

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS A TRAVÉS DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN, FORMACIÓN CAPAYA, CAMPOS TÁCATA Y TACAT, ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Bermúdez N., Gustavo J.

Para optar al Título

de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS A TRAVÉS DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN, FORMACIÓN CAPAYA, CAMPOS TÁCATA Y TACAT, ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS

Tutor Académico: Profa. Lisbeth Miranda

Tutor Académico: Profa. Violeta Wills

Tutor Industrial: Ing. María Gabriela Gil

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Bermúdez N., Gustavo J.

Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Octubre 2012

Caracas, Noviembre 2012.

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 el Bachiller Bermúdez N., Gustavo J. titulado:

**"CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS A TRAVÉS
DE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN,
FORMACIÓN CAPAYA, CAMPOS TÁCATA Y TACAT,
ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS"**

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 (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Díaz

Jurado



Prof. Milda Padrón

Jurado

Prof. Lisbeth Miranda.
Tutor Académico



Prof. Violeta Wills
Tutor Académico



AGRADECIMIENTOS

A Dios y La Virgen del Valle.

A la Universidad Central de Venezuela por ser mi segundo hogar, por haberme formado como profesional y en donde pude compartir lo que estoy seguro fue y será una de las mejores etapas de mi vida.

A mis Padres y mi hermana por haberme apoyado en todas y cada una de mis decisiones, por ayudarme en los momentos difíciles y poder contar siempre con ustedes, no hay forma de agradecerles todo lo que me han dado.

A mi Abuela Isabelita quien es mi segunda Madre, quien siempre se preocupó por mí desde el primer momento en el que llegué a este mundo y es una de las personas que siempre llevo en mi corazón.

A mis Tíos, Nelva Romero y Miguel Carvallo quienes me brindaron un hogar por más de un año, en donde pude realizar este trabajo, sin la ayuda de ustedes esto no hubiese sido posible, infinitamente agradecido.

A mis Tutores Académicos, Profesoras Violeta Wills y Lisbeth Miranda, por su paciencia, por sus correcciones y su compromiso con este trabajo.

A mis Amigos, aquellos que formaron parte del día a día en nuestra querida Universidad, Daniel Barreto, Liber Castro, José Miguel Nava, Carlos Cárdenas, Juan Donis, Jonathan Hernández y Anggie Salazar.

A mis Compañeros de la Escuela de Petróleo, Guillermo, Elvis, Rigo, Daniel Rivera, Eulynel, Luis Gomes, Rachel, Astrid, Javier González, Paola, Sira, María Vargas, Reina, Dubraska Martínez, Héctor, Moisés y Zandy. También a mis compañeras de pasantías Giselle Mata y Adriana Rendón, gracias a todos por los buenos momentos compartidos.

A mi Tutor Industrial Ing. María Gabriela Gil, por su tiempo y dedicación, por sus consejos y enseñanzas, por creer y haber confiado en mí, es de las personas más dedicadas, trabajadoras e inteligente que conozco, mil gracias.

A PDVSA y especialmente a la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimiento División Punta de Mata, por haber aclarado mis dudas, por haberme prestado todo su apoyo y disposición siempre, por sus correcciones, por haber sido más que compañeros, por haber sido mis amigos, en especial a Andrea Luces, Marinol Cedeño, María Moreno, a la Sra. Mercedes Bonardo, al Sr. Ángel González, Jonathan Escalona, Carlos Cabrera, Sr. José Pérez, Sr. Miguel Arconada, Círyl Galera, Sr. Jean Rendón, Gustavo Gómez, Leonardo Velázquez y también al Sr. Leonardo, a Zurkys, a la Sra. Eloisa, Genny, Gabriela Bejarano y Gabriela Chirinos, Oscar, Adriana, Karina, Osbet, Alexandra, Lennis, Graciela, Carmen y un especial agradecimiento a la Sra. Liz, por todos sus consejos y todas sus correcciones y a quién siempre recuerdo por esta frase: *“El día en que dejemos mejorar, será el día en el que más nos tengamos que preocupar”*.

A Ella, que nunca pensé en contar con su grata compañía, Ella resultó ser una fuente de motivación para finalizar este trabajo, Ella me enseñó a tener paciencia y que no debía perder el rumbo de mis principales metas, Ella me ayudó a ser mejor persona de lo que era antes de conocerla y gracias a Ella guardo unos muy bonitos recuerdos de Puerto la Cruz, ciudad en donde realicé este Trabajo Especial de Grado y en donde tuve la dicha de no solo haber aprendido de pruebas de presión sino también haber aprendido a vivir, a vivir allí, frente al mar.

Gracias Totales...

Bermúdez N., Gustavo J.

**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS A TRAVÉS DE LA
INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN, FORMACIÓN
CAPAYA, CAMPOS TÁCATA Y TACAT, ESTADOS
ANZOÁTEGUI Y MONAGAS.**

**Tutores Académicos: Prof. Lisbeth Miranda & Prof. Violeta Wills.
Tutor Industrial: Ing. María Gabriela Gil.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Petróleo.
2012, 207p.**

Palabras Claves: Caracterización de Yacimientos, Pruebas de Presión,
Permeabilidad, Deconvolución, Cuenca Oriental de Venezuela.

Resumen. Los Campos Tácata y Tacat se encuentran ubicados entre los Estados Anzoátegui y Monagas en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el extremo sur oriental del Bloque Quiamare-La Ceiba. A través de la interpretación de pruebas de restauración de presión, multitasa, DST y mediciones de fondo (BHP-BHT) tanto estáticas como dinámicas, junto con la información de los probadores de formación RFT, MDT; Se realizó la caracterización de 8 yacimientos. El presente estudio abarcó un total de 111 pruebas de presión; con las cuales, se logró establecer el gradiente de presión por cada yacimiento, el comportamiento de presión a través del tiempo del campo e individualmente por cada yacimiento, características de permeabilidad, daño, límites de los yacimientos, incluso el estudio permitió la aplicación de la técnica de deconvolución; la cual, se basa en la generación de nuevos datos de presión partiendo del historial de producción y datos de pruebas de restauración de presión, dicha interpretación generó dos modelos de yacimientos que se ajustaban cualitativamente a los datos estructurales y dinámicos actuales. El estudio concluye con la generación del comportamiento de presión del campo en donde se aprecia la compartimentalización de los yacimientos y en donde adicionalmente se evidenció por condiciones dinámicas unidades que habían sido consideradas el mismo yacimiento realmente conforman unidades individuales.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	III
CONTENIDO	VI
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS	XIX
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 <i>Objetivo General</i>	4
1.2.1 <i>Objetivos Específicos</i>	4
1.3 ALCANCE	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	5
1.5 LIMITACIONES	6
CAPÍTULO II	7
2.1 ANTECEDENTES	7
2.2 BASES TEÓRICAS	11
2.2.1 <i>Modelo Estático</i> ^[29]	11
2.2.2 <i>Modelo Dinámico</i> ^[29]	11
2.2.3 <i>Gradiente de Presión</i> ^[31]	12
2.2.4 <i>Pruebas de Presión</i> ^[11]	13
2.2.5 <i>Tipos de Pruebas de Presión</i> ^[11,26]	14
<i>Prueba de Restauración de Presión (Build up)</i> ^[26]	15
<i>Pruebas de Declinación de Presión o Arrastre (Draw Down)</i> ^[11,26]	16
<i>Prueba Multitasa (Flow after Flow)</i> ^[26]	17
<i>Pruebas de Producción DST (Drill Stem Test)</i> ^[11]	18

<i>Probadores de Formación RFT (Repeat Formation Test)</i> ^[11]	19
<i>Prueba de Gradiente Estático o Dinámico (BHP-BHT) (“Bottom hole pressure – Bottom hole temperature”)</i> ^[26]	21
<i>Prueba de Interferencia</i>	23
2.2.6 Principios Básicos de las Pruebas de Presión ^[8, 11, 12, 16, 26, 31]	25
<i>Ley de Darcy</i> ^[16]	25
<i>Ley de conservación de la masa</i> ^[11]	25
<i>Ecuaciones de Estado</i> ^[11]	26
<i>Principio de superposición</i> ^[26]	26
<i>Superposición en el Espacio</i> ^[26]	27
<i>Superposición en tiempo</i> ^[26]	27
<i>Ecuación de Difusividad</i> ^[16]	28
<i>Soluciones de la ecuación de difusividad</i> ^[11,26]	30
2.2.7 Regímenes de flujo ^[9, 11, 14]	33
2.2.8 Métodos de Interpretación de Pruebas de Presión ^[16]	40
2.2.9 Modelos de Almacenamiento Obtenidos de la Derivada de Bourdet ^[16, 26]	46
<i>Expansión de los Fluidos</i> ^[26]	47
<i>Movimiento de Nivel de líquido</i> ^[26]	47
<i>Modelo de almacenamiento constante con Daño</i> ^[26]	48
<i>Modelo de Almacenamiento Variable</i> ^[26]	49
2.2.10 Modelos de Pozo obtenidos de la Derivada de Presión ^[26]	49
<i>Modelo de Pozo vertical con daño</i>	50
<i>Modelo de Pozo Vertical con daño variable</i>	50
<i>Modelo de Pozo con alta conductividad</i>	50
<i>Modelo de Pozo con Baja conductividad</i>	50
<i>Modelo de Pozo con penetración parcial</i>	50

2.2.11 Modelos de Yacimientos ^[26]	51
Yacimiento Homogéneo	51
Yacimiento con doble porosidad	53
Yacimiento con doble permeabilidad	56
2.2.12 Límites ^[26]	57
2.2.13 Tipos de límites ^[26]	59
Límites Sellantes	59
Límites de Presión Constante	65
Límites Semipermeables	67
Límites Incompletos	69
 CAPÍTULO III	 70
3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	70
3.2 ESTRATIGRAFÍA	71
3.3 ESTRUCTURA	73
3.4 POZOS DE LOS CAMPOS TÁCATA Y TACAT	75
Pozo TAG-12E	75
Pozo TAG-13	76
Pozo TAG-14	76
Pozo TAG-15	76
Pozo TAG-16	77
Pozo TAG-17	77
Pozo TAG-18	77
Pozo TAG-19	78
Pozo TAG-20	78
Pozo TAG-21	78
Pozo TAC-2x	78
Pozo TAC-4x	78

3.5 RESERVAS	79
--------------	----

CAPÍTULO IV 81

4.1 Tipo de Investigación	81
4.2 Diseño de la Investigación	81
4.3 Población y Muestra	82
4.4 Operacionalización de los Objetivos	82
4.5 Técnicas e Instrumentos para la recolección y el análisis de datos	84
4.6 Metodología de la Investigación Desarrollada	86
4.6.1 Recopilación de Información	86
4.6.2 Elaboración de la Base de Datos	87
4.6.3 Recopilación de datos necesarios para la interpretación	87
4.6.4 Interpretación de las Pruebas de Presión	88
<i>Análisis de los probadores de formación</i>	89
<i>Interpretación de las Pruebas de Presión (Restauración, declinación, DST)</i>	90
<i>Selección de la información</i>	90
<i>Validación de los datos de presión</i>	92
<i>Definición de los Períodos de Flujo</i>	92
4.6.5 Interpretación del Período de Flujo	92
4.6.6 Validación e integración de resultados	94
4.6.7 Análisis del Comportamiento de Presión	95
4.6.8 Deconvolución	95

CAPÍTULO V 96

5.1 INVENTARIO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO	96
5.2 DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS Y RECOPIACION DE LOS DATOS Y PARÁMETROS NECESARIOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN	97

5.3 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN	98
Yacimiento CA-J TAG-14	99
<i>Prueba (5-febrero-2005) Pozo TAG-12</i>	101
<i>Prueba (27-Julio-2001) Pozo TAG-15</i>	102
<i>Prueba (21-Diciembre-2001) Pozo TAG-15</i>	103
<i>Prueba (12-Noviembre-2002) Pozo TAG-15</i>	104
<i>Método de Deconvolución</i>	106
Yacimiento CA-F TAG-12	109
<i>Prueba (21-Septiembre-1998) Pozo TAG-12 SC</i>	111
Yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-12	112
<i>Prueba (2-Octubre-1998) Pozo TAG-12 SL</i>	114
<i>Prueba (2- Mayo -1999) Pozo TAG-12 SL</i>	115
<i>Prueba (6- Abril -1998) Pozo TAG-12 SL</i>	116
<i>Prueba (24-Octubre-2006) Pozo TAG-17</i>	117
<i>Prueba (15-Septiembre-2008) Pozo TAG-17</i>	118
Yacimiento CA- N/P TAG-14	120
<i>Prueba (15-Marzo-2001) Pozo TAG-14</i>	122
<i>Prueba (13-Septiembre-2006) Pozo TAG-14ST1</i>	122
Yacimiento CA-D TAG-14	125
<i>Prueba (8-Enero-2001) Poz TAG-14</i>	126
<i>Prueba (18-Enero-2004) TAG-18</i>	127
<i>Prueba (4-Septiembre-2006) TAG-18</i>	128
Yacimiento CA-0/6 TAG-14	129
<i>Prueba (22-Abril-2004) TAG-14st1</i>	130
<i>Prueba (23-Febrero-2001) TAG-14</i>	131
Yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-16	133
<i>Prueba (6-Febrero-2002) TAG-16</i>	137

<i>Prueba (3-Mayo-05) TAG-21</i>	138
<i>Prueba (7-Abril-06) TAG-21</i>	139
<i>Prueba (27-Febrero- 07) TAG-16</i>	139
<i>Método de Deconvolución</i>	141
<i>Prueba (16-Enero-2008) TAG-21 CA-K₁K₂</i>	143
Yacimiento CA-F TAG-16	145
<i>Prueba (12 Febrero 2002) TAG-16 CA-F</i>	147
5.4 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS	148
 CONCLUSIONES	 154
RECOMENDACIONES	157
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	158
ANEXOS	163

LISTA DE FIGURAS

<i>Fig. 2.1 Representación del Cálculo de Gradiente</i>	13
<i>Fig. 2.2 Secuencia de Eventos para una Prueba de Restauración.</i>	16
<i>Fig. 2.3 Secuencia de Eventos para una Prueba de Declinación</i>	17
<i>Fig. 2.4 Secuencia de Eventos para una Prueba Multitasa</i>	18
<i>Fig. 2.5 Secuencia de eventos para una Prueba DST</i>	19
<i>Fig. 2.6 Representación Gráfica de la Herramienta RFT</i>	20
<i>Fig. 2.7 Representación de los Gradientes Interpretados a través de los puntos de presión obtenidos de los probadores de formación</i>	21
<i>Fig. 2.8 Secuencia de eventos para una Prueba BHP-BHT</i>	22
<i>Fig. 2.9 BHP-BHT estático (izquierda) y BHP-BHT dinámico (derecha)</i>	22
<i>Fig. 2.10 Representación de la Prueba de interferencia entre capas</i>	23
<i>Fig. 2.11 Prueba de Interferencia entre pozos</i>	24
<i>Fig. 2.12 Balance de Masas</i>	26
<i>Fig. 2.13 Superposición en el espacio</i>	27
<i>Fig. 2.14 Superposición en el tiempo</i>	28
<i>Fig. 2.15 Representación de frontera mantenida a presión constante</i>	31
<i>Fig. 2.16 Representación del diferencial de presión</i>	32
<i>Fig. 2.17 Representación del comportamiento de presión</i>	33
<i>Fig. 2.18 Gráfico MDH, Representando la linea de flujo de acción Infinita</i>	35
<i>Fig. 2.19 Representación Gráfica del Flujo Radial</i>	37
<i>Fig. 2.20 Representación Gráfica del flujo Lineal</i>	37
<i>Fig. 2.21 Representación Gráfica del Flujo Bilineal</i>	38
<i>Fig. 2.22 Representación Gráfica del Flujo Esférico</i>	39
<i>Fig. 2.23 Representación Gráfica del Flujo Elíptico</i>	39
<i>Fig. 2.24 Idealización de una prueba de presión</i>	40

Fig. 2.25 Representación Semilog de una prueba de declinación (izquierda) y una prueba de restauración de presión (derecha) (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)	42
Fig. 2.26 Curvas Tipo	42
Fig. 2.27 Análisis Semilog (izquierda) Derivada de Bourdet (derecha)	43
Fig. 2.28 Representación de los Períodos de Flujo en la Derivada de la Presión	44
Fig. 2.29 Representación de la diferencia de tasa en la cara de la arena con respecto a la superficie. Prueba de declinación (izquierda) Prueba de restauración de Presión (derecha)	46
Fig. 2.30 Sensibilidad en la derivada con respecto al efecto de Almacenamiento	48
Fig. 2.31 Representación del efecto de almacenamiento variable	49
Fig. 2.32 Representación Gráfica del comportamiento de la derivada para un Yacimiento Homogéneo (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)	52
Fig. 2.33 Representación de los Tipos de flujo presentes en la Derivada de la presión	52
Fig. 2.34 Representación del modelo de doble porosidad en el	53
Fig. 2.35 Sensibilidad de λ (derecha) y ω (izquierda) en el modelo de doble porosidad	54
Fig. 2.36 Representación del efecto de porosidad por selección	55
Fig. 2.37 Representación del efecto de porosidad influenciado	55
Fig. 2.38 Enmascaramiento del comportamiento	56
Fig. 2.39 Representación de un yacimiento doble capa (izquierda)	57
Fig. 2.40 Representación gráfica de la caída de presión	58
Fig. 2.41 Comportamiento de la derivada en presencia de una falla sellante	60
Fig. 2.42 Sensibilidad realizada con las distancias de las fallas al pozo	60
Fig. 2.43 Representación gráfica de un modelo con fallas intersectantes	61
Fig. 2.44 Modelo de fallas paralelas representando el comportamiento de la derivada de presión (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)	62
Fig. 2.45 Representación del modelo de fallas paralelas	62
Fig. 2.46 Comportamiento de la derivada de presión en presencia de un modelo	63

<i>Fig. 2.47 Comportamiento de la derivada en presencia de un Modelo Rectangular</i>	64
<i>Fig. 2.48 Comportamiento de la derivada de presión</i>	65
<i>Fig. 2.49 Representación de un límite de presión constante (izquierda y un límite de presión constante y tres barreras impermeables (derecha) (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)</i>	65
<i>Fig. 2.50 Comportamiento de la Derivada de Presión en presencia de varios límites</i>	66
<i>Fig. 2.51 Comportamiento de la presión en presencia de un sistema cerrado (curva roja) Comportamiento de la presión en presencia de un sistema de presión constante (curva azul)</i>	67
<i>Fig. 2.52 Presencia de una falla permeable y representación de la caída de</i>	68
<i>Fig. 2.53 Falla no sellante, Representación del flujo radial y ondas de presión</i>	68
<i>Fig. 2.54 Posición relativa de la falla (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)</i>	69
<i>Fig. 2.55 Comportamiento de la derivada de presión dependiendo de la posición relativa de la falla</i>	69
<i>Fig. 3.1 Ubicación Geográfica de los Campos Túcata y Tacat</i>	70
<i>Fig. 3.2 Ubicación Geográfica de los pozos pertenecientes a los campos</i>	71
<i>Fig. 3.3 Columna Estratigráfica tipo, Segunda Escama de la Formación Capaya,</i>	73
<i>Fig. 3.4 Sección Sísmica, Interpretación 2000-2001 (Mod. Presentación "Actualización y Unificación de los modelos Estáticos para los yacimientos de la Fm. Capaya en las áreas de explotación del Campo Túcata", PDVSA 2011)</i>	74
<i>Fig. 3.5 Representación Estructural de la Fm. Capaya, sección N-S</i>	75
<i>Fig. 3.6 POES, Reservas Recuperadas, Producción Acumulada y Reservas Remanentes,</i>	79
<i>Fig. 3.7 GOES, Reservas recuperables, Producción Acumulada y Reservas Remanentes,</i>	80

Fig. 4.1 Metodología de la Investigación desarrollada	86
Fig. 4.2 Flujograma de Trabajo para la interpretación de las Pruebas de Presión	92
Fig. 4.3 Representación de las Etapas en la Derivada de Presión (Grafica de Bourdet; Log-log)	94
Fig. 5.1 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya-J TAG-14	99
Fig. 5.2 Registro de Rayos Gamma, Curva de Resistividad Profunda y Puntos de Presión (RFT)	100
Fig. 5.3 Puntos de presión de los registros RFT por pozo para el yacimiento CA-J	100
Fig. 5.4 Respuesta de la derivada de presión para la prueba del 5 de febrero de 2005	101
Fig. 5.5 Respuesta de la derivada de presión para el pozo TAG-15	102
Fig. 5.6 Sección Estratigráfica pozos TAG-12 (izquierda) y Pozo TAG-15 (derecha)	103
Fig. 5.7 Respuesta de la derivada de presión para el pozo TAG-15	104
Fig. 5.8 Respuesta de la derivada de presión para el pozo TAG-15	105
Fig. 5.9 Gráfica de Presión vs Tiempo (superior) y Grafica de Tasa vs Tiempo (inferior)	106
Fig. 5.10 Comportamiento de las Curvas de Presión y sus respectivas derivadas,	107
Fig. 5.11 Generación de la curva de deconvolución	107
Fig. 5.12 Curva Final dela derivada obtenida del proceso de deconvolución	108
Fig. 5.13 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento CA-F TAG-12	109
Fig. 5.14 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento CA-F TAG-12 (verde) y	110
Fig. 5.15 Profundidad de completación de la arena CA-F para los Pozos TAG-12 y TAG-16	110
Fig. 5.16 Comportamiento de la derivada de presión 21 de Septiembre de 1998	111
Fig. 5.17 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K1/K2 TAG-12	112
Fig. 5.18 Gráfico Puntos de Presión vs Profundidad Pozo TAG-12	113

<i>Fig. 5.19 Registros Rayos Gamma, Registro de Resistividad y Registro de Presión Pozo TAG-12</i>	114
<i>Fig. 5.20 Comportamiento de la Derivada de Presión para la prueba del 2 de Octubre de 1998</i>	115
<i>Fig. 5.21 Comportamiento de la derivada de Presión, Prueba realizada el 2 de Mayo de 1999</i>	116
<i>Fig. 5.22 Comportamiento de la Derivada de Presión, Prueba realizada el 6 de Abril de 1998</i>	117
<i>Fig. 5.23 Comportamiento de la Derivada de Presión, Prueba realizada el 24 de Octubre de 2006</i>	118
<i>Fig. 5.24 Comportamiento de la derivada de Presión, Prueba realizada el 15 de septiembre de 2008</i>	119
<i>Fig. 5.25 Mapa Isopaco-Estructural, Yacimiento Capaya N/P TAG-14</i>	120
<i>Fig. 5.26 Gráfico de Puntos de Presión vs Profundidad Pozo TAG-14</i>	121
<i>Fig. 5.27 Comportamiento de la Derivada de Presión, Prueba Realizada el 15 de Marzo de 2001</i>	122
<i>Fig. 5.28 Comportamiento de la Derivada de Presión</i>	123
<i>Fig. 5.29 Comportamiento de la Derivada de Presión</i>	124
<i>Fig. 5.30 Gráfico Thakur</i>	124
<i>Fig. 5.31 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K1/K2 TAG-12</i>	125
<i>Fig. 5.32 Comportamientos de los Puntos de presión Registrado por la herramienta RFT</i>	126
<i>Fig. 5.33 Comportamiento de la Derivada de Presión Para la prueba del 8 de Enero de 2001</i>	127
<i>Fig. 5.34 Comportamiento de la Derivada de Presión Para la prueba del 18 de Enero de 2004</i>	128
<i>Fig. 5.35 Comportamiento de la Derivada de Presión Para la prueba del 4 de Septiembre de 2006</i>	128
<i>Fig. 5.36 Mapa Isópaco-estructural, Yacimiento Capaya K1/K2 TAG-12</i>	129
<i>Fig. 5.37 Sección estratigráfica del Pozo TAG-14</i>	130

<i>Fig. 5.38 Comportamiento de la Derivada de Presión Prueba Realizada el 22 de abril de 2004</i>	131
<i>Fig. 5.39 Comportamiento de la derivada de presión Prueba realizada el 12 de Febrero de 2001</i>	132
<i>Fig. 5.40 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K1 TAG-16</i>	133
<i>Fig. 5.41 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K2 TAG-16</i>	134
<i>Fig. 5.42 Puntos de Presión vs Profundidad obtenidos de los Probadores de formación</i>	135
<i>Fig. 5.43 Registro de rayos Gamma, Resistividad y Puntos de Presión Pozos TAG-16</i>	136
<i>Fig. 5.44 Comportamiento de la Derivada de presión Prueba realizada el 6 de febrero del 2002</i>	137
<i>Fig. 5.45 Comportamiento de la derivada de Presión Prueba realizada el 3 de Mayo de 2005</i>	138
<i>Fig. 5.46 Comportamiento de la derivada de presión Prueba realizada el 7 de abril de 2006</i>	139
<i>Fig. 5.47 Comportamiento de la derivada de presión, Prueba realizada el 27 de febrero de 2007</i>	140
<i>Fig. 5.48 Comportamiento de la derivada de presión prueba realizada el 27 de febrero de 2007. Primer Cierre (Naranja), Segundo Cierre (Verde)</i>	141
<i>Fig. 5.49 Registro de Presión (superior) Medición de Tasa (inferior)</i>	142
<i>Fig. 5.50 Ajuste del modelo para los datos generados a través de la deconvolución</i>	143
<i>Fig. 5.51 Comportamiento de la derivada de Presión Prueba realizada el 16 de enero de 2008</i>	144
<i>Fig. 5.52 Mapa Isópaco- Estructural, Yacimiento Capaya F TAG-16</i>	145
<i>Fig. 5.53 Registro de Rayos Gamma, Registro de Resistividad y Registro de Presión</i>	146
<i>Fig. 5.54 Comportamiento de la derivada de presión, Prueba realizada el 16 de Enero de 2008</i>	147

<i>Fig. 5.55 Gráfico del comportamiento de presión para el Campo Tácata</i>	148
<i>Fig. 5.56 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-F</i>	
TAG-12	149
<i>Fig. 5.57 Gráfico del Comportamiento de Presión para el Yacimiento CA-K1/K2</i>	
TAG-12	150
<i>Fig. 5.58 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-D</i>	
TAG-14	150
<i>Fig. 5.59 Gráfico del Comportamiento de Presión para el Yacimiento CA-J</i>	
TAG-14	151
<i>Fig. 5.60 Gráfico del Comportamiento de presión para el yacimiento CA-N/P</i>	
TAG-14	152
<i>Fig. 5.61 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-0/6</i>	
TAG-14	152
<i>Fig. 5.62 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-F</i>	
TAG-16	153
<i>Fig. 5.63 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-K1/K2</i>	
TAG-16	153

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 2.1 Valores de Gradientes</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 4.1 Operacionalización de los Objetivos</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 5.1 Número de Pruebas de Presión del Estudio</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 5.2 Inventario de los Probadores de Formación Recopilados</i>	<i>97</i>

INTRODUCCIÓN

En la actualidad la caracterización de yacimientos tiene un rol fundamental dentro del desarrollo de los modelos estáticos y dinámicos, ya que éstos son la base principal en la elaboración de los modelos de simulación en los cuales se trazarán los planes de explotación y gerencia del yacimiento. En estos modelos se estudiarán los futuros proyectos de recuperación a implementar en los yacimientos, con la finalidad de obtener el mayor recobro posible.

Los modelos de presión se encuentran dentro del desarrollo del modelo dinámico, estos son generados a través de la interpretación de las pruebas de presión, como lo son las pruebas de restauración, las pruebas de declinación, multitasas, pruebas DST, con las cuales se logran establecer las condiciones de presión bajo las que se encuentra el yacimiento y adicionalmente ayudan a definir diversas propiedades como la permeabilidad, tipo de flujo, el daño, la capacidad del yacimiento y establecer condiciones estructurales como fracturas, fisuras, capas múltiples, fallas, límites del yacimiento, ayudando así a completar la información de los modelos geológicos y de yacimientos con un menor grado de incertidumbre.

Los campos Tácata y Tacat se encuentran ubicados al norte de los Estados Anzoátegui y Monagas, en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el extremo sur oriental del Bloque Quiamare-La Ceiba, descubierto en el año de 1997 con la perforación del pozo TAG-12E a una profundidad de 15.283 pies, el cual fue completado en la formación Capaya en las unidades CA-F y CA-K, a partir de ese momento el campo fue desarrollado llegando a explotarse un total de 9 Yacimientos. Sin embargo, debido a la caída de presión de su principal yacimiento productor CA-K₁/K₂ TAG-12, se decidió implementar un proyecto de recuperación secundaria para mantener la presión, pero debido a incongruencias presentadas en el modelo de simulación que no reflejaba la representatividad de las condiciones estructurales evidenciadas en el modelo geológico, la Gerencia de Estudios Integrados de

Yacimientos División Punta de Mata decidió generar un nuevo modelo estructural y dinámico partiendo desde su fase inicial de desarrollo.

El presente Trabajo de Investigación contempla la caracterización de los yacimientos pertenecientes a los Campos Túcata y Tacat a través de la interpretación de 111 pruebas de presión, distribuidas entre pruebas de restauración, pruebas multitasas, pruebas DST, pruebas de declinación y adicionalmente la interpretación de los probadores de formación, con los cuales se logró establecer los gradientes de presión de los yacimientos, finalmente con las pruebas de presión de fondo estáticas y los puntos de presión obtenidos de la interpretaciones juntos con las mediciones de los registros de presión de fondo (RFT,MDT), se definió el comportamiento de presión de los yacimientos, determinándose la compartimentalización de la mayoría de estos, junto con la redefinición de yacimientos que inicialmente fueron considerados como una sola unidad. El estudio también contempla la aplicación de la metodología de deconvolución involucrando datos de presión y producción con los cuales se logró establecer un modelo yacimiento correspondiente a los estudios geológicos realizados hasta la fecha de la presente investigación, todo esto integrando datos de producción, datos estructurales y estratigráficos.

1. CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente el análisis de las pruebas de presión constituye una de las herramientas más utilizadas y de mayor importancia en la caracterización de las propiedades de los yacimientos, a través de su interpretación es posible definir parámetros como la permeabilidad, tipo de flujo, daño y adicionalmente determinar condiciones de bordes, tales como, fracturas, fisuras, capas múltiples, fallas, entre otras, ayudando así, a establecer con un mayor grado de certidumbre las propiedades físicas y estructurales del yacimiento.

Los Campos Tácata y Tacat están ubicados en el extremo sur oriental del Bloque Quiamare la Ceiba entre los Estados Anzoátegui y Monagas. Los yacimientos profundos del Campo Tácata fueron descubiertos en el año de 1997 por el pozo TAG-12E el cual fue perforado hasta una profundidad de 15.283 pies, completado en las formaciones Capaya K y F. Los yacimientos productores son principalmente areniscas de la Formación Capaya (Mioceno Inferior) que contienen petróleo de 38° a 45° API subsaturado. El Campo Tácata fue operado por REPSOL YPF hasta el año 2007, luego es entregado a PDVSA GAS y finalmente pasa a manos de PDVSA Exploración y Producción en el año 2009. En el año 2004 el campo llegó a producir alrededor de 9000 BNPD y luego de una drástica caída de presión la producción llegó a 500 BNPD. Fue entonces cuando el equipo de REPSOL YPF decide implantar un proyecto piloto de inyección de agua en el yacimiento de mayor volumen del campo Capaya-K₁/K₂ TAG-12, dicho estudio se realizó con un modelo de simulación numérico construido en el año 2004.

Para recuperar el potencial del campo, PDVSA decidió retomar los estudios generados por REPSOL YPF, pero luego de la revisión del nivel de cotejo del modelo de simulación, de la definición de la estratigrafía del área, del desempeño de las corridas de simulación, la representatividad de los acuíferos y la configuración de los pozos, se determinó la necesidad de generar un nuevo modelo estructural y dinámico que satisfaga las condiciones actuales tanto de saturación y presión y adicionalmente, sirva para monitorear y diseñar cualquier proyecto de recuperación secundaria a implantar.

En tal sentido, este estudio contempla la caracterización y la descripción de los yacimientos de los Campos Tácata y Tacat por medio de la interpretación y el análisis de las 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 pertenecientes a los Campos Tácata y Tacat y 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.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Realizar la caracterización de los yacimientos de la Formación Capaya en los campos Tácata y Tacat, a través de la interpretación de pruebas de presión.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Recopilar información referente a las pruebas de presión.
- Generar un inventario de las pruebas realizadas en el área de estudio.
- Desarrollar una base de datos con los parámetros necesarios para la interpretación de las pruebas de presión.

- Validar los datos para la interpretación de las pruebas de presión.
- Realizar la interpretación de las pruebas de presión.
- Validar la interpretación del Modelo Estructural del Tope de la Formación Capaya a través de la integración del análisis de las pruebas de presión.
- Analizar el comportamiento de presión que refleje el modelo de flujo de los pozos y permita la caracterización del yacimientos.

1.3 ALCANCE

El presente Trabajo Especial de Grado tiene como finalidad la caracterización de los yacimientos de los campos Túcata y Tacat por medio de la interpretación de pruebas de presión y a su vez generar a través de la recopilación y validación de estos datos un modelo de presiones que describa el comportamiento de los yacimientos perteneciente al área de estudio con el menor grado incertidumbre.

En vista que las pruebas de presión están siendo usadas como un apoyo en la construcción de los modelos geológicos y de yacimientos, se aplicará una metodología para validar dichos modelos, siguiendo una estrecha relación con los datos proporcionados por el modelo estático. Igualmente, fusionando los datos de producción, presión y estructura, se estima lograr la caracterización del área del estudio desde el punto de vista de su potencial productivo.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Con la necesidad de la creación de un nuevo modelo de simulación que reproduzca la producción de los Campos de Túcata y Tacat y a su vez sirva de base para el estudio de nuevos planes de explotación, PDVSA en su Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos Oriente División Punta de Mata, ha decidido generar unos nuevos modelos tanto dinámico como estructural, partiendo de los datos adquiridos de los

campos durante el convenio con REPSOL YPF. Con la intención de disminuir la incertidumbre del modelo geológico-estructural, se plantea el desarrollo de un modelo de presiones que describa el comportamiento de presiones del campo y adicionalmente se integre con la información del resto de los modelos y logre generar así la caracterización tanto física como dinámica de los yacimientos del área de estudio.

1.5 LIMITACIONES

- Disponibilidad de archivos tipo ASCII con datos de presión y tiempo para realizar la interpretación de todas las pruebas de presión.

2. CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

En el desarrollo de la presente investigación se revisaron diversos trabajos e informes técnicos, los cuales sirvieron de documentación para la elaboración del marco teórico y adicionalmente ayudaron en establecer la metodología en el análisis e interpretación de pruebas de presión, entre estos destacan:

- Chávez R. Lérica S. (2006) realizó el trabajo de investigación titulado “Planificación de pozos para la explotación del Campo Tácata basada en los datos generados de la interpretación de las pruebas de presión”. El trabajo comprendió la elaboración de un plan de explotación por medio de la interpretación de pruebas de presión. Fue realizado con pruebas llevadas a cabo en 3 pozos específicos de la zona de Tácata y Tacat, el TAG-16x, TAG-21 y TAC-2x. La conclusión principal del trabajo fue de seguir el drenaje de los yacimientos por los mismos pozos descubridores, debido a que éstos se encuentran en una zona de alta complejidad estructural, intensamente fallada, donde se evidenció por medio del estudio de pruebas de presión la compartamentalización de los yacimientos. Este trabajo sirvió de documentación teórica sobre las pruebas de presión e información referente a la geología y estructura de los Campos Tácata y Tacat, además de servir de base en el desarrollo de la metodología para la interpretación de las pruebas de presión.
- Mendoza B. José A. (2002) realizó un trabajo de investigación titulado “Evaluación de la Formación Naricual Superior del Campo el Furrial, a través de

pruebas de presión” en el cual por medio de la interpretación de 20 pruebas de presión realizadas en el Campo el Furrial, se estableció un modelo patrón de yacimiento que ayudó en la caracterización de la Formación Naricual Superior. Este trabajo se basó en la interpretación de pruebas de presión a través del Método de la Deriva y los Gráficos de Horne para establecer un modelo patrón que caracterizará el área de estudio. Concluyó que las presiones del yacimiento se encontraban alrededor de los 4500-6900 Lpca para el año 2002 y el comportamiento de presión de las zonas estudiadas ajustó a un modelo de yacimiento homogéneo. Este trabajo sirvió de documentación teórica y adicionalmente como guía para el desarrollo metodológico en la escogencia de los modelos de flujo de los yacimientos.

- (PDVSA, 2005) En el informe titulado: “Modelo de presiones Campo Santa Bárbara-Pirital” elaborado por, Cabello Danelys, Del Rio Juan, Alfonso Karina, Campos Luis y Gil María Gabriela, se desarrolló un modelo de presiones el cual ayudó a definir el comportamiento real de los yacimientos profundos del Campo Santa Bárbara-Pirital, parte de este estudio tuvo como objetivo la validación del modelo estructural hasta el año 2005 a través de la interpretación de pruebas de presión, la validación de fallas y determinación de la compartimentalización de yacimientos del tope de la Formación Naricual Superior. Siendo de interés, la metodología utilizada para la interpretación de las pruebas de presión y la validación del modelo estructural junto con el análisis de las pruebas.
- (PDVSA, 2009) En el Informe técnico “Modelo de Presiones de Yacimientos profundos de los campos Jusepín y Cotoperí” el trabajo desarrolló una base de datos que facilitó el estudio de presiones y el balance energético de los yacimientos pertenecientes a los campos Cotoperí y Jusepín. En este trabajo, por medio de la interpretación de pruebas de presión con probadores de formación, los RFT (*Repeat Formation Test*), MDT (*Modular Dynamics Tester*) y RCI

(*Reservoir Characterization Instrumet*) se logró definir los gradientes de los yacimientos y así establecer la tendencia de presiones al Datum del Campo para demostrar la compartimentalización de varios yacimientos. Este trabajo sirvió como documentación teórica y adicionalmente para establecer una metodología en la interpretación de las pruebas realizadas con los probadores de formación.

- Gil A. María G. y Medina G. Raquel V. (2001) Realizaron el trabajo de investigación titulado “Caracterización de Yacimientos de Petróleo y gas Condensado del Área de Norte de Monagas mediante la aplicación de técnicas modernas en la interpretación de pruebas de presión” en donde a través de la interpretación de las pruebas de presión se pudo constatar los límites de los yacimientos, los datos de permeabilidad efectiva, daño y adicionalmente evaluar la metodología de deconvolución a través de la normalización de la tasa de producción y la evaluación de los datos de los registros de producción como PLT (*Production Logging Tool*). En este trabajo se aplicó el método de deconvolución el cual consistía en una normalización de la tasa obteniendo mejores resultados y adicionalmente la definición más representativa de los modelos de los yacimientos ya que lograba disminuir los efectos de segregación de fluidos que enmascaraban el comportamiento de flujo radial. Este trabajo sirvió como complemento de la parte teórica de las pruebas de presión y adicionalmente la metodología a seguir para realizar la interpretación de las pruebas de presión.
- HOUZÉ OLIVIER, TAUZIN ERIC & ALLAIN OLIVIER, elaboraron un artículo técnico que lleva por título (*New Method to Deconvolve Well Test Data Under Changing well Conditions*) “Nuevo Método para deconvolucionar datos de pruebas de presión bajo condiciones variables”, en el cual desarrollan y explican la metodología de deconvolución junto con el uso de los sensores de presión permanente. Adicionalmente explican los métodos de deconvolución de Von Shroeter, el Método de Levitan y un Tercer Método, el cual genera una respuesta

de deconvolución a partir de varias pruebas en un período de tiempo determinado, este método esta basado en los cierres de las pruebas de presión en tiempos tardíos (posterior al comportamiento de flujo radial) las derivadas presentarán el mismo comportamiento, pero en tiempos tempranos, podrían presentar ciertas discrepancias (efecto de almacenamientos, fracturas). Los métodos descritos anteriormente no responden de manera similar al presentar una variación en la generación de los modelos y tienden a presentar problemas de convergencia. Este artículo sirvió de referencia teórica para la aplicación del Método de Deconvolución.

- S.DAUNGKAEW,F. HOLLAENDER Y A.C GRINGARTEN, presentaron el artículo técnico (*Frequently Asked Questions in Well Test Analysis*) “Preguntas Frecuentes en la Interpretación de Pruebas de Presión” , en el cual tratan las dudas más comunes presentadas en el análisis de presiones transientes, en donde concluyen que las pruebas de restauración de presión proveen una mejor información que las pruebas de declinación, debido a que éstas se ven afectadas por las fluctuaciones de tasa y la propia dinámica de los pozos. Adicionalmente plantea que con una historia de producción durante la prueba de un 40% del volumen producido, éste puede reproducir unas buenas condiciones de bordes o condiciones de los límites de los yacimientos.
- (PDVSA, 2011) “Revisión del Modelo de Simulación Campo Tácata”, elaborado por, Rodríguez Graciela, González Ángel, Rojas Ghislayne. En el cual se evaluó el nivel de cotejo del modelo de simulación, la conclusión principal fue la de generar un nuevo modelo de simulación numérica que honrara las condiciones de saturación de los yacimientos y representará de una mejor manera las condiciones estructurales y estratigráficas de los yacimientos de la Formación Capaya, con la finalidad que este nuevo modelo adicionalmente sirviera para diseñar y monitorear cualquier proyecto de recuperación secundaria a implementar. Este

Trabajo técnico sirvió como base teórica y conocer los principales problemas por los cuales se está realizando los nuevos modelos estático y dinámico.

- Zapata Marianny (2006) “Estimación de la presión de los Yacimientos Jobo-01 y Morichal-01 del Campo Jobo mediante la generación de Ecuaciones Matemáticas” En este trabajo se determinó mediante el uso de programas estadísticos una ecuación con la cual se podría calcular la presión actual de los yacimientos. Este trabajo fue utilizado en una primera etapa, debido que, dentro de las fases del trabajo de investigación desarrollado por Zapata se recopilaron los registros de presión y graficó la presión al datum.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Modelo Estático^[29]

Es una representación gráfica y numérica de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos estructurales, litológicos y fluidos en condiciones originales que conforman el área de estudio, basada en el procesamiento de la información geológica y del yacimiento. Su principal objetivo es representar la arquitectura del yacimiento, mediante la integración de las disciplinas de las geociencias (estratigrafía, sedimentología, petrofísica, geofísica, geoquímica, geoestadística, entre otros); disciplinas que integralmente y en armonía permiten comprender en términos físicos y geológicos del sistema de acumulación de hidrocarburos.

2.2.2 Modelo Dinámico^[29]

El propósito fundamental de un modelo dinámico es representar la interacción de la roca con los fluidos del yacimiento y reproducir las características o condiciones de presión, producción e inyección del yacimiento, además; permite el desarrollo de metodologías para comprender de una manera integral el desplazamiento de los

fluidos en el sistema poroso. Con la finalidad de estimar volúmenes de fluidos en sitio y reservas recuperables, analizar el comportamiento de presión, producción e inyección y predecir el comportamiento futuro del yacimiento, todo esto en sinergia con el modelo estático.

2.2.3 Gradiente de Presión ^[31]

Es la relación existente entre las diferencias de presión en un fluido y profundidad vertical, entre dos puntos conocidos de dicho fluido. Sean P_1 la presión a la profundidad H_1 , y P_2 la presión a la profundidad H_2 , mayor que H_1 , se define como gradiente de presión del fluido a la relación entre estas diferencias como se aprecia en la **Figura. 2.1**

En la **Tabla 2.1** se presentan los valores más comunes para los gradientes de presión en un yacimiento, los valores de 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 Tipos de Gradientes de Presión de un fluido en yacimiento

Gradiente de presión lpca/pies	Tipo de Fluido
> 0,433	Agua
0,21 -0,42	Petróleo
<0,2	Gas

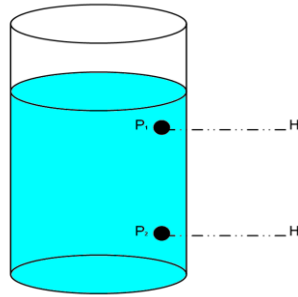


Fig. 2.1 Representación del Cálculo de Gradiente de presión

$$\text{Gradiente de Presión} = \frac{P_2 - P_1}{H_2 - H_1} \left[\frac{L_{pca}}{pie} \right] \quad \text{Ec. 2.1}$$

2.2.4 Pruebas de Presión ^[11]

Las pruebas de presión consisten en la medición de dos variables, la tasa de producción y la presión del yacimiento. Se basan en la generación de una perturbación en el yacimiento, o lo que es igual, un cambio en una de las dos variables mencionadas (generalmente la tasa de flujo), 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 estudiado.^[26]

Entre los parámetros que se pueden obtener a partir de una prueba de presión se tienen:

- Presión Inicial y Presión Promedio del yacimiento.
- Tipo de Fluido.
- Transmisibilidad 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.
- Caracterización de los efectos de llene.
- Presencia del flujo no Darcy.
- Heterogeneidad de la roca o la estructura y anisotropía.
- Comunicación entre pozos.

2.2.5 Tipos de Pruebas de Presión ^[11,26]

El tipo de prueba de presión a realizar en un yacimiento depende básicamente de los mismos objetivos que se desean evaluar de la prueba. Entre los diferentes tipos de pruebas de presión encontramos:

- Prueba de Restauración de Presión (*Build Up*).
- Pruebas de Declinación de Presión o Arrastre (*Draw Down*).
- Prueba Multitasa.
- Prueba de Pulso.
- Prueba de Interferencia.
- 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.

A continuación se describen las pruebas de presión que abarcó el presente trabajo de investigación:

Prueba de Restauración de Presión (Build up) ^[26]

Estas pruebas por lo general se realizan en pozos productores y consiste en producir a una tasa estabilizada para luego cerrarlo y permitir la restauración de la presión de fondo y medir estos cambios de presión en función del tiempo.

En la **Figura. 2.2** Se tiene la representación gráfica de la tasa (parte superior) y presión (parte inferior), para una prueba de restauración de presión (*Build up*). En una primera etapa el pozo se encuentra fluyendo a una tasa constante pero posteriormente es cerrado. El cierre puede ser en superficie o en el fondo del pozo, por lo general se recomienda realizar las pruebas con cierre en fondo y así disminuir el efecto de almacenamiento en el pozo. 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.

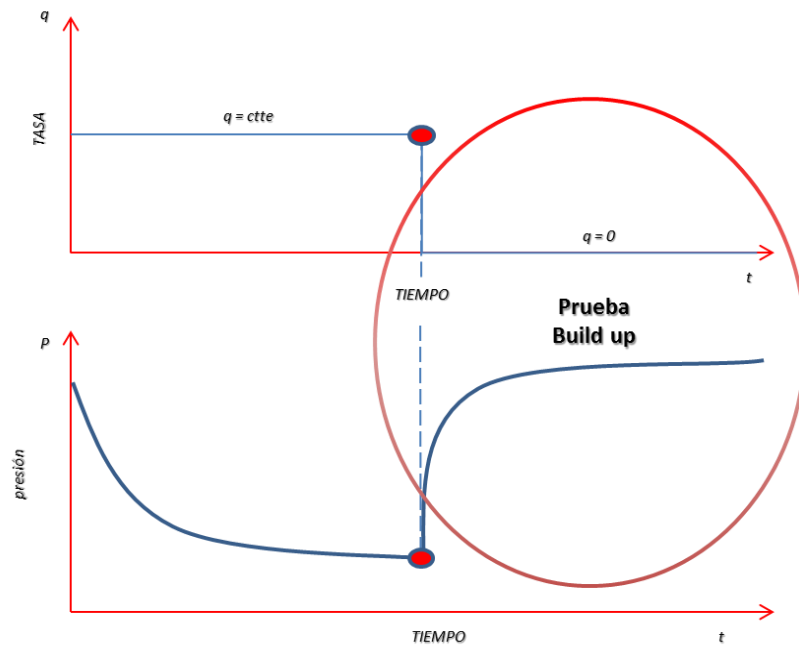


Fig. 2.2 Secuencia de Eventos para una Prueba de Restauración.

Pruebas de Declinación de Presión o Arrastre (Draw Down)^[11,26]

Estas pruebas se realizan haciendo producir un pozo a tasa constante y registrando la presión en función del tiempo, la información que se obtiene usualmente incluye la permeabilidad del yacimiento, el factor de daño y el volumen del yacimiento (si la prueba se realiza por largo tiempo). Por lo general este tipo de pruebas se lleva a cabo justo antes de realizar una prueba de restauración de presión. Como se muestra en la **Figura. 2.3**, en la primera etapa se tiene un flujo constante en la cual se realiza la medición para la prueba de declinación y posterior un cierre (restauración), la información a interpretar serán los datos de presión recopilados durante el tiempo que el pozo esté fluyendo.

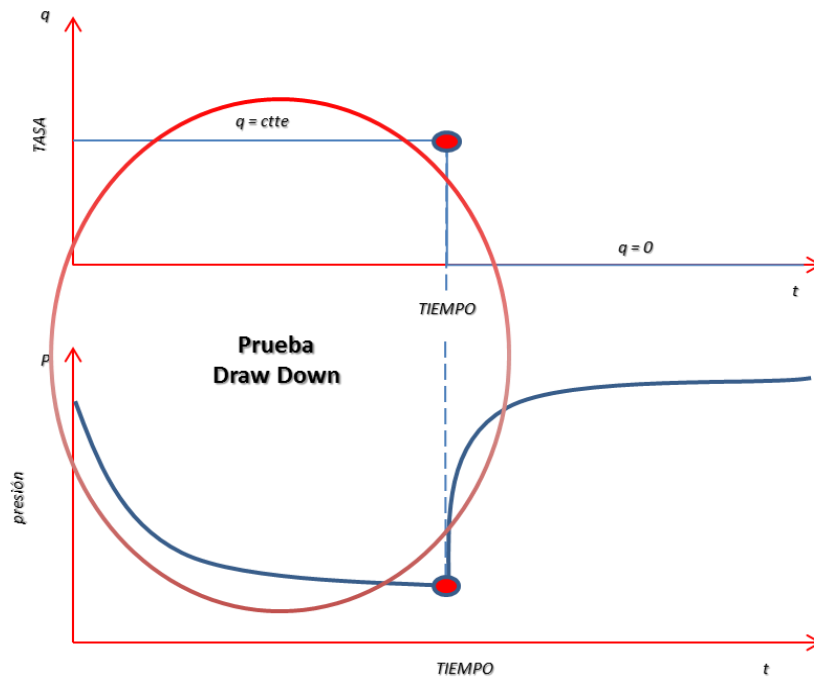


Fig. 2.3 Secuencia de Eventos para una Prueba de Declinación

Prueba Multitasa (Flow after Flow)^[26]

Este tipo de pruebas se realiza con diferentes tasas, comienza una etapa de limpieza en la cual fluye el pozo por un tiempo determinado hasta que este comience a reportar muestras de petróleo libre de trazas de lodo, evitando así de esta forma registrar presiones asociadas al fluido de perforación, posteriormente se realiza un cierre de pozo, procurando alcanzar la estabilización del flujo llevándose a cabo con varios flujos precedidos de varios cierres. En la **Figura. 2.4** se aprecia el comportamiento clásico de presión y tasa para la prueba multitasa en donde, va aumentando la tasa producida debido a los cambios de reductor realizados en superficies hasta alcanzar una estabilización en la producción, posteriormente intercalada.

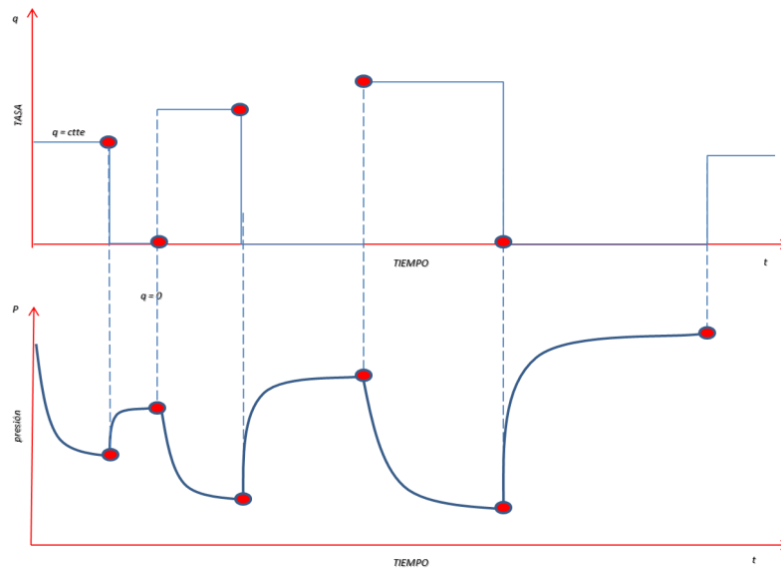


Fig. 2.4 Secuencia de Eventos para una Prueba Multitasa

Pruebas de Producción DST (Drill Stem Test)^[11]

Es una completación temporal cuyo arreglo de empaques y válvulas se localizan al final de la sarta, se usa para aislar una zona de interés y dejarla producir a través de la sarta, lo que permite registrar la presión de fondo, temperatura y tomar muestras de fluidos como si el pozo fuera completado en ese intervalo.

Generalmente se lleva a cabo fluyendo el pozo de forma alternada y consta de dos períodos de flujo cada uno seguido de un período de cierre (ver **Figura. 2.5**). La presión se registra de forma continua.

Realizando un análisis de presión a través de los Métodos de Horner y de la Derivada, en los cierres de la prueba DST, se pueden obtener parámetros de permeabilidad, daño, presión del yacimiento.

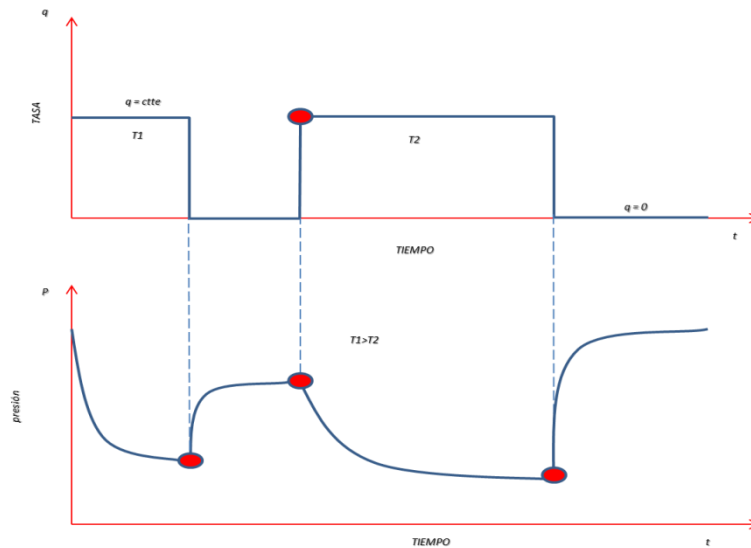


Fig. 2.5 Secuencia de eventos para una Prueba DST

Probadores de Formación RFT (Repeat Formation Test) ^[11]

Esta herramienta permite la comunicación de un sistema para medir presiones y tomar muestras de fluidos en la formación, se realiza en hoyo abierto e inmediatamente después de correr registros eléctricos debido a que la herramienta tiene unas pocas pulgadas de alcance y evitando así tomar muestras correspondientes al lodo filtrado. Actualmente también se ha desarrollado herramientas que permiten tomar muestras de fluidos y puntos de presión durante la perforación con MWD y LWD. Por lo general esta herramienta consta de un patín que va pegado a la pared del hoyo, con dos cámaras de secuencia hidráulicas accionadas eléctricamente desde superficie, de esta manera se aísla la medición de presión de la columna hidrostática con la medición de presión de la formación como se aprecia en la **Figura. 2.6**.

La prueba consiste en medir puntos de presión a diferentes profundidades del pozo con el fin de determinar:

- Contactos Agua-Petróleo y Gas Petróleo.

- Definición y delimitación de yacimientos compartamentalizados.
- Determinación del agotamiento diferencial.
- Estimación de la permeabilidad (k) y/o de la movilidad.
- Muestreo de fondo de los fluidos.
- Presión Inicial de la formación.
- Gradientes de presión a lo largo de la formación.
- Daños por lodo de perforación.

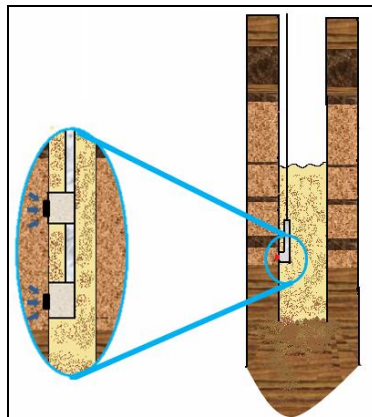


Fig. 2.6 Representación Gráfica de la Herramienta RFT

En la **Figura. 2.7** se aprecia los puntos de presión registrados con la herramienta RFT (puntos negros) y adicionalmente se muestra la tendencia de los gradientes generados a partir de las rectas pertenecientes a cada gradiente, la recta rojo correspondiente a un gradiente de gas, la recta verde correspondiente a un gradiente de presión de petróleo y la recta azul correspondiente a los puntos de presión tomados para una zona de agua, junto con la lectura de resistividad y la lectura de los rayos gamma. Es importante tener en cuenta que los puntos de presión a ser considerados para calcular el gradiente deben estar contenidos en la misma arena.

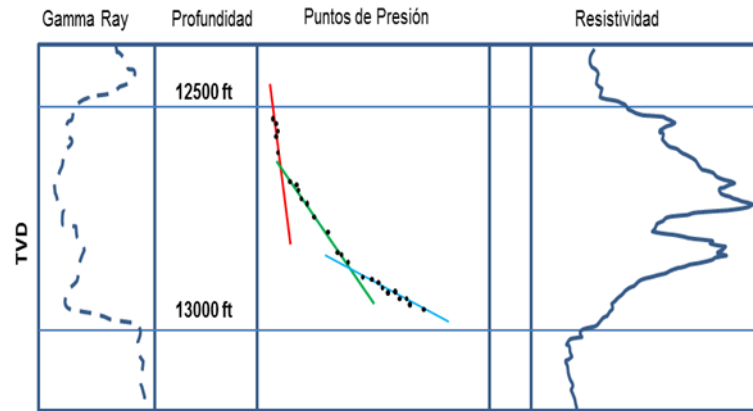


Fig. 2.7 Representación de los Gradientes Interpretados a través de los puntos de presión obtenidos de los probadores de formación

Prueba de Gradiente Estático o Dinámico (BHP-BHT) (“Bottom hole pressure – Bottom hole temperature”) ^[26]

Estas pruebas consisten en la medición de puntos de presión dentro de la tubería de producción, se puede hacer con el pozo fluyendo (determinando gradiente dinámico) o con el pozo cerrado (determinando gradiente estático). La prueba se realiza introduciendo un sensor en la tubería de producción y registrando cada cierta profundidad (1000 pies, 500 pies, 100 pies) por diferente paso de tiempo. La respuesta de presión mientras se realiza la medición de gradiente estático se aproximará al valor de gradiente del fluido encontrado dentro de la formación siempre y cuando durante la prueba no se perciba ningún cambio importante de segregación de fluidos. En la **Figura. 2.8** se aprecia la secuencia de eventos, en la primera etapa se van registrando puntos de presión a cierta profundidad, esta variación de profundidad suele ser constante hasta llegar al punto donde se tomarán las medidas de presión por encima del tope de intervalo cañoneado, evitando así distorsión por el fluido proveniente del yacimiento.

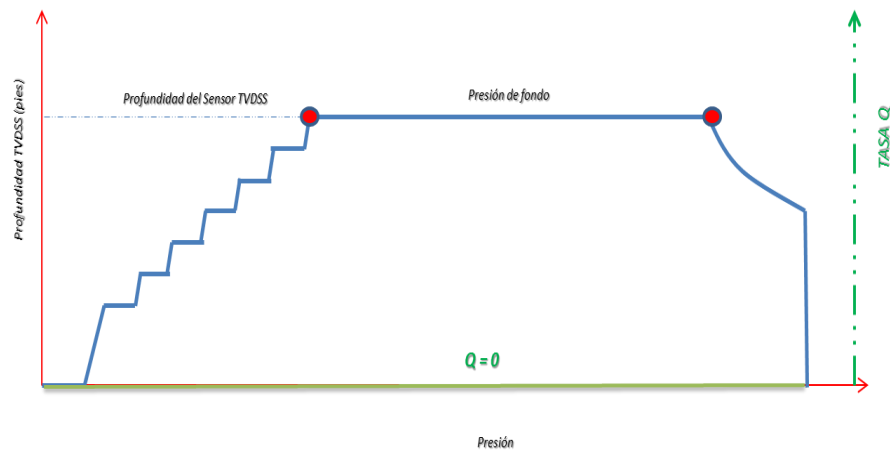


Fig. 2.8 Secuencia de eventos para una Prueba BHP-BHT

La siguiente imagen representa el registro de presión durante una prueba BHP-BHT, para la imagen de la derecha se tiene el registro de presión durante una prueba dinámica y la medición de una prueba BHP-BHT con el pozo cerrado para la imagen de la izquierda (**Figura. 2.9**).

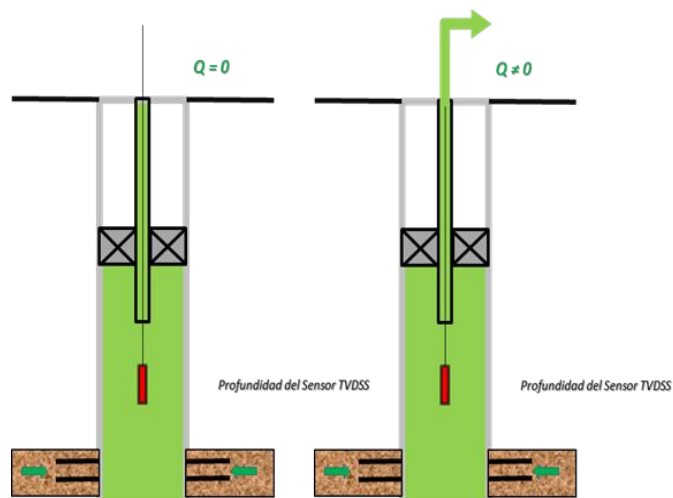


Fig. 2.9 BHP-BHT estático (izquierda) y BHP-BHT dinámico (derecha)

Prueba de Interferencia

Estas pruebas tienen como finalidad comprobar la comunicación entre pozos en un mismo yacimiento, también pueden ser realizadas en un mismo pozo para determinar el flujo entre capas (ver **Figura 2.10**). En una prueba de interferencia cuyo fin sea determinar la comunicación entre pozos, uno de éstos es colocado a producción y los cambios de presión son observados en el otro pozo. La prueba de interferencia puede ser útil para caracterizar propiedades del yacimiento sobre una escala mayor que una prueba sencilla. Los cambios de presión a una gran distancia del productor son mucho más pequeños que en el pozo productor mismo, por lo tanto las pruebas de interferencia requieren sensores de presión mucho más sensibles y con una capacidad de almacenamiento de información mucho mayor a los sensores comunes.

Si se desea conocer la comunicación entre capas durante el registro de presión y caudal para la sección abierta (capa inferior), (**Figura. 2.10** gráfico de la izquierda) si al mismo tiempo es puesto en producción el intervalo superior, si existe comunicación se registrará una disminución de la tasa en el intervalo inferior.

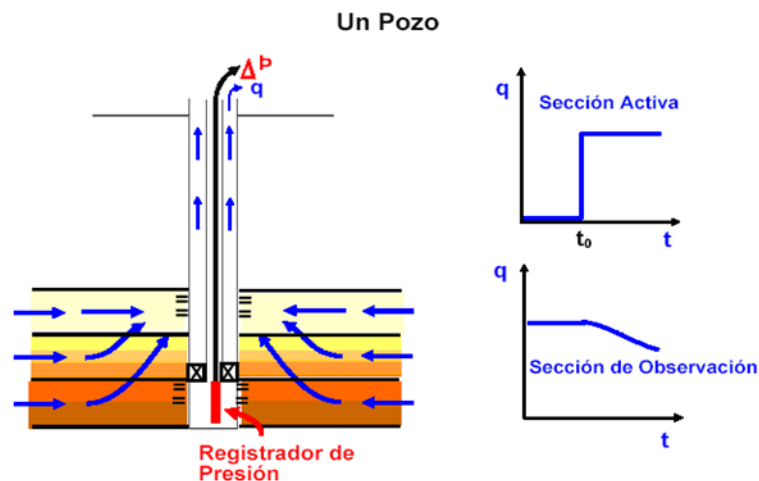
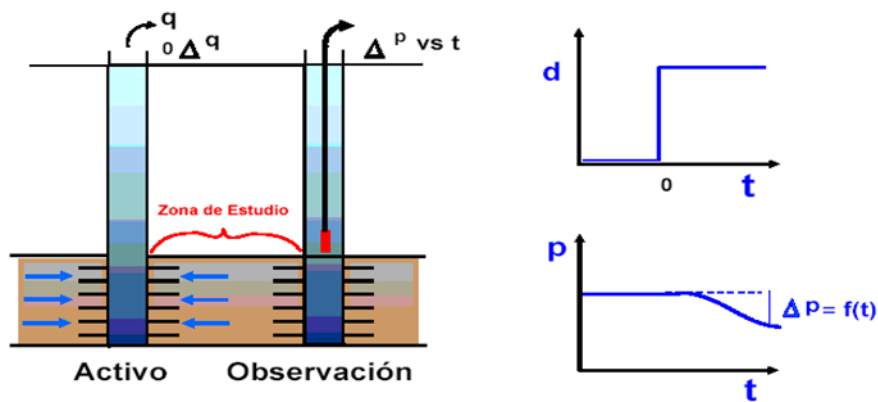


Fig. 2.10 Representación de la Prueba de interferencia entre capas
(Presentación Pruebas de Presión, PDVSA 2008)

En la **Figura. 2.11** se presenta el caso en que se realiza una prueba de interferencia y se desea conocer la comunicación entre pozos, uno de éstos es colocado en producción (pozo Activo) y en el otro pozo se lleva a cabo un monitoreo de presiones (pozo Observador), si no existiese comunicación entre los pozos, al momento de cerrar el pozo observador y registrar el comportamiento de presión, ésta incrementaría y llegaría (dependiendo del tiempo de cierre, la viscosidad de fluido y la permeabilidad) a un punto de estabilización donde existen cambios una mínima variación de presión entre los puntos del registro, pero, si existiese una comunicación entre pozos, para tiempos donde debería tenerse una estabilización en el registro de presión se obtendrá un cambio de presión debido a la influencia de la producción del pozo activo, concluyendo que existe una comunicación en el mismo intervalo entre pozos.



*Fig. 2.11 Prueba de Interferencia entre pozos
(Presentación Pruebas de Presión, PDVSA 2008)*

2.2.6 Principios Básicos de las Pruebas de Presión ^[8, 11, 12, 16, 26, 31]

Ley de Darcy ^[16]

En 1856 Henry Darcy estableció una relación lineal entre la tasa de flujo a través de un área transversal de un medio poroso y el gradiente de presión a través de la misma sección, expresada en unidades de campo, la relación es la siguiente:

$$\frac{\Delta P}{L} = -887.2 \frac{Q\mu}{kA} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Q: Tasa bbls

μ : Viscosidad Cp

k: Permeabilidad mD

A: área pie²

L: longitud pie

La fórmula puede ser representada en coordenadas cartesianas por la siguiente expresión:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -887.2 \frac{q_x \mu}{k_x A} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Y también en coordenadas radiales

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = 141.2 \frac{q\mu}{kh} \quad \text{Ec. 2.4}$$

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.

Ley de conservación de la masa^[11]

El principio de la conservación establece que cualquier cantidad de masa, energía o volumen, no puede ser creada ni destruida. En el flujo de fluido a través de un medio poroso, la cantidad más significativa que se conserva es la masa. Entonces, el principio de conservación se resume referente a una región arbitraria, en:

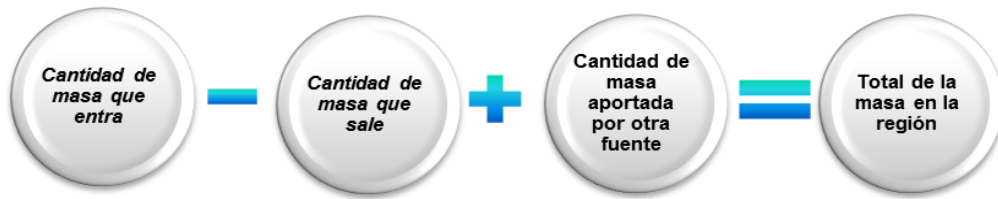


Fig. 2.12 Balance de Masas

Ecuaciones de Estado^[11]

Las ecuaciones de estado especifican la dependencia de densidad del fluido (ρ) de la presión y temperatura del sistema. De esta manera, dependiendo del fluido presente, 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.

Principio de superposición^[26]

Los modelos básicos de flujo consideran un solo pozo en el yacimiento que produce una tasa de flujo constante; pero en la práctica, la situación es otra ya que los pozos producen a tasas variables. Entonces es necesario contar con una metodología para utilizar las soluciones básicas.

La ecuación de difusión por ser una ecuación diferencial en derivadas parciales, posee dos soluciones independientes y una tercera resultado de la combinación lineal de ambas, Esto es si $f_1(t)$ y $f_2(t)$ son dos soluciones independientes de la ecuación de difusión, entonces una combinación lineal (superposición) de las soluciones es también una solución

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

Ec. 2.5

Donde:

$f_1(1)$ y $f(2)$: Soluciones Independientes

En resumen la respuesta de un sistema a un número de perturbaciones es exactamente igual a la suma de las respuestas de cada una de esas perturbaciones individuales.

Superposición en el Espacio^[26]

Se utiliza para determinar la caída de presión en un punto de un yacimiento causado por la producción de varios pozos. Por lo tanto el principio es que la caída total de presión en cualquier punto de un yacimiento es la suma de las caídas de presión en el punto, causada por el flujo de cada pozo del yacimiento.

Esto quiere decir que la caída de presión en el pozo A será igual a la caída de presión en el pozo B, más la caída de presión en el pozo C. En la **Figura 2.13** se observa la distribución de los pozos en el espacio.

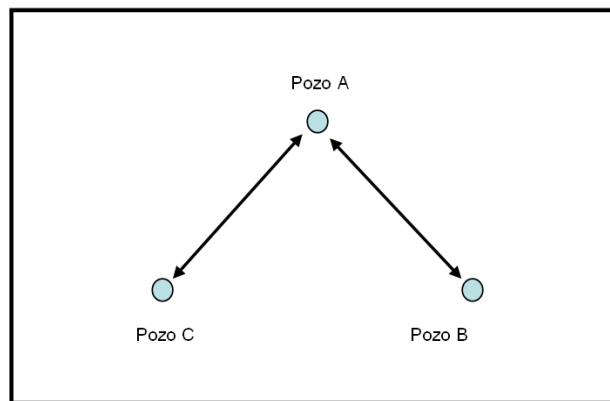


Fig. 2.13 Superposición en el espacio

Superposición en tiempo^[26]

Se puede usar para determinar la respuesta de yacimiento a un pozo fluyendo a tasa variable, usando solamente soluciones a tasa constante.

Si se tienen valores de tasa constante para períodos de tiempo determinado, la curva de flujo se aproximará de una forma escalonada a una curva tal que reproduzca las características importantes de la producción, como se muestra en la **Figura. 2.14**.

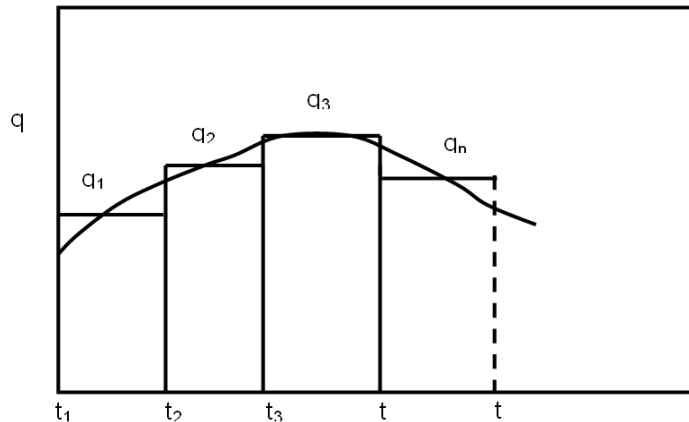


Fig. 2.14 Superposición en el tiempo

Ecuación de Difusividad ^[16]

La ecuación de difusividad describe cómo en un medio poroso la presión cambiará en el tiempo, en función del gradiente de presión alrededor de este medio poroso.

La teoría básica del análisis de datos dinámicos utiliza la ecuación de difusividad en su forma más sencilla y asume las siguientes condiciones:

- El yacimiento es homogéneo e isotrópico.
- El fluido se encuentra en una sola fase y es ligeramente compresible.
- El yacimiento y las propiedades de los fluidos son independientes de la presión.
- Flujo radial.
- Aplicabilidad de la Ley de Darcy.

- Fuerzas gravitacionales despreciables.

Bajo estas condiciones la ecuación de difusividad es derivada por medio de la combinación de:

- El principio de la conservación de la masa.
- La Ley de Darcy.
- Fluidos Ligeramente compresibles.

La ecuación de difusividad en su forma general es la siguiente:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu C_t} \nabla^2 p \quad \text{Ec. 2.6}$$

Forma Cartesiana

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu C_t} \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \quad \text{Ec. 2.7}$$

En coordenadas radiales

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu C_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad \text{Ec 2.8}$$

Donde:

P = presión, lpc.

r = distancia radial desde el centro del pozo, pies.

t = tiempo, horas.

ϕ = porosidad, fracción.

μ = viscosidad, cps.

k = permeabilidad, md.

c = compresibilidad, lpc^{-1}

Soluciones de la ecuación de difusividad ^[11,26]

La ecuación de difusividad es una ecuación diferencial en derivadas parciales y requiere para su solución establecer condiciones iniciales y de frontera.

Considerando la ecuación de difusividad expresada en coordenadas cartesianas:

$$\nabla^2 p = (\phi \mu c_t / k) \partial p / \partial t \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde:

$$\nabla^2 = \partial^2 / \partial x^2 + \partial^2 / \partial y^2 + \partial^2 / \partial z^2 \quad \text{Ec. 2.10}$$

- *Condiciones Iniciales:* Una suposición que es hecha con frecuencia es considerar que inicialmente el yacimiento tiene una presión uniforme a través de todo el medio poroso, esto es:

$$\forall x, y, z \quad p(t=0, x, y, z) = p_i \quad \text{Ec. 2.11}$$

$$\forall r \quad p(t=0, r) = p_i \quad \text{Ec. 2.12}$$

- *Condiciones de frontera:* Para obtener la solución de la ecuación de difusividad aplicable para un caso en particular, es necesario definir bajo cuáles 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.

Tipos de Fronteras ^[11]

Frontera con flujo constante: Es una frontera de área determinada por la cual atraviesa un flujo constante, en donde el fluido de viscosidad μ fluye a través de un medio poroso de permeabilidad k en mD. De acuerdo con la ecuación de Darcy

$$q = -k / \mu (A \partial p / \partial n)_{\text{frontera}} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Entonces el diferencial de presión en la frontera se expresa de la siguiente manera

$$(\partial p / \partial n)_{\text{frontera}} = -q \mu / k / A_{\text{frontera}} = \text{Constante} \quad \text{Ec. 2.14}$$

- *Frontera mantenida a presión constante:* Esta situación requiere que la frontera exhiba un nivel de presión a cualquier tiempo. Los perfiles de presión en las vecindades de la frontera muestran un gradiente que decrece a medida que transcurre el tiempo (ver **Figura. 2.15**).

$$(P)_{\text{frontera}} = P_o \quad \text{Ec. 2.15}$$

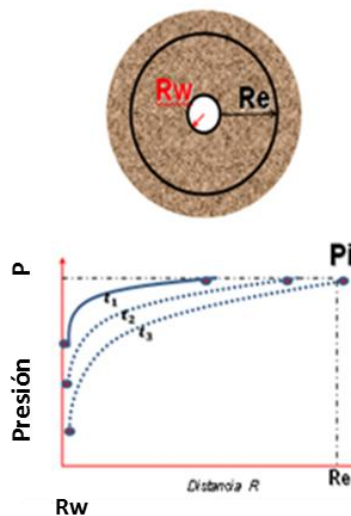


Fig. 2.15 Representación de frontera mantenida a presión constante

- *Frontera impermeable*: Como un caso particular de la condición de frontera de flujo constante se tiene la frontera impermeable, la cual se caracteriza por que el gradiente de presión en la frontera es nulo (ver **Figura 2.16**).

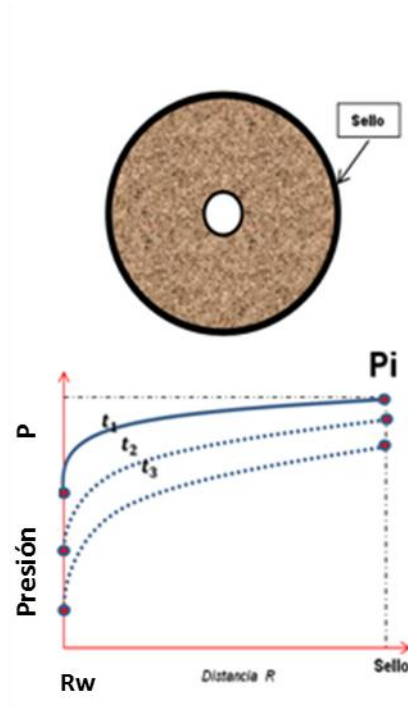


Fig. 2.16 Representación del diferencial de presión en presencia de un sello o límite impermeable

- *Yacimientos Infinitos*: Estos yacimientos carecen de efectos de frontera (ver **Figura 2.17**), esta condición se puede expresar de la manera siguiente:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} p(s, t) = P_i$$

Ec. 2.16

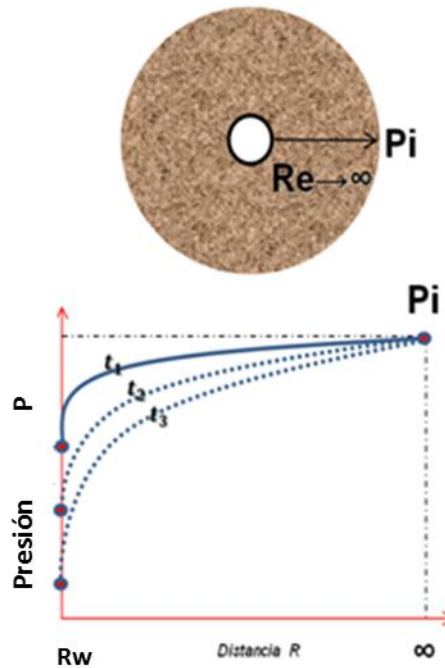


Fig. 2.17 Representación del comportamiento de presión en presencia de un límite infinito

2.2.7 Regímenes de flujo ^[9, 11, 14]

Los regímenes de flujo que se desarrollan en un yacimiento se pueden clasificar en base a dos criterios diferentes, de acuerdo a su estado y de acuerdo con la geometría del yacimiento.

De acuerdo a su estado ^[11]: Está referido a la tasa con la que el flujo se acerca a un estado continuo después de una perturbación de presión, entre éstos se pueden contar los regímenes de flujo transitorios:

- *Período de acción infinita (Régimen Transitorio Temprano)*: al finalizar los efectos de segregación de fluidos en la etapa temprana de la prueba de presión, se verá reflejada en la respuesta de presión los efectos del yacimiento. A medida que el tiempo avanza, la respuesta será característica de condiciones más lejanas del pozo. A tiempos bastante tardíos, la respuesta de presión es

afectada por los límites del yacimiento, pero antes de que esto ocurra, el yacimiento actúa como si fuese de extensión infinita. Aunque en esta etapa se puede identificar varios tipos de flujo, uno de los más comunes y fácilmente identificables es el flujo radial. Este flujo se presenta como una línea recta en una gráfica de presión contra el logaritmo del tiempo (gráfico semi-log, ver **Figura 2.18**). Donde la pendiente de esta recta se puede representar de la siguiente forma:

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad \text{Ec 2.17}$$

En donde:

μ = Viscosidad del Fluido, cps.

q = Caudal del Pozo. bpd

B = Factor Volumétrico de Formación. B_y/B_n

m = Pendiente del gráfico. lpca/h

k = Permeabilidad Efectiva. mD

h = Espesor de la completación. pies

La curva azul representa el comportamiento de presión graficada contra el logaritmo del tiempo. Obteniendo la pendiente de la recta, y conociendo los valores de tasa, la viscosidad del fluido, el factor volumétrico de formación y el intervalo de la completación se puede entonces, obtener un valor aproximado de la permeabilidad despejándola de la ecuación número 2.17.

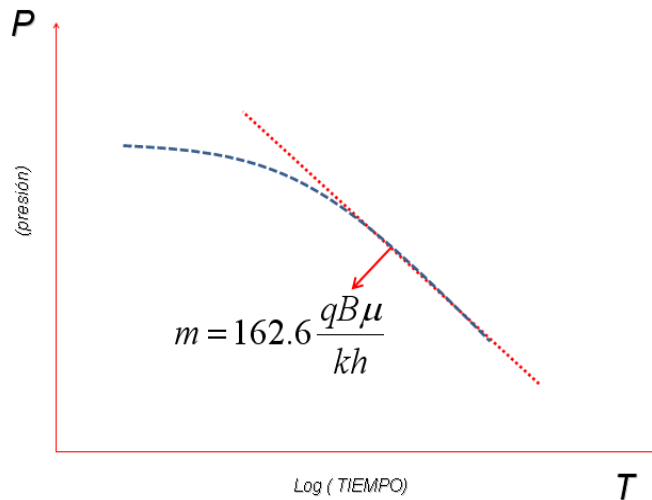


Fig. 2.18 Gráfico MDH, Representando la línea de flujo de acción Infinita (Horner, 1990)

- *Respuesta de presión en yacimientos limitados:* El tiempo al cual estos efectos límites son observados en la respuesta de presión dependerá de las propiedades de formación permeable y fluido contenido en la misma. Los dos tipos de límites considerados son (a) impermeable y (b) de presión constante. Ambos están relacionados con los regímenes de flujo desarrollados en el yacimiento.

Un límite impermeable, también conocido como límite cerrado, ocurre donde el yacimiento es sellado y no hay flujo externo. Un límite de presión constante generalmente ocurre por un empuje por agua muy activo, un patrón de inyección balanceado o la presencia de una gran capa de gas.

- *Límites Cerrados (Estado Pseudo Estable):* La condición del yacimiento durante el estado pseudoestable consiste en que la caída de presión, en cualquier punto, es debida a la descompresión del fluido en la medida que el mismo es producido. Esta pérdida volumétrica de presión está dada simplemente por la definición de la compresibilidad:

$$Ct = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad \text{ó} \quad \Delta P = \frac{1}{V} \frac{q \Delta t}{Ct}$$

Ec. 2.18

- *Límites de presión constante (Estado Estable):* Cuando la presión del yacimiento es sustentada por la invasión de un fluido (tanto para el influjo natural, como el caso de un acuífero o una capa de gas, como para la inyección de fluidos) entonces, puede estar presente un límite de presión constante, tal límite puede encerrar completamente al pozo (como el caso de un pozo productor rodeado de pozos inyectoros) o puede ser un límite abierto a un lado del pozo, por ejemplo el caso de una pareja aislada de pozos inyector-productor.

De Acuerdo a la geometría del yacimiento: Aunque las trayectorias reales de las líneas de flujo dentro de un medio poroso son irregulares, las trayectorias generales o promedio pueden ser representadas a través de líneas rectas o curvas con una tendencia definida.

- *Régimen de Flujo Radial* ^[9]: Es el régimen de flujo más importante en la interpretación de pruebas de presión, se reconoce por una extensión constante en la derivada de la presión. La geometría de flujo radial se describe como líneas de corriente que convergen hacia un cilindro circular (ver **Figura 2.19**). En formaciones parcialmente penetradas, el flujo radial podría estar restringido a tiempos tempranos a solo una sección del intervalo de la formación donde el flujo es dirigido hacia el pozo.

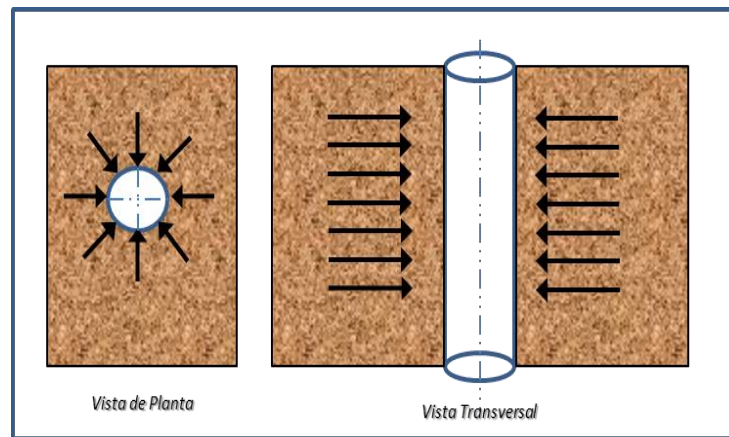


Fig. 2.19 Representación Gráfica del Flujo Radial

- *Régimen de Flujo Lineal* ^[9]: Consta de vectores de flujo paralelos. El flujo lineal es identificado por una tendencia de pendiente positiva de valor $1/2$, en el gráfico de la derivada. Este régimen se presenta en pozos hidráulicamente fracturados, pozos horizontales y yacimientos alargados. Puesto que las líneas de corriente convergen a un plano (ver **Figura 2.20**), los parámetros asociados con el flujo lineal son la permeabilidad de la formación en la dirección de las líneas de flujo y el área de flujo normal a las líneas de corriente.

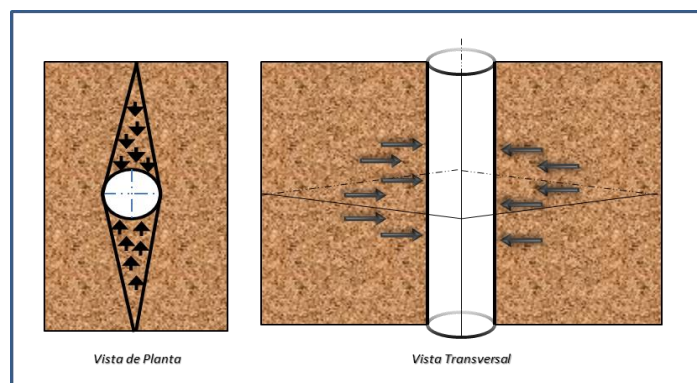


Fig. 2.20 Representación Gráfica del flujo Lineal

- *Régimen de Flujo Bilineal* ^[9]: se desarrolla normalmente en fracturas de conductividad finita, cuando el fluido fluye linealmente dentro de la fractura (ver **Figura 2.21**). Se representa como una recta de pendiente $\frac{1}{4}$ en una gráfica Log-Log de los puntos de presión.

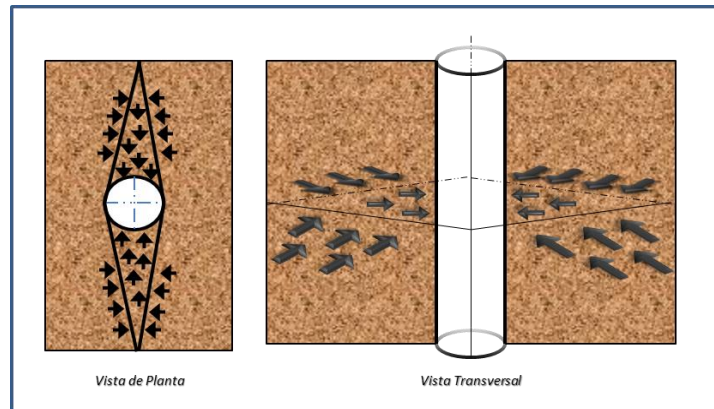


Fig. 2.21 Representación Gráfica del Flujo Bilineal

- *Régimen de Flujo Esférico* ^[9]: Ocurren cuando las líneas de corriente convergen a un punto. Este régimen se presenta en pozos que han sido parcialmente completados o formaciones parcialmente penetradas. Para el caso de completaciones parciales o penetración parcial cerca al tope o la base de la formación, la capa impermeable más cercana impone un flujo hemisférico (ver **Figura 2.22**). Tanto el flujo esférico como el hemisférico son vistos en la curva de la derivada como una pendiente negativa de valor de $1/2$.

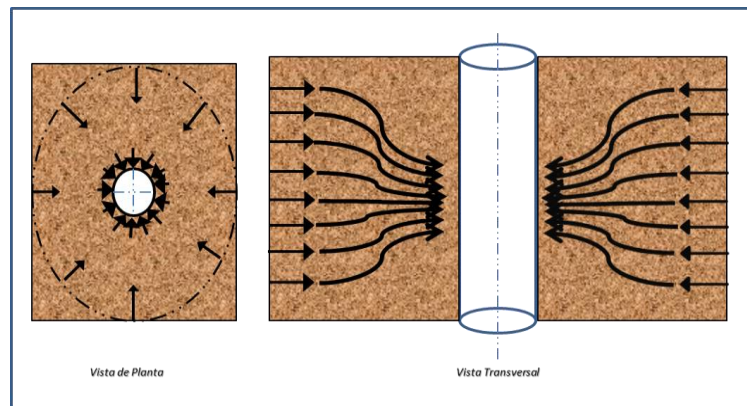


Fig. 2.22 Representación Gráfica del Flujo Esférico

- *Régimen de Flujo Elíptico* ^[9]: En un pozo fracturado, el flujo elíptico se presenta como una transición entre el régimen de flujo lineal y el régimen de flujo radial tardío como se presenta en la **Figura 2.23**.

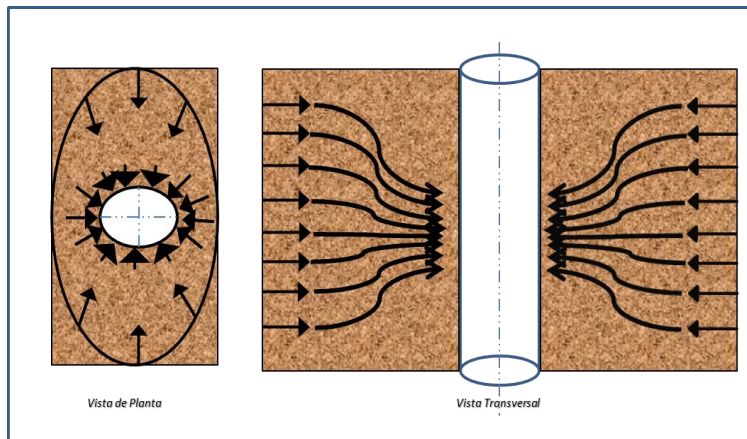
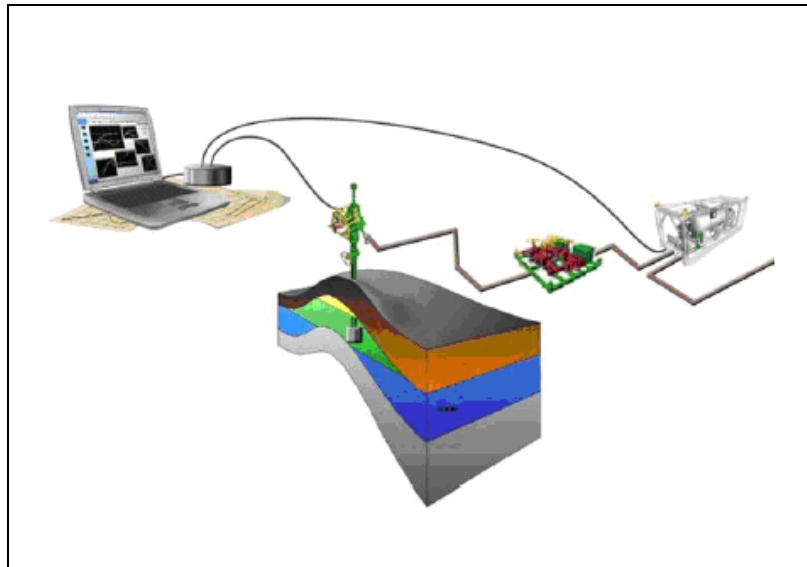


Fig. 2.23 Representación Gráfica del Flujo Elíptico

2.2.8 Métodos de Interpretación de Pruebas de Presión ^[16]

El análisis de pruebas de presión también es conocido como el análisis de presión transiente e interpretación de pruebas de pozos. El análisis consiste en la interpretación de los datos adquiridos durante una prueba de presión.

La configuración típica de lo que es llamado una prueba de presión se muestra en la **Figura. 2.24**, en donde la primera etapa consiste en la adquisición de datos de presión y datos de tasa y una segunda etapa consiste en el análisis de estos datos para determinar así las propiedades y características del yacimiento en estudio.



*Fig. 2.24 Idealización de una prueba de presión
(Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)*

Los datos requeridos obligatoriamente para el desarrollo del análisis de presión transiente son, los valores de tasas y los valores de presión preferiblemente en el fondo del pozo, los parámetros PVT y otros parámetros adicionales como radio del pozo, intervalo de completación, son necesarios para desarrollar un análisis que vaya de lo cualitativo a lo cuantitativo.

El principal régimen de flujo de interés en la interpretación de las pruebas de presión es el régimen de flujo radial de acción infinita o régimen de flujo radial, el cual ocurre después que los efectos del pozos han desaparecidos (efectos de almacenamiento) y antes que los efectos de bordes o límites sean detectados. El flujo radial infinito provee un promedio de la permeabilidad del yacimiento alrededor del pozo, también ayudan a cuantificar el valor del daño y la presión inicial del yacimiento.

Entre los primeros métodos de interpretación de pruebas de presión se encuentran los gráficos especializados Myler Dyes Hutchinson (MDH) y Horner, introducidos alrededor de los años 50, en donde se lograba identificar y cuantificar el flujo radial.

El **Método Horner** fue presentado en el año de 1951 y consiste en graficar los datos de presión en función del tiempo, con el cual se puede obtener el comportamiento de la presión del yacimiento a condiciones ideales de restauración y en la gráfica será representado por una línea recta, no obstante el comportamiento de la presión en algunos casos se verá afectado por las condiciones de pozo y las heterogeneidades del yacimiento, los cuales provocarán una desviación en la linealidad de los datos.

Horner demostró que una extrapolación de la línea recta del gráfico semilog, llevada a la unidad se podía obtener la presión inicial del yacimiento (P_i) siempre y cuando los períodos producción fueran cortos (ver **Figura 2.25**).

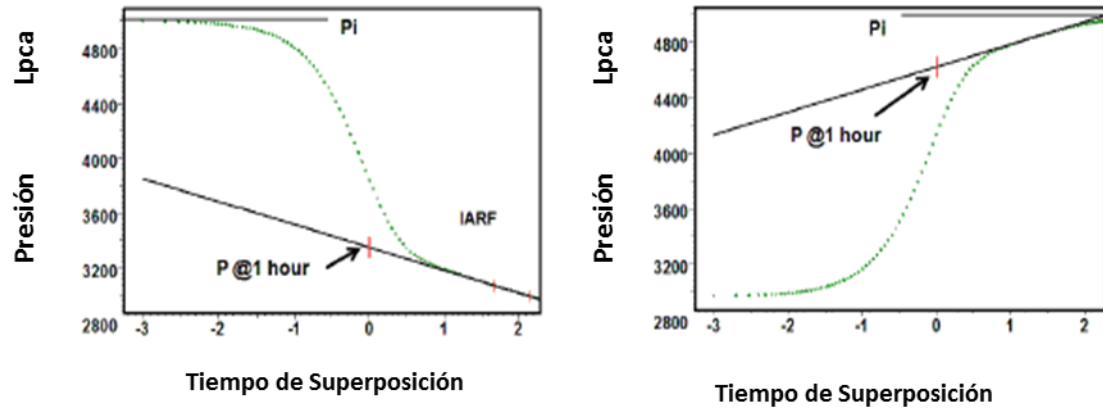
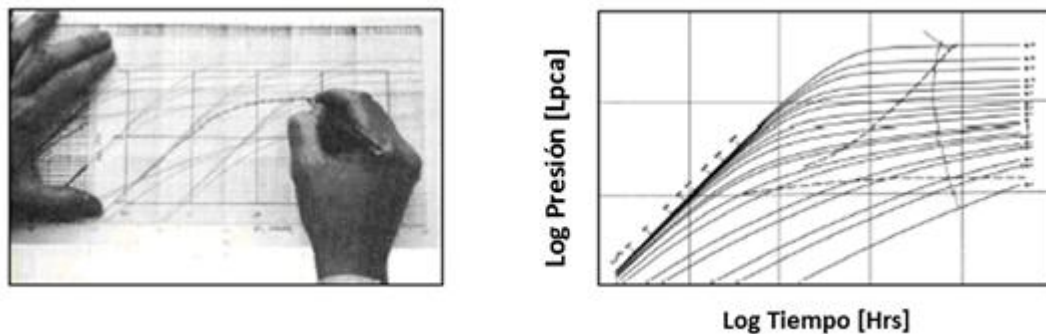


Fig. 2.25 Representación Semilog de una prueba de declinación (izquierda) y una prueba de restauración de presión (derecha) (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

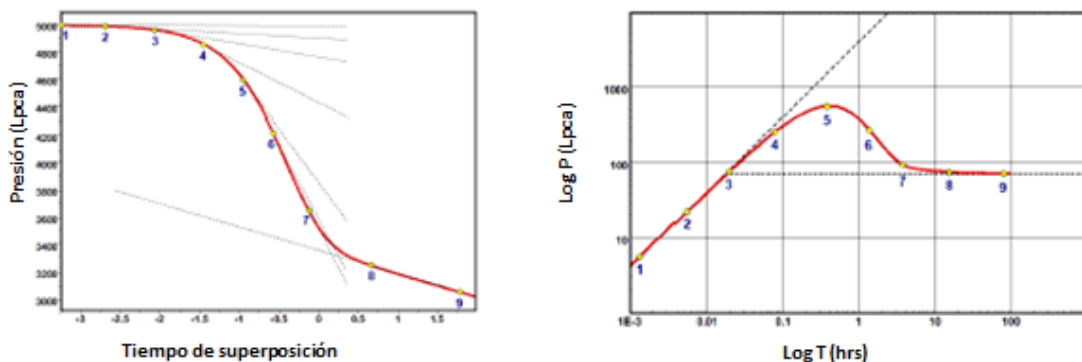
En la década de los 70 fueron desarrolladas las técnicas de ajuste de curvas por medio de las llamadas **Curvas Tipo**, este método consistía en graficar la respuesta de presión en un papel log-log y los puntos eran ajustados sobre unas curvas tipo de respuestas de presión ya impresas (ver **Figura 2.26**), la elección de la curva tipo que mejor se ajustara a la respuesta de presión generaba un valor de permeabilidad y la caracterización de condiciones por efecto de daño. Estos métodos tenían una muy pobre resolución.



*Fig. 2.26 Curvas Tipo
(Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)*

En la década de los 80 fue introducida la **Derivada de Bourdet**, la pendiente del gráfico semi-log llevada en un gráfico log-log, esto incrementó la resolución y la realidad de la interpretación de la prueba y generó unos nuevos tipos de curvas derivadas.

En la **Figura. 2.27** se aprecian dos gráficas, en la izquierda se tiene el comportamiento de la presión para un gráfico semilog y la derivada de Bourdet en la gráfica de la derecha, en estos puntos de presión se representa los puntos de 1-5 donde se manifiestan los efectos de almacenamiento, de 5-7 se tienen el comportamiento de transición entre los efectos del pozo y los efectos del yacimiento. y de 8-9 es donde se tienen la representación del flujo radial homogéneo, posterior a estos tiempos se presentan las condiciones límites del yacimiento.



*Fig. 2.27 Análisis Semilog (izquierda) Derivada de Bourdet (derecha)
(Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)*

La Derivada de Bourdet hizo posible:

- Entender y reconocer comportamientos heterogéneos de yacimientos, tales como doble permeabilidad y yacimientos compuestos.
- Identificar penetración parcial o entrada limitada y otros efectos cercanos del pozo.

Este método de la derivada, toma la ventaja de la representación de las curvas tipos y está basado en el hecho de que la variación de la presión es más significativa que la presión misma.

Bourdet, presentó métodos computacionales para tratar las pruebas de flujo o declinación (*Draw Down*) y las pruebas de restauración de presión (*Build Up*) por separadas, consideró como la derivada, la pendiente de la recta del gráfico semilog cuando se observa el flujo radial, pero, llevó esta pendiente a un gráfico log-log.

Para ser un poco más preciso, es la pendiente del gráfico semilog cuando la escala del tiempo es el logaritmo base diez o logaritmo natural.

De la gráfica de Bourdet presentada en la **Figura. 2.28** se han podido generalizar las siguientes etapas.

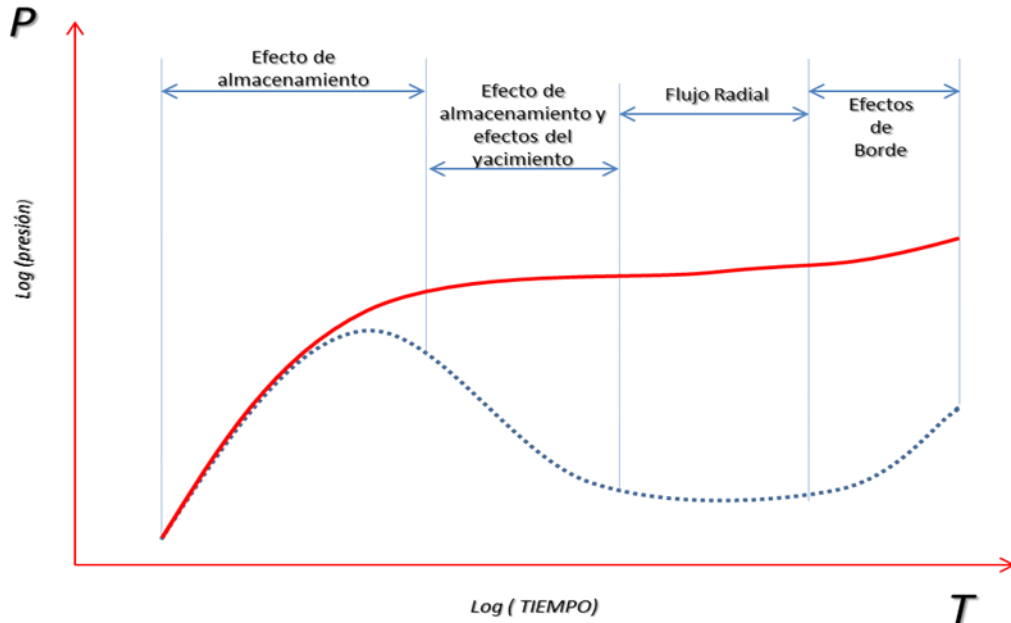


Fig. 2.28 Representación de los Períodos de Flujo en la Derivada de la Presión

- **ETAPA 1:** El máximo en la curva tipo generada a partir de la derivada en tiempos tempranos de cierre del flujo, indica la presencia del efecto de almacenamiento y el daño de la formación alrededor del pozo. Al incrementar el valor de daño y almacenamiento el comportamiento de esta curva en el gráfico tendrá un levantamiento mucho mayor.
- **ETAPA 2:** Los tiempos intermedios, entre el efecto de almacenamiento y los efectos de bordes, se indican las heterogeneidades del yacimiento, como la doble porosidad, fracturas, doble permeabilidad, si el yacimiento se encuentra estratificado o no, si existe penetración parcial.
- **ETAPA 3:** La estabilización de la curva corresponde a lo que se conoce como el período de flujo radial homogéneo (yacimiento Infinito) en donde se determina el valor de la permeabilidad efectiva.
- **ETAPA 4:** En tiempos tardíos, se observan los efectos de los límites, cuando la curva de la derivada tiene un comportamiento ascendente se tiene asociado a barreras de flujo y cuando se observan tendencias descendentes indicando un yacimiento volumétrico o un límite de presión constante como una capa de gas o un acuífero.

A partir de estos comportamientos se generaron diferentes tipos de curvas que ajustando las características de las gráficas de la derivada, representan diferentes modelos de yacimientos y diferentes condiciones de bordes.

Actualmente la base de las herramientas de interpretación está desarrollada sobre las Derivadas de Bourdet. Las soluciones no son únicas y se debe nutrir de información de diferentes fuentes para generar la respuesta más consistente del modelo.

2.2.9 Modelos de Almacenamiento Obtenidos de la Derivada de Bourdet ^[16, 26]

En la mayoría de los casos en los que los pozos son cerrados o abiertos para una prueba de presión (dependiendo del tipo de prueba), 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, bien sea en el estrangulador, las válvulas de cierre o en superficie, esto debido a que todavía no se ha alcanzado un equilibrio de presiones entre la zona de cierre y la cara de la arena (ver **Figura 2.29**).

El tiempo que tarda en estabilizarse, es conocido como el tiempo de almacenamiento y el influjo continuo de fluidos hacia el hoyo después de haber sido cerrado debe ser tomado 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. Está definido por un parámetro llamado Coeficiente de Almacenamiento C_s o “C”, en bbls/lpc .

El fenómeno de almacenamiento puede generarse de dos mecanismos:

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

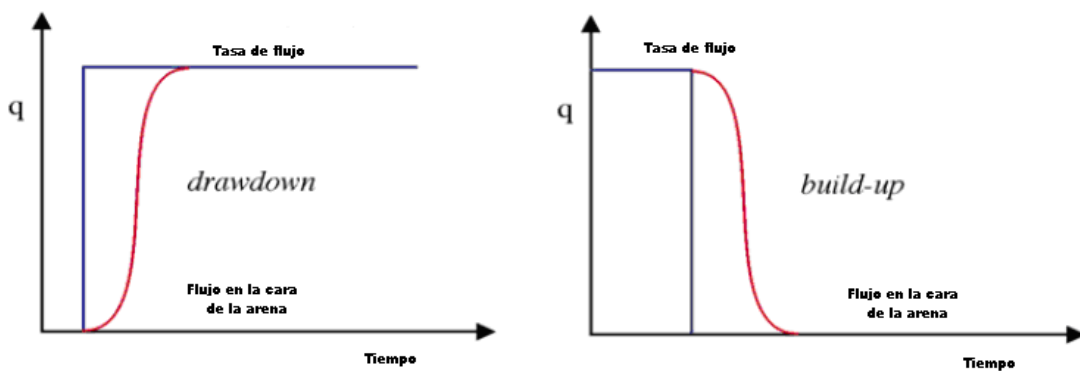


Fig. 2.29 Representación de la diferencia de tasa en la cara de la arena con respecto a la superficie.
Prueba de declinación (izquierda) Prueba de restauración de Presión (derecha)
 (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Expansión de los Fluidos ^[26]

El efecto de almacenamiento es importante durante el período inicial después de la apertura o cierre de un pozo y tiende a desaparecer a medida que el tiempo transcurre. Se pueden identificar tres períodos de comportamiento cuando los efectos de almacenamiento afectan al pozo. El primero ocurre a tiempos cortos y está totalmente dominado 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.

$$C = V_w C_w \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde:

C: Es el Coeficiente de almacenamiento bbl/Lpc

V_w: Volumen del hoyo, bbls

C_w: Compresibilidad del fluido, lpc⁻¹

Movimiento de Nivel de líquido ^[26]

En los pozos donde no se tiene empacadura y el espacio anular se comunica con la tubería de producción., el efecto de almacenamiento es generado por la columna de líquido que se encuentra en el espacio anular. Este efecto de almacenamiento en órdenes de magnitud es mayor que el causado por la expansión de los fluidos. La ecuación definida para este caso de almacenamiento es la siguiente

$$C = 144 \frac{A}{\rho} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde:

A: es área de flujo en pie²

ρ : es la densidad del fluido en lbm/pie³.

La relación entre la tasa en superficie y la tasa cara de la arena está definida como

$$q_{sf} = qB + 24C \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde:

q_{sf} : Tasa en Superficie bbls.

C: Coeficiente de almacenamiento bbls/lpc.

B: Factor volumétrico de la formación.

Modelo de almacenamiento constante con Daño ^[26]

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 C.

La posición horizontal de la curva es controlada por el efecto de almacenamiento, mientras mayor sea el valor de C se moverá la curva a la derecha en el gráfico Log-Log (ver **Figura 2.30**), por lo tanto, mayor será el tiempo en el cual desaparecerá el efecto de almacenamiento, la amplitud de la curva en la zona de la joroba o levantamiento dependerá del valor del daño.

El efecto de almacenamiento también puede enmascarar diferentes regímenes de flujo que se presenten cerca del pozo como, lineal, bilineal, esférico y hemisférico, y los efectos de las heterogeneidades. El efecto de almacenamiento no afecta la respuesta de tiempo tardío en estado pseudoestable.

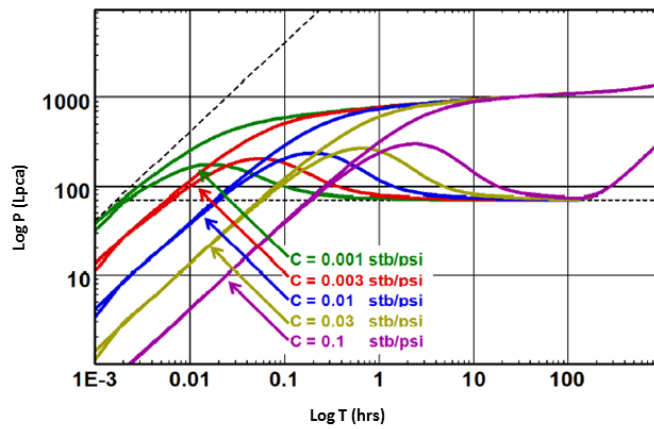


Fig. 2.30 Sensibilidad en la derivada con respecto al efecto de Almacenamiento
(Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Modelo de Almacenamiento Variable ^[26]

El caso más común del almacenamiento variable está relacionado al cambio de compresibilidad del fluido almacenado, el primer valor registrado del efecto de almacenamiento cambiará a un segundo valor y éste se mantendrá constante, en la mayoría de los casos esto ocurre en pozos de gas y en pozos que se encuentran cerca del punto de burbuja. En la **Figura 2.31** se aprecia la variación de la curva de presión en el gráfico logarítmico para los tiempos iniciales de prueba, en donde se desarrolla el efecto de almacenamiento variable.

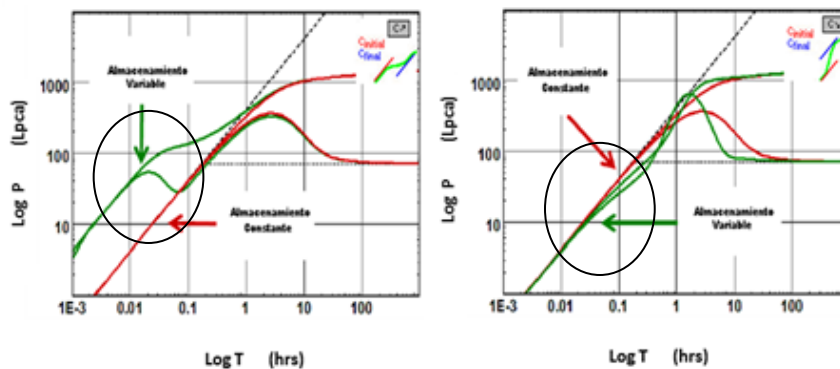


Fig. 2.31 Representación del efecto de almacenamiento variable
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

2.2.10 Modelos de Pozo obtenidos de la Derivada de Presión^[26]

La geometría del pozo, la trayectoria, la completación, si el pozo está estimulado o no, tiene un impacto en la respuesta del transiente de presión y en la misma productividad del pozo.

Después de haber hallado el flujo radial homogéneo, el modelo de pozo generará un daño equivalente total, el cual es calculado usando los métodos de línea recta como MDH y Horner. Este Daño total es la suma de los daños reales, resultantes del pozo, (puede incluirse la estimulación). En algunos casos, estos efectos del pozo son ocultados por algún régimen de flujo, algunas configuraciones, como con los pozos horizontales, se tienen un gran impacto en el comportamiento de la producción del pozo, siendo muy sensible a los cambios de heterogeneidades y pocas veces muestran el comportamiento esperado.

Modelo de Pozo vertical con daño

Este modelo es el más simple de todos los modelos de pozos y es usado en la demostración de la ecuación de difusividad.

Es llamado pozo vertical ya que se considera una completación sin entradas limitadas o penetración parcial en la arena productora.

Modelo de Pozo Vertical con daño variable

Se considera un modelo de pozo vertical con entrada completada en la formación pero el daño varía con el tiempo.

Modelo de Pozo con alta conductividad

Se asume un modelo de pozo el cual se encuentra bajo la presencia de fracturas en el yacimiento generando un comportamiento lineal debido a que las fracturas no permiten la generación del efecto del almacenamiento.

Modelo de Pozo con Baja conductividad

Es un modelo similar al de pozos con alta conductividad, pero en éste existen fracturas con un gradiente de presión considerable.

Modelo de Pozo con penetración parcial

Este modelo considera que el pozo se encuentra perforado en un intervalo menor al intervalo de la arena neta petrolífero generando una línea de pendiente $-1/2$ en la derivada de presión. Por lo general se suele desarrollar un patrón del flujo del tipo esférico en las cercanías del pozo y en las zonas más distantes a la completación se genera un flujo lineal o radial.

2.2.11 Modelos de Yacimientos ^[26]

En los análisis de presión transiente, las características del yacimiento son detectadas después de los efectos de almacenamiento y el comportamiento desaparece antes de que los efectos de borde sean detectados, esto es lo que se conoce como respuesta de tiempo intermedio. 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 , adicionalmente se logra la caracterización de las heterogeneidades de los yacimientos, muchas de ellas pueden ser locales pero la respuesta en tiempos tardíos para el valor de permeabilidad efectiva es la que nos interesa, estas heterogeneidades locales pueden ser doble porosidad, capas múltiples, doble permeabilidad y sistemas compuestos que se generan de la combinación de los casos mencionados anteriormente.

Yacimiento Homogéneo

En tiempos tempranos la respuesta de presión está influenciada por el efecto de almacenamiento y el daño, luego en la etapa de transición se representan algunas características del yacimiento cercanas al pozo, como sistemas de doble porosidad considerados yacimientos que tienen fracturas y fisuras, yacimientos de doble permeabilidad, son yacimientos que producen de varias capas y éstas a su vez tienen

una permeabilidad distinta para cada capa, también se pueden encontrar yacimientos doble capa. Cuando se alcanza el flujo radial homogéneo se estabiliza la derivada de la presión y en esencia esta estabilización está relacionada a los cálculos de permeabilidad.

En la **Figura. 2.32** se aprecia el comportamiento de un yacimiento radial homogéneo.

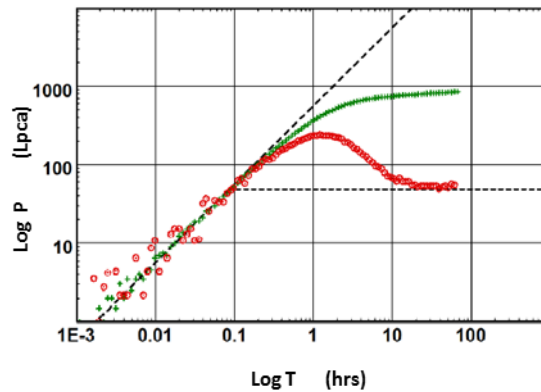
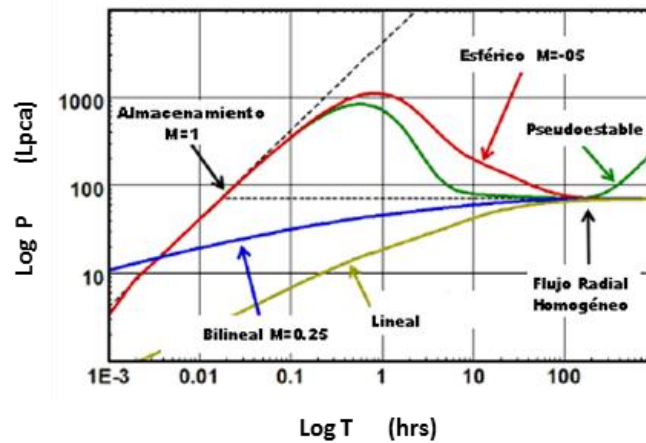


Fig. 2.32 Representación Gráfica del comportamiento de la derivada para un Yacimiento Homogéneo (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

En la **Figura 2.33** se desarrollan varios tipos de yacimientos homogéneos con diferentes tipos de flujos, en donde se aprecia que independientemente del tipo de flujo todas llegan a alcanzar el comportamiento de flujo radial homogéneo al mismo período de tiempo.



*Fig. 2.33 Representación de los Tipos de flujo presentes en la Derivada de la presión
(Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)*

Yacimiento con doble porosidad

El yacimiento de doble porosidad, está asociado a yacimientos que contienen dentro de su matriz fisuras y fracturas que generan el comportamiento de doble porosidad.

Para los yacimientos de doble porosidad en un estado pseudoestable en un tiempo inicial se puede apreciar el efecto de almacenamiento y daño, una vez que el flujo interporoso comienza, se desarrolla un período de transición que se puede ver una inflexión o una especie de valle en el comportamiento de la derivada, al final de esta transición, el yacimiento actúa como un yacimiento homogéneo, en el caso en que no se genere el efecto de almacenamiento se desarrollará en una etapa inicial un flujo radial generado por la producción de las fracturas o pequeñas fisuras en esa etapa.

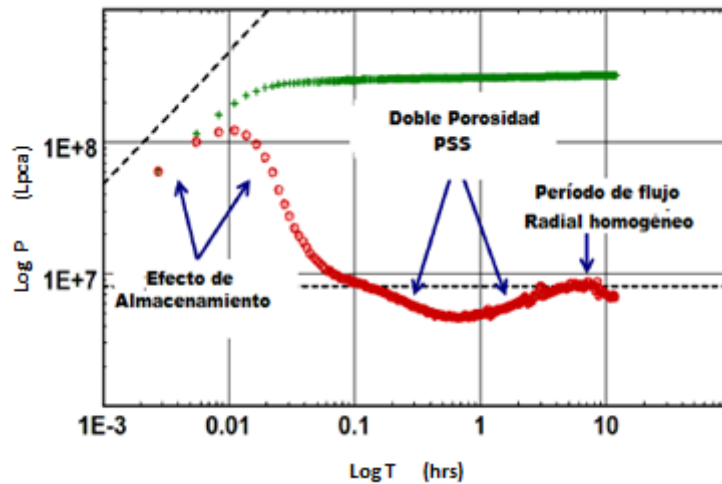


Fig. 2.34 Representación del modelo de doble porosidad en el comportamiento de la derivada de la presión (Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)

La profundidad del valle que se aprecia en la **Figura. 2.34** está asociada a término de radio de almacenamiento ω , cuando este valor disminuye el valle es más pronunciado y la transición comienza mucho más temprano, el tiempo en que la transición ocurre es función de los parámetros de flujo interporoso λ , cuando λ incrementa, la transición aparece más temprano, la finalización del tiempo de transición es proporcional a $1/\lambda$.

En la **Figura 2.35** el gráfico de la izquierda representa el comportamiento de un yacimiento de doble porosidad, sin efecto de almacenamiento en donde se realiza la sensibilidad con el valor de ω y se aprecia que a medida que disminuye el valor la profundidad del valle es mayor. En el gráfico de la derecha de la **Figura 2.35** se tienen el comportamiento de la derivada de la presión haciendo sensibilidad de λ .

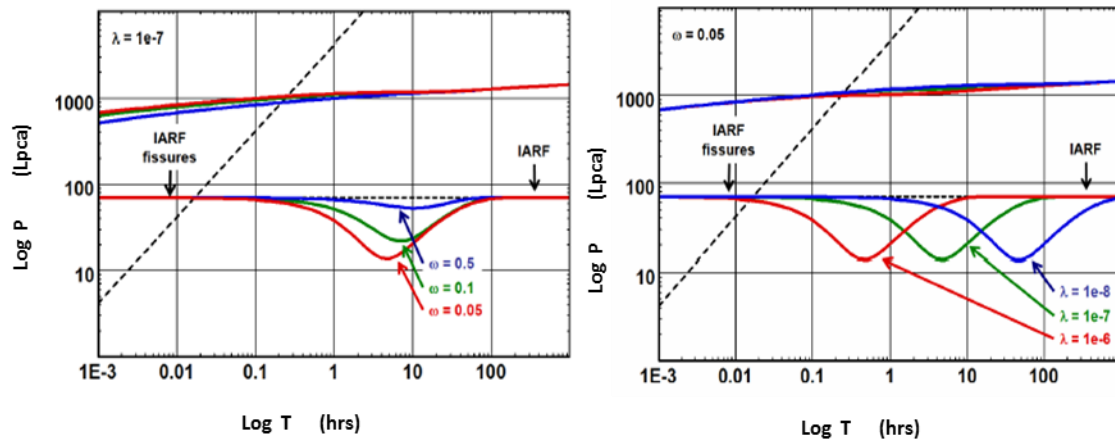


Fig. 2.35 Sensibilidad de λ (derecha) y ω (izquierda) en el modelo de doble porosidad (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

En el caso de yacimientos de doble porosidad en estado transiente, se desarrolla un comportamiento inicial que resulta similar para el caso pseudoestable pero, existen dos periodos de estabilización entre el valle, que dependen en general de la geometría de la matriz.

El tipo de geometría de la matriz que se puede establecer se encuentran entre un arreglo tipo esférico y un yacimiento por fisuras, la diferencia que se obtiene está en el comportamiento del valle en el período de transición como se aprecia en la **Figura. 2.36**.

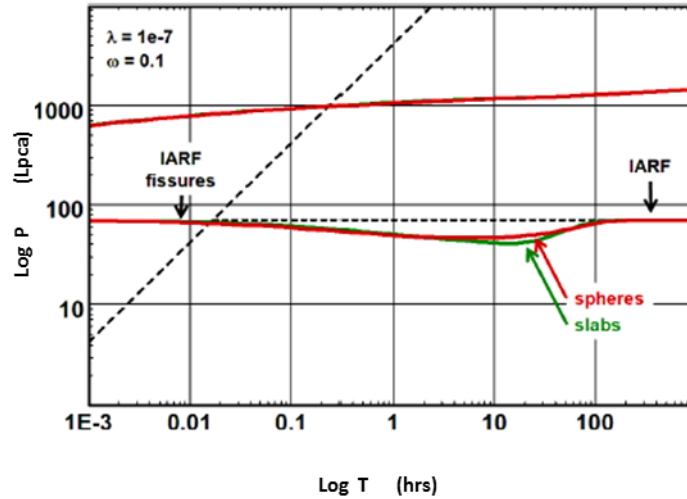


Fig. 2.36 Representación del efecto de porosidad por selección del modelo de matriz tipo esferas y por fisuras (Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)

De igual forma el tiempo final de transición es función de los parámetros de flujo interporoso λ , cuando λ incrementa la duración del régimen se reduce y el comportamiento radial homogéneo aparece como se aprecia en la **Figura 2.37**, los valores altos de ω afectan de igual forma la transición, pero valores muy pequeños de ω tiene poco efecto sobre la curva.

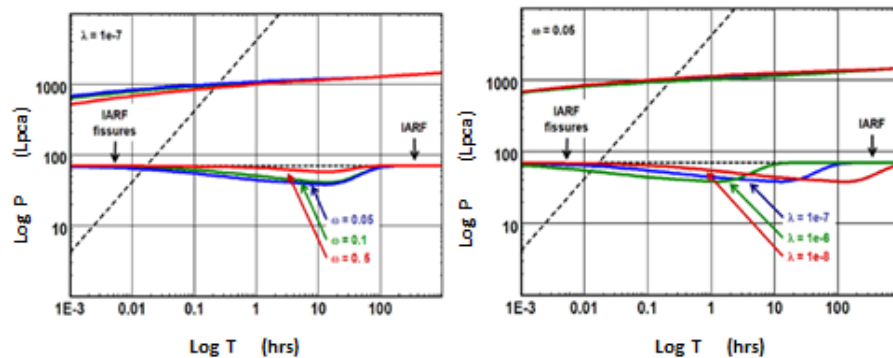


Fig. 2.37 Representación del efecto de porosidad influenciado por ω (izquierda) influenciado por λ (derecha) (Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Con el efecto de almacenamiento, como se había mencionado anteriormente, se puede enmascarar este comportamiento a medida que el valor de almacenamiento incrementa, como el caso de la curva azul (ver **Figura. 2.38.**) mostrando el máximo valor de almacenamiento en donde se oculta por completo el efecto de doble porosidad.

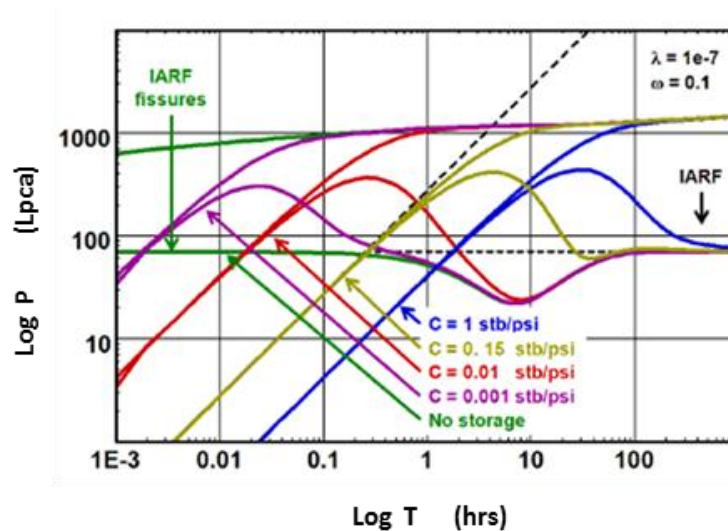


Fig. 2.38 Enmascaramiento del comportamiento de doble porosidad debido al efecto de almacenamiento (Mod. de Dynamic Data Analysis, Kappa)

Yacimiento con doble permeabilidad

Este tipo de comportamiento se desarrolla en yacimientos estratificados o completados en su totalidad en diferentes capas con propiedades distintas, por lo general se le atribuyen la permeabilidad a la capa que tenga un mayor aporte de fluidos. El flujo cruzado que se presenta entre las capas será proporcional a la diferencia de presión que se encuentre entre ellas.

La representación gráfica del comportamiento de un yacimiento con doble permeabilidad se aprecia en la **Figura. 2.39** izquierda, en donde se tienen dos capas (amarillo) con una permeabilidad k y un daño (skin 1) y la capa 2 (verde) con una

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 producción. En la gráfica de la derecha de la **Figura 2.39** se presenta el comportamiento de la derivada (curva roja) en donde se aprecia el comportamiento de valle de este modelo.

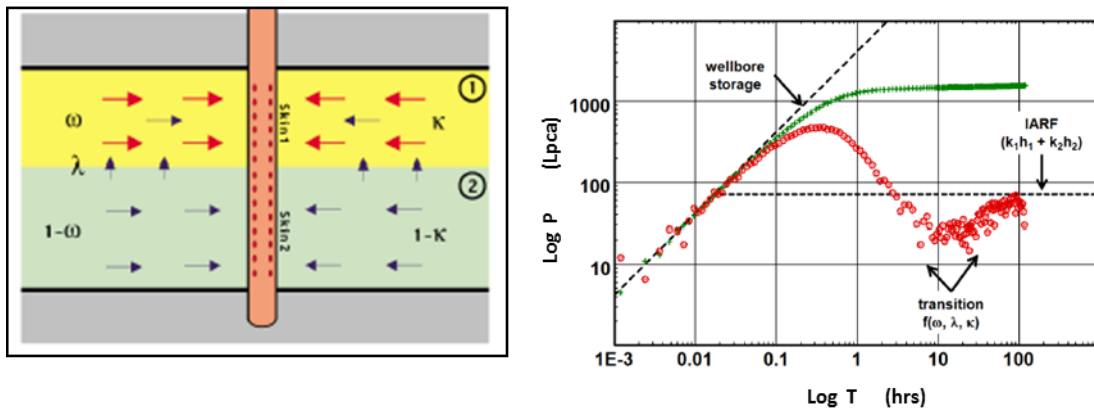


Fig. 2.39 Representación de un yacimiento doble capa (izquierda) y comportamiento de la derivada en grafico Log-Log (derecha) (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

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.

2.2.12 Límites ^[26]

Las pruebas de presión se suelen realizar hasta caracterizar el flujo radial, pero si el yacimiento es pequeño o si la prueba fue lo suficientemente duradera se pueden observar los efectos de borde o límites del yacimiento durante el análisis.

El análisis de los límites encontrados después de realizar la interpretación y haberse definido el flujo radial, representa límites horizontales a lo largo del yacimiento, en

caso de conocer límites verticales o comunicación entre capas se debe emplear otro tipo de herramientas como Registros de Producción (PLT) o Registro Multicapa (MLT), los probadores de formación son una fuente de información al momento de definir límites verticales.

Cuando se presenta un límite, se entiende que no habrá lectura de presión más allá del límite y generará una caída de presión adicional que será registrada por la herramienta.

En la **Figura 2.40** se describe el comportamiento de la respuesta de presión en el yacimiento al encontrar un límite (rectángulo gris), los círculos en rojos de la figura izquierda no representan la onda de presión, representa la caída de presión a diferentes tiempos y los círculos azules representan la caída de presión adicional generada por el límite a diferentes tiempos. 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.

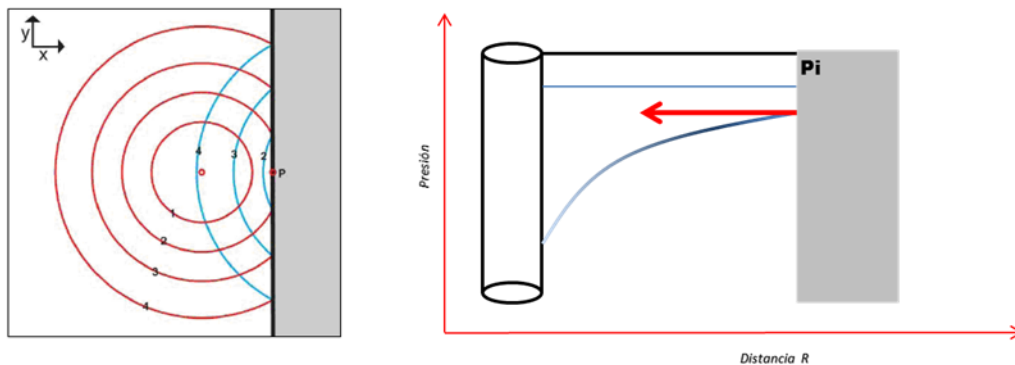


Fig. 2.40 Representación gráfica de la caída de presión al encontrar un límite sellante en el yacimiento
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Antes de presentarse el límite se debe apreciar el período de flujo radial homogéneo, si el límite se encuentra a una distancia muy cercana al pozo donde se está realizando

la prueba, será más perceptible la caída de presión adicional generado por este límite. La desviación que presente la deriva de presión dependerá del tipo de límite, la producción del pozo, los períodos de flujos, cierres antes de la prueba y el tiempo de producción.

2.2.13 Tipos de límites ^[26]

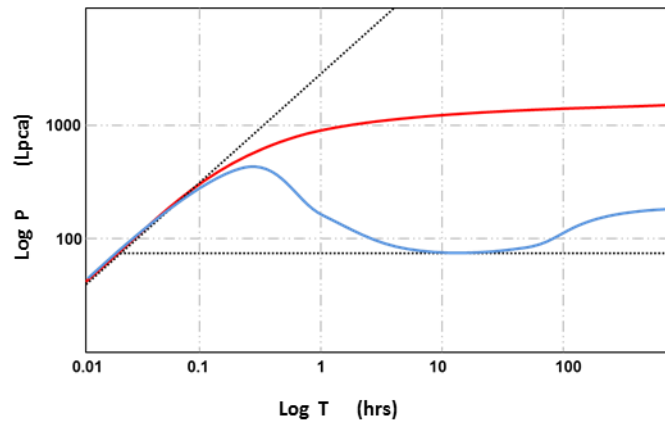
Se consideran cuatro tipos de límites, éstos a su vez pueden ser combinados con otros límites, pero en general se resumen en:

Límites Sellantes

No hay flujo de fluidos en ninguna dirección en toda la extensión del sello y generalmente son representados como un ligero levantamiento en el comportamiento de la derivada de presión. Pueden ser característicos de una falla sellante o un límite de roca dentro del yacimiento.

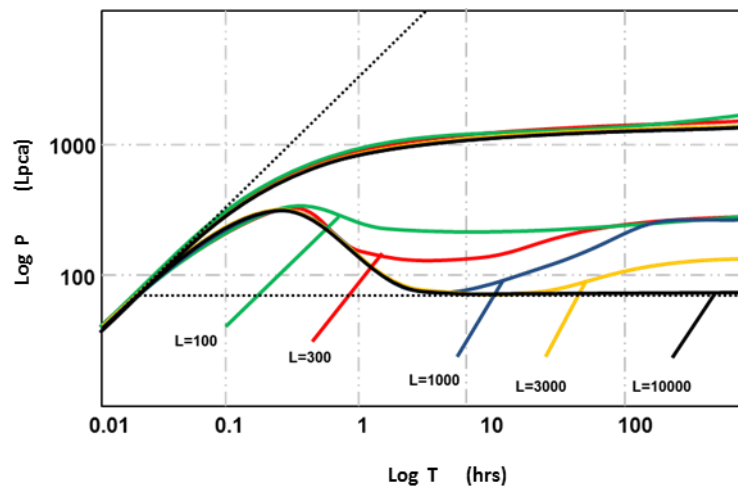
- *Falla Sellante:* Es el modelo más sencillo para un límite sellante, el cual se representa como una sola falla impermeable de extensión infinita, en un gráfico log-log la desviación comienza después del flujo radial infinito, cuando la falla es encontrada la derivada tendrá un comportamiento creciente, y luego se irá estabilizando a un nivel similar al flujo radial infinito.

En la **Figura. 2.41** se obtiene el comportamiento de la derivada de presión en presencia de una falla sellante, donde se aprecia un ligero levantamiento de la presión y se tiene el comportamiento de la deriva un levantamiento en tiempos tardíos.



*Fig. 2.41 Comportamiento de la derivada en presencia de una falla sellante
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)*

La **Figura. 2.42** muestra la sensibilidad de la distancia de falla, para 100 pies, 300 pies, 1000 pies, 3000 pies y 10000 pies siendo para esta última curva la respuesta de la falla imperceptible, a medida que la falla se encuentra más lejos se aprecia que la respuesta de la derivada es a un tiempo mayor.



*Fig. 2.42 Sensibilidad realizada con las distancias de las fallas al pozo
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)*

- *Fallas Intersectantes*: Esta condición describe como si el pozo estuviese localizado entre dos fallas que se intersectan de límite infinito, θ es el ángulo entre las dos fallas, $L1$ y $L2$ es la distancia perpendicular del pozo a las dos fallas.

En la **Figura. 2.43** el grafico de la izquierda, se tienen dos pozos representados a diferentes distancias de las fallas, el pozo “B” se encuentra equidistante a las dos fallas y el pozo “A” a una distancia mucho más cercana a una de las dos fallas. El gráfico de la derecha refleja el patrón de las líneas de flujo entre las fallas intersectantes.

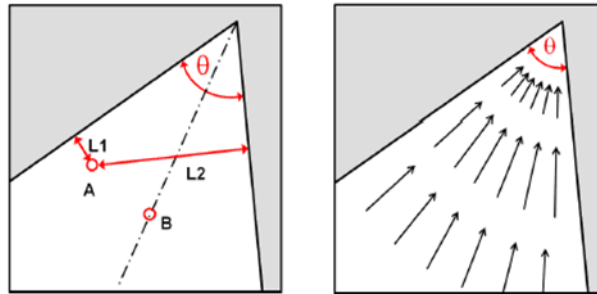


Fig. 2.43 Representación gráfica de un modelo con fallas intersectantes
(Mod. *Dynamic Data Analysis*, Kappa)

En la **Figura 2.44** se representa la sensibilidad de la distancias de los pozos a las fallas intersectantes de la mostradas en la **Figura 2.43** donde el Pozo “A” se encuentra mucho más cercano a una de las fallas, lo que genera el levantamiento de la respuesta de la derivada mucho antes que el Pozo “B”.

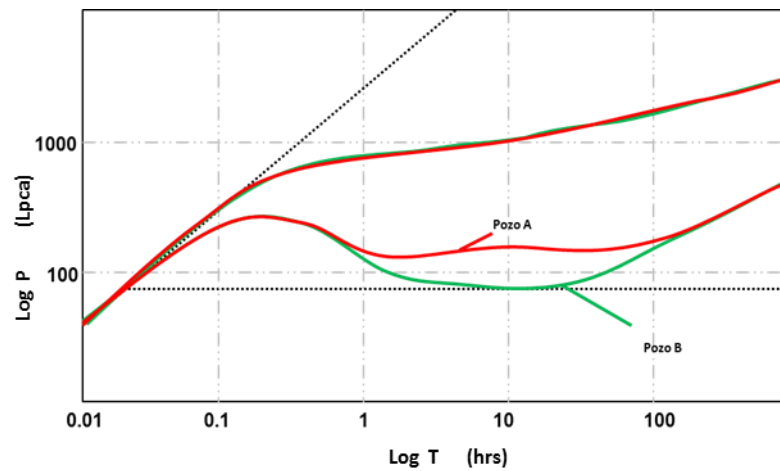


Fig. 2.44 Modelo de fallas paralelas representando el comportamiento de la derivada de presión (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

- *Fallas Paralelas:* Este comportamiento está referido muchas veces a un yacimiento depositado en un ambiente tipo canal, el pozo se encuentra en el canal y está limitado por dos fallas paralelas sellantes como se aprecia en la **Figura 2.45**.

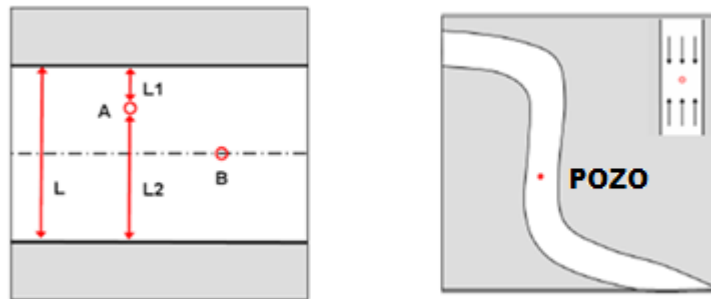
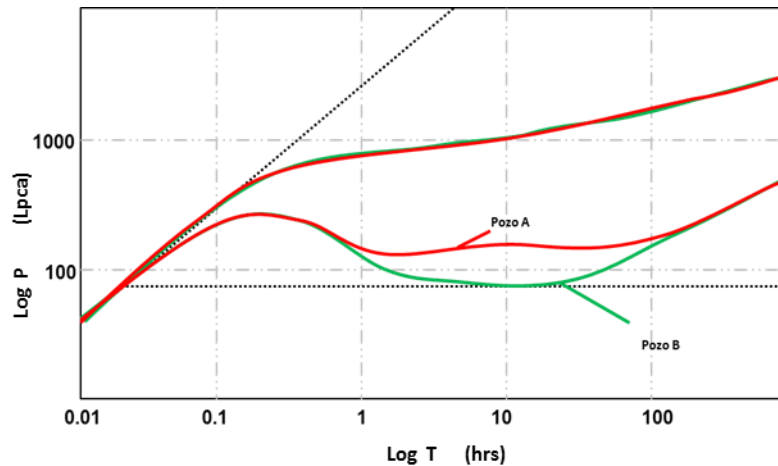


Fig. 2.45 Representación del modelo de fallas paralelas (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

- *Yacimiento en forma de U:* Está conformado por dos fallas paralelas y una tercera falla que cierra y genera un rectángulo abierto como se aprecia en la parte superior izquierda de la **Figura 2.46**. La respuesta de la derivada de la presión posee una ligera diferencia cuando se encuentra en presencia de

fallas paralelas o tipo canal (respuesta de la derivada de presión en verde) y un modelo tipo U.



*Fig. 2.46 Comportamiento de la derivada de presión en presencia de un modelo de fallas paralelas (verde) y modelo de yacimiento tipo "U" (rojo)
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)*

- *Sistema Cerrado:* el más común y la manera más fácil de representar un modelo cerrado es un yacimiento circular, este modelo supone que el pozo en el que se está realizando la prueba se encuentra en el centro del yacimiento de forma circular. Igualmente se puede variar la geometría a un modelo rectangular cerrado.

En la **Figura. 2.47** en la parte superior se aprecia la geometría de los yacimientos que se encuentran en presencia de sistemas cerrados, la figura de la izquierda representa circular cerrado y a la derecha rectangular cerrado.

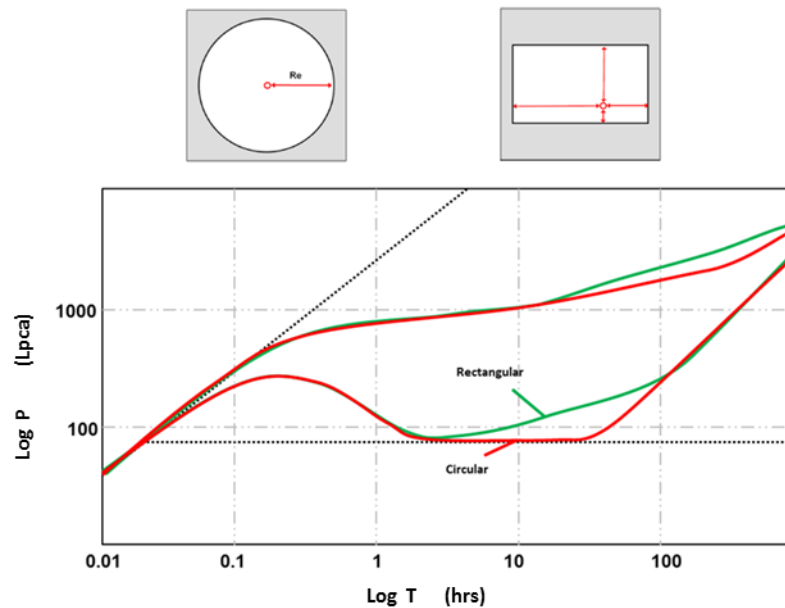


Fig. 2.47 Comportamiento de la derivada en presencia de un Modelo Rectangular y un Modelo Circular (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

En los sistemas cerrados se suele presentar una diferencia en la respuesta de la derivada de presión que dependiendo del tipo de período que se está evaluando, por ejemplo si se evalúa un cierre se tendrá que la respuesta de presión de la derivada irá en aumento, el sentido físico de esto se debe a que los yacimientos volumétricamente cerrados alcanzan un nivel de restauración de presión mucho más rápido que al realizar la prueba en un período de producción como una prueba de declinación o “draw down”. En la **Figura 2.48** se muestra el comportamiento de la derivada de presión para yacimientos cerrados, evaluados durante un período de declinación.

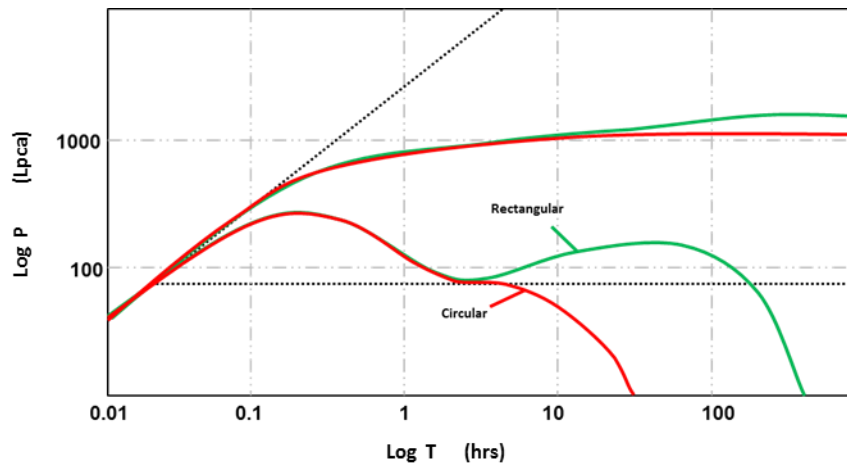


Fig. 2.48 Comportamiento de la derivada de presión en presencia de un Modelo rectangular y un Modelo Circular en un período de declinación (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Límites de Presión Constante

Existen modelos en los que se puede tener solo un límite de presión constante, puede darse el caso de la combinación de un límite de presión constante con uno o varios límites sellante (ver **Figura 2.49** derecha). Los límites de presión constante se obtienen como respuesta en la derivada de presión, cuando se encuentran en presencia de algún agente externo que ayuda a mantener la presión en el yacimiento, como un acuífero activo, también puede darse el caso de presentarse un límite de presión constante cuando se encuentra en presencia de una gran capa de gas.

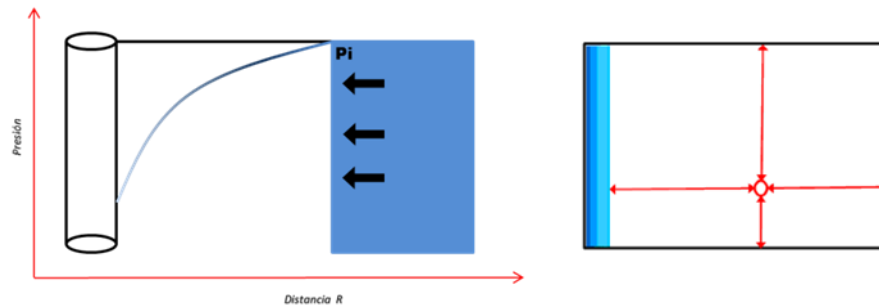
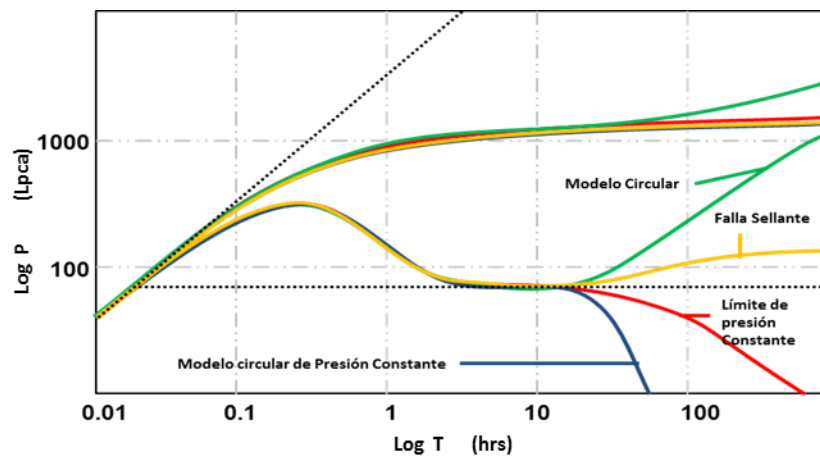


Fig. 2.49 Representación de un límite de presión constante (izquierda) y un límite de presión constante y tres barreras impermeables (derecha) (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

La respuesta de la derivada ante un límite de presión constante es que ésta tiende a decaer en el comportamiento de la derivada en comparación a su contraparte de un límite impermeable.

En la **Figura. 2.50** se tiene el comportamiento de las diferentes curvas derivadas para distintos límites de yacimiento, se aprecia cómo las curvas de derivada tienen el mismo comportamiento hasta el flujo radial homogéneo, una vez que termina y se incrementa el tiempo de la prueba y a su vez el radio de investigación de la misma, la respuesta de la derivada observa diferentes límites, como se aprecia en la curva de modelo circular de presión constante, al momento de encontrar un límite de presión constante la curva cae.

Con la curva de límite de presión constante se aprecia como 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 circular de presión constante esto debido a que se tiene un modelo de presión constante rectangular, la curva amarilla representa un modelo de una falla sellante sin efecto de mantenimiento de presión y la curva verde presenta un sistema cerrado circular en el cual se aprecia cómo aumenta la derivada de la presión y adicionalmente existe un ligero incremento en los datos de presión.



*Fig. 2.50 Comportamiento de la Derivada de Presión en presencia de varios límites
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)*

En la **Figura. 2.51** se aprecia la diferencia en la recopilación de datos de presión durante un período de 4000 horas en donde se tienen varios cierres y adicionalmente se tienen los datos de presión. Se aprecia cómo los datos de presión de la curva azul, representan los datos de un sistema cerrado mantenido a presión constante, mientras que la curva roja, representa los datos de presión de un sistema cerrado sin mantenimiento de presión.

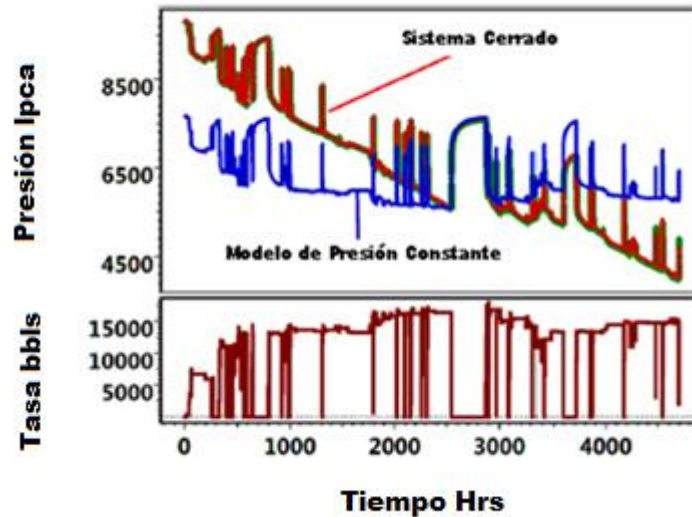


Fig. 2.51 Comportamiento de la presión en presencia de un sistema cerrado y de un sistema de presión constante (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Límites Semipermeables

Un yacimiento con una falla permeable, la presión cae en el punto donde se tiene el límite, esta caída de presión suele ser proporcional al flujo a través de la zona permeable de la falla. En la **Figura. 2.52** 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.

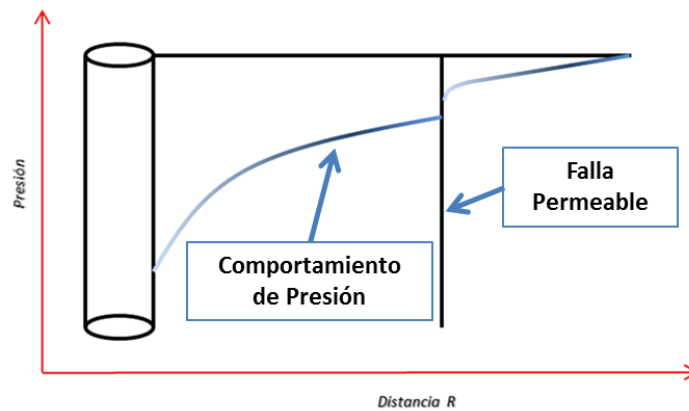


Fig. 2.52 representación de la caída de presión a través de una falla semipermeable
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

En estos casos la derivada 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 como se aprecia en la **Figura. 2.53**.

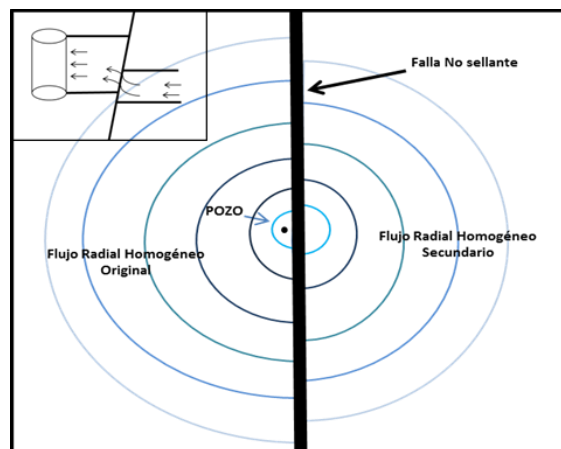


Fig. 2.53 Falla no sellante, Representación del flujo radial y ondas de presión
(Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

Límites Incompletos

Este modelo sitúa una falla no permeable en cualquier dirección, la presencia de esta falla crea una ligera desviación en el comportamiento de la derivada, pero mientras más alejado se encuentre la falla del pozo, ésta afectará en menor grado la derivada de la prueba de presión, en la **Figura 2.54** se aprecian tres casos en los cuales se posiciona la distancia de la falla al pozo.

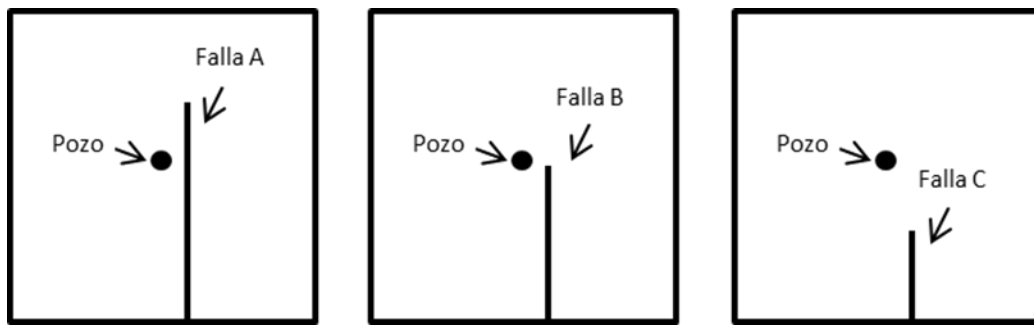


Fig. 2.54 Posición relativa de la falla al pozo (Tomado de Dynamic Data Analysis, Kappa)

En la **Figura 2.55** se aprecia cómo se atenúa el efecto de la falla en la respuesta de la derivada de la presión, 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.

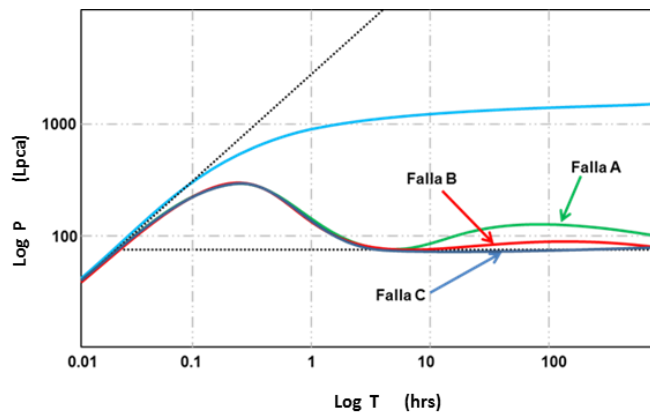


Fig. 2.55 Comportamiento de la derivada de presión dependiendo de la posición relativa de la falla al pozo (Mod. Dynamic Data Analysis, Kappa)

3. CAPÍTULO III

Descripción del Área de Estudio

3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los Campos Tácata y Tacat están ubicados geográficamente en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín. Estos campos se encuentran en la zona limítrofe entre los Estados Anzoátegui y Monagas, limitado al Este por el Campo Pirital, al Sur por el Campo Tonoro y al Norte por el Campo Úrica. En la **Figura 3.1** se detalla la ubicación de los Campos.

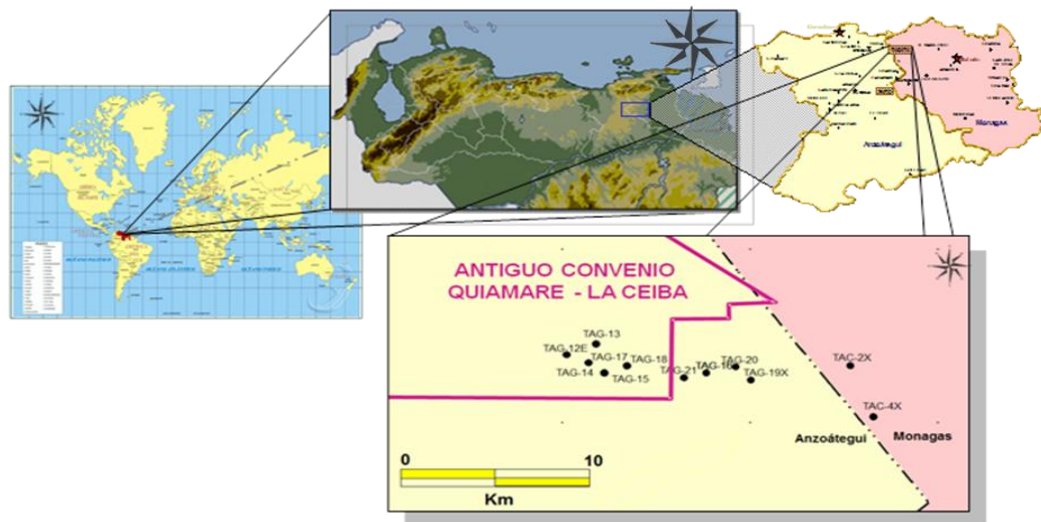


Fig. 3.1 Ubicación Geográfica de los Campos Tácata y Tacat

La distribución de los pozos se detalla en la **Figura 3.2**, en donde se aprecian los pozos pertenecientes al estudio, el Campo Tácata está conformado por los pozos pertenecientes al Estado Anzoátegui, a principios de la explotación del campo, éste se encontraba dividido por el convenio Quiamare-La Ceiba que abarcaba los pozos: TAG-12, TAG-13, TAG-14, TAG-15, TAG-17, TAG-18, mientras que los pozos TAG-16, TAG 19, TAG 20, TAG-21 pertenecían a PDVSA junto con los pozos TAC-2x y TAC-4x del Campo Tacat.

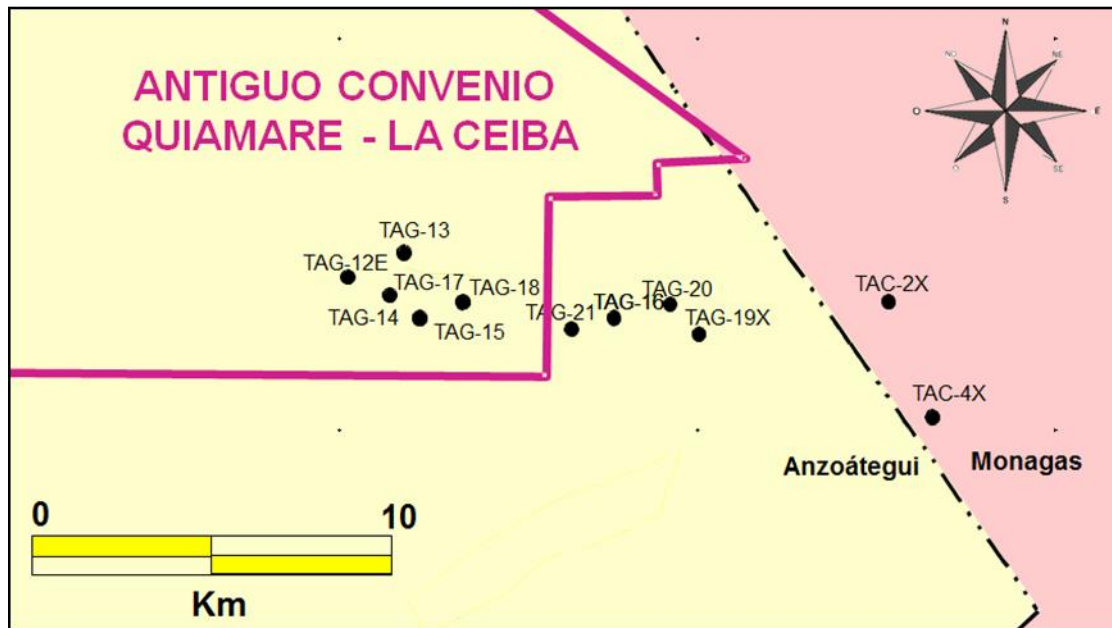


Fig. 3.2 Ubicación Geográfica de los pozos pertenecientes a los campos Tácata (Anzoátegui) y Tacat (Monagas) (Mod. Presentación PDVSA 2000)

3.2 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía del área está conformada desde la superficie por 2.700 pies de arenisca, limonita y arcilitas intercaladas con escasos niveles de carbón correspondientes a la Formación Las Piedras (Plioceno). La base de la Formación Las Piedras es una discordancia por debajo de la cual se encuentra el Mioceno Medio con

3.500 pies de pelitas y arenisca de playa de la Formación Quiamare-Uchirito y al menos 5.000 pies de lutitas de plataforma media a externa de la Formación Carapita.

La Formación de interés petrolero, Formación Capaya (Mioceno Temprano), está constituida por una alternancia de areniscas y arcilitas, con intercalaciones de carbón que totalizan 3.600 pies de columna conocida. Se presume que ningún pozo del campo ha alcanzado su base y que el intervalo está tectónicamente definido por la trampa estructural: (Tacata Thrust) perforada por los pozos más profundos TAG -13 y TAG -14.

Análisis bioestratigráficos no conclusivos en el pozo TAG - 14; muestran que la falla repite lutitas de edad Mioceno Temprano a medio a 15.450 pies TVD. El pozo TAG - 13 penetró 1.200 pies de un intervalo repetido de Capaya en el bloque bajo de la falla Tácata ("footwall").

En la **Figura. 3.3** se representa la descripción de la columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los Campos Tácata y Tacat, comenzando por la Formación Mesa, Las Piedras, Uchirito y Carapita y para finalmente alcanzar la formación objetivo Capaya, en donde las unidades se representan desde Capaya "A" en orden alfabético hasta Capaya "P" y posteriormente de Capaya-0 hasta Capaya-06 siendo ésta las unidades más profundas de la formación en su segunda escama.

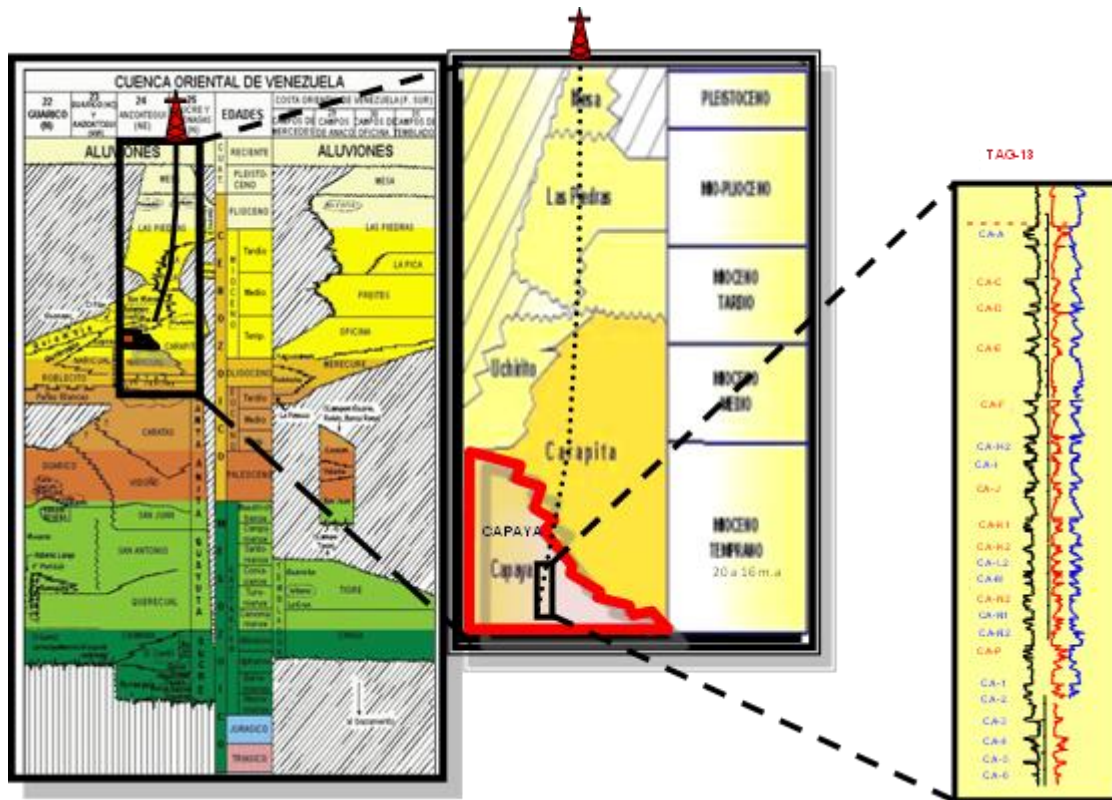


Fig. 3.3 Columna Estratigráfica tipo, Segunda Escama de la Formación Capaya, Campos Tácata y Tacat (Mod. Actualización y unificación de los modelos Estáticos para los yacimientos Fm.Capaya en las áreas de explotación del campo Tácata, Abril 2012, PDVSA)

3.3 ESTRUCTURA

El campo Tácata se ubica en una estructura compleja asociada a una cuña tectónica, plegada y fallada, localizada en el frente de deformación de la Serranía del Interior. Esta cuña involucra las areniscas de la Formación Capaya (Roca Yacimiento) y las lutitas basales de la Formación Carapita (Roca Sello).

El anticlinal en rampa se desarrolló al sur del megalineamiento Tala-Piritál, la formación Capaya se divide en tres escamas como se muestra en la **Figura 3.4**.

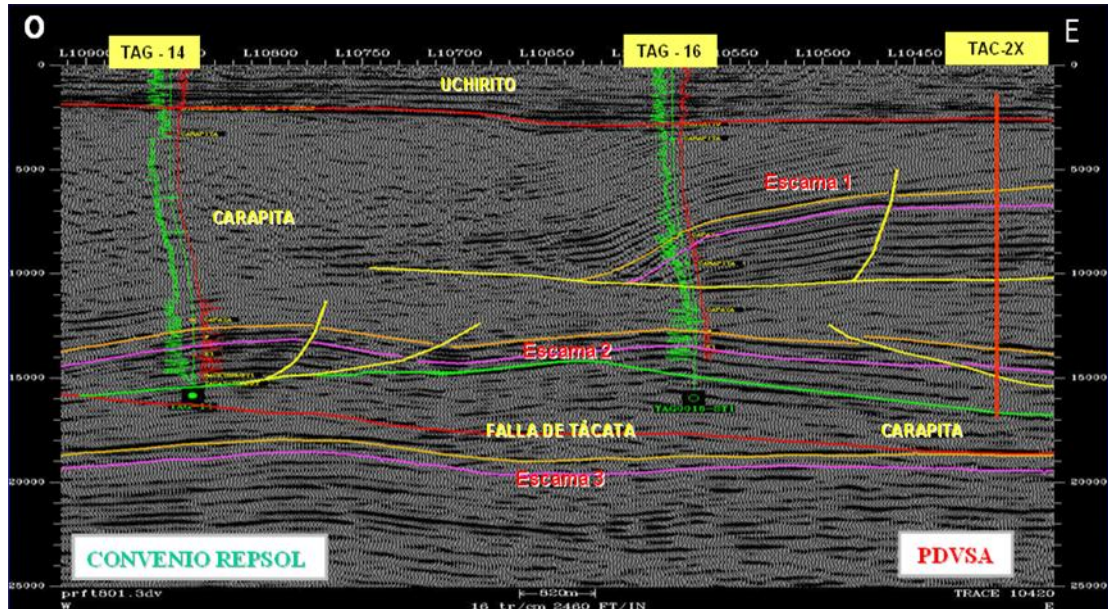


Fig. 3.4 Sección Sísmica, Interpretación 2000-2001 (Mod. Presentación "Actualización y Unificación de los modelos Estáticos para los yacimientos de la Fm. Capaya en las áreas de explotación del Campo Tácata", PDVSA 2012)

Los yacimientos del presente estudio son los pertenecientes a la segunda escama, la cual ha tenido un mayor desarrollo en el campo. Los pozos que han alcanzado la tercera escama han sido los pozos TAG-13, TAG-19, TAC-4x descubriendo importantes yacimientos los cuales han sido probados, pero hasta la fecha ninguno se encuentra en producción. En la primera escama se encuentra completado el pozo TAG-20 el cual produce actualmente alrededor de 700 BNPD con 0% AyS y el pozo TAC-2x para el Campo Tacat el cual probó crudo en el yacimiento CAPAYA I TAC-2, pero actualmente no se encuentra en producción.

La falla Tácata que forma parte de la estructura que genera el campo, es una extensión de la falla Tala y tiene su nivel de despegue en la parte media de la Formación Capaya como se aprecia en la **Figura 3.5**. Es relevante para el campo la existencia de un retrocorrimiento (backthrust), que constituye el límite norte del mismo. Su reconocimiento en la sísmica no es fácil, no obstante la diferencia

estructural constatada entre el pozo TAG-12 y el TAG-13, de más de 1000 pies al tope de la Formación Capaya es concluyente.

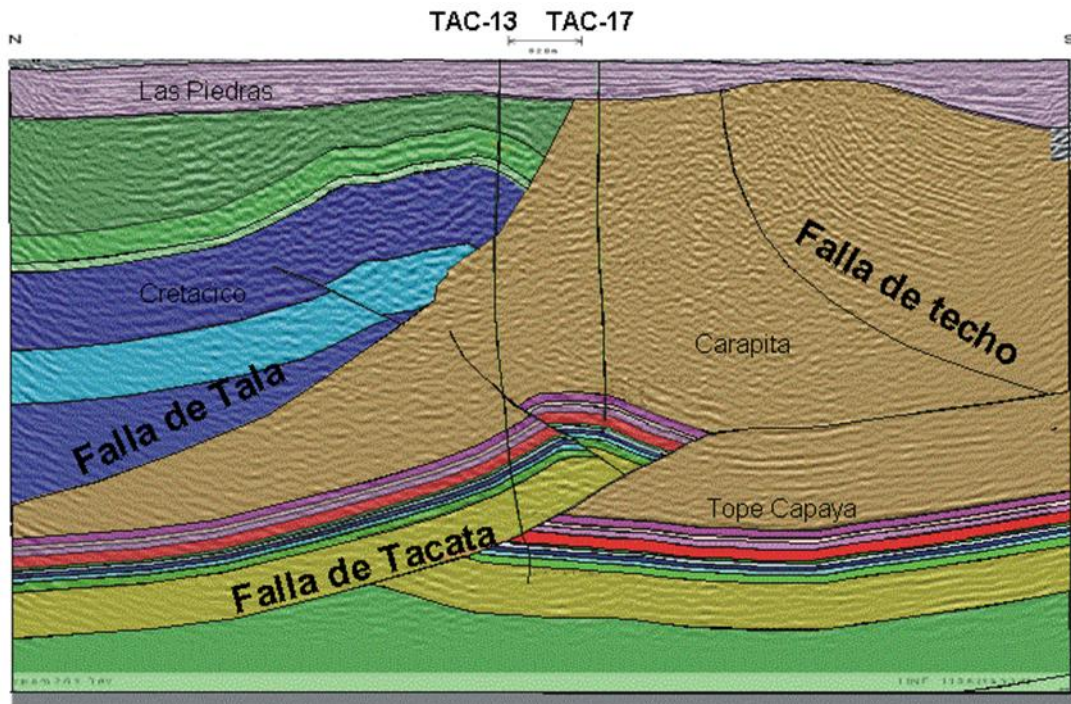


Fig. 3.5 Representación Estructural de la Fm. Capaya, sección N-S Mod. Presentación "Actualización y Unificación de los modelos Estáticos para los yacimientos de la Fm. Capaya en las áreas de explotación del Campo Tácata", PDVSA 2012)

3.4 POZOS DE LOS CAMPOS TÁCATA Y TACAT

A continuación se muestra una breve reseña histórica sobre los pozos que abarca el presente trabajo de investigación. Éstos se encuentran identificados en el mapa base de la **Figura 3.2**.

Pozo TAG-12E

Perforado por la empresa ASTRA (Actualmente REPSOL YPF) cuando participaba con PDVSA en el antiguo convenio operativo llamado QUIAMARE-LA CEIBA, éste fue el pozo descubridor de los yacimientos profundos del Campo Tácata, con un volumen de reservas en orden de 30 MMBLS de crudo entre 35 y 45 °API en las

areniscas de las Formación Capaya. Perforado hasta una profundidad de 15335 pies y completado en la formación Capaya K₁/K₂. Dicho yacimiento es considerado el más importante desde el punto de vista de hidrocarburos de los Campos Tácata y Tacat.

Pozo TAG-13

Perforado en 1998 hasta una profundidad de 19480 pies con el fin de definir el límite Noreste de los yacimientos, encontró la Formación Capaya a unos 1300 pies por debajo del nivel encontrado en el pozo TAG-12E, con areniscas saturadas con agua. El pozo probó petróleo en la arena Ca-H 558 BN/D de petróleo de 40°API, con 1.598 PCN/BN y en Ca-I 792 BN/D de petróleo de 44°API, con 1.939 PCN/BN este pozo no fue completado debido a problemas mecánicos y finalmente fue abandonado. Actualmente se estudia la posibilidad de reacondicionarlo para producción.

Pozo TAG-14

Fue perforado como pozo de avanzada del TAG-12E en julio del año 2000, llegó a una profundidad de 16.185 pies y confirmó petróleo en Capaya C, D, E, K₁/K₂ y N/P. También descubrió petróleo en el yacimiento más profundo estructuralmente CA-0/6. Este pozo fue completado en las arenas Ca-0/6 y Ca-N/P pero a principios del año 2004 se presentó un problema de comunicación entre las empacaduras y se decidió realizar un trabajo permanente y recompletar en CA-0/6, con 6 a 8 grados de desviación, para diciembre del mismo año se incrementó el corte de agua de 6 a 25%, se decidió recompletar en las arenas superiores Ca-N/P donde ha producido hasta la actualidad.

Pozo TAG-15

Fue propuesto como un pozo gemelo del TAG-14, completado en agosto de 2001 hasta una profundidad de 13605 pies, sencillo selectivo de la arena CAPAYA J, con un petróleo de 41° API y producción de 3662 BPD, probó 5.144BDP en la arena Capaya D, con un reductor de 1/2" a una profundidad de 13620 pies.

Pozo TAG-16

En junio del 2001, originalmente clasificado como el A-1 (avanzada), donde alcanzó, inicialmente una profundidad de 12315 pies, en este punto se presentó un problema mecánico y fue necesario desviar el pozo, terminándose de perforar a una profundidad de 16500 pies, culminándose para el año 2002 en la formación capaya inferior, se realizaron pruebas de producción y DST en febrero del 2002, reportando petróleo liviano en las Arenas Capaya Inferior, CA-k1/CA-k2, reportando 8589 BPPD y 11,23MMPCGD y un intervalo de gas seco en la arena Ca-F 34,97 MMMPCGD. Se estimó que en total las arenas tenían una reserva para la fecha de 66MMBLS y 513 MMPC de gas.

Pozo TAG-17

En enero de 2002 se terminó de perforar hasta una profundidad de 14130 pies como interestaciado entre el TAG-12 y el TAG-17, las arenas superiores CA-C y D probaron agua con una producción acumulada para Abril del 2003 de 1.252 MMBLS de petróleo y 2.258,8 MMPCN de Gas. Los objetivos del pozo eran originalmente CA-k1/K2, CA-N/p y CA-0/6, y fue completado solamente en CA-k1/k2 debido a que existía una gran incertidumbre de que los yacimientos más profundos estuvieran inundados por agua.

Pozo TAG-18

Fue perforado como pozo de desarrollo en diciembre del 2003 con objetivo en los yacimientos superiores e intermedios de Capaya a una profundidad de 13540 pies. Los resultados de la perforación mostraron una posición estructural diferente, los objetivos Capaya-I Capaya-J no fueron alcanzados debido a la intersección de una falla por debajo de la arena CA-F a 13020 pies de profundidad.

Pozo TAG-19

El pozo TAG-19 se perforó con el propósito de delinear y desarrollar hacia el este el yacimiento CA-F de la Formación Capaya descubierto por el pozo TAG-16. Este pozo descubrió dos yacimientos importantes en la tercera Escama y un yacimiento en la segunda escama, los yacimientos dentro de la tercera escama son S3R-R1-4 TAG-19 Y S4R-R1-2 TAG-19. En la segunda escama se encuentra ubicado el yacimiento que se denominó S5T-T1-3 unidades que no han sido asociadas a las unidades del estudio.

Pozo TAG-20

Fue perforado como pozo de avanzada, descubrió dos nuevos yacimientos Capaya-Q y Capaya-R unidades que no se encuentran asociadas y completó en las arenas Capaya-P y Capaya-Q-U a una profundidad de 8890-8910 pies y 9080-9120 pies, respectivamente.

Pozo TAG-21

Se terminó de perforar el 28 de Octubre de 2004 y fue completado sencilla con tubería de 5-1/2" el 09 de Noviembre del mismo Año. Las arenas de interés fueron de la formación Capaya correspondiente al intervalo 14094-14124 pies de la arena Ca-K₁.

Pozo TAC-2x

En el área de Tacat, se inició la perforación del Pozo TAC-2x, donde se alcanzó una profundidad de 19600 pies, en la formación Capaya, se realizaron pruebas de producción y reportó unas reservas preliminares de 68 MMBLS y 3,5 TCF. Este pozo fue completado en las arenas pertenecientes a la formación Carapita.

PozoTAC-4x

El pozo TAC 4X, perforó cinco yacimientos los cuales están ubicados en la tercera escama tectónica o también llamado bloque regional. Los yacimientos son: CPYE,

CPYH, CPYK1, CPYL1 y CPYM TAC 4X pertenecientes a la Formación Capaya y de edad Mioceno Medio Inferior. Estos yacimientos contienen petróleo entre 38° y 45° API, el pozo fue completado en el intervalo CAPYE y actualmente no está activo.

3.5 RESERVAS

La producción de los Campos Tácata y Tacat comenzó con la explotación de los yacimientos Capaya-K TAG-12 y Capaya-F TAG-12, posteriormente fueron incorporados Capaya-D, Capaya-J, Capaya-N/P y Capaya-0/6. A continuación se muestra la distribución de las reservas del Campo Tácata y Tacat en la **Figura. 3.6**.

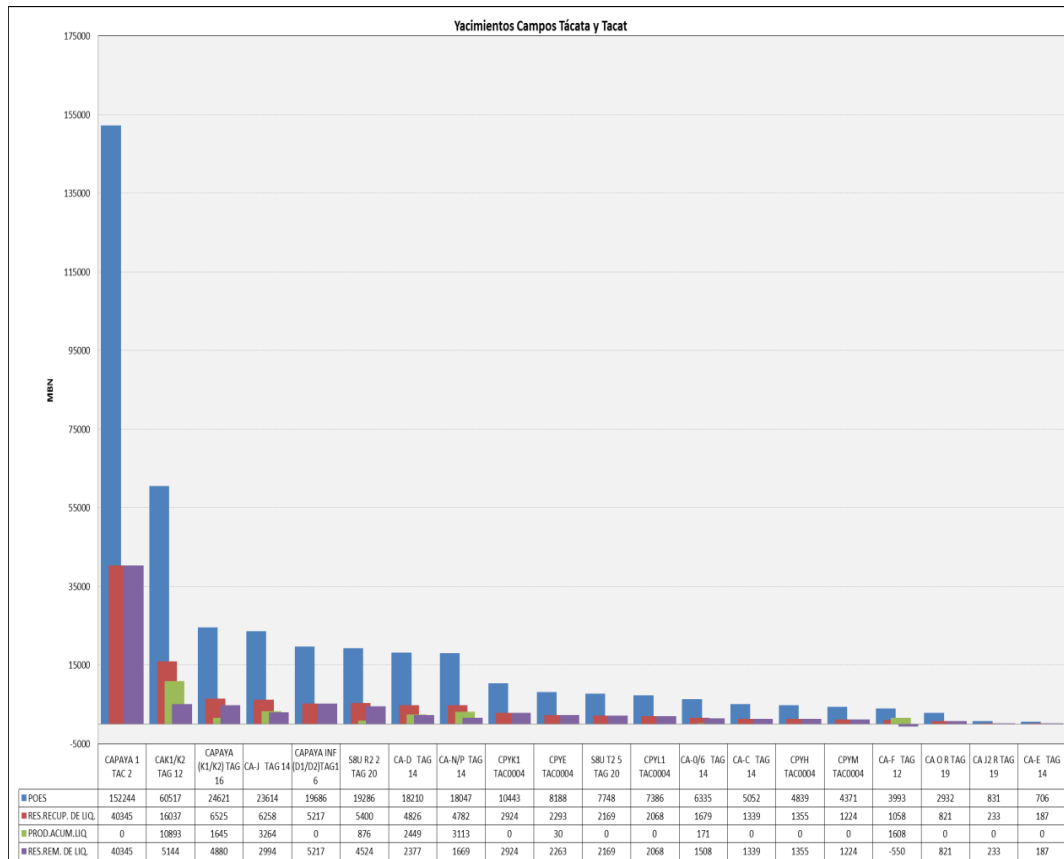


Fig. 3.6 POES, Reservas Recuperadas, Producción Acumulada y Reservas Remanentes, para el año 2010 Campos Tácata y Tacat. (Libro de Reservas 2010)

Adicionalmente, en la **Figura 3.7** se muestra la distribución de las reservas de gas seco para los yacimientos de los Campos TÁCATA y Tacat, en los cuales los únicos dos yacimientos de gas seco se encuentran en el Campo TÁCATA.

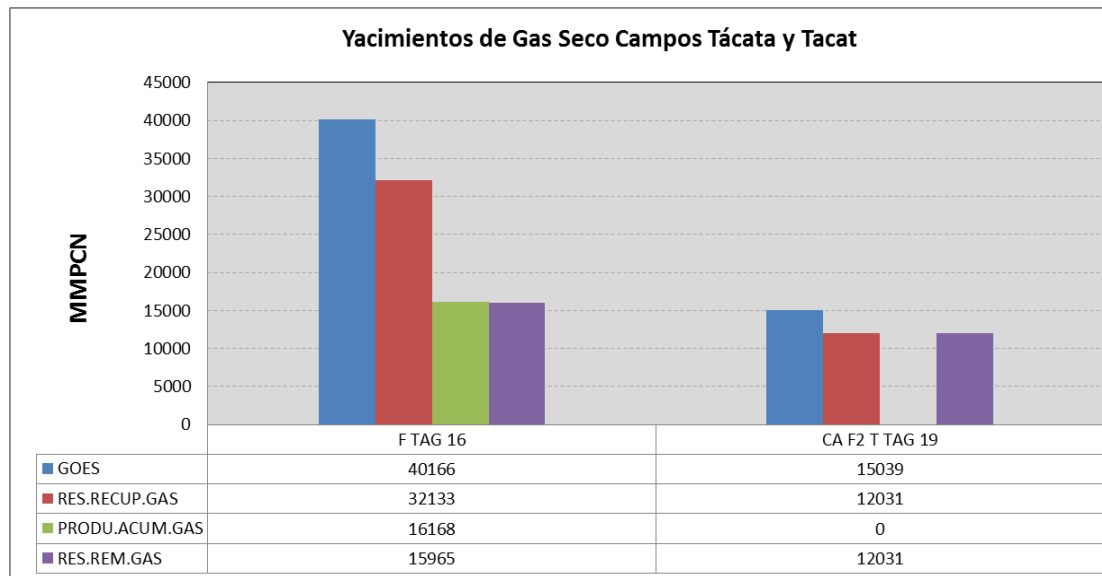


Fig. 3.7 GOES, Reservas recuperables, Producción Acumulada y Reservas Remanentes, para el año 2010 de los Campos TÁCATA y Tacat (Libro de reservas 2010)

4. CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La Investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. El presente estudio se puede calificar como una investigación del tipo descriptiva, ya que determina la causa y efectos de los eventos observados (mediciones de presión y caudal) con el fin de establecer el por qué de los hechos observados (elección de un modelo que reproduzca las condiciones de respuesta).

A través del análisis y la interpretación de las pruebas de presión se pudo identificar propiedades como la permeabilidad, factores como el daño, la transmiscibilidad del yacimiento y adicionalmente determinar las condiciones de borde de los yacimientos.

También partiendo del análisis de los probadores de formación se calculó el gradiente de los fluidos pertenecientes a los yacimientos y se logró ampliar la descripción de las unidades pertenecientes a los yacimientos de los Campos Túcata y Tacat, verificando así, la comunicación o no, entre las unidades de los yacimientos.

4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño que se utilizó para el desarrollo del presente trabajo de investigación se enmarcó en el reglón de investigación documental, la cual se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documento.

4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

El Campo Tácata cuenta con un total de 22 pozos perforados y el Campo Tacat cuenta con un total de 4 pozos, el siguiente trabajo de investigación abarca 10 pozos con pruebas de presión pertenecientes a los yacimientos de la Formación Capaya para el Campo Tácata y un total de 2 pozos para el Campo Tacat. De los cuales se realizó la interpretación de pruebas de presión a 8 pozos correspondientes al Campo Tácata, considerándose esta cantidad como muestra.

4.4 OPERACIONALIZACIÓN DE LOS OBJETIVOS

La operacionalización consiste en transformar las variables asociadas a los objetivos en términos concretos, observables y medibles, es decir dimensiones e indicadores. Por ejemplo, la variable actitud no es directamente observable, de allí que sea necesario operacionalizarla o traducirla en elementos tangibles y cuantificables. Para el siguiente Trabajo Especial de Grado se muestra en la **Tabla 4.1** la operacionalización de los objetivos.

Tabla 4.1 Operacionalización de los Objetivos

Objetivo General: Realizar la caracterización de los yacimientos de la Formación Capaya en el Campo Tácata -Tacat, a través de la interpretación de pruebas de presión				
Objetivos Específicos	Variables	Definición	Indicadores	Técnicas/ Instrumentos
Generar un inventario de las Pruebas de presión realizadas en el área de estudio	Pruebas Restauración de Presión Pruebas Multitasa Probadores de Formación Pruebas DST	Inventario de Pruebas de Presión en donde se definan el número y tipo de pruebas disponibles para el estudio	Medición de Presión Mediciones de Tasa Informe	Fichaje
Desarrollar una base de datos con los parámetros necesarios para la interpretación de las pruebas de presión	Tipo de Prueba Nombre del Pozo, Fecha de la Prueba, Yacimiento-arena que fue probada, Medición del sensor, mediciones de tasa, Datos de los Fluidos	Recopilación de datos necesarios para la interpretación de las Pruebas de presión	Mediciones de presión, mediciones de Tasa, Informe, Archivos ASCII necesarios para la interpretación.	Fichaje/ Excel

Tabla 4.1 Operacionalización de los Objetivos (continuación)

Objetivo General: Realizar la caracterización de los yacimientos de la Formación Capaya en el Campo Tácata -Tacat, a través de la interpretación de pruebas de presión				
Objetivos Específicos	Variables	Definición	Indicadores	Técnicas/ Instrumentos
Validar los datos para la Interpretación de las pruebas de presión	Verificar Profundidades de Medición, Depurar datos de presión, Calcular y comparar valores de Porosidad y Compresibilidad, Calcular propiedades de los fluidos	Selección de nuevos datos para la interpretación de las pruebas de presión	Porosidad, Gravedad API, Intervalo cañoneado, Mediciones de Presión, Gradientes de los yacimientos, factor volumétrico de formación del petróleo, Radio del Pozo	Fichaje, revisión de las profundidades, depuración de datos, calculo de porosidad, propiedades de correlaciones de fluidos /Excel, Saphir, Openwork
Realizar la interpretación de las pruebas de presión	Tipo de Prueba, Mediciones de Presión, Mediciones de Tasa, Tiempo de Producción, Porosidad, Compresibilidad total, Propiedades de los Fluido, Intervalo Cañoneado	Derivada de Bourdet, Método Horner, Curvas Tipo, gráfica semilog, Periodos de Flujo, Tipos de Flujo, Modelos de Pozo, Modelos de Yacimiento Modelos Límites	Permeabilidad, Daño, Límites de los yacimientos, Presión del yacimiento	Método de la derivada/Método Horner/Saphir 4.1
Validar la interpretación del modelo estructural del tope de la formación Capaya a través de la integración del análisis de las pruebas de presión	Presiones de los yacimientos, Comportamiento de presión a través del tiempo, Fluidos de los yacimientos, Modelos límites obtenidos de la interpretación	Definición de los límites de los yacimientos	Mapas isópacos-estructurales, Información estratigráfica, Registros de Pozos, Información Sísmica	Fichaje/Openworks, (stratwork, seiswork, petrowork) Microstation
Analizar el comportamiento de presión que refleje el modelo de flujo del pozo y permita la caracterización del yacimiento	Presión al datum Fechas de las pruebas	Tendencias de presión y comportamiento de la presión de los yacimientos y el campo	Tendencias de Presión en el yacimiento	Tendencia de presión en el tiempo, Excel.

4.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN Y EL ANÁLISIS DE DATOS

Entre las técnicas utilizadas en la recopilación de datos se tienen:

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. Este tipo de técnicas fue utilizada en varias oportunidades en donde se obtuvo información sobre el uso del software, información general de los campos Tácata y Tacat y aspectos teóricos sobre la interpretación de pruebas de presión.

En el desarrollo de las actividades y para alcanzar los objetivos planteados en el presente trabajo se utilizaron los siguientes instrumentos y herramientas computacionales:

SAPHIR es un software desarrollado por la empresa KAPPA, tiene aproximadamente unos 20 años con el objetivo de realizar el análisis de presiones transientes y es considerado uno de los programas más comunes en el análisis de pruebas de presión. Con esta herramienta y aplicando los gráficos de Horner y Bourdet (la derivada de presión en gráficos semilog y log-log) se obtuvieron los parámetros de permeabilidad, daño, presión del yacimiento y adicionalmente se obtuvo las condiciones de bordes de los yacimientos analizados.

OFM es una aplicación con un conjunto de herramientas, para la administración y monitoreo de datos de producción de petróleo, agua y gas. OFM permite usar una variedad de datos para identificar tendencias, localizar problemas y predecir la producción del campo y de los pozos. Esta herramienta fue utilizada para obtener los datos de producción del campo.

OPENWORK es una herramienta computacional que por medio de sus múltiples aplicaciones permite realizar correlaciones, interpretación de registros, cálculos de modelos petrofísicos, visualización de sísmica 2D y 3D. Se utilizó para visualizar las curvas petrofísicas, realizar secciones estratigráficas y adicionalmente se realizó una visualización de la sísmica de los Campos Tácata y Tacat.

CENTINELA es una herramienta automatizada para la gerencia de los datos de producción, así como control seguimiento y análisis de las operaciones de producción actual y futura. Con Centinela se pudo verificar las producciones y los cierres de los pozos, así como algún evento llevado a cabo durante el estudio.

SIMDE es una base datos digital de archivos de imágenes de los documentos que describen la historia de los eventos operacionales de los pozos conocidos como carpeta de pozos.

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

4.6 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN DESARROLLADA

Para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados en la presente investigación, este trabajo se desarrolló de acuerdo al esquema planteado en la **Figura. 4.1**

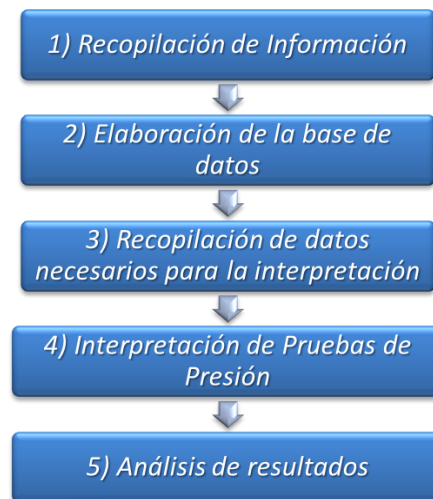


Fig. 4.1 Metodología de la Investigación desarrollada

A continuación se describe cada una de las etapas y los procedimientos planteados para alcanzar los objetivos establecidos.

4.6.1 Recopilación de Información

Durante esta etapa se realizó la búsqueda de los informes y datos de las pruebas de presión pertenecientes al área de estudio. Esta recopilación se hizo tanto en físico como en digital. Los informes en físico se encontraban ubicados en el Centro de Información Técnica Especializada de Petróleo (CITEP) en Punta de Mata, Estado Monagas. La información en digital fue obtenida de las bases de datos corporativas y los discos de información perteneciente a PDVSA. Adicionalmente, se realizó la búsqueda de información en SIMDE, base de datos de corporativa.

Se llevó a cabo la búsqueda y revisión bibliográfica relacionada con la investigación, los métodos de interpretación de pruebas de presión, las nuevas técnicas utilizadas en

la interpretación de pruebas y recopilación de información general sobre los campos Tácata y Tacat.

4.6.2 Elaboración de la Base de Datos

Una vez obtenida la información de presión tanto en físico como en digital se realizó un inventario de las pruebas para lograr definir así, cuántas y qué tipo de pruebas de presión se disponían de los yacimientos de la Formación Capaya.

Definido el número y el tipo de pruebas disponibles, se realizó una base de datos en digital con los parámetros de los informes entregados por las compañías de servicio. Adicionalmente, en esta etapa se determinó qué pruebas contenían los datos de presión y tiempo en formato ASCII, disponible en digital para realizar la reinterpretación de las pruebas de presión.

Es importante acotar que hubo pruebas que no contenían informes, solo se contaba con la información en digital de los sensores, igualmente se contó con los archivos .KS3 (archivo en digital que contiene la interpretación de las pruebas de presión realizadas en el software Saphir). En la base de datos inicial no se consideraron las pruebas que solo contaban con el archivo .KS3 debido a que no se encontraban interpretadas.

4.6.3 Recopilación de datos necesarios para la interpretación

Entre los datos necesarios para la interpretación de la prueba de presión se recopiló la siguiente información:

Data ASCII: es la información cruda obtenida durante el registro de presión de la prueba, la cual consiste en datos de presión y tiempo tomados por el sensor. La validación de estos datos se realiza por medio de la evaluación y la carga de los puntos de presión dentro de la herramienta de interpretación *Saphir* y se verifican que no existan datos duplicados.

Eventos durante la Prueba: éstos se encuentran registrados en los reportes e informes operacionales para conocer bajo qué condiciones se realizaron las pruebas y adicionalmente de esta manera explicar ciertos comportamientos de la prueba de presión.

Historia de Producción: en la obtención de las historias de producción de los pozos, se utilizó la herramienta corporativa OFM donde se puede visualizar la producción diaria y mensual de cada pozo o grupo de pozos.

Evaluación Petrofísica: se recopiló la información petrofísica de los pozos en estudio de los informes de las pruebas, estos datos fueron aportados por PDVSA al momento de realizar la interpretación de las pruebas de presión. Adicionalmente, con la herramienta OPENWORKS se logró visualizar secciones estratigráficas con los registros de los pozos.

Datos PVT: la Viscosidad del petróleo, el factor volumétrico de formación y la compresibilidad total fueron obtenidos de los informes de las pruebas de presión, éstos fueron aportados por PDVSA al momento de realizar la prueba de presión.

Datos del Pozo: el radio del pozo (R_w), el diagrama mecánico, la elevación de la mesa rotaria (EMR), la profundidad total fecha de inicio de producción y la completación de los pozos, fueron obtenidos de los informes de pozo de los campos.

4.6.4 Interpretación de las Pruebas de Presión

Esta etapa dependió del tipo de prueba realizada en el pozo, debido a la naturaleza de la misma se realizan diferentes interpretaciones y los resultados arrojados ayudan a definir las características de los yacimientos. A través de los probadores de formación (*RFT*, *MDT*, *RCI*, *FMT*) es posible obtener los gradientes de presión de los fluidos, la comunicación o no vertical entre arenas, adicionalmente se puede apreciar el agotamiento de los yacimientos con diferentes registros por pozo en la misma arena a través del tiempo.

De las pruebas de presión como las de restauración de presión, de declinación y las multitasas, se puede definir el factor de daño, la permeabilidad y los límites del yacimiento. Finalmente, junto con la integración de los puntos de presión de las interpretaciones de las pruebas y junto con la integración de las presiones obtenidas de las pruebas BHP-BHT estáticas se pueden obtener el comportamiento de presión del yacimiento en el tiempo a la profundidad de referencia del Datum.

Es por esto que se realizó la descripción de las interpretaciones en dos grupos: uno perteneciente a las pruebas de formación y otro correspondientes al análisis de las pruebas multitasas, de restauración de presión, BHP-BHT estáticas y pruebas DST.

De los probadores de formación se obtiene información de presión y adicionalmente se logra realizar la caracterización de los yacimientos tanto vertical como arealmente de la misma formación.

Análisis de los probadores de formación

Para los probadores de formación (*RFT, MDT, RCI, FMT*) se recopilaron los registros en físico y la información de los puntos de presión y profundidad, cada prueba fue cargada en digital para calcular de esta forma el valor de los gradientes de presión de los fluidos pertenecientes a los yacimientos del área de estudio.

Graficando cada punto de presión tomado en la prueba con su respectiva profundidad, se verificó en una primera etapa cuáles puntos no habían logrado una estabilización de la presión, las pruebas que resultaron secas y los puntos de presión que a pesar de haber estabilizado no mostraban una tendencia coherente con el resto de los datos, no eran incluidos en el cálculo del gradiente de presión.

Al descartar estos puntos se procedió a verificar junto con los datos de profundidad oficiales del proyecto, que las mediciones de presión se encontraran dentro de los intervalos correspondientes a las arenas de la formación.

Junto con la revisión de las profundidades se procedió con la herramienta OPENWORK a realizar la visualización de los registros de los pozos, revisando las curvas de rayos gamma y las curvas de resistividad.

Finalizada esta etapa se graficó la tendencia de los puntos de presión de cada pozo, por arena y se calculó por medio de la diferencia de presiones y su respectiva profundidad el valor del gradiente de presión por yacimiento.

Interpretación de las Pruebas de Presión (Restauración, declinación, DST)

Entrenamiento con el Software: Previo a realizar la interpretación de las pruebas fue necesario un entrenamiento con el software Saphir, en donde se cargó la información de la prueba de presión, se realizaron las interpretaciones de las pruebas a través del método de la derivada y el ajuste de las curvas. Adicionalmente, se estudió el caso para la aplicación del método de deconvolución para aumentar el radio de investigación de las pruebas y la definición más apropiada de los modelos de los yacimientos a través de datos de producción y diferentes cierres de las pruebas de presión para el mismo pozo.

Selección de la información

Entre los datos necesarios para realizar la interpretación de las pruebas de presión se tiene:

Características del Pozo: el tipo de completación y radio del hoyo, el cual fue verificado a través de los diagramas de completación actualizados de los pozos y junto con la herramienta OPENWORK se visualizaron las curvas de Rayos Gamma por pozo y se verificaron que los intervalos de completación estuvieran referidos a sus respectivas arenas.

Propiedades de la formación: entre los parámetros necesarios para realizar la interpretación de las pruebas de presión se deben definir los valores de porosidad y compresibilidad de la formación. Éstos fueron obtenidos de los

informes de las pruebas de presión, cuyos valores fueron suministrados por los Ingenieros custodios de los yacimientos. Fueron verificados a través de las curvas de Porosidad neutrón y Densidad Neutrón.

Características del Fluido: el tipo de fluido, parámetros como la viscosidad, el factor volumétrico de formación son necesarias para poder cuantificar de una manera más confiable los parámetros que arroja la prueba de presión. Debido que no se contaba con una ecuación de estado que representara las propiedades PVT de los fluidos en el campo y en el yacimiento para la fecha del estudio, se utilizaron los datos contenidos en los informes de las pruebas de presión, los cuales son otorgados por los Ingenieros de yacimiento a las empresas operadoras.

Historia de Producción: Para la interpretación de las pruebas de presión es necesario conocer las tasas de flujo en superficie y el comportamiento de la producción previo a la realización de la prueba de presión. Éstas fueron extraídas de la herramienta OFM y se logró incluir los tiempos de producción, previos a la prueba, con el cual se establece una tasa promedio para calcular el tiempo de producción.

Para el análisis de las pruebas de restauración de presión que contaban con un período previo de producción, mínimo de 3 meses, el cálculo del tiempo de producción se muestra a continuación.

$$T_p = 24 * N_p (3 \text{ meses}) / Q_o (\text{Promedio de 3 meses}) [\text{hrs}] \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

N_p : Petróleo acumulado durante 3 meses bbls.

Q_o : Tasa Promedio de producción de petróleo durante los 3 meses. bpd

Adicionalmente fue necesario conocer las condiciones en superficie en el momento que se realiza la prueba, como los tipos de reductores que se utilizan durante la prueba, los gradientes estáticos y dinámicos y el tiempo de producción.

Validación de los datos de presión

Antes de realizar la interpretación de la prueba es necesario validar la calidad de los datos de las pruebas de presión obtenidos durante su desarrollo. De esta forma se pueden detectar posibles problemas operaciones como fugas, descalibración de los sensores o fallas de medición que no representan la respuesta del sistema pozo-yacimiento.

Definición de los Períodos de Flujo

Una vez realizada la validación de los datos de presión, se procede a la selección de los períodos de flujos a interpretar, esto consiste en seleccionar el periodo de cierre al cual se le aplicarán los métodos de interpretación.

4.6.5 Interpretación del Período de Flujo

Una vez definidos los datos del pozo, de la formación, de los fluidos, validados los datos de presión y definidos los períodos de flujo, se procede a realizar la interpretación de la prueba de presión la cual se muestra en el siguiente flujograma mostrado en la **Figura. 4.2:**



Fig. 4.2 Flujograma de Trabajo para la interpretación de las Pruebas de Presión

La interpretación de la prueba se realizó a través del estudio de la Derivada de Bourdet y adicionalmente el Método Horner para la extrapolación y determinación de la presión inicial del yacimiento al momento de realizar la prueba de presión.

La interpretación de la prueba consistió en la división del modelo de la derivada en cuatro etapas de análisis (ver **Figura. 4.3**). La primera etapa correspondiente a los efectos de almacenamiento y segregación de fases, en este período se definen las propiedades correspondiente al sistema del pozo como el coeficiente de almacenamiento, el segundo período se tiene como la transición entre el pozo y el yacimiento donde se refleja el comportamiento del yacimiento en la zona donde se encuentra en contacto con el pozo, en esta etapa se pueden apreciar fenómenos relacionados a la formación y el pozo, como penetración parcial, flujo multicapas, fracturamiento, etc, además de poder identificar los regímenes de flujos asociados.

El tercer período es el correspondiente a la medición de presión dentro del yacimiento y la determinación del flujo radial homogéneo, el período de estabilización de la presión determinado por el flujo radial donde son extraídos los valores de presión inicial, daño y la permeabilidad.

El último período es donde se aprecian las condiciones de borde del yacimiento y se pueden determinar los límites impermeables y los límites de presión constante, este período no se representa en todas las pruebas debido a que no alcanzan el tiempo suficiente para llegar a apreciar un efecto de borde en el cambio de la presión del yacimiento o sencillamente porque el estudio solo contempla el cálculo de las propiedades del yacimiento reflejadas por el período de flujo radial homogéneo.

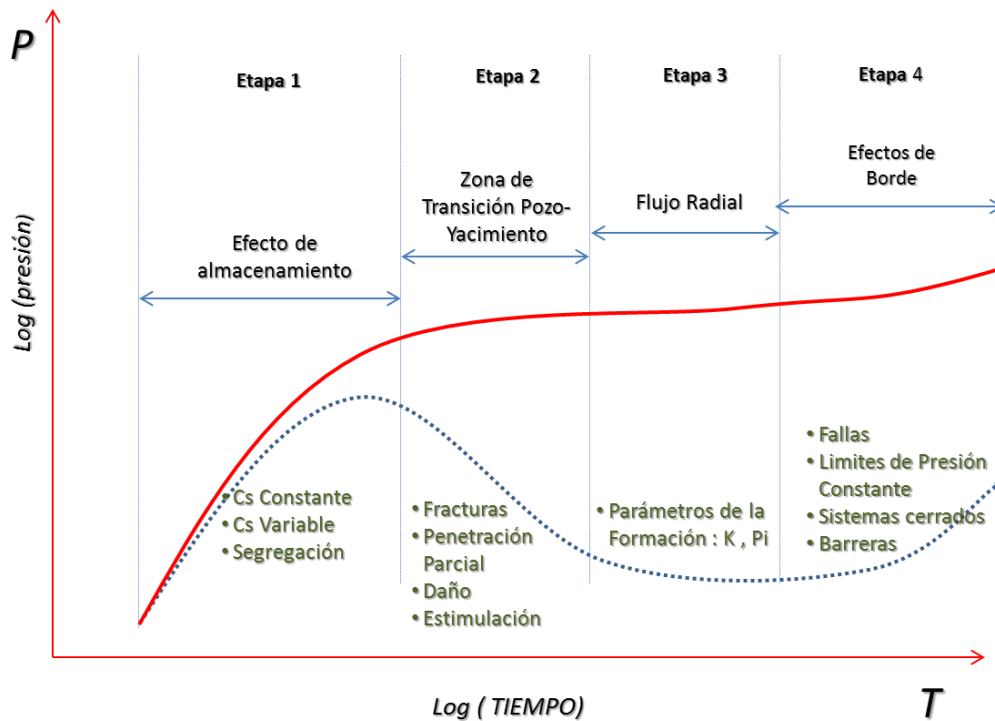


Fig. 4.3 Representación de las Etapas en la Derivada de Presión (Grafica de Bourdet; Log-log)

4.6.6 Validación e integración de resultados

Se realizó a través de los resultados obtenidos por medio de las pruebas de presión, con los mapas isópacos estructurales válidos hasta la fecha. En los mapas en donde no se apreciaron los límites establecidos por la prueba de presión, se realizó la revisión estructural a partir de los datos sísmicos adyacentes a la zona de estudio,

adicionalmente, junto con la revisión estratigráfica se verificó la continuidad y la separación vertical de los yacimientos en estudio.

Partiendo de los nuevos datos de presión obtenidos de la prueba y con el nuevo ajuste del modelo del yacimiento seleccionado a través del comportamiento de la derivada de presión, el comportamiento de los datos de presión y el conocimiento geológico estructural del campo, se realizó la integración de la información de presión que ayudo en la caracterización de los yacimientos.

4.6.7 Análisis del Comportamiento de Presión

Posterior a la interpretación de las pruebas de presión, obtenidos los valores de presión del yacimiento, se procedió a almacenar estos datos junto con la información de los gradientes de presión de los yacimientos y los puntos de presión de los probadores de formación. Con las pruebas de medición estática (BHP-BHT), se extrapoló la presión del sensor al punto medio de las perforaciones y con el gradiente de presión del yacimiento obtenido de los probadores de formación se llevó al mismo plano de referencia, (datum del campo 13500 pbnm y las diferentes profundidades de referencia de los yacimiento) las presiones registradas durante las mediciones estáticas e igualmente con las presiones obtenidas de las interpretaciones de las pruebas de presión.

El Datum del yacimiento fue establecido por medio de las profundidades del libro de reservas oficiales para el año 2010, el datum del campo se promedió a una profundidad de 13500 pies.

Una vez calculadas las presiones de los yacimientos a la profundidad Datum se realizaron los gráficos de Presión vs. Tiempo para cada yacimiento y se establecieron las tendencias de presión del campo, además de observar la declinación de la presión con el tiempo se pudo verificar la comunicación o no de las unidades pertenecientes a cada yacimiento.

4.6.8 Deconvolución

Esta metodología introducida en el análisis de pruebas de presión tiene unos 10 años de haber sido desarrollada y tiene como objetivo principal ampliar el radio de investigación de las pruebas de presión, con la finalidad conocer en forma más detallada las condiciones de bordes del yacimiento de estudio. Este método se basa en generar una tasa de declinación constante entre los valores de tasa que se encuentran en los cierres de las pruebas de presión.

5. CAPÍTULO V

Análisis de Resultados

5.1 INVENTARIO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO

A partir de la recopilación de información realizada en las bases de datos digitales disponibles y de la búsqueda de pruebas y registros de presión en el Centro de Información Técnica de Exploración y Producción de Punta de Mata, se realizó el inventario de las Pruebas de Presión en el área de estudio. Para la fase de reinterpretación se utilizaron las pruebas que contenían la Data ASCII y su informe respectivo, generando nuevos modelos de los yacimientos posteriormente en la generación de las tendencias de presión se utilizaron respectivamente todas pruebas encontradas en el inventario. En total la cantidad de pruebas recopiladas se muestran en la **Tabla 5.1**. En el **Anexo 1** se muestra en detalle todas las pruebas recopiladas.

Tabla 5.1 Número de Pruebas de Presión del Estudio

<i>Tipos de Pruebas</i>	<i>N°</i>
Pruebas BHP-BHT	28
Pruebas DST	34
Pruebas Build UP/PLT	20
Pruebas de Interferencia	1
Probadores de formación	18
<i>Total</i>	<i>101</i>

En la **Tabla 5.2** se muestra en detalle el número de pruebas de probadores de formación recopilados.

Tabla 5.2 Inventario de los Probadores de Formación Recopilados

Probadores de Formación						
Nº	CAMPO	POZO	CORRIDA	PRUEBA	FECHA	EMPRESA
1	Tácata	TAG-12ST	RUN 1	FMT	30-nov-04	BAKER HUGHES
2	Tácata	TAG-12E	RUN 8	FMT	29-ene-98	WESTERN ATLAS
3	Tácata	TAG-12E	RUN 9	MDT/GR	13-feb-98	SLB
4	Tácata	TAG-13	RUN 3	RCI	21-may-99	BAKER HUGHES
5	Tácata	TAG-14	RUN 3	MDT	06-oct-00	SLB
6	Tácata	TAG-14	RUN 4	MDT	16-dic-00	SLB
7	Tácata	TAG-14	RUN 4	MDT	17-nov-00	SLB
8	Tácata	TAG-14ST	RUN 1	FMT	08-feb-04	BAKER HUGHES
9	Tácata	TAG-16	RUN 4	MDT	15-oct-01	SLB
10	Tácata	TAG-16	RUN 5	MDT	14-nov-01	SLB
11	Tácata	TAG-17	RUN 2	MDT	07-ene-02	SLB
12	Tácata	TAG-17	RUN 3	MDT	17-feb-02	SLB
13	Tácata	TAG-18	RUN 2	RCI	25-nov-03	BAKER HUGHES
14	Tácata	TAG-18	RUN 4	RCI	13-dic-03	BAKER HUGHES
15	Tácata	TAG-20	RUN 3	FMT	22-may-04	BAKER HUGHES
16	Tácata	TAG-20	RUN 5	RCI	08-jul-04	BAKER HUGHES
17	Tácata	TAG-21	RUN 4	MDT	20-oct-04	SLB
18	Tácata	TAG-21	RUN 4	MDT	30-ago-04	SLB

5.2 DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS Y RECOPIACION DE LOS DATOS Y PARÁMETROS NECESARIOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

De la información recopilada de las pruebas de presión y la discretización del tipo de prueba se obtuvieron los datos de presión y tiempo de los sensores, el histórico de producción, adicionalmente se realizó el cálculo del tiempo de producción previo a la prueba, información petrofísica como la porosidad, espesor total, datos PVT recopilados de los informes de las pruebas y los datos del pozo utilizando los diagramas mecánicos, elevación de la mesa rotaria, el radio del pozo, el intervalo de completación y la profundidad total del pozo, entre otros.

En el **Anexo2** se muestran los datos utilizados en la interpretación de las pruebas de presión.

5.3 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

El propósito de realizar la interpretación de las pruebas de presión fue identificar el modelo que caracterizara los yacimientos a través del comportamiento que reflejó la derivada en cada pozo, a fin de establecer modelos de flujo, parámetros del pozo y del yacimiento, tales como, coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad, el daño, la presión del yacimiento y las condiciones de borde, con las cuales se logra la caracterización del sistema pozo yacimiento.

Adicionalmente se probó la metodología de deconvolución, con la finalidad de ampliar el tiempo y el radio de investigación de las pruebas de presión, utilizando las tasas de producción entre los períodos de las pruebas realizadas para un mismo pozo.

Los resultados obtenidos de las interpretaciones son mostrados en el **Anexo 3**. La aplicación del método de deconvolución pudo ser realizada en dos yacimientos que cumplieran con la información de tasa, presión y con el comportamiento de la derivada para lograr la aplicación de este método, de esta forma se obtuvo una mejor definición de los modelos límites de los yacimientos.

La interpretación de las pruebas de restauración de presión, las pruebas multitasa y las pruebas DST fue integrada con la información de las pruebas de presión obtenida de los probadores de formación y al mismo tiempo revisada y comparada con la información de las interpretaciones de los mapas isópacos estructurales y la estratigrafía de los yacimientos.

A continuación se presenta el análisis de caracterización de yacimientos realizado a través de la reinterpretación de las 23 pruebas de presión del Campo Tácata junto con la integración de la información estática y dinámica de los yacimientos.

Yacimiento CA-J TAG-14

Este yacimiento fue descubierto por el pozo TAG-14 sin embargo no fue el objetivo principal la producción de este intervalo. En el año 2001 es completado el pozo

TAG-15 que actualmente se encuentra en producción y para el 2004 el pozo TAG-12 presentó problemas mecánicos en los intervalos CA-K₁/K₂ (completación original), fue recompletado en el intervalo CA-J mediante un reacondicionamiento permanente. En **Figura. 5.1** se muestra el mapa isópaco estructural del yacimiento CA-J TAG-14 en el cual se aprecian los pozos completados TAG-12, TAG-17, TAG-14 y TAG-15.

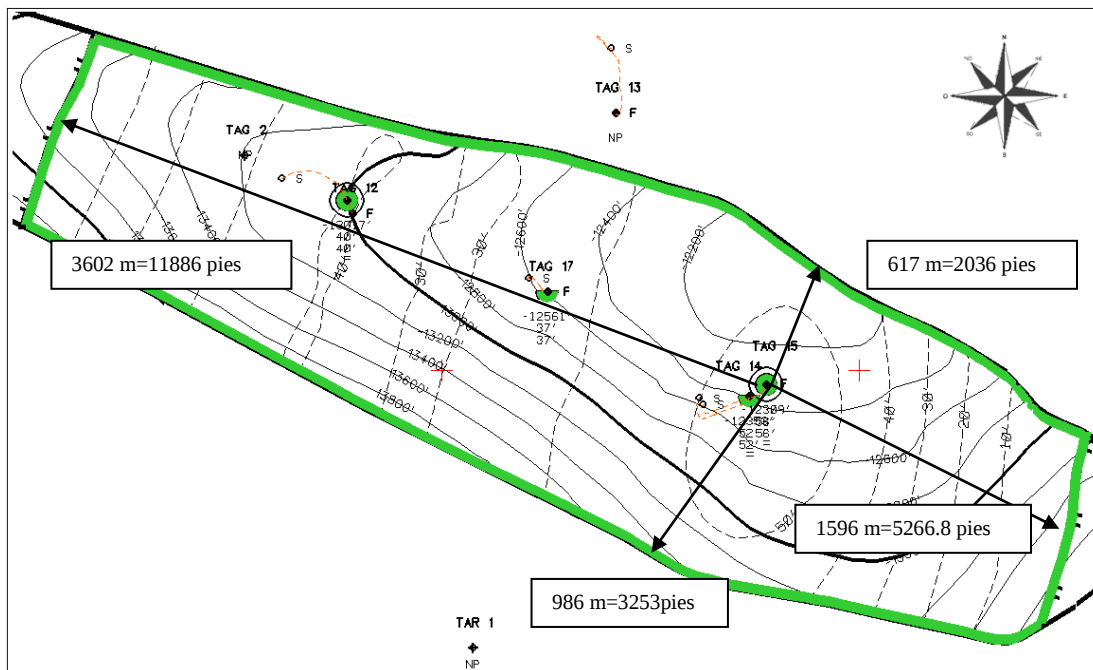


Fig. 5.1 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya-J TAG-14

A través de la interpretación de los probadores de formación, para este yacimiento se obtuvo un valor de presión inicial alrededor de los 10332 Lpca y un gradiente de presión del yacimiento de 0,233 Lpca/pie. Estos resultados fueron obtenidos de la prueba RFT realizada el 29 de enero de 1998 el cual muestra en la **Figura. 5.2**. Los intervalos probados con los puntos en las unidades de CA-J.

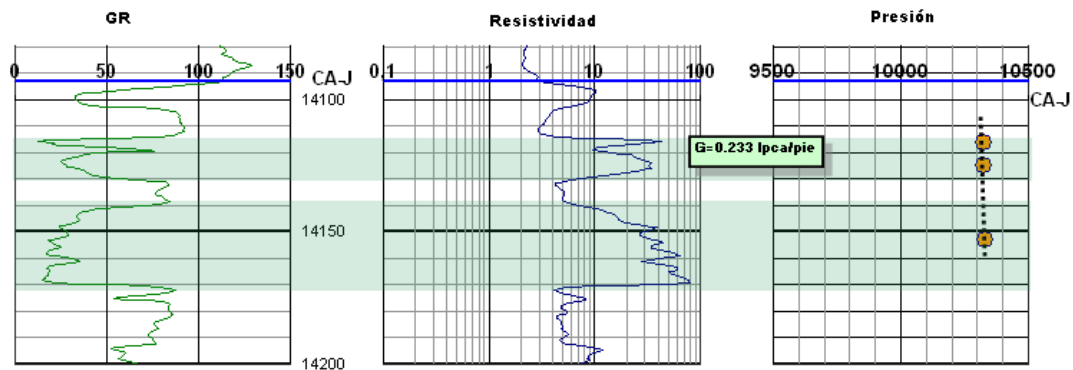


Fig. 5.2 Registro de Rayos Gamma, Curva de Resistividad Profunda y Puntos de Presión (RFT) para el yacimiento Capaya-J TAG-14

En la **Figura. 5.3** se muestra el agotamiento diferencial de este yacimiento con los registros de presión proveniente de los RFT realizados en los pozos TAG-12, TAG-12ST1, TAG-14 y TAG-17 desde los años de 1998 al 2004. Se aprecia cómo el yacimiento sufrió una caída de presión.

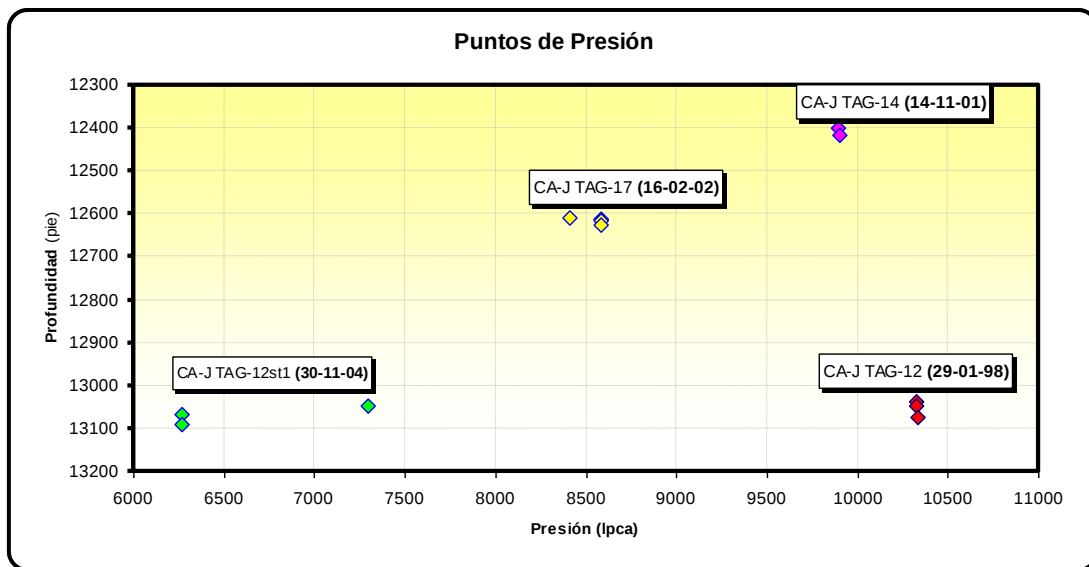


Fig. 5.3 Puntos de presión de los registros RFT por pozo para el yacimiento CA-J

La última presión registrada para este yacimiento fue de 5947 Lpca para Mayo del 2011.

Prueba (5-febrero-2005) Pozo TAG-12

El siguiente análisis corresponde a la prueba de restauración de presión del pozo TAG-12 realizada el 5 de febrero del 2005, la prueba a las catorce horas de cierre presentó una respuesta atípica en el almacenamiento de datos de presión, mostrando una disminución drástica de la presión por lo que se presume una fuga en el sistema del pozo, en los eventos de la prueba no se registró ningún tipo de acontecimiento que reflejara este comportamiento anómalo, debido a esto se realizó la interpretación de la derivada tan solo en las primeras horas de cierre señalada en el círculo en la **Figura 5.4**.

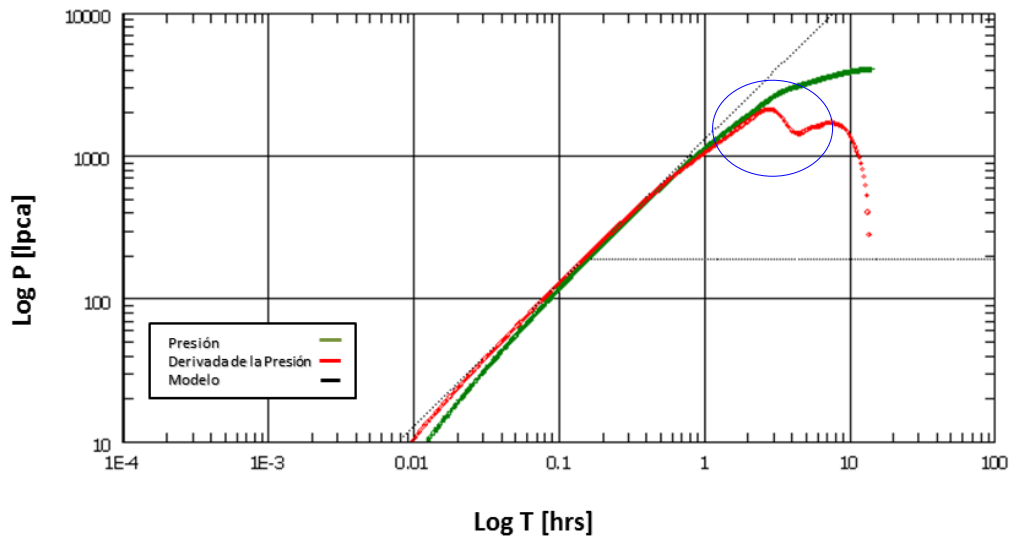


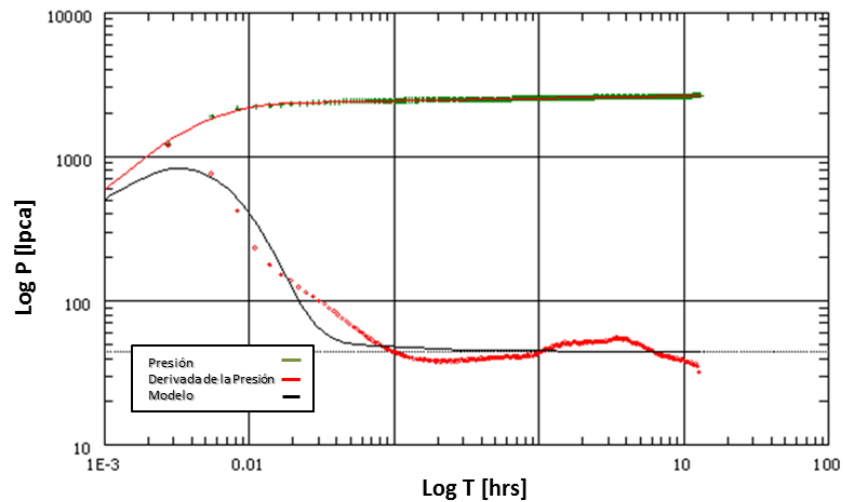
Fig. 5.4 Respuesta de la derivada de presión para la prueba del 5 de febrero de 2005. Pozo TAG-12

En el **Anexo 4** se muestra el grafico semilogaritmico junto con los datos utilizados para la interpretación de la prueba y adicionalmente el gráfico cartesiano en donde se muestra el Tiempo de producción previo al cierre o la restauración de presión. Para el

tiempo de 2 a 4 horas en el que se pudo realizar el análisis, se aprecia el comportamiento de segregación de fluidos (círculo). Una de las principales condiciones con las que debe cumplir la prueba de presión como tal, es que alcance una estabilización de la presión durante el registro de datos, (estabilización de la curva de presión) de no ser así, los resultados arrojados de las interpretaciones deben ser tomados como referenciales a un valor, sin embargo se tomó el valor de presión de referencia a la profundidad del sensor.

Prueba (27-Julio-2001) Pozo TAG-15

El análisis corresponde a la evaluación de restauración de presión de la prueba DST realizada el 27 de julio de 2001, antes de alcanzar el flujo radial se aprecia un ligero comportamiento de penetración parcial, pero no describe totalmente un flujo esférico (recta pendiente= $-1/2$) por lo que el valor de daño calculado se ve influenciado por la condición de entrada limitada (ver **Figura 5.5**). El modelo de yacimiento se ajustó a un modelo radial homogéneo. La presión extrapolada para este yacimiento fue de 9696,33 Lpca con una permeabilidad de 58 mD y un daño de 21,8, en el **Anexo 5** se muestran los datos utilizados en la interpretación de la prueba, adicionalmente se muestra en la gráfica cartesiana los dos períodos de flujo previos a realizar el cierre de la prueba el cual duró unas 13 horas aproximadamente.



**Fig. 5.5 Respuesta de la derivada de presión para el pozo TAG-15
prueba realizada el 27 de Julio de 2001**

En **Figura 5.6** se muestra la sección correspondiente a los pozos TAG-12 (izquierda) y TAG-15 (derecha). Cualitativamente es apreciable la degradación de propiedades petrofísicas en la respuesta de la herramienta de rayos gamma y la respuesta del registro de densidad neutrón (RHOB), en contraste con la respuesta obtenida para el pozo TAG-15. Se aprecia que para el pozo TAG-12 el intervalo CA-J se encuentra una arena con un mayor contenido de arcillas mientras que en el pozo el TAG-15 las propiedades y la forma cilíndrica reflejada en la respuesta de rayos gamma se tiene una arena mucha más limpia. En las figuras se aprecia el intervalo completado de los pozos TAG-12 y TAG-15, en las cuales se observan unidades separadas, sin embargo la respuesta de presión obtenida de la prueba de presión se ajustó a un comportamiento radial homogéneo por lo que se presume una comunicación entre las unidades completadas.

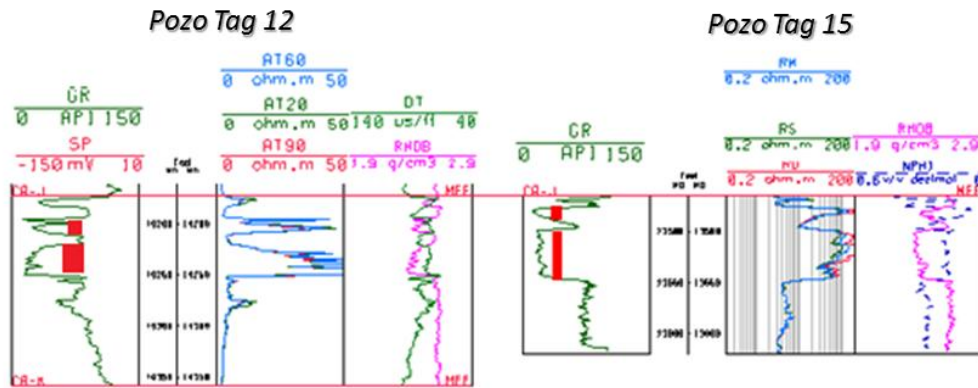


Fig. 5.6 Sección Estratigráfica pozos TAG-12 (izquierda) y Pozo TAG-15 (derecha)

Prueba (21-Diciembre-2001) Pozo TAG-15

Para la prueba de restauración de presión realizada el 21 de diciembre de 2001 se obtuvo un valor de permeabilidad alrededor de los 110 mD, un valor de daño de 37,3 y un modelo límite que ajustó a un modelo de fallas paralelas ubicadas a una distancia de 177 pies y 1700 pies, la presión inicial estimada para la prueba fue de 8636.38 Lpca. En el **Anexo 6** en el gráfico cartesiano se aprecia el tiempo de producción calculado para la prueba de aproximadamente 3 meses; adicionalmente se muestra el gráfico semilog.

El levantamiento que se aprecia en la **Figura 5.7** es atribuido a la segregación de fluidos dentro del pozo, este comportamiento es típico de sistemas con fluidos livianos y yacimientos de gas condensado.

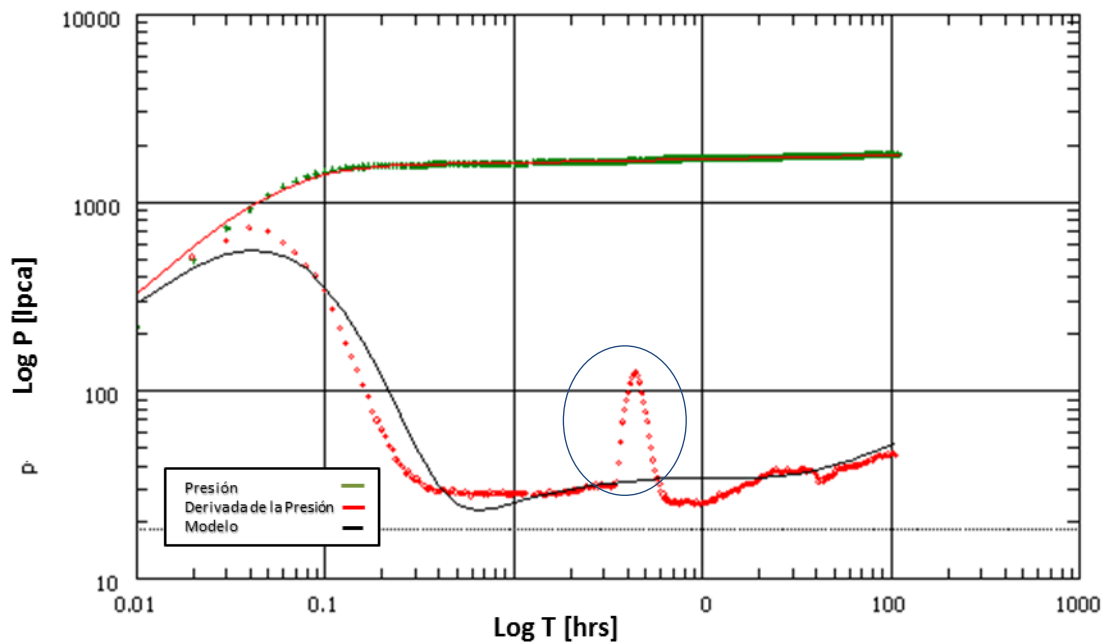
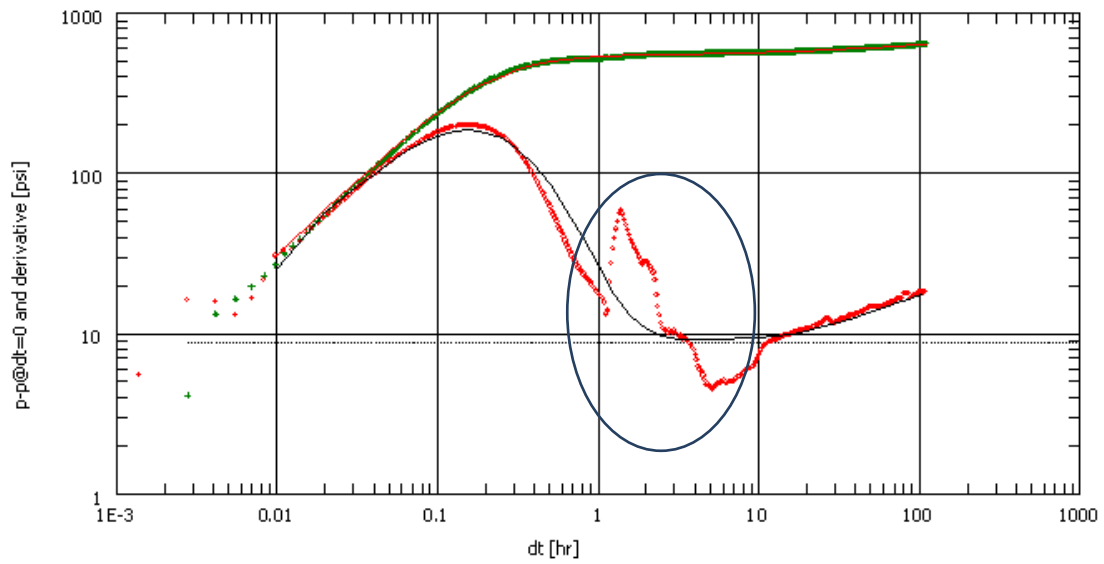


Fig. 5.7 Respuesta de la derivada de presión para el pozo TAG-15 prueba realizada el 21 de Diciembre de 2001

Prueba (12-Noviembre-2002) Pozo TAG-15

En el análisis de la prueba de restauración de presión se aprecia entre las primeras 10 horas una variación en la derivada señalada por el círculo en la **Figura 5.8**, este comportamiento se atribuye a un reacomodo de las fases, en el sistema del pozo, el cual enmascara el flujo radial ya definido en las pruebas anteriores, los datos de esta prueba serán tomados de referencia, debido a la influencia de este efecto. El modelo se ajustó a un yacimiento radial homogéneo con un límite de fallas paralelas ubicadas a una distancia de 1830 pies. Se obtuvo un valor para el daño de 23,8 y una permeabilidad efectiva de 122 mD. El valor de la presión fue de 5399,15 Lpca.



*Fig. 5.8 Respuesta de la derivada de presión para el pozo TAG-15
prueba realizada el 12 de Noviembre de 2002*

En el **Anexo 7** se detalla en el gráfico cartesiano el cierre de la prueba.

Método de Deconvolución

A través de la integración de la información de varios cierres y junto con los datos de producción obtenidos de la herramienta de Manejo de Datos de producción Oil Field Manager (OFM), en la **Figura. 5.9** se aprecia los tres cierres realizados en un período de un año y tres meses.

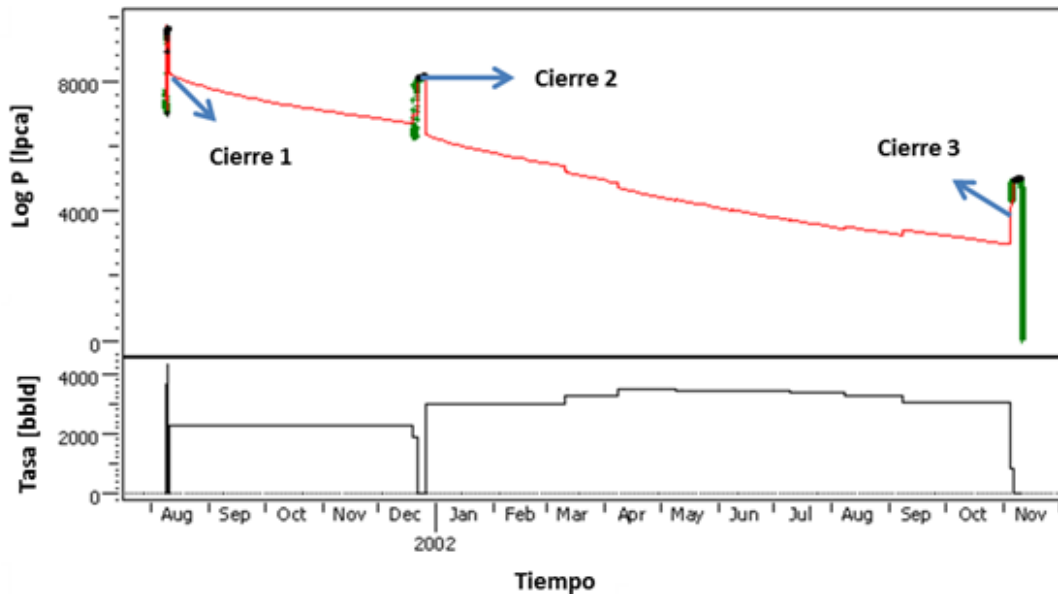


Fig. 5.9 Gráfica de Presión vs Tiempo (superior) y Gráfica de Tasa vs Tiempo (inferior) para el yacimiento Capaya-J Tag-14. Pozo TAG-15

En la **Figura. 5.10** se muestra el comportamiento de las tres respuestas de derivada de presión para el mismo pozo, en donde se aprecia un comportamiento similar a partir de las 10 horas de estudio entre la curva del segundo cierre y la curva tercer cierre, aplicando el método de deconvolución el cual consiste en generar una curva de presión partiendo de los puntos seleccionados a una sección de comportamiento estable (ver **Figura. 5.11**, la línea vertical, presenta la división de los períodos y posterior a esta selección realizará la iteración del comportamiento de las curvas cargadas), generando así una curva de presión única para las tres pruebas y una sola curva de derivada a la cual se le ajusta el modelo más representativo.

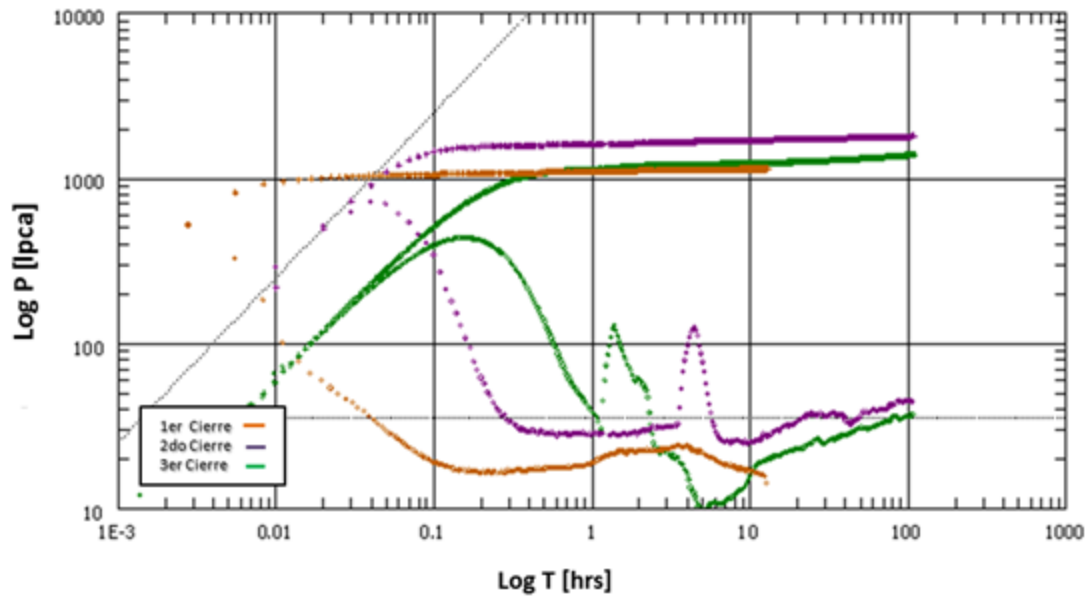


Fig. 5.10 Comportamiento de las Curvas de Presión y sus respectivas derivadas, del pozo TAG-15, Yacimiento Capaya J Tag-14.

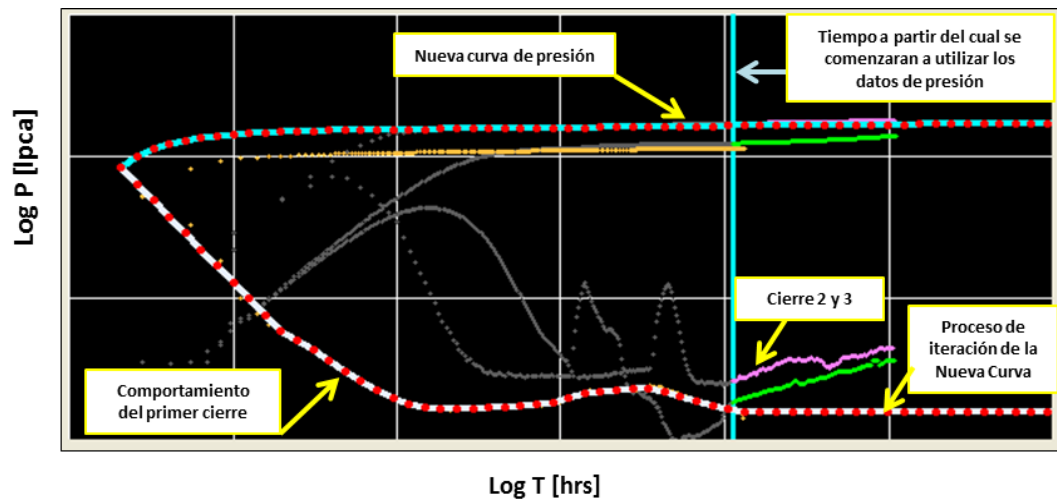


Fig. 5.11 Generación de la curva de deconvolución, del pozo TAG-15, Yacimiento Capaya J Tag-14.

Al realizar el ajuste del modelo de deconvolución **Figura. 5.12**, más representativo fue el modelo de doble porosidad, con un modelo límite rectangular sin flujo. Dentro de la información oficial suministrada por PDVSA no se obtuvo ningún informe

comprobará este comportamiento de doble porosidad yacimiento de estudio, sin embargo en el artículo Técnico (**Ver referencia 25**) elaborado en el año 2002, los autores lograron estimar las fracturas a través de las ondas de “P” de Sísmica y adicionalmente la verificación de estos resultados con un estudio de micro y macro fracturamiento de núcleos, en el cual lograron detectar dos juegos de fracturas, el principal juego de fractura con un buzamiento de 103° y un segundo buzamiento de 40° interpretadas como fracturas rellenas de material sellante. Esto fue realizado en el pozo TAG-15 del campo a una profundidad de 13481 pies (CA-J) lo que confirma un sistema de doble porosidad para este yacimiento.

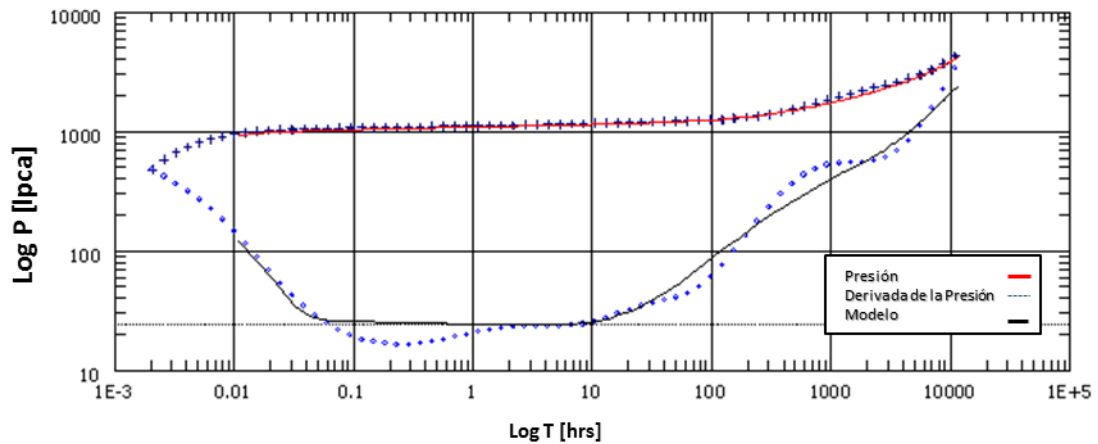


Fig. 5.12 Curva Final de la derivada obtenida del proceso de deconvolución, del pozo TAG-15, Yacimiento Capaya J Tag-14

Yacimiento CA-F TAG-12

Este yacimiento fue drenado solamente por el pozo TAG-12, el cual en su completación original estuvo programada la producción por sarta corta, la completación de este pozo fue dual y drenó los yacimientos CA-K₁/K₂ y CA-F. En la **Figura 5.13** se muestra el mapa isópaco estructural del yacimiento donde se aprecia únicamente completado el pozo TAG-12 y adicionalmente las distancias a las fallas.

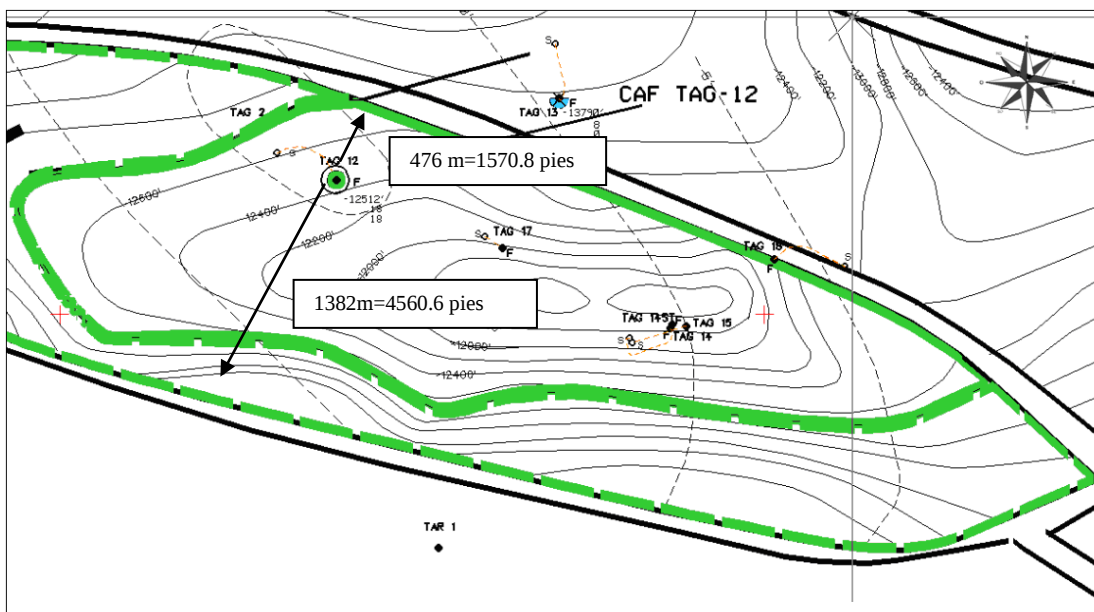


Fig. 5.13 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento CA-F TAG-12

La presión inicial para este yacimiento estuvo alrededor de 9913 Lpca, para el 29 de Enero de 1998, adicionalmente el análisis de la unidad CA-F se realiza por separado, debido a que esta unidad se encuentra dividida en la extensión del Campo Tácata por dos fallas, según la interpretación para la sección Oeste del campo el yacimiento CA-F TAG 12 produce petróleo liviano mientras que la zona Este produce gas para el yacimiento CA-F TAG-16, como se muestra en el mapa de la **Figura. 5.14**.

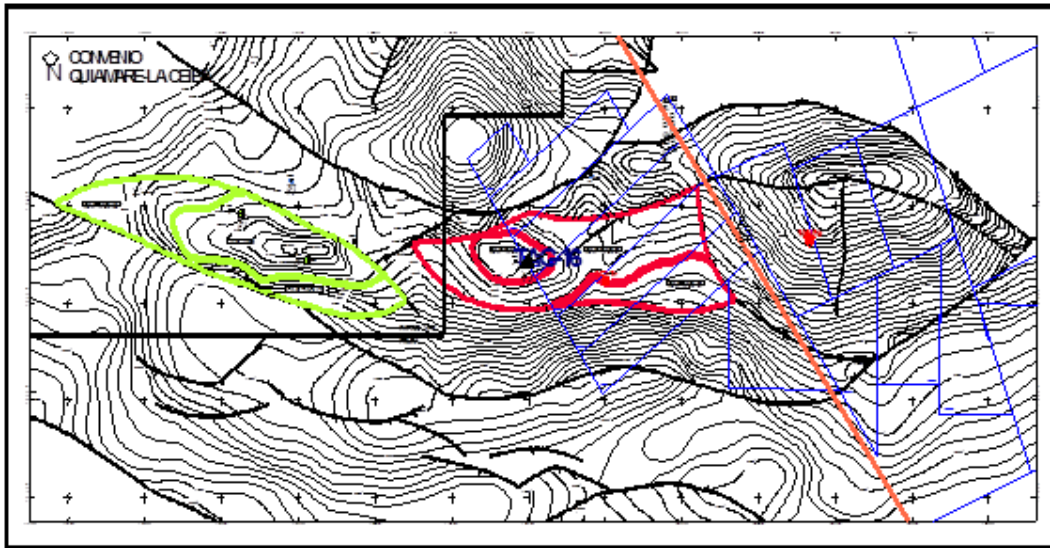


Fig. 5.14 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento CA-F TAG-12 (verde) y Yacimiento CA-F TAG-16 (rojo)

En la **Figura 5.15**. se muestra las profundidades a las cuales se encuentran completados estos pozos, debido a que una unidad se encuentra con propiedades tanto dinámicas y estáticas diferentes, el análisis se realiza por separado, considerándose dos yacimientos completamente diferentes.

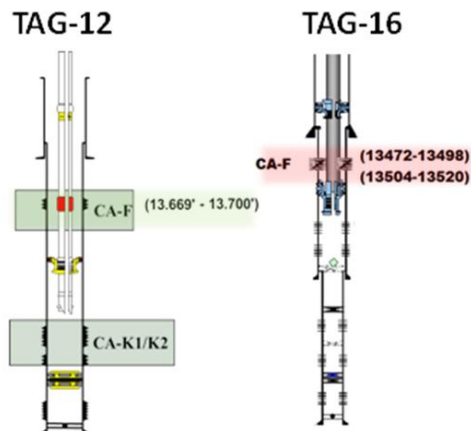


Fig. 5.15 Profundidad de completación de la arena CA-F para los Pozos TAG-12 y TAG-16

Prueba (21-Septiembre-1998) Pozo TAG-12 SC

El siguiente análisis corresponde a la prueba de restauración de presión realizada el 21 de septiembre de 1998 en donde se evaluó el potencial y los límites de este intervalo. En el **Anexo 8** se muestra la gráfica cartesiana señalando el período cierre analizado.

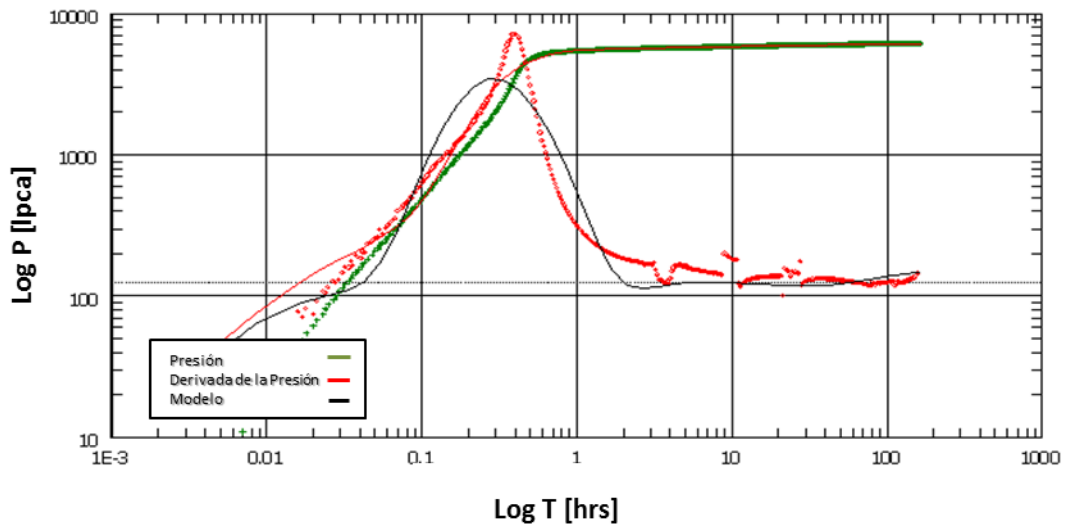


Fig. 5.16 Comportamiento de la derivada de presión 21 de Septiembre de 1998, Yacimiento CA-F TAG-12 Pozo TAG-12 SC

En la **Figura. 5.16** se muestra el gráfico de la derivada en donde se aprecia un alto efecto de almacenamiento, el levantamiento pronunciado el cual se considera que fue causado por haber realizado el cierre de dicha prueba en superficie, la derivada se ajustó a un modelo de almacenamiento variable; junto con un modelo radial homogéneo y debido al ligero levantamiento que se aprecia en la derivada en los últimos períodos de la derivada, se estableció un modelo límite de fallas paralelas ubicadas a una distancia del pozo de 1140 pies y 2870 pies. La presión inicial para este intervalo fue de 8925,36 Lpca, con un daño asociado de 15,7 y la permeabilidad de 23,2 mD.

Yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-12

Este yacimiento fue descubierto por el pozo TAG-12 en el año de 1998 el cual produjo a través de una doble completación en la cual la más profunda pertenecía al yacimiento Ca-K₁/K₂ y la más somera al yacimiento Ca-F. Posteriormente en Enero del 2002 se completó el pozo TAG-17. En la **Figura 5.17** se muestra el mapa isópaco estructural con los pozos Tag-12 y Tag-17 completados.

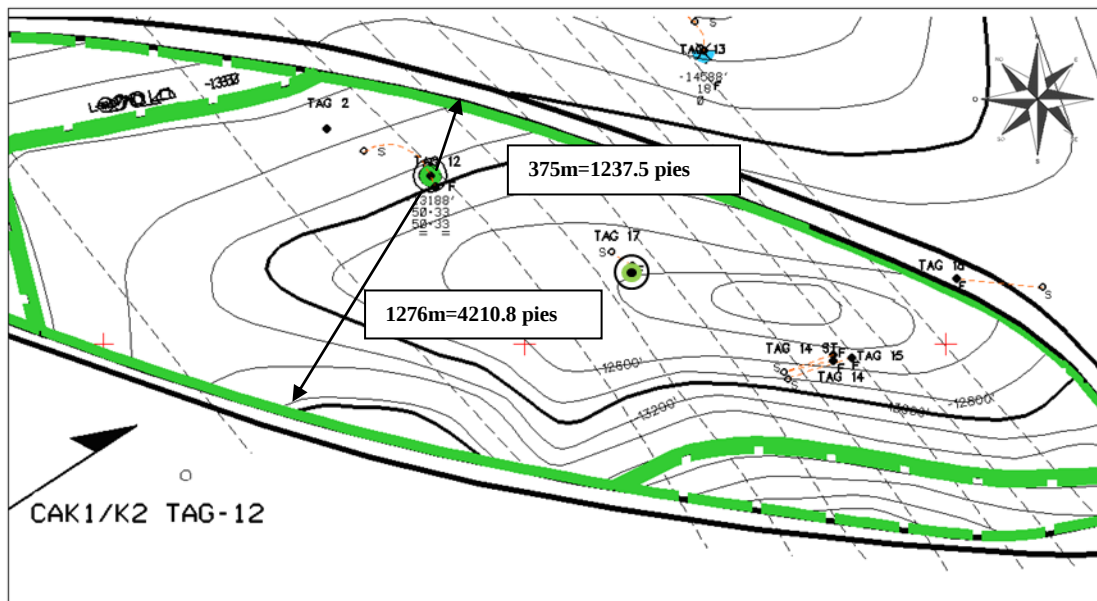
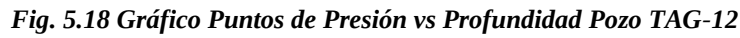


Fig. 5.17 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K1/K2 TAG-12

Por medio de la interpretación de los Probadores de Formación se obtuvo un valor de presión inicial que oscila entre los 13202 y 13438 Lpca (ver **Figura 5.18**), sin embargo se aprecia una sola tendencia del gradiente de presión para estas dos arenas, CA-K₁ y CA-K₂ como se aprecia en la **Figura 5.18**.



117

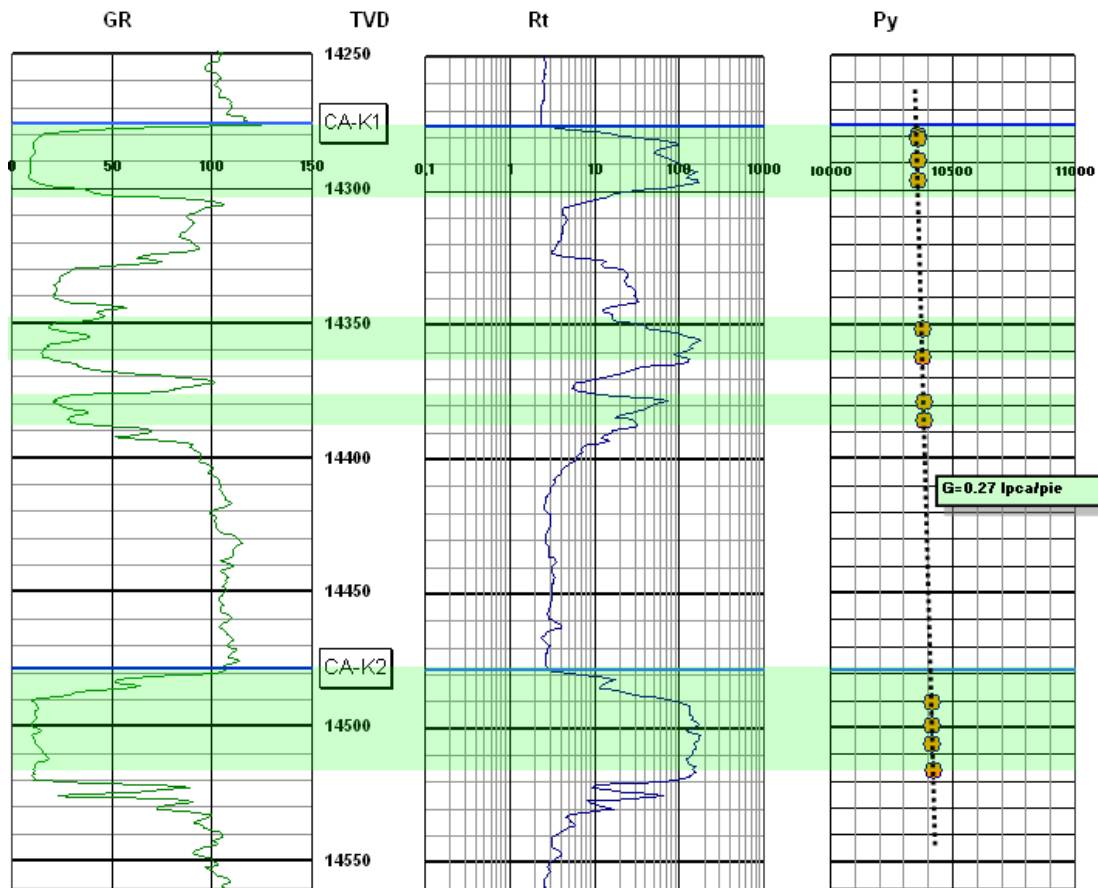


Fig. 5.19 Registros Rayos Gamma, Registro de Resistividad y Registro de Presión Pozo TAG-12

Prueba (2-October-1998) Pozo TAG-12 SL

La interpretación corresponde a una prueba de restauración de presión en donde el cierre duró unas 168 horas (aprox. 7 días), el modelo de yacimiento al cual se ajustaron los datos de la derivada fue un modelo de dos capas, junto con un modelo de borde de fallas paralelas, que se aprecia en la **Figura 5.20**. La presión extrapolada estuvo alrededor de 10279,1 Lpca, la permeabilidad de 117 mD y un daño de 30,7 para la primera capa y de 1,95 para la segunda capa, las fallas paralelas se encuentran a una distancia de 2010 pies. En el **Anexo 9** el gráfico cartesiano se señala el período de flujo, correspondiente al cierre de la prueba en la cual se realizó el análisis.

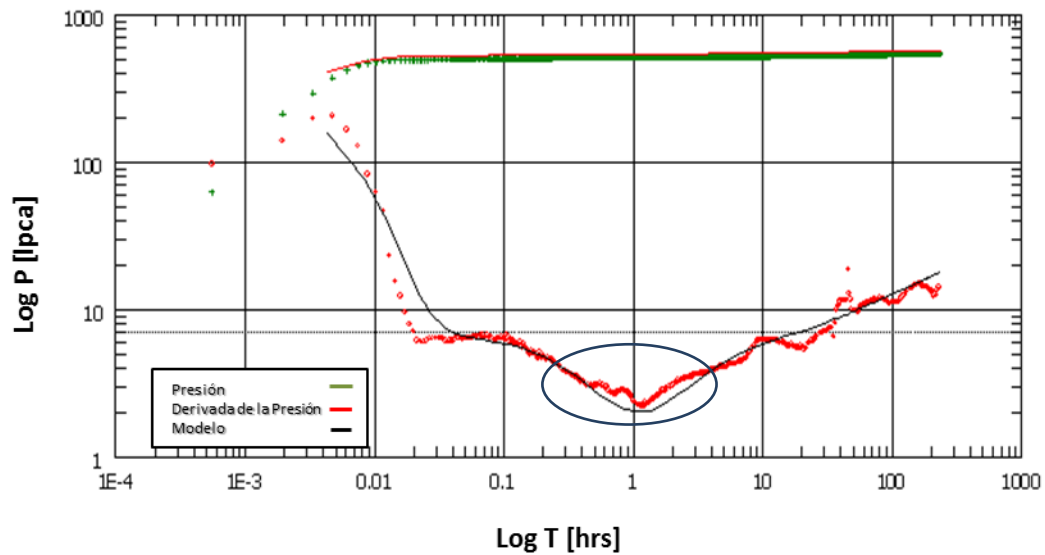
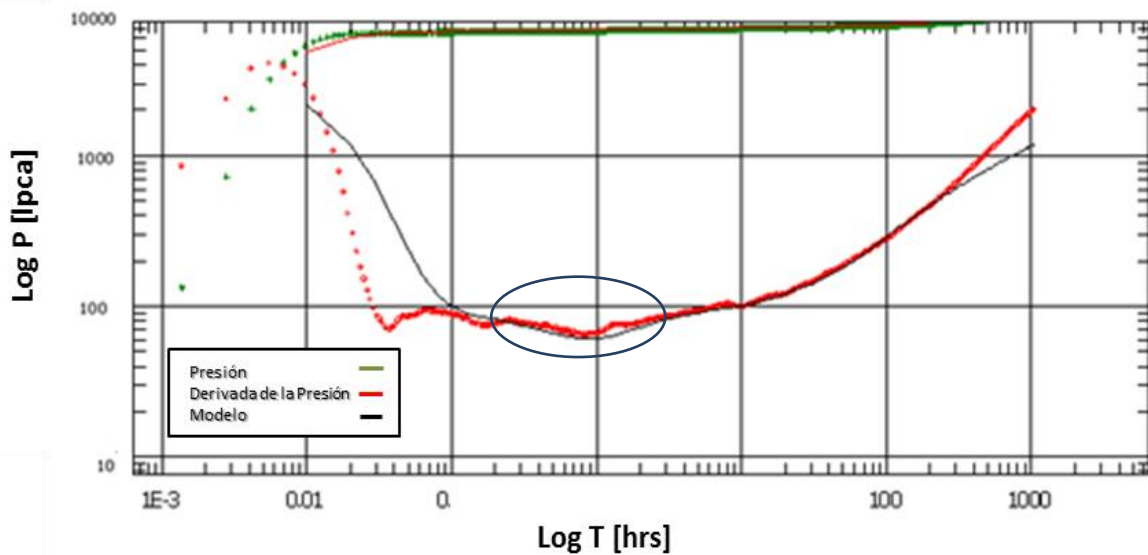


Fig. 5.20 Comportamiento de la Derivada de Presión para la prueba del 2 de Octubre de 1998, Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-12, Pozo TAG-12 SL

Prueba (2- Mayo -1999) Pozo TAG-12 SL

El siguiente análisis corresponde a la prueba de restauración de presión realizada el 2 de mayo de 1999. Esta prueba tuvo un tiempo de cierre de 45 días en el cual se pudo establecer un modelo doble capa, como se aprecia en el comportamiento de la derivada el valle típico representativo de este tipo de modelo, la respuesta de presión obtenida representa mejor las condiciones de flujo y presión de la capa que mayor aporte tiene en la producción del pozo. En esta prueba la capa con un mayor aporte verificado por medio de los registro de producción (PLT) es el intervalo Ca- K_1 . En el **Anexo 10** se detalla el gráfico cartesiano y el período de cierre el cual fue analizado.

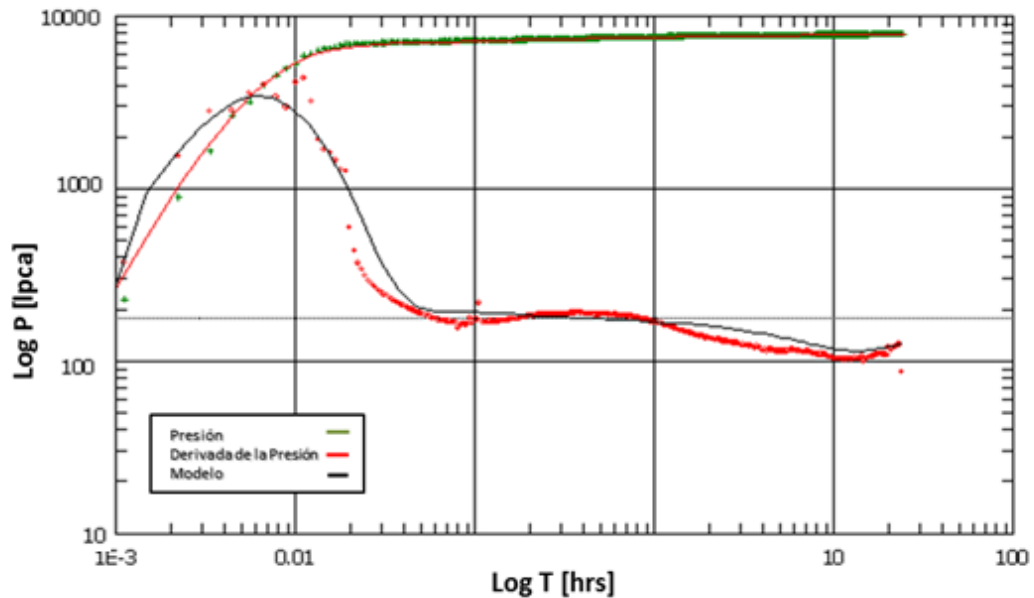


*Fig. 5.21 Comportamiento de la derivada de Presión, Prueba realizada el 2 de Mayo de 1999
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-12, Pozo TAG-12 SL*

En la **Figura. 5.21** se presenta el ajuste del modelo de yacimiento de doble capas con un modelo límite de fallas sellantes ubicadas a una distancia de 1240 pies, 2980 pies y 1450 pies, la permeabilidad calculada es de 99,8 mD, el daño de 26,9 para la primera capa y de 5,17 para la segunda capa con una presión inicial alrededor de los 9614,65 Lpca.

Prueba (6- Abril -1998) Pozo TAG-12 SL

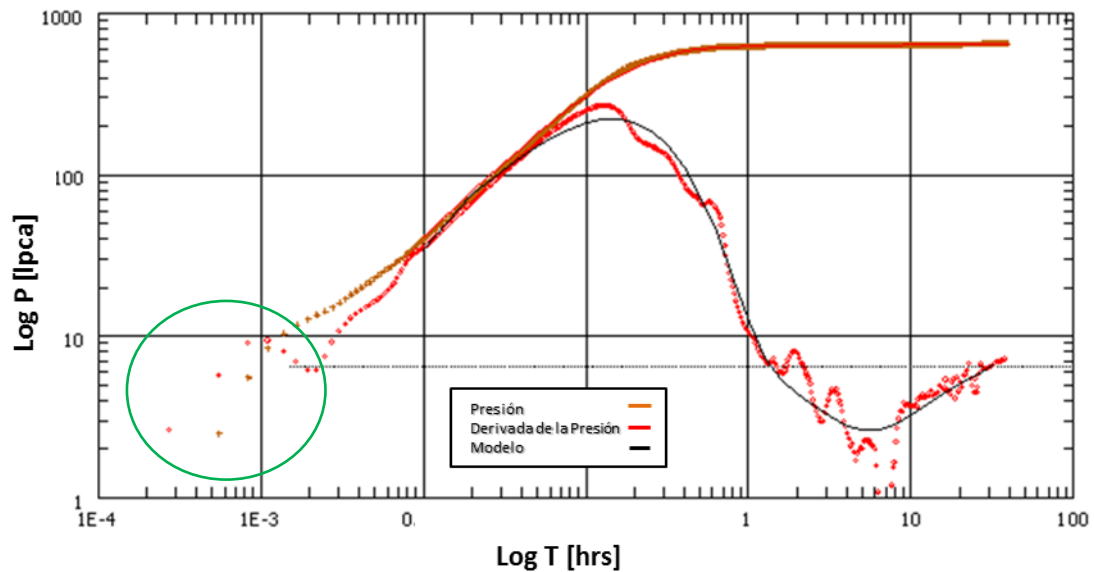
El análisis de la **Figura. 5.22** corresponde a la prueba DST realizada el 6 de abril de 1998 sólo a nivel de Ca- K_1 , el valor de la presión extrapolada es de 9941,1 Lpca con una permeabilidad 246 mD y un daño de 15,8 para la primera capa y de 21,8 para la segunda capa, con un modelo límite de una falla sellante a una distancia de 4170 pies. En el Anexo 11 se aprecia el comportamiento del gráfico cartesiano y el gráfico semilogaritmico para dicha prueba



*Fig. 5.22 Comportamiento de la Derivada de Presión, Prueba realizada el 6 de Abril de 1998
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-12, Pozo TAG-12 SL*

Prueba (24-Octubre-2006) Pozo TAG-17

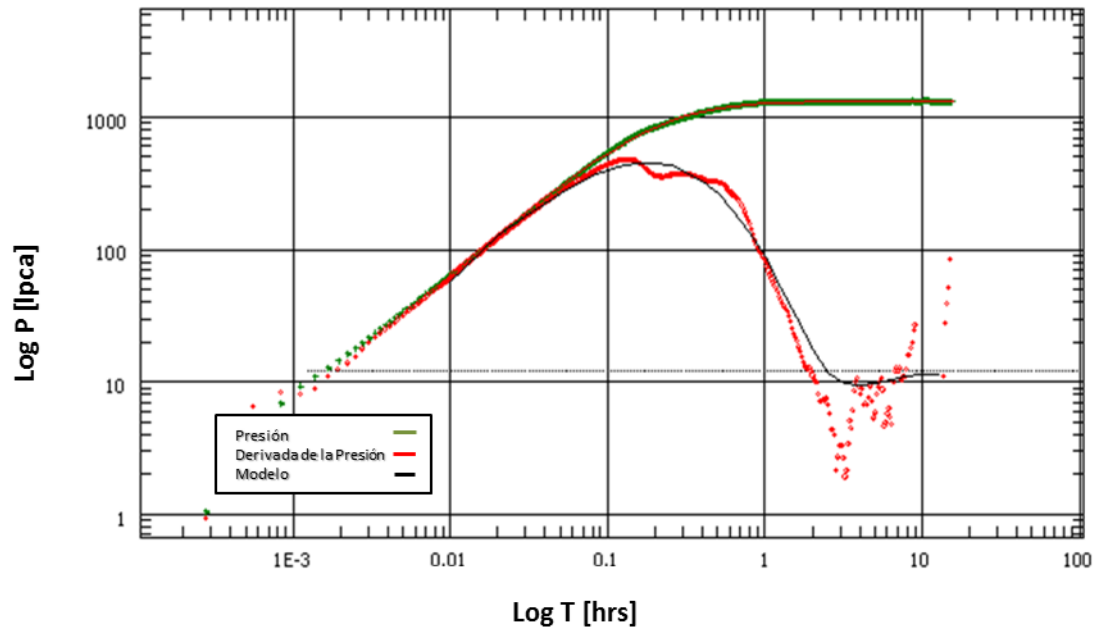
El siguiente análisis mostrado en la **Figura. 5.23** corresponde a la prueba de restauración de presión realizada el 24 de octubre del 2006, la respuesta de presión obtenida fue característica de un modelo de yacimiento doble capa. El almacenamiento variable se aprecia en tiempos muy tempranos de la derivada señalado en el círculo en la **Figura 5.23**, además se estimó un daño de 45,8 con un modelo límite de una falla ubicada a una distancia de 1870 pies del pozo, la permeabilidad calculada fue de 179 md y una presión inicial de 5198,15 Lpca, el daño para la primera capa es de 45,8 y para la segunda capa se obtuvo un daño de 1,42.



*Fig. 5.23 Comportamiento de la Derivada de Presión, Prueba realizada el 24 de Octubre de 2006
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-12, Pozo TAG-12 SL*

Prueba (15-Septiembre-2008) Pozo TAG-17

El cierre de esta prueba de restauración de presión duró aproximadamente unas 18 horas, en ella se aprecia una dispersión (ver **Figura. 5.24**) de datos atribuidas a la segregación de fases dentro del pozo, que enmascara la respuesta del flujo radial y a su vez resulta difícil tratar de definirlo, por lo general en donde se aprecia una ligera estabilización de los datos de la derivada de presión es donde se establece el flujo radial ($\frac{1}{2}$ ciclo logarítmico del efecto de almacenamiento). Por esta incertidumbre que se genera al momento de definir el flujo radial en el yacimiento estos parámetros deben ser considerados como referenciales. En el **Anexo 13** se muestra en detalle los gráficos cartesianos, semilogarítmico y log-log en donde se aprecia el período de flujo, correspondiente al único cierre realizado durante la prueba analizada.



*Fig. 5.24 Comportamiento de la derivada de Presión, Prueba realizada el 15 de septiembre de 2008
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-12, Pozo TAG-12 SL*

Yacimiento CA- N/P TAG-14

El TAG-14ST1 es el único pozo productor de este yacimiento, originalmente el pozo TAG-14 se perforó con el objetivo de producir las arenas CA-N y CA-P y evaluó las arenas CA-C, CA-D, CA-K y CA-0/6. En Enero del 2002 se descubre una comunicación entre la arena CA-0/6 y CA-N/P, en el pozo y se realizan varios intentos para remediar dicha situación, posteriormente el pozo termina produciendo de CA-N/P pero su producción se encontró en una constante declinación hasta alcanzar tasas promedio de 100 BPPD y un elevado corte de agua, lo que trajo como consecuencia su reacondicionamiento permanente “sidetrack” con el propósito de drenar las arenas CA-0/6 y CA-N/P.

En el mapa isópaco-estructural de la **Figura. 5.25** se muestra un contacto agua petróleo ubicado a una profundidad de 13995 pies.

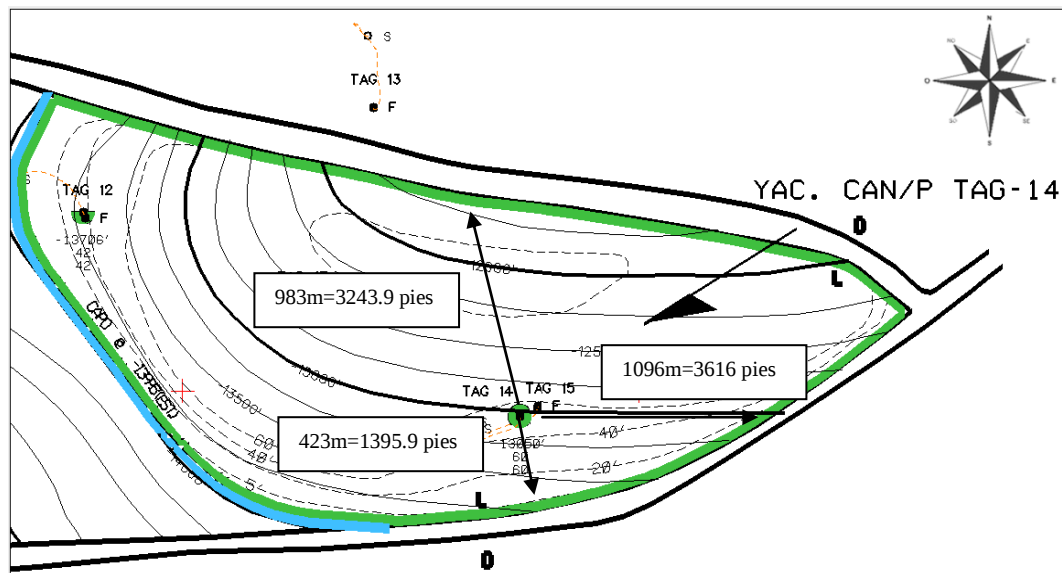


Fig. 5.25 Mapa Isopaco-Estructural, Yacimiento Capaya N/P TAG-14

La presión para la primera unidad CA-N se obtuvo un valor alrededor de los 9000 Lpca y para la segunda unidad CA-P se obtuvo una presión alrededor de los 10000 Lpca con un diferencial de presión de 1000 Lpca aproximadamente (Ver **Figura. 5.26**) Esta diferencia de presión entre las arenas del mismo yacimiento es evidencia de que no existe comunicación entre ellas. La sección estratigráfica confirma una separación en este pozo entre ambas arenas de aproximadamente 200 pies de lutitas. Actualmente debido a la alta producción de agua proveniente del intervalo CA-P se procedió a sellar el pozo en el intervalo de CA-P y dejar solo en producción CA-N.

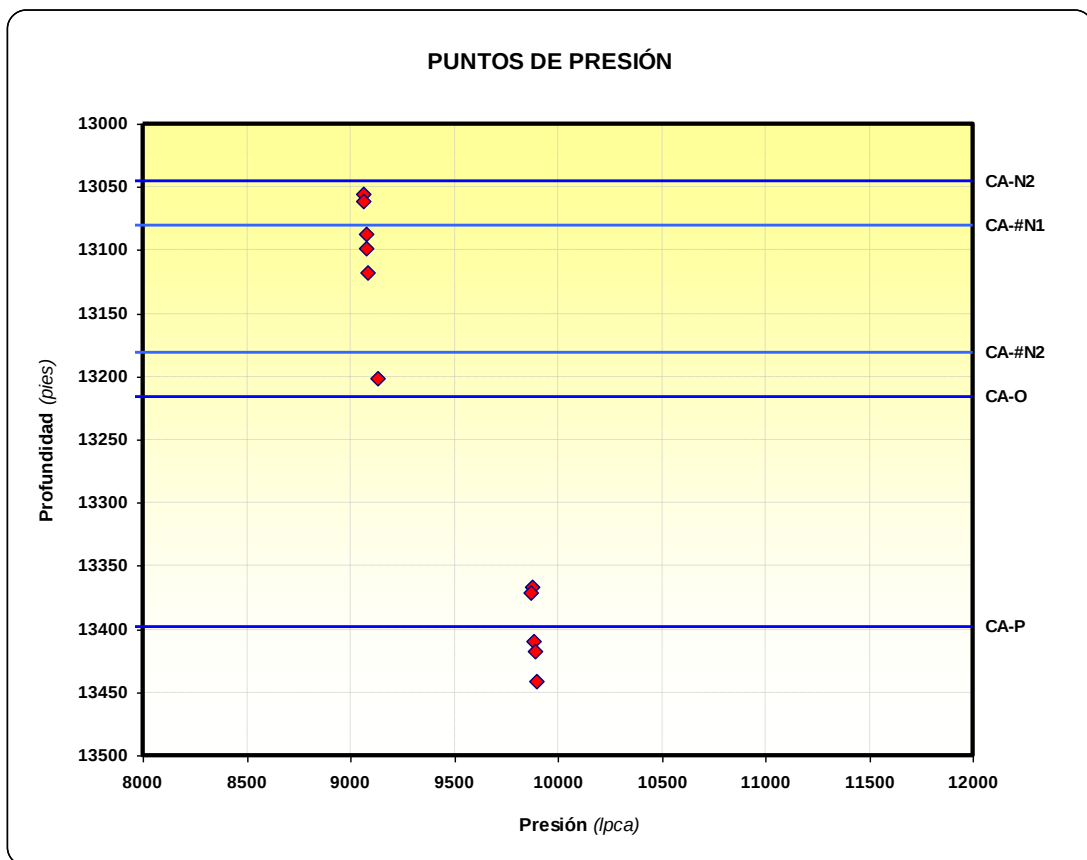


Fig. 5.26 Gráfico de Puntos de Presión vs Profundidad Pozo TAG-14

Prueba (15-Marzo-2001) Pozo TAG-14

El análisis corresponde a la prueba DST, en la cual a partir de la interpretación de la derivada de presión se obtuvo una permeabilidad de 196 mD una presión inicial de 10158,8 Lpca y un daño de 29,9, adicionalmente se generó un modelo de fallas paralelas ubicadas a una distancia de 319 pies y 285 pies, este comportamiento es atribuido debido al ligero levantamiento que se genera en la derivada de la presión que se aprecia en la **Fig. 5.27**. En el **Anexo 14** se aprecia el comportamiento del registro de presión para el gráfico cartesiano y el comportamiento de la curva de presión en el gráfico semilog.

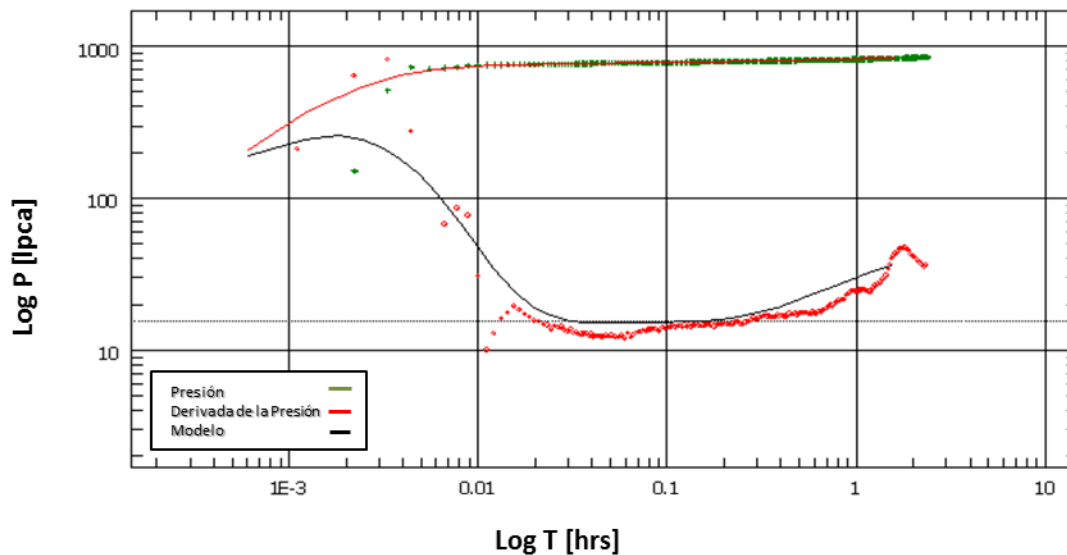
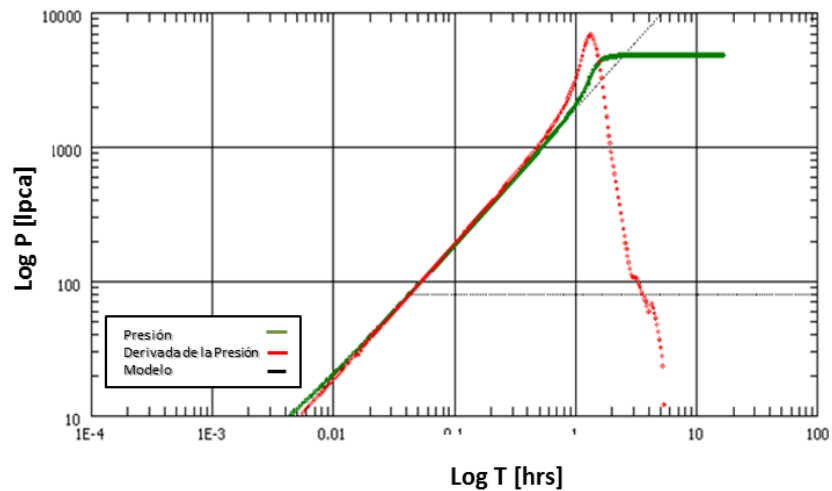


Fig. 5.27 Comportamiento de la Derivada de Presión, Prueba Realizada el 15 de Marzo de 2001
Yacimiento Capaya N/P TAG-14, Pozo TAG-14

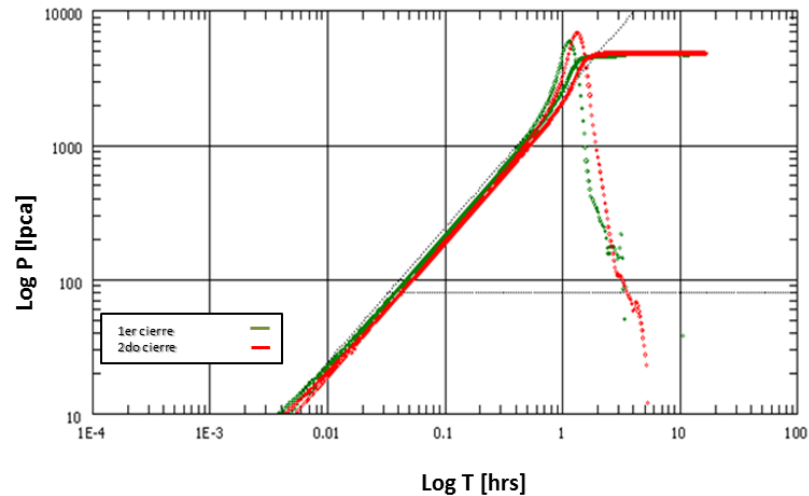
Prueba (13-Septiembre-2006) Pozo TAG-14ST1

Esta prueba de restauración tuvo dos cierres y en ambos presentó el mismo comportamiento en donde no se pudo ajustar ningún modelo debido a la drástica caída de la derivada, en el gráfico se muestra el mismo comportamiento de la

derivada para los dos cierres (ver **Figura. 5.28** y **Figura. 5.29**). En esta prueba ambos comportamientos de las curvas de presión fueron similares por lo que a ninguno de los dos cierres se logró establecer un modelo de yacimiento. Este comportamiento se debe a un fuerte mantenimiento de la presión dentro del yacimiento (acuífero activo). Esta respuesta puede ser asociada a varias razones, la primera es que ese intervalo está siendo afectado por la producción de otro pozo, la cual queda descartada debido a que sólo se encuentra este pozo produciendo dicho nivel y la segunda hipótesis es que se encuentre bajo la presencia de un efecto de límite de presión de constante como un acuífero. La presión del sensor registrada fue de 8200 Lpca. En el **Anexo 15** se muestra el gráfico cartesiano perteneciente a dicha prueba y adicionalmente el comportamiento del gráfico semilog.



**Fig. 5.28 Comportamiento de la Derivada de Presión,
Prueba Realizada el 13 de Septiembre de 2006 (Primer Cierre)
Yacimiento Capaya N/P TAG-14, Pozo TAG-14**



*Fig. 5.29 Comportamiento de la Derivada de Presión,
Prueba Realizada el 13 de Septiembre de 2006 (Segundo Cierre)
Yacimiento Capaya N/P TAG-14, Pozo TAG-14*

La existencia del acuífero se pudo determinar por medio del Gráfico de Thakur (ver **Figura. 5.30**) el cual establece bajo qué mecanismo de producción se encuentra influenciado el yacimiento. El gráfico refleja un comportamiento asociado a la presencia de un acuífero activo en el yacimiento.

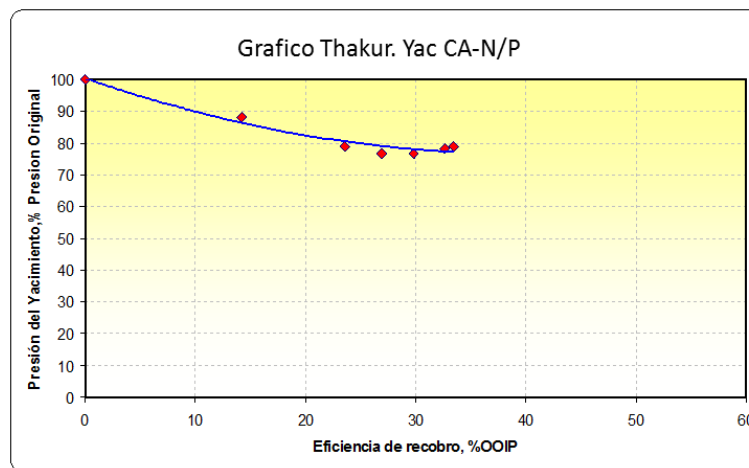
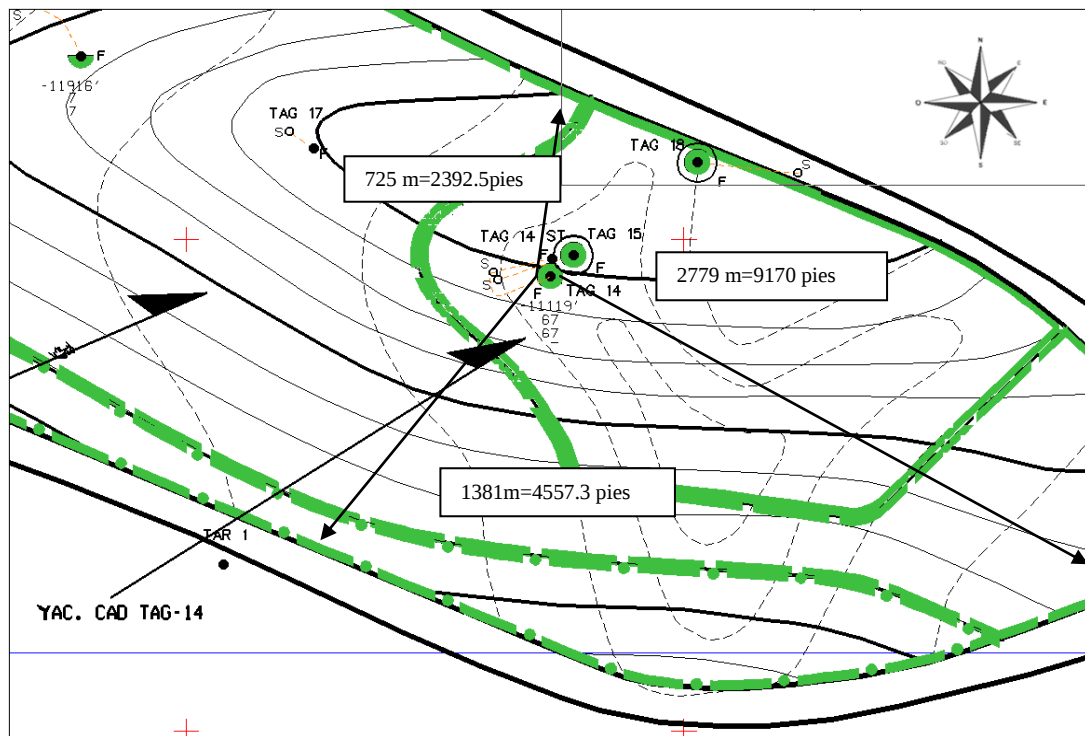


Fig. 5.30 Gráfico Thakur, Yacimiento Capaya N/P TAG-14, Pozo TAG-14

El yacimiento está completado en dos arenas CA-D₁ y CA-D₂, el único pozo que drena este yacimiento actualmente es el pozo TAG-18, el TAG-14 evaluó estos intervalos con la prueba DST realizada el 8 de enero del 2001. El pozo TAG-15 también fue productor del intervalo hasta Mayo del 2005. En la **Figura 5.31** se tiene el mapa isópaco estructural en donde se muestra la ubicación de los pozos completados en el yacimiento.



La presión inicial de este yacimiento se encuentra alrededor de los 8200 Lpca como se aprecia en la siguiente **Figura. 5.32** correspondiente al registro de presión realizado 24 de Noviembre del 2003.

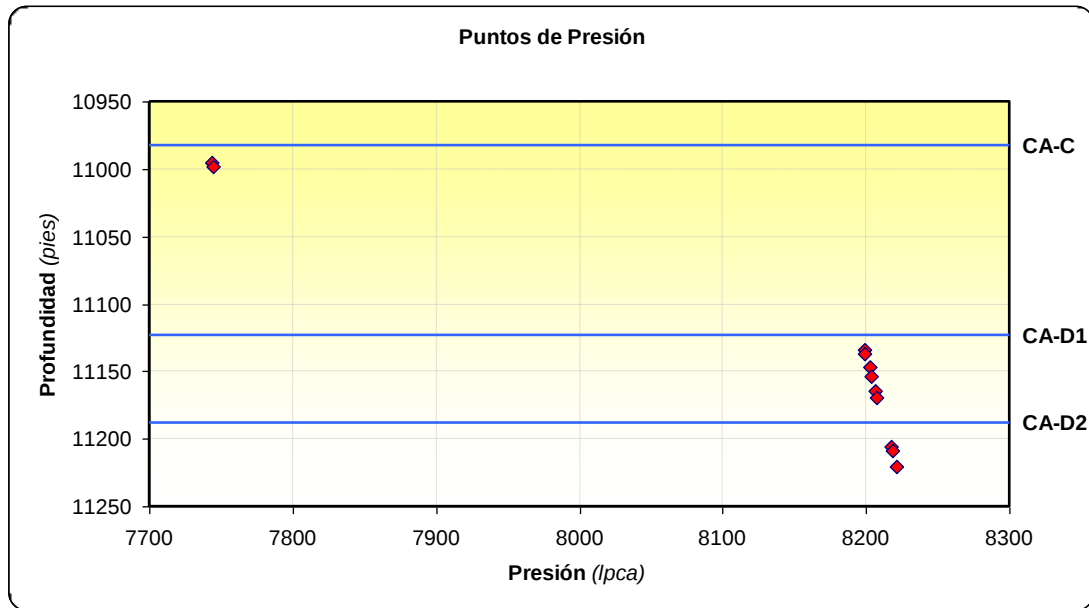
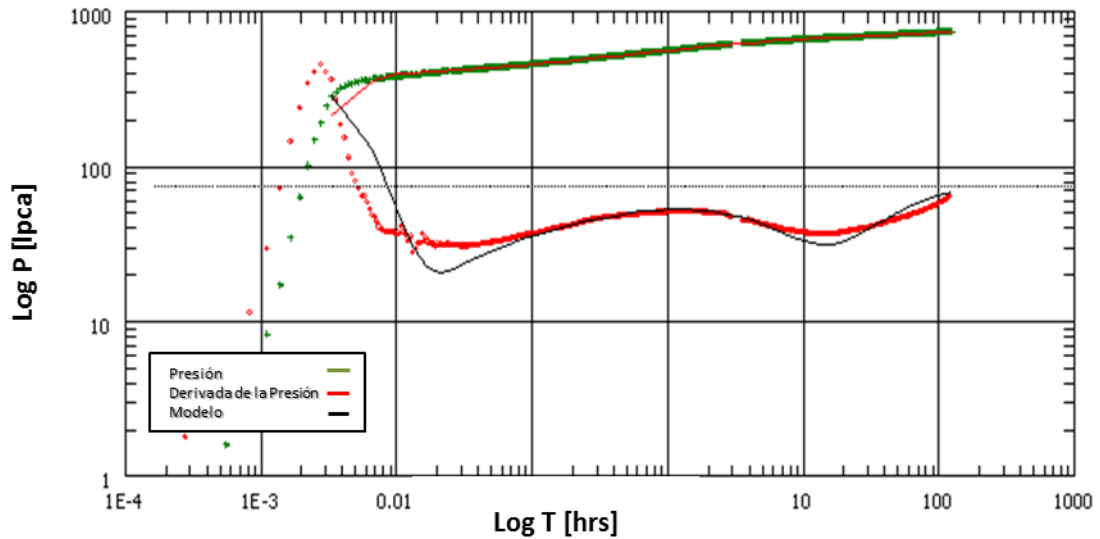


Fig. 5.32 Comportamientos de los Puntos de presión Registrado por la herramienta RFT Yacimiento Capaya D TAG-14

Adicionalmente se muestra una sola tendencia de presiones por lo que se presume que exista una comunicación entre estas dos unidades.

Prueba (8-Enero-2001) PozoTAG-14

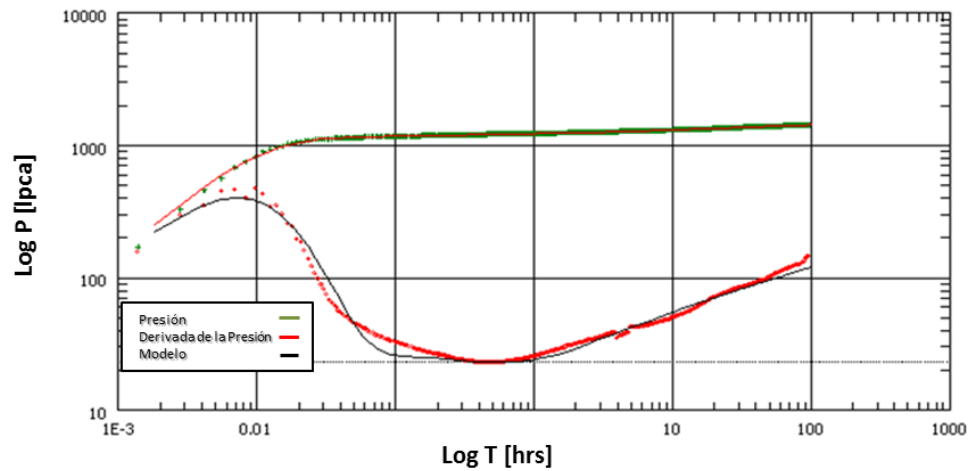
La siguiente interpretación corresponde al período de restauración de presión realizado en la prueba DST del 8 de Enero del 2001, el yacimiento se ajustó a un modelo doble capa, típico por la transición del valle que se presenta en la respuesta de la derivada como se aprecia en la **Figura 5.33**, la condición de borde se ajustó con un modelo rectangular sin flujo, en el cual se encuentran tres lados a la distancia de 4560 pies y el restante 1520 pies de distancia del límite al pozo. El daño fue de 2,47 para la capa superior y de 6,1 para la capa inferior y la permeabilidad se obtuvo un valor de 24 mD. La presión inicial calculada fue de 7878,37 lpca. En el **Anexo 16** se tiene el comportamiento de presión durante el registro de la prueba en el gráfico cartesiano.



*Fig. 5.33 Comportamiento de la Derivada de Presión Para la prueba del 8 de Enero de 2001
Yacimiento Capaya-D TAG-14. TAG-14*

Prueba (18-Enero-2004) Pozo TAG-18

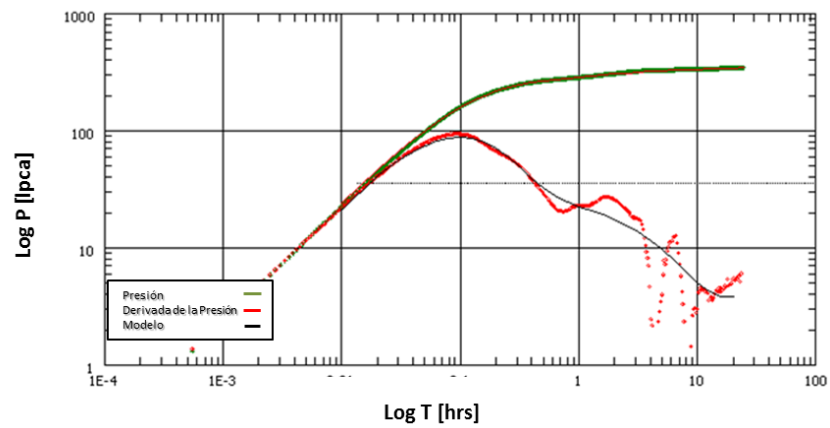
La **Figura 5.34** representa la prueba de restauración de presión realizada el 18 de Enero del 2004, el análisis correspondiente a la derivada de presión ajustó a un modelo de dos capas con un límite rectangular, teniendo una presión inicial de 8142,39 Lpca con un daño para la primera capa de 13,9 y para la segunda capa de 5,65 con una permeabilidad de 47,5 mD. Adicionalmente, en el **Anexo 17** se muestra el comportamiento completo de la prueba de presión, en el gráfico cartesiano y también, el comportamiento de presión en el gráfico semilog.



*Fig. 5.34 Comportamiento de la Derivada de Presión Para la prueba del 18 de Enero de 2004
Yacimiento Capaya-D TAG-14. TAG-18*

Prueba (4-Septiembre-2006) Pozo TAG-18

Esta prueba de restauración de presión no pudo ser ajustada con ningún modelo debido a que la segregación de fases en este pozo no permitió la estabilización de la presión, adicionalmente, en el transcurso de la prueba se pudo apreciar un efecto de segregación de fluidos y dispersión de los datos de la derivada de presión para el período en que se realizó el análisis (ver **Figura 5.35**). El **Anexo 18** muestra el gráfico cartesiano con su respectivo tiempo de producción y los tres de periodos de flujos previos al cierre analizado.



*Fig. 5.35 Comportamiento de la Derivada de Presión Para la prueba del 4 de Septiembre de 2006
Yacimiento Capaya-D TAG-14. TAG-18*

Yacimiento CA-0/6 TAG-14

El yacimiento solo fue producido por el pozo TAG-14, en la completación original del pozo el intervalo de interés fue el CA-N/P, el cual fue completado para el año 2002. Debido a los altos valores de RGP mostrados por el pozo, se descubre una comunicación entre el tapón que sellaba el intervalo CA-0/6 y las arenas CA-N/P, posteriormente por problemas operacionales en el pozo TAG-14, se decide hacer una rehabilitación permanente “sidetrack” cuyo objetivo era la producción de los intervalos CA-N/P y CA-0/6 esta última se mantuvo activa hasta el año 2006. En la **Figura 5.36** se observa el mapa isópaco-estructural perteneciente a este yacimiento donde se aprecia la completación de los pozos Tag-14 y Tag-14st1 y para la **Figura 5.37** se tiene la sección estratigráfica entre los pozos TAG-14 y su reacondicionamiento TAG-14ST1 en donde se pueden apreciar desde CA-0 hasta CA-6, arenas que conforman el yacimiento CA-0/6 TAG-14.

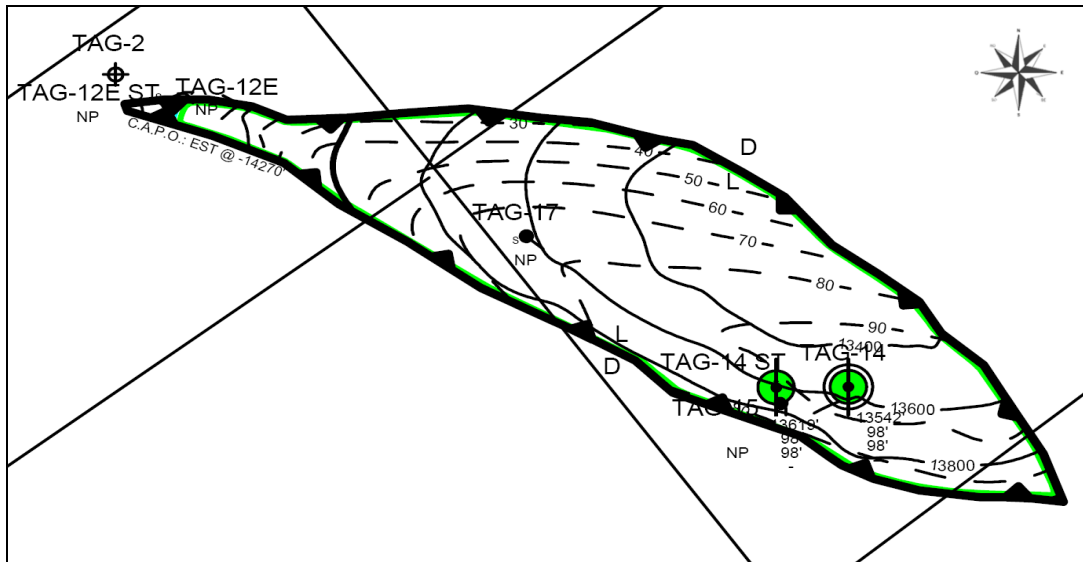


Fig. 5.36 Mapa Isópaco-estructural, Yacimiento Capaya CA-0/6 TAG-14

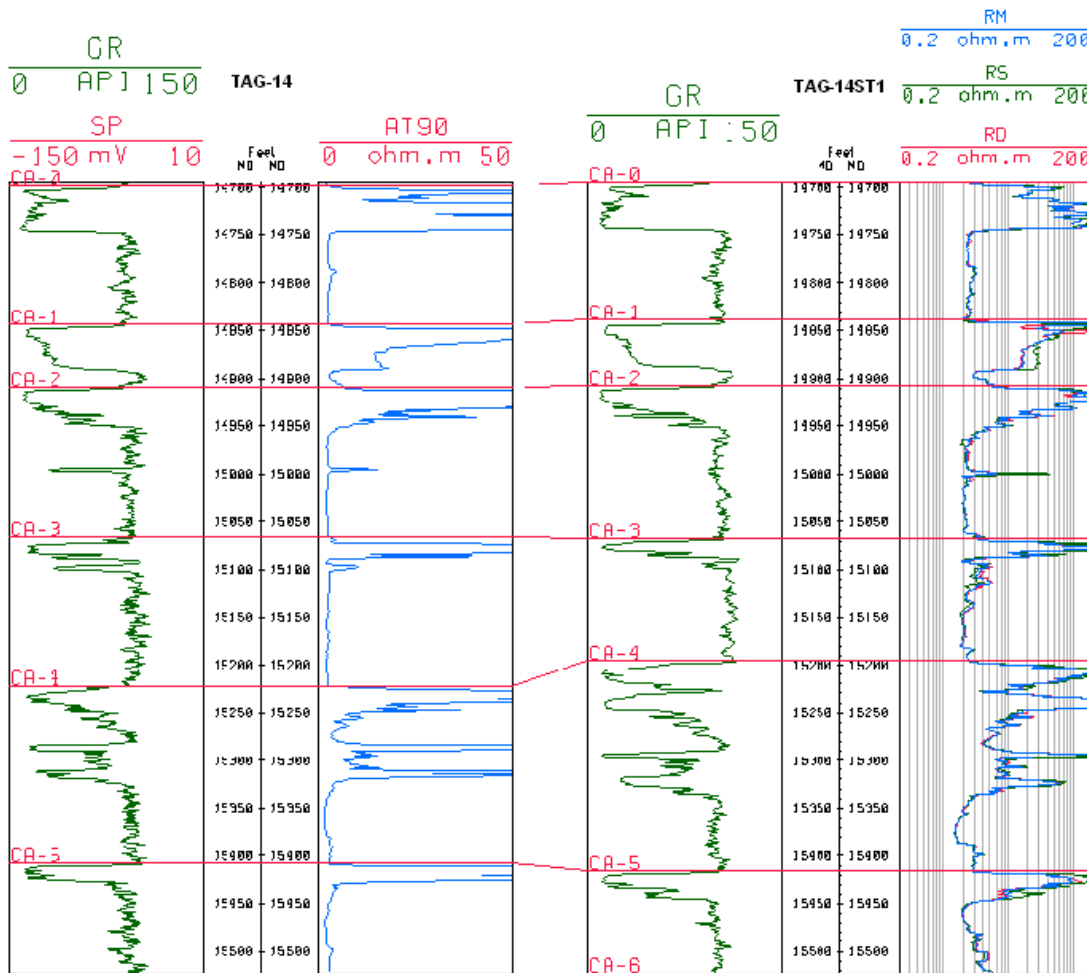
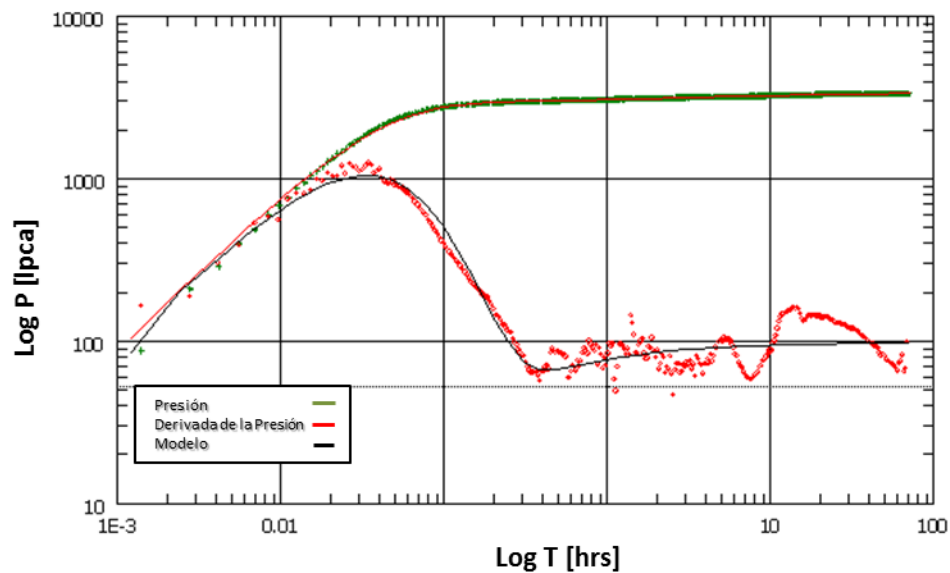


Fig. 5.37 Sección estratigráfica del Pozo TAG-14 y su reacondicionamiento permanente TAG-14st1

Prueba (22-Abril-2004) Pozo TAG-14st1

Esta prueba no logró una estabilización de los datos de presión, esta información pertenece al cierre realizado de la prueba DST, se aprecia una dispersión de puntos en el comportamiento de la derivada, sin embargo fueron calculados los parámetros partiendo entre las primeras 3 y 4 horas del cierre se presenta una ligera estabilización de la derivada (ver **Figura. 5.38**), considerándose esta zona como el período en el que ocurre el flujo radial homogéneo, con un modelo límite de una falla que se encuentra

aproximadamente a una distancia de 125 pies del pozo. La presión inicial calculada resultó de 11576 Lpca y el valor del daño de 16,8. Con un valor de permeabilidad de 6,41 pero realmente se desconoce si todo el intervalo es productor, de ser así la permeabilidad está siendo subestimada. En el **Anexo 19** se muestra el gráfico cartesiano, con un acercamiento de los datos de presión durante la recopilación de información en el cierre, en los últimos momentos de recopilación de información se aprecia una distorsión en los puntos de presión.

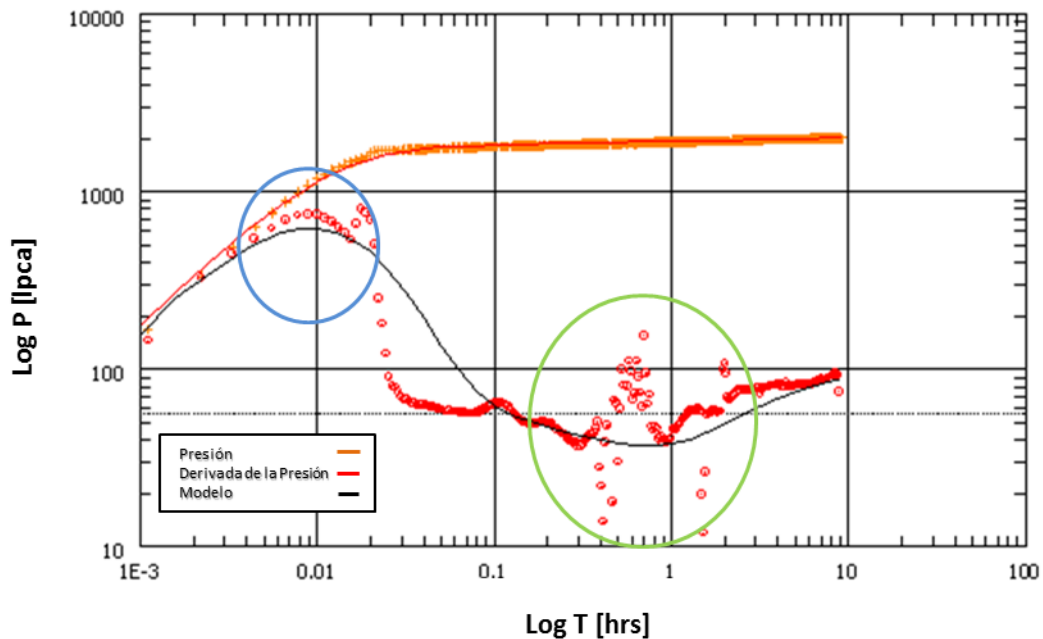


*Fig. 5.38 Comportamiento de la Derivada de Presión Prueba Realizada el 22 de abril de 2004
Yacimiento Capaya CA-0/6 TAG-1, Pozo TAG-14*

Prueba (23-Febrero-2001) Pozo TAG-14

En la **Figura. 5.39** se aprecia el comportamiento de la derivada de la presión, para el segundo cierre de la prueba DST realizada el 23 de febrero de 2001, la cual se encuentra distorsionada por el efecto de la segregación de los fluidos dentro del yacimiento, sin embargo, se ajustó al modelo doble capa, igualmente el comportamiento se encuentra distorsionado por la segregación de fluidos dentro del

pozo, con un límite tipo sellante a una distancia aproximada de 175 pies del pozo, adicionalmente el valor de la presión extrapolada fue de 11667 Lpca y se obtuvo una permeabilidad de 28.9 mD. Con un daño para la primera capa de 10.9 y un daño estimado para la segunda capa de 1,15 En el **Anexo 20** se muestra en el gráfico cartesiano (recuadro rojo) el periodo de flujo analizado correspondiente al segundo cierre de la prueba DST, y el recuadro azul muestra la ampliación de los datos de presión en donde se observa la dispersión de los datos de presión en la adquisición de datos durante la prueba.



*Fig. 5.39 Comportamiento de la derivada de presión Prueba realizada el 12 de Febrero de 2001
Yacimiento Capaya CA-0/6 TAG-14*

En la **Figura 5.39** se tiene en el comportamiento de la derivada un efecto de almacenamiento variable para el primer tiempo de análisis (primer círculo, efecto de almacenamiento) y para el tiempo en que se debería de apreciar el comportamiento de

flujo radial, se representa una dispersión en los puntos de presión (Segundo círculo, dispersión de datos en el flujo radial).

Yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-16

El yacimiento está ubicado en la zona Oeste del Campo Tácata y fue manejado por PDVSA desde los comienzos de su producción, este yacimiento se divide en dos unidades, CA-K₁ y CA-K₂ sin embargo, el actual estudio del modelo estructural, se dispone de un mapa con la división de estas dos unidades como yacimientos diferentes, tanto por condiciones dinámicas como por condiciones estáticas. La **Figura. 5.40** se representa el mapa isópaco-estructural del yacimiento Ca-K1 TAG-16 y en la **Figura. 5.41** se aprecia el yacimiento Ca-k2 TAG-16.

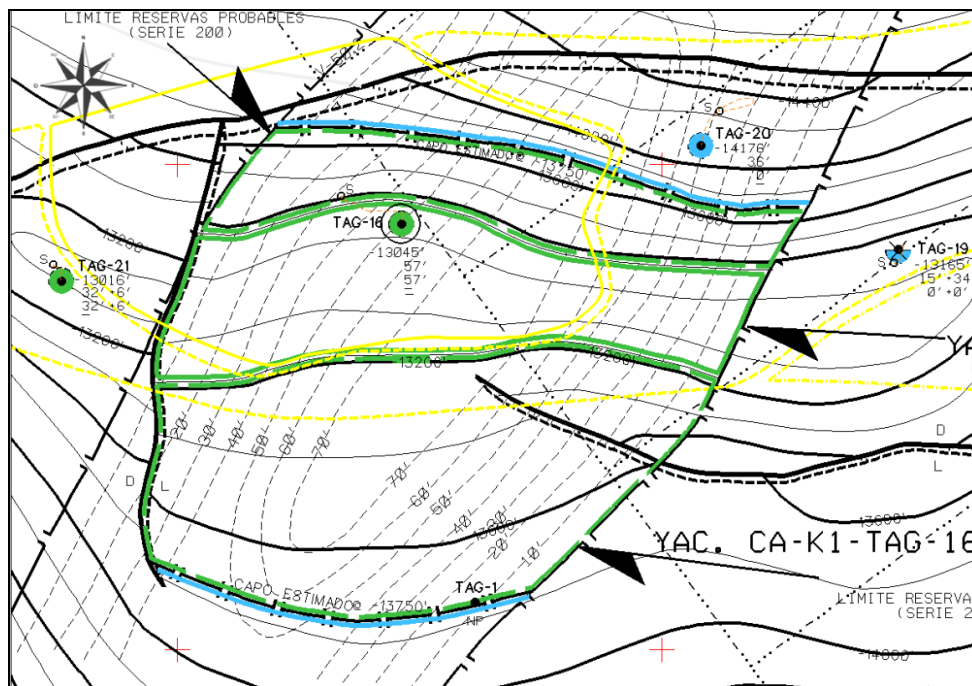


Fig. 5.40 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K1 TAG-16

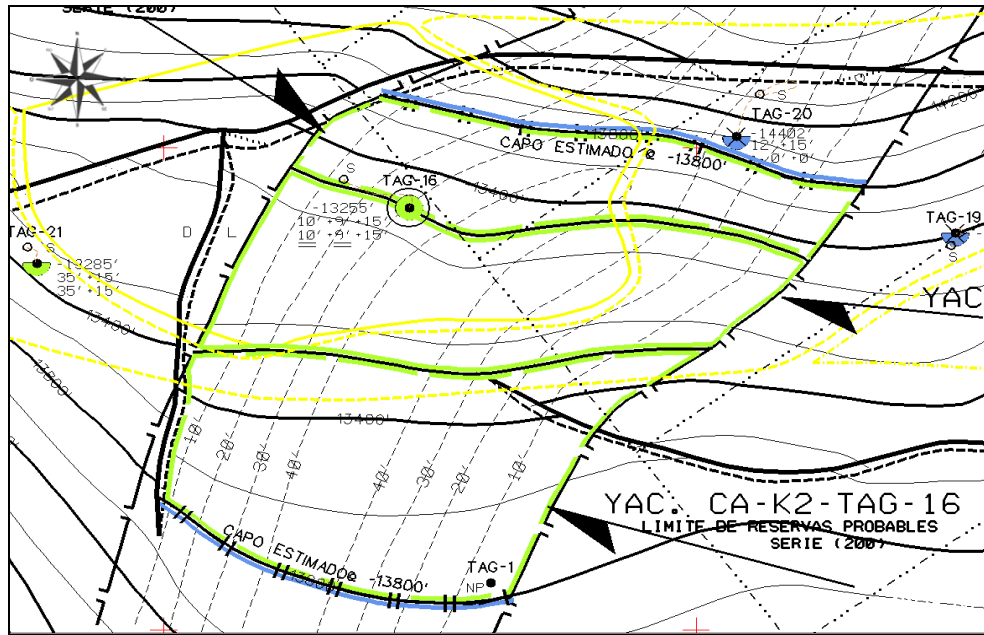
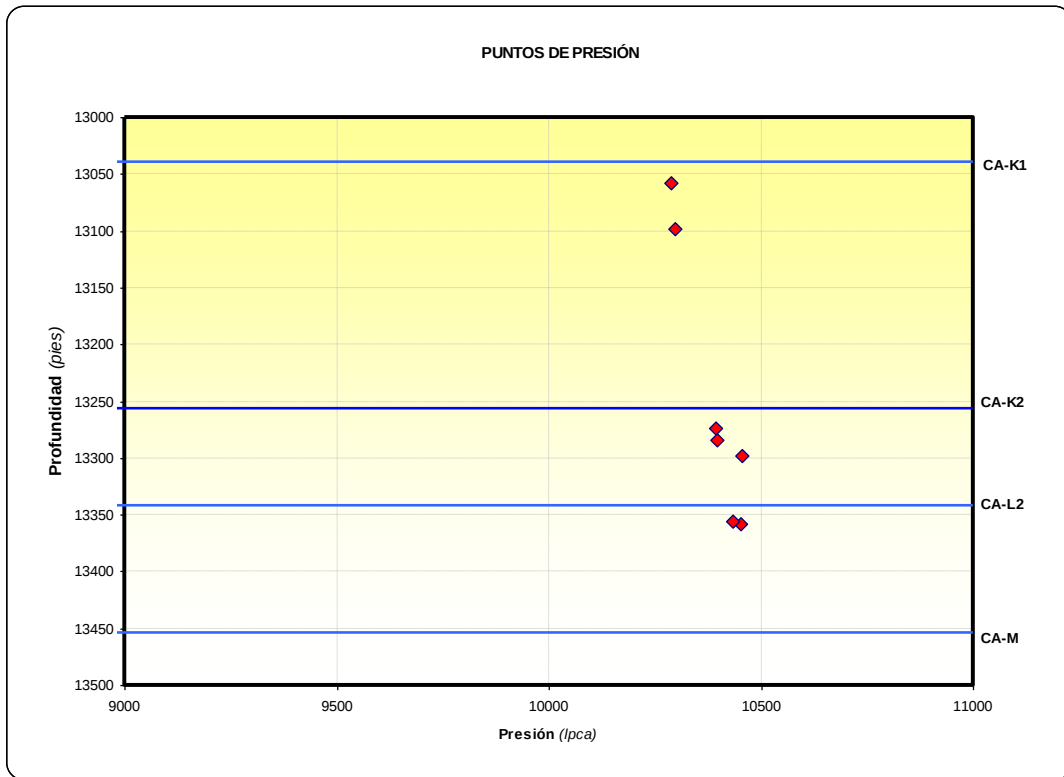


Fig. 5.41 Mapa Isópaco-Estructural, Yacimiento Capaya K2 TAG-16

La presión inicial para este yacimiento se encontró alrededor de los 10300 Lpca, partiendo de los puntos de presión obtenidos del RFT realizado en el pozo TAG-16 para el 14 de noviembre del 2001 y para la unidad CA-K₂ se obtuvo una presión inicial alrededor de los 10400 Lpca (ver **Figura. 5.42**). En la **Figura. 5.43** se tiene el registro de presión con el comportamiento de los registros de rayos Gamma y Resistividad junto con los puntos de presión obtenidos durante el RFT, en donde se aprecia una diferencia en el calculo de los gradientes de ambas unidades, según el nuevo modelo estructural que actualmente se está llevando a cabo este yacimiento fue separado en CA-K₁ y CA-K₂ anteriormente se encontraba unificado al igual que el yacimiento CA-K1/K2 TAG-12 debido a la evidencia estratigráfica, y el comportamiento dinámico de las arenas se estudió la posibilidad de separar estas dos unidades en yacimientos distintos.



**Fig. 5.42 Puntos de Presión vs Profundidad obtenidos de los Probadores de formación
Para el pozo TAG-16**

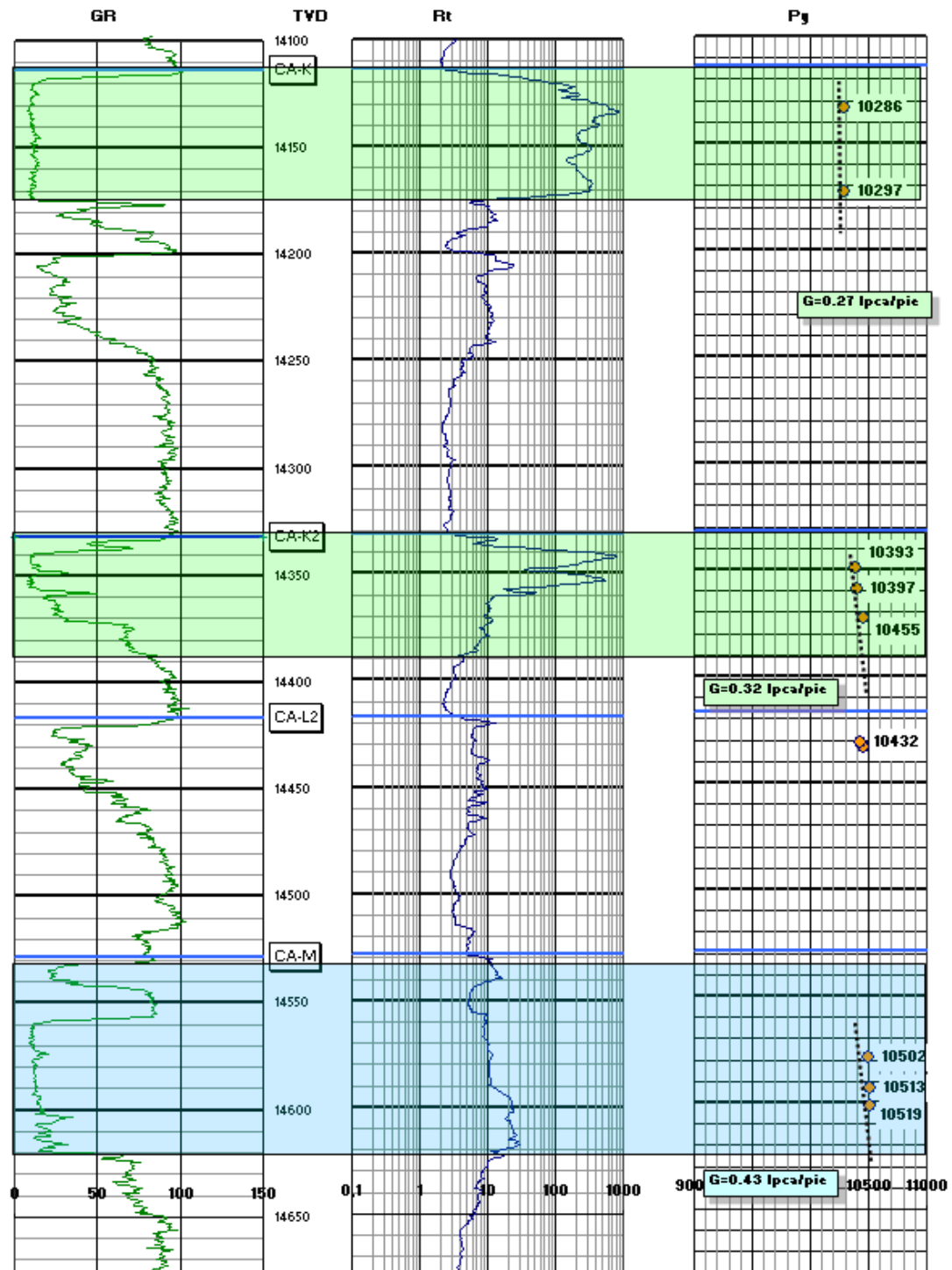


Fig. 5.43 Registro de rayos Gamma, Resistividad y Puntos de Presión Pozos TAG-16

Prueba (6-Febrero-2002) Pozo TAG-16

En la **Figura. 5.44** se muestra la respuesta de la derivada de presión, para el cierre de la prueba DST realizada el 6 de febrero de 2002, en la cual se aprecia un pequeño levantamiento producto de la segregación de los fluidos en el sistema del pozo y una dispersión en los datos de presión en los primeros minutos de haber comenzado el cierre de la prueba, posteriormente se logra una estabilización donde se estimó la permeabilidad 281 mD, una presión extrapolada de 10043 Lpca y un modelo de yacimiento de fallas que se intersectan en un ángulo de 174° ubicadas a una distancia de 1590 pies y 2030 pies del pozo. Se determinó un modelo de yacimiento de doble porosidad y un modelo de pozo de almacenamiento variable, adicionalmente se determinó un daño de 4,63 para la primera capa y para la segunda capa un daño de 9.69. En el **Anexo 21** se muestran los gráficos semilog y cartesianos de la prueba.

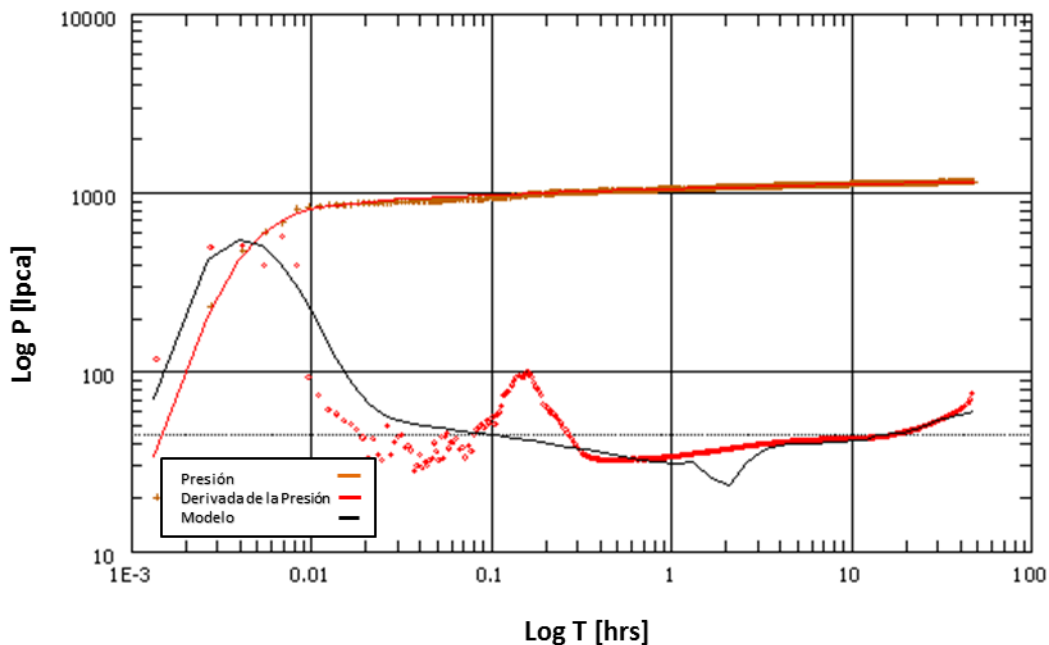


Fig. 5.44 Comportamiento de la Derivada de presión Prueba realizada el 6 de febrero del 2002
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-16

Prueba (3-Mayo-05) Pozo TAG-21

El siguiente análisis corresponde a una prueba de restauración de presión llevada a cabo el 3 de mayo de 2005. En la **Figura. 5.45** se aprecia para tiempos tempranos un efecto de almacenamiento variable (señalado en el círculo) producto del reacomodo de las fases dentro del pozo. Posteriormente se aprecia una estabilización en los datos de la derivada, los cuales, establecen la condición de flujo radial homogéneo, a pesar de tener cierta dispersión de datos, ésta no interfiere con los cálculos de los parámetros de la prueba, la respuesta de presión se ajustó a un yacimiento radial homogéneo con límites impermeables paralelos ubicados a una distancia de 1650 pies, se obtuvo un valor de presión de 9837 Lpca y una permeabilidad efectiva de 71,6 mD, con un Daño Aproximado de 42,1. En el **Anexo 22** se muestra el comportamiento de presión en el gráfico cartesiano y el gráfico semilog.

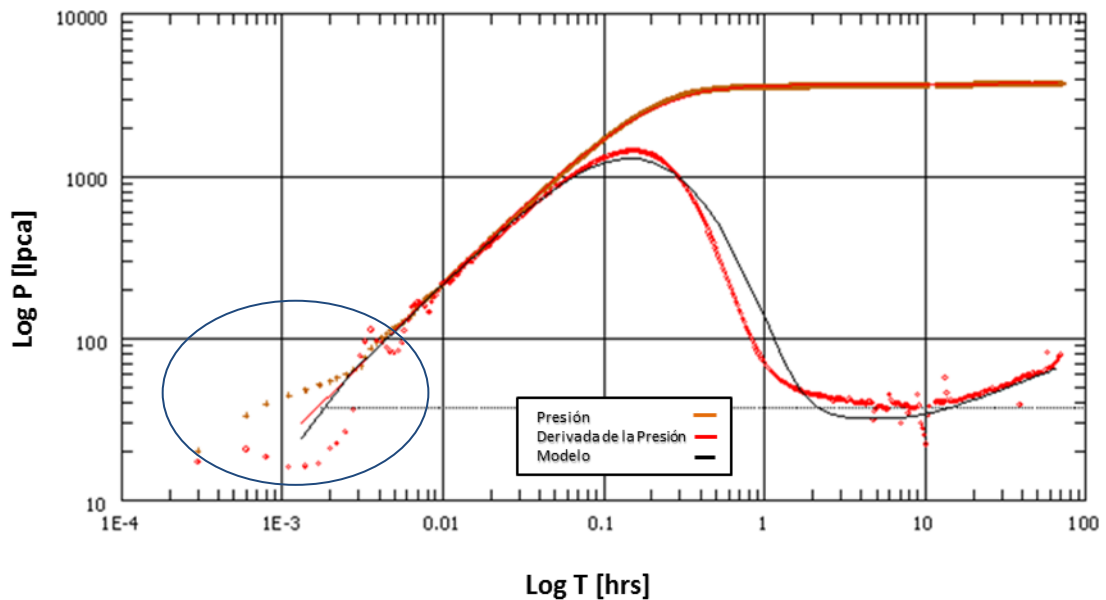


Fig. 5.45 Comportamiento de la derivada de Presión Prueba realizada el 3 de Mayo de 2005
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG 21

Prueba (7-Abril-06) Pozo TAG-21

La siguiente prueba no se pudo ajustar a un modelo que representara el comportamiento de dicha derivada (ver **Figura. 5.46**) debido al levantamiento anómalo evidenciado en el cierre de la prueba, esto se debe al efecto de segregación de fluidos dentro del pozo (círculo), este efecto enmascara el flujo radial el cual pudo ser identificado en la prueba realizada el 3 de mayo de 2005. El **Anexo 23** muestra el la adquisición de datos de presión en el gráfico cartesiano y en adicionalmente el comportamiento de presión para el gráfico semilog.

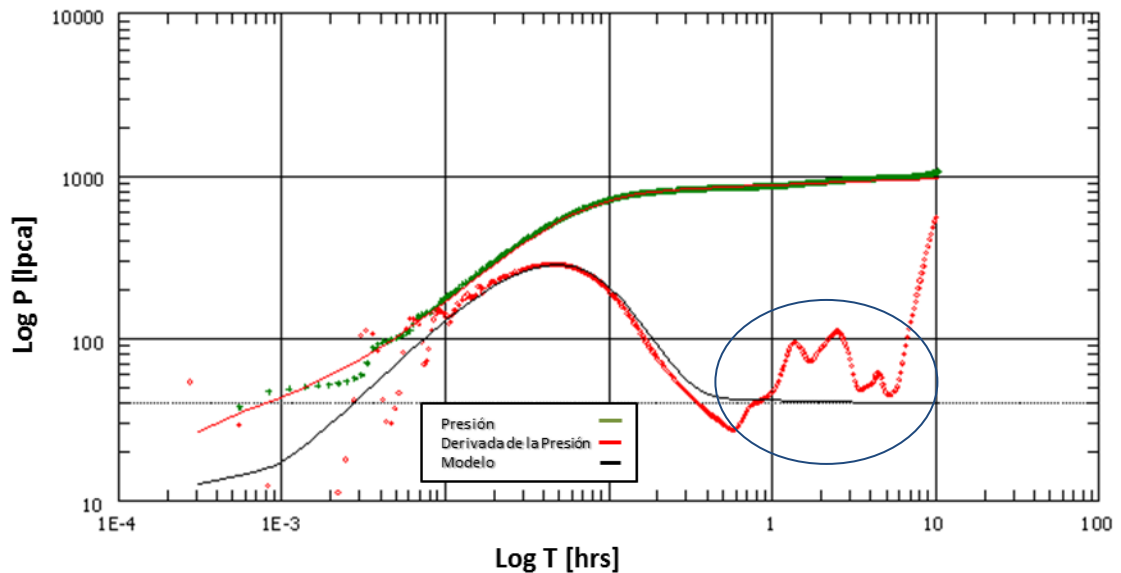
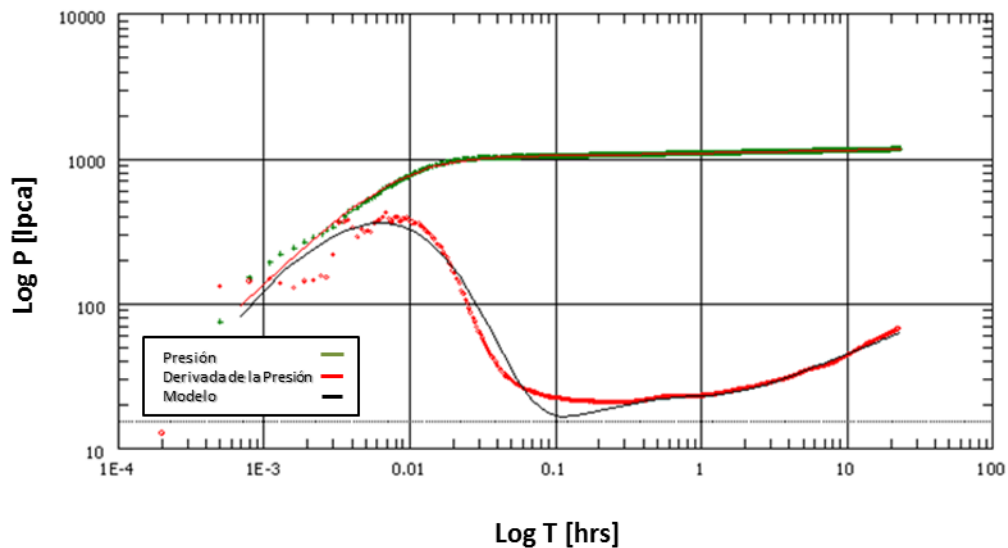


Fig. 5.46 Comportamiento de la derivada de presión Prueba realizada el 7 de abril de 2006
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-21

Prueba (27-Febrero- 07) Pozo TAG-16

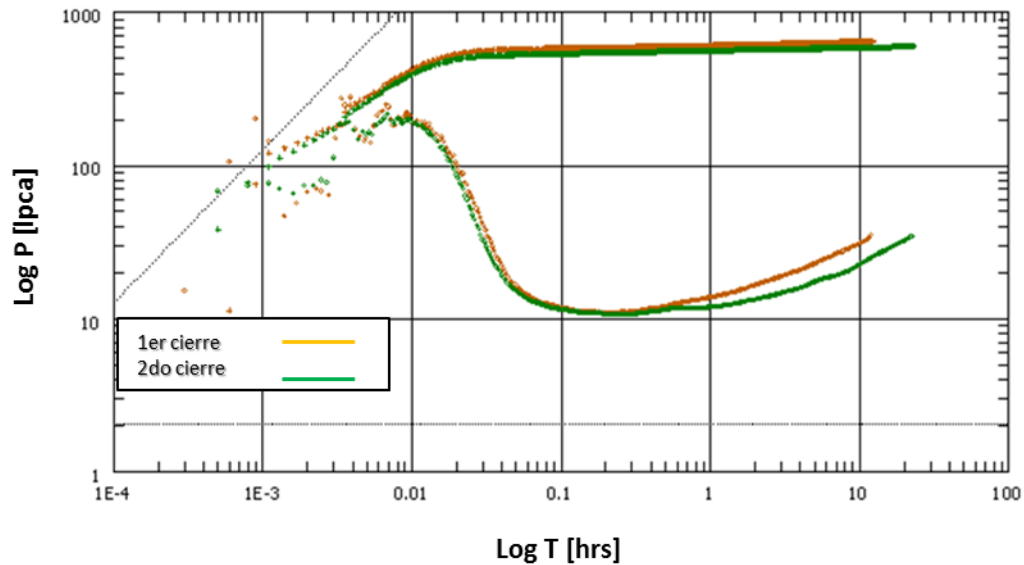
El siguiente análisis corresponde a la prueba de restauración de presión realizada el 27 de Febrero de 2007, el comportamiento de la derivada corresponde a un comportamiento radial homogéneo en donde se obtuvo un valor de permeabilidad de

125 mD y un daño de 27,7 con una presión inicial extrapolada de 9314 Lpca, en la **Figura 5.47** se puede apreciar que la derivada se logró ajustar a un modelo radial homogéneo con un límite de fallas paralelas ubicados a una distancia de 330 pies y 1120 pies.



*Fig. 5.47 Comportamiento de la derivada de presión, Prueba realizada el 27 de febrero de 2007
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-16*

Al realizar la interpretación de los dos cierres ejecutados durante la prueba en el **Anexo 24** se observa en el gráfico cartesiano los dos cierres realizados durante la prueba los cuales fueron analizados, se observa que no existen diferencias en el comportamiento de la derivada para ambos cierres antes del flujo radial homogéneo, posterior a esto, se puede notar que en los límites existe una separación del comportamiento de la derivada **Figura. 5.48**, esta separación en la derivada del segundo cierre se debe a la estabilización que ocurre en el transiente de presión para este cierre, ya que resulta mejor la restauración de presión debido a la estabilización previa realizada con el primer cierre, lo que en consecuencia genera que la onda de propagación o estudio de presión sea de mayor alcance.

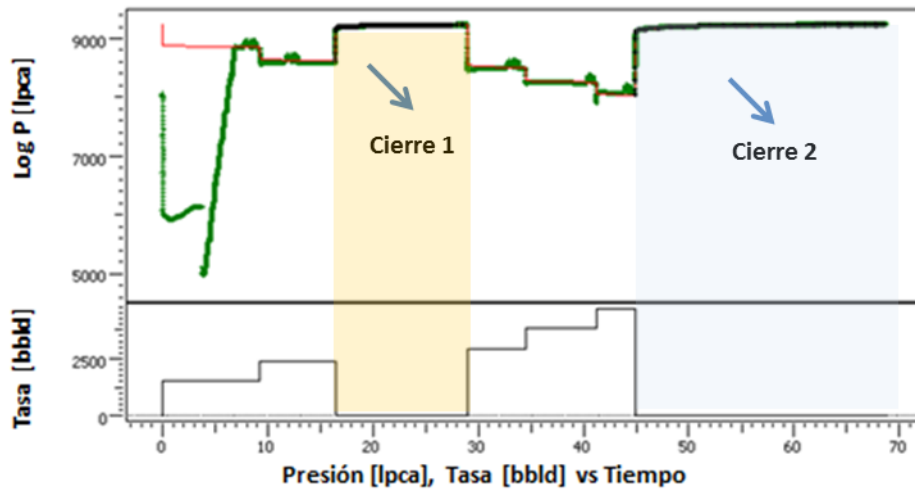


*Fig. 5.48 Comportamiento de la derivada de presión prueba realizada el 27 de febrero de 2007.
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-16*

Método de Deconvolución

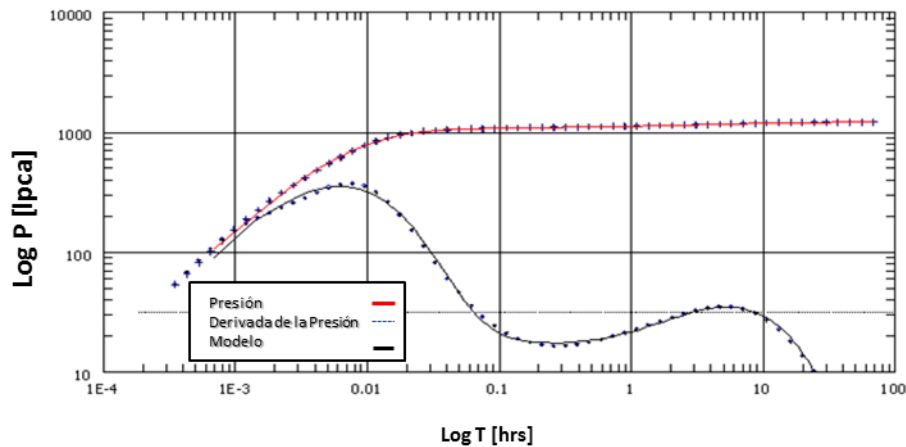
Adicionalmente para este yacimiento se pudo aplicar la técnica de deconvolución, debido a que se contó con una prueba de restauración de presión de febrero del 2007, la cual tuvo dos cierres y la respuesta de la derivada de presión fue similar. Con esto se decidió aplicar el método de deconvolución **Levitan (2005)**, el cual teniendo la presión inicial y las respuestas de las derivadas similares aproxima la tasa entre las pruebas como una tasa de declinación constante y generar nuevos puntos de presión y así lograr incrementar el radio de investigación de la prueba. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

En la **Figura 5.49** se tiene el registro de tasa y presión del pozo durante la prueba.



*Fig. 5.49 Registro de Presión (superior) Medición de Tasa (inferior)
Prueba Realizada el 27 de febrero de 2007
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-16*

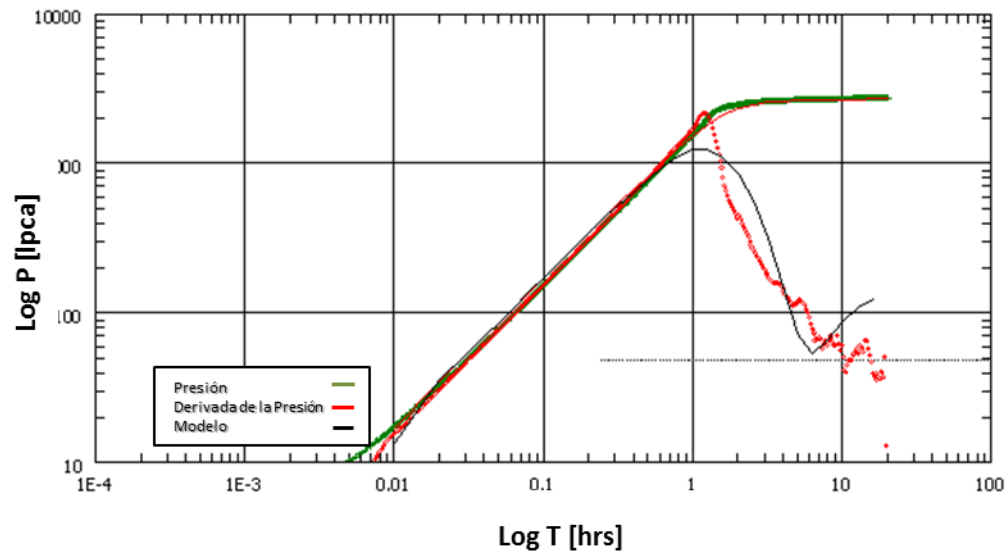
La prueba ajustó a un modelo de yacimiento de doble capa, como un modelo límite de borde rectangular, el cual presentó dos límites de presión constante y dos límites sellantes ubicados a una distancia de 175pies y 7180 pies y los límites de presión constante ubicados a 1220 pies y 5050 pies. La presión inicial se encuentra 9239 Lpca y una permeabilidad de 60,5 mD, la capa uno tiene un daño 9,86 y una estimulación en la capa dos de -1,24 (Ver **Figura. 5.50**).



*Fig. 5.50 Ajuste del modelo para los datos generados a través de la deconvolución
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-16*

Prueba (16-Enero-2008) Pozo TAG-21

La respuesta de la derivada de presión corresponde al cierre llevado a cabo durante la prueba de restauración de presión realizada el 16 de enero de 2008, se aprecia un pequeño levantamiento producto de la segregación de los fluidos en el sistema del pozo y una dispersión en los datos de presión en los primeros minutos de haber comenzado el cierre de la prueba (ver **Figura. 5.51**). Se determinó un modelo de yacimiento radial homogéneo el cual se estimó la presión del yacimiento de 7584,2 Lpca, con una permeabilidad de 34 mD y con un límite a una distancia de 1400 pies. El daño calculado para esta zona fue de 21,3. Estos datos debido a la dispersión de los puntos de presión serán tomados como referenciales. En el **Anexo 25** se muestra el comportamiento de presión en el gráfico cartesiano y adicionalmente el comportamiento de presión para el gráfico semilog.



*Fig. 5.51 Comportamiento de la derivada de Presión Prueba realizada el 16 de enero de 2008
Yacimiento Capaya K_1/K_2 TAG-16, Pozo TAG-21*

Yacimiento CA-F TAG-16

Este yacimiento es el único productor de gas del campo con un contenido de líquido prácticamente nulo. Este intervalo fue producido hasta septiembre del 2006 por un único pozo el TAG-16, en la **Figura. 5.52** se muestra mapa isópaco-estructural en donde se aprecia que el yacimiento posee límites laterales paralelos.

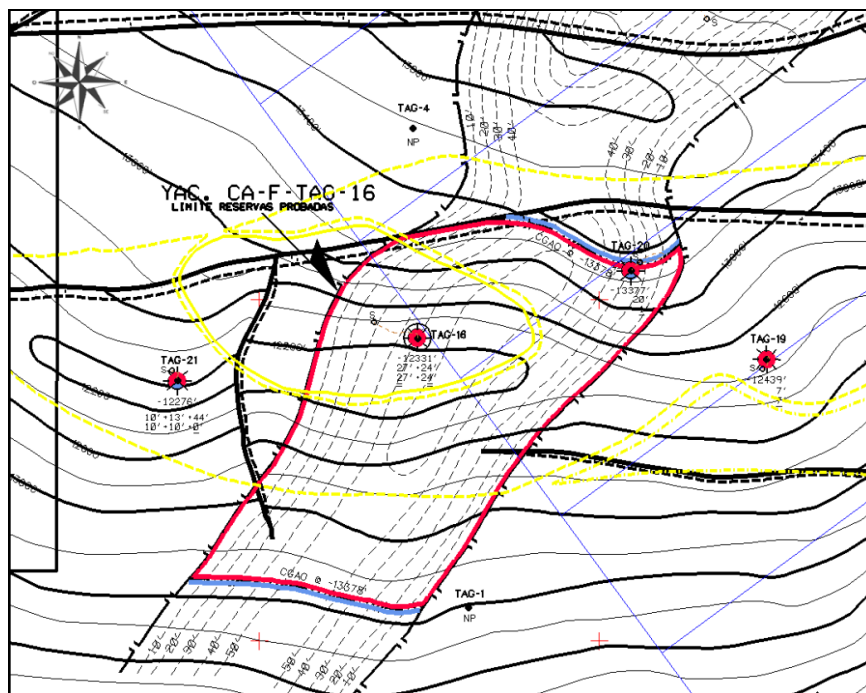


Fig. 5.52 Mapa Isópaco- Estructural, Yacimiento Capaya F TAG-16

En la **Figura. 5.53** se aprecia el comportamiento de Rayos Gamma, de resistividad y Presión para el yacimiento CA-F TAG-16 en donde se aprecia la toma de dos puntos de presión en el intervalo gasífero, donde el cálculo del gradiente de presión arrojó un valor de 0.11 Lpca/pie vañpr característico de hidrocarburos livianos.

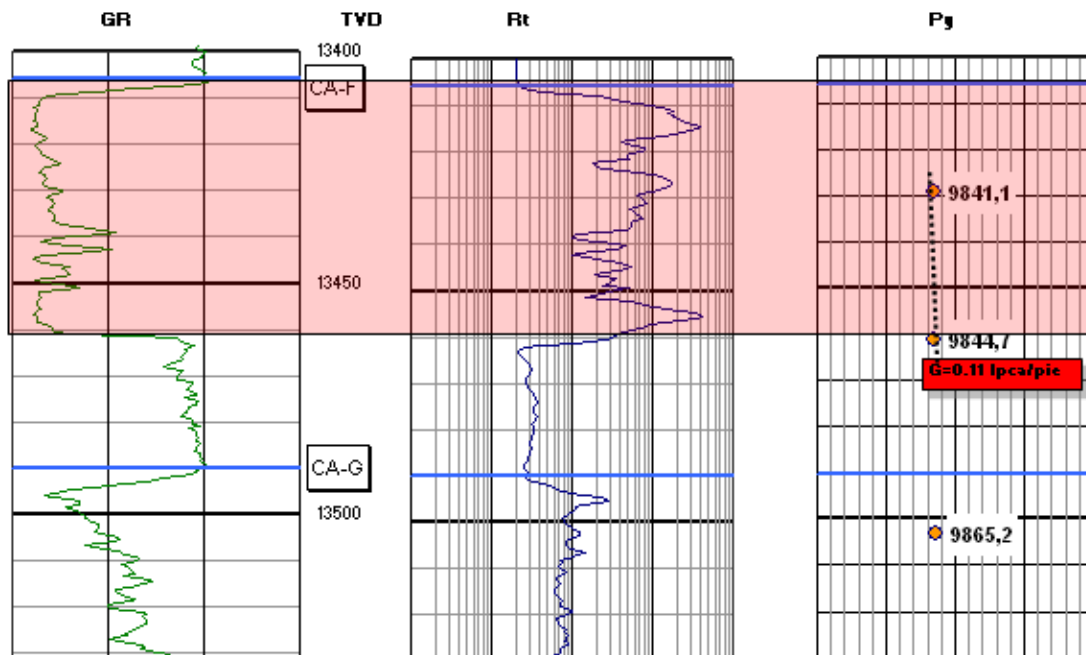
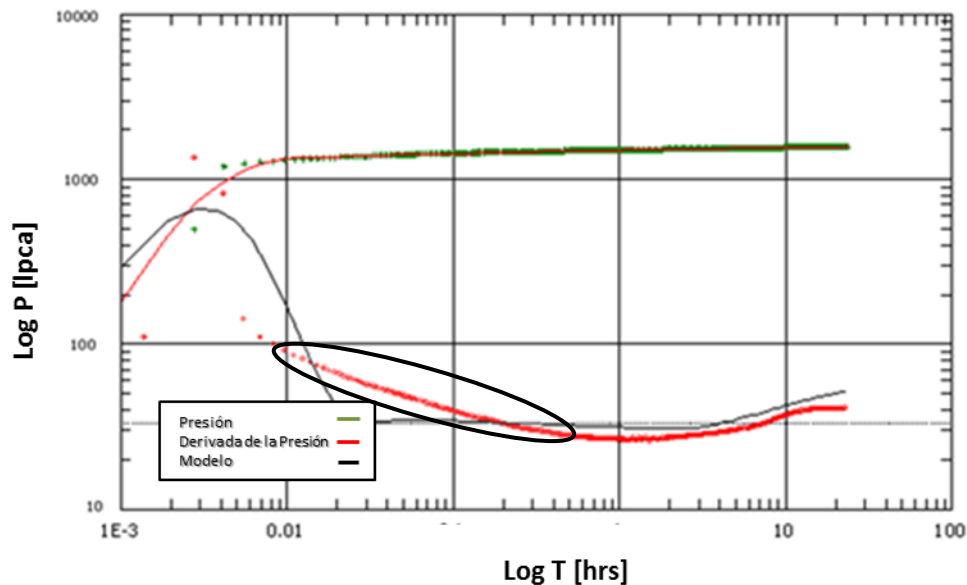


Fig. 5.53 Registro de Rayos Gamma, Registro de Resistividad y Registro de Presión

Prueba (12 Febrero 2002) TAG-16 CA-F

El siguiente análisis corresponde a la prueba DST realizada el 12 de febrero del 2002, en la derivada se aprecia la existencia de flujo esférico como se aprecia en la **Figura 5.54**, probablemente esto origine un daño adicional al pozo, posteriormente se aprecia el flujo radial y un levantamiento típico de comportamiento de un límite impermeable, se ajustó el comportamiento a un modelo de entrada limitada, con un modelo de flujo radial homogéneo y un modelo límite de una falla ubicada a una distancia de 764 pies, se obtuvo un valor de permeabilidad de 160 md y una presión inicial de 9770 lpca con un daño de 15,9 En el **Anexo 26** se tiene el comportamiento de presión en el gráfico cartesiano y el comportamiento de presión en el gráfico semilog.



5.4 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS AL DATUM

Una vez realizada las interpretaciones de las pruebas de presión, y junto con los valores de datos obtenidos de los probadores de formación y las pruebas de mediciones estáticas se procedió a graficar los puntos de presión a las profundidades Datum, por en el Libro de Reservas del año 2010, estos se aprecian en el **Anexo 27**. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de presión para todo el Campo Tácata, establecido a una profundidad de 13500 pies. Los puntos de presión en detalle se muestran en el **Anexo 27**.

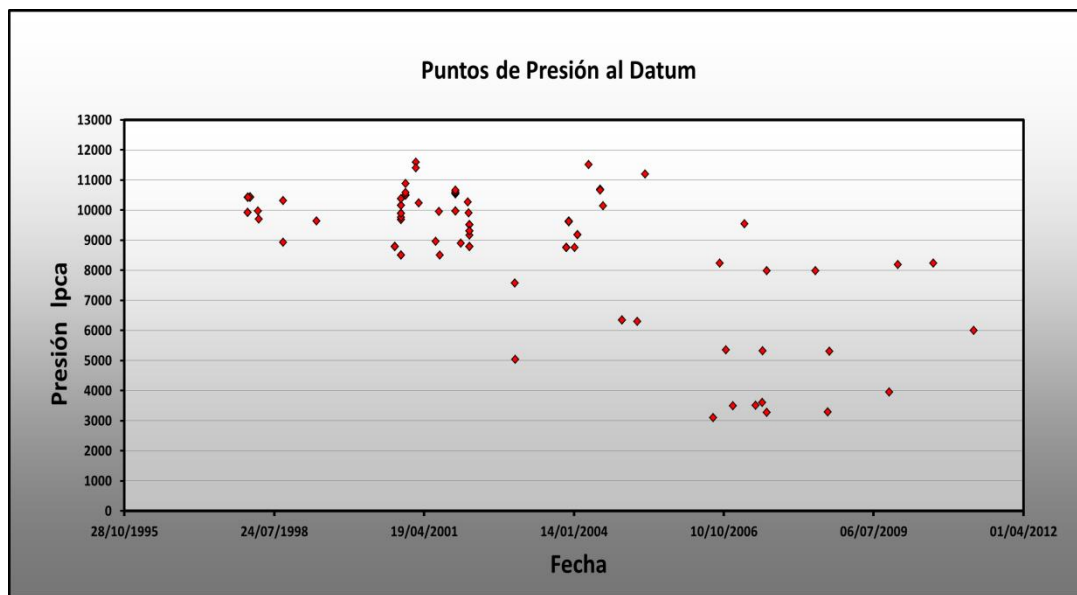


Fig. 5.55 Gráfico del comportamiento de presión para el Campo Tácata

En la **Fig. 5.55** se aprecia cómo no existe una tendencia general del campo en el comportamiento de presión, por lo que se puede establecer que existan yacimientos que no estén comunicados. Por esta razón se realizó el comportamiento de presión por yacimiento.

En la **Figura. 5.56** se muestra el comportamiento de presión para el yacimiento CA-F TAG-12 en el cual se aprecia que no hubo una declinación de presión relevante en el yacimiento, se tiene evidencia de que este intervalo produjo grandes cortes de agua por lo que fue cerrado, por lo cual no se descarta la presencia de un acuífero activo a este nivel.

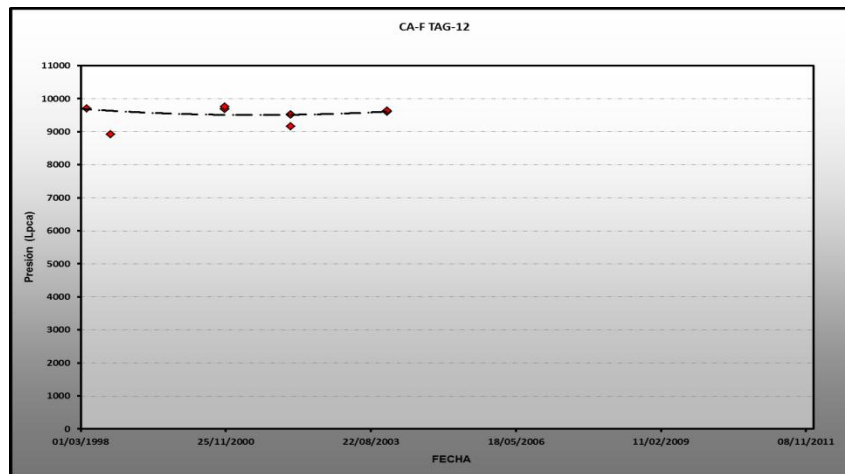


Fig. 5.56 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-F TAG-12

En la **Figura. 5.57** se aprecia la declinación de la presión para el yacimiento CA-K1/K2-TAG-12, el cual ha tenido un decaimiento de la presión. Sin embargo, se observan una tendencia de puntos de presión superior, señalados en el círculo, que representan los puntos de presión tomados durante la perforación del intervalo CA-K1 en el pozo TAG-14 y pruebas de presión realizadas solo a este nivel, presentando una diferencia de casi 1000 Lpca. El resto de los puntos fueron tomados con los dos intervalos en producción.

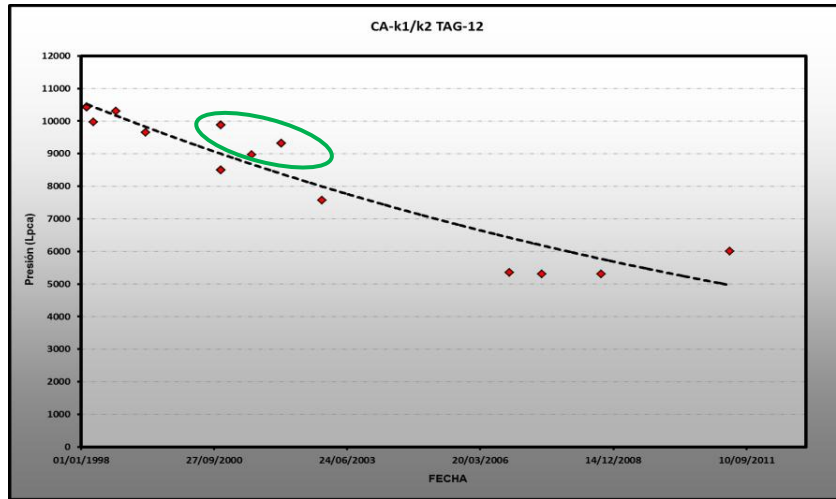


Fig. 5.57 Gráfico del Comportamiento de Presión para el Yacimiento CA-K1/K2 TAG-12

Para el yacimiento CA-D TAG-14 en la **Figura. 5.58** se muestra una drástica caída de la presión, sin embargo este yacimiento actualmente se encuentra en producción por el pozo TAG-14. Para este caso a pesar de representar dos unidades CA-D₁ y CA-D₂ ambas poseen el mismo comportamiento de presión, por lo que dinámicamente estas unidades se confirma la comunicación entre ellas.

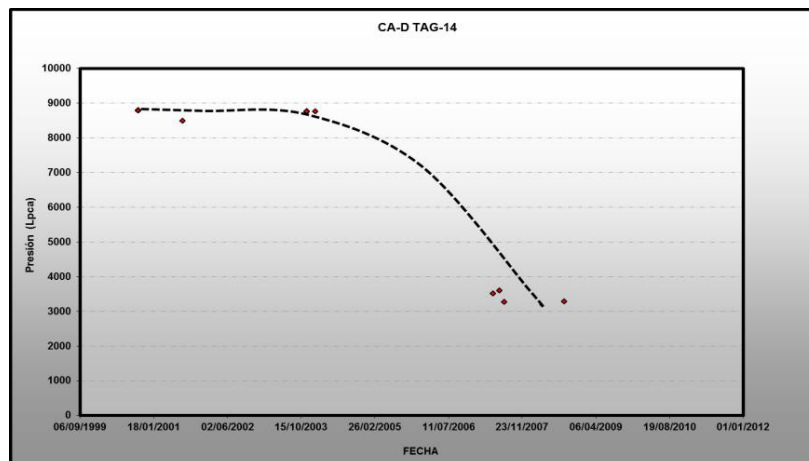


Fig. 5.58 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-D TAG-14

El comportamiento de presión del yacimiento CA-J TAG-14 se ve reflejado en la **Fig. 5.59** en donde se aprecia la declinación de la presión a causa de la producción del yacimiento, actualmente la presión de este yacimiento se encuentra alrededor de los 3000 Lpca.

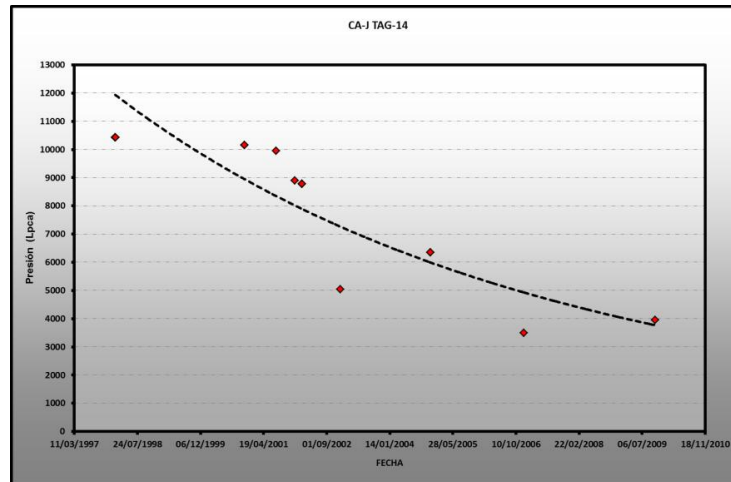


Fig. 5.59 Gráfico del Comportamiento de Presión para el Yacimiento CA-J TAG-14

En la **Figura. 5.60** se detalla el comportamiento de presión para el Yacimiento CA-N/P, en el cual se aprecia un mantenimiento de presión producto del acuífero activo que existe en los niveles inferiores del yacimiento.

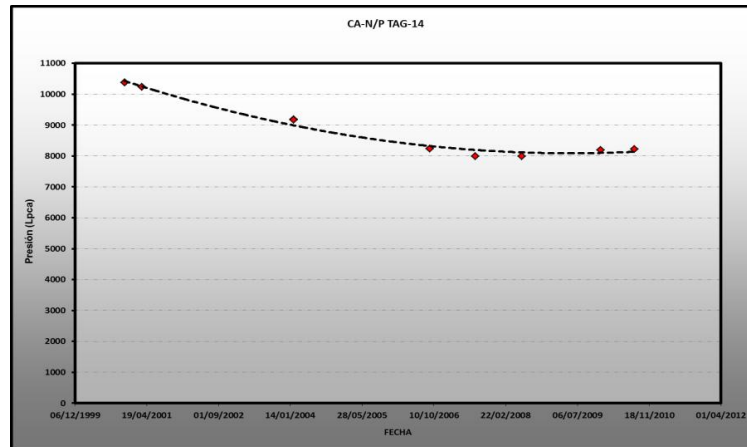


Fig. 5.60 Gráfico del Comportamiento de presión para el yacimiento CA-N/P TAG-14

En la **Figura. 5.61** se observa el comportamiento del Yacimiento CA-06 el cual fue producido por muy poco tiempo por el pozo TAG-14 previo al “sidetrack”, Este yacimiento son 6 unidades comunicadas con el mismo comportamiento de presión obtenido por el RFT realizado.

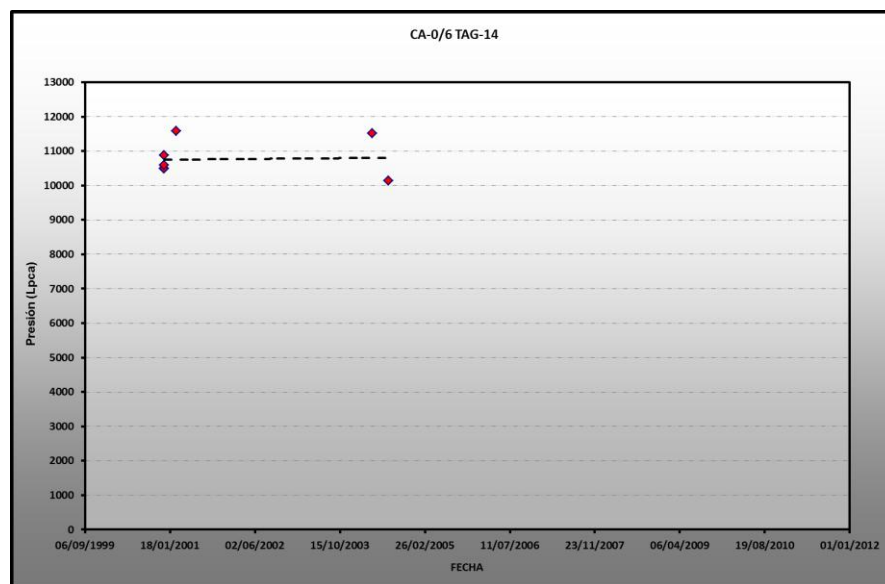


Fig. 5.61 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-0/6 TAG-14

En la **Figura. 5.62** se tiene el comportamiento de presión para el único yacimiento de gas seco del campo, el cual ya no se encuentra en producción.

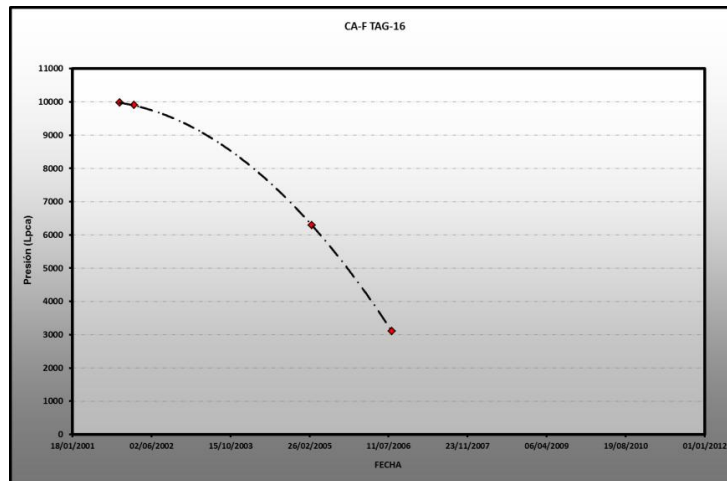


Fig. 5.62 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-F TAG-16

En la **Figura. 5.63** se tiene el comportamiento de presión para el yacimiento CA-k1/k2 TAG-16 el cual durante su tiempo de producción tuvo una caída de presión muy pequeña, sin embargo, para los últimos años de los que se poseen datos de presión del yacimiento ésta se encontraba alrededor de las 9000 Lpca.

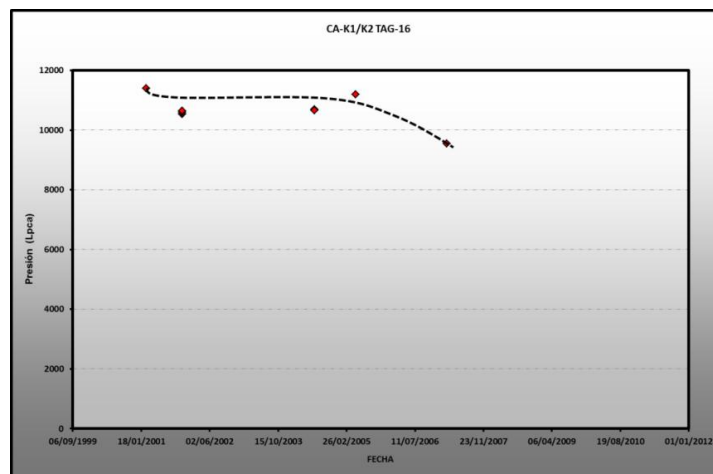


Fig. 5.63 Gráfico del comportamiento de presión para el Yacimiento CA-K1/K2 TAG-16

CONCLUSIONES

1.- El Yacimiento CA-J TAG-14, el gradiente de presión calculado a través de los probadores de formación fue de 0,244 Lpca/pie, el cual representa un gradiente de petróleo. El yacimiento a través de las interpretaciones de las pruebas de presión convencionales ajustó a un modelo de yacimiento radial homogéneo, sin embargo al aplicar la técnica de deconvolución, éste se logro ajustar a un modelo de doble porosidad, el cual fue confirmado por la presencia de fracturas al nivel de CA-J en el pozo TAG-15.

2.- El Yacimiento CA-F Tag-12, el gradiente de presión calculado para este yacimiento fue de 0,2 lpca/pie, ajustó a un modelo radial homogéneo y como modelo límite confirmó la presencia de fallas paralelas reflejadas en el mapa isópaco estructural.

3.- El yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-12, se obtuvo un gradiente de presión 0,275 Lpca/pie calculado a través de las pruebas de los probadores de formación. El yacimiento ajustó a un modelo doble capa, el cual resulta de la producción en conjunto de las dos unidades CA-K₁ y CA-K₂.

4.- El yacimiento CA-N/P TAG-14, el gradiente de presión para este yacimiento calculado a partir de la densidad de PVT fue de 0,216 Lpca/pie, se obtuvo un comportamiento de presión para la unidad CA-N y CA-P diferente en el registro de presión (tomado en la fecha), por lo cual se establece que estas unidades son independientes, el yacimiento ajustó a un modelo radial homogéneo, sin embargo también se pudo verificar la presencia de un acuífero activo que mantuvo la presión del yacimiento. Esto fue comprobado mediante el gráfico de Thakur arrojando un mecanismo de producción de empuje por agua.

5.- El Yacimiento CA-D TAG-14, se determinó un gradiente de presión de 0,258 Lpca/pie, adicionalmente estas unidades reportaron un comportamiento similar de presión durante el registro de los probadores de formación, por lo que se estableció la existencia de comunicación entre ellas. El yacimiento se ajustó a un modelo doble capa y un modelo límite rectangular verificado en el mapa isópaco estructural.

6.- El Yacimiento CA-0/6 TAG-14, para este yacimiento de gas condensado no se logró la estabilización de la prueba de presión disponible, el efecto de segregación producido por el fluido enmascara el comportamiento real del yacimiento.

7.- El Yacimiento Ca-K₁/K₂ TAG-16, de los registros de presión se obtuvo un comportamiento diferente entre las dos unidades, son completamente independientes. Se estableció el gradiente de presión 0,27 Lpca/pie calculado para la arena CA-K₁. El modelo al que se ajustó el yacimiento resultó radial homogéneo, sin embargo, se logró aplicar el método de deconvolución en una de las pruebas la cual ajustó el comportamiento de yacimiento a un modelo doble capa, con un límite de presión constante el cual pudo ser verificado por la presencia de un acuífero señalado en los mapas isopacos estructurales.

8.- El yacimiento CA-F TAG-16, se obtuvo un gradiente de presión de 0.11 Lpca/pie, característico de gas, el modelo de la prueba ajustó a un yacimiento radial homogéneo en donde se tenía un efecto de entrada limitada a pozo, el modelo límite confirmó la presencia de fallas paralelas en el yacimiento.

9.- Debido a la escases de datos tanto de producción como de presión para los dos pozos del campo Tacat, al nivel de la formación de interés Capaya no se pudo realizar la interpretación de pruebas de presión.

10.- El comportamiento de presión del Campo llevadas al datum de referencia no arrojó ninguna tendencia en el comportamiento de presión por lo cual estos yacimientos tienen un comportamiento de presión individual.

CONCLUSIONES

11.- El tiempo de Producción de pruebas de restauración de presión, declinación y Multitasas resulta un parámetro fundamental en la interpretación de la prueba de presión debido que al no considerar flujos previos antes de realizar la prueba de presión se generan límites ficticios de barreras impermeables.

12.- El análisis de deconvolución permite un radio de investigación mayor de los que se pueden obtener solo con los datos de presión y tasa de una sola prueba. Se obtuvo un mejor modelo de ajuste del yacimiento y los límites asociados a éstos con el uso de la deconvolución en los pozos TAG-16 y TAG-15.

13.- Los límites establecidos en la representación de la prueba de presión se deben considerar como referenciales ya que éstos son una representación cualitativa y no cuantitativa de la distancia de éstos al pozo.

14.- En presencia de modelos Multicapa los parámetros calculados a partir de la derivada de presión serán característicos del intervalo que esté aportando una mayor cantidad de fluidos al pozo.

15.- Las pruebas con efecto de segregación de fluidos solo deben ser considerados sus valores como referenciales debido a que este efecto enmascara el comportamiento real del yacimiento.

16.- Los períodos de limpieza largos antes de realizar el cierre de la prueba de presión contribuyen a una estabilización en el transiente de presión. La duración de cuánto debe estar cerrado un pozo para lograr el flujo radial dependerá de las características del yacimiento.

17.- El análisis de los probadores de formación en yacimientos estratificados de estructura compleja y con crudo liviano resulta complejo y debe apoyarse con pruebas PVT para la determinación de los gradientes de los yacimientos.

RECOMENDACIONES

- 1.- Llevar a cabo la digitalización de los Informes de las Pruebas de Presión encontradas en físico en el CITEP Punta de Mata y adicionalmente cargar esta información en la base de datos de SIMDE. Con la finalidad de facilitar el proceso de búsqueda de información y disminuir el traslado en físico, para la recopilación y revisión de las pruebas.
- 2.- Realizar una captura de información de pruebas de presión BHP-BHT estáticas con la finalidad de estimar las presiones actuales de los yacimientos del campo.
- 3.- Realizar una captura de Información PLT en los pozos TAG-12, TAG-17, TAG-16 y TAG-21 con la finalidad de conocer los aportes por las unidades de los yacimientos CA-k1/k2 TAG-12 y CA-k1/k2 TAG-16.
- 4.- Realizar un análisis estructural de detalle en el cual se definan junto con la información obtenida de la interpretación de las pruebas de presión los límites y fallas de los yacimientos
- 5.- Para los casos de interpretación de pruebas donde sólo se tiene una prueba de presión del pozo y ésta se encuentre bajo la presencia de segregación de fluidos, se recomienda tomar como referencia de presión el valor promedio de presión registrado por el sensor durante la prueba.
- 6.- Llevar a cabo una captura de información de pruebas de presión, en los pozos TAC 2x y TAC 4x pertenecientes al Campo Tacat con la finalidad de realizar la caracterización de los yacimientos ubicados en esta área.

RECOMENDACIONES

7.-Realizar el estudio de la aplicación de estimulación de pozos en los pozos arrojaron en la interpretación de la prueba de presión un alto daño.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

1. ALAINC C. GRINGARTEN. (2008). *From Straight Lines to Deconvolution: The evolution of the State of the Art in Well Test Analysis*. Artículo técnico 102079 –PA
2. AL-KHALIFAH A.J & ODEH A.S (1988). *Well test Analysis in Gravity – Segregated Reservoirs*. Artículo Técnico SPE 018577.
3. AL-KHALIFAH A.J & ODEH A.S. (1989). *Well Test Analysis in Oil Reservoir with Gas Caps and/or water Aquifers*. Artículo Técnico. SPE 19842.
4. ALVARADO, D. (1987) *Análisis de Pruebas de Pozos*. Universidad del Zulia. INPELUZ. Maracaibo.
5. ALVARADO D. (2004) *Análisis de pruebas de presión*. ESP Oil Internacional Training Group. 443pp
6. 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.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7. BRIONES. M., ZAMBRANO. JUDITH A., ZERPA. C. (2002). *Study of Gas-Condensate Well Productivity in Santa Barbara Field, Venezuela by well Test Analysis*. Artículo Técnico. SPE 77538.
8. CHAVEZ R. LERIDA S. (2006). *Planificación de pozos para la explotación del campo Tácata basada en los datos generados de la interpretación de pruebas de presión*. Trabajo especial de Grado. Universidad de Oriente
9. ESCOBAR FREDDY H. (2003). *Análisis Moderno de Presiones de Pozos*.
10. FINLEU D.B & WENDLER C.E. (1993). *Openhole DS of a Horizontal Well: A case Study*.Artículo Técnico SPE 25875.
11. GIL A. MARIA GABRIELA., MEDINA G. RAQUEL V. (2001). *Caracterización de yacimientos de gas condensado y petróleo del área norte de Monagas mediante la aplicación de técnicas modernas en la interpretación de pruebas de presión*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente.
12. DA PRAT. GIOVANNI. *Interpretación de Pruebas de Presión*.
13. GRINGARTEN, A.C., (2010). *Practical use of well test deconvolution*. Artículo Técnico SPE 134534.
14. HORNER, R.C. (1990). *Modern Well Test Analysis*. Universidad de Stanford.
15. HOUZÉ O., TAUZIN E & ALLAIN O. (2010). *New method to deconvolve Well-test Data Under Changing well Conditions*. Artículo Técnico SPE 132478

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

16. 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.
17. KABIR A., MCCALMONT S., STREET T., JOHNSON RAY. (2011). *Reservoir Characterisation of Surat Basin Coal Seams using Drill Stem Tests*. Artículo Técnico SPE 147828
18. KAMLESWAR R., ANJANEYULU J.V., PRASANNA K. T., & SAMBAJI D. (2012). *Wireline Formation Tester Complemented by Integrated Petrophysical Evaluation Characterizes an Unconventional Reservoir: A Case Study From Western Onshore India*. Artículo Técnico. SPE 152636.
19. LEVITAN M., GARY E. CRAWFORD., HARDWICK ANDREW. (2006). *Practical Considerations for Pressure-Rate Deconvolution of Well Test Data*. Artículo Técnico SPE 90680.
20. LEVITAN M. (2003). *Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to analysis of Real Well Test*. Artículo Técnico. SPE 84290.
21. LEVITAN M. (2007). *Deconvolution of Multiwell Test Data*. Artículo Técnico SPE 102484.
22. MENDOZA B. JOSÉ A. (2002). *Evaluación de la formación Nariacua Superior del campo el Furrial, a través de las pruebas de presión*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

23. ONUR M., AYAN C., KUCHUK F.J. (2012). *Pressure-Pressure Deconvolution Analysis of Multiwell-Interference and Interval-Pressure-Transient Tests*. Artículo Técnico SPE 149567.
24. PAN Y., SULLIVAN M., BELANGER M. (2010). *Best Practices in Testing and Analyzing Multilayer Reservoirs*. Artículo Técnico SPE 132596.
25. PATRICIA MONTOYA, WILLIAM FISHER, RANDALL MARRET ROBERT TATHAM. (2002). *Estimation of fracture orientation and relative intensity using azimuthal variation of P-wave AVO responses and Oriented core data in the Tacata Field , Venezuela*. Artículo Técnico SEG 2002-0261.
26. PDVSA CIED (1997). *Análisis de Pruebas de Presión. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela., S.A*
27. PDVSA. (2009) Centro de Estudios de Yacimientos Oriente proyecto Cotoperí y Jusepín profundo. *Modelo de Presiones Yacimientos profundos de los Campos Jusepín y Cotoperí Informe Técnico.*, Puerto la Cruz.
28. PDVSA. (2009). *Manual de Estudios Integrados de Yacimiento. Análisis del comportamiento de presión*. Puerto La Cruz, Venezuela.
29. PDVSA. (2009). *Manual de Estudios Integrados de Yacimiento. Aspectos Generales*. Puerto La Cruz, Venezuela.
30. PIÑA-ACUÑA G., FERREIRA D. (2004). *Well-Testing Challenges of The Hamaca project, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela*. Artículo Técnico SPE 86930.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

31. ZAPATA V. MARIANNY (2006). “*Estimación de la presión de los yacimientos jobo-01 y morichal-01 del campo jobo mediante la generación de ecuaciones matemáticas*”. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente.
32. ZALNUN K. & TRICE. M.L (1995). *Optimized Exploration Resource Evaluation Using the MDT tool*. Artículo Técnico SPE 29270.
33. ZHENG S.-Y. & CORBETT. P. (2005). *Well Testing Best Practice*. Artículo Técnico SPE 93984.
34. ZHENG S., WANG F., (2008). *Application of deconvolution and decline-curve Analysis Methods for transient pressure Analysis*. Artículo Técnico SPE 113323.

ANEXOS

Anexo 1: Inventario de la las Pruebas de Presion Recopiladas

N°	Pozo	Campo	Formación	TOPE (pies)	BASE (pies)	Tipo de Prueba	Fecha
1	TAC-2X	Tacat	CARAPITA	11675	11730	BHP-BHT Estático	10-jun-05
2	TAC-2X	Tacat	CAPAYA	17970	18090	DST#1	11-sep-03
3	TAC-2X	Tacat	CAPAYA	17720	17760	DST#2	22-sep-03
4	TAC-2X	Tacat	CAPAYA	16530	16555	DST#3	26-sep-03
5	TAC-2X	Tacat	CAPAYA	16340	16365	DST#4A	05-oct-03
6	TAC-2X	Tacat	CAPAYA	13732	13807	DST#6	10-nov-03
7	TAC-2X	Tacat	CAPAYA	11675	11730	DST#7	21-nov-03
8	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	16984	16970	BUILD UP	30-sep-08
9	TAC-4X	Tacat	CAPAYA E	16984	17032	DD-BU	29-may-08
10	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	18260	18290	DST#1-1A	06-nov-06
11	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	17700	17906	DST#2	05-dic-06
12	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	17452	17458	DST#3	22-dic-07
13	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	17150	17159	DST#4A	08-ene-07
14	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	-	-	DST#5	29-ene-07
15	TAC-4X	Tacat	CAPAYA	16984	17032	DST#5A	01-feb-07
16	TAC-4X	Tacat	CAPAYA-E	16984	17032	BHP-BHT Estático	28-ene-10
17	TAG-12E	Tácata	CAPAYA- K1/K2	14372	14614	BHP-BHT Dinámico	10-jun-11
18	TAG-12E	Tácata	CAPAYA- K1/K2	14372	14614	BHP-BHT Estático	06-may-11
19	TAG-12E	Tácata	CAPAYA-J	14205	14262	MPLT-BU	05-feb-05
20	TAG-12E	Tácata	CAPAYA- K/F	14362	14606	BHP-BHT Estático	07-jun-01
21	TAG-12E	Tácata	CAPAYA- K1/K2	14362	14606	BHP-BU	02-oct-98
22	TAG-12E	Tácata	CAPAYA-F	13669	13700	BHP-BU	21-sep-98
23	TAG-12E	Tácata	CAPAYA-F	13669	13700	DST	12-abr-98

Anexo 1: Inventario de la las Pruebas de Presion Recopiladas (continuación)

N°	Pozo	Campo	Formación	TOPE (pies)	BASE (pies)	Tipo de Prueba	Fecha
24	TAG-12ST & TAG-15	Tácata	CAPAYA-J	-	-	Prueba de Interferencia	10-sep-07
25	TAG-13	Tácata		16962	16986	DST	21-ago-99
26	TAG-13	Tácata	CAPAYA-P	16540	16553	DST#4	27-dic-99
27	TAG-13	Tácata	CAPAYA-K2	19005	19036	DST#1	06-nov-99
28	TAG-13	Tácata	CAPAYA-I	18472	18483	DST#2	11-nov-99
29	TAG-13	Tácata	CAPAYA-H	18345	18358	DST#3	29-nov-99
30	TAG-13	Tácata	CAPAYA-I	18472	18483	DST#2A	15-nov-99
31	TAG-14	Tácata	CAPAYA-C	12136	12148	DST	25-ene-01
32	TAG-14	Tácata	CAPAYA-D	12277	12372	DST#2	18-ene-01
33	TAG-14	Tácata	CAPAYA- O/6	14702	15246	DST#4	23-feb-01
34	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14210	14638	DST#5	15-mar-01
35	TAG-14	Tácata	CAPAYA-K1	13703	13822	DST#6	25-mar-01
36	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14626	BHP-BHT Estático	08-ago-10
37	TAG-14	Tácata	CAPAYA- O/6	14698	15434	PLT-BU	28-jun-04
38	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14626	BHP-BHT-BU	13-jun-08
39	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14417	BHP-BHT Estático	15-dic-09
40	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14626	BHP-BHT Dinámico	10-ago-10
41	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14626	BHP-BHT Dinámico	21-may-11
42	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14626	PLT-BU	13-sep-06
43	TAG-14	Tácata	CAPAYA- N/P	14208	14626	BHP-BHT Estático	25-jul-07
44	TAG-14	Tácata	CAPAYA-E	12576	12629	DST	02-ene-01
45	TAG-14	Tácata	CAPAYA- O/6	14698	15434	PLT-BU	22-abr-04

Anexo 1: Inventario de la las Pruebas de Presion Recopiladas (continuación)

N°	Pozo	Campo	Formación	TOPE (pies)	BASE (pies)	Tipo de Prueba	Fecha
46	TAG-15	Tácata	CA-D	12236	12337	BHP-BHT Estático	11-may-07
47	TAG-15	Tácata	CAPAYA-D	13476	13490	BHP-BHT Estático	12-dic-06
48	TAG-15	Tácata	CAPAYA-J	13476	13548	BHP-BHT Estático	19-oct-09
49	TAG-15	Tácata	CAPAYA-D	12236	12337	BHP-BHT Estático	23-jul-07
50	TAG-15	Tácata	CAPAYA-J	13476	13548	BHP/BHT	18-dic-02
51	TAG-15	Tácata	CAPAYA-J	13476	13548	BU/BHP	05-nov-02
52	TAG-15	Tácata	CAPAYA-J	13476	13548	BHP-BHT Dinámico	18-ago-10
53	TAG-16	Tácata	CA-k1	14183	14420	PLT-BHP-BHT- BU	26-ene-09
54	TAG-16	Tácata	CAPAYA- INF	15798	15818	DST#1	03-ene-02
55	TAG-16	Tácata	CAPAYA-C	15385	15412	DST#2	19-ene-02
56	TAG-16	Tácata	CAPAYA-K2	15162	15184	DST#3	21-ene-02
57	TAG-16	Tácata	CAPAYA-K2	14403	14420	DST#4	29-ene-02
58	TAG-16	Tácata	CAPAYA-K1	14183	14230	DST#5	06-feb-02
59	TAG-16	Tácata	CAPAYA-F	13472	13520	DST#6	12-feb-02
60	TAG-16	Tácata	CA-K1/K2	-	-	BHP-BHT Dinámico	23-oct-09
61	TAG-16	Tácata	CAPAYA K1/K2	14183	14420	PLT/BU	27-feb-07
62	TAG-16	Tácata	CAPAYA F	13472	13520	BHP/BHT	13-mar-05
63	TAG-16	Tácata	CA-K1/K2	14183	14420	BHP-BHT Dinámico	08-jun-07
64	TAG-16	Tácata	CAPAYA F	13472	13520	BHP/BHT	02-ago-06
65	TAG-17	Tácata	CAPAYA K1/K2	13850	14105	BHP-BHT Estático	27-jul-07
66	TAG-17	Tácata	CAPAYA K	13850	14105	BHP-BHT Estático	17-dic-02
67	TAG-17	Tácata	CAPAYA K1/K2	13850	14105	PLT/BU	24-oct-06

Anexo 1: Inventario de la las Pruebas de Presion Recopiladas (continuación)

N°	Pozo	Campo	Formación	TOPE (pies)	BASE (pies)	Tipo de Prueba	Fecha
68	TAG-17	Tácata	CAPAYA	13850	14105	PLT-BHP-BHT-BU	15-sep-08
69	TAG-18	Tácata	CAPAYA-D	12242	12342	PLT-BHP-BHT-BU	03-sep-08
70	TAG-18	Tácata	CAPAYA-D	12242	12342	BHP-BHT Dinámico	20-oct-09
71	TAG-18	Tácata	CAPAYA-D	12242	12342	BHP-BHT Estático	24-jul-07
72	TAG-18	Tácata	CAPAYA-D	12422	12342	PLT/BU	04-sep-06
73	TAG-18	Tácata	CAPAYA-D	12242	12342	BHP-BHT Estático	27-jun-08
74	TAG-19	Tácata	CARAPITA	18530	18550	DST	16-ago-04
75	TAG-19	Tácata	CARAPITA	19414	19520	DST	12-jun-04
76	TAG-20	Tácata	CAPAYA Q-U	9080	9120	BHP-BHT-DD	18-mar-08
77	TAG-20	Tácata	CAPAYA Q-U	9080	9120	BHP-BHT	06-jun-07
78	TAG-20	Tácata	CAPAYA	9080	9120	DST# 1&2	23-jun-04
79	TAG-21	Tácata	CAPAYA-K1	14094	14124	BHP-BHT Dinámico	22-oct-09
80	TAG-21	Tácata	CAPAYA-K1			BU	03-may-05
81	TAG-21	Tácata	CAPAYA K1/K2	14094	14390	PLT/BU	07-abr-06
82	TAG-21	Tácata	CAPAYA K1/K2	14094	14390	PLT/BU	16-ene-08
83	TAG-21	Tácata	CAPAYA-K1	14094	14390	BHP-BHT Dinámico	08-jun-07

Anexo 2: Datos utilizados en la interpretación de Pruebas de Presión

Yacimiento	Pozo	Prueba	Fecha	Rw [pie]	Espesor [pie]	Porosidad	Ct [psi-1]	Viscosidad [cp]	Bo [B/STB]
CA-J TAG-14	TAG-12	BU	05-feb-05	0,3	57	0,12	1,62E-05	0,35198	1,6118
	TAG-15	DST	27-jul-01	0,35	62	0,15	1,62E-05	0,233864	2,267484
	TAG-15	BU	21-dic-01	0,35	62	0,15	6,87E-06	0,904	1,05487
	TAG-15	BU	12-nov-02	0,35	30	0,15	1,62E-05	0,233863	2,26748
CA-F TAG-12	TAG-12 SC	BU	21-sep-98	0,25	31	0,13	1,03E-05	0,380496	1,62002
CA-K1K2 TAG-12	TAG-12 SL	DST	2-oct-98	0,35	88	0,14	1,30E-05	0,22	1,77
	TAG-12SL	BU	02-may-99	0,35	88	0,144	1,16E-05	0,22	1,76
	TAG-12 SL	DST	06-abr-98	0,35	80	0,12	3,00E-06	0,358978	1,6372
	TAG-17	BU	24-oct-06	0,35	106	0,11	3,00E-06	1	1,46827
	TAG-17	BU	15-sep-08	0,35	105	0,115	1,36E-05	0,26233	1,70027
CA- N/P TAG-14	TAG-14	DST	15-mar-01	0,35	93	0,1	1,91E-05	0,166744	2,60454
	TAG-14 ST1	BU	13-sep-06	0,35	125	0,1	3,00E-06	0,13	2,6
CA-D TAG-14	TAG-14	DST	08-ene-01	0,35	95	0,118	1,45E-05	0,305481	1,79091
	TAG-18	BU	18-ene-04	0,505	77	0,122	1,80E-05	0,23	1,96
	TAG-18	bu	04-sep-06	0,5	77	0,122	1,85E-05	0,28967	1,50254
CA-0/6 TAG-14	TAG-14ST1	BU	22-abr-04	0,35	129	0,1	1,31E-05	0,513439	1,30694
	TAG-14	DST	23-feb-01	0,25	230	0,095	6,86E-06	0,129448	3,3581

Anexo 2: Datos utilizados en la interpretación de Pruebas de Presión (continuación)

Yacimiento	Pozo	Prueba	Fecha	Rw [pie]	Espesor [pie]	Porosidad	Ct [psi-1]	Viscosidad [cp]	Bo [B/STB]
CA-K1K2 TAG-16	TAG-16	BU	06-feb-02	0,35	47	0,13	1,08E-05	0,492256	1,96239
	TAG-21	BU	03-may-05	0,35	30	0,1	5,24E-05	0,3	1,873
	TAG-21	BU	07-abr-06	0,35	60	0,1	3,00E-06	0,7	2,106
	TAG-16	BU	27-feb-07	0,35	64	0,1577	3,00E-06	0,195	1,9
CA-F TAG-16	TAG-16	DST	12-feb-02	0,35	34	0,15	3,00E-06		

Anexo 3: Resultados de las Interpretaciones de las Pruebas de presión

Yacimiento	Pozo	Prueba	Fecha	Tipo de Fluido	Unidad	Completación	Grad. Din. En Fondo		Gra. Estático de Fondo	
							Presión (lpca/pie)	Temp °F/pie)	Presión (lpca/pie)	Temp (°F/pie)
CA-0/6 TAG-14	TAG-14	DST	23-feb-01	Condensado	CA-0/6	129				
CA-0/6 TAG-14	TAG-14	DST	22-abr-04	Condensado	CA-0/6	171			0,246	
CA-D TAG-14	TAG-14	DST	08-ene-01	Petróleo	CA-D	77			0,3	
CA-D TAG-14	TAG-18	BU	04-sep-06	Petróleo	CA-D	77	0,131	0,0031	0,282	0,076
CA-D TAG-14	TAG-18	BU	18-ene-04	Petróleo	CA-D	77	0,295		0,285	
CA-F TAG-12	TAG-12	DST	21-sep-98	Petróleo	CA-F	31	0,25		0,282	
CA-F TAG-16	TAG-16	DST	12-feb-02	Gas	CA-F	34				
CA-J TAG-14	TAG-14	BU	05-feb-05	Petróleo	CA-J	57	No se logró ajustar un modelo			
CA-J TAG-14	TAG-15	BU	12-nov-02	Petróleo	CA-J	30			0,166	0,702
CA-J TAG-14	TAG-15	BU	21-dic-01	Petróleo	CA-J	62				
CA-J TAG-14	TAG-15	DST	27-jul-01	Petróleo	CA-J	62				
CA-K1K2 TAG-16	TAG-16	DST	06-feb-02	Petróleo	CA-K1	47			0,235	
CA-K1K2 TAG-16	TAG-16	MT	27-feb-07	Petróleo	CA-K1/K2	64	0,277	0,00251	0,28	0,0108
CA-K1K2 TAG-16	TAG-21	BU	07-abr-06	Petróleo	CA-K1/K2	60	0,265	0,0029	0,271	0,0062
CA-K1K2 TAG-16	TAG-21	BU	03-may-05	Petróleo	CA-K1	30	0,2655	0,0078	0,2818	0,0117
CA-K1K2 TAG-16	TAG-21	BU	16-ene-08	Petróleo	CA-K1/K2	30			0,32	0,007
CA-K1/K2 TAG-12	TAG-12	DST	06-abr-98	Petróleo	CA-K1	80				
CA-K1/K2 TAG-12	TAG-12 SL	BU	02-may-99	Petróleo	CA-K1/K2	88				
CA-K1/K2 TAG-12	TAG-12 SL	BU	02-oct-98	Petróleo	CA-K1/K2	88			0,166	0,008
CA-K1/K2 TAG-12	TAG-17	BU	24-oct-06	Petróleo	CA-K1/K2	106	0,209	0,00201	0,321	0,00568
CA-K1/K2 TAG-12	TAG-17	BU	15-sep-08	Petróleo	CA-K1/K2	105	0,267	0,00636		
CA-N/P TAG-14	TAG-14	DST	15-mar-01	Petróleo	CA-N/P	93				
CA-NP TAG-14	TAG-14ST1	BU	13-sep-06	Petróleo	CA-N/P	125	0,162	0,0045	0,25	0,794

Anexo 3: Resultados de las Interpretaciones de las Pruebas de presión (continuación)

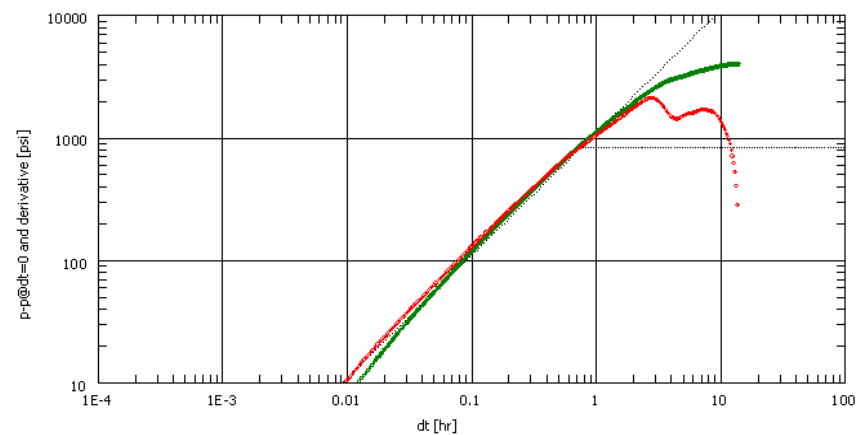
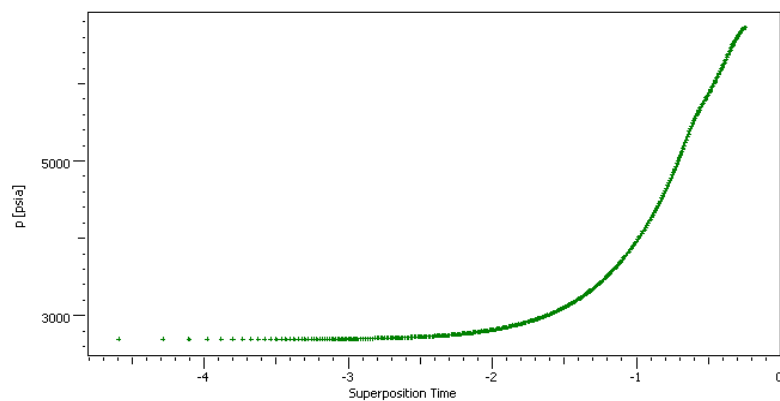
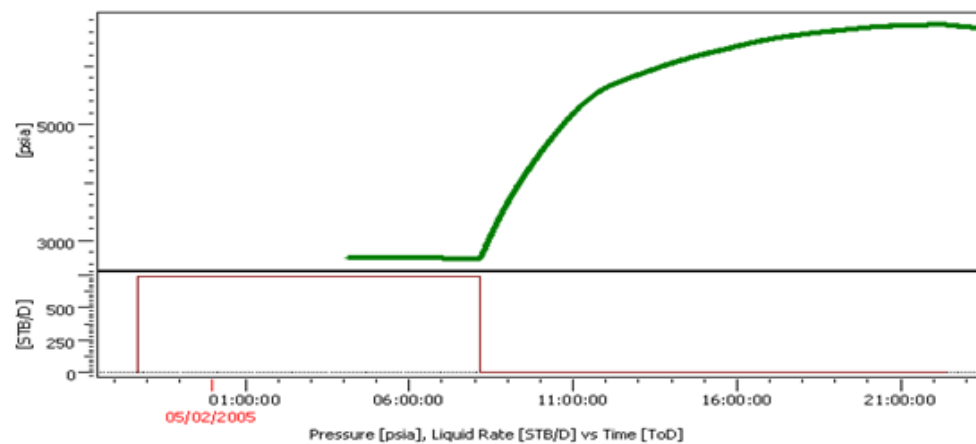
Pozo	Período Analizado	Duración Hrs	Pextrapolada Lpca	Modelo de Pozo	Coefficiente de Almacenamiento bbls/lpca	Modelo de yacimiento	Permeabilidad mD
TAG-14	CIERRE #1	9	11667.7	Vertical con Daño	1,28E-03	Doble capa	28.9
TAG-14	CIERRE #1	72	11576	Vertical con Daño		Radial Homogéneo	6,41
TAG-14	CIERRE #1	125	7878.37	vertical con almacenamiento variable	0,0000605	Doble capa	38,8
TAG-18	CIERRE #1	24	3409,63	Vertical con Daño	0,00878	Doble capa	4
TAG-18	CIERRE #1	239	8142,39	Vertical con Daño	0,00203	Doble capa	47,5
TAG-12	CIERRE #1	166,71	8925,36	vertical con almacenamiento variable	6,02E-04	Radial Homogéneo	23,2
TAG-16	CIERRE #1	24	9770	Entrada limitada- penetración parcial	0,00711	Radial Homogéneo	169
TAG-14	No se logró ajustar un modelo				No se logró ajustar un modelo		
TAG-15	CIERRE #1	112	5399,15	Vertical con Daño	0,026	Radial Homogéneo	122
TAG-15	CIERRE #1	111,4	8636	Vertical con Daño	0,00226	Radial Homogéneo	110
TAG-15	CIERRE #1	13	9696,33	Vertical con Daño	0,000596	Radial Homogéneo	58
TAG-16	CIERRE #2	48	10042,7	vertical con almacenamiento variable	0,00169	Doble capa	281
TAG-16	CIERRE #2	23,7	9314,51	Vertical con Daño	0,00248	Radial Homogéneo	125
TAG-21	CIERRE #1	10	7726,46	vertical con almacenamiento variable	0,000036	Radial Homogéneo	53,7
TAG-21	CIERRE #1	72,4	9837	vertical con almacenamiento variable	0,00646	Radial Homogéneo	71,6
TAG-21	CIERRE #1	20	7584	vertical con almacenamiento variable	0,152	Radial Homogéneo	35.3
TAG-12	CIERRE #2	24	9941,1	Vertical con Daño	0,00226	Doble capa	281
TAG-12 SL	CIERRE #1	239	9614,65	Vertical con daño	0,00261	Doble capa	99,8
TAG-12 SL	CIERRE #1	168	10279,1	Vertical con daño	0,00135	Doble capa	117
TAG-17	CIERRE #1	39	5197,34	Vertical con almacenamiento variable	0,0152	Doble capa	178
TAG-17	No se logró ajustar un modelo				No se logró ajustar un modelo		
TAG-14	CIERRE #2	10,4	10158	Vertical con Daño	0,00272	Radial Homogéneo	196
TAG-14ST1	CIERRE #2	16,85	No se logró ajustar un modelo		No se logró ajustar un modelo		

Anexo 3: Resultados de las Interpretaciones de las Pruebas de presión (continuación)

Pozo	K*H (pie*mD)	Daño S1	Daño S2	Modelo Límite	Distancia			
					L1pies	L2 pies	L3 pies	L4 pies
TAG-14	3730			Una falla	175			
TAG-14	1470	16.8		Una Falla	125			
TAG-14	3680	-0,343	10,4	Fallas Paralelas	1240	1200		
TAG-18	314	3,09	6,31	Infinito				
TAG-18	3660	13,9	5,65	Fallas Paralelas	447	447		
TAG-12	720	15,7		Fallas Paralelas	1140	2870		
TAG-16		15.9		Una falla	764			
TAG-14	No se logró ajustar un modelo							
TAG-15	3660	23,8		Fallas Paralelas	1830	1830		
TAG-15	6830	37,3		Fallas Paralelas	1700	177		
TAG-15	3600	21,8		Infinito				
TAG-16	13200	4,63	9,69	Infinito				
TAG-16	7970	27,7		Fallas Paralelas	330	1120		
TAG-21	3222	4,09		Infinito				
TAG-21	2148	42.1		Fallas Paralelas	1650	1650		
TAG-21	1060	21.2		Infinito				
TAG-12	13200	4,63	9,69	Infinito				
TAG-12 SL	8782,4			Tipo U	1240	2980	1450	
TAG-12 SL	10800	30,8	1,95	Fallas Paralelas	2010	2010		
TAG-17	18800	45,8	1,42	Una Falla	1870			
TAG-17	No se logró ajustar un modelo							
TAG-14	18300	29.9		Fallas paralelas	319	285		
TAG-14ST1	No se logró ajustar un modelo							

TAG-12 (5-febrero-2005)

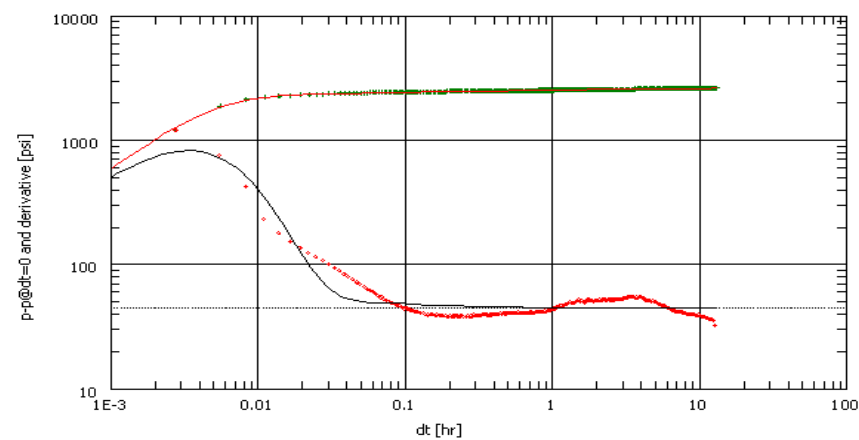
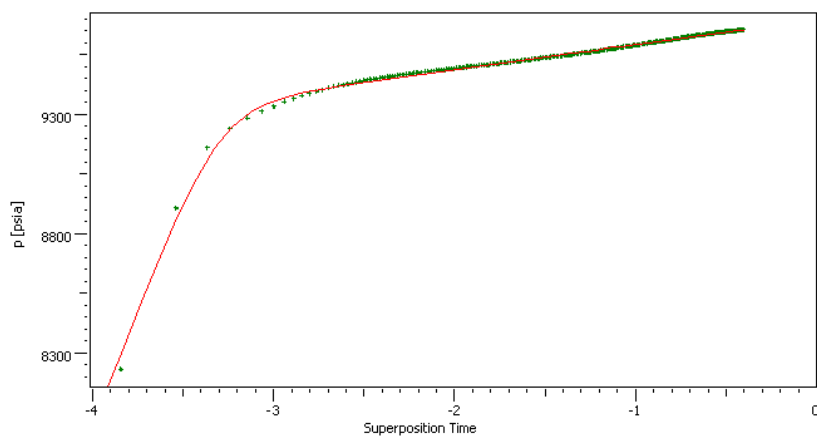
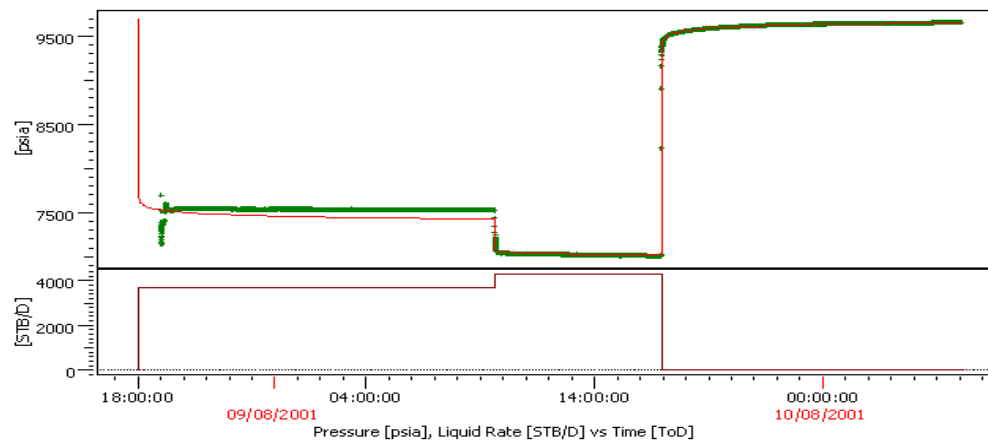
Pozo	TAG-12
Fecha	5-feb-05
Prueba	BU
Rw [pie]	0,3
Espesor [pie]	57
Porosidad [%]	0,12
Ct[psi-1]	1,62E-05
Viscosidad [cp]	0,35198
Bo [BY/BN]	1,6118



Anexo 4: Gráfica de Análisis de la Prueba BU TAG-14 (5.02.05). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-15 (27-Julio-2001)

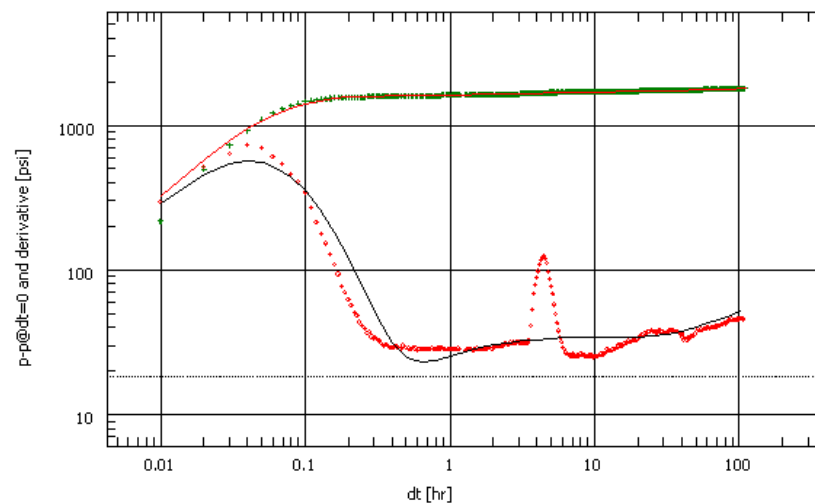
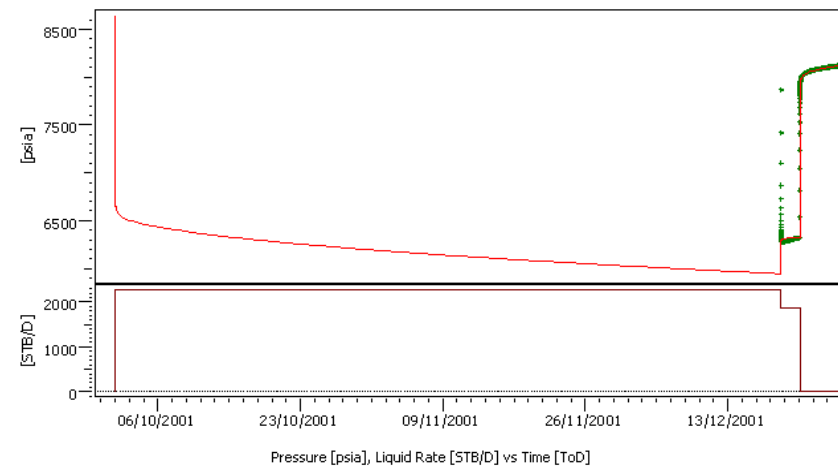
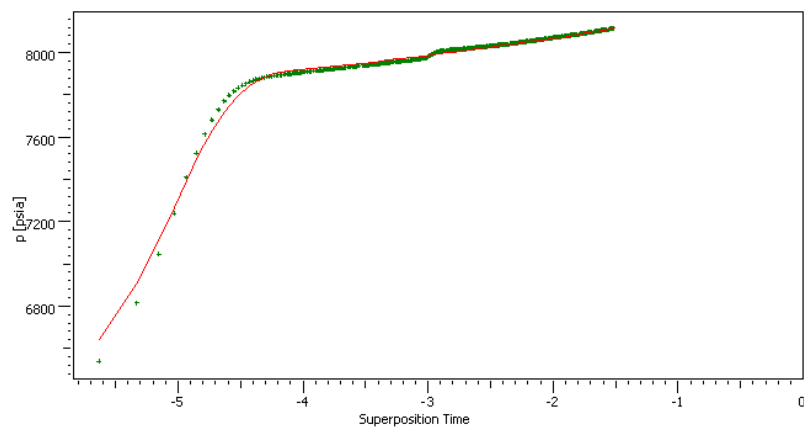
Pozo	TAG-15
Fecha	27-jul-01
Prueba	DST </td
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	62
Porosidad [%]	0,15
Ct[psi-1]	1,62E-05
Viscosidad [cp]	0,233
Bo [BY/BN]	2,2674



Anexo 5: Gráfica de Análisis de la Prueba BU TAG-15 (27.07.01). Gráfica Cartesiana (superior)
Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-15 (21-Diciembre-2001)

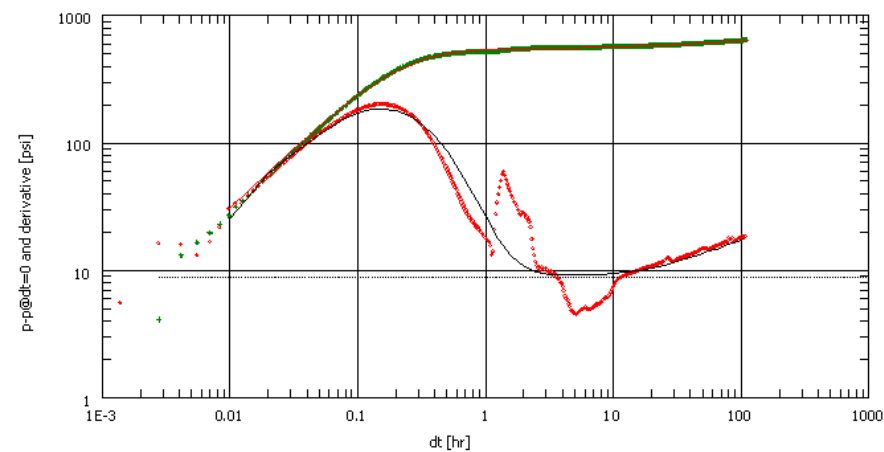
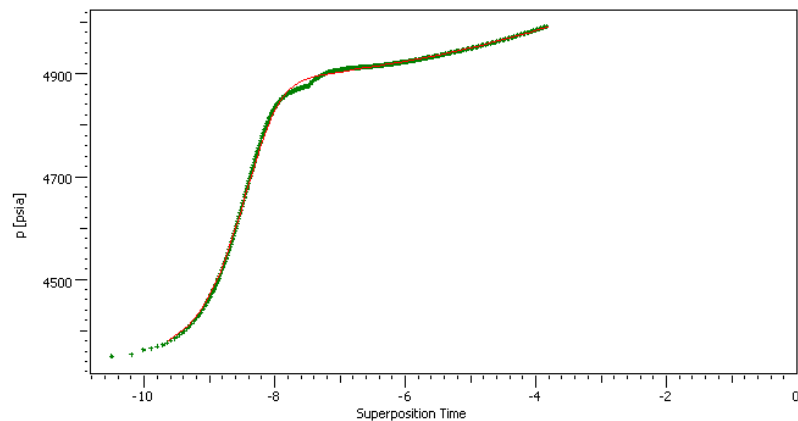
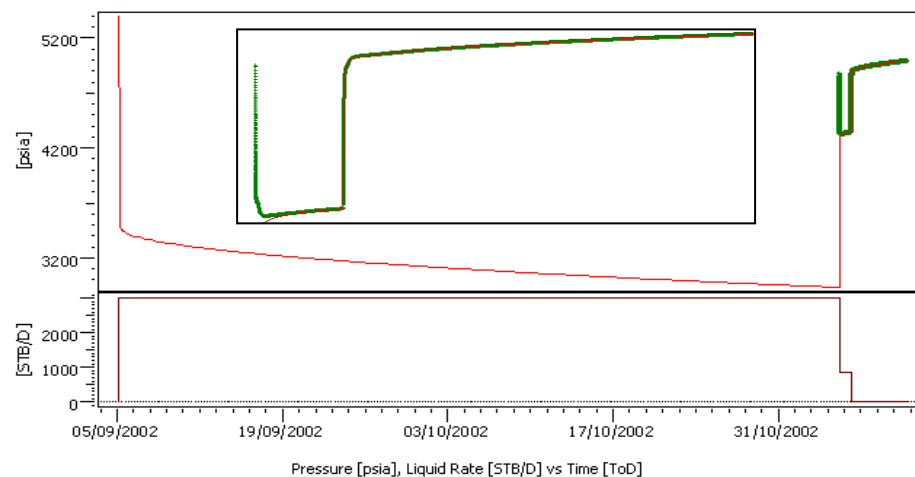
Pozo	TAG-15
Fecha	21-dic-01
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	62
Porosidad [%]	0,15
Ct[psi-1]	6,87E-05
Viscosidad [cp]	0,904
Bo [BY/BN]	1,05487



Anexo 6: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-15 (21.12.01). Gráfica Cartesiana (superior)
Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-15 (12-Noviembre-2002)

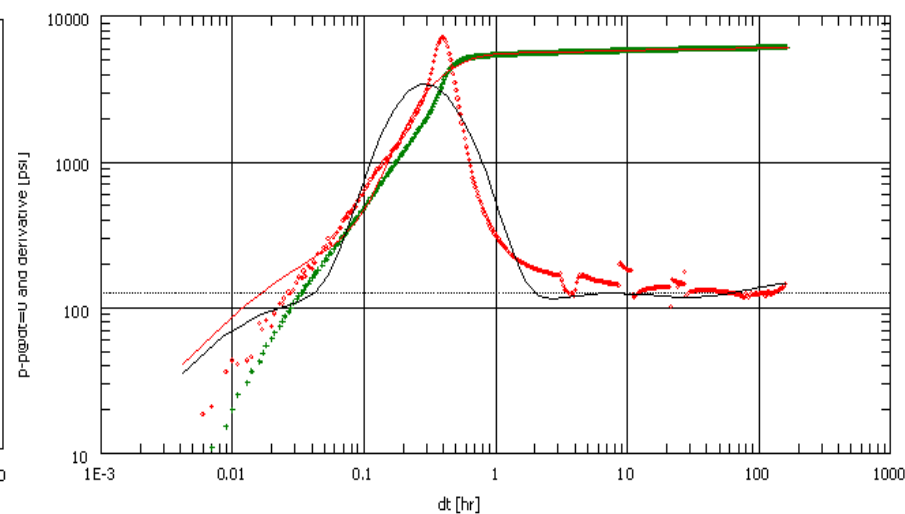
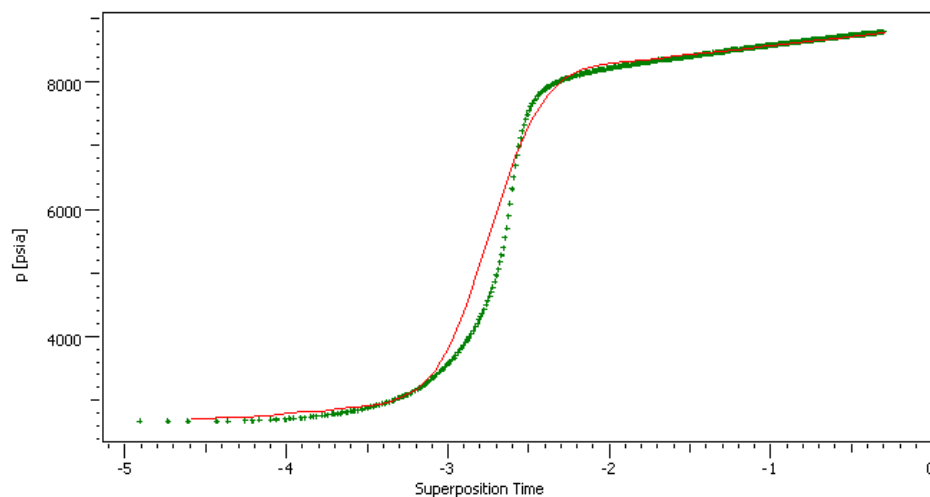
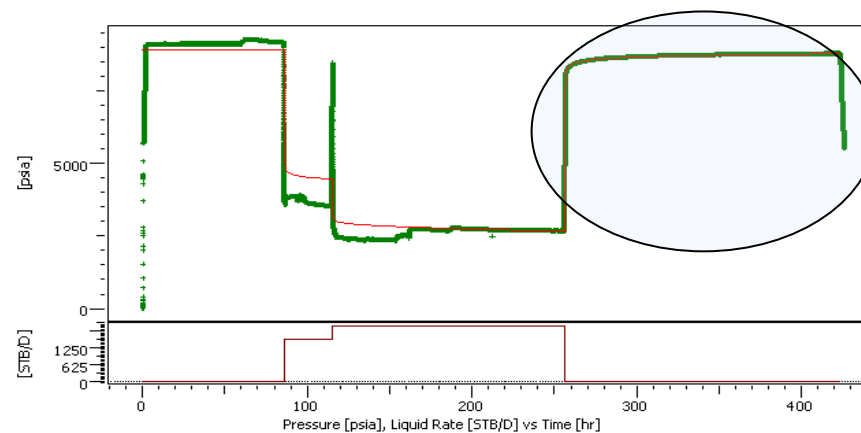
Pozo	TAG-15
Fecha	12-Nov-02
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	30
Porosidad [%]	0,15
Ct[psi-1]	1,62E-05
Viscosidad [cp]	0,23
Bo [BY/BN]	2,267



Anexo 7: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-15 (15.11.02). Gráfica Cartesiana (superior)
Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-12 SC (21-Septiembre-1998)

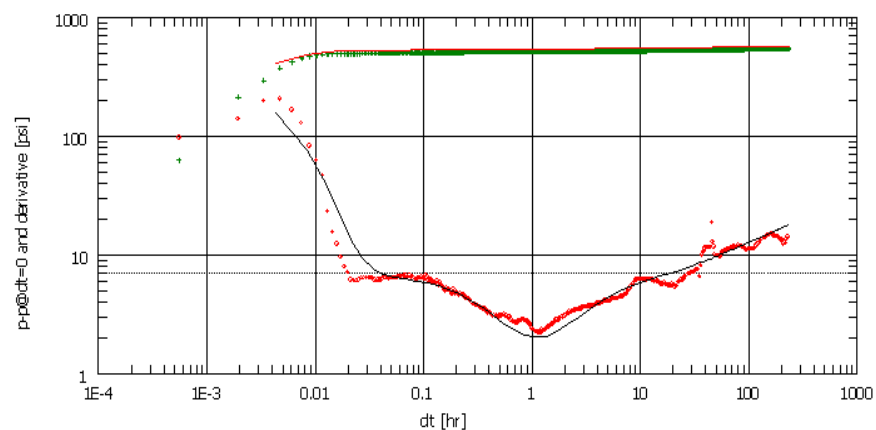
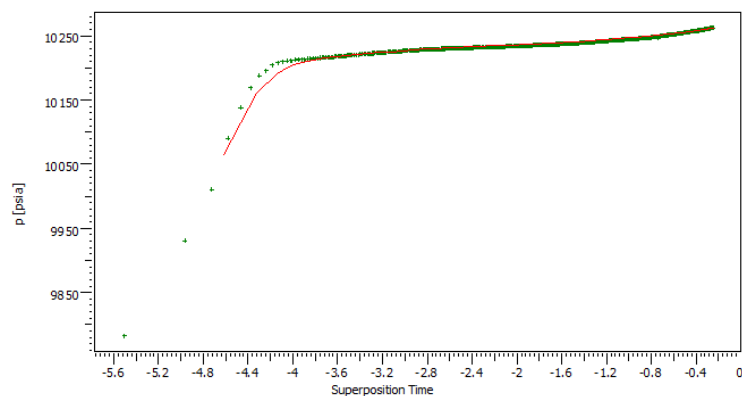
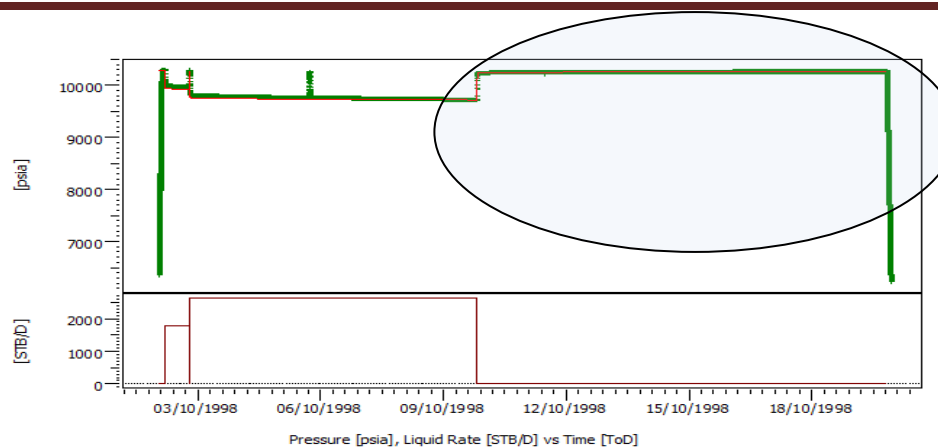
Pozo	TAG-12
Fecha	21-Sep-98
Prueba	BU
Rw [pie]	0,25
Espesor [pie]	31
Porosidad [%]	0,13
Ct[psi-1]	1,03E-05
Viscosidad [cp]	0,3804
Bo [BY/BN]	1,62



Anexo 8: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-12 (21.09.98). Gráfica Cartesiana (superior)
Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-12 SL (2-October-1998)

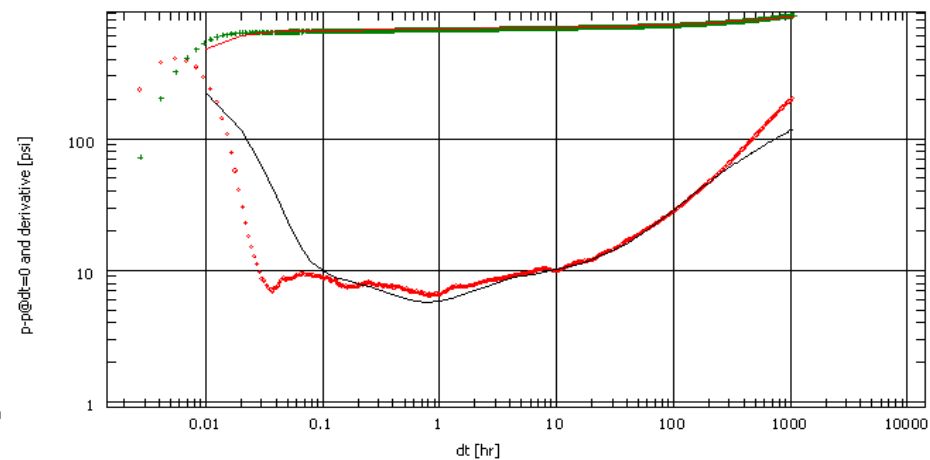
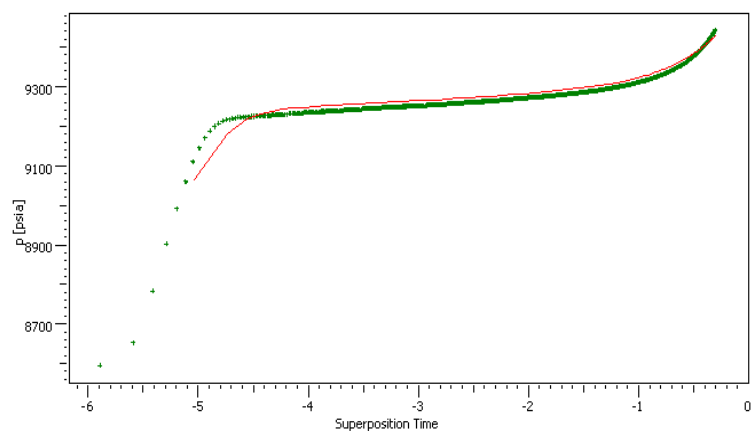
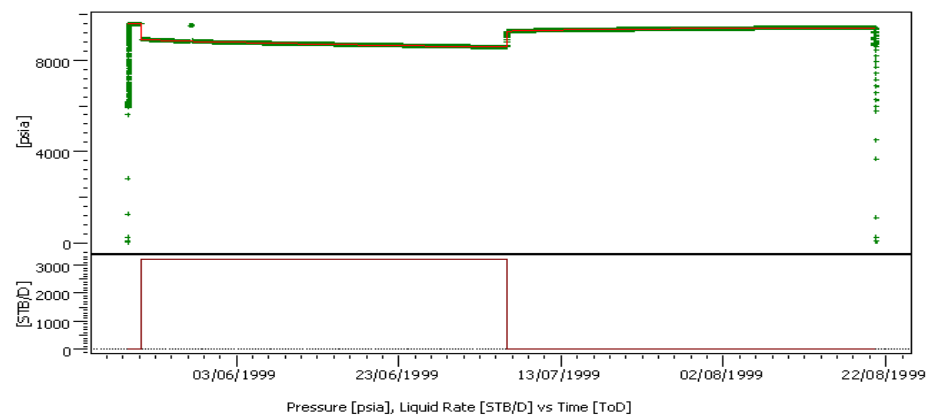
Pozo	TAG-12
Fecha	2-10-98
Prueba	DST
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	88
Porosidad [%]	0,14
Ct[psi-1]	1,03E-05
Viscosidad [cp]	0,22
Bo [BY/BN]	1,77



Anexo 9: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-12 (2.10.98). Grafica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-12 SL (2- Mayo -1999)

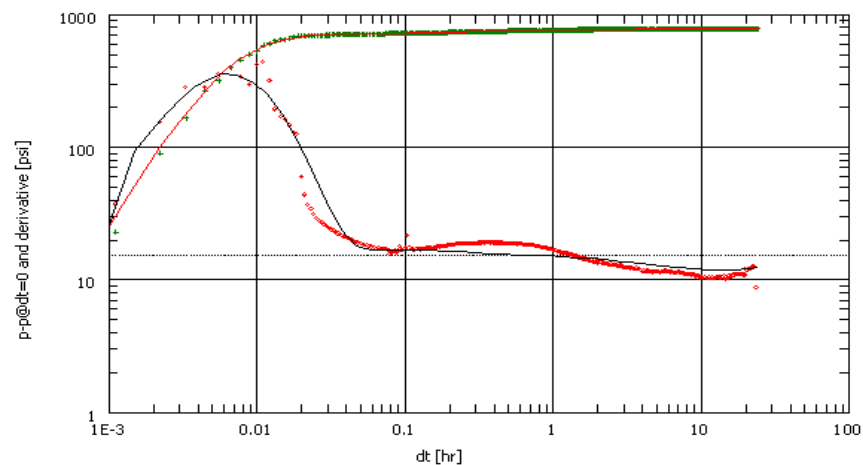
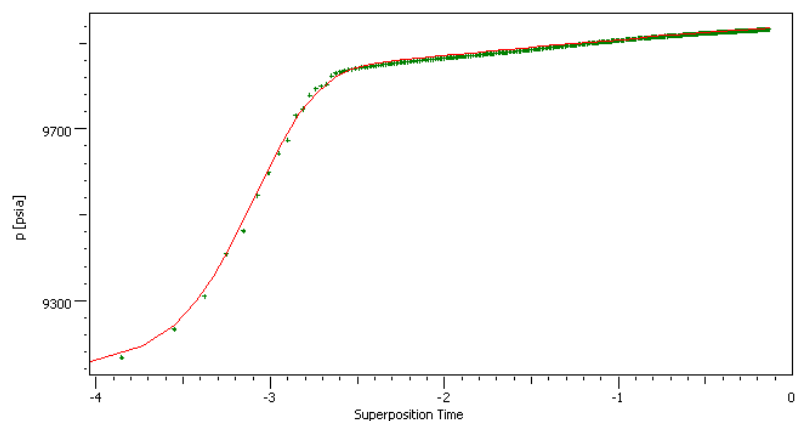
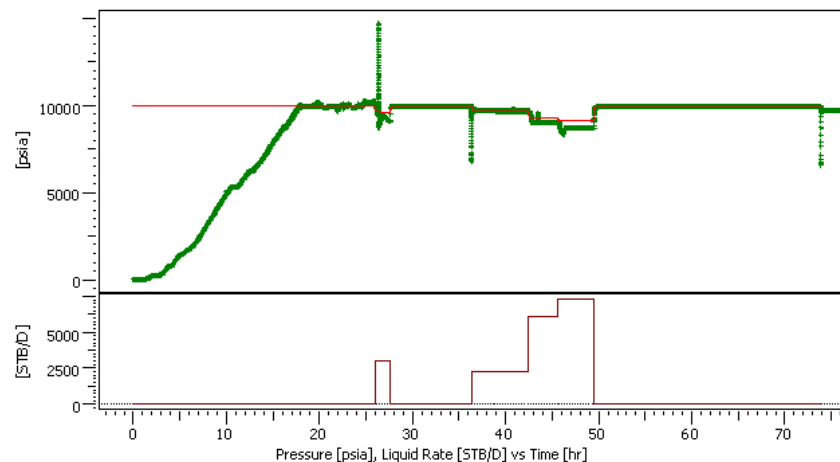
Pozo	TAG-12
Fecha	2-May-99
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	88
Porosidad [%]	0,14
Ct[psi-1]	1,3E-05
Viscosidad [cp]	0,22
Bo [BY/BN]	1,77



Anexo 10: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-12 (2.05.99). Grafica Cartesiana (superior)
Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-12 SL (6- abril -1998)

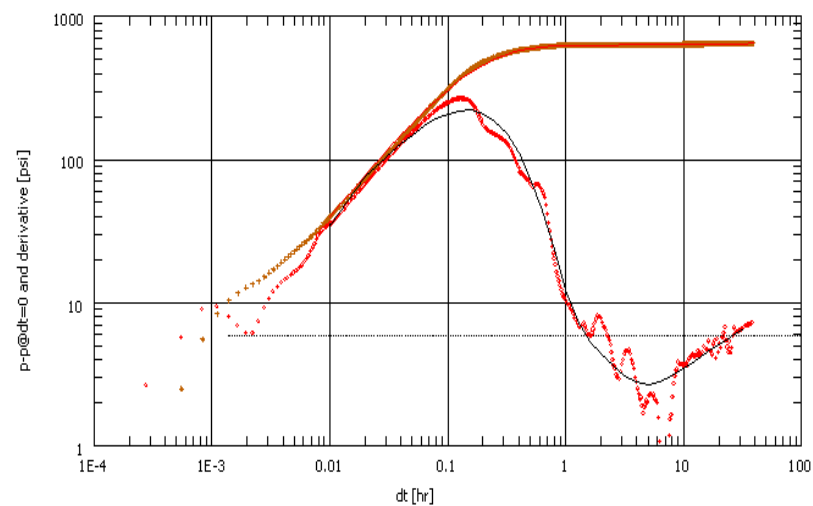
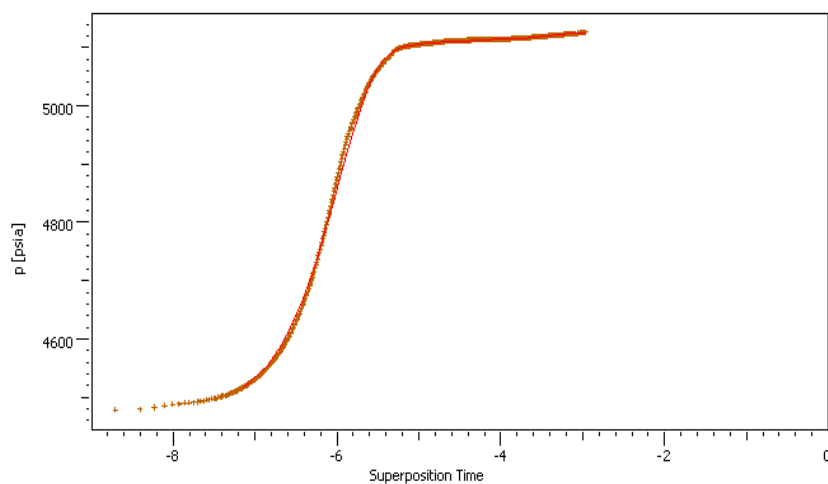
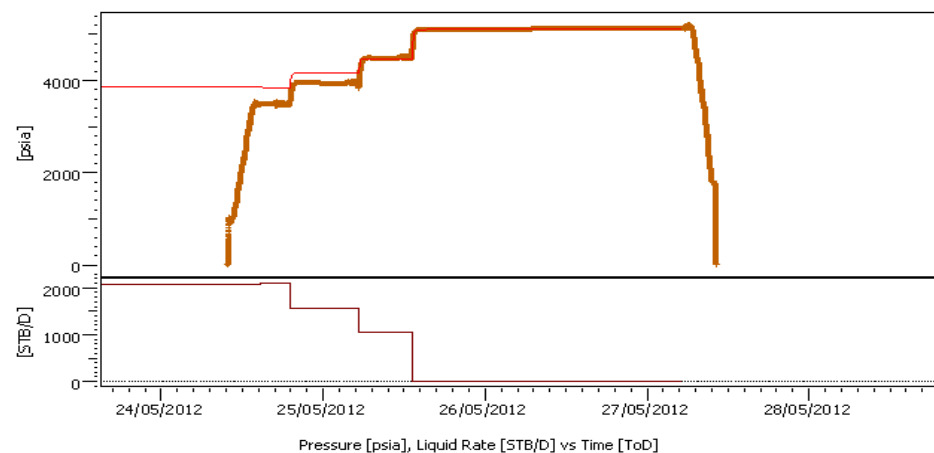
Pozo	TAG-14
Fecha	6-Abr-98
Prueba	DST
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	80
Porosidad [%]	0,12
Ct[psi-1]	3,00E-06
Viscosidad [cp]	0,3589
Bo [BY/BN]	1,6372



Anexo 11: Gráfica de Análisis de la Prueba DST del Pozo TAG-12 (6.04.98). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-12 SL (24- Octubre -06)

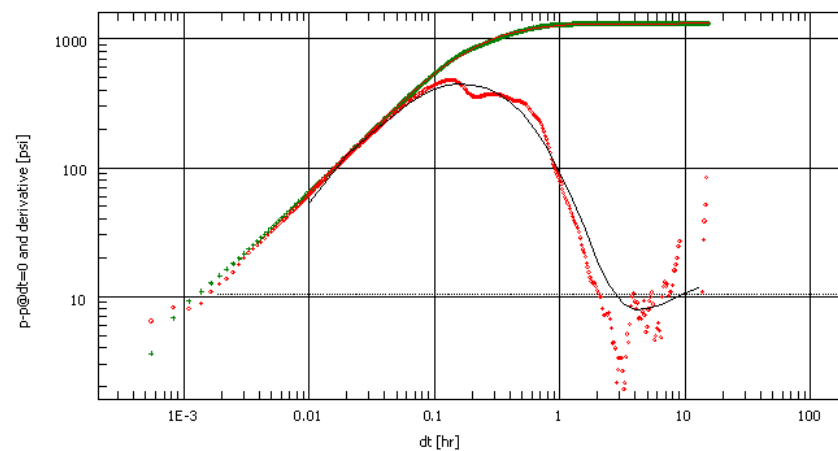
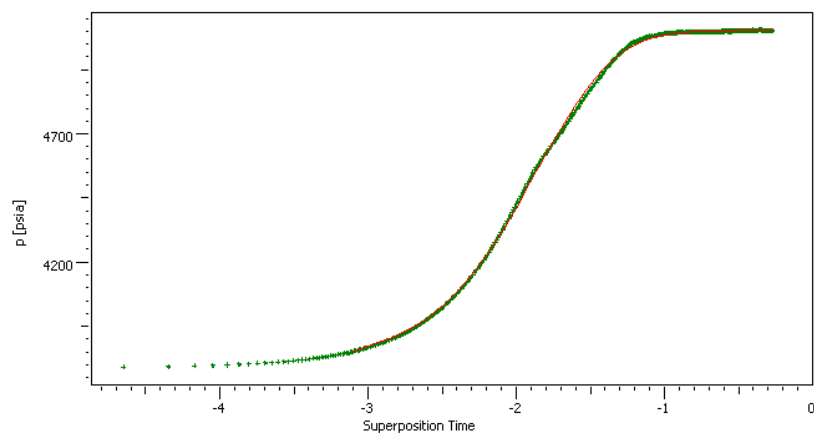
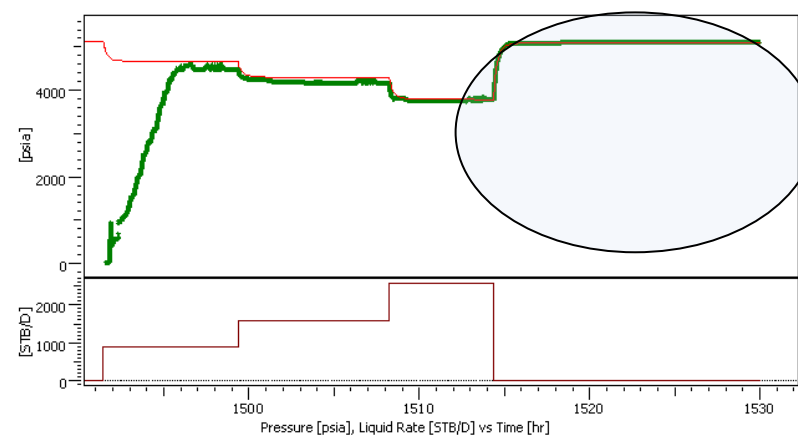
Pozo	TAG-14
Fecha	22-Abr-04
Prueba	BU
Rw [pie]	0,25
Espesor [pie]	230
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	1,25E-05
Viscosidad [cp]	0,513439
Bo [BY/BN]	1,30694



Anexo 12: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-12 (22.04.04). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-17 (15-septiembre-2008)

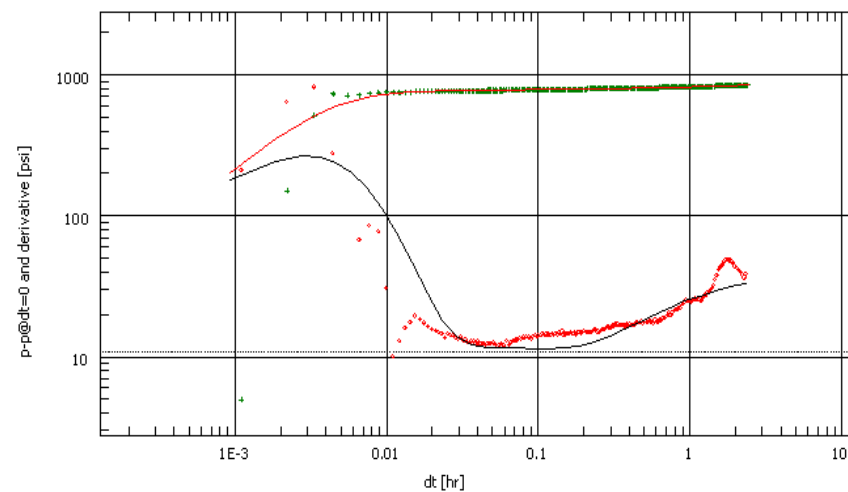
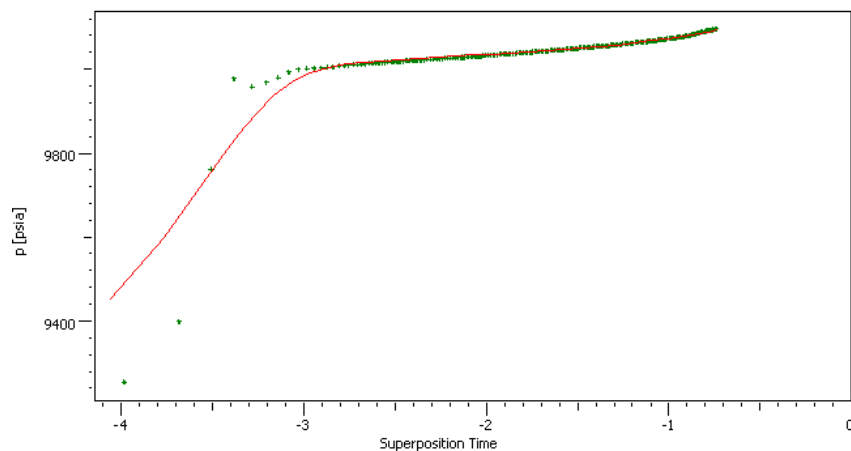
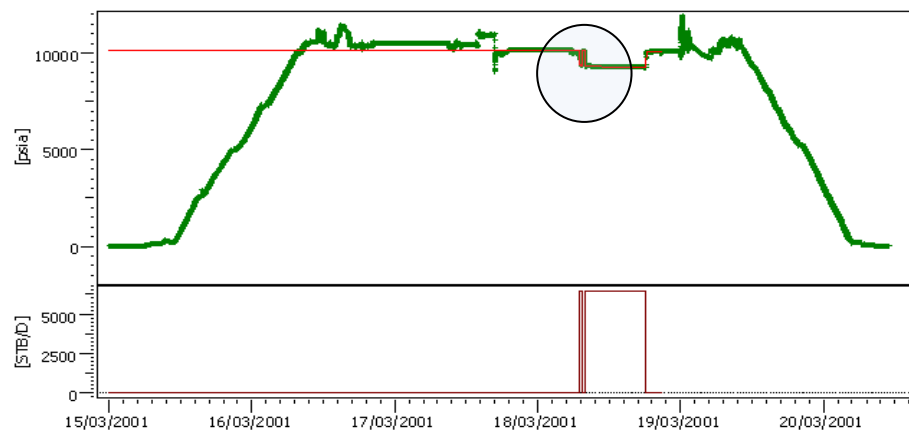
Pozo	TAG-17
Fecha	15-Sep-08
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	106
Porosidad [%]	0,11
Ct[psi-1]	1,36E-05
Viscosidad [cp]	0,262
Bo [BY/BN]	1,7



Anexo 13: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-17 (15.09.08). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-14 (15-Marzo-2001)

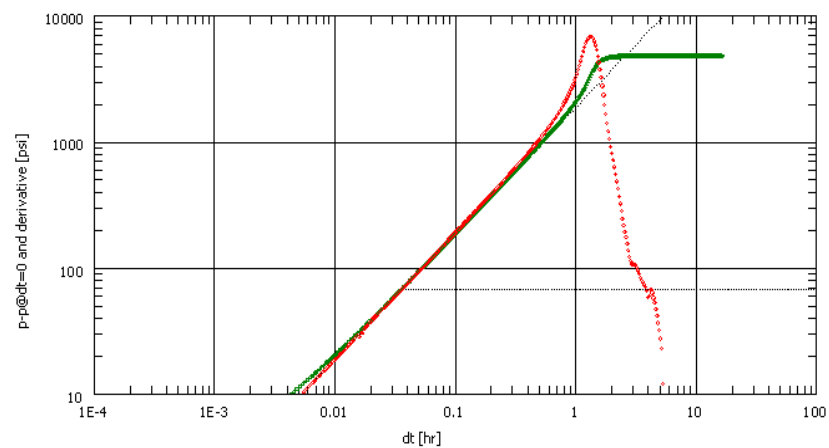
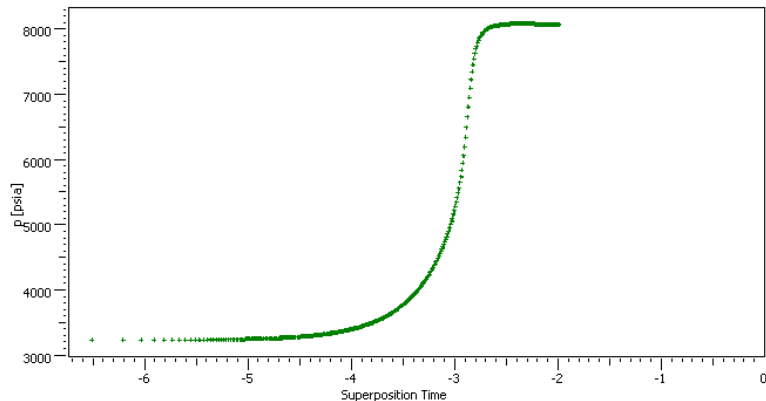
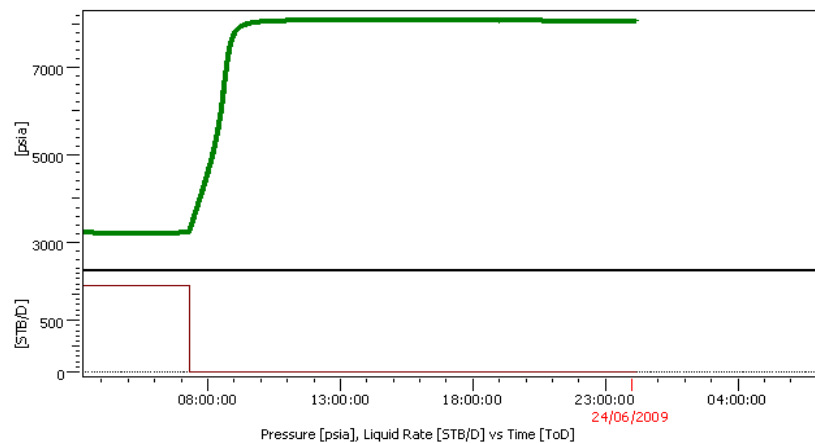
Pozo	TAG-14
Fecha	15-Mar-01
Prueba	DST
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	93
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	1,91E-05
Viscosidad [cp]	1,667
Bo [BY/BN]	2,604



Anexo 14: Gráfica de Análisis de la Prueba DST del Pozo TAG-14 (15.03.01). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-14ST1 (13-Septiembre-2006)

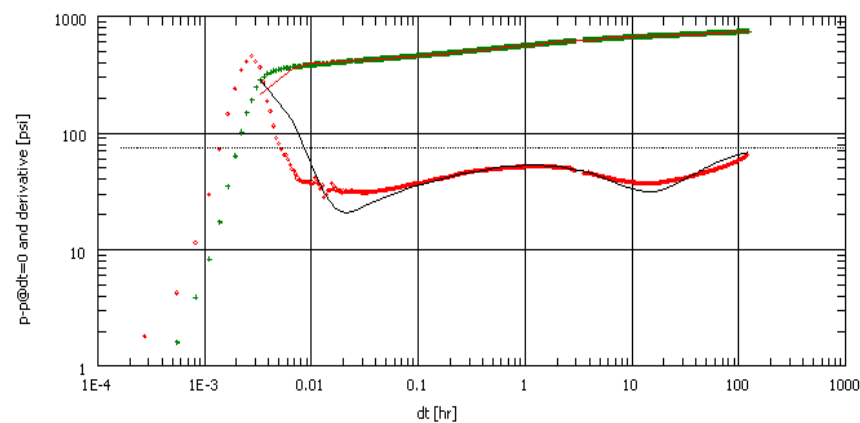
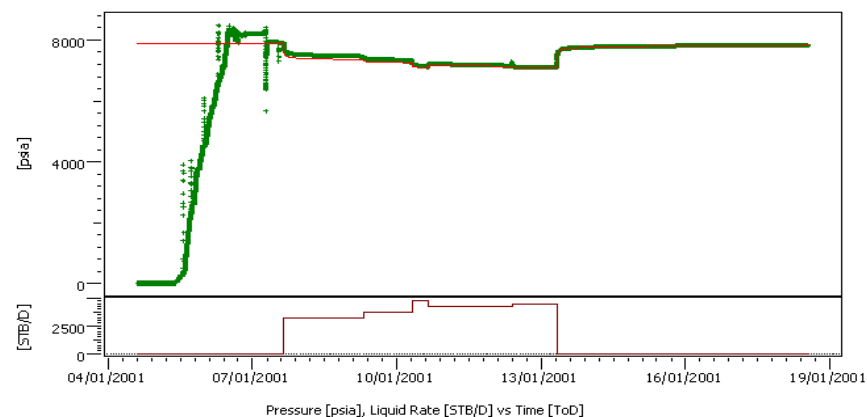
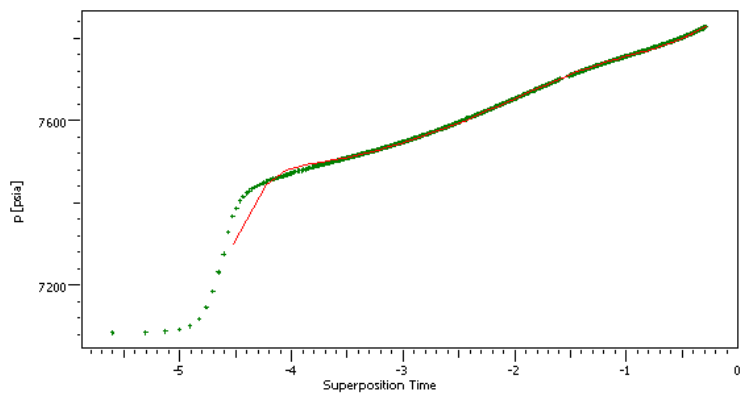
Pozo	TAG-14st
Fecha	13-Sep-06
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	125
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	1,91E-05
Viscosidad [cp]	0,1667
Bo [BY/BN]	2,60454



Anexo 15: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-14 (13.09.06). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-14 (8-Enero-2001)

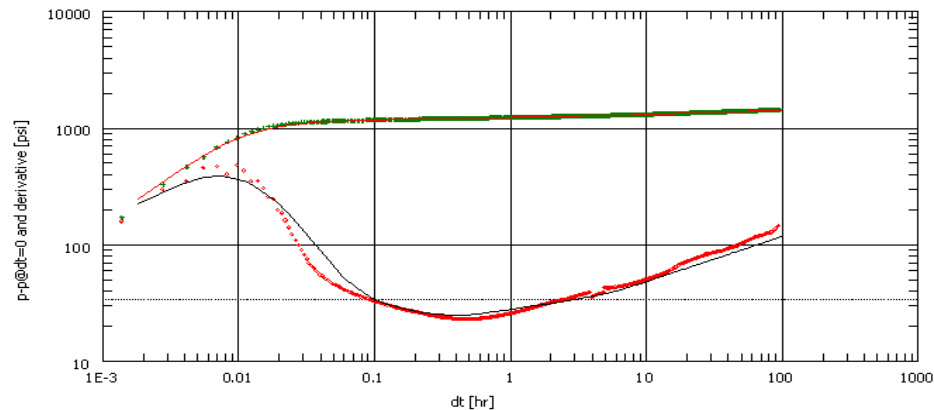
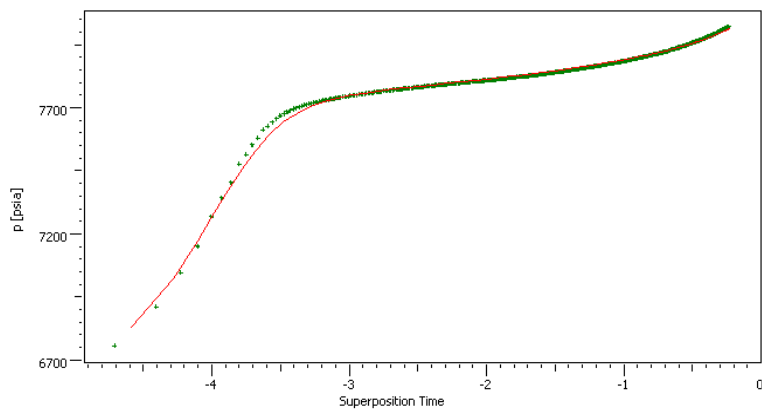
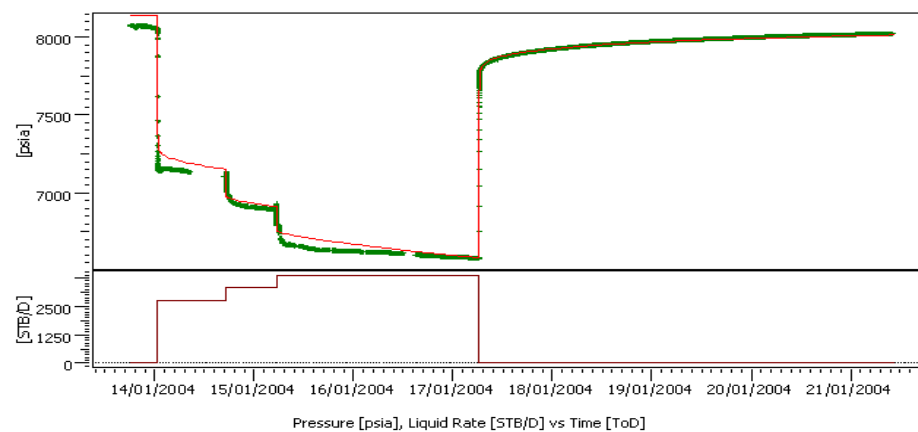
Pozo	TAG-14
Fecha	8- Ene-2001
Prueba	DST
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	95
Porosidad [%]	0,118
Ct[psi-1]	1,4E-05
Viscosidad [cp]	0,3054
Bo [BY/BN]	1,7909



Anexo 16: Gráfica de Análisis de la Prueba DST del Pozo TAG-14 (8.01.01). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-18 (18-Enero-2004)

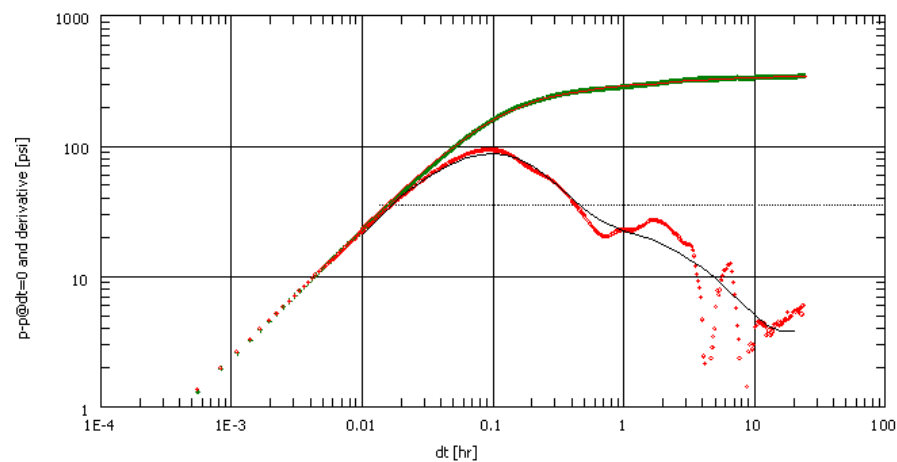
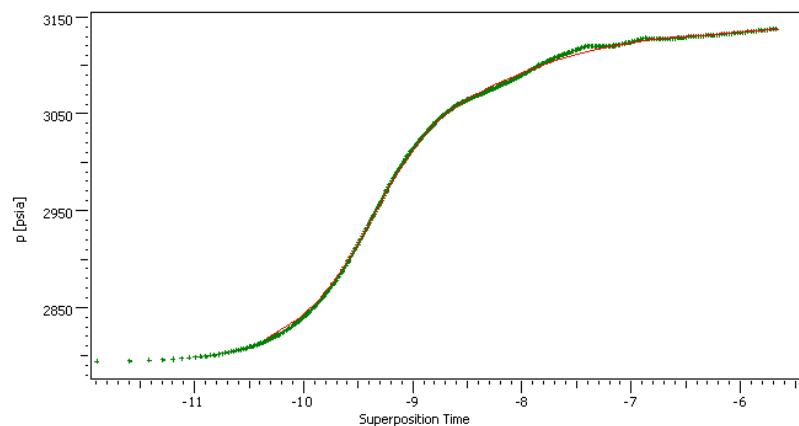
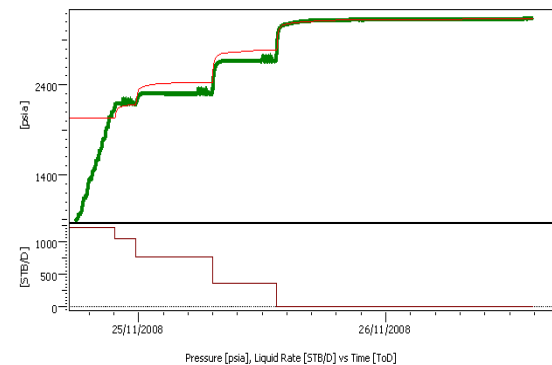
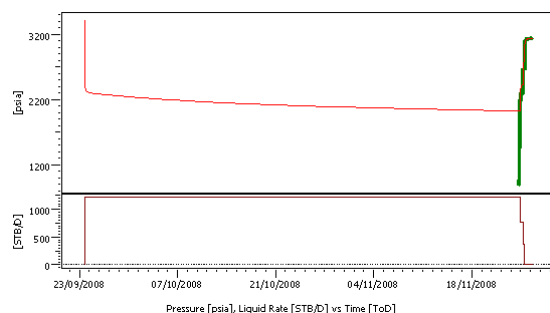
Pozo	TAG-18
Fecha	18-Ene-04
Prueba	BU
Rw [pie]	0,505
Espesor [pie]	77
Porosidad [%]	0,12
Ct[psi-1]	1,8E-05
Viscosidad [cp]	0,23
Bo [BY/BN]	1,96



Anexo 17: Gráfica de Análisis de la Prueba DST del Pozo TAG-18 (18.01.04). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG-18 (4-Septiembre-2006)

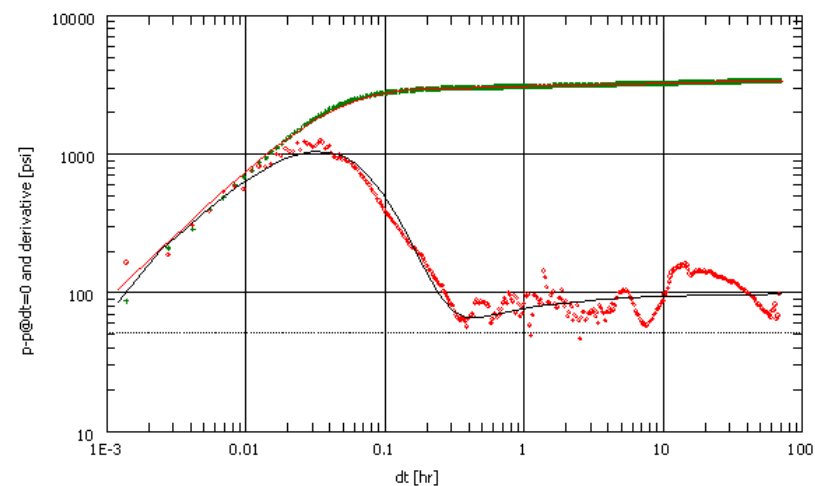
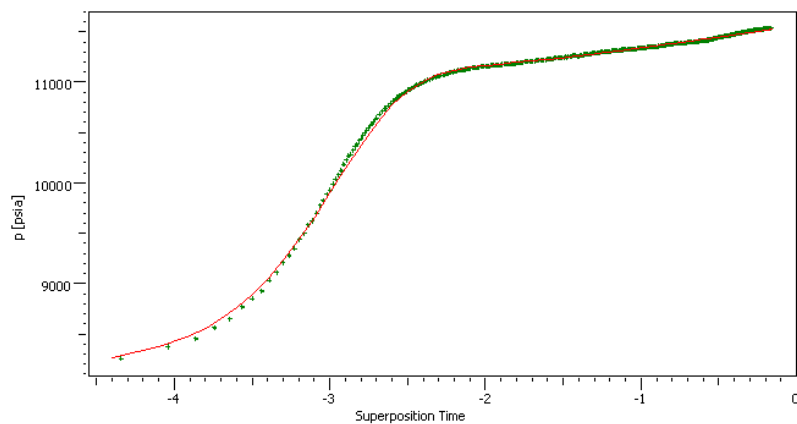
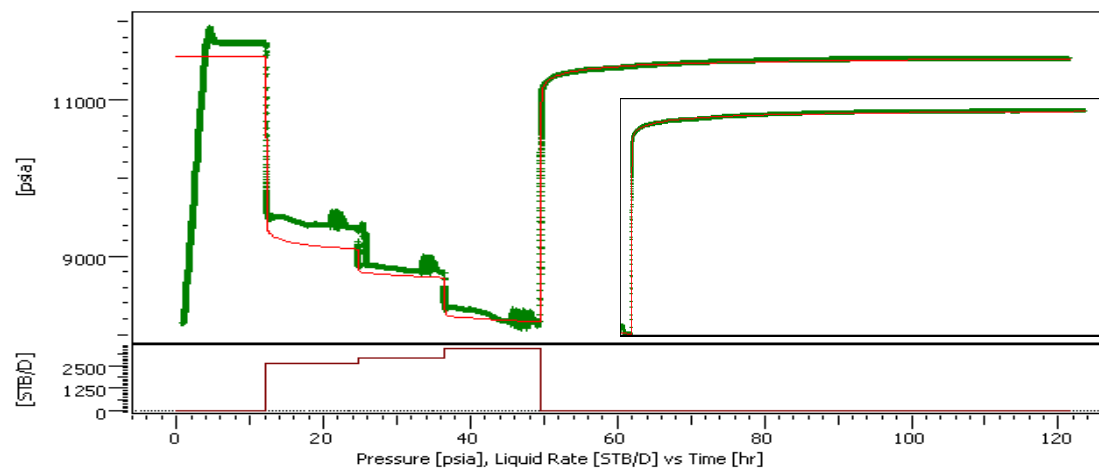
Pozo	TAG-18
Fecha	4-Sep-06
Prueba	BU
Rw [pie]	0,5
Espesor [pie]	77
Porosidad [%]	0,12
Ct[psi-1]	1,85E-05
Viscosidad [cp]	0,28967
Bo [BY/BN]	1,50254



Anexo 18: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-18 (4.09.06). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-14st1 (22-abril-2004)

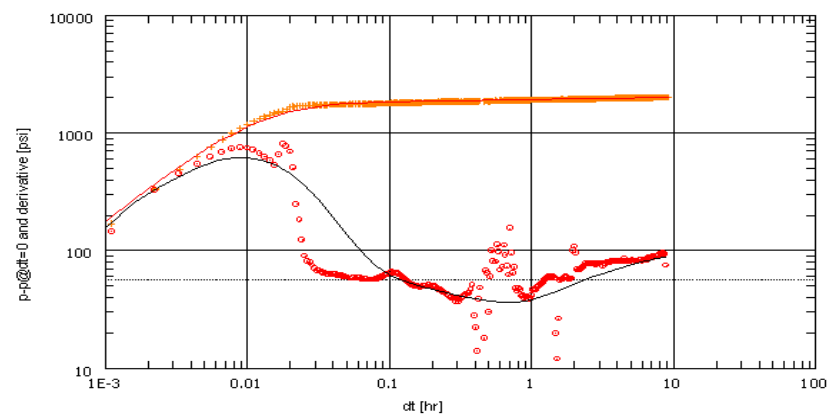
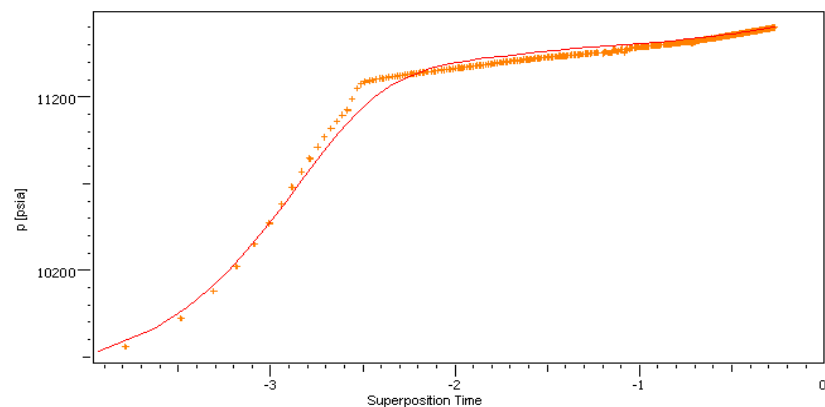
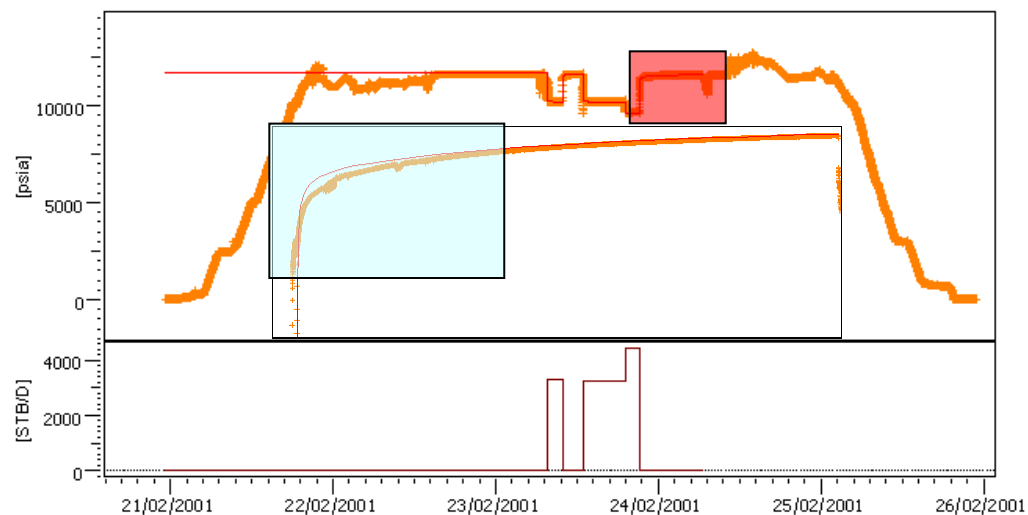
Pozo	TAG-14
Fecha	22-Abr-04
Prueba	BU
Rw [pie]	0,25
Espesor [pie]	129
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	1,31E-05
Viscosidad [cp]	0,513439
Bo [BY/BN]	1,30694



Anexo 19: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-14 (22.04.04). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-14 (23-Febrero-2001)

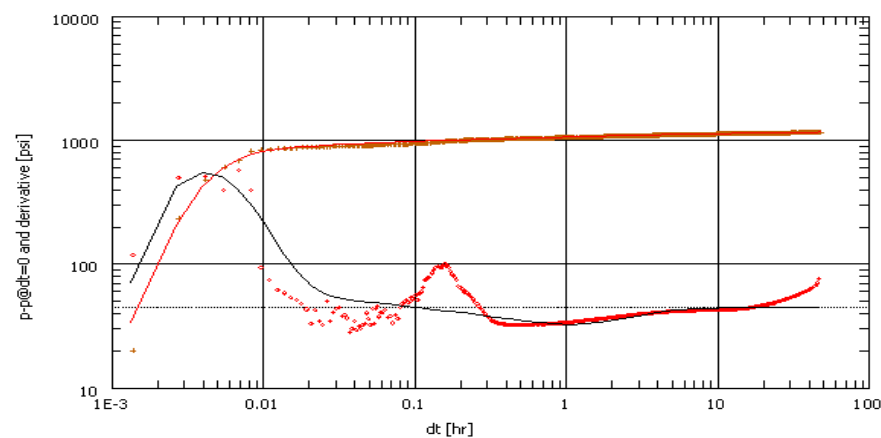
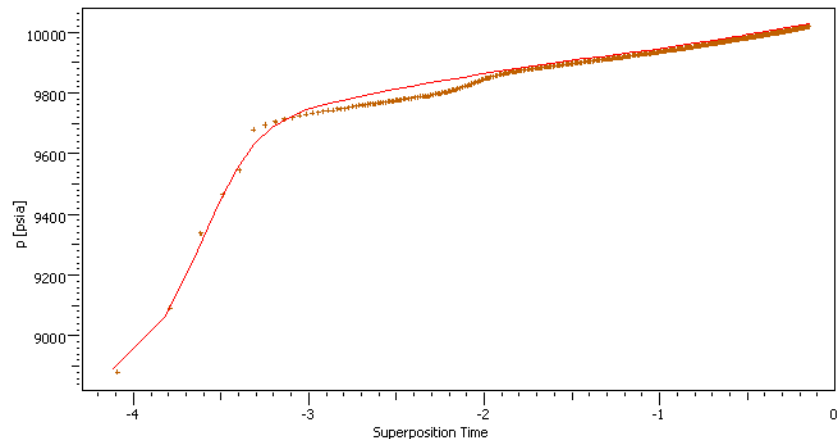
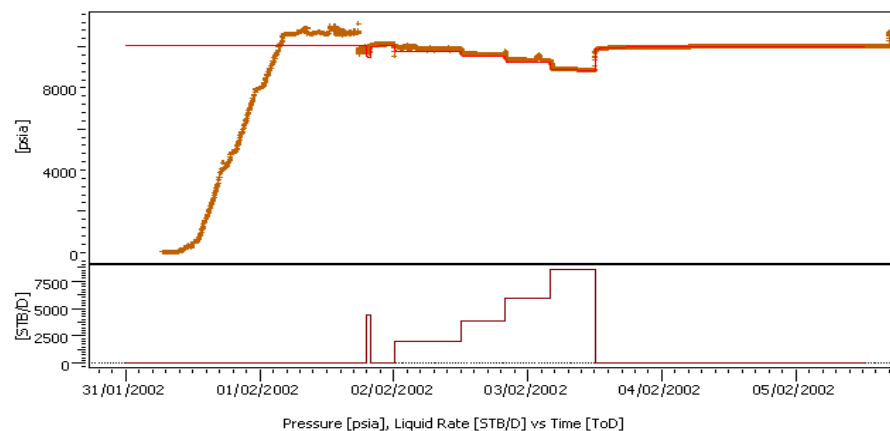
Pozo	TAG-14
Fecha	23-Feb-01
Prueba	DST
Rw [pie]	0,25
Espesor [pie]	230
Porosidad [%]	0,095
Ct[psi-1]	6.86E-06
Viscosidad [cp]	0,129
Bo [BY/BN]	3.3581



Anexo 20: Gráfica de Análisis de la Prueba DST del Pozo TAG-12 (23.02.01). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-16 (6-Febrero-2002)

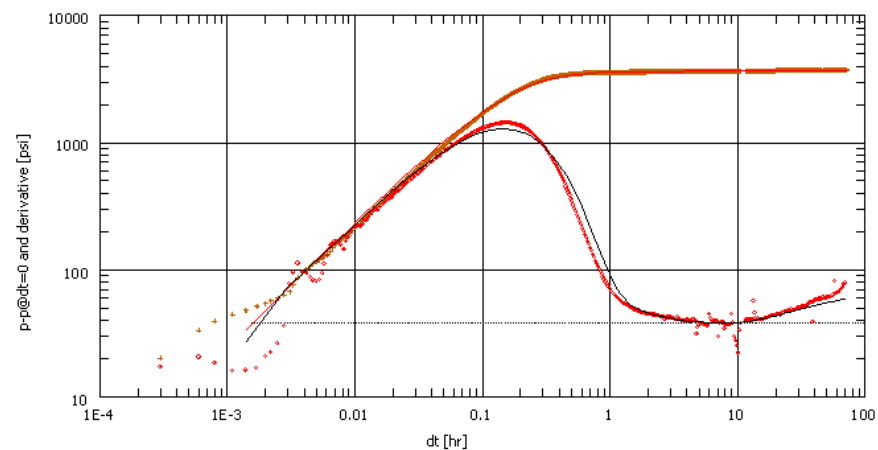
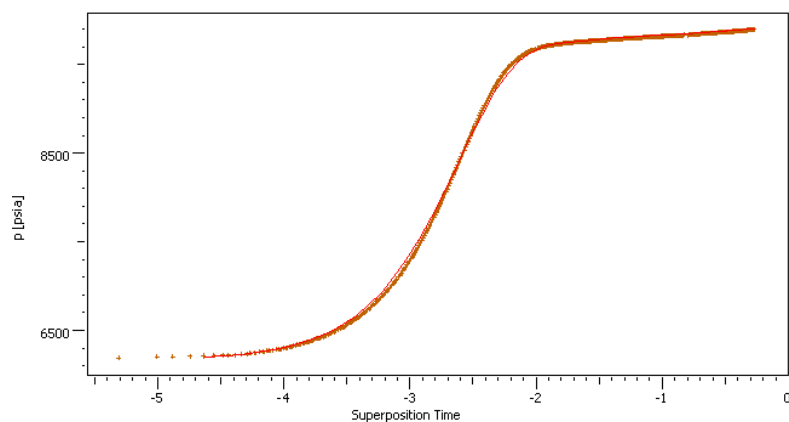
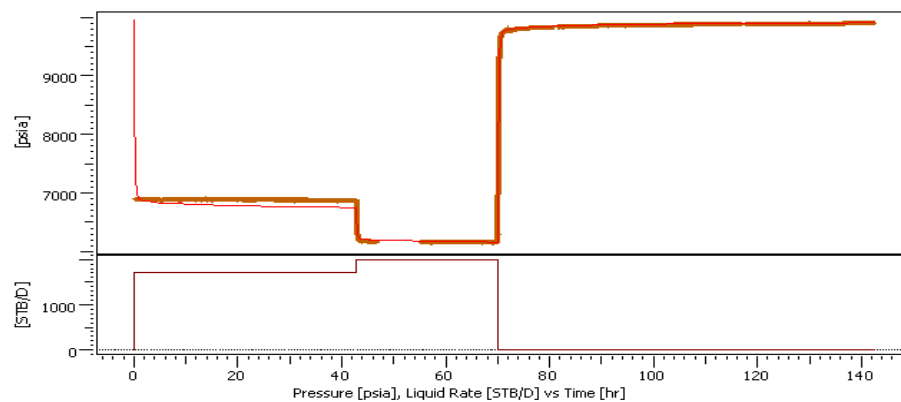
Pozo	TAG-16
Fecha	6-Feb-02
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	47
Porosidad [%]	0,13
Ct[psi-1]	1,08E-05
Viscosidad [cp]	0,49
Bo [BY/BN]	1,962



Anexo 21: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-16 (6.02.02). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-21 (3-Mayo-05)

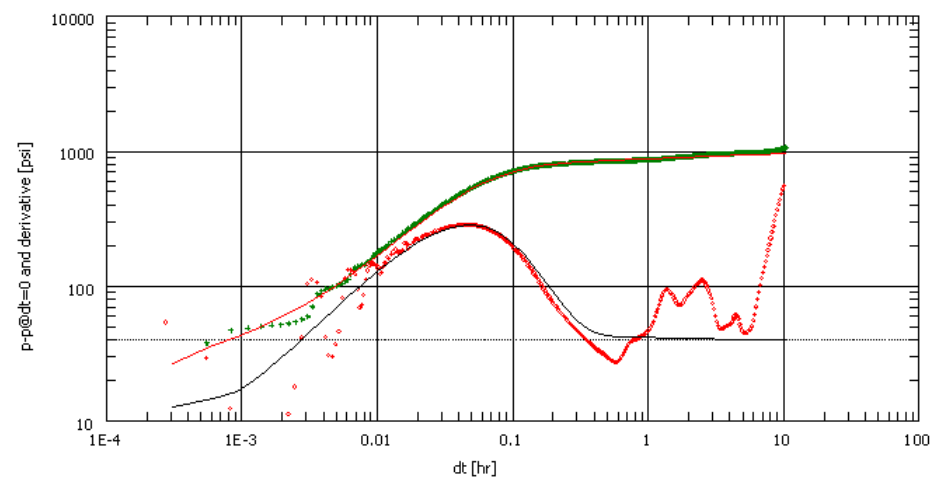
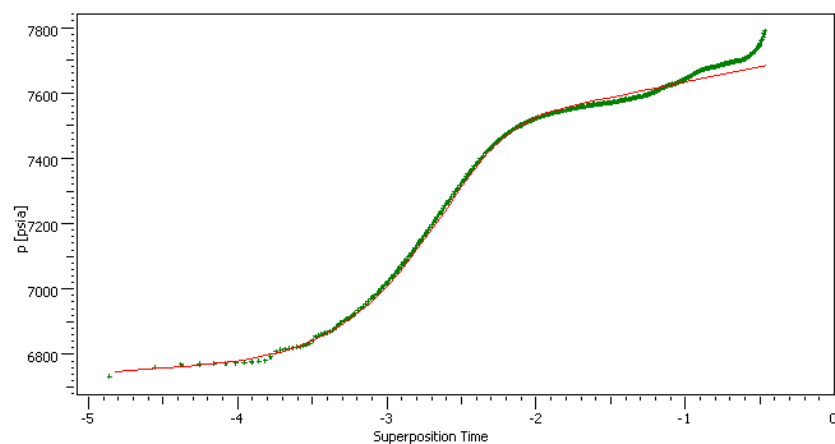
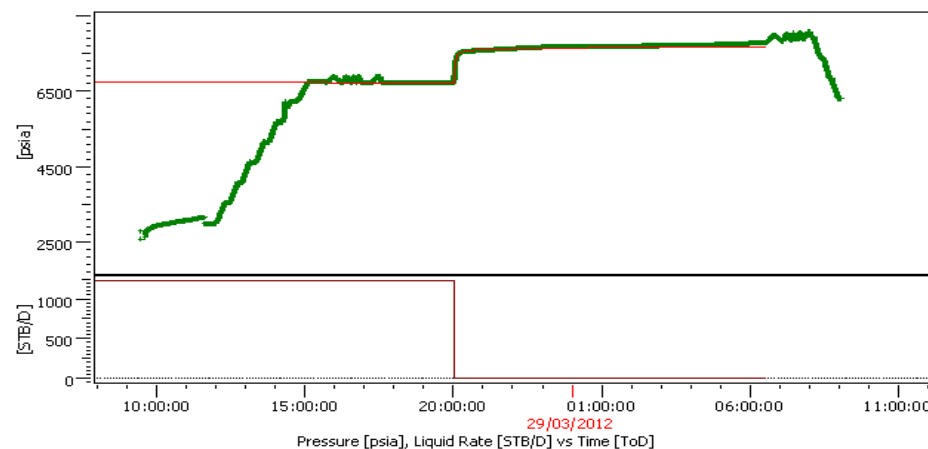
Pozo	TAG-21
Fecha	3-May-05
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	30
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	5,24E-05
Viscosidad [cp]	0,3
Bo [BY/BN]	1,873



Anexo 22: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-21 (3.05.05). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha).

TAG 21 (7-Abril-06)

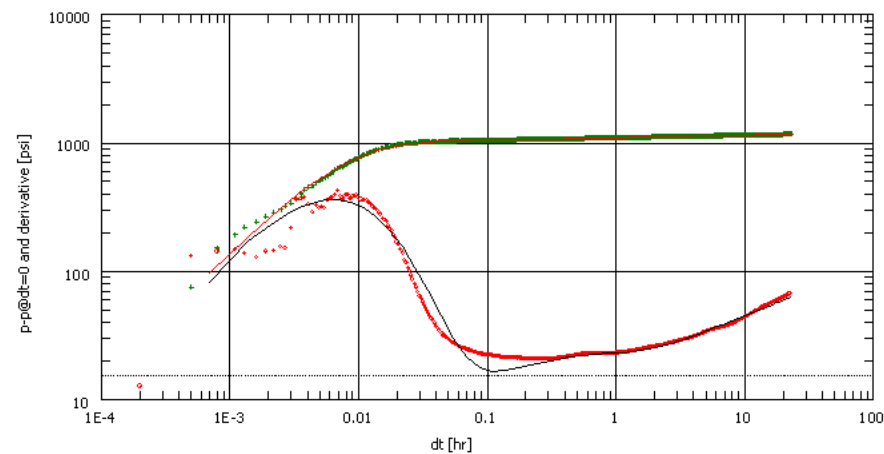
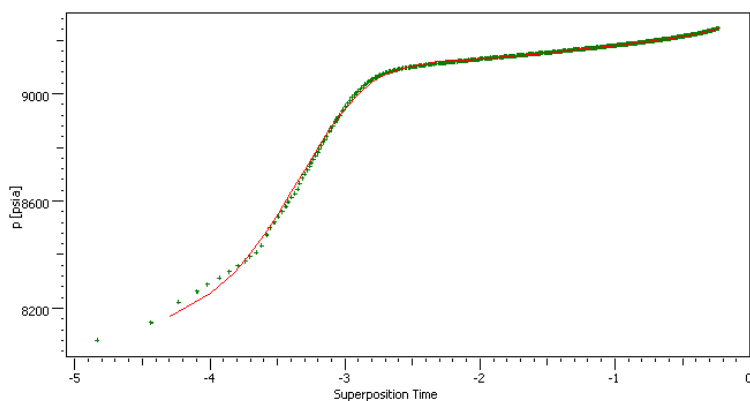
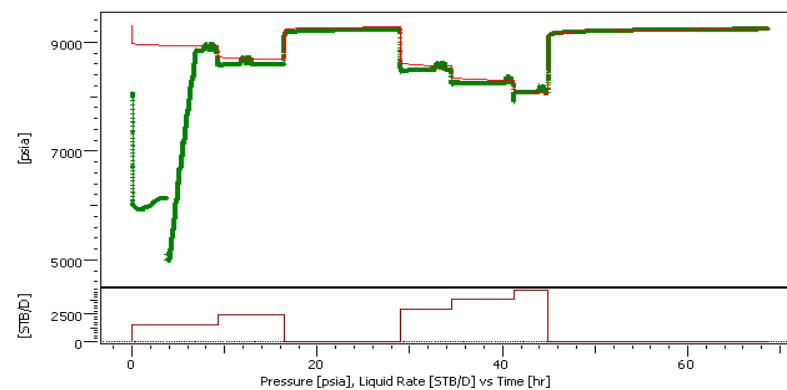
Pozo	TAG-21
Fecha	07-Abr-06
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	60
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	3E-05
Viscosidad [cp]	0,7
Bo [BY/BN]	2,1



Anexo 23: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-21 (7-Abr-06). Grafica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

TAG-16 (27-Febrero- 07)

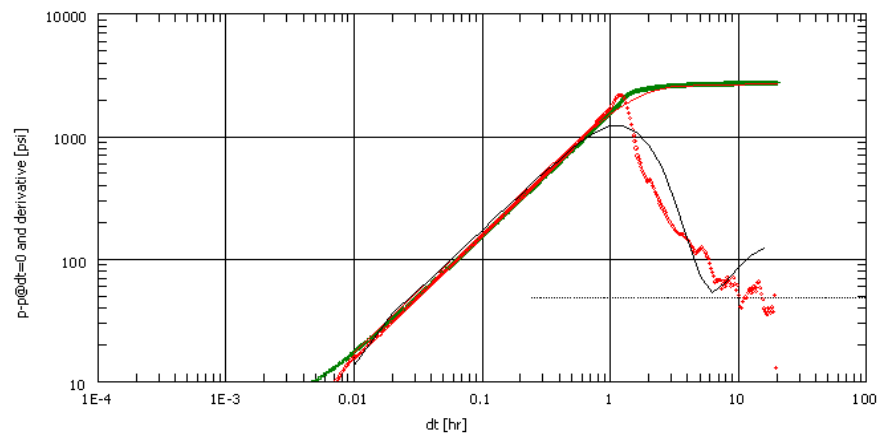
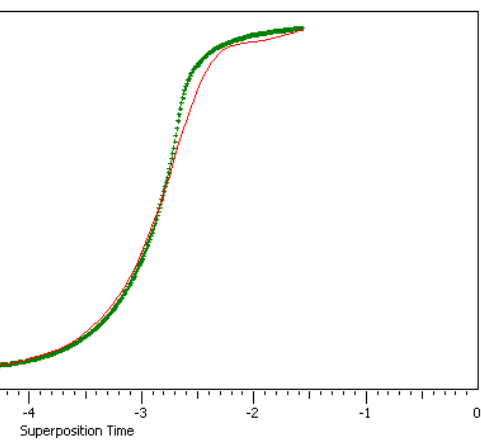
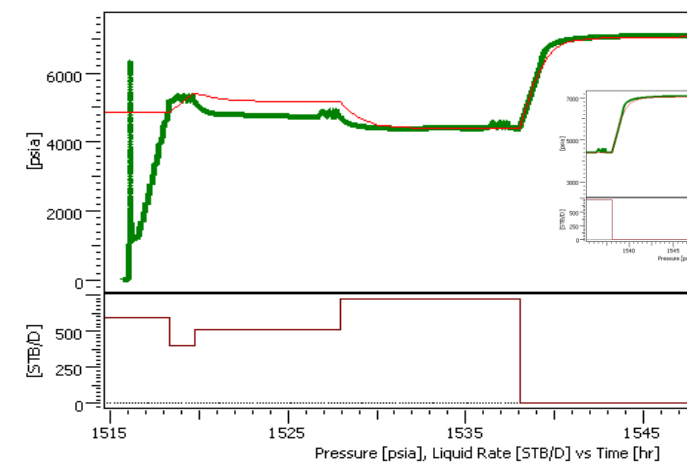
Pozo	TAG-16
Fecha	27-Feb-07
Prueba	BU
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	64
Porosidad [%]	0,15
Ct[psi-1]	3,00E-06
Viscosidad [cp]	0,195
Bo [BY/BN]	1,9



Anexo 24: Gráfica de Análisis de la Prueba BU Pozo TAG-16 (27-FEB-07). Grafica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log -Log (inferior derecha).

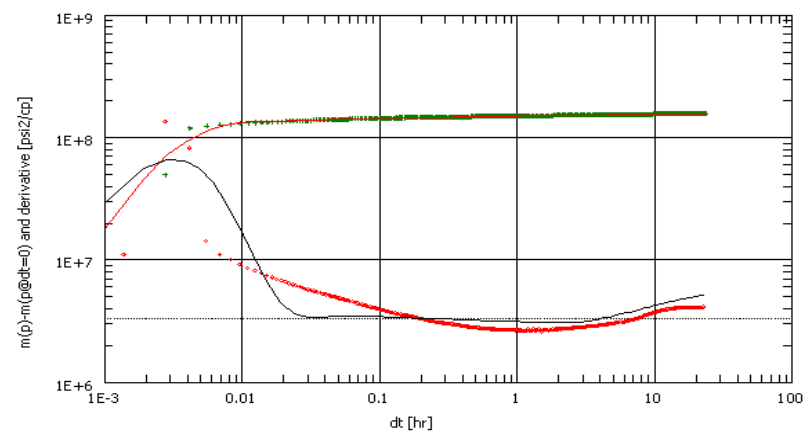
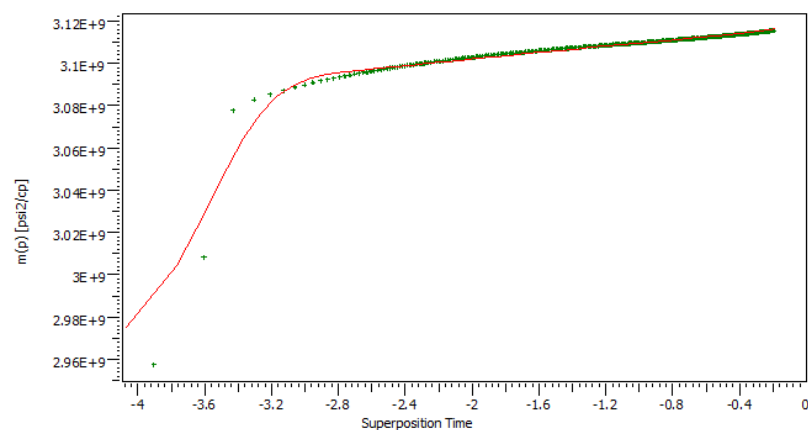
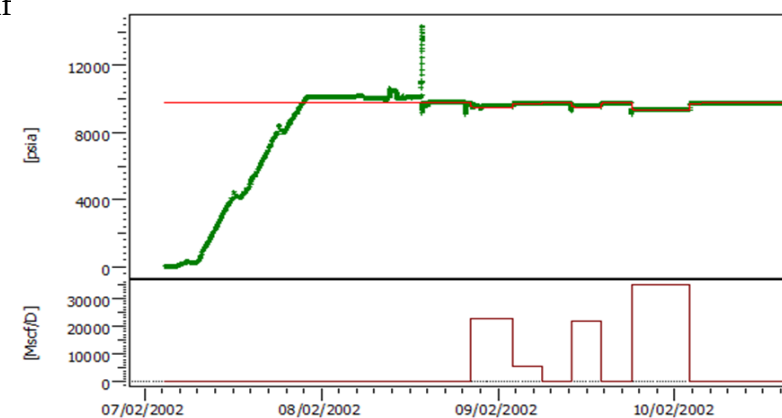
TAG-21 (16-enero 2008)

Pozo	TAG-21
Fecha	16-Ene-08
Prueba	BU
Rw [pie]	0,3
Espesor [pie]	30
Porosidad [%]	0,1
Ct[psi-1]	3,00E-06
Viscosidad [cp]	1
Bo [BY/BN]	1



Anexo 25: Gráfica de Análisis de la Prueba BU del Pozo TAG-21 (16.01.08). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log-Log (inferior derecha)
TAG-16 CA-F (12 Febrero 2002)

Pozo	TAG-16
Fecha	12-Feb-02
Prueba	DST
Rw [pie]	0,35
Espesor [pie]	34
Porosidad [%]	0,15
Ct[psi-1]	3,00E-06



Anexo 26: Gráfica de Análisis de la Prueba DST del Pozo TAG-16 (12.02.02). Gráfica Cartesiana (superior), Gráfica Semilog (inferior izquierda), Gráfica Log log (inferior derecha).

Anexo 27: Presiones llevadas al Datum Por Yacimiento

Yacimiento CA-F TAG-12

Pozo	Fecha	Gradiente yacimiento	EMR	Punto de Medición o P.M.P				Tope Perforaciones				Datum Yacimiento	Presión al Datum	Datum Campo	P@ Datum Campo	Tipo de Ensayo en el pozo	Información del Gradiente
				MD	TVD	PBNM	Presión	MD	TVD	PBNM	Presión						
		lpca/pies	Pies	Pies	Pies	Pies	lpca	Pies	Pies	Pies	lpca	pbnm	lpca	pbnm	lpca		
YACIMIENTO CA-F TAG-12																	
TAG-12E	21/09/1998	0,2	1078	13684,5	13608	12530,00	8925,00	13665	13589	12511	8921	12529	8925	13500	9119	BU	RFT
TAG-12E	12/04/1998	0,2	1078	13684,5	13608	12530,00	9699,00	13665	13589	12511	9695	12529	9699	13500	9893	DST	RFT
TAG-12E	29/01/1998	0,2	1078	13683,1	13607	12529,00	9913,90	13665	13589	12511	9910	12529	9914	13500	10108	RFT	RFT
TAG-12E	29/01/1998	0,2	1078	13685,1	13609	12531,00	9914,30	13665	13589	12511	9910	12529	9914	13500	10108	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,2	1097	13160,95	13149,67	12052,67	9413,85	13154	13143	12046	9412	12529	9509	13500	9703	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,2	1097	13162,12	13150,83	12053,83	9414,24	13154	13143	12046	9413	12529	9509	13500	9703	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,2	1067,1	12979,98	12892,86	11825,76	9540,60	12968	12881	11814	9538	12529	9681	13500	9875	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,2	1067,1	12983,98	12896,84	11829,74	9540,58	12968	12881	11814	9537	12529	9680	13500	9875	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,2	1067,1	13065,03	12977,68	11910,58	9630,37	12968	12881	11814	9611	12529	9754	13500	9948	RFT	RFT
TAG-18	13/12/2003	0,2	1090,7	13101,1	12899	11808,30	9481,80	13092	12891	11801	9480	12529	9626	13500	9820	RFT	RFT
TAG-18	13/12/2003	0,2	1090,7	13101,1	12899	11808,30	9462,20	13092	12891	11801	9461	12529	9606	13500	9801	RFT	RFT
TAG-18	13/12/2003	0,2	1090,7	13103,9	12901,7	11811,00	9486,10	13092	12891	11801	9484	12529	9630	13500	9824	RFT	RFT
TAG-18	13/12/2003	0,2	1090,7	13103,9	12901,7	11811,00	9483,40	13092	12891	11801	9481	12529	9627	13500	9821	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,2	1097	13160,95	13149,67	12052,67	9413,85	13154	13143	12046	9412	12529	9509	13500	9703	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,2	1097	13162,12	13150,83	12053,83	9414,24	13154	13143	12046	9413	12529	9509	13500	9703	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,2	1097	13169,96	13158,67	12061,67	9072,18	13154	13143	12046	9069	12529	9166	13500	9360	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,2	1097	13176,51	13165,22	12068,22	9420,16	13154	13143	12046	9416	12529	9512	13500	9707	RFT	RFT

EMR: Elevación de la Mesa Rotaria

MD: Profundidad Medida

TVD: Profundidad verdadera

PBNM: Profundidad Bajo el Nivel del Mar

Anexo 27: Presiones llevadas al Datum Por Yacimiento (continuación)

Yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-12

Pozo	Fecha	Gradiente yacimiento	EMR	Punto de Medición o P.M.P				Tope Perforaciones				Datum Yacimiento	Presión al Datum	Datum Campo	P@ Datum Campo	Tipo de Ensayo en el pozo	Información del Gradiente
				MD	TVD	PBNM	Presión	MD	TVD	PBNM	Presión						
		lpca/pies	Pies	Pies	Pies	Pies	lpca	Pies	Pies	Pies	lpca	pbnm	lpca	pbnm	lpca		
YACIMIENTO CA-K1/K2 TAG-12																	
TAG-12E	07/07/2001	0,275	1078	14484	14399	13321	8935,236	14359	14276	13198	8901	13421	8963	13500	8984	BHP-BHT	RFT
TAG-12E	06/05/2011	0,275	1078	14493	14400	13322	5976	14359	14276	13198	5942	13421	6003	13500	6025	BHP-BHT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,275	1067,1	13719,99	13630,73	12563,63	9646,41	13701	13612	12544	9641	13421	9882	13500	9904	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,275	1067,1	13723,98	13634,71	12567,61	9647,13	13701	13612	12544	9641	13421	9882	13500	9904	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,275	1067,1	13729,96	13640,67	12573,57	9648,6	13701	13612	12544	9641	13421	9882	13500	9903	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,275	1067,1	13940,46	13850,6	12783,5	8322,63	13701	13612	12544	8257	13421	8498	13500	8520	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,275	1067,1	13941,93	13852,07	12784,97	8321,42	13701	13612	12544	8255	13421	8496	13500	8518	RFT	RFT
TAG-14	17/11/2000	0,275	1067,1	13942,96	13853,09	12785,99	8321,47	13701	13612	12544	8255	13421	8496	13500	8518	RFT	RFT
TAG-17	27/06/2007	0,275	1097	13977,5	13965	12868	5159,88	13847	13835	12738	5124	13421	5312	13500	5334	BHP-BHT	RFT
TAG-17	17/12/2002	0,275	1097	13977,5	13965	12868	7412,97	13847	13835	12738	7377	13421	7565	13500	7587	BHP-BHT	RFT
TAG-17	24/10/2006	0,275	1097	13995	13982	12885	5198	13847	13835	12738	5158	13421	5345	13500	5367	BU	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,275	1097	13859,98	13847,78	12750,78	9126,93	13847	13835	12738	9123	13421	9311	13500	9333	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,275	1097	13862,99	13850,78	12753,78	9127,88	13847	13835	12738	9123	13421	9311	13500	9333	RFT	RFT
TAG-17	16/02/2002	0,275	1097	13865,95	13853,73	12756,73	9128,49	13847	13835	12738	9123	13421	9311	13500	9333	RFT	RFT
TAG-12E	21/09/1998	0,275	1078	14484	14399	13321	10279	14359	14276	13198	10245	13421	10307	13500	10328	BU	RFT
TAG-12E	02/05/1999	0,275	1078	14484	14399	13321	9614	14359	14276	13198	9580	13421	9642	13500	9663	BU	RFT
TAG-12E	06/04/1998	0,275	1078	14484	14399	13321	9941	14359	14276	13198	9907	13421	9969	13500	9990	BU	RFT
TAG-17	15/09/2008	0,275	1097	13865,95	13853,73	12756,73	5123	13847	13835	12738	5118	13421	5306	13500	5327	BU	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14363,02	14280	13202	10360,74	14359	14276	13198	10360	13421	10421	13500	10443	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14364,04	14281	13203	10359,16	14359	14276	13198	10358	13421	10419	13500	10441	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14372,07	14289	13211	10358,69	14359	14276	13198	10355	13421	10416	13500	10438	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14380,09	14297	13219	10361,16	14359	14276	13198	10355	13421	10417	13500	10438	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14422,06	14338	13260	10401,12	14359	14276	13198	10384	13421	10445	13500	10467	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14436,12	14352	13274	10377,48	14359	14276	13198	10357	13421	10418	13500	10440	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14447,05	14363	13285	10379,9	14359	14276	13198	10356	13421	10417	13500	10439	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14464,06	14379	13301	10384,86	14359	14276	13198	10356	13421	10418	13500	10440	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14471,03	14386	13308	10388,16	14359	14276	13198	10358	13421	10419	13500	10441	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14578,06	14491	13413	10415,22	14565	14478	13400	10412	13421	10417	13500	10439	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14586,99	14500	13422	10417,75	14565	14478	13400	10412	13421	10418	13500	10439	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14594,01	14507	13429	10419,56	14565	14478	13400	10412	13421	10417	13500	10439	RFT	RFT
TAG-12E	13/02/1998	0,275	1078	14604,07	14516	13438	10422,24	14565	14478	13400	10412	13421	10417	13500	10439	RFT	RFT

Anexo 27: Presiones llevadas al Datum Por Yacimiento (continuación)

Yacimiento CA-D TAG-14

Pozo	Fecha	Gradiente yacimiento	EMR	Punto de Medición o P.M.P				Tope Perforaciones				Datum Yacimiento	Presión al Datum	Datum Campo	P@ Datum Campo	Tipo de Ensayo en el pozo	Información del Gradiente
		lpca/pies	Pies	MD	TVD	PBNM	Presión	MD	TVD	PBNM	Presión						
				Pies	Pies	Pies	lpca	Pies	Pies	Pies	lpca	pbnm	lpca	pbnm	lpca		
YACIMIENTO CA-D TAG-14																	
TAG-15	11/05/2007	0,258	1067,1	12286,5	13411,238	12286	3217,6185	12233	12151	11084	2907	13421	3510	13500	3531	BHP-BHT	RFT (16-10-00)
TAG-15	23/06/2007	0,258	1067,1	12286,5	13411,238	12286	3301,963	12233	12151	11084	2992	13421	3595	13500	3615	BHP-BHT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12284	12203,5	11136,5	8199,31	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12293,93	12213,38	11146,38	8202,17	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12300,91	12220,32	11153,32	8203,64	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12312,02	12231,37	11164,37	8206,78	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12317	12236,33	11169,33	8207,34	12275	12190	11123	8195	13421	8788	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12354,02	12273,17	11206,17	8217,32	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12356,9	12276,04	11209,04	8218,07	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-14	06/10/2000	0,258	1067,1	12367,96	12287,05	11220,05	8221,03	12275	12190	11123	8196	13421	8789	13500	8809	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12248,2	12074,7	10984	8130,4	12241	12071	10980	8129	13421	8759	13500	8780	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12259,1	12085,5	10994,8	8133,3	12241	12071	10980	8130	13421	8759	13500	8780	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12270,1	12096	11005,3	8136	12241	12071	10980	8130	13421	8759	13500	8780	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12276,1	12101,7	11011	8137,5	12241	12071	10980	8130	13421	8759	13500	8780	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12309,1	12133,5	11042,8	8146,1	13631	13399	12308	8473	13421	8760	13500	8780	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12320,1	12144	11053,3	8149,3	13631	13399	12308	8473	13421	8760	13500	8781	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/11/2003	0,258	1090,7	12323,5	12147,5	11056,8	8150,3	13631	13399	12308	8473	13421	8760	13500	8781	RFT	RFT (16-10-00)
TAG-18	24/07/2007	0,258	1090,7	12292	12120	11029	2695	12241	12071	10980	2642	13421	3272	13500	3293	BHP-BHT	RFT (16-10-00)
TAG-18	03/09/2008	0,258	1090,7	12292	12120	11029	2662,636	12241	12071	10980	2650	13421	3280	13500	3300	BHP-BHT	RFT (16-10-00)
TAG-18	18/01/2004	0,258	1090,7	12292	12120	11029	8142	12241	12071	10980	8129	13421	8759	13500	8780	DST	RFT (16-10-00)
TAG-18	02/08/2001	0,258	1090,7	12292	12120	11029	7878	12241	12071	10980	7865	13421	8495	13500	8516	BU	RFT (16-10-00)

Anexo 27: Presiones llevadas al Datum Por Yacimiento (continuación)

Yacimiento CA-J TAG-14

Pozo	Fecha	Gradiente	EMR	Punto de Medición o P.M.P				Tope Perforaciones				Datum Yacimiento	Presión al Datum	Datum Campo	P@ Datum Campo	Tipo de Ensayo en el pozo	Información del Gradiente
		yacimiento		MD	TVD	PBNM	Presión	MD	TVD	PBNM	Presión						
		lpca/pies	Pies	Pies	Pies	Pies	lpca	Pies	Pies	Pies	lpca	pbnm	lpca	pbnm	lpca		
YACIMIENTO CA-J TAG-14																	
TAG-12E	29/01/1998	0,244	1078	14196,2	14116	13038	10323,6	14173	14093	13015	10318	13425	10418	13500	10436	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-12E	30/01/1998	0,244	1078	14206,2	14125	13047	10327,6	14173	14093	13015	10320	13425	10420	13500	10438	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-12E	31/01/1998	0,244	1078	14234,2	14153	13075	10332,8	14173	14093	13015	10318	13425	10418	13500	10437	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-12ST	30/11/2004	0,244	1078	14236,1	14146,3	13068,3	6263,5	14183	14124	13047	6258	13425	6351	13500	6369	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-12ST	30/11/2004	0,244	1078	14257	14167	13089	6267	14183	14124	13047	6257	13425	6349	13500	6367	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-14	17/11/2000	0,244	1067,1	13554	13465	12398	9897	13511	13422	12355	9887	13425	10148	13500	10166	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-14	17/11/2000	0,244	1067,1	13572	13483	12416	9902	13511	13422	12355	9887	13425	10148	13500	10167	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-15	12/12/2006	0,244	1067,1	13512	13423,131	12386,1	3242,76	13465	13376	12309	3224	13425	3496	13500	3515	BHP-BHT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-15	18/12/2002	0,244	1067,1	13512	13423	12386	5009,112	13465	13376	12309	4771	13425	5043	13500	5061	BHP-BHT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-15	19/10/2009	0,244	1067,1	13512	13423,131	12386,1	3696,008	13465	13376	12309	3677	13425	3949	13500	3968	BHP-BHT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-17	16/02/2002	0,244	1097	13720	13708	12611	8584	13675	13663	12566	8573	13425	8782	13500	8801	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-17	16/02/2002	0,244	1097	13720	13708	12611	8580	13675	13663	12566	8569	13425	8779	13500	8797	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-17	16/02/2002	0,244	1097	13726	13714	12617	8585	13675	13663	12566	8573	13425	8783	13500	8801	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-17	16/02/2002	0,244	1097	13736	13724	12627	8583	13675	13663	12566	8568	13425	8778	13500	8796	RFT	PYT TAG-15 CA-J
TAG-15	27/07/2001	0,244	1067,1	13512	13423,131	12386,1	9696	13675	13663	12566	9740	13425	9949	13500	9968	DST	PYT TAG-15 CA-J
TAG-15	21/12/2001	0,244	1067,1	13512	13423,131	12386,1	8636	13675	13663	12566	8680	13425	8889	13500	8908	BU	PYT TAG-15 CA-J

Yacimiento CA-K₁/K₂ TAG-16

Pozo	Fecha	Gradiente yacimiento	EMR	Punto de Medición o P.M.P				Tope Perforaciones				Datum Yacimiento	Presión al Datum	Datum Campo	P@ Datum Campo	Tipo de Ensayo en el pozo	Información del Gradiente
				MD	TVD	PBNM	Presión	MD	TVD	PBNM	Presión						
		lpca/pies	Pies	Pies	Pies	Pies	lpca	Pies	Pies	Pies	lpca	pbnm	lpca	pbnm	lpca		
YACIMIENTO CA-KIK2 TAG-16																	
TAG-16	14/11/2001	0,270	1075	14190,01	14133	13058	10286,39	14178	14114	13039	10281	14207	10597	13500	10406	RFT	RFT
TAG-16	14/11/2001	0,270	1075	14229,95	14173,08	13098,08	10297,46	14178	14114	13039	10281	14207	10597	13500	10406	RFT	RFT
TAG-16	14/11/2001	0,270	1075	14405,9	14349,02	13274,02	10393,43	14397	14332	13257	10389	14207	10645	13500	10454	RFT	RFT
TAG-16	14/11/2001	0,270	1075	14416	14359,13	13284,13	10396,71	14397	14332	13257	10389	14207	10646	13500	10455	RFT	RFT
TAG-16	14/11/2001	0,270	1075	14429,98	14373,1	13298,1	10455,02	14397	14332	13257	10444	14207	10700	13500	10510	RFT	RFT
TAG-20	09/07/2004	0,270	1064,45	15404,6	15246,3	14181,85	10689	14538	14440	13376	10471	14207	10696	13500	10505	RFT	RFT
TAG-20	09/07/2004	0,270	1064,45	15417	15417	14352,55	10690,1	14538	14440	13376	10426	14207	10651	13500	10460	RFT	RFT
TAG-21	23/02/2001	0,270	1067,6	9100	9085,7	8018,1	10043,9	14087,9463	14082,1133	13015	11393	14207	11715	13500	11524	BU	RFT
TAG-21	03/05/2005	0,270	1067,6	9100	9085,7	8018,1	9837	14087,9463	14082,1133	13015	11186	14207	11508	13500	11317	BU	RFT
TAG-16	27/02/2007	0,270	1075	14301,5	14237,3	13162,3	9314	14183	14119	13044	9282	14207	9596	13500	9405	BU	RFT
TAG-16	06/02/2002	0,270	1075	14301,5	14237,3	13162,3	10043	14183	14119	13044	10011	14207	10325	13500	10134	BU	RFT

Anexo 27: Presiones llevadas al Datum Por Yacimiento (continuación)

Yacimiento CA-N/P TAG-14, Yacimiento CA-0/6 TAG-14, Yacimiento CA-F TAG-16

ANEXOS

Pozo	Fecha	Gradiente yacimientos	EMR	Punto de Medición o P.M.P				Tope Perforaciones				Datum Yacimiento	Presión al Datum	Datum Campo	P@ Datum Campo	Tipo de Ensayo en el pozo	Información del Gradiente
				MD	TVD	PBNM	Presión	MD	TVD	PBNM	Presión						
		lpca/pies	Pies	Pies	Pies	Pies	lpca	Pies	Pies	Pies	lpca	pbnm	lpca	pbnm	lpca		
YACIMIENTO CA-N/P TAG-14																	
TAG-14	25/07/2007	0,216	1067,1	14417	14322,88	13255,7	7949,72	14208	14118	13051	7905	13425	7986	13500	8002	BHP-BHT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	13/06/2008	0,216	1067,1	14417	14323	13256	7949,176	14208	14118	13051	7905	13425	7986	13500	8002	BHP-BHT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	08/08/2010	0,216	1067,1	14417	14323	13256	8189,7981	14208	14118	13051	8145	13425	8226	13500	8243	BHP-BHT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	15/12/2009	0,216	1067,1	14312,5	14220	13153	8133,6815	14208	14118	13051	8112	13425	8192	13500	8209	BHP-BHT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	17/11/2000	0,216	1067,1	14216,93	14126,32	13059,22	10293,82	14208	14118	13051	10292	13425	10373	13500	10389	RFT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	17/11/2000	0,216	1067,1	14224,93	14134,3	13067,2	10294,75	14208	14118	13051	10291	13425	10372	13500	10388	RFT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14ST	08/02/2004	0,216	1067,1	14362,4	14268,5	13201,4	9130,8	14205	14113	13046	9097	13425	9179	13500	9195	RFT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14ST	08/02/2004	0,216	1067,1	14362,5	14268,5	13201,4	9129,6	14205	14113	13046	9096	13425	9178	13500	9194	RFT	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	15/03/2001	0,216	1067,1	14417	14323	13256	10158	14208	14118	13051	10158	13425	10239	13500	10255	BU	PYT TAG-14 CAN/P
TAG-14	13/09/2006	0,216	1067,1	14417	14323	13256	8200	14208	14118	13051	8156	13425	8237	13500	8253	BU	PYT TAG-14 CAN/P
YACIMIENTO CA-0/6 TAG-14																	
TAG-14	28/07/2004	0,174	1067,1	15066	14968,01	13901	10229,284	14698	14607	13540	10166	13425	10146	13500	10160	BHP-BHT	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14ST	16/12/2000	0,174	1067,1	14737,98	14737,98	13670,88	10534,71	14698	14607	13540	10512	13425	10492	13500	10505	RFT	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14ST	16/12/2000	0,174	1067,1	14742,97	14742,97	13675,87	10540,7	14698	14607	13540	10517	13425	10497	13500	10510	RFT	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14ST	16/12/2000	0,174	1067,1	14744,95	14744,95	13677,85	10542,42	14698	14607	13540	10518	13425	10498	13500	10511	RFT	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14ST	16/12/2000	0,174	1067,1	14852,96	14852,96	13785,86	10648,92	14909	14818	13750	10643	13425	10586	13500	10599	RFT	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14ST	16/12/2000	0,174	1067,1	14859,97	14859,97	13792,87	10946,61	14909	14818	13750	10939	13425	10883	13500	10896	RFT	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14ST1	22/04/2004	0,174	1067,1	14859,97	14859,97	13792,87	11576	14909	14818	13750	11569	13425	11512	13500	11525	DST	BHP-BHT 24/07/04
TAG-14	23/02/2001	0,174	1067,1	15066	14968,01	13901	11666	14909	14818	13750	11640	13425	11583	13500	11596	BU	BHP-BHT 24/07/04
YACIMIENTO CA-F TAG-16																	
TAG-16	14/11/2001	0,114	1075	13485,98	13429,1	12354,1	9841,06	13467	13406	12331	9838	13496	9971	13500	9972	RFT	RFT 14/11/01
TAG-16	14/11/2001	0,114	1075	13517,98	13461,11	12386,11	9844,72	13467	13406	12331	9838	13496	9971	13500	9972	RFT	RFT 14/11/01
TAG-16	02/08/2006	0,114	1075	13496	13435	12360	2972	13467	13406	12331	2969	13496	3102	13500	3102	BHP-BHT	RFT 14/11/01
TAG-16	13/03/2005	0,114	1075	13496	13496	12360	6159	13467	13406	12331	6156	13496	6289	13500	6289	BHP-BHT	RFT 14/11/01
TAG-16	12/02/2002	0,114	1075	13496	13496	12360	9770	13467	13406	12331	9767	13496	9900	13500	9900	DST	RFT 14/11/01