



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS PA-1, PA-2,  
PA-3, PA-4 Y PAS-1 DEL CAMPO PATAO PERTENECIENTE AL  
PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS)**

**REALIZADO POR:  
JESÚS OSCAR GUILARTE ZABALA**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al**

**Título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**MATURÍN, JULIO DE 2012**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS PA-1, PA-2,  
PA-3, PA-4 Y PAS-1 DEL CAMPO PATAO PERTENECIENTE AL  
PROYECTO MARISCAL SUCRÉ (PMS)**

**REALIZADO POR:  
JESÚS OSCAR GUILARTE ZABALA  
C.I.: 19.707.600**

**REVISADO POR:**

  
\_\_\_\_\_  
**ING. FABIOLA MOTTOLA**  
Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
**ING. MSc. LUIS A. CASTILLO**  
Co-Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
**ING. FELIX AGUILAR**  
Asesor Industrial

**MATURÍN, JULIO DE 2012**



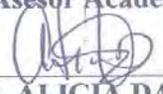
**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS PA-1, PA-2,  
PA-3, PA-4 Y PAS-1 DEL CAMPO PATAO PERTENECIENTE AL  
PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS)**

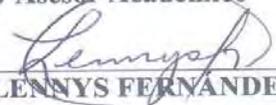
**REALIZADO POR:  
JESÚS OSCAR GUILARTE ZABALA  
C.I.: 19.707.600**

**APROBADO POR:**

  
\_\_\_\_\_  
**ING. FABIOLA MOTTOLA**  
Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
**ING. ALICIA DA SILVA**  
Jurado Principal

  
\_\_\_\_\_  
**ING. MSc. LUIS A. CASTILLO**  
Co-Asesor Académico

  
\_\_\_\_\_  
**ING. LENNYS FERNANDEZ**  
Jurado Principal

**MATURÍN, JULIO DE 2012**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”



## DEDICATORIA

Los seres humanos requieren de emociones, sentimientos, situaciones, vivencias e incluso de la presencia de seres motivadores e inspiradores que los impulsen a transitar en medio de caminos tortuosos y llenos de espigas, donde finalmente encontrarán un “mundo” donde los sueños dejan de ser sueños, para convertirse en grandes realidades. Es por ello, que yo, como individuo de este mundo, quiero dedicar a todos aquellos que representaron una fuente de inspiración y motivación, este trabajo de grado que representa los últimos pasos en mi vida universitaria, valiendo entonces mencionar:

A MI HERMOSO, MISERICORDIOSO, GENERAL DE MIS BATALLAS, PODEROSO GIGANTE, REY DE REYES y SEÑOR DE SEÑORES, MI DIOS, por siempre iluminar mis sendas y por haber sido siempre un fiel amigo en cada adversidad dispuesto a brindar, en cada ocasión, la mejor respuesta ante las preguntas que en mi intimidad a ÉL le hacía.

A LA REINA DE MI VIDA, COMPAÑERA FIEL, AMIGA ADMIRABLE, MI MADRE MIRIAM ZABALA, por demostrarme que siempre hay más por alcanzar, que la vida no consta de un sólo triunfo, sino que todos los días debemos amanecer dispuestos a ser acreedores de nuevas victorias. Gracias por tu inconmensurable amor.

A MI ABUELO, OSCAR ANDRÉS GUILARTE, MI EJEMPLO DE VIDA, por sembrar en mí su espíritu y amor familiar, por representar el árbol fuerte, el roble de la familia. Fuiste uno de esos hombres dignos de admirar, siempre desearé estar hecho, al menos en una pequeña porción, de ese “material” del que él lo estaba.

A MI PADRE JOSÉ GUILARTE, por siempre alentarme a dar lo mejor de mí y a seguir el camino del saber.

A MI BISABUELA FELICIA DE UGAS, por los sabios consejos que el pasar de los años le han permitido cosechar, por cada “granito de arena” aportado a mi vida, gracias por tu amor.

A MI HERMANA ANNARELLA GUILARTE, este logro también es suyo.

A MI FAMILIA Y AMIGOS, porque todos ellos siempre me demostraron que puedo dar más de lo que en momentos de debilidad pude llegar a sentir.

A LOS INGENIEROS Fabiola Mottola, Luis A. Castillo, Eduardo González y Jesús Cedeño, por su gran asesoría durante la elaboración de este trabajo.

A LA EMPRESA PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE, DIVISIÓN COSTA AFUERA, por haberme abierto las puertas al mundo de la industria petrolera.

**Jesús Guilarte**

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero dar infinitas gracias a DIOS porque ha sido el motor fundamental de mi vida y el ser a quien primeramente quiero honrar en cada etapa de mi existencia, el aliento fresco de mi alma, la fuente de agua viva que suple mi sed en medio de cada necesidad. Definitivamente, este transitar sin su ayuda hubiese provocado que no lograra las cosas tal y como hoy suceden, con un sentido y un propósito claro. En la vida todo ocurre por voluntad divina de DIOS.

De igual forma, quiero agradecer a mi mamá, Miriam Zabala, por cada segundo dedicado a formarme como ser humano, por amanecer todos los días con nuevas fuerzas para ser transmitidas hasta donde yo estuviese e impulsarme a alcanzar esta meta de ser profesional. Gracias por cada palabra, por cada beso, por cada abrazo, por cada “TÚ PUEDES”, sin duda alguna, tengo a mi lado la mejor amiga, la mejor psicólogo pero sobre todas las cosas, la mejor madre del mundo.

También quiero agradecer a dos seres que llenaron y aún llenan mi vida de grandes enseñanzas, de valores y de miles de consejos, ellos son, mi abuelo Oscar Guilarte y mi bisabuela Felicia de Ugas; el primero de ellos ya ha partido al cielo junto a DIOS y desde aquí van mis agradecimientos, a la segunda aún puede expresarle con palabras este sentir. Los consejos que nunca faltaron ni faltarán por parte de ellos: “Fundamento hijo” y “respeto sobre todas las cosas”.

A Kelly Hernández, Krysthal Cesín, Vianela Salazar, Adriana Rendón, José Fernández, Rainier Suárez, Luis Balza y todos aquellos que juntos, en un momento, emprendimos la vida universitaria. De la misma manera, y no menos importantes, a mis amigos de infancia y vida liceista: Angelica Ortega, Lucía Rivas, Kate Moya, Mariu Ferrigno, Alejandro Fuentes, Carlos Ruíz, Gabriel Rojas, Alfonso Rojas,

Gilberson Brugés, entre tantos otros, que siempre estuvieron para brindarme su apoyo.

A todos los profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo, por los conocimientos aportados para mi formación, pero de forma muy especial a Fabiola Mottola y Luis A. Castillo por su loable labor como guías académicos para la realización de este trabajo de grado, por la paciencia dedicada para corregir cada detalle y por la confianza brindada, mil gracias.

Finalmente, quiero agradecer a PDVSA Producción Oriente, División Costa Afuera, en especial al personal de la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos por ser mi familia profesional, valga mencionar a: los ingenieros Eduardo González, Jesús Cedeño, Rafael Coello, Karen Maita, Eglys Betancourt y los geólogos Derio Tremaria, Diógenes Obregón, Lilibeth Maestracci y especialmente a Yenieser Girón por su inagotable paciencia y su hermosa amistad.

**A todos gracias,  
Jesús Guilarte**

# ÍNDICE

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>vii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>xv</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xvi</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>2</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>2</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>5</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>5</b>
2.1 ANTECEDENTES.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.3 BASES TEÓRICAS.....	7
2.3.1 Pruebas de Presión.....	7
2.3.2 Pruebas de Pozos de Gas.....	8
2.3.3 Métodos de Interpretación de Pruebas de Presión.....	11
2.3.4 Parámetros que Influyen en la Interpretación de Pruebas de Presión.....	13
2.3.5 Análisis Nodal.....	15
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	16
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>18</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO</b> .....	<b>18</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	18
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	18
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	19
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	19
3.4.1 Validación de la información petrofísica, sísmica y cromatografías de fluidos de los yacimientos del Campo Patao integrando la interpretación de los registros y muestras de fluidos tomados en los pozos.....	20
3.4.2 Interpretación de las pruebas de presión-producción de los pozos en estudio.....	26
3.4.3 Estudio de la productividad de los pozos mediante el simulador Wellflo.....	27
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	28

3.5.1 Técnicas .....	28
3.5.2 Instrumentos .....	28
3.6 RECURSOS .....	30
3.6.1 Recursos Humanos .....	30
3.6.2 Recursos Económicos.....	30
3.6.3 Recursos Materiales y Bibliográficos.....	30
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>32</b>
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>32</b>
4.1 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN PETROFÍSICA, SÍSMICA Y CROMATOGRAFÍAS DE FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO PATAO INTEGRANDO LA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS Y MUESTRAS DE FLUIDOS TOMADOS EN LOS POZOS .....	32
4.2 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO .....	38
4.2.1 Pozo PAS-1 .....	38
4.2.1.1 Prueba 1. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.566-7.570 pies (MD) .....	38
4.2.1.2 Prueba 2. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.566-7.570 pies, 7.547-7.551 pies (MD).....	48
4.2.1.3 Prueba 3. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.582-7.586 pies (MD) .....	57
4.2.1.4 Prueba 4. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.484-7.494 pies (MD) .....	61
4.2.2 Pozo PA-3.....	67
4.2.2.1 Prueba 2. Arena CUB FM PA-1. Intervalo 7.410-7.420 pies (MD)...	67
4.2.2.2 Prueba 3. Yacimiento CUB FS PA-3. Intervalo 7.187-7.216 pies (MD). .....	69
4.2.3 Pozo PA-4.....	76
4.2.3.1 Prueba 1. Yacimiento CUB FM PA-1. Intervalo 7.102-7.116 pies (MD) .....	76
4.2.3.2 Prueba 2. Yacimiento CUB FM PA-1. Intervalo 6.968-7.024 pies (MD) .....	83
4.3 ESTUDIO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS MEDIANTE EL SIMULADOR WELLFLO .....	90
4.3.1 Cotejo de Presiones y Tasas (Análisis Nodal).....	90
4.3.1.1 Pozo PAS-1.....	90
4.3.1.2 Pozo PA-1 .....	93
4.3.1.3 Pozo PA-2.....	95
4.3.1.4 Pozo PA-3 .....	97
4.3.1.5 Pozo PA-4.....	98
4.3.2 Cotejo del Potencial de Flujo Abierto Absoluto (AOF).....	100
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>110</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>110</b>

5.1 CONCLUSIONES .....	110
5.2 RECOMENDACIONES .....	111
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>112</b>
<b>HOJA DE METADATOS .....</b>	<b>171</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1. Ubicación del Campo Patao .....	7
Figura 3.1: Muestra representativa de la data oficial para el pozo PA-1, arena CUB FS.....	21
Figura 3.2: Hoja de cálculo con la data necesaria cargada para la verificación y sus resultados.....	22
Figura 3.3: Procedimiento de cálculo para verificación del volumen de arcilla.....	22
Figura 3.4: Procedimiento de cálculo para verificación de la porosidad .....	23
Figura. 4.1: Marco estratigráfico del Campo Patao .....	33
Figura 4.2: Corte sísmico horizontal a 2.200 milisegundos de tiempo constante en el volumen de semblanza correspondiente al Campo Patao .....	37
Figura 4.3: Corte sísmico entre 1.500 y 2.500 milisegundos Sur, Nor-Oeste, Este del Campo Patao.....	37
Figura 4.4: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.566-7.570 pies de la prueba PAS-1 P1.....	39
Figura 4.5: Modelo representativo de las condiciones planteadas para el cotejo de la prueba PAS-1 P1.....	43
Figura 4.6: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.566-7.570 pies, 7.547-7.551 pies.....	49
Figura 4.7: Sección de registro compuesto para el intervalo 7.582-7.586 pies.....	57
Figura 4.8: Sección de registro compuesto para el intervalo 7.484-7.494 pies.....	61
Figura 4.9: Mapa isópaco-estructural de la arena CUB FM .....	68
Figura 4.10: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.187-7.216 pies.....	69
Figura 4.11: Comportamiento teórico del modelo radial compuesto.....	71
Figura 4.12: Corte sísmico entre 1.500 y 2.500 milisegundos Sur, Nor-Oeste, Este del Campo Patao.....	72
Figura 4.13: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.102-7.216 pies.....	77
Figura 4.14: Comparación de modelo real con modelo teórico establecido para un sistema cerrado .....	77
Figura 4.15: Corte sísmico Este, Sur-Oeste, Norte a un tiempo de 2.500 milisegundos del Campo Patao.....	81
Figura 4.16: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 6.968-7.024 pies.....	84

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1: Secuencia de períodos de flujo y cierre de la prueba PAS-1 P1 .....	40
Gráfico 4.2: Derivada de Bourdet correspondiente al cierre N° 3, PAS-1 P1.....	41
Gráfico 4.3: Respuesta de la presión y su derivada para un pozo ubicado cerca de un límite con mantenimiento de presión constante. ....	41
Gráfico 4.4: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicada al período de restauración N° 3, prueba PAS-1 P1. ....	44
Gráfico 4.5: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PAS-1 P1 .....	45
Gráfico 4.6: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PAS-1 P1. ....	46
Gráfico 4.7: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PAS-1 P1.....	47
Gráfico 4.8: Gráfico de Skin Vs Tasas de la prueba PAS-1 P1. ....	48
Gráfico 4.9: Secuencia de períodos de flujo y cierre de la prueba PAS-1 P2.....	50
Gráfico 4.10: Derivada de Bourdet correspondiente al cierre N° 3, PAS-1 P2 .....	51
Gráfico 4.11: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicada al período de restauración N° 3, prueba PAS-1 P2 .....	52
Gráfico 4.12: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), Prueba PAS-1 P2 .....	55
Gráfico 4.13: Secuencia de los períodos de flujo y cierre correspondientes a la prueba PAS-1 P3 .....	58
Gráfico 4.14: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicado al cierre N° 1, PAS-1 P3 ..	59
Gráfico 4.15: Secuencia de los períodos de cierre y flujo correspondientes a la prueba PAS-1 P4 .....	62
Gráfico 4.16: Derivada de Bourdet para el cierre N° 2, prueba PAS-1 P4 .....	62
Gráfico 4.17: Comportamiento teórico de un sistema con límite infinito.....	63
Gráfico 4.18: Gráfico diagnóstico tipo Log-Log aplicado al cierre N° 2, PAS-1 P4..	64
Gráfico 4.19: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PAS-1 P4 .....	65
Gráfico 4.20: Secuencia de los períodos de flujo y cierre, prueba PA-3 P2.....	67
Gráfico 4.21: Derivada de Bourdet, período de cierre N° 1, prueba PA-3 P2 .....	69
Gráfico 4.22: Secuencia de los períodos de flujo y cierre correspondientes a la prueba PA-3 P3 .....	70
Gráfico 4.23: Derivada de Bourdet correspondiente al flujo extendido, PA-3 P3.....	71
Gráfico 4.24: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicado al drawdown N° 5 (flujo extendido), PA-3 P3 .....	73
Gráfico 4.25: Gráfico semi-log, zona 1      Gráfico 4.26: Gráfico semi-log, zona.....	75
Gráfico 4.27: Derivada de Bourdet para el flujo N° 1 y cierre N° 1, PA-4 P1.....	78
Gráfico 4.28: Modelo Teórico de la derivada de presión para un sistema cerrado.....	79
Gráfico 4.29: Gráfico diagnóstico tipo Log-Log para el cierre N°1, PA-4 P1.....	80

Gráfico 4.30: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PA-4 P1 .....	82
Gráfico 4.31: Secuencia de los períodos de flujo y cierre realizados durante la prueba PA-4 P2 .....	84
Gráfico 4.32: Derivada de Bourdet correspondiente al cierre principal y al flujo previo, prueba PA-4 P2 .....	85
Gráfico 4.33: Modelo Teórico de la derivada de presión para un sistema cerrado.....	86
Gráfico 4.34: Gráfico diagnóstico de tipo log-log que muestra el cotejo para el cierre principal, PA-4 P2 .....	87
Gráfico. 4.35: Gráfico semilog para el cálculo de la presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PA-4 P2 .....	88
Gráfico 4.36: Análisis nodal de la prueba PAS-1 P1 .....	91
Gráfico 4.37: Análisis nodal de la prueba PA-2 P5 .....	96
Gráfico 4.38: Curvas IPR mediante los métodos Backpressure y Norm. Pseudo pressure, Prueba PA-1 P2.....	100
Gráfico 4.39: Curva IPR mediante el método Norm. Pseudo pressure, Prueba PA-3 P2.....	101
Gráfico 4.40: Gráfico comparativo de valores de AOF obtenidos por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” .....	102
Gráfico 4.41: Gráfico comparativo entre los métodos “C y n” y “LIT” obtenidos del programa Saphir .....	104
Gráfico 4.42: Comparación entre los métodos “C y n” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” .....	105
Gráfico 4.43: Comportamiento del porcentaje de error al comparar los métodos “C y n” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”. .....	106
Gráfico 4.44: Comparación entre los métodos “LIT” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”. .....	107
Gráfico 4.45: Comportamiento del porcentaje de error al comparar los métodos “LIT” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”. .....	108
Gráfico 4.46: Comportamiento del porcentaje de error al comparar las mejores tendencias de los gráficos 4.43 y 4.45.....	109





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE MONAGAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS PA-1, PA-2,  
PA-3, PA-4 Y PAS-1 DEL CAMPO PATAO PERTENECIENTE AL  
PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS)**

**Autor:**

JESÚS OSCAR GUILARTE ZABALA  
C.I.: 19.707.600  
JULIO, 2012

**Asesores:**

ING. FABIOLA MOTTOLA  
ING. MSc. LUIS A. CASTILLO  
ING. FÉLIX AGUILAR

**RESUMEN**

La ejecución de este trabajo de grado se basó en un estudio de productividad de los pozos PA-1, PA-2, PA-3, PA-4 y PAS-1 del Campo Patao perteneciente al Proyecto Mariscal Sucre (PMS), para lo que fue necesario realizar una revisión bibliográfica a fin de obtener información referente a data petrofísica y de cromatografías de fluidos para utilizarla en la inicialización de los programas Saphir y Wellflo. Igualmente, se recolectó la data ASCII referente al historial de presiones de fondo fluyente y tasas para cada prueba, donde de un total de 24 pruebas de presión-producción sólo 6 pudieron ser interpretadas. De igual forma, se estimó la productividad de los distintos intervalos evaluados a fin de establecer un cotejo con las condiciones reales de producción. El proceso interpretativo permitió determinar la presencia de un evento geológico (acuífero con acción por el sureste) cercano al pozo PAS-1 al probarse el yacimiento CUB FM PAS-1 e igualmente, se detectó un sistema cerrado cercano al pozo PA-4 a nivel del yacimiento CUB FM PA-1. De la misma manera, se validó la presencia de un cambio de facies cercano al pozo PA-3 en el yacimiento CUB FS PA-3 que ya había sido visualizado a través secciones sísmicas. Del estudio de productividad, se concluyó que las zonas con mayor potencial productivo correspondían a los intervalos abiertos en las pruebas PA-1 P5, PA-3 P3, PA-4 P2 y PAS-1 P6 debido a que otorgaron tasas de gas significativas con bajas caídas de presión y altos valores de AOF. Finalmente, se definió la ecuación que establece el método “C y n” para el cálculo del potencial de flujo abierto absoluto al tratarse los pozos del Campo Patao que hasta ahora disponen de poca información.

## INTRODUCCIÓN

En el Proyecto Mariscal Sucre (PMS), para el Campo Patao, se perforaron pozos exploratorios que dieron indicios de la existencia de gas seco, los cuales atravesaron varios yacimientos. Los estudios realizados indicaron que dichos pozos debían ser completados y producidos en conjunto; la condición de completación en conjunto viene acompañada por el reto y la necesidad de evaluar los pozos con pruebas de presión selectivas en cada uno de los horizontes completados con el fin de caracterizar cada uno de los yacimientos y su conectividad con el pozo.

Esta caracterización dinámica será de vital importancia para el PMS, debido a que los datos servirán para retroalimentar los modelos de yacimientos, así como la verificación de los mismos; de igual forma contribuirá a optimizar los parámetros de operatividad del sistema y fundamentar la toma de decisiones futuras.

La finalidad de la realización de pruebas de pozos (presión-producción) para los campos del PMS consiste en que las mismas representan una fuente de información valiosa para diagnosticar las condiciones de pozos, estimar parámetros de yacimientos, definir modelos de flujo en el medio poroso, validar o detectar fenómenos geológicos, visualizar contactos de fluidos y estimar sus distancias, entre otros parámetros cuya consideración ayuda a orientar con mayor certidumbre el plan de explotación de un yacimiento; así como identificar zonas prospectivas y zonas de alto riesgo, optimizar los diseños de nuevos pozos, optimizar los diseños de pruebas para nuevas capturas de información, entre otros beneficios, lo cual se traduce en disminución de tiempo y a su vez de costos de las operaciones, implicando éstas, mayores gastos por realizarse a nivel de Costa Afuera.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El Plan Estratégico de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) 2006-2012, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, promueve la aceleración de los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y Costa Afuera; el Proyecto Mariscal Sucre (PMS) es uno de los elementos más importantes pertenecientes al portafolio de oportunidades de la empresa estatal, que a su vez contempla el desarrollo de cuatro grandes campos de gas natural y condensado: Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe.

El Campo Patao se caracteriza por ser uno de los poseedores de considerables reservas de gas natural; éste cuenta con información referente a petrofísica, sísmica y cromatografía de fluidos, la cual presenta un alto grado de incertidumbre debido a que fue obtenida entre los años 1979-1982 en los que no se contaba con la tecnología que proporcionara mediciones e interpretaciones con suficiente exactitud. De acuerdo a esto, se plantea utilizar como herramienta solución, un análisis de productividad de los pozos pertenecientes al campo basado en la interpretación de las pruebas de presión-producción, lo que permitirá validar parte de la data perteneciente al modelo estático que se tiene y además revelar la posible existencia de nuevos eventos geológicos que no hayan sido detectados durante la elaboración de dicho modelo, igualmente ayudará a disminuir el nivel de incertidumbre en cuanto a efectos de pozo (daño y almacenamiento) y propiedades del yacimiento. El resultado de todo este proceso interpretativo contribuirá a optimizar el drenaje de reservas que inicialmente está planteado con una producción Dragón-Patao de 1200 MMPCND.

Se debe resaltar que se propone incorporar al mencionado estudio, la información obtenida en este campo donde se perforó recientemente el pozo PA-5 y se capturó valiosa data mediante los registros de pozos, puntos de presión, muestras de fluidos y cromatografía. La integración de toda esta gama de información deriva en actualizaciones para los modelos de fluidos y roca-yacimiento que permitirán simular y sensibilizar el flujo de fluidos a través del sistema yacimiento-pozo, así como también, seleccionar las correlaciones que mejor se ajusten al sistema imperante en un momento determinado cotejando con modelos más reales.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo general**

Estudiar la productividad de los pozos PA-1, PA-2, PA-3, PA-4 y PAS-1 del Campo Patao perteneciente al Proyecto Mariscal Sucre (PMS).

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Validar la información petrofísica, sísmica y cromatografías de fluidos de los yacimientos del Campo Patao integrando la interpretación de los registros y muestras de fluidos tomados en los pozos.
- Interpretar las pruebas de presión-producción de los pozos en estudio.
- Estudiar la productividad de los pozos mediante el simulador Wellflo.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Desde hace décadas, el motor de la economía venezolana ha sido el petróleo, situación por la cual hubo un descuido en la explotación de los recursos gasíferos con que cuenta nuestro país. Esto en cierto modo es lógico si se tiene en cuenta que el mercado del crudo se desarrolló primero y que la demanda de este producto por parte de las economías industrializadas fue en ascenso, hasta tal punto que se ha creado una fuerte dependencia hacia este recurso en los últimos años. Es por ello que la empresa PDVSA Producción Oriente, División Costa Afuera ha iniciado el desarrollo del “Proyecto Mariscal Sucre” como una vía para la creación de nuevas políticas energéticas, el cual plantea, entre tantas cosas, la explotación de hidrocarburos en cuatro campos ubicados al Nor-Oeste de la Península de Paria, entre los que figura el Campo Patao. Éste cuenta con data obtenida mediante estudios de petrofísica, sísmica y cromatografía de fluidos de sus yacimientos. De acuerdo a lo ya mencionado, la empresa estatal ha realizado pruebas de presión-producción puesto que se considera que el desarrollo, evolución, mejoramiento continuo y optimización de yacimientos, sistemas de completación (liners ranurados, empaque con grava) y productividad de los mismos, implica la necesidad de verificar y/o estimar las condiciones del sistema pozo-yacimiento ( $K$ ,  $S$ ) y su respectiva capacidad de flujo ( $k \cdot h$ ) lo más ajustado posible a la realidad; factor que contribuirá a generar estrategias para una mejor gerencia del activo.

Por otra parte, el permanente estudio de productividad de los pozos con frecuentes actualizaciones considerando los datos nuevos y fidedignos que se obtengan del campo, permitirán validar resultados a través de simulaciones y llevar a cabo sensibilidades del flujo de fluidos a través del sistema yacimiento-pozo, así como también seleccionar las correlaciones que mejor se ajusten al yacimiento y al pozo. Esto deriva en recomendaciones, criterios y decisiones certeras en cuanto a productividad de pozos se refiere.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

Alfonso, M (2001). Realizó un trabajo especial de grado denominado: “Caracterización Dinámica de la arena Nar-3 del área Carito Central, mediante la interpretación de pruebas de presión”. Su estudio partió del análisis de la información obtenida de las pruebas de presión de fondo llevadas a cabo en la zona. El desarrollo de este trabajo exigió la obtención de cierta información, tal como historias de producción, características de la roca y de los fluidos, y la estructura del yacimiento; para luego realizar los análisis de pruebas de presión de fondo mediante el programa Saphir (Kappa). Con los análisis de las pruebas se obtuvieron parámetros como presión estática, presión de fondo fluyente, capacidad de flujo, permeabilidad, daño e índice de productividad; los cuales permitieron realizar la configuración del yacimiento Nar-3; y llegó a la conclusión que es un yacimiento homogéneo con cambios asociados a mantenimiento de presión, fallas y/o variaciones de transmisibilidad.

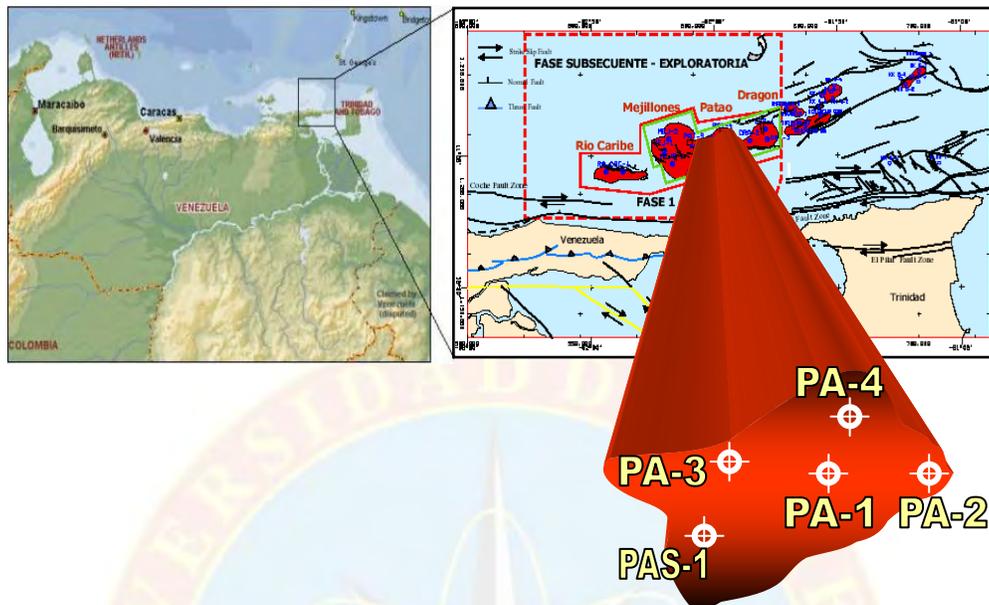
Benítez, J (2011). Esta investigación permitió realizar la configuración del yacimiento NAR J-481 del Campo Jusepín profundo, ubicado al norte del estado Monagas mediante la reinterpretación y análisis de las pruebas de presión realizadas a los pozos del mismo. Se reinterpretaron 23 pruebas de presión distribuidas entre los 5 pozos del yacimiento, las cuales se analizaron de forma integrada y consistente con los datos geológicos, de sísmica y de producción/inyección del yacimiento en estudio, a fin de aportar información de interés para la actualización del modelo estático y dinámico del yacimiento. Se realizó la reinterpretación de las pruebas mediante el análisis de la curva de la derivada de presión de Bourdet empleando el programa

SAPHIR versión 4.10, se evaluaron los históricos de inyección y producción de los pozos en estudio, analizando la variación del daño de formación, permeabilidad efectiva y presión estimados durante las pruebas. Se obtuvieron los siguientes resultados: De acuerdo a la metodología aplicada se utilizó el PVT del pozo J-486 para el análisis las pruebas de presión. En base al análisis dinámico, el yacimiento se caracterizó como un yacimiento homogéneo, con la presencia de 3 fallas principales, que limitan el área de drenaje de los pozos estudiados. El yacimiento presenta daño asociado a factores como producción de arena, precipitación de asfaltenos y, adicionalmente por canalización del fluido de inyección.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El Campo Patao fue descubierto en Marzo del año 1979; está ubicado a 40 km al Norte de la Península de Paria, Noreste de Venezuela, cerca de la frontera con Trinidad y Tobago, como se muestra en la Figura 2.1, y tiene una extensión geográfica de 242 km<sup>2</sup>.

La estructura está representada por un anticlinal, relativamente poco fallado, excepto a lo largo del flanco Sur-Oeste, donde es cortado por un sistema de fallas de dirección Nor-Oeste, normales y en echelón, que buza hacia el Sur, asociadas a un sistema compresivo; este pilar tectónico se desarrolla en el centro de la Cuenca de Carúpano. Está constituido por siete (7) yacimientos: CUB FS PA-1, CUB FS PA-2, CUB FS PA-3, CUB FS PAS-1, CUB FM PA-1, CUB FM PAS-1 y CUB CS PA-1. En este campo se han perforado un total de seis (6) pozos: PA-1, PA-2, PA-3, PA-4, PAS-1 y PA-5, de los cuales dos fueron exploratorios (PA-1 y PAS-1), uno de desarrollo (PA-5) y el resto fueron pozos de avanzada que se perforaron para delinear el campo.



**Figura N° 2.1. Ubicación del Campo Patao**  
**Fuente: Rodríguez, R. & Obregón, D. 2008.**

## 2.3 BASES TEÓRICAS

### 2.3.1 Pruebas de Presión

Las pruebas de presión son técnicas de evaluación de formaciones, las cuales consisten en medir la respuesta de la formación a un cambio en las condiciones de producción y/o inyección en función del tiempo, siendo esta respuesta característica de las propiedades de la formación estudiada. La medición se realiza a través de un equipo especial, el cual posee un sensor que es colocado lo más cercano posible a la cara de la arena, para medir la variación de la presión con tiempo. La característica del comportamiento de la presión en función del tiempo obtenida como resultado, muestra las propiedades del yacimiento. (Rodríguez, G., 2006)

### 2.3.2 Pruebas de Pozos de Gas

Los pozos de gas son sometidos a diferentes tipos de pruebas con el objetivo fundamental de determinar la habilidad de producir bajo diferentes condiciones de diseño de facilidades de superficie.

La información que puede ser obtenida de una prueba diseñada, ejecutada y analizada adecuadamente se resume a continuación: presión inicial de la formación, presión promedio del área de drenaje de un pozo, propiedades de la formación productora: permeabilidad, factor de daño, distancia del pozo a heterogeneidades del yacimiento, eficiencia en la completación del pozo, determinación de la tasa de producción, flujo turbulento, predicción de la declinación de producción y volumen de drenaje del pozo-reservas. (Laprea-Bigott, 1989).

Básicamente, las pruebas de pozos de gas clasifican en dos grupos:

#### a) Pruebas de Pozos de Gas para determinar la capacidad de producción

- **Prueba Convencional**

Llamada también prueba de potencial absoluto o, prueba de contrapresión; consiste en cerrar el pozo que está en producción para permitir una restauración de la presión hasta alcanzar la estabilización. Luego, se abre a producción y se toman medidas de presión a diferentes tasas de flujo las cuales se varían después que las presiones de flujo se han estabilizado. El número de tasas de flujo es por lo general de cuatro y una vez obtenidas las mediciones se cierra el pozo. Las pruebas convencionales son particularmente útiles en yacimientos de alta permeabilidad. Para

yacimientos de baja permeabilidad se requieren tiempos excesivos de estabilización, estas pruebas tienen como objetivo obtener el AOF (Potencial de Flujo Abierto), o sea, la tasa de flujo a la cual el pozo produciría si la presión fuese la atmosférica. (Laprea-Bigott, 1989).

- **Prueba Isocronal**

Consiste en producir un pozo a diferentes tasas durante períodos (flujo y cierre) de tiempos iguales, y cerrar el pozo hasta alcanzar la presión promedia del área de drenaje en los períodos comprendidos entre dos cambios de tasa subsiguiente.

Este método consiste en cerrar el pozo durante un período de tiempo lo suficientemente largo antes de cada período de flujo para lograr la estabilización de la presión, de tal manera que cada período de flujo comience con la misma distribución de presión en el yacimiento.

El principio básico radica en que el radio efectivo de drenaje, el cual es función de la duración del período de flujo, es el mismo para cada punto o dato medido. De esta forma, pruebas de flujo realizadas durante el mismo período de tiempo afectarán el mismo radio de drenaje. (Laprea-Bigott, 1989).

- **Prueba Isocronal Modificada**

Una prueba isocronal no es aplicable si su tiempo de pseudoestabilización es excesivamente largo; la modificación del método sugerido por Katz, consiste en cerrar el pozo y luego producirlo durante períodos iguales de tiempo (sin esperar la estabilización). La presión no estabiliza necesariamente al final de cada período de

cierre y debe ser utilizada en los cálculos de  $(P_{yac}^2 - P_{wf}^2)$ . Los cálculos se realizan de manera similar a la prueba isocronal normal. La característica fundamental de la prueba isocronal modificada es que los períodos de flujo y los períodos de cierre son todos iguales (Laprea-Bigott, 1989).

## **b) Pruebas de Pozos de Gas para obtener información del pozo y del yacimiento**

### **• Prueba de Restauración de Presión**

Esta prueba consiste en poner inicialmente el pozo a producir a una tasa constante durante un cierto período de tiempo con la finalidad de provocar la limpieza del pozo, luego el pozo es cerrado para permitir la restauración de presión y se proceden a tomar medidas de la presión de fondo en función del tiempo. Permite determinar: transmisibilidad del yacimiento, permeabilidad, eficiencia de flujo, daño o estimulación, efecto de almacenamiento del pozo, volumen de drenaje y área de drenaje, extensión del límite, existencia y extensión de fracturas y presión promedio del yacimiento. (Laprea-Bigott, 1989).

### **• Prueba de Declinación de Presión**

La prueba de declinación consiste en tomar medidas de presión de fondo fluvente ( $P_{wf}$ ) en función del tiempo ( $t$ ), manteniendo la tasa de flujo constante. Antes de iniciar la prueba, el pozo se encuentra cerrado para lograr que la presión sea igual en todo el yacimiento, luego de un cierto tiempo el pozo se pone a producción a una tasa de flujo constante. A través de esta prueba se determinan las siguientes características: permeabilidad, capacidad de la formación, transmisibilidad del

yacimiento, eficiencia de flujo, daño o estimulación, efecto de almacenamiento del pozo, volumen de drenaje, área de drenaje y la geometría del yacimiento. (Laprea-Bigott, 1989).

- **Prueba de Interferencia**

La prueba de interferencia es realizada produciendo o inyectando a través de un pozo, llamado pozo activo, y observando la respuesta de presión, en por lo menos otro pozo el cual recibe el nombre de pozo de observación. El objetivo principal de esta prueba es comprobar la comunicación entre los pozos de un yacimiento y si existe comunicación proveer estimados de permeabilidad, del factor porosidad-compresibilidad y determinar la posibilidad de anisotropía en el estrato productor. (Laprea-Bigott, 1989).

### 2.3.3 Métodos de Interpretación de Pruebas de Presión

- **Método de Horner**

En 1951, R. Horner presentó un estudio de análisis de pruebas de restauración de presión. Consideró yacimientos infinitos y cerrados y demostró que una extrapolación de la línea recta del gráfico semilog podría ser extrapolada a una razón de tiempo igual a la unidad para obtener la presión inicial del yacimiento ( $P_i$ ), siempre y cuando el período de producción fuese corto. Además, Horner demostró que para períodos de producción largos en yacimientos ilimitados, la línea recta podría ser extrapolada a una presión  $P^*$ , esta presión no es la presión inicial ni tampoco la presión promedio ( $\bar{P}$ ), sin embargo, si el tiempo de producción es corto, entonces  $P_i \cong \bar{P} \cong P^*$ . Este método consiste en graficar los datos de presión en

función del logaritmo del tiempo de Horner, con lo cual se obtiene el comportamiento de presión del yacimiento, el cual a condiciones ideales de restauración, se manifiesta en forma gráfica como una línea recta. No obstante, en la práctica real el comportamiento de presión se ve afectado por las condiciones del pozo y las heterogeneidades del yacimiento, los cuales provocan una desviación en la linealidad de los datos. (Rodríguez, G., 2006)

- **Principio de Curvas Tipo**

Las curvas tipo son una familia de curvas de declinación o de restauración de presión las cuales están pre-graficadas y son presentadas en términos de variables adimensionales. Las ecuaciones están escritas para todas las posibles situaciones: yacimientos homogéneos, heterogéneos, fracturados, con condiciones de límite exterior, etc. Todos como una función de las variables reducidas: tiempo y presión adimensional. Estas curvas pueden ser obtenidas simulando pruebas de declinación de presión a tasa de producción constante, sin embargo, pueden ser utilizadas para analizar pruebas de restauración de presión cuando el tiempo de cierre ( $\Delta t$ ) es relativamente pequeño en comparación al tiempo de producción ( $t_p$ ). La utilización de las curvas permite analizar el comportamiento de las pruebas cuando los efectos de llene afectan los datos obtenidos. (Rodríguez, G., 2006)

- **Método de la Derivada**

En 1982 Bourdet, introduce este método para el análisis de presiones. El problema de las curvas tipo anteriormente mencionadas consistía en que la respuesta no era única, Bourdet aún cuando presenta una curva tipo de flujo compuesta de dos familias de curvas de parámetros  $C_{De}^{2s}$ , esto es: la curva tipo log-log de Gringarten y

la derivada de la curva tipo de Gringarten multiplicado por  $t_D/C_D$ , presentan técnicas computacionales para tratar las pruebas de flujo y las pruebas de restauración de presión en forma separada; de tal forma que la derivada en la declinación o en prueba de restauración de presión representan derivadas con respecto al  $\log t_D$  ( $t_D + \Delta t_D$ )/ $\Delta t_D$  respectivamente. Este método toma una gran ventaja con respecto a los demás debido a la gran sensibilidad de la derivada para detectar características y comportamiento característico del sistema pozo-yacimiento, la obtención de la derivada con respecto al  $\log t_D$  o  $\log (t_D + \Delta t_D)/\Delta t_D$  representa la pendiente del método semilog. Para ello es necesaria la evaluación de toda la información del área disponible (geología, registros, núcleos, pruebas en pozos vecinos, entre otros) para poder emitir criterios y una opinión conclusiva con respecto al modelo del yacimiento analizado. (Rodríguez, G., 2006)

#### **2.3.4 Parámetros que Influyen en la Interpretación de Pruebas de Presión**

- **Efecto de Llame y Almacenamiento**

El almacenamiento es el influjo continuo de fluidos de la formación hacia el hoyo, después de que el pozo ha sido cerrado. Este fenómeno afecta el comportamiento de la presión transitoria en un corto período de tiempo, y, por lo tanto, debe ser considerado en el diseño y análisis de pruebas de presión. El efecto de almacenamiento causa una significativa diferencia entre la tasa de producción de superficie y la tasa de flujo en la cara de la arena dentro del pozo, es decir, cuando la producción en superficie es cero, el yacimiento sigue aportando fluido durante un cierto tiempo. Éste está definido por un parámetro denominado coeficiente de almacenamiento  $C_s$ , en bbls/lpca. (Rodríguez, G., 2006)

- **Barreras o Límite del Yacimiento**

Los límites de un yacimiento pueden estar representados por cualquier barrera, bien sea impermeable como una falla sellante, semi-permeable como las heterogeneidades de la roca o completamente permeable como el caso de un acuífero o una capa de gas. Cada uno de estos límites se presenta de forma diferente en el comportamiento de la presión. (Rodríguez, G., 2006)

- **Radio de Investigación**

Describe la distancia que el transiente de presión se ha movido dentro de la formación, cuando se genera un cambio de presión entre ésta y el pozo, inducido generalmente por una variación de tasa de producción en superficie. Como es de esperarse, este parámetro está relacionado con las propiedades de la roca y de los fluidos, además del tiempo. Se obtiene de la siguiente manera: (Rodríguez, G., 2006)

$$R_{invest} = 0,0032 \sqrt{\frac{K \times \Delta t}{\phi \times \mu \times C_t}} \quad (2.1)$$

- **Efecto de Daño**

En muchos casos se ha determinado que la permeabilidad de la formación cerca del pozo es reducida como un resultado de las prácticas de perforación y completación. El efecto de una reducción en la permeabilidad cerca del pozo puede ser tomado en cuenta como una caída de presión adicional  $\Delta p$ , proporcional a la tasa de producción  $q$ . La zona de permeabilidad reducida ha sido llamada “dañada”, y es el efecto resultante del “efecto daño”. (Rodríguez, G., 2006)

- **Daño por turbulencia “Flujo No Darcy”**

En pozos de gas el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo crea un daño adicional al daño mecánico ocasionado por la turbulencia del fluido que rompe con la proporcionalidad entre los  $\Delta p$  y las tasas de flujo, producto de las altas velocidades generadas por el fluido. Para determinar dicho efecto representado por el factor de flujo “No Darcy” (D), se deben analizar los períodos de flujo de las pruebas de presión, pero debido a la gran inestabilidad o fluctuación de la curva de la derivada, los mismos no son interpretables y de allí que se utilizan períodos de cierre para la construcción del gráfico S Vs q. (Rodríguez, G., 2006)

### **2.3.5 Análisis Nodal**

Permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción.

El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en 3 componentes básicos: flujo a través de medios poroso, flujo a través de tubería vertical o de producción (flujo multifásico vertical) y flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (flujo multifásico horizontal).

La evaluación del sistema de producción por medio del análisis nodal, puede ayudarnos a la solución de problemas; en donde se incluyen caídas de presión a través de completaciones, estranguladores superficiales y de fondo, diámetros de aparejos de producción, válvulas de seguridad, etc. Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la definición de la capacidad de producción de un pozo para una

determinada serie de condiciones, sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento. (ESPOIL, 2005).

## 2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Gas Natural:** es una mezcla de hidrocarburos de naturaleza parafínica, compuesta principalmente por metano y proporciones menores de etano, propano y butano, y otros compuestos más pesados. Esta mezcla contiene, generalmente, contaminantes de hidrocarburos tales como vapor de agua, mercaptanos, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), nitrógeno, sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y helio. (Rodríguez, G., 2006, p.29)

**Gas pobre o Gas seco:** éste es un gas que no contiene hidrocarburos líquidos en forma comerciable. El gas seco, esta constituido fundamentalmente de metano y etano. La composición fundamental alcanza valores de un 85-90% molar en metano, debido a su composición se puede utilizar directamente como combustible. (Rodríguez, G., 2006, p.29)

**Gas Rico o Gas Húmedo:** éste es un gas del cual se pueden obtener una riqueza líquida de hasta 3 GPM (galones por mil pies cúbicos normales de gas). En los yacimientos de gas húmedo existe mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que en los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de hidrocarburos líquidos. (Rodríguez, G., 2006, p.29)

**Difusividad:** resulta de combinar la movilidad y la capacidad de almacenamiento específica, y representa una medida de la rapidez con la cual se

propaga un disturbio de presión a través del medio poroso. (Rodríguez, G., 2006, p.30)

**Transmisibilidad:** es la facilidad con la cual fluye el fluido en el medio poroso y es directamente proporcional a la permeabilidad y al espesor del yacimiento e inversamente proporcional a la viscosidad. (Rodríguez, G., 2006, p.30)



## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

Se desarrolló una investigación descriptiva, la cual, es definida por Arias F. (2006) como sigue:

La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere. (p.24)

Se realizó este tipo de investigación debido a que se interpretaron pruebas de presión con el fin de validar la información y actualizar los modelos de fluidos y roca-yacimiento, de acuerdo al comportamiento del transiente de presión, que permitió simular y sensibilizar con mayor exactitud el comportamiento de producción de los pozos estudiados.

#### **3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos y responder a las principales interrogantes que se presentaron, se realizó una investigación del tipo documental. Arias F. (2006) considera que:

La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: *impresas, audiovisuales o electrónicas*. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos. (p. 27)

Mediante este tipo de investigación y su diseño establecido, se pudo realizar el estudio de productividad de los pozos exploratorios y de avanzada pertenecientes al Campo Patao, una vez que fue recopilada toda la información necesaria y disponible en reportes de formato físico y digitalizado.

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Arias F. (2006), considera que el término población o población objetivo: “es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos de estudios” (p.81). La población de la investigación realizada estuvo conformada por cinco (5) pozos, de los cuales dos (2) son pozos exploratorios (PA-1 y PAS-1) y tres (3) pozos de avanzada (PA-2, PA-3 y PA-4).

En lo referente a muestra, expresa que: “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p. 83). Para efectos de esta investigación la muestra a utilizar concordó con la población; por tanto el estudio se realizó a los pozos exploratorios y de avanzada.

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

Para la realización del mencionado estudio de productividad a los pozos exploratorios y de avanzada del Campo Patao, se ejecutó de manera sistemática y metódica, una serie de pasos que permitieron la óptima ejecución de los objetivos específicos planteados.

Dicha secuencia se llevó a cabo de la manera descrita a continuación:

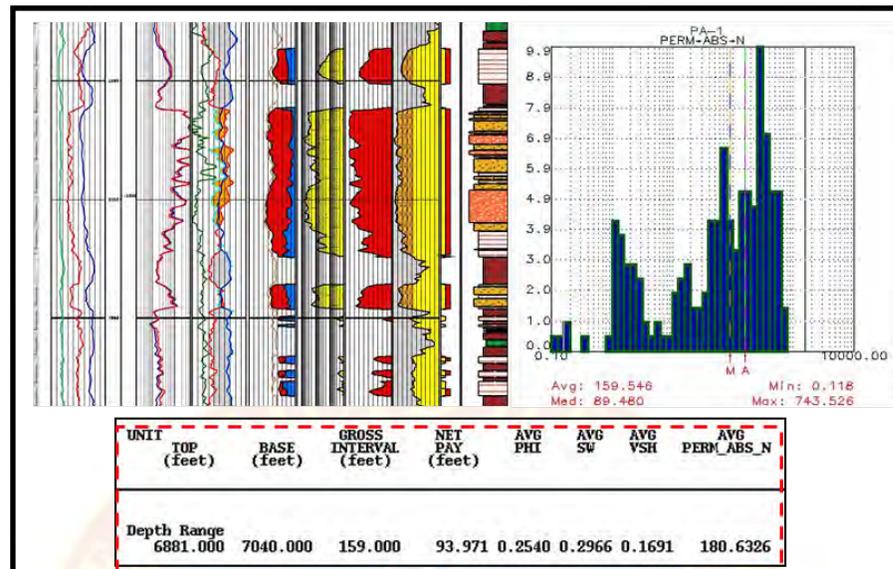
### **3.4.1 Validación de la información petrofísica, sísmica y cromatografías de fluidos de los yacimientos del Campo Patao integrando la interpretación de los registros y muestras de fluidos tomados en los pozos.**

Para cumplir con la ejecución de esta fase, se realizó una revisión bibliográfica de todos los documentos disponibles en las carpetas de pozos a fin de obtener toda la data necesaria para llevar a cabo la mencionada verificación, entre los que cuentan: reportes de operaciones diarias, registros eléctricos convencionales (Gamma Ray, Resistividad, Densidad-Neutrón, Sónico, Cáliper) con su respectiva data .LAS, informes referentes a cromatografías realizadas a los fluidos de los yacimientos del campo e información sísmica.

Una vez recopilada la información se procedió a ejecutar su verificación y validación de la manera siguiente:

- **Propiedades Petrofísicas:**

Las propiedades petrofísicas oficiales, cuyos valores son manejados por la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos y que se utilizaron para llevar a cabo la carga de la data necesaria en la inicialización de cada programa, fueron tomados del informe técnico “Petroanálisis de Productividad” (2011), ejecutado por el personal de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos, donde se establecen valores para parámetros como: topes y bases de arena estudiada, valores de arena neta gasífera (ANG), porosidad absoluta, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad absoluta, los cuales fueron obtenidos haciendo uso del programa especializado Openwork, tal como se muestra en la figura 3.1, que fue tomada como muestra representativa del mencionado informe técnico.



**Figura 3.1: Muestra representativa de la data oficial para el pozo PA-1, arena CUB FS.**

**Fuente: Gómez, E. (2011).**

Una vez recopilada toda la información petrofísica oficial para todas las arenas atravesadas por cada uno de los pozos, se procedió a la verificación de los parámetros nombrados en el párrafo anterior, utilizando las ecuaciones correspondientes según fuese el caso. Es necesario destacar que para la realización de este proceso de verificación, fue donde se utilizó la data .LAS de los registros convencionales.

En la figura 3.2 se presenta un ejemplo representativo de una hoja de cálculo donde fue cargada la data necesaria implicada en el procedimiento de validación de los parámetros petrofísicos correspondientes a la arena CUB FM PA-1. Cabe destacar que todos los cálculos fueron realizados haciendo uso de las herramientas matemáticas ofrecidas por el paquete de Microsoft Excel.

Figura 3.2: Hoja de cálculo con la data necesaria cargada para la verificación y sus resultados

A continuación se presentan los métodos utilizados para el desarrollo de los cálculos porcentuales, de acuerdo a la propiedad motivo de verificación:

- Volumen de Arcilla (Vsh): su verificación se llevó a cabo mediante un procedimiento establecido por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos en un reporte realizado recientemente denominado “Petroanálisis de Productividad” (2011); dicho procedimiento es el siguiente:

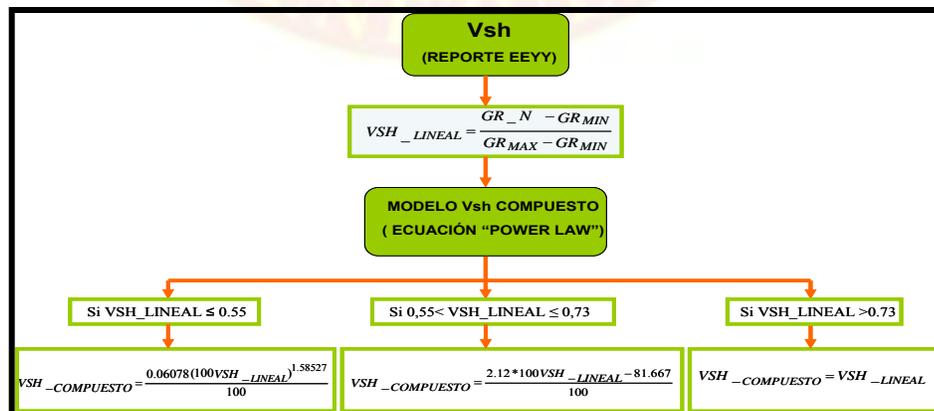


Figura 3.3: Procedimiento de cálculo para verificación del volumen de arcilla

- Porosidad Total: al igual que en el caso del parámetro anterior, esta propiedad fue verificada por medio del procedimiento establecido por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos que se describe a continuación:

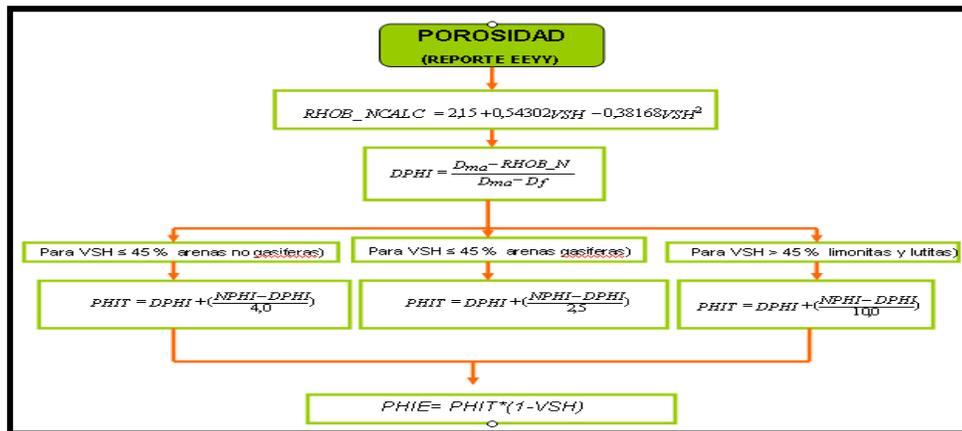


Figura 3.4: Procedimiento de cálculo para verificación de la porosidad

- Saturación de Agua ( $S_w$ ): la validación de esta propiedad de roca se ejecutó haciendo uso de las ecuaciones de Indonesia y Simandoux Modificado, las cuales se muestran a continuación:

- Ecuación de Indonesia:

$$S_w = \left[ \frac{1}{\sqrt{Rt} \left( \sqrt{\frac{\phi_e^m}{a * R_w} + \frac{Vshl(1 - \frac{Vshl}{2})}{\sqrt{Rshl}}} \right)} \right]^{\frac{2}{n}} ; \quad (3.1)$$

Donde:  $S_w$ = Saturación de agua                       $\phi_e$ = Porosidad efectiva

$R_t$ = Resistividad en la zona virgen     $a$ = Factor de Tortuosidad

$R_w$ = Resistividad del agua                       $R_{shl}$ = Resistividad de la arcilla

$V_{shl}$ = Volumen de arcilla                       $n$ = Exponente de saturación

- Ecuación de Simandoux Modificada:

$$S_w = \frac{a * R_w}{\phi^2} \left\{ -\frac{V_{sh}}{R_{shl}} - \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{shl}}\right)^2 + 5\left(\frac{\phi^2}{R_t * R_w}\right)} \right\} \quad (3.2)$$

Donde:  $S_w$ = Saturación de agua                       $a$ = Factor de tortuosidad

$R_w$ = Resistividad del agua                       $\phi$ = Porosidad absoluta

$V_{sh}$ = Volumen de arcilla                       $R_{shl}$ = Resistividad de la arcilla

$R_t$ = Resistividad en la zona virgen

- Permeabilidad (K): en este caso, se utilizó también el procedimiento establecido por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos, así como también se usó el método de Morris y Biggs; las ecuaciones se presentan a continuación:

- Ecuación establecida por Estudios Integrados de Yacimientos:

$$kabs = 10^{((-4,75105+43,26231*PHIT-58,72858^PHIT^2)-0,93Vsh)} \quad (3.3)$$

Donde:  $kabs$ = Permeabilidad absoluta       $PHIT$ = Porosidad absoluta

$Vsh$ = Volumen de Arcilla

- Ecuación de Morris y Biggs:

$$k = 2,5 * \left( \frac{\phi^3}{Swc} \right)^2 \quad (3.4)$$

Donde:  $k$ = Permeabilidad absoluta       $\phi$ = Porosidad absoluta

$Swc$ = Saturación de agua connata

### ➤ Sísmica:

La data sísmica fue validada mediante la información otorgada por el personal que labora en la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, con especialización en estudios sísmicos. En esta fase se pudieron visualizar las arenas atravesadas por cada pozo, al igual que la extensión lateral o continuidad de cada una de ellas, dependiendo de la dirección de cada corte. De la misma forma pudieron detectarse de

manera preliminar los eventos geológicos que la resolución de la data introducida al programa utilizado (Openworks) permitió reflejar.

➤ **Cromatografía de Fluidos:**

Utilizando los valores de la composición molar del gas reportados por los análisis cromatográficos hechos por INTEVEP Y CORELAB, los cuales fueron extraídos del informe técnico “Modelo Termodinámico de los Campos Dragón y Patao” (2007), se verificó el valor de la gravedad específica del fluido debido a que es uno de los valores que requería ser cargado en los programas utilizados en este estudio. De la misma forma se verificó que se estaba en presencia de un gas seco al observar que el porcentaje de metano en él, era superior al 90%.

### **3.4.2 Interpretación de las pruebas de presión-producción de los pozos en estudio**

Parte de la data generada durante la fase anterior fue cargada en el simulador Saphir, como paso inicial para el cumplimiento de este objetivo. Igualmente fue necesario cargar los archivos .ASCII correspondientes a historias de tasas y de presiones de fondo fluyentes.

Una vez hecho esto, se utilizó como herramienta base, el programa mencionado a fin de ejecutar la interpretación de las pruebas de presión-producción asociadas a los pozos en estudio, por medio de distintos gráficos obtenidos a través de diversos métodos, tales como: método de regresión no lineal (Log-Log) o método de la derivada y el método de Horner; todos ellos realizados con la finalidad de definir el modelo de los yacimientos evaluados, definir regímenes (flujo radial, flujo esférico, flujo hemiesférico), y parámetros asociados al sistema pozo-yacimiento: daño de

formación, presión de yacimiento y capacidad de flujo; en base a este último parámetro se hicieron estimaciones de permeabilidad. Asimismo, se identificaron eventos geológicos más cercanos al pozo que no pudieron ser vistos antes por medio de la sísmica e igualmente se validó la presencia de otros eventos que ya habían sido considerados durante la elaboración del modelo estático. Finalmente, fueron determinados los valores de potencial de flujo abierto absoluto (AOF) haciendo uso de las ecuaciones internas del programa Saphir (métodos “C y n” y “LIT”).

### **3.4.3 Estudio de la productividad de los pozos mediante el simulador Wellflo**

Una vez obtenidos los parámetros de yacimiento por medio de la interpretación de pruebas de presión, tales como: capacidad de flujo y a su vez la permeabilidad, daño a la formación, y presión de yacimiento, se procedió inicialmente a cargar en el programa Wellflo los parámetros necesarios para su inicialización y posterior predicción de producción de los pozos, contándose entre estos, los de yacimiento (presión, temperatura), parámetros de pozo (surveys, reductores usados), parámetros del fluido (gravedad específica del gas y del agua y relación agua-gas en los casos donde se tuvo producción de este fluido). De la misma forma, fueron cargados dos puntos de presión de fondo fluyente con sus respectivas tasas obtenidas durante cada prueba, debido a que la opción escogida para realizar el mencionado estudio fue “test point data”, la cual también requirió del ingreso de esta información. El siguiente paso consistió en validar los datos de producción-presión de fondo, hasta cotejar las condiciones de flujo para los distintos reductores usados durante las pruebas de pozo.

Finalmente, se determinaron los valores de AOF a través de simulaciones hechas en Wellflo mediante dos de los métodos de los que éste dispone (Backpressure y Norm. Pseudos Pressure), para luego ser comparados con los métodos aplicables por Saphir.

### 3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

De acuerdo a los requerimientos exigidos para el desarrollo de la investigación y el cumplimiento de los objetivos se hizo necesaria la utilización de una serie de técnicas e instrumentos de recolección de datos, los cuales se enuncian a continuación:

#### 3.5.1 Técnicas

- **Entrevistas**

Esta técnica estuvo provista de entrevistas no estructuradas al personal capacitado que labora en la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos.

- **Recolección de datos**

La recolección de la data necesaria se llevó a cabo mediante una revisión bibliográfica de documentos, tales como: reportes de pozos, manuales, informes técnicos y registros de todos los pozos objeto de estudio.

#### 3.5.2 Instrumentos

- **Software SAPHIR**

SAPHIR es un paquete de interpretación de pruebas de pozos basado en la metodología de la derivada de presión. La lógica básica es guiar al usuario a una

interpretación completa del proceso de prueba usando esta metodología. En cualquier momento de una interpretación, SAPHIR comprueba el avance de los procesos; sólo permite las opciones de aplicación y sugiere lo que se debe hacer a continuación, asumiendo que todos los pasos previos han sido llevados a cabo correctamente y todos los datos adquiridos sean válidos. Después de la inicialización y el control de calidad de los datos, los pasos básicos de la interpretación, desde la carga de los primeros datos de la regresión en el modelo, son los siguientes: carga de data de tasas y presiones, extracción del delta P, generación de un modelo, regresión no lineal, generación del gráfico semilog (Horner) y gráfico log-log (derivada de presión).

- **Software WELLFLO**

El software WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso a paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del yacimiento, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del yacimiento. El uso del programa WellFlo resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

El paquete del programa Wellflo es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado de Wellflo puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado, incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo y diseño de levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo.
- Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo. Entre otros

### **3.6 RECURSOS**

#### **3.6.1 Recursos Humanos**

Se contó con el apoyo profesional de los Geólogos, Ingenieros de Yacimiento e Ingenieros de Optimización, Perforación, entre otros, que laboran en la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos de PDVSA Producción Oriente, División Costa Afuera. Además, se contó con el valioso apoyo de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

#### **3.6.2 Recursos Económicos**

Los gastos necesarios para la ejecución de este proyecto estuvieron financiados con recursos propios y aportes de la empresa.

#### **3.6.3 Recursos Materiales y Bibliográficos**

Para la elaboración del proyecto, se contó con computadora personal, accesorios, material de oficina, programas convencionales y especializados, y con el acceso a toda la información necesaria disponible en la empresa relacionada con la

investigación que se llevó a cabo; dicha información comprende: manuales, reportes operacionales, informes técnicos y material bibliográfico en general.



## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **4.1 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN PETROFÍSICA, SÍSMICA Y CROMATOGRAFÍAS DE FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO PATAO INTEGRANDO LA INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS Y MUESTRAS DE FLUIDOS TOMADOS EN LOS POZOS**

En las siguientes tablas se estarán presentando cuadros comparativos para cada propiedad, de los resultados obtenidos durante esta fase y los valores petrofísicos oficiales manejados por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos.

##### **- Volumen de Arcilla y Porosidad Total**

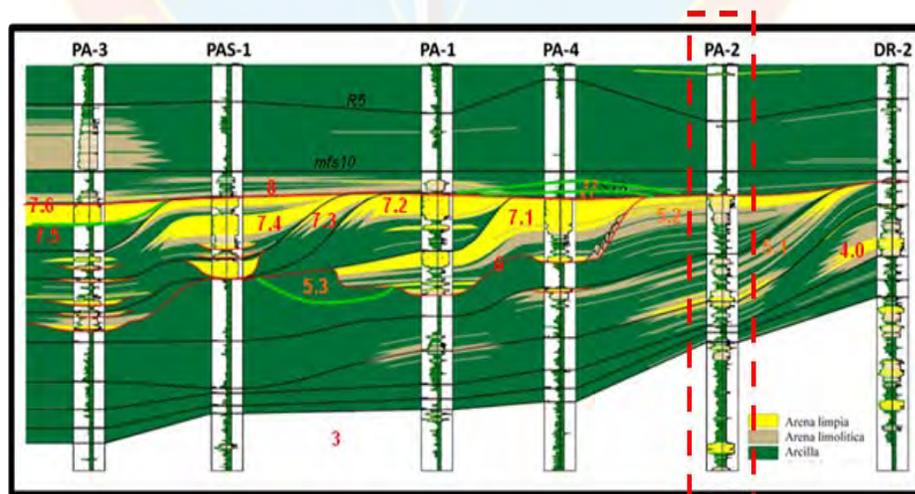
En base a los resultados presentados en la tabla 4.1, se puede decir que los valores se manejan dentro de un rango aceptable de cercanía con respecto al valor oficial, exceptuando los casos de las arenas: CUB FS en PA-2 y CUB FM en PAS-1. En el primer caso mencionado, la notoria no correspondencia entre los valores calculados y oficiales de la porosidad puede estar debida a que el pozo PA-2 atravesó arenas muy sucias (altos porcentajes de lutitas y limonitas, ver figura 4.1) que facilitaron la formación de cavernas, cuyos eventos se encontraron reflejados en la curva Caliper de la sección del registro correspondiente a esta arena.

En el caso de la arena CUB FM en PAS-1, ocurrió algo similar; a pesar que la disparidad entre los valores no es tan grande, es posible que la causa de ello esté dada por algunos derrumbes observados en el registro Caliper en ciertas partes del intervalo correspondiente a dicha sección.

**Tabla 4.1: Resultados obtenidos de la verificación de  $V_{sh}$  y  $\phi$**

POZO	ARENA	$V_{sh}$ . VALOR OFICIAL (REPORTE EEEY)	$V_{sh}$ . VALOR CALCULADO.	$\phi$ . VALOR OFICIAL (REPORTE OFICIAL)	$\phi$ . VALOR CALCULADO
PA-1	CUB FS	0,1691	0,1976	0,2540	0,2832
	CUB FM	0,1886	0,212935	0,2607	0,2759
	CUB CS	---	0,4601	---	0,2938
PA-2	CUB FS	0,2896	0,314898	0,2182	0,30024
PA-3	CUB FS	0,0709	0,1601	0,3065	0,2843
PA-3	CUB FM	---	0,2126	---	0,2727
PA-4	CUB FM	0,1405	0,1659	0,2980	0,3165
PAS-1	CUB FS	0,0919	0,09648	0,2697	0,2917
	CUB FM	0,1659	0,12775	0,2437	0,2828

Existe una diferencia muy perceptible en cuando al resultado obtenido al hacer la comparación en el pozo PA-3 para la arena CUB FS, donde probablemente el promedio manejado oficialmente haya sido calculado tomando en cuenta sólo las secciones más limpias de la arena, factor que provocó que el valor manejado oficialmente fuese mucho más bajo.



**Figura. 4.1: Marco estratigráfico del Campo Patao**

Fuente: Rodríguez, R. & Obregón, D. (2008).

La arena CUB CS atravesada por el pozo PA-1 y la CUB FM por el pozo PA-3 no poseen valores oficiales de ninguna de sus propiedades petrofísicas puesto que no se consideró su estudio por parte de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos debido a que se trata de arenas almacenadoras de agua.

#### - Saturación de agua

Los resultados presentados en la tabla 4.2 permiten decir que la ecuación de Simandoux Modificada se ajusta más con relación a los resultados manejados oficialmente, en comparación con los obtenidos por medio de la ecuación establecida por el método de Indonesia. Resulta notorio que el pozo PA-2 en la arena CUB FS, presenta altas saturaciones de agua que probablemente estén dadas por la alta presencia de material arcilloso en el cuerpo de arena atravesada por este pozo, pues se sabe que este tipo de roca se caracteriza por permitir el almacenamiento de grandes cantidades de agua.

**Tabla 4.2. Resultados obtenidos de la verificación de Saturación de agua**

POZO	ARENA	Sw. VALOR OFICIAL (REPORTE EEYY)	Sw. VALOR CALCULADO. INDONESIA	Sw. VALOR CALCULADO. SIMANDOUX MODIFICADO
PA-1	CUB FS	0,2966	0,2927	0,2786
	CUB FM	0,3174	0,2571	0,3373
	CUB CS	---	0,3312	0,4735
PA-2	CUB FS	0,5474	0,4276	0,4777
PA-3	CUB FS	0,1610	0,3021	0,3097
PA-3	CUB FM	---	0,4301	0,3697
PA-4	CUB FM	0,2413	0,2546	0,2419
PAS-1	CUB FS	0,2088	0,2395	0,2022
	CUB FM	0,4352	0,3468	0,4237

El resultado obtenido para la propiedad estudiada en el caso del pozo PA-3 a nivel de la arena CUB FS no corresponde con los valores oficiales, lo que pudo ser provocado por la notable diferencia existente entre los valores de volumen de arcilla, donde oficialmente se manejan valores muy bajos de  $V_{sh}$ , por lo tanto los resultados obtenidos para saturaciones de agua también van a ser menores por la razón antes expuesta.

- **Permeabilidad:**

**Tabla 4.3. Resultados obtenidos de la verificación de permeabilidad**

POZO	ARENA	PERMEABILIDAD. VALOR OFICIAL (mD)	PERMEABILIDAD (MORRIS y BIGGS) VALOR CALCULADO (mD)	PERMEABILIDAD (REPORTE EEYY) VALOR CALCULADO (mD)
PA-1	CUB FS	180,6326	285,4027	276,2333
	CUB FM	194,5070	169,5415	475,3160
	CUB CS	---	616,9749	470,3609
PA-2	CUB FS	19,5243	16,4388	7,8325
PA-3	CUB FS	497,2911	434,8951	462,8759
PA-3	CUB FM	---	692,72441	577,4226
PA-4	CUB FM	239,7957	216,7149	323,3714
PAS-1	CUB FS	367,7286	434,4754	616,6799
	CUB FM	136,128	463,154966	487,29491

En lo referente a los resultados obtenidos para el cálculo de esta propiedad, se observa que no se tiene paridad en varios de los casos, sin embargo, se debe resaltar que la ecuación de Morris y Biggs arroja casi siempre mejores resultados siempre y cuando se tenga data “dura” de valores de saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ). Igualmente, se visualiza que en el caso de la arena CUB FM en el pozo PAS-1, se presentan los mayores rangos de diferencia para las permeabilidades calculadas con respecto al valor real, puesto que los valores previos de las propiedades validadas

presentaron también discrepancias y estuvieron incluidos en las ecuaciones utilizadas para obtener estas estimaciones de permeabilidad, lo que se traduce en mayores porcentajes de error.

#### - Cromatografía de fluidos:

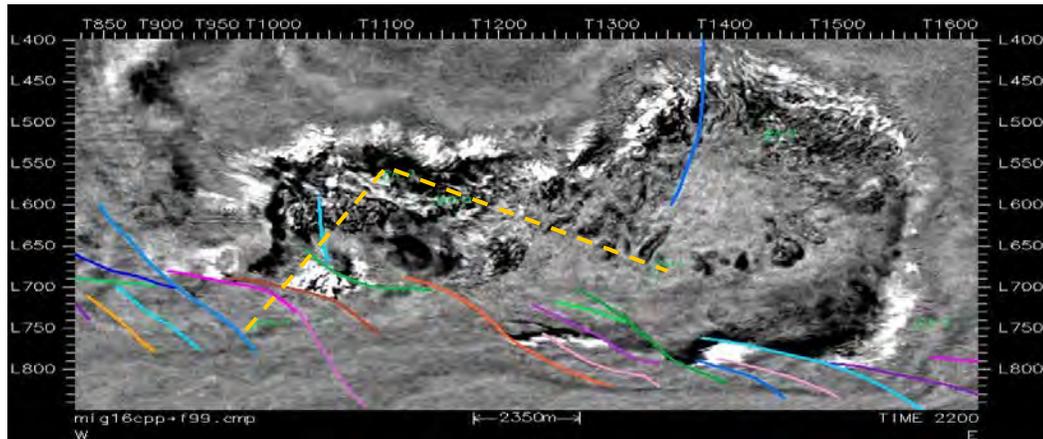
Todos los análisis realizados a las muestras tomadas de la producción de las distintas arenas permitieron certificar que se trata de yacimientos de gas seco debido a su alto contenido de metano ( $C_1 > 90\%$ ) y pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ( $\%C_5^+ < 1\%$ ) tal como se observa en la tabla 4.4. Por otra parte, se verificó que el valor de gravedad específica del gas calculado oscila alrededor del valor oficial manejado por la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos que se cifra en 0,564.

**Tabla 4.4. Resultados de la verificación cromatográfica**

POZO	PA-1	PA-2	PA-3	PA-3	PAS-1	PAS-1
ARENA	CUB FM	CUB FS	CUB FS	P3 PROFUNDO	CUB FS	CUB FM
NITRÓGENO	0,84	0,82	1,08	0,17	1,86	1,76
H <sub>2</sub> S	0	0	0,03	0,07	0	0
METANO	98,95	98,62	98,43	99,26	97,79	97,91
ETANO	0,09	0,13	0,1	0,11	0,1	0,1
PROPANO	0,06	0,05	0,05	0,07	0,06	0,06
N-BUTANO	0,01	0	0	0,01	0	0
TOTAL	100	100	100	100	100	100
$\gamma_g$	0,5593	0,5564	0,5699	0,5669	0,5644	0,5640

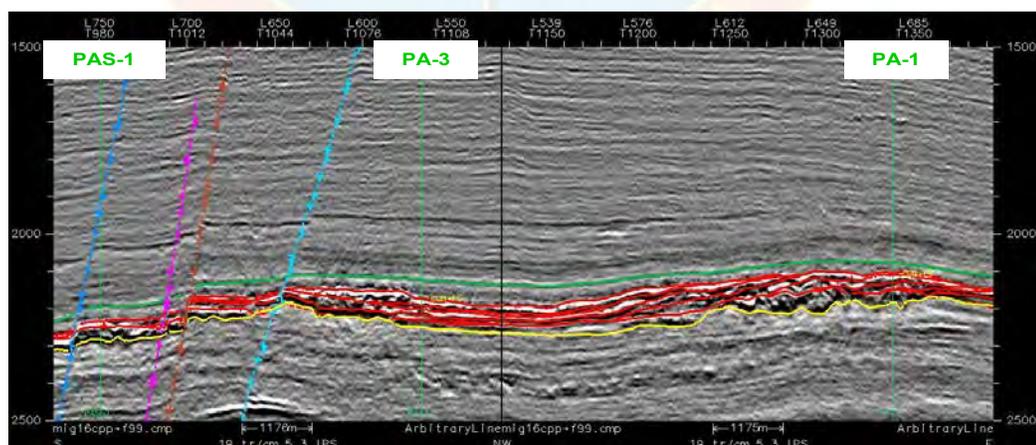
#### - Sísmica:

La figura 4.2 muestra un corte sísmico en tiempo a 2200 milisegundos correspondiente al Campo Patao, donde se muestra el estilo estructural transtensivo caracterizado por fallas en echelón con un rumbo preferencial Nor-Oeste Sur-Este.



**Figura 4.2: Corte sísmico horizontal a 2.200 milisegundos de tiempo constante en el volumen de semblanza correspondiente al Campo Patao**

A partir del volumen de semblanza presentado, se realizó el corte descrito por la línea punteada amarilla para obtener la figura 4.3, la cual muestra la sección sísmica entre 1500 y 2500 milisegundos Sur, Nor-Oeste, Este, donde pueden ser visualizados de izquierda a derecha, los pozos PAS-1, PA-3 y PA-1 y la presencia de fallas normales, así como también los horizontes sísmicos interpretados para definir los yacimientos en el Campo Patao (CUB FS, CUB FM).



**Figura 4.3: Corte sísmico entre 1.500 y 2.500 milisegundos Sur, Nor-Oeste, Este del Campo Patao**

## **4.2 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO**

Antes de iniciar la discusión de los resultados inherentes al desarrollo de este objetivo, es necesario dejar claro que un total de veinticuatro (24) pruebas fueron llevadas a cabo en los pozos exploratorios del Campo Patao pero sólo seis (6) de ellas presentaron comportamientos en sus derivadas de presión que permitían establecer un cotejo de la data, éstas fueron: PAS-1 P1, PAS-1 P2, PAS-1 P4, PA-3 P3, PA-4 P1 y PA-4 P2. Los motivos por los que no se analizaron el resto de las pruebas derivan en varias razones entre las que se cuentan: comportamientos de la derivada de presión que no permitían realizar un cotejo, falta de data .ASCII o bien que las pruebas programadas hayan resultado en intervalos secos y por lo tanto no existían reportes de data de presión y tasas de producción.

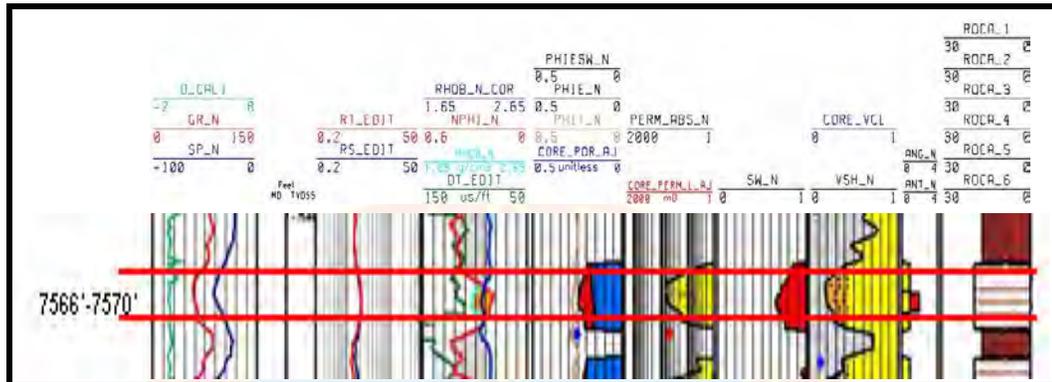
### **4.2.1 Pozo PAS-1**

Se ejecutaron seis pruebas, donde en una de ellas se llegó a probar una tasa de gas 45 MMPCND con reductor de 64/64 pulgadas. Además se tuvo reporte de producción de agua en las pruebas dos (7.547-7.551 pies, 7.566-7.570 pies en MD) y tres (7.582-7.586 pies en MD), contabilizándose 51,8 y 1.370 BPD, respectivamente.

#### **4.2.1.1 Prueba 1. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.566-7.570 pies (MD)**

##### **➤ Vista global de la prueba**

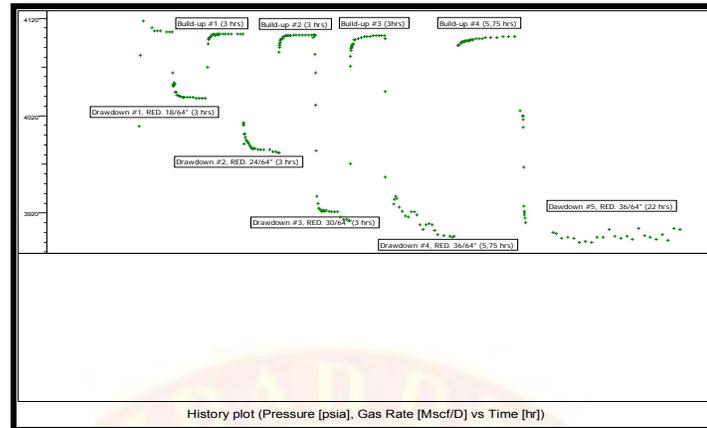
La prueba llevada a cabo fue del tipo isocronal; para ello se cañonearon 4 pies de los 78 pies de arena neta gasífera de la Arena CUB FM. En la siguiente figura se observa una sección de registro donde se representa el intervalo cañoneado.



**Figura 4.4: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.566-7.570 pies de la prueba PAS-1 P1.**

**Fuente: Gómez, E. (2011)**

La prueba isocronal constó primeramente de tres períodos de apertura y cierre con tiempos oscilantes alrededor de tres horas. Posteriormente, se realizó un flujo de aproximadamente cinco horas para finalmente llevar a cabo un cierre de seis horas. Se debe resaltar que en esta prueba no hubo estabilización en el flujo extendido y por ende los ejecutores decidieron suspender la prueba sin llevar a cabo el cierre final característico para este tipo de prueba.

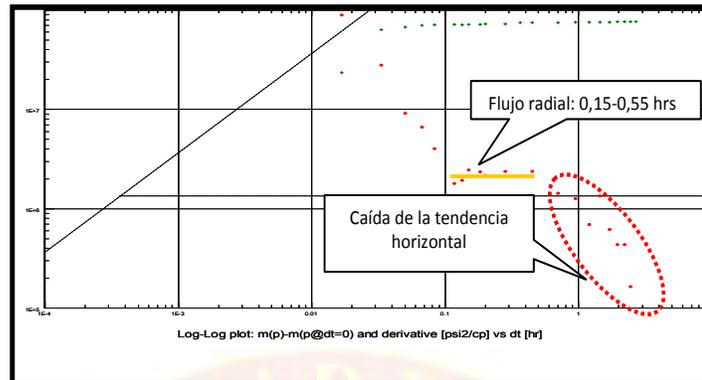


**Gráfico 4.1: Secuencia de períodos de flujo y cierre de la prueba PAS-1 P1**

#### ➤ Selección del modelo

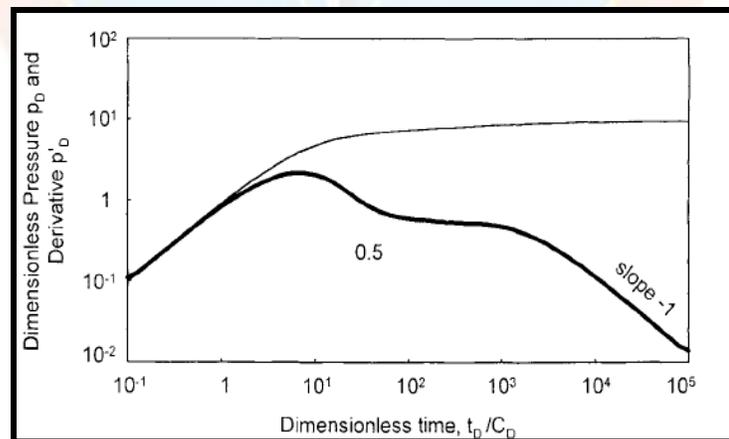
Es bien sabido que para pruebas isocronales se recomienda el análisis de los períodos de cierre a fin de estudiar el área que fue perturbada durante el flujo previo correspondiente a esa restauración. Dicha recomendación se basa en que durante los cierres no existen fluctuaciones durante la etapa de estabilización que puedan afectar el cálculo de la derivada de presión. En base a esto, se observa que dos períodos de restauración (build-up N° 2 y N° 3) presentan buenas características de estabilización, sin embargo se decidió analizar el build-up N° 3 debido a que presenta mayor cantidad de puntos permitiendo un cotejo más certero del modelo seleccionado.

El comportamiento de su derivada en función del tiempo se muestra a continuación:



**Gráfico 4.2: Derivada de Bourdet correspondiente al cierre N° 3, PAS-1 P1**

De acuerdo a la representación gráfica anterior, es posible decir que se logra tener un flujo radial en un tiempo comprendido entre 0,15 y 0,55 horas, tiempo a partir del cual se observa una caída de la pendiente con tendencia a cero, hecho que permitió inferir la presencia de un límite con mantenimiento de presión constante que pudiera estar asociado a un acuífero por tratarse de un pozo de gas. La selección de este modelo se ve sustentada con lo establecido por Bourdet, D. (2002), donde representa gráficamente el comportamiento de este caso de la siguiente manera:



**Gráfico 4.3: Respuesta de la presión y su derivada para un pozo ubicado cerca de un límite con mantenimiento de presión constante.**

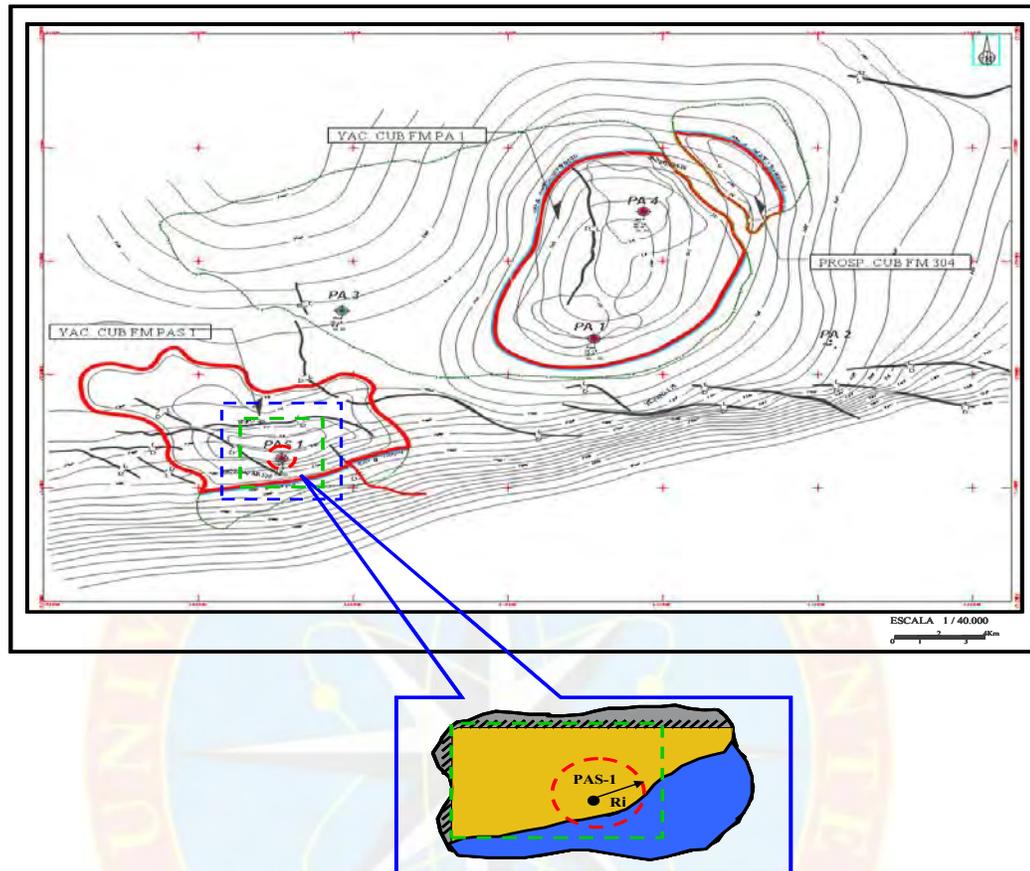
**Fuente: Bourdet, D. (2002)**

Bourdet, D., (2002), refiere sobre este comportamiento gráfico, que tanto en períodos de declinación (drawdown) como en cierre (build-up), la presión estabiliza y la pendiente tiende a caer a cero cuando la influencia de los límites de presión constante es sentida.

➤ **Análisis del período representativo. Cierre N° 3**

- **Análisis Log-Log**

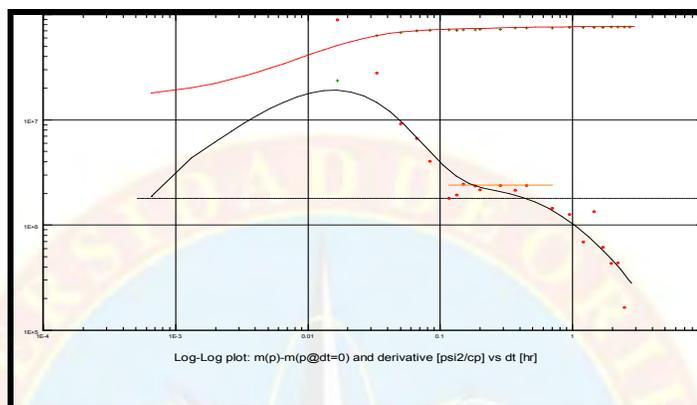
De acuerdo a lo planteado en párrafos anteriores y observando el comportamiento teórico dado para un yacimiento influenciado por un acuífero, se decidió establecer un modelo para el cotejo con la prueba PAS-1 P1 con las siguientes características: pozo vertical, yacimiento homogéneo y un sistema con mantenimiento de presión constante por el sureste. Se consideró el uso de este modelo de límite al observar el mapa isópaco-estructural de la arena CUB FM donde el yacimiento correspondiente podría estar influenciado por la acción del acuífero a través de los límites ya nombrados (ver figura 4.5). En el apéndice B, están ilustradas las ventanas del programa correspondientes a las condiciones de ajuste.



**Figura 4.5: Modelo representativo de las condiciones planteadas para el cotejo de la prueba PAS-1 P1.**

Es importante destacar que a pesar de observarse la presencia de fallas en la vecindad del pozo tanto por mapas isópaco-estructurales así como por cortes sísmicos, no se detecta la presencia de las mismas según el comportamiento de la derivada, situación que se debe a que el radio de investigación no alcanzó la distancia a la cual se ubican los eventos geológicos mencionados. Inclusive, si el radio de investigación sintió los efectos de estos límites (fallas), la influencia del acuífero pudo ocultar su presencia. Se debe destacar que asumir la presencia del límite de mantenimiento de presión es producto de considerar la caída de los puntos en la derivada con tendencia a cero por más de medio ciclo logarítmico (ver gráfico 4.4).

El resultado gráfico del cotejo de la derivada de presión se muestra a continuación:



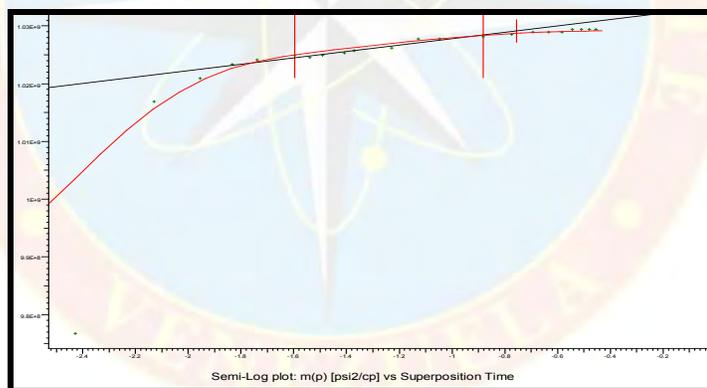
**Gráfico 4.4: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicada al período de restauración N° 3, prueba PAS-1 P1.**

Los resultados obtenidos del análisis de la derivada de presión son los siguientes: daño total  $S=9$ , coeficiente de almacenamiento  $C=0,075$  bbls/lpc y efectos del flujo no Darciano  $D=0,1$  1/MMPCND para el período analizado; igualmente, la acción del límite con mantenimiento de presión constante se detectó a distancias de 125 pies por el Sur y 150 pies por el Este. El valor de la capacidad de flujo obtenida fue de 5.300 mD.pie, lo que se traduce en una permeabilidad de 67,9 mD, cuyo valor corresponde a un espesor de arena neta gasífera de 78 pies, el cual fue un valor otorgado por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos. El daño total obtenido fue medianamente alto, si se considera que la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos establece que valores altos de este parámetro son aquellos que estén por encima de diez, posiblemente como consecuencia de las operaciones de perforación y cañoneo del pozo.

El valor de compresibilidad total introducido al programa fue de  $4,42 \times 10^{-6}$  lpc<sup>-1</sup> y se calculó por medio de la correlación de Newman para arenas no consolidadas. Con respecto a este valor se debe resaltar que genera cierto margen de error puesto que no se conoce una correlación que determine con mayor rango de certeza la compresibilidad de una roca poco consolidada como las existentes en los campos del Proyecto Mariscal Sucre; esto impactaría de manera directa en la determinación precisa de las distancias alcanzadas por el transiente de presión.

#### - Análisis Semi-log

A continuación se muestra el gráfico semi-log generado para el cálculo de la presión del yacimiento para la prueba de pozo en estudio:



**Gráfico 4.5: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento (P\*), prueba PAS-1 P1**

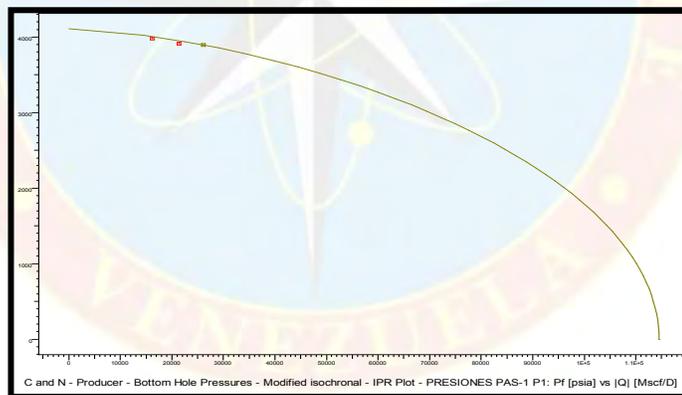
El valor de la presión P\* (en este caso asumida como presión de yacimiento) fue de 4111,89 lpc<sub>a</sub>, en base al cual se determinaron las caídas de presión de fondo para cada período de flujo (ver tabla 4.5). Otros resultados globales del análisis semi-log se muestran en el apéndice D.

**Tabla 4.5: Caídas de presión en los períodos de flujo de la prueba PAS-1 P1.**

Reductor (1/64")	Tiempo (hrs)	Pw (lpca)	Caída de presión (lpca)	Qg (MMPCND)
18	2,75	4.070	41,89	9,9
Cerrado	3,25	4.104		
24	3	3.982	129,89	16,142
Cerrado	3	4.103		
30	3	3.912	199,89	21,592
Cerrado	5	4.102		
36	6	3.896	215,89	26,09

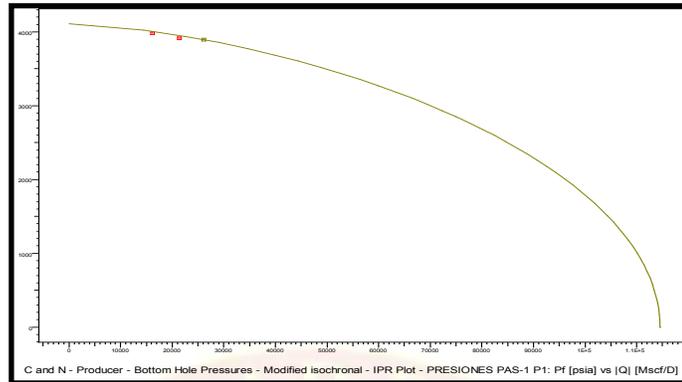
### - Cálculo de AOF por pruebas de presión

El cálculo del AOF se realizó mediante dos métodos cuyas ecuaciones se disponen en el programa Saphir; ellos son: “método de C y n” y el “método LIT”. El gráfico 4.6 muestra la curva IPR correspondiente al método “C y n”.



**Gráfico 4.6: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PAS-1 P1.**

El valor de AOF estimado mediante este método es de 114,535 MMPCND. Por otra parte, el método LIT otorgó un valor de AOF mayor que el obtenido por el método anterior; éste se cifra en 129,925 MMPCND. En la gráfica 4.7 se muestra la curva IPR de donde se extrajo este último valor.

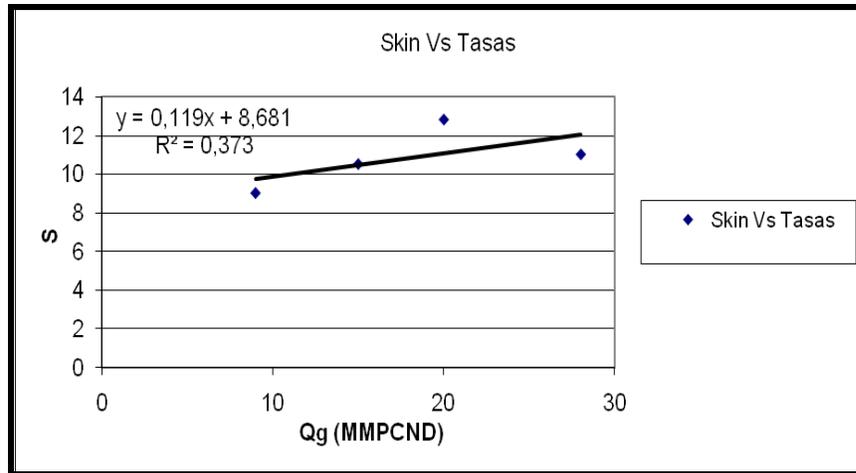


**Gráfico 4.7: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PAS-1 P1.**

De acuerdo a los resultados presentados, se puede decir que no existe una marcada diferencia en cuanto a valores de AOF para los valores obtenidos por ambos métodos de cálculo; esta diferencia oscila en 15 MMPCND. No resulta válido considerar a este intervalo como potencialmente productor debido a que los valores de AOF son medianamente bajos, si se toma en cuenta que la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos establece que un valor alto de AOF debe estar por encima de los 350 MMPCND.

#### **- Determinación del daño mecánico**

Para estimar el valor del daño mecánico fueron graficados los valores de daño (S) en función de las tasas obtenidas en la prueba para cada período de flujo. El intercepto con el eje “y” otorgó el valor del daño mecánico ( $S_0$ ), el cual se cifró en 8,681, mientras que la pendiente de la recta permite determinar el valor del flujo no Darciano (D), cuyo valor fue de 0,119 1/MMPCND. En base a estos valores, se puede afirmar que la mayor contribución al daño total, y por ende a las caídas de presión, viene dada por el daño mecánico. El efecto de turbulencia obtenido mediante este procedimiento es muy parecido al estimado a través de la interpretación de la derivada de Bourdet (0,1 1/MMPCND).

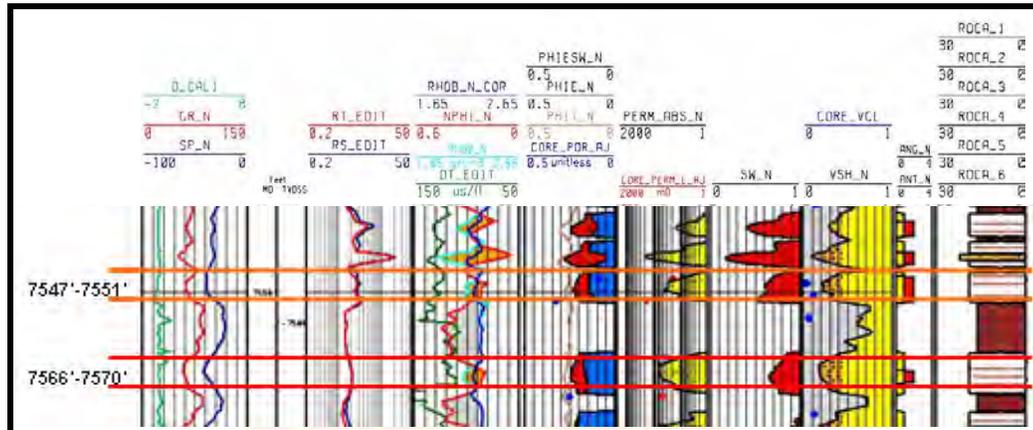


**Gráfico 4.8: Gráfico de Skin Vs Tasas de la prueba PAS-1 P1.**

**4.2.1.2 Prueba 2. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.566-7.570 pies, 7.547-7.551 pies (MD)**

➤ **Vista global de la prueba**

Para la realización de esta prueba se llevó a cabo una evaluación conjunta del intervalo previamente probado, en unión a un intervalo superior a éste (7.547-7.551 pies), lo que implica un espesor abierto al flujo de 8 pies de arena. La siguiente figura muestra una sección de registro compuesto perteneciente a la zona evaluada en esta prueba:



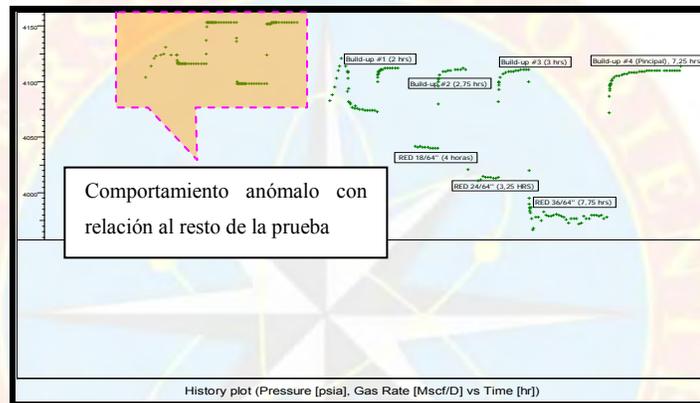
**Figura 4.6: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.566-7.570 pies, 7.547-7.551 pies.**

**Fuente: Fuente: Gómez, E. (2011)**

La prueba realizada fue del tipo isocronal modificada con una tasa máxima registrada de 26,53 MMPCND para un reductor de 36/64 pulgadas. Es posible decir que en todos los períodos de restauración previos al flujo extendido se logró una buena estabilización de la presión. A pesar de no presentar un largo tiempo de cierre, como sucede generalmente para un build-up principal, se tomó como objeto de análisis el cierre final (build-up N<sup>o</sup> 4) por poseer, al igual que los períodos de cierre previos, buenas características de estabilización. Para el análisis de esta prueba fue calculado un valor de compresibilidad total a través de la correlación de Newman para arenas no consolidadas, el cual se cifró en  $4,42 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ , y era necesario durante la inicialización en el programa de análisis de pruebas de presión.

Se hace notoria la presencia de un comportamiento anómalo durante el período de limpieza que no presenta una secuencia lógica con relación al resto de la prueba, el cual está asociado, según el informe técnico de Sucre Gas S.A, “Gas Resource of the Norte de Paria Block Offshore, Northeast Venezuela”, en su apéndice 3 “Production and Pressure Test análisis”, a un cambio del sensor que se usó al inicio de la prueba

PAS-1 P2 (medidor electrónico HP) por un medidor AMERADA, afectando por lo tanto los valores de presión de fondo registrados debido al cambio de resolución; esta situación crea incertidumbre acerca del valor de presión inicial que pueda obtenerse por lo que se recomienda tener precaución si se desea tomar en cuenta para realizar un modelado de presiones del campo. La siguiente gráfica muestra la secuencia de los períodos de flujo y cierre, así como el comportamiento anómalo al que ya se hizo referencia.

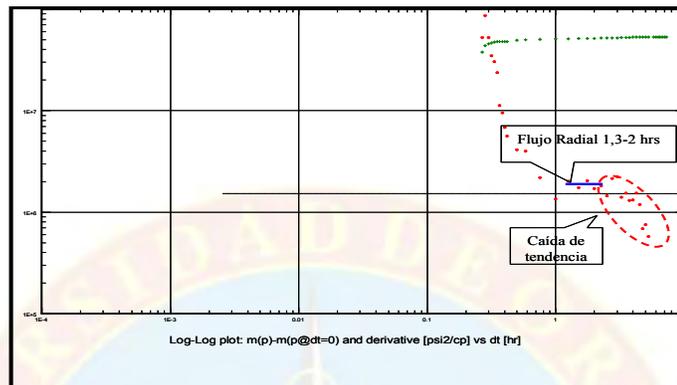


**Gráfico 4.9: Secuencia de períodos de flujo y cierre de la prueba PAS-1 P2**

#### ➤ Selección del Modelo

Tal como se dijo anteriormente, el cierre principal posee buenas características de estabilización, razón por la cual se decidió realizar el análisis de esta segunda prueba al pozo PAS-1 considerando su estudio. Según su comportamiento gráfico (Ver gráfico 4.10), se logra alcanzar un flujo radial en un tiempo comprendido desde las 1,3 a las 2 horas, tiempo a partir del cual ocurre una caída de la pendiente horizontal. Basándose en el análisis hecho para el caso anterior, entonces resultó válido asumir la influencia de un efecto de mantenimiento de presión asociado a un acuífero y corroborar así su existencia. Una vez más resulta preciso traer a considerar

lo establecido por Bourdet, D. (2002), quien representa gráficamente el comportamiento de este caso según el gráfico 4.3.



**Gráfico 4.10: Derivada de Bourdet correspondiente al cierre N° 3, PAS-1 P2**

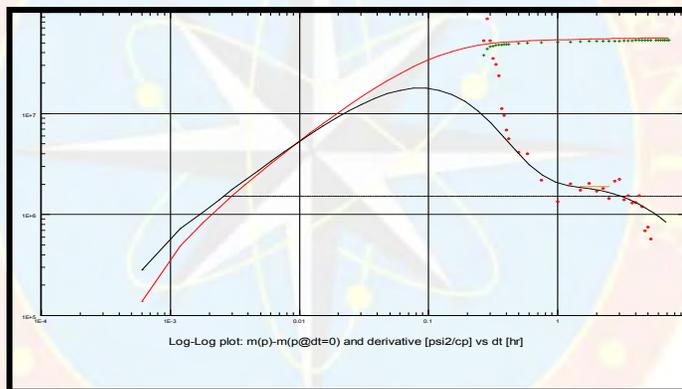
➤ **Análisis del período representativo. Build-up N° 4 (Cierre final)**

- **Análisis Log-Log**

Según lo citado en el párrafo anterior se tuvieron indicios, al igual que en la prueba PAS-1 P1, de la existencia de un límite de mantenimiento de presión constante (acuífero), motivo por el cual se decidió tomar a este sistema como punto de partida para el cotejo del modelo. En este caso se consideraron las mismas condiciones que en el caso anterior como una medida para verificar el escenario previo: pozo vertical, yacimiento homogéneo y una acción del acuífero por el sureste; esta última condición viene dada por lo planteado también en la primera prueba al observar la figura 4.5.

Por otra parte, se aprecia que existe una diferencia en cuanto al tiempo en el que se alcanza el flujo radial en ambas pruebas. En la primera prueba se logró alcanzar el

flujo radial en un lapso comprendido entre 0,15-0,55 horas, mientras que en la segunda prueba entre las 1,3-2 horas. Esta situación fue provocada por la intrusión de un nuevo fluido a producción (agua) al probarse con un reductor de 36/64 pulgadas; se reportaron 51,8 BPD. Esto se traduce en una modificación de la capacidad de flujo debido a que el transiente encontró nuevas condiciones que debía vencer para poder alcanzar el mencionado flujo radial. Es de resaltar también que las distancias cotejadas en la segunda prueba (375 pies por el sur y 450 pies por el este) son mayores que las obtenidas en la primera (125 pies por el sur y 150 pies por el este), factor que pudo darse por la causa ya mencionada. La siguiente gráfica muestra el ajuste que se tuvo con la data real.



**Gráfico 4.11: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicada al período de restauración N° 3, prueba PAS-1 P2**

Los resultados obtenidos del cotejo entre el modelo teórico de la derivada con el comportamiento real de la prueba son los siguientes: un coeficiente de almacenamiento (C) de 0,053 bbl/lpc, un daño total (S) de 9 y un valor de flujo no Darciano de 0,1 1/MMPCND. Los valores de las distancias hasta el evento determinado, están citados en el párrafo anterior.

La permeabilidad obtenida en esta prueba es de 100 mD para el mismo valor de arena neta gasífera (78 pies), aproximadamente 30 mD más que en la prueba PAS-1

P1, lo que permite afirmar que el intervalo superior abierto en esta prueba (7.547-7.551 pies) presenta mejores propiedades petrofísicas que el intervalo inferior (7.566-7.570 pies). Esto se deduce debido a que la permeabilidad se considera como un promedio de ambas zonas en vista de ser probadas en conjunto y al poseer una de ellas (la superior) mejores propiedades, eleva el valor de permeabilidad que se obtuvo para el intervalo inferior.

Se deduce que la producción de agua que se tuvo durante esta prueba fue aportada por el intervalo inferior, el cual, por poseer propiedades petrofísicas más bajas sufrió mayores caídas de presión en la prueba PAS-1 P1 al compararse con la prueba PAS-1 P2 cuando se probaron ambos intervalos. Por otra parte, se infiere que durante la primera prueba ya existía un aporte de agua por parte de la arena inferior, sólo que las partículas de la mezcla no poseían la velocidad suficiente como para llegar a superficie debido a que el gas no poseía un frente de barrido efectivo (poca capacidad de arrastre) provocando una posible acumulación de líquido en el fondo del pozo. Una vez que el intervalo superior (con mejores propiedades petrofísicas) es puesto a producción, el aporte de energía a nivel de la cara de la arena es mayor y por lo tanto se da un aumento en la velocidad de la mezcla en la tubería permitiendo entonces que el agua (baches) pueda llegar hasta superficie contabilizándose así el volumen de agua registrado (51,8 BPD). Esta situación podría quedar evidenciada si se observa que las caídas de presión desde fondo a cabezal aumentan en 207 lpca al comparar la segunda prueba con la primera, producto de la carga de líquido que suman las partículas (baches) de agua lo que conduce a un mayor gasto de energía para el transporte de la mezcla dentro de la tubería. La tabla 4.6 muestra los valores de presión de cabezal registrados para ambas pruebas con un reductor de 36/64 pulgadas (con el cual se reportó la producción de agua en la prueba PAS-1 P2) y la diferencia exacta entre ellas.

**Tabla 4.6: Diferencia de las caídas de presión de fondo a cabezal en las prueba PAS-1 P1 y PAS-1 P2**

	$P_{\text{fondo}} \text{ (lpca)}$	$P_{\text{Cabezal}} \text{ (lpca)}$	$\Delta p_{\text{fonfo-cabezal}} \text{ (lpca)}$
PAS-1 P1	3.909	2.696	1.213
PAS-1 P2	3.979	2.559	1.420
		$\Delta p_{\text{fonfo-cabezal}} \text{ (P1-P2)} \text{ (lpca)}$	207

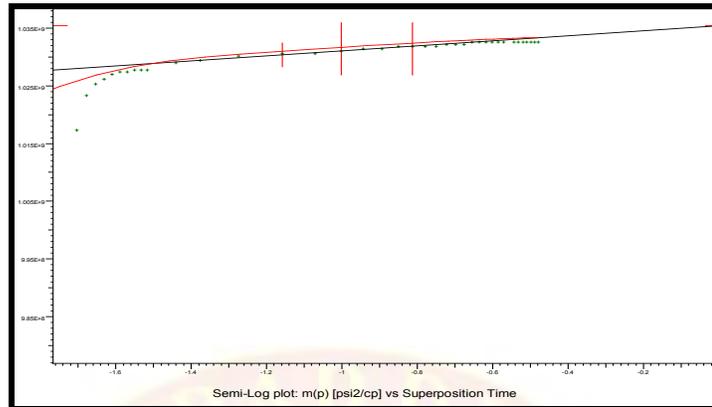
Resulta válido considerar el análisis hecho por la compañía Lagoven, S.A, quienes reflejan en el resumen de la prueba, valores de gradientes estáticos tomados en el pozo a diferentes profundidades (ver tabla 4.7). El gradiente estático registrado a la profundidad de 7.600-7.625 pies es indicativo de la presencia de agua en el fondo del pozo, lo que corrobora la existencia de acumulación de líquido. El gradiente inmediato superior es indicativo de una transición, es decir, que probablemente el nivel de fluido (agua) se encuentre por encima del intervalo inferior (7.566-7.570 pies) probado en la prueba PAS-1 P2. Por último, los gradientes tomados en las zonas superiores son representativos de la presencia de zonas netamente gasíferas.

**Tabla 4.7: Gradientes estáticos tomados durante la prueba PAS-1 P2**

INTERVALOS (TVD) (pies)	GRADIENTE ESTÁTICO (lpca/pie)
7.450-7.500	0,0464
7.500-7.550	0,0734
7.550-7.600	0,3392
7.600-7.625	0,6480

#### - Análisis Semi-log

El valor de la presión  $P^*$  (presión de yacimiento) fue calculada con la extrapolación de la pendiente en el gráfico semi-log, tal como se muestra a continuación:



**Gráfico 4.12: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), Prueba PAS-1 P2**

La presión de yacimiento ( $P^*$ ) obtenida es de 4116,89 lpca. En base a este valor, fueron determinadas las caídas de presión de fondo para cada reductor usado en los distintos períodos de flujo llevados a cabo en esta prueba, las cuales fueron consideradas como relativamente buenas por no exceder los 150 lpca.

**Tabla 4.8: Caídas de presión en los períodos de flujo realizados en la prueba PAS-1 P2**

Reductor (1/64 pulgadas)	Tiempo (hrs)	Pw (lpca)	Caída de presión (lpca)	Qg (MMPCND)
Cerrado	8	4.114	---	---
18	3	4.073	43,89	9,96
Cerrado	3	4.113	---	---
24	3	4.040	76,89	16,61
Cerrado	3	4.111	---	---
30	3	4.014	102,89	21,44
Cerrado	3	4.111	---	---
36	8	3.979	137,89	26,53
Cerrado	7	4.110	---	---

- Cálculo de AOF por pruebas de presión

El valor de AOF para la prueba PAS-1 P2, también fue determinado por medio de los métodos “C y n” y “LIT”. Las curvas IPR generadas por el primer método mencionado se ubican en el apéndice E. El valor de AOF según este método es de 276,273 MMPCND (potencial máximo de producción).

Por otra parte, el método LIT otorgó un valor de AOF menor que el obtenido por el método anterior; éste se cifra en 187,888 MMPCND. En el apéndice G, se ubican las curvas IPR generadas por este método para las pruebas interpretadas.

Los valores obtenidos por ambos métodos permiten inferir que los intervalos probados representan zonas de mediano potencial productivo. Más adelante será definida la ecuación para el cálculo de AOF según los resultados estimados durante el desarrollo de los objetivos.

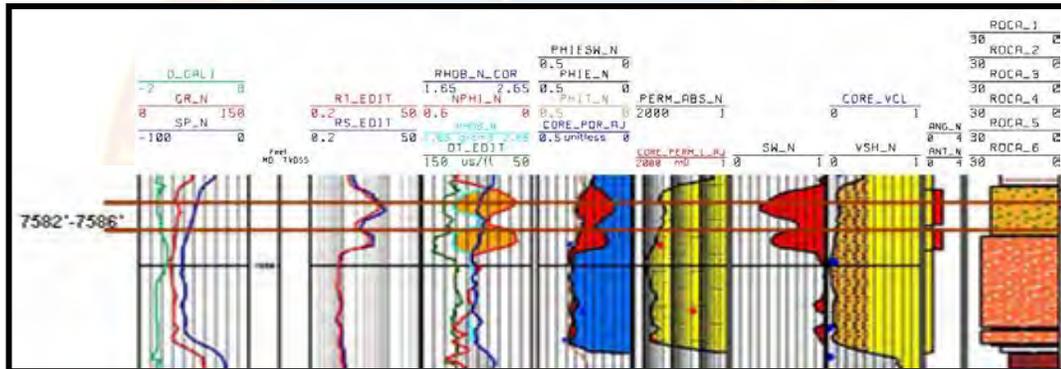
#### **- Determinación del daño mecánico**

Para estimar el valor del daño mecánico se ejecutó el mismo procedimiento que en el caso correspondiente a la prueba anterior. Las gráficas de Daño Vs Tasas correspondientes a cada una de las pruebas se muestran en el apéndice K. El valor del daño mecánico ( $S_o$ ) obtenido fue 6,446 mientras que el valor del flujo no Darciano (D), fue de 0,099 1/MMPCND. En base a estos valores, se puede afirmar que la mayor contribución al daño total, y por lo tanto a las caídas de presión, viene dada por el daño mecánico. El valor del efecto de turbulencia estimado es muy parecido al generado a través de la interpretación de la gráfica de la derivada de presión (0,1 MMPCND).

#### 4.2.1.3 Prueba 3. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.582-7.586 pies (MD)

##### ➤ Vista global de la prueba:

La prueba realizada fue del tipo isocronal modificada para la que se cañonearon 4 pies de la arena neta gasífera del yacimiento CUB FM PAS-1. En la siguiente figura se visualiza una sección de registro donde se representa el intervalo cañoneado:

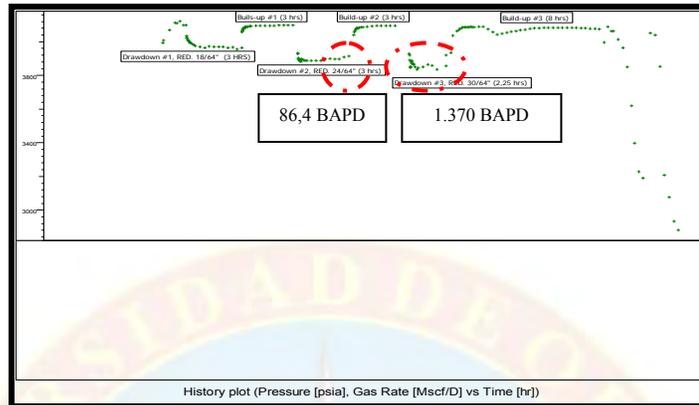


**Figura 4.7: Sección de registro compuesto para el intervalo 7.582-7.586 pies.**

**Fuente: Gómez, E. (2011)**

La máxima tasa de gas registrada fue de 13,39 MMPCND con un reductor de 24/64 pulgadas, para el cual comenzó a tenerse producción de agua a una tasa de 86,4 BPD. Los dos primeros períodos de flujo y cierre tuvieron una duración aproximada de 3 horas cada uno, mientras que la última declinación se llevó a cabo durante 2,25 horas a partir de las cuales se realizó un cierre de pozo debido a una fuga en una válvula del separador provocada por la alta producción de agua (1.370 BPD) registrada durante este período (RED. 30/64 pulgadas). Se observa una dispersión en los puntos de los dos últimos períodos de declinación, situación que fue causada por

la intrusión del agua a producción; Igualmente se puede visualizar que no se llevó a cabo un flujo extendido.

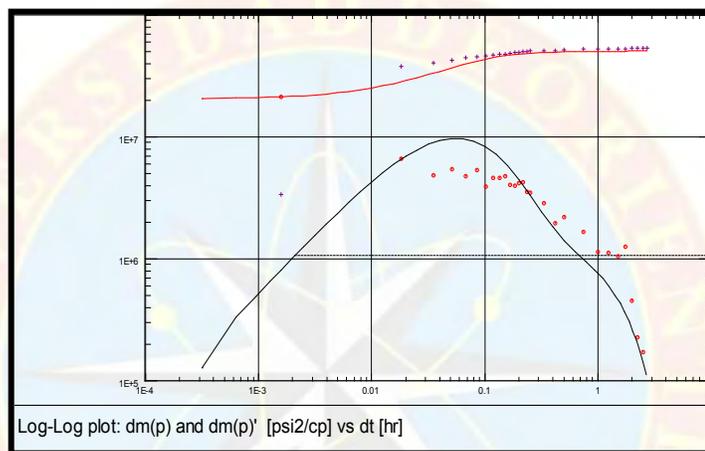


**Gráfico 4.13: Secuencia de los períodos de flujo y cierre correspondientes a la prueba PAS-1 P3**

Esta prueba no pudo ser analizada según los métodos gráficos establecidos por Saphir (log-log y semi-log) debido a que los puntos derivados de presión resultantes del estudio de cada uno de los períodos de flujo y cierre, no fueron suficientes para establecer una interpretación de la prueba que garantizara la obtención de los parámetros de yacimientos y la determinación de la presencia de algún efecto de borde.

El período con la mayor cantidad de puntos derivados fue el build-up N° 1, sin embargo, éste presentó una tendencia en la derivada de Bourdet que sólo permitiría establecer el cotejo de las condiciones de pozo (ver gráfico 4.14), sin llegar a observarse un flujo estabilizado. A pesar de esto, se consideró válido hacer referencia de esta prueba y de su historia de producción, debido a que permite validar la existencia del límite con mantenimiento de presión constante que ya se ha interpretado en las pruebas anteriores. Igualmente, permite corroborar la cercanía del intervalo probado con el mencionado evento, cuestión que puede ser explicada si se toma en cuenta que esta prueba fue la más profunda de todas las realizadas al pozo

PAS-1. De la misma forma, existen otros elementos que permiten certificar que se trata de una zona cercana al acuífero interpretado, y por ende el alto aporte de agua; entre estos se cuentan, la visualización en la sección del registro compuesto (ver figura 4.7) de las altas saturaciones de agua a nivel de la zona subyacente al intervalo probado, la cual representa el área con la mayor saturación de agua con respecto a las demás secciones probadas.



**Gráfico 4.14: Gráfica diagnóstico tipo Log-Log aplicado al cierre N° 1, PAS-1 P3**

También, se encuentran los gradientes estáticos tomados durante la realización de esta prueba, los cuales son característicos de zonas de agua a las profundidades referidas (tabla 4.9) y finalmente las altas tasas de agua obtenidas al probar con los reductores de 24/64 pulgadas y 30/64 pulgadas que ya fueron mencionadas.

**Tabla 4.9: Gradientes estáticos tomados durante la prueba PAS-1 P3**

INTERVALOS (TVD) (pies)	GRADIENTE ESTÁTICO (lpc/pie)
7.350-7.320	0,4120
7.350-7.450	0,4982
7.450-7.490	0,5092
7.610-7.630	0,6872

Si se comparan los gradientes mostrados en esta tabla con los que fueron tomados en la prueba PAS-1 P2 (tabla 4.7), se observa que los valores de los gradientes aumentaron pasando de registrar valores característicos de zonas de gas a tomar valores característicos de zonas de agua, lo que implica que el nivel de este líquido aumentó dentro de la tubería. Esto se evidenció en el intervalo 7.450-7.500 pies donde el valor del gradiente estático fue de 0,0764 lpc/pie (zona con presencia de gas) para la prueba PAS-1 P2, mientras que para la prueba PAS-1 P3 en el intervalo correspondiente a las profundidades de 7.450-7.490 pies su valor fue de 0,5092 lpc/pie (característico de zona de agua). Así se comprueba la ocurrencia de acumulación de líquido en el pozo, tal cual ocurrió en la segunda prueba interpretada (PAS-1 P2).

#### - **Cálculo de AOF por pruebas de presión**

Debido a que para determinar el AOF no se requiere del conocimiento de valores resultantes del proceso interpretativo de la prueba, se continuó ejecutando su cálculo a través de los dos únicos métodos disponibles en el programa Saphir (métodos “C y n” y “LIT”).

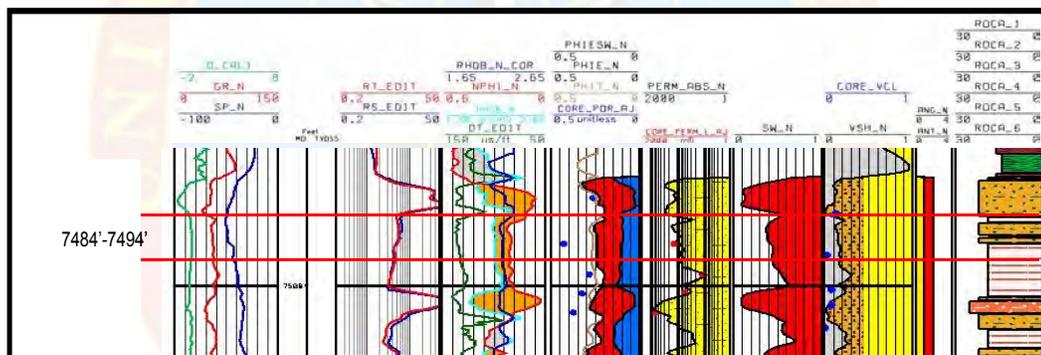
El valor de potencial de flujo abierto absoluto estimado mediante el método “C y n”, fue de 33,4882 MMPCND, mientras que el resultado obtenido a través del método “LIT” se cifró en 27,8472 MMPCND.

Ambos métodos de cálculo de AOF arrojaron valores muy bajos, por lo que puede decirse que el intervalo probado no representa una zona potencialmente productora, cuestión que quedó evidenciada con las bajas tasas de gas obtenidas durante esta prueba (PAS-1 P3).

#### 4.2.1.4 Prueba 4. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.484-7.494 pies (MD)

##### ➤ Vista global de la prueba:

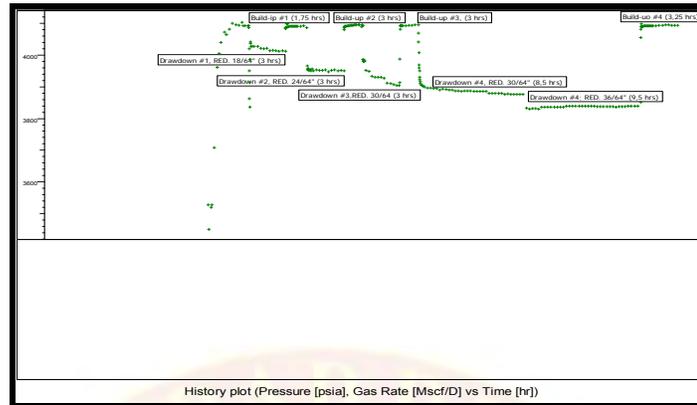
Fueron cañoneados 10 pies de arena neta gasífera correspondiente al yacimiento CUB FM PAS-1 para llevar a cabo una prueba del tipo isocronal. La siguiente figura muestra la sección de un registro compuesto correspondiente al intervalo probado en esta prueba. El valor de la compresibilidad total calculado mediante la correlación de Newman fue de  $4,42 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ .



**Figura 4.8: Sección de registro compuesto para el intervalo 7.484-7.494 pies.**

**Fuente: Gómez, E. (2011)**

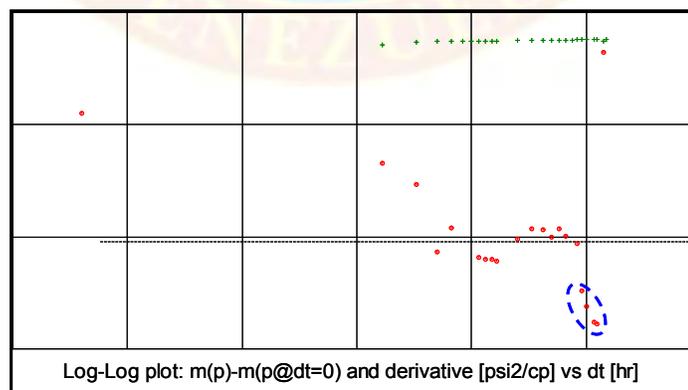
Los tres primeros períodos de flujo tuvieron una duración de 3 horas aproximadamente, mientras que los períodos de restauración correspondientes a los mismos se llevaron a cabo por un tiempo de 1,75 horas. La prueba contó con la realización de un flujo extendido por un tiempo de 18 horas, durante el cual se ejecutó un cambio de reductor (ver gráfico 4.15). A pesar de haber realizado este último flujo, la prueba no contó con un período de restauración principal; el último cierre tuvo una duración de 3,25 horas.



**Gráfico 4.15: Secuencia de los períodos de cierre y flujo correspondientes a la prueba PAS-1 P4**

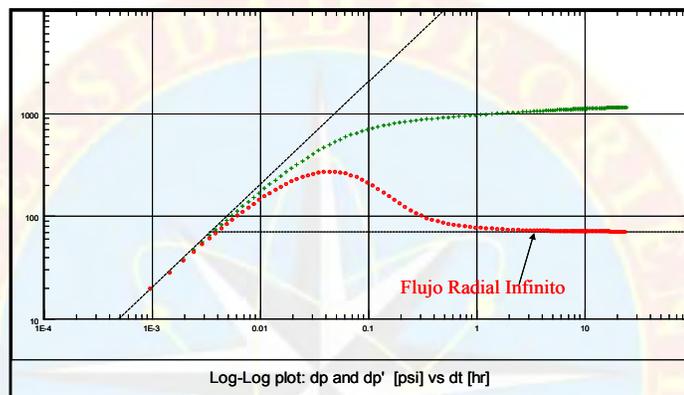
➤ **Selección del modelo:**

Todos los build-up ejecutados lograron restaurar la presión rápidamente, sin embargo, sólo los períodos de cierre N° 1 y N° 2, lograron alcanzar una estabilidad en sus puntos. Para la interpretación de esta prueba, se escogió el build-up N° 2 para ser analizado debido a que es el que presentó la mejor tendencia para el ajuste del modelo. La gráfica de la derivada de presión correspondiente a este período de restauración se muestra a continuación:



**Gráfico 4.16: Derivada de Bourdet para el cierre N° 2, prueba PAS-1 P4**

Los puntos encerrados en el círculo azul (ver gráfico 4.16) no fueron tomados en cuenta para el ajuste debido a que se asume que presentaron una caída muy repentina con respecto a la tendencia que mantenían puntos previos a estos; este comportamiento está asociado a posibles movimientos en el sensor. Entonces, si se dejan de considerar, es válido asumir estar en presencia de un sistema infinito (ver gráfico 4.17).



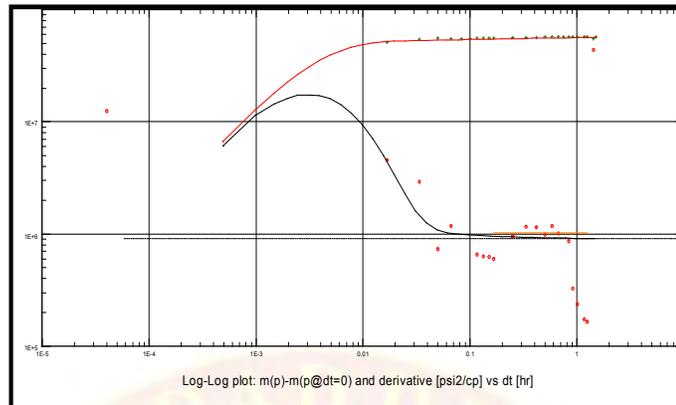
**Gráfico 4.17: Comportamiento teórico de un sistema con límite infinito**  
**Fuente: Rossitto, D. (2010).**

Considerando lo dicho previamente, se decidió establecer un modelo para el ajuste con las siguientes características: pozo vertical, yacimiento homogéneo, límite infinito.

➤ **Análisis del período representativo. Cierre N° 2**

**- Análisis Log-Log**

El comportamiento gráfico de la derivada de presión obtenido del ajuste hecho al seleccionar el modelo citado anteriormente se muestra en el gráfico 4.18.



**Gráfico 4.18: Gráfico diagnóstico tipo Log-Log aplicado al cierre N° 2, PAS-1 P4**

Es importante resaltar que todas las pruebas analizadas anteriormente dieron indicios de la presencia de un límite con mantenimiento de presión constante, sin embargo esta prueba difiere de las demás. Esto pudo ser provocado porque el cierre analizado no tuvo el tiempo suficiente (1,5 horas) en comparación con el período de declinación previo (3 horas), por lo tanto no pudo ser investigada la misma área alcanzada a perturbarse por el transiente de presión en ese período de declinación, lo que impidió que pudiese observarse el efecto del límite con mantenimiento de presión constante o cualquier otro evento geológico cercano al pozo. Además, hay que recordar que esta prueba (PAS-1 P4) fue una de las más someras que se realizaron en la arena CUB FM, por lo tanto el transiente de presión requería un mayor tiempo para lograr alcanzar la distancia al mencionado límite.

Los resultados obtenidos del análisis al gráfico log-log son: daño total  $S=22$ , coeficiente de almacenamiento de  $C=0,0121$  bbl/lpc y el flujo no Darciano  $D=0,1$  1/MMPCND. El valor de la capacidad de flujo fue de 7.530 mD.pie que se traduce en un valor permeabilidad de 96,6 mD si se consideran los 78 pies de arena neta gasífera, el cual es un valor oscilante alrededor de los resultados estimados en las demás pruebas hechas a este yacimiento.

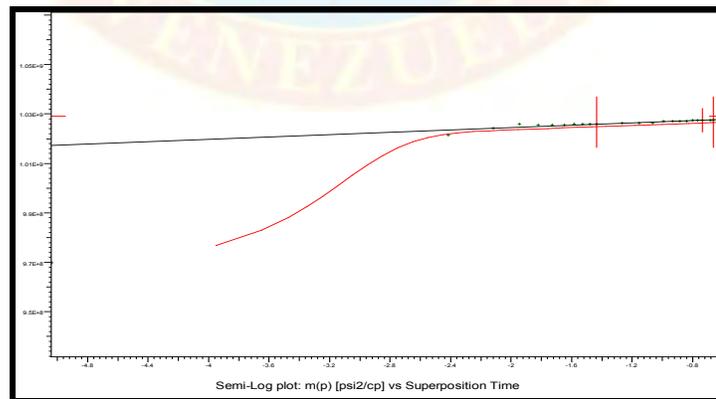
Los gradientes estáticos tomados durante esta prueba dan indicio de la existencia de zonas de gas únicamente (ver tabla 4.10), situación que quedó comprobada al obtenerse solamente este fluido durante la realización de la prueba.

**Tabla 4.10: Gradientes estáticos tomados durante la prueba PAS-1 P4**

INTERVALOS (TVD) (pies)	GRADIENTE ESTÁTICO (lpca/pie)
7.100-7.325	0,0760
7.325-7.350	0,0640
7.350-7.375	0,0768

- **Análisis semi-log**

La presión  $P^*$  obtenida mediante el método de Horner (ver gráfica 4.19) para este caso fue de 4099,18 lpca. Este valor de presión de yacimiento da indicios de una pequeña depleción en cuanto a valores obtenidos en pruebas anteriores. A partir de ella, fueron calculadas las caídas de presión correspondientes a cada período de flujo (ver tabla 4.11).



**Gráfico 4.19: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PAS-1 P4**

**Tabla 4.11: Caídas de presión para cada período de flujo realizado durante la prueba PAS-1 P4**

Reductor (1/64 pulgadas)	Tiempo (hrs)	Pw (lpca)	Caída de presión (lpca)	Qg (MMPCND)
Cerrado	4,75	4.092	---	---
18	3	4.014	85,18	9,36
Cerrado	1,75	4.073	---	---
24	3	3.951	148,18	15,34
Cerrado	1,5	4.095	---	---
30	3	3.915	184,18	18,9
Cerrado	1,5	4.095	---	---
36	9,5	3.840	259,18	25,87

Las altas caídas de presión pueden estar asociadas valor de permeabilidad obtenido, el cual pudo estar afectado por el alto daño de formación, lo que generó que el fluido requiriera un mayor gasto de energía para llegar al pozo.

#### - Cálculo de AOF por pruebas de presión

El valor del AOF determinado mediante el método “C y n” fue de 194,34 MMPCND, mientras que a través del método “LIT” su valor se cifró en 142,352 MMPCND. Se observa una diferencia considerable entre ambos valores, aproximadamente de 52 MMPCND. Además, resulta válido expresar que los valores de AOF de la zona probada se consideran medianamente bajos.

#### - Determinación del daño mecánico

El valor del daño mecánico ( $S_o$ ) obtenido fue 24,59 mientras que el valor del flujo no Darciano (D) fue de 0,144 1/MMPCND. En base a estos valores, se puede

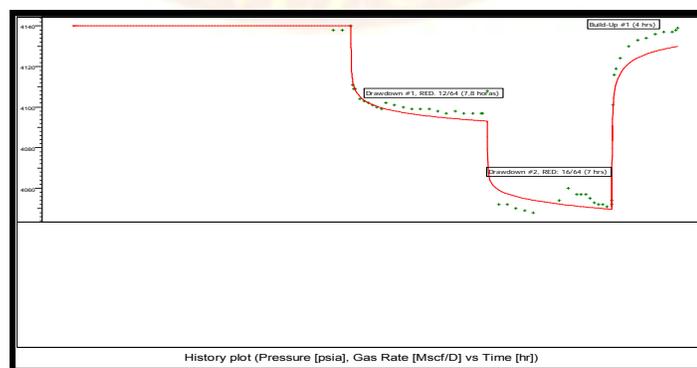
afirmar que la mayor contribución al daño total, y por ende a las caídas de presión, vino dada principalmente por el daño mecánico. El efecto de turbulencia obtenido mediante este procedimiento es muy parecido al obtenido a través de la interpretación de la derivada de Bourdet (0,1 1/MPCND).

#### 4.2.2 Pozo PA-3

##### 4.2.2.1 Prueba 2. Arena CUB FM PA-1. Intervalo 7.410-7.420 pies (MD).

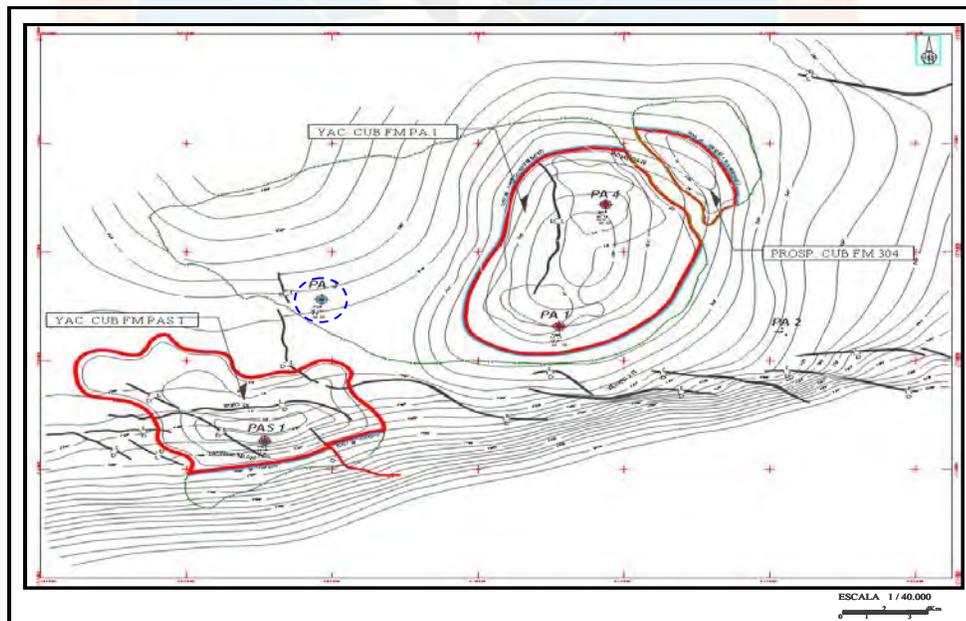
###### ➤ Vista global de la prueba

Durante la realización de esta prueba se reportaron bajas tasas de gas, siendo la más alta de ellas de 0,045 MMPCND. Cabe destacar que la prueba fue del tipo flujo tras flujo con una duración aproximada de 15 horas y solamente se probó con dos reductores (12/64 pulgadas y 16/64 pulgadas) debido a las altas tasas de agua de producción reportadas, las cuales fueron de 600 y 1.082 BPD con 15.600 ppm de Cl<sup>-</sup>, respectivamente. Posterior a estos flujos, se realizó un cierre que tuvo una duración de aproximadamente 4 horas. El valor de la compresibilidad total calculado mediante la correlación de Newman para arenas no consolidadas fue de  $1,185 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$ .



**Gráfico 4.20: Secuencia de los períodos de flujo y cierre, prueba PA-3 P2**

Se procedió a realizar la extracción del delta P para generar la tendencia de los puntos en la derivada de presión donde el mejor comportamiento y la mayor cantidad de puntos para el ajuste, se tuvieron en el único período de cierre realizado durante la prueba. Es importante destacar que el programa Saphir arrojó una limitante al impedir que pudiera realizarse el análisis log-log cuando se introdujo el alto corte de agua manejado durante la prueba PA-3 P2. Es por ello que se consideró que el pozo debe ser estudiado como un pozo de agua, tomando en cuenta que éste se ubica, según el siguiente mapa isópaco-estructural de la arena CUB FM, dentro de la zona de agua correspondiente al yacimiento CUB FM PA-1 (ver figura 4.9). Sin embargo, de acuerdo a la tendencia de los puntos de presión de la data real, sólo es posible inferir que se está en presencia de un sistema infinito tal y como se puede visualizar en el gráfico 4.21.



**Figura 4.9: Mapa isópaco-estructural de la arena CUB FM**

De poderse realizar la interpretación de esta prueba, es posible que el valor del radio investigado sea moderadamente pequeño debido a que entró en juego un nuevo

fluido (agua) que impidió que el transiente de presión viajara con mayor facilidad y pudiera provocar una mayor perturbación de la zona.

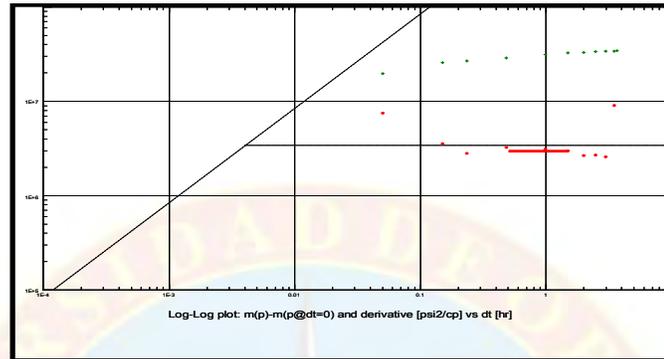


Gráfico 4.21: Derivada de Bourdet, período de cierre N° 1, prueba PA-3 P2

#### 4.2.2.2 Prueba 3. Yacimiento CUB FS PA-3. Intervalo 7.187-7.216 pies (MD)

##### ➤ Vista global de la prueba

La prueba realizada es del tipo isocronal y fueron cañoneados 29 de los 50 pies de arena neta gasífera. La compresibilidad total calculada fue de  $3,74 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$ .

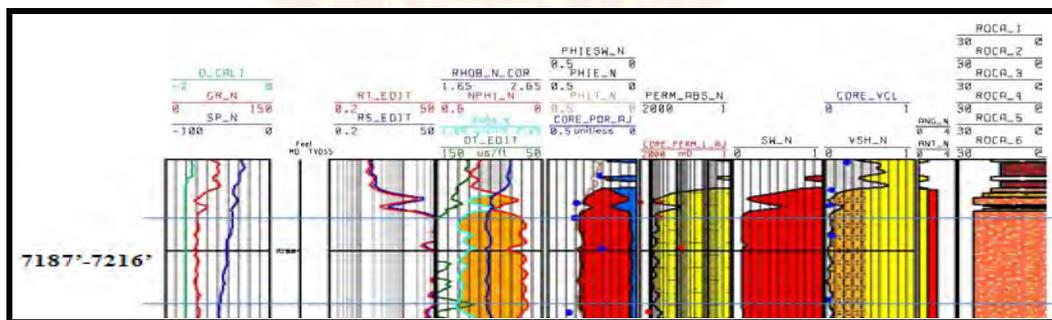
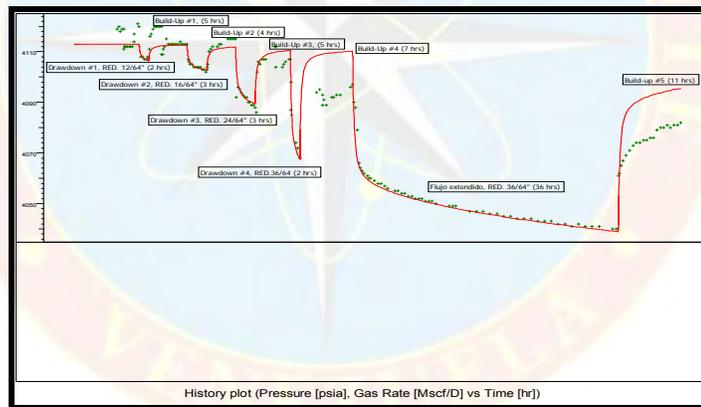


Figura 4.10: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.187-7.216 pies

Fuente: Gómez, E. (2011)

La prueba contó con la realización de un flujo extendido de casi 40 horas en el que se registró una producción de gas de 25,367 MMPCND, posterior al cual se ejecutó un cierre por un tiempo de 11 horas.

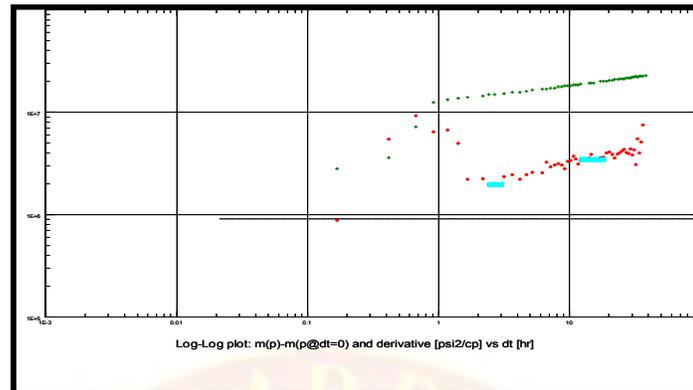
Aunque no es común, en este caso se escogió como objeto de interpretación, el comportamiento del transiente de presión durante el período de flujo extendido. Cabe destacar que los períodos de restauración anteriores al principal (build-up N° 5), no presentaron buena estabilización a pesar que algunos de ellos se efectuaron por un tiempo mayor a la declinación correspondiente, es decir, existió una progresiva caída de presión, factor que permitió entonces inferir el posible modelo que ajustara al comportamiento de la data real. La secuencia de la prueba PA-3 P3 se muestra seguidamente:



**Gráfico 4.22: Secuencia de los períodos de flujo y cierre correspondientes a la prueba PA-3 P3**

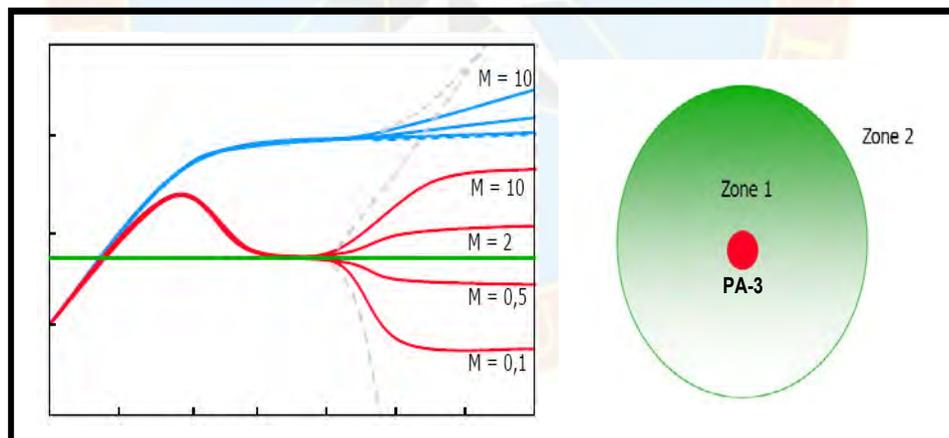
### ➤ Selección del modelo

La representación gráfica de la derivada de Bourdet para el flujo extendido de la prueba PA-3 P3 es la siguiente:



**Gráfico 4.23: Derivada de Bourdet correspondiente al flujo extendido, PA-3 P3**

La figura 4.11 muestra el comportamiento típico para un sistema radial compuesto en el que el transiente de presión identifica dos zonas donde, dependiendo de las propiedades de ellas, es posible definir una relación de movilidad y de difusividad.



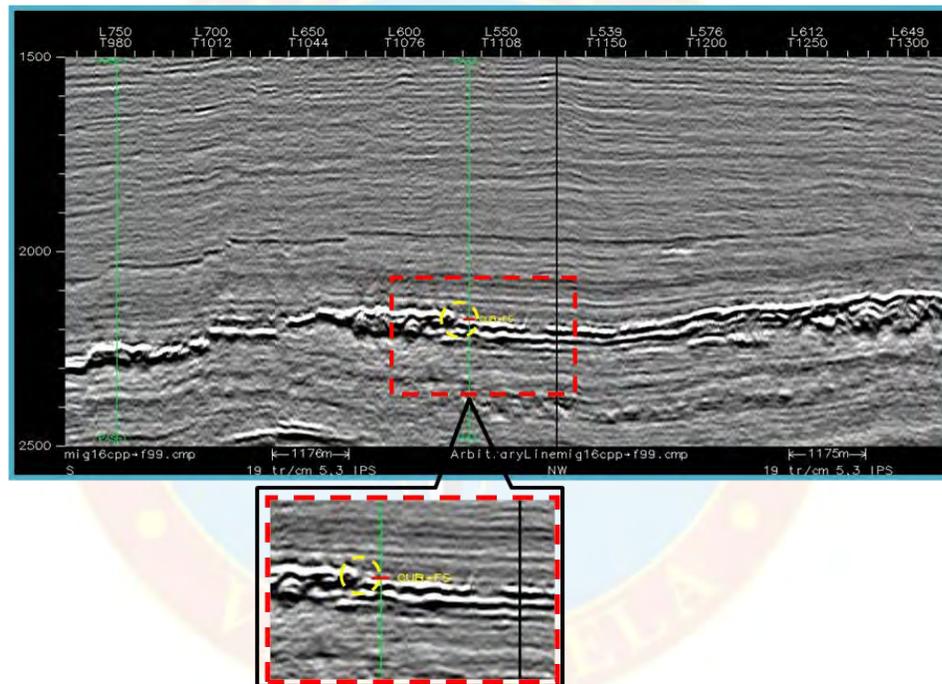
**Figura 4.11: Comportamiento teórico del modelo radial compuesto**

**Fuente: Rossitto, D. (2010)**

De acuerdo a lo visualizado en la tendencia de los datos reales, es posible decir que la primera zona identificada presenta mejores propiedades que la segunda zona, teniendo una relación de movilidad ( $M$ ) entre 2 y 10, entonces para el modelo

escogido se consideraron las siguientes condiciones: radial compuesto y un efecto de límite infinito.

La figura 4.12 muestra un corte sísmico entre 1.500 y 2.500 milisegundos Sur, Nor-Oeste, Este, donde se visualiza un cambio de facies y por lo tanto una modificación en la transmisibilidad, lo que implica que ha ocurrido un cambio en las propiedades petrofísicas.



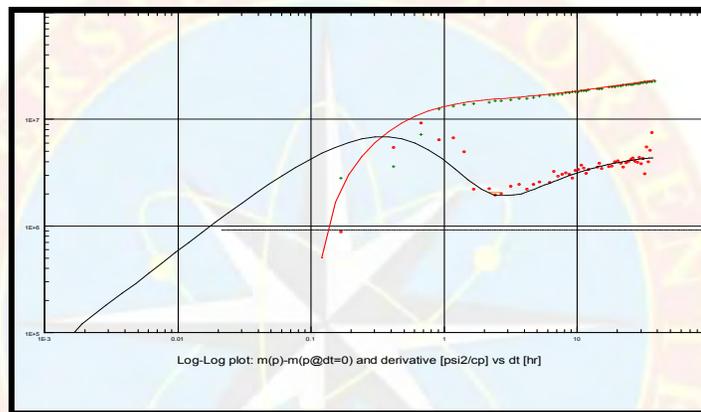
**Figura 4.12: Corte sísmico entre 1.500 y 2.500 milisegundos Sur, Nor-Oeste, Este del Campo Patao**

Este evento coincide con la distancia investigada por el transiente de presión, según los resultados otorgados por el programa para análisis de pruebas de presión utilizado en este trabajo de grado, la cual es de 458 pies (140 metros aproximadamente). A esta distancia se infiere el cambio de la zona uno a la zona dos.

➤ **Análisis del período representativo. Flujo extendido**

- **Análisis Log-Log**

El resultado del ajuste del modelo planteado con la data real se ve plasmado en la siguiente gráfica:



**Gráfico 4.24: Gráfica diagnostico tipo Log-Log aplicado al drawdown N° 5 (flujo extendido), PA-3 P3**

En base al comportamiento de la derivada y las características de los períodos de flujo y cierre mostrados en la secuencia de la prueba, es posible decir que la presión no restaura en el sistema producto de la entrada del transiente de presión a una segunda zona que se caracteriza por poseer bajas propiedades petrofísicas en comparación a la primera zona; esto provoca que la restauración de la presión, una vez hechos los cierres, sea más lenta y no se produzca una estabilización en los puntos registrados, debido a que el tránsito de presión requiere vencer un medio más compacto y heterogéneo para llegar hasta el sensor. En consideración a esto, resulta válido sugerir un mayor tiempo de cierre, al menos para el build-up principal, de tal modo que se pueda visualizar una estabilización de los puntos hasta la presión promedio inicial registrada.

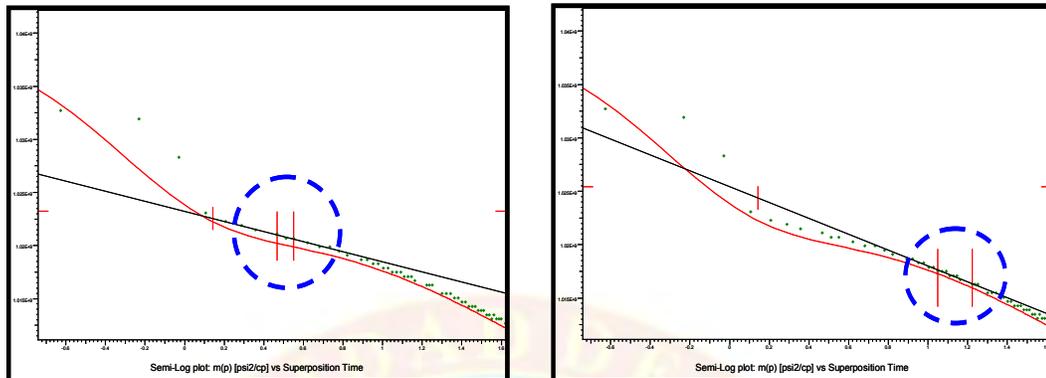
Los resultados obtenidos del ajuste de la derivada de presión con el modelo propuesto son los siguientes: coeficiente de almacenamiento alto de 5,15 bbls/lpc, daño de 2,15 y un flujo no Darciano de 0,1 1/MMPCND. La capacidad de flujo estimada fue de 12.200 mD.pie, lo que representa una permeabilidad de 244 mD para un valor de arena neta gasífera de 50 pies, lo que da indicios de estar en presencia de una zona con buen potencial productivo.

Queda corroborado que la primera zona detectada por el transiente de presión, es poseedora de mejores propiedades que la segunda, si se considera que los valores obtenidos para la relación de movilidades ( $M=3,99602$ ) y la relación de difusividades ( $D=1,1693$ ) son mayores a 1.

#### - **Análisis semi-log**

Bourdet, D (2.002) considera, acerca del comportamiento de un sistema radial compuesto en gráficos semilog, la existencia de dos pendientes; una de ellas corresponderá a la zona interna cercana al pozo y la segunda estará ubicada en el período de tiempo tardío. Entonces, por medio de este método (semi-log) se corroboró una vez más, la bonanza de la zona uno en comparación a la zona dos, en lo que a propiedades petrofísicas se refiere. Para ello, se trazaron líneas rectas en aquellos puntos donde se infirió la presencia de flujos radiales. Fueron tomados los valores de permeabilidad arrojados al trazar las líneas, solamente como una medida de comparación para verificar este hecho.

La gráfica 4.25 muestra el flujo radial trazado en la zona más cercana al pozo, mientras que la gráfica 4.26 muestra lo mismo, pero en una segunda zona que se encuentra más alejada.



**Gráfico 4.25: Gráfico semi-log, zona 1    Gráfico 4.26: Gráfico semi-log, zona 2**

La permeabilidad obtenida para la zona uno fue de 108 mD mientras que para la zona dos el valor se cifró en 69 mD, cuyos resultados certifican lo dicho con anterioridad. El valor de  $P^*$  o Presión de yacimiento no puede ser determinado por este método debido a que se está analizando un período de flujo.

#### - Cálculo de AOF por pruebas de presión

El valor de AOF obtenido por medio del método “C y n” fue de 335,673 MMPCND, mientras que el resultado estimado mediante el método “LIT” fue de 252,704 MMPCND. Ambos valores han resultado más altos en comparación a los resultados del pozo PAS-1, cuestión que aunada al buen valor de permeabilidad, da indicios de estar en presencia de una zona con buen potencial de producción.

#### - Determinación del daño mecánico

Fueron graficados los valores de daño (S) en función a las tasas obtenidas en la prueba para cada período de flujo tal y como se realizó para las demás pruebas. El valor del daño mecánico (So) obtenido del intercepto con el eje “y” fue 0,179 mientras que el valor del flujo no Darciano (D), fue de 0,101 1/MMPCND. En base a estos valores, es posible decir que la contribución al daño total y por consiguiente a las caídas de presión, tanto por causa del daño mecánico como por causa del flujo no Darciano fue parcialmente equitativa debido a la similitud de los valores obtenidos. El efecto de turbulencia obtenido mediante este procedimiento es muy parecido al estimado a través de la interpretación de la derivada de Bourdet (0,1 1/MMPCND).

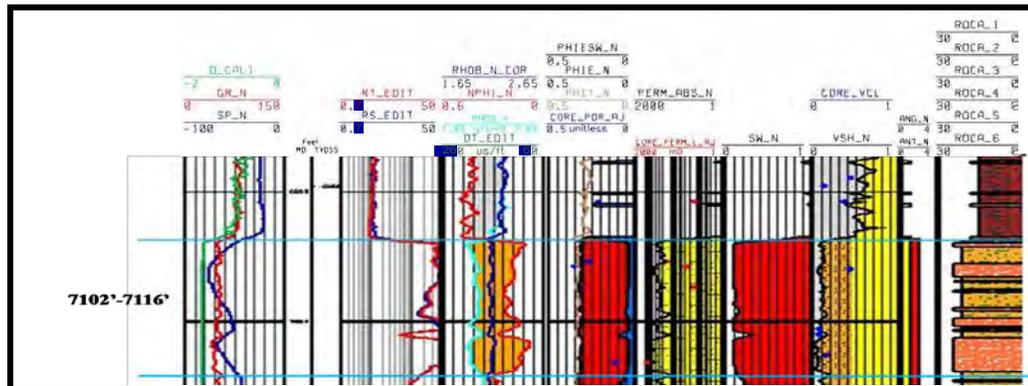
#### **4.2.3 Pozo PA-4**

Las únicas dos zonas probadas en este pozo resultaron productoras de gas, alcanzando a registrarse tasas de hasta 37,08 MMPCND con reductor de 64/64 pulgadas en la segunda zona, la cual resultó ser la de mayor potencial de producción.

##### **4.2.3.1 Prueba 1. Yacimiento CUB FM PA-1. Intervalo 7.102-7.116 pies (MD)**

###### **➤ Vista global de la prueba:**

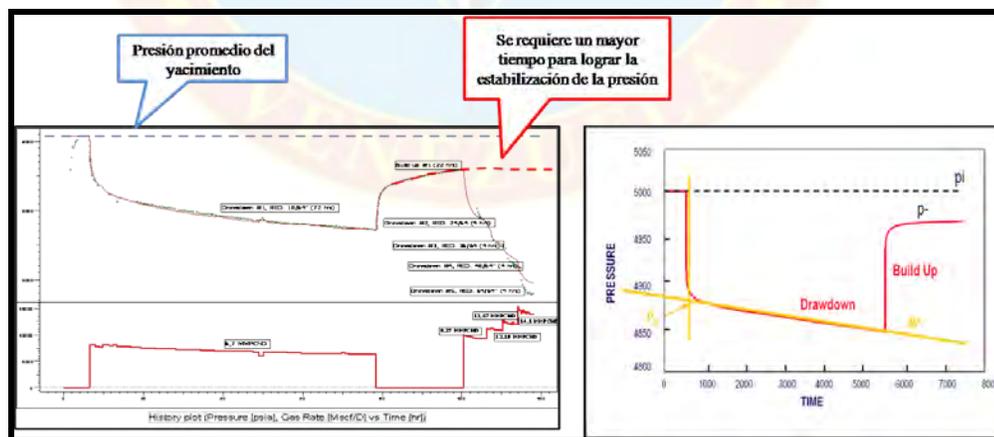
Para la realización de esta prueba fueron cañoneados 14 pies de un total de 102 pies de arena neta gasífera interpretada por el personal de Estudios Integrados de Yacimiento. Fue la prueba más profunda realizada al pozo y otorgó bajas tasas de producción de gas con altísimas caídas de presión. La máxima tasa registrada fue de 14,1 MMPCND con reductor de 64/64 pulgadas. El valor de la compresibilidad total ingresada al programa para análisis de pruebas de presión fue  $2,803 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$ .



**Figura 4.13: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 7.102-7.216 pies.**

**Fuente: Gómez, E. (2011)**

La secuencia de la prueba presenta un comportamiento similar a la conducta teórica de un sistema cerrado (ver figura 4.14). Sin embargo, es necesario dejar claro que para lograr una estabilización como la presentada por el build-up principal teórico, hubiese sido necesario otorgar más tiempo a este período de cierre durante la realización de la prueba puesto que la formación posee bajas propiedades petrofísicas.

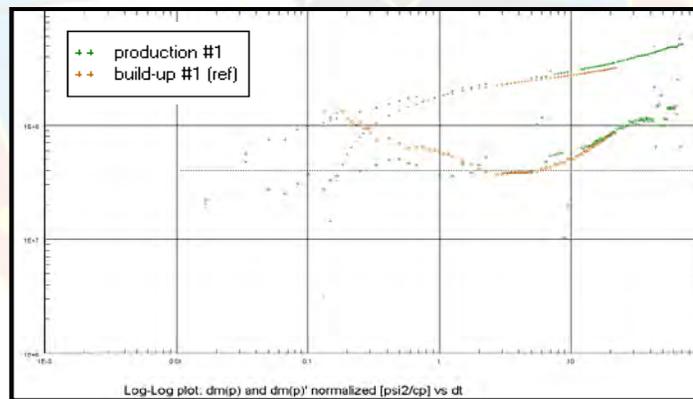


**Figura 4.14: Comparación de modelo real con modelo teórico establecido para un sistema cerrado**

Se infiere que se hizo un cambio del tipo de prueba (isocronal a flujo tras flujo), debido al alto  $\Delta P$  generado en el primer flujo, situación que haría difícil una restauración de la presión durante el cierre correspondiente a ese flujo, el cual tuvo una duración de 72 horas, seguido por un cierre de aproximadamente 22 horas. Sólo pudo ser analizable el cierre principal por presentar la única tendencia de puntos posible para cotejo de acuerdo al comportamiento de la data real.

### ➤ Selección del modelo

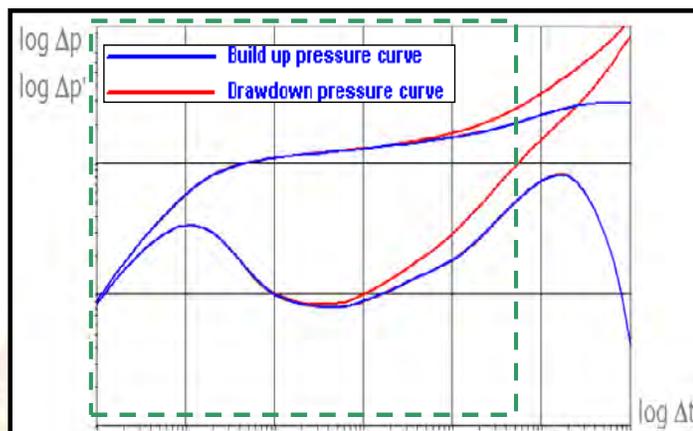
En la gráfica 4.27 se presentan las derivadas de presión correspondientes al flujo N° 1 y al cierre N° 1, a fin de establecer una comparación de las curvas con el comportamiento teórico que caracteriza un sistema cerrado.



**Gráfico 4.27: Derivada de Bourdet para el flujo N° 1 y cierre N° 1, PA-4 P1**

Si se observa la conducta teórica para un sistema cerrado (ver gráfico 4.28) que alcanza a detectar los cuatro límites correspondientes, podrá notarse que la tendencia real de la derivada correspondiente a la restauración N° 1 (línea amarilla de la gráfica 4.27) tiene una conducta similar, con la diferencia de no haberse alcanzado la totalidad de los eventos que comprenden este sistema. El recuadro verde en el

siguiente gráfico muestra la similitud con el comportamiento real de la derivada de presión.



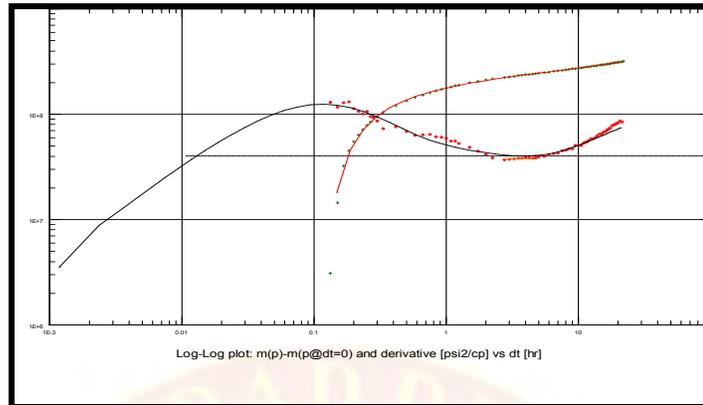
**Gráfico 4.28: Modelo Teórico de la derivada de presión para un sistema cerrado.**  
Fuente: Rossitto, D. (2010)

Siendo así, se decidió establecer un modelo con las siguientes características: pozo vertical, yacimiento homogéneo y condición de límite rectangular con detección de dos de los cuatro eventos que pudiesen conformar el sistema (por el Norte a 41,5 pies y por el Oeste 49,2 pies).

➤ **Análisis del período representativo. Drawdown N°1 (Primer flujo).**

- **Análisis Log-Log**

Según lo establecido en párrafos anteriores, sólo fueron detectados algunos de los límites que conforman el sistema cerrado asociado al yacimiento CUB FM PA-1 atravesado por el pozo PA-4. Las condiciones establecidas ofrecieron el siguiente ajuste con la data real:

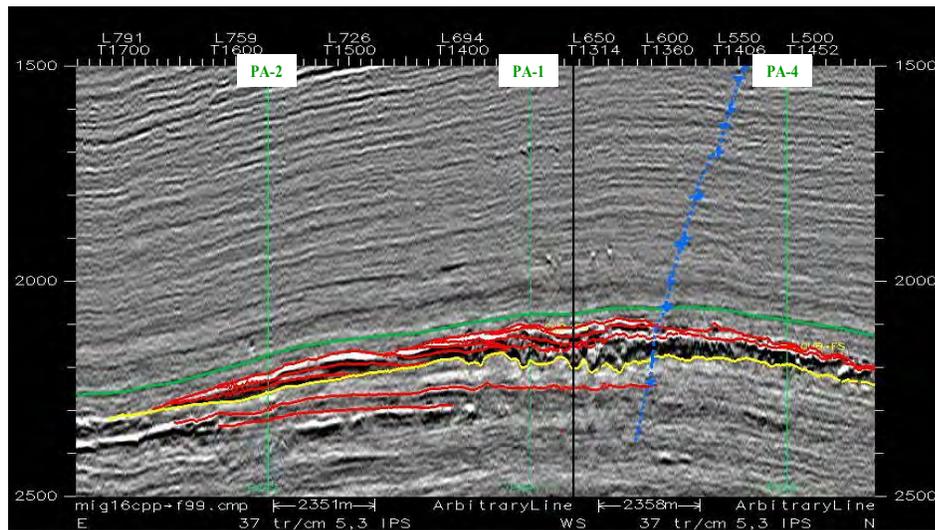


**Gráfico 4.29: Gráfico diagnóstico tipo Log-Log para el cierre N°1, PA-4 P1**

Puede resultar ambiguo el suponer que si la prueba duró suficiente tiempo (120 horas), e igualmente el cierre analizado (22 horas), la mayoría de los eventos deberían haber sido detectados, sin embargo, esto no fue lo que ocurrió pues sólo pudieron ser detectados dos de los límites que conforman el sistema. Esto puede explicarse si se toma en cuenta que los resultados obtenidos de la interpretación de la derivada arrojaron que se trata de una zona probada con propiedades petrofísicas muy bajas, cuestión que implica mayor dificultad para el viaje del tránsito de presión a través de la formación, necesiéndose un mayor tiempo de cierre en caso de haber querido detectar todos los eventos que comprenden el sistema. El valor de la capacidad de flujo fue de 68,58 md.ft, lo que implica una permeabilidad de 0,67 mD para un valor de arena neta gasífera de 102 pies.

Al integrar el modelo estático con el modelo dinámico, en función de esta prueba realizada al pozo PA-4, se observó que al ejecutar su simulación con un modelo de yacimiento homogéneo y con detección de dos límites de un sistema cerrado, se tuvieron distancias a barreras de 41,5 pies por el Norte y 49,5 pies por el Oeste, encontrándose diferencias entre el modelo estructural y el comportamiento dinámico debido a que estos valores difieren en una proporción considerable con los

obtenidos de secciones sísmicas, donde el evento más cercano (falla) se encuentra a 4.593 pies.

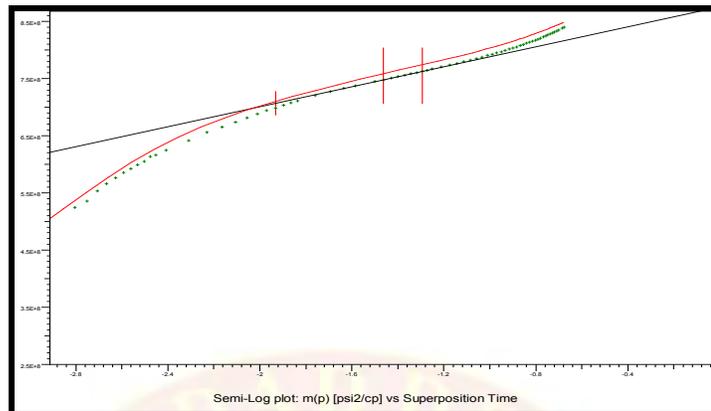


**Figura 4.15: Corte sísmico Este, Sur-Oeste, Norte a un tiempo de 2.500 milisegundos del Campo Patao.**

La data sísmica utilizada por el programa para la generación de los cortes sísmicos no posee la suficiente resolución para permitir la visualización de los eventos estimados mediante el análisis de las pruebas de presión.

#### - Análisis semi-log

El valor de la presión de yacimiento ( $P^*$ ) obtenido a partir de la siguiente gráfica semi-log fue estimado en 3681,24 lpca, en base al cual fueron determinadas las caídas de presión correspondientes a cada período de flujo (ver tabla 4.12). Este valor de presión es considerado bajo en comparación a las demás presiones del campo.



**Gráfico 4.30: Gráfico semi-log para el cálculo de presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PA-4 P1**

**Tabla 4.12: Caídas de presión para los períodos de flujo realizados durante la prueba**

Reductor (1/64 pulgadas)	Tiempo (hrs)	$P_w$ (lpca)	Caída de presión (lpca)	$Q_g$ (MMPCND)
Cerrado	3	---	---	---
18	72	2.722	959,24	6,371
Cerrado	22	---	---	---
24	4	2.504	1177,24	9,274
36	4	2.164	1517,24	12,19
48	4	1.850	1834,24	14,29
64	4	1.798	1883,24	13,87

La causa de las altas caídas de presión viene dada por los bajos valores asociados a las propiedades petrofísicas de la zona probada. Algunos intérpretes consideraron, en reportes hechos por Sucre Gas, S.A y otras compañías, que se trataba de una zona apretada que sufría grandes gastos de energía por la dificultad del fluido a desplazarse a través del medio poroso.

#### - **Cálculo de AOF por pruebas de presión**

El valor de AOF obtenido por medio del método “C y n” fue de 17,58 MMPCND, mientras que el estimado a través del método “LIT” fue de 17,063 MMPCND.

Los valores de Flujo Abierto Absoluto (AOF) obtenidos por ambos métodos son muy bajos en comparación a los demás casos, lo que implica que se trata de una zona con muy bajo potencial de producción, cobrando fuerza la teoría de estar en presencia de una zona apretada.

#### - **Determinación del daño mecánico**

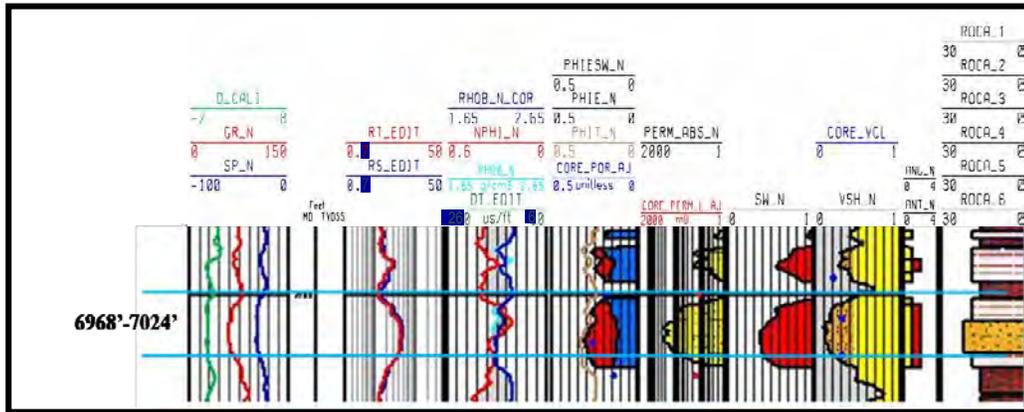
El valor del daño mecánico ( $S_o$ ) obtenido es muy bajo y se cifra en 0,027 mientras que el valor del flujo no Darciano (D) fue de 0,093/MMPCND. En base a estos valores, se puede afirmar que la contribución al daño total por parte de ambos factores fue paritaria.

#### **4.2.3.2 Prueba 2. Yacimiento CUB FM PA-1. Intervalo 6.968-7.024 pies (MD)**

##### ➤ **Vista global de la prueba:**

Se realizó una prueba del tipo isocronal modificada para la que fueron cañoneados 56 pies de un total de 102 pies de arena neta gasífera. La prueba constó de períodos de flujo y cierre de dos horas e igualmente de un flujo extendido que tuvo

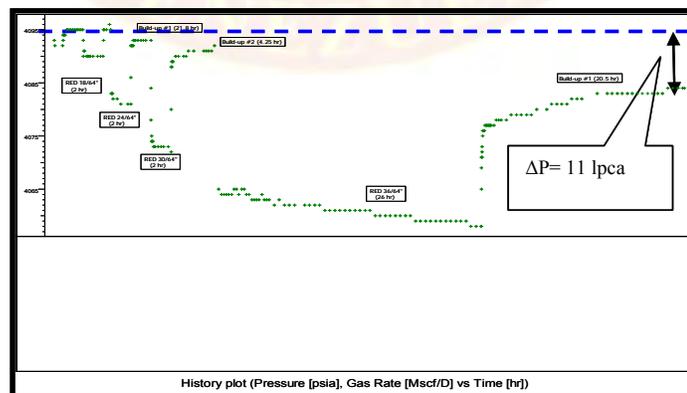
una duración de 26,8 horas para finalmente llevar a cabo un cierre por 20 horas. La máxima tasa de gas registrada fue de 37 MMPCND con reductor de 64/64 pulgadas.



**Figura 4.16: Sección de registro compuesto correspondiente al intervalo 6.968-7.024 pies.**

**Fuente: Gómez, E. (2011)**

Las bajas caídas de presión y los altos caudales de gas obtenidos, unidos al buen comportamiento de parámetros del registro en esta zona (ver figura 4.16), permiten inferir que el área probada presenta buenas propiedades petrofísicas. Se mantiene el mismo valor de la compresibilidad total ( $2,803 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$ ) que fue utilizado en la prueba anterior por tratarse del mismo yacimiento (CUB FM PA-1).

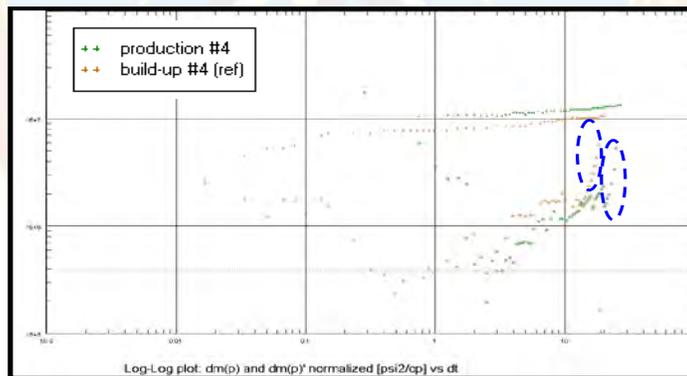


**Gráfico 4.31: Secuencia de los períodos de flujo y cierre realizados durante la prueba PA-4 P2**

La data .ASCII sólo registra los valores de presiones y tasas de una parte de la prueba (hasta el uso del reductor de 36/64 pulgadas). De todos los períodos disponibles, el cierre principal fue el único que otorgó suficientes puntos para llevar a cabo el ajuste de la data.

### ➤ Selección del Modelo

Se visualiza que la tendencia en la secuencia de los períodos de flujo y cierre para esta prueba (ver gráfico 4.31), presenta un comportamiento similar al que tuvo la prueba PA-4 P1. Siendo así, resulta válido considerar la detección de un sistema cerrado, lo que otorga mayor certidumbre al análisis hecho a la prueba PA-4 P1. El gráfico 4.32 muestra el comportamiento de la derivada para el build-up N° 4 (período analizado) y la declinación correspondiente a esa restauración.



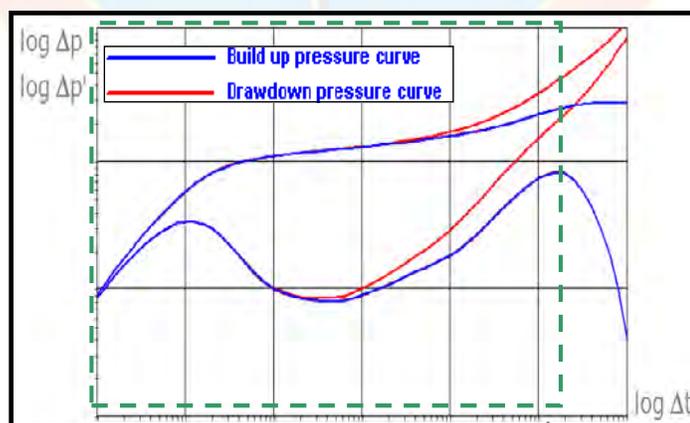
**Gráfico 4.32: Derivada de Bourdet correspondiente al cierre principal y al flujo previo, prueba PA-4 P2**

Los puntos encerrados en los círculos de color azul presentan un comportamiento que no es cónsono con el resto de la derivada; esta situación puede venir dada por efectos de movimientos en el sensor de presión.

Esta prueba fue realizada en un lapso de tiempo menor que la prueba PA-4 P1, aproximadamente 40 horas de diferencia, la cual sólo detectó dos límites; sin embargo, entran en juego las bajas caídas de presión obtenidas durante la prueba PA-4 P2, factor que fue determinante en el descubrimiento de un nuevo límite constituyente del mencionado sistema, en comparación con la primera prueba.

El gráfico 4.33 muestra el mismo patrón teórico usado para llevar a cabo la escogencia del modelo utilizado en la primera prueba. En este caso, el recuadro verde encierra el comportamiento teórico asociado a la data real de la prueba; puede notarse que el transiente de presión avanzó más en su viaje a través de la formación que en la primera prueba. Una vez más, se debe resaltar que si al período de restauración analizado se le hubiese dado más tiempo, todos los límites del sistema podrían haberse detectado.

De acuerdo a esto, el modelo escogido para el ajuste contempló las siguientes características: yacimiento homogéneo y tres límites pertenecientes a un sistema cerrado.

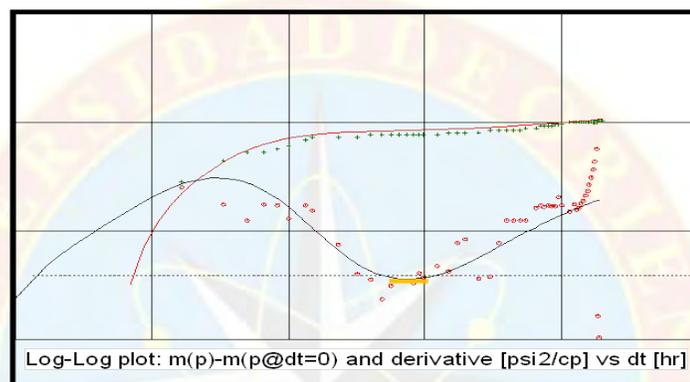


**Gráfico 4.33: Modelo Teórico de la derivada de presión para un sistema cerrado**  
**Fuente: Rossitto, D. (2010)**

- **Análisis del período representativo. Cierre principal**

**- Análisis Log-Log:**

El cotejo de la derivada de presión fue aceptable bajo las condiciones de yacimiento y límite establecidas; éste es mostrado a continuación:



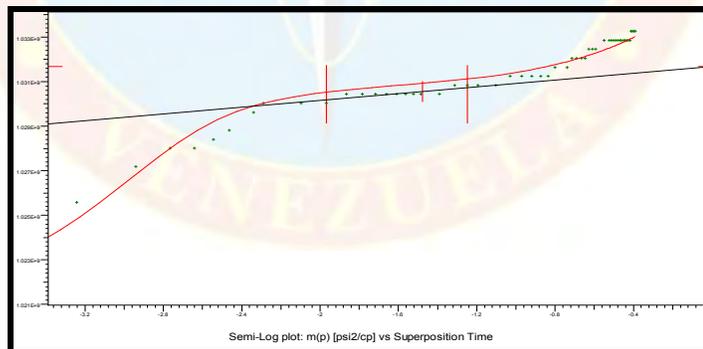
**Gráfico 4.34: Gráfico diagnóstico de tipo log-log que muestra el cotejo para el cierre principal, PA-4 P2**

La capacidad de flujo del área probada es de 29.800 mD.ft para una zona con un espesor de 102 pies, lo que implica una permeabilidad de 295 mD, siendo éste el valor más alto obtenido en todas las pruebas analizadas que se llevaron a cabo en los pozos exploratorios del Campo Patao. Los eventos fueron detectados a distancias más grandes que en el caso de la prueba PA-4 P1 (369 pies por el Sur, 389 pies por el Norte y 429 pies por el Oeste) probablemente por haberse realizado esta prueba en un intervalo superior y estar un tercer evento geológico muy cercano al intervalo cañoneado. Los resultados de la interpretación de la derivada de presión confirman que se trata de una zona con excelentes propiedades petrofísicas, las cuales constituyeron un factor trascendental en las bajas caídas de presión y las altas tasas de gas probadas. Además, esto permitió que el flujo radial fuese visto de manera rápida en un lapso de tiempo comprendido entre los 0,6 y las 0,9 horas, tiempo a partir del cual el transiente de presión determinó el primer evento geológico. Fueron

comparados los resultados estimados del análisis dinámico con la data estática existente para esta prueba y se observó que al ejecutar su simulación con un modelo de yacimiento homogéneo y con detección de tres límites de un sistema cerrado, se tuvieron distancias a barreras tal como las mencionadas en el párrafo anterior, encontrándose diferencias entre el modelo estructural y el comportamiento dinámico debido a que estos valores difieren en una proporción considerable con los obtenidos de secciones sísmicas, donde el evento más cercano (falla) se encuentra a 4.593 pies (ver figura 4.15). Una vez más resulta válido considerar que la data sísmica utilizada por el programa para la generación de los cortes sísmicos no posee la suficiente resolución para permitir la visualización de los eventos determinados.

#### - Análisis semi-log

El valor de  $P^*$  fue estimado a partir del gráfico de Horner correspondiente al (cierre principal), el cual se muestra a continuación:



**Gráfico. 4.35: Gráfico semilog para el cálculo de la presión de yacimiento ( $P^*$ ), prueba PA-4 P2**

El valor de la presión de yacimiento obtenido fue de 4080,1 lpca a partir del cual se estimaron las caídas de presión para cada período de flujo:

**Tabla 4.13: Caídas de presión para los distintos períodos de flujo realizados durante la prueba PA-4 P2**

Reductor (1/64 puñgadas)	Tiempo (hrs)	Pw (lpca)	Caída de presión (lpca)	Qg (MMPCND)
Cerrado	26	---	---	---
18	2	4.075	5,1	7
Cerrado	2			
24	2	4.067	13,1	13,6
Cerrado	2	---	---	---
30	2	4.057	23,1	18
Cerrado	4,5	---	---	
36	27	4.046	34,1	26,4
Cerrado	20	4.084	---	---

**- Cálculo de AOF a partir de pruebas de presión**

El valor de AOF obtenido por medio del método “C y n” fue de 583,39 MMPCND, mientras que el obtenido mediante el método “LIT” fue de 320,59 MMPCND. Los valores de AOF estimados por ambos métodos bastante altos, lo que conlleva a la recomendación de correlacionar esta zona con aquellas atravesadas por las nuevas localizaciones a perforar.

**- Determinación del daño mecánico**

El valor del daño mecánico (So) obtenido fue 3,624 mientras que el valor del flujo no Darciano (D), fue de 0,07 1/MMPCND. La mayor contribución al daño total vino dada principalmente por el daño mecánico.

Seguidamente, se presenta la tabla 4.14 donde se resumen los resultados obtenidos de las pruebas analizadas durante el desarrollo de este segundo objetivo:

**Tabla 4.14: Resumen de resultados de la interpretación de las pruebas**

POZO	PRUEBA	ARENA	INTERVALO (PIES)	P <sub>yac.</sub> (lpsca)	MODELO DE YACIMIENTO			MODELO DE LÍMITE	OBSERVACIONES	AOF (MMPND)	
					K (md)	S	D (l/MMPND)			"C y n"	"LIT"
PAS.1	PAS-1 P1	CUB FM	7.566-7.570	4.111,89	67,9	9	0,1	Sistema con mantenimiento de presión constante por el sureste (Sur=150 pies y Este=125 pies)	Producción de gas con todos los reductores	114,535	129,925
	PAS-1 P2		7.566-7.570, 7.547-7.551	4.116,89	100	9	0,1	Sistema con mantenimiento de presión constante por el sureste (Sur=375 pies y Este=450 pies)	Se obtuvo agua a producción a una tasa de 51,8 BPD al utilizarse el reductor de 36/64 pulgadas	276,273	187,888
	PAS-1 P4		7.484-7.494	4.099,18	96,6	22	0,1	Límite infinito	Alto daño debido a la prolongada exposición de la formación al fluido de perforación. Producción de gas con todos los reductores	194,34	142,352
PA-3	PA-3 P3	CUB FS	7.187-7.216	***	244	2,15	0,1	Sistema radial compuesto. Se detectó por medio del análisis de la prueba la presencia de un cambio de facies a una distancia de 140 metros, esto fue validado por medio de sísmica.	Altas tasas de gas con bajas caídas de presión. La zona 1 es poseedora de mejores propiedades que la zona 2.	335,673	252,704
PA-4	PA-4 P1	CUB FM	7.102-7.116	3.681,24	0,67	1,91	0,1	Sistema cerrado con detección de dos de sus cuatro límites (Norte=41,5 pies y Oeste 49,5 pies)	Resolución de la data sísmica no permite la visualización de los eventos de pequeña longitud interpretados. Zona apretada.	17,58	17,063
	PA-4 P2		6.968-7.024	4.080,1	295	4	0,1	Sistema cerrado con detección de tres de sus cuatro límites (Norte=389 pies, Sur=369 pies y Oeste=429 pies)	Resolución de la data sísmica no permite visualizar los eventos de pequeña longitud interpretados. Altas tasas de gas con bajas caídas de presión	583,39	320,59

\*\*\* Presión de yacimiento no determinada por analizarse un drawdown.

### 4.3 ESTUDIO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS MEDIANTE EL SIMULADOR WELLFLO

#### 4.3.1 Cotejo de Presiones y Tasas (Análisis Nodal)

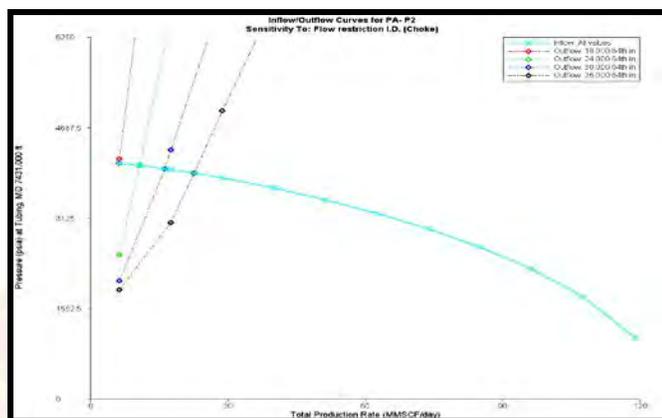
A continuación se presenta la productividad obtenida por medio de simulaciones en cada una de las zonas puestas a producción en los pozos estudiados.

##### 4.3.1.1 Pozo PAS-1

###### ➤ Prueba 1. Yacimiento CUB FM PAS-1. Intervalo 7.566-7.570 pies (MD)

El gráfico 4.36 muestra el análisis nodal correspondiente a la prueba PAS-1 P1, la cual será tomada como ejemplo de todas las demás curvas “outflow” e “inflow”

obtenidas mediante simulación; los análisis nodales restantes serán presentados en el apéndice I; seguidamente se muestran las tablas comparativas de las tasas de gas y de las condiciones de presión de fondo fluyente:



**Gráfico 4.36: Análisis nodal de la prueba PAS-1 P1**

**Tabla 4.15: Tabla comparativa de tasas, PAS-1 P1**

TASAS			
Reductor (1/64 pulgadas)	Reales (MMPCND)	Simuladas-Wellflo (MMPCND)	%Error
18/64	9,9	6,131	38,07
24/64	16,142	10,637	34,1
30/64	21,593	16,57	25,17
36/64	26,905	22,449	16,56

**Tabla 4.16: Tabla comparativa de Presiones, PAS-1 P1**

PRESIONES DE FONDO FLUYENTE			
$\Delta p$ Real (Lpca)	Reales (Lpca)	Simuladas-Wellflo (Lpca)	%Error
47	4.070	4.075,901	0,14
125	3.982	4.038,365	1,42
195	3.912	3.980,689	1,76
211	3.896	3.898,946	0,076

$$P_{yac} = 4.111,89 \text{ lpca}$$

De acuerdo al criterio y experiencia del personal de la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos fueron establecidos como márgenes de error aceptables el 10% en el caso de las presiones y 15% para los valores de tasas. En base a ello y a la visualización de las tablas anteriores es posible decir que el cotejo fue aceptable sólo en lo referente a las presiones fluyentes puesto que los valores de porcentaje de error obtenidos con respecto a los valores reales no superaron el 2%.

Por otra parte, los errores porcentuales calculados en el caso de las tasas fueron superiores al rango permisible establecido. Es probable que si se hubiesen utilizado reductores más grandes al momento de la prueba, la desviación de estos valores en relación a los resultados de la simulación hubiese sido más cerrada debido a que en el caso de reductores más pequeños es más complejo simular la velocidad de las partículas del fluido en movimiento, puesto que menores diámetros de reductores implican áreas de flujo pequeñas y por lo tanto mayor turbulencia, lo que dificulta la simulación del flujo de fluidos.

➤ **Otras pruebas realizadas al pozo PAS-1**

Siguiendo el mismo patrón de las tablas 4.15 y 4.16, se diseñó la tabla 4.17 para establecer un cuadro comparativo para las demás pruebas del pozo PAS-1. Una vez visualizados todos los resultados referentes al ajuste de la historia de producción y presión, obtenida de las pruebas de presión, con los valores estimados de la simulación mediante el programa Wellflo, es posible afirmar que se mantiene una tendencia de los resultados referentes a presiones fluyentes de pozo a conservar un porcentaje de error menor al 2%, lo que implica que no se alcanza a superar el margen de error permisible, mientras que en el caso de las tasas de gas, en muy pocos casos se lograron obtener valores dentro del rango establecido cuando se intentó simular con reductores de diámetros menores a 36/64 pulgadas, con los cuales los porcentajes de error oscilaban alrededor de la condición límite propuesta (15%). Al probarse con reductores más grandes, los porcentajes de error disminuyeron y esto conlleva a que el señalamiento hecho para los resultados de la tabla 4.15 cobre validez.

**Tabla 4.17: Tabla comparativa de producción y presiones de las pruebas PAS-1 P2, PAS-1 P3, PAS-1 P4, PAS-1 P5, PAS-1 P6**

POZO	PRUEBA	PRESIÓN DE YACIMIENTO (Lpca)	TASAS				PRESIONES DE FONDO FLUYENTE			
			REDUCTOR (1/64 pulgadas)	REALES (MMPcND)	SIMULADAS-WELLFLO (MMPcND)	% ERROR	Δp REAL (Lpca)	REALES (Lpca)	SIMULADAS-WELLFLO (Lpca)	% ERROR
PA-1	PA-1 P2 (7.426-7.444)	4.170	18	6,253	6,305	0,892	10	4.160	4.154,792	0,126
			24	9,493	10,975	15,6	30	4.140	4.127,014	0,314
			30	16,773	16,779	0,775	77	4.093	4.090,239	0,07
			36	23,478	23,488	0,63	144	4.026	4.033,659	0,19
	PA-1 P3 (7.068-7.078)	4.083	18	6,112	9,94	62,63	146	3.937	4.005,670	1,74
			24	10,454	15,542	48,67	297	3.786	3.909,594	3,26
			30	15,486	20,407	31,78	495	3.588	3.755,366	4,66
			36	20,741	24,578	18,5	737	3.346	3.542,315	5,87
	PA-1 P4 (7.020-7.036, 7.068-7.078, 7.118-7.136, 7.136-7.142)	4.074	18	9,749	6,091	37,52	106	3.968	3.993,931	0,65
			24	15,966	10,504	34,21	197	3.877	3.930,439	1,38
			30	20,825	15,857	23,86	310	3.764	3.846,908	2,2
			36	25,588	21,915	14,35	396	3.678	3.744,329	1,8
	PA-1 P5 (6.918-6.944)	4.087	18	6,792	6,276	7,6	12	4.075	4.102	0,66
			24	13,299	10,974	17,48	14	4.073	4.093,182	0,50
			30	23,786	16,880	29,03	22	4.065	4.080,22	0,3
			36	28,703	23,892	16,76	30	4.057	4.066,22	0,23
48			36,143	40,486	12,02	44	4.043	4.031,590	0,28	

Se debe resaltar que a pesar de no haberse analizado las pruebas PAS-1 P5 y PAS-1 P6 por no poseer data .ASCII, se realizó el estudio de productividad correspondiente a cada zona probada en ellas. Las zonas probadas pueden considerarse de mediana capacidad de producción, siendo el yacimiento CUB FS PAS-1 (prueba PAS-1 P6) una zona con mayor potencial que el yacimiento CUB FM PAS-1 (pruebas PAS-1 P1 a PAS-1 P5) debido a que otorgó mayores tasas de gas con caídas de presiones menos pronunciadas.

#### 4.3.1.2 Pozo PA-1

A la prueba PA-1 P1 no se le realizó el mencionado estudio por no poseer data de presión y tasas.

➤ **Pruebas realizadas al pozo PA-1**

En la tabla 4.18 se muestra el cuadro comparativo de presiones fluyentes y tasas de gas simuladas con la data real de las pruebas de presión. De acuerdo a los resultados allí presentados, la prueba PA-1 P3 fue la única en la que se obtuvieron valores relativamente altos de error porcentual en lo que refiere a la comparación de las presiones fluyentes del pozo, con respecto a otras pruebas hechas en los demás pozos. En esta prueba no se logró un buen cotejo de las tasas debido a que los porcentajes de error estuvieron por encima de 15%.

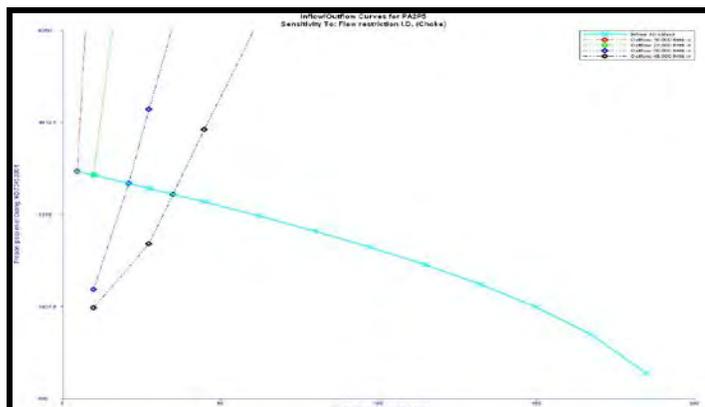
Las demás pruebas (PA-1 P4 y PA-1 P5) presentaron gran similitud en lo que a ajuste de presiones se refiere debido a que los valores no superaron el 3%. Por otra parte, los errores porcentuales en cuanto a tasas sólo se mantuvieron dentro del límite para los reductores más grandes utilizados (36/64 pulgadas y 48/64 pulgadas), a excepción de la prueba PA-1 P2, donde todos los valores de porcentaje de error estuvieron muy por debajo del 15%. Los resultados de la tabla 4.18 obtenidos de simulación, también permiten decir que el yacimiento CUB FS PA-1 (prueba PA-1 P5) presenta una mayor capacidad de producción que los yacimientos CUB FM PA-1 (pruebas PA-1 P3 y PA-1 P4) y CUB CS PA-1 (prueba PA-1 P1 y PA-1 P2), puesto que las caídas de presión son mucho menores para las altas tasas de gas registradas.

**Tabla 4.18: Tabla comparativa de producción y presiones de las pruebas PA-1 P2, PA-1 P3, PA-1 P4 y PA-1 P5.**

POZO	PRUEBA	PRESIÓN DE YACIMIENTO (L.pca)	TASAS				PRESIONES DE FONDO FLUYENTE			
			REDUCTOR (1/64 pulgadas)	REALES (MPCND)	SIMULADAS-WELLFLO (MPCND)	% ERROR	$\Delta p$ REAL (L.pca)	REALES (L.pca)	SIMULADAS-WELLFLO (L.pca)	% ERROR
PA-1	PA-1 P2 (7.426-7.444)	4.170	18	6,253	6,305	0,892	10	4.160	4.154,792	0,126
			24	9,493	10,975	15,6	30	4.140	4.127,014	0,314
			30	16,773	16,779	0,775	77	4.093	4.090,239	0,07
			36	23,478	23,488	0,63	144	4.026	4.033,659	0,19
	PA-1 P3 (7.068-7.078)	4.083	18	6,112	9,94	62,63	146	3.937	4.005,670	1,74
			24	10,454	15,542	48,67	297	3.786	3.909,594	3,26
			30	15,486	20,407	31,78	495	3.588	3.755,366	4,66
			36	20,741	24,578	18,5	737	3.346	3.542,315	5,87
	PA-1 P4 (7.020-7.036, 7.068-7.078, 7.118-7.136, 7.136-7.142)	4.074	18	9,749	6,091	37,52	106	3.968	3.993,931	0,65
			24	15,966	10,504	34,21	197	3.877	3.930,439	1,38
			30	20,825	15,857	23,86	310	3.764	3.846,908	2,2
			36	25,588	21,915	14,35	396	3.678	3.744,329	1,8
	PA-1 P5 (6.918-6.944)	4.087	18	6,792	6,276	7,6	12	4.075	4.102	0,66
			24	13,299	10,974	17,48	14	4.073	4.093,182	0,50
			30	23,786	16,880	29,03	22	4.065	4.080,22	0,3
			36	28,703	23,892	16,76	30	4.057	4.066,22	0,23
48			36,143	40,486	12,02	44	4.043	4.031,590	0,28	

#### 4.3.1.3 Pozo PA-2

Tal y como se mencionó en el segundo objetivo con respecto al pozo PA-2, ninguna de las pruebas resultó ser analizable, algunas por no poseer data .ASCII (PA-2 P1, PA-2 P2 y PA-2 P4) y aquellas que si la poseían (PA-2 P3 y PA-2 P5) no presentaron un comportamiento de los puntos de la derivada de presión que permitiera establecer un modelo para el cotejo de la data. A pesar de ello, se realizó el estudio de productividad de la prueba PA-2 P5, la cual fue la única de la que se disponía de suficiente data para generar las curvas “outflow” e “inflow” que se muestran en el gráfico 4.37. Las tablas 4.19 y 4.20 muestran los resultados cuantitativos de la comparación entre la data real de la prueba con la data simulada.



**Gráfico 4.37: Análisis nodal de la prueba PA-2 P5**

**Tabla 4.19: Tabla comparativa de tasas, PA-2 P5**      **Tabla 4.20: Tabla comparativa de Presiones, PA-2 P5**

TASAS			
Reductor (1/64 pulgadas)	Reales (MMPCND)	Simuladas-Wellflo (MMPCND)	%Error
16/64	7	4,485	35,93
26/64	14,8	9,686	34,55
36/64	23	20,727	9,88
46/64	31,6	34,803	10,14

PRESIONES DE FONDO FLUYENTE				
Reductor (1/64 pulgadas)	$\Delta p$ Real (Lpca)	Reales (Lpca)	Simuladas-Wellflo (Lpca)	%Error
16/64	88	4.017	4.051,363	0,86
26/64	175	3.930	3.989,631	1,52
36/64	271	3.834	3.860,605	0,69
46/64	376	3.729	3.693,33	0,88

$$P_{yac} = 4.105 \text{ lpca}$$

Nuevamente las presiones reales presentan un buen cotejo con respecto a los valores simulados, cuestión que queda demostrada al observar los errores porcentuales de la tabla 4.20, los cuales son menores a 2%, estando muy por debajo del rango permisible sugerido (10%). En lo referente a las tasas, queda demostrado una vez más, que para los reductores más grandes se obtiene el mejor ajuste de los valores, lo que se evidencia al observar que los errores porcentuales son menores al 15%. La zona probada (yacimiento CUB FS PA-2) otorgó tasas de gas medianamente altas y caídas de presión considerables, hecho que debe tomarse en cuenta al momento de proponer localizaciones cercanas a este pozo destinadas a drenar las

reservas de este paquete de arenas puesto que pudiera llegar a superarse el delta P crítico y provocar entonces la ocurrencia de arenamientos.

#### **4.3.1.4 Pozo PA-3**

En el pozo PA-3 se realizaron un total de seis pruebas, a tres de las cuales (PA-3 P1, PA-3 P2 y PA-3 P3) se les realizó el respectivo estudio de productividad. Las pruebas restantes no fueron estudiadas por resultar en intervalos secos (PA-3 P4 y PA-3 P5) o por no poseer data suficiente reportada para ser introducida en el software simulador.

##### **➤ Pruebas realizadas al pozo PA-3**

A continuación se mostrará una tabla general (tabla 4.21) donde se presenta una comparación de los resultados obtenidos de la simulación con respecto a la data real reportada durante la realización de la prueba. El error porcentual obtenido al establecer la comparación entre las presiones reales y los valores obtenidos de la simulación, se mantiene dentro del margen permisible establecido por sugerencia del personal de la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. En los casos referentes a las pruebas PA-3 P1 y PA-3 P2, la similitud entre los valores de tasas de producción de gas no es tan marcada provocando la obtención de porcentajes de error de hasta más de 100%. En estas pruebas se reportó la producción de agua a diferentes tasas al hacer uso de todos los reductores, factor que pudo afectar al momento de realizar el ajuste puesto que en el simulador Wellflo sólo se permite introducir un sólo valor de relación agua-gas considerándose este como constante para todos los reductores utilizados durante la prueba, situación que no es válida.

**Tabla 4.21: Tabla comparativa de producción y presiones de las pruebas PA-3 P1, PA-3 P2 y PA-3 P3.**

POZO	PRUEBA	PRESIÓN DE YACIMIENTO (Lpca)	TASAS				PRESIONES DE FONDO FLUYENTE			
			REDUCTOR (1/64 pulgadas)	REALES (MMPCND)	SIMULADAS- WELLFLO (MMPCND)	% ERROR	$\Delta p$ REAL (Lpca)	REALES (Lpca)	SIMULADAS - WELLFLO (Lpca)	% ERROR
PA-3	PA-3 P1 (8.030-8.042)	4.335	12/64	1,14	1,257	10,26	100	4.235	4.178,867	1,33
			16/64	1,24	2,66	114,52	108	4.227	3.964,038	6,22
	PA-3 P2 (7.410-7.420)	4.148	12/64	0,018	0,042	133,33	28	4112	3.963,825	3,6
			16/64	0,045	0,043	4,44	---	---	3.961,757	---
	PA-3 P3 (7.187-7.216)	4.113	16/64	7,788	---	---	9	4117	---	---
			32/64	18,314	18,853	2,94	22	4102	4.076,709	0,66
			36/64	25,683	23,541	8,34	51	4075	4.060,385	0,36

En el caso de la prueba PA-3 P3, tanto en el cotejo de presiones como de las tasas, se obtuvo un ajuste dentro de los rangos permisibles establecidos. Al visualizar las caídas de presión y las tasas reportadas durante las pruebas, es posible concluir que la zona probada en el yacimiento CUB FS PA-3 puede considerarse como de alta capacidad de producción debido a que presentó bajas caídas de presión y tasas de gas relativamente buenas, mientras que las demás zonas probadas en las pruebas PA-3 P1 (arena “A”) y PA-3 P2 (zona de agua de la arena CUB FM) otorgaron bajas tasas de gas y alta producción de agua.

#### 4.3.1.5 Pozo PA-4

##### ➤ Prueba 1. Yacimiento CUB FM PA-1. Intervalo 7.102-7.116 pies

Los resultados de la tabla 4.22 referentes a los valores de tasas, permiten establecer que para la prueba PA-4 P1 a partir del uso del reductor de 30/64 pulgadas se tienen valores de porcentajes de error por debajo del límite máximo establecido, incluso para el reductor de 24/64 pulgadas el valor está muy cercano a 15%. Por otra parte, los porcentajes de error en el caso de la prueba PA-4 P2, llegan a estar por debajo del rango límite al usar ciertos reductores (18/64 pulgadas, 30/64 pulgadas y 36/64 pulgadas), sin presentar una tendencia definida para el comportamiento de los

resultados. En el caso de las presiones de fondo fluyentes, los errores porcentuales sólo superan el límite establecido (10%) para los reductores de 18/64 pulgadas y 24/64 pulgadas utilizados en la primera prueba, mientras que los restantes no alcanzan a superar el 10%. En el caso de la segunda prueba, el comportamiento del error porcentual para las presiones siempre se mantiene por debajo del 10%.

**Tabla 4.22: Tabla comparativa de producción y presiones de las pruebas PA-4 P1 y PA-4 P2**

POZO	PRUEBA	PRESIÓN DE YACIMIENTO (Lpca)	TASAS				PRESIONES DE FONDO FLUYENTE			
			REDUCTOR (1/64 pulgadas)	REALES (MMPcND)	SIMULADAS-WELLFLO (MMPcND)	% ERROR	Δp REAL (Lpca)	REALES (Lpca)	SIMULADAS-WELLFLO (Lpca)	% ERROR
PA-4	PA-4 P1 (7.102-7.116)	3.681	18	6,371	4,983	21,79	959	2.722	3.262,375	19,96
			24	9,274	7,782	16,09	1.177	2.504	2.912,128	16,3
			30	10,73	10,144	5,46	1.234	2.447	2.548,583	4,15
			36	12,19	11,717	3,88	1.517	2.164	2.259,56	4,41
			48	14,29	13,111	8,25	1.831	1.850	1.958,555	5,87
			64	13,98	13,620	2,58	1.883	1.798	1.833,907	2
	PA-1 P3 (6.968-7.024)	4.080,1	18	7,14	6,253	12,28	5	4.075	4.102,426	0,67
			24	13,3	10,952	17,65	13	4.067	4.091,269	0,47
			30	18	16,842	6,43	23	4.057	4.077,252	0,25
			36	26,53	23,827	10,53	37	4.045	4.060,63	0,065
			48	34,04	40,318	17,36	--	--	4.021,385	--

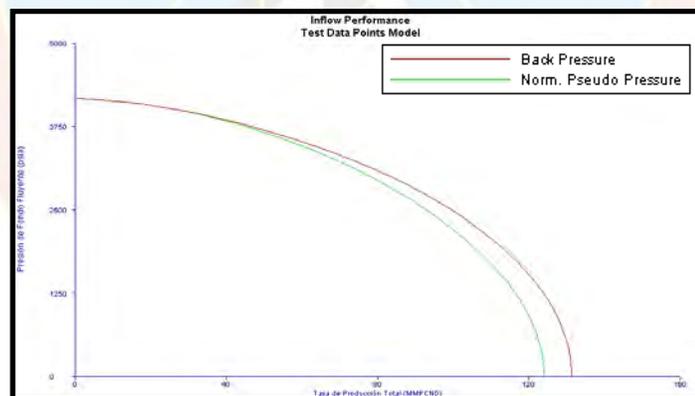
Tomando en cuenta el análisis hecho a la prueba PA-4 P1 en la segunda fase de este trabajo de grado a través de los métodos semi-log y derivada de presión y visualizando las altas caídas de presión y bajas tasas de gas obtenidas, se puede afirmar que se trata de una zona que no debe ser puesta a producción en los futuros pozos de desarrollo debido a que presenta una muy baja capacidad de aporte a producción.

Comparando los valores de producción resultantes en la prueba PA-4 P2 con respecto a la prueba PA-4 P1, y tomando en cuenta que según la interpretación de las pruebas de presión, esta zona resultó ser buen prospecto, se recomienda correlacionar este intervalo para ponerlo a producción en los futuros pozos que se perforarán en el Campo Patao.

#### 4.3.2 Cotejo del Potencial de Flujo Abierto Absoluto (AOF)

Seguidamente, serán mostrados dos ejemplos representativos y particulares de las curvas IPR que permitieron el cálculo del AOF a través del simulador. El resto de las curvas están ubicadas en el apéndice J.

##### ➤ Prueba PA-1 P2:



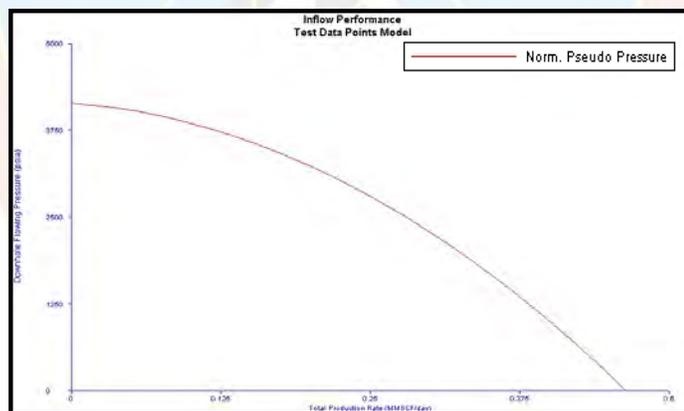
**Gráfico 4.38: Curvas IPR mediante los métodos Backpressure y Norm. Pseudo pressure, Prueba PA-1 P2**

El valor de AOF obtenido por el método “Backpressure” fue de 131,203 MMPCND, mientras que por el método “Norm. Pseudo Pressure” el valor se cifró en 123,925 MMPCD, siendo estos valores cercanos y por lo tanto adquieren un mayor grado de confiabilidad. Estos valores obtenidos para el intervalo probado en la prueba

PA-1 P2 (7.426-7.444 pies) son indicativos de una zona con una potencialidad de producción medianamente baja.

➤ **Prueba PA-3 P2:**

Se consideró necesario tomar como ejemplo de determinación de AOF este caso (PA-3 P2), debido a que el simulador Wellflo otorgó una limitante al ser considerada la intrusión del agua a producción (1.082 BPD). Sólo pudo generarse la mencionada curva a través del método “Norm. Pseudo Presión” (ver gráfico 4.39), debido a que el método “Backpressure”, en una de sus suposiciones, considera que se debe estar en presencia de un flujo monofásico cuando se evalúa un pozo de gas. El valor de AOF (0,463 MMPCND) resultó ser muy bajo por haberse probado un intervalo correspondiente a la zona de agua del yacimiento CUB FM PA-1.



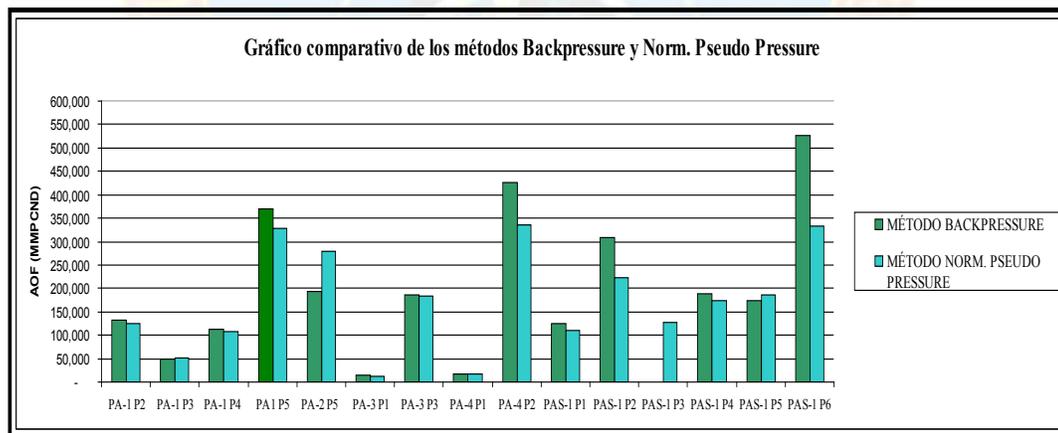
**Gráfico 4.39: Curva IPR mediante el método Norm. Pseudo pressure, Prueba PA-3 P2**

La siguiente tabla ilustra los valores de AOF resultantes de la simulación mediante el programa Wellflo para todas las pruebas realizadas:

**Tabla 4.23: Valores de AOF para todas las pruebas**

POZO	PRUEBA	AOF, MÉTODO BACKPRESSURE (MMPCND)	AOF, MÉTODO NORM. PSEUDO PRESSURE (MMPCND)	DIFERENCIA ENTRE AMBOS MÉTODOS
PA-1	PA-1 P2	131,203	123,925	7,278
	PA-1 P3	48,723	50,421	1,698
	PA-1 P4	113,16	106,542	6,618
	PA-1 P5	369,067	328,555	40,512
PA-2	PA-2 P5	194,224	278,83	84,606
PA-3	PA-3 P1	15,213	12	3,213
	PA-3 P2	---	0,463	---
	PA-3 P3	185,132	183,647	1,485
PA-4	PA-4 P1	17,123	17,152	0,029
	PA-4 P2	427,22	336,415	90,809
PAS-1	PAS-1 P1	125,92	110,045	15,870
	PAS-1 P2	308,255	223,772	84,483
	PAS-1 P3	---	127,135	---
	PAS-1 P4	188,196	172,685	15,511
	PAS-1 P50	174,297	185,336	11,039
	PAS-1 P6	527,230	334,09	193,140

Los resultados que se visualizan en la tabla anterior presentan el siguiente comportamiento gráfico:



**Gráfico 4.40: Gráfico comparativo de valores de AOF obtenidos por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”**

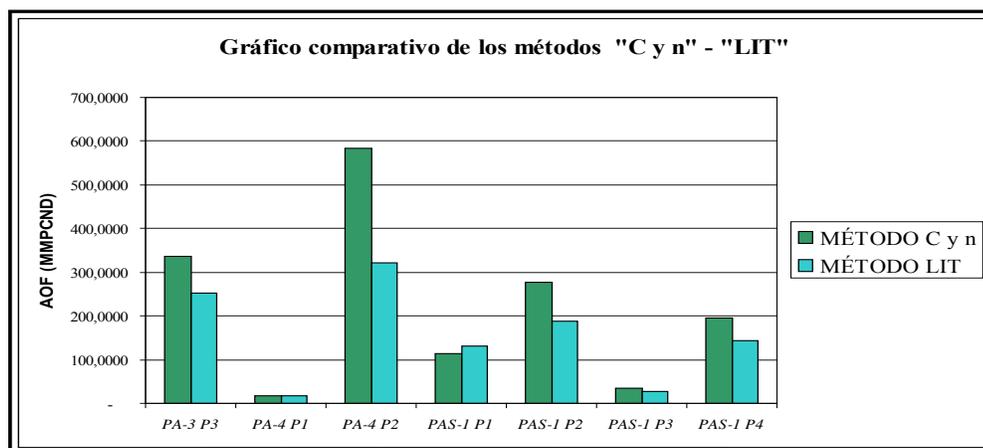
En base a este comportamiento de los resultados, es posible decir que en la mayoría de los casos los valores obtenidos por ambos métodos presentan similitud y no difieren en gran proporción. De la misma forma, se puede inferir que el intervalo

correspondiente a la prueba PA-1 P5 (6.918-6.944 pies) que constituye una zona perteneciente al yacimiento CUB FS PA-1, puede considerarse de buen potencial productivo de acuerdo al estudio de productividad realizado. Algo parecido puede comentarse de los intervalos puestos a prueba en los yacimientos CUB FM PA-1 (prueba PA-4 P2, 6.968-6.944 pies) y en el yacimiento CUB FS PAS-1 (prueba PAS-1 P6, 7.440-7.450 pies), pudiéndose considerar esta última como una zona con excelentes cualidades para ser desarrollada a producción.

Por otra parte, aquellas regiones probadas en las pruebas restantes pueden considerarse como de medianamente bajo a muy bajo potencial productivo. La prueba PAS-1 P3 presentó el mismo inconveniente que la prueba PA-3 P2 para arrojar un resultado de AOF mediante el método “Backpressure”, el cual estuvo asociado a la intrusión de un nuevo fluido a producción (agua).

Con miras a definir cuál es la ecuación que mejor se ajustara al comportamiento productivo de los pozos motivo de estudio, fueron comparados los valores obtenidos por los métodos “C y n” y “LIT” a través de Saphir con los estimados mediante las ecuaciones propias de Wellflo (“Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”), con la finalidad de determinar los porcentajes de error al realizar la comparación simultánea entre ellos.

Previo a esto, se consideró necesario revisar la similitud de los valores de AOF obtenidos mediante el programa de análisis de pruebas de presión. En el gráfico 4.41 se visualiza que en la mayoría de las ocasiones, los resultados obtenidos, para el cálculo de AOF, mediante el método “C y n”, son mayores que los estimados mediante el método “LIT”.



**Gráfico 4.41: Gráfico comparativo entre los métodos "C y n" y "LIT" obtenidos del programa Saphir**

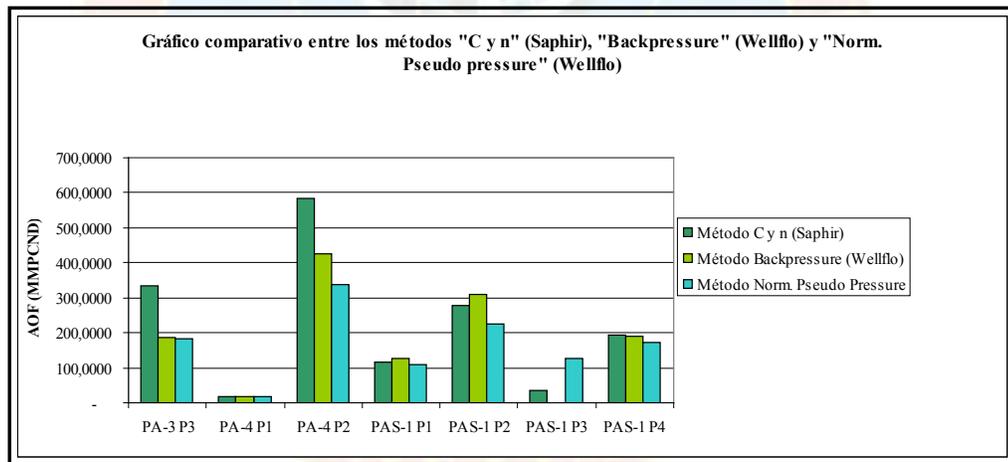
Una vez realizado esto, se procedió a llevar a cabo la estimación de los porcentajes de error entre los distintos métodos. Primeramente, se realizó la comparación entre el método "C y n" de Saphir con los métodos "Backpressure" y "Norm. Pseudo Pressure" de Wellflo, considerando como valor verdadero, el obtenido del primero de los tres métodos mencionados para calcular el error porcentual.

La siguiente tabla, correspondiente a la prueba PAS-1 P4, fue tomada como ejemplo ilustrativo del procedimiento comparativo realizado en el caso de todas las pruebas.

**Tabla 4.24: Ejemplo del procedimiento comparativo entre los métodos "C y n" (Saphir) y "Backpressure" y "Norm. Pseudo Pressure", prueba PAS-1 P4**

MÉTODO "C y n" (MMPC/DÍA)	Backpressure (Wellflo) (MMPC/DÍA)	Diferencia entre "C y n" y "Backpressure" (MMPCND)	Norm. Pseudo Pressure (Wellflo) (MMPC/DÍA)	Diferencia entre "C y n" y "Norm. Pseudo Pressure" (MMPCND)
194,34	188,196	6,144	172,685	21,655
% Error	3,16		11,14	

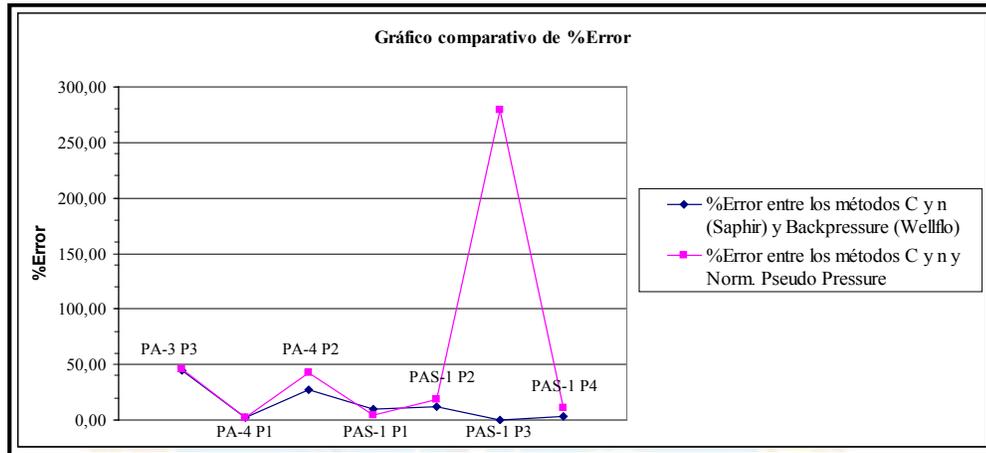
Los porcentajes de error obtenidos en este caso resultaron menores al comparar el valor obtenido desde Saphir por el método “C y n” con el resultado del método “Backpressure”, probablemente por el hecho de tratarse de la misma ecuación pero que por consideraciones de cada programa, se les asignaron nombres distintos. Sin embargo, no es suficiente una sola muestra de cálculo para definir el uso de un método, por lo que se presenta, en primer lugar, un gráfico general (ver gráfico 4.42) donde se evidencian las diferencias numéricas resultantes de comparar los métodos presentados en la tabla 4.24, permitiendo que cobre fuerza el señalamiento hecho con anterioridad puesto que se verifica la similitud entre los métodos en todos los casos. Posteriormente se muestra un gráfico referente a los porcentajes de error resultantes de dichas diferencias (ver gráfico 4.43).



**Gráfico 4.42: Comparación entre los métodos “C y n” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”**

Tal y como puede observarse, los mayores errores porcentuales entre estos tres métodos se tienen para las pruebas PA-3 P3, PA-4 P2 y PAS-1 P3. Se debe recordar que esta última fue una de las pruebas que presentó limitantes para el desarrollo del método “Backpressure” (Wellflo) por lo que no fue posible llevar a cabo su comparación con respecto al método “C y n” (Saphir). El comportamiento gráfico de

los porcentajes de error continúa confirmando que el mejor ajuste se tuvo al comparar el método “C y n” con “Backpressure”.



**Gráfico 4.43: Comportamiento del porcentaje de error al comparar los métodos “C y n” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”.**

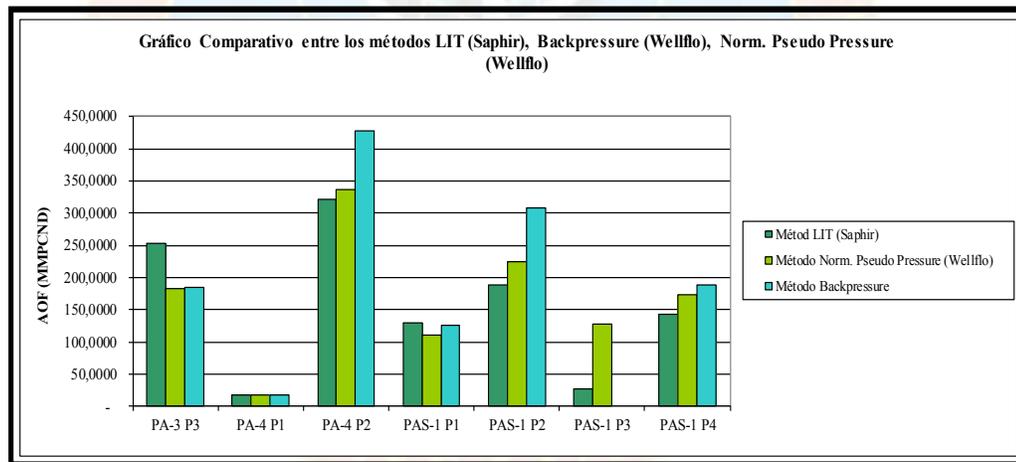
Posteriormente, se realizó una nueva comparación entre los métodos escogidos del simulador Wellflo con el método “LIT” de Saphir, el cual será considerado en esta ocasión como valor verdadero de potencial de flujo abierto absoluto (AOF) para llevar a cabo dicho procedimiento. A continuación se muestra una tabla tomada como ejemplo ilustrativo de todas las pruebas realizadas, referente a las diferencias otorgadas por los resultados obtenidos de las ecuaciones ya mencionadas.

**Tabla 4.25: Ejemplo del procedimiento comparativo entre los métodos “LIT” (Saphir) y “Backpressure” y “Norm. Pseudo pressure”, prueba PAS-1 P4**

MÉTODO “LIT” (MMPC/DÍA)	Backpressure (Wellflo) (MMPC/DÍA)	Diferencia entre “LIT” y “Backpressure” (MMPCND)	Norm. Pseudo Pressure (Wellflo) (MMPC/DÍA)	Diferencia entre “LIT” y “Norm. Pseudo Pressure” (MMPCND)
187,88	308,255	120,375	223,772	35,892
% Error		64,07		19,1

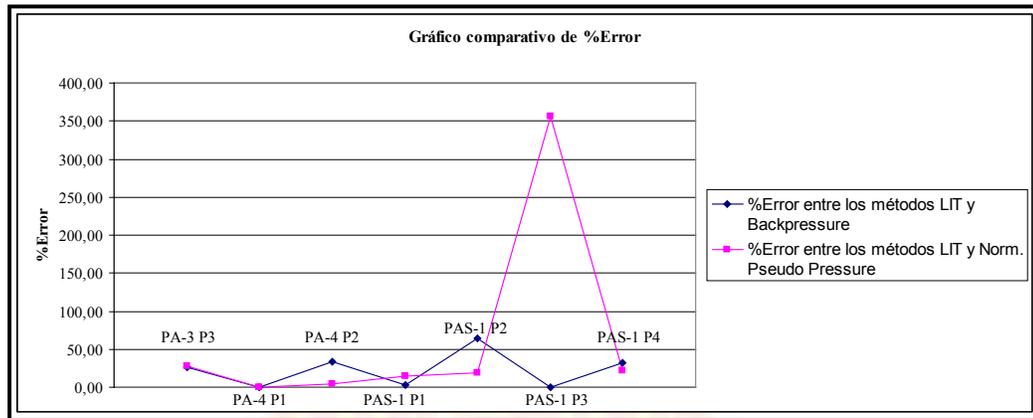
El método LIT presenta una mejor correspondencia con respecto al método “Norm. Pseudo Pressure” que en comparación con el método “Backpressure”; esto puede venir dado debido a que ambos métodos están basados en el empleo de pseudo presiones, mientras que el “Backpressure” acepta para sus cálculos el uso de presiones normales de fondo fluyente.

Al igual que en el caso anterior, se presentan gráficos donde se muestran las diferencias numéricas y los errores porcentuales existentes entre estos tres métodos. En este caso, se corrobora la similitud, para todos los casos presentados, entre los dos métodos que emplean pseudo presiones para ejecutar el cálculo de potencial de flujo abierto absoluto.



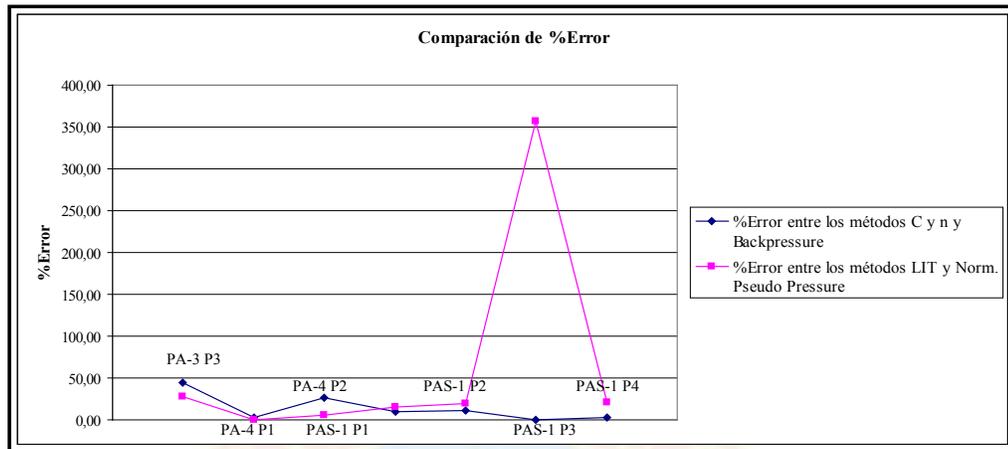
**Gráfico 4.44: Comparación entre los métodos “LIT” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”.**

En el caso del gráfico 4.45, puede observarse que la tendencia de los porcentajes de error tiende a ser menor cuando se comparan los métodos “LIT” y “Norm. Pseudo Presión”, comportamiento que se infiere por la razón expuesta en el párrafo anterior.



**Gráfico 4.45: Comportamiento del porcentaje de error al comparar los métodos “LIT” con “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure”.**

Finalmente, para llevar a cabo la escogencia de la ecuación que mejor se adapte al comportamiento productivo de los pozos estudiados, fueron extraídos de los gráficos 4.43 y 4.45 las tendencias que presentaron menores porcentajes de error, es decir, del primer gráfico se tomó la curva de porcentajes de error resultante de la comparación entre los métodos “C y n” y “Backpressure”, mientras que del segundo se tomó la curva resultante de comparar los métodos “LIT” y “Normal Pseudo Pressure” obteniéndose el gráfico 4.46. Según su comportamiento, en cinco de los siete casos analizados, la curva referente a los porcentajes de error obtenidos entre el método “C y n” y “Backpressure” presenta valores iguales o menores que los obtenidos al comparar los métodos “LIT” y “Norm. Pseudo Pressure”. Esto permitió definir el uso del método “C y n” para evaluar el potencial productivo de los pozos motivo de estudio, e incluso pudiera extrapolarse su aplicación a los futuros pozos de desarrollo que serán perforados en el Campo Patao, aclarando que pudiera considerarse un cambio del método planteado al método “LIT” o “Norm. Pseudo Pressure”, una vez que se tenga mayor cantidad de data adquirida. Por ahora, sólo con la data que se cuenta y los niveles de incertidumbres generados debido a que parte de la data de los pozos exploratorios y de avanzada no se encuentra disponible, se recomienda el uso del método definido mediante el procedimiento ejecutado.



**Gráfico 4.46: Comportamiento del porcentaje de error al comparar las mejores tendencias de los gráficos 4.43 y 4.45**

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- La abundancia de intercalaciones arcillosas laminadas provocan una considerable variación de las propiedades petrofísicas de las arenas a lo largo de su extensión en el Campo Patao.
- Las variaciones de la permeabilidad y el tiempo de producción influyen de manera directa en el viaje del tránsito de presión en el medio poroso afectando los resultados de la prueba, incidiendo así en un aumento o disminución del tiempo de ocurrencia del flujo radial durante el período estudiado.
- La reinterpretación de las pruebas de presión permitió identificar la presencia de eventos geológicos más cercanos a los pozos PA-3, PA-4 y PAS-1 que no pudieron ser visualizados mediante la sísmica por efectos de su resolución.
- Para el pozo PA-3 se determinó un modelo de yacimiento radial compuesto identificando dos períodos de estabilización con una distancia del pozo a la zona de cambio de transmisibilidad (zona de transición) de aproximadamente 500 pies, donde la zona de región 1 presenta mayor movilidad, relación de difusividad y mayor capacidad de flujo que la zona de la región 2.
- La mayoría de los análisis de las pruebas de presión alcanzaron el flujo radial en un tiempo comprendido entre 0,15 a 0,7 horas, lo que se traduce que para la generación de un diseño de prueba de presión para el Campo Patao no se requiere de un largo período de flujo y cierre.

- El estudio de productividad realizado a los pozos en estudio arrojó un buen cotejo de las presiones de fondo fluyente y caudales registrados en las pruebas de presión-producción, fundamentalmente para reductores de mayor diámetro.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Actualizar el modelo estático de los yacimientos del Campo Patao tomando en cuenta los resultados obtenidos mediante la interpretación de las pruebas de presión-producción.
- Estimar una ecuación de compresibilidad total que se ajuste a las condiciones del campo para disminuir los niveles de incertidumbre que se tienen en cuanto a este parámetro, pues no existe una ecuación definida para arenas poco consolidadas.
- Adquirir sísmica que maneje una mayor resolución de tal manera que se puedan observar eventos geológicos más cercanos a los pozos.
- Garantizar un buen período de limpieza con reductores óptimos, a fin de obtener condiciones de estabilidad y no generar acumulaciones de líquido en el fondo del pozo, perturbando el análisis e interpretación de la pruebas de presión-producción.
- Determinar del potencial de flujo abierto absoluto (AOF) para los pozos del campo a través del método “C y n” a pesar que en una de sus suposiciones considera que se debe estar en presencia de flujo monofásico cuando se evalúa un pozo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALFONSO, M (2001). “Caracterización Dinámica de la arena Nar-3 del área Carito Central, mediante la interpretación de Pruebas de Presión”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Estado Monagas.
- ARIAS, F. (2006). “El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica”. (5<sup>ta</sup> ed.). Editorial Epistame, Caracas–Venezuela.
- BENÍTEZ, J. (2010). “Desarrollo de un modelo numérico que reproduzca las condiciones dinámicas del yacimiento NAR J-481, Campo Jusepín profundo mediante la reinterpretación de Pruebas de Presión”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Estado Monagas.
- BOURDET, D. (2002). “Well Test Análisis: The used of advanced interpretation models”. Editorial Elsevier Science B.V. Amsterdam, Netherlands.
- ESPOIL, (2005). “Análisis Nodal y Flujo Multifásico”. Maracaibo-Venezuela.
- GÓMEZ, E. (2011). “Petroanálisis de Productividad”. Informe técnico, Gerencia de Estudios Integrados de Yacimiento, Costa Afuera.
- LAPREA-BIGOTT, M. “Pruebas de Pozos de Gas”. Trabajo de Ascenso. Profesor Asociado UDO Anzoátegui.
- DE LA RIVA, I. (2007). “Modelo Termodinámico de los Campos Dragón y Patao”. Informe técnico. Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos, Costa Afuera.
- RODRÍGUEZ, G. (2006). “Optimación de los tiempos de cierre en Pruebas de Restauración de Presión en el Yacimiento SBC-1, Área 2, U.Y. Pirital, PDVSA Distrito Norte”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, Estado Monagas.

- RODRÍGUEZ, R. & OBREGÓN, D. (2008). “Columnas Litológicas de los pozos Exploratorios del Campo Patao”. Informe Técnico, PDVSA EyP Costa Afuera.
- ROSSITTO, D. (2010). “Well Test Análisis Course”. Caracas-Venezuela.
- SUCRE GAS S.A, (1994) “Gas Resources of the Norte de Paria Block, Offshore Northeast Venezuela. Caracas-Venezuela.



# APÉNDICES





**APÉNDICE A**  
**Diagramas mecánicos de abandono de los pozos con**  
**intervalos evaluados**

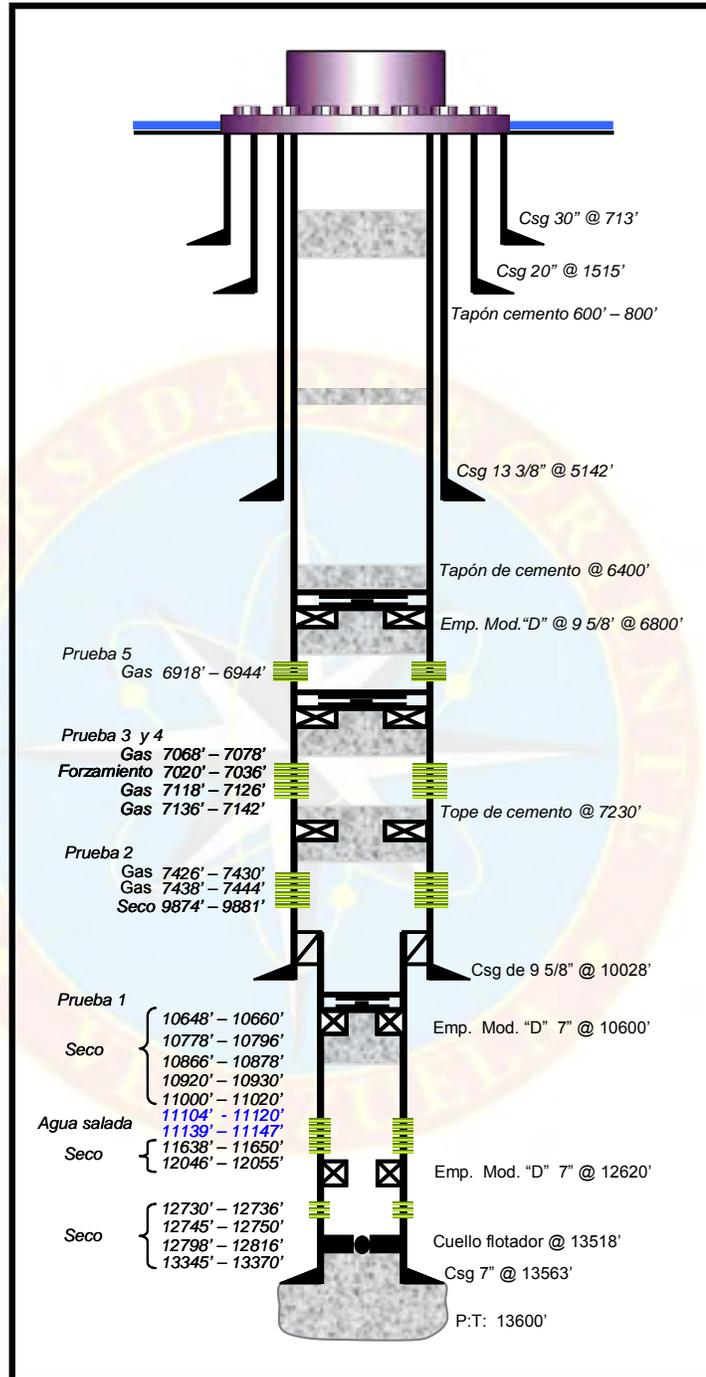
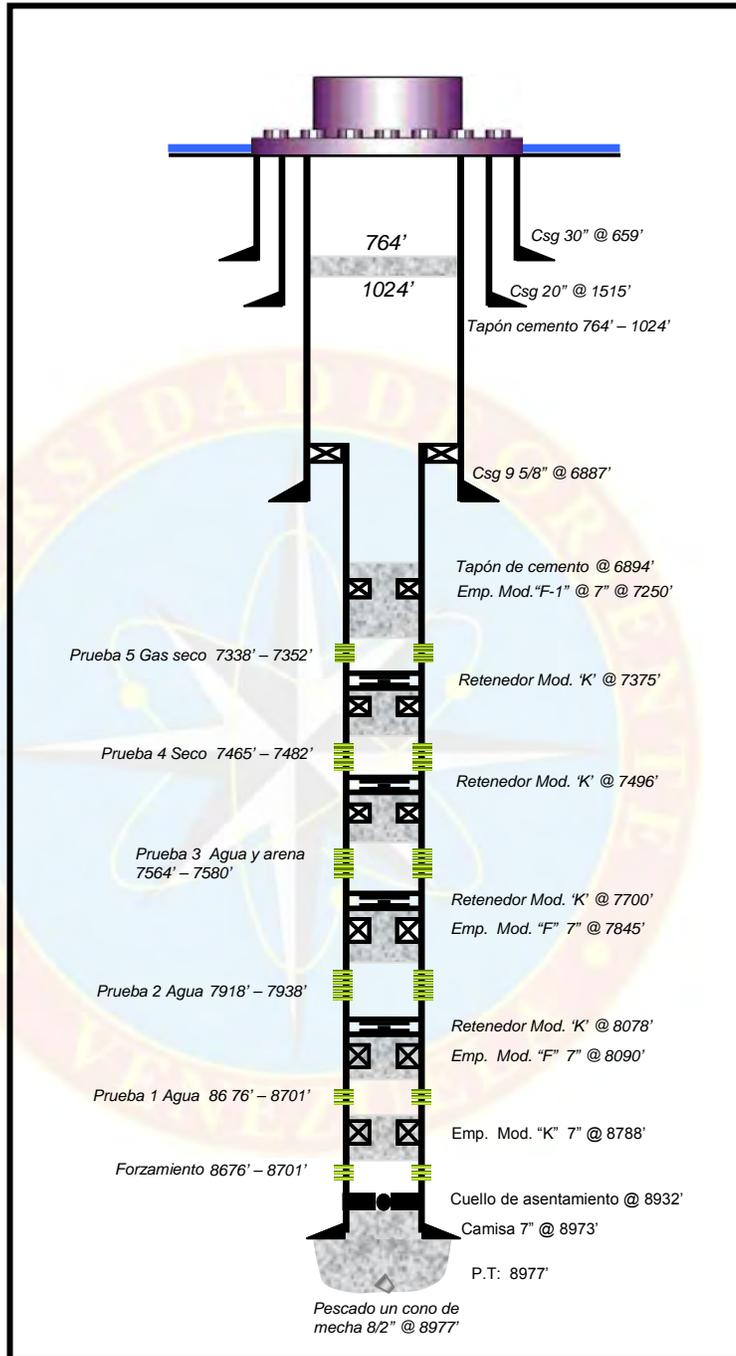
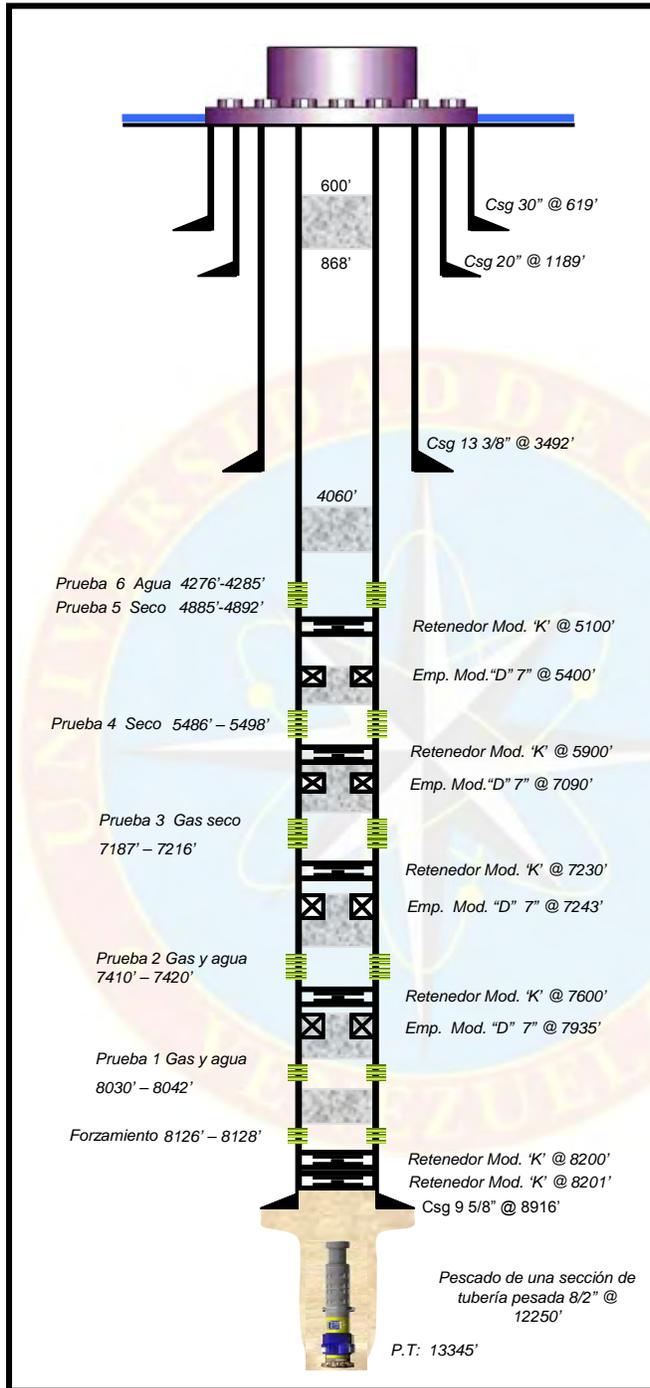


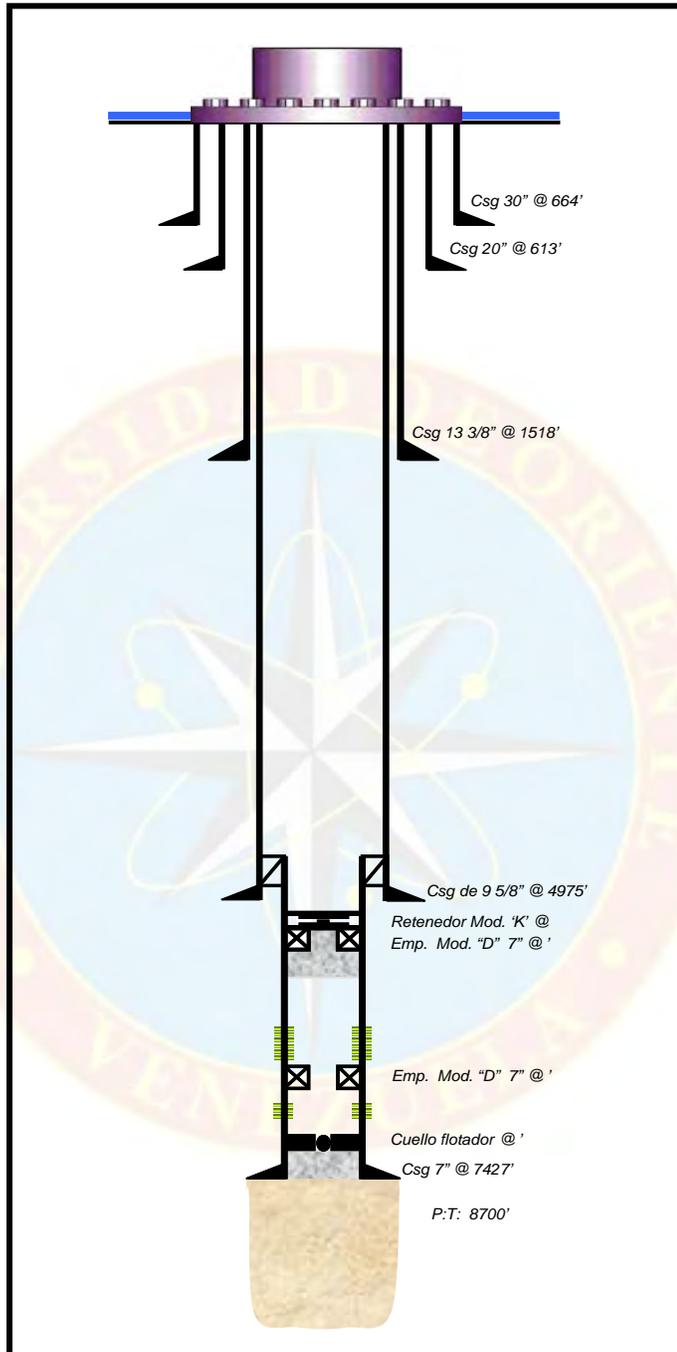
Figura A-1: Diagrama mecánico de abandono del pozo PA-1 con intervalos evaluados



**Figura A-2: Diagrama mecánico de abandono del pozo PA-2 con intervalos evaluados**



**Figura A-3: Diagrama mecánico de abandono del pozo PA-3 con intervalos evaluados**

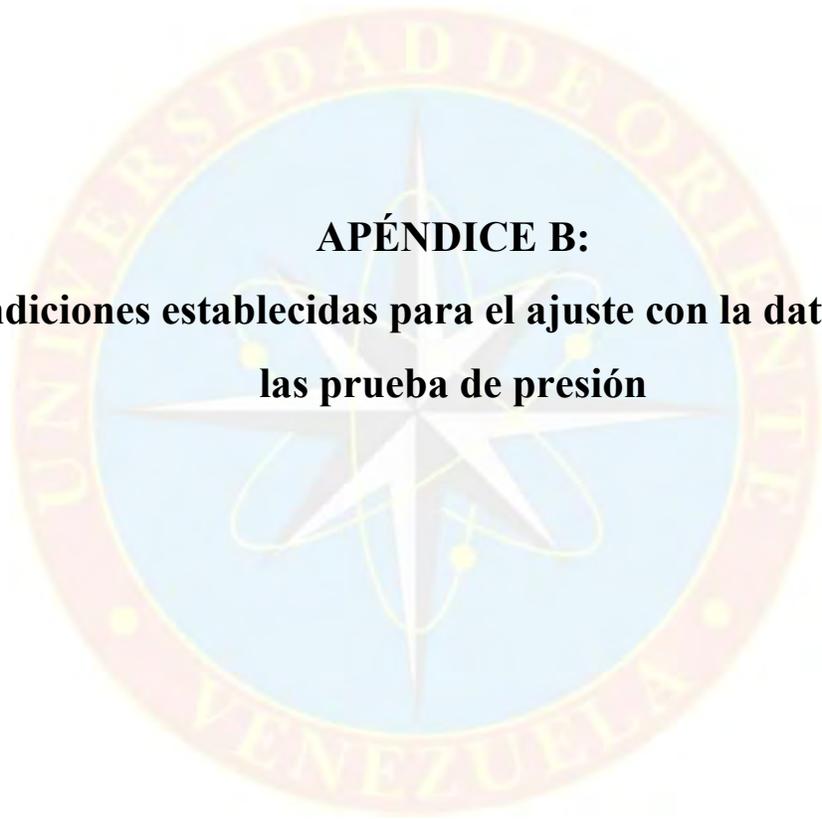


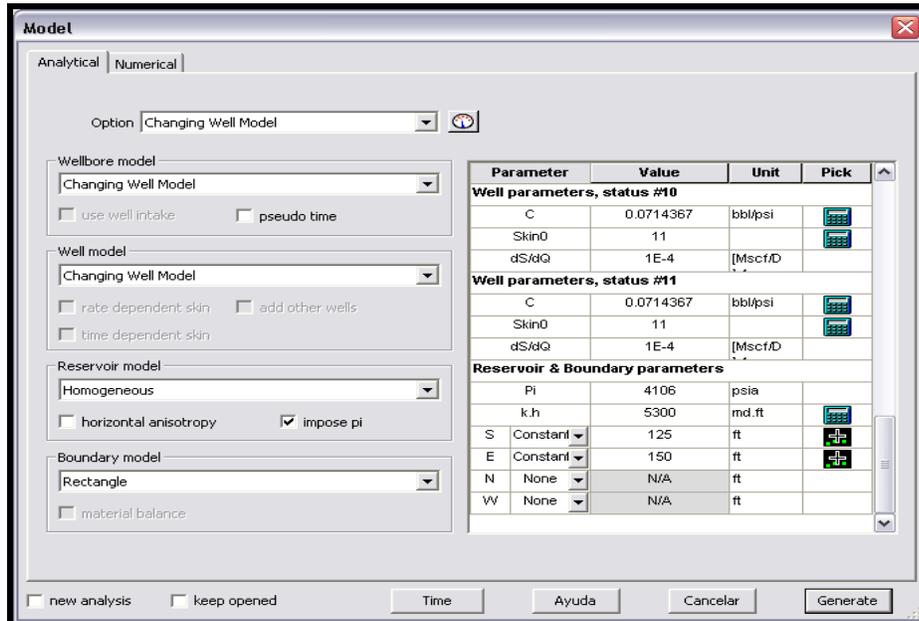
**Figura A-4: Diagrama mecánico de abandono del pozo PA-4 con intervalos evaluados**



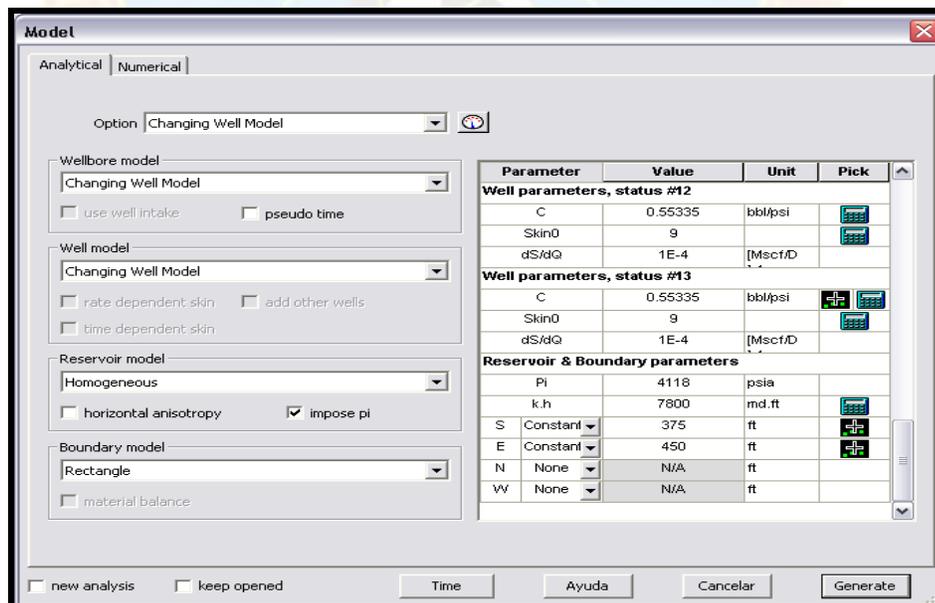
|

**APÉNDICE B:**  
**Condiciones establecidas para el ajuste con la data real de**  
**las prueba de presión**





**Figura B-1: Ventana correspondiente a las condiciones de ajuste de la prueba PAS-1 P1**



**Figura B-2: Ventana correspondiente a las condiciones de ajuste de la prueba PAS-1 P2**

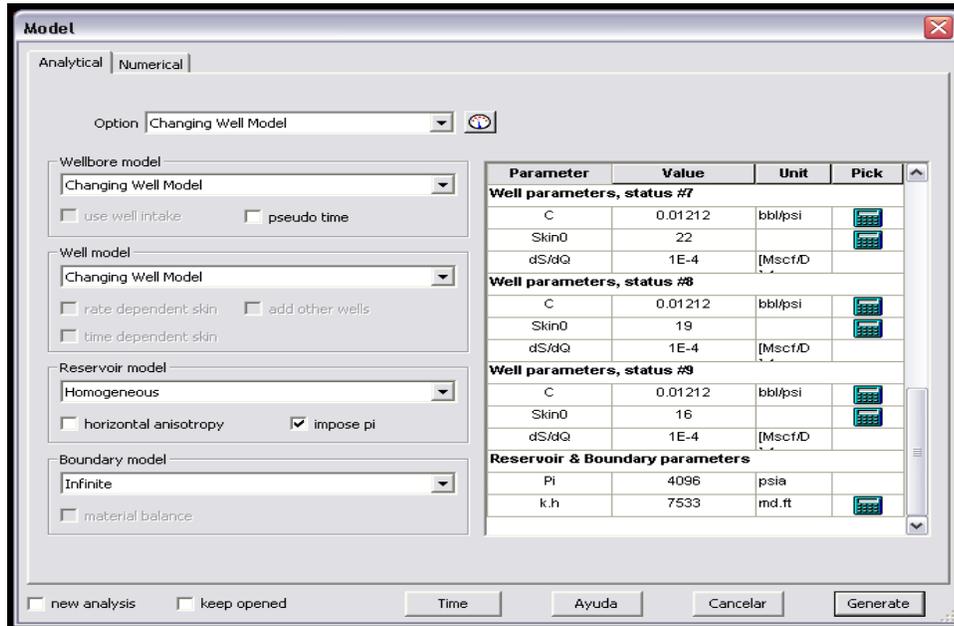


Figura B-3: Ventana correspondiente a las condiciones de ajuste de la prueba PAS-1 P4

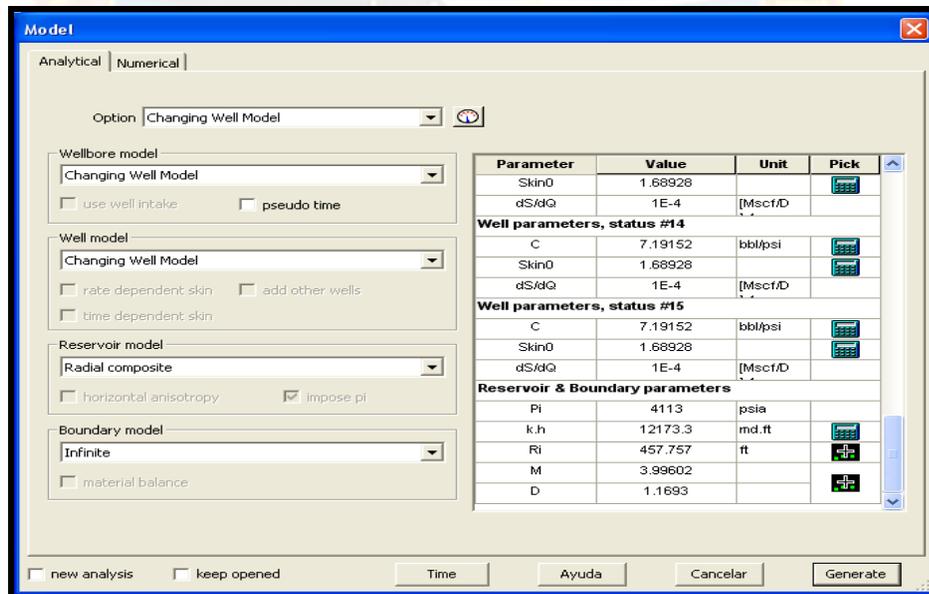


Figura B-4: Ventana correspondiente a las condiciones de ajuste de la prueba PA-3 P3

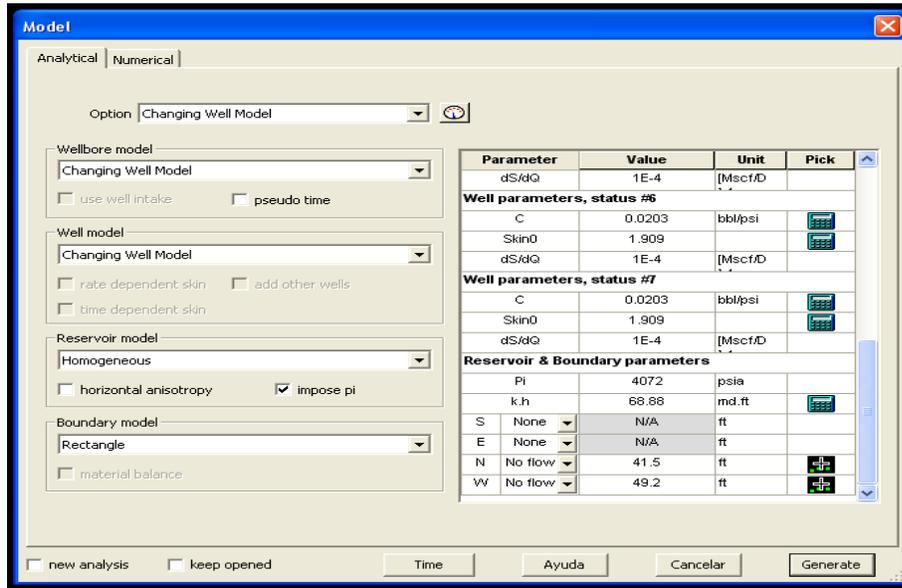


Figura B-5: Ventana correspondiente a las condiciones de ajuste de la prueba PA-4 P1

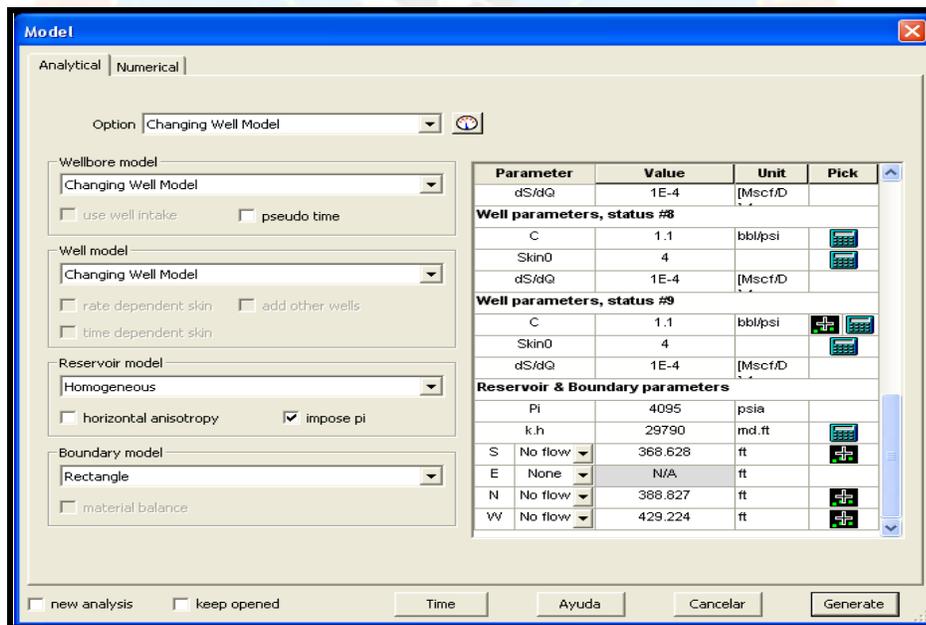


Figura B-6: Ventana correspondiente a las condiciones de ajuste de la prueba PA-4 P2



**APÉNDICE C:**  
**Resultados globales de la interpretación de la derivada de  
presión por prueba**

Name	Value	Unit
Well parameters, status #6		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.075	bbl/psi
Skin0	9	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #7		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.075	bbl/psi
Skin0	9	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #8		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.07	bbl/psi
Skin0	9.5	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #9		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.0714	bbl/psi

**Figura C-1: Resultados globales del análisis de la derivada de presión para el Build-up N° 1, prueba PAS-1 P1**

Name	Value	Unit
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Reservoir & Boundary parameters:		
Pi	4105	psia
k.h	5300	md.ft
k	67.9	md
S - Constant P.	125	ft
E - Constant P.	150	ft
N - None	N/A	ft
W - None	N/A	ft
Derived & Secondary Parameters		
Delta P (Total)	99.9374	psi

**Figura C-2: Otros resultados obtenidos del ajuste de la derivada de presión en la prueba PAS-1 P1**

**Log-Log results**

Name	Value	Unit
C	0.553	bb/psi
Skin0	9	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #13		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.553	bb/psi
Skin0	9	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	4118	psia
k.h	7800	md.ft
k	100	md
S - Constant P.	375	ft
E - Constant P.	450	ft
N - None	N/A	ft
W - None	N/A	ft

Parameters:  Enable Edit  Enable Drag

Results:  Rounded  Exact

Buttons: Help, Generate, Reset, Close

**Figura C-3: Resultados globales del análisis de la derivada de presión para el Build-up principal, prueba PAS-1 P2**

**Log-Log results**

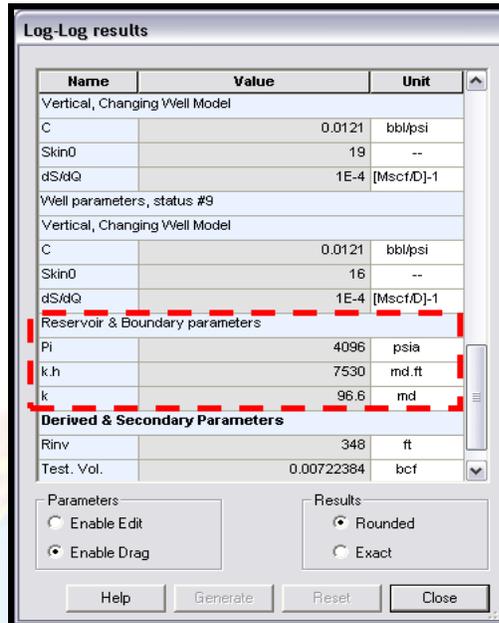
Name	Value	Unit
Vertical, Changing Well Model		
C	0.0121	bb/psi
Skin0	23.5	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #5		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.0121	bb/psi
Skin0	22	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #6		
Vertical, Changing Well Model		
C	0.0121	bb/psi
Skin0	22	--
dS/dQ	1E-4	[Mscf/D]-1
Well parameters, status #7		
Vertical, Changing Well Model		

Parameters:  Enable Edit  Enable Drag

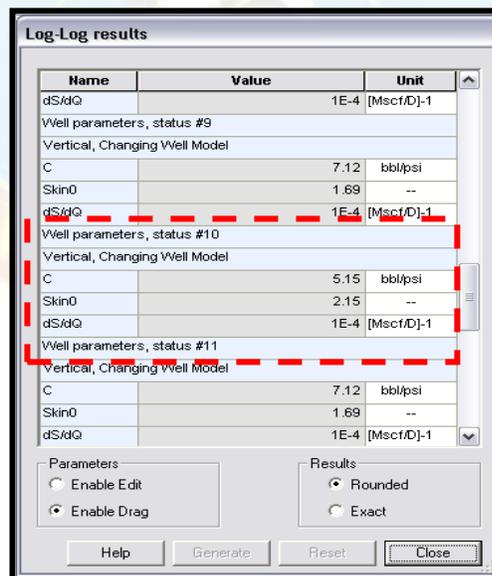
Results:  Rounded  Exact

Buttons: Help, Generate, Reset, Close

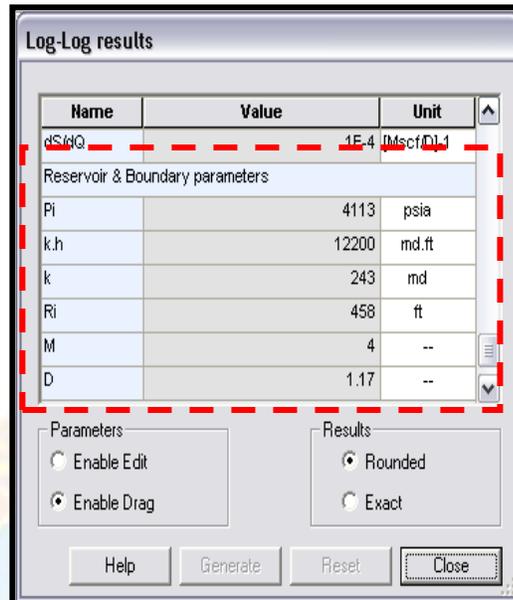
**Figura C-4: Resultados globales del análisis de la derivada de presión para el build-up N° 2, prueba PAS-1 P4.**



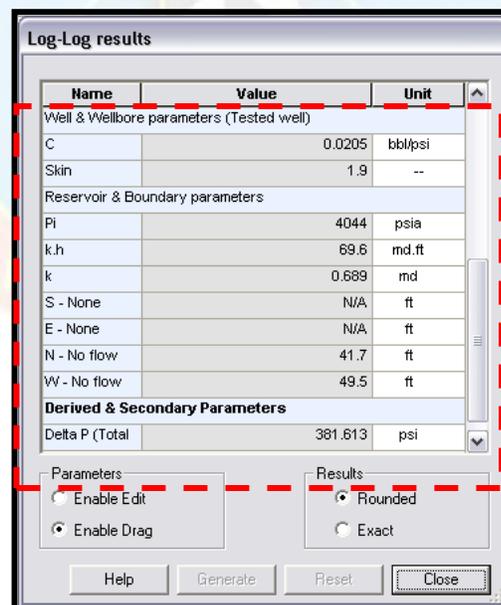
**Figura C-5: Otros resultados obtenidos del ajuste de la derivada de presión en la prueba PAS-1 P4**



**Figura C-6: Resultados globales del análisis de la derivada de presión para el flujo extendido, prueba PA-3 P3**



**Figura C-7: Otros resultados obtenidos del ajuste de la derivada de presión en la prueba PA-3 P3**

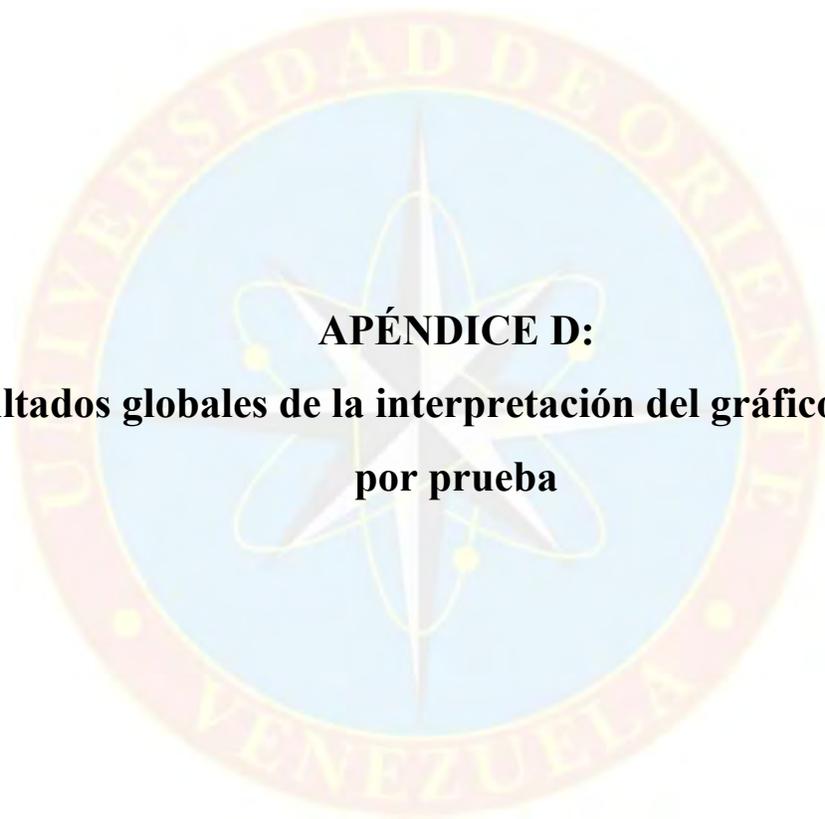


**Figura C-8: Resultados globales del análisis de la derivada de presión para el build-up N° 1, prueba PA-4 P1**

**Log-Log results**

Name	Value	Unit
<b>Well parameters, status</b>		
Vertical, Changing Well Model		
C	1.1	bbl/psi
Skin0	4	--
dSkinQ	1E-4	[Mscft/D]-1
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>		
Pi	4095	psia
k.h	29800	md.ft
k	295	md
S - No flow	369	ft
E - None	N/A	ft
N - No flow	389	ft
W - No flow	428	ft
<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>		
Parameters		
<input type="radio"/> Enable Edit		
<input checked="" type="radio"/> Enable Drag		
Results		
<input checked="" type="radio"/> Rounded		
<input type="radio"/> Exact		
<input type="button" value="Help"/> <input type="button" value="Generate"/> <input type="button" value="Reset"/> <input type="button" value="Close"/>		

**Figura C-9: Resultados globales del análisis de la derivada de presión para el build-up principal, prueba PA-4 P2.**



**APÉNDICE D:**

**Resultados globales de la interpretación del gráfico semi-log  
por prueba**

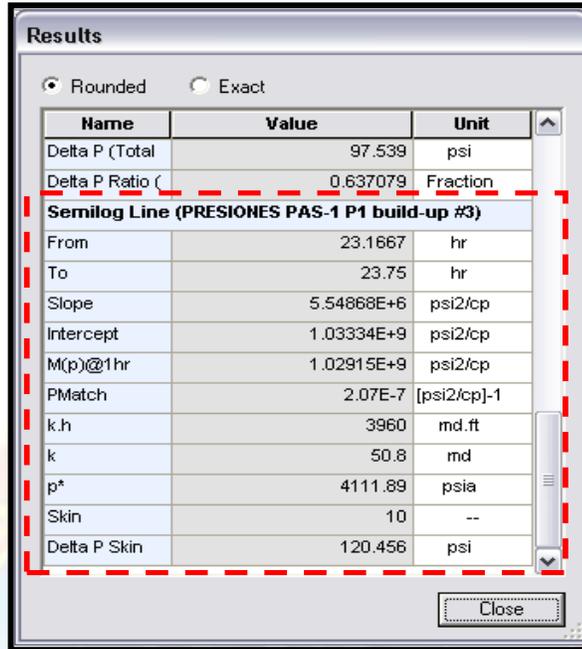


Figura D-1: Resultados globales del gráfico semi-log de la prueba PAS-1 P1

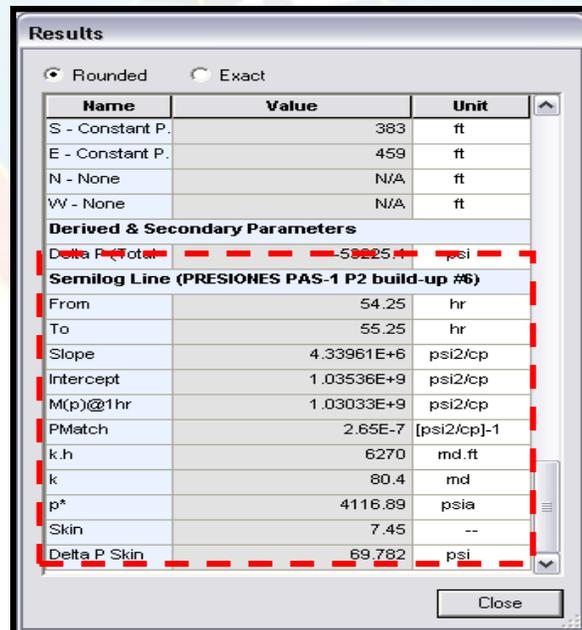


Figura D-2: Resultados globales del gráfico semi-log de la prueba PAS-1 P2

**Results**

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
<b>Semilog Line (PRESIONES PAS-1 P3 build-up #1)</b>		
From	9.5	hr
To	10.5	hr
Slope	3.23887E+6	psi <sup>2</sup> /cp
Intercept	1.03151E+9	psi <sup>2</sup> /cp
M(p)@1hr	1.02956E+9	psi <sup>2</sup> /cp
PMatch	3.55E-7	[psi <sup>2</sup> /cp]-1
k.h	3040	md.ft
k	38.9	md
p*	4100.06	psia
Skin	13	--
Delta P Skin	91.1762	psi

Close

Figura D-3: Resultados globales del gráfico semi-log de la prueba PAS-1 P3

**Results**

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
Pi	4096	psia
k.h	7530	md.ft
k	96.6	md
<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>		
Rinv	348	ft
Test Vol.	0.0072384	bar
<b>Semilog Line (PRESIONES PAS-1 P4 build-up #2)</b>		
From	21.9167	hr
To	23	hr
Slope	2.34958E+6	psi <sup>2</sup> /cp
Intercept	1.0292E+9	psi <sup>2</sup> /cp
M(p)@1hr	1.02746E+9	psi <sup>2</sup> /cp
PMatch	4.9E-7	[psi <sup>2</sup> /cp]-1
k.h	6720	md.ft
k	86.1	md
p*	4099.18	psia
Skin	22.1	--
Delta P Skin	112.303	psi

Close

Figura D-4: Resultados globales del gráfico semi-log de la prueba PAS-1 P4

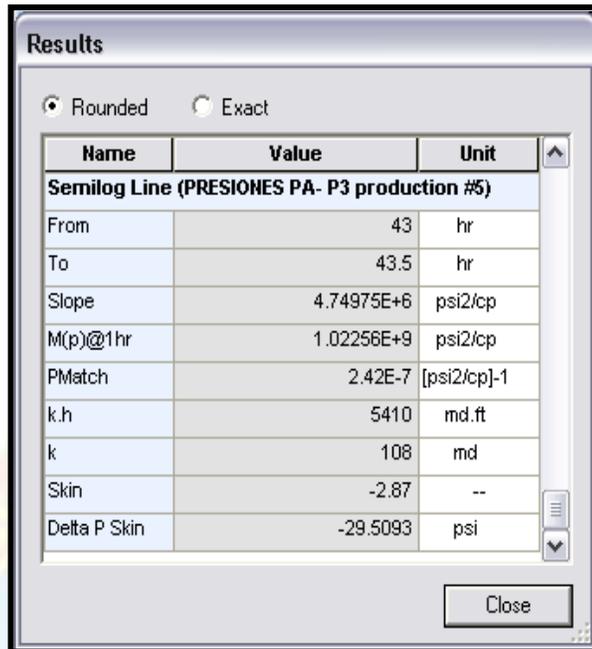


Figura D-5: Resultados globales del gráfico semi-log, prueba PA-3 P3, zona 1

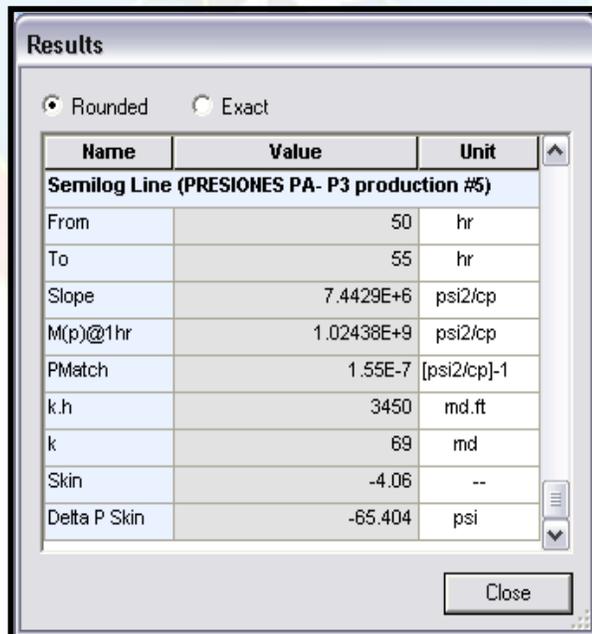


Figura D-6: Resultados globales del gráfico semi-log, prueba PA-3 P3 zona 2

**Results**

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
<b>Semilog Line (PA-4P1 build-up #1)</b>		
From	81.5	hr
To	83.25	hr
Slope	8.80899E+7	psi <sup>2</sup> /cp
Intercept	8.76564E+8	psi <sup>2</sup> /cp
M(p)@1hr	7.06355E+8	psi <sup>2</sup> /cp
PMatch	1.31E-8	[psi <sup>2</sup> /cp]-1
k.h	72.5	md.ft
k	0.718	md
p*	3683.45	psia
Skin	-1.12	--
Delta P Skin	-216.185	psi

Close

Figura D-7: Resultados globales del gráfico semi-log de la prueba PA-4 P1

**Results**

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>		
<b>Semilog Line (PRESIONES PA-4 P2 build-up #4)</b>		
From	66.3333	hr
To	67.75	hr
Slope	7.6562E+5	psi <sup>2</sup> /cp
Intercept	1.03169E+9	psi <sup>2</sup> /cp
M(p)@1hr	1.03056E+9	psi <sup>2</sup> /cp
PMatch	1.5E-6	[psi <sup>2</sup> /cp]-1
k.h	34600	md.ft
k	343	md
p*	4080.1	psia
Skin	5.12	--
Delta P Skin	8.41755	psi

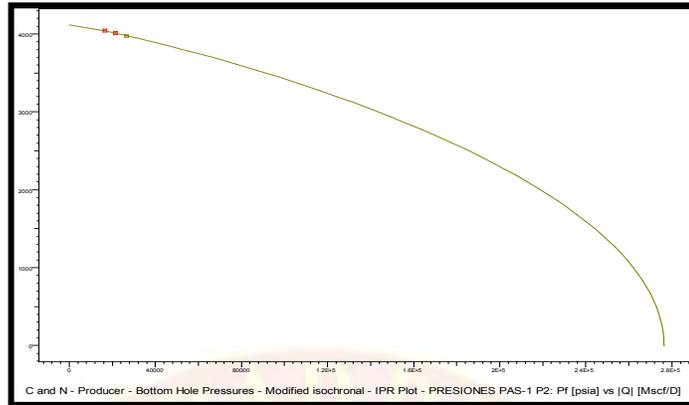
Close

Figura D-8: Resultados globales del gráfico semi-log de la prueba PA-4 P2

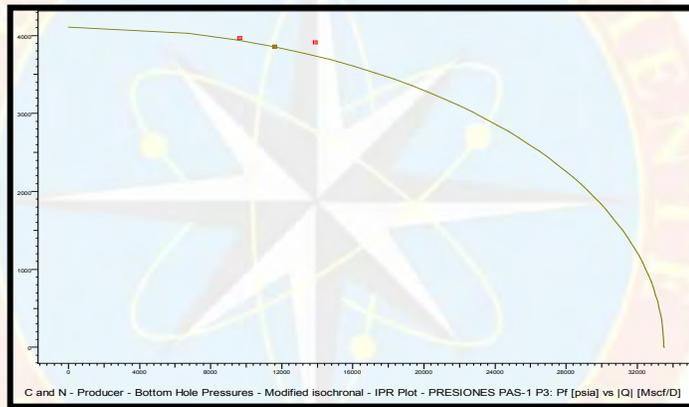


**APÉNDICE E:**

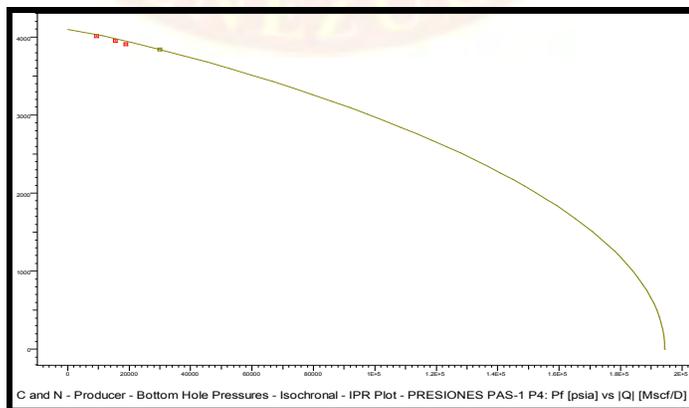
**Curvas IPR generadas mediante el método “C y n” (Saphir)**



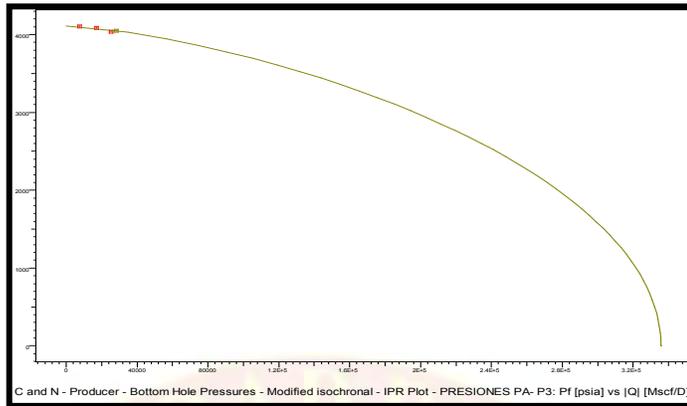
**Gráfico E-1: Curva IPR obtenida por el método “Cy n”, Prueba PAS-1 P2.**



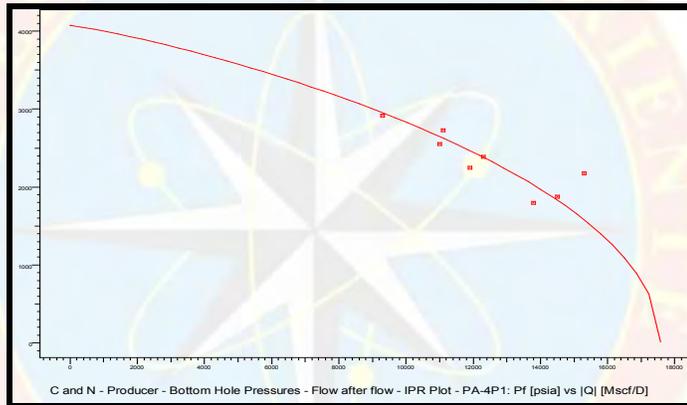
**Gráfico E-2: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PAS-1 P3.**



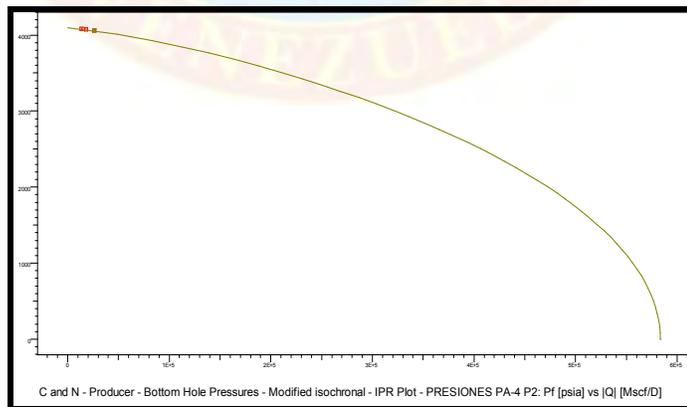
**Gráfico E-3: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PAS-1 P4**



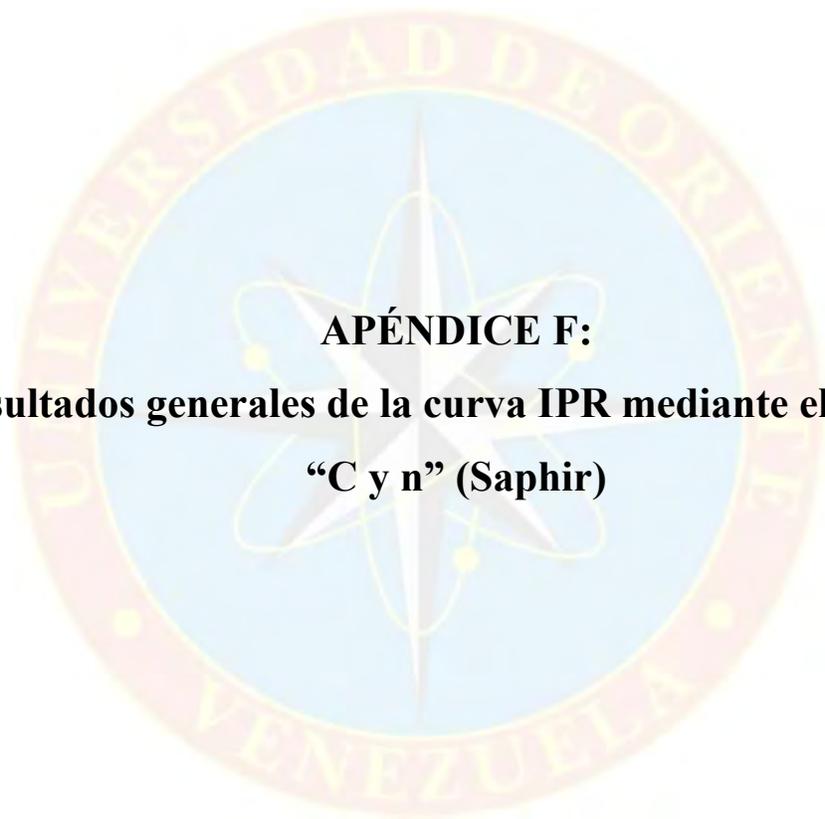
**Gráfico E-4: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PA-3 P3.**



**Gráfico E-5: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PA-4 P1.**



**Gráfico E-6: Curva IPR obtenida por el método “C y n”, Prueba PA-4 P2.**



**APÉNDICE F:**

**Resultados generales de la curva IPR mediante el método  
“C y n” (Saphir)**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4107	psia
AOFP	1.14535E+5	Mscf/D
C (trans.)	2.22487	[Mscf/D]/psia*
N	0.644067	--
Test points	2	--
C (ext.)	2.5365	[Mscf/D]/psia*
P ext.	3895	psia
Q ext.	26090	Mscf/D

Close

**Figura F-1: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PAS-1 P1**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4118	psia
AOFP	2.76273E+5	Mscf/D
C (trans.)	0.167642	[Mscf/D]/psia*
N	0.866066	--
Test points	2	--
C (ext.)	0.151435	[Mscf/D]/psia*
P ext.	3978	psia
Q ext.	26530	Mscf/D

Close

**Figura F-2: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PAS-1 P2**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4110	psia
AOFP	33488.2	Mscf/D
C (trans.)	9.61523	[Mscf/D]/psia*
N	0.5	--
Test points	3	--
C (ext.)	8.14804	[Mscf/D]/psia*
P ext.	3854.92	psia
Q ext.	11614	Mscf/D

Close

**Figura F-3: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PAS-1 P3**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4098	psia
AOFP	1.9434E+5	Mscf/D
C (trans.)	0.0611969	[Mscf/D]/psia*
N	0.887977	--
Test points	3	--
C (ext.)	0.0746112	[Mscf/D]/psia*
P ext.	3840	psia
Q ext.	30000	Mscf/D

Close

**Figura F-4: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PAS-1 P4.**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4113	psia
AOFP	3.35673E+5	Mscf/D
C (trans.)	2.72672	[Mscf/D]/psia <sup>4</sup>
N	0.704133	--
Test points	3	--
C (ext.)	2.73039	[Mscf/D]/psia <sup>4</sup>
P ext.	4051.02	psia
Q ext.	28360	Mscf/D

Close

**Figura F-5: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PA-3 P3.**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Flow after flow)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4072	psia
AOFP	17580.9	Mscf/D
C (trans.)	0.012438	[Mscf/D]/psia <sup>4</sup>
N	0.851887	--
Test points	8	--

Close

**Figura F-6: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PA-4 P1.**

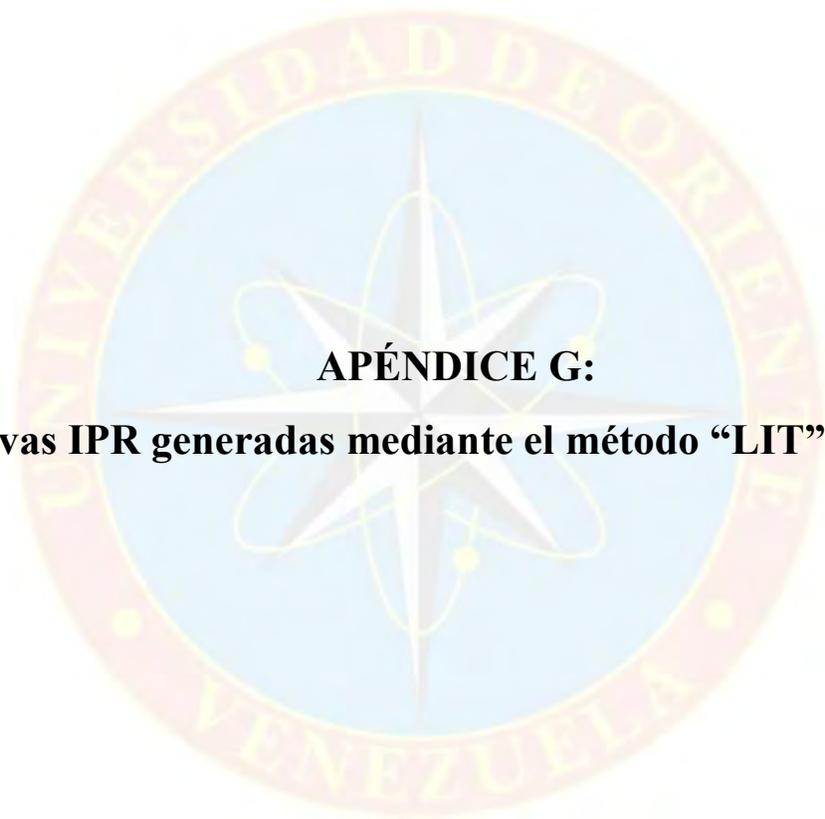
**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: C and N - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4095	psia
AOF	5.83398E+5	Mscf/D
C (trans.)	1.70791	[Mscf/D]/psia*
N	0.77136	--
Test points	3	--
C (ext.)	1.56054	[Mscf/D]/psia*
P ext.	4058	psia
Q ext.	26300	Mscf/D

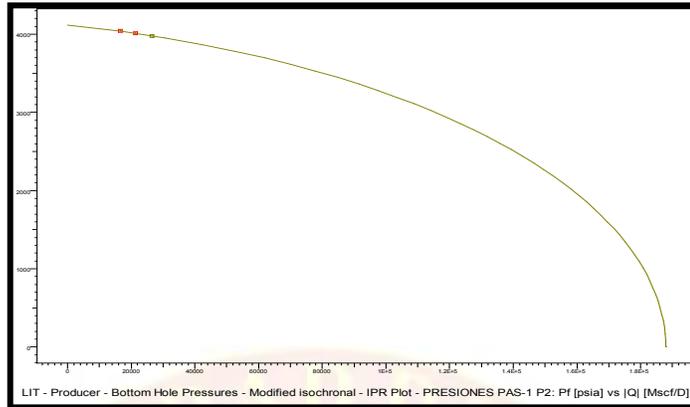
Close

**Figura F-7: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “C y n”, prueba PA-4 P2.**

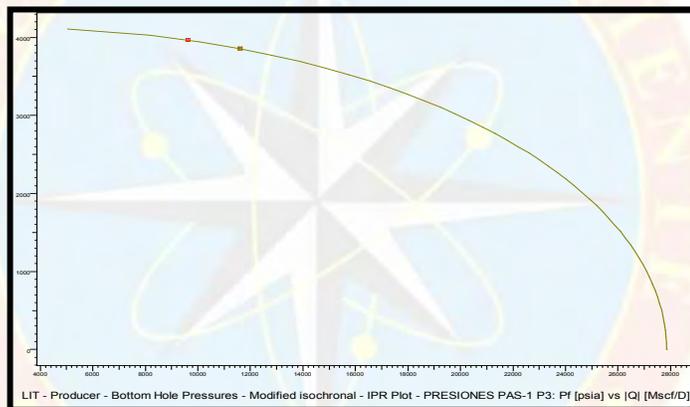


**APÉNDICE G:**

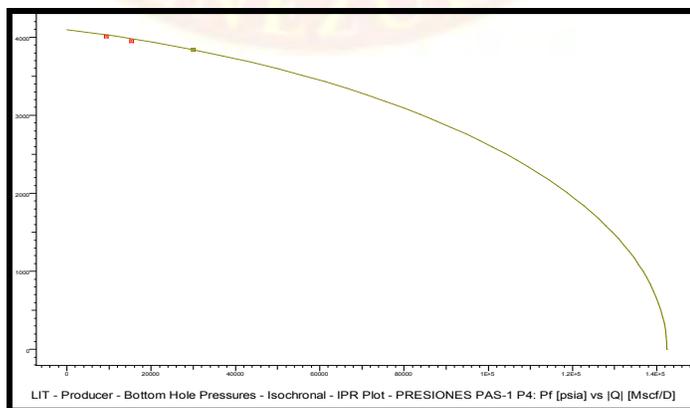
**Curvas IPR generadas mediante el método “LIT” (Saphir)**



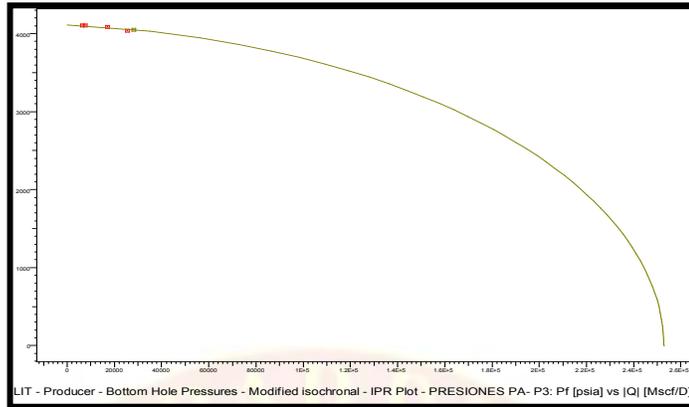
**Gráfico G-1: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PAS-1 P2.**



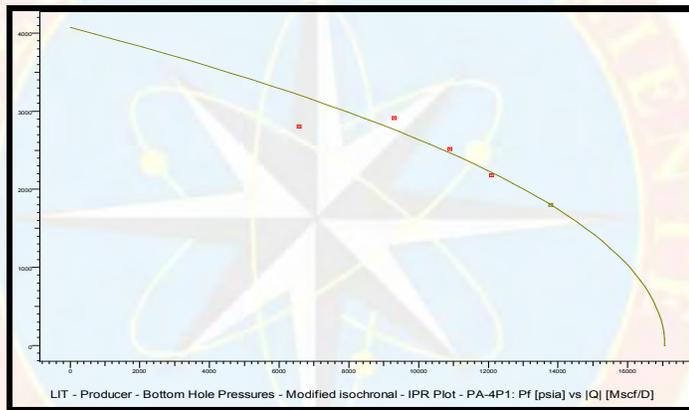
**Gráfico G-2: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PAS-1 P3.**



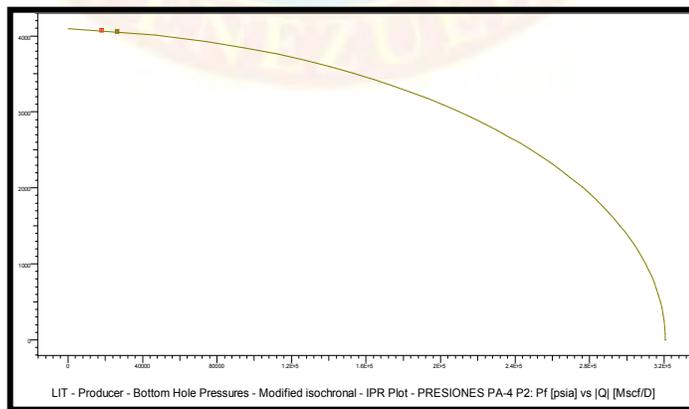
**Gráfico G-3: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PAS-1 P4**



**Gráfico G-4: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PA-3 P3.**



**Gráfico G-5: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PA-4 P1.**



**Gráfico G-6: Curva IPR obtenida por el método “LIT”, Prueba PA-4 P2.**



**APÉNDICE H:**  
**Resultados generales de la curva IPR mediante el método**  
**“LIT” (Saphir)**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4107	psia
AOFP	1.29925E+5	Mscf/D
a (trans.)	51.4405	psia**2/[Mscf/
b	6.24078E-4	psia**2/[Mscf
Test points	4	--
a (ext.)	48.7398	psia**2/[Mscf/
P ext.	3895	psia
Q ext.	26090	Mscf/D
dS/dQ	-0.00201638	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-1: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PAS-1 P1**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4118	psia
AOFP	1.87888E+5	Mscf/D
a (trans.)	30.444	psia**2/[Mscf/
b	2.94571E-4	psia**2/[Mscf
Test points	2	--
a (ext.)	34.908	psia**2/[Mscf/
P ext.	3978	psia
Q ext.	26530	Mscf/D
dS/dQ	-0.00134865	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-2: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PAS-1 P2**

**Results**

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4110	psia
AOFP	27847.2	Mscf/D
a (trans.)	-143.786	psia**2/[Mscf/
b	0.0265911	psia**2/[Mscf/
Test points	2	--
a (ext.)	-133.894	psia**2/[Mscf/
P ext.	3854.92	psia
Q ext.	11614	Mscf/D
dS/dQ	6.86624E-4	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-3: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PAS-1 P3**

**Results**

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4098	psia
AOFP	1.42352E+5	Mscf/D
a (trans.)	70.0184	psia**2/[Mscf/
b	4.42397E-4	psia**2/[Mscf/
Test points	2	--
a (ext.)	54.9949	psia**2/[Mscf/
P ext.	3840	psia
Q ext.	30000	Mscf/D
dS/dQ	-0.00137721	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-4: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PAS-1 P4**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4113	psia
AOFP	2.52704E+5	Mscf/D
a (trans.)	11.323	psia**2/[Mscf/
b	2.18861E-4	psia**2/[Mscf
Test points	4	--
a (ext.)	11.6352	psia**2/[Mscf/
P ext.	4051.02	psia
Q ext.	28360	Mscf/D
dS/dQ	-0.00101637	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-5: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PA-3 P3.**

**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4072	psia
AOFP	17063.8	Mscf/D
a (trans.)	15.6356	psia**2/[Mscf/
b	0.00135679	psia**2/[Mscf
Test points	4	--
a (ext.)	948.55	psia**2/[Mscf/
P ext.	1798	psia
Q ext.	13800	Mscf/D
dS/dQ	-0.457652	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-6: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PA-4 P1**

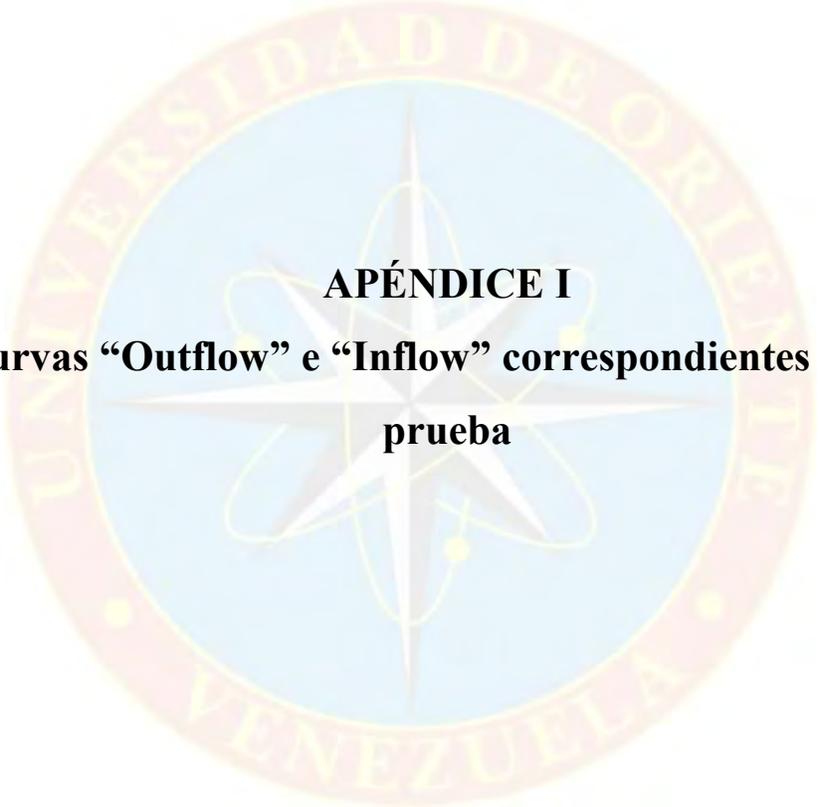
**Results**

Rounded     Exact

Name	Value	Unit
<b>IPR: LIT - Producer (Modified isochronal)</b>		
Bottom Hole Pressures		
Pavg	4095	psia
AOFP	3.20598E+5	Mscf/D
a (trans.)	6.57578	psia**2/[Mscf/
b	1.38753E-4	psia**2/[Mscf
Test points	2	--
a (ext.)	7.8208	psia**2/[Mscf/
P ext.	4058	psia
Q ext.	26300	Mscf/D
dS/dQ	-3.45542E-4	[Mscf/D]-1

Close

**Figura H-7: Resultados globales de la curva IPR de la prueba PAS-1 P1, método “LIT”, prueba PA-4 P2**



**APÉNDICE I**  
**Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a cada prueba**

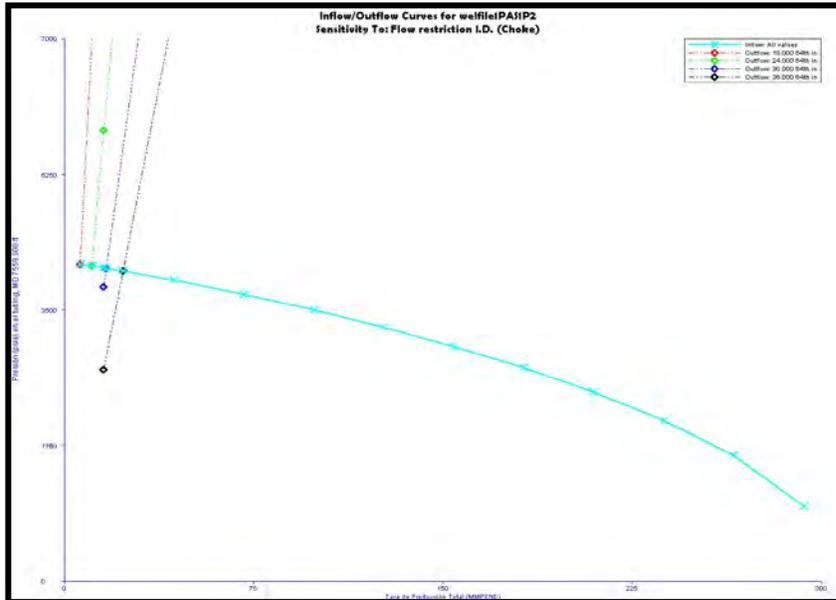


Figura I-1: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PAS-1  
P2

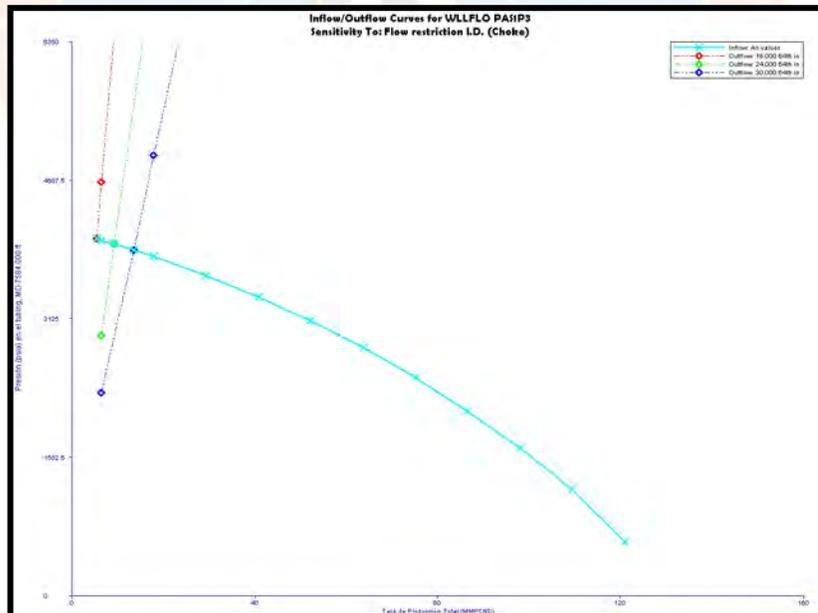


Figura I-2: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PAS-1  
P3

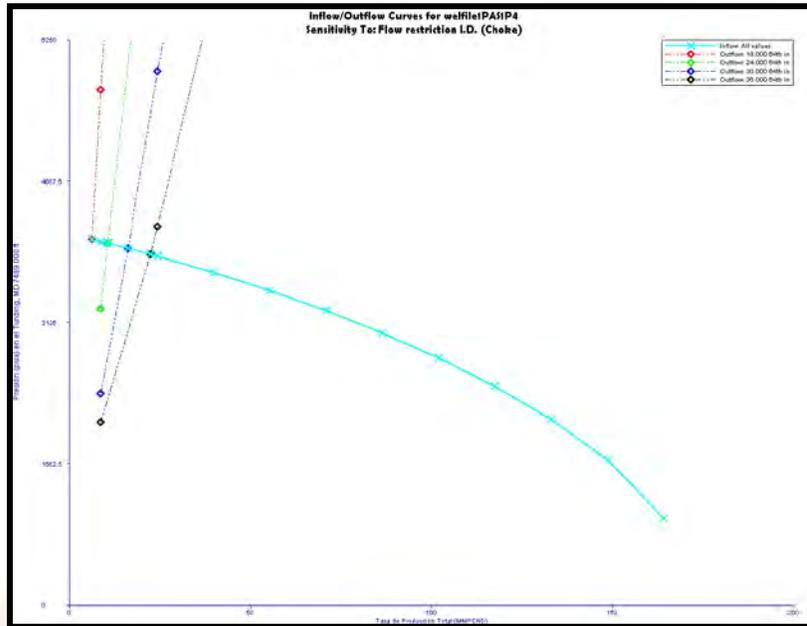


Figura I-3: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PAS-1  
P4

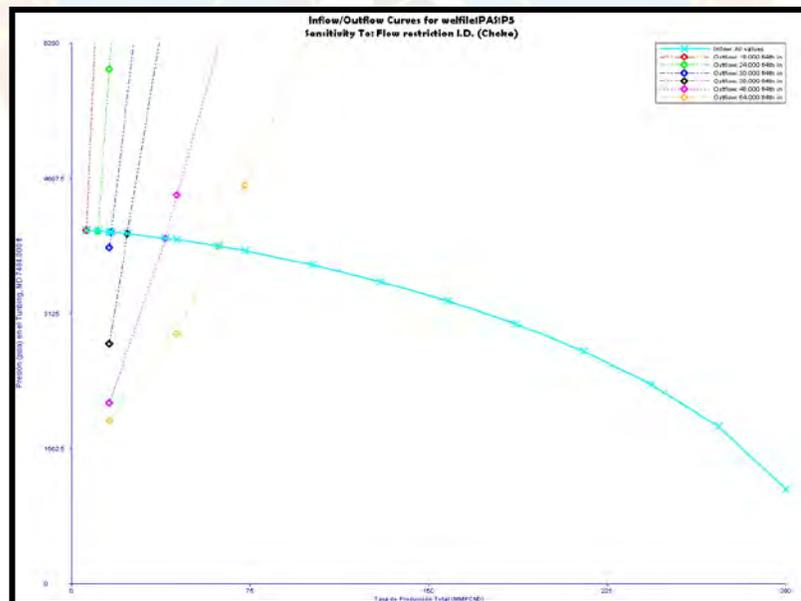


Figura I-4: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PAS-1  
P5

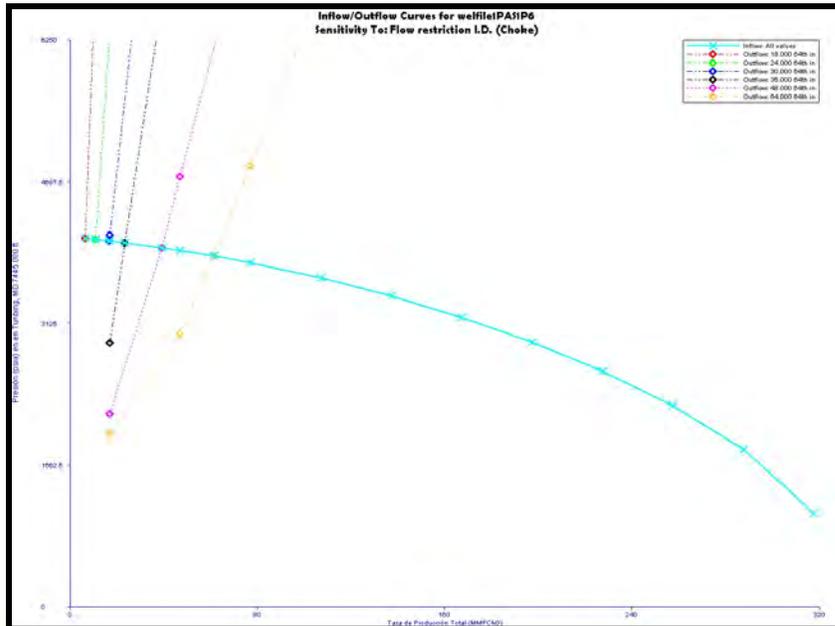


Figura I-5: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PAS-1

P6

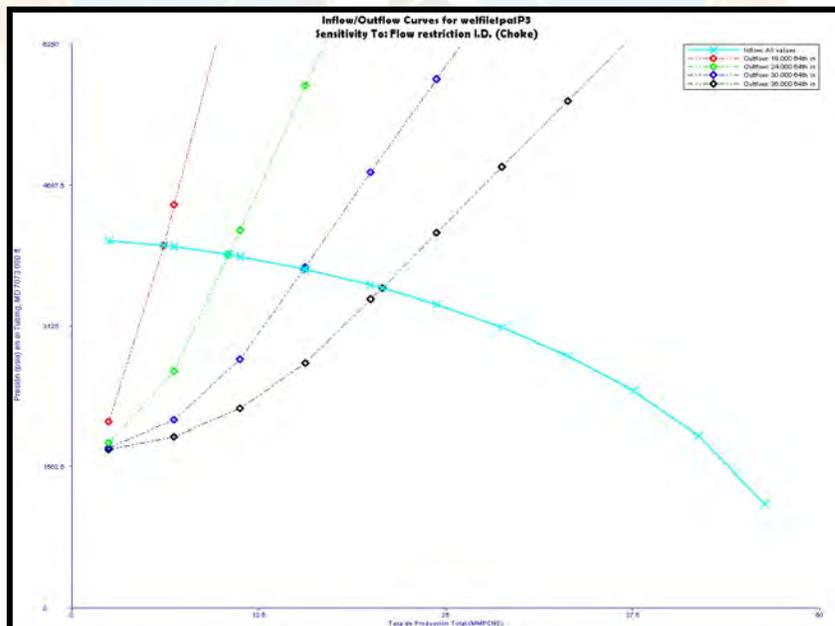


Figura I-6: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PA-1 P3

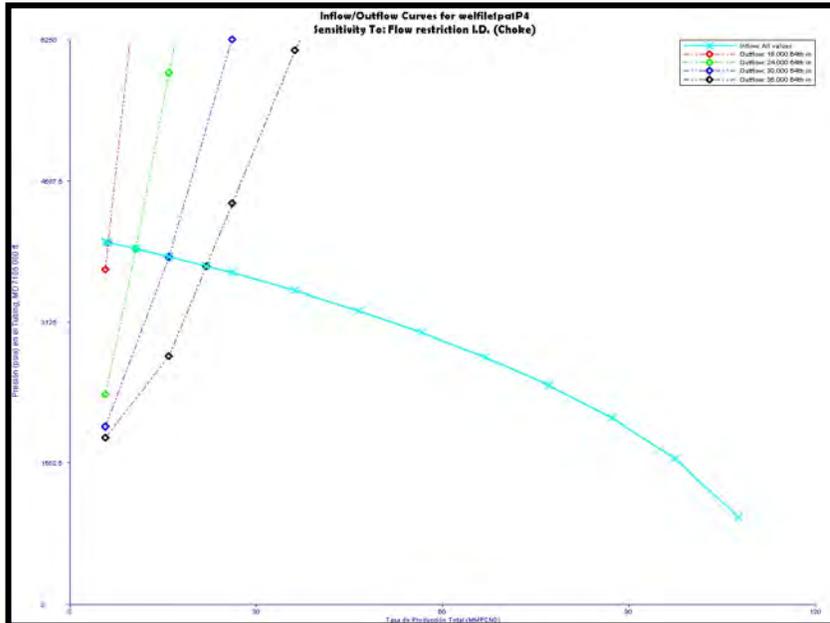


Figura I-7: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PA-1 P4

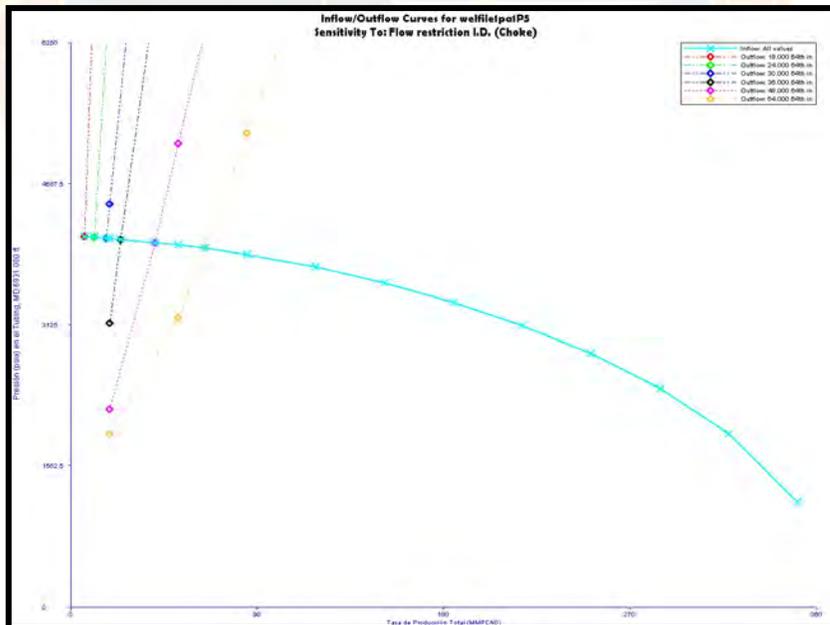


Figura I-8: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PA-1 P5

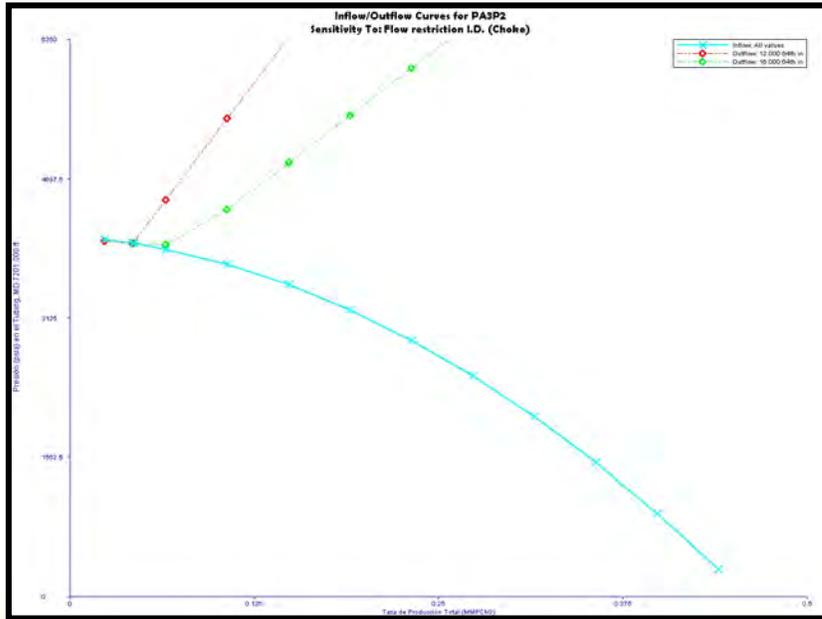


Figura I-9: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PA-3 P2

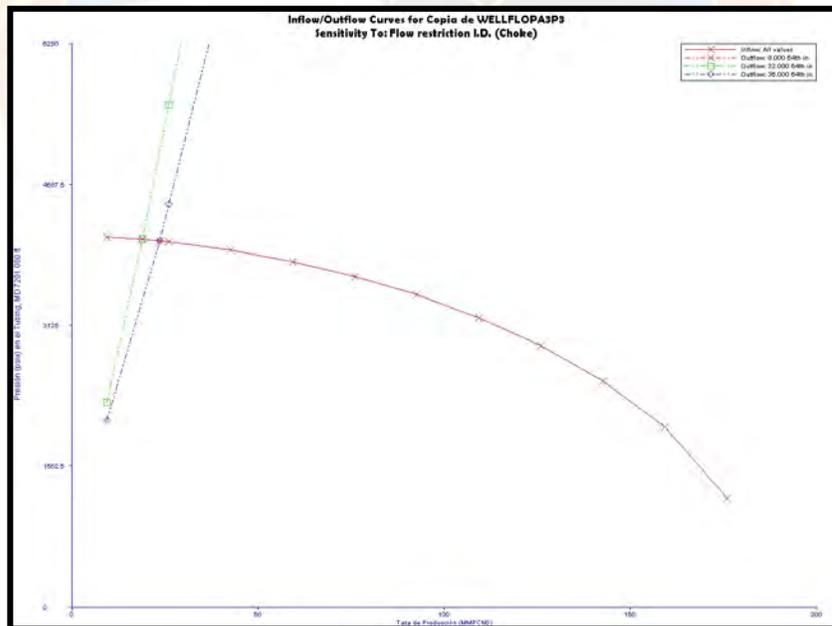
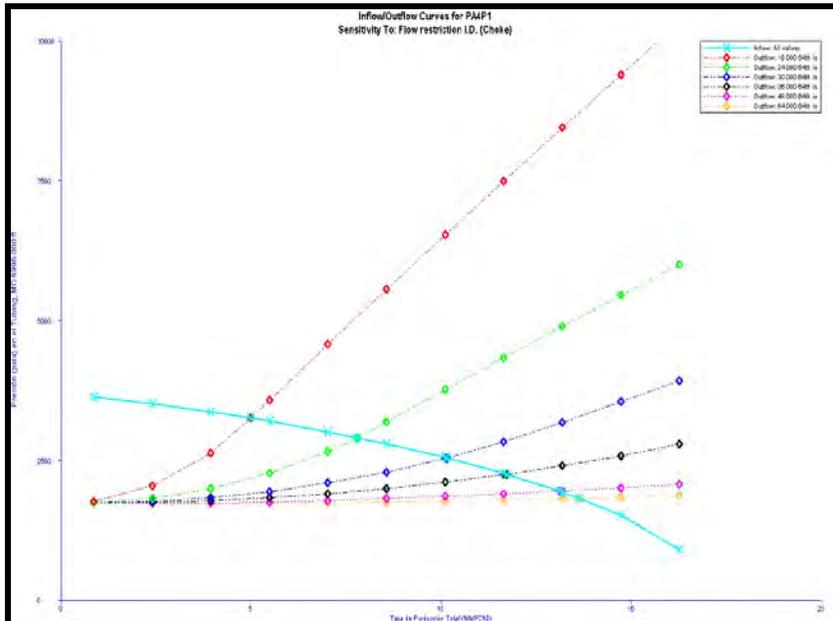
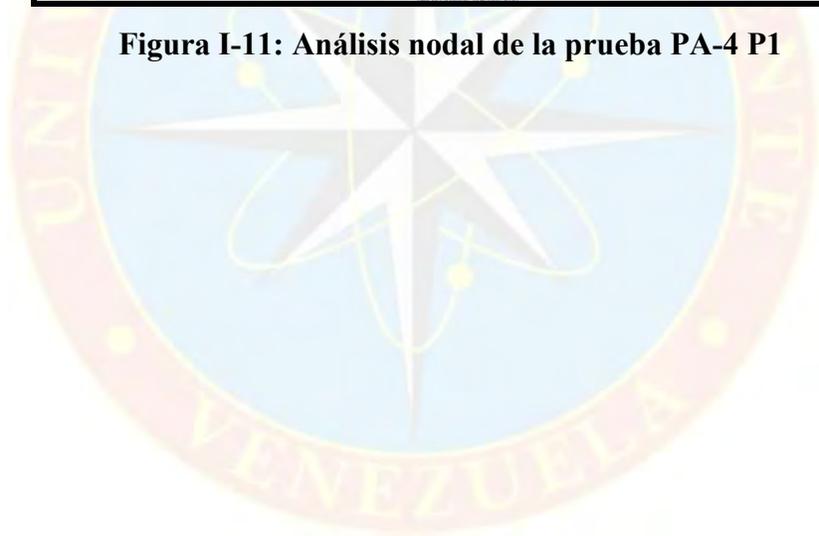
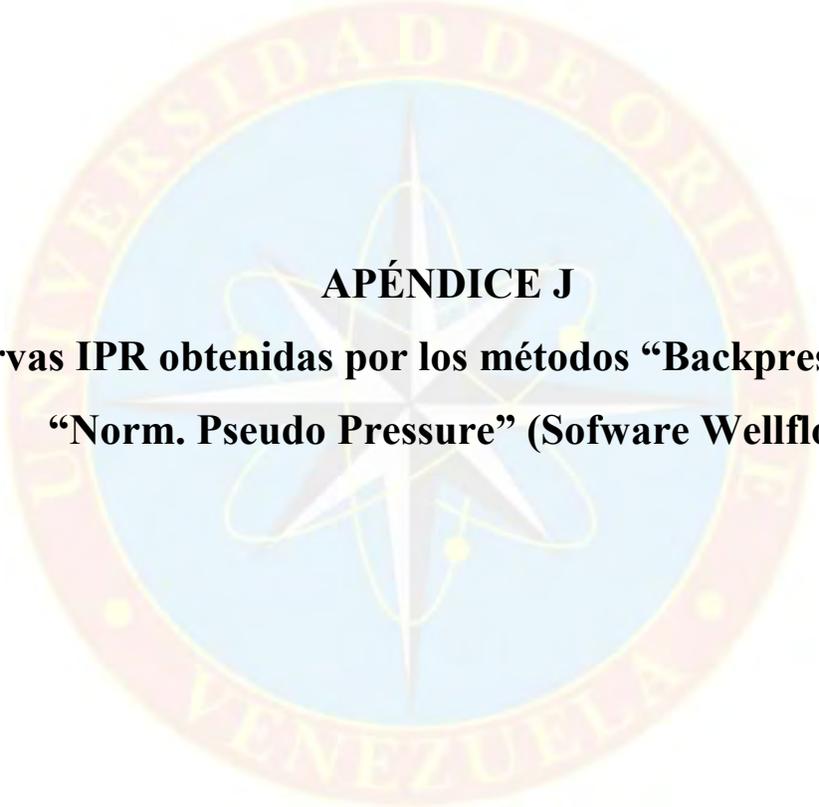


Figura I-10: Curvas “Outflow” e “Inflow” correspondientes a la prueba PA-3 P3

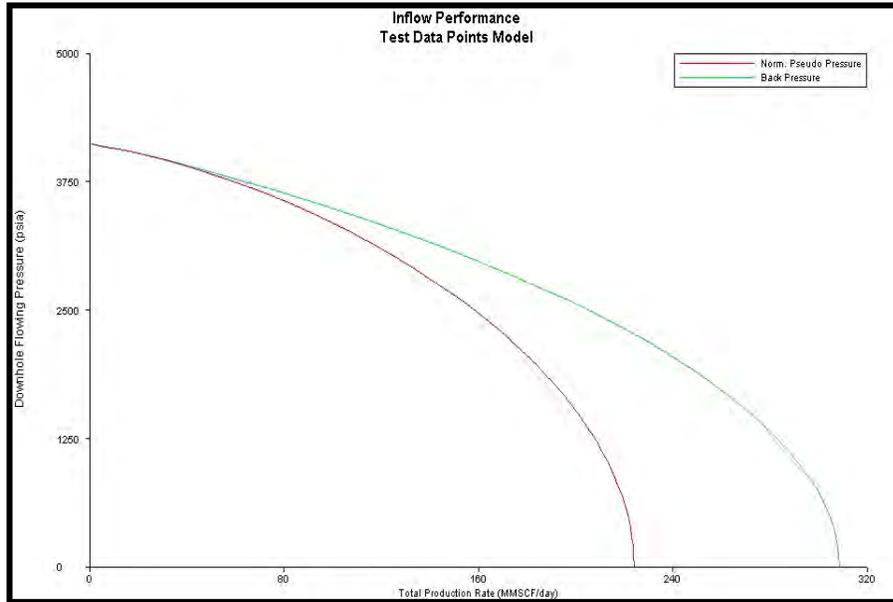


**Figura I-11: Análisis nodal de la prueba PA-4 P1**

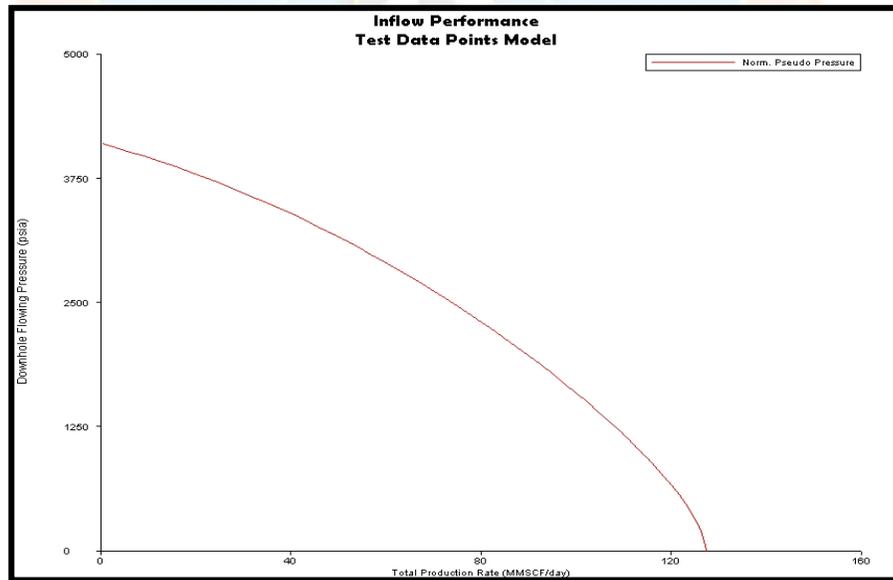




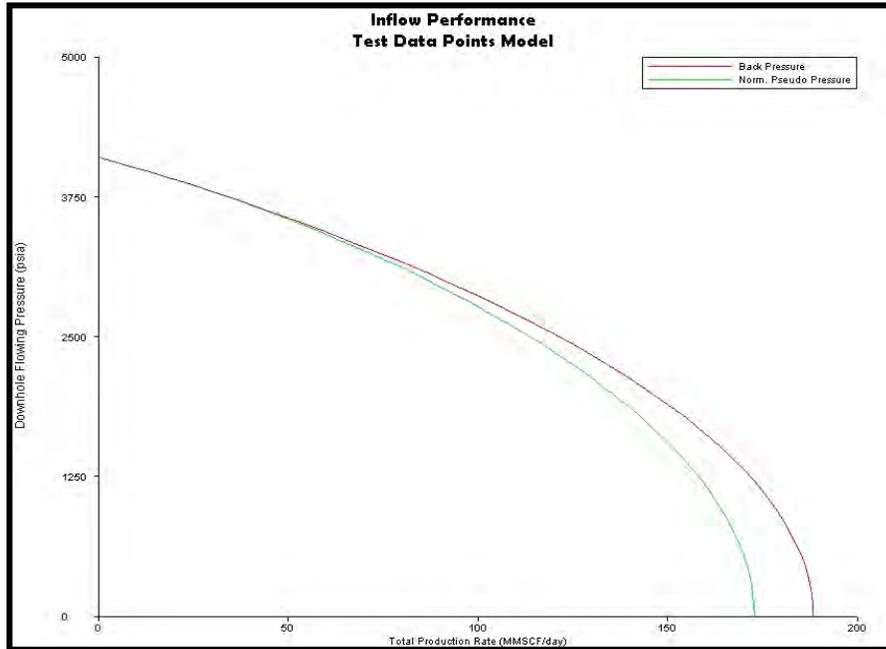
**APÉNDICE J**  
**Curvas IPR obtenidas por los métodos “Backpressure” y**  
**“Norm. Pseudo Pressure” (Software Wellflo)**



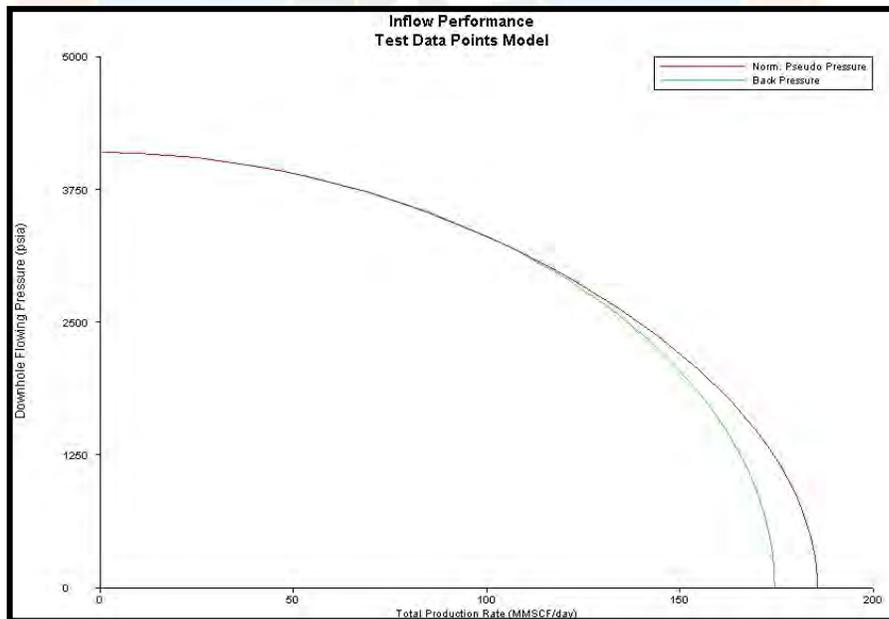
**Figura J-1: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PAS- 1 P2**



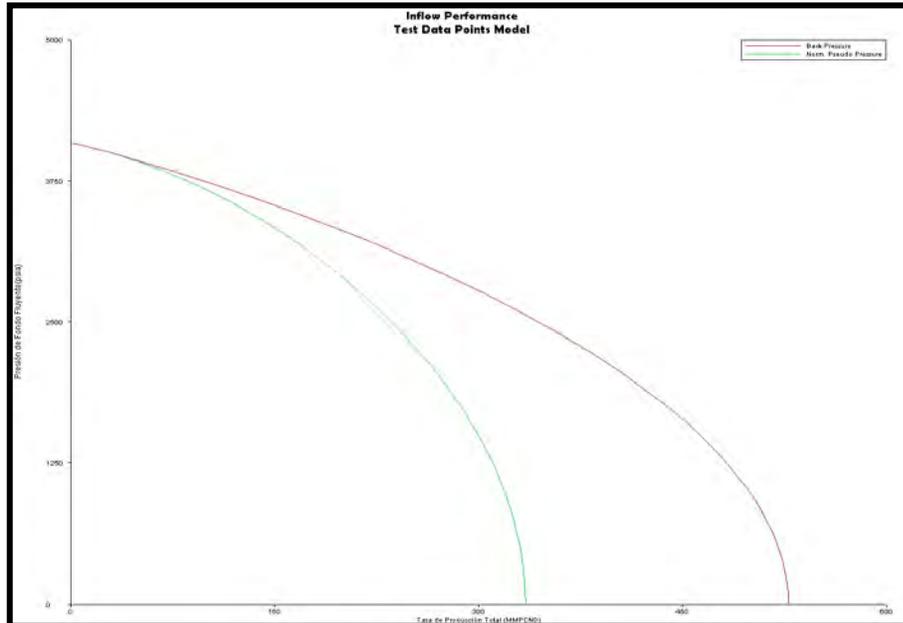
**Figura J-2: Curva IPR generada por EL método “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PAS- 1 P3**



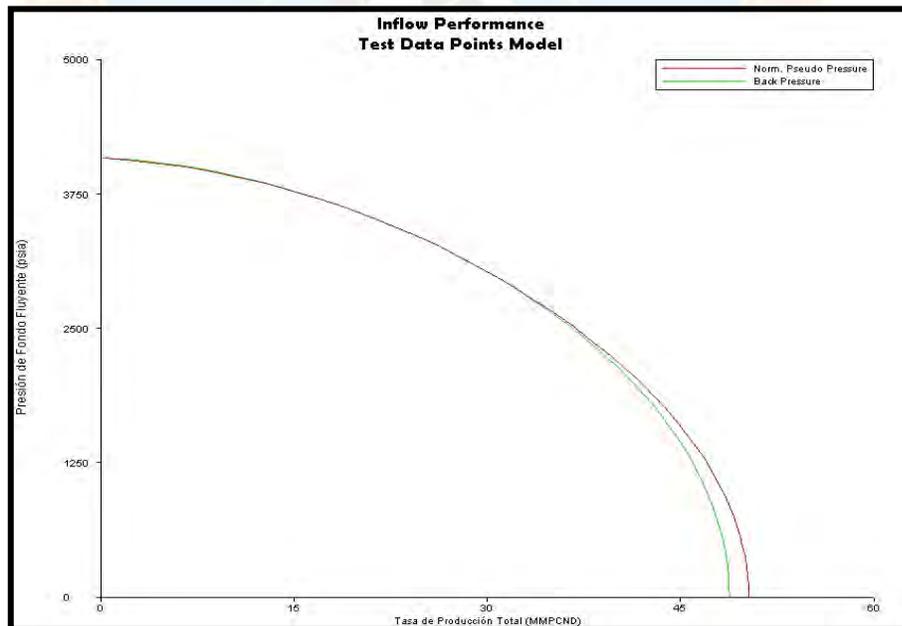
**Figura J-3: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PAS- 1 P4**



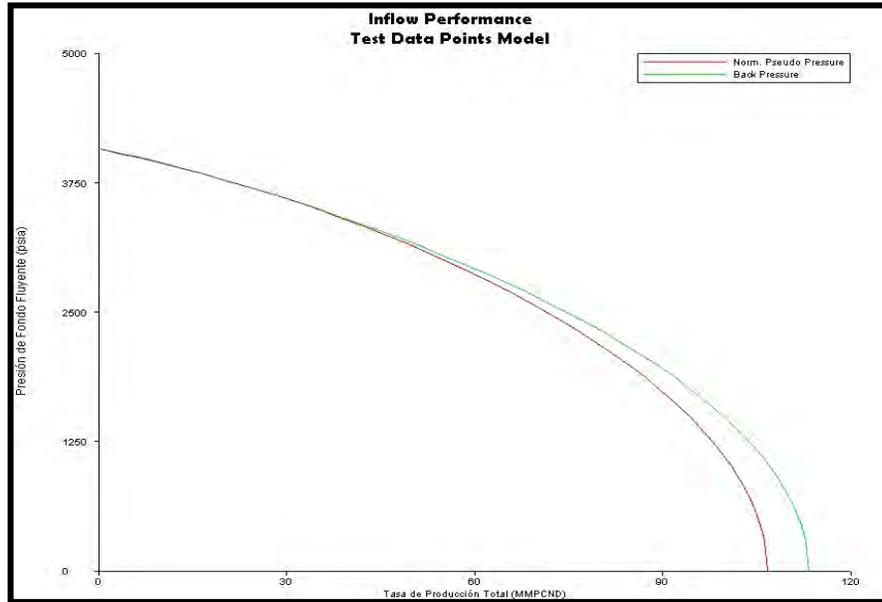
**Figura J-4: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PAS- 1 P5**



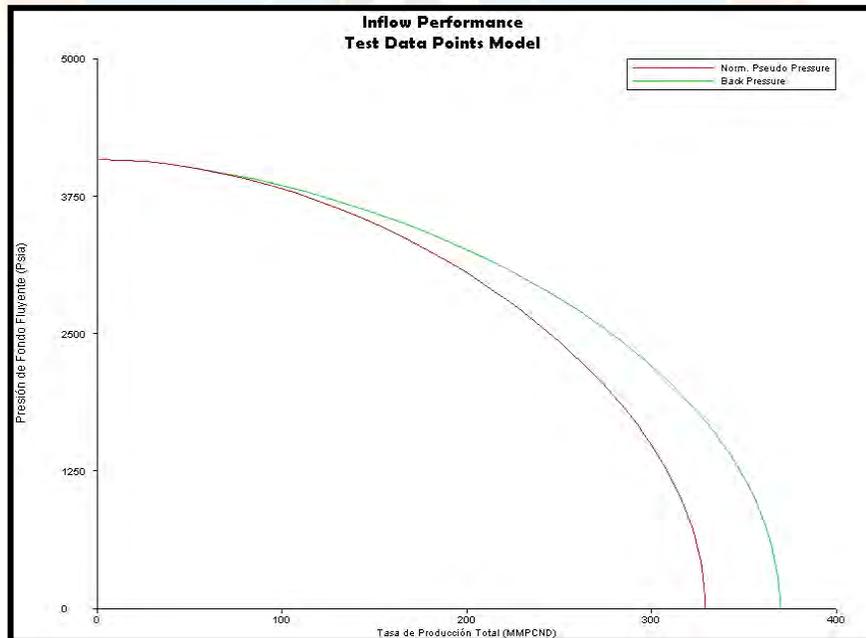
**Figura J-5: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PAS- 1 P6**



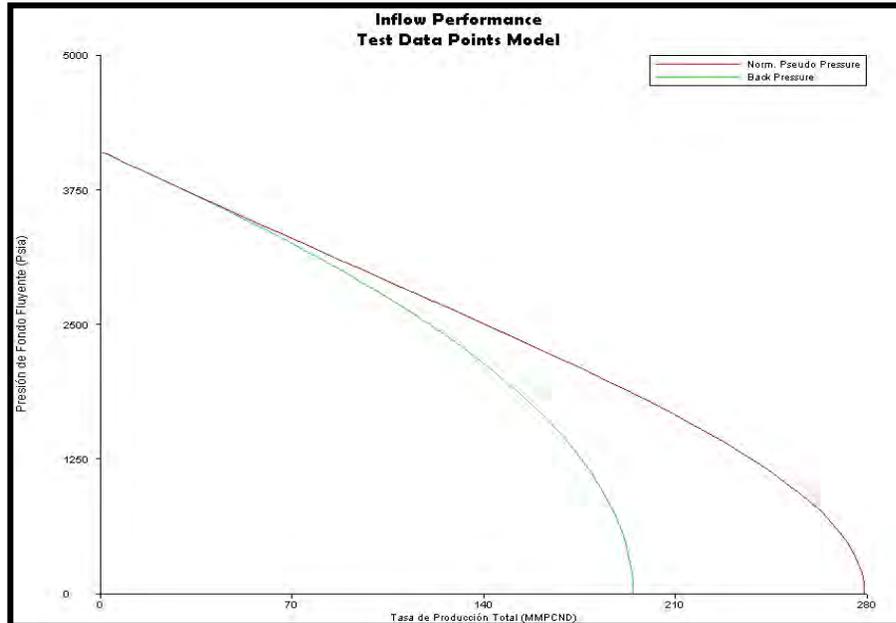
**Figura J-6: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-1 P3**



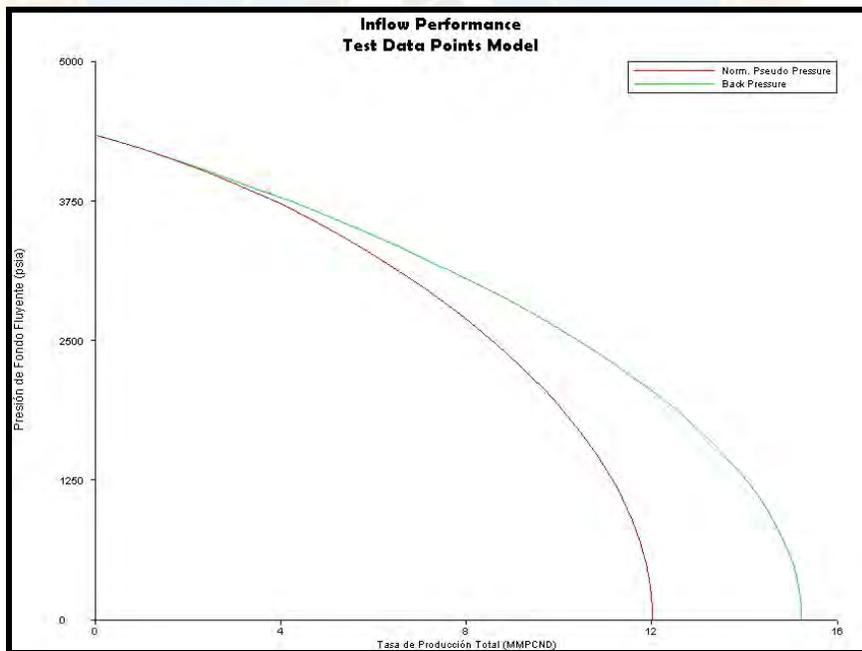
**Figura J-7: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-1 P4**



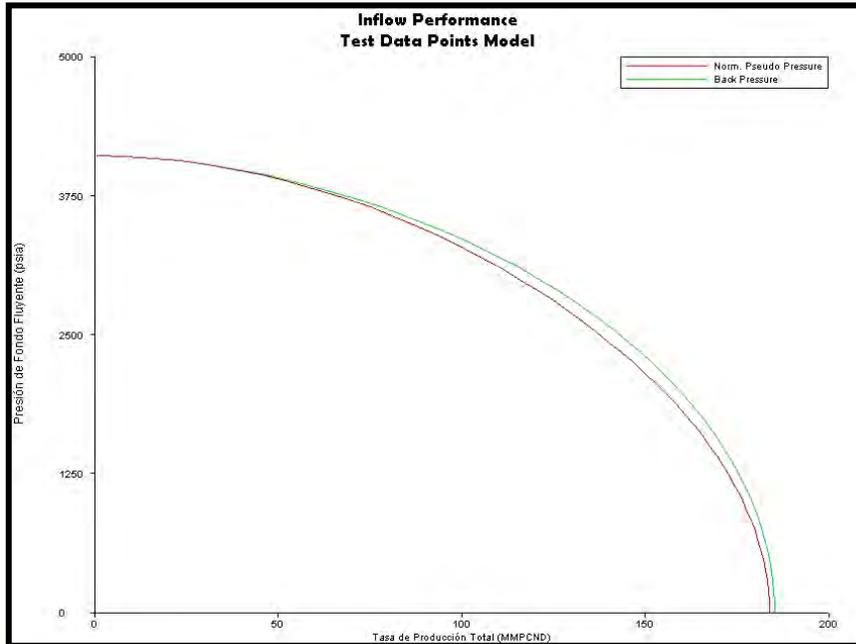
**Figura J-8: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-1 P5**



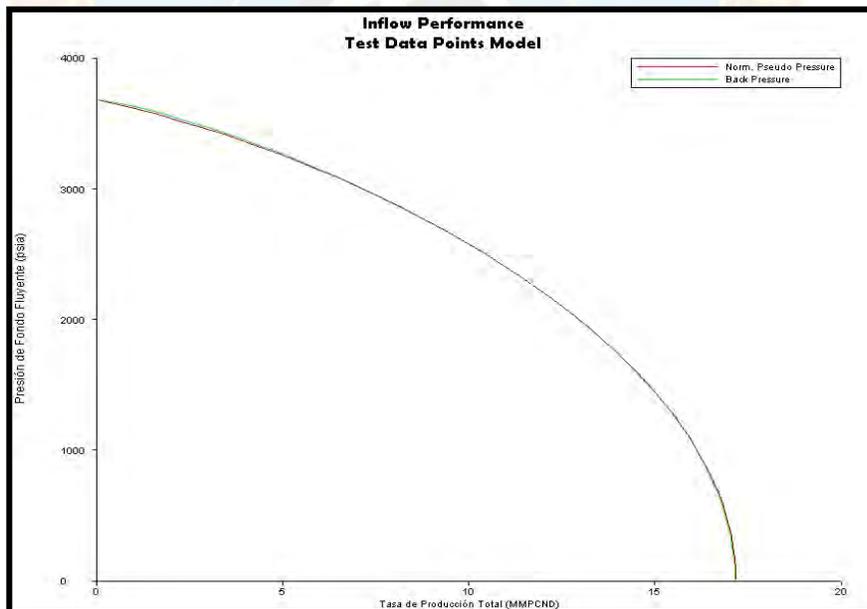
**Figura J-9: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-2 P5**



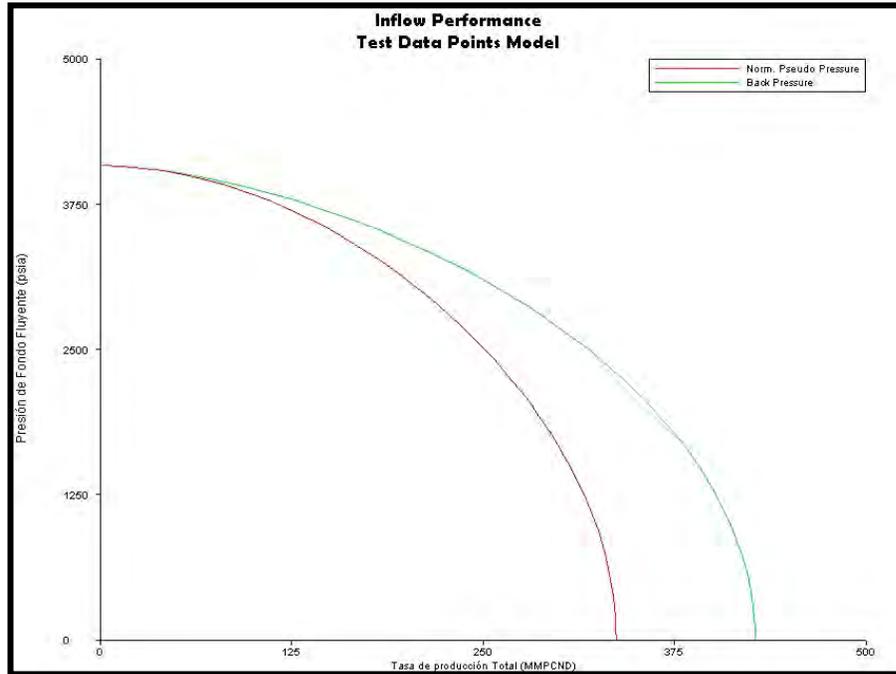
**Figura J-10: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-3 P1**



**Figura J-11: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-3 P3**



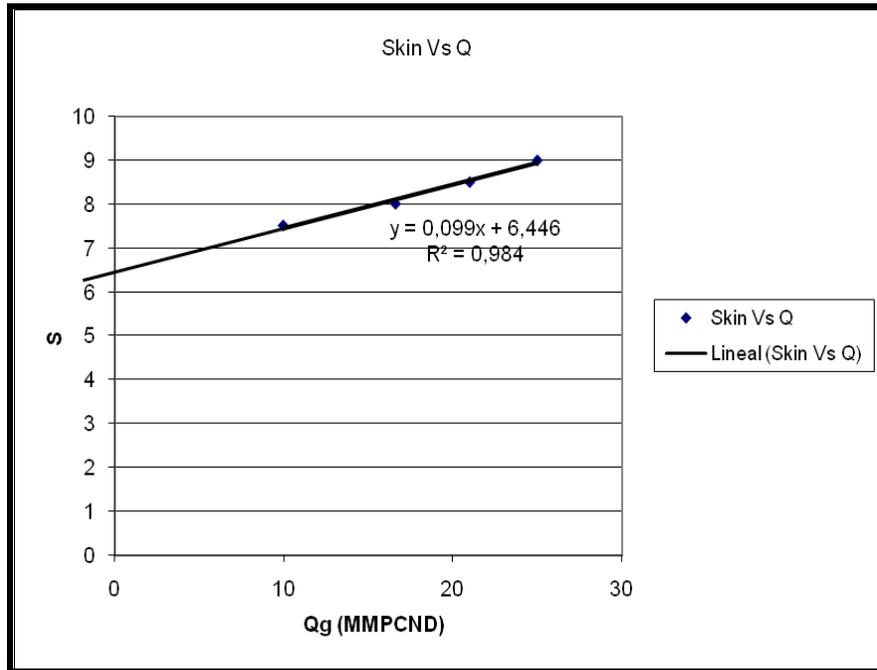
**Figura J-12: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-4 P1**



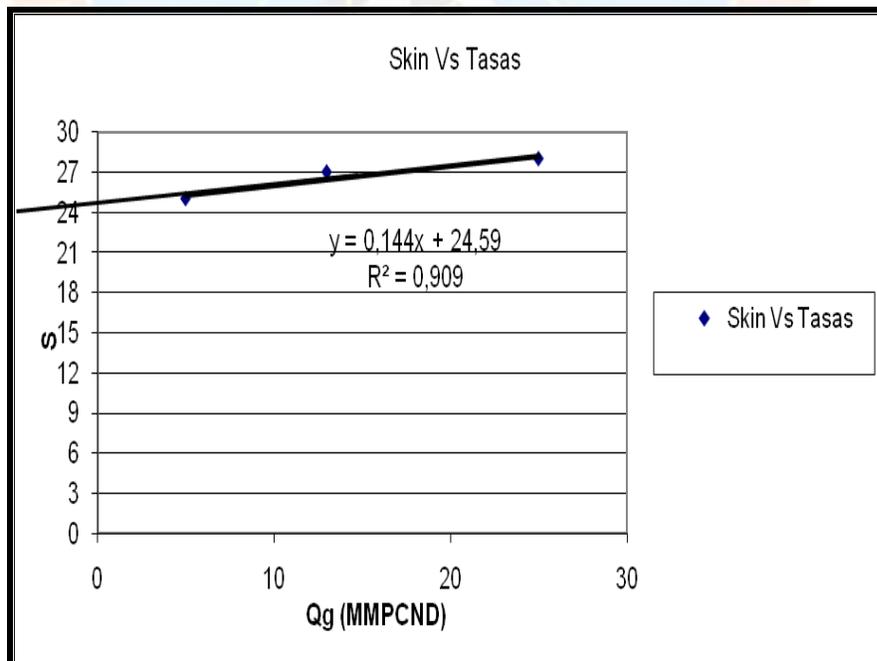
**Figura J-13: Curvas IPR generadas por los métodos “Backpressure” y “Norm. Pseudo Pressure” para la prueba PA-4 P2**



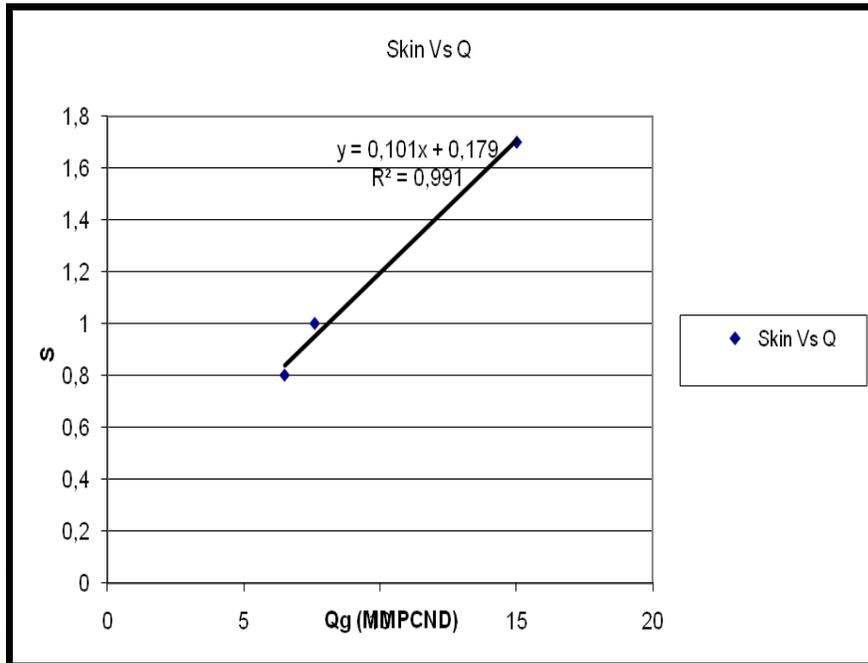
**APÉNDICE K**  
**Gráficas de Skin Vs. Tasas**



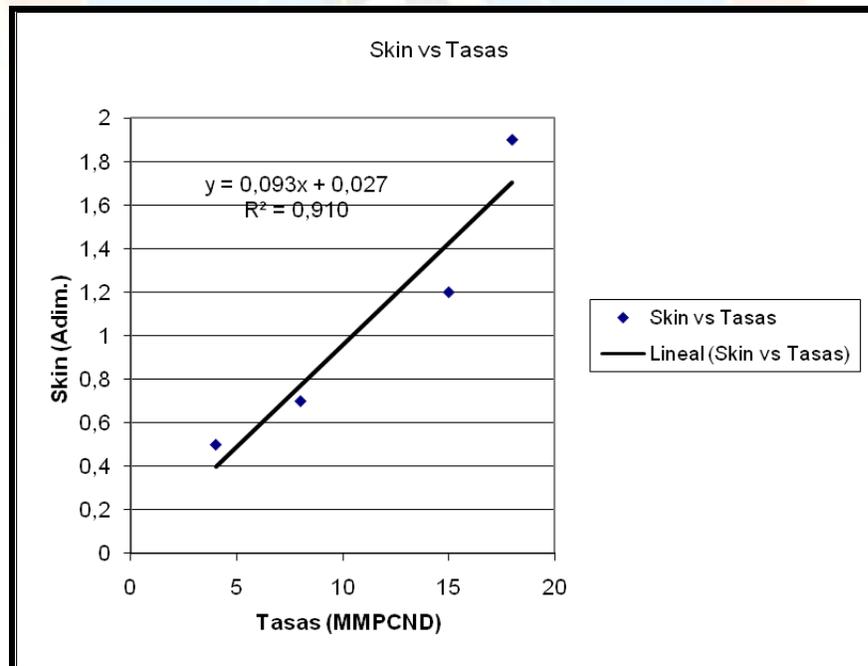
**Gráfico K-1: Gráfico de Skin Vs Tasas de la prueba PAS-1 P2**



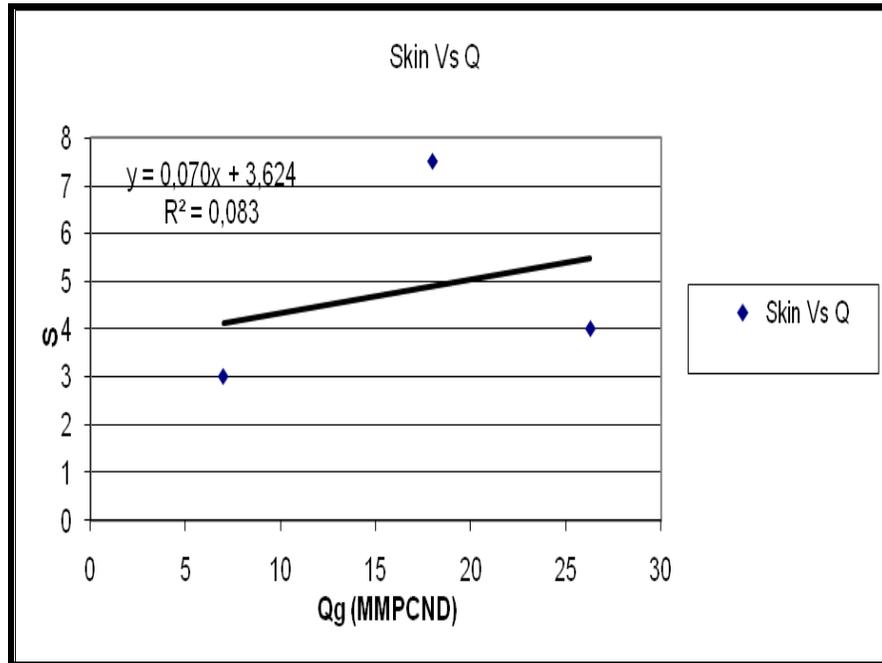
**Gráfico K-2: Gráfica de Skin Vs Tasas de la prueba PAS-1 P4**



**Gráfico K-3: Gráfico de Skin Vs Tasas de la prueba PA-3 P3**



**Gráfico K-4: Gráfico de Skin Vs Tasas PA-4 P1.**



**Gráfico K-5: Gráfica Skin Vs tasas de la prueba PA-4 P2**



## HOJA DE METADATOS

### Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

<b>Título</b>	<b>ESTUDIO DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS PA-1, PA-2, PA-3, PA-4 Y PAS-1 DEL CAMPO PATAO PERTENECIENTE AL PROYECTO MARISCAL SUCRE (PMS)</b>
<b>Subtítulo</b>	

#### Autor(es):

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
Guilarte Zabala, Jesús Oscar	<b>CVLAC</b>	C.I: 19.707.600
	<b>e-mail</b>	<a href="mailto:Jesusguilarte_90@hotmail.com">Jesusguilarte_90@hotmail.com</a>
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	

#### Palabras o frases claves:

Estudio de productividad
Campo Patao
Proyecto Mariscal Sucre
Interpretación de pruebas de presión
Productividad

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA APLICADAS	CIENCIAS PETRÓLEO

### Resumen (Abstract):

La ejecución de este trabajo de grado se basó en un estudio de productividad de los pozos PA-1, PA-2, PA-3, PA-4 y PAS-1 del Campo Patao perteneciente al Proyecto Mariscal Sucre (PMS), para lo que fue necesario realizar una revisión bibliográfica a fin de obtener información referente a data petrofísica y de cromatografías de fluidos para utilizarla en la inicialización de los programas Saphir y Wellflo. Igualmente, se recolectó la data .ASCII referente al historial de presiones de fondo fluyente y tasas para cada prueba, donde de un total de 24 pruebas de presión-producción sólo 6 pudieron ser interpretadas. De igual forma, se estimó la productividad de los distintos intervalos evaluados a fin de establecer un cotejo con las condiciones reales de producción. El proceso interpretativo permitió determinar la presencia de un evento geológico (acuífero con acción por el sureste) cercano al pozo PAS-1 al probarse el yacimiento CUB FM PAS-1 e igualmente, se detectó un sistema cerrado cercano al pozo PA-4 a nivel del yacimiento CUB FM PA-1. De la misma manera, se validó la presencia de un cambio de facies cercano al pozo PA-3 en el yacimiento CUB FS PA-3 que ya había sido visualizado a través secciones sísmicas. Del estudio de productividad, se concluyó que las zonas con mayor potencial productivo correspondían a los intervalos abiertos en las pruebas PA-1 P5, PA-3 P3, PA-4 P2 y PAS-1 P6 debido a que otorgaron tasas de gas significativas con bajas caídas de presión y altos valores de AOF. Finalmente, se definió la ecuación que establece el método “C y n” para el cálculo del potencial de flujo abierto absoluto al tratarse los pozos del Campo Patao que hasta ahora disponen de poca información.

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Mottola F, Fabiola	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	8.290.936
	<b>e-mail</b>	<a href="mailto:fabiolamottola@hotmail.com">fabiolamottola@hotmail.com</a>
	<b>e-mail</b>	
Campos, Luis C.	<b>ROL</b>	CA <input checked="" type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	13.773.520
	<b>e-mail</b>	<a href="mailto:lcastillocampos@hotmail.com">lcastillocampos@hotmail.com</a>
	<b>e-mail</b>	
Da Silva, Alicia	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	8.348.931
	<b>e-mail</b>	<a href="mailto:alicia_dasilva@cantv.net">alicia_dasilva@cantv.net</a>
	<b>e-mail</b>	
Fernández Lennys	<b>ROL</b>	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>CVLAC</b>	12.185.481
	<b>e-mail</b>	<a href="mailto:fernandezalo@gmail.com">fernandezalo@gmail.com</a>
	<b>e-mail</b>	

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	07	16

**Lenguaje:** spa

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

### Archivo(s):

<b>Nombre de archivo</b>
<b>JESÚSGUILARTE.DOCX</b>

### Alcance:

Espacial: \_\_\_\_\_ (opcional)

Temporal: \_\_\_\_\_ (opcional)

### Título o Grado asociado con el trabajo:

**Ingeniero de Petróleo**

---

Nivel Asociado con el trabajo: **Ingeniería**

---

### Área de Estudio:

**INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

---

### Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS**

---

---

# Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

**JUAN A. BOLAÑOS CUNVELO**  
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

### Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



Jesús Oscar Guilarte Zabala  
AUTOR



Fabiola Mottola  
ASESOR



Luis A. Castillo  
CO-ASESOR