definido por dos variables adicionales a los parámetros que describen a un modelo homogéneo, el primero es denominado *radio de almacenamiento* (ω) y es básicamente la fracción o porcentaje de almacenamiento que presenta el sistema de fisuras, el segundo parámetro es el *coeficiente de flujo*

interporoso (λ) que caracteriza la habilidad con la que el fluido fluye desde el sistema de fisuras hasta la matriz principal (Kappa 2011).

En la Figura 2.38 se puede apreciar la sensibilidad de estos parámetros sobre la respuesta de la derivada de la presión. A medida que el radio de almacenamiento (ω) disminuye el valle es más pronunciado y la transición comienza mucho más temprano (arriba), el tiempo en que la transición ocurre es función del parámetro de flujo interporoso λ , cuando λ disminuye, la transición se tarda más en aparecer (abajo), la finalización del tiempo de transición es proporcional a $1/\lambda$.

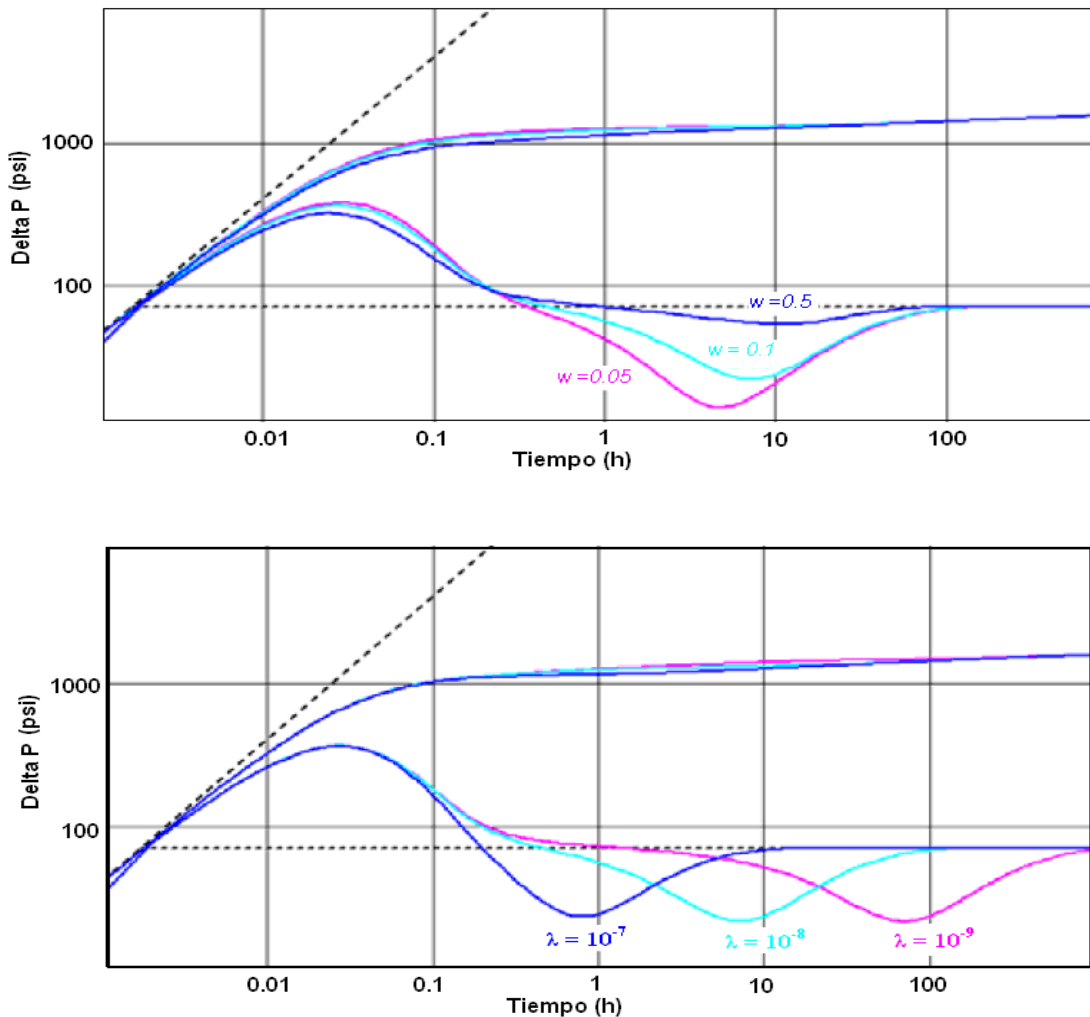


Fig.2.38 Sensibilidad de ω (arriba) y λ (abajo) en el modelo de doble porosidad (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Dependiendo del valor del coeficiente de almacenamiento del pozo, como se mencionó anteriormente, se puede enmascarar el comportamiento de doble porosidad a medida que el valor de C_s incrementa.

Yacimiento con doble permeabilidad

Según Kappa 2011, este tipo de comportamiento corresponde a yacimientos conformado por estratos que presentan diferentes propiedades, característico de cada capa. Además, el flujo cruzado que se presente entre las capas será proporcional a la diferencia de presión que se encuentre entre ellas. Este modelo representa yacimiento estratificados o completados en su totalidad en diferentes capas con propiedades distintas.

La representación esquemática del comportamiento de un yacimiento con doble permeabilidad se observa en la Figura 2.39, en donde se tienen dos capas, la capa 1 con una permeabilidad k y un daño (skin 1) y la capa 2 con un permeabilidad $1-k$ y un daño (skin 2), en donde la permeabilidad de la capa que se obtenga de la prueba de presión dependerá del aporte de la capa que tenga mayor permeabilidad.

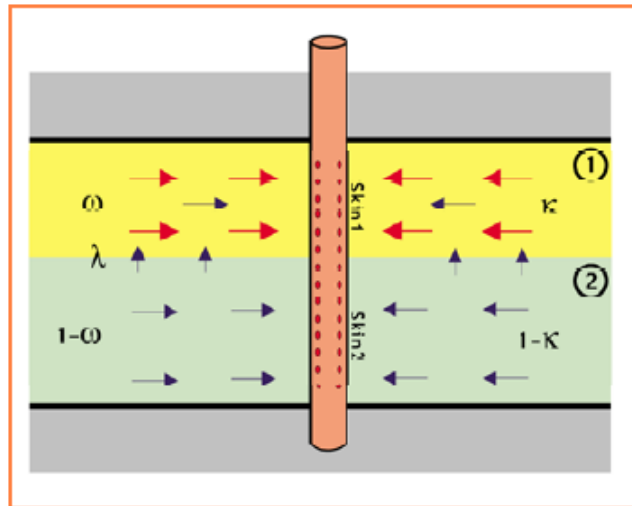


Fig.2.39 Representación Esquemática de Modelo de Doble Permeabilidad (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Estos modelos se caracterizan bajo tres parámetros adicionales a los de un modelo homogéneo, los dos primeros corresponden a los del sistema de doble porosidad, (Ecuación 2.20), desarrollados en la sección anterior, con la diferencia de que λ , se define como coeficiente de flujo inter-capas. El tercer coeficiente k , no es más que la relación entre el producto $k \cdot h$ de una capa con respecto al mismo producto del sistema total donde $k \cdot h$ representa el producto permeabilidad- espesor.

$$k = (k \cdot h)_1 / [(k \cdot h)_1 + (k \cdot h)_2] \quad \text{Ec.2.20}$$

Igual que en el modelo de doble porosidad, la respuesta de la derivada de la presión presenta igual sensibilidad para los coeficiente λ y ω , en relación a k Si la permeabilidad de una capa es igual a cero $k=0$, o muy baja esto sería equivalente a un sistema de doble porosidad y solo puede producir por flujo cruzado en la capa de mayor permeabilidad que sería igual a un sistema de fisuras en un sistema de doble porosidad, a medida que k aumenta la curva que representa a la derivada exhibe mayor inflexión antes de alcanzar una estabilización parecida a la que representa un modelo radial homogéneo infinito (ver Figura 2.40).

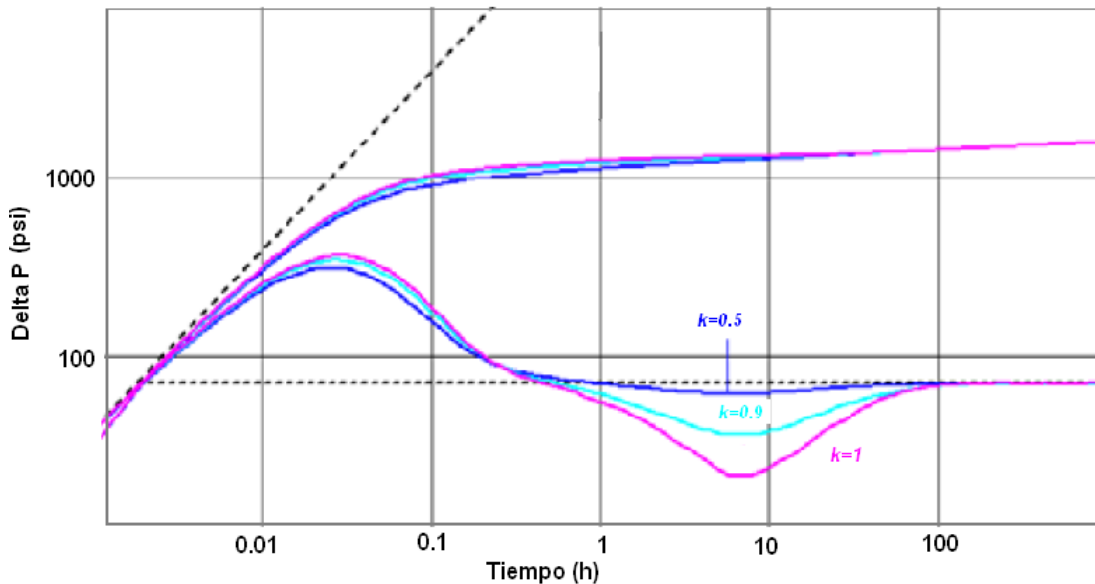


Fig.2.40 Sensibilidad de k en el modelo de doble permeabilidad (Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Yacimiento con comportamiento compuesto

En la mayoría de los casos los modelos asumidos presentan características constantes a lo largo de todo el yacimiento. Sin embargo, en algunos casos se hace necesario considerar variaciones laterales a la dirección de flujo. Para este tipo de análisis existe lo que se denomina *Yacimiento Compuesto*.

Los casos más comunes que representan este modelo son:

- Inyección de un fluido diferente al fluido que satura la roca.
- Cambios de saturación asociada a un acuífero.
- Cambios de saturación asociada a una capa de gas.
- Compartimentalización
- Cambio en las características del yacimiento (k, porosidad)

2.3.6 Límites

Un límite o una barrera se pueden definir como una superficie localizada a una distancia cualquiera del pozo al que se le aplicó la prueba, en la cual ocurre un cambio en las propiedades del flujo. Si una prueba de presión es suficientemente duradera o si el yacimiento es suficientemente pequeño se hace sencilla la detección de los límites del yacimiento en estudio. Entonces, mediante la interpretación de las repuestas obtenidas en una prueba de presión los efectos de borde se observan luego de finalizado el período que describe un flujo radial homogéneo y se entiende que no habrá lectura de presión más allá de la barrera generando una caída de presión adicional que será registrada por el sensor. Si este límite se encuentra a una distancia muy cercana al pozo donde se está realizando la prueba, será más perceptible la caída de presión adicional (Kappa 2011).

La Figura 2.41 describe el comportamiento de la caída adicional de presión en el yacimiento al detectar un límite (barra gris). En la figura izquierda los círculos en rojos representan la caída de presión a lo largo de un yacimiento infinito a diferentes tiempos (no es una onda de presión), es decir, dentro del radio de investigación la barrera no fue detectada. Cuando un límite está presente o es detectado (círculos azules) existirá una caída adicional de presión, a diferentes tiempos, en comparación

a la configuración de un yacimiento infinito. En la gráfica de la derecha se tiene un límite en el cual se aprecia el comportamiento de presión desde el límite hasta el pozo (curva azul). En donde a medida que se acerca el pozo las caídas de presión tienden a ser mucho mayor.

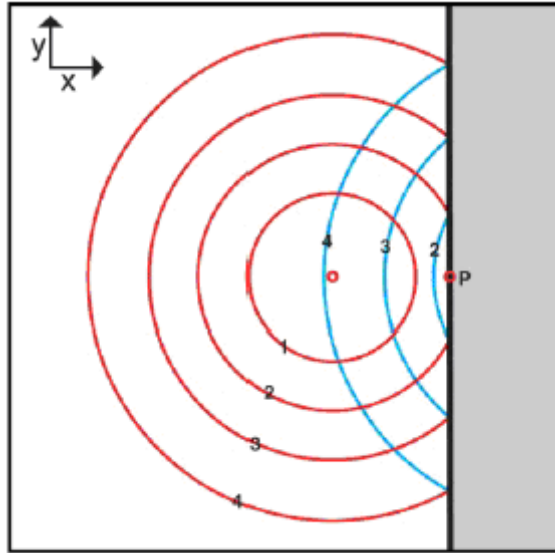


Fig.2.41 Representación esquemática de la caída adicional en el yacimiento en presencia de un límite (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Tipos de Límites

Generalmente se describen cuatro tipos de límites diferentes, sin embargo es posible encontrar combinaciones de estos, dependiendo de la heterogeneidad del yacimiento en estudio (Kappa 2011).

Límite sellante

No posee ningún tipo de flujo de fluido a través de la falla, la presión en el sello no es uniforme y presenta mayor variación en las zonas cercanas a la falla en comparación a las cercanías del pozo. En la Figura 2.42 se observa como el perfil de presiones llegan de forma ortogonal a la límite sellante. En la respuesta de prueba de presión se caracteriza mediante un ligero levantamiento al final de la derivada de Bourdet y puede representar tanto una falla sellante como un límite de roca dentro del yacimiento.

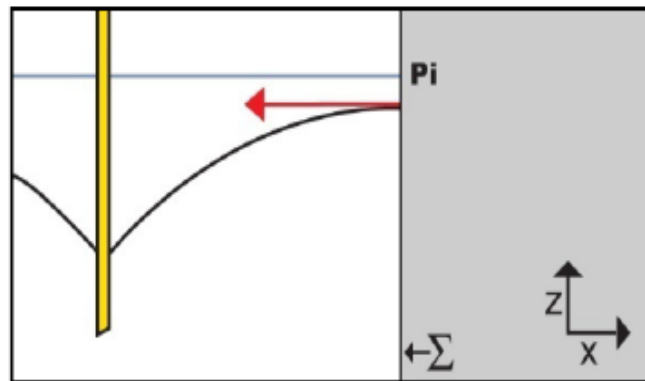


Fig.2.42 Perfil de Presión cerca de una falla sellante (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Falla Sellante: está representado como una falla impermeable de extensión infinita y es considerado el modelo más simple de los límites sellantes. En un gráfico log-log la desviación comienza después del flujo radial infinito, cuando la falla es encontrada la derivada presentará un comportamiento creciente, y luego se irá estabilizando a un nivel similar al flujo radial infinito (Kappa 2011). En la Figura 2.43 se observa la respuesta de la derivada de presión, frente a la existencia de una falla sellante en un gráfico log-log (izquierda), el final de la curva presenta un levantamiento a diferencia del comportamiento de un yacimiento radial homogéneo de acción infinita, es decir, sin presencia de límite.

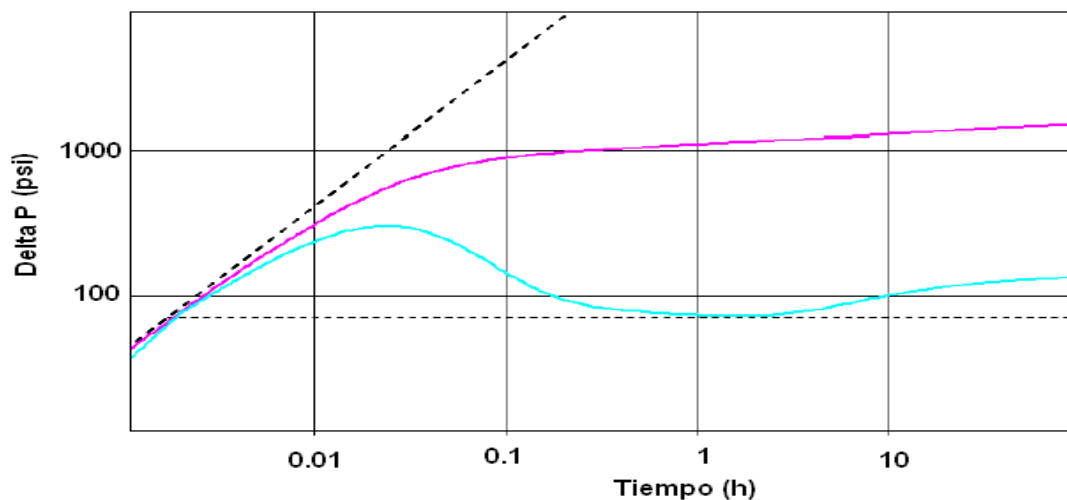


Fig.2.43 Representación del comportamiento de presión en presencia de un límite sellante (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Sensibilidad a la distancia de la falla sellante: Dependiendo de la distancia que exista entre la falla sellante y el pozo al que se le está realizando la prueba de presión la respuesta de la derivada variará. Por lo tanto, mientras más pequeña sea esta distancia el comportamiento creciente aparecerá con mayor prontitud, en algunos casos impide la detección del flujo radial homogéneo, por ejemplo una falla a 100ft. Sin embargo, cuando el sello se encuentra muy alejado del pozo, la respuesta de la derivada es similar a la obtenida en un yacimiento radial homogéneo sin límites (Kappa 2011) (Ver Figura 2.44).

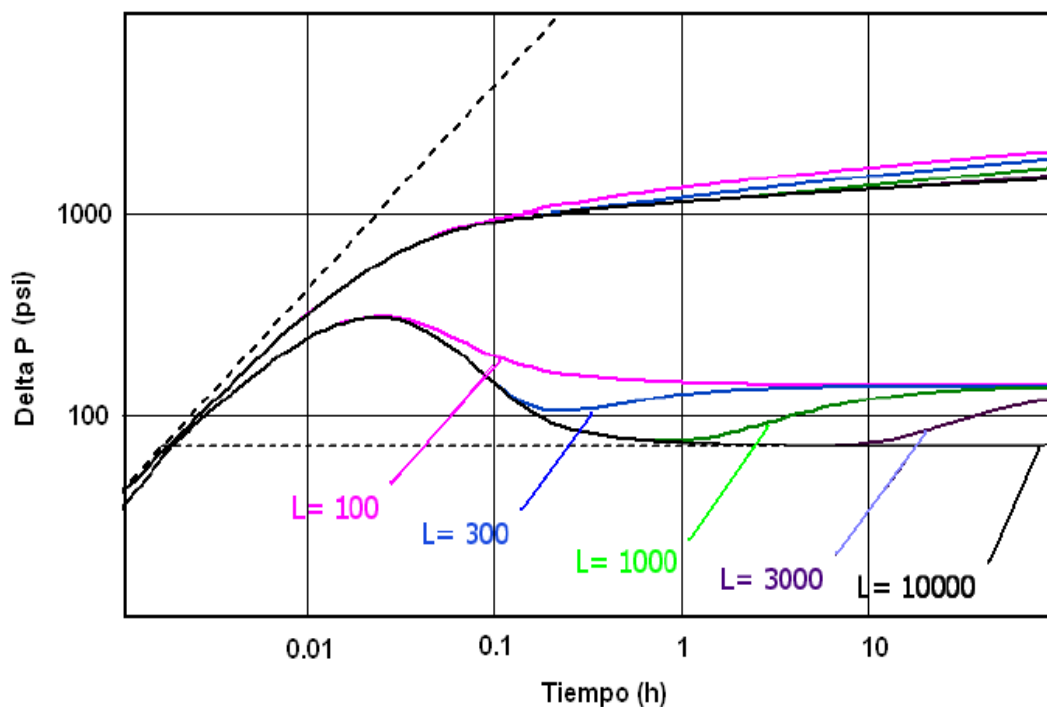


Fig. 2.44. Sensibilidad de la distancia de la falla sobre la derivada de Bourdet (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Fallas Paralelas: generalmente se refiere a los yacimiento cuyo ambiente depositacional está asociado a canales, el pozo se encuentra localizado en un canal limitado por dos fallas sellantes paralelas (Kappa 2011).

En la Figura 2.45 se observa la representación esquemática de dos pozos dentro de fallas paralelas, el *pozo B* localizado justo en la mitad de ambos sellos ($L_1=L_2$) y el *pozo A* que representa a todo pozo localizado más cerca de una falla que de la otra

($L_1 < L_2$) (Izquierda). Los pozos localizados en esta zona generalmente presentan geometría de flujo lineal (Derecha).

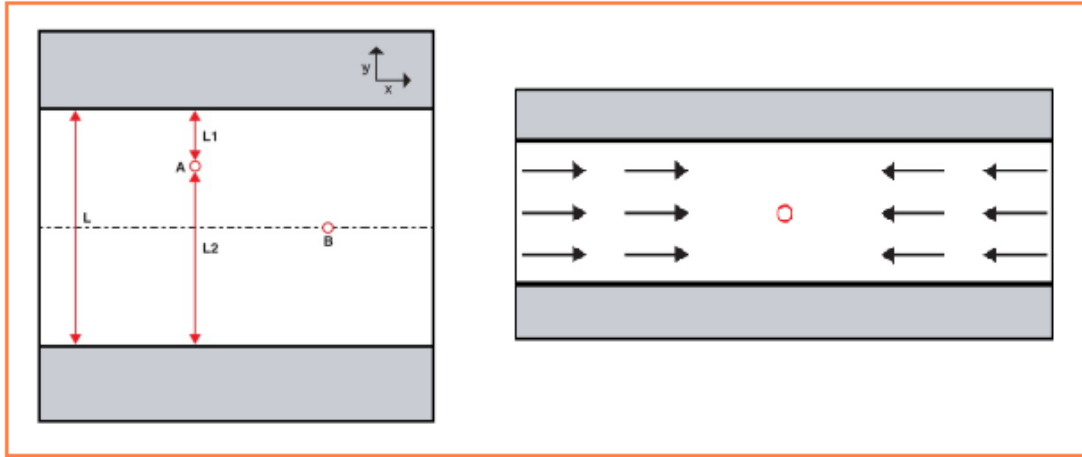


Fig.2.45. Representación Esquemática de la localización de pozos dentro de fallas paralelas (derecha) y régimen de flujo en fallas paralelas (derecha) (Tomado Dynamic Data Analysis, Kappa)

La respuesta de la derivada de presión, para ambos pozos, en un gráfico log-log se puede observar en la Figura 2.46, en el caso del *Pozo A* la derivada presenta un doble comportamiento creciente, el primer crecimiento se debe a la presencia de la falla mas cercana, luego la curva se estabiliza y al finalizar retoma la pendiente ascendente cuando es detectada la segunda falla, a diferencia del *Pozo B* que detecta ambas fallas en tiempo iguales y se refleja en el desarrollo final.

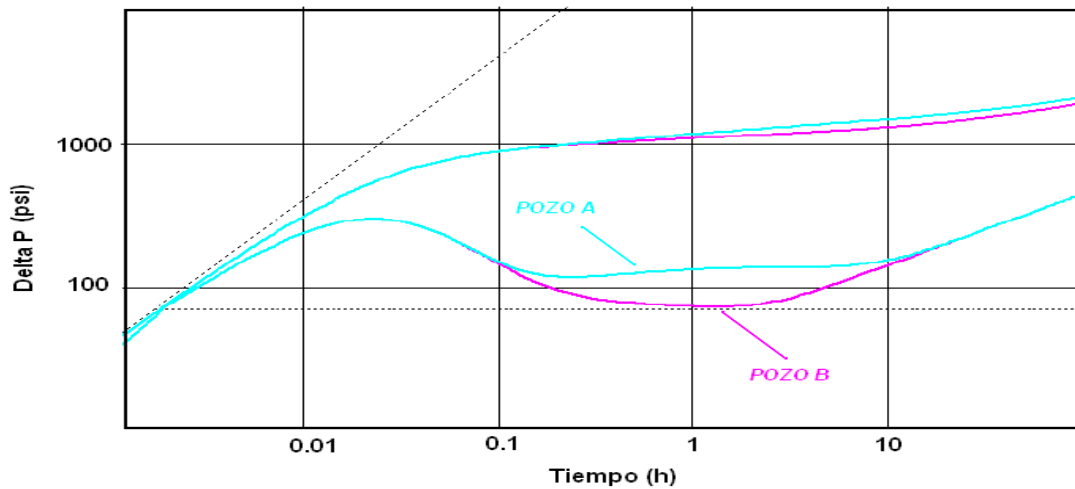


Fig. 2.46. Respuesta de la derivada de Bourdet en función de la localización de pozo dentro de fallas paralelas (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Fallas Intersectadas: representa un modelo en el cual un pozo se localiza dentro de dos fallas sellantes, intersectadas y de extensión infinita. La Figura 2.47 es la representación esquemática de pozos localizados dentro de fallas intersectadas, donde el *pozo B* se encuentra sobre la línea del bisector ($L1=L2$) y el *pozo A* está más cercano a una de las fallas ($L1<L2$), las distancia $L1$ y $L2$ están medidas perpendicularmente al plano de cada falla y finalmente θ es el ángulo de intersección entre ambas fallas (Kappa 2011).

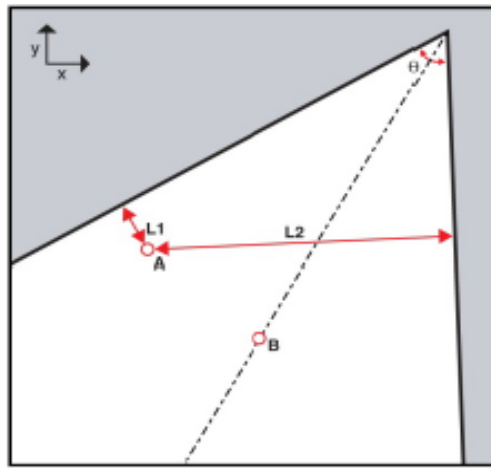


Fig. 2.47. Representación Esquemática de localización de pozos dentro de fallas intersectadas
(Tomado Dynamic Data Analysis, Kappa)

Si la falla está significativamente más cerca de una de las fallas (*pozo A*), el desarrollo inicial de la derivada, en un gráfico log-log, es similar al comportamiento de la derivada en presencia de una sola falla sellante, cuando la segunda falla es detectada la respuesta se observa al final de la curva derivada. Si el pozo está equidistante de las fallas (*pozo B*) la respuesta se observara estrictamente luego de alcanzada la fase de flujo radial homogéneo (Ver Figura 2.48).

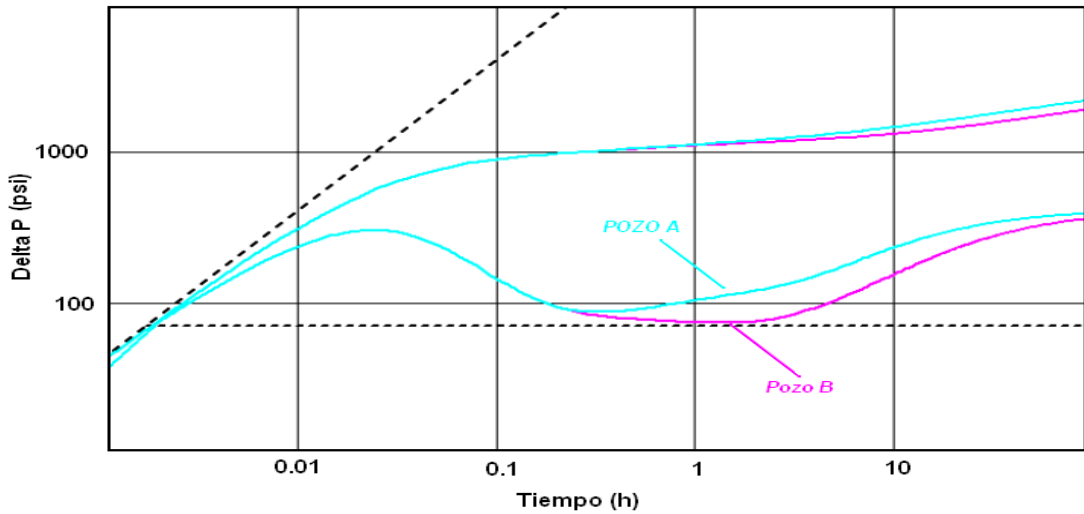


Fig.2.48. Respuesta de la derivada de Bourdet en función de la localización de pozo dentro de fallas intersectadas (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

En la curva semi-log la presencia de fallas intersectadas puede estar caracterizada por una segunda línea recta (línea azul) cuya pendiente es $2\pi/\theta$ mayor a la de la línea que representa al flujo radial homogéneo con acción infinita (línea negra), es a partir de esta nueva tendencia que se obtiene el valor de la presión promedio del yacimiento en estudio (ver Figura 2.49).

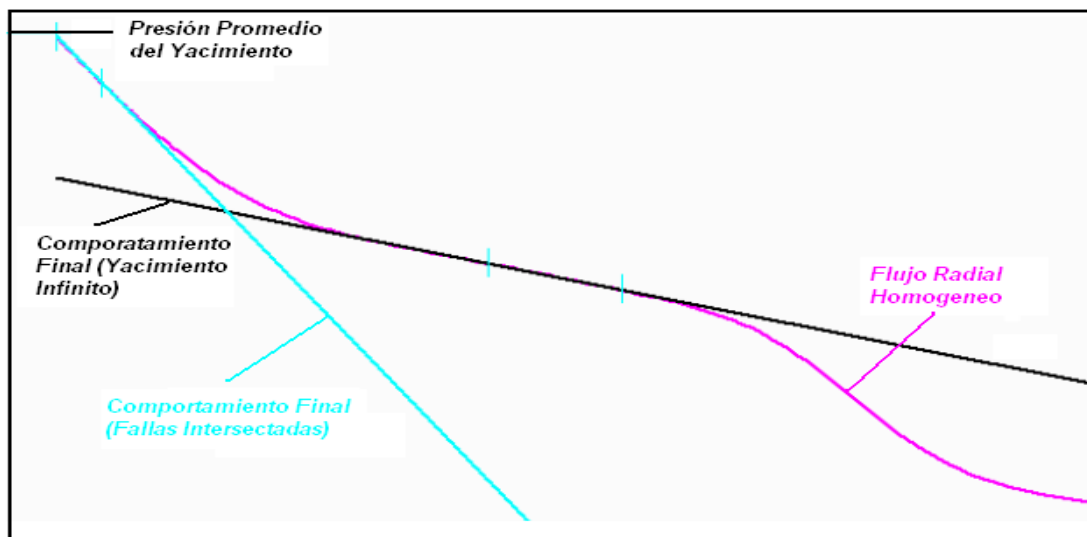


Fig.2.49. Representación Gráfica de fallas Intersectadas en la curva Semi-log (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Fallas en forma de U: un yacimiento en forma de U es aquel en el que dos fallas paralelas están limitadas por un tercer límite en uno de sus extremos; igual que en el caso de fallas paralelas suele presentar una geometría de flujo lineal pero en una sola dirección (Kappa 2011) (ver Figura 2.50)

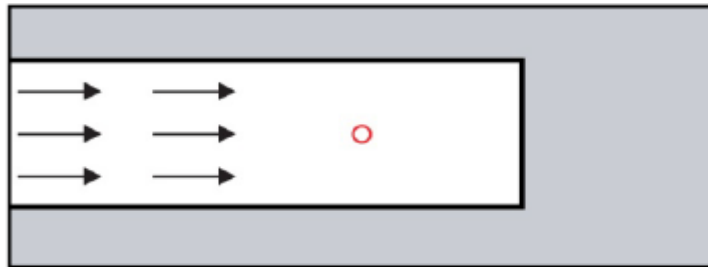


Fig.2.50. Representación Esquemática de las fallas en forma de U (Tomado Dynamic Data Analysis, Kappa)

La Figura 2.51 muestra la respuesta de la derivada de la presión y su comportamiento es ligeramente diferente al comportamiento observado en presencia de fallas paralelas o tipo canal.

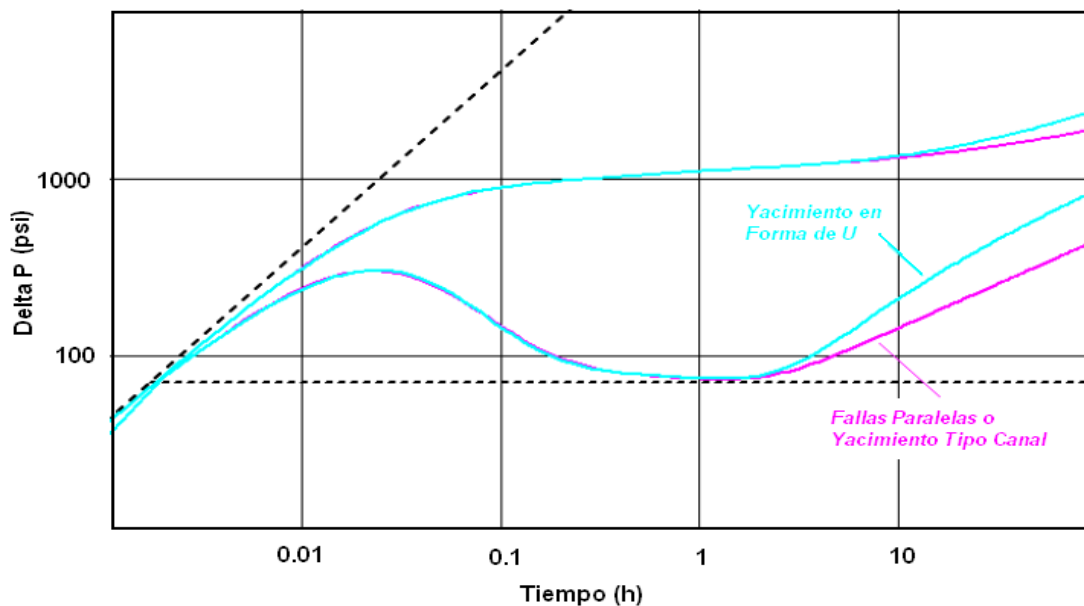


Fig.2.51. Respuesta de presión y de la derivada de un Yacimiento en forma de U y un Yacimiento tipo Canal (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Sistema cerrado: un sistema cerrado será determinado cuando el yacimiento es suficientemente pequeño o el tiempo de la prueba fue suficientemente duradera. Existen dos modelos generales que representan a los sistemas cerrados, el *modelo circular* (izquierda) y el *modelo rectangular* (derecha), en el primero se asume que el pozo está localizado en el centro de un yacimiento circular y en el segundo se localiza en cualquier punto dentro del área rectangular (Ver Figura 2.52), una ventaja importante de este último modelo es que puede amoldarse a múltiples soluciones dependiendo de la ubicación del pozo al que se le esté aplicando la prueba (Kappa 2011).

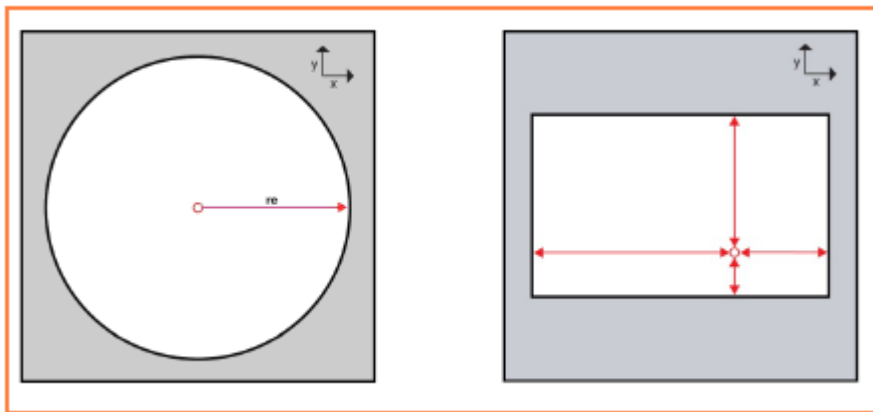


Fig.2.52. Representación Esquemática de Modelos de Sistemas Cerrados Rectangular (Izquierda) y Circular (Derecha) (Tomado Dynamic Data Analysis, Kappa)

La Figura 2.52 representa el comportamiento de la derivada de la presión para modelos en un período de cierre, el cual muestra en la etapa final una estabilización de la curva de presión y la curva de la derivada tiende a cero. Cuando el pozo está localizado en el centro del rectángulo la respuesta tiende a ser similar a la obtenida en un modelo cerrado circular.

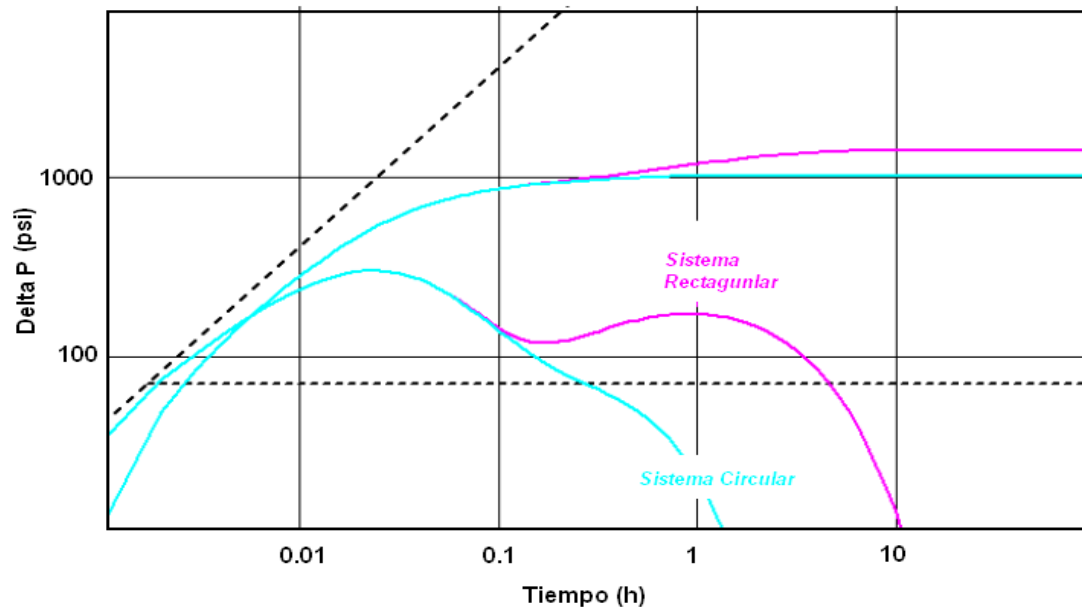


Fig.2.53. Respuesta de presión y de la derivada de un Sistema Cerrado Rectangular en comparación con un Sistema Cerrado Circular a presión constante (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Límite a presión constante

Por lo general los límites de presión constante se obtienen como respuesta en la derivada de presión, cuando el yacimiento se encuentra en presencia de algún agente externo que ayuda en el mantenimiento de la presión, como un acuífero activo, también cuando se encuentra una gran capa de gas puede darse el caso de estar representado como un límite de presión constante. Sin embargo, existen modelos en los que se puede tener solo un límite de presión constante combinado con uno o varios límites sellante (Kappa 2011).

Según Kappa 2011, la respuesta de la derivada ante un límite de presión constante tiende a decaer en el comportamiento de la derivada en comparación a su contraparte de un límite impermeable. En la Figura 2.54 se tiene el comportamiento de las diferentes curvas derivadas para distintos límites de yacimiento en respuesta a una prueba de restauración de presión, se aprecia como las curvas de la derivada tienen el mismo comportamiento hasta el flujo radial homogéneo, a diferencia de un sistema cerrado circular que prácticamente no desarrolla el flujo radial, una vez que termina y

se incrementa el tiempo de la prueba y a su vez el radio de investigación, la respuesta de la derivada observa los diferentes límites, como se aprecia en la curva azul intenso, al momento de encontrar un límite de presión constante la curva desciende, en comparación a la curva azul claro que también representa un límite pero este es sellante sin efecto de mantenimiento de presión, cuyo comportamiento es ascendente. Sin embargo, con la curva verde se aprecia cómo se genera la caída en la derivada de presión producto del mantenimiento de la presión durante la prueba, pero no resulta tan pronunciada como la curva fucsia que presenta un sistema cerrado circular.

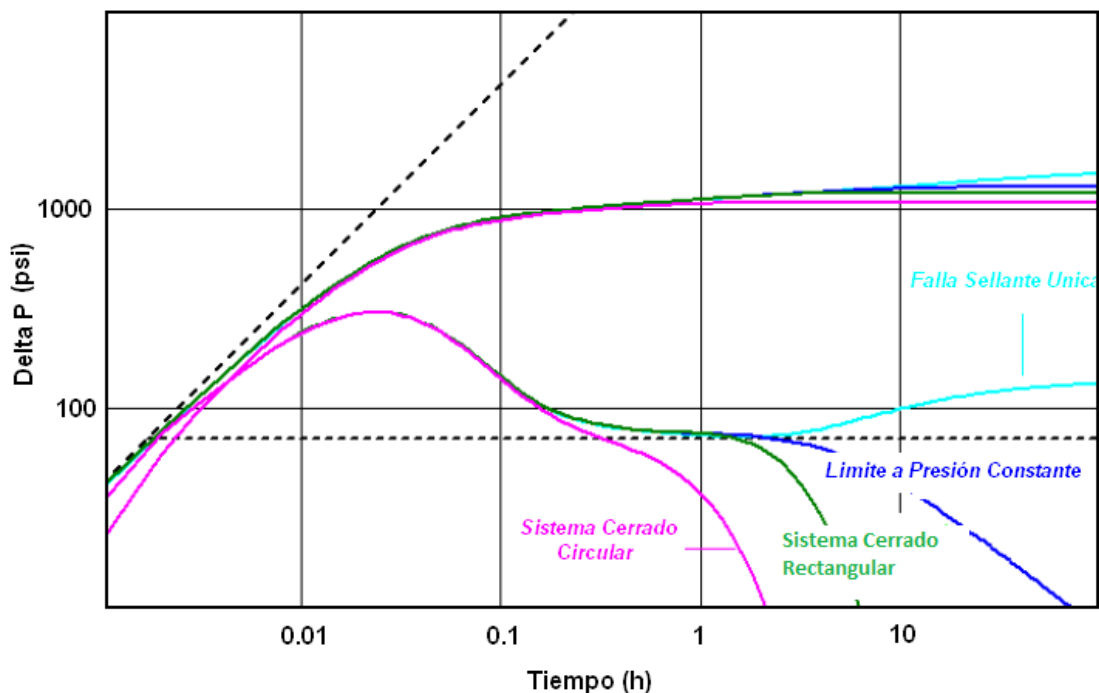


Fig.2.54. Respuesta de presión y de la derivada en presencia de diferentes límites (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Como se puede apreciar en la Figura 2.54 las respuestas de presión en presencia a sistemas cerrados presenta diferencias con respecto a los límites mantenidos a presión constante. Estas diferencias también se pueden observar en los historiales de presión, como lo muestra la Figura 2.55 en los que se aprecia como los datos de presión de la curva azul, representan los datos de presión de un sistema cerrado sin mantenimiento

de presión, mientras que la curva roja representa los datos de un sistema mantenido a presión constante.

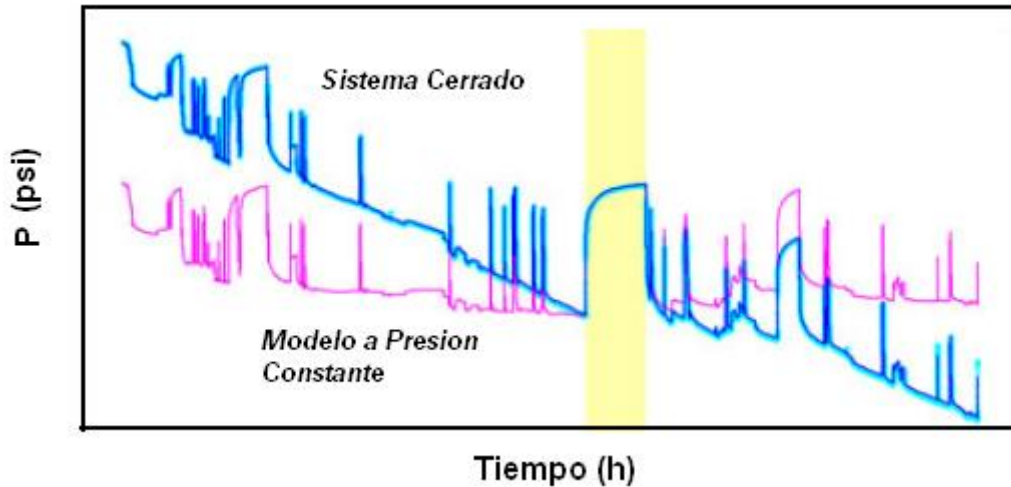


Fig.2.55. Comportamiento del historial de presión en sistemas cerrados y en modelos a presión constante (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Límites Semipermeables

Según Kappa 2011, en un yacimiento con una falla permeable, la presión cae en el punto donde se tiene el límite. En la Figura 2.56 se aprecia en la curva azul el comportamiento de la presión y a su vez la caída de presión adicional a la presencia de la falla permeable (izquierdo), además se aprecia la geometría de flujo radial en las cercanías del pozo (derecho).

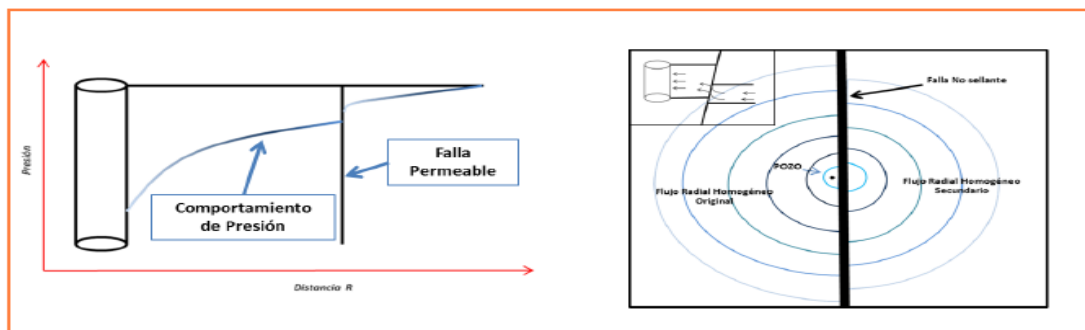


Fig.2.56. Perfil de Presión de una Falla no sellante (Izquierda) y representación de del flujo radial y ondas de presión (Derecha) (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

La caída de presión adicional suele ser proporcional al flujo a través de la zona permeable de la falla y a su vez está relacionada con cuan diferente pueden ser las propiedades de un lado y del otro de la barrera permeable. Un límite permeable es caracterizado mediante un coeficiente denominado “relación de transmisibilidad” (α), el cual define el porcentaje de sello que posee la falla, entonces si $\alpha=0$ se estará en presencia de una falla sellante y si $\alpha=1$ corresponderá a un yacimiento infinito. La respuesta de la derivada de la presión está directamente asociada con el valor de α , tal como se puede apreciar en la Figura 2.57, en general la curva suele tener dos períodos de estabilización, el correspondiente al flujo radial homogéneo y posteriormente se creará una especie de flujo radial homogéneo en la zona permeable de la falla (Kappa 2011).

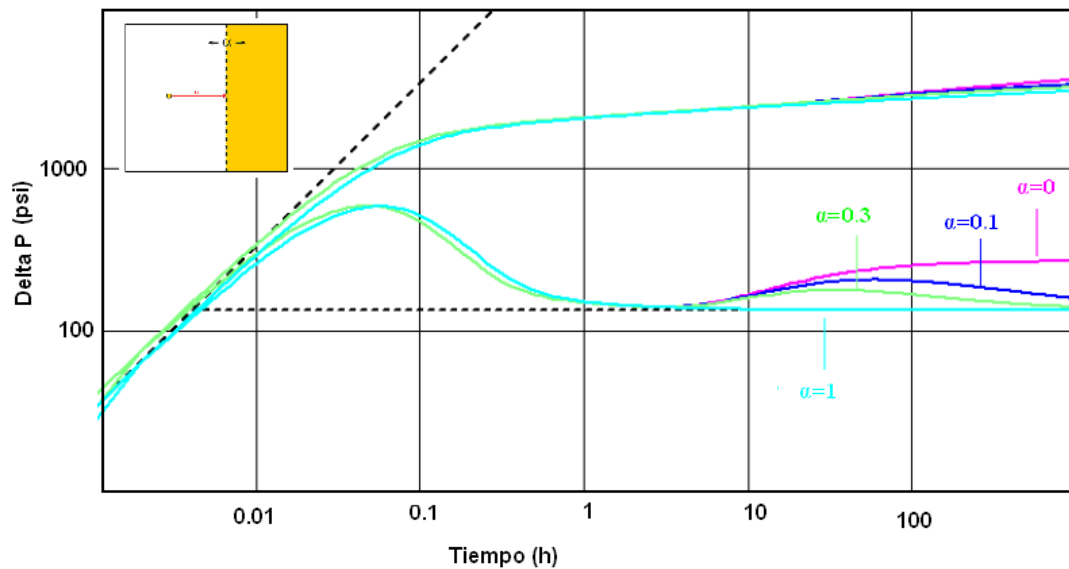


Fig.2.57. Sensibilidad de α sobre la respuesta de la derivada de Bourdet (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Límites Incompletos

Este modelo sitúa una falla impermeable en cualquier dirección con respecto al plano de la falla, en la Figura 2.58 se aprecian tres casos en los cuales se localiza la distancia de la falla al pozo (Kappa 2011).

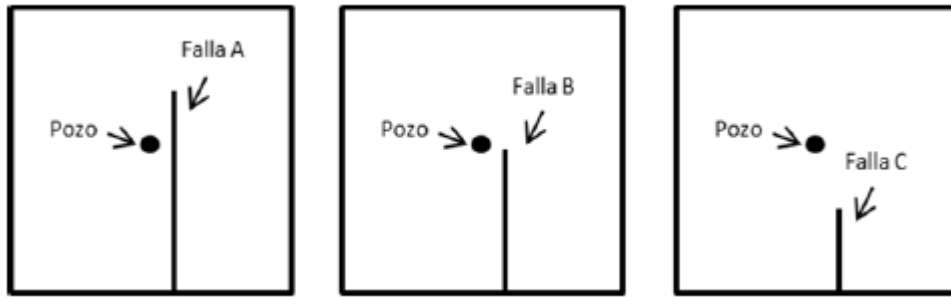


Fig. 2.58 Posición relativa de la falla (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

En la Figura 2.59 se aprecia como la presencia de la falla crea una desviación en el comportamiento de la derivada, mientras más alejado se encuentre la falla del pozo, esta afectará en menor grado dicha derivada, en este caso para la falla “A”, la cual se encuentra más cercana al pozo, se obtiene un levantamiento más pronunciado en la respuesta de la derivada caso contrario para la curva azul en el cual la falla se encuentra mucho más distante.

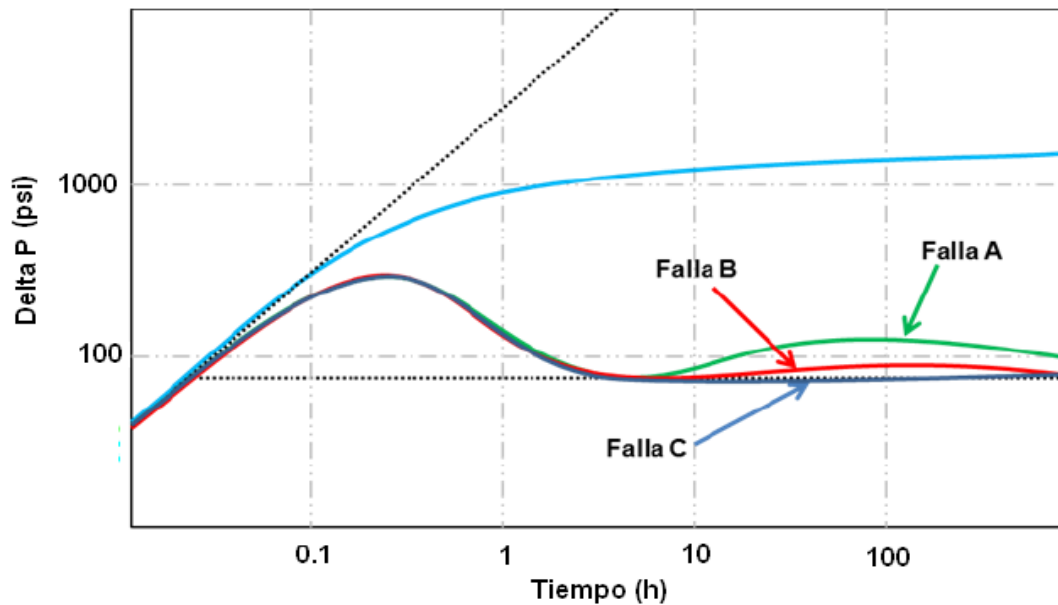


Fig.2.59. Respuesta de la derivada de presión en función de la posición relativa de la falla (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

2.4. Operacionalización de las Variables

Según Fidias Arias (2012), operacionalizar una variable es un tecnicismo que se emplea en la investigación científica para denominar al proceso mediante el cual se transforma la variable de conceptos abstractos a términos concretos, observables y medibles, es decir, dimensiones e indicadores. En este caso, el alcance principal fue convertir los objetivos del trabajo en indicadores para así facilitar el desarrollo de los mismos.

La Prueba de Restauración de Presión se define como una prueba aplicada en pozos productores y consiste en hacer producir el pozo en estudio a una tasa estabilizada por cierto período de tiempo a fin de establecer una estabilización de la presión en el área de drenaje para luego cerrarlo, a fin de medir la variación (incremento) de presión en estado transitorio en función del tiempo, dicho incremento comienza partiendo de la P_{wf} y luego de un tiempo considerado de cierre (Δt), la presión registrada representa una presión estática en proceso de restauración ($P_{\Delta t}$), la cual no necesariamente alcanza el valor estático P_e inicial, es decir, generalmente el valor de presión encontrado en la prueba es menor que la presión estática inicial del yacimiento ($P_{\Delta t} \leq P_e$) y su proximidad depende directamente del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción, por lo tanto a medida que el tiempo de cierre se incrementa y el tiempo de vida de producción sea menor $P_{\Delta t}$ se aproximará a P_e .

Tabla 2.3. Operacionalización de la Variable

Objetivo General: Analizar e Interpretar las pruebas de restauración de presión realizadas en pozos completados en el yacimiento RNG UD-106 perteneciente al Campo Urdaneta Oeste, a fin de estimar presiones, permeabilidades y la presencia o no de daño en cada uno de los pozos.				
Objetivos	Variable	Dimensiones	Indicadores	Técnicas/ Instrumentos
<i>Identificar los pozos a los cuales se le haya realizado pruebas de restauración (Build up) completados en el yacimiento RNG UD-106</i>	Pruebas de Restauración de Presión	Inventario de pruebas de restauración de presión donde se identifican todos los pozos de interés con pruebas de restauración de presión analizadas y sin analizar	Notas Técnicas de las pruebas analizadas. Reportes de medición de presión.	Búsqueda y recolección de información/ Herramienta Excel
<i>Realizar la carga en el software PanSystem de la data necesaria para llevar a cabo la interpretación de las pruebas de restauración de presión en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106</i>		Inventario de los parámetros básicos a introducir en el software para interpretar la prueba de restauración de presión en el pozo	Orientación del pozo, radio del pozo, tipo de fluido, parámetros de fluido (viscosidad, factor volumétrico de formación, compresibilidad total) y parámetros de roca (porosidad, espesor de arena neta petrolífera)	Interacción directa software-usuario/ Herramienta Excel, Tutorial y Manual del software Pansystem.
<i>Interpretar las pruebas de presión realizadas en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106</i>		Gráfica del comportamiento de presión y tasa en función del tiempo con los datos obtenidos durante la prueba de restauración de presión aplicada a los pozos de interés. Selección del Modelo de Pozo, Modelo de Yacimiento y Modelo Límites	Tiempo de restauración de presión, Efectos de almacenamiento de pozo constante y variable. Yacimiento Homogéneo. Límites sin flujo y a presión contante, fallas paralelas, fallas en forma de U, sistemas cerrados.	Método de la derivada, método de la Curva Tipo, Método Horner y MDH/Pansystem 3.5.1
<i>Estimar la presión de yacimiento, permeabilidad y la presencia de daño o no en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106</i>		Estimación de los parámetros de presión de yacimiento, de permeabilidad efectiva y daño luego del ajuste de la curva tipo en los gráficos logarítmico y semi-logarítmico	Profundidad del sensor, gradiente de presión, profundidad al Datum, Presión de yacimiento, permeabilidad efectiva y el daño a la formación y Límites de los yacimientos	Derivada de Bourdet, Método Horner y MDH/Pansystem 3.5.1
<i>Analizar los resultados generados en la interpretación de las pruebas de presión realizadas en los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106</i>		Validación de la presión de yacimiento, análisis comparativo de la permeabilidad efectiva con los registros petrofísicos, causas u orígenes del efecto de daño y definición de los límites del yacimiento.	Presión de yacimiento, permeabilidad efectiva, daño a la formación, distancias del pozo a los límites y comportamiento del límite (sin flujo o a presión constante)	Validación y comparación de resultados / Petrel, OFM, Registros Petrofísico, histórico de pozos

Nota: Sánchez, L. 2013

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Este capítulo presentó una explicación global de las diferentes características asociadas al yacimiento en estudio (RNG UD-106) localizado en el Campo Urdaneta Oeste, se desarrollaron aspectos como su ubicación geográfica, geología, estratigrafía, comportamiento de presión y producción, reservas, entre otros.

3.1. Campo Urdaneta Oeste

3.1.1. Ubicación Geográfica

El *Campo Urdaneta Oeste* se encuentra localizado geográficamente en la costa occidental de la Cuenca del Lago de Maracaibo, dentro del Estado Zulia, específicamente en lo que corresponde al Municipio La Cañada de Urdaneta, jurisdicción Maracaibo; limita con los campos Urdaneta Este y Urdaneta Norte, respectivamente, así como también con el sur del Lago y por la costa con la población de Barranquitas. En la Figura 3.1 se detalla la ubicación del Campo.

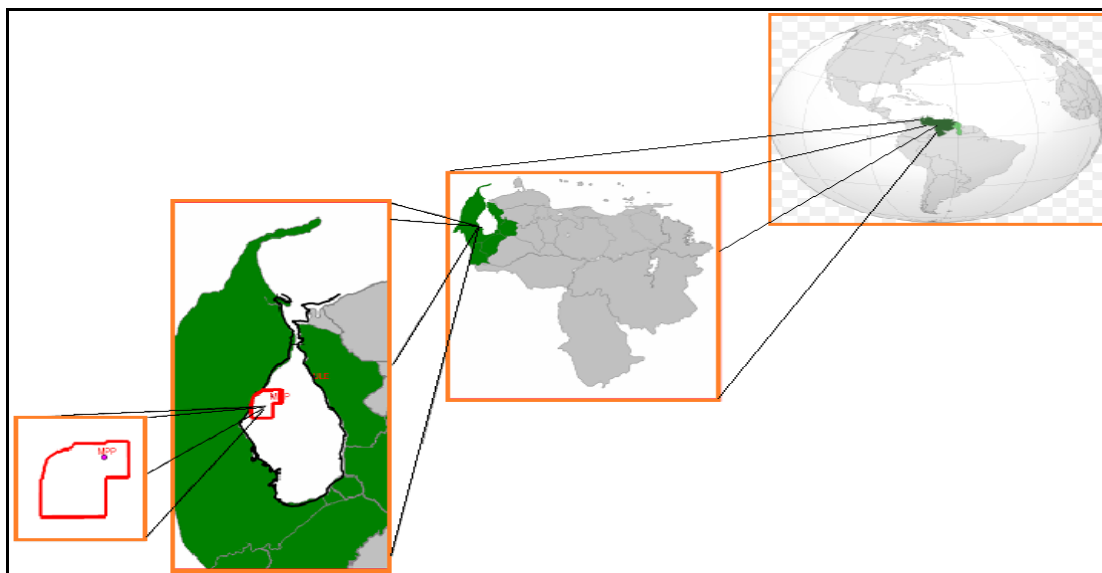


Fig. 3.1. Ubicación geográfica del Campo Urdaneta Oeste

3.1.2. Aspectos Generales

El Campo Urdaneta Oeste fue descubierto por la Creole en el año 1955, mediante estudios geológicos de subsuelo, levantamientos sismográficos y la perforación del pozo UD-001 (PDVSA-Intevep, 1997), presenta un área superficial de aproximadamente 798.63 Km². Actualmente, este campo es operado por la Empresa Mixta PDVSA Petroregional del Lago S.A., filial de PDVSA (60% PDVSA y 40% Shell Venezuela S.A.) y cuenta hasta la fecha con 86 pozos de los cuales hay 53 pozos activos, 33 inactivos. En el campo Urdaneta Oeste se utilizan 3 métodos de levantamiento para la producción de sus pozos: Bombeo Electro-Sumergible (BES), Bombeo Jet Pump y Levantamiento Artificial por Gas (LAG), aunque algunos todavía producen por flujo natural.

3.1.3. Estratigrafía

El Campo Urdaneta Oeste se encuentra conformado por tres unidades o yacimientos bien diferenciados: *Icotea-Misoa*, *Cogollo* y *RNG UD-106*, respectivamente, los cuales se detallan en la Figura 3.2 y cuyas características se resumen a continuación:

- *Formación Icotea*: Se caracteriza por arenas y lutitas de ambiente fluvial-deltaico. El petróleo producido por esta formación es pesado de 11- 14° API y se encuentra a una profundidad promedio de 9305 *pies*.
- *Formación Misoa*: Está representada por arenas heterolíticas intercaladas por lutitas laminares con estratificación flaser, las cuales producen petróleo pesado de 11-14° API en una profundidad promedio de 10.000 *pies*.
- *Grupo Cogollo*: Se conforma por las Formaciones Apón, Lisure y Maraca y está constituido por tres yacimientos principales: Cretáceo 13, Cretáceo 15 y Cretáceo 25, respectivamente. Se caracteriza por una sucesión de rocas calizas fosilíferas de aguas marinas poco profundas y en menor proporción por dolomitas arcillosas, lutitas siliciclásticas con laminaciones finas de areniscas, depositadas en una extensa plataforma tipo rampa. Estas formaciones producen hidrocarburo liviano de 28° API y 20000 ppm de H₂S en una profundidad promedio de 15.500 *pies*.
- *Formación Río Negro*: Se caracteriza por depósitos clásticos de abanicos aluviales, produciendo hidrocarburo liviano de 27° a 32° API en una profundidad promedio de 16.500 *pies*.

EDAD	FORMACION /MIEMBRO		TOPES GEOLOGICOS (PIES BNM)	LITOLOGIA	DESCRIPCION	
Reciente Plioceno	El Milagro				Arenas sueltas intercaladas con arcillas	
Mioceno	M	La Puerta			Arcillas abigarradas y arenas no consolidadas de grano medio a fino	
	I	Lagunillas	Bachaquero Superior			Arcillas abigarradas, limos y arenas poco consolidadas
			Bachaquero Inferior			
			Laguna Superior	5955'		
			Laguna Inferior	6975'		
		Lagunillas Inferior	7785'			
		La Rosa	8535'		Lutitas con intercalaciones delgadas de arenas	
Oligoceno	Icotea		9305'		Areniscas limosas de grano fino con intercalaciones de limolitas	
Eoceno	M	BX	9720'		Areniscas laminadas de grano fino a medio, intercalada con lutitas grises	
	I	Misoa	CX	10445'		Lutitas delgadas grises carbonáceas y areniscas gruesas micáceas, laminadas y de grano fino a medio
Paleoceno	Marcelina		12895'		Areniscas limosas de grano fino con intercalaciones de limolitas y capas de carbón	
	Guasare		13170'		Lutitas grises intercaladas con areniscas calcáreas y calizas arenosas de grano muy fino	
Cretáceo	S	Mito Juan	13415'		Lutitas masivas gris-oscuro a negras con areniscas calcáreas finas	
		Colon	13645'		Calizas gris oscuro y lutitas calcáreas	
		Socuy	15195'		Calizas gris oscuro y lutitas calcáreas	
		La Luna	15245'		Lutitas oscuras a negras y calizas	
	I	Grupo Cogollo	Maraca	15575'		Calizas arenosas, ricas en fósiles, margas y lutitas grises duras
			Lisure	15680'		Calizas arenosas, arenas calcáreas intercaladas con margas y lutitas grises duras
			Apón	16055'		Calizas negras laminadas, pirita, intercaladas con margas duras, lutitas negras duras y areniscas, lutitas arenosas con glauconita
		Rio Negro	16650'		Areniscas, conglomerados intercalados con lutitas duras de colores gris, amarillo y rosado	
Pre-Cretáceo	La Quinta				Limolitas duras rosadas	
	Basamento		16692'		Rocas igneas / metamórficas	

(Modificado de Pérez de Mejía et al. 1980)

Fig. 3.2. Columna estratigráfica del Campo Urdaneta Oeste (Tomado de Revisión de subsuelo de la Formación Río Negro correspondientes al Yacimiento Río Negro-01 en el Campo Urdaneta Oeste. PDVSA 2011)

3.1.4. Producción

La Figura 3.3 refleja el comportamiento o histórico de producción de petróleo, agua y gas del Campo Urdaneta Oeste.

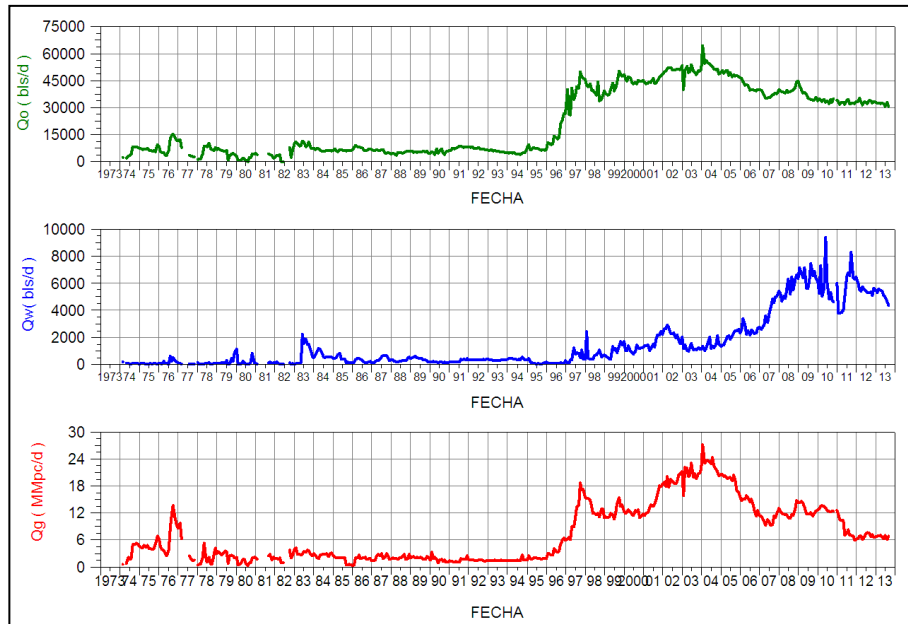


Fig. 3.3. Comportamiento de producción del Campo Urdaneta Oeste (Tomado de la base de datos (OFM) de PDVSA Petroregional del lago)

3.2. Yacimiento RNG UD-106

3.2.1. Aspectos Geológicos

La Formación Río Negro, de *edad Barremiense* (Cretácico temprano), se encuentra en la mayor parte de la cuenca de Maracaibo. Los ambientes sedimentarios que originaron sus sedimentos están representados por *ambientes fluviales de corrientes entrelazadas* (ver Figura 3.4), *sistemas de barras longitudinales* formadas inicialmente en los canales y *abanicos aluviales*, este último se presenta en menor grado; la fuente principal de estos sedimentos se ubicaron probablemente en el macizo Santander (Colombia) y en menor grado en el Arco de Mérida (Venezuela) y su sedimentación ocupó un área muy extensa, de aproximadamente 100.000 km² que abarcaba parte de Colombia y el occidente de Venezuela (ver Figura 3.5).

La formación Río Negro suprayace a rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias, siendo estas últimas derivadas de rocas procedentes, muy probablemente de la Formación La Quinta y su tope representa una transición con los primeros sedimentos de carbonatos del Miembro Tibú de la Formación Apón, la cual marca el inicio de la transgresión marina del Aptiense temprano en la cuenca (Méndez, 2012).

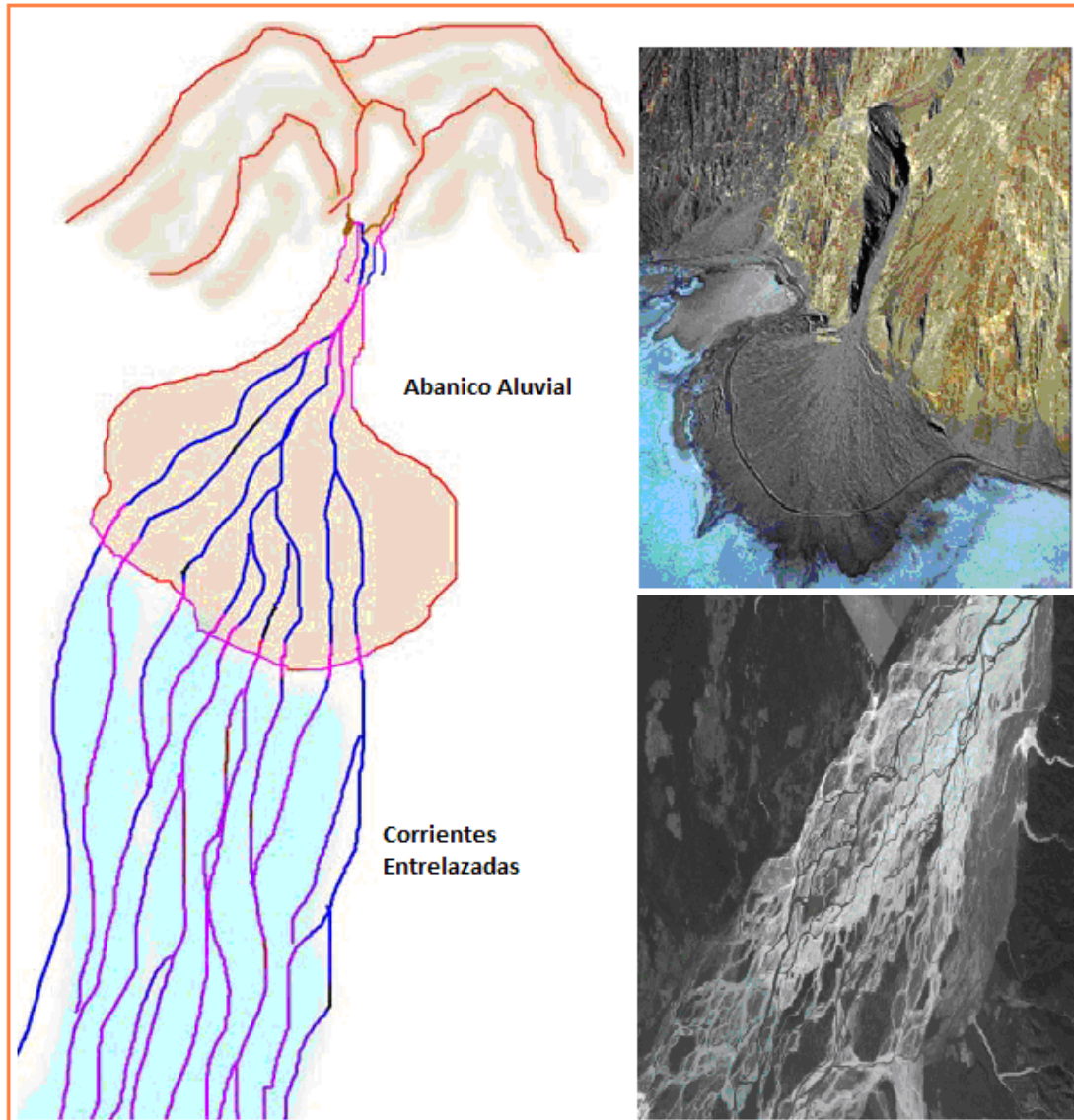


Fig. 3.4. Ambientes Sedimentarios de la Formación Río Negro (Características sedimentológicas, porosidades y yacimientos en la Formación Río Negro, Méndez 2012)

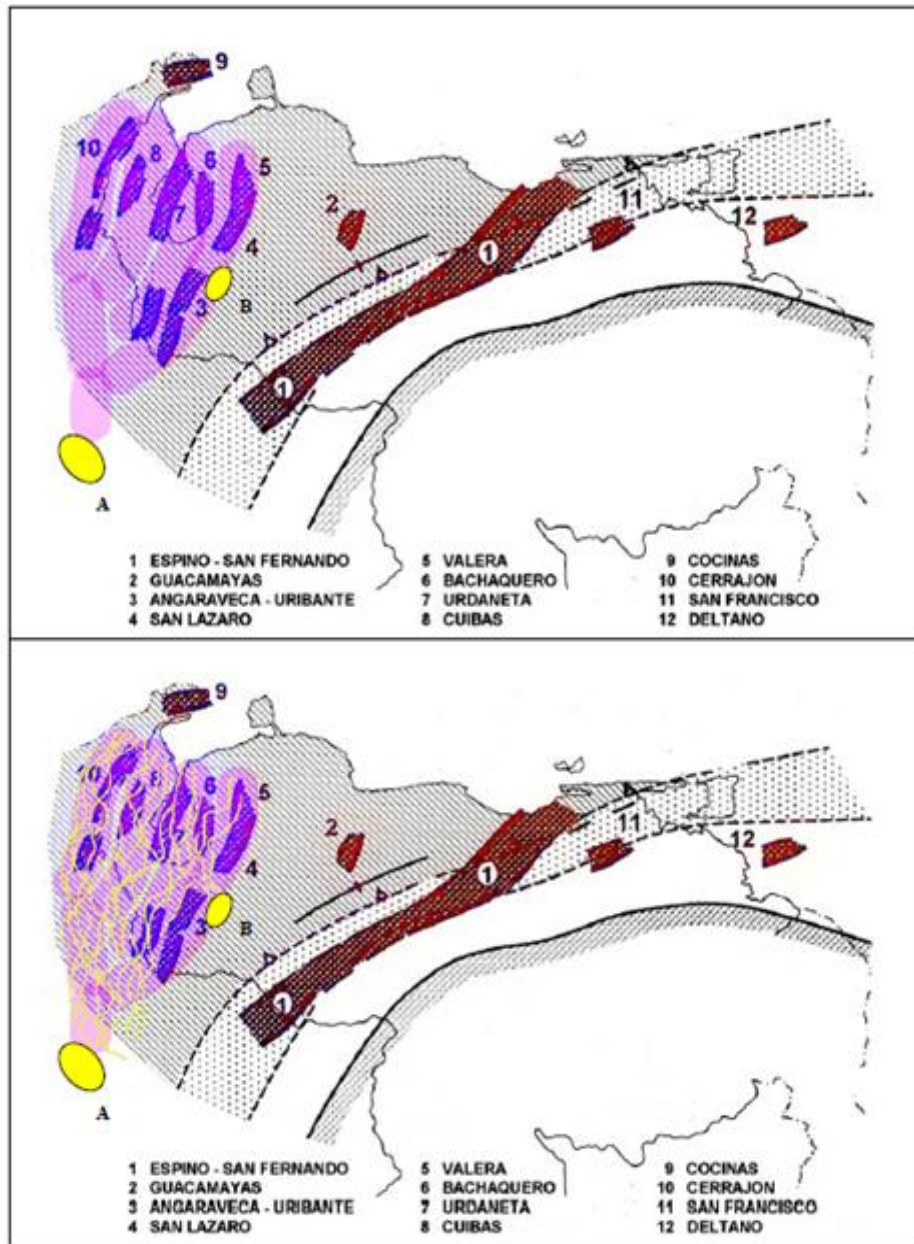


Fig. 3.5. Espacio general y extensión de la Formación Río Negro, así como la distribución de los sistemas de corrientes entrelazadas. Ubicación del macizo de Santander (A) y algunas posibles áreas ya levantadas del denominado Arco de Mérida (B). (Tomado de Re-entrada del Pozo UD-730st Yacimiento RNG UD-106 Campo Urdaneta Oeste, PDVSA 2013)

En la Formación Río Negro para el Campo Urdaneta Oeste, se han adquirido nueve (9) núcleos tal como lo indica la Figura 3.6, en líneas generales un alto porcentaje de los núcleos cuentan con fotografías (luz blanca y ultravioleta), columnas sedimentológicas, mediciones de porosidad y permeabilidad (análisis convencionales). Además, se elaboraron 140 secciones finas, 103 de ellas las cuales han permitido caracterizar efectivamente la naturaleza de las rocas constituyentes de esta unidad estratigráfica.

A partir de estos núcleos se conoció que los granos de la roca están constituidas en más del 95% por granos de *cuarzo*, siendo éste policristalino, y de formas generalmente subangulares con baja redondez y esfericidad, la presencia de cuarzo parece indicar que químicamente son sedimentos muy maduros, sin embargo, texturalmente el escogimiento de los granos es pobre, con baja esfericidad y redondez que conlleva a la existencia de sedimentos inmaduros, esta falta de madurez textural de los sedimentos y las características petrológicas y petrográficas, indica recorridos no muy largos y una proveniencia de los granos principalmente de fuentes de rocas metamórficas.

Además, para el yacimiento *RNG UD-106* se identificaron cuatro facies diferentes, estas son: *arenisca*, *arenisca conglomerática*, *conglomerados arenosos* y las *arcillas*. Las areniscas suelen presentar un escogimiento moderado, mientras que en las areniscas conglomeráticas y conglomerados arenosos el escogimiento es pobre. Las arcillas están constituidas principalmente por illita y caolinita, aun cuando también ha sido reportada la presencia de esmectita y palagonita.

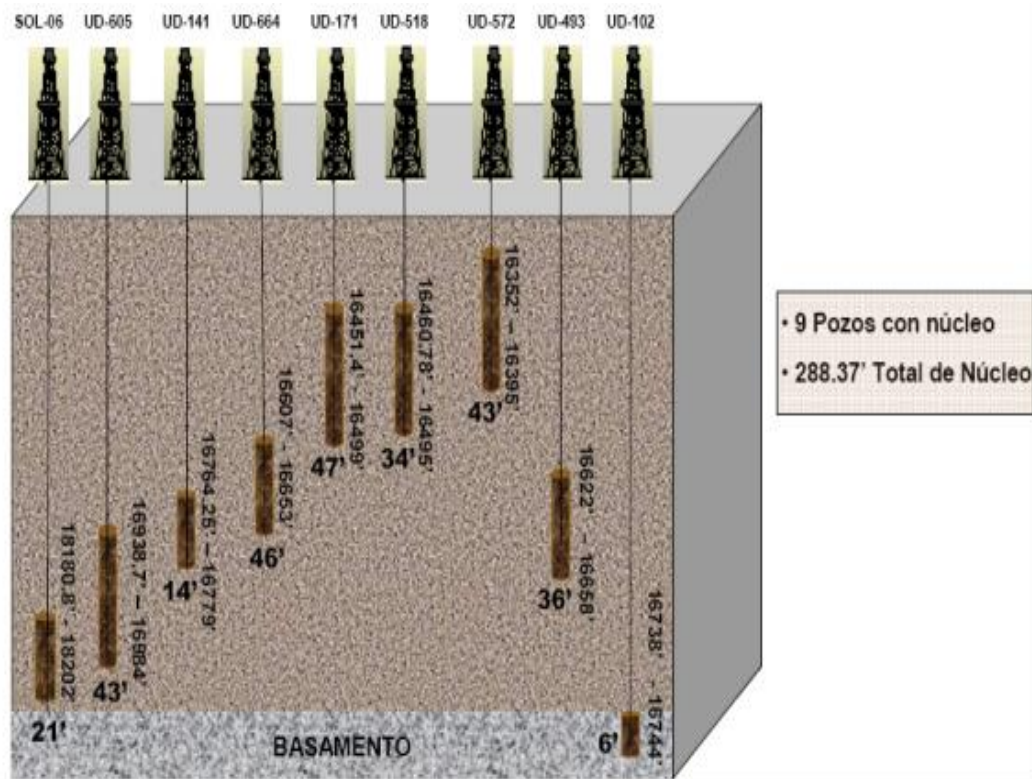


Fig. 3.6. Distribución de los núcleos a nivel de la Formación Río Negro (Tomado de Reservas Río Negro, PDVSA Petroregional del lago 2012)

3.2.2. Estratigrafía

El yacimiento RNG UD-106 fue subdividido en *tres Unidades Estratigráficas* (ver Tabla 3.1), las cuales representan diferentes pulsos de abanicos aluviales, en las tres predominan las areniscas, areniscas conglomeráticas y conglomerados derivadas principalmente de facies de flujo de canales y en menor grado por barras longitudinales y areniscas de sedimentación laminar. Estas tres zonas están separadas por dos eventos de sedimentación derivadas de flujos viscosos conocidos como *Mud Flow*; en general las facies son de grano decreciente cuando están relacionadas con flujo de canal y grano creciente cuando son sistemas de barras.

Tabla 3.1. Sub-división estratigráfica del yacimiento RNG UD-106

Yacimiento	Unidad	Descripción
RNG UD-106	RN-30	Mayormente areniscas ampliamente distribuidas, baja calidad de yacimiento
	Mud Flow 2	Flujo de Detritos (catastrófico)
	RN-20	Areniscas lateralmente variables
	Mud Flow 1	Flujo de Detritos (catastrófico)
	RN-10.2	Conglomerados, mayor energía
	RN-10.1	Arenisca Conglomerática, de características variables

Nota: tomado de PDVSA Petroregional del Lago

- **Río Negro Inferior.** Esta unidad sedimentaria ha sido dividida en dos zonas: Arena Basal Inferior (RN10.1) y Arena Basal Superior (RN10.2). Generalmente Río Negro Inferior posee mayor espesor que Río Negro Medio y Río Negro Superior.

Arena Basal Inferior (RN10.1): Caracterizado por Arenisca, arenisca conglomerática o conglomerado arenosos, hasta de 9 pies de grosor total que llena la topografía preexistente.

Arena Basal Superior (RN10.2): Conglomerados, hasta 16 pies totales interpretada como canales de flujo de corriente y yacimientos de barras longitudinales, canales anchos en la escala de algunos metros a decenas de metros. Este evento tiene la mayor energía dentro del sistema, el cual deposita, en términos generales, un material más grueso que el resto de la secuencia siliciclástica de Río Negro.

- **Mud Flow 01(MF_01).** Es un evento de campo catastrófico (flujo de detritos) el cual cubre la arena basal superior y puede actuar como una barrera para fluir debido a la naturaleza muy pobremente ordenada de sus sedimentos y su escasa o nula porosidad y permeabilidad; generalmente puede llegar hasta 7 pies de grosor.

- **Río Negro Medio (RN20)**. Arena mediana – arenisca y arenas conglomeráticas, hasta de 15 pies de grosor, que corresponden a la segunda pulsación de la sedimentación, también hay facies de conglomerados pero con menor intensidad que en Río Negro Inferior. Los niveles de energía en el sistema comienzan a disminuir levemente según se evidencia debido a las variaciones laterales en la distribución de facies.

- **Mud Flow 02(MF_02)**. Denotado como un segundo evento catastrófico pero de menores proporciones que el MF_01 el cual cubre las Arenas RN20, también puede actuar como una barrera para el flujo, sin embargo se ha erosionado en algunos pozos por las arenas RN30 que están sobrepuestas; puede tener hasta 8 pies de espesor.

- **Río Negro Superior (RN30)**. Arena Superior. Está constituida principalmente de areniscas, hasta 24 pies de grosor, que corresponde a la tercer y última pulsación de sedimentos en el régimen clástico, sobre la cual se depositan sedimentos de carbonatos y clásticos mezclados del Grupo Cogollo (facies de carbonatos de mezcla). El marcador litoestratigráfico en el tope de esta unidad está ubicado en el contacto con la Formación Apon.

En la Figura 3.7 se observa detalladamente la estratigrafía y litología de la formación Río Negro.

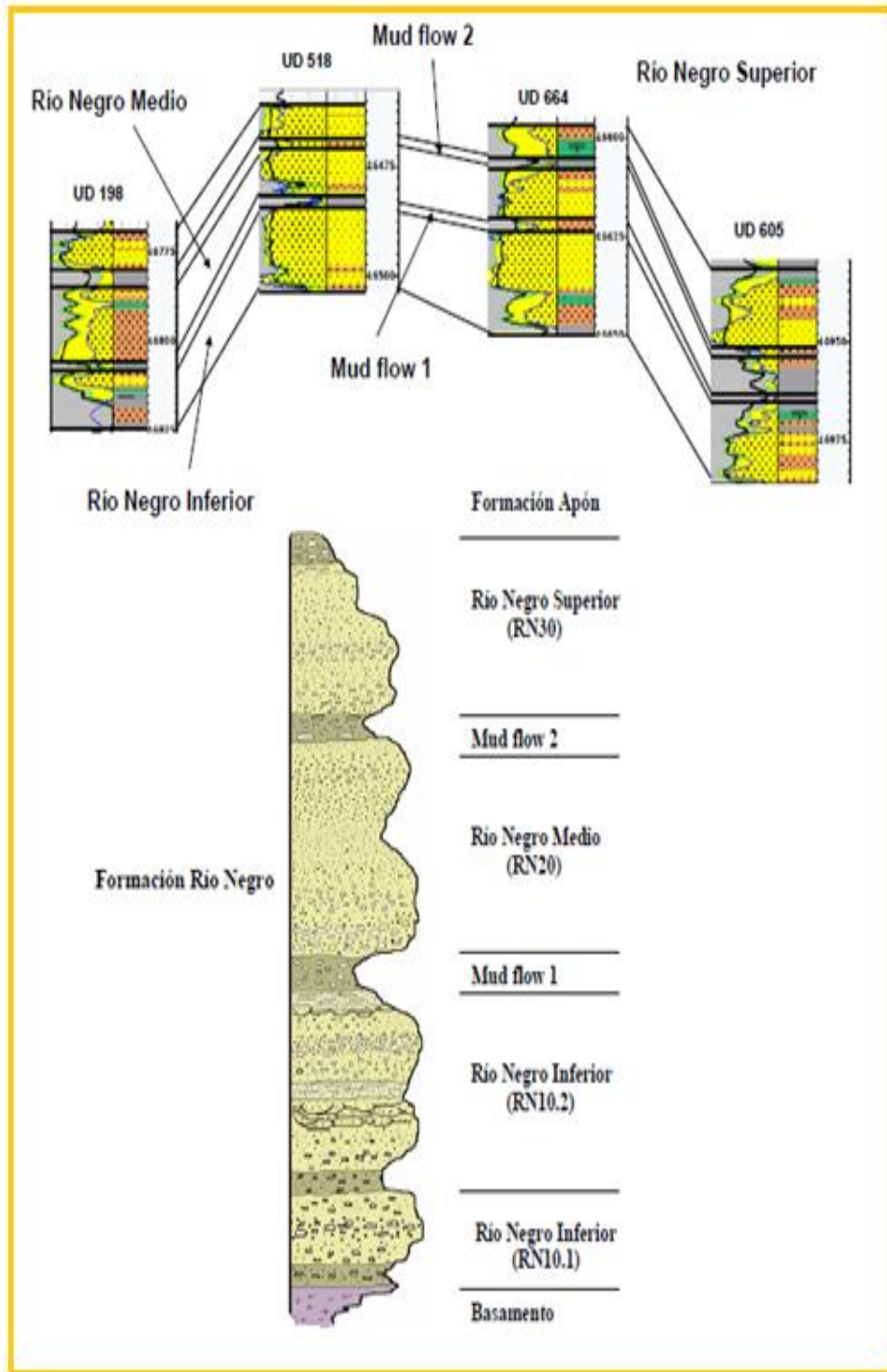


Fig. 3.7. División del yacimiento RNG UD-106 en el campo Urdaneta Oeste (Características sedimentológicas, porosidades y yacimientos en la Formación Río Negro, Méndez 2012)

3.2.3. Aspectos de Ingeniería de Yacimiento

Marco general

El descubrimiento de hidrocarburos en el campo Urdaneta Oeste a nivel del yacimiento RNG UD-106 se produjo en 1975 con el pozo UD-106, el tercer pozo perforado que alcanzó el basamento pre-Cretácico. El primer pozo, UD-98 no consiguió la formación debido a que ésta fue omitida por fallamiento, por lo que el pozo quedó completado en el Grupo Cogollo solamente. Para aquel momento, el yacimiento RNG UD-106 no estaba identificado como un yacimiento totalmente diferente al grupo Cogollo, por lo cual, los pozos subsiguientes quedaron completados en el Cretácico con producción conjunta de Cogollo y RNG UD-106. Estos pozos fueron suspendidos al poco tiempo por su alto nivel ácido, originado por el crudo proveniente de Cogollo, y constituyeron la producción inicial del Campo Urdaneta Oeste.

Durante la década de los *años 70* en Lagoven, se perforaron y completaron *diez pozos* en el área principal de la acumulación adyacente a la falla de Urdaneta. Los primeros nueve fueron puestos en producción por flujo natural, y el último pozo UD-212, no pudo ser inducido a producción por lo que no fue conectado al sistema.

En 1994, Shell Venezuela asumió la operación del campo, bajo la figura de convenio operativo, cuando RNG UD-106 producía alrededor de 5,000 *bppd*. La producción se elevó a un nivel de 26,000 *bppd*, alcanzando picos de 30,000 *bppd*, mediante un programa de re-completación, perforación y estimulación de los pozos existentes, así como la perforación de 8 pozos nuevos. En 1999, se implementó un sistema de levantamiento artificial por gas para algunos pozos del yacimiento, y en la actualidad los 6 *pozos activos* del yacimiento RNG UD-106 reciben alrededor de 17,7 MMpcnd del total que se maneja en el campo (27,7 MMpcnd), siendo la diferencia utilizada para el levantamiento de pozos en el yacimiento Cogollo.

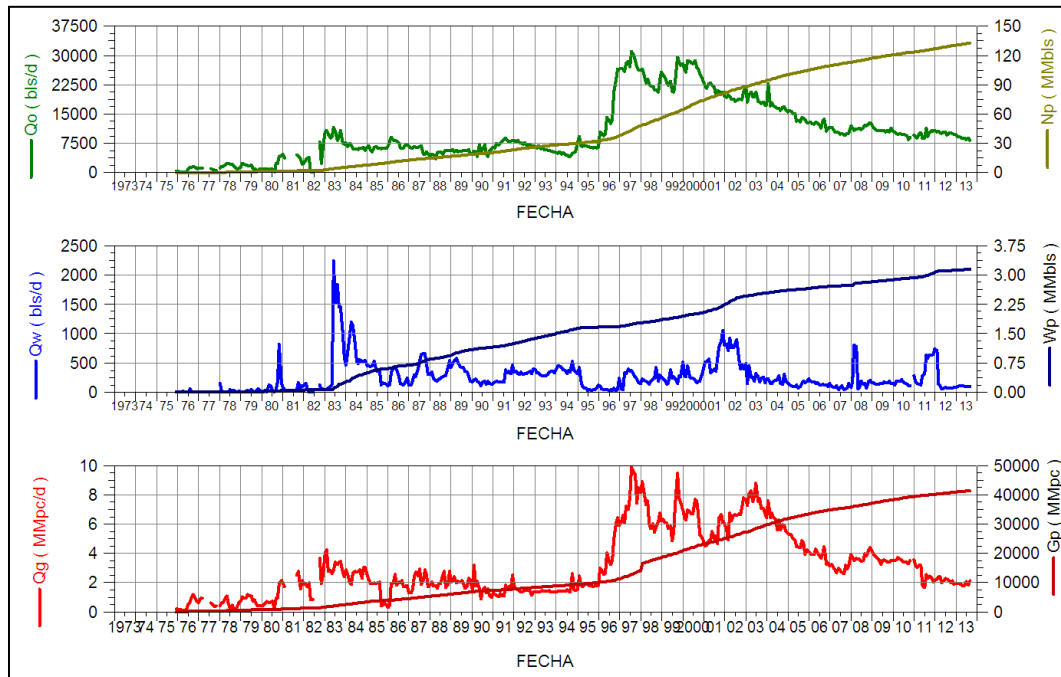


Fig. 3.8. Histórico de producción del yacimiento RNG UD- 106 (Tomado de la base de datos (OFM) de PDVSA Petroregional del lago)

La Figura 3.8 muestra la tendencia de producción que ha experimentado el yacimiento RNG UD-106, hasta Agosto de 2013 la producción acumulada es de 132,9 MMbbls, manteniendo una tasa promedio de 9 Mbpd con un total de 6 pozos activos. Presenta un volumen de petróleo en sitio (POES) de 763,04 MMbbls y un factor de recobro de 23%. El mecanismo predominante ha sido la expansión roca-fluidos, y se evalúa el efecto menor de un empuje hidráulico.

En la Figura 3.9 se aprecia la localización de los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106.

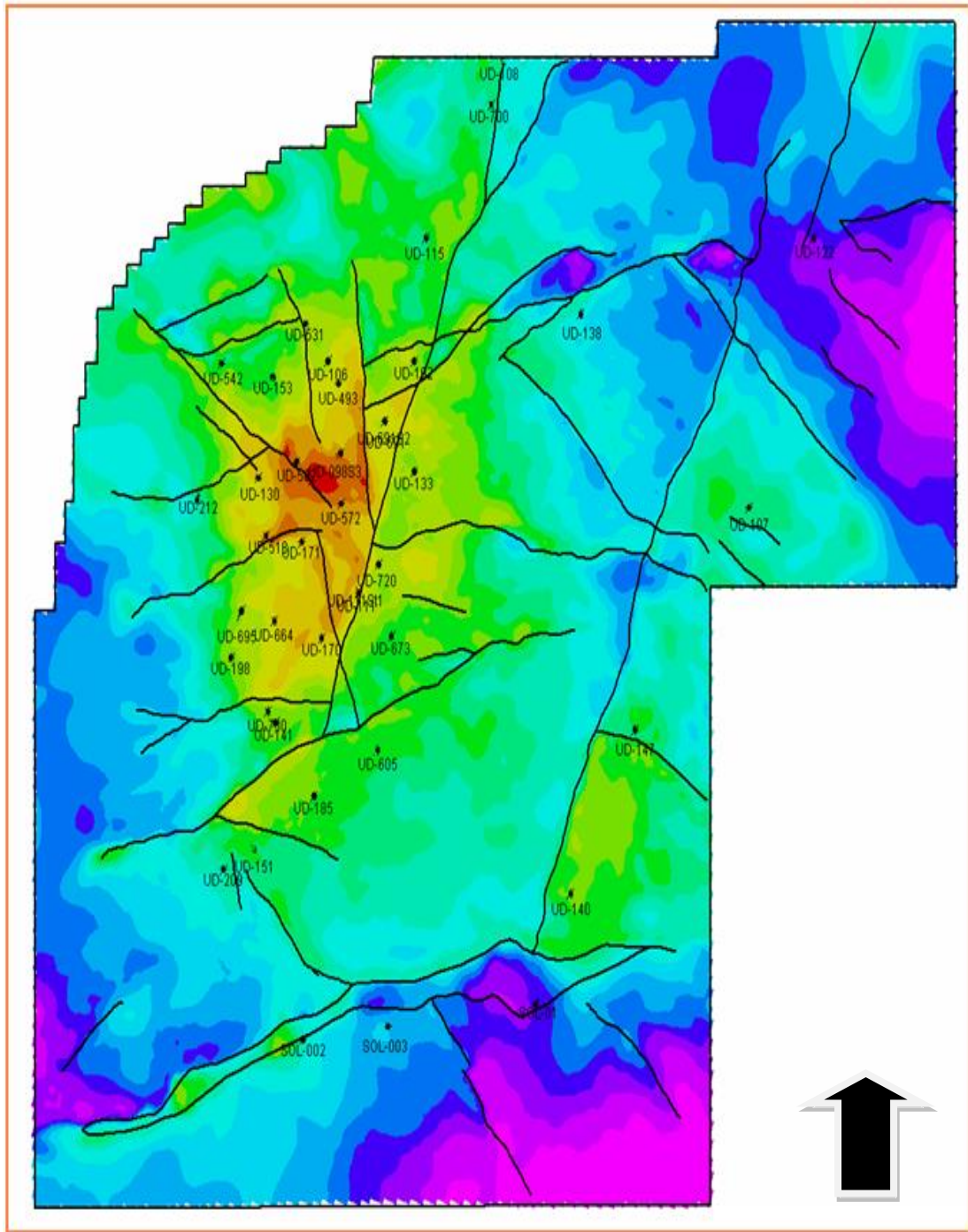


Fig. 3.9. Pozos completados en el Yacimiento RNG UD-106

Registros de Presión

En el yacimiento RNG UD-106 se disponen de 151 pruebas de presión (restauración, estáticas, RFT, entre otros) distribuidas en las distintas áreas productoras, siguiendo un programa de monitoreo a razón de una prueba cada 2 años como promedio. La explotación del yacimiento durante los últimos 14 años ha permitido observar tendencias de agotamiento diferencial por áreas, las cuales se corresponden con compartimientos delimitados por fallas, identificadas a partir de los datos sísmicos. La presión original estimada para el yacimiento RNG UD-106 es de 10600 lpc a un Datum de 16500 pies, muy por encima de la presión de burbuja observada en pruebas PVT de 1959 lpc, por lo que constituye un yacimiento altamente subsaturado. La Figura 3.10 muestra las tendencias de declinación de la presión de los pozos correspondientes al yacimiento RNG UD-106.

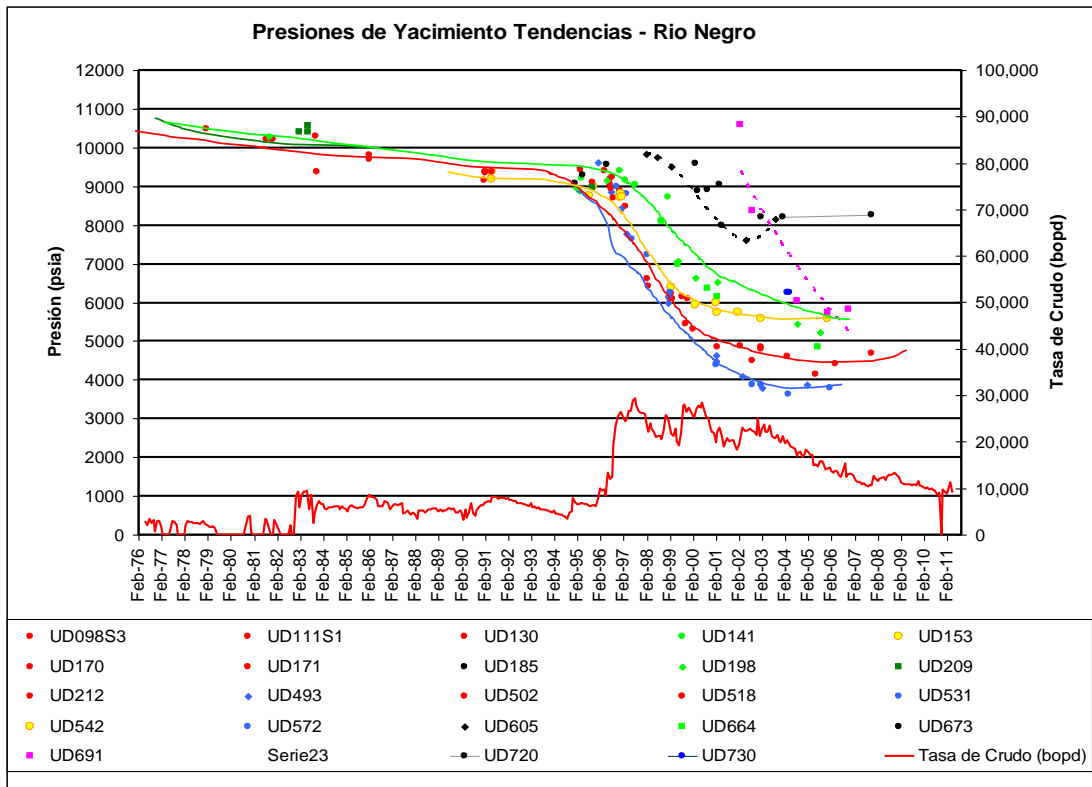


Fig. 3.10. Tendencias de declinación de la presión de los pozos del Yacimiento RNG UD-106

En la Tabla 3.2, se muestra un resumen de todas las pruebas de presión calculadas para los pozos con objetivo Río Negro. Las mismas han permitido evaluar y definir las tendencias de declinación de la presión y agotamientos en los diferentes bloques de la acumulación principal.

Tabla 3.2 Inventario de Pruebas realizadas en el Yacimiento RNG UD-106

pozos	1994 (LAGOVEN)	1995 SVSA	1996 SVSA	1997 SVSA	1998 SVSA	1999 SVSA	2000 SVSA	2001 SVSA	2002 SVSA	2003 SVSA	2004 SVSA	2005 PERLA	2006 PERLA	2007 PERLA
UD-098 S3			BU											
UD-111 S1			SBHP	SBHP	BU									
UD-141		SBHP	SBHP	SBHP		SBHP								
UD-151														
UD-153		SBHP + BU				BU						SBHP		BU
UD-170		SBHP				BU								
UD-171		SBHP	BU											
UD-185		BU	BU			BU		BU						
UD-198		BU	BU			BU	BU	BU		BU	BU	BU		
UD-209		SBHP												
UD-212						SBHP								
UD-493		RFT	BU	BU		BU		BU		SBHP				
UD-502			RFT+BU+SP			BU		BU	BU	SBHP	BU		BU	BU
UD-518			RFT		BU	BU						BU		
UD-531			RFT	SP+BU		BU		BU			BU		BU	
UD-542			RFT+SP	BU										
UD-572				RFT	BU	BU	BU	BU	BU	SBHP				
UD-605					RFT+BU	BU				SBHP				
UD-664					RFT	BU	BU	BU						
UD-673							RFT+BU	BU						
UD-695									BU					
UD-720										BU	BU	BU		BU
UD-730											RFT+BU	BU		

Nota: tomado de PDVSA Petrorregional del Lago

Para el 2008 no se lograron tomar nuevas pruebas de presión debido a problemas de disponibilidad de la unidad de servicio a pozos, sin embargo, se esperan retomar las actividades, para continuar con el monitoreo de los activos y la evaluación de la comunicación entre bloques.

Las pruebas de presión más usadas son las de restauración, típicamente con un cierre del pozo de al menos 24 horas. Tales pruebas permiten estimar la capacidad de flujo de la formación (Kh) y monitorear el daño alrededor del pozo, además de estimar la presión del yacimiento. Este último parámetro es de suma importancia para programar cualquier trabajo de reacondicionamiento, que permita disminuir el daño existente en los pozos. Los mejores resultados en términos de estimación del daño, permeabilidad y límites de la zona, se observan con cierres mayores a las 48 horas, razón por la cual se ha establecido como norma para las últimas pruebas de presión, que el período de cierre sea al menos este intervalo de tiempo estimado.

- Las presiones actuales del yacimiento RNG UD-106 van desde 3800 lpc en la cresta (área UD-493) hasta 5200 lpc en el norte del campo (área UD-153), donde se interpreta soporte parcial proveniente de acuíferos cercanos, con un contacto agua-petróleo cotejado por modelos de simulación a 17200’.

- En el yacimiento RNG UD-106 es posible distinguir sub-tendencias de presión, a las cuales se corresponden bloques menores, identificados como IA, IB, IC, IIA y IIB (ver Figura 3.11). Estos bloques están delimitados por fallas no continuas y de menor salto, que actuarían como barreras parciales de permeabilidad, creando los diferenciales observados de presión por sub-compartimientos. La hipótesis anterior ha sido soportada por el análisis de Balance de Materiales y Simulación Numérica.

Ambos métodos demostraron que dichas áreas por sí solas no son capaces de justificar los volúmenes producidos, ni la estabilización de presión registrada en los últimos años, debiendo estar comunicadas entre sí, y a su vez, soportadas por un gran volumen externo (posiblemente proveniente del flanco oeste hacia donde la Formación Río Negro se extiende aumentando en espesor y sin límites visibles en sísmica). Los análisis geoquímicos de las muestras de crudo del yacimiento RNG UD-106, realizados por Shell e Intevep, confirmaron que los fluidos pueden considerarse una misma familia, diferentes a las del yacimiento RNG SOL-2, respectivamente.

- El Bloque III presenta presiones más altas (alrededor de 8300 lpc), en virtud del menor nivel de drenaje y la posible presencia de empuje hidráulico moderado, evidenciado por la irrupción de agua en pozos estructuralmente bajos. Predominantemente, los pozos han producido por flujo natural, debido al bajo índice de productividad de las arenas y la alta declinación de producción, que hacen del levantamiento artificial de gas poco atractivo.

- El Bloque IV fue descubierto en el 2002 con el pozo UD-691, consiguiendo presiones originales, excelentes permeabilidades y resultando en tasas de producción

hasta 6000 bpd. Sin embargo, la acumulación es comparativamente pequeña, delimitada hacia el este por un acuífero penetrado por el pozo UD-133 a 16720'. Tal particularidad se corresponde con la marcada declinación de producción y presión observada, así como los análisis de balance de materiales y simulación, que indican un petróleo original en sitio de alrededor de 25 MMBls. Actualmente, la presión se estima en 4600 lpc, con ciertas tendencias a mantener los niveles originales.

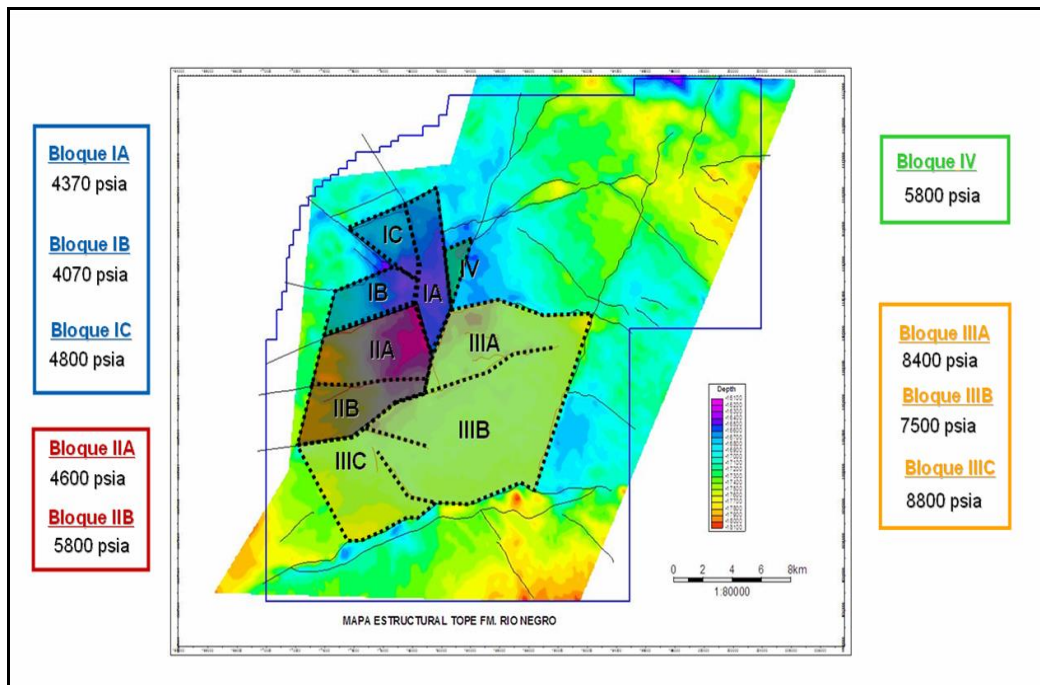


Fig. 3.11. Distribución de presiones en el Yacimiento RNG UD-106 (Pronóstico 2011)

Análisis de Producción

Con base en el análisis de sello estructural de primer orden, las diferentes tendencias de presión observadas y las similitudes en las propiedades de fluidos por área, se sugiere la distribución de volumen por bloque mostrada a continuación. Cada gráfico incluye la información de presión disponible, la historia de producción y el pronóstico de producción basado en análisis de declinación, respectivamente. Las presiones de abandono se asumieron ligeramente por encima de la presión de burbuja y también de precipitación de asfaltenos (alrededor de 2000 lpc).

Bloque IA

Este bloque ha producido 26,3 MMbbls, con dos pozos activos en la actualidad (UD-531, UD-572). La presión promedio actual está en el orden de las 3400 lpca, manteniendo una producción de 1946 bpd. La tendencia observada de las presiones de los distintos pozos en la curva Presión vs. Producción Acumulada presentó poca dispersión (ver Figura 3.12), indicando buena comunicación y transmisibilidad del bloque. La tendencia exponencial de declinación indicó el soporte de volúmenes externos al bloque de respuesta más lenta (bloques vecinos, los cuales actuarían a través de fallas parcialmente sellantes, de baja transmisibilidad). En la actualidad, se estima el drenaje de las reservas correspondientes mediante los pozos activos, contemplando únicamente actividades de mantenimiento e incluyendo optimización del sistema de levantamiento por gas y estimulaciones, para lograr el aumento del potencial y por ende producir los niveles de crudo esperados.

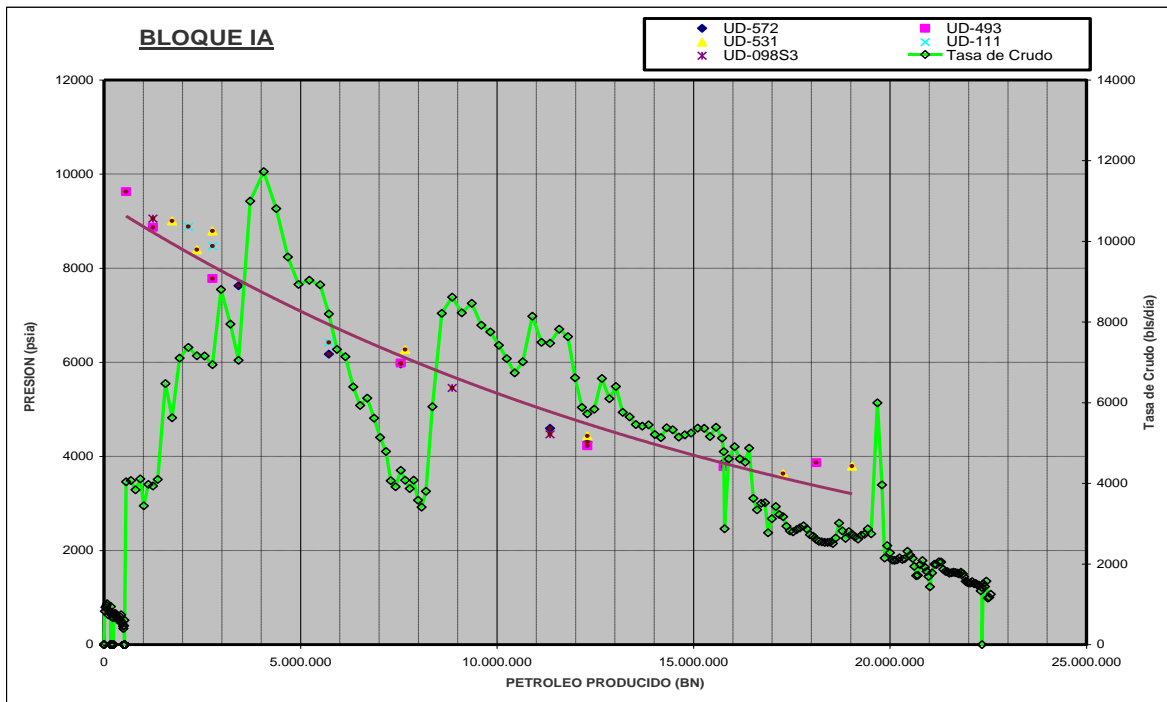


Fig. 3.12. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IA (Tomado de PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Bloque IB

Este bloque ha acumulado 18,6 MMbbls para el cierre de Agosto de 2013, con un solo pozo activo (UD-518). La presión promedio actual está en el orden de 2700 lpc, según las últimas estimaciones por balance de materiales, manteniendo una tasa de producción de 1609 bppd. La Figura 3.13 ilustra la relación de Presión vs. Producción Acumulada para el bloque, mostrando una tendencia con poca dispersión de tipo potencial. Los estudios de balance de materiales indicaron el soporte de volúmenes externos al bloque, posiblemente del flanco oeste, donde se interpretó la presencia de un acuífero de baja actividad, así como del bloque IC al norte. Se estima el drenaje de las reservas de este bloque a través de este pozo, contemplando actividades de mantenimiento e incluyendo optimización del sistema de levantamiento por gas y estimulaciones.

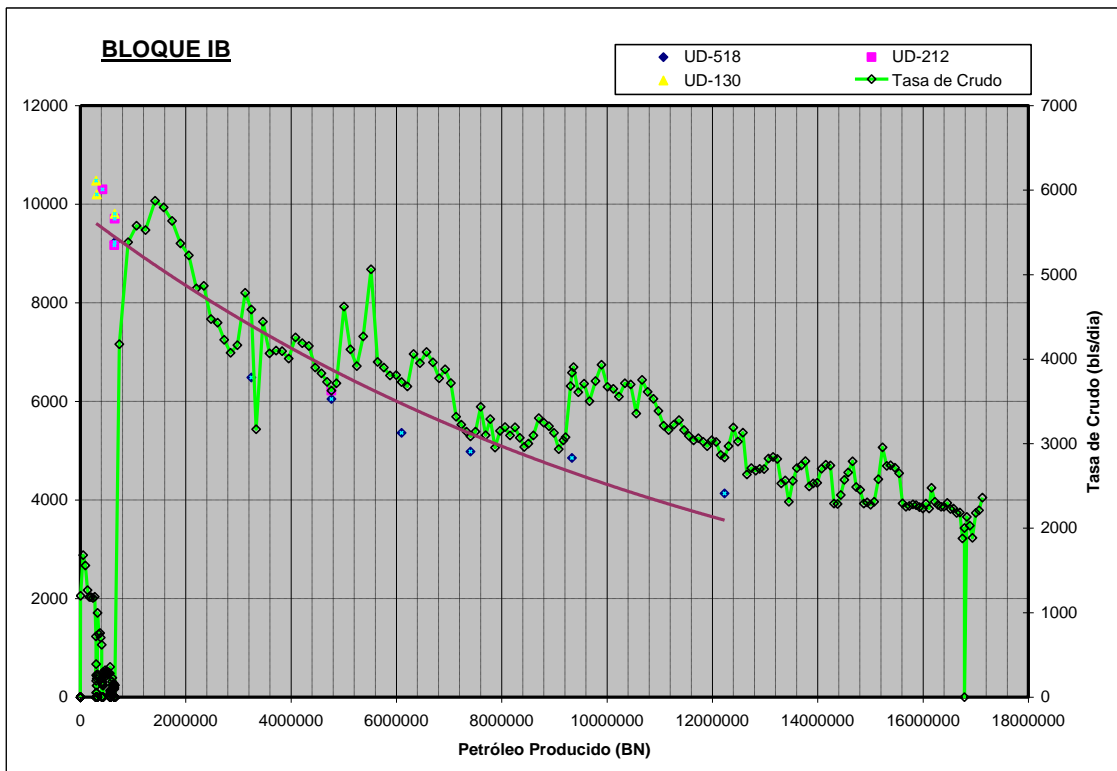


Fig. 3.13. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IB (Tomado de PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Bloque IC

Este bloque ha acumulado 22,5 MMbbls, principalmente a través del pozo UD-502 (productor a la fecha). La producción (1622 bppd) se atribuye a dicho bloque, luego de un análisis estructural, así como al pozo UD-153, el cual produjo hasta el año 2004 (durante una operación de limpieza, se encontró colapso del forro que impidió el acceso al pozo). El pozo estuvo cerrado hasta el 2007, cuando se le hizo un cambio de válvula y se intervino, a raíz de un taponamiento en el fondo, pero la operación no pudo culminarse. Su última producción fue aproximadamente 50 bpd, aunque este valor no puede comprobarse, debido a su baja productividad. La Figura 3.14 ilustra la relación Presión vs. Producción Acumulada para el bloque, mostrando una tendencia de declinación lineal.

Los estudios de balance de materiales y pruebas de interferencia indicaron que este bloque tiene comunicación con los bloques vecinos en la cresta, estando afectado por el drenaje en ellos. Para 2013, las estimaciones de presión a través de los modelos indicaron transmisibilidad, donde las predicciones se ubicaron cerca de 3900 lpcda de presión. Actualmente, se evalúan las reservas y condiciones de los pozos del área para determinar la factibilidad de perforar un pozo nuevo, o realizar algún trabajo a los ya existentes, para continuar con el drenaje del bloque.

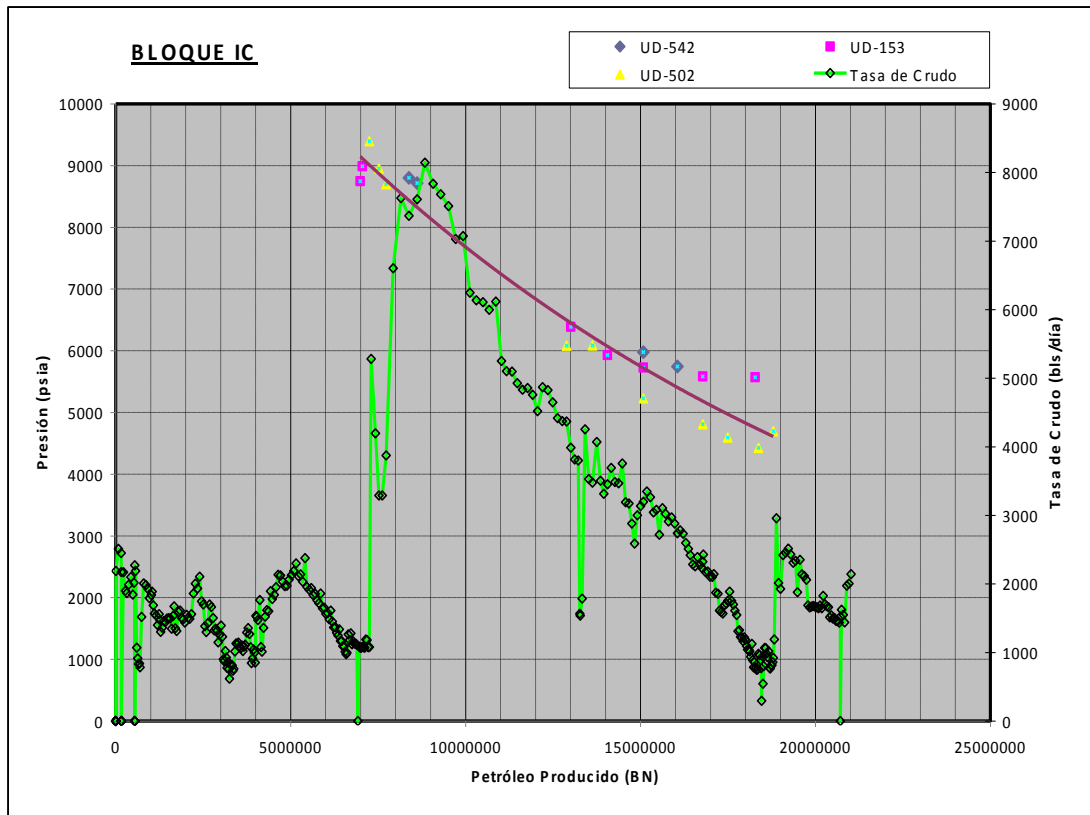


Fig. 3.14. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IC (Tomado de PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Bloque II

Ha producido el mayor volumen de crudo del yacimiento RNG UD-106 (50,2 MMbbls), con dos pozos activos en la actualidad (UD-198, UD-664). La presión promedio actual está en el orden de 4600 lpca, según los últimos modelos de balance de materiales cotejados, manteniendo una tasa de producción de 3576 bppd. La Figura 3.15 ilustra la relación Presión vs. Producción Acumulada para el bloque, la cual evidencia una tendencia mayormente de tipo potencial. Los estudios de balance de materiales indicaron el soporte de volúmenes externos al bloque, posiblemente del flanco oeste, donde se interpreta la presencia de acuífero de baja actividad, esto se ve reflejado también en las últimas mediciones de presión obtenidas, lo que afianza la teoría de un soporte hidráulico. Para 2013, se iniciaron las evaluaciones

correspondientes, con el fin de proponer opciones para drenar reservas adicionales del bloque.

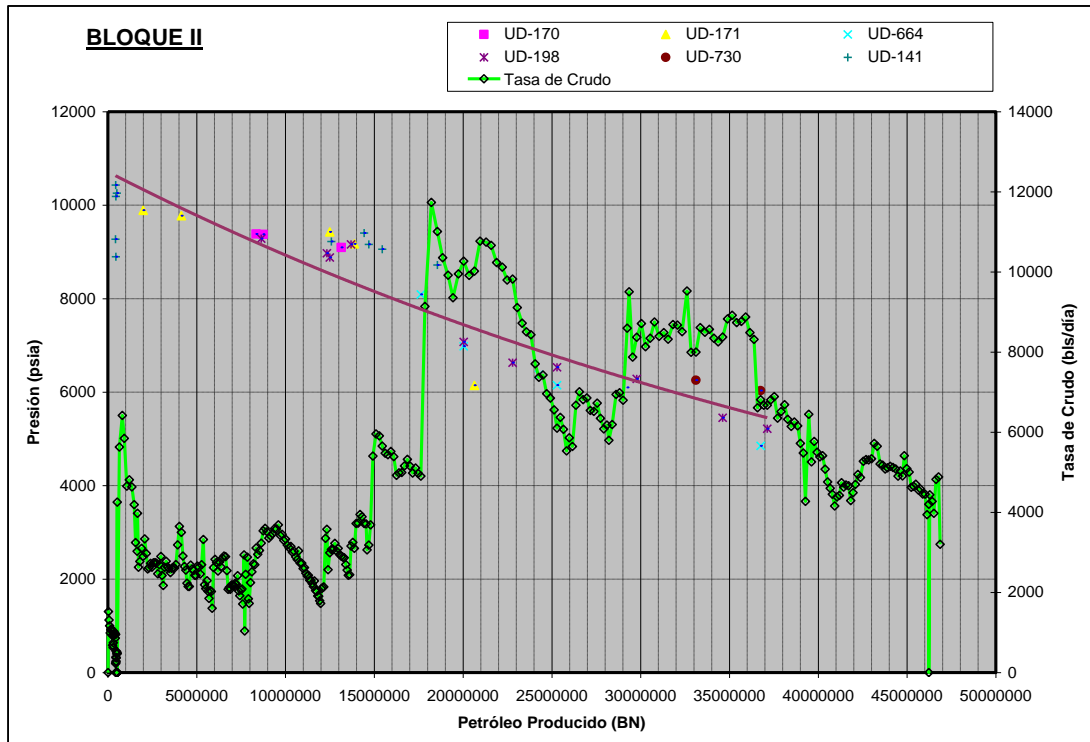


Fig. 3.15. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque II (Tomado de PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Bloque III

Este bloque ha acumulado 17.3 MMbbls y actualmente no cuenta con pozos activos. La presión promedio actual está en el orden de 8300 lpc. La Figura 3.16 ilustra la relación Presión vs. Producción Acumulada para el bloque, mostrando niveles de presión más altos que los bloques del oeste, como resultado de un mayor empuje hidráulico. Pese a las altas presiones, los pozos presentan bajos índices de productividad, asociados al menor desarrollo de arenas en esta área, con permeabilidades en el rango de 3-80 mD, así como a la irrupción de agua en los pozos estructuralmente más bajos, que ocasionan daño de formación por precipitación de escamas y finos.

Se evalúa la recuperación y reactivación de dos pozos del área (UD-185, UD-720), a través de nuevas formulaciones de químicos, para estimular y poder mejorar la productividad de los mismos. Se encuentra en desarrollo la definición de una nueva localización, que ayude a drenar las reservas remanentes en este bloque del yacimiento.

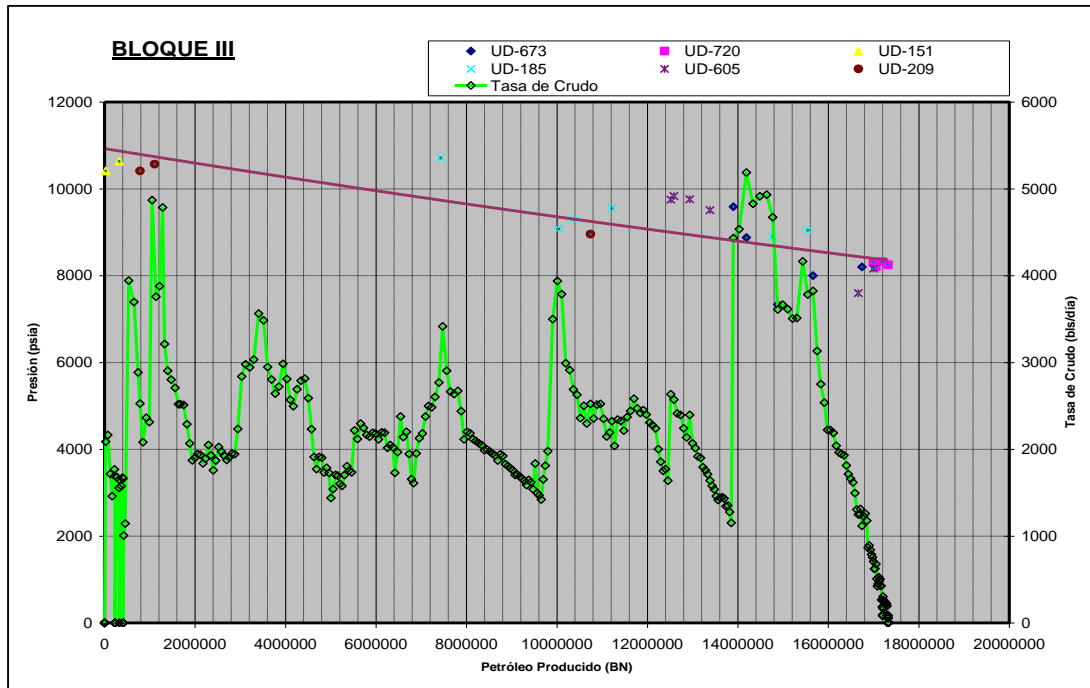


Fig. 3.16. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque III (PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Bloque IV

Este bloque es el de menor tamaño en el yacimiento RNG UD-106, con un acumulado de 4,8 MMbbls. La presión promedio actual está en el orden de 4600 lpcá. La Figura 3.17 ilustra la relación Presión vs. Producción acumulada para el bloque, mostrando una tendencia exponencial. Se estima que este punto de drenaje (UD-691) es suficiente para drenar las reservas de este bloque, contemplando actividades de mantenimiento a través de optimizaciones del sistema de levantamiento artificial por gas y estimulaciones.

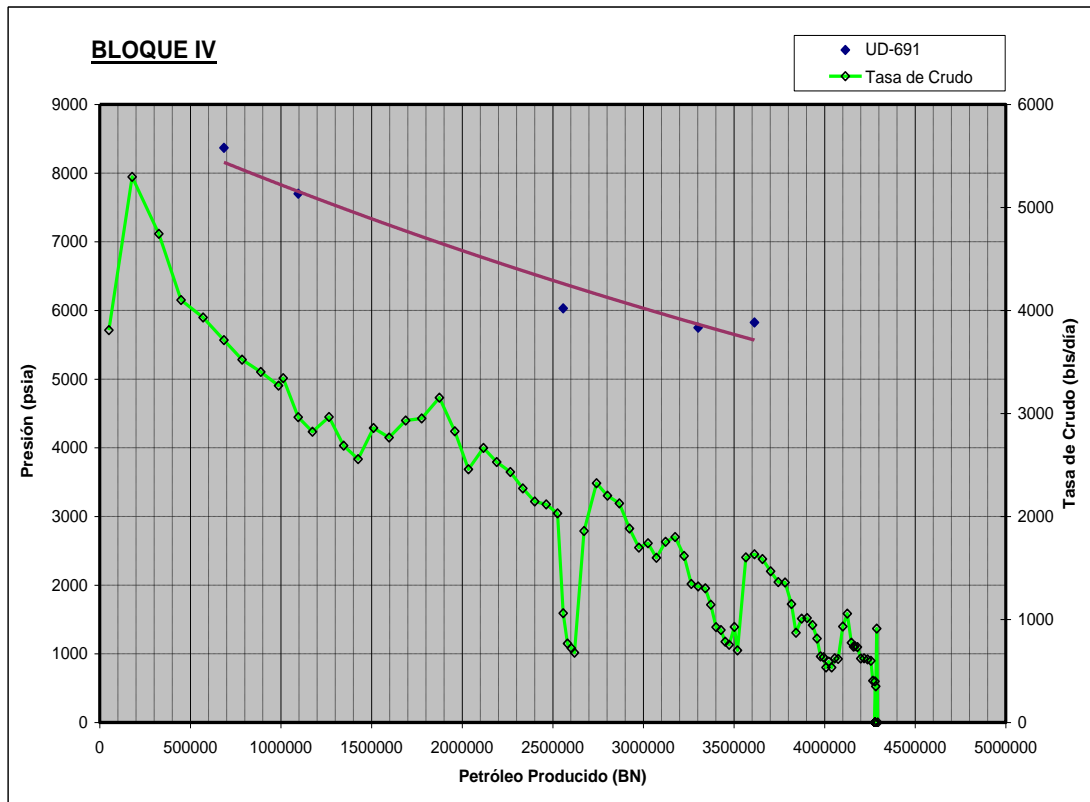


Fig. 3.17. Presión vs. Producción Acumulada del Bloque IV (PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Análisis de Pruebas de Fluidos

El crudo del yacimiento RNG UD-106 está altamente sub-saturado con una presión de burbuja promedio de 1.959 lpca y una RGP promedio de 354 pcn/bn. El punto de burbuja se encuentra por debajo de la presión original de 10,600 lpca y de la presión actual. La Tabla 3.3 resume los datos PVT disponibles, que incluye muestras de Lagoven (UD-153, UD-170, UD-185) y de Shell Venezuela (UD-185, UD-198, UD-493, UD-502, UD-531, UD-542, UD-605, UD-673, UD-691).

En relación con la depositación de asfáltenos, en el año 2000, se realizó un estudio para los yacimientos Cogollo y RNG UD-106 (ver Figura 3.18), los resultados indicaron que en el área de la cresta no se espera precipitación de asfáltenos en el yacimiento, dado que la presión de floculación (~2000 lpca) se encuentra por debajo de la presión de yacimiento esperada durante su vida productiva (la presión de

abandono se asume por encima de la presión de burbuja). La presión de floculación más alta se encuentra en el sur, UD-185 (~3750 lpca), muy por debajo de la presión actual del bloque (~8300 lpca) y sólo con levantamiento artificial, se podría llegar a esa presión en fondo.

Tabla 3.3. Datos PVT del yacimiento RNG UD-106

FINAL	Date	T _{res} °F	P _{bp(T)} psia	avg c _{oil} 1e-6/psi	dens _{datuil} g/cm ³	dens _{bf} g/cm ³	μ _{datum} cP	μ _{bp} cP	μ ₀ cP (at Tres)	P _{sep} psig	T _{sep} °F	Boi rb/stb	Bo _{bf} rb/stb	GOR scf/stb	Oil Grav. °API	Gas Grav. air=1
Rio Negro																
UD-153	Ago-91	280	1977	9,64	0,8070	0,7558	1,65	0,89	2,11	100	75	1,169	1,248	330	28,7	0,86
UD-170	Jul-91	280	1990	10,56	0,7853	0,7312	1,60	0,86	1,82	100	75	1,204	1,293	366	30,6	0,90
UD-185	Oct-91	280	1878	10,99	0,7687	0,7129	1,37	0,64	1,90	100	75	1,207	1,302	356	31,6	0,88
UD-185	Feb-95	280	1886	10,60	0,7689	0,7150	1,09	0,65	2,25	100	77	1,203	1,294	352	33,5	0,84
UD-198	May-95	280	1929	9,98	0,7707	0,7199	1,35	0,79	2,30	100	77	1,211	1,296	334	30,8	0,85
UD-493	Ene-96	280	1965	12,03	0,8080	0,7450	2,57	1,70	-	12,8*	75	1,207	1,310	354*	25,5	0,90*
UD-502	Jul-96	285	1820	11,46	0,7851	0,7254	2,27	0,91	1,72	12,8*	72	1,260	1,363	317*	28,0	1,00*
UD-531	Mar-00	280	1760	11,70	0,8020	0,7520	2,10	1,18	3,35	100,0	80	1,234	1,272	334	27,3	
UD-542	Jul-97	280	2303	6,40	0,8084	0,7752	3,17	2,36	4,47	100	80	1,204	1,256	329	26,1	0,74
UD-605	Ene-98	280	1886	11,30	0,7476	0,6920	1,03	0,59	1,78	100	80	1,255	1,356	468	32,0	0,72
UD-673	Jun-00	270	1840	10,51	0,7624	0,7090	1,24	0,77	1,63	100	80	1,209	1,300	315	33,2	0,81
UD-691	Sep-02	282	2268	11,37	0,7606	0,7026	1,00	0,55		115	80	1,388	1,520	366	25,7	1,02
Average	N.A.	280	1959	10,54	0,781	0,728	1,702	0,991	2,353	102	77	1,229	1,317	354	29,41	0,85
Minimum	N.A.	270	1760	6,40	0,748	0,692	0,996	0,550	1,720	100	72	1,169	1,248	315	25,50	0,72
Maximum	N.A.	285	2303	12,03	0,808	0,775	3,170	2,360	4,470	115	80	1,388	1,520	468	33,50	1,02

Nota: Tomado de PDVSA Petroregional del Lago

Los datos de PVT muestran variación en gravedad API, encontrando los crudos más livianos hacia el sur (33.5° API) y los más pesados hacia el norte (25.5° API). Los análisis geoquímicos realizados sobre las muestras de crudo, llevados a cabo por Intevep (1997) indicaron diferencias de composición geoquímica, aparte de las observadas en la gravedad API, pudiendo identificar tres familias principales: una en la región de la cresta, una segunda familia en el sur (pozos UD-209, UD-185, UD-605) y una tercera familia, composicionalmente muy diferente, alrededor del pozo SOL-2. Como consecuencia, se tiene bastante certidumbre de las propiedades pronosticadas en el yacimiento RNG UD-106.

Los diferentes estudios realizados por Intevep (1997) y Shell (2000) evidenciaron que las diferencias observadas en la composición del crudo podrían estar asociadas a compartimentalización (creada por las fallas principales que dificultaron la mezcla del crudo), y cambios en la madurez del crudo correspondientes a diferentes estudios de migración. Los estudios detallados de huella de crudo (fingerprinting, Shell EPT, 2003) realizados para establecer conectividad áreal dentro de los yacimientos, encontraron pozos con crudos estadísticamente similares en bloques con un mismo régimen de presión (pozos del bloque I y bloque II). Este estudio incluyó los datos de fluidos del pozo UD-691, perforado en el año 2002, el cual arrojó una familia de crudo diferente a las anteriores, resultado que cotejaba con las presiones originales encontradas y diferente tendencia de declinación de la presión (Bloque IV).

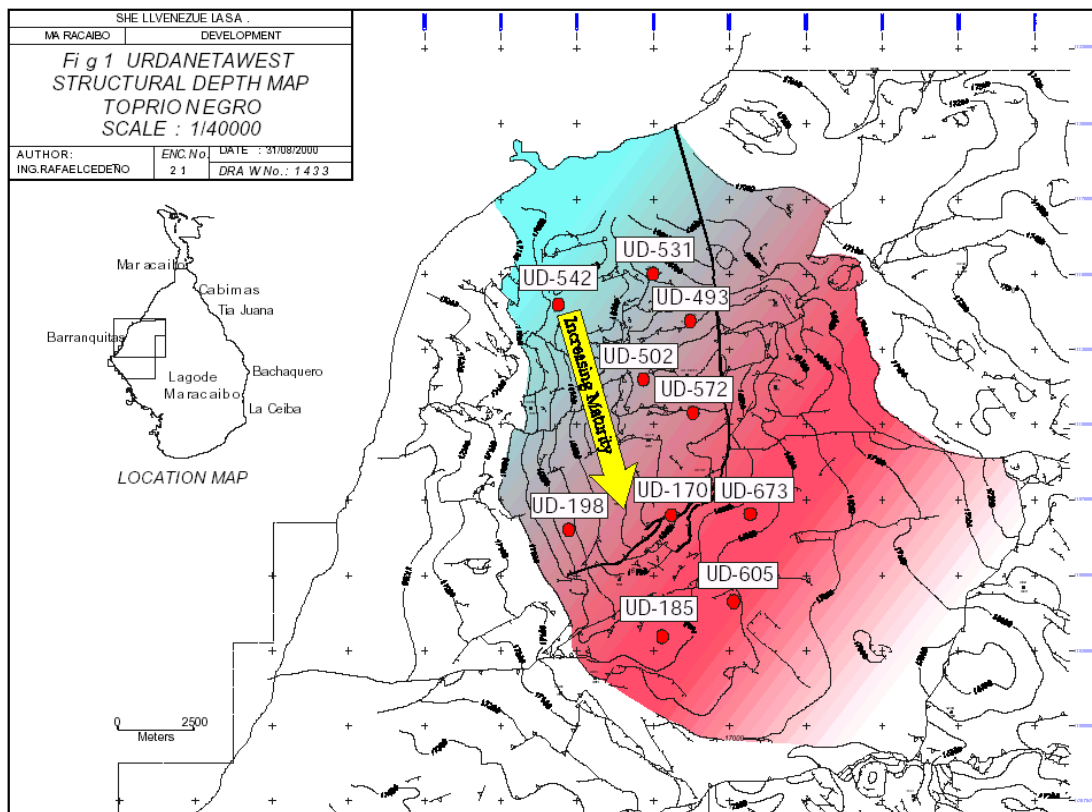


Fig. 3.18. Tendencia de deposición de asfáltenos en el yacimiento RNG UD-106. (PDVSA Petroregional del Lago, 2011)

Contactos

El contacto agua-petróleo no ha sido atravesado por ningún pozo del yacimiento RNG UD-106 a la fecha, por lo que existe cierto nivel de incertidumbre en cuanto a los volúmenes en sitio y en algunos bloques incluso en cuanto a la existencia misma de acuífero, a pesar de los indicios por efecto del soporte de presión en los bloques del yacimiento. Anteriormente, los estudios hechos asumían un contacto único para el yacimiento RNG UD-106 a 17200' TVDss, extrapolado a partir de información del campo vecino de García ubicado hacia el Noroeste, en tierra (pozos GAR-16, GAR-18 los cuales probaron agua hasta 17364').

En el estudio integrado, que se realizó para el 2004, mediante modelos de simulación numérica del yacimiento RNG UD-106 calibrados con resultados de laboratorio sobre el desplazamiento agua-petróleo en núcleos, así como data histórica de producción, se estimaron CAPO's, para cada yacimiento. Para el yacimiento RNG UD-106 después de casi 34 años de producción los pozos no muestran hoy en día producción significativa de agua. Simulaciones con el contacto a 17200' usado en estudios anteriores, predecían que los pozos más bajos en la estructura (UD-198, UD-695) deberían ser alcanzados por el frente de agua, y mostrar cortes de hasta 50%, lo cual no ha ocurrido en la práctica.

El análisis de balance de materiales y simulación numérica que se tienen a la fecha, indican que el mecanismo de producción predominante en el yacimiento RNG UD-106 es la expansión roca-fluidos, con una contribución limitada de empuje hidráulico, asociada a cuerpos de agua de poca extensión.

Reservas

Partiendo de la revisión geológica, petrofísica, geofísica y de yacimiento, se hizo una actualización del mapa de reservas del yacimiento RNG UD-106. A partir del programa SIGEMAP, se determinó el volumen de las zonas contenidas dentro de las

áreas probadas, probables y posibles, presentes en cada una de las formaciones, que conforman el yacimiento, estimando el nuevo valor del Petróleo Original en Sitio (POES) del yacimiento de 763.04 MMbbls, a través del método volumétrico, con base en los valores de áreas y volúmenes obtenidos del mapa de reservas, las propiedades petrofísicas reinterpretadas y las propiedades del fluido presente. Para el cálculo de las reservas recuperables, se consideró un factor de recobro de 23 %, el cual resulta de la declinación observada en el yacimiento; tomando en cuenta el comportamiento de producción histórico del mismo.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo expone los procedimientos, técnicas e instrumentos utilizados para lograr de manera eficiente y óptima cada uno de los objetivos planteados en el presente proyecto de investigación.

4.1 Tipo de Investigación

Arias (2012), conceptualiza la *Investigación Descriptiva* como la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. El presente estudio se considera como una investigación de tipo descriptiva, debido a que se fundamenta principalmente en la caracterización de la respuesta de presión obtenida en un pozo, debido al cambio de tasa (q), a fin de establecer su comportamiento, el cual está representado por la elección del modelo que mejor reproduzca las condiciones de dicha respuesta. Permitiendo a través de su interpretación y análisis conocer o identificar propiedades como la Presión Promedio del Yacimiento, la Permeabilidad Efectiva al flujo de fluidos y el efecto de daño.

4.2 Diseño de la Investigación

El diseño de investigación se define como una estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado, generalmente se clasifica en documental, de campo y experimental (Arias, 2012).

Para Arias (2012) “la Investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos”.

Esta investigación se identifica con el diseño documental, ya que el análisis e interpretación de las diferentes pruebas de restauración de presión aplicadas a los pozos de interés se realizaron a partir de *reportes digitalizados*, siendo la empresa mixta PDVSA Petroregional del Lago, *la fuente* principal, encargada de proporcionar al investigador la información descrita anteriormente.

4.3 Población y Muestra

Población

Según Arias (2012), la población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Para este estudio se define la población como el yacimiento RNG UD-106 en él se encuentran un total de 26 *pozos completados*, los cuales son operados por la Empresa mixta PDVSA Petroregional del Lago.

Muestra

De igual manera Arias (2012), define la muestra como un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible. Para este estudio la muestra está representada por 7 *pozos* a los cuales se le analizaron las pruebas de restauración de presión. Se puede apreciar que la representatividad de la muestra es de aproximadamente el 27% de los pozos completados en el yacimiento bajo estudio, considerándose como una fracción representativa de lo que se consideró como población o universo. (Ver tabla 4.1)

Tabla 4.1. Pozos completados en el yacimiento RNG UD-106

Yacimiento	Población	Muestra
RNG UD-106	UD-098	UD-111
	UD-106	
	UD-111	
	UD-130	
	UD-141	
	UD-151	
	UD-153	UD-185
	UD-170	
	UD-171	
	UD-185	
	UD-198	UD-493 UD-502
	UD-209	
	UD-212	UD-572 UD-605 UD-673
	UD-493	
	UD-502	
	UD-518	
	UD-531	
	UD-542	
	UD-572	
	UD-605	
UD-664		
UD-673		
UD-691	UD-673	
UD695		
UD720		
UD-730		
Total	26	7
Porcentaje (%)	100	27

Nota: tomado de PDVSA Petroregional del Lago

4.4 Técnicas e Instrumentos para la Recolección y el Análisis de Datos

Se entiende por técnica al procedimiento o forma particular de obtener datos o información (Arias, 2012). En el presente trabajo se desarrollaron dos técnicas de investigación, la primera es la entrevista no estructurada o informal, en esta modalidad no se dispone de una guía de preguntas elaboradas previamente, sin embargo, se orienta por unos objetivos preestablecidos, lo que permite definir el tema de la entrevista. Es por eso que el entrevistador debe poseer una gran habilidad para formular las interrogantes sin perder la coherencia. Esta técnica se utilizó en diferentes ocasiones a fin de obtener información sobre aspectos teóricos de las

pruebas de presión, sobre las características generales de los pozos de interés en el yacimiento RGN UD-106 y el manejo del software Pansystem, el cual fue utilizado para realizar el cotejo de las pruebas.

La segunda técnica está asociada al análisis documental, su uso se atribuye directamente al uso de la fuente digital otorgada al investigador (reportes de las pruebas de restauración de presión) para desarrollar el proceso de análisis e interpretaciones de las pruebas. Adicionalmente, se utilizaron un conjunto de herramientas computacionales para el desenvolvimiento de las actividades y el alcance de los objetivos planteados en este trabajo de investigación, estos son:

PansystemTM: es un software especializado perteneciente a la compañía EPS Ltd (Edinburgh Petroleum Services Limited), cuyo objetivo principal es trabajar con las técnicas de análisis de pruebas de presión mediante las aproximaciones de la Curva Tipo, de la gráficas semi-logarítmica de Horner y de MDH y la Derivada de Bourdet, a fin de facilitar la estimación de los parámetros que se pueden obtener en el proceso de interpretación de pruebas de presión transiente.

OfmTM: es una herramienta computacional (Base de Datos) utilizada para el análisis de yacimientos y pozos a fin de administrar y monitorear los datos de producción de petróleo, agua y gas asociados a los mismos. Además, maneja una variedad de datos que permiten identificar tendencias, localizar problemas y pronosticar la producción de los campos y de los pozos, todo esto con el fin de optimizar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas de un área de interés en específico. Esta herramienta fue utilizada para obtener las tasas de producción promedio asociada a cada pozo antes del cierre del mismo.

PetrelTM: es un software que permite la visualización de mapas, en el cual se pueden modificar y adicionalmente tener las distancias aproximadas (en planta) de los límites de fallas existentes en los yacimientos. Esta herramienta fue utilizada para obtener las distancias aproximadas de los pozos a las fallas.

Archivo de pozos: es una base datos digitales que describe la historia de los eventos operacionales de los pozos y generalmente se conoce como carpeta de pozos. Se usó principalmente para obtener información sobre la completación de los pozos de interés, además para comprobar la existencia o no de alguna eventualidad relacionada con los resultados obtenidos.

4.6 Metodología de la Investigación Desarrollada

La metodología utilizada con el fin de alcanzar cada uno de los objetivos planteados en el trabajo de investigación fue la siguiente:

Fase I. Revisión y recopilación de información

En esta sección se desarrolló la búsqueda de toda la información asociada a las pruebas de restauración de presión, abarcando tanto los aspectos teóricos como los datos básicos, necesarios para lograr el análisis e interpretación de las pruebas de presión de manera eficiente.

Revisión de las historias de pozos a ser analizados

La identificación de los pozos completados en el yacimiento RNG UD-106 que disponían de Pruebas de Restauración de Presión (*Build Up*) sin analizar se logró mediante la revisión de la Base de Datos Corporativa de PDVSA Petroregional del Lago. Luego de identificados dichos pozos, fue necesaria la búsqueda y el conocimiento de una serie de datos básicos que son partes de los parámetros de entrada en el software a la hora de realizar la interpretación de las pruebas de presión.

Una de las herramientas que aportó información relevante sobre la *historia de los pozos*, fue las carpetas o archivos de pozos, ya que a partir de estas el investigador logró conocer de forma detallada información como: la *orientación principal de cada pozo*, *el radio del pozo (rw)* a través del diagrama de completación, además de poder verificar las fechas de aplicación de las pruebas de interés y comparar esta fecha con

la de inicio de producción, ya que dependiendo del tiempo de producción se hará la selección del método de Horner o de MDH, para el ajuste en el gráfico Semi-Log. Además, en el mismo archivo se detalló las diferentes eventualidades (estimulaciones, cierres, intervenciones, entre otros.) realizadas en cada pozo y las fechas de su aplicación con la finalidad de facilitar el entendimiento de los valores obtenidos en las pruebas de restauración de presión de interés para el presente estudio.

Revisión y recopilación de parámetros de fluido (PVT) y de la roca del yacimiento RNG UD-106

Parámetros de fluidos: los datos asociados al *Factor volumétrico de formación* (β_0), la *Viscosidad del petróleo* (μ_0) y la *Compresibilidad total* (C_t) fueron obtenidos a partir de los análisis PVT de cada pozo, localizados en la base de datos corporativa del PDVSA Petroregional del Lago. *Evaluación Petrofísica:* los valores de porosidad efectiva (\emptyset) y arena neta petrolífera (h_{neta}) necesarios para la evaluación fueron obtenidas a través del reporte petrofísico de cada pozo de interés, localizados en la misma base de datos.

Recopilación de datos de producción de los pozos

En la herramienta corporativa OFM (OIL FIELD MANAGER) se puede visualizar la producción diaria y mensual de cada pozo o grupo de pozos, desde el inicio de su producción hasta el cierre definitivo del pozo, tomando en cuenta los cierres temporales. Esta herramienta fue utilizada para obtener la tasa de producción de petróleo promedio de cada pozo antes del cierre del mismo, este dato es uno de los parámetros de entrada en la aplicación PanSystem y permite representar gráficamente la presión y la tasa vs tiempo, donde se puede observar la restauración de la presión.

Recopilación y revisión de los datos de presión tomados a los pozos

Las respuestas de presión en el tiempo de cada prueba se encontraron en los reportes operacionales, los cuales fueron entregados al investigador por la empresa PDVSA Petroregional del Lago. Con el uso de estos informes se procedió a recopilar y revisar el tiempo en el que se desarrolló cada prueba, la respuesta de presión en el pozo durante este tiempo y la profundidad del o de los sensores que hicieron las mediciones, este valor de profundidad junto con el gradiente de presión permitieron llevar las presiones obtenidas a la profundidad al Datum del yacimiento que en este caso es 16500 pies. Los datos obtenidos en esta sección (presiones y tiempos) se consideran los de mayor importancia, ya que dependiendo de la manipulación de los mismos, se obtendrán resultados correctos o erróneos y en consecuencia se pueden realizar estimaciones y caracterizaciones cercanas o no al comportamiento real del yacimiento.

Además en estos registros se pueden chequear posibles eventos ocurridos durante la Prueba, los cuales permiten conocer bajo qué condiciones se realizaron las pruebas y adicionalmente dar explicación a ciertos comportamientos de la prueba de presión observados a través del software.

Fase II Carga de data en el Software PanSystem

Antes de realizar los diferentes análisis e interpretaciones a las pruebas de presión, fue necesario el entrenamiento con el software especializado PanSystem, en el cual se le explicó detalladamente al investigador cada uno de los pasos a seguir para lograr un análisis eficiente de las pruebas de presión. Una vez revisado y definido cada uno de los parámetros de fluidos, de roca y completación mecánica del pozo, se inicia el proceso de carga o introducción de cada una de estos datos de manera interactiva entre el investigador y el software, de la siguiente manera:

En la primera ventana de interacción se especifican una serie de datos asociados al pozo en estudio como el tipo de fluido que produce (petróleo, gas, condensado o agua), la orientación principal (vertical u horizontal) y el radio interno,

específicamente el del hoyo productor. En la siguiente ventana interactiva se introducen las propiedades de la roca y de los fluidos que la saturan, el modelo de yacimiento y el modelo de borde.

Finalmente, el software solicita al usuario la importación en dos columnas la data reportada en la prueba de presión, de las cuales la primera columna representa los valores de tiempo en el que transcurrió la prueba y la segunda columna las presiones detectadas por el sensor asociada a cada paso de tiempo.

Fase III Análisis e interpretación de las pruebas de restauración de presión con la aplicación Pansystem

Una vez definidos e introducidos todos los datos en el software se procede a realizar el diagnóstico y análisis para cada una de las pruebas de restauración de presión. La Figura 4.1 refleja el proceso que se llevó a cabo para lograr de manera óptima la interpretación de las pruebas.

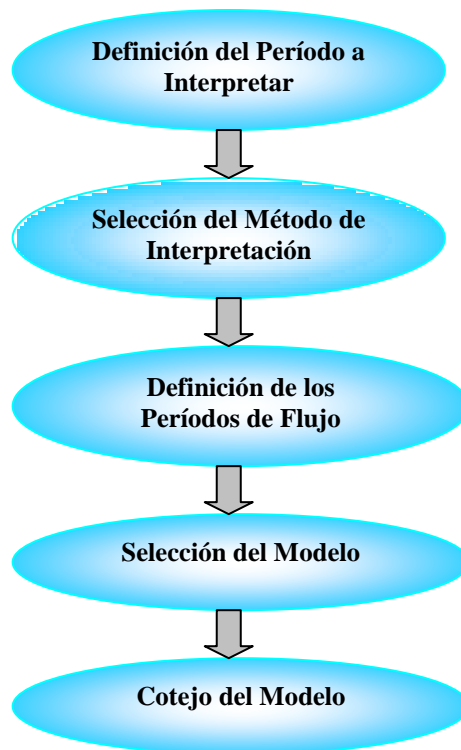


Fig. 4.1. Estructura de trabajo para la interpretación de las pruebas de presión. Sánchez, L 2013

Definición del Período a Interpretar

En la aplicación *Pansystem* se despliega un gráfico de presión (P) y tasa de producción (Qo) contra el tiempo, el cual representa la respuesta del pozo durante la aplicación de la prueba. Este gráfico se puede dividir en dos períodos de tiempo, el primero representa la etapa en la que el pozo produce a una tasa de flujo constante hasta el momento de cierre del pozo, indicando el inicio de una segunda fase de tiempo en el que se observa el proceso de restauración de presión. Este último período es el de interés para realizar los análisis e interpretación de las pruebas.

Selección del Método de Interpretación

Luego de seleccionar el período de interés, el software mostrará los diferentes gráficos (logarítmico y semi-logarítmico) correspondiente a la respuesta de restauración de presión de la prueba, la herramienta computacional utiliza de forma engranada y simultanea las diferentes técnicas de ajuste basada en los métodos de aproximación más actuales existentes a fin de lograr análisis eficientes de las pruebas de presión.

Los métodos más comunes usados en la herramienta son los siguientes: el ajuste con la *Curva Tipo*, la curva de la *Derivada de Bourdet* en el gráfico log-log y los métodos de *Horner* y *MDH* para los gráficos semi-log. El método de Horner y el método MDH representan las técnicas de interpretación de los parámetros obtenidos y el software permite la selección de uno o del otro antes de iniciar el cotejo de las curva, dicha selección se realizará bajo el siguiente criterio: el ajuste con Horner se considera cuando se está en presencia de pozos nuevos (en el caso presente no tengan más de cinco años produciendo); otro factor importante es que el área donde se localice el pozo no se encuentre depletada y se toma en cuenta debido a que el yacimiento en estudio es compartamentalizado lo que conlleva a que existan distintos comportamiento de presión característico de cada bloque.

En el caso de que suceda alguna situación contraria a la expuesta anteriormente se considerará el ajuste con el método MDH. Esto con la finalidad de mejorar la

precisión en la obtención de los parámetros que representan las características del yacimiento, como la presión inicial o promedio del mismo.

Definición de los Períodos de Flujo

En esta sección se caracterizará por la identificación de los diferentes períodos de flujo asociado a la respuesta de la derivada de presión, los cuales permitirán facilitar el proceso de interpretación de las pruebas, con el uso del software se podrá obtener la segmentación del modelo de la derivada en cuatro etapas de análisis, como se puede apreciar en la Figura 4.2.

En el primer período se describen fundamentalmente los efectos de almacenamiento del pozo y segregación de fases, y está caracterizado por el coeficiente de almacenamiento (C_s), el cual puede ser constante o variable. La segunda etapa corresponde a las respuestas asociadas a la transición entre el pozo y el yacimiento, es decir, se observa el comportamiento del yacimiento en el área donde se encuentra en contacto con el pozo, es en esta etapa donde se pueden identificar los regímenes de flujos asociados, además de poder identificar fenómenos en los que el pozo y la formación se encuentran relacionados como: el efecto de daño, penetración parcial, fracturamiento, flujo multicapas, entre otros.

El tercer período está enmarcado por la estabilización de la derivada de presión y corresponde al flujo radial homogéneo. Es en este período donde se determinan los parámetros que caracterizan el yacimiento en estudio como la presión inicial, la permeabilidad y el daño total a la formación. Finalmente, en el cuarto período se observan los efectos de borde del yacimiento, es decir, se pueden identificar la existencia o no de fallas impermeables, o la presencia de límites a presión constante, entre otros. Esta etapa no se observa en todas las pruebas debido a que en algunos casos no existe límite de área o el tiempo de medición no es suficiente para llegar a apreciar un efecto de borde en el cambio de la presión detectada por el sensor, o simplemente el estudio solo contempla el cálculo de las propiedades del yacimiento reflejadas por el período de flujo radial homogéneo.

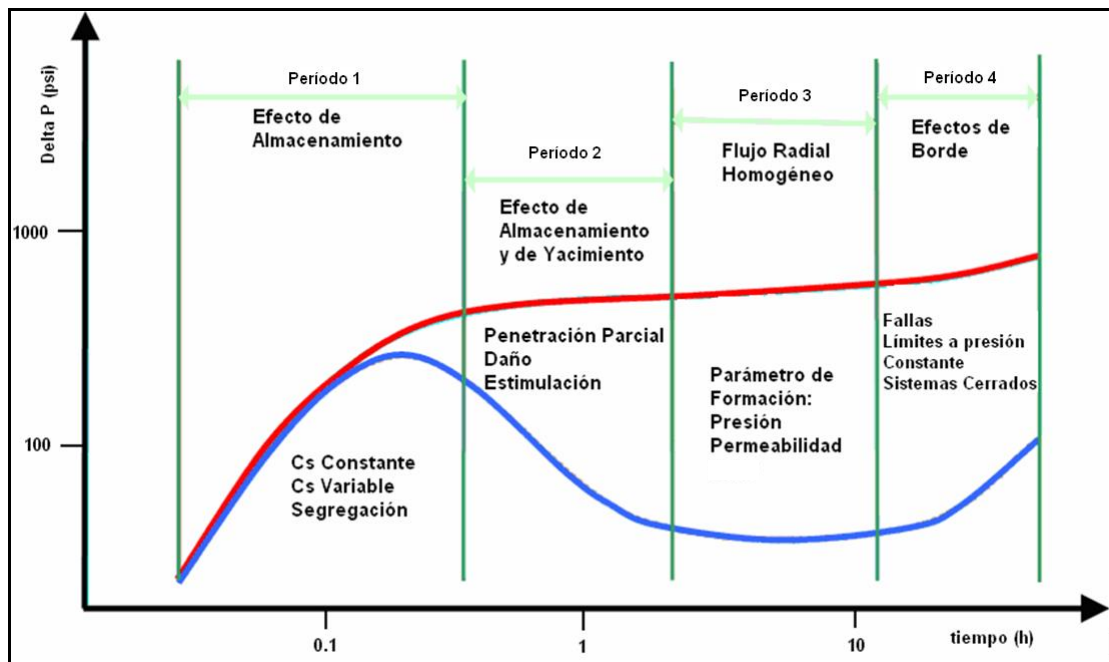


Fig. 4.2. Etapas de análisis de la derivada de presión. Sánchez, L 2013

Selección del Modelo

Una vez identificado los diferentes regímenes y etapas de flujo se procedió a la selección del modelo del yacimiento y las condiciones de borde, reportados por la prueba de presión. El software contiene una biblioteca completa de los numerosos modelos que se han establecido a lo largo del tiempo en base a características propias y representativas para cada yacimiento, entre los que se puede mencionar: yacimiento homogéneo, con doble porosidad, con doble permeabilidad, con presencia de capa de gas o acuífero, etc.; además, todos presentan la opción de trabajar con o sin el efecto de almacenamiento en el pozo, dependiendo del comportamiento de la curva correspondiente a la respuesta de presión en el pozo.

Adicionalmente, posee los diferentes opciones asociadas a las curvas de presión y su derivada para cada uno de los efectos de borde que se pueden encontrar mediante una prueba de presión, como las fallas simples, paralelas o intersectadas, los sistemas cerrados, límites a presión constante, entre otros. La herramienta de trabajo aporta la visualización gráfica del comportamiento teórico de la curva de cada uno de los

modelos tanto de yacimiento como de borde, por lo tanto se realizó comparaciones directas con la respuesta de restauración de presión obtenida durante la prueba en campo y se seleccionó el modelo que visualmente ajustaba mejor a los datos obtenidos.

Cotejo del Modelo

Una vez seleccionado el modelo de yacimiento y el tipo de borde se procede a efectuar el ajuste de la curva de presión y su derivada de manera simultánea en un gráfico log-log. Al escoger la curva tipo, se inicia el proceso de cotejo de la misma con la curva de datos reales, este proceso está basado en dos sub-etapas la primera denominada *Automatic-Matching*, en el cual el programa realiza un ajuste de forma automática en el cual va variando los valores de los diferentes parámetros (Permeabilidad (k), Daño (s), Coeficiente de Almacenamiento (Cs), Distancia al límite (L), entre otros) característicos del modelo elegido, todo en base a un número determinado de iteraciones y dentro de valores límites inferiores y superiores introducidos por el investigador.

Posteriormente, partiendo de los resultados obtenidos en el ajuste automático se inicia una segunda sub-etapa denominada *Quick-Matching* en el cual el investigador por medio de una ventanilla puede realizar modificaciones finales a los parámetros mencionados anteriormente, a fin de terminar de ajustar la curva tipo con la respuesta en campo. Finalmente, este mejor ajuste indica los valores de parámetros como la presión inicial, el daño y la permeabilidad efectiva característicos de la fracción del yacimiento evaluado a través de la prueba de restauración de presión.

Fase IV. Análisis de Resultados

Una vez culminado el proceso de ajuste de las pruebas se llevó a cabo el análisis de los valores asociados a los parámetros de interés como la presión del yacimiento, la cual fue validada a partir del comportamiento de presión del pozo en función a su producción acumulada en las diferentes fechas de aplicación de las pruebas. Los valores de permeabilidad efectiva obtenidos fueron comparados con las

permeabilidades del yacimiento reportadas a partir de los registros petrofísicos existentes. En relación al efecto de daño se determinaron las razones o causas asociadas a estos resultados, es decir, se observó alguna eventualidad que produjera tales resultados. Estos análisis se realizaron agrupando los pozos de acuerdo a su localización en cada bloque perteneciente al yacimiento RNG UD-106.

Adicionalmente, se interpretaron los diferentes límites de área que fueron detectados a partir de las pruebas de restauración de presión, ya sean fallas impermeables o barreras a presión constante, los mismos fueron comparados con los diferentes límites representados a nivel estructural, a fin de verificar si las distancias del pozo a los límites determinados efectivamente presentan similitud. Además, se revisó el horizonte en profundidad en conjunto con el modelo sísmico, con la finalidad de verificar la existencia de límites detectados por las pruebas de restauración de presión pero que no se lograron visualizar a nivel estructural.

El anexo 11 resume mediante un esquema general la metodología de investigación desarrollada, asociada a la interpretación y análisis de las pruebas de restauración de presión.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se desarrolló el análisis y la discusión de los resultados obtenidos en el proceso de ajuste e interpretación de las diferentes pruebas de presión evaluadas en los pozos de interés completados en el yacimiento RNG UD-106. Se destaca que el cumplimiento de los diferentes objetivos se encuentra reflejado de manera desglosada en el análisis realizado a cada una de las pruebas de presión, adicionalmente se organizó los resultados de acuerdo a la localización de los pozos en los bloques del yacimiento RNG UD-106.

Bloque IA

Pozo UD-111

El pozo UD-111 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro. Inició su producción en Junio del año 1976 y desde entonces solo se ha adquirido esta data de presión para realizar análisis de prueba de restauración de presión. Los datos de presión recolectados datan desde mediados del mes de Febrero hasta inicio del mes de Marzo de 1998. El resultado de la revisión y recopilación de datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-111 para el cierre de Febrero de 1998, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 19 de Febrero de 1998

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 13590 pies

Tiempo de la Prueba: 124 horas

Tasa de Flujo: 556 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,3$ pies $h_{neto} = 32$ pies $\Phi = 0,12$

$\beta_o = 1,2$ BY/BN $\mu_o = 1,995$ cP $C_t = 1,59 \cdot 10^{-5}$ psi^{-1}

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-111, en el cual los datos de presión, tasa y tiempo recolectados son presentados por el simulador en un gráfico de presión y tasa versus tiempo. (Ver figura 5.1).

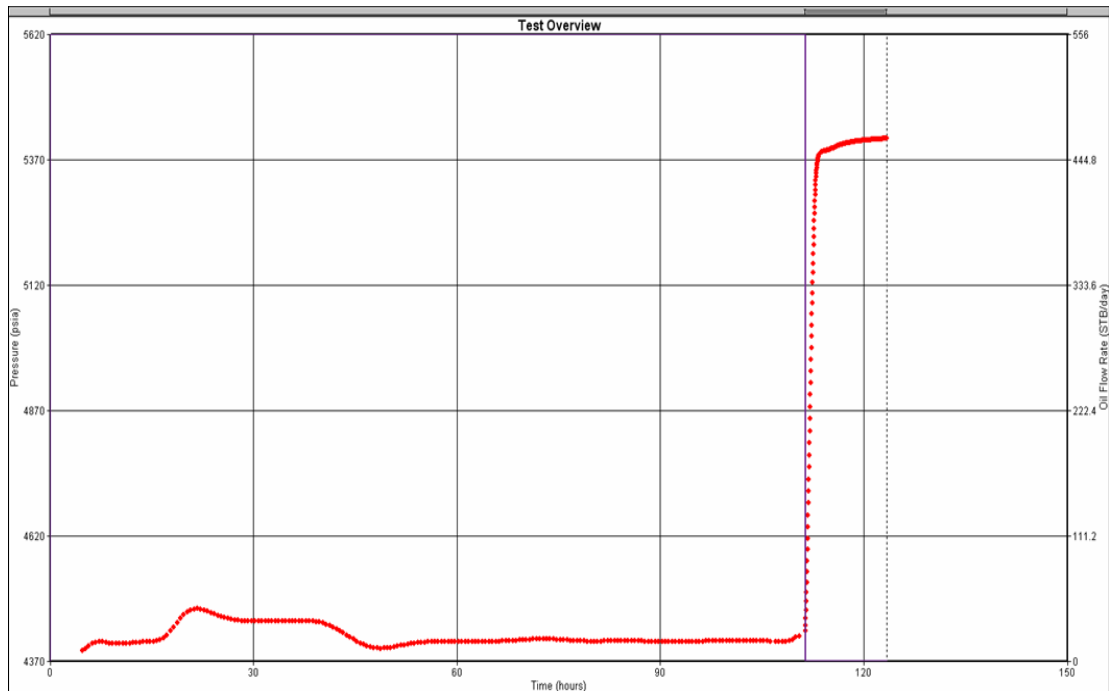


Fig. 5.1. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-111. Sánchez, L.2013

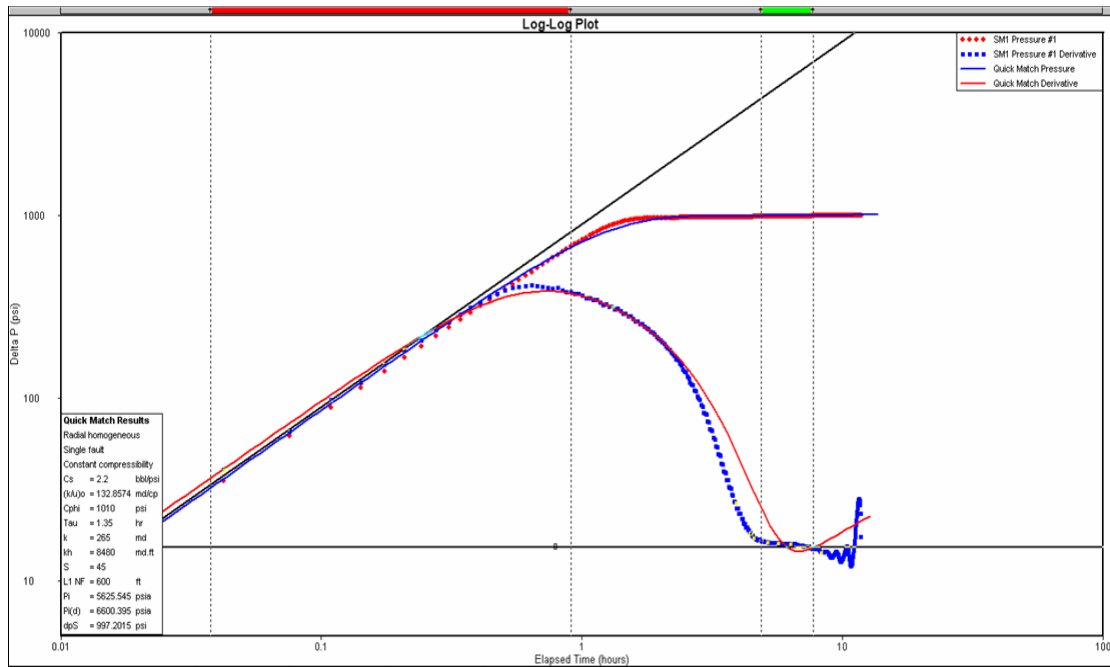


Fig. 5.2. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-111. Sánchez L. (2013)

En la Figura 5.2. se puede apreciar el mejor ajuste realizado con las curvas tipo de presión y su derivada en un gráfico Log-Log del conjunto de datos tomados durante la prueba de presión, este se encuentra representado por un modelo de yacimiento *Radial Homogéneo* con un *Límite de No Flujo*, como modelo de borde o límite. Adicionalmente, el pozo en estudio presentó alto valor de coeficiente de almacenamiento y estuvo fuertemente afectado por el daño, este último se evidencia al observar la gran amplitud que presenta la curva de la respuesta de la derivada, ambos parámetros mencionados anteriormente posiblemente retrasaron y enmascararon de cierta forma el comportamiento caracterizado por el flujo radial.

El Anexo 1 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método MDH, debido al largo tiempo de producción que presenta el pozo en estudio. Además, los valores relacionados a los parámetros de interés obtenidos con el modelo ajustado se resumen en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1- Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-111

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Una falla
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	2,2
Permeabilidad, K(md)	265
Daño, S (adimensional)	45
Distancia a la falla, L1 NF (pies)	600
Presión de Yacimiento (lpca)	5625
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	6600

Nota: Sánchez L. (2013).

En el análisis e interpretación de los resultados de la prueba de presión del pozo UD-111, se encontró que el valor de *presión promedio de Yacimiento* (Datum 16500 pies) fue de 6600 lpca, el mismo está dentro del rango de presiones observado en el pozo, este valor fue verificado a partir del comportamiento de Presión vs Producción Acumulada. (Ver Figura 5.3).

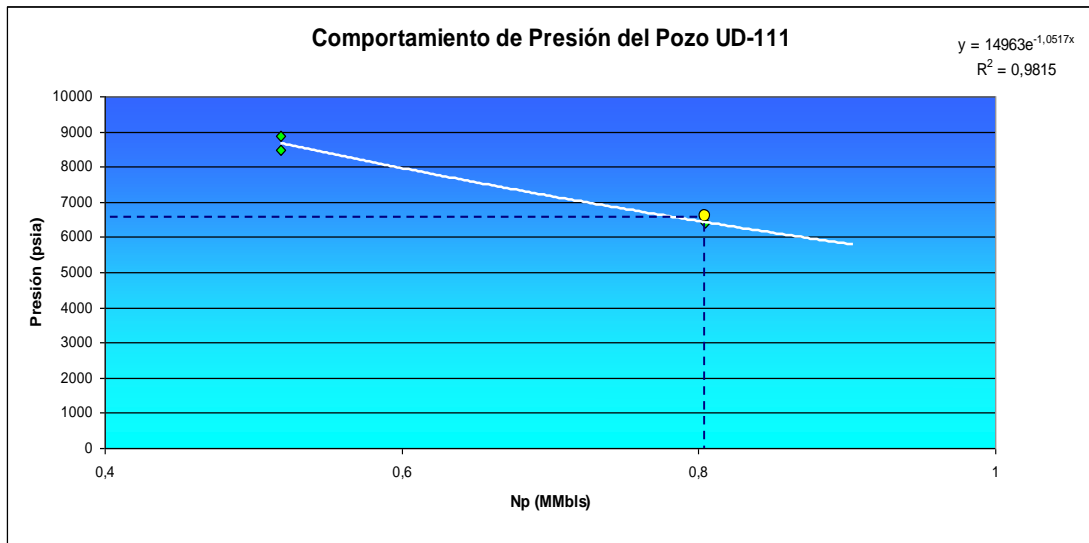


Fig. 5.3. Presión Vs Producción Acumulada UD-111. Sánchez L. (2013)

Adicionalmente, se comparó el valor de permeabilidad obtenida a partir de la prueba de restauración de presión aplicada al pozo UD-111 (265 mD) con el valor de la permeabilidad utilizada en el modelo petrofísico del yacimiento (162 mD),

observándose que ambos representan un valor de permeabilidad promedio del yacimiento, permeabilidad que efectivamente ha permitido que el pozo presentara un comportamiento de producción estable entre 500 y 900 barriles por día. Como se mencionó anteriormente, el pozo se encuentra altamente afectado por los efectos de daño, sin embargo en el historial del pozo no se encontró ninguna eventualidad o estudio que permitiera determinar las causas asociadas al valor de daño determinado en la prueba.

En relación al modelo de limite, se observó una falla a 600 pies, a partir de la prueba de restauración de presión, efectivamente se logró comprobar la existencia de una de las fallas principales de la formación Río Negro la cual se encuentra a 633 pies (193 metros) de distancia al pozo UD-111 con un salto de 280 pies, vista a nivel estructural (Ver Figura 5.4) y en el horizonte en profundidad del yacimiento en estudio (Ver Figura 5.5)

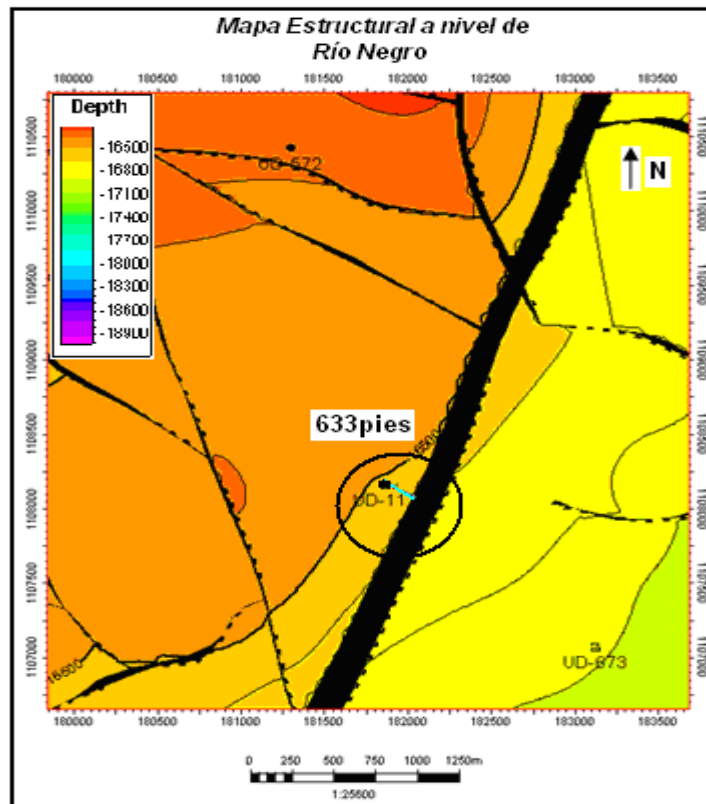


Fig. 5.4. Ubicación del pozo UD-111, Mapa estructural. Sánchez L. (2013)

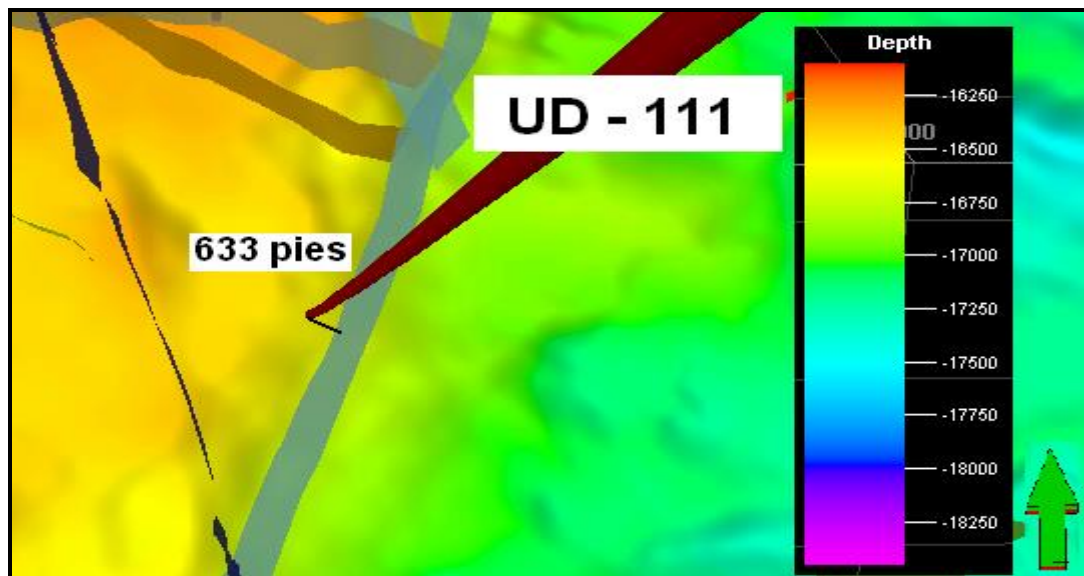


Fig. 5.5. Ubicación del pozo UD-111, Horizonte de fallas en profundidad. Sánchez L. (2013)

Pozo UD-493

El pozo UD-493 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro. Inició su producción en Enero de 1996 y desde entonces se ha adquirido data de presión en diferentes ocasiones. Para el análisis de prueba de restauración de presión, se analizaron dos pruebas de presión aplicadas en Julio de 1996 y Marzo de 1997 respectivamente.

Prueba de restauración de Presión de Julio de 1996

Corresponde a la primera prueba de restauración de presión aplicada al pozo UD-493 y se realizó con la finalidad de caracterizar los parámetros de presión, permeabilidad y daño en el pozo. Los datos de presión recolectados fueron tomados a mediados del mes de Julio de 1996. El resultado de la revisión y recopilación de datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-493 para el cierre de Julio de 1996, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 21 de Julio 1996

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 16494 pies

Tiempo de la Prueba: 15 horas

Tasa de Flujo: 2442 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 30$ pies $\Phi = 0,12$

$\beta_o = 1,1842$ BY/BN $\mu_o = 2,171$ cP $C_t = 1,13 \cdot 10^{-5}$ psi^{-1}

Luego de obtenida toda la información asociada a las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-493. La Figura 5.6 representa el comportamiento de presión y tasa versus tiempo de los datos recolectados durante la prueba de presión e introducidos en el software Pansystem.

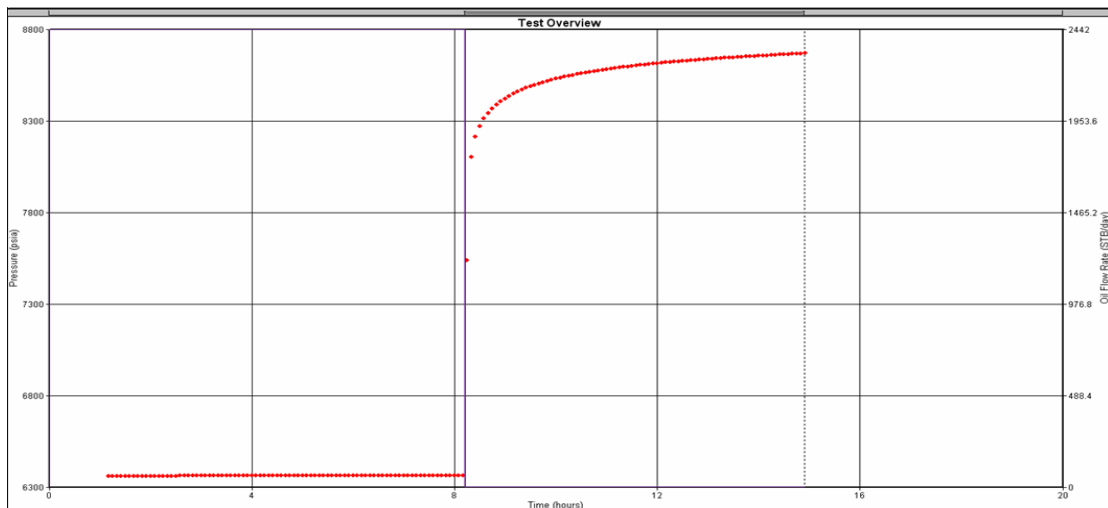


Fig. 5.6. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-493 Año 1996. Sánchez L. (2013).

En el proceso de ajuste realizado a los datos de presión capturados en el pozo UD-493 se logró cotejar el modelo de un yacimiento *Radial Homogéneo con Acción Infinita*, siendo este el mejor ajuste obtenido de los diferentes modelos existentes en el simulador (ver Figura 5.7). Los valores relacionados a los parámetros de interés obtenidos con dicho modelo se resumen en la Tabla 5.2.

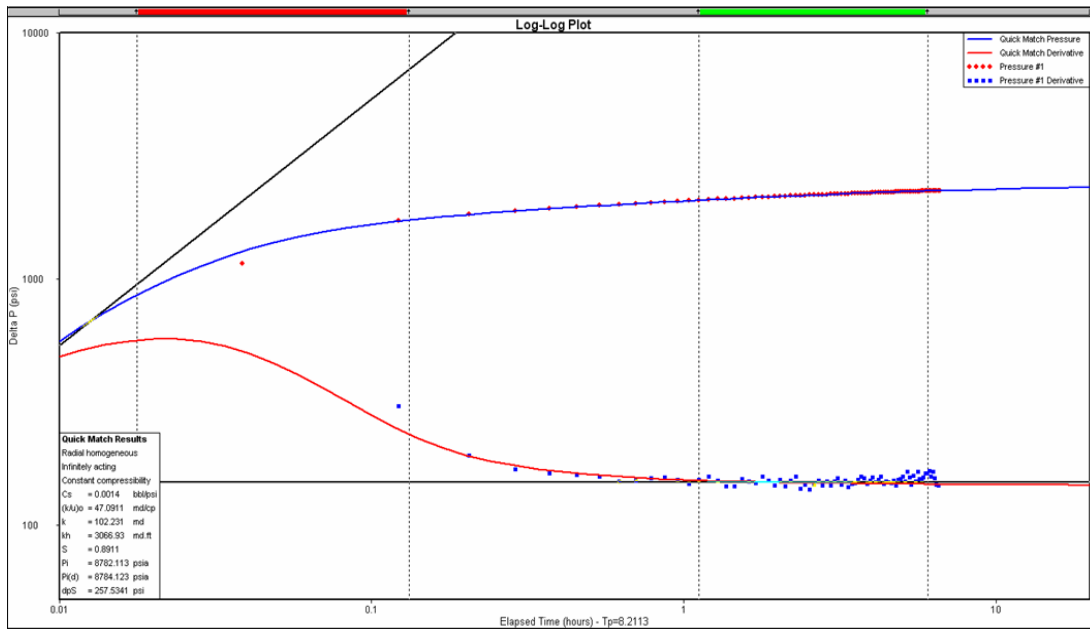


Fig. 5.7. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-493 Año 1996. Nota: Sánchez L. (2013).

El Anexo 2 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método Horner, debido al corto tiempo de producción que presenta el pozo en estudio.

Tabla 5.2. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-493 Año 1996

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Acción Infinita
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,0014
Permeabilidad, K(md)	102
Daño, S (adimensional)	0.9
Presión de Yacimiento (lpca)	8782
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	8784

Nota: Sánchez L. (2013).

La interpretación de la presente prueba, luego de la finalización del proceso de restauración arrojó un valor de presión de yacimiento de 8784 lpca a la profundidad del Datum de 16500 pies. En la Figura 5.8 se puede verificar que el resultado de presión obtenido se encuentra dentro del comportamiento de presión que describe el pozo en estudio.

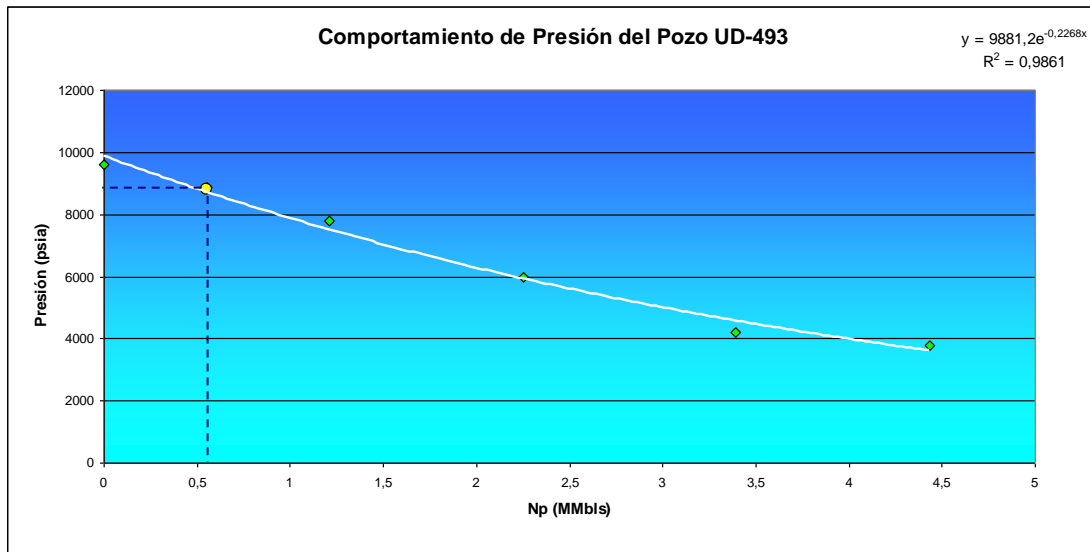


Fig. 5.8. Presión Vs Producción Acumulada UD-493 Año 1996. Sánchez L. (2013).

En base al objetivo con el que se aplicó la presente prueba de presión al pozo UD-493, se observó que el mismo presentó un valor de permeabilidad efectiva de 102 mD, que al ser comparado con el valor de permeabilidad observado en el registro petrofísico (123 mD) se comprobó que efectivamente se encuentran dentro del rango de permeabilidad efectiva promedio del yacimiento, con una diferencia de 10% entre ambos valores, este valor de permeabilidad en conjunto con la alta presión del yacimiento (8784 lpca) aportaron muy buenas tasas de producción que van desde 2500 bbls/d hasta 3400 bbls/d. Adicionalmente, se determinó que el pozo presenta un valor de daño cercano a cero, según lo reportado en la prueba, mostrando que los procesos de perforación y completación no ocasionaron daños representativos a la formación de interés.

En cuanto a los límites, la prueba no logró detectar ninguno en el área, es decir, el modelo de borde representativo es el de acción infinita, esta respuesta posiblemente se debe a que el período de restauración fue bastante corto, aproximadamente 6 horas, por lo tanto el tiempo no fue suficiente para detectar ninguno de los límites que se visualizan a nivel estructural (Ver Figura 5.9).

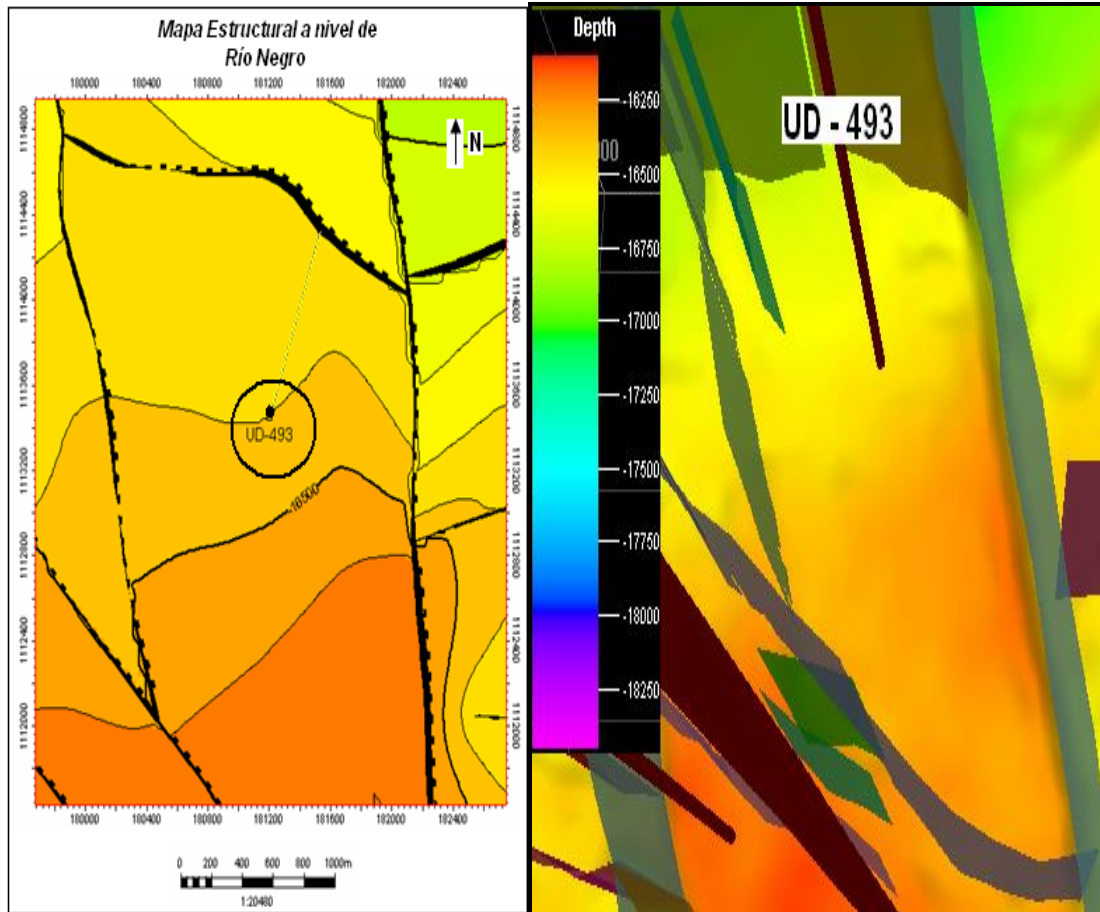


Fig. 5.9. Ubicación del pozo UD-493, Mapa estructural (izquierda) y Horizonte de las fallas en profundidad (derecha). Sánchez L. (2013)

Prueba de restauración de Presión de Marzo de 1997

Corresponde a la segunda prueba de restauración de presión aplicada al UD-493 después de la prueba del año 1996. Los datos de presión recolectados fueron tomados

a mediado del mes de Marzo de 1997. El resultado de la revisión y recopilación de datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-493 para esta fecha, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 17 de marzo de 1997

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 16563 pies

Tiempo de la prueba: 40 horas

Tasa de Flujo: 2619 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 30$ pies $\Phi = 0,12$

$\beta_o = 1,1842$ BY/BN $\mu_o = 2,171$ cP $C_t = 1,13 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-493, en el cual los datos de presión y tasa recolectados son presentados por el simulador en un gráfico versus el tiempo como se muestra en la Figura 5.10.

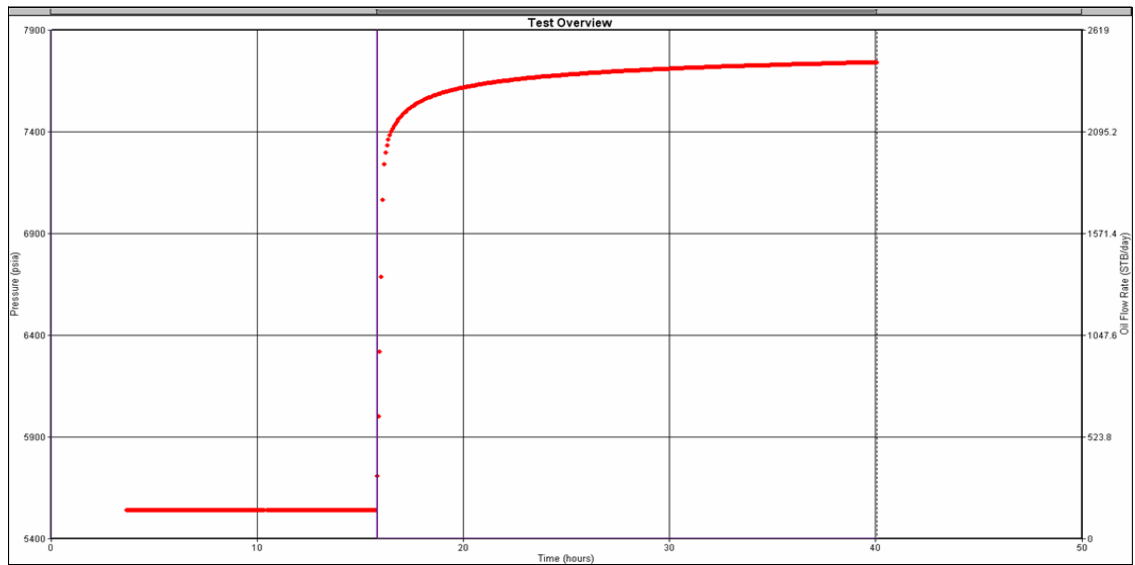


Fig. 5.10. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-493 Año 1997. Sánchez L. (2013).

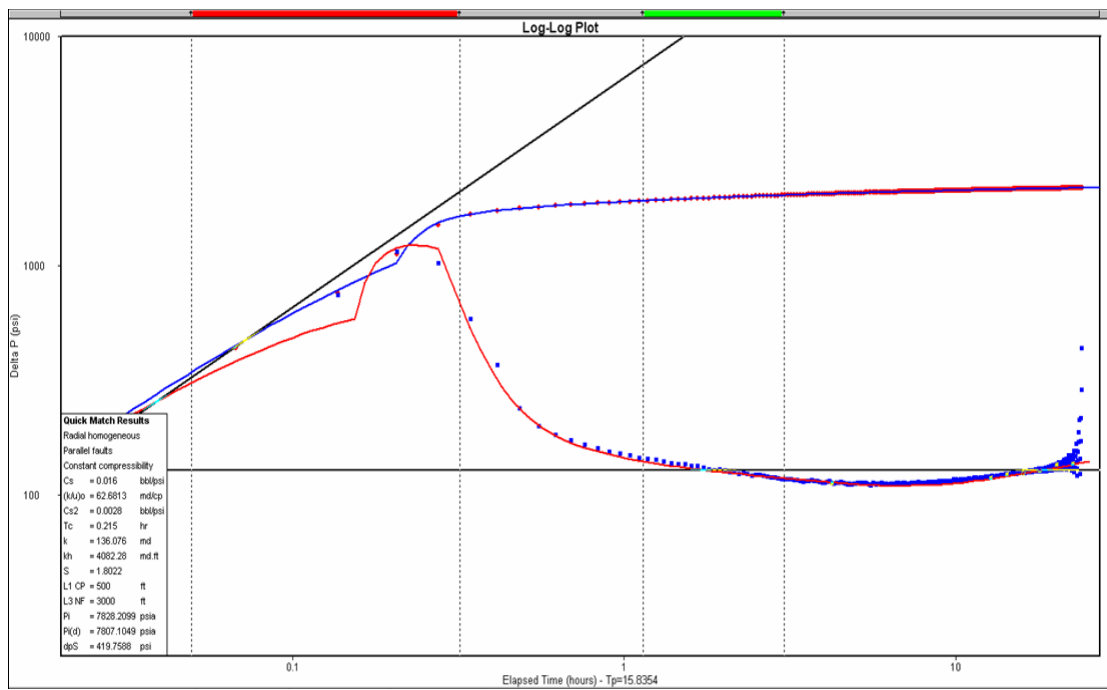


Fig. 5.11. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-493 Año 1997. Sánchez L. (2013).

La Figura 5.11 refleja el resultado del mejor ajuste realizado con las curvas tipo de la respuesta de presión del yacimiento y su derivada, el cual logró cotejar con un modelo para un yacimiento *Radial Homogéneo* con la existencia de *Fallas Paralelas*

como límites del área. Adicionalmente, los datos obtenidos durante la prueba presentaron un ajuste con efecto de almacenamiento variable, observándose en el tiempo inicial de la respuesta de presión.

El Anexo 3 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método Horner, debido al corto tiempo de producción que presenta el pozo en estudio. La Tabla 5.3 muestra los valores obtenidos luego del proceso de ajuste de la prueba.

Tabla 5.3. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-493 Año 1997.

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Fallas Paralelas
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,016
Permeabilidad, K(md)	136
Daño, S (adimensional)	1,8
Distancia a la falla, L1 PC (pies)	500
Distancia a la falla, L2 NF (pies)	3000
Presión de Yacimiento (lpca)	7828
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	7807

Nota: Sánchez L. (2013).

En el análisis e interpretación de la presente prueba, se determinó que para la fecha la presión promedio del yacimiento obtenida muestra una declinación de 900 lpca aproximadamente luego de iniciar su producción en 1996, mostrando que la medición se realizó correctamente ya que concuerda con el proceso de disminución que naturalmente presentan los pozos productores con el transcurso del tiempo. A su vez este resultado fue verificado en el archivo de presiones encontrándose también dentro del comportamiento de presión que describe el pozo en estudio (ver Figura 5.12).

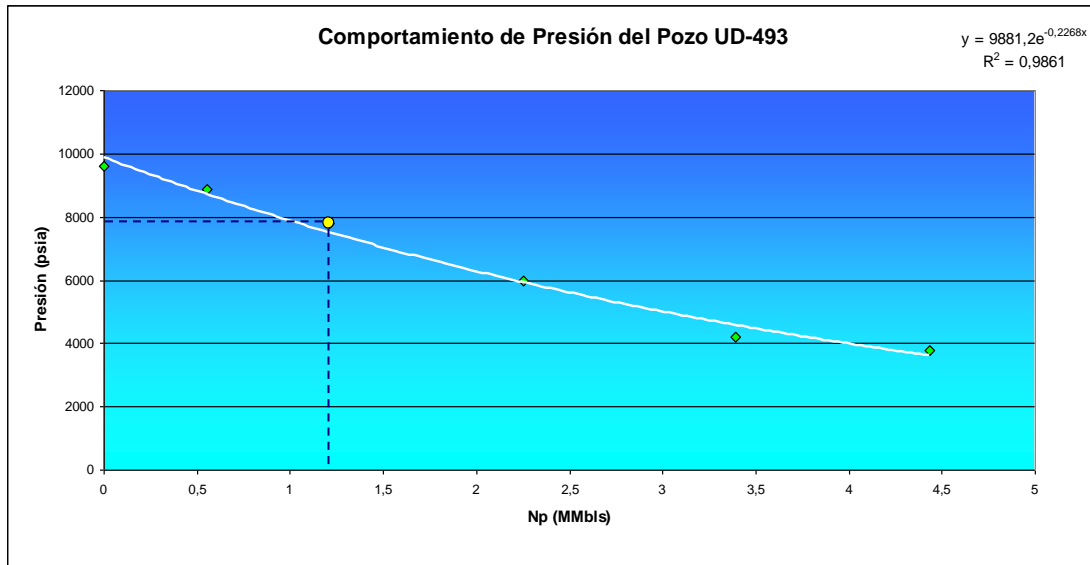


Fig. 5.12. Presión Vs Producción Acumulada UD-493 Año 1997. Sánchez L. (2013).

Relacionado con el valor de permeabilidad efectiva obtenido en la prueba de presión aplicada en el año 1997 al pozo UD-493 (136 mD), se observó que el mismo presentó una diferencia de 33% en comparación con la prueba del año 1996 cuya permeabilidad fue de 102 mD, además al ser comparado con el valor de permeabilidad observado en el reporte petrofísico (123 mD) se comprobó que efectivamente representan la permeabilidad efectiva promedio del yacimiento, presentando un 17% de diferencia entre ambos valores. En relación al efecto de daño obtenido, se determinó que para fecha en la que se aplicó la prueba la formación no se encontraba con un daño representativo gracias a una actividad de limpieza con *Coiled Tubing*, la cual fue realizada en el pozo antes de la aplicación de la prueba de presión.

La presente prueba logró ajustar con un modelo de borde representado por *fallas paralelas*, cuyas distancias al pozo son 500 pies y 3000 pies respectivamente. La falla a 3000 pies representa una de las principales fallas que genera compartimiento en el yacimiento en estudio localizado al nor.-este del pozo UD-493, la misma está representada a nivel estructural (Ver Figura 5.13). En cuanto a la falla a 500 pies, es una prolongación hacia el sur-este de una falla localizada el oeste del pozo (línea verde) cuyo salto es menor al espesor promedio del yacimiento, es decir, menor a 50

pies, por lo tanto permite el flujo de fluido a través de ella caracterizándose como un límite a presión constante. Este último límite fue observado a partir del horizonte de fallas en profundidad del yacimiento y con el uso de la sísmica (ver Figura 5.14)

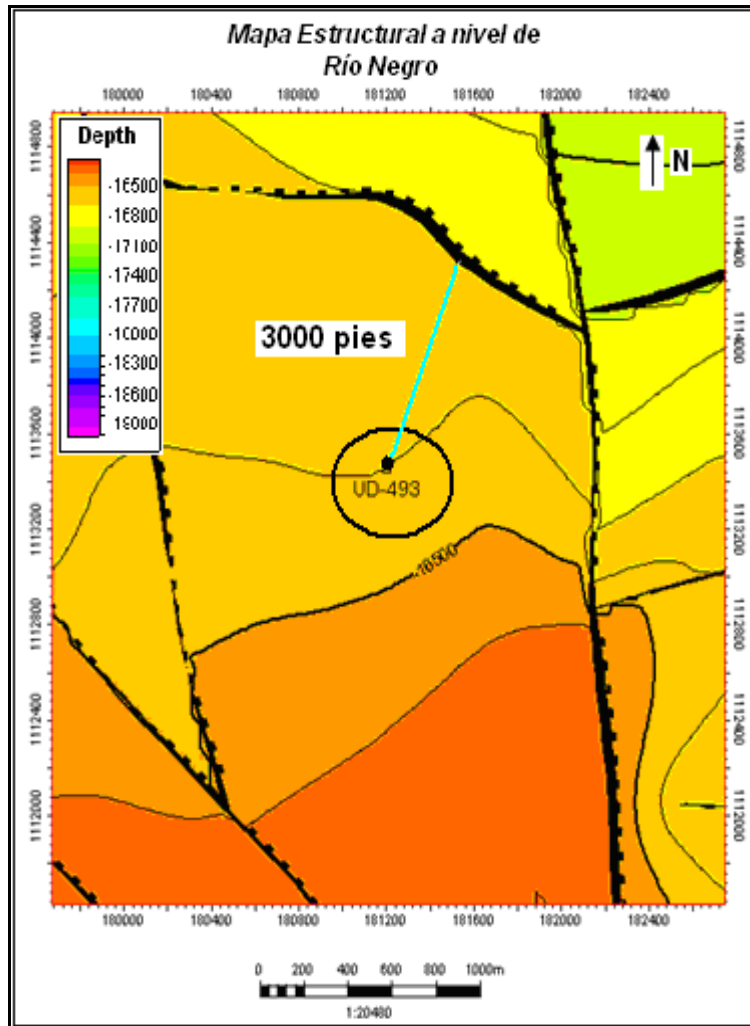


Fig. 5.13. Ubicación del pozo UD-493 (Mapa Estructural). Sánchez L. (2013).

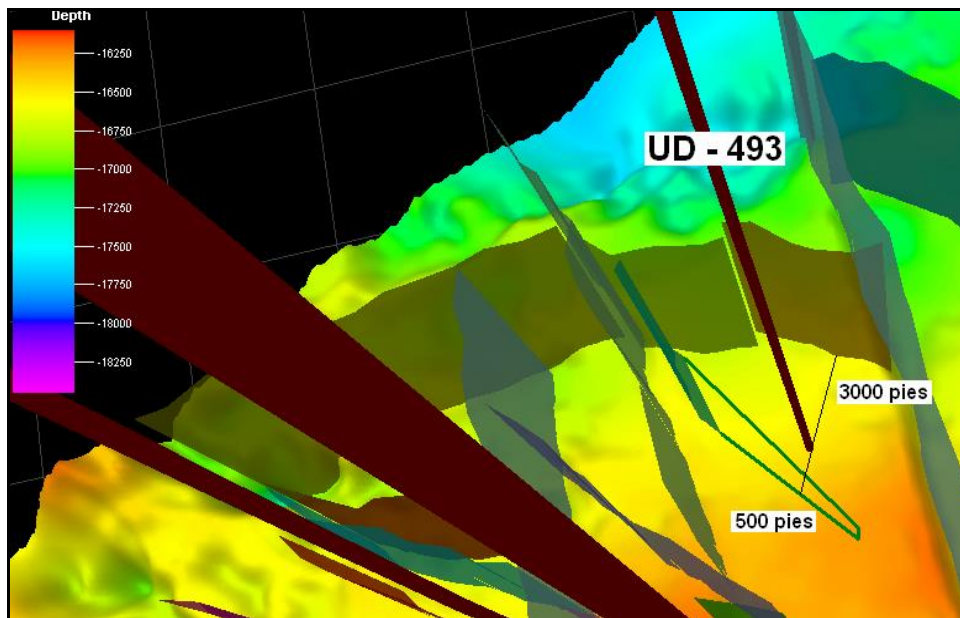


Fig. 5.14. Horizonte en profundidad del pozo UD-493. Sánchez L. (2013).

Pozo UD-572

El pozo UD-572 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro. Inició su producción en Julio de 1997 y desde entonces se ha adquirido data de presión en distintas ocasiones para el análisis de prueba de restauración de presión, a fin de monitorear continuamente la declinación de presión que presenta la cresta del yacimiento que es donde se localiza el pozo de interés, adicionalmente conocer el comportamiento de los parámetros de permeabilidad y daño de la formación.

Los datos de presión fueron recolectados desde finales del mes de Agosto hasta principios del mes de Septiembre de 2002. El resultado de la revisión y recopilación de los datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-572 para el cierre de Agosto de 2002, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 31 de Agosto de 2002
Formación Evaluada: Río Negro
Profundidad del Sensor (TVD): 12999 pies
Periodo de Cierre: 98 horas
Tasa de Flujo: 2825 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 33$ pies $\Phi = 0,12$
 $\beta_o = 1,234$ BY/BN $\mu_o = 1,449$ cP $C_t = 1,28 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹

La Figura 5.15 muestra gráficamente la respuesta reportada por el simulador de los datos de presión y producción versus el tiempo recolectados durante la aplicación de la prueba al pozo UD-572.

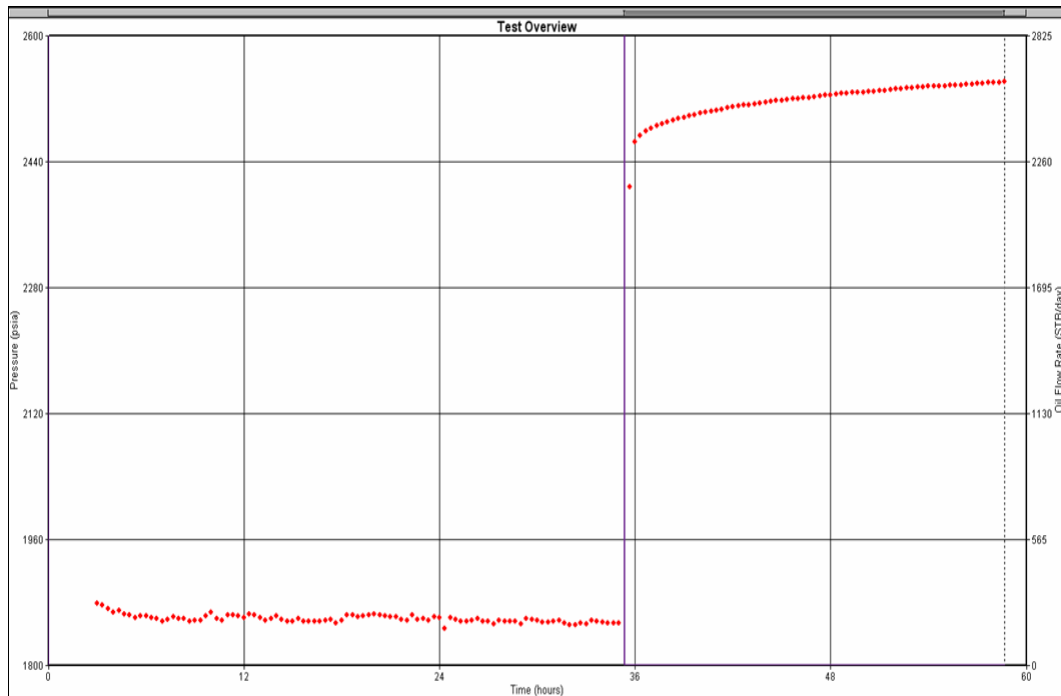


Fig. 5.15. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-572. Sánchez, L. 2013

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción y de presión, se realizó el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-572, el cual reportó muy buen ajuste con un modelo de *Yacimiento Homogéneo* con un modelo de borde representado por *tres Fallas de No Flujo* dispuestas en *Forma de U*, como se observa en la Figura 5.16.

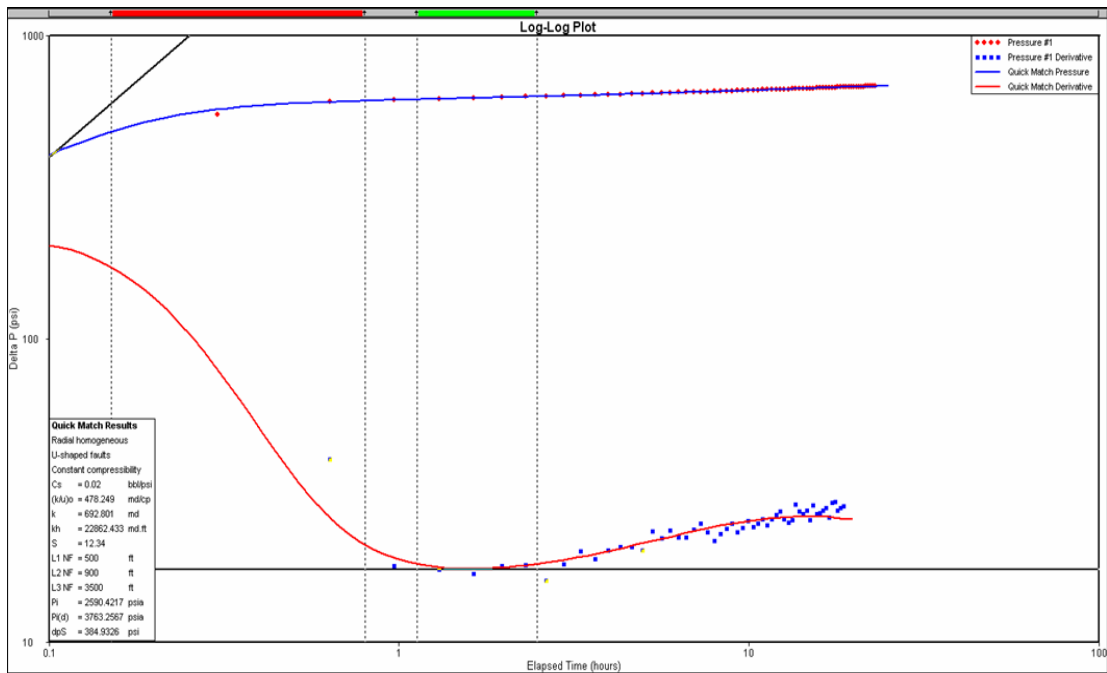


Fig. 5.16. Gráfico Log- Log del pozo UD-572. Sánchez, L. 2013

El Anexo 4 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método MDH, debido al largo tiempo de producción que presenta el pozo en estudio, además de estar localizado en una zona con presiones depletadas. En la tabla 5.4 se resume el valor de los diferentes parámetros evaluados en la actual prueba de presión.

Tabla 5.4. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-572

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Fallas en Forma de U
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,02
Permeabilidad, K(md)	693
Daño, S (adimensional)	12,34
Distancia a la falla, L1 NF (pies)	500
Distancia a la falla, L2 NF (pies)	900
Distancia a la falla, L3 NF (pies)	3500
Presión de Yacimiento (lpca)	2591
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	3763

Nota: Sánchez, L. 2013

En la interpretación de la prueba actualmente analizada la presión promedio al Datum (16500 pies) es de 3763 lpca, indicando que en cinco años de producción (desde 1997 hasta 2002) la presión en la cresta del yacimiento ha declinado 4000 lpca aproximadamente (desde 7627 lpca a 3763 lpca), además el valor de presión obtenido en la presente prueba se encuentra dentro del comportamiento de presión del pozo, tal como se observa en la Figura 5.17.

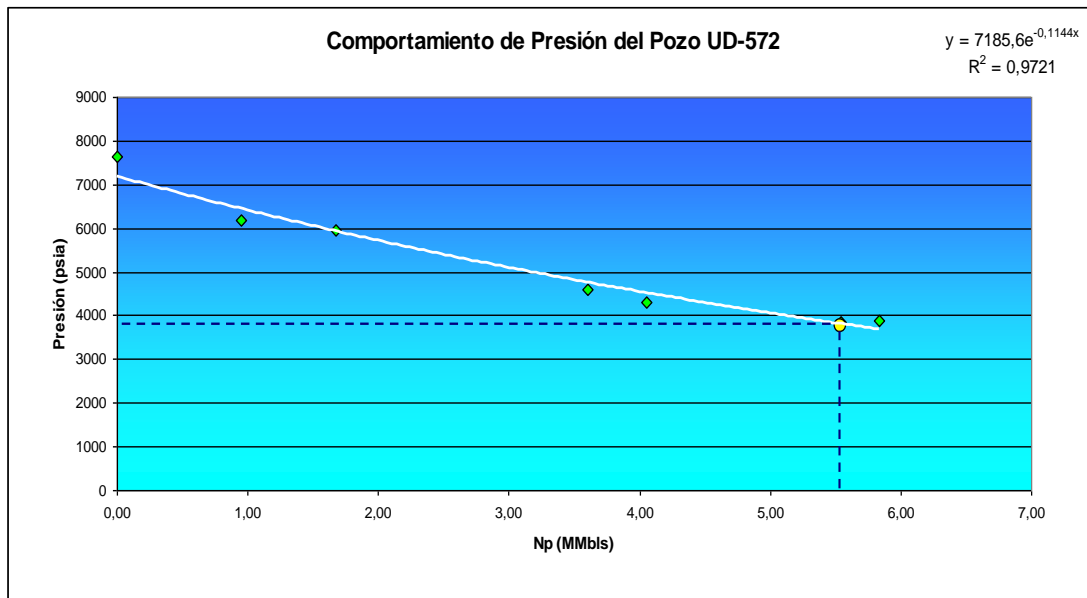


Fig. 5.17. Presión Vs Producción Acumulada UD-572. Sánchez L. (2013).

La permeabilidad efectiva determinada en el pozo UD-572 fue de 693 mD, encontrándose por encima del valor de permeabilidad observada en el registro petrofísico (119 mD), sin embargo, el valor obtenido en la prueba de presión se ubica dentro del rango de las permeabilidades que se obtuvieron en otras pruebas de presión aplicadas a dicho pozo (Ver Tabla 5.5), además estos valores de permeabilidad son respaldados o justifican las altas tasas de producción (tasas de hasta 4000 bbls/d) que ha presentado el pozo a lo largo de su vida productiva.

Tabla 5.5. Permeabilidades Efectivas a partir de pruebas Build Up del pozo UD-572.

Fecha de Pruebas Buid Up	Permeabilidad Efectiva (K) (mD)
Febrero 1998	782
Enero 1999	781
Febrero 2001	785

Nota: *Sánchez L. 2013*

En relación al valor de daño (12.34) obtenido para el pozo UD-572, luego del análisis en la presente prueba, se puede inferir que está asociado al daño progresivo presente en el pozo luego de un fracturamiento realizado en años anteriores, según lo descrito en el archivo o histórico del pozo en estudio. En relación al modelo de borde ajustado, la prueba logró determinar la presencia de tres límites en el área, identificadas por una serie de fallas impermeables dispuestas en forma de U, de las cuales las distancias de dos de estas tres fallas son bastante similares a las visualizadas a nivel estructural (L1=500pies y L3=3500 pies) (ver Figura 5.18).

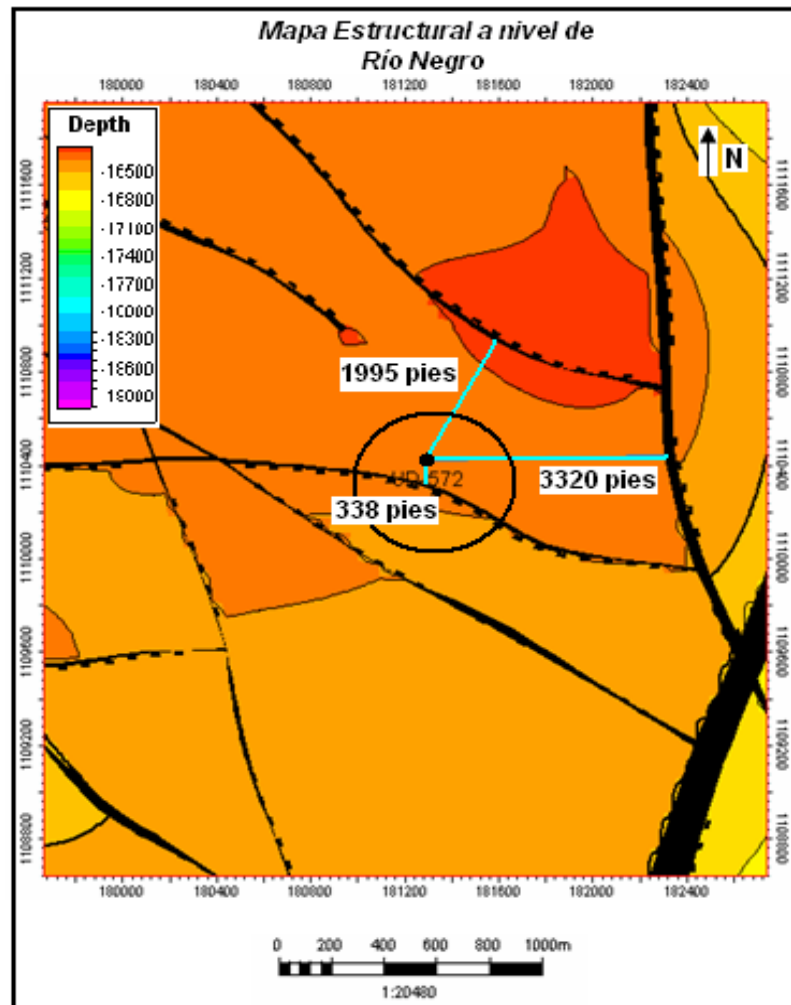


Fig. 5.18. Localización del pozo UD-572

Sin embargo, se revisó de forma detallada el horizonte en profundidad de la fallas (arriba) en conjunto con la sísmica (abajo) y se encontró la presencia de una falla que se encuentra aproximadamente a 1000 pies de distancia del pozo UD-572 con un salto de 100 pies, este salto es mayor al espesor promedio del yacimiento (entre 50 pies y 70 pies) por lo que se puede inferir que la falla detectada por la prueba de presión a 900 pies es efectivamente la observada en sísmica y se caracteriza por ser impermeable o de No Flujo (Ver Figura 5.19).

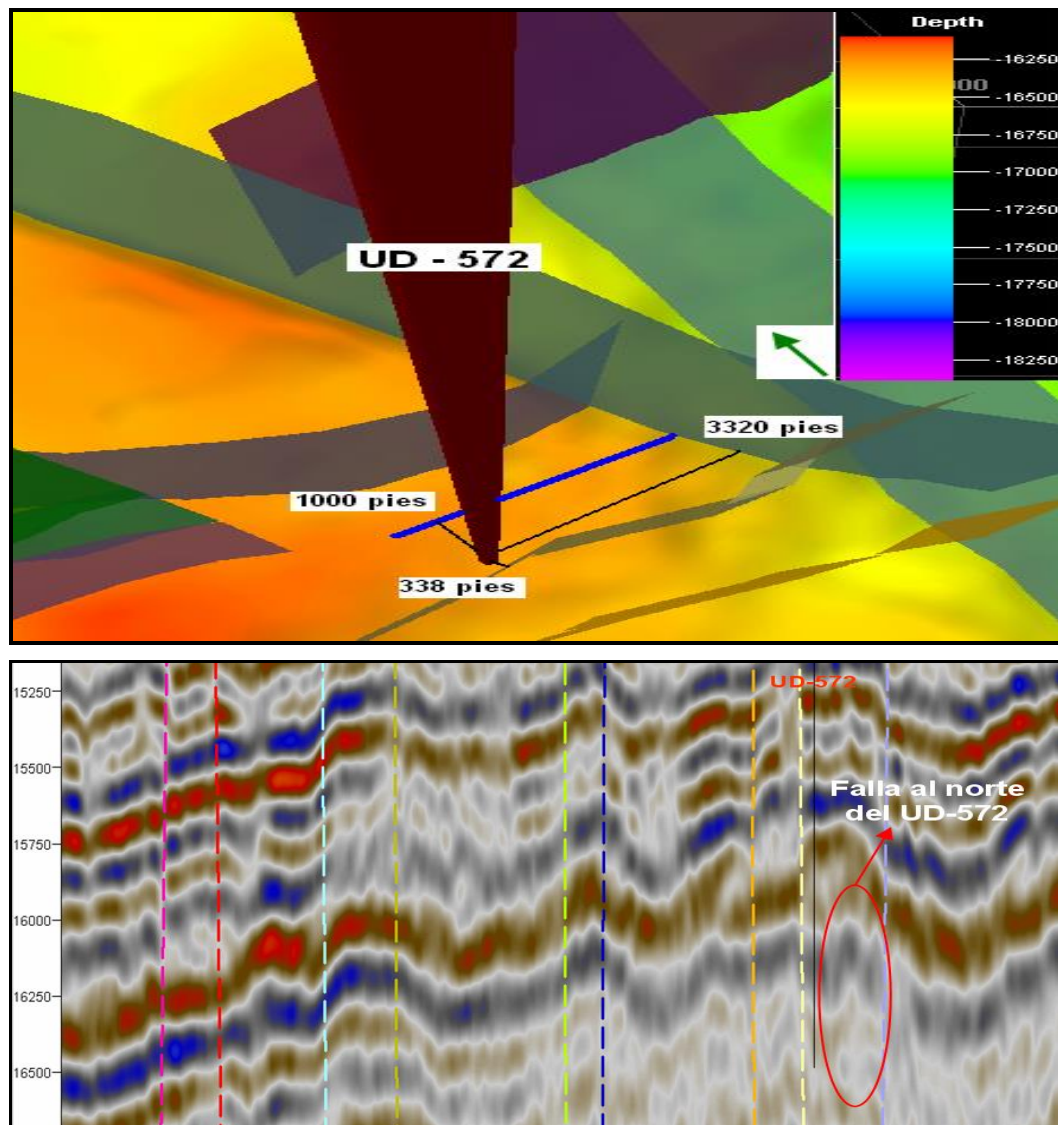


Fig. 5.19. Horizonte en profundidad (arriba) y sísmica (abajo) del pozo UD-572. Sánchez L. (2013)

Bloque IC.

Pozo UD-502

El UD-502 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro. Inició su producción en Mayo de 1996 y desde entonces se han adquirido data de presión para análisis de prueba de restauración de presión con la finalidad de describir y monitorear el pozo a fin de conocer la efectividad de las distintas intervenciones (Skin Frac y Acidificación Matricial) que se han realizado en el

mismo. Del total de pruebas se analizó las pruebas de presión aplicadas en Julio de 1996 y Abril 2006 respectivamente.

Prueba de restauración de Presión de Julio de 1996

Los datos de presión recolectados fueron tomados a mediados del mes de Julio de 1996 y representa la primera prueba aplicada al UD-502, se realizó con el objetivo de caracterizar los parámetros de la formación asociada al pozo en estudio. El resultado de la revisión y recopilación de los datos necesarios para analizar la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-502 para el cierre de Julio de 1996, son presentados a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 21 de Julio 1996

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 16252 pies

Tiempo de Prueba: 20 horas

Tasa de Flujo: 3682 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 37$ pies $\Phi = 0,13$

$\beta_o = 1,1853$ BY/BN $\mu_o = 2,135$ cP $C_t = 1,94 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹

Con toda la información asociada a las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba del pozo UD-502, en el cual los datos de presión y tasa recolectados son presentados versus el tiempo en el que transcurrió la prueba por el simulador en un gráfico cartesiano (ver Figura 5.20).

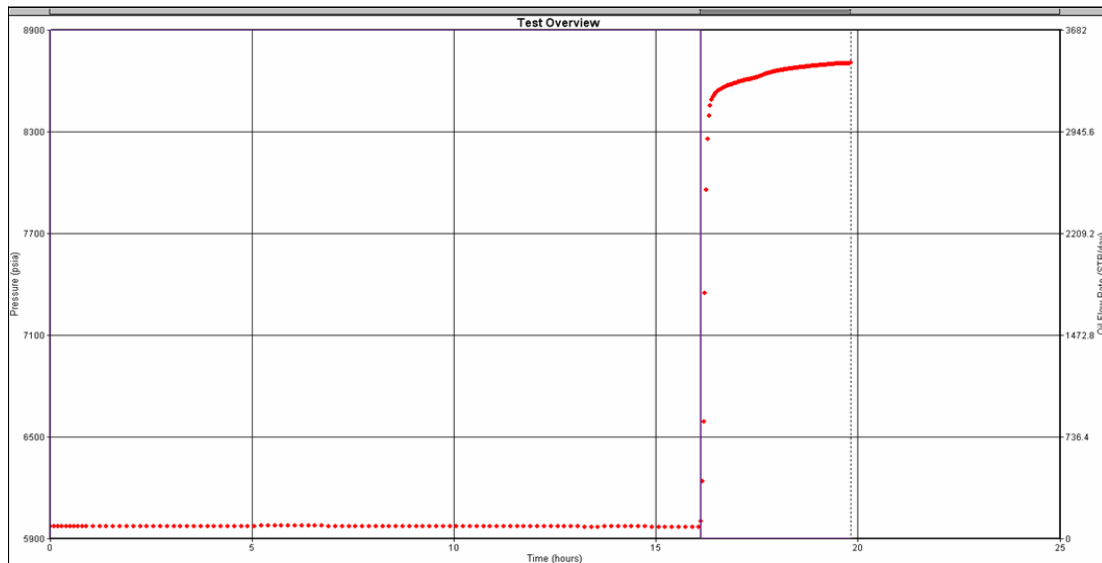


Fig. 5.20. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-502 Año 1996. Sánchez L. (2013).

La figura 5.21 refleja el mejor ajuste con el uso de las curvas tipo para la respuesta de presión y su derivada, el mismo se encuentra representado por un modelo ajustado a un yacimiento *Radial Homogéneo* con un modelo de borde representado por *fallas paralelas*.

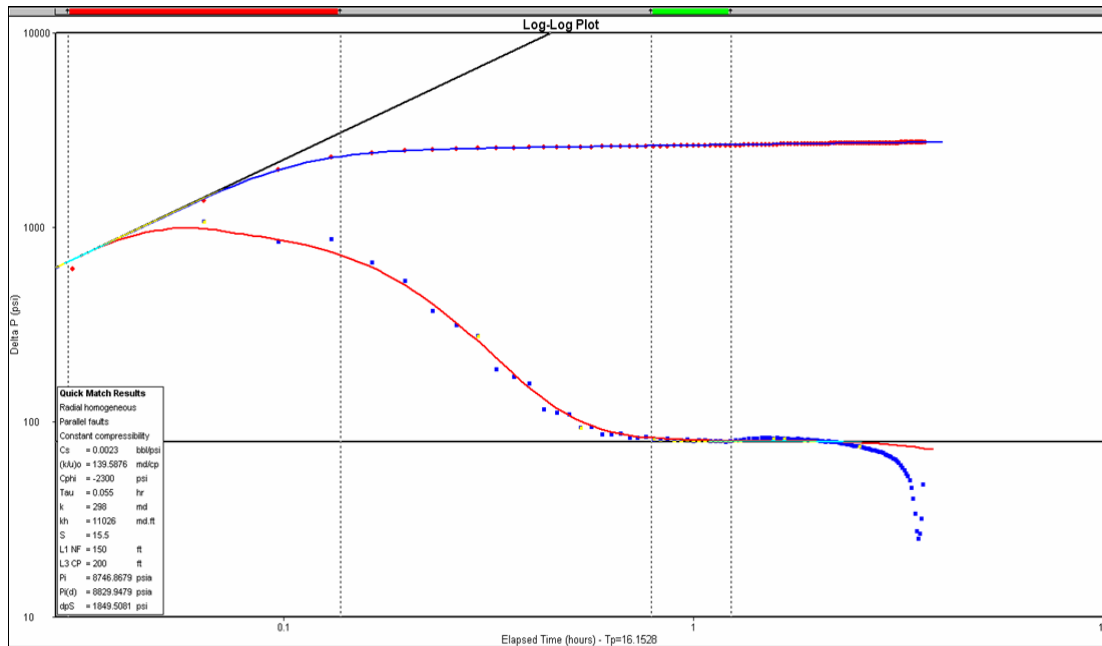


Fig. 5.21. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-502 Año 1996. Sánchez L. (2013).

El Anexo 5 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método Horner, debido al corto tiempo de producción que presenta el pozo en estudio. La tabla 5.6 resume los valores obtenidos luego del ajuste e interpretación de la presente prueba.

Tabla 5.6. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-502 Año 1996

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Fallas Paralelas
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,0023
Permeabilidad, K(md)	298
Daño, S (adimensional)	16
Distancia a la falla, L1 NF (pies)	150
Distancia a la falla, L2 PC (pies)	200
Presión de Yacimiento (lpca)	8747
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	8830

Nota: Sánchez, L. 2013

En el análisis de la presenta prueba se encontró que la presión obtenida a la profundidad al Datum (16500 pies) es de 8830 lpca, la cual refleja los niveles de presión iniciales del yacimiento en estudio, adicionalmente se comprobó que se encuentra dentro del comportamiento de presión del pozo (Ver Figura 5.22)

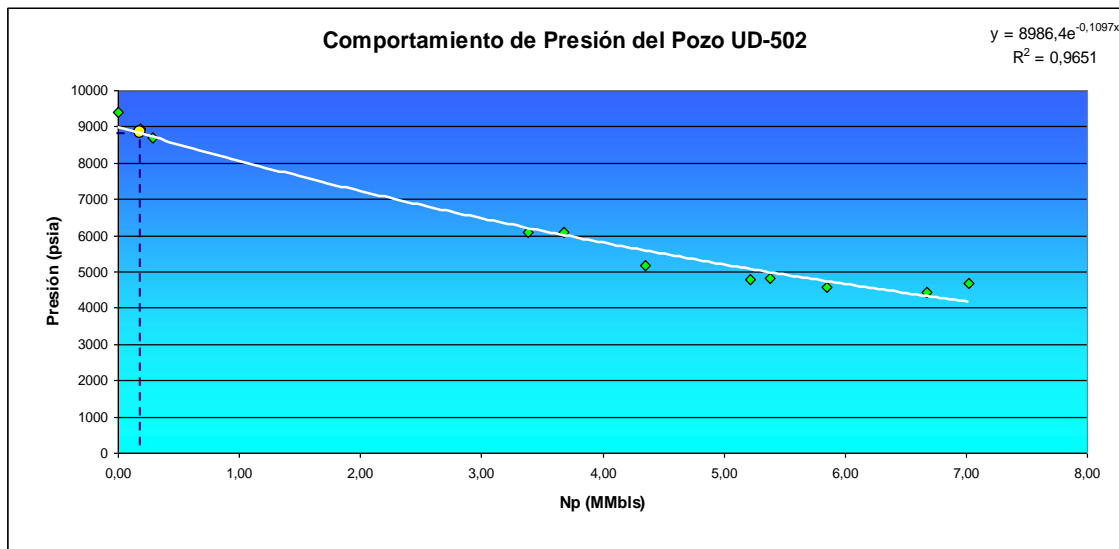


Fig. 5.22. Presión Vs Producción Acumulada UD-502. Sánchez L. (2013).

En relación a la permeabilidad efectiva obtenida en el pozo UD-502 a partir de la prueba de restauración de presión se determinó que el área de drenaje posee una capacidad promedio de flujo hacia el pozo (298 mD), este valor fue comparado con el valor de permeabilidad reportado en el registro petrofísico, el cual presentó un valor de 279 mD, observándose gran similitud entre las permeabilidades, por lo tanto ambos valores representan la permeabilidad efectiva promedio de la cresta del yacimiento, a su vez están estrechamente relacionado con la alta producción que presenta el pozo (4200 bbls/d – 3700 bbls/d). Por otro lado se determinó que el pozo comenzó su producción con un efecto de daño asociado, causado por la pérdida de 30 bbls de lechada desplazada a la formación a una profundidad de 16539 pies aproximadamente, durante el proceso de cementación del pozo.

La prueba logró un ajuste con un modelo de límite representado por fallas paralelas específicamente a 150 pies y 200 pies de distancia al pozo, a nivel estructural estas fallas no se visualizaron, por lo tanto, se hizo una evaluación similar a la realizada al pozo UD-493, se revisó el horizonte de las fallas en profundidad y el modelo sísmico del área cercana al pozo UD-502, sin embargo no se encontró límites a distancias tan cercanas, es por esta razón que el comportamiento caracterizado en la respuesta de la prueba se puede atribuir a la precisión en las mediciones registradas por el sensor durante el desarrollo de la prueba, adicionalmente el tiempo de restauración fue bastante corto soportando probablemente que no se haya detectado las fallas principales más cercanas al pozo UD-502 (Ver Figura 5.23)

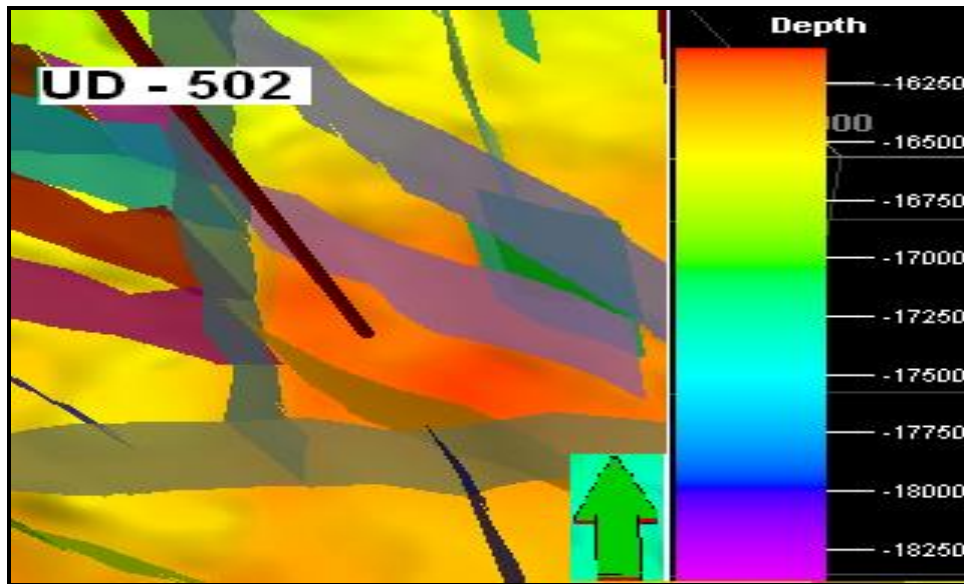


Fig. 5.23. Horizonte en profundidad del pozo UD-502. Sánchez L. (2013).

Prueba de restauración de Presión de Abril de 2006

Los datos de presión utilizados para el análisis fueron recolectados a mediados del mes de Abril de 2006, con la finalidad de monitorear el comportamiento de los parámetros de formación producto de la producción del pozo. El resultado de la revisión y recopilación de datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-502 para esta fecha, se detallan a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 10 de Abril de 2006

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 12631pies

Tiempo de la Prueba: 64 horas

Tasa de Flujo: 766 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 37$ pies $\Phi = 0,13$
 $\beta_o = 1,1853$ BY/BN $\mu_o = 2,135$ cP $C_t = 1,94 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-502. En la Figura 5.24 se observan los datos de presión, tasa y tiempo recolectados durante la prueba, presentados por el simulador en un gráfico de presión y tasa versus tiempo.

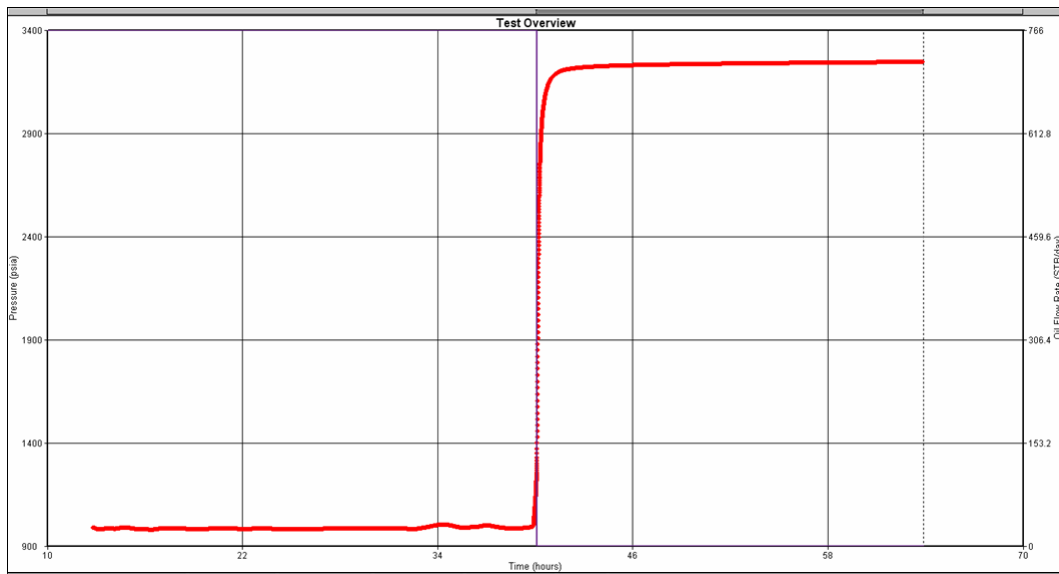


Figura 5.24. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-502 Año 2006. Sánchez, L. 2013

La Figura 5.25 muestra el resultado del mejor ajuste realizado con las curvas tipo de la respuesta de presión del yacimiento y su derivada, el cual logró cotejar con un modelo para un Yacimiento *Radial Homogéneo* y con un modelo de borde identificado por una *Falla Sencilla* como límite del área. La Tabla 5.7 muestra los valores obtenidos luego del proceso de ajuste de la prueba.

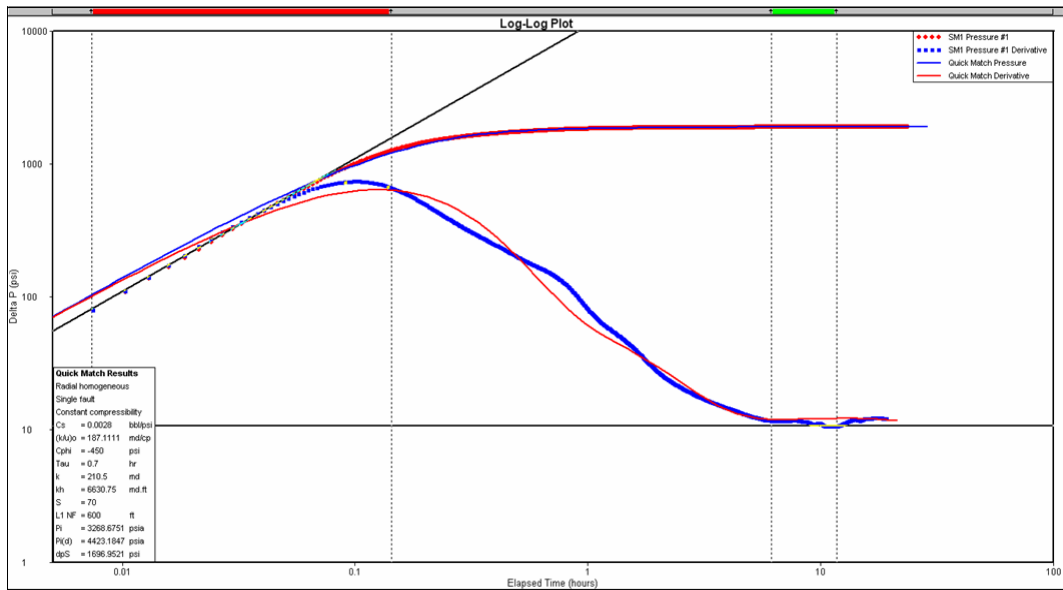


Fig. 5.25. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-502 Año 2006. Sánchez, L 2013

El Anexo 6 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método MDH, debido al largo tiempo de producción que presenta el pozo en estudio, además se encuentra localizado en la cresta del yacimiento RNG UD-106 considerada como una zona depletada.

Tabla 5.7. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-502 Año 2006

Modelo del Pozo/Yacimiento	Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Una Falla
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,0028
Permeabilidad, K(md)	211
Daño, S (adimensional)	70
Distancia a la falla, L1 NF (pies)	600
Presión de Yacimiento (lpca)	3269
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	4423

Nota: Sánchez, L. 2013

Al analizar la respuesta de la presente prueba se encontró que la presión promedio del yacimiento ha declinado aproximadamente a la mitad de la presión con la que el pozo inició su producción hace diez años (1996), es decir, en 10 años de producción la

presión declinó de 8830 a 4423 lpca. Además se observó que el valor de presión obtenido en la prueba se encuentra dentro del comportamiento de presión con respecto a la producción acumulada que presenta el pozo UD-502 (ver Figura 5.26).

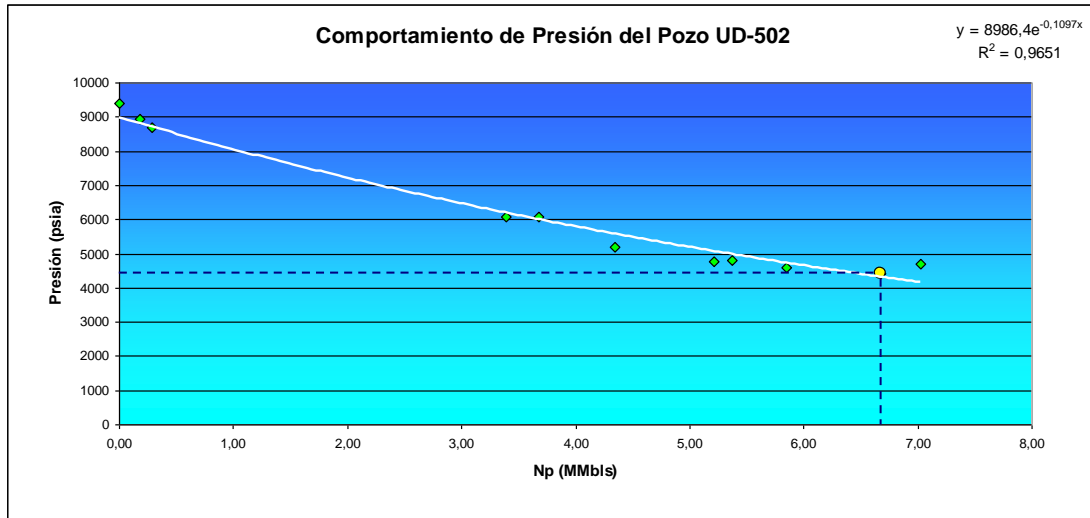


Fig. 5.26. Presión Vs Producción Acumulada UD-502. Sánchez L. (2013).

Adicionalmente, se observó que la permeabilidad efectiva del pozo UD-502 determinada en la presente prueba de presión (211 mD) no ha disminuido de manera representativa desde la prueba de presión aplicada en el año 1996 donde se obtuvo una permeabilidad efectiva de 298 mD, adicionalmente se comparó con la permeabilidad observada en los registros petrofísicos (279 mD), permitiendo inferir que a lo largo del tiempo el pozo ha mantenido la permeabilidad promedio de la cresta del yacimiento.

El alto valor de daño determinado en la interpretación realizada a la presente prueba de presión está relacionado con la presencia de bauxita en el fondo del pozo, este elemento representa al material apuntalante utilizado para mantener abiertas las fracturas realizadas en la arena productora, en años anteriores a la fecha en que se aplicó la prueba de presión, el cual con el proceso de producción en el tiempo fue arrastrada hasta el fondo del pozo tapando 8 pies del intervalo total cañoneado (total

de pies cañoneados 50 pies), esta información fue obtenida a partir del histórico del pozo.

El tiempo transcurrido por la prueba aplicada al UD-502 permitió detectar el efecto de una falla como límite del área de investigación a una distancia aproximada de 600 pies medida desde el pozo, identificándose a nivel estructural (arriba) y en el horizonte de fallas en profundidad (abajo), como la falla más cercana al pozo en estudio, localizada al Nor-Este del mismo, cuya distancia vista en el mapa estructural y en el horizonte en profundidad del yacimiento RNG UD-106 es de 686 pies aproximadamente (ver Figura 5.27 y Figura 5.28).

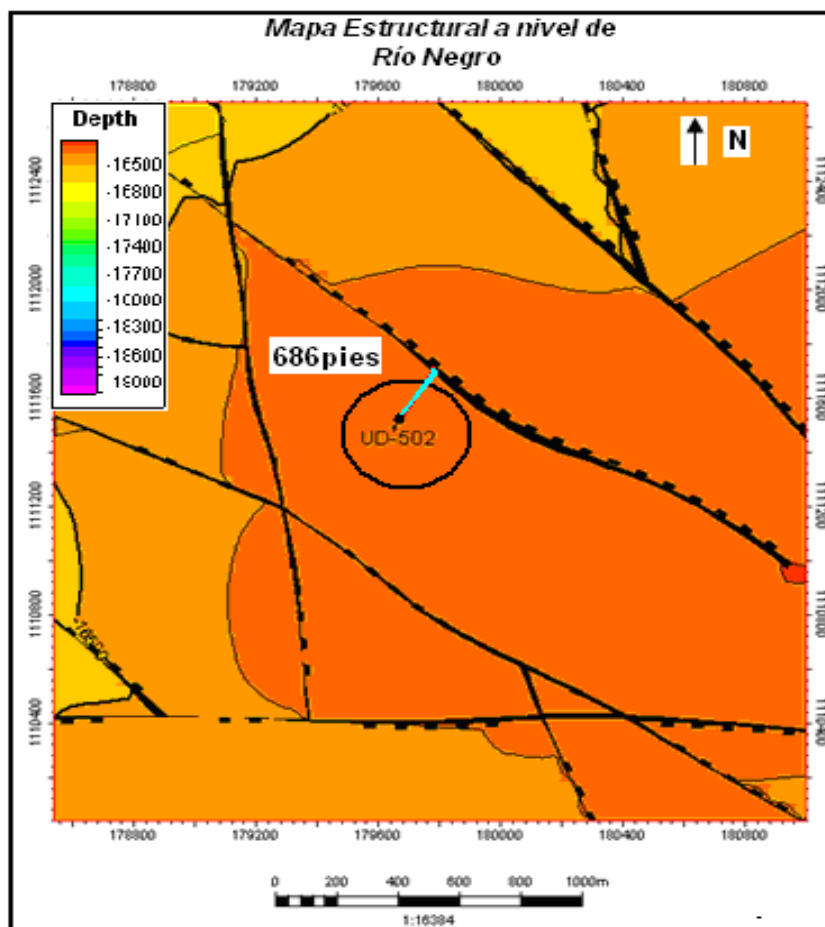


Fig. 5.27. Ubicación del pozo UD-502, mapa estructural. Sánchez, L. 2013

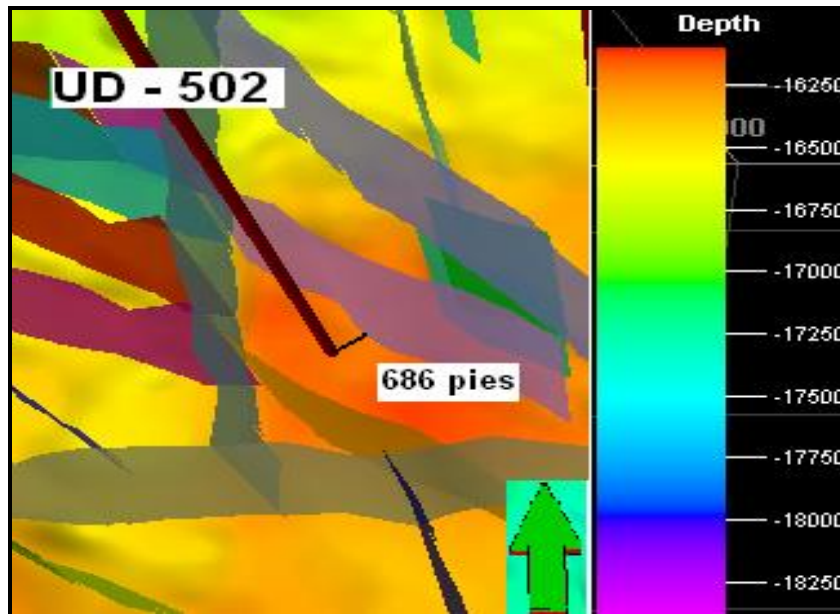


Fig. 5.28. Ubicación del pozo UD-502, horizonte en profundidad. Sánchez, L. 2013

Bloque III

Pozo UD-185

El pozo UD-185 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro. Inició su producción en Noviembre de 1982 y desde entonces se ha adquirido data de presión para el análisis de prueba de restauración de presión con la finalidad de evaluar la efectividad de trabajos de remoción de daño realizados en el pozo, además de monitorear el comportamiento de la presión y de la permeabilidad del yacimiento. Los datos de presión recolectados datan desde inicio hasta mediado del mes de Septiembre del 2000. El resultado de la revisión y recopilación de datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-185 para la presente fecha, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 03 de Septiembre de 2000

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 13124 pies

Tiempo de la Prueba: 127 horas

Tasa de Flujo: 747 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,23$ pies $h_{neto} = 10$ pies $\Phi = 0,14$

$\beta_o = 1,198$ BY/BN $\mu_o = 1,401$ cP $C_t = 1,27 \cdot 10^{-5}$ psi^{-1}

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-185, en el cual los datos de presión y tasa recolectados son presentados versus el tiempo en un gráfico cartesiano, tal como se observa en la Figura 5.29.

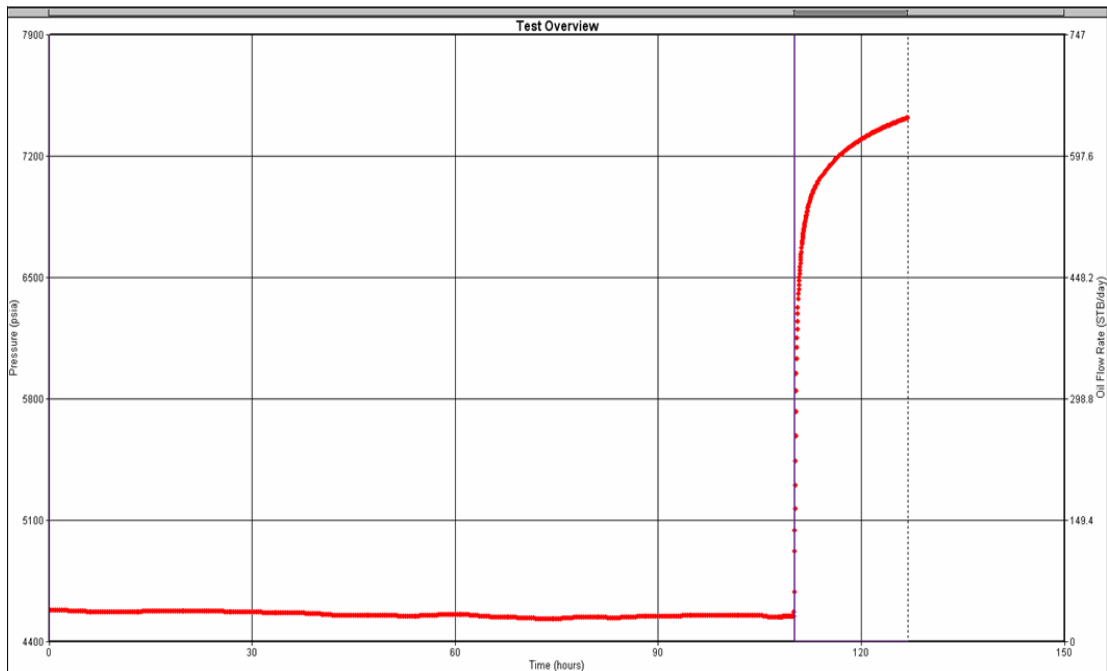


Fig. 5.29. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-185. Sánchez L. (2013).

En la Figura 5.30 se puede apreciar el ajuste realizado con las curvas tipos en un gráfico Log-Log para la respuesta de presión adquirida y su derivada, la cual presentó como mejor ajuste un modelo de *Yacimiento Homogéneo* con la presencia de una *Falla de No Flujo* como límite del área.

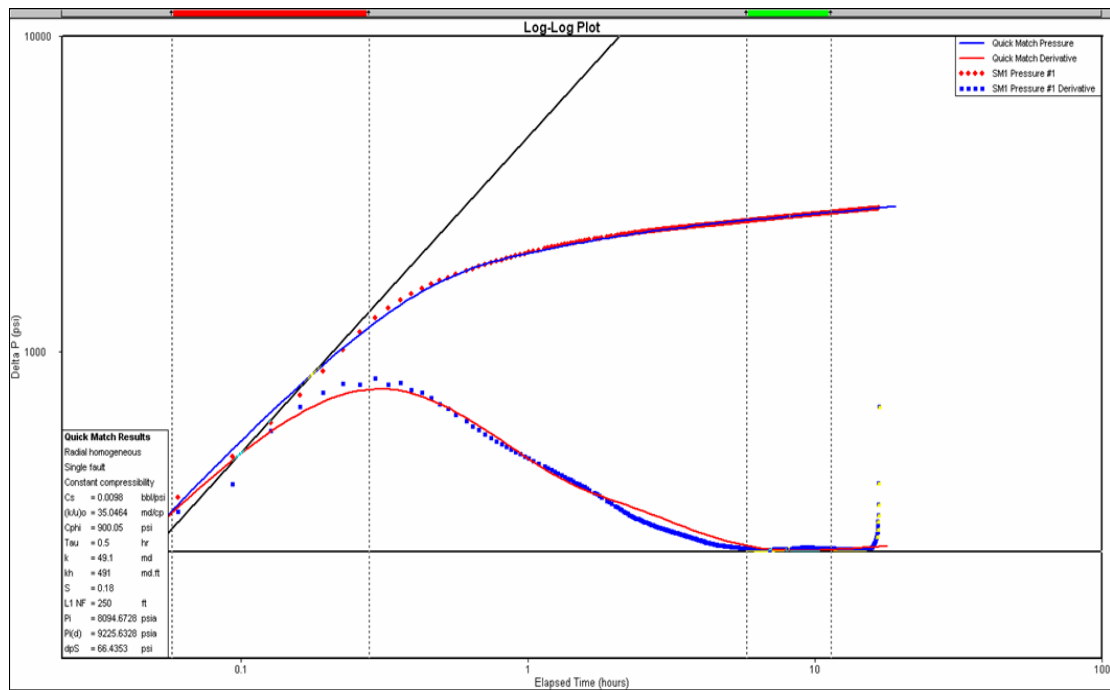


Fig. 5.30. Respuesta de la Derivada de Presión del pozo UD-185. Sánchez L. (2013).

El Anexo 7 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método MDH, debido al largo tiempo de producción que presenta el pozo en estudio. Del análisis e interpretación realizada a la prueba de restauración de presión tomada al pozo UD-185, se obtuvieron los siguientes resultados (Ver Tabla 5.8).

Tabla 5.2. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-185

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Un falla
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,0098
Permeabilidad, K(md)	49

Cont. Tabla 5.2

Daño, S (adimensional)	0,18
Distancia a la falla, L1 NF (pies)	250
Presión de Yacimiento (lpca)	8095
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	9226

Nota: Sánchez L. (2013).

La respuesta de presión obtenida en la prueba arrojó un valor de presión de yacimiento de 9226 lpca a un Datum de 16500 pies, la presión fue validada a partir del comportamiento de presión versus producción acumulada (Np) del pozo UD-185, observándose que eventualmente las presiones de este pozo presentan pequeñas restauraciones debido a la baja explotación de crudo que presenta el bloque donde se localiza el pozo en estudio (Ver Figura 5.31).

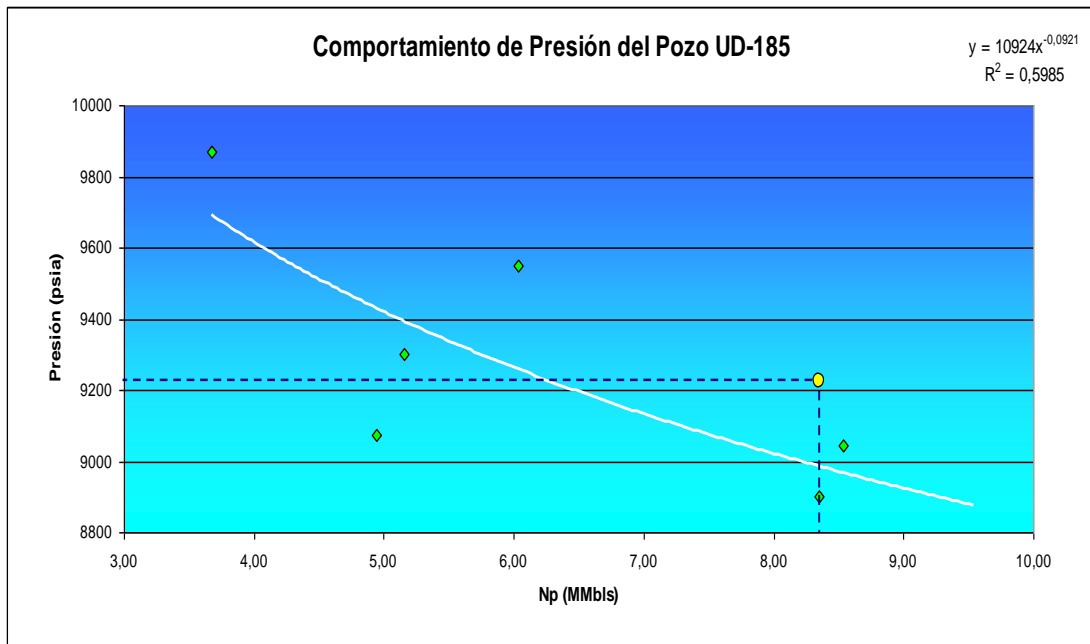


Fig. 5.31. Presión Vs Producción Acumulada UD-185. Sánchez L. (2013).

En relación a la permeabilidad obtenida de la prueba de presión del pozo UD-185 (49 mD), se determinó que es mucho más baja en comparación con la permeabilidad observada en el modelo petrofísico del yacimiento (407 mD), esto se puede atribuir a la diferencia en tiempo en que ambos valores fueron adquiridos, el registro petrofísico

se obtuvo en 1982, año en el cual el pozo inicio su producción, y la prueba fue aplicada 18 años después, por lo que el valor obtenido durante la prueba de presión refleja el resultado del proceso de arrastre de sedimentos debido a la producción a lo largo de los años, que en consecuencia taponan las gargantas porales disminuyendo dicha permeabilidad. Por otro lado, se encontró que el pozo UD-185 presenta un valor de daño muy cercano a cero, el cual está asociado a una limpieza de asfaltenos realizada en el pozo previo a la aplicación de la prueba de restauración de presión, evidenciada en el histórico del pozo.

Adicionalmente, la prueba logró alcanzar un límite en el área, el cual de acuerdo al cotejo de la prueba de presión la distancia del pozo a la falla obtuvo un valor de 250 pies, la misma no se observó a nivel estructural, ya que la falla principal más cercana se encuentra a 3760 (ver Figura 5.32). Sin embargo, se realizó una revisión más detallada a través de la sísmica y del horizonte de las fallas en profundidad y efectivamente se comprobó la existencia de fallas con un salto de 100 pies aproximadamente, la cual representa un plano de ajuste de las fallas principales y se localizan aproximadamente a 400 pies del pozo en estudio (Ver Figura 5.33), estas fallas no se visualizaron a nivel estructural debido a que la resolución de la sísmica de los saltos de las fallas a nivel del yacimiento RNG UD-106 (16500-17000 pies) se encuentran en el orden de 150 pies.

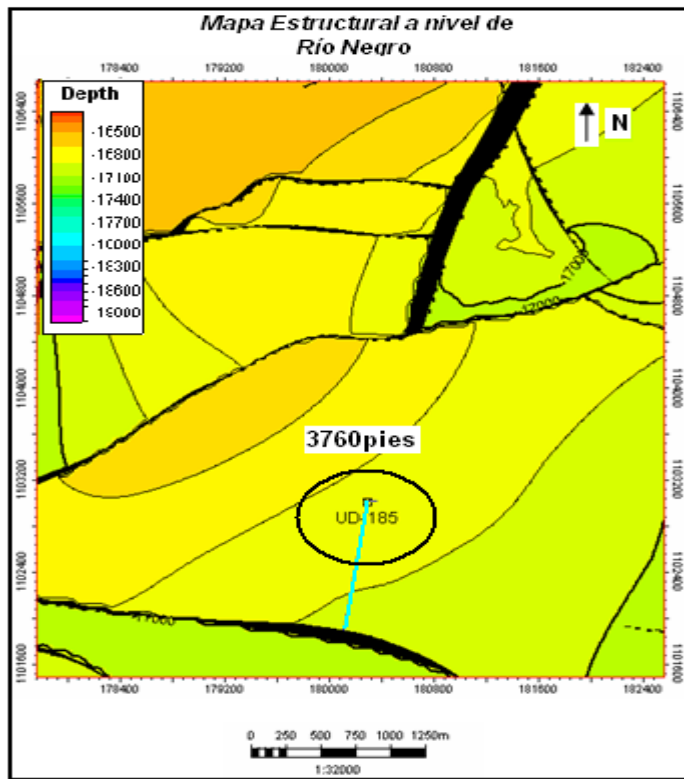


Fig. 5.32. Ubicación del pozo UD-185, Mapa estructural Sánchez L. 2013

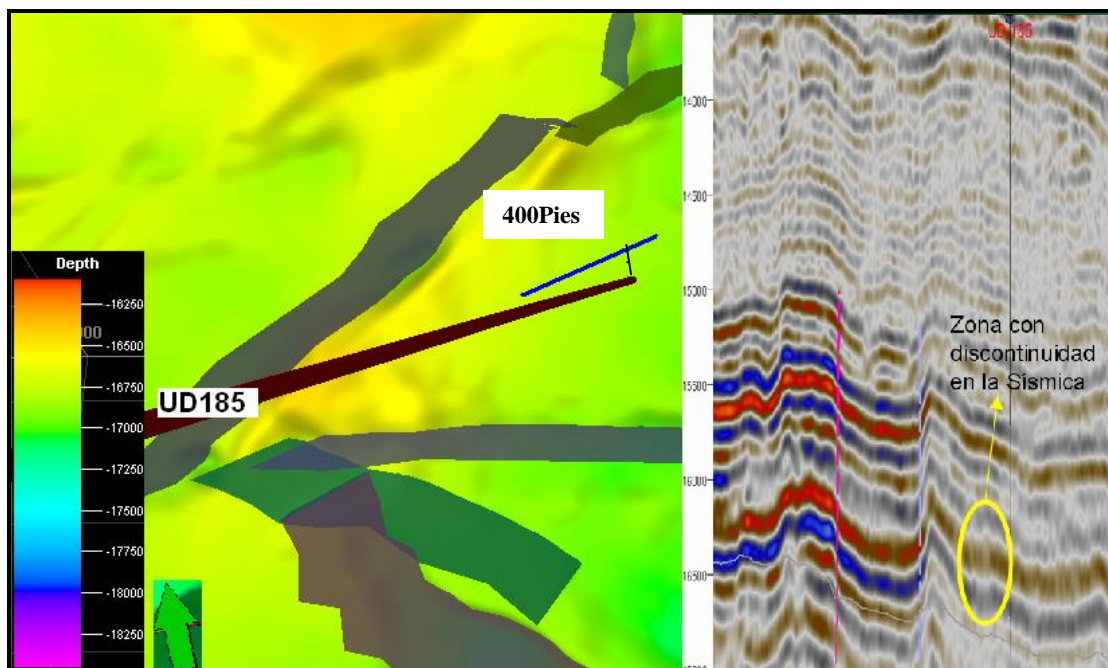


Fig. 5.33. Horizonte de las fallas en profundidad y sísmica del pozo UD-185. Sánchez L. (2013)

Pozo UD-605

El pozo UD-605 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro e inició su producción en Enero del 1998. Los datos de presión fueron recolectados para finales de ese mismo mes y se obtuvieron con el propósito de estimar y/o caracterizar la presión del yacimiento, la permeabilidad y el daño con los que el pozo comenzó a producir.

El resultado de la revisión y recopilación de los datos necesarios para lograr de manera efectiva el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-605, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 27 de Enero de 1998

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 16833 pies

Periodo de Cierre: 46 horas

Tasa de Flujo: 730 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 30$ pies $\Phi = 0,12$

$\beta_o = 1,328$ BY/BN $\mu_o = 1,065$ cP $C_t = 1,26 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-605, en el cual los datos de presión, tasa y tiempo recolectados son presentados por el simulador en un gráfico cartesiano de presión y tasa versus tiempo (ver Figura 5.34).

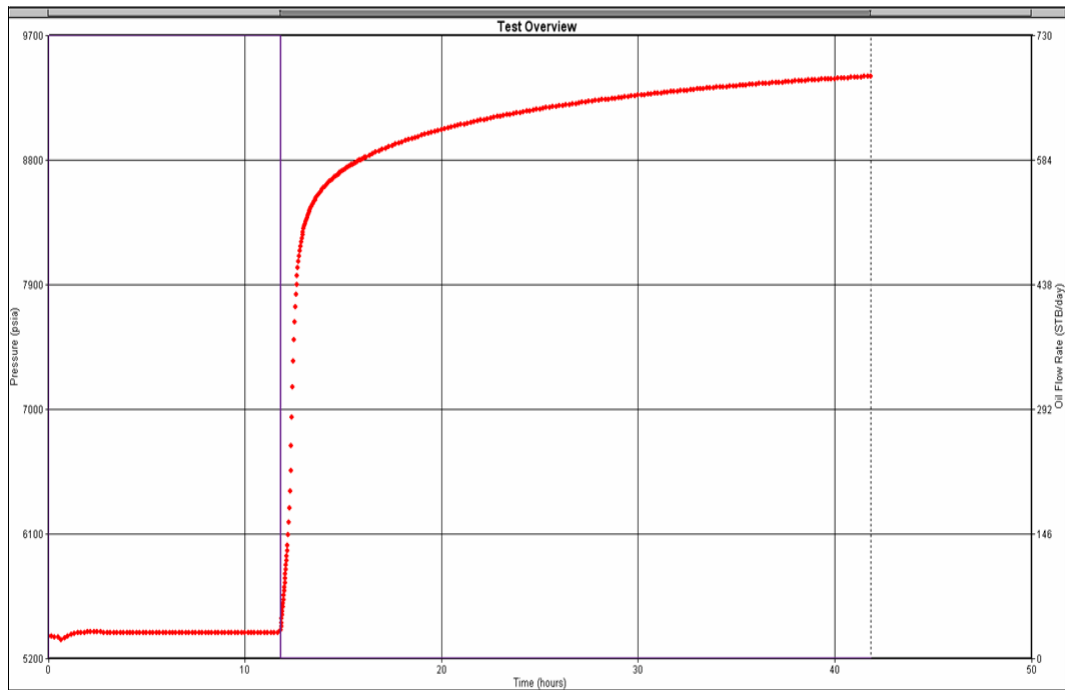


Fig. 5.34. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-605. Sánchez, L 2013.

Para la respuesta de la primera prueba de restauración de presión aplicada al pozo UD-605 se logró un excelente cotejo con un modelo representado por un *Yacimiento Radial Homogéneo* el cual se encontró limitado con un *Sistema Cerrado* como modelo de borde o barrera. La Figura 5.35 muestra un gráfico Log-Log del comportamiento de la respuesta de presión y su derivada incluyendo el resultado del ajuste realizado con las curvas tipo.

En esta figura se puede visualizar el comportamiento de almacenamiento variable en el pozo (sección correspondiente a la barra roja), ésta respuesta se relaciona directamente con la localización del sensor, ya que el mismo se encuentra solo a 100 pies por encima de las perforaciones, haciendo que el mismo presente alta sensibilidad en el momento en que registró la data de presión y en consecuencia el proceso de almacenamiento decreciente que ocurre típicamente en un pozo cerrado se registró con gran facilidad.

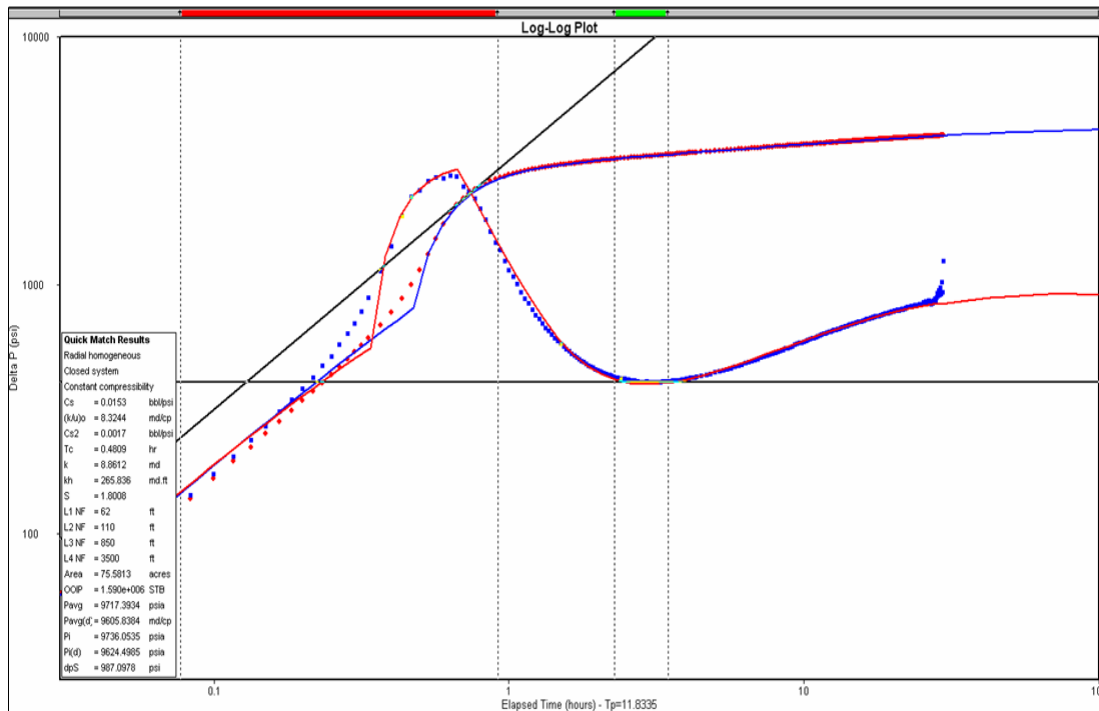


Fig. 5.35. Respuesta de la derivada de presión del pozo UD-605. Sánchez, L 2013.

El Anexo 8 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método Horner, debido al corto tiempo de producción que presenta el pozo en estudio. La tabla 5.9 resume el valor de los diferentes parámetros evaluados en la prueba de presión aplicada al pozo UD-605.

Tabla 5.9. Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-605

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo
Modelo de Borde o límite	Sistema Cerrado
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,0153
Permeabilidad, K(md)	9
Daño, S (adimensional)	1.8
Distancia a la falla, L1 NF (pies)	104
Distancia a la falla, L2 NF (pies)	66
Distancia a la falla, L3 NF (pies)	850
Distancia a la falla, L4 NF (pies)	3000
Presión de Yacimiento (lpca)	9730
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	9618

Nota: Sánchez, L. 2013

El análisis de la presente prueba muestra que la extrapolación a la presión inicial a 16500 pies (profundidad Datum) puede representar los niveles de energía original del yacimiento en estudio (10600 lpca), encontrándose efectivamente dentro del comportamiento de presión del yacimiento (ver Figura 5.36).

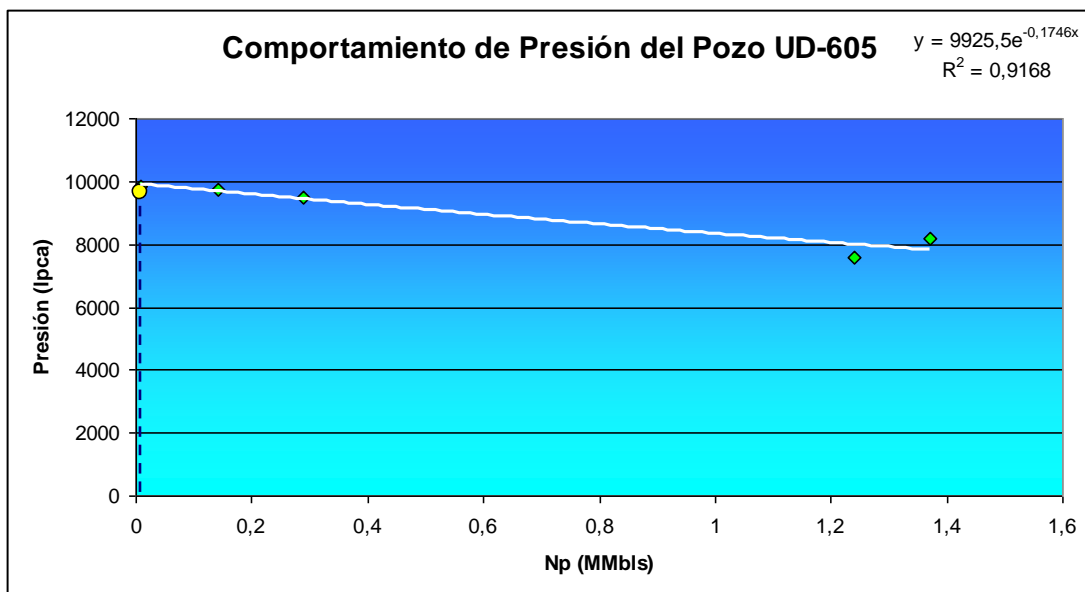


Fig. 5.36. Presión Vs Producción Acumulada UD-605. Sánchez L. (2013).

En relación a la permeabilidad efectiva determinada a partir de la prueba de presión aplicada al pozo UD-605 se encontró un valor de 9 mD, que en comparación con la permeabilidad observada en el registro petrofísico (222 mD) es un valor de permeabilidad muy bajo, sin embargo, se revisó los resultados obtenidos en otras dos pruebas de restauración de presión realizadas en este pozo y se encontraron valores cercanos a 9 mD (Ver Tabla 5.10), estos resultados se deben a la baja productividad que caracteriza al pozo UD-605, la cual se pudo verificar a partir de la presión de yacimiento (9618 lpca) y la presión de fondo fluyente (5392 lpca), ya que al restar la presión de yacimiento con la presión de fondo fluyente se obtuvo una caída de presión a lo largo del área de drenaje de 4326 lpca, representando un valor bastante alto y es lo que justifica la tasa de producción para ese entonces (731 bbls/d).

Este análisis fue realizado para la fecha en la que se aplicó la prueba de presión de interés (1998), sin embargo el pozo presentó las mismas características a lo largo de toda su vida productiva.

Tabla 5.10. Permeabilidades Efectivas a partir de pruebas Build Up del pozo UD-605.

Fecha de Pruebas Buid Up	Permeabilidad Efectiva (K) (mD)
Julio 1998	11.2
Marzo 1999	10.7

Otro parámetro de gran importancia es el daño que afecta a las cercanías del pozo, en este caso se encontró que el pozo comenzó su etapa de producción sin efecto de daño representativo, lo que respalda el análisis descrito anteriormente asociado a la baja productividad del pozo.

En relación al modelo de borde que mejor ajustó la respuesta de presión del pozo UD-605, se encontró que el mismo presentó un modelo de sistema cerrado representado por cuatro límites que no permiten el flujo de fluido a través de ellas, solo dos de estos límites se reconocieron como fallas principales del yacimiento y se visualizaron a nivel estructural. (Ver Figura 5.37). Sin embargo, en el mapa estructural no se observó el sistema cerrado, por lo tanto se revisó el horizonte en profundidad de las fallas (Ver Figura 5.38) en conjunto con el modelo sísmico encontrándose en este último, zonas con discontinuidades alrededor del pozo, estas zonas pudieran estar asociadas a variaciones laterales debido a fracturas, pequeñas fallas o deformaciones cuya expresión están por debajo de la resolución sísmica a nivel del yacimiento RNG UD-106 (16500 pies de profundidad), el cual presenta una resolución en los saltos de las fallas de 150 pies aproximadamente (Ver Figura 5.39).

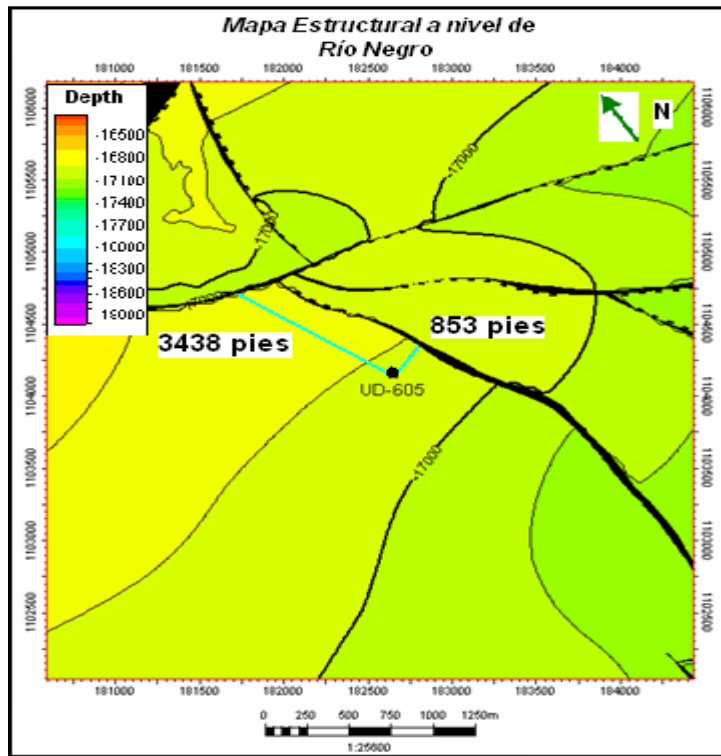


Fig. 5.37. Ubicación del pozo UD-605 en el mapa estructural. Sánchez L. (2013)

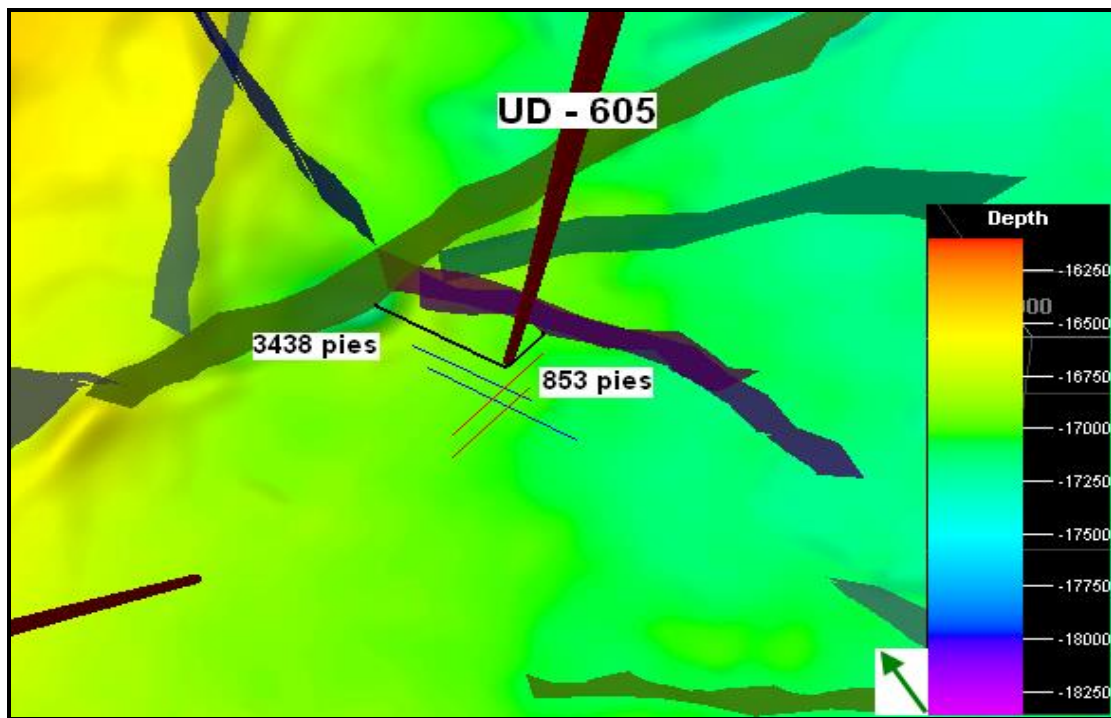


Fig. 5.38. Horizonte en profundidad del pozo UD-605. Sánchez L. (2013)

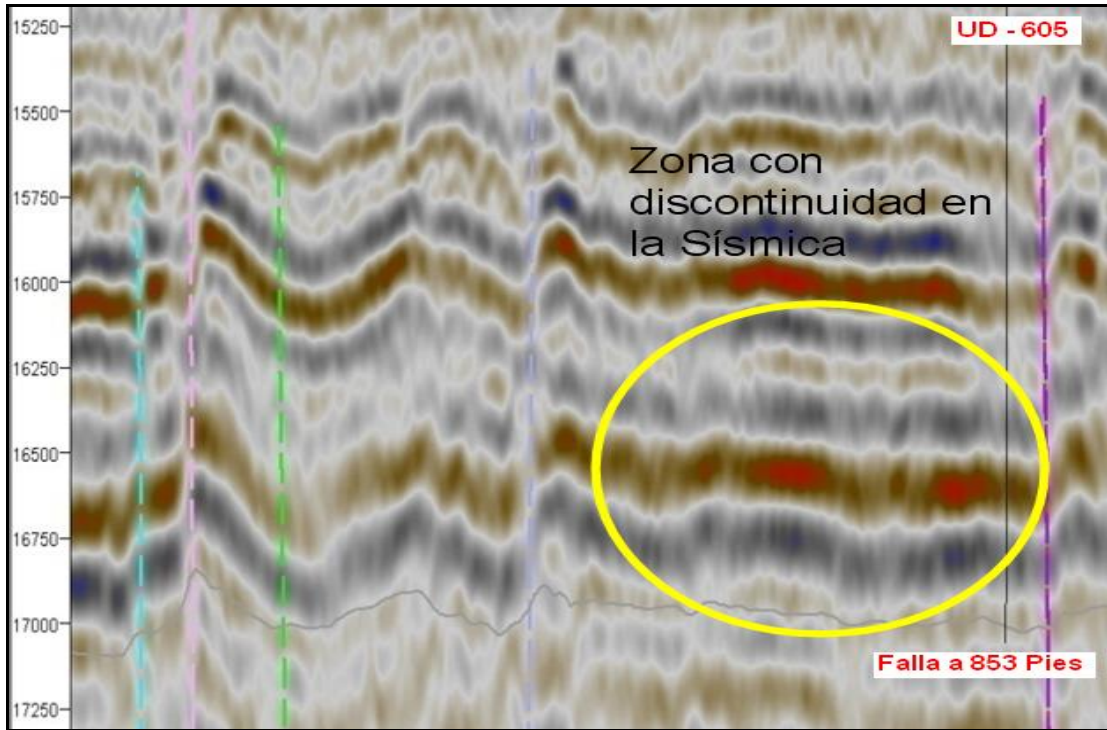
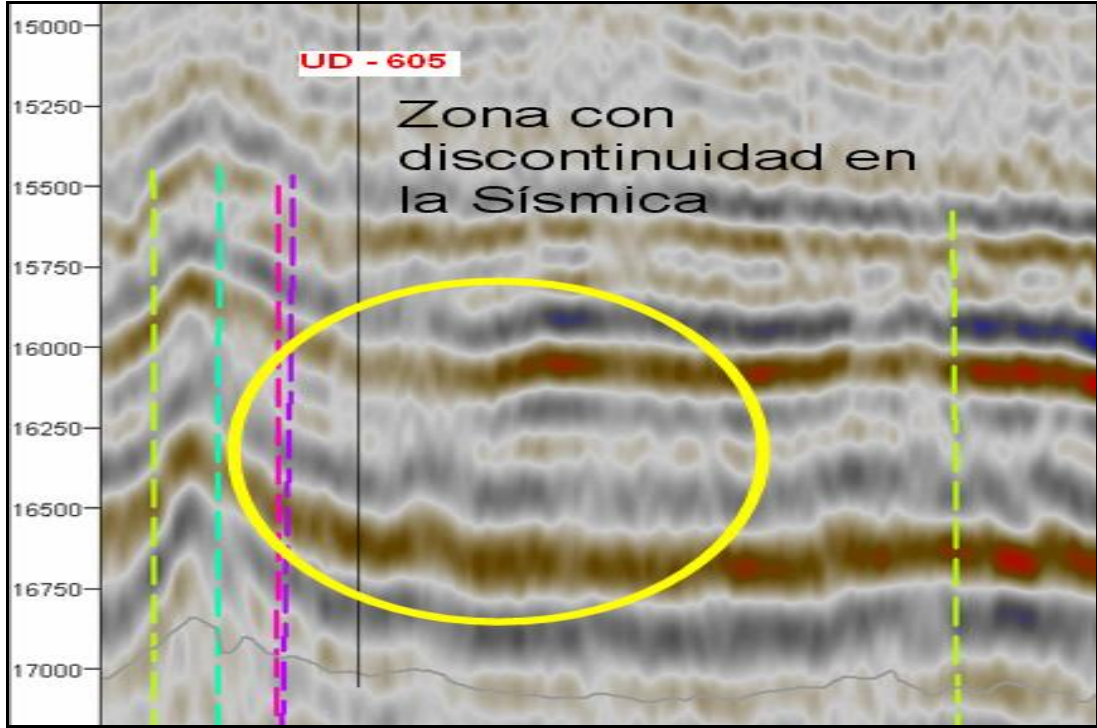


Fig. 5.39. Modelo sísmico del pozo UD-605. Sánchez L. (2013)

Pozo UD-673

El pozo UD-673 es un pozo productor de crudo liviano completado en la formación Río Negro. Inició su producción en Marzo de 2000 y desde entonces se ha adquirido data de presión, en diferentes etapas de producción, para el análisis de prueba de restauración de presión. Siendo esta la tercera prueba de restauración de presión aplicada al pozo con el fin de monitorear la presión del yacimiento, la permeabilidad y el efecto de daño en el pozo. Los datos de presión recolectados datan de finales del mes de Mayo de 2001. El resultado de la revisión y recopilación de datos necesarios para el análisis de la prueba de restauración de presión realizada al pozo UD-673 para el presente cierre, es presentado a continuación:

Datos Generales:

Tipo de Pozo: Productor

Tipo de Prueba: Build-Up

Fecha de la Prueba: 31 de Mayo de 2001

Formación Evaluada: Río Negro

Profundidad del Sensor (TVD): 16800 pies

Periodo de Cierre: 12 horas

Tasa de Flujo: 1703 bpd

Propiedades del Pozo, Yacimiento y Fluidos:

$r_w = 0,25$ pies $h_{neto} = 35$ pies $\Phi = 0,14$

$\beta_o = 1,225$ BY/BN $\mu_o = 1,1$ cP $C_t = 1,45 \cdot 10^{-5}$ psi⁻¹

Con toda la información obtenida de las propiedades del pozo, yacimiento y fluidos y con la data de producción, se procede a realizar el análisis e interpretación de los datos adquiridos para la prueba de restauración de presión del pozo UD-673, en el cual los datos de presión y tasa recolectados son graficados por el simulador versus el tiempo en que duró la aplicación de la prueba, tal como lo muestra la Figura 5.40.

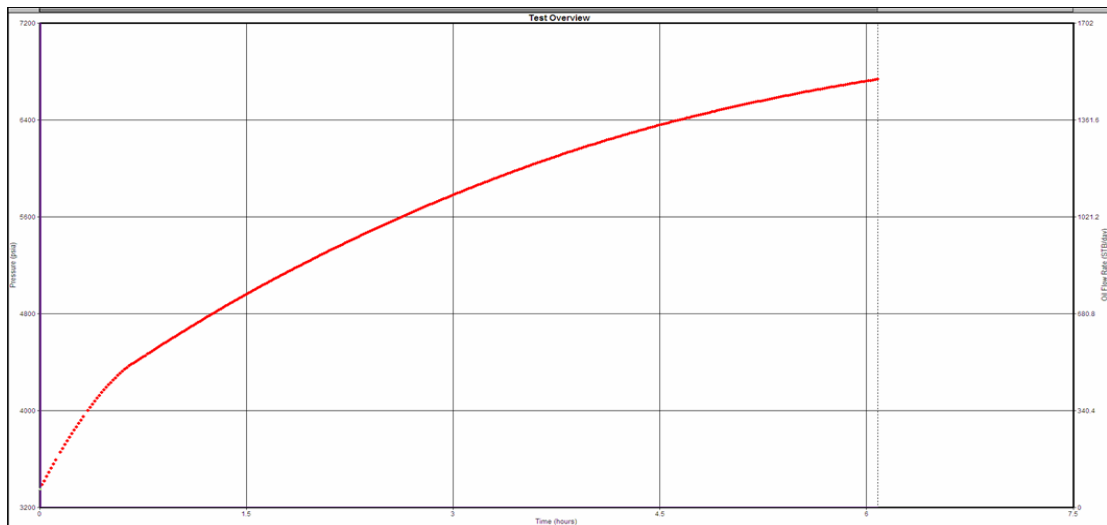


Fig. 5.40. Gráfico de Presión y Tasa Vs Tiempo del pozo UD-673. Sánchez L.2013

El mejor cotejo obtenido con el uso de las curvas tipo en gráfico Log-Log durante el análisis de la prueba de restauración de presión aplicada al UD-673, fue ajustado a través de un modelo de *Yacimiento Homogéneo* sin la presencia de barreras como límites del área, es decir, con un modelo de borde con *Acción Infinita* (Ver Figura 5.41)

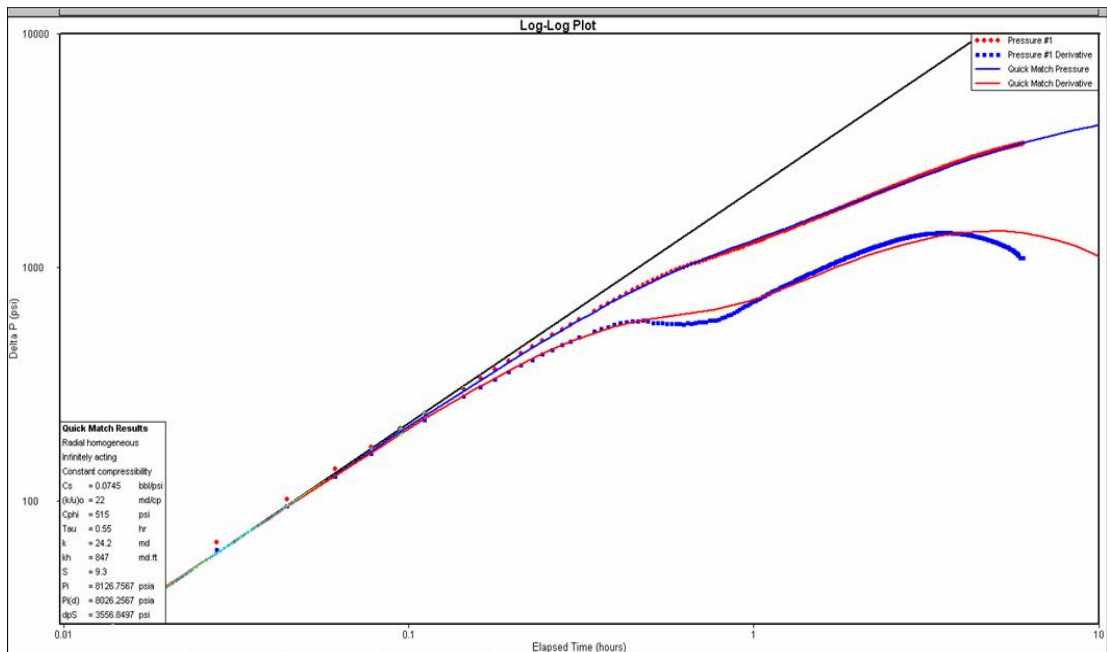


Fig. 5.41. Respuesta de la derivada de presión del pozo UD-673. Sánchez L.2013

El Anexo 9 muestra el gráfico cartesiano que representa el tiempo de restauración de la prueba, adicionalmente la respuesta en un gráfico Semi-Log el cual fue ajustado mediante el método Horner, debido al corto tiempo de producción que presenta el pozo en estudio. La tabla 5.11 resume el valor de los diferentes parámetros evaluados en la prueba de presión aplicada al pozo UD-673.

Tabla 5.11- Resultados de la prueba de presión del Pozo UD-673

Modelo del Pozo/Yacimiento	Pozo Vertical, Yacimiento Homogéneo sin barreras
Modelo de Borde o límite	Acción Infinita
Capacidad de almacenamiento (bbls/lpc)	0,0745
Permeabilidad, K(md)	24
Daño, S (adimensional)	9,3
Presión de Yacimiento (lpca)	8127
Presión de Yacimiento @ Datum (lpca)	8026

Nota: Sánchez, L. 2013

En la Figura 5.41 se puede observar que la respuesta de presión de la presente prueba se encontró fuertemente dominada por los efectos de almacenamiento del pozo, dicho almacenamiento presenta un comportamiento variable, debido a que el pozo se encuentra funcionando bajo el método de levantamiento por gas artificial (*Gas Lift*) al momento de aplicar la prueba, este sistema permite que ocurra segregación de las fases en la tubería luego del cierre del pozo, por lo tanto, el efecto de almacenamiento aumenta y en consecuencia no se logra alcanzar el comportamiento de flujo radial en el yacimiento delimitado por la estabilización de la derivada de presión, dentro de las pocas horas de cierre del pozo.

En relación a la presión del yacimiento, a pesar de que el tiempo de desarrollo de la prueba fue muy corto, la misma se encuentra aproximadamente en 700 lpca por encima de la presión obtenida en la última prueba realizada, la explicación radica en que el pozo UD-673 se encuentra en un bloque III (estructura abajo) por lo tanto presenta comportamiento similar al de los pozos UD-185 ya que los tres se

encuentran en una zona poco explotada, permitiendo así el mantenimiento de presión a lo largo de todo el bloque presente (Ver Figura 5.42)

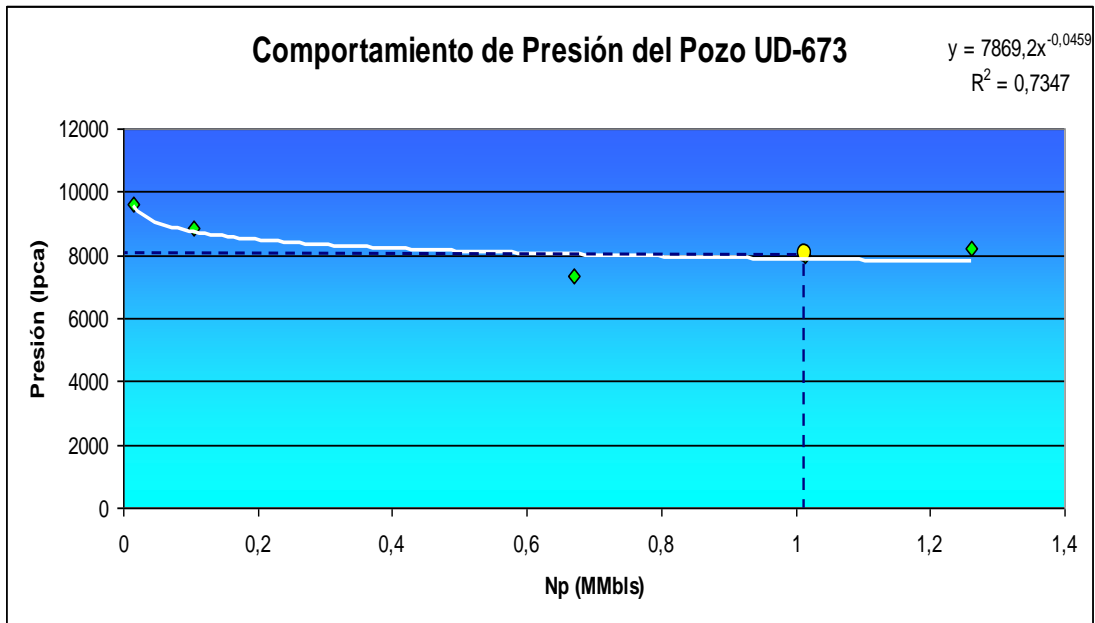


Fig. 5.42. Presión Vs Producción Acumulada UD-673. Sánchez L. (2013).

Conociendo que el valor de la permeabilidad efectiva que se determina a través de una prueba de presión está asociado directamente a la fracción de la curva derivada correspondiente a su estabilización y en base a lo explicado sobre el efecto de almacenamiento, el valor de la permeabilidad obtenida en esta oportunidad se tomará como un valor referencial. El bajo valor de daño no es más que el reflejo del efecto del arrastre que genera el flujo el fluido en el medio poroso hacia el pozo mientras está produciendo en el tiempo, ya que el pozo se encontraba estimulado al momento de su apertura (en el año 2000). Por la misma razón asociada al tiempo en el que transcurrió la prueba no se encontró ningún límite en áreas cercanas al pozo en estudio. Sin embargo, la Figura 5.43 muestra la localización del UD-673.

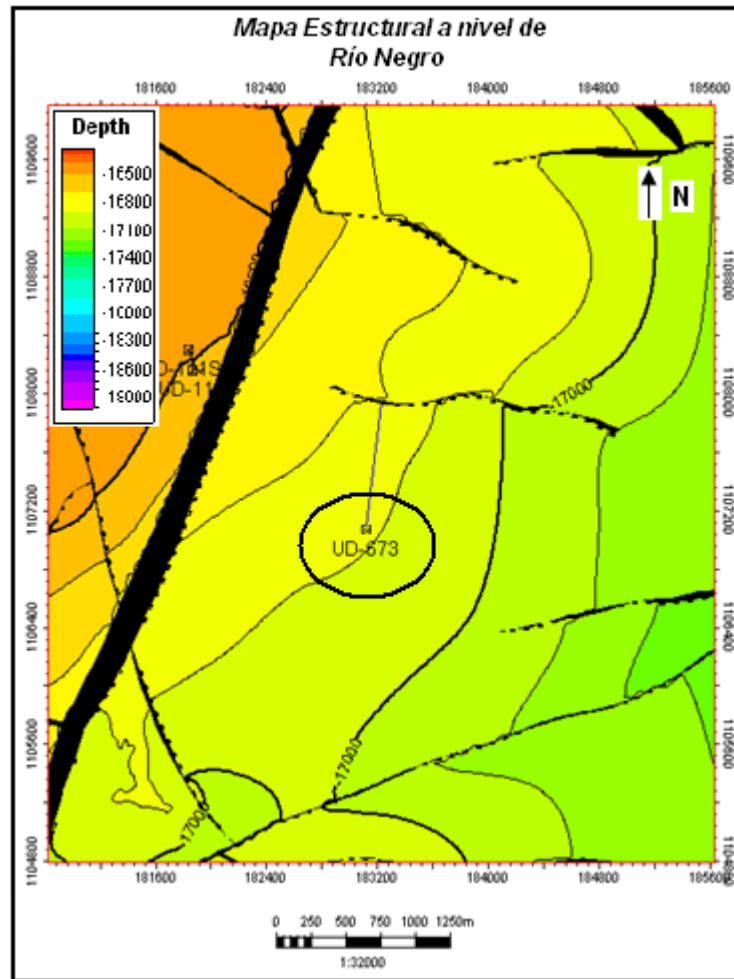


Fig. 5.43. Localización del pozo UD-673

CONCLUSIONES

1.- Las pruebas de restauración de presión a través de su análisis y diagnóstico, contribuyen a la estimación de parámetros característicos del yacimiento como lo son la presión promedio del yacimiento, la permeabilidad efectiva al flujo de fluidos, el factor de daño a la formación, así como también la identificación de heterogeneidades y/o discontinuidades presentes en el mismo (fallas, límites a presión constante, entre otras), lo que permite conocer más en detalle el yacimiento para optimizar su explotación.

2.- El desarrollo de herramientas modernas y el de programas computarizados de alto nivel, han contribuido en mejorar la interpretación y análisis de las pruebas de presión, permitiendo a los ingenieros de yacimiento realizar mejor el diagnóstico de las pruebas al crear modelos que reproducen las condiciones del yacimiento.

3.- El yacimiento RNG UD-106 del Campo Urdaneta Oeste, presentó un modelo caracterizado por un yacimiento homogéneo, con diferentes modelos de borde o límites de área representados por: actuación infinita, falla sencilla o conjunto de fallas dispuestas en forma paralela y en forma de U principalmente, permitiendo de forma general comprobar lo interpretado en el modelo estructural, en conjunto con el modelo sísmico y el horizonte en profundidad del yacimiento, ayudando a su vez a una mejor caracterización del yacimiento.

4.- De las pruebas de presión analizadas, se consideran aceptables los resultados obtenidos de las pruebas de los pozos UD-111, UD-185, UD-493, UD-502, UD-572 y UD-605 debido a que la data registrada presenta buena calidad, un buen comportamiento y los resultados cotejan con los valores promedios del yacimiento.

5.- La información obtenida del análisis de las pruebas de restauración de presión fue de gran utilidad para la validación de las presiones observadas en los pozos de acuerdo a las fechas de aplicación de las mismas y para la verificación del comportamiento y subtendencia de presión de los bloques I y III del yacimiento RNG UD-106.

6.- El mantenimiento de presión en el Bloque III está asociado fundamentalmente a la compartimentalización que presenta el yacimiento RNG UD-106, a esto se le adiciona la poca explotación que ha presentado el yacimiento en el tiempo en dicho Bloque, donde se localizan los pozos UD-185, UD-605 y UD-673.

7.- El análisis de las pruebas de presión realizada a los pozos pertenecientes al Bloque I (UD-111, UD-493, UD-502 Y UD-572) refleja un promedio general de permeabilidad efectiva (k) de 284 mD, la cual caracteriza la permeabilidad promedio del yacimiento.

8.- El análisis de las pruebas de presión realizada a los pozos pertenecientes al Bloque III (UD-185 y UD-605) refleja un promedio general de permeabilidad efectiva (k) de 29 mD, permitiendo la actualización de la permeabilidad promedio correspondiente a dicho bloque.

9.- En las pruebas de presión se observaron de manera general valores de coeficientes de almacenamiento (Cs) bajos pero con un comportamiento variable, esto último se debe principalmente a la compresibilidad que presentan los crudos livianos y el gas, además del proceso de segregación de fases (petróleo y gas) a nivel de tubería. Adicionalmente, el sistema de levantamiento artificial con gas influye de forma representativa en la respuesta de la prueba asociada al almacenamiento variable del pozo (caso UD-673).

10.- Los pozos analizados lograron identificar las fallas interpretadas a nivel estructural, que generan compartimientos importante en el yacimiento RNG UD-106, adicionalmente se logró determinar la existencia de nuevas fallas y/o fracturas que presentan importancia a nivel local a la hora de realizar propuestas de perforación de nuevos pozos en el yacimiento de interés.

11.- El tiempo transcurrido en el período de restauración de la prueba de presión resulta una variable importante al momento de determinar los parámetros que caracterizan al yacimiento y la existencia o no de los diferentes límites presentes en el yacimiento RNG UD-106.

RECOMENDACIONES

- 1.- Realizar una nueva captura de información de pruebas de presión con la finalidad de estimar las presiones actuales del yacimiento RNG UD-106.
- 2.- Retomar las evaluaciones del yacimiento RNG UD-106 realizando pruebas de presión a los pozos con cierta regularidad si es posible cada año, a fin de monitorear continuamente el comportamiento de la presión del yacimiento y las condiciones de producción de los pozos (permeabilidad y daño), para obtener un mejor análisis y descripción del comportamiento del yacimiento a lo largo de su vida productiva y poder tomar cualquier tipo de decisión a tiempo.
- 3.- Validar los resultados obtenidos de las futuras interpretaciones de las pruebas de presión con los valores promedio del yacimiento RNG UD-106, como lo son la permeabilidad, el factor de daño, la presión promedio de yacimiento, entre otros, con la finalidad de evitar estimaciones erróneas de los parámetros del yacimiento.
- 4.- Realizar un análisis estructural a detalle en el cual se definan junto con la información obtenida de la interpretación de las pruebas de presión, realizadas a otros pozos, los límites y fallas del yacimiento RNG UD-106 a fin de mejorar el modelo estático.
- 5.- Elaborar un mejor diseño de las pruebas de presión que contemple cierre en el fondo del pozo a fin de disminuir o eliminar los efectos de almacenamiento variables observados en las respuestas de las pruebas de presión, adicionalmente prolongar el tiempo asociado con el período de restauración de presión en al menos 48 horas, con la finalidad de obtener un mayor radio de investigación cuando el objetivo de la prueba sea analizar y/o verificar la existencias de fallas o limites en el yacimiento.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

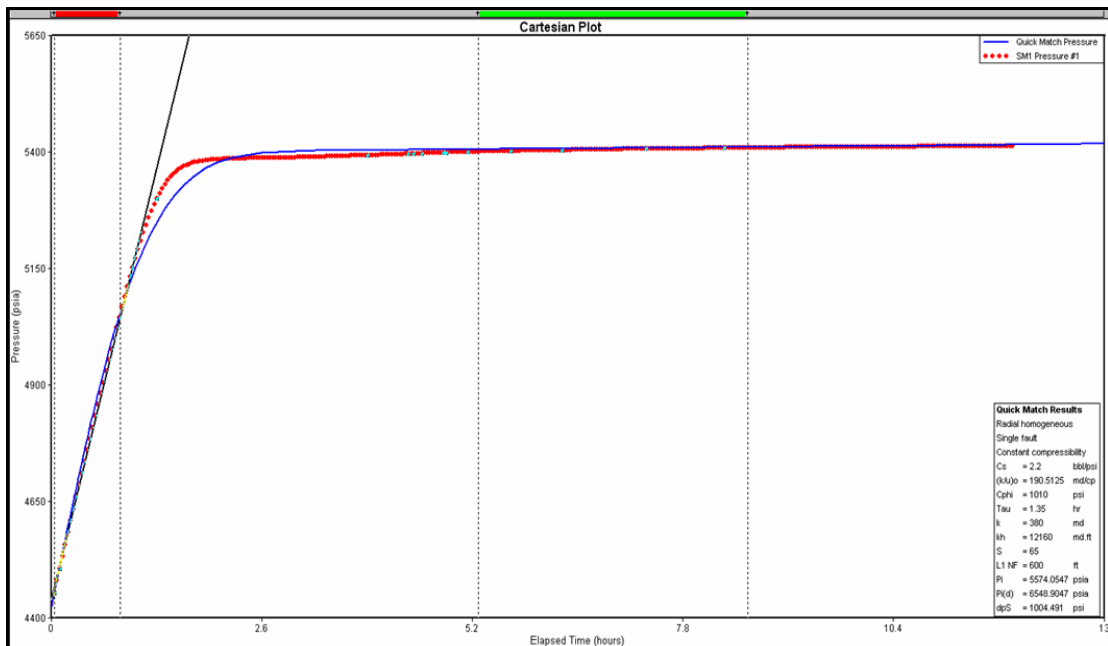
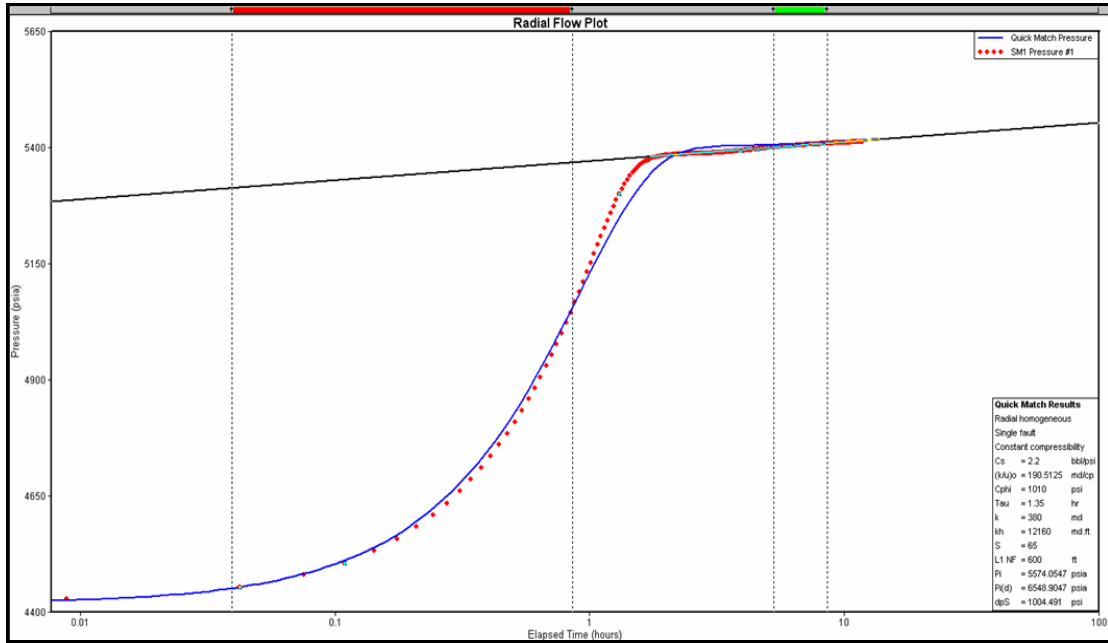
1. Ahmed. T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. 2da Edición. Editorial: Gulf Professional Publishing. Houston, Texas
2. ALVARADO, D. (2003) *Análisis de Pruebas de Pozos*. Universidad del Zulia. Maracaibo: INPELUZ.
3. Arias, F. (1999). *El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica* (4 ed.). Caracas: Episteme
4. BADR M. AL-HARNI., SAUD A. BINAKRESH., ABDULAZIZ A. AL-AJAJI., PINILLA F. EDGAR J. (2010). *Pressure Transient Analysis: Characterizing the Reservoir and Much More*. Artículo Técnico SPE 136932.
5. Bermúdez N., Gustavo J. (2012) *Caracterización de Yacimientos a través de la Interpretación de Pruebas de Presión, Formación Capaya, Campos Tácata y Tacat, Estados Anzoátegui y Monagas*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
6. Correa J. Fabio R. (2008) *Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
7. ESCOBAR FREDDY H. (2003). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*.
8. DA PRAT. GIOVANNI. *Interpretación de Pruebas de Presión*

9. Fuenmayor G. Evelyn Ch. (2011) *Evaluación de los Límites de flujo presente en los pozos del Yacimiento Icotea-Misoa a través del uso de Pruebas de Restauración de Presión*. Trabajo de Especialización, Instituto Francés del Petróleo, Tamare, Edo-Zulia.
10. Hasan A.R. (1994) *Modeling Changing Storage During a Shut-In Test*. Artículo Técnico. SPE 24717.
11. Hegeman, P. (1993) *Well-Test Analysis with Changing Wellbore Storage*. Artículo Técnico. SPE 21829.
12. Hossein K. (1974) *Determining Average Reservoir Pressure From Pressure Buildup Tests*. Artículo Técnico. SPE 4052
13. HOUZÉ, O., VITURAT, D., & FJAERE, O. S. (2011). *The theory and practice of pressure transient, production analysis, well performance analysis, production logging and the use of permanent downhole gauge data*. Kappa, Houston.
14. M.Y. Soliman & S. Hedayati. *Analysis of Buildup and Drawdown Tests with Variable Wellbore Storage and Skin*. Artículo Técnico. SPE 21708
15. PDVSA CIED (1997). *Análisis de Pruebas de Presión*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela., S.A
16. PDVSA- Petroregional del Lago (2007). *Revisión de sub-suelo de las formaciones Río Negro y el grupo Cogollo en el Campo Urdaneta Oeste, Cuenca de Maracaibo, Venezuela*. Maracaibo.

17. PDVSA-Petroregional del Lago, S.A. (2013) *Características sedimentológicas, porosidades y yacimientos en la formación Río Negro*. Maracaibo: José Méndez Baamonde
18. Robles V. Ricardo J. (2011) *Método de Balance de Materiales para Yacimientos sometidos a Presiones Anormales aplicado al yacimiento Río Negro del Campo Urdaneta Oeste*. Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. Maracaibo, edo. Zulia.
19. S.DAUNGKAEW, F. HOLLAENDER Y A.C GRINGARTEN (2000) *Frequently Asked Questions in Well Test Analysis*. Artículo Técnico SPE.
20. Suzuki I. Nomura M. (2010). *Pressure Transient Analysis with a Dual Changing Wellbore Storage Model*. Artículo Técnico. SPE 130977.
21. Timothy D. Taylor. (1979) *Determining Average Reservoir Pressure From a Pressure Build Up Test*. Artículo Técnico SPE 8389.
22. Vásquez Cruz M.A. *Analysis of Short Transient Tests Affected by Changing Wellbore Storage*. (1998). Artículo Técnico. SPE 36120.
23. Walter B. Fair. (1981) *Pressure Buildup Analysis with Wellbore Phase Redistribution*. Artículo Técnico SPE 8206.
24. ZHENG S.-Y. & CORBETT. P. (2005). *Well Testing Best Practice*. Artículo Técnico SPE 93984.

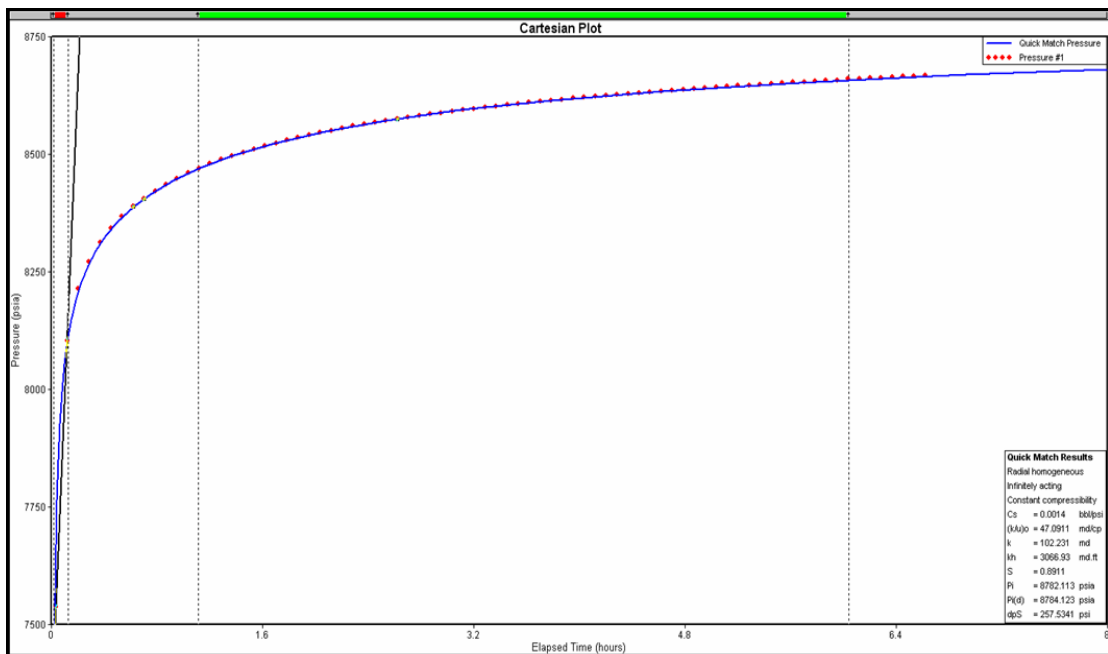
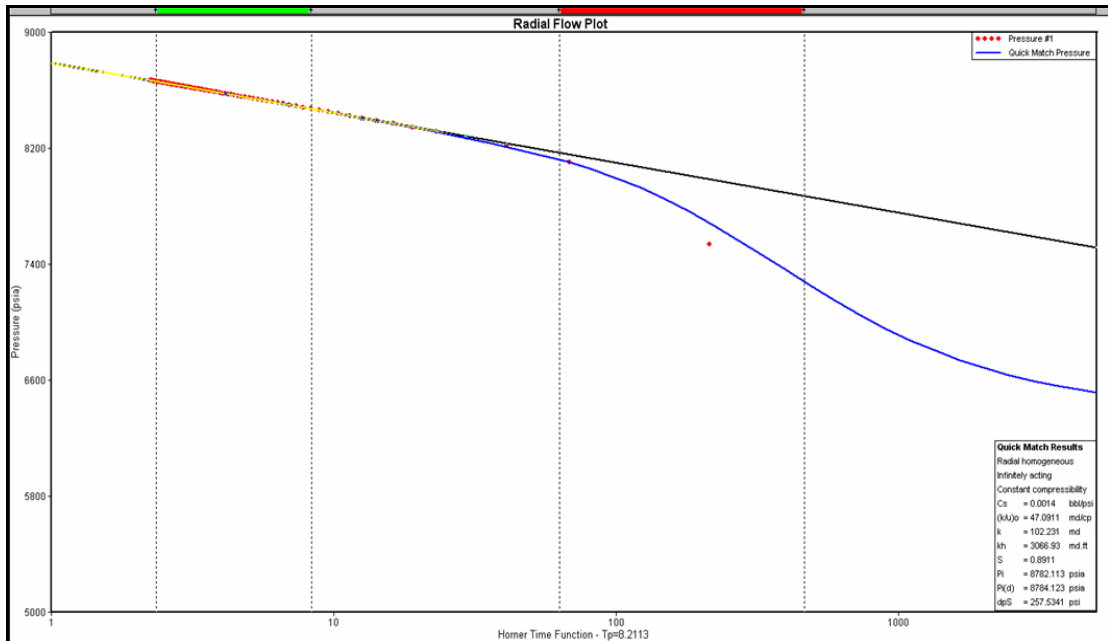
ANEXOS

UD-111 (Febrero 1998)



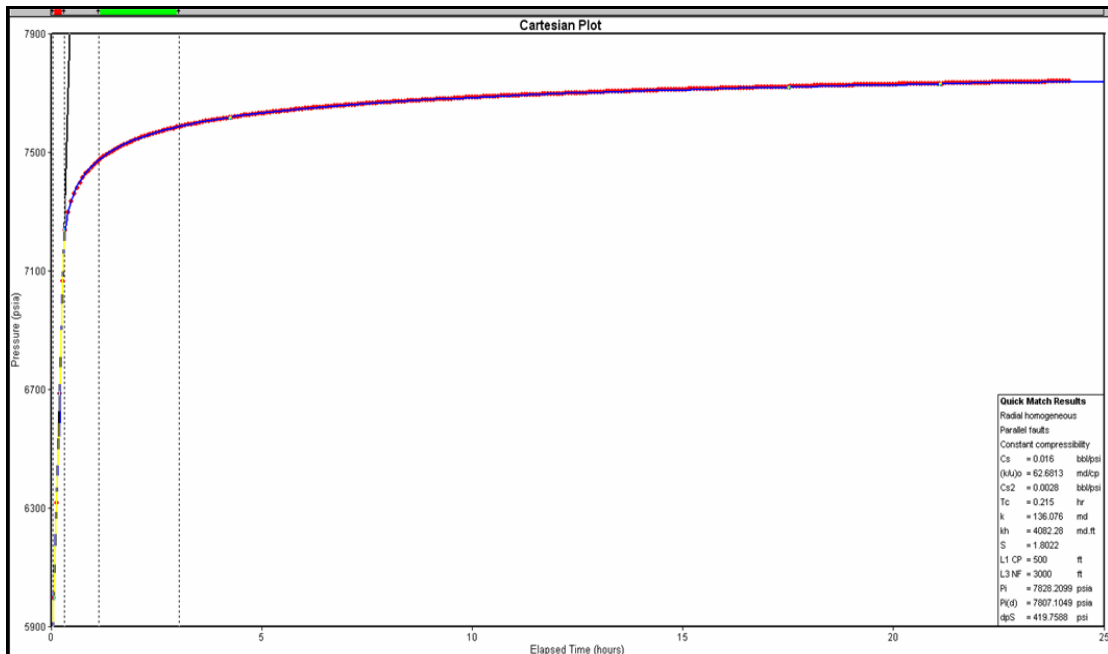
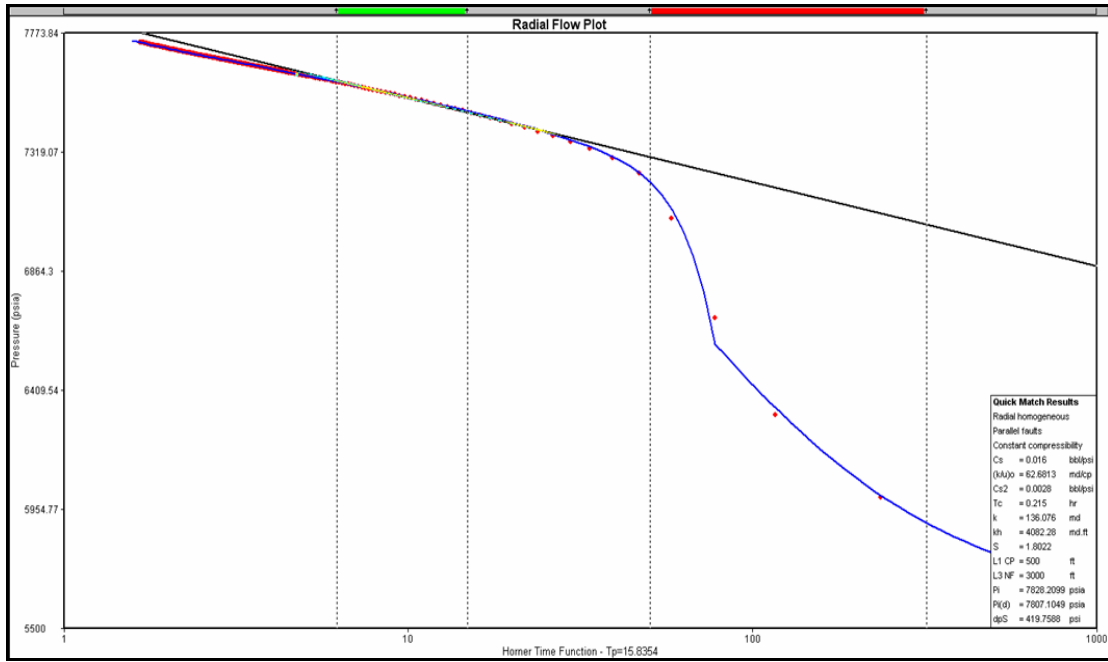
Anexo 1: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-111 (Año 1998). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-493 (Julio 1996)



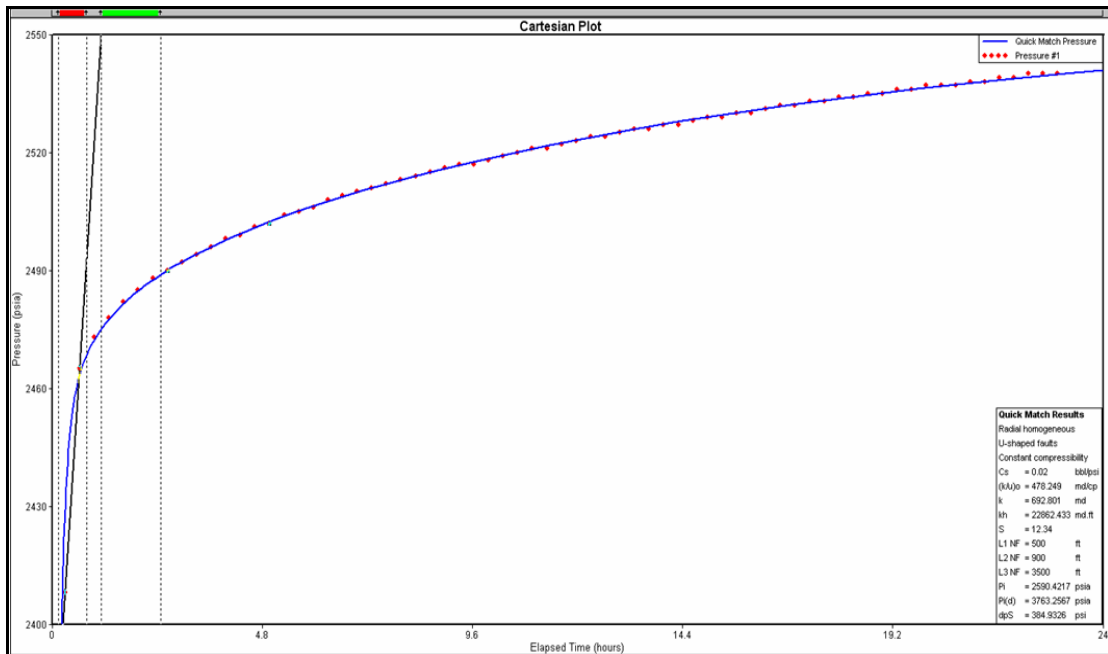
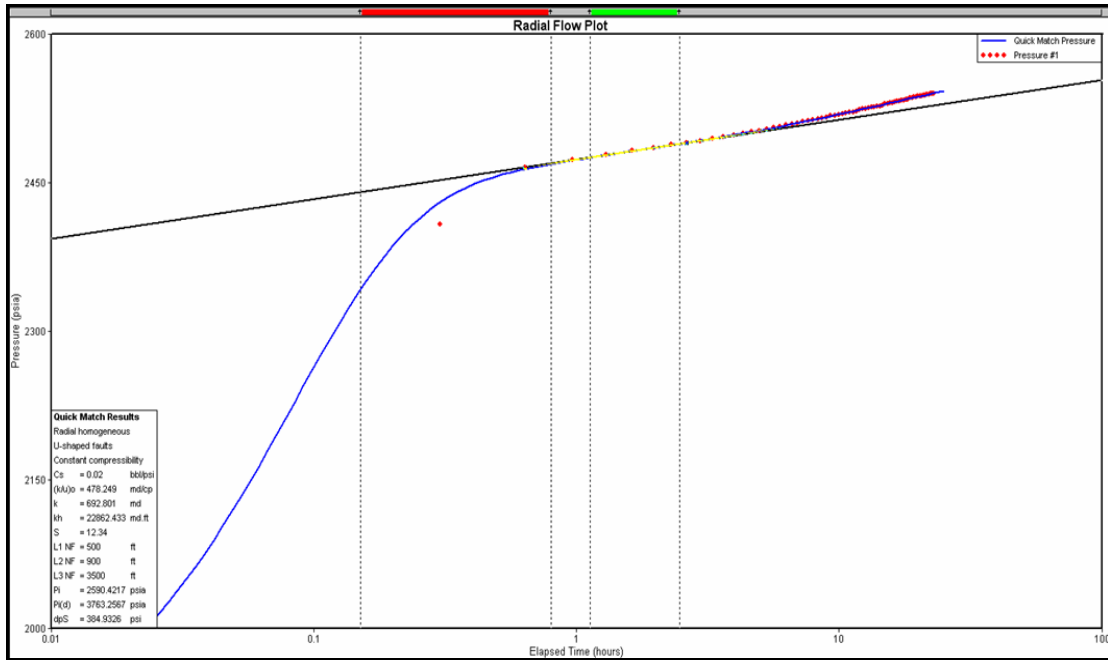
Anexo 2: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-493 (Año 1996). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-493 (Marzo 1997)



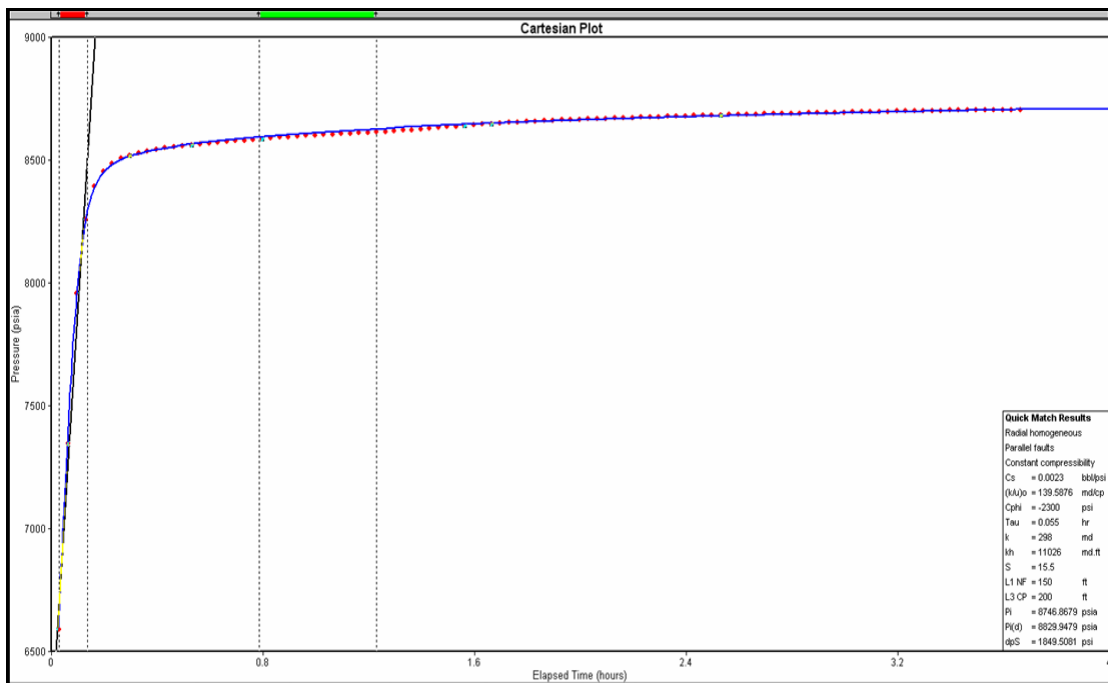
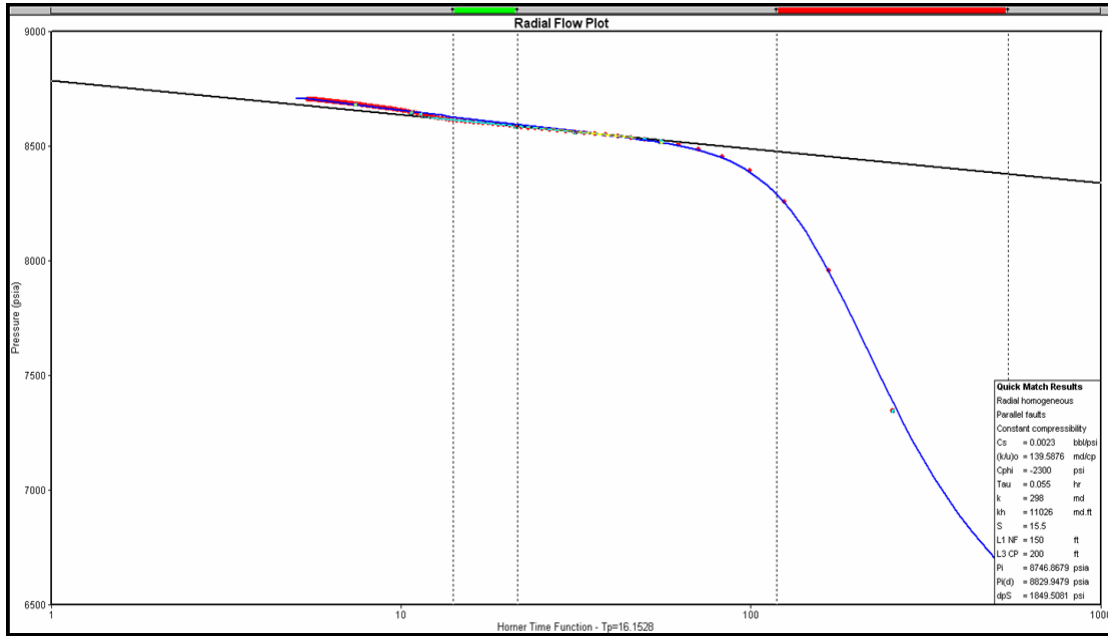
Anexo 3: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-493 (Año 1997). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-572 (Agosto 2002)



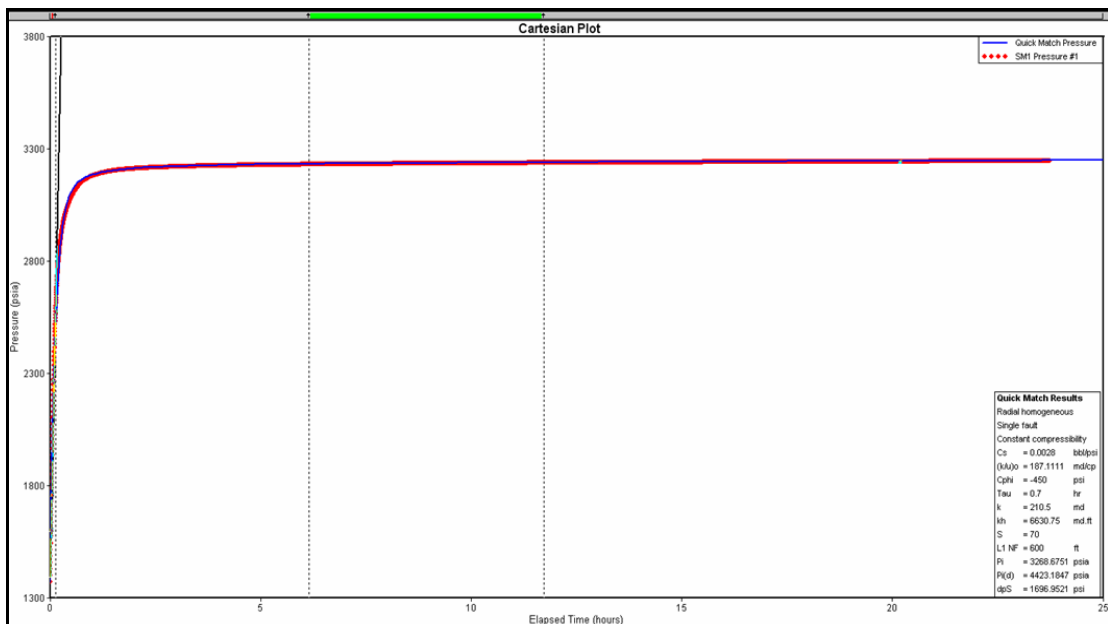
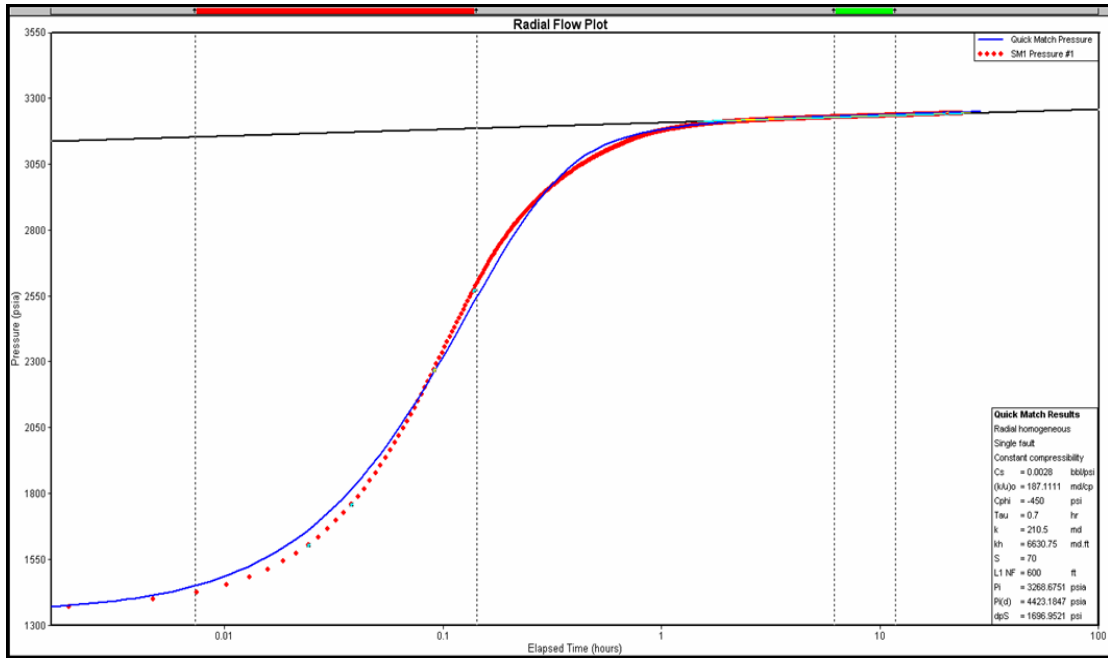
Anexo 4: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-572 (Año 2002). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-502 (Julio 1996)



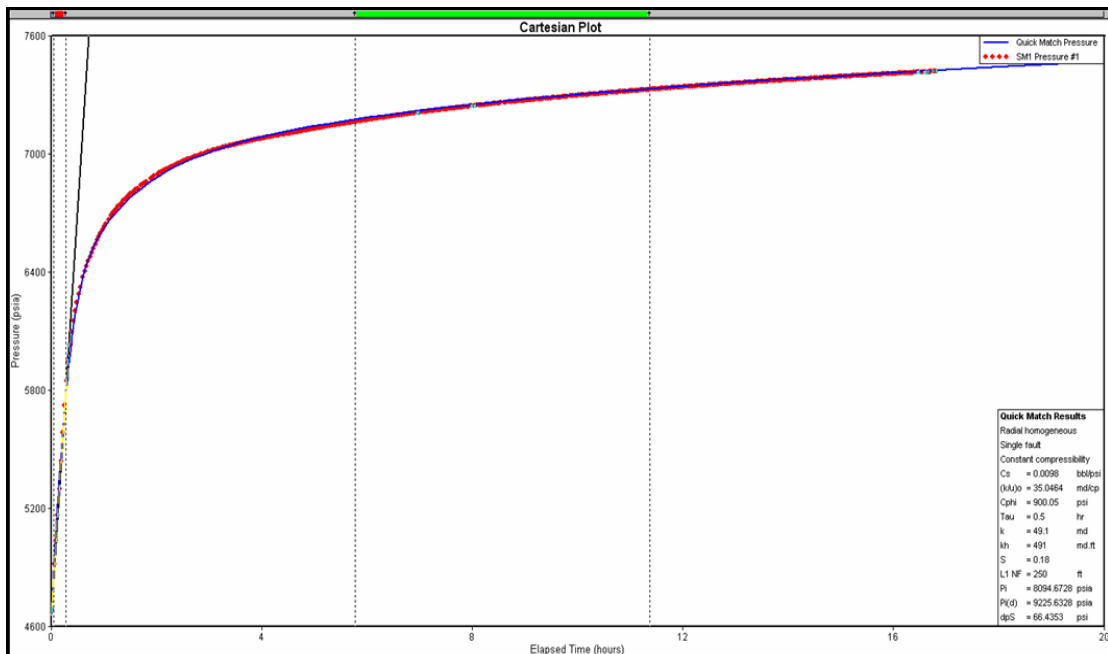
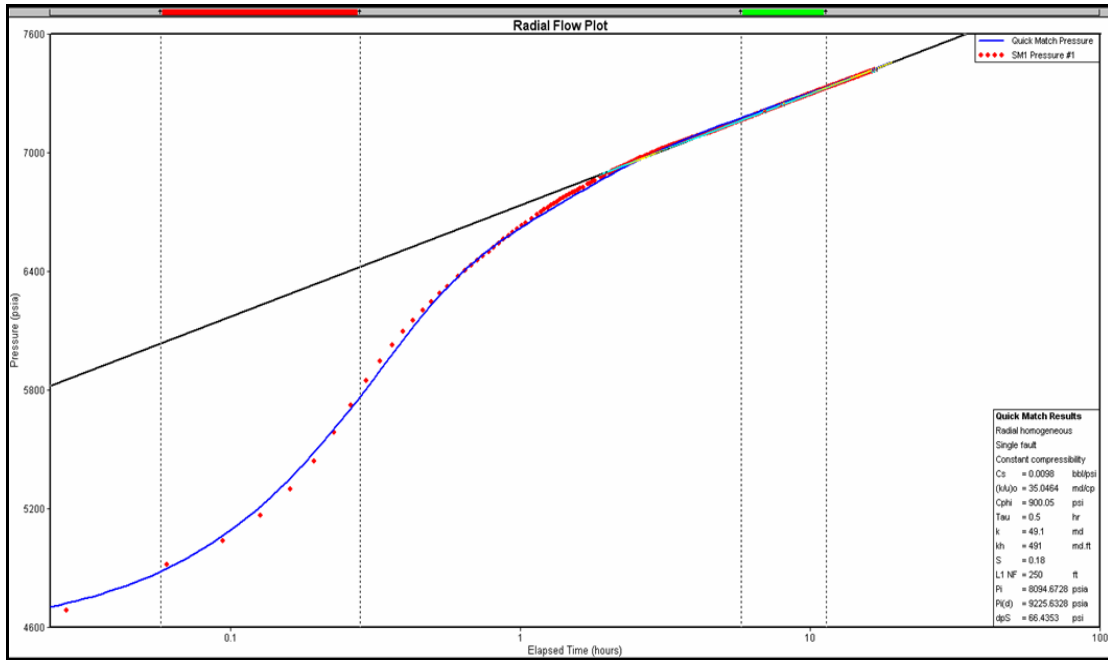
Anexo 5: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-502 (Año 1996). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-502 (Abril 2006)



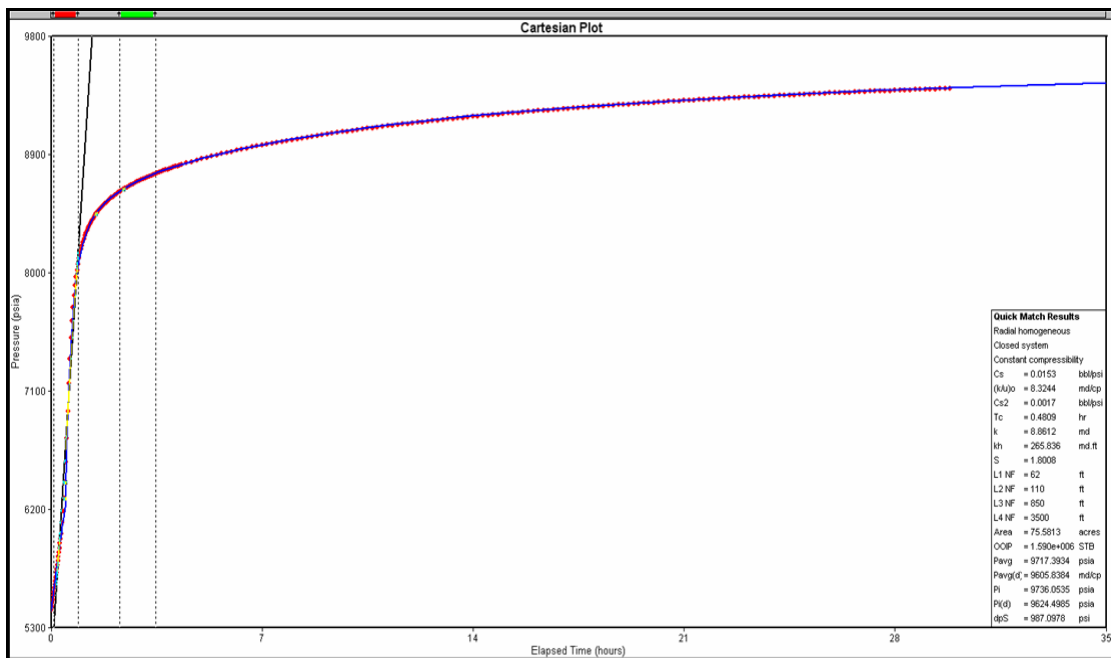
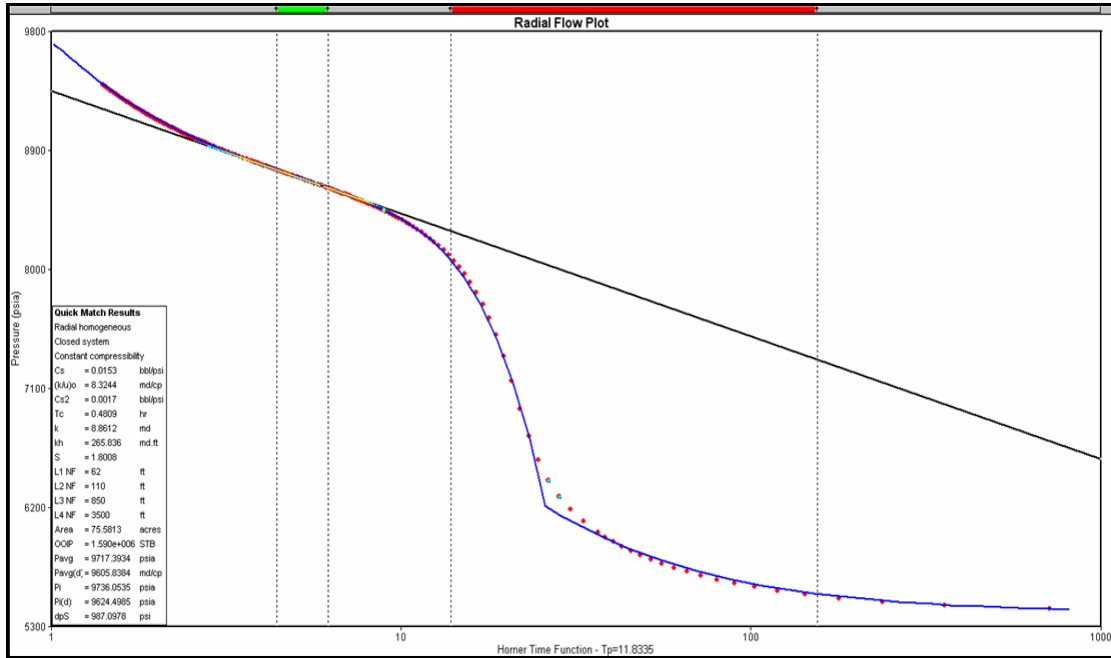
Anexo 6: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-502 (Año 2006). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-185 (Septiembre 2000)



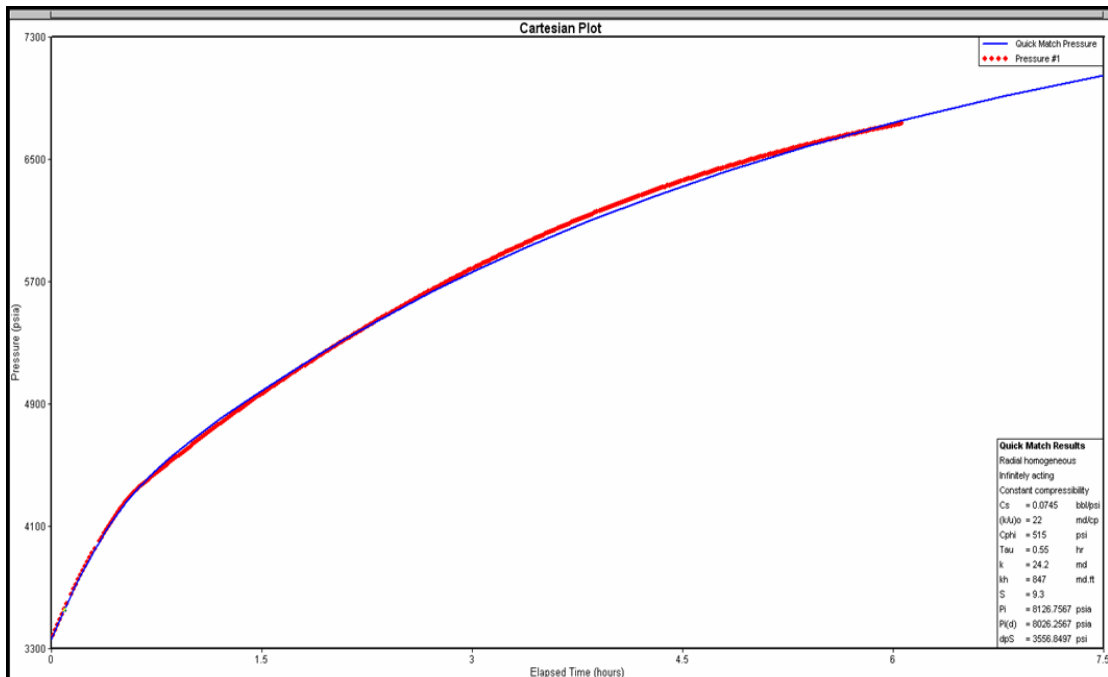
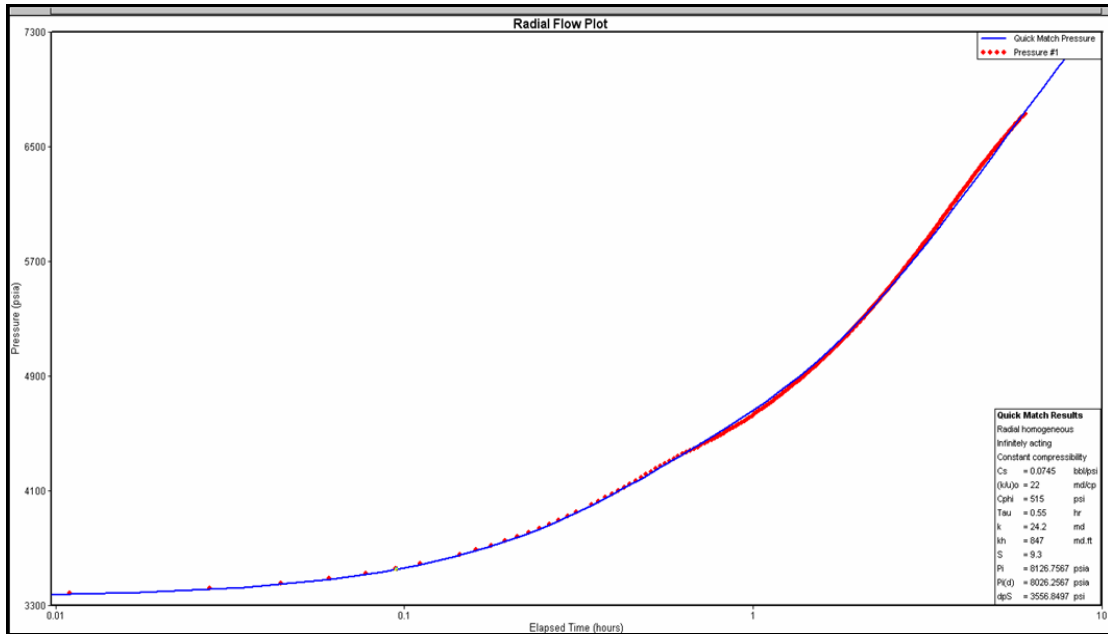
Anexo 7: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-185 (Año 2000). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

UD-605 (Enero 1998)



Anexo 8: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-605 (Año 1998). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

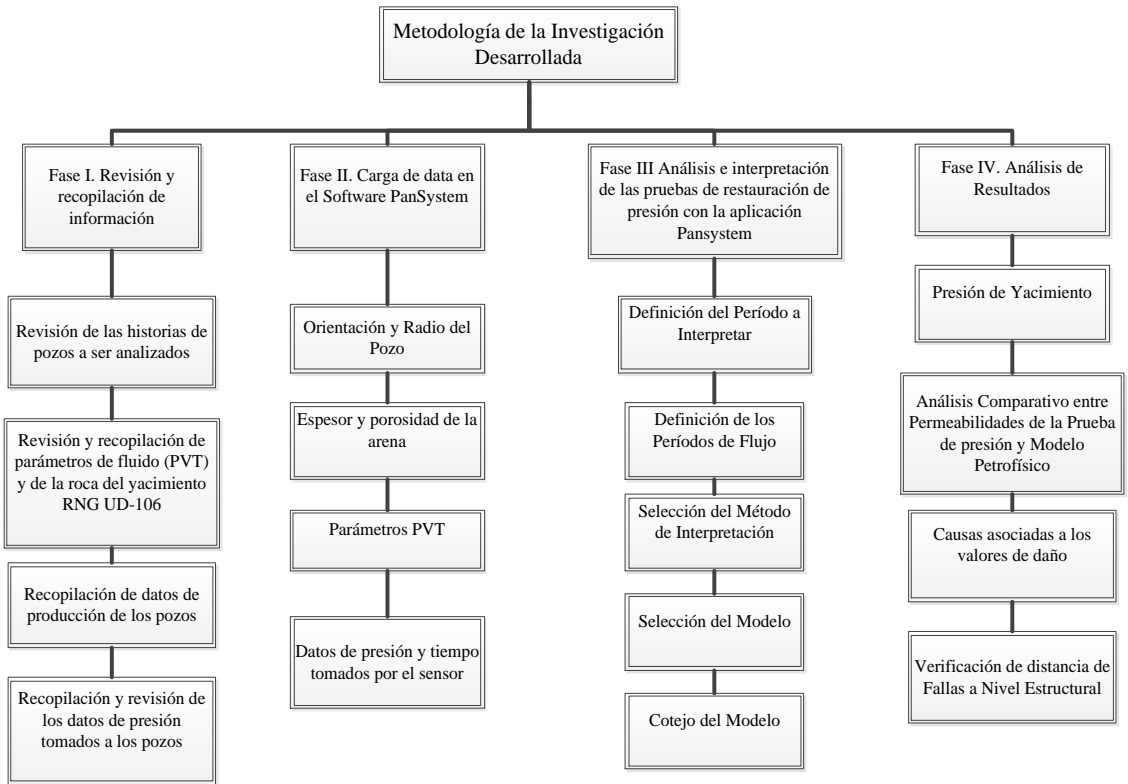
UD-673 (Mayo 2001)



Anexo 9: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del pozo UD-673 (Año 2001). Gráfica Semilog (superior). Gráfica Cartesiana (inferior). Sánchez L. (2013)

Anexo 10: Cuadro comparativo de las Permeabilidades de las Pruebas BU con los Registros Petrofísicos.

POZO	K petrofísica (md)	Fecha de inicio de Producción	Q inicial (bbls/d)	K Pruebas BU (mD)	Fecha de Pruebas BU	Q prueba (bbls/d)
UD-111	162	Jun-76	828	265	19-Feb-98	556
UD-185	407	Nov-82	3058	49	03-Sep-00	747
UD-493	123	Ene-96	3393	102	21-Jul-96	2442
UD-493	123	Ene-96	3393	136	17-Mar-97	2619
UD-502	279	May-96	4204	298	21-Jul-96	3682
UD-502	279	May-96	4204	211	Abr-06	766
UD-572	119	Jul-97	4220	693	31-Ago-02	2825
UD-605	222	Ene-98	731	9	27-Ene-98	730
UD-673	425	Mar-00	3272	24	31-May-01	1702



Anexo 11: Esquematización de la Metodología de Investigación Desarrollada. Sánchez L (2013).