



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

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN LAS ARENAS DE  
LA FORMACIÓN NARICUAL, MIEMBRO SUPERIOR, PERTENECIENTE  
AL YACIMIENTO SBC-130, CAMPO SANTA BÁRBARA, ESTADO  
MONAGAS**

**REALIZADO POR:  
GUEVARA MAESTRE JOAQUÍN ERNESTO**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al  
Título de  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Maturín, Junio 2.010**



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

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN LAS ARENAS DE  
LA FORMACIÓN NARICUAL, MIEMBRO SUPERIOR, PERTENECIENTE  
AL YACIMIENTO SBC-130, CAMPO SANTA BÁRBARA, ESTADO  
MONAGAS**

**JOAQUÍN ERNESTO GUEVARA MAESTRE  
C.I.: 17.909.568**

**REVISADO POR:**

---

**ING. SUCRE MILAGROS  
C.I.: 41838432  
ASESOR ACADÉMICO**

---

**ING. SEIJAS ZENIA  
C.I.:  
ASESOR INDUSTRIAL**

---

**ING. GARCÍA MARÍA  
C.I.: 15510689  
CO-ASESOR ACADÉMICO**

**Maturín, Junio 2.010**



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

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN LAS ARENAS DE  
LA FORMACIÓN NARICUAL, MIEMBRO SUPERIOR, PERTENECIENTE  
AL YACIMIENTO SBC-130, CAMPO SANTA BÁRBARA, ESTADO  
MONAGAS**

**GUEVARA MAESTRE JOAQUÍN ERNESTO  
C.I.: 17.909.568.**

**APROBADO POR:**

---

**ING. SUCRE MILAGROS  
C.I.: 4183842  
PRESIDENTE DEL JURADO**

---

**ING. GARCÍA MARÍA  
C.I.: 15510689  
CO-ASESOR ACADÉMICO**

---

**ING. RIVERO CÉSAR  
C.I.: 5553689  
JURADO PRINCIPAL**

---

**ING. BASTARDO MARLENK  
C.I.: 15270188  
JURADO PRINCIPAL**

**Maturín, Junio 2.010**



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

**RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

## DEDICATORIA

*Al Dios Todopoderoso que se muestra en la  
Sonrisa de mi familia y de mis seres queridos.  
Joaquín Guevara.*

## **AGRADECIMIENTOS**

- A la Santísima Trinidad.
- A mi familia, a quienes debo este logro.
- A Ramón Carpio, Asdrúbal Reyes y David Pérez.
- A mis tutoras Zenia Seijas, Milagros Sucre y María García.
- A mis grandes amigos Carmen Betancourt, Jorge El Khoury, José Razzak, Jesús Rumay y Luz Celeste Ocanto.
- Al equipo de la Gerencia de Operaciones Geológicas Puerto La Cruz y Yacimientos Punta de Mata.
- A los pasantes de PDVSA Guaragüao y Punta de Mata con quienes tantas cosas compartí.
- A mis compañeros de estudio y amigos de la UDO y a todos aquellos con quienes disfruté muchos momentos inolvidables mientras realizaba el arduo desempeño para convertirme en un Ingeniero de Petróleo.
- A todas las personas que me ayudaron no sólo para la realización de este trabajo, sino también para aquellas que hicieron mi paseo más llevadero.

## ÍNDICE

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>iv</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>vii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>ix</b>
<b>LISTA DE GRAFICOS</b> .....	<b>x</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>xii</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>3</b>
<b>EL PROBLEMA</b> .....	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>6</b>
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA.....	7
2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	7
2.2.2 Área Norte de Monagas.....	8
2.2.3 Campo Santa Bárbara.....	9
2.2.4 Estructura Regional.....	10
2.3. BASES TEÓRICAS.....	12
2.3.1 Yacimiento de Hidrocarburos. <sup>(4)</sup> .....	12
2.3.2 Clasificación de los Yacimientos Según los Fluidos Presentes en Ellos. <sup>(4)</sup>	12
2.3.2.1 Yacimientos de Petróleo. <sup>(7)</sup> .....	13
2.3.2.2 Yacimientos de Petróleo Volátil.....	14
2.3.2.3 Yacimientos de Gas Condensado.....	15
2.3.2.4 Yacimientos de Gas Seco. <sup>(2)</sup> .....	15
2.3.2.5 Yacimientos de Gas Húmedo.....	16
2.3.3 Mecanismos de Producción. <sup>(2)</sup> .....	16
2.3.4 Curvas de Declinación. <sup>(3)</sup> .....	18
2.3.5 Clasificación de las Curvas de Declinación. <sup>(3)</sup> .....	19
2.3.6. Propiedades Físicas de las Rocas. <sup>(3)</sup> .....	21
2.3.7 Secciones Estructurales. <sup>(9)</sup> .....	22

2.3.8.- Mapas Estructurales.(9) .....	22
2.3.9 Secciones Estratigráficas. (9) .....	22
2.3.10 Caracterización de Yacimientos.(4) .....	23
2.3.11 Presión de Yacimiento o Presión Estática del Fluido.(10) .....	24
2.3.12 Pruebas de Presión. (6).....	24
2.3.12.1- Prueba de Declinación de Producción (DRAW DOWN).....	25
2.3.12.2 Prueba de Restauración de Presión (BUILD UP) .....	27
2.3.13 Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT).(5).....	27
2.3.14 Consistencia de los Resultados de los Análisis PVT.(8) .....	28
2.4 CONCEPTOS BÁSICOS.....	29
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>32</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>32</b>
3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN .....	32
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	32
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	33
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	33
3.4.1 Recopilación de la Información.....	34
3.4.2 Estudio de la Información Estática del Área en Estudio .....	34
3.4.3 Análisis de Datos de Presión y Producción .....	34
3.4.4 Caracterización de Fluidos en el Yacimiento .....	37
3.4.5 Determinación de las Causas que Originan Baja Productividad de los Pozos	
.....	38
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS .....	38
3.6 RECURSOS .....	39
3.6.1 Recursos Materiales.....	39
3.6.2 Recursos Humanos .....	40
3.6.3 Recursos Financieros .....	40
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>41</b>
<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>41</b>
4.1 DEL MODELO ESTÁTICO.....	41
4.1.1 De la Sísmica .....	41
4.1.2 De las Secciones Estructurales y Estratigráficas .....	45
4.1.3 De las propiedades Petrofísicas .....	49
4.2 DE LA INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN .....	50
4.3 DEL ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	67
4.4 DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO. 78	
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>87</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>89</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>91</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>93</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Área de estudio .....	8
Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Campo Santa Bárbara .....	9
Figura 2.3 Rasgos tectónicos del oriente de Venezuela.....	10
Figura 2.4 Correlación Regional del Flanco Norte de Pirital.....	11
Figura 2.5 Diagrama de Fases.....	13
Figura 2.6 Clasificación del Petróleo según su Gravedad API. ....	14
Figura 2.7 Eficiencia de Recobro Según el Mecanismo de Producción. ....	18
Figura 2.8 Etapas de una prueba de presión.....	25
Figura 2.9 Representación Esquemática de una Prueba de Declinación. ....	26
Figura 2.10 Representación Esquemática de una Prueba de Restauración. ....	27
Figura 3.1 Diagrama de la metodología utilizada .....	33
Figura 4.1 Cubo sísmico del área en estudio .....	42
Figura 4.2 Línea Sísmica N-S. ....	43
Figura 4.3 Evolución de los Modelos Estructurales del Campo Santa Bárbara.....	44
Figura 4.4 Modelo Estructural Actual – Yacimiento NAR SUP SBC 130 al tope de la Formacion Naricual, Miembro Superior. ....	45
Figura 4.5 Sección Estructural O-E; SBC-37E_SBC-130X_SBC-142_SBC-143. ....	45
Figura 4.6: Sección Estructural O – E; SBC-130X_SBC-143.....	46
Figura 4.7 Sección Estructural SO – NE; SBC-130X_SBC-136.....	47
Figura 4.8 Sección Estratigráfica SO – NE; Yacimiento NAR SUP SBC 130.....	48
Figura 4.9 Mapa Isópaco Estructural al tope de la Formación Naricual.....	77

## LISTA DE GRAFICOS

Gráfico 4.1 Total de Pruebas Validadas.....	50
Gráfico 4.2 Total de Pruebas con Cierres y Aperturas de Producción.....	50
Gráfico 4.3 Total de Períodos Interpretados .....	51
Gráfico 4.4 Permeabilidades por Arena .....	59
Gráfico 4.5 Capacidad de Flujo por Arena .....	61
Gráfico 4.6 Capacidad de Flujo con respecto al Daño Formacional por Arena .....	62
Gráfico 4.7 Presión de Yacimiento con respecto al Tiempo.....	64
Gráfico 4.8 Presión de Yacimiento con respecto al Acumulado de Producción. ....	65
Gráfico 4.9: Límite Productivo de la Formación Naricual del Yacimiento SBC 130.	69
Gráfico 4.10 Índices de Productividad.....	72
Gráfico 4.11 Producción Diaria de Petróleo de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130. ....	73
Gráfico 4.12 Relación Gas – Petróleo de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.....	74
Gráfico 4.13 Producción Diaria y Relación Gas – Petróleo de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.....	75
Gráfico 4.14 Número de Intervenciones Anuales por Depositación de Asfaltenos....	79
Gráfico 4.15 Índices Coloidales de los Pozos del NAR SUP SBC 130.....	80
Gráfico 4.16 Presiones de Saturación de los Fluidos de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130. ....	81
Gráfico 4.17 API de los Fluidos de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130..	82
Gráfico 4.18 RGP de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.....	83
Gráfico 4.19 %C <sub>7</sub> <sup>+</sup> de los Fluidos de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130. ....	84
Gráfico 4.20 RFT de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130. ....	85
Gráfico 4.21 °API de las Pruebas de Producción con respecto al Tiempo.....	86

## LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Propiedades Petrofísicas de los Pozos del NAR SUP SBC 130 .....	49
Tabla 4.2 Resultados de las pruebas de presión (DST) del pozo SBC-130X .....	52
Tabla 4.3 Resultados de otras pruebas de presión del pozo SBC-130X. ....	54
Tabla 4.4 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-136. ....	55
Tabla 4.5 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-142 en NAR-3 y NAR-4.....	56
Tabla 4.6 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-142 en NAR-1 .....	57
Tabla 4.7 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-143 .....	58
Tabla 4.8 Presiones de Fondo Fluyente y Diferenciales de Presión por Pozo.....	66
Tabla 4.9 Resultados de las Evaluaciones Iniciales de Producción en la Formación Naricual, Miembro Superior de los Pozos del Yacimiento SBC-130.....	68
Tabla 4.10 Resultados de las Pruebas de Producción Oficiales y Actuales.....	71
Tabla 4.11 Producción Acumulada de Petróleo .....	77
Tabla 4.12 Estudios S.A.R.A. ....	80



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

### **RESUMEN**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN LAS ARENAS DE LA FORMACIÓN  
NARICUAL, MIEMBRO SUPERIOR, PERTENECIENTE AL YACIMIENTO SBC-130,  
CAMPO SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS**

**Autor:  
Guevara Maestre, Joaquín Ernesto  
C.I.: 17.909.568  
Junio, 2.010**

**Asesores:  
Ing. Seijas, Zenia  
Ing. Sucre, Milagros  
Ing. García, María**

El presente estudio está basado en el Análisis del Comportamiento Dinámico del Miembro Superior de la Formación Naricual perteneciente al Yacimiento NAR SUP SBC 130 del Campo Santa Bárbara, cuyo objetivo principal es estudiar las causas que originan baja productividad en las arenas para tomar acciones preventivas y así maximizar la producción en futuros pozos a construir. Se basó en un modelo geológico establecido para la realización de este estudio, donde se observaron altos grados de incertidumbre en la sísmica y por ende en los mapas isópacos y estructurales. Las permeabilidades varían de 2 a 141 mD desde el pozo más profundo (SBC-136) hasta el más somero (SBC-143), lo que indicó que el yacimiento está siendo afectado por la litoestática.

El yacimiento NAR SUP SBC 130 presenta un alto grado de compartimentalización observado en el análisis de las presiones, donde ninguna de las tendencias de declinación de cada pozo, se asemeja. La caracterización de los fluidos permitió observar que la columna es inestable (según sus índices coloidales) y de carácter composicional, presentando petróleo volátil de menor calidad, buzamiento abajo en el yacimiento y un fluido cuasicrítico en la cresta que se asemeja a un gas condensado. Además el yacimiento presenta fracturas naturales, acompañadas con una alta producción, sólo en las evaluaciones tempranas de los pozos (núcleos y pruebas a hoyo desnudo) seguidas de una brusca declinación de producción luego de la cementación de los pozos.

## INTRODUCCIÓN

A través de la perforación exploratoria se estudian y correlacionan los distintos ambientes sedimentarios, las formaciones presentes y las características de una zona dada; y además se corrobora la presencia de hidrocarburos en el área.

La Gerencia de Exploración División Oriente de Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA), se encarga de impulsar alternativas que permitan descubrir yacimientos, delimitar los existentes, generar e incorporar reservas de hidrocarburos de manera económica y rentable, a través de creación de estrategias y aplicación de nuevas tecnologías. Para ello, se integran disciplinas como las ingenierías geofísica, geológica, de petróleo, petrofísica entre otras, para que una vez desarrollados los estudios de interpretación sísmica, correlaciones litoestratigráficas y análisis estructurales, se perforen pozos exploratorios para corroborar y descubrir la estratigrafía de la zona perforada y su prospectividad.

La Formación Naricual, en el área conocida como Norte de Monagas, contiene enormes reservas de hidrocarburos. El yacimiento NAR SUP SBC-130 se encuentra en esta misma formación y está ubicado en el campo petrolífero Santa Bárbara. Las características de este yacimiento durante la evaluación de los pozos exploratorios son de altas tasas de producción como también de presión de yacimiento (3.500 BNPD y 12.500 lpcá aproximadamente), con una profundidad media de las perforaciones entre 17.900 pies y 18.800 pies bajo el nivel del mar. Una vez que Exploración entrega los yacimientos descubiertos a Producción, los pozos del yacimiento descrito presentan un comportamiento desfavorable y no similar a la evaluación inicial. De igual manera sucede con los pozos construidos para el desarrollo del área.

Por las razones antes mencionadas, se propone realizar un análisis de las causas que originan la baja productividad de las arenas en estudio, para identificar los posibles factores que afectan la estimación del potencial de producción con la evaluación inicial y estudiar el plan de desarrollo aplicado para producir las reservas del yacimiento SBC-130.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El principal objetivo de la Gerencia de Exploración y Producción, División Oriente de PDVSA, es enfocarse en los estudios en el área norte del estado Monagas. Ésta representa una de las zonas operacionales más importantes para esta división, debido a su alto potencial de reservas en petróleo mediano, liviano y condensados de gas. El área abarca una extensión aproximada de 515 kilómetros cuadrados y es atravesada por los campos Jusepín, Cotoperí, Mulata, Travi, Santa Bárbara, Pirital, Chaguaramal, Carito y El Furrial. Los yacimientos encontrados en esta zona son profundos, de grandes dimensiones, heterogéneos, de altas presiones y temperaturas.

El problema radica en que se cuenta con una alta producción inicial y al poco tiempo de la apertura de los pozos, ésta declina rápidamente a un valor que difiere del estimado inicialmente en un 133%; el propósito de este estudio es analizar el comportamiento dinámico del yacimiento SBC-130, correspondiente a la Formación Naricual Miembro Superior, para determinar los factores que causan una baja productividad en estas arenas.

Para diagnosticar la causa de este problema, se estudiaron las evaluaciones iniciales realizadas en los pozos, se revisaron las muestras existentes de fluidos para análisis PVT y se analizaron los históricos de producción, pruebas de presión y distribución de fluidos del yacimiento, para identificar las causas que originan la baja productividad y la anticipada declinación de presión en las arenas donde se completaron los pozos encontrados en el yacimiento mencionado; de tal manera que

se puedan tomar acciones correctivas y/o preventivas en el área para alargar la vida productiva de los pozos o incluso tomar la decisión de construir otro pozo de desarrollo que drene las reservas del yacimiento.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo General**

Analizar el comportamiento dinámico de las arenas de la Formación Naricual, Miembro Superior, pertenecientes al yacimiento SBC-130, ubicado en el flanco norte de Pirital, Campo Santa Bárbara, al norte del estado Monagas.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Analizar la información de presión y producción de los pozos pertenecientes al yacimiento NAR SUP SBC-130.
- Caracterizar los fluidos del yacimiento mencionado.
- Determinar los factores que han tenido influencia en la acelerada declinación de presión y baja productividad en los pozos.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

La Gerencia de Operaciones Exploratorias Oriente está actualmente enfocada en perforar las zonas posiblemente prospectivas del este de Venezuela, sobretodo en el área conocida como Norte de Monagas. Allí se encuentra el Complejo denominado

Bosque Travi, que comprende, entre otros, los pozos ubicados en el flanco norte de Pirital.

En un estudio realizado por la Gerencia de Producción que lleva por nombre “Proyecto Corto Plazo”, se observaron notables diferencias entre la producción estimada, para la zona mencionada, y la producción real, encontrándose los valores de esta última muy por debajo de la primera.

Los pozos que drenan los yacimientos del flanco norte de Pirital, entre los que se encuentra el NAR SUP SBC 130, se caracterizan por tener un potencial elevado de producción seguido de una brusca declinación, esta situación motivó la ejecución de un estudio que permita determinar las causas que afectan la producción de los pozos, mediante un análisis del comportamiento dinámico de las arenas de la Formación Narical, Miembro Superior, con la finalidad de tomar acciones preventivas y correctivas que logren garantizar proyectos de perforaciones de pozos de desarrollo económicamente rentables.

A través de este estudio, se analizaron las evaluaciones iniciales de los pozos, el volumen de reservas sometido y las condiciones de la columna de fluidos que presentan los pozos para futuras decisiones de optimización. Por último, la Universidad de Oriente contará con una metodología para futuros estudios de caracterización dinámica e interpretación de pruebas de presión, entre otros procedimientos aplicados.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

**Márquez, Adriana (2.008)** “Evaluación del Modelo Dinámico del Yacimiento U1 NS606, sometido a un Proceso de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en el Campo Nigua, Distrito San Tomé”. Este estudio fue realizado con el objetivo de evaluar el comportamiento dinámico del yacimiento U1 NS-606, para así generar un plan de explotación rentable que permitiese extraer las reservas remanentes de hidrocarburos del yacimiento. Para ello, se integró el modelo estático desarrollado paralelamente por un equipo de estudio alterno encargado de la evaluación petrofísica y geológica. Posteriormente, se validó el análisis PVT disponible del yacimiento, a través del chequeo de la consistencia y representatividad de la prueba, y las historias de producción, inyección y presión. Se hicieron las predicciones de producción para dos casos propuestos, Producción de Petróleo sin Inyección de Gas y Producción de Petróleo con Inyección de Gas.

**Antonacci, Carla (2.001)** “Evaluación de formación mediante Pruebas de Presión y Registros de Flujo Multitasa en Yacimientos estratificados del Campo El Furrial. Trabajo Especial de Grado. UDO – Núcleo Monagas”. El objetivo de este estudio fue la aplicación de los resultados de la pruebas de presión y registros de flujo multitasa que permitiera evaluar el potencial de la formación para producir fluidos en el yacimiento del Campo El Furrial. La metodología se fundamentó en la obtención del índice de productividad y presiones estáticas por unidades de flujo utilizando la información de los registros de producción multitasa y presiones dinámicas, aplicando técnicas del análisis del comportamiento de influjo selectivo por cada

unidad de flujo, así mismo contó con la reinterpretación de pruebas de restauración de presión, utilizando como herramienta de trabajo el programa PANSYSTEM.

**De Sia, Fabiola (2.002)** “Estudio de la Interferencia entre Pozos y su Efecto sobre la Productividad del Yacimiento SBC-1 en el Campo Santa Bárbara mediante la metodología del Dr. Heber Cinco Ley. Trabajo Especial de Grado. UDO – Núcleo Anzoátegui.” Este estudio estuvo dirigido a profundizar en la caracterización dinámica del yacimiento SBC-1 del campo Santa Bárbara con el fin de determinar la magnitud del efecto de la interferencia de los pozos sobre la productividad del mismo. Se estudiaron los factores que afectan el comportamiento de la producción de los pozos para la fecha, tomando en cuenta las propiedades del yacimiento, el tipo de fluido y el comportamiento del flujo, así como el área de drenaje de los pozos y la distancia entre ellos. Este análisis se realizó aplicando el método tradicional de interpretación de pruebas de presión y la metodología de caracterización dinámica del Dr. Heber Cinco Ley.

## **2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA**

### **2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

Está ubicada en la zona Centro-Este de Venezuela y forma una depresión topográfica estructural, limitada al Sur por el río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande; al Oeste por el levantamiento El Baúl. Hacia el Este la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la cordillera septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del delta del Orinoco.

Ésta tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 km y un área aproximada de 165.000 km<sup>2</sup> entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro con una menor extensión en Sucre. Se caracteriza por extensas mesas y llanuras en Anzoátegui y Monagas.

### 2.2.2 Área Norte de Monagas

Está localizada al Este de Venezuela, en la región Norte del estado Monagas. Comprende una superficie de aproximadamente 28.900 km<sup>2</sup>, conformada por grandes bloques como: El Furrial, Carito y Santa Bárbara. Se encuentra ubicada en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela (ver Figura 2.1).



**Figura 2.1 Área de estudio**  
**Fuente:** CITEP. PDVSA.

### 2.2.3 Campo Santa Bárbara

Se ubica en el Área Norte de Monagas, específicamente en la Subcuenca de Maturín, al noroeste del estado Monagas, 30 km. al Oeste de Maturín. Comprende los campos Jusepín, Muri, Mulata, Pirital, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande, Tácat y Tácata, con más de 45 km. de extensión y 7 km. de ancho.



**Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Campo Santa Bárbara**  
**Fuente: CITEP. PDVSA.**

## 2.2.4 Estructura Regional

Los pozos en estudios se encuentran ubicados en el alineamiento Bosque – Jusepín en el borde Bosque DL-6, donde fue perforado el delineador SBC-136, y se encuentran ubicados entre grandes rasgos tectónicos: el corrimiento de Pirital al Sur; corrimiento de Mundo Nuevo al Norte; sistema de fallas Urica al Oeste y San Francisco al Este. Esta información es mostrada en detalle en la Figura 2.3.

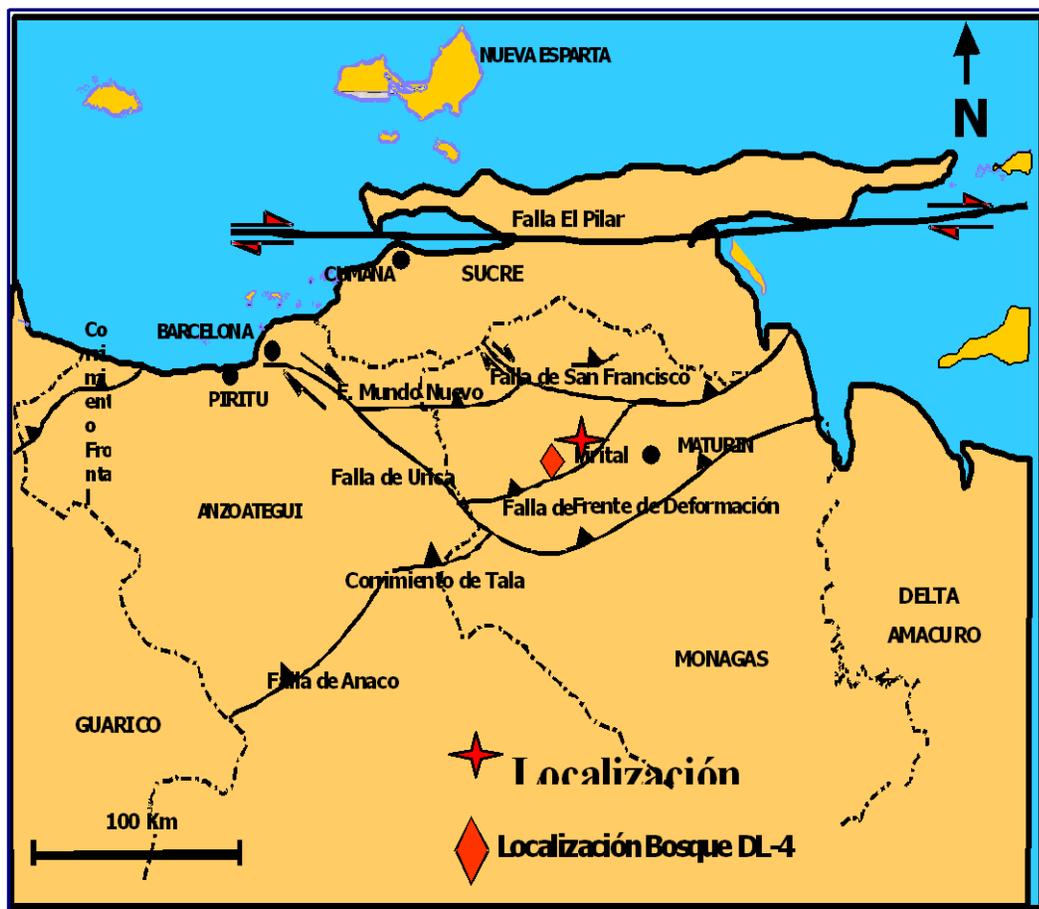


Figura 2.3 Rasgos tectónicos del oriente de Venezuela.  
Fuente: Código Geológico de Venezuela. PDVSA.

La litología que atraviesan los pozos perforados en el flanco norte de Piritál, Campo Santa Bárbara, presentan las características que pueden ser observadas en la Figura 2.4. donde se destaca una discordancia después de atravesar Mesa – Las Piedras observándose la Formación Morichito, seguida del Bloque Alóctono Cretácico formado por Caratas/Vidoño, San Juan/San Antonio, Querecual, Chimana/El Cantil y Barranquín para luego caer en la secuencia original de Carapita, Naricual y San Juan.

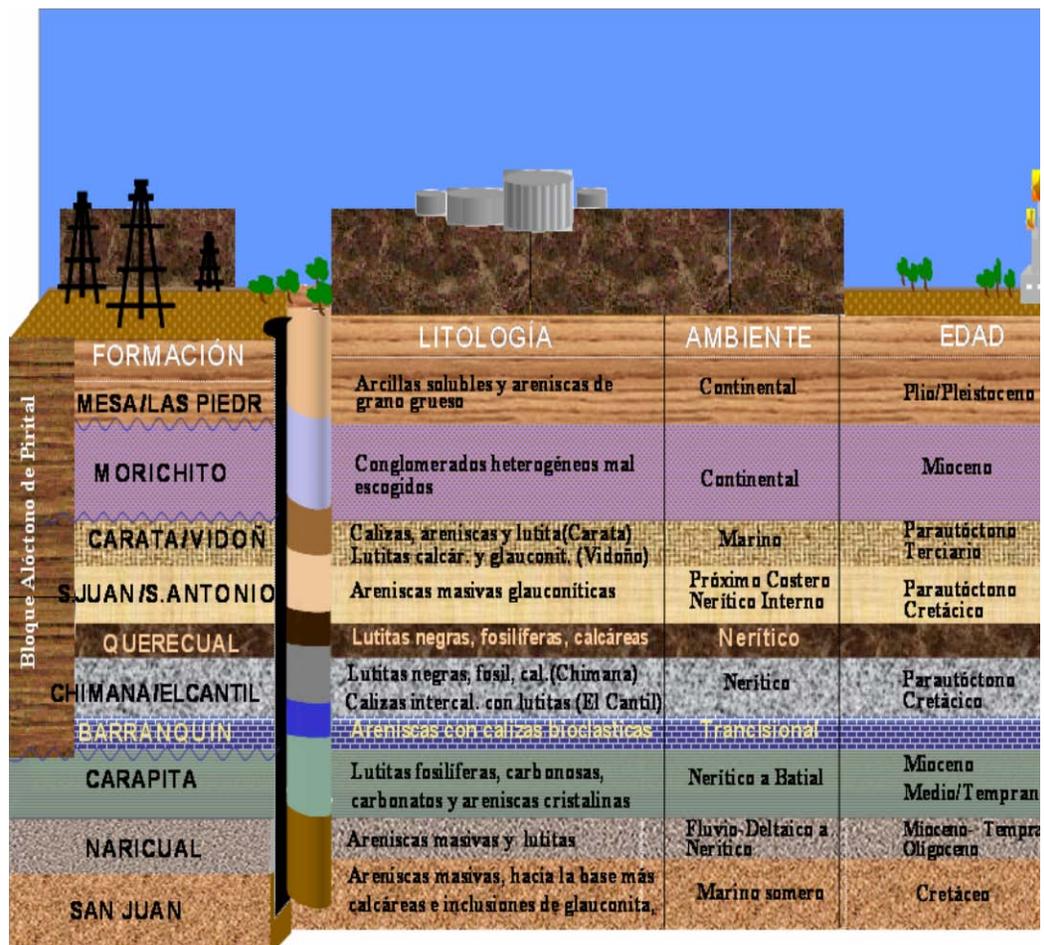


Figura 2.4 Correlación Regional del Flanco Norte de Piritál.

Fuente: Estudios de Yacimientos.

## **2.3.BASES TEÓRICAS**

### **2.3.1 Yacimiento de Hidrocarburos.<sup>(4)</sup>**

Es una unidad geológica porosa y permeable de la corteza terrestre, de volumen limitado y entrampado, que contiene hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

Para estudiar un yacimiento es necesario disponer de información geológica, datos petrofísicos, estadísticas de producción, muestras de fluidos analizados en el laboratorio que representen el comportamiento de los fluidos en el yacimiento en las diferentes etapas de agotamiento, ecuaciones matemáticas establecidas que permitan modelar bajo ciertas suposiciones el comportamiento del yacimiento y simuladores que sirvan de herramienta para modelar el yacimiento según sus características.

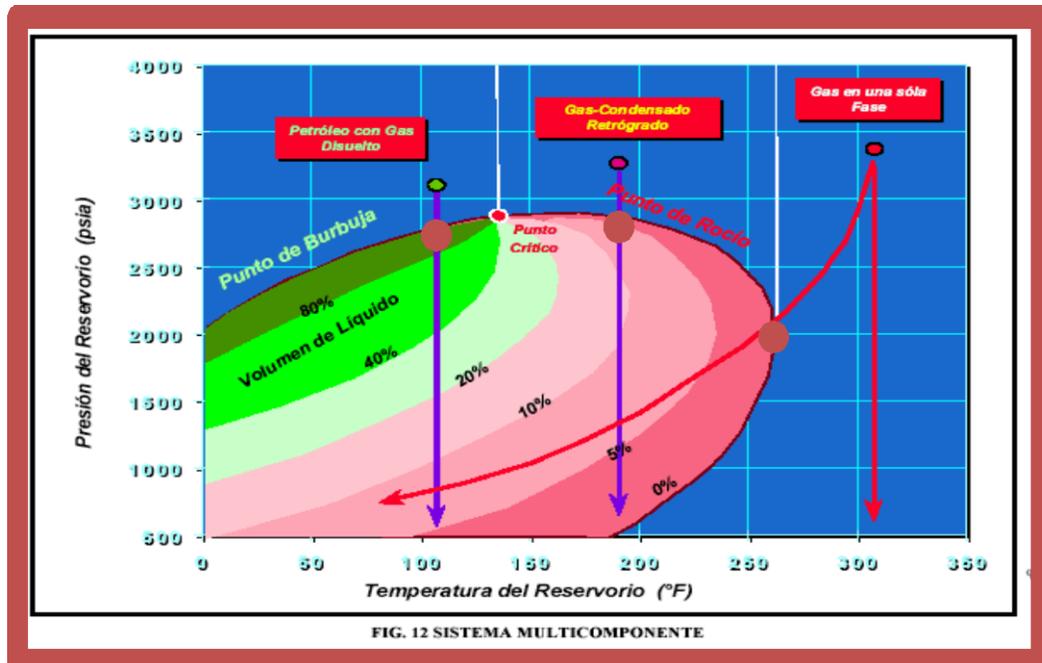
Esta información debe completarse con un conocimiento del mecanismo que gobernará el movimiento de los fluidos durante la etapa de producción primaria.

### **2.3.2 Clasificación de los Yacimientos Según los Fluidos Presentes en Ellos.<sup>(4)</sup>**

La mejor forma de interpretar la clasificación de los fluidos en el yacimiento es a través del diagrama multicomponentes, tal como se muestra en la Figura 2.5.

Los yacimientos de hidrocarburos, básicamente están compuestos por cinco tipos de fluidos, que comprenden gases, en el cual se ubican los yacimientos de gas seco, húmedo y gas condensado retrógrado; y los líquidos, que comprenden los de

petróleo negro y petróleo volátil, como también, compuestos intermedios que dependen de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.



**Figura 2.5 Diagrama de Fases**  
Fuente: CITEP. PDVSA.

### 2.3.2.1 Yacimientos de Petróleo.(7)

Los yacimientos de petróleo negro se caracterizan por tener un alto contenido de  $C_7^+$  ( $C_7^+ > 40\%$ ) y un bajo contenido de metano ( $C_1 < 50\%$ ). La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla, y los fluidos producidos, normalmente, presentan relaciones gas petróleo inferiores a 2.000 PCN/BN, un color negro o verde oscuro, gravedades API menores o iguales a 40° y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN. Estos yacimientos, al igual que los de petróleo volátil pueden ser saturados o subsaturados.

En yacimientos saturados, la presión del yacimiento es igual a la presión de burbujeo del petróleo; por tanto puede existir una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo, el cual puede ser seco o húmedo y no presenta condensación retrógrada. En el caso de yacimientos subsaturados, la presión del yacimiento es superior a la de burbujeo, y todo el gas del sistema se encuentra en solución en el crudo. Dependiendo de la gravedad (o densidad) del petróleo, los petróleos negros pueden ser clasificados como se muestra en la Figura 2.6.

<b>Livianos</b>	⇒	<b><math>30^\circ &lt; \text{°API} \leq 49,9</math></b>
<b>Medianos</b>	⇒	<b><math>20^\circ &lt; \text{°API} \leq 30</math></b>
<b>Pesados</b>	⇒	<b><math>10^\circ &lt; \text{°API} \leq 20</math></b>
<b>Extrapesados</b>	⇒	<b><math>\text{°API} \leq 10</math></b>

**Figura 2.6 Clasificación del Petróleo según su Gravedad API.**  
Fuente: A, Márquez.<sup>(5)</sup>

### 2.3.2.2 Yacimientos de Petróleo Volátil

Estos yacimientos se caracterizan por presentar una temperatura cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. Esto da origen a un equilibrio de fases precario en estos yacimientos, y se produce un alto encogimiento del crudo cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. El crudo proveniente de este tipo de yacimientos presenta una composición típica de metano menor o igual de 60% y  $C_7^+$  mayor de 12,5%. De acuerdo a este contenido de  $C_7^+$ , el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento. Los crudos volátiles se caracterizan por presentar un RGP en el rango de 2.000 a 3.300 PCN/BN, un color amarillo oscuro a negro, gravedad API superior a los 40° y un factor volumétrico mayor de 2 BY/BN.

### **2.3.2.3 Yacimientos de Gas Condensado**

También se les llama de Condensación Retrógrada, existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica. Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión se alcanza el punto de rocío y se produce una condensación de parte de la mezcla. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío. La zona retrógrada está limitada en la parte superior por la curva de rocío entre el punto crítico y la temperatura cricondentérmica y en la inferior por la curva que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad.

La curva de rocío retrógrado es típica para un gas condensado y la importancia de su conocimiento reside en que a presiones por debajo de la presión de rocío empieza a ocurrir la condensación retrógrada. La composición de la mezcla de este tipo de hidrocarburos muestra un contenido de metano mayor de 60% y de heptano y componentes más pesados menor de 12,5%. La relación gas condensado (RGC), generalmente está en un rango de 3.300 a 150.000 PCN/BN, la gravedad °API del condensado entre 40 y 60°.

### **2.3.2.4 Yacimientos de Gas Seco.<sup>(2)</sup>**

Se caracterizan porque su temperatura es mucho mayor a la crítica y no ocurre condensación como producto de la caída de presión que se presenta durante la producción en el yacimiento, ni en superficie.

### 2.3.2.5 Yacimientos de Gas Húmedo

Presentan características similares a las del caso anterior sólo que aquí durante la producción puede condensarse cierto porcentaje de gas al alcanzarse la región bifásica como consecuencia de la caída de presión y temperatura en superficie.

### 2.3.3 Mecanismos de Producción.<sup>(2)</sup>

Generalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, pero uno solo será dominante en un determinado intervalo de tiempo:

Empuje por expansión de los fluidos y reducción del volumen poroso (compactación): dado que los depósitos de hidrocarburos se encuentran a grandes profundidades, la presión de sobrecarga de los sedimentos comprime los fluidos contenidos en la roca. Durante la producción de un yacimiento, la presión disminuye, el petróleo y el agua intersticial se expanden, lo que origina un flujo de petróleo hacia los pozos. Esto ocasiona una reducción en el volumen poroso lo cual ayuda a la expulsión de los fluidos. Este mecanismo está presente en todos los yacimientos. El factor de recobro estimado está en el orden del 5 % del petróleo original en sitio.

Empuje por gas en solución: ocurre a presiones menores a la presión de burbujeo. A medida que se va produciendo el yacimiento ocurre una disminución de presión que origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo y ocupando el lugar del fluido producido. El recobro de este empuje puede alcanzar hasta un 30%.

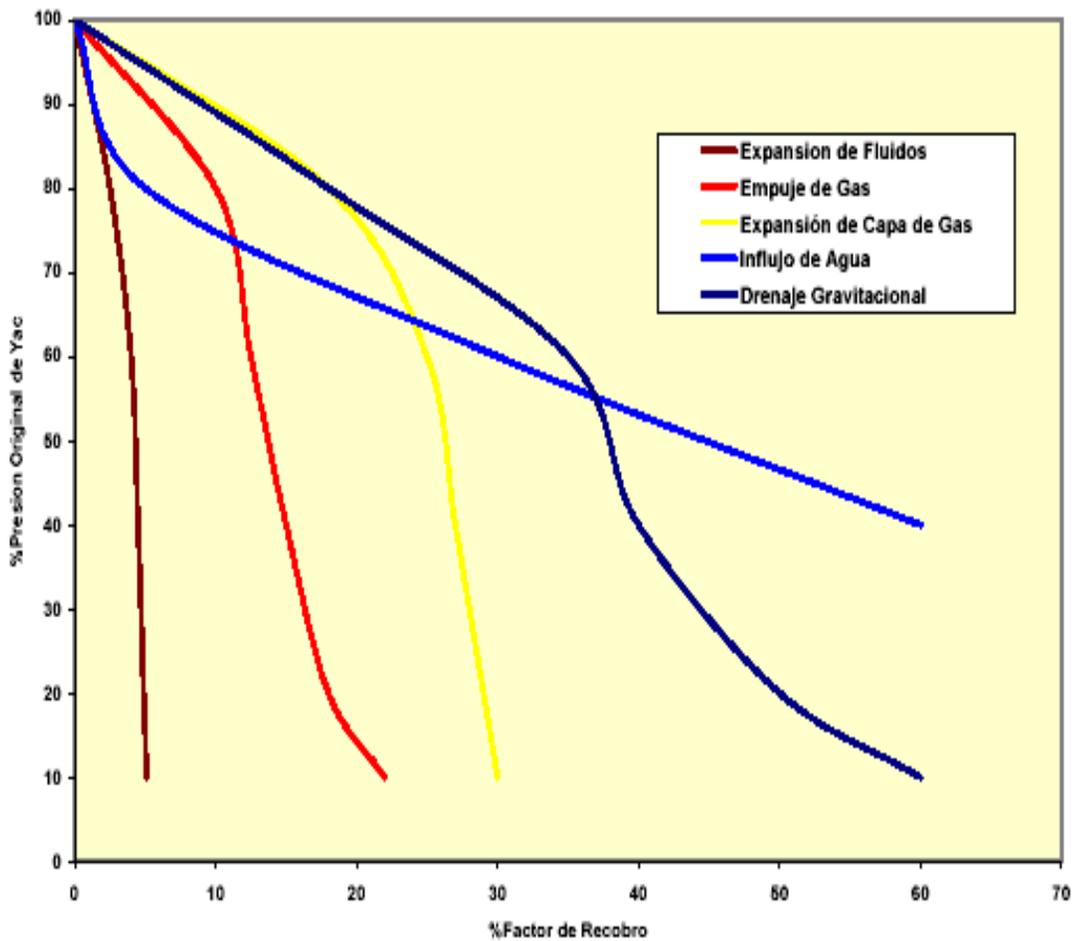
Empuje por capa de gas: son yacimientos saturados cuyos fluidos (petróleo y gas) están uniformemente distribuidos y la presión es menor o igual que la de

burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores. Se da también en aquellos yacimientos que forman una capa de gas secundaria al segregarse el gas que ha salido de la solución. . El factor de recobro está comprendido entre un 25 y 50%.

Empuje hidráulico: en este caso es la energía del acuífero que se encuentra en el yacimiento la que efectúa el empuje del petróleo hacia los pozos productores. Ocurre cuando existe, asociado a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua. Es el mecanismo de producción más eficiente superando en algunos casos el 50% de recobro del POES.

Empuje por gravedad: ocurre únicamente bajo condiciones especiales, en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas. Esta segregación es un flujo contra corriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura, ayudando el drenaje total del yacimiento. Representa el mecanismo con la mayor eficiencia alcanzando un 60% de recobro.

En la Figura 2.7 se presentan los porcentajes de recobro estimados, de acuerdo a los mecanismos de producción del yacimiento.



**Figura 2.7 Eficiencia de Recobro Según el Mecanismo de Producción.**  
**Fuente:** Recopilación Técnica. Ingeniería de Yacimientos. Halliburton.

### 2.3.4 Curvas de Declinación.<sup>(3)</sup>

Representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento, se fundamenta en la historia de producción de los fluidos, por pozo o por yacimiento, suponiendo que todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el presente.

### 2.3.5 Clasificación de las Curvas de Declinación.(3)

Se basa en graficar las curvas de producción en función del tiempo ( $q_0$  vs.  $f(t)$ ) o de la producción acumulada de petróleo ( $q_0$  vs.  $f(N_p)$ ).

Hay tres tipos reconocidos de curvas de declinación:

Declinación Exponencial: En este tipo de declinación la variación  $q_0$  vs  $N_p$  es lineal. La declinación exponencial, es una de las más utilizadas, y toma la tasa de producción que declina exponencialmente con el tiempo, cuando su variación con respecto al mismo, expresada como una fracción de ella misma, es una constante, llamando “D” a esa fracción de tiempo:

$$D = -\frac{1}{q_0} \times \frac{dq_0}{dt} \quad (\text{Ec 2.1})$$

Dada la historia de producción de un yacimiento, se desea conocer si el mismo presenta una declinación exponencial: Si “D” calculada es aproximadamente constante, la declinación es exponencial, y se toma un “D” promedio.

$$D_{promedio} = \frac{\int_{j=1}^{n-1} D_j}{(N-1)} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

D = declinación nominal de la tasa de producción, día<sup>-1</sup>, mes<sup>-1</sup> o año<sup>-1</sup>. D puede ser visualizada como el cambio relativo de la tasa de producción  $\frac{dq_0}{q_0}$  por unidad de tiempo.

$q_0$  = tasa de producción de gas, BN/día, BN/año.

t= tiempo de producción, días, meses o años.

El signo menos es para compensar, ya que dq y dt tienen signos opuestos.

Declinación Hiperbólica: En este tipo de declinación la variación de  $q_o$  Vs  $t$  es hiperbólica. Es aquella donde la variación de la razón de pérdida ( $a = (1/D)$ ) con el tiempo, es una constante ( $b$ ).

$$a = \frac{1}{D} = \frac{q_o}{(dq_o/dt)} \quad (\text{Ec.2.3})$$

$$\frac{da}{dq_o} = \frac{d}{dt} = \frac{-q_o}{(dq_o/dt)} = b \quad (\text{Ec 2.4})$$

Declinación Armónica: Es un caso particular de la declinación hiperbólica cuando  $b=1$ . Se caracteriza por la variación lineal de  $\log q_o$  Vs  $N_p$ .

El estudio de la declinación de producción, se realiza por dos métodos: en forma gráfica y en forma matemática. La vida del yacimiento se representa gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, semilog, entre otros), con el objeto de obtener la curva más representativa y más sencilla de usar, en la mayoría de los casos, una línea recta que permita hacer extrapolaciones y así poder efectuar predicción del comportamiento de producción. Una vez determinada la representación gráfica más conveniente, se efectúan las correspondientes extrapolaciones.

Un parámetro que se tiene para determinar el tiempo de producción de un yacimiento, es el límite económico.

$$LE = \frac{C(Bls / pozo.mes)}{P(Bls / BN) * (30.4días / mes)} = \frac{C(BN / D)}{30.4 * P(Pozo)} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

C: Costo de producción por pozo en un mes.

P: Entrada neta de BIs por BN de petróleo producido.

Matemáticamente, el tipo de declinación de producción, se determina utilizando ecuaciones que se ajustan a una línea recta: utilizando el método de mínimos cuadrados, calculando promedios, aplicando el método de la pendiente – intersección y el método de puntos notables, por supuesto, aplicando las ecuaciones señaladas para la determinación de la constante de declinación y la razón de pérdida medida en cada intervalo de tiempo.

### **2.3.6. Propiedades Físicas de las Rocas.(3)**

La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos están asociados con rocas sedimentarias, las cuales están compuestas de una parte sólida (matriz de roca) y una parte fluida (espacio poroso).

El objetivo principal en la evaluación de formaciones es estudiar y describir este sistema roca - fluidos, esto implica un entendimiento claro de las propiedades físicas tales como; la litología, porosidad, permeabilidad y saturaciones. Estas propiedades físicas no pueden ser medidas directamente en el pozo, sino inferidas a partir de las mediciones de los registros de pozo y pruebas de laboratorio.

Previamente en el modelo estático fueron definidas todas estas propiedades físicas de la roca. Para realizar los cálculos y definir el modelo dinámico, se toman en cuentas las siguientes propiedades: Permeabilidad, Porosidad, Saturación y Temperatura de la Formación.

### **2.3.7 Secciones Estructurales.<sup>(9)</sup>**

Estas secciones muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos, posterior a su deformación. La construcción de secciones estructurales a partir de perfiles de pozos, permite observar las correlaciones, ubicar un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar), interpretación de estructuras actuales (buzamiento, pliegues, fallas) relacionadas con las formaciones del subsuelo, y la identificación de trampas potenciales de hidrocarburos (Tearpock, 1991).

### **2.3.8.- Mapas Estructurales.<sup>(9)</sup>**

Es la proyección en el plano horizontal o mapas topográficos del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés, para realizarlos hay que determinar un nivel de referencia (nivel medio del mar). A partir del cual se obtienen por correlación de registros de pozos las alturas de las estructuras. Muestra la posición espacial de la superficie y lo ideal para construirlo es tener la mayor cantidad de perfiles sísmicos.

### **2.3.9 Secciones Estratigráficas. <sup>(9)</sup>**

Una sección estratigráfica es un corte transversal perpendicular al plano horizontal, que provee una vista vertical de las condiciones y relaciones estratigráficas de un intervalo de interés. Se considera como nivel de referencia (Datum), algún límite de formación o unidad estratigráfica que esté presente y sea de fácil localización en todos los registros de los pozos bajo estudio (Tearpock, 1991).

### **2.3.10 Caracterización de Yacimientos.<sup>(4)</sup>**

La optimización en la recuperación de reservas y el incremento de producción en yacimientos nuevos, particularmente en los maduros, es una necesidad creciente que requiere ser resuelta mediante una descripción y cuantificación más detallada de los yacimientos, es por tal motivo que surge la caracterización de yacimiento.

Esta descripción y cuantificación de los parámetros de una trampa estructural contenedora de hidrocarburos se refiere a la caracterización de yacimientos y ésta incluye tanto el modelo estático de las rocas como el modelo de los fluidos que contiene o modelo dinámico. Sin embargo, no todos los profesionales entienden la caracterización de yacimientos de la misma manera. Algunos la interpretan como el establecimiento del modelo geológico o el modelo estático y excluyen la caracterización de los fluidos. Otros incluyen la caracterización de fluidos, pero excluyen la simulación numérica, mientras que otros incluyen la parte de cotejo.

Lake y Carroll (1986) definen una caracterización de yacimientos como un proceso que cuantifica las propiedades del yacimiento y reconoce la información geológica y las incertidumbres de la variabilidad areal. Añaden que la aplicación inmediata de este proceso es la simulación numérica.

La caracterización dinámica es un proceso en el cual se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: datos PVT, composición, permeabilidades relativas, presiones capilares, las historias de producción, inyección, presión y reparación de pozos. La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción, balance volumétrico y las reservas totales.

### **2.3.11 Presión de Yacimiento o Presión Estática del Fluido.**<sup>(10)</sup>

La presión estática del fluido en un yacimiento es la que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. La misma denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada es igual a la presión que existe en la zona petrolífera; por consiguiente, la presión del yacimiento es aquella que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

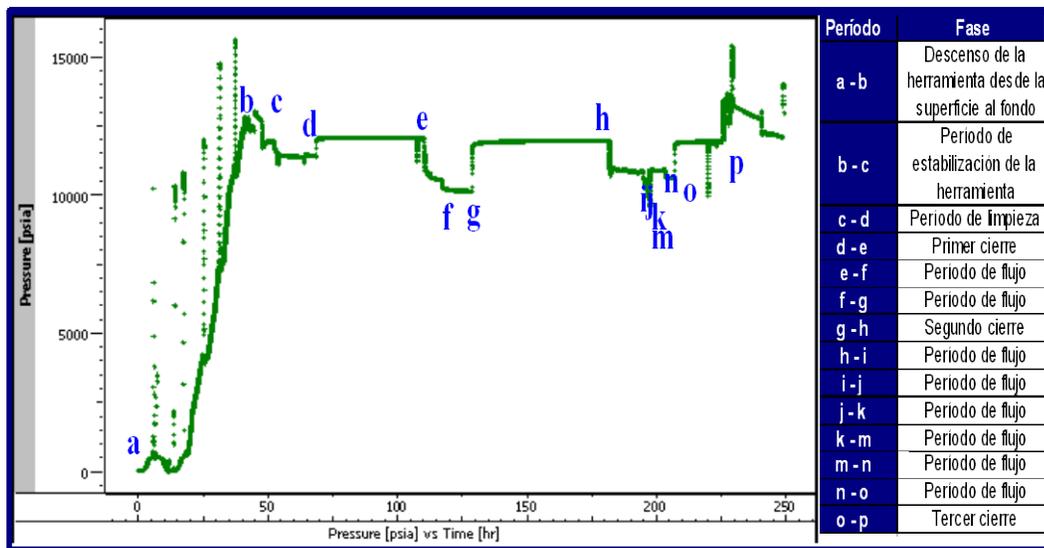
La presión del yacimiento aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramientos de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el petróleo en el yacimiento. En muchos campos la presión aproximada del yacimiento se puede pronosticar antes del descubrimiento multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por 0,435 lpc/pie.

### **2.3.12 Pruebas de Presión.** <sup>(6)</sup>

Una prueba de presión puede definirse como una medición continua de los cambios de presión, en función del tiempo, causada por el cambio del flujo en el pozo. La medición se lleva a cabo en el fondo del pozo, tratando de obtener, de manera más confiable, los cambios que ocurren en la formación.

Para efectuar cualquier tipo de prueba se requiere de un sensor, el cual se baja por medio de una guaya, al pozo. El sensor se ubica lo más cercano posible de la

arena en estudio. En la Figura 2.8 se puede observar las etapas de una prueba de registro fluyente con restauración de presión.



**Figura 2.8 Etapas de una prueba de presión**  
Fuente: M, Martins.<sup>(8)</sup>

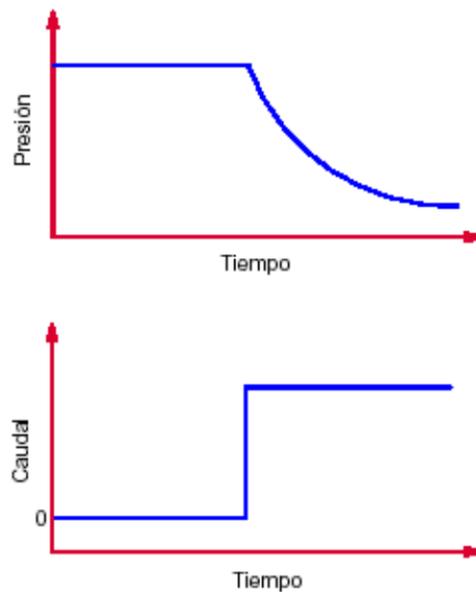
### 2.3.12.1- Prueba de Declinación de Producción (DRAW DOWN)

Inicialmente el pozo está cerrado y la presión alcanzada representa a un área del yacimiento. Después de un cierto tiempo, se pone a producción a una tasa de flujo constante, y se miden las presiones en el fondo del pozo, y la misma se define como presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ).

En la práctica al abrir el pozo en superficie, la producción inicial proviene del pozo mismo debido a la compresibilidad del fluido. El aporte del yacimiento en el fondo del pozo es mínimo durante los instantes iniciales de producción. Así mismo, cuando se cierra el pozo en superficie, en el fondo continúa durante un tiempo el

aporte del fluido del yacimiento al pozo. Este efecto, denominado llene y almacenamiento de pozo, es temporal y su duración puede ser segundos, minutos, horas o días.

El efecto de almacenamiento de pozo puro se caracteriza por exhibir, tanto la presión como su derivada. Una tendencia lineal y de pendiente unitaria. De no ser éste efecto muy severo, sigue un periodo de transición y finalmente se puede observar régimen de flujo radial asociado con la respuesta del yacimiento. Es decir, el efecto de almacenamiento de pozo se minimiza hasta hacerse despreciable una vez que se alcance el régimen de flujo radial. La Figura 2.9 muestra una representación esquemática de una prueba de este tipo.

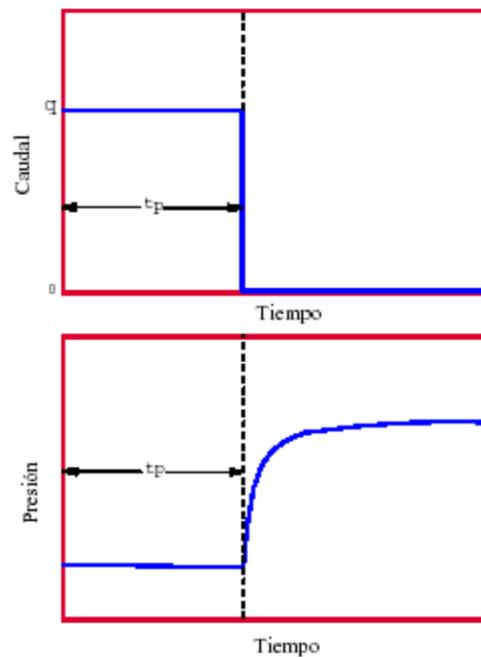


**Figura 2.9 Representación Esquemática de una Prueba de Declinación.**

**Fuente:** F, Escobar. Análisis Moderno de Presiones de Pozos.

### 2.3.12.2 Prueba de Restauración de Presión (BUILD UP)

En este tipo de pruebas, el pozo esta producido a una tasa de producción constante durante un cierto tiempo y la presión alcanzada representa la pwf, luego el pozo es cerrado para permitir la restauración de presión y se toman medidas de la presión de fondo en función del tiempo, la misma es extrapolada definiéndose como la presión que representa un equilibrio en el área del yacimiento. La Figura 2.10 representa gráficamente el esquema de una prueba de restauración de presión.



**Figura 2.10 Representación Esquemática de una Prueba de Restauración.**

**Fuente:** Escobar, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos.

### 2.3.13 Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT).<sup>(5)</sup>

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento, normalmente se determinan en el laboratorio mediante los análisis PVT de muestras de fluidos

tomadas en el fondo de los pozos o a través de una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie. Estos análisis suelen tener la composición del fluido del yacimiento, pruebas de expansión y composición constante, liberación de diferencial isotérmica, prueba de separadores y variación de viscosidad de los fluidos con presión.

#### **2.3.14 Consistencia de los Resultados de los Análisis PVT.(8)**

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medida en el laboratorio. Por ello, es necesario chequear su consistencia a través de las siguientes pruebas:

- **Proceso de recombinación:** para las muestras tomadas en separador, se debe cumplir que las condiciones de presión y temperatura de recombinación en el laboratorio sean iguales a las del separador, así como también las condiciones de presión y temperatura deben ser las mismas durante la toma de la muestra de gas y la toma de la muestra de líquido.
- **Prueba de liberación diferencial:** la consistencia de los datos se evalúa mediante un balance de masas, en el cual se determina la relación gas - petróleo en solución para cada valor de presión. Teniendo los valores calculados  $[R_s(\text{cal})]$  y los valores experimentales  $[R_s(\text{exp})]$ , para cada etapa de la prueba diferencial, se determinan porcentajes de error. Si las diferencias calculadas son superiores al 10 %, se considera que la prueba de liberación diferencial es inconsistente.
- **Pruebas de expansión y composición constante:** se elabora el gráfico de la función  $Y$  vs. Presión con los valores experimentales y se determina la mejor recta por mínimos cuadrados. Si el gráfico obtenido tiene un comportamiento

lineal y el error de ajuste es menor al 10 %, la prueba es válida. Para los de crudo volátil se aplica la función Y, en condensado. La separación de la fase líquida no es notoria por lo tanto debe hacerse visualmente, para su validación se debe construir la curva de líquido condensado retrogrado para cada presión de los experimentos CCE y CVD, luego se extrapola la curva a un volumen de líquido cero y a una determinada presión ya que en este punto la cantidad de líquido será infinitesimal dominando en el sistema la fase gaseosa. Este punto es considerado como punto de rocío.

- **Prueba de densidad:** se realiza utilizando los datos de una prueba de separador. Esta prueba consiste en mostrar que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. La prueba se considera consistente si la diferencia no supera el 5%.

## 2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

- **Bloque alóctono cretácico:** sección de Formaciones cretácicas incrustados en una sección del Oligoceno debido a actividades diagénéticas en la estructura.
- **Corrimiento:** está definido como una falla inversa con un buzamiento de la superficie de falla relativamente suave. Al igual que otras fallas inversas acortan la sección y causan la repetición de sección.
- **Datum:** también denominado plano de referencia, es la profundidad bajo el nivel del mar a la cual se refiere la presión de un yacimiento. El nivel de referencia o Datum es arbitrario y, generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.

- **Flujo natural:** energía que posee el yacimiento capaz de expulsar los hidrocarburos desde cada punto de este, hasta el fondo de los pozos que lo penetran y desde aquí hasta la superficie.
- **Límite económico:** es la base para llevar a cabo el abandono de un yacimiento, representa el número de barriles o pies cúbicos que debe producir un pozo para cubrir sus costos de producción.
- **Presión a nivel del datum:** son las presiones estáticas medidas en los pozos, que son corregidas al tope del intervalo perforado de producción, empleando para ello, gradientes medidos en el pozo; y de allí hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento.
- **Presión promedio del yacimiento:** es utilizada para caracterizar el comportamiento del yacimiento y predecir su comportamiento futuro. Está definida, en un yacimiento sin influjo de agua, como la presión que debería alcanzarse si los pozos estuviesen cerrados por tiempo indefinido. Es un parámetro fundamental para entender la conducta de los yacimientos en recobro primario, secundario y proyectos de mantenimiento de presión.
- **Punto crítico:** condición de Presión y Temperatura, en la cual las propiedades intensivas (aquellas que no dependen de la masa: densidad, viscosidad, etc.) del gas y líquido son idénticas.
- **Razón gas petróleo (RGP):** es la relación del número de pies cúbicos fiscales de gas que se producen por cada barril de petróleo fiscal en cualquier momento de la vida productiva de un yacimiento. La relación se obtiene dividiendo la tasa de producción de gas por la de petróleo.

- **Yacimiento:** un yacimiento es la porción de una trampa que contiene hidrocarburos, los cuales a su vez conforman un solo sistema conectados hidráulicamente.
- **Yacimientos volumétricos:** son yacimientos cerrados que no tienen entrada de agua o ésta es muy pequeña para afectar el volumen poroso del reservorio.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN**

El procedimiento de investigación que se implementó para desarrollar el tema propuesto, es del tipo descriptivo, ya que “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento” (Arias, F. 2006)<sup>(1)</sup>.

Con este estudio, se analizaron las causas que originan la baja productividad de los pozos del yacimiento NAR SUP SBC-130 en el flanco norte de Pirital, Campo Santa Bárbara, estado Monagas.

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

Se estableció un diseño de investigación documental y de campo para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación, porque se llevó a cabo a partir de datos existentes, de informes o pruebas ya realizadas y datos que provienen de la realidad, así como también de libros, folletos y manuales necesarios para la realización del trabajo.

En referencia a la investigación de campo, Tamayo (1999, pp.31)<sup>(11)</sup> expresa: “...Cuando los datos se recogen directamente de la realidad, de tal manera que se puedan analizar e interpretar los resultados, su valor radica en que permiten cerciorarse de las verdaderas condiciones en que se han obtenido los resultados...”.

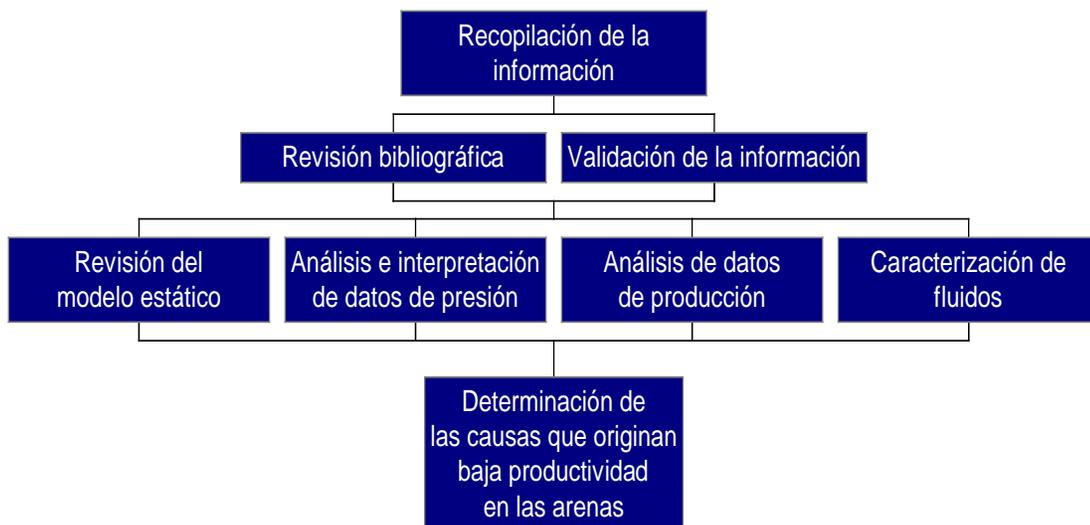
### 3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan, a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación. La población de este estudio está constituida por los pozos SBC-130X, SBC-136, SBC-142 y SBC-143.

La muestra es un "subconjunto representativo de un universo o población." (Arias, F; 2006, pp. 22)<sup>(6)</sup>; y para este estudio se vio representada por el 100% de la población.

### 3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

La metodología que se llevó a cabo se resume en la Figura 3.4.1:



**Figura 3.1 Diagrama de la metodología utilizada**

**Fuente:** Autor.

### **3.4.1 Recopilación de la Información**

Durante esta etapa se recopiló lo concerniente a la información de los pozos como los sumarios geológicos operacionales, post mortem, pruebas de presión: puntos de presión tomados durante la perforación (RFT, por sus siglas en inglés), restauración, declinación, gradientes estáticos y dinámicos, pruebas de producción, estudios PVT, onset de asfaltenos, estudios S.A.R.A, entre otros.

Una vez recopilada la información en documentos digitales y físicos, tesis, carpetas de pozo y datos suministrados por la base de datos (CENTINELA) que maneja la empresa, se procedió a validar la información comparando los datos obtenidos, verificando su consistencia.

### **3.4.2 Estudio de la Información Estática del Área en Estudio**

Se recopiló y estudió la información del modelo estático observada en el cubo sísmico, mapa Isópaco Estructural, información petrofísica y se observaron las secciones estructurales y estratigráficas que comprendían los pozos del yacimiento NAR SUP SBC-130, para identificar conexiones hidráulicas, fallas, la estratigrafía de la zona, entre otros.

### **3.4.3 Análisis de Datos de Presión y Producción**

Se comenzó esta etapa evaluando las pruebas de presión con completación temporal (DST) de los pozos exploratorios, cargando todos los datos de presión con respecto al tiempo y los respectivos caudales de cada período de flujo de las pruebas de producción que se realizaban durante la prueba de presión. Una vez cargados los datos en el simulador, se generaron gráficas log-log de la presión y la derivada de presión con respecto al tiempo y semilog de la presión con respecto al tiempo. Estas

gráficas dieron inicio a la interpretación de los períodos mediante el método de Bourdet (método de la derivada) y el método Horner. Éstas sirvieron para determinar los parámetros de permeabilidad, capacidad de flujo, coeficiente de llene, y presión de yacimiento, además de aportar información acerca de la geometría del yacimiento, distancia a fallas (sellantes o no, estructurales y adalgamientos, entre otras).

Este procedimiento fue aplicado también para todas las pruebas de presión existentes que contaban con declinación y restauración de presión en aperturas y cierres de flujo respectivamente, en los que el registro de presión podía ser interpretado a través de los métodos mencionados. Las demás pruebas de presión como Gradientes Estáticos y Dinámicos fueron validados, cargando los datos de presión y tiempo o profundidad y corroborando la información suministrada por las compañías de servicio. De manera similar se validaron los datos del RFT suministrados por el custodio de los pozos y se verifico la consistencia que mantenían los datos suministrados y los datos que se presentan en el registro de completación.

Una vez procesada la totalidad de la data de presión, se procedió a llevar todas las presiones registradas desde la profundidad medida a la que se encontraba el sensor, hasta un mismo nivel de referencia para el total de los pozos y así estudiar las tendencias que marcan cada uno de ellos. Esto se hizo interpolando la profundidad medida hasta la profundidad en pies bajo el nivel del mar (pbnm) utilizando la data direccional de la desviación de cada pozo. La ecuación 3.1 fue utilizada para llevar las presiones al mismo nivel de referencia.

$$P_{DATUM} = P_{act} - Grad_{Fluido} \times (Pr_{of.act} - Pr_{of.DATUM}) \quad (Ec. 3.1)$$

Donde:

$P_{DATUM}$ : Presión al datum.

$P_{act}$ : Presión actual.

$Grad_{Fluido}$ : Gradiente que presenta la columna de fluido.

$Pr_{of.act}$ : Profundidad actual.

$Pr_{of.DATUM}$ : Profundidad del datum.

Posteriormente se construyeron gráficos de barras de las permeabilidades obtenidas a través de correlaciones e información petrofísica y se contrastaron con las arrojadas en la interpretación de las pruebas de presión. Así mismo se estudiaron las capacidades de flujo con las que contaban los pozos en cada horizonte productor en los que fueron completados. A partir de ésta última gráfica se creó otra de capacidad de flujo y daño por horizonte productor.

Se finalizó el estudio de las presiones con la generación de gráficos que reflejan la tendencia de declinación de presión del yacimiento con respecto al tiempo y con respecto al acumulado de producción. Finalmente se construyó una gráfica donde se observaron todos los puntos confiables durante la toma de puntos de presión (RFT).

En cuanto a la información suministrada por los datos de producción recopilados, fueron generados gráficos de históricos de producción con respecto al tiempo, señalando los eventos operacionales más resaltantes y se levantaron curvas de declinación de producción.

Además, se elaboraron gráficas de los grados API y la relación gas petróleo (RGP) que arrojan las pruebas de producción mensuales. Se revisó cuán depletado se

encuentra el yacimiento a través de la revisión del informe de reservas y de la reevaluación del mismo, hechos ambos por el personal de PDVSA y se investigó el mecanismo de producción por el que se rige el yacimiento, a través del estudio de las características que presenta el mismo.

Seguidamente se realizaron tablas comparativas de la producción que presentó cada pozo inicialmente con las primeras pruebas, las pruebas de oficialización ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y las últimas pruebas realizadas. Esto permitió realizar análisis comparativos de las condiciones actuales con respecto a las iniciales.

#### **3.4.4 Caracterización de Fluidos en el Yacimiento**

En esta etapa se recopilaron y se validaron los estudios PVT disponibles para el área y posterior a ello se realizaron gráficos de relación gas petróleo, grados API y presiones de saturación con respecto a la profundidad.

Por otra parte se ordenaron análisis SARA para los pozos que se encuentran produciendo y se trabajó con los existentes para aquellos que no fluyen para el momento. Seguidamente se analizaron los datos a través del Índice Coloidal que presentaron los fluidos.

Finalmente se estudió la presión de floculación de asfaltenos a través de estudios Onset y se observó la criticidad que presentaba cada pozo estudiado. Todo ello permitió determinar la columna de fluido presente y las implicaciones asociadas a la misma.

### **3.4.5 Determinación de las Causas que Originan Baja Productividad de los Pozos**

Las etapas anteriores permitieron analizar los parámetros que causan baja productividad y revisar cada uno de los factores que afectan la producción del yacimiento en estudio. Esto permitió asentar las condiciones en las que se encuentran los pozos del yacimiento NAR SUP SBC 130 para luego recomendar posibles acciones preventivas y/o correctivas para tratar los pozos existentes y para la construcción de futuros pozos en el área.

## **3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS**

- **Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (SIMDE):** es un sistema con el que cuenta la empresa PDVSA, en el que se almacena toda la documentación técnica. Entre estos documentos está la información de cada pozo y yacimiento, los registros corridos, las pruebas realizadas, entre otros. Para buscar información en ella se inicia un explorador de internet y se ingresa la dirección <http://webori/simde> y se visualizará la pantalla de inicio de sesión.
- **CENTINELA:** es un sistema que cuenta con once módulos; para este estudio sólo se utilizó el módulo POZO, donde se visualizaron los parámetros de producción por pozo, estado actual del mismo, tipo de completación, entre otros. De esta base de datos se extrajeron todos los datos de las pruebas de producción de los pozos estudiados, entre ellos caudal de petróleo, gas y agua, reductores, relación gas petróleo, corte de agua y sedimentos, entre otros.
- **Oil Field Manager (OFM):** es una aplicación que permite observar, comparar, contrastar, monitorear datos de producción y yacimientos. Fue utilizada para el

control y seguimiento de los mismos. A través de esta herramienta fue posible generar los históricos de producción y las curvas de declinación de producción.

- **Pansystem:** es un programa que hace posible la interpretación computarizada de pruebas de presión y permitirá validar y reinterpretar toda la data de presión de las pruebas realizadas a los pozos que abarca esta investigación.
- **Centro de Información Técnica (CITEP):** es una sala de la empresa donde se encuentra toda la información bibliográfica y técnica, entre las que se destacan las notas e informes técnicos, carpetas de pozos, pruebas de pozos, trabajos de reacondicionamiento y reparaciones de éstos, sumarios geológicos y operacionales, entre otros.
- **Técnicas para la recolección de datos:** se obtendrán los datos a través del uso de las herramientas descritas, de la observación directa y entrevistas no estructuradas tanto al personal de PDVSA como a los asesores académicos.
- **Técnicas para el procesamiento de datos:** se utilizarán técnicas lógicas que consistirán en la inducción, deducción, análisis y síntesis que serán empleadas para descifrar lo que revelan los datos recogidos una vez tabulados y graficados.

## 3.6 RECURSOS

### 3.6.1 Recursos Materiales

Éstos fueron cubiertos por PDVSA, que facilitó lo concerniente a los bienes que se necesitaron, como las hojas de papel, los equipos, las impresiones y demás recursos materiales que se utilizaron durante la realización de la tesis.

### **3.6.2 Recursos Humanos**

Se contó con la asesoría industrial que fue aportada por el personal que labora en PDVSA y con la asesoría académica brindada por los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente – Núcleo de Monagas.

### **3.6.3 Recursos Financieros**

PDVSA cubrió todos los gastos para el financiamiento de la realización y elaboración de la tesis.

## **CAPÍTULO IV**

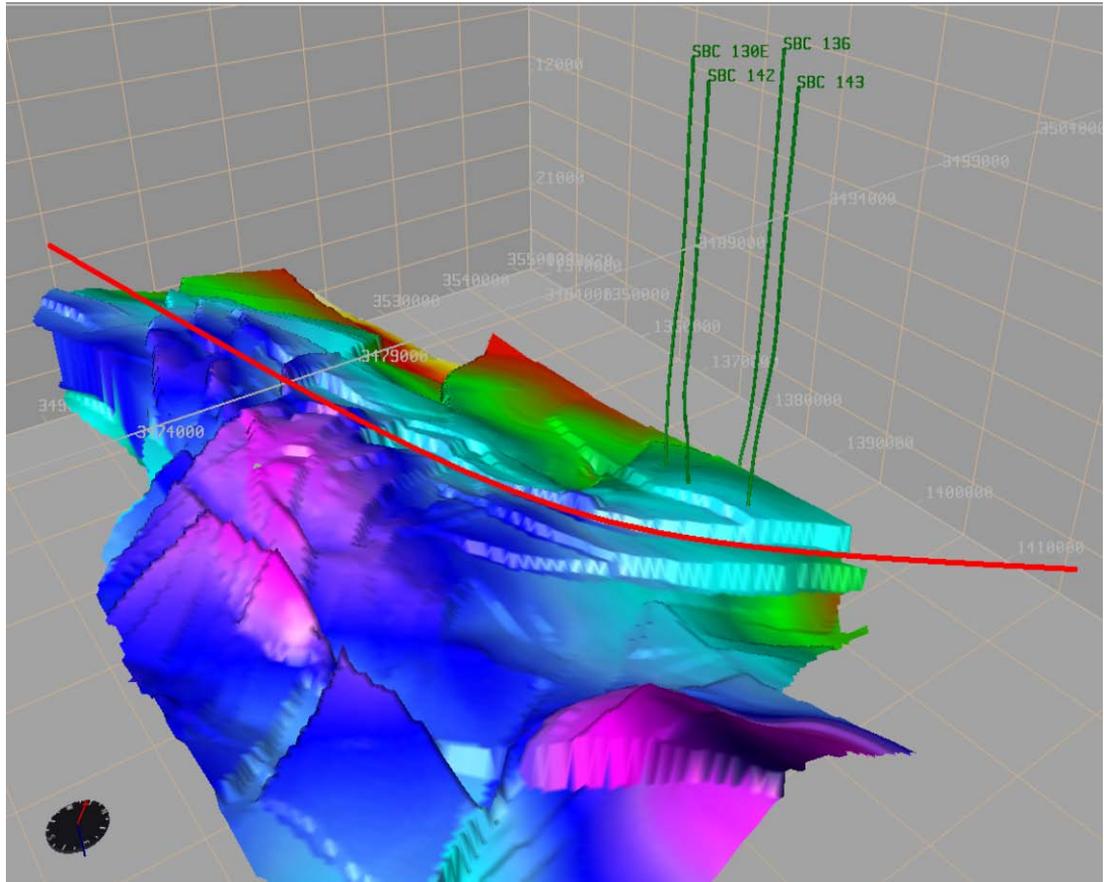
### **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

#### **4.1 DEL MODELO ESTÁTICO**

##### **4.1.1 De la Sísmica**

El pozo SBC-130X es el descubridor del área conocida como el Yacimiento NAR SUP SBC 130 y fue iniciada su construcción en abril de 2002. La prognosis de este pozo lo describía como descubridor de nuevo yacimiento (A2C/B2C) y tenía como objetivo principal las arenas del Miembro Superior de la Formación Naricual y como objetivo secundario el Miembro Inferior de la misma. Los estudios acerca del drenaje de las reservas descubiertas por este pozo comenzaron con el estudio de la sísmica que se realizó durante los años 1998 y 1999, donde se logró visualizar la trampa en los levantamientos sísmicos 3D que para su momento se denominó Localización Bosque DL-4. En la Figura 4.1 se observa el cubo sísmico con los pozos que drenan el yacimiento NAR SUP SBC 130.

En él se observa el pozo SBC-136, pozo delineador que culminó labores de perforación en Mayo de 2005 y dos pozos de desarrollo denominados SBC-142 y SBC-143 que terminaron sus trabajos de perforación en Agosto y Diciembre de 2006 respectivamente. Además, se visualiza toda la estructura que presenta el flanco norte de Pirital y se puede apreciar que los pozos en estudio están a un extremo del cubo levantado, lo que implica que la señal que viaja desde el centro del cubo hasta la zona en estudio recorra una larga trayectoria ocasionando que se debilite y que la interpretación de la información sísmica esté enmarcada con un alto grado de incertidumbre.



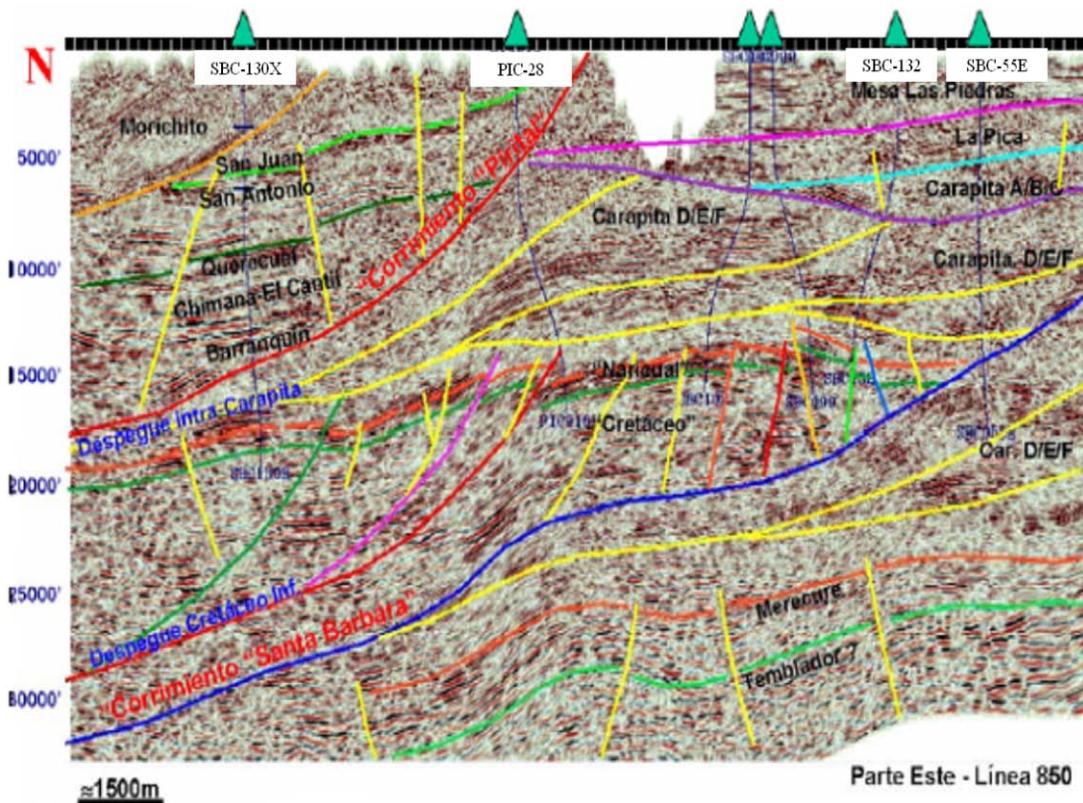
**Figura 4.1** Cubo sísmico del área en estudio

**Fuente:** Estudios de Yacimientos

Se aprecia que la estructura está conformada por un anticlinal asimétrico y que los pozos en estudio se encuentran en un flanco de la misma y la línea roja indica el evento geológico conocido como Corrimiento de Pirital que es una falla inversa que indica el sobrecabalgamiento de la estructura cretácica creando así el bloque alóctono al que se hace referencia en el Capítulo II., pág 27.

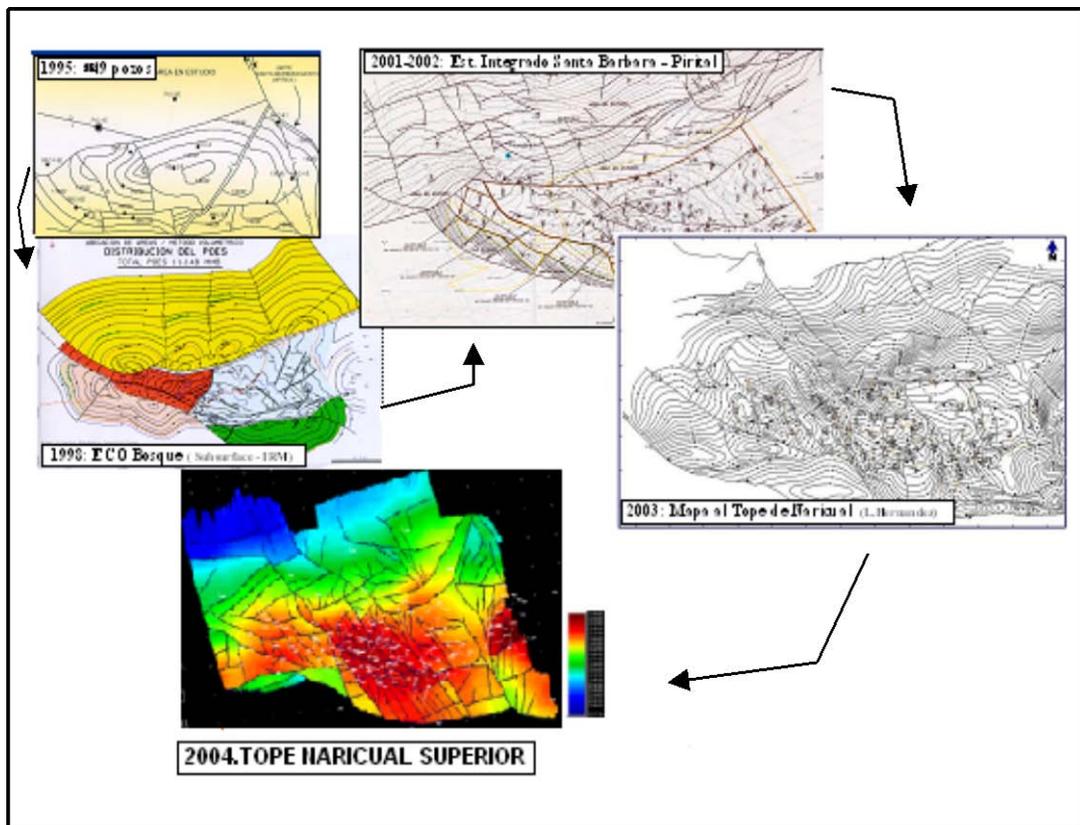
Al estudiar la línea sísmica que se presenta en la Figura 4.2, que es una línea de sentido N – S en la que se compara el pozo SBC-130X con el PIC-28 (ubicado en el flanco norte de Pirital) y con otros 4 pozos ubicados en el yacimiento SBC-1 (sur del flanco norte de Pirital) se observa que la señal obtenida por los geófonos en el pozo

SBC-130X fue de alta calidad sólo para identificar el bloque alóctono cretácico y que la señal se debilita para las formaciones infrayacentes haciendo virtualmente imposible la interpretación de las formaciones autóctonas. Se presume que son tantas las formaciones que conforman la zona del flanco norte de Pirital que las señales son intensas sólo para las primeras formaciones encontradas que en este caso, son aquellas de las que se compone el bloque alóctono. La metodología aplicada para la identificación de los topes de las formaciones autóctonas fue la de extrapolar los topes de aquellas vistas por la sísmica en donde están ubicados otros pozos hasta la ubicación de la zona en estudio. Así la información suministrada por la sísmica del área es poco confiable y tiene un alto grado de incertidumbre.



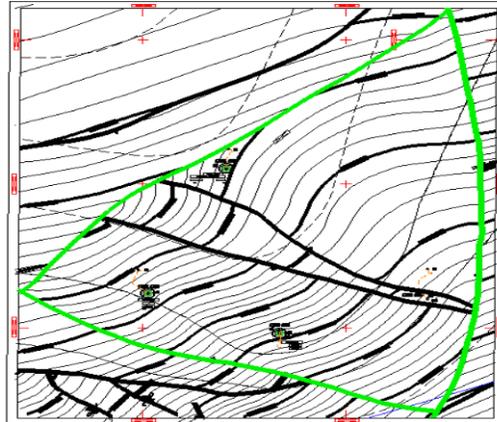
**Figura 4.2 Línea Sísmica N-S.**  
**Fuente: PDVSA.**

Producto del alto grado de incertidumbre se tiene como resultado que los mapas isópaco – estructurales han cambiado de forma contundente con el pasar de los años (Figura 4.3) para finalmente dar con el modelo actual del yacimiento en estudio (Figura 4.4).



**Figura 4.3 Evolución de los Modelos Estructurales del Campo Santa Bárbara**

**Fuente: PDVSA.**

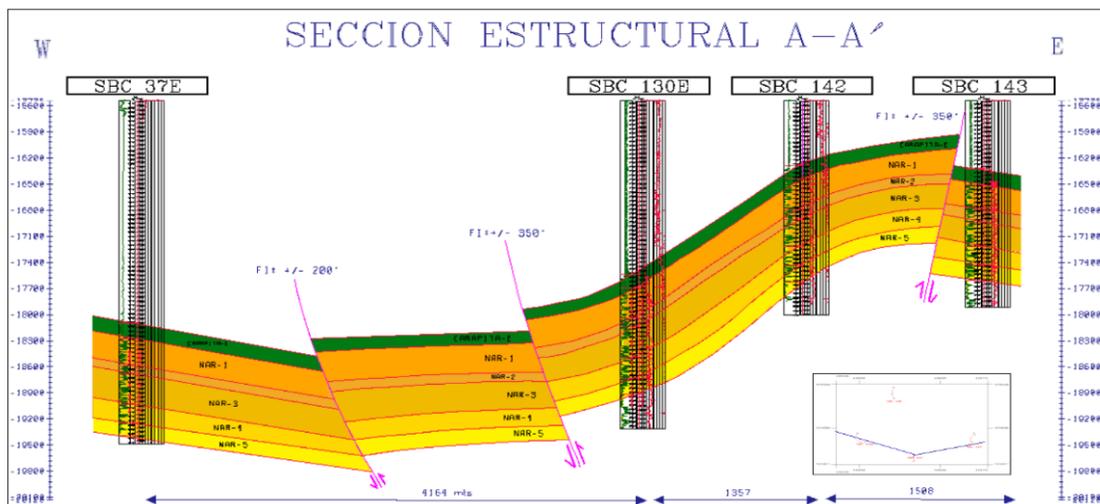


**Figura 4.4 Modelo Estructural Actual – Yacimiento NAR SUP SBC 130 al tope de la Formacion Narical, Miembro Superior.**

**Fuente: PDVSA.**

#### 4.1.2 De las Secciones Estructurales y Estratigráficas

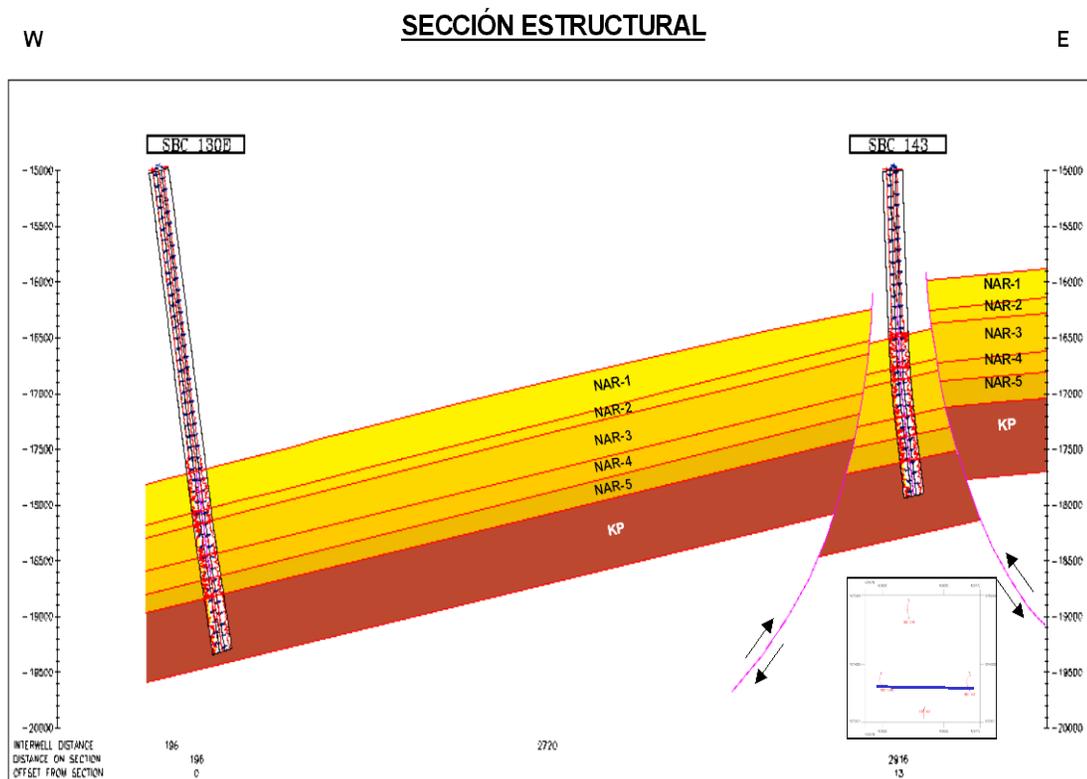
La Figura 4.5 muestra una sección estructural en sentido Oeste – Este que contienen los pozos SBC-37E (no perteneciente al área en estudio), SBC-130X, SBC-142 y SBC-143.



**Figura 4.5 Sección Estructural O-E; SBC-37E\_SBC-130X\_SBC-142\_SBC-143.**

**Fuente: Estudios de Yacimientos.**

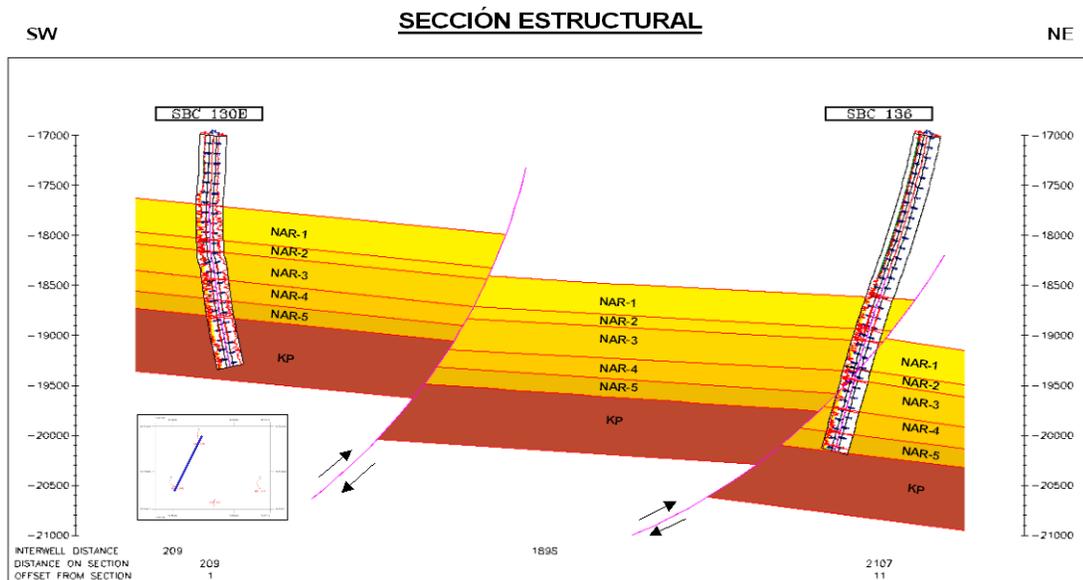
Se visualiza que el pozo SBC-130X se encuentra más profundo que los pozos de desarrollo, mantiene una distancia de 1.357 metros del pozo SBC-142 y ambos presentan una supuesta comunicación lateral hidráulica. El pozo SBC-143 comprende una falla con un salto de 350 pies, que afecta parcialmente la comunicación lateral hidráulica con el pozo SBC-142, sin embargo, como los estratos que conforman la Formación Naricual Superior están conformados básicamente por areniscas con porosidades y permeabilidades descritas más adelante, existe un grado de comunicación en la Formación a pesar de no ser de unidad hidráulica a unidad hidráulica. Estos pozos están a 1.500 metros de separación y se encuentran aproximadamente al mismo nivel de profundidad. La Figura 4.6 indica las fallas que se encuentran a los lados del SBC-143.



**Figura 4.6: Sección Estructural O – E; SBC-130X\_SBC-143.**  
**Fuente:** Estudios de Yacimientos.

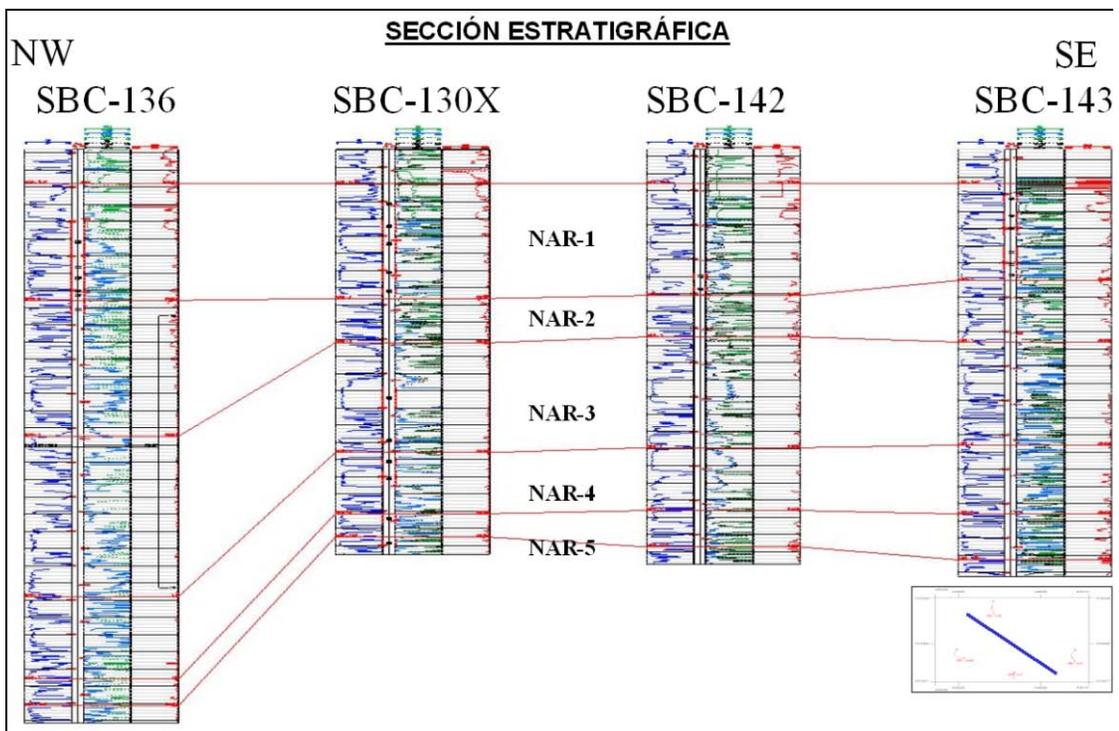
El pozo SBC-143 produce un bloque de la Formación Naricual que está parcialmente aislado por las fallas estructurales que se localizan en sentido Oeste – Este pero que, por lo ya explicado, se mantiene cierta comunicación con todo el paquete de la Formación de la que producen los pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.

El pozo SBC-136 es el que se encuentra más profundo en la estructura y atraviesa una falla inversa a 19.500 pies de profundidad que ocasiona la repetición de las unidades NAR-2 y NAR-3. Se encuentra a 4.121 metros del pozo SBC-130X y entre ellos se encuentran dos fallas estructurales en las que se observa el comportamiento de comunicación hidráulica descrito con anterioridad. Todo esto se aprecia visualmente en la Figura 4.7, además de observar que hay una falla que se encuentra a 1.895 metros del SBC-136 que modifica la comunicación lateral pozo a pozo entre él y el SBC-130X.



**Figura 4.7 Sección Estructural SO – NE; SBC-130X\_SBC-136.  
Fuente: Estudios de Yacimientos.**

En la sección estratigráfica (Figura 4.8) fueron proyectados los pozos a un mismo horizonte en sentido NO – SE y en ella se observa que las unidades hidráulicas que conforman el Miembro Superior de la Formación Naricual, mantienen cierta continuidad lateral, exceptuando al pozo SBC-136 ya que como atraviesa la falla inversa observada en la sección estructural se le añaden más de 420 pies de espesor por las repeticiones de las unidades NAR-2 y NAR-3. Para el caso del pozo más profundo (SBC-136) la Formación Naricual tiene un espesor de 1.426 pies; el SBC-130X tiene 1.008 pies de espesor y finalmente los pozos SBC-142 y SBC-143 cuentan con 1.046 y 1.060 pies de espesor. Excluyendo el pozo SBC-136, debido a la falla que atraviesa, se puede contemplar que los pozos menos profundos tienen mayor espesor que los del pozo SBC-130X.



**Figura 4.8 Sección Estratigráfica SO – NE; Yacimiento NAR SUP SBC 130**  
**Fuente:** Estudios de Yacimientos.

### 4.1.3 De las propiedades Petrofísicas

**Tabla 4.1 Propiedades Petrofísicas de los Pozos del NAR SUP SBC 130**

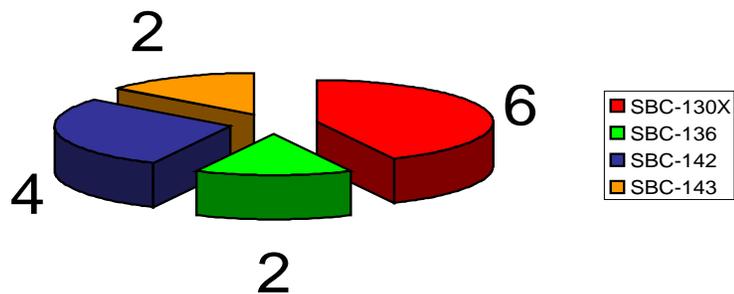
POZO	HORIZONTE	ARCILLOSIDAD (%)	POROSIDAD (%)	SAT. AGUA (%)	PERMEABILIDAD ABS. (MD)	ANP (pie)
SBC-136	NAR-1	7	5	27	3,62	79
	NAR-2	8	5	29	3,74	25
	NAR-3	9	4	21	0,81	41
	NAR-4	9	4	29	0,37	3
SBC-130X	NAR-1	5	8	9	48,07	13
	NAR-3	8	7	6	4,18	9
	NAR-4	1	7	11	5,77	7
SBC-142	NAR-1	5	9	30	5,50	14
	NAR-2	7	9	2	9,00	8
	NAR-3	7	7	31	2,33	34
	NAR-4	6	9	21	10,00	31
SBC-143	NAR-1	7	9	23	76,11	19
	NAR-2	10	8	9	24,00	15
	NAR-3	8	8	14	37,45	18

La información generada por el modelo petrofísico del área se resume en la Tabla 4.1 donde se puede apreciar que el volumen de arcilla, la saturación de agua y el espesor de arena neta petrolífera no muestran una tendencia clara a aumentar o a disminuir con respecto a la profundidad. Sin embargo en la porosidad y la permeabilidad se nota que los valores aumentan progresivamente desde los pozos más profundos a los que son más someros en el yacimiento.

Podría inferirse que el yacimiento en estudio está afectado por la litoestática, donde la presión de sobrecarga que ejercen los estratos suprayacentes disminuyen más la calidad de la roca de aquellos pozos más profundos. Cabe destacar que la zona no cuenta con un mapa de paleoambiente en el que se identifique el tipo de ambiente en el que fueron depositados los sedimentos y así estudiar la relación que guardan las propiedades petrofísicas de pozo a pozo. Todo esto se debe al grado de incertidumbre que se tiene de la zona desde los estudios de la sísmica.

## 4.2 DE LA INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

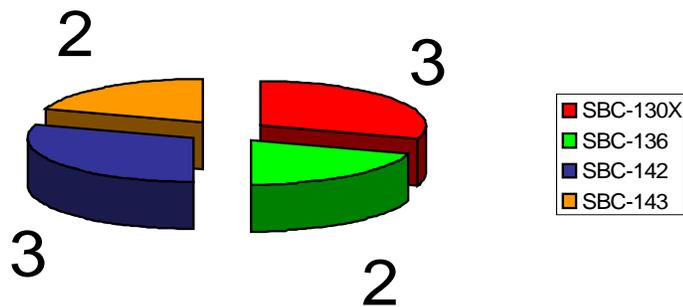
Se recopilaron un total de 14 pruebas de presión y se validaron. El número de pruebas por pozo se puede observar en el Gráfico 4.1.



**Gráfico 4.1 Total de Pruebas Validadas**

Fuente: Autor.

De las 14 pruebas, 10 contaban con cierres y aperturas de producción, y una vez agrupados por pozo se construyó el gráfico circular (ver Gráfico 4.2).

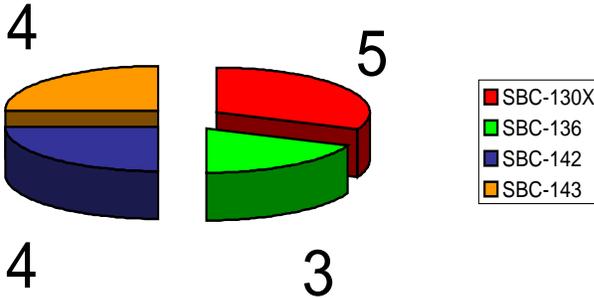


**Gráfico 4.2 Total de Pruebas con Cierres y Aperturas de Producción**

Fuente: Autor.

Estos cierres y aperturas permitieron el análisis de las pruebas de presión mediante los métodos descritos en el procedimiento metodológico. Éstas tenían en

total 18 períodos que podían ser interpretados de los que 16 fueron interpretados obviando lo no representativos debido a cualquier evento operacional y efectos de pozos que pudieron haber enmascarado la respuesta del yacimiento; su distribución se observa en el Gráfico 4.3.



**Gráfico 4.3 Total de Períodos Interpretados**  
**Fuente:** Autor.

Todos los períodos que fueron interpretados se pueden visualizar en el Apéndice A.

La Tabla 4.2 muestra en resumen la información extraída, producto de la interpretación de las pruebas de presión con completación temporal (DST por sus siglas en inglés) a hoyo desnudo y a hoyo revestido del pozo SBC-130X.

**Tabla 4.2 Resultados de las pruebas de presión (DST) del pozo SBC-130X**

SBC-130X					
Prueba	DST-HD-BU1	DST-HD-BU2	DST-HD-BU3	DST-HR-BU1	DST-HR-BU2
Formación	NAR-1	NAR-1	NAR-1	NAR-3,4	NAR-3,4
Intervalo (MD)	18.577'-18.815'	18.577'-18.815'	18.577'-18.815'	19.138'-19.600'	19.138'-19.600'
Cs	6,11E-04	7,76E-04	1,60E-03		3,94E-04
k	95,461	30,8743	82,136		1,6
S	25,8845	11,385	13,6428		19,5
k.h	10.978,37	3.550,54	9.445,64		289,60
P @ Prof. sensor	12.058	11.965	11.949		11.542
P.Datum	11.806,90	11.713,90	11.697,90		11.448,10
Lambda	1,84E-04	1,16E-04	7,19E-05		
Omega	5,45E-11	2,88E-01	7,00E-03		
Duración (hrs)	31,5	52	12	10	10
Límite	Infinito	Infinito	Infinito		Dos Fallas paralelas a 18,7 pies
Modelo	Doble Porosidad	Doble Porosidad	Doble Porosidad	Homogéneo	Homogéneo
Observaciones		Sospecha de un intervalo que dejó de producir		Afectada por llene. Cierre en superficie.	Posible segregación de fases.
Fecha	27-Feb-02	28-Feb-02	2-Mar-02	25-May-02	26-May-02

Las pruebas DST del pozo SBC-130X muestran una reducción considerable si se estudia el parámetro de la permeabilidad. Si se detalla la prueba a hoyo desnudo, se observará que la permeabilidad promedio está alrededor de los 88 mD, esto, excluyendo el segundo cierre de la prueba ya que se sospecha que un intervalo dejó de producir debido a que los parámetros conseguidos con la prueba de presión no cotejan con este cierre que arroja una permeabilidad menor a la estimada por la petrofísica y aquellas determinadas por los otros cierres.

Se tiene como referencia el último cierre porque hubo un incremento en la presión durante el uso de un mismo reductor y se observó una mejora en las condiciones de producción antes del cierre, posiblemente producto de una remoción de daño natural por producción, donde el pozo llegó a producir 3.066 BNPD con un reductor de 5/8 plg. El modelo ajustado fue homogéneo y de doble porosidad dada la forma que adopta la derivada de la presión en el gráfico log-log (ver Apéndice A). Los parámetros de Lambda y Omega reportados cuantifican el grado que tienen las

fisuras naturales que se presenta el yacimiento. Los límites del yacimiento no fueron alcanzados durante esta prueba a pesar que los cierres duraron de 12 hasta 52 horas. Es posible que el disturbio de presión ocasionada por la producción que se realiza antes de efectuar los cierres no haya sido lo suficiente como para identificar la geometría del yacimiento.

Los valores de permeabilidad y daño presentados en la Tabla 4.2 en cuanto al DST a hoyo revestido, muestran valores mucho más bajos que los observados en las arenas de NAR-1 que, sin embargo, cotejan en cierta medida con los valores reportados en la petrofísica en cuanto a que son menores.

El cierre estudiado es el segundo, ya que el primero fue efectuado en superficie y el efecto de llene y almacenamiento enmascaró prácticamente toda la prueba. A diferencia del primer DST el modelo ajustado de la segunda prueba fue radial homogéneo dado que la derivada de esta prueba no adoptó la forma de aquellas que presentan los yacimientos con fracturas naturales. Se presume que una vez cementado el revestidor de la zona productora, el cemento tuvo un efecto sellante en las fisuras que presentaba el yacimiento, reduciendo los valores de permeabilidad y aumentando el factor de daño después de la completación.

El último factor a evaluar en estas pruebas es que durante la prueba a hoyo revestido se observó que el pozo SBC-130X produce de un canal que tiene fallas equidistantes a 20 pies del radio del pozo, lo que difiere con la primera prueba. Éste puede ser el factor que ocasione la súbita caída de producción para los primeros meses del pozo.

Al estudiar otras pruebas que fueron realizadas en el pozo exploratorio SBC-130X (Tabla 4.3) se puede apreciar que hay una reducción drástica en el daño de formación debido a que una fractura hidráulica fue practicada dos meses antes de efectuada la prueba. La remoción de daño fue desde 20 a 2,4 y los límites del yacimiento no son del todo representativos ya que los efectos de pozos hicieron ruido en la derivada de presión. Se sospecha que este efecto esté dado por una segregación de fases.

Los datos de otras pruebas como gradientes estáticos y dinámicos se utilizaron para otros fines que se desarrollarán más adelante en el tema.

**Tabla 4.3 Resultados de otras pruebas de presión del pozo SBC-130X.**

SBC-130X					
Prueba	GRAD. DIN.	GRAD. EST.	MULTITASA-GRAD. DIN.	GRAD. EST.	
Formación	NAR-1,3,4	NAR-1,3,4	NAR-1,3,4	NAR-1,3,4	NAR-1,3,4
Intervalo (MD)	18.577'-19.600'	18.577'-19.600'	18.577'-19.600'	18.577'-19.600'	18.577'-19.600'
Cs			6,10E-03		
k			21,7057		
S			2,3364		
k.h			3.559,73		
P @ Prof.sensor	7.713 @ 14.000'	7.953 @ 18.000'	6.320	7.455 @ 18.500'	5.397 @ 18.500'
P.Datum		7.595	7.297,40		5.033
Lambda					
Omega					
Duración (hrs)			7		
Límite			Aparentemente infinito		
Modelo			Homogéneo		
Observaciones			Posible segregación de fases.		
Fecha	12-Jul-05	26-Ago-06	10-Dic-07	11-Dic-07	16-Abr-09

El pozo delineador SBC-136 cuenta sólo con pruebas iniciales DST que se presentan en la Tabla 4.4 y en ella se puede observar que los datos guardan congruencia unos con otros, que la petrofísica concuerda con ellos y que el factor de

daño aumenta considerablemente, como en el caso anterior, luego de la completación del pozo.

A pesar de que el modelo ajustado pertenece a uno homogéneo, se vieron microfisuras naturales en los reportes de laboratorio del estudio del único núcleo del yacimiento NAR SUP SBC 130 extraído de este pozo. El primer cierre no fue interpretado debido a que la segregación de fases vista durante la prueba proporcionaba datos pocos confiables.

**Tabla 4.4 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-136.**

SBC-136				
Prueba	DST-HD-BU1	DST-HD-BU2	DST-HR-BU1	DST-HR-BU2
Formación	NAR-SUP	NAR-SUP	NAR-SUP	NAR-SUP
Intervalo (MD)	19.642'-19969'	19.642'-19969'	19.670'-19963'	19.670'-19963'
Cs	8,22E-06	1,10E-05		9,99E-04
k	1,8532	2,121		1,9085
S	3,2577	5,7211		7,228
k.h	391,0147	447,5352		228,9246
P @Prof.sensor	12.285	12.112		11.410
P.Datum	11.597	11.424		11.159
Duración (hrs)	12	72	28	72
Límite	Infinito	Infinito		Infinito
Modelo	Homogéneo	Homogéneo		Homogéneo
Observaciones			Segregación De fases	
Fecha	17-Mar-05	18-Mar-05	07-Mar-06	08-Mar-06

El pozo de desarrollo SBC-142 cuenta con pruebas de presión a nivel de las arenas de NAR-3 y NAR-4 (ver Tabla 4.5), donde fue completado desde el inicio de su vida productiva en noviembre de 2.006 hasta el mes de marzo de 2.007 que fueron aisladas estas arenas con tapones de arena y cemento, y pasó a ser completado en las arenas de la unidad hidráulica NAR-1 de las que produce en la actualidad.

**Tabla 4.5 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-142 en NAR-3 y NAR-4.**

SBC-142						
Prueba	GRAD. DIN.	BU	GRAD. EST.	BU	DD	BU
Formación	NAR-4	NAR-4	NAR-4	NAR-3,4	NAR-3,4	NAR-3,4
Intervalo (MD)	18.150'-18.168'	18.150'-18.168'	18.150'-18.168'	18.020'-18222'	18.020'-18222'	18.020'-18222'
Cs		1,10E-03		4,00E-03	3,00E-03	4,10E-03
k		110		26,7	28,5	31
S		48,79		8,1	8,9	10,0514
k.h		1.980		2.510	2.679	2.914
P @ Prof.sensor	8.640 @ 18.100'	10.703	11.300 @ 18.100'	7.799	7.183	7.202
P.Datum		11.099	10.856	8.195	7.579	7.598
Duración (hrs)		10		7	18	20
Límite		1 Falla a 815'		Fallas: 180', 130', 150', N/A.	Fallas: 453', 811', 950', 500'.	Fallas: 485', 400', 4.476', 400'.
Modelo		Homogéneo		Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo
Observaciones						Segregación de fases
Fecha	17-Nov-06	17-Nov-06	17-Nov-06	09-Dic-06	10-Dic-06	11-Dic-06

Se realizó una prueba de restauración de presión (BU) en un intervalo de NAR-4 el 17 de noviembre de 2.006 en el que se observó una falla a 815 pies de distancia del pozo, información que no concuerda con el mapa isópaco estructural estudiado en la sísmica. El pozo SBC-142 cuenta con una gran extensión areal para drenar el yacimiento y no son observadas fallas a distancias cercanas; aquellas observadas en el mapa isópaco se encuentran a 580 metros en dirección Sur, 940 metros en dirección Norte y 1.800 metros al Este. En el mes siguiente se añadió otro intervalo de perforaciones quedando las unidades NAR-3 y NAR-4 abiertas a producción. Las pruebas realizadas para esta fecha presentan segregación de fases y la presión no estabilizó. El primer cierre se diferencia de los demás períodos porque se aprecia que la redistribución de fases predomina más en él. Los resultados se consideran referenciales ya que la interpretación de la prueba está supeditada a estos efectos de pozo que afectan el resultado de la misma. A pesar de que en el drawdown y el buildup subsiguientes estuvieron presentes los efectos, la interpretación de ellos se consideran más confiables. Todos ellos cotejaron con un modelo de yacimiento homogéneo y cerrado.

Se puede contemplar que en los últimos dos períodos mostrados en la Tabla 4.5, hay fallas aproximadamente a la misma distancia. Por lo menos 3 de los 4 límites de no flujo observados están en el orden de los 400 pies aproximadamente. La profundidad del sensor en esta prueba era de 16.000 pies, lo que dejaba por lo menos 2.000 pies de pozo dispuestos al llene y almacenamiento y segregación de fases una vez que los fluidos del yacimientos se vieran acomodados en el pozo. En estos casos, se hace recomendable acercar el sensor lo más posible a la cara de la arena y así contar con parámetros arrojados por las pruebas de presión que sean certeros y confiables.

De las pruebas del SBC-142 en NAR-1 (Tabla 4.6) se cuenta con un gradiente dinámico que permite conocer la presión de fondo fluyente y uno estático de presión de yacimiento para la fecha de realización de cada prueba. El Drawdown es la única herramienta que pudo haber permitido conocer las condiciones del yacimiento en esta parte de la estructura, pero resultó severamente afectado por la segregación de fases ocasionando que la derivada llegara a perderse en el gráfico log-log.

**Tabla 4.6 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-142 en NAR-1**

SBC-142			
Prueba	GRAD. DIN.	DD	GRAD EST.
Formación	NAR1	NAR-1	NAR-1
Intervalo (MD)	17.450'-17.592'	17.450'-17.592'	17.450'-17.592'
Cs			
k			
S			
k.h			
P @Prof.sensor	9.268 @ 16.200'		8.020 @ 17.540'
P.Datum			7.985
Duración (hrs)			
Límite			
Modelo			
Observaciones		No Interpretable	
Fecha	28-Mar-07	28-Mar-07	20-Sep-09

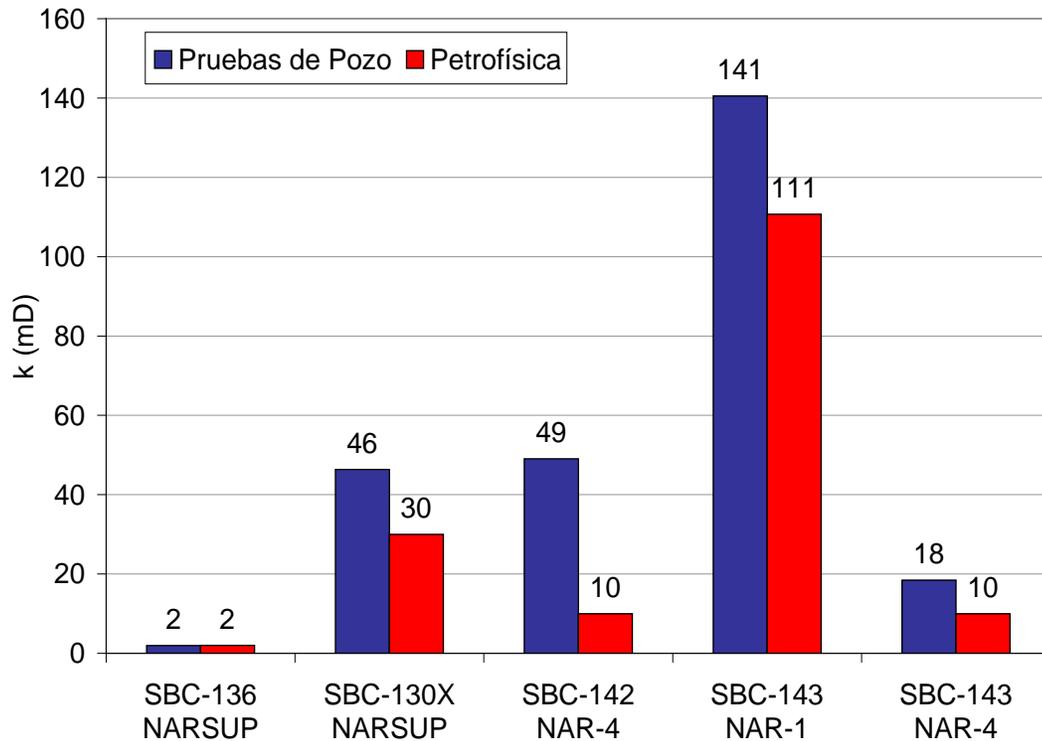
Finalmente en cuanto a la interpretación de las pruebas de presión, se estudiaron las pruebas del pozo de desarrollo SBC-143 el cual fue inicialmente completado en NAR-4 y comenzó su vida productiva en abril de 2.007 y a partir de junio de 2.008 fue completado en NAR-1 de donde produce actualmente. El resumen de los datos arrojados por las pruebas efectuadas al pozo se muestra en la Tabla 4.7.

**Tabla 4.7 Resultados de las pruebas de presión del pozo SBC-143**

SBC-143						
Prueba	DD	GRAD. DIN.	GRAD. DIN.	DD1	DD2	BU
Formación	NAR-4	NAR-4	NAR-1	NAR-1	NAR-1	NAR-1
Intervalo (MD)	18.350'-18.385'	18.350'-18.385'	18.350'-18.385'	17.504-17.442'	17.504-17.442'	17.504-17.442'
Cs	2,20E-03			3,50E-03	9,00E-03	9,00E-03
k	18,4366			85,5687	176,88	159,1418
S	10,491			14,1352	4,4508	3,282
k.h	645,281			9.241,42	19.103,04	17.187,31
P @Prof.sensor	10.115	6.778 @ 18.250'	10.814 @ 17.623'	11.008	10.609	10.618
P.Datum	10.555			11448	11049	11058
Duración (hrs)	8			19	4	9
Límite	Infinito			Infinito	1 falla a 1000'	1 falla a 980'
Modelo	Homogéneo			Homogéneo	Homogéneo	Homogéneo
Observaciones	No representativo. No estabilizó presión.			Posible segregación de fases.		
Fecha	18-Abr-07	19-Abr-07	12-Jun-08	13-Jun-08	14-Jun-08	14-Jun-08

Las pruebas iniciales del pozo a nivel de NAR-4 no fueron representativas ya que la presión no estabilizó, observándose saltos anómalos en ella. Se puede observar en el apéndice A que la derivada de la presión se pierde del gráfico posiblemente a efectos de pozos como segregación de fases. Estos resultados se consideran referenciales. Las pruebas de presión que corresponden a las arenas de NAR-1 arrojan resultados consistentes en los dos últimos períodos observados en la Tabla 4.7 donde se nota una falla de 980 a 1.000 pies de distancia del fondo del pozo. El primer período de declinación está afectado por segregación de fases. Las permeabilidades y el daño de los períodos considerados como representativos tienen valores parecidos.

A partir de la información presentada y explicada en la serie de tablas anteriores es posible presentar gráficamente un promedio de las permeabilidades y capacidades de flujo encontradas durante la etapa de interpretación de pruebas de presión.



**Gráfico 4.4 Permeabilidades por Arena**

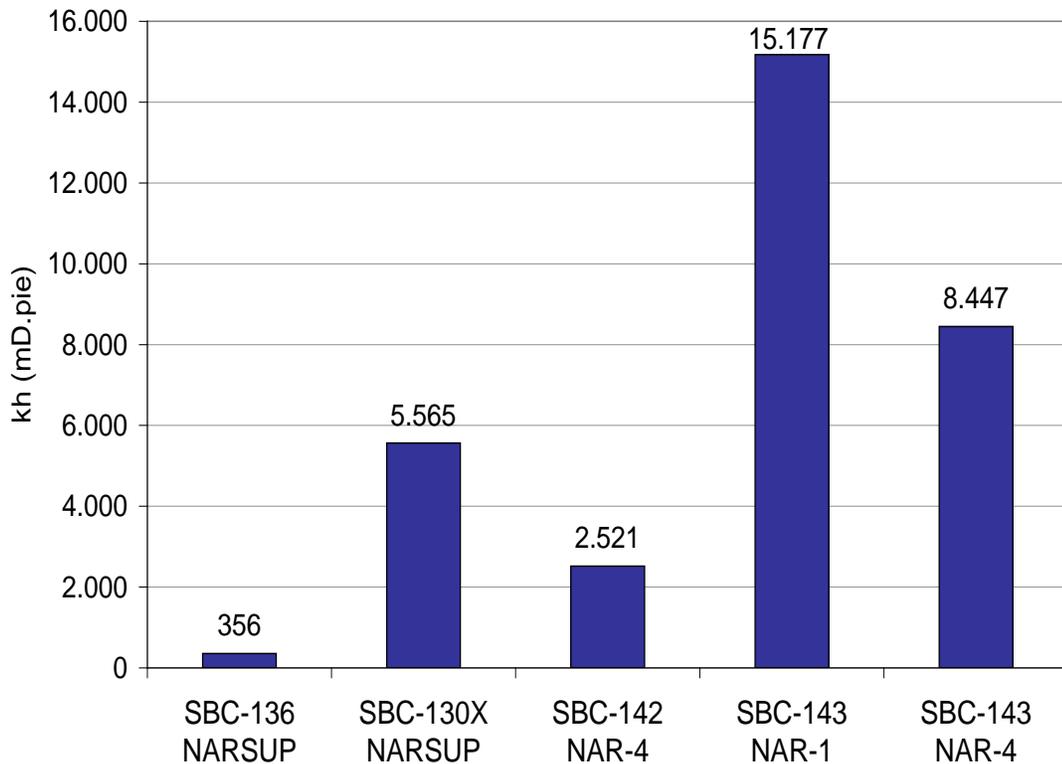
**Fuente:** Autor.

Cuando se compara la permeabilidad que se registró durante las pruebas de presión con aquellas que se estimaron a través del estudio petrofísico (ver Gráfico 4.4) se observa que difieren, a excepción de la permeabilidad del pozo SBC-136. Estadísticamente, se estima que los valores de permeabilidad estimadas por pruebas de presión y registro de pozos varíen aproximadamente en un 20%. Básicamente se puede contemplar que los pozos más profundos tienen menor permeabilidad que los pozos menos profundos. Estas permeabilidades varían en el mismo yacimiento desde valores de 2mD (pozo SBC-136) hasta 141mD (pozo SBC-143). Esto hace que la

inferencia realizada durante la revisión del modelo estático en cuanto a que el yacimiento está afectado por la litoestática tenga más peso.

Por lo tanto, se observan mejores calidades de roca en el pozo SBC-143 y disminuye progresivamente hacia el pozo SBC-142, SBC-130X y por último el pozo SBC-136. Los valores de la permeabilidad registrados en el pozo SBC-143 en las arenas de NAR-4 se consideran no representativos, porque la escogencia del flujo radial en la derivada de presión que se observa en el ploteo logarítmico (Apéndice A), puede no haber sido la más adecuada, dando como resultado un valor subestimado.

De la misma manera, al revisar los valores de capacidad de flujo en cada arena (ver Gráfico 4.5) se logra visualizar que el pozo que presenta menor capacidad de flujo es el SBC-136, a pesar de que el intervalo abierto a producción abarca 3 unidades de flujo de la Formación Naricual Superior. Cabe mencionar, que la capacidad de flujo es el producto de la permeabilidad y el espesor del intervalo en estudio y que la baja permeabilidad del pozo afecta negativamente la magnitud de la capacidad de flujo del mismo. Al ver el pozo SBC-130X en el Gráfico 4.5, se nota que presenta una mayor capacidad que el SBC-136, porque cuenta con mayores valores de permeabilidad y además, es el pozo que cuenta con el mayor espesor de arena abierto a producción que el resto de los pozos. El pozo SBC-142 tiene una capacidad media de flujo y el que mayor capacidad de flujo es el pozo SBC-143. Los distintos espesores se aprecian de manera cualitativa una vez analizados las pruebas iniciales y el límite de productividad. A pesar de que la permeabilidad de NAR-4 en el SBC-143 es referencial, llama la atención la alta capacidad de flujo con la que cuenta ese pozo a ese nivel. Éste no fue completado permanentemente la unidad correspondiente debido a que para el momento no cumplía con el compromiso de producción para con el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.



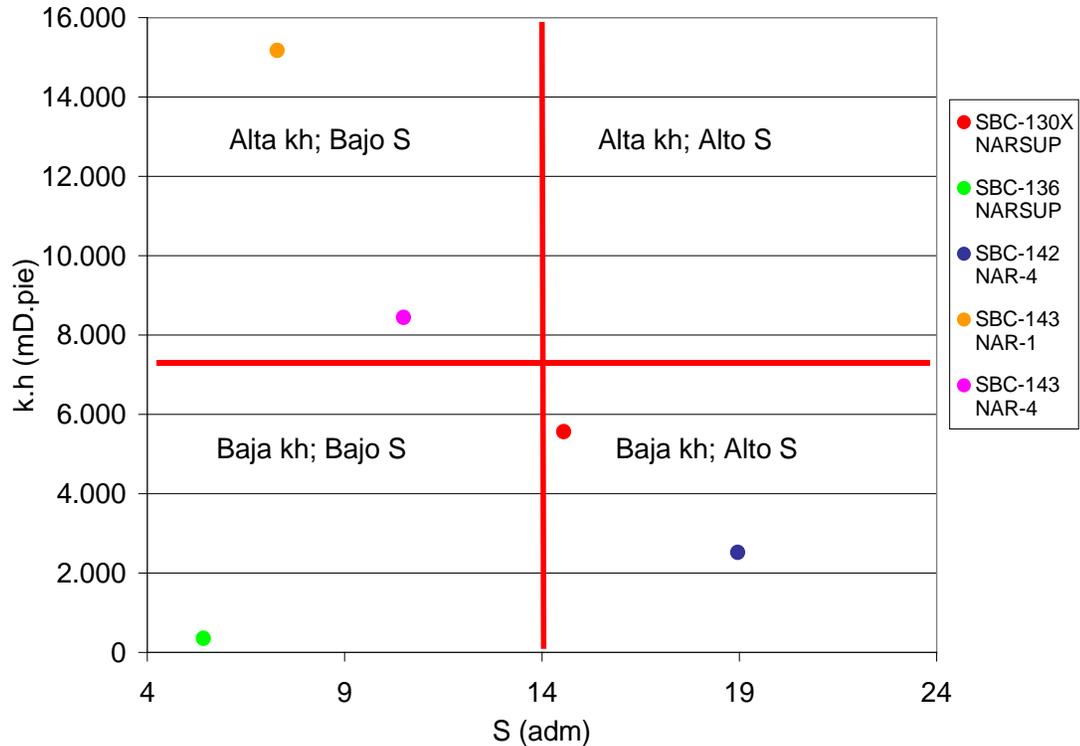
**Gráfico 4.5 Capacidad de Flujo por Arena**

**Fuente:** Autor.

Seguidamente, al ubicar los valores de daño y capacidad de flujo en un gráfico tipo Scatter (Gráfico 4.6) se observan las oportunidades que presentaron las arenas que han sido drenadas por los pozos que comprenden el yacimiento en estudio.

Cabe destacar que un pozo se considera dañado a partir de valores de  $S=3$  y que la ordenada y abscisa elegidas para la formación de los cuadrantes se originaron a partir de puntos medios de capacidad de flujo y daño presentados por la población de valores graficados. Así se detalla que las mejores condiciones las presentó el pozo SBC-143 en NAR-1 y NAR-4 probablemente debido a que hasta ahora, éste ha demostrado tener la mejor calidad de roca al encontrarse menos profundo con respecto al resto.

Asimismo, en el tercer cuadrante se contempla al pozo SBC-136 que muestra tener baja capacidad de flujo y bajo daño. Son pocas las alternativas y las decisiones a tomar en este pozo ya que durante su completación no fueron discretizadas las unidades hidráulicas sino que se estudio todo el paquete de areniscas con intercalaciones de lutitas denominándosele NAR SUP. A pesar de estar dañado, es el que menos factor de daño presenta y podrían estudiarse las condiciones del pozo para una posible estimulación. En teoría, uno de los pozos que mejor debería fluir es el SBC-136.



**Gráfico 4.6 Capacidad de Flujo con respecto al Daño Formacional por Arena**  
**Fuente:** Autor.

Aquellos que presentaron las peores condiciones de flujo son el SBC-130X y el pozo SBC-142 cuando fue completado en las arenas de NAR-4. Durante la completación del SBC-142, en diciembre de 2.006 se aumentó el espesor abierto a

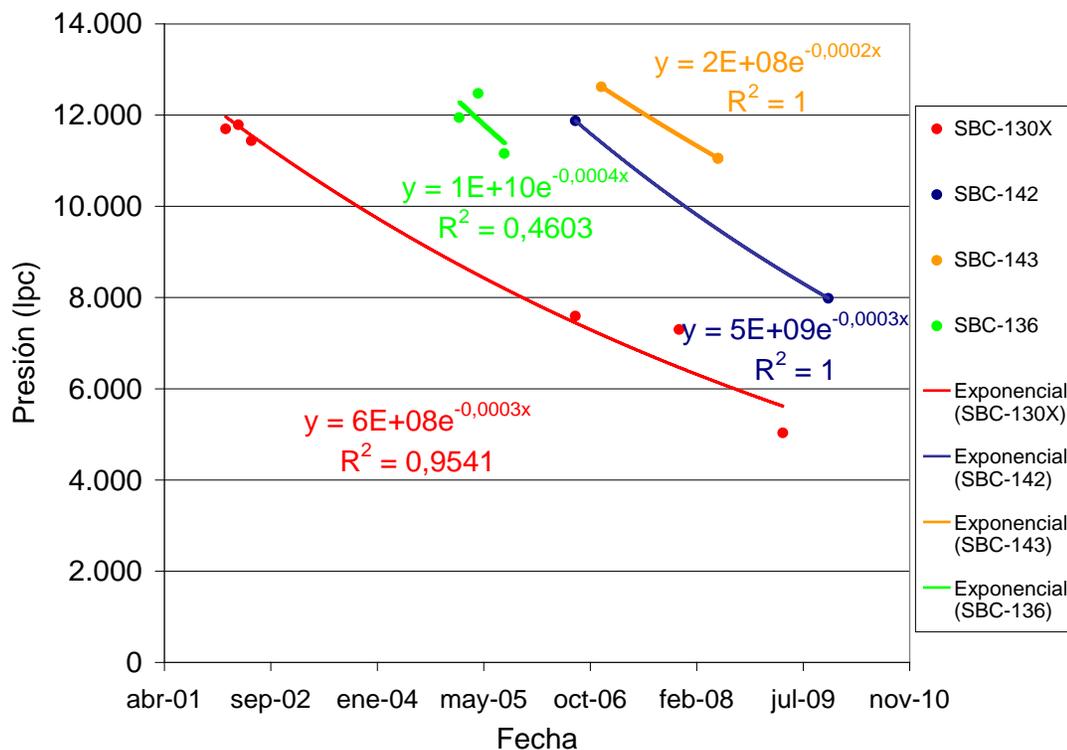
producción para aumentar su capacidad de flujo y en enero de 2.007 el pozo fue encontrado sin fluir. Se presume que fue cañoneada una zona de menor presión que absorbe el fluido de la zona productora y no permite que llegue a superficie. Fue por esta razón que fue abandonado este prospecto.

Por otra parte, el pozo SBC-130X se le practicó una fractura hidráulica que removió el daño y lo ubicó en el orden de 2,3. Por lo tanto, la oportunidad que presentaba el pozo, para ser mejorada la condición del sistema roca – fluido, fue aprovechada.

Del estudio de las presiones originales encontradas en las pruebas repetidas de formación (RFT) realizadas a hoyo desnudo durante la perforación de los pozos, y todas las mediciones estáticas de presión hechas mientras se efectuaba una prueba de presión (gradientes estáticos, buildups y drawdowns) se puede observar que cada pozo muestra una declinación distinta de presión (ver Gráfico 4.7).

Todas las tendencias de declinación observadas pertenecen a los intervalos productores de NAR SUP en los pozos exploratorios y a la unidad de NAR-1 en los de desarrollo.

El pozo SBC-130X al ser probado por primera vez, mostró una presión en el orden de los 12.000 lpc; presión que es característica de las originales encontradas en el Área Norte de Monagas. Tres años después es probado el pozo exploratorio delineador SBC-136, mostrando una presión en el orden de los 12.100 lpc aproximadamente. Esta presión ha debido situarse en la tendencia de declinación de presión del pozo SBC-130X, por el hecho de que ambos pertenecen al mismo yacimiento aunque, es necesario hacer hincapié en que los pozos se encuentran a kilómetros de distancia y es posible que los radios de drenaje de los pozos no hayan llegado a comunicarse.

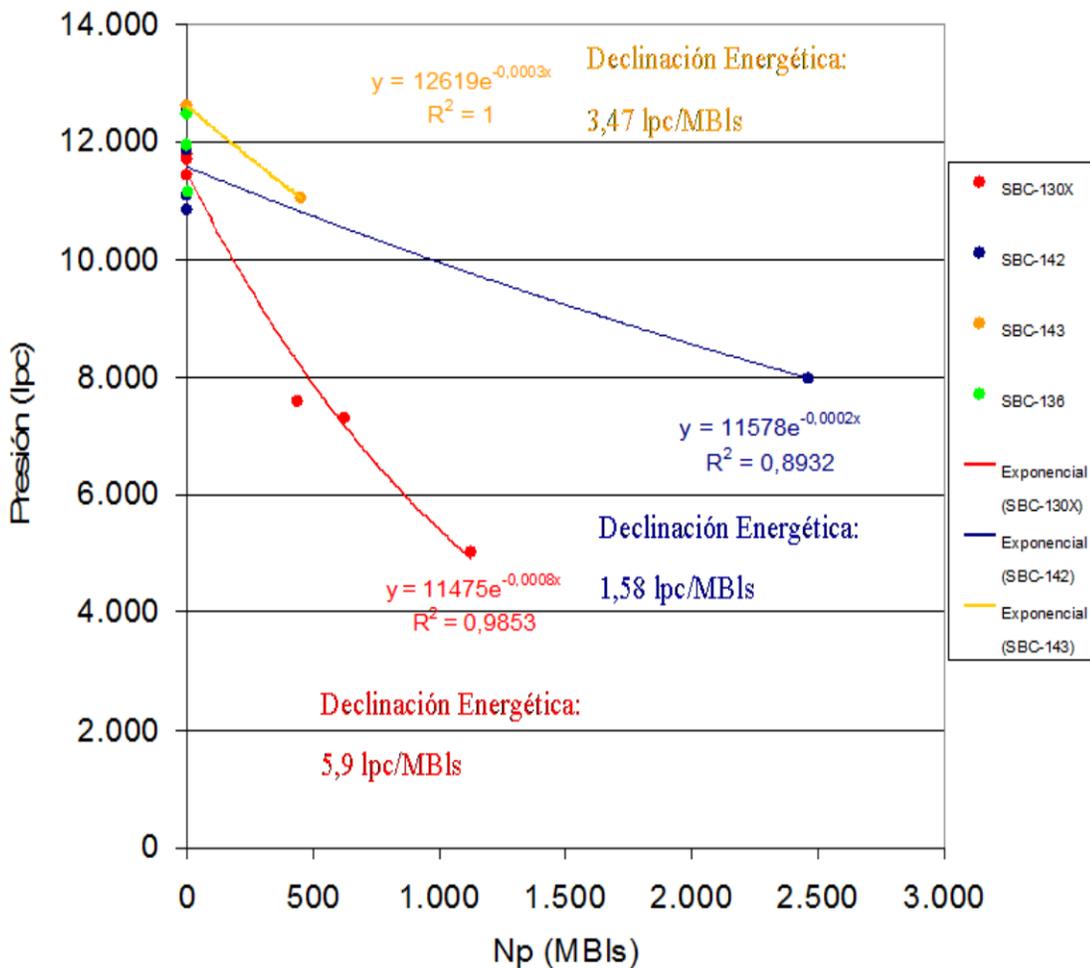


**Gráfico 4.7 Presión de Yacimiento con respecto al Tiempo.**  
**Fuente:** Autor.

Pasa el mismo caso para los pozos de desarrollo, encontrándose presiones en el orden de los 12.000 y 12.150 lpc en el SBC-142 y SBC-143, respectivamente; éstos fueron probados por primera vez 4 y 5 años después de perforado el pozo descubridor del yacimiento que durante ese período de tiempo había estado produciendo.

El caso más llamativo es aquel que corresponde a los pozos SBC-130X y SBC-142, los que guardaban comunicación lateral según el modelo estático y los que se encuentran a menor distancia comparados con el resto de los pozos. El pozo SBC-130X dejó de producir hasta enero de 2.009 porque su presión ya no era la suficiente para ubicar los fluidos del yacimiento en superficie y el pozo SBC-142 aún sigue produciendo petróleo volátil. Cabe destacar también que ninguna de las presiones registradas, en todo el período de tiempo en que los pozos drenaban las arenas del

reservorio, ni siquiera llegaron a asemejarse, es decir, la tendencia de declinación de presión de un pozo no alcanzó a parecerse al otro ni en forma ni magnitud. Por tanto, este análisis demuestra que el yacimiento tiene un alto grado de compartimentalización en el que cada pozo drena tan sólo un espacio finito del yacimiento NAR SUP SBC-130.



**Gráfico 4.8 Presión de Yacimiento con respecto al Acumulado de Producción.**

**Fuente:** Autor.

El Gráfico 4.8 muestra la declinación de presión de los pozos en estudio con respecto al acumulado de producción y en él se observa que todas las tendencias de

declinación de producción no se asemejan. Los valores de declinación anuales mostrados en esta gráfica, fueron extraídos de las curvas de declinación generadas en el programa OFM donde se cargaron los datos de producción de la base de datos corporativa CENTINELA y se ajustaron tendencias de tipo exponencial debido a que son éstas las utilizadas para el flanco norte de Piritál.

Del estudio de las presiones de fondo fluyente (ver Tabla 4.8) se observa que el diferencial de presión que se encuentra entre la Formación y el fondo del pozo es bajo y que mientras más disminuya, menos es la energía para la producción de hidrocarburos si la presión de fondo no vence la hidrostática de la columna de fluido en la tubería

**Tabla 4.8 Presiones de Fondo Fluyente y Diferenciales de Presión por Pozo.**

<b>POZO</b>	<b>FECHA</b>	<b>PWF (lpc)</b>	<b>PY - PWF (lpc)</b>
<b>SBC-130X</b>	11-dic-07	7.521	120
<b>SBC-136</b>	31-jul-07	6.793	---
<b>SBC-142</b>	28-mar-07	9.712	1.357
<b>SBC-143</b>	12-jun-08	10.814	286

El pozo SBC-130X dejó de producir en enero de 2.009 y para diciembre de 2.007 tenía un pequeño diferencial de 120 lpc, caída de presión que le permitió al pozo producir por sólo 13 meses. Al pozo SBC-136 se le fue estimada su presión de fondo fluyente a través de la presión de cabezal y por gradiente de fluido, y no cuenta con otra prueba que permita marcar una tendencia de declinación de presión de yacimiento para conocer el diferencial de presión. Sin embargo se puede constatar que su  $P_{wf}$  es menor que todas las demás.

Para el caso de los pozos de desarrollo, se tienen presiones registradas una vez cañoneados los intervalos pertenecientes a la unidad NAR-1. El SBC-142 inició con una  $P_{wf}$  de 9.712 lpc con un diferencial de presión de 1.357 lpc y el SBC-143 inició

con una  $P_{wf}$  de 10.814 presentando un valor muy bajo en el diferencial de presión en el orden de 286 lpc.

Esta información nos permite aseverar que los pozos presentan un bajo  $\Delta P$  en el sistema yacimiento – pozo y que ello afecta negativamente la producción de los pozos, ya que éstos al encontrarse a tal profundidad (en promedio 18.000 pbnm; 5,49 km) necesitan las mejores condiciones de fondo, con energía suficiente, que le permita, al fluido a producir, recorrer grandes distancias verticales, una vez vencida la presión hidrostática.

#### **4.3 DEL ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN**

Los pozos exploratorios son probados inicialmente mediante una prueba DST. En ella se hace un período de limpieza que sirve para desplazar la vassa agregada a la columna de gasoil para crear un menor diferencial de presión que permita a la Formación aportar fluido al pozo y posteriormente se intercalan cierres y aperturas de flujo. La data de presión recogida durante un cierre de pozo, es usualmente utilizada para la interpretación mediante el método de Horner y de Bourdet y las aperturas suelen ser pruebas multitasas para elegir el reductor óptimo para la producción de los hidrocarburos.

En contraposición, los pozos de desarrollo son probados sin taladro en sitio y se utilizan métodos de estimulación para provocar que el yacimiento tenga energía y condiciones de roca – fluido óptimas para la puesta de hidrocarburos en superficie.

Una vez recopiladas las pruebas de producción iniciales de cada pozo se tabularon las correspondientes a la Formación Naricual Superior (ver Tabla 4.9) y

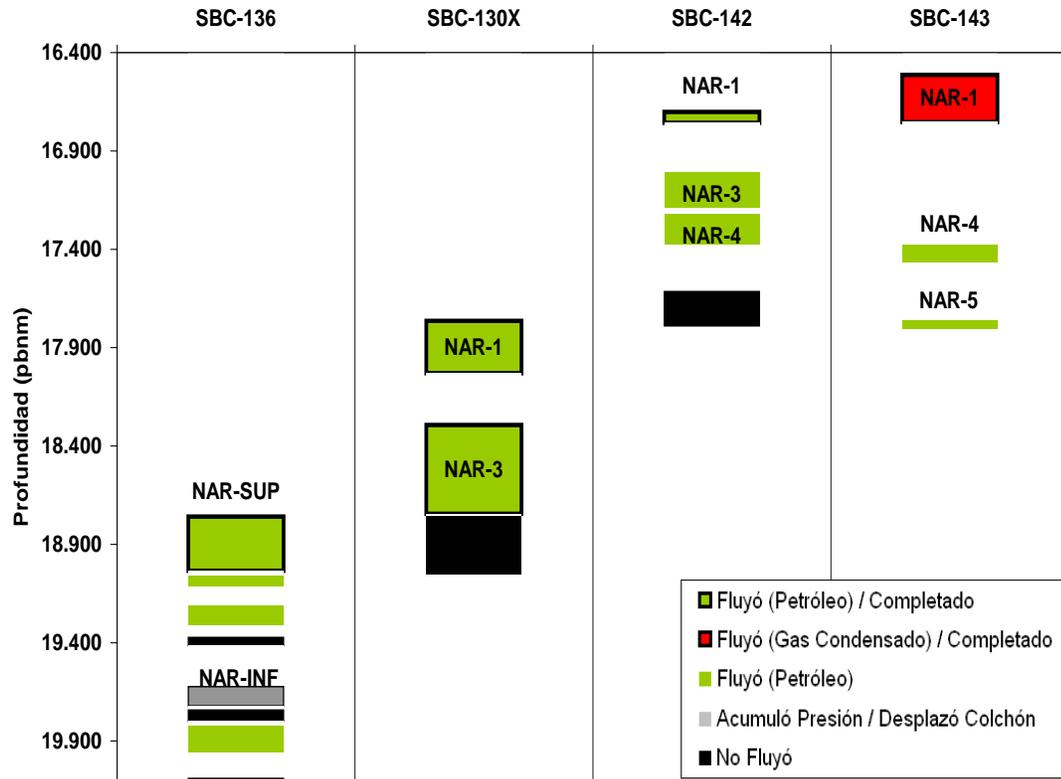
posteriormente se identificó un límite productivo (ver Gráfico 4.9). Valga destacar que los valores reportados de la Tabla 4.9 corresponden a los intervalos cañoneados observados en la Gráfico 4.9 en el mismo orden de aparición.

**Tabla 4.9 Resultados de las Evaluaciones Iniciales de Producción en la Formación Naricual, Miembro Superior de los Pozos del Yacimiento SBC-130**

POZO	ARENA	FECHA	Qo BNPD	Qg MMPCND	RED	RGP PCN/BN	°API	P. CAB. LPC	%AyS	INTERVALO Profundidad Medida	
SBC-130X	NAR-1	20-feb-02	1.912	2	1/4"	1.058	30,8	5.730	0	18.600'-18.615' 18.655'- 18.690' 18.700'-18.745' 18.780'-18.832' 18.853'- 18.870'	
		22-feb-02	2.493	2,75	5/16"	1.106	30,4	4.809	0		
		24-feb-02	3.023	3,41	3/8"	1.128	29,6	4.118	0		
		25-feb-02	1.784	1,7	1/4"	953	30,5	5.233	0		
		25-feb-02	2.420	N/A	5/16"	1.053	29,8	4.719	0		
		25-feb-02	3.066	3,3	3/8"	1.092	29,8	4.153	0		
		25-feb-02	4.240	4,6	7/16"	1.076	29	4.350	0		
		25-feb-02	5.180	5,5	1/2"	1.065	30	3.856	0		
	NAR-3,4	7-jun-02	595	0,416	1/4"	697	27,7	1.028	3,5	19.138'-19.205' 19.288'- 19.302' 19.346'-19.364'	
		7-jun-02	628	0,514	3/8"	820	30,4	872	4,45	19.383'-19.425' 19.510'- 19.535' 19.585'-19.600'	
8-jun-02		654	0,534	7/8"	826	30,6	385	3			
SBC-136	NARSUP	3-jul-06	1.026	0,968	1/4"	947	30,1	2.429	3	19.670'-19.963'	
		3-ago-06	1.111	1,086	5/16"	960	30,3	1.638	1		
		20-feb-06	94	N/A	1/8"	N/A	31,4	997	1,5	19.990'-20.009' 20.030'- 20.154'-20.176' 20.184'- 20.324'-20.367'	
		2-feb-06	FLUYÓ A SUPERFICIE SIN ESTABILIZAR CONDICIONES. CRUDO DE 30.6°API								
		21-ene-06	SIN MANIFESTACIÓN EN SUPERFICIE								
		31-dic-05	DESPLAZÓ 25 BLS EN SUPERFICIE Y 11 BLS EN TUBERÍA POS-NITRÓGENO. TOMÓ MUESTRAS DE 34°API								
SBC-142	NAR-1	3-mar-07	1.880	2,6	1/4"	1.382		5.300		17.540'-17.559' 17.581'- 17.592'	
		30-mar-07	3.340	1,883	5/16"	564	30,4	4.400	0,1		
	NAR-3,4	18-nov-06	1.272	0,745	1/4"	586	30,1	3.000	0,3	18.060'-18.112' 18.150'- 18.168' 18.197'-18.222'	
SBC-143	NAR-1	25-jun-08	6.161	1,9	5/8"	3.095	32,6	5.800	0,6	17.504'-17.742'	
		27-jun-08	5.713	1,98	5/8"	3.480	32,6	5.750	0,6		
	NAR-4	10-abr-07	1.532	1,6	1/4"	1.044	30,7	N/A	0,1	17.480'-18.385'	
		11-abr-07	1.570	2,1	5/16"	1.346	30,7	N/A	0,1		

De las evaluaciones iniciales de producción se puede apreciar que los mejores prospectos son los que se acercan al tope de la Formación en estudio. El prospecto NAR-1 fue probado en el SBC-130X a hoyo desnudo, mostrando un caudal de 5.180 BNPD con un reductor de 1/2". De igual manera en el pozo SBC-136 los intervalos menos profundos fueron los que lograron aportar mayor cantidad de fluido (1.111 BNPD con reductor de 5/16"); el SBC-142 contaba con 3.340 BNPD con reductor de

5/16” y el SBC-143 con 6.161 BNPD con reductor de 5/8”. En las evaluaciones iniciales, los hidrocarburos producidos presentaron características de petróleo volátil basándonos en los grados API que presentaron las muestras.



**Gráfico 4.9: Límite Productivo de la Formación Naricual del Yacimiento SBC 130.**

**Fuente:** Autor.

Para la identificación del límite productivo fue necesario investigar el comportamiento cualitativo de producción de las arenas del Miembro Inferior de la Formación Naricual. Las del Miembro Superior están supeditadas a la Tabla 4.6.

De esta manera se observa que en el 75% de los pozos hay prospectividad de arenas en todo lo que se conoce como Naricual Superior que abarca las unidades NAR-1 hasta NAR-4, siendo la excepción el pozo SBC-143 donde todos los

intervalos cañoneados fluyeron petróleo y actualmente produce en NAR-1 un fluido que presuntamente es gas condensado.

Teóricamente, el límite productivo se conoce como la profundidad a partir de la cual los pozos dejan de fluir. Dicho esto, se puede apreciar que hay intervalos con capacidad productora que se encuentran por debajo de algunos que no mostraron fluidez, como es el caso del SBC-136. Esto se debe a la falla inversa que atraviesa el pozo donde observa la repetición de las unidades NAR-2 y NAR-3.

Del resto, sería imposible determinar una profundidad *per sé* catalogada como límite productivo porque el yacimiento se encuentra buzando desde el pozo SBC-136 hasta los de desarrollo. Se presume que hay prospectividad de arenas en el SBC-143 a nivel de NAR-5, porque este pozo drena una parte del yacimiento que estaba originalmente más somera y debido a la serie de fallas ubicadas a sus alrededores, este bloque fue deprimido, conservando de igual manera las propiedades petrofísicas y de fluidos. De comprobarse que el hidrocarburo producido en el pozo SBC-143 pertenece a la clasificación de gas condensado durante la caracterización de fluidos, se podría afirmar que el yacimiento contiene una columna de fluido composicional donde el hidrocarburo que se sitúa al flanco del yacimiento tiene menor calidad que el que se encuentra en la cresta por efectos de segregación gravitacional.

Al estudiar las pruebas oficiales de cada pozo, que son aquellas presentadas ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y donde queda asentada la capacidad de producción de cada uno, se puede observar que difieren de la realidad actual de los pozos (ver Tabla 4.10) tomando en cuenta que para el caso del SBC-136 la prueba oficial fue la última efectuada y para el SBC-143 que está muy cercana a la actual.

Al SBC-130X se le fueron oficializados tan sólo 1.623 BNPD habiendo probado inicialmente hasta 5.000 Bls y en junio de 2.008 contaba con una producción de 1.291 BNPD. Al parecer, estos valores parecen mostrar una declinación uniforme; sin embargo, el histórico de producción muestra valores muy por debajo de la cifra última, que está afectada positivamente por estar próxima a una fractura hidráulica.

El SBC-142 mostró una capacidad productora de 3.340 BNPD y para diciembre de 2.009 estaba en el orden de 1.917 Bls, lo que demuestra una vez más la pronta declinación de producción.

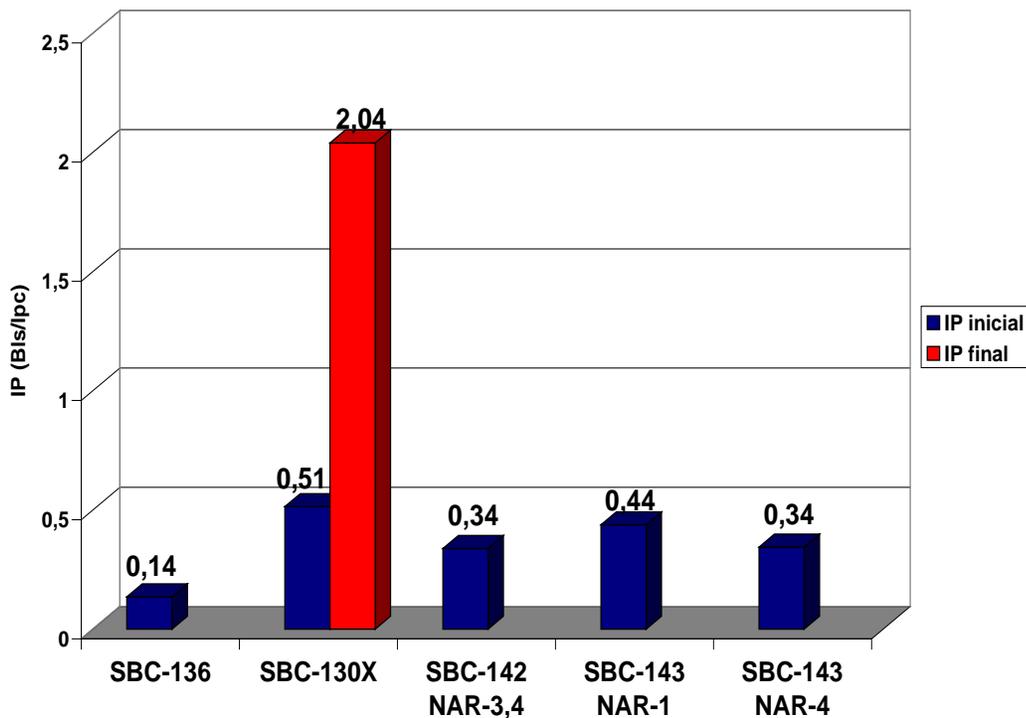
**Tabla 4.10 Resultados de las Pruebas de Producción Oficiales y Actuales.**

POZO	ARENA	FECHA	Qo BNPD	Qg MMPCND	RED	RGP PCN/BN	°API	P. CAB. LPC	%AyS	INTERVALO Profundidad Medida
<b>PRUEBAS OFICIALES</b>										
SBC-130X	NARS	25-ago-03	1.623	---	1/4"	1.009	34	4.097	0	18.600'-18.870'
SBC-136	NARS	03-jul-07	171	0,1	1/4"	585	29,3	200	0,4	19.670'-19963'
SBC-142	NAR-1	31-mar-07	3.340	---	5/16"	564	30,4	4.400	0,1	17.540'-17.592'
SBC-143	NAR-1	09-feb-10	4.094	9,547	5/8"	2.332	33,9	3.000	1,1	17.480'-18.385'
<b>PRUEBAS ACTUALES</b>										
SBC-130X	NARS	02-jun-08	1.291	1,398	5/16"	1.083	32,2	200	0,7	18.600'-18.870'
SBC-136	NARS	03-jul-07	171	0,1	1/4"	585	29,3	200	0,4	19.670'-19963'
SBC-142	NAR-1	29-dic-09	1.917	1,517	5/8"	791	31,3	3.150	0,3	17.540'-17.592'
SBC-143	NAR-1	10-feb-10	4.090	9,547	5/8"	2.334	36,2	3.000	1,2	17.480'-18.385'

Partiendo de la información de las pruebas iniciales de los pozos se estimaron los índices de productividad al comienzo de la vida productora de cada uno y para el caso del SBC-130X se estimó un índice luego de efectuada la fractura hidráulica (Gráfico 4.10)

Los valores de IP varían de menor a mayor desde el pozo más profundo hasta el más somero. El pozo con el IP más alto fue el SBC-130X, probablemente debido a que durante la evaluación a hoyo desnudo fue el que más produjo petróleo volátil.

Además, la producción de los pozos parece estar afectada también por la ubicación de los pozos en la estructura. Antes de comenzar el análisis de la producción de los pozos del yacimiento NAR SUP SBC 130 se hace necesario tener en cuenta que el SBC-136 produjo por tan sólo un año, tiempo en el que posiblemente el pozo no desarrollo una clara tendencia de declinación de producción y/o de estabilización de las propiedades del fluido producido. Dado que hasta la fecha el comportamiento de presión del yacimiento es propio de uno compartimentalizado, podemos observar que el comportamiento de producción es distinto en todos los pozos (ver Gráfico 4.11)



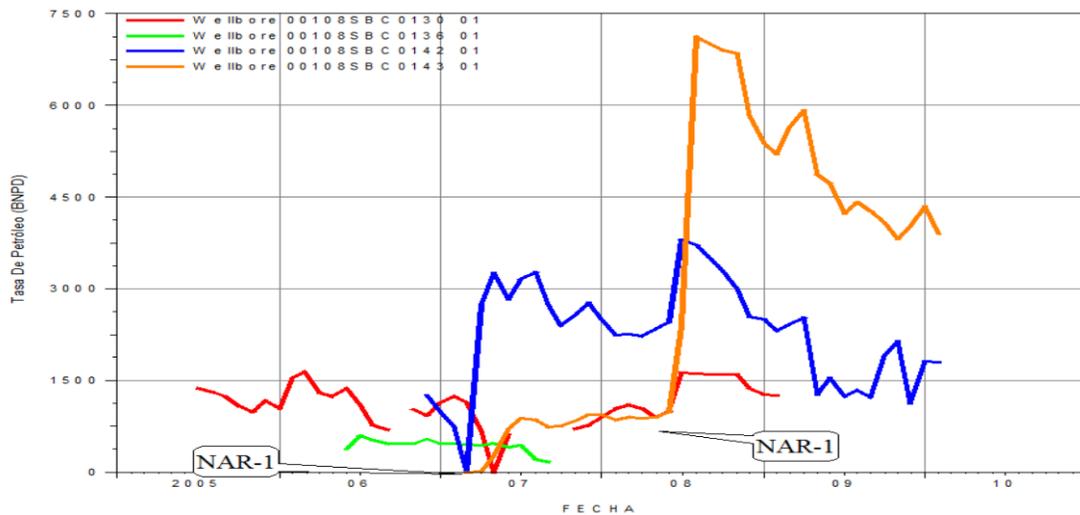
**Gráfico 4.10 Índices de Productividad**

Fuente: Autor.

Los pozos producen a distintas tasas y se aprecian distintas tendencias de declinación en la producción de petróleo por pozos. Es a partir de marzo de 2.007 y junio de 2.008 que el SBC-142 y el SBC-143 producen hidrocarburos de la unidad hidráulica NAR-1.

El pozo que menos produce es el SBC-136 con un promedio de producción de 400 BNPD; le sigue el pozo SBC-130X con una producción promedio de 1.300 BNPD y así el SBC-142 con 2.250 y el SBC-143 con 5.775 BNPD.

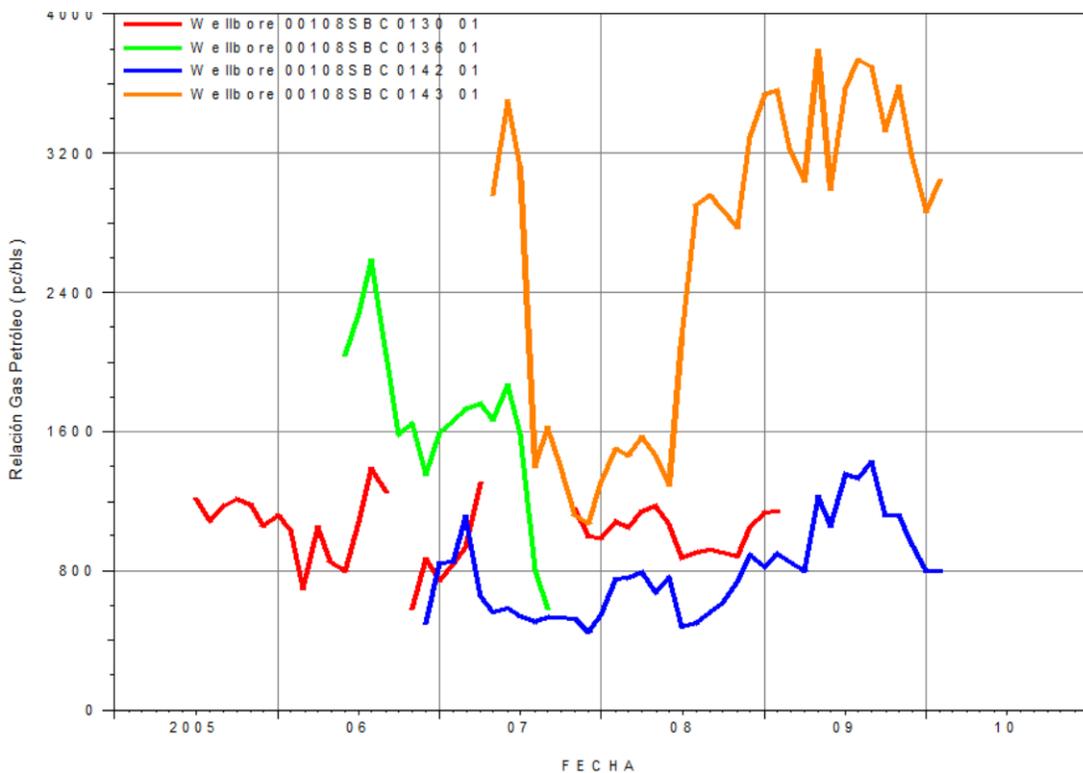
Se contemplan también severas paradas en el pozo SBC-130X que se deben a taponamiento de la tubería de producción por depositación de asfaltenos (julio de 2.006) y a una complicación durante la instalación de un capilar de inyección de química anti-asfáltica seguida de una fractura hidráulica (junio de 2.007). Además, el pozo SBC-143 presenta una brusca y severa declinación de producción en año y medio desde que fue completado al tope de la Formación Naricual Superior.



**Gráfico 4.11 Producción Diaria de Petróleo de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**  
**Fuente: OFM.**

A partir de junio de 2.008 la producción parece seguir una misma tendencia de declinación en los pozos SBC-130X, SBC-142 y SBC-143, pero es poco el tiempo para comparar las distintas tasas de producción, además de no contar con suficientes datos de presión para amarrar con el comportamiento de producción. A partir de este análisis se asoma la posibilidad de que la columna de fluido que se presenta en el yacimiento sea de carácter composicional.

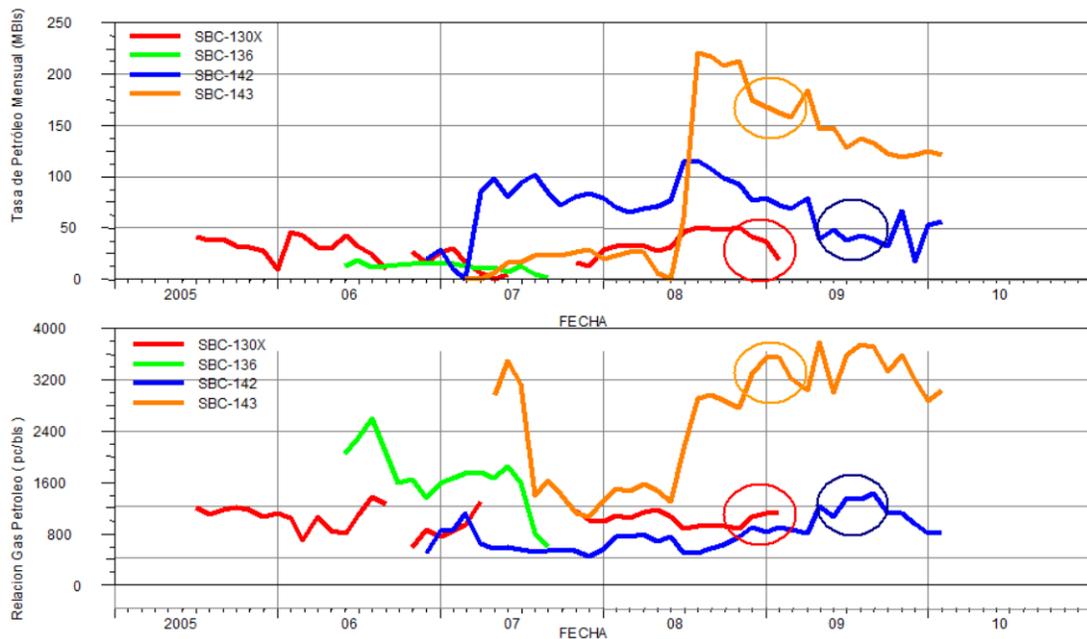
Al igual que la producción de petróleo, la relación gas - petróleo parece obedecer a la ubicación de los pozos en el yacimiento (ver Gráfico 4.12).



**Gráfico 4.12 Relación Gas – Petróleo de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**  
**Fuente: OFM.**

El pozo SBC-136 es el que presenta mayor RGP (1,6 MPCN/BN en promedio) en comparación con los pozos que producen petróleo volátil que son el SBC-130X y SBC-142 con valores promedios de RGP de 1,2 y 0,8 MPCN/BN. El pozo que tiene mayor RGP es el SBC-143 y se ubica en 3,2 MPCN.

A partir de estos datos, se considera que la columna del fluido es composicional donde los pozos más profundos tienen fluidos con mayor cantidad de componentes pesados y por eso la RGP es menor en ellos a excepción de los gases que siempre tendrán valores de Relación Gas – Petróleo por encima de los hidrocarburos líquidos. Se infiere que los pozos SBC-130X y SBC-136 tienen mayor RGP que el pozo SBC-142 (que está más somero que éstos) debido a los repetidos taponamientos en la tubería de producción por la depositación de asfaltenos.



**Gráfico 4.13 Producción Diaria y Relación Gas – Petróleo de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**

**Fuente: OFM.**

Adicionalmente, al comparar los gráficos de producción y la relación gas – petróleo de los pozos, una vez identificados los períodos de depositación de asfaltenos, se logra distinguir que disminuye la velocidad de flujo a medida que aumenta la RGP (ver Gráfico 4.13).

Esto se debe a que durante la obstrucción de la tubería de producción, se genera una mayor caída de presión en el sistema, ocasionando que el fluido del yacimiento se adentre en las envolventes del diagrama de fases de menor cantidad de líquido y mayor cantidad de gas. Este parámetro es útil a la hora de monitorear el comportamiento de producción de los pozos y, si se quiere, predecir los taponamientos en la tubería por precipitación y depositación de asfaltenos para tomar medidas con antelación.

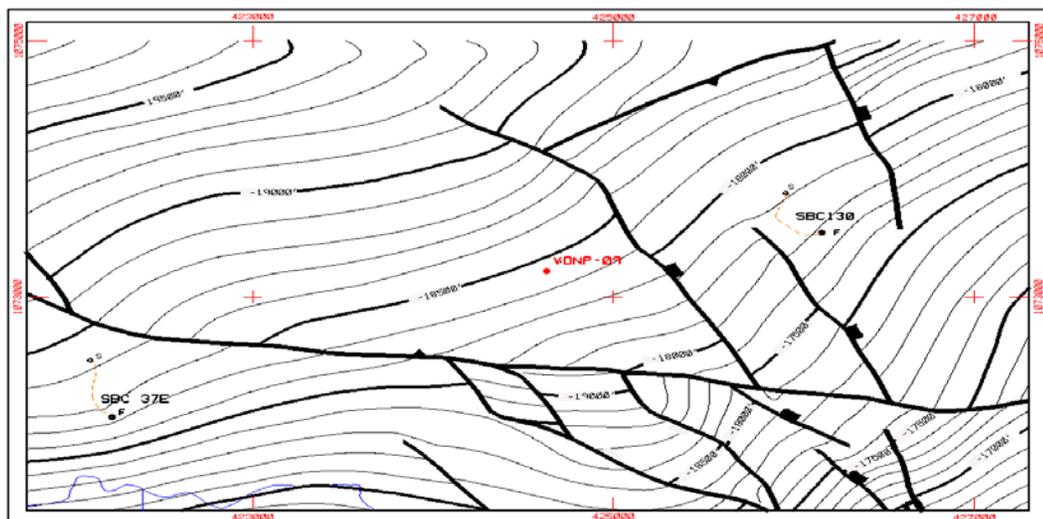
Una vez observada la brusca declinación de producción con respecto al tiempo, que para el caso del SBC-130X bastaron sólo 4 años para que la energía del yacimiento no fuera suficiente para producir hidrocarburos por flujo natural, se ubicaron los valores originales de petróleo en sitio estimados para observar si la tendencia del descenso de la producción se debe a que el acumulado de producción se está acercando al POES.

Inicialmente, se estimaba que la perforación del pozo SBC-130X aportara un volumen de reservas recuperables de 89 MMBls y luego en un informe de reservas del año 2.004 se revisaron y calcularon nuevamente los valores. Este informe muestra que el POES original estimado era de 230,2 MMBls de reservas probadas con un volumen recuperable de 34,5 MMBls. Para el área probable se estimaron 224 MMBls de Petróleo de los que 29,2 MMBls era recuperables y para el área posible 16,4 MMBls de 149 MMBls originalmente en sitio.

Los valores del acumulado de producción por pozo se pueden apreciar en la Tabla 4.11, donde se observa que el valor del acumulado de producción de todos los pozos está lejano a los 34,5 MMBls de recuperables en el área probada. Sin embargo, es importante resaltar que cuando se estimaron estos valores, se tenía una interpretación sísmica que mostraba al yacimiento en estudio como una cuenca de gran extensión areal (ver Figura 4.22) con comunicación lateral hidráulica libre en cada pozo planificado para el área. Hasta el momento, este estudio arroja que los pozos drenan un espacio confinado del yacimiento donde los compartimientos son independientes en cuanto a la presión de yacimiento.

**Tabla 4.11 Producción Acumulada de Petróleo**

<b>POZO</b>	<b>Np (MMBls)</b>
<b>SBC-130X</b>	1,135
<b>SBC-136</b>	184
<b>SBC-142</b>	2,392
<b>SBC-143</b>	2,828
<b>TOTAL</b>	<b>6,539</b>



**Figura 4.9 Mapa Isópaco Estructural al tope de la Formación Naricual**  
Fuente: PDVSA

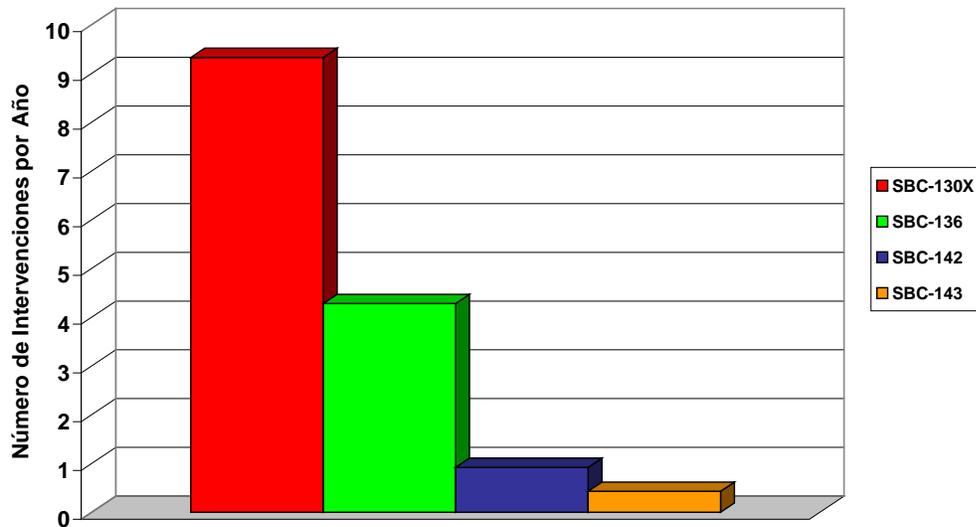
Teóricamente al yacimiento se le pueden atribuir mecanismos de producción de expansión de roca y de fluidos y de gas en solución. El yacimiento no tiene corte de agua ni mantenimiento de presión por lo tanto se le considera como volumétrico y además, es subsaturado y por ende no tiene capa de gas asociada. Es probable que una vez agotada la energía del reservorio, se deba implementar métodos de producción primarios porque aún, el grado de incertidumbre de la geología del subsuelo es muy alto como para implementar métodos que abarquen la inyección de fluidos para crear un efecto de barrido de un pozo a otro, menos aún considerando que cada pozo está drenando un sistema independiente.

#### **4.4 DE LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO**

Otro parámetro que afecta severamente la producción de los pozos es la depositación de los asfaltenos en la tubería. Para removerlos es necesario contar con una unidad de coiled tubing. Como se mencionó con anterioridad, el pozo SBC-130X ha tenido severas paradas en la producción debido a este fenómeno, ocasionando que se tomara como acción preventiva, la instalación de capilares de inyección de química antiasfalténica en todos los pozos del área y sin embargo el número de intervenciones por año causado por este inconveniente (ver Gráfico 4.14) sigue siendo elevado.

En este caso, el pozo SBC-130X es el que más presenta intervenciones aunque cabe resaltar que después de dos años de completado tuvo lugar la instalación del capilar, cuando los demás lo tuvieron desde los inicios de sus vidas productivas. Uno de los casos más llamativos es el del pozo SBC-136 que con tan poco tiempo produciendo presenta más de 4 intervenciones por año y los pozos SBC-142 y 143 menos de 1, siendo el último el que menos presenta intervenciones. Los pozos estudiados, por el simple hecho de ser pozos profundos y de alta producción de petróleo volátil, son característicos de la depositación de asfaltenos. Existe un estudio

geoquímico que permite conocer la presión a partir de la cual el asfalteno deja de estar en equilibrio con las resinas contenidas en el fluido y comienza a flocular (Onset de Asfaltenos).

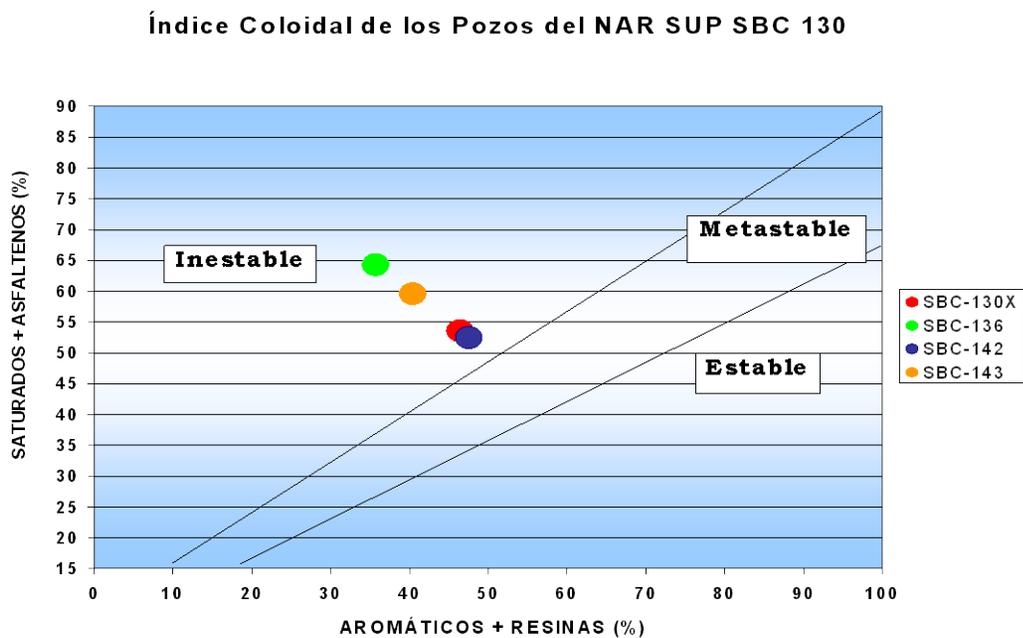


**Gráfico 4.14 Número de Intervenciones Anuales por Deposición de Asfaltenos.**  
Fuente: Autor

De los 4 pozos, sólo el SBC-136 y el SBC-142 tenían estudios del Onset de Asfaltenos y mostraban presiones de 5.020 y 7.445 lpc. Esto quiere decir que en la parte menos profunda del yacimiento los fluidos necesitan un menor cambio de presión para que los asfaltenos comiencen a flocularse. Se dice, en cuanto a este fenómeno, que los petróleos más pesados son los que menos presentan problemas por precipitación de asfaltenos en la tubería y es éste otro parámetro que muestra una columna composicional.

Se contaron con otros estudios geoquímicos llamados S.A.R.A. que cuantifican el porcentaje de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos contenidos en las muestras de hidrocarburos recogidas de cada pozo. Éstos fueron ubicados en la gráfica de Índice Coloidal (Gráfico 4.15) teniendo como resultado que todos los pozos entraran en la zona de inestables. Esto implica que los pozos, durante toda su vida productiva,

presentarán taponamientos por asfaltenos, dada la naturaleza del fluido producido. Se entiende, de estos estudios, que a pesar de contener muy bajo contenido de asfaltenos (ver Tabla 4.12), las proporciones en las que se encuentran éstos y los saturados con respecto a las resinas y los aromáticos (componentes que encapsulan y disuelven, respectivamente, los asfaltenos) favorece la floculación, precipitación y posterior depositación y taponamiento de la tubería de producción.



**Gráfico 4.15 Índices Coloidales de los Pozos del NAR SUP SBC 130.**  
Fuente: Autor

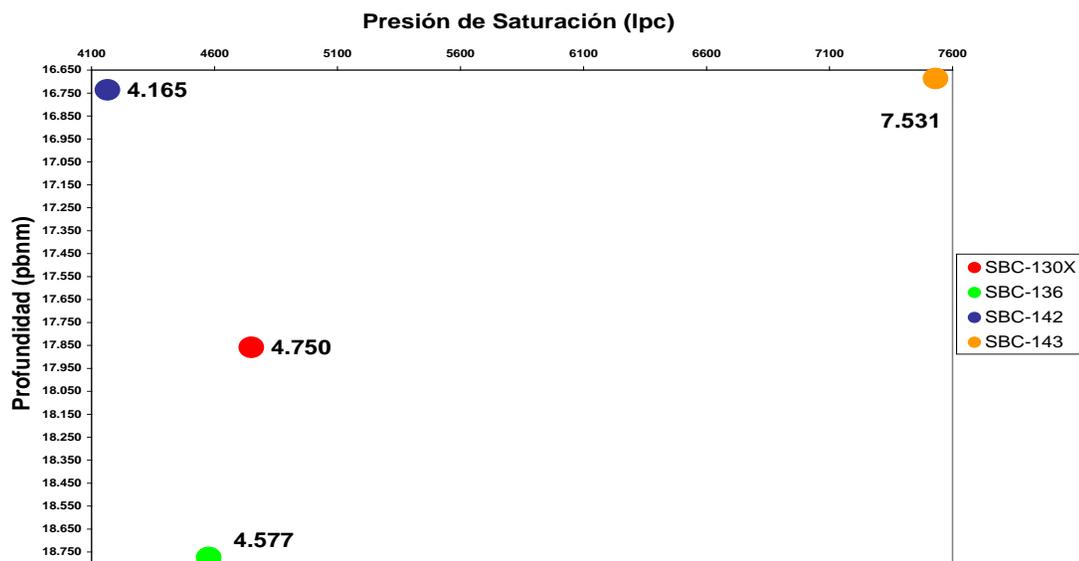
**Tabla 4.12 Estudios S.A.R.A.**

Pozo	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
	(%)			
SBC-130	49,31	40,18	7,94	2,58
SBC-136	49,16	38,46	9,68	2,70
SBC-142	47,38	40,66	6,86	5,10
SBC-143	55,48	38,98	4,06	1,48

Además, una vez elaborados los gráficos de los parámetros extraídos de los PVT validados se procedió a caracterizar los fluidos del yacimiento.

La presión de saturación de los fluidos (puntos de rocío y de burbuja) no es un parámetro que caracterice como tal un fluido, a pesar de que en el Distrito Punta de Mata se tienen valores referenciales de las presiones de saturación de los fluidos producidos en Santa Bárbara y Piritál.

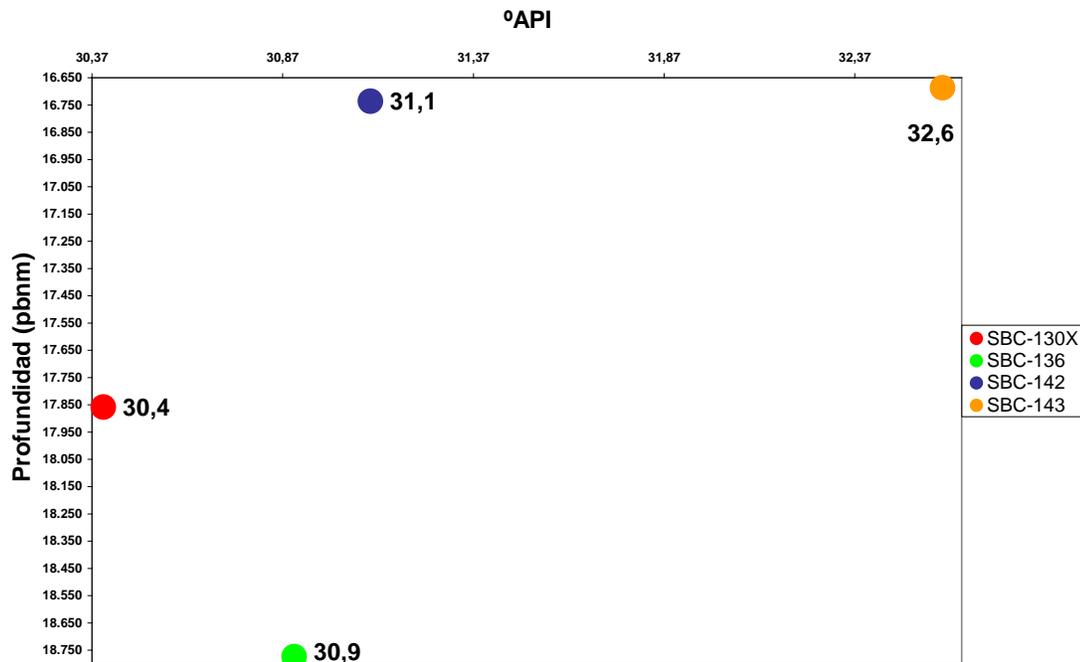
El petróleo volátil del área suele presentar una presión de burbuja de 5.790 – 7.520 lpc y el gas condensado presenta una presión de rocío de 7.800 – 9.040 lpc. La presión de saturación de los pozos se pueden clasificar como de petróleo volátil, pero la del SBC-143 queda en el umbral de petróleo volátil a gas condensado (ver Gráfico 4.16).



**Gráfico 4.16 Presiones de Saturación de los Fluidos de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**

**Fuente: Autor**

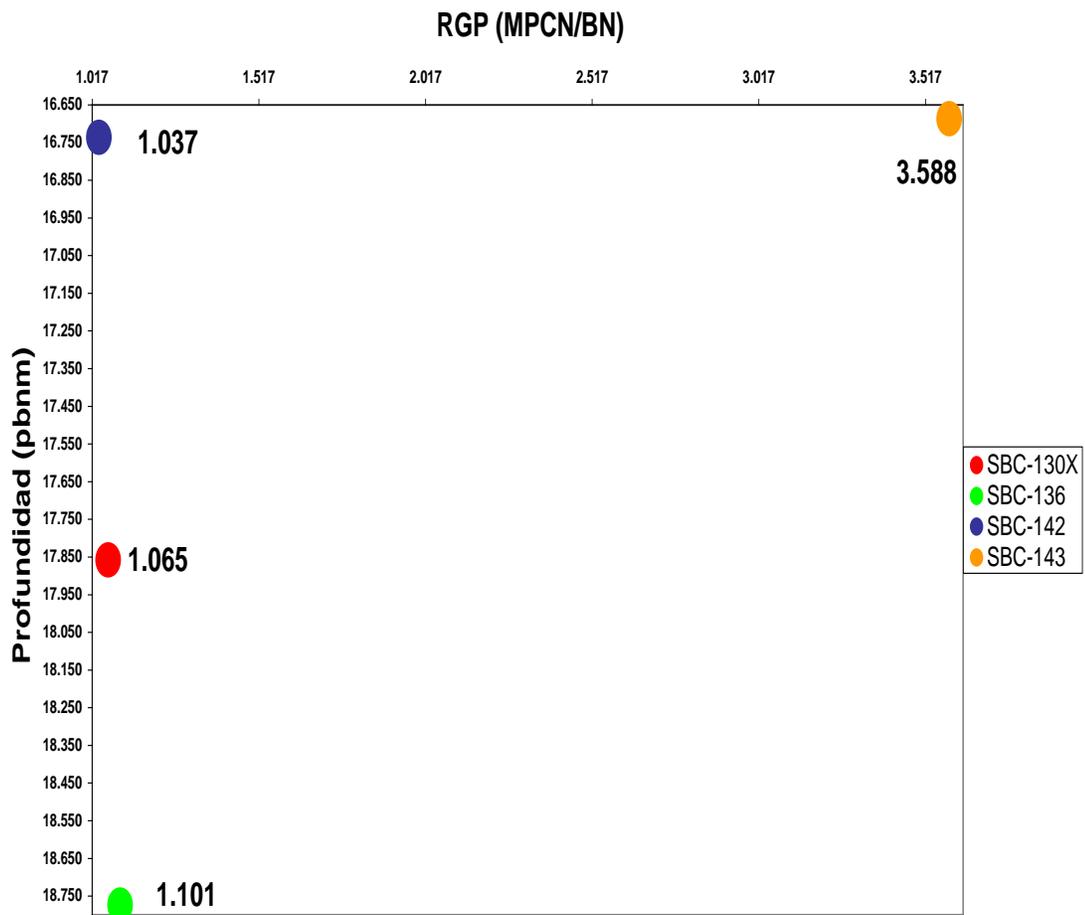
Seguidamente, evaluando el grado API de las muestras de los fluidos reportados en los estudios PVT con respecto a la profundidad a la que fueron tomadas (Gráfico 4.17), se contempla que todos son característicos de petróleo volátil, aunque con el pasar del tiempo, el fluido del SBC-143 se ha ido acercando a los 40°, estando actualmente en 37°.



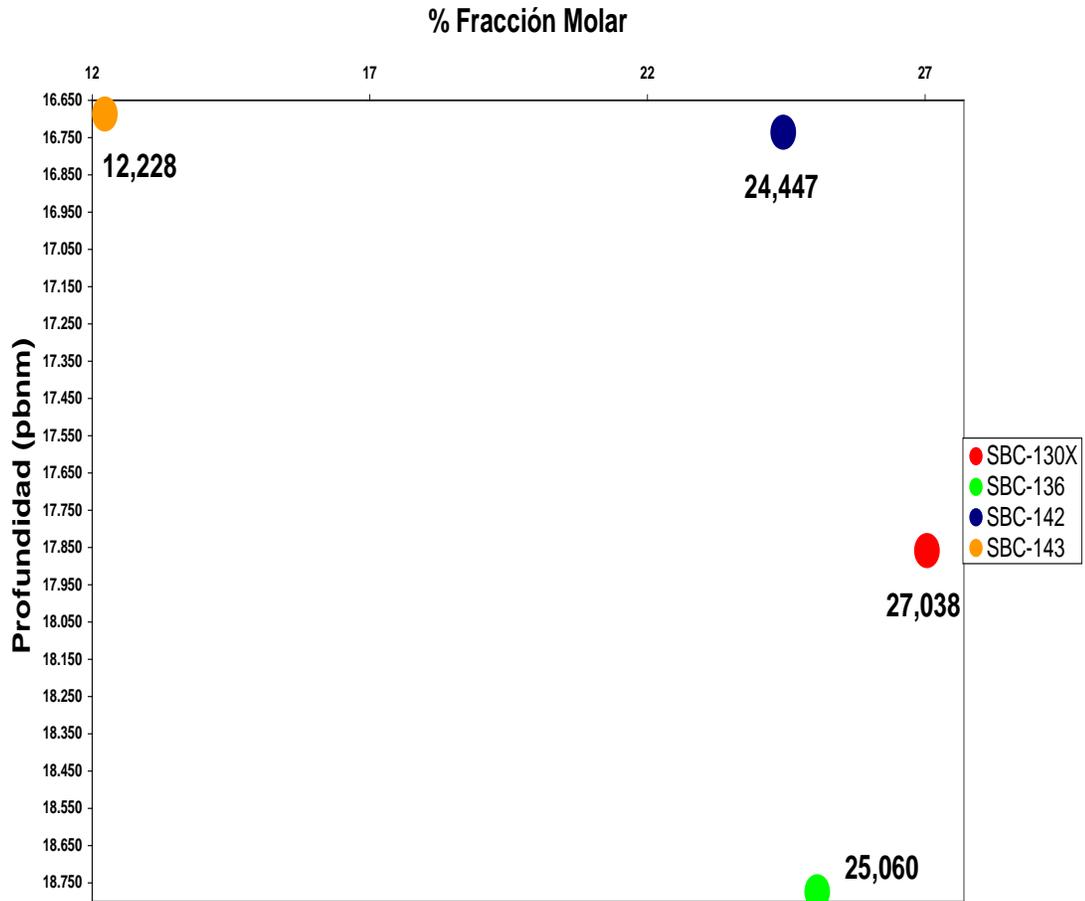
**Gráfico 4.17 API de los Fluidos de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**  
Fuente: Autor

Los últimos dos parámetros estudiados corresponden a la relación gas – petróleo (Gráfico 4.18) y al contenido de  $C_7^+$  (Gráfico 4.19). Acorde a lo visto en los fundamentos teóricos, un gas condensado tiene un porcentaje de  $C_7^+$  menor a 12,5 y una RGP mayor a 3.500 MPCN/BN. El único fluido que tiene estas características en los parámetros mencionados es el producido por el pozo SBC-143. Éste no se comporta definitivamente como un petróleo volátil ni un gas condensado. Sin embargo, es el único fluido cuyas características difieren del resto de los fluidos en el yacimiento. Esto corrobora el carácter composicional de la columna de fluido y

permite identificar el comienzo de una zona de transición a aproximadamente 16.710 pies bajo el nivel del mar, donde las condiciones de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento comienzan a comportarse de manera distinta a aquellos que se encuentran en la zona de petróleo volátil. Adicionalmente, esto implica que el fluido producido por el SBC-143, se encuentra cercano al punto crítico, zona en el que las propiedades extensivas del mismo, son indistintas para el líquido y el gas.



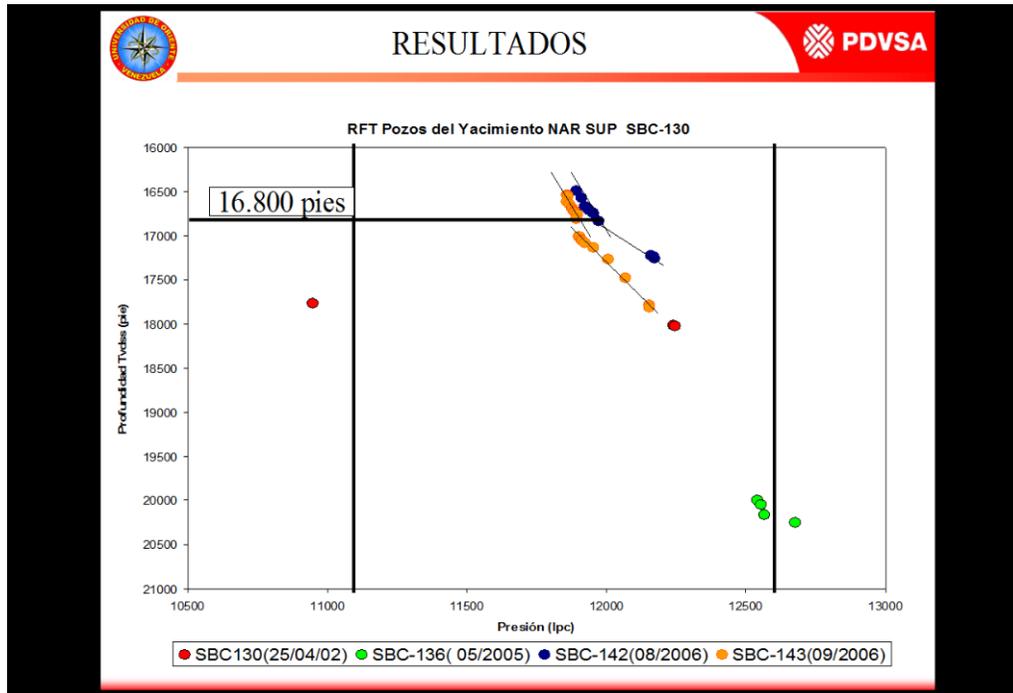
**Gráfico 4.18 RGP de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**  
Fuente: Autor



**Gráfico 4.19 %C<sub>7</sub><sup>+</sup> de los Fluidos de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**

**Fuente:** Autor.

La información suministrada por los PVT y la identificación del comienzo de la zona de transición concuerda en cierta medida con lo visto por los RFT (Gráfico 4.20), donde se observa un cambio en la tendencia de los puntos de presión a aproximadamente 16.800 pies bajo el nivel del mar. Cabe destacar que este cambio ocurre al mismo nivel en dos pozos que se encuentran a 1.508 metros de distancia (SBC-142 y 143) separados por una falla de 350 pies de salto.



**Gráfico 4.20 RFT de los Pozos del Yacimiento NAR SUP SBC 130.**  
**Fuente:** Autor

Finalmente, al observar el comportamiento de la variación de los grados API de los hidrocarburos del yacimiento, con respecto a la profundidad de la toma de las muestras (Figura 4.21), observamos que el fluido del pozo SBC-143 presenta valores cercanos a los 40° API, valor que probablemente alcance con el pasar de pocos meses. Además observamos que originalmente el pozo SBC-142 tenía mayor grados que el SBC-130X y que la diferencia de ellos, después de invertirse el comportamiento, es muy poca. Puede deberse incluso a la forma en que son medidos. El pozo SBC-136 tenía 32° cuando inició, situándose por encima de los pozos SBC-130X y 142. Sin embargo este pozo no tiene una historia definida de la variación del API con respecto al tiempo y por lo tanto se considera no representativo, lo que pudiese de ahí concluirse.

°API (Pruebas de Producción) Vs. Tiempo

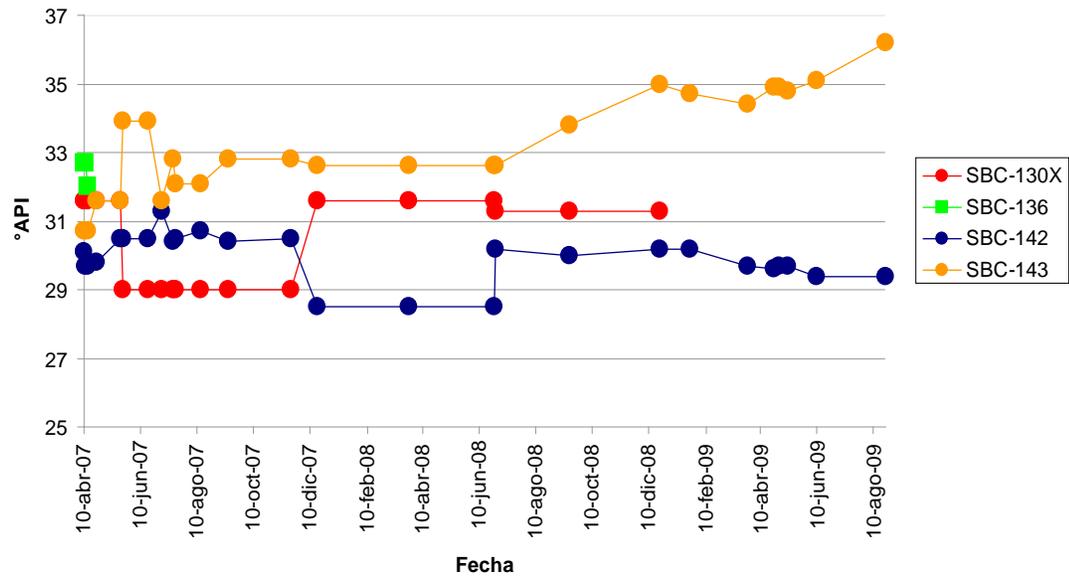


Gráfico 4.21 °API de las Pruebas de Producción con respecto al Tiempo  
Fuente: Autor.

## CONCLUSIONES

- La información sísmica tiene un alto grado de incertidumbre y las señales se debilitan una vez atravesado el bloque alóctono cretácico.
- La interpretación de las pruebas de presión indica que el yacimiento NAR SUP SBC 130 tiene un alto grado de compartimentalización, donde los pozos observaron distintos límites de yacimiento.
- El yacimiento NAR SUP SBC 130 se mostraba como infinito durante las pruebas DST de los pozos exploratorios.
- En los pozos SBC-130X y SBC-136, se observaron fracturas naturales en el yacimiento NAR SUP SBC 130 durante la interpretación de las pruebas de presión a hoyo abierto y análisis de núcleo.
- El factor de daño tuvo un incremento de hasta 7 unidades después de cementados los pozos exploratorios del yacimiento NAR SUP SBC 130.
- Se observó una disminución de producción entre la evaluación a hoyo abierto y hoyo revestido de 1.466 y 600 BNPD en los pozos SBC-130X y SBC-136.
- De acuerdo al comportamiento de producción durante las evaluaciones iniciales en los pozos del yacimiento NAR SUP SBC 130, fue imposible identificar un límite económico productivo en profundidad.
- La mayor prospectividad de producción en las arenas del yacimiento NAR SUP SBC 130 abarca desde la unidad NAR-1 hasta NAR-4.
- Se logró triplicar el índice de productividad en el pozo SBC-130X luego de efectuada una fractura hidráulica.

- Para marzo de 2.010 se habían producido 6,539 de un total de 34,5 MMBls de reservas recuperables del yacimiento NAR SUP SBC 130 calculados a partir de su descubrimiento con el pozo SBC-130X.
- La columna de fluido que presenta el yacimiento NAR SUP SBC 130 es de carácter composicional, donde el hidrocarburo que se encuentra en la zona más profunda del yacimiento, es más rico en componentes pesados que aquellos que se sitúan en la zona más somera por efectos de segregación gravitacional.
- Mediante los estudios PVT y los puntos de presión tomados durante la perforación de los pozos (RFT) del yacimiento NAR SUP SBC 130, se identificó una zona de transición a aproximadamente 16.710 pbnm y coincide en todos los pozos a la misma profundidad.
- La producción de hidrocarburos en el yacimiento NAR SUP SBC 130, está severamente afectada por taponamientos debido a depositación de asfaltenos con hasta 9 intervenciones de pozo por año.
- La permeabilidad rige el comportamiento de productividad de los pozos del yacimiento NAR SUP SBC 130 independientemente de las capacidades de flujo, daño e intervalos de arena cañoneada.
- Las curvas de declinación de presión de los pozos del yacimiento NAR SUP SBC 130 se ajustan al modelo exponencial y las mismas varían, unas de otras, por las propiedades del yacimiento
- La declinación energética en función de la producción varía desde 1,58 a 5,9 lpc/MBls.

## RECOMENDACIONES

- Actualizar el Modelo Geológico añadiéndole la información obtenida de la ubicación de las fallas encontradas en las cercanías de los pozos en este estudio del Modelo Dinámico.
- Completar a hoyo abierto, los futuros pozos a ser construidos en el yacimiento NAR SUP SBC 130 para garantizar la integridad de las microfracturas y el caudal inicial, considerando las condiciones geomecánicas del área.
- Realizar un balance de materiales para actualizar los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio dado el cambio de los mapas isópaco estructurales y la información de presión que se presenta en este trabajo.
- Correr sísmica en futuros pozos a perforar para calibrar el cubo sísmico del área y así disminuir el grado de incertidumbre que arrastra la información estática.
- Efectuar una prueba de presión al pozo SBC-142 en la unidad NAR-1 para caracterizar las condiciones del yacimiento NAR SUP SBC 130 en esa zona de la estructura, tomando las precauciones necesarias para que los resultados no sean enmascarados por los efectos de pozo.
- Alcanzar la presión de abandono en el pozo SBC-142 antes de cañonear la zona suprayacente al espesor actual abierto a producción para extraer la mayor cantidad de petróleo antes de producir el gas condensado que se encuentra por encima de los 16.710 pbnm.
- Estudiar y efectuar la estimulación más idónea para el pozo SBC-136 con el fin de mejorar las condiciones roca – fluido y aumentar la producción y a la vez mantener la energía en esa parte del yacimiento.

- Analizar e implementar el método de producción más eficiente para el pozo SBC-130X.
- Optimizar el uso de los reductores para mantener la presión de fondo fluente y retardar la floculación, precipitación y depositación de los asfaltenos.
- Considerar las fracturas hidráulicas como un método eficiente correctivo para los pozos actuales dados los buenos resultados en el pozo SBC-130X donde se consiguió triplicar del índice de productividad.
- Realizar prueba extendida durante las evaluaciones iniciales con completación temporal (DST) para establecer y garantizar límites de yacimiento, evitando el efecto de segregación de fases al ubicar el sensor lo más cerca posible de la cara de la arena y efectuando cierres en fondo.
- Monitorear las caídas en la producción de petróleo conjuntas con el ascenso de la RGP por pozo y tomar las acciones correspondientes al diagnóstico y remoción de los taponamientos de la tubería de producción por depositación de asfaltenos.
- Si el pozo presenta una declinación brusca de presión de yacimiento cerrar por periodos extendidos con la finalidad de energizar el yacimiento y determinar la transmisibilidad y movilidad del sistema roca – fluido.
- Continuar la evaluación de arenas NAR-5, NAR-4 y NAR-3 en pozos nuevos utilizando estrategias de estimulación novedosas en la zona superior del yacimiento NAR SUP SBC 130.
- Estudiar la factibilidad de un esquema de producción intermitente basándose en las mejores prácticas implementadas en campos petroleros de otros países como Arabia Saudita.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) ARIAS, F. 1999. El Proyecto de Investigación. Tercera edición. Caracas, Venezuela.
- 2) BARRETO, K. 2007. Evaluación del Modelo Dinámico del Yacimiento NZ 2, Arena L3 de los Campos Nipa y Nardo, Distrito San Tomé. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Núcleo de Monagas. Maturín, Estado Monagas, Venezuela.
- 3) CAMPOS, J. 2003. Caracterización del Modelo Dinámico del Yacimiento LCV-4, Arena U1, del Campo La Ceibita. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Núcleo de Monagas. Maturín, Estado Monagas, Venezuela.
- 4) CIED. 1997. Caracterización Energética de los Yacimientos. Segunda versión.
- 5) GUZMÁN, G. 2003 Evaluación del Comportamiento del Yacimiento U2,3 MFB-23 del Campo Bare, Faja del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Núcleo de Monagas. Maturín, Estado Monagas, Venezuela.
- 6) MARTINS, M. 2008. Caracterización Del Daño Formacional En El Yacimiento Naricual Superior Del Campo Santa Bárbara, Norte De Monagas En Los Pozos Exploratorios SBC-130X y SBC-136, Utilizando Información De Núcleo Y Pruebas De Producción. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Núcleo de Anzoátegui. Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, Venezuela
- 7) MÁRQUEZ, A. 2008. Evaluación del Modelo Dinámico del Yacimiento U1 Ns606, Sometido a un Proceso de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas en el

Campo Nigua, Distrito San Tomé. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Núcleo de Anzoátegui. Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, Venezuela.

8) PDVSA. 2001. Manual Para Validar Estudios PVT. Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, Venezuela.

9) PEREZ, A. Caracterización del Modelo estático del Yacimiento SBC-22, de los Campos Santa Bárbara – Pirital, Subcuenca de Maturín, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Universidad De Oriente. Núcleo de Bolívar. Ciudad Bolívar, Estado Bolívar, Venezuela

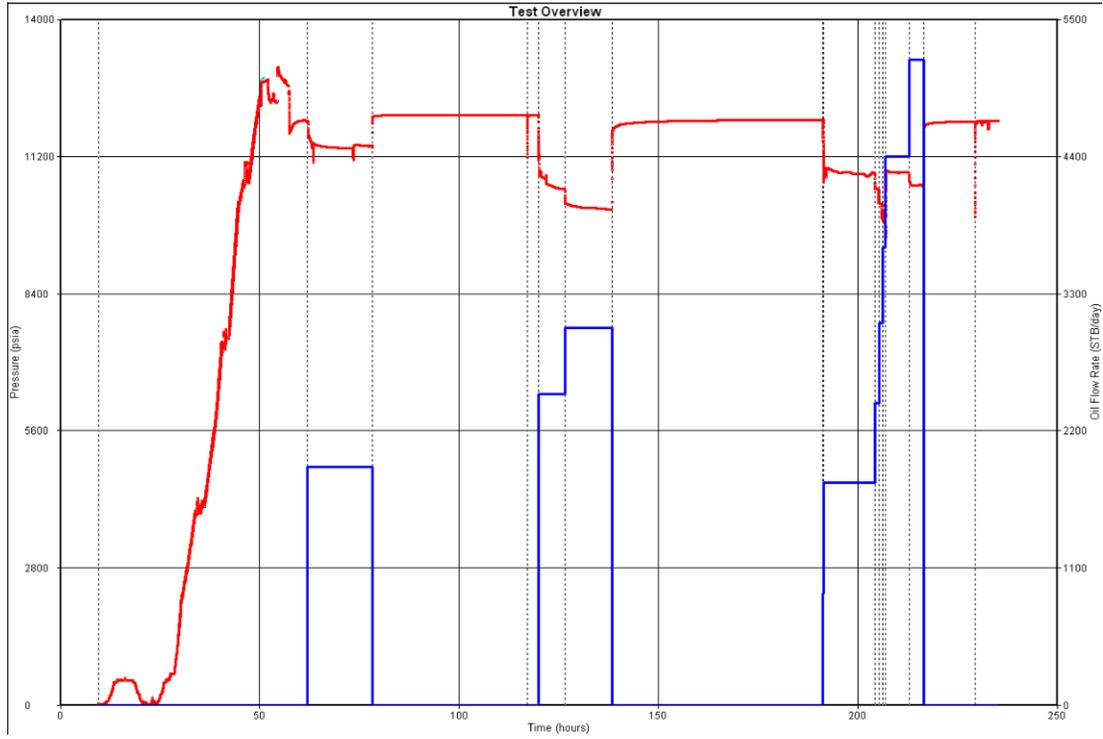
10) PIRSON, S.J. 1965. Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Ediciones Omega. Barcelona, España.

11) TAMAYO, M. 1999. El Proyecto de Investigación. Tercera edición. Santa Fe de Bogotá. Colombia.

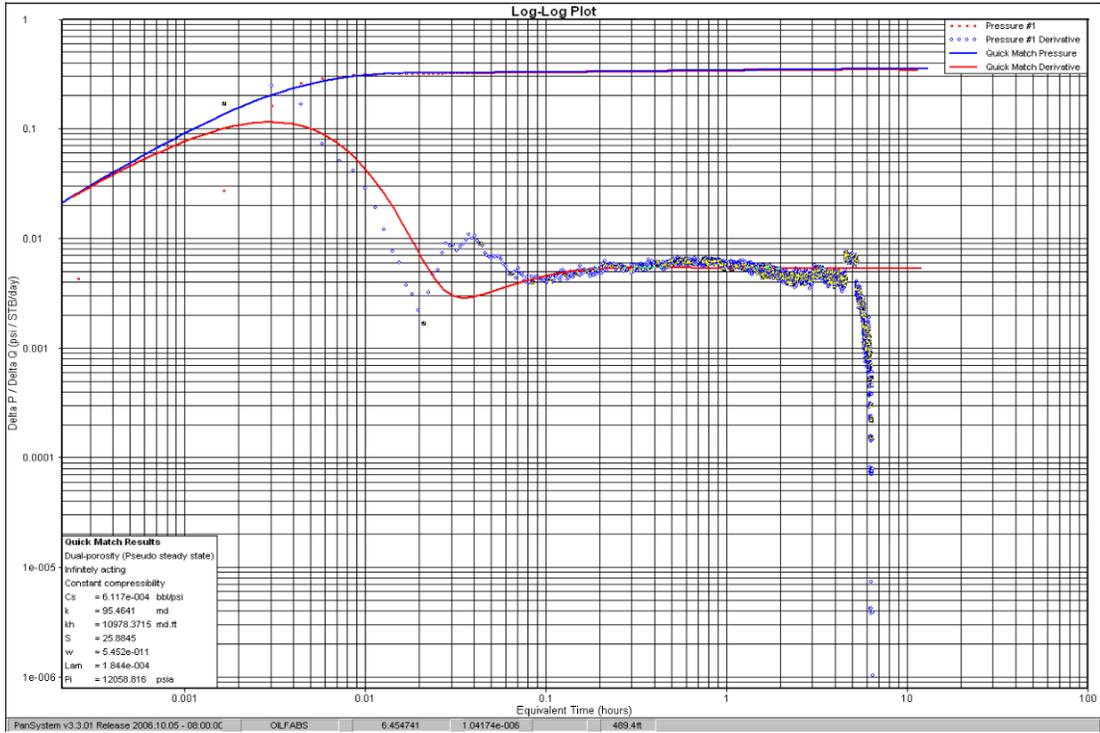
# APÉNDICES

INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

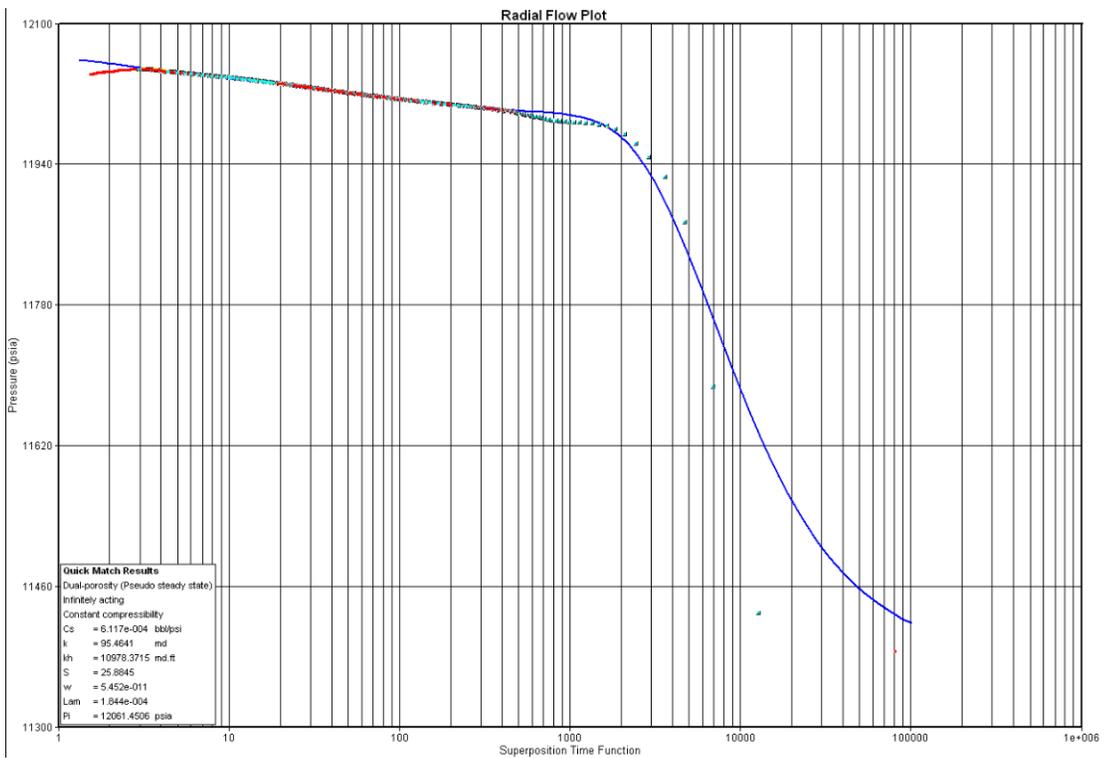
**Pruebas del Pozo SBC-130X.**



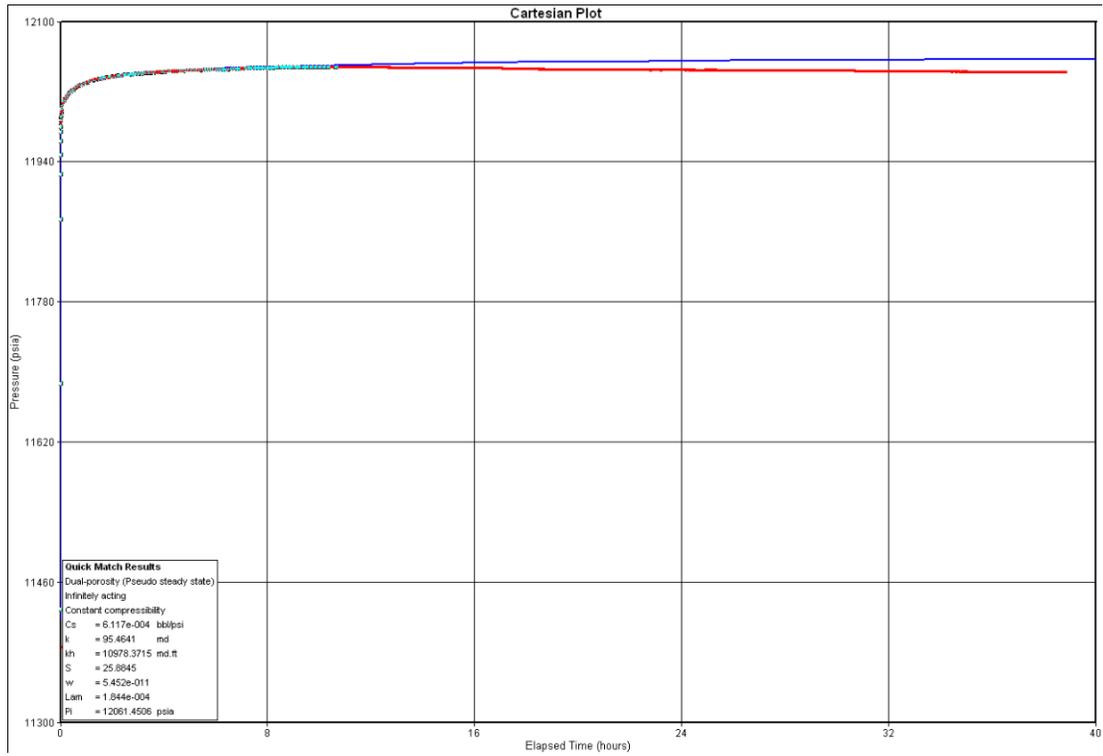
**Historia de la Prueba DST a Hoyo Desnudo**



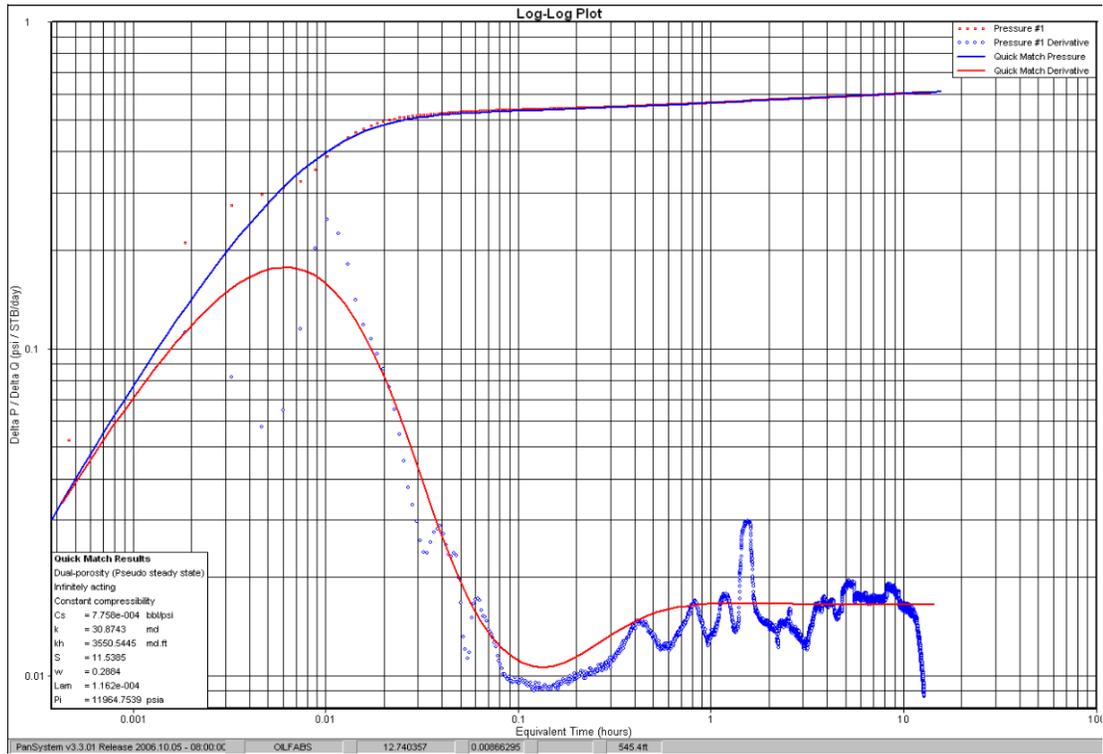
### Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Log-Log/Bourdet)



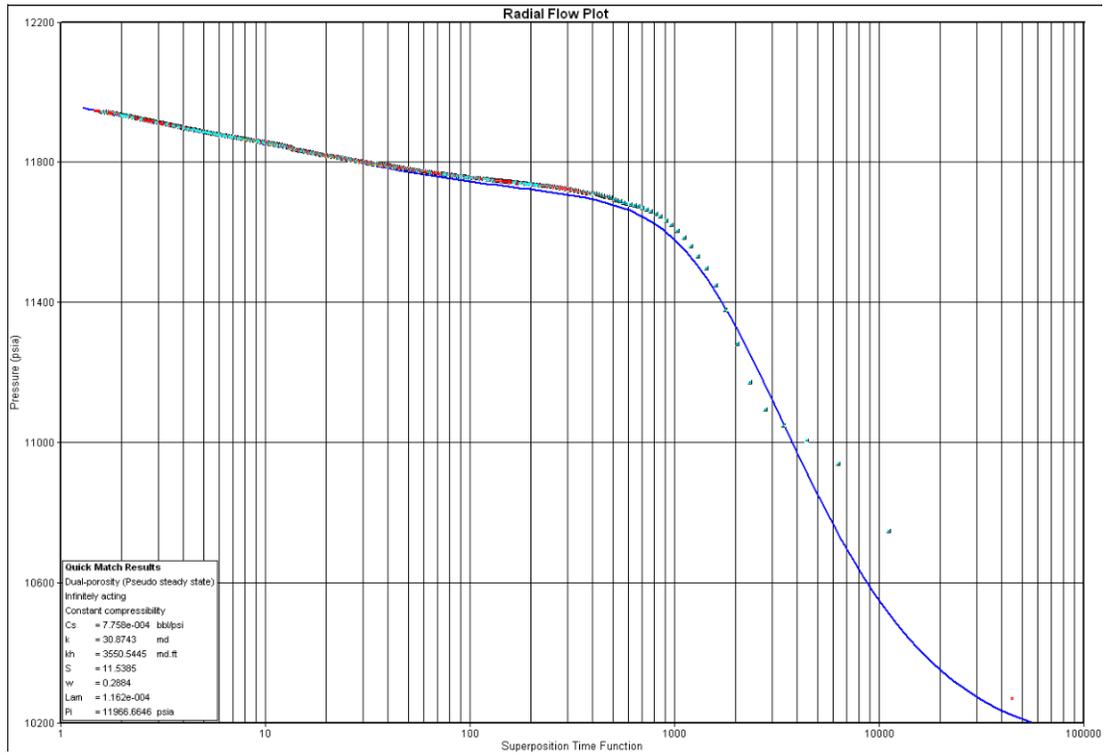
## Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Semi-Log/Horner)



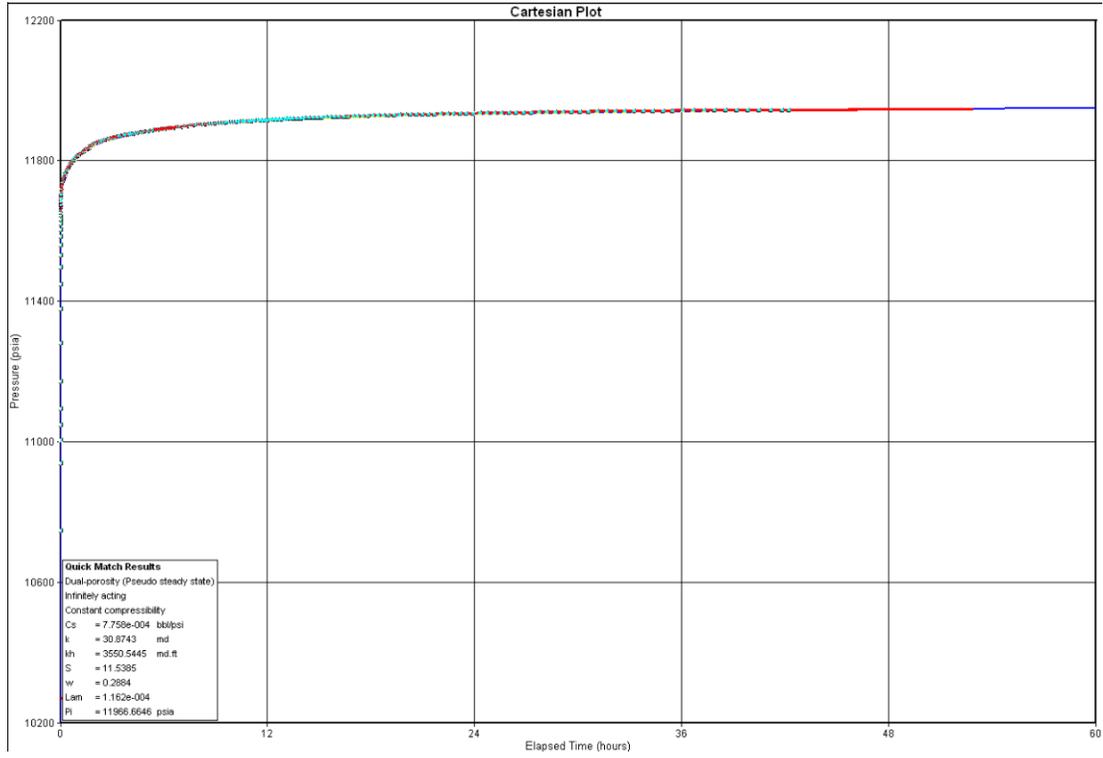
## Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)



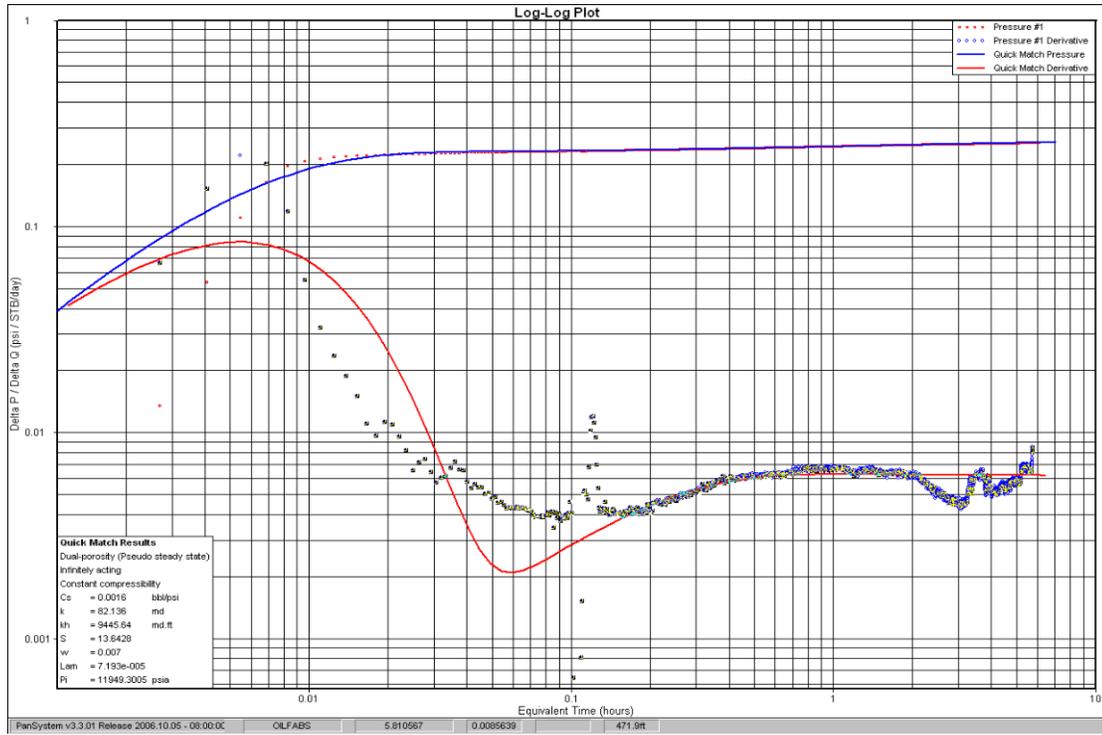
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Log-Log/Bourdet)**



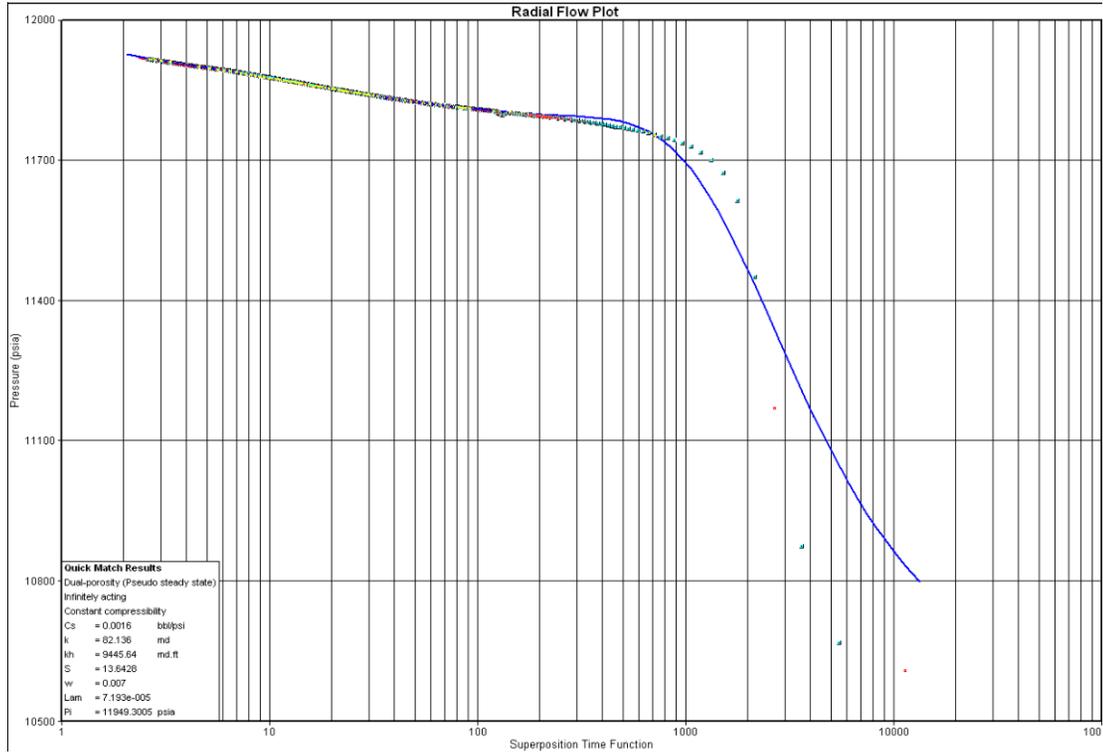
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Semi-Log/Horner)**



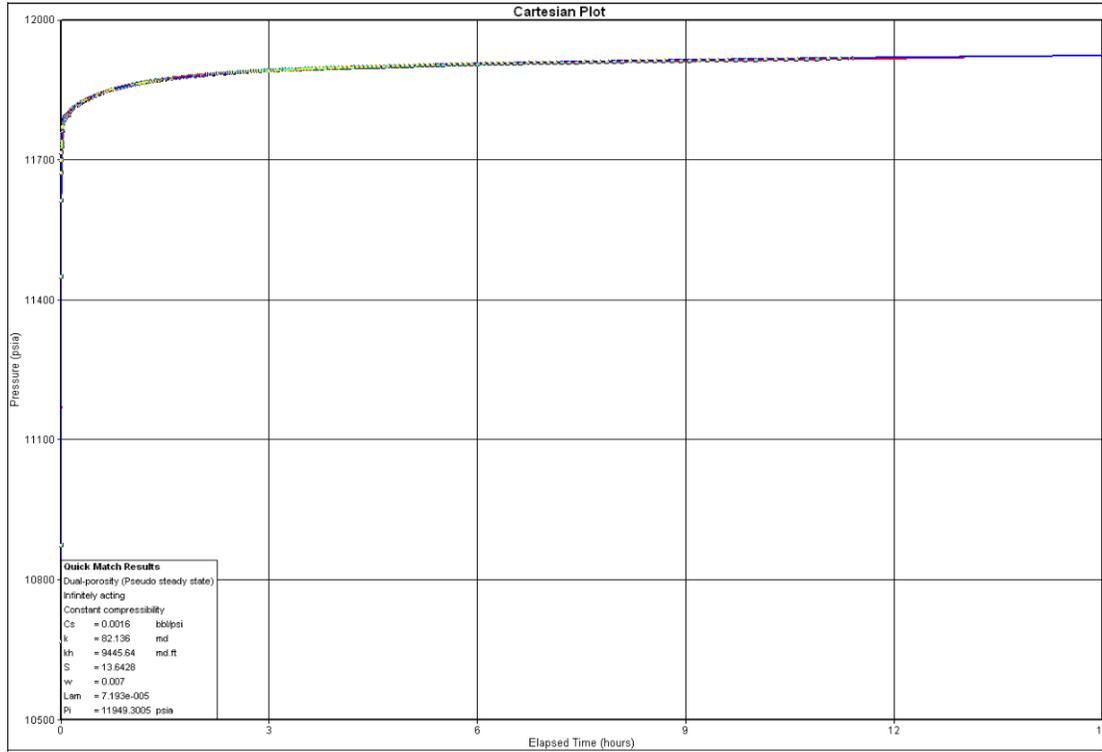
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)**



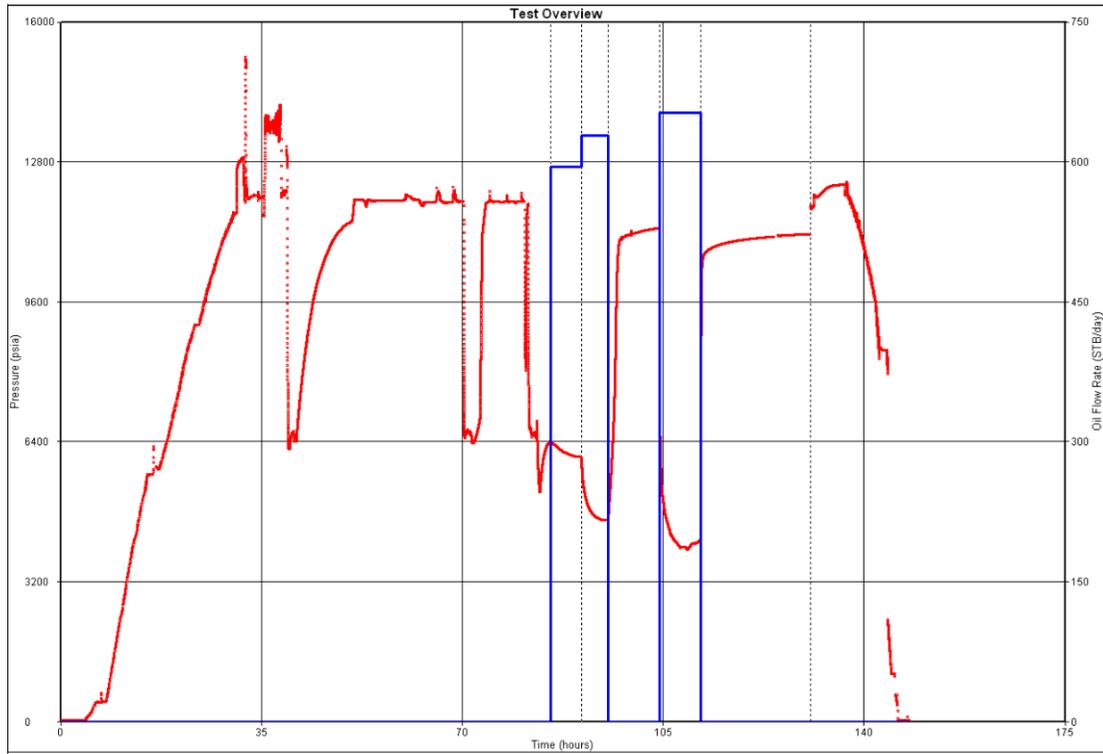
**Tercer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Log-Log/Bourdet)**



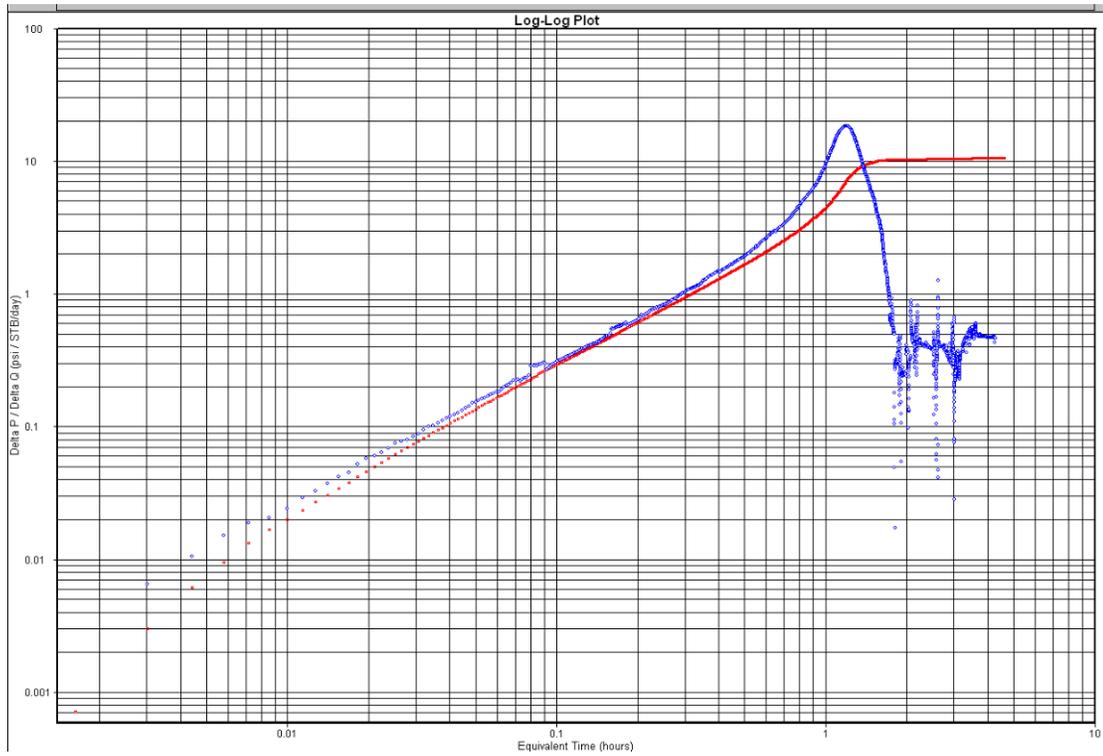
**Tercer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Semi-Log/Horner)**



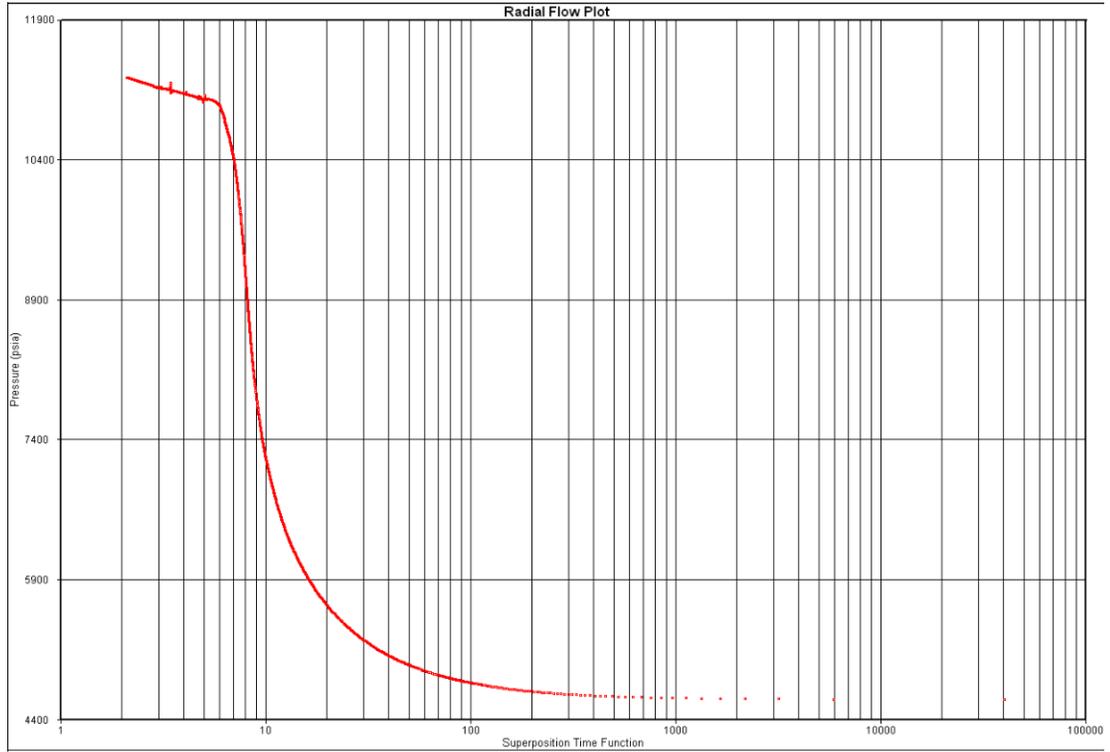
**Tercer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)**



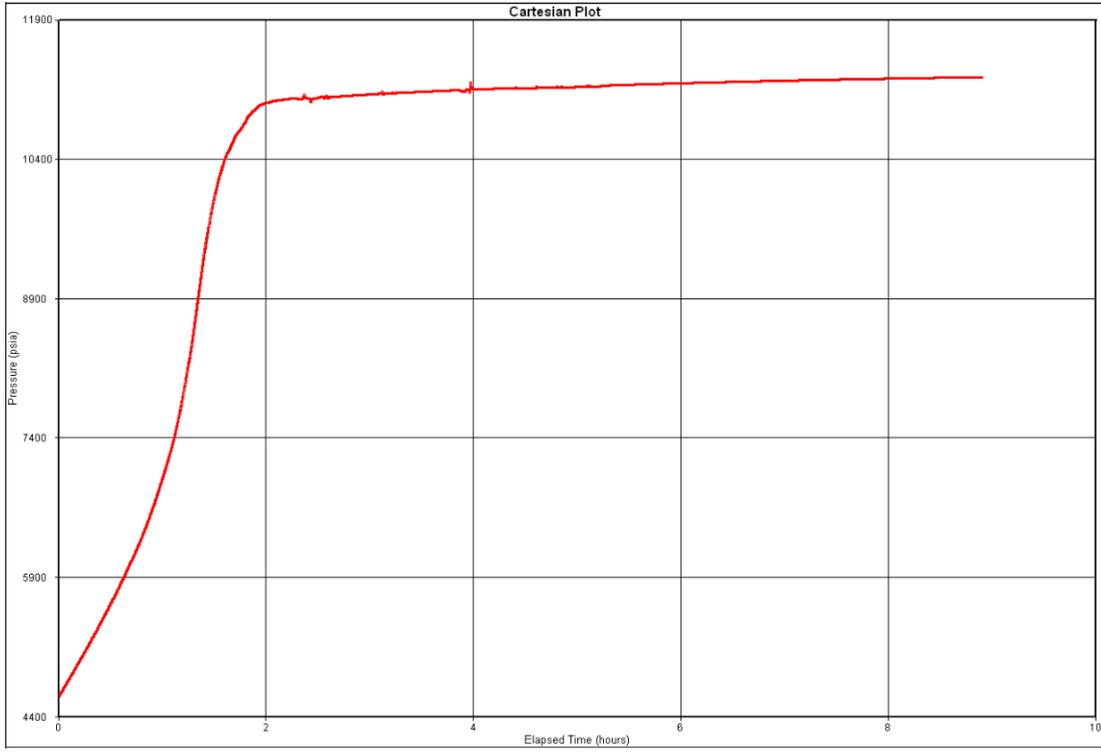
**Historia de la Prueba DST a Hoyo Revestido**



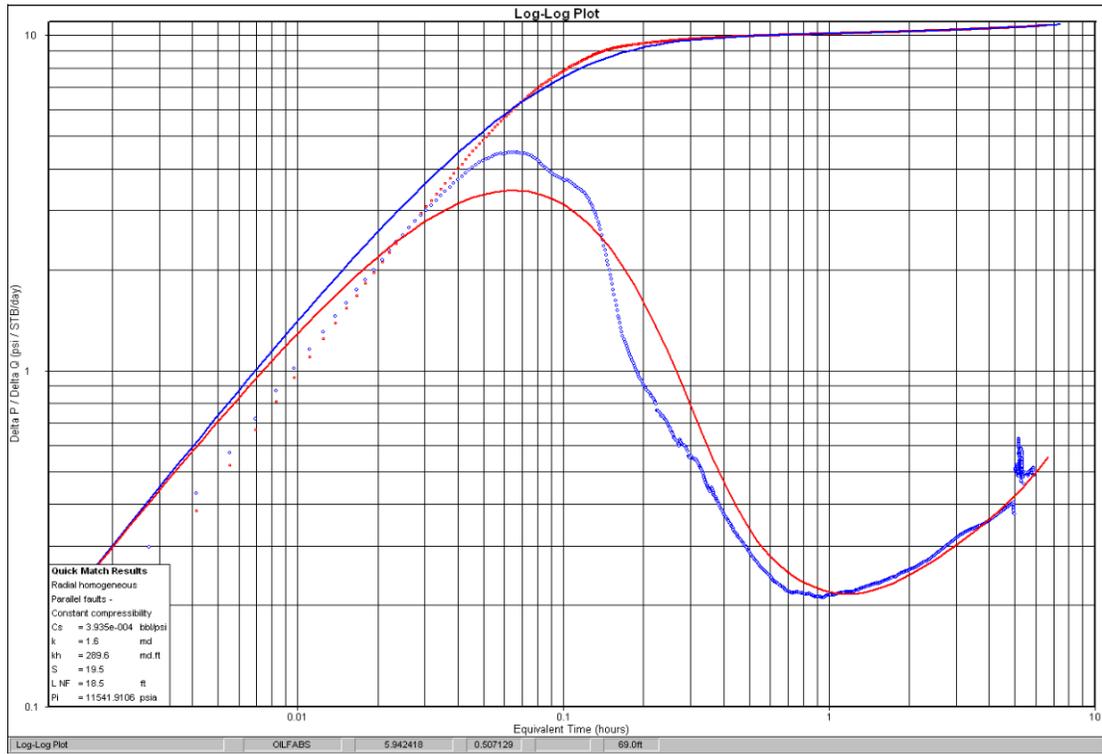
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Log-Log/Bourdet)**



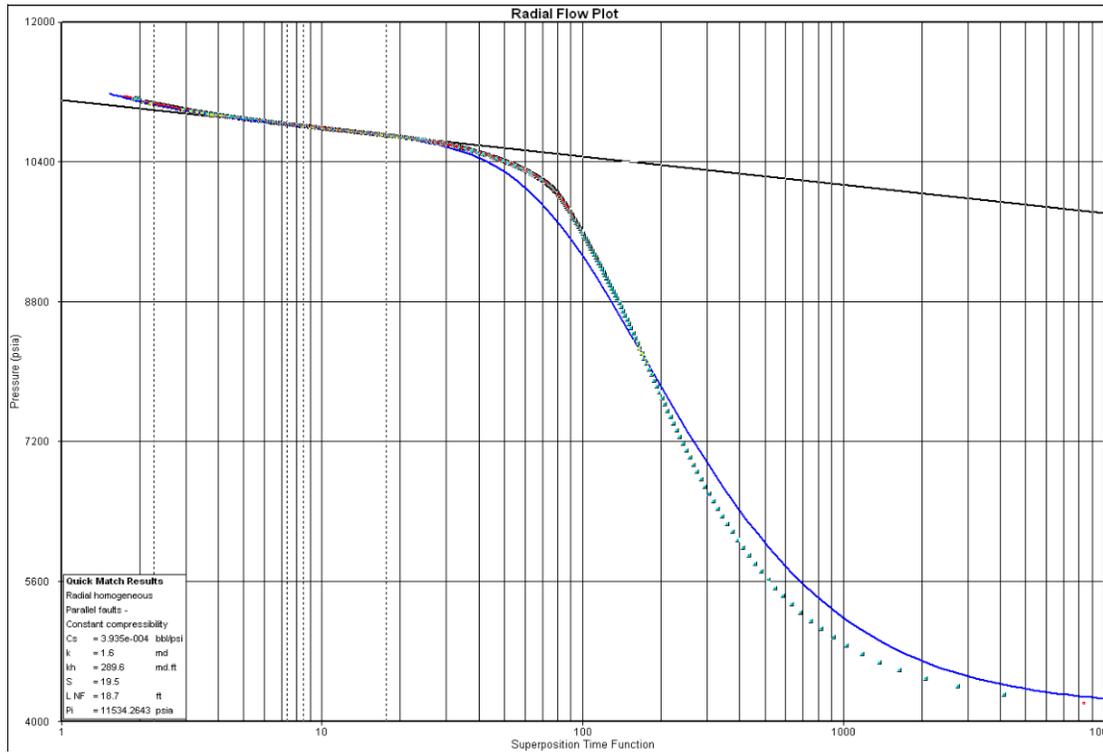
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Semi-Log/Horner)**



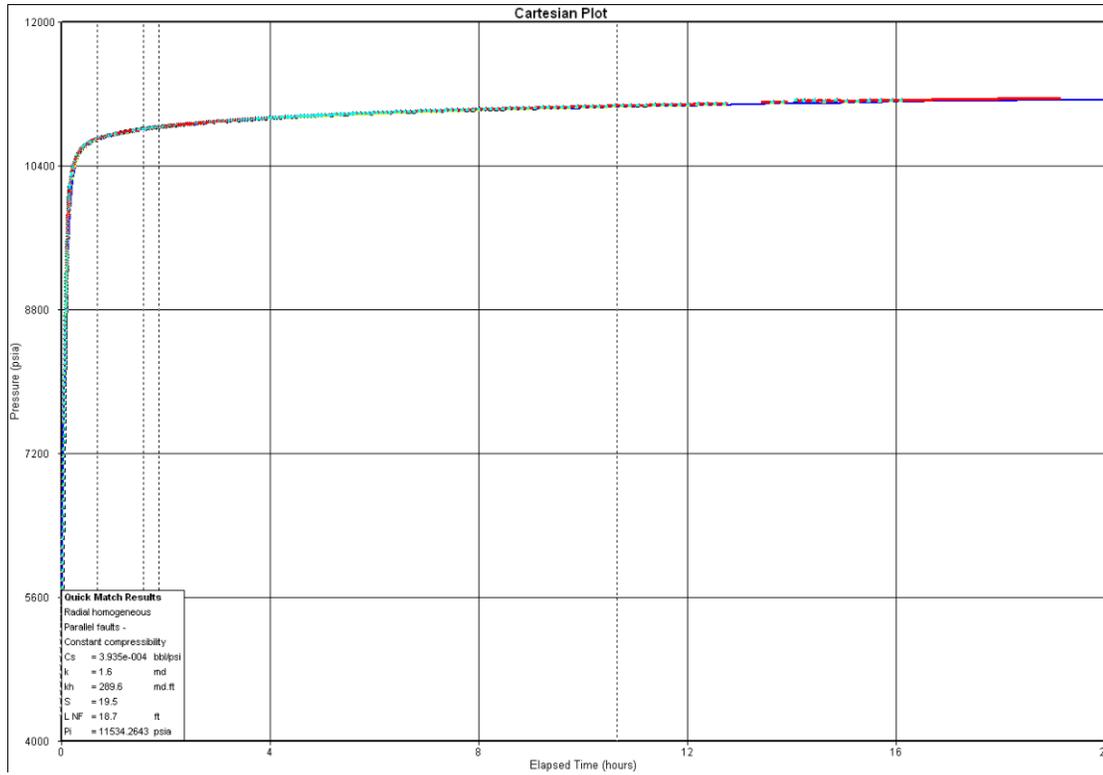
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)**



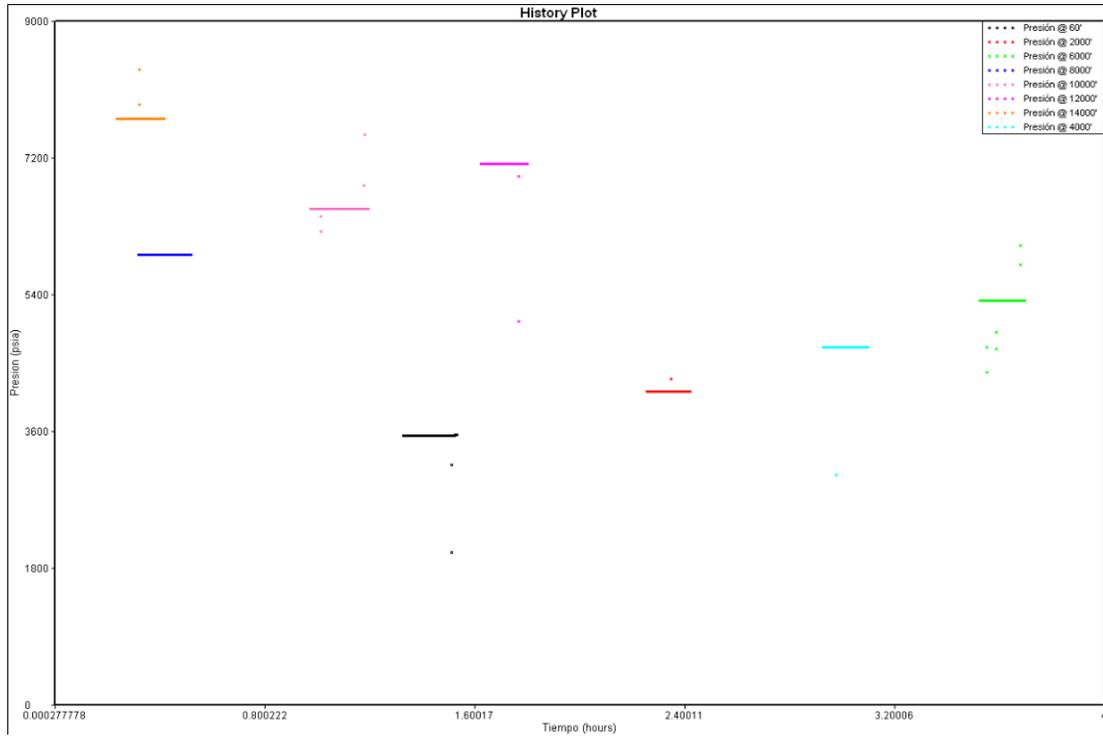
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Log-Log/Bourdet)**



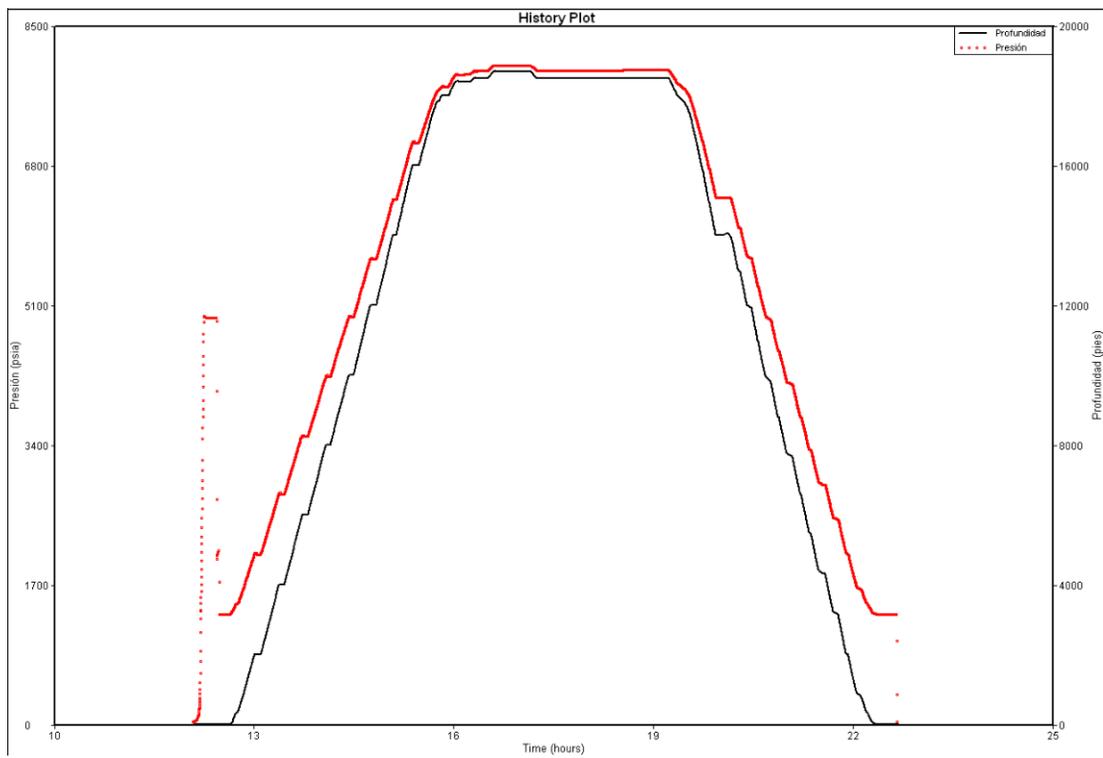
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Semi-Log/Horner)**



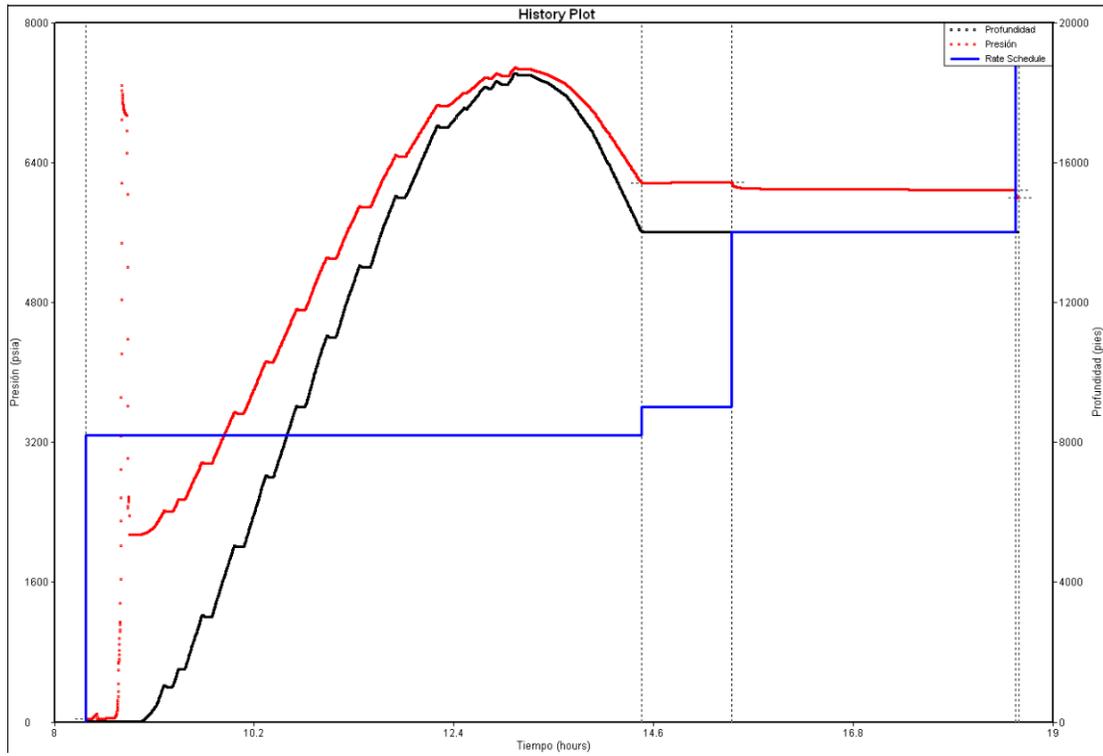
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)**



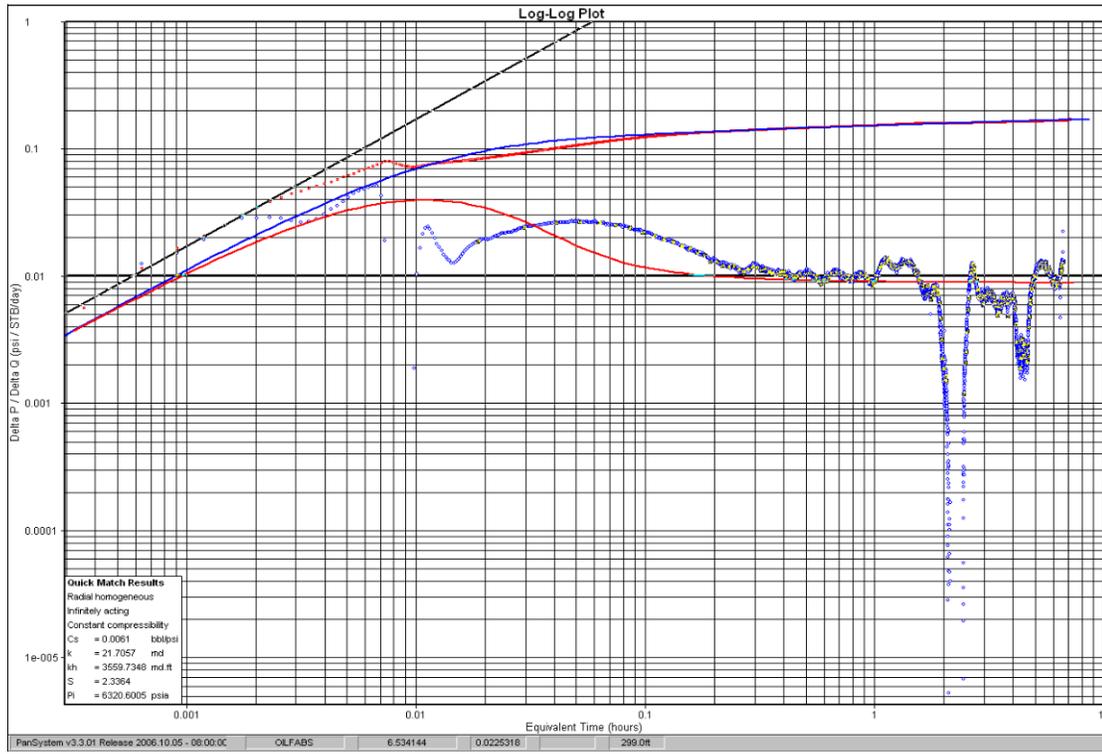
### Gradiente Dinámico (12/JUL/2005)



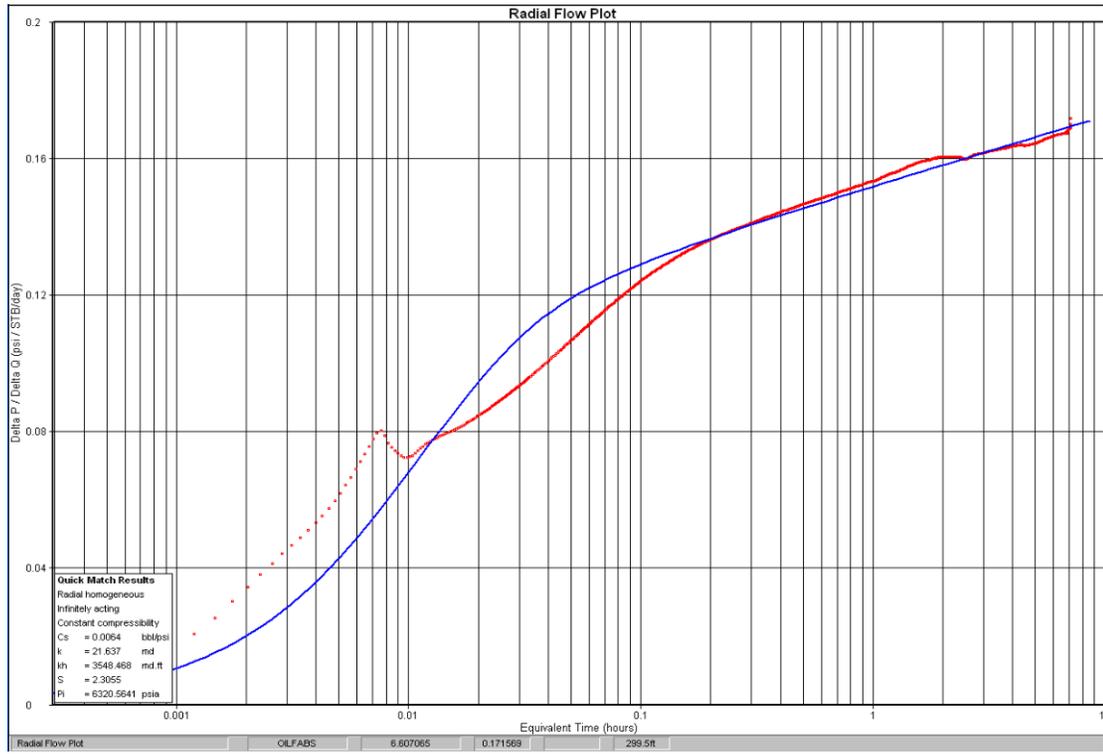
## Gradiente Estático (26/AGO/2006)



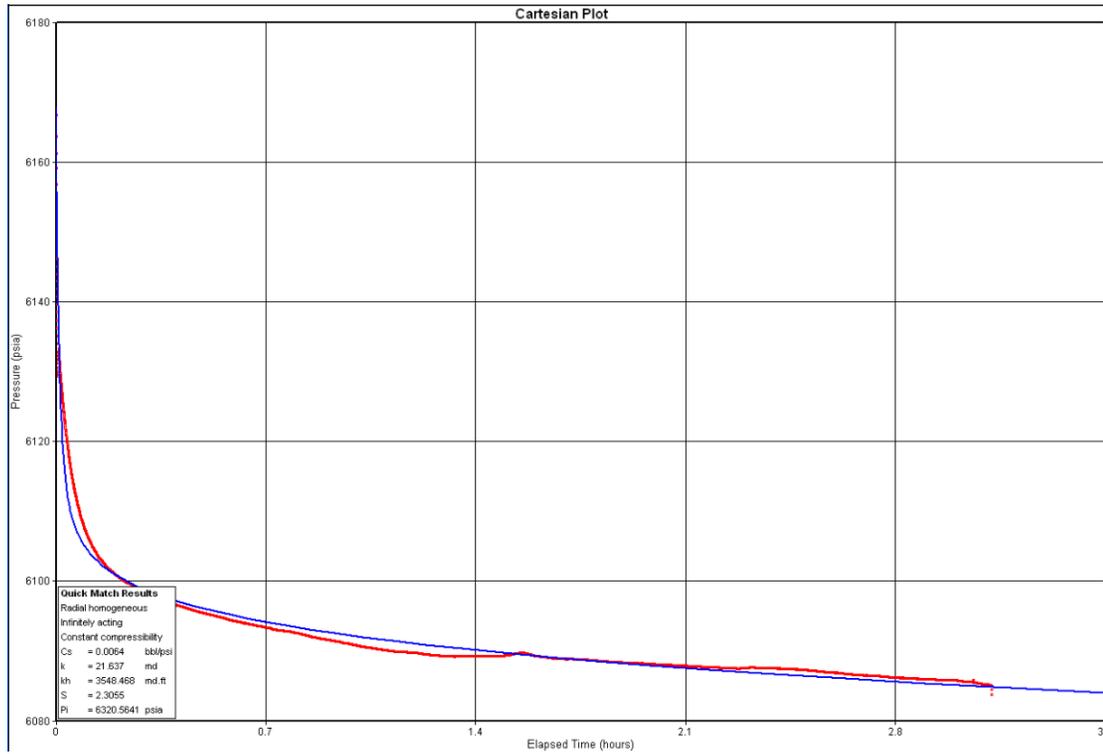
Historia de la Prueba. Gradiente Dinámico y Declinación (10/DIC/2007)



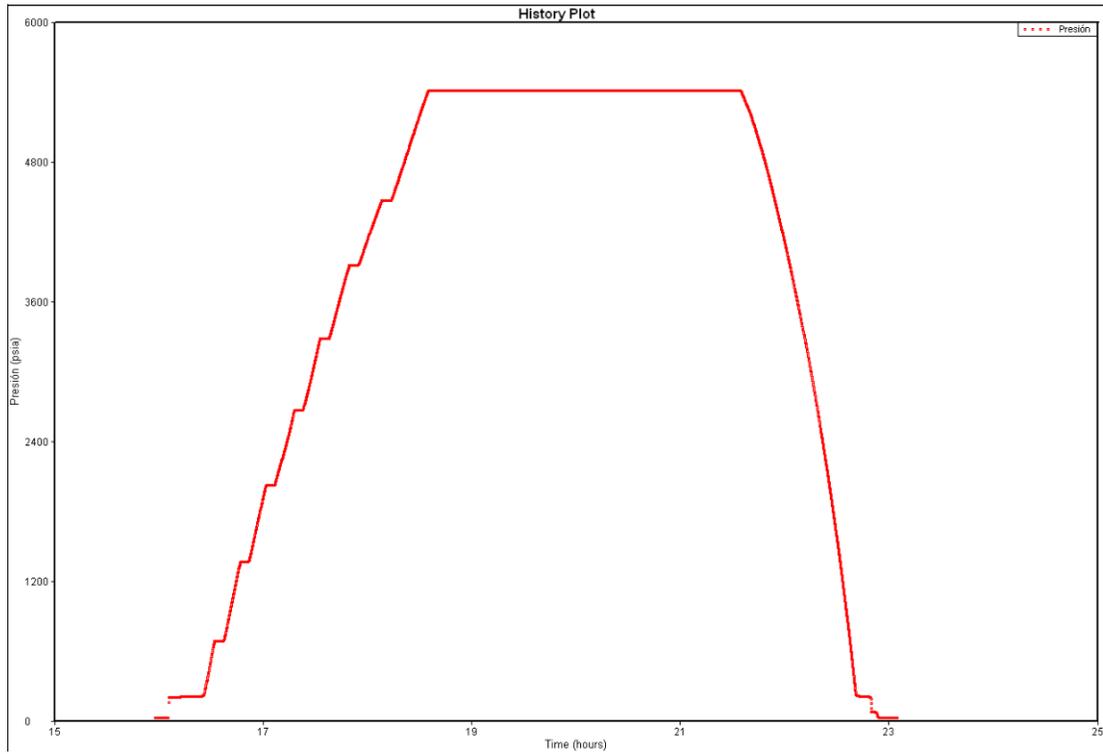
**Apertura en la Prueba Grad.Din-DD (Log-Log/Bourdet)**



**Apertura en la Prueba Grad.Din-DD (Semi-Log/Horner)**

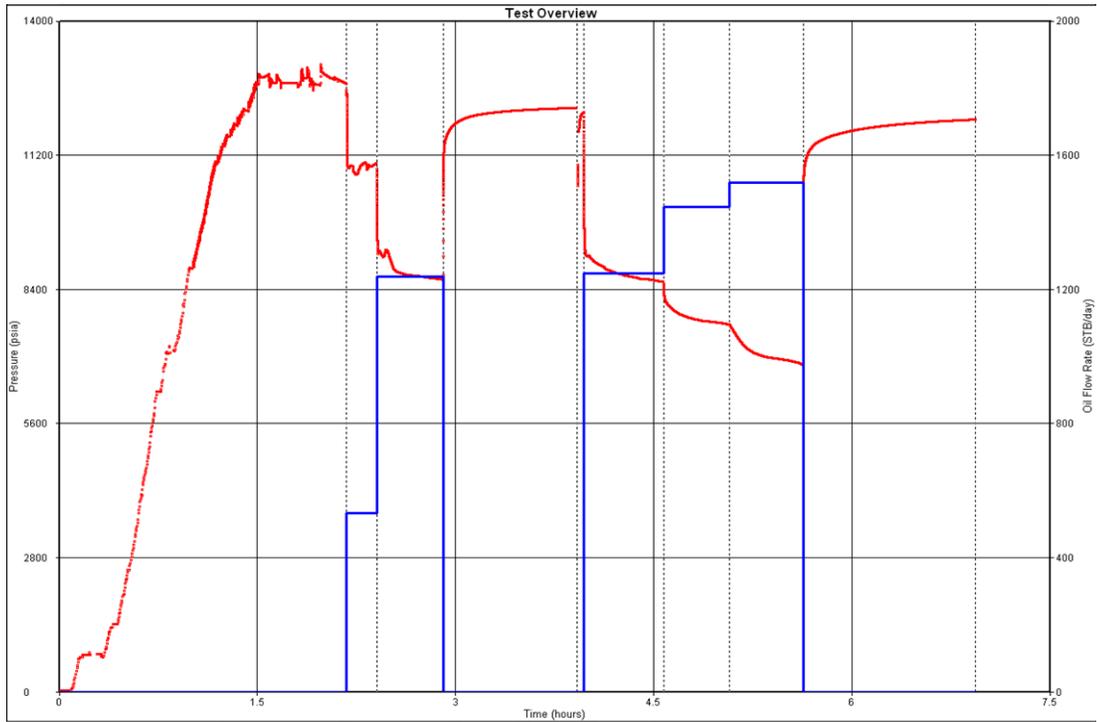


**Apertura en la Prueba Grad.Din-DD (Cartesiano)**

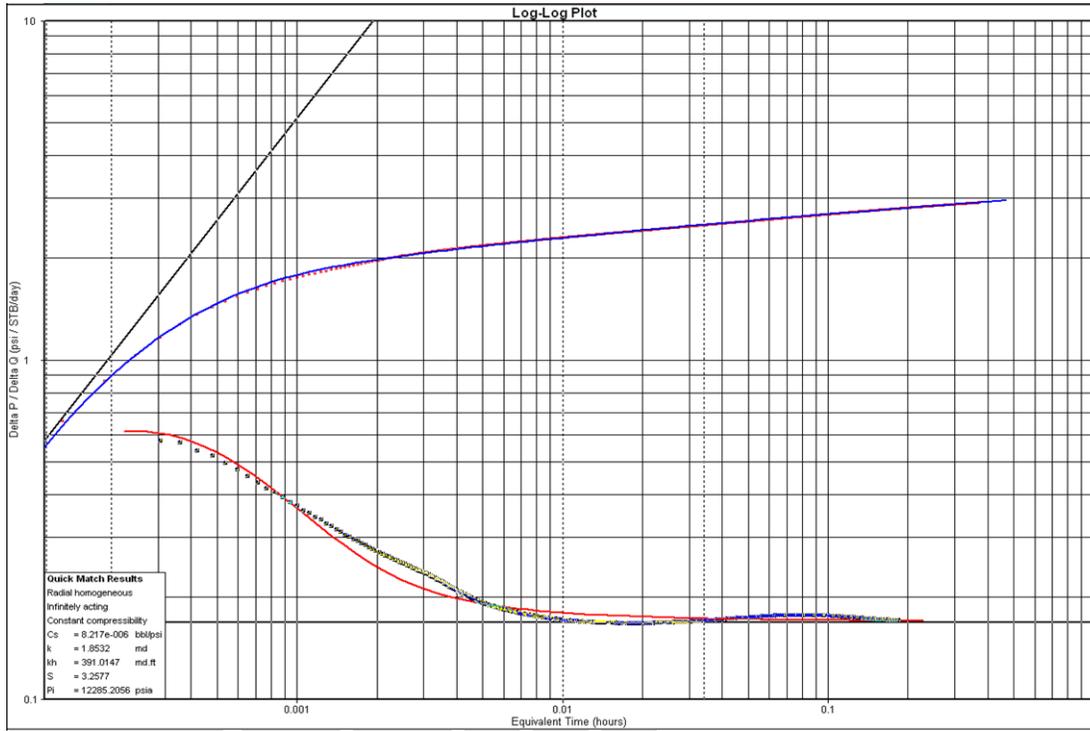


**Gradiente Estático (16/ABR/2009)**

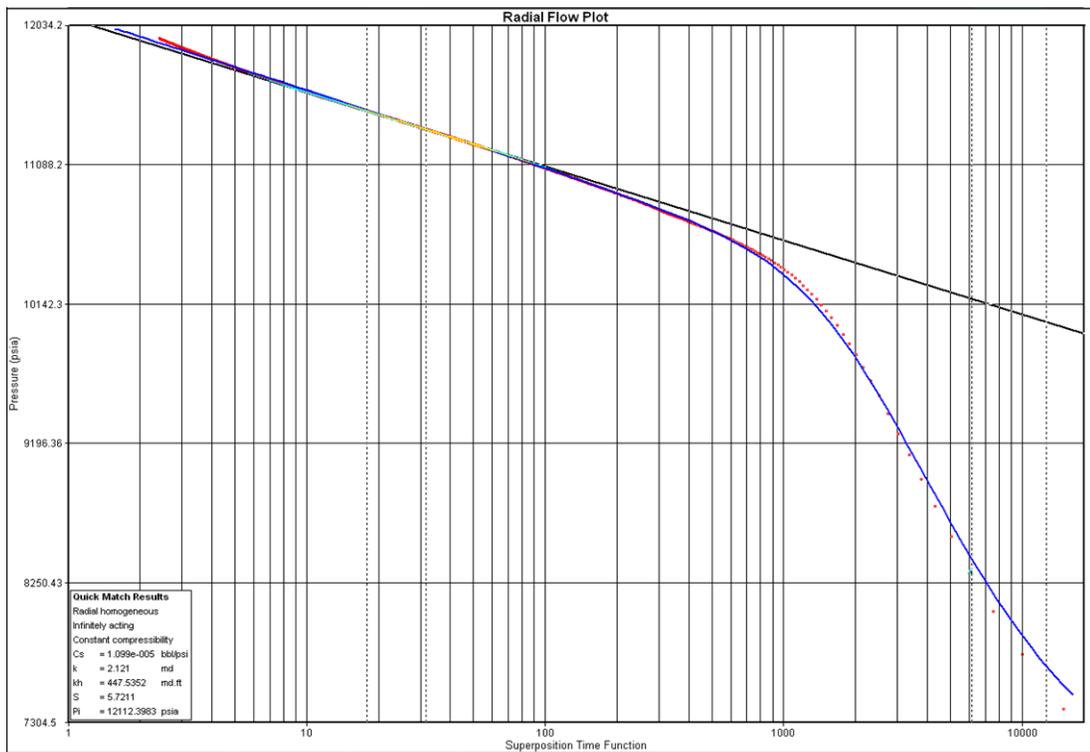
**Pruebas del Pozo SBC-136.**



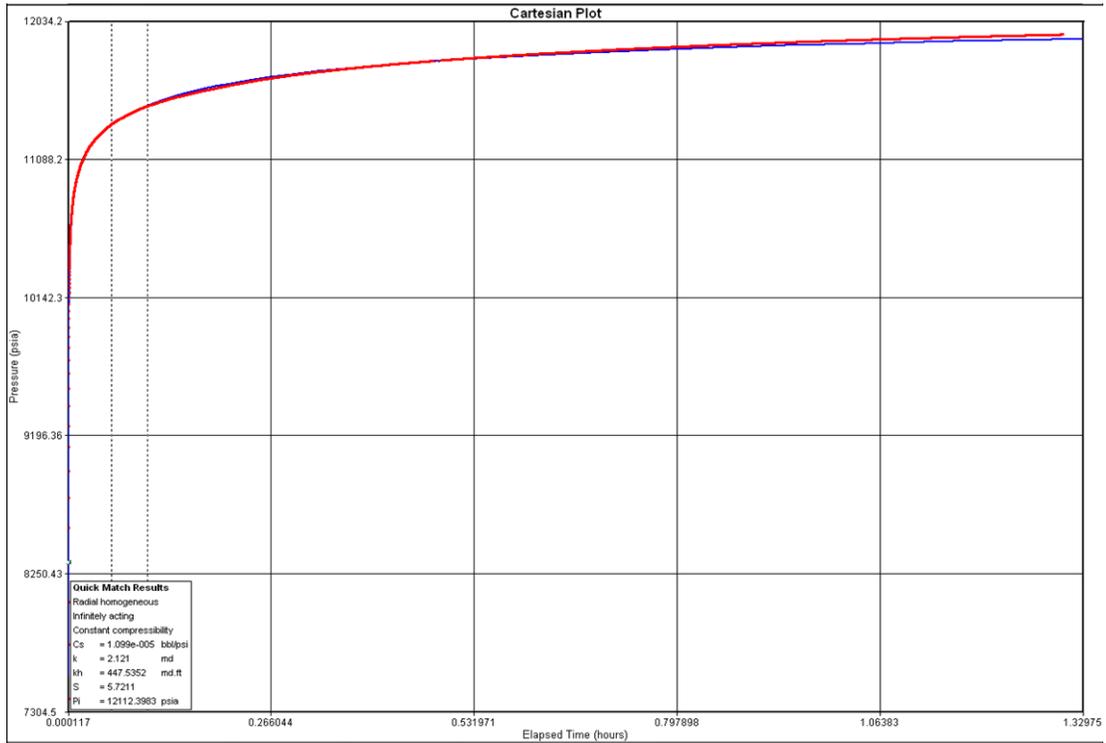
**Historia de la Prueba DST a Hoyo Desnudo**



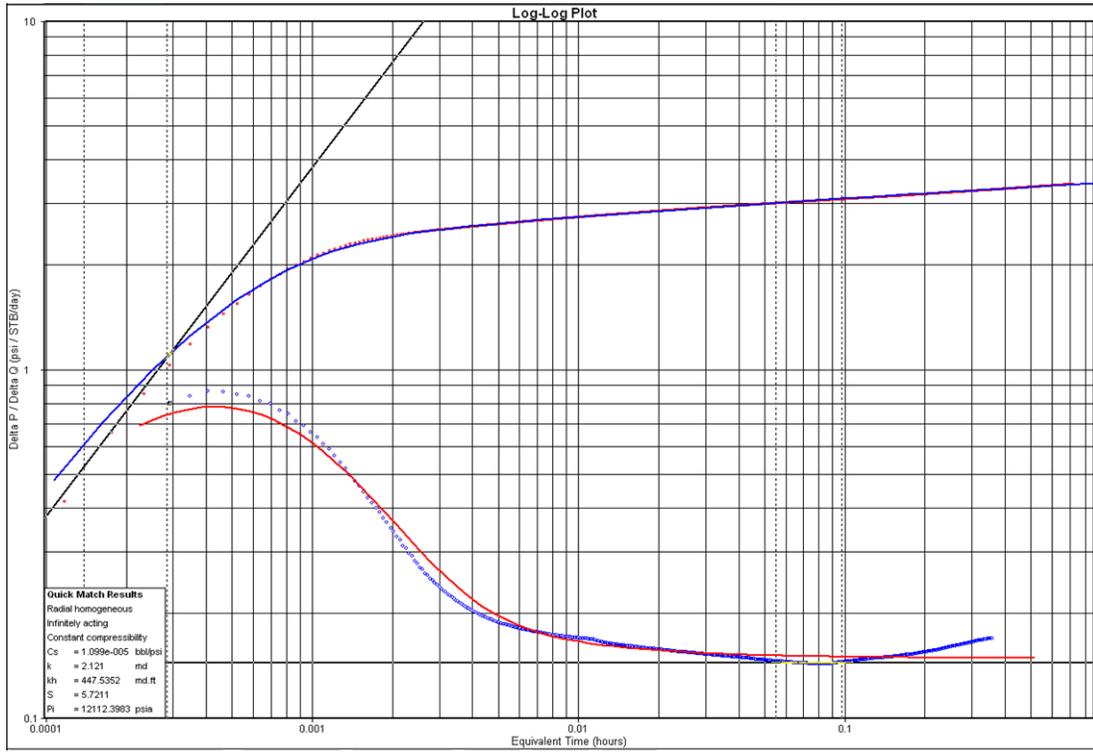
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Log-Log/Bourdet)**



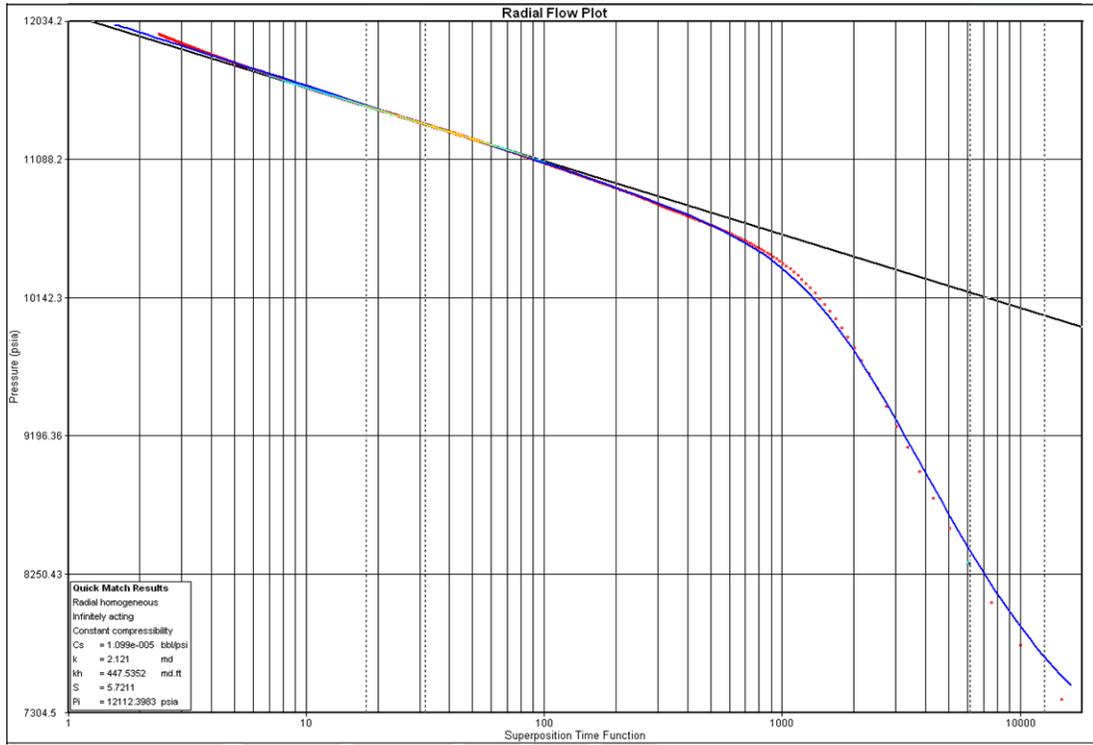
### Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Semi-Log/Horner)



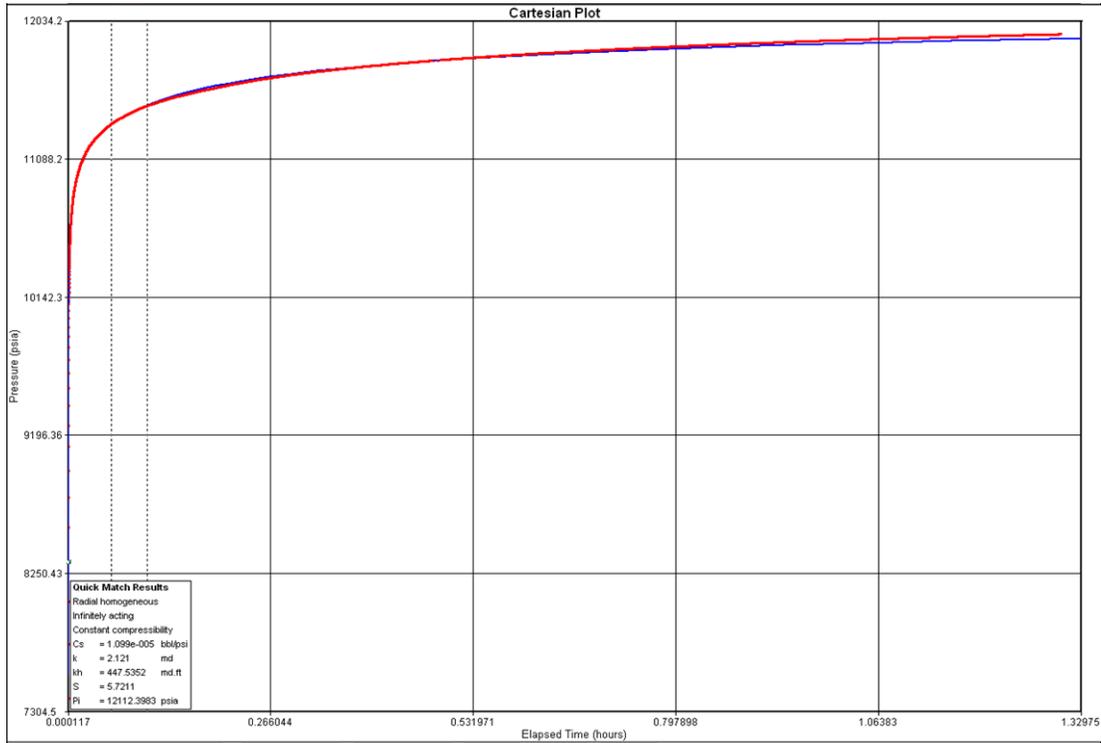
### Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)



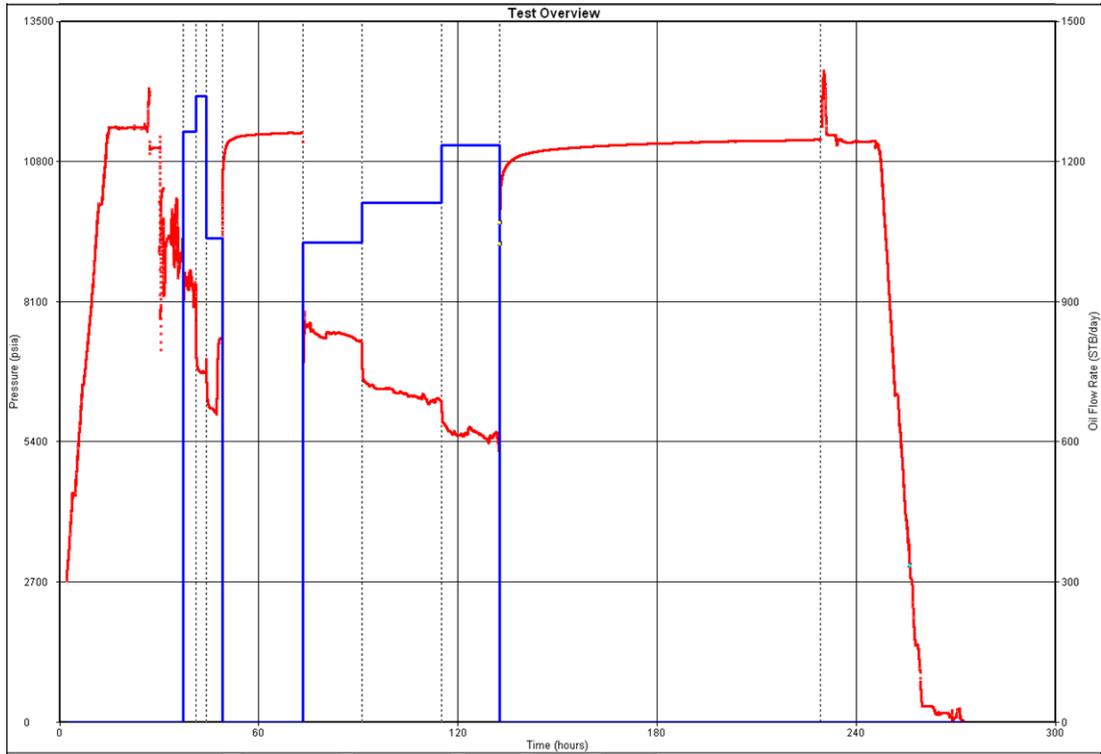
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Log-Log/Bourdet)**



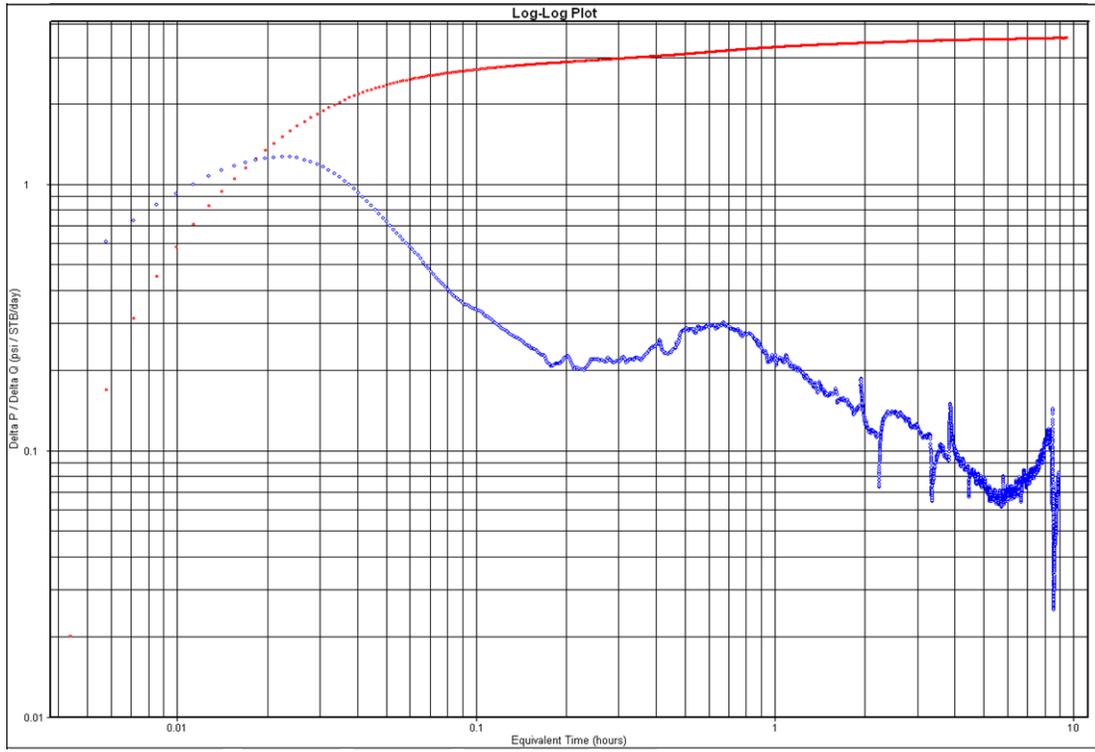
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Semi-Log/Horner)**



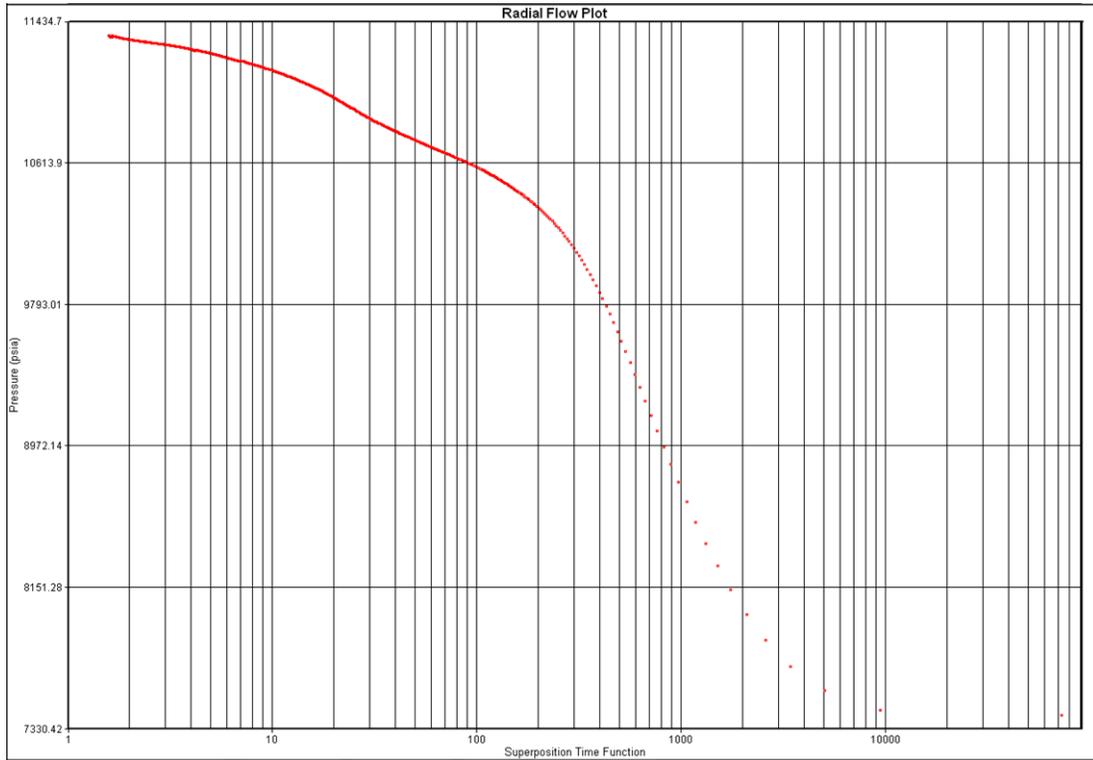
**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Desnudo (Cartesiano)**



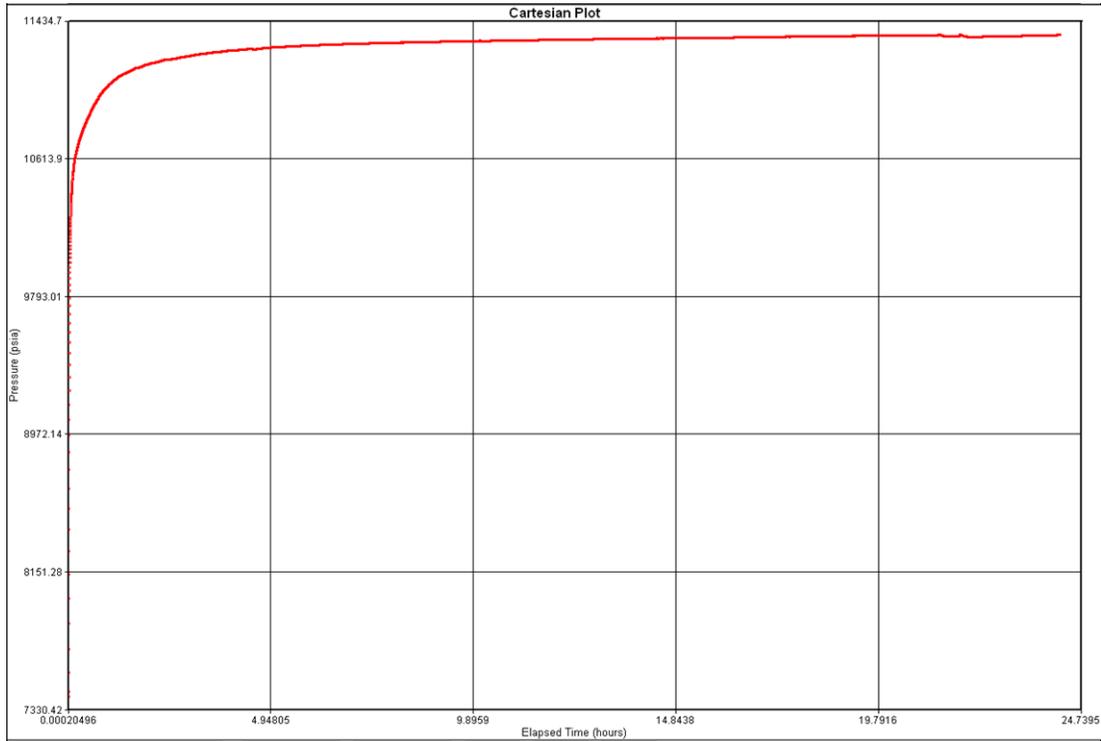
**Historia de la Prueba DST a Hoyo Revestido.**



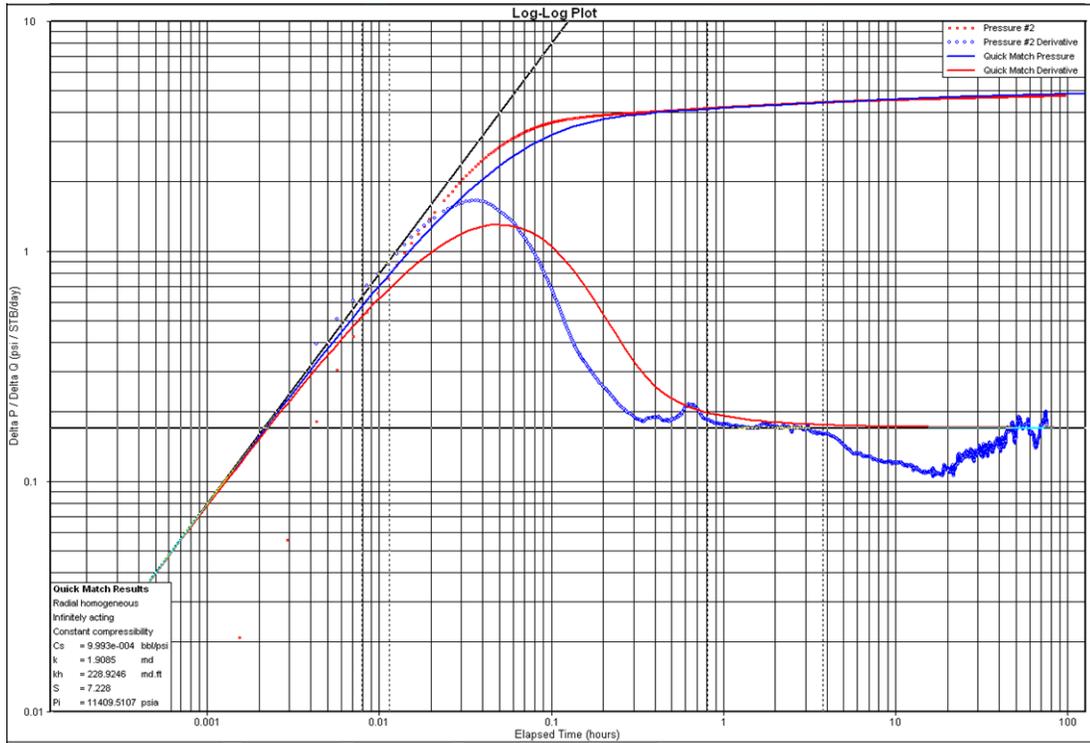
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Log-Log/Bourdet)**



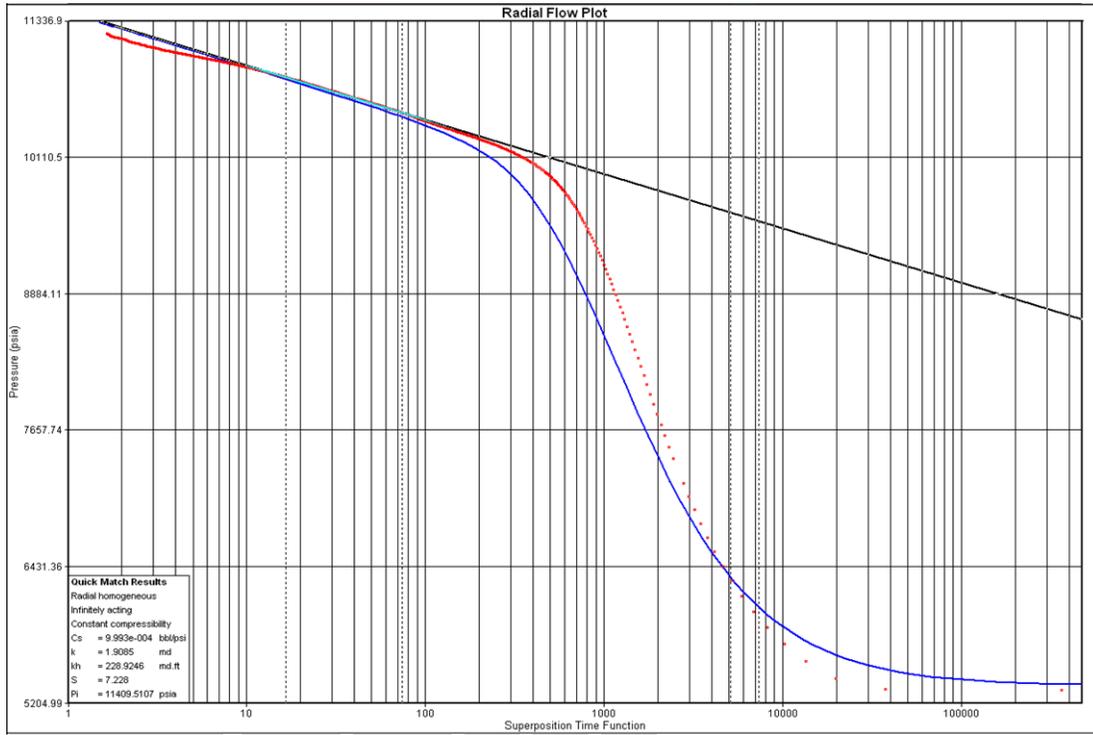
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Semi-Log/Horner)**



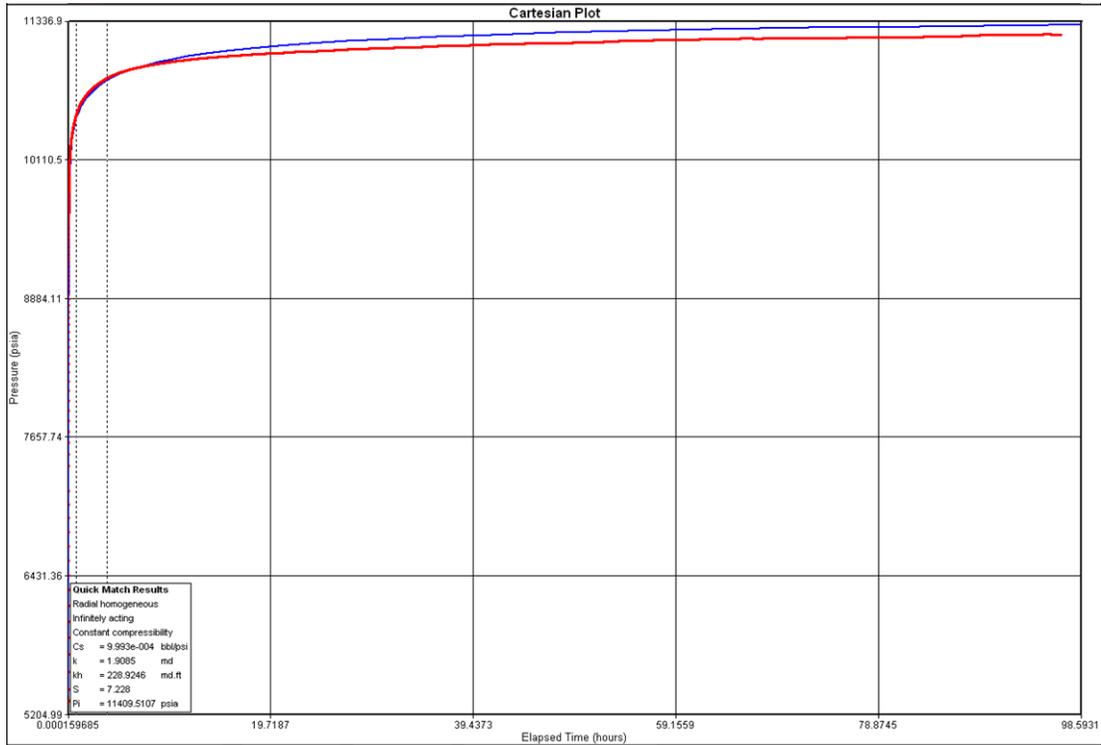
**Primer Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Cartesiano)**



**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Log-Log/Bourdet)**

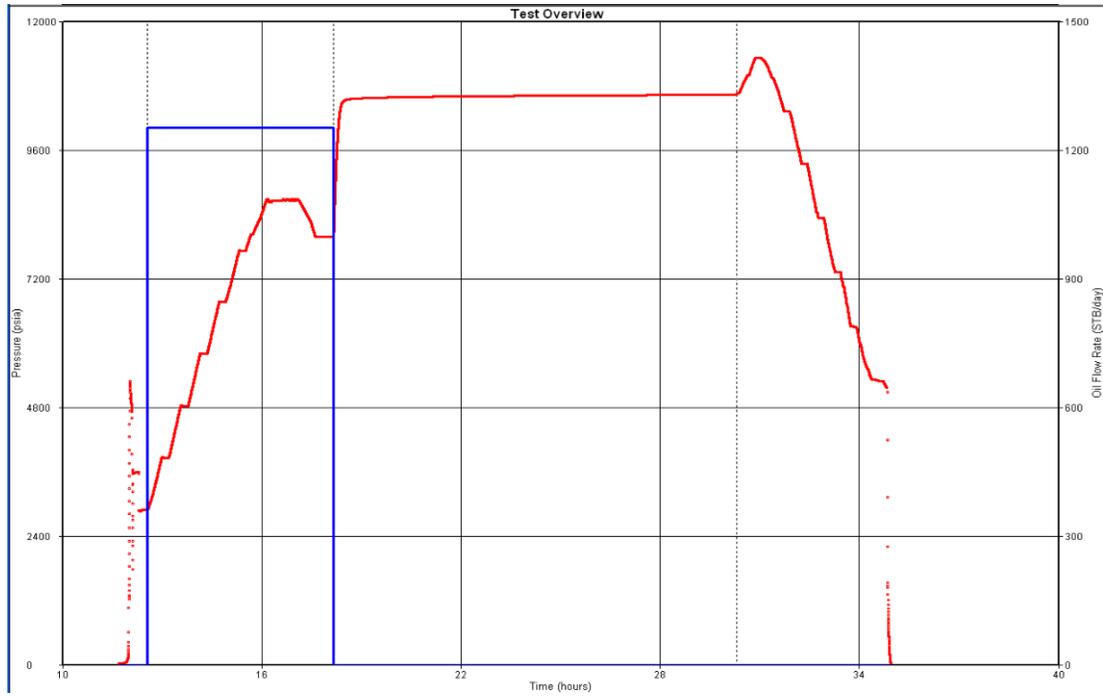


**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Semi-Log/Horner)**

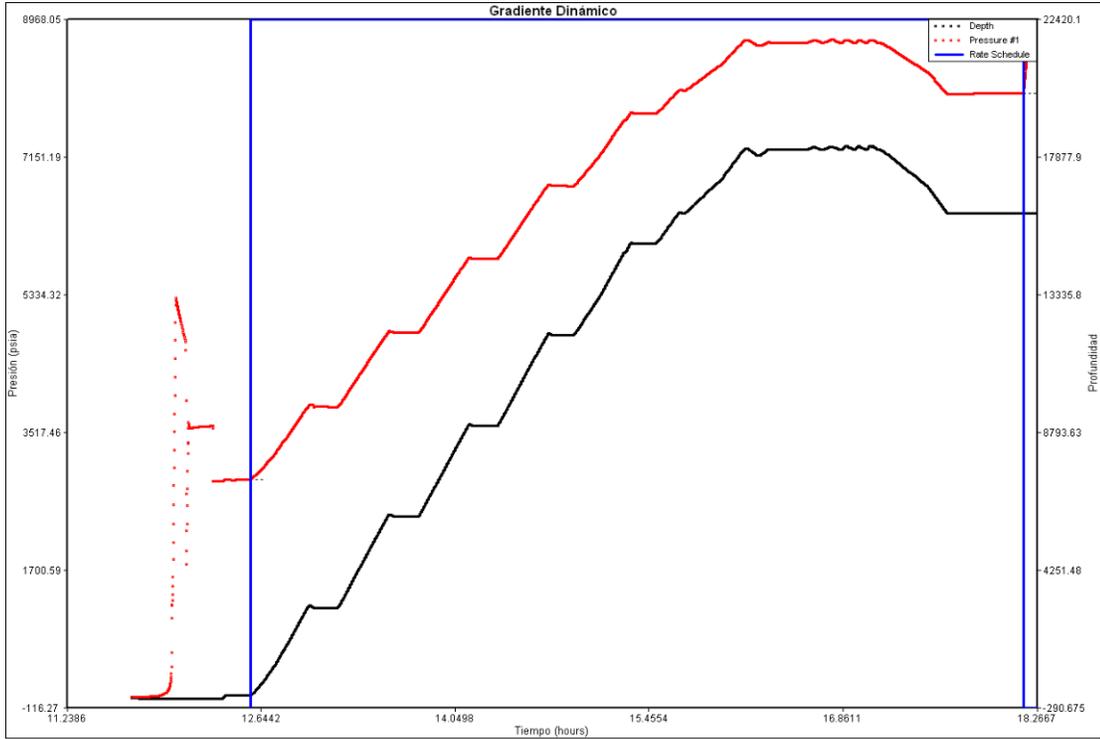


**Segundo Cierre en la Prueba DST a Hoyo Revestido (Cartesiano)**

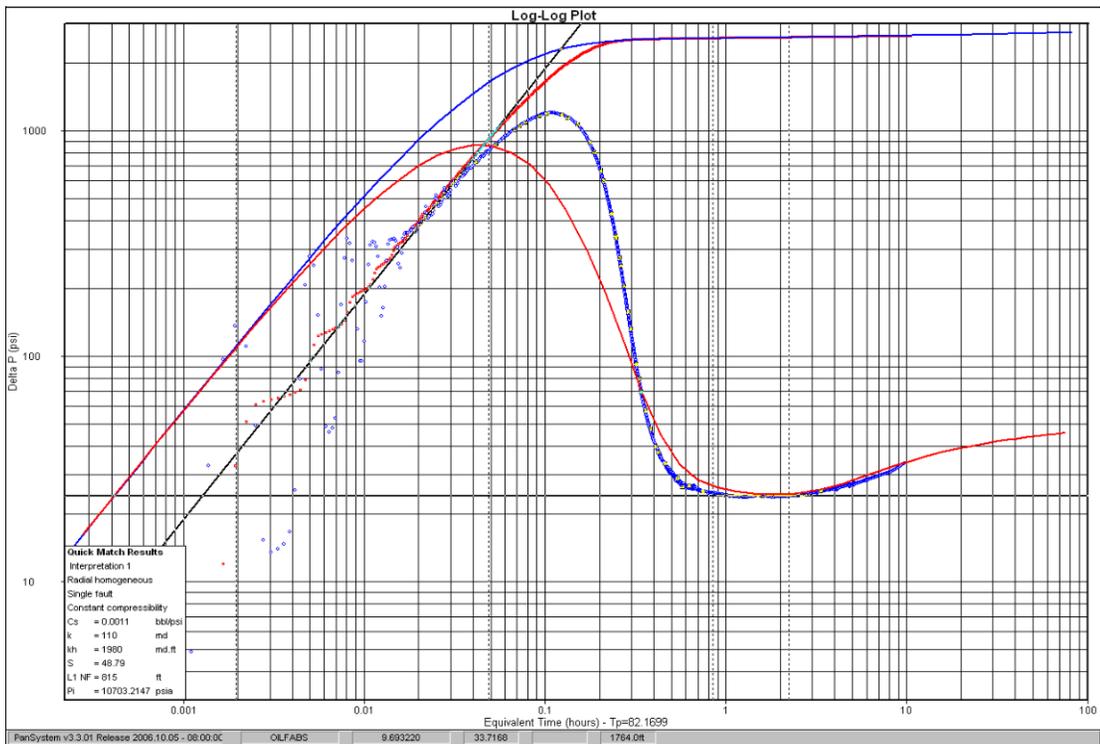
**Pruebas del Pozo SBC-142.**



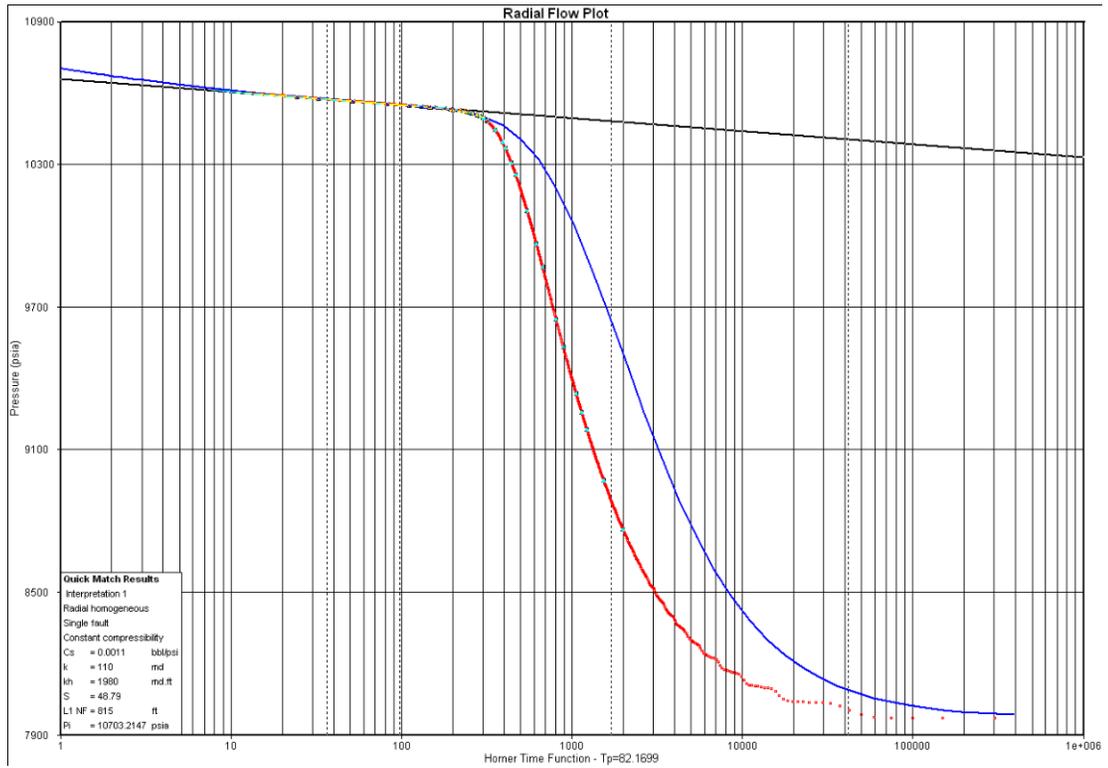
**Historia de la Prueba. Gradiente Dinámico, Restauración y Gradiente Estático  
(17/NOV/2006)**



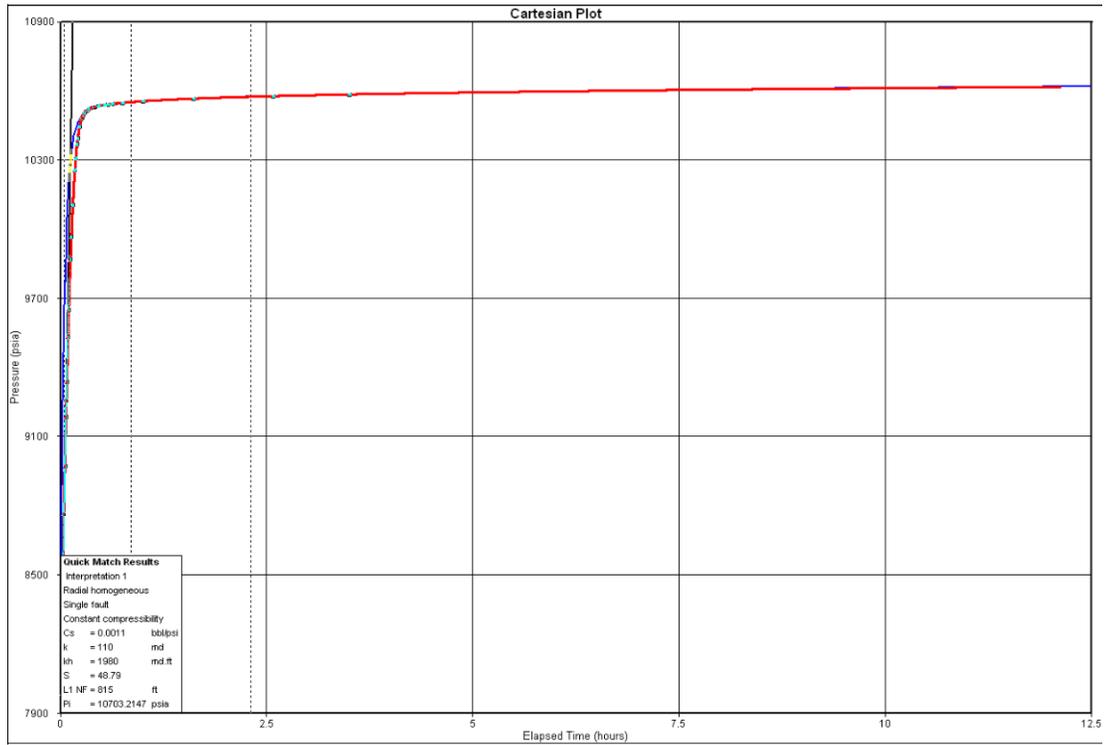
**Gradiante Dinámico.**



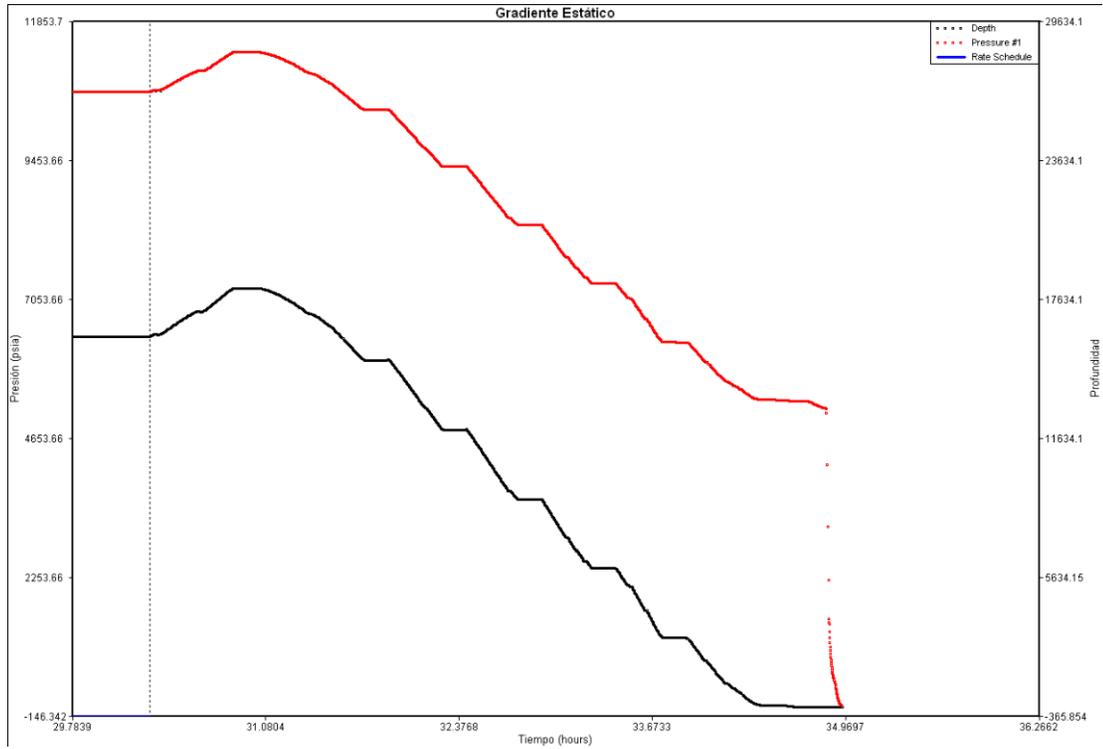
## Cierre de la Prueba Grad. Din, BU, Grad Est. (Log-Log/Bourdet)



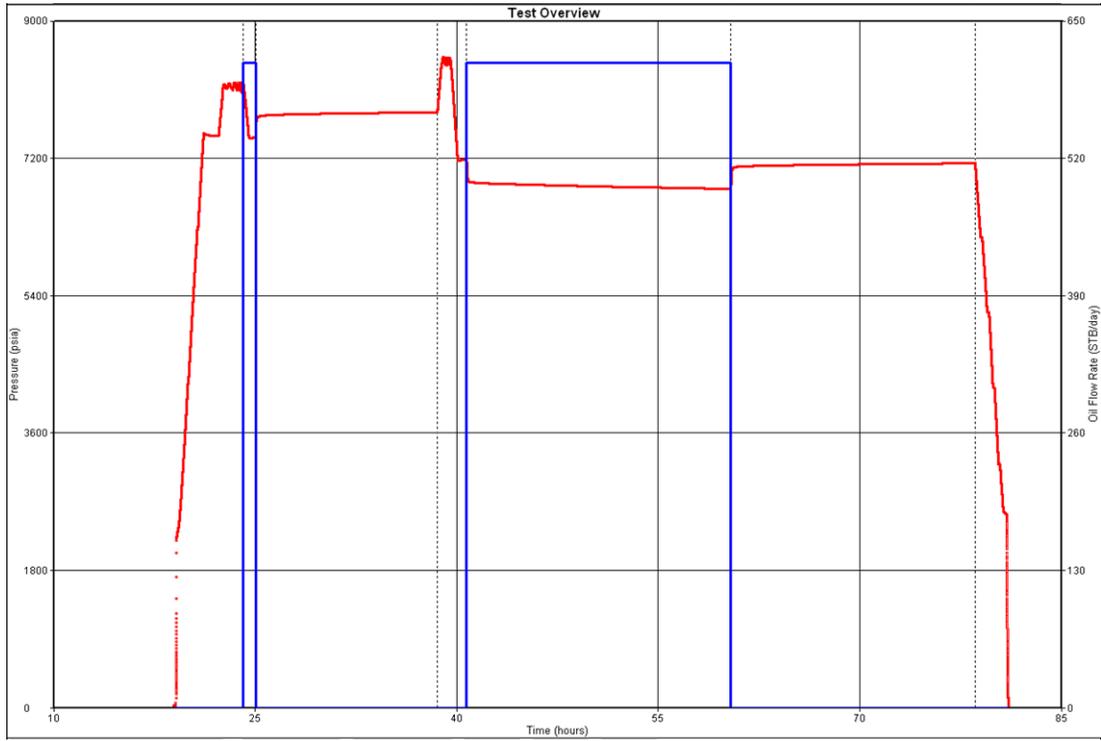
## Cierre de la Prueba Grad. Din, BU, Grad Est. (Semi-Log/Horner)



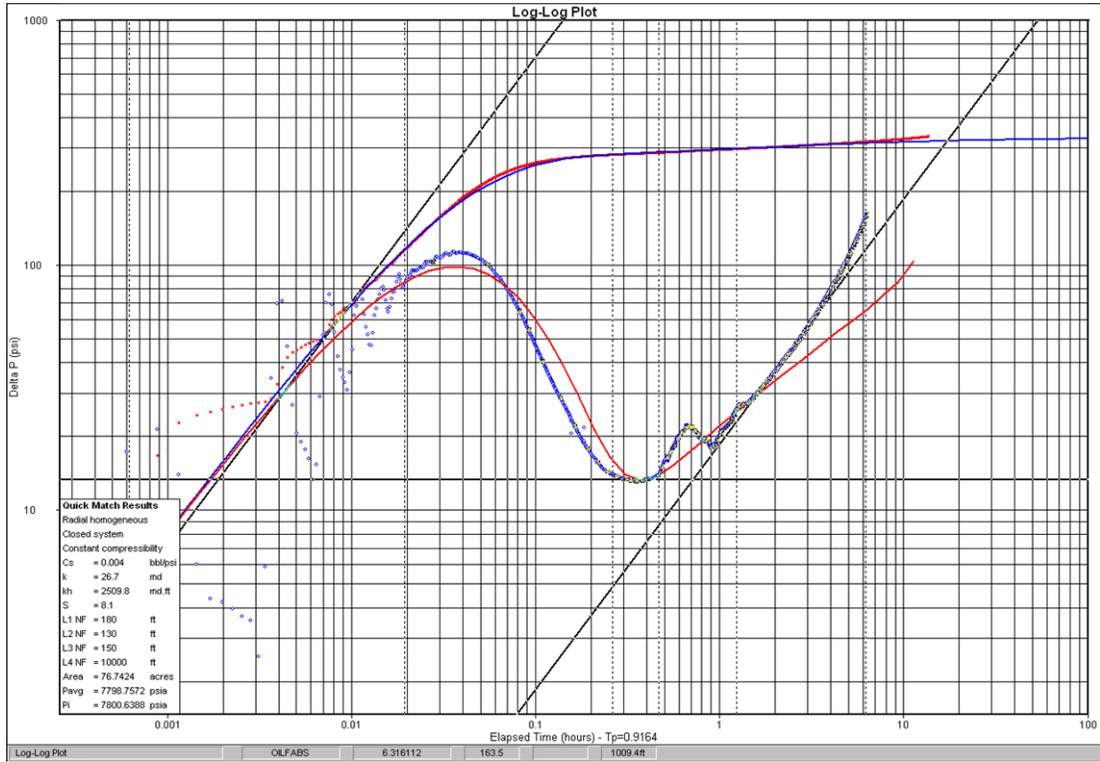
**Cierre de la Prueba Grad. Din, BU, Grad Est. (Cartesiano)**



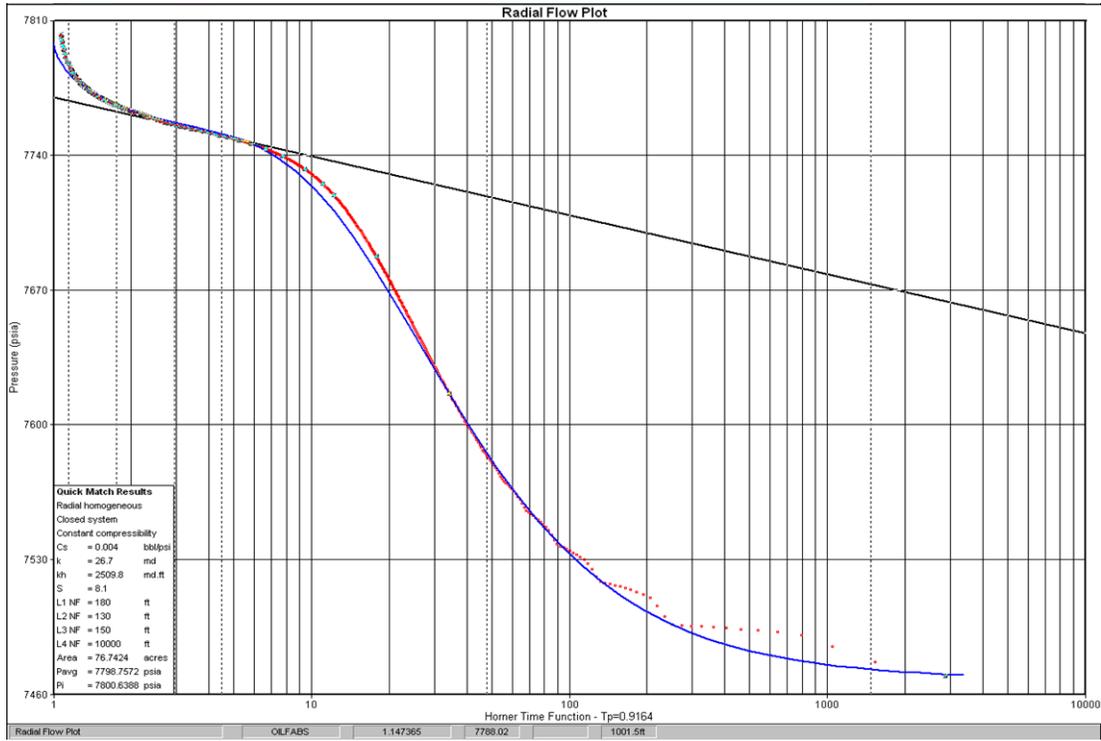
**Gradiente Estático.**



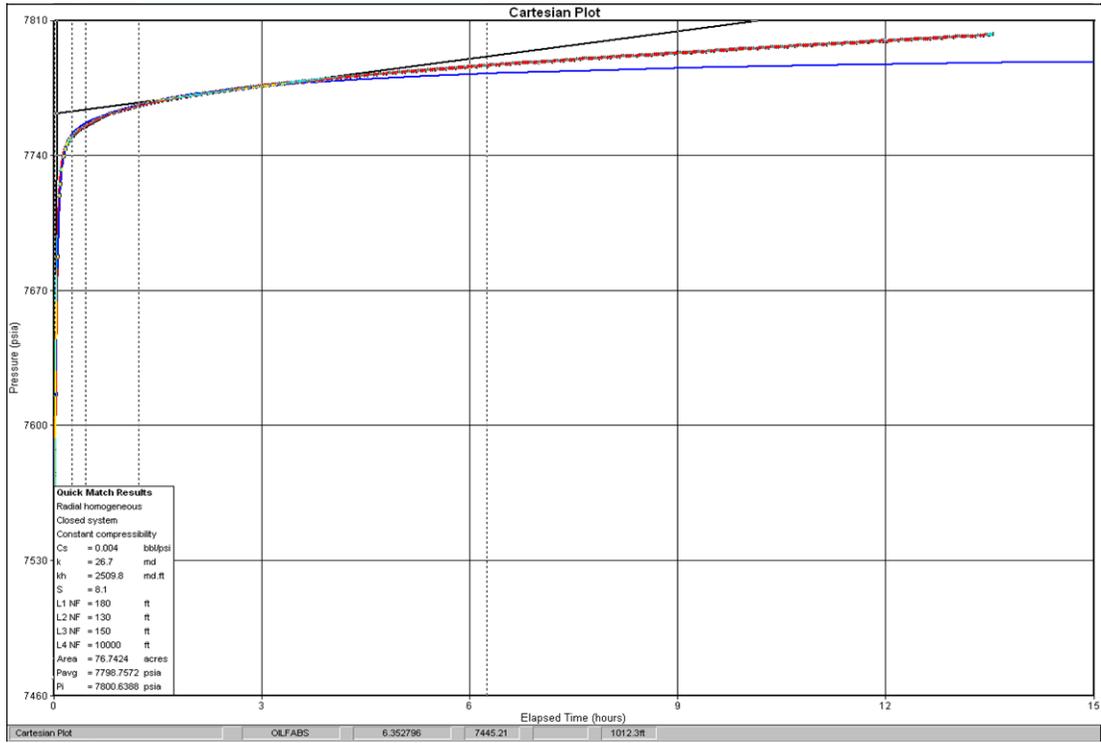
**Historia de la Prueba. Restauración, Declinación, Restauración. (06/DIC/2006)**



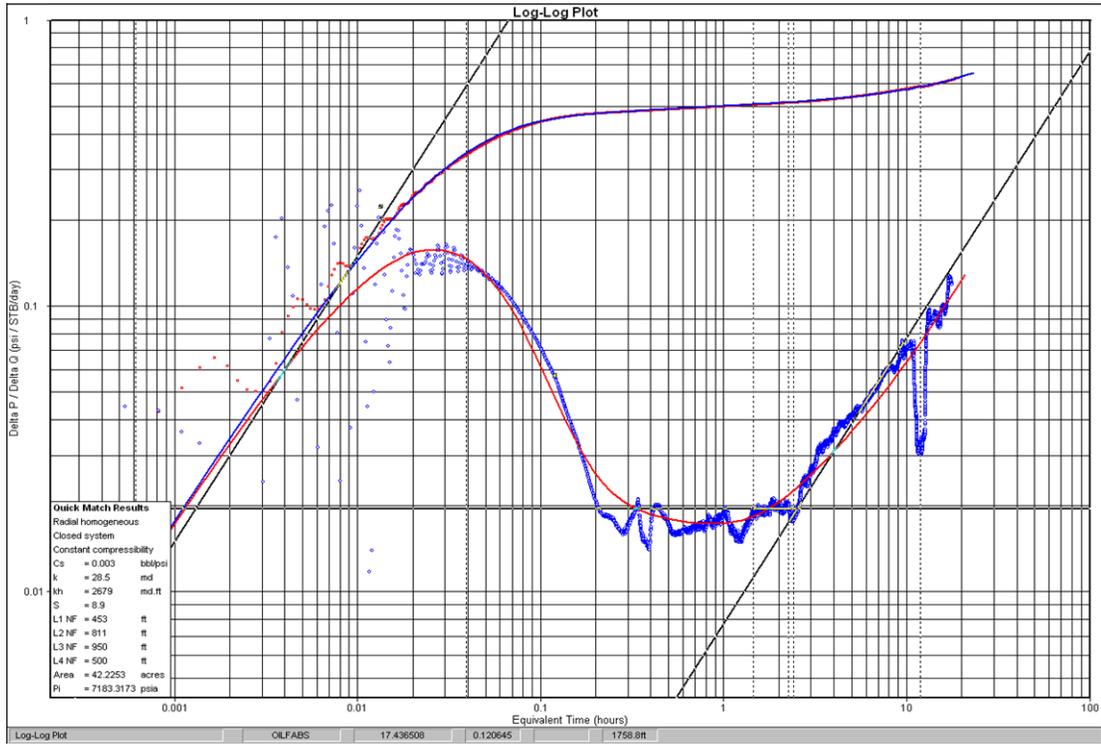
**Primer Cierre en la Prueba BU, DD, BU. (Log-Log/Bourdet)**



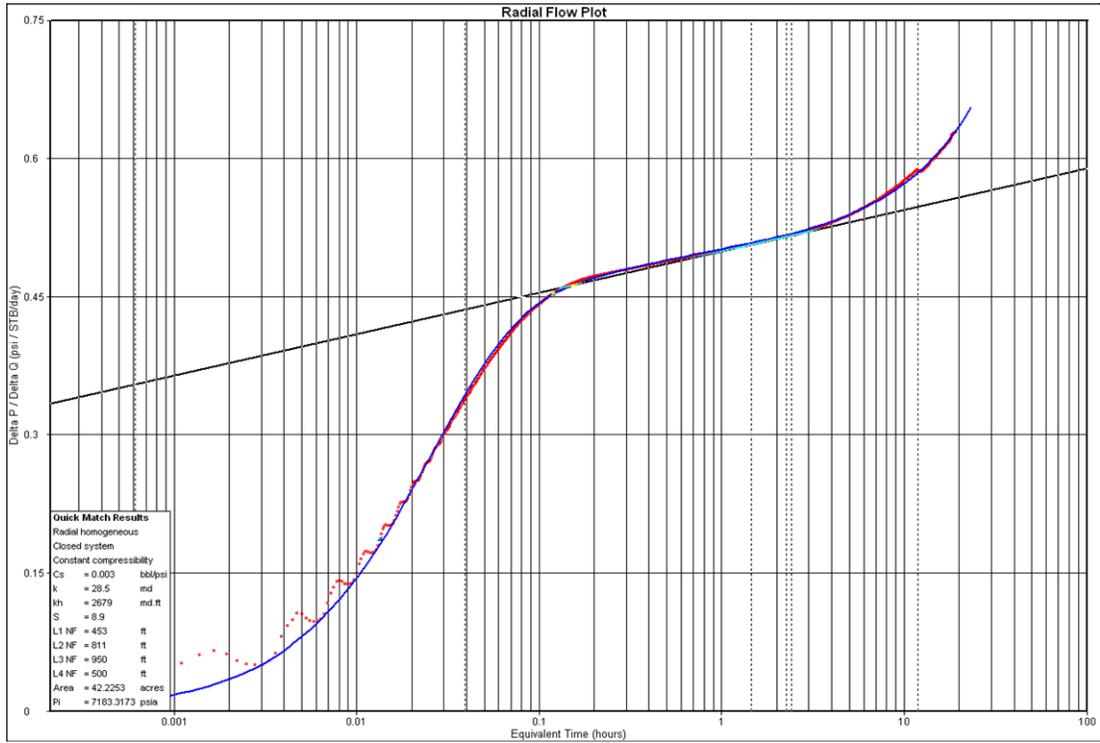
**Primer Cierre en la Prueba BU, DD, BU. (Semi-Log/Horner)**



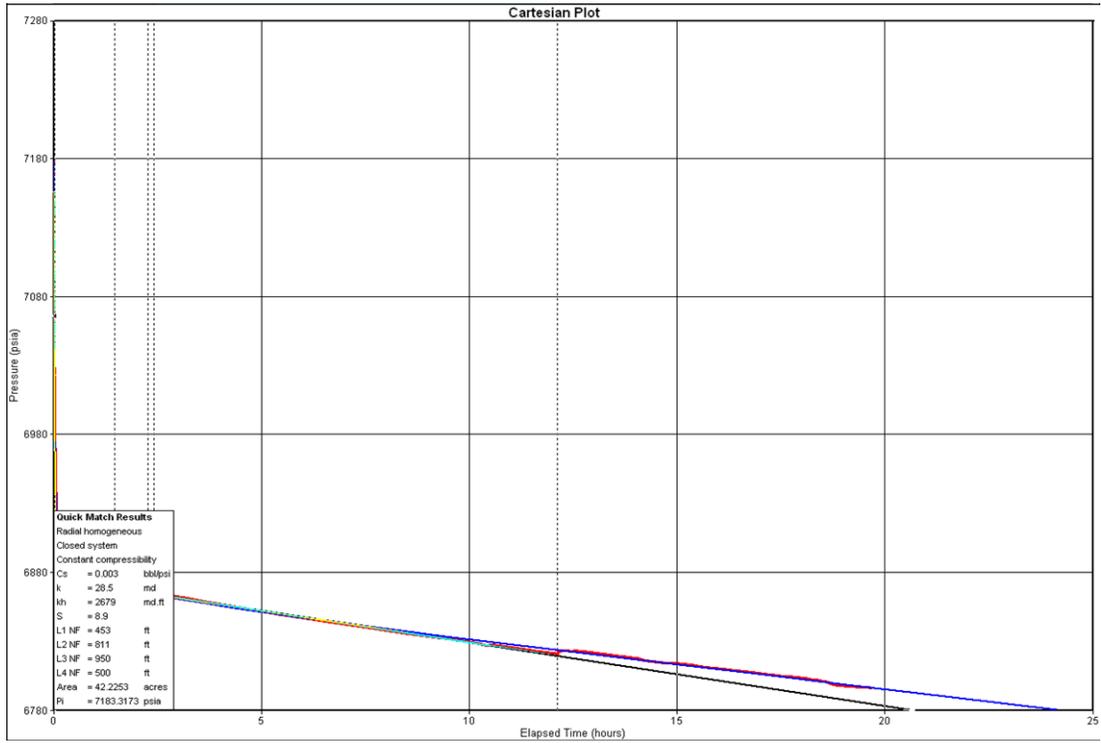
**Primer Cierre en la Prueba BU, DD, BU. (Cartesiano)**



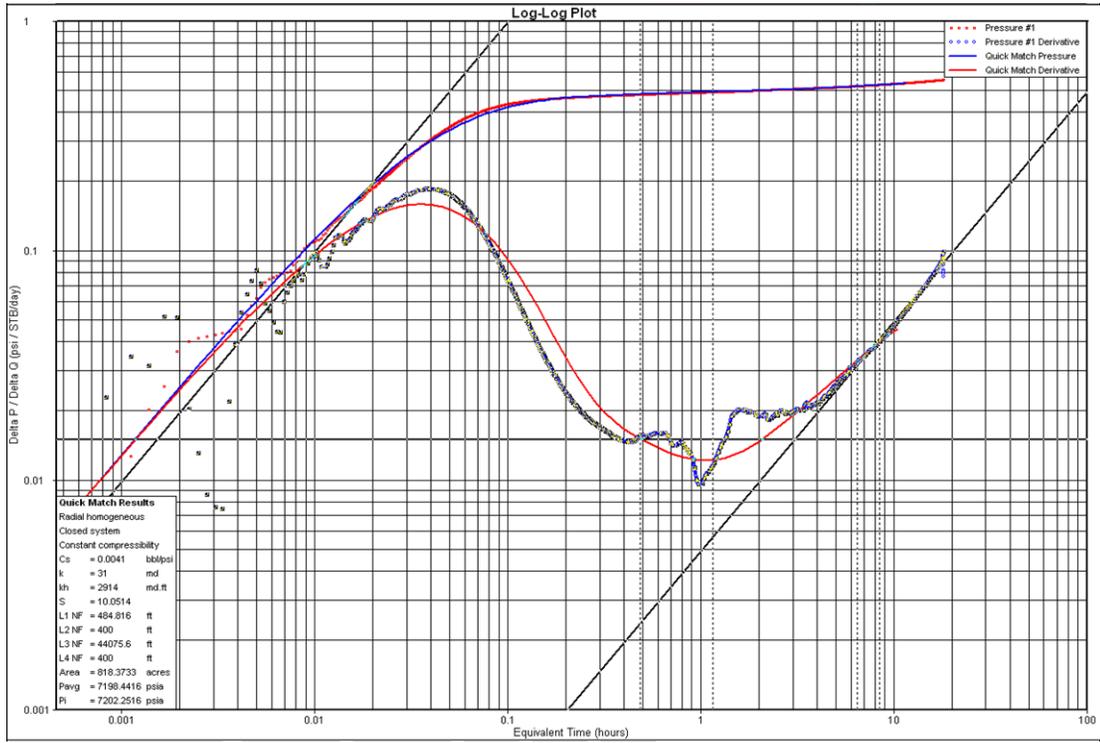
**Apertura en la Prueba BU, DD, BU. (Log-Log/Bourdet)**



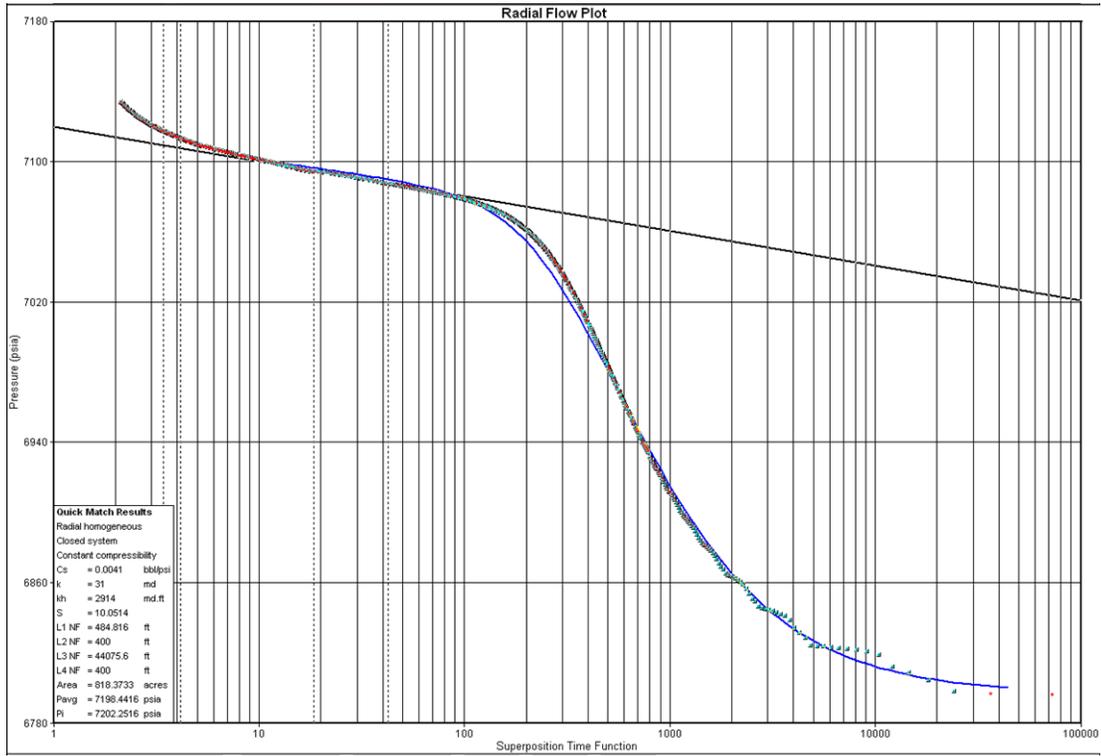
**Apertura en la Prueba BU, DD, BU. (Semi-Log/Horner)**



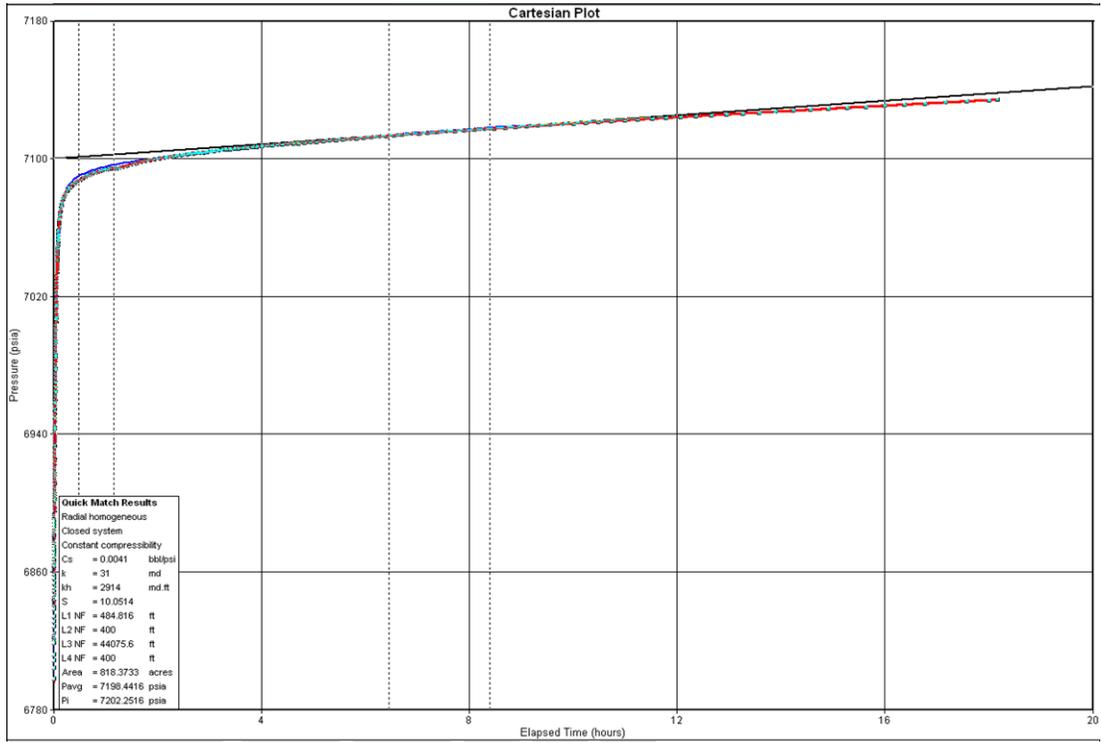
Apertura en la Prueba BU, DD, BU. (Cartesiano)



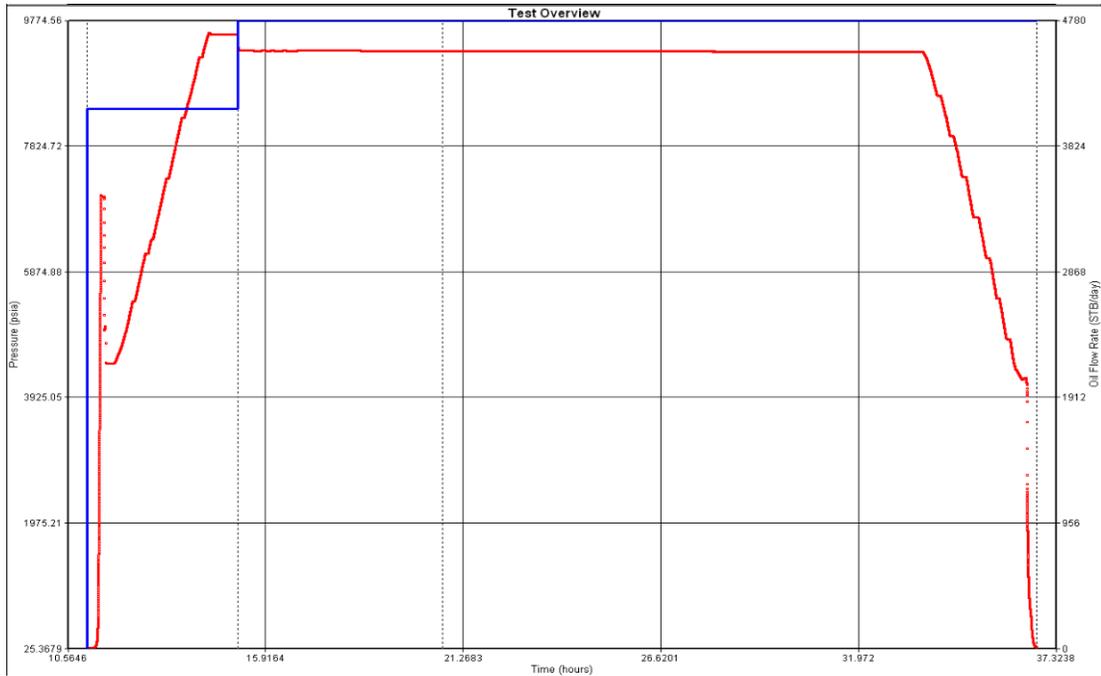
**Segundo Cierre en la Prueba BU, DD, BU. (Log-Log/Bourdet)**



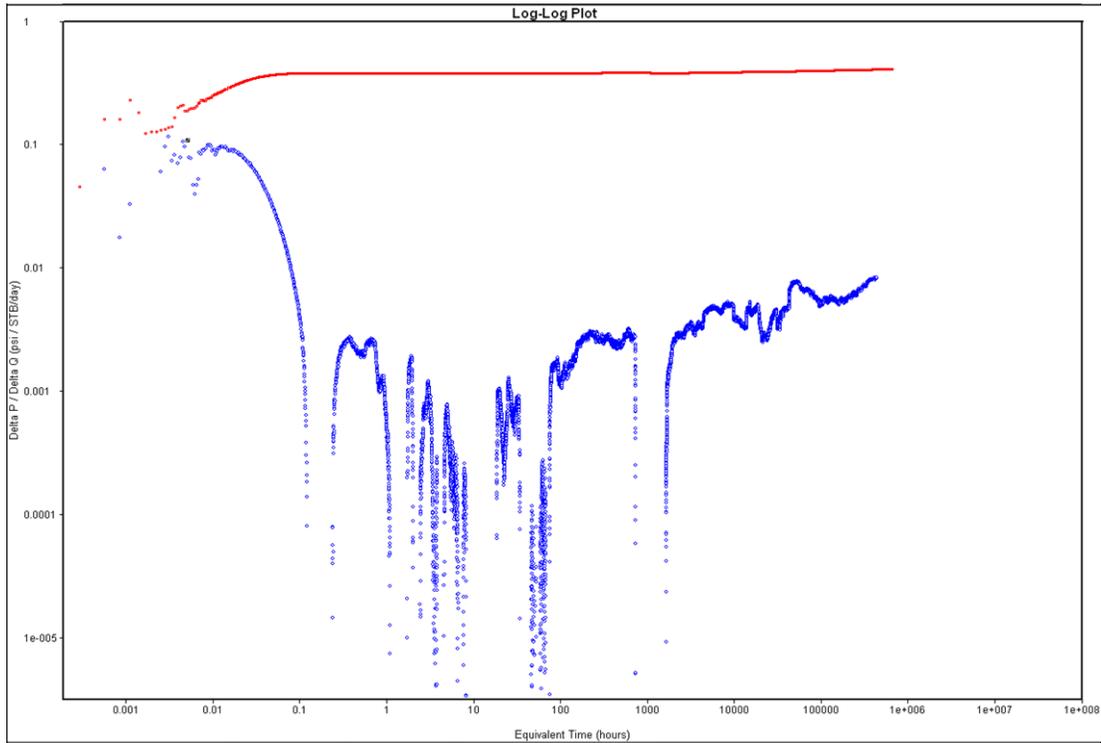
**Segundo Cierre en la Prueba BU, DD, BU. (Semi-Log/Horner)**



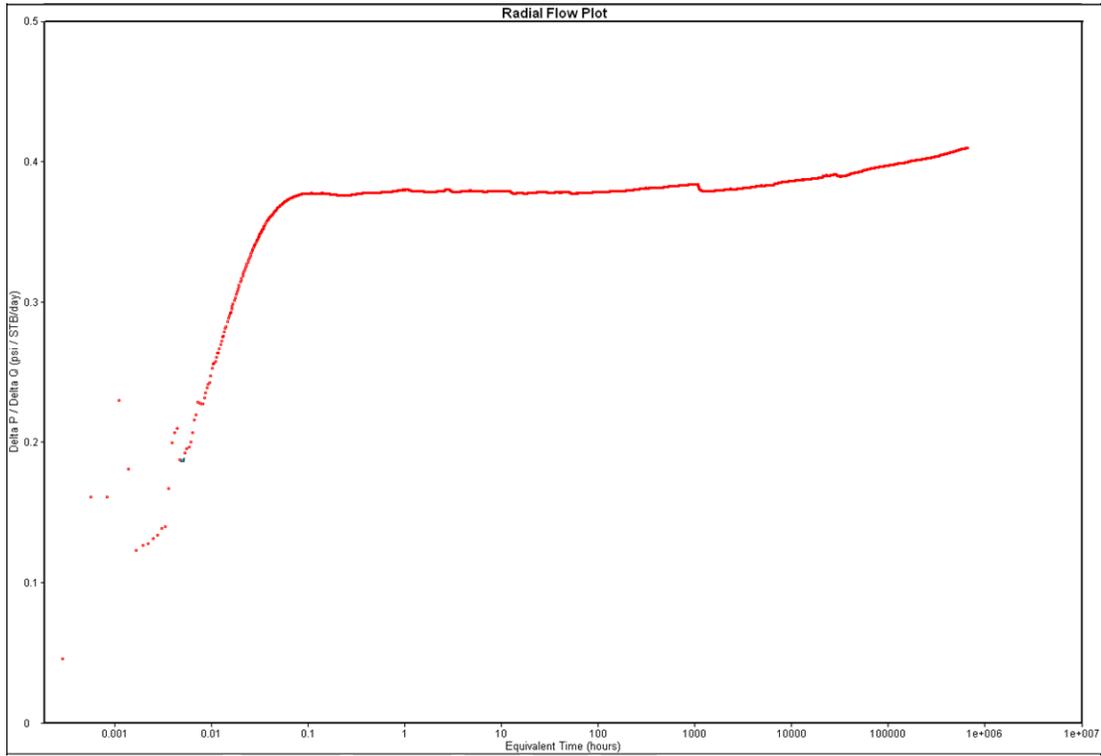
**Segundo Cierre en la Prueba BU, DD, BU. (Cartesiano)**



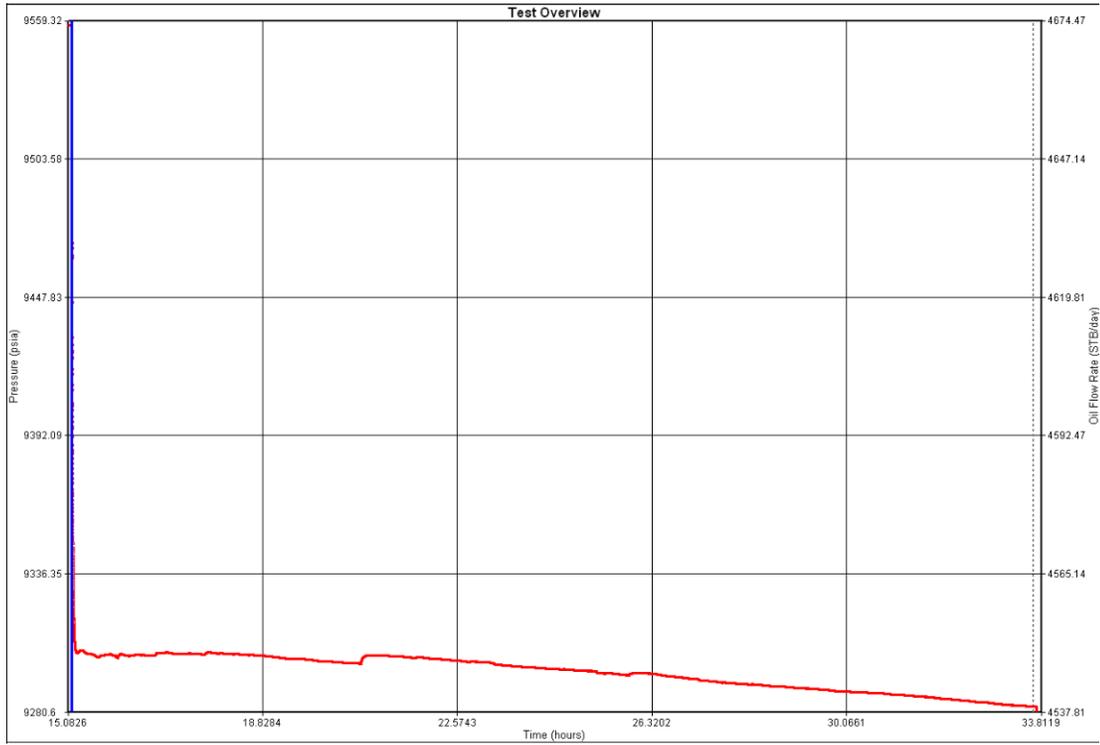
**Historia de la Prueba. Declinación y Gradiente Dinámico. (28/MAR/2007)**



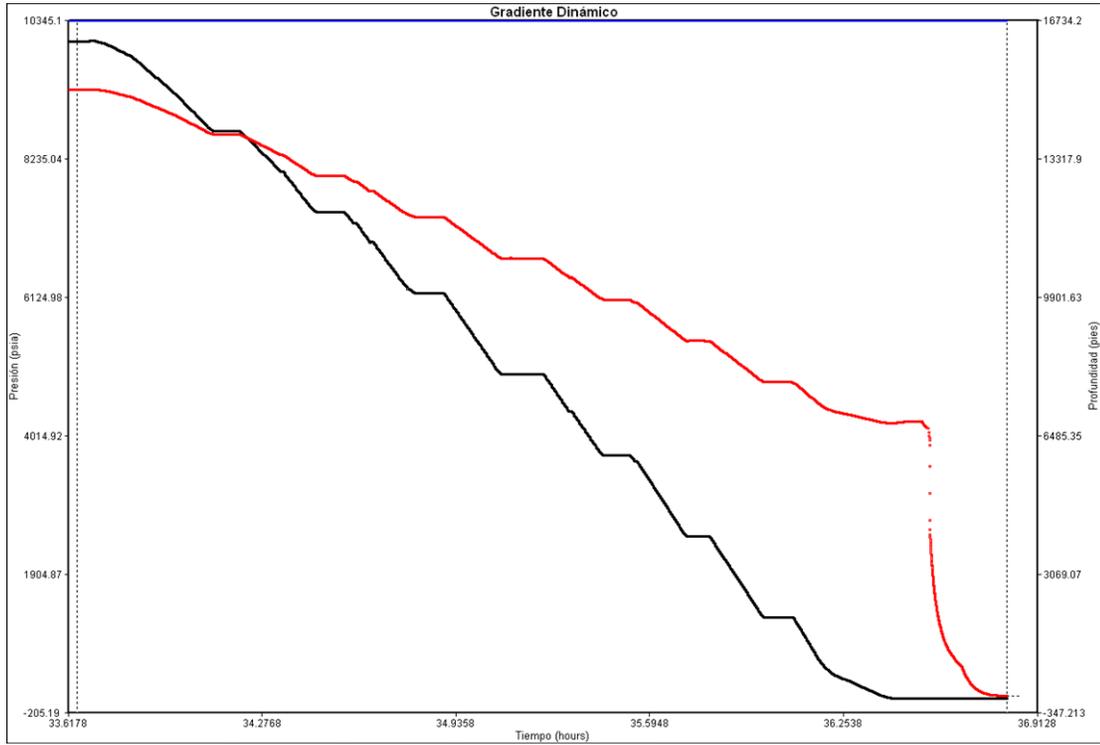
**Apertura en la Prueba DD y Grad. Din. (Log-Log/Bourdet)**



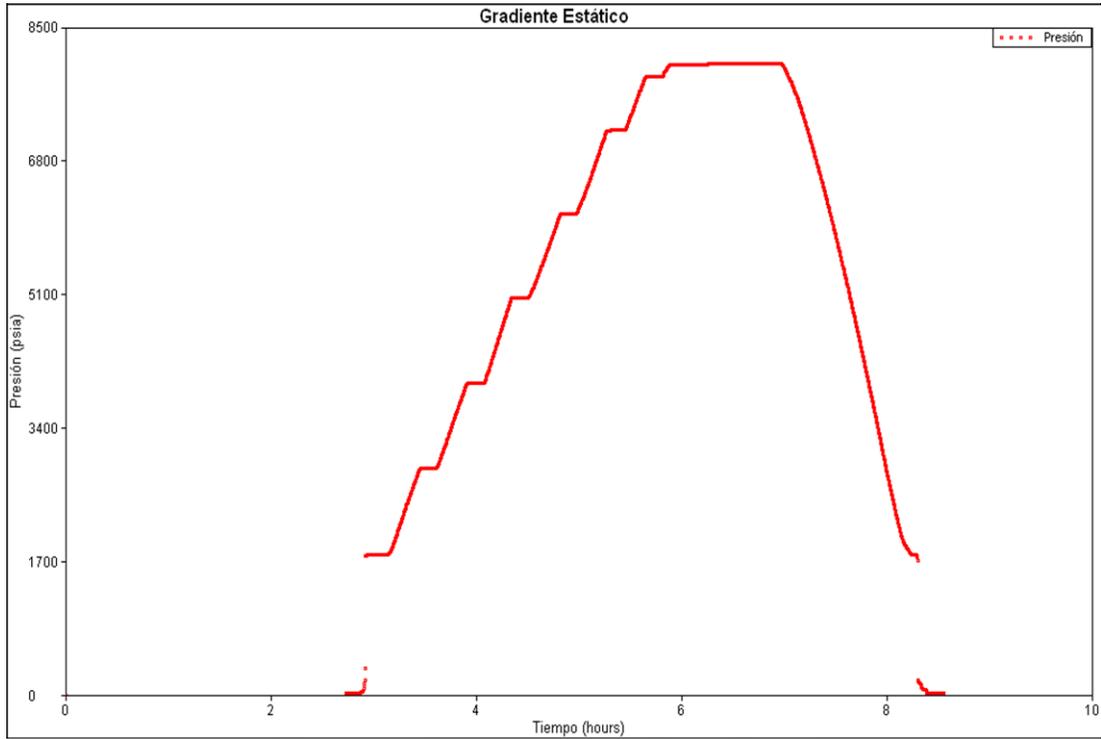
**Apertura en la Prueba DD y Grad. Din. (Semi-Log/Horner)**



**Apertura en la Prueba DD y Grad. Din. (Cartesiano)**

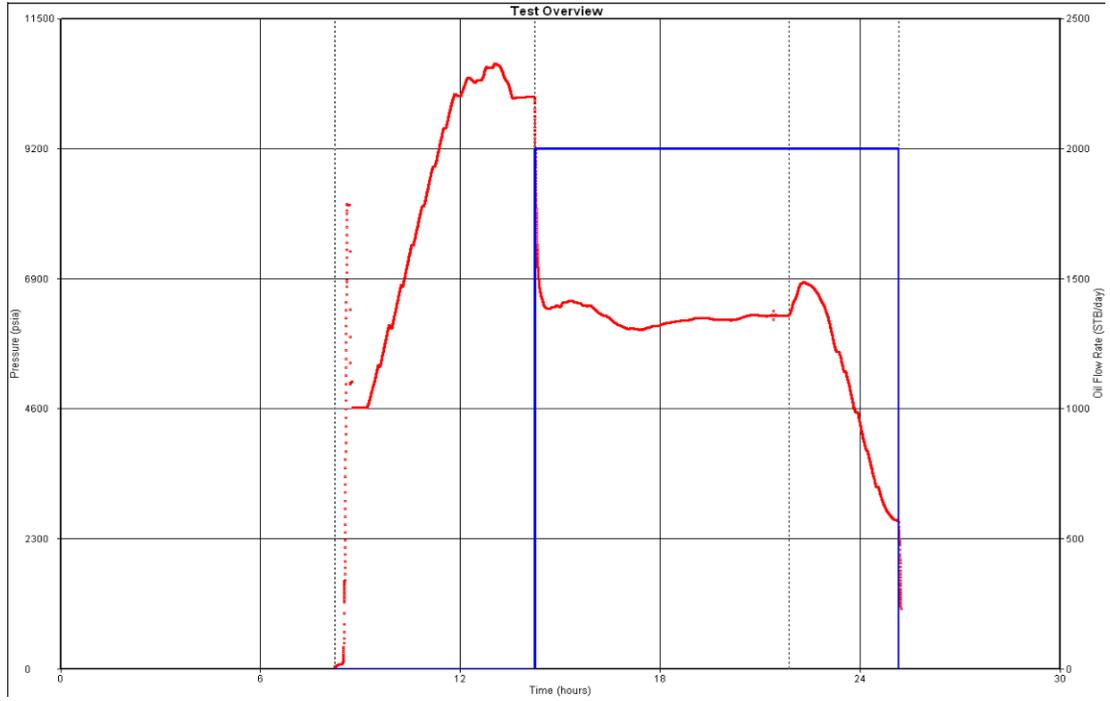


**Gradiente Dinámico.**

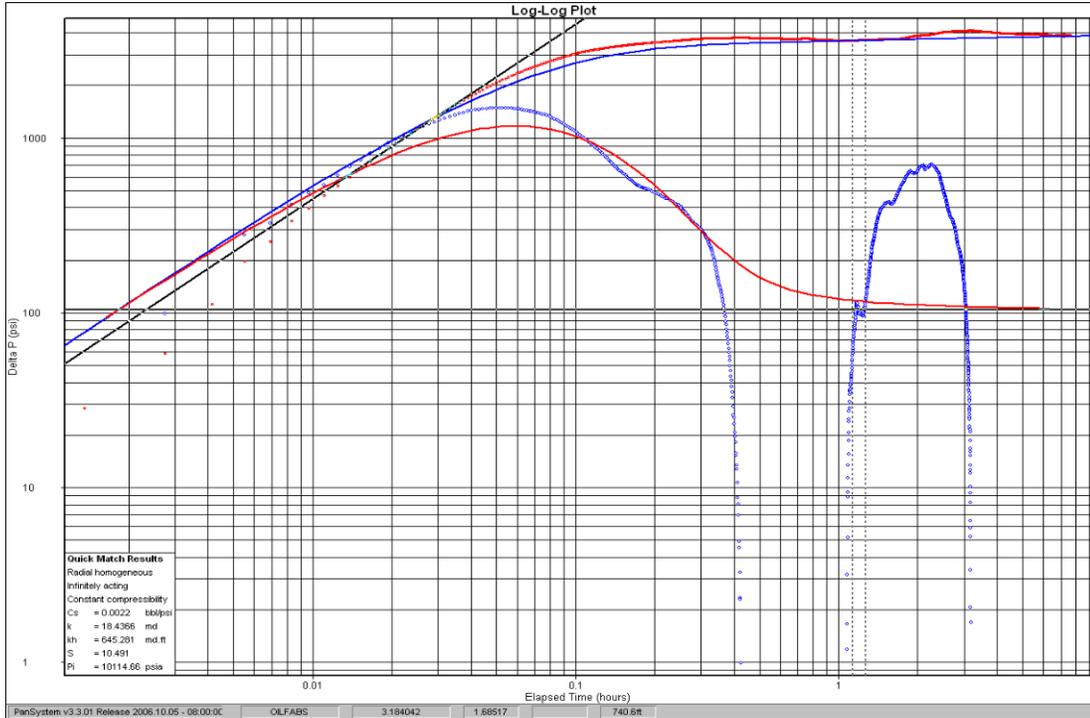


**Gradiente Estático. (20/SEP/2009)**

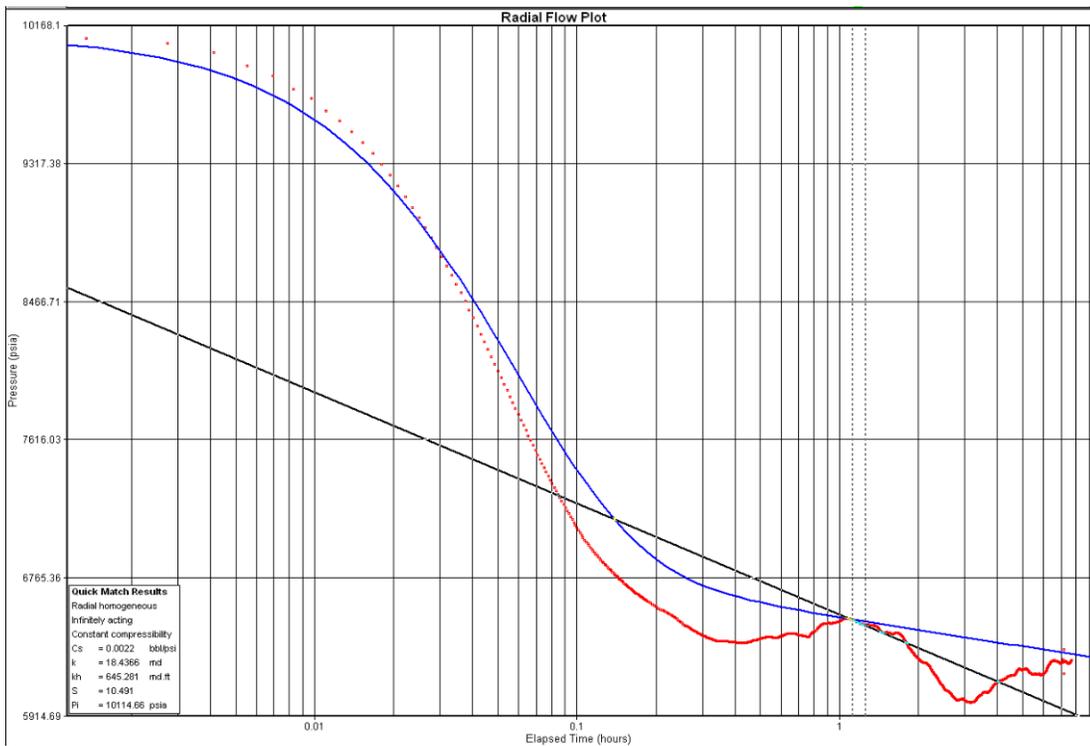
**Pruebas del Pozo SBC-143**



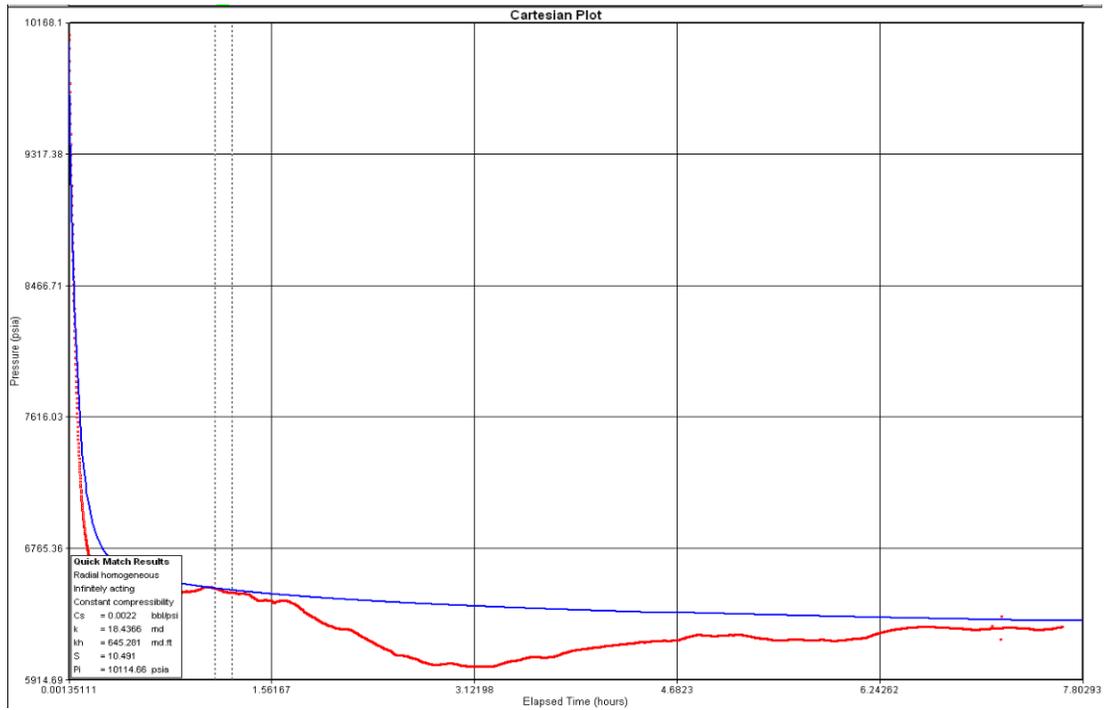
**Historia de la Prueba. Declinación de Presión y Gradiente Dinámico.  
(18/ABR/2007)**



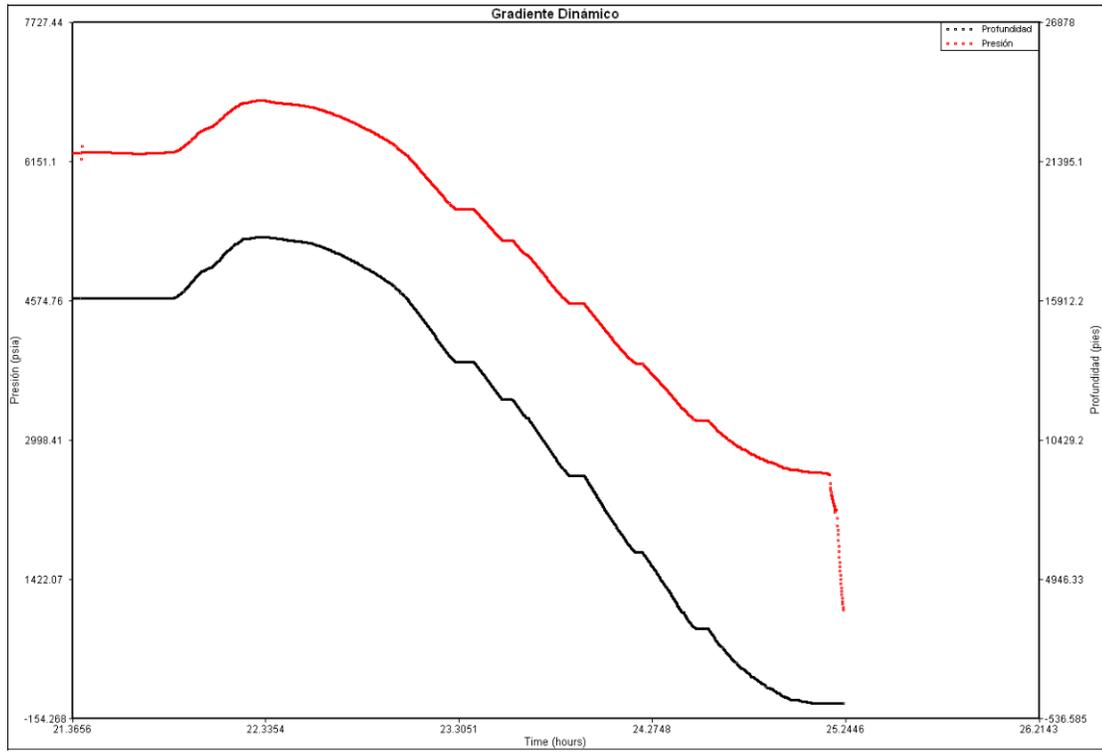
### Apertura en la Prueba DD y Grad. Din. (Log-Log/Bourdet)



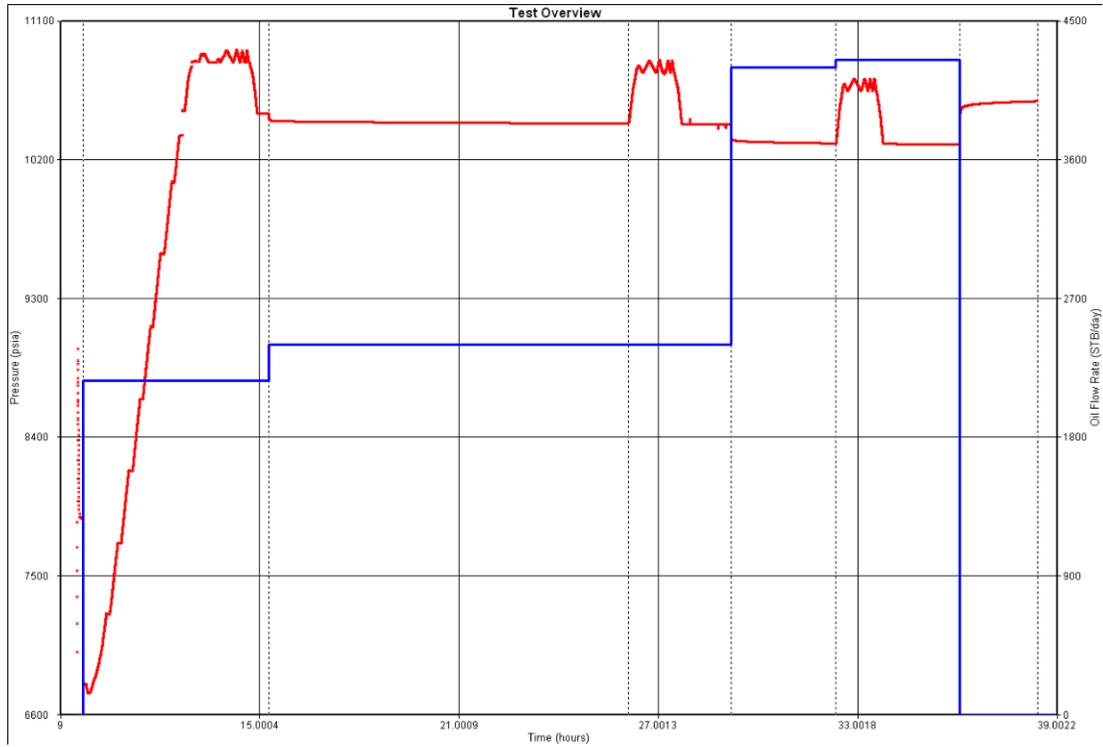
## Apertura en la Prueba DD y Grad. Din. (Semi-Log/Horner)



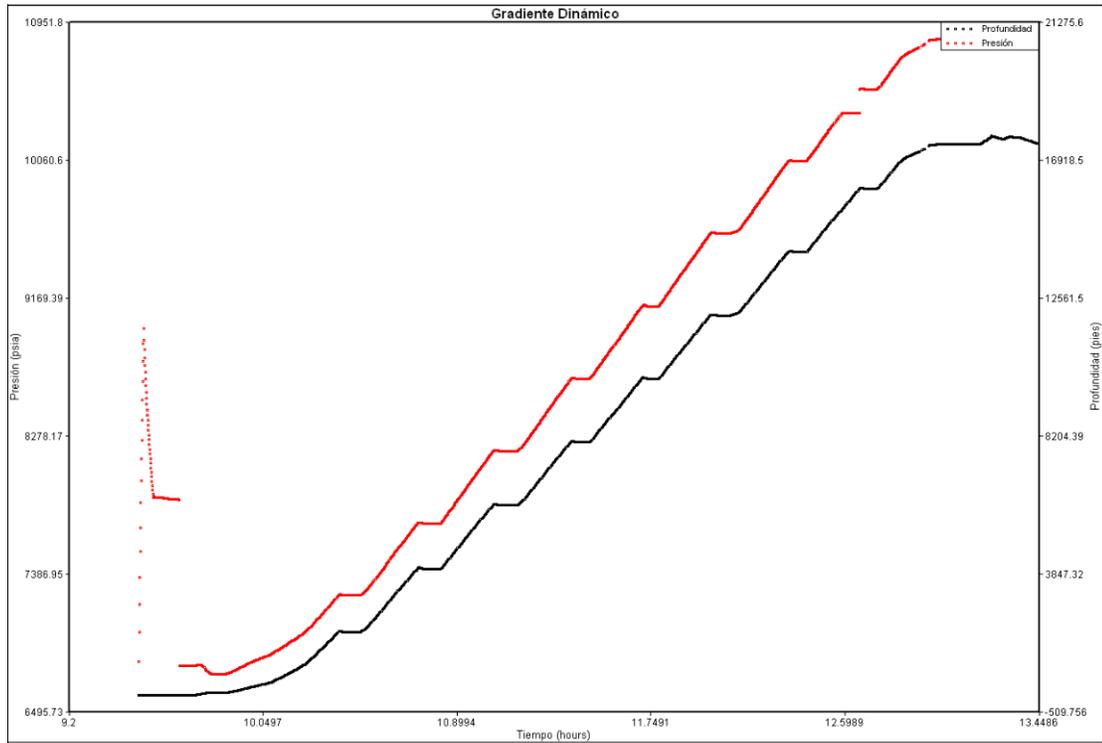
## Apertura en la Prueba DD y Grad. Din. (Cartesiano)



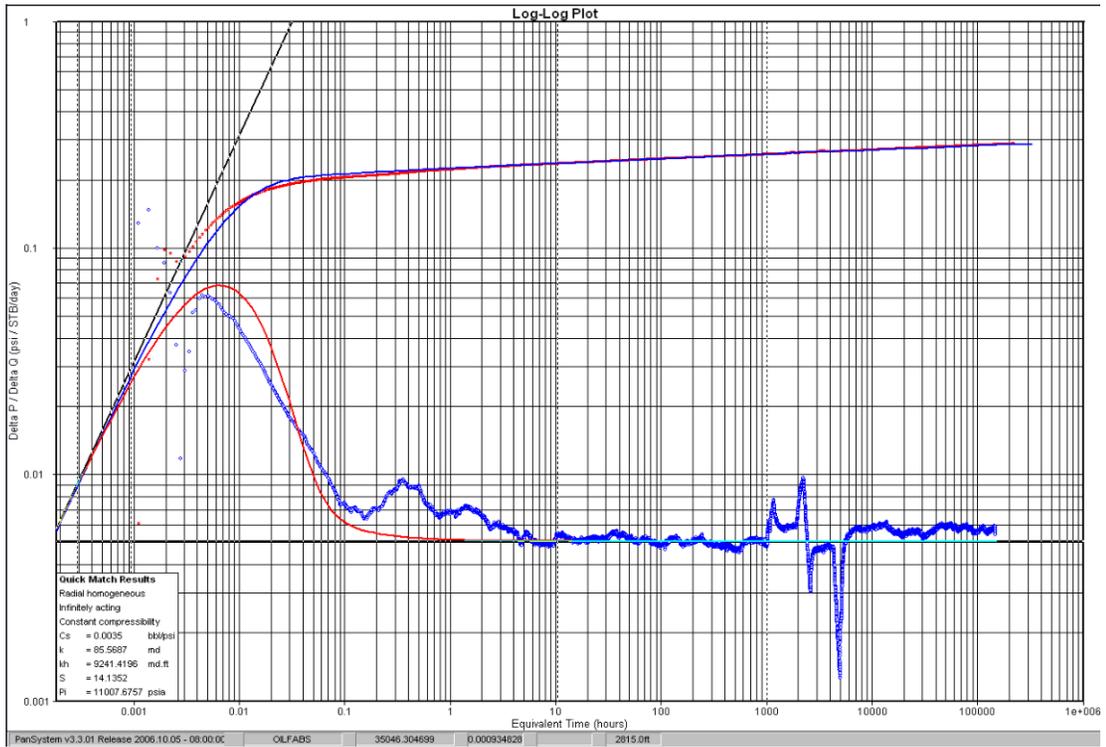
**Gradiente Dinámico.**



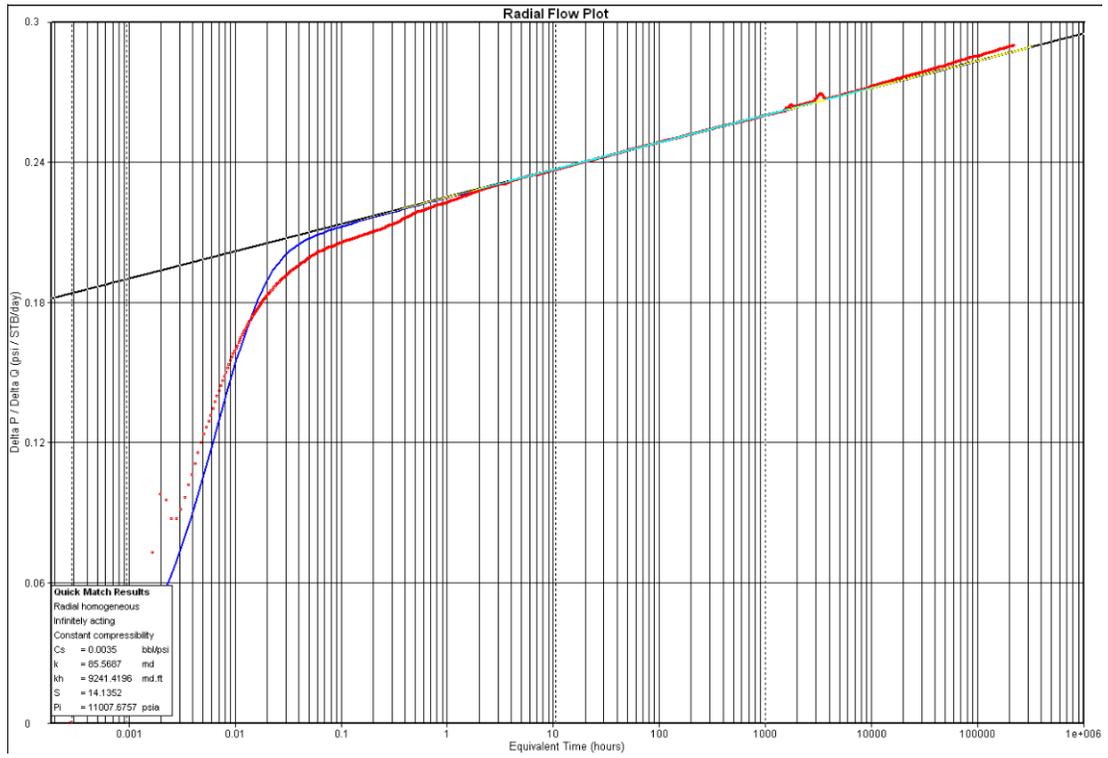
**Historia de la Prueba. Gradiente Dinámico, Declinación y Restauración de Presión. (12/JUN/2008)**



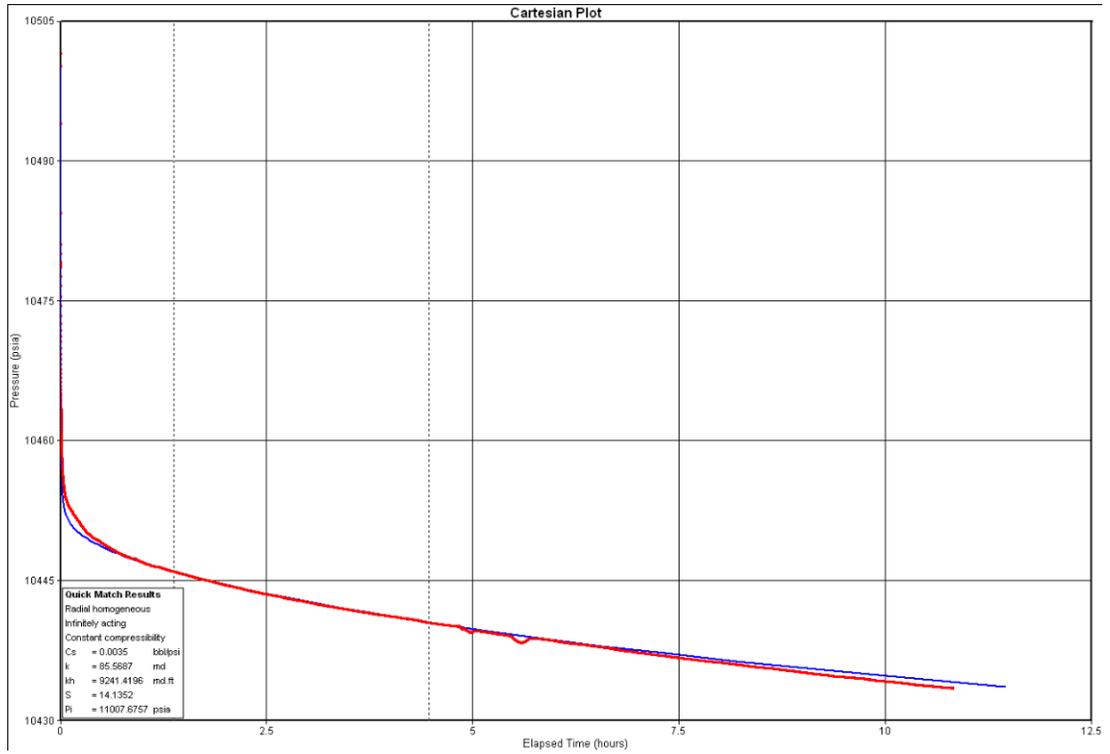
**Gradiente Dinámico.**



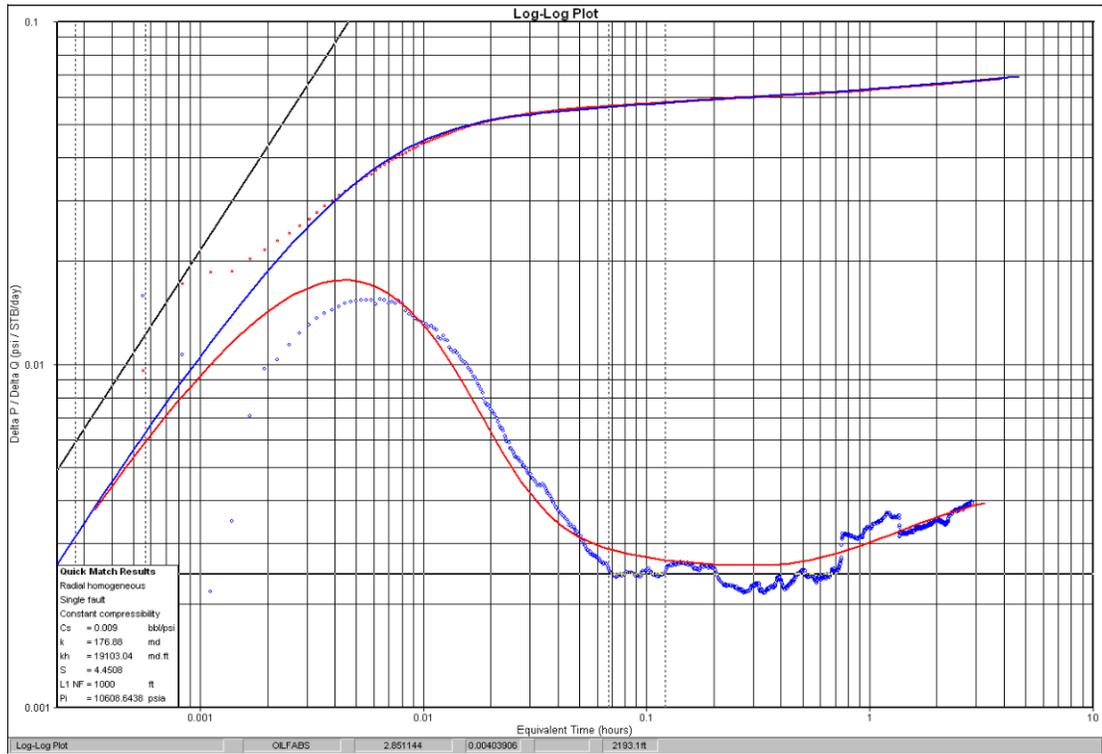
**Primera Apertura en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Log-Log/Bourdet)**



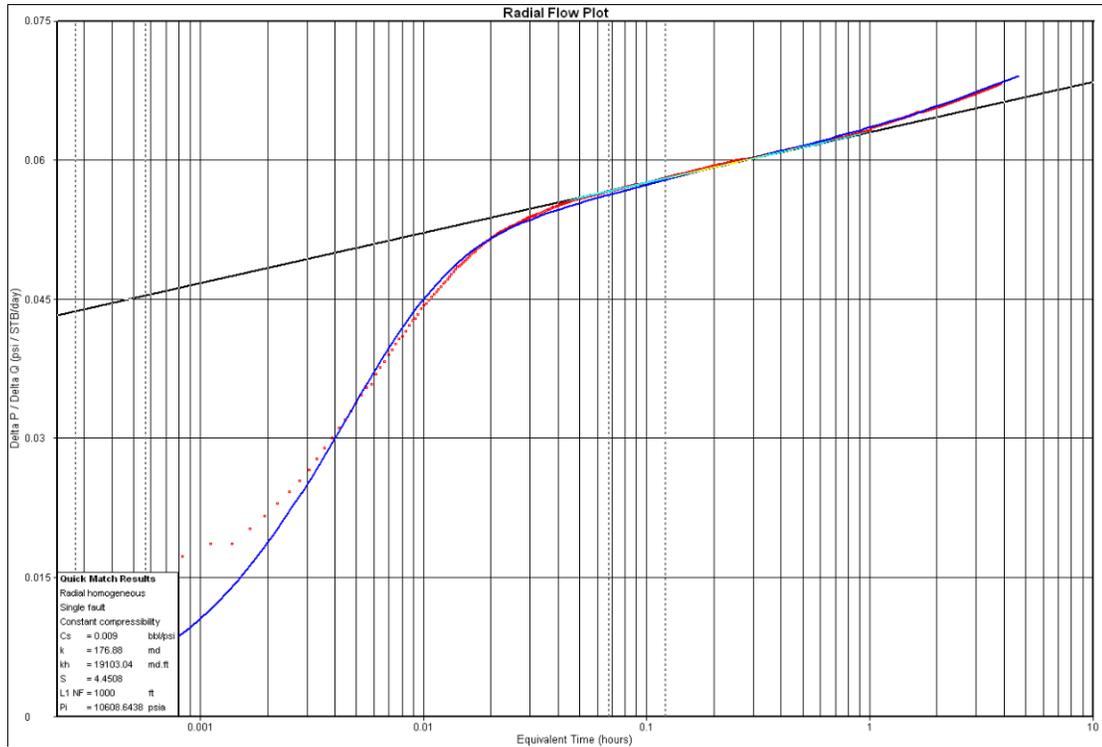
**Primera Apertura en la Prueba Grad. Din, DD y BU.. (Semi-Log/Horner)**



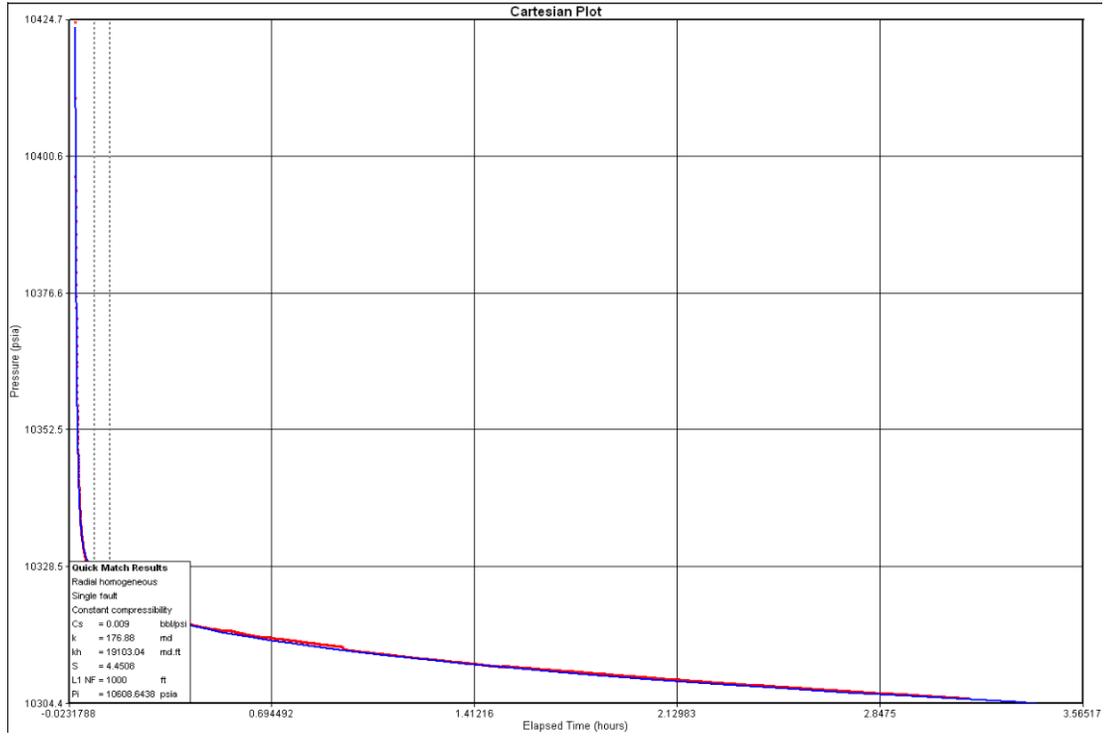
**Primera Apertura en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Cartesiano)**



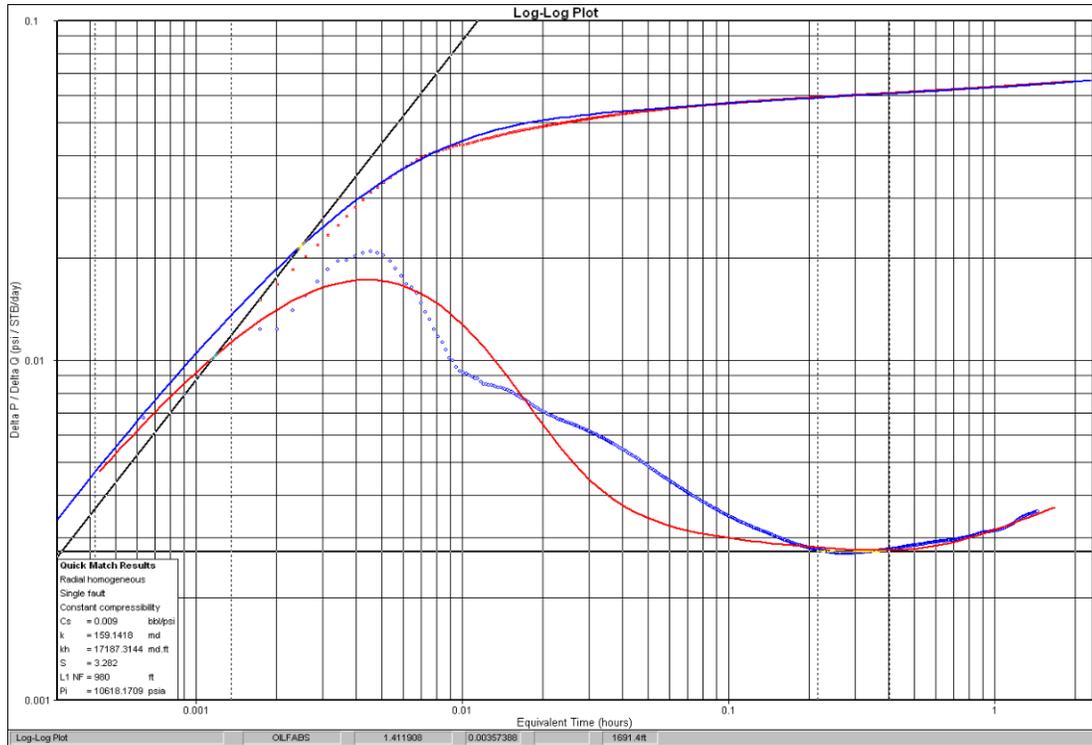
**Segunda Apertura en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Log-Log/Bourdet)**



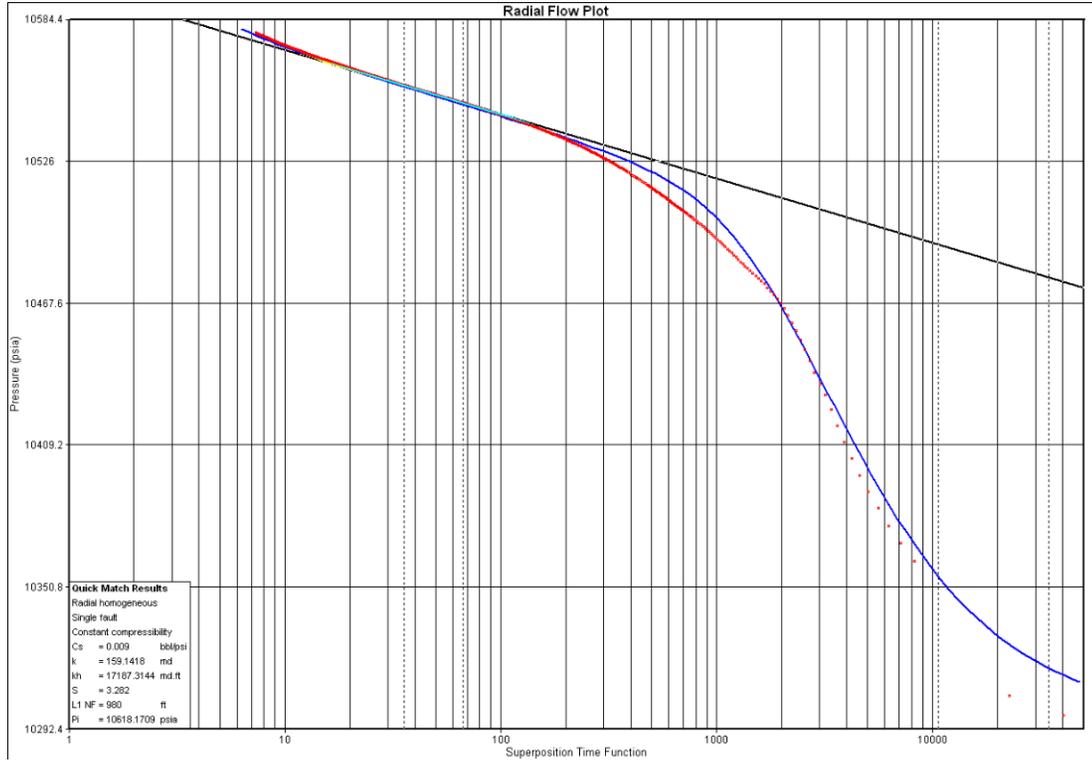
**Segunda Apertura en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Semi-Log/Horner)**



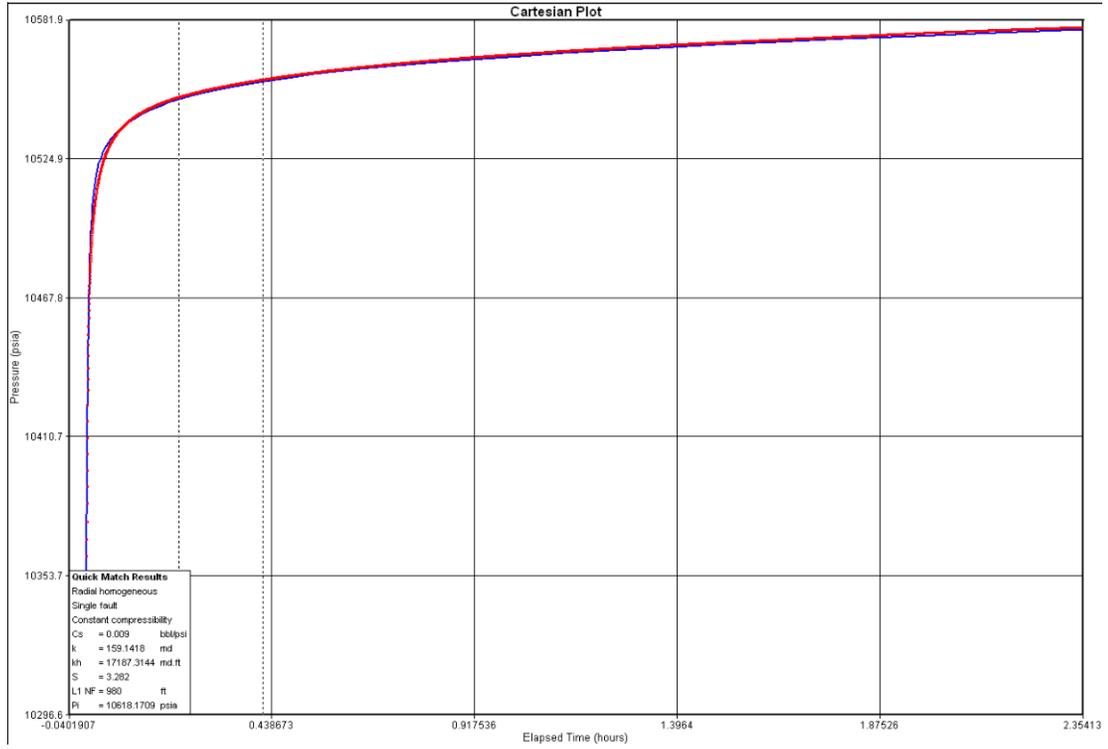
**Segunda Apertura en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Cartesiano)**



**Cierre en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Log-Log/Bourdet)**



**Cierre en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Semi-Log/Horner)**



**Cierre en la Prueba Grad. Din, DD y BU. (Cartesiano)**