



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

**DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD HORIZONTAL ÓPTIMA DE LOS  
POZOS HORIZONTALES DE LOS CAMPOS BARE Y ARECUNA,  
MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y MODELO ESTADÍSTICO.**

**REALIZADO POR:  
JEAN CARLOS SANTA CRUZ RONDÓN**

**Trabajo especial de grado presentado como requisito  
para optar por el título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Maturín, Julio de 2012**



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

DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD HORIZONTAL ÓPTIMA DE LOS  
POZOS HORIZONTALES DE LOS CAMPOS BARE Y ARECUNA,  
MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y MODELO ESTADÍSTICO.

REALIZADO POR:

JEAN CARLOS SANTA CRUZ RONDÓN  
C.L: 16.808.506

REVISADO POR:

  
Ing. Alicia Da Silva  
Asesor Académico

  
Ing. Romer Vásquez  
Asesor industrial.

Maturín, Julio de 2012

# ACTA DE APROBACION



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

DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD HORIZONTAL ÓPTIMA DE LOS  
POZOS HORIZONTALES DE LOS CAMPOS BARE Y ARECUNA,  
MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y MODELO ESTADÍSTICO.

## ACTA DE APROBACIÓN


REALIZADO POR:

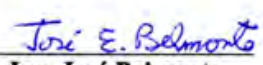
JEAN CARLOS SANTA CRUZ RONDÓN

C.I: 16.808.506

APROBADO POR:

  
Ing. MSC Isaac Contreras  
Jurado Principal

  
Ing. Alicia Da Silva  
Asesor Académico

  
Ing. José Belmonte  
Jurado Principal

Maturín, Julio de 2012

## RESOLUCIÓN

**“DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO, ÉSTOS 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

A mi **DIOS Todo Poderoso**, por iluminarme en todo instante y darme fuerzas para seguir adelante con mis metas, gracias por estar en esos momentos difíciles y llenarme de esperanzas para continuar creciendo como persona y brindarme mucha salud a lo largo de todos estos años para poder culminar sin obstáculos unas de mis más grandes metas.

A mi adorada, madre, **Carmen Rondón**, principalmente por darme la vida y por su apoyo incondicional en todo momento, yo se que te preocupaste, sufriste y reíste al igual que yo en todos estos años, pero con la culminación de esta tesis se cierra un ciclo, y se abrirán nuevas puertas llenas de muchas alegrías y felicidad dios mediante. **Te amo muchísimo.**

A mi querido padre **Aníbal Santa Cruz**, por otorgarme la vida también, permitirme la oportunidad de estudiar, superarme y ayudarme en todo momento, el fiel ejemplo de humildad, responsabilidad y perseverancia, con esto queda demostrado que cuando se lucha por algo con el corazón siempre se llega a la meta. **Te quiero muchísimo.**

A mis queridos hermanos **Simón, Nairovys, Nairys, Adrián, Miguel “Luli”, Javier “Tito Bartolo”**, y la consentida de la casa **Adriana Carolina**, que de otra forma me han ayudado y apoyado mucho durante todos estos años, ustedes forman parte de mi motivación, espero que este triunfo les sirva de ejemplo para seguir adelante en sus estudios y logren lo que se han propuesto en la vida, **NUNCA DENJEN DE LUCHAR!!!. Los amo a todos.**

Con mucho cariño y dedicado a todos uds.

**Jean Carlos Santa Cruz**

## AGRADECIMIENTOS

A mi **DIOS Todo Poderoso**, por ser mi fuerza y mi guía en todo momento, por enseñarme siempre el camino correcto, la perseverancia, la paciencia y la voluntad de seguir hacia delante en las metas trazadas a lo largo de mi vida, por ser mi luz y guía espiritual.

A todos y cada uno de los miembros de mi familia, por su apoyo incondicional y su confianza... Mi manera de agradecerles, por tanto cariño recibido, es a través de este logro. Espero que se sientan orgullosos de mí así como yo lo estoy por tenerlos a mi lado... Mi familia tuvo gran influencia en todos los resultados de mi vida, mi papá (**Aníbal Santa Cruz**), mi mamá (**Carmen Rondón**), son el pilar fundamental de ejemplo a seguir, me enseñaron que con compromiso, esfuerzo y perseverancia se logran las pequeñas cosas que hacen grande la vida, al igual que todos mis queridos hermanos, **SI SE PUEDE!!!**.

A la Cubanita y la más especial de todas esas personitas, Virtudes Semanat, desde que la conocí percibí que era un regalo de la vida, me apoyastes y me soportastes en todo momento, siempre allí a mi ladito transmitiéndome todo ese amor que sentía hacia mí, de verdad no tengo palabras para expresarte lo mucho que te quiero, siempre te llevaré en mi corazón y serás una huella imborrable en mi vida... **TE AMO MUCHO FLACA BELLA!!!**

A mi querida y adorada hija **JEAN MARY SANTA CRUZ SEMANAT**, por ser mi motivación al logro de tan anhelada meta, gracias mi DIOS por darme la oportunidad de tener a mi niña que es lo más importante que tengo en mi vida, la cual la adoro y la amo con todas las fuerzas de mi corazón, espero esto sea ejemplo a

seguir mi vida, este triunfo es para ti... **TE QUIERO MUCHÍSIMO MI NIÑA BELLA!!!**

A la Universidad de Oriente y a todo su personal por los conocimientos impartidos y experiencias vividas a lo largo de mi carrera.

A todos los profesores de la Escuela de Ing. de Petróleo, y en especial a mi Asesor (a) Académico Ing. ALICIA DA SILVA, por brindarme todo el apoyo, el tiempo y los consejos necesarios para llevar cabo el desarrollo de mi tesis, a usted, mil gracias y que DIOS le otorgue muchas bendiciones.

A mi mejor amigo de la universidad y ahora compadre Eder Gil, quién me apoyo en todo momento durante las vivencias desde el primer día de clase en la universidad hasta el final de mi carrera, mil gracias por todos esos consejos y conocimientos que compartimos juntos, deseándote lo mejor del mundo con las nuevas puertas que se abrirán de aquí en adelante.

A todos los amigos de la Universidad, y en especial a los compañeros de estudios (Rosangela Mendoza, Nora Smith, Nerlys Marcano, Karla González, Francirys González, Francis Rodríguez, José Miguel Rodríguez, Manuel Coa), esos momentos vividos nunca serán olvidados. También a los amigos y compañeros del Fútbol de la escuela de Petróleo, (Roque Rodríguez, Victor Farías, Manuel Urpin, Javier “Cara de rata”, Enzo “Maravillas”, Pablo, Ever), fueron muy gratificantes todas esas experiencias por las cuales pasamos, creíamos que el día no iba a llegar, pero llegó y ahora a seguir echándole pichón, sería muy gratificante conseguirlos a todos en la misma empresa donde empezemos a trabajar.

A mi pana y compinche de toda la vida, Jesús Guillermo Gómez “Galletano”, por todas esas cosas que hemos compartido a lo largo de nuestra formación

profesional y también por todas esas batallas y luchas vividas que nos tocó vencer en la universidad, más que un amigo un hermano de verdad en las buenas y malas y en todas las que vendrán.

Al Prof. Gerardo Fermín, persona digna de admiración por su constancia y su posición ante la vida. A usted mil gracias por todos esos consejos que me sirvieron de gran ayuda durante la realización de este proyecto.

Al sr. Julio Gonzáles por haberme dado la oportunidad de pertenecer a su equipo de trabajo en los taladros de COMANPA, C.A, gracias por confiar en mi en todo momento con toda esa responsabilidad que me hizo asumir durante ese tiempo que estuve trabajando con ustedes y por su apoyo brindado en esa experiencia vivida.

A mis compañeros de residencia los COMANPEROS: José Torres, Cipriano Sereno y mi pana Alvaro Cervantes, por todo ese apoyo brindado durante el tiempo que convivimos juntos, con toda esa humildad y simpatía desde el primer momento, de verdad no tengo palabras para agradecerles todo lo que han hecho por mí, siempre allí dispuestos a colaborar con el único objetivo de enseñar y transmitir sus experiencias, agradezco a Dios por habérmelos colocado en mi camino. Para ustedes lo mejor del mundo... **QUERER ES PODER!!!**

A la Unidad de Explotación de Yacimientos de crudos Extrapesados, Distrito San Tomé, y a todo el personal por el apoyo brindado durante la realización de este proyecto.

Al Ing. Romer Vásquez, Asesor Industrial, por su amistad y por hacernos sentir parte de la empresa, así como habernos guiado exitosamente durante todos esos meses dentro de ella y también por haberme transmitido sus valiosos conocimientos, los cuales hicieron posible realizar este proyecto.



Al Ing. Enriques Paruta, persona ejemplar tanto en lo personal como profesionalmente, a usted muchas gracias por brindarme toda su colaboración y sus sabios y oportunos consejos, siempre de gran ayuda, por su disposición y ganas de ayudarme en todo momento y compartir parte de sus conocimientos, que me sirvieron de gran ayuda en la culminación de este trabajo.

Entre otras, muchas personas en la empresa me apoyaron, más que compañeros amigos los Ing. Robert Morety, Ismael Ramírez, Rogel Velásquez, Ramón Yendez, Gifredo Rodríguez, gracias, cada uno de ellos puso su granito para lograr lo que hoy en día le expreso en este trabajo, ya que el trabajo en equipo es la base fundamental del éxito.

A mis compañeros de tesis y futuros colegas: Miriagnys Moya, Carolina Luna, Audiber Fermín, Edward Pérez, Javier Paltoo, José Goncalves, Helking Vallejo, con ustedes me di cuenta del verdadero significado de un trabajo en equipo, aprendí que las personas que conocemos a lo largo de nuestras vidas siempre nos dejan algo de enseñanza...De ustedes me quedó lo más bonito, su amistad.

A mis profesores de la UDO, los dejaré plasmados en mi tesis para que sus nombres perduren en generación, tras generación y nunca olviden que ellos fueron la guía y base de lo que hoy expreso en ésta tesis, entre ellos podemos mencionar a mi Prof. Adriana Finol, Herlyn Caldera, Miguel Flores, Fernando Cañizales, Gilberto Rocas.

“De verdad discúlpeme si olvide mencionar a alguna persona, traté en estas líneas de expresar todo lo que siento en mi corazón”.

**Quien los quiere: Jean Carlos Santa Cruz**

# ÍNDICE

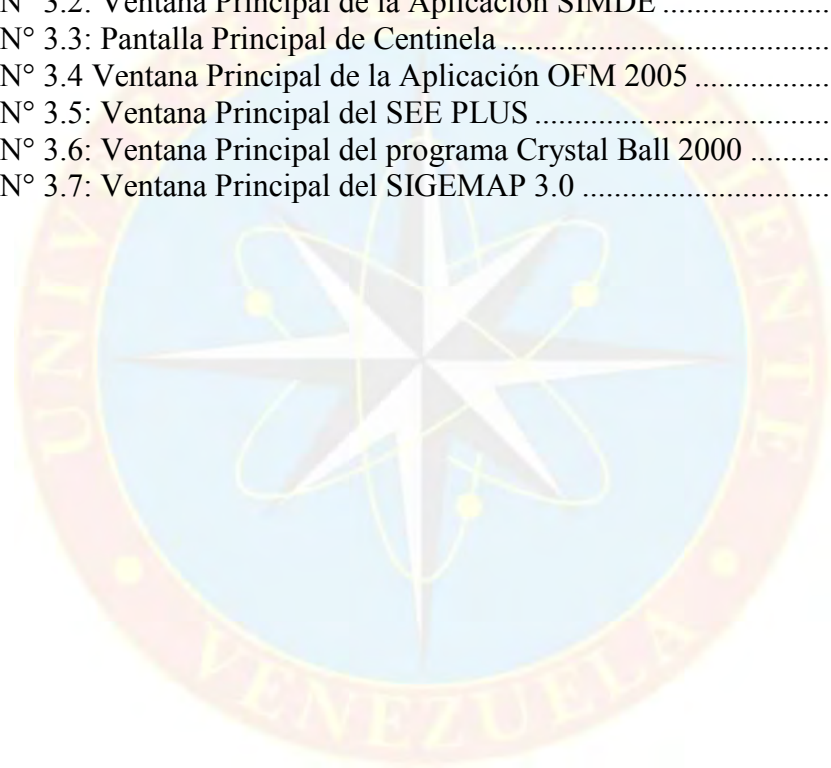
<b>ACTA DE APROBACION .....</b>	<b>iii</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>v</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>xiii</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS .....</b>	<b>xv</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>xvi</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>2</b>
<b>EL PROBLEMA .....</b>	<b>2</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	4
1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Ubicación geográfica del Distrito San Tomé [3].....	7
2.2.1.1 Campos Bare y Arcuna .....	8
2.2.1.2 Estratigrafía [3].....	9
2.2.1.3 Estructura [3] .....	10
2.2.2 Descripción Geológica de los Yacimientos de los Campos Bare y Arcuna	
.....	10
2.2.2.1 Yacimiento U1,3 MFB-53 .....	10
2.2.2.2 Yacimiento J3 MFA-29 .....	13
2.3 BASES TEÓRICAS.....	15
2.3.1 Pozos horizontales [6] .....	15
2.3.1.1 Ventajas de los pozos horizontales [6] .....	16
2.3.1.2 Desventajas de los pozos horizontales [6].....	16
2.3.1.3 Criterios de selección de un yacimiento [6] .....	17
2.3.1.4 Limitaciones y parámetros claves para la planificación de un pozo	
horizontal [6] .....	18
2.3.1.5 Perforación de un Pozo Horizontal.....	18
2.3.2 Lodos de perforación.....	20
2.3.2.1 Composición del lodo de perforación.....	20

2.3.2.2 Tipos Básicos de lodos de perforación .....	20
2.3.3. Tubería Ranurada .....	25
2.3.3.1 Ventajas de las rejillas solas o tubería ranurada .....	26
2.3.3.2 Desventajas de las rejillas solas o tubería ranurada.....	26
2.3.4 Análisis multivariante.....	27
2.3.4.1 Objetivos del análisis multivariante.....	27
2.3.4.2 Tipos de técnicas multivariantes.....	27
2.3.5 Análisis de regresión .....	28
2.3.6 Modelos de regresión .....	29
2.3.7 Regresión múltiple.....	30
2.3.8 Principio de mínimos cuadrados.....	30
2.3.9 Criterios para evaluar y comparar las ecuaciones de regresión.....	32
2.3.9.1 Coeficiente de determinación .....	32
2.3.9.2 Coeficiente de correlación .....	32
2.3.10 Evaluación económica en la industria petrolera .....	33
2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS .....	35
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>37</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>37</b>
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	37
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....	37
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA .....	38
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	38
3.4.1 Descripción del comportamiento de producción de los pozos horizontales para el período 2002-2010.....	38
3.4.1.1 Historias de Producción.....	39
3.4.1.2 Declinación de producción .....	40
3.4.2 Evaluación del efecto del lodo de perforación y diámetro de ranuras del tubo ranurado, en el comportamiento productivo de los pozos horizontales seleccionados.....	40
3.4.3 Determinación de la longitud óptima de la sección horizontal mediante Modelo Estadístico .....	41
3.4.4 Comparación del efecto costo-beneficio de los pozos con longitudes menores a 2000 Pies Vs longitudes mayores a 2000 Pies.....	47
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	48
3.5.1 Técnicas de Recolección de Datos .....	48
3.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos.....	49
3.6 RECURSOS .....	55
3.6.1 Humanos.....	55
3.6.2 Materiales .....	55
3.6.3 Económicos .....	55
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>56</b>
<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>56</b>

4.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS HORIZONTALES EN EL PERÍODO 2002-2010.....	56
4.1.1 Interpretación de la historia de producción de los pozos horizontales de los Campos Bare y Arecuna.....	56
4.1.2 Producción Acumulada de Petróleo de los pozos horizontales.....	60
4.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL LODO DE PERFORACIÓN Y DIÁMETRO DE RANURAS DEL TUBO RANURADO, EN EL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS HORIZONTALES SELECCIONADOS.....	67
4.2.1 Descripción granulométrica de los Yacimientos de interés.....	70
4.3 DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL MEDIANTE MODELO ESTADÍSTICO.....	73
4.4 COMPARACIÓN DEL EFECTO COSTO-BENEFICIO DE LOS POZOS CON LONGITUDES MENORES A 2000 PIES VS LONGITUDES MAYORES A 2000 PIES.....	86
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>92</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>92</b>
5.1 CONCLUSIONES.....	92
5.2 RECOMENDACIONES.....	94
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>95</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>96</b>
<b>HOJAS METADATOS.....</b>	<b>159</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Ubicación geográfica de los Campos Bare y Arecuna.....	8
Figura N° 2.2: Columna estratigráfica de los Campos Bare y Arecuna .....	9
Figura N° 2.3: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento MFB-53 (Lente U1) .....	11
Figura N° 2.4: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento MFB-53 (Lente U2,3) .....	12
Figura N° 2.5: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento J3 MFA-29 .....	15
Figura N° 2.6: Modelos de Tuberías Ranuradas .....	26
Figura N° 3.1: Ventana Principal de la Aplicación Sisubv 10.....	49
Figura N° 3.2: Ventana Principal de la Aplicación SIMDE .....	50
Figura N° 3.3: Pantalla Principal de Centinela .....	51
Figura N° 3.4 Ventana Principal de la Aplicación OFM 2005 .....	52
Figura N° 3.5: Ventana Principal del SEE PLUS .....	53
Figura N° 3.6: Ventana Principal del programa Crystal Ball 2000 .....	54
Figura N° 3.7: Ventana Principal del SIGEMAP 3.0 .....	54



## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 2.1: Componentes utilizados en la preparación del lodo Viscoelástico y su concentración para los campos Bare y Arecuna.....	23
Tabla N° 3.1: Variación del TEO: 4,2-3,6 = 0,6 años.....	43
Tabla N° 3.2: Tiempo efectivo de operatividad.....	44
Tabla N° 3.3: Variables consideradas para determinar el promedio ponderado.....	44
Tabla N° 4.1: Resultados de la producción acumulada reportado por OFM a través de los días de operatividad efectiva para cada pozo horizontal en estudio.....	61
Tabla N° 4.2: Declinación de producción anual de los yacimientos en estudio.....	63
Tabla N° 4.3: Estado actual de los pozos horizontales de los campos Bare y Arecuna.....	64
Tabla N° 4.4: Pozos sometidos a limpieza Química-Mecánica antes y después de la completación original de los Campos Bare y Arecuna.....	68
Tabla N° 4.5: Pozos con limpieza-Estimulación antes y después de la completación original del Campo Bare.....	69
Tabla N° 4.6: Ranuras del tubo ranurado de producción empleado en los diferentes yacimientos de interés.....	71
Tabla N° 4.7: Tipos de ranuras del tubo ranurado empleado en la completación de los pozos MFB-611 y MFB-615 del yacimiento U1,3 MFB-53.....	73
Tabla N° 4.8: Pozos con Secciones Horizontales entre 2000 y 3000 pies del yacimiento U1,3 MFB-53.....	74
Tabla N° 4.9: Secciones horizontales óptimas por yacimientos según comportamiento de producción.....	75
Tabla N° 4.10: Variables consideradas para calcular el promedio ponderado de la S.H y del NP por pozo del yacimiento TL MFB-646.....	77
Tabla N° 4.11: Acumulado de producción en función del tiempo de operatividad por pozo yacimiento TL MFB-646.....	78
Tabla N° 4.12: Sección horizontal óptima obtenida según modelo estadístico para los yacimientos de interés.....	80
Tabla N° 4.13: Volumen de arcillosidad y espesor de arena neta petrolífera de los pozos horizontales del yacimiento TL MFB-646.....	81
Tabla N° 4.14: Sección horizontal obtenida según el espesor de arena neta petrolífera y volumen de arcilla.....	81
Tabla N° 4.15: Resumen resultados finales determinación de la SH Óptima campos Arecuna y Bare U.P. XP.....	83
Tabla N° 4.16: Costos operacionales de pozos con longitudes menores a 2000 pies.....	87
Tabla N° 4.17: Evaluación económica escenario I.....	88
Tabla N° 4.18: Costos operacionales de pozos con longitudes mayores a 2000 pies.....	89
Tabla N° 4.19: Evaluación económica escenario II.....	89

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico N° 3.1: Sensibilidad de la S.H Vs NP mediante modelo estadístico .....	45
Gráfico N° 3.2: Sección horizontal óptima mediante modelo estadístico .....	45
Gráfico N° 4.1: Histórico de producción del pozo MFA-241.....	57
Gráfico N° 4.2: Histórico de producción del pozo MFB-713.....	59
Gráfico N° 4.3: Histórico de declinación de producción del pozo MFB-664.....	62
Gráfico N° 4.4: Distribución del estado actual de los pozos Horizontales de los Campos Bare y Arecuna.....	66
Gráfico N° 4.5: Porcentaje de los pozos horizontales por método de producción.....	67
Gráfico N° 4.6: Pozos con limpieza Química-Mecánica antes y después de la completación original del Campo Bare .....	69
Gráfico N° 4.7: Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento U1,3 MFB-53 .....	74
Gráfico N° 4.8: Diagrama de barras del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento L3,4 MFA-29.....	76
Gráfico N° 4.9: Sección horizontal óptima del yacimiento TL MFB-646 mediante modelo estadístico .....	79
Gráfico N° 4.10: SH óptima yacimiento U1,3 MFB-53.Campo Bare- Crystal Ball... 82	
Gráfico N° 4.11: Resultados de perforación año 2011 XP .....	85
Gráfico N° 4.12: Diagrama araña escenario I pozos con longitudes menores a 2000 pies.....	88
Gráfico N° 4.13: Diagrama araña escenario II pozos con longitudes mayores a 2000 pies.....	90



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

**RESUMEN**

**DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD HORIZONTAL ÓPTIMA DE LOS  
POZOS HORIZONTALES DE LOS CAMPOS BARE Y ARECUNA,  
MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y MODELO ESTADÍSTICO.**

**Realizado por:**  
**Br: Jean Carlos Santa Cruz Rondón.**  
**CI: 16.808.506.**  
**Julio del 2012**

**Asesor Académico:**  
**Ing. Alicia Da Silva.**  
**Asesor Industrial:**  
**Ing. Romer Vásquez.**

El presente trabajo tuvo como objetivo la determinación de sección horizontal óptima para los pozos perforados, en el período 2002-2010, en los campos Arecuna y Bare del distrito San tomé, a través del análisis de producción y de modelo estadístico. La selección de la muestra para el estudio, estuvo en función de los yacimientos más importantes para los campos Arecuna y Bare (24 pozos en Arecuna con 4 yacimientos asociados y 56 en Bare con 6 yacimientos) se procedió a determinar la sección horizontal óptima de acuerdo al comportamiento de producción. Luego se aplicaron modelos de regresión no lineal como método estadístico. En este punto se aplicaron técnicas de agrupación de datos por clases y frecuencia con las variables que influyen en el flujo de fluidos en la sección horizontal, tales como:  $k_{fo}$ ,  $\mu_o$ ,  $Q_f$  y  $\Delta p$  para determinar con más exactitud el par ordenado (x,y) que para el modelo fue (SH, NP). Las curvas que mejor se ajustaron fueron funciones polinómicas de 2do, 3er y 4to grado, a las cuales se les determinaron puntos máximos y considerando 2 parámetros de suma importancia durante la navegación de un pozo, tales como: h y  $V_{sh}$ , para finalmente determinar la SH óptima a través de Modelo Estadístico, estos valores fueron 2437 y 2330 pies para Arecuna y Bare, respectivamente. Para confirmar estos resultados, se utilizó el simulador estadístico Crystal Ball obteniendo: SH opt-Arecuna = 2458 pie y SH ópt-Bare= 2349 pie, es decir una variación de 5%. Finalmente, considerando un promedio de los resultados anteriores, quedó demostrado que la Sección Horizontal óptima a perforar en los campos Arecuna y Bare son **2448** y **2340** pies respectivamente.



## INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos es una actividad que involucra numerosos procesos y dentro de estos se desarrollan múltiples actividades, las cuales van en pro de optimizar la producción de crudo con la finalidad de obtener los mejores beneficios.

Dentro del proceso de producción, los pozos son considerados de vital importancia, ya que ellos representan un elemento primordial en los sistemas de producción por ser la vía de comunicación entre el yacimiento y la superficie, permitiendo la extracción de los fluidos de interés. Del buen funcionamiento de estos depende obtener la recuperación de hidrocarburos esperados, de allí que la unidad de explotación de yacimientos extrapesado del Distrito San Tomé, realiza grandes esfuerzos en determinar las características de los mismos con la finalidad de optimizar la producción y con ello el incremento del potencial de los campos que convergen en el distrito.

Con el objeto de conocer el comportamiento de producción de los pozos asociados a la Superintendencia de Desarrollo de Yacimientos Extrapasado, se propuso realizar una serie de estudios de ingeniería que estuvieron dirigidos principalmente a la evaluación y análisis de la sección horizontal de los pozos completados en los campos Bare y Arecuna del Distrito San Tomé, tomándose en cuenta parámetros del pozo, comportamiento de producción, propiedades de las rocas y los fluidos, tipo de completación entre otros, para así determinar la longitud horizontal óptima mediante análisis de producción y modelo estadístico.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Distrito San Tomé, ubicado al sur del Estado Anzoátegui, es caracterizado por poseer yacimientos petrolíferos productores de crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado, en el mismo se ubica la Superintendencia de Desarrollo de Yacimientos Extrapesado, la cual se encuentra constantemente en la búsqueda de las mejores estrategias de explotación de sus campos para aumentar los niveles de producción e ingresos de la nación, por lo que han recurrido a la aplicación de la perforación de pozos horizontales, ya que esta es una técnica de mucha importancia en la recuperación de crudos pesados y extrapesados en la actualidad, durante su ejecución se deben considerar sus diferentes modalidades, en cuanto a la sección horizontal navegada en el yacimiento (**Pozos de Radio ultracorto, corto, mediano y largo**). Esta actividad por lo general está asociada a altos costos, tiempos y riesgos operacionales, para ello requiere de la planificación y evaluación de una serie de actividades que contribuyan con la generación y/o mantenimiento del potencial de producción.

En los campos Bare y Arcuna de la Superintendencia de Desarrollo de Yacimientos Extrapesado, se tienen pozos con secciones horizontales que van desde los 172 a 5072 pies, que durante su perforación presentaron problemas de riesgos operacionales. Riesgos que en algunos casos generan la suspensión y/o abandono del pozo sin ninguna recuperación del capital invertido, trayendo como consecuencia un mayor tiempo operacional y por ende un aumento de los costos en comparación con pozos verticales, razón por la cual surgió la necesidad de sincerar la sección horizontal que debe ser perforada para cada yacimiento, por tal motivo se realizó un

estudio a través del análisis de: comportamiento de producción y modelo estadístico, con la finalidad de determinar la sección horizontal óptima, lo cual se traduce en mayor producción, menores costos y riesgos operacionales, para así seguir contribuyendo con el incremento de las reservas petrolíferas de nación. Finalmente se busca mostrar una visión general de la situación actual y hacer posibles cambios a los futuros planes de explotación que tiene la superintendencia de desarrollo de yacimientos extrapesados en el portafolio de oportunidades.

## **1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.2.1 Objetivo general**

Determinar la longitud horizontal óptima de los pozos horizontales de los campos Bare y Arecuna, mediante análisis de producción y modelo estadístico.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Describir el comportamiento de producción de los pozos horizontales en el período 2002-2010.
- Evaluar el efecto del lodo de perforación y diámetro de ranuras del tubo ranurado, en el comportamiento productivo de los pozos horizontales seleccionados.
- Determinar la longitud óptima de la sección horizontal mediante Modelo Estadístico.
- Comparar el efecto costo-beneficio de los pozos con longitudes menores a 2000 Pies Vs longitudes mayores a 2000 Pies.

### **1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

La presente investigación se desarrolló en los campos Bare y Arecuna del Distrito San Tomé, pertenecientes a la Unidad de Explotación de Yacimientos (U.E.Y) Extrapesado. Este estudio se delimitó a la determinación de la longitud horizontal óptima de 80 pozos horizontales completados en el período 2002-2010, mediante análisis de producción y modelo estadístico, debido a que el comportamiento de dichos pozos hasta el año 2001 fue analizado en estudios previos.

### **1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

La aplicación de la tecnología de perforación horizontal, conjuntamente con los métodos de levantamiento artificial, considerando las condiciones del yacimiento y las características del crudo existente en los campos Bare y Arecuna, son en la actualidad uno de los recursos fundamentales con los que cuenta la industria petrolera en el firme propósito de extraer el crudo de la Faja del Orinoco. Las reservas recuperables existentes al norte del área Ayacucho representan uno de los proyectos económicos en desarrollo más importante del país.

El objetivo principal que se persigue con el estudio de los pozos horizontales para el período 2002-2010 perteneciente a los campos Bare y Arecuna del Distrito San Tomé, es determinar la longitud horizontal óptima a perforar, con el propósito de optimizar la producción y así poder alcanzar la mayor rentabilidad durante la explotación de los yacimientos de los campos Bare y Arecuna, de manera que permita proponer un plan óptimo de navegación y orientación de futuras perforaciones, con la finalidad de acelerar la producción, incrementar el factor de recobro, lo cual convertiría este estudio en la forma más acertada de desarrollar la Faja del Orinoco, generando reducción de los problemas operacionales.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN**

QUIJADA, M (2004) **“Análisis del comportamiento productivo de los pozos horizontales completados en el periodo 1997- 2002, del campo Arcuna, Faja del Orinoco”**. Trabajo de Grado publicado en la Universidad de Oriente Núcleo Monagas. Este trabajo consistió en determinar la productividad de los pozos horizontales del campo Arcuna con la finalidad de considerar la posibilidad de incrementar el potencial de producción, proponiendo un plan óptimo de geonavegación y orientación de las perforaciones futuras, realizando análisis detallados de los pozos con alto corte de agua y baja tasa de petróleo diaria, para estudiar la posibilidad de llevar a cabo el desarrollo de trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento (RA/RC), considerando la rentabilidad del proyecto. Una de las conclusiones más importante de éste trabajo es que el éxito de los pozos horizontales del campo, está relacionada directamente con la información geológica que se tenga del área alrededor del pozo horizontal en estudio, la ubicación exacta del contacto agua- petróleo en el yacimiento y de las condiciones mecánicas del pozo.

SERRANO, D (2004) **“Análisis del comportamiento productivo de los pozos horizontales en el yacimiento MFB-53 de la arena U1,3 Campo Bare, Faja del Orinoco”**. Trabajo de Grado publicado en la Universidad de Oriente Núcleo Monagas. El presente estudio se orientó hacia la evaluación de la de la producción de 41 pozos horizontales completados entre 1998-2002 en el yacimiento MFB-53, arena U1,3 Campo Bare, desde el punto de vista geológico, petrofísico, de caracterización del yacimiento y completación de los pozos. Para este estudio, se contempló un análisis del comportamiento productivo de los pozos con el fin de evaluar las

variables que influyen en la productividad de los mismos, donde la conclusión más importante fue que los pozos con mayor producción acumulada de petróleo se encuentran en los canales preferenciales de sedimentación y que la producción se ve afectada por las propiedades petrofísicas de las zonas de estudio y por la geometría de los yacimientos.

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

### **2.2.1 Ubicación geográfica del Distrito San Tomé [3]**

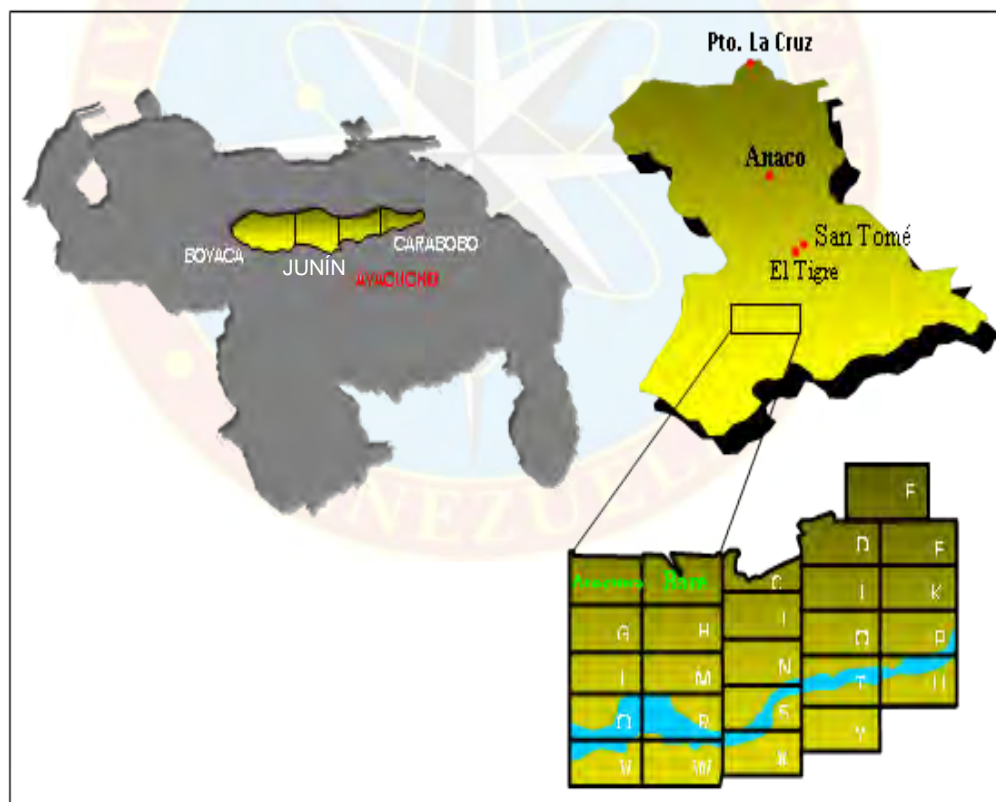
El Distrito San Tomé comprende la mayor parte del sur de los Estados Anzoátegui y Guárico y se extiende hasta las áreas de Casma - Soledad en el Estado Monagas, con un área de aproximadamente veinticuatro mil kilómetros cuadrados (24.000 km<sup>2</sup>). Este distrito es un área extensa que se caracteriza por tener pozos profundos de hasta dieciocho mil pie (18.000 pie) en el área tradicional y pozos someros hasta dos mil quinientos pie (2.500 pie), en el área de la Faja del Orinoco. Como característica del área, posee zonas agotadas y las propiedades petrofísicas promedio regional son: porosidad de aproximadamente 30%, saturación de agua 15%, permeabilidad 2000 md y arcillosidad de 15%. Los análisis de laboratorio indican una gravedad API promedio de 12 y una viscosidad de 7000 cPs a condiciones normales de yacimiento.

Es de hacer resaltar que ésta fue una de las áreas de mayor actividad en el pasado siendo sometida a largos períodos de producción y de bajos gradientes de presión, que generan zonas con alto potencial de pérdidas de circulación. En esta zona existe un alto porcentaje de perforaciones direccionales y horizontales. Una gran parte de las reservas de crudos extrapesados del Distrito San Tomé, se encuentra en lo que se conoce como el Área Tradicional de crudos pesados y comprende los campos

Melones, Melones Central, Merey, Miga, Oca, Oleos, Lejos, Oveja, Dobokubi y Yopales Sur.

### 2.2.1.1 Campos Bare y Arcuna

Los Campos Bare y Arcuna se encuentran colindantes en el sector noroeste del área de Ayacucho Norte, en la Faja del Orinoco, con una extensión de 487 Km<sup>2</sup> y 462 Km<sup>2</sup> respectivamente. Limita al norte con los campos Miga y Yopales Sur, al sur con los cuadrángulos Guaibo y Huyapari, al este con los cuadrángulos Cariña e Irapa y al oeste con el área de Junin, en la Faja Petrolífera del Orinoco (**Fig. 2.1**).



**Figura N° 2.1: Ubicación geográfica de los Campos Bare y Arcuna**  
Fuente: PDVSA 2010

### 2.2.1.2 Estratigrafía [3]

La columna estratigráfica del área se inicia con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordantemente sobre el basamento Ígneo-Metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas constituyen una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie deltáica superior. Suprayacente a Merecure sigue una secuencia alternante de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina, depositados en ambientes deltáicos y marinos someros. Por encima de esta sección se encuentra la Formación Freites, constituida por lutitas y limolitas transgresivas, de ambientes marino poco profundo. La parte superior está compuesta por arenas y arcillas de la Formación Las Piedras de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial.

EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
Cenozoico	Cuaternario	Reciente	Aluvión Depósitos Aluviales
		Pleistoceno	Mesa Conglomerados gruesos y Areniscas Ferruginosas
	Mioceno	Plioceno	Las Piedras Areniscas, Limolitas, Lutitas Y Lignitos
		Superior	
		Medio	Freites Lutitas Marinas verde oliva, Fosilíferas con lente de Arcillas y Areniscas Grises.
	Inferior	Oficina Lutitas con cuerpos lenticulares de Arenas y Lignitos. Los cuerpos de Arena están constituidos por Canales, Barras y lentes de grano fino a medio	
	Oligoceno	Merecure Areniscas Masivas y Lutitas Carbonáceas delgadas.	
Cámbrico	Basamento Complejo Ígneo-Metamórfico		

**Figura N° 2.2: Columna estratigráfica de los Campos Bare y Arcuna**  
Fuente: PDVSA 2010.



### **2.2.1.3 Estructura [3]**

La estructura está representada por un homoclinal fallado que buza al norte con una inclinación de dos grados promedio. El área estuvo sometida a una tectónica de tipo distensivo y de poca intensidad (fallamiento normal). El entrapamiento en el cuadrángulo Bare es de tipo combinado, con fallas y controles litológicos laterales.

### **2.2.2 Descripción Geológica de los Yacimientos de los Campos Bare y Arecuna**

En el Campo Bare se encuentran los yacimientos: R0 MFB-208, R2 MFB-90, S5 MFB-163, TL MFB-15, TL MFB-646 y el U1,3 MFB-53, todos estos asociados a 56 pozos, sin embargo, para el Campo Arecuna se tienen los yacimientos: J3 MFA-29, L3,4 MFA-13, L3,4 MFA-29 y el U1 MFA-38, que a su vez se encuentran relacionados con 24 pozos horizontales.

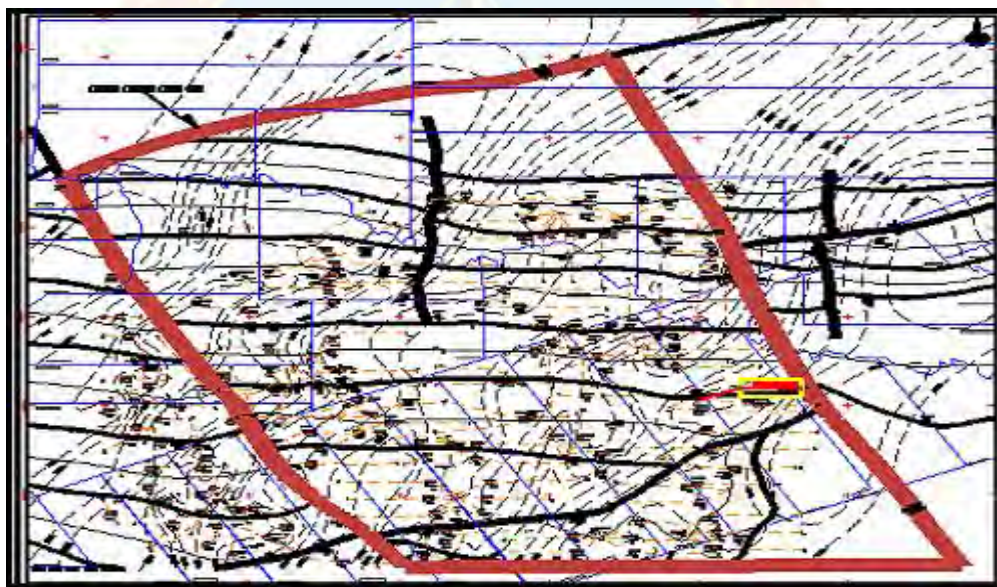
#### **2.2.2.1 Yacimiento U1,3 MFB-53**

Este yacimiento se encuentra emplazado en una estructura homoclinal con buzamiento aproximado de 2° hacia el norte y la interpretación de las electrofacies indican el predominio de depósitos tipo canal, propios de un ambiente fluvial.

El cuerpo sedimentario que contiene al yacimiento U1,3 MFB-53, se ubica en un ambiente Fluvial, caracterizado por la presencia de canales entrelazados y cuyo aporte de material arenoso proviene del Craton de Guayana, ubicado al sur. El espesor máximo esperado hacia el Depocentro del cuerpo sedimentario es de 130 pies, variando lateralmente hasta 50 pies en su parte marginal. Es importante destacar que la paleotopografía del basamento fue el factor principal que controló la

sedimentación de las arenas basales del campo Bare. La columna estratigráfica del área indica sedimentos depositados desde el Oligoceno hasta el Pleistoceno, donde están presentes las formaciones Mercure, discordantemente sobre Basamento, Oficina, Freites, Las Piedras y Mesa.

El yacimiento U1,3 MFB-53 (Lente U1), está limitado al norte por una falla normal de rumbo +/- N 70° E y buzamiento sureste, al sur por un límite arbitrario, al este y oeste está limitado por un sistema de fallas normales de rumbo +/- N 30° O y buzamiento suroeste.

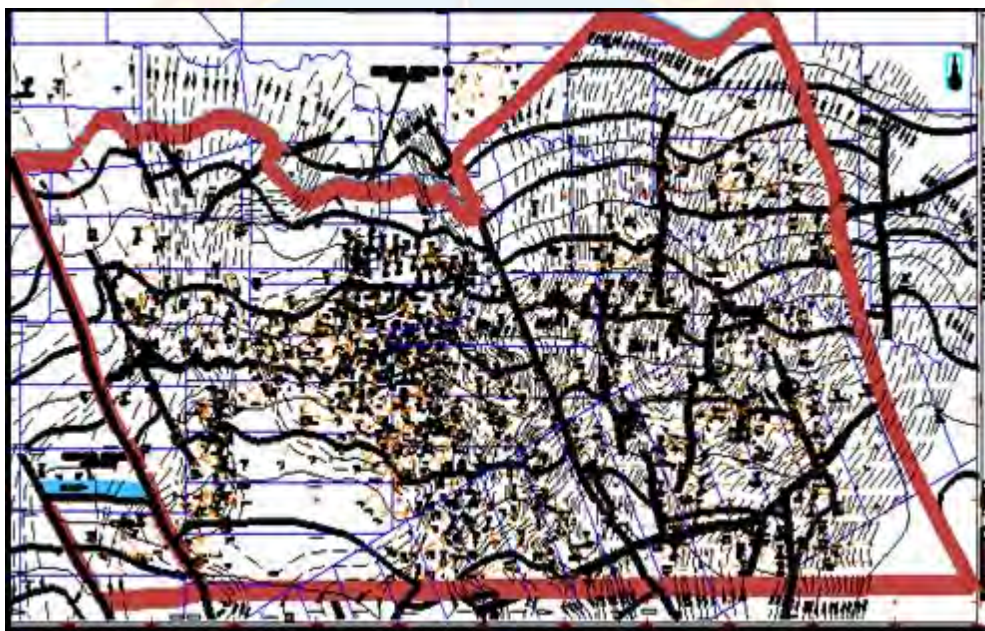


**Figura N° 2.3: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento MFB-53 (Lente U1)**  
Fuente: SIGEMAP 3.0.

La arena U1, se formó en un ambiente fluvial dominado por canales de corriente entrelazadas, la morfología de este tipo de ambientes está representado por el cinturón de canales, formada por canales y en el que se observa el eje principal de la sedimentación, luego se encuentran las facies de margen de canal y finalmente las barras longitudinales y transversales, las primeras se forman en las cercanías de la

fuentes donde el buzamiento regional es mayor y las últimas en las zonas en las que la pendiente disminuye.

El yacimiento U1,3 MFB-53 (Lente U2,3), limita actualmente hacia el norte por un contacto Agua-Petróleo estimado a -3,020 pies de profundidad, hacia el sur con el límite de concesión con la empresa mixta Petropiar, hacia el este por una falla sellante de tipo normal de rumbo +/- N 20° O y buzamiento noreste y hacia el oeste por una falla de tipo normal de rumbo N 20° O con buzamiento al suroeste.



**Figura N° 2.4: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento MFB-53 (Lente U2,3)**

**Fuente: SIGEMAP 3.0.**

Desde el punto de vista estructural, el campo Bare es un monoclinial con un buzamiento aproximado de 3° hacia el norte. De acuerdo al estudio realizado por la empresa Ameriven en el área de Ayacucho, los eventos tectónicos de mayor importancia que afectan el Bloque Bare, son el corrimiento de Anaco y las fallas

extensionales que se desarrollaron a lo largo del margen sur de la Cuenca Oriental. La compresión de segundo orden parece ser de dominio norte – sur con una compresión de tercer orden en dirección noreste. El arreglo estructural infrayacente del Pre – Cámbrico en el Bloque Bare tiene un significativo componente noreste y una tendencia noreste secundario. Estas orientaciones se reflejan en los sedimentos suprayacentes y son reactivados durante el Mioceno. La reducida elasticidad del Basamento, contra los moderadamente litificados sedimentos neógenos que lo suprayacen implica que la respuesta a la deformación es significativamente diferente. Se ha demostrado que en fallas vecinas tienen vergencias opuestas, la depresión tipo graben resultante formará y concentrará el sistema principal de drenaje en el Bloque. El fallamiento en el área probablemente ocurrió antes de la sedimentación completa de la Formación Merecure, y fueron rejuvenecidas parcialmente durante la depositación de la Fm. Oficina inferior. A lo largo del empujón tectónico causado por los corrimientos que migraban hacia el sur, desde la Serranía del Interior.

Este yacimiento posee oficialmente un POES de 5935,521 MMBN, con unas reservas recuperables de petróleo de 1127,749 MMBN y un Factor de Recobro primario de 19%, actualmente se ha logrado recuperar 359,459 MMBN de petróleo lo que representa un Factor de Recobro de 6,1% de las reservas totales a recuperar.

#### **2.2.2.2 Yacimiento J3 MFA-29**

Está ubicado al sur-oeste de la población de El Tigre, Estado Anzoátegui, en el Área Ayacucho, correspondiente al Campo Arecuna. De acuerdo con la interpretación del mapa estructural, el yacimiento es estructuralmente un homoclinal con un buzamiento suave de  $1,12^\circ$  y rumbo aproximado de  $N35^\circ E$ . Consta de un canal con un espesor máximo total de unos 77 pies, desarrollado aproximadamente en la dirección del rumbo del yacimiento.

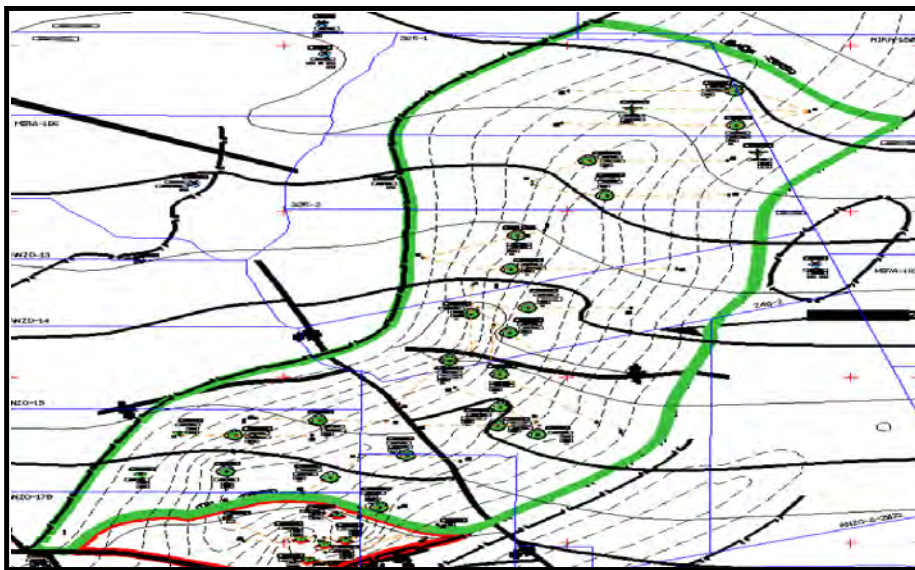
La superficie del yacimiento es de aproximadamente 13 km<sup>2</sup> y está delimitado en la base y en el tope, por lutitas sellantes que lo separan de otras areniscas. Las fronteras laterales, este y oeste, del yacimiento son de carácter sedimentario por adelgazamiento del canal del yacimiento y aparición de barreras lutíticas. La frontera sur está delimitada por una extensa falla que entrapa al yacimiento. La frontera norte es incierta y por lo tanto su extensión ha sido declarada arbitrariamente hasta el contacto de la profundidad verticalizada bajo el nivel del mar de 2222 pies, profundidad hasta la cual se asegura la existencia de petróleo.

Dos fallas con saltos aproximados de 20 a 30 pies están interpretadas en el mapa estructural. La primera de ellas, con un rumbo de E10°S y una extensión aproximada de 2 Km; dentro de la región del yacimiento, casi divide al yacimiento en una región norte y una región sur. Una segunda falla ubicada hacia el norte, con un rumbo de N40°E y una extensión aproximada de 0,9 Km; dentro de la región del yacimiento, es menos relevante.

El yacimiento está formado por sedimentos de arena no consolidados, de arenas limpias, poco arcillosas con alto contenido de granos de cuarzo geoméricamente isótopos (la forma de los granos se aproxima a una esfera) lo cual trae como consecuencia que la relación de permeabilidades absoluta vertical a horizontal sea próxima a uno.

Con el pozo MFA-196 en el sur del yacimiento, por disponer de registros del tipo “Formation Density Compensated” (FDC) y “Compensated Neutron Log” (CNL), se ha detectado una capa de gas, a una profundidad verticalizada bajo el nivel del mar con el contacto gas /petróleo, a 1961 pies. De acuerdo a estudios realizados por el Buró de Economía Geológica de la Universidad de Texas, se estimó que el

espesor de la capa de gas es de 43,5 pies; esto convierte en poco prospectivas, la ubicación de pozos hacia el sur-este del yacimiento.



**Figura N° 2.5: Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento J3 MFA-29**

**Fuente:** SIGEMAP 3.0.

Este yacimiento posee oficialmente un POES de 245,445 MMBN, con unas reservas recuperables de petróleo de 57,434 MMBN y un Factor de Recobro primario de 23,4%, actualmente se ha logrado recuperar 21,960 MMBN de petróleo, lo que representa un Factor de Recobro de 8,9% de la reservas totales a recuperar. Los demás mapas-isópacos estructurales se reflejan en el **apéndice A**.

## 2.3 BASES TEÓRICAS

### 2.3.1 Pozos horizontales [6]

Son aquellos pozos perforados paralelamente a los planos de estratificación de un yacimiento, con la finalidad de navegar dentro de él. Este tipo de perforación se realiza en pozos nuevos y en algunos casos se utiliza en pozos viejos; Los cuales se denominan pozos de reentrada horizontal (Reentry).

Los pozos horizontales son pozos relativamente nuevos en Venezuela, con una sección horizontal que puede oscilar de cientos a miles de pies. Generalmente donde existe un acuífero y/o capa de gas, se hace difícil realizar un trabajo de aislamiento. Es allí donde los pozos horizontales representan una alternativa al obtener altas tasas de producción, sin conificación de agua y/o gas en dicho yacimiento, debido a que permite producir con una menor velocidad de flujo y caída de presión en las cercanías del pozo.

#### **2.3.1.1 Ventajas de los pozos horizontales [6]**

Las ventajas de los pozos horizontales son las siguientes:

- Mejora la eficiencia de barrido.
- Incrementa la productividad del yacimiento y mejora el recobro final del mismo.
- Reduce la conificación y adedamiento de los fluidos viscosos.
- Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de recobro de hidrocarburo.
- Una mayor área de drenaje.
- La sección horizontal puede ser perforada a lo largo del tope de la arena productora, lo cual permite optimar la distancia entre el intervalo perforado y el contacto agua petróleo.

#### **2.3.1.2 Desventajas de los pozos horizontales [6]**

Algunas desventajas que poseen los pozos horizontales con respecto a los verticales son:

- Altos costos de perforación, debido al mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical, y mayores riesgos de problemas operacionales.
- La barrera de permeabilidad vertical limita la eficiencia del barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por los altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/ petróleo.
- Requiere de fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación.

#### **2.3.1.3 Criterios de selección de un yacimiento [6]**

La recuperación óptima de las reservas que se encuentran en yacimientos de las áreas tradicionales depende de la metodología de perforación a utilizar. Los yacimientos candidatos para ser explotados con la perforación de pozos horizontales, preferiblemente deben cumplir con las siguientes características:

- Espesores iguales o mayores a 15 pies.
- Reservas remanentes mayores a 2 MMBN en el área de interés.
- Información de perforación en la zona.
- Propiedades de los fluidos definidas.
- Mecanismo de producción del yacimiento definido.
- Información geológica confiable.



#### **2.3.1.4 Limitaciones y parámetros claves para la planificación de un pozo horizontal [6]**

Es importante considerar de forma cuidadosa ciertos criterios en un yacimiento, para llevar a cabo la planificación de los pozos horizontales, debido más que todo a los elevados costos que acarrea aplicar esta técnica. Entre estos criterios se destacan:

- Espesor del yacimiento.
- Dirección de las fracturas.
- Permeabilidad vertical de la formación.
- Daño a la formación.
- Espaciamiento entre pozos.

#### **2.3.1.5 Perforación de un Pozo Horizontal**

La perforación de un pozo horizontal es una operación delicada en la cual el éxito final es consecuencia de un estricto cumplimiento de la propuesta direccional. Es así como el desarrollo de equipos y técnicas especializadas, y la formación del personal encargado de las operaciones ha sido objeto de atención por parte de la industria.

Para alcanzar el objetivo en profundidad, con el ángulo preciso y lograr una navegación dentro de la arena que procure una sección horizontal óptima se requiere de herramientas que garanticen la calidad, tanto del control direccional, como de las mediciones, dirigidas a evaluar el potencial de las secciones atravesadas durante la perforación.

Dentro de los parámetros geométricos para el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal se mencionan:

- **Profundidad Vertical Verdadera (TVD):** Es la distancia vertical desde la superficie hasta el objetivo.
- **Desplazamiento Horizontal:** Es la distancia horizontal desde la superficie hasta la profundidad final.
- **Punto de desviación (KOP):** Es el punto de la trayectoria en el cual el pozo se desvía de la vertical.
- **Tasa de Construcción de Ángulo:** Es la razón de cambio de inclinación por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.
- **Radio de Curvatura:** Es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.
- **Punto de Revestidor:** Es el punto de trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo.
- **Profundidad Final (MD):** Es la profundidad o longitud total alcanzada por el pozo medida en pies.

### **2.3.2 Lodos de perforación**

Es una mezcla líquida que se circula dentro del pozo el cual ayuda a la mecha en la perforación y control del mismo. El fluido de perforación es comúnmente llamado lodo de perforación. Típicamente usan agua o petróleo como fluido base.

#### **2.3.2.1 Composición del lodo de perforación**

La composición del lodo de perforación usado en un pozo, es determinada por las condiciones del fondo del pozo y el tipo de formación que se va a perforar. Debe hacerse un análisis puesto que hay dos factores que complican la decisión de la selección. Estos factores son:

- Baja viscosidad y poco peso en el lodo de perforación, con esto se logra una mayor tasa de penetración.
- Alta viscosidad y mucho peso en el lodo de perforación sirven para controlar mejor los efectos de ciertos parámetros en el fondo del pozo; tales como entrada de fluido de alta presión dentro del hueco conocida como arremetida. Estos efectos pueden causar desastres como el caso de un reventón.

#### **2.3.2.2 Tipos Básicos de lodos de perforación**

Existen tres tipos básicos de lodos de perforación, los cuales son:

- **Lodos de perforación en base agua**

Los lodos de perforación más utilizados son los de base agua. Este fluido está compuesto de varias combinaciones y cantidades de agua fresca o salada, bentonita y

aditivos químicos, que se determinan por las condiciones del fondo del pozo. Las reglas generales de operación son:

- a. **Operaciones superficiales:** se usa mucha agua, lodo natural y pocos aditivos químicos.
- b. **Operaciones de perforación en formaciones duras:** cuando se perfora formaciones duras de baja porosidad, se usa lodo liviano y de poco peso como fluido de perforación.
- c. **Operaciones de perforación en formaciones blandas de alta porosidad y alta presión:** estas formaciones se perforan con lodo pesado o denso como fluido de perforación.

Los lodos en base agua son los más comunes, de mayor uso en la perforación ya que son más económicos de mantener, fácil para usar y forma costra para proteger el hueco, además no contamina las formaciones.

- **Lodos de perforación en base aceite**

Estos lodos son caros y costosos de mantener, pero no son afectados por las formaciones sensibles al agua, además minimizan la corrosión en la sarta de perforación. Estos si no son bien manejados pueden causar daños al ambiente.

- **Lodos de perforación a base de aire o gas**

Son pocos utilizados. La ventaja principal de este tipo de fluido es el incremento en la rata de penetración, además utiliza compresores, requieren menos espacio y equipo.

Para el caso de los pozos perforados en los campos Arecuna y Bare se usa lodo agua gel para la fase de superficie, lignosulfonato para la fase intermedia y viscoelástico para la fase de producción.

Durante las actividades de perforación se debe considerar la composición del lodo empleado, ya que tiene que ser compatible con las condiciones del fondo del pozo (roca-fluido), dependiendo de la formación a perforar con la finalidad de minimizar el daño a la misma, en tal sentido se debe llevar a cabo un proceso de selección detallado mediante estudios previos antes de proceder a la utilización de los lodos en los diferentes yacimientos, para obtener los resultados esperados durante la construcción de los pozos horizontales de los Campos Bare y Arecuna.

Para la perforación de la zona de producción de los pozos horizontales de los Campos Bare y Arecuna, el lodo utilizado es el viscoelástico, conocido también con el nombre de lodo de reología específica o lodo biopolimérico, estos son pseudoplásticos, es decir, lodos cuyo comportamiento es independiente del tiempo y se caracterizan por tener propiedades viscoelásticas, son viscosos como un líquido y elásticos como un plástico. La formulación de este lodo consta típicamente de goma xántica, almidón modificado, potasa cáustica, acetato de potasio, gasoil como solvente y carbonato de calcio dolomítico como agente sellante o puenteante, cuya función es crear un revoque delgado, liso e impermeable, generando un sello en la arena productora, para minimizar la invasión del fluido hacia los espacios porosos del yacimiento, es por esto que se debe tener una adecuada distribución de los diferentes carbonatos que conforman este lodo. Por la razón antes mencionada, se tiene que tener mucho cuidado al momento de la preparación de este lodo, en cuanto a las concentraciones utilizadas de cada uno de los compuestos que lo conforman, teniendo más consideración con la concentración y la distribución adecuada del carbonato de calcio dolomítico, debido a que éste actúa como agente sellante en la formulación del lodo de perforación de los pozos horizontales de los Campos Bare y Arecuna

ubicados en el sector Nor-Oriental del área Ayacucho, ambos en la Faja Petrolífera del Orinoco, respectivamente. En la **tabla N° 2.1** se muestran los componentes que conforman al lodo Viscoelástico con sus respectivas concentraciones.

**Tabla N° 2.1: Componentes utilizados en la preparación del lodo Viscoelástico y su concentración para los campos Bare y Arcuna**

Producto	Función	Concentración (lbs/bbl)
Goma Xántica	Viscosificante	2,0 - 2,5
Almidón Modificado	Controlador de Filtrado	4,0 - 5,0
Potasa Cáustica	Agente Alcalizante	0,5 - 1,0
Acetato de Potasio	Inhibidor de Arcillas	2,0 - 4,0
Carbonato de Calcio	Meterial Sellante	12,0 - 30,0

De acuerdo a los aditivos químicos utilizados para conformar al lodo Viscoelástico que se emplea durante la perforación de la zona productora de los Campos Bare y Arcuna, se tiene que los aditivos de mayor influencia en la preparación de este lodo, en cuanto a generarle daño a la formación productora, en primer lugar se puede mencionar al carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), ya que éste cuando se agrega en los lodos de perforación, incrementa la densidad del fluido, es decir, le da peso al fluido para controlar la presión de la formación a través de la columna hidrostática que forma el fluido y controla el derrumbe en zonas que son microfracturadas. Por otra parte, cumple la función de ser agente sellante o ponteante en la arena de producción, generando la formación de un revoque que impide el paso del fluido de perforación hacia la arena productora, debido al revoque que forma genera un daño en la cara de la arena productora en la garganta porar del espacio poroso, cuyo daño es removible a través de limpieza Química/Mecánica, por medio de la utilización de la tubería continua Concéntrica en sus dos modalidades (modo de recuperación y remoción de finos o lodos y modo de inducción o estimulación de los

fluidos de la formación). El carbonato de calcio es completamente soluble en ácido clorhídrico al 15%, razón por la cual se realiza Estimulación Matricial a la formación productora, cuando se está en presencia de este tipo de daño.

Por otra parte se tiene a la goma xántica, como un agente causante del daño a la zona productora pero en menor grado en comparación con el carbonato de calcio, ya que ésta ofrece excelente tolerancia a cambios de temperatura, ácidos, bases y sales, que en muchos casos si no se controla la concentración de la misma, puede producir taponamiento en los espacios porosos de la arena, impidiendo así el libre paso de los fluidos de la formación productora hacia el pozo, para que sean extraídos hasta la superficie y para la remoción de dicho daño se utiliza la composición diseñada por PDVSA Intevep, denominada UVA-UVS, la cual deberá colocarse al pozo energizada con nitrógeno mediante el uso de una unidad de tubería continúa con jet blast en la punta y de acuerdo al procedimiento y volumen determinado según el informe de la colocación del liner ranurado.

Cabe destacar que los lodos Viscoelásticos son sistemas sencillos de obtener. Se preparan con agua fresca o salmuera no saturada y alrededor de cuatro o seis aditivos químicos. Antes de su preparación es necesario conocer las limitaciones y compatibilidad de sus componentes, para poder lograr un lodo estable. La salmuera se puede preparar con cualquier tipo de sal, todo dependerá del peso requerido y de la acción de inhibición deseada, generalmente no requieren de adiciones de lubricantes especiales, solo necesitan ser limpios para prevenir la formación de lechos de ripios.

El filtrado de los lodos Viscoelásticos se controla con almidón natural o modificado. Los almidones están sujetos a degradación; además, precipitan con el calcio al agregarlos simultáneamente con la soda cáustica. El pH del sistema debe mantenerse entre 7 y 9, ya que por encima o por debajo de este rango presentara

pérdidas de velocidad, y en consecuencia la disminución de la capacidad de acarreo y limpieza del fluido.

La prevención, la evaluación, el control y la remoción del daño a la formación se encuentran entre los asuntos más importantes a resolver para una explotación eficiente de los yacimientos, ya que es un problema operacional y económico indeseado que puede ocurrir durante la construcción y puesta en producción de un pozo. El daño a la formación no es reversible. De allí la importancia de evitarlo, especialmente en los pozos horizontales que tienen un elevado costo y son difíciles de tratar químicamente. Por desconocimiento o por falta de incentivos económicos, en la industria petrolera nacional no se han venido aplicando, de manera estricta, metodologías de prevención de daño a la formación.

### **2.3.3. Tubería Ranurada**

La tubería ranurada sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo, lógicamente, del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Las rejillas y los tubos ranurados actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada de la tubería ranurada. Las rejillas y los revestidores ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.



### 2.3.3.1 Ventajas de las rejillas solas o tubería ranurada

- Fáciles de correr.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.

### 2.3.3.2 Desventajas de las rejillas solas o tubería ranurada

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, la tubería ranurada o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de Formación.
- En pozos de alta tasa hay posibilidad de que ocurra una falla de la tubería ranurada o rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.



**Figura N° 2.6: Modelos de Tuberías Ranuradas**

**Fuente:** PDVSA-Intranet.

### **2.3.4 Análisis multivariante**

El análisis multivariante es el conjunto de métodos estadísticos cuya finalidad es analizar simultáneamente conjuntos de datos Multivariante en el sentido de que hay varias variables medidas para cada individuo u objeto estudiado. Su razón de ser radica en un mejor entendimiento del fenómeno objeto de estudio obteniendo información que los métodos estadísticos univariantes y bivariantes son incapaces de conseguir. Con el desarrollo de la informática se ha hecho posible desarrollar e implementar programas estadísticos que contienen las técnicas multivariantes; así todos los programas de este tipo contienen una parte dedicada a esta técnica.

#### **2.3.4.1 Objetivos del análisis multivariante**

Pueden sintetizarse en dos:

- Proporcionar métodos cuya finalidad es el estudio conjunto de datos multivariantes que el análisis estadístico uni y bidimensional es incapaz de conseguir.
- Ayudar al analista o investigador a tomar decisiones óptimas en el contexto en el que se encuentre teniendo en cuenta la información disponible por el conjunto de datos analizado.

#### **2.3.4.2 Tipos de técnicas multivariantes**

Se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- **Métodos de dependencia:** suponen que las variables analizadas están divididas en dos grupos: las variables dependientes y las variables independientes. El objetivo de los métodos de dependencia consiste en determinar si el conjunto de variables independientes afecta al conjunto de variables dependientes y de qué forma.
- **Métodos de interdependencia:** estos métodos no distinguen entre variables dependientes e independientes y su objetivo consiste en identificar qué variables están relacionadas, cómo lo están y por qué.
- **Métodos estructurales:** suponen que las variables están divididas en dos grupos: el de las variables dependientes y el de las independientes. El objetivo de estos métodos es analizar, no sólo como las variables independientes afectan a las variables dependientes, sino también cómo están relacionadas las variables de los dos grupos entre sí.

### 2.3.5 Análisis de regresión

Cuando el ingeniero de petróleo se encuentra con datos que no han sido observados en el campo bajo condiciones estrictamente controladas y que no contienen ninguna replica real que permita una estimación apropiada del error experimental, los métodos más apropiados son el de análisis de regresión (asociaciones cuantitativas entre variables y el de mínimos cuadrados), y no los de análisis de varianza.

### 2.3.6 Modelos de regresión

#### ➤ **Modelo lineal**

Es cuando ningún coeficiente o parámetro aparece como un exponente o es dividido o multiplicado entre otros parámetros. El objetivo principal en el análisis de regresión lineal, es el de estimar los coeficientes de la regresión  $B_0$  y  $B_1$  en base a un número  $n$  de observaciones muestrales  $(X_1; Y_1), (X_2; Y_2), \dots, (X_N; Y_N)$ . Podemos citar algunos ejemplos de regresión lineales, a saber tenemos:

$$Y = b_0 + b_1X + e \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$Y = b_0 + b_1X + b_2X^2 + e \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$Y = a + b * \text{Ln}(x) + e \quad (\text{Ec. 2.3})$$

#### ➤ **Modelo no lineal intrínsecamente lineal**

Son aquellos que siendo no lineales se pueden convertir en lineales mediante transformaciones lógicas matemáticas, para así de esta forma facilitar la aplicación de los mismos. Estas transformaciones se hacen tanto para las variables dependientes como para las variables independientes de modo que no alteran la ecuación.

#### ➤ **Modelo no lineal**

Es aquella que no es lineal en los coeficientes de regresión, es decir, se presentan variables con coeficientes exponenciales, multiplicados y divididos con otros parámetros, y ninguna transformación lógica matemática es aplicable a ella para poder linealizarla.

### 2.3.7 Regresión múltiple

El análisis de regresión múltiple, es una extensión del análisis de regresión simple. Estas son aplicaciones que involucran dos o más variables independientes para estimar el valor de la variable dependiente. En el caso de dos variables independientes, que se denotan con  $X_1, X_2, \dots, X_k$ ,  $k$  variables, el modelo algebraico sería el siguiente:

$$Y_i = B_0 + B_1X_{i,1} + B_2X_{i,2} + B_3X_{i,3} + B_kX_{i,k} + E \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Para este modelo  $Y_i$ , representa la  $i$ -ésima observación de la respuesta para un conjunto de valores fijos  $X_{i,1}, X_{i,2}, X_{i,3}, \dots, X_{i,k}$  de las variables de predicción, y  $e_i$ , es el error aleatorio no observable asociado con  $Y_i$ , y  $B_0, B_1, B_2, \dots, B_k$  son  $m = k+1$  parámetros lineales desconocidos. Esta ecuación recibe el nombre de modelo lineal general y da origen a la regresión lineal múltiple. El modelo de regresión múltiple, presenta la característica de que una respuesta dada se considere como una función de varias variables de predicción. Debido a que en los datos, ello implica a menudo una predicción más acertada

### 2.3.8 Principio de mínimos cuadrados

Técnica con que se ajusta una recta mediante un conjunto de puntos, de manera que se minimice la suma de los cuadrados de las distancias verticales entre  $n$  puntos y la línea.

El uso de un modelo lineal simple para explicar el objetivo de mínimos cuadrados es suficiente para comprender lo que se hace en un modelo lineal múltiple debido a que el procedimiento en si es el mismo. Sea el modelo  $Y_i = b_0 + b_1X_i + e_i$

para  $i = 1, 2, \dots, n$  de manera que la suma de cuadrados de las desviaciones de los valores observados  $Y$  de la derivada lineal es:

$$SCE = \sum (e_i)^2 = \sum (Y_i - b_o - b_1 X_i)^2 \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Derivar SCE con respecto a  $b_o$  y luego con respecto a  $b_1$ :

$$\frac{dSCE}{db_o} = -2 \sum_{i=1}^n (Y_i - b_o - b_1 X_i) \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$\frac{dSCE}{db_1} = -2 \sum_{i=1}^n X_i (Y_i - b_o - b_1 X_i) \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Igualando a cero cada una de estas derivadas se obtiene el conjunto de ecuaciones:

$$b_o n + b_1 \sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n Y_i \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$b_o \sum_{i=1}^n X_i + b_1 \sum_{i=1}^n X_i^2 = \sum_{i=1}^n X_i Y_i \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Resolviendo simultáneamente permiten obtener los coeficientes  $b_o, b_1$  que hacen mínimo la suma al cuadrado de los errores (SCE). En otras palabras la línea ajustada por mínimos cuadrados es la suma de cuadrados de todas las distancias verticales tan pequeña como sea posible.

### **2.3.9 Criterios para evaluar y comparar las ecuaciones de regresión**

Para evaluar y comparar las ecuaciones de regresión, de manera especial dentro del contexto de todas las posibles regresiones es necesario tener criterios efectivos. Seis de los criterios más empleados son el del coeficiente de determinación múltiple, el coeficiente de correlación, el de la varianza debido al error, gráfico cruzado el gráfico residual y la prueba global.

#### **2.3.9.1 Coeficiente de determinación**

El coeficiente de determinación ( $R^2$ ) viene expresado mediante la siguiente relación:  $R^2 = SCR/SCT$ ; siendo este una proporción de la variación total (SCT) explicada por la ecuación. Algunas veces se define como un porcentaje. Este no mide por sí solo que tan buena puede ser la ecuación para uso de la predicción debido a que  $R^2$  aumenta a medida que el número de variables en el modelo se incrementa.

#### **2.3.9.2 Coeficiente de correlación**

Viene a ser la raíz cuadrada del coeficiente de determinación  $(R^2)^{1/2} = R$  y se utiliza para medir el grado de asociación entre la variables, bien sea entre la variable dependiente y la variable independiente o entre variables que son consideradas independientes.

El coeficiente de correlación estarán comprendidos entre (-) 1 y (+) 1 es decir, entre (0 y 1) positivos y entre (0 y -1) negativos. Por tanto, el grado de intensidad o fuerza que presente este Coeficiente de Correlación (R) estará en función o dependencia de cuantos más se aleje del valor cero.

Así por ejemplo, podríamos decir al respecto: Para  $R=0$ , las variables son incorrelacionadas, para  $R$  menor que 0,30 la correlación es débil, para  $R$  entre 0.30 y 0.50 es mediana, mayor de 0.50 pero menor de 0.80  $R$  es apreciable, mayor de 0.80 pero menor de 1  $R$  es fuerte, igual a 1 tendremos una correlación perfecta.

### 2.3.10 Evaluación económica en la industria petrolera

Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de una oportunidad o necesidad tomando en cuenta que los recursos son un bien limitado. Cualquiera que sea la idea que se presente implementar, cualquiera la inversión, cualquiera la metodología o la tecnología a aplicar, conlleva necesariamente a la búsqueda de proposiciones coherentes que satisfagan los requerimientos planteados dando el uso más eficiente a los recursos. La Evaluación Económica de Proyectos consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad donde la decisión de inversión se tomará para aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor en términos monetarios de la corporación. A continuación se describen los parámetros más influyentes en la evaluación económica de todo proyecto:

- **Valor Presente Neto (VPN):** también llamado flujo acumulado de caja descontado, valor capital de la inversión, valor actual neto. Es el valor actual de todos los requerimientos futuros esperados, es decir la sumatoria de todos los flujos anuales descontados al año base.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es un indicador de referencia de cuan rápido se recupera la inversión, mientras mayor es más brusca será la recuperación capital (Rentabilidad del Proyecto). Se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto para compararlo con el



rendimiento de otros proyectos, por lo tanto constituye una tasa de rendimiento ajustada en el tiempo.

- **Tasa Interna de Retorno Modificada:** es aquella tasa que considera las tasas de financiamiento de las inversiones y de los excedentes de efectivo.
- **Eficiencia de la Inversión (EI):** es la rentabilidad que se obtiene, en términos reales, por cada unidad monetaria invertida. La eficiencia de la inversión se utiliza para jerarquía a los proyectos, por lo que permite seleccionar los proyectos que rendirán una mayor rentabilidad.
- **Tasa de Descuento:** es la tasa de interés que representa el valor al cual el inversionista está dispuesto a arriesgar su capital. La tasa de descuento es diferente y particular para cada inversionista y proyecto, dependiendo de las expectativas de la inversión. Para la industria petrolera nacional está generalizada, para efectos de análisis previos de rentabilidad económica, en un 10% y ésta distribuida de la siguiente manera: (Costo del Capital: 4%, Riesgo Promedio: 3%, Contribución a proyectos no generadores: 3%).
- **Período de Recuperación Dinámico:** es el tiempo en el cual se recupera la inversión o el momento en que el flujo de caja se hace positivo.
- **Horizonte Económico (HE):** es el período de tiempo establecido para el cual se calculan los flujos de caja de una propuesta de inversión. Para determinarlo se rige por la vida útil de los activos, es decir, períodos estimados de servicio del equipo.

## 2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS

**Daño a la formación:** el daño a la formación es un término genérico que se refiere a la disminución de la permeabilidad de una formación productora de petróleo y/o gas por diversos procesos adversos. Se dice que una formación se encuentra dañada cuando por cualquier razón el área alrededor del pozo tiene una permeabilidad reducida.

**Datum:** el datum o plano de referencia es la profundidad bajo el nivel del mar, a la cual se refiere la presión y temperatura de un yacimiento. Generalmente el plano de referencia usado es aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento (Centroide).

**Desplazamiento horizontal:** es la distancia horizontal desde la superficie hasta la profundidad final.

**Emulsión:** una emulsión es una mezcla de líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante).

**Modelo estadístico:** un modelo estadístico es una ecuación matemática que reproduce los fenómenos que observamos de la forma más exacta posible. Para ello tiene en cuenta los datos suministrados y la influencia que el azar tiene en estas observaciones. Por otra parte, es también conocido como una expresión simbólica en forma de igualdad o ecuación que se emplea en todos los diseños experimentales y en la regresión para indicar los diferentes factores que modifican la variable de respuesta.

**Longitud efectiva:** la longitud efectiva ( $L_e$ ) de un pozo representa la sección óptima navegada de dicho pozo y la que estará en contacto directamente con los fluidos que serán extraídos del yacimiento en la arena prospecto.

**Longitud Horizontal Óptima:** es aquella longitud a la cual un pozo permite acumular la mayor cantidad de petróleo al menor costo y tiempo invertido en su construcción.

**Radio de drenaje:** conceptualmente el radio de drenaje nos da una idea de la extensión de la zona drenada por un pozo considerando una formación uniforme y líneas de flujo.

**Regresión:** proceso general de predecir una variable a partir de otra con medios estadísticos, usando datos anteriores.

**Rentabilidad:** es una noción que se aplica a toda acción económica en la que se movilizan unos medios, materiales, humanos y financieros con el fin de obtener unos resultados.

**Tiempo de Operatividad Efectivo:** es el tiempo acumulado en el cual el pozo se encuentra activo, sin considerar los periodos de cierre durante su vida productiva.

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

#### 3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se aplicó en este estudio fue de **Tipo Explicativa**. “La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, Los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas (investigación post facto), como de los efectos (investigación experimental) mediante la prueba de hipótesis. Sus resultados y conclusiones constituyen el nivel más profundo de conocimiento”. **Fidias Arias (2006)**.

Esta investigación es del tipo explicativa, ya que en ésta se van a evaluar las distintas variables como sección horizontal navegada, producción acumulada de petróleo, espesor, permeabilidad, viscosidad, arcillosidad, porosidad, presión, entre otras, para determinar la influencia de estas variables en la longitud horizontal de los diferentes pozos en estudio de los campos Bare y Arcuna.

#### 3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La estrategia que se plantea para alcanzar los objetivos de la investigación se basó en un diseño de investigación documental, puesto que los datos fueron obtenidos de manera directa de los informes geológicos, perforación, completación, contenidos en las carpetas de registro de cada pozo, y a través de los programas utilizados por la empresa. **Fidias Arias (2006)**, expresa en cuanto a la investigación documental que “se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos”

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

Según **Fidias Arias (2006)**, “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”. En el presente estudio la población estuvo representada por 179 pozos horizontales activos, de los cuales 153 pozos pertenecen al campo Bare y 26 pozos al campo Arecuna, que fueron el objeto de estudio durante la investigación.

“La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población”. **Fidias Arias (2006)**. Para esta investigación la muestra está constituida por 80 pozos, los cuales fueron seleccionados mediante las premisas establecidas por la Gerencia de Yacimientos del Distrito San Tomé que están enmarcados por el primer objetivo de la investigación.

### **3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO**

Para llevar a cabo la siguiente investigación con el fin de alcanzar los objetivos planteados, se estableció el siguiente procedimiento metodológico que describe de manera detallada y ordenada las distintas operaciones a las cuales fueron sometidos los datos o información de interés. De esta manera, se muestra a continuación las etapas que conformaran el procedimiento metodológico de esta investigación:

#### **3.4.1 Descripción del comportamiento de producción de los pozos horizontales para el período 2002-2010**

Basándose en la información encontrada de los pozos horizontales para el período 2002-2010, los cuales se encuentran asociados a los campos Bare y Arecuna. Se procedió a recopilar aspectos de interés tales como: nombre de los pozos,

producción acumulada, sección horizontal navegada y longitud efectiva, diagramas de completación, intervención con tubería de limpieza, características de rocas y fluidos, niveles de presión, saturaciones de fluidos, comparación entre pozos vecinos, tiempo de efectividad, entre otros, para la cual fue necesario revisar los archivos existentes (carpeta de pozo), que contienen toda la información de la vida de los pozos desde su propuesta de perforación hasta el último trabajo realizado, según sea el caso para cada pozo por individual, también se puede encontrar todo lo concerniente a trabajos reparaciones, información geológica, problemas operacionales, métodos de levantamiento artificial utilizado, condiciones mecánicas, entre otros, considerando las variables antes mencionadas y con la aplicación de la Herramienta de Monitoreo de Yacimientos Oil Field Manager (O.F.M.®), que sirve a través de sus módulos para ver, modificar y analizar datos de producción y de yacimientos desde un nivel más básico, hasta desarrollos complejos, y por medio de estas se puede describir el comportamiento de producción de los pozos horizontales seleccionados.

Para el desarrollo de esta etapa se procedió a la evaluación de la siguiente información correspondiente a cada pozo horizontal completado

#### **3.4.1.1 Historias de Producción**

Una vez iniciada la producción de un pozo, el comportamiento futuro se verá afectado por la ocurrencia de ciertos eventos que pueden traer como consecuencia altos y bajos en la producción, dependiendo de la magnitud de dichos eventos. Todas estas etapas por las que atraviesa el pozo durante la producción, son registradas en una base de datos que facilita el análisis de dicho pozo. En este caso, se realizó el análisis mediante las gráficas y reportes de producción generados por OFM, actualizadas hasta Agosto de 2010. A través de las gráficas de producción, se puede apreciar la producción de fluidos (Petróleo, Gas y Agua) en función del tiempo, así

como también los incrementos y descensos de dicha producción durante la vida productiva del pozo en estudio.

#### **3.4.1.2 Declinación de producción**

Como parte del estudio del comportamiento de producción de los pozos horizontales, se evaluó la declinación de producción de cada pozo a objeto de estudio. Para esto se utilizaron las curvas de declinación de producción generadas a través del programa OFM, ya que por medio de este se puede reflejar la tasa de producción en función del tiempo o producción acumulada, considerando la RGP y la producción de agua durante la vida productiva de cada pozo en particular, al igual que los períodos inactivos en la producción de los mismos. Las curvas pueden ser de tipo Exponencial, Hiperbólica o Armónica, dependiendo de la tendencia que más se ajuste al comportamiento del pozo.

#### **3.4.2 Evaluación del efecto del lodo de perforación y diámetro de ranuras del tubo ranurado, en el comportamiento productivo de los pozos horizontales seleccionados**

De acuerdo a la composición de los lodos utilizados durante la perforación de la fase horizontal, se evaluaron todos los efectos que de una u otra manera le pudieran causar daño a la formación y el método de limpieza que se pudiera emplear según sea el grado del daño, en cuanto al tubo ranurado utilizado se tomó en cuenta el diámetro de las ranuras del mismo, considerando la velocidad de bombeo a la cual se exponen los pozos, para minimizar problemas de arenamiento y prolongar la longevidad del pozo.

### **3.4.3 Determinación de la longitud óptima de la sección horizontal mediante Modelo Estadístico**

En función a la información recopilada y validada en la base de datos, provenientes de archivos existentes (carpetas de pozos) y algunos programas usados por la empresa (Centinela pozo, Sisubv 10, OFM 2005), se logró obtener la longitud óptima de la sección horizontal a través de un modelo estadístico de “Regresión No Lineal”, el cual maneja variables del yacimiento, perforación, completación, levantamiento artificial, entre otros; ya que por medio de éstas se pudo realizar el estudio a los diferentes pozos y comparar los resultados obtenidos durante la aplicación de dicho modelo.

En este punto, con el objetivo de tener un valor preliminar de la longitud horizontal óptima, se usaron gráficos tipos circular (diagrama torta) y gráficos de barra, en los cuales los pozos completados en un mismo yacimiento fueron agrupados en función de la sección horizontal, el acumulado de petróleo ( $N_p$ ) y el número de pozos involucrados.

Para el desarrollo del modelo estadístico, propiamente dicho, se aplicó el principio de regresiones, donde las variables seleccionadas para obtener el par ordenado (x,y) fueron:

- 1. Acumulado de petróleo ( $N_p$ ) como variable dependiente ---- *eje de las ordenadas “y”*.**
- 2. Sección horizontal (SH) como variable independiente ---- *eje de las abscisa “x”*.**



Es importante mencionar que la selección de dichos parámetros obedece a que la primera (NP) está relacionada con el volumen de petróleo drenado o recuperado y que es el objetivo principal de la industria petrolera, es decir que este valor me determina cuál o cuáles proyectos son rentables, ya que la empresa siempre se inclinará por el proyecto que me genere mayor NP y mayores ganancias y por otro lado por ser un parámetro que está en función de todos los parámetros involucrados en el sistema de producción: yacimiento-pozo-superficie. Con respecto a la segunda variable (SH), la selección obedece a que está directamente relacionada con nuestra incógnita en el estudio.

Para obtener los valores de cada parámetro para cada uno de los yacimientos de los campos Bare y Arecuna, se aplicó la definición de promedios ponderados, para los cuales las variables o parámetros que se usaron para el cálculo fueron considerados en función de los resultados de un estudio titulado: *Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length*. V.R. Penmatcha,\* SPE, Sepehr Arbabi,\* SPE, and Khalid Aziz, SPE, Stanford U. *SPE Journal* 4 (3), September 1999. En este trabajo, y el cual fue uno de los impulsores principales al desarrollo del presente trabajo de grado, demostró que: Así como la sección horizontal en un pozo es incrementada, su contacto con el yacimiento incrementa. Pero al mismo tiempo la resistencia al flujo de fluidos también incrementa, lo cual tiene un efecto negativo en la productividad del pozo. El rendimiento global de un pozo horizontal depende del balance de estos 2 factores y el ignorar la caída de presión por el efecto friccionar, a lo largo de toda la sección horizontal, podría conllevar a estimaciones poco realistas de altas tasas de producción. Las variables que están directamente ligadas a este fenómeno son: Viscosidad del fluido, permeabilidad de la formación, tasa de flujo, caída de presión entre otros. Estos parámetros fueron los utilizados para la determinación de los promedios ponderados de  $N_p$  y SH a través de la aplicación de las siguientes ecuaciones:

$$\sum_{SH} = \frac{[(S.H1 * (Qo1 * \Delta P1 * Kefo1 * \mu o1)) + (S.H2 * (Qo2 * \Delta P2 * Kefo2 * \mu o2))]}{(Qo1 * \Delta P1 * Kefo1 * \mu o1 + Qo2 * \Delta P2 * Kefo2 * \mu o2)} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$\sum_{NP} = \frac{[(NP1 * (Qo1 * \Delta P1 * Kefo1 * \mu o1)) + (NP2 * (Qo2 * \Delta P2 * Kefo2 * \mu o2))]}{(Qo1 * \Delta P1 * Kefo1 * \mu o1 + Qo2 * \Delta P2 * Kefo2 * \mu o2)} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Es importante destacar que los pozos, para cada yacimiento fueron agrupados en función del tiempo efectivo de operatividad (TEO), donde la variación entre los pozos con mayor y menor tiempo estuvo entre 0,4-0,6 años, esto con el objetivo de que la desviación para la comparación entre pozos se diera en un orden bastante aceptable. Posteriormente dentro de cada agrupación se calcularon los promedios ponderados de SH y NP para los casos donde se tenían igual TEO para finalmente obtener cada punto o par ordenado de la gráfica, por ejemplo:

1. Agrupación considerando la variación mínima entre los TEO.

**Tabla N° 3.1: Variación del TEO: 4,2-3,6 = 0,6 años**

<b>POZO</b>	<b>S.H (pies)</b>	<b>NP (BN)</b>	<b>TEO (años)</b>
MFB-750	1450	608645	3,6
MFB-749	3312	496132	3,6
MFB-747	3266	663662	3,7
MFB-728	2811	1284891	3,7
MFB-713	2910	1234662	3,8
MFB-702	4200	1401765	3,9
MFB-698	2797	1590976	4
MFB-714	3443	1351699	4,1
MFB-727	3893	1287668	4,1
MFB-732	2101	1207755	4,2

2. Sub-agrupación por igual

3. Tiempo efectivo de operatividad

**Tabla N° 3.2: Tiempo efectivo de operatividad**

Pozo	SH (pies)	Np (BN)	TEO(años)
MFB-747	3266	663662	3.7
MFB-728	2811	1284891	3.7

4. Variables consideradas para determinar el promedio ponderado

**Tabla N° 3.3: Variables consideradas para determinar el promedio ponderado**

Pozo	Qo (Bls/d)	$\Delta p$ (lpc)	Kefo (Md)	$\mu_o$ (cPs)
MFB-747	160	200	3520	880
MFB-728	639	105	4000	815

Una vez aplicadas las ecuaciones 3.1 y 3.2 se obtuvo uno de los puntos a graficar: P1 (SHprom.,Npprom.). Análogamente, este procedimiento fue aplicado para todos los pozos en cada yacimiento obteniendo así un determinado número de puntos que fueron graficados en un plano cartesiano, ejemplo:

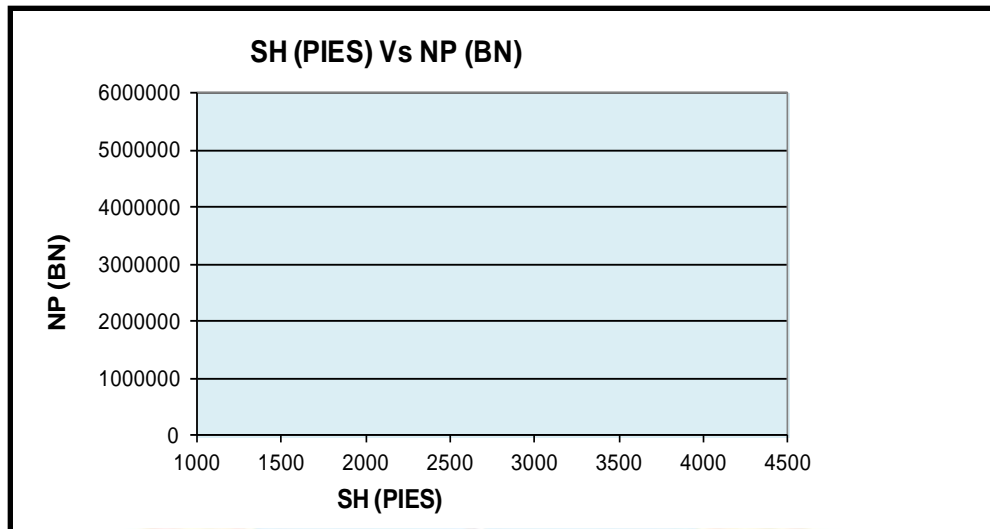


Gráfico N° 3.1: Sensibilidad de la S.H Vs NP mediante modelo estadístico

Luego se agregó la mejor línea de tendencia que ajustaba al comportamiento de la gráfica y en función del coeficiente de correlación  $r$  (si  $0.9 \leq r \leq 1.0$ , correlación excelente). Ejemplo:

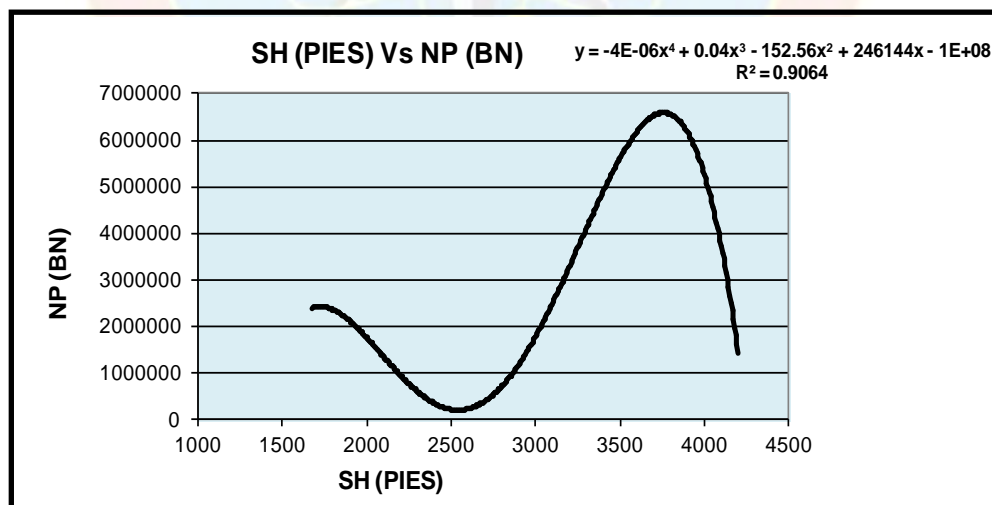


Gráfico N° 3.2: Sección horizontal óptima mediante modelo estadístico

Obtenida la función o línea de tendencia que mejor se ajustó al comportamiento de los puntos graficados, para este ejemplo una función polinómica de grado 3, se procedió a utilizar principios matemáticos relacionados con el criterio de la primera derivada (puntos críticos) para determinar los valores máximos y mínimos relativos. Para el objetivo de este trabajo nos interesa determinar el valor de SH donde se obtiene el mayor valor de NP, es decir el valor máximo o punto máximo que representa **la sección horizontal óptima**. A continuación una breve explicación de esta fundamentación matemática:

- ✓ **Definición de valor máximo relativo:** La función  $f$  tiene un **valor máximo relativo** en el número  $c$  si existe un intervalo abierto que contiene a  $c$ , en el que  $f$  está definida, tal que  $f(c) \geq f(x)$  para todo  $x$  en ese intervalo.
- ✓ **Teorema del criterio de la primera derivada:** Si  $f(x)$  existe para todos los valores de  $x$  en el intervalo abierto  $(a, b)$ , y si  $f$  tiene un extremo relativo en  $c$ , donde  $a < c < b$ , y además  $f'(c)$  existe, entonces  $f'(c) = 0$ .

*\*: Fuente: LEITHOLD, 7 ma. Edición. El CÁLCULO.*

Luego de determinada la SH óptima para cada yacimiento de los campos Bare y Arcuna, se procedió a determinar otro valor promedio de este parámetro considerando variables que de acuerdo a la experiencia en el área de estudio son de suma importancia durante la navegación de un pozo horizontal y por ende en el éxito volumétrico, estos son: espesor de arena en TVD y porcentaje de arcillosidad (Vsh). El procedimiento consistió en calcular un promedio ponderado de la SH en función de las variables antes mencionadas.

También se usó el programa Crystal Ball, por ser éste un programa que permite determinar distribuciones probabilísticas de una serie de datos específicos orientados a la representación gráfica y así tener una mayor precisión en cuanto a la longitud óptima horizontal a ser perforada en futuros pozos.

#### **3.4.4 Comparación del efecto costo-beneficio de los pozos con longitudes menores a 2000 Pies Vs longitudes mayores a 2000 Pies**

Terminado el estudio de la longitud horizontal óptima, se evaluó el horizonte económico de las mismas, y los beneficios que traerá a la industria utilizando la mejor alternativa que garantice la rentabilidad de futuros proyectos de explotación, y permita retornar la inversión en el menor tiempo posible, para desarrollar nuevos planes en cuanto a la longitud horizontal alcanzada durante la perforación y comparar la producción obtenida con longitudes menores a 2000 pies y longitudes mayores a 2000 pies de la sección horizontal navegada en el yacimiento, con la finalidad de mejorar el comportamiento de producción de los pozos horizontales.

En esta etapa de la investigación, se utilizó una relación de costos en función de la profundidad perforada, la cual estableció parámetros desde el punto de vista económico tales como: Costos de lodo de perforación, taladro, equipo de control de sólidos, servicio direccional, tubería, entre otros; y de yacimiento para su desarrollo; a través de este modelo se obtuvo el costo total de la inversión de cada pozo horizontal en estudio completado en el período 2002-2010 de los Campos Bare y Arecuna, el cual incluye costos de perforación, limpieza y estimulación (Química/ Mecánica), completación, instalaciones, infraestructuras y tecnología.

Una vez obtenidos todos los costos de cada pozo horizontal, se procedió a realizar la evaluación económica para determinar su rentabilidad. Para llevar a cabo esta etapa, se utilizó el programa “Sistema Evaluación Económica Plus” (SEEPLUS),

donde se introdujeron los parámetros asociados al proyecto, lo que permitió obtener los valores necesarios para el análisis de rentabilidad económica del estudio, evaluando los proyectos de acuerdo a los lineamientos de **PDVSA**: Tasa Interna de Retorno  $TIR > 15\%$ , Eficiencia de Inversión  $EI > 1\%$  y el Valor Presente Neto  $VPN > 0\%$  y bajo el concepto de mercado establecido para el año presupuestario 2011, con un precio promedio del crudo de 40 \$/bl.

### 3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para recopilar la información necesaria para el desarrollo satisfactorio del tema, la técnica aplicada fue la búsqueda de todo el material bibliográfico y de documentación referente al tema, se hizo uso de: tesis, libros, intranet, carpetas de pozos, entre otros.

#### 3.5.1 Técnicas de Recolección de Datos

- **Revisión bibliográfica:** a través de esta técnica se va a recopilar la información contenida en los textos, trabajos de investigación, revistas y documentos de la empresa que sustentaron la investigación. Así como la revisión de proyectos de reactivación de pozos realizados en el campo objeto de estudio o pertenecientes al Distrito San Tomé.
- **Entrevistas:** se realizarán entrevistas al personal profesional del Distrito San Tomé (ingenieros, supervisores, operadores) así como la asesoría académica para adquirir la información necesaria.
- **Observación directa:** se realizará a través de visitas a campo, lo que permitirá una mayor integración con los procesos, los estilos y formas de trabajo ajustados al área operacional.

### 3.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos

- **Sistema Integral de Subsuelo (SISUBV 10):** es un una base de datos utilizada para observar y verificar el reporte de las operaciones que se le realizan diariamente a un pozo de una manera más fácil y rápida. El mismo integra información de operaciones diarias de la labores de la empresa acerca de diversos eventos que ocurren en un determinado campo petrolífero en función a las actividades realizadas a los pozos. En la figura N° 3.1, se observa la ventana principal del programa.

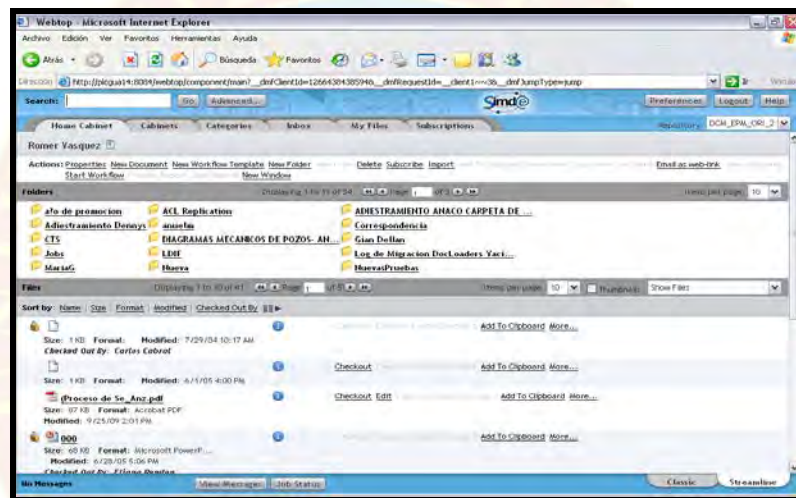


**Figura N° 3.1: Ventana Principal de la Aplicación Sisubv 10**  
**Fuente: PDVSA-Intranet**

- **SIMDE (Carpeta de pozos):** esta aplicación permite el manejo electrónico de los archivos de pozos, que contienen almacenados todas las actividades realizadas desde la perforación del mismo hasta su abandono (diagramas de completación, producciones acumuladas de hidrocarburos de cada pozo, resumen geológico, operaciones, y finalmente los mapas oficiales), y se encuentran disponibles en imagen digital. A través de esta herramienta se



realiza la revisión y búsqueda de todos los documentos que contienen la información para ser integrada una vez validada, en la base de datos para el desarrollo del proyecto. Esta herramienta es muy útil y fácil de usar, debido a que se encuentra organizada por Distritos Operacionales con la finalidad de agilizar la búsqueda a los usuarios, y además se tiene la ventana de acceder a la información referente de los pozos por medio de la red de la empresa, sin la necesidad de dirigirse al lugar de origen.



**Figura N° 3.2: Ventana Principal de la Aplicación SIMDE**  
Fuente: PDVSA-Intranet.

- **Centinela (Pozo):** el sistema conocido como Centinela® (Centro de Información del Negocio Petrolero Lagoven) es un sistema visualizador de información petrolera confiable, lo cual incrementa la confiabilidad del usuario. Proporciona un seguimiento continuo de los parámetros operacionales de las instalaciones, así como también garantiza la reducción en tiempo para la toma de datos manuales y su posterior transcripción. Con esta herramienta se actualizan y se consultan datos relacionados con las pruebas de producción de los pozos, se generaron balances e informes oficiales y operacionales sobre el

comportamiento de los pozos, instalaciones y equipos asociados a la gestión de producción. En la figura N° 3.3, se observa la ventana principal del programa.



**Figura N° 3.3: Pantalla Principal de Centinela**

**Fuente:** PDVSA-Intranet.

- **Herramienta de Monitoreo de Yacimientos Oil Field Manager (O.F.M.®):** el software de monitoreo de yacimientos fue utilizado en este proyecto como herramienta principal para el control y seguimiento de los yacimientos involucrados en el trabajo, O.F.M. es una herramienta de trabajo que permite el monitoreo permanente de los yacimientos, mediante la gerencia dinámica de los procesos de custodia y la integración de datos de campo. A través de una continua actualización de la información, la herramienta permite generar nuevos esquemas de explotación ajustados a las condiciones imperantes en el yacimiento. El O.F.M. es un paquete con capacidad de almacenamiento de datos, y realizar cálculos al mismo tiempo, que sirve, a través de sus módulos, como apoyo en el seguimiento y administración de campos de petróleo y gas. En él se pueden ver, modificar y analizar datos de producción y de yacimientos

desde el nivel más básico, hasta desarrollos complejos. En la figura N° 3.4, se observa la ventana principal del programa.



**Figura N° 3.4 Ventana Principal de la Aplicación OFM 2005**  
Fuente: PDVSA-Intranet.

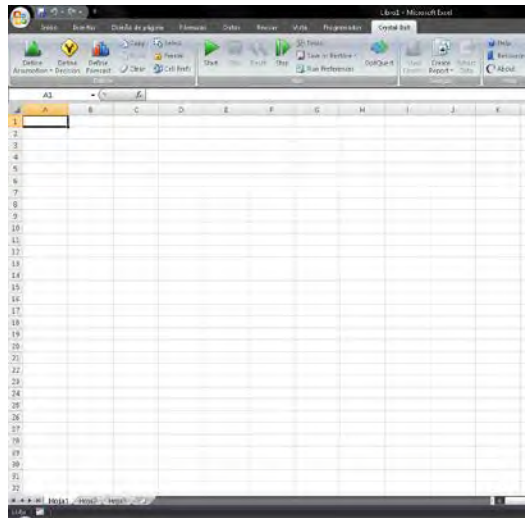
- **SEE PLUS:** el sistema de evaluaciones económicas SEE-PLUS es un programa computarizado, que permite mediante su aplicación cuantificar la rentabilidad de un proyecto a través de los indicadores económicos: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Tasa Interna de Retorno Modificada, Eficiencia de la Inversión y Tiempo de Pago Dinámico, todo esto asociado a la cartera de filiales y negocios en los distintos eventos presupuestarios, a través de esta herramienta se puede determinar la capacidad que tiene una inversión o gasto de generar ganancias para así conocer la rentabilidad de un proyecto. Este sistema cuenta además con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos, entre otras, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuán susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos. El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta PowerBuilder

7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98, 2000, NT y XP, y bajo la plataforma Multiusuario ORACLE (Manejador de Base de Datos), haciendo que el mismo pueda ser accesado a través de la Intranet de PDVSA (Figura N° 3.5).



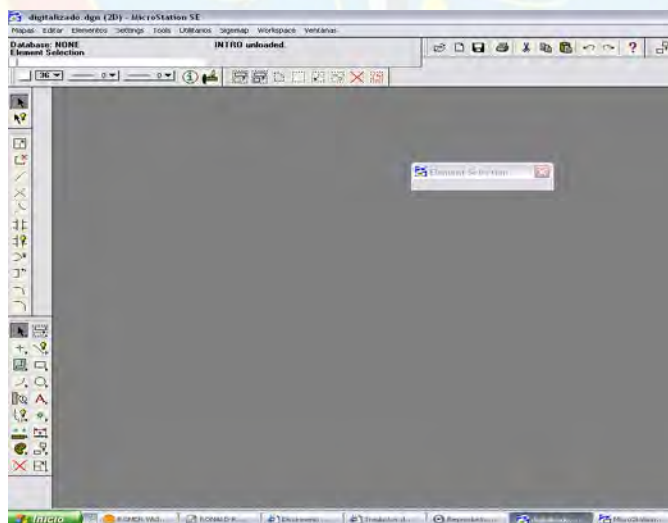
**Figura N° 3.5: Ventana Principal del SEE PLUS**  
**Fuente: PDVSA-Intranet.**

- **CRYSTAL BALL:** el Crystal Ball 2000 es un programa complementario del Excel (Add-in), propiedad de la empresa “Decisioneering”. Este software de fácil utilización, permite determinar las distribuciones probabilísticas de una serie de datos específicos o en su defecto asignar a una serie de datos un comportamiento conocido o estimado en base a criterios de expertos. Está orientado a la representación gráfica del riesgo e incertidumbre basados en la aplicación de la técnica de Montecarlo, sin embargo esta herramienta posee un potencial complementario para otro tipo de análisis y toma de decisiones.



**Figura N° 3.6: Ventana Principal del programa Crystal Ball 2000**  
Fuente: PDVSA-Intranet.

- **Sistema de Generación de Mapas (SIGEMAP 3.0):** es una aplicación computarizada para la elaboración, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas automatizados



**Figura N° 3.7: Ventana Principal del SIGEMAP 3.0**  
Fuente: PDVSA-Intranet.

## **3.6 RECURSOS**

### **3.6.1 Humanos**

Con respecto al apoyo humano, estuvo presente el personal profesional calificado de la Gerencia de Yacimientos, así como también el personal de la Unidad de Explotación Extrapesado, todos pertenecientes a PDVSA Distrito San Tomé y de igual manera los representantes profesionales de la Universidad de Oriente Núcleo Monagas.

### **3.6.2 Materiales**

Para el desarrollo de esta investigación se utilizaron herramientas y materiales tales como:

- Disponibilidad de oficina y equipo de computación con acceso a la red de la empresa.
- Equipos como escáner, impresora y fotocopidora.
- Paquetes computacionales tales como Windows XP, Office 2003; y aplicaciones de la empresa como Oil Field Manager (OFM®), Centinela, Carpeta SIMDE\_WEB, Sisubv 10, SIGEMAP 3.0, SEE-PLUS.
- Carpetas y registros eléctricos de pozos y material bibliográfico del área en estudio.

### **3.6.3 Económicos**

Para el desarrollo de esta investigación todo lo referente a la parte económica estuvo financiado en su totalidad por la empresa PDVSA del Distrito San Tomé, sustentada bajo el presupuesto de la Gerencia de Yacimiento.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS HORIZONTALES EN EL PERÍODO 2002-2010**

El estudio del comportamiento productivo para cada pozo horizontal de los Campos Bare y Arecuna, completados en el período 2002-2010, se logró mediante el análisis detallado de la información y datos de campo correspondiente a cada uno de los pozos en estudio y la utilización de principios teóricos que mejor se adaptaron a las condiciones observadas; con la finalidad de conocer como afectan los diferentes parámetros al comportamiento de producción de los pozos completados en un yacimiento de crudos extrapesados. A continuación se procedió a la evaluación de la siguiente información correspondiente a cada pozo horizontal completado:

##### **4.1.1 Interpretación de la historia de producción de los pozos horizontales de los Campos Bare y Arecuna**

La producción de cualquier pozo horizontal, vertical, multilateral, desviado, entre otros, puede ser analizada mediante gráficas en función del tiempo, para verificar de esta manera, los posibles factores que estén afectando dicha producción. Para el logro de este objetivo se procedió a realizar la interpretación de las historias de producción correspondientes a cada uno de los pozos horizontales en estudio de los Campos Bare y Arecuna, obtenidas de la base de datos Oil Field Manager.

- **Pozo MFA-241:**

La perforación de este pozo se inició el 23 de Diciembre de 2006, con el objetivo de penetrar horizontalmente y drenar parte de las reservas de petróleo contenidas en la arena J3 yacimiento MFA-29, alcanzando una profundidad total medida de 8088 pies, de los cuales 3916 pies corresponden a la sección horizontal navegada y sólo 2718 pies representaron la longitud efectiva del pozo. Posteriormente el 03 de Marzo de 2007 se realizó un servicio de limpieza (Química y Mecánica) con Coiled Tubing Concéntrico para remover el daño a la formación, causado por el lodo de perforación, entre otros. Luego la completación original se efectuó el 27 de Abril de 2007 con equipo de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidades Progresivas y comenzó la producción el 29 de Mayo de 2007 con una tasa promedio de petróleo de 830 BNPD, RGP 246 pc/bls y 0,2 %AyS, estabilizándose la producción del pozo hasta Agosto de 2007, cuando la tasa experimentó un descenso brusco llegando a alcanzar un valor de 626 BNPD (Gráfico N° 4.1), razón por la cual estuvo en evaluación (se registraron nivel de fluido dinámico y estático, condiciones de bombeo y del yacimiento, etc);

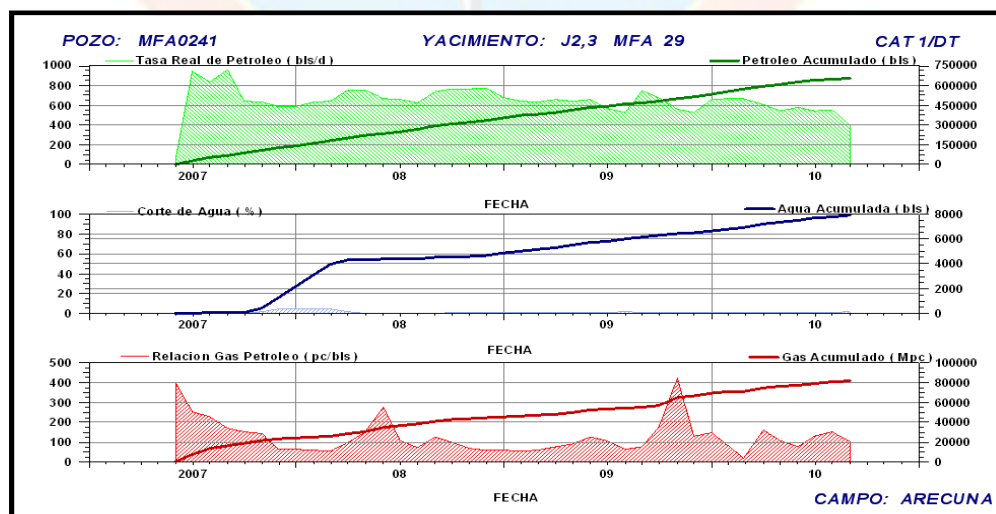


Gráfico N° 4.1: Histórico de producción del pozo MFA-241



Seguidamente el 12 de Junio de 2008 se reemplazó el equipo de producción BCP por otro similar (bomba dañada), activándose a finales de dicho mes con una tasa de 639 BNPD, (RGP 100 pc/bls y 0,5 %AyS); La producción se mantuvo constante, a partir de Diciembre de 2008, con un promedio de 610 BNPD hasta Marzo de 2010, cuando empezó a disminuir nuevamente la tasa de crudo, sin presentar aumento del corte de agua, este período quedó afectado por funcionamiento ineficiente de la bomba, por tal motivo se realizó una nueva evaluación de producción (bomba, aporte de la formación, niveles de fluidos, etc); Cabe destacar que este pozo ha mantenido un comportamiento de producción muy estable durante su vida productiva y actualmente se encuentra activo con una tasa de petróleo de 333 BNPD (RGP 30 pc/bls y 2 %AyS), y ha logrado acumular hasta la fecha un  $N_p = 655$  Mbls,  $W_p = 7,9$  Mbls y  $G_p = 81429$  Mpc.

- **Pozo MFB-713**

El pozo MFB-713 fue perforado el 09 de Mayo de 2006, alcanzando una profundidad final medida de 8287 pies, de los cuales 4472 pies corresponden a la sección horizontal navegada dentro del yacimiento y sólo 2910 pies representaron la longitud efectiva del pozo. Seguidamente el 02 de Junio de 2006 se realizó un servicio de limpieza y Estimulación matricial (Química y Mecánica) con Coiled Tubing Concéntrico para remover el daño a la formación, causado por el lodo de perforación, entre otros; La completación original se efectuó el 29 de Julio de 2006 con equipo de levantamiento artificial BCP y comenzó la producción el 17 de Agosto de 2006 con una tasa promedio de petróleo de 834 BNPD, RGP 83 pc/bls y 0,2 %AyS, presentando un comportamiento de producción normal durante los siguientes ocho meses; Posteriormente el 27 de Abril de 2007 pescó cabillas sueltas /partidas, reactivándose el 25 de Mayo de 2007 con una tasa de 850 BNPD, RGP 42 pc/bls y 0,4 %AyS, estabilizándose la producción por un período de casi tres años (Gráfico N°

4.2). Cabe destacar que entre el período de Junio y Julio de 2010, realizaron varias pruebas al pozo y fueron reportadas como no representativas, ya que no cotejan con el comportamiento de producción según condiciones de operación del equipo de levantamiento artificial y al aporte real de la formación. Este pozo actualmente se encuentra activo con una tasa de petróleo de 802 BNPD (RGP 104 pc/bls y 1,6 %AyS) y ha logrado acumular hasta la fecha un  $N_p = 1132$  Mbls,  $W_p = 6,9$  Mbls y  $G_p = 203318$  Mpc.

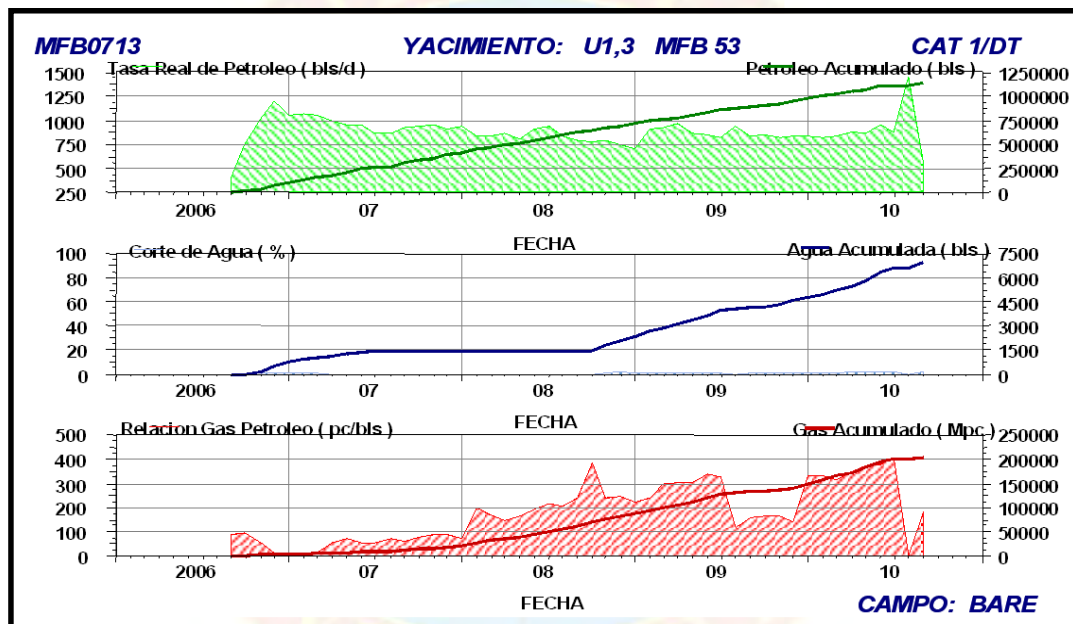


Gráfico N° 4.2: Histórico de producción del pozo MFB-713

El comportamiento de producción de los pozos se ve afectado directamente por parámetros del yacimiento, entre los más importantes podemos mencionar: espesor neto petrolífero, porosidad y permeabilidad; cuyos valores dependieron de la sedimentación del área de interés y de cómo se han depositado los estratos a través del tiempo. Otros de los parámetros que se tiene que tomar en cuenta en el comportamiento de producción de los diferentes pozos horizontales en estudio, son los equipos de Levantamiento Artificial, verificando el tiempo de operatividad de los

mismos (velocidad de bombeo, etc), debido a que si no se les lleva un control tienden a producirse fallas, por lo que en algunos casos se producen constantes aumentos en la velocidad de estos equipos, como medida para compensar su desgaste sin, ya que si no se controlan a tiempo, se pudieran en ciertos casos arenar los respectivos pozos o también aumentaríamos la producción de agua y/o gas, por tal motivo se vería muy afectada la producción en los diferentes pozos.

Una de las estructuras de mayor interés en la explotación de crudos, a nivel de yacimiento, son los depósitos tipo canal, debido a que estos presentan las mejores propiedades petrofísicas en el centro de los mismos, y por esta razón la mayoría de los pozos horizontales, los cuales pueden perforar secciones horizontales en diferentes direcciones dentro de estos depósitos. Las siguientes historias de producción de los pozos horizontales en estudio reportadas por medio de la herramienta OFM se reflejan en el (**Apéndice B**).

#### **4.1.2 Producción Acumulada de Petróleo de los pozos horizontales**

El comportamiento de producción para los pozos horizontales de los Campos Bare y Arecuna, se realizó utilizando el programa OFM, generando para cada pozo la tasa de petróleo y la producción acumulada con respecto al tiempo, a través de los gráficos de producción, de esa manera se obtuvieron los diferentes acumulados de los pozos, considerando una tasa de abandono de 10 BNPD (ya que esta representa la misma tasa a la cual un pozo no paga los costos operacionales de mantenimiento). También se utilizaron sumarios mensuales de producción por yacimientos, y con el objetivo de comparar los diferentes acumulados que presentaron los pozos se generaron los días de operatividad efectivos (siendo este el tiempo acumulado de actividad de un pozo sin considerar los periodos de cierre), para cada pozo por medio de la herramienta OFM y así tener un punto de referencia en cuanto a la producción de los mismos.

**Tabla N° 4.1: Resultados de la producción acumulada reportado por OFM a través de los días de operatividad efectiva para cada pozo horizontal en estudio**

FECHA	POZO	YACIMIENTO	TIEMPO EFECTIVO DE OPERATIVIDAD (DÍAS)	NP (MBN)	WP (BN)	GP (MPCN)
31/07/2006	MFB0702	U1,3 MFB 53	30	31	0	3064
31/08/2006	MFB0702	U1,3 MFB 53	61	66	0	4967
30/09/2006	MFB0702	U1,3 MFB 53	90	98	20	5830
31/10/2006	MFB0702	U1,3 MFB 53	97	106	26	5913
30/11/2006	MFB0702	U1,3 MFB 53	103	114	32	6024
31/12/2006	MFB0702	U1,3 MFB 53	134	151	63	6493
31/01/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	165	188	93	6981
28/02/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	193	221	121	7428
31/03/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	209	242	137	7742
30/04/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	224	260	152	8054
31/05/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	235	274	163	8234
30/06/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	265	305	192	10170
31/07/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	296	337	223	12314
31/08/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	327	368	254	13818
30/09/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	357	399	284	15606
31/10/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	376	422	303	17337
30/11/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	406	457	333	20197
31/12/2007	MFB0702	U1,3 MFB 53	437	495	364	22674
31/01/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	453	514	380	24112
29/02/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	482	546	409	28515
31/03/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	513	579	440	33562
30/04/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	543	612	470	39032
31/05/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	574	644	471	45105
30/06/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	604	675	480	50651
31/07/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	635	708	511	54947
31/08/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	666	740	542	59672
30/09/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	696	769	687	63304
31/10/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	727	795	1109	66877
30/11/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	742	809	1284	68838
31/12/2008	MFB0702	U1,3 MFB 53	763	828	1515	71085
31/01/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	769	833	1581	71722
28/02/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	784	847	1746	73667
31/03/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	795	856	1858	75118
30/04/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	818	874	2072	78639
31/05/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	849	905	2444	88736
30/06/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	879	935	2804	97905
31/07/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	880	936	2816	98033
31/08/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	904	958	3079	102626
30/09/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	927	980	3296	106669
31/10/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	958	1010	3491	109740
30/11/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	982	1033	3679	112147
31/12/2009	MFB0702	U1,3 MFB 53	1013	1062	3908	121206
31/01/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1044	1086	4001	141158
28/02/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1071	1108	4083	158138
31/03/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1102	1132	4176	178291
30/04/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1132	1156	4648	193034
31/05/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1136	1159	4737	194503
30/06/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1160	1179	5337	204414
31/07/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1191	1203	6072	219313
31/08/2010	MFB0702	U1,3 MFB 53	1222	1227	6754	229784

En la tabla 4.1 se puede apreciar el período en el cual el pozo MFB-702, estuvo activo y los respectivos acumulados de producción que obtuvo, por mes, desde su inicio a producción hasta finales del mes de Agosto del 2010, que fue la fecha considerada como punto de referencia a través de la aplicación de la herramienta OFM.

Otro parámetro a considerar en el comportamiento de producción de un pozo y por ende en los acumulados de producción, es la declinación. Para este estudio se utilizaron las curvas de declinación de producción arrojadas por OFM, en donde se utilizaron variables para la predicción de:  $Q_{aban.} = 10$  BNPD y el tiempo de evaluación de 10-20 años. De acuerdo al comportamiento de cada pozo el tipo de curva que mejor se ajusto fue la exponencial.

A continuación se muestra la historia de declinación de producción del pozo MFB-646 a través del siguiente gráfico.

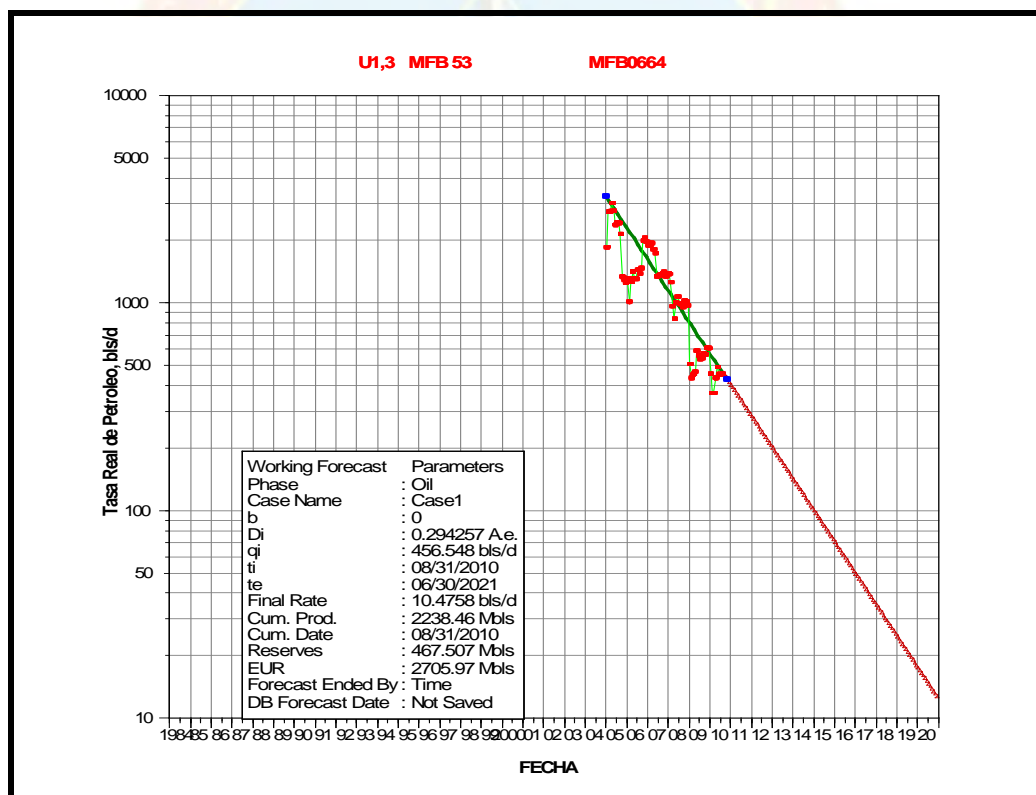


Gráfico N° 4.3: Histórico de declinación de producción del pozo MFB-664

Las siguientes historias de declinación de producción de los pozos horizontales en estudio reportadas por medio de la herramienta OFM se reflejan en el (Apéndice C).

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos con relación a la declinación de cada yacimiento en estudio.

**Tabla N° 4.2: Declinación de producción anual de los yacimientos en estudio**

Yacimientos	Np (Predicción) (Mbls)	%Declinación	Yacimientos	Np (Predicción) (Mbls)	%Declinación
J3 MFA-29	10441141	14,05	R2 MFB-90	814297	31,55
L3,4 MFA-13	1737810	15,06	S5 MFB-163	2037563	32,91
L3,4 MFA-29	329272	20,2	TL MFB-15	2841333	26,2
U1 MFA-38	8883	18,15	TL MFB-646	1617455	20
R0 MFB-208	1076311	31,42	U1,3 MFB-53	23236216	20,16

El promedio de la declinación anual efectivo, para los Campos Bare y Arcuna, se determinó en un valor de 27 y 17% respectivamente. Este resultado obedece a que el Campo Bare presenta más del 70% de los pozos perforados en el área de Extrapesado y por ende la declinación energética es mayor al compararlo con el Campo Arcuna. Uno de los problemas potenciales que enfrenta la industria petrolera, es la producción de fluidos no deseados, los cuales afectan la rentabilidad de los pozos, por la rápida declinación de producción de petróleo y el aumento en los costos operacionales. Adicional a esto, se originan problemas secundarios que conllevan al cierre de los pozos, en muy corto tiempo, por hacerse ineficiente mantenerlos en producción. En este caso, el problema más relevante que afecta la producción de crudo de los pozos horizontales de los Campos Bare y Arcuna es la producción de agua y gas presente en los diferentes yacimientos en estudio.

A continuación se muestra la tabla 4.3, la cual contiene los estados actuales de cada pozo horizontal del estudio, categoría, estado, descripción de la causa de su

inactividad y método de levantamiento artificial, de acuerdo a la prueba de producción de Enero de 2011.

**Tabla N° 4.3: Estado actual de los pozos horizontales de los campos Bare y Arecuna**

Pozo	Estado Actual	Categoría	Estado	Descripción	Método de Levantamiento Artificial
MFA-225	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-226	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-227	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-229	INACTIVO	2	AM	Esperando Reparaciones Menores	BCP
MFA-230	INACTIVO	2	WR	Trabajo con Taladro Cabillero	BCP
MFA-231	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-232	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-233	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-239	ACTIVO	1	DK	Bombeo BES con Diluyente	BES
MFA-241	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-242	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-243	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-244	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-246	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-247	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-248	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-249	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-250	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-251	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-253	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-254	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-255	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-257	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFA-259	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-611	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-613	INACTIVO	3	EO	Cerrado por otras causas mayores	BM
MFB-615	INACTIVO	3	HW	Relación Alta de Agua/Petróleo	BCP
MFB-620	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-621	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-623	ACTIVO	1	PD	Bombeo con Diluyente	BM
MFB-625	ACTIVO	1	PD	Bombeo con Diluyente	BM
MFB-627	INACTIVO	2	WR	Trabajo con Taladro Cabillero	BCP
MFB-635	ACTIVO	1	PD	Bombeo con Diluyente	BM
MFB-636	ACTIVO	1	PD	Bombeo con Diluyente	BM
MFB-637	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-638	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-646	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-650	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-651	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-652	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP

**Continuación de la Tabla N° 4.3.** Estado actual de los pozos horizontales de los campos Bare y Arecuna

Pozo	Estado Actual	Categoría	Estado	Descripción	Método de Levantamiento Artificial
MFB-655	INACTIVO	3	HW	Relación Alta de Agua/Petróleo	BES
MFB-664	ACTIVO	1	DK	Bombeo BES con Diluyente	BES
MFB-692	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-698	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-702	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-711	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-713	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-714	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-717	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-718	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-719	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-721	INACTIVO	3	AR	Esperando Reparación Mayor de Subsuelo	BCP
MFB-722	INACTIVO	3	EO	Cerrado por otras causas mayores	BCP
MFB-723	INACTIVO	3	EO	Cerrado por otras causas mayores	BCP
MFB-727	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-728	ACTIVO	1	PD	Bombeo con Diluyente	BM
MFB-732	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-745	INACTIVO	3	EO	Cerrado por otras causas mayores	BM
MFB-747	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-749	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-750	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-752	INACTIVO	2	WR	Trabajo con Taladro Cabillero	BCP
MFB-753	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-757	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-759	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-761	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-763	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-764	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-766	ACTIVO	1	PD	Bombeo con Diluyente	BM
MFB-767	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-771	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-774	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-781	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-797	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-800	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-803	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-804	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-813	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-821	ACTIVO	1	DT	Bombeo Tornillo con Diluyente	BCP
MFB-827	INACTIVO	2	WR	Trabajo con Taladro Cabillero	BCP



A través de la información mostrada en la tabla 4.3, donde se refleja el estado actual de cada pozo horizontal del estudio, 12 se encuentran inactivos por diferentes razones: problemas de mercado, alto corte de agua, reparaciones de subsuelo, esperando servicios menores, entre otros, mientras que 68 pozos se encuentran activos. De los activos; 60 producen con equipo de Bombeo de Cavidades Progresivas, 6 pozos por medio de Bombeo Mecánico y los otros 2 pozos con equipo de Bombeo Electrosumergible. Con respecto a los otros 12 pozos inactivos, 9 se encontraban produciendo con equipo BCP, 2 con BM y el otro con equipo BES. En el gráfico 4.4 se muestra la distribución porcentual del estado actual de los pozos horizontales que fueron objeto de estudio.

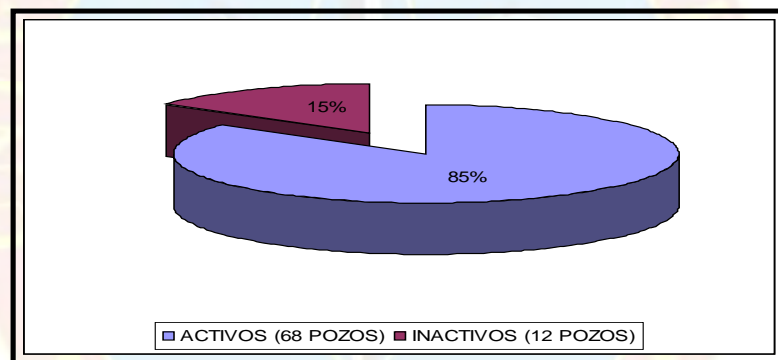


Gráfico N° 4.4: Distribución del estado actual de los pozos Horizontales de los Campos Bare y Arcuna

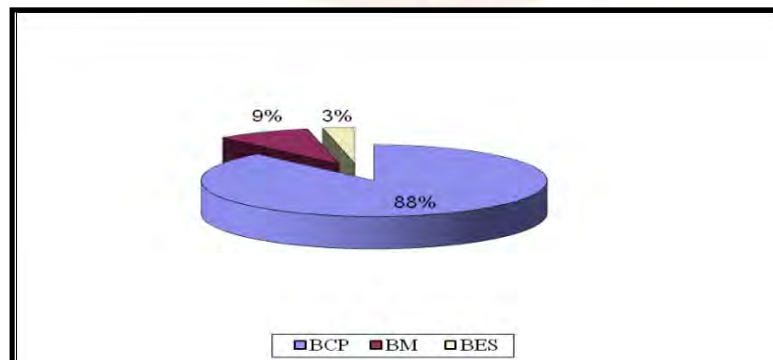


Gráfico N° 4.5: Porcentaje de los pozos horizontales por método de producción

De acuerdo a lo observado en el Gráfico N° 4.5, el equipo de levantamiento artificial que predomina en la completación de los pozos del estudio fue el de Bombeo de Cavidades Progresivas con un 88%, esto está en consonancia con estudios realizados en años anteriores, donde se demostró, después de una evaluación técnico-económica, que el método de levantamiento artificial con BCP es el óptimo para las características actuales de los yacimientos en estudio (someros, baja presión de yacimiento, viscosos, caudal entre 50 – 1800 Bls/día, entre otros).

#### **4.2 EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL LODO DE PERFORACIÓN Y DIÁMETRO DE RANURAS DEL TUBO RANURADO, EN EL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS HORIZONTALES SELECCIONADOS**

En esta etapa se consideró el daño causado por el lodo empleado durante la fase de la perforación de la zona de producción, en el caso de los pozos de los Campos Bare y Arecuna el lodo utilizado fue del tipo viscoelástico, al mismo lo conforman los siguientes compuestos (goma xántica, almidón modificado, potasa cáustica, acetato de potasio, gasoil como solvente y carbonato de calcio dolomítico como agente sellante o puenteante), siendo este último el que mayor daño le hace a la formación. Una de las prácticas llevadas a cabo para remover o minimizar el daño originado por este lodo es la limpieza y estimulación antes de realizar la completación original, a través del uso de una unidad o equipo de tubería enroscada. Todo esto con el objetivo de incrementar el índice de productividad y mejorar la eficiencia productiva de los pozos horizontales, se le removió el daño generado por este tipo de lodo a 7 pozos antes de la completación original y a un pozo después de la misma en el Campo Arecuna, en cambio, para el Campo Bare se le realizó limpieza-

estimulación a 18 pozos antes de la completación original y a otros 7 pozos respectivamente.

En la **tabla N° 4.4** se muestran los pozos sometidos a limpieza Química-Mecánica antes y después de la completación original (C.O).

**Tabla N° 4.4: Pozos sometidos a limpieza Química-Mecánica antes y después de la completación original de los Campos Bare y Arcuna**

CAMPO	N° DE POZOS EN ESTUDIO	POZOS SOMETIDOS A LIMPIEZA QUÍMICA-MECÁNICA ANTES DE LA C.O.	POZOS SOMETIDOS A LIMPIEZA QUÍMICA-MECÁNICA DESPUÉS DE LA C.O.	PRODUCTOS
ARECUNA	24	7 POZOS MFA: (230-231-232-233-241-242-246)	1 POZO MFA: (227)	HCL / ULTRAMIX
BARE	56	18 POZOS MFB: (613-620-646-650- 651-652-655-698-702-711-713-714-727-728-732-749-781-827)	7 POZOS MFB: (623-625-636-638-723-763-766)	HCL / ULTRAMIX  HCL

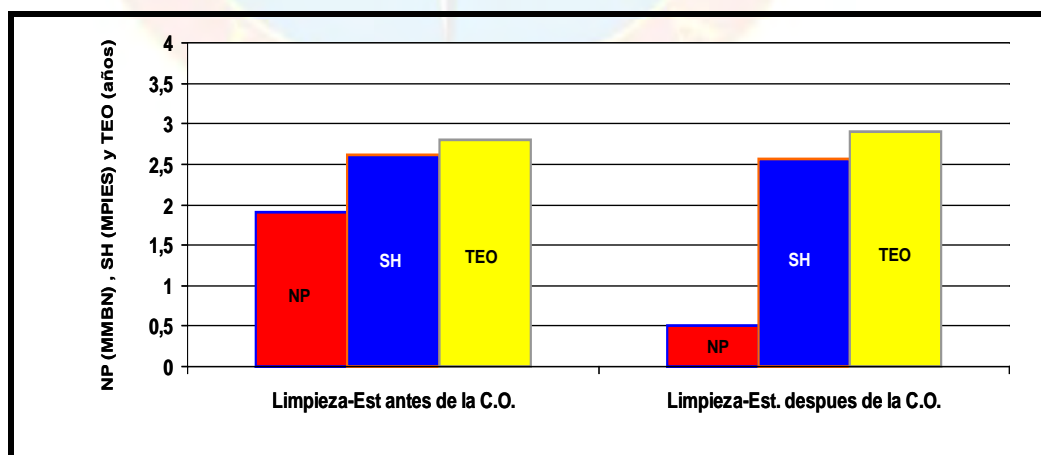
Del total de pozos del estudio en el campo Arcuna se tienen 24 pozos, de los cuales 7 fueron sometidos a limpieza Química-Mecánica antes de la completación original y solo a 1 se le minimizó el daño causado durante la fase de perforación después de la completación original, siendo el HCL / ULTRAMIX, los compuestos químicos empleados por ser estos aditivos que al mezclarse forman cierta compatibilidad con la formación productora.

A continuación se presenta la siguiente tabla 4.5, donde se muestra el comportamiento de producción de pozos con secciones horizontales entre 2000 y 3000 pies con un tiempo efectivo de operatividad de 1,5 a 3,8 años, como es el caso de los pozos MFB: 727 y 781 a los cuales se les aplicó limpieza y estimulación antes y para los pozos MFB: 723 y 766 después de la completación original respectivamente.

**Tabla N° 4.5: Pozos con limpieza-Estimulación antes y después de la completación original del Campo Bare**

■ POZOS CON LIMPIEZA-ESTIMULACIÓN ANTES Y DESPUÉS DE LA C.O. 2000 <= SH <= 3000 PIES Y UN TIEMPO EFECTIVO DE OPERATIVIDAD: 1,5 <= TEO <= 3,8 AÑOS				
LIMPIEZA-ESTIMULACIÓN ANTES DE LA C.O.	1.89	2	2616	2.8
LIMPIEZA-ESTIMULACIÓN DESPUÉS DE LA C.O.	0.54	2	2558	2.9

En la tabla mostrada se puede observar que a los pozos que se les realizó limpieza y estimulación antes de la completación original, presentaron un mayor acumulado en comparación con aquellos pozos a los cuales fueron limpiados-estimulados después de la completación original, con periodos de tiempos parecidos el cual es punto de referencia para tener una mayor apreciación en cuanto a los resultados, al igual que las secciones horizontales que presentaron estos pozos del estudio.



**Gráfico N° 4.6: Pozos con limpieza Química-Mecánica antes y después de la completación original del Campo Bare**

Se puede observar a través del gráfico 4.6, como influye la limpieza-estimulación antes de la completación original, en cuanto al acumulado de producción, la diferencia es totalmente amplia para periodos de tiempo prácticamente semejantes con secciones horizontales entre 2500 y 2650 pies. Demostrándose que la limpieza-estimulación antes de la completación original es fundamental para alcanzar mayores acumulados de producción.

#### **4.2.1 Descripción granulométrica de los Yacimientos de interés**

En los Campos Bare y Arecuna, se controla la producción de arena, diseñando un equipo de completación considerando las condiciones del yacimiento. En el caso de los pozos horizontales, se utilizan tubos ranurados y empaque natural como método preventivo para evitar o minimizar el arenamiento. Como método correctivo es la limpieza con tubería continua y el re-liner en el caso de diagnosticarse el tubo ranurado principal roto y el trabajo se ejecutaría con cabria de rehabilitación. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente atractiva.

En cuanto al diámetro de ranuras del tubo ranurado de producción, estos dependen del análisis granulométrico de cada formación productora y de su ubicación en el yacimiento, debido a que éstos son totalmente heterogéneos, en tal sentido en el presente estudio se seleccionó por yacimientos de interés para la evaluación, entre los cuales, podemos citar los siguientes: (U1,3 MFB-53, S5 MFB-163, TL MFB-15), de los que se pudo encontrar información que pertenecen al Campo Bare; en el caso del Campo Arecuna la información manejada dentro de las instalaciones fue escasa o ninguna y no se pudo llevar a cabo el análisis de los yacimientos seleccionados de esta zona, el J3 MFA-29; L3,4 MFA-13; L3,4 MFA-29 y U1 MFA-38 debido a que no se halló la respectiva información granulométrica de ellos.

Cabe destacar que de los pozos horizontales del estudio, se tiene poca información con respecto a los análisis granulométricos de los diferentes yacimientos seleccionados, por lo que surgió la necesidad de buscar reportes que estuvieran relacionados con la granulometría que presentan. Esto indica que los pozos no pertenecen a dicho estudio, pero son tomados en cuenta por formar parte de los yacimientos de interés y porque han sido objeto de estudio para la obtención de información granulométrica que es el punto que compete. Considerando lo antes expuesto en cuanto a los pozos horizontales seleccionados, se pudo corroborar que el empleo de tubos ranurados de 0.015 pulgadas, es el que ha dado los mejores resultados al momento de ser utilizado en los diferentes pozos horizontales en estudio, tomando en cuenta que se tienen propiedades petrofísicas parecidas a lo largo de todo el yacimiento, o porque es lo que se tiene a la disposición al momento de completar un pozo. Sin embargo no se visualizó ningún tipo de arenamiento lo que es ventajoso para la selección del tubo ranurado a utilizar en pozos horizontales que son el futuro proyecto en la industria petrolera venezolana.

A continuación se muestra una tabla con los resultados de los análisis granulométricos obtenidos de algunos yacimientos de interés.

**Tabla N° 4.6: Ranuras del tubo ranurado de producción empleado en los diferentes yacimientos de interés**

YACIMIENTOS	DIÁMETRO DE RANURAS DEL TUBO RANURADO EMPLEADO (pulg).
U1,3 MFB-53	0.015
S5 MFB-163.	0.015
TL MFB-15.	0.015

Como se puede apreciar en la tabla mostrada anteriormente las ranuras 0,015 pulgadas fueron las que más se emplearon para completar los pozos de los

yacimientos: U1,3 MFB-53, S5 MFB-163, TL MFB-15, según la información recopilada de estudios realizados a estos yacimientos, lo que es un indicativo que han dado buenos resultados, independientemente de la zona o área donde se encuentren perforados los pozos en el yacimiento.

De acuerdo los datos obtenidos en cuanto al diámetro de ranuras empleados de los tubos ranurados se tiene que un 95% de pozos presentan tubos ranurados de 0,015 pulgadas y un 5% con ranuras 0,012 pulg. En tal sentido los pozos completados con tubos ranurados 0,012 pulgadas presentaron mucha restricción al paso del fluido, trayendo consigo una disminución en la producción de los diferentes pozos horizontales, tal es el caso del pozo MFB-611 con una sección horizontal de 1634 pies y con un periodo de tiempo efectivo de operatividad de 8,2 años, tuvo un acumulado de 849 MBN, en cambio el pozo MFB-615 con una menor sección horizontal de 1050 pies y con menor tiempo efectivo de operatividad de 6,7 años, ha acumulado un total de 1410 MBN, ambos en el yacimiento U1,3 MFB-53, los cuales presentaron propiedades petrofísicas parecidas, considerando la zona o área donde se encuentran perforados los pozos, notándose allí que los fluidos en el pozo MFB-615 fluyeron con menos restricciones al flujo, tomando en cuenta un parámetro tan importante como lo es la velocidad de bombeo.

La velocidad de bombeo puede afectar el funcionamiento y la vida útil del equipo de levantamiento artificial, debido a que se tienen que emplear mayores fuerzas en las velocidades de bombeo, para aquellos pozos que fueron completados con tubos ranurados de 0,012 pulgadas, debido a las restricciones que presenta, y así poder llevar los fluidos con más facilidad hasta las estaciones de flujo, aquellos pozos los cuales se completaron con tubos ranurados de 0,015 pulgadas presentaron un mejor funcionamiento en la producción de los diferentes pozos seleccionados, debido a que tienen menores restricciones al flujo, trayendo consigo un aumento en el Índice

de Productividad y por ende una mejor eficiencia en la producción. En la siguiente tabla se muestran los valores antes mencionados en cuanto a los pozos seleccionados.

**Tabla N° 4.7: Tipos de ranuras del tubo ranurado empleado en la completación de los pozos MFB-611 y MFB-615 del yacimiento U1,3 MFB-53**

YACIMIENTO	POZO	1000 pies<SH>2000 pies	NP (BN)	TIPOS DE RANURAS (pulg)	TIEMPO OPERATIVO (años)
U1,3 MFB-53	MFB-611	1634	849105	0,012	8,2
U1,3 MFB-53	MFB-615	1050	1410903	0,015	6,7

Es importante resaltar que los pozos horizontales del estudio al momento de su revisión a lo largo de su vida productiva, ninguno de ellos presentaron problemas de arenamiento en el periodo 2002-2010, según la información manejada por la empresa a través de las carpetas de pozos.

#### **4.3 DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD ÓPTIMA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL MEDIANTE MODELO ESTADÍSTICO**

Con el objetivo de tener una información preliminar a la sección horizontal óptima a determinar, se procedió a realizar un estudio a través del comportamiento de producción de los diferentes pozos en estudio, tomando en cuenta parámetros de interés tales como: tiempo operativo de cada pozo en particular, secciones horizontales que van entre (500-1000 pies; 1000-2000 pies; 2000-3000 pies; 3000-4000 pies; 4000-5000 pies y 5000-5500 pies), donde se realizó dicha clasificación con la finalidad de conocer el acumulado de cada pozo durante un determinado periodo de tiempo, ya que por medio de este criterio se tiene una idea de la capacidad de drenaje de cada pozo en función de las sección horizontal. Para el caso del yacimiento U1,3 MFB-53 se tiene la siguiente la clasificación, ver **Tabla N° 4.8**, y su

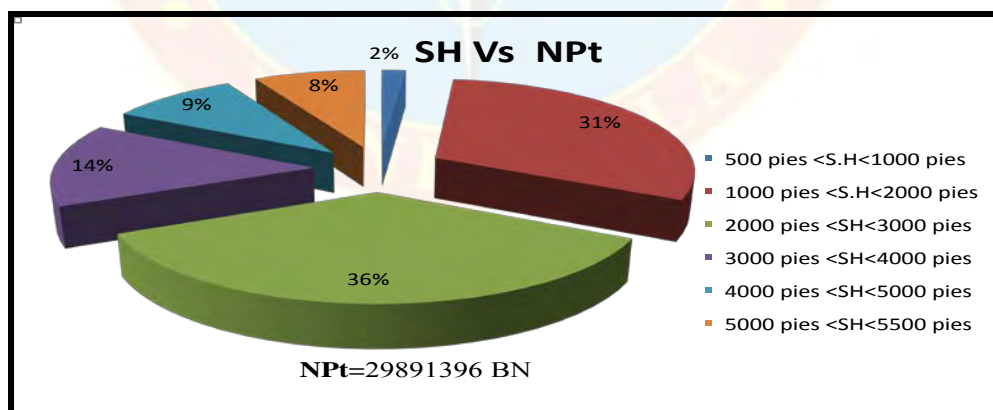


respectiva representación grafica del comportamiento de producción, donde se reflejan los pozos y sus diferentes secciones horizontales y acumulados.

**Tabla N° 4.8: Pozos con Secciones Horizontales entre 2000 y 3000 pies del yacimiento U1,3 MFB-53**

POZO	2000 pies <SH<3000 pies	NP (BN)	TIEMPO OPERATIVO (años)
MFB-698	2797	1590976	4
MFB-713	2910	1234662	3,8
MFB-728	2811	1284891	3,7
MFB-732	2101	1207755	4,2
MFB-757	2575	691668	3,3
MFB-759	2786	606666	3,2
MFB-774	2538	479394	2,5
MFB-781	2421	607091	1,8
MFB-797	3000	832014	2,3
MFB-800	2720	1035099	2,3
MFB-803	3000	1172993	2,2

Luego de realizada la clasificación de acuerdo a las diferentes secciones horizontales para dicho yacimiento, ver **Apéndice D**, se procedió hacer la posible representación del comportamiento de producción reflejándose en el **Gráfico N° 4.6**.



**Gráfico N° 4.7: Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento U1,3 MFB-53**

De acuerdo a lo mostrado, se puede notar que los pozos con secciones horizontales entre 2000 y 3000 pies, son los que han presentado un mayor Acumulado de Producción de 10743209 BN, representando el 36% del acumulado total del yacimiento U1,3 MFB-53, según lo observado estas secciones están acordes con la perforación de pozos horizontales que se están realizando actualmente, donde la sección horizontal para este yacimiento es de 2696 pies; Las siguientes representaciones graficas en cuanto al comportamiento de producción de los otros yacimientos en estudio se reflejan en el **Apéndice E**.

A continuación se presenta una tabla, la cual muestra los resultados de las secciones horizontales obtenidas de los otros yacimientos en estudio, por medio de las representaciones graficas del comportamiento de producción.

**Tabla N° 4.9: Secciones horizontales óptimas por yacimientos según comportamiento de producción**

YACIMIENTOS	Sección Horizontal Óptima (pies), según Comportamiento de Producción (1000 pies <S.H<2000 pies)	Sección Horizontal Óptima (pies), según Comportamiento de Producción (2000 pies <S.H<3000 pies)	Sección Horizontal Óptima (pies), según Comportamiento de Producción (3000 pies <S.H<4000 pies)
J3 MFA-29		2318	
L3,4 MFA-13		2550	
L3,4 MFA-29		2100	
U1 MFA-38			3697
R0 MFB-208		2529	
R2 MFB-90			3222
S5 MFB-163		2421	
TL MFB-15	1614		
TL MFB-646		2619	

Como se puede observar a través de la tabla mostrada anteriormente la diferencia de las secciones horizontales que presentan los yacimientos de interés son menores a 550 pies, el cual fue tomado en cuenta como punto de referencia debido a

que este representa el menor valor de la sección horizontal total del estudio, siendo el pozo MFB-621 el que presento dicha sección navegada en el yacimiento U1,3 MFB-53. De la misma manera para los yacimientos: L3,4 MFA-13; L3,4 MFA-29; R0 MFB-208 y el TL MFB-646, se procedió a realizar diagramas de barras, ver **Gráfico N° 4.7**, para conocer las diferentes secciones horizontales que estos presentaron, por ser los que tuvieron el menor número de pozos que impidieron efectuar su respectiva representación circular. En el caso de los yacimientos U1 MFA-38, R2 MFB-90 y TL MFB-15, en cuanto al rango de variación de la sección horizontal obtenida estuvo por encima de los 550 pies, debido a que la muestra utilizada de estos represento el 20% de la población total de pozos del estudio.

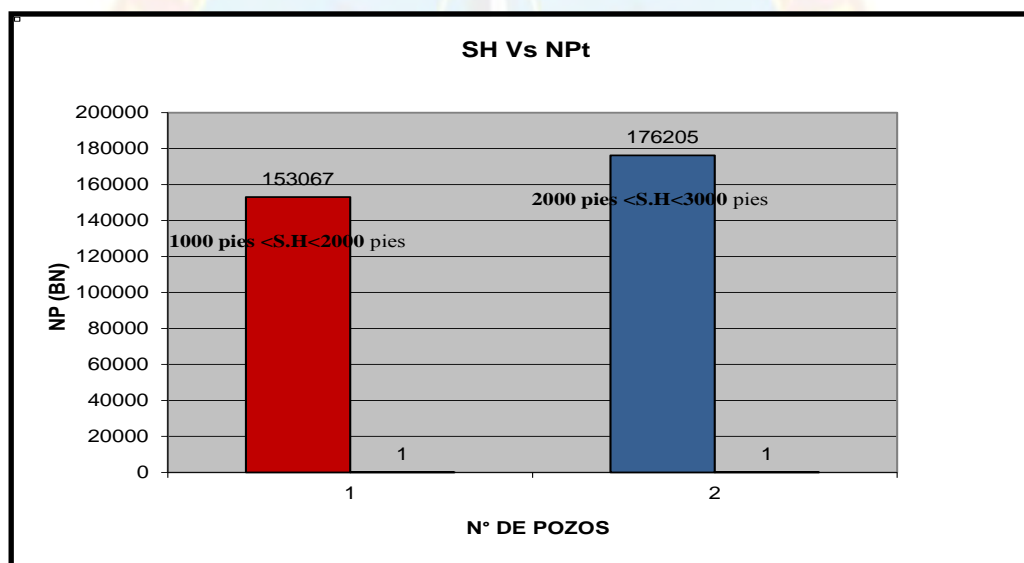


Gráfico N° 4.8: Diagrama de barras del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento L3,4 MFA-29

Los siguientes diagramas de barras para los yacimientos L3,4 MFA-13; R0 MFB-208 y el TL MFB-646, con respecto al comportamiento de producción se reflejan en el **Apéndice F**.

Cabe destacar que antes de iniciar el modelo estadístico se tomaron en cuenta una serie de premisas considerando las variables dependientes e independientes, en tal sentido nuestra variable dependiente fue el acumulado de producción (NP) de los respectivos pozos en los diferentes yacimientos, debido a que estos dependían directamente de la tasa de producción, espesor de arena neta petrolífera (ANP), longitud horizontal efectiva, tiempo de operatividad efectivo, entre otros; Es importante señalar que la longitud horizontal navegada estuvo en cierta manera relacionada con la permeabilidad, viscosidad, draw down y el tiempo efectivo de operatividad, tasa, etc; que fueron tomadas en cuenta para dicho modelo. A continuación se describen los procedimientos aplicados a yacimientos de estudio:

En primer lugar se agruparon los pozos por sección horizontal considerando el tiempo efectivo de operación menor o igual a 1 año. Posteriormente se tomó en cuenta la tasa de producción, la caída de presión, permeabilidad efectiva y la viscosidad del crudo, para luego calcular un promedio ponderado para la sección horizontal y el acumulado de producción por pozo para cada yacimiento del estudio, en la Tabla N° 4.10, se muestran todas esas variables mencionadas para el yacimiento TL MFB-646.

**Tabla N° 4.10: Variables consideradas para calcular el promedio ponderado de la S.H y del NP por pozo del yacimiento TL MFB-646**

POZO	q <sub>o</sub> (BNPD)	Pay (lpc) Calculada	pwf (lpc)	Delta p (lpc)	K <sub>efo</sub> (Md)	μ <sub>o</sub> (cPs) a CYac.
MFB-813	356	930	911	19	2613	814,73
MFB-655	84	638	360	278	3473	814,73
MFB-752	508	489	413	76	2080	754,99
MFB-646	336	863	840	23	2564	879,92
MFB-753	372	490	403	87	2120	879,92

Con todas estas variables mencionadas en la tabla mostrada anteriormente se procedió a calcular el promedio ponderado para la sección horizontal y el acumulado de producción por pozo para los yacimientos de interés, en función del tiempo efectivo de operatividad de los mismos, a través de las de las ecuaciones (3.1 y 3.2), que se mencionaron en el capítulo anterior.

Una vez hallados los valores de los promedios ponderados de la sección horizontal y del acumulado de producción, en función del tiempo, en la Tabla N° 4.11, se muestran los resultados obtenidos.

**Tabla N° 4.11: Acumulado de producción en función del tiempo de operatividad por pozo yacimiento TL MFB-646**

POZO	S.H (pies)	NP (BNPD)	TIEMPO (años)	Promedio ponderado S.H (pies)	Promedio ponderado NP (BN)
MFB-813	2880	160577	1,3	2880	160577
MFB-655	1511	313904	2,2	1919	464158
MFB-752	2363	586213	2,2	1526	378128
MFB-646	1526	378128	2,4	2615	638309
MFB-753	2615	638309	2,3		

Con los valores obtenidos se procedió a graficar el acumulado de producción (NP) Vs S.H para este yacimiento con todas estas variables mencionadas anteriormente. En el siguiente gráfico se puede observar los resultados obtenidos en cuanto a la sección horizontal para dicho yacimiento:

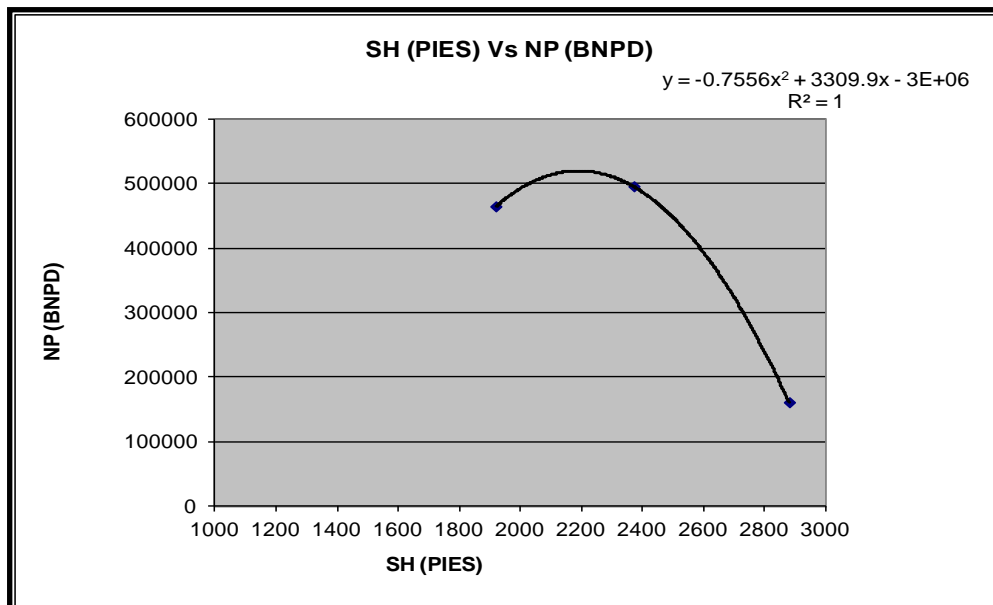


Gráfico N° 4.9: Sección horizontal óptima del yacimiento TL MFB-646 mediante modelo estadístico

Donde la ecuación que más se ajustó a tal comportamiento fue la polinómica de tercer grado y la ecuación cuadrática, con un coeficiente de regresión lineal de 1, lo que es un indicativo de que la ecuación empleada es perfecta.

Seguidamente se procedió a realizar un estudio matemático a través de la teoría de las derivadas de primer orden, para determinar puntos máximos y mínimos, para así conocer cuál es la sección horizontal óptima gráficamente, por lo que la derivada se iguala a cero [ $F'(X) = 0$ ], para luego realizar la posterior evaluación con los valores arrojados por la función cuadrática y así obtener el punto máximo, el cual representaría el verdadero valor de la S.H en cuanto a este yacimiento. Los siguientes gráficos en cuanto a la sección horizontal óptima mediante modelo estadístico de los otros yacimientos en estudio se reflejan en el **Apéndice G**. Para este yacimiento aplicando el criterio de derivadas de primer orden se obtuvo el siguiente resultado en cuanto a la S.H de 2190 pies, según la gráfica mostrada anteriormente.

A continuación se reflejan los resultados sección horizontal óptima obtenida según modelo estadístico de los otros yacimientos de nuestro estudio por medio de la siguiente tabla.

**Tabla N° 4.12: Sección horizontal óptima obtenida según modelo estadístico para los yacimientos de interés**

YACIMIENTOS	Sección Horizontal Óptima (pies), según Modelo Estadístico (Modelo de Regresión no Lineal)
J3 MFA-29	2059
L3,4 MFA-13	2651
L3,4 MFA-29	2041
U1 MFA-38	2997
R0 MFB-208	1897
R2 MFB-90	2987
S5 MFB-163	2913
TL MFB-15	1116
TL MFB-646	2190
U1,3 MFB-53	2768

En el caso del yacimiento L3,4 MFA-29, en el periodo 2002-2010, solo se habían perforado dos pozos horizontales, por lo que se tiene poca información al respecto de este yacimiento, debido a esto al momento de graficar el acumulado de producción (NP) Vs S.H, se obtuvo una línea recta por poseer solo dos puntos, sin embargo, a través del promedio ponderado entre el espesor de arena neta petrolífera (ANP) y el volumen de arcillosidad (Vh), donde se obtuvo la siguiente sección horizontal óptima de 2041 pies, reflejándose una vez más que el valor obtenido esta dentro las secciones futuras a perforar, según la obtenida para los otros yacimientos.

A fin de sintetizar toda esa información obtenida a través del modelo estadístico, se procedió a agrupar por espesor de arena neta petrolífera y arcillosidad, por ser estos unos factores relevantes en la perforación de un pozo originalmente y así comparar los resultados de la sección horizontal para un mismo yacimiento en este caso se evaluará el TL MFB-646.

**Tabla N° 4.13: Volumen de arcillosidad y espesor de arena neta petrolífera de los pozos horizontales del yacimiento TL MFB-646**

POZO	S.H (pies)	Vsh (%)	Espesor de ANP (pies)
MFB-813	2880	5	35
MFB-655	1511	9	39
MFB-752	2363	5	30
MFB-646	1526	5	71
MFB-753	2615	5	43
	2179	5,8	43,6

**Tabla N° 4.14: Sección horizontal obtenida según el espesor de arena neta petrolífera y volumen de arcilla**

S.H (pies)	Vsh (%)	Espesor de ANP (pies)	S.H (pies) según promedio ponderado (Vh Vs ANP)
2179	5,8	43,6	2179

Donde se obtuvo una sección horizontal de 2188 pies aproximadamente considerando los parámetros antes mencionados, por medio de un promedio ponderado, lo que quiere decir, que este valor está en el orden a los otros obtenidos.

Luego de obtenidos los resultados de aplicar el modelo de regresión no lineal, a través del cual se determinó que las secciones horizontales óptimas para los campos Bare y Arecuna son aproximadamente 2424 y 2552 pies respectivamente; se procedió a utilizar la herramienta de Análisis Estadístico *Crystal Ball*, el cual es un programa de análisis de riesgo y de pronóstico orientado a través de gráficos, esto con el objetivo fundamental de validar los resultados que se tienen hasta ahora.

Para este caso se procedió a introducir la data correspondiente a los campos Bare y Arecuna considerando que se trabajó con muestras grandes (muestra > 14 pozos, para el estudio: 56 en Bare asociados a 6 yacimientos y 24 en Arecuna con 4



yacimientos) y aplicando los modelos de probabilidad que permitieron hacer un óptimo ajuste sobre los datos cargados.

A continuación se presentan, como ejemplo, los resultados para uno de los yacimientos más importantes del campo Bare.

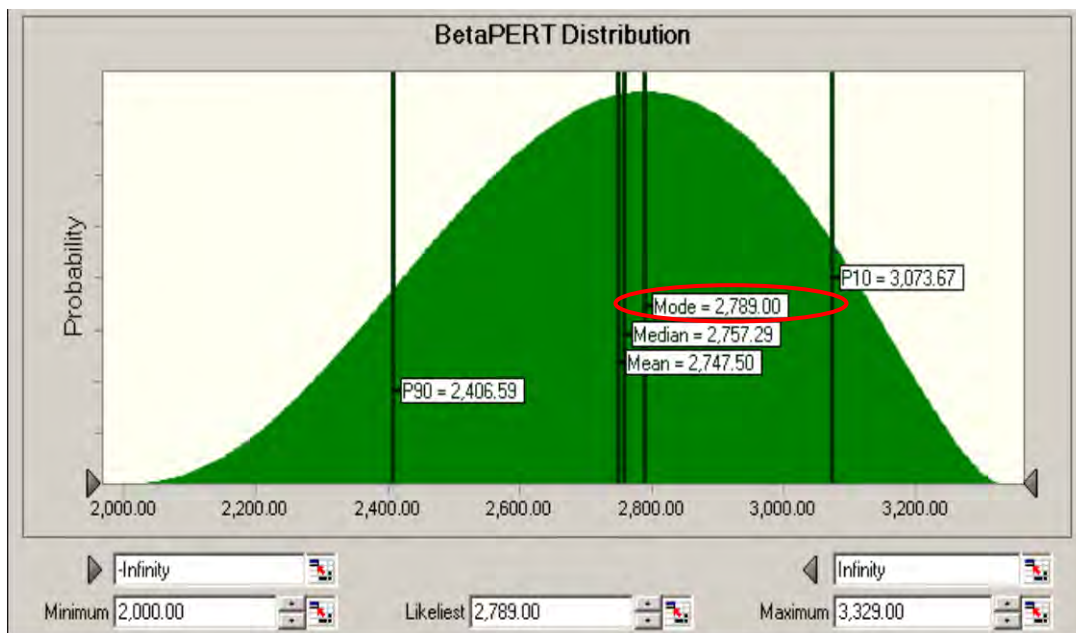


Gráfico N° 4.10: SH óptima yacimiento U1,3 MFB-53.Campo Bare- Crystal Ball

En esta gráfica se puede apreciar que, para este yacimiento, considerando la moda como medida de tendencia central y siendo éste el valor con mayor probabilidad de ocurrencia, se obtiene un valor de 2789 pies de sección horizontal, el cual comparado con el valor obtenido del modelo de regresión no lineal de 2768 pies, presenta una variación de tan solo 21 pies lo que representa una desviación de 0,8 %; demostrando así la confiabilidad en los resultados arrojados en este estudio.

En la tabla siguiente se muestra el resumen final de los resultados obtenidos por los diferentes métodos para determinar la sección horizontal óptima.

**Tabla N° 4.15: Resumen resultados finales determinación de la SH Óptima campos Arecuna y Bare U.P. XP**

Campo	Yacimiento	SH Óptima "Modelo de Regresión No Lineal" (pies)	SH Óptima "Comportamiento de Producción" (pies)	SH Óptima "Crystal Ball" (pies)	% de Variación (Modelo de Regresión No Lineal Vs Crystal Ball)	% de Variación (Comportamiento de Producción Vs Crystal Ball)
Arecuna	J3 MFA-29	2059	2318	2125	3,2	9,1
	L3,4 MFA-13	2651	2550	2599	2,0	1,9
	L3,4 MFA-29	2041	2100	2086	2,2	0,7
	UI MFA-38	2997	3697	3022	0,8	22,3
<b>Prom. Arecuna</b>		<b>2437</b>	<b>2666</b>	<b>2458</b>	<b>2,1</b>	<b>8,5</b>
Bare	R0 MFB-208	1897	2529	2003	5,6	26,3
	R2 MFB-90	2987	3222	2973	0,5	8,4
	S5 MFB-163	2913	2421	2782	4,5	13,0
	TL MFB-15	1116	1614	1224	9,7	31,9
	TL MFB-646	2297	2619	2321	1,0	12,8
	UI,3 MFB-53	2768	2696	2789	0,8	3,3
<b>Prom. Bare</b>		<b>2330</b>	<b>2517</b>	<b>2349</b>	<b>3,7</b>	<b>15,9</b>

Se puede apreciar que los valores más bajos en la variación se obtienen al comparar los resultados del modelo estadístico con los obtenidos del simulador Crystal Ball, esta variación promedio  $< 5\%$ . Con respecto a los resultados obtenidos del comportamiento de producción, se tiene un promedio de  $8,5\%$  para Arecuna y  $15,9\%$  para el campo Bare, es decir una variación considerable. Para tratar este caso, se tienen los siguientes escenarios:

1. Cuando la variación  $5 \leq \text{Var} \leq 10\%$ , considerar un rango para el valor final; por ejemplo para el yacimiento R2 MFB-90 la variación es de  $8,4\%$ . Entonces se tiene que:  $2973 \leq \text{SH Óptima} \leq 3222$  pies.

2. Cuando la variación  $< 5\%$  tanto para la comparación con el modelo estadístico como con el comportamiento de producción, se calculó un promedio aritmético considerando los 3 resultados, por ejemplo para el yacimiento L3,4 MFA-29 (ver tabla N° 4.15) se tiene:

$$\text{SH óptima final} = (\text{SH óptima Modelo de Regresión no lineal} + \text{SH óptima comportamiento de producción} + \text{SH óptima Crystal Ball})/3 = (2041+2100+2086)/3 = \mathbf{2076 \text{ pies}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4.1})$$

3. Cuando la variación del comportamiento de producción  $> 10\%$ , la SH óptima final se obtuvo a través de un promedio aritmético entre los resultados del modelo de regresión no lineal y el Crystal Ball, por ejemplo si consideramos el yacimiento S5 MFB-163 se obtiene que

$$\text{SH óptima final} = (\text{SH óptima Modelo de Regresión no lineal} + \text{SH óptima Crystal Ball}) / 2 = (2913+2782)/2 = \mathbf{2848 \text{ pies}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 4.2})$$

En el **Apéndice H** se muestran los resultados de todos los yacimientos en estudio. Finalmente para determinar la sección horizontal óptima de los campos Arecuna y Bare se consideraron los resultados promedios para los cuales la variación es  $< 5\%$ . Esto aplica para la comparación modelo de regresión no lineal Vs Crystal Ball, en los cuales se tienen 2,1 y 3,7 % para los campos Arecuna y Bare respectivamente. Luego el cálculo final se obtiene a través de un promedio aritmético de estos 2 resultados. Entonces:

✓ **SH óptima para el campo Arecuna: 2448 pies**

✓ **SH óptima para el campo Bare: 2340 pies**

Considerando los resultados de perforación del año 2011 para la Superintendencia de Desarrollo de Yacimientos XP, los cuales se muestran a continuación.

□

### *SH prom. PERFORADAS AÑO 2011 XP*

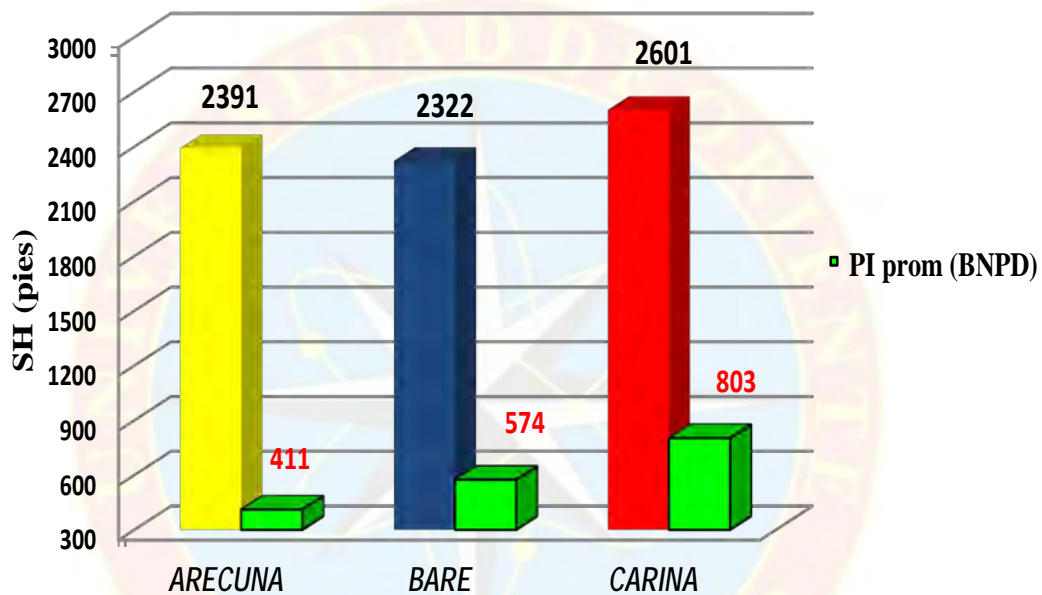


Gráfico N° 4.11: Resultados de perforación año 2011 XP

Se puede decir que la sección horizontal promedio para los campos Arecuna, Bare y Cariña, para el 2011, estuvo entre 2320-2600 pies y con tasas de producción promedio ubicadas entre 400-800 Bls/día, demostrando así el éxito de los pozos en función de la sección horizontal navegada por cada pozo y en sintonía con los valores arrojados por este trabajo de investigación.

#### **4.4 COMPARACIÓN DEL EFECTO COSTO-BENEFICIO DE LOS POZOS CON LONGITUDES MENORES A 2000 PIES VS LONGITUDES MAYORES A 2000 PIES**

Con la finalidad de garantizar la rentabilidad de los escenarios propuestos para el esquema de explotación de los diferentes yacimientos en estudio de los Campos Bare y Acuna, se realizó la evaluación económica utilizando el programa de evaluaciones económicas corporativo de PDVSA (See-Plus) tomando en cuenta los parámetros establecidos por la empresa, como lo son:

- Tasa Interna de Retorno (TIR)  $> 15$ .
- Eficiencia de Inversión Modificada (EIM)  $> 1$ .
- Valor Presente Neto (VPN)  $> 0$ .

Se considera una serie de premisas al momento de realizar la evaluación económica entre ellas tenemos.

- Horizonte Económico: 20 años, tiempo considerado para las predicciones.
- Tasa de Descuento: 10%.
- Tasa de Cambio: 4,30 BsF/\$.
- Regalías: 30%.
- Escenario de Evaluación Cesta: 40 \$ (2011).

El ente financiero de las empresas, comprende una de las áreas funcionales de gran interés, para mantener una gestión eficaz de ellas mismas, por ello, el análisis económico precisamente permite determinar que nivel de inversión es más conveniente para producir mayores beneficios.

En este análisis económico se evaluaron dos escenarios pozos con longitudes menores a 2000 pies y pozos con longitudes mayores a 2000 pies, ya que los costos operacionales actualmente son elevados y se necesitaba conocer cuales de ellos cumplían con los requerimientos planteados por la empresa. Los costos por trabajo se presentan en la **tabla 4.16**, para el primer caso.

**Tabla N° 4.16: Costos operacionales de pozos con longitudes menores a 2000 pies**

Caso	Costos de Perforación (MBsF)	Costos de limpieza Mec/Est. (MBsF)	Costos de completación original (MBsF)	Costos de Infraestructura (MBsF)
I	5900	600	600	2000

Se evaluaron en primer orden los trabajos de perforación, limpieza química y mecánica, completación original de cada pozo por separado, infraestructura, para verificar si el aporte por cada pozo era suficiente para generar ganancias a la empresa, se tomaron en cuenta las variables como EI, TIR y VPN, ya que al perforar existe una inversión por lo tanto estas variables están en juego, resultando satisfactoriamente la evaluación económica, ya que cumple con las premisas planteadas anteriormente. También se consideró una tasa de producción de 600 BNPD, según las primeras pruebas representativas, reportadas por el programa Centinela para el periodo de Enero del 2011. Los resultados se pueden observar a continuación en la **tabla N° 4.17**.

**Tabla N° 4.17: Evaluación económica escenario I**

Caso	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/\$)
I	7357.1	106.87	7.09

Al obtener que la evaluación económica realizada a pozos con longitudes menores a 2000 pies fue satisfactoria, se obtuvo un VPN de 7357,1 M\$, para luego realizar un análisis de sensibilidad a través de un diagrama araña, (grafico 4.12), se observa que no existe un gran margen de riesgo cuando son sensibilizados los parámetros que indican directamente en la rentabilidad del proyecto como lo son la producción, el precio del crudo y los gastos.

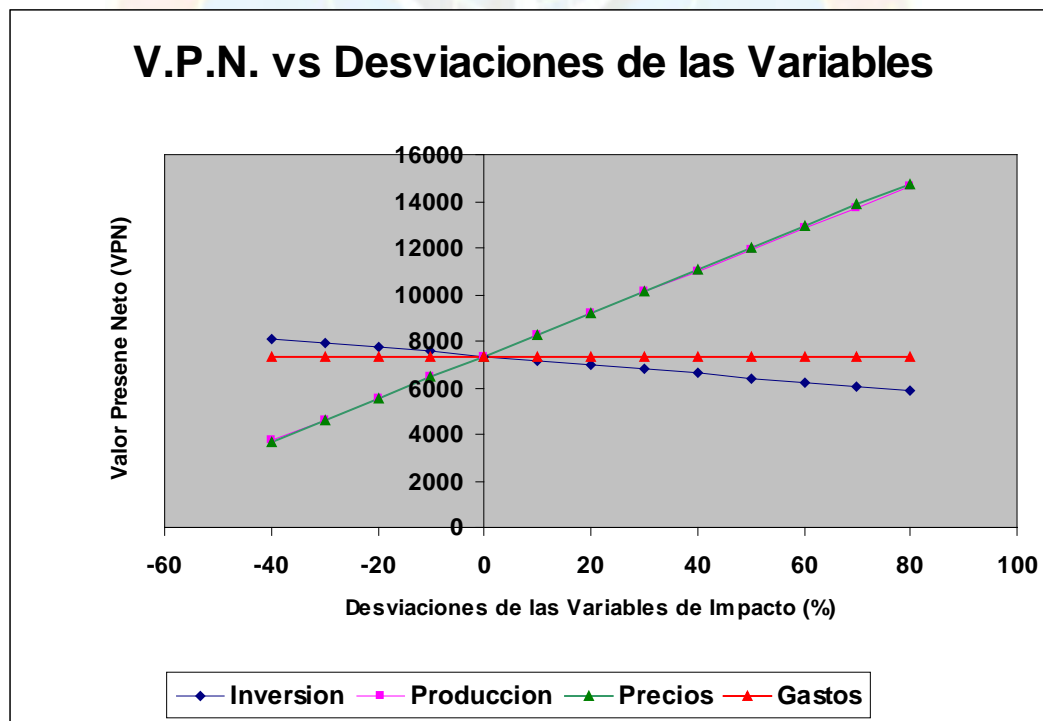


Gráfico N° 4.12: Diagrama araña escenario I pozos con longitudes menores a 2000 pies

En segundo orden se evaluaron pozos con longitudes mayores a 2000 pies, para luego de realizada la evaluación económica comparar ambos resultados obtenidos y poder conocer cuál de los dos casos es más rentable para la empresa. Los costos por trabajo para el segundo caso se presentan en la **tabla N° 4.18**.

**Tabla N° 4.18: Costos operacionales de pozos con longitudes mayores a 2000 pies**

Caso	Costos de Perforación (MBsF)	Costos de completación original (MBsF)	Costos de Infraestructura (MBsF)
II	7100	600	2000

Al igual que en el caso anterior se evaluaron los trabajos relacionados con la perforación del pozo, completación original, infraestructura, para verificar si el aporte era suficiente para generar ganancias a la empresa, considerando las siguientes variables como lo son: EI, TIR y VPN, al perforar existe una inversión por lo tanto estas variables están en juego, resultando satisfactoriamente la evaluación económica, ya que cumple con las premisas planteadas anteriormente. También se consideró una tasa de producción de 770 BNPD, según las primeras pruebas representativas, reportadas por el programa Centinela para el periodo de Enero del 2011. Los resultados se pueden observar a continuación en la **tabla N° 4.19**.

**Tabla N° 4.19: Evaluación económica escenario II**

Caso	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/\$)
II	2866.2	52.55	3.47

En este segundo caso la evaluación económica realizada a pozos con longitudes mayores a 2000 pies también fue satisfactoria, obteniéndose un VPN de 2866,2 M\$, para luego realizar un análisis de sensibilidad a través de un Diagrama Araña,



(gráfico 4.13), se observa que no existe un gran margen de riesgo al igual que en el caso anterior cuando son sensibilizados los parámetros que indican directamente en la rentabilidad del proyecto como lo son la producción, el precio del crudo y los gastos.

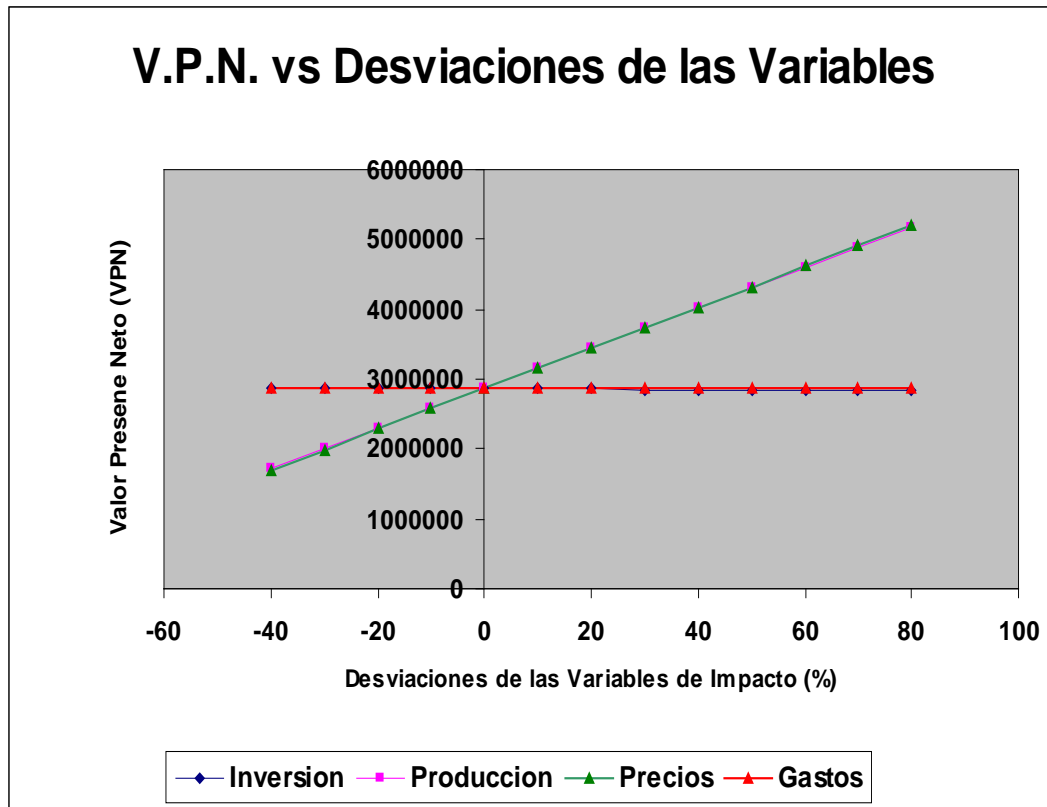


Gráfico N° 4.13: Diagrama araña escenario II pozos con longitudes mayores a 2000 pies

De acuerdo a los resultados, obtenidos en la evaluación económica realizada en ambos casos se considera satisfactoria, cumple con todas la premisas establecidas, por encontrarse los indicadores económicos por encima de los valores mínimos establecidos para que un proyecto sea rentable.

Al evaluar los dos escenarios se demuestra que la rentabilidad de perforar pozos con secciones horizontales < 2000 pies fue siempre más atractiva cuando se compara con la de los pozos perforados con secciones horizontales > 2000 pies.

El costo total de perforación está dado por la sumatoria de los costos generados hasta la profundidad de asentamiento y los costos de la sección horizontal. Tomando en cuenta los resultados obtenidos, en referencia a los costos de perforación, y considerando la profundidad de asentamiento del revestidor de producción y la longitud de la sección horizontal de cada pozo, queda demostrado que los costos totales se incrementan a medida que la profundidad es mayor, debido a que los elementos requeridos para la perforación de un pozo tales como: lodo, tuberías, cabillas están en bolívares por pie, mientras que los costos de taladro, equipo de control de sólidos, servicio direccional, se expresan en bolívares por día, esto implica que a medida que se perfora una mayor longitud, se requieren mayor cantidad de días para alcanzar el objetivo y por lo tanto la inversión para el desarrollo de los proyectos será mayor.

Es importante señalar, que este modelo generó los resultados con costos actualizados de los elementos de perforación, completación, entre otros, tomando en cuenta la paridad cambiaria, índice de inflación externa, precio del crudo y la tasa de descuento, para el año 2011.

Cabe destacar que el objetivo de la industria petrolera es maximizar eficiente y de manera rentable la explotación de las reservas de hidrocarburos, es por ello que, antes del inicio de cualquier proyecto propuesto es de suma importancia determinar la factibilidad del mismo, los costos que se estiman invertir, y por supuesto los beneficios que generará a través del tiempo, lo cual se traduce en mayor producción, menores costos y riesgos operacionales, para así seguir contribuyendo con el incremento de las reservas petrolíferas de nación.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- El promedio de declinación de los pozos horizontales estudiados se determinó en un valor de 23% anual efectiva y el modelo de declinación que mejor se ajustó al comportamiento de producción es la exponencial.
- De los pozos estudiados 12 se encuentran inactivos por alto corte de agua, reparaciones de subsuelo, esperando servicios, entre otros, mientras que 68 pozos se encuentran actualmente activos, de los cuales 60 están produciendo con equipo de Bombeo de Cavidad Progresiva, 6 pozos por medio de Bombeo Mecánico y los otros 2 pozos con equipo de Bombeo Electrosumergible.
- El lodo viscoelástico utilizado en la perforación de la fase de producción genera un daño considerable en la formación productora, debido a los aditivos químicos que la conforman: carbonato de calcio, goma xántica, potasa caústica, entre otros.
- El 95 % de los pozos en estudio tienen tubos ranurados con un tamaño de apertura de 0.015 pulgadas mientras que el resto presentan 0.012 pulgadas, se evidenció que ninguno de los pozos presentaron problemas o indicios de arenamiento y que en los casos de pozos con tubos ranurados de 0.012 pulgadas el  $N_p$  fue menor al compararlos con pozos completados con tubos de ranuras 0.015 pulgadas y con condiciones análogas de SH, TEO, características de yacimientos y método de levantamiento artificial.
- La sección horizontal óptima a perforar en el Campo Arecuna es de 2448 pies y para el Campo Bare es de 2340 pies respectivamente, esto de acuerdo al modelo

estadístico de regresión no lineal (Funciones polinómicas de grado 2,3 y 4) aplicado.

- Los pozos horizontales de los Campos Bare y Arcuna completados desde el 2002 hasta la fecha presentan un promedio de longitud horizontal perforada de 2500 a 3000 pies y una longitud efectiva de 2000 a 2500 pies respectivamente.
- Los costos totales de inversión de un pozo horizontal se incrementan a medida que la profundidad final es mayor.
- La evaluación económica realizada a cada escenario y su comparación demostró que la rentabilidad de perforar pozos con secciones horizontales < 2000 pies fue siempre más atractiva que los pozos perforados con secciones horizontales > 2000 pies, presentando los siguientes indicadores económicos: VPN= 7357,1M\$ y 2866,2; TIR= 106,87 y 52,55%; EI= 7,09 y 3,47\$/\\$ respectivamente.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis más detallado a los pozos horizontales con alto corte de agua y baja tasa de petróleo diaria, para estudiar la posibilidad de llevar a cabo el desarrollo de trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento (RA/RC), considerando la rentabilidad de dichos proyectos.
- Soportar las propuestas de perforación con Estudios Integrados de Yacimiento para reducir la “incertidumbre geológica” y mejorar la geonavegación de los pozos.
- Aumentar la toma de muestras de canal y de núcleo, en los pozos nuevos que vayan a ser perforados, para mejorar la caracterización granulométrica del yacimiento y así mejorar el mapa de isogranulometría.
- Utilizar el presente estudio como base para futuros proyectos a desarrollar en el área y extender este tipo de estudio integrado a otras zonas a fin de optimizar la producción de hidrocarburos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. (2006). El proyecto de Investigación, Editorial Episteme, Tercera Edición, Caracas, Venezuela, pp 44 – 47
- CEPET (1997). Optimización de Sistemas de Producción (Modulo: Análisis Nodal). Maracaibo, Venezuela.
- GRANADO, L. (2001). “Optimización de producción de los pozos completados con Bombeo por Cavidad Progresiva en los campos Bare y Arcuna, Distrito San Tomé”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- HERNÁNDEZ, SAMPIERI. (2001). Metodología de la Investigación, Editorial McGraw-Hill, Segunda Edición, D.F, México, pp 52 – 132
- MARTÍNEZ, N. (2005) “Determinación de estrategias de producción en el campo Santa Rosa mediante el análisis e interpretación de pruebas de presión y producción” Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- QUIJADA, M. (2004). “Análisis del comportamiento productivo de los pozos horizontales completados en el periodo 1997- 2202, del campo Arcuna, Faja del Orinoco”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.
- SERRANO, D (2004). “Análisis del comportamiento productivo de los pozos horizontales en el yacimiento MFB-53 de la arena U1,3 Campo Bare, Faja del Orinoco”. Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

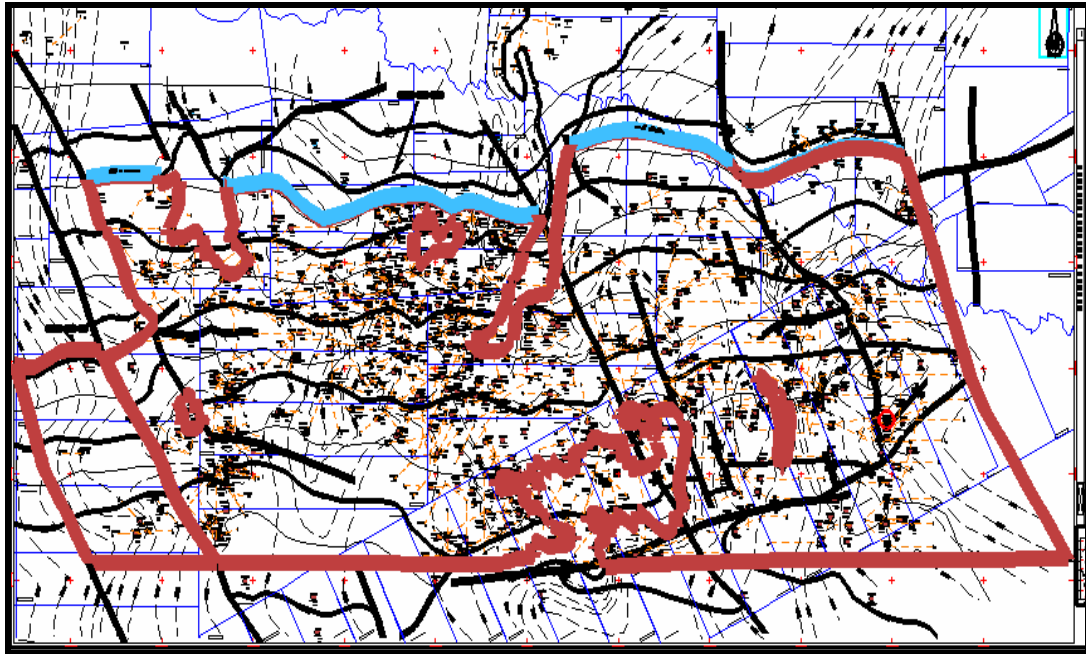




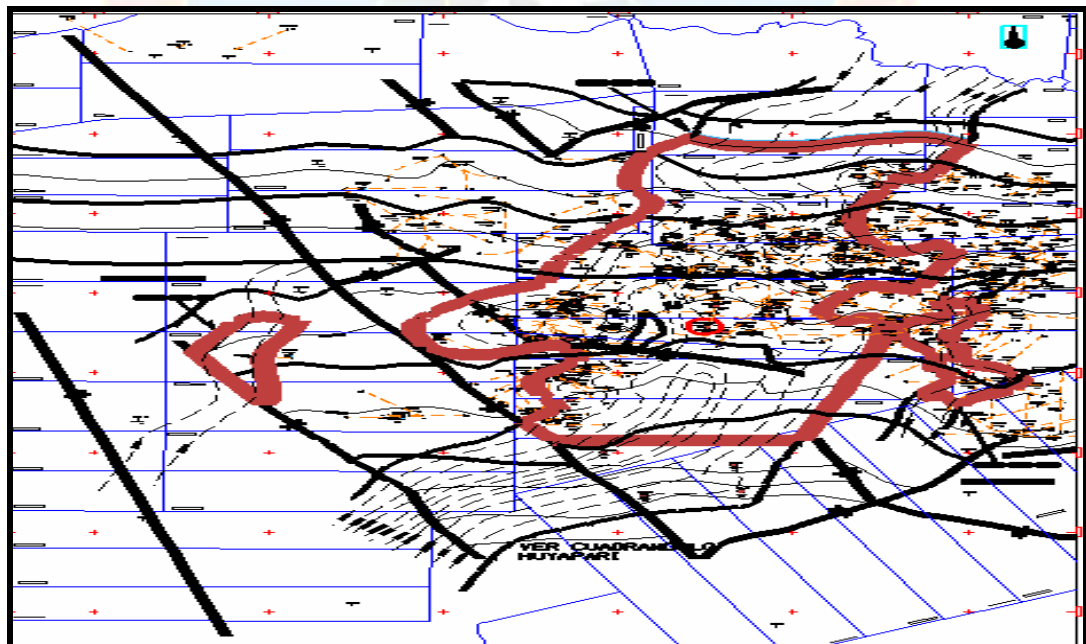
# APÉNDICE A

(Mapas Isópacos-Estructurales de los yacimientos en estudio).

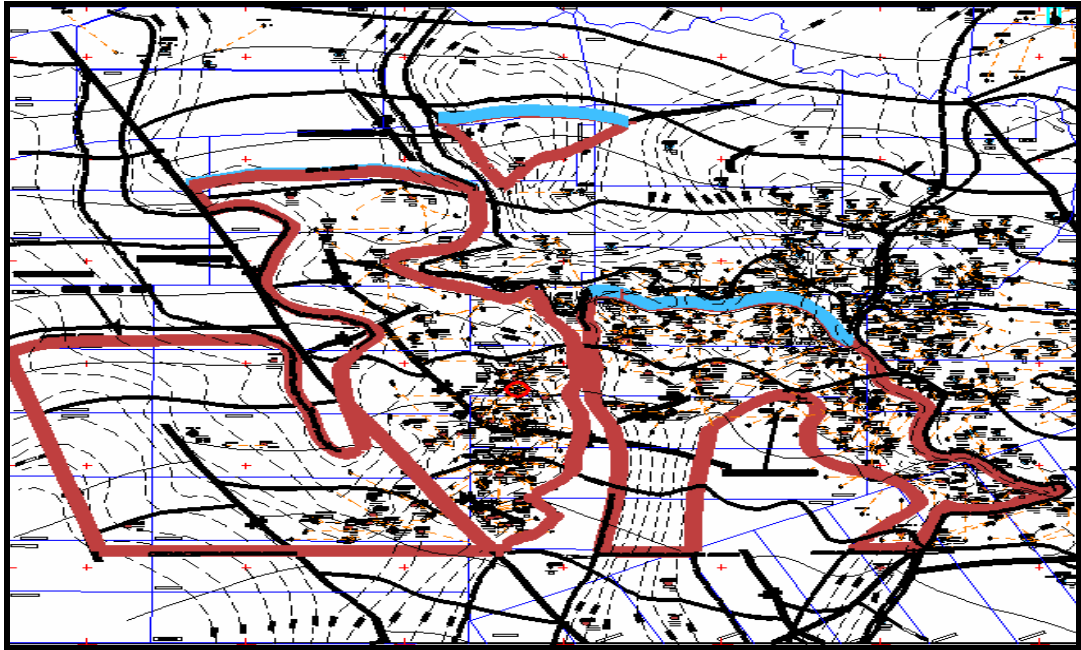




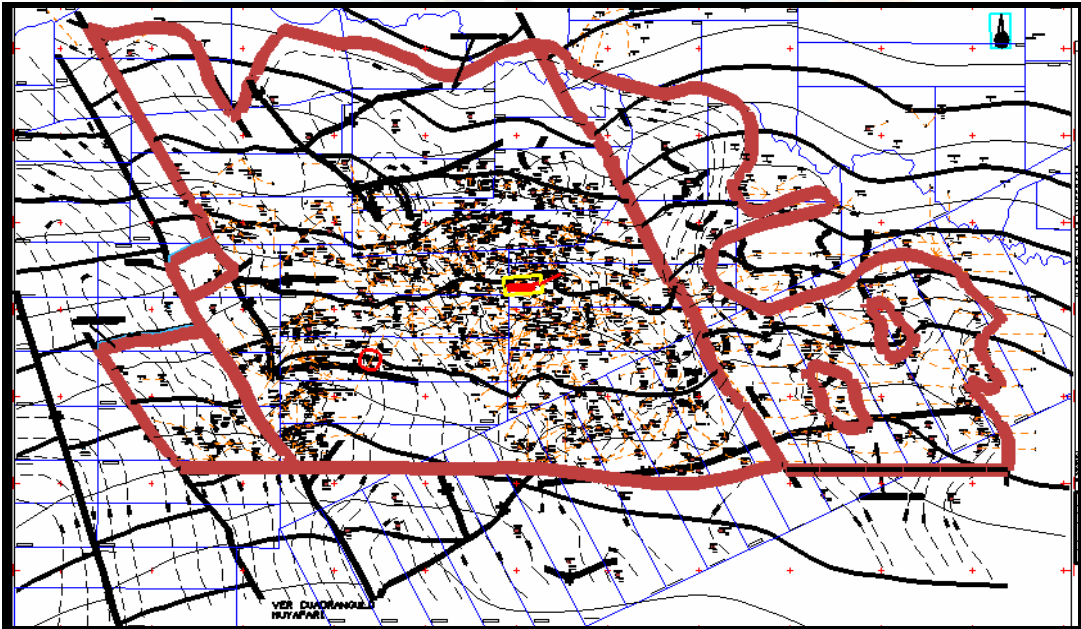
**Figura A-1.** Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento S5 MFB-163.



**Figura A-2.** Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento R2 MFB-90.



**Figura A-3.** Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento R0 MFB-208.



**Figura A-4.** Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento TL MFB-15.

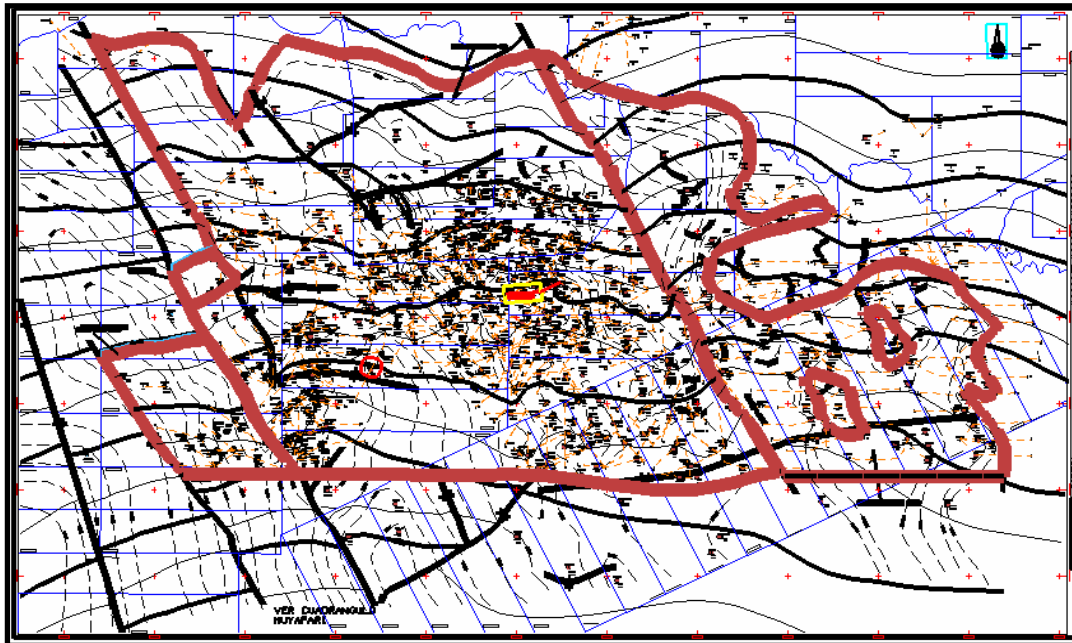


Figura A-5. Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento TL MFB-646.

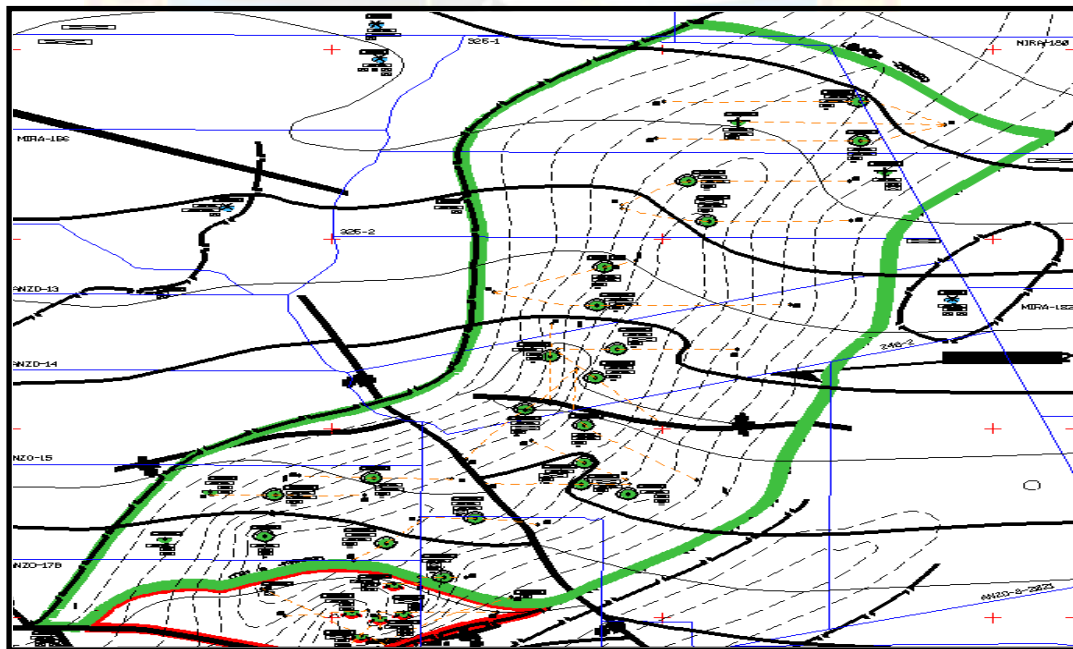


Figura A-6. Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento J3 MFA-29.

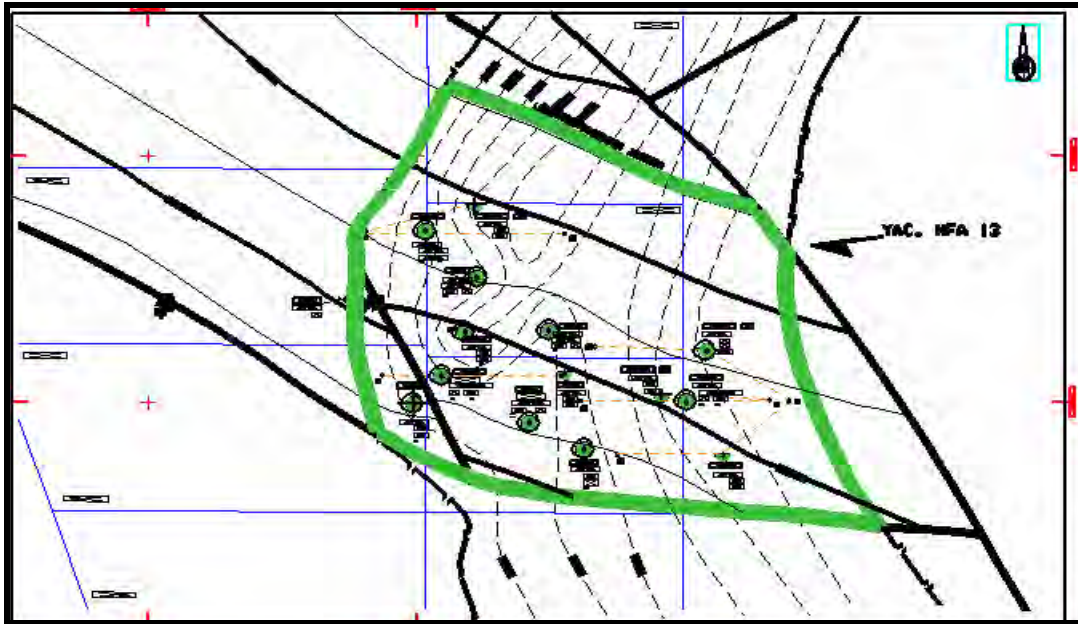


Figura A-7. Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento L3,4 MFA-13.

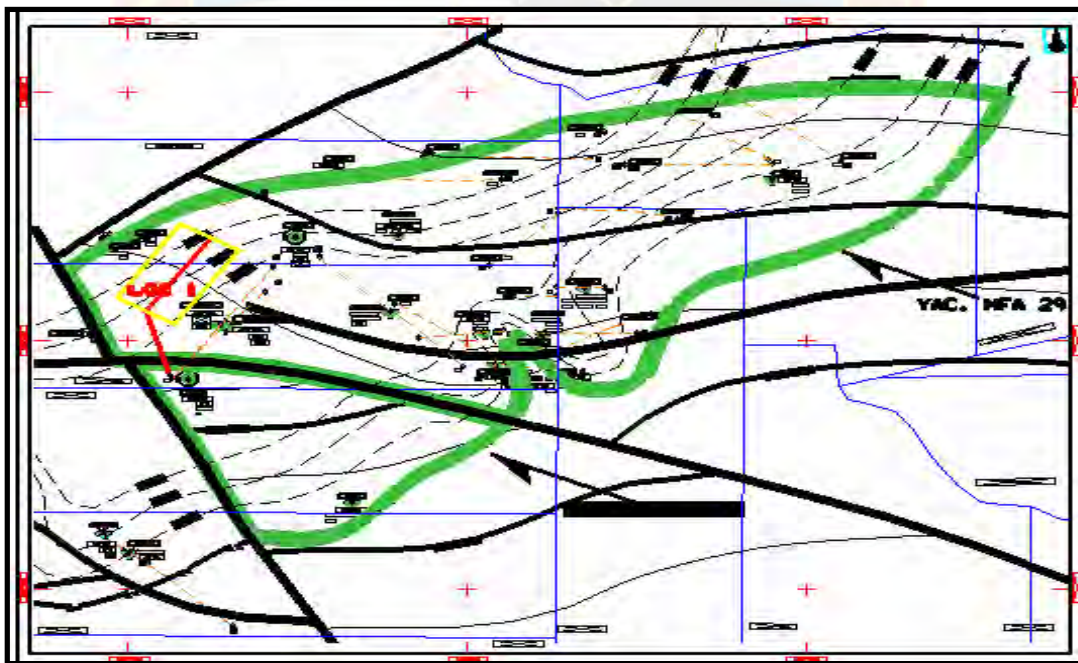


Figura A-8. Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento L3,4 MFA-29.

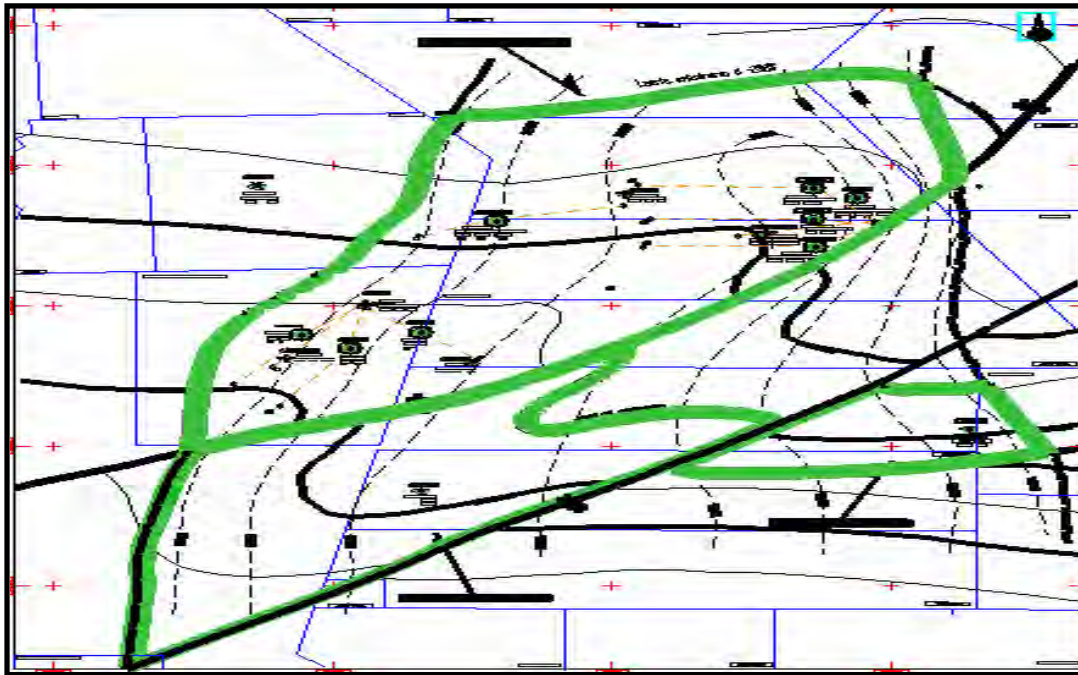


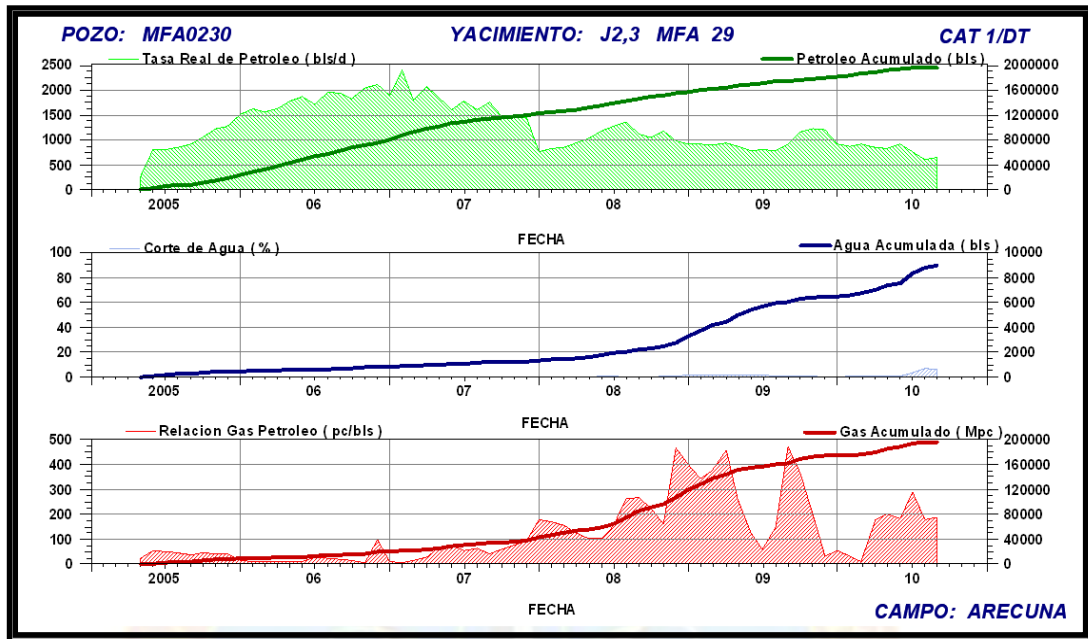
Figura A-9. Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento U1MFA-38.



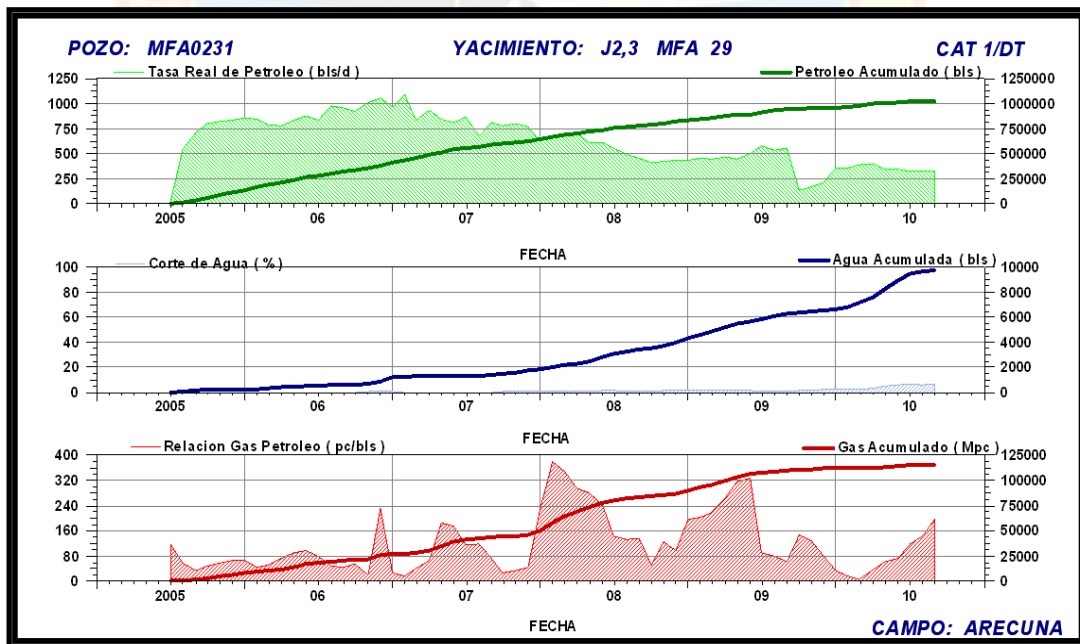


# APÉNDICE B

(Historias de Producción de los pozos Horizontales en estudio).



**Gráfico B-1.** Histórico de producción del pozo MFA-230.



**Gráfico B-2.** Histórico de producción del pozo MFA-231.

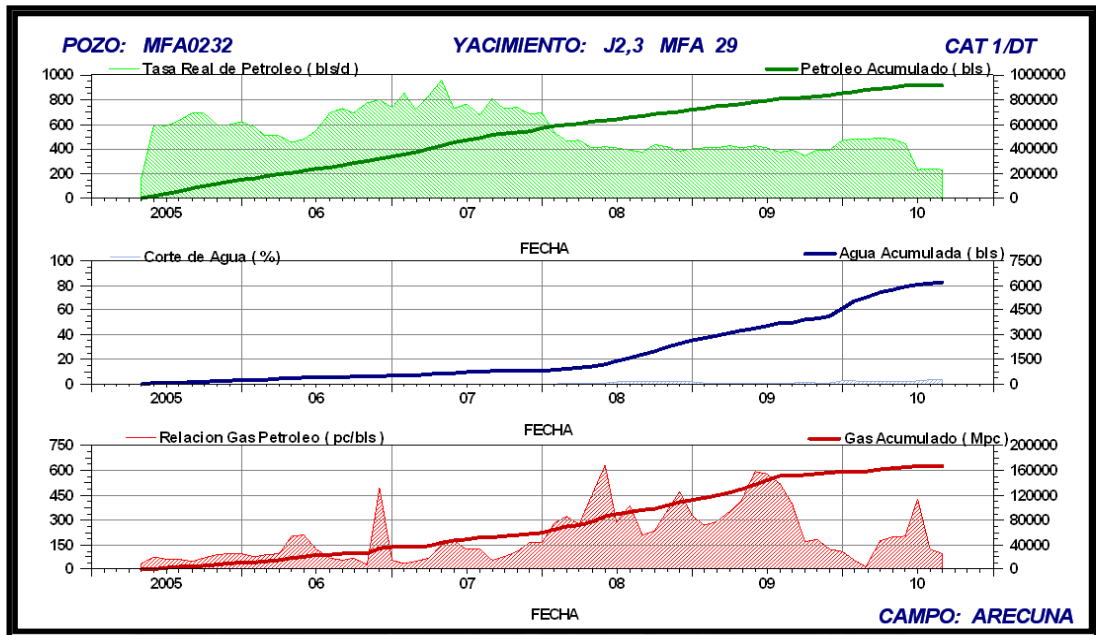


Gráfico B-3. Histórico de producción del pozo MFA-232.

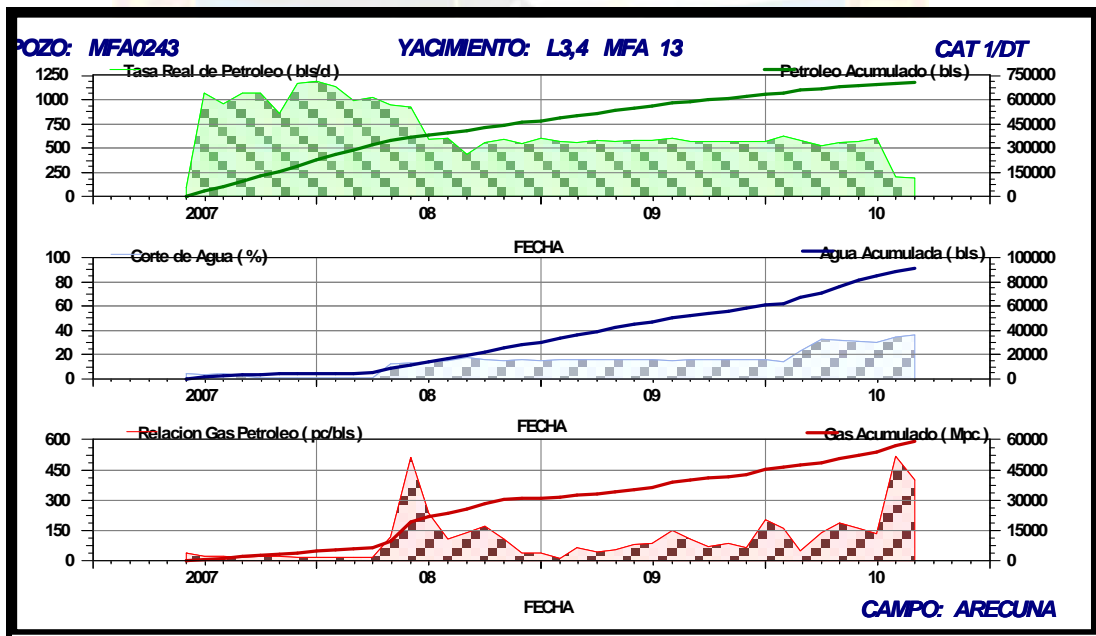


Gráfico B-4. Histórico de producción del pozo MFA-243.



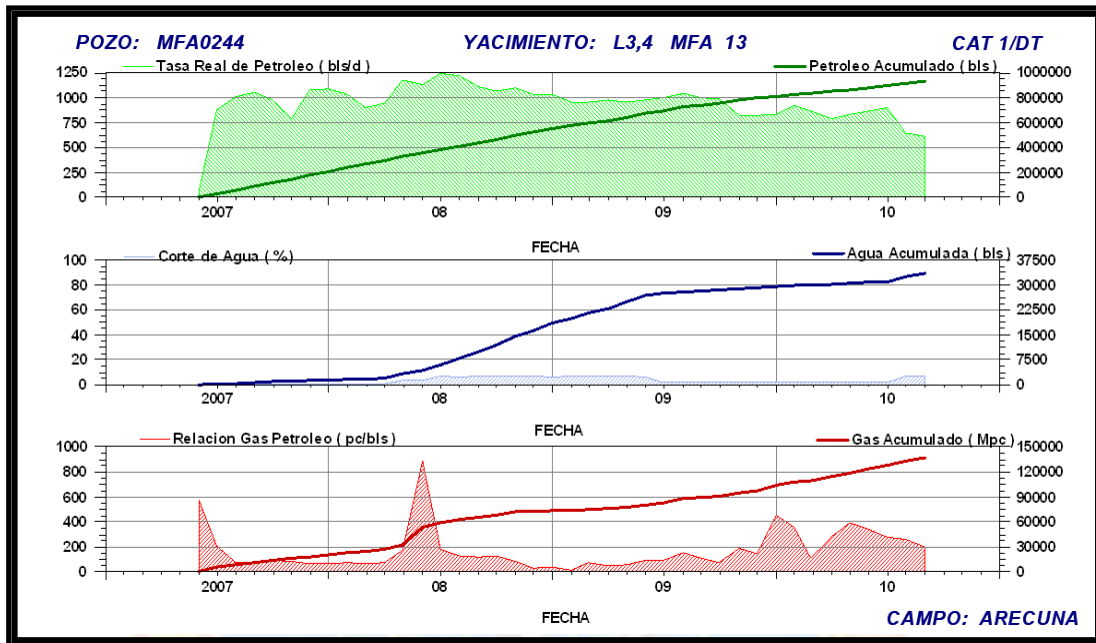


Gráfico B-5. Histórico de producción del pozo MFA-244.

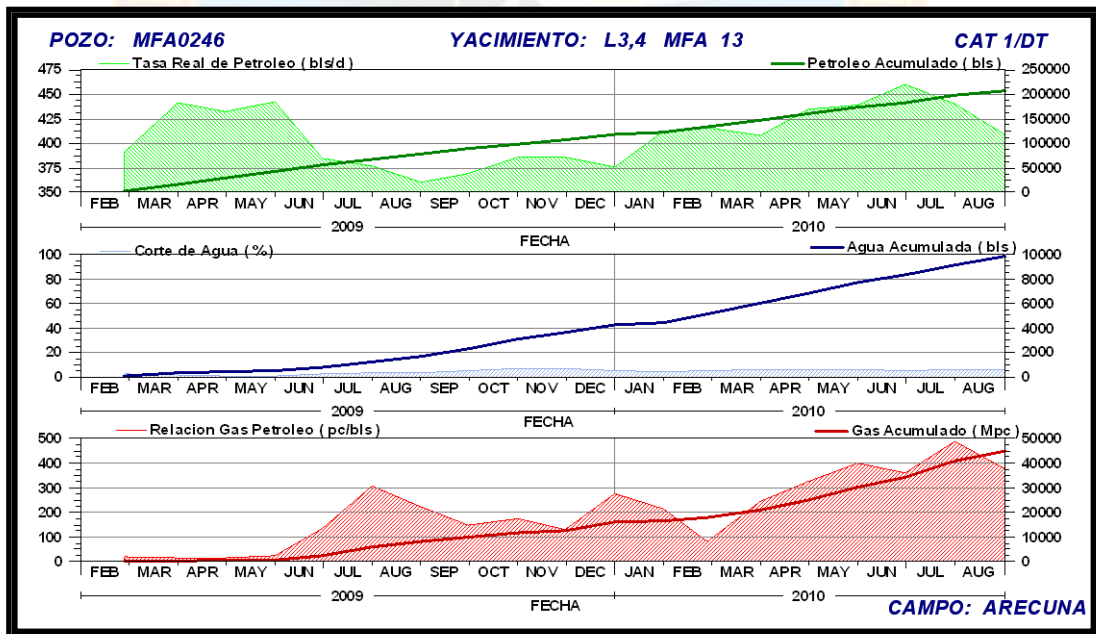


Gráfico B-6. Histórico de producción del pozo MFA-246.

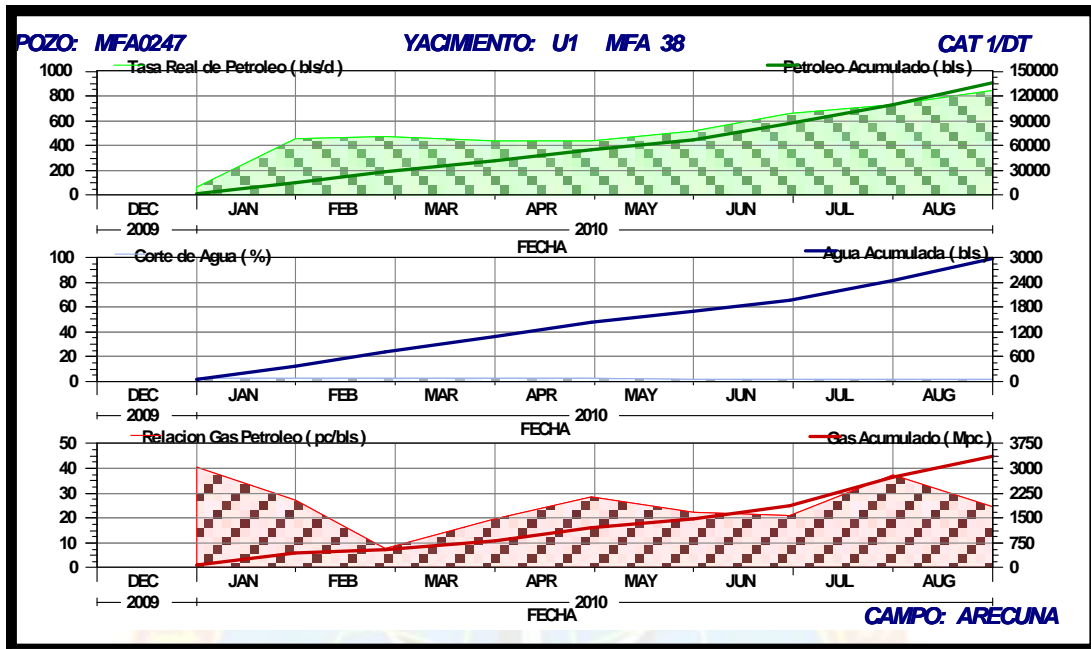


Gráfico B-7. Histórico de producción del pozo MFA-247.

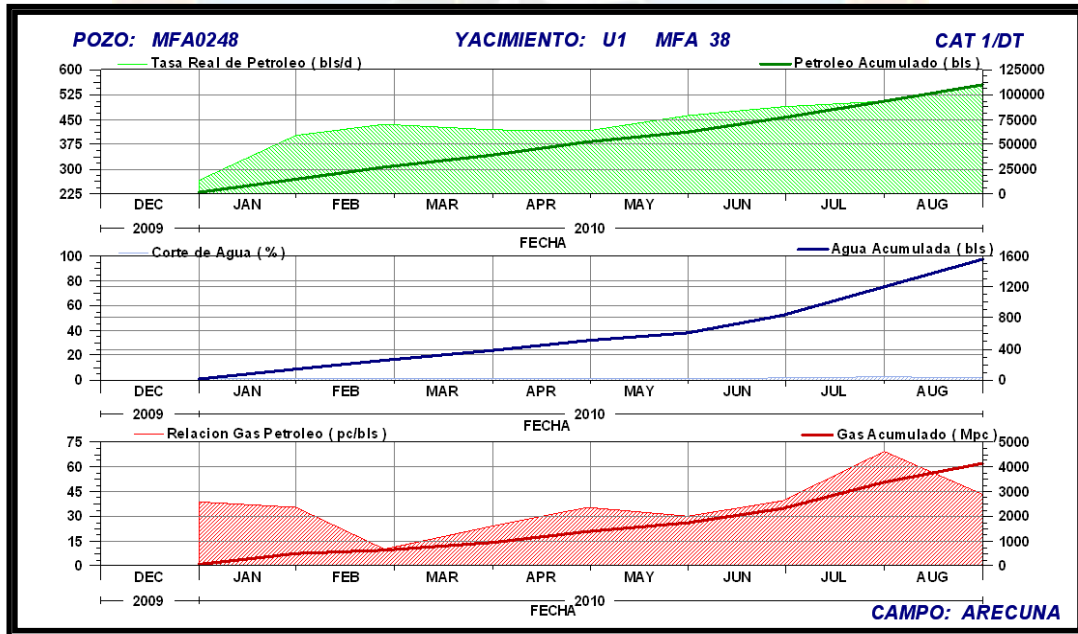


Gráfico B-8. Histórico de producción del pozo MFA-248.

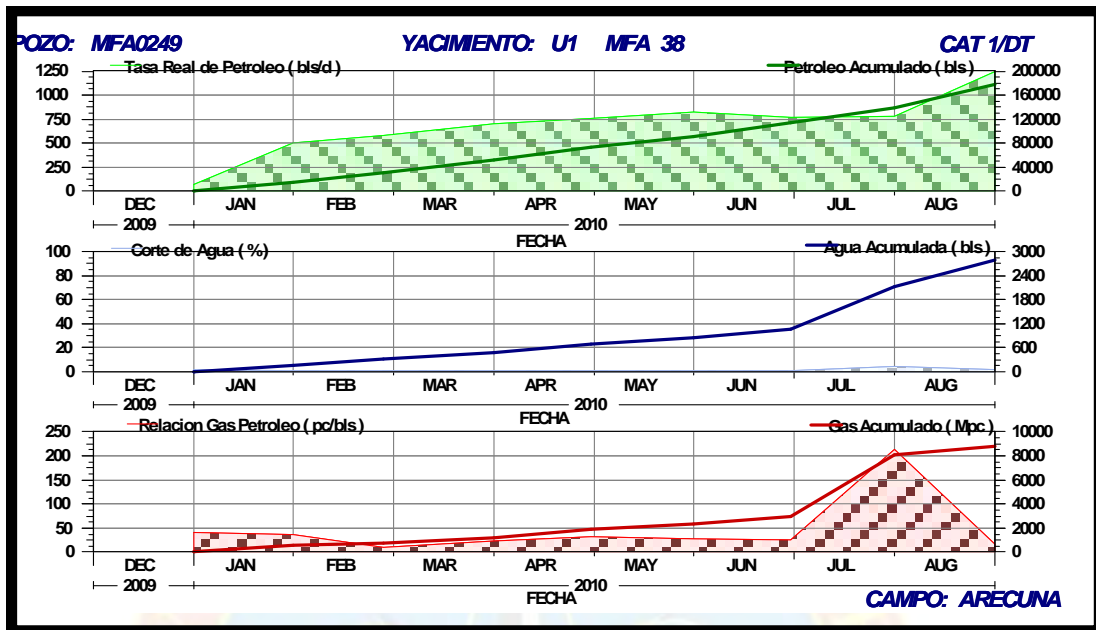


Gráfico B-9. Histórico de producción del pozo MFA-249.

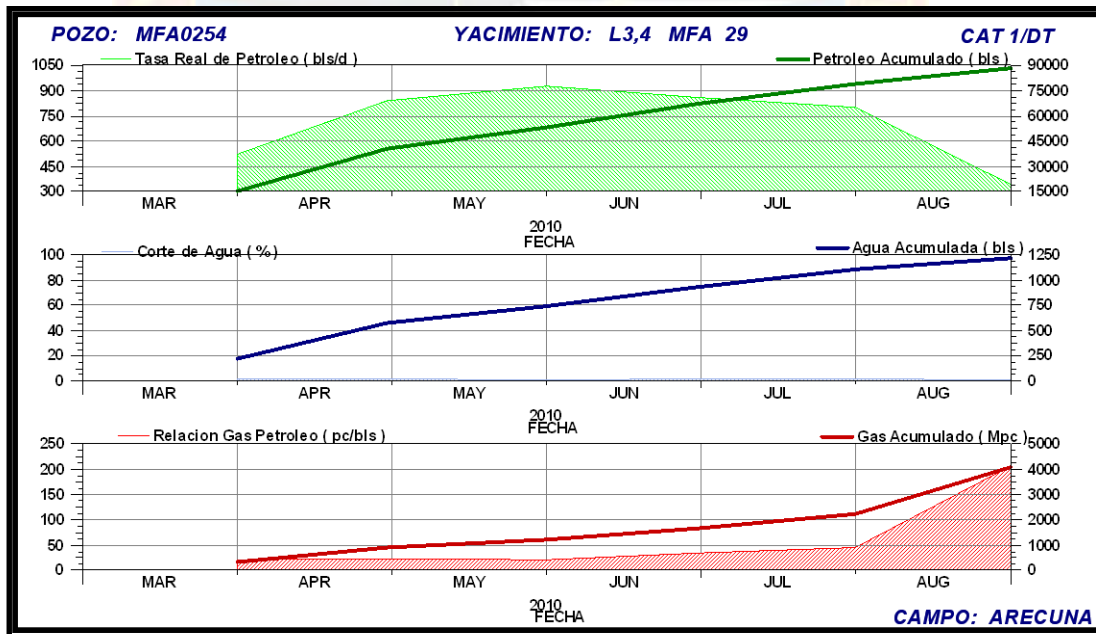
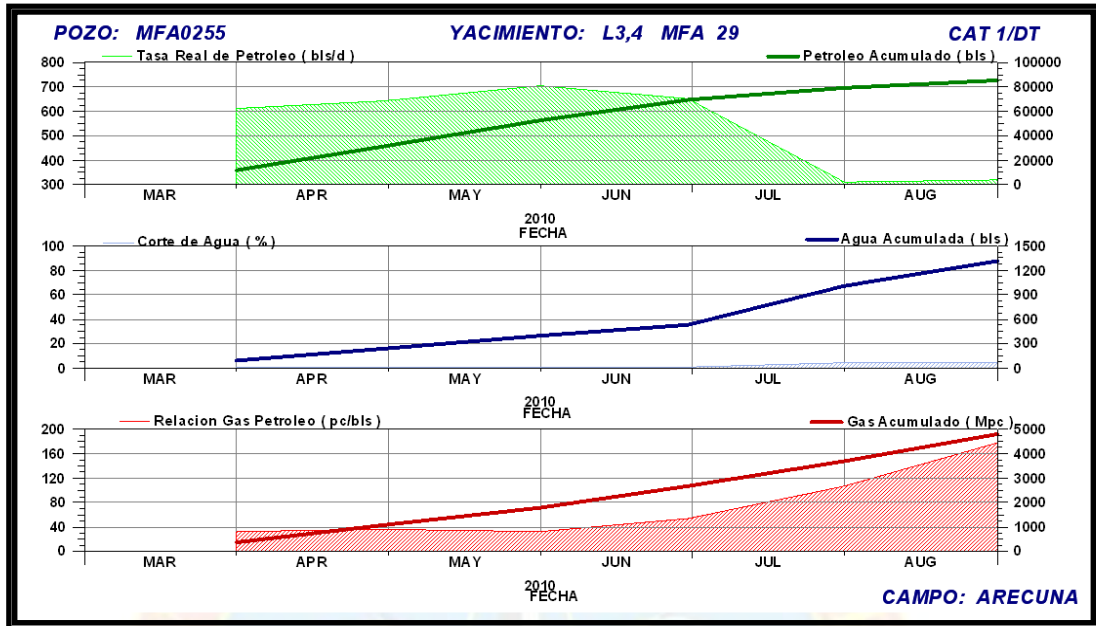
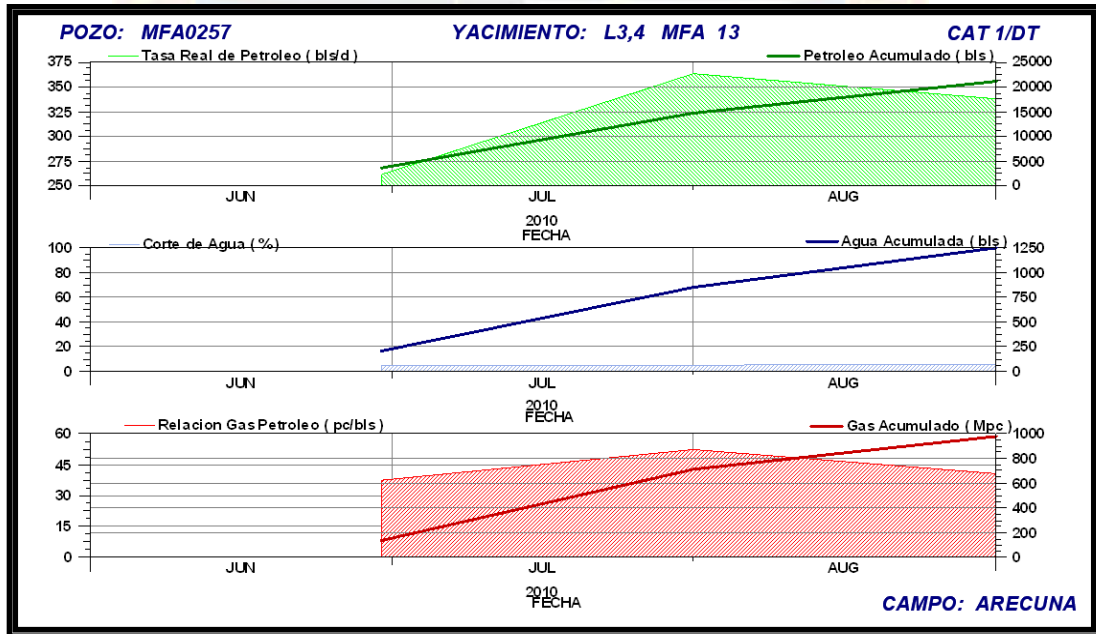


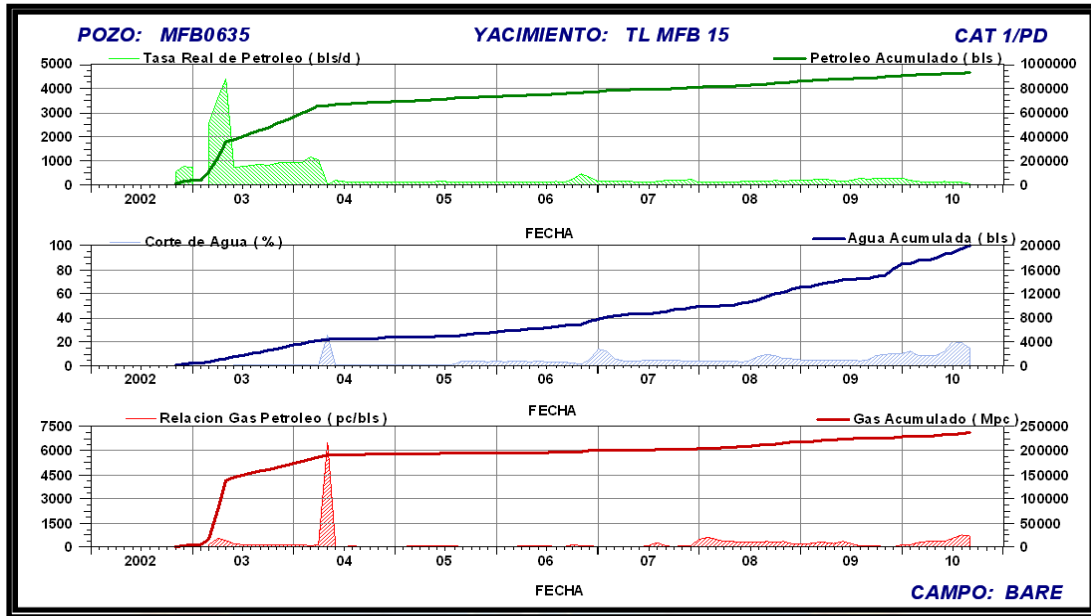
Gráfico B-10. Histórico de producción del pozo MFA-254.



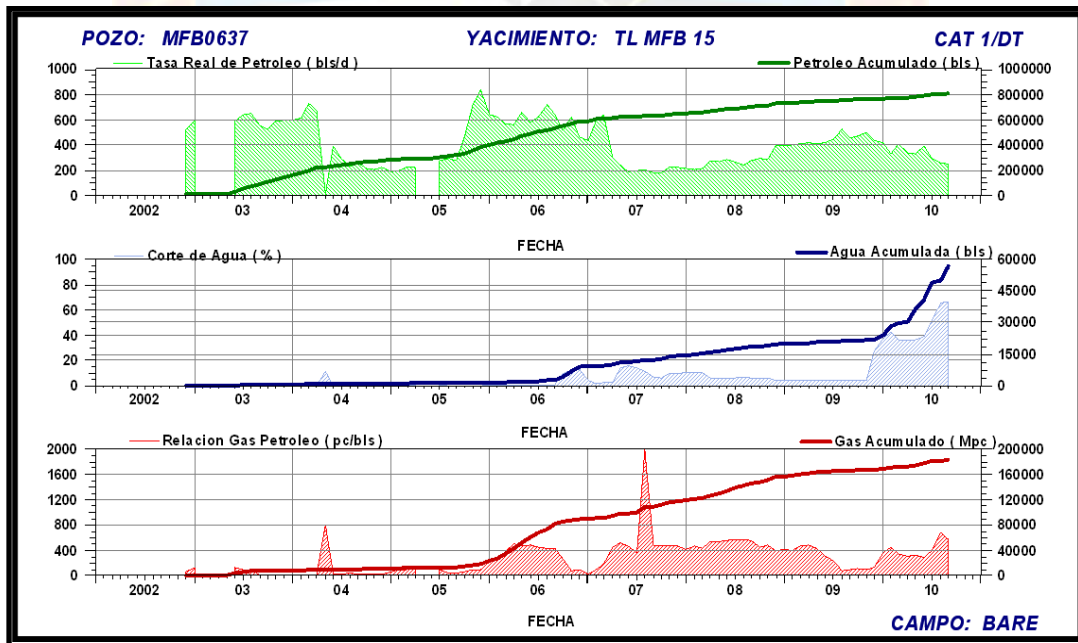
**Gráfico B-11.** Histórico de producción del pozo MFA-255.



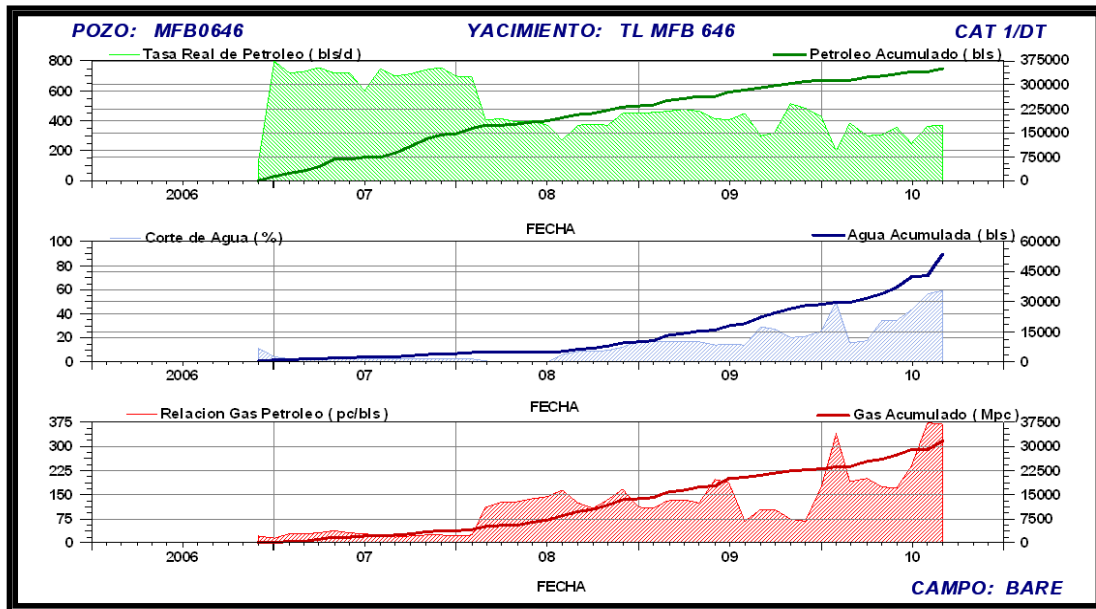
**Gráfico B-12.** Histórico de producción del pozo MFA-257.



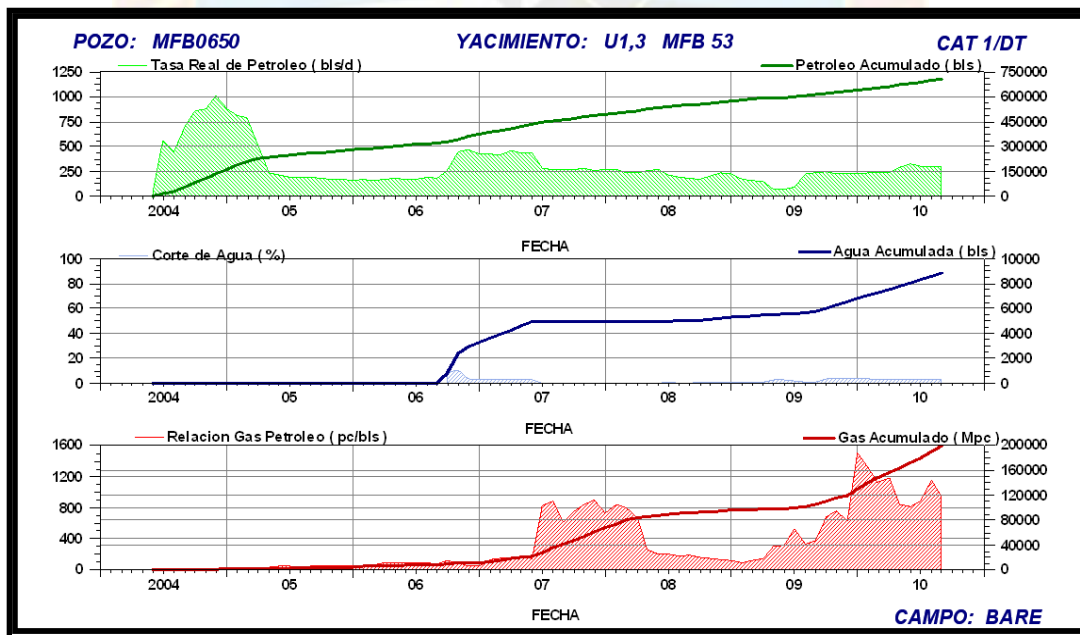
**Gráfico B-13.** Histórico de producción del pozo MFB-635.



**Gráfico B-14.** Histórico de producción del pozo MFB-637.



**Gráfico B-15.** Histórico de producción del pozo MFB-646.



**Gráfico B-16.** Histórico de producción del pozo MFB-650.

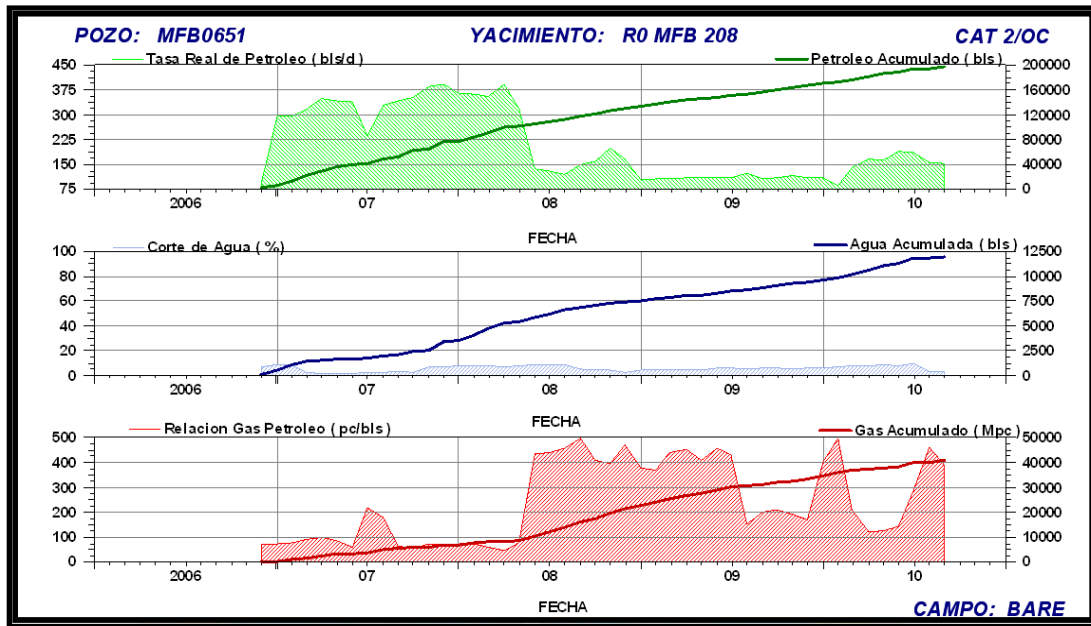


Gráfico B-17. Histórico de producción del pozo MFB-651.

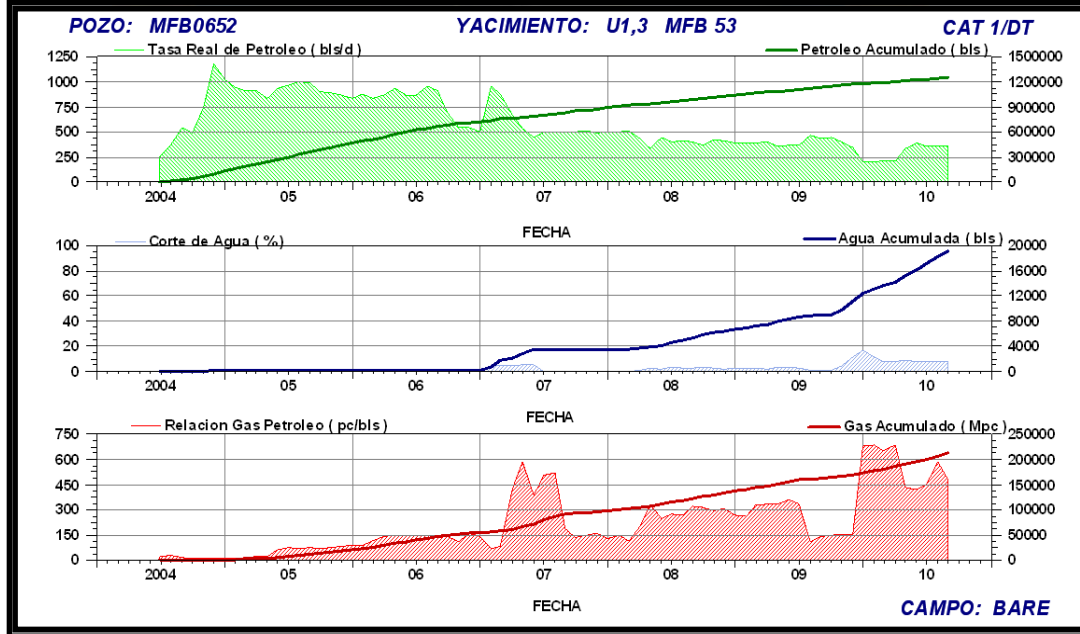
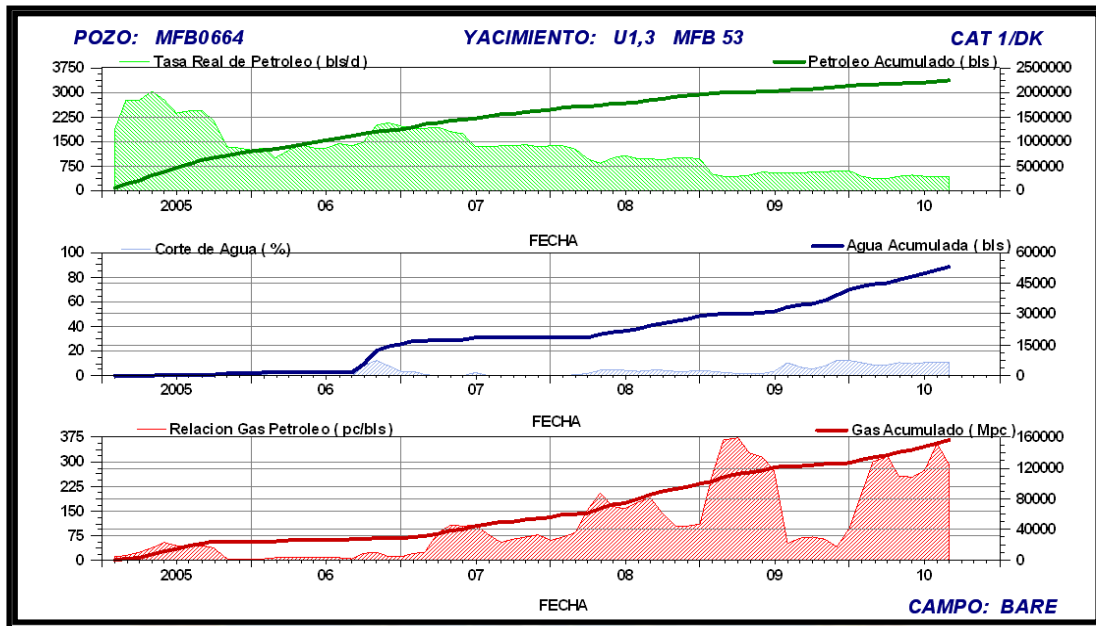
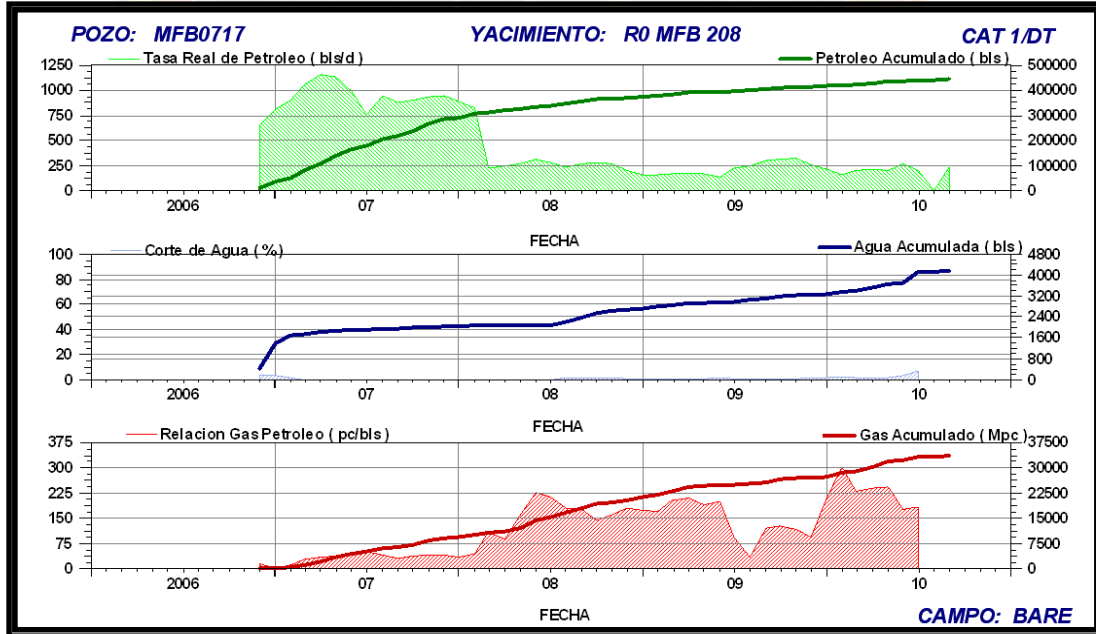


Gráfico B-18. Histórico de producción del pozo MFB-652.

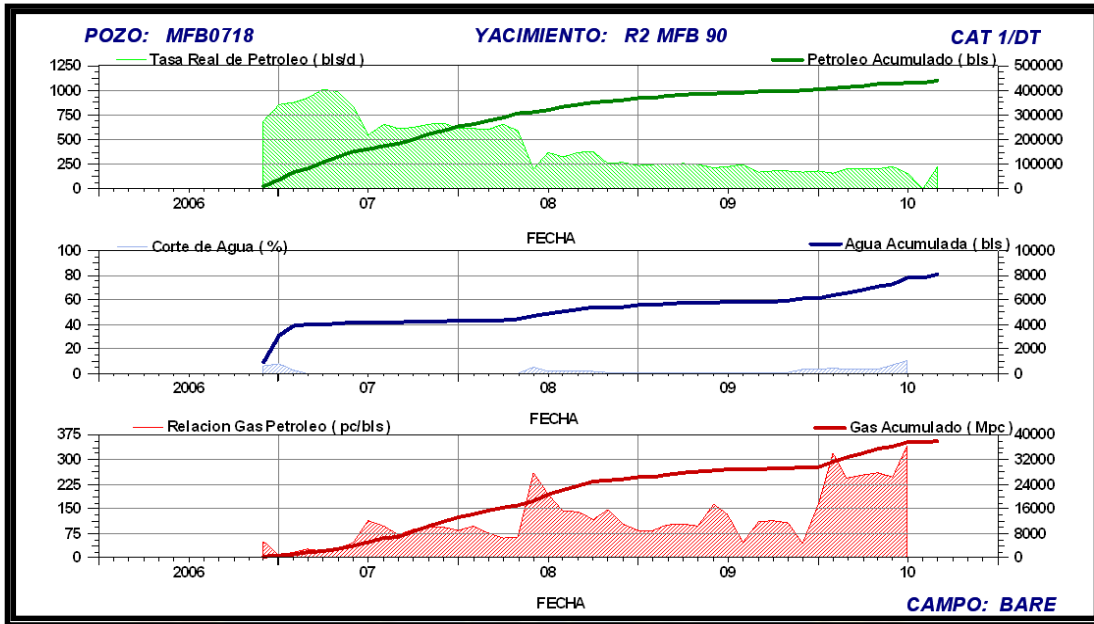


**Gráfico B-19.** Histórico de producción del pozo MFB-664.

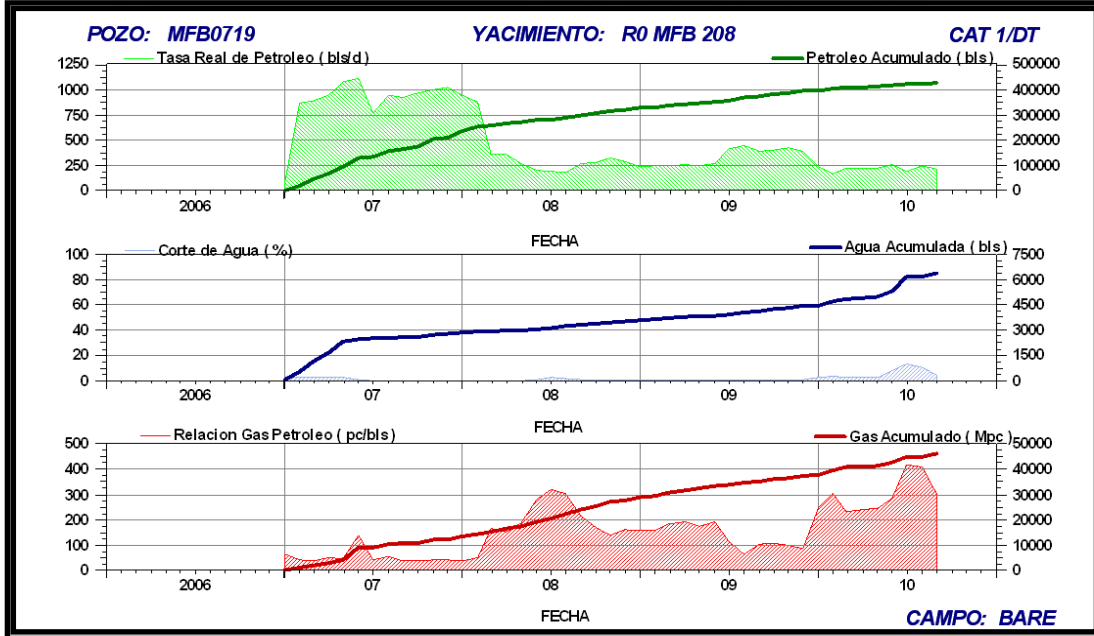


**Gráfico B-20.** Histórico de producción del pozo MFB-717.

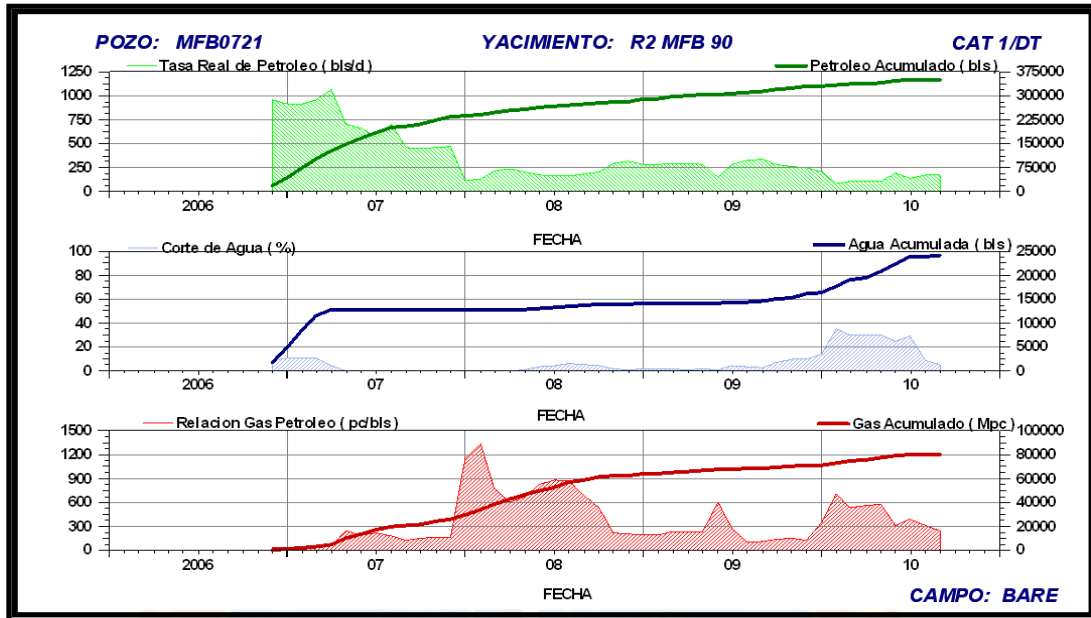




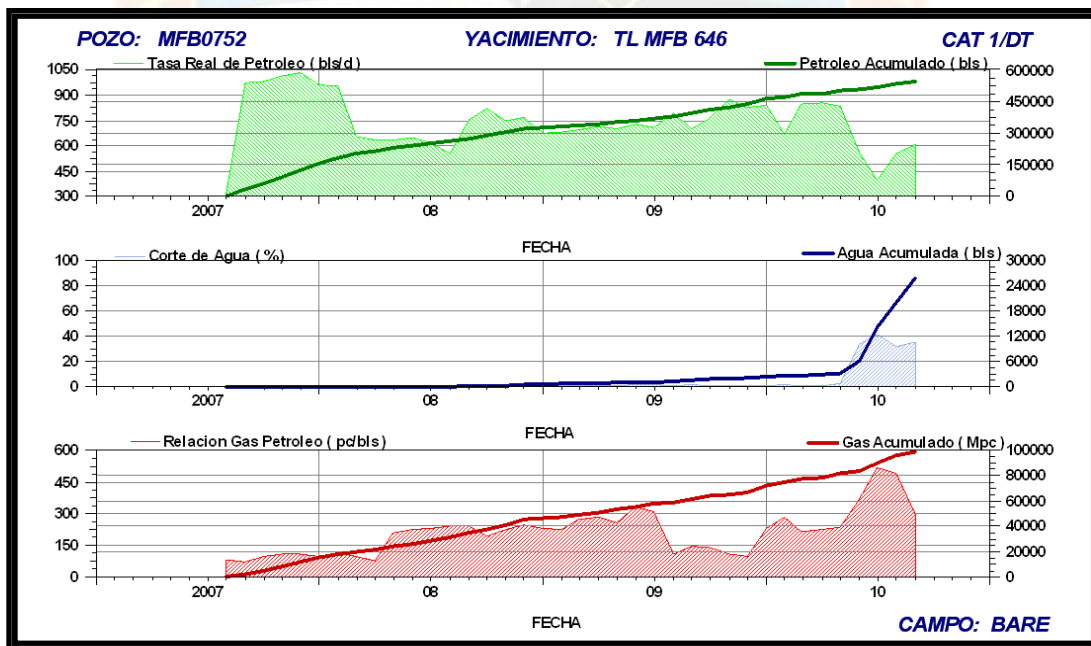
**Gráfico B-21.** Histórico de producción del pozo MFB-718.



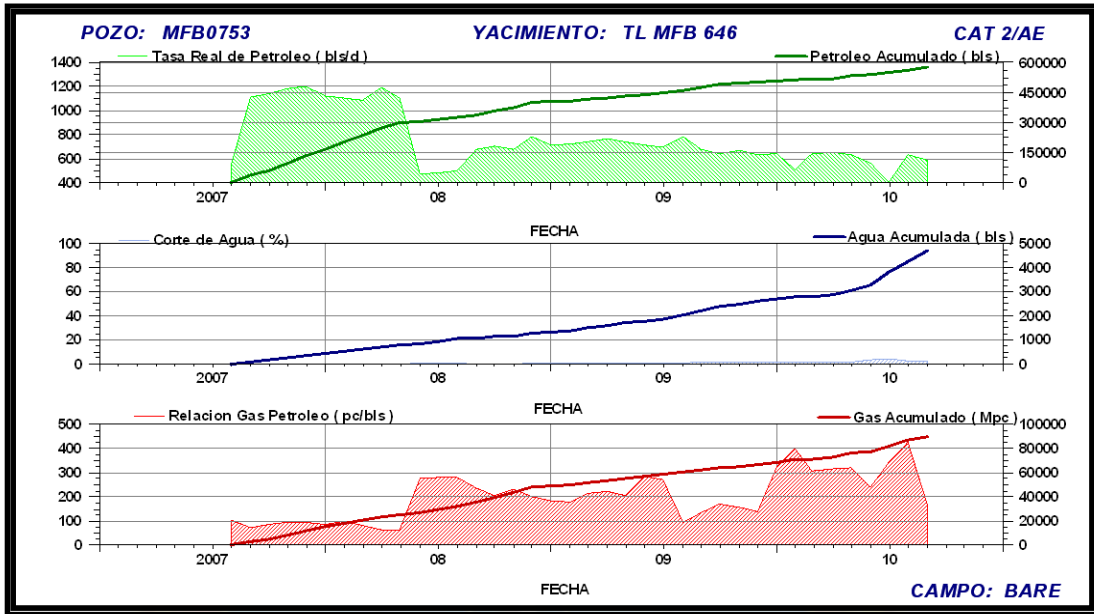
**Gráfico B-22.** Histórico de producción del pozo MFB-719.



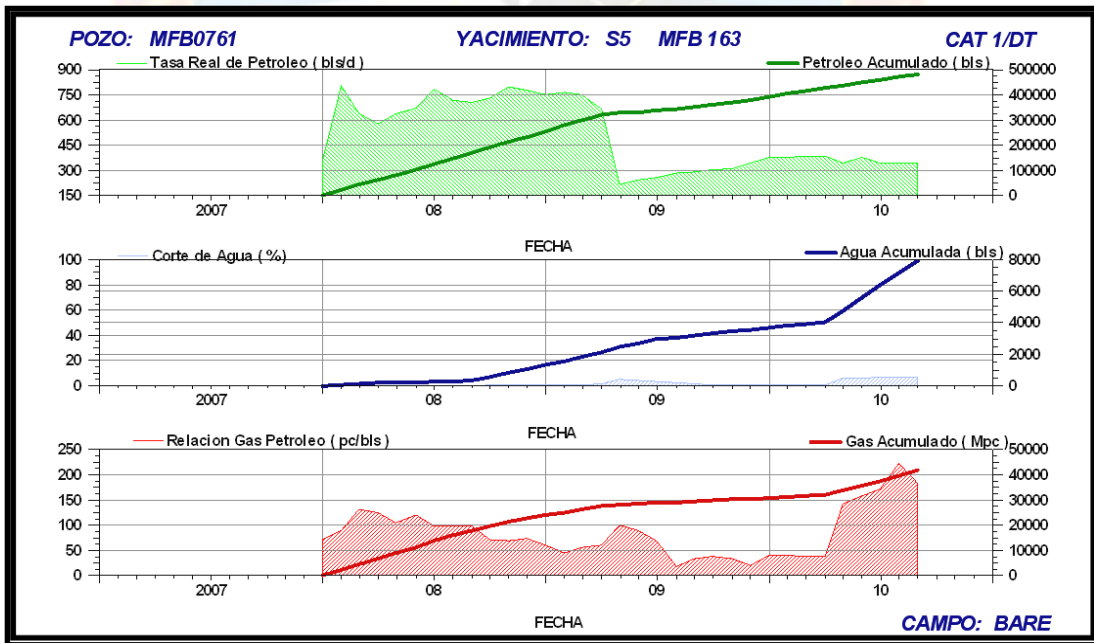
**Gráfico B-23.** Histórico de producción del pozo MFB-721.



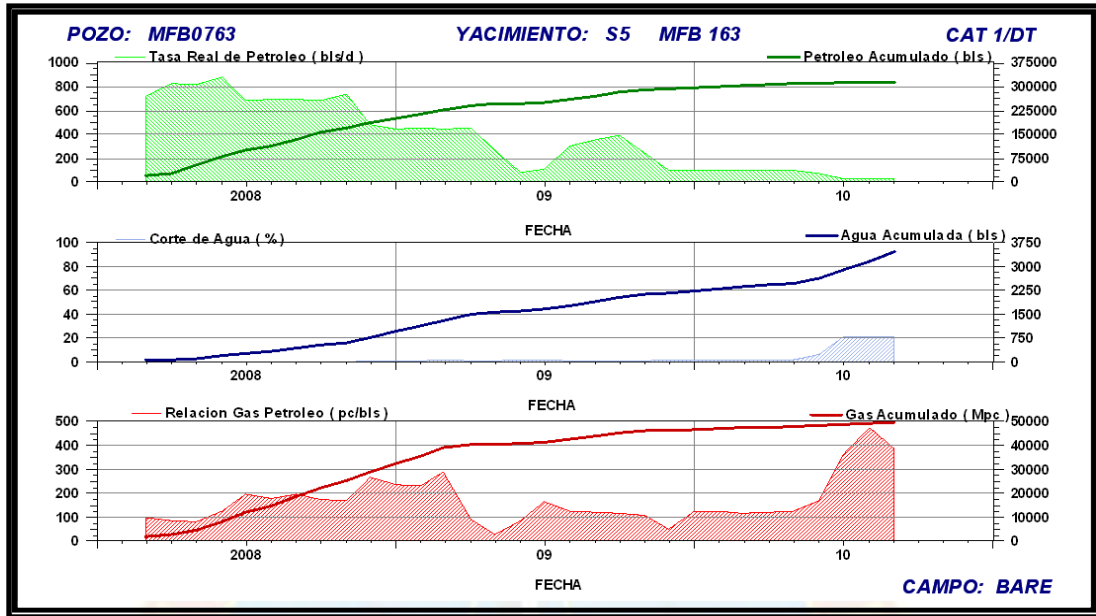
**Gráfico B-24.** Histórico de producción del pozo MFB-752.



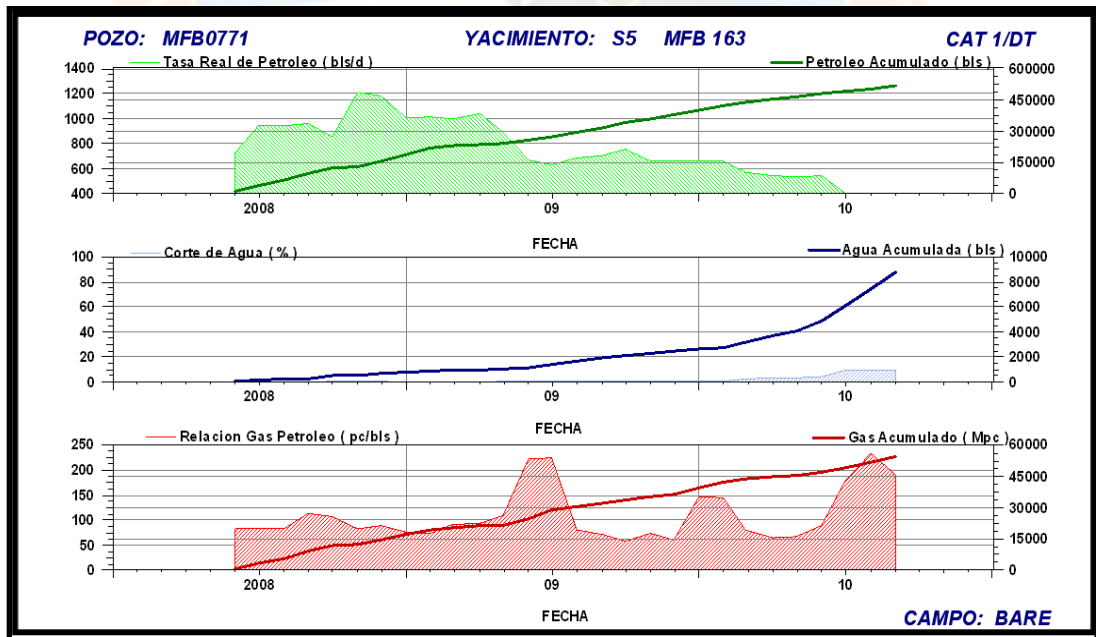
**Gráfico B-25.** Histórico de producción del pozo MFB-753.



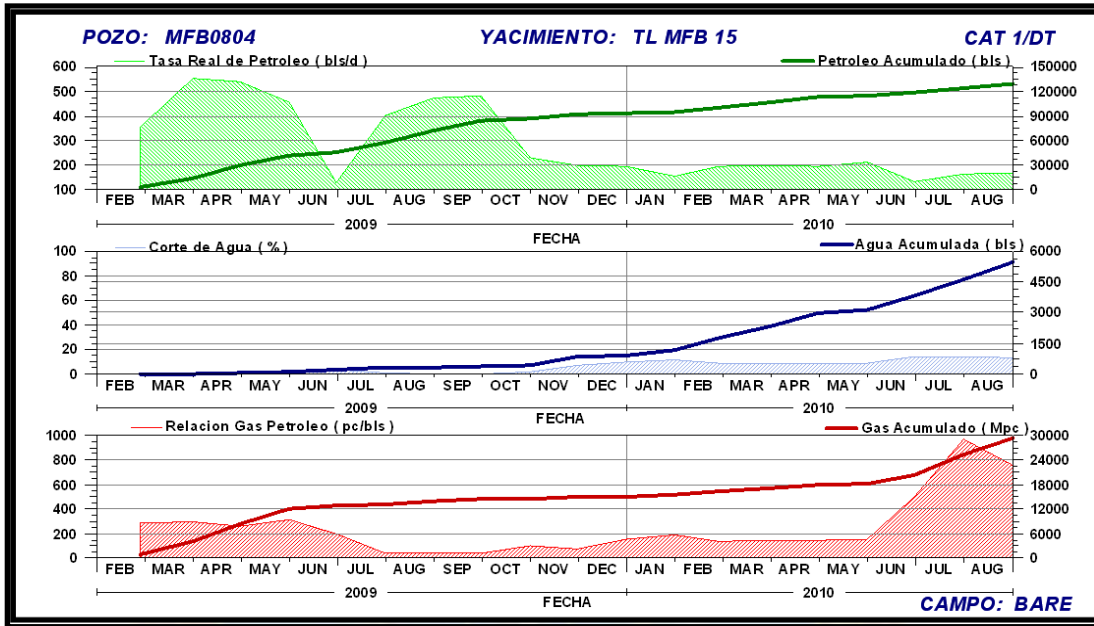
**Gráfico B-26.** Histórico de producción del pozo MFB-761.



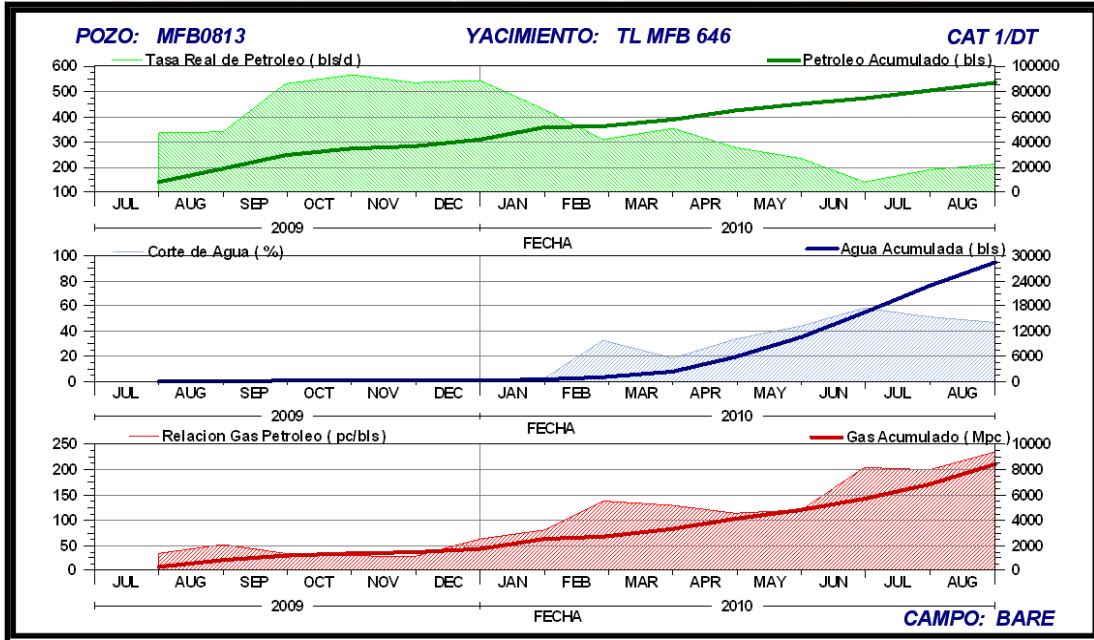
**Gráfico B-27.** Histórico de producción del pozo MFB-763.



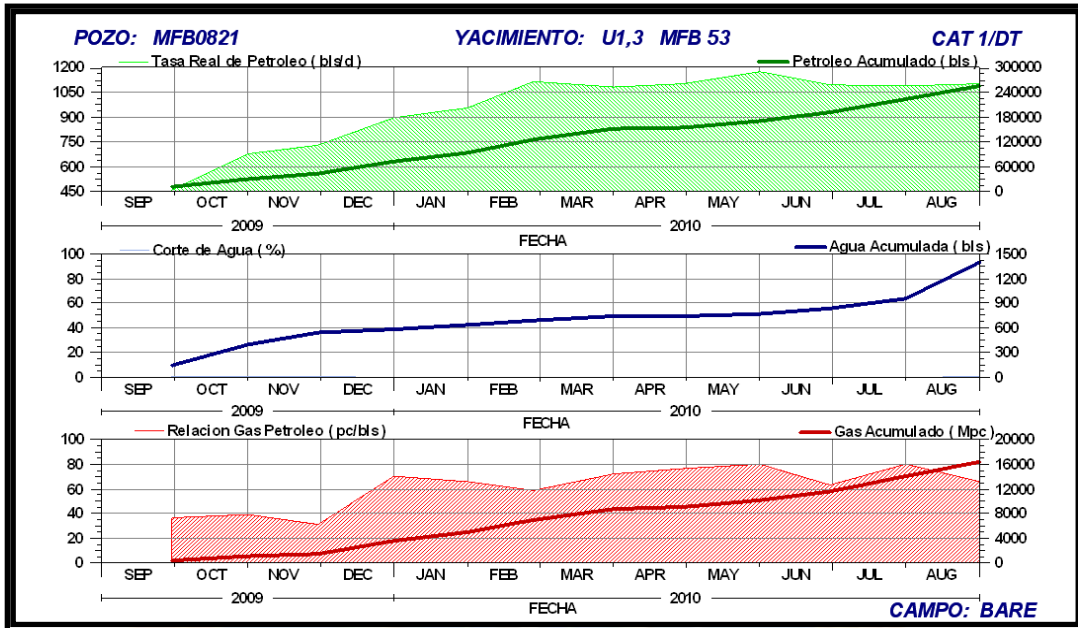
**Gráfico B-28.** Histórico de producción del pozo MFB-771.



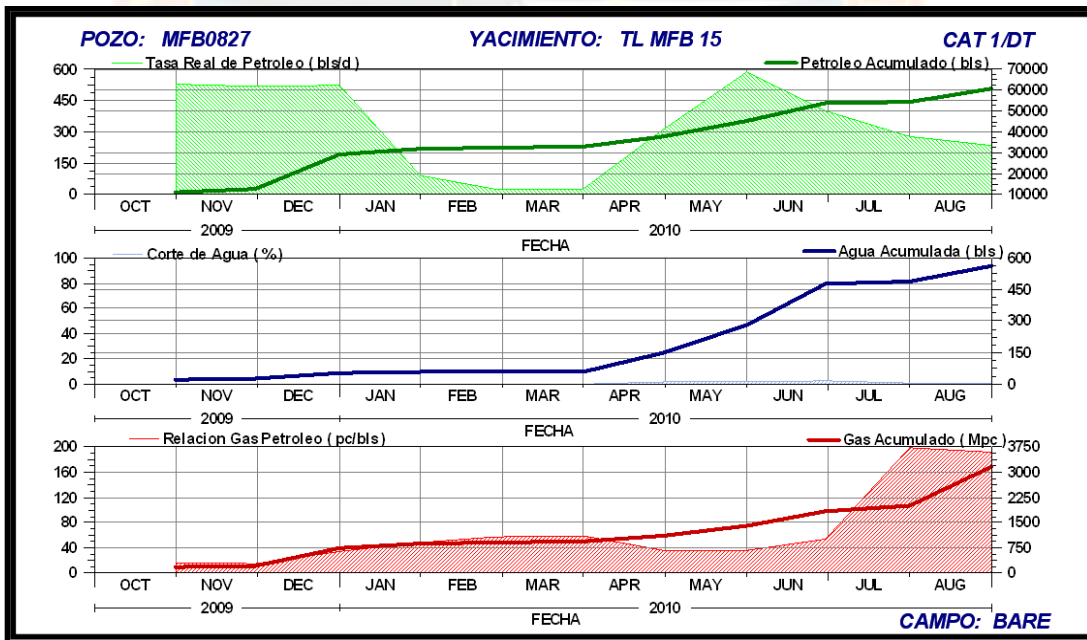
**Gráfico B-29.** Histórico de producción del pozo MFB-804.



**Gráfico B-30.** Histórico de producción del pozo MFB-813.



**Gráfico B-31.** Histórico de producción del pozo MFB-821.



**Gráfico B-32.** Histórico de producción del pozo MFB-827.



# APÉNDICE C

(Historias de Declinación de Producción de los pozos Horizontales en estudio).

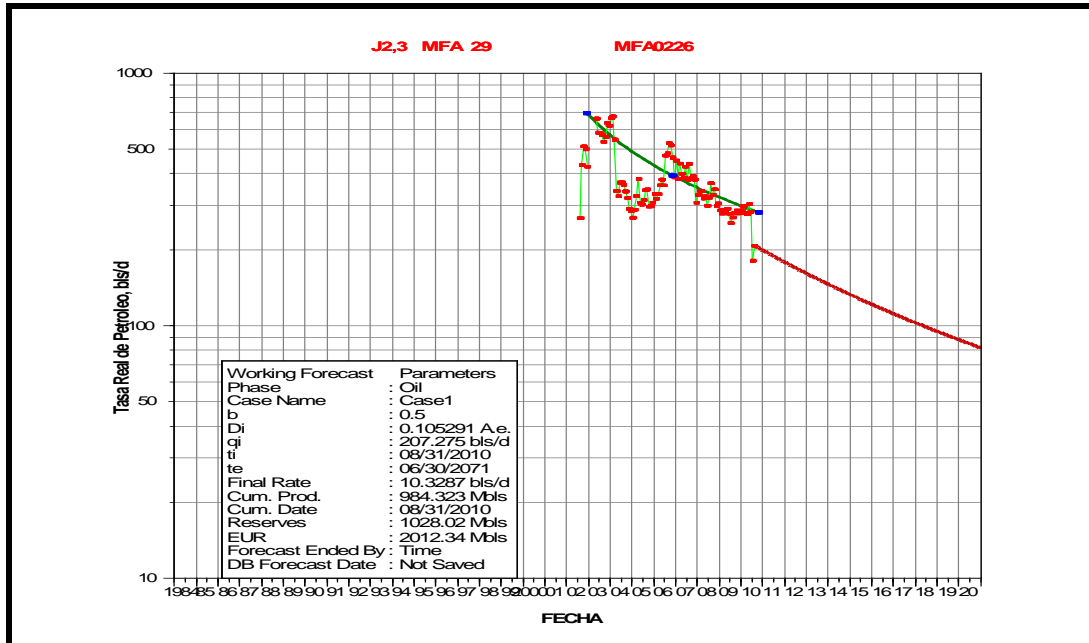


Gráfico C-1. Histórico de declinación de producción del pozo MFA-226.

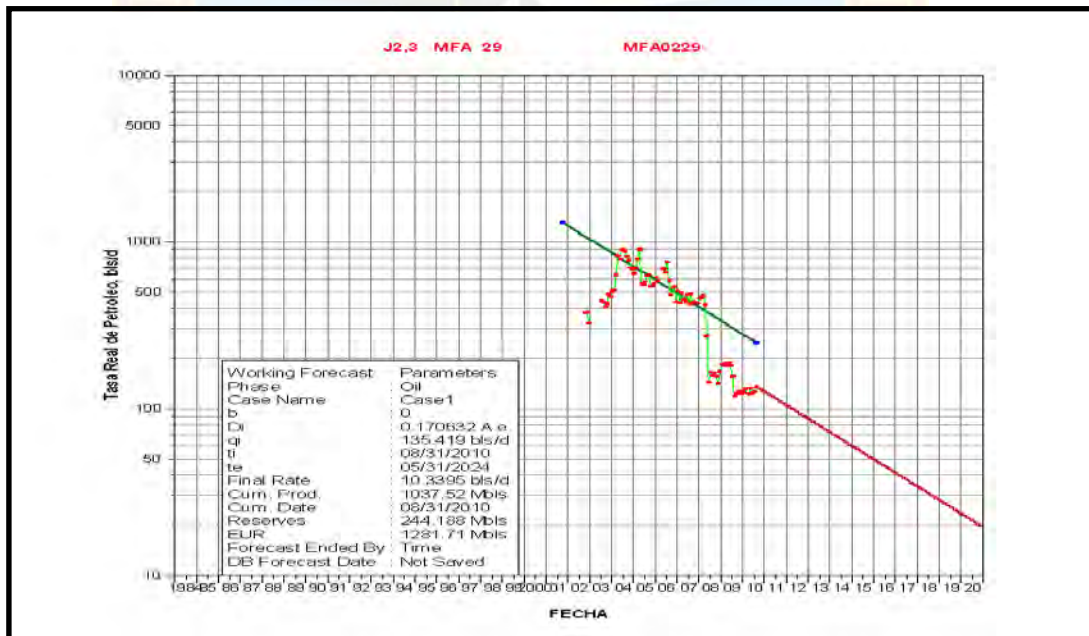


Gráfico C-2. Histórico de declinación de producción del pozo MFA-229.



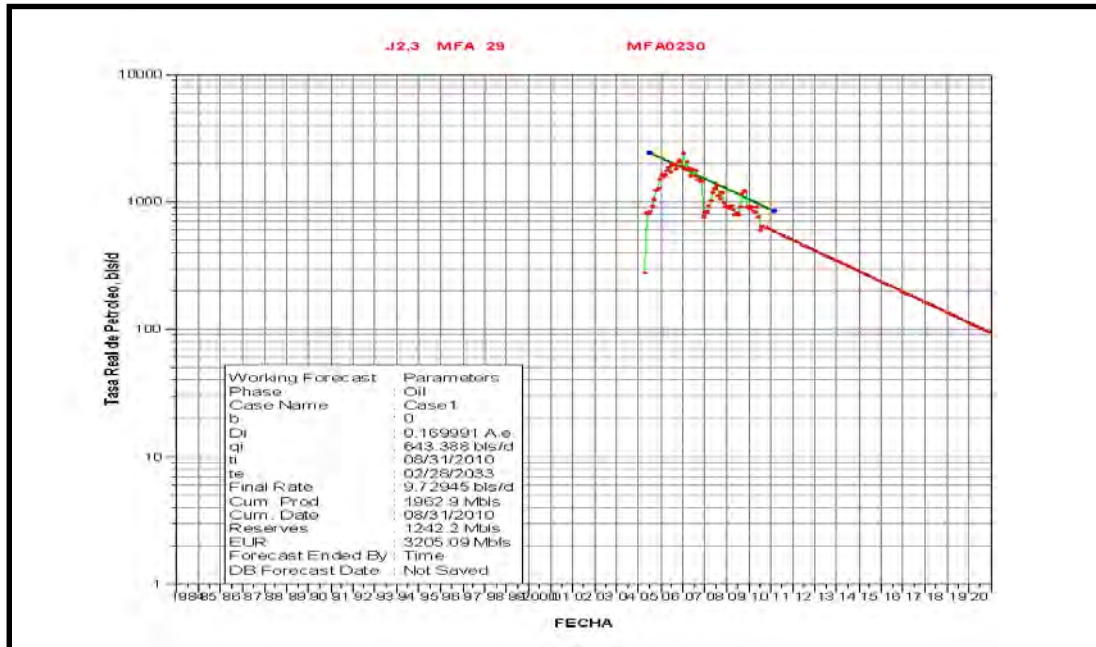


Gráfico C-3. Histórico de declinación de producción del pozo MFA-230.

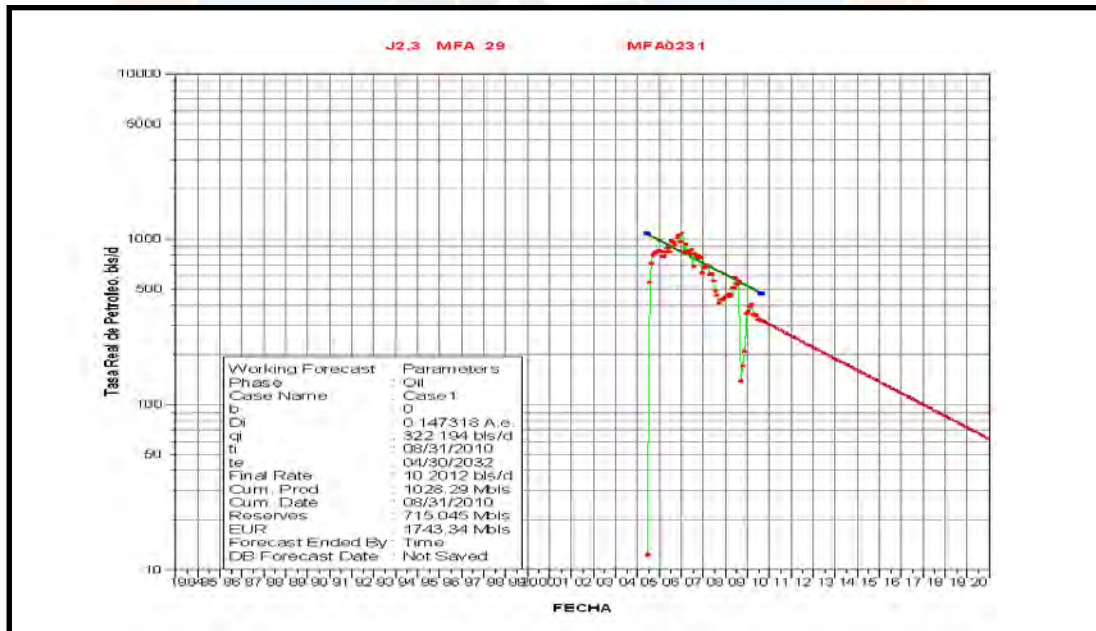
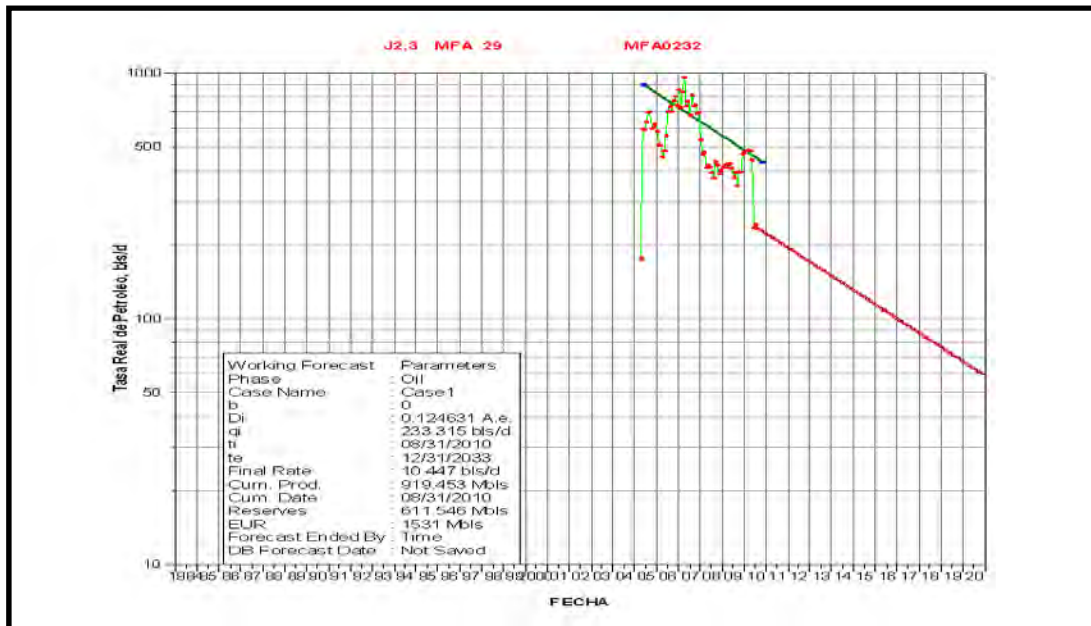
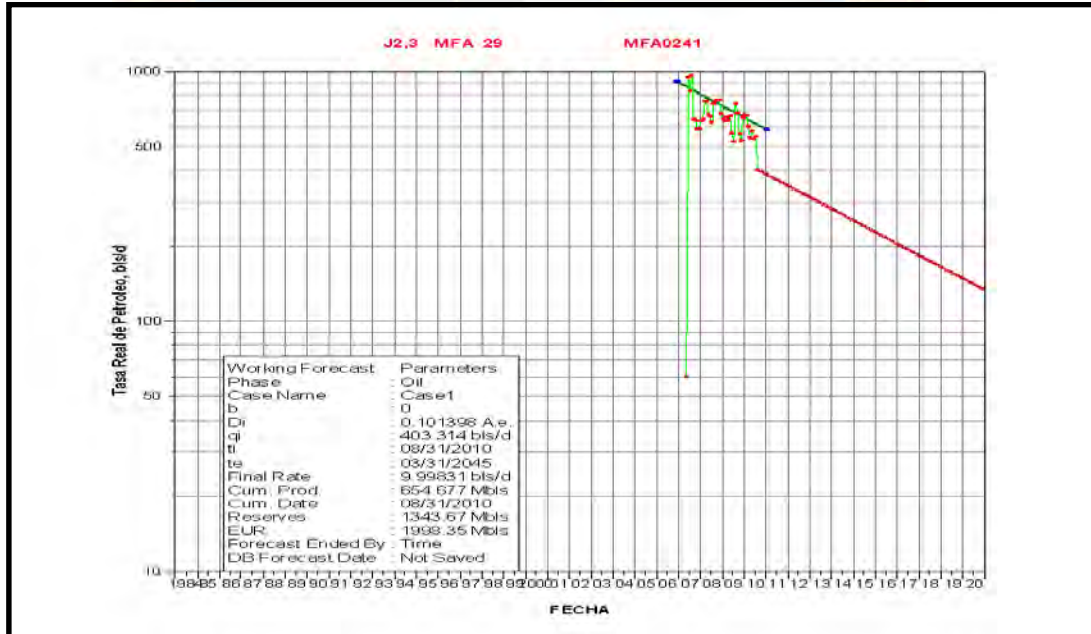


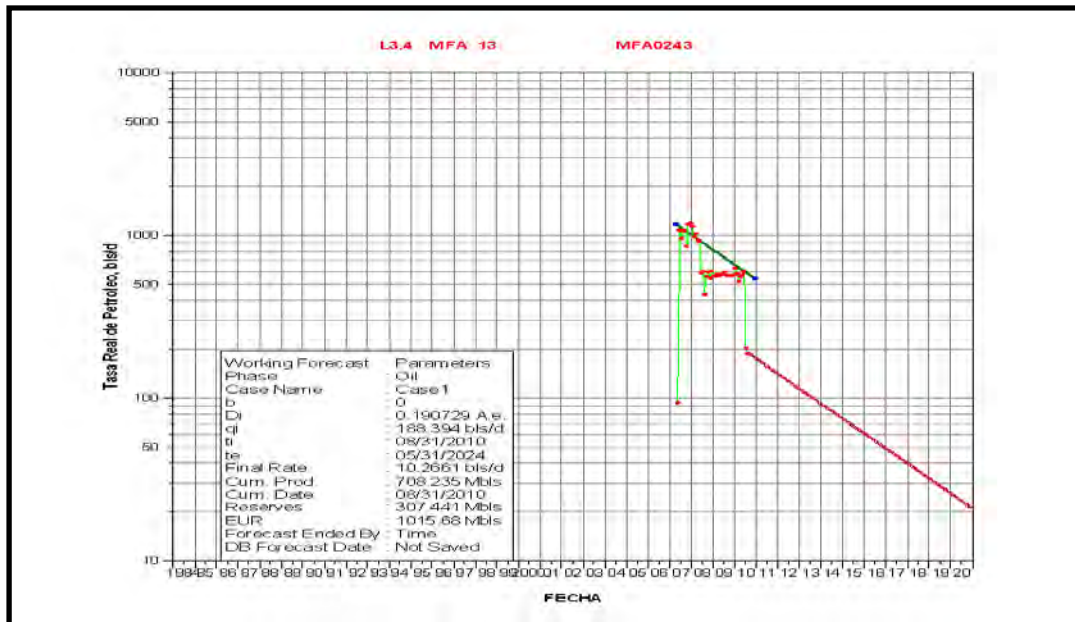
Gráfico C-4. Histórico de declinación de producción del pozo MFA-231.



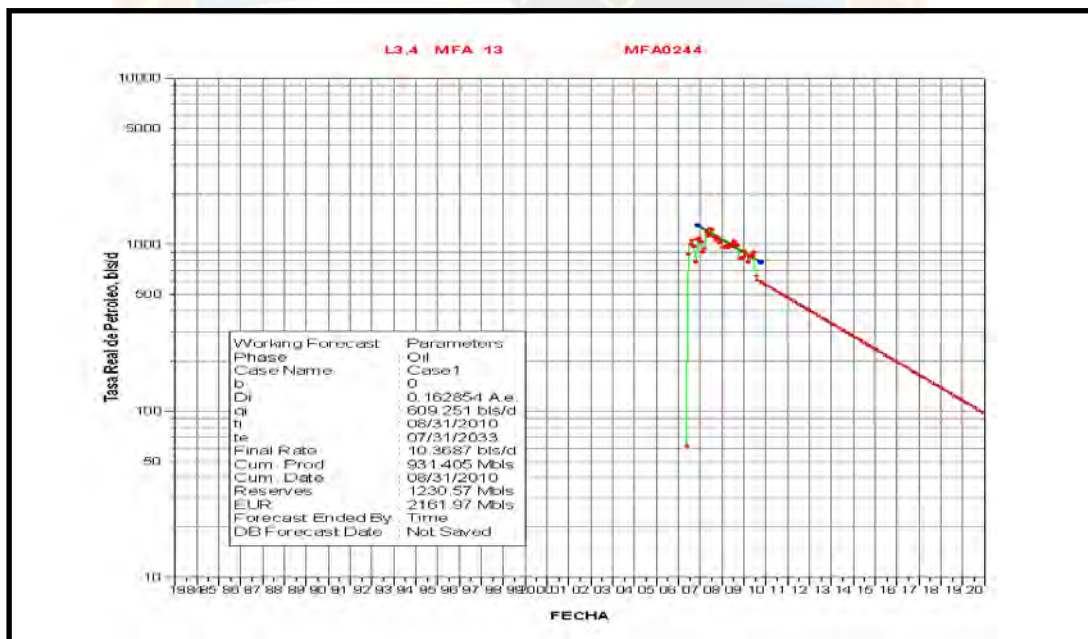
**Gráfico C-5.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-232.



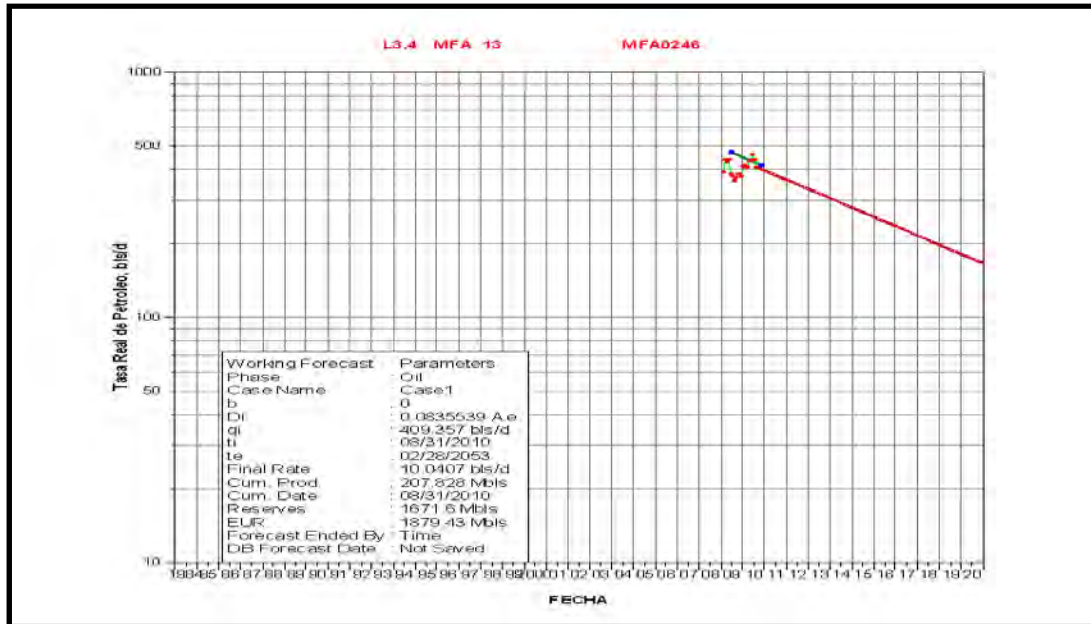
**Gráfico C-6.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-241.



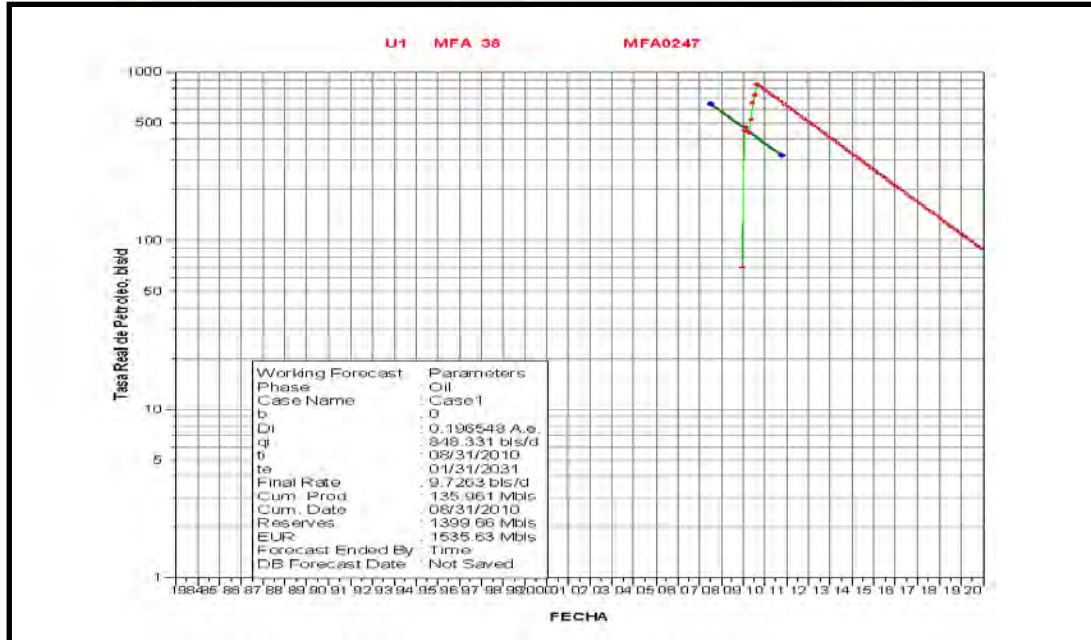
**Gráfico C-7.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-243.



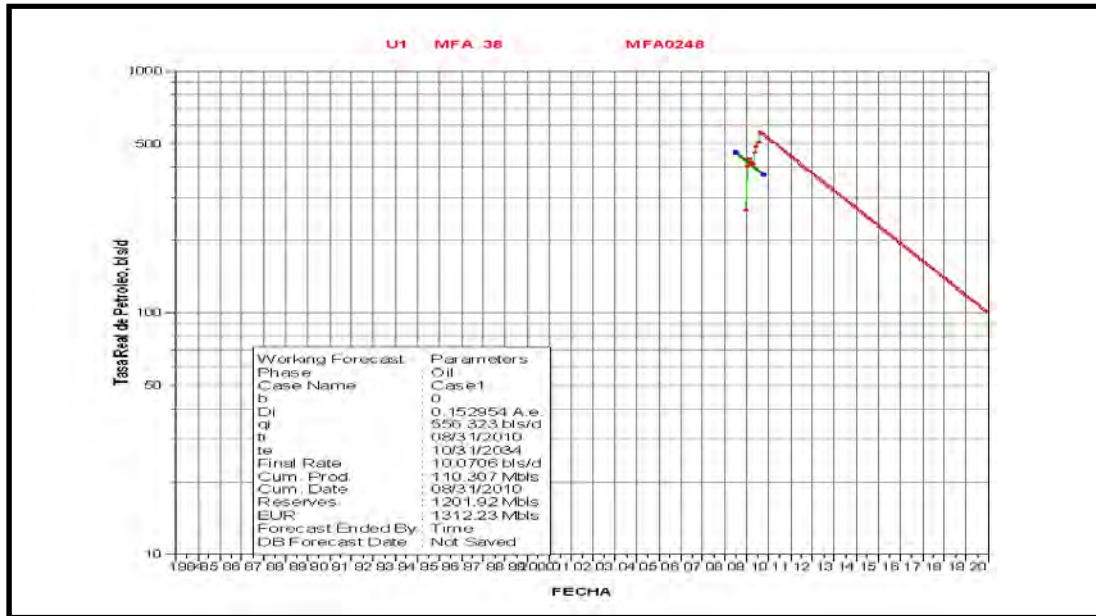
**Gráfico C-8.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-244.



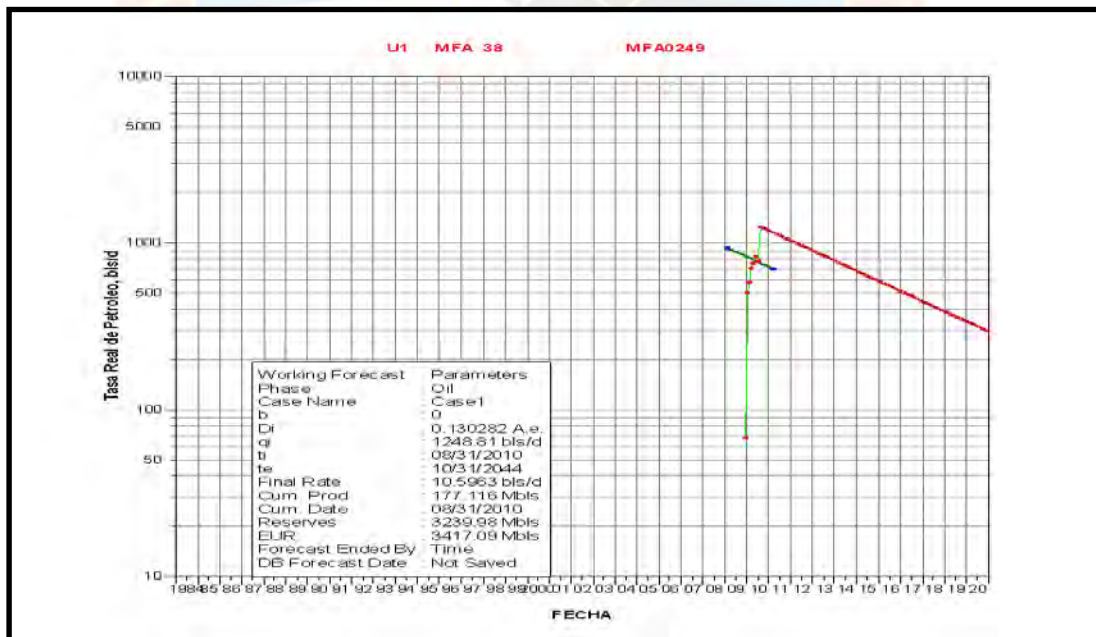
**Gráfico C-9.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-246.



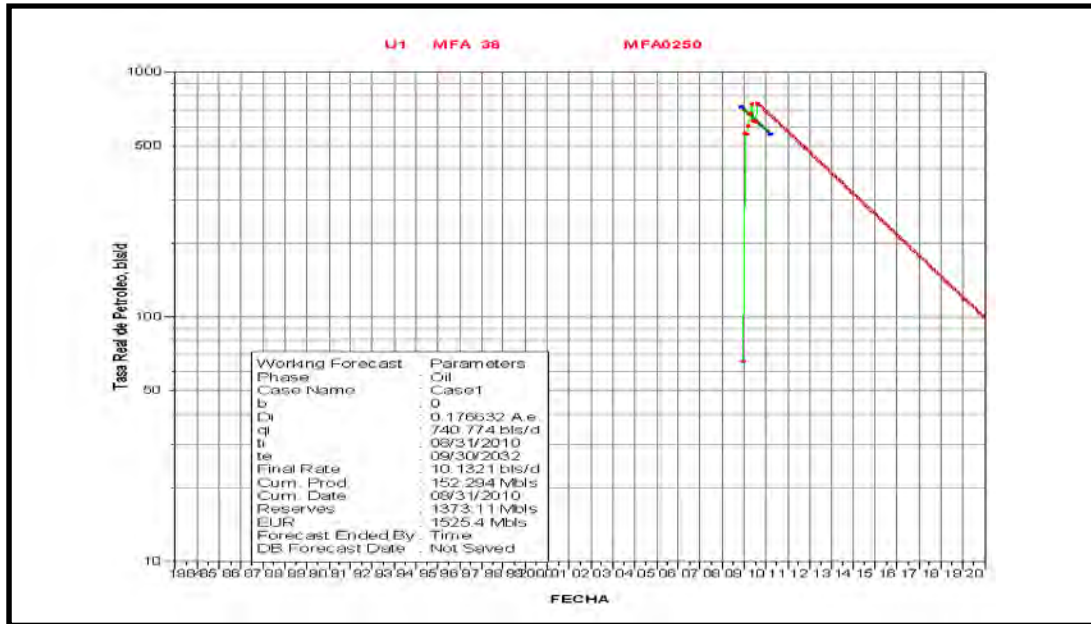
**Gráfico C-10.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-247.



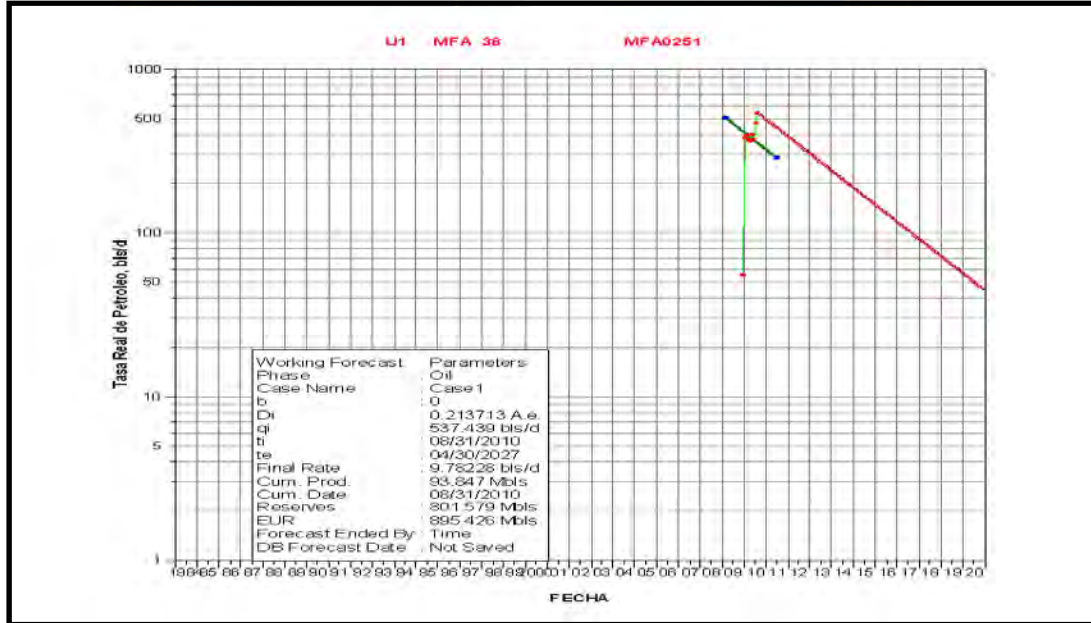
**Gráfico C-11.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-248.



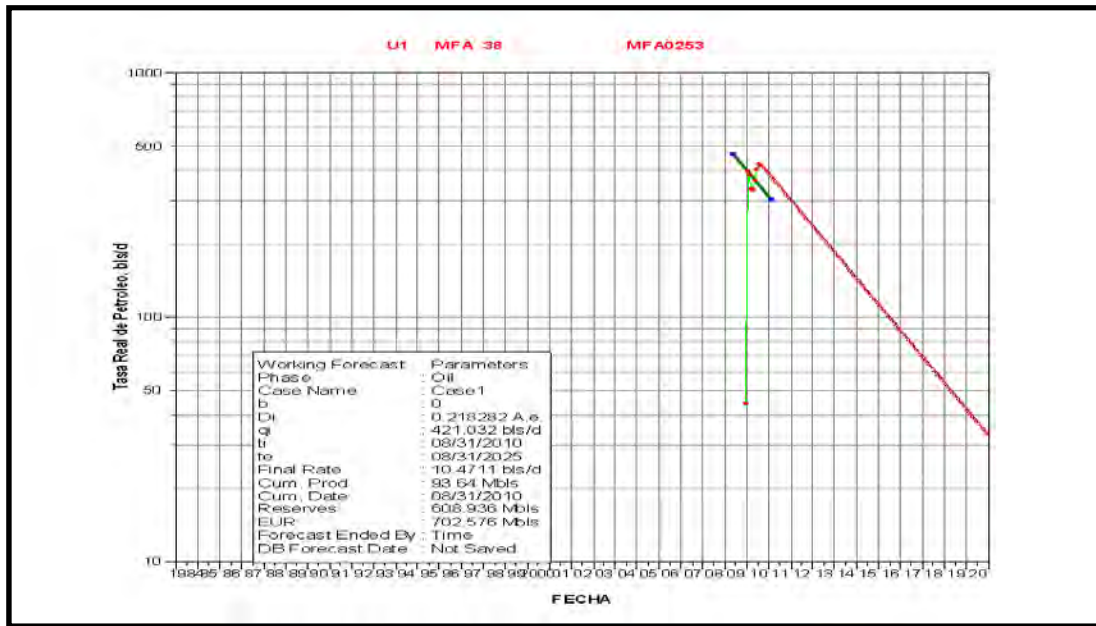
**Gráfico C-12.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-249.



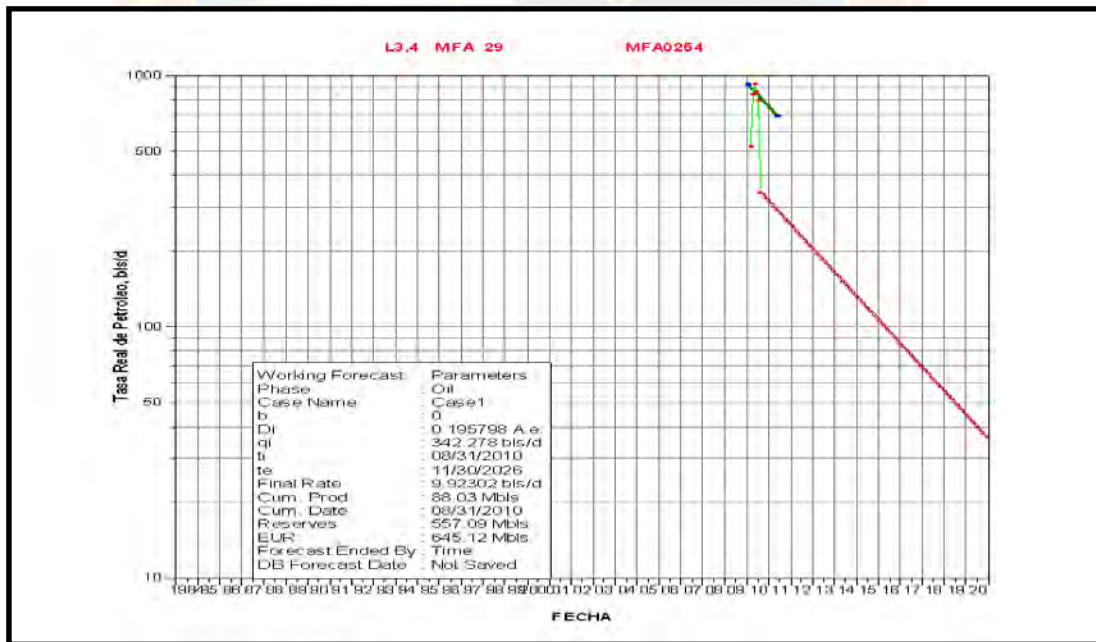
**Gráfico C-13.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-250.



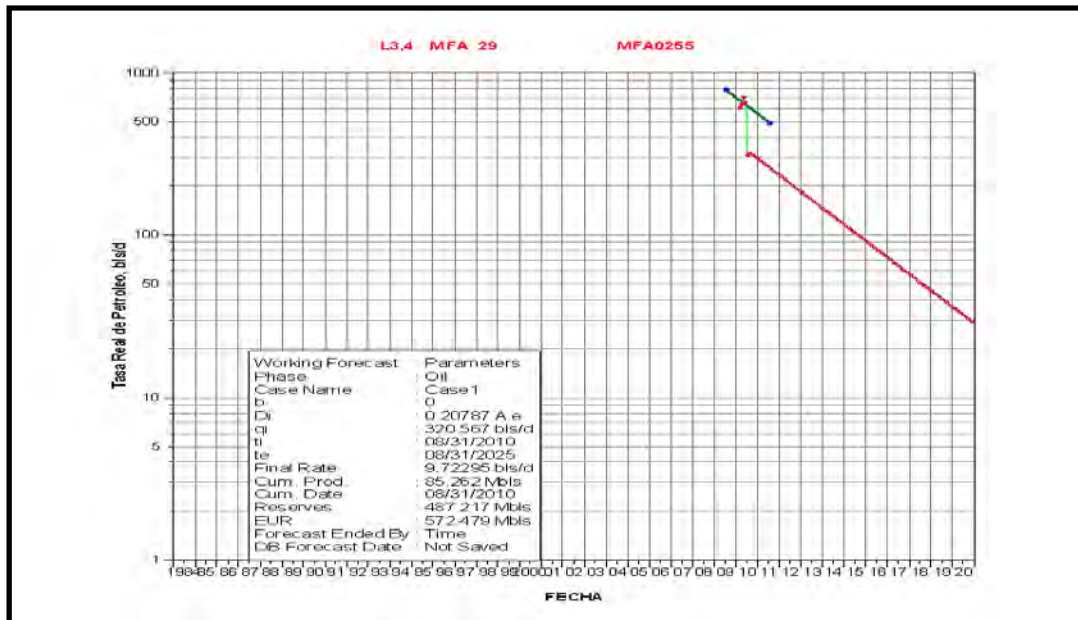
**Gráfico C-14.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-251.



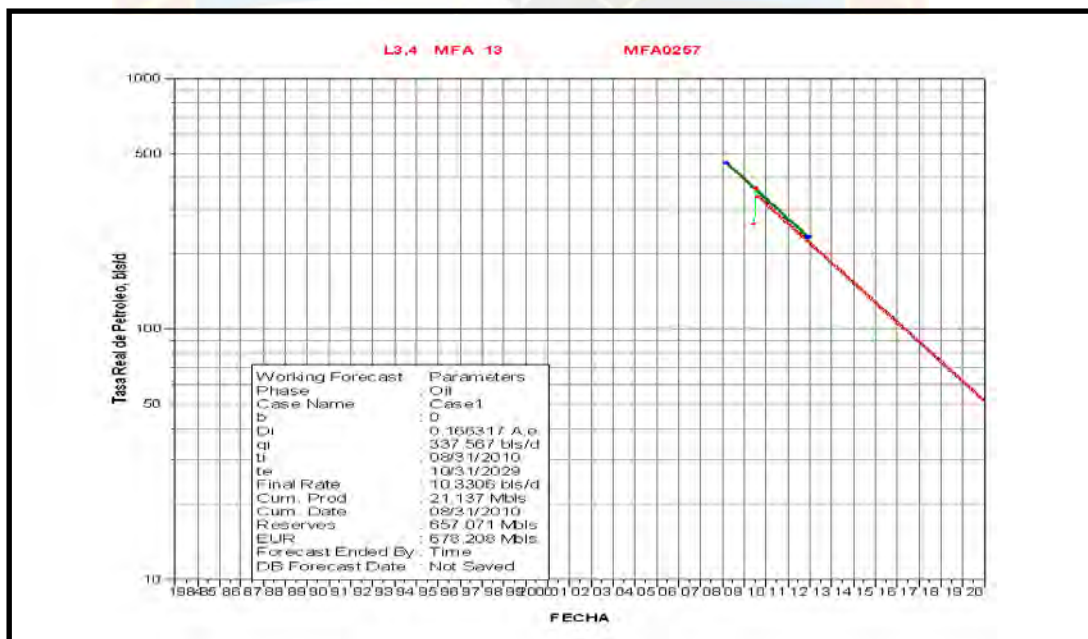
**Gráfico C-15.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-253.



**Gráfico C-16.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-254.

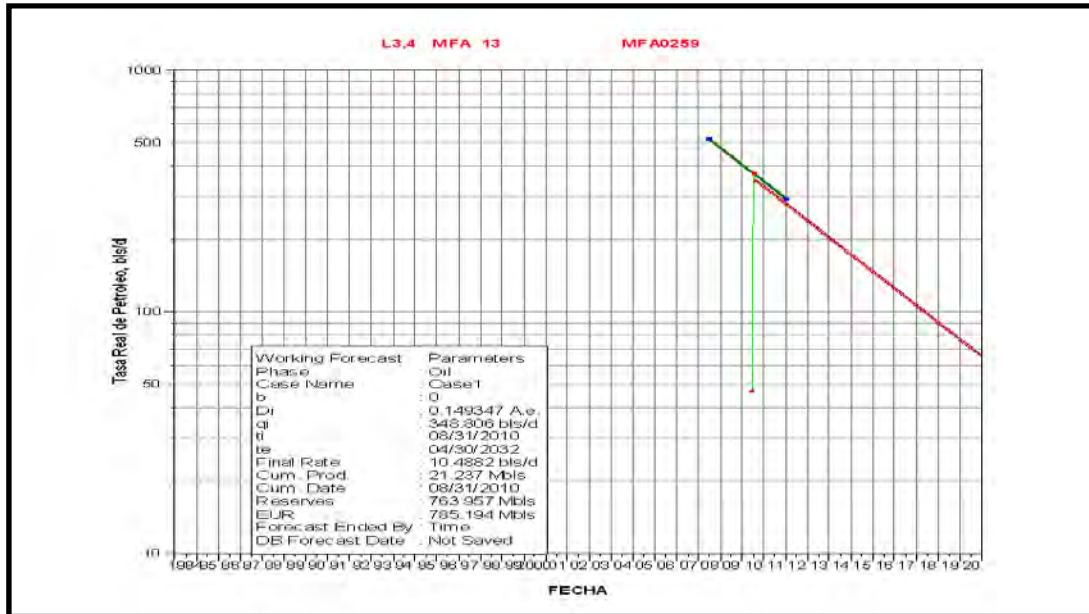


**Gráfico C-17.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-255.

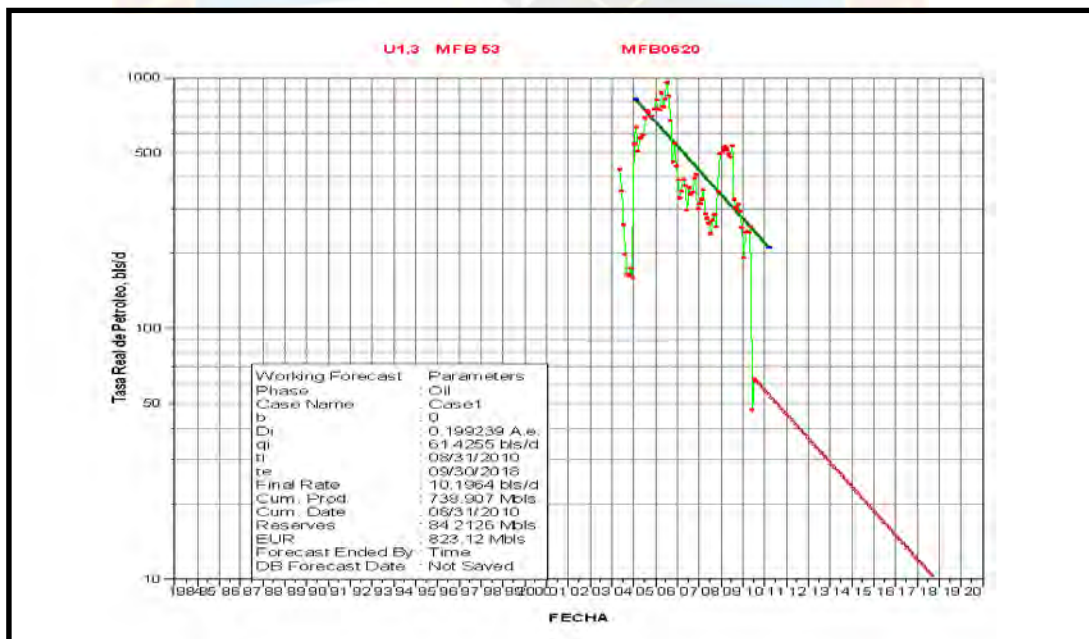


**Gráfico C-18.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-257.

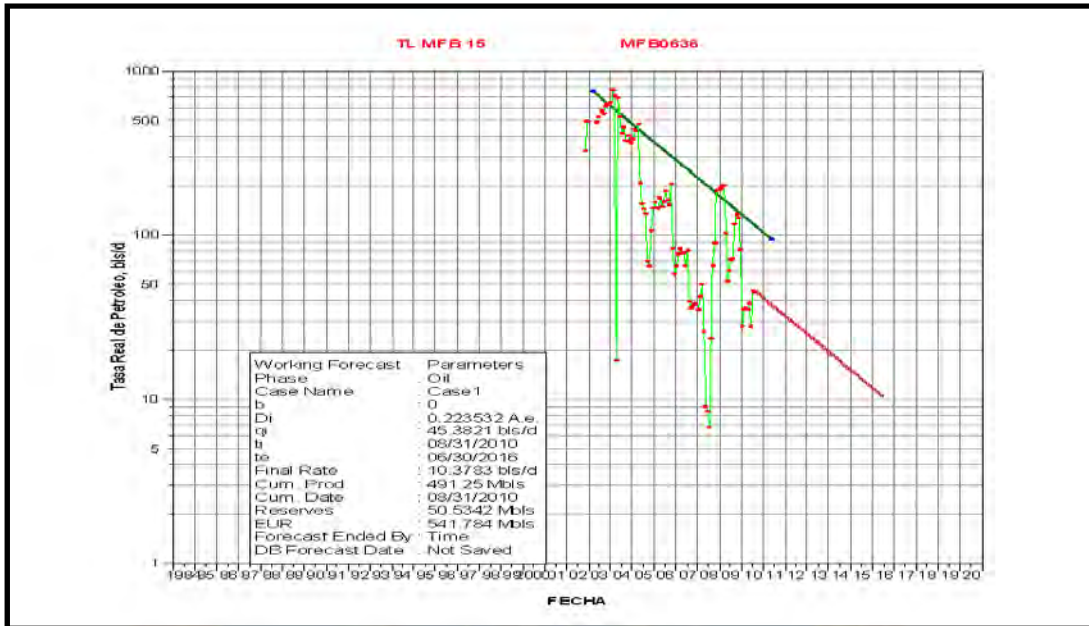




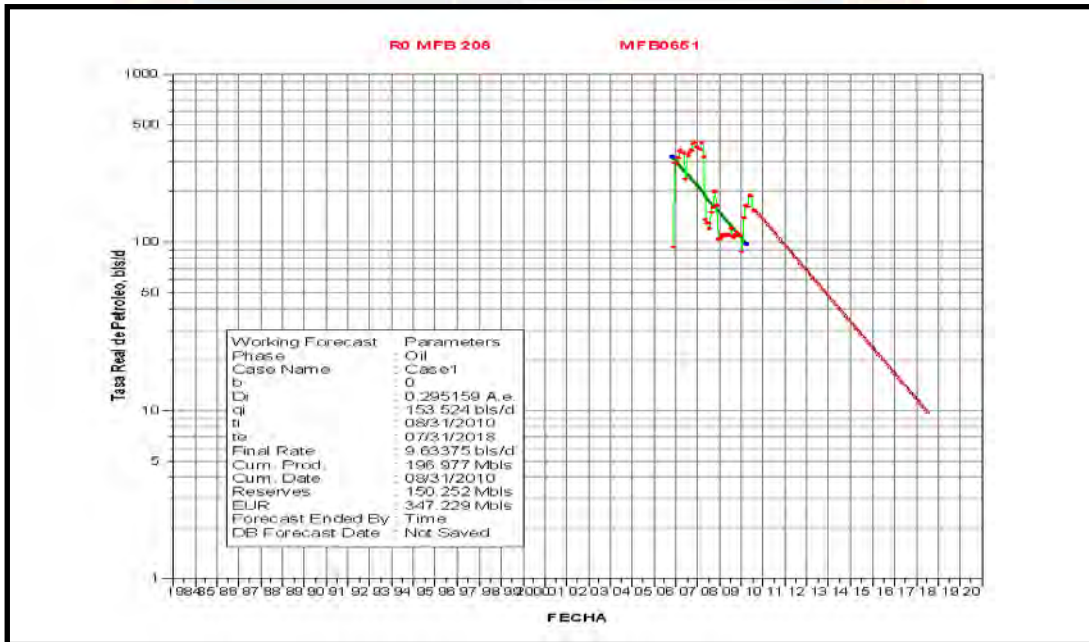
**Gráfico C-19.** Histórico de declinación de producción del pozo MFA-259.



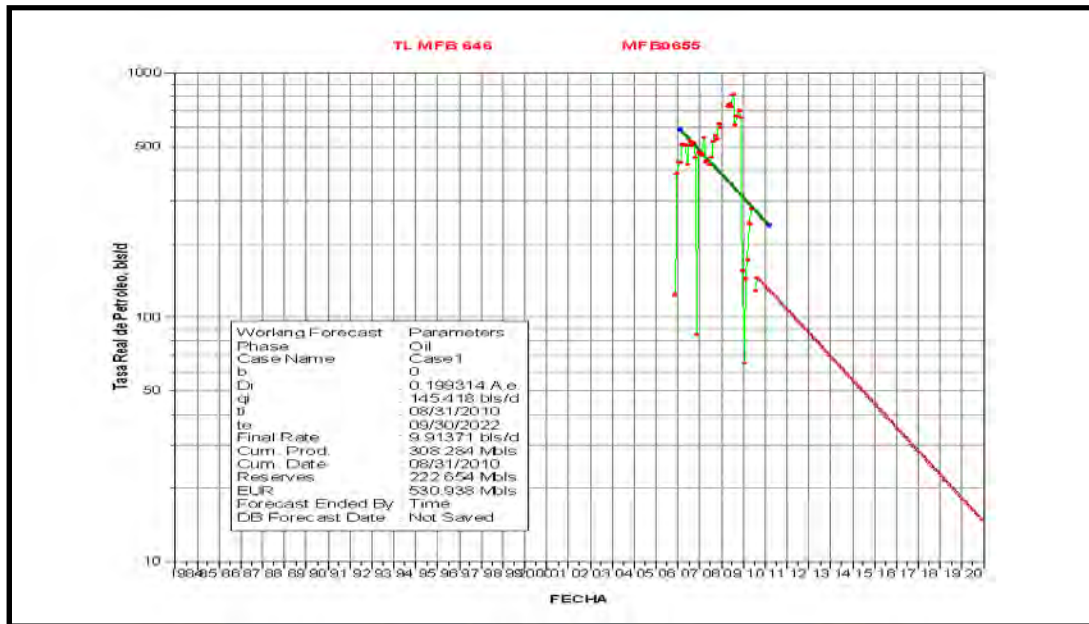
**Gráfico C-20.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-620.



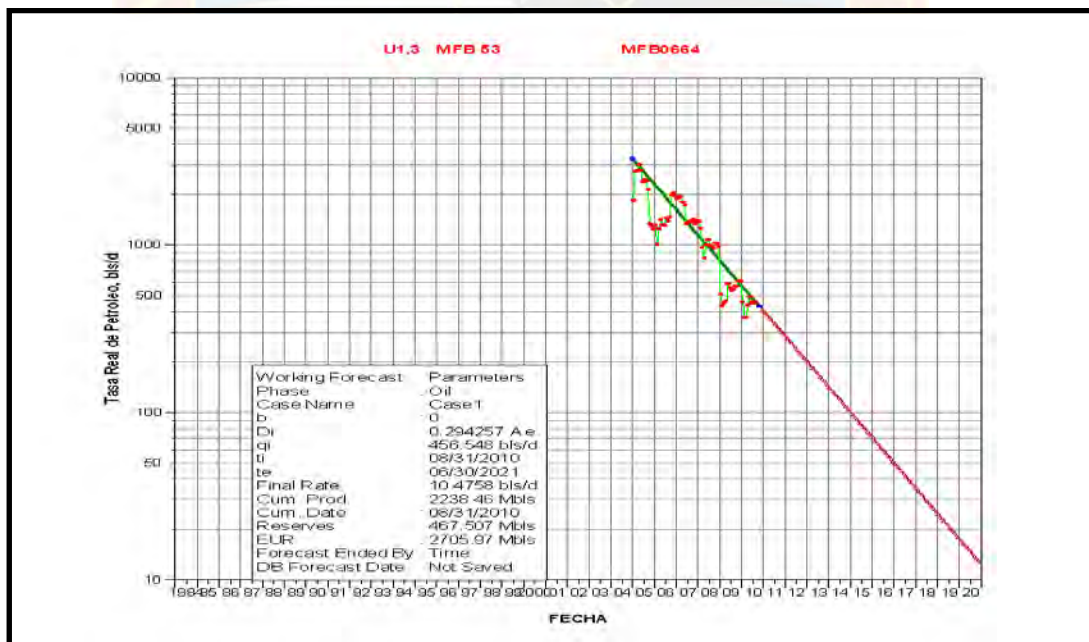
**Gráfico C-21.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-636.



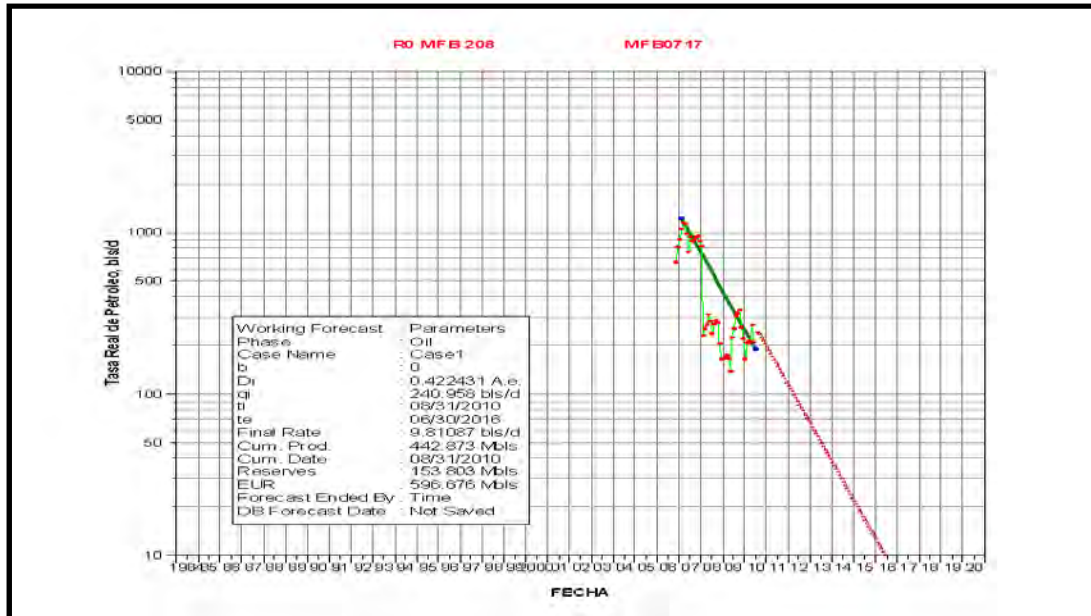
**Gráfico C-22.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-651.



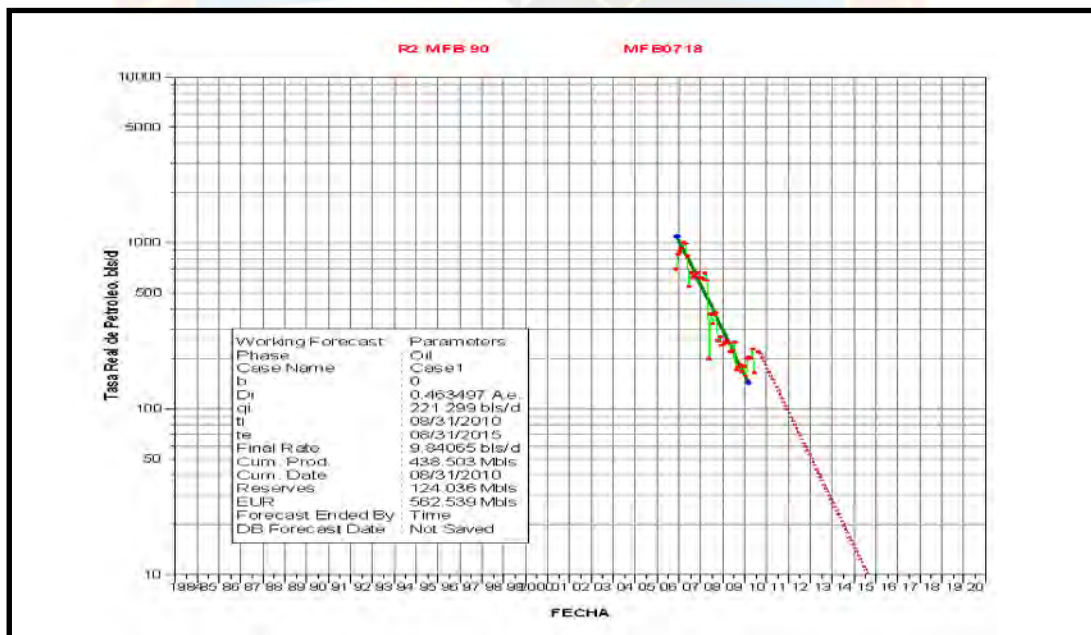
**Gráfico C-23.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-655.



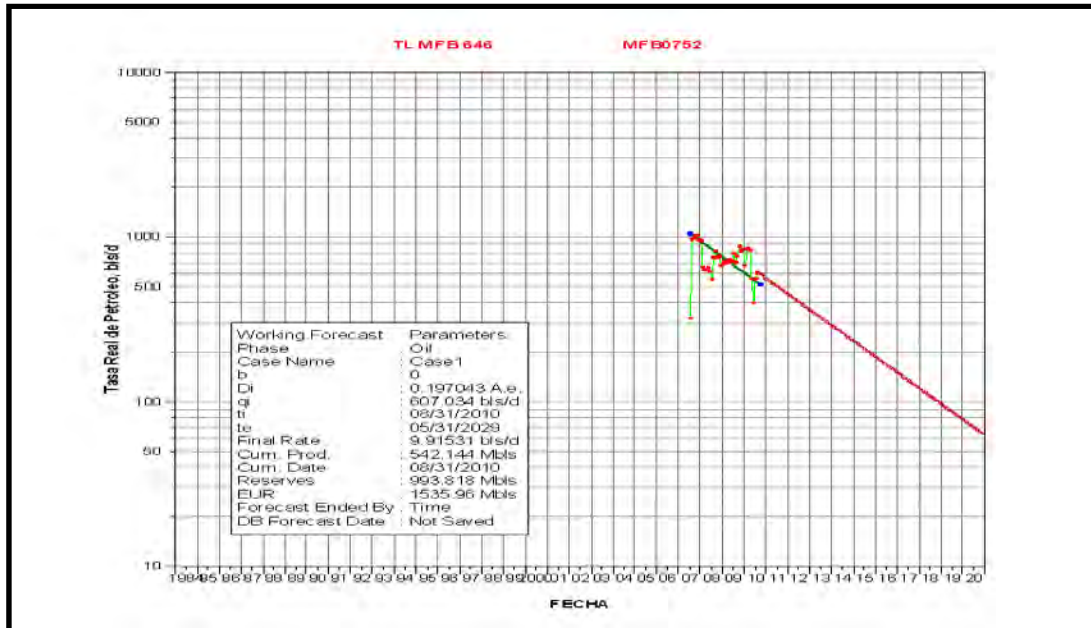
**Gráfico C-24.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-664.



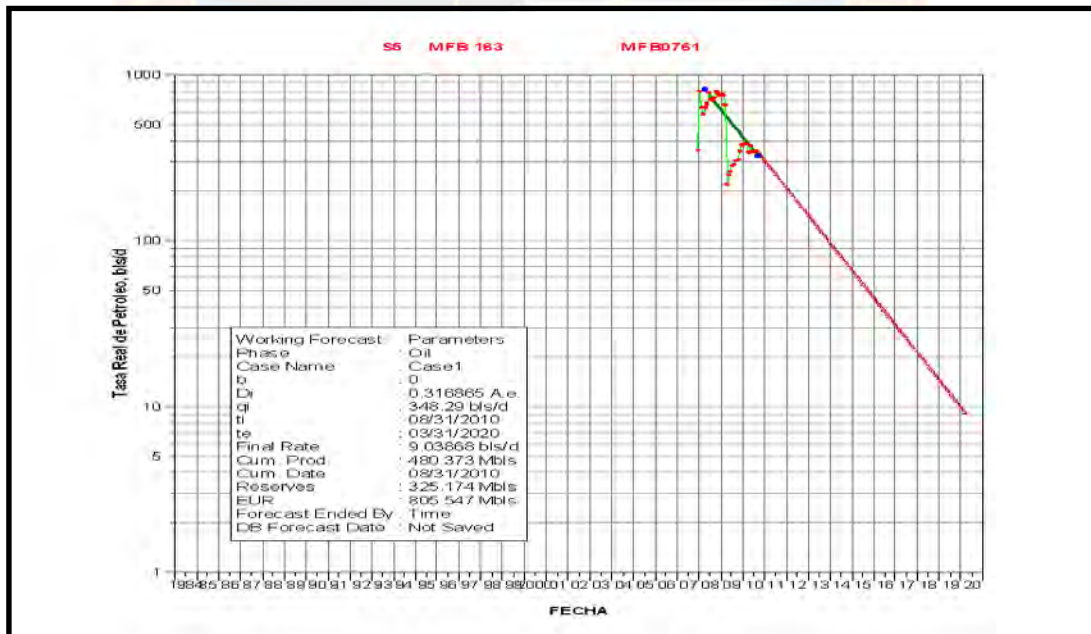
**Gráfico C-25.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-717.



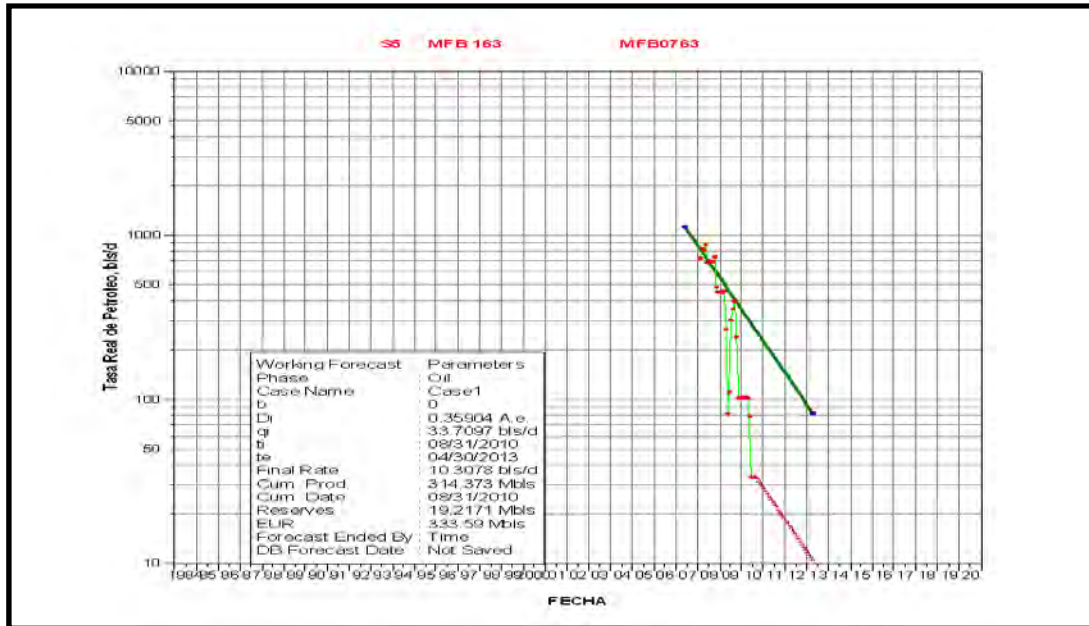
**Gráfico C-26.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-718.



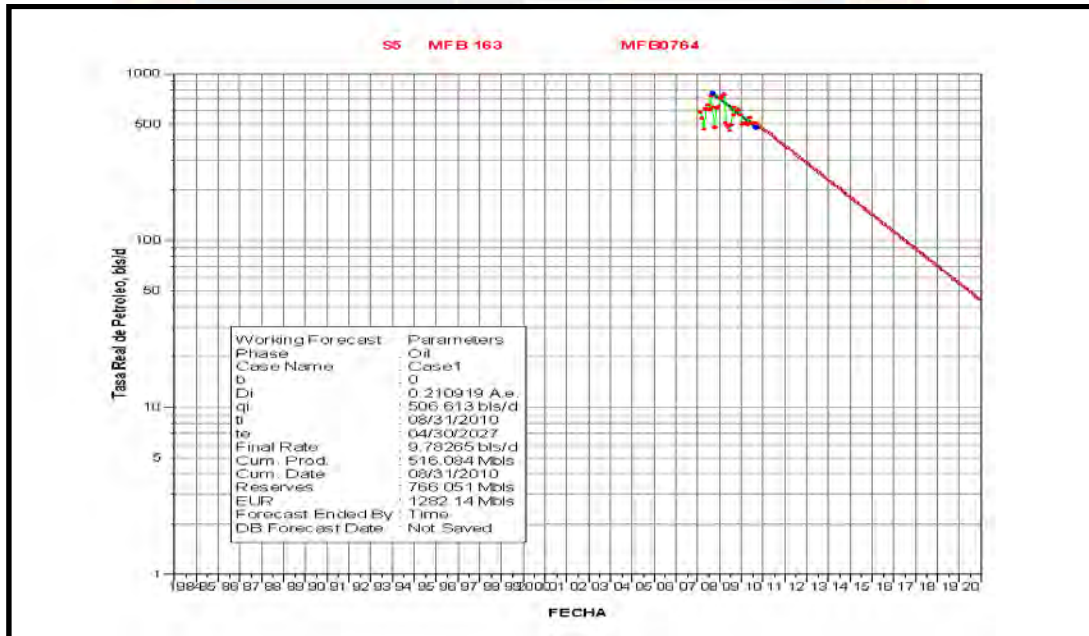
**Gráfico C-27.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-752.



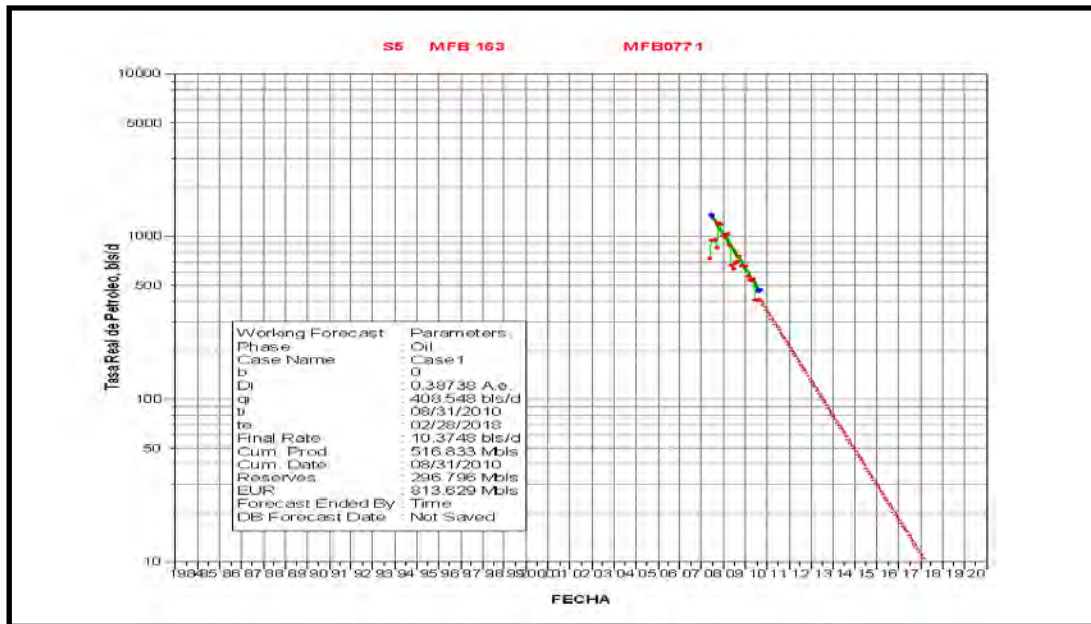
**Gráfico C-28.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-761.



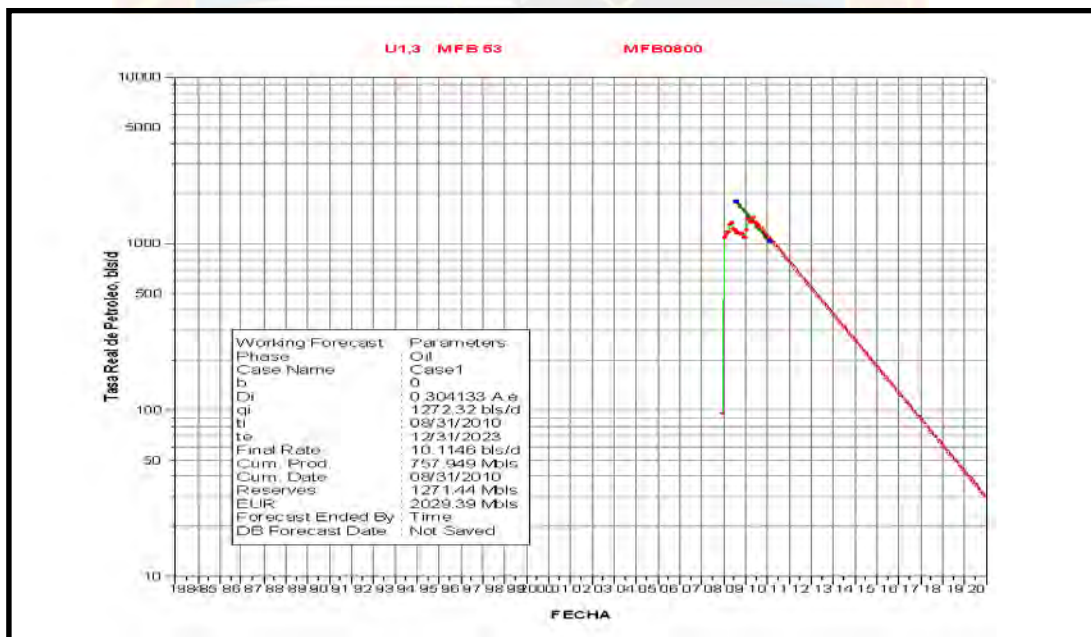
**Gráfico C-29.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-763.



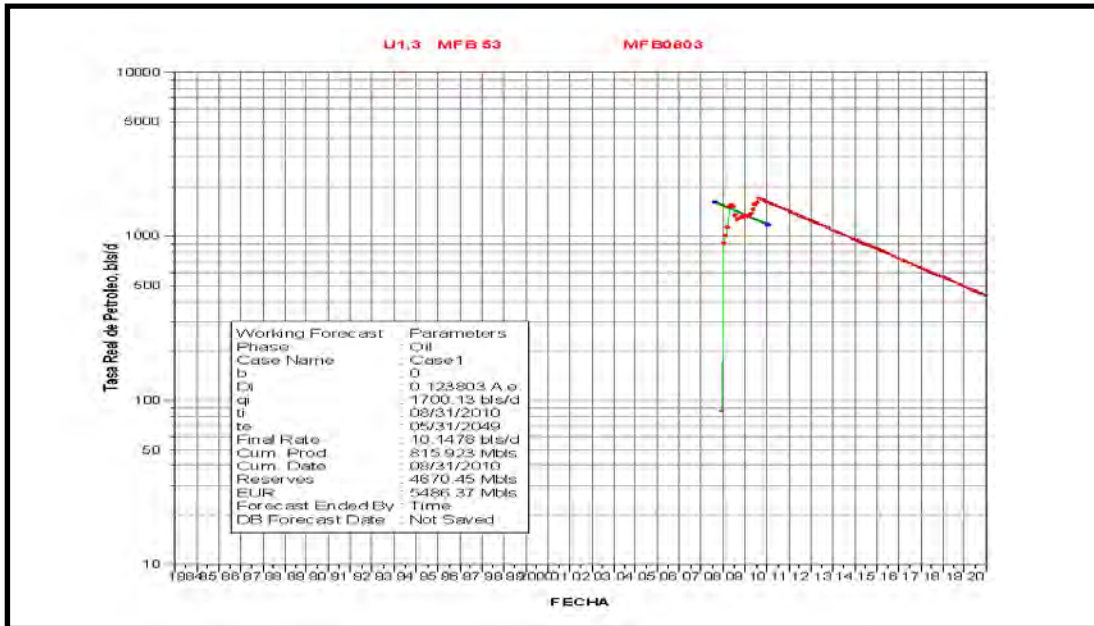
**Gráfico C-30.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-764.



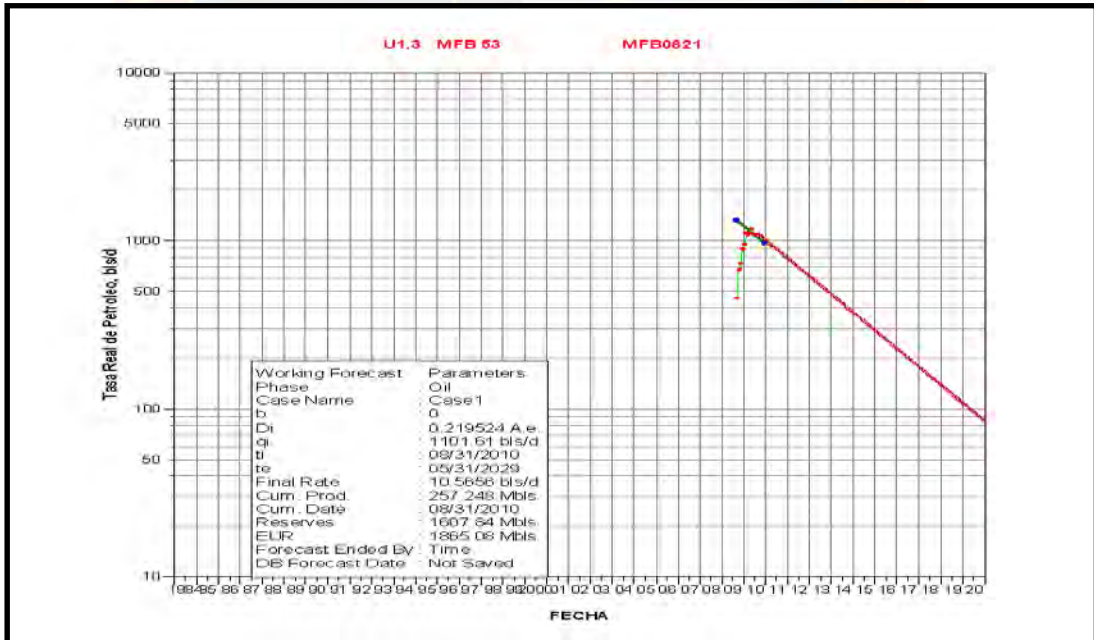
**Gráfico C-31.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-771.



**Gráfico C-32.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-800.



**Gráfico C-33.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-803.



**Gráfico C-34.** Histórico de declinación de producción del pozo MFB-821.





# APÉNDICE D

(Clasificación de la sección horizontal en función del acumulado de producción y el tiempo efectivo de operatividad del yacimiento U1,3 MFB-53).

**Tabla D-1.** Pozo con Sección Horizontal entre 500 y 1000 pies del yacimiento U1,3 MFB-53.

POZO	500 pies <SH<1000 pies	NP (BN)	TIEMPO OPERATIVO (años)
MFB-621	550	506340	7,1

**Tabla D-2.** Pozos con Secciones Horizontales entre 1000 y 2000 pies del yacimiento U1,3 MFB-53.

POZO	1000 pies <SH<2000 pies	NP (BN)	TIEMPO OPERATIVO (años)
MFB-611	1634	849105	8,2
MFB-615	1050	1410903	6,7
MFB-620	1448	751837	5,3
MFB-623	1650	331096	6,5
MFB-625	1390	464610	7
MFB-627	1885	1416775	6,9
MFB-650	1386	796447	6,9
MFB-652	1068	1326373	6,5
MFB-692	1995	1232131	5,2
MFB-750	1450	608645	3,6

**Tabla D-3.** Pozos con Secciones Horizontales entre 3000 y 4000 pies del yacimiento U1,3 MFB-53.

POZO	3000 pies <SH<4000 pies	NP (BN)	TIEMPO OPERATIVO (años)
MFB-714	3443	1351699	4,1
MFB-727	3893	1287668	4,1
MFB-747	3266	663662	3,7
MFB-749	3312	496132	3,6
MFB-821	3400	523151	1,3

**Tabla D-4.** Pozos con Secciones Horizontales entre 4000 y 5000 pies del yacimiento U1,3 MFB-53.

POZO	4000 pies <SH<5000 pies	NP (BN)	TIEMPO OPERATIVO (años)
MFB-702	4200	1401765	3,9
MFB-711	4569	1358816	6,7

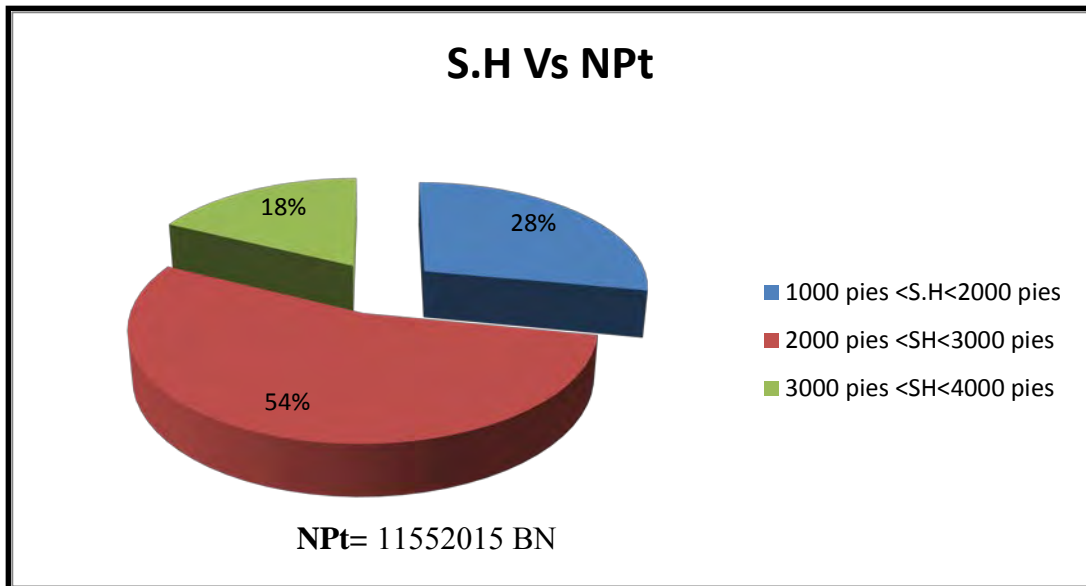
**Tabla D-5.** Pozos con Secciones Horizontales entre 5000 y 5500 pies del yacimiento U1,3 MFB-53.

POZO	5000 pies <SH<5500 pies	NP (BN)	TIEMPO OPERATIVO (años)
MFB-664	5022	2371032	5,6

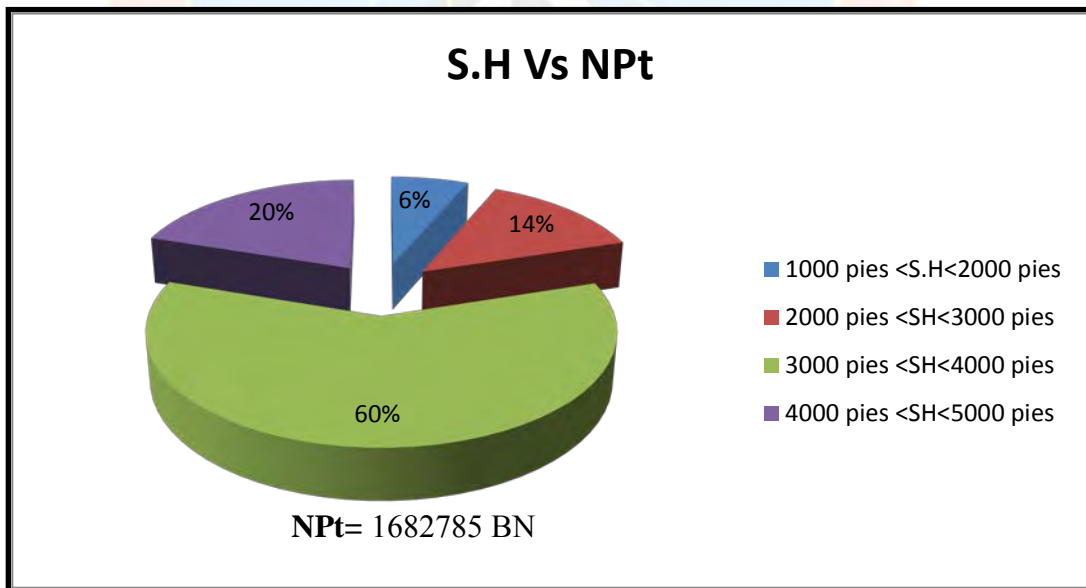


# APÉNDICE E

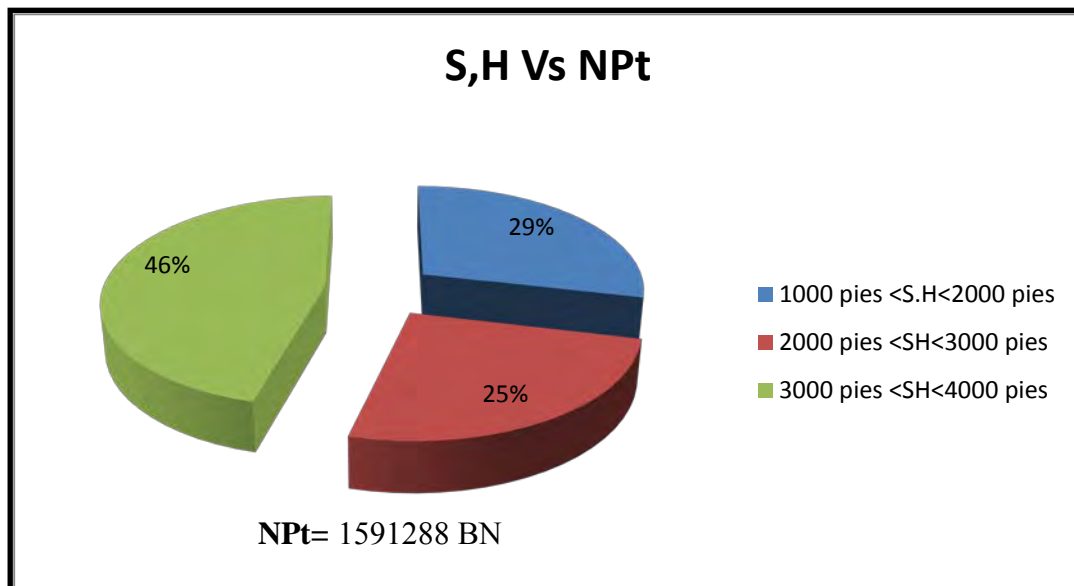
(Diagramas Circulares de la Sección Horizontal Óptima por yacimientos mediante Comportamiento de Producción).



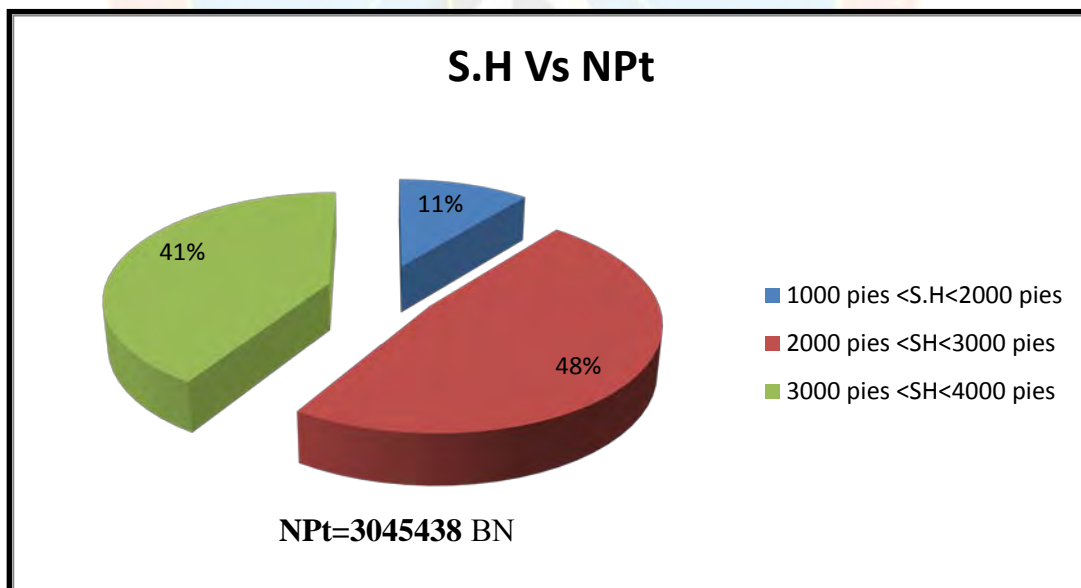
**Gráfico E-1.** Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento J3 MFA-29.



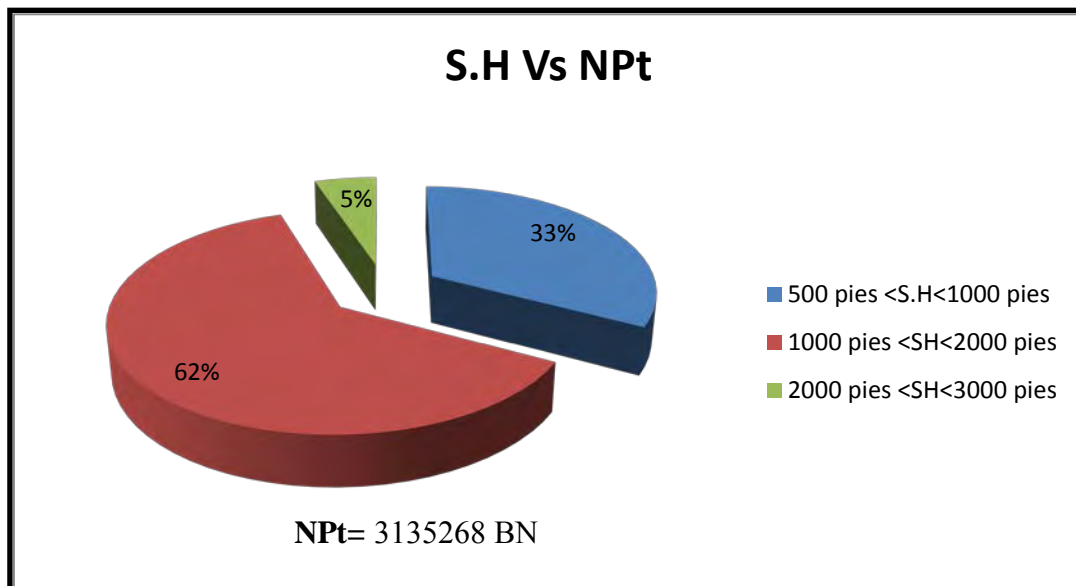
**Gráfico E-2.** Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento U1 MFA-38.



**Gráfico E-3.** Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento R2 MFB-90.



**Gráfico E-4.** Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento S5 MFB-163.



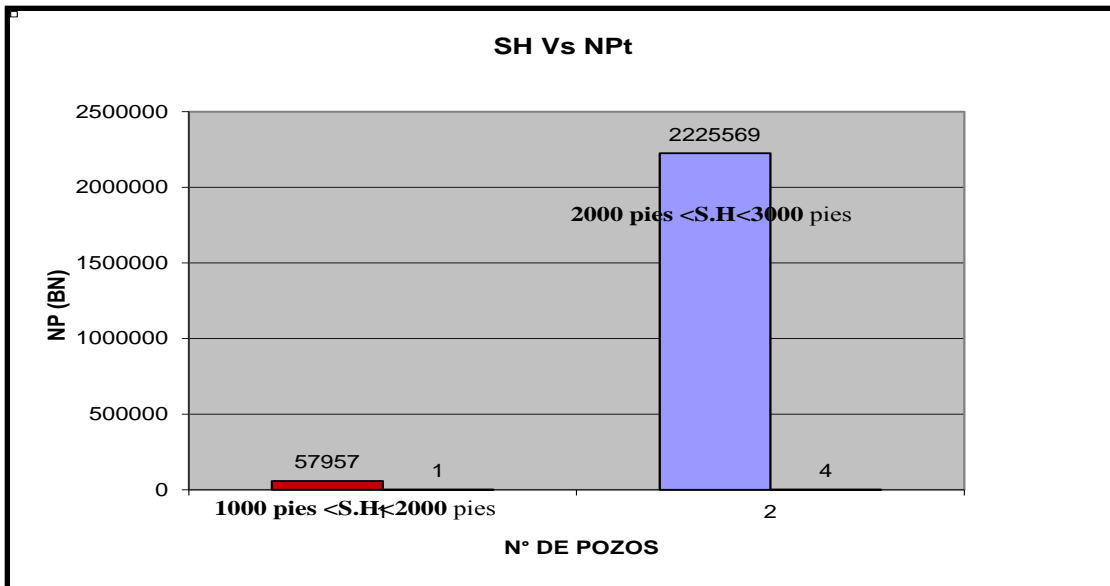
**Gráfico E-5.** Diagrama circular del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento TL MFB-15.



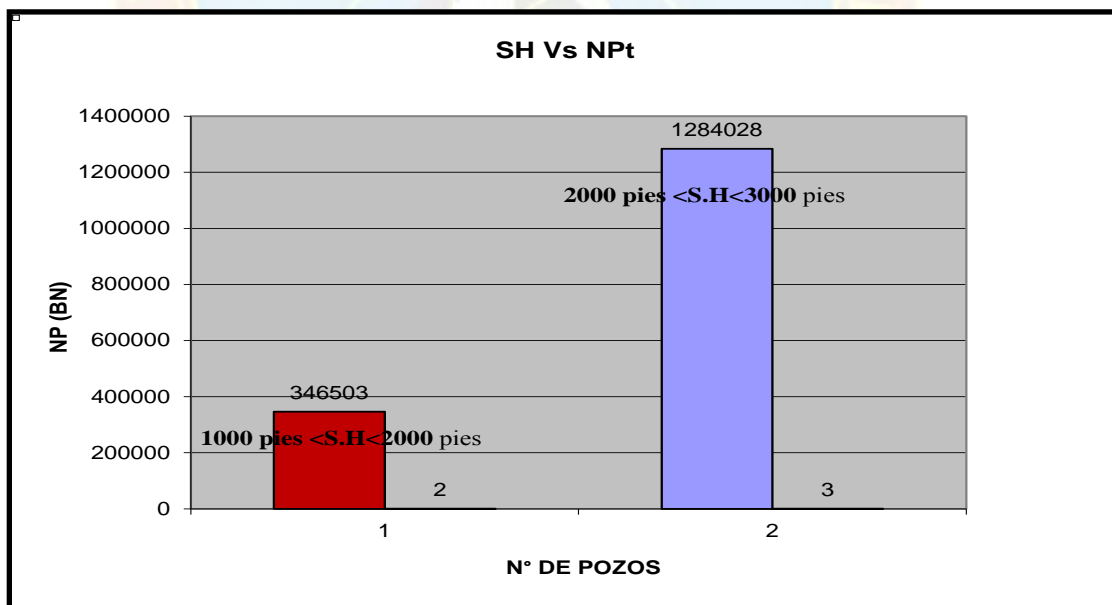
# APÉNDICE F

(Diagramas de barras del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt de los yacimientos de los Campos Bare y Arcuna).

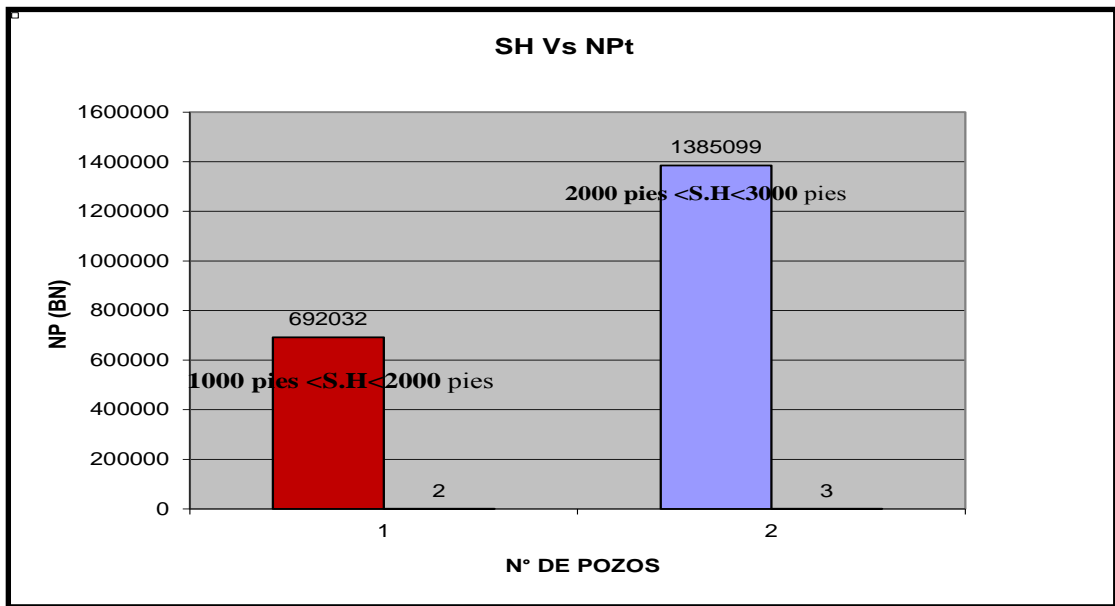




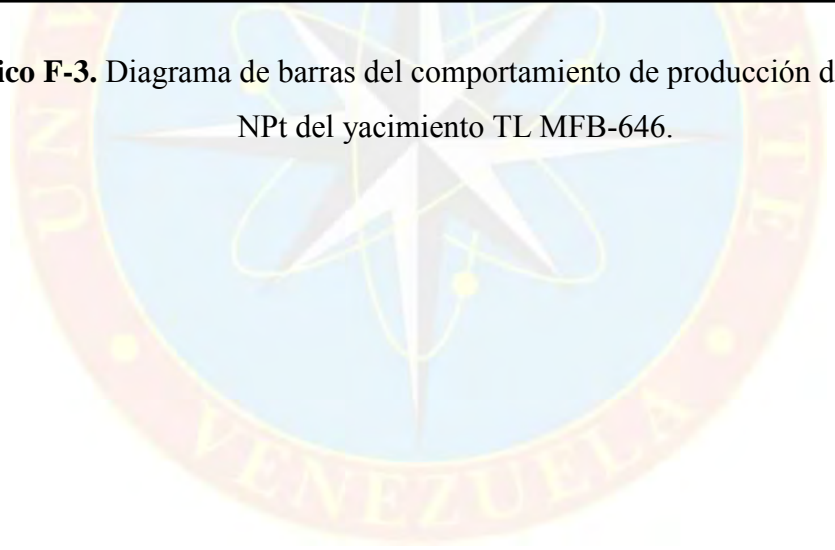
**Gráfico F-1.** Diagrama de barras del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento L3,4 MFA-13.



**Gráfico F-2.** Diagrama de barras del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento RO MFB-208.



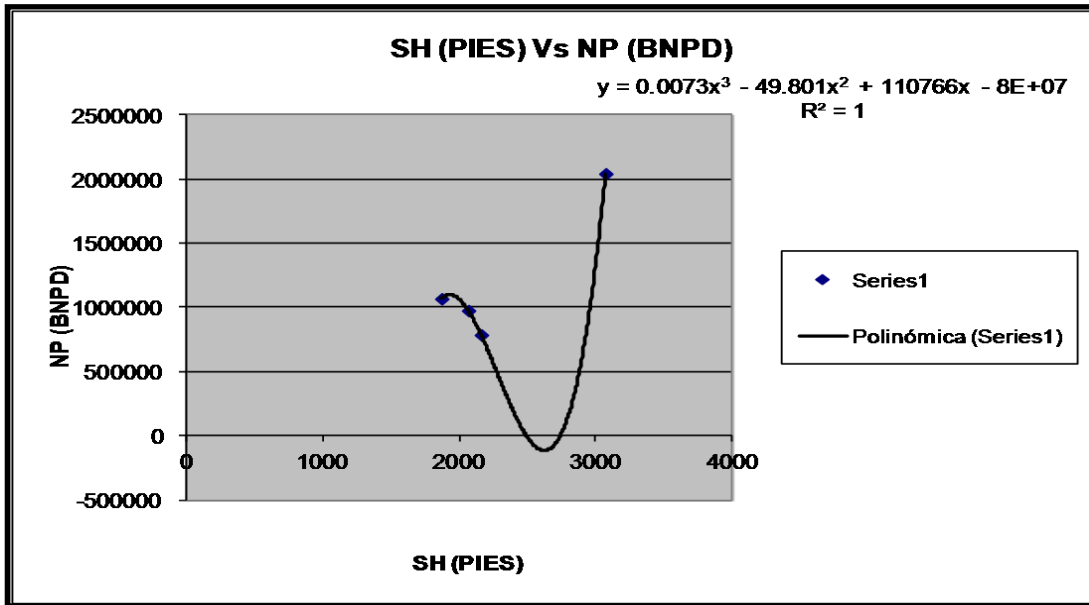
**Gráfico F-3.** Diagrama de barras del comportamiento de producción de la S.H Vs NPt del yacimiento TL MFB-646.



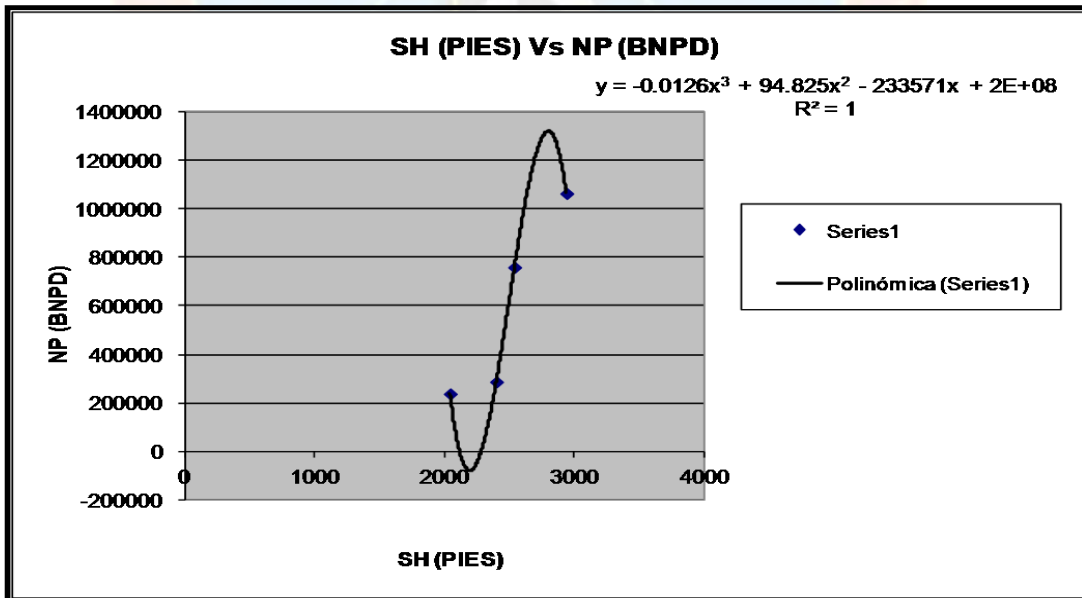


# APÉNDICE G

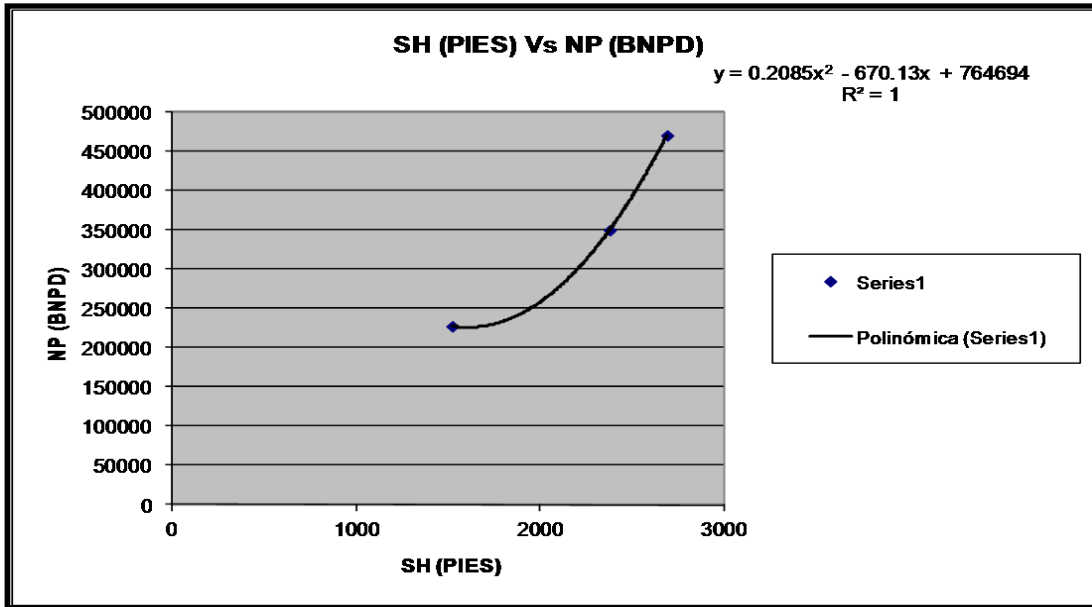
(Gráficos de la Sección Horizontal Óptima por yacimientos mediante Modelo Estadístico).



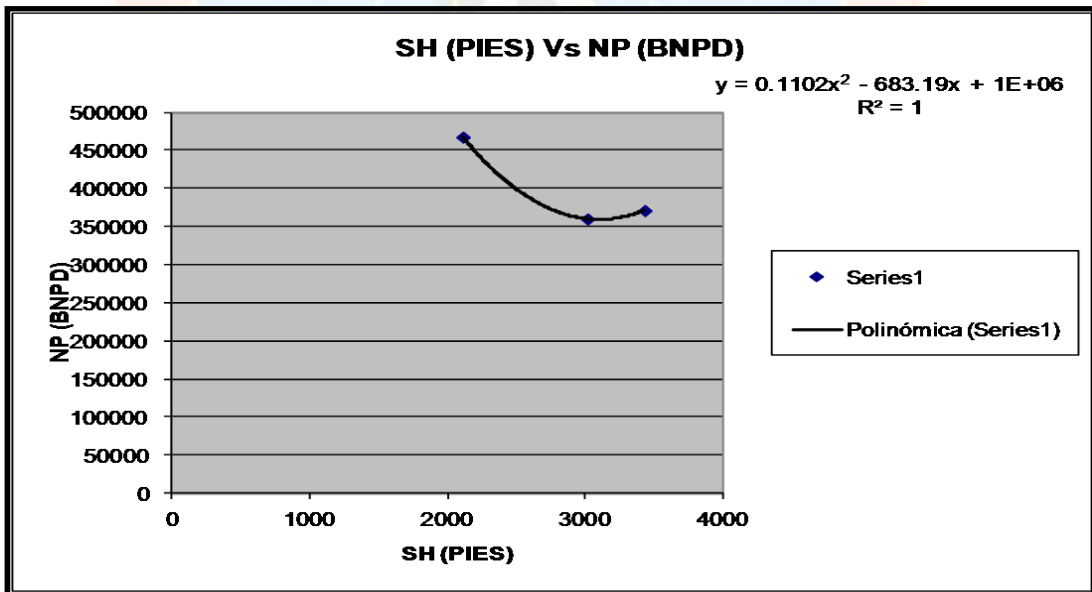
**Gráfico G-1.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento J3 MFA-29 mediante Modelo Estadístico.



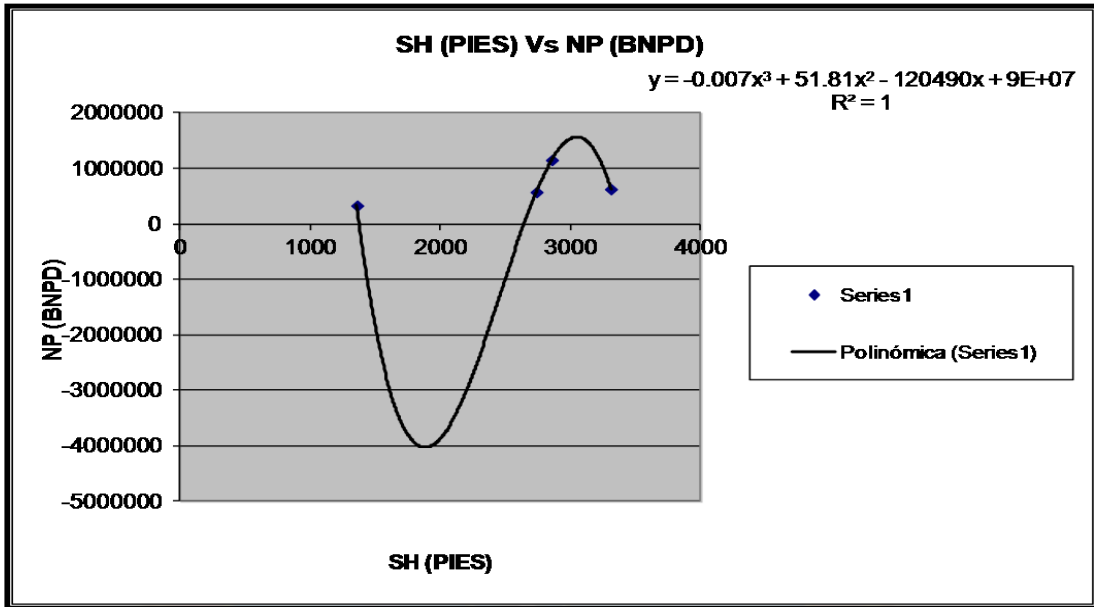
**Gráfico G-2.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento L3,4 MFA-13 mediante Modelo Estadístico.



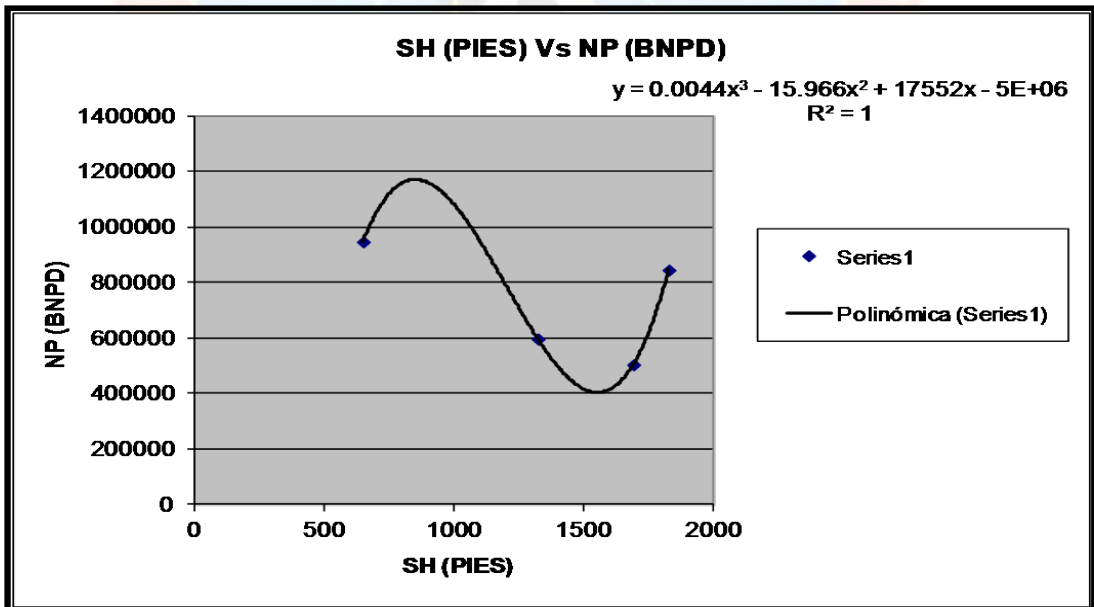
**Gráfico G-3.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento R0 MFB-208 mediante Modelo Estadístico.



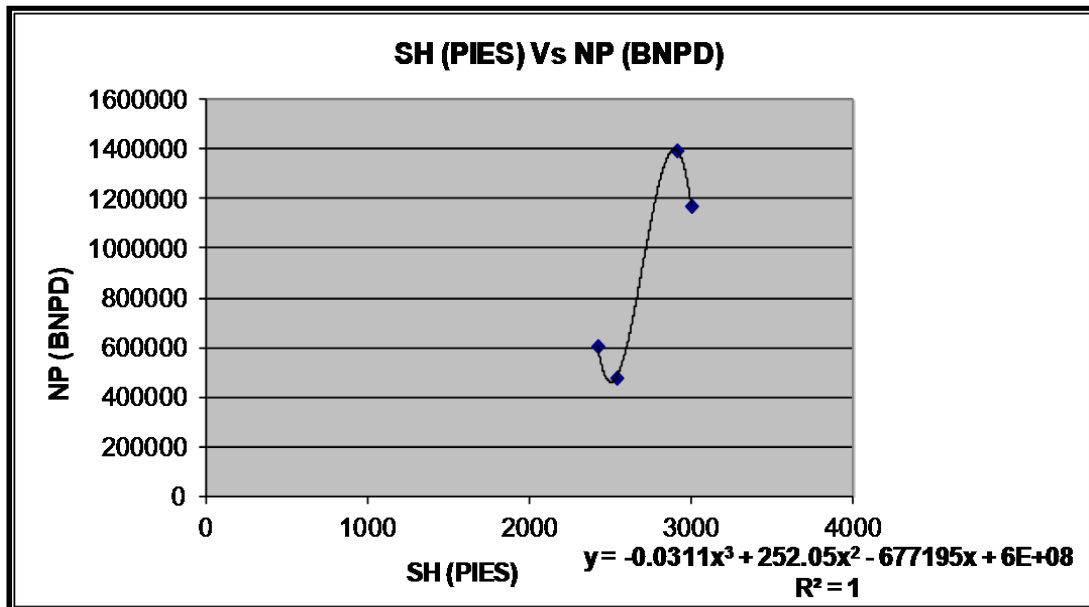
**Gráfico G-4.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento R2 MFB-90 mediante Modelo Estadístico.



**Gráfico G-5.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento S5 MFB-165 mediante Modelo Estadístico.



**Gráfico G-6.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento TL MFB-15 mediante Modelo Estadístico.



**Gráfico G-7.** Sección Horizontal Óptima del yacimiento U1,3 MFB-53 mediante Modelo Estadístico.



# APÉNDICE H

(Sección Horizontal Óptima final por yacimiento).



**Tabla H-1. Sección Horizontal Óptima final por yacimiento.**

Campo	Yacimiento	SH Óptima "Modelo de Regresión No Lineal" (pies)	SH Óptima "Comportamiento de Producción" (pies)	SH Óptima "Crystal Ball" (pies)	% de Variación (Modelo de Regresión No Lineal Vs Crystal Ball)	% de Variación (Comportamiento de Producción Vs Crystal Ball)	SH ÓPTIMA FINAL (pies)
Arecuna	J3 MFA-29	2059	2318	2125	3,2	9,1	2059<=Shoptima<=2318
	L3,4 MFA-13	2651	2550	2599	2,0	1,9	2600
	L3,4 MFA-29	2041	2100	2086	2,2	0,7	2076
	U1 MFA-38	2997	3697	3022	0,8	22,3	3010
Bare	R0 MFB-208	1897	2529	2003	5,6	26,3	1950
	R2 MFB-90	2987	3222	2973	0,5	8,4	2973<=Shoptima<=3222
	S5 MFB-163	2913	2421	2782	4,5	13,0	2848
	TL MFB-15	1116	1614	1224	9,7	31,9	1170
	TL MFB-646	2297	2619	2321	1,0	12,8	2309
	U1,3 MFB-53	2768	2696	2789	0,8	3,3	2751





# APÉNDICE I

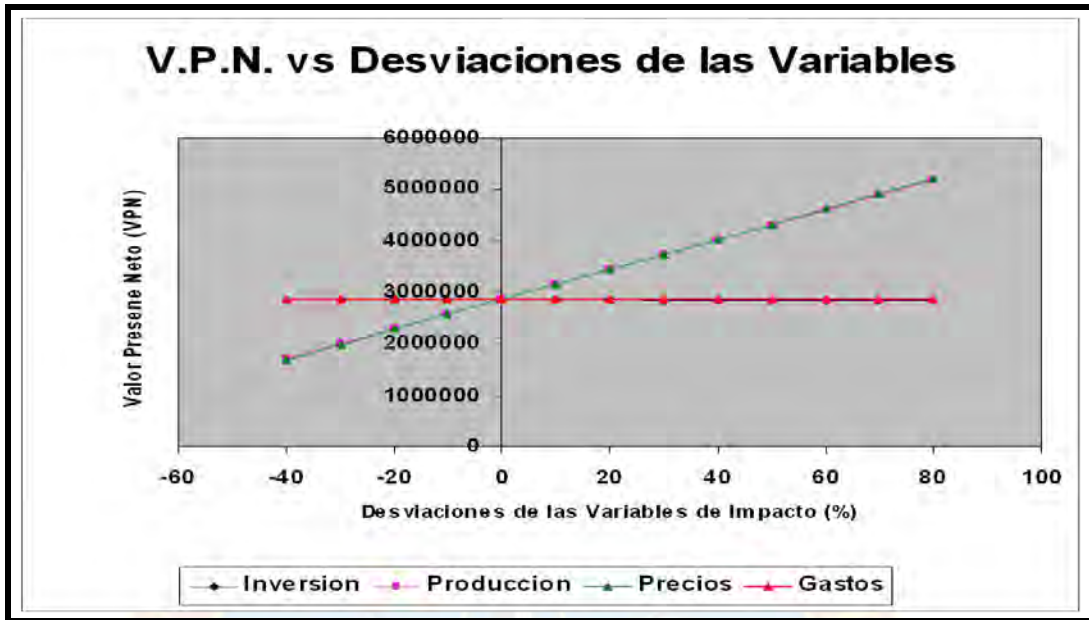
(Evaluación Económica del Plan de Explotación).

**Tabla I-1.** Premisas para la Evaluación Económica del proyecto.

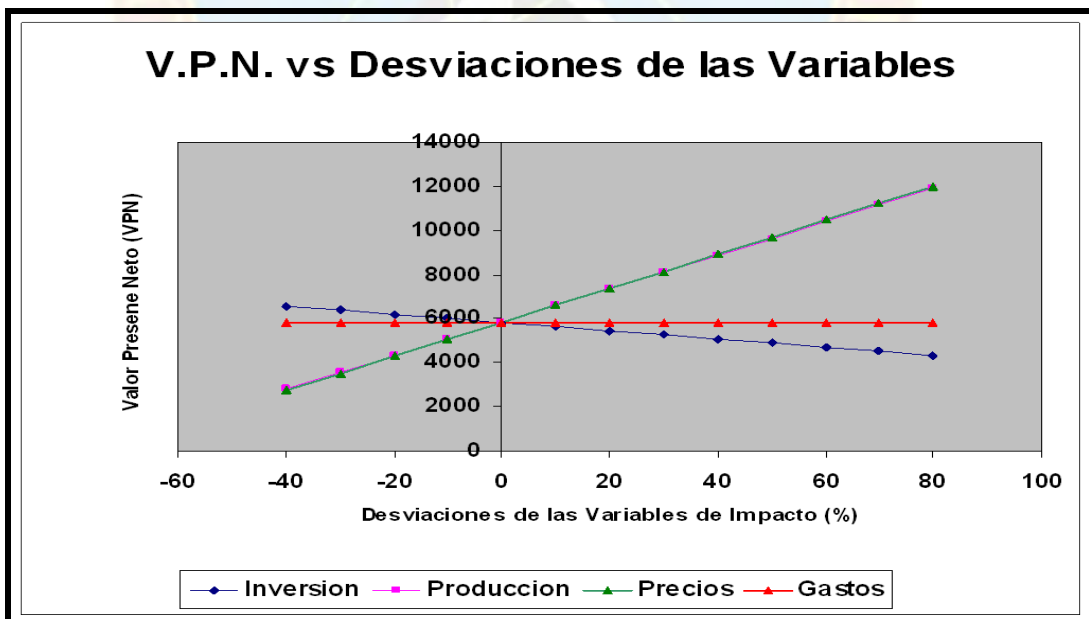
Premisas	Ponderación
Tasa Interna de Retorno (TIR)	> 15%
Eficiencia de Inversión Modificada (EIM)	> 1
Valor Presente Neto (VPN)	> 0

**Tabla I-2.** Resultados de la Evaluación Económica.

Pozo	Escenario I (S.H < 2000 PIES)	Escenario II (S.H > 2000 PIES)
VPN (M\$)	2866.2	5837.8
TIR (%)	47.81	84.42
EI (\$/\$)	49.09	2.97
TPD (Años)	0	1



**Gráfico I-1.** Diagrama Araña Escenario I Pozos con longitudes menores a 2000 pies (Análisis de Sensibilidades).



**Gráfico I-2.** Diagrama Araña Escenario II Pozos con longitudes mayores a 2000 pies (Análisis de Sensibilidades).

## Indicadores Económicos

Proyecto: Duplicado de PERFORACION POZO MFB-851

Alternativa: ESCENARIO I (POZOS CON LONGITUDES MENORES A 2000 PIES)

Año Inicio: 2011 Año Base: 2011

Año a Someter: 2011 Cantidad de Años: 20 Años

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUIK COST</b>				
Flujo Neto Descortado (VPN)	2.866.257,26	2.866.257,26	8.088.633,57	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	47.810,46	47.810,46	135.770,72	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	57,76	57,76	66,16	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	49,09	49,09	136,71	\$/%
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descortado (VPN)	2.866.257,26	2.866.257,26	8.088.633,57	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	47.810,46	47.810,46	135.770,72	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	57,76	57,76	66,16	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	49,09	49,09	136,71	\$/%
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	0,00	0,00	0,00	AÑOS

Figura I-3. Indicadores Económicos Escenario I (Pozos con longitudes menores a 2000 pies).

## Indicadores Económicos

Proyecto: Duplicado de PERFORACION POZO MFB-851

Alternativa: ESCENARIO II (POZOS CON LONGITUDES MAYORES A 2000 PIES)

Año Inicio: 2011 Año Base: 2011

Año a Someter: 2011 Cantidad de Años: 20 Años

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
<b>Resultados Económicos SUIK COST</b>				
Flujo Neto Descortado (VPN)	5.837,88	5.837,88	18.620,54	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	84,42	84,42	245,57	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	16,35	16,35	21,75	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	2,97	2,97	7,28	\$/%
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,00	1,00	0,41	AÑOS
<b>Resultados Económicos COSTO TOTAL</b>				
Flujo Neto Descortado (VPN)	5.837,88	5.837,88	18.620,54	M\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	84,42	84,42	245,57	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	16,35	16,35	21,75	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	2,97	2,97	7,28	\$/%
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	1,00	1,00	0,41	AÑOS

Figura I-4. Indicadores Económicos Escenario II (Pozos con longitudes mayores a 2000 pies).

## HOJAS METADATOS

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

<b>Título</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD HORIZONTAL ÓPTIMA DE LOS POZOS HORIZONTALES DE LOS CAMPOS BARE Y ARECUNA, MEDIANTE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN Y MODELO ESTADÍSTICO.</b>
<b>Subtítulo</b>	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
<b>SANTA CRUZ R. JEAN C.</b>	<b>CVLAC</b>	<b>C.I. 16808506</b>
	<b>e-mail</b>	jean.c.stacruz02@hotmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: “Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2”. Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Sección horizontal óptima
Longitud horizontal efectiva
Campos Bares y Arecuna

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

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

### Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

### Resumen (Abstract):

El presente trabajo tuvo como objetivo la determinación de sección horizontal óptima para los pozos perforados, en el periodo 2002-2010, en los campos Arcuna y Bare del distrito San tomé, a través del análisis de producción y de modelo estadístico. La selección de la muestra para el estudio, estuvo en función de los yacimientos más importantes para los campos Arcuna y Bare (24 pozos en Arcuna con 4 yacimientos asociados y 56 en Bare con 6 yacimientos) se procedió a determinar la sección horizontal óptima de acuerdo al comportamiento de producción. Luego se aplicaron modelos de regresión no lineal como método estadístico. En este punto se aplicaron técnicas de agrupación de datos por clases y frecuencia con las variables que influyen en el flujo de fluidos en la sección horizontal, tales como:  $k_{fo}$ ,  $\mu_o$ ,  $Q_f$  y  $\Delta p$  para determinar con más exactitud el par ordenado (x,y) que para el modelo fue (SH, NP). Las curvas que mejor se ajustaron fueron funciones polinómicas de 2do, 3er y 4to grado, a las cuales se les determinaron puntos máximos y considerando 2 parámetros de suma importancia durante la navegación de un pozo, tales como: h y Vsh, para finalmente determinar la SH óptima a través de Modelo Estadístico, estos valores fueron 2437 y 2330 pies para Arcuna y Bare, respectivamente. Para confirmar estos resultados, se utilizó el simulador estadístico Crystal Ball obteniendo: SH opt-Arcuna = 2458 pie y SH ópt-Bare= 2349 pie, es decir una variación de 5%. Finalmente, considerando un promedio de los resultados anteriores, quedó demostrado que la Sección Horizontal óptima a perforar en los campos Arcuna y Bare son **2448** y **2340** pies respectivamente.

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

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Da Silva, Alicia	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I 8.340.931
	e-mail	alicia_dasilva@cantv.net
	e-mail	
Contreras Isaac	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I 11.344.724
	e-mail	icont2005@gmail.com
	e-mail	
Belmonte José	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I 6.531.943
	e-mail	josebelmonte07@gmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	07	25

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

**Lenguaje:** spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).



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

### Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Santa Cruz.docx	OFFICE 2007(Word)

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 \_ - .**

### Alcance:

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

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

### Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniería de Petróleo

---

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magíster Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc.

### Nivel Asociado con el trabajo:

Ingeniería

---

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magíster, Doctorado, Post-doctorado, etc.

### Área de Estudio:

Tecnología (Ciencias Aplicadas )

---

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

---

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

*Estimado Profesor Martínez:*

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

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA  
RECIBIDO POR *[Firma]*  
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*[Firma]*  
JUAN A. BOLAÑOS CUMBELE  
Secretario



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

JABC/YOC/manuja

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


### Derechos:

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



---

Santa Cruz, R. Jean Carlos  
**AUTOR**



---

Ing. Da Silva, Alicia  
**TUTOR**