

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN DINÁMICA EN POZOS HORIZONTALES. CASO HISTÓRICO: YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRAPESADO DE LAS ARENAS D1 Y D2, DE LA FORMACIÓN OFICINA, UBICADOS EN EL BLOQUE ZUATA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Martín Essinfeld

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Pablo Salazar

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs. Farías B., Gerardo J.,  
Rivero C., María E.

Caracas, Mayo 2002.

**Farías B., Gerardo J.**

**Rivero C., María E.**

**INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN DINÁMICA EN  
POZOS HORIZONTALES. CASO HISTÓRICO: YACIMIENTOS DE CRUDO  
EXTRAPESADO DE LAS ARENAS D1 Y D2, DE LA FORMACIÓN OFICINA,  
UBICADOS EN EL BLOQUE ZUATA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL  
ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Martín Essinfeld. Tutor Industrial: Ing. Pablo Salazar. Tesis.  
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Petróleo. Año 2002, 124 p.**

**Palabras Claves:** Pruebas de Presión, Pozos Horizontales, Extrapesado, Faja del Orinoco,  
Zuata.

**Resumen.** El presente trabajo tuvo como finalidad Interpretar Pruebas de Restauración de Presión de Pozos Horizontales productores de Crudo Extrapesado de las arenas de la Formación Oficina del área de Zuata, en las arenas D1 y D2 operados por SINCOR, mediante una metodología eficaz, propuesta en este trabajo, para la obtención de datos y el correcto uso del Software Saphir. Se obtuvieron resultados coherentes de diferentes interpretaciones, utilizadas en la descripción cualitativa y cuantitativa de los diferentes yacimientos.

## **DEDICATORIA**

Dedico... Todos mis esfuerzos y todos mis logros a Dios, a quien amo inmensamente.

A mi madre, M<sup>a</sup> Ignacia, a mi padre, Luis Fco.; y a mis hermanos, Luis y Lismar, porque siempre puedo verme reflejada en ellos...y a mis sobrinos, Estephanie y Luisito, por mostrarme la simplicidad, la inocencia, la grandeza y la maravilla reunidas graciosamente en todo momento.

A Søren, por motivarme a ser cada día mejor y por iluminar mis días.

A mi tía Haydee y a Jhonny, por haber confiado en mi capacidad intelectual y profesional, y por enseñarme a valorar mis méritos.

A mis mejores amigas Coqui y la Principessa, por apoyarme incondicionalmente a cada paso y por transformar con su magia cada día.

A Panta, Caro, Ale, Leo y Chapi; y a sus familias por tanto cariño y tantos esfuerzos compartidos.

A Mathias, Joseph y Jason por ser maravillosos a pesar de la distancia.

A Gerardo, que con su paciencia me mostró que,... Siempre puedo compartir y sonreír más.

Y a mi misma, porque a pesar de los encantos y desencantos del camino, he de mantenerme siempre firme y fiel a mis metas... Y a mis sueños!

**Marielba Rivero**

Para mis padres, por sus oraciones, estar siempre atentos a mis avances y proporcionarme su total apoyo y bendiciones.

Para mis hermanos, Alfredo E y Morella, cuñado(a), Mónica y Nestor, y especialmente a mi tío Omar, que siempre me desearon lo mejor y fueron mi ejemplo e imagen a seguir. Dios los bendiga.

Para mi sobrino, Nestor E. y mi futura sobrina, Valeria, para que sirva de ejemplo y nunca desmayen frente a los obstáculos de la vida. Dios los Bendiga.

Para mi novia Karina y Familia, por confiar en mi, comprenderme, darme gratos momentos y apoyarme en todas mis decisiones.

Para mi compañera de Tesis María Elba Rivero, por comprenderme y permitirme ver con otro punto de vista las difíciles situaciones que se podían presentar. Cuenta siempre con mi amistad.

**Gerardo Farías**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darnos la fortaleza espiritual y física durante el desarrollo de esta tesis.

A SINCOR le agradecemos habernos dado la oportunidad de realizar éste Trabajo Especial de Grado. Esperamos haber cumplido sus expectativas.

A nuestro Tutor Industrial, Ing. Pablo Salazar, por confiarnos este valioso proyecto, además de darnos todo su apoyo incondicional y amistad. Admiramos tu calidad humana y profesional.

A nuestro Tutor Académico, Ing. Martín Essinfeld, por brindarnos su vasto conocimiento intelectual y por su participación en toda nuestra formación académica. Admiramos su nobleza, su firmeza, su dedicación y calidad profesional.

Al equipo de profesionales de SINCOR: Reinaldo, María Mercedes “Meche”, Humberto, Efrain, Míriam, Mónica, Freddy, Juan Carlos, Jhonny, Miguel, Ing. Ramón Silva, Ing. Lemniz Zerpa, Violeta, Patrick y todas las personas que se involucraron directa o indirectamente, tanto intelectual como emocionalmente en el desarrollo de este trabajo. Apreciamos su sincera amistad.

A Evelia Gauna, por sus sabios consejos, por su valiosa compañía y por todo el cariño que nos brindó y que nunca olvidaremos. Que Dios te Bendiga y te Favorezca.

A nuestros amigos más cercanos de SINCOR y al resto de compañeros con los que compartimos buenos momentos de convivencia.

A todos Uds. MIL GRACIAS de todo corazón, que Dios los bendiga, porque han sido una bendición en nuestras vidas.

## ÍNDICE GENERAL

	Página
<b><u>SECCIÓN 1. INTRODUCCIÓN</u></b> .....	<b>1</b>
<b><u>SECCIÓN 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES</u></b> .....	<b>3</b>
2.1. PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN .....	3
2.2. REPRESENTACIONES GRÁFICAS.....	3
2.2.1. <i>COORDENADAS SEMILOGARÍTMICAS</i> .....	3
2.2.2. <i>COORDENADAS LOGARÍTMICAS. La Derivada de Presión</i> .....	5
2.3. REGÍMENES DE FLUJO PRESENTES EN POZOS HORIZONTALES.....	6
2.3.1. <i>EFFECTO DE ALMACENAMIENTO</i> .....	8
2.3.2. <i>REGIMEN RADIAL TEMPRANO</i> .....	8
2.3.3. <i>REGIMEN HEMIRADIAL</i> .....	10
2.3.3. <i>REGIMEN LINEAL INTERMEDIO</i> .....	11
2.3.5. <i>REGIMEN PSEUDORADIAL TARDÍO</i> .....	13
2.3.6. <i>REGIMEN LINEAL TARDÍO</i> .....	14
2.3.7. <i>CASO PARTICULAR: FLUJO PSEUDORADIAL SOPORTADO LINEALMENTE</i> .....	16
2.4. ANÁLISIS PARAMÉTRICO CONCEPTUAL. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD .....	17
2.5. ESTADO DEL ARTE EN ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIONES EN POZOS HORIZONTALES.....	18
2.5.1. <i>EFFECTO DE IRREGULARIDAD DEL DAÑO</i> .....	20
2.5.2. <i>COMPLETACIÓN SELECTIVA</i> .....	20
2.5.3. <i>PRODUCTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LA PERMEABILIDAD PRINCIPAL</i> .....	22
2.5.4. <i>MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD MÁXIMA Y MÍNIMA</i> .....	24
2.5.5. <i>PRODUCTIVIDAD EN FUNCION DE LA LONGITUD EFECTIVA DEL POZO</i> .....	25
2.5.6. <i>EFFECTO DE LA DEFORMACIÓN</i> .....	26
2.5.7. <i>MODELOS ANALITÍCOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA</i> .....	27

2.5.8. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	28
---	----

### **SECCIÓN 3. METODOLOGÍA PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....** 29

3.1. PREPROCESAMIENTO DE LOS DATOS PARA LA INTERPRETACIÓN .....	30
3.1.1. Número y Frecuencia de los Datos: .....	30
3.1.2. Desfase.....	31
3.2. RECURSO COMPUTACIONAL. SAPHIR V 3.0 .....	33
3.3. INTERPRETACIÓN .....	33
3.3.1. Curvas o Gráficas Diagnóstico .....	34
3.3.2. Curvas para el Análisis Especializado .....	34
3.3.3. Análisis de Curvas Tipo .....	34
3.3.4. Regresión Lineal.....	35
3.3.5. Cotejo Histórico y Verificación.....	36
3.4. RESULTADOS .....	36

### **SECCIÓN 4. PROCEDIMIENTO DE ANALISIS DE PRESIONES .....** 37

4.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN POSIBLE POZO DE PRUEBA ...	37
4.2. DATOS: ACTUALES Y DIFERENCIA CON DATOS ANTERIORES.....	39
4.2.1. Historia de Presiones.....	39
4.2.2. Historia de Producción.....	40
4.2.3. Porosidad .....	46
4.2.4. Compresibilidad de la Formación.....	46
4.2.5. Compresibilidad del Fluido .....	47
4.2.6. Compresibilidad Total del Sistema.....	49
4.2.7. Factor Volumétrico del Petróleo y Relación Gas-Petróleo. ....	50
4.2.8. Viscosidad .....	51
4.2.9. Longitud Efectiva de Pozo.....	52
4.2.10. Espesor de Arena.....	52
4.2.11. Excentricidad.....	53
4.2.12. Discusión Acerca del Uso y Manejo de los Datos.....	54
4.2.13. Datos del Pozo 3.....	55

<b><u>SECCIÓN 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS</u></b> .....	<b>56</b>
5.1. COMPARACIÓN DE DATOS DE ENTRADA O INICIALES .....	56
5.2. RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES ACTUALES .....	58
5.2.1. <i>Coefficiente de Almacenamiento</i> .....	59
5.2.2. <i>Daño y Caída de Presión por Daño</i> .....	59
5.2.3. <i>Permeabilidad y Capacidad de Almacenamiento</i> .....	60
5.2.4. <i>Relación de Permeabilidades (Kv/Kh)</i> .....	60
5.2.5. <i>Compresibilidad Total</i> .....	61
5.2.6. <i>Comparación de Datos de Entrada entre Interpretaciones Actuales y Anteriores</i> .....	61
5.2.7. <i>Comparación de los Resultados Promedios Actuales y Anteriores</i> .....	62
5.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO 4.....	63
5.4. RESULTADOS COMPARATIVOS CON INTERPRETACIONES PREVIAS ....	64
5.4.1. <i>Resultados Comparativos del Pozo 1</i> .....	65
5.4.2. <i>Resultados Comparativos del Pozo 2</i> .....	67
5.4.3. <i>Resultados Comparativos del Pozo 9</i> .....	69
5.5. INFLUENCIA DEL SENSOR EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	71
5.6. CAMBIO DE LA Ct EN FUNCIÓN A LA PRODUCCIÓN DE GAS.....	72
5.7. ORIENTACIÓN DEL POZO Y ANISOTROPÍA.....	75
5.8. DISCUSIÓN RESPECTO AL PLAN DE ACCIÓN A MEDIANO PLAZO RECOMENDADO POR ECONOMIDES .....	77
5.8.1. <i>Revisar todos los datos empleados en las interpretaciones</i> .....	77
5.8.2. <i>Determinar heterogeneidades del yacimiento (<math>k/m</math> Kv/Kh y límites) con mayor certeza y minimizar las interpretaciones futuras</i> .....	77
5.8.3. <i>Producir mas limitaciones determinísticas que permitan alimentar el modelo/proceso de geomodelaje</i> .....	78
5.9. CONCEPTO DE RADIO DE INVESTIGACIÓN .....	78
<b><u>SECCIÓN 6. CONCLUSIONES</u></b> .....	<b>80</b>
DE LA EXPERIENCIA REALIZADA .....	80
DE LA TEORIA .....	82

---

<b><u>SECCIÓN 7.</u> RECOMENDACIONES .....</b>	<b>83</b>
<b><u>SECCIÓN 8.</u> REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>84</b>
<b><u>SECCIÓN 9.</u> NOMENCLATURA.....</b>	<b>86</b>
<b><u>SECCIÓN 10.</u> GLOSARIO DE TÉRMINOS .....</b>	<b>87</b>
<b><u>SECCIÓN 11.</u> APÉNDICES .....</b>	<b>88</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

	<b>Página</b>
Fig. 1. Ejemplo Esquemático de una Representación Semilogarítmica.....	4
Fig. 2. Identificación de la Pendiente en la Gráfica Semilogarítmica.....	5
Fig. 3. Curvas de Restauración de Presión con su Respectiva Derivada. ....	6
Fig. 4. Sistema de Coordenadas y Dimensiones de Referencia.....	7
Fig. 5. Régimen Radial Temprano .....	8
Fig. 6. Regla del Ciclo y Medio para la Distancia entre Almacenamiento y Primer Radial	10
Fig. 7. Regimen Hemiradial.....	10
Fig. 8. Identificación del Régimen de Flujo Radial en un Pozo Horizontal.....	11
Fig. 9. Régimen Lineal Intermedio .....	11
Fig. 10. Régimen Pseudoradial Tardío.....	13
Fig. 11. Régimen Lineal Tardío.....	14
Fig. 12. Identificación De Regímenes De Flujo en un Pozo Horizontal.....	16
Fig. 13. Régimen Pseudoradial Soportado Linealmente .....	16
Fig. 14. Distribución Cónica del Daño en un Pozo Horizontal .....	20
Fig. 15. Efecto de Completación Selectiva en Curva Semilogarítmica. Segmentos Abiertos Regulares.....	21
Fig. 16. Efecto de Completación Selectiva sobre la Derivada. Segmentos Abiertos Regulares.....	21
Fig. 17. Efecto de la Completación Selectiva sobre la Derivada. Segmentos Abiertos Irregulares. ....	22
Fig. 18. Índice de Productividad vs. Tiempo. Pozos Horizontales en Diferentes Ángulos .	23
Fig. 19. El Aumento de la Anisotropía Incrementa el Factor de Recobro para un Pozo Horizontal Perforado en la Dirección Óptima. ....	24
Fig. 20. Permeabilidades que Afectan a los Pozos Perforados Arbitrariamente. ....	25
Fig. 21. Metodología para la Interpretación de Pruebas de Pozos.....	29
Fig. 22. Efecto del Cambio del Tiempo Cero en la Respuesta de Presiones.....	32
Fig. 23. Mapa de Ubicación del Área de Estudio .....	38
Fig. 24. Distribución de los Pozos Seleccionados dentro del Campo Zuata .....	38
Fig. 25. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 1.....	40

Fig. 26. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 2.....	41
Fig. 27. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 3.....	41
Fig. 28. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 4.....	42
Fig. 29. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 5.....	42
Fig. 30. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 6.....	43
Fig. 31. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 7.....	43
Fig. 32. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 8.....	44
Fig. 33. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 9.....	44
Fig. 34. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 10.....	45
Fig. 35. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 11.....	45
Fig. 36. Compresibilidad del Fluido vs. Rangos de Presión para Pozos 1, 3 y 4 .....	48
Fig. 37. Factor Volumétrico vs. Presión para Pozos 1, 3 y 4 .....	50
Fig. 38. Relación Gas Disuelto vs. Presión para los Pozos 1, 3 y 4.....	50
Fig. 39. Viscosidad vs. Presión para los Pozos 1, 3 y 4.....	51
Fig. 40. Gráficos comparativos para el Pozo 1.....	66
Fig. 41. Gráficos comparativos para el Pozo 2.....	68
Fig. 42. Gráficos comparativos para el Pozo 9.....	70
Fig. 43. Problemas presentes en la historia de presión.....	71
Fig. 44. Correlación de Ct vs. RGP .....	73
Fig. 45. Tendencia de Canales en Unidad D1/D2.....	75

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>Página</b>
Tabla 1. Sensibilidad de las Curvas de Presión y la Derivada de Presión .....	17
Tabla 2. Valores de Porosidad .....	46
Tabla 3. Valores de Compresibilidad de la Formación según Correlación de Newman .....	47
Tabla 4. Valores de Compresibilidad del Fluido .....	48
Tabla 5. Comparación de la Compresibilidad Total .....	49
Tabla 6. Valores de Viscosidad en función de la Profundidad.....	51
Tabla 7. Tabla comparativa de Longitud Efectiva de Pozo .....	52
Tabla 8. Datos Generales de Pozos para la Interpretación de Pruebas de Presión .....	53
Tabla 9. Resultados de las Interpretaciones Anteriores y Actuales (Cont...) .....	56
Tabla 9. (...Cont.) Resultados de las Interpretaciones Anteriores y Actuales.....	57
Tabla 10. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Fluvial.	
Interpretaciones Actuales .....	58
Tabla 11. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Deltaico	
Interpretaciones Actuales .....	58
Tabla 12. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Fluvial	
Interpretaciones Anteriores.....	63
Tabla 13. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Deltaico	
Interpretaciones Anteriores.....	63
Tabla 14. Tipo de Sensor en Cada Pozo.....	72
Tabla 15. Resultados usando la correlación de Ct vs. RGP .....	74
Tabla 16. Resultados comparativos para los Pozos X1 y X2 .....	74
Tabla 17. Datos Comparativos de Pozos Estudiados.....	76

### SECCIÓN 1. INTRODUCCIÓN

Las Pruebas de Presión de Pozos, son una herramienta indispensable para la caracterización de yacimientos, ya que los cambios en la producción producen disturbios de presión en el pozo y en su área de drenaje en el yacimiento. Sin embargo, dicho disturbio se extiende mucho más allá de la zona cercana al pozo y es afectado según las características propias de la formación. La información “contenida” en las curvas de las pruebas de presión depende de las propiedades únicas del yacimiento, es decir de la roca y de los fluidos presentes.

En yacimientos que almacenan crudos pesados y extrapesados, como es el caso de la Faja del Orinoco, se requiere el uso de tecnología de punta para ser explotados eficazmente. Debido a la alta viscosidad del fluido y al tipo de energía del yacimiento, el uso de pozos verticales no es rentable, motivo por el cual se está utilizando la perforación de pozos horizontales, los cuales están dando excelentes resultados. Sin embargo, para calcular la vida útil del yacimiento es necesario realizar un monitoreo permanente del comportamiento de los pozos. Para ello la importancia del uso de Pruebas de Pozos.

En este Trabajo Especial de Grado se propone presentar un Análisis e Interpretación de Pruebas de Presión Dinámicas de Pozos Horizontales. Específicamente mediante el análisis del Caso Histórico: Yacimientos de Crudo Extrapesado de las Arenas D1 y D2, de la Formación Oficina, ubicados en el Bloque Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual ayudará a cumplir con los objetivos que se han planteado, como son:

1. Procesar los datos para interpretarlos de acuerdo a los regímenes de flujo observados en cada pozo
2. Selección de los modelos de presiones, estimación de parámetros y verificación de la aplicabilidad de éstos a los pozos estudiados
3. Elaboración de análisis de sensibilidades que faciliten la interpretación
4. Caracterización del yacimiento

Con el fin de obtener los resultados más certeros y consistentes, el trabajar sistemáticamente es de suma importancia. Por tal motivo, se ha establecido una metodología que permita cumplir con los objetivos del trabajo. Ésta consiste en tres etapas:

## SECCIÓN 1. INTRODUCCIÓN

---

Primero, *Preprocesamiento de los Datos*, la cual consiste en la recolección y preparación de los datos de forma de adquirir un conjunto de información consistente y manejable; Segundo, *Interpretación*, la misma está compuesta por varios pasos que componen las representaciones gráficas que ayuden a la identificación de regímenes y parámetros importantes, todo bajo el uso del software Saphir V.3.0. Por último, se presenta un *Reporte de Resultados* apoyados con los respectivos fundamentos teóricos.

Del trabajo realizado, se pudo concluir la importancia que tiene el estudio detallado de los parámetros iniciales, además de la aplicación de una metodología eficiente, para lograr una interpretación menos compleja y de esta manera obtener resultados óptimos y aceptables en un corto tiempo, realizando un estudio de sensibilidad sólo con los parámetros que pueden variar en proporción importante y que afectan en medida significativa la interpretación.

Los resultados obtenidos en este proyecto son consistentes y aceptables, basados en los estudios geológicos desarrollados. El Software Saphir V.3.0 cumplió los requerimientos y permitió realizar todas las interpretaciones basados en el supuesto de flujo monofásico.

## **SECCIÓN 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES**

### **2.1. PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN**

Las pruebas de restauración de presión representan el elemento standard para la caracterización del sistema pozo-yacimiento. La respuesta de la presión durante la prueba depende de las características del yacimiento y de la historia de producción. Su aplicación y análisis, de acuerdo a la naturaleza y calidad de los datos, permite revelar características del yacimiento, como los siguientes parámetros:

- \* Permeabilidad
- \* Presión del Yacimiento
- \* Factor de Daño

Además, también ayuda a estimar otros parámetros de flujo tales como:

- \* Geometría del Área Drenada
- \* Bordes Externos (Fronteras o Límites de Drenaje)
- \* Fallas
- \* Fracturas
- \* Efecto de Penetración Parcial

### **2.2. REPRESENTACIONES GRÁFICAS**

Las interpretaciones de pruebas de pozos se llevan a cabo mediante el uso de gráficas en coordenadas logarítmicas y semilogarítmicas. A continuación se describe brevemente en que consisten.

#### **2.2.1. COORDENADAS SEMILOGARÍTMICAS**

Al graficar la presión versus el logaritmo del tiempo se obtiene la gráfica de Miller-Dyes-Hutchinson o MDH para el abatimiento de presión, y al graficar la presión versus el  $\log\left(\frac{t + D_t}{D_t}\right)$  se obtiene la gráfica de Horner de la restauración de presión. En ambos casos el régimen radial de actuación infinita aparecerá como una línea recta; y por esta razón las

representaciones en coordenadas semilogarítmicas son usadas ampliamente en la interpretación de pruebas de pozos<sup>1</sup>.

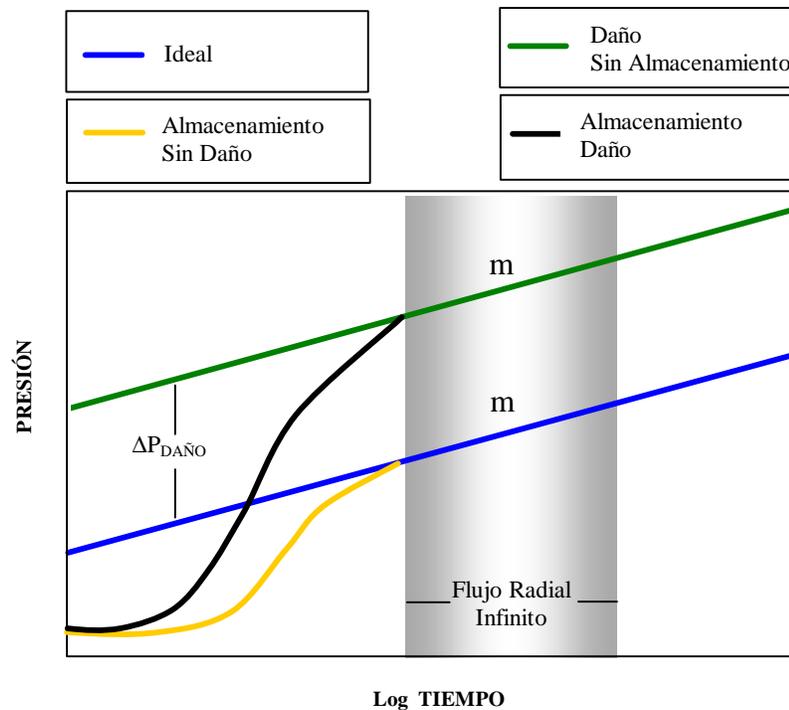


Fig. 1 Ejemplo Esquemático de una Representación Semilogarítmica

Tomado de la Referencia 2

De acuerdo a la gráfica anterior, el caso ideal (aquel en el que no existen daño ni efecto de almacenamiento) corresponde a la curva en azul. Se observa que el efecto de daño provoca un desfase en la escala de presión y el efecto de almacenamiento provoca una deformación de la curva. Ambos efectos ocurren en la región temprana de la respuesta y posteriormente a estos efectos se observa la región correspondiente al régimen de flujo radial infinito que aparece como una línea recta de pendiente “m”. Esta pendiente es invariable, a pesar del efecto de daño o del efecto de almacenamiento, ya que la permeabilidad es una propiedad del yacimiento independiente de los efectos de la región cercana al pozo. Hasta que los efectos del almacenamiento y daño hayan desaparecido no se podrá obtener ninguna información útil, pero conociendo el valor de “m” se puede hallar la capacidad de flujo “k\*h” y el valor del daño.

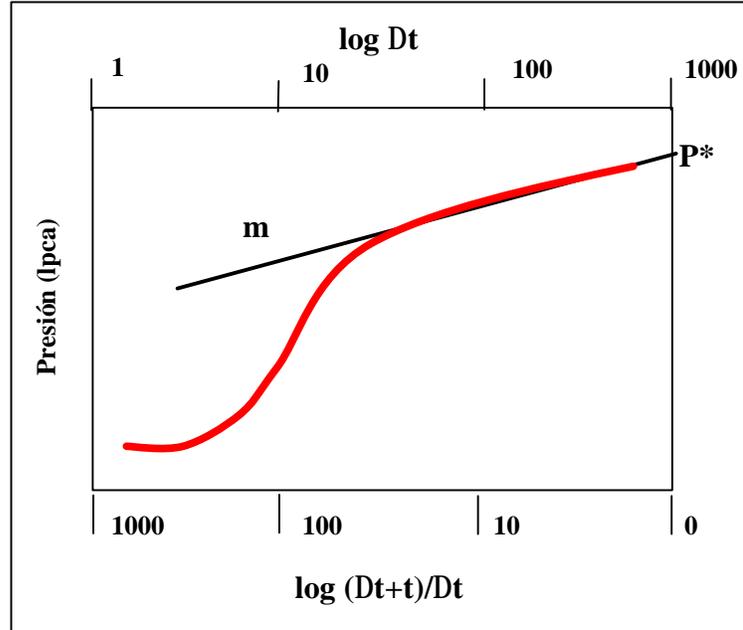


Fig.2. Identificación de la Pendiente en la Gráfica Semilogarítmica

De la Fig.2 o gráfica de Horner se puede obtener el valor de la presión inicial del yacimiento si se extrapola la recta hasta un valor tal que el tiempo de cierre  $\Delta t$  haya sido infinito.

### 2.2.2. COORDENADAS LOGARÍTMICAS. La Derivada de Presión

En 1983 fue introducida la curva “Derivada de la Presión”, y ésta modificó la manera de realizar interpretación de presiones de pozos que hasta entonces se había apoyado solamente en el uso de gráficas de tipo semilogarítmico. La idea básica de la “derivada de presión” es calcular la pendiente en cada punto de la curva de presión (en la curva semi-log) para representarla en coordenadas logarítmicas. En la actualidad, la interpretación de las curvas de presión con gráficas logarítmicas ha sustituido casi por completo a las curvas de tipo semilogarítmico. Éstas gráficas logarítmicas combinan la representación de  $\Delta P$  versus  $\Delta t$  con la representación de la Derivada de la Presión. Esta última curva es más sensible a los disturbios de presión, por lo que permite identificar otros regímenes además del régimen radial. La Fig. 3 muestra un grupo de curvas de presión con su respectivo grupo de curvas de derivadas de presión.

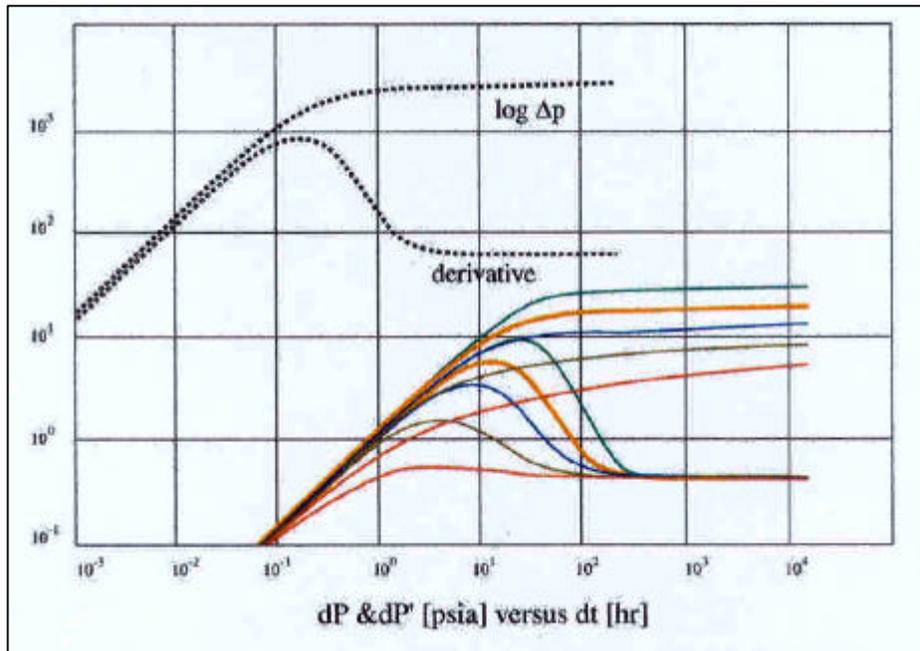


Fig. 3 Curvas de Restauración de Presión con su Respectiva Derivada.

Tomado de la Referencia 1

La curva de derivada de presión siempre conserva un patrón característico para cada régimen de flujo<sup>1</sup>.

### 2.3. REGÍMENES DE FLUJO PRESENTES EN POZOS HORIZONTALES

Antes de discutir las características de una prueba de pozo horizontal se debe establecer la nomenclatura y las variables a usar, acordes con un sistema de coordenadas conveniente. En este caso, el eje “x” coincide con la dirección del pozo, la dirección del eje “y” es normal a ésta y en el mismo plano horizontal, y la dirección del eje “z” es vertical y positiva desde la altura de la sección horizontal del pozo hacia arriba. Los bordes superior e inferior pueden ser de presión constante, ya sea por la presencia de un casquete de gas o un acuífero, o pueden ser bordes de no-flujo. El pozo está ubicado dentro de una arena de dimensiones “b”, a lo largo del eje “x”, y de dimensión “a” en dirección al eje “y”. (Ver Fig. 4).

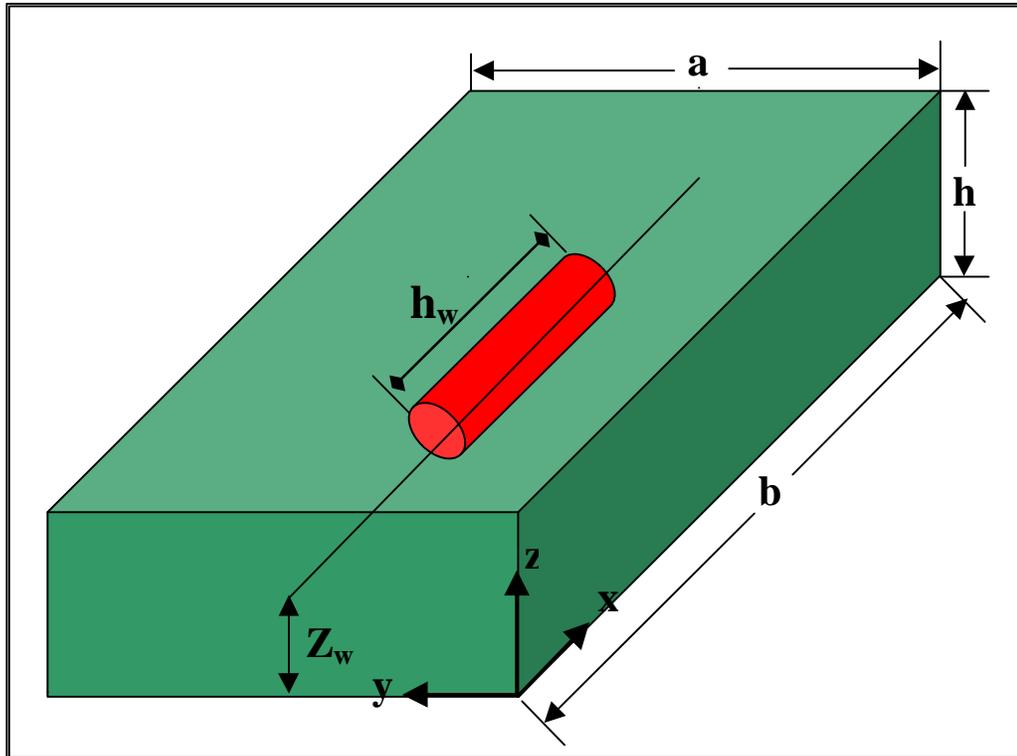


Fig. 4. Sistema de Coordenadas y Dimensiones de Referencia

Generalmente, en un pozo horizontal, de bordes laterales infinitos, se pueden presentar seis regímenes de flujo (Ver Fig. 5, 7, 9, 10 y 11):

1. Efecto de Almacenamiento
2. Flujo Radial Temprano
3. Segundo Flujo Radial Temprano o Régimen Hemiradial
4. Flujo Lineal Intermedio
5. Flujo Pseudoradial Tardío
6. Flujo Lineal Tardío

Durante el análisis de una prueba puede necesitarse más de un gráfico para la identificación y análisis del régimen de flujo. Por esto las representaciones gráficas se dividen en dos tipos principales:

1. **Gráficas Diagnósticas:** Esta representación consiste en un gráfico de  $\Delta P$  y Derivada de Presión contra  $\Delta t$  en coordenadas logarítmicas. Este gráfico se emplea para identificar los regímenes de flujo existentes en la prueba<sup>3</sup>.
2. **Gráficas Especializadas:** Luego que los regímenes de flujo han sido identificados, es necesario extraer la información que éstos puedan aportar. Para esto, se utilizan los gráficos especializados. Para cada régimen de flujo existe un tipo de representación que permite observar una línea recta, a partir de cuya pendiente podrán obtenerse parámetros como la permeabilidad y el daño<sup>3</sup>. Estas rectas se observan, al graficar  $\Delta P$  versus tiempo en coordenadas semilogarítmicas (para los Regímenes Radiales), y al graficar  $\Delta P$  vs.  $\sqrt{t}$  en coordenadas cartesianas (si los regímenes son lineales)

### 2.3.1. EFECTO DE ALMACENAMIENTO

Originalmente, el flujo se debe solamente a la reducción de presión del fluido en el pozo y eventualmente este efecto disminuye a medida que el flujo se acerca a la superficie<sup>1</sup>. Lo opuesto sucede durante una prueba de restauración: la boca del pozo no ha sentido el efecto de cierre en superficie, por lo que el flujo continúa por cierto tiempo después del cierre. Este *Efecto de Flujo Posterior* también es conocido como resultado del *Efecto de Almacenamiento*. En la región temprana de la curva, aquella que está dominada por el efecto de almacenamiento, el cambio de presión es lineal con respecto al tiempo, de manera que durante este tiempo, las curvas de presión y derivada de presión correspondientes a almacenamiento puro coincidirán en una línea recta con pendiente igual a uno. Este efecto depende de la longitud y del radio interno del pozo y de las propiedades del fluido. Se ha observado que el almacenamiento es mayor en pozos horizontales que en los verticales.

### 2.3.2. REGIMEN RADIAL TEMPRANO

Este régimen ocurre en el plano vertical, perpendicular al eje del pozo y normalmente no es cilíndrico. Mas bien es de geometría elíptica, debido a que la permeabilidad es generalmente una propiedad anisotrópica.

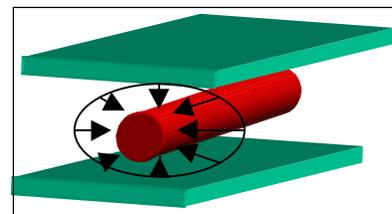


Fig. 5. Régimen Radial Temprano

En la representación diagnóstica, o logarítmica, el régimen Radial Temprano, se reconoce por ser una recta horizontal.

Durante este régimen se pueden determinar tanto el daño mecánico como el producto  $Kz \cdot Ky$ . El régimen radial temprano existe para tiempos que se limitan así:

$$\frac{2,637 * 10^{-4}}{fmc_t} t < \min \left\{ \frac{h_w^2}{k_x}; \frac{z_w^2}{5k_z}; \frac{(z_w - h)^2}{5k_z} \right\} \quad \text{Ecuación 1. Tomada de la Ref. 4}$$

La ecuación de declinación de presión es:

$$P_{wt} = P_i - \frac{162,6mqb}{\sqrt{k_y k_z} h_w} \left[ \log \left( \frac{\sqrt{k_y k_z} t}{fmc_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s_a \right] \quad \text{Ecuación 2. Tomada de la Ref. 5}$$

Si se aplica superposición en el tiempo para esta ecuación, se obtiene que en una Prueba de restauración aplica la siguiente expresión:

$$P_{wDt} = P_i - \frac{162,6qmb}{\sqrt{k_y k_z} h_w} \log \left( \frac{t_p + Dt}{Dt} \right) \quad \text{Ecuación 3. Tomada de la Ref. 5}$$

El gráfico especializado para este régimen es conocido como Gráfico de Horner.

Consiste en graficar P versus  $\log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ , y genera una recta cuya pendiente es:

$$m = \frac{162,6qmb}{h_w \sqrt{k_y k_z}} \quad \text{Ecuación 4. Tomada de la Ref. 5}$$

El valor del daño,  $s_a$ , causado por alteración de la permeabilidad alrededor del pozo se calcula mediante la ecuación:

$$s_a = 1,15 \left[ \frac{P_{wDt} - P_{wDt=0}}{m} - \log \left( \frac{\sqrt{k_y k_z} Dt}{fmc_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad \text{Ecuación 5. Tomada de la Ref. 5}$$

Generalmente se puede obtener una buena indicación de que los regímenes de flujo observados se han caracterizado correctamente si se consideran las respuestas previas y posteriores. Esto se debe a que, como ya se dijo, las respuestas siguen un orden cronológico determinado. Otro indicador muy útil es la distancia de  $1\frac{1}{2}$  ciclos, que puede observarse entre el almacenamiento y el primer régimen radial infinito. Esto se conoce como la *Regla del Ciclo y Medio*<sup>6</sup> (Ver Fig. 6). Por supuesto que, para pozos horizontales que tienen longitudes muy grandes, esta distancia puede ser mayor.

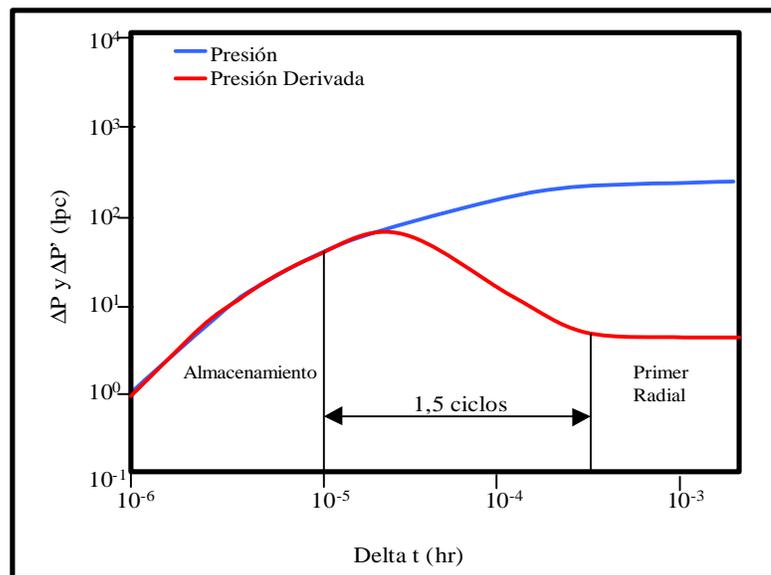


Fig. 6. Regla del Ciclo y Medio para la Distancia entre Almacenamiento y Primer Radial

### 2.3.3. REGIMEN HEMIRADIAL

Es importante destacar que generalmente los pozos no se encuentran verticalmente centrados dentro de la arena productora. Por ello los efectos del borde de no-flujo superior e inferior no serán evidentes al mismo momento.

En estas condiciones, el flujo (ya sea radial o elíptico) se desarrollará hasta ser truncado en el límite superior o inferior, dando como resultado un flujo hemiradial, que a lo largo de todo el pozo representa un sólido hemicilíndrico<sup>7</sup>.

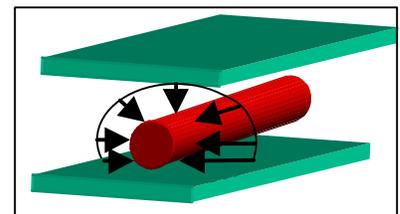


Fig. 7. Regimen Hemiradial

En el gráfico de  $P$  versus  $\log \frac{(t_p + Dt)}{Dt}$  (Horner), que corresponde a su gráfico especializado, es posible reconocer este régimen porque se presentan dos rectas que se interceptan. La primera de ellas corresponde al régimen anterior y la segunda recta corresponde al régimen hemiradial. La pendiente de la segunda recta debe ser mayor a la pendiente de la primera, y en caso de borde sellante, la pendiente es el doble que la primera<sup>7</sup>. En el gráfico logarítmico, este régimen hemiradial es reconocible en la curva derivada de presión como una recta horizontal cuya magnitud es el doble a la magnitud de la recta horizontal correspondiente al régimen radial anterior<sup>7</sup> (Ver Fig. 8). De nuevo, se pueden identificar los valores de daño mecánico y el producto  $Kz \cdot Ky$ , además de la excentricidad del pozo.

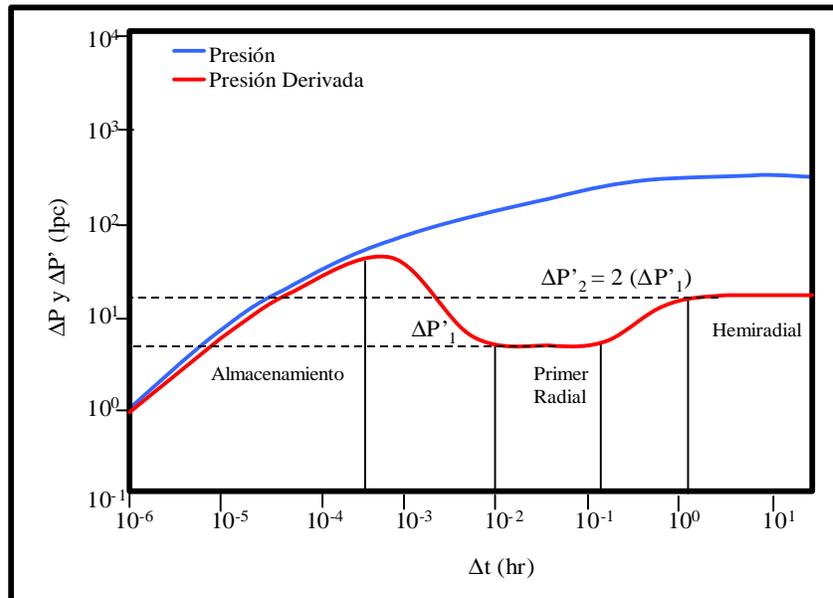


Fig. 8. Identificación del Régimen de Flujo Radial en un Pozo Horizontal.

Tomado de la Referencia 3

#### 2.3.4. REGIMEN LINEAL INTERMEDIO

Geoméricamente, el flujo lineal corresponde a una serie de vectores paralelos que fluyen hacia un plano normal a ellos. Ocurre cuando el disturbio de presión alcanza los bordes superior e inferior del intervalo

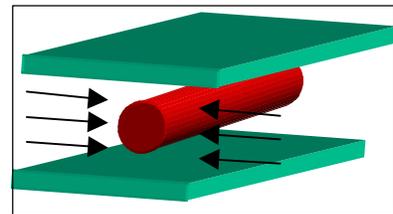


Fig. 9. Régimen Lineal Intermedio

productor y entonces el flujo se vuelve “horizontal” en la dirección perpendicular al pozo y paralelo al plano de estratificación, (el término “horizontal” se aplica en este estudio referido a la dirección paralela al plano de depositación de los estratos, el cual no es necesariamente horizontal en el sentido estricto de la palabra).

El flujo lineal ocurre solamente a lo largo del pozo. Ocurrirá si el pozo es muy largo en comparación con el espesor de la formación y se satisface la condición:

$$h_w \geq 100 h \sqrt{\frac{k}{k_z}}$$

Ecuación 6. Tomado de la Ref. 4

El mismo no ocurrirá en caso que los bordes superior o inferior sean de presión constante. Este régimen casi nunca se observa en la práctica, debido a que se requiere que el tiempo de prueba sea muy largo.

En las curvas de presión y de la derivada de presión del gráfico en coordenadas logarítmicas, es posible identificar este régimen como una recta de pendiente positiva igual a 1/2 (en ambas curvas). Los parámetros asociados a este régimen de flujo son la permeabilidad en dirección horizontal, la longitud del intervalo productor y el valor de daño mecánico.

$$P_{wt} = P_i - \frac{162,6 mqb}{h * h_w} \left\{ \sqrt{\frac{t}{fmc_t K_Y}} + \frac{17,37 h}{\sqrt{K_y K_z}} \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25 \ln\left(\frac{K_y}{K_z}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{P_w}{h}\right)\right) - 1,838 + s_a \right] \right\} \quad \text{Ecuación 7. Ref. 5}$$

La Ecuación 7 describe la declinación de la presión aplicable a este régimen de flujo. Aplicando superposición en la ecuación anterior, se obtiene que para pruebas de restauración la ecuación es la siguiente:

$$P_{wD_t} = P_i - \frac{8,13qmb}{h_w h \sqrt{f m_t k_y}} (\sqrt{t_p + D_t} - D_t) \quad \text{Ecuación 8. Tomado de la Ref. 5}$$

Cuando se grafica P ó ΔP contra  $\sqrt{t}$  ( $\sqrt{t} = \sqrt{t_p + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$ ) en coordenadas rectangulares, la pendiente obtenida y el daño son, respectivamente<sup>5</sup>:

$$m = \frac{8,13qmb}{h_w h \sqrt{f m_t k_y}} \quad \text{Ecuación 9. Tomado de la Ref. 5}$$

y

$$s_a = \left[ \frac{\sqrt{k_y k_z}}{17,37h} \left[ \frac{(P_{wD_t} - P_{wD_t=0}) h_w h}{8,13qmb} - \frac{\sqrt{D_t} - \sqrt{t_p + D_t} - \sqrt{t_p}}{\sqrt{f m_t k_y}} \right] - \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25 \ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{P_w}{h}\right)\right) - 1,838 \right] \right] \quad \text{Ecuación 10. Ref. 5}$$

### 2.3.5. REGIMEN PSEUDORADIAL TARDÍO

Este ocurre cuando la onda de presión se ha movido más profundo dentro del yacimiento, por lo que el flujo es radial nuevamente. Sin embargo, es en el plano horizontal. De nuevo, se identifica en la curva de derivada de presión como una recta horizontal. Durante este régimen, es posible identificar el producto  $K_x * K_y$ , y el valor del daño.

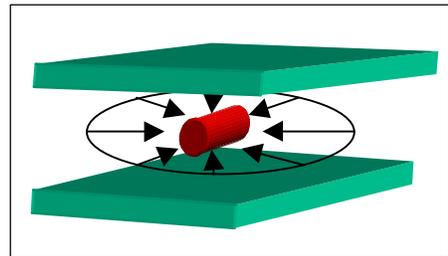


Fig. 10. Régimen Pseudoradial Tardío

Este régimen ocurre en un período fijado por:

$$t \geq \max \left\{ \frac{988 f m_t h_w^2}{k_x}, \frac{2515 f m_t h}{k_z} \right\} \quad \text{Ecuación 11. Tomado de Ref. 4}$$

La Ecuación para la declinación de la presión aplicable a este régimen de flujo es:

$$P_{wt} = P_i - \frac{162,6mb}{h\sqrt{k_x k_y}} \left\{ \begin{array}{l} \log\left(\frac{k_x t}{f\mu c h_w^2}\right) - 1,76 + \\ 0,87\sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \frac{h}{h_w} \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25\ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{P_w}{h}\right)\right) - 1,38 + s_a \right] \end{array} \right\} \quad \text{Ec. 12. Ref. 5}$$

Nuevamente, aplicando el principio de superposición en el tiempo para la Ecuación 12 se obtiene la siguiente expresión:

$$P_{wDt} = P_i - \frac{8,13qmb}{h\sqrt{k_x k_z}} \log\left(\frac{\sqrt{t_p + Dt}}{Dt}\right) \quad \text{Ecuación 13. Tomado de la Ref. 5}$$

Debido a que los bordes externos no afectan estas presiones, durante este período la pendiente que se obtiene de graficar P o ΔP versus t en escala semilogarítmica<sup>5</sup> es:

$$m = \frac{162,6qmb}{h\sqrt{k_x k_y}} \quad \text{Ecuación 14. Tomado de la Ref. 5}$$

El factor de daño mecánico estimado se puede obtener de la siguiente expresión:

$$s_a = 1,15\sqrt{\frac{k_y}{k_z}} \frac{h_w}{h} \left[ \frac{[P_w - P_w]_{z=0}}{m} + \log(t_p + t) - \log(t_p) - \log\left(\frac{k_x t}{f\mu c h_w^2}\right) + 1,76 \right] - \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25\ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{P_w}{h}\right)\right) - 1,838 \right] \quad \text{Ecuación 15.}$$

Tomado de la Ref. 5

### 2.3.6. REGIMEN LINEAL TARDÍO

Este régimen comienza cuando el disturbio de presión alcanza las fronteras laterales que están al comienzo y final del pozo, es decir, planos  $x=0$  y  $x=b$  y aun no ha sentido el efecto de las dos fronteras laterales restantes. En este caso, el flujo es lineal horizontal con dirección al pozo, pero a diferencia del

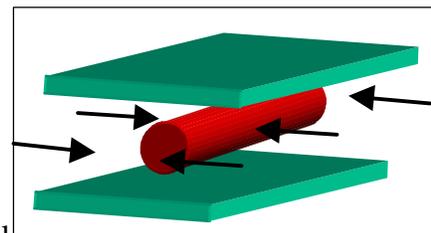


Fig. 11. Régimen Lineal Tardío

Flujo Lineal Intermedio, su acción no se limita a lo largo del pozo. En este caso, el flujo abarca el largo del pozo y más allá hasta las fronteras del yacimiento. Durante este régimen,

es posible identificar el valor de permeabilidad horizontal  $K_y$  y el valor del Daño Total (ver Ecuación 20).

La ecuación que corresponde a la declinación de la presión durante el régimen lineal tardío es como sigue:

$$P_{wt} = P_i - \frac{8,13mb}{hb} \left\{ \sqrt{\frac{t}{fmc_t k_y} + \frac{17,37h}{\sqrt{k_y k_z}}} \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25 \ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{P_w}{h}\right)\right) - 1,838 + s_t \right] \right\} \quad \text{Ecuación 16. Ref. 5}$$

En una restauración de presiones:

$$P_{wDt} = P_i - \frac{8,13qmb}{bh\sqrt{fmc_t k_y}} (\sqrt{t_p + Dt}) - Dt \quad \text{Ecuación 17. Tomado de la Ref. 5}$$

Cuando se grafica  $P$  o  $\Delta P$  contra  $\sqrt{t}$  ( $=\sqrt{t_p + Dt} - \sqrt{Dt}$ ) en coordenadas cartesianas<sup>5</sup>, la recta que se obtiene tiene la pendiente que se indica a continuación:

$$m = \frac{8,13qmb}{bh\sqrt{fmc_t k_y}} \quad \text{Ecuación 18. Tomado de la Ref. 5}$$

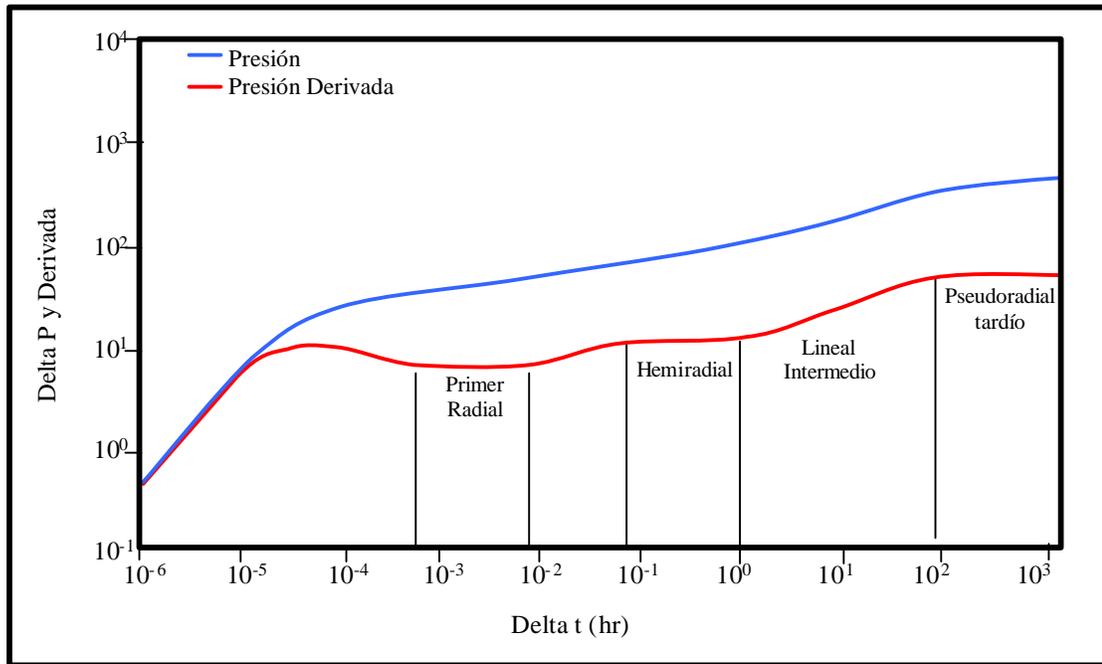
El daño que se observa será el daño total  $s_t$ :

$$s_t = \frac{\sqrt{k_y k_z}}{17,37h} \left[ \frac{[P_{wDt} - P_{wDt=0}]bh}{8,13qmb} - \frac{\sqrt{Dt} - \sqrt{t_p + Dt} + \sqrt{t_p}}{\sqrt{fmc_t k_y}} \right] - \left[ \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25 \ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin\left(\frac{P_w}{h}\right)\right) - 1,838 \right] \quad \text{Ecuación 19. De la Ref. 5}$$

Éste es el único régimen en el cual se refleja el daño total  $s_t$ . Si además se conoce  $s_a$  por análisis de algún otro régimen, también permite conocer el daño causado por la penetración horizontal parcial del pozo  $s_r$ :

$$s_t = \frac{b}{h_w} s_a + s_r \quad \text{Ecuación 20. Tomado de la Ref. 5}$$

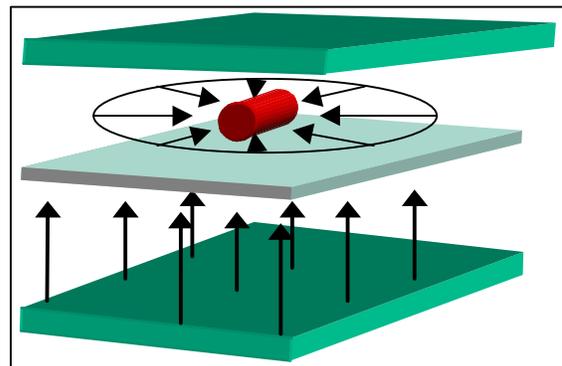
La Fig. 12 muestra las curvas de presión y de la derivada de presión correspondientes a un pozo horizontal en el cual se cumplen los cuatro primeros regímenes de flujo.



**Fig. 12. Identificación De Regímenes De Flujo en un Pozo Horizontal**  
Tomado De La Referencia 4

### 2.3.7. CASO PARTICULAR: FLUJO PSEUDORADIAL SOPORTADO LINEALMENTE

De acuerdo a los modelos descritos<sup>8</sup>, es improbable la existencia de regímenes de flujo bilineales en pruebas de pozos horizontales. Sin embargo existen referencias de yacimientos de tipo estratificado<sup>8</sup>, en los que la curva de la derivada de presión describe una línea bien definida y recta de pendiente entre  $1/2$  (flujo lineal) y  $1/4$  (atribuida a flujo bilineal). Los autores Muñoz, *et al.*<sup>8</sup>; simulaban mediante



**Fig. 13. Régimen Pseudoradial Soportado Linealmente**

modelos analíticos, varias situaciones de flujo posible, como flujo lineal, flujo bilineal, y también simularon el caso de flujo lineal horizontal en la capa superior y flujo lineal vertical en la capa inferior. Los resultados no fueron satisfactorios. Entonces se simuló, con modelos numéricos, el caso en el que el flujo de la zona inferior es vertical y el flujo en la zona superior es pseudoradial horizontal. El cotejo fue muy bueno. Este tipo de flujo se denomina entonces Flujo Pseudoradial Soportado Linealmente.

#### 2.4. ANÁLISIS PARAMÉTRICO CONCEPTUAL. Estudio de Sensibilidad

A continuación se describen los cambios en las curvas de presión y de la derivada de presión al variar los parámetros que afectan el flujo en una restauración de presiones.

**Tabla 1. Sensibilidad de las Curvas de Presión y la Derivada de Presión**

PARÁMETRO	EFEECTO
<b>Permeabilidades (Kv y Kh)</b>	A medida que se incrementa K, $\Delta P$ disminuye porque el abatimiento es menor al tener una mejor permeabilidad. Kv afecta sólo al 1 <sup>er</sup> radial y Kh afecta a todos los períodos <sup>5</sup> .
<b>Daño (s) y Almacenamiento (C)</b>	Estos parámetros están presentes sólo en las cercanías del pozo, por lo tanto afectan sólo a los periodos tempranos.
<b>Radio del Pozo (<math>r_w</math>)</b>	Este parámetro no afecta el comportamiento de ninguno de los regímenes de flujo, aunque puede alterar el almacenamiento de forma directamente proporcional.
<b>Excentricidad (<math>Z_w</math>)</b>	Afecta el comienzo del período hemiradial.
<b>Espesor de Arena (h)</b>	A medida que el espesor de la arena es menor, la duración del 1 <sup>er</sup> período radial será menor.
<b>Ancho del Yacimiento (a)</b>	No afecta los intervalos de tiempo de los periodos.
<b>Longitud Efectiva del Pozo (<math>h_w</math>)</b>	Afecta la duración de los regímenes. $\Delta P$ disminuye con el aumento de $h_w$ . Si $2h_w > b$ el pseudoradial tardío no ocurre.

## 2.5. ESTADO DEL ARTE EN ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIONES EN POZOS HORIZONTALES

Gran parte de la teoría referente a pruebas de pozos horizontales proviene de analogías con los métodos ya existentes para interpretar pruebas en pozos verticales. En la práctica, la experiencia ha demostrado que estos modelos y métodos pueden y deben ser mejorados. En este capítulo se presentan los aportes más relevantes de los últimos estudios en materia de interpretación de pruebas de presión para pozos horizontales.

El rápido incremento en la aplicación de pozos horizontales ha traído un desarrollo acelerado de procedimientos para evaluar el comportamiento de los pozos horizontales. Estos procedimientos, todavía usan los conceptos de pozos verticales casi indiscriminadamente para analizar la respuesta de la presión de pozos horizontales. Entre estos conceptos están los siguientes:

- \* La suposición de un pozo de conductividad infinita (No genera caídas de presión)
- \* Un flujo uniforme a lo largo de toda la longitud del pozo
- \* Un daño uniformemente distribuido a lo largo del pozo

Una de las limitaciones que existen es que a partir de la permeabilidad horizontal ( $k_{h=} = \sqrt{k_x \cdot k_y}$ ), no se obtiene ninguna estimación de  $K_x$  ó  $K_y$ . Para obtener una muestra satisfactoria, la duración de la toma de datos debería permitir observar un mínimo de dos regímenes de flujo. La primera desventaja es que el efecto de almacenamiento puede enmascarar el régimen de flujo radial temprano y parte del régimen lineal intermedio.

La segunda desventaja es la restricción que tiene el período de flujo lineal intermedio: requiere pozos horizontales extremadamente largos, tales que

$$h_w \geq 100 \cdot h \sqrt{k/k_z} \text{ para poder existir.}$$

Por otra parte, el comienzo del período de flujo pseudoradial se retrasa debido a lo largo del pozo horizontal. Por lo tanto, para observar este período podrían necesitarse meses. Esto es difícil para una prueba de pozos horizontales. Así, se puede decir que los

períodos de flujo lineal intermedio y/o pseudoradial tardío son muy difíciles de observar o detectar.

El período lineal intermedio es el único que provee el valor de la permeabilidad en una dirección determinada, en lugar del producto de permeabilidades. Por eso, muchas referencias y análisis suponen la existencia de un período de flujo lineal.

Debido a esto se concluye<sup>4</sup> lo siguiente:

\* La información que puede ser obtenida de los datos de un período de flujo radial temprano es indispensable. Por lo tanto, la toma de mediciones de presión y tasas con cierre de pozo en fondo debe ser usada para eliminar o reducir el efecto de almacenamiento que no permite el estudio de este régimen radial temprano.

\* Para pozos horizontales largos, el período de flujo pseudoradial tardío se observa mas allá del lapso de tiempo de la prueba, y la permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) no puede ser obtenida del análisis. Las permeabilidades horizontales, también pueden ser obtenidas de una prueba de pozo vertical en la misma arena. Si no existen pozos verticales, una segunda opción puede ser realizar la prueba aislando una sección corta del pozo horizontal, para así reducir el tiempo de alcance del periodo de flujo pseudoradial tardío. Ambos métodos pueden ser cuestionables si la formación no es razonablemente homogénea.

\* En la mayoría de los casos prácticos, el flujo lineal intermedio no existe. En estos casos, la permeabilidad horizontal individual ( $K_x$ ,  $K_y$ ) no puede ser determinada del análisis de la prueba de pozo, a menos que la formación sea isotrópica en el plano horizontal.

El problema del análisis convencional de pruebas de pozos horizontales está en las suposiciones simplificadas. Eliminando estas suposiciones y/o considerando mayor complejidad o, mejor dicho, configurando de manera más real el pozo, las dificultades aumentan. Considerando algunos de los problemas adicionales que surgen en este contexto, y que son la base fundamental de los métodos de análisis actuales, se pueden discutir mejor las bondades y limitaciones del método actual para análisis de pruebas de pozos

horizontales. Así se puede saber cuando un método de análisis convencional es satisfactorio o cuando un análisis actual no puede proveer los resultados esperados.

### 2.5.1. EFECTO DE IRREGULARIDAD DEL DAÑO

Según estudios realizados<sup>4</sup>, la influencia de una distribución cónica del daño, demuestra los errores que puede tener el análisis de una prueba de pozo horizontal.

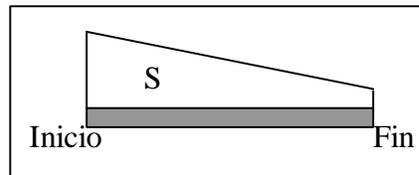


Fig. 14. Distribución Cónica del Daño en un Pozo Horizontal

Se observó la influencia en el valor de la pendiente en la gráfica semilogarítmica para períodos de flujo temprano a partir de cinco (5) casos estudiados en los cuales se modificó la distribución del daño (cónicas y standard), evaluando lo que implica esa variación en cuanto a los errores en la estimación de permeabilidades ( $K_y$ ,  $K_z$ ).

En el caso de la distribución cónica (Ver Fig. 14), la presión a lo largo del pozo es irregular. La Caída de presión es mayor hacia el inicio del pozo, y menor hacia el fin del pozo.

Otra causa de irregularidad en el daño, y por lo tanto, en el perfil de presión a lo largo del pozo; se debe a la diferencia entre las permeabilidades horizontales y verticales.

### 2.5.2. COMPLETACIÓN SELECTIVA

Es común encontrar pozos horizontales completados selectivamente o, en algunos casos, existen segmentos del pozo que pueden estar cerrados al flujo. Esta característica lleva a la existencia de un régimen de flujo pseudoradial intermedio en la respuesta de la presión<sup>4</sup>.

En las Fig. 15 y Fig. 16 se observa un período de flujo correspondiente al régimen radial temprano. La pendiente, en la curva semilogarítmica, es proporcional a la longitud del pozo abierto al flujo. La duración de este período de flujo, también depende de la longitud de cada uno de los segmentos abiertos al flujo.

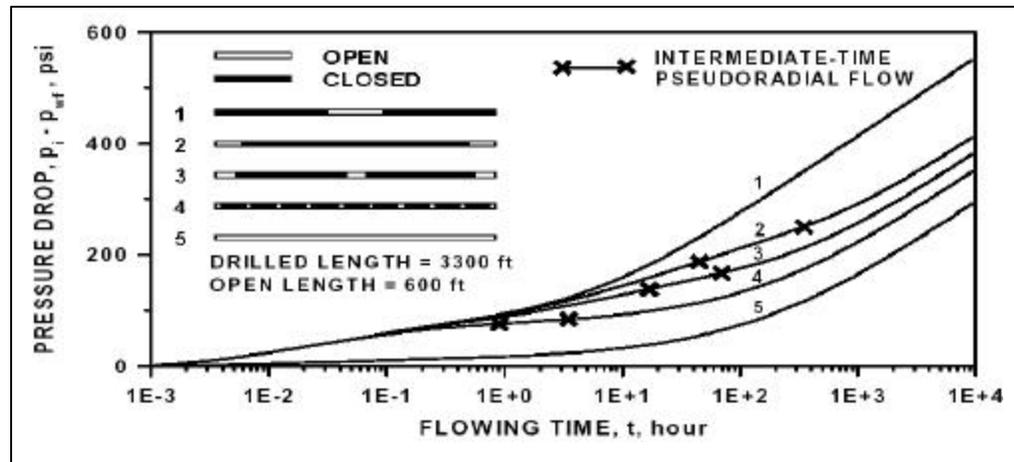


Fig. 15. Efecto de Completación Selectiva en Curva Semilogarítmica. Segmentos Abiertos Regulares.

Tomado de la Referencia 4

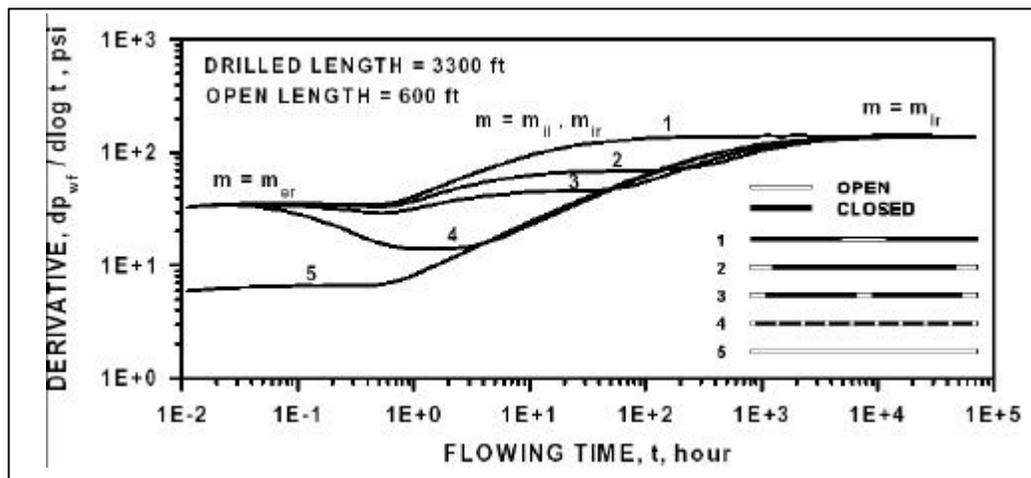


Fig. 16. Efecto de Completación Selectiva sobre la Derivada. Segmentos Abiertos Regulares

Tomado de la Referencia 4

Para los ejemplos considerados en las Fig. 15 y Fig. 16 no se muestra la existencia de un flujo lineal intermedio. Como se mencionó anteriormente, se detectó un nuevo régimen de flujo: flujo pseudoradial intermedio. Durante este período, la pendiente de la curva semilogarítmica es el inverso de la pendiente del período pseudoradial tardío. Como se puede observar en la Fig. 16, la pendiente de la curva correspondiente al período pseudoradial tardío no es afectada por la longitud o la distribución de los segmentos abiertos.

En los casos que no existen las tres curvas convencionales, las ecuaciones de las pendientes para la gráfica semilogarítmica de los períodos temprano, intermedio y tardío pueden ser usadas para identificar los regímenes de flujo que se ha supuesto que existan para el análisis. En la Fig. 17 se observa el efecto de la Completación Selectiva sobre la curva de la derivada de presión para segmentos abiertos con longitudes diferentes.

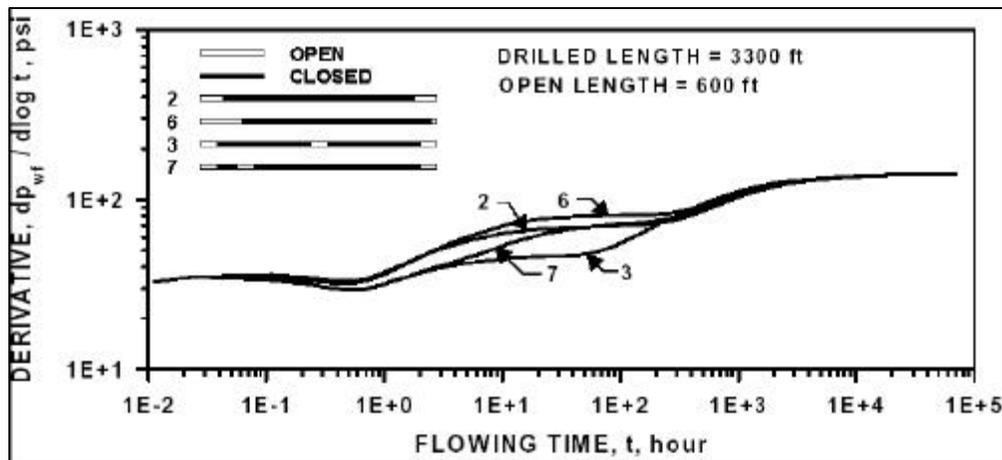


Fig. 17. Efecto de la Completación Selectiva sobre la Derivada. Segmentos Abiertos Irregulares.

Tomado de la Referencia 4

Se presenta complejidad para interpretar este período de flujo Pseudoradial Intermedio cuando ocurre por causas “naturales” desconocidas, como arenamiento o taponamiento. En estos casos:

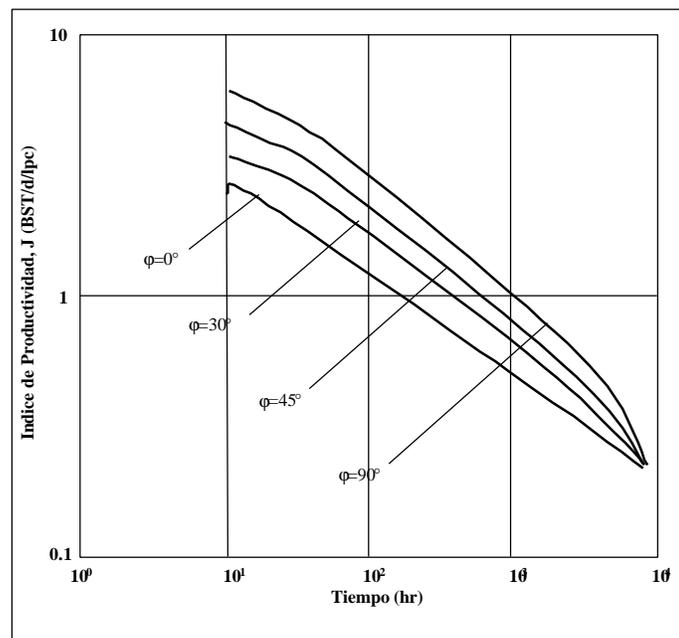
- \* El número de segmentos abiertos es desconocido
- \* Las longitudes de estos segmentos pueden ser desiguales, y
- \* Los segmentos abiertos pueden no estar uniformemente distribuidos

Por lo tanto, aun no está disponible una relación para la pendiente en la curva semilogarítmica del período intermedio.

### 2.5.3. PRODUCTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LA PERMEABILIDAD PRINCIPAL

Los autores Portella y Lanzarini<sup>12</sup>, han postulado una relación cualitativa entre la orientación de los esfuerzos y la permeabilidad. La componente máxima del esfuerzo generalmente coincide con la permeabilidad máxima, y el mínimo esfuerzo coincide con la

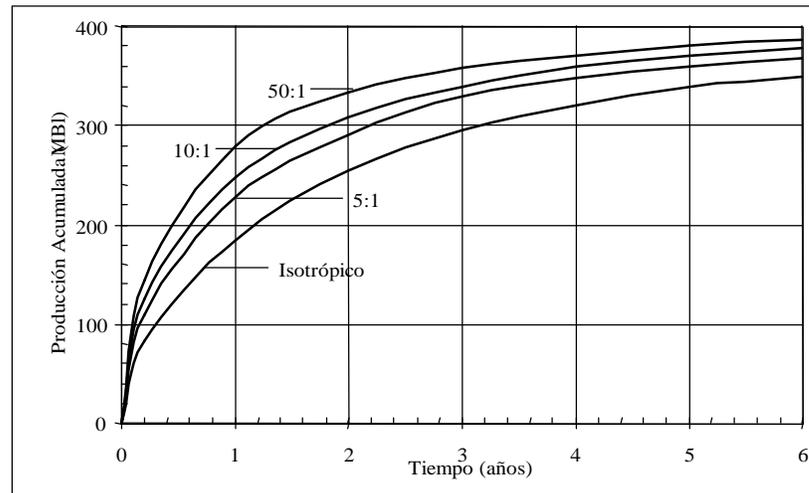
dirección de la permeabilidad mínima<sup>9</sup>. Con el propósito de aumentar la productividad, se ha sugerido que los pozos horizontales deben ser orientados en la dirección normal a la orientación de máxima permeabilidad. La orientación óptima de un pozo horizontal puede significar grandes diferencias en el comportamiento del pozo para períodos tempranos (Ver Fig. 18); pero a menos que la medición de los esfuerzos, ya sea a partir de núcleos, aplicación de mecánica de rocas o de técnicas acústicas, permita inferir la dirección de la permeabilidad principal, frecuentemente no se tienen dichas mediciones o, peor aún, en el caso de formaciones no consolidadas, estas mediciones son muy poco realistas.



**Fig. 18. Índice de Productividad vs. Tiempo. Pozos Horizontales en Diferentes Ángulos**  
**Permeabilidad Anisotrópica Tomado de la Referencia 9**

Por otra parte, la dirección sobre la cual se perforan los pozos horizontales generalmente está basada en la forma “presunta” del área de drenaje, mientras que el parámetro decisivo debería ser la anisotropía en el plano horizontal. La Fig. 19 muestra que para un pozo horizontal perforado en la dirección óptima, es decir perpendicular a la dirección de máxima permeabilidad, la producción acumulada es más marcada en períodos tempranos si la anisotropía en el plano horizontal es mayor. Para un valor de permeabilidad promedio, a medida que la anisotropía horizontal aumenta, el proceso de drenaje del

yacimiento es acelerado, lo cual hace a los yacimientos de anisotropía alta más atractivos, desde el punto de vista de recobro acumulado, que aquellos isotrópicos<sup>3</sup>.



**Fig. 19. El Aumento de la Anisotropía Incrementa el Factor de Recobro para un Pozo Horizontal Perforado en la Dirección Óptima. Tomado de la Referencia 10**

#### 2.5.4. MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD MÁXIMA Y MÍNIMA

Generalmente es muy deseable conocer tanto la magnitud, como la dirección de las permeabilidades máxima y mínima en un yacimiento. Los estudios de Muñoz *et al.*<sup>11</sup> sugieren un método, requiriendo sólo el desarrollo del régimen de flujo lineal, en tres pozos horizontales perforados en orientaciones arbitrarias.

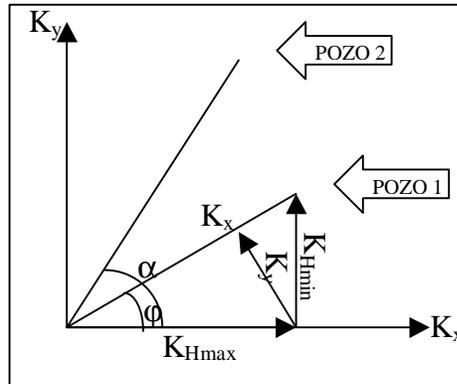
Frecuentemente, la permeabilidad horizontal no es conocida (aunque es factible obtenerla de una prueba de pozo vertical si se asume permeabilidad homogénea). Si el régimen lineal está presente; entonces la permeabilidad normal a la trayectoria del pozo horizontal puede ser calculada mediante la siguiente Ecuación 21.

$$\frac{1}{k_{yj}} = \frac{\cos^2 j}{k_{H \min}} + \frac{\sin^2 j}{k_{H \max}}$$

**Ecuación 21 Tomado de la Ref. 11**

Esta ecuación se escribe dos veces más para los dos pozos adicionales. Además, los valores de los dos ángulos entre las trayectorias de los tres pozos resultan en un sistema de

cinco ecuaciones con cinco incógnitas que permiten conocer la dirección y la magnitud de las permeabilidades horizontales máxima y mínima. (Ver Fig. 20).



**Fig. 20. Permeabilidades que Afectan a los Pozos Perforados Arbitrariamente.**

Tomado de la Referencia 11

Los estudios demuestran que ignorar la orientación del pozo horizontal puede causar considerables errores en el análisis de los resultados de las pruebas de pozos horizontales.

### 2.5.5. PRODUCTIVIDAD EN FUNCION DE LA LONGITUD EFECTIVA DEL POZO

En el caso de yacimientos heterogéneos, la mejor forma de evaluar el comportamiento de pozos horizontales es mediante el uso de un simulador convencional de flujo. Existen otras herramientas que pueden emplearse para evaluar el comportamiento de los pozos horizontales, pero de cualquier manera son muchas las simplificaciones. Los estudios de simulación que comprenden modelos más realistas son muy complejos y requieren el manejo de muchos datos. En el caso de yacimientos heterogéneos, la situación se complica aún más debido a que el modelaje del yacimiento requiere técnicas avanzadas y complejas. Por este motivo, los modelos simplificados siguen siendo utilizados para evaluar el comportamiento de producción de los pozos, a pesar de que los resultados pueden no ser los más certeros.

La longitud efectiva de un pozo horizontal es el factor que más afecta la productividad del pozo. Según Yuan<sup>12</sup>, la mejor manera de perforar un pozo horizontal en yacimientos heterogéneos es a lo largo de la dirección principal de los canales. Perforar un pozo de esta manera, aumentará la probabilidad de que un pozo atraviese mayor parte del yacimiento, aumentando así la longitud efectiva del pozo, y consecuentemente la productividad.

#### 2.5.6. EFECTO DE LA DEFORMACIÓN

Las propiedades de deformación de un yacimiento no son consideradas en la Ecuación de Difusividad. Sin embargo, en algunos yacimientos deformables, el esfuerzo y la deformación causados por la inyección de fluidos o por la producción, pueden ser tan importantes como para afectar la repuesta de presión. Tradicionalmente se ha supuesto que la permeabilidad, la porosidad y la compresibilidad del fluido sean constantes, y que el gradiente de presión es pequeño. La deformación toma lugar si la presión de poro, inducida por la presión de la roca, puede disiparse a través del transporte masivo de fluidos.

Partiendo de estas observaciones, se ha estudiado el efecto que los valores de deformación puede tener sobre las pruebas transientes<sup>13</sup>. Se obtuvo que los cambios en el esfuerzo total en la zona cercana al pozo son importantes, lo que implica que, como los análisis de presiones no incluyen este efecto, hay muchos errores que resultan de esta simplificación.

Por otra parte, las simulaciones numéricas muestran que las compresibilidades de la matriz y del fluido pueden afectar la respuesta de los resultados de los análisis de las pruebas de presiones. Esto es porque al suponer que el fluido y la matriz son incompresibles, se genera una sobrestimación de la presión de poro y del radio de esfuerzos, especialmente en las areniscas. Cuando se consideran las compresibilidades de la matriz y del fluido en la compresibilidad total, entonces la presión de poro estimada es menor y más realista. También, el uso del verdadero valor de compresibilidad total en los análisis de presiones, lleva a una mejor predicción de la respuesta de presión en comparación a cuando se usa sólo el valor de la compresibilidad del fluido.

### 2.5.7. MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA

Las técnicas analíticas tienen sus limitaciones. La mayoría de los modelos analíticos derivan de ecuaciones para yacimientos isotrópicos y homogéneos de formas regulares, penetrados por pozos verticales u horizontales. Los avances recientes en perforación y completación han permitido un aumento en el uso de pozos de geometría compleja, como los “slant holes” (pozos altamente desviados) y los multilaterales. Además, los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de herramientas de medición con resolución mejorada y estables, por lo que la medición de las respuestas de presión se conoce ahora con detalle. Por esto, el uso de simuladores numéricos para pruebas de pozos se ha convertido en un elemento importante para los ingenieros. Se han hecho estudios dedicados a investigar sobre la conveniencia de seguir aplicando los modelos analíticos o emplear modelos numéricos<sup>14,8</sup>, obteniendo que, dada la gran flexibilidad y rapidez de los modelos numéricos disponibles, estos deben ser utilizados siempre que los ingenieros consideren que los modelos analíticos son inadecuados para el análisis. Entre las conclusiones más importantes, se destacan las siguientes:

- \* Con la ayuda de los modelos analíticos, el análisis numérico ayuda a comprender mejor las complejidades de la estructura del yacimiento. Esto, gracias a la posibilidad de incorporar la información geológica real en el proceso de modelaje.

- \* Los modelos numéricos de pruebas de presión fueron usados exitosamente para interpretaciones en las que los sistemas pozos-yacimientos no pudieron ser modelados analíticamente.

- \* Debido al mejoramiento constante de los modelos computacionales y a su flexibilidad, estos deben ser usados siempre y cuando se concluya que los modelos analíticos no son los más adecuados.

De cualquier manera, es importante señalar que la simulación numérica para agotamiento primario, en el caso de Crudos Espumantes (Ver Apéndice 1) es un reto muy grande, debido a la ausencia de un conocimiento claro de la física involucrada en los procesos de generación, flujo y colapso de la dispersión del gas en el crudo<sup>15</sup>. La simulación y predicción de crudos espumantes usando modelos convencionales de gas en

solución no han sido exitosos. Por otra parte, ya se ha tratado de establecer modelos más adecuados al sistema de gas disperso, y éstos han captado la esencia de los procesos no-equilibrados. Sin embargo, éstos no han sido plenamente desarrollados.

### 2.5.8. PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES

Usualmente se ha asumido que en los pozos horizontales el comportamiento de producción es tal que la conductividad es infinita y el flujo es uniforme<sup>16</sup>. Esto quiere decir que no hay caída de presión a lo largo del pozo y el influjo es constante también a lo largo del pozo. Esto es adecuado sólo en casos donde la caída de presión a lo largo del pozo sea muy pequeña en comparación a la ocurrida en el yacimiento, y es muy razonable esperar que las pérdidas de presión por fricción y aceleración sean notables.

El comportamiento del flujo en un pozo horizontal difiere del flujo en una tubería porque la rugosidad en un pozo es mucho mayor debido a las perforaciones y a las ranuras. Los influjos a lo largo del pozo, producen cambios en la distribución de presiones, por lo que las correlaciones del factor de fricción en una tubería regular no pueden ser usadas para predecir caídas de presión en un pozo horizontal.

La distribución de presiones en un pozo horizontal puede influenciar el tipo de completación y el diseño del pozo, además tiene un impacto en la producción del pozo, por esto las pérdidas de presión versus el comportamiento del flujo a lo largo del pozo y las pérdidas de presión versus el influjo a lo largo del pozo deben ser estudiados.

En la industria petrolera se iniciaron las investigaciones en hidráulica de pozos horizontales a finales de los años 80, y los diversos estudios teóricos realizados hasta la fecha no permiten predecir las pérdidas de presión por fricción en pozos horizontales, inclusive los últimos estudios<sup>17</sup> aún confirman que las características del flujo en una tubería regular son significativamente diferentes de aquellas en una tubería ranurada y que el uso de estos modelos de flujo ocasiona errores considerables.

## **SECCIÓN 3. METODOLOGÍA PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES**

Por la gran variedad de nuevas técnicas de medición e interpretación, se hace necesario asegurar un correcto orden del método a seguir. El objetivo de trabajar sistemáticamente consiste en que se pretende que la interpretación permita obtener los resultados más consistentes y correctos. En el Diagrama (Ver Fig. 21) se muestra en que consiste la Metodología a seguir en este trabajo. Puede observarse que la Interpretación sólo es posible una vez realizadas las etapas previas de “Diseño de la Prueba” y “Adquisición de los Datos” que deben ser complementadas con Información Adicional.:

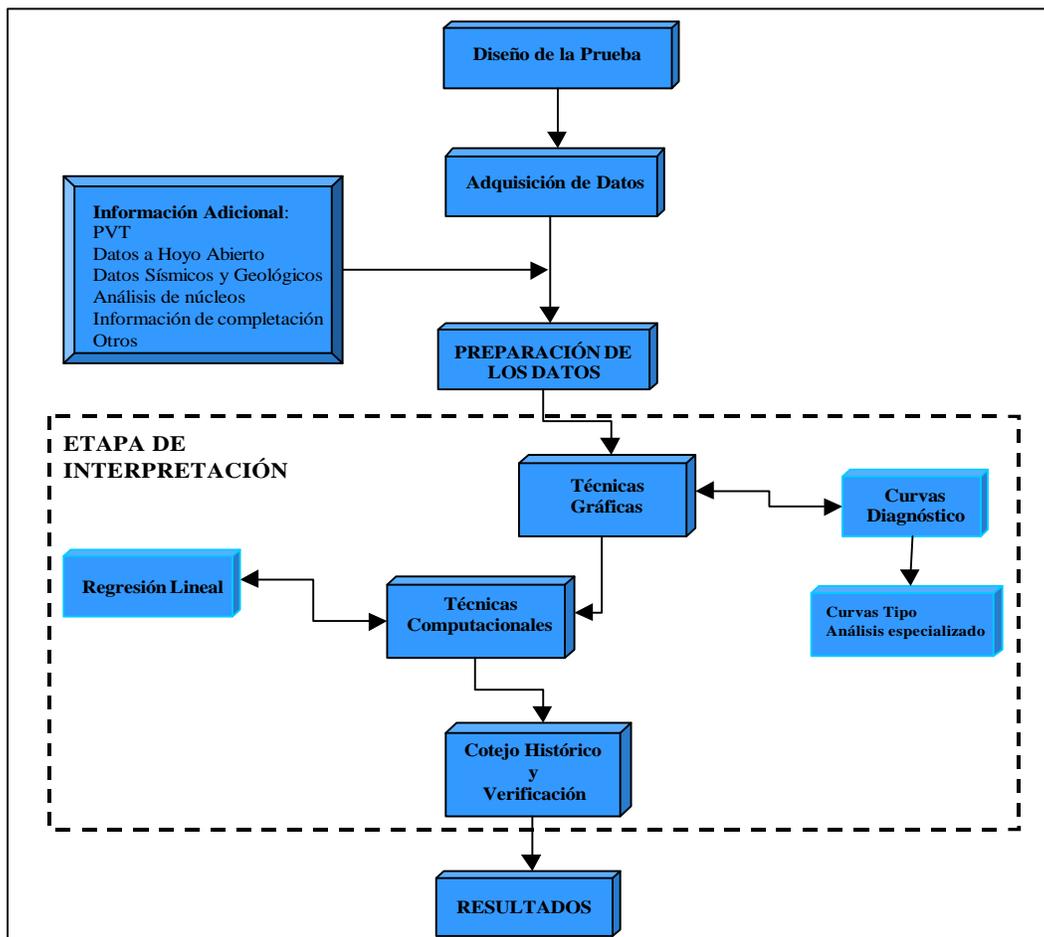


Fig. 21. Metodología para la Interpretación de Pruebas de Pozos.

Tomado y Adaptado de la Referencia 3

La Metodología a seguir en este trabajo consiste en tres etapas:

1. Preparación de los Datos
2. Interpretación
3. Resultados

### 3.1. PREPROCESAMIENTO DE LOS DATOS PARA LA INTERPRETACIÓN

En el proceso de analizar pruebas de presiones intervienen más elementos de los que son evidentes. La decisión de cuántos y cuáles pozos deben ser interpretados, el diseño de una prueba de presiones, el tiempo que debe durar una prueba, el manejo posterior de los datos, y todo lo relacionado con el manejo de información externa para analizar las interpretaciones muchas veces se supone poco importante, cuando en realidad es muy importante.

Parte de la tarea de la interpretación de pruebas consiste en la identificación de ciertas zonas o regiones de los datos (regímenes). Por lo tanto, es importante que éstos datos estén correctos. La recolección de los datos algunas veces está sujeta a errores de tipo físico o humano, y éstos deben ser corregidos antes de hacer el análisis<sup>6</sup>. Se necesita preparar la información de presiones para que el formato, y las unidades sean las correctas. Esto no requiere mayor esfuerzo, pero existen dos fases específicas de la preparación de los datos que merecen más cuidado y se refieren a los siguientes aspectos<sup>2</sup>:

- \* Número y frecuencia de los datos y
- \* Efecto de desfaseamiento.

#### 3.1.1. Número y Frecuencia de los Datos:

Los medidores electrónicos modernos de presión son capaces de hacer mediciones muy precisas y a altas frecuencias, incluso mayores que una medición por segundo. La cantidad de datos puede ser mayor a la que se pueda manipular, inclusive con un computador. Entonces es deseable reducir la cantidad de datos a un tamaño manejable de información que permita: capturar los elementos esenciales de la respuesta obtenida, evaluar equitativamente las diferentes secciones de la respuesta y reducir el número total de datos para acelerar la velocidad de los cálculos y los gráficos. Si el único objetivo fuera el de reducir los datos,

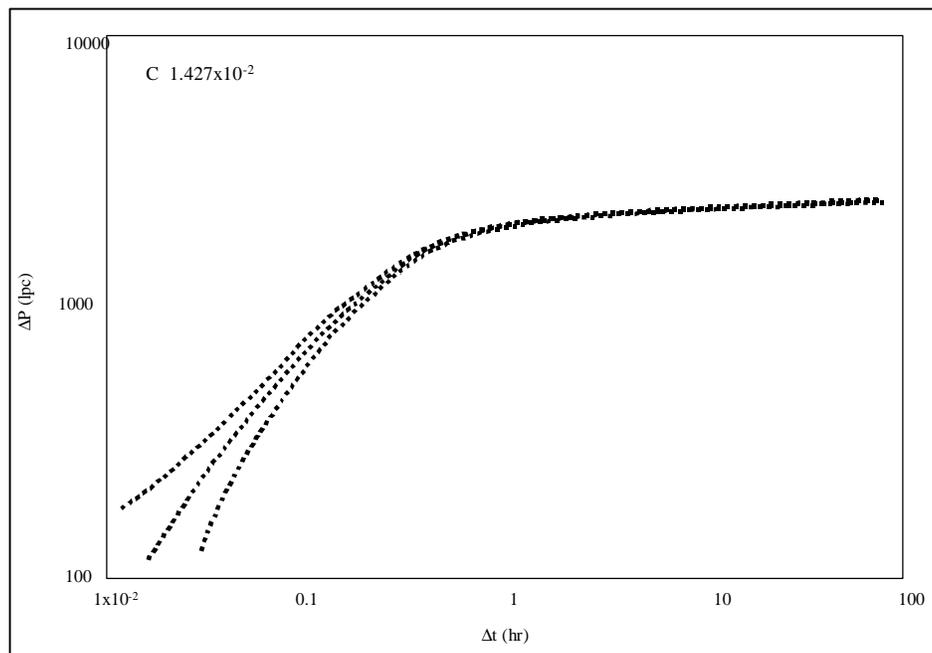
esto se lograría fácilmente reduciendo los datos según intervalos regulares de tiempo. Sin embargo, esto proveería un número excesivo de datos para la zona tardía de la respuesta de presión y muy pocos puntos para la región temprana ya que se sabe que durante la fase temprana es donde ocurren los mayores cambios de presión. Esto sería útil cuando se quiere hacer una reducción previa de los datos cuando éstos sean demasiados, o cuando los datos hayan sido adquiridos con una frecuencia menor en la respuesta tardía. Cuando los datos han sido obtenidos a espacios regulares de tiempo, entonces mediante una representación de tipo logarítmico habrá mayor cantidad de datos en los tiempos tempranos y menos datos en la parte final con lo que se otorga un valor más apropiado a cada zona de los datos. Esto no es tan efectivo cuando existen muchos períodos de flujo debido a que cada ciclo necesita mayor cantidad de datos y al final, la cantidad de datos puede ser insuficiente para visualizar completamente una curva. Un tercer tipo de distribución que se puede aplicar, es aquel que permite repartir los datos uniformemente en base a la presión y no al tiempo, asegurando que habrá mayor cantidad de datos en aquellos tiempos en que la presión cambia más, y viceversa. Esto resultará en una mejor equivalencia de los datos a través de los diferentes períodos de flujo. En este último caso debe tenerse cuidado cuando existan áreas en las que no varíe la presión y en los que haya ruido.

### 3.1.2. Desfase

Un instrumento, hoy en día, puede medir presiones a intervalos de un segundo, y también puede grabarlos durante pruebas que duren muchos días. Así, los datos estarán disponibles en un rango desde 1 hasta  $10^5$  ó  $10^6$  segundos, lo cual es seis ciclos en una representación semilogarítmica. De lo dicho en la sección anterior se desprende que una gráfica semilogarítmica tiende a esconder los errores en los tiempos tardíos, y a incrementarlos hacia los tiempos tempranos. Por otra parte, el comienzo de las pruebas no se realiza de manera instantánea ni tampoco la herramienta de medición responde inmediatamente. La apertura y cierre de válvulas puede tomar varios minutos, y la herramienta que mide las presiones puede necesitar a veces hasta más de un minuto para estabilizarse. Por estas varias razones, el tiempo de los datos para la región temprana de la prueba puede presentar un desfase de al menos un minuto con respecto al tiempo real transcurrido. Los errores correspondientes a unos pocos minutos en tiempo, o a unas pocas

libras de caída de presión pudieran parecer insignificantes, pero debido al uso común de las representaciones logarítmicas, estas pequeñas diferencias pueden alterar significativamente la apariencia de los datos y perjudicar la interpretación. A manera de ejemplo, en la Fig. 22 puede apreciarse el efecto que causa el cambiar del tiempo de inicio de la prueba por un minuto. En este caso particular, la persona que interpreta la curva superior pudo haber confundido el efecto de almacenamiento, por el efecto de algún tipo de fractura.

En conclusión, es importante ser cuidadoso con los datos de la respuesta temprana, específicamente cuando provienen de herramientas electrónicas modernas. Frecuentemente, será necesario cambiar la referencia del tiempo, de modo que la apariencia de esta zona de los datos sea la adecuada.



**Fig. 22. Efecto del Cambio del Tiempo Cero en la Respuesta de Presiones.**

**Tomado de la Referencia 6**

Por otra parte, se hace imprescindible desarrollar criterios para seleccionar los pozos que serán interpretados. Es importante que la selección de los pozos sea lo más representativa posible (Como se puede observar en la Sección 4.1).

La interpretación de los pozos será más confiable en la medida que se disponga de mayor cantidad y mejor información. La información requerida no sólo se limita al listado de presiones de pozo y tasas de petróleo en un tiempo definido. También es necesario conocer las características del fluido que se está produciendo (factor volumétrico del petróleo, viscosidad, compresibilidad), las características de la formación (material, compresibilidad, porosidad, permeabilidad), y del yacimiento del que se está produciendo (si es homogéneo, estratificado, presencia de acuífero o capa de gas, áreas con comunicación entre arenas), y características del pozo (tipo de completación, dimensiones, longitud del colgador o colgador) para que el modelo que simulará el sistema pozo-yacimiento tenga la mayor cantidad de información posible y las iteraciones sean menos.

Para hallar esta información, los estudios de PVT, o en su defecto las muestras del fluido, la información de núcleos, los perfiles eléctricos, etc. son los medios indicados.

### **3.2. RECURSO COMPUTACIONAL. Saphir V 3.0**

El recurso computacional utilizado para obtener los resultados en este trabajo es el Software Saphir. Desde su primera introducción en 1988, Saphir ha sido una herramienta standard en la industria petrolera para la Interpretación de Pruebas de Pozos. Este paquete fue desarrollado por la Compañía KAPPA, y particularmente, Saphir V3.0, versión usada en este estudio, es el resultado de una investigación significativa para producir una herramienta única y versátil, con variantes que se adaptan a todo tipo de usuarios gracias a su amigable ambiente<sup>1</sup>, además de considerar una importante variedad de modelos de pozo-yacimiento, como es el caso de pozo horizontal aplicable en nuestro análisis.

### **3.3. INTERPRETACIÓN**

En principio, las mediciones a hoyo abierto, datos sísmicos, interpretación petrofísica o cualquier otra información adicional, pudieran ayudar a construir la respuesta final. Esta información deberá ser recabada e inspeccionada antes de comenzar la Fase de Interpretación.

### 3.3.1. Curvas o Gráficas Diagnóstico

Son la representación gráfica de los datos adquiridos. Sirve para identificar los períodos de flujo que ocurren durante la prueba. Permiten al ingeniero separar la respuesta de presión en eventos específicos, y es vital que esto se haga de manera precisa, ya que cada porción permite estimar parámetros específicos. El análisis de pozos mejoró enormemente desde la introducción de la “curva derivada” por Bourdet, Whittle, Douglas y Pirard (1983). Esta curva provee una presentación simultánea de  $\log Dp$  versus  $\log Dt$  y  $Dt \log \frac{\partial p}{\partial t}$  versus  $\log Dt$ . A pesar de que la curva derivada es la herramienta más útil para diagnosticar, esta curva no es necesariamente la más precisa cuando se trata de estimar parámetros, de manera que deben emplearse otros gráficos.

### 3.3.2. Curvas para el Análisis Especializado

La técnica de Análisis Especializado es válida solamente para un régimen de flujo o para una geometría pozo-yacimiento específicos. Una vez que se ha identificado el o los regímenes de flujo presentes, lo usual es utilizar curvas especializadas: esto es, la representación gráfica que permita obtener una línea recta a partir de la cual se determinarán los parámetros más importantes. El ejemplo más común de Análisis Especializados para el flujo radial es el análisis semilogarítmico (Análisis Horner). Los flujos lineal, bilineal, esférico, semi-estable, etc., tienen sus Curvas Especializadas correspondientes.

### 3.3.3. Análisis de Curvas Tipo

Las Curvas Tipo son representaciones de soluciones a modelos teóricos usados para representar la realidad. El cotejo con Curvas Tipo puede ser usado para encontrar un modelo global para el conjunto pozo-yacimiento, que represente los datos de todo el período de la restauración a partir de un sólo régimen de flujo. El modelo seleccionado deberá reproducir o verificar las observaciones de los datos adicionales disponibles y también deberá verificar el diagnóstico previo y los parámetros computados en un análisis especializado.

### 3.3.4. Regresión Lineal

El análisis de pozos mediante métodos tradicionales se apoya mucho en las representaciones gráficas, pero éstas presentan la gran restricción de considerar la tasa de producción como constante. El principal objetivo del análisis asistido por computadoras es el de acelerar la aplicabilidad de las técnicas gráficas. Otro objetivo más importante consiste en extender el análisis mismo más allá de las limitaciones relativas a los métodos tradicionales. Las situaciones que no pueden resolverse tradicionalmente son aquellas en las que la tasa varía continuamente, hay pozos múltiples, los pozos son de geometría compleja, y se desconoce la presión inicial. Todas estas situaciones pueden resolverse mediante modelos computacionales. De cualquier manera, los programas de computadoras permanecen dependientes de las representaciones gráficas. Una de las herramientas analíticas más poderosas aplicables gracias a la computación es la Regresión Lineal<sup>6</sup>, o a veces llamada cotejo de curvas tipo automatizada. Este método difiere completamente de las técnicas gráficas en que se emplean algoritmos matemáticos para cotejar los datos observados en el yacimiento. Este cotejo se logra cambiando los valores de los parámetros desconocidos hasta que el modelo y los datos se asemejen tanto como sea posible. Esto se logra aplicando el método de mínimos cuadrados entre las presiones medidas y las reproducidas por el modelo:

$$\sum_{i=1}^n [p_{\text{medida}}(t_i) - p_{\text{modelo}}(t_i, k, s, z_w, \text{etc})]^2 \quad \text{Ecuación 22 Tomado de la Ref. 6}$$

El método de Regresión Lineal libera el procedimiento de las restricciones asociadas a las técnicas gráficas (tasa de producción constante y cierre instantáneo), y por lo tanto puede ser empleada en pruebas donde las mediciones de tasa hayan sido hechas en la boca del pozo, así como también cuando las tasas no sean constantes antes del cierre. Como todos los datos se ajustan simultáneamente, se resuelven los problemas relativos a interpretar parte de los datos por separado, como ocurre si se resuelve gráficamente. La Regresión Lineal también puede incluir un proceso estadístico para determinar que tan bueno ha sido el cotejo. Finalmente, mediante la regresión lineal se pueden estimar parámetros en las regiones de transición de los regímenes de flujo, y en casos en los que no hay suficientes datos como para obtener las representaciones gráficas necesarias.

Cuando se trabaja con técnicas de regresión lineal se requiere especificar el tipo de modelo de yacimiento con el que se va a cotejar, ya que el algoritmo no lo selecciona. Por lo que la regresión lineal debe ser complementada con la inspección visual de los datos.

### 3.3.5. Cotejo Histórico y Verificación

Una forma común consiste en seleccionar un solo evento dentro de la secuencia de multi-tasa para luego modelarlo mediante el método ya descrito. Esta curva, con sus parámetros asociados, son luego extrapolados basándose en el Principio de Superposición hasta los eventos siguientes de los datos que no hayan sido analizados. Estrictamente hablando, esto no es una verificación de los resultados, sino más bien una verificación de que el modelo seleccionado fue el más adecuado.

## 3.4. RESULTADOS

Los resultados de un análisis de presión son útiles para describir algunas propiedades roca-fluido en las cercanías del pozo, pero también deben ser útiles si se quiere verificar la información geológica previa. Por ejemplo, se puede reconfirmar la presencia de alguna falla cercana. Por otra parte, los resultados deben ser útiles para perfeccionar el modelo general del yacimiento y para poder hacer interpretaciones futuras de manera más precisa.

Generalizando, se puede decir que los resultados son útiles para:

- \* Caracterizar la roca del yacimiento ( $K \cdot h$ ,  $K$ )
- \* Determinar el estado del pozo (Daño, Pérdidas de Presión por Daño)
- \* Determinar la presencia de fallas, límites del yacimiento, contactos, etc.
- \* Determinar compartamentalización del yacimiento
- \* Determinación de la vida útil del yacimiento (pozo)
- \* Determinar el índice de productividad del pozo, I.P.

## **SECCIÓN 4. PROCEDIMIENTO DE ANALISIS DE PRESIONES**

### **4.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN POSIBLE POZO DE PRUEBA**

Para este estudio, la selección de los pozos para ser interpretados se realizó de la siguiente manera:

El área de Zuata se divide en tres grandes áreas: la región Sur-Oeste que fue la primera en perforarse y llevarse a producción. Esta área tiene un alto potencial en las Arenas de Ambiente Fluvial y cuenta con 127 pozos perforados y productivos a la fecha (05/04/02). En esta área, la información obtenida de núcleos y las interpretaciones petrofísicas han permitido la realización de una descripción geológica completa. Además, se cuenta con análisis PVT de fluido, mapas de fallas, mapas de espesores de arenas, mapas sísmicos, y toda la información que pueda ser necesaria para la correcta interpretación de las pruebas. La región “Central y Este” tiene un alto potencial en Arenas de Ambiente Deltaico, la producción en esta área está aún en sus inicios y sólo se han completado 93 pozos, la descripción geológica y petrofísica de la zona no está completa. Por último el área Norte cuenta con apenas 17 pozos, en su mayoría en arenas de tipo fluvial (ver Registro Tipo en Apéndice 2)

\* Se decidió trabajar con los pozos que han producido por más tiempo. Estos pozos tienen una mayor historia de producción. Por lo tanto, hay más probabilidad de encontrar períodos estabilizados de producción.

\* Se decidió que lo mejor es analizar bien las propiedades en un área reducida ya que se espera continuidad en las propiedades de los parámetros estudiados. Por este motivo, y el anterior se decidió trabajar solamente con pozos dentro del área Sur-Oeste.

\* Se descartó la posibilidad de trabajar con pozos en los cuales hay evidencia de comunicación entre arenas de acuerdo a los mapas de presión. Así, se descartaron siete macollas, con un total de 80 pozos.

\* De las 8 macollas restantes, dos macollas son de mayor interés para SINCOR, éstas tienen 12 pozos de los cuales se estudiarán sólo 11 porque uno de ellos ha producido agua.

\* De los 11 Pozos seleccionados, dos pertenecen a un ambiente de tipo Deltaico (Pozos 3 y 4). Como ya se dijo, las arenas del área “Central y Este” de mayor potencial son las de tipo Deltaico. En esta zona muy pocos pozos han sido abiertos a producción, y por eso no se cuenta con estudios de PVT ni con suficiente historia de presión-producción para hacer las interpretaciones de presión. Es conveniente entonces, interpretar estos pozos y tener información útil para el desarrollo de la Zona Este hasta que se obtenga información propia de esa zona.



Fig. 23. Mapa de Ubicación del Área de Estudio

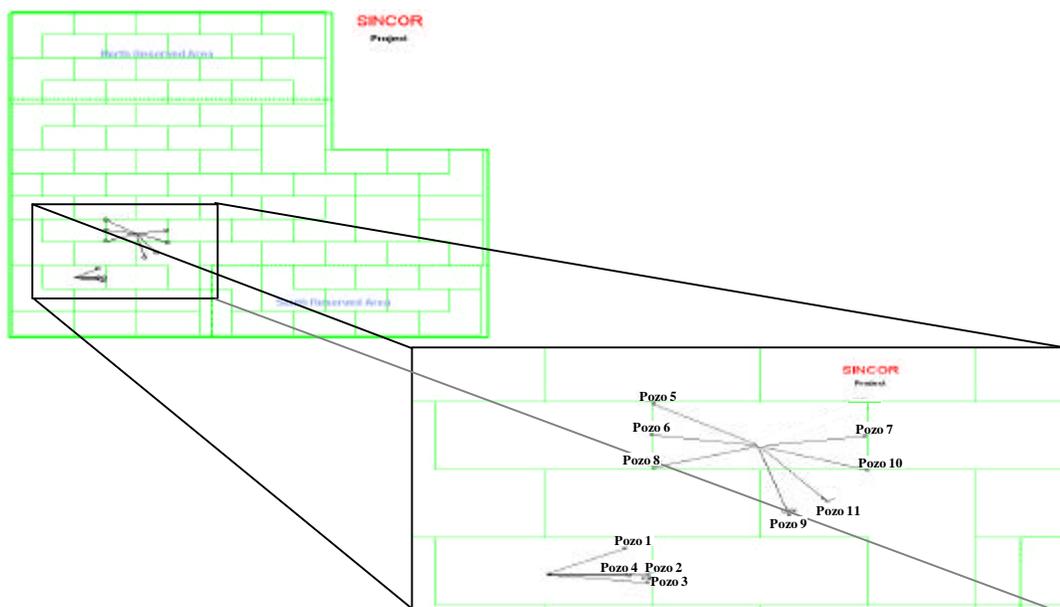


Fig. 24. Distribución de los Pozos Seleccionados dentro del Campo Zuata

## 4.2. DATOS: ACTUALES Y DIFERENCIA CON DATOS ANTERIORES

A continuación se describe en detalle la procedencia de la data empleada .

### 4.2.1. Historia de Presiones

En las Fig. 25 a la Fig. 35 se muestra el comportamiento de presión de cada pozo, además de la producción de petróleo, agua y la RGP a través del tiempo. Los datos de presión son obtenidos mediante medidores de cuarzo ubicados en el pozo (ver Esquema de Completación en Apéndice 2). Estos medidores de gran precisión permiten hacer mediciones a intervalos de tiempo muy reducidos. La información de presión es procesada por el software del sistema “Scada” y llega al usuario a través de la herramienta “PI” de Excel. La historia de presiones puede ser excesiva y además contiene ruido, por lo que debe ser cuidadosamente filtrada.

La historia de presiones manejada para las interpretaciones previas es la misma, sin embargo, a partir del día 16 de Junio del año 2001 se observa que la historia de presiones pasa de ser reportada en unidades de presión absolutas (bara) a unidades manométricas (barg). La herramienta de interpretaciones, Software Saphir V.03, requiere que las presiones estén reportadas en unidades de libras por pulgada cuadrada absolutas (lpca). Sin embargo, la historia de presiones fue manejada desde el inicio como si hubiese estado reportada en unidades de bar manométricos. De acuerdo a esto, todos los “build-up” previos a esta fecha están analizados en base a una conversión de unidades de presiones que no es la correcta y por eso no son correctos. Para el Pozo 1, se volvió a cometer el mismo error de conversión una vez más aún después de haberse identificado el problema. Esto es, para el “build-up” de fecha 29/08/2001, por lo que esa interpretación tampoco es correcta.

La conversión de unidades se realizó de la siguiente manera:

- \* Antes del Desfase de las Presiones (18/06/01):

$$P_{\text{ABSOLUTA}} (\text{lpca}) = P_{\text{ABSOLUTA}} (\text{bara}) * 14,5$$

- \* Luego del Desfase de las Presiones (18/06/01):

$$P_{\text{ABSOLUTA}} (\text{lpca}) = P_{\text{MANOMÉTRICA}} (\text{barg}) * 14,5 + 14,7$$

#### 4.2.2. Historia de Producción

La Historia de Producción proviene de las mediciones de la Estación de Flujo. Allí se mide diariamente el flujo de todos los pozos conectados y, de manera proporcional de acuerdo a las pruebas de producción por pozo, se asigna la producción correspondiente a cada pozo. De allí, que algunos pozos puedan tener una historia de producción sobre o subestimada. La historia de producción es manejada a través del software OFM (Oil Field Manager).

El Modelo debe reproducir esta Historia de Producción lo mejor posible, sin embargo, cuando se halla un modelo que no la reproduce muy bien, esto podría deberse a la sobrestimación o a la subestimación de la tasa de producción mencionada.

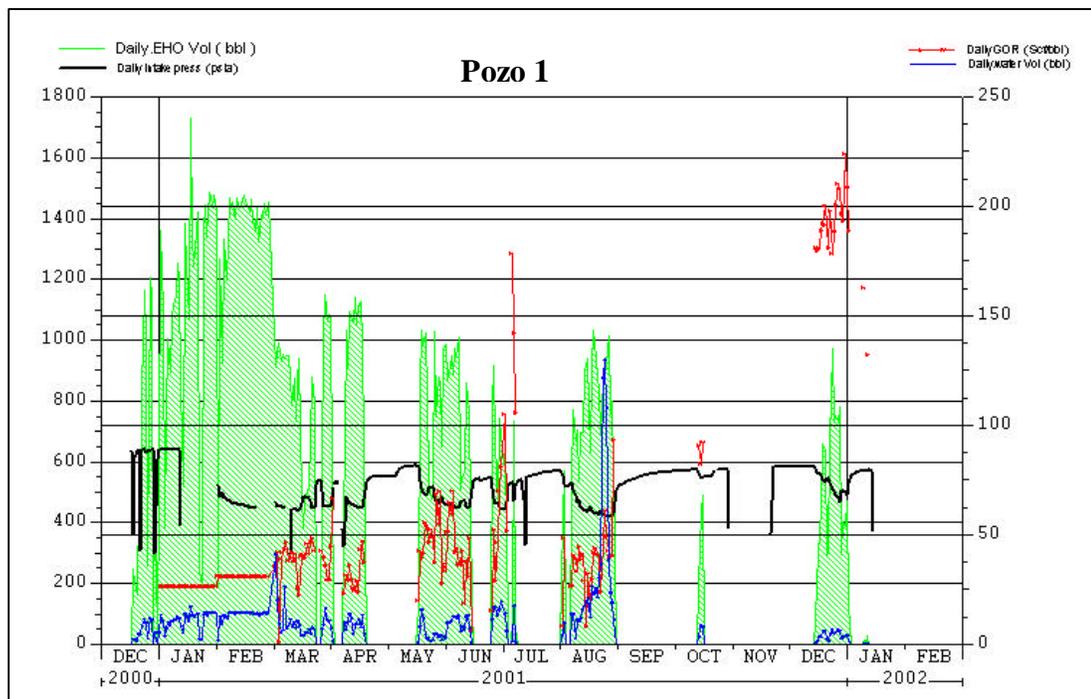


Fig. 25. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 1

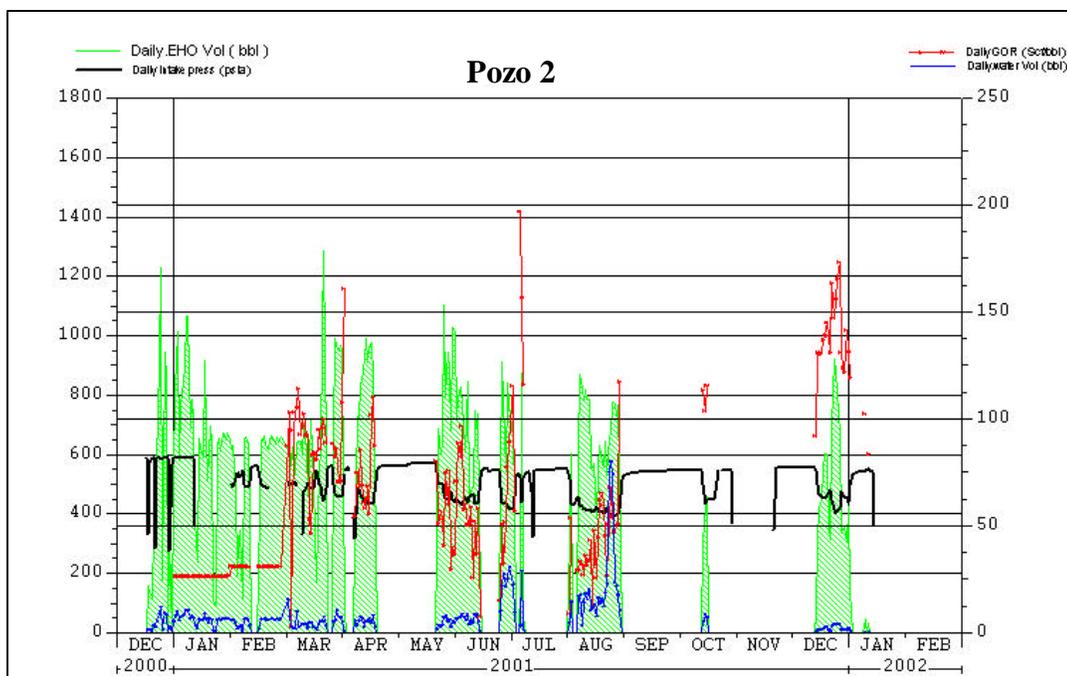


Fig. 26. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 2

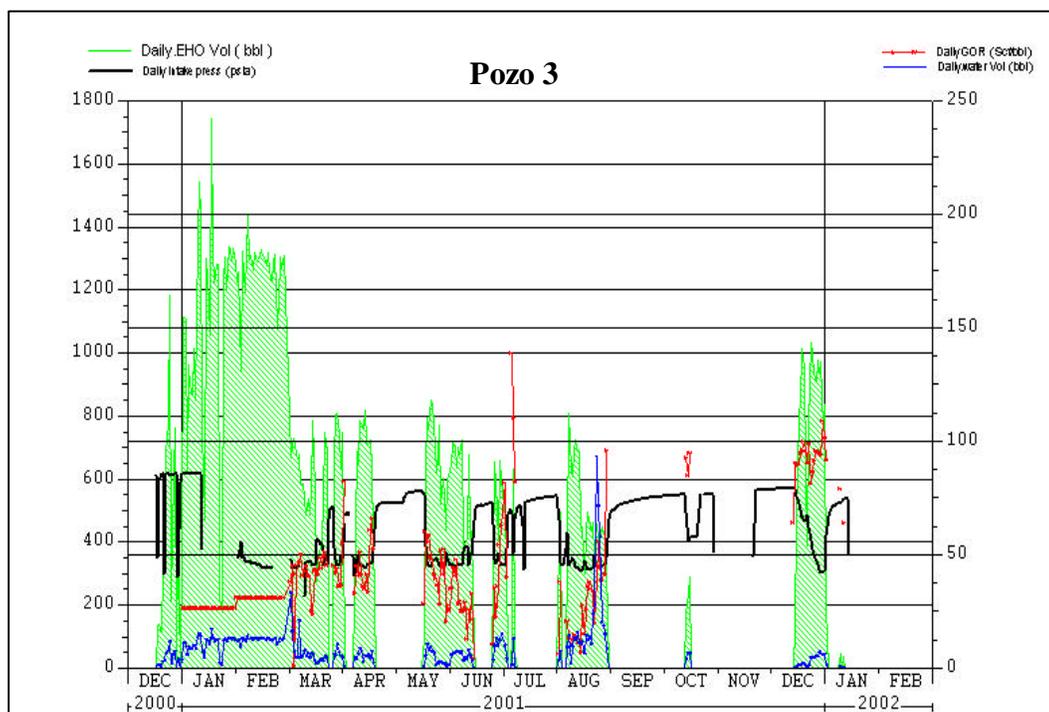


Fig. 27. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 3

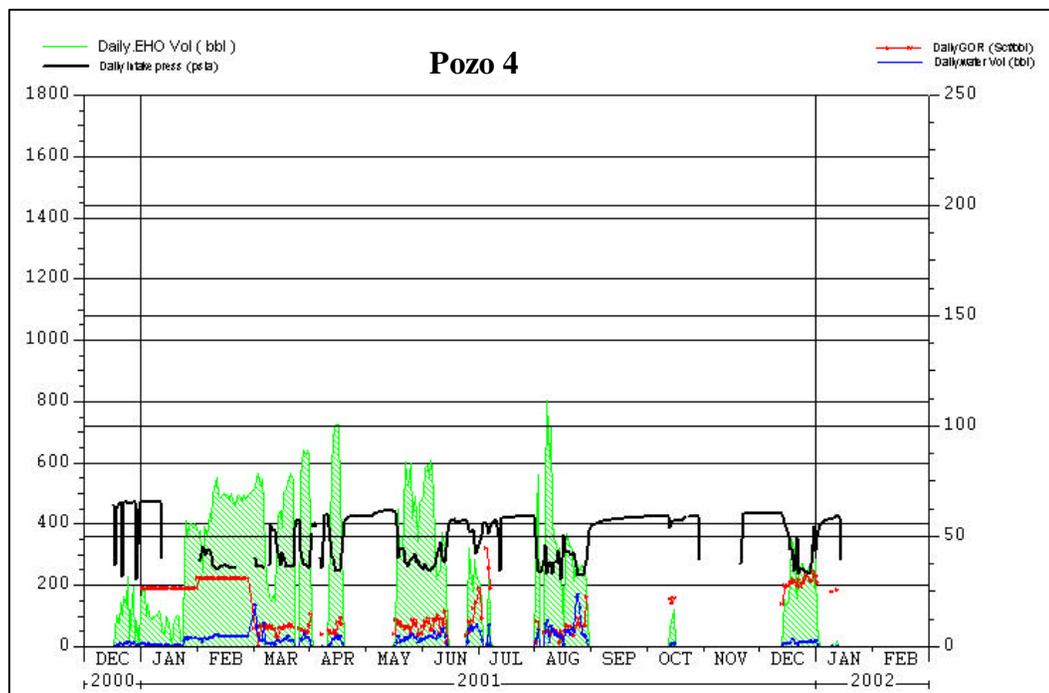


Fig. 28. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 4

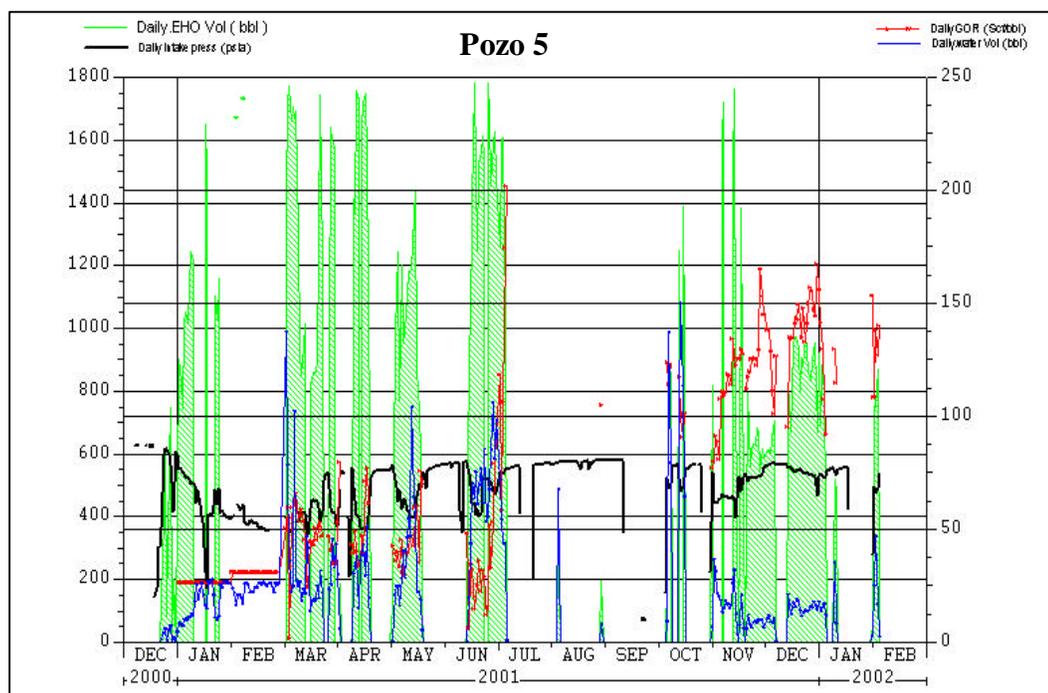


Fig. 29. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 5

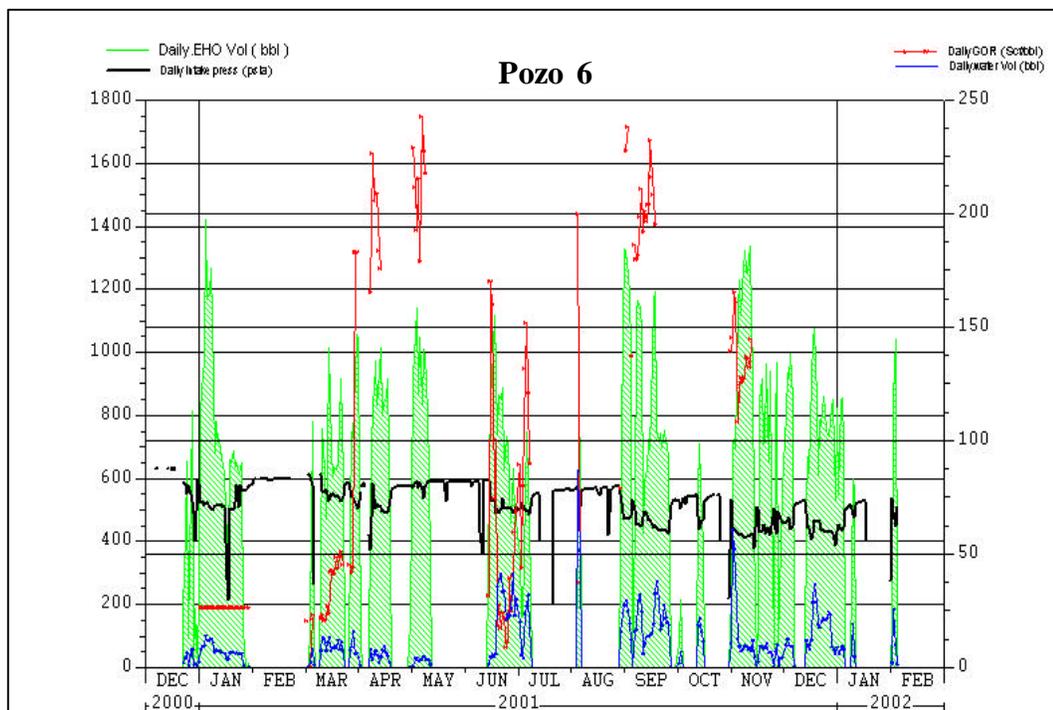


Fig. 30. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 6

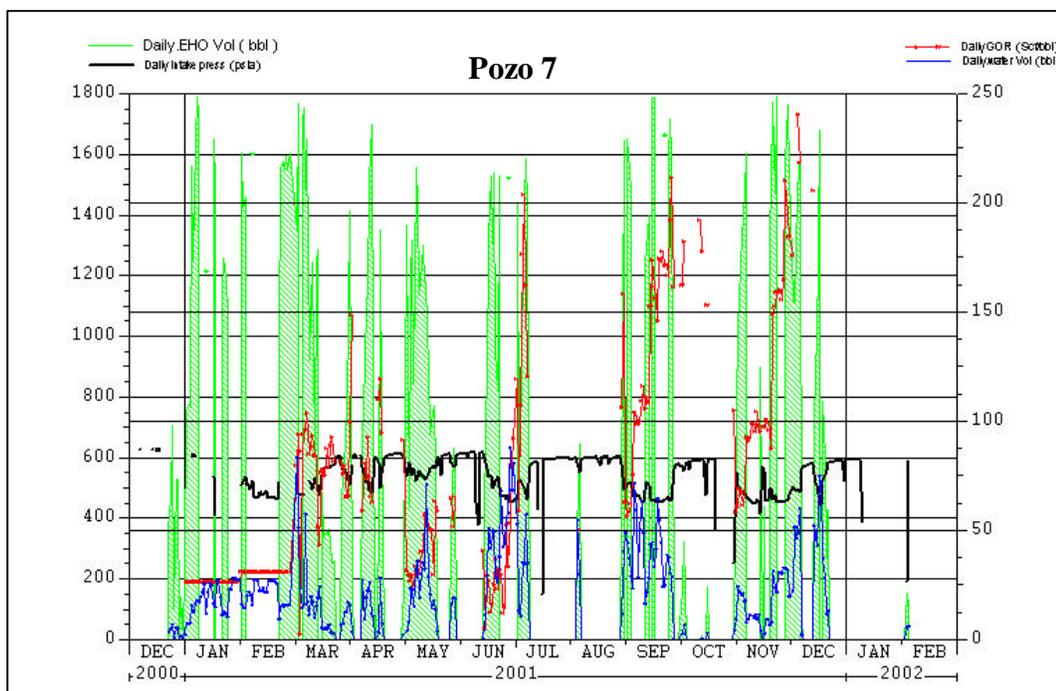


Fig. 31. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 7

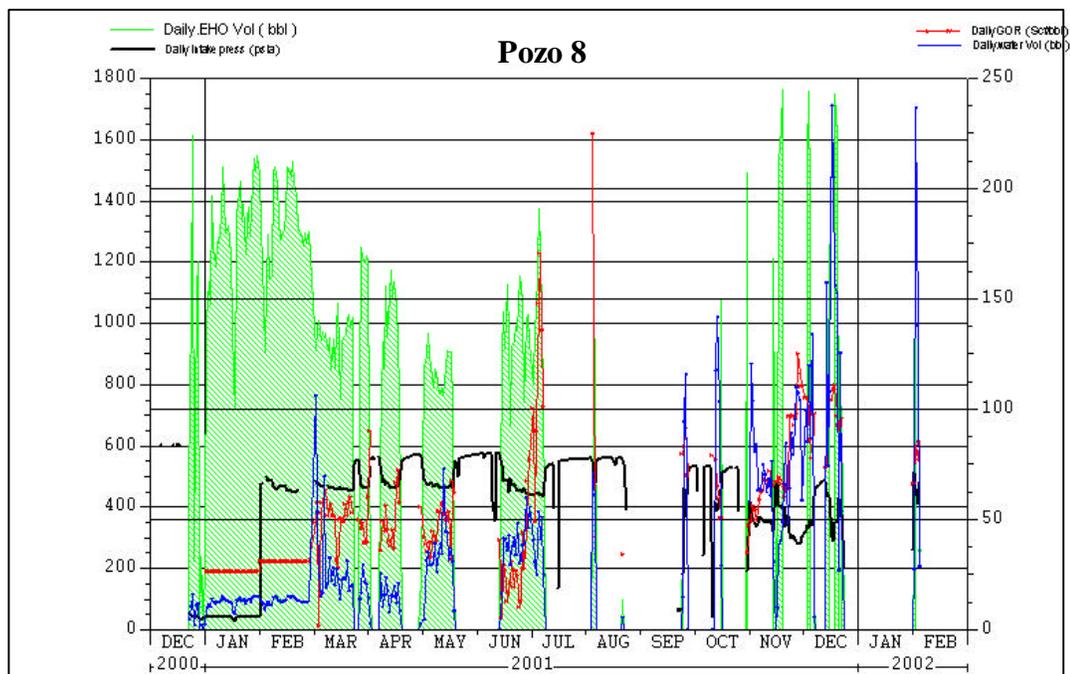


Fig. 32. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 8

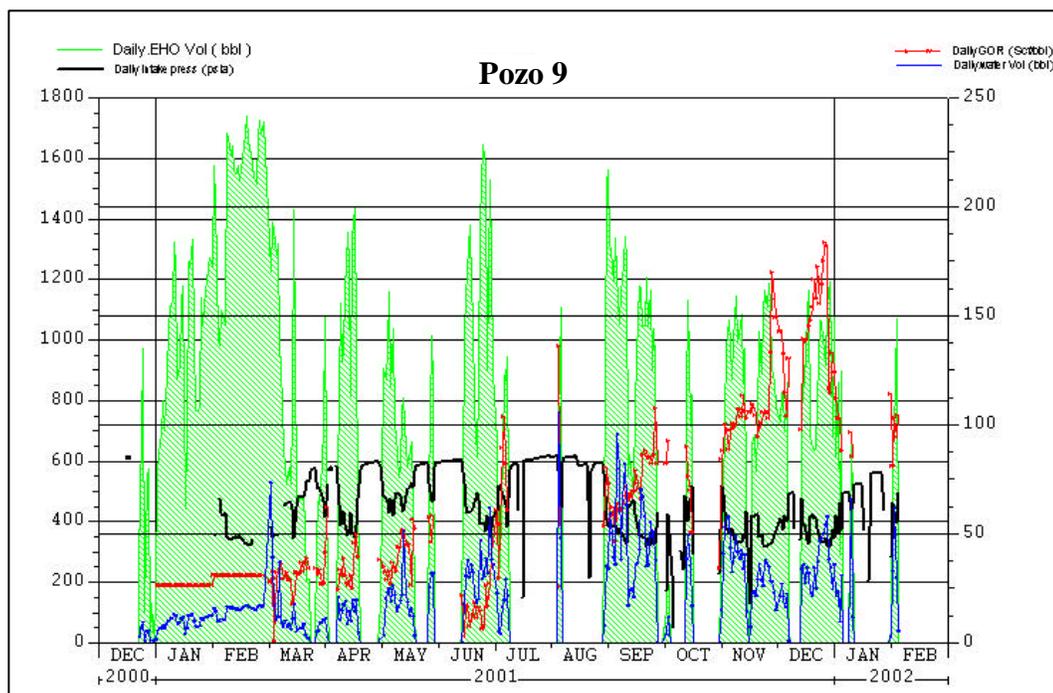


Fig. 33. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 9

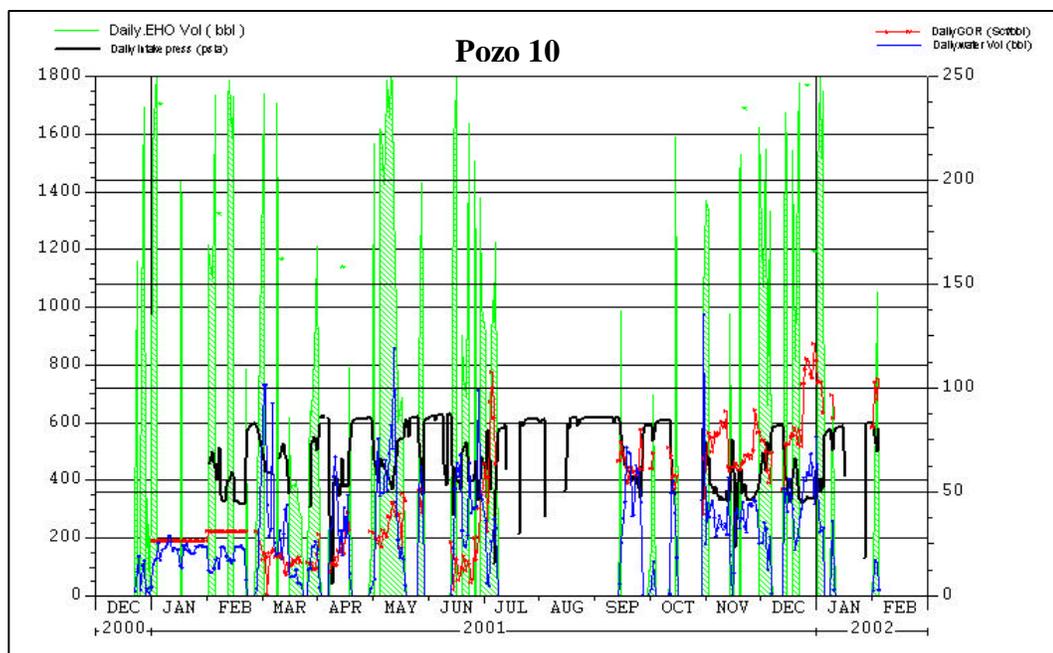


Fig. 34. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 10

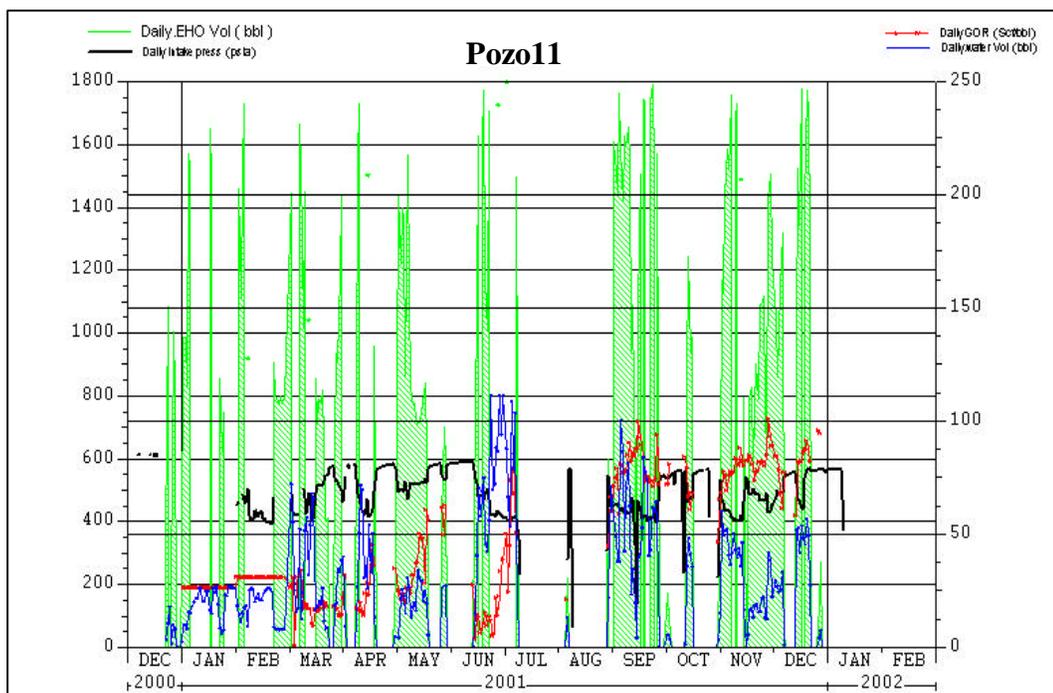


Fig. 35. Historias de Presión y Producción de Petróleo, Agua y Gas del Pozo 11

### 4.2.3. Porosidad

A partir de los registros de porosidad realizados en los pozos verticales correspondientes a las macollas de los pozos estudiados, se estableció un promedio para las arenas D1 y D2. De igual manera se procedió para las arenas C2 y A, las cuales corresponden a los Pozos 3 y 4 respectivamente. A continuación se presentan los valores de porosidad promedio para cada arena:

**Tabla 2. Valores de Porosidad**

ARENA	POROSIDAD %
A	37,50
C2	28,75
D1D2	28,55

### 4.2.4. Compresibilidad de la Formación

En Julio de 1982 Shell realizó para Maraven el estudio<sup>18</sup> de núcleos de los Pozos SDZ-21X al Norte del bloque Zuata e IZZ-52X al Oeste del mismo. De estos núcleos se tomaron muestras para medir la compresibilidad de la roca. Los resultados fueron similares para los núcleos de ambos pozos y en promedio  $C_m=2,1\pm 1E-05 \text{ lpc}^{-1}$ . Aunque los resultados señalados corresponden a la compresibilidad en dirección uniaxial (vertical), los resultados obtenidos de compresibilidad en celdas triaxiales (emulando el proceso uniaxial) resultaron en el mismo orden de magnitud; además no se encontró una correlación entre la porosidad y la compresibilidad de la formación.

Por otra parte, en 1994, BITOR realizó mediciones de compresibilidad en el Area de Cerro Negro. En ese informe<sup>19</sup> se comparan los valores obtenidos con otras mediciones provenientes del área de Cerro Negro, Hamaca y Zuata (inclusive el informe de Shell de 1982). Los resultados de las pruebas de núcleos de todas estas áreas arrojaron resultados en el mismo orden de magnitud, por lo que se recomendó que para los análisis de comportamiento a nivel de yacimiento se utilizará el siguiente rango de valores de Compresibilidad de Poro ( $C_p$ ): Desde  $140E-6$  (Correspondiente a  $C_m=2,5E-5 \text{ lpc}^{-1}$ ) a la

presión inicial, hasta  $60E-6 \text{ lpc}^{-1}$  para una Presión de Abandono. Estos valores se calcularon para un valor de porosidad promedio igual a 32%.

De cualquier manera, estos valores de  $C_p$  son sólo indicativos del orden de magnitud, y aún existe una incertidumbre razonable debido a la naturaleza deleznable del material y las consecuentes perturbaciones que pudiesen ocurrir durante la toma y manejo de los núcleos. De cualquier manera, estos resultados se compararon con los obtenidos de la correlación de Newman<sup>20</sup> para arenas no consolidadas y  $f \geq 0,2$  (Ecuación 23).

$$c_r = \exp[34,012(f - 0,2)] * 10^{-6} / \text{psi} \quad \text{Ecuación 23 Tomado de Ref. 6}$$

Utilizando esta ecuación los resultados obtenidos fueron:

**Tabla 3. Valores de Compresibilidad de la Formación según Correlación de Newman**

POZO	POROSIDAD f	COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN lpc <sup>-1</sup>
1-2-5-6-7-8-9-10-11	0,2855	1,83E-05
3	0,2875	1,96E-05
4	0,3750	3,85E-04 *

\* El valor de compresibilidad de la formación para el Pozo 4 es mucho mayor que el obtenido para el resto de los pozos, debido a que la porosidad estimada para las arenas de tipo Deltaico (mucho más someras) es significativamente mayor que la porosidad estimada para las arenas de tipo fluvial.

#### 4.2.5. Compresibilidad del Fluido

La información correspondiente a la viscosidad puede ser obtenida de muestras del fluido extraído. Sin embargo, cuando se cuenta con estudios PVT, es preferible obtener la información de éstos a partir de correlaciones. En el caso de SINCOR, no en todos los pozos se han tomado muestras de fluidos para estudios PVT. De los pozos a interpretar, los N° 1, 3 y 4 cuentan con estudios de PVT<sup>21,22,23</sup>. En cada pozo, la recolección de las muestras se hizo con botellas ubicadas en lugares diferentes de la sección horizontal del pozo. Como el petróleo es muy viscoso, los estudios en las celdas de PVT se realizaron de

manera tal que la simulación de la separación de fases fuese similar a la ocurrida en el yacimiento. Los valores de la compresibilidad del fluido y del factor volumétrico del petróleo también pueden ser obtenidos mediante un estudio de presión, volumen y temperatura. La Figura 35 muestra los valores de la Compresibilidad del Fluido versus Presión obtenidas de las pruebas PVT para los pozos 1, 3 y 4. El valor de compresibilidad obtenido para el Pozo 1 es el mismo que se empleará para todos los demás pozos de arenas de tipo fluvial.

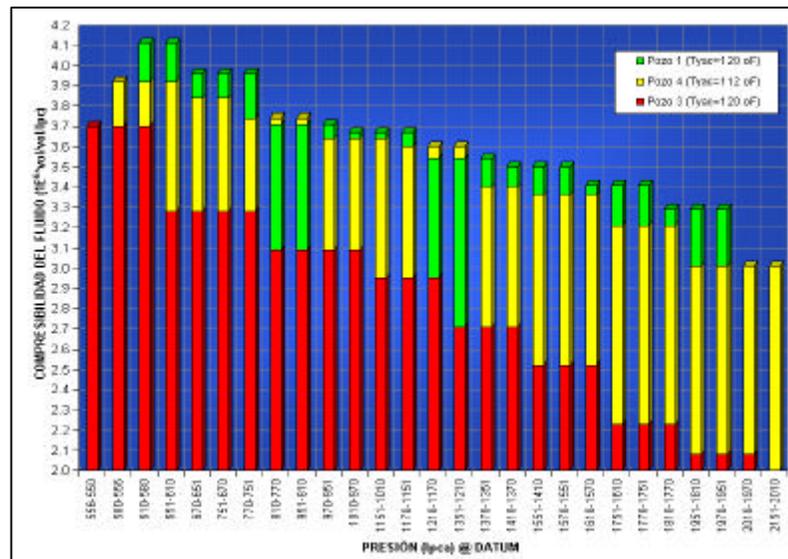


Fig. 36. Compresibilidad del Fluido vs. Rangos de Presión para Pozos 1, 3 y 4

Los valores de la compresibilidad del fluido son:

Tabla 4. Valores de Compresibilidad del Fluido

POZO	PRESIÓN @ DATUM lpc	Compresibilidad Del Fluido (lpc <sup>-1</sup> )
1	615,2	4,11E-06
2	612,5	
3	621,1	3,28E-06
4	615,5	3,92E-06
5	611,6	4,11E-06
6	616,8	
7	605,2	
8	609,7	
9	609,9	
10	618,0	
11	611,3	

#### 4.2.6. Compresibilidad Total del Sistema.

En las interpretaciones realizadas por SINCOR anteriormente no se consideran los valores de compresibilidades de la formación y del fluido por separado para el cálculo de la compresibilidad total. En la tabla 5 se comparan los valores usados inicialmente y los valores en este estudio.

Tabla 5. Comparación de la Compresibilidad Total

POZO	Saturación de Agua	COMPRESIBILIDAD TOTAL (lpc <sup>-1</sup> )			
	S <sub>wi</sub>	Anteriores	Actual (Monofásico)	Actual (Bifásico)	
1	0,16	6E-5	1,4E-4 a 6,4E-5	5,54E-2	
2				-	
3	0,225	4E-5 – 6E-5		8,26E-2	
4	0,23	6E-5		11,50E-2	
5	0,16	6E-5			
6		2E-4			
7					
8					
9					
10					
11		6E-5			

Es importante señalar que la Compresibilidad Total depende del mecanismo de compactación de la roca que suele ser alto en formaciones poco consolidadas, o depende del efecto de Crudo Espumante, o ambos efectos simultáneamente.

Los valores Compresibilidad Total fueron calculados según la ecuación 24. El valor de C<sub>w</sub> es 3.5E-06 lpc<sup>-1</sup>. La ecuación de Compresibilidad Total utilizada es:

$$C_t = C_r + S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g \quad \text{Ecuación 24 Tomado de la Ref. 6}$$

Para el flujo multifásico en el yacimiento la C<sub>t</sub> está dada por la ecuación:

$$C_t = C_r + S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + \frac{S_o b_g}{5,615 b_o} * \left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right) \quad \text{Ecuación 25 Tomado de la Ref. 6}$$

De estudiarse el comportamiento cuando la presión ha alcanzado el punto de burbuja, habría que modificar la compresibilidad total a los valores mostrados en la columna correspondiente a flujo bifásico. Obviamente, el cambio de compresibilidad es brusco debido a que la naturaleza extrapesada del crudo provoca que el gas que sale de solución tenga dificultad en alcanzar una saturación de gas crítica, y entonces cuando se alcanza este punto, la cantidad de gas liberado que no había sido producido es mayor que en el caso de crudos medianos y livianos. Habría que modificar también el  $\beta_0$  y llevarlo a  $B_t$  por la presencia de más de una fase.

#### 4.2.7. Factor Volumétrico del Petróleo y Relación Gas-Petróleo.

La Fig. 37 y la Fig. 38, muestran las curvas de Factor Volumétrico y Relación Gas Disuelto, respectivamente, obtenidas de las pruebas PVT para los pozos 1, 3 y 4.

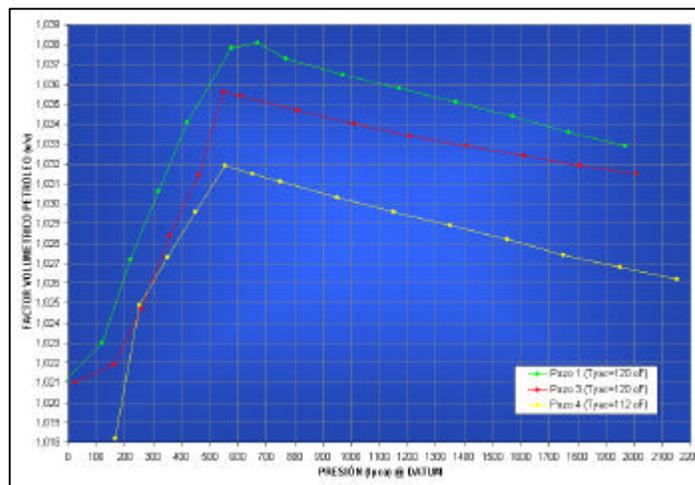


Fig. 37. Factor Volumétrico vs. Presión para Pozos 1, 3 y 4

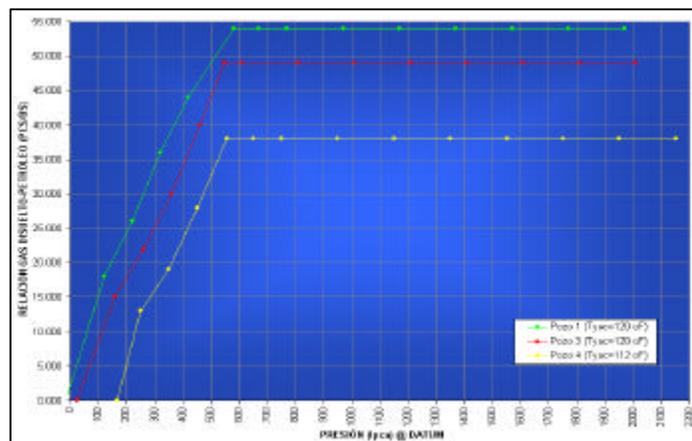


Fig. 38. Relación Gas Disuelto vs. Presión para los Pozos 1, 3 y 4

#### 4.2.8. Viscosidad

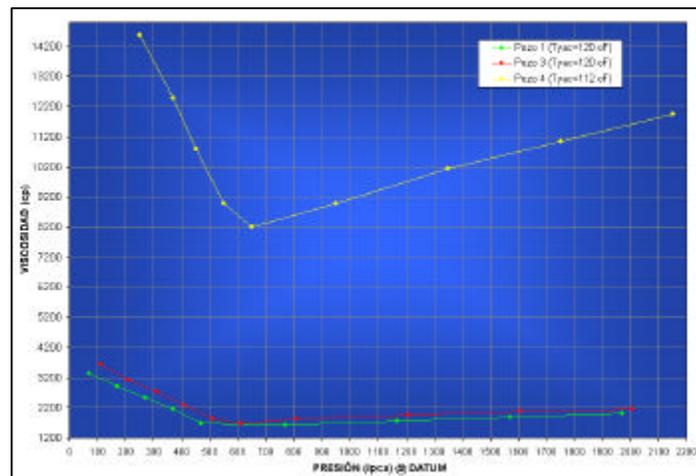
A partir de las pruebas de PVT disponibles (ocho), SINCOR elaboró la correlación de viscosidad versus profundidad que permite obtener los valores de la Tabla 6:

$$m = 4E06 * \left( \text{Prof.}^{-1,0529} \right) \quad \text{Ecuación 26}$$

**Tabla 6. Valores de Viscosidad en función de la Profundidad**

POZO	PROFUNDIDAD (Pies)	VISCOSIDAD (cp)
1	1245	2204
2	1247	2200
3	1150	2396
5	1308	2092
6	1276	2147
7	1268	2162
8	1273	2153
9	1269	2160
10	1289	2125
11	1281	2139

El Pozo 4 no fue considerado para elaborar la correlación porque la temperatura de yacimiento para su profundidad de drenaje es de 112 °F y no 120 °F como el resto de los pozos. Para los Pozos 1,3 y 4 se decidió emplear directamente el valor obtenido de la prueba de PVT, éstos fueron 1659, 1700 y 8645 cp respectivamente. La Fig. 39 muestra los valores de Viscosidad versus Presión de las pruebas PVT para los pozos 1, 3 y 4.



**Fig. 39. Viscosidad vs. Presión para los Pozos 1, 3 y 4**

#### 4.2.9. Longitud Efectiva de Pozo

Las secciones horizontales de los pozos suelen atravesar lutitas y/o arenas que no están saturadas de hidrocarburos, por este motivo, la longitud total del revestidor no corresponde a la longitud efectiva del pozo. En SINCOR se empleó un “cut-off” de lutitas igual o mayor al 60% ( $v_{sh} < 0,4$ ) para corregir la longitud de la zona atravesada por lutitas, y para filtrar la longitud correspondiente a arenas no productoras se empleó un valor de Resistividad que varió de pozo en pozo. A continuación se presenta la tabla comparativa entre los valores considerados en las interpretaciones previas y los valores hallados de la manera ya mencionada:

**Tabla 7. Tabla comparativa de Longitud Efectiva de Pozo**

POZO	LONGITUD EFECTIVA	
	Pies	
	Previa	Actual
1	2300	1242
2	3700	2319
3	1750	992
4	500	2346
5	4200	2717
6	3400	1379
7	4500	3452
8	3600	1790
9	4500	2479
10	4900	3771
11	4500	2868

Anteriormente se usaron los valores de arena neta y no de arena neta petrolífera. Se observa que entre los valores usados en interpretaciones previas y actuales hay diferencias de hasta un 60%. Esto se pudo deber a que el estudio petrofísico y el conocimiento de los yacimientos ha mejorado con el tiempo.

#### 4.2.10. Espesor de Arena

El espesor de la arena es una propiedad que se estima a partir de correlacionar los pozos entre sí. De nuevo, el valor de arena neta debe ser filtrado para obtener el espesor de la arena productora. Los valores resultantes están presentes en la Tabla 8.



#### 4.2.12. Discusión Acerca del Uso y Manejo de los Datos

Antes de proceder al análisis de los resultados es necesario hacer mención de las consideraciones que tienen que ver con los datos y su manejo durante las interpretaciones de las pruebas.

Con respecto a la selección del conjunto Yacimiento-Pozo-Borde, ésta fue la misma para todas las interpretaciones. Como es de suponer, se usó el Modelo de Pozo Horizontal; el Modelo de Yacimiento Homogéneo y Modelo para Condiciones de Borde Infinitas. Por supuesto, si las gráficas obtenidas indicaran la presencia de fallas u otros bordes, el Modelo de Borde sería modificado. Análogamente, de haber necesidad de modificar el Modelo de Yacimiento éste se hubiese realizado. De cualquier manera, esto no fue necesario y todas las interpretaciones se ajustaron al sistema Horizontal-Homogéneo-Infinito.

Por otra parte los valores de Porosidad, Radio del Pozo, Factor Volumétrico del Petróleo, y Viscosidad se mantuvieron constantes para todas las interpretaciones.

En cuanto a los parámetros Longitud Efectiva del Pozo ( $hw$ ), Excentricidad del Pozo ( $Zw$ ) y Espesor de Arena Neta Petrolífera ( $h$ ), éstos se mantuvieron también constantes, dentro de los rangos esperados y establecidos, para todas las interpretaciones. Sólo  $Zw$  y  $hw$  se modificaron en última instancia si esto permitía obtener un Modelo adecuado. El valor de Excentricidad es un parámetro que solamente afecta la duración del Período Radial Temprano y, en la práctica, en ninguna de las pruebas analizadas se logró identificar algún otro período además del Radial. Se observó que la incidencia de este valor en los resultados es mínima o despreciable. Por esto, se decidió no alterar el valor de este parámetro a menos que fuera necesario. Los valores de Longitud Efectiva y de Espesor de Arena tienen una influencia significativa en las interpretaciones. Sin embargo, se observa que en la mayoría de los casos, para lograr el cotejo necesario, había que modificar estos parámetros a valores absurdos o inaceptables. Por ejemplo, habría que modificar un Espesor de Arena desde 60 pies hasta 250 pies, y/o habría que modificar el valor de Longitud Efectiva en más de 1500 pies. De esto se concluyó que, lo mejor era aceptar que las estimaciones de estos parámetros se hicieron de la manera más adecuada, y por lo tanto, lo más razonable sería tratar de ajustar otros parámetros. Por supuesto, hubo una minoría de

casos en los que se debió modificar levemente el valor de estos parámetros. Una variación del valor de hw es aceptable debido a posible problemas de arenamiento o taponamiento.

El valor de Presión Inicial del yacimiento al momento de abrir a producción un pozo, es otra variable importante en la interpretación de las pruebas. Los Modelos fueron ajustados de manera tal que la diferencia entre la Presión Inicial real y la generada por el modelo fuese menor a 5 lpca, esto representa menos del 1% en todos los pozos. La influencia de esta variable es significativa y no sólo puede afectar la validez de una prueba. Para lograr el cotejo de esta variable se debió tantear, de tal manera que la escogencia de los puntos iniciales de la prueba (tiempo de cierre y presión de cierre) fuese la más adecuada. Actualmente no existe un registro exacto con estos datos y es obvio que conocer esta información hubiese sido una ayuda valiosa en las interpretaciones. También, para lograr el cotejo de la Pi, se necesitó modificar los valores iniciales de Compresibilidad Total estimados.

En general, se intentó cotejar las pruebas con una Compresibilidad Total Inicial en el orden de  $10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$ , pero esto no fue posible y por eso se intentó ajustar el modelo con otros valores de Compresibilidad Total.

#### **4.2.13. Datos del Pozo 3**

Como se observa en la Tabla 8, hay características roca-fluido en el Pozo 3 que son más bien parecidas a los valores de los pozos de Tipo Fluvial, aunque este pozo drena una arena de ambiente Deltaico. Estos parámetros son la Temperatura del yacimiento, que depende de la profundidad de la arena; la porosidad, que se obtiene de los registros de los pozos; la gravedad API, que es medida de muestras de fluido, y la viscosidad que aunque puede ser obtenida de muestras de fluido, en este estudio se empleó el valor correspondiente a la prueba PVT de ese pozo.

**SECCIÓN 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

**5.1. COMPARACIÓN DE DATOS DE ENTRADA O INICIALES**

La Tabla 9 consolida todos los valores de datos y resultados necesarios para la interpretación y la discusión de las pruebas de presión de los pozos.

**Tabla 9. Resultados de las Interpretaciones Anteriores y Actuales (Cont...)**

Pozo	Fecha Prueba	DATOS		TIPO DE FLUIDO			RESULTADOS											
		φ %	Radio pie	B B/BF	u cp	Ct inc <sup>-1</sup>	IP B/41	C Bbl/luc	Skin	Δρ <sub>ana</sub> l/cca	Hw pie	Zw pie	h pie	PI l/cca	K*h mD*pie	K mD	Kv/Kh	
1	Initial	28.55	0.354	1.038	1659					0.00	0.0	2300	30	64	634	1.98E+06	22000	0.10
	01-Feb-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			0.083	0.02	3.3	2300	70	90	634	2.28E+06	25300	0.10
	18-Abr-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			0.044	0.01	1.3	2300	70	90	698	1.80E+06	20000	0.10
	18-Abr-01 *	28.55	0.354	1.038	1659	2.54E-05	3.40	0.093	0.60	29.6	1242	30	64	632	3.20E+06	50000	0.10	
	14-Jun-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			0.021	0.12	19.3	2300	20	91.2	625	1.62E+06	17700	0.18
	14-Jun-01	28.55	0.354	1.038	1659	2.54E-05	0.84	0.877	0.72	8.7	1242	30	64	637	2.47E+06	38600	0.11	
	02-Jul-01	28.55	0.354	1.038	1659	2.54E-05	2.12	0.585	0.98	44.0	1242	30	64	638	2.25E+06	35200	0.11	
	29-Ago-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			0.002	0.00	0.5	2446	32	64	634	1.52E+06	23800	0.02
	29-Ago-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			0.023	-0.01	-2.8	2455	28	64	677	8.53E+05	13300	0.08
	29-Ago-01 *	28.55	0.354	1.038	1659	2.54E-05			0.389	0.22	13.5	1242	30	64	632	2.26E+06	35300	0.18
2	Initial	28.55	0.354	1.050	2200				0.060	5.70	135.0	3700	30	60		1.98E+06	20000	0.10
	21-Dic-00	28.55	0.354	1.050	2200	9.00E-05	3.40	0.031	0.96	54.7	2319	27	63	594	1.77E+06	28100	0.15	
	11-Feb-01	28.55	0.354	1.050	2200	2.54E-04	5.02	0.283	0.29	19.7	2319	27	63	589	1.77E+06	28100	0.11	
	01-Abr-01	28.55	0.354	1.050	2200	2.54E-04	1.04	1.450	1.11	13.3	2319	27	63	588	1.99E+06	31600	0.34	
	18-Abr-01	30.00	0.354	1.050	2500	6.00E-05			0.271	65.86	3671.7	25	85	90	600	1.31E+06	15400	0.18
	18-Abr-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			0.250	0.12	54.4	3700	30	60	515	7.13E+05	11900	0.10
	18-Abr-01 *	28.55	0.354	1.050	2200	2.54E-04	3.62	0.090	0.36	51.0	2319	27	63	591	1.29E+08	20500	0.11	
	June							0.090	0.50	72.5	3700	65				23800	0.10	
	13-Jun-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05			2.590	-0.42	-102.6	7620	20	80	646	1.34E+06	26900	0.02
	13-Jun-01 *	28.55	0.354	1.050	2200	5.00E-04	1.43	1.090	0.56	19.0	2319	27	63	585	1.13E+06	17900	0.11	
3	Initial	28.75	0.354	1.035	1700						992	26	51	614				
	29-Dic-00	28.75	0.354	1.035	1700	2.47E-04	3.68	0.093	0.67	49.3	992	27	51	618	1.44E+06	28200	0.17	
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2500	4.00E-05		0.098	0.47	64.1	1770	26	40	660	1.70E+06	42500	0.01	
	23-Mar-01	28.75	0.354	1.035	1700	2.47E-04	3.31	2.350	0.49	53.9	992	26	51	612	1.55E+06	30500	0.60	
	14-Jun-01	30.00	0.354	1.050	2500	4.00E-05		0.226	32.27	1750.0	20	48	90	624	1.80E+06	37600	0.01	
	29-Ago-01	30.00	0.354	1.040	2000	6.00E-05		0.038	0.42	32.2	1394	20	60	621	1.51E+06	25200	0.01	
	Initial	37.50	0.354	1.032	8465					2.90	119.0	500				1.98E+06	8000	0.10
	29-Dic-00	37.50	0.354	1.032	8465	2.52E-05	0.43	0.040	2.19	170.5	2346	23	45	466	1.34E+06	29900	0.11	
	16-Ene-01	37.50	0.354	1.032	8465	2.52E-05	0.20	0.060	2.52	163.5	2346	23	45	467	8.57E+05	19000	0.10	
	01-Abr-01	37.50	0.354	1.032	8465	2.52E-04	0.17	0.009	1.97	110.2	2346	23	45	468	7.93E+05	17600	0.12	
4	18-Abr-01	30.00	0.354	1.050	3000	6.00E-05		0.081	0.63	37.9	493	30	70	451	4.34E+06	62000	0.10	
	18-Abr-01	30.00	0.354	1.050	8500	6.00E-05		0.182	55.20	3200.0	20	95	90	465	2.45E+06	25800	0.13	
	18-Abr-01	30.00	0.354	1.050	8500	6.00E-05		0.085	0.20	55.8	3189	20	95	463	2.65E+06	27900	0.11	
	18-Abr-01	37.50	0.354	1.032	8465	2.52E-04	1.17	0.041	0.25	85.3	2346	23	45	466	8.97E+05	19900	0.11	
	June							0.050	0.43	68.9	500					27500	0.08	
	02-Jul-01	37.50	0.354	1.032	8465	2.52E-04	0.92	0.174	0.36	41.6	2346	23	45	460	1.14E+06	25400	0.12	
	29-Ago-01	30.00	0.354	1.030	8000	6.00E-05		0.044	0.49	54.3	2500	30	60	475	2.44E+06	40600	0.01	
	01-Ene-02	37.50	0.354	1.032	8465	2.52E-04	1.31	0.088	0.10	36.9	2346	23	45	461	7.09E+05	15800	0.10	

**Leyenda:**

Datos Iniciales para Interpretaciones Actuales. Ver Tabla 8.
Resultados de las Interpretaciones Actuales.
Resultados de las Interpretaciones Anteriores.
* Interpretaciones Referidas en la Sección 5.3

Tabla 9. (Cont.) Resultados de las Interpretaciones Anteriores y Actuales

Pozo	Fecha Prueba	DATOS		TIPO DE FLUIDO			RESULTADOS													
		$\phi$ %	Radio pie	$\beta$ B/BF	$\alpha$ co	$C_t$ m <sup>-1</sup>	IP B/d/I	C Bbl/Dcc	Skm	$\Delta\rho_{s,m}$ lbca	Hw pie	Zw pie	h pie	PI lbca	K*h mD*pie	K mD	Kv/Kh			
5	Initial	28.55	0.354	1.050	2092									2717	50	82	615			
	February									73.0	4200						1.98E+06	17000	0.10	
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				30.0										
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				4200.0	65	90	90	607	2.25E+06	25000	0.10			
	23-Mar-01	28.55	0.354	1.050	2100	1.43E-04	5.57	0.150	0.37	62.4	2245	65	81	619	2.25E+06	27700	0.21			
	April									49.0								19000		
6	18-May-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.239	0.12	19.3	4200	65	90	644	1.33E+06	14800	0.10	
	18-May-01	28.55	0.354	1.050	2100	9.25E-04	1.55	0.223	0.26	16.4	2720	65	81	613	9.89E+05	12200	0.18			
	Initial	28.55	0.354	1.050	2147									1329	79	86	631			
	27-Dic-00	28.55	0.354	1.050	2140	1.98E-05	9.09	0.412	0.41	35.1	2061	64	86	635	2.98E+06	34600	0.41			
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	2.00E-04				0.000	0.06	8.4	3400	68	80	602	1.44E+08	18000	0.10	
	23-Mar-01	0.00	0.354	1.050	2000	2.00E-04				0.099	13.06	3400.0	68	80	607	1.44E+06	18000	0.10		
7	Initial	28.55	0.354	1.050	2162												1.98E+06	34000	0.10	
	February									65.0	4500									
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				11.0										
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.117	6.93	4500.0	55	100	90	665	2.01E+06	20100	0.10	
	23-Mar-01	28.55	0.354	1.050	2100	4.00E-04	3.56	0.145	0.33	16.9	3512	58	75	633	1.54E+06	20600	0.21			
	13-Abr-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.135	0.37	64.5	4500	55	100	641	3.05E+06	3500	0.10	
8	13-Abr-01	28.55	0.354	1.050	2100	4.70E-04	6.91	0.102	0.47	73.4	3511	74	75	627	2.28E+06	30400	0.15			
	Initial	28.55	0.354	1.050	2153									1290	63	76	602			
	February									58.0	3600						1.98E+06	24000	0.10	
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.0										
	April									0.223	38.95	3600.0	65	80	90	623	1.92E+06	24000	0.10	
	18-Abr-01	28.55	0.354	1.050	2100	3.35E-04	5.96	0.199	0.28	38.8	1810	53	76	610	2.15E+06	28300	0.21			
9	18-May-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.256	0.42	63.8	3544	65	80	620	1.80E+06	22500	0.06	
	18-May-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.264	0.44	64.8	3600	65	80	625	1.86E+06	23300	0.06	
	18-May-01	28.55	0.354	1.050	2100	4.39E-04	5.74	0.184	0.24	38.3	1790	45	76	606	1.98E+06	26000	0.14			
	06-Dic-01	28.55	0.354	1.050	2100	2.80E-04	5.36	0.078	0.09	26.6	1790	50	76	603	1.62E+06	21300	0.27			
	Initial	28.55	0.354	1.061	2160									2429	40	86	615			
	24-Dic-00	30.00	0.3554	1.050	2000	6.00E-05				0.099	0.48	53.0	4500	70	120	614	2.50E+06	20800	0.10	
10	February									58.00										
	22-Mar-01 *	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.071	0.47	20.2	4500	70	90	624	1.80E+06	20000	0.10	
	22-Mar-01 *	28.55	0.354	1.050	2150	5.00E-04	2.27	0.102	0.37	17.9	2500	43	86	613	1.35E+06	15700	0.11			
	April									20.0								20000		
	18-May-01 *	30.00	0.3554	1.050	2000	6.00E-05				0.043	0.15	19.3	4500	70	105	637	1.31E+06	12500	0.07	
	18-May-01 *	28.55	0.354	1.050	2150	5.00E-04	4.22	0.085	0.48	36.4	2500	82	86	615	2.04E+06	23700	0.16			
11	28-May-01	30.00	0.3554	1.050	2000	6.00E-05				0.097	0.54	94.2	4500	70	80	639	1.57E+06	19700	0.10	
	28-May-01 *	30.00	0.3554	1.050	2000	6.00E-05				0.130	0.38	66.9	4500	70	120	626	1.85E+06	15400	0.07	
	28-May-01 *	28.55	0.354	1.050	2150	1.90E-04	4.47	0.144	0.54	53.0	3500	85	86	621	2.72E+06	31600	0.16			
	Initial	28.55	0.354	1.050	2125									3771	38	76	644			
	29-Dic-00	28.55	0.354	1.050	2125	9.00E-05	23.24	10.100	0.04	1.6	3265	38	76	643	2.50E+06	32900	0.30			
	February									62.0										
11	01-Abr-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.600	82.61	4900.0	60	70	90	677	2.10E+06	30000	0.10	
	18-Abr-01	28.55	0.354	1.050	2125	5.00E-04	2.82	0.293	0.83	167.5	3771	38	76	643	1.22E+06	16100	0.11			
	28-May-01	28.55	0.354	1.050	2125	5.00E-04	9.71	1.750	0.06	11.5	3771	38	76	647	1.57E+06	20600	0.11			
	14-Nov-01	28.55	0.354	1.050	2125	2.00E-04	8.45	5.670	0.07	9.9	3771	38	76	643	2.22E+06	29200	0.11			
	04-Dic-02	28.55	0.354	1.050	2125	5.00E-04	6.66	0.233	0.33	118.1	3771	38	76	641	1.54E+06	20300	0.15			
	Initial	28.55	0.354	1.050	2139									2868	45	80	613			
11	February									45.0	4500						1.98E+06	23000	0.10	
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				16.0										
	23-Mar-01	30.00	0.354	1.050	2000	6.00E-05				0.284	11.77	4500.0	65	80	90	642	2.20E+06	27500	0.06	
	01-Abr-01	28.55	0.354	1.050	2140	2.54E-04	1.93	0.294	1.06	32.2	2868	45	80	623	2.27E+06	28400	0.14			
	18-Abr-01	28.55	0.354	1.050	2140	5.00E-04	9.48	2.200	0.03	4.3	2868	45	80	613	2.24E+06	28000	0.19			
	18-May-01	28.55	0.354	1.050	2140	5.00E-04	1.53	0.536	0.44	8.0	2868	45	80	617	1.91E+06	23900	0.11			
11	28-May-01	28.55	0.354	1.050	2140	2.54E-04	7.94	0.423	0.01	0.9	2868	45	80	619	2.52E+06	31500	0.17			
	15-Oct-01	28.55	0.354	1.050	2140	2.54E-04	7.68	0.446	0.18	23.8	2868	45	80	617	2.35E+06	29300	0.11			
	14-Nov-01	28.55	0.354	1.050	2140	5.00E-04	8.15	5.570	0.02	3.0	2868	45	80	608	2.07E+06	25900	0.19			
	18-Dic-01	28.55	0.354	1.050	2140	2.54E-04	8.41	0.808	0.56	66.0	2868	45	80	613	3.56E+06	44500	0.18			

Legenda:

Datos Iniciales para Interpretaciones Actuales. Ver Tabla 8.
Resultados de las Interpretaciones Actuales.
Resultados de las Interpretaciones Anteriores.
* Interpretaciones Referidas en la Sección 5.3

## 5.2. RESULTADOS DE LAS INTERPRETACIONES ACTUALES

Como todos los Pozos estudiados no pertenecen al mismo ambiente sedimentario, debe establecerse una diferencia al momento del cálculo de resultados promedios. En la **Tabla 10** se listan los resultados promedio de todos los pozos pertenecientes a un Ambiente de tipo Fluvial, y en la **Tabla 11** se muestran los promedios de todos los pozos pertenecientes a las arenas de tipo Deltaico.

**Tabla 10. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Fluvial.**

### Interpretaciones Actuales

PROMEDIOS AMBIENTE FLUVIAL (Actual)						
Pozo	C	Skin	$\Delta p_{skin}$	$K^*h$	K	Kv/Kh
	BF/lpc		lpca	mD*pie	mD	
1	0,48	0,63	23,94	2,55E+06	39775	0,126
2	0,51	0,61	45,57	1,42E+06	22586	0,157
5	0,19	0,32	39,39	1,62E+06	19950	0,195
6	0,41	0,41	35,14	2,98E+06	34600	0,409
7	0,12	0,40	45,16	1,91E+06	25500	0,182
8	0,15	0,20	34,60	1,92E+06	25200	0,206
9	0,11	0,46	35,75	2,04E+06	23667	0,141
10	0,76	0,27	61,75	1,81E+06	23820	0,157
11	0,78	0,33	19,75	2,42E+06	30214	0,154
<b>Promedio</b>	<b>0,39</b>	<b>0,40</b>	<b>37,89</b>	<b>2,07E+06</b>	<b>27257</b>	<b>0,192</b>

**Tabla 11. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Deltaico**

### Interpretaciones Actuales

PROMEDIOS AMBIENTE DELTAICO (Actual)						
Pozo	C	Skin	$\Delta p_{skin}$	$K^*h$	K	Kv/Kh
	BF/lpc		lpca	mD*pie	mD	
3	1,22	0,58	51,63	1,50E+06	29350	0,384
4	0,07	1,23	101,36	9,56E+05	21267	0,110
<b>Promedio</b>	<b>0,64</b>	<b>0,90</b>	<b>76,50</b>	<b>1,23E+06</b>	<b>25308</b>	<b>0,247</b>

### 5.2.1. Coeficiente de Almacenamiento

El Coeficiente de Almacenamiento (C) suele considerarse alto cuando supera los 0,1 Bbl/lpc<sup>1</sup>. Sin embargo, en pozos horizontales, aún con cierre de producción realizado en superficie, se estima que estos valores sean muy superiores. Por esta razón, los valores del Coeficiente de Almacenamiento obtenido en las interpretaciones son aceptables tanto para los pozos del ambiente deltaico como para los pozos del ambiente fluvial.

Solamente tres valores de C fueron eliminados para calcular los promedios; éstos corresponden a las pruebas del 22 de Diciembre del 2002 y 14 de Noviembre del 2001 del Pozo 10, y la prueba realizada el 14 de Noviembre del 2001 para el Pozo 14. En esas pruebas se obtuvieron valores de Almacenamiento muy altos, probablemente por la dificultad que hubo para determinar el punto inicial de esas pruebas.

### 5.2.2. Daño y Caída de Presión por Daño

A través del cálculo del perfil de presión a lo largo de la sección horizontal en diferentes pozos, se ha determinado que, dependiendo del caudal de producción, es posible tener pérdidas de presión a lo largo de la sección horizontal que pueden alcanzar valores de 80 lpca, en condiciones de producción sin inyección de diluyente en fondo. Por otro lado, por la geometría de este perfil de presión medido a lo largo de la sección horizontal, es posible inferir que estas pérdidas de presión dentro del pozo son debidas a la fricción resultante de la alta viscosidad del petróleo producido.

Esta caída de presión por fricción que ocurre dentro de la tubería, afecta de manera directa la interpretación de algunos parámetros obtenidos en la interpretación de una prueba de presión, tal como es el caso del daño, ya que estas pérdidas reflejadas en las mediciones de presión de fondo podrían llevar a la interpretación errónea de un daño de formación. Es decir, la caída de presión obtenida en la interpretación no solamente refleja el daño de formación, sino que también es un reflejo de la manera en que se ha venido produciendo el pozo. Cuando el pozo es producido a altas tasas, la fricción en el revestidor y el abatimiento ocasionado por la bomba generan una caída de presión adicional que el software atribuye erróneamente a un daño de formación.

Es importante mencionar que, aunque los valores de daño pudieron haber sido estimados con mayor precisión. Sin embargo debido a incertidumbre en los valores reales de las tasas de producción, no es aconsejable intentar hacer un refinamiento de los valores de daño calculados.

Los valores obtenidos para los pozos del ambiente fluvial parecen bajos. Sin embargo el daño, y por consiguiente la caída de presión adicional debida al daño, son parámetros que se ven muy afectados por la correcta elección del primer valor de la prueba cuando no se reportaron la presión y la tasa correspondiente al momento del cierre.

### 5.2.3. Permeabilidad y Capacidad de Almacenamiento

Como en este estudio el valor de los espesores de arena estuvo estimado cuidadosamente, y además no se varió, se comentarán sólo los valores referentes a permeabilidad.

Los valores promedio de permeabilidad se encuentran dentro del rango esperado (20 a 40 Darcys). Sin embargo, se encontraron interpretaciones con valores desde los 12 Darcys y hasta los 50 Darcys. De cualquier manera, no se descartaron ninguno de estos valores ya que debido a que la formación es poco consolidada y deleznable, es muy probable que tenga un grado de anisotropía importante en cuanto a la permeabilidad horizontal.

Era fácil suponer que quizás, los valores de permeabilidad horizontal hubieran resultado mayores para las arenas de ambiente fluvial en comparación a las del deltaico, debido a que en el área Sur-Oeste, donde están los pozos en estudio, el mayor potencial se concentra en las arenas de ambiente fluvial. Los resultados confirman que esta suposición, en principio, no tiene apoyo al menos para los dos pozos estudiados del deltaico.

### 5.2.4. Relación de Permeabilidades ( $K_v/K_h$ )

La relación de permeabilidades fue un parámetro cuidadosamente considerado para la obtención del Modelo adecuado. Para estos yacimientos se estiman que este parámetro debe ser mayor a 0,1 y se procedió en base a esto. Por tal motivo, ninguno de los resultados incumplen esta condición.

Solamente existen tres pruebas en las que los resultados fueron muy altos en comparación al resto; la prueba del 23 de Marzo de 2001 del Pozo 3 con un valor igual a 0,6; la prueba del 27 de Diciembre de 2000 del Pozo 6 resultó en un valor de 0,41 y la prueba realizada el 1 de Abril de 2001 para el Pozo 2 arroja un resultado igual a 0,34. Pero de cualquier manera, la evidencia petrofísica indica que estas relaciones de permeabilidad no son realmente altos sino que están aún dentro del rango de valores esperado, que podía inclusive alcanzar valores de 0,6.

Es importante comentar que aunque las relaciones de permeabilidades están en un rango de 0,1 a 0,6, esto se consiguió porque se trabajó para ser consistentes con las mediciones realizadas. Sin embargo, la tendencia natural de los Modelos que mejor reproducían las pruebas de presión tenían relación de permeabilidad muy inferiores a estos valores (cercanos a 0,01). Esto lleva a pensar que quizás las ecuaciones manejadas por el software deban ser reconsideradas porque aún no reproducen satisfactoriamente estos resultados.

De nuevo, no hay gran diferencia entre los valores de relación de permeabilidad obtenidos para los pozos evaluados de ambiente fluvial y los de ambiente deltaico.

#### **5.2.5. Compresibilidad Total**

Los valores de Compresibilidad Total calculados se utilizaron como indicador para el orden de magnitud de la Compresibilidad Total utilizado en las interpretaciones.

Tomando en cuenta que se obtuvieron buenos ajustes en las interpretaciones hechas para los diferentes pozos, se debe considerar el hecho de utilizar valores de Ct en este orden de magnitud, el cual puede estar afectado en gran medida por las propiedades del crudo, como la relación gas-petróleo, y algún efecto de crudo espumante que pudiera estar presente; además de la Compresibilidad de la Roca.

#### **5.2.6. Comparación de Datos de Entrada entre Interpretaciones Actuales y Anteriores**

En cuanto a los datos de entrada se observaron diferencias de hasta 50 pies para el espesor de arena (h) entre las interpretaciones anteriores y las de este trabajo.

Para hw existen diferencias entre 800 y 2000 pies, con casos que se salían de un rango aceptable para las interpretaciones anteriores.

Para el valor de Excentricidad se observó en algunos casos valores mayores al valor del Espesor de Arena Neta Petrolífera en las interpretaciones anteriores.

En cuanto a los valores de Porosidad y Factor Volumétrico los valores son muy similares; para la porosidad se observan diferencias del 8% (Pozo 4) y 1,5% para el resto, y para el Factor Volumétrico se ven diferencias de hasta 1,5E-02 v/v.

Los valores de viscosidad fueron muy similares para ambas interpretaciones, observando diferencias de hasta 3500 cp para ambiente fluvial, hasta 7000 cp para el Pozo 3 perteneciente al Deltaico y para el Pozo 4 los valores fueron muy cercanos, aunque se observó sólo en una prueba tuvo una diferencia de 5500cp, considerando que se está en presencia de crudo extrapesado.

#### **5.2.7. Comparación de los Resultados Promedios Actuales y Anteriores**

A continuación se presentan la Tabla 13 y la Tabla 12. En ellas se resumen los promedios de todos los resultados disponibles de las interpretaciones “anteriores”. Estas tablas presentan en rojo los promedios finales cuyos valores no son razonables.

Con respecto a los Coeficientes de Almacenamiento encontrados en las interpretaciones anteriores, estos son muy bajos si consideramos que se estimaron que debían ser superiores a 0,1 BF/lpc.

Como se ha dicho anteriormente, las pérdidas de presión medidas corresponden no sólo a las pérdidas por daño mecánico, sino también a las pérdidas por fricción. De acuerdo a esto, las caídas de presión son menores a lo esperado.

La relación de permeabilidades resultantes de las interpretaciones anteriores, son inferiores al valor mínimo establecido de 0,1.

Tabla 12. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Deltaico.

## Interpretaciones Anteriores

PROMEDIOS AMBIENTE DELTAICO (Anterior)				
Pozo	C	$\Delta p_{skin}$	K	Kv/Kh
	BF/lpc	lpca	mD	
3	0,05	49,88	42200	0,009
4	0,07	65,18	31967	0,088
<b>Promedio</b>	<b>0,06</b>	<b>57,53</b>	<b>37083</b>	<b>0,048</b>

Tabla 13. Resultados Promedios para los Pozos de Ambiente Fluvial.

## Interpretaciones Anteriores

PROMEDIOS AMBIENTE FLUVIAL (Anterior)				
Pozo	C	$\Delta p_{skin}$	K	Kv/Kh
	BF/lpc	lpca	mD	
1	0,03	3,59	20350	0,097
2	0,73	24,73	25125	0,077
5	0,14	46,87	18960	0,100
6	0,02	9,47	18667	0,100
7	0,09	32,16	22900	0,100
8	0,20	44,13	23560	0,081
9	0,09	49,93	17200	0,088
10	0,03	60,54	28000	0,100
11	0,01	21,47	26000	0,088
<b>Promedio</b>	<b>0,15</b>	<b>32,54</b>	<b>22307</b>	<b>0,092</b>

### 5.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO 4

En el Apéndice 3, el cual contiene los gráficos en coordenadas logarítmicas, semilogarítmicas y el Cotejo con la Historia de Producción y Presión obtenidos para cada Interpretación realizada, se observa que la respuesta de las presiones al cambio de tasa en el Pozo 4 es mucho mayor a partir de un punto cercano al inicio de producción. Esto hace pensar que la Historia de Producción de ese Pozo puede ser incorrecta, antes o después de la fecha en la que se observa el salto en las presiones. De cualquier manera, por esa razón, el Cotejo fue difícil. También se observa que el Cotejo Histórico mejora con el tiempo, y esto significa que quizás las mediciones de tasas mejoraron. Como también se usó un mayor valor de compresibilidad a partir de la tercera prueba, ese pudo haber sido el factor influyente en un mejor Cotejo Histórico, aunque es importante considerar que los valores

de permeabilidad resultantes siempre estuvieron dentro del rango aceptable para todas las pruebas.

#### 5.4. RESULTADOS COMPARATIVOS CON INTERPRETACIONES PREVIAS

Con el fin de identificar posibles diferencias importantes entre las interpretaciones previas y las actuales se elaboraron algunos gráficos comparativos que permiten identificar las inconsistencias. Debido al gran número de interpretaciones disponibles se decidió comparar sólo las interpretaciones que fueron realizadas a la misma fecha. Para hacer la comparación más confiable se decidió que al menos se compararan tres pruebas por pozo.

Basados en estas condiciones, solamente se pueden comparar resultados para tres de los 11 estudiados; el Pozo 1, el Pozo 2 y el Pozo 9.

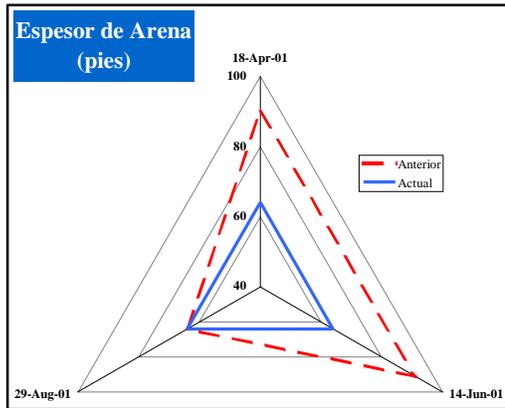
Para lograr una visualización gráfica del grado de diferencia entre interpretaciones previas (Anterior) y las realizadas en este trabajo (Actual), y al mismo tiempo, para reconocer los rangos de variación aceptables se decidió usar los gráficos tipo Radar.

Entre los parámetros representados en los gráficos, algunos deberían permanecer dentro de un rango mínimo, es decir que se observen variaciones mínimas, como es el caso de:  $h$ ,  $h_w$ ,  $P_i$ ; a diferencia de los demás parámetros que podrían variar siempre y cuando no sobrepasen el rango aceptable y lógico, y a la vez que esta variación este fundamentada teóricamente o con otros estudios.

Como se podrá apreciar en los siguientes gráficos, existe gran diferencia entre los resultados obtenidos en interpretaciones anteriores a las realizadas en este trabajo. Uno de los casos mas importante es el resultado de permeabilidades menores en comparación a las interpretaciones de este trabajo. Esto puede deberse al uso de longitudes efectivas de pozos que duplican los valores usados en este estudio (Actuales), lo que resulta una disminución en el  $\Delta P$ , que a su vez implica usar permeabilidades menores a las esperadas para contrarrestar la caída del valor de  $\Delta P$  aumentándolo y así lograr un cotejo histórico aceptable de la presión medida por la herramienta.

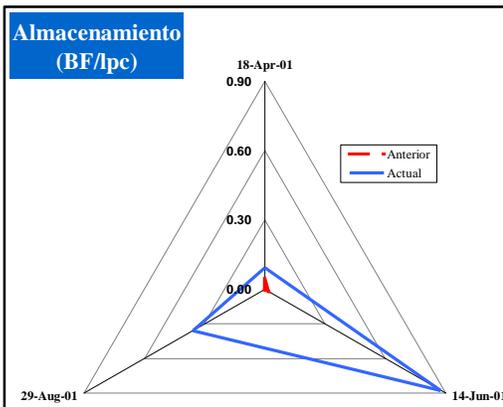
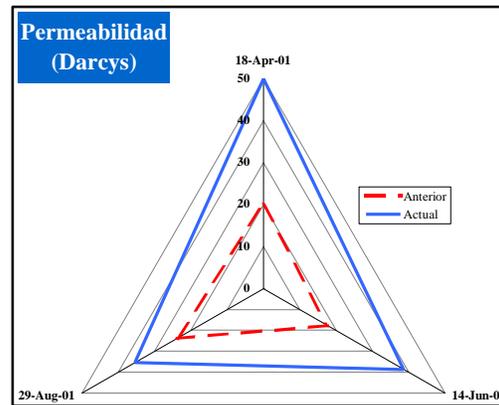
A continuación se presentan los gráficos comparativos para los Pozos 1, 2 y 9:

5.4.1. Resultados Comparativos del Pozo 1



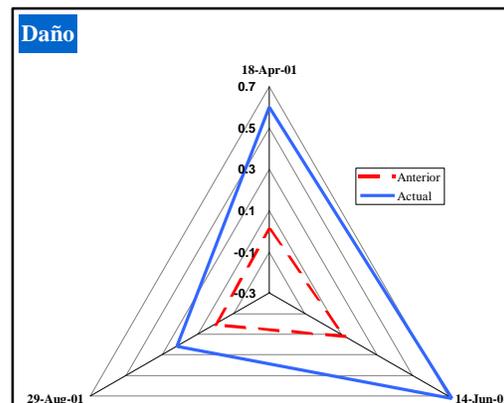
Pueden observarse valores de espesor de arena mayores a los reales, considerando que han sido calculados a través de registros eléctricos muy precisos. El gráfico azul muestra un triángulo equilátero que demuestra la consistencia en los resultados obtenidos en comparación a los resultados anteriores que se muestran en el gráfico rojo.

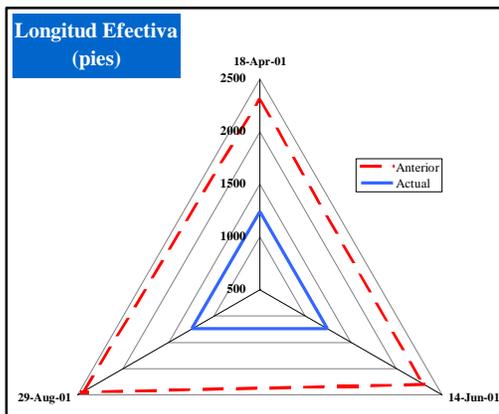
Los valores de permeabilidad resultaron consistentes en los dos casos, aunque existen diferencias de más de 10 darcys entre una gráfica y otra, esto puede deberse a los altos valores de espesor y longitud efectiva de pozo usados en las interpretaciones previas, que obligan el uso de permeabilidades menores para contrarrestar la caída de presión y así ajustar el modelo.



Este parámetro puede variar en gran proporción, pero siempre dentro de un rango lógico. Por lo tanto, considerando que el cierre del pozo es en superficie, los valores de almacenamiento no deberían ser nulos como se observa en los resultados de interpretaciones anteriores.

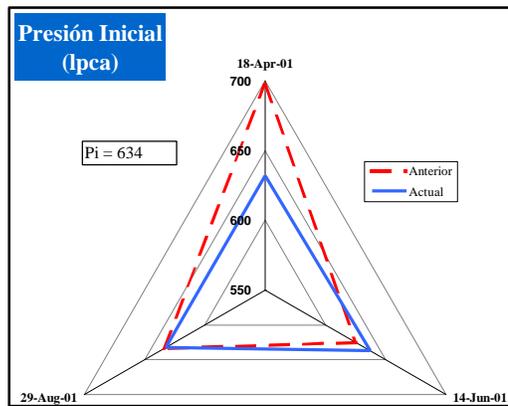
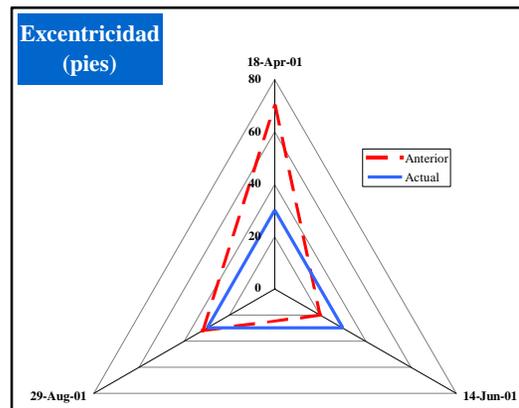
Existe consistencia en las interpretaciones anteriores, aunque las variaciones presentes en las interpretaciones actuales se encuentran dentro de un rango aceptable, considerando que el daño puede variar en el tiempo debido a cambios en la tasa o taponamiento parcial del revestidor ranurado.





El valor de Longitud Efectiva del Pozo usado en interpretaciones anteriores corresponde sólo a la arena neta a lo largo de la sección horizontal del mismo, el cual dobla el valor usado en las interpretaciones actuales, que corresponde con el valor de arena neta petrolífera.

Debido a la gran tortuosidad existente en el proceso de perforación del pozo, la distancia exacta del casing con respecto a la base de la arena es difícil de obtener de una prueba de presión, aunque el rango de variación no debe superar el espesor de la arena.



El gráfico azul muestra un triángulo equilátero debido a la consistencia en los resultados. Considerando que el valor de Presión Inicial es un dato de entrada, el modelo debe simularlo con un mínimo de variación. En el gráfico rojo esto no se cumple.

Para este parámetro se muestra gran inconsistencia en los resultados obtenidos de las interpretaciones anteriores, saliéndose en uno de los puntos del rango aceptable, según estudios geológicos, entre 0,1 y 0,4. Los resultados actuales se encuentran dentro del rango aceptable y con bastante consistencia.

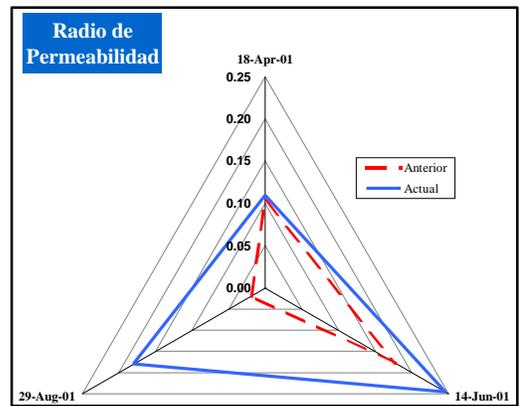
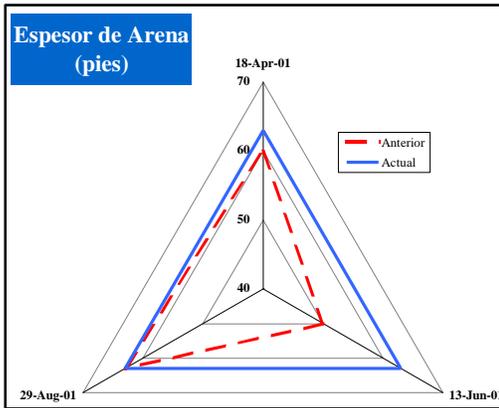


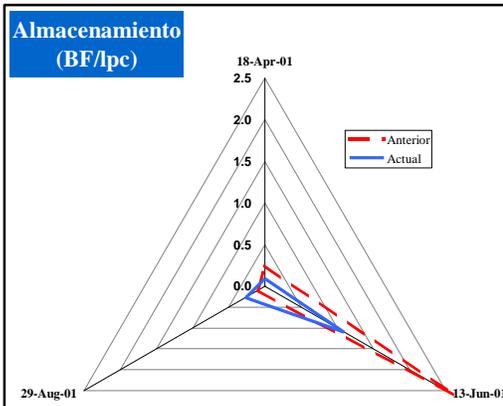
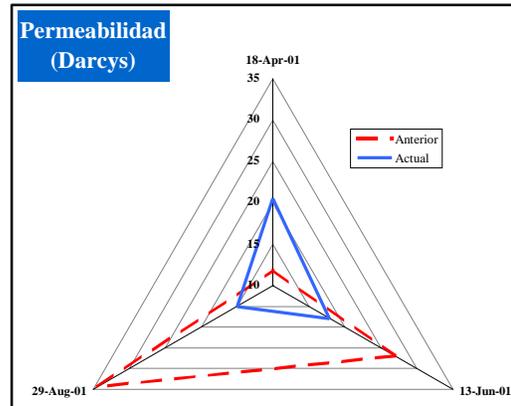
Fig. 40. Gráficos comparativos para el Pozo 1

5.4.2. Resultados Comparativos del Pozo 2



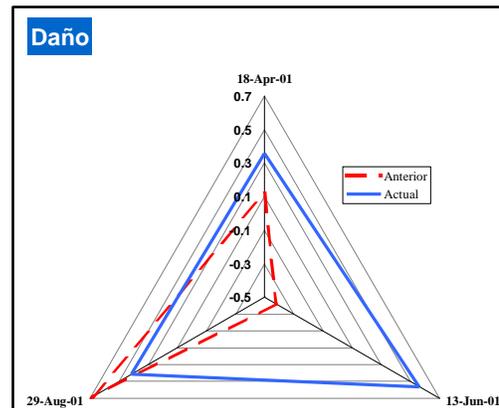
Se observan diferencias en las interpretaciones previas sin mayor fundamento teórico. En las interpretaciones actuales no hubo cambios del espesor, ya que está basado en los registros eléctricos.

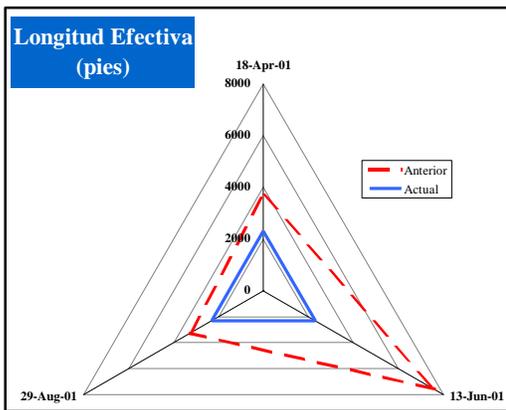
Aunque todos los resultados se encuentran dentro de un rango aceptable, no existe consistencia en los resultados de permeabilidad para las interpretaciones anteriores, caso contrario en las interpretaciones de este proyecto o actuales.



En la gráfica roja se observa un punto fuera del rango aceptable para un valor de almacenamiento para los pozos estudiados. Esto puede deberse a un error en el punto de cierre de pozo fijado para la fecha 13 Junio 2001.

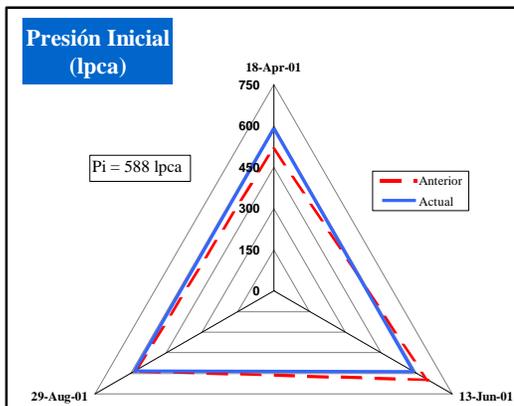
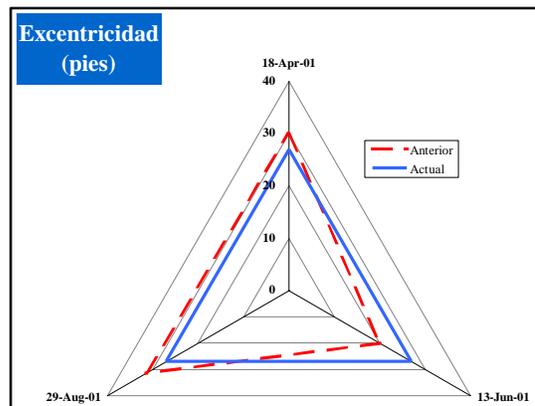
Para la gráfica azul se muestra consistencia en los resultados, caso contrario para la gráfica roja, que muestra una estimulación para el 13 de junio, lo cual puede deberse al error en el punto de cierre del pozo para esta fecha.





Existe gran consistencia en todos los resultados debido a la poca sensibilidad del modelo con respecto a este parámetro.

Se sigue observando, en el gráfico rojo, el uso del valor de arena neta a lo largo del pozo horizontal y no la arena neta petrolífera, con una gran variación para el 13 de junio, que puede deberse a un cambio sin fundamento de parte del usuario para forzar resultados del modelo.



Los resultados que se muestran en la gráfica roja se encuentran fuera del rango aceptable de 0,1 y 0,4. El gráfico azul muestra gran consistencia en los resultados y dentro del rango aceptable.

Se observa un buen cotejo de la presión inicial tanto para las interpretaciones previas como las elaboradas en este proyecto o actuales.

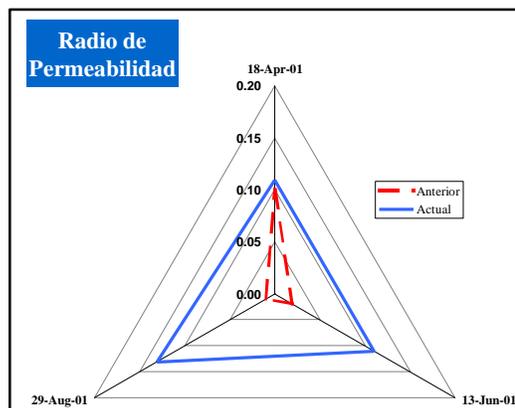
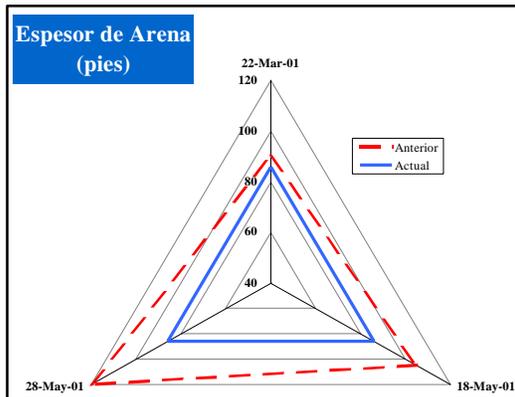


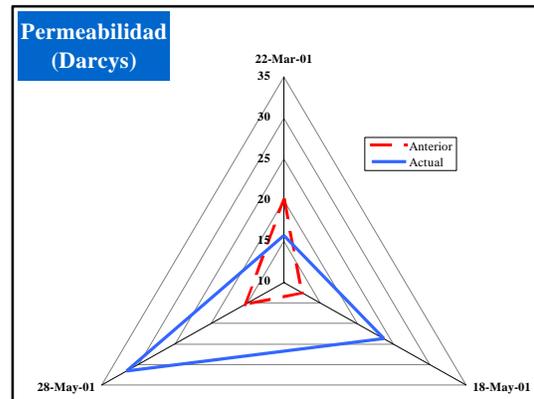
Fig. 41. Gráficos comparativos para el Pozo 2

## 5.4.3. Resultados Comparativos del Pozo 9

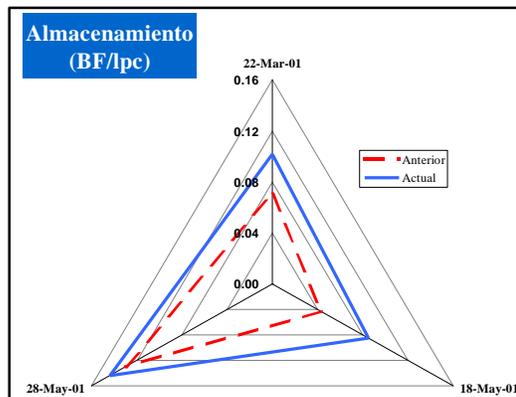


Se sigue observando cierta diferencia en los valores usados en las interpretaciones previas. El valor usado en las prueba de marzo, para la gráfica roja, se acerca al valor resultante de los registro, mas no se explica una modificación del mismo para otras fechas sin fundamento geológico.

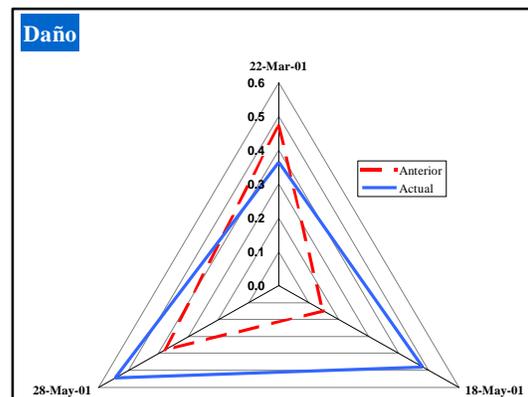
Para las pruebas de mayo se obtuvieron resultados muy bajos. Esto pudo deberse a los altos valores de espesor usados en comparación a la prueba de marzo donde se usó un valor muy cercano al espesor de arena resultante de los registros.



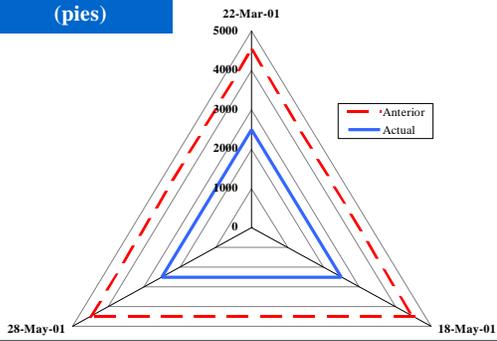
Se observan resultados aceptables para todas las pruebas en ambas interpretaciones.



Se muestran resultados aceptables para ambas interpretaciones, aunque se puede observar que existe una menor diferencia para la prueba del mes de marzo entre una gráfica y otra, lo cual corrobora el uso de un espesor de arena similar en ambas interpretaciones para la misma prueba.



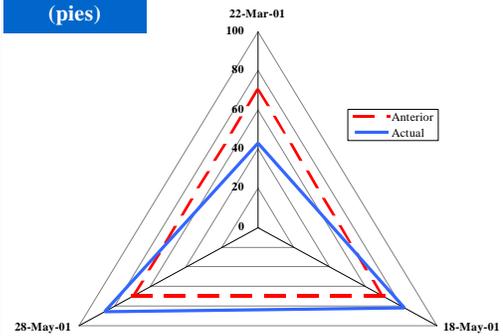
**Longitud Efectiva (pies)**



Se sigue observando, en las interpretaciones anteriores, el uso de una longitud de la horizontal del pozo correspondiente con la arena neta y no con la arena neta petrolífera.

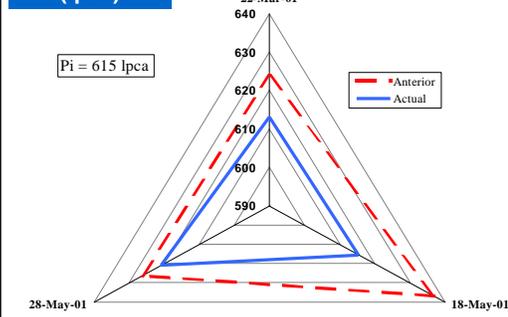
Se observa mayor consistencia en las interpretaciones previas en comparación a las actuales. Esto se debió a fin de logran un cotejo preciso de la curva derivada, considerando que este parámetro no afecta en gran medida los resultados, además de considerar la gran tortuosidad del pozo que imposibilita un calculo preciso de este valor de

**Excentricidad (pies)**



Aunque se muestra consistencia en ambos gráficos, se observa que para las tres pruebas consideradas en el gráfico rojo, existen errores de más de 10 lpca con respecto al dato de Presión Inicial de 615 lpca.

**Presión Inicial (lpca)**



Para las pruebas del mes de mayo en la interpretación anterior (rojo) se muestran valores fuera del rango aceptable de 0,1 y 0,4 según los estudios geológicos.

**Radio de Permeabilidad**

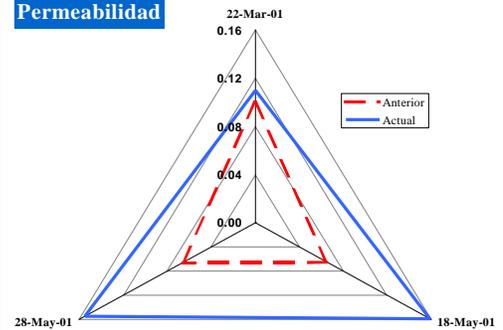
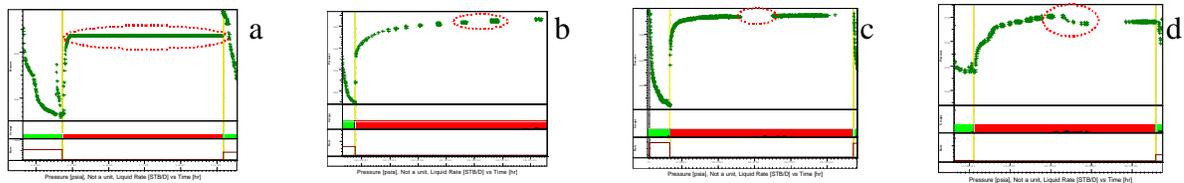


Fig. 42. Gráficos comparativos para el Pozo 9

### 5.5. INFLUENCIA DEL SENSOR EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las Historias de Presión presentaron distintos tipos de “disturbios” que dificultaron la interpretación de los Pozos 5 al 8. Por tal motivo el número de interpretaciones logradas para esos pozos es menor que para el resto. Los disturbios más comunes observados en las Historias de Presión fueron:

- \* Mediciones de presión “congeladas” durante el período de cierre por largo tiempo (ver Fig. 43a).
- \* Múltiples tendencias en la curva de presión durante el período de cierre del pozo, dificultando la obtención de una curva derivada limpia, es decir, sin disturbios (Fig. 43b).
- \* Tramos vacíos en la historia de presión motivado por ausencia de datos (ver Fig. 43c).
- \* Fuertes disturbios durante toda la historia de presión y en especial en los períodos de cierre (ver Fig. 43d).



**Fig. 43 Problemas presentes en la historia de presión**

Esos disturbios se pueden deber a problemas con los sensores de medición de presión o simplemente, a que su capacidad de medir y registrar datos es muy grande y entonces la cantidad de datos obtenidos genera problemas.

Se observó que los pozos con este problema también son los pozos con mayor RGP (Al menos, por encima de 50 PC/BF según las Fig. 25 a la Fig. 35). Por ello se supone que el problema de mediciones se puede agravar cuando hay producción de gas.

Como se puede observar en la Tabla 14, el sensor “Tipo 2”, instalado en los Pozos 5 al 8, presenta ciertos problemas de sensibilidad o calibración, que pueden deberse a que los pozos producen mayores niveles de gas.

**Tabla 14. Tipo de Sensor en Cada Pozo**

POZOS	SENSOR
1-2-3-4-10	Tipo 1
5-6-7-8-9-11	Tipo 2

### 5.6. CAMBIO DE LA $C_t$ EN FUNCIÓN A LA PRODUCCIÓN DE GAS

Considerando el alto valor de la Compresibilidad del Gas ( $C_g$ ) con respecto a la Compresibilidad de petróleo, el agua y la roca; es de suponer que su valor influya en la Compresibilidad Total ( $C_t$ ) debido a un aumento en la producción de gas.

Durante el estudio de presiones para el Pozo 5, se observó gran dificultad para obtener el valor de la Presión Inicial ( $P_i$ ) real, al mismo tiempo de obtener resultados característicos del pozo y del yacimiento. Considerando la alta producción de gas y su aumento en el tiempo con respecto a otros pozos, es de suponer que la  $C_t$  aumente en cierta proporción según lo explicado en el párrafo anterior. Por tal motivo se quiso hallar una relación entre estos dos parámetros,  $C_t$  y la Relación Gas Petróleo (RGP), y en el mejor de los casos una correlación.

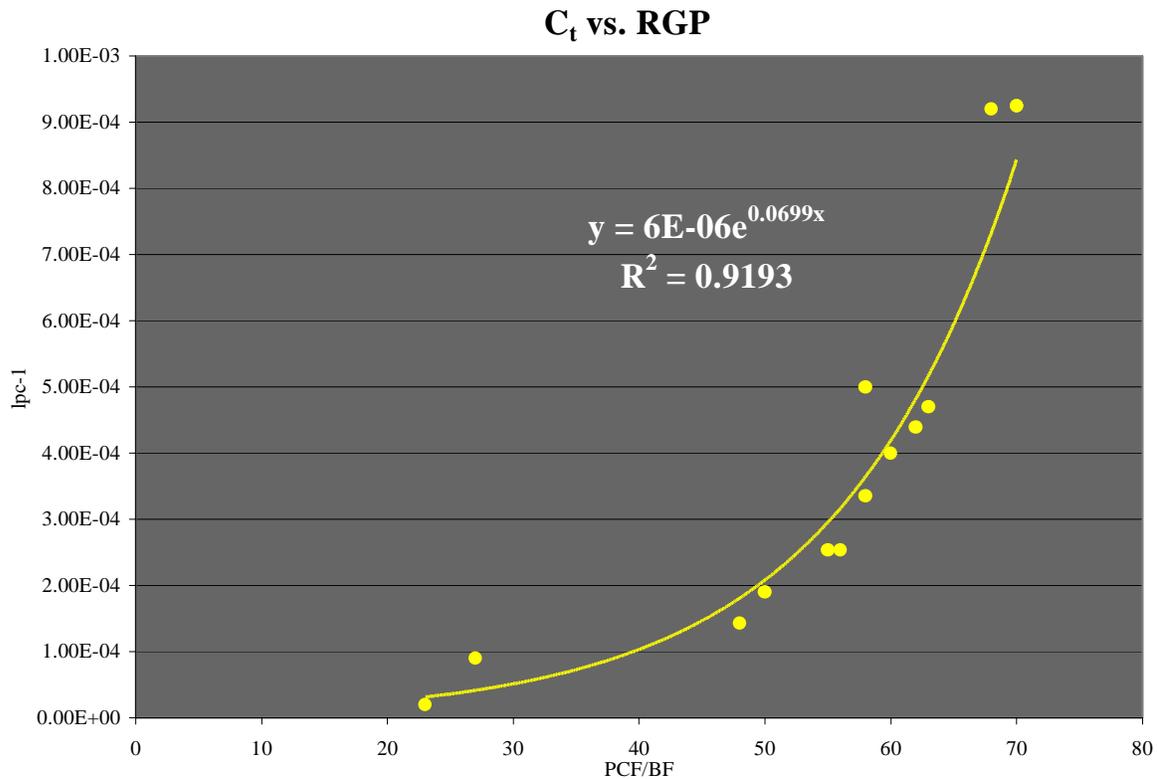
Inicialmente se tomaron dos (2) valores de  $C_t$  aleatorios para estudiar una misma Prueba de Restauración o “Build-Up”, obteniéndose resultados muy similares y realistas de todos los parámetros característicos del conjunto pozo-yacimiento, al mismo tiempo de lograr un cotejo histórico de presiones aceptable. Únicamente la  $P_i$  fue imposible de cotejar. Con el fin de cotejar el valor real de la  $P_i$ , se fueron variando los valores de  $C_t$ . Finalmente se obtuvo una correlación de  $C_t$  versus  $P_i$  para el “Build-Up” de fecha 23 de Marzo del 2001(cuyo RGP es igual a 40 PCF/BF), que permite obtener el valor de  $C_t$  correspondiente.

El mismo procedimiento se realizó para dos (2) pruebas adicionales del mismo Pozo 5. Los valores de RGP de estas pruebas son 70 PCF/BF (para el Build-Up de fecha 18 de

Mayo del 2001) y 120 PCF/BF BF (para el Build-Up de fecha 07 de Octubre de 2001). De esta manera se logró obtener los valores de  $C_t$  adecuados para cada Build-Up. Por último se estableció una correlación para el Pozo 5 entre Compresibilidad Total ( $C_t$ ) en función de la Relación Gas Petróleo (RGP).

Este estudio ha demostrado el impacto que tiene el valor de la  $C_t$  con respecto a la producción de gas, ya que si este cambio no se considera en los análisis de presiones, llevaría a cambiar otros parámetros del conjunto pozo-yacimiento de forma indiscriminada con el fin de llegar al valor de la  $P_i$ , el cual es un dato inicial y oficial.

Posteriormente, para darle mayor fundamento a esta correlación de  $C_t$  versus RGP, se fueron agregando los resultados obtenidos de interpretar otros pozos en los cuales se tenía dificultad para cotejar las curvas, usando como guía la correlación del Pozo 5. Los pozos X1 y X2 (ver Tabla 16), son pozos adicionales a la muestra seleccionada en este trabajo, y que sólo fueron considerados para fundamentar esta correlación (Ver Fig. 44).



**Fig. 44. Correlación de  $C_t$  vs. RGP**

Tabla 15. Resultados usando la correlación de Ct vs. RGP

POZO	Fecha Prueba	TIPO DE FLUIDO		
		m	Ct	RGP
		cp	lpc <sup>-1</sup>	PCF/BF
2	21-Dic-00	2200	9.00E-05	27
	01-Abr-01	2200	2.54E-04	55
5	18-May-01	2100	9.25E-04	70
	23-Mar-01	2100	1.43E-04	48
6	27-Dic-00	2140	1.98E-05	23
7	23-Mar-01	2100	4.00E-04	60
	13-Abr-01	2100	4.70E-04	63
8	18-Abr-01	2100	3.35E-04	58
	18-May-01	2100	4.39E-04	62
9	18-May-01	2150	5.00E-04	58
	28-May-01	2150	1.90E-04	50
11	28-May-01	2140	2.54E-04	56
X1	12-Feb-02	2500	9.25E-04	70
X2	14-Feb-02	2500	9.20E-04	68

Con estos resultados no se espera disipar la incertidumbre existente en el valor de la Ct, mas bien se recomienda un mayor estudio en los demás parámetros involucrados, logrando así obtener datos que faciliten futuras interpretaciones.

En la siguiente tabla estadística, elaborada para los Pozos X1 y X2, se presenta el porcentaje de error que se puede estar cometiendo en los análisis de presiones usando un valor de Ct constante.

Tabla 16. Resultados comparativos para los Pozos X1 y X2

Pozo	X1			X2		
	Correlación	Anterior	Error	Correlación	Anterior	Error
Ct	9,25E-04	6,50E-05		9,20E-04	6,50E-05	
C	0,082	0,078	5,1%	0,121	0,122	0,8%
Skin	0,25	0,16	34,7%	0,40	0,21	48,5%
Hw	2694	2694	0,0%	3033	3033	0,0%
Zw	50	42	16,0%	35	40	14,3%
h	67	67	0,0%	88	88	0,0%
Pi	518	537	3,6%	503	521	3,5%
K	34300	32800	4,4%	22700	17000	25,1%
Kv/Kh	0,20	0,20	0,0%	0,10	0,19	90,0%
RGP	73	73		70	70	
			8,0%			22,8%

Como se puede apreciar en la Tabla 16, el uso de un valor constante de  $C_t$  sin considerar el aumento en la producción de gas, puede llevar a cometer errores de hasta un 23% en los resultados obtenidos en las pruebas de presión.

### 5.7. ORIENTACIÓN DEL POZO Y ANISOTROPÍA

Hay secciones de la columna de un canal donde el comportamiento de la permeabilidad es igual en todas direcciones. Sin embargo, en la sección de la columna donde se presentan laminaciones cruzadas, la dirección preferencial de la permeabilidad es paralela al eje del canal. Por lo que se espera que los pozos perforados perpendiculares a esta dirección de permeabilidad máxima (eje del canal) tengan la mejor productividad

Los Pozos con mayor permeabilidad son los Pozos 1, 6 y 11 (Ver Fig. 45); y éstos tres pozos se encuentran en direcciones totalmente diferentes. Por lo que no se puede ver alguna tendencia de máxima permeabilidad. A pesar de esto, los pozos que poseen una alineación casi perpendicular al eje del canal (Pozos 10 y 11), sí exhiben los mayores valores de producción. (Ver Tabla 17).

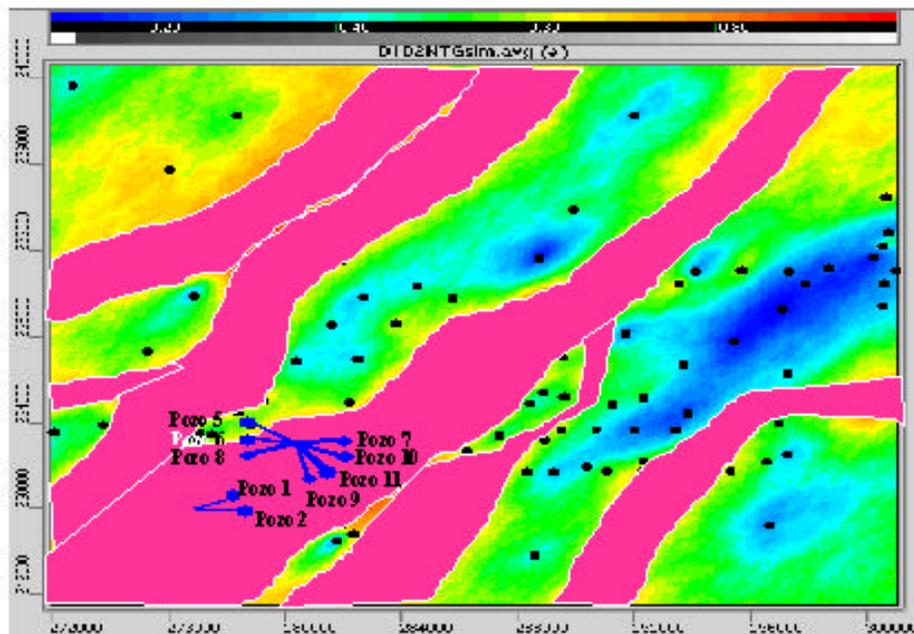


Fig. 45. Tendencia de Canales en Unidad D1/D2

Por otra parte, se esperaba que los pozos con mayor longitud efectiva tuvieran mayor productividad. Si observamos la Tabla 17, vemos que los Pozos 10 y 7 tienen mayor longitud efectiva, pero sólo el Pozo 10 tiene un valor de producción adecuado a su longitud, ya que el Pozo 7 tiene una producción por unidad de longitud muy baja.

**Tabla 17. Datos Comparativos de Pozos Estudiados**

Pozo	Longitud Efectiva	Espesor	Permeabilidad Horizontal	Capacidad De Flujo	$\Delta P$ Daño	Producción			
	hw (pies)	h (pies)	K (mD)	(mD*pie)	(lpc)	Tiempo (días)	Acumulada (bbbl)	Diaria (bbbl/día)	Unidad Long. (bbbl/pie)
1	1242	64	37.380	2.392.320	24	180	176.105	978	142
2	2319	63	22.586	1.422.918	46	170	120.953	711	52
5	2717	82	19.950	1.635.900	39	198	302.625	1528	111
6	1379	86	34.600	2.975.600	35	183	151.632	829	110
7	3452	75	25.500	1.912.500	45	211	329.296	1561	95
8	1790	76	25.200	1.915.200	35	193	273.085	1415	153
9	2479	86	23.667	2.035.362	36	235	239.406	1019	97
10	3771	76	21.550	1.637.800	77	211	378.032	1792	100
11	2868	80	30.517	2.441.360	18	214	346.463	1619	121

En conclusión, no se pudo verificar que la dirección del eje del canal es la dirección de máxima permeabilidad. Pareciera que los valores de permeabilidad no tiene ninguna tendencia particular. Sin embargo, los pozos perforados perpendicularmente al eje (independientemente de cual sea la dirección de  $K_{max}$ ) sí exhiben los mejores valores de productividad.

La anisotropía de la permeabilidad es un factor deseable si los pozos son perforados en la mejor dirección, y en estos yacimientos el grado de anisotropía de la permeabilidad horizontal es grande. Entonces, como aún quedan muchas áreas por desarrollar, la aplicabilidad de métodos que permitan obtener la mejor orientación de los pozos podrían ser muy bien aprovechadas.

De cualquier manera se sabe que usualmente no es fácil o posible medir los esfuerzos. Y aún peor, en formaciones poco consolidadas las mediciones de esfuerzo son poco útiles<sup>11</sup>.

### **5.8. DISCUSIÓN RESPECTO AL PLAN DE ACCIÓN A MEDIANO PLAZO RECOMENDADO POR ECONOMIDES**

En Noviembre del año 2001 Christine Economides presentó a SINCOR un Plan de Acción donde expone cuales áreas deben ser reforzadas y cómo. En lo que puede referirse al alcance de este trabajo, se hicieron tres propuestas:

#### **5.8.1. Revisar todos los datos empleados en las interpretaciones.**

Tanto la revisión de los datos de presión y producción, como la revisión de todos los parámetros empleados en las interpretaciones, ya ha sido discutido en este trabajo. En general se encontraron inconsistencias en los datos de presión y se comentó la manera idónea de calcular, medir o hallar los datos de fluido, pozo y/o yacimiento y se demostró la importancia de trabajar con datos adecuados.

#### **5.8.2. Determinar heterogeneidades del yacimiento ( $k/m$ , $Kv/Kh$ y límites) con mayor certeza y minimizar las interpretaciones futuras**

En este trabajo no se estudio la movilidad del fluido. En cuanto a los límites se puede decir que el sistema de fallas en la región estudiada no es de importancia: las fallas son muy pequeñas y por eso no fueron prioridad en este trabajo. Con respecto a  $Kv/Kh$  se mostró que es posible obtener modelos que se ajusten a los radios de permeabilidad esperados. Aunque el rango en el cual oscila el radio de permeabilidades deberá ser establecido agregando más interpretaciones.

Con respecto a la minimización de interpretaciones futuras, es más importante usar más tiempo en obtener los datos muy cuidadosamente para garantizar que la interpretación fue hecha de la manera más eficiente y que los resultados sean los más certeros. Por supuesto, habrá un punto en el cual el número de interpretaciones sea suficiente como para delimitar el verdadero rango de los parámetros en cada área. Eso permitirá reducir el número de interpretaciones futuras.

### 5.8.3. Producir mas limitaciones determinísticas que permitan alimentar el modelo/proceso de geomodelaje.

Se hizo muy difícil confirmar la información geológica relativa a la cercanía de fallas, bordes o interferencia con pozos vecinos debido a que la duración de las pruebas no fue lo suficientemente larga como para observar períodos posteriores al radial. Lo que quiere decir que el disturbio de presión aún no pudo haber sentido dichos efectos. Por otra parte, el radio de investigación, calculado por Saphir, es un parámetro inaplicable a pozos horizontales.

## 5.9. CONCEPTO DE RADIO DE INVESTIGACIÓN

El Concepto de Radio de Investigación se aplica para conocer la distancia de los pozos a alguna barrera, ya sea interferencia con otros pozos o alguna falla.

En la Guía del Usuario de Saphir 3.0<sup>1</sup>, se menciona que el Radio de Investigación es calculado con la ecuación establecida para el flujo radial alrededor de pozos verticales<sup>24</sup>. Este Radio de Investigación es equivalente al Radio de Drenaje cuya ecuación es la siguiente:

$$r_d = 0,029 \sqrt{\frac{kt}{fmCt}}$$

**Ecuación 22. Tomado de la Referencia 24**

Esta ecuación aplica para pozos centrados en un yacimiento circular e isotrópico, lo cual es totalmente diferente de nuestro caso.

En el caso de Pozos Horizontales, el radio de drenaje sería diferente si el período estudiado es el Primer Radial o el Radial Tardío.

En el caso del primer Regimen Radial, el radio de investigación describiría un cilindro horizontal cuyo eje es el pozo mismo. Pero la permeabilidad vertical es mucho menor que la permeabilidad horizontal, tampoco los pozos se encuentran totalmente centrados verticalmente en las arenas. Además como el espesor de las arenas oscila entre los 45 y los 86 pies, es muy lógico pensar que los bordes superior e inferior de la arena “se sentirán” mucho antes de que pudiera sentirse el efecto de alguna barrera. Por otra parte, ni

el perfil de producción, ni el perfil de presiones son constantes a lo largo de todo el pozo, y debido a que todos los pozos tienen longitudes superiores a los mil pies, sería inaceptable pensar que el radio calculado es un promedio de todos los radios a lo largo del pozo.

Si el período que se está estudiando es el Régimen Pseudoradial, el flujo ocurre en un plano horizontal. De nuevo, como los perfiles de producción y presión son tan variables a lo largo del pozo no es lógico pensar que el concepto de radio tenga validez en pozos donde la longitud de drenaje es tan grande.

De modo que el concepto de radio de investigación, tal y como se aplica a pozos verticales, no tiene aplicación en el estudio de Pozos Horizontales y por ese motivo no es considerado en este trabajo.

## SECCIÓN 6. CONCLUSIONES

### DE LA EXPERIENCIA REALIZADA

1. La Metodología descrita en este trabajo se basa en la integración de las características y particularidades del fluido, pozo y yacimiento; en el manejo eficiente de la herramienta de interpretación y el conocimiento de sus limitaciones. Ello facilita las interpretaciones y garantiza resultados coherentes.

2. El nivel de producción acumulada no ha sido suficiente para lograr que el agotamiento del yacimiento se aprecie en las Historias de Presión.

3. En las Pruebas realizadas se observó solamente el Período de Almacenamiento y el Primer Regimen Radial. Esto permitió calcular  $K_y$ ,  $K_z$ , y el daño. No se evidenció la existencia de fallas.

4. Sobre el supuesto de Flujo Monofásico, la herramienta de interpretación utilizada cumplió los requerimientos y permitió realizar todas las interpretaciones.

5. Para los Pozos del ambiente Fluvial los resultados son  $K_h=27$  Darcy,  $K_v/K_h=0,19$ ,  $C=0,4$  BF/lpca y  $\Delta p_{skin}=38$  lpca. Para los Pozos del ambiente Deltaico los resultados son  $K_h=25$  Darcy,  $K_v/K_h=0,25$ ,  $C=0,6$  y  $\Delta p_{skin}=76,5$  lpca.

6. El desconocimiento del tiempo y presión exactos al momento del inicio de las Pruebas de Restauración de Presión, genera errores en los resultados

7. La variación en los valores de  $Z_w$  no causa un impacto importante en el modelo de presiones.

8. La diferencia de los valores de  $h$  y  $h_w$  es de hasta 60% con respecto a las interpretaciones previas. En este trabajo el valor de  $h_w$  se mantuvo constante al analizar pruebas en un mismo pozo.

9. La Caída de Presión debida al daño calculadas por el simulador, corresponde a la pérdida de presión debida al Daño y a la Fricción.

10. La Compresibilidad Total está influenciada por las propiedades del fluido y de la roca y en las interpretaciones se debe utilizar porque ayuda a predecir la respuesta de la presión mejor que la Compresibilidad del Fluido. Además se debe considerar la variación de Ct a medida que aumenta la explotación.

11. Para analizar la respuesta de la presión en pozos horizontales se aplican conceptos de pozos verticales que conducen a errores; como son la suposición de conductividad infinita, perfil de flujo y daño uniformemente distribuidos a lo largo del pozo; porosidad, permeabilidad y compresibilidad constantes.

12. El Radio de Investigación es un parámetro que no es aplicable al estudio de Pozos Horizontales.

13. No se pudo verificar que la dirección de máxima permeabilidad coincide con el eje del canal. Los pozos de mayor longitud efectiva, y los pozos perforados perpendiculares al eje principal del canal son los pozos que tienen los mayores valores de producción.

14. El Sensor de Presiones Tipo 2 presenta problemas que pueden ser mecánicos o eléctricos o que pueden deberse a que los pozos producen gas por encima de 50 PCF/B.

15. El Método de Medición de Caudales empleado puede generar incertidumbre cuando se cotejan la Historia de Presiones y la Historia de Producción.

16. Con la correlación de Ct vs. RGP, no se disipa la incertidumbre existente en el valor de la Compresibilidad Total, mas bien facilita el estudio de los parámetros involucrados.

**DE LA TEORIA**

17. La aplicación de Pruebas de Restauración de Presión permite revelar características del yacimiento como: Permeabilidad, Presión del Yacimiento, Factor de Daño, Geometría del Área Drenada, Bordes Externos, Fallas o Fracturas.

18. La curva de derivada de presión siempre conserva un patrón característico para cada régimen de flujo

19. En las Curvas de Presión y Derivada de Presión el Período de Almacenamiento coincide con una línea recta con pendiente igual a uno.

20. En las gráficas de Presión Derivada se aprecia que entre el final del Período de Almacenamiento y el Primer Regimen Radial hay diferencias de 1 ½ ciclos hasta dos ciclos.

**SECCIÓN 7. RECOMENDACIONES**

1. Elaborar un registro de la Hora, Presión y Tasa exactas al momento del cierre para las Pruebas de Restauración.
2. Realizar Pruebas de Restauración más largas para apreciar al menos el Período Lineal, y comparar la calidad y aplicabilidad de los resultados obtenidos con pruebas más largas.
3. Estudiar si las fallas en el Sensor Tipo 2 son debidas a factores mecánicos o eléctricos o si se deben a que el sensor pierde eficiencia cuando la Relación Gas-Petróleo instantánea supera los 50 PCF/BF. Hasta que se determine la causa de las fallas se recomienda no instalar el Sensor Tipo 2 en pozos donde se sospeche alta producción de gas.
4. Realizar Pruebas de Restauración en los pozos verticales, para determinar la componente Kx de la permeabilidad. Una segunda opción es aislar una sección del pozo horizontal, para reducir el tiempo de alcance del Periodo Pseudoradial Tardío.
5. Considerar el método planteado por Muñoz<sup>11</sup> para obtener la magnitud y la dirección de la Máxima Permeabilidad Horizontal. Se recomienda estudiar los pozos de la macolla 2, ya que solamente dos pozos de la macolla uno producen de la misma arena.
6. Continuar realizando los ensayos de PVT según las normas correspondientes al manejo de Crudo Extrapesado.
7. Continuar con el seguimiento y mantenimiento preventivo del Medidor de Caudales para evitar que problemas de tipo mecánico o eléctrico produzcan errores de medición.

**SECCIÓN 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. Kappa: "Saphir 3.0 Documentation". Technical Reference. Págs. E01-5.
2. Schlumberger.: "Modern Well Testing". 1994. Págs. 57-103
3. J. Joseph y C.A. Ehlig-Economides: "The Role of Downhole Flow and Pressure Measurements in Reservoir Testing". Paper 18379 de la SPE.
4. Ozkan Erdal: "Analysis of Horizontal-Well Responses: Contemporary vs. Conventional". Paper 52199 de la SPE.
5. J. Cabrera, R. Silva, M. Ramones, M. Coronado: "Informe Técnico. Investigación y Desarrollo de Tecnología para Simulación de Yacimientos. Modelo Matemático para Interpretar Pruebas de Presión en Pozos Horizontales. Informe de Avance". Intevep 1992. Págs 9-18
6. Roland N. Horne: "Modern Well Test Analysis. A Computer Aided Program". Págs. 52-55, 152.
7. Usman Ahmed: "Production Logging as an Integral Part of Horizontal-Well Transient-Pressure Test". Paper 20980 de la SPE.
8. Boyun Guo: "Field Case Studies of Pressure Transient Data from Complex Reservoirs". Paper 63308 de la SPE.
9. Economides, M.; Murali y Dunn-Norman. "Petroleum Well Construction". Editorial Wiley. Págs. 62-68.
10. Smith, J., Economides, M.J., and Frick, T.P.: "Reducing Economic Risk in Areally Anisotropic Formations with Multiple-Lateral Horizontal Wells". Paper 30647 de la SPE.
11. Alberto Muñoz, Christine Ehlig Economides y Michael Economides: "Principal Permeability Determination from Multiple Horizontal Well Tests". Paper 50396 de la SPE.
12. Portella y Lanzarini: "Impact of Heterogeneities in Horizontal Well Performance". Paper 53982 de la SPE.
13. Li; Wong y Yeung: "Analysis of Transient Pressure Response near a Horizontal Well – A Coupled Diffusion-Deformation Approach". Paper 50385 del a SPE.
14. Lee, John y Spivey, John: "Numerical and Analytical Well Test Analysis: A Case History". Paper 50946 de la SPE.

15. Saputelli, Canache, López: “Application of a Non-Equilibrium Reaction Model for Describing Horizontal Well Performance in Foamy Oils”. Paper 50414 de la SPE.
16. Hong Yuan: Fluid Flow Projects: Research Report. “Investigation of Single Phase Liquid Flow Behavior in a Single Perforation Horizontal Well. The University of Tulsa. Department of Petroleum Engineering.
17. M.U. Yalniz y E. Ozkan: “A Generalized Friction-Factor Correlation to Compute Pressure Drop in Horizontal Wells”. Paper 74329 de la SPE.
18. J.A. De Waal, L. Rieke, J.D. de Graaf y J.M. Witte: “Faja Compaction Study. Part 2: Results and Interpretation of Compaction Tests on Samples from Well IZZ-52X”. Julio 1982.
19. Essenfeld, Martín: “Resumen de Mediciones de Compresibilidad del Medio Poroso Area Bitor-Cerro Negro, Faja del Orinoco”. Agosto de 1994.
20. Newman, G. H.: “Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Rocks under Hydrostatic Loading”. JPT, 1973. Págs. 129-134.
21. Intevep.: “Technical Report. PVT and Viscosity Studies of Well 1, Zuata Field”. Octubre 2000. Págs. 12, 14, 16-20.
22. Intevep.: “Technical Report. PVT and Viscosity Studies of Well 2, Zuata Field”. Octubre 2000. Págs. 11-12, 14, 16-20.
23. Intevep.: “Technical Report. PVT and Viscosity Studies of Well 3, Zuata Field”. Octubre 2000. Págs. 11-12, 14, 16-20.
24. Robert C. Earlougher: “Monograph Volume 5 of the Henry L. Doherty Series. Advances in Well Test Analysis”. 1977. Págs. 18-19

**SECCIÓN 9. NOMENCLATURA**

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
a	Ancho de la formación.	pies
b	Factor volumétrico del petróleo.	v/v
b	Longitud de la formación.	pies
c <sub>f</sub>	Compresibilidad total del fluido.	1/lpc
c <sub>t</sub>	Compresibilidad total del sistema.	1/lpc
h	Espesor de la formación.	pies
h <sub>w</sub>	Longitud del pozo.	pies
k <sub>h</sub>	Permeabilidad Horizontal. Promedio Geométrico. $\sqrt{k_x * k_y}$	mD
k <sub>v</sub>	Permeabilidad Vertical = kz	mD
k <sub>x</sub>	Permeabilidad en el eje x.	mD
k <sub>y</sub>	Permeabilidad en el eje y.	mD
k <sub>z</sub>	Permeabilidad en el eje z.	mD
P	Presión.	lpc
P <sub>i</sub>	Presión inicial. En una restauración es la presión del pozo al momento del cierre.	lpc
P <sub>wdt</sub>	Presión leída sobre la recta al tiempo t luego del cierre.	lpc
q	Tasa de Flujo.	bbl/d
r <sub>w</sub>	Radio del pozo.	pulgadas
s <sub>a</sub>	Factor de daño causado por alteración de la permeabilidad alrededor del pozo. Es de tipo mecánico.	%
s <sub>r</sub>	Factor de daño geométrico causado por penetración parcial.	%
p.b.n.m.	Pies bajo el nivel del mar	pies
S <sub>t</sub>	Daño total	%
t	Tiempo transcurrido dentro del período de flujo correspondiente.	hr
t <sub>p</sub>	Tiempo de producción del pozo antes del cierre.	hr
z <sub>w</sub>	Excentricidad del pozo. Distancia entre la base de la arena y el eje horizontal del pozo.	pies
Dt	Tiempo de a partir del momento de cierre.	hr
h	0.0002637. Constante de Difusividad.	

## SECCIÓN 10. GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Daño Geométrico:** Este daño ( $s_r$ ) ocurre cuando la longitud del pozo es menor a la longitud “b” del yacimiento, y hay una caída de presión adicional en las cercanías del pozo, interpretada como daño debido a la penetración parcial.

**Excentricidad:** Es la distancia vertical que existe entre la base de la Arena en la que está perforado un pozo y el eje del mismo.

**Hemicilíndrico:** Es la geometría del flujo que ocurre en un pozo durante el período radial temprano, si el disturbio de presión no llega a igual tiempo al borde inferior y al superior. La geometría es similar a la de un cilindro truncado por un plano, en este caso horizontal o paralelo al plano de estratificación.

**Hemiradial:** Es la sección transversal de un volumen hemicilíndrico. Es una circunferencia o elipse truncada por una recta que es horizontal o paralela al plano de estratificación.

**Preconsolidación de la Formación:** Se refiere a que las arenas fueron sometidas a esfuerzos mayores a los presentes al momento inicial de producción. Puede ser el resultado de la erosión, a través de los años, de las capas superficiales. Es difícil determinar el grado de preconsolidación de una formación debido a la perturbación que sufren las muestras de núcleos durante la extracción.

**Principio de Superposición:** Existe dificultad para mantener tasas de producción constantes, los métodos de interpretación tradicionales se basaron solamente en el empleo de los datos de la Prueba de Restauración solamente, pero ésta estaba precedida por uno o más drawdowns. El Principio de Superposición permite calcular la respuesta de la presión a los cambios de tasa ó “respuesta multi-tasa”, basándose en que *“El cambio de la Presión, debido a la combinación de varios períodos de producción, es igual a la superposición de los cambios de presión individuales de cada fase de producción”*.

## **SECCIÓN 11. APÉNDICES**

## **APÉNDICE 1. CRUDO ESPUMANTE**

El flujo de un crudo espumante es una forma de flujo que no se ajusta al modelo de Darcy y se ha observado en yacimientos en Canadá y Venezuela<sup>1</sup>. A diferencia del flujo bifásico “normal”, en el cual se requiere la continuidad de cada fase para que fluya, en el flujo de crudo espumante está involucrado mas bien la dispersión de las burbujas de gas.

Es común que la producción de este crudo se presente como una forma de “espuma espesa de petróleo”, cuyo volumen suele disminuir luego que la “espuma” colapsa.

Muchos yacimientos han presentado comportamientos de producción anómalos: los valores de producción de los pozos son mayores de los esperados para las fases iniciales de producción, y los factores de recobro iniciales suelen ser muy altos<sup>2</sup>. También se ha observado que en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco<sup>3</sup> la tasa de gas producido y la declinación de la presión son menores a lo esperado según los cálculos de Balance de Materiales. Con el tiempo, se ha asociado ese tipo de comportamiento anómalo a los yacimientos de crudo extrapesado, y para diferenciarlos de los flujos de tipo gas-petróleo antes conocidos, se les denomina “Crudos Espumantes”.

Los mecanismos de producción primaria en estos yacimientos son la compactación y el gas en solución. Pero el problema de la contribución por la compactación, en el área de la Faja aún no ha sido resuelto. Se han observado valores muy altos de compresibilidad de poro, pero estos son sorprendentes debido a que las arenas son “preconsolidadas”.

El fenómeno ha aparecido solamente en yacimientos de crudos pesados y extrapesados porque es en ellos en donde las fuerzas viscosas sobrepasan a las fuerzas capilares, y las fuerzas viscosas gobiernan el comportamiento de producción<sup>4</sup>. Para explicar la manera en que el gas se libera del petróleo y fluye existen varias teorías, pero la mejor aceptada explica que el gas al salir de solución, queda adherido a la fase oleosa y; en vez de adherirse al poro, crecer hasta coalescer y crear una fase continua para fluir libremente, se dispersa en burbujas muy pequeñas. Por supuesto, esto sucede cuando se alcanza la presión de burbujeo, pero durará mientras se alcance una presión mucho menor denominada “presión de pseudoburbuja” en la cual se logra la saturación de gas crítica.

Con respecto a la capacidad de los crudos para exhibir el comportamiento espumante y entrapar el gas, se recomienda realizar los ensayos PVT de manera “no-convencional”, esto es, la liberación flash y la diferencial ocurren sin agitación de la celda<sup>5</sup>.

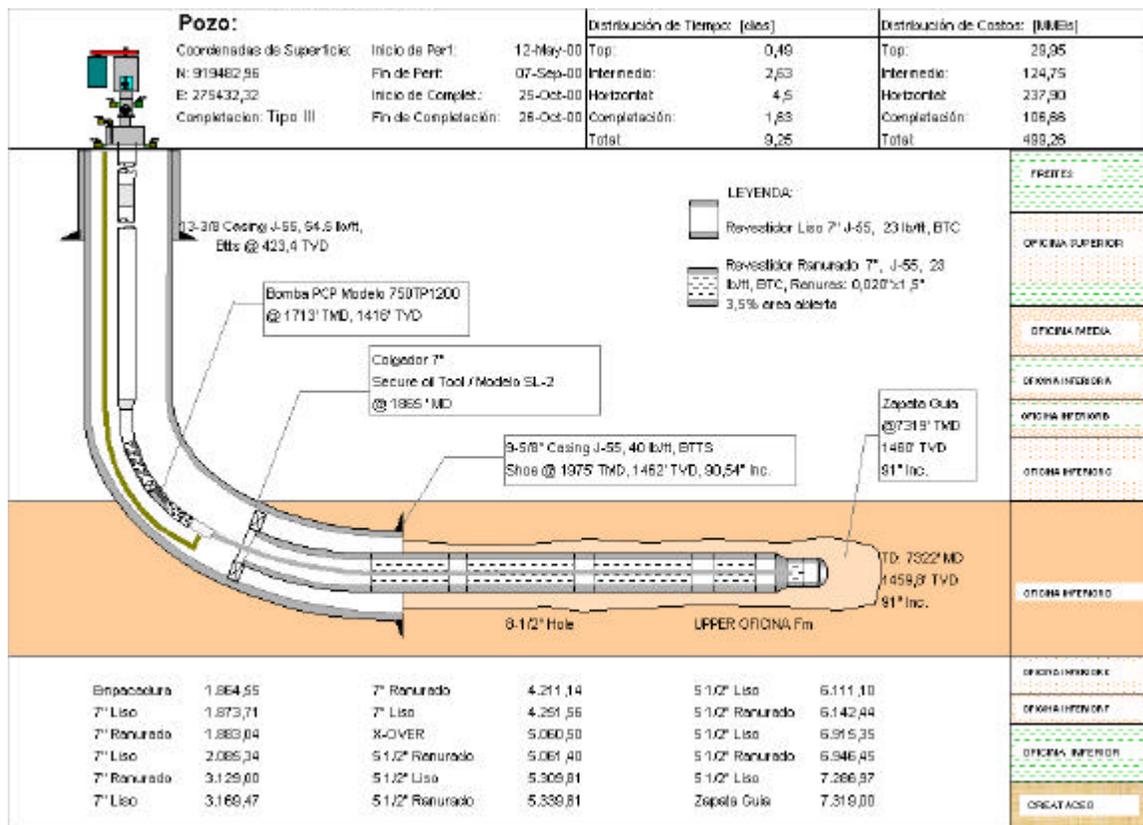
Para la industria petrolera es de extrema importancia conocer el modelo termodinámico de los yacimientos de crudo espumante, porque la buena caracterización aumentará las probabilidades de obtener mejores simulaciones numéricas, pero la simulación numérica de la depleción primaria en yacimientos de crudo espumante es un desafío debido a que aún no se tiene un conocimiento claro de la física relacionada con la generación, flujo y el colapso de la dispersión gas-petróleo<sup>6</sup>.

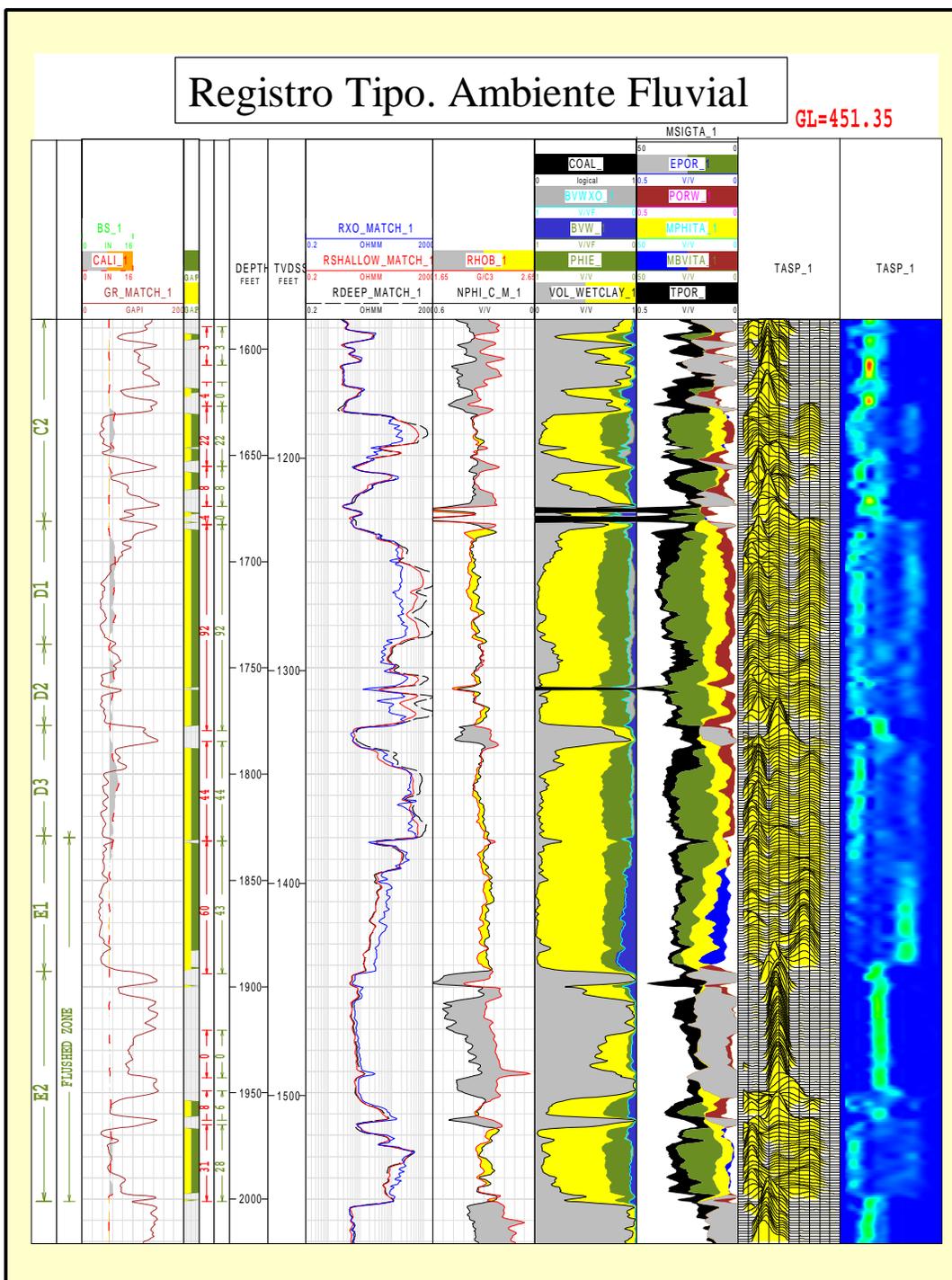
La simulación y la predicción del flujo en yacimientos de crudo espumante usando modelos convencionales (producción por gas disuelto) no han sido exitosas. Los modelos basados en la dispersión del gas en el petróleo han logrado capturar elementos esenciales relacionados con el proceso, pero no han sido bien considerados<sup>7</sup>.

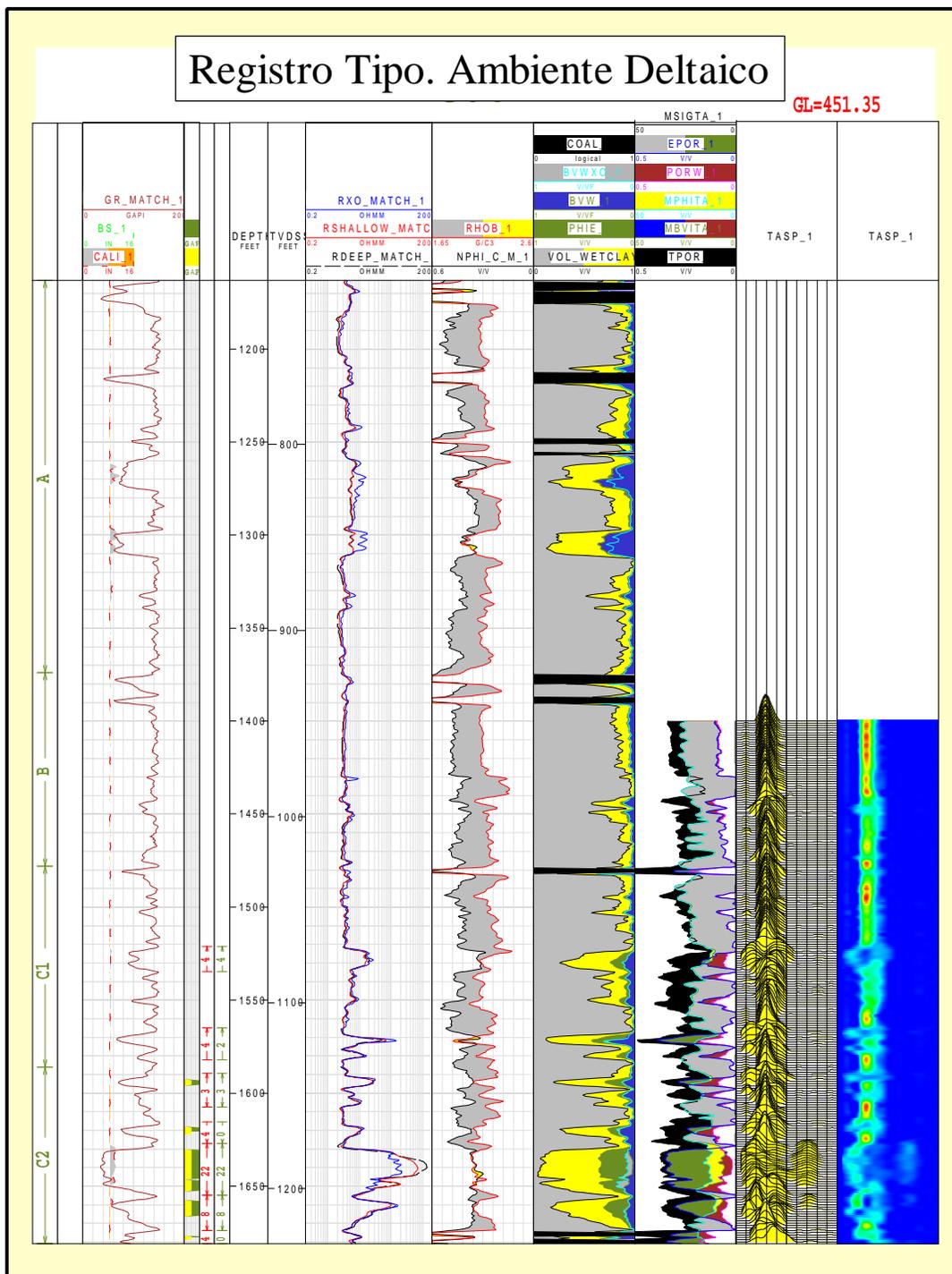
### Referencias:

1. B. Maini: “Foamy-Oil Flow”. Paper 68885 de la SPE.
2. Smith, G.E.: “Fluid Flow and Sand Production in Heavy Oil Reservoirs Under Solution gas Drive”. SPEPE. Mayo 1988.
3. L. Andarcia, A. Kamp: “Heavy Oil Solution Gas Drive in the Venezuelan Orinoco Belt: Laboratory Experiments and Field Simulation”. Paper 60715 de la SPE.
4. Douglas J. Romero y Belkis Fernandez: “Thermodynamic Characterization of a PVT of Foamy Oil”. Paper 69724 de la SPE.
5. Huerta, Otero, Rico, Jimenez, Mirabal, Rojas: “Understanding Foamy Oil Mechanisms for Heavy Oil Reservoirs During Primary Production”. Paper 36749 de la SPE.
6. Boyun Guo, Jerome Jacquemont: “Field Case Studies of Pressure Transient Data from Complex Reservoirs”. Paper 63308 de la SPE.
7. Saputelli, Canache, López: “Application of a Non-Equilibrium Reaction Model for Describing Horizontal Well Performance in Foamy Oils”. Paper 50414 de la SPE

**APÉNDICE 2. REGISTROS Y COMPLETACIÓN TIPO.**





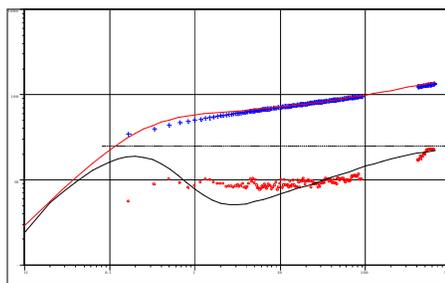


**APÉNDICE 3. INTERPRETACIONES ACTUALES**

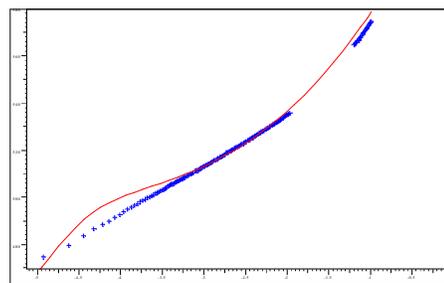
Las siguientes gráficas son las representaciones gráficas en coordenadas logarítmicas, semilogarítmicas y el Cotejo Histórico de las interpretaciones de las pruebas de pozos realizadas en el presente trabajo.

**POZO 01**

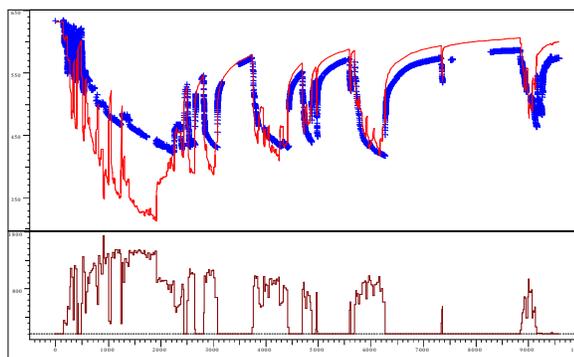
Fecha de la Prueba: 18 Abril 2001



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



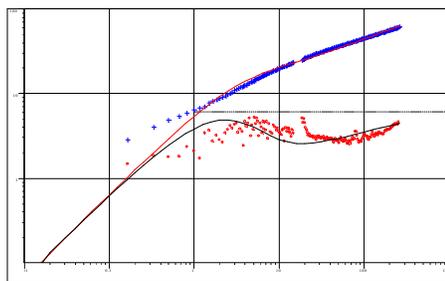
Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



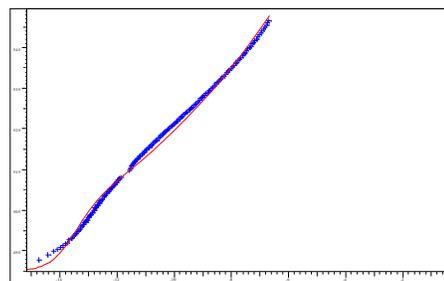
History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

**POZO 01**

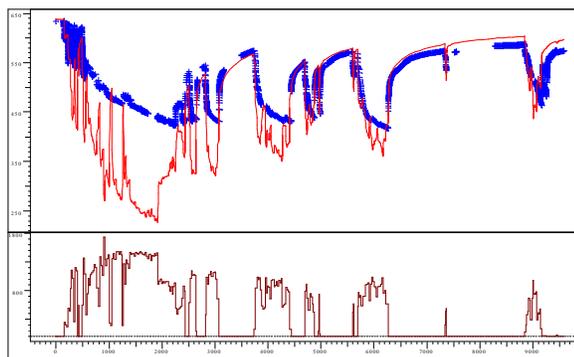
Fecha de la Prueba: 14 Junio 2001



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



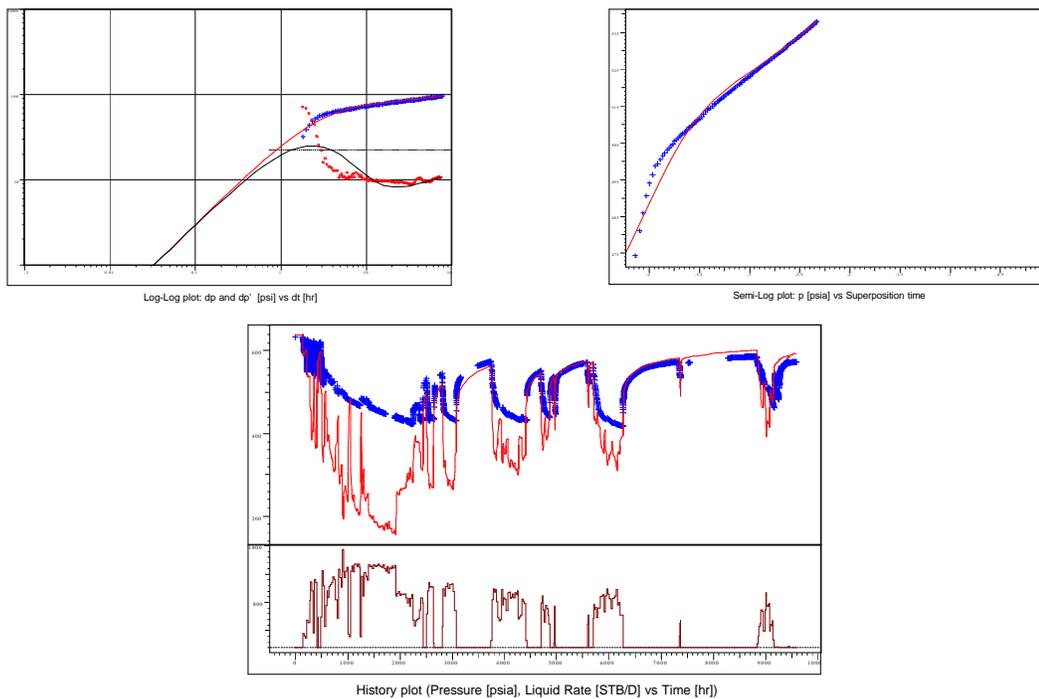
Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



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

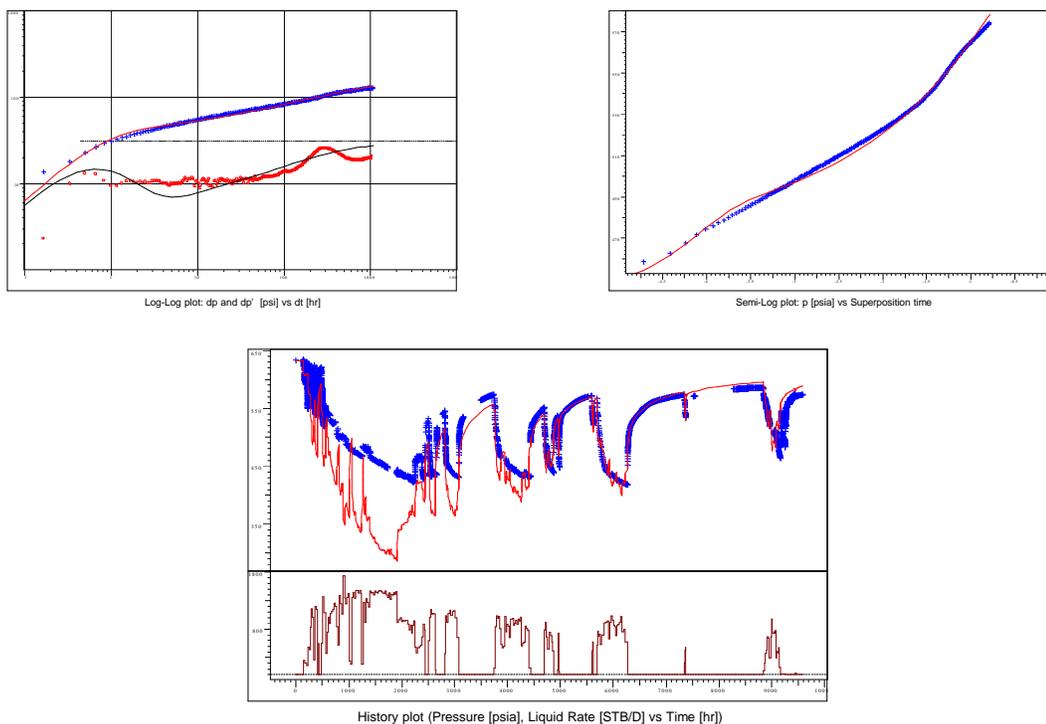
**POZO 01**

Fecha de la Prueba: 02 Julio 2001



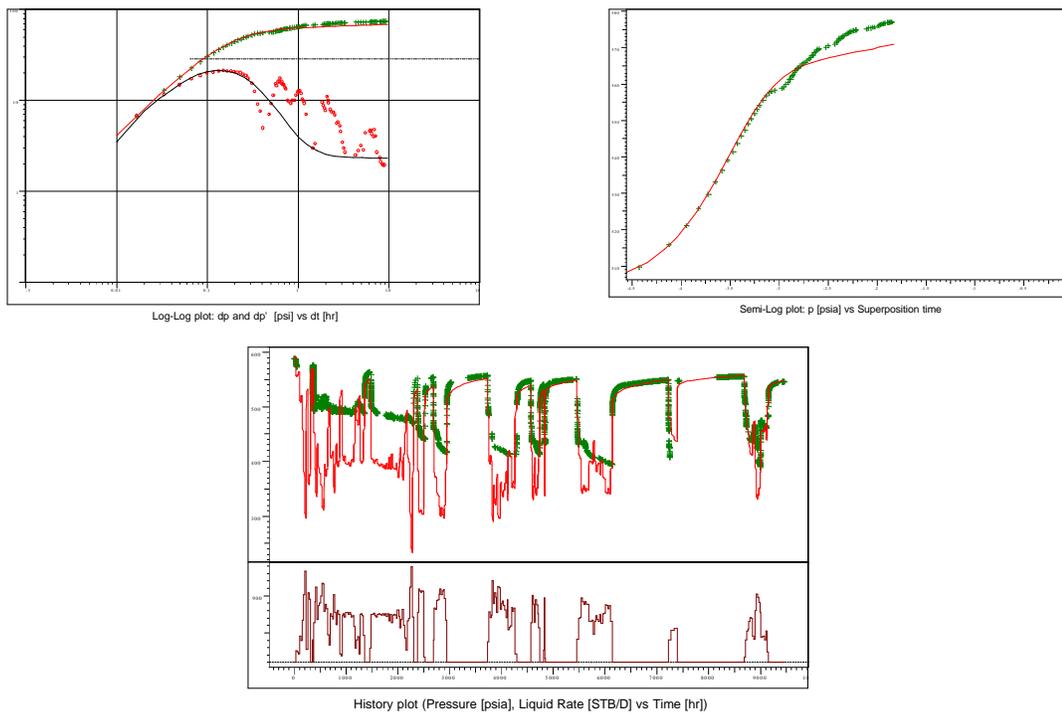
**POZO 01**

Fecha de la Prueba: 29 Agosto 2001



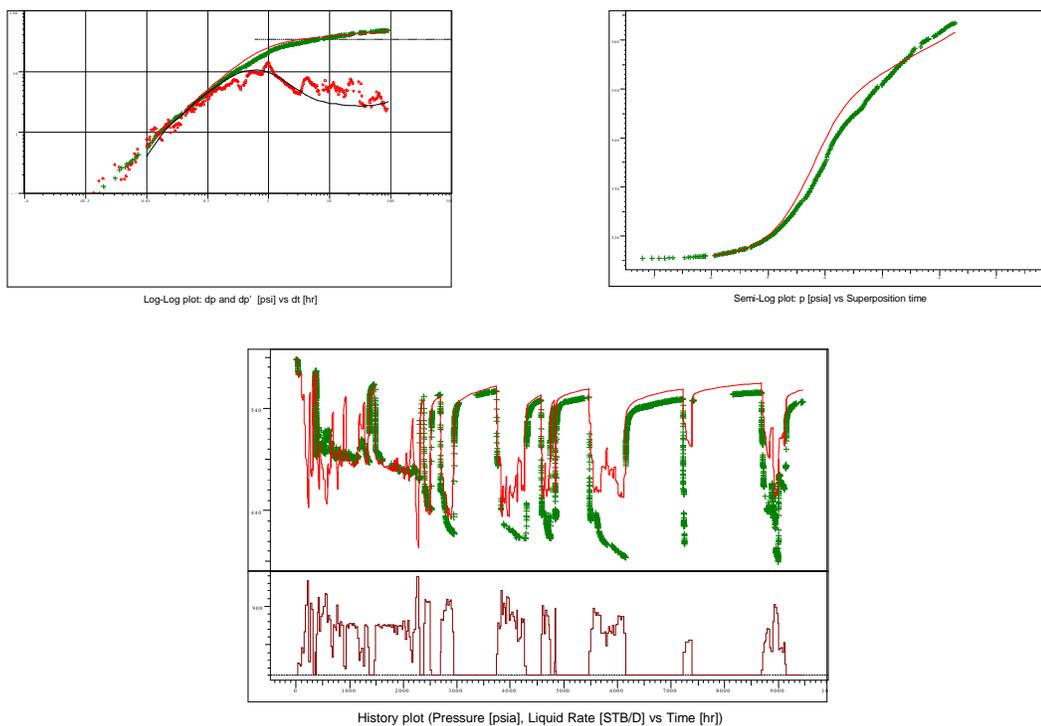
**POZO 02**

Fecha de la Prueba: 21 Diciembre 2000



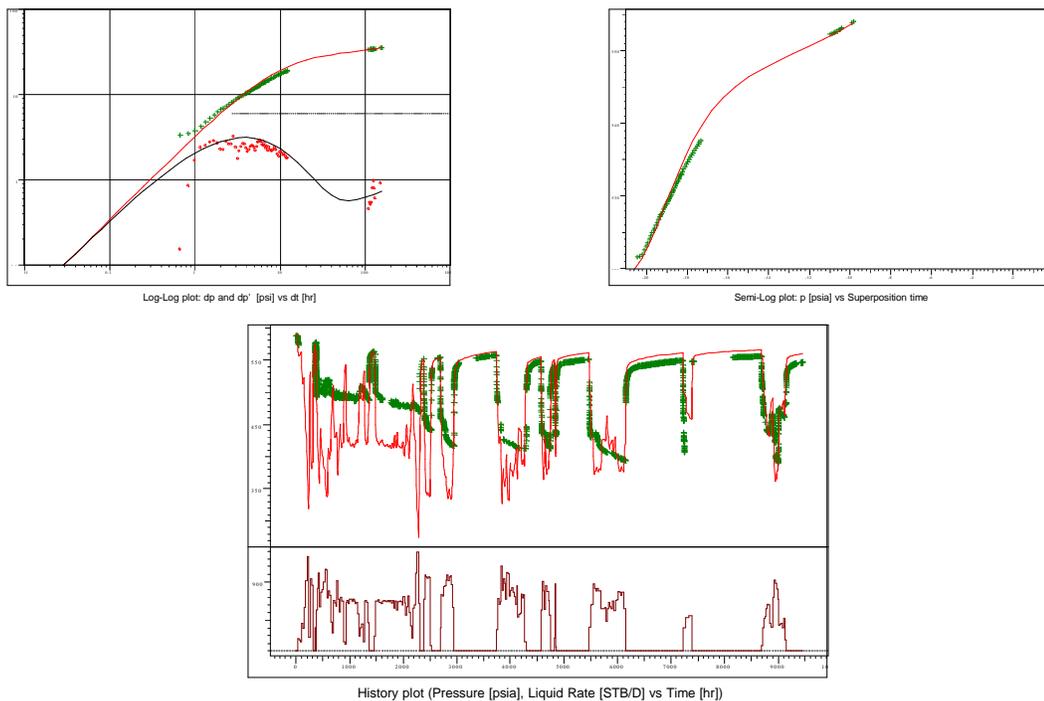
**POZO 02**

Fecha de la Prueba: 11 Febrero 2001



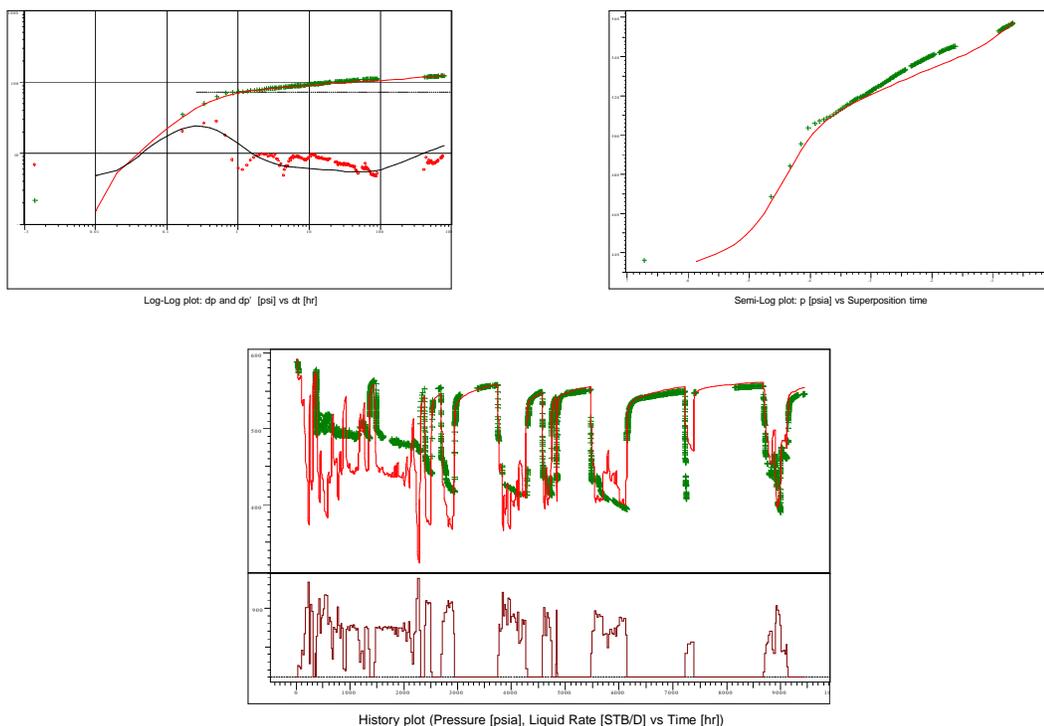
### POZO 2

Fecha de la Prueba: 01 Abril 2001



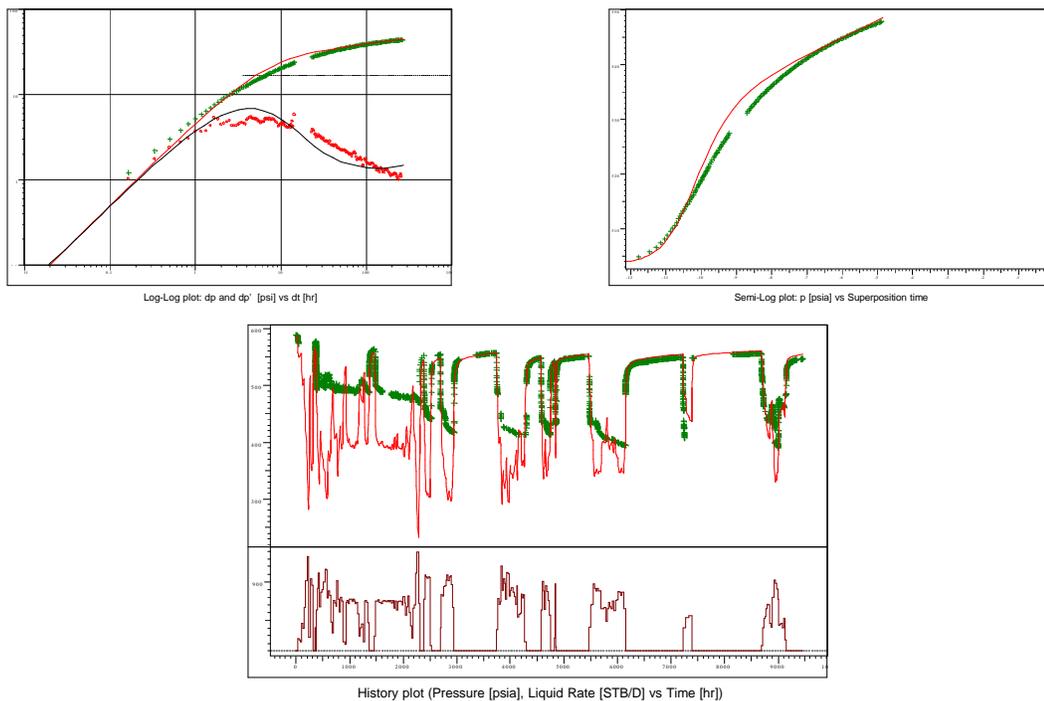
### POZO 2

Fecha de la Prueba: 18 Abril 2001



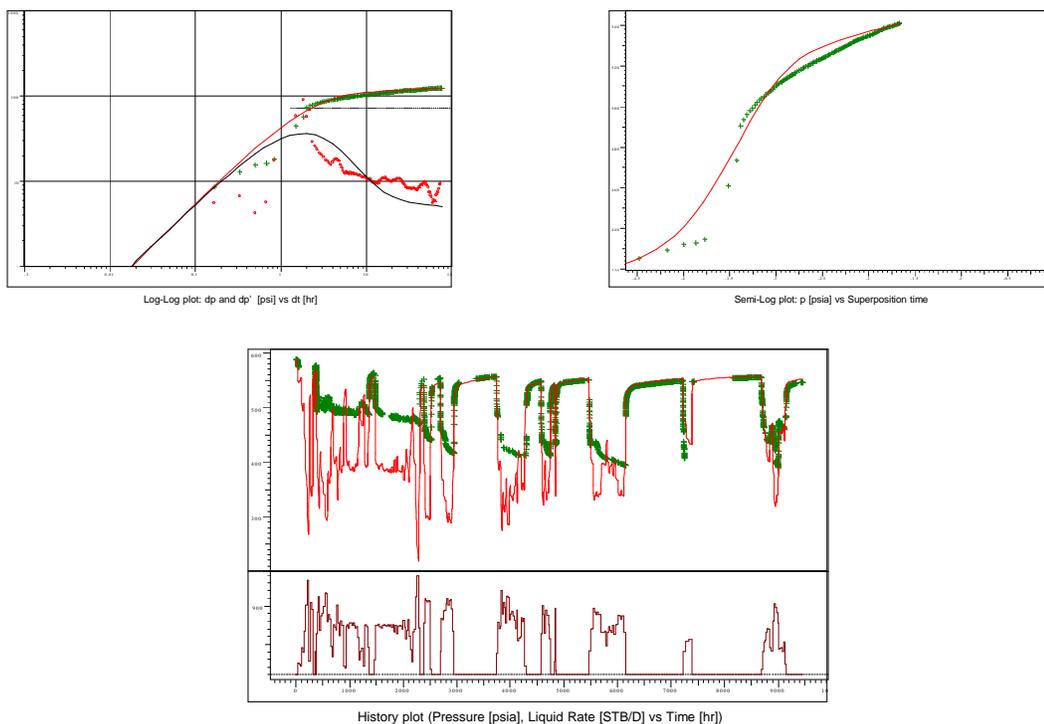
**POZO 2**

Fecha de la Prueba: 13 Junio 2001



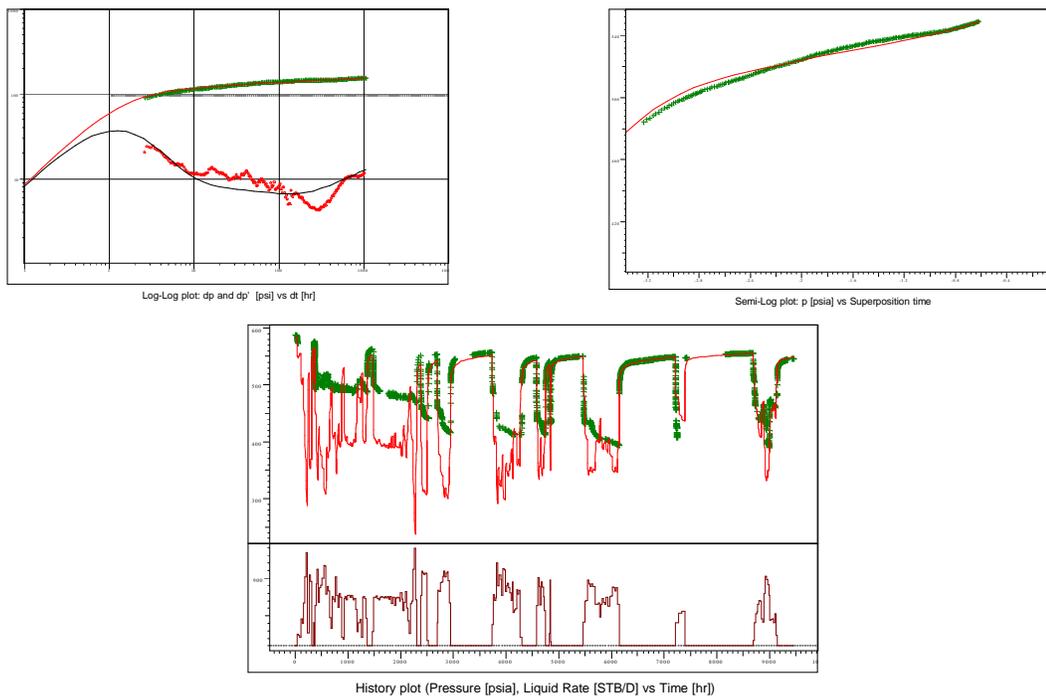
**POZO 2**

Fecha de la Prueba: 02 Julio 2001



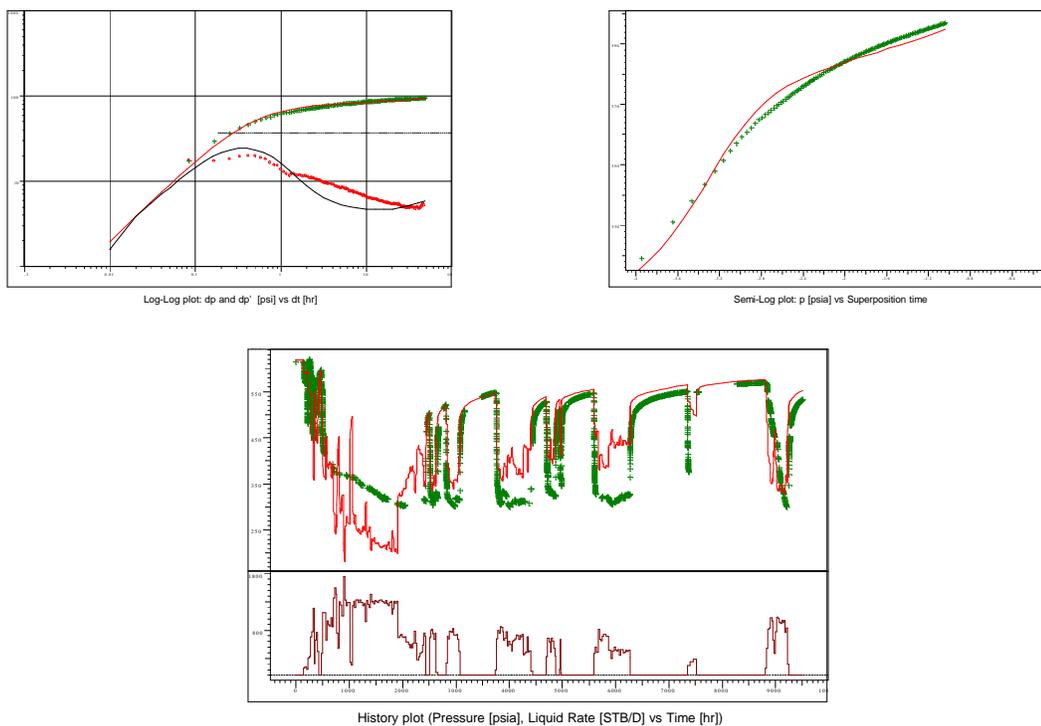
**POZO 02**

Fecha de la Prueba: 29 Agosto 2001



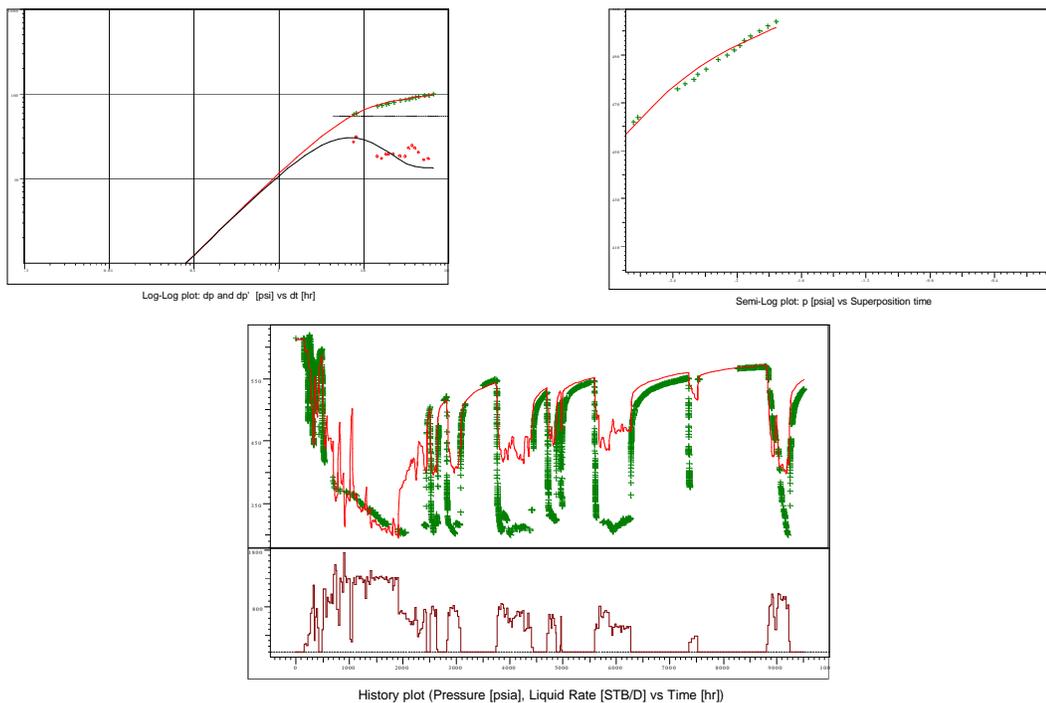
**POZO 03**

Fecha de la Prueba: 29 Diciembre 2000



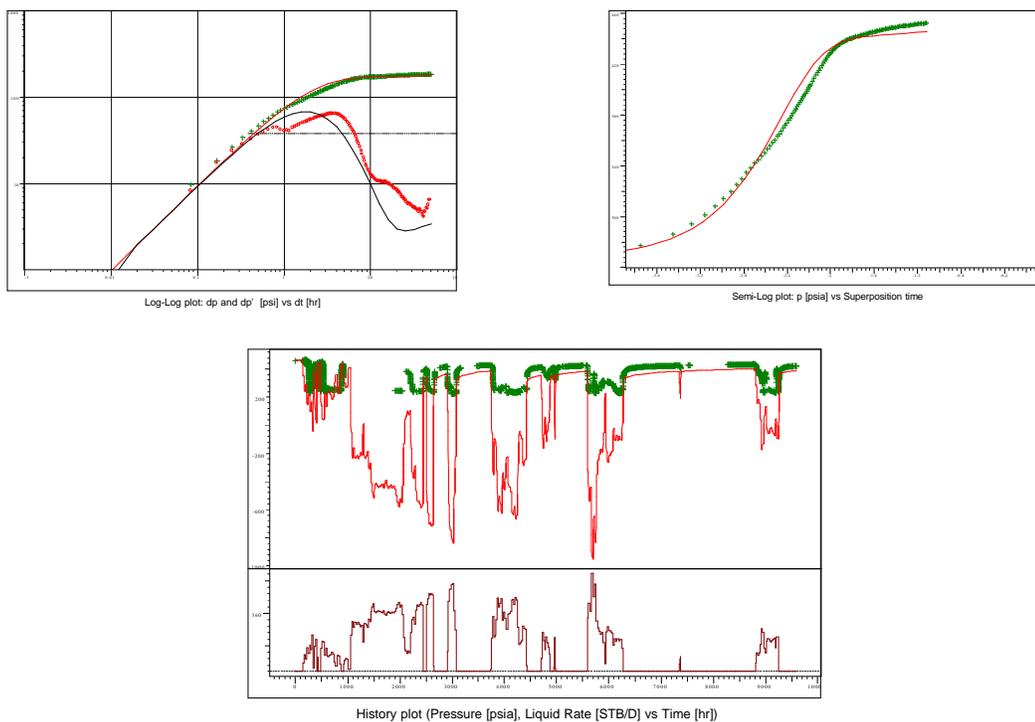
### POZO 03

Fecha de la Prueba: 23 Marzo 2001



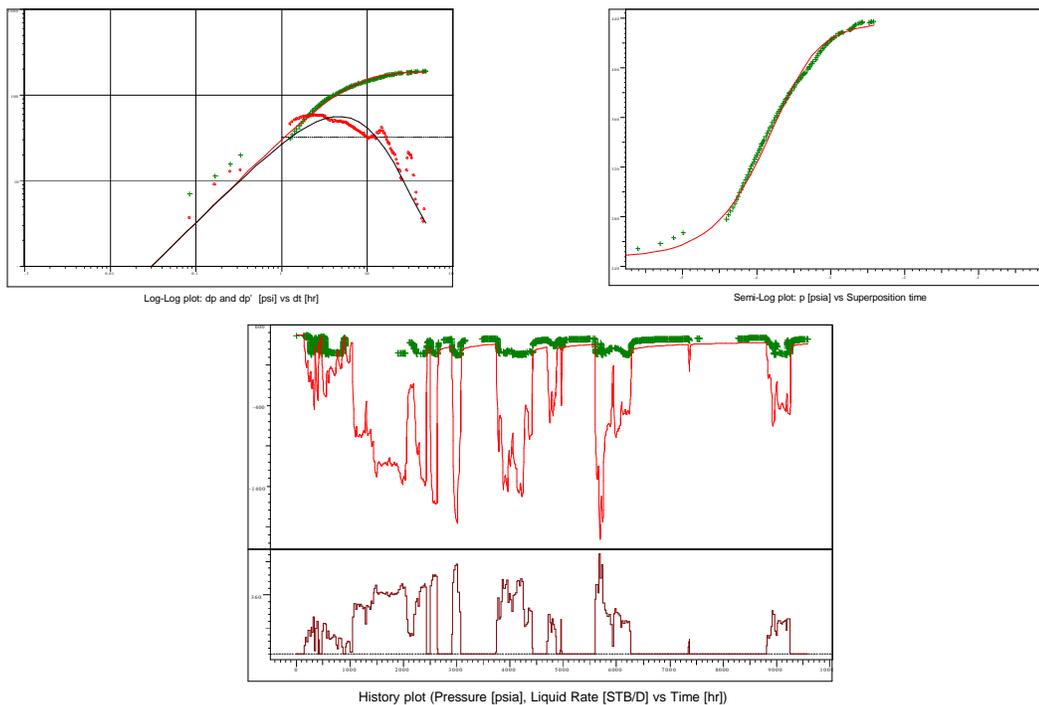
### POZO 04

Fecha de la Prueba: 29 Diciembre 2000



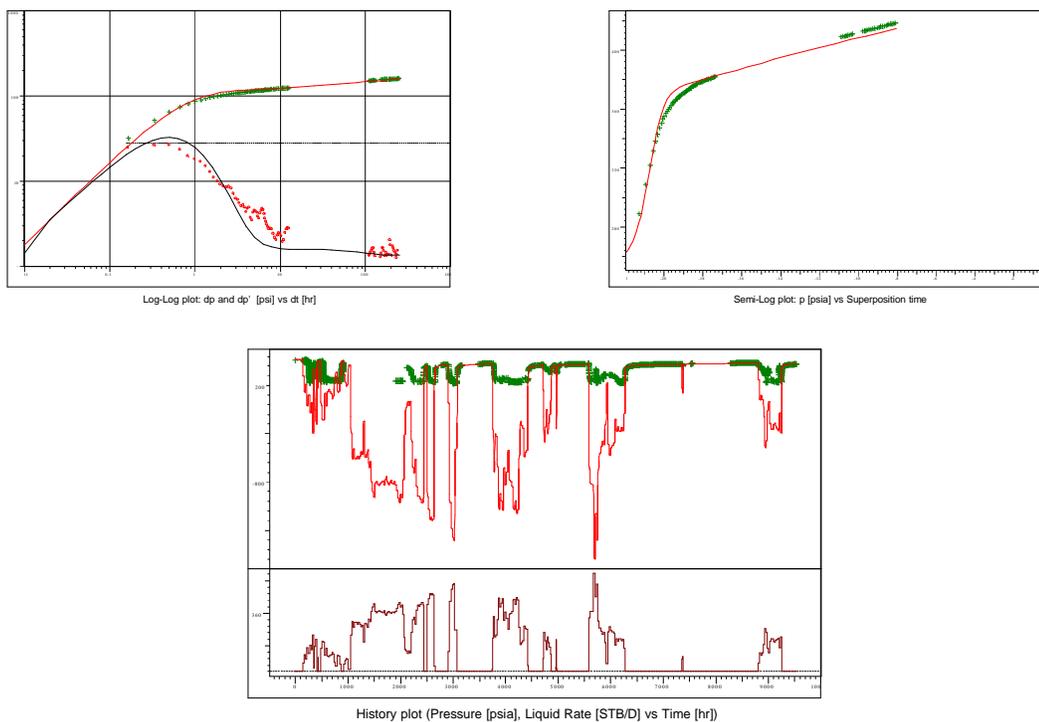
### POZO 04

Fecha de la Prueba: 16 Enero 2001



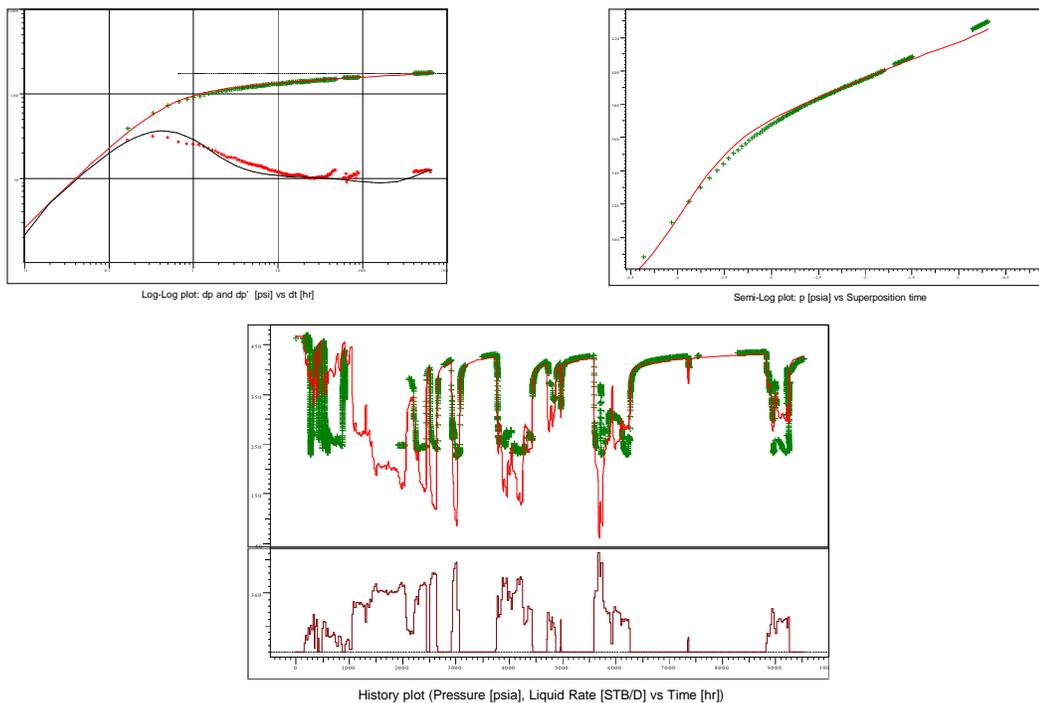
### POZO 04

Fecha de la Prueba: 1 Abril 2001



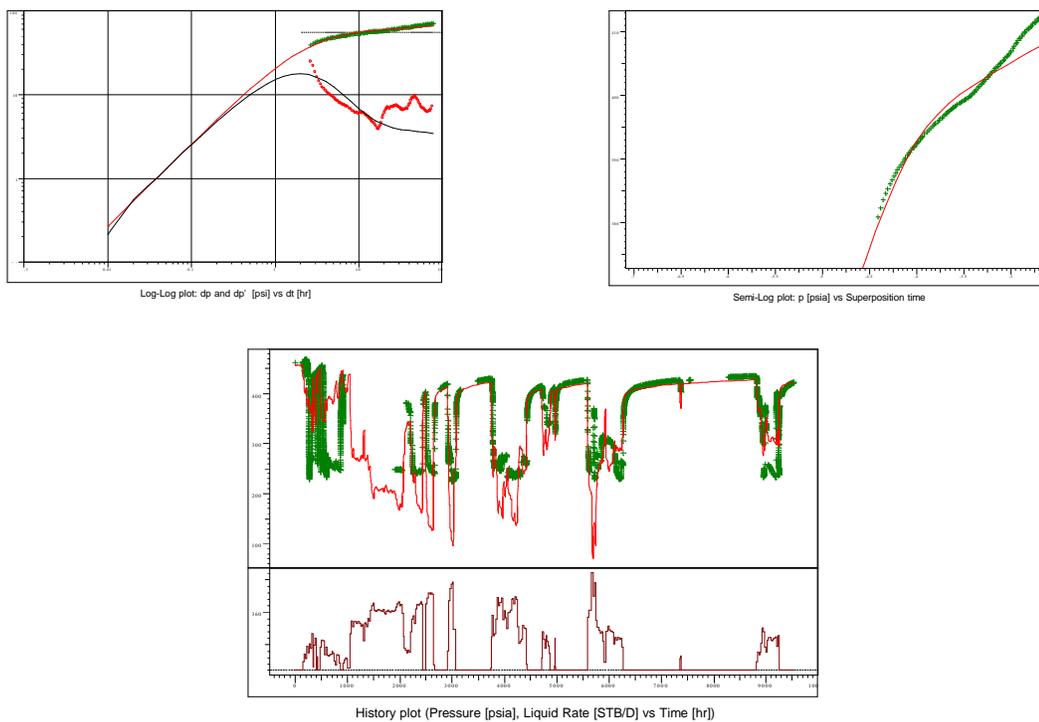
**POZO 04**

Fecha de la Prueba: 18 Abril 2001



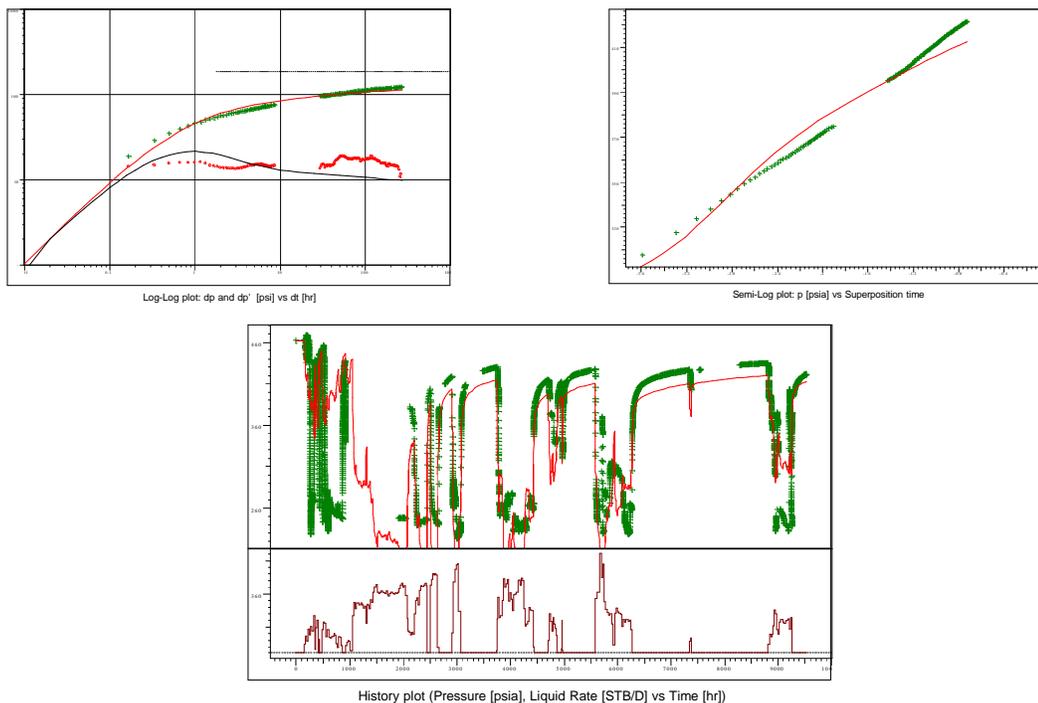
**POZO 04**

Fecha de la Prueba: 2 Julio 2001



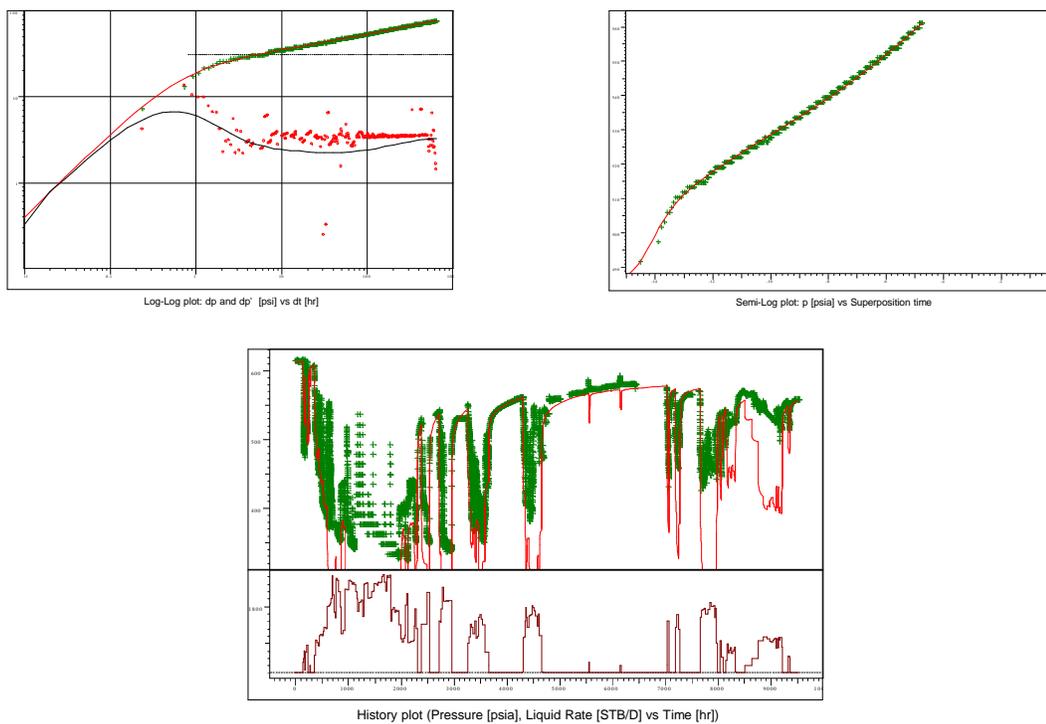
### POZO 04

Fecha de la Prueba: 01 Enero 2002



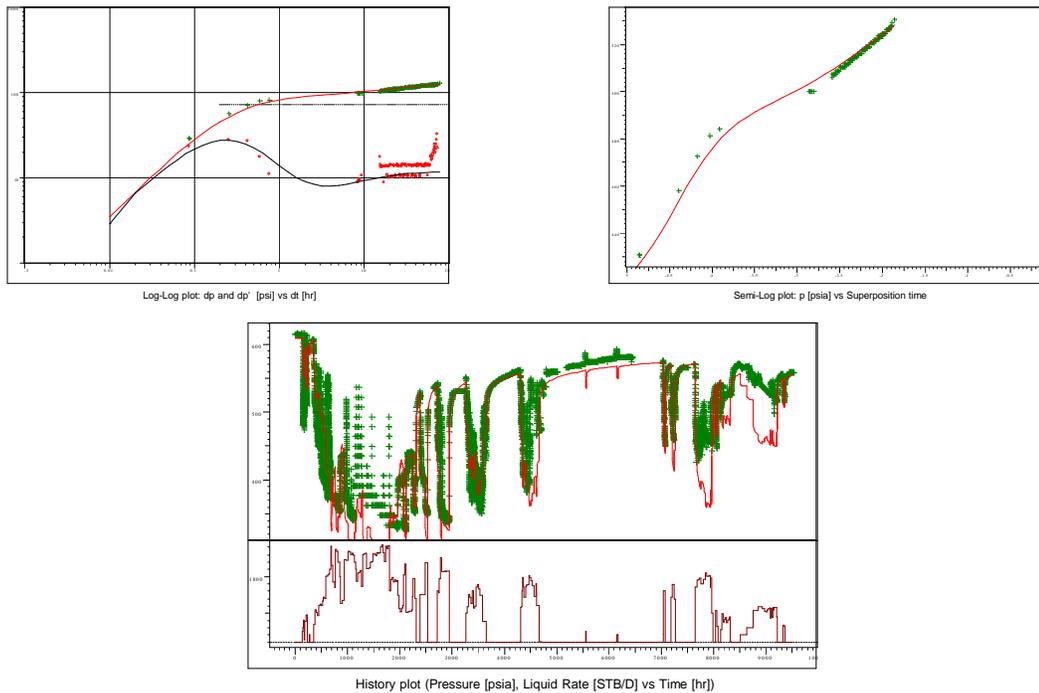
### POZO 05

Fecha de la Prueba: 18 Mayo 2001



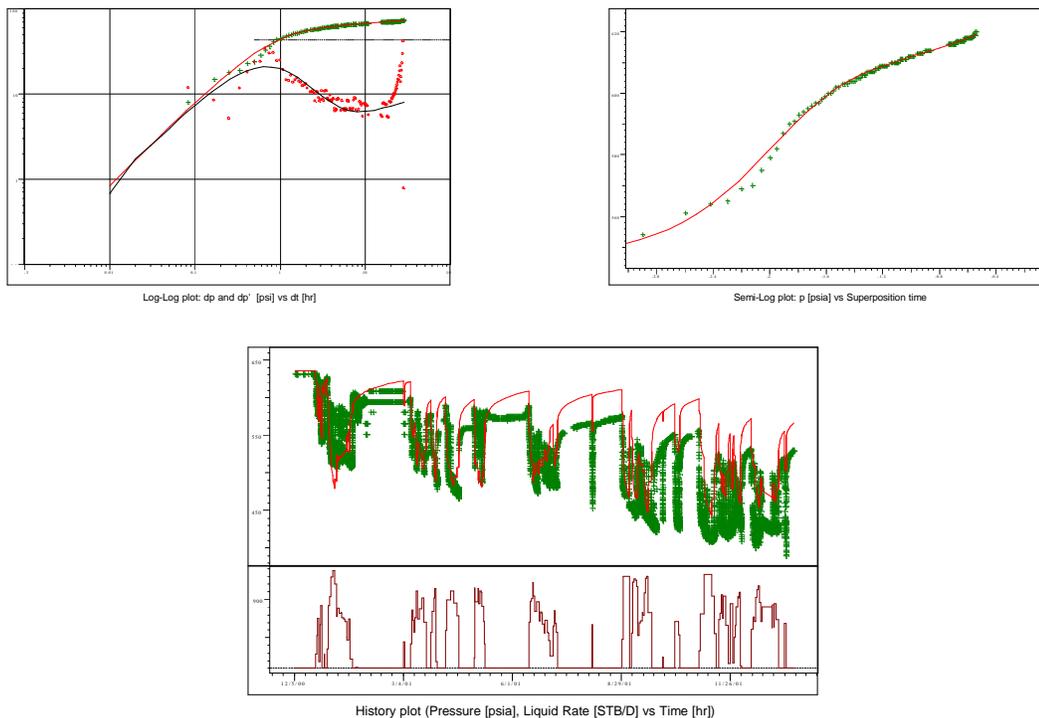
### POZO 05

Fecha de la Prueba: 23 Marzo 2001



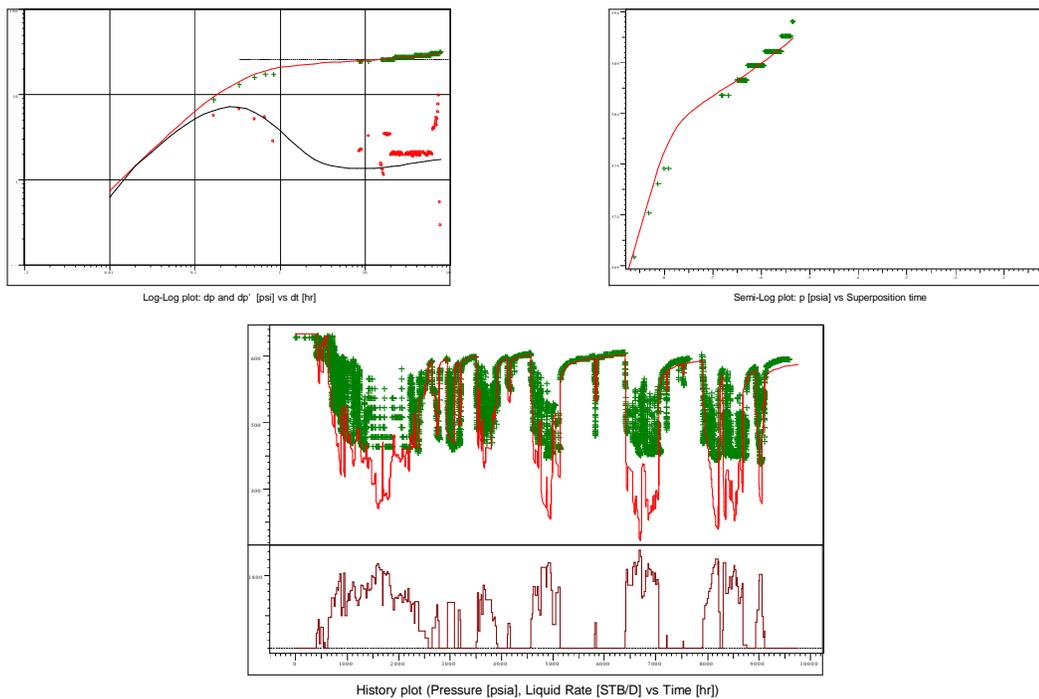
### POZO 06

Fecha de la Prueba: 27 Diciembre 2000



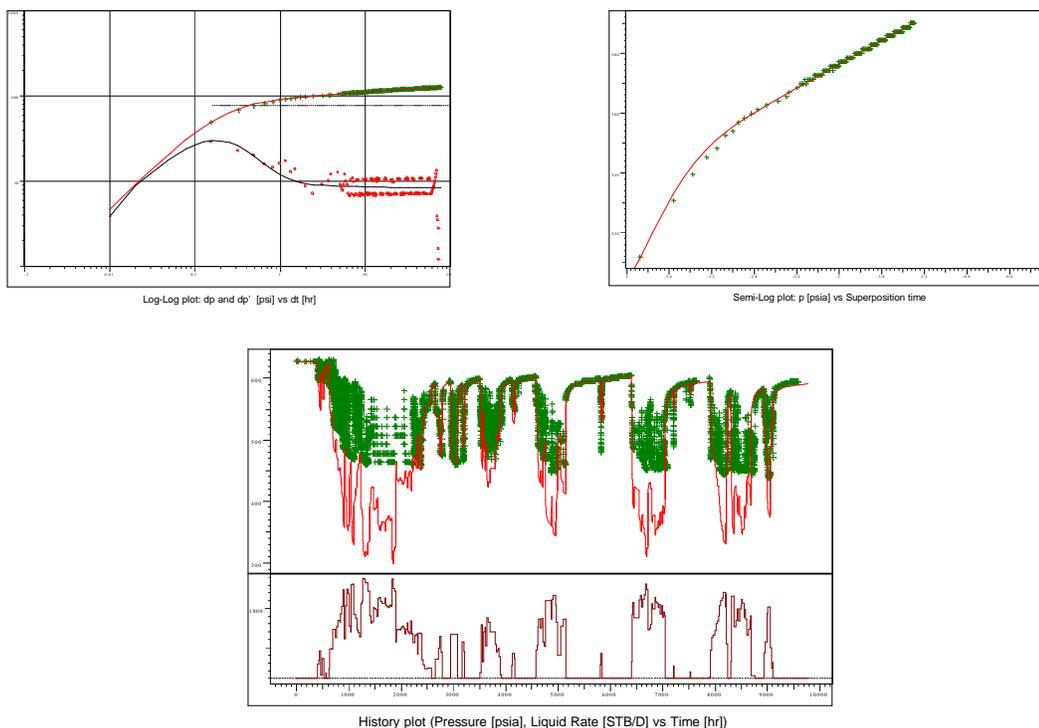
**POZO 07**

Fecha de la Prueba: 23 Marzo 2001



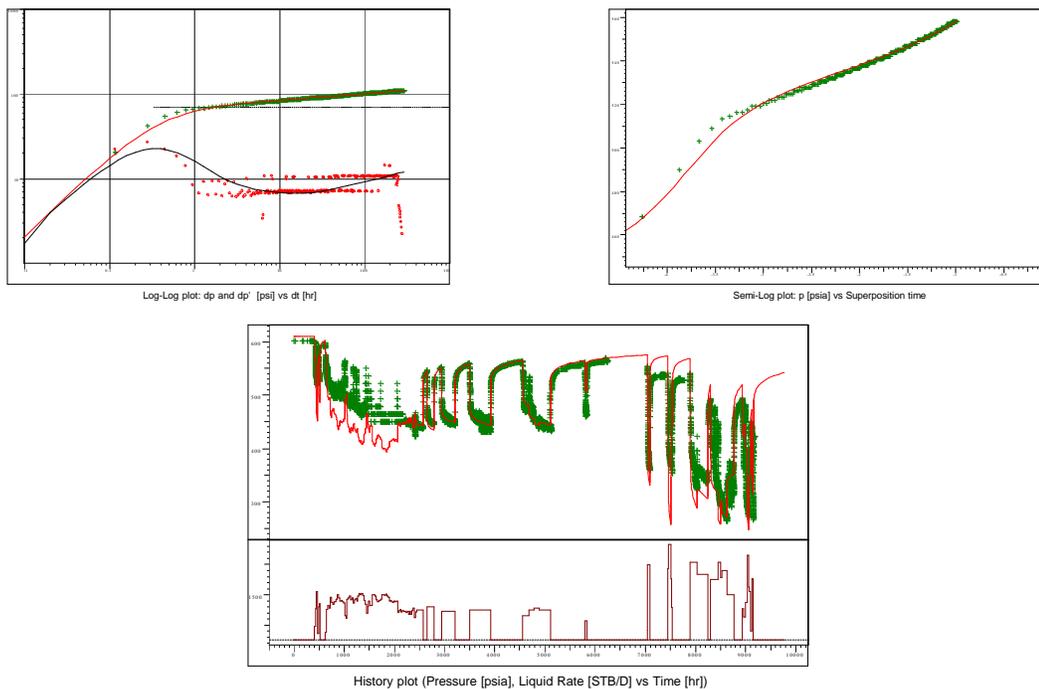
**POZO 07**

Fecha de la Prueba: 13 Abril 2001



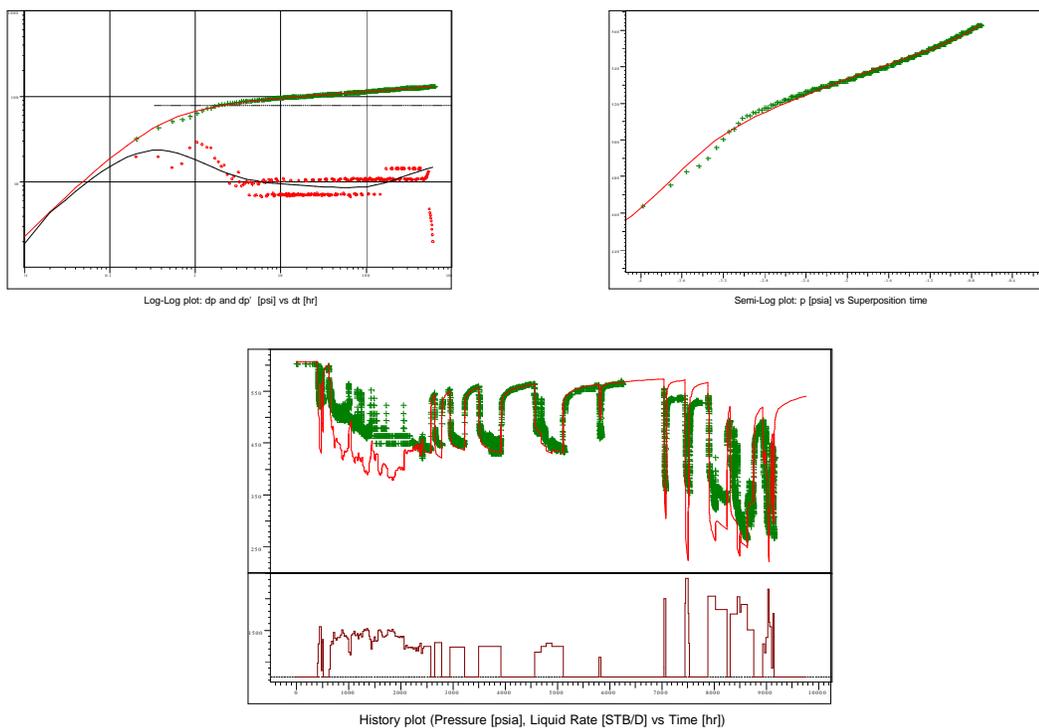
### POZO 08

Fecha de la Prueba: 18 Abril 2001



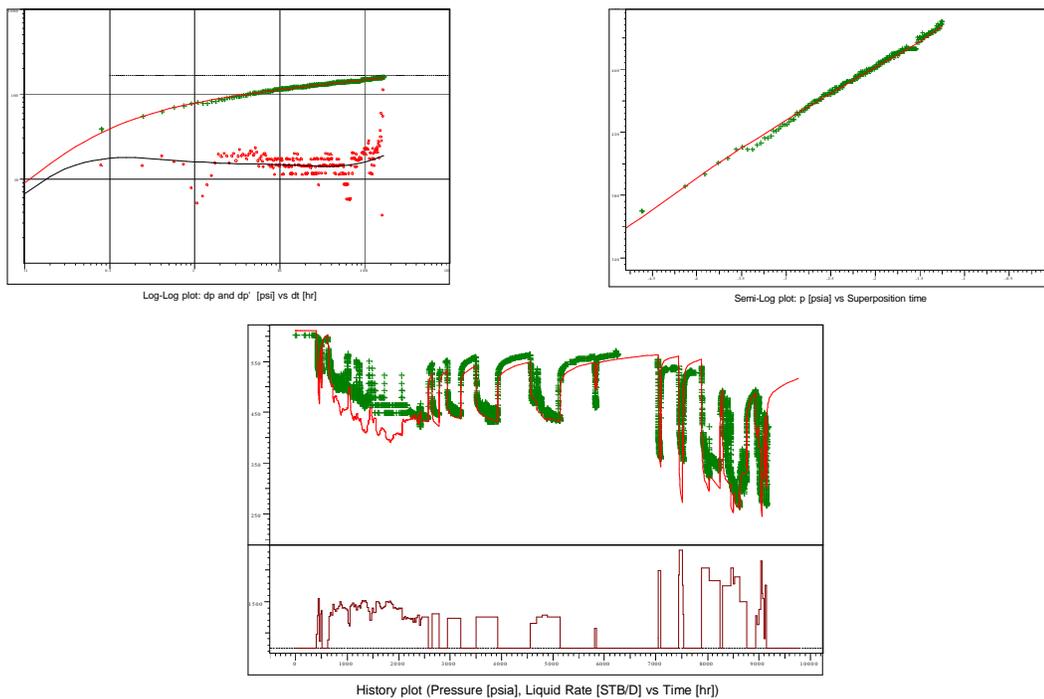
### POZO 08

Fecha de la Prueba: 18 Mayo 2001



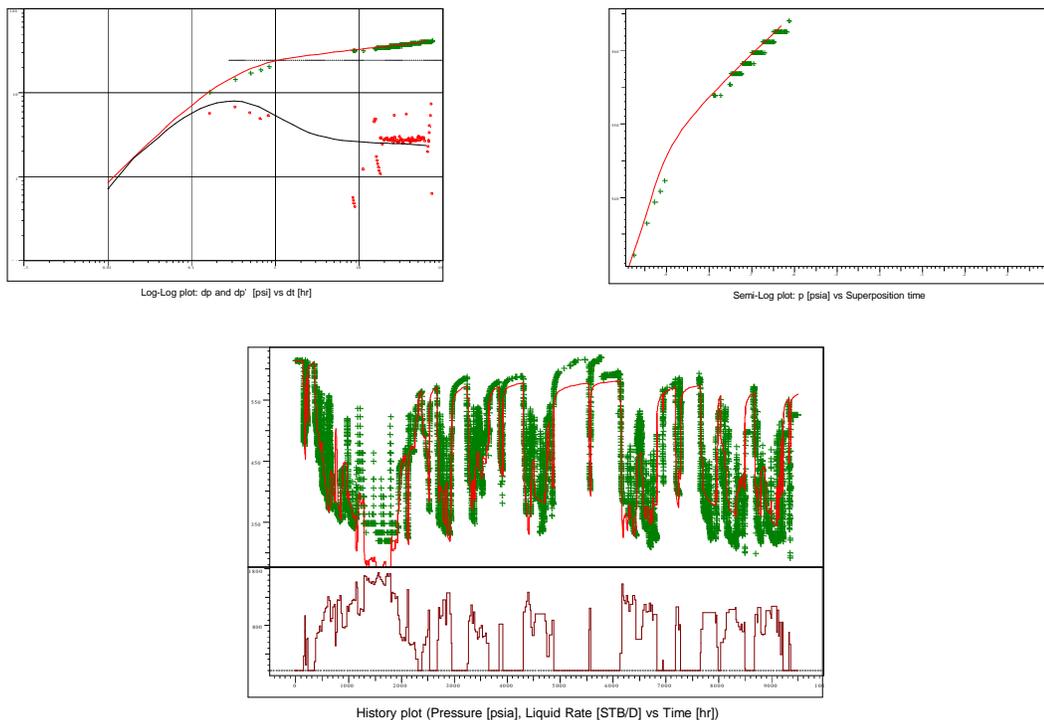
### POZO 08

Fecha de la Prueba: 06 Diciembre 2001



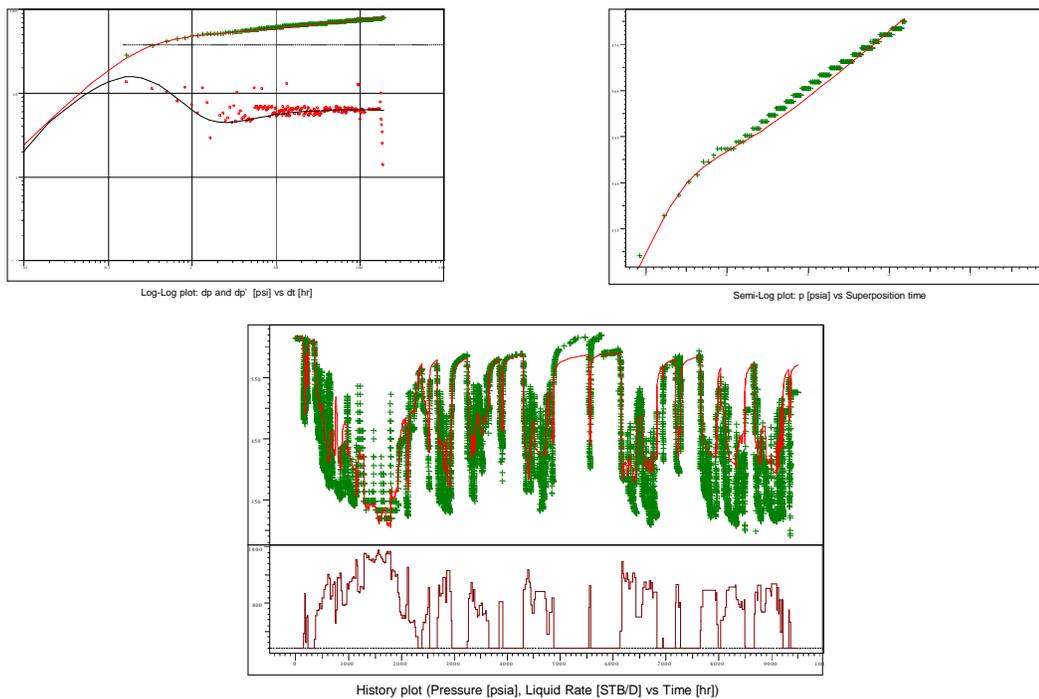
### POZO 09

Fecha de la Prueba: 22 Marzo 2001



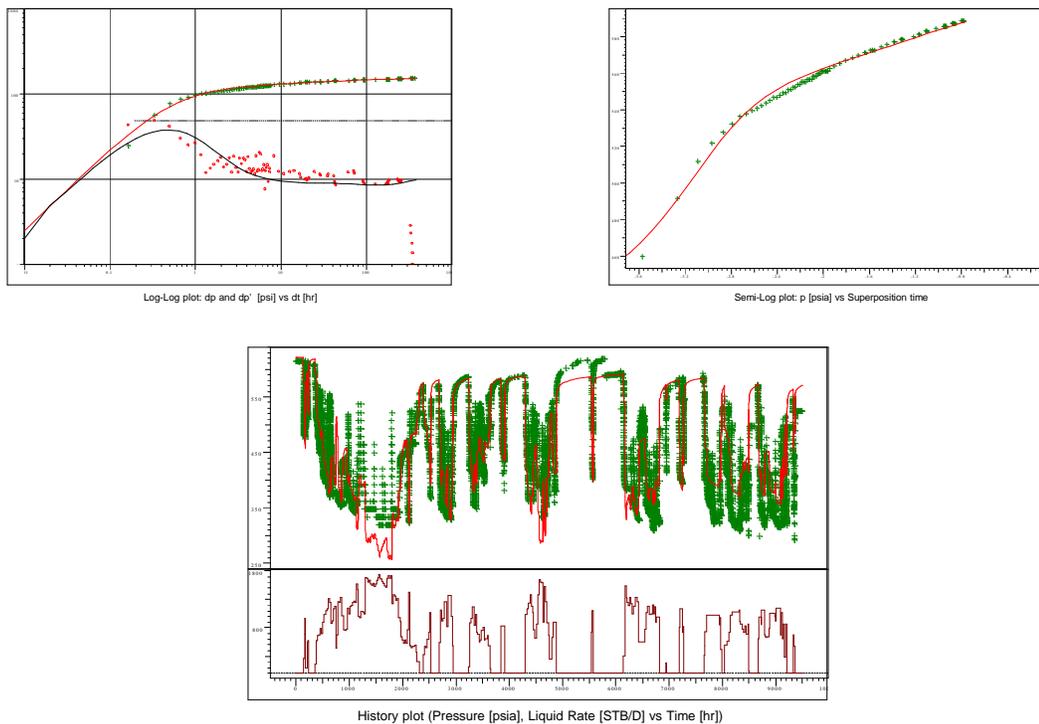
**POZO 09**

Fecha de la Prueba: 18 Mayo 2001



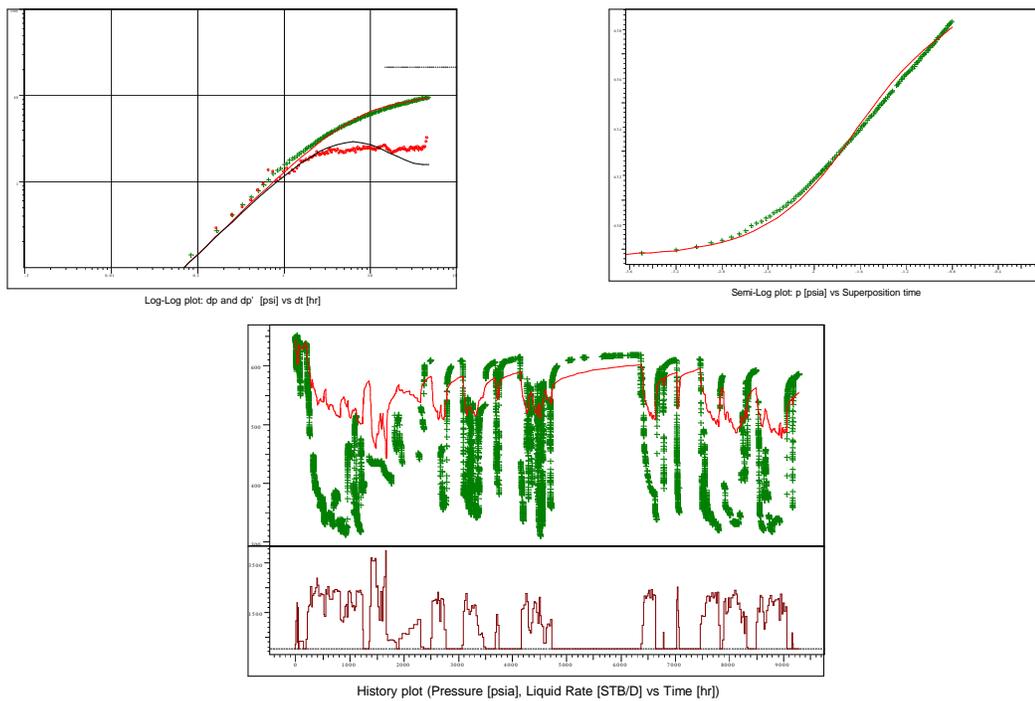
**POZO 09**

Fecha de la Prueba: 28 Mayo 2001



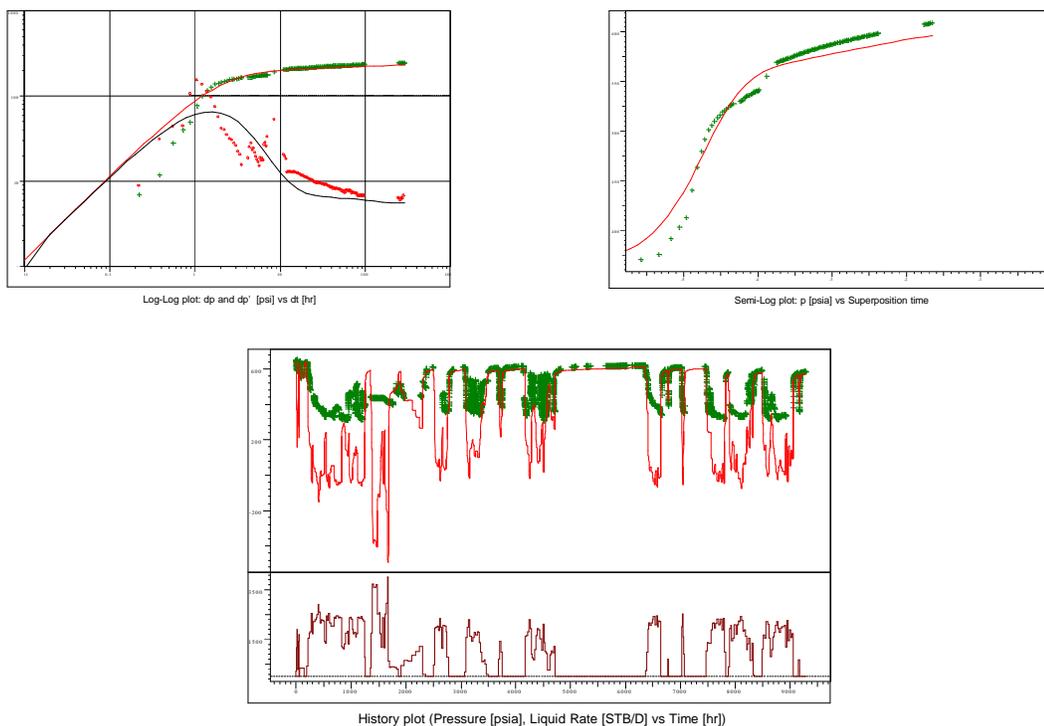
**POZO 10**

Fecha de la Prueba: 29 Diciembre 2000



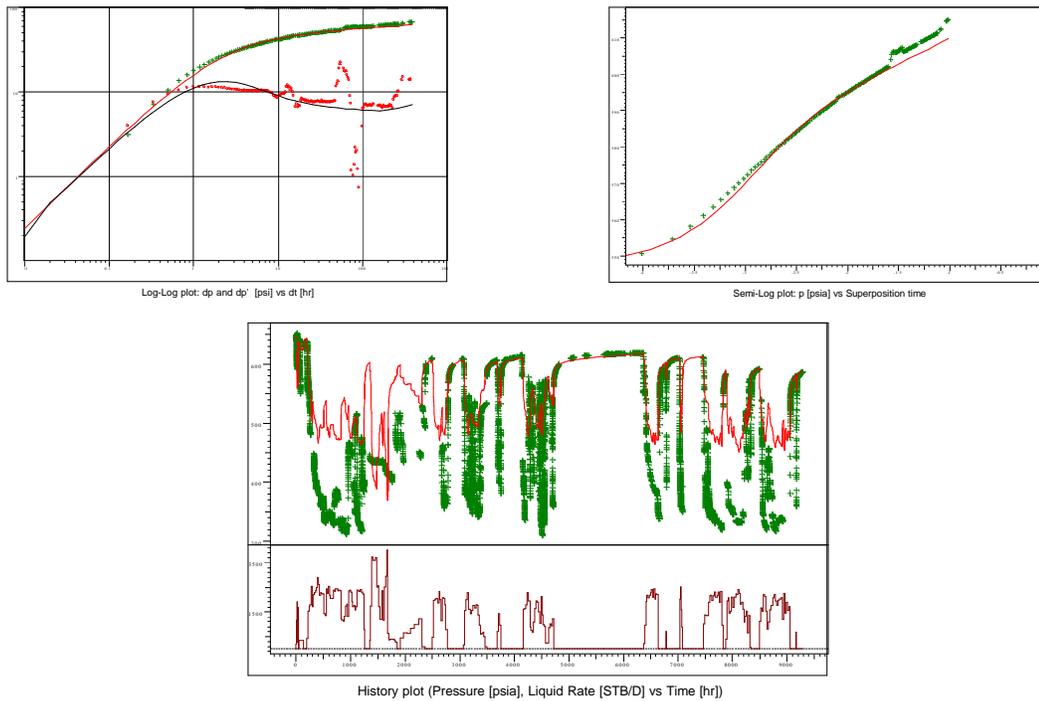
**POZO 10**

Fecha de la Prueba: 18 Abril 2001



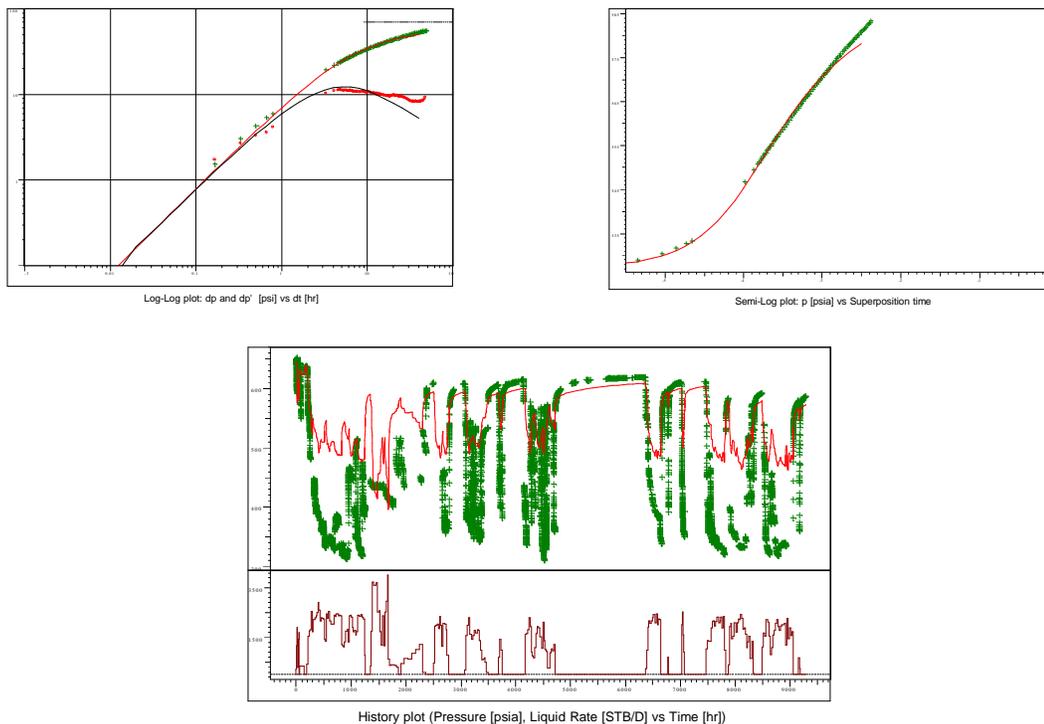
### POZO 10

Fecha de la Prueba: 28 Mayo 2001



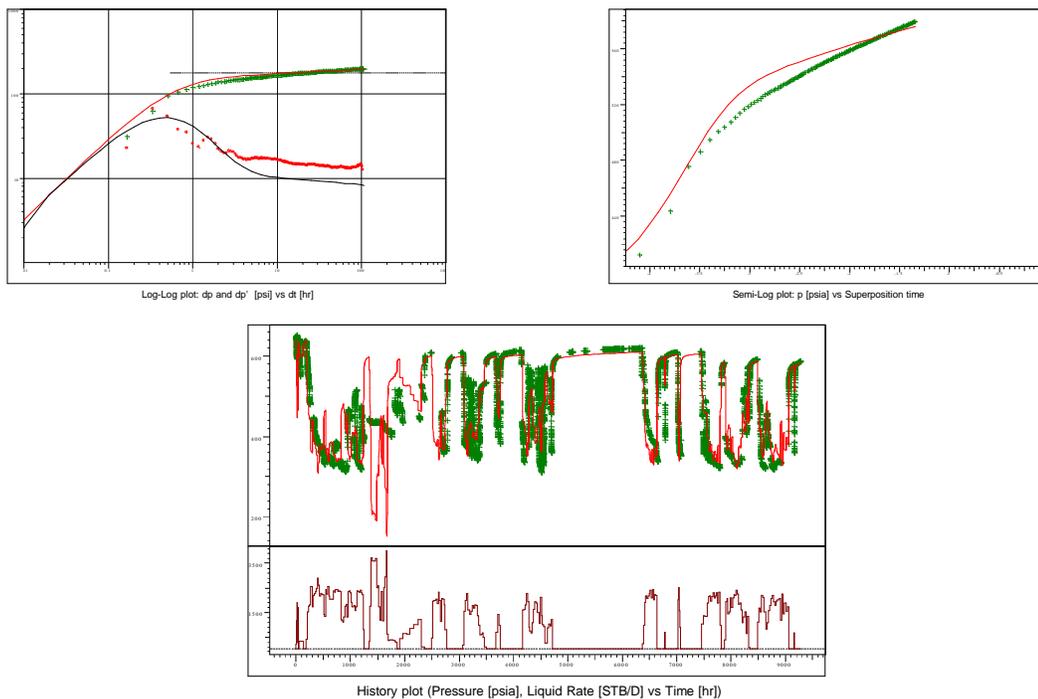
### POZO 10

Fecha de la Prueba: 14 Noviembre 2001



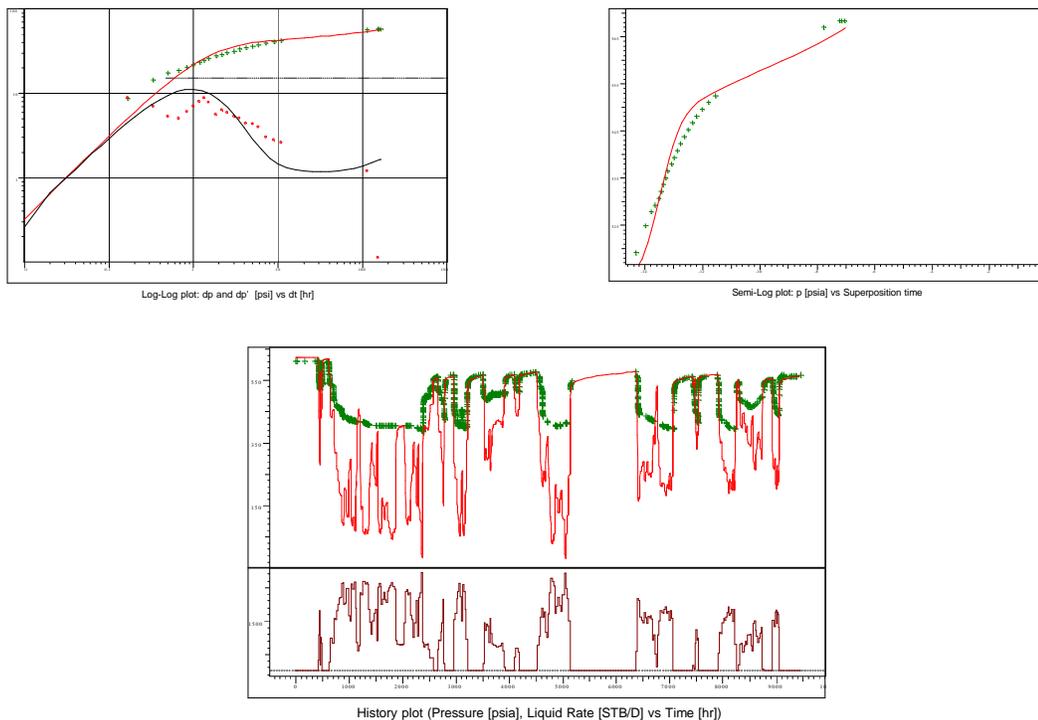
### POZO 10

Fecha de la Prueba: 4 Enero 2001



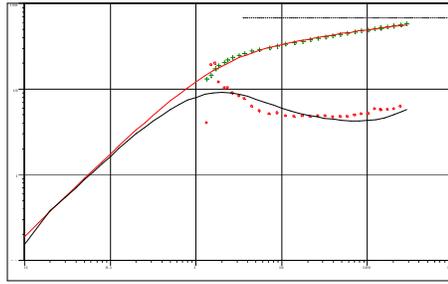
### POZO 11

Fecha de la Prueba: 01 Abril 2001

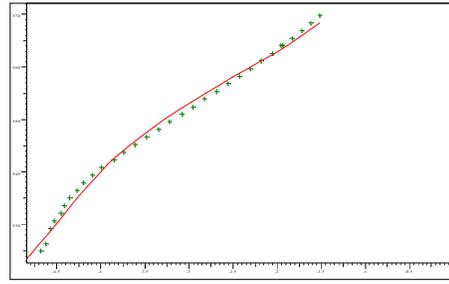


**POZO 11**

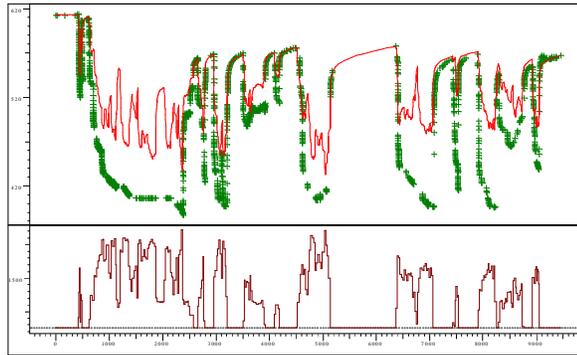
Fecha de la Prueba: 18 Abril 2001



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



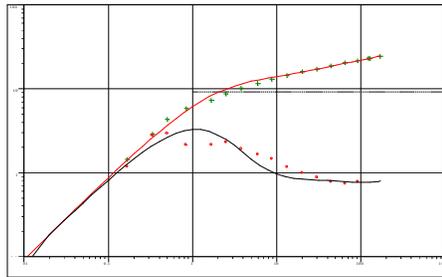
Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



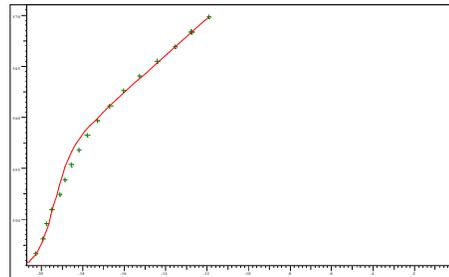
History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

**POZO 11**

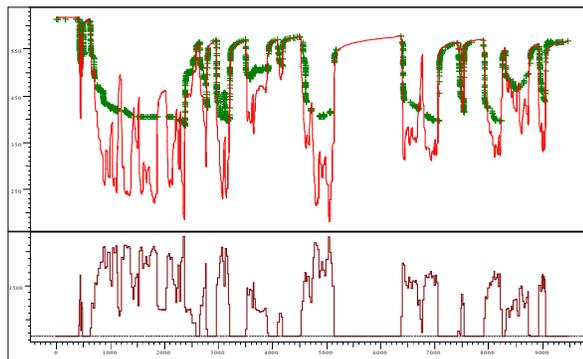
Fecha de la Prueba: 18 Mayo 2001



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



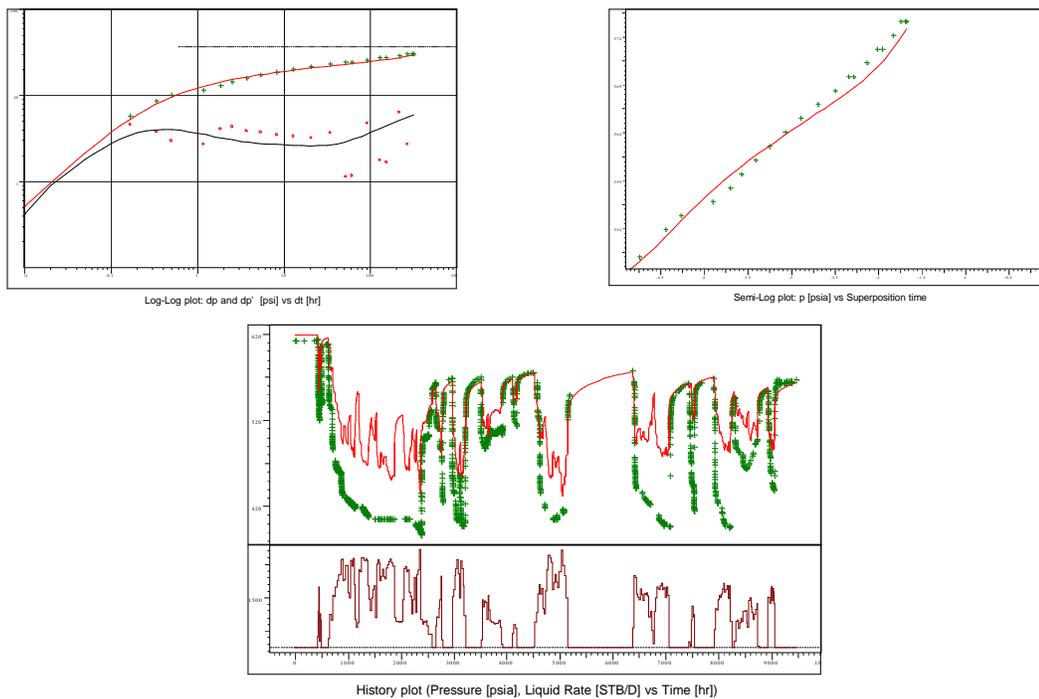
Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



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

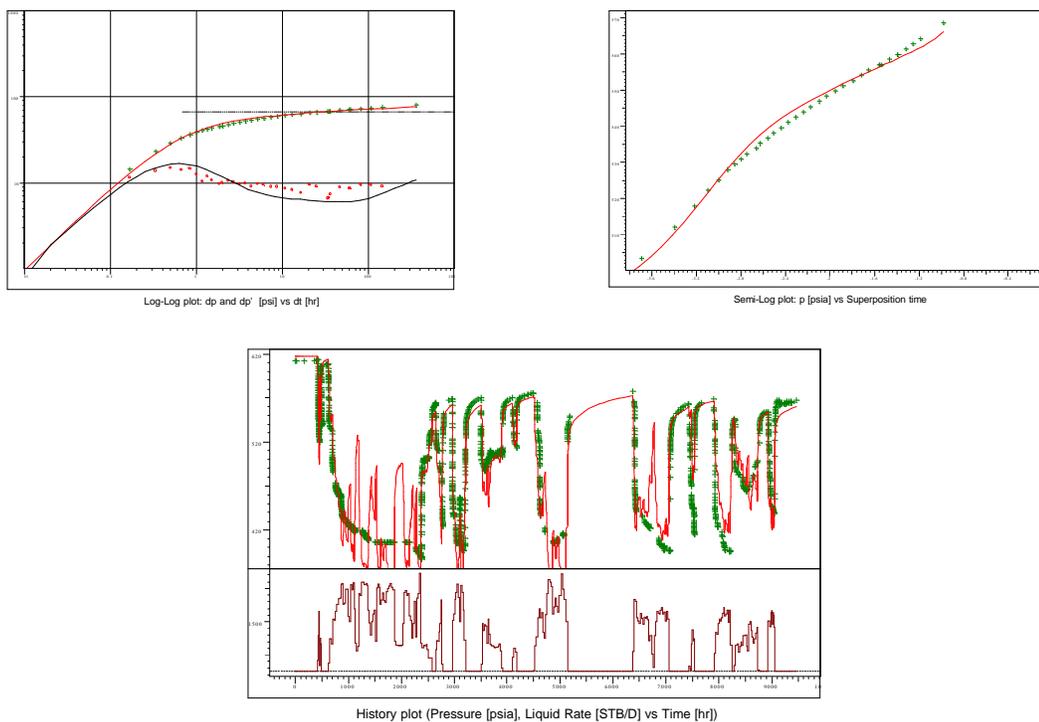
### POZO 11

Fecha de la Prueba: 28 Mayo 2001



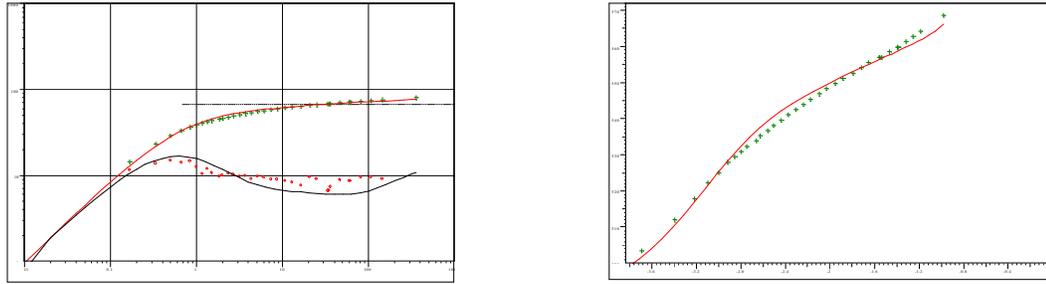
### POZO 11

Fecha de la Prueba: 15 Octubre



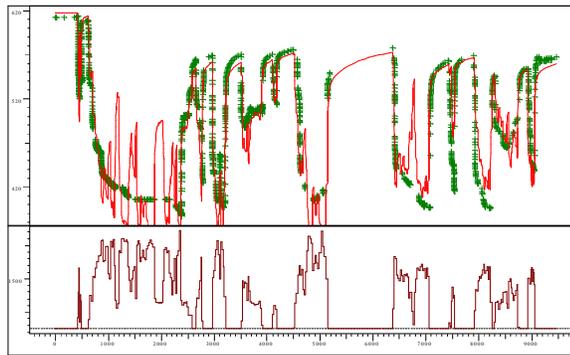
**POZO 11**

Fecha de la Prueba: 15 Octubre 2001



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

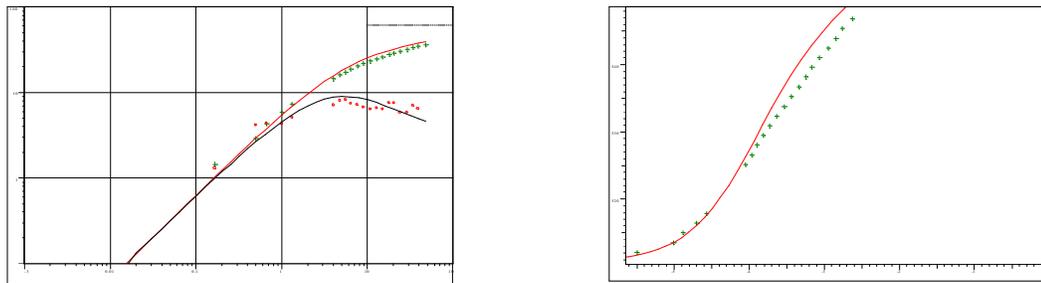
Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



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

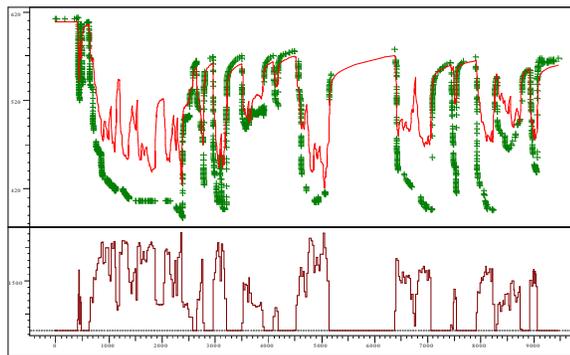
**POZO 11**

Fecha de la Prueba: 14 Noviembre 2001



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

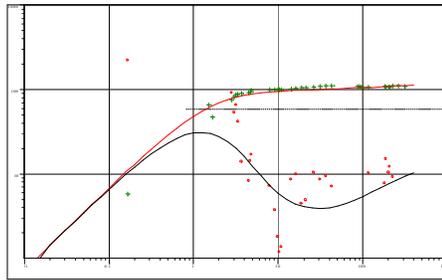
Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



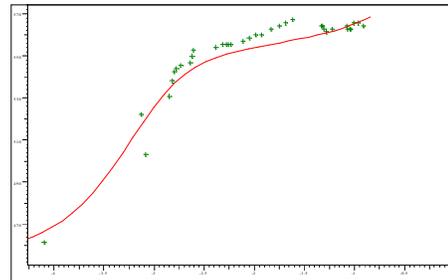
History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

**POZO 11**

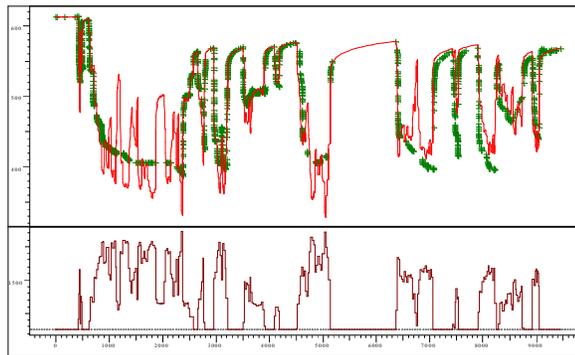
Fecha de la Prueba: 18 Diciembre 2001



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



Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time



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